

7.9 要約と結論

すでに論じたように、UNDP/GEF 計画は、ジンバブエにおける PV の利用促進及び知識の普及に貢献し成功したが、補助金による有利な貸付は中間所得者、または中の下程度の所得層に利益を与え、地方の貧困層のニーズを満たすことには成功していない。

このような状況においては、補助金はより有効な使い道があったものと思われる。なぜなら、これら中間層は、収入面から見て PV システムに対し十分に支払い能力を持ったグループであったからである。計算によれば、補助金無しでも極僅かの金額を毎月の返済金額に追加するだけで、市場金利による貸付が可能であることが判明している（但し返済期間を延長する）。補助金をよりうまく利用するには、市場構築のための基礎的投資（インフラストラクチャーの改善）に利用し、経常的な経費には使用しないこと、または収入の極めて低いグループに対してのみ使用されるべきである。

UNDP/GEF 計画（現在 6 年目に入っている）は、確かに、ジンバブエにおける PV 技術の開発、一般への知識の普及、地方電化の推進に明確に寄与している。それは、このプロジェクトの結果、実際に数千の家族および多くの公共機関がその恩恵を享受し、有効に利用していることが示している。このプロジェクトは、多くの企業に PV 関連市場分野への参入を、関税の免除と部品の供給の容易化などで、入口を広げ裾野を広げることで容易にした。また、このプロジェクトは企業が利用者との直接料金徴収や、部品販売の煩雑な業務から開放することを可能とした。プロジェクトが公式に終了した後、今までの優遇措置が消滅すれば、これらの小企業のほとんどが苦境に陥り、場合によっては閉鎖する企業も現れるものと思われる。

しかし、すでに基礎的な問題は明らかになっており、そのうちの重要な問題が post-GEF で首尾よく解決されれば、PV 産業はより一層の成長と発展の可能性を持っている。解決が迫られている重要な問題の 1 つは、PV 関連会社の資金融資へのアクセスを増大させることであり、他の問題は市場を維持するために必要な地方における専門技術者の不足を解消することある。

また、地域におけるシステムの維持技術と、PV 関連部品製造能力を充分に開発することには成功しなかった。実際に、ジンバブエにおける主要な関連部品メーカーは 1 社だけであり、品質が重要な主要構成部品はまだ輸入する必要がある。しかし、これ

らの問題も政策の変化により効果的に解決されるかもしれない。もし PV 発展のための「積極的推進」環境を作り出すために、必要な手段が取られるならば、多くの地元の会社が生き抜くことが可能である。そのような環境が作り出されれば、PV は最終的にジンバブエの中で最も低い収入グループに到達し、維持可能な地方電化の方法として認識されるものと思われる。

7.10 提言

ジンバブエにおいて太陽光発電による地方電化が本当に維持可能となるためには、具体的なステップが主要な関係者により実施・実行されねばならない。主要な参加者とは政府、ZESA、SEIAZ、および援助組織等である。

7.10.1 政府に対する提言

ジンバブエの環境を「PV 電化の積極的推進」にするために、2、3 の例を挙げると、すなわち PV 関連の製造と保守技術の開発と発展を促進し、資金調達機会を民間部門に提供し、関税や税制上の優遇措置を準備し、拡張する等がある。

政府は、PV システムのコストを不要に膨らます 15% の物品販売税の対象から、PV モジュールと PV システム構成要素を免除して現在の価格構造を合理化すべきである。また、現在、基礎的な食品類、およびジンバブエの他の選ばれた商品に適用されているように、PV パネルおよびシステム構成機器・装置の関税免除が、総合政策に取り入れられるべきである。

政府は、利用者に利用可能なシステム購入方式の選択を保証するために、多様な方式の存続を認めなければならない。

UNDP/GEF 計画により示されたように、NGOs の使用（末端の利用者に強いつながりを持つ）と、ユーティリティ組織 ZESA（強い組織内技術能力を持ち、全国ネットワークを持っている）などを積極的に参加させることにより、利用者の拡大を可能にする。

post-GEF 期間において、PV の普及を確立するために、政府は補助金の使用を続けるなら、目的と用途をはっきり区別しなければならない。GEF 計画の下では、補助金は、

初期の頭金および定期的な分割代金を支払う余裕を持った中間所得者層に役立ち、地方の貧困層のニーズに適応することに失敗した。

この政策ツール（補助金）のより合理的な使用は、市場金利に対する補助よりも、地方の貧困層への直接的な支援のために必要である（例えば下表に示すように、US\$1,000のシステムを9,000システム設置する場合、購入頭金への補助を行うことにより、システムあたりの支払い月額をUS\$36からUS\$27に引き下げることが可能になる）。定期的な支払が可能である中間所得者に対しては、市場金利へ漸次移行することにしても、支払期間を延長すれば定期的な支払額はあまり増えない。貧困層に対しては、ローカルなNGOまたはCBOを通じて、補助金を利用してより柔軟な貸付金返済計画を取ることで実行出来る。NGO、CBOは地方の貧困層に現実的に接触でき、同時に財政的に支持可能である。

表 7-6 利子補給と購入金額補助との比較 (1,000US\$)

| ケース | | 0 | 1 | 2 | 3 | 支払合計 | 支払月額 |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| 一般金利 | 初期投資 | 9,000 | | | | | (US\$) |
| | 返済 | | 2,157 | 2,912 | 3,931 | | |
| | 利息 | (35%) | 3,150 | 2,395 | 1,376 | | |
| | 合計支払 | | 5,307 | 5,307 | 5,307 | 15,921 | 49 |
| 利子補給 | 初期投資 | 9,000 | | | | | |
| | 返済 | | 2,592 | 2,981 | 3,428 | | |
| | 利息 | (15%) | 1,350 | 961 | 514 | | |
| | 合計支払 | | 3,942 | 3,942 | 3,942 | 11,825 | 36 |
| | 利子補給額 | | | | | 4,096 | |
| 利子補給額を初期投資へ補助 | 初期投資 | 4,904 | | | | | |
| | 返済 | | 1,175 | 1,587 | 2,142 | | |
| | 利息 | (35%) | 1,717 | 1,305 | 750 | | |
| | 合計支払 | | 2,892 | 2,892 | 2,892 | 8,676 | 27 |

PV関連会社と利用者の両者に対し、資金融資へのアクセスの問題を解決するために、政府は、信用保証基金（援助組織による資金供与を基礎に）を設置し、公的資金によるPV関連会社や利用者への融資の道を開設すべきである。政府による保証は、PVプロジェクトをリスクが多いと理解している銀行に対し、より柔軟な返済期間と、より多くの信用の供与を決定するのに効果的に影響するかもしれない。

政府は、PV計画を評価するための組織的な開発プログラム（海外の援助組織と協力して）を設定し、その中に資金調達、融資制度に関する評価を明確に規定すべきであ

る。既に議論されたように、多くの資金貸出機関は、PV技術およびその使用からもたらされる重要な経済利益に関し、不十分な知識しか持っていない。そのような理解不足は、利用者とPV会社の両者に、融資の決定に際し不利に影響している。

最後に、政府は、PV技術を利用することのメリットを広く周知させ、実際に政府の設備・施設にPVシステムを設置し利用することを提案する。これは、実際的な再生可能エネルギープログラムとして、他の国（既開発国、発展途上国）で効果的であると証明されている。

7.10.2 NGO、ローカル組織への提言

村落協同組合などのローカルな組織は、特定の計画を策定し上部の組織に提出するなど、PV地方電化に寄与するための努力をするべきである。努力の出発点は、共同体としてのニーズ、可能性、および限界がよりよく知られ、理解されている一般大衆レベル（草の根レベル）において開始されることが望ましい。

国から与えられる資金では不十分であり、地域の団体が彼ら自身の資源を集めることもまた必要である。他の開発途上国の経験は、PVによる地方電化は有効であり、維持可能であるとしている。

7.10.3 SEIAZへの提言

ジンバブエにおけるPV関連製品メーカー、供給者/販売業者、および設置業者の代表者団体として、SEIAZが政府とその協同関係を高めるべきであり、政府自身および国際的な援助機関からの資金調達および技術援助に関し、メンバーのアクセスを容易にするよう努める。ただし、ほとんどの援助機関は、私的な組織または個々の企業よりも、政府の機関だけを対象としていることには留意しなければならない。

SEIAZは、標準以下の製品とサービスによって事業の拡大を凶る企業を阻止するために、ジンバブエのPVに関する産業基準を設定し、厳密に摘要しなければならない。PV関連業界では、PV GAP(Global Approval Programme for Photovoltaics)が既に実施の段階に入っている。

SEIAZ が、特定の計画を立案し、またはそれらのリーダーシップをとるならば、それはまた、PV 産業にとって有益である。なぜなら、SEIAZ はプロジェクトを評価するのに最も良いポジションにあり、地域にとって必要と必要でないものの区別が出来る立場にある。SEIAZ は彼ら自身でそのメンバーの信用を増大させるための手段を創造出来る。例えば、メンバーの財産に基づいた貸出し、または供給者信用（モジュールと装置供給者は、販売業者に信用を、物質的な担保品の代わりに信用申込用紙といくつかの参考書類の準備で提供する）の利用などである。

7.10.4 援助組織への提言

再生可能エネルギーのための開発援助が準備されるときに、援助組織は長期的な維持可能性について考慮するべきである。開発援助は操業費よりも、初期投資資金・或いは必要となる回転資金・技術訓練・情報普及・および基準の設定のように、継続的な利益を PV 地方電化プロジェクトにもたらす部門に導かれるべきである。これは他の開発途上国における PV 地方電化プロジェクトの経験から得られた最も重要な教訓のうちの 1 つである。

援助組織は、国内企業の製造能力を認識し、PV 関連製品の製造に関する援助も拡張すべきである。すなわち、無償／有償資金援助は、国内の製造と保守能力の発達に役立つ国内製品の調達を可能とし、外国の支持を必要とし国内技術の発達を遅らせる海外製品の調達に限定すべきではない。

特に、国内の PV 関連製品の製造と維持能力が開発途上であるジンバブエでは、このことが重要である。

第8章 太陽光発電地方電化促進のための枠組み

8.1 太陽光発電地方電化方式の検討

これまで世界の開発途上国で行われてきた太陽光発電を利用した地方電化プロジェクトの大部分は、太陽光発電システムの販売を指向したものである。販売指向プロジェクトの推進は、太陽光発電システムの販売、設置、保守サービスを実施する企業の努力に大きく依存している。しかし、販売指向のプロジェクトで得られた経験からいくつかの問題点も指摘されている。例えば、利用者の PV システムに対する知識が不足しており、バッテリーのメンテナンス方法が判らず、バッテリーにダメージを与えることや、利用者が遠隔地にあるため、バッテリーに補充するための蒸留水が入手しづらいことなどが挙げられる。この経験を踏まえて、本調査のモニタリングでは、PV システムの所有権は調査団が運営を委託した運営機関である BUN が保有してメンテナンスも行い、利用者には電気だけを供給する方式を基本とした。利用者からは、システム利用費の他に、保守・点検および部品交換費用を含めた料金を徴収する。しかし、本調査は試験的なものであるため、利用者との契約は5年間とし、5年後の扱いはその時に再度検討するとした、期間を限定した電力供給サービス方式である。本調査ではこのモニタリングを通して電力供給サービス方式と販売指向方式との比較検討を行った。

(1) 所得階層別の普及可能性

PV システムは未電化地域の農村住民にとっては高価なもので、販売方式の場合の返済期間は3~5年程度になっており、月々の返済金額が高く、購入は比較的裕福な世帯に限られる。一方、電力供給サービス方式の場合は、サービス提供者がシステム費用の他に、保守・点検費用を含めた料金を徴収し運営するが、システム・ライフ(20年)に応じた償却期間を設定することにより、利用者の負担額を少なくすることができ、低所得者層にも普及が可能になる。

(2) 保守・点検

販売方式の場合、PV システムの所有者はシステムを購入した利用者である。そのため、保守・点検が自己流になり、PV システムについて十分な知識がある場合は良いが、不適切な使用によりシステムの寿命を短縮するケースが多い。一方、公務員など

定期的に移動を余儀なくされる家庭は、システムと一緒に移動し、新しい居住地でも同じシステムを使い続けることができる。

電力供給サービス方式の場合、システムは現地技術者が定期的に巡回し、保守・点検を行うことになる。現地技術者は、PV システムの知識があるほか、保守・点検に必要な工具をもって巡回するため故障を未然に防ぐことができる。また、不適切な使用をしている場合はそれを止めさせることが出来る。

(3) システム部品の修理・交換

電力供給サービス方式では、定期的な保守・点検のほかに、システムにトラブルが生じた時、原因が利用者の故意でなければ修理及び機器の交換を無料で行うことになっている。しかし、販売方式では、利用者が自分で修理を行うか設置業者に修理や交換を有料で依頼することになる。交換品の購入に際しても安価な代替品を購入し、システムの効率を悪くする可能性もある。

(4) 設置範囲(地域)

販売方式の場合、販売業者は、PV システムを購入する意志がある利用者にはどこにでもシステムを供給することができるが、電力供給サービス方式では、現地技術者の巡回可能な範囲に制限され、設置対象地域から遠く離れた地域への設置は直ぐには難しい。

(5) グリッド電化後の対応

システムを設置した家庭に将来グリッドが延長された場合、電力供給サービス方式では PV システムを回収し、他の未電化家庭に設置して再利用をすることができるが、販売方式では、購入者が他の人へシステムを売らない限り無駄になる。

以上のように、販売方式、電力供給サービス方式の両者にはそれぞれ長短所があるが、PV システムを中・低所得者へ普及させる可能性、保守・点検によるシステムの信頼性、長期にわたるシステム運営組織の持続性などから、本調査では、太陽光発電による地方電化の推進方法として電力供給サービス方式を提案する。

8.2 太陽光発電地方電化推進の組織

ジンバブエにおいて太陽光発電を利用して行う地方電化は、太陽光発電システムを未電化地域の家庭にシステムを販売するのではなく、安定した経済基盤を持つ公共または、半公共の機関が太陽光発電システムを利用者の住居、または住居に隣接して設置し、そこで発生する電気を利用者に供給し、設備の利用料、及び保守・点検料金を電気代として徴収する方式をとることとする。この電力供給サービス組織は以下の諸要件を考慮して、選定又は設立される必要がある。

8.2.1 電力供給サービス組織の要件

(1) 中央調整が可能な分散管理組織

太陽光発電システムは、設置場所が分散しているため、技術トラブル、予備品供給、顧客サービスなどは、迅速かつ経済的に対処する必要がある。したがって、この組織は各地に支所を持つことが要求される。一方、政府や海外の援助機関との交渉、資金の確保、資産の利用、資機材購入、要員の訓練、分散した管理組織間のサービスと費用の分担調整などを一元的に実施する中央の部門も必要である。

(2) 市場開拓能力

組織を運営維持する費用は、利用者から集める保守料金に大きく依存しており、利用者の地理的集中度に大きく関係するので、所定区域内に最大数の利用者を開拓し、システムを導入して設置する市場開拓能力が必要である。そのためには地域の事情に通じた組織や人たち（ZESA、RDC、NGO 及び councilor）と親しく、また信頼されていること。

(3) 太陽光発電に関する技術力

システムの設計、構成部品の選定とその品質検査、設置システムの完成検査、設置後のシステムの保守等を実行できる技術力を保有しているか、またはトレーニング等により保有できる能力があること。

(4) システムの維持と顧客の要求を満たすためのモチベーション

地方電化を実施する機関は、利用者に対し信頼性の高い電力供給を行い、必要な定期点検を実施するための強い姿勢が必要である。利用者の支払う料金が、組織運営の

唯一の収入源である場合には、システムの保守サービスを最善にして利用者の満足を得ようとする意欲が大きくなる。

(5) 設備の増設及び拡張に必要な資本金

太陽光発電システムが導入されて6ヶ月以上問題なく稼動した後では、その周辺でPVシステムの設置を希望する家庭が増加し、或いは容量の増加を希望する利用者が多くなることが本調査の結果からも明らかになった。地方電化を効果的なものとするには、供給区域内において新規利用者に対するシステムの設置と、既存の利用者に対するシステム拡張の要望に敏速に対応することが必要である。

(6) 料金と徴収状況の把握

分散した地域の利用者から料金を徴収して管理する分散管理が必要である。さらに、集金方式には、とうもろこし作付農家のように収入時期が一定しない利用者の要求にも対応しうる融通性が必要である。集金は利用者にとって不便なものであってはならず、料金徴収の有無が現場でも把握されていなければならない。

(7) 太陽光発電地方電化の目的意識

組織はその主要目的を太陽光発電による電気供給としなくてはならない。太陽光発電による地方電化が主要な目的ではない組織（例えば農業協同組合）では、太陽光発電事業分野の目標達成度が著しく低下する。また、太陽光発電システム設置の数を主要目的としている組織（システムや部品の販売業者）では、継続した信頼性の高い電気供給という利用者の要求を満たすことが困難である。

(8) 料金未納者に対する接続解除の権限

料金未払いや、料金の支払いに大きな遅れがある場合には、接続の解除またはシステムの撤去を実行することを契約に明示し、それを実行する権限と意志を持つ。さもないと、料金の回収率は、組織の維持が困難になるような水準まで低下し、まじめに料金を支払う利用者の信頼を失う。ただし、接続の解除とか支払期限の経過した料金の回収は、冷静に、地域の実情に適した方法で実施することが必要である。

8.2.2 候補となる組織の比較・評価

PVによる地方電化を推進する機関の役目を果たすことが可能な候補組織としては、現在、電気を供給しているジンバブエ電力公社(ZESA)、地方の行政組織である地方自治議会(RDC: Rural District Council)、本調査で JICA のモニタリングシステムを DOE(Department of Energy)のもとで管理をしている NGO などの既存組織や、地方電化のために新規に設置する組織などがある。これらの組織の長短所を分析し、評価を行った。

(1) ZESA (Zimbabwe Electricity Supply Authority)

ZESA は、1997 年に 500 の家庭用太陽光発電システムの設置を試験的に行ったが、そのスキームは 5~10 年の長期リースによるシステムの供与であり、メンテナンスも ZESA が実施(但し、バッテリーの交換は利用者負担)するという、調査団が選定した電力供給サービス方式に近いものであった。

大量の独立型太陽光発電システムの設置による地方電化プロジェクトを導入し、運営・保守を行うためには、太陽光発電技術の専門家及び現地要員の増員が必要になるが、これらは ZESA の外部からも充当する必要がある。また、太陽光発電による地方電化は初期の利益が期待できないプロジェクトであり、営利機関である既存の ZESA とは別の経営組織を設けること、実際には便宜上「ZESA Solar」と称する ZESA の独立子会社を設けることが必要になる。この子会社は創立の初期段階では政府または国際的な援助機関からの補助金、または資金援助を利用するが、次第に回収した料金により維持・運営し、PV システムの設置拡大と保守の業務を遂行することが可能となろう。ZESA Solar は方針、会計、管理面では ZESA と連繋を維持するが、業務活動はあくまでも自主的に行うことが望ましい。

(2) RDC (Rural District Council)

地方自治議会 (Rural District Council) は、ジンバブエのすべての地域を分割してカバーしている、農村地域の開発及び地方電化計画の策定など、地方の住民サービスを実施する上で必要な地方行政組織であり、住民が分散居住する地域をコントロールすることには優れている。しかし、RDC の権限には、地区内の住民の保健、教育、公共サービスの改善指導があるが、電気を供給するようなサービスは含まれていない。さらに、RDC にはサービス指向の事業の経験、技術、知識は少なく、業務の維持に必要な人員も有していない。地方政府機関としての RDC には、財政上の決定及びその変

更の裁量が限定されており、人員の募集や解雇も難しい。RDC は管轄する地域の地理的な限界を考慮する必要があり、経済的に豊かでない地区では効率的な管理と、維持に必要と考えられる一定数以上のシステムを設置することが出来ない可能性がある。

(3) NGO (Non Governmental Organization)

JICA の今回のプロジェクトは NGO が運営を管理しており、また、いくつかの NGO は GEF プロジェクトに参加して、PV システムの設置を行い普及に貢献している。

NGO がある地域を限定して PV システムを設置し、保守や管理を実施することは可能であり、既に行われている。しかし、全国的に PV システムを普及し、維持・管理を実施していくとなると、既存の NGO では負担が大きくなる。

この太陽光発電地方電化プロジェクトの要件に合うように既存の NGO が財務面と地域的拡張を行うにはリスクが伴うし、料金不払いやシステム濫用者に対する設備撤去などのペナルティを実行することは NGO の性質上なかなか困難である。

しかし、NGO のメンバーが新組織の現地技術者、上級技術者として計画に参加することや、NGO の組織が、供給サービス機関のある地域を担当することは本調査の結果からも有効であり、十分に機能すると思われる。

(4) 協同組合 (Cooperatives)

フィリピンや米国などの一部の国では、農村地域の電化に協同組合が大きな役割を果たしているが、こうした成功は協同組合活動の内容を規制と監査、訓練、資金提供、技術支援の役割を担う、監督と支援の機関(米国では NRECA、フィリピンでは NEA)の存在によることが大きかった。

ジンバブエでは、独立以来、各種協同組合の設立が試みられたが、その多くは、資金の悪用が頻繁に起り、財務に窮し経営が失敗した歴史をもっている。現在まだ協同組合のための監督組織はなく、太陽光発電による地方電化の促進の目的だけで組織を設立する必要性は小さい。

一般に協同組合体制では、太陽光発電に基づく地方電化を長期にわたり維持するために必要な経営能力、技術力、財務の安定性を欠くことになる。RDC の場合と同じように、協同組合体制の利用は、国家的な規模でない限り、経済的に豊かで電化された世帯が集中している地域から、豊かでなく、電化された世帯が広範囲に分散し、したがって維持に費用のかかる地域への資金移動の可能性を妨げることになる。

(5)新しい民間の組織

太陽光発電による地方電化の実現のために民間の組織を設立することは、現状では利益の確保が困難であり時期尚早と思われる。多数の PV システムの設置が進み、太陽光発電による地方電化に関連する実際のコストや、リスクについて多くの知識を得た後では、民間企業が実際的な組織の主体になる可能性があるが、地方電化の初期の段階に関しては、政府が財務面及び運営面で密接に関与する必要がある、州または政府が管理する組織が最も実際的なものとなる。

(6)新規または既存の政府機関

財政に余裕のない開発途上国において既存の政府機関、または新しい機関を設置して、地方電化を実施することは ZESA の機構を一部利用することを除いては勧められない。

地方電化を実施する過程で、運用上の変更の必要性が判明しても、政府組織は融通性が欠如しており、組織または運用上の変更を行うことが困難であろう。

電力供給サービス方式の運営組織としての必要要件と候補となる組織の評価とを表 8-1 に纏めて比較すると、ZESA (ZESA-Solar) が最適の候補である。

表 8-1 候補となる組織と特性の比較

| 必要要件 \ 候補組織 | ZESA Solar | RDC | NGO | 協同組合 | 新民間組織 | 既存政府機関 |
|-------------------|------------|-----|-----|------|-------|--------|
| 中央調整を伴う分散管理 | ○ | ○ | △ | × | × | ○ |
| 利用者開拓能力 | ○ | △ | ○ | △ | ○ | × |
| 太陽光発電に関する技術力 | △ | × | ○ | × | △ | ○ |
| 長期供給の動機付け | ○ | × | △ | △ | ○ | × |
| 低費用の資本調達 | ○ | △ | △ | × | × | ○ |
| 現地要員管理能力 | ○ | ○ | △ | × | △ | △ |
| 設置の質の管理能力 | ○ | ○ | △ | △ | ○ | △ |
| 料金回収と会計能力 | ○ | ○ | △ | × | ○ | △ |
| 組織の権限 | ○ | × | × | ○ | ○ | × |
| 未払に対する接続解除の意思及び能力 | ○ | △ | △ | × | ○ | △ |

○:Good, △:Fair ×:Poor

8.3 太陽光発電による地方電化計画

8.3.1 PV電化対象家庭数

ジンバブエにおける電化済み家庭と未電化家庭数は、1992年に調査がされている。以後、都会では電化が進んでいるが、地方における電化率は殆ど変わっていないのが現状である(表8-2)。この調査結果から全国では150万、地方では130万の未電化家庭があった。現在では地方の未電化家庭数は約150万件に達していると推定される。

表8-2 家庭電化率 各州別1992年調査結果

| Province | Household | Electrified | | Un-electrified | |
|---------------------|-----------|-------------|---------|----------------|-----------|
| | | % | | % | |
| Mashonaland West | 232,340 | 21.13 | 49,093 | 78.87 | 183,247 |
| Mashonaland Central | 177,011 | 9.03 | 15,984 | 90.96 | 161,009 |
| Mashonaland East | 219,516 | 8.74 | 19,186 | 91.25 | 200,308 |
| Manicaland | 320,944 | 13.49 | 43,295 | 86.5 | 277,617 |
| Masvingo | 231,727 | 11.22 | 26,000 | 88.76 | 205,681 |
| Midlands | 247,723 | 24.21 | 59,974 | 75.79 | 187,749 |
| Matabeleland South | 108,815 | 10.12 | 11,012 | 89.84 | 97,759 |
| Matabeleland North | 116,115 | 15.47 | 17,963 | 84.39 | 97,989 |
| Major City Harare | 364,136 | 64.4 | 234,504 | 35.55 | 129,450 |
| Bulawayo | 145,962 | 91.83 | 134,037 | 9.16 | 11,910 |
| Total | 2,163,289 | 28.24 | 610,913 | 71.74 | 1,551,944 |
| Area Wise Urban | 763,706 | 71.65 | 547,195 | 28.32 | 216,282 |
| Rural | 1,399,583 | 4.55 | 63,681 | 95.43 | 1,335,622 |

一方社会経済調査の結果(1997年)から、収入面で支払可能額を設定すると、支払可能家庭数は表8-3のとおりである。

農村社会調査で、未電化家庭の電気の代替として支払っている灯油やバッテリーなどの支出が年間収入の約4%ということが判明している。一方PVシステムの年間の支払料金をZ\$1,426(JICA:50Wシステム試算)、Z\$3,353(現在PVシステム所有家庭平均支払額)としてこの金額が年間収入の4%以下になる家庭の比率と戸数を求めた。ここでは、1997年と20年先である2017年を推定した(2017年の推定は人口増加率を3%、農村居住率を58%とし、年間収入の増加率を3%とした、農村家庭数推定2,400千戸となる)。(第5章5.7節参照)

表 8-3 PV システム設置可能家庭数

| 支払費用 | 設置可能家庭比率 | | 設置可能家庭戸数 | |
|------------|----------|--------|----------|-----------|
| | 1997 年 | 2017 年 | 1997 年 | 2017 年 |
| Z\$1,426/年 | 14.8% | 46.8% | 222,000 | 1,123,000 |
| Z\$3,353/年 | 3.7% | 15.4% | 55,500 | 370,000 |

この表から、年間 Z\$3,000 程度の支払い能力のある家庭(潜在需要家)は 1997 年で 5 万件、2017 年では 30 万件以上あり経済的な面からの利用者開拓は問題ないと予想される。

8.3.2 電化実施年度計画及び要員計画

1997 年で農村地域の未電化家庭の数は約 150 万件と推定されている。その中で ZESA が計画している送配電線の延長により電化される数は 2007 年までに 1 万件未満と推定されている。従って現在の未電化件数 150 万件は殆ど変わらない。この全てを電化することが最終の目標であるが、まず経済的にも技術的にも実現可能な目標を設定する必要がある。そこで現在の未電化件数の 10%である 15 万件を 20 年間で電化することを目標に計画を設定する。15 万件であれば支払い可能家庭数の内数であり、利用者を確保することが可能である。

電力供給サービス方式による電化計画では、設置は一部の限定した地域から開始し、組織の能力を拡大しながら漸次全国的な展開を図ることとし、第 1 段階で 5 年間に 15,000 件、第 2 段階を合わせて 20 年間で 150,000 件を設置することを目標とする。表 8-4 に第 1 段階、5 年間の毎年の設置予定数と、6 年目からの第 2 段階の 5 年ごとの年間設置件数と累積設置件数を示す。

表 8-4 PV システム設置計画

| 第 1 段階 | Year | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--------|------|-------|-------|-------|--------|--------|
| 設置件数/年 | | 1,000 | 2,000 | 3,000 | 4,000 | 5,000 |
| 累積設置件数 | | 1,000 | 3,000 | 6,000 | 10,000 | 15,000 |

| 第 2 段階 | Year | 6 to 10 | 11 to 15 | 16 to 20 | total |
|----------|------|---------|----------|----------|---------|
| 設置件数/年 | | 6,000 | 9,000 | 12,000 | |
| 設置件数/5 年 | | 30,000 | 45,000 | 60,000 | |
| 累積設置件数 | | 45,000 | 90,000 | 150,000 | 150,000 |

新しい電力供給組織は設立後、年とともに増強していくことを計画しているがその概要を表 8-5 に示す。

最初の年は、全国管理センターおよび2つの地区に地方管理事務所を設置する。目標となる利用者数は1000件、2つの地区でそれぞれ500件程度を募集する。50件に1人の現地技術者が対応するように20人の現地技術者をおく。5人の現地技術者を1人の上級技術者が指導することとし、4人の上級技術者が必要である。

第1段階の5年目には地方管理事務所を10箇所程度開設し、募集する利用者は5000件となる。(累積件数では15,000件)。地方管理事務所が増えて全国管理センターが直接管理できないようであれば地域管理センターを設置する。現地技術者は平均100件の利用者に対応し、上級技術者は平均7人の現地技術者を監督・指導する。現地技術者の数は150人、上級技術者は約20人程度が必要となる。

第2段階では5年毎に、目標とする年間設置件数、現地技術者が保守を行う利用者件数、上級技術者が監督する現地技術者数、地方管理事務所数、地域管理センター数の計画を表示する。

20年計画の最後の5年間は、年間の設置件数12,000件、現地技術者は200件の利用者に対応し、上級技術者は10人の現地技術者を監督、地方管理事務所は35箇所程度設置されることになる。最終の20年目には累積設置件数が150,000件となり、現地技術者の数は750人、上級技術者が75人、各事務所、センターの要員(表 8-6)を含めると総数約1,000名の大きな機関となる。(表 8-7)

なお、上級技術者の数が表 8-5 と 8-6 で異なっているのは、現地作業者の監督をする上級技術者だけでなく、各センターにはスタッフとしてシステム設計や、機器の改良、検査、トラブル解析などの技術者を予定している。

第1段階、第2段階を通じた年毎の設置件数と累計件数を図 8-1 に示す。

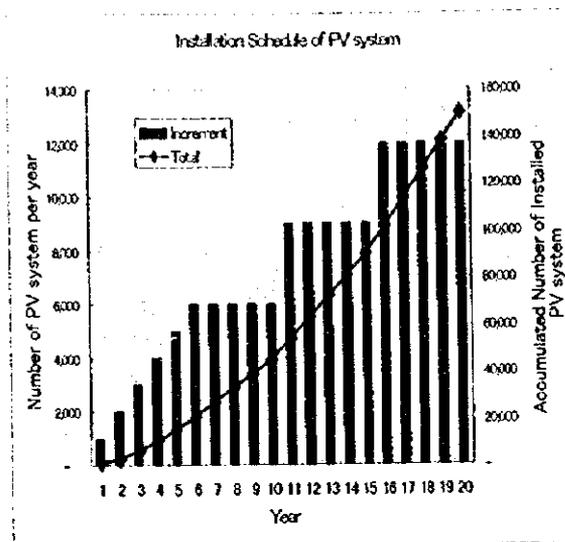


図 8-1 設置件数の推移

表 8-5 PV 電化計画対象家庭数と事務所、センター数

| 第 1 段階 | Year | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-------------|------|---------|----------|----------|---------|--------|
| 設置件数/年 | | 1,000 | 2,000 | 3,000 | 4,000 | 5,000 |
| 累積設置件数 | | 1,000 | 3,000 | 6,000 | 10,000 | 15,000 |
| 利用家数/現地技術者 | | 50 | 60 | 75 | 83 | 100 |
| 現地技術者数 | | 20 | 50 | 90 | 120 | 150 |
| 現地技術者/上級技術者 | | 5 | 6 | 6 | 7 | 7 |
| 上級技術者数 | | 4 | 8 | 15 | 17 | 21 |
| 地方管理事務所 | | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| 地域管理センター | | | | 1 | 1 | 1 |
| 全国管理センター | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 第 2 段階 | Year | 6 to 10 | 11 to 15 | 16 to 20 | total | |
| 設置件数/年 | | 6,000 | 9,000 | 12,000 | | |
| 設置件数/5年 | | 30,000 | 45,000 | 60,000 | 150,000 | |
| 累積設置件数 | | 45,000 | 90,000 | 150,000 | | |
| 利用家数/現地技術者 | | 120 | 150 | 200 | | |
| 現地技術者数 | | 375 | 600 | 750 | 750 | |
| 現地技術者/上級技術者 | | 10 | 10 | 10 | | |
| 上級技術者数 | | 38 | 60 | 75 | 75 | |
| 地方管理事務所 | | 20 | 30 | 35 | | |
| 地域管理センター | | 3 | 5 | 7 | | |
| 全国管理センター | | 1 | 1 | 1 | | |

表 8-6 事務所、センターの必要な要員の推定

| | 地方管理事務所 | 地域管理センター | 全国管理センター |
|-------|----------|----------|----------|
| 管理者 | 上級技術者が兼務 | 1 | 1 |
| 上級技術者 | 2～3 | 1～2 | 2～4 |
| 事務員 | 1 | 2 | 3～5 |
| 運転手 | 1 | 2 | 2 |
| 作業員 | 1 | 1 | 1 |
| Total | 5～6 | 7～8 | 9～13 |

表 8-7 予想される必要人員 (各 5 年毎の最終年度)

| 年度 | 1～5 | 6～10 | 11～15 | 16～20 |
|----------|-----|------|-------|-------|
| 全国管理センター | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 管理者 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 上級技術者 | 2 | 3 | 4 | 4 |
| 事務員 | 3 | 4 | 5 | 5 |
| 運転手 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 作業員 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 地域管理センター | 1 | 3 | 5 | 7 |
| 管理者 | 1 | 3 | 5 | 7 |
| 上級技術者 | 2 | 5 | 7 | 10 |
| 事務員 | 2 | 6 | 10 | 14 |
| 運転手 | 2 | 6 | 10 | 14 |
| 作業員 | 1 | 3 | 5 | 7 |
| 地方管理事務所 | 10 | 20 | 30 | 35 |
| 管理者 | | | | |
| 上級技術者 | 21 | 38 | 60 | 75 |
| 事務員 | 10 | 20 | 30 | 35 |
| 運転手 | 10 | 20 | 30 | 35 |
| 作業員 | 10 | 20 | 30 | 35 |
| 管理者 | 2 | 4 | 6 | 8 |
| 上級技術者 | 25 | 46 | 71 | 89 |
| 事務員 | 15 | 30 | 45 | 54 |
| 運転手 | 14 | 28 | 42 | 51 |
| 作業員 | 12 | 24 | 36 | 43 |
| 現地技術者 | 150 | 375 | 600 | 750 |
| Total | 218 | 507 | 800 | 995 |

8.3.3 新しい電力供給組織の運営方法

本計画においてはシステムを広い範囲に分散して配置するのではなく、現地技術者が月に1度、訪問して保守を行うことが可能な区域内で、50～100件（第2段階では200件）の利用者を開拓し1つの単位とする。このような単位を10～20開拓出来た地域に地方管理事務所を設置し、上級技術者を配置し現地技術者を監督させるとともにシステム利用料金（保守料金）の収集管理、予備品の在庫管理を行う。さらに県内に地方管理事務所が数カ所設置されるようになれば地域管理センターを設け、広域管理による効率化を図る。

全国管理センターは最初から必要であるが、地域管理センターが出来るまでは直接地方管理事務所の統括を行う（ZESA-Solar組織模式図 図8-2参照）。

表8-8は新組織を構成する要員や事務所などの要素の設定（設置）条件と業務・作業の内容を表示したものである。

この場合はZESA-Solarを基準として表したが、地方管理事務所の作業をNGOが担当するケースも予想できる

参考として、現在ZESAがジンバブエ全国に配置しているArea and District OfficeとSub Officeの位置と地名を参考図8-3として示す。

表 8-8 各担当者・事務所等の役割

| 要素 | 設定の条件 | 業務、作業の内容 |
|--|--------------------------------|---|
| PVシステム利用者 | 現地技術者が1/月アクセス可能な地域内に50件以上存在する | PVシステムからの電気を利用する システム設置料金を支払う 電気料金を支払う 蛍光灯など消耗品の取り替え システムの盗難や破損を防止 |
| 現地技術者 | 上記PVシステム利用者群の地域に居住している | システムの保守管理、 利用者に正しい使い方の指導 保守料金の集金、交換部品の取り替え 担当地域内で新しい利用者の開拓 |
| 上級技術者 地方管理事務所に 駐在する | 現地技術者 5~7 人に1名 | 現地技術者の技術指導と保守状況確認 クレームの状況確認と対策指導 バッテリー取り替え時期の判定 システム設置作業状況の確認 |
| 地方管理事務所 (ZESA: Sub offices) | 利用者群 10~20 設定できた地方 に設置 | 上級技術者 2~3人と事務職員 1~2名 電気料金集金管理、クレーム処理 予備品の管理、現地技術者への補給、 現地技術者への費用支払い |
| 地域管理センタ (ZESA: Area/ District offices) | 地方管理事務所 4~5を管理する | 地域内集金状況、クレーム状況の収集管理 予備品、新規利用者用構成部品の在庫管理 |
| 全国管理センター (ZESA: Harare Main Office) | 最終的には全国 の地域管理セン ター7~8を管理 | 政府と交渉する時の窓口となる。 全地域に渉る電化推進計画の作成、 システムや構成部品の仕様設計、 品質確認、部品の調達と配送、 現地技術者、上級技術者の教育・訓練計画 資金計画、予算の立案、決算処理、広報活動 |

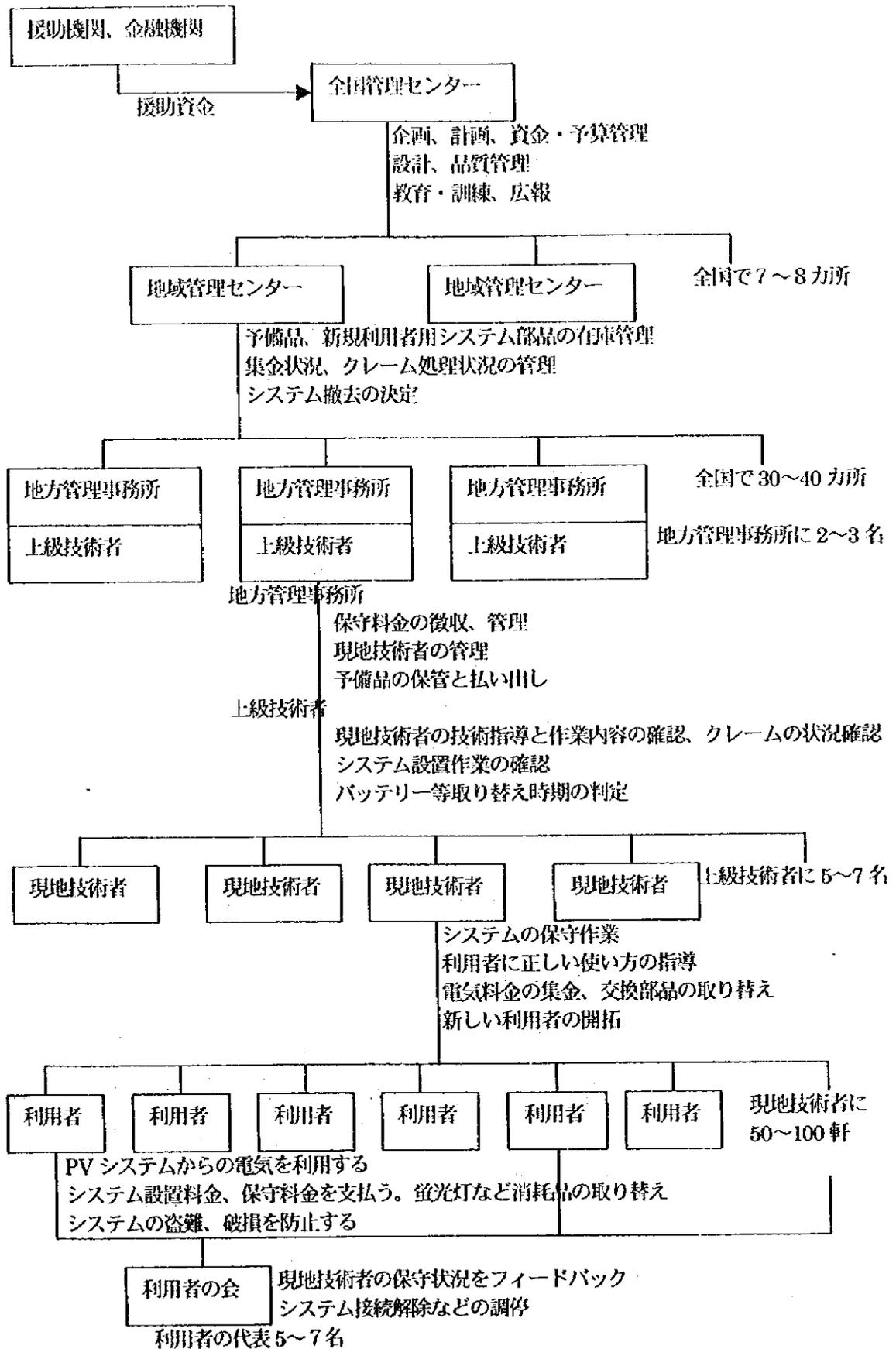
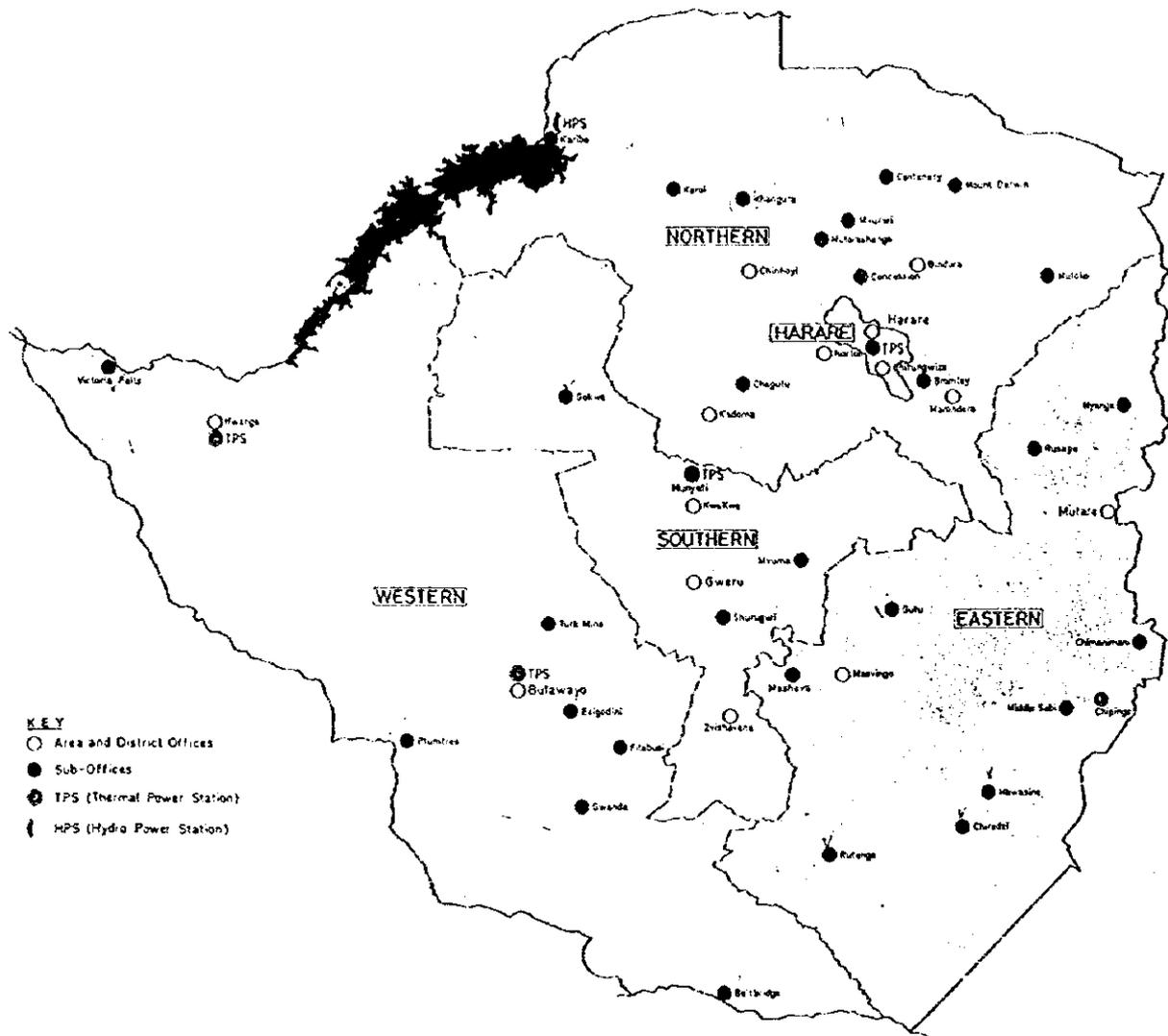


図 8-2 ZESA-Solar 組織模式図



- KEY**
- Area and District Offices
 - Sub-Offices
 - ⊙ TPS (Thermal Power Station)
 - ⊞ HPS (Hydro Power Station)

8-3 ZESA Area Offices and Sub Offices

| Area | Province | Area and District Office | Sub Offices |
|----------|---------------------|--------------------------|--|
| Northern | Mashonaland West | Chinhoyi, Kadoma | Karoi, Mhangura, Chegutu, Mutorashanga |
| | Mashonaland Central | Bindura | Centenary, Mount Darwin, Mvurwi, Concession |
| | Mashonaland East | Harare, Marondera | Muloko, Bromley |
| Eastern | Manicaland | Mutare | Nyanga, Rusape, Chimanimani, Chipinge, Middle Sabi |
| | Masvingo | Masvingo | Gulu, Mashava, Chiredzi, Rutenga |
| Southern | Midlands | Gwelu, Kwekwe | Gokwe, Mvuma, Shurugwi, Zvishavane |
| Western | Matabeleland South | | Esigodini, Plumtree, Gwanda, Beitbridge |
| | Matabeleland North | Bulawayo, Hwange | Victoria fall, Turk Mine |

8.3.4 必要となる要員と養成訓練

(1) 現地技術者(Local Technician)

「第1段階」の場合は、設置場所における運用が4年に満たないため、少なくとも毎月1回の現地技術者の訪問が必要であろう。運用経験が5年を過ぎた後では、2ヶ月に1回の訪問でも充分と予想されるが、「第1段階」においては予防保全のための訪問を月に最低1回実施することが必要である。

最初は50システムに一人、数年後には平均して100システムに一人の現地担当技術者が必要となる。したがって、約1,000システムから成る地区の場合は、約10~15人の現地技術者が必要である。「第1段階」の合計で15,000世帯という目標では、「第1段階」の5年間に約200人の新しい現地技術者を確保して訓練を施すことが必要であり、これに加えて「第1段階」の5年間に担当技術者が辞職するか、適性がないと認められることも想定し、さらに予備として30人の現地技術者を養成することが必要である。即ち「第1段階」では毎年約50人の現地担当技術者の養成に見合う訓練施設が必要となる。現地技術者の養成には、Kwekwe Technical CollegeにおいてJICA調査団がすでに確立している訓練法が適切であろう。(Kwekwe Technical Collegeにおけるトレーニングの内容は技術移転報告に記載されている)

また、地方電化を成功させるには現地技術者や上級技術者を一定の期間毎に再教育、再訓練を行い、常にその技術レベルを確認し或るレベル以上に保つことが重要である。

(2) 上級技術者

5~10人の現地技術者につき一人の上級技術者が必要である。

現地技術者を監督し、彼らが行えないような補修を行うには、システムの運用と理論、障害原因追跡技法等、広範囲の訓練を受けた技術者が必要となる。したがって、「第1段階」の15,000システムという規模に基づけば、毎年約5~10人の上級技術員の訓練が必要となる。現在のところ、こうした訓練が実施できる地方の機関はないが、Kwekwe Technical Collegeの訓練担当者がさらに教育を受ければ、上級技術者に必要な高度の訓練を十分に提供できるようになる可能性はある。また、SIRDC(Scientific Industrial Research and Development Centre)を中心とした新エネルギー技術センター(仮称)が設立されれば上級技術者の訓練機関としても機能するであろう。

(3) 現地技術者の選定、訓練、監督の能力

利用者と実施機関との間を直接に取り持つのは、定期的なシステムの点検を行う現地技術者である。現地技術者は通常、利用者が目にする唯一の組織の代表である。問題には迅速に対処し、移動の費用を最小に抑えるために、現地技術者は担当区域内に常駐していることが必要である。

現地技術者としては、誠実であること、必要な職務を遂行する確固たる意志をもつこと、訓練によく応じ、利用者に対しては礼儀正しく、親しみのある態度で仕事を遂行し、利用者に信頼されることである。

以上のことから、実施機関にとって重要なことは、資格のある候補者を選定して、技術の面と組織の代表としての両面から利用者と実施機関との関係を最善に維持して、質の高い電気サービスを提供するために訓練する能力をもつことである。また、新組織には現地技術者を指導し、支援し、監督する能力も必要とされる。そのための上級技術者を教育訓練して地方管理事務所に配置し、その仕事を遂行させる。

8.3.5 運営管理

(1) 運営方針

システムは電力供給サービス組織が所有し保守管理を行う。チャージコントローラを出た後の屋内配線と照明機器などの電気機器は利用者が所有し管理を行うが、このことは、電気事業会社が発電と配電の全設備及び屋内の電源盤まで所有していることと矛盾するものではない。このようにすれば、電池、制御装置、パネルを正しく選択して適切に設置し、部品の交換が必要となったときは適正な交換部品と交換、設置することができる。

電力供給サービス組織は限られた範囲のそれぞれの地区に、地区担当の所属員である常駐の現地技術者による保守サービスを提供する。一つの地区は一人の現地技術者がサービスの対象となる利用者を、少なくとも月に1回訪問することができる地域として定義される。

一人の現地技術者の雇用を、利用者からのシステム利用料金の範囲で維持するためには、少なくとも約50件の利用者が確保されることが望ましい（少なくとも現地技術者の報酬と、バッテリーの交換に必要な費用は利用者負担とする）ので、該当地区の約50件の家庭がサービスを受けることに同意するまでシステムの設置は行われなことになる。一人の現地技術者は約100件程度までを適切に担当することが可能であり、(地区の対象世帯の密度が高い場合)、これが1地区の最大限度となる。ある地

区に 100 を超える利用者がシステムを設置する場合は、その地区を分割して 2 地区を作ることになる（第 2 段階では、シール型電池の採用など技術の進歩により、保守サービスが隔月の訪問で可能となるように配慮された計画では、最大 200 件の利用者を 1 名の現地技術者が担当可能になると予想している）。また、現地技術者の移動のために自転車の提供など、適切な手段が考慮される必要がある。

(2) 電力供給サービス組織と利用者の契約

利用者はグリッドからの電気に接続する場合と同様に、システム設置料金の支払に同意することを示した契約書に署名する（金額は別途検討する）必要がある。

利用者は保守契約により、

- a. 電力供給サービス組織が所有するすべての機器を改変しないこと。
- b. パネル部分を日影にならないように維持すること。
- c. 電力供給サービス組織社の技術者がシステムを自由に扱えるようにすること（住居内への立ち入りを認める）。
- d. 期間料金を期日までに支払うこと。
- e. 公表されている指針に従ってシステムを使用することに同意する。同意事項には電力供給サービス組織による事前の書面による承認がない限りシステムにいかなる装置も取付けないということも含まれる。

これに対して電力供給サービス組織は、

- a. 十分な保守体制で電気の供給を維持する。
- b. 利用者が所有する屋内配線、照明機器、電気機器の修理の場合を除く、故障したすべての部品を利用者に追加の費用負担をかけないで交換する。
- c. 利用者が同意した条件に従っていない場合は、電力供給サービス組織はシステムの接続を解除するか、あるいは撤去することができる。ことを契約書で規定する。

(3) 利用状況のフィードバック

電力供給サービス組織にとって、各地区における現地技術者のサービスの質と実績に関するフィードバック情報を、利用者から得るための手段をもつことは重要である。本調査の中では、現地技術者が巡回時に利用者からのコメントを聞き、それを日誌に記載して上級技術者に報告していた。しかし、現地技術者が利用者を訪問する回数は限られており、また、技術者の日誌だけでは正確に利用者からの要求が伝わらないこ

とが本調査でも判った。利用者から電力供給サービス組織の管理者に希望と要求を伝え、組織の事情、主として料金とサービス内容の変更の理由を利用者に連絡することが、フィードバック方式の役目である。フィードバック方式を実行するためには、地区の利用者が選んだ 5~7 人の利用者の代表が運営管理やシステムに対する要望を取りまとめ、組織の管理者に伝えることが良い。電力供給サービス方式の課題は、利用者との繋がりが現地技術者を通じてのみ行われることである。このフィードバック方式の採用は、利用者と電力供給サービス組織の間で、高水準のサービス供給とこれに伴う高水準の料金回収相互の良好な関係を維持し、地域共同体のサービス提供者として地域に受容させるために必要とされるものである。

(4) 初期費用（システム設置料金）

システム設置料金は、グリッドの場合の接続料金と同じ意味を持つ。

この料金は屋内配線と最初の照明機器設置の費用に充当されるが、システム設置料金の徴収は利用者に支払能力と支払意志を確認する上で役に立つ。

システム設置料金の金額設定には、電力供給サービス組織の運営費用、システムの容量、システムのコスト、調達資金の性質、政府の方針、利用者の支払い可能額等多くの要因を考慮して決定される。

8.3.6 電力供給サービス組織の運営費

(1) 人件費

運営費で大きな部分を占めるのが人件費になると考えられる。特に現地技術者は人数が多いのでその単価は運営費に大きく影響する。しかし、ジンバブエの地方においては就労の機会が少なく、PV システムの保守作業は農作業などと兼業しながらも可能であり、女性でも可能な職業の一つである。PV システムの普及が進み、現地技術者がカバーする利用者数が多くなれば単価を引き上げることも可能であるがスタート時は低い単価を想定する。

上級技術者や、全国管理センター、地域管理センター、地方管理事務所などの要員の人件費は電力供給サービス組織が負担できればそれに越したことはないが、第 1 段階のように立ち上がり時は、ZESA からの出向者として、ZESA が負担する、または政府の補助の形で支援することも考えられる。経費、管理費も合わせて、ZESA が現在積み立てている地方電化基金の一部を利用することはその基金の目的にも適していると思われる。

(2) 経費

経費として計上される主なものは、ある年数で交換しなければならないバッテリーとチャージコントローラーの費用のほか、現地技術者によって使われる消耗品がある。この費用は、本調査のモニタリング結果では、現地技術者サラリーの約 70%と見込まれる。バッテリーの交換期間は保全や、使用方法によって大きく左右される。また、交換するバッテリーやチャージコントローラーの種類や品質によって必要となるコストは異なる。電力供給サービス組織は出来るだけジンバブエ国内で製造される製品を交換部品として使用するために、PV システム関連製品の製造企業に対し国内製品の品質の向上を要求し、そのための指導を行う。

(3) 管理費

料金の徴収状況、在庫管理、トラブル・クレームの処理状況などの管理に必要なコンピューター、保守・交換部品配送のための車の維持費、燃料費、現地技術者の教育訓練費用、上級技術者の現場巡回のための交通費など、更には事務所の維持費・管理費などが必要となる。保守サービス料金で充当できることが望ましいが、全額を保守費で賄うことが困難な場合は ZESA 本体からの支援を期待する。

8.3.7 電気料金設定

利用者から徴収する電気料金は初期設備投資の回収費用と ZESA-Solar の運営費、保守費、交換部品の費用などの実際のコストから設定されるのが原則である。個々の利用者の要求や支払能力に合わせて電力供給サービス組織は様々なサイズのシステムを提供できるが、標準システムを設定しその組み合わせで対応する。また、複数のシステムを設置することも可能である（公的施設等）。

料金は設置システムの種類とサイズに応じて異なる。

理想的には、各設置システムの再投資資金分を含めて、運用と保守(O&M)の費用を利用者から完全に回収できることが望ましいが、初期の資本投資額の全部または一部を、各プロジェクトに対する政府の地方電化推進・補助の方針に従って料金に含める場合と含めない場合が考えられる。第9章では、いくつかのパターンを想定して、料金徴収額を提案している。

8.4 太陽光発電システムの構成品、設置、保守

8.4.1 太陽光発電システムの構成品

数多くのシステムを普及させるためには、基本的な標準仕様を決めておくことと構成品の調達が容易になる。本調査の結果から基本仕様は 25W（蛍光灯 1 灯およびコンセント 1 つ）、50W（蛍光灯 3 灯およびコンセント 1 つ）、75W（蛍光灯 5 灯およびコンセント 1 つ）の 3 種類を提案する。各家庭のニーズや支払い可能額により、ユーザーがそれぞれのシステムを選択する。

表 8-9 に本調査の提案する 3 種類の太陽光発電標準システムを示す。

(1) バッテリー

ジンバブエ製バッテリーの種類は、自動車用とソーラーシステム用のディープ・サイクル・バッテリーがある。本調査のモニタリングから、自動車用バッテリーは 1 ヶ月に 1 回のバッテリー液のチェックが必要、一方、ディープ・サイクル・バッテリーは 2 ヶ月に 1 回のチェックが必要であった。すなわち、バッテリーの種類によって保守の頻度が異なってくる。現地技術者による保守システムが確立している場合は、メンテナンス・フリーのシールド型のバッテリーではなく、自動車用バッテリーやディープ・サイクル・バッテリーのような液のチェックができるバッテリーが望ましい。その理由は、メンテナンス・フリーのバッテリーは、状態がおかしくなった時のチェックができないからである。しかし、設置される場所が交通・通信が不便なところには補水の必要がないシールド・タイプ・バッテリーの使用が望ましい。自動車用バッテリーは初期投資を押さえたい場合や緊急交換が必要となった場合などの他は推奨できない。

表 8-9 太陽光発電標準システム

| 項 目 | PV システム | | |
|-----------------|--|--|--|
| | 25W 級 | 50W 級 | 75W 級 |
| システムサイズ | 25W 級 | 50W 級 | 75W 級 |
| PV モジュール | 25W | 50W | 75W |
| 蓄電池 | 20Ah / 12V | 40Ah / 12V | 60Ah / 12V |
| チャージコントローラ | JICA 改良型 HVD=14.5V, HVR=13.0V LYD=11.5V, LYR=13.0V 自己消費電流 < 20mA | JICA 改良型 HVD=14.5V, HVR=13.0V LYD=11.5V, LYR=13.0V 自己消費電流 < 20mA | JICA 改良型 HVD=14.5V, HVR=13.0V LYD=11.5V, LYR=13.0V 自己消費電流 < 20mA |
| PV 架台 方向と傾斜角 | 17.5° N (15° ~ 20°) | 17.5° N (15° ~ 20°) | 17.5° N (15° ~ 20°) |
| 設計日射量 | 5.41kWh/m ² /day | 5.41kWh/m ² /day | 5.41kWh/m ² /day |
| 設計無日照日 | 3 日 | 3 日 | 3 日 |
| 蓄電池回復充電日数 | 2.3 日 | 2.3 日 | 2.3 日 |
| 許容負荷量 | 55.3Wh / 4.6Ah | 110.6Wh / 9.2Ah | 165.9Wh / 13.8Ah |
| 同時使用可能負荷例 | 7W FL 1 灯 2 時間 (1.18Ah) 及び 20W テレビ 2 時間 (3.34Ah) 合計 4.52Ah | 7W FL 1 灯 4 時 間 (2.36Ah) 及 び 20W テレビ 4 時間 (6.68Ah) 合計 9.04Ah | 9W FL 1 灯 9 時 間 (6.75Ah) 及 び 20W テレビ 4 時間 (6.68Ah) 合計 13.43Ah |
| | 7W FL 1 灯 7 時間 (4.13Ah) 合計 4.13Ah | 9W FL 1 灯 8 時 間 (6.0Ah) 及 び 5W ラジオ 5 時間 (2.8Ah) 合計 8.8Ah | |

注) 上記一覧表において各システムの設計無日照日を 5 日とすれば各システムの蓄電池容量は次のようになる。25W 級システム用は 30Ah、50W 級システム用は 60Ah、75W 級システム用は 100Ah 回復充電に要する時間は夫々約 3.4 日となる。

ジンバブエの無日照日の継続日数について明確なデータは無いが、JICA の調査で収録したデータには低日射日が 3 日連続したことが 1 回記録されている。低日射日でも 2kWh/m²/day (最大時の約 25%) 程度の日射量が有り完全に日射量が無くなるわけではない。したがって無日照日を 3 日として標準システムを設計しても問題はないと考える。

(2) チャージ・コントローラ

25W システムから 75W システムまでカバーするため、JICA 改良型を基本とする。その特徴と仕様は次の通りである。

| | | | |
|------------------|-------|-----------------|-------|
| PV 切断電圧 (HVD) : | 14.5V | 負荷切断電圧 (LVD) : | 11.5V |
| PV 再接続電圧 (HVR) : | 13.0V | 負荷再接続電圧 (LVR) : | 13.0V |
| 自己消費電流 : | 15mA | | |

制御のリレーは PV 側は Normal close、負荷側は Normal open とする。

この仕様はモニタシステムに比較して、PV 再接続電圧 (HVR) を 0.5V 低くし、負荷再接続電圧 (LVR) を 0.5V 高くしてある。HVR のレベルはチャージ・コントローラの安定な制御動作を確保しつつ接点の過大なオン・オフ繰り返し頻度を抑さえるためであり、LVR のレベルは需要家による性急な負荷使用を抑さえ蓄電池の適切な回復を促進するためである。

電流容量に関しては、本調査で使用された JICA 改良型チャージ・コントローラは 10A の通電容量を持っている。50W 型 PV モジュールの出力電流でも 3A 程度であり十分な余裕がある。小さな電流容量のチャージ・コントローラはシステム容量を拡張するとき容量不足で使えなくなる可能性があるため、10A 程度を推奨する。

容量の小さな 25W システムには、チャージ・コントローラの自己消費電力が無視できなくなるため、チャージ・コントローラの選択は自己消費電力も考慮して行う必要がある。

また、本調査での経験では、新しく設計・開発したチャージ・コントローラを設置したが、落雷などのノイズの影響による誤動作が発生し、利用者や現地技術者に対して不信を与える結果となった。試験用として 100 システムぐらい開発したチャージ・コントローラを設置するのは問題ないが、広く普及させるシステムには、広範囲の条件下で耐久試験、寿命試験を行った実績のあるチャージ・コントローラを使用する必要がある。

(3) 蛍光灯器具

本調査で使用した現地製蛍光灯器具は、故障率が 1% とかなり高かった。今後メーカーの製品品質に対する向上努力に期待する。しかし、複数の照明器具を持ったシステムであれば、蛍光灯器具の故障は利用者にとってあまり不安とはならない。なぜな

ら、システム自体の故障ではなく、利用者自身がスイッチ、または蛍光灯器具の故障とすぐに判断がつくからである。安全のために、蛍光灯用インバータまたは蛍光灯器具内に必ずヒューズを設けることが必要である。

(4) PV モジュール架台

モジュール架台の傾斜角は 17.5 度が望ましく 15 度から 20 度までの許容範囲内になければならない。また、利用者はモジュールの盗難を心配しており、ほとんどの利用者が壁に取り付ける (Wall mount) タイプを望んでいた。伝統的な藁葺き屋根の家は、壁が弱く壁に取り付けるのは難しいが、家の中にポールを立て、藁葺き屋根を突き通して設置するのも盗難防止の方法のひとつである。

8.4.2 構成部品の調達・流通

システム構成部品の調達は全国管理センターを通じて調達されることになる。システムの設計、構成部品の仕様、規格は全国管理センターの技術部門によって設定され、一定期間毎に必要な部品の購入が公示され、入札により納入業者が決定される。納入部品は指定した地区管理センターに納入され、検査を受けるものとする。地区管理センターに納入された部品は、地区管理センターの管理のもとに、必要量を地方管理事務所に配送し、利用者の需要に対応する。

8.4.3 部品の在庫

(1) 地区管理センターの主要予備構成品の在庫

修理の際に大幅な遅れを来さないように予備品が地区ごとに使用可能となっていることが必要である。したがって、各地区管理センターは全構成部品の予備品の在庫と、新規利用者のための太陽光発電システムで使用されるシステムのセットを用意しておく必要がある。特に、電池を Harare から現地まで迅速に、しかも費用をかけないで移送することは難しいので、地区管理センターで在庫しておき、保管中の電池は定期的に充電するか、あるいは連続浮動充電システムに接続しておくことが必要である。

(2) 利用者が用意する照明器具及び蛍光管の予備品

利用者は交換用の照明器具及び蛍光管を自身で購入しなければならないが、こうした器具類の購入が身近なところで可能となっていなくてはならない。地域を担当する現地技術者に照明器具等を渡し、利用者に販売することは可能であるが、運搬と集金

の両面で負担が大きくなる可能性もある。さらに、現地技術者が訪問するのは月に1回程度であるため、交換が遅れて不都合が生じることもあろう。したがって、地区内の飲料を売っている商店等に照明器具及び蛍光管を預託し、販売してもらうことが考えられる。

8.4.4 システムの設置・保守

(1) 訓練を受け、現場作業の質が保証された設置業者による設置

一般的に地方電化計画において利用者が増え、必要とされる設置作業が急速に増大すれば、設置作業を電力供給サービス組織の要員のみで行うことは実際的ではない。そこで、必要となるのは、ジンバブエのいくつかの地域にある多数の設置業者に委託して設置作業を行うことである。JICA 調査プロジェクトにおいて明らかとなった問題の一つは、システムの設置を委託した設置業者の技術が満足できるものでなかったという点にある。したがって、「第1段階」プロジェクトでは、設置業者に対し、必要な訓練を実施し、試験を行い合格者には証明書を出すことが必要である。さらに、「第1段階」では、設置作業を地方管理事務所の上級技術者の下で監督することが必要である。

(2) 適正な工具の使用

JICA プロジェクトにおいてシステムの設置後に発見された問題の多くは、太陽光発電システムの技術上の要件(日影を避けるために設置場所を適切に選択するなど)に対する誤解、または適切な工具の欠如、もしくは工具の不適切な使用のいずれかに起因することが観察されている。

第1段階の設置作業では、太陽光発電システム設置の理論面、及び工具の適切な使用を含めた設置作業の実習など総合的な訓練を通して、設置作業を行う大部分の会社を支援することが必要となろう。設置業者には適当な工具一式の常備を要求し、または、適当な工具を用意して設置業者が購入またはレンタルのどちらかで利用できるよう準備する。購入額またはレンタル料の支払については設置業者の費用負担を少なくするように配慮することが必要である。

(3) システムの保守

システムの保守は現地技術者によってなされる。定常的には月に1回現地技術者が利用者のシステムを点検し、必要な予防保全を行い、利用者がシステムに対し無許可の改造や指定外の電気機器の使用をしていないことの確認を行う。利用者は現地技術

者に対しシステムの使用状況を報告し、問題や、希望事項があれば現地技術者を通じて電力供給サービス組織に連絡する。また、上級技術員は定期的に担当の現地技術者の地区を訪問し、現地技術者の作業状況を監督し、現地技術者の経験や能力では解決が困難であるトラブルが発生したときは、現地技術者を支援して問題の解決にあたる。特にバッテリーの交換時期の判定に関しては上級技術者の判断が必要である。

8.5 まとめ

本章においては太陽光発電地方電化を促進するために、各側面（普及方法、普及のための組織、運営方法、要員の採用と訓練、電化対象家庭の選定と年度別設置計画、標準システムの設定など）からその枠組みを検討してきた。

以下の9章では本章で検討した太陽光発電を利用した地方電化を実現するために必要となる支援プログラムと、資金計画にともなうキャッシュフローのケーススタディを行い、関連組織や機関の行動計画を取りまとめたマスタープランを提示する。

本調査のモニタリングから明らかになったことは、PVシステムを設置しても、都市から離れた農村地域ではシステムの維持管理が大変難しいことである。遠隔農村地域に太陽光発電システムを普及させるためには、システム設置後のアフター・ケアが非常に重要であり、これを怠ると高価なシステムも使いものにならなくなり、太陽光発電システムは信頼を失い、マイナスの効果が起こる。

この維持管理を行うために、確固たる経営基盤を持つ電力供給サービス組織の確立と、良好な品質の部品及び設置技術と保守技術の供給は不可欠である。

第9章 太陽光発電地方電化促進総合計画

9.1 計画の背景

9.1.1 地方電化の必要性

1998年のジンバブエにおける未電化世帯数は、約150万戸と推定される。現在、ジンバブエの電力供給を担当するZESAは、送・配電線の延長による電化を考えていて、2007年度までにジンバブエの全ての地方サービス・センター(Rural Service Center)を電化する予定である。このプロジェクトは、1997年度からおこなわれており、2007年度までに、413の地方サービス・センター全てが電化される計画である。この総費用は、Z\$4.6億に達する。

しかし、ZESAの計画では、電気が供給されるのはセンター周辺に限られており、電化されるのはセンターにある飲食店、雑貨店、肉屋などの平均して約10の店舗と、その周辺の比較的裕福な民家5~10世帯ほどと予想される。もちろん、支払い可能な民家が増えればその数は増大するが、全体でも1万世帯ほどの電化にしかならないと考えられている。

このようにZESAの地方電化プロジェクトが完了しても未電化世帯の数は現在とあまり変わらないか、あるいは農村人口の増加とともに増加すると見られている。これらの未電化世帯にグリッドを延長し電化することは、現在のところ経済的ではない。その理由は、家屋が点在していること、需要が照明とテレビに限られ、投資の割には電力の使用量が小さいためである。

そこで、これら点在している家屋の電化を太陽光発電システムでおこなうことが考えられ、ZESAもこれら地方の未電化世帯に太陽光発電システムの普及を検討し、GEFプロジェクトにも参加してきた。今回の農村社会調査結果(第5章5.6参照)でも明らかになったように、農村家庭の電気需要が照明およびテレビ/ラジオに限られているので50Wクラスの太陽光発電システムで十分であることが判明している。

9.1.2 太陽光発電システムの普及による地方電化

第8章で述べたように本プロジェクトが提案する地方電化は、太陽光発電システムによる電化計画である。そして、電気の供給方法は太陽光発電システムを未電化地域の家庭に購入させるのではなく、安定した経済基盤を持つ公共または、半公共の機関が、太陽光発電システムを利用者の住居、または住居に隣接して設置し、そこで発生する電気を利用者に供給し、設備の利用料、及び保守料金を電気代として徴収する方式である。このようにシステムを販売するのではなく、システムから発生する電力を利用者に提供する機関、又は組織を電力供給サービス会社(Energy Service Company:以下ESCOと略称する)と称する。

本調査の約1年間のモニタリング結果では、システムの運営を利用者に全面的に任せるよりも、システムを利用者に直接に販売せず、ESCOを通してPVシステムから電気を提供するほうが、太陽光発電システムをより長期にわたり維持出来ることがほぼ確認できた。さらに、本調査で提案するESCO方式による太陽光発電システムは、システム・コストの回収期間を20年間とし、保守および交換部品の費用を含めて利用者の月間支払費を設定しているため、システム販売方式に比べ所得がより低い層まで利用できることが確認されている。

9.2 計画の目的・基本方針

9.2.1 計画の目的・意義

この計画の目的は、その手段として太陽光発電システムを利用し、ジンバブエの地方電化を推進することである。同時に、ジンバブエ政府、民間および関係機関のそれぞれに必要な行動計画を明らかにし、計画の実現と早期の推進を図るものである。

本計画の推進により、未電化の家庭に太陽光発電による電気を供給し、清潔で安全な照明とラジオ・TVなどの情報機器の使用を容易にすることにより、住民の生活レベルの向上を図るとともに、ジンバブエにおけるPV関連産業の振興が期待できる。

9.2.2 計画の基本方針

本計画は、太陽光発電を利用して未電化の一般家庭へ「電気の供給」を実施し、その費用として電気料金を徴収することを基本構想としている。公共施設を対象外としたのは、本調査の結果から、公共施設のPVシステム予算化が簡単でないことが判ったため、本計画には含まれていない。この計画を実行するにあたって、太陽光発電システムの導入地区と家庭の選択、料金とその徴収制度の決め方、太陽光発電システム導入促進体制のあり方に関する基本的な方針は以下の通りである。

- (1) 太陽光発電システムを導入する地区や家庭の選択に際しては、将来のグリッド延長可能性、地域の経済状況、保守要員の巡回可能範囲、保守要員確保の可否などを考慮して決定する。
- (2) 電気料金は、太陽光発電システムの維持管理に必要なコストと住民の支払い能力を考慮し、併せて料金支払い方法についても住民の意見を考慮しつつ決定する。

(3)太陽光発電による地方電化方式の維持・発展には、利用者とシステム機器提供者双方の協力が必要であるが、導入促進、維持運営のために政府・民間および関係機関が、それぞれ実施すべき業務の内容を明確にし、協力を求める。

9.3 計画の規模

地方電化の対象となる家庭数が、本計画の規模を規定する重要な要素と考えられるので、以下に地方電化の必要な家庭数の将来見通しを示す。

9.3.1 未電化家庭数

ジンバブエにおける電化済み家庭と未電化家庭数は、1992年に調査がされている。表9-1に都会と地方の電化、未電化家庭数を掲げた。それ以後、都会では電化が進んでいるが、地方における電化率は殆ど変わっていないといわれている。この調査結果から全国では150万、地方では130万の未電化家庭があった。現在では地方の未電化家庭数はさらに増加し約150万に達していると推定される。基本的にはこれが、地方電化計画の対象となる家庭である。

表9-1 家庭電化率 1992年調査結果

| | Household | Electrified | | Un-electrified | |
|-------|-----------|-------------|---------|----------------|-----------|
| Total | 2,163,289 | 28.24% | 610,913 | 71.74% | 1,551,944 |
| Urban | 763,706 | 71.65% | 547,195 | 28.32% | 216,282 |
| Rural | 1,399,583 | 4.55% | 63,681 | 95.43% | 1,335,622 |

9.3.2 設置可能家庭数

既に、第5章で述べたように、年間約Z\$3,000の料金支払いが可能な家庭数は1997年で5万件、2017年では30万件以上存在することが推定されている。また、金額を半分の年間Z\$1,500とすれば支払可能家庭数は1997年20万件、2017年では100万件以上になると推定されており、利用料金の金額をこの範囲に設定し、支払方法を利用者が支払いやすい方法（収穫時払い等）すれば利用者の数(潜在需要)は非常に多く、経済面からの利用者開拓には殆ど制限はないと考えられる。

9.4 計画の実施内容

9.4.1 計画の目標

第8章で触れたように、現在の地方における未電化家庭数は約150万件であり、目標を20年間で現在の未電化家庭数の10%である15万件を太陽光発電により電化することに置く（料金支払可能件数の推定から見てもこの数字はその範囲内である）。20年間で15万件の目標をまず第1段階の5年間で、第2段階の15年間に分ける。第1段階はESCO方式による太陽光発電システムの浸透と運営組織の強化を目的とし、15,000件を目標とする。第2段階を本格的な太陽光発電システムの導入段階として、15年間で残りの13万5,000件を設置する。ただし、第1段階の実施結果から第2段階の目標数値を改定することもある。

9.4.2 第1段階の候補地選定の基準

(1) 導入方法

太陽光発電システムの導入方法として、まず第1段階では、1つの地域(Province)で1~2の地方管理事務所をモデル・ケースとして設置し、その周辺で各10ヶ所程度の設置対象地区を選び出し、各地区で約50件程度の利用者を募集し、太陽光発電システムを導入する(1,000件目標)。2年目以降も同様にその地域(Province)内で地方管理事務所を増設し、利用者を増やしていくことにする。設置対象地区を集中させることにより、現地技術者の指導監督、システム設置作業の監督、利用者教育、保守作業、料金徴収などの開発運営費の軽減をはかることとする。

(2) 第1段階の候補地の選定基準

第1段階の候補地域としては、候補家庭の密度が高く、現地技術者の巡回可能範囲で一定数の利用者を確保できる確率の高い地域からスタートする。すなわち、地域の選定は、ESCOとしてZESA又はZESA-SOLARが運営することを仮定すれば、ZESA地方支所の20-30km範囲、ZESAの地方サービス・センター周辺20-30km範囲などが地域選定の候補地となる。また、経済分析で明らかになったように、現在の照明およびテレビだけの電力需要(年間20kWh程度)では、送電線から1km離れた50世帯ほどの集落でも太陽光発電が有利であるが、将来の電力需要が現在の約3倍(50kWh/年程度)に増大することも考えて、既存送電線から5km以上離れた地域を選定することが必要である。

(3) 太陽光発電システム設置家庭の選定基準

太陽光発電システム設置候補家庭としては未電化の家庭で、ある程度の支払い能力がある「非貧困家庭」から選択する。具体的には、年間 Z\$1,500~3,000 程度の支払い能力のある家庭(これに相当する家庭は 1997 年で 5~20 万件、2017 年では 30~100 万件以上存在する)。

表 9-2 は州別未電化家庭の密度で各州別に未電化家庭の分散程度を比較しており、密度の高い州の方が現地技術者の巡回距離を小さく出来る可能性がある。また、表 9-3 は州別貧困・非貧困家庭の密度を示したものである。太陽光発電システムの利用者として設置を希望するのは、やはりある程度経済的に余裕のある家庭からスタートすると予想されるので、経済的余裕のある家庭、即ち、非貧困家庭の比率の高い地域が第 1 段階の候補地として選定するのが妥当である。

表 9-2 州別未電化家庭の密度

| 州名 | 面積 km ² | 未電化家庭数 | | | 家庭密度 軒/ km ² |
|---------------------|-----------------------|--------|---------|---------|----------------------------|
| | | 都市部 | 農村部 | 合計 | |
| Mashonaland West | 60,467 | 23,699 | 158,633 | 182,332 | 3.02 |
| Mashonaland Central | 27,284 | 7,058 | 153,261 | 160,318 | 5.88 |
| Mashonaland East | 24,934 | 4,548 | 196,182 | 200,730 | 8.05 |
| Manicaland | 34,870 | 9,210 | 268,774 | 277,984 | 7.97 |
| Masvingo | 44,310 | 6,529 | 199,243 | 205,772 | 4.64 |
| Midlands | 58,967 | 17,549 | 170,426 | 187,975 | 3.19 |
| Matebeleland South | 66,390 | 5,145 | 92,977 | 98,121 | 1.48 |
| Matebeleland North | 73,537 | 4,347 | 93,432 | 97,779 | 1.33 |

表 9-3 州別貧困・非貧困家庭の割合、非貧困未電化家庭の居住密度

| 州名 | 貧困の程度と割合(%) | | | 居住密度 軒/ km ² | |
|---------------------|-------------|----|-----|-------------------------|-------|
| | 最貧 | 貧困 | 非貧困 | 未電化家庭 | 内・非貧困 |
| Mashonaland West | 48 | 20 | 31 | 3.02 | 0.93 |
| Mashonaland Central | 46 | 20 | 34 | 5.88 | 2.00 |
| Mashonaland East | 60 | 14 | 26 | 8.05 | 2.09 |
| Manicaland | 62 | 13 | 25 | 7.97 | 1.99 |
| Masvingo | 57 | 12 | 32 | 4.64 | 1.49 |
| Midlands | 46 | 17 | 37 | 3.19 | 1.18 |
| Matebeleland South | 45 | 17 | 38 | 1.48 | 0.56 |
| Matebeleland North | 55 | 13 | 32 | 1.33 | 0.43 |

貧困家庭の割合は WAPCOS レポートより (貧困ライン: 1991 年 Z\$340/人/年)

上記の表から未電化家庭の密度が大きいのは、Mashonaland East, Manicaland であり、非貧困家庭の比率で見ると、Mashonaland East, Manicaland, Mashonaland Central が対象地域となる。

図 9-1 は現在電化されている地域と、現在実施されている電化計画により近い将来電気が供給される DSC(District Service Center)、RSC(Rural Service Center)の位置を示している。青

い○は配電線により既に電気が供給されている地域（配電線は青の太い線で示した）、緑の○は第1次計画（1997～2001）で電化される予定の DSC、RSC、赤い○は第二次計画（2002～2007）で電化される予定の DSC、RSC である。茶色の○は独立して電気の供給が行われている DSC、或いは商業地域や資源開発、資源供給の行われている経済活動センターである。

これらの○は半径約 5km であり、この地域の中心である DSC、RSC に電気が供給されてもその外側の白地の地域は、経済評価によると配電線を延長するよりも PV の方が有利な地域に該当する。

太陽光発電による電力の供給はこの白い地域を対象として進められることになるが、第1段階は未電化家庭の密度が高く、比較的経済的に余裕のある家庭が多いと見られる、Mashonaland East, Manicaland, Mashonaland Central を候補地とすべきである。

なお、黄色い○は JICA がモニタリングの対象とした地域である。(Mashonaland West)

(4) Mashonaland East、Mutoko 地区 (98 年 12 月調査)

第 1 段階の候補地である Mashonaland East にある ZESA の Mutoko 地区を管轄する支店 (Depot) を訪問し周辺の状況を調査した。

Mutoko 地区の電化済み家庭は 1,860 戸、周辺の電化率は 15% 程度で未電化家庭数は 12,400 戸 (計算上) となる。管轄地域としては、Murewa、Mutoko、Mutawalawa、Macheke East が含まれる。この地域の ZESA 管理センターは Marondera にある。これらの地域は綿などの換金作物を耕作する農家や、砂金を採取する比較的収入のある家庭が多い。

Mutoko Depot の作業は、配電線の延長、(現在 RSC への配電線延長工事を実施しており、2 箇所が完成、2 箇所が工事中)、配電線網の保守、メーター (電力計) の読み取り、請求書の発行、料金の徴収などである。人員は合計 28 名で、2 名は Murewa に駐在している。1,860 戸のメーター読み取りは 1 名で行っており、現在の配電線延長工事が完成すれば 2 名に増やす予定。ユーザー 1 戸あたりの電力使用量は 500kWh/月程度、料金は Z\$200/月が平均であり、メーター読み取り後、請求書が郵送され、支払はユーザーが Depot やセンターに持参する。未払いのユーザーに対し、原則 30 日の猶予期間が与えられており、周辺の交通事情を考えて Mutoko では 60 日間の猶予期間を与えている。その間に納入されない場合は接続を遮断することになっており未払いはない。

Depot 職員の平均給与は、エンジニアで Z\$25,000/月、Technician、Z\$18,000/月、メーター読み取り作業員、Z\$3,000/月程度とのこと。Mutoko Depot にはピックアップを含め車が数台、ほぼ全域をカバーする無線電話 6 台などを所有しており、機動性がある。また、ストックヤードを持っており予備品の在庫、或いは機器の修理などのワークショップなどに利用できる。

このように料金徴収体制、住民の支払能力、安定した経営基盤、Mutoko Depot の機動性などの点から第 1 段階を実施する最初の候補地域として、Mutoko は適当な地区と判断できる。

9.4.3 太陽光発電システム運営機関

太陽光発電を利用して大規模な地方電化を成功させるためには、安定した経営基盤を持った電力供給機関 ESCO が必要であり、その要件については第8章で詳しく述べているが、(1) 集中調整が可能な分散管理組織、(2) 利用者を開拓する能力、(3) 太陽光発電に関する技術力、(4) システムの維持と顧客の要求を満たすためのモチベーション、(5) 設備の増設および拡張に必要な資本力、(6) 料金徴収と徴収状況の把握、(7) 太陽光発電地方電化の目的意識、(8) 料金未払い者に対する接続解除の権限、などが挙げられている。以上の要件を満たすことができる既存の組織の候補としては ZESA (Zimbabwe Electricity Supply Authority) が最適と考えられるが、事業の形態が ZESA 本体とは若干異なるので 太陽光発電による地方電化推進には、ZESA が新たに別の経営組織を設けることが適当であると考えられる（これを便宜上 “ZESA Solar” と称する）。ZESA Solar の事務所、人員、運営方針、事務処理等では既存の ZESA の組織を利用するが、会計処理は、ZESA と独立して行うことが望ましい。

9.5 計画実施のための支援プログラム

今回の調査から、本計画を実行するためには ESCO の設立・運営の他に、以下の支援プログラムが必要と考えられる。すなわち、

(1) 要員の技術向上・構成機器品質の向上分野

①太陽光発電システム構成機器の機能測定用機器の整備と測定技術のマスターするための新エネルギー技術センターの設置、

②太陽光発電システム機器の品質向上を図るための基準認証制度の導入、

③保守要員の技術訓練のためのトレーニングセンター設置

(2) 機器供給企業に対する資金の供給やコスト削減の分野

①供給企業が資金調達を容易にするための信用保証基金の設置、

②PV システム関連機器の部品輸入に対する輸入関税優遇制度の導入、

③PV システム関連機器製造設備改善に対する優遇融資制度の確立、

④PV システムトータルコストの削減につながる在庫管理と流通機能の向上などである。

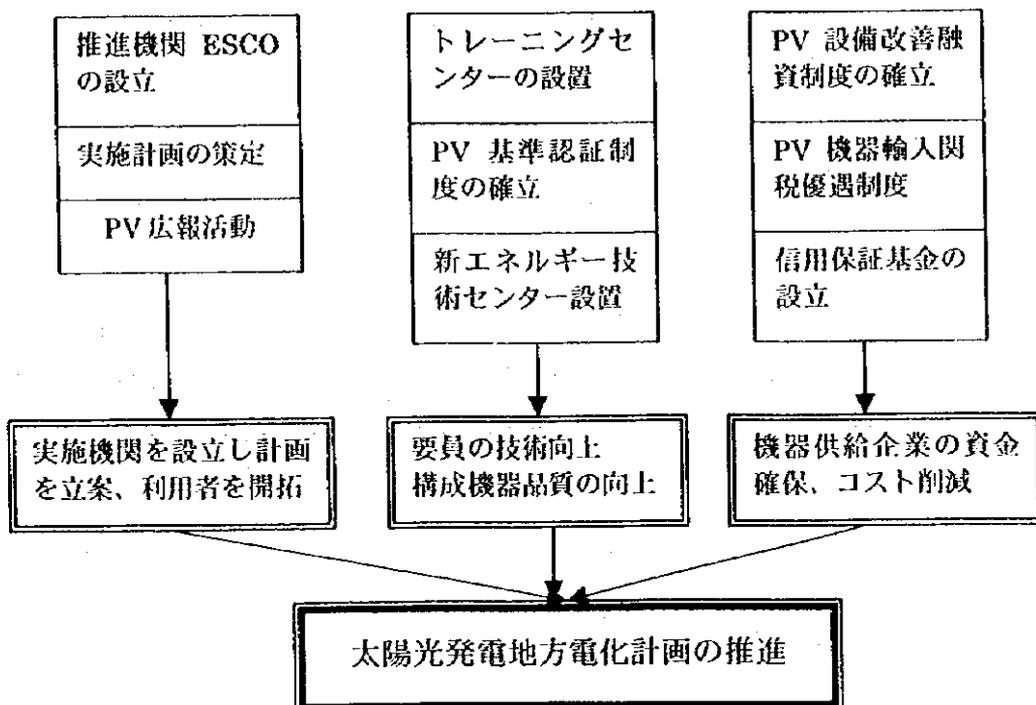


図9-2 支援プログラムの構成

9.5.1 太陽光発電システム機器の品質向上と技術センターの設置

本調査でも明らかになったように、現地製 PV システム構成部品の品質にはばらつきがあり、このままでは大規模の普及には使用できない。バッテリーに関しては、その寿命がさまざまに短いものでは半年で使い物にならなくなった。チャージコントローラは、設定電圧が一定でないものがあり、バッテリーの寿命を短くさせる原因となる。蛍光灯具には、1%ほどの不良率があった。これらは、製造過程の品質管理に問題があると考えられる。

今回の JICA 調査によれば太陽光発電システム構成機器の品質管理に関する最大の問題は、ジンバブエに PV システム構成機器を試験、計測する装置がないことである。基準をつくっても製品が基準を満たしているかどうかを判断できないのが現状である。現在では SIRDC にも、太陽光発電に関する計測をする装置はまだ準備されていないので、構成機器の評価をおこなうことはできない。国や業界レベルで品質の向上をはかる方法としては、新エネルギー技術センター等の設置によりシステム構成部品の品質を公正に評価し、評価した結果を公表することなどが効果的である。これらの試験装置を導入するには、約 2\$300 万の資金が必要である。このうち、高価な試験装置は、バッテリーの寿命を測定するバッテリー評価装置、モジュール特性を評価する I-V カーブ・トレーサーなどで、その他の試験装置は今回の調査で調査団が使用した試験装置が利用できる。

9.5.2 太陽光発電システム機器の基準認証制度の導入

(1) 標準の制定

太陽光発電の技術を利用者が安心して利用するための選択、および、設置企業や部品製造企業が自分たちの品質管理の基準とするのがこの標準である。標準の作成に当たってシステムの提供者側からだけの標準ではなく、利用する側の立場で標準を考えることが重要である。例えば、システムデザインの基準が PV モジュールの容量 (50W とか 75W など) に基づいて設計するようになっていたが、利用者がどのように電気を使用するか (蛍光灯 2 灯 + ラジオとか蛍光灯 2 灯 + TV のシステム) に合わせてデザインすることなどである。過剰品質を提供することはコストが高くなり、所得の低い層が太陽光システムを利用することが困難になるので避けなければならない。

ジンバブエでは、SAZ (Standard Association of Zimbabwe) がジンバブエの鉱工業製品について広範な基準の制定作業を行っている。太陽光発電システム構成機器の基準化も SAZ が中心となり、SIRDC (Scientific and Industrial Research and Development Centre) の協力を得て作成をすすめられているが、後にも述べるように国際的な基準を目指す必要がある。

(2) 標準達成のための努力

標準が設定されるとその標準を達成するために企業は品質管理を行い、自社の製品がその標準を満たしていることを証明しようとするが、品質管理の実施にはコストがかかるので、標準に達した製品は市場で認められる必要がある（未達成品と区別ができる）。一つの方法として標準に達していると認められた製品や設置企業には、政府または業界からその証明として、認定書あるいは認定証紙を交付し利用者が確認できるようにする。基準認証制度を効果的に利用することによって、システムや構成部品の品質管理が普及することが期待される。

基準にあった製品が利用者に安心して利用されるように、政府および民間が協力して基準の存在とその有効性を利用者に知らせる必要がある。

自社のみでは基準制度への対応や、品質管理を導入することが困難である中小企業に対し、政府や企業団体は、彼らが品質管理を実施し、基準認証制度に合格するように教育・訓練の機会を提供し、能力を養成できるように支援していく必要がある。

(3) PVGAP 制度 (PV Global Approval Programme)

国際的な PV システム構成部品の標準化に対しては、既に PVGAP (PV Global Approval Programme: 本部 Swiss, Geneva) としての取り組みが始まっており、PV システム、システム構成機器の品質、およびその品質の測定または試験方法の標準化や、認定試験を実施する機関の指定などが行われている。参加企業には認証マーク、合格製品には認識ラベルが交付されることまで決まっている。

将来ジンバブエの製品を国際的な市場に売り出すためにはこの PVGAP に適合する品質を目指す必要があり、またその品質を証明するために新エネルギー技術センターは、PVGAP の検査機関としての資格をクリアすることが望ましい

9.5.3 トレーニングセンターの設置

第 8 章でも述べたが、システムの維持のためには、少なくとも毎月 1 回の現地技術者の訪問が必要である。運用経験が 5 年を過ぎた後では、2 ヶ月に 1 回の訪問でも充分と予想されるが、「第 1 段階」においては保守のための訪問を月に 1 回実施することが必要である。

現地技術者を確保するために毎年約 50 人の現地担当技術者の養成に見合う訓練施設が必要となる。5 人のグループを 2 週間で訓練できるとすれば毎年 10 組、20 週間の期間が必要となる。

現地技術者の養成には、Kwekwe Technical College において JICA 調査団がすでに行った指導方法が適切である。また、地方電化を成功させるには現地技術者や上級技術者を一定の期間毎に再教育、再訓練を行い、常にその技術レベルを確認し必要レベル以上に保つことが重要である。

9.5.4 PVシステム関連企業の資金確保

ジンバブエのPVシステム関連企業の資金事情については7章で調査結果を報告しているが、PV関連企業は中小規模が多く資金の調達に苦勞している。中小企業に対する信用保証基金を設立し比較的緩い条件での資金獲得を容易にし、融資までの期間短縮を図る必要がある。

また、品質管理や、品質向上のために機械、設備の導入などを計画する企業に対しては有利な融資を提供する制度が必要である。

9.5.5 在庫管理と流通機能の向上

第8章にESCOとして在庫管理の方針を述べているように、新規利用者へのシステム早期設置、トラブルへの迅速対応によるシステム非稼働時間の短縮と、手待ち時間の短縮や無駄な輸送の排除などによる総合的なコストの削減が目的となる。

国やPVシステム業界として取り組むことは、部品の互換性を向上するために規格化、標準化を進めることが必要になる。また、納期の短縮を図るために配送の共同化や、共同のデポの設置なども考えられる。

在庫管理を進めるためには製品の販売パターン、市場の動向を把握し、PV関連製造会社の生産能力を把握し、部品の納入期間を把握しておく必要がある。現在のジンバブエの太陽光発電関連市場はまだ小さいので、効率的な在庫管理を完成させることはまだ難しいと思われるが、部品納入遅れによるシステム非稼働時間をなくすため、或いはできるだけ短くするために在庫管理を行う必要がある。

9.6 計画の期待便益

9.6.1 太陽光発電地方電化の便益

太陽光発電システムを利用した地方電化の経済便益を考える。プロジェクトの便益を考える場合は、プロジェクトを実行する場合としない場合とで比較が行われる。ここでは、太陽光発電プロジェクトを行うことにより期待される便益をあげる。

(1) 利用者の便益

ケロシン、植物油のランプによる照明から、清潔で安全な電気による照明を利用することができる。

ジンバブエの共通語は英語であるが、昔からの現地の言葉としてショナ語とンデベレ語がある。通常地方では、現地の言葉が多く使われ、英語を使う頻度が少ない。太陽光発電の電化により、テレビが普及し、テレビを通じて英語が上達し、異なる民族のコミュニケーションが容易になる。

また、テレビの情報により、農作物の市場動向、気候、生産性を検討し、生産をコントロールすることにより、収入の増大が予想される。特に、農業が主体の地方では天候の情報が重要である。

(2) ZESA の便益

地方の電力需要の少ないところにグリッド延長で電化を行った場合、現在の電気料金では投資を回収することが困難である。太陽光発電の場合、既存送電線から離れて点在している世帯への電化の投資金額は、グリッド延長に比べ約4分の1で設置が可能である。また、太陽光発電の電気料金を現在のグリッドからの電気料金と別に設定することにより、投資を回収することが可能である。

(3) 政府の便益

現在、ジンバブエの電源構成は石炭火力と水力発電である。将来の増大する電力需要の一部を太陽光発電で行うことにより、現在購入しており、また将来購入する電力を削減し、外貨の支払いを少なくできる。遠隔地での太陽光発電電化は、グリッド電化よりも投資金額が少ないため、政府の負担が少なくなる。

(4) SEIAZ 参加企業の便益

本調査で提案する太陽光発電プロジェクトが実現することにより、計画的にシステムが設置され、今まで、不安定だった需要が安定する。PV 関連産業は、安定した収入が期待され、将来のための設備投資を増やすことができる。また、支援プログラムである新エネルギーセンターの設置により、ジンバブエ国内の PV 関連製品の品質が向上し、輸入品との競争が可能となり、更には近隣国への輸出も可能となろう。

(5) 環境に対する便益

太陽光発電は環境に優しいエネルギー利用方法で、発電時に現在地球規模で問題になっている温暖化ガスである二酸化炭素を排出しない。

9.6.2 ESCO 方式の便益

既に本報告書で述べてきたことだが、太陽光発電による地方電化の方法は2通りある。ひとつは PV システム販売方式、もうひとつは本調査で強く提案している ESCO 方式（電力供給サービス方式）である。ここでは、ESCO 方式の便益を述べる。

(1) 利用者の便益

PV システムの保守に煩わされなくても良い。保守・点検は ESCO の現地技術者が行い、バッテリーの交換も ESCO が行う。

ESCO 方式による太陽光発電システムの利用者は、販売方式に比べ所得がより低い層まで広げることが可能である。低利融資による販売方式の恩恵を受けるのは、主として太陽光発電システムの販売関係者であり、本来恩恵を受けるべきシステムの利用者に対する利益は小さい。

(2) 利用者の免税便益

政府機関である ZESA-Solar がシステムを設置する場合、システムは ZESA-Solar の所有であり、売上税の対象とならないので設置コストは安くなる。(政府の売上税収入は期待できなくなる)

(3) 有利な資金の調達が可能となる

設備の設置を実施するのは ZESA-Solar であり、資金が必要になるのも ZESA-Solar である。利用者毎、或いは設置業者毎に行われていた小口融資制度は必要がなくなる。

融資対象機関に ZESA-Solar 或いは ZESA 本体、又はジンバブエ政府がなることにより、援助機関や日本政府の無償資金協力や有利な条件の環境特別融資を受けることが可能になる。

(4) 流通面の便益

これまでの販売方式は、各販売企業がそれぞれの規格の製品を自社で調達し、運搬し、設置を行うことになっている。PV モジュールを除いては在庫も各社が自分で持つか、注文を受けてから発注するので、納期も一定していない。ESCO 方式では、大量の製品を一括購入することにより、購入価格の引き下げを可能とし、共通の規格部品を地域管理センターで適量在庫し、必要に応じて出荷できる体制を取ることで、納期が早くなる。また配送も纏めて計画的に行うことが出来、輸送コストの削減も図ることが出来る。

(5) 機器品質面の便益

従来の販売方式では品質が必ずしも優先されていたとは言えない。ESCO では短期間のコストよりも、システムの寿命を通じて最適コストが得られることを目標としており、システム及び部品の品質とコストが十分考慮されることになる。また、購入が大量になるので納入先に品質基準を守るように指導することも出来る。

(6) 人材開発面の便益

各販売企業が自社で人材開発をする場合には OJT (On the job training) で行うことが多く、組織的、系統的な訓練は困難である。ESCO 方式では、計画に従って技術者の育成が必要であり、技術的な訓練が組織の年度活動計画として組み込まれている。しかも対象が村落の若者であり、就職機会の少ない村落に職場を提供することになる。

9.7 実施行動計画

太陽光発電システムによる地方電化を促進するための、各機関の行動計画と責任体制は以下のとおりである。

9.7.1 政府の行動計画

政府は、以下の政策・方針を決定する必要がある。

(1) 太陽光発電による電化目標の決定

本計画では、5年間で現在の未電化家庭 150 万世帯の 1%である 1 万 5,000 世帯の電化と 20 年間で未電化家庭の 10%である 15 万世帯の電化を目標としているが、この目標を確認し決定する。

(2) 電力サービス供給方式の採用決定

本計画では、第 8 章で詳述したとおり ESCO 方式の採用を推奨するが、ZESA と協議し本方式の採用を決定する。

(3) ZESA-SOLAR の設立決定

本計画では、第 8 章で詳述したとおり ESCO 方式の推進母体として「ZESA-SOLAR」を設立する。

9.7.2 推進母体 (ZESA-SOLAR) の行動計画

推進母体 (ZESA-SOLAR) は、以下の項目を実施する必要がある

(1) 第 1 段階の実施対象地域選定

本計画では未電化地区の家庭 150 万世帯のうち、年間支払可能額が Z\$1,500 以上の家庭を太陽光発電システム導入の需要先とした。第 1 段階では一つの県 (Province) を選定して実行するが、その対象県として未電化家庭の密度と非貧困家庭割合を考慮し、Mashonaland East, Mashonaland Central, Manicaland の内から選定するのが妥当と思われる。

(2) 第1段階実施地区の選定

本計画では、推進母体となる ZESA (ZESA-Solar) の手の届く範囲の地域で、既存送電線から 5 km 以上離れた地域を第1段階実施地区とする。例をあげれば ZESA 地方支所の 20-30km 範囲、ZESA の地方サービス・センター周辺 20-30km 範囲などが地区選定の候補地である。

(3) 第1段階実施計画と資金計画の策定

本計画では、第一段階として 15,000 世帯の太陽光発電システムの導入を予定している。総設置費用は、US\$10.8 百万 (=US\$720/世帯 * 15,000 世帯) である。(但し 1997 年当時の価格)

必要資金の調達方法、料金の設定、料金徴収方法などの決定。キャッシュフローの策定などを行う。本計画では自己資金のケース、無償資金、低利特別借款の導入のケースを試算している。

9.7.3 政府・民間協同の行動計画

政府は、民間を指導しつつ、以下の項目を実施する必要がある。

(1) トレーニング・センターの設置

本計画では、既存 Kwekwe 技術専門学校に設置したトレーニングコースを強化し、現地技術者および設置作業者のトレーニングを行うこととしている。

トレーニングの必要数

| | |
|-------|--------|
| 現地技術者 | 50 人/年 |
| 上級技術者 | 7 人/年 |
| 設置作業者 | 10 人/年 |

(2) 新エネルギー技術センターの設置

太陽光発電を中心とした新エネルギーの技術開発に関する研究センターを設置し、新エネルギーの利用技術やシステム効率の向上に関する研究を行うとともに認証制度に伴う品質試験を行う。候補機関として SIRDC の活用が適当と思われる

(3) 太陽光発電の広報、需要開発

太陽光発電による電化のスキームを説明したポスターを作り RDC やクリニックなどで広く紹介する。

ラジオや TV を使って太陽光発電の正しい使い方を教育する。

9.7.4 業界団体の行動計画

業界団体は、以下の項目を実施する必要がある。

(1) 標準・基準の作成、基準認証制度の実施

太陽光発電システムや構成部品の標準を作成し、利用者に提供するシステムや製品で、基準に合格したシステム、製品には合格証、証紙の添付を行い区別化する。

(2) 融資制度、税制に関する改善案を提案

信用保証基金の設立、設備改善融資の優遇、構成部品輸入に関わる関税優遇制度等を立案し、政府に提案する

(3) 品質管理の導入・指導

検査の徹底、製造環境や工程の改善、新製造ラインの設置等を指導し、国産製品の品質向上に努める

(4) 在庫管理の実施

適正在庫の配置、共通部品の採用、共同配送の実施により在庫費用の削減に努める

9.7.5 民間独自の行動内容

(1) システム構成部品供給体制の確立

優れた品質の構成部品を妥当な価格で供給する（PV モジュール、コントローラー、バッテリー、蛍光灯具・ランプ、サポート、フレーム、スイッチ、ケーブル等）体制を準備する

(2) システム設置作業

トレーニングを受けて標準作業をマスターした作業員を準備する。

システム設置作業に必要な標準工具を常備する

(3) 各社独自の PV システム販売活動（GEF の継続）

電力供給サービス方式では満足できない利用者や増設希望者、公共施設等への PV システムの販売を継続する。

9.7.6 計画の実施スケジュール

本計画に述べた各部門別の実施スケジュールの概要は、図9-3 太陽光発電地方電化計画（短期・中期の展望）の通りである。

9.8 計画実施のための必要資金と資金計画

9.8.1 前提

これまでの JICA の調査を参考にして、1万5千件および15万件の PV 電化を実施するときの必要資金を算出する。前提は以下（表9-4、表9-5）の通りである。

表9-4 システム構成部品の単価と寿命（1997年）

| 部品 | 単価(US\$) | 寿命 | 備考 |
|-------------|----------|-----|--------|
| PV パネル(50W) | 300 | 20年 | |
| チャージコントローラー | 60 | 5年 | |
| バッテリー | 60 | 3年 | |
| 蛍光灯(2灯) | 50 | 5年 | 利用者が交換 |
| バッテリーボックス | 20 | 20年 | |
| PV パネル用ポール | 70 | 20年 | |
| ケーブルその他付属品 | 80 | 20年 | |
| | | | |
| 合計 | 640 | | |
| システム設置費用 | 80 | | |

標準 PV システム：50W

表9-5 人件費単価（1997年）

| クラス | US\$/月 | クラス | US\$/月 |
|-----------------|--------|------------|--------|
| Manager | 800 | Driver | 200 |
| Senior engineer | 400 | Worker | 200 |
| Administrative | 300 | Technician | 100 |

管理事務所等の人件費以外の費用は、地方管理事務所：人件費合計の同額、地区管理センター：人件費合計の1.5倍、全国管理センター：人件費合計の2倍で計上する

図9-3 太陽光発電地方電化計画(短期・中期の展開)

| 部門 | 実施項目 | 実行機関 | 年度 | 作業計画 | | | | | | | 設備投資額(1,000Z\$) | | | | | | | 備考 | |
|---------|---|-----------------------------|----|------|---|---|---|---|---|---|-----------------|-------|--------|--------|--------|--------|---------------|---|--|
| | | | | 初 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 初 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | | |
| 政府 | 政策・方針の決定 太陽光発電による電化目標の決定 サービス供給方式の採用決定、 ZESA-SOLARの設立決定 | DOE, ZESA | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ZESA-SOLARによる第1段階実施計画の作成 需要調査の実施 第1段階実施地域の選定 第1段階実施計画の策定と資金手当 | DOE, ZESA, ZESA-SOLAR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | サービス供給方式の実施(第1段階) | ZESA-SOLAR | | | | | | | | | | 7,200 | 14,400 | 21,600 | 28,800 | 36,000 | 2\$7,200/システム | システム 初年度 1,000 2 2,000 3 3,000 4 4,000 5 5,000 | |
| 民間 | システム設置供給体制の確立 構成部品の供給 PVモジュール 第1段階の電化には品質が安定しており、コスト が安い輸入品を採用 コントローラー JICAが技術移転したコントローラーの生産設備 を設置する バッテリー 既存メーカーの製造設備を改善し、品質の向上、 安定化を図る 蛍光灯具・ランプ 既存メーカーの製品を使用する システム設置作業 トレーニングを受けて標準作業をマスターした 作業員を準備する 各社独自のPVシステム販売活動(GEFの継続) 電力供給サービススキームでは満足できない利用者や、 増設希望者へのPVシステムの販売 | SEIAZ MEMBER | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 政府・民間協同 | トレーニングセンターの設置 既存Kwekwe Polytechに設置したコースの増強し、 現地技術者、および設置作業員のトレーニングを行う トレーニングの必要数 第1段階 現地技術者 50人/年 5年で250人の養成 上級技術者 7人/年 5年で 35人の養成 設置作業員 10人/年 5年で 50人の養成 | ZESA, SEIAZ, MOE(Education) | | | | | | | | | | 500 | | | | | | | モデルハウス、日射計 |
| | 新エネルギー技術センターの設置 太陽光発電を中心とした新エネルギーの技術開発に関する 研究センターを設置し、利用技術やシステム効率の向上に 関する研究を行うとともに認証制度に伴う品質試験を行う | DOE, SIRDC, UOZ | | | | | | | | | | | 5,000 | | | | | | 気象観測装置、バッテリー評価装置 PVシステム評価装置、IVカーブ測定装置 PVシステムデザイン装置 |
| | 太陽光発電の広報、需要開発 太陽光発電による電化のスキームを説明したポス ターを作りRDCやクリニックなどで広く紹介する ラジオやTVを使って太陽光発電の正しい使い方を教育 する | DOE, ZESA, SEIAZ, ARDC | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 民間・業界団体 | 標準・基準の作成、基準認証制度の実施 太陽光発電システムや構成部品の標準を作成し利用者に 提供するシステムや製品の品質基準とする 基準に合格するシステム、製品には合格証、証紙の添付を 行い区別化する | SAZ, SEIAZ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 融資制度、税制に関する改善案提案 信用保証基金の設立 設備改善融資の優遇 構成部品輸入に関わる関税優遇制度 | SEIAZ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 品質管理の導入・指導 検査の徹底 製造環境改善・工程改善 新プロセスラインの設置 | SEIAZ, SAZ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 在庫管理の実施 適正在庫の配置 共通在庫の採用 | SEIAZ | | | | | | | | | | | | | | | | | |

9.8.2 ケース設定

15 万戸の未電化家庭を、ESCO 方式で太陽光発電により電化する計画であるが、第1段階の 1 万 5 千戸を設置し運営を行い、問題点を改善しながら第2段階へ進むものとする。総投資金額の調達については、4つのケースを仮定しており、自己資金、無償援助資金、低金利融資（1%）の単独、または組み合わせを想定している。表 9-6 にケース設定の目的と表 9-7 に必要資金の内訳及びキャッシュフローを計算した期間（年）を示す。

表 9-6 ケース設定の目的

| | 第1段階、5年間 15,000 件 | 第2段階、15年間 135,000 件 | ケース設定の目的 |
|------|---|------------------------------------|--|
| ケースA | 自己資金で実施 | 実施せず | 基本ケースとして第1段階のみを自己資金で実施した場合の利用者の負担額を計算する。 |
| ケースB | 1～3年までの蛍光灯およびケーブルその他付属品を除く設備費(6,000件)と設置費用を無償資金援助、4～5年の設備費を自己資金 | 実施せず | 最初の3年間だけ、無償資金を利用して実施した場合の利用者の負担額を計算する (蛍光灯や屋内配線、スイッチ、コンセントなどの付属品は、利用者の所有になるため無償の対象とはならない) |
| ケースC | 自己資金で実施 | 自己資金で実施 | 150,000件を全額自己資金で実施、大量設置した場合の利用者負担額を計算する |
| ケースD | ケースBと同じ | 設備資金の80%を有利なローンを利用、20%および設置費用を自己資金 | 無償資金を利用して計画をスタートさせ、6年目からは低利のローンを利用して実施した場合の計算、ローンは5年毎に3期に分けて借り入れる |

表 9-7 必要資金（百万 US\$）の内訳及びキャッシュフローを計算した期間

| | ケースA | ケースB | ケースC | ケースD |
|---------|-------|-------|--------|--------|
| 自己資金 | 10.80 | 7.26 | 108.00 | 35.34 |
| 無償援助 | 0 | 3.54 | 0 | 3.54 |
| 低金利融資 | 0 | 0 | 0 | 69.12 |
| 必要資金合計 | 10.80 | 10.80 | 108.00 | 108.00 |
| 計算期間（年） | 24 | 24 | 39 | 39 |

低金利融資：融資の条件は利率 1%、10 年据え置き、20 年返済とする。

9.8.3 利用者家庭の初期設置費用と年間支払額

以上のケース A、B、C、D のプロジェクト期間の 0/M コストを含めたキャッシュ・フローを作成した（表 9-8～表 9-11 および図 9-4～図 9-7 参照）。収入面の初期設置費用の支払限度額は、

村落調査の結果から US\$150 とし、ケース A, B, C, D の自己資金の内部収益率が 10%となる年間支払額（年間徴収料金）を求めた。各ケースの結果は表 9-12 の通りである。

なお、図 9-4～図 9-7 は、

Investment cost = Investment cost,

Total expense = O/M cost + Replacement + Repayment,

Grant + Soft loan = Grant + Low interest loan,

Total revenue = Grant + Low interest loan + Connection charge + Annual charge

として表示されている。（参照図 9-8、ケース D のキャッシュフロー明細）

表 9-12 各ケースにおける年間支払額

| ケース | | A | B | C | D |
|--------|------|-----|-----|-----|-----|
| 初期設置費用 | US\$ | 150 | 150 | 150 | 150 |
| 年間支払額 | US\$ | 154 | 125 | 124 | 87 |

評価：第 1 段階のみ(1 万 5 千件設置)実施する場合

(1) ケース A のように、プロジェクトの投資額を全額 ESCO が自己負担した場合、利用者から初期設置費用として US\$150、毎年の費用として US\$154 を徴収する必要がある。

(2) ケース B では、最初の 3 年間の蛍光灯およびケーブルその他付属品を除く設備費と設置費用を無償資金で、後半の 2 年間を自己負担した場合、利用者から初期設置費用として US\$150、毎年の費用として US\$125 を徴収する必要がある。

評価：第 2 段階まで進めて合計 15 万件設置する場合

(1) ケース C では全額自己資金で総投資額を賄うとすれば、利用者の初期設置費用が US\$150、年間費用が US\$124 となる

(2) ケース D では、最初の 3 年間の蛍光灯およびケーブルその他付属品を除く設備費と設置費用を無償資金で、後半の 2 年間を自己負担し、第 2 段階の 6 年目から 20 年目までの設備投資額の 80% を OECF の環境特別融資のように有利な条件で借入れが出来たとすると、利用者の初期設置費用は US\$150、毎年の費用は US\$87 でも成立することになり、収入が少ない家庭でもこのプロジェクトへの参加が可能となる。

いずれのケースの場合であっても、自己資金の内部収益率が 10%になるような料金設定をしているため、もし、自己資金がなく外国などの金融機関から資金を調達する時は、10%以下の金利であれば経済分析上でのプロジェクトは成立する。

しかし、キャッシュ・フロー（図 9-4～図 9-7）を見ても明らかなようにケース A の場合は利益が出るのは 6 年目からで、ケース C の場合は利益がでるのは 15 年目から、ケース D の場合は 8 年目からである。このような場合は、利益がでるまで短期ローンによって運営費を賄わなくては行けないが、長期間 短期ローンを低い金利で借り続けることは現実には困難である。この対策としては、政府が補助金により マイナス分を補填し、利益がでるようになってから ZESA-Solar が政府に返済するようなシステムを取るか、ケース D のような有利な条件の融資をプロジェクト開始時から得ることが必要である。

9.8.4 感度分析

このケーススタディでは、資金調達の種類、PV システムのコスト、要員の人件費を前提条件として設定し、初期設置費用として US\$150 徴収したとき、自己資本に対する内部利益率 10% (IRR) が得られる年間徴収金額を求めている。

感度分析の対象としては前提条件とした、PV システムのコスト、要員の人件費、無償供与比率（資金調達の方法、比率等）、が変化したときに目的とした年間徴収金額が、どのように動くかを分析する。

感度分析の例としてケース B について行った結果を表 9-13、図 9-9 に示す。

表 9-13 感度分析の例：ケース B

| 変化率 ()内は無償比率 | 年間徴収金額 (US\$/年) | | | | | |
|------------------|-----------------|----------------|--------------------|--------------------|---------|-----------------|
| | 20%UP (70%) | 10%UP (80%) | Base case (90%) | 10% DOWN (100%) | 20%DOWN | Sensitiv ity |
| PV システムコスト | 141.0 | 135.5 | 126.0 | 118.5 | 111.0 | 0.75 |
| 要員人件費 | 140.0 | 133.0 | 126.0 | 119.0 | 112.0 | 0.70 |
| 無償供与比率 | 133.0 | 129.5 | 126.0 | 123.0 | | 0.33 |

Sensitivity: 徴収額の変化 (US\$) / 要素の変化率 (%)

上記計算結果から ケース B では PV システムコストの影響が大きく、コストが 1%変化すると年間徴収額が 0.75US\$変化する。

9.8.5 生涯コスト

計算期間を通じて必要となるコストを割引率 10%で現在価値に換算して比較する。

表 9-14 生涯コストの比較

| | ケースA (15,000 件) | | | ケースD (150,000 件) | |
|--------|-----------------|--------|--------|------------------|--------|
| | 金額 (千 US\$) | 比率 (%) | | 金額 (千 US\$) | 比率 (%) |
| 初期投資 | 8,437 | 45.3 | 初期投資 | 38,664 | 50.8 |
| 機器交換費 | 2,618 | 14.0 | 機器交換費 | 11,998 | 15.7 |
| 人件費 | 3,540 | 19.0 | 人件費 | 9,405 | 12.3 |
| 経費、管理費 | 4,040 | 21.7 | 経費、管理費 | 10,474 | 13.7 |
| 借入返済 | | | 借入返済 | 5,752 | 7.5 |
| 合計 | 18,635 | | 合計 | 76,293 | |

第1段階 15,000 件までのケース A と、第2段階 150,000 件設置したケースDでは、生涯コストに占めるシステム関連のコストと人件費関連のコストの比率が異なる。件数が少ないときは、人件費、管理費のコストに占める割合が高くなるので、出来るだけ設置件数は多くなる方が望ましい。

9.9 計画実施上の重要課題と対策

太陽光発電による地方電化計画を実施するにあたって、主要実施項目、実施を担当する機関、実施すべき内容と期待される便益、必要資金、課題について表 9-15 に纏めた。

9.9.1 太陽光発電とグリッド延長電化計画との整合性

太陽光発電を導入する地域と、ZESA によるグリッド延長電化計画との十分な整合性を配慮しておくことが必要である。近い将来にグリッド延長計画のある地域には太陽光発電システムによる電化は必要ないと考えられるので、これらの地域は太陽光発電設置対象地域から除外すべきである。そのため太陽光発電地域の選定を行う場合には、政府指導 (DOE) のもと ZESA と ESCO (ZESA-Solar) とが十分に協議する必要がある。

9.9.2 支援プログラム実施上の課題とその対策

支援プログラムとしては、太陽光発電システム機器の品質向上と技術センターの設置、太陽光発電システム機器の基準認証制度の導入、トレーニングセンターの設置、在庫管理と流通機能の向上が必要であるが、これらの課題を解決するためには、ZESA-Solar だけの権限や努力でできるものではなく SIRDC (Scientific and Industrial Research and Development Centre) など他の機関と協力しつつ、展開しなければならない。特に技術センターやトレーニングセンターの設置は、

人的開発と同時に太陽光発電関連機器の品質向上やコストの削減などに寄与することが予想されるので、関連国際機関とも十分に協議の上早急に実施することが望ましい。

9.9.3 計画実施初期段階の運営費

9.8.2 項で設定した 4つのケースのうち、ケース B は計画の初期段階の 1～3 年間は収入と支出がほぼバランスしており ESCO としての運営は安定して行うことが可能である。その後 2 年間は投資負担が大きい安定した運営の実績があれば、有利な資金の手当も不可能ではないと考えられる。一方、A、C、D の 3つのケースは、プロジェクトの初期段階から 5～14 年間は、キャッシュフローから見ると利益が得られず、運営費も不足することが予想される。ESCO は、短期ローン(1 年返済)を借り入れて運営をすとなれば市場金利が高いため、経営が困難となる。自己資金のみでプロジェクトを実行する場合は、運営費を賄うために政府又は ZESA の支援が必要となる。政府が最初の赤字分を補助金で補填するか、事業体が債券を発行し、政府がその債券を買い運営資金を得るなどの対策が必要である。

利用者から見れば年間支払額が最も少ないケース D が最も望ましいが、運営する側からは最初ケース B でスタートし、運営状況が軌道に乗ればケース D へ継続的に発展させることが現実的であろう。その場合の年間支払額は徐々に低下させることも可能である。

表 9-10 PV Promotion Project for 39 years (Case C) in US\$ (2/2)

| Year | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-----|
| Costs | 1,000 | 2,000 | 4,000 | 8,000 | 16,000 | 32,000 | 64,000 | 128,000 | 256,000 | 512,000 | 1,024,000 | 2,048,000 | 4,096,000 | 8,192,000 | 16,384,000 | 32,768,000 | 65,536,000 | 131,072,000 | 262,144,000 | 524,288,000 | |
| Revenue | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Net Present Value | 1,000 | 2,000 | 4,000 | 8,000 | 16,000 | 32,000 | 64,000 | 128,000 | 256,000 | 512,000 | 1,024,000 | 2,048,000 | 4,096,000 | 8,192,000 | 16,384,000 | 32,768,000 | 65,536,000 | 131,072,000 | 262,144,000 | 524,288,000 | |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Total Investment cost | 1,000 | 2,000 | 4,000 | 8,000 | 16,000 | 32,000 | 64,000 | 128,000 | 256,000 | 512,000 | 1,024,000 | 2,048,000 | 4,096,000 | 8,192,000 | 16,384,000 | 32,768,000 | 65,536,000 | 131,072,000 | 262,144,000 | 524,288,000 | |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Total cash out | 1,000 | 2,000 | 4,000 | 8,000 | 16,000 | 32,000 | 64,000 | 128,000 | 256,000 | 512,000 | 1,024,000 | 2,048,000 | 4,096,000 | 8,192,000 | 16,384,000 | 32,768,000 | 65,536,000 | 131,072,000 | 262,144,000 | 524,288,000 | |
| Total cash in | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Total cash in | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Total cash out | 1,000 | 2,000 | 4,000 | 8,000 | 16,000 | 32,000 | 64,000 | 128,000 | 256,000 | 512,000 | 1,024,000 | 2,048,000 | 4,096,000 | 8,192,000 | 16,384,000 | 32,768,000 | 65,536,000 | 131,072,000 | 262,144,000 | 524,288,000 | |

表 9-11 PV Promotion Project for 39 years (Case D) in US\$ (1/2)

| Year | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Construction of PV projects | 1,000 | 2,000 | 3,000 | 4,000 | 5,000 | 6,000 | 7,000 | 8,000 | 9,000 | 10,000 | 11,000 | 12,000 | 13,000 | 14,000 | 15,000 | 16,000 | 17,000 | 18,000 | 19,000 | 20,000 | 21,000 | 22,000 | 23,000 | 24,000 | 25,000 | 26,000 | 27,000 | 28,000 | 29,000 | 30,000 | 31,000 | 32,000 | 33,000 | 34,000 | 35,000 | 36,000 | 37,000 | 38,000 | 39,000 | |
| Administration | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Investment | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| ... (Remaining rows follow a similar pattern of numerical data for various project categories) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

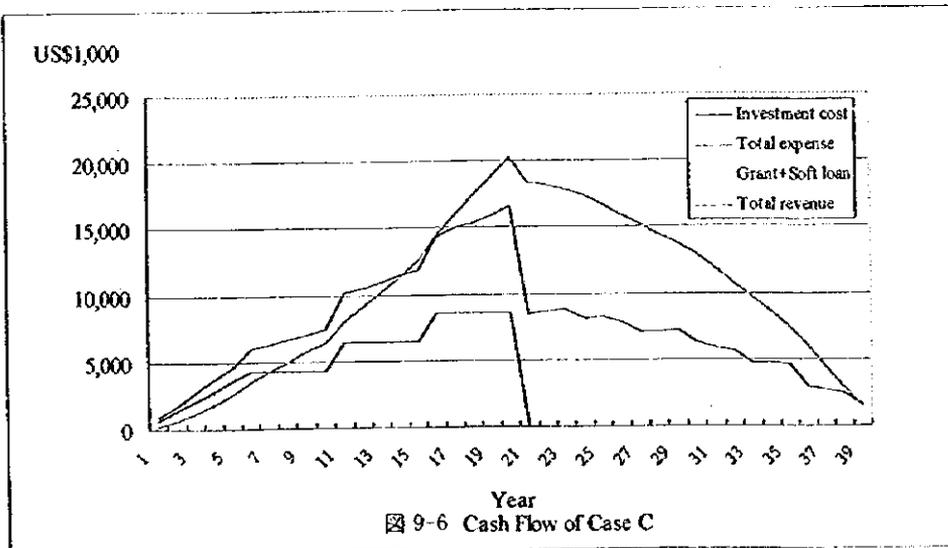
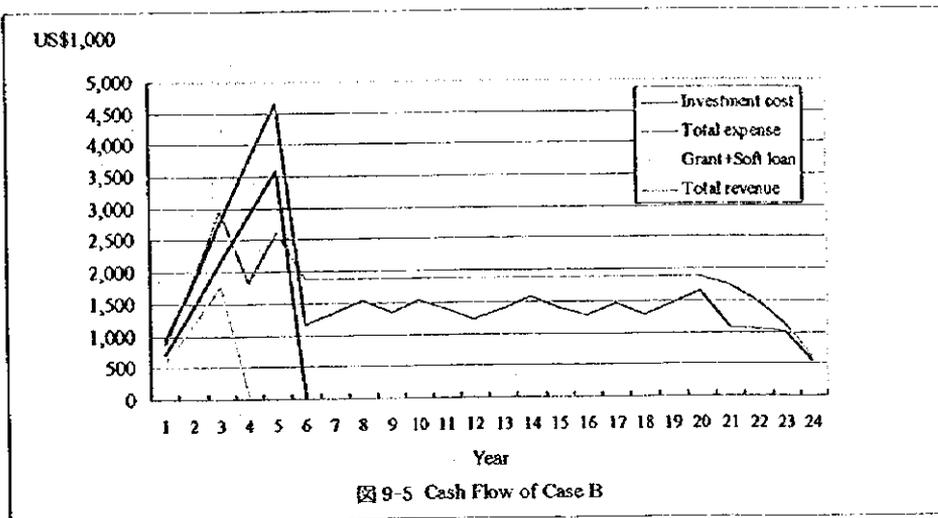
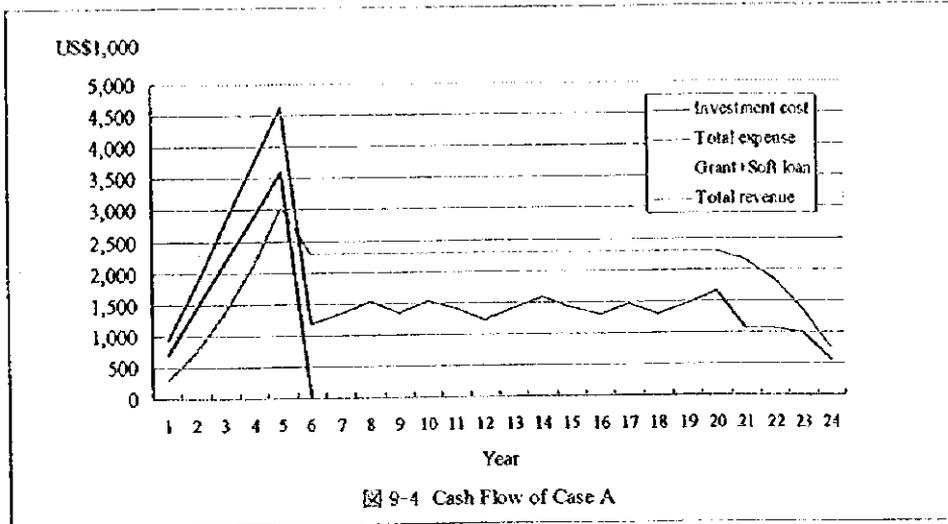
表 9-11 PV Promotion Project for 39 years (Case D) in US\$ (2/2)

| Year | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | | | |
|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---|
| Cash flow of the project | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Initial investment | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | | |
| Operating income | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | | |
| Operating expenses | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | | |
| Net income | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Present value of cash flow | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | 1,000,000 | |
| NPV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

表 9-15 太陽光発電地方電化のための実施項目一覧

| 実施項目 | 実施機関 | 内 容 | 期待便益 | 必要資金 | 注 意 |
|--|---------------------------------|--|---|--|--|
| Energy Service Corporation の設立 (ZESA-Solar の設立) | DOE ZESA | 安定した経営基盤を持った電力供給機関 ESCO が必要であり、ESCO は P.V. 購入、管理 の中心的機関となる。 | P.V. システムを利用者に直接に販売せ ず、ESCO を通じて P.V. システムから電気を を提供するほうが、太陽光発電システムが 長期にわたり維持出来る。 | 第1段階 Z\$108 百万 第2段階 Z\$972 百万 | 経営基盤のしっかりした企業 体をつくること |
| 実施計画の策定 | ESCO(ZESA-Solar) ZESA DOE | P.V. を設置するための電化すべき地域の選 定、需要の推定、住民の支払い能力の 推定、資金計画など P.V. 購入、管理に関する すべての計画を策定する。 | この計画が、ジンバブエの地域電化の 第一歩であり、電化により地域住民の 便益は、計り知れないものがある。 | | グリッド配線計画やその他の 電化計画と整合性のとれた計 画を作成すること。 |
| トレーニングセンターの設置 | ZESA SEIAZ MOE | 第1段階の 15,000 世帯という目標では、5 年間に約 200~250 人の新しい現地技術者を 確保して訓練を施すことが必要である。 | これにより、大規模かつレベルの高い P.V. 技術者が養成でき、第1段階でも 15,000 世帯の P.V. のメンテナンスが可能にな る。 | センターは、kwekwe 専門 学校利用 教材及び試験器具一式 約 US\$50,000/年 | センターは利用しやすい場所 に設置し、大学や国際機関と の連絡も密にすること。 |
| 新エネルギー技術センターの設置 | DOE SIRDC UOZ | 現地 P.V. 構成品の品質にはばらつきがあ る。これは製造過程の問題があると考えられ る。これを解決するための新エネルギー技術セ ンターの設置が必要である。 | 新エネルギー技術センターの設置は、 ジンバブエの P.V. 構成機器の品質向上を もたらし、P.V. の促進に大きく貢献する。 | センター建物及びスタッフ は、既存の SIRDC を利 用。実験器具の初期投資 約 US\$200,000 | センターは利用しやすい場所 に設置し、大学や国際機関と の連絡も密にすること。 |
| P.V. 基準承認制度の確立 | SAZ SIRDC SEIAZ | 現在問題になっている現地企業の P.V. 構成機 器の品質向上を図るため、本制度を作り、 SIRDC が運用する。 | 現地企業の P.V. 構成機器の品質向上が 期待できる。 | | 基準と同時に現任不足してい る測定機器を取り揃えること (約 Z\$100 万程度で賄う)。 |
| 信用保証基金の設立 | 政府 SEIAZ | 現地企業が利用者や ESCO に P.V. 機器を販売 するとき、金融機関からのローンを受けやす くするために本基金を設立する。 | これにより、現地企業は、資金の回収 の心配することなく、P.V. 構成機器の取 売ができる。 | | P.V. の普及にぶじた規模の拡大 ができるようにしておくこ と。 |
| P.V. 設備改善融資の優遇制度の確立 | 政府 SEIAZ | 現地企業が P.V. 機器の開発、製造プロセスの 改善をしようとするとき、金融機関からのロ ーンを受けやすくなるために本優遇制度を設 立する。 | これにより現地企業の P.V. 機器開発意欲 や改善意欲が湧いてくる。 | | 審査基準は、厳密にするが特 許などの成果品は無条件で企 業の資産になるようにする。 |
| P.V. 輸入に関する関税優遇制度の確立 | 政府 SEIAZ | 現地企業や ESCO が、海外から P.V. 構成機 器、又はその部品を購入するとき、関税面で 優遇措置をとる。 | これにより、世界の品質のよい P.V. 構 成機器が購入しやすくなる。 | | 現地企業にとって不利になら ないような関税優遇制度にす ること。 |
| P.V. システムの広報活動 | DOE ZESA SEIAZ ARDC | ラジオやテレビを通じて、P.V. 利用仕方、手 入れの仕方、P.V. の利点を放送し、未電化世 帯の P.V. 導入意欲を持たせる。 | P.V. に関する知識の普及により、P.V. の 利用が広がり P.V. 構成機器のコスト低 下、故障率の低下につながる。 | | 購入・運用・料金支払い・機 器の保護などあらゆる面から 広報活動を行い、既利用者、 未利用者の理解を得る。 |

DOE: Department of Energy, ZESA: Zimbabwe Electricity Supply Authority, ESCO: Energy Service Company, SEIAZ: Solar Energy Industries Association of Zimbabwe, MOE: Ministry of Education,
SIRDC: Scientific and Industrial Research and Development Center, SAZ: Standards Association of Zimbabwe, UOZ: University of Zimbabwe, ARDC: Association and Rural Development Councils



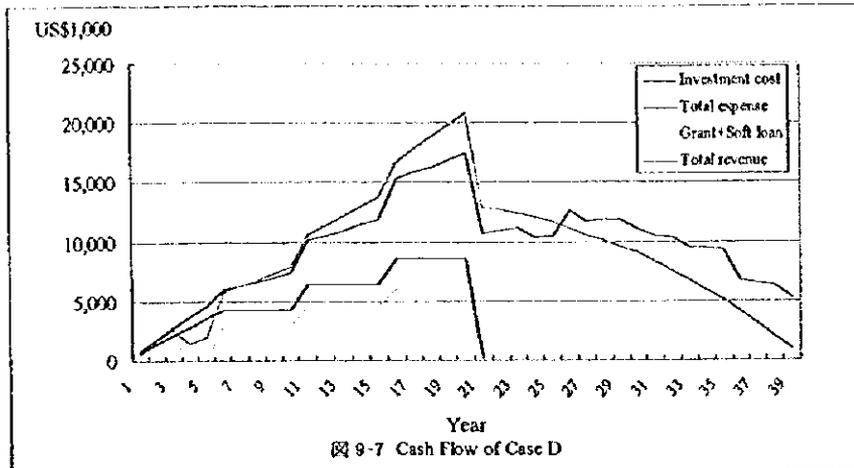


图 9-7 Cash Flow of Case D

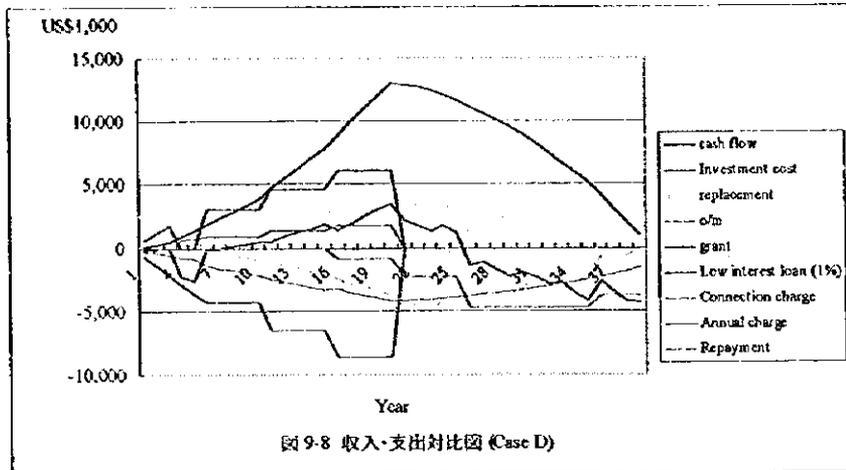


图 9-8 收入-支出对比图 (Case D)

| | | UNIT: US\$ | | | | | |
|--------|--------------|--------------|--------------|------------|-----------------|-----------------|-----------|
| Case B | Factor | 20% up (70%) | 10% up (80%) | Base (90%) | 10% down (100%) | 20% down (110%) | Sensitive |
| | PV & Battery | 109.1 | 99.0 | 82.0 | 66.5 | 55.0 | 0.38 |
| | Wage | 106.0 | 99.0 | 92.0 | 83.5 | 78.0 | 0.60 |
| | Grant | 100.0 | 99.0 | 92.0 | 83.5 | 78.0 | 0.88 |

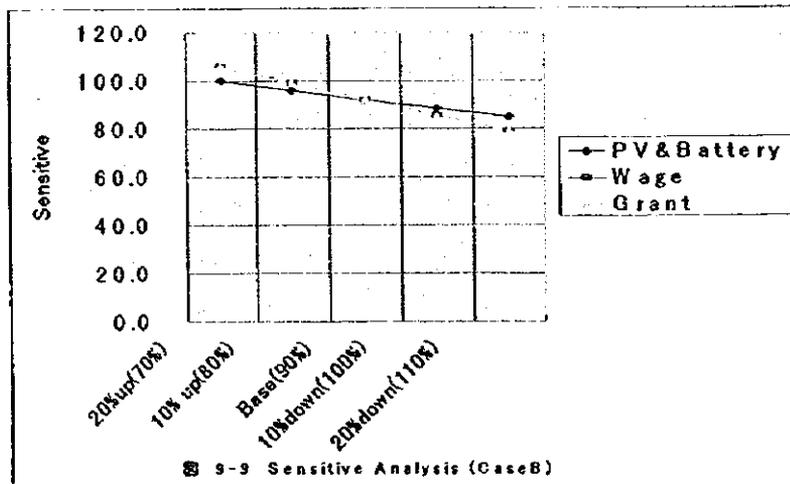


图 9-9 Sensitive Analysis (Case B)

- 1) The sensitive analysis is applied for Case B.
- 2) PV & Battery includes PV cost, Battery cost, installation cost, Charge controller cost.
- 3) Wage includes all kinds of manpower fee.
- 4) Percentage of Grant is the share to the total investment amount.

JICA