

## 第2編 マスタープラン

## 第1章 州政府に対する PV 地方電化計画

### 1.1 全州政府共通事項

「ナ」国では連邦政府（FMPS）による地方電化プログラムと並行して、州政府または地方政府（ここでは両者を合わせて州政府と称する）の独自予算によりグリッド地方電化計画が進められている。ソコト州など一部州政府は PV ポンプの導入実績があるものの、州政府によるオフグリッド地方電化としての PV 利用実績はない。

今後州政府及び PHCN がオフグリッド地方電化を戦略的に進めていくためには、グリッド電化に係る情報収集、計画策定を進めるため、以下の作業を早急に開始する必要がある。

#### (1) 33/11kV 配電線の敷設状況を確認

「ナ」国では、FMPS もしくは州政府にて策定された地方電化計画に従い、配電線の延長工事が実施され、設備敷設後の PHCN による受け入れ検査で合格となれば、設備所有が PHCN に移管される。しかしながら、現実的には PHCN に設備が移管された後も、PHCN 所有の配電系統図面は更新されず、最新の配電線敷設状況は、州政府及び PHCN においても確認することができない状況である。このため、PHCN では現地ローカルコンサルタントによる委託調査を通じて、配電線敷設に係る以下の基本情報を収集する必要がある。

- 1) 配電線敷設区間
- 2) 亘長
- 3) 電線種別、サイズ
- 4) 配電用変圧器設置箇所、容量

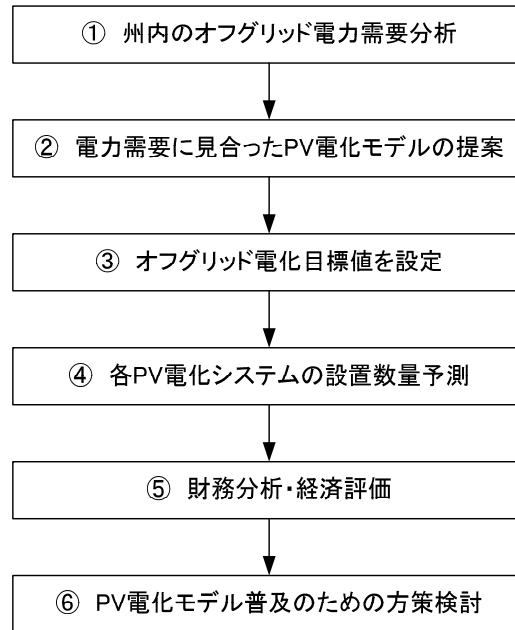
なお、本調査では今後の「ナ」国側による測量・調査作業の参考資料として、各州の電化局及び PHCN にて収集した資料を基に作成した配電線系統図（オンド州のみグリッド電化済み村落位置図）を示す。

#### (2) グリッド電化計画対象地域を明確化

グリッド延長による地方電化計画については、FMPS による地方電化プログラム、及び州政府にて策定する計画を明確にし、上記(1)にて作成した配電線図面上に重ね、中長期の配電線延長計画を策定する。これにより、PV システムを設置した直後にグリッドが延長される事態を回避するとともに、地域住民に対して「近い将来にグリッドが延長される」期待感を持たせることなく、潜在的な PV ユーザーに対する導入促進につながる。

#### (3) PV 地方電化計画の策定

上記 (1) ~ (2) の準備作業が、「ナ」国側により実施されるものと想定し、本章では図 1-1 に従い、ジガワ州、オンド州、イモ州並びに首都圏（FCT）州政府による、PV 地方電化計画の策定手法を取りまとめる。なお、PV 電化対象地域の具体的な選定手法については、本編第 2 章にて詳述することとし、ここでは各州における PV 電化モデルの提案、PV システムの導入目標設定、並びに財務分析手法について検討する。



出所：調査団による

図 1-1 州政府による PV 地方電化計画策定

本 M/P の対象地域となる 4 州は地理的に分散し、太陽エネルギーの利用ポテンシャルが異なり、また表 1-1 に示す通り、住民一人当たりの電力需要、電化率に大きな格差があることから、一律の PV 電化モデルを適用するのは合理的ではない。このため、以下に示すとおり、各州にて最適な PV 電化モデルを提案するものとする。

表 1-1 4 州の電力需給概要

State	Load allocation recorded in 2003 (MW) (1)	Population by 1991 Census (2)	Load per population (W/people) (1)/(2)	% of Households with Electricity (1997)
Jigawa	22.40	2,875,525	7.8	12
Imo	22.10	2,485,635	8.9	61
Ondo	29.00	2,249,548	12.9	72
Abuja	121.60	371,674	327.2	71

出所：PHCN 資料並びに一般家計調査「General Household Survey 1997/98」による

また、PV 地方電化計画を達成するための現地維持管理組織の設立、並びに普及方策については、本編第 4 章「マスタープラン実施のための維持管理体制」、及び第 5 章「太陽エネルギー利用啓蒙普及アクションプラン」にて、連邦政府及び州政府、民間企業など各ステークホルダーが実施すべき方策として、包括的に記述するものとする。

## 1.2 ジガワ州

### 1.2.1 電力需要分析

ジガワ州は「ナ」国内でも年間平均日射量が  $5.66\text{kWh/m}^2\text{-day}$  (全国平均では  $5.50\text{kWh/m}^2\text{-day}$ ) と高く、太陽エネルギー利用のポテンシャルは非常に高い。また州内の 33/11kV配電線はLGHQ や重要町村を中心に延長されてきたことから、州の家屋電化率は  $12\%^1$  と低く、PVを利用した地方電化の導入可能性は比較的大きい。ジガワ州の 33kV配電系統図を図 1-3 に示す。現状系統では、州都Dutseから約 150km離れたHadejiaの二次変電所 (132/33kV, 15MVA×2 台) から 33kV配電線 4 回線を引き出し、州内の全需要を賄っている状況である。最大需要電力は、2005 年実績で約 29.6MWが記録されており、平均力率を 0.85 と仮定すると  $15 \times 2 \times 0.85 = 25.5 < 29.6$  となることから、既に変電所の変圧器は過負荷運転を行っており、PHCNでは 2006 年中にDutse 市内に変電所の増強 (40MVA×2 台) を計画している。

ジガワ州の需要家数、最大需要電力の推移を表 1-2 並びに表 1-3 に示す。これより、需要家数で年間 6~8%、最大需要電力では 9~20%と高い伸び率を示している。

表 1-2 ジガワ州の需要家数

(単位：軒数)

	2003 年	2004 年	2005 年
住宅需要家	26,364	28,431	30,196
商業需要家	169	171	175
合計	26,533	28,602	30,371

出所：PHCN

表 1-3 ジガワ州の最大需要電力

(単位：MW)

	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
最大需要電力 (MW)	13.1	19.5	21.5	26.5	28.8	29.6

出所：PHCN

なお、ジガワ州は国内でも特に停電が頻発する地域のひとつであり、グリッド電化による供給信頼度はきわめて低い。ジガワ州の 33kV 配電線事故統計を表 1-4 に示す。PHCNによると、事故停電 1 回当たりの平均停電時間は 6 時間を超え、発電・送変電設備の容量不足による計画停電は更に長時間継続する。一般的にはグリッド電化はオフグリッド電化に比べて大容量の電気製品を長時間利用できることから需要家満足度は高いが、村落社会経済調査結果によると、「ナ」国のグリッド電化村落では、停電時間の長さ、回数から需要家満足度が低く、PVによるオフグリッド地方電化の対象地域は相対的に大きくなる。

<sup>1</sup> General Household Survey 1997/98 による。

表 1-4 ジガワ州の 33kV 配電線事故回数

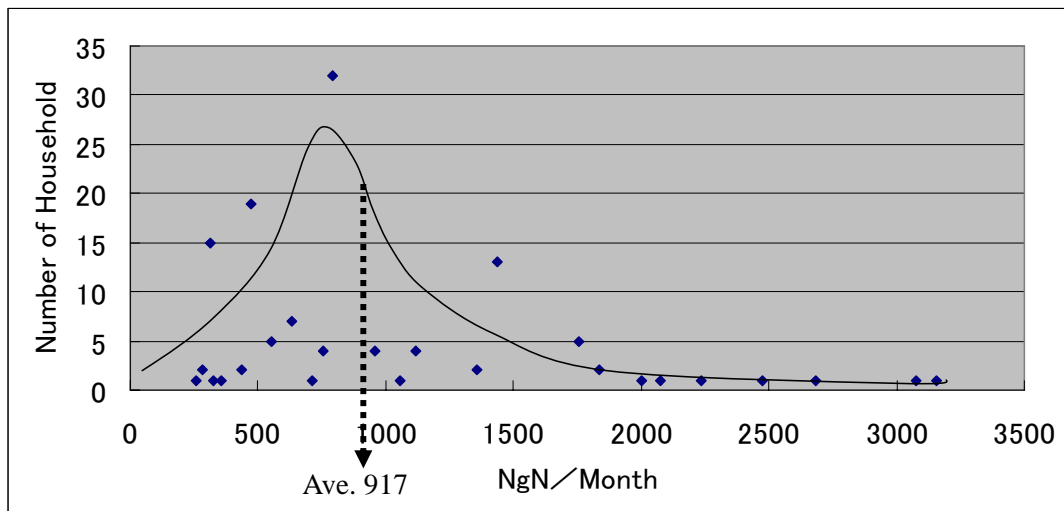
(単位：回/月)

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
2004 年	9	20	9	18	22	14	14	9	17	8	9	8	13.1
2005 年	5	8	7	10	12	14	11	10	9	10	9	9	9.5

出所：PHCN

### 1.2.3 PV 電化モデルの提案

ジガワ州は本調査対象の 4 州の中で最も貧しい地域である。村落社会経済調査の結果によると、未電化村落におけるエネルギー支出額（灯油、ディーゼル、乾電池支出の合計）の分布は図 1-2 に示す通り、平均 917 (NgN/月) となっており、低い料金支払い支払能力に見合った PV 電化モデルを提案する必要がある。また、「ナ」国の北部諸州では州政府や FMST (ECN) により PV ポンプの設置が進められており、モスクや街路灯のニーズが高いこともパイロットプロジェクトのモニタリングで確認されている。



出所：村落社会経済調査結果による

図 1-2 未電化村落におけるエネルギー支出(灯油、ディーゼル)の分布  
(ジガワ州、N=128)

以上より、短期的（2010 年まで）には、グリッドから最も離れた最奥の遠隔村落から順次、住宅用 PV 電化システムとして最も初期投資が小さい BCS を導入すると共に、貧困層住民にも裨益効果が高い公共施設への PV システム導入を提案する。

PV システムの普及が進み、将来的に機器の量産効果や PV 業者のサービス網拡大が想定される 2010 年以降 2020 年までは、PV システムの価格低下並びに住民の経済的負担能力が向上することから、BCS に加えて、より支払能力の高い需要家向けに SHS の導入も想定される。

以上をまとめると、短期及び中長期の PV 電化モデルとして、以下の通り提案する。

- ・ BCS 及び公共施設 (短期：～2010 年)
- ・ BCS 及び SHS (中長期：2010 年～2020 年)

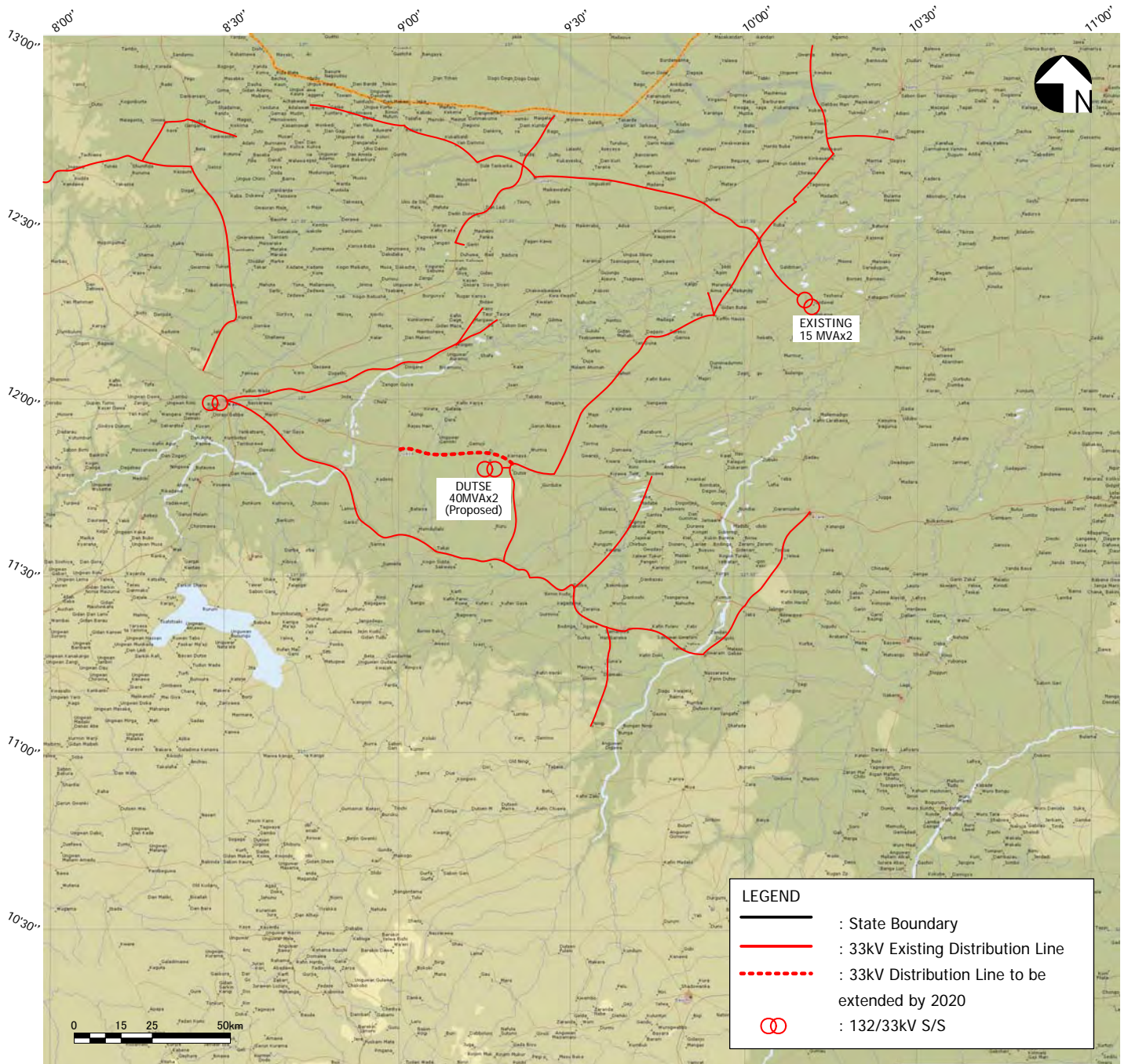
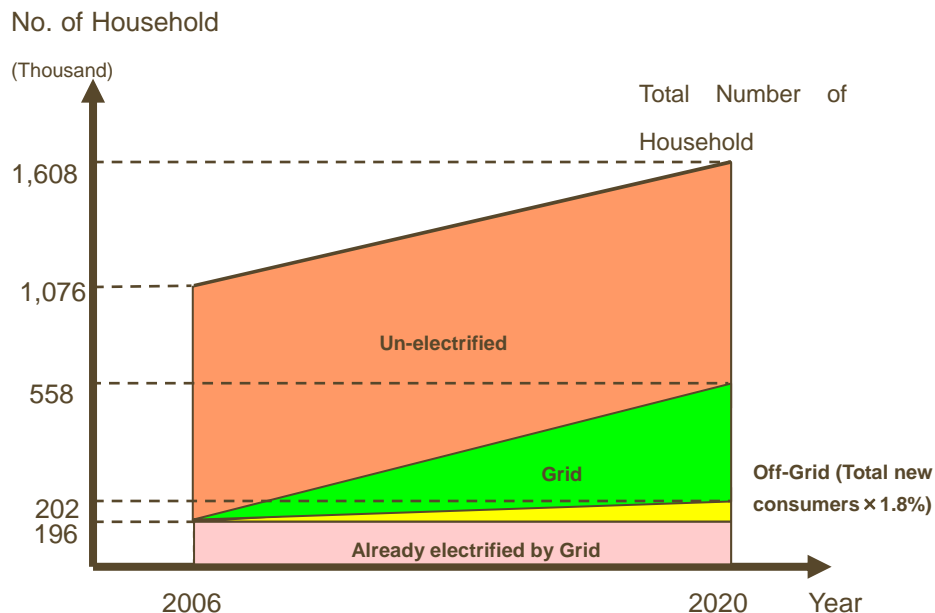


図 1-3 ジガワ州 33kV 配電線系統図

### 1.2.4 オフグリッド電化目標値の設定

次に、短期及び中長期のオフグリッド電化目標値を設定する。「ナ」国の国家エネルギー政策によると、2020年に全人口の75%に電力（再生可能エネルギーを含む）供給することになっているため、これを達成するために必要なジガワ州の電化率目標を2010年で22%、2020年で35%と設定する<sup>2</sup>。1991年の国勢調査による州別人口割合より、2006年のジガワ州全体の世帯数は約108万世帯となり、「National and State Population Projections<sup>3</sup>」によると、2020年には約161万世帯に増加すると想定される。このため、州全体では161（万世帯）×0.35=56（万世帯）への電力供給が必要となる。2006年時点では、グリッド電化により約20（万世帯）に対して電力が供給されており、2020年の目標値に到達するには、56-20=36万世帯への供給（グリッド+オフグリッド）が求められる。「ナ」国の地方電化政策、並びに再生可能エネルギーアクションプログラムによると、今後の新規接続需要家の約1.8%を太陽光発電で賄うこととしているため、約6,400世帯に対してオフグリッドPV地方電化による供給が必要となる。以上の状況を図式化したものが図1-4である。



出所：調査団による

図 1-4 2020 年までの電化世帯数想定（ジガワ州）

上記を踏まえ、2010年及び2020年時点でジガワ州に導入が想定されるPVシステムを表1-5に示す。ここでプロジェクトの実施機関としては、今後民間企業の参入を可能な限り進めるREAの方針に沿い、公共施設以外は民間RESCOもしくはコミュニティによる導入が主体となることを想定している。ただし、SHSについてはPV業者から富裕層需要家への直接販売による、セールスモデルでの市場浸透が予測されるため、SHS導入量の10%を直接販売による需要家増加分として想定している。

<sup>2</sup> 詳細は「2.6 全国PV電化計画の策定」を参照。

<sup>3</sup> National Population CommissionとUnited Nations Population Fundによる。

表 1-5 2010 年及び 2020 年時点でジガワ州に導入が想定される PV システム

Year	～ 2010		～ 2020			
System	BCS	Public Facilities	BCS	SHS		Public Facilities
Implementing organization	1.RESCO 2.Community 3.Gov / ODA	Gov / ODA	1.RESCO 2.Community	1.RESCO 2.Community	Direct Sales	Gov / ODA
No. of PV systems	60	1	95	4,000	400	1

出所：調査団による

## 1.2.5 財務分析・経済評価

### (1) BCS 事業に関する財務分析

ジガワ州での BCS 事業の導入については、上記の表 1-5 に示された導入スケジュールに対応して、2007 年～2010 年の 4 年間で、60 システム（1200 世帯）を電化するので、毎年 15 システム（300 世帯）を導入・電化すると想定する。2011～2017 年の 7 年の期間に、毎年約 5 システム（約 100 世帯）のペースで導入・電化するものと想定する。

表 1-6 ジガワ州で毎年必要となる BCS 事業への設備投資費用

（単位：NgN）

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Investment cost per system	2,304,000	2,200,615	2,097,231	1,993,846	1,890,462	1,787,077	1,683,692
Number of BCS systems to be installed	15	15	15	15	5	5	5
Investment cost	34,560,000	33,009,231	31,458,462	29,907,692	9,452,308	8,935,385	8,418,462
Necessary subsidy for 50% initial cost	17,280,000	16,504,615	15,729,231	14,953,846	4,726,154	4,467,692	4,209,231
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Investment cost per system	1,580,308	1,476,923	1,373,538	1,270,154	1,166,769	1,063,385	960,000
Number of BCS systems to be installed	5	5	5	5	0	0	0
Investment cost	7,901,538	7,384,615	6,867,692	6,350,769	0	0	0
Necessary subsidy for 50% initial cost	3,950,769	3,692,308	3,433,846	3,175,385	0	0	0

出所：調査団による

3 章の 3.3 での検討にある約 100 世帯規模（5 システム：20 世帯×5 システム）の BCS 電化事業モデルが多数展開する現象として捉えることができる。BCS は、遠隔地の裕福でない村落への展開に適しており、民間会社 RESCO による展開というよりも、村落電化委員会によるコミュニティ主導の電化事業として実施する方が適している。村落電化委員会は、組織の性格としては、民間株式会社のような利益追求の目的は持っておらず、あくまで村落住民が電化の恩恵を受けつつ、キャッシュフロー上、赤字が出ないような運営を行えばよい。第 3 章の 3.3 で示すように、村落電化委員会の組織の性格からして財務内部収益率 (FIRR)、財務純現在価値 (FNPV) を計算しても意味がない。プロジェクト・ライフの期間を通してキャッシュフロー上の赤字を出さずに運営する、マージナルな料金レベルを検討することに意義がある。

PV システムの技術革新、市場規模の増大により、時間の推移とともに PV システムの価格低減は着実に進むという前提のもと、世帯当たりの初期投資コストは時間の経過とともに徐々に下落していくと想定する。また、初期投資の 50%は補助金で、30%はソフト・ローンで、20%はキャッシュで用意する前提である。その他の詳細な前提条件についても、第 3 章の 3.3 を踏襲している。結果として、下表のとおりである。各世帯での初期投資の負担金額、毎月の徴収さ



れる金額、バッテリー充電料金等は以下のとおりである。

表 1-7 BCS 設備導入に際して各世帯で当初キャッシュとして用意する必要のある金額

(単位 : NgN)

Installation year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Initial payment per household	23,040	22,006	20,972	19,938	18,905	17,871	16,837
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Initial payment per household	15,803	14,769	13,735	12,702	11,668	10,634	9,600

出所 : 調査団による

表 1-8 BCS 設備導入後、毎月徴収される金額、バッテリー充電の際に各回で徴収される金額

(単位 : NgN)

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Monthly tariff (1-5 year)	621	593	565	537	510	482	454
Battery charger tariff (1-20 year)	66	64	61	59	57	54	52
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Monthly tariff (1-5 year)	426	398	370	342	314	287	259
Battery charger tariff (1-20 year)	50	47	45	43	40	38	36

出所 : 調査団による

## (2) SHS 事業に関する財務分析

ジガワ州での SHS 事業の導入については、2011 年～2020 年の 10 年間で、4,000 世帯、毎年 400 世帯ずつ整備するペースで導入・電化するという想定である。(2010 年までは、SHS は導入しない計画)。ジガワ州は他の州に比べ、貧困度が高く、ジガワ州では、貧しい村落へのオフグリッド電化に、この SHS を活用することになるので、2011～2020 年の期間を通じて、55W の SHS のみを整備する前提で考える。

表 1-9 ジガワ州で毎年必要となる SHS 事業への設備投資費用

(単位 : NgN)

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Investment cost per system	144,000	137,538	131,077	124,615	118,154	111,692	105,231
Number of 55W SHS systems to be installed	0	0	0	0	300	300	300
Investment cost	0	0	0	0	35,446,154	33,507,692	31,569,231
Necessary subsidy for 50% initial cost	0	0	0	0	17,723,077	16,753,846	15,784,615
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Investment cost per system	98,769	92,308	85,846	79,385	72,923	66,462	60,000
Number of 55W SHS systems to be installed	300	300	600	600	600	300	400
Investment cost	29,630,769	27,692,308	51,507,692	47,630,769	43,753,846	19,938,462	24,000,000
Necessary subsidy for 50% initial cost	14,815,385	13,846,154	25,753,846	17,861,538	10,938,462	2,492,308	0

出所 : 調査団による

3 章の 3.3 での検討にある約 150 世帯規模の村落への 55W SHS 電化事業モデルが多数展開する現象として捉えることができる。55W SHS は、遠隔地の裕福でない村落への展開に適しており、村落電化委員会によるコミュニティ主導の電化事業として実施する方が適している。上記の BCS 電化事業と同じく、村落電化委員会は、キャッシュフロー上、赤字が出ないような運営

を行えばよい状況であるとの前提で、プロジェクト・ライフの期間を通してキャッシュフロー上の赤字を出さずに運営する、マージナルな料金レベルを検討する。(各世帯での初期投資の負担金額、毎月の徴収される金額) は以下のとおりである。

**表 1-10 55W SHS 設備導入に際して各世帯で当初キャッシュとして  
用意する必要のある金額、及び導入後、毎月徴収される金額**

(単位 : NgN)

Installation year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Initial payment	28,800	27,508	26,215	24,923	23,631	22,338	21,046
Monthly tariff (1-5 year)	1,210	1,160	1,110	1,050	1,000	950	900
Monthly tariff (6-20year)	620	590	570	550	530	500	470
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Initial payment	19,754	18,462	17,169	15,877	14,585	13,292	12,000
Monthly tariff (1-5 year)	850	800	750	700	650	600	550
Monthly tariff (6-20year)	450	420	400	370	350	320	290

出所 : 調査団による

(3) SHS を利用者が個人ベースで購入

SHS を消費者が個人ベースで PV ディーラーから購入する台数が、2011-2020 年の 10 年間にシステムとして 2500 台として想定されているが、これは、裕福な個人が任意に購入する場合であり、本検討の対象からは除外する。

(4) 公共施設

公共施設の整備数は、非常に限られていることから、ここでは、検討対象からは除外する。

(5) ジガワ州での PV 事業の経済評価

上記の BCS 事業と 55W の SHS 事業の経済評価を、3 章 3.5 節 (全国 PV 電化事業について経済評価している) と同じ手法で行うと、下記の結果を得る。

**表 1-11 ジガワ州での PV 電化事業の経済評価**

	全体	SHS のみ	BCS のみ
経済内部収益率 EIRR	36.2%	38.1%	32.7%
経済純現在価値 ENPV	NgN 1,137,011,470	NgN 890,230,557	NgN 246,780,913
便益費用比率 B/C Ratio	2.76	2.89	2.42

出所 : 調査団による

## 1.3 オンド州

### 1.3.1 電力需要分析

オンド州の年間平均日射量は 5.60kWh/m<sup>2</sup>-day (全国平均では 5.50kWh/m<sup>2</sup>-day) と高いものの、雨季となる 8 月には平均日射量が 3.50kWh/m<sup>2</sup>-day まで低下することから、ジガワ州など北部地

域と比べて、太陽エネルギー利用の用途は限定される。また州内の家屋電化率は72%<sup>4</sup>と全国平均（44%）と比べて非常に高く、既に33/11kV配電線はLGHQや重要町村のみならず、主要幹線道路を中心に面的に拡大していることがわかる。

旧オンド州が設立される1976年以前には、約26町村のみが電化されていたが、1976年から2004年までに125町村が州の電化計画により電化されている。2006年時点で、約170町村が未電化村落として残されている。オンド州では、33kV配電系統図が作成されていないため、ここではグリッド延長により電化された村落位置を図1-6に示す。

ただし、オンド州では、グリッド延長により未電化村落を電化する事に加え、既電化村落の供給信頼度を向上させることが大きな課題となっており、FMPSでは1982～1990年の期間に、Ondo、Ikare、OkitipupaそしてAdo-Ekitiの4箇所に132/33kV変電所を新設する計画であったが、実現されたのはOndoの1箇所のみが1985年に建設されたに過ぎない。しかし、現状の2変電所（Akure、Ondo）は既に過負荷運転となっており、オンド州電化局ではIkare AkokoもしくはOkitipupaとAdo-Ekitiの2箇所に132/33kV変電所を新設する計画である。33kV配電線、配電用変圧器（33/0.415kV）も老朽化が進んでおり、計画的な更新が望まれるところである。

オンド州の需要家数、最大需要電力の推移を表1-12並びに表1-13に示す。これより、2002年から2005年の間に、需要家数は約46千軒増加しているにも関わらず、最大需要電力は約5MW減少している。これより、実際の電力需要に供給能力が追いついていない現状が読み取れる。

表 1-12 オンド州の需要家数

(単位:軒)

	2002年	2003年	2004年	2005年
住宅需要家	105,163	113,236	122,967	144,318
商業需要家	24,115	26,544	27,899	30,134
産業需要家	305	616	786	909
その他	215	396	26	50
合計	129,798	140,792	151,678	175,411

出所:PHCN

表 1-13 オンド州の最大需要電力

(単位:MW)

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2002年	52.0	51.4	51.7	52.5	54.5	54.5	52.5	54.5	54.8	52.5	54.5	54.8
2003年	54.6	54.3	54.4	54.6	54.3	54.4	54.6	54.3	54.4	54.8	54.6	54.4
2004年	57.8	55.0	57.3	50.5	54.0	53.0	54.0	47.5	50.5	54.0	51.0	46.5
2005年	45.5	49.5	50.0	45.0	44.5	45.0	44.0	41.0	48.0	50.0	45.0	40.5

出所:PHCN

また、オンド州は国内でも特に停電が頻発する地域のひとつであり、グリッド電化による供給信頼度はきわめて低い。オンド州の33kV配電線事故統計を表1-14、並びに図1-5に示す。これらより、全体的には配電線事故は減少傾向にあるものの、特に都市部での11kV配電線にて事故が多発していることがわかる。一般的にはグリッド電化はオフグリッド電化に比べて大容量の電気製品を長時間利用できることから需要家満足度は高いが、村落社会経済調査結果によると、「ナ」国のグリッド電化村落では、停電時間の長さ、回数から需要家満足度が低く、PV

<sup>4</sup> General Household Survey 1997/98による。

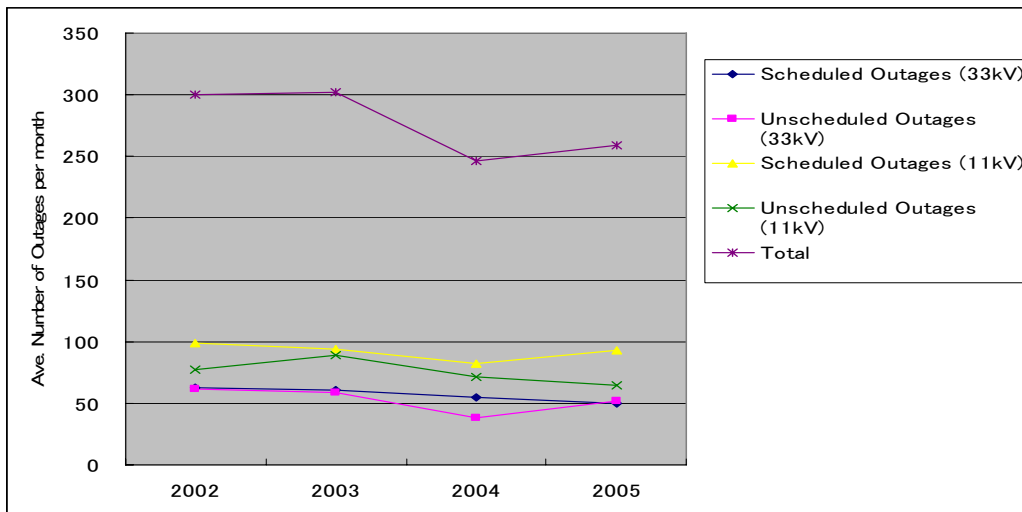
によるオフグリッド地方電化の対象地域は相対的に大きくなる。

表 1-14 オンド州の 33kV 配電線事故回数

(単位:回/月)

月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均	
2002年	33kV	計画停電	48	82	77	62	64	48	60	57	42	74	64	72	62.5
		事故停電	62	46	57	49	62	64	72	68	88	47	55	68	61.5
	11kV	計画停電	113	92	86	107	92	112	78	104	64	92	118	125	98.58
		事故停電	88	71	84	97	66	77	105	64	99	58	72	45	77.17
2003年	33kV	計画停電	62	49	58	59	67	59	64	52	72	44	82	64	61
		事故停電	48	42	36	72	65	58	72	66	68	57	49	72	58.75
	11kV	計画停電	124	88	110	62	86	52	80	66	132	105	88	128	93.42
		事故停電	81	74	68	84	67	101	133	84	112	76	72	120	89.33
2004年	33kV	計画停電	48	55	64	41	46	38	44	74	62	59	47	80	54.83
		事故停電	24	34	34	33	26	66	46	33	43	40	32	51	38.5
	11kV	計画停電	121	110	134	63	61	54	66	40	21	110	102	102	82
		事故停電	55	58	64	102	89	82	106	67	68	64	45	51	70.92
2005年	33kV	計画停電	61	72	39	40	18	42	71	42	46	45	54	63	49.42
		事故停電	39	53	94	46	54	41	56	45	62	50	38	40	51.5
	11kV	計画停電	84	91	78	36	117	121	94	105	88	86	116	102	93.17
		事故停電	66	45	62	119	63	30	45	72	58	61	72	86	64.92

出所：PHCN



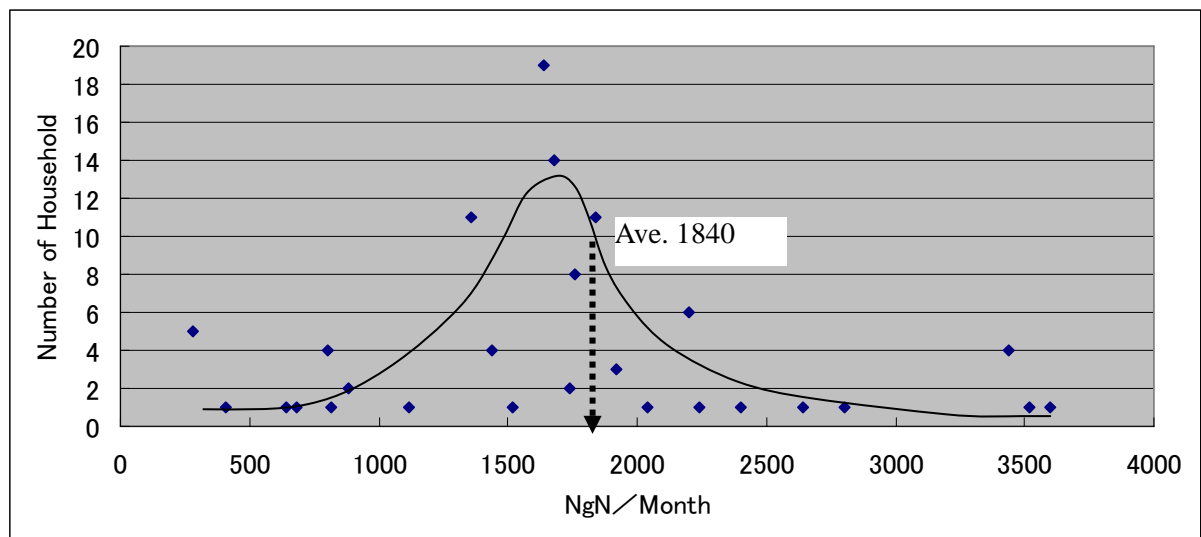
出所：PHCN

図 1-5 配電線事故の推移 (オンド州)



### 1.3.2 PV 電化モデルの提案

村落社会経済調査の結果によると、未電化村落におけるエネルギー支出額（灯油、ディーゼル、乾電池支出の合計）の分布は、図 1-7 に示す通り平均 1,840 (NgN/月) と高くなっている。更に、利用可能な電気製品の容量や使用時間が限定されるため、BCS を希望する世帯は 0% であることから、毎月の料金支払いが高くとも、需要家の満足度を高めることができるハイスペックの PV 電化モデルを提案する必要がある。また、既にグリッドが主要幹線道路を中心に面的に拡大していることから、未電化村落までのグリッド延長距離も短く、グリッド延長に要する kWh 当たりのライフサイクルコストは相対的に小さくなる。このため、PV システムはグリッド電化が実現されるまでの暫定的な電化手法と捉え、短期及び中長期の PV 電化モデルとして、近い将来にグリッド電化された場合にも容易に移設可能な、ミニグリッドシステムの導入を提案する。



出所: 村落社会経済調査結果による

図 1-7 未電化村落におけるエネルギー支出(灯油、ディーゼル)の分布  
(オンド州、N=110)

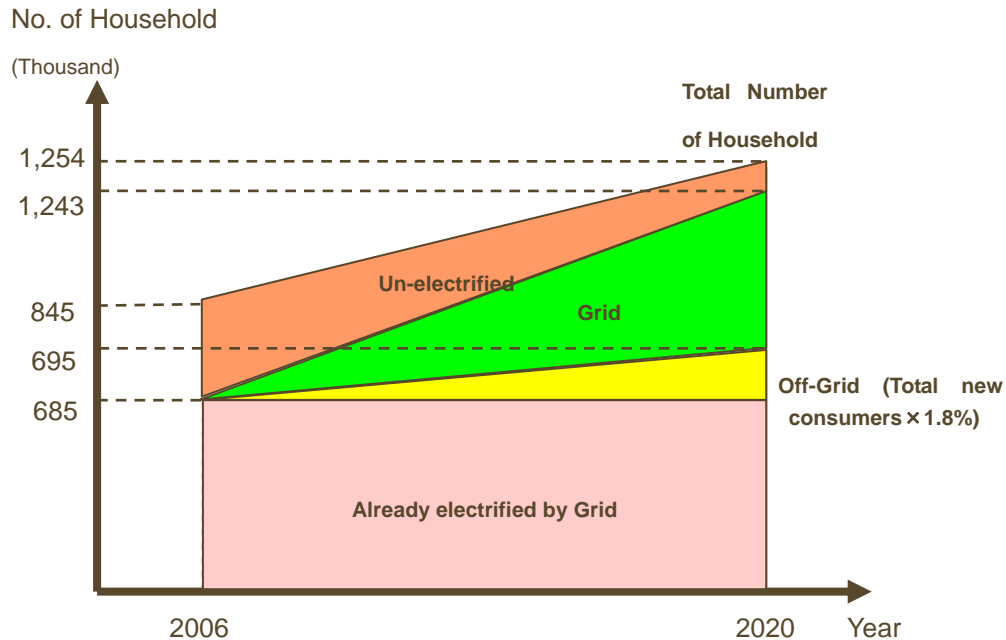
### 1.3.3 オフグリッド電化目標値の設定

次に、短期及び中長期のオフグリッド電化目標値を設定する。「ナ」国の国家エネルギー政策によると、2020 年に全人口の 75% に電力（再生可能エネルギーを含む）供給することになっているため、これを達成するために必要なオンド州の電化率目標を 2010 年で 86%、2020 年で 99% と設定する<sup>5</sup>。1991 年の国勢調査による州別人口割合より、2006 年のオンド州全体の世帯数は約 84 万世帯となり、「National and State Population Projections<sup>6</sup>」によると、2020 年には約 125 万世帯に増加すると想定される。このため、州全体では 125 (万世帯) × 0.99 = 124 (万世帯) への電力供給が必要となる。2006 年時点では、グリッド電化により約 68 (万世帯) に対して電力が供給されており、2020 年の目標値に到達するには、124-68=56 万世帯への供給（グリッド+オフグリッド）が求められる。「ナ」国の地方電化政策、並びに再生可能エネルギーアクションプログラムによると、今後の新規接続需要家の約 1.8% を太陽光発電で賄うこととして

<sup>5</sup> 詳細は「2.6 全国PV電化計画の策定」を参照。

<sup>6</sup> National Population CommissionとUnited Nations Population Fundによる。

いるため、約 9,900 世帯に対してオフグリッドPV地方電化による供給が必要となる。以上の状況を図式化したものが図 1-8 である。この様にオンド州の場合には、電化率が既に 72%に達していることから、需要家増加率を小さく設定しても、今後導入が必要となる、オフグリッドPVシステムの計画数量は、ジガワ州より大きくなる。



出所: 調査団による

図 1-8 2020 年までの電化世帯数想定 (オンド州)

上記を踏まえ、2010 年及び 2020 年時点でオンド州に導入が想定される PV システムを表 1-15 に示す。ここでプロジェクトの実施機関としては、今後民間企業の参入を可能な限り進める REA の方針に沿い、民間 RESCO による導入が主体となることを想定している。なお、ミニグリッドシステムの維持管理については、定期的な PV 技術者による巡回メンテナンスが必要となることから、コミュニティの電化委員会による運営は除外している。

表 1-15 2010 年及び 2020 年時点でオンド州に導入が想定される PV システム

Year	~ 2010	~ 2020
System	Mini Grid	Mini Grid
Implementing organization	1. RESCO 2. Gov / ODA	RESCO
No. of PV systems	110	495

出所: 調査団による

### 1.3.4 財務分析・経済評価

#### (1) ミニグリッド事業に関する財務分析

オンド州でのミニグリッド電化による整備・導入については、BCS や SHS のような村落ベースのコミュニティ参加型の事業でなく、事業会社としての展開を想定する。整備ペースは、上記の表 1-15 に示された導入スケジュールに対応して、2007 年は会社設立準備などの年として、

2008年～2010年の3年間で2,200世帯に110システム（20世帯×110システム）を整備・電化する（2008年、30システム、2009年と2010年は、各年、約40システム）。2011～2020年の10年間の期間において395システム、7,700世帯（20世帯×385システム）、前半5年間は、各年38システム、後半5年間は39システムのペースで導入・電化するものと想定する。

表 1-16 オンド州で毎年必要となるミニグリッド事業への設備投資費用

（単位：百万 NgN）

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Price of mini-grid system	0	3.55	3.39	3.22	3.05	2.89	2.72
Number of mini-grid systems to be installed	0	30	40	40	38	38	38
Investment cost	0	107	135	129	116	110	103
Necessary subsidy for 50% initial cost	0	53	68	64	58	55	52
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Price of mini-grid system	2.55	2.38	2.22	2.05	1.88	1.72	1.55
Number of mini-grid systems to be installed	38	38	39	39	39	39	39
Investment cost	97	91	86	80	73	67	60
Necessary subsidy for 50% initial cost	48	45	43	30	18	8	0

出所：調査団による

オンド州で、上記のミニグリッド電化の民間 RESCO の事業を行っていく会社を想定して、当該民間 RESCO の事業会社の財務内部収益率、財務内部純現在価値を算定する。その他、諸前提条件は、3章の3.3のミニグリッド事業の財務分析と同じ前提である。結果は下表のとおりである。財務内部収益率(FIRR)：17.9%、財務純現在価値(FINPV)：約3.5億ナイラである。

FIRR (Financial Internal Rate of Return)	17.9%
NPV(Net Present Value)	351,085,700 NgN

感度分析としてまず収入面（徴収料金収入）から、想定より15%ダウン、30%ダウンの場合の2ケースについて、条件を変えて分析した。また、投資コスト（PV機器の価格、設置コストが想定より下がらない）が想定より15%アップ、30%アップの場合について、分析した。



表 1-17 感度分析

Case	FIRR (%)	NPV (NgN)
Base Case	17.9%	351,085,700 NgN
Case 2 (収入が想定より 15%ダウン)	14.4%	207,673,442 NgN
Case 3 (収入が想定より 30%ダウン)	10.9%	61,168,248 NgN
Case 4 (投資コストが想定より 15%アップ)	15.7%	287,399,929 NgN
Case 5 (投資コストが想定より 30%アップ)	13.8%	223,537,826 NgN

出所：調査団による

## (2) オンド州での PV 電化事業の経済評価

上記のミニグリッド事業の経済評価を、3章3.5節（全国 PV 電化事業について経済評価している）と同じ手法で行うと、下記の結果を得る。

表 1-18 オンド州での PV 電化事業の経済評価

項目	数値
経済内部収益率 EIRR	48.4%
経済純現在価値 ENPV	NgN 2,652,914,458
便益費用比率 B/C Ratio	3.54

出所：調査団による

## 1.4 イモ州

### 1.4.1 電力需要分析

イモ州の年間平均日射量は 4.67kWh/m<sup>2</sup>-day（全国平均では 5.50kWh/m<sup>2</sup>-day）と低く、雨季となる 8 月には平均日射量が 3.73kWh/m<sup>2</sup>-day まで低下することから、ジガワ州など北部地域と比べて、太陽エネルギー利用の用途は限定される。また州内の家屋電化率は 61%<sup>7</sup>と全国平均（44%）と比べて高いこと、Pre-F/S対象村落においてグリッドからの平均距離が約 8km と他州に比べて短いことから、既に 33/11kV配電線はLGHQや重要町村のみならず、主要幹線道路を中心に面的に拡大していることがわかる。

イモ州においても他の南部地域と同様に、発電・送変電供給力が十分でないために、州内の全電力需要に供給できない状況である。同州では、抑圧需要<sup>8</sup>を含めた最大需要電力は 120MW と想定されているが、供給可能な電力容量は 60MW に過ぎず、全電力需要の約 50% しか供給できていない。このため、132/33kV配電用変電所及び開閉所の新增設が計画されているが、以下の表に示すとおり需要家数、最大電力はそれぞれ平均年率 6.7%、5.9% で増加しており、早急な設備増強が必要である。

<sup>7</sup> General Household Survey 1997/98 による。

<sup>8</sup> 供給力が十分でないため、電力消費を自主的に抑制している需要を指す。

表 1-19 イモ州の需要家数

(単位:軒)

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年
需要家数 (合計)	124,756	134,283	143,810	153,337	162,864	172,391

出所:PHCN

表 1-20 イモ州の最大需要電力

(単位:MW)

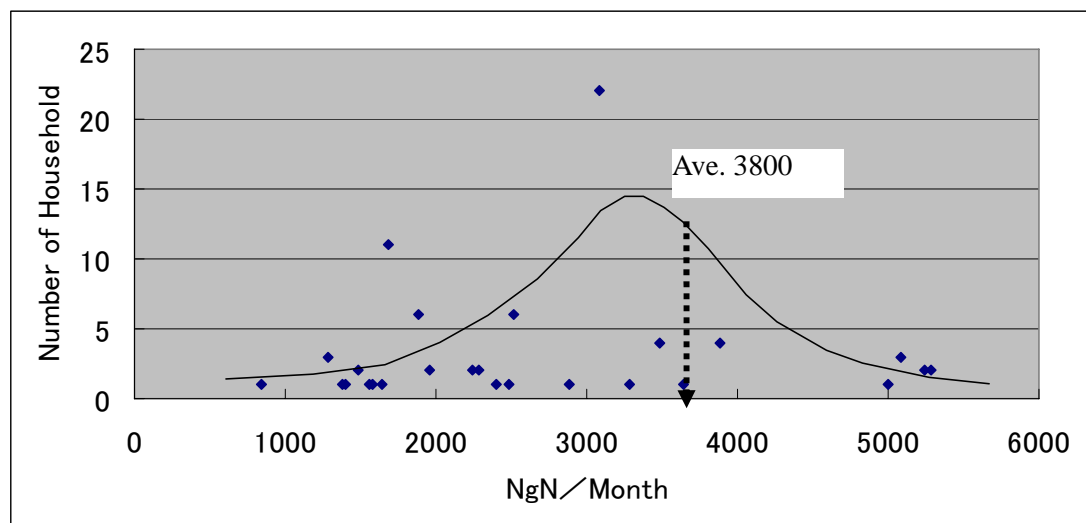
	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年
最大需要 電力	90	95	100	110	115	120

注:抑圧需要を含む想定値である。

出所:PHCN

#### 1.4.2 PV 電化モデルの提案

村落社会経済調査の結果によると、未電化村落におけるエネルギー支出額（灯油、ディーゼル、乾電池支出の合計）の分布は、図 1-10 に示す通り平均 3,800 (NgN/月) であり、調査対象地域の中で最も大きくなっている。更に、携帯用の自家用発電機も約 10 人に一人が所有していることから、未電化村落の潜在的な電力需要は大きいと想定される。



出所:村落社会経済調査結果による

図 1-9 未電化村落におけるエネルギー支出(灯油、ディーゼル)の分布  
(イモ州、N=88)

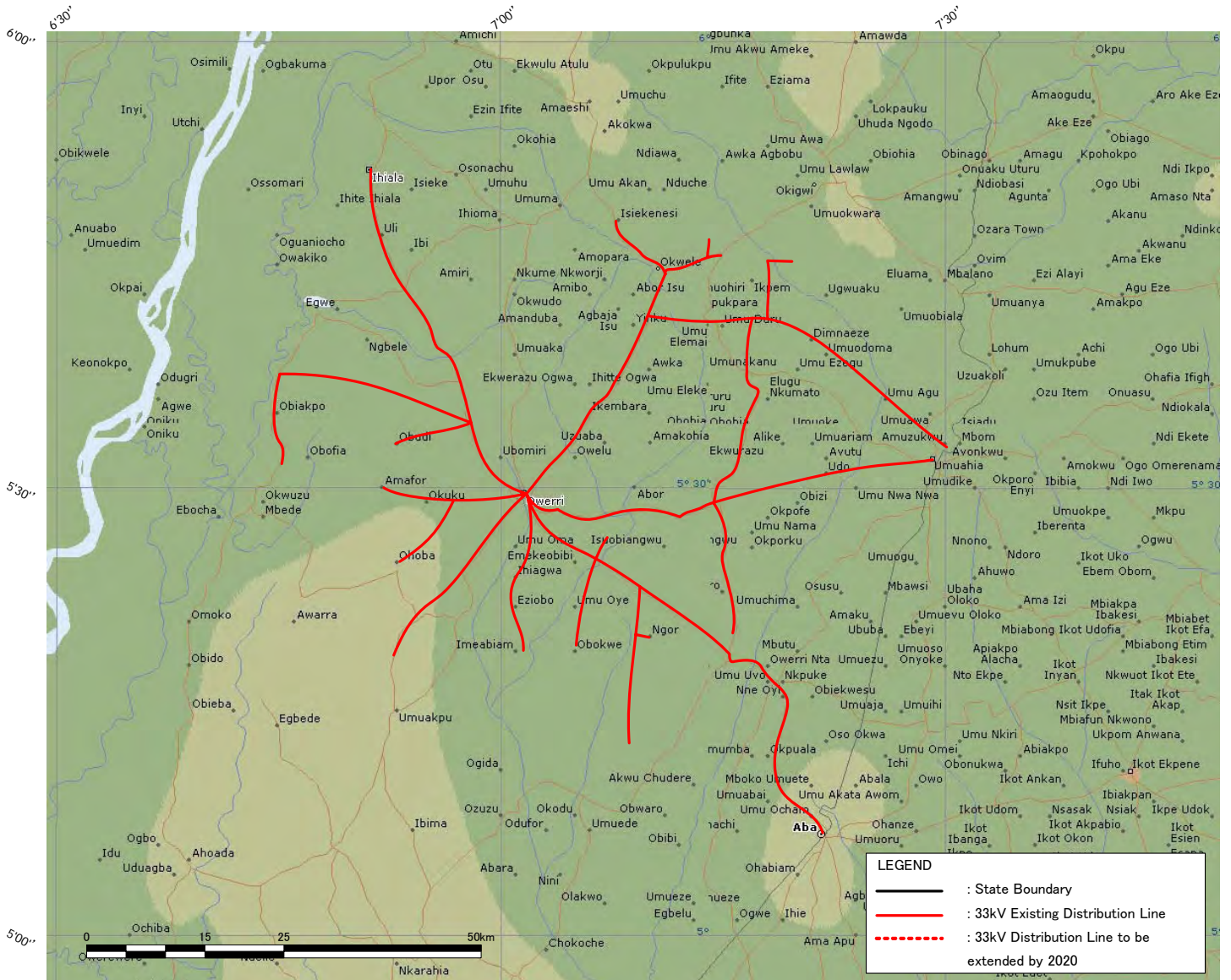


図 1-10 イモ州 33kV 配電線系統図

上記より、イモ州においてもオンド州と同様に、毎月の料金支払いが高くとも、需要家の満足度を高めることができる PV 電化モデルを提案する必要がある。ただし、イモ州は FCT (71%) やオンド州 (72%) に比べて電化率が低く、依然としてグリッドから遠く離れた中規模村落が対象となることも想定されることから、短期的には SHS による個別の PV 電化モデルにより、グリッドからの距離が大きく需要規模の大きい村落から順次、民間 RESCO による導入を提案する。中長期的に PV システムの普及が進み、将来的に機器の量産効果や PV 業者のサービス網拡大が想定される 2010 年以降 2020 年までは、未電化村落までのグリッド延長距離も短くなり、グリッド延長に要する kWh 当たりのライフサイクルコストは相対的に小さくなる。このため、PV システムはグリッド電化が実現されるまでの暫定的な電化手法と捉え、短期及び中長期の PV 電化モデルとして、近い将来にグリッド電化された場合にも容易に移設可能な、ミニグリッドシステムの導入を提案する。

以上をまとめると、短期及び中長期の PV 電化モデルとして、以下の通り提案する。

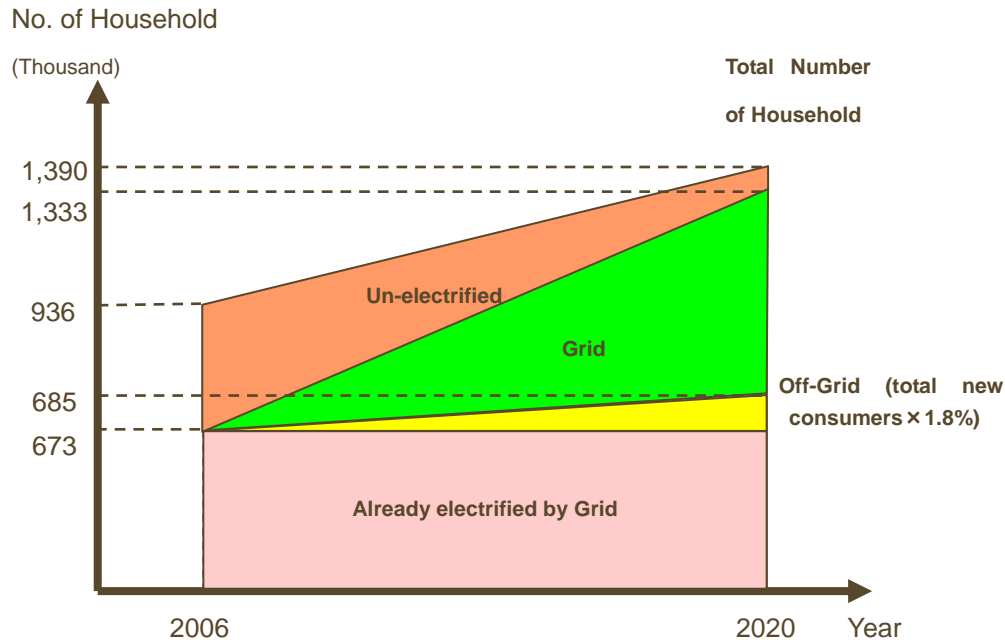
- ・ SHS (短期：～2010 年)
- ・ ミニグリッドシステム (中長期：2010 年～2020 年)

#### 1.4.3 オフグリッド電化目標値の設定

次に、短期及び中長期のオフグリッド電化目標値を設定する。「ナ」国の国家エネルギー政策によると、2020 年に全人口の 75% に電力（再生可能エネルギーを含む）供給することになっているため、これを達成するために必要なイモ州の電化率目標を 2010 年で 78%、2020 年で 96% と設定する<sup>9</sup>。1991 年の国勢調査による州別人口割合より、2006 年のイモ州全体の世帯数は約 94 万世帯となり、「National and State Population Projections<sup>10</sup>」によると、2020 年には約 139 万世帯に増加すると想定される。このため、州全体では  $139 \text{ (万世帯)} \times 0.96 = 133 \text{ (万世帯)}$  への電力供給が必要となる。2006 年時点では、グリッド電化により約 67 (万世帯) に対して電力が供給されており、2020 年の目標値に到達するには、 $133 - 67 = 66$  万世帯への供給（グリッド + オフグリッド）が求められる。「ナ」国の地方電化政策、並びに再生可能エネルギーアクションプログラムによると、今後の新規接続需要家の約 1.8% を太陽光発電で賄うこととしているため、約 11,700 世帯に対してオフグリッド PV 地方電化による供給が必要となる。以上の状況を図式化したものが図 1-11 である。イモ州の場合には、全国の電化目標 (75%) を達成するために、州として電化率を大きく向上させることが必要となり、グリッド電化、オフグリッド電化ともに目標導入数量を大きく設定している。

<sup>9</sup> 詳細は「2.6 全国 PV 電化計画の策定」を参照。

<sup>10</sup> National Population Commission と United Nations Population Fund による。



出所: 調査団による

図 1-11 2020 年までの電化世帯数想定 (イモ州)

上記を踏まえ、2010 年及び 2020 年時点でイモ州に導入が想定される PV システムを表 1-21 に示す。ここでプロジェクトの実施機関としては、今後民間企業の参入を可能な限り進める REA の方針に沿い、民間 RESCO による導入が主体となることを想定しているが、SHS については、PV 業者から富裕層需要家への直接販売による、セールスマデルでの市場浸透が予測されるため、SHS 導入量の 10%を直接販売による需要家増加分として想定している。なお、ミニグリッドシステムの維持管理については、定期的な PV 技術者による巡回メンテナンスが必要となることから、コミュニティの電化委員会による運営は除外している。

表 1-21 2010 年及び 2020 年時点でイモ州に導入が想定される PV システム

Year	~ 2010		~ 2020		
	SHS		SHS		Mini Grid
System	SHS		SHS		Mini Grid
Implementing organization	1.RESCO 2.Community	Direct Sales	1.RESCO 2.Community	Direct Sales	RESCO
No. of PV systems	2,340	260	2,340	260	455

出所: 調査団による

#### 1.4.4 財務分析・経済評価

##### (1) ミニグリッド事業に関する財務分析

イモ州においてもミニグリッド電化による整備・導入については、BCS や SHS のような村落ベースのコミュニティ参加型の事業でなく、事業会社としての展開を想定する。整備ペースは、上記の表 1-21 に示された導入スケジュールに対応して、2007~2010 年は会社設立準備などの年として、2011 年~2015 年の 5 年間で 4,500 世帯に 225 システム (20 世帯×45 システム)、言い換えれば毎年、約 45 システム (約 900 世帯: 20 世帯×約 45 システム) を整備・電化し、2016

～2020年の5年間の期間において4,600世帯、230システム（20世帯×230システム）、言い換えれば毎年、約46システム（約230世帯）のペースで導入・電化するものと想定する。

表 1-22 イモ州で毎年必要となるミニグリッド事業への設備投資費用

（単位：百万 NgN）

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Price of mini-grid system	0	3.55	3.39	3.22	3.05	2.89	2.72
Number of mini-grid systems to be installed	0	0	0	0	45	45	45
Investment cost	0	0	0	0	137	130	122
Necessary subsidy for 50% initial cost	0	0	0	0	69	65	61
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Price of mini-grid system	2.55	2.38	2.22	2.05	1.88	1.72	1.55
Number of mini-grid systems to be installed	45	45	46	46	46	46	46
Investment cost	115	107	102	94	87	79	71
Necessary subsidy for 50% initial cost	57	54	51	35	22	10	0

出所：調査団による

上記のイモ州の PV ミニグリッド電化事業をある民間 RESCO が実施していくとすると、2011年～2020年の10年間で455システム（1システム20世帯カバー）を整備していくと想定する。具体的には、2011～2015年の期間に毎年45システム（900世帯）、2016～2020年の5年間に毎年46システム（920世帯）に PV ミニグリッド電化を行うという前提で当該民間 RESCO の事業会社の財務内部収益率、財務内部純現在価値を算定する。その他、諸前提条件は、3章の3.3のミニグリッド事業の財務分析と同じ前提である。結果は下表のとおりである。財務内部収益率(FIRR)：16.6%、財務純現在価値(FINPV)：約2.7億ナイラである。

FIRR (Financial Internal Rate of Return)	16.6%
NPV(Net Present Value)	268,517,917 NgN

感度分析としてまず収入面（徴収料金収入）から、想定より15%ダウン、30%ダウンの場合の2ケースについて、条件を変えて分析した。また、投資コスト（PV機器の価格、設置コストが想定より下がらない）が想定より15%アップ、30%アップの場合について、分析した。

表 1-23 感度分析

Case	FIRR (%)	NPV (NgN)
Base Case	16.6%	268,517,917 NgN
Case 2 (収入が想定より 15%ダウン)	13.7%	154,571,731 NgN
Case 3 (収入が想定より 30%ダウン)	10.5%	39,469,020 NgN
Case 4 (投資コストが想定より 15%ダウン)	15.0%	223,503,256 NgN
Case 5 (投資コストが想定より 30%ダウン)	13.6%	178,488,596 NgN

出所：調査団による

(2) SHS 事業に関する財務分析

イモ州での SHS 事業の導入については、2007 年～2010 年の 4 年間で、2,340 世帯を導入・電化するという想定である。社会経済調査の結果からも明らかなように、イモ州はジガワ州とは社会経済状況は異なり、貧困度は相対的に低く、電化に対する要求水準も高い。従って、グリッドが延伸してこない地域においても、ジガワ州のように、電灯だけが灯せる 55W の SHS のタイプだけでは満足できない層も含まれていると推察される。すなわち、ラジオ・テレビも視聴できるような、110W あるいは 165W の SHS 含めたハイスペックの SHS 電化がイモ州では適用されると想定する。3 章の 3.3 で検討している 300 世帯の規模の村落向けで、3 種類のタイプの SHS (55W(60%:180 世帯)、110W(30%:90 世帯)、165W(10%:30 世帯)) を導入するオフグリッド電化事業を適用する想定である。

2007 年に 540 世帯 (55W 324 世帯、110W 162 世帯、165W 54 世帯)、2008 年～2010 年には各年に 600 世帯 (55W 360 世帯、110W 180 世帯、165W 60 世帯) を電化する想定である。

表 1-24 イモ州で毎年必要となる SHS 事業への設備投資費用

(単位 : NgN)

55W	Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010
	Investment cost per system	144,000	137,538	131,077	124,615
	Number of 55W SHS systems to be installed	324	360	360	360
	Investment cost	46,656,000	49,513,846	47,187,692	44,861,538
	Necessary subsidy for 50% initial cost	23,328,000	24,756,923	23,593,846	22,430,769
110W	Installation year	2007	2008	2009	2010
	Investment cost per system	194,400	185,677	176,954	168,231
	Number of 110W SHS systems to be installed	162	180	180	180
	Investment cost	31,492,800	33,421,846	31,851,692	30,281,538
	Necessary subsidy for 50% initial cost	15,746,400	16,710,923	15,925,846	15,140,769
165W	Installation year	2007	2008	2009	2010
	Investment cost per system	324,000	309,462	294,923	280,385
	Number of 110W SHS systems to be installed	54	60	60	60
	Investment cost	17,496,000	18,567,692	17,695,385	16,823,077
	Necessary subsidy for 50% initial cost	8,748,000	9,283,846	8,847,692	8,411,538
Total investment cost		95,644,800	101,503,385	96,734,769	91,966,154
Total necessary subsidy		47,822,400	50,751,692	48,367,385	45,983,077

出所 : 調査団による

上記のマルチタイプの SHS 事業は、都市部から離れた立地条件であり、村落ごとに展開せざるを得ないので、村落主体での運営が適しており、村落電化委員会によるコミュニティ主導の電化事業として実施する。ジガワ州での BCS、SHS 電化事業と同じく、村落電化委員会は、キャッシュフロー上、赤字が出ないような運営を行えばよい状況であるとの前提で、プロジェクト・ライフの期間を通してキャッシュフロー上の赤字を出さずに運営する、マージナルな料金レベルを検討する。(各世帯での初期投資の負担金額、毎月の徴収される金額) は以下のとおりである。

表 1-25 SHS 設備導入に際して各世帯で当初キャッシュとして用意する必要のある金額、及び導入後、毎月徴収される金額

(単位 : NgN)

Installation year		2007	2008	2009	2010
55W	Initial payment per household	28,800	27,508	26,215	24,923
	Monthly tariff (1-5 year)	1,200	1,140	1,090	1,040
	Monthly tariff (6-20 year)	600	580	550	530
110W	Initial payment per household	38,880	37,135	35,391	33,646
	Monthly tariff (1-5 year)	1,620	1,539	1,472	1,404
	Monthly tariff (6-20 year)	810	783	743	716
165W	Initial payment per household	64,800	61,892	58,985	56,077
	Monthly tariff (1-5 year)	2,700	2,565	2,453	2,340
	Monthly tariff (6-20 year)	1,350	1,305	1,238	1,193



出所：調査団による

(3) SHS を消費者が個人ベースで購入・導入

SHS を消費者が個人ベースで PV ディーラーから購入する台数が、2007-2010 年の 4 年間にシステムとして 260 台として想定されているが、これは、裕福な個人が任意に購入する個人的な購入活動の場合であり、本財務検討の対象とはしない。

(4) イモ州での PV 電化事業の経済評価

上記のミニグリッド事業と 55W の SHS 事業の経済評価を、3 章 3.5 節（全国 PV 電化事業について経済評価している）と同じ手法で行うと、下記の結果を得る。

**表 1-26 イモ州での PV 電化事業の経済評価**

	全体	ミニグリッドのみ	SHS のみ
経済内部収益率 EIRR	37.7%	56.3%	25.5%
経済純現在価値 ENPV	NgN 2,524,245,416	NgN 2,222,756,370	NgN 301,489,046
便益費用比率 B/C Ratio	2.91	3.91	1.54

出所：調査団による

## 1.5 FCT(アブジャ首都圏:Federal Capital Territory)

### 1.5.1 電力需要分析

FCTの気象データは気象庁で記録されておらず、近郊都市であるナイジェー州のミンナ市の測定データを参照する。年間平均日射量 6.01kWh/m<sup>2</sup>-day（全国平均では 5.50kWh/m<sup>2</sup>-day）と高いものの、雨季となる 8 月には平均日射量が 3.86kWh/m<sup>2</sup>-dayまで低下することから、ジガワ州など北部地域と比べて、太陽エネルギー利用の用途は限定される。また州内の家屋電化率は 71%<sup>11</sup>と全国平均（44%）と比べて非常に高く、既に 33/11kV配電線はLGHQや重要町村のみならず、主要幹線道路を中心に面的に拡大していることがわかる。

FCT の 33kV 配電系統図を図 1-12 に示す。首都圏にも関わらず、33kV 配電線は放射状系統を構成しており、供給信頼度は低い。このため、今後は常時開の負荷開閉器によるループ系統に順次更新し、事故時の停電切替えが可能となるように配電線系統を再構成する必要がある。

FCT の需要家数、最大需要電力の推移を表 1-27 並びに表 1-28 に示す。これより、需要家数は年間 12~27%と高い伸び率を示している。最大需要電力では、2005 年に 39%と高い伸び率を示しているが、年によりばらつきがある。これは、近隣州から首都圏への人口流入による需要家増加が原因と考えられるが、送配電線容量の不足により、FCT では輪番停電が恒常的に実施されている。このため、潜在的な電力需要は更に大きいものと想定される。

**表 1-27 FCT の需要家数**

	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
合計需要家数	178,909	228,045	259,782	302,129	337,675
年間伸び率(%)	N/A	27	14	16	12

<sup>11</sup> General Household Survey 1997/98 による。

出所：PHCN

表 1-28 FCT の最大需要電力

(単位:MW)

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年
最大需要電力 (MW)	100	104	N/A	180	201	279

出所：PHCN

なお、FCT は配電機器の老朽化により停電が頻発する地域であり、グリッド電化による供給信頼度はきわめて低い。FCT の 33/11kV 配電線事故統計を表 1-29 に示す。これより、33kV と 11kV とともに、近年配電線事故は増加傾向にあるため、変圧器やケーブル、開閉器など機材が老朽化していることが想定され、これら機材を計画的に更新するための修繕予算確保が望まれる。一般的にはグリッド電化はオフグリッド電化に比べて大容量の電気製品を長時間利用できることから需要家満足度は高いが、村落社会経済調査結果によると、グリッド電化村落では停電時間の長さ、回数から需要家満足度が低く、PV によるオフグリッド地方電化の対象地域は相対的に大きくなる。特に、FCT では他州に比べて商店、ホテルなどの商業施設、並びに連邦政府関係の公共施設が多くなることから、供給信頼度の低いグリッド電化を補完するため、今後オフグリッド PV 地方電化により国内市場が育成されれば、系統連系による PV システムの導入が期待される。

表 1-29 FCT の 33/11kV 配電線事故回数

単位:回/年

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年
33kV 配電線	234	N/A	204	424	474	621
11kV 配電線	257	N/A	267	816	525	823

出所：PHCN

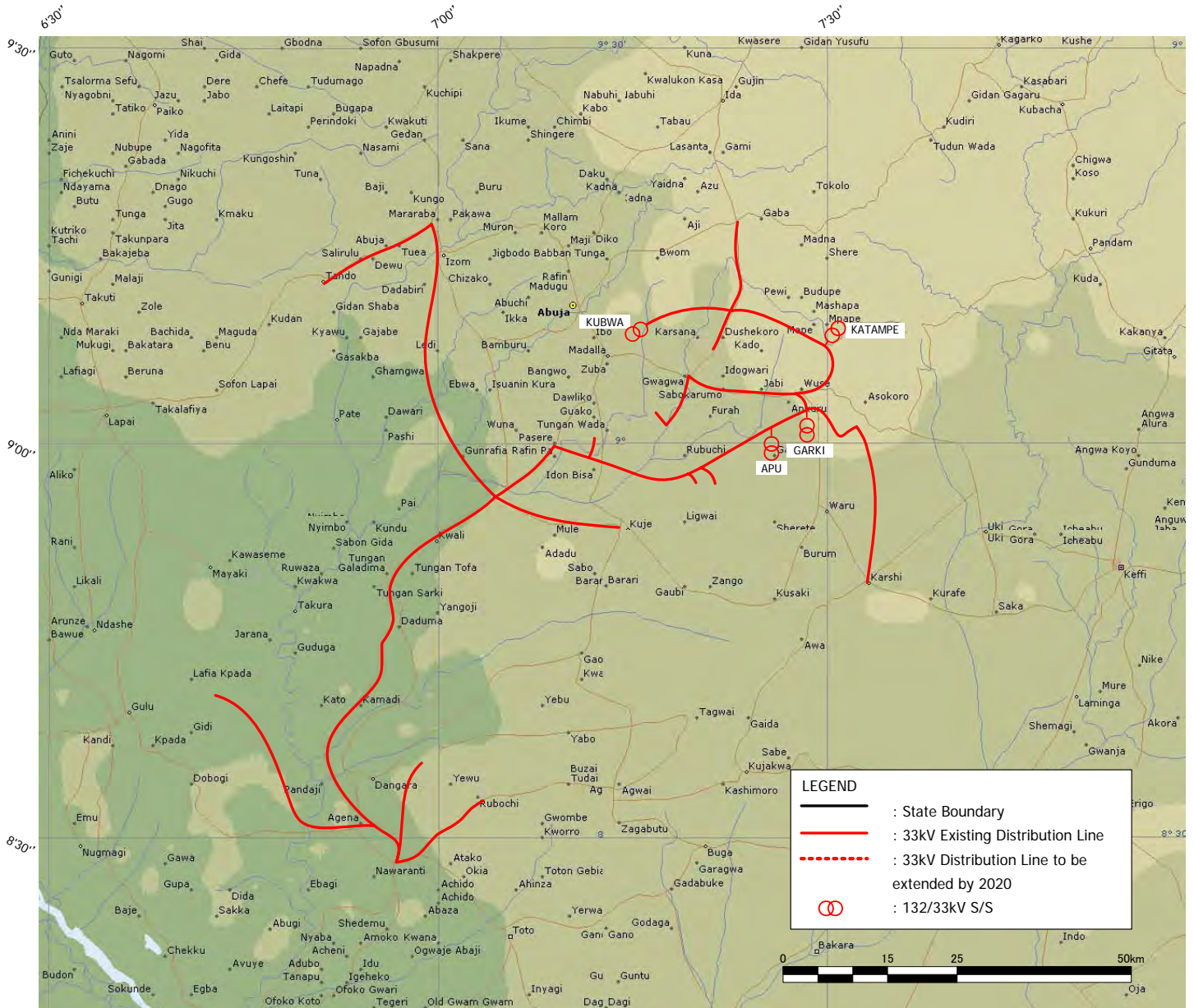
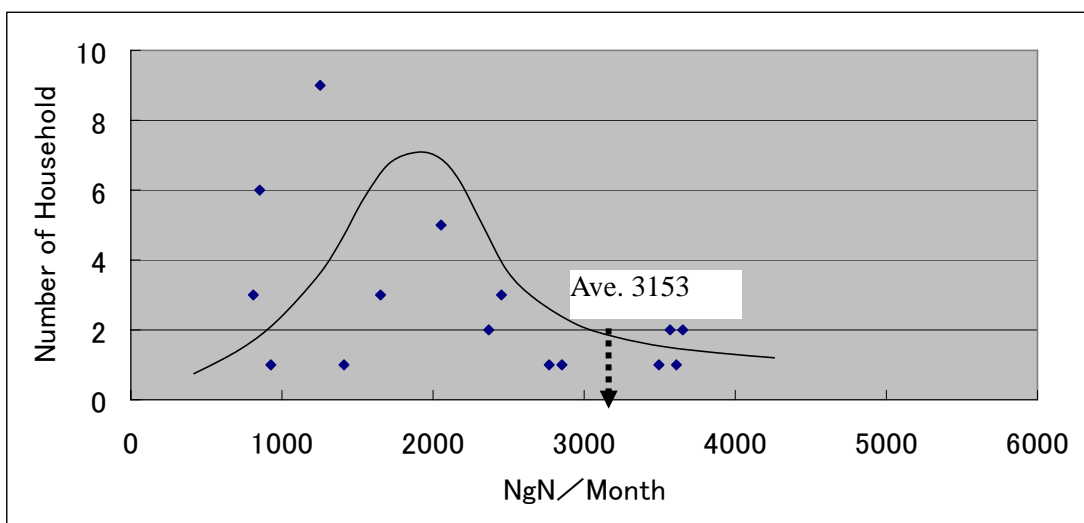


図 1-12 FCT 33kV 配電線系統図

### 1.5.2 PV 電化モデルの提案

村落社会経済調査の結果によると、未電化村落におけるエネルギー支出額（灯油、ディーゼル、乾電池支出の合計）の分布は、図 1-13 に示す通り平均 3,153 (NgN/月) と高くなっている。更に、利用可能な電気製品の容量や使用時間が限定されるため、BCS を希望する世帯は 0% であることから、毎月の料金支払いが高くとも、需要家の満足度を高めることができるハイスペックの PV 電化モデルを提案する必要がある。また、既にグリッドが主要幹線道路を中心に面的に拡大していることから、未電化村落までのグリッド延長距離も短く、グリッド延長に要する kWh 当たりのライフサイクルコストは相対的に小さくなる。このため、PV システムはグリッド電化が実現されるまでの暫定的な電化手法と捉え、短期及び中長期の PV 電化モデルとして、近い将来にグリッド電化された場合にも容易に移設可能な、ミニグリッドシステムの導入を提案する（オンド州と同じ PV 電化モデル）。



出所: 村落社会経済調査結果による

図 1-13 未電化村落におけるエネルギー支出(灯油、ディーゼル)の分布 (FCT、N=42)

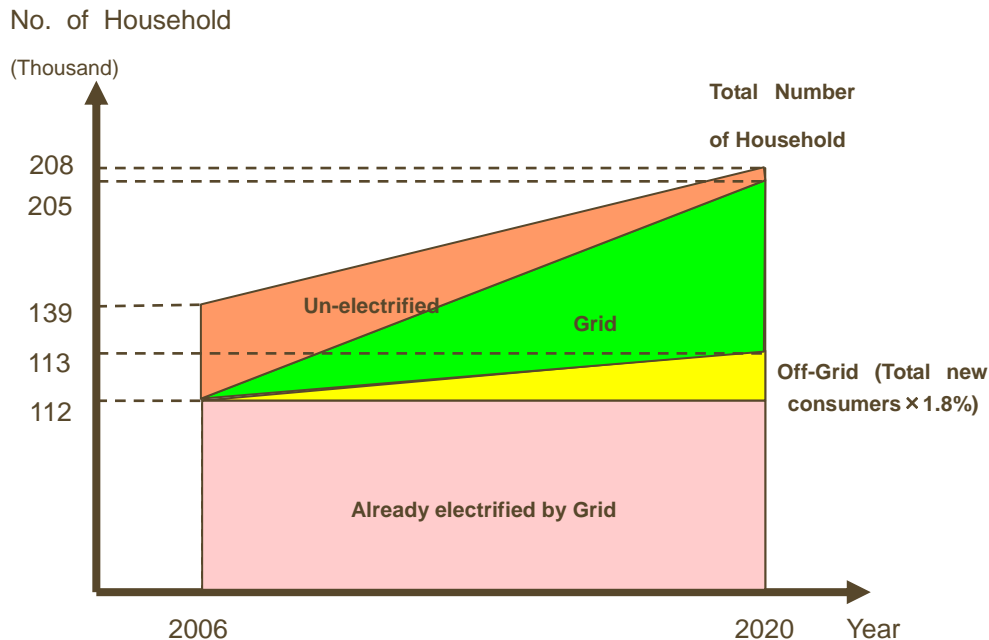
### 1.5.3 オフグリッド電化目標値の設定

次に、短期及び中長期のオフグリッド電化目標値を設定する。「ナ」国の国家エネルギー政策によると、2020 年に全人口の 75% に電力（再生可能エネルギーを含む）供給することになっているため、これを達成するために必要な FCT の電化率目標を 2010 年で 85%、2020 年で 99% と設定する<sup>12</sup>。1991 年の国勢調査による州別人口割合より、2006 年の FCT 全体の世帯数は約 14 万世帯となり、「National and State Population Projections<sup>13</sup>」によると、2020 年には約 21 万世帯に増加すると想定される。このため、FCT 全体では 21 (万世帯) × 0.99 = 20 (万世帯) への電力供給が必要となる。2006 年時点では、グリッド電化により約 11 (万世帯) に対して電力が供給されており、2020 年の目標値に到達するには、20-11=9 万世帯への供給（グリッド+オフグリッド）が求められる。「ナ」国の地方電化政策、並びに再生可能エネルギーアクションプログラムによると、今後の新規接続需要家の約 1.8% を太陽光発電で賄うこととしているため、約

<sup>12</sup> 詳細は「2.6 全国 PV 電化計画の策定」を参照。

<sup>13</sup> National Population Commission と United Nations Population Fund による。

1,700 世帯に対してオフグリッドPV地方電化による供給が必要となる。以上の状況を図式化したものが図 1-14 である。FCTの場合には、2020 年の想定人口が小さいこと、2006 年の電化率が 71%に達していることから、今後導入が必要となるオフグリッドPVシステムの計画数量も小さくなる。



出所: 調査団による

図 1-14 2020 年までの電化世帯数想定 (FCT)

上記を踏まえ、2010 年及び 2020 年時点で FCT に導入が想定される PV システムを表 1-30 に示す。ここでプロジェクトの実施機関としては、今後民間企業の参入を可能な限り進める REA の方針に沿い、民間 RESCO による導入が主体となることを想定している。なお、ミニグリッドシステムの維持管理については、定期的な PV 技術者による巡回メンテナンスが必要となることから、コミュニティの電化委員会による運営は除外している。

表 1-30 2010 年及び 2020 年時点で FCT に導入が想定される PV システム

Year	~ 2010	~ 2020
System	Mini Grid	Mini Grid
Implementing organization	1.RESCO 2.Gov / ODA	RESCO
No. of PV systems	20	85

出所: 調査団による

#### 1.5.4 財務分析・経済評価

##### (1) ミニグリッド事業に関する財務分析

FCT でのミニグリッド電化による整備・導入については、オンド州と同じく BCS や SHS のような村落ベースのコミュニティ参加型でなく、民間事業会社としての展開を想定する。整備ペ

ースは、上記の表 1-30 に示された導入スケジュールに対応して、2007 年は会社設立準備などの年として、2008 年～20010 年の 3 年間で 400 世帯に 20 システム（20 世帯×20 システム）を整備・電化するスケジュールなので 2008 年、2009 年に各年、7 システム（140 世帯）、2010 年に 6 システム（120 世帯）を電化すると想定する。2011～2020 年の 10 年間の期間においては、1,300 世帯、65 システム（20 世帯×65 システム）を電化する。前半の 5 年は各年 6 システム（120 世帯）、後半の 5 年は各年 7 システム（140 世帯）のペースで導入・電化するものと想定する。

表 1-31 FCT で毎年必要となるミニグリッド事業への設備投資費用

（単位：百万 NgN）

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Price of mini-grid system	0	3.55	3.39	3.22	3.05	2.89	2.72
Number of mini-grid systems to be installed	0	7	7	6	6	6	6
Investment cost	0	25	24	19	18	17	16
Necessary subsidy for 50% initial cost	0	12	12	10	9	9	8
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Price of mini-grid system	2.55	2.38	2.22	2.05	1.88	1.72	1.55
Number of mini-grid systems to be installed	6	6	7	7	7	7	7
Investment cost	15	14	16	14	13	12	11
Necessary subsidy for 50% initial cost	8	7	8	5	3	2	0

出所：調査団による

FCT は他州の市場規模の数分の一なので、隣接する他州でミニグリッド電化事業を行っている会社が FCT で支社を設立して、上記の事業を単独で行っていくことが現実的には起こりえるが、とにかく FCT で想定しているミニグリッド事業の財務収益性を検討することに、本調査としては意義があるので、上記のミニグリッド事業をある民間 RESCO が実施していくことを想定して、その財務分析し、当該民間 RESCO の事業会社の財務内部収益率、財務内部純現在価値を算定する。その他、諸前提条件は、3 章の 3.3 のミニグリッド事業の財務分析と同じ前提である。結果は下表のとおりである。財務内部収益率(FIRR)：17.5%、財務純現在価値(FINPV)：約 3.2 億ナイラである。

FIRR (Financial Internal Rate of Return)	17.5%
NPV (Net Present Value)	320,897,841 NgN

感度分析としてまず収入面（徴収料金収入）から、想定より 15%ダウン、30%ダウンの場合の 2 ケースについて、条件を変えて分析した。また、投資コスト（PV 機器の価格、設置コストが想定より下がらない）が想定より 15%アップ、30%アップの場合について、分析した。

表 1-32 感度分析

ケース	FIRR (%)	NPV (NgN)
Base Case	17.5%	320,897,841 NgN
Case 2 (収入が想定より 15%ダウン)	14.0%	184,739,889 NgN
Case 3 (収入が想定より 30%ダウン)	10.5%	45,398,379 NgN
Case 4 (投資コストが想定より 15%アップ)	15.3%	260,281,076 NgN
Case 5 (投資コストが想定より 30%アップ)	13.5%	199,125,857 NgN

出所：調査団による

(5) FCT での PV 電化事業の経済評価

上記のミニグリッド事業の経済評価を、3章 3.5 節（全国 PV 電化事業について経済評価している）と同じ手法で行うと、下記の結果を得る。

表 1-33 FCT 州での PV 電化事業の経済評価

項目	指標数値
経済内部収益率 EIRR	47.7%
経済純現在価値 ENPV	NgN 469,859,988
便益費用比率 B/C Ratio	2.76

出所：調査団による

## 第2章 全国 PV 電化計画

### 2.1 地方電化政策におけるオフグリッド地方電化の方向性

#### 2.1.1 地方電化政策の概要

1981年に策定された全国地方電化プログラム（National Rural Electrification Programme）では、グリッド延長による地方電化を前提としていることから、FMPS ではガイドラインとして「地方電化政策（Rural Electrification Policy）」を策定し、地方電化の中長期的目標を達成するため、グリッド延長、オフグリッドによる地方電化を包括的に進めていくことが必要とされている。更に、FMPS では「再生可能エネルギー政策ガイドライン（Renewable Electricity Policy Guideline）」、並びにその実施手段として「再生可能エネルギーアクションプログラム（Renewable Electricity Action Programme）」を策定中であり、本 M/P は、上記地方電化政策並びに再生可能エネルギー政策ガイドラインを具現化するための、オフグリッド地方電化に関する中長期マスタープランとして位置づけられる。

地方電化計画実施へのアプローチとしては、一般的に中央又は地方政府が策定した電化計画に基づいて実施するトップダウン型と、住民からの電化要望（及び財務能力）に基づき実施されるボトムアップ型のアプローチが存在する。「ナ」国の地方電化は、FMPS が 1981 年に策定した地方電化プログラムに従い、トップダウン型で実施されているが、地方電化政策（Rural Electrification Policy: REP）では「村落の規模」「商業活動の多寡」「電気料金の支払い意思、及び支払い能力」に基づいて、政府が未電化地域の電化プライオリティを決定し、より透明性の高い合理的なトップダウン型の計画を策定するとしている。また、長期にわたり持続可能な地方電化事業は地域住民の電化要望が高く、また実際に支払能力がある地域を対象とすべきであり、このためには民間セクター及び地域住民のステークホルダーを積極的に導入して、市場原理に基づくボトムアップ型の電化計画が必要である。ただし、実際には都市部から離れた地域での、小規模住宅需要家を対象とした地方電化事業は、プロフィット・マージンが小さく、初期投資額も大きいことから、後述する地方電化基金（Rural Electrification Fund: REF）により補助金を投入し、ジガワ州の SELF に見られるローカル NGO、コミュニティの村落電化委員会、そして民間企業を含む多くの組織が参入できる公平かつ透明な市場を設立する必要がある。REP では、従来型の電源に加えて再生可能エネルギーの導入促進も目標に掲げられており、今後の新規接続需要家の 10%を再生可能エネルギーで賄うこととしている。

#### 2.1.2 地方電化のアプローチ

地方電化事業を効率的かつ戦略的に計画するには、既存配電線からの距離、地形、需要密度、商業活動の可能性、料金回収の可能性などの要素を考慮した上で、グリッド電化及びオフグリッド電化の最適な組み合わせを考えなければならない。ここでは、地方電化のアプローチとして、REP の内容を踏まえた、グリッド及びオフグリッド地方電化の導入方向性をそれぞれ検討する。なお、PV 地方電化の導入に係る調査団の提言については、以下の考察を踏まえ「2.8 PV 地方電化の推進に関する方策」にて述べる。



## (1) グリッド電化

一般的にグリッド電化は信頼性が高く、また需要密度がある程度以上であればより経済的であること、更に使用可能な機器容量も大きく、需要家の満足度が高いことから、今後も地方電化では第一に考慮すべき手法となる。グリッド電化の採算性を高めるためには、需要密度が低く、人口も少ない地方部で毎月の検針、電気料金請求といった、労働集約型作業の料金回収コストを如何に下げることができるか、また盗電を中心とした非技術的損失を抑制することができるかが重要な課題となる。このためには、地方部需要家の電化事業へのオーナーシップを高め、住民参加型の事業とすることが一つの方策として考えられ、PHCN（又は分割後の配電会社）から地方の協同組合、地方政府、ローカル NGO などに事業主体を委譲し、料金回収を含む事業の運営・維持管理コストを低減することが必要である。

## (2) オフグリッド電化

オフグリッド電化の対象として、今後5年間はグリッド電化が計画されておらず、また遠隔地のためグリッド電化では投資コストを回収できない地域を選定する必要がある。また、オフグリッド電化は恒久的な設備として捉えるのではなく、限定的な電化により経済発展を促進し、将来的に需要密度が増加して採算分岐点を越えたときには、グリッドへの接続を柔軟に検討する事が必要である。なお、UNDP の技術支援を受け、ECN にて作成した「Renewable Energy Master Plan」のライフサイクルコスト分析によると、1軒当たり300W以下の小規模需要であればPV地方電化はディーゼル電化よりも有利であり、配電線の延伸距離が1.8km以上であれば、グリッド電化よりもオフグリッドPV地方電化の方が経済的となることが指摘されている。しかしながら、本M/Pにて提言している通り、グリッド電化とオフグリッドPV地方電化の経済性は、配電線の延伸距離のみならず、村落規模、グリッド延長した場合の受電期待時間を踏まえ、ライフサイクルコストを比較して総合的に判断する必要がある。

以下、ミニグリッドシステムと独立型システムに分類して考察する。

### 1) ミニグリッドシステム（集中型システム）

村落内に集中型の太陽光発電所を設置し、インバータで交流に変換して各家庭に低圧配電するシステムである。後述する独立型システムに比べて、設備を集中的に維持管理することができ、独立型システムでは供給できない大容量負荷への供給が可能となる他、将来グリッドが延長された場合にも、他村落への移設が容易である利点があり、「ナ」国ではECNがソコト州、エヌグ州等で試験的に導入している<sup>1</sup>。同システムは、村落開発が進みコーンミル等の農作業機械、商店での電気利用による昼間負荷が、夜間の照明負荷と同水準まで大きくなり、バッテリー容量が小さくなる場合に経済的に有利となる。また、一般的には独立型システムに比べて高価なシステムとなるが、地理的に需要家がまとまった村落分布であれば、低圧配電線の必要互長が短くなり、1軒当たりの初期投資が小さくなる。ミニグリッドシステムの普及を促進するため、REPでは以下の政策が提言されている。

- ・ 地域独占のフランチャイズ権を供給者に付与するのではなく、必要最小限の安全規制及び技術基準を導入して、より多くの事業者が参入できるよう障壁を低くする。

<sup>1</sup> 詳細については、第1編 3.7「太陽エネルギー利用の現状と課題」を参照。

- ・ 発電容量が1MW以下、もしくは配電容量100kW以下のミニグリッドの場合、事業ライセンスは不要。
- ・ ミニグリッドを建設した後、投資回収するまでの期間、グリッドが延長されないこと。

なお、「ナ」国では過去の地方電化において、ディーゼルエンジン発電機によるミニグリッドシステムが多数導入されたが、回転駆動部を含む発電機のメンテナンスは現地の維持管理組織には負担であり、また近年の燃料費高騰も相まって、今後同システムの導入は計画されていないとのことであった。このため、本調査においても同システムの導入検討については省略している。

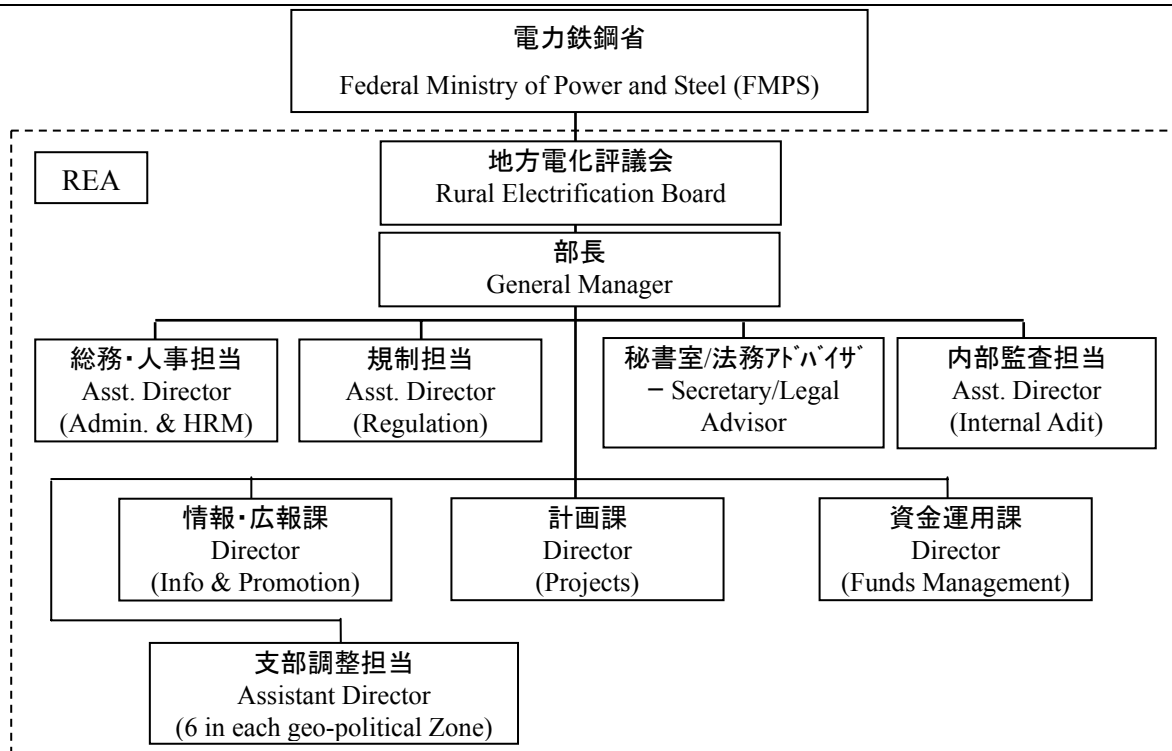
## 2) 独立型システム

SHS に代表される、需要家地点毎に設置される分散型電源による電化形態を指す。独立型システムでは、設備が各需要家構内に分散して設置されるため、村全体の設備として維持管理されるミニグリッドシステムに比べて、需要家のオーナーシップを高めることができる利点がある。独立型システムの普及を促進するため、REP では以下の政策を提案している。

- ・ 機器製作及び設置にかかる最小限の品質・安全基準のみ策定し、必要以上に規制を増やさない。
- ・ 再生可能エネルギー利用機器の輸入関税を軽減する。
- ・ 再生可能エネルギー利用機器の国内生産を促進する。

## 2.2 REA の役割、組織、業務内容

2006年3月に設立された地方電化庁（REA）は、政府から独立した組織として、地方電化基金（REF）を運用するため、公正かつ透明なルールに基づいて、候補となる地方電化プロジェクトの選定、基金の配分を行うことが求められる。REA はグリッド、オフグリッドによる地方電化を区別することなく、REF を公平に運用にするための政策ガイドラインを策定する予定である。また、REA は地方電化事業に関する規制機関として、最低限の保安規程・技術基準、サービスレベルに関する標準などを策定・運用する必要がある。REA の組織としては、図 2-1 に示すとおり、首都アブジャに本部を置くとともに、各地方支部を立ち上げて州・地方政府や、PHCN から分社化された配電会社と協調を取りながら、地方電化事業をモニタリングすることになる。



出所：REA

図 2-1 REA の組織構成

その他、電力セクター改革の一環として、ナイジェリア電力規制委員会（NERC：Nigerian Electricity Regulatory Commission）が 2005 年 10 月 31 日に設立された。NERC は発送配電事業全体に関する電気事業者（民間企業含む）に対する規制監督機関である。NERC の権限対象には、地方電化事業も含まれるが、発電設備容量 1MW、及び配電設備容量 100kW 未満の事業に関しては規制対象外となるため、当面オフグリッド地方電化事業に関しては対象に含まれることはない。民間事業者の新規参入を促進するため、NERC による安全・品質規制は必要最小限とする方向性であるが、電氣的知識に乏しい地方部の需要家を、適切に保護することも NERC の重要な役割である。

### 2.3 ビジネスモデル

PV地方電化では、普及のためのビジネスモデルとして売切りモデル（Sales Model）とサービスモデル（Service Model）に大別され、対象とする需要家数、需要密度、料金支払い能力等に応じて適切なモデルを選定することが事業の成功につながる。サービスモデルでは、設備の所有権はサービス供給者（RESCO: Rural Energy Service Company、コミュニティ、PVサプライヤー、電気事業者等）に残りに残り、機器寿命や破損による設備の更新、及び料金徴収などの維持管理はサービス供給者が行う。他方、売切りモデルでは一括、ローン購入又は長期リース契約（Hire Purchase方式）により、最終的には設備の所有権が住民に移転するもので、システムの設置及び設備の運用・保守は個人で行うか、契約ベースで外部委託するものである。これらモデルの特徴をまとめると、以下の通りである。これまでのJICAパイロットプロジェクトや他ドナーの導入事例による経験から、生活習慣や電化需要を踏まえ、各国、地域ごとに最適なビジネスモデルもしくはビジネスモデルの策定手法を、電化事業の実施機関に提示することが必要である。しかしながら、政府やODAによる支援としては、売切りモデルでは未電化村落

の25～50%程度の富裕層しか購入できない<sup>2</sup>とされること、初期投資の支払完了時点で、設備の所有権がディーラーから各需要家に移転されるため個人資産となること（SHSの場合）が制限となるため、当面サービスモデルによる普及促進手法を検討する必要がある。

表 2-1 ビジネスモデルの比較

比較項目	売切りモデル	サービスモデル
対象需要家層	ローン購入や長期リース契約でも、毎月の返済額が大きく低所得者層には負担となる。	RESCO が一括して資金調達し、システムを大量購入できるため、単価を下げより多くの需要家が利用できる。
保守・運用	システムが利用者の資産となるため、自己責任で保守・運用をしようという意識が強くなる。他方、外部からの制約が無いいため、システムの改造・濫用を招きやすい。	システムが自己資産とならないため、保守・運用を RESCO に任せきりになりやすい。自己都合によるシステムの改造・濫用に対しては、RESCO による指導が可能である。
料金徴収	投資回収期間後は料金徴収が不要となり、運用コストを削減することができる。	遠隔地など利用者が地理的に分散している場合には、料金徴収コストが高くなり、RESCO の経営を圧迫する。
グリッド電化への柔軟性	将来的にグリッド電化されると設備が無駄となるため、電気事業者による買取、移転サービスが望まれる。	設備所有者は RESCO であり、グリッド電化された場合にはシステムを利用者から回収して、他の未電化地域に移転・再利用が可能である。

出所：調査団による

プロジェクト事業主体が注意すべき点として、サービスモデルであってもバッテリー交換費用は需要家負担とすることが必要である。これにより、需要家はバッテリーの寿命を延ばすために取り扱いが慎重になり、定期的な蒸留水の補水（ベント型の場合）も適切に行われる。これに対して、バッテリー交換をサービス供給者の負担とすると、経年的なバッテリーの性能劣化に伴い、需要家からクレームが出るため、事業者が早めにバッテリーを交換するなどの対応が必要となり、運営コストが上昇する結果となる。

PV 利用地方電化では、配電線の延長によるグリッド電化の料金より高い料金設定をすると、住民はPVシステムを選択しなくなり、持続的な普及が困難となる。そのため料金設定はグリッド電化料金と同程度以下に設定することが前提となる。一方、一般的なPV利用形態であるSHSで、設備初期投資に加えてメンテナンスコスト、及びバッテリー等機器更新費用を含めた総費用に基づき料金を設定すると、補助金により低額に設定されたグリッド電化料金（「ナ」国では304.5 NgN/月：定額制）より高くなるのが現実である。このため、PV利用地方電化の持続性の確保には、補助金もしくは事業から派生する収入源の確保が不可欠であり、「ナ」国では2006年3月に導入された地方電化基金（REF）にPV利用地方電化を包含し、電力セクター全体の制度設計の中で解決することが重要である（補助金制度の詳細については、第2編第3章を参照）。

## 2.4 PV 電化優先地域の選定手法

### 2.4.1 基本設定条件

「ナ」国では1981年にFMPSにより策定された地方電化プログラム（Rural Electrification Programme）に基づき、グリッド延長による地方電化が実施されているが、地方政府庁（LGHQ）及び重要町村の電化のみが対象となっており、現実的には州政府や地方政府からの要請に応じて電化されている。地方電化政策によると、オフグリッド電化の対象として、以下の条件を満

<sup>2</sup>The GEF Solar PV Portfolio: Emerging Experience and Lessons (2000) p.18

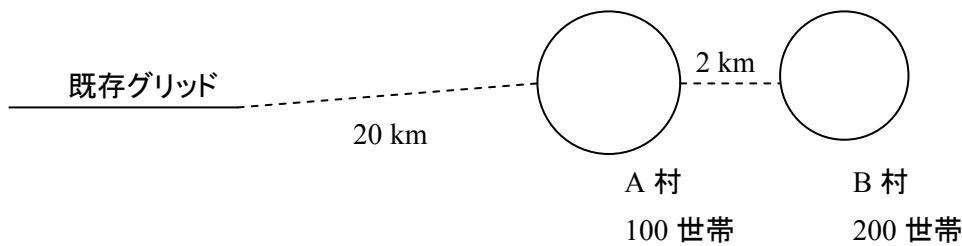
足ることが原則となっている。

- 1) 今後5年間はグリッド延長が計画されていない地域。
- 2) 経済性の観点からグリッド電化では投資コストを回収できない地域。

1) の条件を確認するには、今後5年間でグリッド延長が計画されている地域を明確にする必要があり、更に REA は州政府、地方政府を通じて将来の電化計画を住民に公示することが望ましい。未電化地域の住民が将来のグリッド延長の可能性を期待し続けることは、PV 電化促進に向けての最大の障害となるからである。

一般的にオフグリッド電化対象地域の市場は、負荷密度が低く既存のグリッドからの距離が大きい遠隔地に存在する。このため2)の条件については、電化対象となる世帯数とグリッドからの距離に基づき、PV 電化対象地域を選定することが可能である。

ここで、グリッド延長により電化される当該村落（例えば A 村とする）の近隣に他村落（B 村）が十分近くに位置している場合には、B 村についても電化される可能性があるか確認し、電化される場合には A 村と B 村を合わせた合計の世帯数にて算定し、グリッド延長距離については A 村と B 村で応分に負担することに留意する。



出所: 調査団による

図 2-2 電化対象村落の考え方

例えば、上図において A 村が電化対象となる場合、見かけ上グリッドからの距離は 20km、電化対象は 100 世帯となるが、B 村を含めると 2 村平均の距離として 11km、電化対象 300 世帯となり、PV 電化よりもグリッド延長の合理性が高まることになる。「ナ」国では、特に南部で上記のように密集した村落、双子村落が数多く存在することから、PV 電化の対象としては数少ない遠隔地の村落に限定されることになる。

## 2.4.2 オフグリッド PV 電化手法の選定について

オフグリッド PV 電化手法として、一般家庭の庭先に立てたスチールポール、もしくは住宅屋根上に PV パネルを設置するソーラーホームシステム型 (SHS: Solar Home System)、自動車用もしくは太陽光発電専用のバッテリーを利用者がバッテリーチャージングステーション (BCS: Battery Charging Station) まで運搬し、充電し持ち帰る BCS 型、PV 発電所及び低圧配電線により集中型システムを構成するミニグリッドシステム、公共施設システム (街路灯を含む) に分類される。これらシステムの一般的特徴、及び留意事項を表 2-2 に示す。

表 2-2 オフグリッド PV 電化手法の選定

利用形態	一般的特徴	留意事項
BCS	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 事業者と需要家の所有物・責任範囲の区分点が明確</li> <li>➤ 設備が集中するため、SHS に比べ維持管理が容易</li> <li>➤ 利用者はバッテリーの運搬を負担する必要がある</li> <li>➤ バッテリーの過放電により、寿命を短くする恐れがあり、十分なユーザー教育が必要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 投資回収期間、設備稼働率、周辺地域の電気料金及びケロシン料金を考慮した料金設定</li> <li>➤ 過剰な初期投資とならないよう、導入当初の利用者数を見極める</li> <li>➤ 現地保守員の教育・訓練及び技術者による定期サポート体制の確保</li> <li>➤ 住宅内の屋内配線施工業者との連携、住民への紹介</li> <li>➤ 補水用の蒸留水の確保</li> </ul>
SHS	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 毎日バッテリーを充電することができるため、使用機器が適切であれば深放電しにくい。</li> <li>➤ BCS に比べ一戸当たりの初期投資大</li> <li>➤ 利用者による設備の濫用、改造を防ぐため、BCS 以上に維持管理体制の構築が重要</li> <li>➤ SHS とグリッド電化との相違点、技術的限界を予め需要家に理解させる必要がある</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ バッテリー交換の費用負担を見極める</li> <li>➤ 料金徴収体制、方法、徴収率の検討</li> <li>➤ 現地保守員、技術者によるメンテナンス実績（保守記録）の確認</li> <li>➤ PV パネル及び周辺機器（チャージコントローラ、バッテリー等）の利用状況並びに修理、更新実績の確認</li> <li>➤ ディープサイクル・バッテリー及び DC 電気製品の普及、利用状況</li> </ul>
ミニグリッド	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ グリッドから近く、村落規模も大きい未電化村落に有効。</li> <li>➤ 利用可能となる電気製品の種類、容量が大きくなる。</li> <li>➤ 交流電気製品が使用可能となる。</li> <li>➤ 直流を交流に変換するためインバータが必要であり、故障の原因となる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ バッテリー過放電とならないよう、需要家にはあらかじめ利用可能時間帯、容量制限を周知する。</li> <li>➤ 需要家ごとに積算電力量計もしくは配線用遮断器（MCCB）を設置し、無制限な電力消費の増大を防ぐ。</li> <li>➤ 設置、保守運用に当たっては電柱上での電線接続、機器設置など専門的な作業が必要となり、PHCN とサービスプロバイダーが保守管理契約を締結する必要がある。</li> </ul>
公共施設システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 所有者は監督官庁となり、設備利用者と異なるため、維持管理の責任分担が重要</li> <li>➤ 運営手法を工夫し、人が集まる場所で導入すれば、SHS よりも設備稼働率を高くできる</li> <li>➤ パネルやバッテリーの盗難に対する対策が重要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ PV 電化へのニーズ把握、導入クライテリアの設定</li> <li>➤ 各施設における PV 利用機器のニーズ把握</li> <li>➤ バッテリーチャージや照明機器以外に、ワクチン冷蔵庫（クリニック）やパソコン（小学校、公民館）等、電化による社会的裨益効果が期待できる活用方法の検討</li> <li>➤ 街路灯設置への需要調査、バッテリー交換費用の負担明確化</li> </ul>

出所：調査団による

「ナ」国では、都市部近郊において既にオングリッドの BCS は存在する。これら BCS で充電されるバッテリーの種類としては、大部分が自動車用バッテリーを使用しており、ベント型もしくはシール型のソーラーバッテリーは SHS や公共施設でのみ採用されている。また、パイロットプロジェクトの対象である、ジガワ州及びオンド州でのローカルワークショップ、ローカルワークグループでは、州及び現地の維持管理組織から「BCS では、住民が定期的にバッテリーを運搬しなければならないが、乾季になると村から男性が出稼ぎに出るので運搬作業が困難になる。できれば SHS を導入して欲しい。」といった要望が続出し、ジガワ州、オンド州ともに

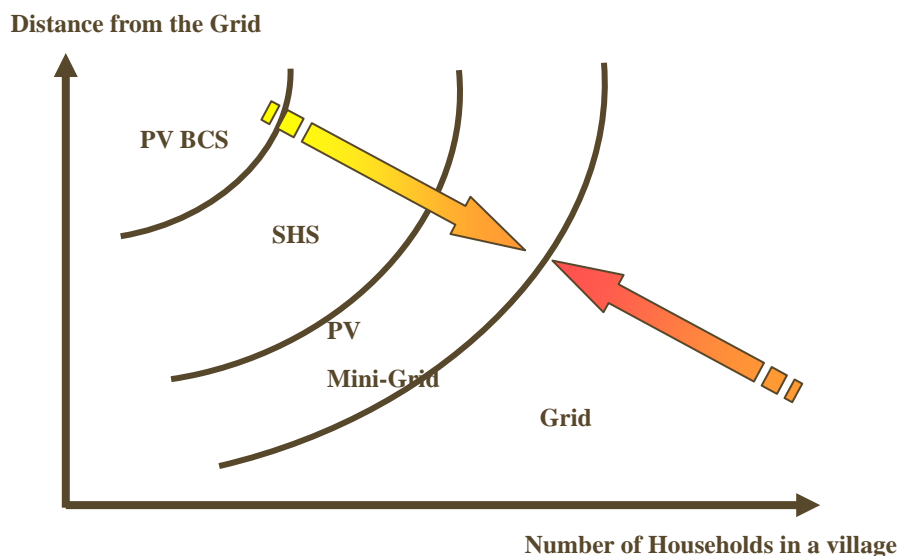
BCSはその利便性の低さにより敬遠されている。

JICAによる過去の開発調査案件についても、BCSはラオス、カンボジア等アジア地域で導入可能性が検討されているが、アフリカ地域ではその成功事例は少ない。これは、BCSを導入するために必要な条件として「希望世帯数が多い（20軒以上）こと」、「コミュニティが地理的に分散していないこと」、「コミュニティ活動が活発であり、村落電化委員会による統制が可能であること」、を満たす必要があり、選定を誤ると将来BCS設備が全く利用されなくなる可能性がある。

ミニグリッドシステムについては、既にECNがソコト州、エヌグ州などで導入し、料金徴収から機器のメンテナンスまで順調に運用されている他、世銀がUNDPによる「Renewable Energy Master Plan」の実施プロジェクトの一つとして、全国の6サイトで導入を計画している。比較的都市部に近く需要規模の大きな村落を電化する場合、想定される各家庭の電力需要も大きくなり、SHSやBCSでは旺盛な電力需要を満たせないこと、グリッドが延長された場合にも、更に遠隔の村落へ移設が容易であり、低圧配電線はグリッドが延長されてもそのまま利用可能であることから、潜在的電力需要の大きい都市部周辺地域での導入可能性は高い。なお、REAの策定した「Objectives and Plans of REA within the Reform Framework（2006年5月）」でも、ミニグリッドシステムを「今後の地方電化における最適なツールの一つ」として定義している。

ただし、ミニグリッドシステムにおいても、SHSやBCS等他のPVシステムと同様、利用時間や最大受電電力に制限があることを利用者に啓蒙普及すると共に、積算電力量計を設置して消費電力量の管理を怠ってはならない。

これらオフグリッドPVシステムの選定に当たっては、電化対象地域のグリッドからの距離、需要密度（世帯数）を元に、図2-3に示す考え方により、グリッドから遠く離れた、需要密度の小さい村落から順次BCS、SHS、ミニグリッドを導入し、最終的にはオフグリッド電化対象地域がグリッド電化対象地域へとスムーズに移行できるPV電化手法を調査団は提案する。ただし、現実的には最低100世帯程度の需要規模が見込めない限りは、民間RESCOやコミュニティによる持続可能な維持管理に支障をきたすことになる。



出所：調査団による

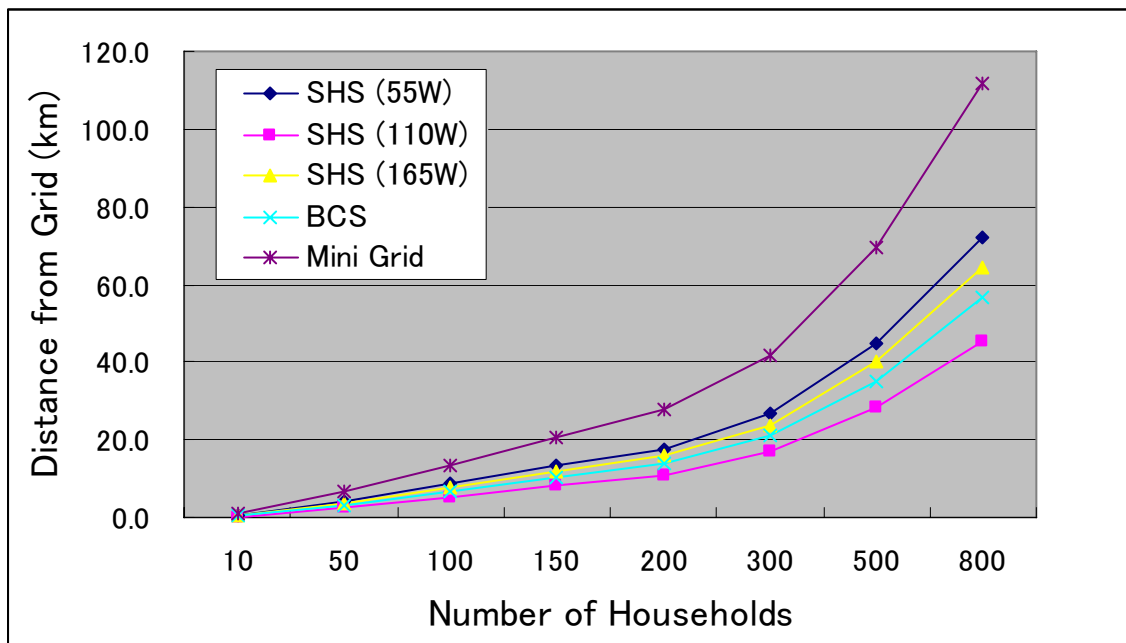
図 2-3 オフグリッド PV システム選定の考え方

### 2.4.3 グリッド電化とオフグリッド電化の経済性比較

本節では、第3章の財務分析の結果をもとに、オフグリッドPV電化とグリッド電化の経済性を比較する。オフグリッド電化とグリッド電化において、kWh当たりの電力供給コストが等しくなる等コスト曲線を描くと、図2-4の通りとなる。同曲線の上側に位置する村落ではオフグリッド電化、下側に位置する場合にはグリッド電化が経済的に有利となる。なお、同図ではグリッド電化により1日12時間の受電が可能となり、PVシステムを現在の「ナ」国市場価格にて調達した場合の曲線を示している。これより、kWh当たりのライフサイクルコストで比較すると、SHS(110W)が最安値であり、ミニグリッドが最も高くなることが判る。このため、ミニグリッドシステムを適用するためには、商業・農業施設での電気利用を想定した上で、高いライフサイクルコストに見合った水準の料金徴収が可能であるかどうか、見極める必要がある。

ただし、「ナ」国の南部地域では、北部地域に比べて経済的に豊かな村落が多く、グリッド電化により電化された地域ではテレビ、冷蔵庫、アイロンなど照明機器以外にも多様な電化製品が利用されていることから、SHSにより供給される直流機器(照明、ラジオ、白黒テレビ)ではその電化需要を満たすことができず、普及にも限界があると想定される。また、グリッドまでの距離も比較的短いことから、グリッドが延長された場合に他の村落へ移設が容易なミニグリッドシステムを計画的に導入することが望ましい。

今回の調査期間中に、「ナ」国では全国の地方村落を対象とした人口、世帯数、グリッドからの距離などの統計データが十分に整備されていないことが判明した。このため、今後の課題として、REAは州政府と協調して、未電化村落を対象としたデータベースを作成し、本M/Pの選定手法に従い、オフグリッド電化の対象となる村落を確定する必要がある。



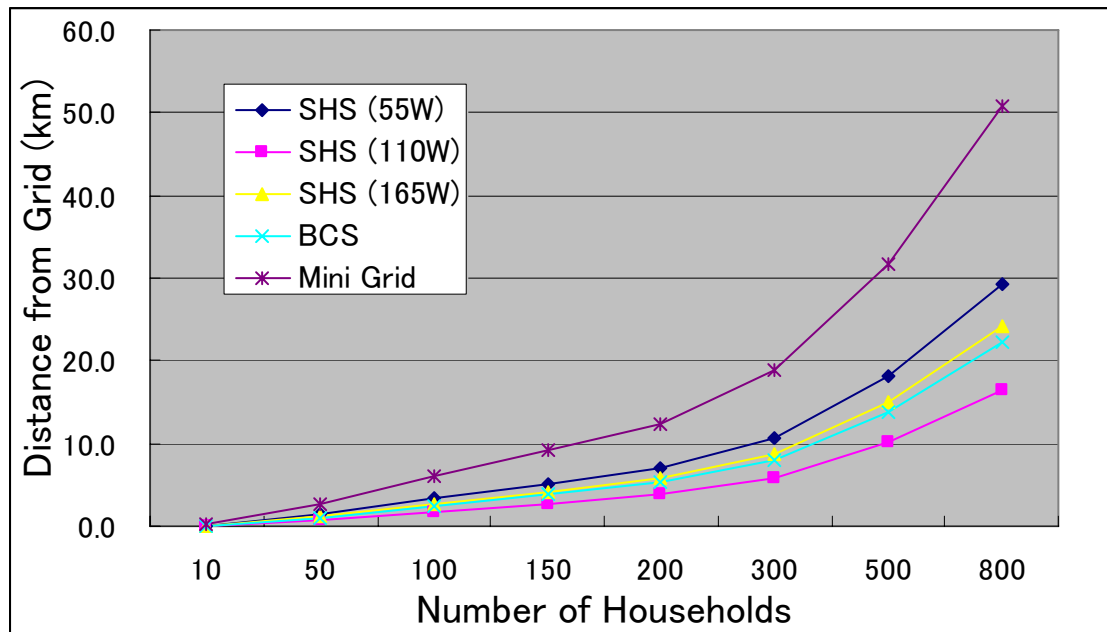
出所：調査団による

図2-4 オフグリッド電化とグリッド電化の等コスト曲線（12時間/日の受電、現在価格）

現実的なモデルとしては、第3章で検討するとおり、将来の大規模なPV普及による量産効果、高関税の撤廃、PV業者間相互の競争、等を前提としたシステム予測価格により比較検討する必



要がある。この場合、年数の経過とともに初期投資が小さくなることから、図 2-5 に示すとおり、全システムについてオフグリッド電化の有利域が広がるため、オフグリッドによる地方電化が一定水準まで普及すれば、その後は指数関数的に普及が拡大することが想定される。

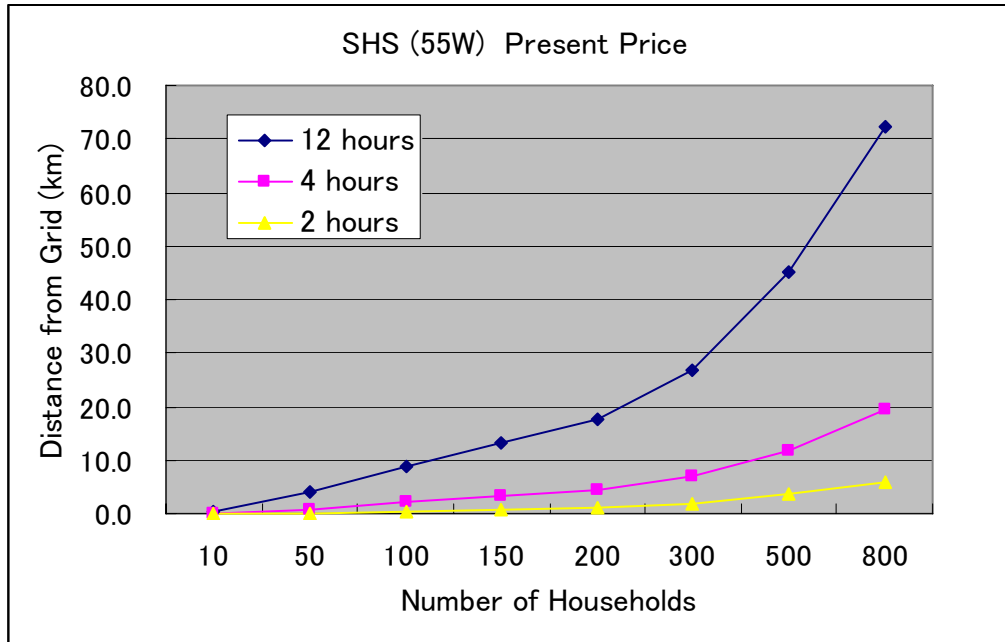


出所：調査団による

図 2-5 オフグリッド電化とグリッド電化の等コスト曲線（12 時間/日の受電、2020 年予測価格）

#### 2.4.4 グリッド電化の受電時間による影響

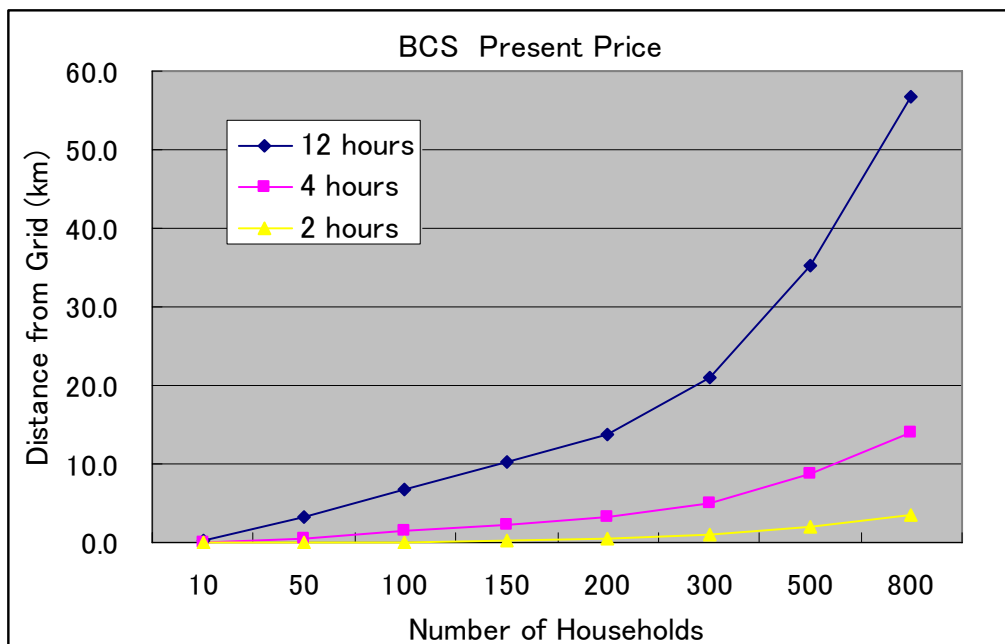
以上の検討から、比較的地方村落の規模が大きい「ナ」国の状況を勘案すると、経済的にはオフグリッド PV 電化の対象地域は、村落規模が小さく、かつグリッドから遠く離れた遠隔村落に限定されることがわかる。ただし、上記の検討ではグリッドから毎日 12 時間の受電が期待されるものとして年間の消費電力量を算定しているが、更に詳細な分析に当たっては、電化対象地域の停電回数・時間の実績を調査し、一日の平均受電時間を想定した上で、オフグリッド電化の対象地域を選定する必要がある。グリッド電化による 1 日の受電時間を 2 時間、4 時間と変化させた場合の、SHS（55W）とグリッド電化の等コスト曲線を図 2-6 に示す。これより、1 日平均 2~4 時間程度の限定された受電時間であれば（正確な停電統計は存在しないが、このような需要家層は極めて多く、アブジャでも毎日停電が観測されている）、グリッド電化による kWh 当たりのライフサイクルコストは上昇し、オフグリッド PV 電化による対象地域が拡大されることに留意する。なお、本節ではオフグリッド PV システムの初期投資額として、現在の「ナ」国市場価格により比較検討している。



出所：調査団による

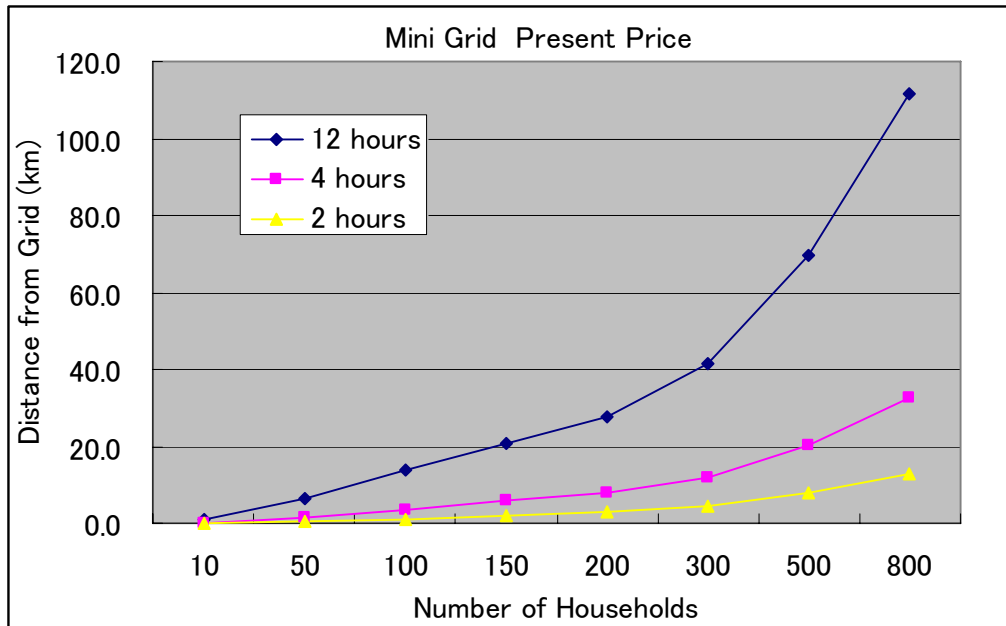
図 2-6 SHS(55W)とグリッド電化の等コスト曲線（受電時間による変化）

SHS の場合と同様、グリッド電化による一日の受電可能時間を 2 時間、4 時間、12 時間と変化させた場合の、BCS 並びにミニグリッドシステムの等コスト曲線を図 2-7、図 2-8 に示す。ミニグリッドの導入対象となる南部地域では、グリッドからの距離が 20km 以上となることは珍しく、また村落規模も 1,000 人単位となることから、発電容量不足による計画停電のため、一日 2 時間程度の受電時間しか期待できない地域では、ミニグリッドの導入可能性は極めて高くなる。



出所：調査団による

図 2-7 BCS とグリッド電化の等コスト曲線（受電時間による変化）



出所：調査団による

図 2-8 ミニグリッドとグリッド電化の等コスト曲線（受電時間による変化）

以上をまとめると、オフグリッド電化対象地域の選定に必要な、ライフサイクルコスト分析では、電化候補村落において以下のデータを収集した上で、グリッド延長の場合と総合的に比較し、経済性を検討することが必要である。

- ① 村落規模（人口、世帯数）
- ② 既存グリッドからの距離
- ③ グリッド延長した場合の受電期待時間

## 2.4.5 オフグリッド PV 電化手法の選定について

2.4.3 及び 2.4.4 では、電化需要、既存グリッドからの距離、そしてグリッド延長した場合の期待受電時間をパラメータとし、グリッド電化を含めた電化手法のライフサイクルコストを比較することを説明した。この手法は、純粋に経済性を比較するために有効な分析であるが、実際には村落の地理的条件、社会経済状況なども踏まえ、図 2-9 に示すオフグリッド PV 電化手法の選定フローにより、オフグリッド PV 地方電化の事業主体である REA は最適な PV 電化手法を選定する必要がある。

選定に至るプロセスの概略としては、以下に示すとおりである。

### (1) グリッド電化計画の確認

FMPS による全国地方電化プログラムや、州／地方政府によるグリッド電化計画の対象地域として含まれていないかどうか、確認する。

## (2) 現地状況の確認

電化候補村落においては、想定される PV 需要家数、既存グリッドからの距離、人口、公共／商業施設数などを確認する。また、コーンミル等の農業機械や商業用の冷蔵庫などがディーゼル発電機により運転され、三相電気製品を導入する可能性が高い場合には、オフグリッド PV 地方電化では電力需要を満足できないため、グリッド電化対象地域として検討する。グリッド電化が有望な電化手法となった場合には、対象村落までの道路状況、河川横断箇所などを確認し、配電線ルートの検討を行う。特に「ナ」国の南部地域では、雨季に村落が河川により分断され、サイトアクセスが困難となる場合があるので、留意する必要がある。

## (3) ライフサイクルコスト分析

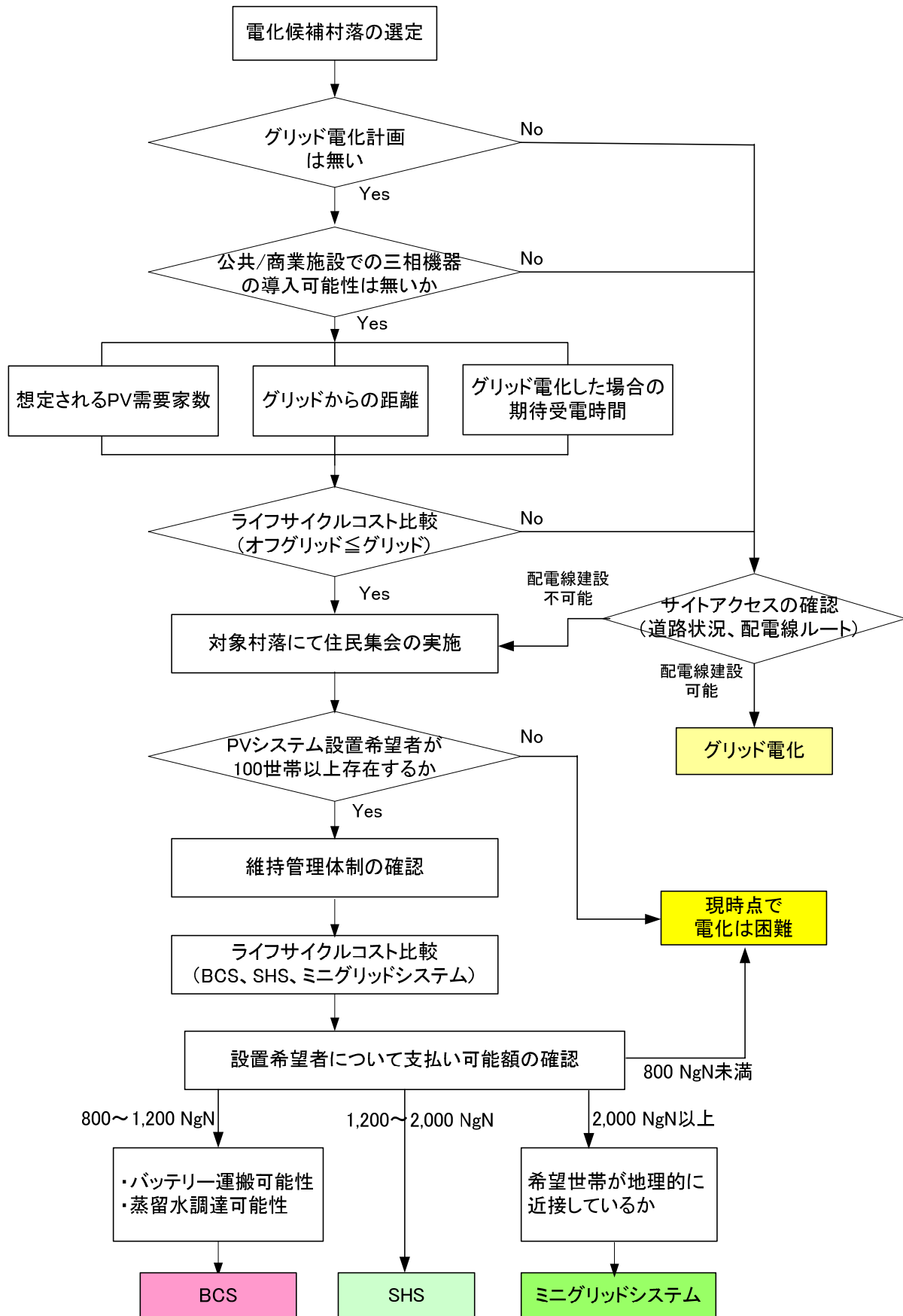
2.4.3 及び 2.4.4 で述べた、ライフサイクルコスト比較により、オフグリッド電化によるライフサイクルコストが、グリッド電化によるライフサイクルコストよりも小さくなっていることを確認する。このため、地域配電会社より、電化候補地域周辺でのグリッド電化対象地域をサンプルとして、グリッド電化した場合の期待受電時間を調査する必要がある。

## (4) 住民集会により維持管理体制、支払い可能額を確認

PVシステムを導入するには、対象地域で住民集会を開催し、住民の意思を事前に確認することが必要である。計画段階で、PVシステムの設置希望者が 100 世帯以上存在しない場合には、村落電化委員会を設立して、料金徴収やスペアパーツを管理することが困難となるため、導入は見送る必要がある。また、RESCOによる維持管理を想定した場合にも、需要規模が小さいため民間事業として成立させることは難しいであろう。村落電化委員会による維持管理体制、役割分担を確認した後<sup>3</sup>、前述のライフサイクルコスト分析（BCS、SHS、ミニグリッド）を踏まえ、設置希望者について支払い可能額を確認する。このため、現在のエネルギー支出のうち、太陽光発電により代替可能な支出（灯油、ディーゼル、ラジオ用乾電池）の金額を確認し、これら出費の 90%をPVシステムに支払うことができるものとして、支払い可能額を算出する。

以上のステップによる PV システムの選定は、全ての PV システムが導入可能である前提で行われるものである。本 M/P では 2.6 で述べるとおり、電化モデルに応じて事業実施期間ごとに推奨される PV システムが州毎に計画されるため、図 2-9 の選定フローは、これら推奨システムの導入が妥当な地域を確認するためのツールとして位置づけられる。

<sup>3</sup> 詳細については、本編第 4 章を参照。



出所：調査団による

図 2-9 オフグリッド PV 電化手法の選定フロー

## 2.5 電力需要想定

2005 年実績によると、年間の最大電力需要は 3,774MW であるが、「ナ」国では電力供給信頼度が低いことから、抑圧需要 (Suppressed Load) が需要実績の 70~100%に達するものと考えられる。PCHN では、これら抑圧需要を含めた全国の電力需要について、以下の GDP 伸び率及び人口伸び率の実績値から線形回帰分析を行い、高成長、中成長 (ベースケース)、低成長の 3 ケースに分類して、以下の通り想定している。

表 2-3 GDP 及び人口伸び率の推移

(単位:%)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GDP 伸び率	-1.12	2.26	1.48	0.00	2.18	4.63	2.72	2.98	0.32	0.64
人口伸び率	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83

出所:PHCN

表 2-4 2020 年までの最大電力需要想定

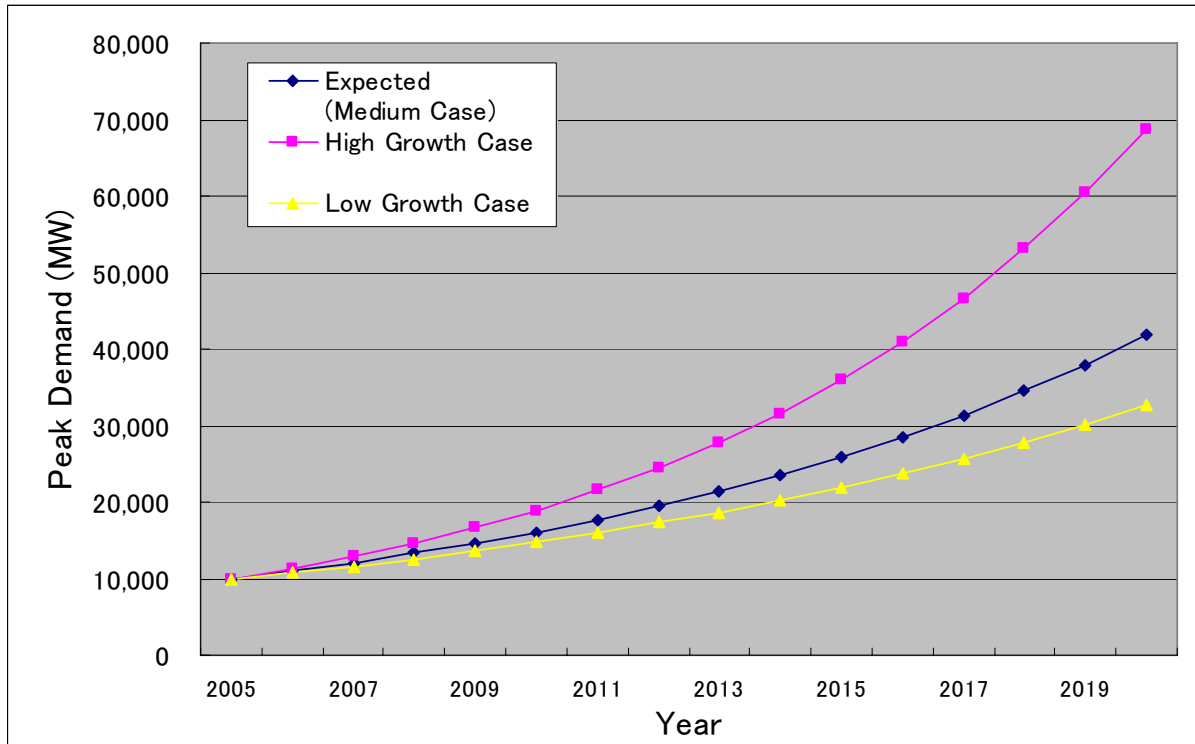
(単位: MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Expected (Medium Case)	10,000	11,000	12,100	13,310	14,641	16,105	17,716	19,487
High Growth Case	10,000	11,270	12,837	14,621	16,624	18,901	21,548	24,564
Low Growth Case	10,000	10,760	11,632	12,574	13,605	14,720	15,957	17,297

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Expected (Medium Case)	21,436	23,579	25,937	28,531	31,384	34,523	37,975	41,772
High Growth Case	27,880	31,644	36,011	40,981	46,636	53,072	60,396	68,730
Low Growth Case	18,698	20,213	21,891	23,707	25,675	27,806	30,114	32,614

出所:PHCN



出所：PHCN

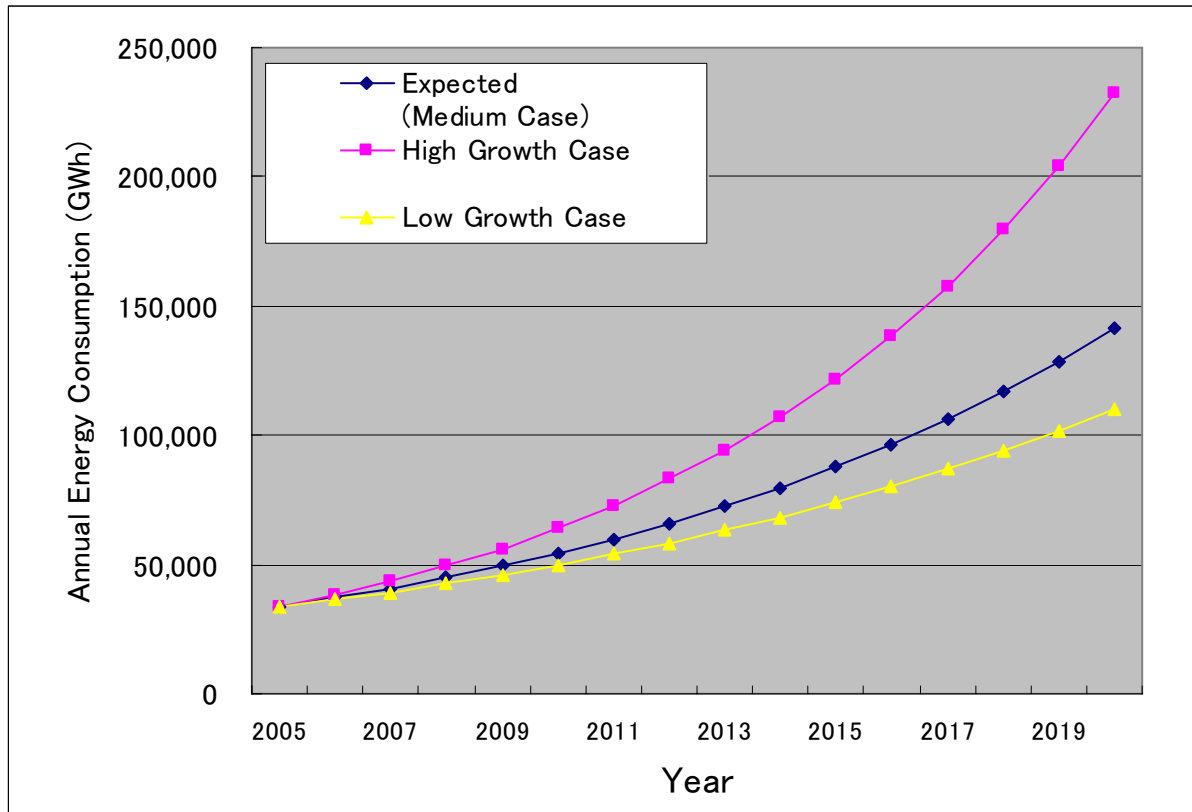
図 2-10 2020 年までの最大電力需要想定

表 2-5 2020 年までの年間消費電力量想定

(単位：GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Expected (Medium Case)	33,800	37,180	40,898	44,988	49,487	54,435	59,879	65,867
High Growth Case	33,800	38,093	43,387	49,418	56,189	63,886	72,831	83,027
Low Growth Case	33,800	36,369	39,315	42,499	45,984	49,755	53,934	58,465
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Expected (Medium Case)	72,453	79,699	87,668	96,435	106,079	116,687	128,355	141,191
High Growth Case	94,236	106,957	121,717	138,514	157,629	179,382	204,137	232,308
Low Growth Case	63,200	68,320	73,990	80,131	86,782	93,985	101,786	110,234

出所：PHCN



出所：PHCN

図 2-11 2020 年までの年間消費電力量想定

上記想定結果から、最大電力需要、年間消費電力量ともに、ベースケースでは 2020 年までの間に年平均 10%の伸び率で増加していくと想定されている。ただし、2006 年 12 月時点の発電供給力としては約 4,100MW であり、ベースケースの想定値 (11,000MW) と比較して大きな乖離がある。FMPS は 2010 年までの供給計画を策定しているが、中長期的な政府及び IPP による発送配電設備の増強計画 (未策定) には、本 M/P にて提案する PV 電化計画による供給力を加味する必要がある。

## 2.6 全国 PV 電化計画の策定

全国レベルの PV 電化計画を策定する際には、「ナ」国の地理的な広がり、また州単位もしくはジオ・ポリティカルゾーン<sup>4</sup>単位での独立性を考慮すれば、単一のビジネスモデルを全国展開するのではなく、各地域で想定される PV 電化需要を満足できる、複数のモデルを並行して展開することが必要となる。つまり、本編第 1 章で 4 州 (ジガワ州、オンド州、イモ州、FCT) に導入した、以下の PV 電化モデルのいずれかを「ナ」国全州に適用し、それぞれの導入数量を予測することにより、全国 PV 電化計画を策定する。

「ナ」国では、電力需要密度が高く、また電気料金支払い可能額の高い地域から優先的にグリッド電化が導入されていること、また全州を統一的に比較するための指標の抽出が困難であ

<sup>4</sup> Geo political zone



ることから、本調査では1997/98年のGeneral Household Surveyによる電化率を指標として、全国を以下の3モデルに分類する<sup>5</sup>。

① 電化モデルA（ジガワ州モデル）：電化率30%未満の州

短期的（～2010年まで）には公共施設及びBCSを先行して導入し、PV関連機器の普及が進んだ段階（2010～2020年）で、BCS及びSHSを導入。

② 電化モデルB（イモ州モデル）：電化率30%以上70%未満の州

短期的（～2010年まで）にはSHSを先行して導入し、PV関連機器の普及が進んだ段階（2010～2020年）でミニグリッドシステムを導入。

③ 電化モデルC（オンド州、FCTモデル）：電化率70%以上の州

短期（～2010年まで）及び中長期（2010～2020年）ともに、ミニグリッドシステムを導入。

上記のPV電化モデルは、オフグリッドPVシステム選定の考え方（図2-3）を基本として、以下の根拠により導入を提案するものである。

- 電化率の低い州では、既存グリッドから電化対象村落までの平均距離が長く、PV導入の可能性は高いが、料金支払い能力は低いため、より安価なシステム導入が望ましい。また、近い将来グリッドが延長される可能性は低い。
- 電化率の高い州では、既存グリッドから電化対象村落までの平均距離が短く、近い将来グリッドの延長が想定されること、また料金支払い能力も高いことから、ミニグリッドシステムの導入が可能である。

また、事業実施主体については、FMPSによる地方電化政策（ドラフト）の思想を尊重し、中長期的にはRESCO及びコミュニティ電化委員会主体による民間企業の参入を促進する観点から、以下の通りPVシステム毎に提案している。

① BCS

短期的には政府/ODA主導及び民間（RESCO及びコミュニティ）による導入を想定し、中長期的には政府主導から民間主導への移行を図る。

② SHS

短期及び中長期共に民間（RESCO及びコミュニティ）による導入を想定しているが、全供給量の10%はPV業者から需要家への直接販売を仮定した。<sup>6</sup>

③ ミニグリッドシステム

短期的には政府/ODA主導及び民間（RESCO）による導入を想定し、中長期的には政府主導から民間主導への移行を図る。なお、同システムではPV専門業者による定期的な維持管理が必要となることから、民間RESCOによる実施を主体とし、コミュニティ電化委員会による実施を除外している。

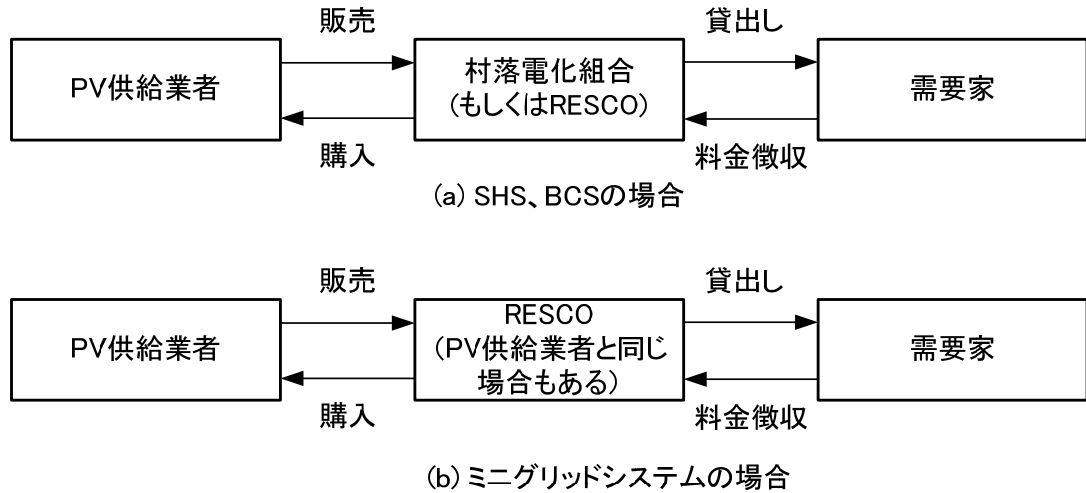
<sup>5</sup> 社会経済指標と電力需要密度から分類することも可能だが、「ナ」国側で今後更新作業をする場合の容易性を考慮し、本M/Pでは電化率を指標として全州を分類している。

<sup>6</sup> SHSでは、ビジネスモデルによりバッテリーや屋内配線設備の所有権が、個人資産となる可能性があるため、M/Pでは政府/ODAによる導入を計画していない。

④ 公共施設

PV ポンプ、学校、クリニックなど、BHN 充足の観点から必要最小限の数量を、短期的に政府主導で導入する。

上記の各 PV システムについて、PV 供給業者とサービス提供事業者、利用者との関係を図 2-12、表 2-6 に示す。



出所: 調査団による

図 2-12 導入される PV システムとサービス提供事業者、利用者の関係

表 2-6 全国 PV 電化計画におけるビジネスモデル

	Electrification Rate (1997)	Proposed PV Systems (up to Year 2010)				Proposed PV Systems (from Year 2010 to 2020)			
		BCS	SHS	Mini grid	Pubic Facilities	BCS	SHS	Mini grid	Pubic Facilities
Group A	~30%	○			○	○			
Group B	30%~70%		○					○	
Group C	70%~			○				○	
Implementing Organization									
Private	ESCO	○	△*	○		○	△*	○	
	Community	○	△*			○	△*		
Public	Gov / ODA	○		○	○				

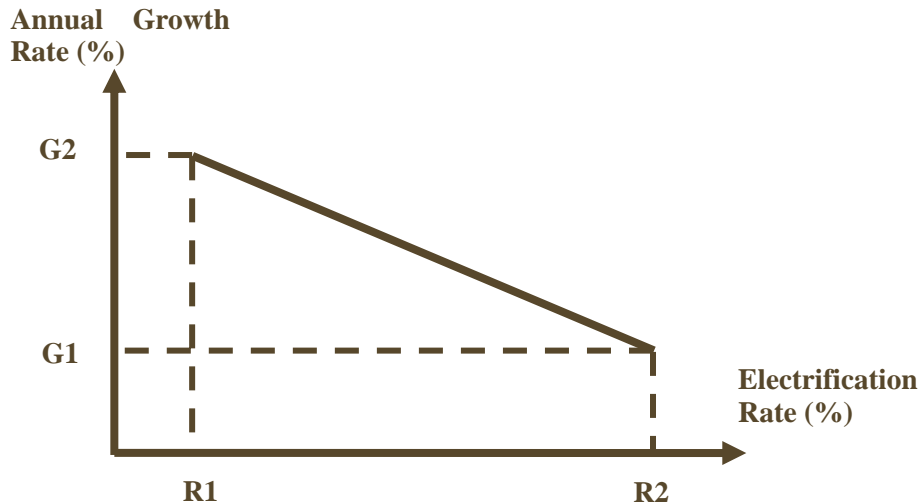
(\*)SHS については、PV 業者による需要家への直接販売(セールスモデル)も考慮する。

出所: 調査団による

本 M/P では前述したとおり、1997 年の家屋電化率に基づき、全国を 3 地域に分類し、電化率に基づき以下の計算式で需要家 (グリッド+オフグリッド) 増加率を計算している。

$$Y = \frac{G_2 - G_1}{R_1 - R_2} X + \frac{G_1 R_1 - G_2 R_2}{R_1 - R_2}$$

ここで、Yが需要家増加率、Xは任意の州の電化率、 $R_1$ 、 $R_2$ をそれぞれ電化率最低州、最高州の電化率、 $G_1$ 、 $G_2$ を上記 $R_1$ 、 $R_2$ の州での需要家増加率とする。



出所：調査団による

図 2-13 電化率と需要家増加率の関係

上記の関係は、現在電化率の低い低開発地域では、全国の電化率目標を達成するために需要家増加率は大きくなるが、ラゴスなど電化率の高い都市部では、既にグリッド延長による需要家数増加は飽和していることから、今後の需要家増加率も小さくなることを意味している。

上記の PV 電化モデルを踏まえ、国家エネルギー政策に従い、2020 年に全国の 75%に電力供給を達成するための、中長期電化計画（グリッド+オフグリッド）を表 2-7 に示す。また、「ナ」国の地方電化政策（Rural Electrification Policy）に従い、新規電化需要家の 10%を再生可能エネルギーにて供給するものとし、更に再生可能エネルギー全体の約 18%が太陽光発電により供給されるものとして、全国レベルの PV 電化計画を表 2-8 の通り策定した。これは、2016 年時点の再生可能エネルギー導入目標として、合計 735MW の再生可能エネルギーのうち、約 18%に相当する 130MW を太陽光発電で供給することが、FMPS による再生可能エネルギーアクションプログラム（ドラフト）にて提示されていることを踏まえたものである。

表 2-7 全国電化計画(グリッド+オフグリッド)

No.	State	No. of Households as of 1997 (*1)	% of Household with Electricity as of 1997 (*2)	No. of Households with Electricity as of 1997	Annual growth rate of consumers (%)	% of Household with Electricity			No. of Household with Electricity		
						2006	2010	2020	2006	2010	2020
1	Taraba	432,880	12	50,301	7.80	17	21	34	98,888	133,542	283,012
2	Jigawa	823,164	12	99,685	7.77	18	22	35	195,520	263,766	557,554
3	Zamfara	593,479	13	77,924	7.71	20	23	37	152,101	204,752	430,492
4	Sokoto	686,178	13	90,095	7.71	20	23	37	175,859	236,734	497,734
5	Kebbi	592,137	13	77,807	7.71	20	23	37	151,866	204,431	429,794
6	Katsina	1,074,392	14	145,902	7.69	20	24	38	284,184	382,194	801,663
7	Gombe	426,284	17	72,553	7.49	25	30	46	139,031	185,628	382,367
8	Bauchi	819,259	17	139,438	7.49	25	30	46	267,198	356,753	734,857
9	Benue	788,111	17	135,003	7.49	25	30	46	258,565	345,146	710,537
10	Yobe	400,682	19	75,729	7.39	27	32	50	143,826	191,270	390,098
11	Ebonyi	416,196	25	102,759	7.06	39	46	69	189,857	249,413	493,343
12	Enugu	608,334	25	150,198	7.06	39	46	69	277,505	364,554	721,096
13	Cross River	547,224	29	159,954	6.80	40	47	68	289,196	376,273	726,572
14	Nassarawa	345,773	31	108,607	6.68	43	49	71	194,326	251,669	480,372
15	Plateau	602,456	31	189,231	6.68	43	49	71	338,583	438,495	836,973
16	Kano	1,663,337	32	538,256	6.62	44	51	72	958,709	1,239,106	2,353,218
17	Borno	725,970	34	248,935	6.51	46	53	75	439,310	565,469	1,062,926
18	Adamawa	601,745	35	210,069	6.48	47	54	76	369,621	475,140	890,189
19	Akwa-Ibom	689,703	36	246,638	6.43	47	55	77	432,200	554,578	1,034,327
20	Niger	693,215	42	288,932	6.10	54	61	83	492,124	623,542	1,126,789
21	Kaduna	1,126,632	43	479,607	6.05	55	62	84	813,402	1,028,655	1,850,037
22	Kogi	614,828	50	309,996	5.60	62	70	90	506,218	629,499	1,085,526
23	Bayelsa	321,102	52	167,069	5.51	64	71	91	270,706	335,469	573,511
24	Rivers	912,575	52	474,813	5.51	64	71	91	769,348	953,408	1,629,926
25	Abia	547,888	52	287,587	5.48	53	58	75	464,946	575,611	981,623
26	Imo	711,551	61	433,833	5.00	72	78	96	673,132	818,258	1,333,107
27	Delta	741,568	62	462,294	4.92	73	79	96	712,530	863,590	1,396,589
28	Edo	621,770	63	388,855	4.91	73	79	96	598,757	725,382	1,171,814
29	Kwara	443,257	68	299,509	4.63	77	83	98	450,021	539,288	847,795
30	Osun	617,802	71	436,539	4.45	80	85	99	646,094	769,082	1,188,952
31	Abuja	106,397	71	75,436	4.44	80	85	99	111,517	132,676	204,841
32	Ogun	668,065	72	483,813	4.35	81	86	99	709,928	841,842	1,289,056
33	Ekiti	439,644	72	318,698	4.35	81	86	99	467,484	554,265	848,386
34	Ondo	643,968	72	466,812	4.35	81	86	99	684,748	811,860	1,242,673
35	Anambra	800,534	78	621,295	4.06	85	88	99	888,786	1,042,097	1,551,263
36	Oyo	988,395	78	771,541	4.03	85	89	100	1,101,286	1,289,986	1,915,566
37	Lagos	1,638,903	96	1,577,936	3.00	96	96	97	2,058,848	2,317,252	3,114,193
	Total Nigeria	25,475,400	44	11,263,648	6.04	53	58	75	17,776,220	21,870,672	37,168,770

(Remarks)

(\*1) No. of Households as of 1997 was extrapolated based on the result of 1991 Census.

(\*2) % of Household with Electricity as of 1997 was quoted from the result of General Household Survey 1997/98.

Average number of persons per household 4.13

Annual growth rate of consumers (Highest) 7.80 %

Annual growth rate of consumers (Lowest) 3.00 %

出所：調査団による

表 2-8 全国 PV 電化計画

No.	State	Target No. of Households for Year 2010 (Accumulated sum)					Target No. of Households for Year 2020 (Accumulated sum)							
		BCS	SHS		Mini Grid	Total for Household electrification	Public Facilities (*2)	BCS	SHS		Mini Grid	Total for Household electrification	Public Facilities (*2)	
			RESCO Community	Direct Sales(*1)					RESCO Community	Direct Sales(*1)				
1	Taraba	600				600	1	1,000	2,100	200			3,300	1
2	Jigawa	1,200				1,200	1	1,900	4,000	400			6,400	1
3	Zamfara	900				900	1	1,500	3,100	300			4,900	1
4	Sokoto	1,100				1,100	1	1,700	3,600	400			5,700	1
5	Kebbi	900				900	1	1,500	3,100	300			4,900	1
6	Katsina	1,700				1,700	2	2,800	5,800	600			9,200	2
7	Gombe	800				800	1	1,300	2,700	300			4,300	1
8	Bauchi	1,600				1,600	2	2,500	5,200	600			8,300	2
9	Benue	1,500				1,500	2	2,400	5,000	600			8,000	2
10	Yobe	800				800	1	1,300	2,800	300			4,400	1
11	Ebonyi	1,100				1,100	1	1,600	3,400	400			5,400	1
12	Enugu	1,500				1,500	2	2,400	5,000	600			7,900	2
13	Cross River	1,500				1,500	2	2,300	4,900	500			7,700	2
14	Nassarawa		900	100		1,000			900	100	4,100		5,100	
15	Plateau		1,620	180		1,800			1,620	180	7,000		8,800	
16	Kano		4,500	500		5,000			4,500	500	19,700		24,700	
17	Borno		1,980	220		2,200			1,980	220	8,800		11,000	
18	Adamawa		1,710	190		1,900			1,710	190	7,300		9,200	
19	Akwa-Ibom		1,980	220		2,200			1,980	220	8,500		10,700	
20	Niger		2,070	230		2,300			2,070	230	8,900		11,200	
21	Kaduna		3,420	380		3,800			3,420	380	14,500		18,300	
22	Kogi		1,980	220		2,200			1,980	220	8,100		10,300	
23	Bayelsa		990	110		1,100			990	110	4,300		5,400	
24	Rivers		2,970	330		3,300			2,970	330	11,900		15,200	
25	Abia		1,800	200		2,000			1,800	200	7,100		9,100	
26	Imo		2,340	260		2,600			2,340	260	9,100		11,700	
27	Delta		2,430	270		2,700			2,430	270	9,400		12,100	
28	Edo		1,980	220		2,200			1,980	220	7,900		10,100	
29	Kwara		1,440	160		1,600			1,440	160	5,400		7,000	
30	Osun				2,200	2,200					9,600		9,600	
31	Abuja				400	400					1,700		1,700	
32	Ogun				2,300	2,300					10,300		10,300	
33	Ekiti				1,500	1,500					6,700		6,700	
34	Ondo				2,200	2,200					9,900		9,900	
35	Anambra				2,700	2,700					11,700		11,700	
36	Oyo				3,300	3,300					14,400		14,400	
37	Lagos				4,600	4,600					18,700		18,700	
	Total Nigeria	15,200	34,110	3,790	19,200	72,300	15	24,200	84,810	9,290	225,000		343,300	15

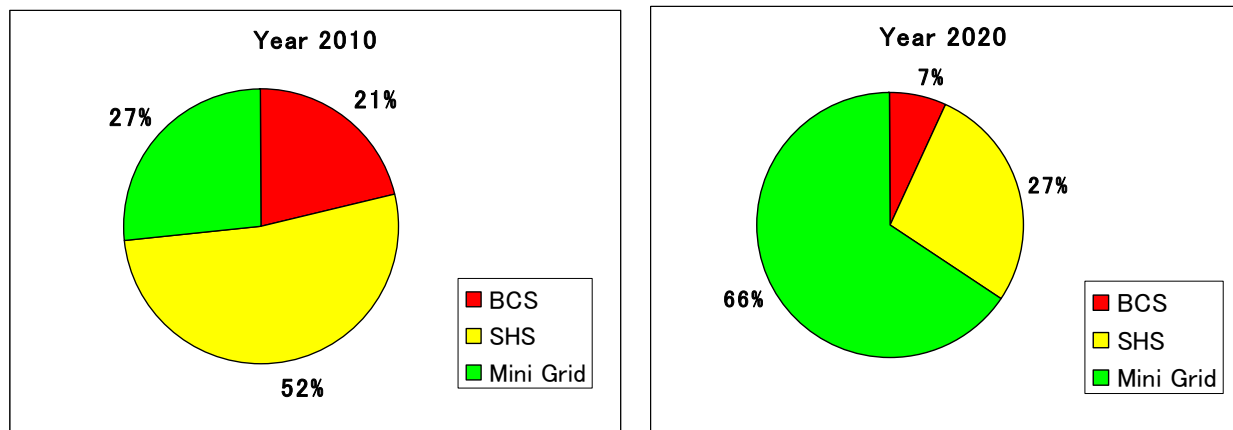
(Remarks)

(\*1) 10% of total number of SHS will be supplied directly by PV dealers.

(\*2) Average number of public facilities (mosque, church, school, clinic) is assumed 1 per 1,000 households.

出所：調査団による

上記結果を図示すると図 2-14 の通りとなる。導入当初は BCS 及び SHS を中心に導入が進められるが、PV システムの普及と共に、電化モデル B、C で導入されるミニグリッドが拡大し、2020 年には数量割合で全体の 66% に達する。



出所：調査団による

図 2-14 2010 年及び 2020 年に導入されるオフグリッド PV システム

また、2020年時点で約194万世帯を対象として、オフグリッドPVシステムを導入することになるが、1軒当たりの電力需要を100Wと想定すると、全国のオフグリッドPV需要は約34MWと想定される。「2.5 電力需要想定」の結果では、2020年時点で41,772MWの電力需要（グリッド+オフグリッド）が全国で想定されているため、電力需要全体の約0.1%（最大電力ベース）に対して、オフグリッドPVシステムにより電化することになる。

## 2.7 事業実施計画

### 2.7.1 基本方針

本M/Pの実施機関であるREAは、2020年までにグリッド延長が計画される地域と、PV地方電化により電化される地域の選定結果を明確に示し、政府として取組む事業計画を国民に明らかにするとともに、FMPS、ECNと協調して、PV地方電化事業を行う民間事業者を育成し、その事業環境の整備にも取組む姿勢を示すことにより、民間企業の市場参入を積極的に呼びかけることも重要である。

2.6で述べたとおり、2007年から2020年までの計画として、総計約34万世帯に対してPV利用地方電化を導入することになるが、その実現のためには政府の強い決意と長期的な戦略の確立が不可欠である。「ナ」国の現状として、民間の資本や技術蓄積が十分でなく、またPV地方電化を普及させるための補助金制度が整備されていないことから、民間事業が早期に本格始動する可能性は低い。従って、当初は政府と民間が共同で事業を推進し、技術蓄積、市場拡大により徐々に民間事業者を拡大し、次の段階を見据えた事業展開を図っていくことが必要である。

表2-8を基に、2020年までの期間を3期に分け、それぞれの期間において公共セクター、民間セクターにて導入が期待されるPVシステムの導入世帯数を表2-9に示す。以下、それぞれの期間において想定される事業計画の概要を示す。

表 2-9 公共セクターと民間セクターによる PV システム導入世帯数

	公共セクター	民間セクター	合計
Phase-1 (2007-2010)	17,200	55,100	72,300
Phase-2 (2011-2014)	0	108,400	108,400
Phase-3 (2015-2020)	0	162,600	162,600
Total	17,200	326,100	343,300

出所:調査団による

### 2.7.2 フェーズ 1 (2007 年～2010 年)

この段階では、REA本部は各年度のPV導入対象地域を州毎に定め、更にREA支部では、地域の配電会社と協力して、グリッド電化による計画対象地域を明確にし、PVシステム導入対象となる村落を選定する。既にパイロットプロジェクトを実施しているジガワ州、オンド州、イモ州においては、州/地方政府の電化担当部局は、パイロットプロジェクトの維持管理状況を継続的にモニタリングし、地域内で類似案件を実施する場合には、維持管理のノウハウを水平展開する。その他の州については、まずパイロットプロジェクトと同規模のモデル事業を各州で

実施し、州／地方政府レベルでのキャパシティ・ディベロップメントを図る。このため、本調査でパイロットプロジェクトの計画・運営に携わった FMPS、FMST、ECN の担当者は、対象村落の調査、住民説明、工事計画の立案、資機材調達、工程管理、住民組織への指導など、必要なスキルを州／地方政府及び REA 担当者へ伝達する。地方電化政策の思想を遵守し、公共セクターによる導入はフェーズ 1 までとし、フェーズ 2 以降は民間セクター主体の導入を想定する。

この段階で、民間セクターとしての事業は小規模なものであるが、比較的所得の高い南部でのミニグリッドシステム導入など、民間事業として成立が期待できる部分を先行的に実施する。政府としては、本 M/P にて示される中長期的な PV 利用地方電化の導入目標を明確化し、啓蒙普及活動を通じて、PV の導入を民間事業として推進する姿勢を示すことが重要である。

### 2.7.3 フェーズ 2 (2011 年～2014 年)

2011 年から 2014 年までのフェーズ 2 においては、フェーズ 1 において育成された民間 PV 事業者が、本格的な事業化に乗り出し、またそれまでに行われた事業によって、PV 関連機器の供給網や、修理代理店などのビジネスインフラが整備され、民間の自主的な事業が活性化してくる。フェーズ 1 でのモデル事業が一通り完了し、REA 並びに州／地方政府レベルまでノウハウの移転が完了しているため、州／地方政府では地域内の未電化村落の調査、住民説明などで民間事業者を支援し、REA は各年度の州別・地方別補助金額を公平に公表するとともに、制度の活用を民間事業者に PR する必要がある。

### 2.7.4 フェーズ 3 (2015 年～2020 年)

2015 年から 2020 年までのフェーズ 3 においては、PV システム単価の一層の低下や、関連ビジネスの拡大により、民間事業者は増加し、事業者間の競争により更に価格が低下、サービスも多様化することが期待できる。民間事業として採算性が確保できる段階になれば、第 3 章に示すとおり、補助金は減額もしくは廃止し、公共セクターの関与は最小限とする。ただし、REA としては、これら民間事業者による事業内容について厳密に審査し、全国的に良質なサービスが提供されるよう、規制・指導を行うことは必要である。

## 2.8 PV 地方電化の推進に関する方策

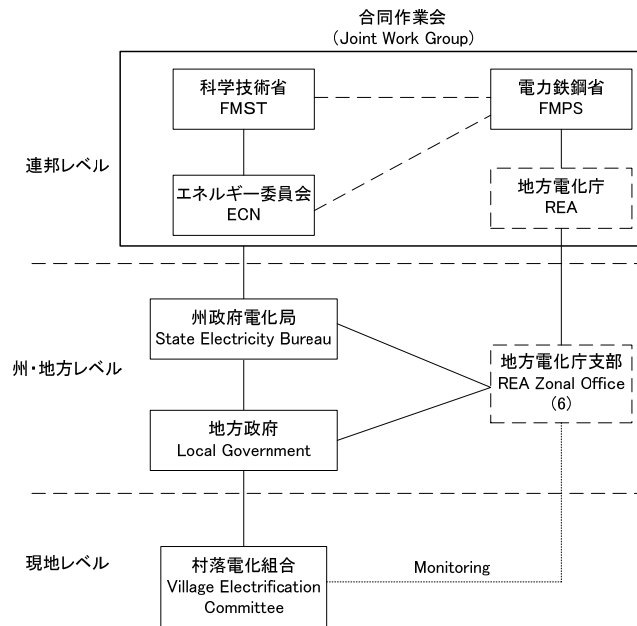
### 2.8.1 組織体制・人材開発・維持システムの構築

PV 地方電化計画を持続的に実施するためには、本 M/P の推進に主要な役割を果たす連邦政府 (FMPS、FMST、ECN)、州政府の能力強化に加え、地方政府さらに村落電化委員会の直接参加によるサービス、維持管理体制の強化が重要である。ただし、小規模な村落の電化委員会では、機器の故障が発生したときの技術的対応、スペアパーツの調達、料金徴収などのノウハウがないため、現地組織に対する適切なサポート体制が事業の継続には必要不可欠である。このため本 M/P では、現地レベルの組織体制整備に加え、地方及び州政府による現地サポート体制を構築し、更にローカル NGO の活用についても検討するものとする。

なお、2006 年 3 月に地方電化庁 (REA) が設立され、地方電化基金 (REF: Rural Electrification Fund) の運用が開始されている。REA は首都アブジャに本部を置くとともに、6 つの Geo-Political Zone に支部を設立するため、州・地方政府のみならず、地域配電会社とも協調を取りながら、

対象村落の電化事業をモニタリングすることになる。REAは本M/Pの実施機関として、合同作業会（JWG）を定期的で開催し<sup>7</sup>、関係省庁との調整を担当する。

また、キャパシティ・ディベロップメント（CD）も現地組織、地方及び州政府組織、更には連邦政府レベルそれぞれに適切な訓練プログラムを設立するとともに、図 2-15 に示す各組織が有機的に連携して、計画立案・事業運営に取り組める体制整備が必要である。このためには、PV 利用地方電化にかかる各組織の役割分担及び到達目標を明確化し、それぞれに必要な CD 計画を立案することが重要である。



出所：調査団による

図 2-15 PV 利用地方電化に関する組織体系図

(1) 現地レベルの組織体制整備

パイロットプロジェクトでの村落電化委員会と同様の方法で、地方／州政府組織が以下の通り現地レベルの組織体制を構築し、システムの故障対応や料金徴収業務を確実に実施できるよう指導する（詳細は本編第 4 章を参照のこと）。このため、パイロットプロジェクト対象地域の村落電化委員会メンバー、並びに州・地方政府職員は、M/P の実施に当たり可能な限り現地に出向き、組織立ち上げに必要なノウハウの水平展開を図ることが必要である。また、PV システムの点検記録、料金徴収、故障対応などに利用している記録様式についても情報を共有する。

- ① 現地組織の代表者（村長レベル）を選任し、料金徴収やシステム利用に関するルールを徹底することで、組織の統制を確保する。
- ② 車、自転車、発電機修理工などの技能工（テクニシャン）を選抜し、地方／州政府エンジニアの指導により、屋内配線の接続不良など、簡易補修に対応できる現地保守員を養成する。
- ③ 上記保守員で兼務できるかどうか見極めた上で、必要に応じて料金徴収及び会計担当者を教育・訓練する。なお、SHS については太陽光発電用のディープサイクル・バッテリーを利用するものとし、その更新に必要な費用は委員会による料金徴収金額から一定割合を積み立て

<sup>7</sup> 第 5 次現地調査にて、最低 1 回／月は開催することで合意している。



るシステムとする。井戸ポンプその他施設の維持管理状況を鑑みるに、「ナ」国の現状では、需要家にバッテリー更新費用の積み立てを期待することは難しい。

現地保守員が実施する保守作業内容（案）は次のとおりである。

- 毎月全ての PV システムの点検を行い、台帳に記録する。
- 毎月（もしくは定期的に）住民から電気料金を徴収し、その記録を保管する。
- 初歩的な故障原因の追求を行い、可能であれば修理する。現地対応が不可能な場合は、地方又は州政府による支援を要請する。
- 料金未払いや違法使用者の PV システムを停止する。
- 現地で保管するスペアパーツの調達、保守管理を行う（州/地方政府、JAEF により支援する）。
- 住民へのサービスやクレームに対する処理を行う。

また、現地保守員の教育に当たっては、PV システムの基本原理を理解し、適切な維持管理が行われるよう調査団が作成したマニュアルを利用するとともに、保守作業員により日常／定期点検が実施されたかどうか、地方／州政府のエンジニアが定期的にサンプリング調査により確認を行う。

現地での料金体系、料金徴収システム検討にあたっては、電化対象村落の詳細な社会経済調査や、周辺の電気料金（バッテリーチャージ代を含む）体系、徴収方法に関する調査等が必要であり、これらを踏まえた制度設計を低価格で行うために、民間 RESCO や PV 業者を活用することが可能である。特に貧困層の多い地域では、維持管理組織による料金徴収が実際に行われずに、住民からの贈賄、組織ぐるみの粉飾といったモラルの問題が発生するため、現地事業者の教育、モラル維持のための方策を提案し、効率的な料金徴収・維持管理体制を構築する。

**表 2-10 料金徴収率改善策、運用コスト低減策の例**

料金徴収率を改善する方策	運用コストを低減する方策
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 不払い利用者の設備を没収し、待機需要家に振り分ける</li> <li>➤ 支払遅延需要家に対する罰金（延滞金）制度の導入</li> <li>➤ 支払い実績が優秀な需要家に対する特典（割引）制度の導入</li> <li>➤ 支払能力のある需要家に焦点を当てた料金制度</li> <li>➤ 農作物の収穫時期に合わせた料金徴収時期（徴収時期をフレキシブルとする）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 料金徴収インターバルの見直し（例. 毎月→1回/3ヶ月）</li> <li>➤ バッテリー仕様の見直し（例. 自動車用→ディープサイクル・シール型）</li> <li>➤ バッテリーの定期補水（自動車用バッテリーの場合）</li> <li>➤ 料金徴収方法の改善（例. 余剰スタッフの削減、自転車もしくは二輪自動車による効率的な徴収）</li> <li>➤ 運営維持管理に係る事務所（現地オフィス）の統廃合（中長期的な方策）</li> </ul>

## (2) 地方及び州政府による現地サポート体制の整備

### ① 州・地方政府

現地保守員の定期的な訓練・監督のための技術者（エンジニア）を地方及び州政府レベルで養成し、技術者が定期的に現地を訪問し問題解決できる体制を整備する。また、現地で解決できない問題が発生した時の対応、PV 機器メーカー等技術者への情報連絡、資機材購入時の手続き、必要経費負担を明確にする。これら技術者の育成に当たっては、REA もしくは FMPS、FMST のカウンターパートが、本報告書第 3 巻に添付した、調査団による PV マニュアルを参照して、継続的なキャパシティ・ディベロップメントを自立的に実施できる体制を構築する。

また、州・地方政府では電線・電柱など資機材の発注・管理に関するノウハウを有しているため、現地で保管するスペアパーツの調達、管理業務を支援することが期待される。

### ② REA 支部

REA は首都アブジャに本部を置くとともに、各地方組織を立ち上げて州・地方政府や、PHCN から分社化される配電会社と協調を取りながら、REF の適用候補となる、グリッドもしくは PV 地方電化対象地域の選定、事業実施、及びモニタリングを担当することになる。ただし、現状では REA 職員の技術水準などは不透明であり、今後、REA 支部と州・地方政府、地域配電会社との役割分担について明確化する必要がある。

## (3) 連邦政府による PV 地方電化計画体制の整備

連邦政府レベルでは FMPS、FMST、ECN 及び REA が PV 利用地方電化に関わる組織であるが、現状では各組織が独自に PV 利用地方電化計画を実施している状況である。従って、連邦政府省庁間で協調の取れた政策立案・計画実施を推進するための合同作業会（Joint Work Group: JWG）を定期的に開催する。既に JWG は本調査期間中に運営されているが、現在は調査団が滞在中のみ開催されているため、今後は「ナ」国側が自主運営できる組織として、関係機関における JWG の位置づけを高める必要がある。また、関係省庁・組織間の役割分担については、以下の通り明確化することで、「ナ」国側と調査団は合意している。

### ① FMPS (Federal Ministry of Power and Steel)

FMPS はオングリッド及びオフグリッド地方電化事業の政策立案・実施監督機関であり、政策面から PV 利用地方電化の監視・評価を行う。実際の地方電化事業（グリッド、オフグリッド）は REA の他、州・地方政府にて実施されることになるため、事業実施状況を全国レベルで把握し、必要に応じて目標設定、見直しを行う。FMPS には電力部に再生可能エネルギーを担当する部署があるものの、担当者は火力・水力発電建設なども兼務しているため、既に PV 利用地方電化の実績がある ECN と連携しながら、以下の作業に着手することが望まれる。

- ・ 現地製品の品質規格や据付工事標準を導入し、PV システムの品質・性能向上を図る。
- ・ PV 関連機器の認証制度を導入する。
- ・ 資機材の標準単価を設定し、政府調達物品が適正価格で調達可能となるようにする。

## ② FMST (Federal Ministry of Science and Technology)

FMST はソコト及びヌスカのエネルギー研究開発センターを統括し、PV 関連機器の新規開発を推進するとともに、これら新製品の導入に係る品質確認、受入試験を担当する。また、本調査の技術開発指導により引き渡された計測機材を利用して、国内の太陽エネルギーに関するデータの収集、関連機関への水平展開を図る。

## ③ ECN (Energy Commission of Nigeria)

ECN は既に SHS、ミニグリッドシステムを中心に PV システム導入の経験があり、計画、システム設計、工事発注、施工監理業務の技術的ノウハウを蓄積している。このため、今後は JWG を利用して、これら蓄積技術の水平展開を図るとともに、州・地方政府の電化局、及び村落レベルの維持管理組織に対して、PV 利用に関する基礎的知識、維持管理技術に関する指導を行う。

## ④ REA (Rural Electrification Agency)

本 M/P の実施機関となる REA は、政府から独立した組織として、地方電化基金 (REF: Rural Electrification Fund) を運用するため、公正かつ透明なルールに基づいて、候補となる地方電化プロジェクトの選定、基金の配分を行うため、REF 運用に係るガイドラインを策定する予定である。また、REA は地方電化事業に関する規制機関として、最低限の保安規程・技術基準、サービスレベルに関する標準などを策定・運用する。

### (4) ローカル NGO の活用

パイロットプロジェクト対象地域のひとつであるジガワ州では、USAID による SELF プロジェクトが既に実施されており、ローカル NGO である JAEF (Jigawa Alternative Energy Fund) が維持管理を担当している。JAEF は現地の地理、社会経済状況に精通しており、現地組織をサポートするために必要な要員・基礎的技術知識を備えていることから、本パイロットプロジェクトで運営維持管理の協力体制を構築し、今後州内、更には近隣州での類似事業への展開を計画する。

なお、過去の貴機構による類似パイロットプロジェクトでは、現地住民組織の能力を見極めた結果、運営維持管理を含めて経験のある現地業者に外注し、Fee-for-Service モデルとして住民組織と契約を締結する方法も試行されている<sup>8</sup>。しかしながら、この方法では外部組織と住民の間で不満・対立が起りやすく、また住民による自発的・積極的な維持管理を阻害する可能性があることから、本 M/P では可能な限り現地住民組織を教育・訓練して対応することを基本方針とする。

## 2.8.2 連邦政府による PV 普及促進方策

オフグリッド PV 地方電化を今後本格的に導入していくためには、持続的な普及維持管理体制のための環境を整備するため、連邦政府 (公的セクター) と民間部門 (PV 産業および金融部門) が取り組むべき方策を整理する必要がある。

<sup>8</sup> 「セネガル共和国 太陽光利用地方電化実施計画」、「ボリビア共和国 再生可能エネルギー利用地方電化計画調査」など

今後、全国レベルで PV 地方電化の普及を図るための政策的な課題として、連邦政府（REA）による以下の取り組みが望まれる。

- PV 地方電化を、FMPS による地方電化プログラムに取り込み、地方電化政策枠内に一貫した政策として明確に位置付ける。
- PV を新規産業として育成するための投融資環境の整備。
- PV 普及に関する他ドナー、国際機関との連携強化。
- REF の公正な運用により初期投資額の低減を図り、市場規模の拡大によるコストダウンの循環を実現。

更に、技術的な PV 普及支援策として、以下の課題への取り組みについて提言する。

(1) PV 関連機器の輸入関税の削減

「ナ」国では通常の電気製品と同じ関税率が PV 関連機器にも適用されており、高関税が PV 導入の妨げとなっている。このため、ECN では関税率を提言するための法案「再生可能エネルギー利用機器の輸入について（Importation of Renewable Energy Equipment）」を 2002 年に上院に提出している。同法案では、表の通り輸入関税の低減が提言されており、調査団は JWG にて早急な法案の可決を提言してきた。

表 2-11 輸入関税の低減

品 目	関税率(現行)	関税率(低減後)
PV モジュール	10%	0%
太陽光発電用バッテリー	20%	0%
インバーター	0%	0%
チャージコントローラー	10%	0%

出所：Energy Commission of Nigeria (ECN)

また、その他の財政支援策として、PV 関連民間企業に対する法人税（現在 30%）の減税、PV 関連機器の購入に係る VAT（付加価値税）の低減により、PV システム導入に必要な初期投資額の低減を図ることが望ましい。

(2) PV 関連機器及び据付工事の技術基準の導入・適用

「ナ」国では PV モジュールをはじめとした、PV システムの主要構成機材は輸入品であり、今後の PV システムの本格的普及に際しては、海外のドナー、民間企業による国際的協力が不可欠である。このため、技術基準の制定に当たっては、国内独自のローカル規格を可能な限り排除し、国際規格との整合性を重視しつつ、既存の国際規格でカバーされない部分や、地域特性から新たに要求される試験方法や規格を研究することが求められる。国際機関による活動としては、PV-GAP (Photovoltaic Global Approval Program：太陽光発電国際認証制度計画) 及び IEC (International Electro-technical Commission) が、PV システムの国際規格、認証・認定制度の統一に向けて作業を継続している。

当面の対応策として、PV モジュールの技術基準については、既存の国際規格（IEC、PV-GAP）に適合している事の証明書を、PV 関連製品の販売代理店に求める必要がある。更に、以下(3)

で述べる国内の認証制度が整備された後は、審査合格製品に認証ラベルを添付し、公正な市場形成のルールを確立し、品質管理体制を確立する必要がある。また、PV モジュール以外の周辺機器については国際規格がなく、これら周辺機器の信頼性が問題になることが多いため、次の段階としては、「ナ」国で流通している周辺機器の標準規格策定が必要となる。

### (3) PV 関連機器の認証制度を導入

上記の技術基準への適合性を評価するための品質試験制度、測定機器を導入するとともに、次の段階では品質試験に合格した機器の認証制度を導入する。今後、PV 関連機器も一般の電気製品と同様に店頭販売で普及することが想定されるので、購入者に判りやすいようにラベルを使って認証品表示する。これにより、一般利用者が不良品を購入するリスクを低減し、品質の高い PV 関連機器の供給が可能となる。

過去の他ドナーによる PV プロジェクトでは、PV 関連機器の品質管理が不十分であったために、システム設置直後に動作不良が発生し、利用者の顧客満足度が低下、料金徴収が滞るといふ悪循環が発生している。このため、上記(2)と合わせて品質管理を徹底し、PV システムに対する利用者の満足度を高めることが、導入初期段階では重要な方策となる点に留意する。

## 2.8.3 民間による PV 普及促進方策

ECN による報告書「A Survey of Business Activities in Solar-PV in Nigeria」によると、1999 年時点で 44 の民間企業（研究所を含む）が活動しており、うち 30 社がラゴスで事務所登録をしている。「ナ」国での民間企業による PV 導入はまだ限定的であるが、PV 地方電化が拡大するとの見通しを持った事業者は 1993 年から活動を継続しており、ごく小規模ではあるが PV 関連機器の販売、機器据付の実績を有している。こうした、民間企業による PV システムの普及を促進するとの姿勢を政府は明確化し、前述の通り関連機器に対する免税、法人税の減税などを行うと同時に、需要喚起のための一般国民に対する PV システムの啓蒙普及活動を早期に開始することが望まれる（啓蒙普及活動については、本編第 5 章にて述べる）。

また、政府及びドナーが PV 地方電化事業を実施する過程で、将来の民間セクターによる PV システム導入の中核となるべき RESCO 事業者の育成を行うことも重要である。「ナ」国では、PV システムの調達、設置工事等を受託することができる民間企業は多いが、定期的なシステムの維持管理や、料金徴収業務など RESCO 事業者として必要なメンテナンス業務については、これまでのグリッド電化事業では、PHCN により独占されていた業務である。このため、将来的にはこれらメンテナンス業務を含めて、民間企業での受託が可能となるよう、配慮することが必要である。この場合、小規模企業の乱立を防ぎ、事業者の健全な育成を図るという観点から、州政府単位あるいは地方政府単位での独占的な事業権（concession）を付与することも検討する必要がある。

このように、今後中長期的には公的セクターの業務範囲を段階的に縮小し、民間部門の活用を最大限促進する方策を検討する必要がある。近隣国の事例として、東アフリカのケニアでは、政府からの補助金や援助機関からの支援に頼らず、民間セクターの積極的な取り組みにより、1990 年以降年率 10～18%でPVの導入が進められており、注目に値する。公的セクターとしてはPV導入の障壁となっていた輸入税の削減（PVモジュールは 5%）、付加価値税の撤廃を行い、PVシス

---

テムの販売価格を 15～20%削減することに成功した<sup>9</sup>（また、ケニアでは照明以外に、電気できか賄えないテレビ需要が大きかったこともPV普及の成功要因とされている）。

民間金融部門への支援としては、PV 利用地方電化向けのマイクロファイナンスや中小企業育成に対するソフトローンの適用が有望であり、アジア、中南米諸国で数多く適用されている。民間 PV 産業に対しては、「ナ」国では未だ太陽エネルギー関連の市場規模が 100kW 以下と小さいことから、SHS 周辺機器（DC 蛍光灯、チャージコントローラ等）の生産・供給を短期目標とし、中長期的には PV パネルの組立工程導入を目指し、本調査にて策定した、太陽エネルギー技術開発アクションプランの実施を通じて、必要なキャパシティ・ディベロップメントを行う。

---

<sup>9</sup> A case study on private provision of photovoltaic systems in Kenya (2000)

## 第 3 章 財務分析・経済分析

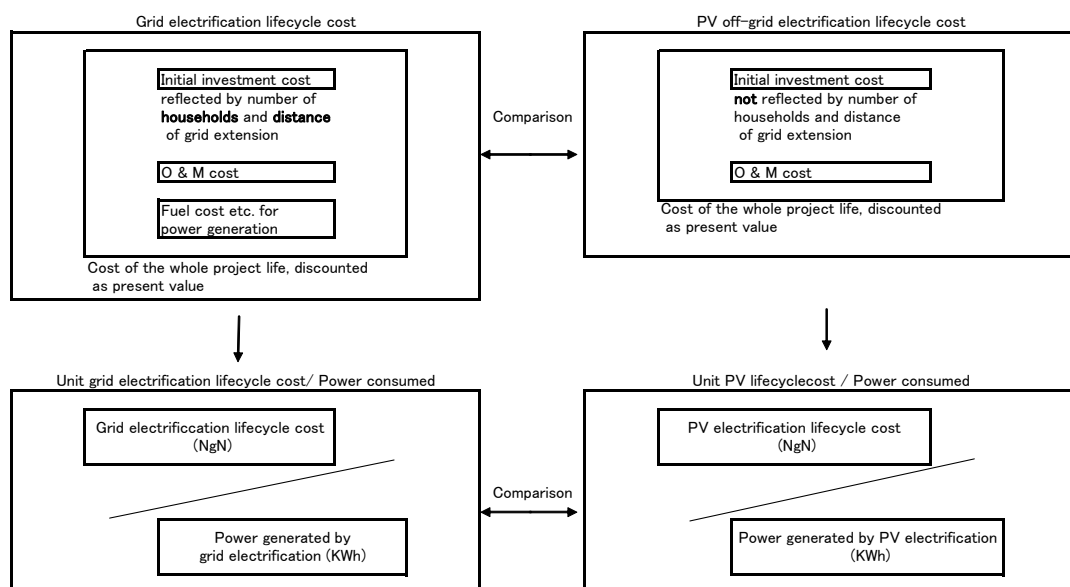
### 3.1 財務分析の前提条件設定

#### 3.1.1 グリッド電化によるライフサイクルコスト

ここでは、グリッド電化によるライフサイクルコストを試算し、オフグリッド電化の経済性について検証する。具体的には、当該村落からグリッドまでの距離、当該村落の世帯規模（世帯数）によって、設備投資の耐用期間にわたる全体的なライフサイクルコスト、また、それによって享受される電化の恩恵との対比において、キロワット時当たりライフサイクルコストとして検討する。ただし本分析は、グリッドまでの距離と世帯数という 2 つのファクターから、グリッド電化の経済的な比較優位性を検討することになるが、現実の事象としては、周辺の人口密度・世帯密度、村落の分布状況、地形、周辺の産業活動、主要な施設立地等、様々なファクターが電化の効率性に影響を及ぼすことに留意する。

また、電気を使う側の消費者の見地から言えば、グリッド電化された場合の電気利用利便性・自由度はオフグリッド電化よりも大きい。太陽光を含め、その他の再生可能エネルギー（小水力、風力等）を独立電源とする電化は使用時間、時間帯、使用できる家電製品等に制限が加わる上、電気使用容量が天候に左右されるため、市場・消費者側から見れば、グリッド電化されるのに越したことはない。また、現在「ナ」国では、グリッド電化する際の初期投資に 50%の補助金が当てられているため、グリッド電化の電化市場での比較優位性は、そもそも底上げされている状況にある。

下記の図は、本節で展開しているグリッド電化と PV 電化との経済的な比較についてフロー図で示したものである。



(出所) 調査団による

図 3-1 グリッド電化と PV オフグリッド電化の経済比較のフロー

PV 機器の耐用年数から考えたプロジェクトライフ（20 年間）で、投資コスト、発電コスト、維持管理コストなどについて、両者を比較する。PV 機器は、世帯当たりの初期投資コストは高いものの、運転開始後、発電用の燃料費などは必要ない。グリッド電化では、グリッドを延伸するグリッド敷設費用が、既設グリッドと当該村落との距離で大きく異なってくる。また、受益する村落の世帯数が大きければ、その費用負担が薄まる。そのような兼ね合いのもと、経済的な比較優位性が状況によって変化する。

現状の趨勢を踏まえれば、オフグリッド電化は、あくまでグリッド電化の及ぶまでの時限措置的な電化手段と捉えるべきである。実際に、本調査の関係で意見交換を行った 3 州（ジガワ州、オンド州及びイモ州）の地方電化関連当局者の見方としても、同様なものであった。

また、「ナ」国は 2005 年時点で、人口 1 億 3,900 万人（世銀）とアフリカ地域では突出して人口の大きい国である。人口密度は、1 平方 km 当たり 147 人であり、他のアフリカ諸国よりは密に人が居住している。地形的にも平坦であるため、オフグリッドの優位性は相対的に低くなる。しかしながら、「ナ」国の電化の現状、人口規模の大きさから考えれば、今後 10～15 年以上、グリッドが延伸される可能性が低い地域も多数存在する。オフグリッド電化の手法がニッチ・マーケット的な対象であるとはいえ、そのような遠隔な僻地地域においては、太陽光電化の有用性は非常に高いと考えられる。また、「ナ」国で非常に停電の多い現状を考えると、都市部の住民にとってもグリッド電源の補完的な手段として、オフグリッド電化の有用性は高まる。

上記の点を踏まえ、グリッド電化による供給コストが、現状で一体どのようなレベルにあるかを把握するため、まずは、需要家 1 軒当たりの、キロワット時当たりのライフサイクルコストについて算定する。その前提条件としては、下記の通りである。

- 計算期間：プロジェクト・ライフ 20 年
- 現在価値に変換する割引率：10%
- 需要世帯当たり最大電力：300w
- 需要率(最大電力に対する平均需要)：0.5
- 1 日の使用時間：5.2 時間
- 年間消費電力量：219KWh
- 33kV 配電線単価：3,900,000 NgN/kM
- 33kV 配電線敷設費用（工事費込み）：上記単価と延長距離の掛け算
- 低圧配電線延長距離：20m/世帯
- 低圧配電延長単価：1,650,000 NgN/kM
- 低圧配電線敷設費用（工事費込み）：上記 2 項目と延長距離の掛け算
- 配電用変圧器費用：1,700,000 NgN
- 初期投資合計：上記 3 費用の合計（33KV 配電線敷設費用＋低圧配電線敷設費用＋配電用変圧器費用）
- 年間 O&M 費用：初期投資の合計の 5%
- 発電単価：1.2495 NgN/Wh
- 送配電損失：0.40



- 発電電力量：年間消費電力量／（1－送配電損失）
- 発電コスト：発電電力量×発電単価

本節では、耐用年数に対応した期間における設備投資等の、予想される発生費用の現在価値に対して、その設備の耐用年数にわたる予想消費電力量で割り算することにより、電力コストの算定を行う。算定結果は、次頁表の通りである。

表 3-1 グリッド延伸によるライフサイクルコスト(1世帯当たり)

(単位：NgN)

グリッドからの距離	電化する世帯数								
	10世帯	50世帯	100世帯	300世帯	500世帯	800世帯	1000世帯	1500世帯	2000世帯
0 KM	294,743	100,851	76,615	60,457	57,225	55,408	54,802	53,994	53,590
1 KM	850,758	212,054	132,216	78,991	68,346	62,358	60,362	57,701	56,370
2 KM	1,406,772	323,257	187,817	97,524	79,466	69,308	65,922	61,407	59,150
3 KM	1,962,787	434,460	243,419	116,058	90,586	76,258	71,482	65,114	61,930
4 KM	2,518,801	545,663	299,020	134,592	101,706	83,208	77,042	68,821	64,710
5 KM	3,074,816	656,866	354,622	153,126	112,827	90,158	82,602	72,528	67,490
6 KM	3,630,830	768,068	410,223	171,660	123,947	97,109	88,163	76,234	70,270
7 KM	4,186,845	879,271	465,825	190,194	135,067	104,059	93,723	79,941	73,050
8 KM	4,742,859	990,474	521,426	208,727	146,188	111,009	99,283	83,648	75,830
9 KM	5,298,874	1,101,677	577,028	227,261	157,308	117,959	104,843	87,355	78,610
10 KM	5,854,888	1,212,880	632,629	245,795	168,428	124,909	110,403	91,061	81,391
11 KM	6,410,903	1,324,083	688,230	264,329	179,549	131,860	115,963	94,768	84,171
12 KM	6,966,917	1,435,286	743,832	282,863	190,669	138,810	121,523	98,475	86,951
13 KM	7,522,932	1,546,489	799,433	301,396	201,789	145,760	127,084	102,182	89,731
14 KM	8,078,946	1,657,692	855,035	319,930	212,909	152,710	132,644	105,888	92,511
15 KM	8,634,961	1,768,895	910,636	338,464	224,030	159,660	138,204	109,595	95,291
16 KM	9,190,975	1,880,097	966,238	356,998	235,150	166,610	143,764	113,302	98,071
17 KM	9,746,990	1,991,300	1,021,839	375,532	246,270	173,561	149,324	117,009	100,851
18 KM	10,303,004	2,102,503	1,077,441	394,066	257,391	180,511	154,884	120,716	103,631
19 KM	10,859,019	2,213,706	1,133,042	412,599	268,511	187,461	160,444	124,422	106,411
20 KM	11,415,033	2,324,909	1,188,644	431,133	279,631	194,411	166,005	128,129	109,191

出所：調査団による

- オフグリッドが有利
- オフグリッドとオングリッドが拮抗
- グリッドが有利

まず、グリッド電化のライフサイクルコストであるが、5km 延伸させるケースでは、その延伸地域に 300 世帯以下しか居住していない場合には、ライフサイクルコストは世帯当たり 15 万 NgN を超えてしまい、SHS(55W)のライフサイクルコストを超過してしまう。10km 延伸させる場合には、その延伸地域に 500 世帯未満しか居住していない場合には、ライフサイクルコストは 15 万 NgN を超えてしまう。15km 延伸させるケースでは、その延伸地域に 800 世帯しか居住していない場合には、ライフサイクルコストが 15 万 NgN を超える。20km 延伸させるケースでは、その延伸地域に 1500 世帯未満では、15 万 NgN を超える。

居住する世帯数を前提に考えると、延伸地域に 1500 世帯以上居住していれば、20km グリッド延伸させる場合でも、15 万 NgN を超えない。1000 世帯居住しているケースでは、18km で 15 万 NgN を超過する。延伸地域の居住世帯が、500 世帯しかいないケースでは、延伸距離が 9km を超えると、15 万 NgN を超える。300 世帯しか居住していないケースでは、延伸距離が 5km を超えると、15 万 NgN を超える。

以上の分析は、グリッドで供給できる電力量と、PV 電化で供給できる電力量とに格差があるこ

とを踏まえていないものの、相当僻地の村落電化の状況で、需要家の消費電力が限定的である場合には、意味がある。現地訪問調査で明らかになっているように、地域によっては、未電化地域でも既にポータブルのガソリン発電機などで家電製品を使っている村落も存在することから、より厳密には、想定消費電力量に対するライフサイクルコストとの対比で検討する必要がある。

下記は、プロジェクト・ライフ（20年間）において推計される消費電力に対する、グリッド電化のライフサイクルコストである。消費電力も、毎年2%で増大していくと仮定している。

**表 3-2 消費電力に対するグリッド延伸によるライフサイクルコスト(1世帯当たり)**

(単位：NgN/KWh)

グリッドからの距離	電化する世帯数								
	10	50	100	300	500	800	1000	1500	2000
0 KM	46.16	15.79	12.00	9.47	8.96	8.68	8.58	8.46	8.39
1 KM	133.24	33.21	20.71	12.37	10.70	9.77	9.45	9.04	8.83
2 KM	220.31	50.62	29.41	15.27	12.45	10.85	10.32	9.62	9.26
3 KM	307.39	68.04	38.12	18.18	14.19	11.94	11.19	10.20	9.70
4 KM	394.47	85.46	46.83	21.08	15.93	13.03	12.07	10.78	10.13
5 KM	481.54	102.87	55.54	23.98	17.67	14.12	12.94	11.36	10.57
6 KM	568.62	120.29	64.24	26.88	19.41	15.21	13.81	11.94	11.00
7 KM	655.70	137.70	72.95	29.79	21.15	16.30	14.68	12.52	11.44
8 KM	742.77	155.12	81.66	32.69	22.89	17.38	15.55	13.10	11.88
9 KM	829.85	172.53	90.37	35.59	24.64	18.47	16.42	13.68	12.31
10 KM	916.93	189.95	99.08	38.49	26.38	19.56	17.29	14.26	12.75
11 KM	1,004.00	207.36	107.78	41.40	28.12	20.65	18.16	14.84	13.18
12 KM	1,091.08	224.78	116.49	44.30	29.86	21.74	19.03	15.42	13.62
13 KM	1,178.16	242.19	125.20	47.20	31.60	22.83	19.90	16.00	14.05
14 KM	1,265.23	259.61	133.91	50.10	33.34	23.92	20.77	16.58	14.49
15 KM	1,352.31	277.02	142.61	53.01	35.08	25.00	21.64	17.16	14.92
16 KM	1,439.38	294.44	151.32	55.91	36.83	26.09	22.51	17.74	15.36
17 KM	1,526.46	311.85	160.03	58.81	38.57	27.18	23.39	18.32	15.79
18 KM	1,613.54	329.27	168.74	61.71	40.31	28.27	24.26	18.91	16.23
19 KM	1,700.61	346.69	177.44	64.62	42.05	29.36	25.13	19.49	16.66
20 KM	1,787.69	468.59	186.15	67.52	43.79	30.45	26.00	20.07	17.10

出所：調査団による

- オフグリッドが有利
- オフグリッドとオングリッドが拮抗
- グリッドが有利

消費する（できる）電力の量との対比も考慮にいれると、SHS(55W)がグリッドに対して比較的優位性を持ちえるのは、その当該地域に居住する世帯が100世帯未満の場合であろう。100世帯未満で、もしグリッド延長して電化するのに8km以上伸ばさなければならないような地域である。

SHS(110W)で対比した場合は、居住している世帯数が300世帯程度の場合にも、グリッド延伸した場合15km以上延伸必要な地域に対しては、競争力を持ちえる。

SHS(165W)は、直流を交流に変換するため、一般に市場で購入できる家電製品が使用できるメリットがあるが、交流に変換するためのロス、交流に変換するインバーターの費用等の追加などにより、比率計算的には、SHS(55W)と同じようなレベルとなる。

ミニグリッドシステムでも、交流に変換するため、一般電化製品が使えるシステムとなるが、今回想定している20世帯程度の規模のミニグリッドシステムでは、規模のメリットは実現できず、SHSタイプよりやや割高となる。

BCS では、SHS、ミニグリッドシステムよりも割安で、500 世帯の規模でも、15km 以上グリッド延伸が必要な僻地の地域であれば、ミニグリッドシステムに伍しえる。しかしながら、Pre-FS の需要動向調査結果を見ると、バッテリーを充電するため、4～5 日に 1 回のペースで BCS に運搬し、充電して持ち帰る手間暇は、住民側にとって非常に抵抗が大きく、要望は低いという結果であった。本来、この運搬作業による機会費用も考慮に入れなければならないので、やはり Pre-F/S 結果の通りであろう。

なお、現在「ナ」国においては、グリッド電化の初期投資の半分は補助金での補填が行われている。これを考慮に入れたライフサイクルコスト、消費電力に対するライフサイクルコストの比率は、それぞれ以下表のようになる。

**表 3-3 初期投資 50%補助金を前提に入れたグリッド電化ライフサイクルコスト  
(1 世帯当たり)**

(単位: NgN/KWh)

グリッドからの距離	電化する世帯数								
	10世帯	50世帯	100世帯	300世帯	500世帯	800世帯	1000世帯	1500世帯	2000世帯
0 KM	193,243	53,091	40,973	32,894	31,278	30,369	30,066	29,662	29,460
1 KM	428,044	108,692	68,773	42,161	36,838	33,844	32,846	31,516	30,850
2 KM	706,051	164,294	96,574	51,428	42,398	37,319	35,626	33,369	32,240
3 KM	984,059	219,895	124,375	60,694	47,958	40,794	38,406	35,222	33,630
4 KM	1,262,066	275,497	152,175	69,961	53,519	44,269	41,186	37,076	35,020
5 KM	1,540,073	331,098	179,976	79,228	59,079	47,745	43,967	38,929	36,410
6 KM	1,818,080	386,700	207,777	88,495	64,639	51,220	46,747	40,783	37,800
7 KM	2,096,088	442,301	235,578	97,762	70,199	54,695	49,527	42,636	39,190
8 KM	2,374,095	497,902	263,378	107,029	75,759	58,170	52,307	44,489	40,581
9 KM	2,652,102	553,504	291,179	116,296	81,319	61,645	55,087	46,343	41,971
10 KM	2,930,109	609,105	318,980	125,563	86,879	65,120	57,867	48,196	43,361
11 KM	3,208,117	664,707	346,781	134,830	92,440	68,595	60,647	50,049	44,751
12 KM	3,486,124	720,308	374,581	144,097	98,000	72,070	63,427	51,903	46,141
13 KM	3,764,131	775,910	402,382	153,364	103,560	75,545	66,207	53,756	47,531
14 KM	4,042,138	831,511	430,183	162,630	109,120	79,020	68,987	55,610	48,921
15 KM	4,320,146	887,113	457,983	171,897	114,680	82,495	71,767	57,463	50,311
16 KM	4,598,153	942,714	485,784	181,164	120,240	85,971	74,547	59,316	51,701
17 KM	4,876,160	998,315	513,585	190,431	125,800	89,446	77,327	61,170	53,091
18 KM	5,154,167	1,053,917	541,386	199,698	131,361	92,921	80,107	63,023	54,481
19 KM	5,432,175	1,109,518	569,186	208,965	136,921	96,396	82,888	64,876	55,871
20 KM	5,710,182	1,498,729	596,987	218,232	142,481	99,871	85,668	66,730	57,261

出所：調査団による

- オフグリッドが有利
- オフグリッドとオングリッドが拮抗
- グリッドが有利

表 3-4 初期投資 50%補助金を前提条件に入れた、消費電力に対するグリッド電化の  
ライフサイクルコスト(キロワット時当たりの1世帯当たりコスト)

(単位: NgN/KWh)

グリッドからの距離	電化する世帯数								
	10	50	100	300	500	800	1000	1500	2000
0 KM	30.26	8.31	6.42	5.15	4.90	4.76	4.71	4.65	4.61
1 KM	67.04	17.02	10.77	6.60	5.77	5.30	5.14	4.94	4.83
2 KM	110.57	25.73	15.12	8.05	6.64	5.84	5.58	5.23	5.05
3 KM	154.11	34.44	19.48	9.51	7.51	6.39	6.01	5.52	5.27
4 KM	197.65	43.15	23.83	10.96	8.38	6.93	6.45	5.81	5.48
5 KM	241.19	51.85	28.19	12.41	9.25	7.48	6.89	6.10	5.70
6 KM	284.73	60.56	32.54	13.86	10.12	8.02	7.32	6.39	5.92
7 KM	328.27	69.27	36.89	15.31	10.99	8.57	7.76	6.68	6.14
8 KM	371.80	77.98	41.25	16.76	11.86	9.11	8.19	6.97	6.36
9 KM	415.34	86.68	45.60	18.21	12.74	9.65	8.63	7.26	6.57
10 KM	458.88	95.39	49.95	19.66	13.61	10.20	9.06	7.55	6.79
11 KM	502.42	104.10	54.31	21.12	14.48	10.74	9.50	7.84	7.01
12 KM	545.96	112.81	58.66	22.57	15.35	11.29	9.93	8.13	7.23
13 KM	589.49	121.51	63.02	24.02	16.22	11.83	10.37	8.42	7.44
14 KM	633.03	130.22	67.37	25.47	17.09	12.38	10.80	8.71	7.66
15 KM	676.57	138.93	71.72	26.92	17.96	12.92	11.24	9.00	7.88
16 KM	720.11	147.64	76.08	28.37	18.83	13.46	11.67	9.29	8.10
17 KM	763.65	156.34	80.43	29.82	19.70	14.01	12.11	9.58	8.31
18 KM	807.19	165.05	84.79	31.27	20.57	14.55	12.55	9.87	8.53
19 KM	850.72	173.76	89.14	32.73	21.44	15.10	12.98	10.16	8.75
20 KM	894.26	234.71	93.49	34.18	22.31	15.64	13.42	10.45	8.97

出所：調査団による

- オフグリッドが有利
- オフグリッドとオングリッドが拮抗
- グリッドが有利

グリッド電化が 50%の補助金が入っているということは、結局、グリッド電化されている都市部の住民だけが、政府の補助金の恩恵を被り、電化されていない僻地の住民は、電気にアクセスできないということで、同じナイジェリア国民でありながら、未電化の僻地では補助金の恩恵を受けていないことになる。これを踏まえると、やはりグリッドが当面延伸してくる可能性の低い住民に対して、公平性の立場からグリッド電化と同等、あるいはそれ以上の補助率でオフグリッド電化を支援するというのは、コンセンサスを得やすい議論であると思われる。

なお、約 50%の補助金で支援をした場合、補助金なしの場合に比べて、ライフサイクルコストは 5 割強の水準に下がる。キロワット時当たりのライフサイクルコストの水準も、グリッドから近い（都市部に近接している）地域で、かつ、世帯数が多いエリアでは、約 5NgN/KWh 弱のレベルで、現況の家庭向け電気料金の 4NgN/KWh の水準に近づいてくる。

### 3.1.2 PV地方電化のヴァリエーション

#### (1) ミニグリッドシステム

第2章で述べたように、「ナ」国南部の経済的に豊かな州、地域においては、生活水準も高く、それと比例して電化における要求水準も高い。従って、カラーTV、冷蔵庫、扇風機などを利用したい住民層が多く、55WのSHS、BCSでは、そもそも需要家のニーズにはフィットしないケースが多くなると想定される。また、グリッドによる電化率も相対的に高く、グリッドに近い将来接続される村落も多く、ミニグリッドシステムによる電化の方が将来グリッドにつながる場合においては、設備投資が無駄にならない。それを踏まえて、現状の電化率が一定水準以上の州では、ミニグリッドシステムを主軸にオフグリッド電化を推進する提案を行っている。下記は、そのミニグリッドシステムの基本前提条件である。

#### 1) 基本前提条件

##### a) プロジェクト・ライフ

システムの費用の大半を占めるPVアレイの耐用年数が20年であるため、これに応じて、プロジェクト・ライフは20年と設定する。

##### b) 現在価値を算出する際のディスカウント・レイト

現状の「ナ」国金融市場の利子率は、大きな幅の中で表示（「ナ」国における銀行間利子率9-13%、2006年11月時点）されている。コマーシャル・バンクのプライム・レンディング・レートは、月、年によって大きく変動し、また、貸し出し案件ごとに、変動が大きい。当該事業体の資本構成、それぞれの資金の調達コストから、インフレーション分を調整したリアル・コストの資本の機会費用を計算して使うものとする。

##### c) 事業運営体（財務分析を行う視点・立場）

PVによるミニグリッドシステムにおける事業主体を考える場合、電化事業全体の民営化の流れを踏まえ、また、グリッド電化と本事業との競争関係を考慮に入れれば、グリッド電化の事業主体とは離れて、村落主体での運営、あるいは民間企業体が望ましいと思われる。また、システムがSHS、BCSと比べて大型で高度なため、機器設置・保守に技術的な専門性が要求されるので、それに対応できる民間企業による運営・経営が望ましい。村落運営委員会では、技術的にミニグリッドシステムをコミュニティ主導で維持管理することは困難と想定される。事業主体は、次節に記述する事業主体の想定で民間エネルギー・サービス会社（RESCO）か、あるいはコミュニティ主導の村落電化委員会の2通りあり得るが、ミニグリッドシステムによる電化では、民間RESCOを事業主体と想定する。

なお、設備の所有権を民間RESCOが保持し、事業実施する場合の大きな利点としては、PV設備の所有権が一村落のものではないので、設置後、5年、10年など経過して、当該村落にグリッドが延伸してきた場合においても、太陽光発電設備（PVパネル、チャージコントローラ、蓄電池）をより遠隔地の村落に移設して、設備を有効利用することが可能である。また、村落内の低圧配電線や屋内配線は、グリッド電化においてもそのまま使用できる。

##### d) ミニグリッドシステムを適用する村落

ミニグリッドシステムは、家屋が密に集まって集落が形成され、更に比較的豊かな村落において適用されるシステムである。また、立地的には、既設のグリッド網から比較的近く（10km未満程度）、規模の大きい村落で適用される。人口的には数千人、世帯的には数百世帯超～千

世帯以上の規模の大規模村落が想定される。「ナ」国は、アフリカでは人口が突出して大きい国であり、人口規模が大きい村落が多いので、これに該当する村落も相当存在する（今後、全国規模の村落社会経済調査が必要である）。ここでは、1200W の PV モジュール出力で、20 世帯をカバーするミニグリッドシステムを 1 ユニットとして、ユニット数を並列に増やす形式で規模に柔軟に応じることを想定する。

## 2) 収入条件

実際の徴収システムとしては、グリッドと同じように、下記 a)、b) のような 2 種類の料金システムが想定される。

- a) 使用電力量による、住民からの電気利用料金収入（従量料金）
- b) 住民から徴収するシステム維持管理料金（基本料金）

しかし、財務分析の計算としては、これらを合計した 1 世帯当たりの料金合計を 想定し、計算する。

## 3) 支出条件

a) ミニグリッドシステム導入の初期投資：現状の PV 機器市場がほとんど育成されていないため、現地業者から参考のために取得した見積価格、及びパイロット・プロジェクトでの入札結果を踏まえて、約 3,720,000 NgN と想定した。このミニグリッドシステムは、民間 RESCO が普及させていくという想定であるので、政府による入札よりも、民間調達の方がより安くなるはずである。しかも、第 2 章で提案している計画に則って、今後、PV 電化が計画通り進み、普及していく前提では、この価格も大幅に逡減すると想定される（詳しくは、本節で、後述）。

なお、想定しているシステムは、下記の通りである。

- ・ PV ソーラー・モジュール (1200W Solar Array, 60W のパネル 4 Series X 15 parallel)
- ・ 蓄電池 (12v, 2000Ah, Sealed type, deep crystal use 24 個)
- ・ インバーター (48v, 30000W 1 台)
- ・ 低圧配電線
- ・ コンクリート電柱
- ・ ミニグリッドシステム構築 等

b) 運営・維持管理要員給与： 60,000 NgN

c) 機器更新費用（バッテリー、コントローラー等）

（公共事業体の場合）

- ・ バッテリー交換が、5 年ごとに 540,000 NgN (3 回)
- ・ コントローラー交換が 10 年後に、35,000 NgN (1 回)
- ・ インバーター交換が、10 年後に 150,000 NgN (1 回)

（民間 RESCO の場合）

- ・ バッテリー交換が、5 年ごとに 432,000 NgN (3 回)
- ・ コントローラー交換が 10 年後に、28,000 NgN (1 回)
- ・ インバーター交換が、10 年後に 120,000 NgN (1 回)

d) 修繕費

システム全体の初期投資の 2%程度が毎年費用発生すると想定。

e) 諸経費

システム全体の初期投資の1%程度が毎年費用かかると想定。

#### 4) 資金調達

##### a) 初期投資に関する公的補助金

現在「ナ」国のグリッド電化で、初期投資の半分が補助金で賄われていること、また、グリッド電化が当面及ばない地域への支援事業であることから、PVのミニグリッド化の初期投資においては、グリッド電化の50%と同等に50%の公的補助金が2016年まで入ることを前提とする。ただし、2020年には、補助金ゼロとなるように、2017～2020年に補助率を逡減させる。(2017年37.5%、2018年27.5%、2019年12.5%、2020年0%)

##### b) 残り50%の資金調達

上記のPVサプライ民間企業の民間事業として行う場合は、残り50%は、その民間企業が資金調達し、事業運営を通じて回収していく。自己資本で20%、残り30%は借入金という想定とする。借入金については、地方電化推進のための政府支援のソフト・ローンを制度化してつくるという想定である。(グリッド電化の事業は、現在のところ赤字経営であり、すなわち、その赤字部分は、実質的にグリッド電化世帯に対して、運営段階で補助金を出して支援していることになる。)

## (2) SHS

上述のように、SHSは、各村落の村民の所得水準、生活レベルに準じて、電気使用の度合い、使用する電化製品のメニューが異なることから、1種類のSHSではニーズに対応しきれない恐れがあり、それに対応した複数の選択肢を用意しておく必要がある。ここでは、55W、110W、165Wの3種類を想定する(システム構成は、第1篇のプレ・フィージビリティスタディを参照)。

- ・55Wシステム：蛍光灯2個の使用ニーズに対応した最低限のシステム
- ・110Wシステム：蛍光灯4個に、白黒テレビ1台に対応
- ・165Wシステム：これは未電化村でも既に自家用発電機を利用してカラーTV、冷蔵庫を保有する世帯、その予備軍と想定される比較的富裕な村民世帯を対象とする。インバータを導入した交流SHSであり、市場で通常出回っている一般の電化製品にも対応可能である。

### 1) 基本前提条件

#### a) プロジェクト・ライフ

PVのモジュールそのものの物理的な耐用年数は20年であるが、需要側のニーズが時間経過の中で多様化し、高度化することは必然的に起こることを前提とすると、55W、110WのSHSシステムにおいては、20年間の利用者側の需要変化に対応することは困難な可能性がある。165WのSHSシステムにおいては、より大容量の一般家庭電化製品ニーズにも対応可能である。ただ、遠隔地域の貧困状況を踏まえ、ここでは、3者いずれも20年間、経済的な価値を保持しえると想定し、下記のようにPVモジュール出力によらず、プロジェクト・ライフは一律とする。

- ・55Wシステム：20年
- ・110Wシステム：20年
- ・165Wシステム：20年

#### b) 現在価値を算出する際のディスカウント・レイト

上述のミニグリッドシステムと同じ。

c) 事業運営体（財務分析を行う視点・立場）

SHS による PV 電化が適用される場所は、僻地の村落であることから、事業運営の主体については、これまでに既に言及してあるように村落電化委員会によるコミュニティ主導型、あるいは民間 RESCO による企業主導型によって整備し、運営サービスする、2つの方法が考えられる。すなわち、SHS のシステムを普及させていくためには、やはり民間 RESCO の育成・参画が必要である。また、コミュニティ主導によるボトムアップのアプローチの場合は、村落の運営状態をモニタリングし、指導・支援する州/地方政府、もしくは NGO の存在が必要であり、REA、州/地方政府が協力して、キャパシティ・ディベロップメントを進めることが望まれる。

なお、SHS は、本来各家庭への供給商品であることから、PV ディーラーから各消費者が直接購入するスキームも想定しておくべきである。JICA による類似開発調査の「カンボジア国再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン」においても、SHS の普及は、このような市場へ直接供給する（個人が購入する）手法、市場に委ねるスキームが推奨されている。

d) SHS を適用する村落

55W の SHS のシステムが適用される可能性が高いのは、都市部から離れた僻地の村落で、既設グリッド網から遠く離れた村落である（10km～20km 以上）。村落の規模も比較的小さい村落が有利となる。密度的にも、比較的人口密度が低く、どちらかといえば貧困困窮度の高い北部で適用される可能性が高い。しかしながら、グリッドがまだ延伸されてきていない地域であっても、都市部に近い近郊地帯では、既に、ガソリン駆動のポータブル発電機を使用している世帯も散見され、数個の電灯しか使えない 55W の SHS では、消費者側のニーズとミスマッチが起こる。導入設置コストは高くなるものの、110W の SHS、あるいは交流が使える通常の家電製品も使える 165W の SHS でなければ、需要を満足させられない村落も一部には存在すると思われる。従って、55W の SHS は僻地の村落向け、165W の SHS は都市近郊だが、まだグリッドとつながっていない地域、110W は、その中間的な位置づけと捉えるべきである。

2) 収入条件

a) 利用料金

SHS の場合、SHS を設置した世帯ごとに独立した電源となることから、従量で料金を徴収する必然性はないので、SHS を導入した各世帯から、固定料金を毎月徴収する。これは、後述する財務分析の中で、当該村落が設備導入後、持続的に運営できる利益水準を計算し、分析することになる。なお、PV モジュールの出力で受ける恩恵は変わってくるので、55W のシステムの値段を 1 として、110W、165W のシステムを下記の比率になるようにして計算する。（各システムでの初期投資の比率に準ずる）

- ・ 55W のシステム：1 倍
- ・ 110W のシステム：1.35 倍
- ・ 165W のシステム：2.25 倍

3) 支出条件

a) 初期投資：

パイロット・プロジェクトでの入札結果を踏まえると、特にイモ州での International Energy Services Ltd. の落札価格を見ると、SHS (55W) の場合、下記の①は既に充分に実現可



能な範囲内であると思料される。今後の、市場への普及と技術進歩による価格低減が行われれば、更なる価格低減が起こると想定される。なお、想定しているシステムは、下記の通り。

SHS(55W)については以下のとおりである。

- ① 村落電化委員会での小規模ロット調達の場合 120,000 NgN
- ② 民間エネルギー会社が参画し、大規模ロットで調達するとして国際価格に近い水準まで価格低減し、100,000 NgN と想定。
  - ・ PV ソーラー・モジュール(60W Silicon crystal 1 枚)
  - ・ 蓄電池 (50Ah, Sealed type, deep crystal use 1 台)
  - ・ チャージ・コントローラー(12V, 4.5A 1 台)
  - ・ スチール・ポール、モジュール支持器具
  - ・ コンバーター(DC/DC type) 等

SHS(110W)については以下のとおりである。

- ① 村落電化委員会による小規模調達 190,000 NgN
- ② 民間エネルギー・サービス会社による大規模調達 150,000 NgN
  - ・ PV ソーラー・モジュール(60W Silicon crystal 2 枚)
  - ・ 蓄電池 (120Ah, Sealed type, deep crystal use 1 台)
  - ・ チャージ・コントローラー(12V, 6A 1 台)
  - ・ スチール・ポール、モジュール支持器具
  - ・ コンバーター(DC/DC type) 等

SHS(165W)については以下のとおりである。

- ① 村落電化委員会による小規模ロット調達 260,000 NgN
- ② 民間エネルギー・サービス会社による大規模ロット調達 210,000 NgN  
(現状の PV 機器市場がほとんど育成されていない状況での価格が上記であり、普及が提案する計画に則って、普及していくなかで大幅に逓減すると想定する。詳しくは、後述)

b) 運営・維持管理要員給与: 60,000 NgN /人・年

c) 機器更新費用 (バッテリー、コントローラー等)

SHS(55W)

- ・ バッテリー交換が、数年ごとに必要だが、使用程度によって交換頻度は変わってくる。従って、公平性の点からも、バッテリー交換は、各世帯の責任もとに行うものとする。
- ・ コントローラー交換が 10 年後に、14,000 NgN (1 回)

SHS(110W)

- ・ 同上で、バッテリー交換は、各世帯の負担
- ・ コントローラー交換が 10 年後に、19,000 NgN (1 回)

SHS(165W)

- ・ 同上で、バッテリー交換は、各世帯の負担
- ・ コントローラー交換が 10 年後に 23,000 NgN (1 回)

- ・インバーター交換が、10年後に100,000 NgN（1回）

d) 修繕費

システム全体の初期投資の2%程度が毎年費用かかるとして計算。

e) 諸経費

システム全体の初期投資の1%程度が毎年費用かかるとして計算。

4) 補助金

a) 初期投資に関する公的補助金

先述のミニグリッドと同じく、SHS システムの初期投資においては、グリッド電化と同等の50%の公的補助金が入ることを前提とし、ただし、2020年には、補助金ゼロとなるように、2017～2020年に補助率を逡減させる。（2017年37.5%、2018年27.5%、2019年12.5%、2020年0%）

b) 残り50%の資金調達

残り50%については、20%は、事業主体であるところの民間エネルギー・サービス会社（あるいは村落電化委員会）が負担し、残り30%は借入金で資金調達し、事業運営を通じて回収していく。借入金は、優遇融資制度のソフト・ローンを政府が供与する前提。

(3) BCS

BCSは、バッテリー充電のために、バッテリーを持ってステーションまで数日おきに通う手間暇がかかる一方、初期投資が最も少なく済むため、電化率が低い州で、グリッドから相当離れた僻地の貧困地域に適用すべき事業モデルである。

1) 基本前提条件

a) プロジェクト・ライフ

上述のミニグリッドシステム、SHSと同じく、20年とする。

b) 現在価値を算出する際のディスカウント・レイト

上述のミニグリッドシステムと同じ。

c) 事業運営体

上述のSHSと同じ事業運営体のイメージで、コミュニティ主導の村落電化委員会、あるいは民間RESCOの2通り想定される。

2) 収入条件

a) 使用従量による、住民からのバッテリー・チャージ利用料金収入（従量料金）：概ね5日に1回（年間約72回チャージ）

b) 住民から徴収するシステム維持管理費用（基本料金）

3) 支出条件

a) BCSシステム導入の初期投資：現状の調達コストとしては、①村落電化委員会での小規模ロット調達の場合、約1,000,000NgN、あるいは②民間RESCOが参画し、大規模ロットで調達する場合、800,000 NgNと想定する。パイロット・プロジェクトでの入札結果を踏まえると、特にイモ州でのInternational Energy Services Ltd.の落札価格を見ると①は既に十分に実現可能な範囲内であると思料される。なお、②についても、民間企業が調達主体で、大量発

注することを考えれば、十分に達成可能な水準であろう。

(現状の PV 機器市場がほとんど育成されていない状況での価格が上記であり、普及が提案する計画に則って、普及していくなかで大幅に逡減すると想定する。詳しくは、後述)

なお、想定しているシステムは、下記の通り。

- ・ PV ソーラー・モジュール (60W のパネル 2 Series X 9 parallel)
- ・ 蓄電池 (100Ah, Sealed type, deep crystal use 24 個)
- ・ コントローラー (12V, 60A 1 台)
- ・ バッテリー・チャージャー (12V, 20A, 6 台)
- ・ セキュリティ・フェンス付きコンクリート基礎
- ・ モジュール支持構造物 等

b) 運営・維持管理要員給与

c) 機器更新費用 (バッテリー、コントローラー等)

- ・ バッテリー交換が、5 年ごとに 17,000 NgN (プロジェクト・ライフ終了までに 3 回)。なお、各世帯のバッテリーは、各世帯の責任もとに行うものとする。
- ・ コントローラー交換が 10 年後に、56,000 NgN (1 回)

d) 修繕費

システム全体の初期投資の 2%程度が毎年費用発生すると想定。

e) 諸経費

システム全体の初期投資の 1%程度が毎年費用発生すると想定。

4) 資金調達

a) 初期投資に関する公的補助金

先述のミニグリッドと同じく、BCS の初期投資においては、グリッド電化と同等の 50%の公的補助金が入ることを前提とする。ただし、2020 年には、補助金ゼロとなるように、2017～2020 年に補助率を逡減させる。(2017 年 37.5%、2018 年 27.5%、2019 年 12.5%、2020 年 0%)

b) 残り 50%の資金調達

残り 50%については、20%は、事業主体であるところの民間 RESCO (あるいは上記の村落電化委員会) が負担し、残り 30%は借入金で資金調達し、事業運営を通じて回収していく。借入金は、優遇融資制度のソフト・ローンを政府が供与する前提とする。民間サービス会社の場合は、残り 50%分は、キャッシュフローの分析に基づいて、資金繰りが適正に行えるように組まれた資本構成となる。

### 3.1.3 現状価格構造における PV 地方電化の経済性

上記のような現状におけるグリッド電化のライフサイクルコストに対して、太陽光利用の電化におけるライフサイクルコスト、キロワット時当たりのコストについて、下記に示す。これも現状の価格構造での検討である。詳しくは、3.2 で後述するが、現在の「ナ」国では、太陽光 PV 機器は、導入が試験的に行われているところで、市場を形成しているといえるほどの規模では導入されていない。従って、市場メカニズムで形成された市場価格というよりは、その都度の調達における一時的な価格である。(実際に、パイロット・プロジェクトでの落札価格も、大きなばらつき

がある。)

まず、下表がライフサイクルコストである。比較参照のために、世帯数規模の小さい村落で、グリッドからの距離が相当離れている条件のグリッド電化のライフサイクルコストを下欄に掲げている。

表 3-5 PV 地方電化によるライフサイクルコスト

(単位:NgN)

タイプ	実施事業体	補助金なし	補助金50%	補助金70%	補助金100%
55w SHS	公共事業体	171,846	108,721	83,471	45,596
55w SHS	民間ESCO	139,284	89,647	69,447	39,147
110w SHS	公共事業体	251,580	159,354	121,704	65,229
110w SHS	民間ESCO	204,314	130,913	100,793	55,613
165w SHS	公共事業体	411,296	253,984	191,059	96,671
165w SHS	民間ESCO	332,300	206,450	156,110	80,600
ミニグリッド	公共事業体	206,576	149,289	119,626	75,133
ミニグリッド	民間ESCO	172,034	119,431	95,701	60,106
BCS	公共事業体	82,603	55,544	44,244	27,294
BCS	民間ESCO	70,798	47,764	38,524	24,664
グリッド電化(50世帯/10km)	公共事業体	1,212,880	609,105	-	-
グリッド電化(50世帯/15km)	公共事業体	1,768,895	887,113	-	-
グリッド電化(50世帯/20km)	公共事業体	2,992,126	1,498,729	-	-
グリッド電化(100世帯/10km)	公共事業体	632,629	318,980	-	-
グリッド電化(100世帯/15km)	公共事業体	910,636	457,983	-	-
グリッド電化(100世帯/20km)	公共事業体	1,188,644	596,987	-	-
グリッド電化(300世帯/10km)	公共事業体	245,795	125,563	-	-
グリッド電化(300世帯/15km)	公共事業体	338,464	171,897	-	-
グリッド電化(300世帯/20km)	公共事業体	431,133	218,232	-	-
グリッド電化(500世帯/10km)	公共事業体	168,428	86,879	-	-
グリッド電化(300世帯/15km)	公共事業体	224,030	114,680	-	-
グリッド電化(300世帯/20km)	公共事業体	279,631	142,481	-	-

出所：調査団による

SHS(55W)を例にとって比較した場合には、グリッド電化の補助金50%レベルを上回って、初期投資の70%が政府の補助金でカバーされると、SHS(55W)のライフサイクルコストが、概ね80,000-90,000 NgNの範囲になり、補助金なしでグリッドとオフグリッドを相互比較したケースと同じ程度の競争力になる。すなわち、同じ程度の(パーセンテージ:補助率)であると、かえって補助金なしの条件のときよりも、太陽光の電化は分が悪くなることになる。

初期投資を100%補助金で支援する場合には、すべての太陽光のライフサイクルコストは、10万NgNを下回り、価格優位性がある。特に、小規模な村落、遠隔地の村落では、グリッド電化するよりも相当低いライフサイクルコストで済む。

表 3-6 消費電力に対するライフサイクルコスト(キロワット時当たりのコスト)

(単位: NgN/kWh)

タイプ	実施事業体	補助金なし	補助金50%	補助金70%	補助金100%
55w SHSシステム	公共事業体	91.46	57.86	44.42	24.27
55w SHSシステム	民間ESCO	74.13	47.71	36.96	20.83
110w SHSシステム	公共事業体	66.94	42.40	32.89	17.36
110w SHSシステム	民間ESCO	54.37	34.84	26.82	14.80
165w SHSシステム	公共事業体	91.20	56.32	42.37	21.44
165w SHSシステム	民間ESCO	73.69	45.78	34.62	17.87
ミニグリッド(1200w/20世帯)	公共事業体	107.35	72.83	58.36	36.65
ミニグリッド(1200w/20世帯)	民間ESCO	89.19	58.26	46.69	29.32
BCS(20世帯)	公共事業体	43.96	29.56	23.55	14.53
BCS(20世帯)	民間ESCO	37.68	22.88	18.45	11.81
グリッド電化(50世帯/10km)	公共事業体	189.95	95.39	-	-
グリッド電化(50世帯/15km)	公共事業体	277.02	138.93	-	-
グリッド電化(50世帯/20km)	公共事業体	468.59	23.47	-	-
グリッド電化(100世帯/10km)	公共事業体	99.08	49.95	-	-
グリッド電化(100世帯/15km)	公共事業体	142.61	71.72	-	-
グリッド電化(100世帯/20km)	公共事業体	186.15	93.49	-	-
グリッド電化(300世帯/10km)	公共事業体	38.49	19.66	-	-
グリッド電化(300世帯/15km)	公共事業体	53.01	26.92	-	-
グリッド電化(300世帯/20km)	公共事業体	67.52	34.18	-	-
グリッド電化(500世帯/10km)	公共事業体	26.38	13.61	-	-
グリッド電化(300世帯/15km)	公共事業体	35.08	17.96	-	-
グリッド電化(300世帯/20km)	公共事業体	43.79	22.31	-	-

出所：調査団による

### 3.2 市場規模と価格

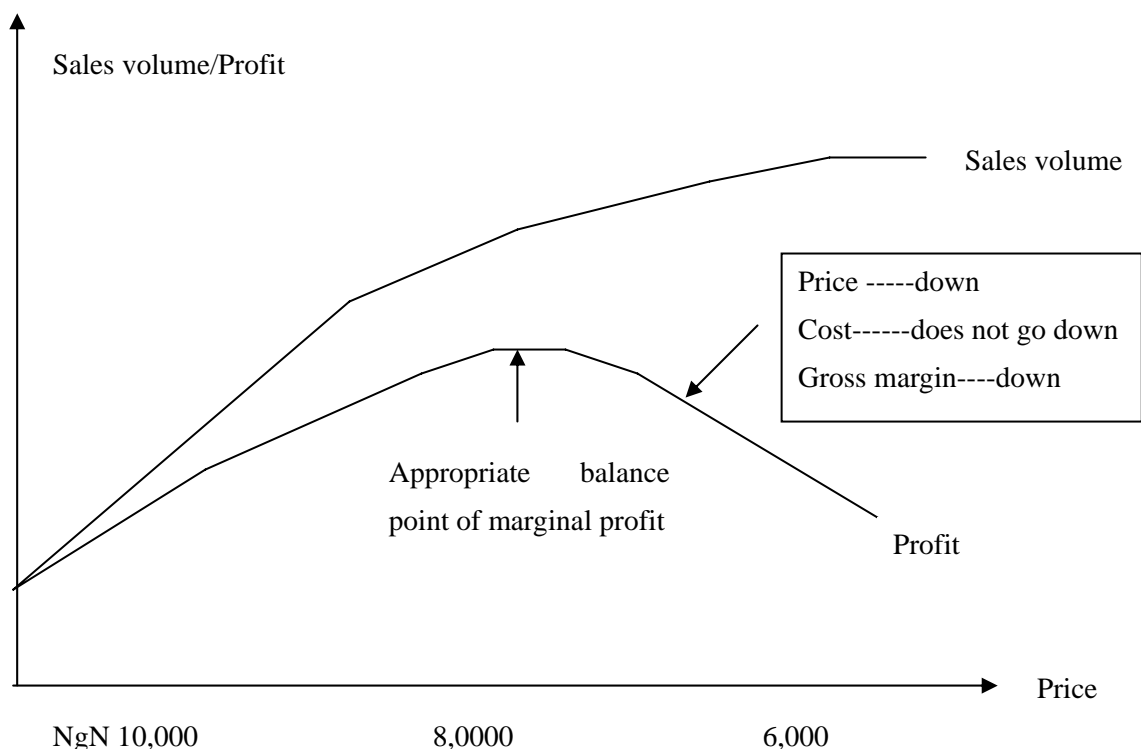
これまで述べてきたとおり、「ナ」国においては、まだ、PVによる電化は試験的に行われている段階で、1億3千万人を擁する国において、ほとんどPVは普及していない状態である。市場が存在しないところでの稀な調達に対しては、必然的に調達費用が国際価格よりも非常に高いレベルで高止まりしている。この現状の価格レベルを前提として、将来、国全体に普及させるPV電化事業計画に対して財務分析を行うのは、適切ではない。市場普及が進むにつれて、市場原理により、PV機器の価格レベルも下がっていくと予想されるからである

現在、国際市場価格は、出力50WクラスのSHSであれば、US\$350-700の範囲にある。(これは、チャージ・コントローラー、バッテリー、屋内配線等を含む価格である。)まだ、少量しかPV機器が普及していない国では、US\$600-700(ワット当たりでUS\$12-14)、既に普及がある程度進んでいる国では、US\$350-450(ワット当たりでUS\$7-9)である。それに対して、「ナ」国では、今のところ普及がほとんど進んでいないため、その何倍かの価格のままである。また、まれにしか調達が行われなため、調達値段にばらつきが大きい。本件のパイロット・プロジェクトにおける入札結果でも、イモ州での落札企業の価格は、SHS(55W)が128,418 NgN(約US\$900——ワット当たりで換算してUS\$16/W)であるのに対して、オンド州、ジガワ州での落札企業の提示した価格は、171,300 NgN(約US\$1,200——ワット当たりで換算してUS\$22/W)である。このように、ばらつきがあつて、相当高止まりしている状況にある。

また、先行するJICA開発調査を振り返ると、出力50W程度のSHSがラオスにおいては、2001年時点でUS\$713であるが、計画遂行時点ではUS\$300レベルになるという想定がされている。隣国のガーナでも地方電化を進める際の価格を50WのSHSでUS\$600、100Wの場合US\$1200、BCSではUS\$6000のレベルで想定している。

このように、「ナ」国における PV 機器の価格が国際価格に比べて非常に高くなっているのは、端的に言えば、まだ普及がほとんど進んでおらず、市場が形成されていないことが主原因である。もちろん、関税がかけている問題もあるが、それは市場が形成されていないための稀な調達（供給がほとんど無い中での試験的な導入（輸入））であるという事情に比べれば、原因としては、はるかに小さい。実際、PV モジュール、チャージ・コントローラーの関税率は 10% である。インバーターには、関税はかかっていないし、バッテリーも太陽光専用のバッテリーは、20% であるが、実際には使用されることの多いと思われる自動車用のバッテリーは、関税はかかっていない。

下記のグラフは、マーケティング理論で一般的に適用される、販売量、価格、利益などの相関を示す概念的なグラフである。これは、常識的にも理解できることであるが、価格が下がれば、商品は多く売れるし、価格が高ければ、商品はあまり売れない。ある商品 A を売っているメーカーの視点では、価格帯を上げていくと、ほんの少しの価格引き上げでは、あまり販売量に差はないが、ある価格帯になると、販売量がぐっと減る。企業側は、これを、様々な市場調査を通じて分析し、ちょうどバランスのとれた価格に設定する。販売量と価格について更に考察すると、当初はある商品の価格を下げていくと、販売量が増えるので、利益は増えていく。ところが、ある時点までくると、販売量は増えていくものの、利益自体は下がってくる。コストは、ある水準以上には下がらないからで、粗利益が下がって、結局利益が上がらなくなるようになるからである。企業側としては、価格を下げて売ることによる販売量増大のメリットと、価格を下げることによって利益が下がるというトレードオフの関係のバランスを常に注視して、販売計画を立てているわけである。



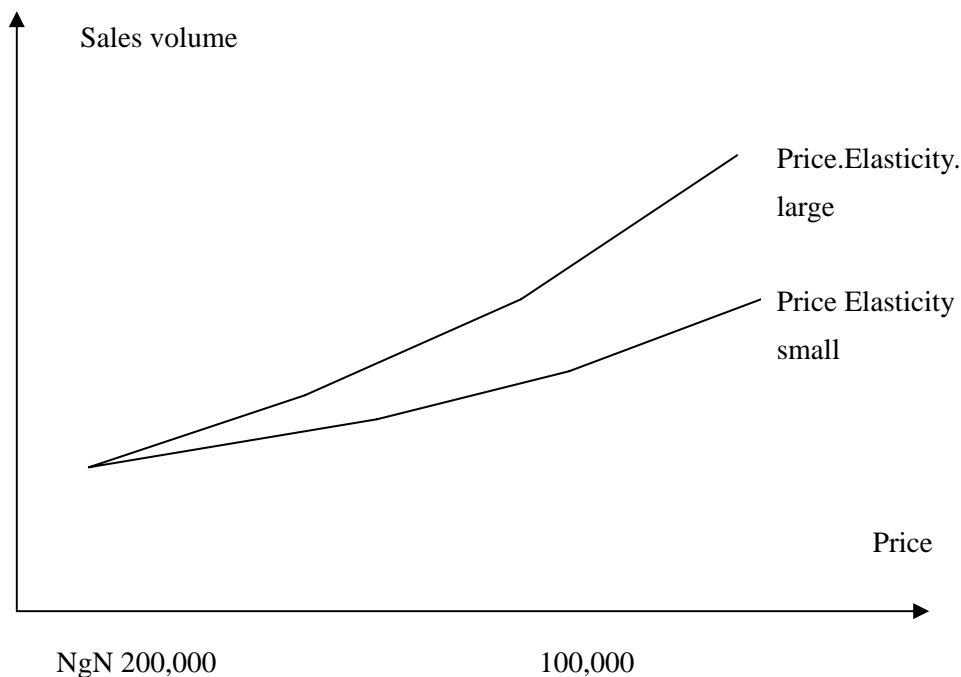
出所：調査団による

図 3-2 販売量と価格の関係

なお、一般的に価格が高い場合には、商品はあまり売れず、価格が安くなればなるほど売れる量が

増えるというのが一般的であるが、これは、マーケティング理論でいうところの価格弾性に関する。ある商品が、150,000 NgNであったときには売れなかったのだが、100,000 NgNになれば月に1万台売れるようになり、50,000 NgNになれば、月に5万台売れるようになるといったことである。

次のグラフには、2つの線が描かれているが、価格弾性が大きい場合と小さい場合である。一般に、日常商品は、少しの価格差で大きく販売量が変わってくる。これは価格弾性が大きい場合である。それに比べて、ブランド商品などは価格変動に対して需要が相対的に変わらない。すなわち、価格弾性が小さい。商品が売れるときに決定する要因としては、様々なものがあり、それらの要因の中で、価格の占める割合が高ければ、価格弾性が大きくなる。これは、顧客層（マーケット・セグメント）の特質、商品の特性による。



出所：調査団による

図 3-3 価格弾性

PV システムの場合も、普及しようとしている対象である顧客セグメントについて分析し、PV システムの商品特性の分析と併せて、消費者層が購入できる水準の価格帯の分析、スムーズに払える水準の料金設定について、より詳細な分析を進める必要がある。

なお、価格と販売数量との関係は、相互に影響を与える関係であり、どちらが先行するとは言いがたい。まさに、市場メカニズムの作用により決まってくるものである。ただ、ある程度普及している商品と違って、これから普及させようという商品は、最初には、認知度を高める啓蒙普及、宣伝、呼び水となるような商品無償提供など、様々な策を打つ必要がある。

しかるに、「ナ」国の地方電化の計画方針に沿ったかたちで、計画案を示している第2章での全国PV電化計画では、2010年までに約72,000世帯がPVで電化され、2020年までには、約343,000世帯がPV電化される計画である。すなわち、現在から2010年にかけて、年間約1.8万台の市場が創出され、2011～2020の間には、年間約2.7万台に近い市場に成長するので、上記のような55W, 110W, 165W

のSHSは、標準キット化して、現在よりも相当安価なレベルで販売されることが予想される。そうならなければ、また、普及も困難であろう。

そこで、本節では、下記の想定価格のケースに従って、財務内部収益率、現在価値を計算し、その変動の具合を調べる。

表 3-7 PVシステムが普及していく前提で逓減が想定される価格

(単位:NgN)

設備設置年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
55w SHS	120,000	114,615	109,231	103,846	98,462	93,077	87,692
110w SHS	162,000	154,731	147,462	140,192	132,923	125,654	118,385
165w SHS	270,000	257,885	245,769	233,654	221,538	209,423	197,308
BCS	1,920,000	1,833,846	1,747,692	1,661,538	1,575,385	1,489,231	1,403,077
ミニグリッド	3,720,000	3,553,077	3,386,154	3,219,231	3,052,308	2,885,385	2,718,462

設備設置年	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020
55w SHS	82,308	76,923	71,538	66,154	60,769	55,385	50,000
110w SHS	111,115	103,846	96,577	89,308	82,038	74,769	67,500
165w SHS	185,192	173,077	160,962	148,846	136,731	124,615	112,500
BCS	1,316,923	1,230,769	1,144,615	1,058,462	972,308	886,154	800,000
ミニグリッド	2,551,538	2,384,615	2,217,692	2,050,769	1,883,846	1,716,923	1,550,000

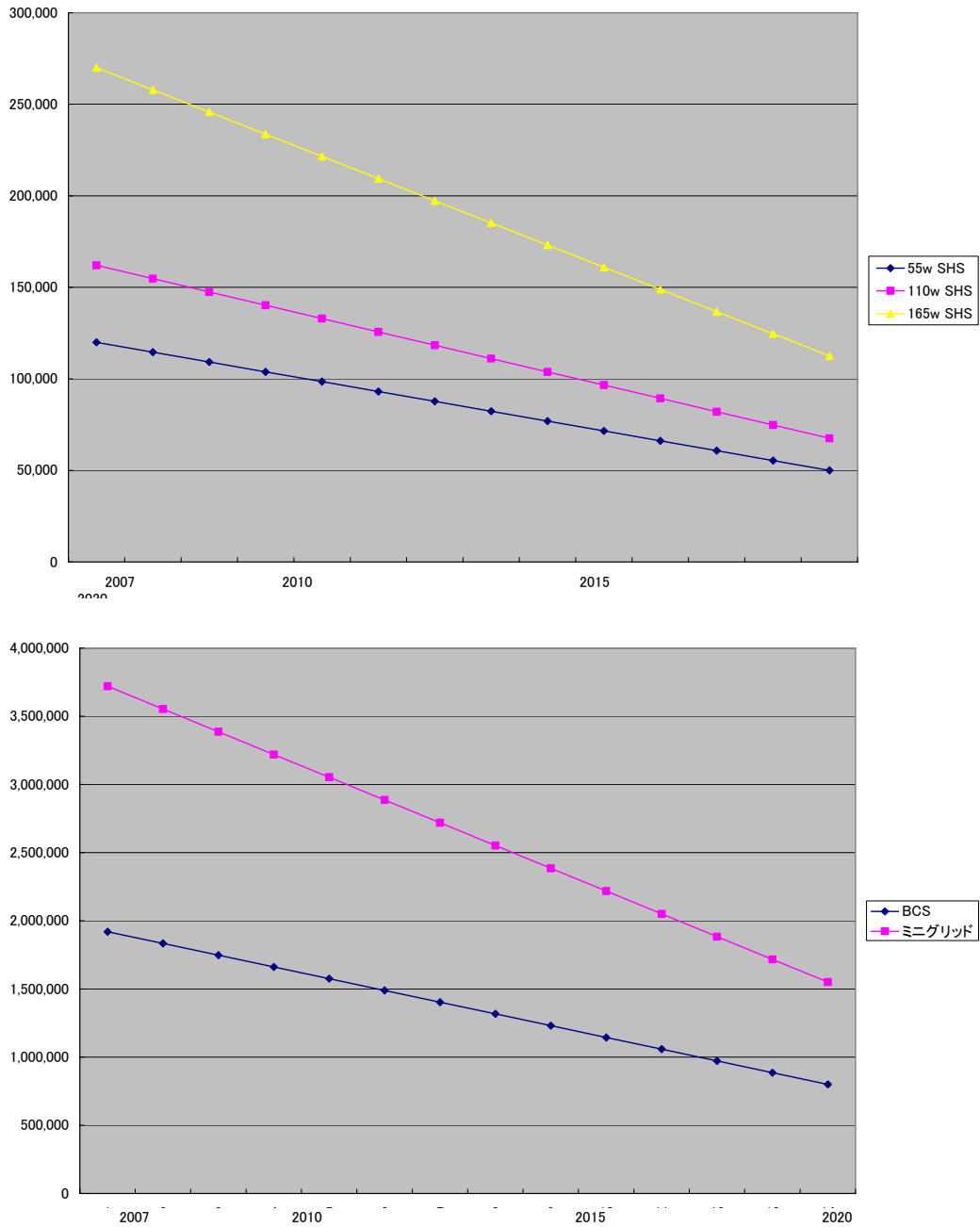
(注)

- 2007 現状のナイジェリアで、全くPVが普及していない段階での価格
- 2010 現在の世界での価格で最も高い水準の価格
- 2015 Case 2とCase 4との中間的な価格
- 2018 現在の世界での価格で最も安い水準の価格
- 2020 将来の技術開発の進展、市場普及のさらなる進展を見込んだ価格

出所：調査団による

上記は、現状の「ナ」国の市場価格が、国際水準から比べるとはるかに高い水準であるため、逓減カーブは急ではあるが、現状の国際水準に2020年近辺でようやく一致する想定である。各システムに対する価格のトレンド想定を、次の図に示す。





出所：調査団による

図 3-4 SHS、ミニグリッド、BCS 価格のトレンド想定

### 3.3 財務分析

本調査における「ナ」国 PV 地方電化の財務分析は、これまでの設定に従って、以下 2 種類の事業組織の視点で行うものとする。

- 村落電化委員会
- 民間エネルギー・サービス会社 (RESCO)

### 3.3.1 村落電化委員会による PV 地方電化に係る財務分析

コミュニティ主導での村落電化委員会は、そもそも、その団体の性格が、通常ของบริษัท組織ではなく、非営利組織であり、課税対象の組織でもない。あくまで、村落住民が電化の恩恵を受けつつ、合理的な料金を支払いながら、持続可能な運営ができるようにするための組織である。従って、財務内部収益率(FIRR)、純現在価値(NPV)等によって、どれほどの収益性があるかを分析・検討することはせずに、むしろ運営する期間(20年)について、キャッシュフロー上の赤字になる年がないように運営できるように、各世帯から徴収すべき料金水準は、どの程度になるか検討を行うこととする。

また、初期投資段階における50%の補助金だけで、十分かどうか、補助金、優遇融資のあり方などを検討すべきであろう。

なお、この村落電化委員会が手がけるPV電化事業では、第2章で提案している「ナ」国PV地方電化計画を受けて、以下に掲げる3種類のPVシステムを対象に行う。

#### (1) 村落電化委員会の財務分析対象のモデル①：SHSによる地方電化(1)---55W SHSのみ供給

- ▶ すべての世帯が55WのSHSを利用すると想定
- ▶ 僻地村落なので、村落は小さいと想定されるが、アフリカでは人口が突出して多い「ナ」国の特性により、100世帯未満の村落は、非常に少ないため、150世帯のケースについて検討・分析する。
- ▶ システム価格に対して、その2割程度にあたる金額を供して、村落における街灯設置、村落内の公共施設(集会所、診療所等)の電化を行うと仮定している。(村落社会経済調査でニーズが高く、本調査パイロット・プロジェクトでも導入したため)

計算結果を要約すると、以下のとおりである。

- ✓ 20%初期投資の自己負担を行う場合、例えば、2007年価格でいえば、各世帯が28,800NgNを頭金として用意しなければならない。年収10万NgNの世帯にとっては、年収の3割の負担になる。年収5万NgNしかない世帯にとっては、年収の6割近くに相当する。実際に、僻地の村落を訪れても、オートバイを保有する世帯、自家用発電機を保有する世帯もあるので、この初期投資に耐えられる世帯も皆無ではないが、地方の貧困地帯の大多数の世帯にとっては、相当な負担である。
- ✓ この初期投資に耐えられたとして、残り3割を借入金で賄わねばならない。政府が優遇貸付条件のソフト・ローン(金利3%、5年で償還)を導入したとしても、2007年価格での計算例でいえば、当初の5年間は、毎月の使用料金は、1,210NgNである。(6年目以降は、620NgNに下がる。) そうしなければ、村落電化委員会としては、20年間の持続的な運営は困難である。
- ✓ しかしながら、現在の国際価格水準で最も高い価格水準である、US700\$ (現状のガーナの市場価格レベルであり、調査団による2011年の想定価格)まで下がれば、初期投資自己負担、当初5年間の料金も2割弱落ちる。現状の最も安い水準の国際価格レベルUS\$350程度に落ちれば、初期投資負担も10,000NgN程度、最初の5年間の負担も500-600NgN程度で済む。この料金水準は、ジガワ州で実施中のSELF Projectと同等水準であるし、10,000NgNの初期投資も、現在市場で多く出回っている、ガソリン燃料の自家用発電機と同等水準の価格となる。(SHSには50%の補助金が導入される前提であるが、導入後の燃料代金を考えれば、SHSが価格競争的に有利であろう。)

- ✓ PV 電化の大きな目標としては、国際水準の価格に落ちてくるまで、どれだけ市場を育てられるかに係っている。
- ✓ そのためには、第一に PV ディーラーの育成、全国的な流通網の形成、啓蒙普及、呼び水政策としての公共プロジェクトの実施が必要である。
- ✓ また、日本においても類似の政策が導入されたが、当初は、補助金を 70%–80% 程度の優遇を行い、普及が進むに従って、漸次グリッドと同じ水準まで下げていく方策が必要であろう。

表 3-8 SHS(55W)による 150 世帯の電化(持続的な運営のための料金水準)

(単位:NgN)

Installation year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Initial payment	28,800	27,508	26,215	24,923	23,631	22,338	21,046
Monthly tariff (1-5 year)	1,210	1,160	1,110	1,050	1,000	950	900
Monthly tariff (6-20year)	620	590	570	550	530	500	470
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Initial payment	19,754	18,462	17,169	15,877	14,585	13,292	12,000
Monthly tariff (1-5 year)	850	800	750	700	650	600	550
Monthly tariff (6-20year)	450	420	400	370	350	320	290

出所：調査団による

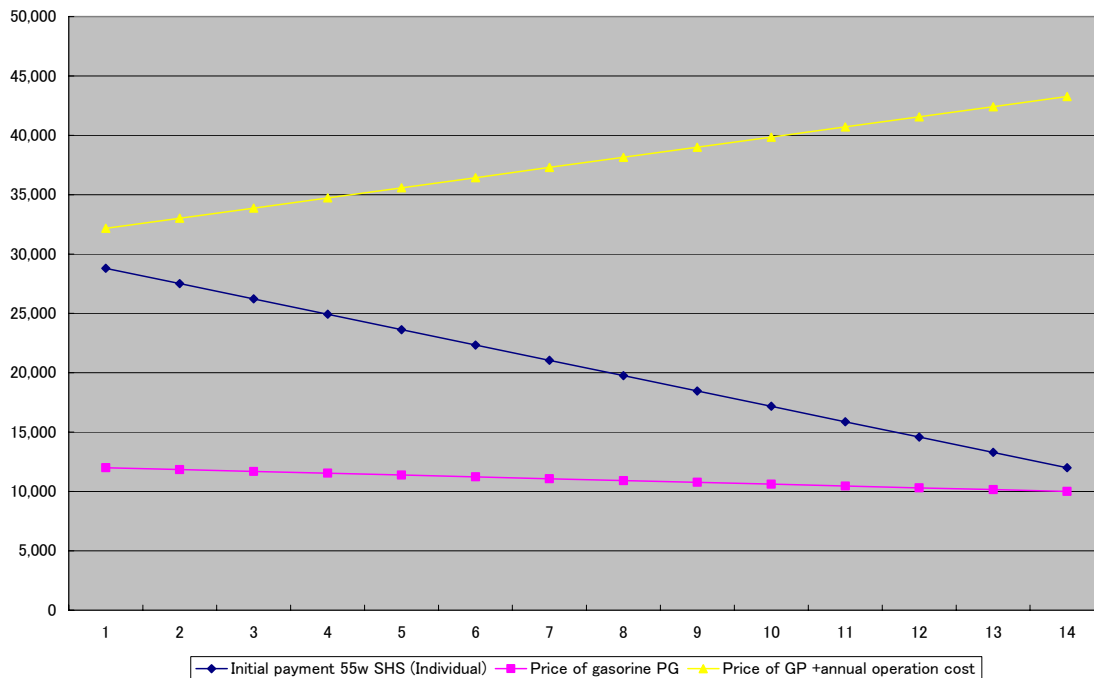
注 1：初期投資の 2 割をキャッシュで自己負担

注 2：初期投資の 3 割をソフト・ローン（金利 3%で 5 年間で償還）

注 3：初期投資の 5 割は、グリッド電化と同様に補助金で賄うものとする

なお、参考までに財務内部収益率を計算したが、先に述べたとおり、村落電化委員会としては累計キャッシュフロー上、赤字が出ない程度の料金徴収を行っているため、補助金を除く自己負担分（借入金も結局は自己負担返済するので、加えて勘定）50%の投資コストに対して、財務内部収益率は、ほぼゼロ%近辺である。

(単位：NgN)



出所：調査団による

図 3-5 SHS(55W) の前金支払必要額(初期投資の 20%)の逡減カーブと、ガソリン・ポータブル発電機の価格(初期投資のみ、初期投資十年間運転コスト)

上図において、PG は「ナ」国の村落に普及しているガソリンのポータブル発電機(ヤマハ製の ET1000 燃料タンク 4L 容量/650W) を指し、燃料 4L で定格出力の 80%で 5-6 時間稼働できる。現在の市場価格は 12, 000 NgN であり、出力が少し落ちるが、中国製のポータブル発電機は更に普及しており、10, 000 NgN で入手できる。ここでは、毎日 1 時間稼働させるとして、毎月 24L 消費するものとして、年間運転コストを計算した。ガソリン価格 70 NgN/L であり、今後毎年 5%上昇するものとしている。

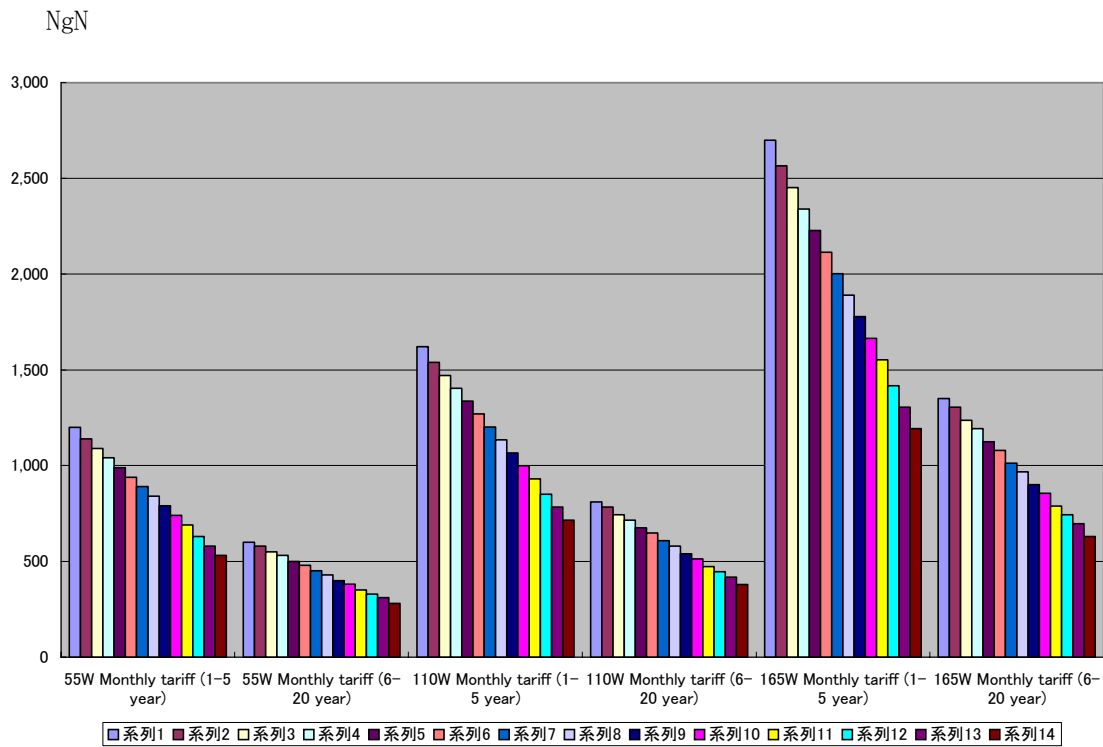
## (2) 村落電化委員会の財務分析対象のモデル②：SHSによる地方電化(2)－複数タイプSHS供給

- 単一の SHS 供給モデルではなく、60%の世帯が 55W の SHS、30%の世帯が 110W の SHS、10%の世帯が 165W の SHS を導入すると仮定。
- 僻地村落ではあるが、上記の①の村落よりは規模も大きいと想定されるので、300 世帯のケースについて検討・分析する。
- 自己負担分 20%、ソフト・ローン 30%、補助金 50% については、上記(1)と同じ条件を設定する。

計算結果を要約すると、以下のとおりとなる。

- ✓ 下記の図表に示されているように、SHS(55W)の料金水準としては、前掲の(1)「55W SHS のみ供給するモデル」とほぼ同じである。

- ✓ SHS(110W)タイプは、蛍光灯を最大4灯(55Wは2灯のみ)まで、白黒テレビ(30W)を1日2時間程度は視聴可能になる。また、ラジオも併用可能である。その仕様価値の割に、初期投資コストは、35%アップするだけであるため、料金水準も35%アップするだけである。2007年価格を前提として、当初5年間は1,620 NgN、6年目以降は、810 NgNに下がる。ある程度余裕のある家庭では、コスト・パフォーマンスは高いと判断できるであろう。これも2016年価格前提での計算では、当初の借入金償還も含んだ当初5年間の料金も約1,000NgN、6年目以降の料金水準も500 NgNをやや上回る程度になる。2020年価格でいえば、当初710NgN、6年目以降は、380 NgN程度である。
- ✓ SHS(165W)は、使える電化製品も相当増えて、蛍光灯のほかに、カラーテレビ、冷蔵庫、天井扇風機も使える。消費者の満足度は、非常に高くなることは十分に予想されるが、料金徴収額も高くなり、2007年価格前提での算定では、当初5年間は毎月2,700NgN、6年目以降は毎月1,350NgNである。
- ✓ 更に、設備導入の際に、頭金として初期投資額の2割負担分の金額をキャッシュで収める必要があるが、2割負担とはいえ、SHS(165W)の場合は、相当に高い水準なので、これをキャッシュで払える層は限定される。SHS(165W)の2007年想定価格によると、初期投資額の20%は、64,800 NgNに相当し、これをキャッシュで払える層は、世帯年収が、数十万 NgN以上の比較的裕福な世帯であろう。本件で調査した村落においても、このような裕福な世帯が存在するのも事実である。



- 系列 1 : 前掲の 2007 年想定価格を前提条件とした持続可能な料金水準(月額)  
 系列 2 : 前掲の 2008 年想定価格を前提条件とした持続可能な料金水準 (月額)  
 系列 3 : 前掲の 2009 年想定価格を前提条件とした持続可能な料金水準 (月額)  
 .  
 .  
 .  
 系列 14 : 前掲の 2020 年想定価格を前提条件とした持続可能な料金水準 (月額)

出所：調査団による

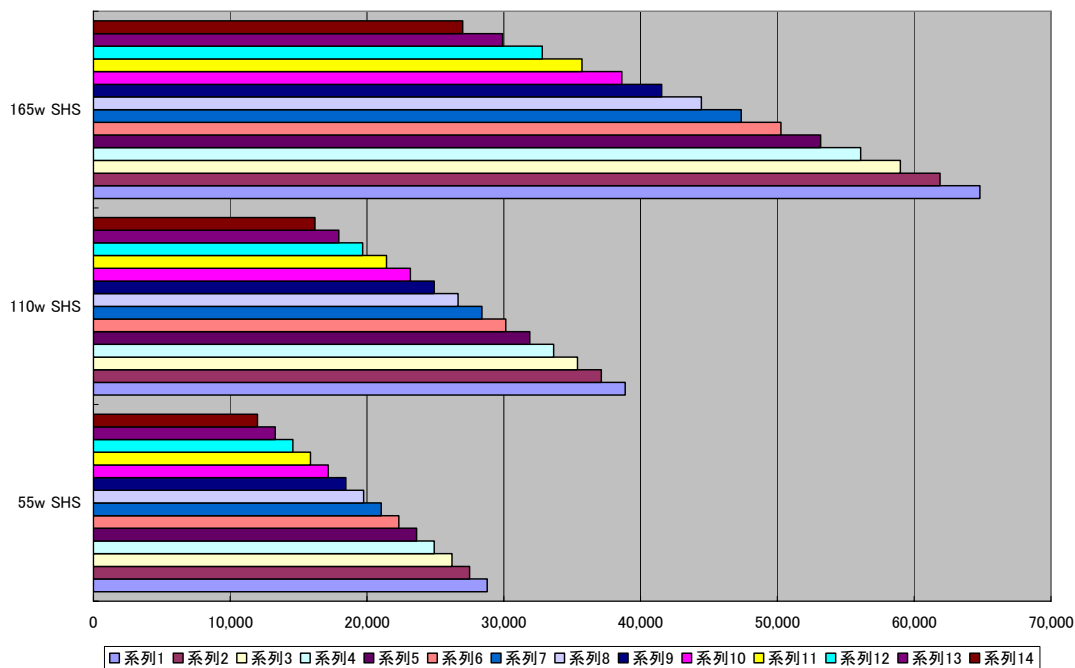
図 3-6 各 SHS タイプ別での持続運営可能な料金水準

表 3-9 各 SHS タイプ別での持続運営可能な料金水準

(単位: NgN)

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
55W Monthly tariff (1-5 year)	1,200	1,140	1,090	1,040	990	940	890
55W Monthly tariff (6-20 year)	600	580	550	530	500	480	450
110W Monthly tariff (1-5 year)	1,620	1,539	1,472	1,404	1,337	1,269	1,202
110W Monthly tariff (6-20 year)	810	783	743	716	675	648	608
165W Monthly tariff (1-5 year)	2,700	2,565	2,453	2,340	2,228	2,115	2,003
165W Monthly tariff (6-20 year)	1,350	1,305	1,238	1,193	1,125	1,080	1,013
Installation year	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020
55W Monthly tariff (1-5 year)	840	790	740	690	630	580	530
55W Monthly tariff (6-20 year)	430	400	380	350	330	310	280
110W Monthly tariff (1-5 year)	1,134	1,067	999	932	851	783	716
110W Monthly tariff (6-20 year)	581	540	513	473	446	419	378
165W Monthly tariff (1-5 year)	1,890	1,778	1,665	1,553	1,418	1,305	1,193
165W Monthly tariff (6-20 year)	968	900	855	788	743	698	630

出所：調査団による



系列 1：前掲の 2007 年想定価格を前提条件とした、各世帯の前金支払必要額（キャッシュで用意する必要あり。）

系列 2：前掲の 2008 年想定価格を前提条件とした、各世帯の前金支払必要額

・

系列 14：前掲の 2020 年想定価格を前提条件とした、各世帯の前金支払必要額

(注) 30%の借入金の償還のため、当初の 5 年間は、支払い金額が大きい。

出所：調査団による

図 3-7 各 SHS タイプ別での必要前金額 (初期投資額の 20%)

表 3-10 各 SHS タイプ別での必要前金額(初期投資額の 20%)

(単位:NgN)

Installation year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
55w SHS	28,800	27,508	26,215	24,923	23,631	22,338	21,046
110w SHS	38,880	37,135	35,391	33,646	31,902	30,157	28,412
165w SHS	64,800	61,892	58,985	56,077	53,169	50,262	47,354
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
55w SHS	19,754	18,462	17,169	15,877	14,585	13,292	12,000
110w SHS	26,668	24,923	23,178	21,434	19,689	17,945	16,200
165w SHS	44,446	41,538	38,631	35,723	32,815	29,908	27,000

出所：調査団による

- ✓ ただし、現状の国際水準の最も安価なレベルまで引き下げられれば、165W の SHS でも、購入の際に用意するキャッシュ（20%の自己負担ならば）は、64,000-27,000 NgN の金額で済む。
- ✓ SHS(110W)では、2007 年想定価格では、各世帯が当初キャッシュで用意する額は、39,000 NgN であるが、2020 年価格では、約 16,000NgN となる。
- ✓ ただし、今までの議論は 50%の補助金と 30%のソフト・ローンを前提とした計算である。50%の補助金は、グリッドにも行われているので、より貧困なオフグリッド地域に認められる可能性は高いと推察されるが、残りの 50%を自己資金で用意できる世帯は、未電化村落では少ないであろう。このため、30%のソフト・ローンなり、50%を上回る補助金が当面は必要であるが、普及が進むにつれて、市場価格が下がってくるので、それから漸次的に補助金率を減らす方策が、普及のためには必要であろう。

### (3) 村落電化委員会の財務分析対象のモデル③：BCSによる地方電化 (3) ---BCS単独型

- BCS 方式（100%の世帯が BCS）
- 上記のモデル①SHS のみの供給タイプよりも僻地で最も貧困な村と想定されるので、100 世帯のケースについて検討・分析する。

前提条件に基づき算定予測したキャッシュフローからは、100 世帯村落での BCS に関して、プロジェクト・ライフの 20 年間において、持続可能な料金水準は、下記のとおりである。

計算結果を要約すると、以下のとおりとなる。

- ✓ これまで記述した上記(1)、(2)に比べて、最貧困村落向けの PV 電化スキームが BCS 方式である。この BCS を設置する村落で、第一に立ちはだかる関門としては、キャッシュで用意すべき 2 割の前金支払いである。初期投資 50%補助金で、30%分はソフト・ローンとしても、残る 20%は、キャッシュで用意する必要がある。
- ✓ 2007 年想定価格での初期投資であれば、約 23,000NgN を各世帯が用意する必要がある。現状の国際水準価格の最も安い価格帯に近似する価格帯まで下がれば、約 10,000NgN で済む。
- ✓ この頭金が支払えたとして、次いで、初期投資の 30%をまかなうソフト・ローンの毎月の支払



い金額が約 630NgN である。これは、USAID の SELF Project の SHS 導入のケースと同等の水準の月額とほぼ同等である。これを当初 5 年間、払い続けなければならない。

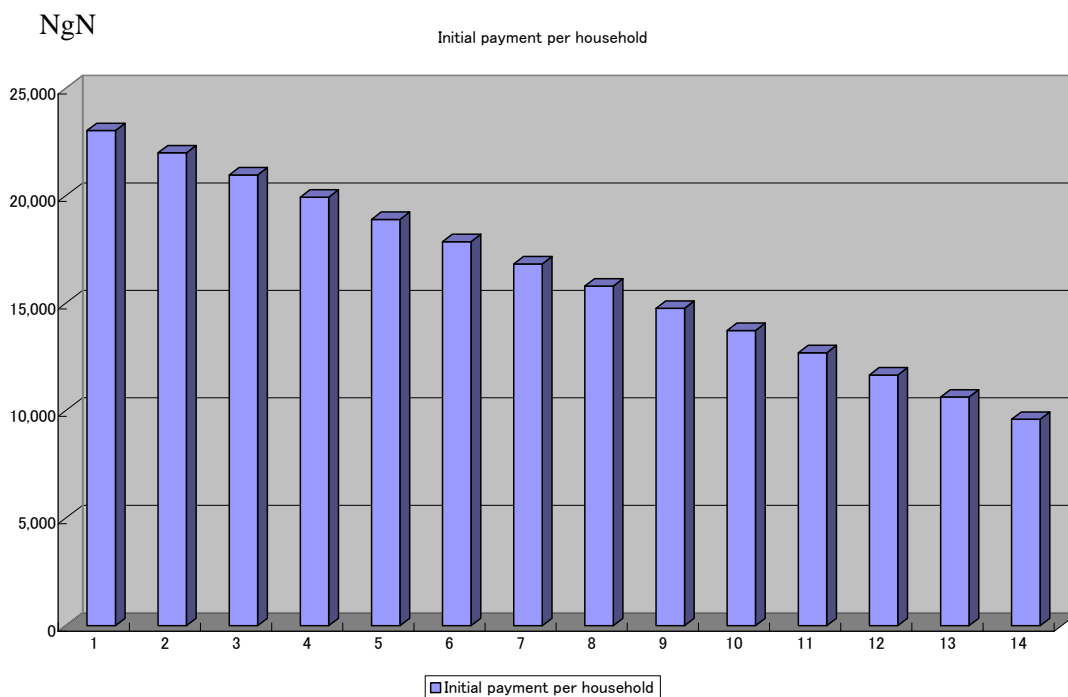
- ✓ バッテリー・チャージの都度に支払う料金は、66 NgN である。これは、絶対額として安い金額なので、家庭事情で厳しいときには、充電頻度を減らして対応することができる。

表 3-11 BCS 設置の際に前金としてキャッシュで支払う金額

(単位: NgN)

Installation year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Initial payment per household	23,040	22,006	20,972	19,938	18,905	17,871	16,837
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Initial payment per household	15,803	14,769	13,735	12,702	11,668	10,634	9,600

出所: 調査団による



(注): 左から、2007 年想定価格～2020 年想定価格に基づき計算した、前金支払必要額を表す。

出所: 調査団による

図 3-8 BCS 設置の際に前金としてキャッシュで支払う金額

表 3-12 BCS100 世帯のケースで持続可能な料金徴収額

(単位: NgN)

Installation year	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013
Monthly tariff (1-5 year)	621	593	565	537	510	482	454
Battery charger tariff (1-20 year)	66	64	61	59	57	54	52
Installation year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Monthly tariff (1-5 year)	426	398	370	342	314	287	259
Battery charger tariff (1-20 year)	50	47	45	43	40	38	36

出所: 調査団による

### 3.3.2 民間 RESCO による市場原理主導での PV ミニグリッドシステム、BCSによる電化

2006年3月16日に設立された地方電化庁（Rural Electrification Agency :REA）の事業推進方針としては、電化事業全体の民営化の大きな流れに沿って、民間活力の活用、市場主導によって進めるという考えがある。従って、従来のような公的事業主体が直接電化を行うのではなく、あくまで民間エネルギー・サービス会社（民間 RESCO）の設立・事業参加を促すことが望ましい。従って、村落電化委員会以外の方式としては、民間会社による地方電化事業を想定する。

この民間 RESCO として機能させる民間会社の候補としては、現在、PV 機器の調達・保守管理を行っている会社が、保有する企業ノウハウからいって最も適していると考えられる。現在、「ナ」国では PV システムは、普及途上の初期段階といえる状態で、PV 機器の市場は育っていない。今後の普及に当たっては、国内市場を育成して、価格を下げるために相当の推進策が必要である。地方電化基金、州政府、地方政府等の連携・協力により、啓蒙普及、呼び水となるような先駆的な導入プロジェクト（例：事業者（民間 RESCO）育成、市場開発につながる官民連携プロジェクト等）が求められる。そして民間 RESCO としては、企業経営に乗りやすい事業スキームを開発し、事業展開しやすい対象地域を選別して、事業を実施する必要がある。

この民間 RESCO が企業の立場から PV 地方電化を検討した場合、個々の世帯に発電設備が設置される SHS 方式では、発電設備の保守・維持管理の責任が不明確となり、また、集中的に維持管理するには効率的でない。55W の SHS は、利用可能な負荷容量が小さいことから、すべての地域で消費者側の満足を得ることはできないので、よりハイスペックな 110W、165W の SHS も含めて、複数の商品メニューを構築しておく必要がある。ただ、SHS に関しては、機器を調達・据付して、料金を徴収して回収する RESCO としてよりは、SHS 機器を消費者に直接に販売する代理店的なビジネスが、民間会社としては取り組みやすいと考えられる。すなわち、市場全体へのマーケティング活動で、キットを売り込む方式であり、村落規模での一斉導入ではなく、希望世帯へ SHS のキットをばら売りする事業スキームが適している。このディーラー・ビジネスも事業ドメインに含めて会社の事業を構築した方が、会社経営の安定化にも繋がるであろう。

ところで、本題の地方電化に貢献する民間 RESCO の事業としては、最も奥地の貧困地域での BCS 事業は、民間企業には魅力のある事業ドメインとは想定しがたい。むしろ、遠隔地（BCS あるいは SHS で電化する地域）と都市部（グリッド電化地域）の中間的な地域において、ミニグリッド方式で事業展開するという前提のもと、財務予測・分析を行うものとする。

すなわち、民間 RESCO の電化事業の対象地域は、従来のグリッド電化地域と、前述のコミュニティ・ベースの村落運営組による電化地域との中間的な距離帯の地域において適用される可能性が高く、7～8km から 10 数 km 程度の距離帯に適用されよう。また、ミニグリッド電化では、村落の家屋立地の形態が比較的集合している状況にあり、家屋と家屋の距離が接近して建っている村落が対象となる。

これらの性格を有する村落は、比較的都市部にも近い村落であることが多く、集落規模も比較的まとまった数百世帯～千世帯未満の規模であり、近接した都市部に通勤しているサラリーマン世帯も存在し、必ずしも自給自足ではない経済状況にある。中にはガソリンを燃料とするポータブル自家用発電機を保有して、テレビ、扇風機などの家電製品による電化の恩恵を既に享受している世帯も存在するような村落である。

南部の開発が進んだ州では、粗い密度ではあるがグリッド網が州全体的に敷設されつつある州もあり、ミニグリッド電化の方が最終的に既設グリッドの延伸による電化が起こった場合への対応もとり

やすい。また、一旦 PV による地方電化を実施した村落が、10 年、15 年後にグリッド網に接続された場合においても、民間 RESCO が設備機器を保有しているため、PV パネルや低圧配電線などのミニグリッドの基幹設備を、当該村落から、より僻地の村落へ移設して、設備を続けて有効利用することが可能であり、施設が無駄になることがない。

この事業構造においては、民間活力の活用促進のためには、REA あるいは州政府の地方電化担当部局が、民間 RESCO として応募してくる候補者の中から、条件に合う企業を選別し、補助金注入で支援を行い、民間 RESCO を育成する必要がある。

本節では、財務分析する事業形態モデルとして以下のように想定する。

民間 RESCO 事業の財務分析対象のモデル①：ミニグリッドシステム

- 1 ユニットで 20 世帯をカバーするシステムを、世帯数をカバーするだけ整備。
- 整備する規模が大きくなれば、規模の経済性により、システム調達コストの単価が逡減していくと想定される。3.2 で示した価格低減曲線に基づいて計算。

表 3-13 PV 機器の普及する前提で逡減が想定される価格

(単位: NgN)

	単位: NgN						
設備設置の年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
20世帯ミニグリッド価格	3,720,000	3,553,077	3,386,154	3,219,231	3,052,308	2,885,385	2,718,462
1世帯当たりの価格	186,000	177,654	169,308	160,962	152,615	144,269	135,923
設備設置の年	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ミニグリッド	2,551,538	2,384,615	2,217,692	2,050,769	1,883,846	1,716,923	1,550,000
1世帯当たりの価格	127,577	119,231	110,885	102,538	94,192	85,846	77,500

(注)

- 2007 現状のナイジェリアで、全くPVが普及していない段階での価格
- 2010 現在の世界での価格で最も高い水準の価格
- 2015 Case 2とCase 4との中間的な価格
- 2018 現在の世界での価格で最も安い水準の価格
- 2020 将来の技術開発の進展、市場普及のさらなる進展を見込んだ価格

出所：調査団による

➤ 事業規模

PV 地方電化計画によれば、2020 年までにミニグリッドシステムにより、225,000 世帯の電化を行う計画となる。多数の民間会社の競争のもとに市場が成長することが健全であるので、例えば、この 225,000 世帯の市場を、15~20 社の民間 RESCO によって、ミニグリッド電化を進めると想定するならば、

$$225,000 \text{ 世帯} \div (15 \sim 20) \text{ 社} \approx 13,000 \text{ 世帯} \quad (11,250 \text{ 世帯} \sim 15,000 \text{ 世帯})$$

となり、1 社あたり平均で 約 13,000 世帯をミニグリッドにより 2020 年までに電化することになる。

▶ プロジェクト・ライフ

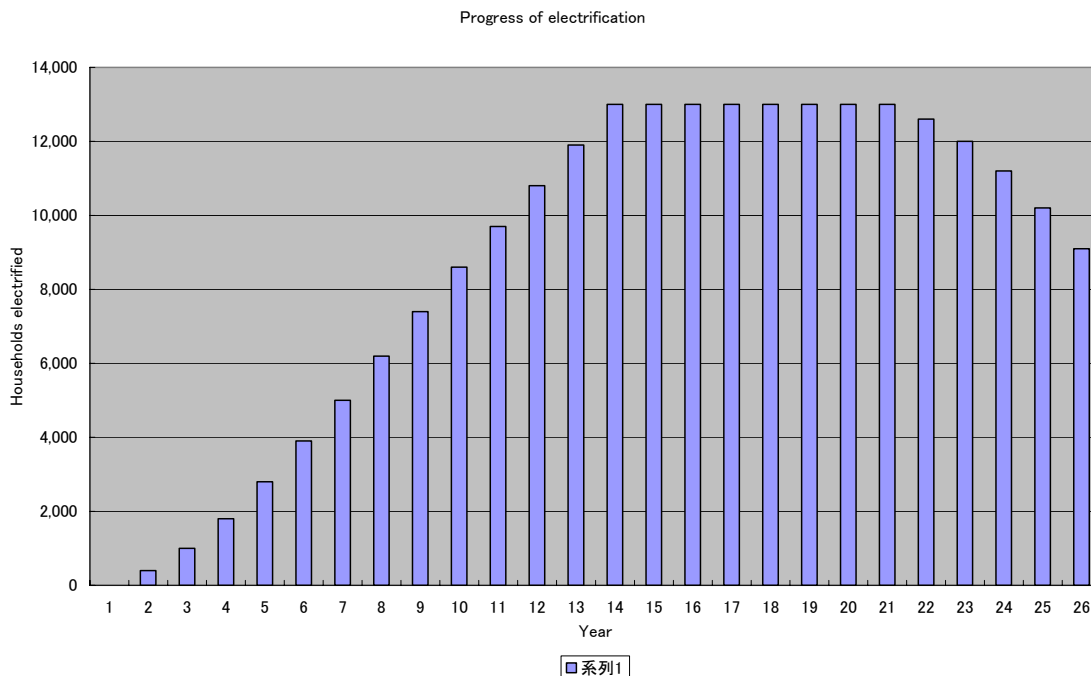
ミニグリッドによる設備投資を、毎年、重層的に進めていく会社となるので、プロジェクト・ライフは、単一のシステムの経済的に機能する期間では区切れない。今後 20～30 年経過すれば、グリッド電化の延伸もかなり進んでいくと考えられるので、ここでは、プロジェクト・ライフ 25 年の事業会社として想定する。

▶ 電化推進のタイム・スケジュール

表 3-14 民間 RESCO によるミニグリッド電化想定スケジュール

年	2,007	2008	2,009	2010	2,011	2012	2,013
年間電化世帯	0	400	600	800	1,000	1,100	1,100
累計世帯数	0	400	1,000	1,800	2,800	3,900	5,000
年	2,014	2015	2,016	2017	2,018	2019	2,020
年間電化世帯	1,200	1,200	1,200	1,100	1,100	1,100	1,100
累計世帯数	6,200	7,400	8,600	9,700	10,800	11,900	13,000
年	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
年間電化世帯	0	0	0	0	0	0	0
累計世帯数	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
年	2028	2029	2030	2031	2032		
年間電化世帯	-400	-600	-800	-1,000	-1,100		
累計世帯数	12,600	12,000	11,200	10,200	9,100		

出所：調査団による



出所：調査団による

図 3-9 民間 RESCO によるミニグリッド電化スケジュール

補助金：グリッド電化と同額で、初期投資の 50%とする。ただし、2020 年には、補助金ゼロ

口となるように、2017年～2020年に補助率を逡減させる。(2017年37.5%、2018年27.5%、2019年12.5%、2020年0%)

- 資本構成：自己資本130百万NgN、借入金270百万NgN（総資本400百万）とする。  
電化事業は、まさに基幹設備産業であるが、このミニグリッド電化も、財務的な想定結果によると、まさにその様相を呈する。当面の10年間の設備投資負担に耐えるためには、上記の規模の資金が必要となる。

以下が、民間RESCOによるミニグリッド電化の2008-2032年（25年間）の財務分析予想である。

表 3-15 民間 RESCO の財務分析予想

Projected Income Statement

Year	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sales	9,600,000	24,480,000	44,945,280	71,313,178	101,315,650	132,489,696	167,572,968	204,006,575
Cost of sales	-11,695,308	-19,423,731	-28,913,578	-40,480,406	-51,907,001	-65,982,708	-81,193,249	-97,205,205
Gross profit	-2,095,308	5,056,269	16,031,702	30,832,772	49,408,649	66,506,989	86,379,719	106,801,370
Cost of operation	-3,653,000	-3,161,080	-3,189,322	-3,217,728	-3,891,303	-3,634,049	-3,642,970	-3,652,069
Operating profit	-5,748,308	1,895,189	12,842,380	27,615,044	45,517,347	62,872,940	82,736,749	103,149,301
Net income before interest and taxes	-5,748,308	1,895,189	12,842,380	27,615,044	45,517,347	62,872,940	82,736,749	103,149,301
Interest	-28,000,000	-26,243,129	-24,310,571	-22,184,757	-19,846,361	-17,274,127	-14,444,668	-11,332,264
Net income before tax	-33,748,308	-24,347,940	-11,468,190	5,430,287	25,670,985	45,598,813	68,292,081	91,817,037
Provision for income tax	0	0	0	1,900,600	8,984,845	15,959,585	23,902,228	32,135,963
Net profit after tax	-33,748,308	-24,347,940	-11,468,190	3,529,686	16,686,141	29,639,229	44,389,853	59,681,074
Retained earnings	-33,748,308	-58,096,248	-69,564,438	-66,034,752	-49,348,611	-19,709,383	24,680,470	84,361,544

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
241,830,496	278,217,550	315,963,354	355,107,702	395,691,440	403,605,269	411,677,374	419,910,922	428,309,140	436,875,323
-113,026,582	-127,810,440	-145,541,170	-161,619,731	-175,516,513	-182,640,590	-181,212,429	-188,687,254	-190,602,103	-194,629,887
128,803,914	150,407,110	170,422,184	193,487,972	220,174,927	220,964,679	230,464,945	231,223,668	237,707,037	242,245,436
-4,161,350	-3,805,817	-4,019,474	-4,029,323	-4,039,370	-4,539,370	-4,039,370	-4,039,370	-4,039,370	-4,039,370
124,642,564	146,601,292	166,402,710	189,458,648	216,135,557	216,425,309	226,425,575	227,184,298	233,667,667	238,206,066
124,642,564	146,601,292	166,402,710	189,458,648	216,135,557	216,425,309	226,425,575	227,184,298	233,667,667	238,206,066
-7,908,619	-4,142,610	0	0	0	0	0	0	0	0
116,733,944	142,458,682	166,402,710	189,458,648	216,135,557	216,425,309	226,425,575	227,184,298	233,667,667	238,206,066
40,856,881	49,860,539	58,240,949	66,310,527	75,647,445	75,748,858	79,248,951	79,514,504	81,783,684	83,372,123
75,877,064	92,598,143	108,161,762	123,148,121	140,488,112	140,676,451	147,176,624	147,669,794	151,883,984	154,833,943
160,238,608	252,836,751	360,998,513	484,146,634	624,634,746	765,311,197	912,487,821	1,060,157,615	1,212,041,599	1,366,875,542

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
445,612,829	454,525,086	449,350,493	436,511,907	415,559,336	386,024,940	351,282,695
-195,326,789	-195,895,712	-191,250,089	-190,984,046	-177,584,332	-168,244,534	-157,357,626
250,286,040	258,629,374	258,100,403	245,527,861	237,975,004	217,780,406	193,925,070
-4,539,370	-4,039,370	-4,013,751	-3,989,414	-3,966,293	-3,944,328	-5,278,985
245,746,670	254,590,004	254,086,652	241,538,448	234,008,711	213,836,078	188,646,085
245,746,670	254,590,004	254,086,652	241,538,448	234,008,711	213,836,078	188,646,085
0	0	0	0	0	0	0
245,746,670	254,590,004	254,086,652	241,538,448	234,008,711	213,836,078	188,646,085
86,011,335	89,106,502	88,930,328	84,538,457	81,903,049	74,842,627	66,026,130
159,735,336	165,483,503	165,156,324	156,999,991	152,105,662	138,993,450	122,619,955
1,526,610,877	1,692,094,380	1,857,250,704	2,014,250,695	2,166,356,357	2,305,349,807	2,427,969,762

Projected cash flow statement

	0	1	2	3	4	5	6
Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Cash receipts</b>							
Operating cash flows							
Net profit after tax		-33,748,308	-24,347,940	-11,468,190	3,529,686	16,686,141	29,639,229
Add back:							
Depreciation		3,553,077	8,632,308	15,070,770	22,701,540	30,636,349	40,834,287
Other non-cash expenses		1,076,800	1,076,800	1,076,800	1,076,800	1,076,800	0
Sub-total from operations		-29,118,431	-14,638,832	4,679,380	27,308,026	48,399,289	70,473,516
Subsidy from Government (50% Of mini-grid electrification capital expenditure investment)		35,530,770	50,792,310	64,384,620	76,307,700	79,348,088	74,757,705
Cash receipts from other sources							
Loan		0	280,000,000		0	0	0
Equity	130,000,000	0	0	0	0	0	0
Sub-total from other sources	130,000,000	0	280,000,000	0	0	0	0
Total net cash receipts	130,000,000	6,412,339	316,153,478	69,064,000	103,615,726	127,747,377	145,231,221
<b>Cash disbursements</b>							
Capital expenditure							
Mini-grid electrification expenditure		-71,061,540	-101,584,620	-128,769,240	-152,615,400	-158,696,175	-149,515,410
Change of inverter, controller, etc		0	0	0	0	0	-13,610,839
Sub-Total : cash expenditure		-71,061,540	-101,584,620	-128,769,240	-152,615,400	-158,696,175	-163,126,249
Pre-operation expense		-5,384,000					
Amortization of loan		0	0	-17,568,711	-19,325,582	-21,258,140	-23,383,954
Total : cash disbursement		-5,384,000	-71,061,540	-146,337,951	-171,940,982	-179,954,315	-186,510,202
Net cash inflow	124,616,000	-64,649,201	214,568,858	-77,273,951	-68,325,255	-52,206,938	-41,278,982
Cash balance, beginning	0	124,616,000	59,966,799	274,535,657	197,261,706	128,936,451	76,729,513
Cash balance, end	124,616,000	59,966,799	274,535,657	197,261,706	128,936,451	76,729,513	35,450,531



NPV を計算する際のディスカウント・レイトは、3.1.2 での述べたとおり、キャピタル・アセット・プライシング・モデルを使って、自己資本と他人資本の機会費用のウエイト・アベレージを計算した率として、9.4%を適用した。

▶ 感度分析

なお、感度分析としてまず収入面（徴収料金収入）から、想定より 15%ダウン、30%ダウンの場合の 2 ケースについて、条件を変えて分析した。また、投資コスト（PV 機器の価格、設置コストが想定より下がらない）が想定より 15%アップ、30%アップの場合について、分析した。

表 3-16 感度分析

	FIRR (%)	NPV (NgN)
Base Case	19.7%	499,543,738 NgN
Case 2 (収入が想定より 15%ダウン)	16.0%	271,800,188 NgN
Case 3 (収入が想定より 30%ダウン)	12.3%	105,432,875 NgN
Case 4 (投資コストが想定より 15%アップ)	17.3%	363,477,870 NgN
Case 5 (投資コストが想定より 30%アップ)	15.3%	290,574,687 NgN

出所：調査団による

投資コストのアップもさることながら、料金徴収の方が、民間ミニグリッド電化会社にとっては、大きく影響を与えている。

いずれにしろ、上記の Case2~5 において、25 年間でキャッシュフローの財務内部収益率は、10%を超過しているが、上記のような事態が起こった場合には、キャッシュフロー上クリティカルな 5 年~10 年目の頃に、一時的に自己資本の増強、借入金の借り増しが資金繰り対策として必要となろう。

▶ 補助金ゼロの条件での検討

もし政府が、初期投資の際の 50%補助金を注入しなかった場合においては、一体何が起こるであろうか。他の条件を変えずに、財務内部収益率を Base Case と同等に維持するためには、料金徴収を (2,000NgN→3,210NgN) に上げる必要がある。ただ、この場合プロジェクト・ライフを通しての収益率は同じでも、当初 10 年間の資金繰りの悪化は食い止められない (キャッシュフロー上のボトムラインのマイナスを消し去ることはできない) ので、資本増強を図らねばならない。このため、5 年~10 年目の間での資金繰りがクリティカルな期間を乗り切るために、2 億 NgN 超の資本注入が必要である。実際には、投資リスク、資本の機会費用を考えて、そのような投資を行う民間企業はまず出現しないであろう。

つまり、現状の価格水準で、グリッド電化に見合った初期投資の補助金もなく、民間会社の参入は見込めないと想定される。



▶ PV 機器の価格水準が、当初から国際価格と同等であった場合

このケースでは、政府が補助金を注入せずとも、料金徴収が 2000 NgN (毎年 2%アップ) のままでも、財務内部収益率は、21.4%、純現在価値 NPV も 4 億 7 千万 NgN となり、民間ビジネスとして実現可能である。

この補助金なしでのケース分析検討を整理すると、次表のとおりである。

**表 3-17 政府が初期投資の補助金を行わないケースの分析検討**

補助金ゼロのケース	主たる条件	FIRR / NPV	示唆
Case 6	他の条件、Base Case と同じ	FIRR:11.1% NPV:NgN 75,740,866	財務内部収益率は 10%以上確保しても、5-10 年で資金欠損の事態。
Case 7	徴収料金レベルを上げて同程度の収益率	FIRR:19.7% NPV:NgN 825,716,134	3,210 NgN に料金徴収アップ。資本増強も必要
Case 8	設備投資ペースに対応して自己資本を大幅増加	FIRR:12.4% NPV:NgN 154,971,497	補助金が無い分、自己資本で補えばキャッシュ不足には耐えられる。 (民間企業としてはあり得ないオプション)
Case 9	PV 機器の価格が当初から国際市場最安価格帯という想定	FIRR:21.5% NPV:NgN 471,271,332	キャッシュ不足に陥らず、無理のないキャッシュフロー

出所：調査団による

### 3.4 「全国 PV 電化計画」を実現するための投資額、及び必要となる補助金、それに関連したファイナンス・スキーム

まず、第 2 章 2.6 で提示した「全国 PV 電化計画」を実施するために必要な投資額について計算すると、以下の表に示すとおりである。

**表 3-18 「全国 PV 電化計画」を実現するために必要な投資額**

Investment cost	Unit: NgN million							
Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Mini-grid	536	682	975	1,082	1,758	1,939	2,088	
BCS	365	348	332	316	71	67	63	
SHS	1,510	1,443	1,375	1,307	737	697	656	
Total	2,411	2,473	2,682	2,704	2,566	2,703	2,807	
Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Mini-grid	2,205	2,454	2,282	2,166	2,170	2,143	2,083	
BCS	59	55	52	48	44	40	36	
SHS	616	576	535	495	455	414	374	
Total	2,880	3,085	2,869	2,708	2,669	2,597	2,493	

出所：調査団による

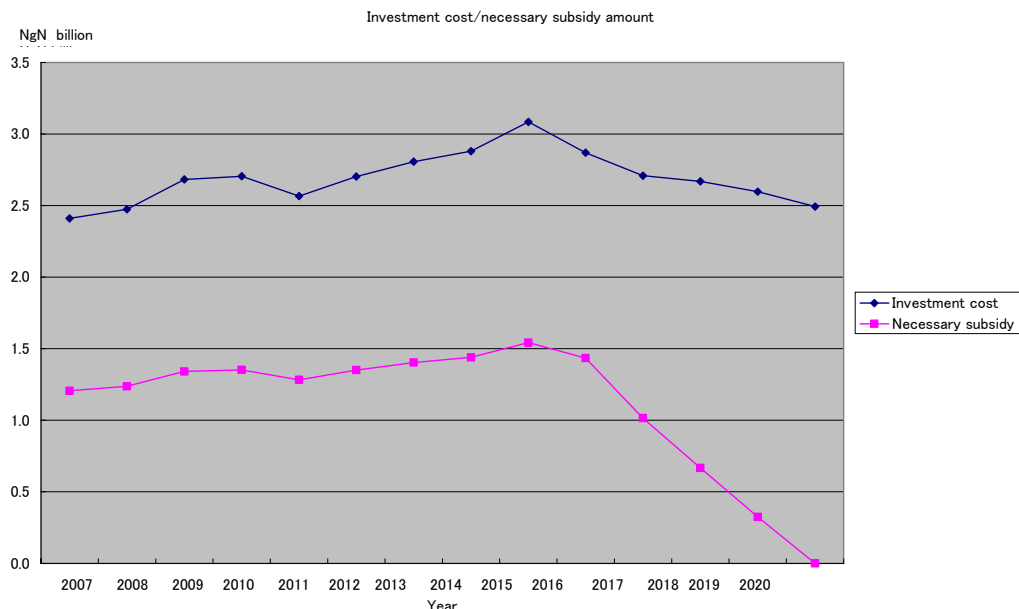
グリッド電化が初期投資の50%補助を行っていることに鑑み、上記の投資額のうち、50%は補助金で支援していくこととする。ただし、政府の見解としても、また、世銀、IMF等の国際金融機関の方針としても、電力セクターの補助金は、「ナ」国の電力市場をゆがめ、社会公正上望ましくないとされているので、当面は補助金50%を支給するが、PV機器の市場形成が進み、設備価格が国際市場なみに下落すれば、補助金は中止すべきである。そこで、2017～2020年に徐々に逡減させ、2020年には補助金ゼロにする想定で考える。実際、既述の財務分析等でも、そのように、後段で補助金を逡減し、2020年にはゼロとするスケジュールで財務内部収益率等の財務計算を行っている。そのような前提のもと、REAとして用意すべき補助金は、以下のようになる。

表 3-18 「全国 PV 電化計画」を実現するために必要な補助金額

Necessary subsidy cost				Unit: NgN million			
Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mini-grid	268	341	488	541	879	969	1,044
BCS	182	174	166	158	35	34	32
SHS	755	721	687	654	368	348	328
Total	1,205	1,237	1,341	1,352	1,283	1,351	1,404
Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mini-grid	1,102	1,227	1,141	812	543	268	0
BCS	30	28	26	18	11	5	0
SHS	308	288	268	186	114	52	0
Total	1,440	1,542	1,434	1,016	667	325	0

出所：調査団による

ここに示した、現在から2020年に至る期間において必要となる投資額と補助金の推移をグラフにしたのが次図である。



出所：調査団による

図 3-10 「全国 PV 電化計画」の実現に必要な投資額と、そのうち政府が支援すべき補助金額の推移予想

年間の投資額は、約 24 億 NgN から開始し、徐々に上昇し、25 億 NgN～30 億 NgN の範囲で推移する。2020 年までの累計投資額は、約 376 億 NgN である。補助金でいえば、当初約 12 億 NgN でスタートし、概ね、12 億～15 億のレンジで推移するが、2017 年から減少し、2020 年には、補助金ゼロとなる。2020 年までの累計の補助金額は、156 億 NgN である。

一方、このような資金需要に対して、「ナ」国政府として、財政支出は十分に対応可能であるかどうかチェックしておく必要がある。FMPS の地方電化の予算は、2005 年現在、年間約 78 億 NgN であり、これは、グリッド電化もオフグリッド電化も含めた地方電化の予算である。（ほとんどが、従来は、グリッド電化に費やされている。）上記の補助金 12 億 NgN は、2005 年予算の 15%程度に相当する。ただ、「ナ」国の財政状況を鑑みると、昨今の原油高騰により、財政状況は、この 1-2 年、大きく改善している（国の歳入の大半が石油収入に依存している）。今年の夏、「ナ」国のこれまでの対外債務が、当該債権国、ドナーの国際的な協調同意によりゼロクリアとなったことが大きく報道されているように、この余裕の生じた財政状況から、「ナ」国政府の方針としてはインフラストラクチャー拡充整備に重点的に予算配分する予定である。当面は、「ナ」国の財政支出余力は十分あるといえよう。その証左としては、1) 現在、地方電化庁（REA）で検討している 2007-2009 年の 3 年間の予算計画は、上記の投資額に十分対応できる資金規模である。2) 1 バレル当たり \$ 40 で従来設定している財政枠から原油高騰で歳入が超過する部分の財政アカウント「Excess Crude Oil Account」という政府資金源があり、この財政アカウントから、当該資金は、割り当て可能である。3) 本節の後段で、本調査団が提案していることであるが、電力料金に、PV 電化推進のために、2%上乗せした課税（PV 電化推進のための目的税）を導入することができれば、本 M/P で計画している PV 電化のための補助金は全額、それによって賄える。

今後の地方電化向けの財政支出の当該機関としては、今年（2006 年）設立されたばかりの地方電化庁（REA）が中心となって担うことになる。今後、REA は地方電化基金（REF）を全国の地方電化事業に対して、公平かつ透明性の高い方法で適用し、政府（連邦、州、地方）及び民間企業によるオフグリッド地方電化を促進していくことが期待される。地方電化政策によると、REF の設立目的は以下の通りである。

- (1) 全国にわたり公平な電力供給を実現する。
- (2) 補助金の拠出により、地方電化事業の経済的、社会環境的な便益を極大化する。
- (3) グリッドの延長とオフグリッドによる地方電化を促進する。
- (4) これまでの慣習に捉われない、独創的な地方電化のアプローチを促進する。

上記の通り、REF はグリッド、オフグリッド地方電化を区別することなく、公平に適用することで、両者を同じ初期条件で比較し、より最適な電化ビジネスモデルを選択できる。また、これまでのグリッドによる地方電化では、連邦／州／地方政府による電化計画が主体であったが、今後はグリッド、オフグリッド地方電化ともに、民間企業、コミュニティ電化委員会や NGO 等の、新たな市場参加者が登場できるよう、以下の点に留意して、REF を制度設計していくことが必要である。

- (1) 消費電力量 (kWh) 当たりのライフサイクルコストによる、長期的な電化コストでの最小費用オプションであるかどうかについてチェックし、適用／不適用を検討する。
- (2) 需要家 (コミュニティ) による導入意思が十分であるかどうか判断するため、事前に住民集会にて電気料金の支払い意志などを確認し、連邦／州政府によるトップダウン方式からボトムアップ方式へ段階的に移行する。
- (3) 事業主体による、将来の財務計画について確認するための事前審査基準・手続きを明確化すること。

また、あくまでも REF は事業の初期投資のみに割り当てられるべき基金であり、事業開始後の維持管理、設備更新については、受益者からの徴収料金の範囲内で賄われなければならない。なお、REF は、全国の年間の電力収入のあるパーセンテージを一律、この地方電化向けのファンドに当てることによって資金確保がされることになっている。(このパーセンテージは 5 年間固定で、5 年おきに見直される。) 地方電化全般に向けては、ある一定額が毎年確保される仕組みが導入されるように検討が進んでいる。ただし、その大半は、グリッドによる従来から計画されている地方電化事業にのみ使われる可能性が強い。従って、本報告書で提案している太陽光 PV 電化による地方電化を推進するためには、PV 電化の補助金に用途目的を限った財源確保の方策を確保できるかどうかが肝要である。

#### PV電化向けの補助金の制度化

更に、PV システムの大量普及による将来の価格低下を促すため、日本において、(財)新エネルギー財団により導入された「住宅用太陽光発電導入促進事業」を模倣した補助金制度を導入・実施することが考えられる。民間 RESCO、村落電化委員会のような事業団体の電化事業にだけ補助金を付与するのではなく、一般の各家庭が市場で PV 機器を購入し、設置する場合についても同率の補助を行えることが、普及を一層促進し、また国民に対して公平な政策の視点では望ましい。これと併せて、啓蒙普及、PR の努力は十分に行わねばならないが、市場メカニズムによって、自然に普及の働きかけの作用を持ちえる。日本では、これによって、一般家庭用の系統連系型 PV システム設置が急速に進み、その普及進行につれて、補助金の適用範囲・補助率は徐々に縮小され、国内で PV 機器の普及が進んだ現在では、この補助金制度は終了となっている。「ナ」国でも、市場への普及が進み、価格が逡減してくる中で、補助金は徐々に逡減・撤廃する漸次措置として適用するほうが望ましい。本調査での財務経済的な検討分析においては、これから約 10 年間 (2007 年～2006 年)、初期投資の 50%の補助金を導入することを提案しており、2017～2020 年の 4 年間で徐々に下げて、2020 年には補助金はゼロになるように提案している。その条件で、本調査での財務分析のシミュレーション計算を行っており、既に言及した財務内部収益率・財務純現在価値が確保できる。

#### 補助金財源確保のための目的税的策の採用・実施

つい最近、電力セクターの民営化の流れを受けて、今後、独立した公的な機関が、電気料金の設定、チェックなどを行う必要があるということで、国家電気規制委員 (National Electricity Regulatory Commission) が 2005 年に各省庁から独立した組織として、設立されたばかりである。この NERC が適正な電気料金を決定する政府機関であり、また、地方電化基金向けの財源確保のために、電気料金収入のある一定パーセンテージが REF に割り当てられることになっているが、そのパーセンテージを決

定するのも、この NERC である。ただ、先に述べたように、REF は、その大半が、グリッド電化向けに使用される公算が強く、PV 電化にどれだけ振り向けられるかは、不透明である。そこで、この PV 電化の普及を推進するために、既にグリッド電化された地域からあがる電気料金収入に対して 2% 税を上乘せして、その税収入をファンド化して、それをまだグリッド電化されていない地域における PV 電化の利用普及プロジェクトの実現の目的のためだけに利用する。そのような目的税の資金受け入れ、運用のために、「太陽エネルギー利用普及ファンド」(仮称)をここに提案する。そのような目的税的な財政方を講じるべきである。2005 年時点での、ナイジェリア全国における電力収入は、6.87 億ドルであり、その 2% は、1,380 万ドルであるので、既述の補助金の年間必要額 (12 億~15 億 NgN) にちょうど相当する金額である。このような資金還流が実施できれば、都市と地方の格差、富裕層と貧困層における格差、それらについての是正、所得再分配にも資する、有効な策となろう。

### 金融支援策

PV 電化のために必要な初期投資額の 50% を補助金で支給したとしても、残る 50% の資金は、村民が保有するキャッシュから、あるいは借入金として調達する必要がある。

現在の「ナ」国での農村部における金融サービスは、極めて未発達な状況にあるが、主に農村部で利用可能な金融サービスは、インフォーマルに大きく依存している状況にある。1994 年の世銀の調査によれば、90% はインフォーマル金融機関で行われている。インフォーマル金融の最たるものとしては、「ナ」国で「Adashis」、「Esusus」と呼ばれる貯蓄貸付機関がある。その他、富裕な個人の貸付、家族・縁者間で必要な資金を融通するケースなどである。ただ、インフォーマル金融は、フォーマルに比べれば、非常に金利が高いため、PV 電化を強く推進していくためには、政策的に、PV 電化のための金融支援措置を講ずることが望ましい。フォーマル金融機関としては、商業銀行、政府系銀行、政府支援のルーラル・セクター支援プログラムなどがある。

一般に商業銀行は、都市部での貸付業務に重きを置いており、農村部での活動、プレゼンスは非常に低い。

政府系銀行で、農村部で活躍するのは、まずは、NACB (Nigerian Agricultural and Cooperative Bank) がある。NACB は、農業生産の向上、農村部の社会経済開発の推進、農村部人口の所得・生活水準の向上に資するべく、金融を行う機関として連邦政府が設立した金融機関である。貸付対象者は、個人から農村組合、農民グループ、企業、州の機関、連邦政府の出先機関等である。主に、農業生産、農産品流通、農産品販売等の産業活動の案件への貸付であるので、間接的に生産活動に資するといっても、農村電化への貸付はプライオリティが低くならざるを得ないであろう。

PBN (People's Bank of Nigeria) は、これまで既存の金融機関を利用しにくかった恵まれない人々、あるいは零細企業への金融アクセスの改善のために、1989 年に連邦政府によって設立された機関である。農村部だけでなく都市部も扱うが、農村部でのマイクロ・クレジットは、PBN にとって最も重要な貸付分野のひとつである。設立目的からして、女性支援、寡婦救済、貧困撲滅、ハンディキャップへの救済などは、まさに対象とすべき PBN にとって金融支援対象である。全国に 279 の支店網 (都市部に 60 支店、農村部に 219 支店) を擁し、農村部へのサービス範囲も比較的広い。貸付対象が弱者・貧困者であるため、貸し倒れ等も多いため、その財務体質は連邦政府の資金供給に強く依存しており、財務的に自立した金融機関ではない。ただ、フォーマルな金融機関としては、最も農村部でのマイクロ・クレジットのノウハウを有しているといえよう。一方、地方電化庁 (REA) 自体には、金融に関

するノウハウはないものの、PV 電化を実現・推進していくためには、PV 電化する農村に対して有効な金融支援を打てるかどうか、事業推進のために極めて重要である。REA としては、PBN と組んで、PV 電化で必要となる資金供給の一翼を担う、金融支援プログラムを用意することも考えるべきであろう。

なお、農村コミュニティに近い存在として、コミュニティバンク (CBs) がある。これは、1990 年に連邦政府が設立した NBCB (National Board for Community Banks) の傘下に、1368 行が設立されている。目的は、農村部のコミュニティの発展、農村部の低所得層の金融アクセス向上に草の根レベルで貢献することである。これらコミュニティバンクは民間銀行であり、当該地域の個人、協会・団体等によって株式保有されて、当該地域コミュニティのオーナーシップのもと運営されている。各コミュニティバンクのサービスする地域範囲は決められていて、その地域内においては、他のコミュニティバンクは営業してはいけないようになっている。民間銀行であるため、政策的な金融支援の媒体にはなりにくい、PV 電化施設の運営段階での運転資本等の支援注入などには一定の役割を果たしえる補完的な金融機関といえよう。

### 3.5 経済分析

政策の経済評価の基本は、政策によって社会全体に発生する費用と便益を計測し、便益が費用をいかに上回るかを評価する。本調査における「ナ」国 PV 地方電化の経済評価は、消費者余剰の見地から便益を算出し、さらに、従来の代替手段であった燃料消費コストの節約のメリットを加算することによって、行うものとする。費用の算定では、移転項目である補助金・税金を計算から除外することによって算出する。(経済評価モデルのなかで、しばしば用いられるのが消費者余剰 (Consumer Surplus) のアプローチであり、世銀、アジア開発銀行なども、地方電化プロジェクトにおける経済評価における便益の推定には、最近では、概ね、消費者余剰のアプローチが使われている。)

「With project」Or 「Without project」の想定は、With ケースは政策が実行され PV 電化される状況 (ミニグリッド、あるいは SHS、あるいは BCS によって電化される)、Without ケースは、結局、未電化のままの状態が続き、主に灯油ランプ等の代替手段による燃料消費等の家計支出が継続して発生し、限られた照明光源のままの恩恵しか享受できない状況 (ベースライン状況が継続する) を想定する。

経済的な便益は、以下の項目から構成される。

- 電化されることによって発生する消費者余剰
- 従前消費していた代替手段の燃料コストのセーブ

これによって、算出したミニグリッド、SHS、BCS のタイプごとの経済内部収益率 (EIRR) , 経済純現在価値 (ENPV)、B/C 比率 (JBIC, 世銀、ADB の経済評価の慣習にしたがい、10%の割引率を用いた。) は、以下に示すとおりである。

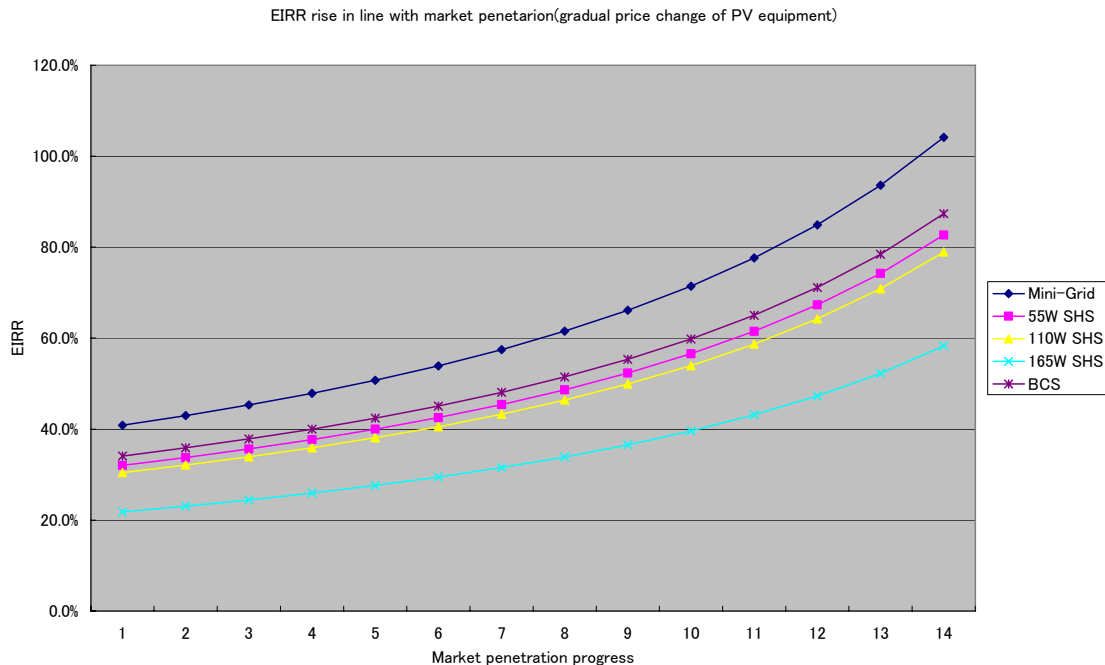
表 3-19 各タイプの経済内部収益率、経済純現在価値、B/C 比率

	Mini-grid	55WSHS	110W SHS	165WSHS	BCS
EIRR(%)	40.9%	32.0%	30.5%	21.8%	34.1%
ENPV(NgN)	442,243	202,901	253,646	238,087	181,074
B/C Ratio	2.71	2.24	2.15	1.67	2.36

(注) ENPV は、世帯当たりの値

(出所) 調査団による

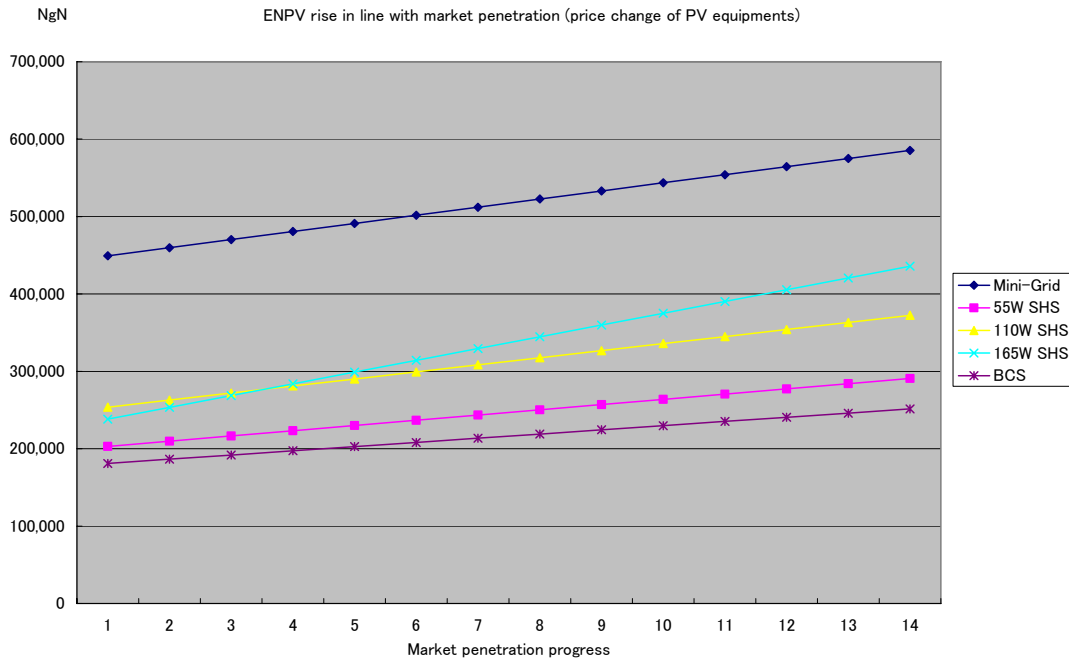
財務分析で見てきたとおり、PV 機器は、「ナ」国の市場においてまだ全く未普及といってよい状態なので、価格は、市場普及が進むにつれて逓減が予想される。表 3-7 に示されている価格逓減が起こると、経済内部収益率、経済純現在価値の数値も上昇する。それをグラフにしたのが、下記の図である。



(注) 横軸の変化は、表 3-7 で示している PV 機器の価格低減の推移

(出所) 調査団による

図 3-11 市場普及に従って PV 機器価格低減していく場合の EIRR の数値変化予想



(注) 横軸の変化は、表 3-7 で示している PV 機器の価格低減の推移

(出所) 調査団による

図 3-12 市場普及に従って価格低減していく場合の経済純現在価値の数値変化予想

次に、2章で示した全国 PV 電化計画を実施し、2020 年までに全国で、343,300 世帯を、ミニグリッド、BCS、SHS などで電化を行った場合の、経済内部収益率 (EIRR)、経済純現在価値 (ENPV)、B/C 比率を予測計算する。

表 3-20 提案している全国 PV 電化計画の経済評価指標

経済内部収益率 (Economic Internal Rate of Return)	41.1%
純現在価値 (Economic Net Present Value)	NgN 76,720,585,342
便益費用比率 (Benefit/Cost Ratio)	3.26

(出所) 調査団による

EIRR は、41.1%であり、最近の世銀、アジア開発銀行、JBIC 等の電化関連 ODA プロジェクトの経済内部収益率と比較して、遜色のないレベルであり、それら国際援助金融機関のマージナルな判断基準となる 10~12%を十分超えている。

国際援助金融機関の慣例に従って、10%で割り引いた ENPV は、NgN767 億であり、B/C 比率も 3.26 であり、優良といえよう。

なお、感度分析として、1) 燃料削減の便益が 2 割ダウンのケース、2) 消費者余剰 2 割ダウンのケース、3) 初期投資・維持管理コストなどが 2 割アップのケースについて感度分析をおこなった結果が、下表である。



表 3-21 全国 PV 電化計画の経済評価に関する感度分析

	EIRR	ENPV(NgN )	B/C Ratio
Case1 (基本ケース)	41.1%	76,721 million	3.26
Case2(燃費削減効果 20%ダウン)	38.0%	68,452 million	3.02
Case3 (消費者余剰 20%ダウン)	36.7%	63,491 million	2.87
Case4 (コスト 20%アップ)	34.5%	69,930 million	2.72

(出所)調査団による

## 第4章 マスタープラン実施のための維持管理体制

### 4.1 維持管理体制の現状と課題

#### 4.1.1 はじめに

「ナ」国の農村は、道路や保健衛生施設などの生活インフラの整備に加え、住民の教育も著しく立ち後れており、改善すべき事項が山積している。このような中であって、住民は過去に比べて自らの環境が悪化しているを感じつつも、教育や技術普及の遅れなどによる意識の低さから、その原因を解明することができず、効果的な対策を行うことができない。また、国もこれらの問題に積極的に対処する資金力を持ち合わせていないのが現状である。したがって、開発に当たっては、物理的な支援と同時に、教育や技術普及に関する支援を通じて地域住民にPV地方電化計画を具体的に認識させ、住民の主体的な参加のもとに、計画を進めていく必要がある。そして、その効果を持続的に発現するためには、住民が組織的に対応していくことが重要であることは言うまでもない。さもないと、その対策は一時的なものとして自然に消滅してしまう。これを防ぐためにも、連邦政府や、州政府または地方政府は、援助機関と協力して、住民の啓蒙や教育、さらにはこれを運営する組織の育成までの対支援を行うことが求められている。

調査団は、「ナ」国のジガワ州及びイモ州・オンド州、そして連邦首都圏（FCT）を対象として、基礎調査の実施やPV地方電化計画に関わり情報収集やパイロットプロジェクト実施などの活動を続けてきた。そして、その受け皿としてパイロットプロジェクト実施地区において、村落電化委員会（Village Electrification Committee）を組織化し、その育成に取り組んできている。本章は、これらの検討結果を通じて、マスタープラン実施に向け、維持管理体制の問題点やその解決策、円滑な運営方法などの住民の組織化に係る手法を検討し、とりまとめたものである。

#### 4.1.2 社会組織の現状

「ナ」国での都市化率は、年々増加しており、1952/53年の国勢調査では都市人口の割合が10.7%であったのが、1991年には35.7%まで増加しており、この傾向は今後も続くものと思われるが、多くの州では依然として60-70%の人口が農村に移住している。第2章でも触れられたとおり、「ナ」国は西アフリカ最大の国で、2つの主要宗教（イスラム教が全体の約5割、キリスト教が約4割）を有し、土地固有の伝統信仰も根強い。全国で250以上の民族・部族が居住し、500以上の現地語があることから分るとおり、ナイジェリアの社会組織は、その生業や言語、人種などの歴史的な特性を反映して複雑である。

「ナ」国の農村社会では、伝統的な村長を中心とする長老グループが、村の運営及び土地などに関する全ての権限を有していることが多く、村民による民主的な決定が困難な場合も少なくない。また、宗教や民族の違いにもよるが、農村社会において家族は家父長を中心とする大家族制をとっており、若者や女性の発言力は低いのが現状である。

### 4.1.3 伝統的な村社会と開発組織

ナイジェリアの農村における最も基本的な共同体は、伝統的な村である。その村の権限は、村長を中心とする長老グループに握られていることが多い。従って長老グループの協力なしでは村に革新的な技術を導入することは極めて困難である。長老達は一般に、保守的で、伝統的な慣習や経験の積み重ねを唯一の拠りどころとしており、外部からの改善策がスムーズに取り込まれにくいと言う側面を有している。また、教育レベルの低さや技術普及の遅れも、村に革新的な技術が浸透することを妨げていることが多く見られる。

ナイジェリアの農村社会でも、これまでさまざまな住民組織が設立されてきたが、住民独自の手で円滑に運営されている組織は残念ながら数少ない。援助機関の指導で設立された組織も、支援の終了とともに、組織が崩壊することがこれまでの常態である。

若者は一般に長老グループに比べてPVのような新技術の導入に対し前向きな姿勢を示す。したがって、開発を受け容れるための住民側の体制を整える際には、長老グループの協力を得ながら、若者を主体とする新たな組織の設立が望ましい場合が多い。PV地方電化計画を実施するに当たっては、長老グループの考え方や、村の意思決定の方法などを確認し、開発に対する住民側の判断が迅速に行われ、かつ、村内対立を生じないような方法を検討していく必要がある。

## 4.2 参加型手法による維持管理組織の設立及び安定化

### 4.2.1 参加型手法について

参加型の理念や参加型のツールについては広く知られるようになってきたが、その理念に基づき、そのツールを使っただけでは参加型プロジェクトは機能し得ない。本章では参加型の理念に基づき、具体的な活動を有機的に組み立てることにより、参加型手法による維持管理組織の設立及び安定化を目指すための方法論を具体的な例を通じて紹介する。

昨今では、参加型手法は新しく珍しいものというよりも、むしろ一般的で、開発援助プロジェクトによっては必須のものとなってきている。この背景には従来のハード一辺倒の開発アプローチから、持続性、自立発展性の概念が重要視されるようになったことがあげられる。作られた施設（ハード）が適正に運用され、維持管理されるためには、その維持管理組織がしっかりとしたものでなくてはならず、組織の能力を強化すること（キャパシティ・ディベロップメント）も重要な課題となっている。参加型手法という概念は、意思決定の公平性、適正性から住民の労働提供まで様々な文脈の中で捉えられるようになってきている。

### 4.2.2 住民参加の原則

本調査では既存の電化率を指標として、全国を以下の3モデルに分類し、それぞれの導入数量を予測することにより、全国PV電化計画を策定している（第2編第2章参照）。

- ① 電化モデルA（ジガワ州モデル）：電化率30%未満の州  
短期的（～2010年まで）には公共施設へのPVシステムの導入及びBCSを先行して導入し、PV関連機器の普及が進んだ段階（2010～2020年）で、BCS及びSHSを導入。
- ② 電化モデルB（イモ州モデル）：電化率30%以上70%未満の州  
短期的（～2010年まで）にはSHSを先行して導入し、PV関連機器の普及が進んだ段階

(2010～2020年)でミニ・グリッドシステムを導入。

③ 電化モデルC (オンド州、FCTモデル) : 電化率70%以上の州

短期(～2010年まで)及び中長期(2010～2020年)ともに、ミニ・グリッドシステムを導入。

住民参加によるPV地方電化計画は、ジガワ州等でのBCSやSHSのような村落ベースのコミュニティ参加型の事業展開(電化モデルA)を中心に想定している。電化モデルB及びCでのミニグリッド電化による整備・導入については、参加型手法による維持管理組織の設立及び安定化を特に目指さないこととする。

住民参加によるPV地方電化計画を策定・実施・評価するにあたっては、次の点を基本原則とする。

- 住民ニーズとPV電化事業の目的を調和させる。
- 住民生活を尊重し、生活の中にPV電化事業を組み込んだ余裕のある計画を策定し、実施にあたっては柔軟な対応をする。
- 住民のイニシアティブを尊重し、促進する。
- 未電化村落住民の負担能力を前もってきちんと調べておく。

(1) 住民ニーズ

住民ニーズとPV電化事業の目的が、最初から一致することは稀である。ニーズ調査をすると、住民が最初に望むニーズは、「道路を直して欲しい」、「公民館が欲しい」など満たされていない施設に関する受動的なニーズが一般的である。そのニーズを初めから調査趣旨や目的から外れるとして無視するのではなく、まず良く聞いて十分に把握することが必要である。その上で、住民が生活する場に、PV電化事業が関係していて、周辺の環境と住民生活の調和を図っていくことが必要であり、それを通じて住民生活が向上していくことを十分に理解させる必要がある。その理解が不十分だと、住民は今後の事業に参加する動機を失い、住民自身で計画を作成する姿勢が形成されない。

(2) リソースマップの作成

PV電化事業の計画作成にあたっては、住民が日常的に行なっている農作業に関する農事暦を作成し、それに祭りや儀式などの生活行事を組み入れ、その暦の中に住民が選択した事業コンポーネントを組み込んで、全体的な作業スケジュールを作成する。また、事業の実施にあたっては、自然条件(災害、天候不順等)や社会条件(政権交代、ストライキ等)の変化に合わせたスケジュールの変更など柔軟な対応が要求される。

(3) 現場でのファシリテーター

現場でのファシリテーターとしての担当機関(州政府や地方政府)は、住民自らの意見を提案するのではなく、住民から自発的な意見が出せるような助言と雰囲気作りに徹する必要がある。村には排他的な「村社会」が存在し、担当機関も村人にとって当初は「見知らぬ人」であり、地域住民のメンタリティーを考慮して、住民のイニシアティブを尊重する姿勢が望まれる。

(4) 留意点

- 住民ニーズを十分に把握すること。
- 住民生活に合わせた事業実施スケジュールの柔軟かつ機敏な変更をすること。
- 排他的な「村社会」で、住民は外部者に対して容易に心を開かないことを十分に心得ておくこと。

#### 4.2.3 地域住民、州・地方政府、連邦政府等の役割

PV 地方電化計画の推進に向けて、本 M/P の推進に主要な役割を果たす連邦政府 (FMPS、FMST、ECN)、州・地方政府、さらには、地域住民の権限と役割を明確にする必要がある。それぞれの権限や役割については、第 2 編第 2 章等で詳しく述べられているが、ここでは住民参加による PV 地方電化計画を策定・実施・評価するにあたって求められる各々の役割を以下に記すこととする。

(1) 地域住民、州・地方政府、連邦政府等の役割

地域住民、州・地方政府、連邦政府は、それぞれ次のような責任と役割を担う。

- 地域住民は、事業を計画・実施する主役である。
- 地域住民は、事業実行の主体である村落電化委員会 (Village Electrification Committee) を組織し、運営する。
- 地方政府 (Local Government) は、住民参加による PV 電化事業をコーディネートする役割も担う。
- 州政府 (State Government) は、住民参加による事業を現地でファシリテートし、住民自らの力で事業を計画・実施出来るように支援し助言する立場にある。
- 連邦政府 (例えば、FMPS や REA) は、住民参加による PV 電化事業を総合的に指導監督し、財政支援を行なうと共に、必要に応じた技術的な支援など側面からの援助の役割を担う。

(2) 主役は地域住民

地域住民は、事業計画を作成する準備段階として村の現状を把握し、問題を分析し、実行可能な解決策を議論していく主体である。これら一連の準備作業では、住民が自らの思考で問題を提起・分析し、住民自らの力量で実行可能な解決策を提案する。住民だけで解決が不十分な場合は、どのような外部からの支援があれば可能か、その場合自らは何を担えるのか (例えば労働奉仕) を検討する。また、事業の実施にあたっては、住民自身が実行の主体を担う。全ての過程で住民自身が積極的に行動することが不可欠であり、それを助長する支援が必要である。

(3) 村落電化委員会 (Village Electrification Committee)

村落電化委員会は、事業計画が作成された段階で、事業の実施にあたって組織する。計画作成を土地保全者委員会が行なうのは理想であるが、住民参加型手法を十分に理解していない住民が行なうことは、現実的に不可能である。その為、計画作成の最後又は事業実施の最初に、委員会を組織する (図 4-1 参照)。その委員会が事業実施を意思決定、調整、先導する。

(4) 州・地方政府

州・地方政府機関は、事業計画作成の会議などで、住民に意見を強要したり、自らの意見を押し付けるような提案をしてはならない。「地域のことは、地域の住民が一番良く知っている」ことを念頭において、参加者の動機を高め、住民間の公平な意見交換を活性化させる役割に徹する必要がある。

(5) 連邦政府

連邦政府は、州・地方政府を指導監督することを通じて、住民参加による PV 電化事業を総合的に管理監督する。また、州・地方政府の相談に乗るとともに、必要に応じて直接的に住民を指導するなど対応を講じる。

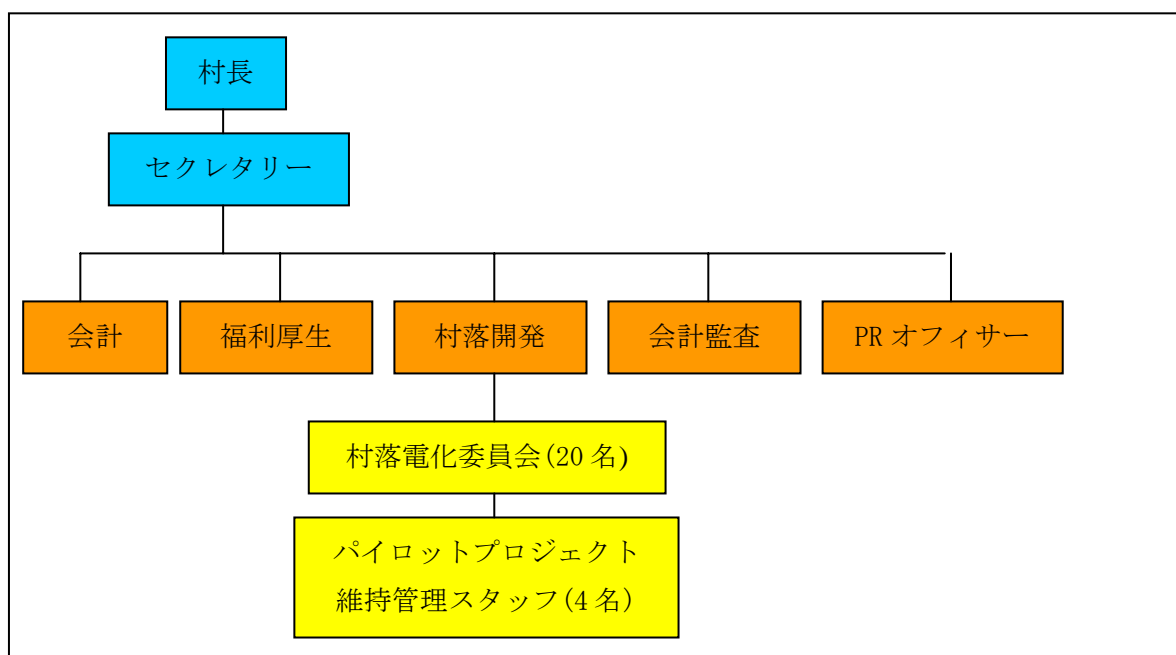


図 4-1 ジガワ州ガルコン・アリ村の組織

(6) 留意点

- 地域住民の慣習を重視し、住民ベースで事業を進めること。
- 州・地方政府及び連邦政府は、住民ニーズを重視する一方で、住民ニーズに振り回されずに PV 電化事業との接点を見つけ、住民自らの力で解決できるのかどうか住民に提起すること。
- 住民からの過剰要求や誤解の解決には、州・地方政府と連邦政府が協力して対処すること。

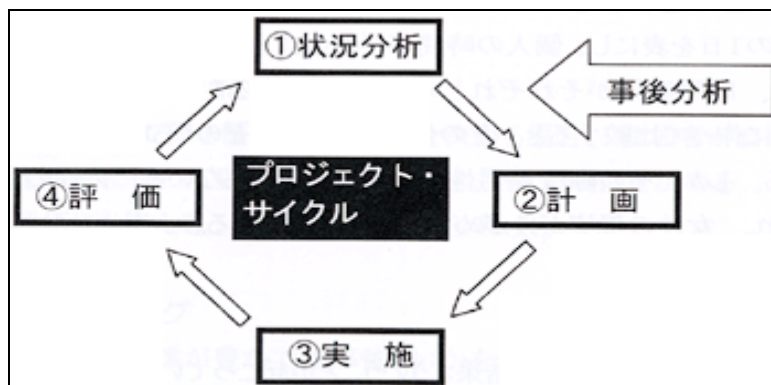
### 4.3 将来の維持管理体制計画の策定

住民参加型の事業計画は、次の 4 段階で策定し、実施する

- ①第 1 ステージ：状況分析期間
- ②第 2 ステージ：計画期間

③第3ステージ：実施期間

④第4ステージ：評価期間



#### 4.3.1 第1ステージ:住民参加によるPV電化事業の状況分析

(1) 連邦政府による関係官庁への説明

州政府及び地方政府、郡庁、行政村への表敬・説明は次の手順で行なう

- ① 州政府及び地方政府 → 郡庁 → 行政村の順序で、トップダウンで表敬・説明を行なう
- ② 州政府及び地方政府では、知事及び関係部局担当者へ調査趣旨、スケジュール等の説明を行なうと共に協力を要請する。
- ③ 行政村を初めて訪問する際には、郡長又はそれに代わる人物に同行を求める。

留意点

- 表敬・説明には、関連する連邦政府の担当に同行を求める。
- 郡庁では、行政村長を召集した定例会議が開かれているので、その機会を利用して説明を行なうのも一つの方法である。
- 説明では、プロジェクト調査計画の提案、関連機関の紹介、調査に関する質疑応答を行ない、関係官庁関係者に十分理解してもらうことに努める。

(2) PRA<sup>1</sup>ワークショップの実施準備

- 関係官庁へPRA手法を説明する。
- PRAワークショップ・ファシリテーターの選抜を行なう。
- 州・地方政府のスタッフ数名を対象に連邦政府機関の担当が指導する。

留意点

- 連邦政府が、他の援助機関等とのプロジェクト経験があり、PRA手法に通じている場合は導入が容易であるが、そうでない場合は実施準備を綿密に行なう必要がある。必要に

<sup>1</sup> Participatory Rural Appraisal: 主体的参加型農村調査法。従来、外部の専門家が中心になって実施していた村落調査を、開発プロジェクトの受益者であり主体でもある地域住民が主体となって実施することにより、地域住民の参加意識と能力を高めることを目指す手法。最近では、開発援助以外にも、都市計画、教育など国内外の様々な分野で応用されている。

応じて、PRA 手法の専門家を招聘し準備する。

- ワークショップには、関係機関、公式・非公式グループの代表の参加が求められるが、その参加者選定は慎重に行う。
- PRA ワークショップの参加者全体が同じ言語で議論を行なうことが出来ない場合は、使用言語を絞り込み通訳を通じて議論を進める。
- 意見を記述するカードやポスター等は、使用言語毎に色分けするなどの工夫が必要である。

### (3) PRA ワークショップの実施

PRA は PAM (Participatory Action Method) であり、ファシリテーターの役割は答えを用意するのではなく、参加者、特に貧困層や非識字者に、自身が学び、行動する (=empowerment) よう仕向けることである。そのためには言葉だけでなく、記号 (文化により意味は異なる) やその土地にあるもの (種や木の枝など) を用いる。これによって人々がプロセスに参加しやすくなり、ワークショップ参加者間のヒエラルキーが縮小される。

#### PRA の特徴

- 人々が参加／主導する
- その場所で行う
- 指導権を人々に渡す
- 多様性を尊重する
- 地元の指標を使う
- 地元の素材を使う
- プロセスは簡単で、楽しい
- 社会変化をもたらす
- 3つの視点 (下の図参照) からクロスチェックをする
- PRA から行動が生まれる
- 外部者と地元の人が幸せを分かち合う

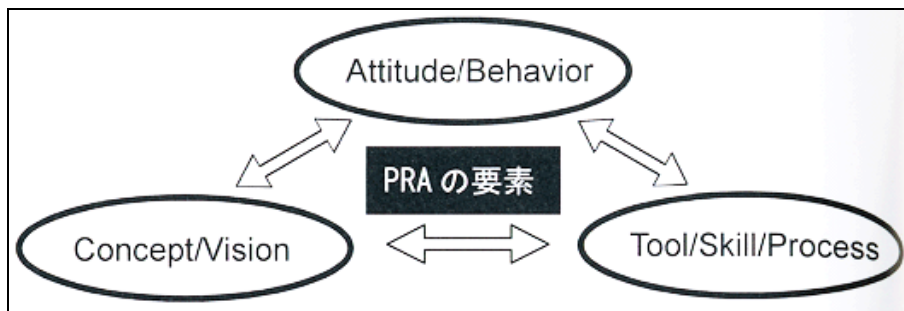


図 4-2 PRA の3つの要素



#### (4) 状況分析

PV電化事業を始めるにあたっては、対象村落の状況を適正に把握する必要がある。最初に、状況分析＝「村落の診断」をすることになる。分析をする際には、いくつかの異なる道具（ツール）を使って、分析結果をクロスチェック（一つの事柄をいくつかの道具を使って分析し、総合的に判断）することが必要である。分析道具については、別添2を参照のこと。

##### 留意点

- 状況分析をするのはあくまでもその村落に住んでいる人々であるということ念頭にしておく。
- 状況分析の際に、弱い立場の人の声が出ない場合は、集まってもらう人数を増やしバランスをとる。

#### 4.3.2 第2ステージ:住民参加によるPV電化事業計画期間

状況分析が終わった段階で、各村落の人口構成や家畜数、土地所有形態といった基本的な社会経済情報や、その他の資料を基に作成する具体的な実施計画表として、PV電化事業の活動表の作成に取り組む。

- ① 村落を基礎単位に活動表を作成する。
- ② 住民自ら実行可能な活動とする。
- ③ 適用できる技術と作業方法を検討する。
- ④ 事業実施の優先度を住民のニーズに応じて、高い、中間、低いに区分して示す。
- ⑤ 活動表には、投入（人・機材・費用）、主要事業量、責任部署、実施時期、実施集落、適用技術、必要条件等の事項を含める。

##### 留意点

- それぞれのグループで対立意見が出て反対しない。多様性を尊重する。
- 計画は弱い立場の人に焦点を当てて行うようにする。
- 住民は、特定の事業を計画的に実施した経験が少なく慣れていないので、時間的に余裕のある活動表にする。
- 住民は、活動表を具体的に日常生活の中で実行していくのかイメージできない場合が多いので、過大な計画になりがちなことを念頭に置く。
- 活動内容が多すぎると、住民の日常生活や農作業のスケジュールと重なったりして、モチベーションが低下し、不実行になる計画や手抜きが起りかねないので、優先度を示すなどして活動表を整理し、最低限必要な計画に絞り込むことが必要である。

#### 4.3.3 第3ステージ:住民参加によるPV電化事業実施期間

##### (1) 実施準備段階

実施の準備段階では、計画作成時と同様に関係官庁への表敬・説明、連邦政府チームの活動開始会議などの他、事業の進め方、事業スケジュール、事業運営体制について次のように計画実施の細部計画を作成する。

- 事業の進め方は、連邦政府が提案して、住民の理解と合意を十分に得る。

- 各事業ごとの事業スケジュールは、向こう1年間の日程を年度末もしくは年度始めに作成する。
- 事業運営体制は、住民の代表による村落電化委員会と州・地方政府との連携で確立する。
- 計画作成以降から計画実施までの空白期間が長い場合、再度計画の復習会を開催する。

#### 留意点

- 住民の生活スケジュールを最優先して、具体的な日程を決めること
- 1週間単位ほどの細かい日程は、現場作業の際に州・地方政府がその都度住民と調整して決めていく。
- 事業の開催日時などの情報が大多数の住民に伝達できるような体制（月例会等の実施）をつくる。
- 連邦政府か州・地方政府へのバックアップ体制をつくる（第2編第2章2.8参照）。

#### (2) 参加世帯の選定

PV電化事業実施準備を進める上で、参加世帯数の選定を次の基準で行なう。

- ① 行政村が幾つかの村落で構成されている場合、全ての集落から参加世帯を出すこと。
- ② 富裕層、貧困層、中間層の社会経済的な階層に偏りの無い選定を行なうこと。
- ③ 選定をする際にはジェンダー配慮に留意し、女性の積極的参加を促すこと。
- ④ 選定過程において自発的な参加を尊重し、長老や集落のリーダー、学校の先生などの参加を得ること。
- ⑤ 各行政村あたりの最低参加世帯数の基準をプロジェクトで策定しておくこと（例えば、最低30世帯）。

#### (3) 村落電化委員会（Village Electrification Committee）の組織化

村落電化委員会は、次の点にしたがって組織する。

- ① 委員会は、原則として一行政村に一委員会とする。
- ② 委員会には、副委員長、書記、会計、連絡係（Vocal）等を置く。
- ③ 委員会の監視のもとに、プロジェクト維持管理スタッフを雇用する（Box参照）。
- ④ 委員会の組織構成は、出来るだけシンプルなものとする。
- ⑤ 会計を通じて維持管理費用を銀行口座<sup>2</sup>に保管・管理する。

村落電化委員会の設立に関し、制度的もしくは時間的な制約が生じる場合は、行政村における既存の委員会等にプロジェクト維持管理スタッフを配置するよう検討しても構わないとする。

---

<sup>2</sup> 「ナ」国の各州都には、複数の銀行が存在し、地域住民も銀行口座を開くことが可能である。開設に必要な額は銀行によって異なるが、例えば、Ondo州・州都のAkureにあるIta-Ogbolu Bankでは、最低10000ナイラ（邦額約9000円）のデポジットが必要となる。

**Box： プロジェクト維持管理スタッフの役割**

以下の業務実施のための常駐のスタッフ（テクニシャンや、警備員及び料金徴収係）を常駐させる。

- ・ 設置した PV システムの技術的データの記録
- ・ 機材の故障時及び寿命時における修理・交換
- ・ 機材の適切な使用の監視
- ・ 使用者から維持管理費用の徴収
- ・ 徴収した料金の銀行口座での保管、適切な簿記方法での管理

**留意点**

- 委員会は最高意思決定機関であるから、委員会への参加は強要できないが、全ての集落から委員が選出されているのが望ましい。
- 委員会は、住民と外部組織（州・地方政府、連邦政府、NGO、民間企業等）とを結ぶ重要なパイプ役でもある。
- 委員長は、住民の総意で選出する。その選出方法は、選挙、互選など住民の提案で決定する。
- 委員会は、行政との連携をとる。
- その他委員会の組織化には、その地域の社会的慣習を尊重する。

**(4) 住民との契約**

住民参加型の PV 電化事業を実施する場合は、次のような手順や内容の契約書を住民と交わすことが望ましい。

- ① 契約書の原案は、州・地方政府が中心になって連邦政府の助言・指導を仰いで作成する（別添 3 参照）。
- ② 契約書は、住民に提示して合意を得た上で正式な書類とする。

**(5) 資機材・運搬手段の調達**

- ① 事業に必要な資機材や運搬手段（含む燃料）は、業者を通じて手配し、州・地方政府が仲介する。
- ② 州・地方政府で調達できない資機材・運搬手段については、連邦政府や、他の行政機関などの適切な機関に州・地方政府が責任を持って支援を依頼する。
- ③ カウンターパート機関は、必要な資機材や運搬手段、その数量について、村落電化委員会と相談し、見積書を作成する。

**留意点**

- 機材は、共同で管理すること。
- 機材の数量については、村落電化委員会及び住民と十分に話し合っ、後で問題が発生しないようにすること。

#### (6) 現地技術講習会

PV 電化事業参加住民に技術を養成・実践するため次の要領で講習会を開催する。

- ① 技術講習会は、各事業別に現地技術説明会と現地実習に区別して実施する。
- ② 現地技術説明会では、模造紙にイラストと説明のポイントを書きこんだ解説図など視覚に訴える、住民に分かり易い資料を用意してパワーポイントによる説明も可能である。
- ③ 現地実習では、現地技術説明会で理解した技術を実際に試行する実践である。必ず技術説明会終了後に現地実習に移行する。

ちなみに、これまでパイロットプロジェクト等において、州政府のカウンターパートと村落電化委員会のプロジェクト維持管理スタッフは、施工監理期間中に請負業者の行う工事方法を監理・見学することにより、PV システム構成機器の取扱い方法を学んだ実績がある。また ECN 等の研究機関に従事する研究者も現地技術講習会を実施する能力を備えている。

#### 留意点

- 現地技術説明会で説明するポスターや配布資料は、分かり易い言葉で作成し、現地技術説明会終了後も住民などに保管させ、必要に応じて随時確認できるようにすること。また、不参加住民への普及にも利用すること。
- 現地技術説明会では、必ず質問を受け付け、十分な理解が得られてから、現地実習に移行すること。
- 現地実習でも、質問や疑問には逐次回答して進めること。
- 現地実習に必要な資機材で、住民に用意出来るものは、可能な限り用意させること。また、事前に用意する資材など住民に的確に連絡すること。
- 小規模な村落の電化委員会では、ローカル NGO の活用についても検討するものとする。

### 4.3.4 第4ステージ:住民参加によるPV電化事業評価期間

#### (1) 評価方法

PV 電化事業の到達点を把握し、PV 電化事業の住民による自立的継続のために必要な改善を行なう為に次のような方法で評価を実施する。1年目に、最終評価は2年目に行なうようにする。

- ② 上記2回の評価では、連邦政府や州・地方政府による評価とは別に、村落電化委員会を中心とした住民参加型の評価ワークショップを(2)の要領で開催する。
- ③ 必要に応じて、現地視察や住民へのインタビューなどで評価を補完する。

#### 留意点

- 住民の主体的能力を高める視点から評価を行なうこと。必要に応じて、PRA 手法のコンサルタント等を招聘し準備する。
- 評価項目は、実績の確認、実施プロセスの把握、ベースライン調査などを実施した

---

上で、次の 5 つの視点から評価する。①妥当性 (relevance)、②有効性 (effectiveness)、③効率性 (efficiency)、④インパクト (impact)、⑤自立発展性 (sustainability)。

- 5 項目による評価のほかに、プロジェクトの外部条件の影響を把握することも重要である。

(2) 住民参加による評価ワークショップ

- ① 村落電化委員会が主催でプロジェクト実施期間中に、2 回住民参加型評価ワークショップ（中間評価及び最終評価）実施することが望ましい。
- ② 州・地方政府は住民参加型評価ワークショップの準備・実施をコーディネートする。
- ③ 事業別で評価する項目と地区別で評価する項目と区分する。
- ④ 中間評価ワークショップでは、住民参加状況をチェックし、計画実施に伴う問題点と改善方法について意見交換する。
- ⑤ 最終評価ワークショップでは、事業の到達点、事業への満足度、実施の遅れとその原因、プラス・マイナスの影響、不参加住民の要因等を評価する。

留意点

- 計画実施への参加・不参加を問わず、住民に評価ワークショップへの参加を求めること。
- 評価ワークショップでは、アクションマップ等を掲示し視覚的な手段を用いて計画実施の有無などを確認すること。
- ワークショップの運営は、カウンターパートが指導すると共に、会員の中からファシリテーターを指名するなどの工夫をして、住民の能力向上に努めること。
- 事業別に評価する項目は、住民参加状況、事業の到達点、実施の遅れとその要因などである。

地区別で評価する項目は、計画実施に伴う問題点と改善方法、事業への満足度、プラス・マイナスの影響、不参加住民の要因などであるが、これらの項目については、住民間で議論し柔軟に対応することとする。

## 参考資料

- ・ 宮本正興+松田素二 編 (1997) 「新書アフリカ史」 講談社現代新書
- ・ 望月克哉 (2004) 「第5章:ナイジェリアにおける住民対立と『人間の安全保障』pp95-108: 『アフリカにおける「人間の安全保障」の射程－研究会中間成果報告－』 (編著) アジア経済研究所
- ・ 国際協力事業団 企画・評価部評価監理室 (2002) 「実践的評価手法 - JICA 事業評価ガイドライン -」 (株)国際協力出版会
- ・ ロバート・チャンバース著、野田直人・白鳥清志監訳 (2000) 「参加型開発と国際協力 - 変わるのはわたしたち -」 (株)明石書店

## PRA/PLA 関連の Web サイト

- ・ Participation Resource Centre, Institute of Development Studies (IDS), University of Sussex, UK (<http://www.ids.ac.uk/ids/particip/research/pr>)
- ・ Resource Centre, Internacional Institute for Environment and Development (IIED), UK (<http://www.iied.org/resource/>)
- ・ Statical Services Center (SSC), University of Reading, UK (<http://www.reading.ac.uk/ssc/workshops/partdata.html>)
- ・ USAID in Africa, Success store in Ghana ([http://www.usaid.gov/regions/afr/success\\_stories/ghana.html](http://www.usaid.gov/regions/afr/success_stories/ghana.html))
- ・ Stakeholder Participation in Monitoring and Evaluation, UNFPA (<http://www.unfpa.org/monitoring/toolkit/stakeholder.pdf>)

別添1 : PRA 手法等で実績のあるナイジェリアのコンサルタント(2006年11月上旬現在)

<p>1. Theatre for Development Centre (TFDC), Ahmadu Bello University</p>	<p>The Octopus, Faculty of Arts, Ahmadu Bello University, Zaria, Nigeria Phone: + 234 69 550205, 551287 Fax: + 234 69 550205, 551143 Mr. Steve Oga Abah Email: <a href="mailto:npta@inet-global.com">npta@inet-global.com</a> <a href="mailto:ogaabah@yahoo.com">ogaabah@yahoo.com</a></p>	<p>ナイジェリア中部の都市、Zairaにある大学に付設するセンター。担当の Steve Oga Abah 氏は、参加型アプローチに関し 20 年以上の経験を有する。英国サセックス大学 IDS からの紹介による。</p>
<p>2. Triple “E” Systems Associates Limited</p>	<p>Goodwill House 278 Ikorodu Road, Anthony P. O. Box 8306, Ikeja, Lagos Tel: + 234 1 4974751 + 234 80 2342 5416 Fax: + 234 1 4974751 <a href="http://www.triplesys.com">www.triplesys.com</a> Mr. Aliu Abass Email: <a href="mailto:env@triplesys.com">env@triplesys.com</a>, <a href="mailto:triple-e@triplesys.com">triple-e@triplesys.com</a></p>	<p>ラゴスに事務所を置き、主に石油・ガス関係の分野でエネルギー開発へのエンジニアリング・サービスや環境影響評価などのサービスを提供する民間コンサルタント。3名のコンサルタントは、(Lawrence Ibhafidon、Adeolu Ojo及び Abass Aliu)は、世銀の案件でPRA/PLA等の研修を受けている。</p>
<p>3. Friends of the Environment (FOTE)</p>	<p>106/110 Lewis Street, Lagos Tel: + 234 1 2633981/2647435 + 234 80 23188059 Fax: + 234 1 2647436 Engr. (Mrs.) Joanna Maduka <a href="mailto:jmaduk2@yahoo.co.uk">jmaduk2@yahoo.co.uk</a> Engr. Chike Chikwendu <a href="mailto:c_chikwendu@hotmail.com">c_chikwendu@hotmail.com</a></p>	<p>環境保全・再生可能エネルギー(バイオマス)の分野でジェンダーに焦点をあて、啓蒙やキャパシティ・ディベロップメントなどの草の根型の活動を展開しているNGO。</p>

---

## 別添 2：状況分析をするための PRA ツール

### (1) 季節カレンダー

季節ごとにどのような行事があり、どのような病気が流行り、どのような経済状況かなどをカレンダーに書いていくことにより、1年の生活のサイクルが理解できる。

### (2) 移動地図

自分が過去に住んだり、行ったりしたことのある場所を書き出し、そこで得たことや気づいたことを考える。このツールはコミュニティを単位としても作ることができる。例えば、自分の村を基準にどの施設がどのくらいの距離にあるかを地図にすることもできる。

### (3) 1日の過ごし方

自分の1日を表にし、個人の時間がどのくらいあるか、仕事の時間、娯楽、勉強、睡眠時間がそれぞれどのくらいずつあるかを見る。男性と女性が別々に作って比較すると、どの仕事をどちらがどのくらいしているかが見えてくる。しかしその際は、男性と女性別々に作らないと、男性の意見に左右され、女性の現実がゆがめられる危険性がある。

### (4) 原因—結果図

問題の原因は何で、その結果どういうことが起こっているかを、例えば非識字という問題を例に考える。問題の結果どういうことが起こっているか、そしてそれは自分にとってどのくらい不都合なことかをこのツールを使ってそれを共有することができる。これらがわかっていると、プロジェクトをやっても長続きしない。但し、村人は必ずしも論理的思考に慣れていないので、そのような人々がこのツールを使うためには、ファシリテーターの役割が大きい。

もし、原因—結果図が難しければ、魚の骨図 (fish-bone diagram) でもよい。原因—結果図では、原因と結果を木の枝のようにどんと伸ばしていくが、魚の骨図では、片方に原因を、もう片方に結果を、因果関係に関係なく書いていくだけでよい。

### (5) マトリクス・ランキング

例えば、教育分野で何を優先的に行うかを決める場合、参加者が自分が考える優先順位に従って豆や石を置いていき、優先順位を決める。このツールは評価にも使える。最適人数は6から12人。

### (6) 豊かさランキング

コミュニティの中で、誰が豊かで誰が貧しいかをランキングするツール。だれが豊かでだれが貧しいかという問題は非常にセンシティブな問題なので、このツールを使うのは、ファシリテーターと村人との間で親密な関係ができた後に限られる。また、信頼のおける少人数で実施する。また、「豊か」「貧しい」という言葉は使わずに、「最も良い状態にある人」などという言い方をするときもある。いずれにしても、このツールを使うにはファシリテーターの能力が必要である。



別添 3 : リース契約書の例

Lease Agreement

On

The Solar PV System

For

Individual Lessee

(Draft)

1. We, the Name of Leaser: \_\_\_\_\_  
Address: \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ State, would  
like to make solar PV system available for the use of individuals to lease as follows:

- a. Solar Home System (PV module for 55W, Charge controller: 12V, 4.5-6A, Battery: Sealed Type, 50-300Ah, Circuit Breaker: 2pieces, 10A each, Stand/cable and Fluorescent Lamp: DC12V, 9-11W, 2 sets)
- b. Battery Charging System (Charge controller: 12V, 6A, Battery: Vent Type, 80Ah, Circuit breaker: 2pieces, 10A each, Stand/cable and Fluorescent Lamp: DC12V, 9-11W, 2 sets)

2. I, Name of the Lessee: \_\_\_\_\_  
Address: \_\_\_\_\_ Village, \_\_\_\_\_  
Local Government Area, \_\_\_\_\_ State,  
ID No.: \_\_\_\_\_

would like to apply for the above (tick marked) solar PV system for individual use and would agree conditions as per this Lease Agreement.

3. Duration of Lease

The term of lease of solar PV system under the lease agreement shall be indefinite period.

4. Ownership of Solar PV System

a. Ownership of Solar PV System

The ownership of the above (tick marked) solar PV system shall remain indefinite period with JICA Nigeria Office. The lessee shall not be allowed to sell any part or whole of the above (tick marked) solar PV system to other individuals or private or public organizations at all.

b. Relocation of the Solar PV System Within the Same Village

In the event that the lessee shall move to other place within the village, the above (tick marked) solar PV system shall be relocated to the lessee's new place of resident and the cost of relocation shall be born by the lessee.

c. Relocation of the Solar PV System to Other Village

In the event that the lessee shall move to other place than the village in which the lessee reside, the lease agreement of the above (tick marked) solar PV system shall be terminated as expressed in "d. Termination of Lease".

d. Termination of Lease

In case the lessee should wish to terminate the lease, the lessee shall notify Village Electrification Committee (the name subject to agreement) one month in advance and the lessee shall dismantle at the cost of lessee whole of the above (tick marked) solar PV system and return it to Village Electrification Committee (the name subject to agreement) of the village in which the lessee resides.

e. Transfer of Lease

The lessee will be able to transfer the lease of the whole of the above (tick marked) solar PV system to the resident residing within same village in which the lessee resides. The lessee shall notify the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) his/her intention of the transfer of the above (tick marked) solar PV system one month in advance. Any cost incurred for the transfer of the above (tick marked) solar PV system shall be born by the lessee while technical assistance on the installation of the above (tick marked) solar PV system shall be provided by the Village Electrification Committee (the name subject to agreement).

5. Payment for the Solar PV System

a. Monthly Payment

The following amount shall be paid to the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) of the village in which the lessee reside as monthly charge for the lease of above (tick marked) solar PV system:

- 1) Solar Home System: \_\_\_\_\_ Naira
- 2) Battery Charging System: \_\_\_\_\_ Naira

The above monthly charge will be made in cash and paid to the person designated by the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) of \_\_\_\_\_ Village, \_\_\_\_\_ Local Government Area, \_\_\_\_\_ State on the designated date of payment.

b. Failure of Payment

Should the lessee fail to make the above monthly payment for three consecutive months, this Lease Agreement shall be terminated upon decision made by the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) in which the lessee resides.

c. Removal of Solar PV System upon Failure of Payment

Upon decision made by the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) for the termination of this Lease Agreement due to the failure of monthly payment for three consecutive months by the lessee, the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) shall take action as necessary but not limited to as follows:

- i. Notify and request for assistance on the failure of such payment of such individual lessee to the local government and the state government responsible to the Pilot Project;
- ii. Consider the above (tick marked) solar PV system shall be removed at the expenses of the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) upon decision made for removal and transfer of the said solar PV system in question to other potential lessee within the village;
- iii. The entire system is so transferred and installed to other individual as the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) should make such decision for new lease agreement and that it would be subject to the agreement of such nominated individual; and
- iv. Village Electrification Committee (the name subject to agreement) shall maintain inventory of such removal and transfer of solar PV system in the log book maintained at the office of Village Electrification Committee (the name subject to agreement).

d. Non-refundable Policy of the Payment for Lease

All of the payment made under this contract shall not be refunded.

6. Warranty of the Solar PV System

Natural wear and tear of the battery, fluorescent lamp, indoor wiring, switches, and wall outlet of the above (tick marked) solar PV system shall be covered by the warranty of the supplier of the above (tick marked) solar PV system for one year from the date of completion of installation.

7. Liability of the Lessee and Leaser

a. Liability of Lessee

The lessee shall repair and/or replace at the his/her expenses, the battery, fluorescent lamp, indoor and outdoor wiring, switches and wall outlet of the above (tick marked) solar PV system after one year warranty period is expired.

In the event that the above (tick marked) solar PV system malfunctioned, the lessee shall notify the Village Electrification Committee (the name subject to agreement) for checking, technical assistance for repairing and execution of such repairing works and any replaced portion of the above (tick marked) solar PV system shall be so recorded in the log book maintained at the Village Electrification Committee (the name subject to agreement).

In the event that the battery, charge controller and solar panel malfunction due to their own life span, such portion of the above (tick marked) solar PV system shall be replaced at the cost of Village Electrification Committee (the name subject to agreement).

b. Liability of Leaser

The Leaser shall be responsible at the expenses of the Leaser the installation of the whole of the above (tick marked) solar PV system and its maintenance works during the lease period.

The Leaser shall also be responsible for providing technical assistance on repairing and replacing of any parts of the above (tick marked) solar PV system upon request made by the lessee.

Replacement of the battery, charge controller and solar panels as they become malfunction or upon reaching their own life period, which varies from \_\_\_ years to \_\_\_ years subject to frequency and running hours of its use, shall be made at the cost of the Leaser. Such replacement should be clearly recorded and notified to JICA Nigeria Office through the state government responsible to oversee the above (tick marked) solar PV system and that it shall notify to the Federal Government of Nigeria

---

I HAVE READ AND UNDERSTAND THE ABOVE LEASE AGREEMENT AS STATED AND I CERTIFY THAT THE INFORMATION PROVIDED BY THE VILLAGE ELECTRIFICATION COMMITTEE (THE NAME SUBJECT TO AGREEMENT) IS COMPLETE AND ACCURATE. I WOULD THEREFORE AGREE TO BE BOUND BY THE TERMS AND CONDITIONS CONTAINED HEREWITH.

Date: \_\_\_\_\_

Primary Lease

Lessee: \_\_\_\_\_ Leaser: \_\_\_\_\_

-----  
Secondary Lease (In the case of transfer is made):

Date: \_\_\_\_\_

Lessee: \_\_\_\_\_ Leaser: \_\_\_\_\_