

国際協力事業団

マラウイ国
天然資源環境省
エネルギー局

マラウイ国

地方電化マスタープラン調査

ファイナルレポート
メインレポート

平成 15 年 3 月

東電設計株式会社

鉦調資
JR
03-022

序文

日本国政府は、マラウイ国政府の要請に基づき、同国の地方電化マスタープラン調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成13年9月から平成15年1月までの間、6回にわたり東電設計株式会社の村田孝久氏を団長とし、同社および株式会社野村総合研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、マラウイ国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本ファイナルレポート完成の運びとなりました。

このファイナルレポートが、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成15年3月

国際協力事業団
総裁 川上隆朗

川上隆朗

平成 15 年 3 月

国際協力事業団
総裁 川上隆朗 殿

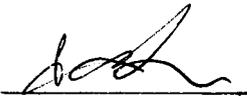
伝 達 状

マラウイ国地方電化マスタープラン調査に関する調査報告書を、ここに提出申し上げます。本報告書は、マラウイ国天然資源環境省エネルギー局をはじめ同国関係機関から表明された意見を反映させ、かつ、日本国側関係機関の助言も反映させております。

本報告書はマラウイ国の全地域における長期地方電化計画とそれに伴う事業化計画を提示しております。本計画の実現により同国民への電力供給に貢献し、かつ、村落社会の民生向上のみならず産業の生産性の向上に大きく寄与するものと信じ、マラウイ国政府が本計画の実現を最優先課題として採り上げられるよう希望するものであります。

この機会をお借りいたしまして、貴事業団、外務省、並びに経済産業省各位のご指導ご支援に心から感謝申し上げます。

マラウイ国
地方電化マスタープラン調査団
団 長 村 田 孝 久



株式会社野村総合研究所

目次

0	要旨	1
1	背景と目的	4
1.1	背景	4
1.2	調査の目的	8
2	マスタープラン作成のプロセス	9
2.1	調査の基本方針	9
2.2	電化対象の絞り込み	10
2.3	データや情報の収集	10
2.4	電化対象の電化優先順位付け	11
2.5	電化方法による費用積算	14
2.6	地方電化に係わる制度・政策面の検討	15
3	マスタープランの特徴	16
3.1	地方電化における電力需要の規模	16
3.2	電化方法	16
3.3	資金問題 2020 年に至るフェーズ別の電化所要投資額と電化対象数	17
3.4	電化推進体制のあり方と課題	19
4	提言	28
5	付属資料	30

図表目次

図 1	電化投資額と電化対象となるトレーディングセンターの数.....	2
図 1-1	マラウイにおける地方部と都市部の格差.....	7
図 2-1	フェーズ 5 における電化対象トレーディングセンター位置図.....	13
図 3-1	電化投資額と電化対象となるトレーディングセンターの数.....	18
図 3-2	地方電化事業運営に対する補助構造.....	25
表 2-1	電化方法の選択肢.....	14
表 3-1	電化方式の評価結果.....	17
表 3-2	地方電化プロジェクトの事業モデルとその可能性.....	22
添付表 3-1	未電化トレーディングセンタの電化方法と電化工事費用 1/11 ~	31
添付図 3-1	小水力ポテンシャル調査の実施地点図.....	42

要旨

マラウイが抱えている様々な困難のなかで、最大の問題は貧困である。貧困の原因はさまざまあり、一つの方法で解決できるものではない。貧困問題の解決策は、一般的には教育の普及、社会開発である。現在、マラウイにおけるインフラは、これらの計画やプログラムをすすめるうえで、あまりにも未整備である。

電力の供給もそのようなインフラ整備の重要な柱の一つであり、電化率を見ても明らかなように、地方部の遅れは目を覆うばかりである。マラウイ国全体の電化率は 4%にとどまり、都市部においても 20%にすぎない。都市部の 20%という数字すらきわめて低いものであるが、地方部の電化率に至ってはわずか 1%にも満たない。

もちろん、政府としてもそのような状況をただ座して見守ってきたわけではない。1980 年代と 90 年代前半まで地方電化を推進してきた国有電力会社(ESCOM¹)に代わり、1995 年からは政府が直接地方電化の責任を負い、計画作りと資金調達を行うという体制を敷いた。しかしながら、このきわめて低い電化率を考えれば、現在直面している貧困からいち早く脱却し、経済開発を軌道に乗せるためにも、国の電化を戦略的かつ加速度的に進めていくことが強く求められている。

ここで提言するように、今後の地方電化は、社会的・経済的な波及効果の最も期待できる地方部にあるトレーディングセンター²に電化対象を絞り、継続的なプログラムを繰り返すことで、国の電化率を高めていくことが最も効果的である。

現在、政府が進めているフェーズ 4 の地方電化プログラムに続いて、その後も、フェーズ 5、フェーズ 6 と矢継ぎ早に地方電化事業を継続していかねばならない。一つのフェーズで 27 のディストリクトから二カ所ずつ、すなわち一度に 54 カ所のトレーディングセンターを電化し続けるならば、11 回のフェーズを繰り返すことで、国内にある 249 カ所全ての未電化トレーディングセンターの電化を達成することができる。

これに要する総投資額は 4700 万ドルに及ぶ。とりわけはじめの三つのフェーズ 5 から 7 が最も重要であり、これを終了すれば全電化対象の 60%の電化を達成することができる。

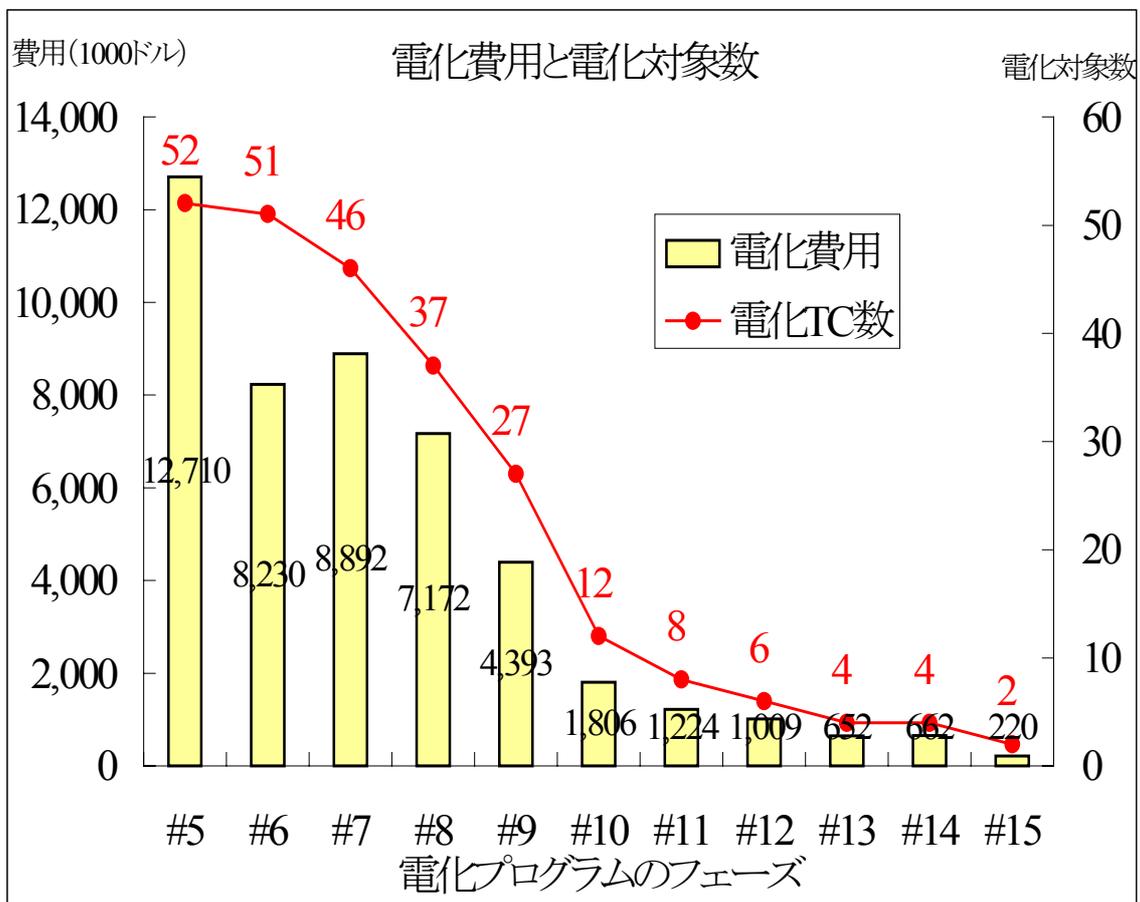
しかし、これだけの投資を続けるには、政府としても強い決心と、そのための体制の整備が必要となる。現状のフェーズ 4 の電化プログラムでは、確かに電化計画の策定と資金の調達は政府が責任を持って行っているが、実際の設備建設や維持管理³の段階では、委託という形を通して ESCOM に依存せざるを得ない状況が続いている。

¹ Electricity Supply Commission of Malawi, 1998 年以降、Electricity Supply Corporation of Malawi Limited

² トレーディングセンターとは、いわば地域の住民がよく集まる場所であり、そこには公共施設、主食となるトウモロコシの製粉所、様々な個人商店などの施設が集まっている

³ Operation and Maintenance

その理由は、現状で電気事業を実施する能力のある主体者が ESCOM に限られているためであるが、今後実施していかねばならない 11 回にわたる次期以降のプログラムのフェーズを継続していくためには、建設と運営管理を ESCOM だけに依存し続けることには無理がある。



(出所) JICA 調査団作成

図 1 電化投資額と電化対象となるトレーディングセンターの数

このような体制面での課題を解決するには、現在政府が進めている電力構造改革を推進することで電力市場への参入者を増やし、電気事業の形態を現在の ESCOM 一社体制から、配電会社、独立した小規模なエネルギーサービス会社(ESCO⁴)、さらには住民で組織する電化組合のような多様化した体制に変えていかねばならない。さもなければ、事業環境条件が大きく異なる個別の電化プロジェクトに柔軟に対応することが、現実問題として難しいものとなる。すなわち、地方電化プログラムを成功させるためには、現在、政府が計画する電力構造改革を推進することが、制度整備の面での重要な要件である。

このような、地方電化に携わる事業者の多様化とともに、政府が考えなければならない点は、地方電化に対する補助のあり方である。現在の地方電化の枠組みでは、政府が設備の建設資金を調達し、建設事業を ESCOM に委託し、完成した設備を ESCOM に移転することで維持管理を実

⁴ Energy Service Company

行しようとしている。しかし、すでにこの方法は ESCOM にとって有形無形の負担(とりわけ、間接的なコスト負担と人的な負担)が出始めており、近い将来、これらの問題が顕在化してくることが十分予想される。

従って、地方部における所要のレベルへの電化の達成には、必要な資金が調達されなければならない。これは、電力セクターにおける継続的な構造改革や、円滑で継続的なマスタープラン実施を保障するための様々な資金源を絶えず確保する努力が必要となる。さらに、DOE の人材育成に必要な資金の確保やその他必要な対応策との連携も進めなければならない努力の一つである。

1 背景と目的

1.1 背景

(1) 地方電化の重要性

開発途上国における地方電化事業は、他の社会インフラと同じように、ユニバーサルサービスの一つとして、国の電力開発の中に組み込まれてきた。また、地方部に住む人々の民生向上の一手段としても進められてきた。地方電化事業は、都市部の発展から取り残されつつある地方部の住民に対するベーシックヒューマンニーズ⁵に基づく社会開発の一手段でもある。地方電化事業の推進を通して電気へのアクセスが容易となることにより、住民の日常生活の向上、個人レベルでの所得の誘発や収入の増加、および副二次的な利益として、地域経済の変革や活性化、さらには、公共サービスの改善が達成される。

確かに、電化のみで一意的に地方開発が達成されるものではないが、それを達成するための重要な一要素であることに間違いはない。貧困に基づく地方部の様々な問題を解決するためには、他の社会開発あるいは産業開発プログラムと地方電化を連携させることで相乗的な効果を生み出すことが必要である。

マラウイ政府策定の「ビジョン 2020」においては、地方電化も含めたインフラ開発の必要性を強く指摘している。このビジョン達成のため、マラウイ政府は貧困削減戦略⁶を採択し、このなかで優先課題の一つとして電気へのアクセスを掲げた。このため政府は、貧困層の持続的な経済発展、人的資源の開発、貧困層の生活水準の向上を全ての国家戦略基盤においている。

さらに、このような政策課題を解決するためには成長のための環境整備、とりわけ地方部のインフラ整備を急がねばならない。2000 年末現在、人口の 4%しか電気にアクセスできない。このうち、都市部人口の 30%が、また地方部人口では 0.5%が電気にアクセスできにすぎない。この電化率から容易に想像できるように、マラウイの社会的、経済的開発のレベルはまだきわめて低い状況にある。

地方電化の主目的は、電気の供給によって農業を基盤とする小規模な産業の成長を達成し、かつ雇用機会を創出することにより貧困削減を図ることである。

(2) 地方電化の経緯と現状

マラウイでは、これまでに先進国からの資金援助に基づいて、国有マラウイ電力会社が地方電化を推進し、過去三回にわたる地方電化プログラム(フェーズ 1~3)を実施した。しかし、この地方電化に要するコストが ESCOM にとって大きな財務負担となりはじめ、他方

⁵ Basic Human Needs

⁶ Malawi Poverty Reduction Strategy Paper

で、ESCOM は企業として、生産性の向上、電力供給サービスの向上、財務収支の達成を政府から求められるという、別の経営問題を抱えていた。この結果、ESCOM の財務負担で、これ以上の地方電化を続けることは難しい状況に陥った。

このような地方電化を巡って ESCOM が抱える問題を解決するために、政府は ESCOM の事業から地方電化を切り離し、都市部や都市周辺部での電化とサービスの向上に専念させることにした。

1995 年、政府は地方電化の推進を天然資源環境省 (MNREA⁷) エネルギー局 (DOE⁸) の責務とすることを決定した。配電システムの延長 (オングリッド方式) や小水力や太陽光のような再生可能エネルギーを利用した分散型電源の導入 (オフグリッド方式) を進めることで、地方電化を推進することとした。

地方電化政策

政府は 1990 年代後半から、エネルギー政策の見直し、電力セクターの改革を進めようとしており、そのような体系的な法制度改革のなかで、整合性をとりながら地方電化を進めつつある⁹。同時に、地方電化事業を支援する法的な枠組みを整備するための地方電化法案も起草中である。

地方電化の現状

DOE は、現在、オングリッドおよびオフグリッド方式の電化により、フェーズ 4 電化プログラムを進めている。

これは、国全体で 53 地点の電化を進めるものであり、原資として石油製品に対する課税と日本政府の債務救済無償の資金が使われた。

オングリッド方式による電化プログラム

フェーズ 1: ESCOM が 1980 年から 1989 年にかけて 13 のディストリクトセンター (District Center) の電化を行った。この資金は、アフリカ開発基金 (ADF) のソフトローンと ESCOM の自己資金を使った。

フェーズ 2: 北部地区にある出力 4.5MW のウォーベ (Wovwe) 小水力発電所の建設および約 212km に及ぶ送電線 (66kV) と配電線 (33/11kV) の敷設が行われた。北部の 4 地域へ電力供給が行われている。資金は、ドイツの KfW と ESCOM の資金を使った

フェーズ 3: この電化プログラムでは、中央地域に残る未電化のトレーディングセンターとタバコ生産地区が対象であった。資金は、スペインのソフトローンが充てられた。

フェーズ 4: ESCOM が実施した第三フェーズまでの配電線拡張事業に続く形で、天然資源環境省エネルギー局 (DOE) が現在第 4 フェーズの配電線延長プログラムを進めている。ここでは 1 ヶ所のトレーディングセンターと 5 ヶ所の中学校が選定された。これに続き、2001/02 年度には 42 ヶ所のグロス・センター、トレーディングセンター他のセンターが選定された。資金は、日本政府の債務救済無償資金とエネルギー基金を原資とするマラウイ国政府の自己資金が充てられている。

⁷ Ministry of Natural Resources and Environmental Affairs

⁸ Department of Energy Affairs

⁹ 政府にとって地方電化だけがエネルギー分野や電力分野の政策課題ではない。国のエネルギー資源の開発・利用、エネルギー産業の振興など全てを国家戦略として進めるために、その基本となるエネルギー政策白書、電力セクター改革戦略といった政策書を発表している。

これらの努力にもかかわらず、マラウイにおいては、ビジョン 2020 で唱われている目標の達成と、貧困削減という政府課題の克服のための地方電化実施という点では、未だにたくさんの課題を抱えている。

(3) 地方電化の課題 (図 1-1 参照)

a) 長期マスタープランの欠如

国全体の長期的な地方電化計画が存在せず、それに基づいた地方電化プログラムが実施されてこなかった。このことが、受益者が電力利用の計画を立てることを難しくさせて来た。マスタープランの欠如は、様々な階層の人から出てくる様々な要求に対して、場当たりの対応しか出来ないという結果を招いている。

b) 資金源の不足

電化の進捗が遅れている原因の一つには、電化プログラム実施のための資金不足があげられる。これが、4%の電化率を大きく改善するという政府の目論見を失敗させることにつながっている。

c) 低電気料金のため低投資回収

電気料金は、長期限界費用に比べて低く設定されており、都市部に比べてはるかに高い地方電化のコスト回収を難しいものになっている。地方電化プログラムの進捗が ESCOM の財務負担を増大させ、このことが ESCOM の地方電化推進の意欲を萎えさせる結果を招いている。

d) 人口

地方部に居住する人口は約 85%を占め、電気に到達可能な人は 0.5%にすぎない。このため、電化率を向上させることで生産性、教育水準、医療サービス、および生活レベルの向上をねらって社会経済の発展を達成することが大きな課題となっている。

e) 地方部における不衛生エネルギー資源の利用

灯油¹⁰や薪といったクリーンでないエネルギーの使用は、健康や環境にとって有害である。

国家持続的再生可能エネルギープログラム

プログラムは、太陽光、風力、バイオガスプロジェクト、バイオマスブリケットプロジェクトといった技術の普及から、制度作り、技術センター作りなどさまざまな分野に広がる。したがって、再生可能エネルギーによる地方電化はその一部である。資金は UNDP、DANIDA (2002年2月撤退)、世界環境基金(GEF)、日本の外務省やプラント協会などのさまざまな機関から提供されている。

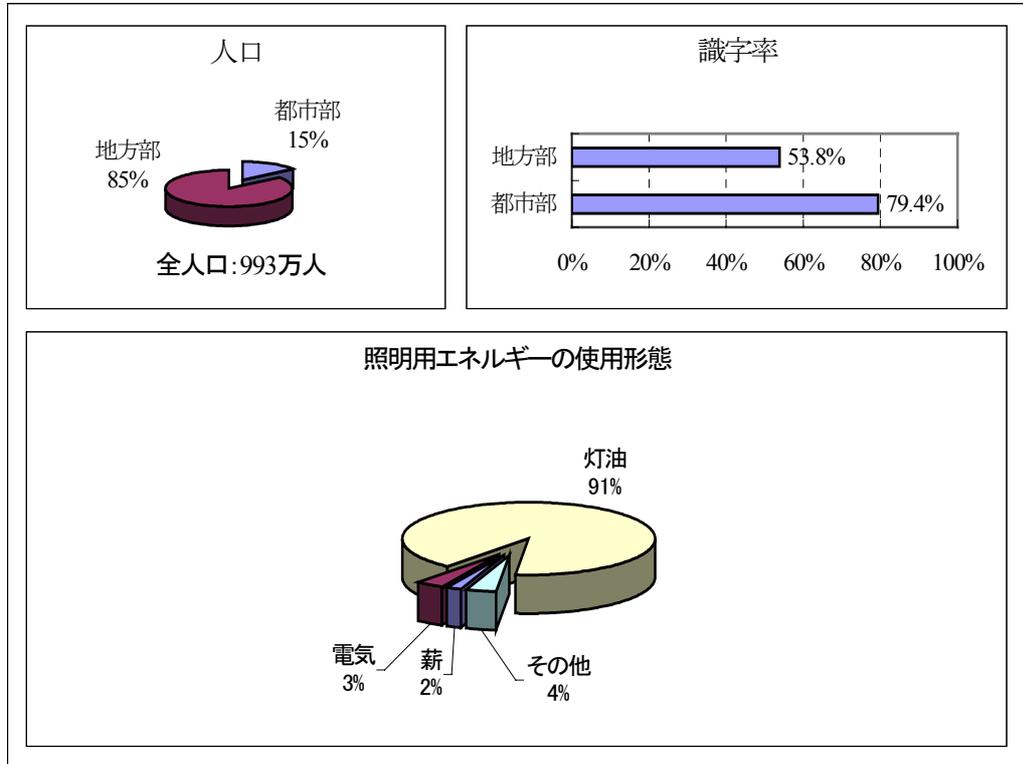
プログラムの中で進められる個々のプロジェクトの資金源はそれぞれ異なり、相互のプロジェクトが直接的に結びついているわけではない。

プログラムは NSREP ステアリング委員会により運営されているが、これは政府機関として特定の組織を持つものでなく、DOE が事務局となり、関係する援助機関、政府機関、教育機関、そして民間からの代表者の参加の下で構成されている。

個別の再生可能エネルギープロジェクトはその資金源ごとに実行されており、ステアリング委員会が実施権限を持って進めるものではない。

¹⁰ マラウイでは、灯油はパラフィンと呼ばれている。

照明用エネルギー源としての灯油の利用は全体の 91%を占め、電気による照明は僅か 3%である。地方電化の推進により、より安全で、かつより健康に優しいエネルギーへの転換を達成することが可能となる。



(出所) 政府統計に基づき JICA 調査団作成

図 1-1 マラウイにおける地方部と都市部の格差

マラウイにおける電化による社会的・経済的問題の解決事例

- 1 進級・進学試験合格率の向上:** 電灯照明の無いセカンダリースクールの進級・卒業認定試験は、およそ 30%にすぎないが、電灯照明のあるスクールでは 80%にも達している。この結果、大学進学へ必要な卒業認定が得やすく、就職する場合にも、卒業認定があれば有利となる。
- 2 ワクチンの保存:** 医療分野では、ワクチンの保存に灯油を使ったパラフィン冷蔵庫が使用されている。しかし、灯油の入手は、市場価格が高いため、ワクチンの保冷のために独立型の電源を設置している診療所がいくつか建設されている。
- 3 森林伐採の抑制:** マラウイでは、薪の原料となる木の伐採が原因となり森林資源が急速に減少している。南部地域では森林の伐採が特に著しく、禿げ山は至る所に見られる。その結果、森林の保水力低下により降雨による洪水被害起きている。これらの問題を解決するために、政府は電気を含む近代的なエネルギーの導入を促進しようとしている。

1.2 調査の目的

上記の課題に対して、マラウイ政府は戦略的かつ加速的に地方電化を進めるためには長期的な観点から電化計画を策定する必要があることを認識した。このような認識に基づき、政府は本マスタープラン調査の実施を決定した。その目的は、以下のとおりである。

- 電化対象地点選定順位と最適な電化手法のクライテリアの設定
- 電化対象地点の選定
- 設定されたクライテリアに基づく選定電化対象地点の電化優先順位付け
- 制度と組織の枠組みの提案
- 所要費用の推定
- 2020年までの長期実行計画の策定
- マスタープラン見直しのため DOE への技術移転

2 マスタープラン作成のプロセス

2.1 調査の基本方針

本調査を実施するにあたり、5つの基本方針を決めた。それらは、次のとおりである。

基本方針1： 経済的な便益を最大にすることを優先する。

政府は2020年における国の電化率目標を30%と定めている。現状の低い電化率を鑑みれば、この目標を達成するためには、加速的なプログラムの実行が必要となる。すなわち、地方電化計画としてできる限り電化の効果が見に見えるものに行わなければならない。

このため、本調査では、経済活動のレベルに基づいて最も電気を必要としている地点を優先的に選定しなければならない。すなわち、より経済活動の高い地点が、電化について高い優先順位を手にする。

基本方針2： 電化プログラムフェーズの継続性を確保する。

過去、三つのフェーズを通して地方電化プログラムを実施してきたものの、現在の電化率は依然として低く、0.5%以下にとどまる。

その理由の一つとして、資金的な制約が大きく、フェーズとフェーズとの間がうまく繋がっていかなかったことがあげられる。今後の地方電化実施にあたっては、一つのフェーズが次のフェーズに繋がり、電化事業として連続性を保ちながら拡大していくようなプログラムを組み上げていかねばならない。

基本方針3： 電化事業を持続可能¹¹なものにする。

電化のための設備を建設し、それを維持管理していくうえで、あくまでも事業として持続的に運営できるものでなければならない。そのためには、プログラムあるいは個別のプロジェクトについて、事業の経済性が十分検討されなければならない。とりわけ、コスト効果の点で最適な電化技術の選定、所要コストと資金の規模の明確化、資金の調達方法、電化コストを回収するための料金水準と受益者の支払い能力、などを明確にしておく必要がある。

基本方針4： 再生可能エネルギーの利用を促進する

化石燃料系エネルギー資源に乏しいマラウイでは、できる限り再生可能エネルギーの利用が望まれる。この点で、比較的賦存量の期待できる小規模な水力、あるいは太陽光の利用の可能性を追求する必要がある。

基本方針5： DOEの人材育成と技術移転を進める

¹¹ Sustainable

今後、地方電化マスタープランに沿って地方電化を進めていくために、本調査の実施を通して DOE 人材の育成と技術移転を行う必要がある。

2.2 電化対象の絞り込み

第 1 の基本方針に基づいて、地方電化の対象は、社会経済活動が活発な地点を優先するものとした。このような理由により、マスタープランでは、公共施設が多く存在し、かつ経済活動が集中するトレーディングセンターを電化の対象とした。

マスタープラン調査初期の段階において、電化対象トレーディングセンターを選定する際には、ディストリクト間の公平性を追求することが決められた。これは、ディストリクトの地理的な位置や政治的な圧力により差別されないようにするためである。この目標を達成するために、すべてのディストリクトは全く同等に扱われ、また電化プログラムの各フェーズにおいて一つのディストリクトから平等に 2 つのトレーディングセンターを選定するものとした。

このような手順を取ることで、選定に際してトレーディングセンター間の競争はディストリクト内のみにとどまり、ディストリクトをまたがってトレーディングセンターが競争することはない。また、電化に際して最大の経済的な便益を得るため、社会経済活動がより高いトレーディングセンターほど、電化優先順位が与えられる。

2.3 データや情報の収集

電化対象地点を選定した後、電化優先順位と電化方法を決めるために、電化候補地点において所要のデータや情報が収集された。

(1) 村落社会経済調査

電化対象となる未電化トレーディングセンターにおいて、需要規模の大きさ、需要密度の高さ、電気のニーズの高さや電気の希望利用形態などを把握するため、インタビューやアンケートにより社会データや経済データを収集した。また、既電化のトレーディングセンター地点での需要規模の大きさ、需要密度の高さ、電気の利用状況や電化後の電力需要の伸びなどについてもデータを収集した。一方、国家の人口、所帯の数、家屋の数、照明や調理のためのエネルギー消費形態などのマクロデータについては、国家統計局¹²の統計を使用した。

トレーディングセンターによく見られる施設

トレーディングセンターとはいわば地域の住民がよく集まる場所であり、そこには以下のような様々な施設が集まっている。

- 公共施設： 病院や診療所、学校、郵便局、警察、教会、孤児院、出入国管理事務所など
- メイズミル： マラウイ国民にとって主食となるトウモロコシや芋(キャッサバ)を粉にする製粉機の設置してある場所
- 個人施設： 食堂、家具屋、バッテリー修理・充電・販売店、雑貨店、飲料販売店

¹² National Statistical Office

(2) 配電線調査

過去の地方電化プログラム(フェーズ 1~3)や現在実施中のフェーズ 4 プログラムにおいては、基本的にオングリッド方式、すなわち既設の送配電線の延長が進められてきた。今後の電化プログラム(フェーズ 5 以降)においても、オングリッド方式が主たる電化方式となることが予想されており、未電化地域へのオングリッド方式適用の可能性を把握するため、既電化ならびに未電化地域において調査を行った。

調査の目的は、既存の ESCOM 配電線の位置、未電化トレーディングセンターへのルートや距離を知ることであった。同時に、ESCOM 配電線と電化対象との間の存在するさまざまな障害も調査した。

(3) 小水力ポテンシャル調査

本調査では、電化方式としてオングリッド方式に限るのではなく、オフグリッド方式も検討の対象に含めた。マラウイにおける地理的な条件や枯れることのない河川を対象に小水力ポテンシャルの調査を行った。

具体的には、まず、本調査で対象となった全ての電化対象の未電化トレーディングセンターに対して、地形図及び水文資料を利用して机上検討(マップスタディ)を実施し、その未電化トレーディングセンター近傍における小水力ポテンシャルの有無を推定した。この机上検討により小水力ポテンシャルの存在が推定された 35 カ所の地点については、現地踏査を実施し地点状況を十分調査・確認した上で、ポテンシャルの有無及び利用可能規模を判断した。

2.4 電化対象の電化優先順位付け

(1) 電化優先順位を決めるための指標

選定した電化対象の優先順位付けを行うために、マーケットフィーがクライテリアとして使われた。これはマーケットフィーが各トレーディングセンターにおける社会経済活動の大きさを表しているという事実に基づいている。

これらの社会的な活動や経済的な活動を示す指標としては、地域の人口数や一般家屋数もあれば、病院、学校、教会、郵便局、交番といった公共施設の数などがあげられる。

一方、住民の日常生活を考えれば、主食のトウモロコシの粉を作るメイズミル施設の数、あるいは商店の規模や売上げの大きさを示す公設市場の使用料金(これは、マーケットフィーと呼ばれる)も重要な指標となる。

マーケットフィーとは

マーケットフィーとは、農作物生産者が、地方政府(行政単位としてディストリクトと呼ぶ)が設営した公設の市場において物品を販売する時に、施設使用料として支払う料金のことである。

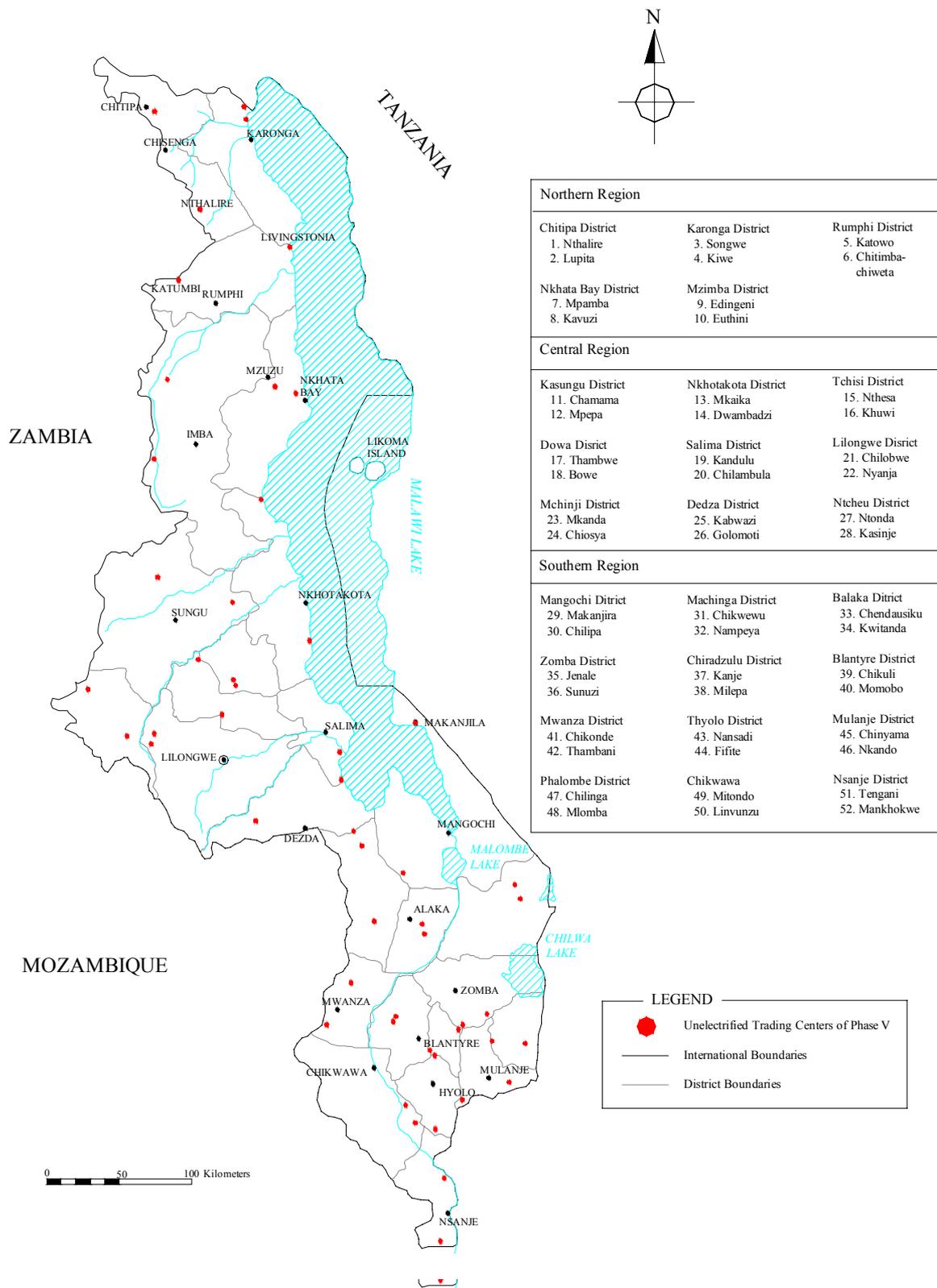
ディストリクト政府は、この徴収料金を毎月集金して中央政府に納めている。

しかしながら、これらのデータを収集し、詳細な分析と検討を行った結果、全てのトレーディングセンターについて全てのデータが揃っているわけではなく(というよりもかなりの欠損が見られた)、また個別に精査するとデータそのものの信頼性に疑問のあるものも見られた。

このような理由により、トレーディングセンターの電化優先順位を決める指標としてマーケットフィーを使うものとした。すなわち、このマーケットフィーの大きさが電化優先順位を決めるクライテリアとなった。

(2) 地方電化プログラムフェーズ 5 におけるトレーディングセンター

上記の枠組みに従って、調査団は、国全体で 249 カ所ある未電化トレーディングセンターの電化優先順位を決め、その結果を電化プログラムのフェーズに分けていった。フェーズ 5 からフェーズ 15 を Fig. 3 - 1 に示した。地方電化プログラムの一つのフェーズがどのようなものとなるかを示すために、一例としてフェーズ 5 の電化対象として選定された 52 のトレーディングセンターを Fig. 2 - 1 に示した。(フェーズ 5 においても、本来であれば 27 ディストリクトから二つのトレーディングセンターを選ぶので、電化対象は 54 カ所となるはずである。しかし、リコマディストリクトが既に電化されてしまったため、ここを除く 26 ディストリクトが対象となり、トレーディングセンターの総数は 52 となった。)



(出所) JICA 調査団作成

図 2-1 フェーズ 5 における電化対象トレーディングセンター位置図

2.5 電化方法による費用積算

(1) 電化対象となるトレーディングセンターの電力需要の想定

電化対象となるトレーディングセンターを選定した後、次に行わなければならない作業は潜在的な電力需要の推計である。これは電化プログラムを進める際に、供給する電力の量を決定する、すなわち電化事業の規模を把握するうえで、必要な予測作業である。ここでは 2020 年を目標年次において、一つのトレーディングセンターで見込まれる電力需要を推計した。

この予測を行うために、それぞれのディストリクトにあるすでに電化されているトレーディングセンターの電力消費の実態を調査した。この実態調査のなかでは、公共施設、店舗、メイズミル、さらには一般家屋といった需要家ごとに、使用している電気製品の種類、電気の使用時間といったデータを集め、電力需要に影響を及ぼすパラメータを統計的に分析した。

この結果、トレーディングセンター全体の電力需要については、メイズミルと一般家屋が大きく影響を及ぼしていることが分かった。この二つをパラメータとして、推計モデルを作り、電化対象となるトレーディングセンターの電力需要(kW)と電力量(kWh)を想定した。

(2) 電化対象となるトレーディングセンターに適用する電化方法の選定

表 2-1 電化方法の選択肢

電化対象となるトレーディングセンターの決定(優先順位付け)とそこでの電力需要の想定に続いて行わねばならない作業は、電化方法の決定である。

オングリッド方式	オフグリッド方式	
	ミニグリッド	スタンドアロー
<ul style="list-style-type: none"> ● 33kV配電線延長 ● 11kV配電線延長 	<ul style="list-style-type: none"> ● 小水力発電 ● 集中型太陽光発電 ● ディーゼル発電 	<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電(SHS)

すでに述べているように地方電化の方法としては、大きく分けてオングリッドとオフグリッドの二つがある。(表 2-1 参照)

本マスタープラン調査では、オングリッドによる方法として、33kV 配電線と 11kV 配電線の延長を想定した。

他方、オフグリッドによる電化方法としては、地域的に小規模な配電線を敷設するミニグリッド方式と需要家ごとに装置を設置するスタンドアローン方式がある。ここでは前者のミニグリッド方式として小水力発電、太陽光発電、ディーゼル発電の三つの形式を想定し、スタンドアローン方式としては太陽光発電であるソーラホームシステム(SHS)も検討の対象に加えた。

これらの電化方法にはそれぞれ長所と短所があり、電化対象となるトレーディングセンターの規模、地理的条件、電力需要量によって、選定結果が異なる。ここでは、対象となるトレーディングセンターごとに、候補となる電化方式について以下の点から経済性と効果を評価するものとした。

- 設備を建設するために必要な初期投資コスト
- 設備寿命期間の維持管理費を含めたライフサイクルコスト
- 維持管理費用
- 費用対便益の分析

2.6 地方電化に係わる制度・政策面の検討

政府は、すでにエネルギー政策、電力政策を発表し、そのなかで地方電化を進めるために必要な様々な制度整備を進めつつある。

本マスタープランの作成にあたっては、それが既存の政策と整合性を保つことを前提として作業を行うが、もし、マスタープラン実施に際して既存の体制のなかで将来問題となる点が予測できるならば、そのような問題点の所在を指摘し、かつそれを解決するための提言を行うことも重視した。

このため、調査団は、地方電化に関する政策、法律、規程、組織の立ち上げの見直しや検討をおこなった。とりわけ、地方電化に必要な資金、現在進められている構造化改革に伴う地方電化推進の制度や組織の枠組みについて焦点を絞った検討を加えた。

3 マスタープランの特徴

3.1 地方電化における電力需要の規模

既電化のトレーディングセンターから得られたデータから推定すると、電力消費はおおむね電化家屋数とメイズミル数から決まり、このうち、メイズミルによる電力消費が全体の 60%にも達している。

平均的な一般家庭の電力消費量は年間 260kWh ほどとみられる。そこで使用する電気製品としては、60W と 100W の電灯がそれぞれ 1 灯ずつ、これに加えて 20W 程度のラジオカセットが 1 台というのが一般的な姿であり、一日あたりそれぞれの機器を 5 時間程度使用するというのが標準的な消費形態である。すなわち、需要電力規模としては一軒あたり 200W に満たないものとなっている。

一方、メイズミルについては、ごく平均的な規模のトレーディングセンターでは、概ね 20～50 軒の家屋で 1 台の割合で 1 台の機械が設置されており¹³、その電氣的容量は約 20kW である。このように、トレーディングセンターの需要電力規模を見ると、メイズミルが圧倒的に大きいことがわかる。

3.2 電化方法

前章に示したマスタープラン作成のプロセスに従って 249 カ所の全ての未電化トレーディングセンターについて電化方法のコスト比較優位を検討した。本調査では、当初、小水力発電による電化方法の適用の可能性がかなり期待できるものと考えていた。しかし、現場調査を通して 35 地点の小水力ポテンシャルを調査した結果、さまざまな理由から多くのケースでそのポテンシャルが不十分であることが解った(参照)。その結果、オフグリッド方式が優位と判断された未電化トレーディングセンターの数は非常に限られるものとなり、北部にあるわずか二カ所にとどまった。電化対象となる未電化トレーディングセンターのほとんどについて、オングリッド方式、すなわち配電線延長による電化方法が他の電化方法に比べ優位性があるとの結論に至った。

ただし、本調査で取り上げた未電化トレーディングセンターに限定すれば、オフグリッド方式が優位と判断できる場所の数は限られる。しかし、これがマラウイにおいてオフグリッド方式の電化を否定する結論に結びつくものではない。ここで得られた結果は、あくまでも対象を 249 カ所の未電化トレーディングセンターに絞った分析・評価であることに注意しなければならない。

249 カ所の電化対象未電化トレーディングセンターについて電化方式の総合評価結果を

¹³ メイズミルの利用者は、必ずしもトレーディングセンターに住居を構える者たちばかりではない。近隣からトウモロコシ(メイズ)を持ち寄って、ここで粉にする人もいる。

まとめたものが表 3 - 1 である。この結果は、電化方式の順位について全体的な傾向を示している。(表 3 - 1 参照)

表 3 - 1 電化方式の評価結果

検討項目	第 1 位	第 2 位	第 3 位	第 4 位
初期投資の安さ	配電線延長(ディーゼルミニグリッド)	ディーゼルミニグリッド*1(配電線延長)	小水力ミニグリッド*2	太陽光ミニグリッド*3
費用対便益	配電線延長(小水力ミニグリッド)*4	ディーゼルミニグリッド	小水力ミニグリッド(配電線延長)	太陽光ミニグリッド
事業収益性	配電線延長(小水力ミニグリッド)	ディーゼルミニグリッド	小水力ミニグリッド(配電線延長)	太陽光ミニグリッド

*1:ディーゼル発電のみ

*2:小水力+ディーゼル発電

*3:太陽光+ディーゼル発電

*4: フェーズ 8 ではオングリッドとオフグリッドの評価が逆転するトレーディングセンターが存在する。

(出所) JICA 調査団作成

さらに、ソーラーホームシステム(SHS)については、配電線にアクセスできない場所に点在するたばこ農場、一般家屋、国境に点在する検問所¹⁴などで、すでに広く使用されている。

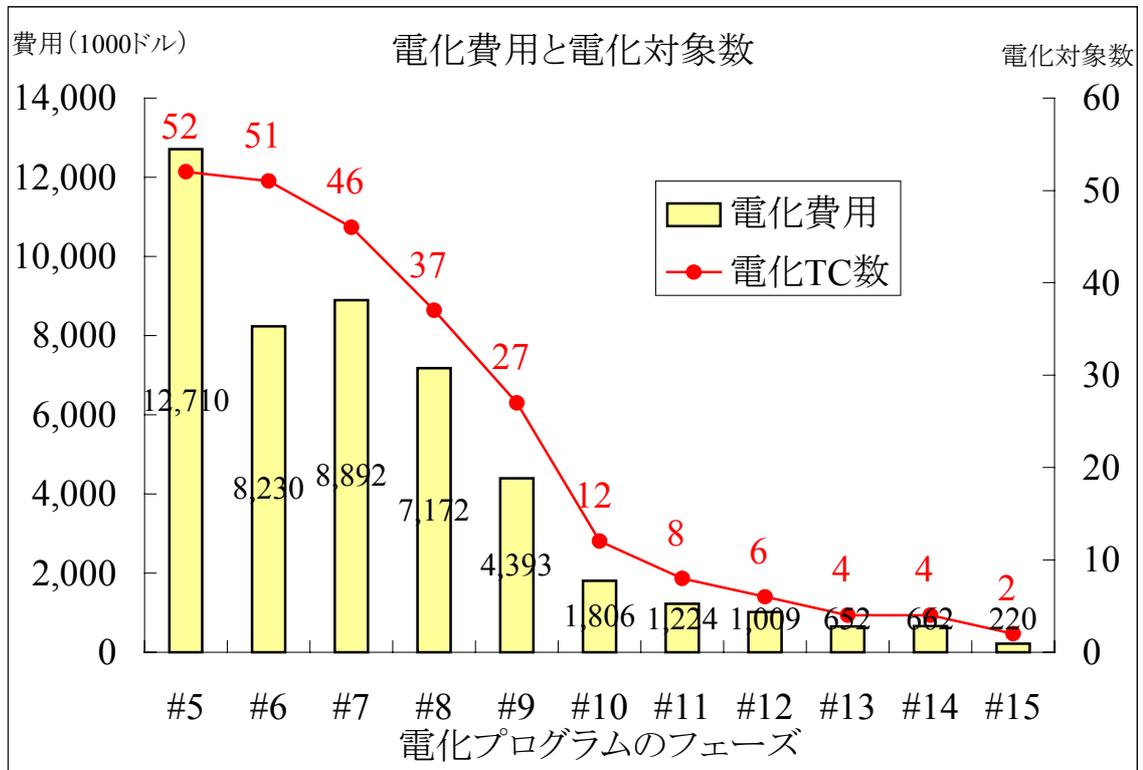
3.3 資金問題 2020 年に至るフェーズ別の電化所要投資額と電化対象数

(1) 初期投資

今回調査した 249 カ所の未電化トレーディングセンターを電化するために必要な総投資額は、4700 万ドルに及ぶものと推定された。一つのフェーズで 1 ディストリクトあたり 2 カ所のトレーディングセンターを電化していくと、全てを完了するまでに 11 のフェーズを繰り返さなければならない。個別のフェーズごとの投資規模を見ると分かるように、次期のフェーズ 5 の所要投資額が最も大きく、フェーズを追うごとに投資規模は減少する。次期フェーズ 5 の所要資金 1271 万ドルに対して、フェーズ 9 では 439 万ドルと負担が軽減する。この理由は、フェーズが進むことで、電化が達成されプログラムから離脱するディストリクトが発生するためである。

¹⁴ 入国審査と痛感をおこなう場所であり、マラウイではボーダーポスト(Boarder Post)と呼ばれる。

ちなみに、はじめのフェーズ 5 から 7 までの三つを実施することにより、全電化対象の約 60%の電化を達成することが可能であり、この間の投資規模は総投資額の約 63%を占めることになる。(図 3-1 参照)



(出所) JICA 調査団作成

図 3-1 電化投資額と電化対象となるトレーディングセンターの数

(2) O&M 資金

O&M コストについて見ると、人件費、一般管理費やその他の費用と共に、原価償却費も必ず考慮しなければならない。もしも、将来、設備更新に当てられるべき原価償却費を無視することになれば、当初の投資によって建設された設備の寿命が尽きた段階で、それ以降、運転を継続することが不可能となる。

なかでも地方電化のプロジェクトにおいては、遠隔地に各種の投資が必要とされるため、初期投資は高くついてしまう。また対象地は人口密度が低く、経済活動も比較的低い地域が多いために、あまり大口の需要も期待できない。このため、維持管理コストが高つく。そしてそれを負担する利用者も少ないために、一需要家あたりの負担額はなおさら大きくなってしまふ。

各トレーディングセンターが O&M コストの総てをそれぞれの料金収入だけで賄うことを想定すると、現状の電気料金水準で維持管理可能なトレーディングセンターの数は、ほんのわずかしかないと解った。所要の電化コストは平均で現状料金の2~3倍となり、いくつかの

ケースでは、10 倍以上に達することもありうる。地方部における所得水準の低さを考えると、料金をそのような高い水準に設定することは不可能である。マラウイ政府の政策として全国一律の料金水準を掲げていること考えると、O&M コストについて何らかの助成が必要である。

例えば、現在の電気料金を均一に 5%程度引き上げるならば、ここで対象とした 249 カ所の未電化トレーディングセンターについて、維持管理費用が賄えることになるものと試算される。

3.4 電化推進体制のあり方と課題

(1) 電化推進体制の現状と問題点

1995 年の ESCOM の営業会社化以来、それまで ESCOM が進めてきた地方電化プログラムの実施は ESCOM の事業範囲から外され、政府の責任で進めることが決定した。一方、ESCOM は株式会社化され、都市部と準都市部の電力供給サービスの提供に専念することになった。この結果、現在の地方電化プログラムは、以下の枠組みにより進められている。

- 電化資金として石油製品(ガソリンと軽油)に対する課税を原資にエネルギー基金を設立。
- 設備の建設については、DOE が、フィーベースの契約により、ESCOM に工事を委託する。
- 工事の完成後、政府(DOE)は、施設資産を ESCOM に移転し、等価の株式を所有する。
- ESCOM は移管された設備を使い地方部での電力供給事業を運営する。

すなわち、地方電化プログラムの実施は、政府が電化に必要な初期投資を負担し、設備建設と事業運営を ESCOM に委託するという体制が確立した。

しかしながら、幾つかのケースにおいて、今後も引き続いて地方電化プログラムを進めて行くことには限界が見え始めている。そのようなケースでは、確かに電化のための初期コスト(設備投資コスト)は政府が負担しているが、現状の料金水準では、地方電化事業に係わる償却コストと維持管理コストの回収が難しく、依然として ESCOM に財務的な負担がかかっている。

このような現状の枠組みでは、ESCOM の事業運営の合理化と地方電化推進という二つの課題の間に矛盾が生じ始めている。

(2) 新たな事業推進体制のスキーム

政府は現在新しい電力構造を作り上げるため、電力構造改革の実施を打ち出しており、地方電化についても、法的な枠組みを整備しつつある。エネルギー政策法や構造改革法の

承認に続いて、地方電化法案¹⁵や電気法案が起草中である。

現在の地方電化実施の枠組みは、エネルギー政策との不整合を起こしているばかりか、地方電化プログラムの実施を危ういものにする可能性も秘めている。すなわち、このような問題を解決するために、新たな地方電化推進のビジネスモデルを提示することが必要となっている。

以下に示す事業モデルは、それぞれに長所と短所を持つが、いずれも将来のマラウイで地方電化事業主体となる潜在的な可能性を持つものである。(表 3-2 参照)

独占的電気事業者¹⁶

ESCOMのような独占的な電気事業者は、国全体や特定の地域で排他的に事業運営する国営企業から出発する。そのような企業にとっては、市場規模が十分に大きいことから、地方電化に要する費用を内部補助的に賄うことが可能であり、また、技術的な観点からも十分な実施能力を有している。しかし、マラウイのように電力の自由化や民営化問題に直面している国においては、そのような構造変化により、地方電化のような不採算事業を継続することが難しくなるという事態に陥ることがある。

独立配電事業者 (IPD¹⁷)

独立配電事業者とは、比較的大きな規模での電力供給を行う企業である。彼らは、利益追求型の企業であり、多くの場合非常にコスト意識が高く合理化されているが、このため、新しい市場に参入する際にはリスクを取るに値するだけのリターンを求めらる。

政府内で承認された電力セクター改革戦略に従い、このような IPDs が、将来、マラウイにおいて電力市場に参入する可能性はあるが、彼らが率先して地方電化プロジェクトを選択することは考えにくい。IPDの参入を図るためには、都市部の市場の開放とESCOMとの公平な競争環境の整備が前提となるか、利益の上がらない地方電化事業を行う場合には、相当の補填を与えるといった対策が必要である。

エネルギーサービス会社(ESCOs¹⁸)

一般に ESCO とは、ネットワーク型の事業モデルではなく、需要家のニーズに応じて個別にエネルギー供給を行う事業モデルである。代表的なものがソーラーシステムや石油製品の販売事業者である。

このような ESCO 型の事業者はマラウイの地方電化を実施す際に潜在的な参入者となりうる。とりわけ、ソーラーシステムを使ったオフグリッド・システムで地方電化を進める場合には、この ESCO 型のビジネスが馴染みやすく、マラウイにおいても SHS システムの普及では、

¹⁵ Rural Electrification Bill

¹⁶ Monopolistic Utility

¹⁷ Independent Power Distributor

¹⁸ Energy Service Companies

ESCO が主役を演じることになるものと考えられる。

この ESCO 事業者として新規参入する可能性を持つものは、海外で同様な事業経験を持つ者ばかりではない。ESCOM が既存の ESCOM の地方電化部門を ESCO として分離独立させ、そこが事業運営に当たることも十分高い可能性を持つ選択肢である。すなわち ESCOM-ESCO の設立であり、これは ESCOM が現在抱えている地方電化事業の実施に係わる様々な問題を解決するための方策の一つともなりうる。

ESCOM-ESCO に期待する理由は、ESCOM が技術と人材の両面ですべての経営資源を備えているからに他ならない。ただし、ESCOM-ESCO の事業を成功させるためには、組織の簡略化を図り、現在の ESCOM に比べてコストのかからない事業運営ができるような形態にすることは必須条件である。さもなければ、かつて ESCOM がフェーズ 3 までの地方電化プロジェクトを進めたときに抱えた財務上の問題を繰り返すことになる。

電化協同組合¹⁹

電化協同組合の概念は、地域の住民が組合員費を拠出し、それを原資として組合を設立するものである。また、電力供給の対象は組合員に限定される。

マラウイでは、まだ電化協同組合そのものが存在していないことから、もし組合を設立するならばゼロから全てを作り上げなければならない。これは必ずしも容易な話ではない。しかし、地方部の経済発展のきっかけを作るという意味では、十分価値があり、組合による電化を試みる価値は十分ある。また電化協同組合は、小水力発電を使ったシステムに比較的適しているかもしれない。

もし、政府が初期投資費用の 100%を拠出し、かつ O&M コストについても助成が行われるならば、上記モデルのいずれについても、マラウイの地方電化事業に適用できる可能性はある。

¹⁹ Electric Cooperative

表 3-2 地方電化プロジェクトの事業モデルとその可能性

		オングリッド		オフグリッド		
		相当量の需要が見込まれる場合	需要が小さい場合	ソーラー	小水力	その他の再生可能エネルギー
コスト回収に必要な料金水準 (現在のESCOMの料金との比較)		○ (多分同じ水準)	△ (多分高くなる)			
事業運営	独占的電気事業者	○ (多分可能)	△ (O&Mコストが高く、事業運営は疑問)			
	独立配電事業者	× (利益率が低く参入は疑問)		NA		
	ESCOs	ESCOM-ESCO	○ (多分可能)			
		他の民間ESCO	× (多分困難)	◎ (おそらく最も可能性のある市場)	△ (参入は疑問)	?? (ケースバイケース)
	電化協同組合	?? (未知数であるが、試す価値あり)	○ (多分可能)			

(出所) JICA 調査団作成

ここで示した様々な地方電化事業モデルが有効に機能するか否かは、政府が現在進めつつある電力構造改革の行方にかかっている。

ESCOM を除く新規事業者の市場参入を促すためには、彼らに対して公平な市場機会が与えられることが前提である。それを達成するためには、構造改革の推進を通して現在の独占的な ESCOM の事業体制が分割されなければならない。逆に、政府が進めつつある構造改革が実施されない限り、新規参入者の事業モデルは機能しない。

このためフェーズ 5 からの地方電化プログラムの実施体制については、構造改革の実施を前提にその前とその後で異なった仕組みを考えなければならない。

構造改革の実施まで

以上の理由から、構造改革が完了するまでの地方電化推進体制としては、フェーズ 4 で適用した事業モデルを踏襲せざるを得ない。すなわち、ESCOM は地方電化に関わる事業と都市部の事業を区分けすることで両者の会計上の分離を行う。その上で政府が初期投資を負担し、設備建設を ESCOM に委託、完成した設備を ESCOM に移転後、その資産価値に相当する ESCOM の株式を政府が所有するという実施形態を取らざるを得ない。

構造改革実施後

構造改革が行われることにより、配電部門には新たな事業実施体制が作られる。

政府がその政策の中で明確にしているように、現在 ESCOM が独占する営業区域 は再配分され、事業権契約 に基づいて事業実施者(オペレーター)が決定される。そのような

市場環境が整えば、ESCOM と新規参入者は事業の実施について同じ条件で競争することが可能となる。事業権を手にしよと考えるものは、都市部あるいは地方部の営業区域ごとに定められる契約条件のなかで、市場規模と収益性を吟味し、それに見合った事業運営形態を工夫することで、IPD や ESCO 等多様化した新しい事業モデルを実現していく。

(3) 資金問題と地方電化プログラムのスケジュール

プログラム推進のスケジュールを考えるうえで、所要資金の調達は重要な鍵を握る。

フェーズ 5 の実施に求められる所要資金は推定 11 億 MK である。プロジェクトを進めるためには、政府はこの所用資金を現在のエネルギー基金(将来の地方電化基金)とドナーからの資金援助で調達しなければならない。このうち、国内調達分であるエネルギー基金の規模をみると、現状で年間1億 2000 万 MK 程度の税収が確保できる。

問題は、このエネルギー基金でどの程度の所要資金を賄うことができるのか、あるいは所要資金を確保するまでに、どの程度の時間がかかるのか、である。例えば、このエネルギー基金を使って所要資金の 30%、すなわち 3 億 3000 万 MK を確保するためには、税収規模から見て約 3 年が必要である。また、半分に相当する 5 億 5000 万 MK を確保するためには、約 5 年を要する。

このように、準備作業、エンジニアリング、調達、建設工事を含めたプロジェクト実施工程の観点からスケジュールを設定するならば、一フェーズの電化プロジェクトを実施するには、4 ～ 5 年程度を想定する必要がある。逆に、プログラムの推進を加速(スケジュールを短縮)させるためには、資金調達を早めなければならない。これは、新たに内貨の資金源を拡大するか、あるいは海外からの資金調達比率をより拡大しなければならない。

(4) 事業運営に対する資金支援構造の必要性

現在、政府はその政策のなかで、地方電化事業に対する補助を初期投資のための資金提供に限定しているが、事業運営に対する補助のあり方も検討する必要がある。

フェーズ 5 で想定するトレーディングセンターの電化コストは、多くの場合、現在の ESCOM の平均電気料金²⁰を賄うことができない。すなわち、事業者(オペレーター)は、事業を運営すればするほど赤字が累積するという事態に陥る。

この問題を解決するためには、事業地域ごとにコスト回収が可能となるように異なった水準の料金体系を導入するか、あるいは全国同一水準な料金水準を適用するならば事業運営に対する何らかの補助構造の導入を考えなければならない。

地域別料金の導入は、トレーディングセンターによっては電化コストが現在の電気料金の 5 倍から 10 倍といったケースがあり、このコストをすべて料金に転嫁することは現実的な話で

²⁰ Average Power Tariff

はない。また、政府が現在掲げているように、すべての消費者が同じ水準の料金を負担するという政策を守るならば、結局、何らかの補助構造を考える必要性が出てくる。

この補助金問題を考える際に、政府にとって二つの課題がある。一つが補助のための原資の確保であり、もう一つが補助の仕組みである。

第一に、補助の原資については、現在のエネルギー基金は前述のようにその規模からみて電化プログラムの設備投資に充当するだけで精一杯であり、事業収支に対する補助に回す余裕はない。このため、現在、地方電化法案で計画されている新たな資金源を使って、この補助金に当てることが必要である。

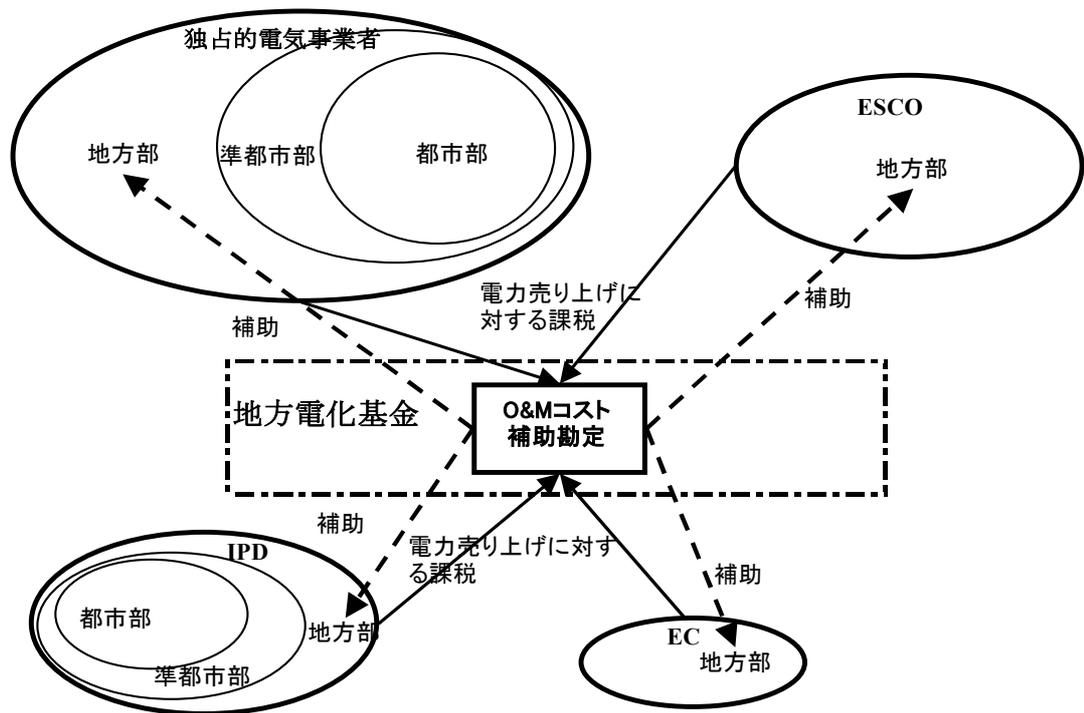
第二に、補助金の仕組みについては、重要な点はいかに補助の透明性を担保するかである。この点で、負担者と受益者の関係が曖昧となる「内部補助²¹」の構造は避けるべきである。ここでいう透明性とは、補助の負担額とその支出者が明確であり、かつ補助を受ける者がいくらの補助を受けたかが第三者に説明できることである。現在のエネルギー基金(将来の地方電化基金)の仕組みを使うことで、この「透明性」を担保することが可能である。

地方電化法案の規定では、電気事業者の売り上げに対する課税が可能となり、それが「地方電化基金」としてプールされる。現状では、この基金は設備投資に対してのみ利用することになっているが、基金の一部を地方電化プロジェクトの事業運営で発生する損失の補填に対しても適用することは考えられる選択肢である。

図 3 - 2 は構造改革により自由化された配電部門において、複数の事業者(オペレーター)が成立した状況を想定している。ここでは、あるものは都市部と地方部の両方を含む営業区域で事業を営み、またあるものは地方部だけで電化プロジェクトを営んでいる。補助金の原資となる課税はすべての事業者に対してその売上額に応じて行われる。その税金は一度地方電化基金のなかの「O&M 補助勘定」にプールされる。

他方、事業者が運営する地方電化プログラムの運営状況に応じて、この「O&M 補助勘定」から改めて事業赤字に対する補助金が支払われる。

²¹ Cross-subsidy



(出所) JICA 調査団作成

図 3-2 地方電化事業運営に対する補助構造

大枠でこのような補助の仕組みを描くことはできるが、具体的な実施にあたっては、地方電化事業に対して何を基準にして補助額を決め、また補助金にどのような制限を設けるかをさらに十分検討しなければならない。各電化プロジェクトによって事業規模、運営形態、経済性などの前提条件がそれぞれ異なることから、そのような検討は、具体的な電化対象地域と事業形態が決まった段階で行うフィージビリティスタディを通して行うべきであるが、ここでは以下の原則を示すことができる。

- a) 補助金を決めるためのパラメータの決定 (例えば事業収支、需要家数と売上額、補助を打ち切る際の条件など)
- b) 営業区域の中に都市部と地方部が混在する場合には、地方電化に関わる会計を明確に分離するようしなければならない。さもなければ、都市部での事業収益の悪化を地方電化に上乗せすることも可能となってしまう。
- c) 事業権契約中に建設された設備については、その所有権を明確にしておく必要がある。もし、設備が政府の補助金で作られたならば、当然のことながら政府がその資産の所有権を持つ。これに対して、事業者の資金で投資を行ったのであれば、政府は事業権契約終了時にその資産を残存価値で買い取る必要がある。

(5) 地方電化基金の規模拡大の必要性

地方電化基金(現在のエネルギー基金)の運用は、電化事業に対する初期投資資金の提供に加えて、以上に述べたように今後事業者の運営に対する補助も考えていかねばならない。

他方、補助の原資となる基金の規模は決して十分ではない。地方電化法案は、様々な資金源を示しているが、その中で石油製品に対する課税に次いで大きな資金源として期待されるものが電気の売上げに対する課税である。

課税額そのものがそれほど大きくなるとは考えられないが、電気の売上げに対する課税水準の検討は慎重に行われるべきである。近隣諸国の例では、高めの税率が適用されている。例えば、ザンビアでは、電気への課税は3%から7%に上がり、ジンバブエでは1%から6%に上がっている。このような他国の事例を含めて、政府は必要な資金規模と税率についてどの程度の水準が望ましいのかを検討すべきである。

(6) DOE の役割

マスタープランに関連して、エネルギー政策に示されるように、DOE は地方電化の計画や実施にあたって、調整的な役割を継続する必要がある。

- 資金の動員

DOE は資金の動員にあたり、国内と海外の両面でリーダーシップを発揮すべきである。国内的には、大蔵省や関連機関との協調や必要な立法措置を通して資金源を拡大すべきである。これには、電気売上げに対する課税を含めた地方電化基金の拡大、重債務貧国原資へのアクセス、民営化に伴う公的資産の売却などが含まれる。国際的には、DOE は地方電化プログラムの財源不足を支援する意図を持つ既存及び新規の協力的なパートナーと交渉していかねばならない。本マスタープランと世界銀行が進めようとしているエネルギーアクセスプログラムとの相乗効果を高めることで、世銀の資金がこのマスタープランの実施を適切に支援できるようにしなければならない。

- データ更新

本マスタープランは現状について詳細な調査を行っているが、データ自体は将来変化することに間違いがない。そのため、トレーディングセンター間の優先順位の再評価をするため、各トレーディングセンターの状況を見直す必要がある。これをおこなうために、必要に応じて他の政府機関の協力を得て、各種データの定期的な更新が必要不可欠である。

- 詳細設計

本マスタープランは、国家全体の計画を作成するものであり、総てのトレーディングセンターについて詳細に調査することは不可能であった。そのため、一般的な手法によって優先順位やコストの評価を行わざるを得なかった。このため、DOEは、電化されるトレーディングセンターについて、電力需要、コストや最適な制度組織の評価をするために、詳細な検討をしなければならない。調査団は大きな見逃しはないと確信しているが、気のつかない問題点が残されている可能性もあり、それらについては、さらなる注意が必要となる。これらの点については、詳細なフィージビリティ調査や個別の電化フェーズについて実行計画を作成することにより、注意深く検討しなければならない。

ケーススタディを通じた技術移転とデータの検証

地方電化マスタープランにおいて作成された地方電化計画の中で、各ディストリクトの電化優先順位1位と2位の未電化トレーディングセンターの中から、5つの未電化トレーディングセンターを選んで、ケーススタディを行い、電力需要想定値(kW, kWh)、電化方法による電化初期コストやライフサイクルコスト、便益の大きさや事業収益性を検証している。

このケーススタディの目的は、今後、電化プログラムの見直しを行うために必要な技術を DOE 担当者に移転することをねらいとして実施した。

11フェーズに及ぶ地方電化プログラムの後半の段階では、1フェーズあたりの未電化トレーディングセンターの数はそれほど多くは残っていないことから、複数のフェーズを一つに纏めることもあり得る。そのような計画作りも DOE の役割である。

- 地方電化基金の管理

エネルギー政策のなかで、DOE が地方電化基金を管理すべきであることを明記している。調査団は、この仕組みが適切であるものと同意するが、説明責任、資金へのアクセス、資金の支出などの点で透明性を持った形で基金が運用されるべきであることを提言する。また、さまざまな組織からの参加者で構成される地方電化基金管理委員会の設置や会計監査報告の公開も必要である。

また、以上に加えて、具体的な地方電化プログラムの策定にあたっては、作業レベルで DOE は以下の項目について力を注ぐべきである。

- 本調査で整備したデータの更新と電化対象トレーディングセンターの優先順位の見直し
- プログラムのフェーズごとの詳細計画の作成
- 電化プロジェクト実施の際の業務管理とそれに必要な管理能力の強化
- 本マスタープランにおける地方電化プログラム全体の見直しの必要

4 提言

本調査により、2020年に至るマラウイの地方電化計画の枠組みを作ることができたが、ここで得られた結果は、まだ基礎を提示したものとどまり、今後も計画の見直しやデータの蓄積、さらには分析手法の高度化を進めていかねばならない。

また、電化プログラムの実施にあたっては、まだ、制度整備の点で多くの課題が残されており、ここで提言する事項のいち早い実現が望まれる。

- 地方電化プログラム次期フェーズ5の速やかなる実施

マスタープランは、次期の電化プログラムとして52カ所の未電化トレーディングセンターを決定している。これらの電化は、フェーズ4に引き続き遅滞することなく実施されるべきである。フェーズ5の実施に際しては、電化対象のトレーディングセンターについてのフィージビリティ調査と、52のトレーディングセンタースケジューリングが必要である。

- 将来のプログラムにおいて電化対象となるトレーディングセンターの選定と電化方式の選定

フェーズ5の実施には数年を要する。地方電化を連続的に実施するためには、その間にフェーズ6の計画を立てておくことが必要である。フェーズ6の実施時期までには、多くのトレーディングセンターにおいて状況が変わることがあり得る。そのため、データ収集を続け、必要に応じて、これらのデータに基づいて優先度を再評価することが望ましい。

電化対象選定のためのクライテリア、そして電化方法選定のためのクライテリアについても、ここでは、現状では最も簡便で、かつ信頼性の高いものを提案したが、今後の統計データ整備の充実や、電化に係わる技術データの蓄積を踏まえ、より精度の高いものへと改良していく努力が必要である。

- 他の電化推進のための施策との調整

本調査で作成したマスタープランでは、電化対象をトレーディングセンターに絞っており、そこから離れた家庭用や農業用需要家は対象から除外されている。しかしながら、現状の低い水準にとどまる電化率の向上を図るためには、トレーディングセンターから離れた地点についても並行して電化を進めるといった努力が必要である。そのような地域では、分散型電源、とりわけSHSの導入による電化は有効な戦略となる。

僻地におけるSHSを使った地方電化は、すでに「マラウイにおける再生可能エネルギー利用障害除去プロジェクト」に取り込まれ、UNDPの援助のもとでDOEにより実施されている。DOEはこのSHSプロジェクトとマスタープランの間の調整を取ることで、マラウイの地方電化を最も効率のよい形で達成することが必要である。

- 資金の動員と予算確保

現在のエネルギー基金の使途は、地方電化プロジェクトの初期投資に限られている。本調査での検討で明らかのように、地方電化の総コスト(O&M コストを含む)は、現在の ESCOM 電気料金水準を大きく超えている。地方電化を持続可能なものとするためには、初期コストだけでなく O&M コストに対しても、何らかの補助が必要となる。

この補助は、石油製品に対する課税収入だけでは賄いきれないことから、他のさまざまな資金源から追加的に調達する必要がある。これには、様々な課税の拡大による内貨資金源の確保にとどまらず、海外から入る各種の資金援助も含まれる。マラウイ政府は、地方電化プログラムにおける各フェーズの円滑なる実施を確実なものとし、その目標に向けて邁進するため、これらの選択肢を追求すべきである。

所要な資金の一部として、マラウイ政府は、マスタープランの実施を確実なものとするために、DOE の能力強化を進めるべきである。構造改革の実施や所要資金の管理は、ますます DOE の役割を大きなものにする。DOE の役割が拡大するなかで、DOE が十分に機能を発揮するには、政府は DOE に対する適切な予算配分も考えるべきである。

- 法整備面でのイニシアティブ

マラウイ政府は、電力セクターの構造改革の枠組みを既に作り上げ、現在、地方電化法を含めて必要な法案の整備を進めている。これらの法律が整備されることで、現在 ESCOM が独占する電力市場に新規事業者を参入させることが可能となる。

これら電力セクター構造改革の進捗は、地方電化プログラムの推進に強く影響を及ぼす。間近に差し迫っているこの構造改革の下で、政府は事業区域の再配分や、新規参入者に対する事業権の付与が可能となる。この点で、DOE は、新規参入者に対して市場への参加を鼓舞したり、地方電化プログラム実施を後押しすることで、リーダーシップを発揮すべきである。

5 付属資料

添付表 2-1 の読み方

Region: マラウイ国を北部、中部、南部地域の 3 地域に分けた時の地域名称

Name of District: 電化対象の未電化トレーディングセンターが所属するディストリクト

Name of TC: 電化対象の未電化トレーディングセンターの名称

Peak Demand: 年間最大電力需要 (kW)

Energy Demand: 年間電力需要量 (kWh)

Appropriate Electrification Method: 適切な電化方法

Electrification Cost (1,000US\$): 電化初期費用 (1,000US\$)

Benefit/Cost (B/C): 便益/費用

Investment Cost: 初期電化投資費用

D/L Extension (1,000US\$): 配電線延長による電化方法(1,000US\$)

Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$): 小水力発電+ディーゼル発電を電源とするミニグリッドによる電化方法(1,000US\$)

PV with Off-grid (1,000US\$): 太陽光(PV)発電+ディーゼル発電を電源とするミニグリッドによる電化方法(1,000US\$)

Diesel with Off-grid (1,000US\$): ディーゼル発電を電源とするミニグリッドによる電化方法(1,000US\$)

ほとんどの電化対象の未電化トレーディングセンターの適切な電化方法として、D/L Ext.となっているのは、配電線延長による電化方法が最も適切であるという結果を示している。また、電化に要する初期費用が、Electrification Cost (1,000US\$)のセルで示されている。この数値をディストリクト分総和した費用が、当該電化フェーズにおける所要電化初期費用となる。フェーズ毎の電化初期所要費用は、3.3 項で示してある。

電化方法の選定は、電化初期投資額、ライフサイクルコスト、便益や収益性を総合評価し、最も高い評価となった電化方法が、当該電化対象の未電化トレーディングセンターについての最も適切な電化方法となる。Appropriate Electrification Method のセルに、その電化方法が示される。

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central									Southern													
		Name of District	Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje	
Phase V	Name of TC (1)	Nthalire	Songwe	Katowo	Mpamba	Edingeni		Chamama	Mkaika	Nthesa	Thambwe	Kandulu	Chilobwe	Mkanda	Kabwazi	Ntonda	Makanjira	Chikwewu	Chendusiku	Jenale	Kanje	Chikuli	Chikonde	Nansadi	Chinyama	Chilinga	Mitondo	Tangani		
	Peak Demand (kW)	385	113	297	115	27		142	505	50	142	153	307	273	53	132	410	375	250	64	204	111	113	255	136	79	162	384		
	Energy Demand (MWh)	1,929	567	1,486	575	137		711	2,529	251	710	768	1,536	1,366	264	663	2,054	1,876	1,253	322	1,021	555	567	1,275	683	394	809	1,923		
	Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.
	Electrification Cost (1,000US\$)	1023	88	527	237	71		345	277	159	134	120	484	122	235	208	1265	349	242	235	105	176	88	137	357	208	149	156		
	Benefit/Cost	2.03	8.69	3.13	3.39	5.51		2.71	8.91	3.19	6.74	7.91	3.49	11.66	2.21	4.23	1.75	5.64	5.80	2.43	10.85	4.44	8.69	10.00	2.54	3.05	6.68	12.08		
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	1,023	88	527	237	71		345	277	159	134	120	484	122	235	208	1,265	349	242	235	105	176	88	137	357	208	149	156	
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	1,117	-	829	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		PV with Off-grid (1,000US\$)	60,621	17,847	46,689	18,095	4,338		22,367	79,411	7,924	22,321	24,139	48,263	42,905	8,318	20,838	64,521	58,924	39,370	10,135	32,094	17,457	17,847	40,059	21,485	12,394	25,444	60,398	
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	274	147	232	147	105		162	330	119	162	166	236	222	119	157	288	269	213	124	190	147	147	213	157	129	171	274	
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	997	90	518	232	69		336	289	154	135	122	477	130	227	205	1,229	351	243	227	110	173	90	143	348	202	150	167		
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	2,357	-	1,942	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)	2,027	779	1,620	786	382		912	2,577	491	911	963	1,666	1,512	501	867	2,145	1,979	1,410	553	1,195	769	779	1,428	884	617	1,002	2,022		
B/C	D/L Extension	2.03	8.69	3.13	3.39	5.51		2.71	8.91	3.19	6.74	7.91	3.49	11.66	2.21	4.23	1.75	5.64	5.80	2.43	10.85	4.44	8.69	10.00	2.54	3.05	6.68	12.08		
	Micro-hydro with Off-grid	0.88	-	0.90	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PV with Off-grid	0.03	0.04	0.04	0.04	0.09		0.04	0.03	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.06	0.04	0.03	0.03	0.04	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.04	0.03	
	Diesel with Off-grid	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		
Name of TC (2)	Lupita	Kibwe	Chitimba-chiweta	Kavuzi	Euthini		Mpepa	Dwambadzi	Khuwi	Bowe	Chilambula	Nyanja	Chiosya	Golomoti	Kasinje	Chilipa	Nampeya	Kwitanda	Sunuzi	Milepa	Mombo	Thambani	Fifite	Nkando	Mlomba	Linunzu	Mankhokwe			
Peak Demand (kW)	382	382	20	176	350		63	350	70	205	43	59	190	111	264	32	401	49	116	62	17	233	156	142	138	33	182			
Energy Demand (MWh)	1,915	1,915	98	880	1,752		318	1,752	348	1,028	215	297	954	555	1,322	160	2,006	243	583	312	84	1,165	783	711	689	165	910			
Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	
Electrification Cost (1,000US\$)	156	156	235	225	156		191	378	161	298	86	71	298	88	315	340	363	100	132	235	159	300	105	149	225	191	105			
Benefit/Cost	12.05	12.05	1.53	4.77	11.23		2.97	4.92	3.65	4.08	5.43	7.44	3.87	8.59	4.69	1.25	5.73	4.88	6.02	2.40	2.19	4.46	9.04	6.12	4.01	2.23	10.03			
Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	156	156	235	225	156		191	378	161	298	86	71	298	88	315	340	363	100	132	235	159	300	105	149	225	191	105		
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PV with Off-grid (1,000US\$)	60,152	60,154	3,110	27,676	55,041		10,009	55,043	10,971	32,213	6,795	9,350	29,984	17,454	41,526	5,075	63,003	7,680	18,341	9,840	2,668	36,617	24,629	22,357	21,681	5,222	28,609		
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)	274	274	101	176	255		124	255	124	190	115	119	185	147	218	110	283	115	147	124	101	204	166	162	157	110	180		
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	167	167	225	223	166		185	378	157	294	84	71	294	90	313	326	366	98	132	227	152	298	108	149	221	184	109		
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)	2,016	2,016	345	1,065	1,862		550	1,862	575	1,201	456	527	1,136	769	1,471	407	2,101	479	792	546	334	1,328	976	912	889	410	1,095		
B/C	D/L Extension	12.05	12.05	1.53	4.77	11.23		2.97	4.92	3.65	4.08	5.43	7.44	3.87	8.59	4.69	1.25	5.73	4.88	6.02	2.40	2.19	4.46	9.04	6.12	4.01	2.23	10.03		
	Micro-hydro with Off-grid	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PV with Off-grid	0.03	0.03	0.11	0.04	0.03		0.06	0.03	0.05	0.04	0.07	0.06	0.04	0.04	0.04	0.08	0.03	0.06	0.04	0.06	0.13	0.04	0.04	0.04	0.04	0.08	0.04		
	Diesel with Off-grid	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central									Southern												
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje	
Phase VI	Name of TC	Wenya	Pusi	Lara	Khondowe	Mpherembe		Matenje	Msenjere	Kamsonga	Chiseflo	Kambiri Sch.	Kasiya	Mikundi	Chimoto	Kadzakalowa	Chiponde	Ngokwe	Phimbi	Zaone	Chimwawa	Dziwe	Ligowe	Lalakani	Nanthombozi	Phaloni	Kakoma	Mtowe	
	Peak Demand (kW)	374	356	113	38	224		28	32	303	184	113	316	42	113	300	244	42	38	244	38	38	113	10	125	26	204	224	
	Energy Demand (MWh)	1,871	1,784	567	190	1,121		141	159	1,519	920	567	1,581	208	567	1,504	1,221	208	190	1,221	190	190	567	49	624	132	1,021	1,121	
	Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	Diesel	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.
	Electrification Cost (1,000US\$)	214	156	88	110	122		176	71	226	359	88	139	191	88	139	122	264	354	122	71	86	103	206	132	115	298	180	
	Benefit/Cost	8.87	11.40	8.69	0.86	10.11		2.27	5.83	7.15	3.13	8.69	11.54	2.44	8.69	11.14	10.75	1.77	1.26	10.75	6.17	5.14	7.52	1.53	6.29	3.40	4.06	7.03	
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	214	156	88	-	122		176	71	226	359	88	139	191	88	139	122	264	354	122	71	86	103	206	132	115	298	180
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	408	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		PV with Off-grid (1,000US\$)	58,755	56,024	17,847	6,008	35,238		4,452	5,020	47,706	28,907	17,847	49,672	6,581	17,847	47,259	38,382	6,581	6,008	38,382	6,008	6,008	17,847	1,592	19,617	4,168	32,094	35,238
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	269	260	147	110	199		105	110	236	180	147	241	115	147	236	208	115	110	208	110	110	147	96	152	105	190	199
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	223	166	90	-	127		170	70	231	352	90	148	184	90	147	128	254	341	128	70	84	104	197	132	111	294	183
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	1,221	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	1,975	1,893	779	582	1,287		385	405	1,652	1,102	779	1,708	451	779	1,640	1,379	451	430	1,379	430	430	779	300	830	378	1,195	1,287
	B/C	D/L Extension	8.87	11.40	8.69	-	10.11		2.27	5.83	7.15	3.13	8.69	11.54	2.44	8.69	11.14	10.75	1.77	1.26	10.75	6.17	5.14	7.52	1.53	6.29	3.40	4.06	7.03
		Micro-hydro with Off-grid	-	-	-	0.86	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		PV with Off-grid	0.03	0.03	0.04	0.10	0.04		0.09	0.08	0.04	0.04	0.04	0.03	0.07	0.04	0.04	0.04	0.07	0.07	0.04	0.07	0.07	0.04	0.19	0.04	0.09	0.04	0.04
		Diesel with Off-grid	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Name of TC	Kameme	Iponga	Muhuju	Sanga	Jenda		Simlemba	Kasitu	Chingulwe	Bibanzi	Khwidzi	Chavantha	Nkhwazi	Chiluzi	Kandeu	Majuni	Mposa		Muwa	Ndunde	Mudi	Kamfwanamba	Thomasi	Chambe	Chitekesa	Tomali	Mbenje	
	Peak Demand (kW)	391	56	204	16	81		116	32	128	17	113	39	27	192	111	113	33		67	51	101	91	204	263	113	32	107	
	Energy Demand (MWh)	1,960	282	1,021	81	408		580	159	639	86	567	195	136	961	556	567	163		336	254	504	456	1,021	1,315	567	162	538	
	Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.
	Electrification Cost (1,000US\$)	468	71	120	100	88		371	159	88	159	88	206	86	120	193	88	264		146	71	146	222	283	137	117	71	146	
	Benefit/Cost	4.41	7.29	9.63	3.43	7.20		2.19	2.65	9.33	2.20	8.69	2.19	4.58	9.24	4.05	8.69	1.61		3.94	7.01	4.99	3.13	4.26	10.24	6.63	5.87	5.16	
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	468	71	120	100	88		371	159	88	159	88	206	86	120	193	88	264		146	71	146	222	283	137	117	71	146
Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PV with Off-grid (1,000US\$)		61,573	8,888	32,094	2,586	12,848		18,241	5,020	20,107	2,728	17,847	6,155	4,310	30,213	17,505	17,847	5,162		10,577	8,023	15,864	14,359	32,094	41,318	17,847	5,126	16,914	
Diesel with Off-grid (1,000US\$)		279	119	190	101	133		147	110	152	101	147	110	105	185	147	147	110		124	119	143	138	190	218	147	110	143	
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	466	71	124	97	88		361	153	90	152	90	198	83	124	190	90	254		143	70	145	217	280	143	118	70	145	
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)	2,058	516	1,195	331	634		789	405	843	335	779	434	381	1,141	771	779	409		565	494	723	679	1,195	1,466	779	408	750	
B/C	D/L Extension	4.41	7.29	9.63	3.43	7.20		2.19	2.65	9.33	2.20	8.69	2.19	4.58	9.24	4.05	8.69	1.61		3.94	7.01	4.99	3.13	4.26	10.24	6.63	5.87	5.16	
	Micro-hydro with Off-grid	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	PV with Off-grid	0.03	0.06	0.04	0.13	0.05		0.04	0.08	0.04	0.12	0.04	0.07	0.09	0.04	0.04	0.04	0.08		0.05	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.44	0.08	0.04	
	Diesel with Off-grid	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central									Southern												
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje	
Phase VII	Name of TC	Chsenan	Miyombo	Mwasisi	Usisya	Manyamula		Kamboni		Bumphula	Mslanyama	Thavite	Malembo	Gumba	Mphati	Sharpville	Mvumba	Nayuchi		Mpyyuyu		Mlenje	Matope	Makapwa	Mathambi	Mpasa	Ndakwera	Masenjere	
	Peak Demand (kW)	208	113	113	323	224		57		163	47	113	110	113	113	518	63	72		224		38	204	38	155	38	100	204	
	Energy Demand (MWh)	1,042	567	567	1,617	1,121		285		816	236	567	549	567	567	2,593	313	358		1,121		193	1,021	190	777	190	499	1,021	
	Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.
	Electrification Cost (1,000US\$)	193	88	132	408	361		249		210	115	266	146	222	208	309	71	401		122		86	269	115	163	159	146	225	
	Benefit/Cost	6.25	8.69	5.93	4.30	3.61		2.15		4.83	4.22	3.00	5.22	3.57	3.82	8.22	7.70	1.52		10.11		5.16	4.49	3.86	5.93	2.80	4.92	5.32	
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	193	88	132	408	361		249		210	115	266	146	222	208	309	71	401		122		86	269	115	163	159	146	225
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	615	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-
		PV with Off-grid (1,000US\$)	32,761	17,847	17,847	50,807	35,238		8,994		25,643	7,433	17,847	17,269	17,847	17,847	81,427	9,867	11,286		35,238		6,085	32,094	6,008	24,423	6,008	15,693	32,094
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	190	147	147	246	199		119		171	115	147	143	147	147	335	124	129		199		110	190	110	166	110	138	190
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	194	90	131	405	356		241		209	112	260	145	218	204	321	71	386		127		84	266	112	164	154	145	225
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	1,148	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-
		PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	1,212	779	779	1,743	1,287		518		1,007	473	779	759	779	779	2,635	546	588		1,287		432	1,195	430	970	430	713	1,195
	B/C	D/L Extension	6.25	8.69	5.93	4.30	3.61		2.15		4.83	4.22	3.00	5.22	3.57	3.82	8.22	7.70	1.52		10.11		5.16	4.49	3.86	5.93	2.80	4.92	5.32
		Micro-hydro with Off-grid	-	-	-	0.76	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-
		PV with Off-grid	0.04	0.04	0.04	0.03	0.04		0.06		0.04	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.06	0.05		0.04		0.07	0.04	0.07	0.04	0.07	0.05	0.04
		Diesel with Off-grid	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Name of TC	Kapoka	Mlare	Nehenchena	Nthungwa	Eswazini		Kapheni		Malambo	Kachigamba	Makioni	Nsaru	Kazyozyo	Magomelo	Bihla	Katululi	Msosa		Masaula		Domwe	Magaleta	Sandama	Chinakanaka	Nambazo	Kanyinda	Kampata	
	Peak Demand (kW)	263	38	189	153	60		59		163	157	24	438	44	344	204	65	74		224		113	19	341	146	113	174	37	
	Energy Demand (MWh)	1,318	190	948	765	299		294		816	788	122	2,192	222	1,722	1,021	327	371		1,121		567	97	1,708	732	567	873	185	
	Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.
	Electrification Cost (1,000US\$)	122	249	105	374	71		71		210	120	159	351	191	214	312	328	176		227		103	100	153	120	222	120	130	
	Benefit/Cost	11.36	1.79	10.27	2.64	7.47		7.42		4.83	8.03	2.42	6.36	2.50	8.31	3.88	1.76	3.49		5.65		7.52	3.55	11.20	7.65	3.57	8.63	3.40	
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	122	249	105	374	71		71		210	120	159	351	191	214	312	328	176		227		103	100	153	120	222	120	130
Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-	-	618	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	1,406	-	-	-	-	
PV with Off-grid (1,000US\$)		41,397	6,008	29,788	24,060	9,441		9,278		25,664	24,770	3,885	68,854	7,007	54,101	32,094	10,314	11,691		35,238		17,847	3,083	53,666	23,009	17,847	27,446	5,850	
Diesel with Off-grid (1,000US\$)		218	110	180	166	119		119		171	166	105	297	115	255	190	124	129		199		147	101	255	162	147	176	110	
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	129	240	109	365	71		71		209	122	153	356	185	221	308	316	171		228		104	97	163	121	218	123	126	
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	-	-	1,303	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	2,337	-	-	-	-	
	PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)	1,468	430	1,125	961	530		526		1,008	979	370	2,267	462	1,838	1,195	558	599		1,287		779	344	1,827	928	779	1,059	426	
B/C	D/L Extension	11.36	1.79	10.27	2.64	7.47		7.42		4.83	8.03	2.42	6.36	2.50	8.31	3.88	1.76	3.49		5.65		7.52	3.55	11.20	7.65	3.57	8.63	3.40	
	Micro-hydro with Off-grid	-	-	0.87	-	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-	-	0.79	-	-	-	-	
	PV with Off-grid	0.04	0.07	0.04	0.04	0.06		0.06		0.04	0.04	0.10	0.03	0.07	0.03	0.04	0.05	0.05		0.04		0.04	0.11	0.03	0.04	0.04	0.04	0.07	
	Diesel with Off-grid	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern					Central					Southern																		
		Name of District	Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje	
Phase VIII	Electrification Phase	Name of TC	Chisenga	Chipepasha	Nkhozho	Ruarwe	Luwelezi			Ng'ombe	Chinkhwiri	Michulu	Kabudula	Gumulira		Pengapanga	Mkumba	Ngwepete		Nachuma		Chigwaja	Kanekude	Chiphho	Msikawanjala				Lulwe	
		Peak Demand (kW)	94	38	117	268	81			29	131	113	36	34		121	287	133		113		113	53	152	48				59	
		Energy Demand (MWh)	472	190	587	1,344	408			145	656	567	181	172		608	1,436	667		567		567	264	761	239				295	
		Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	Micro-hydro	DL Ext.			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.
		Electrification Cost (1,000US\$)	357	176	88	641	117			71	252	357	191	235		146	197	295		132		103	235	163	86				191	
		Benefit/Cost	2.00	2.53	8.85	1.01	5.47			5.60	3.49	2.25	2.30	1.84		5.61	7.78	3.02		5.93		7.52	2.21	5.86	5.64				2.84	
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	357	176	88	-	117			71	252	357	191	235		146	197	295		132		103	235	163	86				191	
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	537	-	-	641	-			-	-	-	-	-		-	-	-		-		-	-	-	-	-			-	
		PV with Off-grid (1,000US\$)	14,852	6,008	18,454	42,227	12,848			4,594	20,632	17,847	5,708	5,446		19,135	45,109	20,980		17,847		17,847	8,320	23,918	7,528				9,299	
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	138	110	147	218	133			105	157	147	110	110		152	227	157		147		147	119	166	115				119	
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	346	170	90	-	116			69	247	346	184	226		146	202	289		131		104	227	163	84				185	
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	945	-	-	732	-			-	-	-	-	-		-	-	-		-		-	-	-	-	-			-	
		PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-		-	-	-		-		-	-	-	-	-			-	
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	691	430	795	2,563	634			389	862	779	423	416		818	1,574	871		779		779	501	957	475				526	
	B/C	D/L Extension	2.00	2.53	8.85	-	5.47			5.60	3.49	2.25	2.30	1.84		5.61	7.78	3.02		5.93		7.52	2.21	5.86	5.64				2.84	
Micro-hydro with Off-grid		0.73	-	-	1.01	-			-	-	-	-	-		-	-	-		-		-	-	-	-	-			-		
PV with Off-grid		0.05	0.07	0.04	0.06	0.05			0.09	0.04	0.04	0.07	0.08		0.04	0.04	0.04		0.04		0.04	0.06	0.04	0.06				0.06		
Diesel with Off-grid		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00		1.00		1.00	1.00	1.00	1.00				1.00		
Phase VII	Electrification Phase	Name of TC	Mulembe	Mwenietete	Ng'onga	Chituka	Emfeni			Kasakula	Lipri	Chikombe	Hiumjiza	Kabzyala		Kaloga	Katema	Mangamba		Khonjeni		Linjidzi	Tulankhondo		Nampundo			Chididi		
		Peak Demand (kW)	35	43	51	113	53			122	126	70	198	11		284	176	60		38		113	145				59	224		
		Energy Demand (MWh)	174	217	254	567	267			612	630	349	992	54		1,422	882	299		190		567	724				294	1,121		
		Appropriate Electrification Method	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.	
		Electrification Cost (1,000US\$)	159	71	71	161	100			132	161	88	508	130		244	298	206		130		146	283		86			166		
		Benefit/Cost	2.73	6.54	7.00	4.89	5.12			6.22	5.22	6.57	2.36	2.49		6.33	3.64	2.66		3.43		5.36	3.32		6.19			7.61		
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)	159	71	71	161	100			132	161	88	508	130		244	298	206		130		146	283		86			166		
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	562	-	-	-	-			-	-	-	-	-		-	533	-		-		-	-		-			-		
		PV with Off-grid (1,000US\$)	5,517	6,865	8,001	17,847	8,426			19,256	19,802	11,002	31,178	1,734		44,669	27,725	9,441		6,008		17,847	22,769		9,258			35,238		
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	110	115	119	147	119			152	152	124	185	101		227	176	119		110		147	162		119			199		
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)	153	70	70	159	98			132	160	88	495	124		247	293	199		126		145	278		85			169		
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)	734	-	-	-	-			-	-	-	-	-		-	1,209	-		-		-	-		-			-		
		PV with Off-grid (1,000US\$)	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-		-	-	-		-		-	-		-			-		
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)	418	458	493	779	504			821	835	575	1,166	310		1,563	1,066	530		430		779	922		525			1,287		
	B/C	D/L Extension	2.73	6.54	7.00	4.89	5.12			6.22	5.22	6.57	2.36	2.49		6.33	3.64	2.66		3.43		5.36	3.32		6.19			7.61		
Micro-hydro with Off-grid		0.54	-	-	-	-			-	-	-	-	-		-	0.89	-		-		-	-		-			-			
PV with Off-grid		0.08	0.07	0.06	0.04	0.06			0.04	0.04	0.05	0.04	0.18		0.04	0.04	0.06		0.07		0.04	0.04		0.06			0.04			
Diesel with Off-grid		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00		1.00		1.00	1.00		1.00			1.00			

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region		Northern					Central							Southern														
	Name of District		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase IX	Name of TC		Tilora	Kamphenda	Maula	Engutwini				Mzandu	Kasuntha	Mnema	Phirilanjuli	Kalulu		Masasa	Lungwena	Likhonyowa		Kachulu				Kasuzza	Kambenje				Sankhulani
	Peak Demand (kW)		38	113	38	113				68	264	26	91	32		4	204	113		204				69	16				204
	Energy Demand (MWh)		190	567	190	567				340	1,322	132	458	159		18	1,021	567		1,021				345	81				1,021
	Appropriate Electrification Method		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.				DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.
	Electrification Cost (1,000US\$)		235	117	71	176				208	242	176	281	130		249	210	88		105				88	86				193
	Benefit/Cost		1.90	6.63	6.17	4.50				2.81	6.04	2.22	2.49	3.23		1.15	5.67	8.69		10.85				6.54	4.01				6.16
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)		235	117	71	176			208	242	176	281	130		249	210	88		105				88	86				193
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-	-			-	-	-	-	-	-		-	-	-		-			-	-				-
		PV with Off-grid (1,000US\$)		6,008	17,847	6,008	17,847			10,719	41,539	4,168	14,409	5,020		599	32,094	17,847		32,094				10,882	2,578				32,094
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)		110	147	110	147			124	218	105	138	110		96	190	147		190				124	101				190
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)		226	118	70	173			202	244	170	273	125		238	211	90		110				87	83				194
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-	-			-	-	-	-	-	-		-	-	-		-			-	-				-
		PV with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-	-			-	-	-	-	-	-		-	-	-		-			-	-				-
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)		430	779	430	779			568	1,471	378	680	405		275	1,195	779		1,195				572	331				1,195
	B/C	D/L Extension		1.90	6.63	6.17	4.50			2.81	6.04	2.22	2.49	3.23		1.15	5.67	8.69		10.85				6.54	4.01				6.16
		Micro-hydro with Off-grid		-	-	-	-			-	-	-	-	-	-		-	-	-		-			-	-				-
		PV with Off-grid		0.07	0.04	0.07	0.04			0.05	0.04	0.09	0.05	0.08		0.46	0.04	0.04		0.04				0.05	0.13				0.04
		Diesel with Off-grid		1.00	1.00	1.00	1.00			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00		1.00			1.00	1.00				1.00
	Phase IX	Name of TC		Hara	Mphompha	Lwazi				Nthondo	Chankhunga	Chitala	Kachale				Kwisimba	Malundani		Sakata									Kamwendo
Peak Demand (kW)			26	113	38				124	117	224	96				94	204		6									146	
Energy Demand (MWh)			132	567	190				621	588	1,121	482				472	1,021		30									729	
Appropriate Electrification Method			DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.				DL Ext.	DL Ext.		DL Ext.									DL Ext.	
Electrification Cost (1,000US\$)			71	252	115				146	146	180	176				222	210		115									105	
Benefit/Cost			5.45	3.17	3.86				5.68	5.47	7.03	4.05				3.18	5.67		2.59									8.63	
Investment Cost		D/L Extension (1,000US\$)		71	252	115				146	146	180	176			222	210		115									105	
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-				-	-	-	-			533	-		-		-							-	
		PV with Off-grid (1,000US\$)		4,168	17,847	6,008				19,540	18,503	35,238	15,161			14,852	32,094		989									22,925	
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)		105	147	110				152	147	199	138			138	190		96									162	
Life cycle cost		D/L Extension (1,000US\$)		69	246	112				146	146	183	172			217	211		110									107	
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-				-	-	-	-			-	-		-		-							-	
		PV with Off-grid (1,000US\$)		-	-	-				-	-	-	-			-	-		-		-							-	
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)		378	779	430				828	796	1,287	699			691	1,195		285									926	
B/C		D/L Extension		5.45	3.17	3.86				5.68	5.47	7.03	4.05			3.18	5.67		2.59									8.63	
		Micro-hydro with Off-grid		-	-	-				-	-	-	-			0.65	-		-		-							-	
		PV with Off-grid		0.09	0.04	0.07				0.04	0.04	0.04	0.05			0.05	0.04		0.29									0.04	
		Diesel with Off-grid		1.00	1.00	1.00				1.00	1.00	1.00	1.00			1.00	1.00		1.00									1.00	

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central						Southern														
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase X	Name of District																											
	Name of TC		Lupembe						Kayoyo	Nalunga	Chinguluwe	Chimbalanga						Nanyumbu		Makina								
	Peak Demand (kW)		113						90	45	113	115						38		204								
	Energy Demand (MWh)		567						449	226	567	575						190		1,021								
	Appropriate Electrification Method		DL Ext.						DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.						DL Ext.		DL Ext.								
	Electrification Cost (1,000US\$)		117						193	176	88	281						71		134								
	Benefit/Cost		6.63						3.53	2.73	8.69	2.87						6.17		8.66								
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)		117						193	176	88	281						71		134							
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-						-	-	-	-						-		-							
		PV with Off-grid (1,000US\$)		17,847						14,125	7,149	17,847	18,099						6,008		32,094							
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)		147						133	115	147	147						110		190							
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)		118						189	171	90	274						70		138							
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)		-						-	-	-	-						-		-							
		PV with Off-grid (1,000US\$)		-						-	-	-	-						-		-							
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)		779						667	465	779	786						430		1,195							
	B/C	D/L Extension		6.63						3.53	2.73	8.69	2.87						6.17		8.66							
		Micro-hydro with Off-grid		-						-	-	-	-						-		-							
		PV with Off-grid		0.04						0.05	0.07	0.04	0.04						0.07		0.04							
		Diesel with Off-grid		1.00						1.00	1.00	1.00	1.00						1.00		1.00							
	Name of TC										Dzoole	Siyasiya	Mtema					Molipa		Ngwelero								
Peak Demand (kW)										105	113	170					113		224									
Energy Demand (MWh)										526	567	851					567		1,121									
Appropriate Electrification Method										DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.					DL Ext.		DL Ext.									
Electrification Cost (1,000US\$)										193	88	239					88		137									
Benefit/Cost										3.90	8.69	4.37					8.69		9.11									
Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)									193	88	239						88		137								
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)									-	-	-						-		-								
	PV with Off-grid (1,000US\$)									16,538	17,847	26,757						17,847		35,238								
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)									143	147	171						147		199								
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)									190	90	237						90		141								
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)									-	-	-						-		-								
	PV with Off-grid (1,000US\$)									-	-	-						-		-								
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)									740	779	1,036						779		1,287								
B/C	D/L Extension									3.90	8.69	4.37						8.69		9.11								
	Micro-hydro with Off-grid									-	-	-						-		-								
	PV with Off-grid									0.05	0.04	0.04						0.04		0.04								
	Diesel with Off-grid									1.00	1.00	1.00						1.00		1.00								

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central						Southern														
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase XI	Name of TC									Kalonga	Matenje	Bisai								Chisunzi								
	Peak Demand (kW)									48	38	112								113								
	Energy Demand (MWh)									239	190	562								567								
	Appropriate Electrification Method									DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.								DL Ext.								
	Electrification Cost (1,000US\$)									71	115	208								103								
	Benefit/Cost									6.77	3.86	3.80								7.52								
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)								71	115	208								103								
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-								-								
		PV with Off-grid (1,000US\$)								7,553	6,008	17,673								17,847								
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)								115	110	147								147								
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)								70	112	204								104								
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-								-								
		PV with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-								-								
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)								476	430	775								779								
	B/C	D/L Extension								6.77	3.86	3.80								7.52								
		Micro-hydro with Off-grid								-	-	-								-								
		PV with Off-grid								0.06	0.07	0.04								0.04								
		Diesel with Off-grid								1.00	1.00	1.00								1.00								
	Name of TC									Kalumbu	Chagunda	Mbng'ombe								Ngondole								
	Peak Demand (kW)									146	113	153								204								
Energy Demand (MWh)									730	567	766								1,021									
Appropriate Electrification Method									DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.								DL Ext.									
Electrification Cost (1,000US\$)									178	88	312								149									
Benefit/Cost									5.24	8.69	3.14								7.86									
Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)								178	88	312								149									
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-								-									
	PV with Off-grid (1,000US\$)								22,967	17,847	24,081								32,094									
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)								162	147	166								190									
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)								177	90	306								152									
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-								-									
	PV with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-								-									
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)								927	779	962								1,195									
B/C	D/L Extension								5.24	8.69	3.14								7.86									
	Micro-hydro with Off-grid								-	-	-								-									
	PV with Off-grid								0.04	0.04	0.04								0.04									
	Diesel with Off-grid								1.00	1.00	1.00								1.00									

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central						Southern														
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase XII	Name of District																											
	Name of TC									Mkukula	Pemba	Simumbe																
	Peak Demand (kW)									124	224	26																
	Energy Demand (MWh)									621	1,121	132																
	Appropriate Electrification Method									DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.																
	Electrification Cost (1,000US\$)									103	166	176																
	Benefit/Cost									7.95	7.61	2.22																
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)								103	166	176																
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-																
		PV with Off-grid (1,000US\$)								19,518	35,238	4,168																
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)								152	199	105																
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)								104	169	170																
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-																
		PV with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-																
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)								828	1,287	378																
	B/C	D/L Extension								7.95	7.61	2.22																
		Micro-hydro with Off-grid								-	-	-																
		PV with Off-grid								0.04	0.04	0.09																
		Diesel with Off-grid								1.00	1.00	1.00																
	Name of TC									Chakadza	Mphinzi	Kang'oma																
	Peak Demand (kW)									158	38	227																
	Energy Demand (MWh)									792	190	1,137																
	Appropriate Electrification Method									DL Ext.	DL Ext.	DL Ext.																
	Electrification Cost (1,000US\$)									120	235	210																
	Benefit/Cost									8.06	1.90	6.16																
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)								120	235	210																
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-																
PV with Off-grid (1,000US\$)									24,890	6,008	35,741																	
Diesel with Off-grid (1,000US\$)									166	110	199																	
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)								122	226	211																	
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-																	
	PV with Off-grid (1,000US\$)								-	-	-																	
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)								982	430	1,300																	
B/C	D/L Extension								8.06	1.90	6.16																	
	Micro-hydro with Off-grid								-	-	-																	
	PV with Off-grid								0.04	0.07	0.04																	
	Diesel with Off-grid								1.00	1.00	1.00																	

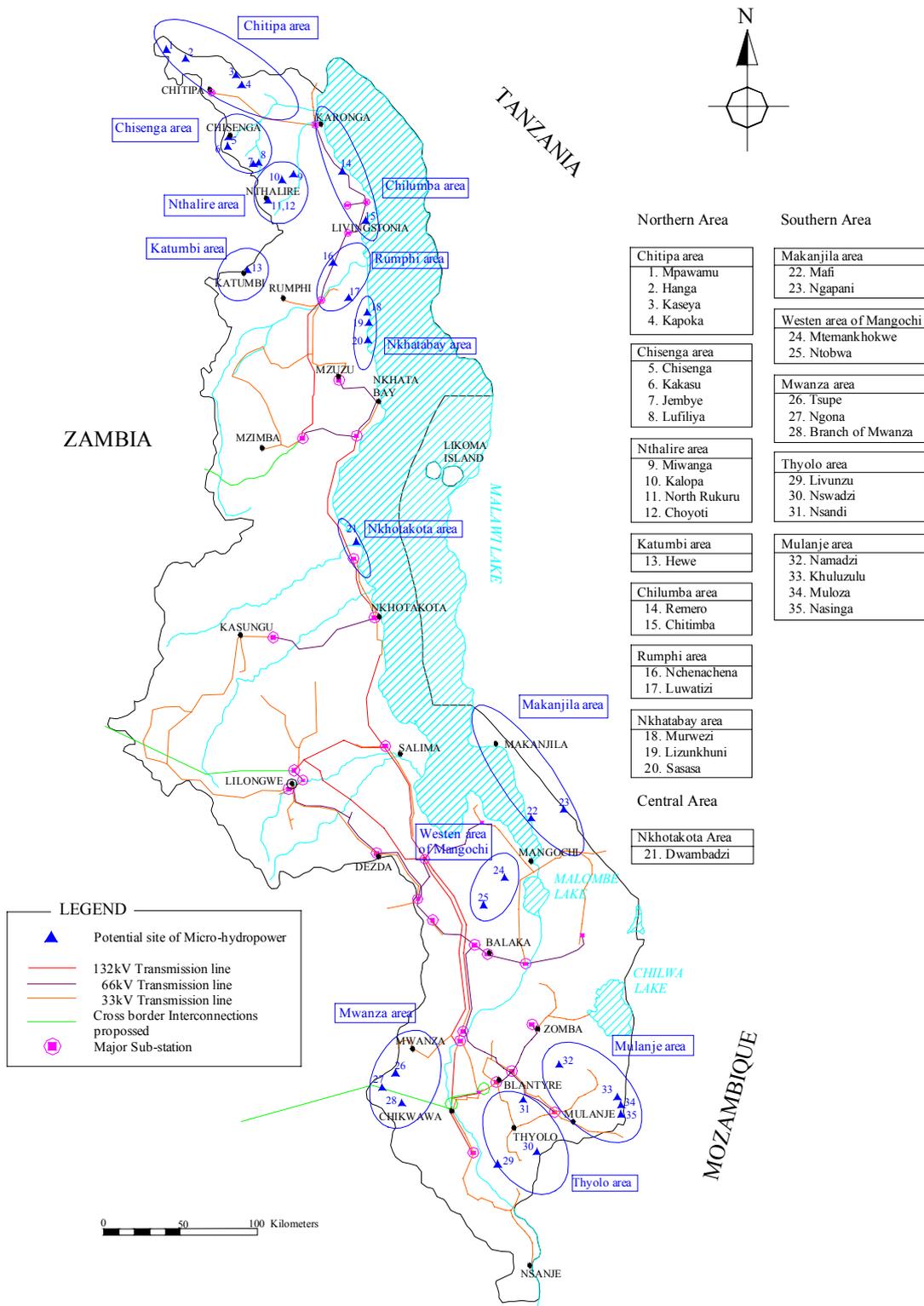
添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central						Southern														
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase XIII	Name of District	Name of TC																										
		Chimungu																										
		Peak Demand (kW)																										
		86																										
		Energy Demand (MWh)																										
		430																										
		Appropriate Electrification Method																										
		DL Ext.																										
		Electrification Cost (1,000US\$)																										
		176																										
		Benefit/Cost																										
		3.79																										
		Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)																									
			176																									
			Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)																									
			-																									
		PV with Off-grid (1,000US\$)																										
		13,536																										
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)																										
		133																										
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)																											
	172																											
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)																											
	-																											
PV with Off-grid (1,000US\$)																												
-																												
Diesel with Off-grid (1,000US\$)																												
652																												
B/C	D/L Extension																											
	3.79																											
	Micro-hydro with Off-grid																											
	-																											
PV with Off-grid																												
0.05																												
Diesel with Off-grid																												
1.00																												
Name of TC																												
Thonje																												
Peak Demand (kW)																												
86																												
Energy Demand (MWh)																												
430																												
Appropriate Electrification Method																												
DL Ext.																												
Electrification Cost (1,000US\$)																												
132																												
Benefit/Cost																												
5.01																												
Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)																											
	132																											
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)																											
	-																											
PV with Off-grid (1,000US\$)																												
13,536																												
Diesel with Off-grid (1,000US\$)																												
133																												
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)																											
	130																											
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)																											
	-																											
PV with Off-grid (1,000US\$)																												
-																												
Diesel with Off-grid (1,000US\$)																												
652																												
B/C	D/L Extension																											
	5.01																											
	Micro-hydro with Off-grid																											
	-																											
PV with Off-grid																												
0.05																												
Diesel with Off-grid																												
1.00																												

添付表 3 - 1 未電化トレーディングセンターの電化方式と電化工事費用

Electrification Phase	Region	Northern						Central							Southern													
		Chitipa	Karonga	Rumphi	Nkhata Bay	Mzimba	Likoma	Kasungu	Nkhotakota	Ntchisi	Dowa	Salima	Lilongwe	Mchinji	Dedza	Ntcheu	Mangochi	Machinga	Balaka	Zomba	Chiradzulu	Blantyre	Mwanza	Thyolo	Mulanje	Phalombe	Chikwawa	Nsanje
Phase XV	Name of TC									Bweya																		
	Peak Demand (kW)									81																		
	Energy Demand (MWh)									407																		
	Appropriate Electrification Method									DL Ext.																		
	Electrification Cost (1,000US\$)									132																		
	Benefit/Cost									4.88																		
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)								132																		
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-																		
		PV with Off-grid (1,000US\$)								12,826																		
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)								133																		
	Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)								130																		
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-																		
		PV with Off-grid (1,000US\$)								-																		
		Diesel with Off-grid (1,000US\$)								634																		
	B/C	D/L Extension								4.88																		
		Micro-hydro with Off-grid								-																		
		PV with Off-grid								0.05																		
		Diesel with Off-grid								1.00																		
	Name of TC									Ntiti																		
	Peak Demand (kW)									115																		
	Energy Demand (MWh)									575																		
	Appropriate Electrification Method									DL Ext.																		
	Electrification Cost (1,000US\$)									88																		
	Benefit/Cost									8.76																		
	Investment Cost	D/L Extension (1,000US\$)								88																		
		Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-																		
		PV with Off-grid (1,000US\$)								18,099																		
Diesel with Off-grid (1,000US\$)									147																			
Life cycle cost	D/L Extension (1,000US\$)								90																			
	Micro-hydro with Off-grid (1,000US\$)								-																			
	PV with Off-grid (1,000US\$)								-																			
	Diesel with Off-grid (1,000US\$)								786																			
B/C	D/L Extension								8.76																			
	Micro-hydro with Off-grid								-																			
	PV with Off-grid								0.04																			
	Diesel with Off-grid								1.00																			

Source: Prepared by JICA MP ST



(出所) JICA 調査団作成

添付図 3 - 1 小水力ポテンシャル調査の実施地点図