

## 第3章 PVによる地方電化実施計画

### 3.1 PV市場の発掘と需要予測

#### (1) SHS市場の特徴

PVは、電力供給の形態として太陽光発電システム、太陽光ハイブリッドシステム、そしてSHS（ファミリー型太陽光発電）に分類される。発電機と配電網が敷設される太陽光発電と太陽光ハイブリッドシステムは、電力サービス区域が限定され、数村のみに供給される限られたネットワークと定義でき、SENELECや他のネットワークのグリッドに接続させることが可能である。一方SHSは、独立した設備で、容易にユーザーの住宅に設置することができる。したがって、まとまった電力需要を必要とする低圧配電網を伴う電力供給方式と異なり、SHSは需要が存在するところならどこでも設置することができる。

一般的に、途上国における村落電化は、最終消費者が村落または孤立した地域に居住する中所得から高所得の階層に集中しており、加えて、消費電力量が低いことに特徴がある。電力の使用量は、1ヶ月に5～10キロワット程度にすぎず、主に照明として使われている。照明は、SHSに基づく村落電化の基本的な利用方法と考えられる。

SHS市場の特徴を概説すると、下記のとおりである。

- 1) 最終消費者は、セネガル国全土に点在する村落に見出されると推察する。そのような個別需要は、小または中規模の人口をもつ村落にみいだされると想定する。
- 2) 最終消費者はある程度の高価な部品を購入できるか、定期的にサービス料金を払う資金の余裕がある。従って、最終消費者は中所得から高所得層に所属するものと推察する。
- 3) 経済的ニッチであるSHS市場は、一般的には負荷又は負荷密度の低い遠隔地に存在する。そこで、電力に対する世帯需要数と既存のグリッドからの距離によりSHS市場の分布と規模を予測する。

#### (2) 基本的条件

本調査においては、SHSの需要規模をSHSの設置を希望することが想定される世帯数で示す。SHS市場の調査として、まず、SHS世帯需要を有する村落の分布を明確にし、次に行政単位並びに事業圏別にそれらの需要を定量的に推定する。SHS市場の需要は、以下の条件に基づき予測する。

- 1) SHS 市場を ASER の手続きマニュアルで提唱されたとおり、20 の事業区域にわけてとらえる。
- 2) SHS は出力レベルによって種類が分類される。本調査では、主に標準タイプである 50Wp の SHS がセネガルで広く普及すると想定する。
- 3) 人口や世帯数などの 2000 年現在の基本データは、1998 年に行われた最新の国勢調査をもとに推定している。
- 4) 需要予測の目標年は、PASER の目標年に準じ、2015 年とする。

### (3) 分析手法

SHS 市場の特定を、村落レベルの潜在的な電化需要を算定するところからはじめる。ASER の手続きマニュアルでは、村落の人口規模に応じて、電力との接続率を想定している。この接続率を、すべての電化されていない村落の潜在的な電化需要の算定に用いる。

次に、キロワット・時ごとにかかる費用を、グリッドの延長、ディーゼル発電機、SHS という 3 つの技術選択肢の間で比較し、既存のグリッドの所在地からの距離と電化需要に応じて、どの地域において SHS を導入する経済的な妥当性が成立するかを特定する。

最後に、SHS が導入されるべき村の特定と各電化事業圏内の SHS 需要を予測する。SHS 市場分析手順を図 3.1 に示す。

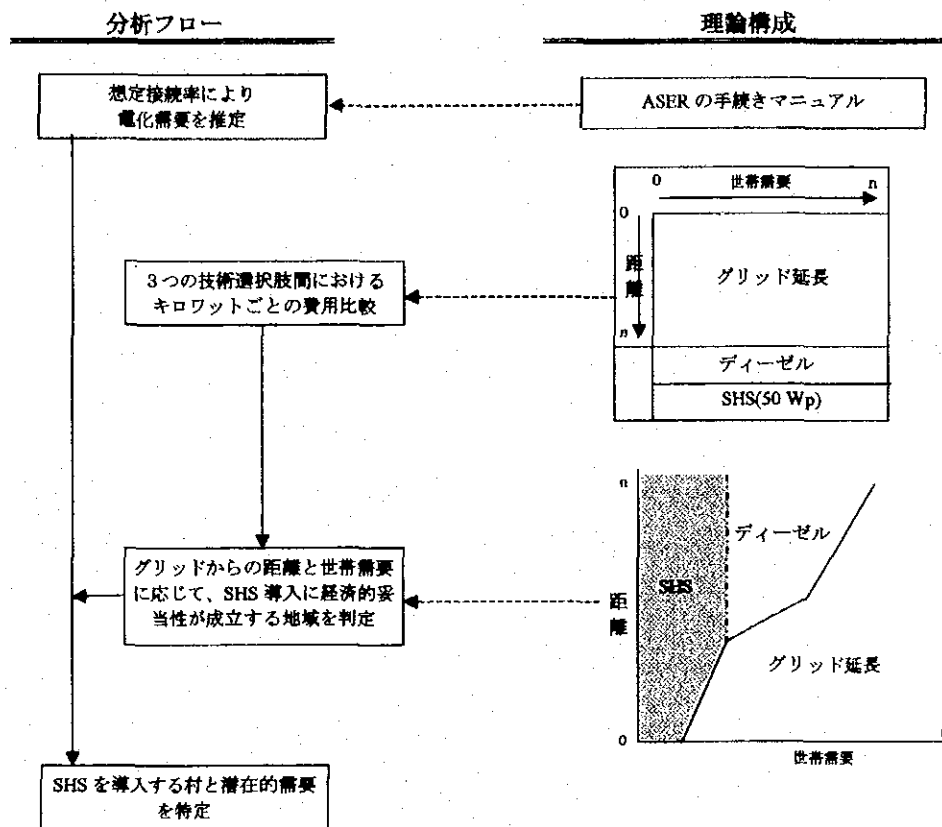


図 3.1 SHS の潜在的な需要を特定するための分析フロー

現在の電化需要は、2000年の推定村落人口とASERの手続きマニュアルからえた推定電化率に基づいて、算定できる。また、グリッド延長かかるキロワットあたり費用は、世帯需要とグリッドからの距離とのマトリックスにより算定する。グリッド延長にかかる費用は、グリッドからの距離に比例して増え、逆に、需要が増えるにつれ減少する。ディーゼル発電によるキロワットあたりの電化費用も、需要が増えるにつれ減少するが、SHSの電化費用は、需要の増減に関わらずほぼ一定となる。図4.1-1のグラフで色塗りしている領域が、3つの技術選択肢間で比較したうえで、SHS導入の経済的妥当性が成立する条件を示す。このグラフにあらわした地域の村落数と需要数を、電化事業認可区域に応じて算定する。

#### (4) 電化潜在需要

人口とグリッドからの距離に関するデータは、11,571村分収集されている。2000年の村落人口は、1998年に実施された国勢調査に基づき推定する。以下が、ASERの手続きマニュアルより引用した人口規模に応じた電気接続率である。

(P:人口、単位:%)

	P > 1,000	500 < P ≤ 1,000	250 < P ≤ 500	P ≤ 250
電化接続率 (%)	40	30	20	10

出所: ASER, Procedure Manual

次に、表 3.1 に村落人口規模別電化世帯数の推定を示す。

表 3.1 人口規模別電化世帯数の推定

(P:人口)

	P > 1,000	500 < P ≤ 1,000	250 < P ≤ 500	≤ 250	計
村落数	712	1,603	2,742	6,514	11,571
該当世帯需要数	54,174	35,559	20,699	8,318	118,750

#### (5) キロワット時あたりコストの比較

経済的妥当性が成立する SHS の領域を判定するため、グリッドからの距離と世帯需要を変数として、3つの電化手段（グリッド延長、ディーゼル、SHS）に係るキロワットあたり費用を算定する。キロワット時あたり費用は、以下の方程式で示される。

$$U = \frac{\Sigma Ac}{E}$$

U = ユニットコスト  
 $\Sigma Ac$  = すべてのコンポーネントにかかる年間費用  
 E = 村落世帯の年エネルギー消費量（主に照明用）

50wp が SHS の主要タイプであるとする、世帯あたり年間エネルギー消費は、以下のようになる。

$$E = 50w \times 4 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} = 73kWh$$

(4 時間: 世帯あたりの 1 日の想定電気使用時間)

73 キロワット時のエネルギー消費は、3つの電化手段のキロワット時あたり費用の算定に使用する共通分母となる。また、年間費用は、以下の方程式に表される。

$$Ac = Cc \times CRF$$

Ac = コンポーネントの年間費用（割引後）  
 Cc = コンポーネントの年間費用（現在価値）  
 CRF = 12%の割引率に相当する資本回収係数

コンポーネントは、例えば、グリッド延長の場合は中圧送電線等で構成される。これらコンポーネントの年間費用を総計すると、電化手段の年間費用が算定可能となる。キロワットあたり費用比較を、表 3.2 に示す。

SHS (50wp) のキロワットあたり費用は、需要の変動に関わりなく一定 (1,160FCFA) と推定する。一方、グリッド延長とディーゼルの場合は、キロワットあたり費用が、需要の増加に反比例して低減する。

表 3.2 SHS、グリッド延長、ディーゼル発電機のキロワット時あたり費用

(単位：FCFA)

グリッドからの距離	世帯需要											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
0km	3,387	2,027	1,574	1,347	1,211	1,120	991	861	796	764	736	714
1 km	8,396	4,531	3,243	2,599	2,213	1,955	1,587	1,219	1,035	943	855	795
2 km	13,405	7,036	4,913	3,851	3,215	2,790	2,183	1,577	1,273	1,122	975	877
3 km	18,414	9,541	6,583	5,104	4,216	3,625	2,780	1,935	1,512	1,301	1,094	958
4 km	23,424	12,045	8,252	6,356	5,218	4,460	3,376	2,292	1,751	1,480	1,213	1,039
5 km	28,433	14,550	9,922	7,608	6,220	5,295	3,972	2,650	1,989	1,658	1,332	1,121
6 km	33,442	17,054	11,592	8,861	7,222	6,129	4,569	3,008	2,228	1,837	1,452	1,202
7 km	38,451	19,559	13,262	10,113	8,224	6,964	5,165	3,366	2,466	2,016	1,571	1,283
8 km	43,460	22,064	14,931	11,365	9,226	7,799	5,761	3,724	2,705	2,195	1,690	1,365
9 km	48,469	24,568	16,601	12,618	10,227	8,634	6,358	4,081	2,943	2,374	1,809	1,446
10 km	53,479	27,073	18,271	13,870	11,229	9,469	6,954	4,439	3,182	2,553	1,929	1,527
15 km	78,525	39,596	26,619	20,131	16,238	13,643	9,936	6,228	4,374	3,447	2,525	1,934
20 km	103,570	52,119	34,968	26,393	21,248	17,817	12,917	8,017	5,567	4,342	3,121	2,340
25 km	128,616	64,642	43,317	32,654	26,257	21,992	15,899	9,806	6,760	5,236	3,718	2,747
SHS (50wp)	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160
ディーゼル	6,286	3,459	2,517	2,045	1,763	1,574	1,305	1,092	994	998	945	908

備考: 1 家庭における年間電力消費量は 73kWh と想定

SHS とグリッドの延長のコストを比較すると、村落別需要が 0~30 世帯までの範囲なら、SHS はグリッド延長に対して優位となる。そして、村落別の需要が 30 を超えると、グリッドから近距離の村落に対しては、グリッド延長は SHS より優位になる。図 3.2 に SHS とグリッド延長の等コスト線を示す。

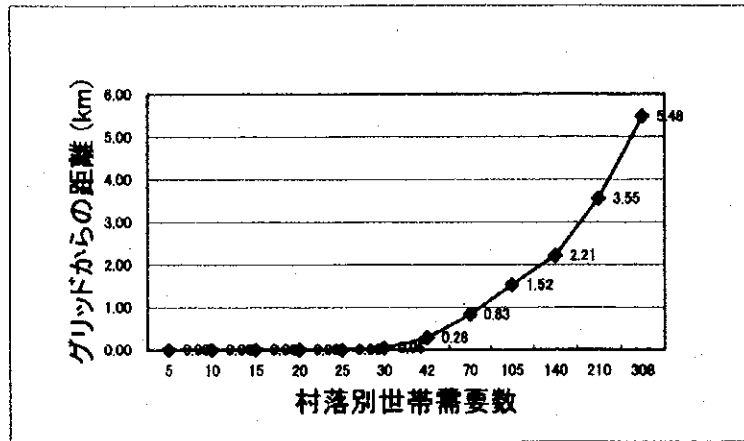


図 3.2 SHS とグリッド延長の等コスト線

両オプションのコストが等しい距離は、需要が 30 の 0.05 キロメートルから需要が 308 の 5.48 キロメートルまで伸びる。次に、ディーゼルのキロワットあたりコストは、需要が増加すると低減し、需要が 60 のとき SHS のそれと等しくなる。ディーゼルと SHS のキロワットあたりコストの比較は、以下の図 3.3 に示す。

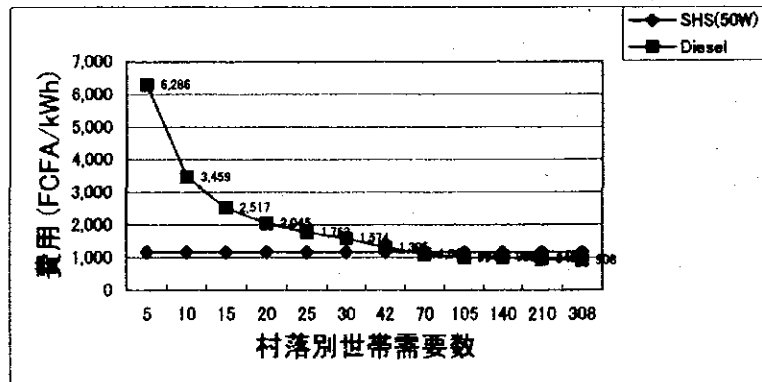
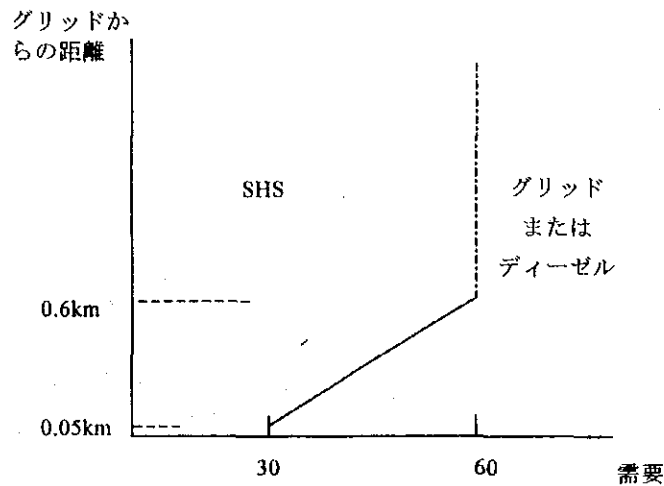


図 3.3 ディーゼルと SHS のキロワットあたりコストの比較

図 3.3 に示されるとおり、村落別世帯需要数が 60 の時に、ディーゼルと SHS の費用が等しくなる。また、図 3.2 に示すとおり、60 世帯の需要の時に、グリッド延長と SHS のキロワットあたりコストが等しくなる距離は、およそ 0.6km となる。以上に述べた費用比較を整理すると、下図のようになる。



更に、図 3.4 にディーゼルとグリッド延長の等コスト線を示す。等コスト線は、世帯需要数が 0 から 70 の間、グリッドからの距離が約 0.55 km の地点で一定していることがわかる。世帯需要数が 70 世帯を超えると、世帯需要数 70 の 0.53 km 地点から世帯需要数 308 の 2.38 km 地点へ徐々に増加する。このディーゼルとグリッド延長の等コスト線を前出のグラフに挿入したのが、図 3.5 である。SHS、ディーゼル、グリッド延長の各電化手段に関し、経済的妥当性が成立する領域がグラフに示されている。

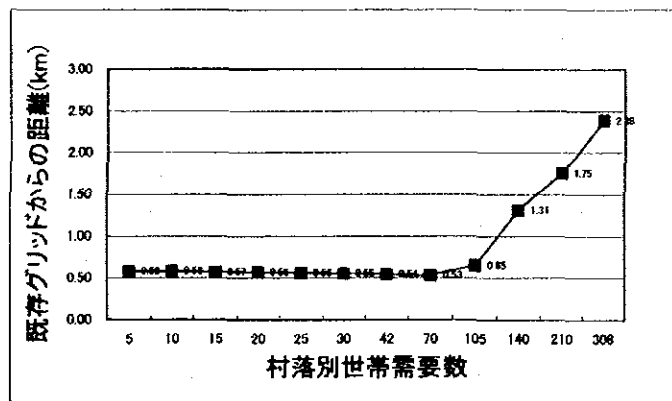


図 3.4 ディーゼルとグリッド延長の等コスト線

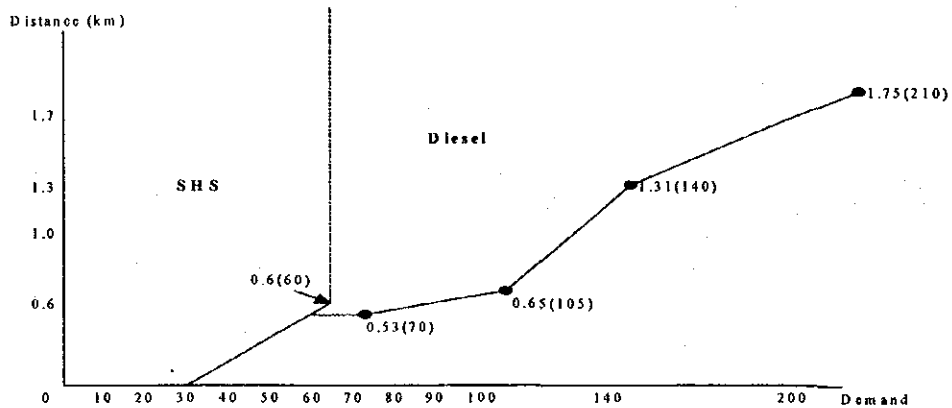


図 3.5 SHS、グリッド、ディーゼルの経済的妥当性が成立する領域

(6) SHS 優先地区の村落分布

図 3.6 と以下に、SHS の経済的妥当性が成立する村落数の分布を示す。

- 1) SHS の経済的妥当性が成立し、いまだ電化されていない村落の数は 11,222 であり、電化されていない村落のほとんどが、SHS の経済的妥当性が成立する地域であることが判明した。
- 2) 11,222 村のうち、もっとも多くの村落(6,695 村)は、既存グリッドからの距離が 0.6km 以上で、世帯需要数が 1~30 に帰属する。
- 3) 次に多いのが、既存グリッドからの距離が 0.6km 以上で、世帯需要数が 30~60 ある村落である (4,004 村)。
- 4) 3 番目、4 番目のブロックは、それぞれ、299 村、224 村である。

(7) 現況の SHS 需要

SHS 需要を州別にみると、図 3.7 と表 3.3 に示すとおりである。

表 3.3 州別 SHS 需要 (現況)

州	SHS 需要	州	SHS 需要
Dakar	115	Louga	7,243
Diourbel	9,364	Saint Louis	7,247
Fatick	9,235	Tamba	7,640
Kaolack	14,321	Thies	12,130
Kolda	10,240	Ziguinchor	4,998
		計	82,533



SHS の需要は、セネガル全土で 82,533 と推定され、現況段階でも SHS に対する潜在需要の大きさがわかる。Kaolack 州は、14,321 と最も多い州で、Ziguinchor 州はダカール州を除いて、4,998 ユニットと最も少ない州である。

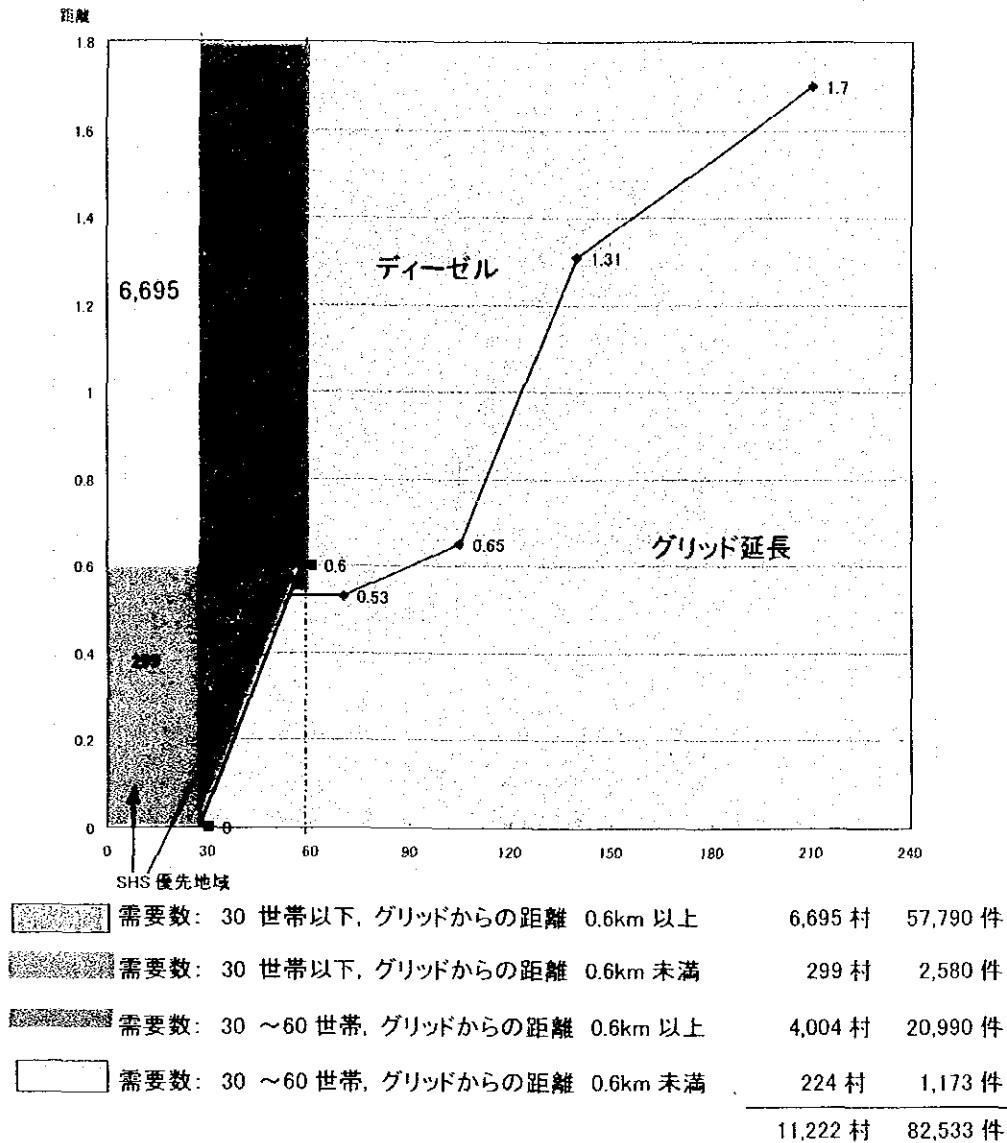


図 3.6 SHS の経済的妥当性成立地帯の村落数分布

SHS の需要は、セネガル全土で 82,533 戸推定され、現段階では SHS に対する潜在需要の大きさがわかる。Kaolack 州は、14,321 と最も多い州で、Ziguinchor 州はタカマカ州を除いて、4,998 のユニットと最も少ない州である。

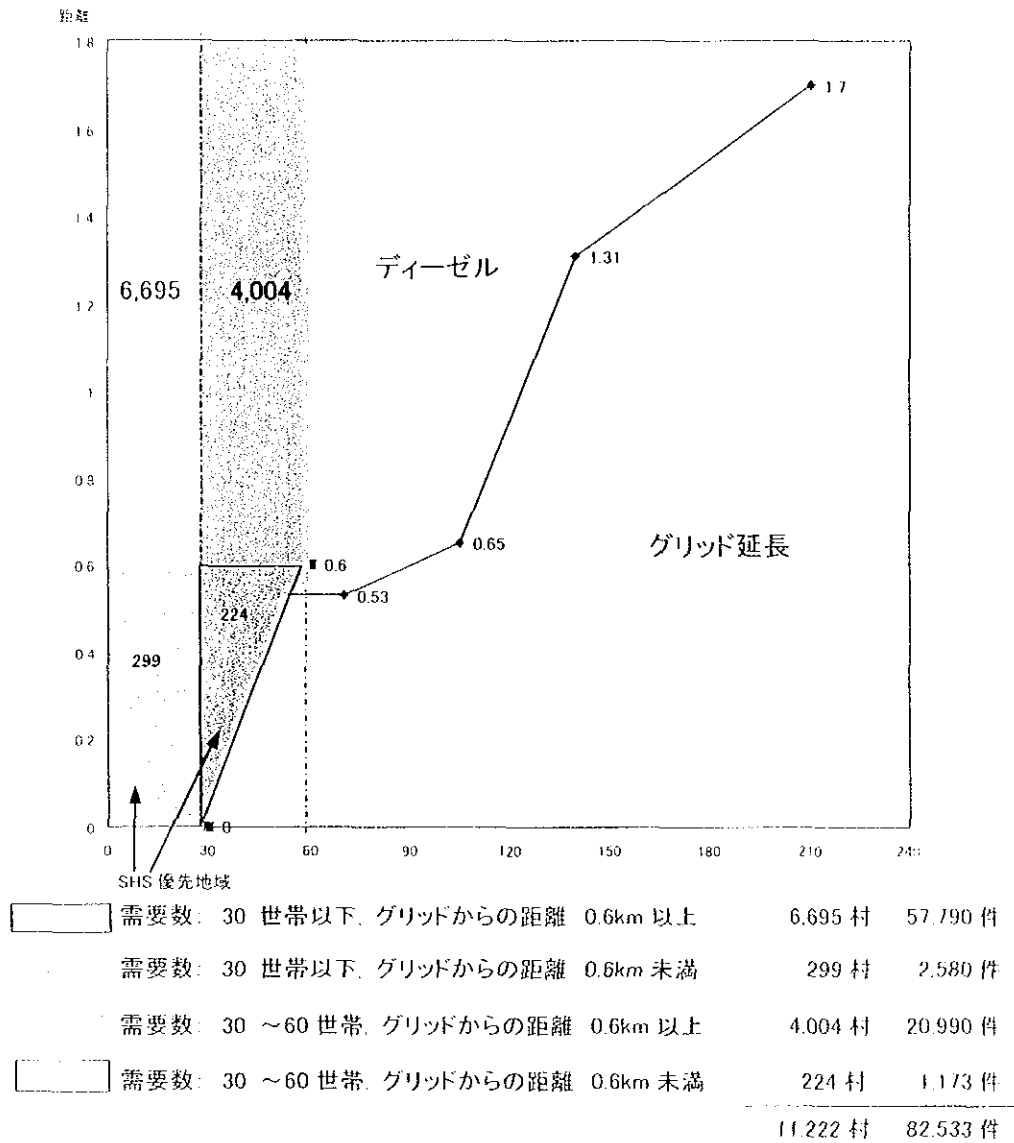


図 3.6 SHS の経済的妥当性成立地帯の村落数分布

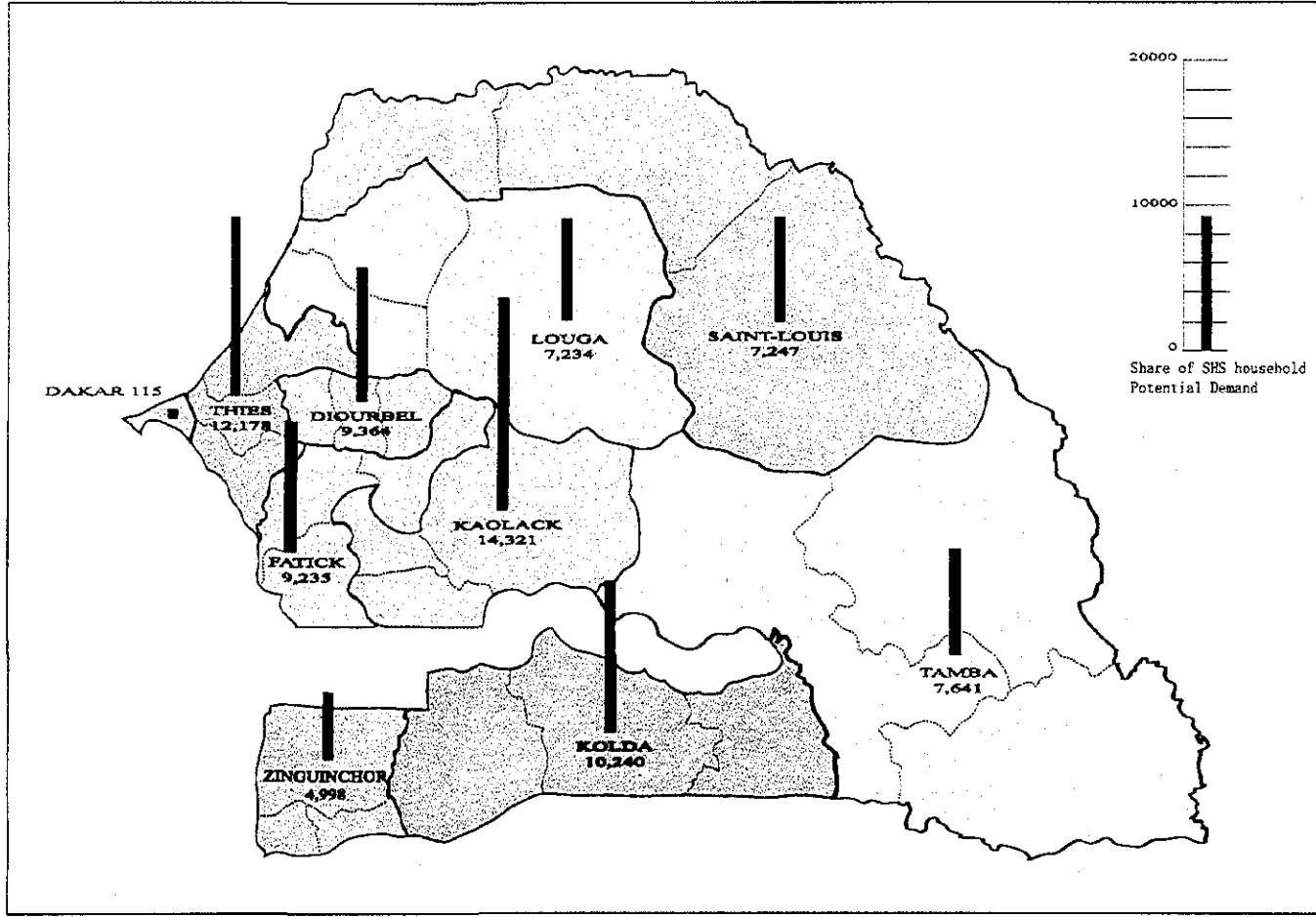


図 3.7 州別 SHS 需要

表 3.4 に SHS の潜在需要をもつ郡の数、村落数、世帯需要数を県別に示す。

表 3.4 県別 SHS の需要

州	県	郡の数	村落数	需要数
Dakar	Rufisque	1	10	115
Diourbel	Bambay	13	401	4,435
	Diourbel	11	340	2,792
	Mbacke	11	282	2,137
Fatick	Fatick	14	185	3,044
	Foundiougne	9	307	3,097
	Gossas	12	282	3,094
Kaolack	Kaffrine	21	847	7,313
	Kaolack	9	429	3,168
	Nioro du Rip	11	456	3,840
Kolda	Kolda	13	677	2,748
	Sedhiou	20	573	5,536
	Velingara	10	422	1,956
Louga	Kebemer	16	796	1,957
	Linguere	17	664	2,924
	Louga	15	776	2,362

州	県	郡の数	村落数	需要数
Saint Louis	Dagana	6	261	2,100
	Matam	12	254	3,128
	Podor	10	148	2,019
Tamba	Bakel	10	400	2,102
	Kedougou	10	221	1,746
	Tamba	13	737	3,792
Thies	Mbour	8	123	2,844
	Thies	9	348	4,103
	Tivaouane	15	859	5,183
Ziguinchor	Bignona	15	279	3,094
	Oussouye	4	68	1,002
	Ziguinchor	5	74	902
Total		320	11,219	82,533

更に、表 3.5 と図 3.8 で、SHS の需要を、ASER が手続きマニュアルで推奨している 18 の事業認可地域別に示す。

表 3.5 事業圏別 SHS 潜在需要

	事業圏名	郡の数	村落数	世帯需要数
1	Ziguinchor	24	421	4,998
2	Diourbel-Bambay	24	741	7,227
3	Mbacke	11	282	2,137
4	Dagana-Podor	16	409	4,119
5	Matam	12	254	3,128
6	Tambacounda-Kedougou	23	958	5,538
7	Bakel	10	400	2,102
8	Kaolack-Nioro du Rip	20	885	7,008
9	Kaffrine	21	847	7,313
10	Tivaouane	15	859	5,183
11	Thies	9	348	4,103
12	Mbour	8	123	2,844
13	Kebemer-louga	31	1,572	4,319
14	Linguere	17	664	2,924
15	Gossas-Fatick	26	467	6,138
16	Foundiougne	9	307	3,097
17	Sedhiou	20	573	5,536
18	Kalda-velingara	23	1,099	4,704
	計	319	11,209	82,418

注：Dakar の Rufisque は除く。

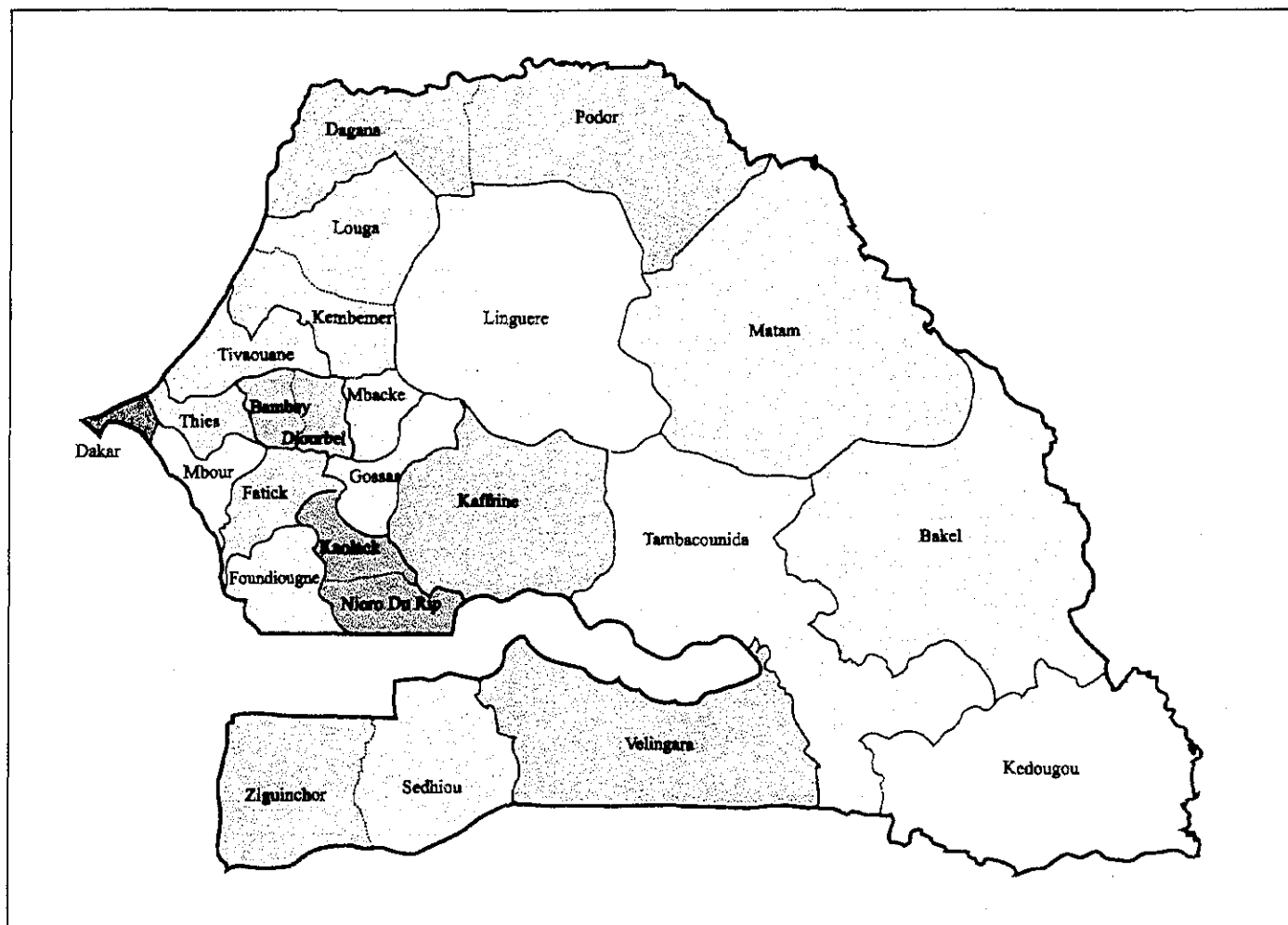


図 3.8 事業圏別 SHS 潜在需要

## (8) 将来需要予測

### 1) 前提条件

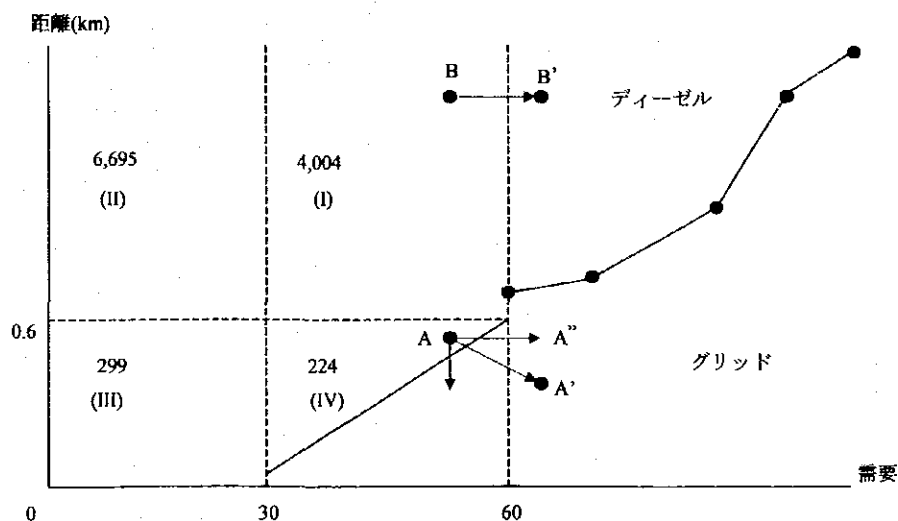
将来需要予測にあたり、まず2つの条件を明確にしなくてはならない。

#### SHSの経済的妥当性が成立する領域

3つの電化手段にかかる電化費用と年間電気消費量（各世帯とも73キロワット）を2015年まで変わらないものと仮定することにより、図3.6に示すSHSの経済的妥当性が成立する領域は、2015年においても適用できるものとする。

#### SHSの経済的妥当性が移行する領域

現況においてSHSの経済的妥当性に属する領域の一部は、SENELECによるグリッド延長や村落人口の増加により、将来、他の電化手段（グリッド延長・ディーゼル）の優位領域に移行する可能性がある。



現在A、Bに位置する2つの村落は、将来A'（グリッド）またはB'（ディーゼル）へシフトする可能性がある。既存グリッドからの距離が0.6キロメートル未満のA村は、もし、SENELECのグリッドが延長されれば、グラフ上で下向きの矢印（→）にシフトするであろう。また、もし村落人口が増加すれば、右向きの矢印（→）にシフトすることになる。

更に、もし、グリッドの延長と社会経済的發展があわせて起これば、AからA'にシフトすることになる。しかしながら、SENELECによるグリッド延長は、予測すること

が困難である。また SENELEC は 60 以上の世帯需要を有する村落に関心をもつと想定される。従って、60 以下の世帯需要を有する A 村は、グリッド延長の対象外で、グラフに示す下方へのシフトは、起こらないと予測される。これは、SENELEC の地方電化に対する関心が、主に都市部と高い潜在需要を有する村落に向けられているからである。したがって、A を含む第 4 ブロックの村落は、将来も SHS 領域に位置するものと想定する。

一方、B 村は、社会経済的発展により B' のディーゼル領域へシフトする。現在で 50 から 60 の世帯需要をもつ第 1 ブロックの村落は、近い将来ディーゼルの領域に移行する可能性が高い。最初に SHS、後にディーゼルという二重の投資は、事業主に資金的な負担を強いることになる。最初に設置される SHS は、ディーゼルへの移行後は中古機材として使用できるが、中古市場は新規商品の普及後にゆっくりと発展することが予想される。結局、どの電化手段を採択するかは消費者の判断に委ねられる。本調査では、現在の需要が 60 あるいは第 1 フェーズ (2001~2005 年) に 60 に達する村落を SHS 領域の対象外とする。

第 2、第 3 ブロックに集中する多くの村落では、主として社会経済的発展によって SHS の利用者が増加することであろう。増加利用者数は、県別の人口成長予測にもとづいて推定する。

結論として、SHS の新規利用者は、図 3.6 に示す SHS 領域内で発生するものとする。但し、第 1 ブロックの中で、近い将来ディーゼルに移行することが予測される村落は、対象外とする。

## 2) 村落世帯の年平均増加率

将来の人口は、統計局が作成した 1995 年から 2015 年の県別人口予測にもとづいて推定する。統計局が推定した人口増加率は、世界銀行の「World Population projection : 94/95」の人口増加率に近似している。また、国勢調査年 (1988 年) の平均家族構成が 1990 年から 2015 年にかけて一定と仮定すると、世帯増加率は人口増加率に等しくなる。以上により、表 3.6 に示す県別の年平均世帯増加率を用いて、2000 年と 2015 年の人口予測値を算定する。

表 3.6 県別年平均人口増加率 (2000-2015)

州	県	増加率(%)	州	県	増加率(%)
Dakar	Rufisque	3.03	Thies	Mbour	1.94
Ziguinchor	Bignona	0.48		Thies	2.14
	Oussouye	1.74		Tivaouane	1.30
	Ziguinchor	1.26	Louga	Kebemer	-4.13
Diourbel	Bambay	1.33		Linguere	2.63
	Diourbel	0.33		Louga	-3.83
	Mbacke	4.20	Fatick	Fatick	0.29
Saint Louis	Dagana	1.11		Foundiougne	2.06
	Matam	1.95		Gossas	0.88
	Podor	-0.99	Kolda	Kolda	2.06
Tamba	Bakel	1.86		Sedhiou	1.96
	Kedougou	-1.84		Velingara	1.82
	Tamba	2.72			
Kaolack	Kaffrine	1.97			
	Kaolack	1.45			
	Nioro	2.29			

3) 移行地域 (SHS からディーゼル) に該当する村落

既述のとおり、図 3.6 に示す第 1 ブロックの中に、SHS 市場の対象外とすべき村落が含まれる。除外の対象となるのは、需要世帯が現在 60 か、第 1 フェーズ中に 60 に達する村落である。除外対象村落の選定方法は以下のとおりである。

SHS 需要 (Kolda 県)	2000		2005
需要世帯数	54		60

Kolda 県の例を用いて、移行地域に該当する村落の選定方法を示す。以下の計算式により、2005 年において 60 世帯の需要をもたらすには、2000 年において、54 世帯の需要が必要となることがわかる。

$$A \times (1 + 0.0206)^5 = 60 \quad A=54$$

\*0.0206 は Kolda 県の年平均人口増加率

Kolda 県では、現在 54 以上の世帯需要が存在する村落は、ディーゼル発電機によって電化されるものと想定する。上記算式により、移行地域に該当する現在の村落別最低需要数は表 3.7 のとおりとなる。



表 3.7 移行地域に該当する村落別最低需要（現在）

州	県	最低需要	州	県	最低需要
Dakar	Rufisque	51	Thies	Mbour	54
Ziguinchor	Bignona	58		Thies	54
	Oussouye	55		Tivaouane	56
	Ziguinchor	56	Louga	Kebemer	74
Diourbel	Bambay	56		Linguere	53
	Diourbel	59		Louga	73
	Mbacke	49	Fatick	Fatick	59
Saint Louis	Dagana	57		Foundiougne	54
	Matam	54		Gossas	57
	Podor	63	Kolda	Kolda	54
Tamba	Bakel	55		Sedhiou	54
	Kedougou	66		Velingara	55
	Tamba	52			
Kaolack	Kaffrine	54			
	Kaolack	56			
	Nioro	53			

更に、上記条件に該当する SHS 領域内の村落数とその総需要数を県別に整理すると、表 3.8 のとおりとなる。

表 3.8 移行地域に該当する村落数とその総需要数

州	県	村落数	総需要数	州	県	村落数	総需要数
Dakar	Rufisque	0	0	Thies	Mbour	5	278
Ziguinchor	Bignona	1	58		Thies	8	459
	Oussouye	2	117		Tivaouane	3	171
	Ziguinchor	2	117	Louga	Kebemer	0	0
Diourbel	Bambay	2	115		Linguere	3	171
	Diourbel	0	0		Louga	0	0
	Mbacke	6	317	Fatick	Fatick	1	59
Saint Louis	Dagana	0	0		Foundiougne	6	346
	Matam	8	447		Gossas	0	0
	Podor	0	0	Kolda	Kolda	2	113
Tamba	Bakel	4	233		Sedhiou	7	398
	Kedougou	2	104		Velingara	0	0
	Tamba	6	335	Total		84	4,753
Kaolack	Kaffrine	8	456				
	Kaolack	3	173				
	Nioro	5	286				

4) 将来需要予測

2015 年の SHS 需要を、表 3.9 のとおり事業圏別に示す。前項により移行地域に該当する村落は、需要予測の対象外としている。SHS 需要は、下記に示す式で算定する。

$$D_i^n = D_i^{2000} \times (1+Gr)^n$$

但し  $D_i^n = n^{\text{th}}$ 年における事業圏 (i) の SHS 需要

$$1 \leq i \leq 20$$

$G_r =$  県 (r) における年平均人口成長率

$$1 \leq r \leq 28$$

$D_i^{2000} =$  2000 年における事業圏 (i) の SHS 需要

表 3.9 事業圏別 SHS 世帯需要予測

	事業圏	2000	2005	2010	2015
1	Zinguinchor	4,706	4,911	5,459	5,355
2	Diourbel-Bambay	7,112	7,576	7,947	8,340
3	Mbacke	1,820	2,625	3,225	3,961
4	Dagana-Podor	4,119	4,140	4,173	4,217
5	Matam	2,681	2,953	3,794	3,582
6	Tambacounda- Kedougou	5,099	5,449	6,409	6,413
7	Bakel	1,869	2,049	2,527	2,464
8	Kaolack-Nioro du Rip	6,549	7,704	8,475	9,325
9	Kaffrine	6,857	8,062	8,888	9,799
10	Tivaouane	5,012	5,529	5,898	6,291
11	Thies	3,644	4,561	5,071	5,637
12	Mbour	2,566	3,131	3,446	3,794
13	Kebeber-Louga	4,319	3,528	2,882	2,355
14	Linguere	2,753	3,329	3,791	4,316
15	Gossas- Fatick	6,079	6,321	6,510	6,708
16	Foundiougne	2,751	3,429	3,797	4,205
17	Sedhiou	5,138	5,662	6,722	6,875
18	Kolda-Velingara	4,591	5,059	5,713	6,142
	Total	77,665	86,018	94,727	99,779

現在、77,665 世帯の需要がある SHS 市場は、年約 1.7%の成長率をもって、2015 年には約 100,000 世帯に増大すると予測される。

### 3.2 PV 地方電化計画のビジネス戦略の基本コンセプト

民間主導下での地方電化推進の現在の初期段階では、とりわけ、以下の課題が PV システムの普及に不可欠である。

- A. 高い初期コストの克服：エネルギー供給の高い初期コストはまず取り除く必要がある。融資メカニズム／補助金の支給、より安い機材、そして低サービス基準（低品質のサービスではない）は、この目的達成には貢献することになる。
- B. 地元住民の参加の奨励：エネルギーサービスの設計及び供給の段階での地元コミュニティ、投資家、消費者／受益者（地元住民）の積極的参加は必須である。その意味では、地方分権的アプローチは、その解決策の一環であり、そこでは、地元コミュニティの組織能力の強化も要求される。
- C. 需要志向のアプローチ：地元の問題の解決は、その地元のコミュニティの設計及び実施への参画が積極的であればあるほど、より持続可能であるという信念に基づく。したがって、全体プログラムの推進を支援する事業には、事業推進者との密接な協調の下で、（当然政府の援助は必要とするが）地元コミュニティ自身から生み出されたニーズが充分反映されていることになる。

以上の事柄を踏まえ、PV 地方電化計画の基本的なコンセプトが本調査のために確立された。

- 1. PV 地方電化計画は、以下に規定するように電灯中心の計画である。

PV の電気使用は、電灯のみならず、地下水汲み上げ、冷蔵庫そして家内工業のような生産目的の使用も含まれる。しかし、電灯使用が村落電化の最大目的であると考え、本調査団とセネガル側カウンターパートとの間でPVの主たる使用は電灯中心であり、村落家庭や公共施設で使用される電化製品も一部含むということで相互確認をした。

この議論の中では、生産的利用の問題は記述されていないが、この調査で無視されているわけではない。村落開発とは、このような電灯による初期的な電化の実施の結果として、その後、生起することになる。さらに、村落住民がこのような技術の潜在的な能力により関心を持つにつれて、村落開発を支援できる更なるシステムの需要が生じることが期待できる。村落単位での集団的な活動を推進するための組織的基盤は、家庭への電灯普及を通し形成されており、増大する需要を賄うことを可能にするようになる。人材養成・育成プログラム、融資メカニズム、そしてこれらの技術への更なる政府の関心及び社会的受容を通し、現在の計画も直接的な経済開発の領域に進展していくことになる。いったん、村落コミュニティが金融選択を理解かつ受容して、正式な経済活動の仕組に参加することが確立すると、コミュニティ形成のゴールは達成されることになる。

2. PV 地方電化の対象地域の中には、既存グリッド網の延長やディーゼル発電のような他の永久的あるいは半永久的な代替案によって取って代わられるまでの遷移的段階と見なされる場所もあり得る。取って代わられた後は、付加価値増に貢献するに十分な電力が供給される。その場合には、据付けられた PV 機器は将来他の未電化地域に転嫁されることになる。

したがって、高い電力需要のある村落では、PV 機器は他の電力代替案に変更されることになる。このようにマージナルな領域にある村落も、電化ニーズ、需要電力量そして村落位置をベースに、地方電化潜在重要な算定では考慮されている。

3. PV 機器設置の家庭は、高い家計所得、すなわち、村落人口の上位 20-25% の高所得者が対象となっている。それは、PV 機器設置の初期対象を、電化サービスへの支払能力のある家庭を考えている。このアプローチは、民間主導の地方電化を勧奨したこの調査の特徴でもある。すなわち、事業のサステナビリティを優先している。この開発コンセプトは、セネガルの地方電化政策の実現に不可欠な要素である。そこでは、電化率の向上と民間主導によるインフラ整備が謳われている。

以上の要求を満たすため、まず、村落受益者への経済負担の軽減と電化需要の充足の実現には、サプライサイドとデマンドサイドからの両者の貢献が必須となる。その貢献とは、以下の通りである。

サプライサイド： 良質なサービスの提供

デマンドサイド： 経済的貢献、すなわち、事業のサステナビリティの維持のため、初期投資の一部負担(ここでは、初期投資の 10%)  
と定期的支払

電化サービスに対する対価の確保である料金徴収のリスクは、事業実施者(ダカールの事業家: Global entrepreneurs) に最終的には賦課される構造になっていることは銘記しておくべきである。なぜなら、地方電化の初期段階では、政府からの経済的かつ技術的支援のほとんどは、ダカールの事業家、すなわち、事業会社に向けられることになるからである。

PV 電化は電灯中心と見なし、最初から所得創出に寄与することにはならない。このような電灯中心の状況は初期段階のみで、その後その村落での電化地域は増加し、そこでの電化率も増大することが期待できる。そのような電化率の上昇と並行して、他の電化代替方法の導入による所得創出の活動も促進されることになろう。ただし、村

落コミュニティとの親密な意思疎通と協調の下での上記の事業会社のその後のビジネス活動に依存することになる。

同時に、地域コミュニティでの金融活動もより浸透し、活発になる必要がある。そのようなダカールに事業会社のみならず村落住民にとっても魅力的な市場環境を創出するのも ASER の役割の一つである。このような所得創出と金融活動の有機的な融合は、うまく機能すれば持続可能な村落開発へと進展することが期待できる。

そのようなスキームを実現化させるためにも、地元の社会経済、文化・習慣、言葉等に精通した地元の事業家 (Locally-base entrepreneurs)、例えば、地元の NGOs、PV 専門家等が重要な役割を演じることが期待される。このような役割は、ダカールの事業家、村落コミュニティ、そして村落住民の間の信頼できる関係を形成することができる “Coordinator” という存在で特筆される。

### 3.3 PV 事業モデル

パイロット・プロジェクトは、目下、マール島で実施中である。PV 全国地方電化の開発コンセプトは基本的には一部を除き、パイロット・プロジェクトで適用した手法と同じである。

マール島では 100 台の SHS システムが、日本政府の無償援助で設置され、セネガルカウンターパートの ASER/MMEH の管理下、民間のパイロット・プロジェクト・オペレーターによって運営維持管理されている。後者のオペレーターは、PV 設置業者と同じ業者となっている。(限定入札によって、オペレーターは選定された。)パイロット・プロジェクトの概要及び実施体制は、それぞれ表 3.10 と図 3.9 に示すとおりである。55Wp の初期投資は全て、日本の経済協力援助の下の JICA の無償資金で賄われている。この援助には、PV 設置、維持管理、機材調達に係るカウンターパートへの技術援助、そして PV 地方電化実施計画の策定が含まれている。

パイロット・プロジェクトのユーザーには、初期投資額の 10% 相当の 45,000 CFA (約 70 US\$) と月額 3,700 CFA (約 6-7US\$) の支払義務を課し、これらの資金は経常的維持管理費用と将来 20 年間のバッテリー、コントローラー、PV パネル等の機材更新費用にあてがわれることになっている。したがって、継続的維持管理体制とユーザーへの信頼できる電気サービスの提供を確保する計画になっている。しかし、この計画自体は、商業的には真似ることはできない。なぜなら、PV 機器の調達・据付に係わる初期投資には、JICA からの無償資金に頼っているからである。民間会社がこの JICA の無償の初期資金を自己調達すれば、上記

の維持管理及び更新費用を賄うには、月額支払は少なくとも 50%以上となり、かつ、追加的な経済支援も必要となろう。

ASER の Procedure Manual で提案されている以下の 2 つの事業実施形態に対し、PV による地方電化手法は、どちらかというとも ERIL の方式に適用される可能性が高く、パイロットの経験も踏まえ、図 3.10 に示す民間事業者主導による維持管理モデルを提案する。ただし、運営維持管理体制は、状況を見て民間事業者主導から地域コミュニティ主導に転換することも考えられる。

#### **地方電化優先プログラム (PPER: Rural Electrification Priority Programs)**

特定地域に対するサービス及び技術計画を優先プログラムとしてトップダウン方式で実施していく。プログラムの策定にあたっては、ASER による地方電化計画と MBH による全国地方電化計画に基づいて定期的に修正を加えていく。民間オペレーター及び配電事業権保有者は毎年 1 回の入札によって決定される。事業権は、適格性を有する民間事業者に付与される。そのとき、事業者には最低限の利益が保証されることになる。

#### **地域コミュニティ主導型地方電化プロジェクト (ERIL: Electrification Rurale d'Initiative Local)**

ボトムアップ方式であるコミュニティ主導型地方電化プロジェクトは特定地域の開発目標や地理的計画の優先順位には関係なく、主として民間事業者と地域コミュニティの共同作業によって進められていく。事業権はプロジェクトオペレーターに与えられる。

表 3.10 パイロット・プロジェクトの枠組み  
-JICA 太陽光利用地方電化計画調査-

1. **実施地域**：ファティック州、フィムラ郡：マル・ロッジ、マル・スールー、マル・ファファコ  
上記3村落はマル島に位置し、N' Dangane の町から 30 分程エンジンボートに乗って上陸できる。N' Dangane は SENELEC の配電網と接続しており、ダカールから車で 2.5 時間の距離にある。

	マル・ロッジ	マル・スールー	マル・ファファコ
人口	1,550	886	2,172
営業許可保有業者数	197	39	186
経済活動	農業、畜産、漁業、 仕送り	農業、畜産、漁業、 仕送り	農業、畜産、漁業、 仕送り

2. **実施機関**：村落電化庁 (ASER)、エネルギー・水利省 (MEH)  
3. **PV サプライヤー**：MATFORCE  
4. **PV 設備購入予定数**：100 台  
5. **PV 設備初期据付数**：95 台  
6. **運営期間**：20 years  
7. **PV 設備の内容**  
PV 電池パネル：55 Wp  
充放電コントローラー：10A  
蓄電池：100 Ah

タイプ1	タイプ2	タイプ3
照明適合型システム LFC ランプ 5 本 ラジオ用ソケット 1 ケ	テレビ適合型システム LFC ランプ 3 本 ラジオ用ソケット 1 ケ 白黒テレビ用ソケット 1 ケ	テレビ、照明適合型システム LFC ランプ 2 本 ラジオ用ソケット 1 ケ 白黒テレビ用ソケット 1 ケ LED ランプ

8. **ユーザー用「料金制」**  
初期支払い：45,000 CFA  
月額：3,700 CFA

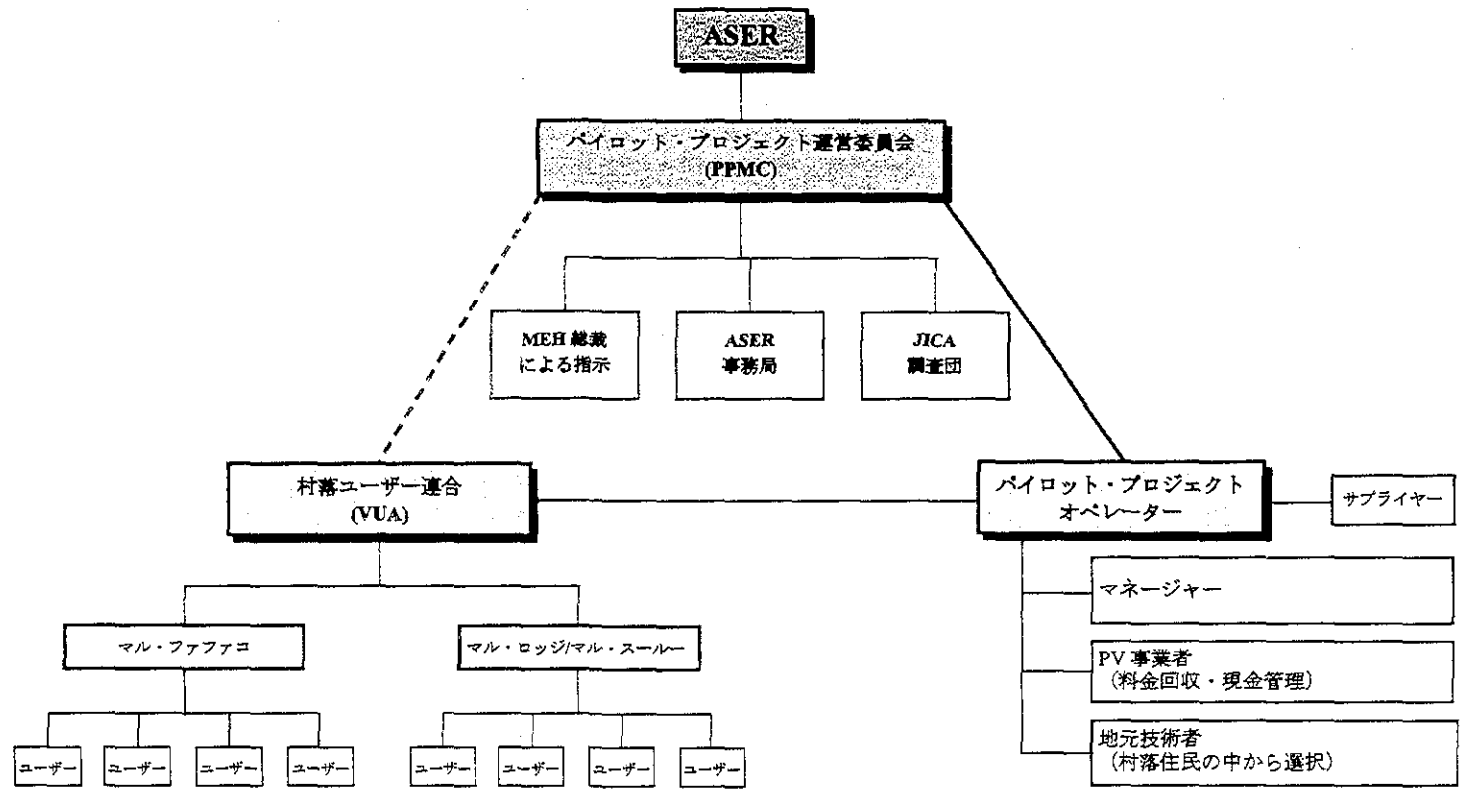


図 3.9 パイロット・プロジェクトの管理運営体制



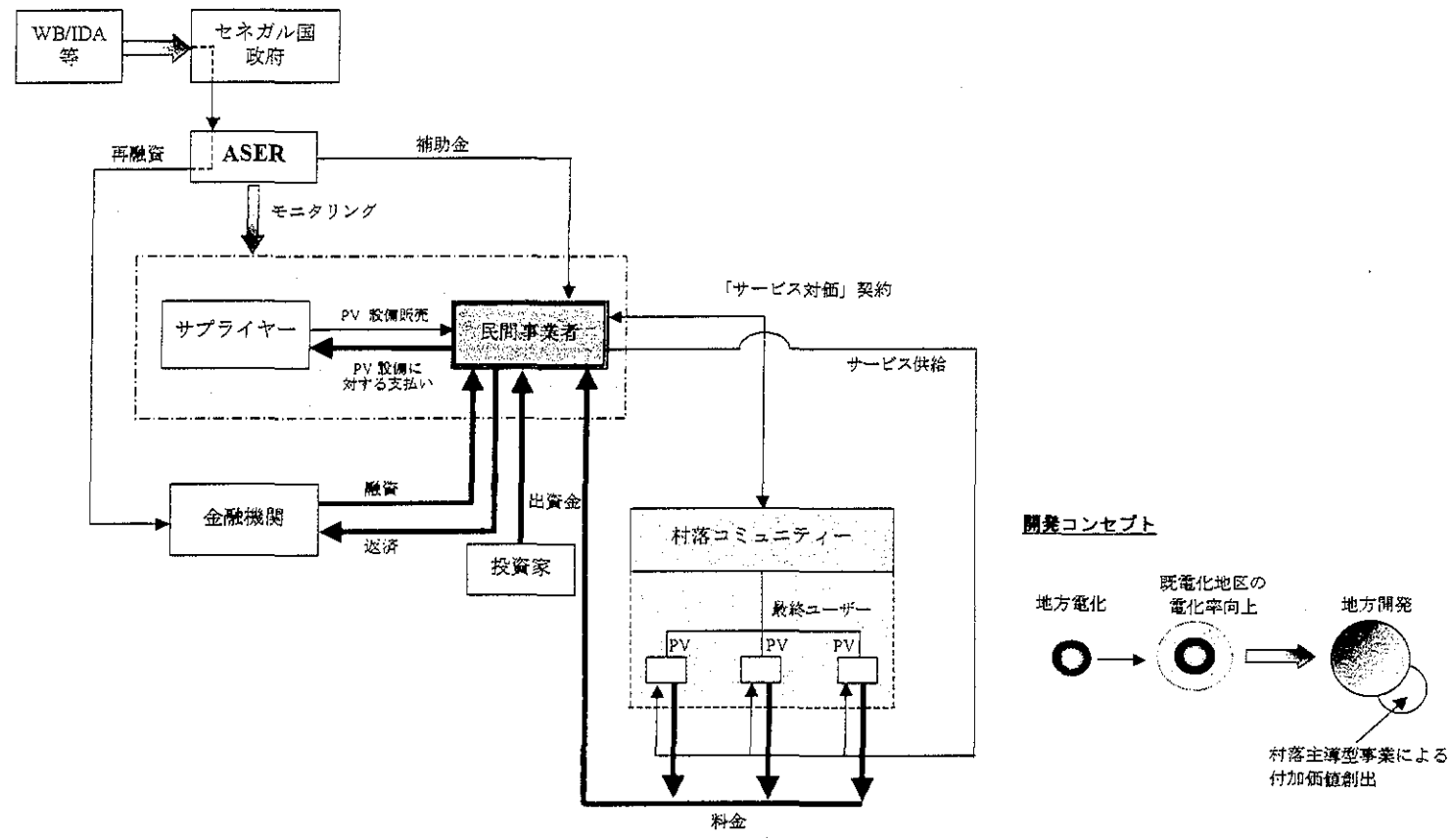


図 3.10 事業モデル：PPER/ERIL  
民間事業者による総合運営維持管理システム

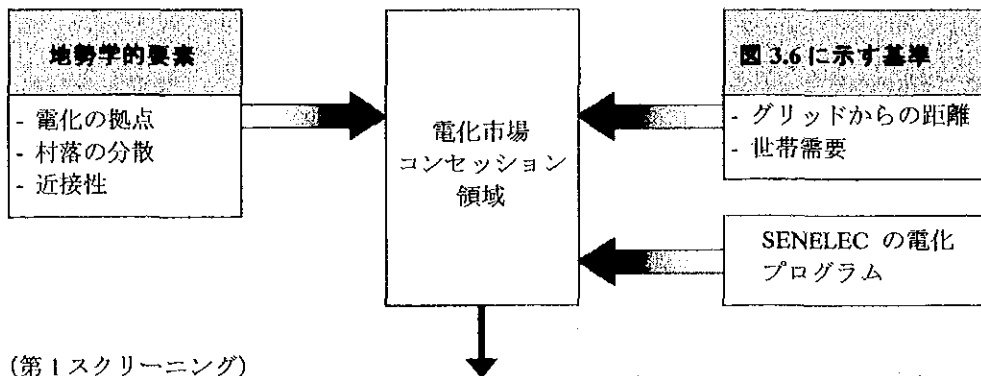
### 3.4 地方電化プログラム (SHS)

#### (1) SHS 市場発掘の条件

セネガル全土に分散する約 13,000 程の村落に対し、SHS 市場になると想定される市場 (SHS 潜在需要を有す村落) は、図 3.6 に示すように、既存グリッドからの距離と世帯需要をパラメーター (変数) とするグラフで抽出することが出来る。この手法は、電化需要と代替電源 (グリッド延長、ディーゼル発電、SHS) のコスト比較に基づくが、極めて理論的で実際の電化市場の特徴 (地勢条件、村落の分布、村落の社会経済状況) を考慮していない。従って、図 3.6 に示す考え方は SHS 市場を導く、あるいは、潜在需要を把握する手法に過ぎない。しかしながら、この手法は、最初に予定されている 3 つのコンセッション領域 (Dagana-Podor, Mbour, Kolda-Velingara) の地方電化計画に対し、SHS 市場を洗い出す 1 つの条件となる。なぜなら、地方電化計画では、電化手法 (既存中圧線の延長、ディーゼルを発電源とする低圧網の敷設、SHS) 別に電化市場を明らかにするからである。それぞれの手法に合う市場を明確にする上で、下記に示す基準が考慮されるであろう。

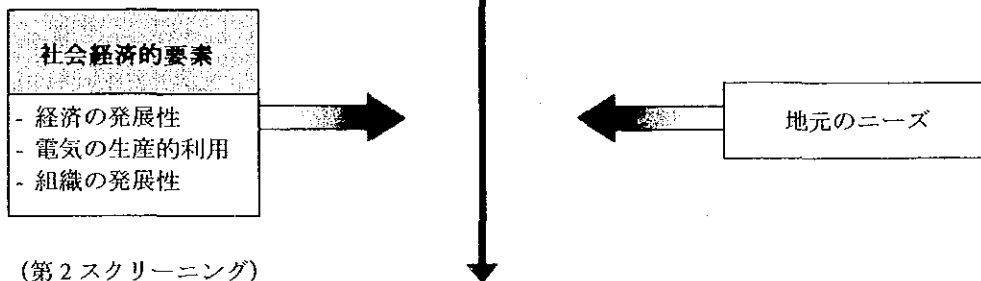
基準	条件
a) 電化の拠点	Community rural (村落共同体) センターの位置 中心部での潜在電化需要
b) 村落の分散	センター周辺の村落分布 既存中圧線沿いの村落分布
c) 近接性	道路網と路面状況 Department (県) センターへの近接性
d) 村落の経済条件	農地の肥沃性 非農業所得の割合
e) 電気の生産的利用	作物別収穫面積 農産加工物の生産可能性
f) 村落の活動	NGO 又は地元起業家の存在 地方給水、保健衛生サービス、社会活動に対する村落組織の関与 女性の社会活動

基準は、地勢的要素 (a から c) と社会経済的なもの (d から f) に大別される。要領として、それぞれの電化手法に見合う市場を発掘するために、これら基準をどのように使うかである。おそらく、調査は最初に地勢学的観点に配慮され、そこでは将来電化されるであろう村落と適切な電化手法が検討される。次に、社会経済的観点が考慮され、電化手法別に市場を決定する。電化手法別に市場を決定する概念図は下記に示す通りである。



(第1スクリーニング)

潜在市場	手 法
1) Community rural センター (第1 カテゴリー)	中圧線延長と低圧網 (ネットワーク)
2) Community rural センター (第2 カテゴリー)	ディーゼル発電と耐圧網
3) Community rural センター (第3 カテゴリー)	ディーゼル or SHS or それらの組み合わせ
4) センター (第1 カテゴリー) 周辺の村落	低圧線延長
5) センター (第1と2 カテゴリー) 周辺の村落	SHS
6) 既存グリッド沿いの村落	低圧線延長 or SHS
7) 僻地の損失なく	SHS



(第2スクリーニング)

グループ	市 場	手法 (オプション)	形 態
1	センター (第1 カテゴリー)	中圧線延長と低圧網	SENELEC
2	"	"	PPER
3	セクター (第2 カテゴリー)	D/G と低圧網	PPER or ERIL
4	センター (第3 カテゴリー)	"	PPER or ERIL
5	"	SHS	ERIL
6	"	D/G と SHS の組み合わせ	ERIL
7	センター (第1) 周辺の村落	低圧線の延長	PPER
8	"	SHS	PPER
9	センター (第2と3) 周辺の村落	SHS	ERIL or PPER
10	グリッド沿いの村落	LV extension	PPER
11	"	SHS	PPER
12	僻地の村落	D/G と SHS の組み合わせ	ERIL
13	"	SHS	ERIL

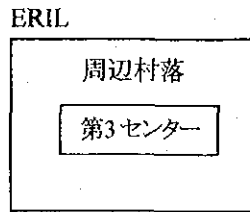
電化市場は、Community rural センター、センター周辺の村落、既設グリッド沿いの村落、僻地の村落に分かれる。電化の拠点であるセンターは、人口、近接性、SENELEC のグリッド拡充計画等で、更に第1～第3 カテゴリーに分類される。例えば、村落の人口では、第1 カテゴリーは2,000人以上、第2 カテゴリーは1,000人から2,000人、第3 カテゴリーは1,000人以下である。また、州及び県の中心地まで道路が舗装されているセンターは、第1又は第2 カテゴリーに、一方、近接性が悪いセンターは第3 カテゴリーになる。センター周辺村落の分類も同様で、第1 カテゴリーと第2/3 カテゴリーに分けられる。最後に、既設グリッドからの距離及び世帯需要を考慮して、電化手法別の潜在市場は7グループに分けられる(第1スクリーニング)。

第1スクリーニングの7グループは、社会経済的要素及びローカルのニーズを勘案すると、更に13グループに細分される。この7から13へのグループ細分化(第2スクリーニング)は、下記に示す通りである。

第1スクリーニング	第2スクリーニング	グループ特性
CR センター (第1 カテゴリー)	グループ 1	• 所得が高い潜在利用者 (60 以上)
	グループ 2	• 上記の特性に合致するが SENELEC による電化計画対象外
CR センター (第3 カテゴリー)	グループ 4	• 電気の生産的利用が高い
	グループ 5	• 地元企業家又は NGO の存在
	グループ 6	• 経済的発展性が相対的に高い • 地元企業家と NGO の存在 • 村落組織が社会活動に参加している • 電気の生産的利用が相対的に高い • 地元企業家の存在 • 村落組織が社会活動に参加している
センター (第1) 周辺の村落	グループ 7	• 潜在利用者 (30 以上) / 低圧線を望む場合
	グループ 8	• 潜在利用者 (30 以上)
既存グリッド沿いの村落	グループ 10	• 潜在利用者 (30 以上) / 低圧線を望む場合
	グループ 11	• 潜在利用者 (30 以上)
僻地の村落	グループ 12	• グループ 6 と同じ
	グループ 13	• グループ 5 と同じ

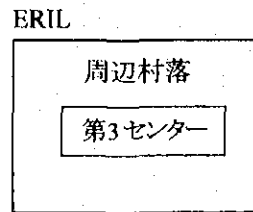
細分化したグループから SHS 市場だけを取り出すと下記に示すパターンに整理できる。

パターン1



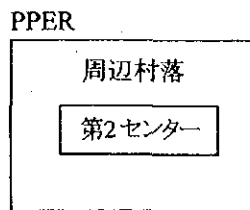
SHS に限定

パターン2



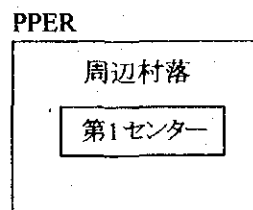
SHS と D/G

パターン3



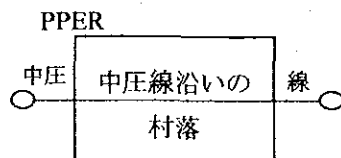
SHS に限定  
周辺村落に限定

パターン4



SHS に限定  
周辺村落に限定

パターン5



SHS に限定

パターン6



D/G と SHS

パターン7



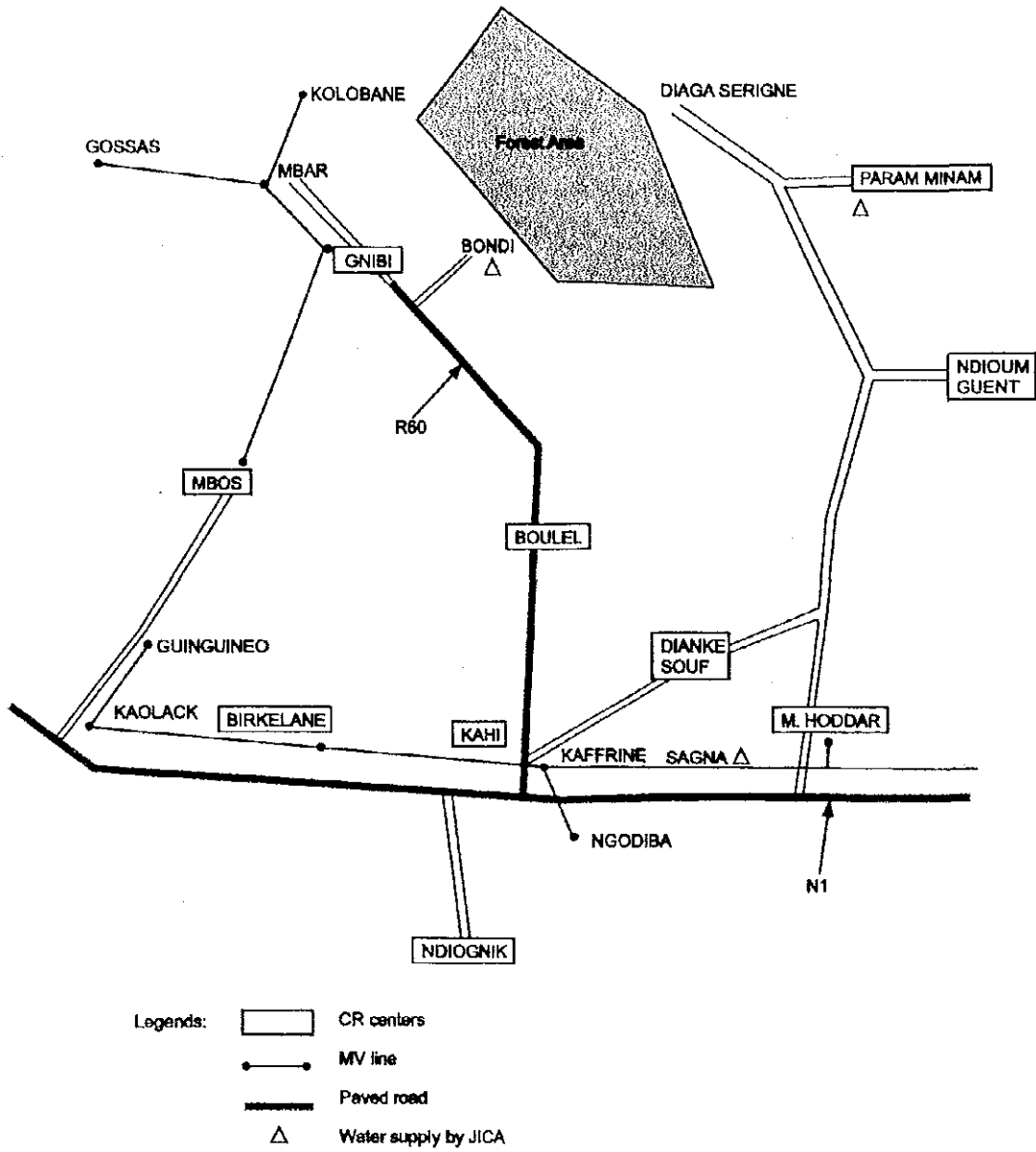
SHS に限定

## (2) SHS 市場概念の応用

前出の市場概念をある地域に応用するため、JICA 調査団は 2001 年 10 月時点で ASER 職員と共にコンセプション領域の 1 つを現場踏査した。対象地はカオラック州のカフリン (Kaffrine) で、同地域を選んだ理由は下記の通りである。

- カフリン県の人口密度は高く、同県を構成する Community rural のセンターは人口規模に関し多様である。つまり、第 1 から第 3 カテゴリーに至るセンターが点在する。
- 既設の中圧線は、国道 1 号線沿い及び Dioubel に隣接する県道沿いに建設されている。
- 県道 60 号線は南北に縦断しており、カフリンと Mbake (バッケ、Diourbel 州) を結んでいる。従って、県道 60 号線沿いの CR センターへの近接性は良いが、その他の CR センターへの近接性は、道路事情によりかなり悪い。
- カフリン県の北部は森林地帯で、森林周辺の村落は一部「陸の孤島」と言っても過言でない。
- 2～3 の村落は日本の無償資金協力で給水施設が完備している。従って、村落住民は給水サービスを介して良く組織化されている。
- カフリン県は、ピーナツを筆頭に多様の作物に恵まれている。よって、これら作物の収穫、農産物生産に対する電気の生産的利用は可能性として高い。

現場踏査は、2 つの郡 (Birkelane と Maleme Hoddar) を中心に展開され、対象地のスケッチ図は次頁のとおりである。



場所	パターン	SHS 市場	電化方式	備 考	潜在需要
GNIBI	4	周辺村落	PPER	センターは SENELEC 電化予定	300~400
MBOS	4	周辺村落	PPER	同 上	300~400
BOULEL	3	周辺村落	PPER	センターは D/G による電化を想定	200~300
KAHI	5	CR 全て	PPER	この CR は中圧線沿いに位置する	100~150
DIANKE SOVF	1	センター+周辺	ERIL	センターへの近接性は悪い	150~200
M. HODDAR	4	周辺村落	PPER	同 上	300~400
N. GUENT	2	センター+周辺	ERIL	電気の生産的利用可能性高い	200~250
D. MINAM	2	センター+周辺	ERIL	生産的利用+地方給水事業	200~250
BONDI	2	1 村	ERIL	生産的利用+地方給水事業	150~200
D. SERIGNE	7	1 村	ERIL	アクセスが悪い僻地	30~50

上表から SHS の潜在利用者はパターン表示することができる。例えば、パターン 3 と 4 では第 1 と 2 カテゴリーに該当するセンター周辺の村落である。センターは SENELEC 又は D/G で電化され、従って電化方式は PPER が考えられる。Community rural 単位の SHS 利用者は 200 から 400 と想定される。

パターン 1 と 2 では、センターと周辺村落から成る SHS 利用者が考えられる。センターへの近接性は悪く、D/G は農産物等の生産的利用に使われ、SHS の使用は照明に限定される。コミュニティ単位の SHS 利用者は 150 から 250 と想定され、電化方式は ERIL である。

既設中圧線沿いのコミュニティは SHS の潜在市場である。これら村落は国道（又は県道）沿いに点在しており、低圧引き込み線又は SHS で電化されるであろう。電化方式は PPER が考えられ、コミュニティ単位の SHS 利用者は 100 から 150 と想定される。

残された SHS 市場は、カフリン（都市部）から離れた僻地の村落である。電化ニーズは高く、SHS 利用を主体とする電化が最適であろう。村落単位の潜在利用者は 30 から 50 と想定される。

### (3) プロジェクト

今回のカフリンをサンプル市場とする現場踏査は、SHS 市場を電化方式（PPER、ERIL）別に提示した点でかなり具体的市場イメージを把握できるものと思われる。



コミュニティ ルーラル	電化 方式	パターン別 SHS 利用者数								
		1	2	3	4	5	6	7	Max	Min
MBOS	PPER				300-400				400	300
GNIBI	PPER				300-400				400	300
BOULEL	PPER/ ERIL		200-250	200-300					550	400
KAHI	PPER					100-150			150	100
DIANKE SOUF	ERIL	150-200							200	150
M. HODDARr	PPER				300-400				400	300
N. GUENT	ERIL		200-250						250	200
D. MINAM	ERIL		200-250					30-50	300	230
Total									2,650	1,980

ここで述べる「潜在利用者」とは、SHS で電化されるであろう世帯数を指す。調査対象地域（カフリン県）では最大 2,650 世帯、最小で約 2,000 世帯が見込まれる。将来の電化は、どのような電化形態（中圧線延長、低圧線引き込み、D/G、SHS 等）を取ろうとも、コミュニティ・ルーラルを基本に実施されるであろう。おそらく、コミュニティ・ルーラルは1つの SHS プロジェクトを形成する最小ユニットとして考えられる。これをカフリン県に適用すると、プロジェクト（又はコミュニティ・ルーラル）単位の SHS 利用者は、最大で 330、最小で 250 世帯となる。250 から 330 世帯の利用者数は、PPER 又は ERIL の事業主（オペレーター）の年間管理能力以内に入ると思われる。本調査では、1プロジェクトの規模として平均 300 世帯を想定する。

#### (4) SHS 地方電化プログラム

セネガル全国を 18 のコンセッション領域に分割したことは前出で述べたとおりである。ASER の「Procedure Manual」には、コンセッションの入札実施スケジュールが記載されているが、どうしてこのようなスケジュールに至ったかに関する包括的説明は見受けられない。しかしながら、誰が考えても、サービスに対する利用者の支払能力は、事業を成功裡に導く最も重要な要因であることは確かである。実際、出稼ぎ（フランスを含むヨーロッパ諸国）帰りで現金に不自由しない人が多い Dagana-Podor 地区は、利用者の支払能力は高く、入札は最初の年（2001 年）に予定されている。一方、Velingara-Kolda 地区はフランスの援助機関が後押しをしており、おそらくフランス関係のサービス会社がオペレーターとして名乗りを上げるだろう。このように、現時点での実施スケジュールは、経済的又は外部の要因によって左右されると言っても過言でない。

年	コンセッション入札実施スケジュール
2001	1) Dagana-Podor, 2) Mbour, 3) Velingara-Kolda
2002	4) Foundiougne, 5) Kaolack-Nioro du Rip, 6) Sedhiou
2003	7) Matam, 8) Bakel, 9) Ziguinchor
2004	10) Tivaouane, 11) Keemer-Louga, 12) Dioubel-Bambay
2005	13) Tambacounda-Kedougou, 14) Kaffrine, 15) Gasas-Fatick
2006	16) Linguere, 17) Mback, 18) Thies

SHS による地方電化は、下記に示す条件で実施されるであろう。

- 1) PASER に準拠し、SHS 主体の地方電化計画は 2001 年から 2015 年に至る 15 年間で対象とする。入札が完了次第地方電化は、漸次実施されるであろう。
- 2) SHS 主体の地方電化は、PPER 又は ERIL の方式の下で実施される。
- 3) 新規契約者 (SHS 利用者) に係るオペレーターの年間管理能力は、平均で 300 世帯と想定する。但し、居住人口の減少が予測されるコンセッション領域 (例えば、Tambacounda の Bakel、Kebemer-Louga) では SHS 利用者数の逡減も見込まれ、このような地区においては、プロジェクト単位の SHS 利用者数は減少することが考えられる。
- 4) コンセッションによっては、コミュニティ・ルーラルの数が少なく、一方で潜在需要の多い領域が見受けられる。これらは、Thies の Mbour や Fatick の Foundiougne が該当する。実施年数に余裕があるので、コミュニティにおいてプロジェクトを 2 回実施する方向性で、なるべく需要を満たす方策が考えられる。

コンセッション No.	州	県	実施可能年数	電化される CR の数	CR の数	SHS による電化世帯数	潜在需要
1	Ziguinchor	Bignona-Oussouye-Zigunchor	04-15 (12)	12	24	3,600	5,355
2	Diourbel	Diourbel-Bambay	05-15 (11)	11	22	3,300	8,340
3	Diourbel	Mbacke	07-15 (9)	9	11	2,700	3,961
4	St. Louis	Dagana-Podor	02-15 (14)	14	16	4,200	4,217
5	St. Louis	Matam	04-15 (12)	12	12	3,600	3,582
6	Tambacounda	Tamba-Kedougou	06-15 (10)	10	23	3,000	6,413
7	Tambacounda	Bakel	04-15 (12)	10	10	2,460	2,464
8	Kaolack	Kaolack-Nioro du Rip	03-15 (13)	13	20	3,900	9,325
9	Kaolack	Kaffrine	06-15 (10)	10	21	3,000	9,799
10	Thies	Tivaouane	05-15 (11)	11	14	3,300	6,291
11	Thies	Thies	07-15 (9)	9	9	2,700	5,637
12	Thies	Mbour	02-15 (14)	8	8	3,780	3,794
13	Louga	Kebemer-Louga	05-15 (11)	11	31	2,355	2,355
14	Louga	Linguere	07-15 (9)	9	17	2,700	4,316
15	Fatick	Gasas-Fatick	06-15 (10)	10	26	3,000	6,708
16	Fatick	Foundiougne	03-15 (13)	13	9	3,900	4,205
17	Kolda	Sedhiou	03-15 (13)	13	20	3,900	6,875
18	Kolda	Kolda-Velingara	02-15 (14)	14	23	4,200	6,142

上表に示す「SHS による電化世帯数」とは、実施可能年数の期間内で電化される世帯数を指している。これは、単純に年間の平均契約者数（300）に実施可能年数を乗じた推定値である。但し、潜在需要が減少するコンセッション（No. 7 と 13）については、年間の平均契約者数は逡減するので、電化世帯数も潜在需要に合わせて推定している。また、コミュニティー・ルーラルの数が少ない一方、潜在需要の多いコンセッション（No. 12 と 16）では、1つのコミュニティーでプロジェクトを2回実施する方向性で、電化世帯数を推定している。

### 立上げ (Launching) 期間

SHS による地方電化を、コンセッション別及び経年的に表示したものが表 3.11 である。2005 年までに、SHS 電化世帯数はおよそ 8,700 と見込まれ、一方、SHS で電化されるコミュニティーの数は 30 と推定される。この 8,700 世帯数は、2005 年時点の潜在需要（86,000）の 10% に相当する。PASER では立上げ期間に 17,000 程の SHS 電化世帯数を見込んでいるが、これに比べ 8,700 世帯は半分以下の達成率となる。

### 2015 年時点

2015 年時点で SHS 電化世帯数は約 60,000 と見込まれる。これは、同年における潜在需要（99,800）の 59% に相当するが、PASER の計画値（70,000）より少ない達成である。SHS で電化されるコミュニティーの数は 199 で、これは全コミュニティーの数の 62% に該当する。

表 3.11 SHS 地方電化プログラム

Concession	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	
1				300												3,600
2					300											3,300
3							300									2,700
4		300														4,200
5				300												3,600
6						300										3,000
7				240												2,880
8			300													3,900
9						300										3,000
10					300											3,300
11							300									2,700
12		270														3,780
13					214											2,355
14							300									2,700
15						300										3,000
16			300													3,900
17			300													3,900
18		300														4,200
		870	1,770	2,610	3,424	4,324	5,224									60,015

### 3.5 財務計画

財務分析の目的は、地方電化事業に参画する主体の役割によって異なってくる。営業権所有者（民間オペレーター）は、自己資本利益率（ROE）に関心を持ち、一方金融機関の関心事は、ある返済条件の下で元本と利息が返済スケジュール通り償還されることである。ASER（地方電化庁）は、電化事業を認可する政府機関として、応札事業者を選定し、さらに応札者の財務計画（プロポーザル）によっては補助金の規模（額）を決定することになる。

#### (1) 財務分析の基本的条件

事業モデルの基本的なコンセプトは前述したが、それらは ASER の地方電化方針の考え方と一致している。

事業モデルの利害関係者の役割を勘案し、財務分析に採用した基本的条件は以下の通り。

##### 1) システム・ユニット・コスト

55Wp が需要の大半を占めると想定し、同タイプのユニット・コストは 450,000FCFA とする。

##### 2) ユーザーの月間支払額

これは、消費者の支払意思額に近似し、地域／所得階層によって異なってくる。支払意思額は、月間の世帯あたり平均エネルギー支出で推定する。全国社会調査は、本調査の一環として未電化村落のデータ（所得、支出、その他社会指標）の収集と解析を目的としている。表 3.12 に示すように、サンプル総数は、1,483 世帯に達する。このサンプル数を所得階層別に分類し、階層別に年間平均収入、年平均エネルギー支出、月平均エネルギー支出を整理した。なお、所得階層の分類基準は、ESAM（1995 年に世銀の資金で実施されたセネガル全国を対象とする家計支出調査）の基準に準じている。

表 3.12 エネルギー機器に対する支出 (サンプル調査)

年間平均所得 (,000FCFA)	未電化村落の 世帯数	所得分布の 累積率(%)	年平均エネルギー 支出	月平均エネルギー 支出
< 300	488 (32.9)	32.9	24,989	2,082
300 to 600	96 (6.5)	39.4	29,066	2,422
600 to 800	425 (28.6)	68.0	37,907	3,158
800 to 1,000	155 (10.5)	78.5	49,310	4,109
1,000 to 2,000	126 (8.5)	87.0	63,702	5,308
2,000 to 3,000	156 (10.5)	97.5	66,922	5,576
3000 <	37 (2.5)	100.0	85,248	7,104
	1,483 (100.0)			

出典: 全国社会経済調査のサンプルデータ (JICA)

仮に、上位の所得分布(階層)に示す SHS ユーザー(候補世帯)の割合が、20 から 25%とすると、ユーザー候補は、所得階層分類基準の(1,000,000 から 2,000,000 FCFA) から(3,000,000 FCFA 以上)の範囲に所属する。この範囲のサンプル数は、319 で、サンプル総数の 22%に相当する。この 319 サンプル世帯の月平均エネルギー支出は、5,000-6,000 FCFA となる。したがって、サンプル数は少ないが、ユーザー候補世帯の未電化時における月平均エネルギー支出は、5,500 FCFA 前後と推定する。これは、あくまでも全国平均で推定した値で、支払意志額(世帯あたりの月平均エネルギー支出で近似される)は、地域別のエネルギー支出額及び所得分布に占めるユーザー候補の割合の違いから、地域別に異なってくる。これらを考慮に入れ、ユーザーの月間支払額は、5,000 から 6,000FCFA の範囲に設定する。

### 3) プロジェクト単位の応募者数

前述したように、プロジェクト単位の新規応募者数は、100 から 500 世帯の範囲である。これは、コミュニティー・ルーラル(郡)の人口規模に依拠している。本財務分析では、プロジェクト単位の応募者数として、300 世帯を分析対象とする。

### 4) 年間維持管理支出

ユニット(SHS)あたりの維持管理費用は、新規応募者数に反比例して低減すると仮定する。維持管理費用の割合(システムコストの%で表示)は下記を想定する。

100 ユニット	:	4.6%
300 ユニット	:	3.8%
500 ユニット	:	3.4%

5) ユーザーの貢献

経済的貢献	:	初期費用に相当し、投資コストの10%
コミュニティー組織	:	村落電化組織の設立
支払方法	:	定期的支払（事業実施者によって設定）

6) 事業オペレーターのプロポーザル

オペレーターの自己資金	:	最低 15-20%の出資（上記ユーザーの比率以上）
融資	:	ASER の支援の下、譲渡性融資の享受
補助金	:	村落住民の支払能力を勘案し、投資コストの%で提示
村落組織	:	村落コミュニティーのテクニシヤンの養成と料金徴収方法の提示
キャッシュ・マネジメント	:	機器更新費用を賄える資金確保

7) ASER の役割

オペレーターが提案するプロポーザルの審査

オペレーターが適正な利益率（ROE 15~20%）を確保できるスキーム

“Fee for Services” の価格設定は、初期費用と月支払額からなるが、以下の条件を考慮する。

1. 自己資金の投資コストに対する比率
2. ユーザー負担の初期費用の投資コストに対する比率
3. 融資条件（金利、返済期間、猶予期間等）
4. 補助金の投資コストに対する比率
5. 事業実施体制

(2) 財務分析

財務分析は、コンセッション期間を通じての機器更新を考慮したキャッシュフローを確保し、かつオペレーターの適正な利益水準ROE=15~20%が確保できることを想定している。月平均エネルギー支出に依存する“支払能力”に対応した月額支払額は、対象村落の社会・経済状況を踏まえ決定される。一方、ユーザーの初期負担費用は、初期投資コストの10%に相当し、計画実施の重要な前提条件と見なしている。

分析結果は以下の通りである。

Subsidy Rate	Fee	ROE	Cash Position After 20 years	Fee After 5 years	%	ROE	Cash Position After 20 years
50%	4,650	10.1%	-53.7 Million CFA	5,441	17%	16.9%	0.9 Million CFA
50%	4,890	15.0%	-29.5 Million CFA	5,379	10%	18.9%	4.2 Million CFA
50%	5,130	20.0%	-5.3 Million CFA	5,233	2%	20.8%	1.8 Million CFA

財務分析に採用した主要指標である ROE の定義は以下の通りである。

**FIRR:** 投資の内部収益率を指している。内部収益率とは、キャッシュフローにある投資コストと利益（売上から操業費用を引いた正味利益）の現在価値が等しくなる割引率を指す。キャッシュフローは、営業認可期間中のフローである。

**ROE:** 民間オペレーターの投資（自己資本）の内部収益率をいう。投資コストと（税引き後利益+減価償却費+ローン返済）の現在価値が等しくなる割引率を指す。キャッシュフローは、国際会計基準に準拠したフローである。

ここでの平均的なプロジェクト（300 ユニット）で採用されるであろう諸元は、以下のとおりである。

プロジェクトの規模	: 300 ユニット
プロジェクトの初期投資額	: 135 million CFA
月あたり支払額	: 5,000 CFA~5,500 CFA
オペレーター投資割合	: 20%
政府による補助金	: 50%

上記の条件に基づく損益計算書 (income statement)、キャッシュフロー表 (cash flow statement)、貸借対照表 (Balance Sheets) は、Annex A に示す。

これらの手法を参考に、事業実施者は独自のファイナンシャル・プロポーザルを ASER に提出し、それを ASER が審査することになる。したがって、この手法が、事業実施者及び ASER の両者に理解され、さらなる修正を重ね、標準タイプのフォーマットになれば、事業申請・認可手続をより効率化し、互いのコスト削減に寄与することになる。ひいては、月額支払額の低下にも繋がることになる。

### (3) 財務計画

実施機関として ASER（地方電化庁）は、2001 年から 2015 年までの期間、地方電化を財政支援することが求められている。2015 年までに設置する総ユニット数は、およそ 75,000 と概算される。必要とされる財政支援の総額は、下記に示す諸元に基づき算定する。

1. Capacity of SHS PV system	55	Wp
2. Present unit price of SHS PV system	450,000	CFA
3. Exchange rate (against US\$)	750	CFA/US\$
4. Capital structure		
Operator's equity	20	%
User's contribution	10	%
ASER's financial support	70	%
Subsidy	(50)	(%)
Loan	(20)	(%)
5. Price reduction in unit price of SHS PV system	2.5	%p.a.
6. Devaluation growth of CFA	Case I	0&p.a.
(No change of exchange rate is applied for the year after 2011)	Case II	3&p.a.
	Case III	5%p.a.

前述したように、SHS 需要をタイプ別にみると、55Wp が圧倒的である。したがって、本分析でも 55Wp を対象にしている。ASER の財政支援は、補助金に限らず低利ローンも含んでいる。後者は、通常の銀行ローンではなく、低利の外国借款（ODA 等）を原資とするリファイナンス・ローンである。本分析では、譲渡性ローン金利は 7% と想定している。

15 年間（2001 年から 2015 年）にわたる ASER の財政支援は、自国通貨切下げにかかるいくつかのシナリオに基づいて試算した。（ケース III の計算結果は、Annex B 参照）

	ケース I	ケース II	ケース III
切り下げ率	0%	3%	5%
財政支援額 (百万 FCFA)	22,293	28,310	33,162
(US\$ ,000)	29,723	29,723	29,723

ケース III の場合（通貨切り下げ年率 5% と仮定）、全体の財政支援は、（補助金と融資）プラス技術支援で構成され、総額 33 百万 FCFA と算定される。Annex B に言及すると、（補助金と融資）は（A）に相当し、ASER の技術支援（B）は、（A）の 20% と仮定している。この（A）と（B）を足すと、総額 33,162 百万 FCFA となる。財政支援額は、対ドル為替レートの動向にかなり影響される。ここでは、2000 年 750 CFA/US\$、そして 2010 年 1,222 CFA/US\$ と仮定している。



上記の結果が示すように、ASER の地方電化ターゲットを満たすに要する資金は、ユーロ及びドルの為替動向に大いに影響されることは、回避しがたい。2002 年以降、CFA がユーロと固定あるいは変動相場のどちらにしても、事業の対象が弱い立場にある村落社会であり、為替の影響は政府が吸収する意志を強く示すことも必要と考える。

後述するように、セネガルでの PV 市場は、外部の経済と技術進歩に大変脆弱である。特に、通貨為替の問題は、ASER の力の及ばない所で、セネガル政府の力の及ばないところである。したがって、PV 地方電化はある意味で、国内問題でなく、実施段階で外部の経済動向に大いに影響を受けることになる。

表 3.13 Pre-Conditions for Financial Analysis

1 Monthly Payment	Case I	4,500	CFA/Unit/Month
	Case II	5,000	CFA/Unit/Month
	Case III	5,500	CFA/Unit/Month
	Case IV	6,000	CFA/Unit/Month
2 Initial Investment Cost		450,000	CFA/Unit
3 Users' Financial Contribution (equal to Initial Payment)		10%	of 2. Initial Investment Cost
4 Operator's Equity		20%	of 2. Initial Investment Cost
5 Annual O & M expenses	100 Units	6.1%	of 2. Initial Investment Cost
	300 Units	4.6%	of 2. Initial Investment Cost
	500 Units	4.0%	of 2. Initial Investment Cost
6 Management Fee		5%	of 4. Operator's Equity
7 Replacement Period	PV Module	20	years
	Charge Controller	10	years
	Battery	4	years
8 Interest Rate of Bank Loan		7%	
9 Interest Rate for Saving Deposit		4.25%	
10 Price of PV Equipment after 20 years operation		50%	of 2. Initial Investment Cost

## ANNEX

ANNEX A	Financial Model .....	A-1
ANNEX B	全国社会調査結果の要約.....	B-1
ANNEX C	Briefing Paper of Validation Seminar .....	C-1
ANNEX D	オペレーター候補に関する調査.....	D-1
ANNEX E	配電線網延長、ディーゼル発電および PV(SHS)のコスト比較.....	E-1
ANNEX F	財務分析 .....	F-1
ANNEX G	財務計画 .....	G-1

---

### Annex A

Chart Summary Table Operation & Management by the Operator over a Concession Period of 20 years

General Pre-Conditions		
System Unit (55 Wd)	300	Units
System Unit Cost	150,000	CFA
Replacement Cost	135.0	Million CFA after 20 years' operation

Fee for Service				Initial Payment	
Period (Year)	Up to 5	6 to 10	11 to 20	45,000 CFA/Unit	
Tariff (CFA/month)	5,130	5,233	5,233	Replacement cost secured after 20 years	
	2%	2%			

Case Study		Cash Position		Fee for Service (CFA/month)		
Subsidy Rate	ROE	After 20 years		Up to 5	6 to 10	10 to 20
50%	20.9%	1.8 Million CFA		5,130	5,233	5,233

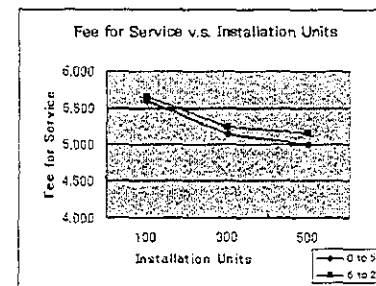
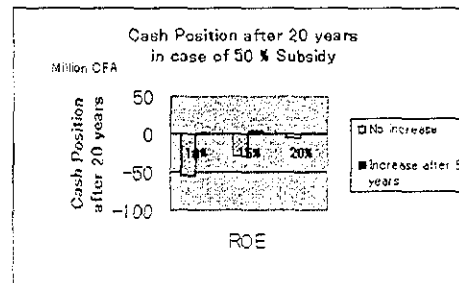
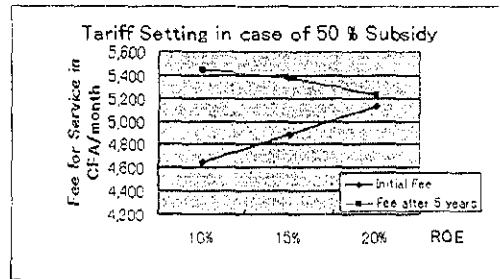
Subsidy Rate	Fee	ROE	Cash Position after 20 years	Fee after 5 years	%	ROE	Cash Position after 20 years
50%	4,650	10.1%	-53.7 Million CFA	5,441	17%	16.9%	0.9 Million CFA
50%	4,890	15.0%	-29.5 Million CFA	5,379	10%	18.9%	4.2 Million CFA
50%	5,130	20.0%	-5.3 Million CFA	5,233	2%	20.9%	1.8 Million CFA

30%	5,920	20.1%	8.6 Million CFA	5,802	-2%	19.1%	0.4 Million CFA
30%	5,670	15.0%	-16.6 Million CFA	5,954	5%	17.3%	2.9 Million CFA

Tariff setting for 50% subsidy		
Subsidy Rate	Initial Fee	Fee after 5 years
10%	4,650	5,441
15%	4,890	5,379
20%	5,130	5,233

Cash Position after 20 years			
Subsidy Rate	No increase	Increase after 5 years	ROE
10%	-53.7	0.9	16.9%
15%	-29.5	4.2	18.9%
20%	-5.3	1.8	20.9%

Subsidy = 50% ROE = 20%			
Installation Units	Fee for Service	Cash position	
		0 to 5	6 to 20
100	5,600	5,655	0.6
300	5,130	5,233	1.8
500	5,000	5,150	4.5



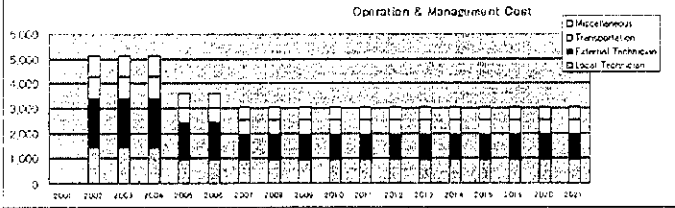
I - V

1. Renewal Equipment	1.1	Replacement of PV Modules
	1.2	Replacement of Inverter
2. Management Cost of Equipment	2.1	Management Cost of PV Modules
	2.2	Management Cost of Inverter
	2.3	Management Cost of Cable
3. Maintenance Cost of Equipment	3.1	Replacement of PV Modules
	3.2	Replacement of Inverter
	3.3	Replacement of Cable
	3.4	Replacement of Others

Replacement Cost	Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total	
Replacement of PV Modules	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Replacement of Inverter	40,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Replacement of Cable	30,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Replacement of Others	30,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>																							

Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total		
Local Technician	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
External Technician	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Miscellaneous	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
<b>Total</b>																							

Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total		
Local Technician	0	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	
External Technician	0	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	1,920	
Miscellaneous	0	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	
<b>Total</b>																							

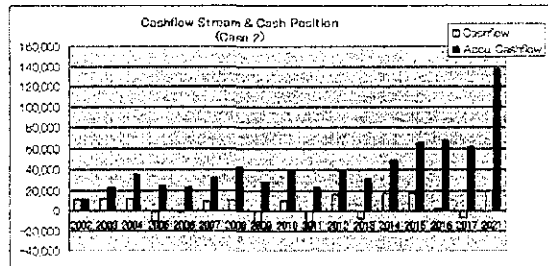




L L		8 Projection of Income																			
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
	Fee Collection Rate																				
	Revenue	18,468	18,468	18,468	18,468	18,468	18,468	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837		
	Expenses Direct cost	5,112	5,112	5,112	5,112	3,600	3,600	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024		
	Gross Profit	0	13,356	13,356	13,356	14,868	14,868	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813		
	Depreciation		14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670		
	Interest	0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,512	1,134	756	378	0	0	0	0	0	0	0		
	Net Profit	0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143		
	Income tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Minimum income tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Net Income	0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143		
	Accumulated Profit	0	-3,204	-6,408	-9,612	-11,304	-12,996	-13,743	-14,111	-14,102	-13,715	-12,949	-11,806	-10,662	-9,519	-8,376	-7,232	-6,089	-5,516		
	<b>J Debt Financing</b>																				
	Loan at beg	0	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Repayment							5,400	5,400	5,400	5,400	5,400									
	Interest	0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,512	1,134	756	378	0	0	0	0	0	0	0		
	Loan at end	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0									
	<b>H Cash-Flow Stream</b>																				
	Net income	0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143		
	Depreciation	0	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670		
plus	User's contribution	13,500																			
plus	Equity	27,000																			
plus	Additional equity (Work	0													0						
plus	Loan	27,000																			
plus	Subsidy	67,500																			
minus	Repayment	0	0	0	0	0	0	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	0	0	0	0	0	0	0		
minus	Initial Investment	135,000																			
minus	Replacement		0	0	0	24,900	15,600	0	0	24,900	0	27,600	0	24,900	0	0	15,600	24,900	0		
	<b>O</b>																				
	PV Module (Wp)	180,000										12,000							54,000		
	Charge controller (A)	40,000																	12,000		
	Battery (Ah)	83,000				24,900				24,900				24,900				24,900	24,900		
	Lamps	52,000					15,600					15,600					15,600		15,600		
	Pole, Cable, etc.	60,000																	18,600		
	Installation, Transport	35,000																	10,500		
	Profit for Supplier	0																			

		450,000																			
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
H	Net Cashflow	0	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,622	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813		
	Accu. Cashflow	0	11,466	22,932	34,398	22,476	19,854	28,377	37,279	21,658	31,315	13,751	29,564	20,478	36,291	52,104	52,318	43,231	106,484		
	Deposit bank rate 4.25%		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	% of the outstanding amount 80%																				
	Equity Portion	-27,000	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,622	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813		
80%	Bank deposit effect for 80% of the outstandings at the beg. of the year	-27,000	0	390	793	1,210	846	795	1,102	1,442	960	1,321	768	1,332	1,068	1,642	2,236	2,319	3,978		
	Real Cash Flow	-27,000	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791		
	Operator's ROE = 20.8%		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
O	Profitability 5.0%	-27,000																			
	Profit at sale	0																			
	Operator ROE =	-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	(for 10 years)																				
	Equity owner	-40,500	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791		
	(for 20 years) Accu. Cashflow		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	Liquidation of the operator's equity =												0								
	Cash outstandings after the liquidation =												22,598								
H.1	Balance Sheets	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
	Loan	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0	0		
	User's contribution	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500		
	Additional equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Equity	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000		
	Retained earnings	0	-3,204	-6,018	-8,429	-9,911	-9,738	-8,719	-8,986	-7,535	-6,188	-4,104	-2,191	-285	-2,407	-3,282	-8,662	-12,124	-28,790		
	Subsidy	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500		
	Liabilities & Equity	135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790		
	Cash	0	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	Assets	135,000	120,330	105,660	90,990	101,220	102,150	87,480	72,810	83,040	68,370	81,300	66,630	76,860	62,190	47,520	48,450	58,680	0		
	Assets	135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790		
													0	0	0	0	0	0	0		

		450,000																			
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
II	Net Cashflow	0	11,466	11,466	11,466	-11,933	13,622	8,123	8,901	15,621	9,657	-17,565	16,813	-9,087	15,813	15,813	15,813	213	-5,007	15,813	
	Accru Cashflow	0	11,466	12,912	34,395	22,476	19,854	28,377	37,279	21,658	31,315	13,751	25,564	20,478	36,351	52,104	52,315	43,331	106,464		
	Deposit bank rate	4.25%	11,466	23,322	35,381	29,489	33,092	32,401	42,404	38,225	38,842	22,598	35,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	% of the outstanding amount	80%		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
	Equity Portion	-17,370	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,422	8,323	9,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-5,007	15,813		
	Bank deposit effect for 80% of the outstandings	-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
80%	at the beg. of the year	27,000	11,466	11,856	12,255	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791		
	Operator's ROE = 26.8%		11,466	23,322	35,381	24,869	23,052	32,401	42,404	38,225	38,842	22,598	35,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
0	Profitability	5.0%	27,000																		
	Profit at rate	0																			
	RCE =	-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	for 10 years																				
	for 20 years																				
	Accru Cashflow		11,466	23,322	35,381	24,869	23,052	32,401	42,404	38,225	38,842	22,598	35,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
III	Balance Sheets	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
	Loan	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	
	User's contribution	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	
	Additional equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Equity	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	
	Retained earnings	0	-3,204	-4,018	-4,425	-4,911	-5,739	-6,719	-8,966	-11,531	-14,188	-17,122	-20,351	-23,975	-28,004	-32,449	-37,322	-42,644	-48,425	-54,664	
	Subsidy	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	
	Liabilities & Equity	135,000	131,796	128,932	126,571	124,589	122,942	118,281	115,214	111,255	107,212	103,898	105,809	108,285	110,457	113,282	116,662	120,124	124,790		
	Cash	0	11,466	23,322	35,381	24,869	23,052	32,401	42,404	38,225	38,842	22,598	35,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	Assets	135,000	120,330	108,449	99,893	101,220	102,150	97,482	72,810	93,048	68,370	81,301	65,620	76,869	62,190	47,520	48,450	58,680			
	Assets	135,000	121,796	128,932	126,571	124,589	125,242	115,214	115,214	111,255	107,212	103,898	108,809	108,285	110,457	113,282	116,662	120,124	136,790		
	Cashflow Stream & Cash Position (Case 2)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021			
	Cashflow	11,466	11,856	12,255	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791			
	Accru Cashflow	11,466	23,322	35,381	24,869	23,052	32,401	42,404	38,225	38,842	22,598	35,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790			





Annex B  
 1 Financial Plan for PV Rural Electrification Case III Pre-conditions  
 1 English, 0 French No. of total installation units : 70,000  
 Subsidy rate : 50%

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Installation Units (\$5 Wp)	1,000	2,000	2,000	2,500	2,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	70,000
Price of PV System in US\$	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
Exchange rate US\$/-	750	788	827	868	912	957	1,005	1,055	1,108	1,163	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	
Price of PV system in CFA	450,000	472,500	496,125	520,931	546,978	574,327	603,043	633,195	664,855	698,098	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003	
Subsidy	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	
Annual reduction in subsidy %	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Loan	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	
(Subsidy + Loan) (%)	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
Total Amount of Financial Support from ASER (A) (Million CFA)	331	695	729	957	1,005	2,533	2,659	2,792	2,932	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	33,105
Total Amount of Technical Support from ASER (B) (Million CFA)	66	139	146	191	201	507	532	558	586	616	616	616	616	616	616	616	6,621
(B)/(A) =	20%																
Total Amount (Million CFA)	397	832	875	1,149	1,206	3,039	3,191	3,351	3,518	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	39,726
Exchange rate US\$ =	750	788	827	868	912	957	1,005	1,055	1,108	1,163	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	
Devaluation growth of CFA =	5.0%																
Total Amount (Million US\$)	0.50	1.01	1.01	1.26	1.26	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	35.3
Accumulated Amount (Million US\$)	0.5	1.5	2.5	3.8	5.0	8.1	11.1	14.1	17.1	20.2	23.2	26.2	29.2	32.3	35.3		
Total Amount (Million CFA)	397	833	875	1,149	1,206	3,039	3,191	3,351	3,518	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	39,726
Total Amount (Thousand US\$)	504	1,008	1,008	1,260	1,260	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	35,280
Installation Units	1,000	2,000	2,000	2,500	2,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	70,000
Accumulated Units	1,000	3,000	5,000	7,500	10,000	16,000	22,000	28,000	34,000	40,000	46,000	52,000	58,000	64,000	70,000		

Major parameters  
 Devaluation growth of CFA = 5.0%  
 0.0% 3.0% 5.0% (No change of exchange rate is applied for the year after 2010)

Case Study	Devaluation growth of CFA	Total Amount (Million CFA)	Total Amount (Thousand US\$)
5.0%	0%	39,726	35,280
	3%	26,460	35,280
	5%	33,795	35,280

