

モロッコ王国

プロジェクト形成基礎調査報告書

ハウズ地方分散電化計画調査

1995年7月

JICA LIBRARY



J 1124474 (6)

国際協力事業団
鉱工業開発調査部

鉱調資

JR

95-207

モロッコ王国プロジェクト形成基礎調査報告書ハウズ地方分散電化計画調査

1995年7月

国際協力事業団

43
11N

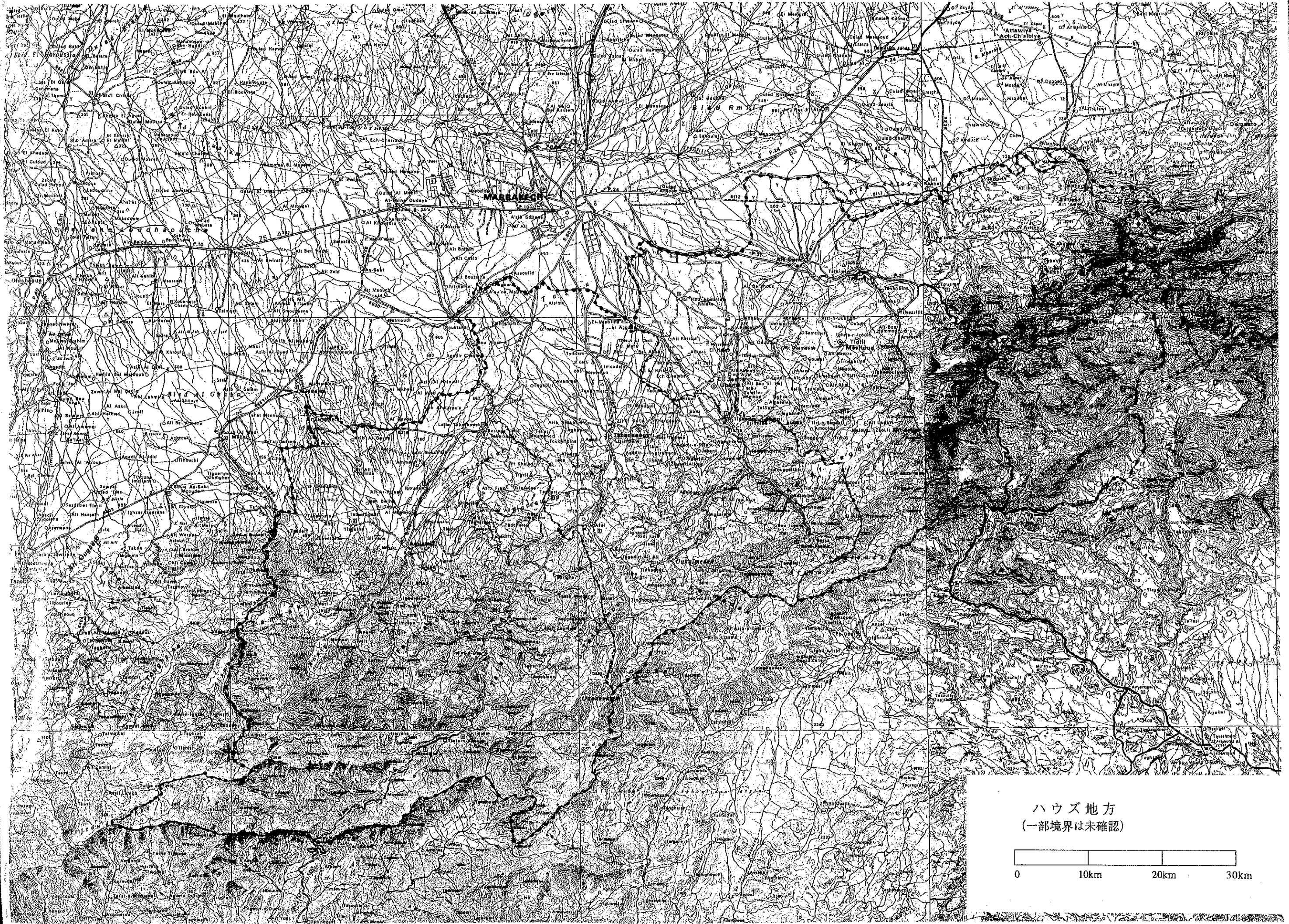
モロッコ王国
プロジェクト形成基礎調査報告書
ハウズ地方分散電化計画調査

1995年7月

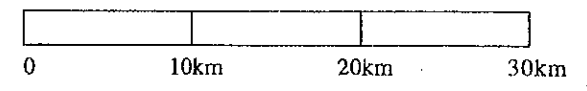
国際協力事業団
鉱工業開発調査部

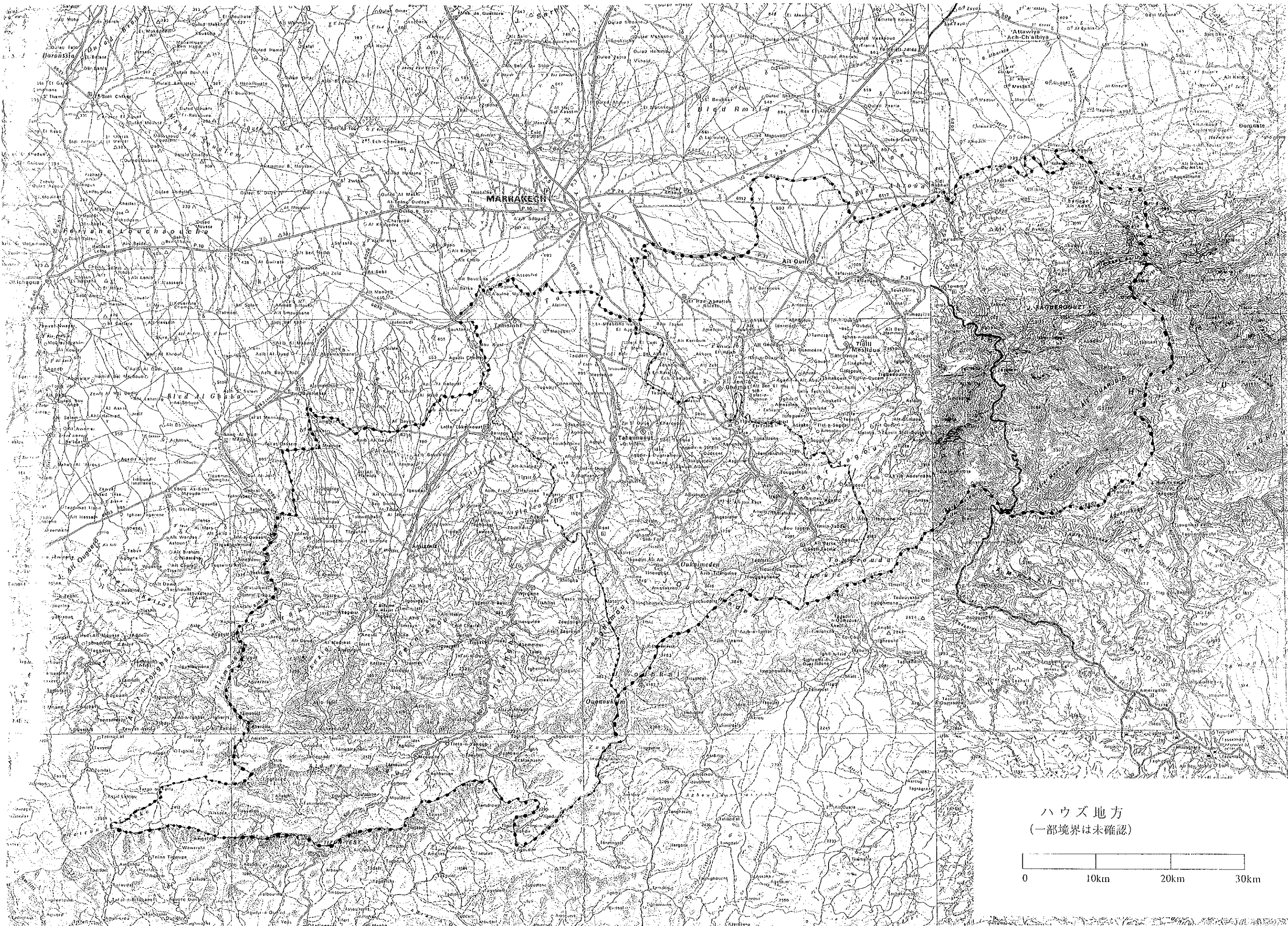


1124474 [6]

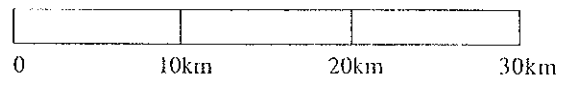


ハウズ地方
(一部境界は未確認)





ハウズ地方
(一部境界は未確認)





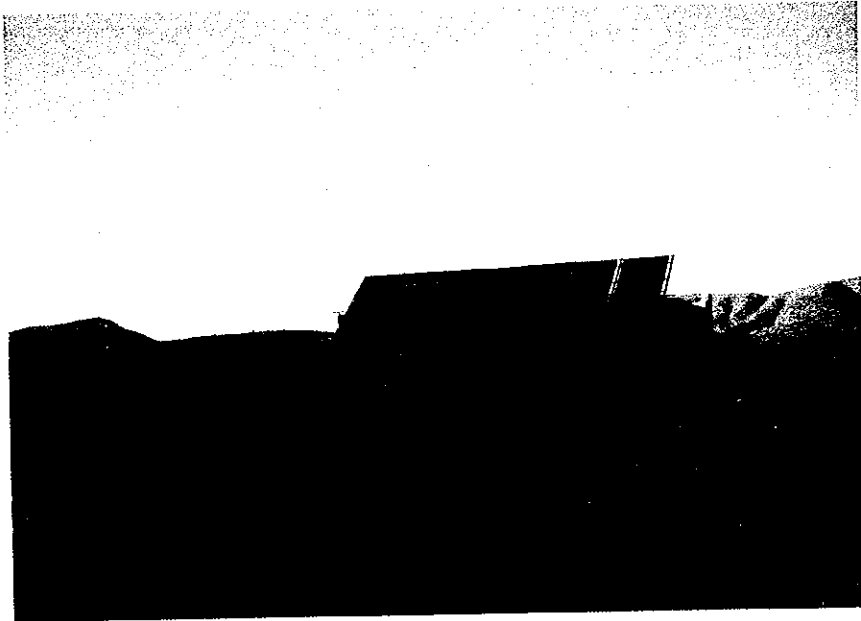
ハウズ地方山間部を
流れる河川



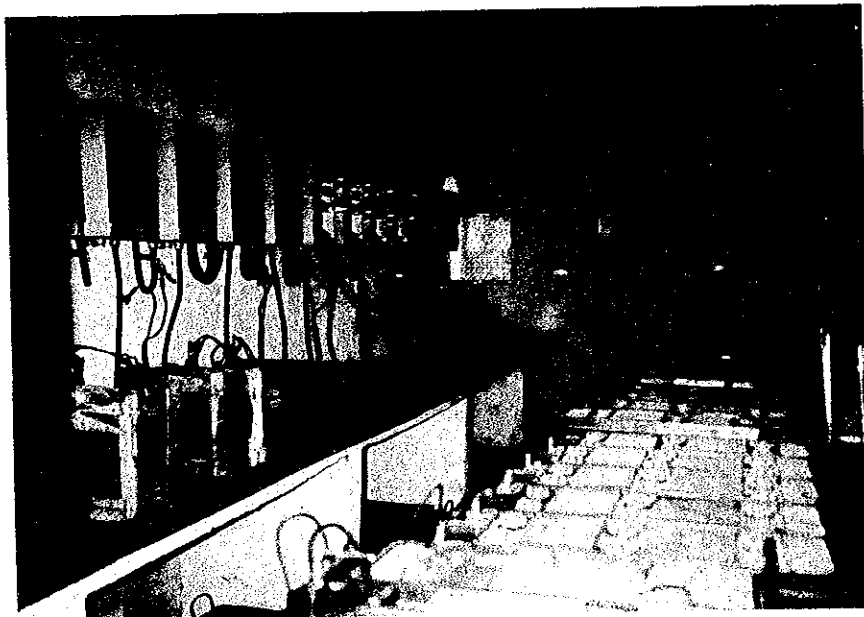
マイクロ水力発電所
への導水路



Tirika Aityohia
Ouakrin マイクロ水
力発電器 (4.7kW)



Aghri Oukta 太陽光
発電所 (47W)



発電所内部のバッテ
リー充電設備



戸別太陽光発電パネ
ルの設置家屋

別添資料リスト

- 別添1. 質問状：Questionnaire : prepare par l'Equipe d'etude de la J.I.C.A., chargee de l'Identification de
Projet pour le Programme Regional de l'Electrification Decentralisee dans la Region du Haouz.
- 別添2. モロッコ王国マラケシュ県アル・ハウズ地方
- 別添3. モロッコ国気象関係データ
- 別添4. ハウズ地方未電化村落リスト (360ヶ村)
- 別添5. モロッコ王国地方分散電化
- 別添6. 地方電化のための国家プログラム
- 別添7. 分散電化サービス
- 別添8. マラケシュ地方小水力発電所モデル計画 (4件) 調査
- 別添9. 電力—1991年度のまとめ (ONE)
- 別添10. 電力系統図 (ONE)
- 別添11. モロッコ国電力部門 (1993年度実績)
- 別添12. 1994年4月現在の電力料金 (中電圧4を除く)

第1章 序論

1. 調査の背景

1990年時点のモロッコにおける電化率は全人口比の75%であるが、農村部においては人口比の25%に留まり、電力公社の実施する電化網拡大計画においても、経済的見地から対象外とされる地域が多かった。

1990年3月、アフリカ開発銀行（AfDB）より日本政府に対し、開発調査連携候補案件として「モロッコ小規模水力発電所建設計画」の提案があり、JICAは1990年8月にプロジェクト形成調査団、1991年6月に予備調査団をモロッコ国に派遣し「ゾーンI小規模水力発電計画」の協力を検討した。しかし、当時のカウンターパート機関であった電力公社（ONE）が技術協力を消極的であったことと、AfDBの提案していた連携内容が不明確であった為、本格調査の実施には至らなかった。

この為、モロッコ国エネルギー鉱山省は、日本政府との協力の可能性を再検討の上、調査のカウンターパート機関を再生産可能エネルギー開発センター（CDER）に変更し、小水力・太陽エネルギーを中心としたハウズ地方120村落の分散電化にかかる開発調査を、1994年度に非公式に再要請越した。

2. 調査の目的

モロッコ王国ハウズ地方の小水力、太陽エネルギー、風力等を活用した分散電化マスタープラン（M/P）の策定、および優良サイトのフィージビリティ調査（F/S）に関するモロッコ政府の協力要請について、詳細な要請内容および要請の背景を調査し、本格調査におけるT/Rの案を検討する。

3. 要請概要

モロッコ側が日本政府に非公式に要請している内容は以下のとおり。

- 1) ハウズ地方の120村落、6000世帯を対象とした小水力、太陽光、風力等のエネルギーによる村落電化標準タイプの設定と、具体的電化のM/Pの策定
- 2) M/Pにおいて選択された優良サイトにおける概略設計、経費積算、維持管理体制提言を含むフィージビリティ調査の実施

カウンターパート機関である再生産可能エネルギー開発センター（CDER）は、政府の地方電化政策を受けて、電力公社（ONE）の短中期電化網拡大計画の対象とならない地域の村落に対して、電気供給の早期実現のための分散型電化計画（Programe National d'Electrification Decentralisee / PNED）を策定し、実施している。この計画は地方の需要、利用目的を考慮し、自然環境や社会環境に則した技術、財政、組織を構築するものであり、水源が確保され得る状況下では技術的に小規模水力発電が有効であり、組織的には地域の受入機関（受益者協会）が電力供給設備の運営を担う位置付けとなっている。本ハウズ地方分散電化計画の要請はこのPNEDの一翼を担うものである。

なお、本要請案件はAfDBとの協力関係はない。

4. 調査項目と対処方針

モロッコ政府の非公式要請を踏まえ、本調査団は以下の調査を行った。

- 1) 要請の背景および詳細内容の確認

- 2) 本格調査に必要な基本的情報の存在確認
- 3) 対象地域に関する情報の収集と現地調査
- 4) カウンターパート機関の組織、調査実施体制等の調査
- 5) その他関連情報、資料の収集
- 6) 日本の協力の基本的枠組みの説明と調査計画T/R案の検討

調査団派遣に当たっての対処方針は以下のとおり。

- 1) モロッコの地方電化については先に要請のあった「ゾーン I 小規模水力発電開発計画」に加えて、ミニプロジェクト協力の要請が出るなど、モロッコ側は積極的に取り組んでいるが、カウンターパート機関の経験不足や組織間の業務分掌により、実施体制は必ずしも確立されておらず協力開始の障害となっていた。

本件は在モロッコ日本大使館による開発調査の要望調査票に基づく調査であるが、モロッコ政府からの正式要請書は提出されておらず、詳細な要請内容は不明である。

調査団はモ側が希望する調査内容と調査実施に必要な基本情報の有無を確認し、日本側の協力形態にあった正式要請書の提出を促すことを第一の目標とする。このため質問状（別添資料 1）に沿って情報収集し、調査団としての調査 T/R 案を作成、提示することで、実施可能な要請書案をモロッコ側と協議する。なお、S/W 案については今後の予備調査等で検討するものとする。

- 2) 現時点ではモロッコ側の希望調査地域についての情報が不十分であり、対象村落の社会・自然条件、アクセスおよび電力需要等についての情報を収集、確認する。また、低電圧配電を想定する場合の配電効率等の技術的制約や調査実施工程の制約もあり、モロッコ側の要請の妥当性を検討し、条件に応じて村落を選択、統合する。

- 3) 過去の経緯から要請内容は小水力発電を主体とした地方分散電化と考えられるが、今回新たに選定されたカウンターパート機関の事業内容は太陽光や風力エネルギーを中心とした開発であるため、本要請で想定されている主たるエネルギー源を確認する必要がある。小水力については50箇所程度の候補地が選定されているが、その水量、水文データの入手可能性を確認するとともに、可能な箇所においては現地調査を行い具体的条件を確認する。

太陽光、風力は公共需要、個人需要を満たすエネルギー源としては潜在能力は低いと考えられるが、調査に必要な気象データ等の存在およびモロッコ国内での実績を調査する。

- 4) カウンターパート機関であるCDERは太陽光、風力、バイオマスエネルギーを中心とした技術開発を担当する機関であり、電力部門における調査能力には不明な点があるため、組織体制、調査実施能力を分析する。特に発電所建設や維持管理についてCDERがどの程度の責任と権限を担うかが、事業実施において重要となるため、CDERの策定した分散電化計画を検討し担当業務を確認する。

CDERの総裁はONEの業務を兼務しているため、ONEの電化計画との関係や業務のデマケおよびモロッコ国の電力規格等をONE本部（カサブランカ）において確認する。

- 5) CDERは日本側との協力実績を持たないため、調査実施上の日本側諸条件については十分説明し理解を求める。特に免税特権等モロッコ側負担事項については援助窓口機関とのすり合せが必要であり、S/W合意済み開発調査の事例を参考として基本形態を説明する。

- 6) 欧米援助機関としてはUSAIDが小水力、GTZが太陽光エネルギーにおける協力実績を有するため、関係機関を訪問し情報収集に勤める。

7) 今後の調査予定については、正式要請書の速やかな提出を促し、収集された情報に応じて予備調査団あるいは事前調査団の派遣の見込みを非公式に説明する。

5. 調査団の構成

足立隼夫	総括／水力計画	JICA国際協力総合研修所専門員
山村研吾	技術協力政策	外務省経済協力局開発協力課
鈴木正幸	新エネルギー技術	通産省資源エネルギー庁公益事業部技術課運営班長
神 公明	調査企画	JICA鉱工業開発調査部資源開発調査課
菊池通夫	発電経済	富士テクノサーベイ株式会社
上田庸夫	小水力発電機器	富士テクノサーベイ株式会社
井上博明	通訳	(財) 日本国際協力センター

6. 調査日程

1995年1月20日～1月29日（10日間）

1月20日（金）	12:50	東京発→17:30 パリ着
21日（土）	13:10	パリ発→15:00 ラバト着 JICA事務所、日本大使館との打合わせ
22日（日）		資料収集、
23日（月）	9:10	CDERラバト事務所との協議
	9:50	エネルギー鉱山省表敬、打ち合わせ、
	10:00	CDERラバト事務所との協議 ラバト→カサブランカ移動（陸路）
	15:30	ONEとの協議 カサブランカ→マラケシュ移動（陸路）
24日（火）	9:10	CDERとの協議
	16:00	同上
25日（水）	9:20	ハウズ県知事表敬 Menara 郡河川流域視察 CDERプロジェクト（小水力、太陽光）現場の視察
26日（木）		マラケシュ→カサブランカ移動（陸路）
	10:10	CDERファシフィリ総裁表敬 カサブランカ→ラバト移動（陸路）
	15:50	CDER、仏援助庁専門家との協議
27日（金）	9:30	エネルギー鉱山省報告
	10:30	外務協力省科学技術文化協力局報告
	11:30	日本大使館報告
	12:40	ドイツ大使館関係者との情報交換
	13:20	CDERとの打ち合わせ

第2章 合意の概要

本調査団は、平成7年1月21日ラバットに入り、先方政府外務協力省ルシヨク技術協力部長、エネルギー鉱山省ベンシュクルン・エネルギー局長、同省CDERファシフィリ総裁、同ムーブディ事務局長、同ベルダイ計画部長、同ムリーネ科学技術部長、チャーブン・ハウズ県知事、ドイツ大使館ベッカーマン書記官等と協議を重ね、その計画の内容について大筋合意に達したので、協議に基づく当方のTOR案を手交し先方の正式要請の促進について提言を行った。ここにその合意の概要を報告するものである。

1. 協議の概要

外務協力省ルシヨク技術協力部長は、特に本開発調査の先方の取るべき一般的な措置は既に法律で確認されており問題なしとの確認を行ったが、調査の規模によっては合意書にサインする担当機関がCDER総裁から更に上位に変更する可能性もあるとの意見を述べた。次回調査団はその協議の開始に当たってルシヨク部長にコンタクトする必要がある。

エネルギー鉱山省ベンシュクルン・エネルギー局長は、本件がCDERより要請された場合高い優先度を以って考慮したいとの意見を述べた。調査等モロッコ側の負担の問題については、責任を以って対処する旨確約した。

CDERファシフィリ総裁は、自ら本案件の責任者として合意の内容等責任を以って確認し、実施機関としての役割を積極的に果たすことを確約した。

チャーブン・ハウズ県知事は、調査団の訪問を歓迎して、地元として大きな期待を抱いているとの意見を述べたが、当方が農村電化における地方庁の果たす役割の重要性を強調して協力を要請したところ、今後当方の調査団の来訪に対して全面的な協力をを行うことを確約した。

2. 合意の内容

- (1) 調査対象の範囲及び開発調査の内容について、山岳地帯で送電幹線から遠隔で電化が遅れており、且つ、重要河川が縦断して比較的豊富な水量を利用することによって小水力開発の可能性が高いハウズ県の未電化区域を対象とし、その電化計画マスタープランの策定並びに有力小水力数か地点のプレフィージビリティ調査を実施する。
- (2) 開発調査は、開発インベントリーの作成と複数の有望小水力地点のプレフィージビリティ作成の2段階に分けて実施する。インベントリーの段階においては、供給手段として、基幹送電線延長・分散型ディーゼル発電・太陽光発電・小水力発電等考えられるすべての手段を考慮するが、プレフィージビリティの段階においては小水力計画のみを対象とする。

- (3) 対象村落は、先方の絞り込みによっても、120村落に達するものと考えられ、当方の開発調査の一般的な規模を越えることを懸念し、インベントリーの段階では村民に対する電化へのニーズを把握するためのアンケートを基本的な資料として、これに既存地形図の分析・基幹道路網沿いの予備的踏査並びに既存の経済社会的情報を加えて、これらをもとに村落毎の電化計画に関するインベントリーを作成する。
- (4) プレフィージビリティの対象地点は、優先度が高い小水力数か地点（当方の考えでは最大5か地点）程度とし、航空写真図化による5000分の1程度の地形図調査、地質技術者による現地踏査、簡易な水文観測、等の現地調査を基本とする。
- (5) 先方の取るべき一般的な措置（免税等）について確認を行ったが、CDER ファシフィリ 総裁がS/W 合意書に署名するものであることを確認し、総裁自身、これらの条項に責任を以って対処するとの確約を得た。

3. TOR合意にいたる背景

- (1) GTZがこの地域で小水力の具体地点の開発協力を進めており、ここに至った経緯の中でマスタープラン・スタディを実施していた場合は当方の意図する開発調査と重複する恐れがあった。この点についてCDER及びGTZへ接触したが、重複しているとの事実は確認できなかった。また、CDER側の説明とドイツ大使館ベッカーマン書記官の説明、即ち現在推進中の小水力計画は特定村落の緊急の要請に基づいたもので広範なマスタープラン・スタディを実施した結果ではない、と言う説明が一致したのでそれ以上の調査は打ち切った。ドイツ大使館に対しては、今後重複の可能性がある事実が見出された場合には早急に日本大使館にその旨通知するとの確約を得ている。
- (2) 調査団がもっとも懸念したのは、先方組織（CDER）の目的が再生可能エネルギーの有効活用であり、我が国として必ずしも関係省庁のコンセンサスが得られていないと思われる太陽光発電の利用が優先されざるを得ない状況が想定されたことであった。更に、これを我が国の立場として否定する場合には、グローバルな環境の観点から積極的に太陽光の利用を推進する欧米諸国の援助政策を批判する結果になりかねない恐れがあった。

しかしこの点は、フランスの専門家と意見を交換した結果、欧米諸国も大規模な太陽光の利用には否定的であり、数KW地点単位が現在においては経済的な限界と考えていることが明確になり、この程度であれば当方手持ちの資料と大きな矛盾は生じないと判断した。従って、インベントリー段階では、極めて小規模且つ遠隔の村落はこれに見合う小規模の太陽光発電で対処し、地形的に小水力利用が不可能で、ある程度の規模を持つ村落はディーゼルで対処することとなっても、特に既存の欧米諸国の考えかた、我が国のコンセンサスの問題とも、大きな軋轢や不都合は生じないものと判断した。

しかし、小規模太陽光発電及びディーゼル発電については開発調査を深く進める必要は認められず、プレフィージビリティの対象とはしないこととした。

(3) 当初当方は対象未電化村落が120存在するものと理解して協議に臨んだが、実際にはこの絞り込みはなされておらず、対象地域内で約360の未電化村落が存在することが判明した。先方は全国的な開発の優先順位を考慮して120村落程度に絞り込んで要請したいとの考え方を述べた。この絞り込みの方法については、次回調査団がその妥当性を確認する必要があるものと思われる。

(4) 対象村落数は120に達し、しかもこれらが極めてアクセス困難な地域に分布していることから、開発調査の規模が極めて大きくなることが懸念された。この開発調査においては村人個々に対する電化のニーズの調査が基本となるが、この調査は当方の方針に基づいて先方がアンケート方式による調査を実施して対処出来るものと考えられ、一般的な開発調査の規模の中に納め得る見通しを得たものである。その後のCDERとの協議において、先方はこの作業のCDER側負担にて実施可能との意見をくり返し述べているが、今回のCDERの対応の状況を見ると、本格調査においてローカル・コンサルタントを雇用する等極力経費を圧縮して、当方で実施することが必要との感触を得ている。

4. 団長所感

前回合意に至らなかったONE（電力公社）との協力案件と位置的には類似しているが、ONEは大規模な電力系統を持っていて、政府の目指す農村電化基本計画に対しては必ずしも熱意がなかった。これが合意に至らなかった大きな原因である、とCDER総裁は述べたが、それが総てでないとしても大きな要因であったと思われる。この意味から、今回案件はCDERの規模と機能を考え併せて、成立する可能性がかなり高いと判断して良い。

ハウズ地方は、面積も広大であり山岳地帯で、しかも行政区画としてもハウズ県として一つのブロックを形成しており、小水力の可能性も高く、農村電化対象案件としては優れていると判断され、正式要請が出た場合積極的に対応すべきものと考えられる。前回のやや漠然とした地域の特定に比べて、今回は具体的な結論を引き出し得る可能性が高い。ただ、360の未点灯村落から要請規模に匹敵する120村落への絞り込みが円滑に実施できるかどうか、小水力可能村落の数がかなり少なくなるのではないか、小規模太陽光発電が浮かび上がった場合どのように処理すべきか、等若干の問題点を次回調査団が詰める必要がある。

CDER自体の規模は甚だ小さく、人的にも組織的にも未成熟の機関である。従って、政府の基本方針に反して実施能力は弱い。これが協力の阻害となる要因を含んでいるが、逆に日本の協力を基本的に必要としているとも言える。今回協力が実現した場合は、開発調査そのものの必要性は勿論のこと、さらに調査の基本的な進め方や技術移転が大きな要素としてクローズアップされてくるであろう。

5. ハウズ地方の概要

モロッコは全国を9の経済地域に区分し、さらに52の行政単位に分けられている。

ハウズ地方はマラケシュの南部に位置する地域であり、県としての行政単位で括られ、県庁所在地はタハナウト。人口は40万6千人。県内は4つのサークルに分けられ、それぞれがさらに小さな行政区画であるコミュニティに分けられる。県内に含まれるコミュニティの数は39。農業が産業の90%を占め、その他、手工芸、鉱業、商業が行われている。県は農業、畜産振興を主政策としており、水路による県外からの送水も含め12haを灌漑している。山間部は冬期間の積雪が2mにもなり、ダムは県内に2カ所存在するが、水問題は重要な課題となっている。

ハウズ地方のうち、送電線により電化されているタハナウトを含めて、39のコミュニティの45%、住民数では約18万人が電化されているが、山間部住民の住むコミュニティは未電化地域である。

本地域を分散電化計画の対象地として選定した理由は、モロッコ側の説明によれば以下のとおり。

- 1) 未電化地域に小水力発電ポテンシャルおよび、長日照時間による太陽光発電のポテンシャルがある
- 2) 住民レベルでの照明等の電化に対する需要がある

なお、本内容は主としてハウズ県知事との面談における聞き取り調査によるが、一部収集資料の翻訳内容と不整合があるため、今後の確認を要する。(収集資料は別添資料2～3のとおり。)

6. 対象村落の概要

CDERはハウズ地方にある約360の未電化村落リストから、本要請の対象とする120村落を選択し、今後正式要請として日本大使館に提出の予定。村落の選択の基準は原則として以下の3点。

- 1) 送電線の延長が見込めない
- 2) 100戸以下の規模
- 3) 水力のポテンシャルが期待される村落

100戸以上の村落は送電線の延長かディーゼル発電機の設置を検討する。CDER側の認識としては50ヶ村は小水力発電のポテンシャルがあり、70ヶ村は太陽光発電が可能と推測している。これら村落はGTZ等、他の援助機関との協力対象になっておらず、これまで系統立った開発調査も行われていない。

(360村落リストは別添4のとおり)

7. CDERの概要

CDERは再生産可能エネルギーの開発を目的として設置されたが、現在では地方の電化調査・推進、実現、研修等の電力事業を行う性格を備えた組織となっており、機能としては研究からエネルギー開発、プロジェクト推進へと比重が移っている。設立当時の概要は以下のとおり。

1) 設立

ダヒールにより法n° 1-81-346、11 ラブジェ1402 (1982年5月6日)に基づいて設立され、1982年6月16日付け官報n° 3 633 に公告された。

2) 法的約款

公的法人機関であり、エネルギー鉱山省の管轄下にある独立採算組織である。

3) 役割

当センターは再生産可能エネルギーの推進、開発、商業化および利用を目指すすべての研究開発を行うのが役割である。この目的のために次の事項に関与する：

- ・再生産可能エネルギー源の効果的利用のためのプロセスおよび設備の完成を目指す科学的技術的研究開発プログラムの立案と実施、およびあらゆる種類の科学的実験の実施
- ・再生産可能エネルギーの利用により得られる技術的、経済的、社会的利益の実証
- ・再生産可能エネルギーの分野の研究に従事する専門家の技術的養成

4) 役員会

役員会は当センターの管理運営に必要なすべての事項に関与する権限を有す。役員には国の代表者のほかに他の公的法人の人員やエネルギー生産および消費分野の代表者が含まれる。

5) 指導委員会

役員会はその権限の一部を指導委員会に委任することができる。

6) 総裁

当センターは事務局長に補佐された総裁により管理される。総裁は当センターの管理に必要な権限と職責を有する。総裁は役員会の決定した事項または指導委員会の決定した事項を実施する。事務局長は総裁を補佐し、総裁が不在のときはその職務を代行する。

現在、予算としては、人件費等に充当する約2千万DH（約2億円）を国家予算からの交付金で賄っているが、加えて援助プロジェクトによる収入がある。予算の執行権は独立しており、CDERの自己裁量での支出が可能な、独立採算性の強い組織である。外国からの資金協力は、大蔵省を通じてCDERに供与されるが、技術協力は直接CDERを受け入れ機関として実施している。

また、CDERは世銀との協力において電球のワット数減+照度維持の開発研究、ランプの普及活動+購入費の融資等の活動も行っている。

現在の主な活動は以下のとおり

1) 再生産可能エネルギーの普及

エネルギーシステムの住民へのデモンストレーション、技術者の養成、風力・太陽光によるポンプ設置、孤立家屋の電化、給湯およびバイオマスの活用普及等の活動。テストケースとしてはかなりの規模を行い（例：ポンプ設置は約300箇所）、活動を拡大している。

2) 適性技術の研究開発

CDER内の科学技術局で再生産可能エネルギーの開発、研修、普及促進、調査研究、機械試験等を行っている。

3) 計画立案

農村エネルギー開発、太陽エネルギー利用温水化計画、薪のエネルギー効率改善の等の計画立案を行っている。また、電力については電力公社（ONE）との協力により風力発電計画を行っているほか、ECと協力して太陽光発電の調査を行っている。

8. 本格調査の基本方針

1) 全体の枠組み

本格調査の枠組み（TOR）については、全体のモロッコ側関係者と協議し以下の点を確認した。

- (1) 調査の対象は120村落とする
- (2) 検討する電化手法は主として小水力、太陽光、ディーゼル、送電線延長とする
- (3) 調査は2段階とし、第一段階は全体村落のインベントリー、第二段階は数カ所の小水力サイトにおけるPre-F/Sとする

また、調査団は当該地域で小水力発電開発を行っているドイツ政府（GTZ）との重複を懸念したが、先方政府はその事実はない旨説明した。

2) 太陽光発電

小水力発電に関する調査については双方の認識に基本的な差はなく、第二段階としてボーリング調査を含まないPre-F/Sを行うことについても合意した。また、当該地域においては風力開発のポテンシャルが小さいことも共通の認識であった。しかし、太陽光発電に対する双方の認識にの差異があった。

太陽光開発を調査の対象に含めるか否かについて、調査団は他国における日本の協力実績を踏まえた現段階での認識として、以下の3点に基づき太陽光発電を本調査項目に含めることに否定的な見解を表明した。

- (1)太陽光発電の導入は経済的な優位性は認められず、本調査の枠組みに同項目を含めても日本側としてはディーゼル発電を提案する可能性が高い
- (2)この提案が現在モロッコ国内で進められている太陽光プロジェクトの流れに反する
- (3)太陽光については既にモロッコ国内での研究が進んでいるため、開発調査として実施する必要性が少くない

これに対しモロッコ側関係者の要望事項は以下のとおり。

(1)CDER関係者

プロジェクトは可能な限り早く実施したい。ハウズ地方は水力のポテンシャルの高い山間未電化地域であり、山村電化を進めることが重要と考えている。

ア. 水力発電開発の問題は需要地と発電所サイトの位置関係であり、サイトとの距離によっては数kW規模でも有効な手段となりうる。しかし消費規模がさらに小さくなると小水力は成り立たなくなる。

イ. 地方電化はグローバルな問題であり、系統延長の可能性のない地域での適正技術、ファイナンス、組織制度を検討する必要があるため、始めから太陽光を扱わないのではなく、サイトのリコメンドをする等、調査T/Rのなかで対応できる項目を設けてほしい。

当該地域では各世帯で年間平均900乃至1000DH（ディラハム）を照明、オーディオ関係に支出しているが、ネットワーク電力の700倍のコストがかかる電池や、ローソク、石油のコストを換算し、再生産可能エネルギーで代替することでコストダウンを図りたい。

(2)フランス人専門家

地方電化計画においてはディーゼル発電や太陽エネルギーの導入といった多様な選択肢があるため、あらゆる可能性を考慮した計画とするのが望ましい。再生産可能を重要視したとき、そのスキームが非再生産可能手法の費用の2倍以下であれば有効と考えている。太陽光エネルギーの導入の判断については、総需要量が重要な基準であり、総給電時間が500時間・家族/日以下の規模では他の代

替手段よりも経済的な選択肢となりうる。

調査の枠組みとしてユーザーオリエンテドを意識した場合は、ディーゼル発電を含めた検討をする必要がある。また、バッテリーの交換、当該スキームに関連した部品生産等の運営、維持管理についても調査に含めることが重要なポイントになる。なお、現状で電力公社による送配電網延長のコストは通常30万DH/km（約300万円）であるが、個人の電力需要は小さく料金収入も得られない現状では、年間100軒程度の新規導入しか見込めない。風力は揚水等直接動力に結びつけたほうが有効である。

これらの意見を踏まえた結果、調査団は先方政府の太陽光発電に対する強い要望を理解し、またそのスキームが基本的にコスト面でディーゼル発電よりも高いことが双方の共通認識として確認できたと判断し、第一段階である120村落のインベントリー調査の中で太陽光発電を含めた調査を行うことに同意した。

3) 先方負担事項

調査団が懸念していた調査実施におけるモロッコ側の負担事項（Undertaking）については、関係機関の説明は以下のとおり。

(1) 免税については法令に記載されているが、専門家の滞在期間が6ヵ月以内であれば問題ない。

（外務協力省）

(2) 過去に日本との協力実績があり問題解決は簡単である。この問題は、規定の援助額を超える場合、大蔵省にも署名をさせる等、全面的に協力したい。S/WはCDER総裁が署名（USAIDとの実績あり）し、エネルギー鉱山省が管轄する。（エネルギー鉱山省）

(3) 1995年1月1日の新法令により再生エネルギーに関する免税措置が決まっている。（CDER）

調査団は事業団の開発調査における免税措置等の負担事項について、パンフレットを用いて説明し、モロッコ側は基本的に了解した。今後は調査の具体的なスケジュール等を踏まえた上で、TORの文言の協議を行う必要がある。また、TOR案においてはexempt taxの表現よりもavoid taxが好ましいとの助言を日本大使館より受けた。

4) C/P機関

C/PについてCDERは本計画に2乃至5名の職員を配置する旨、約束した。CDERの組織についてはエネルギー鉱山省およびONEとの関係を確認し、調査団としては地方電化計画のC/P機関として妥当であると判断した。しかし、組織自体が小さく比較的新しいことから、モロッコ国内における調整能力、情報収集能力については若干の不安要素が残ると感じられた。特に今後予想される外務省、大蔵省との調整については、日本側としてもエネルギー鉱山省エネルギー局との連絡を密にする必要がある。また、次回調査を実施する場合は、外務協力省を最初に訪問し打ち合わせをすることを、同省側より指摘されている。

調査団は以上の協議内容を踏まえて調査の枠組みを検討し、TOR案を作成の上CDER側へ手交した。その内容は次頁のとおり。

TERMS OF REFERENCE

MASTER PLAN STUDY ON DECENTRALIZED RURAL ELECTRIFICATION IN HAOUZ REGION

I. INTRODUCTION

(Background of the project should be described by CDER)

II. OBJECTIVE OF THE STUDY

The main objective of the Study is to establish the master plan of the rural electrification in the area of the Haouz Province by identifying prospective decentralized rural electrification projects and by conducting the pre-feasibility study for the priority micro-hydropower projects, within the frame of PNER (le Programme National d'Electrification Rurals) initiated by le Ministere de l'Energie et des Mines of the Kingdom of Morocco.

III. STUDY AREA

The Study covers the area of Haouz Region as defined by CDER.

IV. SCOPE OF THE STUDY

The Study will be carried out in the following three (3) stages:

1. Inventory Study Stage
2. Pre-feasibility Study Stage

The details at the respective stages are as follows:

1. Inventory Study Stage

The inventory study shall include all the list of alternatives to electrify the isolated villages in the area, and the selection of the high-priority micro-hydropower projects to be studied with pre-feasibility level. The scope of work in this stage covers the following works:

(1) Data Collection

Collection and review of all existing data, reports and other relevant information

- (2) Preliminary Area Reconnaissance
Collection of provincial features related to topography, geology, hydrology, socioeconomic, environment, etc., by conducting the reconnaissance along the main access routes
- (3) Research by Questionnaires to Villagers
Designation of the questionnaire form to research the life information of all villages related to socioeconomic, agricultural activities, etc. which are necessary to identify the needs of electrification (JICA), investigation based on the ancate form designated by JICA (CDER), and analysis of the results (JICA)
- (4) Social and Economic Study
 - a. Review and analysis of administrative importance in the area
 - b. Review and analysis of population distribution and other relevant aspects in the area
 - c. Review and analysis of economic and industrial activities in the area including family income and potential electric demand
- (5) Electric Power Survey
Review of relation of the area with existing and planned power networks and isolated power generating facilities including the establishment of evaluation criteria for microhydro, solar cell, wind generation, etc.
- (6) Technical and Economic Criteria
Establishment of the technical and economic criteria for the assessment of the power capabilities and costs of each generating source such as microhydro, solar, wind generation, etc.
- (7) Preparation of Inventory
Preparation of inventory for projects listed from existing map studies, including the development of alternative schemes. The following items are included in the list of projects:
 - a. Alternative measures
 - b. Installed capacity/Firm output
 - c. Annual energy production/Firm energy
 - d. Technical features
 - e. Preliminary cost comparison
- (8) Selection of prospective mini-hydropower projects
 - a. Initial selection of the prospective hydropower projects
 - b. Site reconnaissance
 - c. Final selection of the mini-hydropower projects to be studied with pre-feasibility level

3. Pre-feasibility Study Stage

Based on result of Potential Study Stage, following works in this stage will be carried out:

- (1) Topographic Survey
The profile survey of selected sites and profile/cross-section survey for main structure sites
- (2) Geological Survey
Development of the geological maps by geological reconnaissance
- (3) Hydrological Survey
 - a. Installation of gauging stations
 - b. Runoff observation
 - c. Data analysis
- (4) Operation Study
 - a. Review and study of the optimum power generating Programme including relevant transmission line
 - b. Establishment of preliminary operation study
- (5) Optimization Study
Preliminary optimization studies on project sizes
- (6) Preliminary Environmental Study
Preliminary environmental assessment and compensation survey
- (7) Preliminary Design of Main Structures
- (8) Preliminary Construction Programme
- (9) Preliminary Cost Estimates
- (10) Preliminary Economic Analysis
- (11) Recommendation
Formulation of recommendation for future works

V. STUDY SCHEDULE

The Study will be conducted in accordance with Tentative Time Schedule as shown in Appendix I (to be discussed).

VI. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports in English to the Government of the Kingdom of Morocco.

- (1) Inception Report (15 copies)
- (2) Inventory Study Report (15 copies)
- (3) Progress Reports (10 copies respectively)
- (4) Draft Final Pre-feasibility Study Report (15 copies)
- (7) Final Pre-feasibility Study Report and its Summary Report (30 copies respectively)

VII. DIVISION OF TECHNICAL UNDERTAKING

The division of technical undertakings by JICA and CDER of the Study is detailed in Appendix II (to be discussed).

VIII. UNDERTAKING OF MOROCCO SIDE

1. In order to facilitate a smooth and efficient conduct of the study, the Government of the Kingdom of Morocco shall take the following measures:

- (1) to secure the safety of the Japanese study team,
- (2) to permit the members of the Japanese study team to enter, leave and sojourn in Morocco for the duration of their assignment therein, and exempt them from alien registration requirements and consular fees,
- (3) to exempt the members of the Japanese study team from taxes, duties and other charges on equipment, machinery and other materials to be brought into and out of the Kingdom of Morocco for the conduct of the Study,
- (4) to exempt the members of the Japanese study team from income tax and other charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowances paid to the members of the Japanese study team for their services in connection with the implementation of the Study,
- (5) to provide necessary facilities to the Japanese study team for remittance as well as utilization of the funds introduced into the Kingdom of Morocco from Japan in connection with the implementation of the Study,
- (6) to secure permission for entry into private properties or restricted areas when it is necessary for the conduct of the Study,
- (7) to secure permission for the Japanese study team to take out all data and documents, including photographs and maps, related to the Study out of the Kingdom of Morocco to Japan, and
- (8) to provide medical services as needed. Its expenses will be chargeable on the members of the Japanese study team.

2. The Government of the Kingdom of Morocco shall bear claims, if any arises against members of the Japanese study team resulting from, occurring in the course of, or

otherwise connected with the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct of on the part of the members of the Japanese study team.

3. CDER shall act as a counterpart agency to the Japanese study team and also as a coordinating body in relation to other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

4. CDER shall, at its own expense, provide the Japanese study team with the following, in connection with other relevant Moroccan organization if necessary:

- (1) available data and information related to the Study,
- (2) counterpart personnel,
- (3) administrative and technical support staff and labor as needed,
- (4) suitable office space with necessary equipment and facilities,
- (5) necessary vehicles with drivers, fuel and spare parts for carrying out the Study,
- (6) necessary communication facilities during the Study, such as telephone, telex, transceiver, etc.,
- (7) credentials or identification cards

IX. UNDERTAKING OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures:

1. to dispatch, as its own expense, study team to the Kingdom of Morocco, and
2. to pursue technology transfer to the Moroccan counterpart personnel in the course of the Study

X. CONSULTATION

JICA and CDER shall consult with each other in respect of any matter that arise from or in connection with the Study.

9. 今後の進め方

第一段階のインベントリー調査では以下の点に留意する。

- 1) 120ヶ村の電化のニーズを把握することが重要となるため、各村落において聞き取りによるアンケート調査を行う。各コミュニティには政府の実施するアンケート等の取りまとめ担当者が任命されており、その給与はコミュニティが負担している。本調査におけるアンケート実施ではこれらの担当者を活用することが考えられるが、その取りまとめについてはローカルコンサルタントへ委託することが望ましい。
- 2) ハウズ地域の気象データについて、日照データはあるが、風力はポテンシャルも少なくデータはほとんどない。その他一般的気象データはカサブランカの気象省に問い合わせる必要がある。
- 3) タハナウトにはONEの地域事務所はない。

第二段階の小水力発電開発のPre-F/Sにおける調査実施体制に関する情報は以下のとおり。

- 1) 1/5000航空測量、1/500地上測量が必要と考えられる。当該地域の1/5万の地形図はすでに入手済であるが、1/25000のものは作成されていない。航空写真の撮影はモロッコ国土地理院のみで実施可能との説明をモロッコ側より受けているため、今後の調査でその具体的実施条件を確認する必要がある。
- 2) 流量測定のためのゲー징ステーションの設置は資金面の問題はあるが、機器供与があれば技術的にはCDERにおいても実施可能との説明を受けた。また、技術的に難しい場合は公共事業省に協力依頼することも可能。
- 3) 環境調査はモロッコ側で実施可能。

調査の実施の中で今後重要となってくるのは、地方電化計画の持続性と再生可能性に対する視点である。

モロッコ政府による送配電網延長の実現は短期的には難しい現状を踏まえると、分散電化による持続的電化の必要性が高い。このためCDER等の政府機関の経費負担を抑え、受益者である住民による維持管理に主眼を置いた計画を策定する必要がある。このためには既に欧米各国の協力に見られるように、住民の経済的負担能力に基づいた維持管理組織育成にたいする提言を含んだ調査TORが必要となる。

再生産可能性エネルギーとの視点は世界的なテーマの一つとなっているが、経済性を優先した場合は必ずしも有利な手法ではない。しかし化石燃料に依存しない再生産可能エネルギーを開発した場合の将来的なコスト予測等を考慮し、欧米の実施する協力と整合性を図る必要がある。

第3章 モロッコの農村電化の現状

1. 電化計画の概要

モロッコにおけるエネルギー担当官庁であるエネルギー鉱山省は、地方電化を農村の人口定着および産業振興にも役立つ重要テーマと捉え、電力系統より離れた地域では、送電線網が拡大するまでは分散型電化方式による電化率の向上を目指したい意向である。エネルギー鉱山省の説明によれば、分散型電化方式は既に国内におけるテストケースで実績を積み、普及の段階に移ってきているが、対象となる地域および検討すべき手法の範囲が広く資金的な問題があるため、受益者の自助努力に加えて、各国へ協力を要請している。

現在、ECとの協力で100村落の電化を検討中であり、具体的にはフランス政府による太陽光発電にかかる協力およびドイツ政府との、1)2ヵ所のマイクロ水力発電、2)太陽電池の個人システムの普及、に関する協力を実施している。

モロッコ全国では約3万の村落があり、現在約2千の大きな村落が系統により電化され、約2千5百村落は分散電化計画等により自己発電設備を有している。今後、西暦2000年までに送電線網の延長（PNER）により、6百村落の電化を計画しているが、依然として2万5千村落は電化への課題が残されている。

（本内容は聞き取り調査によるが、一部収集資料の翻訳内容と不整合があるため、今後の確認を要する。）

分散型電化計画の概要

1) フランス政府との協力概要（PPER）

本計画の資金は50%をフランス政府からの協力、50%を電化地域の地方公共団体を含めた受益者の負担としている。

計画ではサフィー（大西洋岸部）、アジラル（アトラス山間部）、デラシリア（南部）の国内3県をパイロットプロジェクト地区とし、まず第一に照明、エネルギー利用状況、需要の実態を調査した。その結果から、村落の規模、電力系統からの距離、アクセスの可能性、エネルギー需要およびエネルギーに対する家計支出額、村落行政組織の同意、CDERとしての優先度等を主な基準として、各県より10ヶ村（合計30ヶ村）を選択し、それぞれ50家族を単位としてリーダー・経理・次長等の担当を決めた組合を組織させた。しかし、この30村落は全国の25,000の未電化村落の0.1%に過ぎない。

計画の主な内容は次のとおり。

- ・太陽光発電ステーションの設置
- ・各戸別太陽光発電パネルの設置
- ・電化用キット（ランプ、電線、バッテリー、アクセサリなど需要に応じ4種類のセット）の配布
- ・村落住民組織による料金徴収等の運営・管理
- ・CDERによる村の技術者養成と指導員の派遣

本計画は、照明、テレビ、ラジオのための電化を目的としており、対象地域の10乃至15%の世帯ではテレビに対する潜在需要が電化システム導入契約時に確認されている。また、冷蔵庫等に対応する電力供給は対象としない。

電化システムは各村落の需要に応じバッテリー方式かネットワーク方式を選択する。具体的には村落全体の総給電時間が500時間・家族/日以下の場合はバッテリー方式、500時間・家族/日以上の場合は交流220Vネットワーク方式としている。

バッテリー及び系統維持費のための料金制度については、家計における年間のエネルギー支出額を900DH（ディラハム）／年（＝約100ドル）と算定し、同等規模の支出となる料金設定している。その根拠は、設備に100～600DH、月毎の経費が7～40DH、消費に応じて10～130DH／月となっている。

（本計画については別添資料5及び7を参照）

2) ドイツ政府（GTZ）の協力概要

ハウズ地方では現在、GTZにより2カ所の小規模水力発電開発が行われている。これはProgramme Special Energy（PSE）としてCDERと協力し実施されており、スイス民間コンサルタントを活用して電化のマスタープランおよび4カ所のサイトを選定し、Pre-F/Sを行ったのち2カ所について建設に着手した。

その概要は以下のとおり

- ・1988年 - 1990年（第一段階） 風力、バイオガス、太陽乾燥技術の開発、CDERの組織強化、技術者養成、および小水力発電開発のサイト選定、実施体制調査
- ・1991年 - 1993年（第二段階） 4小水力サイトのPre-F/S調査
- ・1994年 - （第三段階） 2サイトの建設工事中

4ヶ所の小水力サイトは年間を通じて流量があり、低電圧配電を計画している。測量はモロッコの現地測量会社を活用し、流量測定はGTZが行ったが、ボーリングは行っていない。環境調査は民間へ委託した。（4サイトのPre-F/Sの概要は別添資料8を参照）

本計画では村人を組織して建設工事を担当させることにより、村人への説明、普及効果も期待している。

その他、GTZはケニトラにおいて太陽光キットの普及プロジェクトを行っている。太陽光の導入に際しては、送電線の延長コスト、ブタンガスの輸送コスト、化石燃料消費削減、再生産可能エネルギー等の観点を比較検討し、太陽光の妥当性を評価している。本計画は発電設備の供与ではなく、太陽光システム普及のための奨励策であり、その資金は貸し付けの形となっている。

3) 風力発電所計画

ONEとCDERとの協力のもと、モロッコ北部、タンジェにおいて風力発電機300kW～500kW×100機を設置し、合計約50MWの風力発電施設の建設を計画している。建設は民間企業がBOTにより行い、管理はONEとCDERが行う予定。

94年7月公示、95年1月末応札締切の予定で現在進行中。

ONEの役割

農村電化計画はONEとCDERの協力関係を基本として実施されているが、ONEは送電線網の延長による電化（PNER）を担当している。しかし、対象地域の約30%はネットワークの延長対象地域外となっている。

モロッコの電力セクターは現在構造改革を行っており、以前のONEの独占形態を廃し、民間企業の参入を認めている。特に火力発電は94年7月の法律により民間セクターが参加し、発電された電力をONEが購入している。また、50MW風力発電計画は前述のとおり。1996年からはモハメディア、ケニトラにおいてガスコンバインド発電所の計画もある。

（ONE関係資料は6及び9～12）

2. 小水力発電関係調査報告

1) 現地踏査結果（1月26日）

Tirika Aityohia Ouakrin	小水力発電所
(1) 地点：マラケシュの東方90kmにあるDemnate市の東方20km。	
(2) 発電所は既存の灌漑水路の途中に存在する落差約5mを利用して発電するもの。	
(3) 取水口はLakhdar川の支流の川床に石を積み上げた簡単なもので、増水すれば簡単に流失すると思われる。	
(4) 導水路は巾約800mm、深さ500mmの矩形断面、最大流量0.5m ³ /S、長さ約1km	
(5) 発電設備への水は灌漑水路から分岐され、長さ約100mの導入路、スクリーン、内径500mmのコンクリート製ペンストックを経て供給され、水車を出た水は灌漑水路に合流する。	
(6) 水車の形式：斜軸固定羽根斜流水車（屋外式）	
有効落差：5m	
基準流量：0.18m ³ /s	
出力：4.7kW	
回転数：230rpm	
製造者：THEE（フランス）	
(7) 発電機の形式：三相交流同期発電機（屋外式）	
電圧：400V	
回転数：1500rpm（ベルト駆動により増速）	
(8) 制御方式	
水車ケーシング入口には手動のちょう形弁が取付けられているだけで、ガイドベンもランナベンも固定。	
水車発電機の近くには約500mm×800mm×200mmの屋外式の制御盤があるのみ、したがって抵抗の切り換えによる「負荷制御式調速機」を採用しているものと推定される。	
(9) 送配電設備	
86軒の民家に短相220Vで給電。	
Aghri Oukta	太陽光発電所
(1) 地点：前記水力発電所より約1km Demnate市寄り	
(2) 本発電所はフランスの援助により建設され1994年7月に完成した。86軒の村のうち54軒に電気を配給。ただし配電網は持たない。	
(3) 発電所設備	
出力47Wの多結晶Si太陽電池モジュール（出力電圧12V）61枚、出力11WのアモルファスSi太陽電池モジュール（出力電圧12V）20枚をもち、それぞれ自動車用蓄電池、および携帯用ランプの充電に利用されている。蓄電池は各家庭の電力需要に応じて容量34AHと75AHの2種類があり、いずれもモロッコ製。	
蓄電池は各家庭に1個ずつ54個と15%のストック（8個）を持ち常に充電済み蓄電池と放電	

ずみ蓄電池を交換できるようになっている。(なんとになれば充電された蓄電池は一週間使用できるからである)

なお蓄電池は人力またはロバなどにより運搬される。

蓄電池の寿命は2～3年 (Mr. Vincent Butin による)

(4) 資金・コスト

・太陽光パネル・1次の蓄電池及び建屋はフランスの無償援助。個人住宅の屋内配線・機器(ランプ等)のコストは個人負担。(ローン)

・パネルのコスト：一枚当たり2000FF (約40,000円)

・蓄電池：34AH：350DH (3850円)

74AH：520DH (5720円)

・買換えの蓄電池及び技術者の給料は個人負担

2) モロッコの小水力開発の現状

(1) 概要

通常小水力発電はSmall Hydro (1000kW～10,000kW) Mini Hydro (100kW～1,000kW)、Micro Hydro (<100kW) に分類される。

今回調査した結果では電化対象村落の規模は100軒以下であり、現段階では家庭における照明・テレビジョンが重要な電力需要であるため一軒の消費電力を平均100Wとしさらに広場・道路・モスク・学校などの照明・公衆浴場の暖房などを考慮しても発電所出力は5～10kWで充分である。しかし将来の農業開発(農産物の乾燥・貯蔵・製粉)などを考慮し水利条件が許すならば大きめの発電容量とすることが望ましい。したがってモロッコにおける小水力発電の開発は出力10kW前後の「Micro Hydro」の範囲となり発電機器も規模に応じた簡素でメンテ容易な低価格なものでなければならない。そのためには現地調達可能な機器でプラントを構成することが条件となる。

モロッコにおける分散型電化計画は太陽光発電および風力発電が先行しており、CDERによればモデルプラントによる経験の蓄積、技術者の養成の段階を完了し第三の実施の段階に入ったといわれているが、水力発電に関してはこれからモデルプラントを建設し経験の蓄積、技術者の養成を行う第二段階である。

(2) 小水力開発の現状

7) Tabant 発電所(小規模水力発電所建設計画プロジェクト形成調査団報告書平成2年11月付参照)

地 点：Lakhdar川流域、Azilal市より50km

資 金：U. S. Aid (建設ONE)

発電所出力：68kW

落 差：50m

流 量：300ℓ/S

水車形式：横軸クロスフロー(米国製)

発電所の特徴：自噴水利用、圧力水路400m、調圧水槽・直径40cmの水圧鉄管

発電開始：1990年または1991年

需要・送配電網・運転状態については詳細不明。

ONEは失敗作と言っているが、その理由を調査し今後の開発の参考とすることが望ましい。

4) Tirika Aityohia Ouakrin 発電所

地 点：Lakhdar川の支流、Demnate市より約50km

資 金：フランス

発電所出力：4.7kW

落 差：5m

流 量：180ℓ/S

水車形式：斜軸斜流水車

発電所の特徴：灌漑用水路の落差を利用したもの 54軒の住宅に給電

詳細は本報告の現地踏査結果の項を参照されたい。

5) マラケシュ地方小水力発電所モデル計画

(7) CDERとGTZはマラケシュのRESING社とスイスのSKATと共に小水力発電所モデル計画4軒のための調査を実施した。調査地はいずれもマラケシュのハイアトラス山脈に位置する。

調査地点

Tacheddirt : Rhirhaya川上流

Ouinskra : Rhirhaya川上流

Tizgui : N'Fis川支流のImigdal川上流

Ain El Atrouss : Zat川流域アトラス山麓の泉

(4) 調査結果の要約については添付資料8を参照されたい。

更に詳細は入手資料各地点のPre-Feasibility Studyを参照されたい。

これらの地点はマスタープランの結果選定されたものではないが、この調査結果および考え方は、今後ハウズ地方のマスタープランおよび小水力発電のプレフィージビリティ作成にあたって参考となる。

(9) プレフィージビリティを行った前記4地点のうちTacheddirtおよびOuinskraが開発実施プロジェクトに選定された。両プロジェクトは共にRhirhaya川の支流のImenan川に沿ったAsniの町から約16kmの地点に位置する。両プロジェクトとも発電機器はドイツの無償援助で供給されることが決まっているが、土木工事などの資金負担については現在CDERとGTZとの間で協議が行われている。

3) マイクロ水力発電所用機器の検討

(1) マイクロ水力発電所用機器の特長

7) 今回の調査によってハウズ地方の小水力開発地点は「マイクロ水力」の範囲に入ることが明らかとなった。

分散電化用マイクロ水力発電機器は、従来の電力系統に接続される中小水力発電所用機器と異

なる種々の制約があるためその開発と適用にあたっては従来の中小水力発電機器の延長では考えられない点が多い。

以下マイクロ水力発電機器、特にマイクロ水車およびその制御装置の特長と開発・適用にあたっての注意事項を述べる。

4) マイクロ水車に要求される条件

(7) 安価

(イ) 簡単な構造で運転およびメンテナンスが容易

(ウ) 現地メーカーでも製作可能

(エ) マイクロ水力発電所は多くの場合「流れ込み式」であるため河川流量の変化に応じて水車流量を調整しなければならないが、水車の流量調整機構が簡単で信頼性が高いとともに水車流量の変化に対し効率の変化が少ない水車形式を選定しなければならない。

(オ) 単独系統に接続される通常の中小水力発電所用水車は、負荷の変動に応じて出力を迅速に変化させ周波数（回転数）を一定値に保つため電子式または機械式調速機が使用されてきた。しかし、従来型調速機が複雑で高価なため単独系統に使用されるマイクロ水車の場合は最近では、電子式負荷制御調速機（Electronic load control governor）が開発され採用されるようになった。

この方式は負荷変化に応じて抵抗負荷を投入し、合計負荷を水車出力にバランスさせることにより、周波数をほぼ一定に保つ方式であり次の特長を持っている。

- ・従来の調速機に比べて安価

- ・信頼度が高い

- ・水車の流量制御機構が簡素化でき、水車自体のコストも低減できる。

- ・水車流量の急激な変化が小さいため水圧管内の水撃圧力を小さく抑ええることができ、水圧管のコストを低減できる。

ウ) 水車形式の選定

上記①～④の要求を満足するため電子式負荷制御調速機と組合せた表1の形式の水車が採用されている。

表1 マイクロ水車の形式と長所・短所

形式	適用落差(m)	構造の特徴	長所	短所
ペルトン	30~100	<ul style="list-style-type: none"> ・主軸2~3ノズルペルトン水車 ・ニードルはなく各ノズルに取付けたちょう形弁を全開、全閉することにより段階的に流量を調整する(手動) 	<ul style="list-style-type: none"> ・流量の変化に対し効率の変化は少ない ・効率は高い(80%~70%) 	<ul style="list-style-type: none"> ・構造はやや複雑 ・やや高価 ・現地メーカーによる製作困難
クロスフロー	10~40	<ul style="list-style-type: none"> ・ランナは単純な二次元構造 ・ガイドベーン開度は手動(または電動サーボ)によって調整 ・羽根枚数が多い(約30枚) 	<ul style="list-style-type: none"> ・流量変化に対する効率の変化が少ない ・コストはペルトン水車の50~70% ・構造が簡単で現地メーカーでも製作可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・効率はペルトン水車より低い ・羽根枚数が多く薄いため、土砂による摩擦に弱くクラックが入りやすい
逆転遠心ポンプ	20~100	<ul style="list-style-type: none"> ・汎用遠心ポンプを逆回転させて使用 	<ul style="list-style-type: none"> ・安価 ・構造簡単 	<ul style="list-style-type: none"> ・部分流量の効率が低い
チューブラ水車	3~15	<ul style="list-style-type: none"> ・ランナは固定羽根プロペラ形、ガイドベーンも固定 	<ul style="list-style-type: none"> ・構造簡単 ・安価 	<ul style="list-style-type: none"> ・部分負荷の効率が低い ・無拘束速度が高い

以上4種類のマイクロ水車のうち、最も多く使用されるのがクロスフロー水車、次いでペルトン水車である。

参考までに出力10kwの場合の水車の仕様の概略値を表2、表3に示す。適用落差が高くなるとペルトン水車はノズルの口径、クロスフロー水車はランナの巾が小さくなり落葉などがつまり出力が低下しやすいためメンテナンス上問題となる。スクリーンの設計等、異物が水車に進入しないようにすることがマイクロ水車のメンテ上の最大のポイントである。

表2 ペルトン水車の仕様（出力10kw、2ノズル）

有効落差	m	30	40	50	60	80	100
流量	ℓ/s	52.7	36.4	29.2	24.3	18.2	14.6
ランナピッチ円径	mm	371	287	243	211	200	200
ノズル径	mm	42	32	27	24	19	16
回転数	rpm	682	882	1164	1466	1500	1500

表3 クロスフロー水車の仕様（出力10kw、ランナ径250mm）

有効落差	m	10	20	30	40	50
流量	ℓ/s	146	72.9	52.7	36.4	29.2
ランナの巾	mm	264	93	55	33	24
回転数	rpm	506	716	876	1012	1131

イ) 発電機の選定

発電機はコスト低減のためのベルトまたは歯車により増速され1500rpm（または1800rpm）のディーゼル発電用三相交流同期発電機が採用される。但し、ペルトン水車およびクロスフロー水車は無拘束速度が定格回転速度の約1.8倍となるため回転子は強度のチェックが必要である。

据付コスト低減のため発電機と水車は一体構造とする場合が多い。

4) マイクロ水力発電設備のコスト

(1) 発電電力量当たり建設単価による検討

ア) 我が国の場合中小水力発電設備の経済性の評価は、

発電電力量（kWh）当たり建設単価＝建設費／年間可能発電電力量（円／kWh）で行われる。

そのため、2×1000MWの石油火力をモデルとし、その代替電源としての水力のkW価値及びkWh価値を求め、kW価値を織り込んだ対比電源発電原価を

$$(\text{kW価値} \times \text{kW有効化率} / \text{年間発電時間}) + \text{kWh価値}$$

で求め、これを水力発電経費率で割って一般水力開発限界単価を計算する。

例えば、設備利用率50%、kW有効化率（＝有効出力／最大出力＝30%）の流れ込み式発電所の場合の開発限界建設単価は約250円／kWhとなり、「第5次発電水力調査」では流れ込み式発電所の場合、発電電力量当たり建設単価＝250円／kWh以下を経済性aランクとしている。（以上中小水力発電ガイドブック：新エネルギー財団水力本部編集・発行 昭和63年 9月）

- イ) 大電力系統に接続される我が国の中小水力発電所と単独系統のモロッコのマイクロ水力発電所の経済性を比較するのは困難であるが、上記Tacheddirt及びOuinskraプロジェクトの場合、流れ込み式のため設備の利用率を50%と仮定すれば発電電力当たりの建設単価は

$$\text{Tacheddirt} : 453,845\text{DH} / 8,760 \times 8 \times 0.5 = 13.0\text{DH} / \text{kWh} = 140\text{円} / \text{kWh}$$

$$\text{Ouinskra} : 529,430\text{DH} / 8,760 \times 8 \times 0.5 = 15.1\text{DH} / \text{kWh} = 166\text{円} / \text{kWh}$$

- ウ) モロッコにおける電力売電単価は我が国の約1/2であるため、モロッコにおける流れ込み式中小水力発電所の開発限界建設単価は我が国の約1/2即ち125円/kWhと推定される。

これらの開発限界建設単価は送電端までのコストしか考えていないので、配電線以降のコストを差し引くと発電電力当たりの建設単価は

$$\text{Tacheddirt} : 338,494\text{DH} / 8,760 \times 8 \times 0.5 = 9.7\text{DH} / \text{kWh} = 106\text{円} / \text{kWh}$$

$$\text{Ouinskra} : 359,641\text{DH} / 8,760 \times 8 \times 0.5 = 10.3\text{DH} / \text{kWh} = 113\text{円} / \text{kWh}$$

となり、マイクロ水力といえども妥当な建設単価であることはわかる。

(2) 発電単価と電力需要

- 7) 問題は上記両発電所とも年間可能発電電力量 = $8,760\text{h} \times 8\text{kWh} \times 0.5 = 35,040\text{kWh}$ に対し負荷率が低い事である。即ち

$$\text{Tacheddirtの年間電力需要} : 10,660 \sim 26,600\text{kWh} (30.4\% \sim 75.9\%)$$

$$\text{Ouinskraの年間電力需要} : 23,281\text{kWh} (66.4\%)$$

特にTacheddirtの場合需要が少ないと、電力料金を大幅に押し上げている。

- イ) 上記発電所の発電単価は

$$\text{Tacheddirt} : 3.78 \sim 9.44\text{DH}$$

$$\text{Ouinskra} : 5.04\text{DH}$$

であり、最大値を取っても太陽光発電より大幅に安い。

しかし、問題は住民の支払い能力との関係である。支払い能力は900DH/年といわれている。一軒の年間電力料金は1日の平均電力量 = $0.1\text{kWh} \times 6\text{H}$ とすれば、

$$\text{Tacheddirt} : 365\text{d} \times 0.6\text{kWh} \times (3.78 \sim 9.44\text{DH} / \text{kWh}) = 828 \sim 2,067\text{DH} / \text{年}$$

$$\text{Ouinskra} : 365\text{d} \times 0.6\text{kWh} \times (5.04\text{DH} / \text{kWh}) = 1,104\text{DH} / \text{年}$$

となり特にTacheddirtの場合電力需要が少ないケースは年間電力料金が大幅に支払能力を越えることになる。

(3) 結論

流れ込み式水力発電所を単独系統に採用した場合、エネルギーの貯蔵能力が無いと電力需要が照明とテレビジョンに限られると負荷率が極端に悪化し、電力料金が大幅に上昇し、地域住民の負担能力を越えることになる。従って、分散電化にマイクロ水力を適用し、フィージブルにする為には昼間の電力需要のある地点を選定するか、または、発電所建設と平行して農業開発を行い、ポンプ揚水による灌漑の推進、農産物の加工・貯蔵等を推進し、昼間の電力需要の創出を行うべきである。

また、特に密集した村落には配電線による給電を行うと共に分散した部落には蓄電池による給

電を併用して負荷の平準化をはかることも検討を要する。

3. 分散電化の経済性

1) 小水力発電

ここでは、小水力発電によるネットワーク構成について検討する。従って50kW程度の規模を想定することとなる。先ずCDER-GTZの計画する小水力発電システムに関する発電原価算定表をモロッコ-I~IVの如く作成した。(表1~4)原価算定の基礎はモロッコCDER提供のデータに基づいたものである。人件費などの一般データは推定に依った。今回の計算条件ではモロッコでは電力単価13円/kWhから17円/kWhレベルを計画の基礎としている模様である。1つの計画例だけ52円/kWhというのがある。

モロッコ政府としてはモロッコ向け仕様条件に合った量産形の標準化されたマイクロ発電用水車の出現を期待している。

(1) モロッコ分散形電化計画等についての説明

モロッコ分散形電化計画でのモロッコ側小水力発電の計画例を示す。すなわち

ア. TACHEDDIRTとOUINSKRAの両発電所は同一水系に属し、ほぼ同一形態であるが、公共消費用の投資金額に大きな相違がみられる。

イ. ATROUSSは太陽光発電所に類似したバッテリー運搬形を計画しているが、個人消費、公共消費の末端には配電網が存在しているらしい。しかも僅か3kWなのに146軒を対象とし大きな投資を予定している。

ウ. TIZGUIは土木とサブ配電に金が掛かっている。

エ. 以上の状況から本格調査の際には小水力では配電関係の計画が投資金額を左右する様に見える。日本にはない欧州形の配電形態であるから適切な対応と留意が求められと思われる。

(2) プロジェクト対象地域の現地調査報告

小水力発電所では火力との連系を考えない、その地区だけの単独電力システムを考えている。我が国の経済性評価方法はそのまま適用できない。本格調査ではこの点に留意する。

(3) モロッコにおける小水力発電技術、実績に関する情報と分析

米国の援助で作られた例がある。モロッコ政府としてはモロッコ向け仕様条件に合った量産形の標準化されたマイクロ発電用水車の出現を期待しているが、イメージに合っていない。

(4) 発生電力の分配について

出力50kW程度の発電設備を作ろうと思えば、その種は地球上の至るところに存在している。落差(又は前後の圧力差)が5m程度あり、水量が1.4m³/s程度の水の流れが存在すれば出力50kW程度の発電が出来る。設備の利用率を0.85とすれば年間297840kWhのゲインがある出力50kWの小水力発電所が完成する。

発生した電力は需要点に送り届けなければならない。集中して発生した電気は配電線で分配されなければならない。我が国で明治大正時代に行われたように、基本に戻って約50kWの発生電力を電力会社のシステムを利用せずに、すなわち配電線に併入することなしに、低圧で独立で消費する場合について、モロッコでは僻地対策として考えられている。当然の事ながら100-200Vの単相3線式や200Vの3相3線式の配電方式を採用したのでは長距離を送達する場合には電圧降下が大きくなり、電力の送達距離が数十メートルに制限されるので、3相4線式の0.4kVの配電方式がこの場合には適合することになる。従ってモロッコで標準として使用されている380V/220Vの低圧3相4線式が適用される。電圧降下の観点からすれば、この0.4kV方式ならば送達距離は数百メートルが確保出来て、約50kWの発生電力を広い範囲に、かつ長距離配電するのに適切である。(図-1参照)かつ計算上は単一送達距離が2-3kmも可能だが、配電線の電力損失が大きくなる。そこで400V配電の通常的设计では最大送達距離は1km前後とするのが最適とされている。これ以上を送達しなければならないときは図-2のように一旦電圧を上げて送ることにある。

すなわち、配電システムの基本目的はその形態的評価を、

1. 電力エネルギーをどれだけ遠くへ輸送出来るか。
 2. 如何に損失少なく多くの電力エネルギーを輸送出来るか。
- に置くことになる。

図2における設計(1)が発電機などの端子から直接電力を低圧配電線に流入するような場合の設計例であり、設計(2)が上位中間電圧系統があって降圧変圧器を経由して電力を受けて電力を低圧配電線に流入するような場合の設計例である。送り出し基準電圧からの電圧降下 ΔV が電力送達距離 L を支配している。電圧が下がる方向を-10%まで許容するとすればD-Iの線で示すようになる。設計(2)をとれば設計(1)の3倍の距離を送れる。ただし電力損失を無視すればの話になる。開発途上国ではこのような例もある。

モロッコ側の回答によれば380/220V低圧配電線の建設費用は300万円/kmと回答があった。この数値は出発前に手持ちのデータで予測した300万円/kmとぴったり一致している。表-5参照。この配電線は現地調査期間中至る所で見ることができた。この上の中間電圧(Medium voltage, Mittelspannungという。日本では高圧の範疇に入る。)の配電線も至る所で見ることができた。これも日本と比較すると極めて安く標準化されている。野越え、山越えの配電に使われている。

小水力発電の様にか所で大量に電力を発生する場合は、供給する地域が広く、遠い場合には図-3のように配電電圧を上げて分配しなければならない。低圧配電だけで分配する場合に比較して配電費用が余計に掛かる。従ってこの配電形態となる時は発電経済から判断してシステム経済的に発電ユニット容量は大きくなければならない。

この第2のレベルの時は今回われわれが現地調査した小水力発電所に較べて発電所自身も大掛かりで複雑になるし、電力系統構成も大掛かりになり、発電経済的に大きなシステムになる。本格調査の段階でも金を掛けて調べることになるろう。モロッコ側としてもCDERのレベルを越えONEが絡んでくるレベルになると思われる。

小水力と太陽光発電をハイブリッドシステム構成するという考え方は、昼間は太陽光発電で、昼間に水を貯めて置いて夜間に小水力で発電するという点でメリットがあるように見えるが発電設備を2重に作り、かつ太陽光発電は今のところ膨大な投資を必要とするので相互に補完し合う立場にない。

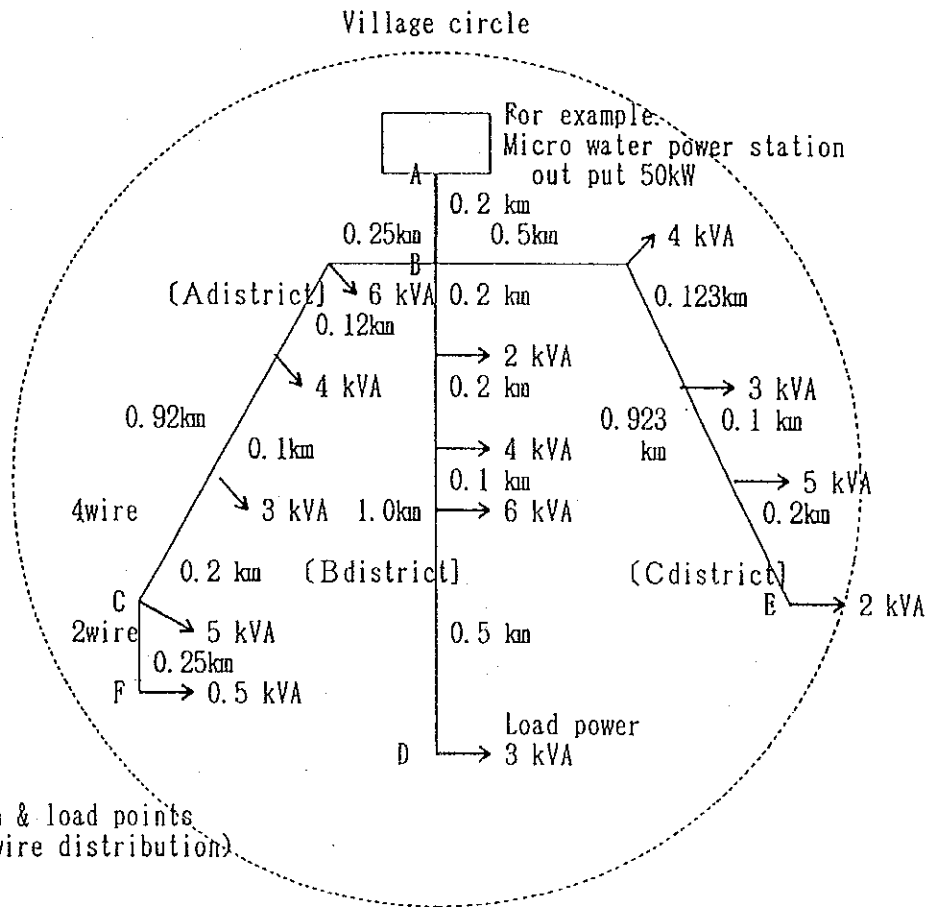


Figure-1
Power station & load points
(0.4kV 3 ϕ 4wire distribution)
For example.

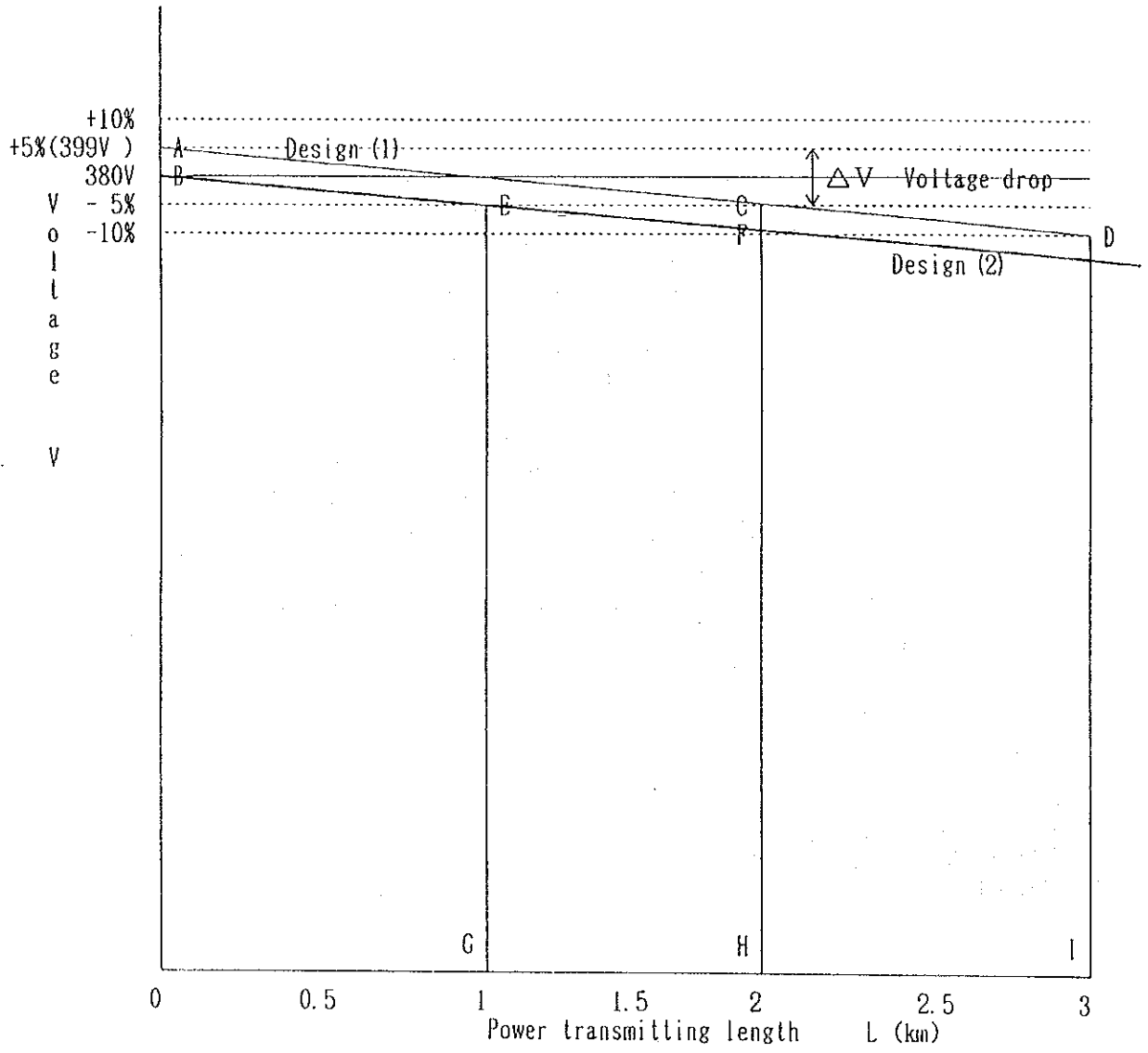


Fig. -2 Power transmitting length & voltage drop
3 phase 4 wire 220/380V

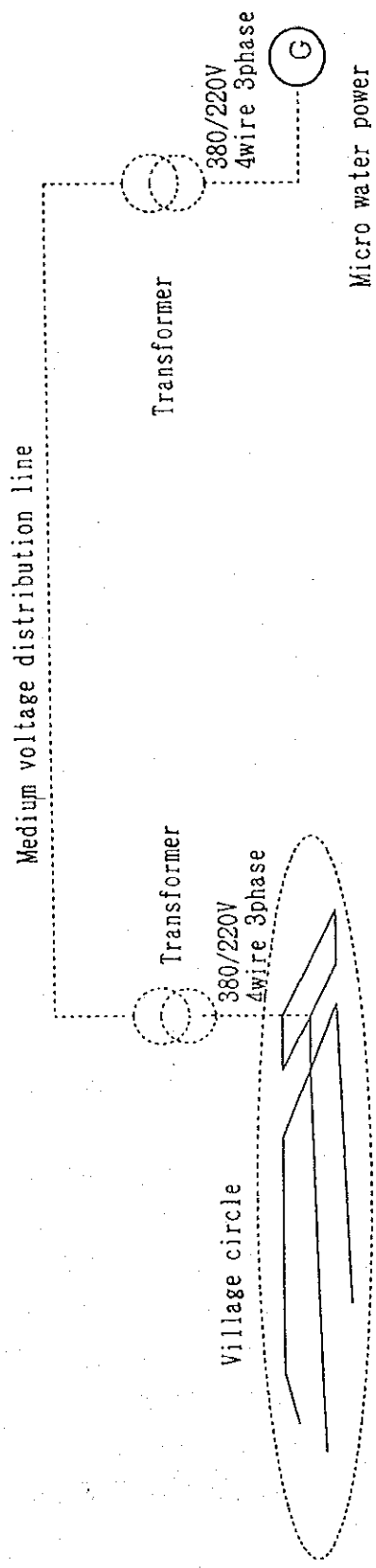


Fig. 3. Electric power transmission pattern

13. JAN. 1995 Kikuchi

2) 太陽光発電

1994年12月19日付けプロジェクト形成基礎調査資料(案)8、要請内容：の中の調査内容の記述によれば下記のようにになっている。

・配電は低圧ローカル配電網により、必要に応じて蓄電池を設置する。配電は照明、テレビ、ラジオ等についての公共的需要(診療所、学校、モスク)を対象とする。

この文章に従い低圧ローカル配電網によると言うことから判断し、交流配電による電力分配をベースに太陽光発電の経済性に関する試算表(Trial balance)を作成したものが表-5である。この試算から明らかなことは配電網に要する費用だけで31.43円/kWhに達し、とても経済レベルに無いことを示している。この点は当初から明確であった。従って配電網の建設を要しないシステムの構成が必要であることは容易に想像できるので、このことに着目して現地調査に臨んだ。そしてこの点はヒヤリングでも明らかであったし、フランス人専門家にも確認して、蓄電池運搬方式にすべきであり、そのようなシステム構成でやっていることを確認した。人とロバで村人が自分の費用で蓄電池を負荷点に運ぶ。これでも太陽光発電の経済性が成り立たないことは表-5の試算表(Trial balance)が示している。すなわち配電なしの発電だけで221.91円/kWh掛かっている。通常電力価格の10倍である。ただしこの試算は前述したように交流形の場合である。蓄電池は含まれていない。

太陽光発電の場合下記の二つのシステム形成法があることは電気を専門とする関係者の間では常識である。すなわち、

- 7) 太陽光発電で発生した直流を交流に変換し、低圧ローカル配電網に乗せて分配する。
- 8) 太陽光発電で発生した直流をそのまま利用する。ただし、電力利用の初期には直流配電網が存在した時期もあったが、いろいろ問題があり、すべて廃棄されている。

である。従って直流-交流変換インバータを止めて、直流形にして価格を2/3にしても蓄電池が必要になるのでそう安くはならないというのが常識である。

ここでモロッコ側およびフランス人専門家は小規模のグループに括って太陽電池しかないというシステム構成を考えることにより、太陽電池の優位性を説明している。

モロッコの一世帯当たりの年間のランプなどに対する支出は平均900DH(9900円)であり、電力に対する平均需要は60Wであり、50世帯以下でグループをくくるとというのが要点である。長期間で返済を考えるとというのがコンセプトである。寿命は太陽電池本体を20年(多結晶形の時)、アモルファスの時は10年、蓄電池は30Ahで350DH(3850円)、75Ahで520DH(5720円)であるという。自動車用の量産された安い蓄電池であるという。蓄電池の寿命は1年保証であるが実質2年、3年を希望しているという。蓄電池は所要個数の15%増しを用意し、ぐるぐる回し需要家では電気の無い日がないようにする。太陽電池のパネルの価格は2000FF/枚(4万円/枚)で合計で61枚で244万円であるという。調査地点でのグループは54軒である。フランス政府の無償供与はパネル、全蓄電池、などであり、建屋は住民が作ったという。手提げ式の電気ランプが見られる。

負荷側の状況はランプは蛍光灯8W、テレビ13Wである。共に直流12Vドライブである。ランプは東芝製省電力形が見られた。

4,290,000円程度の建設費であるから、今までの照明支出が1世帯当たり年間9,900円あるから、この分が54世帯で年間534,600円あるから10年以上あれば返せるという目論見である。表-6参照。

ただし蓄電池は寿命3年程度とし3年毎に買い換える。見積も1個5,000円程度と極めて安く見積もっている。モロッコ製であるという。これが高いと1世帯当たり年間9,900円の原資が消えてしまうし、返す金も無くなる。日本では15,000円はする。

3) 風力発電

モロッコでは既に風力発電をジブラルタル海峡近くで実施することを決定し、三菱重工始め各社に引き合いを出している。CDERが担当している。入手したモロッコ側提出資料によれば今回調査対象のハウズ地方は平均風速が2~3m/sであり風力発電に適しないので本格調査の必要はない。

モロッコ国内では地下水くみ上げ用に低速形の風車が動いているのが見られる。アフリカ大陸に吹き込む風の利用である。未利用エネルギー活用の国際会議もヨーロッパ勢とともに頻繁にかつ熱心に開かれている。

風力については年間平均風速が6m/sがあり、直径25mの風車を用意すれば年間211,000kWhの電力を得ることができる試算できる。風力発電は、それぞれの地理的な場所や地表面からの高さによってその場所の年間を通じて得られる平均風力 V_a 、言い換えれば平均風速はほぼ一定している。「大地平面」とは個々の地面軸に対する平坦な直角平面をいう。風力は地表面からの高さによって得られる風力(平均風速 V_a)が変化するが、地表面からの高さが約250mになると、ほぼ最終値にちかい風力が得られることになる。

4) 内燃力発電

モロッコ王国のハウズ地方農村電化プロジェクトでは出力3.5kWから12kWのエンジン発電機を求めている。連続運転のための常用発電機のため、ディーゼル発電機が好ましい。

基本仕様は下記のとおりとする。

電圧; 220/380V 3相4線式

周波数; 50Hz

用途; 一般家庭用負荷、この発電機から約40~150軒に配電する。

運転状態; 定期点検以外は連続。冷却水不要のこと。屋外設置外被付。

モロッコ王国マラケシュ近郊の山中。蓄電池起動。

定期点検は必要である。この定期点検以外に運転時間が5000~10,000時間毎にオーバーホールが必要で部品を取り替える。寿命はオーバーホール3回目程度である。この3回合わせて新品価格の半分程度の費用が必要である。

寿命の点から不必要なときは発電機を止めるのが得策である。設備利用率を0.68とした。寿命を6年と見た。起動用蓄電池は3年に一度の取り替えが必要で予備費を用意した。現地サービス体制は特に無く、自動車のサービス体制に依存する。

このような交流電力供給形であれば、毎日の食事の煮たきに電気エネルギーの利用が可能であり、既に枯渇し禿山となり水もない危機的状态を回避できる。植林を進めれば豊かになれる。ただし増える電気エネルギーの費用負担を誰がするかという問題はある。

に枯渇し禿山となり水もない危機的状態を回避できる。植林を進めれば豊かになれる。ただし増える電気エネルギーの費用負担を誰がするかという問題はある。

上記の条件で今回の計画のためにピックアップしたエンジン発電機は下記の通り、

A ; 出力 5.5kVA (4.4kW) 燃料消費量 2.3ℓ/h

B ; 出力 10.5kVA (8.4kW) 燃料消費量 2.8ℓ/h

C ; 出力 15.0kVA (12kW) 燃料消費量 3.8ℓ/h

部分負荷でも燃料消費量は変わらない。また、このレベルの大きさでは出力が大きいほうが燃料消費量的に得策である。経由は日本では60円/ℓである。

試算は次のような条件で行った。

村落の中心またははずれに発電機を置く。電力の分配上は負荷の重心に置くのが理想的である。発電機はディーゼル防音形を適用した。従って現地小水力発電所で見たとような長距離配電せんはいらない。出力の一番大きな12kWのもので試算した。我が国の離島用に用いられている数百kVAのディーゼル発電機に較べると燃料消費率が良くない。現地の経由の価格は今のところ不明であり本格調査に依ることになるが、モロッコの現地価格は安いかもしれないが、潤滑油の費用を含めて経由は60円/ℓをとつと燃料消費料は

$$3.8\ell/h \times 8,760h \times 0.68 \times 60\text{円}/\ell = 1,358,150.4\text{円} \quad \text{燃料費 } 19\text{円}/\text{kWh}$$

になる。部分負荷では燃料消費量が増加するが詳細は本格調査時に依ることとし3.8ℓ/hで試算した。内燃力発電は負荷応動性はよいが燃料消費量の特性はあまり良くない。

5) 既設商用電力系統の配電系統の延長

カサブランカCDERにおいて未利用エネルギーを利用をした小規模発電は全国規模に既設商用電力系統の配電系統の延長が完成するまでの繋ぎであるという発言があった。

今回の調査で見たところでは未利用エネルギーを利用した小規模発電に必要とする費用の既設商用電力系統の配電系統の延長に必要とする費用とを比較すると既設商用電力系統の配電系統の延長への投資を検討する方が長期的に見て得策であるように思われる場所が少なくない。大部分が近くまで既設商用電力系統が来ている。化石燃料の使用を削減するというための未来エネルギーの開発という高い理想も必要だが、現実的には事前調査に加える価値がある。我が国としても支出に見合う援助の効果が挙がる。

表 1

小水力発電システム (モロッコI)
 発電原価算定表 TACHEDDIRT発電所計画の場合 70戸対象 7.688kW 単位: 円
 源費用 | 年間経費 | 摘要

[発電所]			
1.建設費	3,215,355		土木153,595DH 機械138,710
2.金利		96460.65	0.03/年
3.減価償却費		146152.5	22年 概算
4.一般経費			
人件費		170000	2人組合自主管理パート形
法定厚生費		1700	850米ドル/人年1995推定
退職福利		1700	GNP 750米ドル/人年1988
修繕費定検費		96460.65	0.03/年
その他		10000	予備費
計		279860.65	
5.水利使用料		0	0と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		522473.8	
◆発電原価 I			
kW当たり		67959.65	7.688kW
kWh当たり		11.409	45795.88kWh
[送配電設備]			
1.建設費	1,776,940		
2.金利		53,308.2	0.03/年
3.減価償却費		80,770	22年 概算
4.一般経費			
人件費		85,000	1人組合自主管理パート形
法定厚生費		850	850米ドル/人年1995推定
退職福利		850	GNP 750米ドル/人年1988
修繕費定検費		17,769.4	0.01/年
その他		5,000	予備費
計		109,469.4	
5.土地使用料		0	0と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		243,547.6	
◆発電原価 II			
kW当たり		31,678.93	7.688kW
kWh当たり		5.318	45795.88kWh
◆総発電原価			
kW当たり		99,638.58	7.688kW
kWh当たり		16.727	45795.88kWh

建設費総計;4,992,295円

予想発生電力量;8760時間×設備利用率0.68×出力7.688kW=45795.88kWh

表 2

小水力発電システム (モロッコⅡ)

発電原価算定表 OUI NSKRA 発電所計画の場合 100戸対象 9.232kW 単位: 円

源費用 | 年間経費 | 摘要

[発電所]			
1.建設費	3, 123, 208		土木159, 218DH 機械124, 710
2.金利		93, 696. 24	0. 03/ 年
3.減価償却費		141, 964	22年 概算
4.一般経費			
人件費		170, 000	2 人組合自主管理パート形
法定厚生費		1, 700	850 米ドル/ 人年1995推定
退職福利		1, 700	GNP 750 米ドル/ 人年1988
修繕費		96, 460. 65	0. 03/ 年
その他		10, 000	予備費
計		279, 860. 65	
5.水利使用料		0	0 と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		515, 520. 89	
◆発電原価 I			
kW当たり		55, 840. 652	9. 232kW
kWh当たり		9. 374	54993. 19kWh
[送配電設備]			
1.建設費	2, 700, 533		
2.金利		81, 015. 99	0. 03/ 年
3.減価償却費		122, 751. 5	22年 概算
4.一般経費			
人件費		85, 000	1 人組合自主管理パート形
法定厚生費		850	850 米ドル/ 人年1995推定
退職福利		850	GNP 750 米ドル/ 人年1988
修繕費		17, 769. 4	0. 01/ 年
その他		5, 000	予備費
計		109, 469. 4	
5.土地使用料		0	0 と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		313, 236. 89	
◆発電原価 II			
kW当たり		33, 929. 472	9. 232kW
kWh当たり		5. 696	54993. 19kWh
◆総発電原価			
kW当たり		89, 770. 124	9. 232kW
kWh当たり		15. 070	54993. 19kWh

建設費総計;5, 823, 741円

予想発生電力量;8760 時間×設備利用率0. 68×出力9. 232kW=54993. 19kWh

表 3

小水力発電システム (モロッコⅢ)
 発電原価算定表 ATROUSS 発電所計画の場合 146戸対象 3.512kW 単位: 円
 源費用 | 年間経費 | 摘要

[発電所]			
1.建設費	1,707,673		土木 60,533DH 機械 94,710
2.金利		51,230.19	0.03/ 年
3.減価償却費		77,621.5	22年 概算
4.一般経費			
人件費		170,000	2 人組合自主管理パート形
法定厚生費		1,700	850 米ドル/ 人年1995推定
退職福利		1,700	GNP 750 米ドル/ 人年1988
修繕費		96,460.65	0.03/ 年
その他		10,000	予備費
計		279,860.65	
5.水利使用料		0	0 と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		408,712.34	
◆発電原価 I			
kW当たり		116,376.805	3.512kW
kWh当たり		19.537	20920.28kWh
[送配電設備]			
1.建設費	7,454,986		蓄電池運搬形配電末端配電有り
2.金利		223,649.58	0.03/ 年
3.減価償却費		338,863.	22年 概算
4.一般経費			
人件費		85,000	1 人組合自主管理パート形
法定厚生費		850	850 米ドル/ 人年1995推定
退職福利		850	GNP 750 米ドル/ 人年1988
修繕費		17,769.4	0.01/ 年
その他		5,000	予備費
計		109,469.4	
5.土地使用料		0	0 と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		671,981.98	
◆発電原価 II			
kW当たり		191,338.833	3.512kW
kWh当たり		32.121	20920.28kWh
◆総発電原価			
kW当たり		307,715.638	3.512kW
kWh当たり		51.658	20920.28kWh

建設費総計;9,162,659円

予想発生電力量;8760 時間×設備利用率0.68×出力3.512kW=20920.28kWh

表 4

小水力発電システム (モロッコIV)

発電原価算定表 TIZGUI 発電所計画の場合 120戸対象 12.3 kW 単位; 円

源費用 | 年間経費 | 摘要

[発電所]			
1.建設費	4,559,665		土木289,805DH 機械124,710
2.金利		136,789.95	0.03/年
3.減価償却費		207,257.5	22年 概算
4.一般経費			
人件費		170,000	2人組合自主管理パート形
法定厚生費		1,700	850米ドル/人年1995推定
退職福利		1,700	GNP 750米ドル/人年1988
修繕費		96,460.65	0.03/年
その他		10,000	予備費
計		279,860.65	
5.水利使用料		0	0と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		623,908.1	
◆発電原価 I			
kW当たり		50,724.236	12.3 kW
kWh当たり		8.515	73268.64kWh
[送配電設備]			
1.建設費	2,380,323		
2.金利		71,409.69	0.03/年
3.減価償却費		108,196.5	22年 概算
4.一般経費			
人件費		85,000	1人組合自主管理パート形
法定厚生費		850	850米ドル/人年1995推定
退職福利		850	GNP 750米ドル/人年1988
修繕費		17,769.4	0.01/年
その他		5,000	予備費
計		109,469.4	
5.土地使用料		0	0と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		289,075.59	
◆発電原価 II			
kW当たり		23,502.080	12.3 kW
kWh当たり		3.945	73268.64kWh
◆総発電原価			
kW当たり		74,226.316	12.3 kW
kWh当たり		12.561	73268.64kWh

建設費総計;6,939,988円

予想発生電力量;8760時間×設備利用率0.68×出力12.3kW=73268.64kWh

表 5

太陽電池システム			
K形の場合 交流形 出力50kW			
発電原価算定表	源費用	年間経費	摘要
(発電所)			
1.建設費	91,800,000		900万円/4.9kW×10.2
2.金利		2,754,000	0.03/年
3.減価償却費		9,180,000	10年 概算 全額自己資金なら収支バランス可。
4.一般経費			1人 自主管理 パート形
人件費		500,000	
法定厚生費		100,000	
退職福利		100,000	
修繕費		150,000	0.01/年
その他		100,000	
計		950,000	
5.敷地使用料		0	0.0
6.固定資産税		0	0.025/年 2,295,000
事業税		0	1,000,000
計		0	3,295,000
7.業務費分担額		0	0.008+0.003 /年 1,009,800
8.電力損失費		0	0.1/年 1,500,000
9.総計		12,884,000	
◆発電原価 I			
kW当たり		257,680	50kW
kWh当たり		221.91	58,060kWh
(送配電設備)			
1.建設費	12,000,000		300万円/km ×4km
2.金利		360,000	0.03/年
3.減価償却費		545,000	22年
4.一般経費			1人 自主管理 パート形
人件費		500,000	
法定厚生費		100,000	
退職福利		100,000	
修繕費		120,000	0.01/年
その他		100,000	
計		920,000	
5.水利使用料		0	0.0
6.固定資産税		0	0.025/年 300,000
事業税		0	100,000
計		0	400,000
7.業務費分担額		0	0.008+0.003 /年 132,000
8.電力損失費		0	0.1/年 1,200,000
9.総計		1,825,000	
◆発電原価 II			
kW当たり		36,500	50kW
kWh当たり		31.43	58,060kWh
◆総発電原価			
kW当たり		294,180	50kW
kWh当たり		253.33	58,060kWh

表 6

太陽電池システム		モロッコ形の場合	
AGHRI OUKTA 発電所 54戸対象 出力3kW		単位: 円	
発電原価算定表	源費用	年間経費	摘要
(発電所)			パネル バッテリ チャージ
1.建設費	4,290,000		244 万円 35 万円 150万円
2.金利		128,000	0.03/ 年
3.減価償却費		429,000	10年 概算 全額自己資金なら収支バランス可。
4.一般経費			1 人組合自主管理パート形
人件費		85,000	850 米ドル/ 人年1995推定
法定厚生費		850	GNP 750 米ドル/ 人年1988
退職福利		850	
修繕費		42,900	0.01/ 年
その他		10,000	予備費
計		139,600	
5.敷地使用料		0	0 と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		696,600	
◆発電原価 I			
k W 当たり		232,200	3kW
k W h 当たり		181.766	3832.4kWh
(送配電設備)			
1.建設費	0		
2.金利		0	0.03/ 年
3.減価償却費		0	22 年
4.一般経費			1 人 自主管理 パート形
人件費		0	
法定厚生費		0	
退職福利		0	
修繕費		0	0.01/ 年
その他		0	
計		0	
5.水利使用料		0	0.0
6.固定資産税		0	0.025/年
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	0.008+0.003 /年
8.電力損失費		0	0.1/年
9.総計		0	
◆発電原価 II			
k W 当たり		0	3kW
k W h 当たり		0	3832.4kWh
◆総発電原価			
k W 当たり		283,300	3kW
k W h 当たり		181.766	3832.4kWh

建設費は貸して貰う。

直流12V蓄電池運搬形。

$3,484\text{kWh} \times 1.1 = 3832.4\text{kWh}$ モロッコの日照時間が与えられたデータにより日本の1.1倍とす。

4,290,000 円程度の建設費であるから、今までの照明支出が1世帯当たり年間9,900 円あるから、この分が54世帯で年間534600円あるから10年以上あれば返せるという目論見である。

表7

太陽電池システム		単位: 円	
発電原価算定表	パネル100万円形の場合	直流12V蓄電池運搬形	出力3kW
(発電所)	源費用	年間経費	摘要
1.建設費	2,850,000		100万円 35万円 150万円
2.金利		85,500	0.03/年
3.減価償却費		285,000	10年 概算 全額自己資金なら収支バランス可。
4.一般経費			1人組合自主管理パート形
人件費		85,000	850米ドル/人年1995推定
法定厚生費		850	GNP 750米ドル/人年1988
退職福利		850	
修繕費		42,900	0.01/年
その他		10,000	予備費
計		139,600	
5.敷地使用料		0	0.0
6.固定資産税		0	0.025/年
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	0.008+0.003 /年
8.電力損失費		0	0.1/年
9.総計		510,100	
◆発電原価Ⅰ			
kW当たり		170,033	3kW
kWh当たり		146.41	3,484kWh
(送配電設備)			
1.建設費	0		
2.金利		0	0.03/年
3.減価償却費		0	22年
4.一般経費			1人 自主管理 パート形
人件費		0	
法定厚生費		0	
退職福利		0	
修繕費		0	0.01/年
その他		0	
計		0	
5.水利使用料		0	0.0
6.固定資産税		0	0.025/年
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	0.008+0.003 /年
8.電力損失費		0	0.1/年
9.総計		0	
◆発電原価Ⅱ			
kW当たり		0	3kW
kWh当たり		0	3,484kWh
◆総発電原価			
kW当たり		170,033	3kW
kWh当たり		146.41	3,484kWh

表 8

内燃機関発電システム			
発電原価算定表	150 戸対象 出力12kW		単位: 円
	源費用	年間経費	摘要
[発電所]			
1.建設費	861,000		標準価格×0.7 ベース
2.金利		25,830	0.03/ 年
3.減価償却費		143,500	寿命6年 概算
4.一般経費			
人件費		255,000	3人組合自主管理パート形
法定厚生費		2,550	850米ドル/人年1995推定
退職福利		2,550	GNP 750米ドル/人年1988
修繕費		97,580	0.03/年+861000×0.5÷6
その他		10,000	予備費
計		367,680	
5.燃料消費料		1,358,150.4	3.81/h×8760×0.68×60円
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		1,527,480.4	
◆発電原価 I			
kW当たり		127,200.033	12 kW
kWh当たり		21.369	71481.6 kWh
[送配電設備]			
1.建設費	2,700,533		目安
2.金利		81,015.99	0.03/ 年
3.減価償却費		122,751.5	22年 概算
4.一般経費			
人件費		85,000	1人組合自主管理パート形
法定厚生費		850	850米ドル/人年1995推定
退職福利		850	GNP 750米ドル/人年1988
修繕費		17,769.4	0.01/ 年
その他		5,000	予備費
計		109,469.4	
5.土地使用料		0	0と仮定
6.固定資産税		0	支払い余力なしと仮定
事業税		0	
計		0	
7.業務費分担額		0	支払い余力なしと仮定
8.電力損失費		0	考慮せず
9.総計		313,236.89	
◆発電原価 II			
kW当たり		26,103.074	12 kW
kWh当たり		4.482	71481.6 kWh
◆総発電原価			
kW当たり		153,303.107	12 kW
kWh当たり		25.851	71481.6 kWh

建設費総計;3,561,533円

予想発生電力量;8760 時間×設備利用率0.68×出力12kW=71481.6 kWh

別 添 資 料

質問状

《 QUESTIONNAIRE 》

préparé par

l'Equipe d'Etude de la J.I.C.A., chargée de l'Identification de Projet

pour

le Programme Régional de l'Electrification Décentralisée dans la Région du Haouz1. Confirmation de l'envergure et critère pour le Projet

- (1) Confirmation de la zone concernée et de villages mis à l'étude
- (2) Plans éventuellement établis par le C.D.E.R. en vue d'électrifier un certain village ou un certain périmètre
- (3) Plan de base ou Stratégie élaboré pour l'électrification à l'échelle de l'ensemble du territoire marocain

2. Information sur la situation institutionnelle, socio-économique de la Zone

- (1) Répartition démographique de la Zone (à tous les niveaux de la circonscription administrative) / Nombre des foyers / Revenus des habitants
- (2) Situation actuelle des activités économiques ainsi que plan prévu de développement économique de la Zone :
 - agriculture - élevage - commerce etc.
- (3) Carte communale(donnant, si possible, l'emplacement des coopératives)
- (4) Organisation et mission du C.D.E.R.
- (5) Organisation et mission de l'O.N.E.

3. Information sur la topographie, l'hydrologie et la géologie

- (1) Disponibilité de cartes topographiques de la Zone :
 - à différentes échelles - avec désignation de l'autorité compétente
- (2) Informations sur la localisation de villages concernés
- (3) Accès à des villages concernés
- (4) Disponibilité de données climatiques sur la Zone :
 - précipitation - température - ensoleillement - vent etc.
- (5) Disponibilité de données hydrologiques sur de principaux cours d'eau
- (6) Disponibilité de cartes géologiques de la Zone :
 - à différentes échelles - avec désignation de l'autorité compétente

4. Système d'Approvisionnement en électricité au Maroc

— • • • —

Quelques documents permettant d'avoir l'idée d'ensemble sur :

- (1) Système marocain d'approvisionnement électrique :
 - sources d'énergie électrique
 - réseaux de transport
- (2) Plan de développement de l'énergie électrique, comprenant l'extension des lignes de transport
- (3) Tarification d'électricité
- (4) Réglementation pour la préservation de l'environnement

5. Système d'Approvisionnement en électricité au niveau de la Zone

- (1) Données détaillées sur le système d'approvisionnement électrique au niveau de la Zone :
 - sources d'énergie électrique
 - réseau de transport
- (2) Données détaillées sur le plan de développement de l'énergie électrique, comprenant l'extension des lignes de transport
- (3) Plans de développement des ressources en eau dans la Zone, s'il y en a.

6. Plan de travail envisagé par le C.D.E.R. pour le projet concerné

- (1) Travaux nécessitant la participation de la J.I.C.A.
- (2) Contraintes à prendre en compte lors de l'établissement du calendrier de l'exécution de l'Etude
- (3) Plan de financement pour la mise en œuvre du projet
- (4) Plan de l'exploitation et maintenance après la réalisation du projet

7. Information technique sur le planning de système pour le projet concerné

- (1) Micro-centrales hydroélectriques existantes, installées pour l'électrification rurale de la Zone :
 - emplacement
 - capacité
 - système d'exploitation et de maintenance
 - réseau de distribution
 - voltages etc.
- (2) Demande typique en électricité de chaque foyer ou d'établissements publics:
 - éclairage
 - télé.
 - radio
 - réfrigérateur etc.
- (3) Coût d'installation, à titre d'exemple, des lignes de distribution aériennes de 220 / 380 V
- (4) Certains standards techniques ou code de sécurité concernant l'approvisionnement en électricité
- (5) Informations techniques sur la cellule photovoltaïque ou les parcs éoliens au Maroc