

第5章 電化計画

5.1 基本方針

本電化計画は要請のあったハウズ地方の未電化の120村落を対象とし、各村落ごとの社会経済状況及び自然条件（地形、水文気象等）について現地踏査及びアンケート調査を行い、その結果を分析し、各村落につき最も適した電化計画を策定するものである。電化の基本方針は以下のとおりである。

- (1) 地域住民の積極的な参加を図り、計画施設の運営管理に持続性を持たせる。
- (2) 地域住民の経済的負担が少ない供給電源を選定する。
- (3) 可能な限り再生利用可能なエネルギー源を選択する。
- (4) PERG 及び他の地方電化計画との整合性を図る。
- (5) 電化対象村落の電力需要は PERG によって実施されている太陽光発電の基準（家庭用）である下記を採用する（1戸当たり最大電力:65W、1戸当たり1日消費電力量:240Wh/日）。
- (6) 既設送電線の延長について、ONEの電化計画と重複する村落は、本電化計画の対象としない。重複しなくても、送電線延長による電化コストが一世帯あたり、10,000DH 以下の場合、その村落は送電線の延長によって電化を行うこととする。
- (7) マイクロ水力発電は太陽光発電を含めた電源構成とした場合との経済比較を行い、電化対象村落を決める。
- (8) 太陽光発電については、バッテリーチャージステーション、集中配電及び戸別設置方の3システムを比較し最良のシステムを決定するものとする。
- (9) ディーゼル発電は建設コストが安いと、地方電化によく使用されるが、常時燃料の補給が容易に行われること及び発電プラントの運転・維持・管理が技術的にも経済的にも十分になされることが採択の前提である。このため、村落規模が一定以上の大きい村落で既設送電線から離れている場合を対象とし、燃料補給及び運転・維持・管理の能力を十分に調査したうえで、その導入を決めることとする。

5.2 マイクロ水力発電計画対象村落の予備選定

(1) マイクロ水力発電計画策定方針

水力発電は運転経費が少なく、オフピーク時にも発電が可能なため、分散電化に適した発電形式である。本調査においても、マイクロ水力発電による村落電化は重要な手法として位置づけられている。

マイクロ水力発電は、発電に必要な水量及び有効落差の確保といった自然条件に支配される要因が多く、本計画における各村落の供給電源の選定に当たっては、事前にマイクロ水力発電の開発可能性を有する計画地点及び電化対象の村落を選定（予備選定）する必要がある。CDER は、120 カ村の電化対象リストのうち、28 カ村のマイクロ水力発電電化対象村落リストをハウズ県と共同で作成している。

本調査では、次の方針により計画地点及び村落の選定を行った。

- 1) 電化対象村落28カ村の現地踏査を行い開発可能地点の選定を行う。
- 2) 開発可能地点から近隣村落の電化の可能性について検討し、マイクロ水力電化村落の予備選定を行う。
- 3) 予備選定された村落を対象に他電源との供給費用の比較検討を行う。
- 4) 他電源との変動費のみによる比較検討を行う。
- 5) 需要想定と適正開発規模の検討を行い供給計画を策定し、経済、財務評価を行う。

なお、マイクロ水力発電については、その計画実施に当たり、他の分散電化手法と比べより詳細な調査が必要となるため本調査で選定されたマイクロ水力計画地点のうち、開発熟度の高い地点についてプレ・フィージビリティ調査を実施する。

(2) マイクロ水力発電計画地点の選定

1) 地点の選定に当たっての基本方針

- マイクロ水力発電による村落電化要請地点（全28村落）の確認を行う。
- 計画地点の灌漑用水路との競合及び影響を調査する。
- 発電型式は流れ込み式とし湧水がある場合にはこれを積極的に利用する。
- 水力地点の規模が小さい場合は1地点で最も近い1村落への供給とするが、規模に余裕がある場合には、地点の条件に見合った規模で複数村落へ供給することを想定し選定する。

2) マイクロ水力計画地点の選定

電化対象村落28カ村の村落電化に必要なマイクロ水力発電候補地点は大部分が山間部にあり、標高1,000 m以上の地点となる。また、これらの地点は高アトラス山脈 (Haut Atlas) を源流とするテンシフト(Tensift) 川支流の N'fis 川、Rheraya 川、Ourika 川、Amizmiz 川及び Zat 川より分岐する小支流にあり、流域面積が10～100 km² の地点となる。

河川流量は雨期(10～3月)と乾期(4月～9月)では大きく異なり、特に乾期の7～8月は毎秒数リッターの流量となる河川もある。また、これらの河川は大部分が灌漑用水や生活用水に利用されており、特に乾期の流量は貴重な水源となっている。一方、雨期には、溪流特有の鉄砲水が発生し、周辺村落に被害をもたらすこともある。流量については、下流地点で観測されている既存データを分析し、比流量換算及び雨量データを基に推定流量を算出しマイクロ水力発電の計画精度を高めた。

各候補地点の使用水量については、既存の流量データから各河川の低水量(Q 275)及び濁水量(Q 355)を算定し、湧水及び灌漑用水の利用状況などを考慮して最適流量を推定した。

本調査では最初に1/50,000地形図により、各候補地点へのアクセス道路、河川の状況、電化対象村落の位置及び標高などについて机上の調査、検討を行った。これに基づいて各候補地点のうち、アクセス道路(車道及び歩道)により進入が容易な地点の現地踏査を行い、取水堰及び取水口周辺、水路経過地及び発電所周辺の河川状況、地形・地質、河川勾配、湧水、灌漑用水、村落の規模、周辺の植生などについて踏査を行った。

この結果、表5-1に示すマイクロ水力計画地点として、7地点が選定された。

表 5-1 確認されたマイクロ水力候補地点の概要

No. 地点名	河川 (流域)	集水面積 (km ²)	取水予定 地点の標高 (El. m)	Cercle	C.Rura	近傍の村落 No. 村落名
46 Adardour	Anougal (Amizmiz)	23	1,769	Amizmiz	Anougal	46 Adardour
38 Inzaine	Anougal (Amizmiz)	79	1,300	Amizmiz	Anougal	38-Inzaine
11 Arg	Imenane (Rhenaya)	48	1,574	Asni	Asni	11-Arg
6 Alla Oumzri	Ougardis (N'fis)	8 (湧水)	1,500	Asni	Talat N Yacoub	6-Alla Oumzri
7 Id Ssiar	Spring (N'fis)	7 (湧水)	1,700	Asni	Ijoukak	7- Id Ssiar
21 Anfli	Ourika (Ourica)	134	1,750	Ourika	Tahanaout	21-Anfli
118 Tidsi	Afoughal (Zat)	24	1,725	Ait Ouril	Tighdouine	118-Tidsi

(3) マイクロ水力発電計画村落の予備選定

1) 供給電源の構成についての検討

マイクロ水力発電方式は、ミニ・グリッドシステムとしてネットワーク可能な供給電源である。各地点の発電能力に余裕がある場合には、電力供給が1村落にとどまらず、近隣の複数村落にわたって可能なケースも生じてくる。したがって当該複数村落に対し、一部の村落に他の供給電源（ここでは、太陽光発電が最も有利であると考えられる）と組み合わせて電源を構成するケースについての比較検討を行った。

その結果、本計画において各地点からの電力供給が複数村落に対して可能な場合の電源構成は、全てマイクロ水力発電によるミニグリッドシステムとすることとした。

2) マイクロ水力発電計画地点の開発可能性の検討

前節で選定されたマイクロ水力計画地点に対して、以下の事項について重点的に調査を行い、近隣の複数村落への供給が可能な場合は、これらを全てミニグリッド・システムにより電化を行うという前提で開発の可能性を検討した。

- 1) 河川流量調査 (再委託業者による観測及び既存データの分析)
- 2) 湧水調査
- 3) 河川勾配の測定
- 4) 渇水期、降雨期の水位、流量調査
- 5) 計画地点の地形、地質
- 6) 灌漑用水の利用状況
- 7) アクセス道路の状況

3) マイクロ水力計画対象村落の選定

上記検討の結果、下記の事項が確認された。

- 1) 7計画地点の開発可能性の確認 (表 5.2-3 参照)
- 2) 複数村落への供給可能性の確認 (表 5.2-4 参照)
- 3) 要請リストには無いAfra村への追加供給の確認

以上の結果、CDERによるマイクロ水力電化村落リスト (全28村)をベースに有望なマイクロ水力開発地点 (7地点)を選定し、各地点から電化可能な村落 (計18村落)が予備選定された(表 5-2 及び表 5-3 を参照)。

表5-2 マイクロ水力地点別電化対象村落

マイクロ水力地点		電化対象村落				行政区分		最大出力 (kW)	
No.	地点名	村落数	No.	村落名	世帯数	人口	C. Rural		Cercle
46	Adardour	1		計	160	700			26
			46	Adardour	160	700	Anougal	Amizmiz	
38	Inzaine	8		計	407	2,406			62
			35	Imin Tala	70	460	Anougal	Amizmiz	
			36	Addouz	50	300	-ditto-	-ditto-	
			37	Ain Ghad	43	206	-ditto-	-ditto-	
			38	Inzaine	70	420	-ditto-	-ditto-	
			39	Imi N'sli	86	450	-ditto-	-ditto-	
			40	Dou Anammer	35	220	-ditto-	-ditto-	
			41	Igoundem	13	100	-ditto-	-ditto-	
			42	Toug Lkeif	40	250	-ditto-	-ditto-	
11	Arg	3		計	195	1,940			30
			10	Amsakrou	55	420	Asni	Asni	
			11	Arg	75	1,020	-ditto-	-ditto-	
			15	Ikiss	65	500	-ditto-	-ditto-	
6	Alla Oumzri	1		計	40	280			10
			6	Alla Oumzri	40	280	Talat N'Yacoub	Asni	
7	Id Ssiar	1		計	66	500			16
			7	Id Ssiar	66	500			
21	Anfli	2		計	123	748			20
			21	Anfli	63	378	Ourika	Tahanaout	
			22	Timichi	60	370	-ditto-	-ditto-	
118	Tidsi	2		計	105	916			15
			118	Tidsi	40	316	Tighouine	Ait Ouir	
			---	Afra	65	600	Zerkten	-ditto-	
合 計		18			1,096	7,490			179

* : 世帯数および人口は、現況を示す。

表5-3 予備選定されたマイクロ水力発電による電化対象村落

No.	電化対象村落		水源		Commune Rurale	Cercle	世帯数 (現況)	人口 (現況)
	CDERによる要請	JICA調査団による予備選定	河川	流域				
4	Igrem	---	Imigdal	N'fis	Imigdal	Asni	27	130
6	---	Alla Ouzri	Ougandis	N'fis	Talat N'Yaçoub	Asni	40	280
7	---	Id Sstar	(Spring)	N'fis	Ijoukak	Asni	66	500
10	Amsakrou	Amsakrou	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	55	420
11	Arg	Arg	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	75	1020
12	Tincrouhrine	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	30	250
13-1	El Bour	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	65	250
13-2	Imskar	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	40	510
15	Ikiss	Ikiss	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	65	280
17	Tacheddirt	---	Imenane	Rhenaya	Asni	Asni	60	500
18	Squour	---	Ourika	Ourika	Ourika	Tahanaout	45	360
19	Amagdour	---	Ourika	Ourika	Ourika	Tahanaout	22	150
20	Tamaterte	---	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	40	240
21	Anfli	Anfli	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	63	378
22	Timiehi	Timiehi	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	60	370
23	Agouns	---	Ourika	Ourika	Settifadma	Tahanaout	105	630
35	Imin Tala	Imin Tala	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	460
36	Addouz	Addouz	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	50	300
37	Ain Ghad	Ain Ghad	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	43	206
38	Inzaine	Inzaine	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	420
39	Imi N'isly	Imi N'isly	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	86	450
40	Dou Anammer	Dou Anammer	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	35	220
41	Igoundem	Igoundem	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	13	100
42	Toug Lkheif	Toug Lkheif	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	40	250
46	Adardour	Adardour	Anougal	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	160	700
51	Talat Ait Ihla	---	Eldouz	Amizmiz	Anougal	Amizmiz	70	210
117	Ansa	---	Ansa	Amizmiz	Tighdouine	Ait Ourir	59	300
118	Tidsi	Tidsi	Afoughal	Zat	Tighdouine	Ait Ourir	40	316
119	Ait Atmane	---	Tighadwine	Zat	Tighdouine	Ait Ourir	104	900
120	Ezzaouite	---	Yagour	Zat	Tighdouine	Ait Ourir	16	121
---	---	Afla	Afoughal	Zat	Zerkten	Ait Ourir	65	600
Total	(28)	(18)						

* :マイクロ水力地点が確認された村落 (全7村落)

5.3 村落別供給電源の選定

(1) 供給電源の選定方法

供給電源は、太陽光発電、ディーゼル発電、マイクロ水力発電、既設送電線延長の4種類を対象とし下記の項目に従って選定を行った。

- 各電化方法による供給費用の比較（固定費及び変動費）
- 供給電源の性格と特徴の検討
- 供給電源の選定
- 供給電源の変動費の比較（マイクロ水力と送電線延長）
- 現地の状況による修正（家屋の分散状況その他）
- ONEの電化基準（送電線延長による電化）との比較

(2) 各電化方法による供給費用の比較

1) 比較の前提条件

本調査の対象村落は、アンケート調査の結果からほぼ20～200戸の範囲にあるので、20、40、60、80、100、150及び200戸を代表村落形態として選び、各電化方法による供給費用を算出し比較検討のベースとした。

比較は以下の設計条件により行った。

モロッコにおける分散電化の場合の標準的家庭需要である一戸当たりの消費電力を65W、消費電力量を240Wh/日として各村落の電力需要を求めた。（家庭用以外の公共用及び商業用の需要は除外して考えた）。

供給費用は、固定費（建設費）及び耐用年数間の変動費（運転維持費）の合計を現在価値に換算して求めた。耐用年数は電源により異なるが、ここでは主要電源となる太陽光発電モジュールの20年を一律に計算期間とした。また、現在価値を求める際の割引率は資金源の多様性を考慮して0%、6%及び12%を適用した場合について計算を行った。

2) 供給費用の計算根拠

電源の選定に用いた供給費用は、モロッコにおける最近の類似プロジェクトの実績を基に算出した。また、供給費用は固定費及び変動費を対象とした。

3) 供給費用の計算結果

上述の前提条件に基づいて20年間の電力供給に要する総費用を計算した。各電化方法による戸数20、40、60、80、100、150及び200戸の村落について将来発生する費用に関しその価値を一律に見た場合（割引率0%）と6%、12%の割引率を適用した場合の計算を行った。

割引率0%の場合の計算結果を表5-4～5-6に示す。

表 5-4 初年度投資額 (固定費)

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	21,000	16,960	295,200	38,200	53,200	68,200
40	42,000	24,160	335,400	54,400	69,400	84,400
60	63,000	34,260	370,600	70,600	85,600	100,600
80	84,000	46,640	408,800	86,800	101,800	116,800
100	105,000	57,160	461,000	103,000	118,000	133,000
150	157,500	75,710	534,000	143,500	158,500	173,500
200	210,000	100,060	592,000	184,000	199,000	214,000

表 5-5 割引率 (DR) 無しの場合の 20 年間の変動費

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	15,600	65,011	24,800	3,504	4,880	6,256
40	31,200	72,720	27,000	7,008	8,940	10,873
60	46,800	82,126	28,250	10,512	12,745	14,979
80	62,400	92,794	29,600	14,016	16,438	18,860
100	78,000	99,040	30,000	17,520	20,071	22,623
150	117,000	117,660	32,000	26,280	29,027	31,774
200	156,000	130,872	33,000	35,040	37,897	40,753

表 5-6 割引率 (DR) 無しの場合の 20 年間の総費用

(US\$)

No.of H.H	PV System	Diesel	Micro Hydro	Grid 11km	Grid 2km	Grid 3km
20	36,600	81,971	320,000	41,704	58,080	74,456
40	73,200	96,880	362,400	61,408	78,340	95,273
60	109,800	116,386	398,850	81,112	98,345	115,579
80	146,400	139,434	438,400	100,816	118,238	135,660
100	183,000	156,200	491,000	120,520	138,071	155,623
150	274,500	193,370	566,000	169,780	187,527	205,274
200	366,000	230,932	625,000	219,040	236,897	254,753

(3) 供給電源の性格と特徴

前項で村落に対する供給電源の経済的順位を求めたが、本調査では各電源はそれぞれ性格と特徴が大きく異なるため、単に経済的優劣のみならず電源の特性を考慮して電源の選定を行った。

すなわち、電源の性格としては、太陽光発電は再生可能なエネルギーで小規模の分散電化に適しているため、積極的に採用することにした。ディーゼル発電は分散電化の有力な手段ではあるが、石油系燃料を輸入に頼り外貨の流出を生じ常時燃料を供給する手間が必要である。また運転時間は高負荷運転の必要から制約され、また、環境への影響の配慮が必要である。マイクロ水力発電は自然の循環エネルギーであるため積極的に開発すべきである。固定費が他の電源に比べて割高であるが、変動費が安い。また、有利なファイナンスの供与率が高く割引率が小さくなると経済性が急増する傾向がある。既設の送電線延長は村落民にとって最良な電化方式であり、ONEが鋭意実施中である。村落が送電線の近くにある場合には、近い将来送電線延長による電化が行われるものと考えた。

(4) 供給電源の選定結果

各電化方法による供給費用の比較及び供給電源の性格と特徴について併せ検討を行った結果、供給電源を総費用（固定費及び変動費）の対比で選定する場合の基準を表5-7のとおり定めた。

表5-7 供給電源の選定基準（固定費及び変動費の対比）

村落の戸数	既設送電線からの距離	原則として選定される電化方法
25戸以下	無関係	太陽光発電
25から45戸	1 km 以下	送電線延長
	1 km 以上	太陽光発電
45から70戸	2 km 以下	送電線延長
	2 km 以上	太陽光発電
70戸から100戸	3 km 以下	送電線延長
	3 km 以上	ディーゼル発電
	4 km 以上	太陽光発電
100戸以上	3 km 以上	ディーゼル発電
175戸以上	2 km 以上	ディーゼル発電

マイクロ水力発電は表5-6に示すとおり他の電源よりも割高となり採用しにくい。その選定結果は表5-9のとおりである。しかし、もし有利なファイナンスの供与比率が高くなると、固定費が不要又は少なくなり、変動費が安いマイクロ水力発電は有利となる性格がある。マイクロ水力発電と既設送電線延長の変動費は他の電源よりも安く、電化戸数と送電線の距離の関係によって経済性が決まる。

この関係を検討した結果、マイクロ水力発電については変動費の対比で選定することとし(表5-5参照)、表5-8に示す選定基準を適用するものとした。その選定結果は表5-10のとおりとなった。

表5-8 供給電源の選定基準 (変動費のみによる比較)

村落の戸数	既設送電線からの距離	原則として選定される電化方法
40戸以下	10km 以下 10km 以上	送電線延長 個別に検討
60戸以下	9 km 以下 9 km 以上	送電線延長 マイクロ水力発電
80戸以下	7.5 km 以下 7.5 km 以上	送電線延長 マイクロ水力発電
100戸以下	6 km 以下 6 km 以上	送電線延長 マイクロ水力発電
150戸以下	3 km 以下 3 km 以上	送電線延長 マイクロ水力発電
200戸以下	1 km 以下 1 km 以上	送電線延長 マイクロ水力発電
200戸以上	無関係	マイクロ水力発電

表5-9 供給電源の選定 (総費用対比)

供給電源	村落数	対象戸数 (2010年)
太陽光発電	90	*4,441
ディーゼル発電	13	2,283
既設送電線延長	3	214
計	106	6,938

(注)*：2000年の戸数

表5-10 供給電源の選定 (変動費対比)

供給電源	村落数	対象戸数 (2010年)
太陽光発電	74	*3,266
ディーゼル発電	13	2,283
マイクロ水力発電	16	1,175
既設送電線延長	3	214
計	106	6,938

(注)*：2000年の戸数

しかし、供給電源の選定基準からは外れるが、現地の状況から見て、他電源によるほうが妥当と思われる5村落については、修正して適用するほうが現実的であると思われるため変更を行ない、最終的な供給電源の選定結果を、表5-11のとおりとした。また、その内訳は、巻末の添付資料のとおりである。

表 5-11 供給電源の選定結果

供給電源	村落数	対象戸数 (2010年)
太陽光発電	71	*3,213
ディーゼル発電	12	2,136
マイクロ水力発電	18	1,301
既設送電線延長	5	288
計	106	6,938

(注) * : 2000年の戸数

5.4 電力需要の想定

(1) 需要想定の方法

電力需要の想定は、次に述べる方法によって行った。

- 1) 電化対象村落は分散・独立していることから、電化完了後の需要増加を考慮し、電力需要想定は PERG 完了計画年の目標年次 2010 年に合わせた。ただし、太陽光発電については 2000 年を目標年次とし、それ以降は電力需要の増加に応じて PV モジュールを増設するものとした。
- 2) 電力需要は 1996 年における人口及び世帯数をベースとし、アンケート調査結果の年平均世帯増加率 1.24% (地方) を用いて将来の世帯数を算出した。
- 3) 電力需要は、5.2 節に述べたとおり各供給電源の特性の相違から、次の 2 つに分けて想定した。

○太陽光発電、ディーゼル発電及び既設送電線延長

PERG によって実施されている他の太陽光発電の基準 (需要 240Wh/d、最大電力 65W) をベースとして想定した。

○マイクロ水力発電

マイクロ水力の場合は、需要サイドから村落民の希望に近づけ、供給サイドからは最適規模の検討から、需要と供給にマッチした計画とすることが妥当である。したがって供給能力より可能な各戸の需要として 1 世帯当たりの需要 518Wh/d 及び最大電力 87W を想定した。

- 4) 各村落の需要カテゴリー別の電化対象施設数については、電化計画策定のための基礎資料を用いて算出した。

(2) 太陽光発電、ディーゼル発電及び既設送電線延長の需要

家庭用はアンケート調査の結果から1996年の世帯数をベースに、年平均世帯増加率1.24%（地方）を用いて2000年の世帯数を算出した。

公共用のうち、街灯は世帯数の増加に応じて5世帯に対して1灯の割合で想定した。その他の公共用及び商業用は1996年現在の世帯数をベースに電化対象施設数を求めた。

(3) マイクロ水力発電の需要

家庭用は、アンケート調査の結果から1996年の世帯数をベースに、年平均世帯増加率1.24%（地方）を用いて2010年の世帯数を算出した。家庭用、公共用及び商業用の使用時間は、1日に6時間と余裕をとった。電灯需要の最大電力は、需要と供給力の関係から太陽光発電の40Wに対して63Wと余裕を見込んだ需要としている。

(4) 電力需要の想定結果

上記の方法によって、太陽光発電、ディーゼル発電、マイクロ水力発電及び送電線延長に対する最大負荷及び電力需要を想定したが、その結果は次のように総括される。

表5-12 供給電源別電力需要の想定結果

供給電源	村落数	最大電力 (kW)	電力需要 (kWh/d)
太陽光発電	71	233.19	875.97
ディーゼル発電	12	120.66	572.73
マイクロ水力発電	18 1)	150.10	1,233.84
既設送電線延長	5	21.07	78.74
計	106	525.02	2,761.28

(注) 1) 計画数は7計画となる。

5.5 電力供給計画

(1) 供給計画についての基本的考え方

村落別、電源別に想定された電力需要に対し、電力供給計画の検討を行うが、各供給電源についての基本的考え方は以下のとおりである。

1) 太陽光発電（戸別設置方式（SHS：Solar Home System））

戸別設置方式を利用する上で最も注意すべきことは、設備の過負荷で使用しないことである。常に設備容量に見合う状態で使用すれば設備の寿命を保つことが出来るが、過負荷で使用すれば短命になる。

また、将来需要が増加した場合は PV モジュール、バッテリーなどを増設し設備容量の増設を行うようにする。

2) ディーゼル発電

ディーゼル発電は、技術的には一番成熟しており信頼性は高いと言えるが、運用にあたっては、常時燃料の補給が必要であり、エンジンのメンテナンスのためにスペアパーツを容易に調達できる体制を確保しておく必要がある。また、エンジンの運転にあたっては、ディーゼルエンジンの特性上燃料の燃焼効率が低下すると不完全燃焼による故障を生じやすくなること、また、負荷率が40%以下になると運転効率が著しく低下する傾向にあるので、できるだけ高負荷率の運転をすることが望ましい。

3) マイクロ水力発電

マイクロ水力発電は、常時水量があれば日中も夜間と同じ電力が得られるので、日中のオフピーク時の需要を掘り起こし、利用効率を上げ経済性を向上させることが肝要である。

本計画地点の規模と近隣村落の需要を対比すると、供給電源の選定の際に用いた規模よりもかなり余裕があるので、相応した需要を想定した。

4) 既設送電線延長

既設送電線からの延長で電化する場合はその分岐点において、それぞれに開閉器を設けこの開閉器から各戸への配電をする必要がある。この場合送電電圧が22KVであり各村落で使用する電圧は400/220Vであるため、これに必要な変圧器を設置する必要がある。また村落が変圧器と比較的近い場合は低圧にステップダウンする変圧器を共用とし、可能な限り1カ所の変圧器で多くの村落に電力を供給する計画が経済的にも望ましい。

(2) 電力供給計画

1) 発電規模

前項で述べた供給計画についての基本的考え方に基づき、発電規模の検討を行った。発電規模は、最大負荷に対して次の基準によって決定した。

- a) 太陽光発電：次に示すとおり、電力需要カテゴリー別の需要（Wh/d）に対してPVモジュールを75Wp及び55Wpの2種類で供給するものとし、PVモジュールの規模を求めた。

表5-13 PVモジュールの構成

利用設備	電力需要 (Wh/d)	PVモジュール (Wp)	
		平地	山間地
家庭用	240	75 (75x1)	110 (55x2)
学校	180	60 (75x1)	90 (55x2)
街灯	120	40 (55x1)	60 (75x1)
モスク	160	55 (75x1)	83 (55x2)
診療所	150	47 (55x1)	71 (75x1)
商業用	50	15 (55x1)	23 (55x1)

(注)電力需要に対し、日照時間とシステム効率から求めたPVモジュールの必要容量(電力需要/日照量・システム効率)を示す。()内はPVモジュールの設置容量と数量である。

太陽光発電は村落が平地と山間地に散在しており、山間地は日照強度の低下が予想されるので、本調査ではPVモジュールの規模を50%増とした。

- b) ディーゼル発電：最大負荷に対し、10%の予備力を加えて必要な規模を求め、市販のディーゼル発電機の容量を考慮して発電規模を決めた。この結果、平均30%の予備力となった。
- c) マイクロ水力発電：各地点の特徴を考慮しながら、最大負荷に対し、平均23% (16～29%)の予備力を加えて発電規模とした。
- d) 既設送電線延長：最大負荷に対し、10%の予備力を加えたものを当該電力システムの負荷とした。

上記検討の結果、電源別の設備出力は次のように総括される。

表5-14 供給電源別設備出力

供給電源	村落数	対象数(2010年)	設備出力(kW)
太陽光発電	71 ¹⁾	3,213 ³⁾	333.6 ⁴⁾
ディーゼル発電	12	2,136	156.8
マイクロ水力発電	18 ²⁾	1,301	179.0
既設送電線延長	5	288	23.2 ⁵⁾
計	106	6,938	692.6

- (注) 1) システム数は4,094システムとなる。
- 2) 計画数は7計画となる。Tidisiでは要請リストになかったAfra村を供給対象に追加した。
- 3) 2000年の戸数
- 4) PVモジュールの容量(kWp)を示す。

2) 電力供給の方法

a) 太陽光発電 (Solar Home System)

各家庭に太陽光発電のパネル（モジュール）を設置する。発生した電力はチャージ／ディスチャージコントローラーを経てバッテリーに貯蔵し、使用機器に供給する。

b) ディーゼル発電

各村落にディーゼル発電機を設置する。設定した時間にディーゼル発電機を運転し、発電された電力を各家庭に配電線（220V）により供給する。

c) マイクロ水力発電

水路より水を適当な場所に設置した水力タービン・発電機に導き発電する。発電された電力は 22kV の送電線及び 220V の配電線で各家庭に接続する。

d) 既設送電線延長

最も近い既設の送電線から、村落内までの送電線を延長する（22kV line）。村落内に中圧／低圧の変圧器を設置する。変圧器から各家庭に配電線（400／220V）で接続する。

(3) マイクロ水力発電の最適規模の検討

村落別供給電源の選定に用いられた発電規模は、「通常的需求想定」をベースにしたもので、各電源とも同一の規模であった。しかし、マイクロ水力発電はその地点の特性から、かなり規模の余裕がある。分散電化の場合は、ミニグリッド内の発電規模は電力需要に等しいので（予備力は別）、将来の需要増加を考慮して「十分な需求想定」をベースにした規模の比較検討を行った。

比較検討に際して「通常的需求想定」の場合をケースA（最大電力65W/世帯）、「十分な需求想定」の場合をケースB（最大電力87W/世帯）とした。表5-15にケースAの規模についての検討結果を、表5-16に最適発電規模についての経済性の比較検討結果を示す。これらからケースBがケースAよりもkW当たりの工事費及びkWh当たりの工事費で有利となり、最適規模となった。しかし、この値はONEの電気料金と比較してかなりの割高である。これは当調査地域におけるマイクロ水力発電の特徴であり、やむを得ないことである。

表 5-15 通常の需要想定による設備出力 (ケース A)

地点名	最大電力(kW)			設置容量 (kW)	発電電力量(kWh)		
	家庭用	その他	計		雨期	乾期	計
Adardour	16.53	1.54	18.07	19	15,040	5,357	20,397
Inzaine	42.02	3.40	45.42	46	40,910	11,629	52,539
Arg	20.10	1.80	21.90	22	20,562	5,031	25,593
Alla Oumzri	4.18	0.27	4.45	5	4,066	1,593	5,659
Id Ssiar	6.79	0.52	7.31	8	6,607	2,485	9,092
Anfli	12.70	1.21	13.91	14	12,366	4,460	16,826
Tidsi	10.88	1.11	11.99	12	7,623	4,789	12,412
Total	113.20	9.85	123.05	126	107,174	35,344	142,518

表 5-16 最適発電規模の経済比較検討

地点名	村落数	世帯数	通常の需要想定					十分な需要想定				
			Capacity (kW)	Generated Energy (kWh)	Construction Cost (10 ⁶ US\$)	Cost/kW (10 ³ US\$)	Cost/kWh (US\$)	Capacity (kW)	Generated Energy (kWh)	Construction Cost (10 ⁶ US\$)	Cost/kW (10 ³ US\$)	Cost/kWh (US\$)
Adardour	1	190	19	20,397	512.00	26.95	25.10	26	56,914	631.00	27.27	11.09
Inzaine	8	483	46	52,539	967.60	21.03	18.42	62	148,900	1,137.00	18.34	7.64
Arg	3	231	22	25,593	578.40	26.29	22.60	30	73,648	698.00	23.27	9.48
Alla Oumzri	1	48	5	5,659	210.50	42.10	37.20	10	42,561	353.00	35.30	8.29
Id Ssiar	1	78	8	9,092	224.00	28.00	24.64	16	54,034	371.00	23.19	6.87
Anfli	2	146	14	16,826	426.60	30.47	25.35	20	52,092	536.00	26.80	10.29
Tidsi	2	125	12	12,412	436.80	36.40	35.19	15	22,203	501.00	33.80	22.56
Total	18	1,301	126	142,518	3,355.90	average 26.63	average 23.55	179	450,352	4,227.00	average 23.61	average 9.39

(4) プレ・フィージビリティ調査計画地点の選定

前項の7計画地点のうち早期開発が望まれている地点についてCDERと協議を行い選定を行った。選定条件としては次の項目について調査し、開発の優先度を検討した。

- アクセス道路の現状 (距離、幅員、勾配など)
- 灌漑用水と発電用水についての村落間の調整の有無
- 電化対象村落と電化人口
- 湧水利用の有無
- 優先開発地点の分散化
- 地方政府 (Cercle 及び Commune Rurale) の開発意欲

検討の結果、次に示す3地点を開発条件が整っている地点と判断し、プレ・フィージビリティ調査地点として選定した。

表5-17 プレ・フィージビリティ調査対象地点

計画地点	地域	河川	流域面積 (km ²)	出力 (kW)
46 Adardour	Anougal	Anougal	23	26
11 Arg	Asni	Inemane	48	30
118 Tidsi	Tighdouine	Afoughal	24	15

5.6 維持管理計画

(1) 導入

1) 導入時における計画

a) 電力消費組合 (Association) の形成

現在、CDERが農村電化をする際には、まずCDERが中心となって、電力消費組合を電化対象村落に設置することから始まる。電力消費組合は各加入世帯員から構成され、役員はその中から通常、代表、副代表、書記、会計、村落リーダーなど計7人が選出される。しかし、戸別式太陽光発電の場合は、よりきめ細かい運営を行うことが不可欠であるため、組合は村落単位でなく村落を構成する集落単位で構成することが望ましい。ただし、役員数については、従来ほど必要でなく、代表、書記、会計の3人程度で十分であろう。

b) 連絡会議 (Committee) の設置

各電力消費組合が直接単独でCDERその他の関係諸団体と打ち合わせを持つとその連絡は非常に煩雑なものになる。したがって、各村落をある単位でまとめ、各村落消費組合の代表者あるいは役員も含めた人々の連絡会議を設定する必要がある。この会議には各組合の代表者、CDER、コミューンに加え、電気事業に詳しいONE、さらにサービスを実施する民間業者が参加し、設備改善、電化の維持管理における問題点などの連絡及び料金徴収上の透明性の確保を図る目的がある。

2) 設置工事の実施と形態

設置工事は民間業者に発注して実施される。民間業者の選定に際しては、将来のメンテナンス、改造修理などが実施される場合に十分対応できる業者を選定する。このためには、発注時に業者の審査を行い、この川件を満たす業者を選定する。

3) 導入機材の開発（太陽光発電）

太陽光発電において、コントローラーとバッテリーの質は極めて重要なファクターである。モロッコにおいて農村で一般に用いられている家庭用バッテリーは自動車用の転用であるが、これを太陽光発電用に用いた場合、耐用年数を約3年と見積もることができる。しかし、そのバッテリーの特性から見ると必ずしも家庭内において蛍光灯あるいはテレビを利用するには適当とは言えない。今回調査団ではカサブランカのバッテリー製造会社（Tudor ほか）において、電流特性がより適したバッテリーの製造可能性について意見を聞いた。特に太陽光発電機器については各社が開発に力を入れており、バッテリーについても同様である。現在開発中の太陽光発電用バッテリーの場合、一般に使われる 85~105 Ah の容量のバッテリーでも、一般に市販されている自動車用のバッテリーとほぼ同価格の約 1,000 DH で販売が可能であることがわかった。したがって関連機材の今後の開発が望まれる。

(2) 維持・管理

1) メインテナンス体制

太陽光発電の場合、太陽光パネルからバッテリーまでが一体となったシステムとして設計されている。安定的利用のためには、住民は太陽光パネルの拭き掃除程度の管理にとどめ、より専門的な技術者にその定期的な点検をまかせる必要がある。したがって、一見簡単に見えるバッテリーへの補水なども技術者に任せることでシステム一体を維持・管理し、太陽光システムの寿命を延ばすことが最終的には利用者の効用を高めることとなる。本計画ではこの定期的な点検をマラケッシュにある数社の民間業者の利用によって行うことが最も良い結果を生みそうである。

点検内容は発電方式によって異なるが、日常点検、週間点検、月間点検、6カ月点検、年間点検などがある。マイクロ水力発電及びディーゼル発電の場合は、村落に運転要員がいることは必要であり、CDER と民間業者は運転と簡単なメインテナンスを行うことができる運転要員を村落内に育成する必要がある。しかし、マイクロ水力発電、ディーゼル発電、太陽光発電のどの場合でも、簡単なメインテナンスを越えた技術レベルを要求される修理はメンテナンス契約を結んだ業者が巡回することによって行われる。ただし、より困難な修理を必要とする問題点は機材が老朽化するに連れ発生する可能性は高くなる。したがって、頻度は減るにしても専門的な技術者が定期的に巡回することがメンテナンス上は望ましい。

2) 費用の支払と機材の所有

a) 費用支払の事例

初期費用の支払はそれぞれのシステムで様々であるが、実際に運営されているもの3例と PERG によって設定された支払方法の計4例を以下に示す。

- ① 1世帯、2,000 DH。この 2,000 DH だけで、後の支払は電気料金以外、今のところはない。本来は一括払いが基本であるが、支払えない世帯も多かったため、分割払

いも認めることとなった。現状では80%の世帯から集金が終わっている。(GTZ、マイクロ水力発電)

- ② 戸別式の場合、Association への加入費は 320 DH の1度限り。その後、85 DH を毎月支払、それを6年間続ける。6年間の総支払額は 6,440 DH となる。ただし、毎月の支払には維持管理費と PV キット返送料 (パネルからバッテリーまでを含む) を含む。(PPER、戸別式太陽光発電)
- ③ 太陽光発電の集中式の場合、初期費用無し。(PPER、戸別式太陽光発電)
- ④ 1世帯、初めに 1,440 DH 支払う。これは PV キット購入費の一部になる。その後、60 DH を 84 カ月 (7年) 支払う。7年間の総支払額は 6,480 DH となる。ただし、毎月の支払には維持管理費と PV キット返送料 (パネルからバッテリー直前まで、バッテリーは含まない) を含む。(PERG、戸別式太陽光発電)

b) 費用と機材の所有

フランスの PPER の戸別式太陽光発電と GTZ のマイクロ水力プロジェクトの双方とも、初期費用を電力消費組合への加入費として課している。フランスの PPER の場合、所有権はフランス政府、CDER、内務省下の地方政府の三者によって形成される「プロジェクト」に有り、6年間の支払の後、所有権は電力消費組合に移転される。ちなみにこれは有償援助によるものである。また、GTZ のマイクロ水力プロジェクトは無償援助であり、この場合も、7年間の支払の後、所有権は電力消費組合に移転される。

わが国による援助の場合も、支払費用の構造と機材の所有について基本線はフランス、ドイツの方式を踏襲して良いと考えられる。

3) 経常費用の徴収法とその管理

a) 維持管理費

メンテナンスを請け負う民間業者への維持管理費は、住民からの電力料金で賄うことになるが、当初3年間程度は料金徴収額の蓄積が少ないため、これにより全額賄うのは困難と思われる。これを補完するため、本事業の実施期間中に CDER、消費組合、民間業者及び村落民にメンテナンス技術を含めた維持管理方法を習得させ、各組合及び村落民と民間業者との共同によるメンテナンスを行うことで、民間委託費の節減を図る。これらの技術研修は、有利なファイナンスにより行うのが望ましい。

b) 機器使用料・組合費

各ユーザーからの徴収を各村の電力消費組合が行うことは他のドナーの方式と同様であり、可能であると思われる。しかし CDER が各村落を回り、電力消費組合から料金を徴収し、当座はそれを CDER が積み立て、3年後からは民間業者への支払も行うという案もあるが、現在の体制の CDER には集金およびその代金を管理する人員が不足している。

c) 料金徴収の透明化

本計画では各村における料金徴収をそれぞれの電力消費組合が行い、それを民間業者、あるいは CDER に支払う方式をとっている。ただし、戸別式太陽光発電の場合、一戸当たりの絶対的な支払額としては比較的高くなる。したがって、各戸からの支払が滞った場合のことを想定し、支払がいかになされたかを第三者が追跡できるような透明性を確保しておくことが必要である。

d) 預金口座の管理

電力消費組合の会計は銀行に利子の付く口座を開設し、預金するようにする。電力消費組合が電力使用料と維持管理費（及びバッテリー費）とを一括して徴収するので、口座を2つ作り、それぞれを別々に分けて管理するように指導する。

e) 電力消費組合への加入費の扱い

当計画では、電力消費組合加入当初に支払われる加入費は組合の維持管理費の原資とされ、事業開始後しばらくは手を付ける予定のないものである。基本的にはこの口座には各戸からの毎月の組合費も預金されることになる。またこの口座は維持管理費の原資とされるとともに、設備拡張口座としても利用可能である。その場合、各電力消費組合に新規の設備設置希望者が出た場合の増設費に当てることができる。

5) CDER の経営・運営能力の強化

当計画は比較的短期間に大量の設備を各村に設置し、かつ維持管理体制を民間業者を含めた形で作り上げなければならない。設置がパイロット計画的なものであれば、CDER に実施を完全に委嘱することも可能であるが、現状では CDER には上記の計画を短期間に実施する人員は不足している。実施主体として、電化そのものに関する技術力はあるがマネジメント力は増強の必要があると考えられる。これに関してはモロッコ政府が今後この点を強化していく必要があるが、わが国としても、当計画を実施するに際して、CDER の経営、運営能力の強化を支援することは必要である。

5.7 実施工程

(1) 全体工程

本計画の実施機関は、CDER が主体となると考えられる。事業の実施スケジュールは、①モロッコ国内部手続き、②資金調達、③本格調査及び実施手続き、④詳細設計・入札図書を作成及び建設業者の選定、⑤建設工事に分けることができる。

既述のとおり、本計画による電化事業は下記に示す内容となる。

電化方式	電化村落	電化家屋
太陽光発電	71	3,213
ディーゼル発電	12	2,136
マイクロ水力発電	18	1,301
既設送電線延長	5	288
計	106	6,938

このうち、送電線延長による電化は、ONEが実施することとなるので、本計画の実施スケジュールには含めない。

本計画の実施時期についてはその管理体制の整備充実を図ることと次に述べる条件の整備に多少時間が掛かると考えられるので、実施時期を2期事業に分けて行うほうが望ましいと考える。

1) 太陽光発電設備

太陽光発電による電化計画の実施に当たっては、機材の設置数量が多く、これらの調達、品質管理及び施行管理が重要となるため全体を2期事業に分けて実施するのが望ましい。特に設計に重要な日照強度のデータのうち、山間部におけるデータは正確さが欠けているので先行する平野部の事業実施中に山間部の日照強度を観測して、設備容量設計のより正確性を高める。

2) ディーゼル発電設備

ディーゼル発電による電化村落はその世帯数が多いことから、ONEが推進している送電線延長による地方電化計画と協調をとる必要がある。本計画の電化手法選定基準では送電線延長3km以下を送電線延長による電化の範囲としたが、既設送電線より至近距離(3~6km)にある村落は、ONEによる電化計画が行なわれる可能性が高いと考え、送電線延長6km以上に位置する6村落を第1期事業として計画し、残り6村落は第1期事業の実施中にONEと再度調整を行い、第2期事業とし電化するよう計画した。

3) マイクロ水力発電設備

マイクロ水力発電はそのポテンシャルから電化村落を決定するが、本計画地点のうちにはアクセス道路が十分整備されていない村落がある。マイクロ水力発電設備の建設では、水車発電機が比較的重量物となり、これらを分割輸送するためのアクセス道路の整備が重要となる。このため現在機材輸送のアクセス道路が整備されている3計画地点を第1期事業とし、これ以外の4計画地点については、第1期事業の実施期間中にアクセス道路を整備して実施する。

上記の条件を考慮して全体工程を検討した結果、表.5.7-1に示すとおり第1期事業は2001年3月(2000年度)、第2期事業は2003年3月(2002年度)に完成させることができる。

(2) 工事工程の検討

1) 太陽光発電設備

PV モジュールの調達、据付けについて特に取付け架台の製作、現地組立が全体工程のクリティカルパスとなる。PV モジュールの必要数量は次のとおりである。

	第1期事業	第2期事業
対象村落	54	17
対象戸数 (家屋)	2,318	895
PV モジュール		
75Wp (セット)	2,310	245
55Wp (セット)	501	2,068

上記から第1期事業では、PV モジュールを16ヵ月で調達、据付けることになる。調達は10～12ヵ月で可能であるが、据付けに日数を必要とするため、12組の組立チームで10ヵ月で据付ける工程とした。第2期事業についても第1期事業と同じ16ヵ月で工程内完成が見込める。

2) ディーゼル発電設備

ディーゼルエンジン及び発電機の調達、据付けが工程のクリティカルパスとなる。設備所要数は次のとおりである。

	第1期事業	第2期事業
対象村落	6	6
対象戸数 (家屋)	1,318	818
ディーゼル発電設備		
21.6kW (セット)	2	-
14.0kW (セット)	4	-
11.2kW (セット)	-	2
9.6kW (セット)	-	2
8.0kW (セット)	-	2

上記から第1期事業、第2期事業共にディーゼル発電設備6セットを調達、据付けることになる。工期16ヵ月のうち調達に8ヵ月、据付けに8ヵ月を見込めば、工期内完成は可能である。

配電線工事は発電設備の組立、据付けと平行作業ができるので16ヵ月をかければ十分に完成が見込まれる。

3) マイクロ水力発電設備

全体工程のうち土木構造物の建設工程がクリティカルパスとなる。特に導水路の建設が工程を左右する。本計画のように導水路延長が長くなると、作業区間を数区間に分割して平行作業

により建設することになる。

一方、取水堰、水圧鉄管、発電所各構造物は、導水路とは作業場所が異なるため平行作業により建設する。

導水路の建設は、掘削班、水路構築班を編成し、各班の平行作業により施工する。しかし第1期事業の建設期間は16カ月程度しか見込めないため、1班編成による施工は困難が予想される。したがって、2班編成として導水路全長を2工区に分割し、平行作業を行えば、十分工期限内に完成できる。

発電機据付け、配電線工事は土木工事と別途に平行作業ができるので必要な作業班を編成し施工すれば工期限内に完成できる。

導水路延長の短い他の計画地点は上記同様の16カ月工期を使用すれば十分工期限内に完成できる。

表 5-18 事業実施実施工程表

項 目	1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		
	6	12	6	12	6	12	6	12	6	12	6	12	6	12	6	12	
1.マスタープラン及びブレ・フィージビリティスタディ																	
1.1マスタープランスタディ																	
1.2ブレ・フィージビリティスタディ																	
1.3資金調達																	
2.事業実施																	
2.1 第1期事業																	
・本格調査																	
・実施手続き																	
(1) 太陽光発電設備 (54村落)																	
・詳細設計、施設建設																	
・機材調達、据付																	
(2) デーゼル発電設備 (6村落)																	
・詳細設計、施設建設																	
・機材調達、据付																	
(3) マイクロ水力発電設備 (3地点)																	
・詳細設計、施設建設																	
・機材調達、据付																	
(4) 日照強度調査 (山間部)																	
2.2 第2期事業																	
・本格調査																	
・実施手続き																	
(1) 太陽光発電設備 (17村落)																	
・詳細設計、施設建設																	
・機材調達、据付																	
(2) デーゼル発電設備 (6村落)																	
・詳細設計、施設建設																	
・機材調達、据付																	
(3) マイクロ水力発電設備 (4地点)																	
・詳細設計、施設建設																	
・機材調達、据付																	

第6章 概算事業費

(1) 事業費

概算基準により算定した土木建築工事費、機材費、輸送網包費、据付工事費、税金、技術管理費及び予備費を含む概算事業費は以下のとおりである。

表6-1 概算事業費総括表

	太陽光発電			ディーゼル発電			マイクロ水力発電			送電線延長			事業費		
	第一期	第二期	計	第一期	第二期	計	第一期	第二期	計	第一期	第二期	計	第一期	第二期	合計
1. 建設費															
1-1 土木建築工事費				15	15	30	1,036	1,417	2,453				1,051	1,432	2,483
1-2 機材費															
(1) 発電設備	1,874	1,114	2,988	49	49	98	293	296	591				2,218	1,459	3,677
(2) 送電設備							119	151	270	110		110	229	151	380
(3) 配電設備				394	398	792	229	356	585	209		209	832	754	1,586
(4) 輸送網包費	272	176	448	10	10	20	59	60	119				341	246	587
(5) 据付工事費	731	333	1,064	4	4	8	92	117	209				827	454	1,281
計	2,877	1,623	4,500	457	461	918	794	950	1,774	319		319	4,447	3,064	7,511
合計	2,877	1,623	4,500	472	476	948	1,830	2,397	4,227	319		319	5,498	4,496	9,994
2. 税金 (VAT)	252	114	366	83	83	166	272	377	649	64		64	671	574	1,245
(1-1土木費)+(1)発電設備)+(2)送電設備)+(3)配電設備)+(5)据付工事費)+(輸送網包費×0.05)×20%															
3. 技術管理費	288	162	450	47	48	95	184	240	424	32		32	551	450	1,001
(1建設費) ×10%															
4. 予備費	316	179	495	52	52	104	202	264	466	35		35	605	495	1,100
(1建設費) + (3技術管理費) ×10%															
5. 概算事業費	3,733	2,078	5,811	654	659	1,313	2,438	3,278	5,766	450		450	7,325	6,015	13,340

(2) 事業費概算の前提条件

事業費の概算に当たっての前提条件は次のとおりである。

- 1) 概算事業費は1997年5月末時点の価格を基準とした。
- 2) 換算レートは次のとおり。

$$\text{US\$ 1.0} = \text{DH9.31 (Dirhams)}$$

$$\text{US\$ 1.0} = \text{¥115.0}$$

- 3) 輸入機材費は市場価格 (FOB 価格) を基に算定し、輸送網包費は FOB 価格の20%を見込んだ。このうち陸上輸送費は輸送網包費の5%とした。
- 4) 技術管理費は機材費、輸送・据付費及び土木建築工事費の10%とする。
- 5) 予備費は、機材費、輸送・据付費、土木建築工事費及び技術管理費の10%とする。
- 6) 建設中の利息及び物価上昇分費用は考慮しない。

第7章 財務・経済評価

- これまでの検討条件*により各電化手法による供給電源は、以下のとおり概定されている(表5-11再掲)。

供給電源	村落数	対象数(2010年)
太陽光発電	71	3,213
ディーゼル発電	12	2,136
マイクロ水力発電	18	1,301
既設送電線延長	5	288
計	106	6,938

(*) 検討条件

供給費用：総費用対比(固定費+変動費)及び変動費対比によるケース

プロジェクトライフ：一律20年間

割引率：0%、6%、及び12%

- 本章では、以下に示す評価方法により各電化手法別の財務対比を行い、これを基に、本分散化計画の基礎資料となる様、負担金割合別(5段階：0~100%)利用者支払金額(月額)を試算し、これを一覧表にとりまとめ今後の計画に役立たせるものとした。
- 更に、これらの利用者支払い金額(月額支払い金額)をkWh当たりのコストに換算し、現行のモロッコにおける住宅用電力料金と比較し、本事業推進に必要な補助金の割合及び適用割引率から各電化手法別による料金・徴収額(適用料金)の算出を行った。
- 経済評価は、各村落別で概定されている電化方法の費用(コスト)をベースに代替電源の費用(便益)を用い、概定した電化手法について経済性の面から検討を加え、事業実施の為の判断材料とすることとした。

7.1 財務評価

(1) 評価の方法

- 1) 評価は、村落ごと(マイクロ水力発電は計画ごと)に行い、各電化方式ごとに平均的な値を算出した。
- 2) 利用者ごとの月間支払金額を算出した。この場合、初期投資回収率(負担割合と同じ)は、100、75、25、0%としたケースの計算を行った。また、割引率はそれぞれのケースで0、3、6、9%と変化させた。
- 3) プロジェクトとしての計算期間は、マイクロ水力発電30年、太陽光発電20年、ディーゼル発電10年とした。
- 4) 固定費は、概算事業費で求めた全ての費用が含まれるものとした。

- 5) 変動費は、供給設備の維持・管理費のほか、CDER および電力消費組合の運営費を各 1 US\$/月/戸含むものと仮定した。
- 6) 公共施設の使用量は、村落ごとに利用者が均等に負担するものとした。

(2) 電力供給コストの算出

このプロジェクトが存続可能となる支払料金とは、保守費用や燃料費などの変動費の他に、運営の主体となる CDER、日常の管理を担当する電力消費組合が、それぞれ長期的に維持できる費用を利用者が負担したものでなければならない（外部から補助がない場合）。

CDER と管理組合の費用をそれぞれ 1US\$/月を加算して、月間支払金額（徴収額）を求めると表 7-1 のとおりとなる。

表 7-1 戸別月間支払金額（運営費含む）

		(US\$/月/戸)		
電化方法		太陽光発電	ディーゼル発電	マイクロ水力発電
対象村落数		71	12	18 (7)
対象戸数(2000年)		3,213	1,890	1,158
プロジェクト期間		20年	10年	30年
初期投資回収率	割引率			
100%	0%	14.1	10.4	14.8
	3%	15.7	11.4	21.4
	6%	17.2	12.4	29.7
	9%	20.9	13.5	39.5
75%	0%	12.2	9.1	11.9
	3%	13.3	9.8	16.8
	6%	15.2	10.6	23.1
	9%	17.1	11.4	30.4
50%	0%	10.3	7.7	9.0
	3%	11.0	8.2	12.3
	6%	12.2	8.7	16.5
	9%	13.4	9.3	21.4
25%	0%	8.4	6.4	6.1
	3%	8.6	6.6	7.8
	6%	9.1	6.9	9.9
	9%	9.7	7.2	12.3
0%	0%	6.5	5.0	3.2
	3%	6.2	5.0	3.2
	6%	6.1	5.0	3.2
	9%	6.0	5.1	3.3

(3) 収支試算

1) 利用者支払金額の推定

アンケート調査結果によると、現在各世帯が照明用燃料費（ブタンガス、ローソク）として支出している費用は、年間 786DH（約 66DH/月）と推定できる。また、TV、ラジオを主体とする電気製品に対するバッテリーや乾電池の購入費として平均 97DH/月を支出している。

これらの支出状況を各世帯の収入階層別、地域別に分析してみると、特殊階層を除いていずれも照明用燃料費として60~70DH/月、電気製品用電源費用として70~100DH/月を支出している。この結果によると、収入階層別に支出の差は多少見受けられるが、地域別にみるとタハナアウトの一部階層を除き、大きな支出の差はない。

一方、電化計画はCDERと協議の結果、一般的な農村電化計画に基づいて需要想定を行った。しかし、現状での各世帯の照明及びTV、ラジオの使用状況並びにアンケート調査結果からみて、本計画による電化後においても需要想定で見込んだものより照明灯数の増加やTV、ラジオの使用時間の増加などが予想される。また、太陽光発電における日照時間の不足やマイクロ水力発電における渇水期の流量不足などにより電力の供給が不足することも予想される。このため、現在各世帯が支出している照明用燃料費及びラジオの乾電池費用は、電化後においても幾分かの支出を見込んでおく必要がある。

本計画では、供給される電力に対し、受益者（各世帯）が負担できる電気料金としては、上記の163DH/月（66+97DH/月）が全世帯平均の負担可能額と思われるが、現実には前述したように電化後の補充費用として照明用燃料費（ブタンガス代20DH/月）及びラジオの乾電池費用（20DH/月）を別途支出費用として見込んでおく必要がある。

したがって、電気料金としての受益者負担可能額は上記の補充費用を差し引いた100~120DH/月とするのが妥当と思われる。また、電化に対する各世帯平均の支払意志表示額は50~75DH/月が全体の80%を占めており、その中で50DH/月の世帯が最も多い。全平均では71DH/月となっている。

この支払意志表示額（71DH/月）と負担可能額（100~120DH/月）の差については各世帯の電化に対する希望は大きい、それに応じた経済的負担はできるだけ少なくしたいという一般的な住民意志の現れとして、理解する必要がある。

上記の諸条件を考慮して、本計画で供給される電力に対し、受益者が負担できる電気料金を推定すると次のとおりとなる。

- a) モロッコで現在計画中のPERG電化計画において、グリッド延長では40DH/月（7年間）、PV電化では60DH/月などの徴収が計画されている（バッテリーの交換費用は利用者負担）。
- b) 本調査において実施した社会経済アンケート調査では、各村落ごとに電気料金としての支払意志表示額の回答が得られており、一般村民の回答平均で71DH/月となっている。
- c) さらに現在村民が支払っているバッテリーの購入や充電費用の平均が97DH/月、ブタンガス、ローソクなど照明用の費用も加えると163DH/月となる調査結果が得られている。電化後のこれらの補充費用（20+20DH/月）を差し引くと、123DH/月が毎月の支払可能金額である。しかし、補償費用については、村落や世帯によって異なるので実際の支払可能額は、123~163DH/月と見積もられる。

上記のデータから、最低額を 40DH/月、最高額を 163DH/月と推定し、以下 1DH を約 0.1US\$として各戸月当たり 4, 7, 10, 14, 17US\$を支払金額として徴収した場合の、各電化方法別の収支を試算する。

2) 収支試算結果

各電化手法における試算結果を表 7-2 に示す。

表 7-2 総合収支試算表

a) 太陽光発電

初期投資 回収率	割引率	一世帯当たりの利用者支払金額 (US\$ 1,000)				
		4 US\$/月	7 US\$/月	10 US\$/月	14 US\$/月	17 US\$/月
100%	0%	-7,975	-5,662	-3,348	-264	2,050
	3%	-7,235	-5,398	-3,562	-1,113	723
	6%	-6,845	-5,403	-3,960	-2,037	-595
	9%	-6,578	-5,406	-4,235	-2,673	-1,501
75%	0%	-6,523	-4,210	-1,896	1,188	3,501
	3%	-5,783	-3,946	-2,110	339	2,175
	6%	-5,393	-3,951	-2,508	-585	857
	9%	-5,126	-3,955	-2,783	-1,221	-50
50%	0%	5,071	-2,758	-445	2,640	4,953
	3%	-4,331	-2,495	-658	1,790	3,627
	6%	-3,941	-2,499	-1,057	867	2,309
	9%	-3,674	-2,503	-1,331	231	1,402
25%	0%	-3,620	-1,306	1,007	4,092	6,405
	3%	-2,880	-1,043	794	3,242	5,079
	6%	-2,490	-1,047	395	2,318	3,761
	9%	-2,223	-1,051	120	1,682	2,854
0%	0%	-2,168	145	2,459	5,543	7,857
	3%	-1,428	409	2,245	4,694	6,530
	6%	-1,038	404	1,847	3,770	5,212
	9%	-771	401	1,572	3,134	4,306

*注 部は+ (プラス) の収支を示す。

b) ディーゼル発電

(1,000US\$)

初期投資 回収率	割引率	一世帯当たりの利用者支払金額				
		4 US\$/月	7 US\$/月	10 US\$/月	14 US\$/月	17 US\$/月
100%	0%	-1,566	-837	-107	865	1,594
	3%	-1,529	-909	-289	538	1,159
	6%	-1,500	-966	-432	279	813
	9%	-1,476	-1012	-548	71	535
75%	0%	-1,237	-508	221	1193	1,922
	3%	-1,201	-580	40	867	1,487
	6%	-1,171	-638	-104	608	1,141
	9%	-1,148	-684	-219	399	863
50%	0%	-909	-180	549	1522	2,251
	3%	-872	-252	368	1195	1,815
	6%	-843	-309	224	936	1,470
	9%	-819	-355	109	728	1,192
25%	0%	-581	149	878	1850	2,579
	3%	-544	76	697	1524	2,144
	6%	-514	19	553	1264	1,798
	9%	-491	-27	437	1056	1,520
0%	0%	-252	477	1,206	2178	2,908
	3%	-215	405	1,025	1852	2,472
	6%	-186	348	881	1593	2,126
	9%	-162	302	766	1384	1,849

*注 部は+ (プラス) の収支を示す。

c) マイクロ水力発電

(1,000US\$)

初期投資 回収率	割引率	一世帯当たりの利用者支払金額				
		4 US\$/月	7 US\$/月	10 US\$/月	14 US\$/月	17 US\$/月
100%	0%	-5,372	-3870	-2,368	-365	1,137
	3%	-5,532	-4576	-3,620	-2346	-1,390
	6%	-5,618	-4963	-4,308	-3434	-2,779
	9%	-5,668	-5189	-4,710	-4071	-3,592
75%	0%	-3,924	-2422	-920	1082	2,584
	3%	-4,084	-3128	-2,173	-898	58
	6%	-4,171	-3515	-2,860	-1986	-1,331
	9%	-4,220	-3741	-3,262	-2623	-2,144
50%	0%	-2,476	-974	528	2530	4,032
	3%	-2,636	-1681	-725	550	1,506
	6%	-2,723	-2068	-1,412	-538	117
	9%	-2,773	-2293	-1,814	-1176	-696
25%	0%	-1,029	473	1,975	3978	5,480
	3%	-1,189	-233	723	1998	2,953
	6%	-1,275	-620	36	909	1,565
	9%	-1,325	-846	-367	272	751
0%	0%	419	1921	3,423	5426	6,928
	3%	259	1215	2,171	3445	4,401
	6%	173	828	1,483	2357	3,012
	9%	123	602	1,081	1720	2,199

*注 部は+ (プラス) の収支を示す。

3) 収支試算結果の評価の例

a) 4US\$/月を支払金額とした場合

太陽光発電のケース : 回収率、割引率ともいずれのケースでも利益はでない。

ディーゼル発電のケース : 回収率、割引率ともいずれのケースでも利益はでない。

マイクロ水力のケース : 回収率を0%とした場合には利益が出る。変動費と運営費を負担しているので設備の維持は可能となる。

したがって、マイクロ水力を除いてプロジェクトの維持は困難である。

b) 7US\$/月を支払金額とした場合

太陽光発電のケース : 回収率0%であれば利益が発生する。変動費と運営費を負担しているため設備の維持は可能となる。

ディーゼル発電のケース : 回収率25%、割引率6%で利益が発生する。すなわち利用者が25%の初期投資分の負担が可能である。

マイクロ水力のケース : 回収率25%、割引率0%で利益が発生する。すなわち利用者が25%の初期投資分の負担が可能である。

したがって、3つの電化方法が維持可能となり、ディーゼル発電、マイクロ水力の2つの電化方法では初期投資の25%が負担可能となる。

4) 期待できる支払金額

a) アンケート調査分析結果から、この地域における照明及びラジオ・TVなどの電気利用に対する支出費用は、照明（ローソク、ブタンガスなどへの支出、平均66DH/月）、バッテリーの購入・充電費用（平均97DH/月）である。合計の163DH/月をこのプロジェクトの支払金額に充当することができるならば、163DH/月=17.5US\$/月（9.3DH/US\$）の徴収が可能となる。

17.5US\$を支払金額として、表7-2においてその初期投資回収率と割引率（FIRR）を求めると、太陽光発電：回収率100%、FIRR 6%、ディーゼル発電：回収率100%、FIRR 10%以上、マイクロ水力発電：回収率100%、FIRR 1%に相当し、利益率は別として投資の100%回収が可能となる徴収金額である。

b) また、バッテリーの購入、充電費用である97DH/月だけを支払費用に充当した場合はほぼ10US\$/月に相当する。

10US\$/月の支払金額は、d)と同様に表7-2で相当する回収率、割引率(FIRR)を求めると、太陽光発電：回収率25%、FIRR 約10%、ディーゼル発電：回収率75%、FIRR 3%、マイクロ水力発電：回収率25%、FIRR 6%のケースに相当し、利用者に初期投資の約25%の負担を要求している PERG のケースにもほぼ当てはまり、さらにその初期投資負担分については、6%以上の内部利益率(利息とも考えられる)が確保できる月間支払金額となる。

c) なお、a)、b)の中間である14US\$では、太陽光発電：回収率75%、FIRR 約4%、ディーゼル発電：回収率100%、FIRR 10%、マイクロ水力発電：回収率75%、FIRR1%となる。

5) 支払金額の徴収と運営管理

これら現在照明や電気の利用に支出している費用の置き換えは、単に支出面で振り替わるだけではなく、清潔性、安全性の向上、バッテリー充電に要していた労力の削減、充電中は使用不可能などの不便の解消に役立つことを考慮すれば、実現不可能ではないと思われる。

もし、この金額が完全に徴収できれば、CDERには約6,000US\$/月が納入されることになり、プロジェクトの管理を含めて、再生可能エネルギーに関する研究や、技術者への教育訓練、利用者に対する教育啓蒙、モロッコ国内への広報活動などの資金に充当できる。

また、先にも触れたようにこれまでの検討は電化方法別に一括して計算しているが、実際には村落ごとに大きいコストの開きがある。

したがって、全利用者から同一又は電化方法ごとに一定の金額を徴収しても、村落によってプラスになるところとマイナスになるところがある。その差を調整し、プラスの村落からマイナスの村落へ必要な資金を補填することにより、プロジェクトの長期安定・存続化を図る必要がある。そのためには、CDERがこのプロジェクトの管理を的確に実行するための要員と、管理のための経費を確保しておく必要がある。

6) 電気料金として徴収する場合

各電化手法による電力のコストを比較するためにはkWh当たりのコストで比較するほうが分かり易い。ここでは表7-1で求めた月間支払金額を、月間使用電力量の7.2kWhで割ってkWh当たりのコストを求めた。ただし、マイクロ水力発電の場合は発電量が多く15.5kWh/月の利用が可能でありその場合の単価も計算した。

表7-3 使用電力量 kWh 当たりのコスト (運営費含む)

(US\$/kWh)

電化手法		太陽光発電	ディーゼル発電	マイクロ水力発電	
対象村落数		71	12	18 (7)	
対象戸数	2000年	3,213	1,890	1,158	
水力電力量				7.2 kWh	15.5 kWh
初期投資回収	割引率	Life 20 Year	Life 10 Year	Life 30 Year	
100%	0%	1.96	1.44	2.06	1.03
	3%	2.18	1.58	2.97	1.48
	6%	2.39	1.72	4.12	2.06
	9%	2.90	1.87	5.49	2.75
75%	0%	1.69	1.26	1.65	0.82
	3%	1.85	1.36	2.33	1.16
	6%	2.11	1.47	3.21	1.61
	9%	2.37	1.58	4.22	2.11
50%	0%	1.43	1.07	1.25	0.62
	3%	1.53	1.14	1.71	0.85
	6%	1.69	1.21	2.29	1.14
	9%	1.86	1.29	2.97	1.48
25%	0%	1.17	0.89	0.85	0.43
	3%	1.19	0.92	1.08	0.54
	6%	1.26	0.96	1.37	0.68
	9%	1.35	1.00	1.71	0.86
0%	0%	0.90	0.69	0.44	0.22
	3%	0.86	0.69	0.44	0.22
	6%	0.85	0.69	0.44	0.22
	9%	0.83	0.71	0.46	0.22

a) モロッコにおける住宅用電力の電気料金は約 1 DH/kWh と言われており、US\$にすると 0.1US\$/kWh 程度であるから、この金額を徴収したのでは初期投資額の回収率を 0%としてもすべての村落が赤字となり、補助金による補填がなければプロジェクトによる電力の供給を継続できない。

b) PERG の ERD (分散地方電化) によると、グリッド延長電化対象者は工事負担金として 40DH/月、基本料金 15DH/月と通常の電力使用金額 (最低 0.842DH/kWh、高い場合は 4DH/kWh 程度) を支払うこととなっている。本計画の 7.2kWh/月の利用者は、7年間は 61DH/月 (高い電気料金の場合は 84DH/月)、それ以降は 21DH/月 (同 44DH/月) の支払金額になると考えられる。これを 20年間の平均金額に換算すると、適用する割引率によって以下のとおりとなる。

割引率 3% : 40.5DH/月、割引率 6% : 43.1DH/月、割引率 9% : 45.5DH/月、高い電気料金の場合は、割引率 3% : 63.5DH/月、割引率 6% : 66.1DH/月、割引率 9% : 68.4DH/月となり、PERG 計画の割引率には 6%が使用されていると見られるので、本計画にも PERG と同じ月額を徴収するとなれば 43DH/月 (4.6US\$/月, 9.3DH/US\$) 又は 66DH/月 (7.1US\$/月) が適用

されることになろう。

本計画において計算された戸別月間支払額（PV、ディーゼル、マイクロ水力）の平均は回収率0%、割引率6%では5.3US\$/月であり、最低料金が適用される場合は約0.7US\$/月、運営・管理費が不足することになるが、高額料金が適用されるのであれば7.1US\$/月までの料金徴収が可能であり、運営・管理費が確保できる。

一方、PVによる電化対象者に関しては60DH/月を7年間徴収するとだけしか記述されていないので、本計画では、8年目以降からはバッテリーの交換費用（2.4US\$/月）を支払うこととして費用を試算する。その場合は、割引率3%：43.5DH/月、割引率6%：45.6DH/月、割引率9%：47.5DH/月となり割引率6%の45.6DH/月を適用すれば4.9US\$/月であり、0.4US\$/月の運営・管理費が不足するが、この程度であれば運営の継続が可能であると思われる。

(4) 初期投資資金の組み合わせ

表7-2より、回収率を初期投資資金の返済が必要な資金と、返済しないでよい資金の割合と見た場合の利用者が負担する月支払金額を試算した（返済資金の金利6%と仮定）。

返済必要資金と返済不要資金との比率による供給電源別の月支払金額（概算）は次のとおりである。

表7-4 供給電源別の月間支払金額

		(US\$/月/F)			
返済必要 資金	返済不要 資金	太陽光 発電	ディーゼル 発電	マイクロ水力 発電	全平均 (参考)
100%	0%	17	13	30	18.2
75%	25%	15	11	22	15.1
50%	50%	12	8	16	11.5
25%	75%	10	7	10	9.1
0%	100%	7	6	4	6.1

全平均は2000年の戸数を用いて計算しており、将来の戸数増加を計算に入れていないので参考値である。

100%返済が必要であれば、太陽光発電17US\$、ディーゼル発電13US\$、マイクロ水力発電は30US\$、全電化方法を平均すると参考値ではあるが18.2US\$を徴収する必要があり、25%を返済資金として計画するのであればそれぞれ、10US\$、7US\$、10US\$、9.1US\$を徴収すればよい。

ちなみに、25%を返済必要資金とした場合、資金計画は次のようになる。

表 7-5 供給電源別の資金計画

(10'US\$)

供給電源	概算事業費	返済必要 資金	返済不要 資金
太陽光発電	5,811	1,453	4,358
ディーゼル発電	1,313	328	985
マイクロ水力発電	5,766	1,442	4,324
計	12,890	3,223	9,667

7.2 経済評価

経済評価は、評価の計算期間における各電化方法の費用（コスト）と代替電源の費用（便益）を経済評価表のコスト（シャドウプライス）を使用して比較する。

評価は以下のとおり、便益/費用を比較することによって行った。

各電化方法ごとに村落別に計算を行った。代替手段としてディーゼル発電と比較するが、ディーゼル発電の村落に対する比較発電方法は太陽光発電とする（表 7.2-1 参照）。

計算は初期投資が第 1 年度に行われるものとし、発電は次の年から開始するものとする。いずれも 20 年間供給するケースを想定し、各年度ごとの費用をシャドウプライスを使用して計算し、NPV を求めるために設定した割引率に相当する年度ごとの係数を費用に掛けて積算する。

太陽光発電、マイクロ水力発電に対する便益としては、それぞれの村落にディーゼル発電を適用した場合に、同様にして計算される費用を計上する。

一方、ディーゼル発電が適用される村落に対しては、それに対応する便益として太陽光発電を導入する場合の費用を計上する。

表7-6 便益・費用比較表 (各電化手法を採用した村落の合計)

(1000 US\$)

便益/費用	割引率	太陽光発電	ディーゼル 発電	マイクロ 水力発電
便益	0%	5,490	3,381	962
	3%	4,553	2,991	854
	6%	3,929	2,729	782
	9%	3,501	2,549	732
費用	0%	6,679	2,563	3,360
	3%	5,952	2,235	3,243
	6%	5,465	2,016	3,179
	9%	5,129	1,866	3,141
便益/費用	0%	0.82	1.32	0.33
	3%	0.77	1.34	0.3
	6%	0.72	1.35	0.27
	9%	0.68	1.37	0.26

便益/費用の比率が1以上であれば、そのプロジェクトが代替手法に対し経済的に有利である。今回の計算ではPVによる31カ村がディーゼル発電よりも有利である結果になった。

便益/費用の比が1以上となった村落では経済内部収益率(EIRR)が計算できるが、PVの31カ村は0~100%以上の範囲にある。一方、ディーゼル発電を採用する村落はすべてPVを採用するよりも有利となった。

7.3 村落電化の社会・経済効果に対する評価

(1) 電化による公共施設、家庭電気の利用

本プロジェクトが実施されることによりハウズ地方では以下の家庭、施設が電化され、清潔で安全かつ便利な電気の利用が可能になる(社会経済状況調査より)。

	村落数	一般家庭	街灯	学校	モスク	商店など	裨益人口
2000年	106	6,512	1,303	112	132	281	41,380
2010年	106	6,938	1,389	112	132	281	44,663

(2) 教育レベルの向上

良質な照明による勉強時間の増加や、テレビ、ビデオなどの情報機器の利用により、教育レベルの向上を図ることが可能となる。

(3) 情報手段の確保、娯楽機会の増大

ラジオ・テレビあるいは通信手段の確保により、情報源へのアクセスが容易になり情報入手の範囲が拡大される。また、ラジオ、テレビ、カラオケなどによる家庭・集会所などでの娯楽の機会が増加する。

(4) 地球環境改善への貢献

現在モロッコの山間部では照明にブタンガスを使用しているところが多い。この照明用のブタンガスを調理用の燃料に振り向けることにより、調理用燃料であった薪の消費が減少し伐採が減ることが期待できる。

また、特に本調査で重点的に指向しているマイクロ水力発電及び太陽光発電による電化は、発電のための化石燃料の燃焼による硫黄酸化物や窒素酸化物の発生が無く、クリーンで再生可能エネルギーの利用による電化であり、地球環境の改善に対し大きな意義を持つ。

(5) 女性の労働負荷の減少

薪の収集、水汲みなどは主として女性の労働に依存している。電力の供給により、薪の収集が減り、水汲みがポンプによる水供給が可能になれば、女性の労働負荷が減少し、教育や生産性のより高い作業への従事が可能となる。

(6) 生産性の向上

ディーゼル発電やマイクロ水力発電により電化された地域では、需要が集中しない時間帯において、脱穀、製粉、粉碎（陶石）などの動力に電気を使用することも可能となる。また、照明により夜間作業が容易になり、村落の生産能力が向上する。

(7) 地域経済の発展と、都市への人口集中の進行防止

本プロジェクトの実施期間中、設置工事や土木工事などに現地労働力の雇用が増加し、設置後も保守作業や運転用資機材の調達、運送などで現地に資金が投入され、経済活動が活発になることが予想される。地域の経済が発展し、就職の機会が増加すれば、地方の生活レベルが向上し、都会への若者の流出が緩和され、地方の活性化につながる。

第8章 結論と提言

8.1 調査の結論

(1) 本地区における分散電化方式の優位性

本調査を通じて、調査の対象となって村落の多くは小規模で、道路などのアクセスが不便な広い地域に散在している事が明らかとなった。この事により本調査地区の大半の村落において既設の送電線を延長して行う電化手法は投資と電力消費量の関係から効率が悪く、分散電化方式による電化供給が望ましい方法である事を確認した。

(2) 電源別電力供給計画の策定

本調査の対象106村落に対する電力供給計画は以下のとおりとした。

供給電源	村落数	世帯数	設備出力(kW)
太陽光発電	71	3,213	333.6
ディーゼル発電	12	2,136	156.8
マイクロ水力発電	18	1,301	179.0
既設送電線延長	5	2,888	23.2
計 106	106	6,938	692.6

(3) 事業計画

本事業は、第1期事業及び第2期事業の2つに分けて実施する計画である。第1期事業では太陽光発電54村落、ディーゼル発電6村落およびマイクロ水力発電3計画（プレフェイジビリティ調査対象村落）、第2期事業では太陽光発電17村落、ディーゼル発電6村落およびマイクロ水力発電4計画とした。第1期事業の着手は1998年6月、完了は2001年3月、第2期事業はそれぞれ2000年6月および2003年3月と計画した。

既設送電線延長はONEの所管であるので、工程からは除外したが、PERGの一環としてONEにより速やかに事業化されることを期待する。

(4) 概算事業費

概算事業費は総額 13,340(10³US\$)で、既設送電延長を除くと、12,890(10³US\$)である。内訳は下表のとおりである。

(単位：10³US\$)

電化方式	第1期		第2期		合計
	対象村落	工事費	対象村落	工事費	
太陽光発電	54	3,733	17	2,078	5,811
ディーゼル発電	6	654	6	659	1,313
マイクロ水力発電	3	2,488	4	3,278	5,766
計	---	6,875	---	6,015	12,890
既設送電線延長	-	450	---	---	450
合計		7,325		6,015	1,3340

(5) 料金設定

以下の①～⑤の5ケースについて戸別月間支払金額に応じた総合収支試算を行い、モロッコ国が事業化する場合の事業計画に基礎資料として提案している（現時点では②のケースがPERG側の計画する事業内容にちかいものとなっている）。

戸別月間支払金額	料金設定根拠
1) US\$ 4.0	PERGの適正料金、グリッド延長40DH/月、PV電化60DH/月（バッテリー交換費は利用者負担）
2) US\$ 7.0	本調査アンケート回答の一般村民支払可能額の平均値70DH/月に準じた料金
3) US\$ 10.0	本調査アンケート回答に現在村民がバッテリーの購入・充電費用として支出している金額の合計97DH/月に準じた料金
4) US\$ 14.0	本調査アンケート回答の村長による支払可能額の平均値140DH/月に準じた金額
5) US\$ 17.5	本調査アンケート回答の村民が証明とバッテリーの購入・充電に支出している金額の合計163DH/月に準じた料金

8.2 実施に際しての提言

(1) 実施体制

- CDER が中心となり対象村落において、集落を単位として構成された電力消費組合を設定することが必要である。
- 更に CDER 自身の事業に対する経営・運営のマネジメントを強化支援することが必要である。
- また、マイクロ水力発電およびディーゼル発電の村落住民の修理レベルを超えたメンテナンスや太陽光のシステム維持管理に関し、CDER は村民の指導はもとより、将来的に民間業者にこれらの施設の維持管理を委託する方向で技術的、財政的に支援することが必要である。
- 利用者からの様々の意見の集約を行い、行政と民間相互の連絡を密にさせることにより、サービス向上を図るため公的連絡会議を設立することを提案する。

(2) 維持管理方法

- メンテナンスを請け負う民間業者への維持管理費は、当初3年間程度は料金徴収額の蓄積が少ないため、本事業の実施期間中に CDER、消費組合、民間業者及び村落民にメンテナンス技術を含めた維持管理方法を習得させ、各組合及び村落民と民間業者との共同によるメンテナンスを行うことを提案する。
- 電力使用料と組合費は、連絡会議時に電力消費組合の代表より CDER が電力使用料(毎月の定額)のみを徴収する。初めの3年間は維持管理費を消費者組合が自ら貯蓄し、組合の原資とする。3年目以降は組合から民間業者に直接維持管理費を支払い運営することを提案する。
- 電力消費組合に領収書の発行とその記録を義務づけ、連絡会議時に CDER に提出させ、それを CDER が管理する料金徴収の透明化を推進することが必要である。

(3) 電化対象村落と電化手段の選定

本報告書では、電化対象村落 106 カ村に対し、それぞれ電化手段についての計画を作成したが、全村落の住民の要望を確認するには至っていない。今後、実施に際して PERG の規程により、地方電化計画管理委員会 (COSPER) において住民の要望が反映されることを期待する。

(4) 今後の調査計画

本調査完了後、次のフェーズを円滑に実施するため、次の調査については、引き続き実施されることが望ましい。

- 山間部における日照強度の観測
- 新設測水所における水位及び流量の観測

第 1 卷 添付資料

表-1 (1/2) 太陽光発電選定対象村落 (送電線延長との建設費の比較)

No.	Douars	HHI (2000)	PV Generation		Grid extension		
			Construction cost (DH)	Construction cost / HHI (DH)	Distance from existing grid line (km)	Construction cost (US\$)	Construction cost / HHI (DH)
1	Tizi Oussem	76	160,373	19,646	10.5	225,748	27,654
2	Id Aïssa	46	102,607	20,767	8.5	172,810	34,975
3	Tassa Ouirgane	58	120,010	19,264	5.0	127,084	20,399
4	Igrem	28	62,922	20,922	more than 10	---	---
8	Aghella	67	136,595	18,981	more than 10	---	---
9	Ikiss	71	143,415	18,806	more than 10	---	---
12	Tinerbouhrine	31	68,952	20,708	10.1	179,338	53,859
17	Tacheddirt	63	137,904	20,379	13.9	265,074	39,172
18	Sqour	47	78,715	15,592	4.5	109,706	21,731
19	Amagdour	23	38,151	15,443	5.5	103,154	41,755
20	Tamaterte	42	94,738	21,000	5.0	112,716	24,985
26-1	Awin Mazouz	70	116,673	15,518	6.3	157,360	20,929
26-2	Bouchiha Ben Om	69	116,339	15,697	4.5	129,462	17,468
30	Bel Abbas	147	242,779	15,376	4.0	192,006	12,160
32	Derb Chem's	63	101,908	15,503	2.2	89,574	13,237
43	Ait Ouzkri	42	68,644	15,216	4.5	105,216	23,323
44	Ait Hmad	52	85,542	15,315	6.0	136,696	24,474
45	Tizgui	63	103,827	15,343	5.5	139,074	20,552
49	Ancmi	94	198,838	19,693	4.0	144,412	14,303
51	Talat Ait Ihla	73	146,444	18,677	5.5	148,054	18,882
53	Adghouss	52	107,611	19,267	6.0	136,696	24,474
56	Tagadirt	52	102,996	18,440	more than 10	---	---
57	Tifirt	94	191,929	19,009	more than 10	---	---
58	Anfrioune	63	128,528	18,994	8.0	176,574	26,094
60	Tifratine	84	171,948	19,058	7.5	187,932	20,829
61	Aguenze	21	35,654	15,807	8.5	146,358	64,885
62	Ifit Baragha	37	60,487	15,220	5.5	115,726	29,119
63	Agadir Baragha	42	68,644	15,216	3.0	82,716	18,335
65	Adar Baragha	12	19,866	15,413	5.5	93,276	72,367
66	Tadchert	31	51,219	15,382	4.0	87,838	26,380
67	Tamsoult	5	7,908	14,725	3.5	56,990	106,115
68	Dar Jamaa Ait Ali	63	106,046	15,671	6.5	154,074	22,769
69	Agadir Ait Brahim	29	47,169	15,143	7.0	131,042	42,069
70	Iouraghan	19	31,603	15,485	7.0	122,062	59,810
71	Imiki	52	85,292	15,271	8.0	166,696	29,845
72	Ifit Ait Alla	23	39,233	15,881	9.5	163,154	66,042
73	Boukhelf	89	149,301	15,618	9.0	214,922	22,482
74	Addar Ait Ali	23	40,564	16,420	7.5	133,154	53,898
77	Ait M' Berek	31	51,219	15,382	9.5	170,338	51,156
78	Agadir Ait Bourd	63	101,414	14,987	11.0	221,574	32,744
79	Afella Ouassif	26	40,899	14,645	10.7	183,848	65,832
81	Afella Ighil	10	17,147	15,964	1.0	23,980	22,325
83-1	Anfeg	16	26,414	15,370	1.2	32,368	18,834
83-2	Aguersouak	21	35,654	15,807	1.0	33,858	15,010
85-1	Oumast	37	60,737	15,283	1.8	60,226	15,154
85-2	Ait Zitoun	37	58,074	14,613	1.5	55,726	14,022
86	Tagadirt	29	46,087	14,796	7.1	132,542	42,551
87-1	Zaouit	9	15,787	16,331	3.0	53,082	54,910
87-2	Izalaghan	13	22,336	15,996	3.2	59,674	42,736
88	Tigouder	25	24,202	9,013	4.0	82,450	30,704
89	Amezi	38	63,206	15,485	2.6	73,124	17,915
90	Agouni	31	51,469	15,457	2.0	57,838	17,370
91	Chaabat Tarik	56	94,503	15,711	5.3	129,788	21,577
92	Ighil Sdidene	15	25,055	15,551	3.5	65,970	40,945

表-1 (2/2) 太陽光発電選定対象村落 (送電線延長との建設費の比較)

No.	Douars	HHI (2000)	PV Generation		Grid extension		
			Construction cost (DH)	Construction cost / HHI (DH)	Distance from existing grid line (km)	Construction cost (US\$)	Construction cost / HHI (DH)
93	Tizi	62	101,357	15,220	3.0	100,676	15,118
94	Aghbalou	94	155,046	15,356	4.6	153,412	15,194
95	Ait Hsain	14	24,777	16,477	3.4	63,572	42,275
96	Ait Boukker	15	26,386	16,377	3.9	71,970	44,669
97	Fazatourt	35	58,849	15,654	4.7	101,930	27,113
98	Tamsoulte	35	58,017	15,433	2.9	74,930	19,931
99	Fizgui	52	85,542	15,315	3.1	93,196	16,686
100	Ait Tirghit	52	84,460	15,122	4.9	120,196	21,520
101	Tachbibt Kabli	31	53,632	16,107	3.0	72,838	21,875
102	Tachbibt Echataoui	31	53,632	16,107	2.5	65,338	19,622
103	Asgoune	31	52,301	15,707	3.5	80,338	24,127
104	Ait Amara Loued	84	140,312	15,551	4.5	142,932	15,842
106	Lakaama	31	50,138	15,058	1.0	42,838	12,865
113-1	Tarast	47	82,323	16,307	17.0	297,206	58,872
113-2	Assaka	47	80,629	15,971	20.0	342,206	67,786
117	Ansa	62	129,747	19,483	5.0	130,676	19,622
120	Ezzaouite	17	43,279	23,702	8.0	135,266	74,078

表-2 ディーゼル発電選定対象村落 (送電線延長との建設費の比較)

No.	Douars	HHI (2010)	Diesel Generation		Grid extension		
			Construction cost (DH)	Construction cost / HHI (DH)	Distance from existing grid line (km)	Construction cost (US\$)	Construction cost / HHI (DH)
23	Agouns	125	78,865	5,760	6.0	202,250	15,064
47	Lemdinat	190	116,280	5,588	6.5	268,120	13,138
48	Tnirt	273	162,173	5,424	4.0	305,154	10,407
50	Ansmrou	190	115,639	5,557	8.0	290,620	14,240
52	Toukine	226	135,709	5,482	3.0	247,948	10,214
54	Douzrou	261	155,298	5,432	8.5	361,878	12,908
55	Ait Ourmane	178	109,899	5,637	9.6	303,844	15,892
59	Ait Smil	178	111,423	5,715	4.0	219,844	11,499
76	Ait Bourd	119	76,620	5,878	10.0	256,862	20,096
84	Ait Bouzid	141	87,336	5,655	3.2	174,618	11,530
114	Abadou	131	84,206	5,869	6.0	207,638	14,757
119	Ait Armene	124	80,117	5,899	8.0	231,352	17,370

表-3 マイクロ水力発電選定対象村落 (送電線延長との建設費の比較)

No.	Douars	HH (2010)	Micro-hydropower Generation		Grid extension		
			Construction cost (DII)	Construction cost / HH (DII)	Distance from existing grid line (km)	Construction cost (US\$)	Construction cost / HH (DII)
6	Alla Oumzri	48	482,560	93,597	3.0	88,104	17,089
7	Id Ssior	78	510,560	60,940	6.0	160,044	19,103
10	Amsakrou	65			7.5	170,870	24,474
11	Arg	89			5.0	154,922	16,206
15	Ikiss	77			8.8	201,146	24,320
	estimation by scheme	231	956,980	38,569	(*) 5.0	341,438	13,761
21	Anfli	75			8.0	187,350	23,256
22	Timichi	71			8.6	192,758	25,276
	estimation by scheme	146	731,160	46,624	(*) 8.0	295,108	18,818
35	Imin Tala	83			10.0	224,534	25,186
36	Addouz	59			10.0	202,982	32,030
37	Ain Ghad	51			10.0	195,798	35,743
38	Inzaine	83			10.0	224,534	25,186
39	Imi N'isly	102			9.0	226,596	20,682
40	Dou Anamer	42			9.0	172,716	38,285
41	Igoundem	15			8.0	133,470	82,840
42	Toug Lkheif	48			7.0	148,104	28,726
	estimation by scheme	483	1,563,570	30,138	(*) 7.0	623,734	12,023
46	Adardour	190	869,030		10.0	320,620	15,710
118	Tidsi	48			5.0	118,104	22,907
-	Afra	77			2.0	99,146	11,988
	estimation by scheme	125	677,210	50,439	(*) 2.0	177,250	13,202

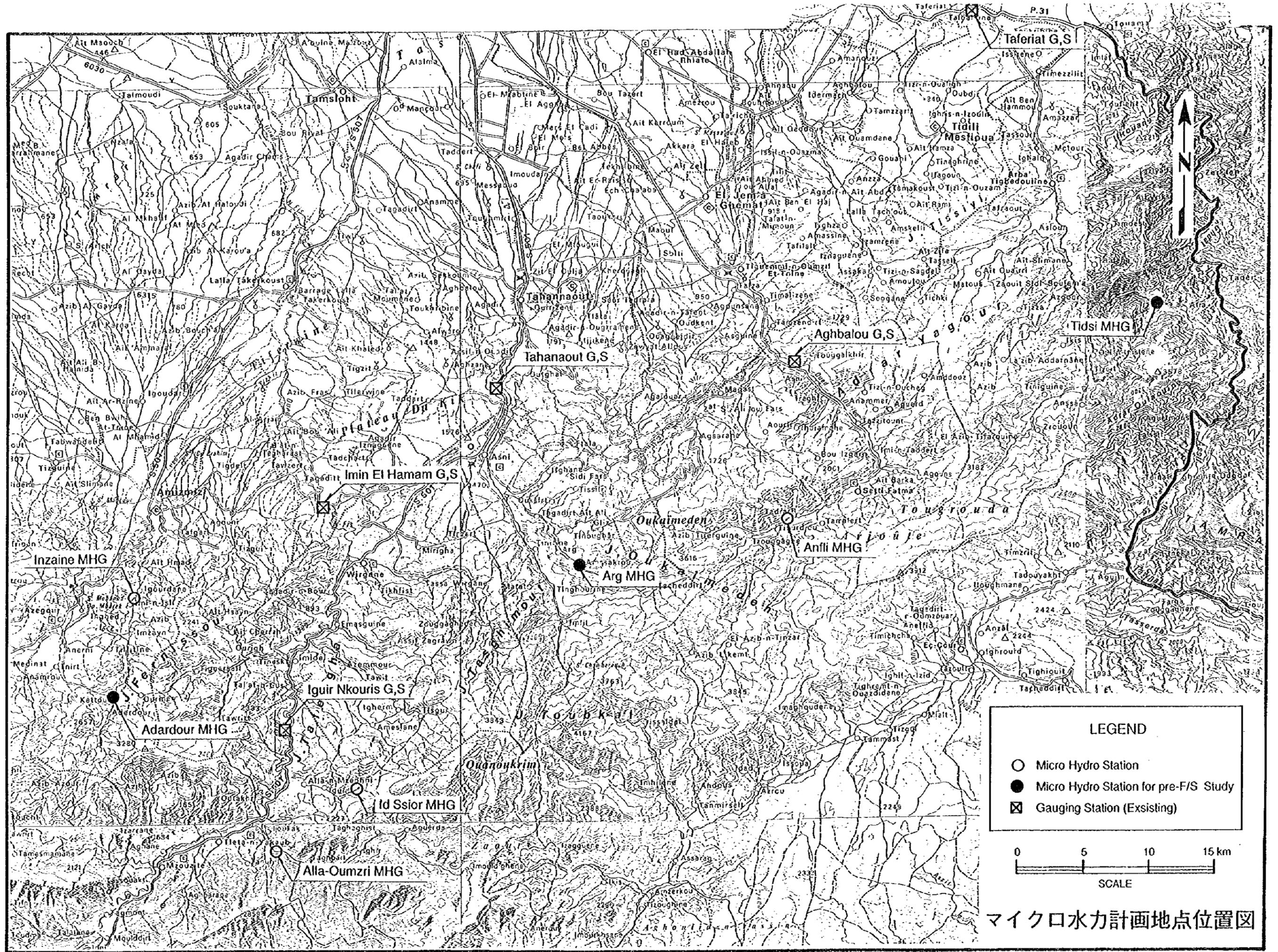
(*) Distance from existing grid line / construction cost including mini-grid system of micro-hydropower scheme

表-4 送電線延長選定対象村落

No.	Douars	HH (2010)	Grid extension			
			Distance from existing grid line (km)	Construction cost (US\$)	Construction cost / HH (DII)	
13-2	Imskar	40	2.0	65,920	15,343	
24	Oulad Mansour	70	1.5	85,360	11,353	
34	Hat Tedrara	80	1.0	86,840	10,106	
112	Lamhamid	30	0.3	31,440	9,757	
115	Quriz	22	0.2	22,756	9,630	

第2巻 マイクロ水力発電プレ・フィージビリティ調査

第2巻は、第1巻電化マスタープラン調査において、電化計画の一環として選定されたマイクロ水力発電の7計画のうち、比較的開発熟度が高い3計画（Adardour、Arg 及び Tidsi）について、プレ・フィージビリティレベルの調査を行った結果を取りまとめたものである。



マイクロ水力計画地点位置図

1 現地諸調査

プレ・フィージビリティ調査では、下記のとおり 3 計画地点に対して現地諸調査を行い、調査で得られた資料を基に設計が行われた。

1.1 地形測量

今回の測量では、取水堰、水路ルート及び発電所の地形測量（計 45,900 m²）並びに取水堰計画地点及び発電所計画地点の上下流を含む河川横断測量を行った。各地点ごとの測量の範囲を表 1.1 に示す。なお、地形測量の結果得られた成果は、地質調査及びプレ・フィージビリティ設計に用いられた。また、地形図は縮尺 1:500、等高線間隔 1m 及び A-1 サイズによって作成した。

表 1.1 測量の範囲

測量区分	Adardour	Arg	Tidsi
地形測量			
対象面積（計）	14,600m ²	17,000m ²	14,300m ²
取水堰計画地点	2,100m ² (30m x 70m)	3,000m ² (30m x 100m)	1,800m ² (30m x 60m)
水路ルート	8,000m ² (10m x 800m)	8,000m ² (10m x 800m)	8,000m ² (10m x 800m)
水圧管路及び 発電所計画地点	4,500m ² (30m x 150m)	6,000m ² (30m x 200m)	4,500m ² (30m x 150m)
河川横断測量			
横断地点数	計 8 断面	計 10 断面	計 8 断面

1.2 地質調査

マスタープランで選定された 7 つの計画地点のうち、プレ・フィージビリティ調査の対象となった 3 計画地点につき地質踏査を実施し、縮尺 1:500 の地質図を作成した。残りの 4 計画地点についても、将来の調査の便宜をはかるため、概略の調査を行った。

Adardour	プレ・フィージビリティ調査地点	地質踏査	1:500 地質図作成
Arg	〃	〃	〃
Tidsi	〃	〃	〃
Alla Oumzri	マスタープラン調査地点	地質概査	
Inzaine	〃	〃	
Id Ssior	〃	既存資料による検討	
Anfli	〃	〃	

マスタープラン調査で選定された7カ所のマイクロ水力地点は、すべてハウトアトラスの北西斜面に位置し、Arg、Anfiの2地点は花崗岩地帯、その他の5地点は変成岩地帯内にある。これらの岩質は、基本的には堅硬、緻密な岩質であるが、調査地一帯は急峻な山岳地帯で植生が少なく、乾期（夏季）の強い陽差しと雨期（冬季）の低温による氷結のため、風化が進み表層部は脆弱となっている部分も多い。

調査の結果、建設及び保守に当たって留意する点はあるが、実施に際して特に問題となるような点は見当たらない。

1.3 気象・水文調査

調査地域の河川の流域内には、既存測水所が5カ所ある。マイクロ水力計画地点は、いずれも河川の支流の上流域に位置し、既存測水所から遠く、流域面積もかなり異なる。そのため、水力計画地点の踏査の際に、有望地点の近くに測水所（水位標）を3カ所新設し、水位及び流量の観測を行い、既存測水所の流量資料のチェックを行った。

しかしながら、水位観測は10カ月（1996年8月～1997年5月）、流量観測は同期間に10回と短く、観測結果も十分とは言えなかった。

そのため、既存測水所の流量資料から比流量で求めた流量と、新設測水所で観測した流量では、かなりの相違があった。そこで、観測流量は既存流量よりもかなり多かったが、他に資料が無いので（雨量資料も乏しい）、安全サイドを取って既存流量を用いた。新設測水所の概要は、表1.2のとおりである。

表 1.2 新設測水所の概要

測水所名	Infag	Arg	Tidsi
河川名	Anougal	Imenare	Afoughal
流域面積 (km ²)	79	48	24
緯度 (° - ' - " N)	31-04-31	31-11-17	31-20-33
経度 (° - ' - " W)	8-16-50	7-55-19	7-26-29
標高 (m)	1,250	1,480	1,750

本調査で採用した計画地点における月平均及び年平均流量を表1.3に、また、流況を表1.4に示す。

表 1.3 計画地点における月平均及び年平均流量（最近10ヵ年平均）

計画地点 流域面積(km ²) 測水所	(m ³ /s)				
	Adardour 23 Tahanaout	Inzaine 79 Tahanaout	Arg 48 Tahanaout	Anfli 134 Aghbalou	Tidsi 24 Aghbalou
Sep	0.05	0.17	0.11	0.50	0.69
Oct	0.14	0.46	0.30	0.42	0.07
Nov	0.16	0.52	0.34	0.78	0.14
Dec	0.18	0.61	0.40	1.81	0.32
Jan	0.15	0.51	0.34	0.81	0.14
Feb	0.21	0.69	0.46	1.46	0.26
Mar	0.38	1.28	0.84	5.68	1.00
Apr	0.63	2.13	1.41	7.30	1.29
May	0.73	2.47	1.63	4.95	0.87
Jun	0.34	1.13	0.75	1.05	0.19
Jul	0.10	0.34	0.23	0.75	0.13
Aug	0.05	0.17	0.11	0.57	0.10
年	0.26	0.87	0.58	2.17	0.38

表 1.4 計画地点における流況（最近10ヵ年平均）

河川流量	(m ³ /s)				
	Adardour	Inzaine	Arg	Anfli	Tidsi
Q1	0.987	3.315	2.186	9.679	1.708
Q35	0.654	2.195	1.448	6.529	1.152
Q95	0.397	1.331	0.878	2.809	0.496
Q185	0.156	0.524	0.346	0.934	0.165
Q275	0.100	0.337	0.222	0.468	0.083
Q329	0.044	0.147	0.097	0.248	0.044
Q355	0.031	0.103	0.068	0.117	0.021
Q365	0.027	0.089	0.059	0.099	0.017

1.4 環境影響評価

(1) 評価項目

マイクロ水力発電の建設・運転が環境に与える影響の可能性を評価した。評価に際し、以下の項目について、計画地点自体と周辺地域の双方にプロジェクトが直接的、あるいは間接的に与える影響について検討した。

1) 直接的な環境への影響

- 陸上の野生生物への影響
- 河川の野生生物への影響
- 地下水への影響
- 地質への影響
- 川床への影響
- 伝染病への影響
- 水汲み場の有無
- 農業への影響
- 大気汚染への影響
- 水質汚濁と土壌汚染への影響
- 局所的な気候への影響

2) 間接的な環境への影響

- 文化への影響
- 経済開発への影響

(2) 評価結果

1) Adardour 計画地点

Adardour 地点は水路の岩盤掘削のため若干の爆破を伴う建設活動になるので、環境に対する影響が直ち出てくるものと考えられる。ただし、工事は短期間であるので永続的な影響を与えるものではない。長期的には、地域の電化が村落のライフスタイルや経済活動の変化が環境に大きな影響を与えるだろう。そうした将来的な影響は好ましい効果になるものと期待される。

2) Arg 計画地点

Arg 地点は、障害物が最も少なく、手作業だけで建設が進められるので、直ちに環境に与える影響は最も小さい。発電所運転に伴う川からの取水量の比率も3計画地点の中で最も小さいものと判断される。長期的には、村落のライフスタイルや経済活動の変化が環境に大きな影響を与えるだろう。そうした将来的な影響は好ましい効果になるものと期待される。

3) Tidsi 計画地点

Tidsi 地点は水路の建設過程での爆破を最小限にとどめるよう配慮すれば、直ちに環境に与える影響の可能性は小さい。長期的には、村落のライフスタイルや経済活動の変化が環境に大きな影響を与える可能性がある。そうした将来的な影響は、好ましい効果になるものと期待される。

2 最適開発計画の策定

(1) 水路ルート及び主要設備位置の選定

プレ・フィージビリティ調査の対象として選定された3地点は、流域面積23~48 km²、年平均河川流量0.25~0.57 m³/sと少ない。そのうえ、既設の灌漑用水路が発達しているため、発電規模は15~30kW程度と小規模なものにならざるをえない。

発電型式は流れ込み式となる。水路ルートは、灌漑との関係があり、選択の幅が限られる。できるだけ既設水路を拡張して共同で使用する方法が経済的である。

主要設備の位置も同様に制約されるので、発電のための取・放水がなるべく灌漑に影響を及ぼさないように選定する必要がある。この場合、地形及び地質条件を考慮し、なるべく短い水路で大きな落差が得られるよう工夫を行う。

(2) 送配電計画

発電所地点から村落までの距離は最大5kmであり、低圧送電の場合送電損失が多くなるので発電機電圧440Vを22kVに昇圧して送電し、各家庭への引き込み付近の柱上変圧器で400V/220Vにして配電するシステムを採用する。

送電線は34mm²、単位当たりの抵抗を0.899 Ω/km以下のより線を採用することを標準とするが、送電損失が多く見込まれる場合は、ONEが標準としている75 mm²、148 mm²から選択する。送電線の材質はアルミ又は銅製でその電線強度1,140kg/cm²以上が望ましい。

送電の電柱は、各村落への輸送重量を考慮して木柱とし、アクセス道路が著しく悪く木柱の運搬ができない場合は亜鉛メッキを施した分解輸送が可能な鉄柱を採用する場合もある。

電柱の間隔は35~50mを標準とし、地形、気象条件などでその間隔は設計されるものとする。電柱の高さはモロッコの標準で地上高さ8m~10.5mの範囲とするが9mを標準とする。

配電に用いる柱上変圧器は手動開閉器付き、一次側2.2kV、2次側400V/220Vで各戸に配電できるものとする。

各戸に配電する電柱は5戸に1本を標準にし、学校、モスクなどにも配置する。この電柱は送電電圧22kVを400V/220Vに電圧調整を行うため柱上変圧器を設置するので、その強度は300kg/cm²以上を有することが望ましい。

3 プレ・フィージビリティ設計

(1) 土木設備

- －取水堰は、逆T字型鉄筋コンクリート構造とした。堰は堅岩には達しないが、下流側は練石積として保護し、上流側は玉石を積んで保護する設計とした。
- －水路は、発電及び灌漑の兼用とし、両方の通水容量を持たせた。水路は開渠型とし、材料は練石積内面モルタル仕上げとした。
- －水槽は、約2分間発電使用水量を調整できる容量とした。
- －水圧管路は、鋼管を採用し、大部分は地表面下に埋設し、落石による被害を避けるようにした。
- －発電所建屋は、サイト付近で作成するコンクリートブロックによって建てられるであろう。水車の下部に減勢池を設け、ダミーロードの放流水槽としても利用する。

(2) 発電機器

本計画では、有効落差が15mから37m、最大使用水量 $0.11\text{m}^3/\text{S}$ から $0.18\text{m}^3/\text{S}$ の間にあり、回転数1,000rpmの比速度は60~110 (rpm/kW/m)となるので、通常使用されている水車選定基準からクロスフロー水車を選定した。

一方本計画では、その発電形式から落差の変動は少ないが、年間の発電計画では渇水月の運転も要求されるので、使用水量の変化が激しい。通常クロスフロー水車は運転効率向上のため、使用水量が少ない場合、ガイドベーンを分割し片方のガイドベーンで発電する方式を採用している。本計画では、最大使用流量が少ないため、クロスフロー水車のランナー幅が狭くガイドベーンが短いため分割ガイドベーンの採用が構造上困難である。

一般にクロスフロー水車は分割ガイドベーン方式が採用できない場合、使用水量が最大使用水量に対し30%以下となると水車効率が著しく低下する。これをカバーするため、渇水時の使用水量が最大使用水量の30%以下となる発電所についてはなんらかの対策を要する。したがって、本計画では経済性を勘案した小流量用ポンプ逆転水車を別途設備して渇水期の発電に使用する計画とした。

発電機の選定は、同期発電機と誘導発電機が選定対象となる。経済的には誘導発電機が有利であり、特にマイクロ水力発電の場合は市販の小型モーターが誘導発電機として利用できるため安価な発電機となる。しかし、誘導発電機と同期発電機の重要な違いは、誘導発電機は力率の調整ができないこと、同期発電機は単独の励磁装置を有するので単独運転が容易にできることにある。本プロジェクトの場合、他に電源の無い村落を電化する設備であるため当然運転は単独運転となる。負荷がほとんど電灯負荷であることから力率の調整が必要とな

ることを勘案し、価格的に不利であるが同期発電機を選定した。

水力発電設備の制御装置は、水車・発電機の起動、停止、その他保護装置から構成される。また、水車・発電機の回転数及び周波数を一定に保つため調速機 (governor) を設けるのが一般的であるが、調速機は価格が高い。本プロジェクトは出力が小さいので、発電機の余剰出力を抵抗容量で調整し発電周波数を一定に保つ方式を採用した。この方式をダミーロードガバナー (Dummy load governor) と言う。

(3) 設計諸元

プレ・フィージビリティ設計は、上記の概念によって行われた。その結果をとりまとめ、表3-1に示す。

表 3.1 マイクロ水力発電計画概要

諸元	発電所	単位	Adardour	Arg	Tidisi
河川			Amizmiz	Rhenaya	Zat
流域面積		km ²	23	48	24
最大出力		kW	26	30	15
最大使用水量		m ³ /s	0.11	0.18	0.15
有効落差		m	37	25	15
取水堰	型式		逆T字型	逆T字型	逆T字型
	高さ	m	1.65	1.85	2.15
	頂長	m	16	15	14
導水路	型式		開渠	開渠	開渠
	長さ	m	685	1,175	750
水圧管路	型式		埋設型	埋設型	埋設型
	長さ	m	76	84	33
No.1 水車		kW	26 (クロスフロー)	30 (クロスフロー)	15 (クロスフロー)
発電機		kW	32.5 (3相同期)	37.5 (3相同期)	18.8 (3相同期)
No.2 水車		kW	10.1 (ポンプ逆転)	—	5.0 (ポンプ逆転)
発電機		kW	12.6 (3相同期)	—	6.3 (3相同期)
送電線電圧		kV	22	22	22
長さ		m	1,550	4,400	2,500

4 実施計画

マスタープランの全体工程は、第1巻に示したとおり第1期事業及び第2期事業の2つに分けて実施される計画である。そのうちマイクロ水力発電の3計画については、第1期事業で実施し、1999年7月に着手、2001年3月に完了することとした。工期は、1年9カ月である。

本計画3地点の建設に当たり、その全体工程を左右するのは、導水路の施工である。各水路とも Open channel (開渠) とし、石積及びコンクリート構造とする。これらの施工は主に労務者の手作業により実施されるため、この工期が全体工程のクリティカルパスとなる。したがって、3地点の導水路工事は同時着手とし、工期内完成に必要な作業態勢をとる必要がある。導水路以外の構造物(取水口、水槽、水圧管路、発電所)は、これと並行して山岳地特有の工事の安全(上下作業に伴う落石事故対策、工事区域内住民への協力要請など)に注意しながら施工する。工事用資機材の搬入は、各地点共アクセス道路が通じているためこれらを利用してトラック輸送が可能である。ただし、幹線道路からサイトまでの区間は山岳道路(Piste)となり、1車線幅員の無舗装道路であるため十分な維持補修が必要となる。上記の諸条件を考慮した工事工程を表4.1に示す。

建設用資機材の調達は、調査の結果次のように考える。

- 建設用機械類及び設備は国内調達とする。
- セメント、鋼材、木材などの建設資材は全て国内調達とする。
ただし、水圧鉄管用鋼管は輸入品の国内調達となる。
- 油脂、燃料類は各サイト最寄りの販売店で調達可能である。

表4.1 マイクロ水力発電設備事業実施工程表

項 目	第 1 年 次						第 2 年 次																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
全体工程																									
1. 実施設計																									
1-1詳細設計及び入札図書作成																									
1-2入札及びコントラクター選定																									
2. 建設																									
2-1仮設工事																									
2-2土木建築設備																									
1) アダルトール地点																									
2) アルグ地点																									
3) テイドウシ地点																									
2-3発電機器 (設計、製作、輸送、据付)																									
1) アダルトール地点																									
2) アルグ地点																									
3) テイドウシ地点																									
2-4送配電設備 (設計、輸送、据付)																									
1) アダルトール地点																									
2) アルグ地点																									
3) テイドウシ地点																									
3 試験、運転調整、引渡し																									
1) アダルトール地点																									
2) アルグ地点																									
3) テイドウシ地点																									

5 事業費

事業費の積算基準は、第1巻と同様である。工事単価は、労務賃金、技術者賃金、輸送費、主要機材及び機械設備の基準単価から、工種別に推定した。

事業費は、土木工事費、機材費、据付費、輸送梱包費、税金、技術管理費及び予備費を含み、総事業費は表5.1に示すとおり2,488,000US\$である。

表 5.1 マイクロ水力発電総事業費

工 事 項 目	Rate: 1.0US\$/9.31DH/115Y									(単位10'US\$)		
	Adardour (26kW)			Arg (30kW)			Tidsi (15kW)			事業費合計 (71kW)		
	外貨	現地貨	計	外貨	現地貨	計	外貨	現地貨	計	外貨	現地貨	合計
1.建設費												
1-1.土木工事費												
(1) 直接費		214	214		264	264		170	170		648	648
(2) 間接費	38	90	128	47	111	158	31	71	102	116	272	388
小 計	38	304	342	47	375	422	31	241	272	116	920	1,036
1-2.機材費												
(3) 発電設備												
a. 水車・発電機	70		70	42		42	50		50	162	0	162
b. 付属設備	55		55	32		32	46		46	133	0	133
小 計	125		125	74		74	96		96	295	0	295
(4) 送配電設備												
a. 送電設備		25	25		59	59		35	35	0	119	119
b. 配電設備		79	79		102	102		48	48	0	229	229
小 計		104	104		161	161		83	83	0	348	348
(5) 据付費		35	35		26	26				0	92	92
(6) 輸送梱包費 (FC×20%)	24	1	25	14	1	15	18		18	56	2	58
合計- (3) ~ (6)	149	140	289	88	188	276	114	114	228	351	442	793
合計- (1) ~ (6)	187	444	631	135	563	698	145	355	500	467	1,362	1,829
2.税金 (VAT)												
((1)+(2)+(4)+(5))×20%		89	89		113	113		71	71		272	272
3.技術管理費												
((1)~(6))×10%	19	44	63	14	56	70	15	36	51	48	136	184
4.予備費												
(1+3)×10%	21	49	70	15	62	77	16	39	55	52	150	202
5.総事業費	227	626	853	164	794	958	176	502	678	570	1,918	2,488

6. 財務評価

各戸月別支払額（運営費含まず）を計画別に算出すると、下表のようになる。初期投資回収を0%とした場合、Adardour 1.4% US\$/月/戸、Arg 1.0 US\$/月/戸及び Tidsi 1.8 US\$/月/戸となり、第1巻で示した7地点平均 1.2 US\$/月/戸よりやや高めである。

二Adardour

各戸月別支払額：US\$/月/戸

割引率 初期投資	0%	3%	6%	9%
100%	13.0	19.7	28.1	38.0
75%	10.1	15.1	21.5	28.9
50%	7.2	10.6	14.8	19.7
25%	4.3	6.0	8.1	10.8
0%	1.4	1.4	1.4	1.4

二Arg

各戸月別支払額：US\$/月/戸

割引率 初期投資	0%	3%	6%	9%
100%	11.7	17.9	25.6	34.7
75%	9.0	13.6	19.5	26.3
50%	6.3	9.4	12.2	17.8
25%	3.6	5.2	7.1	9.4
0%	1.0	1.0	1.0	1.0

二Tidai

各戸月別支払額：US\$/月/戸

割引率 初期投資	0%	3%	6%	9%
	0%	3%	6%	9%
100%	15.8	23.9	34.2	46.1
75%	12.3	18.4	26.1	35.0
50%	8.8	12.9	18.0	24.0
25%	5.3	7.3	9.9	12.9
0%	1.7	1.8	1.8	1.8

7. 結 論

- (1) プレ・フィージビリティ調査の対象となった Adardour、Arg 及び Tidsi 計画は、マスタープランで選定された7計画の中でも優良候補であり、比較的アクセスが良好で開発熟度が高いと考えられる。
- (2) 各計画はミニサイズの流れ込み式であり、最大出力は Adardour 26kW、Arg 30kW 及び Tidsi 15kW である。最大使用水量は渇水月の河川流量が少なく 0.11~0.18 m³/s、有効落差は河川勾配から 15~30m である。しかし、サイトの条件を最大限に利用し、なるべく多くの村落に電力を供給する計画とした。
- (3) 設計に当たっては、コスト低減のため既設灌漑用水路を拡幅共用とし、できるだけ現地産又は国内産の資機材を使用するものとした。また、輸入品は水車・発電機のみを対象とした。
- (4) 水車はクロスフロー型を採用したが、Adardour 及び Tidsi では渇水月に使用水量減少により水車効率が低下して運転が不能になるので、これを避けるため小型のポンプ逆転水車を別途設けることとした。
- (5) 発電所から各村落までの送電線は、送電損失を少なくするため、発電機電圧 440V を 22kV に昇圧して送電し、各家庭への引き込み付近の柱上変電器で 400V/220V に降圧して配電するシステムとした。
- (6) 各計画地点は、自然・社会環境面から見て事業実施の障害となるものはないと思われる。しかしながら、既存の灌漑用水と深い関係があるので、実施に際しては水利用について村落民と十分協議を行う必要がある。
- (7) 財務評価の結果によると、戸別月間支払額（運営費含まず）は、初期投資回収 0% のとき、Adardour 1.4US\$/月、Arg 1.0 US\$/月 及び Tidsi 1.8 US\$/月 となった。これに対して、第1巻の財務評価では7地点平均で 1.2 US\$/月 である。
- (8) 実施工程は詳細設計及びコントラクター選定に5ヵ月、建設工事に16ヵ月、合計21ヵ月の予定である。総事業費は約250万US\$と見込まれる。

JICA