

第5章 オフグリッド PV 地方電化計画

5. 1 再生可能エネルギーポテンシャル

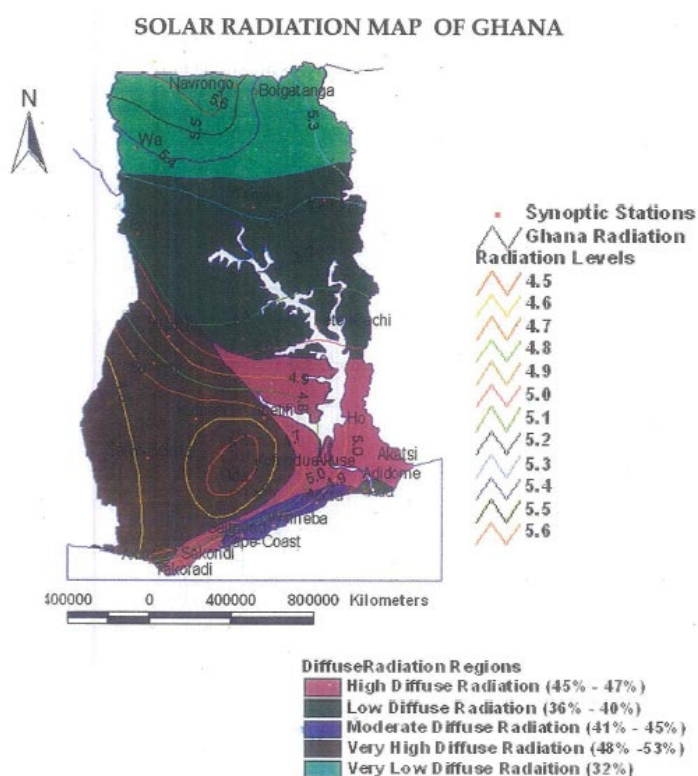
5. 1. 1 太陽光ポテンシャル

(1) 日射量

ガーナの年平均日射量は $4.57\sim 5.52\text{kWh/m}^2\cdot\text{day}$ と多く、全国平均で $5.10\text{kWh/m}^2\cdot\text{day}$ となっている。これを日本（東京）における日射量 $3.34\text{kWh/m}^2\cdot\text{day}$ と比較すると約 1.5 倍の日射量を有しており、ガーナにおける太陽光ポテンシャルの高さが伺える。

ガーナにおける発電可能量を年平均日射量より推計してみると、ガーナの国土面積 23 万 $8,537\text{km}^2$ の 0.1% を太陽光発電に利用した場合、太陽光の変換効率 10% とすると、年間 444 億 kWh の発電が可能となり、これは 500 万 kW の発電所に相当する発電量である。

日射量マップを図 5.1.1 に、地域別年間平均日射量を表 5.1.1 に示す。日射量は北部において高く、南西部において低くなる傾向にある。北西部の Wa（Upper West 州）における日射量は $5.52\text{kWh/m}^2\cdot\text{day}$ と最も高く、北部 3 州の平均日射量も $5.42\text{kWh/m}^2\cdot\text{day}$ と全国平均を上回っている。



(出所) EC 年次報告書

図 5.1.1 日射量マップ

表 5.1.1 地域別年間平均日射量

(kWh/m²·day)

Navrongo	Wa	Yendi	Tamale	Bole
5.51	5.52	5.37	5.39	5.32
Krachi	Wenchi	Ho	Abetifi	Kumasi
5.28	5.02	5.12	5.15	4.63
Akuse	Koforidua	Akim Oda	Bekwai	Ada
4.81	4.84	4.57	4.73	5.41
Accra	Saltpond	Takoradi	Axim	average
5.06	5.17	5.01	4.91	5.10

(出所) EC 提供データ

(2) 日射量の推移

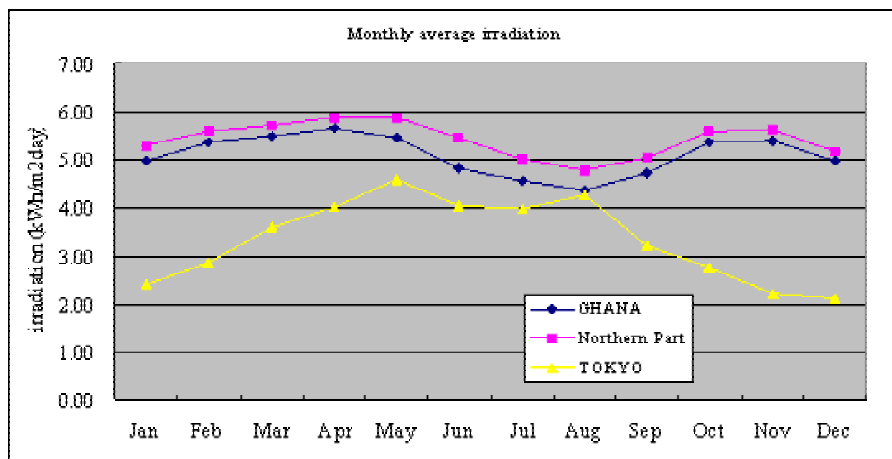
ガーナにおける日射量の推移は1月から徐々に増加し4月に最大となる。その後6月頃から減少に転じ8月に最小となるが、10月から11月にかけて再度増加した後12月に若干減少する傾向にある。最小日射量と最大日射量の比は全国平均にて1:1.29、北部3州平均にて1:1.22であり、年間を通して安定した日射量を有している。月別日射量を表5.1.2に、月別日射量推移を図5.1.2に示す。(参考として東京における日射量を付記する。)

表 5.1.2 月別日射量

(kWh/m²·day)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
GHANA	4.97	5.36	5.48	5.65	5.46	4.83	4.56	4.38	4.73	5.36	5.41	4.98	5.10
Northern Part	5.31	5.59	5.70	5.87	5.86	5.47	5.02	4.80	5.05	5.59	5.63	5.17	5.42
TOKYO	2.40	2.85	3.59	4.02	4.60	4.05	3.98	4.26	3.20	2.76	2.23	2.12	3.34

(出所) EC 提供データ, NEDO⁸⁹全国日射関連データマップ



(出所) 表 5.1.2 より作成

図 5.1.2 月別日射量の推移

⁸⁹ New Energy and Industrial Technology Development Organization, 新エネルギー・産業技術総合開発機構

(3) 気候現象（ハマターン）の影響

前述したように日射量は乾季に多く雨季に少なくなるが、ここではハマターンと呼ばれるガーナ特有の気象現象が太陽光発電に及ぼす影響を考察してみる。ハマターンとは乾季にサハラ砂漠の砂塵が季節風によって赤道付近まで運ばれ、どんよりとした埃っぽい日が続く現象で、11月～2月にかけて多くみられる。日本における黄砂に似た気象現象である。

地上観測と衛星による日射量を表 5.1.3、及び図 5.1.3 に示す。日射量の推移は地上観測と衛星データのいずれも同様な推移を示しているが、4月～10月の日射量がほぼ同じなのに対して11月～3月にかけては衛星データの日射量が10%程度多くなっている。これはハマターンにより太陽光が大気中で拡散、吸収され、地表面へ到達する太陽光が減少するためと考えられる。衛星データでは2月に日射量が最大になっているが、地上観測では3月～5月にかけて日射量のピークを迎えており、ハマターンの影響を伺うことができる。しかしながら、ハマターンの時期においても日射量は充分にあり、太陽光発電に支障を及ぼすものではないと思われる。

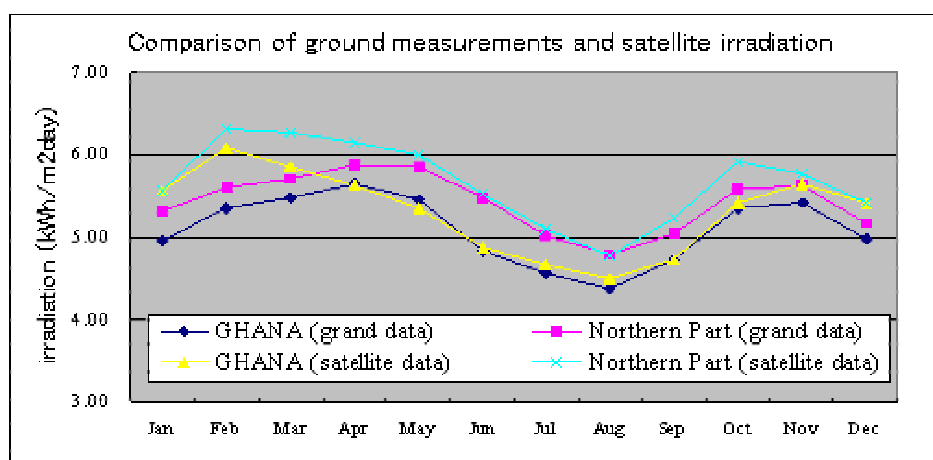
ハマターンが太陽光発電に及ぼす影響は、日射量の減少よりもむしろハマターンによって運ばれた砂塵が、太陽光パネルに付着することによる発電効率の低下が問題である。ハマターンは乾季に現れるため、パネルに付着した砂塵や埃は雨により洗い流されることなくパネル上に残り、発電効率を低下させることとなっており、パネルの清掃が重要な課題となっている。

表 5.1.3 地上観測と衛星による日射量の比較

(kWh/m²・day)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
GHANA (ground data)	4.97	5.36	5.48	5.65	5.46	4.83	4.56	4.38	4.73	5.36	5.41	4.98	5.10
Northern Part (ground data)	5.31	5.59	5.70	5.87	5.86	5.47	5.02	4.80	5.05	5.59	5.63	5.17	5.42
GHANA (satellite data)	5.56	6.09	5.86	5.62	5.36	4.87	4.66	4.51	4.73	5.42	5.65	5.41	5.31
Northern Part (satellite data)	5.56	6.32	6.26	6.15	6.00	5.51	5.10	4.78	5.23	5.91	5.77	5.41	5.67

(出所) EC 提供データ



(出所) 表 5.1.3 より作成

図 5.1.3 地上観測および衛星データによる日射量の推移

5. 1. 2 小水力ポテンシャル

(1) 大規模水力ポテンシャル

ガーナでは、利用可能な包蔵水力が約 240 万 kW であり、そのうち南東部に位置する Akosombo (91 万 2,000kW) およびその下流の Kpong (16 万 kW) において約半分が開発されている。開発可能な河川は、その流域面積が国土 (24 万 km²) の約 3 分の 2 を占める Volta River、Pra River、Tano River、Ancobra とされている。未開発水力の合計出力は 124 万 kW で年間 45 億 kWh が期待される。表 5.1.4 に水系別の開発計画を示す。

表 5.1.4 水系別水力地点

River Basin	Catchment Area (km ²)	Potential (MW)	Annual Generation (GWh)
Black Volta	148,820		
- Kouibi		68	392
- Ntereso		64	257
- Lanka		95	319
- Bui		400	1,000
- Jambito		55	180
Total		682	2,148
White Volta	105,540		
- Pwalugu		50	184
- Kulpawn		40	166
- Daboya		43	194
Total		133	544
Oti	71,940		
- Juabo		90	405
Tano River	14,700		
- Asuaso		25	129
- Sdukrom		17	67
- Jomuro		20	85
- Tasnosu		56	259
Total		118	540
Pra River	22,290		
- Awisam		50	205
- Heman		90	336
- Abaumesu		50	233
- Kojokrom		30	136
Total		220	910
Grand total		1,243	4,547

(出所) MOE, *Hydropower Development in Ghana, Summary Description of Potential Sites, January 2004*

このうち、Bui 発電計画 (400MW) および Pra River、Tano River については MOE 直轄であり、VRA は主として Volta 水系の発電所を取扱っている。VRA では 1993 年に Juale, Pwalugu, Kulpawn の 3 地点の Pre-FS を実施している。Bui 発電計画については保護区域 (国立公園) や住民移転の問題で、他の計画も資金面の目途がつかないため、開発は進められていない。

(2) 小水力ポテンシャル

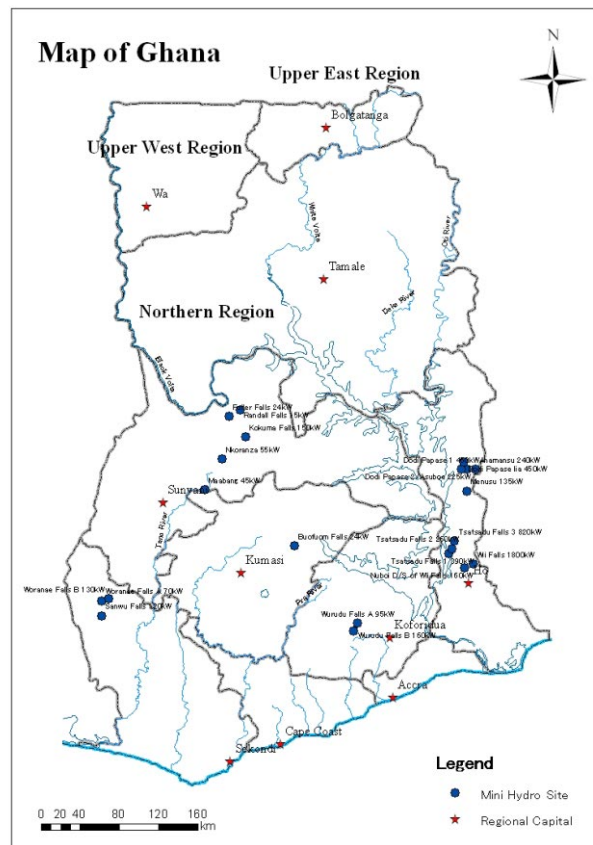
再生可能エネルギー利用の観点から、ガーナ政府では小水力開発を推進しており、1999 年より Energy Foundation が既存のレポートをレビューするとともに、有望な南部方面の小水力地点を調

査している⁹⁰。また、MOE では再生可能エネルギー利用の観点から、小水力開発を推進しており、21 地点を開発可能としている。しかし、これら候補地点は全て南部地域に集中しており、本件調査対象の北部 3 州においてポテンシャル地点は確認されていない。表 5.1.5 に小水力ポテンシャル地点を、図 5.1.4 に位置図を示す。

表 5.1.5 小水力ポテンシャル地点

No.	Name	Firm capacity (kW)	No.	Name	Firm capacity (kW)
1	Wli Falls	325	12	Woranae Falls A	12
2	Nuboi D/S of Wli Falls	45	13	Woranae Falls B	20
3	Tsatsadu Falls I	100	14	Randall Falls	4
4	Tsatsadu Falls II	75	15	Fuller Falls	7
5	Tsatsadu Falls III	170	16	Kokuma Falls	60
6	Mensu	65	17	Nkoranza	35
7	Ahamansu	125	18	Maabang	15
8	Dodi Papase I	210	19	Buofuom Falls	10
9	Dodi Papase II/Abuoe	100	20	Wurudu Falls A	30
10	Dodi Papase lia	210	21	Wurudu Falls B	45
11	Sanwu Falls	20			

(出所) MOE, *Hydropower Development in Ghana, Summery Description of Potential Sites, January 2004*



(出所) MOE 資料より調査団作成

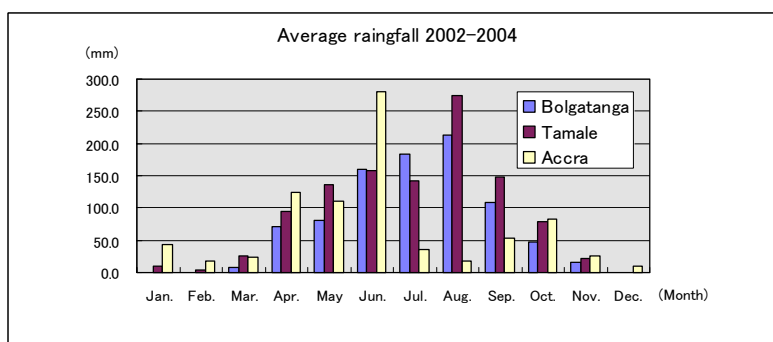
図 5.1.4 小水力ポテンシャル地点位置図

⁹⁰ Mini Hydro Power in Ghana Prospect and Challenges, October 2002, Energy Foundation,

(3) 北部3州における小水力ポテンシャル

1) 気象・地形面からの検討

前述のように、北部3州において小水力地点は確認されていない。これは、北部3州の地形がフラットで小水力開発に必要な落差を得られる地域がほとんどないこと、また12月～3月の乾季にほとんど雨が降らず、この時期に河川が干上がってしまうことにより年間を通じて発電できないことが理由である⁹¹。図5.1.5にアクラ、Upper East州のBolgatangaおよびNorthern州のTamaleにおける過去3年間の平均雨量を示す。



(出所) 気象局 (Meteorological Department)

図 5.1.5 北部地域における至近3カ年の雨量 (2002-2004)

2) 灌漑ダムの利用可能性

ガーナ北部地域において、年間を通じて流量が得られる可能性のある灌漑ダムについて検討を実施した。検討対象は、Northern州のBotangaダムおよびUpper East州のTonoダムである(表5.1.6参照)。両ダムともに、乾季を中心に自然流下方式で下流の灌漑プロジェクトに水を供給している。

表 5.1.6 灌漑ダム諸元

ダム名	Botanga	Tono
位置	Northern 州	Upper East 州
完成年	1980	1985
集水面積 (km ²)	168	650
湛水面積 (km ²)	7.7	18.6
総貯水容量 (×10 ⁶ m ³)	25.0	93.0
有効貯水容量 (×10 ⁶ m ³)	20.0	83.0
ダム高 (m)	12	9

(出所) Botanga : 農業省、Tono : ICOUR (Irrigation Company of Upper East州)

周辺が平坦な地形であり放流水の落差を利用することは難しいため、ダムの落差による発電形式を検討したが、乾季において最大でも26.5kW程度しか発電できず、ポテンシャルとして期待することは難しい。

⁹¹ 落差を得ることが可能と考えられる Upper East 州と Northern 州の境 Nakpanduri においても、2005年5月の調査では河川水が完全に干上がっていた。

***Tono ダムにおける発電可能出力の概略検討⁹²**

Tono ダムの乾季における1ヶ月の必要水量 $2.4 \times 10^6 \text{ m}^3 = 0.9 \text{ m}^3/\text{s}$ である。

半日の12時間放流するとして、 $1.8 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

可能出力は、 $Q \text{ (kW)} = 2 \text{ (乾季の落差 m)} \times 1.8 \text{ (使用水量 m}^3/\text{s)} \times 9.8 \text{ (重力加速度)}$
 $\times 0.75 \text{ (水車発電機効率)} = 26.5 \text{ kW}$

また、両ダムとも乾季において余剰水が殆ど無いため⁹³、発電のために使用水量を増加させることは事実上不可能である。ダムの嵩上げを行う場合は工事費の負担の問題とともに、湛水面積が大きくなって、周辺住民や環境への影響が懸念されるため、早期の解決は難しい。

したがって、現状北部3州において早期に開発可能な小水力ポテンシャルはないと考えられる。

5. 1. 3 風力、バイオマスポテンシャル

(1) 風力ポテンシャル

1) 平均風速

衛星データによる地上70mの風速マップを図5.1.6に示す。これよりガーナは大半が風速5m未満の地域であり、風況の比較的良好な地域は東南部の海岸地域、ボルタ川流域、東南海岸から中央西部へ延びる高地、および北部国境付近の山間部に限られている。表5.1.7に地上12mにおける月平均風速を示す。地上観測の結果は衛星データの結果と同様の傾向を示しており、最も風況の良いAdaにて平均風速5.1m/sとなっている。また、北部3州においてはTamaleにて3.9m/s、その他の地域にて3.0m/s程度であり、発電ポテンシャルは高くないと思われる。

⁹² ICOUR (Irrigation Company of Upper 州) の年間運用資料に基づく。

⁹³ 例えば、Botanga dam では下流で稲作を行っており、乾季の水が足りない時期には利水者同士が話し合いにより農業用水を融通している。

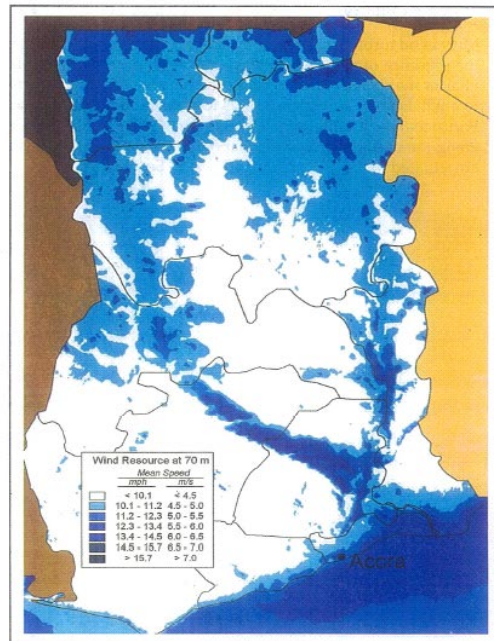
表 5.1.7 月平均風速 (高さ 12m)

(m/s)

Station	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
Abetifi	3.9	4.4	4.7	4.5	4.2	4.4	4.7	4.6	4.2	4.0	4.0	3.7	4.3
Accra	3.3	3.8	4.0	4.0	3.5	3.7	4.6	4.9	5.0	4.2	3.4	3.1	4.0
Ada	4.6	5.5	5.6	5.2	4.7	4.7	4.9	4.9	5.7	5.7	5.2	4.7	5.1
Akatsi	2.6	2.9	2.9	2.8	2.5	2.5	3.3	3.5	3.3	2.6	2.2	2.6	2.8
Akim Oda	2.3	2.5	3.0	3.1	2.4	2.4	3.0	2.8	2.8	2.5	3.3	2.7	2.7
Akuse	3.5	4.1	4.4	4.4	3.7	3.5	4.1	4.3	4.0	3.4	3.0	3.2	3.8
Axim	2.9	3.4	3.6	3.4	3.2	3.5	3.5	3.4	3.5	3.6	3.3	3.1	3.4
Bekwai	2.0	2.2	2.3	2.2	2.1	2.0	2.1	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1
Bole	3.3	3.5	3.7	3.6	3.2	2.9	3.0	2.6	2.1	2.3	2.6	3.1	3.0
Ho	2.5	2.7	2.8	2.7	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.5
Koforidua	2.3	2.4	2.5	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.4
Krachi	2.8	3.4	3.7	3.6	3.2	2.8	2.8	2.6	2.5	3.0	2.6	2.5	2.9
Kumasi	3.2	3.8	4.2	4.0	3.7	3.7	4.4	4.3	4.1	3.6	3.4	3.2	3.8
Navorongo	3.6	3.7	3.1	3.2	3.2	2.9	2.8	2.8	2.6	2.7	2.8	3.3	3.0
Saltpond	3.6	4.3	4.2	3.9	3.7	3.7	3.9	4.2	4.5	4.2	3.8	3.5	4.0
Sunyani	3.5	3.9	4.4	4.2	3.8	3.9	4.1	4.1	3.7	3.5	3.4	3.4	3.8
Takoradi	3.5	3.9	4.4	4.4	3.9	4.1	4.2	4.6	4.9	4.4	4.0	3.3	4.1
Tamale	4.1	4.6	4.7	4.9	4.3	3.9	4.0	3.6	3.0	3.1	3.3	3.8	3.9
Tema	4.3	4.7	4.8	4.5	4.2	4.4	5.0	4.9	5.1	5.0	4.6	4.2	4.6
Wa	3.9	4.1	3.8	4.0	3.7	3.5	3.3	2.7	2.3	2.8	2.9	3.2	3.3
Wenchi	3.4	3.7	4.1	3.9	3.7	3.7	3.7	3.7	3.5	3.1	3.1	3.1	3.6
Yendi	2.9	3.2	3.0	3.2	3.0	2.8	2.8	2.7	2.4	2.4	2.3	2.7	2.8

(出所) EC 提供データ

WIND RESOURCE MAP AT 70M FROM SATELLITE DATA



(出所) EC 年次報告書

図 5.1.6 サテライトデータによる風速マップ (地上 70m)

2) 発電量の推定

ガーナにて最も風況の良い Ada、及び北部 3 州にて風況の良い Tamale において風力発電を導入した場合の発電量を推定する。

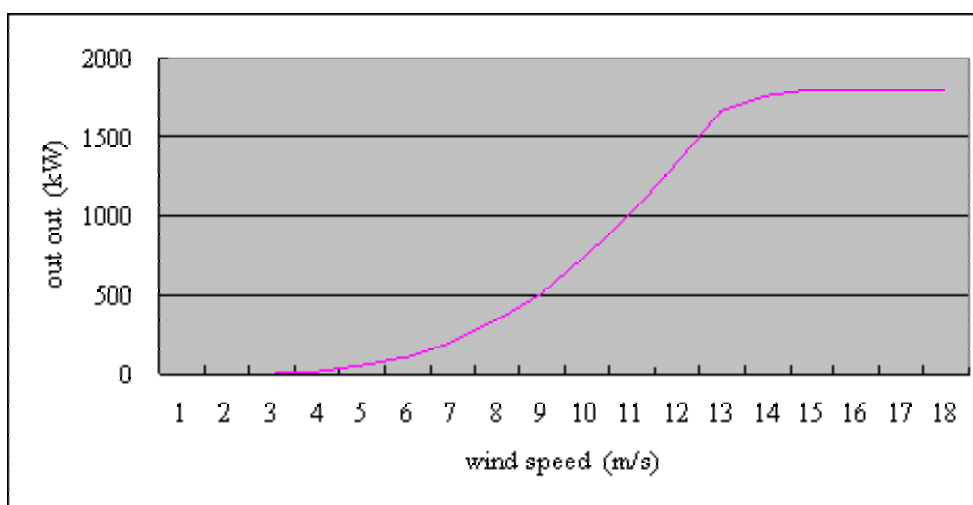
(a) 風車仕様

推定に使用する風車は最近の主流である 2,000kW 級とする。風車の仕様例を表 5.1.8 に、風車のパワーカーブを 図 5.1.7 に示す。

表 5.1.8 風車仕様例

型 式	アップウインド
ローター直径	70m
ハブ高さ	65m
ブレード数	3
カットイン風速	2m/s
カットアウト風速	25m/s

(出所) ドイツ ENERCON 社



(出所) ドイツ ENERCON 社

図 5.1.7 2,000kW 級風車のパワーカーブ例

(b) 発電量の算出

風車の発電量の算出にあたっては、観測高さ風速をローター高さに換算*する必要がある。観測高さが 12m であることから、ローター高さ=65m における平均風速は、Ada にて 6.5m/s、Tamale にて 5.5m/s となる。また、換算平均風速より算出した風速出現率と年間発電量を表 5.1.9 に示す。

表 5.1.9 風速出現率、年間発電量

風速 (m/s)	出現率		年間発電量 (kWh)	
	Ada	Tamale	Ada	Tamale
0	0.0%	0.0%	0	0
1	3.7%	5.1%	0	0
2	6.9%	9.5%	0	0
3	9.4%	12.4%	6,208	8,171
4	11.1%	13.8%	46,499	58,015
5	11.7%	13.6%	106,490	124,038
6	11.4%	12.2%	200,201	214,404
7	10.5%	10.1%	311,643	302,211
8	9.0%	7.8%	407,930	352,772
9	7.4%	5.6%	485,574	368,795
10	5.8%	3.8%	518,887	340,872
11	4.3%	2.4%	507,555	284,026
12	3.1%	1.4%	446,853	209,779
13	2.1%	0.8%	320,187	124,192
14 (m/s)以上	3.7%	1.3%	580,344	206,060
合計	100.0%	100.0%	3,938,372	2,593,335

*風速の高度分布は経験則 $V=V0 \times (H/H0)^{1/n}$ を使用。nは地形により2~10の値をとる。

Adaは海岸地域であることからn=7、Tamaleは田園地方としてn=4とした。

**風速出現率はWeibull分布によるものとして算出した。

(出所) 調査団推定

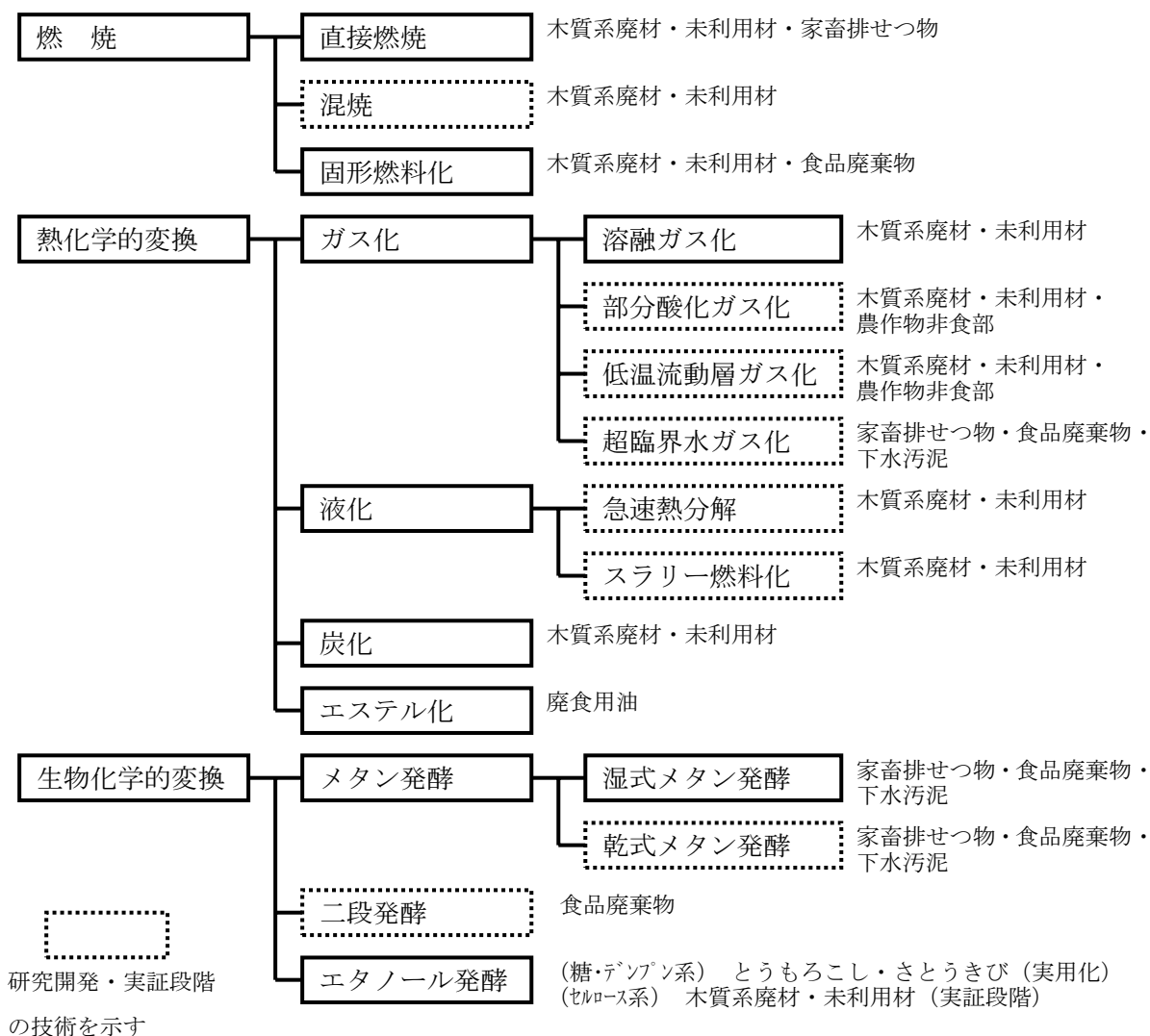
風力発電による発電量の推計結果は、Adaにて394万kWh、Tamaleにて259万kWhとなった。推計に使用した風車の定格出力が1,800kWであることから、設備利用率はAdaにて25%、Tamaleにて16.5%となっている。

これらのことからガーナにおける風力発電は風況の良いとされる海岸地方でも設備利用率が低く、実現の可能性は低い。しかしながら、発電量は平均風速からの推計であることから、今後、詳細な風況調査を実施し、風況を精査することが重要である。

(2) バイオマスポテンシャル

1) バイオマスの利用技術

バイオマス資源の利用方法には、エネルギーの変換技術から、大別して、直接燃焼、熱科学的変換、生物化学的変換に分類される。図 5.1.8 にバイオマスエネルギー変換技術の体系を示す。



(出所) NEDO バイオマスエネルギー導入ガイドブック

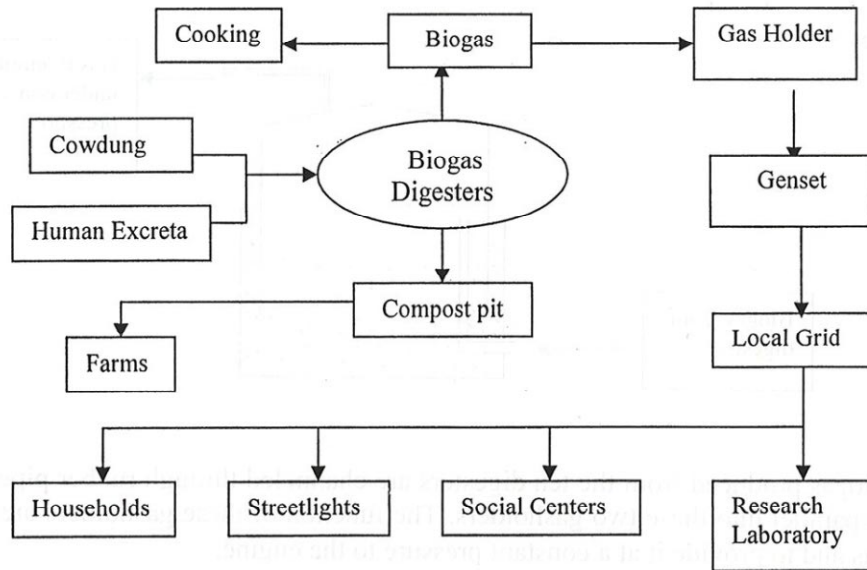
図 5.1.8 バイオマスエネルギー変換技術の体系

2) ガーナでのバイオマス発電の実績

ガーナでは1990年にMMEによってTema郡のAppoloniaにおいて、バイオガス発電の研究およびデモンストラーションプロジェクトを実施している。家畜糞尿と人排泄物をメタン発酵させ、調理用燃料と発電用燃料として使用するものであった。図 5.1.9 にプロジェクトにおけるエネルギー利用系統図を示す。

Set-up Of The Bio-Power Project

Fig. 1



(出所) MME, *BIOGAS ELECTRIFICATION FOR RURAL APPLICATION: THE APOLONIA EXPERIENCE*

図 5.1.9 エネルギー利用系統図

このシステムでは2台の発電機に連係され、延長約1kmの小グリッドが構成され、21世帯、教会が2、モスク1、ビデオセンター1軒、ドリンクバー2軒、学校が1校、街灯20基が系統に連携された。このプロジェクトにより発電単価は、バイオガス発電\$0.34/kWh、ディーゼル発電\$0.25/kWh、太陽光発電\$0.48/kWhと試算された。

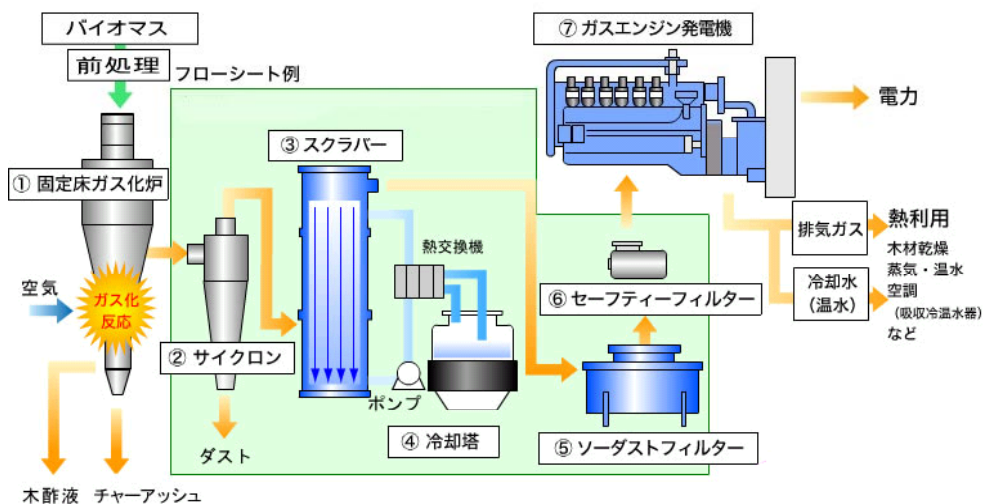
プロジェクトの問題点は、需要と供給の不均衡や、原料を運ぶための費用がとて高くなってしまったことである。したがって、プロジェクト以降は発電機を除いた *Biogas-based toilet system* へと技術が継承されていった。

バイオガス発電はガーナにおいても有効であり、実施可能な技術であることはこのプロジェクトにより実証されているといえるが、バイオガス発電が普及していくためには、特に原料の収集をいかに効率的に行えるかが課題である。

3) その他のバイオマスポテンシャル

ガーナにはバイオマス発電の原料となる農業系廃棄物や木質系廃棄物が豊富に存在し、これらを利用した熱分解ガス化発電の可能性が高い。図 5.1.10 は熱分解ガス化発電のシステム図である。また、表 5.1.10 にガーナの主要農業廃棄物を示す。

農業系廃棄物量は合計11万7,000トンである。これよりエネルギー賦存量を推定すると、ガス化発電の効率を20%、農業廃棄物の発熱量を平均17.7GJ/tとするとエネルギー賦存量は3,918,780GJ=10億8,800万kWhとなる。これは12万4,000kWの発電所に相当する。しかしこの賦存量はガーナ全国の量であり、廃棄物量密度を考慮すると原料の集積効率が悪く現時点での導入は困難と思われる。農産物の集約的・計画的生産、及び生産性の向上が課題であると思われる。



(出所) 調査団作成

図 5.1.10 熱分解ガス化発電システム

表 5.1.10 ガーナの主要農業廃棄物

Crop	Residue	Residue Production (1000ton)
Maize	Cob	553
Oil Palm	Shell	193
Paddy Rice	Husk	19
Sorghum	Husk	136
Millet	Stalk	150
Ground nut	Stalk	56
Total		1,107

(出所) JICA、ガーナ国再生可能利用エネルギーマスタープラン調査（プロジェクト形成調査・事前調査）調査報告書 平成 16 年 12 月

5. 2 PV 電化のニーズおよび役割の明確化

5. 2. 1 地方電化が貧困削減に果たす役割の確認

GPRS によると、地方電化は保健医療や教育、そして飲料水や灌漑用水の確保といった公共サービスを支える社会インフラとして、また地域経済活性化のための経済インフラとして必要とされている。これら社会経済的要求に対して電気がどのように活用されるかということ十分に把握したうえで、地方電化計画を立案しなければいけない。

5. 2. 2 オングリッドとオフグリッド PV の品質や容量の違いに対する配慮

本件調査では、北部地域においてオングリッド (SHEP) による電化が難しい村落に対して、オフグリッド PV 地方電化計画を策定することになるが、実際には PV の電気は電気の品質や容量が異なる (表 5.2.1 参照) ので注意を要する。

表 5.2.1 グリッド電化と PV 電化の品質の違い

	グリッド品質の電気	PV による電気 (SHS)
電気の容量	高	低 (通常 100W まで)
使用範囲	調理器、冷蔵庫、モーターなど、大容量機器に対応可	照明、ラジオ、白黒テレビなど低容量機器が使用可
使用時間	24 時間	1 日数時間程度
維持管理	電力会社が管理	管理主体が必要

(出所) 調査団作成

このため、ユーザーや事業者に対してこの違いに対して理解を深めてもらうことが必要であり、限られた電気を可能な限り不公平感なく利用する方法を考えなければならない。

実際、ガーナ北部地域の配電事業を行っている NED によると、彼らがオフグリッド PV 電化事業を開始するための懸念として、以下の項目をあげている。

- グリッド電気料金との整合性 (収入面)
- オフグリッド PV とオングリッドの電気の質と量の違い
- PV が来たらグリッド電気が供給されないのではないかというユーザーの懸念

5. 2. 3 北部地域における PV 電化ニーズの整理・分析

調査団では、地域住民や公共施設、商業施設などへのインタビューを通じて、彼らの日常生活や業務の問題点、そこから生じる電化ニーズを把握した。これらの概要は以下のとおりである。

- 公共施設については、一次医療の充実のため、クリニックにおける照明やワクチン用冷蔵庫、通信施設などへのニーズが大きい。また、夜間教育の充実のために、学校への照明のニーズがある。
- 商業施設については、収入増加に直結する、照明や音響設備に対する電化ニーズがある。一方で、製粉所など動力へのニーズはあるが PV の電気では対応できない。
- 家屋については、夜間の勉強やコミュニケーションのための照明や、ラジオ・テレビなどの娯楽設備にニーズがある。
- 新たな収入を生み出す PV 電化の利用方法については、携帯電話ステーションや農作物の乾燥設備などのアイデアはあるが、具体的にはまだ見つかっていない。

さらに詳細な問題点および電化ニーズ、実現するための課題を整理したものを表 5.2.2 に示す。

表 5.2.2 ガーナ北部地域におけるオフグリッド PV 電化ニーズ

対象施設	現場における問題点やニーズ	電化製品ニーズ	特記事項や課題		
公共施設	病院 (クリニック)	・夜間の診察や検査・手術や出産への対応 ・ワクチンや薬品の安定的な貯蔵 ・病院・クリニック間の迅速・適切な連絡と処置 ・検査機器の導入による疾病の早期発見	・照明 ・冷蔵庫 ・無線機 ・検査機器	・医療水準の向上のため、ニーズは非常に大きい。 ・ケロシンやガスによる冷蔵庫より安定的に利用可能である。 ・容量が大きいため、200W以上の独立システムが必要である。 ・中央病院を中心とした管理体制構築が必要である。 ・検査機器の容量の大きさやメンテナンス体制を勘案すると、遠隔農村部での適用は難しい。	
	学校	・夜間の自習や、複式学級導入による教育レベルの向上 ・メディアを通じた教育情報の普及 ・遠隔教育による教育普及や、教育ネットワークの向上	・照明 ・ラジオ、テレビ ・コンピュータ、インターネット機材	・夜間遠距離からの通学は難しいため、利用者はある程度限定される。 ・他民族言語による理解度の問題がある。 ・従来の100Wタイプを超える大きなシステムが必要となる。 ・機材の納入や維持管理を考えると、遠隔村での導入は難である。 ・通信回線の確保の必要がある。	
	スタッフハウス (教員、ナースなど)	・生活満足度向上によるスタッフの常駐化 ・教師の能力向上(教材準備ならび学習など)	・照明、ラジオ、テレビ等	・教師やクリニック勤務者に対する農村勤務インセンティブのため必要である。	
	上水システム	・安定した飲料水の確保 ・簡易給水設備による衛生状態の改善 ・水汲みの重労働からの解放	・ポンプ施設	・オープンスペースに設置するため、盗難防止策が必要である。 ・維持管理のため体制作りが特に必要。	
	灌漑施設	・安定的かつ効率的な農業の推進 ・重労働からの解放	・ポンプ設備	・地下水汲み上げを想定した場合、比較的大きなシステムが必要で維持管理も難しい。	
	街灯	・夜間歩行時の道しるべ ・治安の向上		・公道に設置することに関するニーズは感じられないが、学校やクリニックの前に置くことのニーズはある。 ・所有権の明確化と維持管理体制が求められる。	
	宗教施設(教会、モスクなど)	・宗教活動の促進	・照明、音響施設	・寄付金があり、費用を賄える可能性が高い。 ・政府プロジェクトとしては対象になりにくい。	
	コミュニティセンター	・集会やレクリエーションの拠点	・照明、テレビ、ビデオ	・チーフの家を利用する場合もある。 ・所有権の明確化と維持管理体制が求められる。	
	民間施設	家屋 (コバウンド)	・夜間の一般的な家庭内活動についての利便性促進 ・夜間学習の普及(新聞や聖書の読書も含む) ・レクリエーション(ダンスなど)や集会の拠点 ・娯楽の提供 ・各種情報の入手 ・食料品や飲み物の保存、販売 ・快適性の確保	・照明 ・娯楽・情報ツール: ラジオ、テレビ ・冷蔵庫、冷凍庫、扇風機	・北部地域の家屋においては、100W程度のシステムが購入可能な限度と思われる。 ・最もニーズが高いのはテレビやラジオなどの娯楽製品であると思われる(一方で、他民族言語による理解度の問題がある)。 ・一般家屋のニーズはあるが、PVシステムの容量と購買能力の面で使用は難しい。 ・アイロンや電気調理器など熱源にPVは使用不可。
		商業施設(小規模商店)	・営業時間延長(夜間営業)による収入の増加 ・バーやレストランなどでの集客力向上 ・食料品や飲み物の保存、販売 ・快適性の確保	・照明 ・ラジオ、音響設備、テレビ ・冷蔵・冷凍庫、扇風機等	・現金収入があるため、100W以上のシステムを購入して、多様な電化製品を利用する潜在需要がある。 ・木の実の製粉など機械関係のニーズは高いが、PVシステムは使用不可である。
その他		・バッテリーベースシステムによる家電製品利用の促進 ・コミュニケーション機会の向上 ・木の実など農作物の乾燥作業の効率化	・バッテリーチャージステーション ・携帯電話ステーション ・農作物の乾燥	・月2回程度のチャージ(3,000Cedi/回)と安価であるため、収入の少ない世帯にも適用可能である。 ・使用範囲が限定される(照明、ラジオ程度) ・中継所の設置によるエリア拡大 ・携帯電話のチャージは、通常家屋のシステムで適用可能。 ・北部地域は乾期に十分な日射があり乾燥しているため、どの程度のニーズがあるかは現状では不明。	

(出所) 調査団作成

5. 3 電力需要想定

5. 3. 1 電力需要想定の手法

電力需要想定は、電化対象地域における社会経済活動や、既存のプロジェクトを基に電力需要規模を把握するとともに、当該地域における個別システムのサイズや電化コストを算出するために実施される。一般的な電力需要想定手法には、以下のとおりエンジニアリング的手法(マイクロ手法)と計量経済学的手法(マクロ手法)があり、両者の特徴は表 5.3.1 のとおりである。

表 5.3.1 一般的な電力需要想定手法

手法	特徴
エンジニアリング的手法 (積み上げ方式、マイクロ手法)	必要なデータは多いが時系列データはかならずしも必要では無い データにより裏付けられているので予測結果の背景の説明が容易
計量経済学的手法 (マクロ手法)	必要なデータは少ないが、長期の時系列データが必要 経済指標を需要の説明変数とするため、結果の背景を説明しにくい

(出所) 調査団作成

本件調査では次の理由により、エンジニアリング的手法（ミクロ的手法）を採用した。

- ① ガーナ農村部の電力需要の大きな部分を占める一般家庭用需要は、その経済活動の変化や電気製品の普及の度合いや経済状況の変化に大きく影響を受ける。
- ② 未電化地域やバッテリー等の分散型電源による電化地域においては、過去の電力需要に関する時系列データが存在しない、または存在しても十分でない。

5. 3. 2 電力需要想定のおよび手順

オフグリッド PV 電化の場合、使用可能な電化製品が限定的であるとともに、一般的なシステムのサイズが 50W、100W など限定的なものとなるため、潜在需要をこのシステムサイズに合わせて表現することとする。また、補足的にオングリッド電化についても電力需要想定を実施し、オフグリッド電化との比較検討資料とした。図 5.3.1 に需要想定の手続きフローを示す。また、各検討項目の考え方を以下に詳述する。

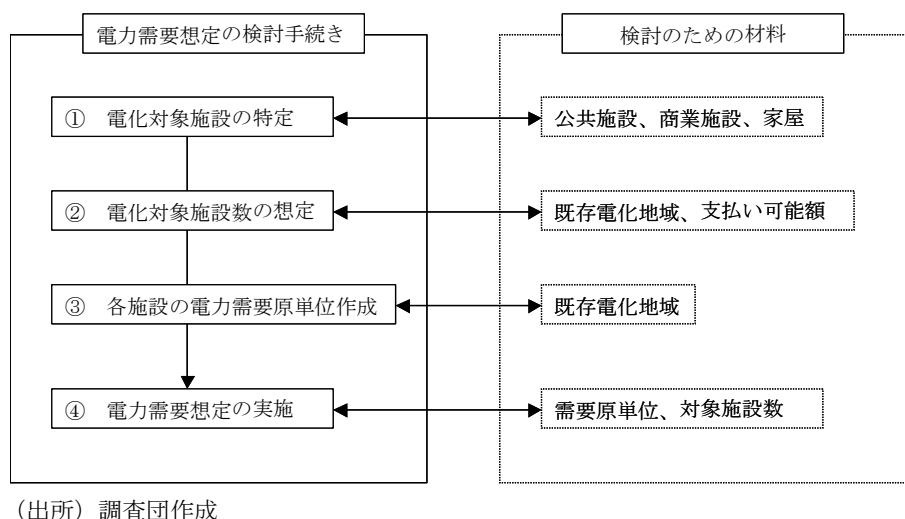


図 5.3.1 電力需要想定の手続きフロー

(1) 電化対象施設の特定および施設数の想定

ガーナ政府の電化目標は、「全国に電気がアクセス可能 (accessible) であること」であり、家屋電化率については特に目標を定めていない。このため、オフグリッド PV 電化対象村落の対象家屋数や商業店舗数については、村落社会経済調査に基づき、以下の項目を総合的に判断して電化率 (対象施設数) を決定した。

- 既電化 PV 地点の実績
- オングリッド電化地点の実績
- 住民の支払い可能額

また、公共施設については、学校や保健施設、水供給施設などの規模や電化の必要性に応じて対象施設数を決定した。

(2) 各施設の電力需要原単位の作成

施設ごとの需要原単位の基礎となる電気機器の容量については、第2次現地調査における電化製品調査および、村落社会経済調査によって得られたデータに基づき、表 5.3.2 の値を使用する。なお、容量が大きく一般的には PV に馴染まない製品については、表にあるようにオングリッドのみの電化製品として整理している。

表 5.3.2 電化製品の需要原単位

PV 電化用		オングリッド電化用	
電化機器	容量 (W)	電化機器	容量 (W)
蛍光灯 (小)	8	カラーテレビ (14 インチ)	53
蛍光灯 (中)	18	カラーテレビ (20 インチ)	77
白黒テレビ	30	ステレオ	150
ラジカセ	15	中型冷蔵庫	140
扇風機	55	白熱灯	40
ワクチン用冷蔵庫	54	蛍光灯 (4 フィート)	36
無線機	5.4	蛍光灯 (2 フィート)	18
		天井型扇風機	65
		エアコン	2,000
		アイロン	750
		洗濯機	350
		ドライヤー	1,300
		炊飯器	700
		電気コンロ (調理器)	1,500
		電気ミシン	100

(出所) 調査団設定

家屋ごとの需要原単位 (最大電力) については、PV 電化の場合パネルの容量によりある程度システムサイズが決められるため、既存の PV プロジェクトの分析に基づき、ガーナの標準的な大きさ (50W、100W など) によって最大電力を仮定した。また、公共施設のうち代表的なクリニックや学校については、MOE や RESPRO など過去のプロジェクトの実績や現地調査の結果に基づき需要原単位を仮定した。

5. 3. 3 電力需要想定の実施 (PV 電化)

(1) 未電化家屋における PV 電化需要

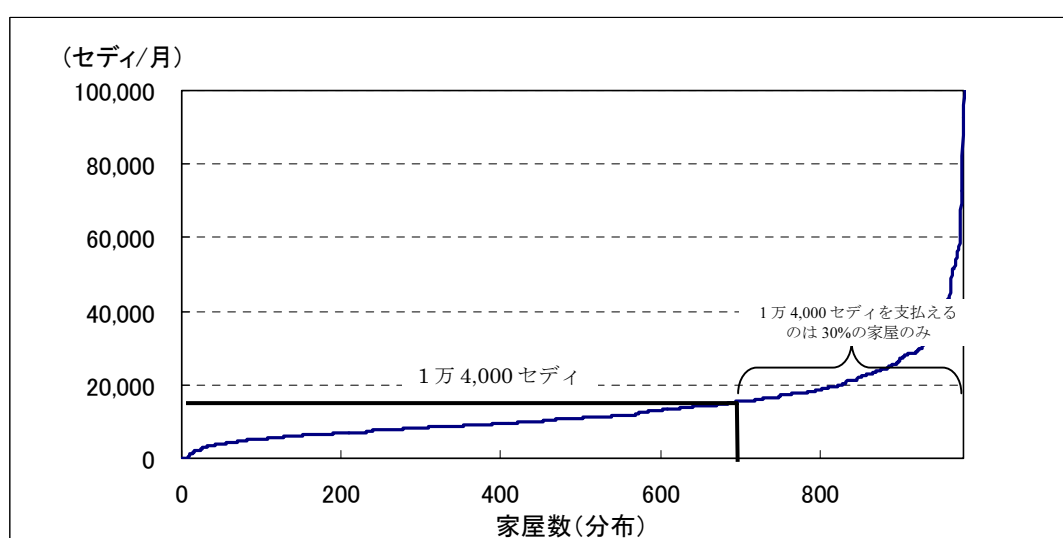
村落社会経済調査の分析でも述べたように、PV 電化家屋は依然として灯油や乾電池をエネルギー源として利用しており、PV に用いているコストは全体の約 1/4 に過ぎない。未電化家屋において現在のエネルギー支出をベースに 1/4 を PV で使用すると考えた場合、1 ヶ月に平均で 1 万 4,000 セディ (約 1.5 ドル) は最低振り向けることができる。

次に未電化住民の支払い意思額については、電化されてもこれ以上エネルギー支出を増やしたくないという住民が多いことも村落社会経済調査結果から得られており、増額希望平均金額も減額可能平均金額を下回っている。また、SHS や BCS のユーザーの多くは現状以上の支出を望んで

いないため、未電化家屋に PV が導入されても多くの支出は望めない。

SHS の設置を考えた場合、50W システムで約 650 ドル（600 万セディ）をキャッシュで支払える住民は皆無に等しい。このため、家屋への電化は BCS を中心として考えた。週 1 回 3,000 セディ（約 0.3 ドル）のチャージであれば月額支払い可能額 1 万 4,000 セディ（約 1.5 ドル）で賄うことができる。これは、BCS 家屋の月平均支出 1 万 5,500 セディ（約 1.7 ドル）に対して、未電化家屋の支払い可能額 1 万 4,000 セディ（約 1.5 ドル）がほぼ同じであるため、住民は何とか BCS による家屋電化を享受できることになる。

しかし、未電化家屋の分布を見るとエネルギー支出の多い家庭は少なく、1 万 4,000 セディを支払える住民は全体の約 30%にしか過ぎない（図 5.3.2 参照）。



(出所) 村落社会経済再委託調査より調査団作成

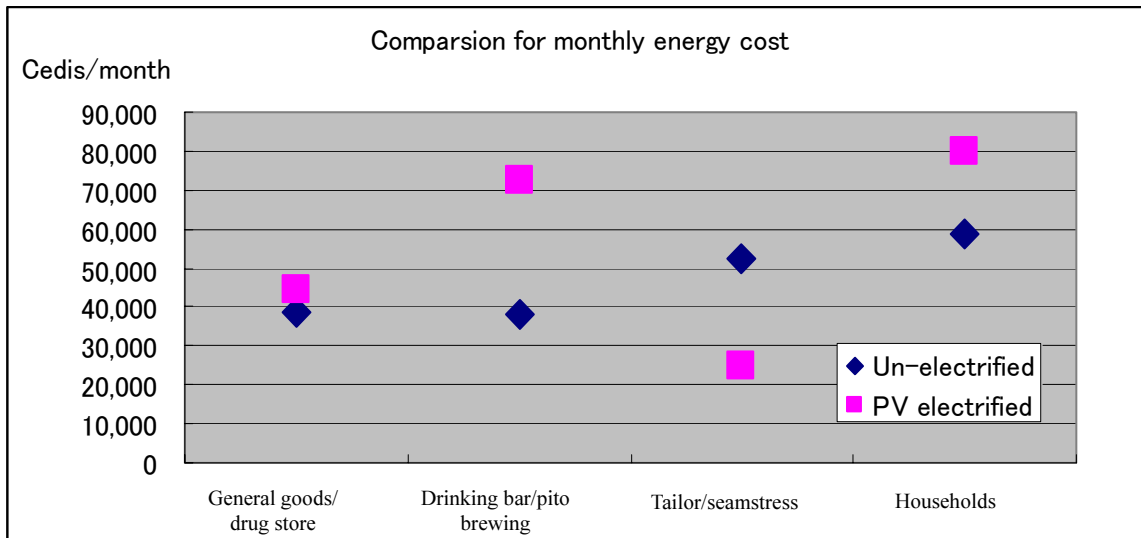
図 5.3.2 未電化家屋における月額払い可能額分布

一方、初期費用については未電化家屋で平均 12 万セディ（約 13.3 ドル）の支払いにとどまっているが、PV 電化家屋の場合これが 2 倍以上の平均で 2 万 9,100 セディ（約 32.3 ドル）に増えていることから、カーバッテリーの費用 50 ドル（4 万 5,000 セディ）には及ばないにしても、購入可能なレベルの家屋が存在することが考えられる。

これらの点を考慮すると、未電化村落における総家屋のうち月額支払い能力から判断すると 30%の家屋が BCS の電化が可能であるが、バッテリーの初期費用購入能力を考えると、さらに少なめの 20%とすることが現実的なモデルである。

(2) 商業施設における PV 電化需要

商業施設のうち比較的サンプル数の多い一般商店（General goods/drug store）、バー（Drinking bar/pito brewing）、テイラー（Tailor/seamstress）および未電化家屋の月あたりの平均エネルギーコストを比較した（図 5.3.3 参照）。



(出所) 調査団作成

図 5.3.3 代表的な商業施設における月平均エネルギーコスト

未電化、PV 電化施設ともにエネルギー支出は家屋の平均を下回っている。これは、一般的な村落の商業施設の構造として、1 部屋だけの小さな建物であること、そして店を閉めた後は家に帰ることから、比較的小さな消費しか見られないことになる。また、飲食店については料理を裏の家屋で行うことも原因の一つである。このため、商業施設の PV 購入能力を現在のエネルギー支出から想定することは適切ではないと考えられる。また、PV 電化で SHS を有している商店のうちかなりの部分が RESPRO のサービスを受けているため、PV のエネルギー支出は月に 2 万 5,000 セディ (約 2.8 ドル) 程度になっているため、これもあまり参考とはならない。

次に、未電化一般商店やバーでは一月あたり約 100 万 - 120 万セディ (110 - 130 ドル) の収入がある (日銭が入ってくる) ため、一般家屋に対して潜在的な PV 購入可能性が高いことは想像できる。このうち 10% をエネルギー支出に充て、その 25% を PV とすると商店の支払い可能額は概ね月額 2 万 5,000 から 3 万セディ (2.8 から 3.3 ドル) となり未電化家屋のそれより若干多い。

一方、PV 電化商店で利用されている電化製品はその殆どが照明とステレオ (音響) 程度であり、使用範囲は限られている⁹⁴。これらのことを総合的に判断すると、全商店のうち 25% が BCS 程度、5% が SHS の割合で PV を利用することが可能であると考えられる。

(3) 公共施設の PV 電化需要

公共施設の PV 電化は、社会サービスの充実による貧困削減の手段として、政府による電化推進が必要である。しかし、その全てを電化することは政府の財政状況から考えても不可能であり、必要最低限の電化対象施設を選定しなければならない。

表 5.3.3 に北部地域における教育施設および医療施設の電化状況を示す。この表で書かれている

⁹⁴ 村落社会経済調査を実施した New Energy によると、ラジオについてはその大きさにより対応電圧が異なる (4.5V-12.0V) ため、住民は PV に接続せず乾電池を利用することが一般的であるとのことである。

未電化施設については、SHEPによって電化対象となっている施設も含まれる可能性もあるが、詳細なデータが得られていないため、全てを PV 電化の対象とすることで以下の検討を進める。

表 5.3.3 北部 3 州における教育施設および医療施設の電化状況

Electrification Status of Educational & Health Facilities in the Northern Part																
SUMMARY-UER		EDUCATIONAL FACILITIES							HEALTH FACILITIES							
No.	District	Pre/Prim.	JSS	SSS	Voc	Trg Col.	Tertiary	Adult Lit.	CHPS	Clinic	Health Cen.	Hosp.	Dist. Hosp.	Reg. Hosp.	Nut. Cen.	Trg Inst.
1	SUMMARY-NR	2013	354	37	3	3	2	3797	12	46	89	7	6	1	9	3
2	SUMMARY-UER	719	218	22	2	2	2	2015	17	48	26	0	2	1	3	4
3	SUMMARY-UWR	619	264	17	7	2	2	1858	30	5	50	5	3	1	?	2
	Total	3351	836	76	12	7	6	7670	59	99	165	12	11	3	12	9
	Electrified grid	455	211	74	12	7	6	455	8	22	54	12	11	3	10	9
	Electrified PV	2	144	1				1350	1	11	28					
	Unelectrified	2894	481	0	0	0	0	6320	50	66	83	0	0	0	2	0
	% Unelectrified	86%	58%	0%	0%	0%	0%	82%	85%	67%	50%	0%	0%	0%	17%	0%

(出所) 調査団作成

- 医療施設

村落社会経済調査の結果によると、病院 (Hospital) 規模以上の医療施設の電化はほぼ完了しており、CHIPS コンパウンド、クリニック、そしてヘルスセンターのうち 199 施設が未電化である。また、第 2 次現地調査で行った保健省への聞き取りによると、これら全ての未電化施設の電化を推進しているため、本調査では医療施設については全てを PV 電化の対象とすることを提案する。

- 教育施設

教育施設については、481 (58%) の中学校および、2,894 (86%) の小学校が未電化である。このうち小学校については、オングリッドにおける電化があまり進められていないこと、2,894 の施設を電化するための莫大な費用がかかること、そして教育省が郡レベルでの ICT の普及のための電化を推進していることなどを勘案し、教育施設については中学校を PV 電化の対象とすることを提案する。

- スタッフハウス

医療や教育施設に対する電化によるサービスの充実とともに、遠隔村で勤務するスタッフの定着のためにスタッフハウスの電化も重要である。また、これらスタッフは都会からの転勤者であることも配慮して、MOE の提案に基づき教育施設・保健施設各 3 家屋 (CHIPS コンパウンドは 1 家屋)、警察などの施設 1 家屋それぞれ 100W の SHS の導入を提案する。

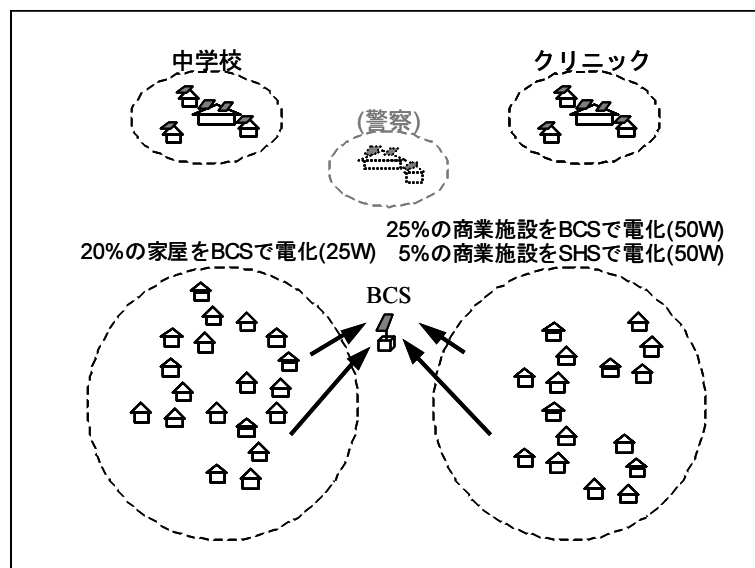
- その他の公共施設

その他の公共施設については、地域の治安のための警察や街灯あるいは井戸やボアホールへのポンプ施設が PV 電化の対象として考えられる。このうち街灯については、バッテリー保護のた

めの措置などで費用が割高になる上、受益者が不明確で維持管理体制の構築が殆ど不可能であると考えられるため、電化対象とはしない。また、ポンプ施設についても個別の設計となること、導入事例も数少ないことから、電化対象としない。警察を始めとする公共施設については、MOEを始めとするステークホルダー間での合意を必要とするが、政府系の施設として電化の対象としている。

(4) 北部地域未電化村における PV 電化モデルの提案

上記のような電化対象および電化割合を考慮した電化モデルは、図 5.3.4 のようになり、公共施設は主として SHS で、家屋や商業施設は主として BCS で電化される。



(出所) 調査団作成

図 5.3.4 PV 電化モデル

(5) PV 電化需要想定

各対象施設のシステム規模の考え方は以下のとおりである。

- a) 家屋：需要家は照明程度の利用であることを考慮して、システムサイズは 25W とする。
- b) 商業施設：照明が主流で、小型の扇風機やラジオカセットなどの利用を考慮して 50W とする。
- c) 公共施設：MOE の提案するシステムサイズに則り、以下のとおりとする。
 - クリニック、ヘルスセンター：建物 100W×2=200W（無線含む）、冷蔵庫 200W、スタッフハウス 100W×3
 - CHIPS コンパウンド：建物 100W、スタッフハウス 100W×1
 - 中学校：建物 250W、スタッフハウス 100W×3
 - (警察)：100W、スタッフハウス 100W×1

村落再委託調査で対象とした未電化村落における PV 需要の計算結果は、表 5.3.4 のようになる。
 なお、教会やモスクの需要は商業施設として計上してある。

表 5.3.4 未電化村落における PV 需要

Community name	District Name	Region Name	Total Population	Num. of Compounds	Demand HH (25W) (W)	Total business entity	Demand business ent. (%SHS,25% BCS,50W) (W)	Junior secondary school	Chips compound	Clinic	Health center/health post	Governmental office	Staff house	Demand for public facilities (W) *	Total demand (W)
Bimbini	West Mamprusi	Northern	138	14	100	7	100	0	0	0	0	0	0	0	200
Lampur	West/Central Gonja	Northern	261	49	300	3	50	0	0	0	0	0	0	0	350
Langatire	West/Central Gonja	Northern	326	31	200	5	50	0	0	0	0	0	0	0	250
Kakale	West/Central Gonja	Northern	350	30	200	7	100	0	0	0	0	0	0	0	300
Bethlehem	West/Central Gonja	Northern	409	35	225	8	100	0	0	0	0	0	0	0	325
Kafulwurape	West/Central Gonja	Northern	465	83	525	4	50	0	0	0	0	0	0	0	575
Butei	West/Central Gonja	Northern	495	43	275	1	0	0	0	0	0	0	0	0	275
Kananto	West/Central Gonja	Northern	506	50	325	13	200	0	0	0	0	0	0	0	525
Kudani	Saboba/Chereponi	Northern	549	87	550	19	300	0	0	0	0	0	0	0	850
Kokope	West/Central Gonja	Northern	585	81	500	11	200	0	0	0	0	0	0	0	700
Yachadom	Zabzugu/Tatale	Northern	872	109	675	30	500	1	0	0	0	1	4	750	1,925
Kpani	Saboba/Chereponi	Northern	957	83	525	8	100	0	0	0	0	0	0	0	625
Sheini	Zabzugu/Tatale	Northern	980	130	825	28	400	1	0	0	0	0	3	550	1,775
Wenchiki	Saboba/Chereponi	Northern	1,131	168	1,050	17	250	1	0	0	1	1	7	1,450	2,750
Kandin	Zabzugu/Tatale	Northern	1,142	170	1,075	47	700	1	0	0	1	0	6	1,250	3,025
Kulkpaligu	Zabzugu/Tatale	Northern	1,250	173	1,075	23	350	1	0	0	1	0	6	1,250	2,675
Kpabusu	West/Central Gonja	Northern	1,443	378	2,375	34	550	1	0	0	0	1	4	750	3,675
Nahuyill	Zabzugu/Tatale	Northern	1,616	135	850	23	350	0	0	0	0	0	0	0	1,200
Wapuli	Saboba/Chereponi	Northern	1,695	291	1,825	40	600	1	0	0	1	0	6	1,250	3,675
Tamaliu	Gushiegu/Karaga	Northern	1,720	150	950	32	500	0	0	0	0	0	0	0	1,450
Sheri	West/Central Gonja	Northern	1,978	207	1,300	12	200	1	0	0	0	0	3	550	2,050
Busunu	West/Central Gonja	Northern	2,572	576	3,600	27	400	1	0	0	1	0	6	1,250	5,250
Mandari	Bole	Northern	2,790	356	2,225	41	600	1	0	0	0	0	3	550	3,375
Duu	West Mamprusi	Northern	4,500	57	350	32	500	1	0	1	0	0	6	1,250	2,100
Kusawgu	West/Central Gonja	Northern	4,848	175	1,100	41	600	1	0	0	1	0	6	1,250	2,950
Mpaha	West/Central Gonja	Northern	7,000	711	4,450	32	500	1	0	0	1	1	7	1,450	6,400
Kpasenkpe	West Mamprusi	Northern	14,200	498	3,125	40	600	1	1	0	1	0	7	1,450	5,175
Vortkom	Bawku East	Upper East	214	18	125	1	0	0	0	0	0	0	0	0	125
Kanjam	Bawku East	Upper East	445	52	325	20	300	0	0	0	0	0	0	0	625
Tanga Natinga	Bawku East	Upper East	600	78	500	79	1,200	1	0	1	0	1	7	1,450	3,150
Sumsuduri	Garu Tempene	Upper East	738	200	1,250	23	350	0	0	0	1	0	3	700	2,300
Zongoyire	Bawku East	Upper East	768	33	200	29	400	0	0	0	0	0	0	0	600
Goriga	Bawku East	Upper East	1,198	105	650	168	2,500	0	0	1	0	0	3	700	3,850
Apodabogo	Garu Tempene	Upper East	1,247	228	1,425	23	350	0	0	0	0	0	0	0	1,775
Duuri	Garu Tempene	Upper East	2,000	122	775	39	600	0	0	0	0	0	0	0	1,375
Buzri Natinga	Garu Tempene	Upper East	2,122	183	1,150	145	2,150	2	0	2	0	1	13	2,700	6,000
Windnaba	Garu Tempene	Upper East	3,000	160	1,000	66	1,000	0	0	1	0	0	3	700	2,700
Bas Yonde Central	Garu Tempene	Upper East	5,209	875	5,475	90	1,400	0	0	1	0	1	4	900	7,775
Kongo	Jirapa/Nandom	Upper West	223	19	125	11	200	0	0	0	0	0	0	0	325
Gbelle	Sissala	Upper West	229	17	100	13	200	0	0	0	0	0	0	0	300
Banu	Sissala	Upper West	253	36	225	3	50	1	0	0	0	0	3	550	825
Wasali	Sissala	Upper West	325	21	125	12	200	0	0	0	0	0	0	0	325
Wuru	Sissala	Upper West	370	32	200	1	0	0	0	0	0	0	0	0	200
Puzene	Sissala	Upper West	611	30	200	5	50	0	0	0	0	0	0	0	250
Bichemboi	Sissala	Upper West	646	56	350	9	100	1	0	0	0	0	3	550	1,000
Duwie	Sissala	Upper West	759	75	475	25	350	0	0	0	0	0	0	0	825
Kogle	Jirapa/Nandom	Upper West	839	92	575	32	500	1	0	0	0	0	3	550	1,625
Ketuo	Jirapa/Nandom	Upper West	960	102	650	56	850	1	0	0	1	0	6	1,250	2,750
Dasima	Sissala	Upper West	982	189	1,175	42	650	1	0	0	0	0	3	550	2,375
Kulkpong	Wa	Upper West	1,455	94	600	26	400	0	1	0	0	0	1	200	1,200
Buo	Sissala	Upper West	2,100	90	575	31	500	1	1	0	0	0	4	750	1,825

* Demand for public facilities: 250W@JSS + 100W@CHIPS compound + 400W@Clinic + 400W@Health center + 100W@Governmental office + 100W@staff house

(出所) 調査団作成

5. 3. 4 電力需要想定の実施（グリッド電化）

再委託調査では、合計 12 のグリッド電化村落から電化製品の使用状況や利用時間などのデータを収集した。しかしながら、今回の調査のメインがオフグリッド PV 村落であるためグリッド電化村落のサンプル数が少ないこと、また対象村落の平均人口が 5,280 人であり、最低の人口も 1,022 人と、1,000 人以下の人口が 91.74%である村落を表現するためには不十分である。このことを念頭に置いて、以下の分析を実施した。

(1) 未電化家屋におけるグリッド電化需要

フォーカスグループディスカッションにおいて、家屋電化率について回答を得られた村落のうち、100%および 90%の家屋が電化されているという非現実的な回答を除いた平均は 32%であり、グリッド電化地域においても家屋の支払い能力や集落の平面的な広がりにより、家屋電化が進んでいないものと考えられる。

表 5.3.5 に未電化、グリッド電化および PV 電化地域における電化製品の利用率および利用時間を示す。これによるとオングリッド電化地域においても照明やラジオ、ラジオカセットといった電化製品が主流を占めており、他の電化製品はそれほど普及していないことが分かる。また、利用時間もオン・オフグリッド地域ともに大きな差異は無いため、北部地域の家屋ではオングリッド電化された地域においても大規模な経済構造の変化が無いことが確認できる。

表 5.3.5 北部 3 州における電化製品の利用状況

Appliance owned and in use	Unelectrified			Electrified on grid			Electrified off-grid		
	N	Penetration	Hours of use	N	Penetration	Hours of use	N	Penetration	Hours of use
Small colour tv	4	0%	5	14	7%	3.42	5	1%	2.3
Big colour tv	9	1%	2.9	43	22%	3.95	9	3%	1.9
Black and White tv	17	2%	2.2	21	11%	3.41	23	7%	3.5
VCR	11	1%	3.2	30	15%	2.71	15	4%	2.4
Radio	563	66%	5.9	96	48%	4.52	225	64%	5
Radio cassette player	401	47%	4.2	123	62%	4.35	185	52%	3.7
Small refrigerator	1	0%	6	20	10%	16.2	3	1%	12
Big Refrigerator	0	0%	0	12	6%	15.09	2	1%	8
Small freezer	0	0%	0	6	3%	17.2	0	0%	0
Big Freezer	0	0%	0	5	3%	17	1	0%	24
Cell phone charger	3	0%	24	7	4%	17.14	0	0%	0
Incandescent lights	3	0%	3	107	54%	8.1	8	2%	8
Flourescent lights	2	0%	7.5	50	25%	8.8	60	17%	7.6
Fan	7	1%	2.6	55	28%	5.4	8	2%	2.8
Flash light	453	53%	5.3	91	46%	3.8	328	93%	3.4
Sewing machine	1	0%	0	1	1%	0	0	0%	0
Electric iron	1	0%	0	28	14%	1	4	1%	1
Coil heater	0	0%	0	19	10%	1.6	2	1%	1.2
Table-top single burner cooker	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0
4 burner electric cooker	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0
Total No. of Respondents	859			200			353		

(出所) 調査団作成

オングリッド電化家屋のうち、インタビューを行った時点で実際にグリッドからの電気を利用している 156 家屋について分析を実施した。電化製品の利用時間帯が不明確なため、ここでは全オングリッド電化家屋のうち、1 家屋あたり平均的な電化製品の個数に容量を掛け、不等率 (Diversity factor=0.5) を掛けることにより平均的な家屋の需要 (W) を算出した。また、表 5.3.5 の電化製品利用時間を参考にして、電力量を算出した (表 5.3.6 参照)⁹⁵。カラーテレビや扇風機の利用により、オングリッド電化家屋では PV 電化と比較して平均して 107W と需要規模は大きくなる。

⁹⁵ なお、出現率が 20%以下の電化製品については、一般的に購入されるものではないとの判断から、また小型ラジオについては乾電池による使用が一般的ではないため需要には組み込んでいない (カセットレコーダーは組み込んである)。また、電化製品の購入の経年変化については、考慮していない。

表 5.3.6 未電化家屋のオングリッド電化需要

	TV (colour)- big	VCRR/ VCD	Radio cassette	Radio cassette	Incandesc ent light	Flouresc ent light	Fan	Diversity factor	Total Capacity (W)
Capacity (W)	77	13	15	15	40	18	55		
Number	0.29	0.21	0.88	0.88	3.08	0.76	0.46		
Subtotal (W)	22.7	2.7	13.3	13.3	123.3	13.7	25.0	0.5	107.0
Usage hour	3.95	2.71	4.35	4.35	8.1	8.8	5.4	Total demand (kWh)	
Annual Demand (kWh)	32.7	2.6	21.1	21.1	364.6	44.1	49.3	535.6	

(出所) 調査団作成

したがって、全家屋数の 32%に 107.0W をかけたものが、当該村落の需要規模となる。なお、人口 1,000 人以下の村落の未電化家屋については、その支払い能力が低いことを考慮して、電力量の上限をライフライン料金適用電力量の 50kWh/月の 80% (年間 480kWh) とする。

(2) 商業施設におけるグリッド電化需要

商業施設のうち、1 箇所あたり 20kW (8 時間運転で年間 58,400kWh) の動力を使用する穀類製粉所 (Grain mill) はグリッドの電力を利用するため、オングリッドの電化需要としてまず考慮に入れなければならない。これが PV 電化村落との大きな需要の違いとしてあげられる。グリッド電化村落 116 箇所の穀類製粉所のうち、31 (27%) が電化されている。

詳細なアンケートを行ったグリッド電化商業施設 (穀類製粉所除く) は、全部で 22 種類あるが、家屋と比較して使用している電化製品の種類が少ない。本来、個別施設について需要の積み上げを行う必要があるが、施設別のデータが少ない (あるいは無い) ため、ここでは穀類製粉所を除く商業施設は個別に取扱わないこととし、全体の傾向を把握することとする。

家屋と同様に、各施設で利用されている電化製品の合計を施設数で平均化して不等率をかけて算出した結果、195.7W が平均的な商業施設の需要となる (表 5.3.7 参照)。なお、出現率が 10%を下回る電化製品は考慮していない。また、家屋と同様に、人口 1,000 人以下の村落の未電化商業施設については、未電化家屋と同じく電力量の上限をライフライン料金適用電力量の 50kWh/月の 80% (年間 480kWh) とする。

表 5.3.7 商業施設のグリッド電化需要

	Capacity (W)	General goods/ drug store	Drinking bar/pito brewing	Tailor/ seamstresses	Hair salon/ barber shop	Repair shop	Guest house	Others	Mosque/ church	Total	Average Cap.(W)	Total Cap.(W)	Div. factor	Cap. for commercial (W)
Num. of facilities		3	2	2	4	2	1	3	5	22				
Big freezer	180			1	1			2		4	32.7	391.3	0.5	195.7
Incand. light	40	2	19	1	1			2	4	29	52.7			
Flours. light	18	2	2	2	6		3	2	21	38	31.1			
Fan	55			1	7	1	3	2	25	39	97.5			
Hair dryer	1300				3					3	177.3			

	Big freezer	Incandescent light	Flourescent light	Fan	Hair dryer	Total demand (kWh)
Capacity (W)	180	40	18	55	750	715.5
Average cap. (W)	32.7	52.7	31.1	97.5	177.3	
Usage hour	17.0	8.1	8.8	5.4	1.00	
Annual Demand (kWh)	202.9	155.8	99.9	192.2	64.7	

(出所) 調査団作成

また、穀類製粉所を除く商業施設のオングリッド電化率は 31%であり、これに上記平均的な電力需要をかけたものが、当該村落の需要規模となる。

(3) 公共施設の PV 電化需要

公共施設については、電化の実績とともに、対象となる施設の電化政策が需要モデルを策定する上で重要となる。再委託調査では医療施設以外の電化状況のデータが得られていないため、以下の方針で公共施設の電化モデルの策定を行った。

- 教育施設

教育施設のうち小学校 (Primary School) については、再委託調査の結果 12 のグリッド電化村落における電化率は僅か 1.9% (全 54 校) であり、また政策的にも現状では電化を強化していないため、需要としては考慮しない。中学校については、今後政策的に電化進められていくと想定し、またその規模は PV 電化と同様に照明程度の電化として検討を行う。

中学校の需要規模は、18W の蛍光灯を 8 箇所およびカラーテレビの需要 77W を合計して 221W、これに不等率 50%をかけた値 110.5W を設備容量とする。また、電力量は照明の利用時間を 4 時間として計算して、年間 321.3kWh となった。

- 医療施設

医療施設は、その全てを電化することが政策目標としてあるため、規模の大小にかかわらず電化対象として検討を行う。その需要規模は表 5.3.8 に示すように、再委託調査により得られた 3 施設の結果から、278.2W となる。また、電力量算出の際に照明の稼働時間を 4 時間としている。なお、CHIPS コンパウンドの設備容量は半分の 139.1W とする。

表 5.3.8 医療施設のグリッド電化需要

(For 3 facilities)	Big clour TV	Big refrigera tor	Incandes cent light	Floursce nt light	Fan	Div. Factor	Total Capacity (W)
Capacity (W)	77	130	40	18	55		
Total number	1	2	16	14	8		
Capacity for 1 facility(W)	25.7	86.7	213.3	84.0	146.7	0.5	278.2
Usage hour	3.95	16.2	4	4	5.4	Total demand (kWh)	
Annual Demand (kWh)	37.0	512.5	311.5	122.6	289.1	1,272.7	

(出所) 調査団作成

● その他の公共施設

その他の公共施設については、再委託調査の結果、政府関係施設 (Governmental Office) のうち 89.7% (全 39 施設) が電化されており、政策的に電化が行われていることが想定できるため、電化対象とした。電力需要の規模は、一般家屋並とする。

(4) オングリッド電化需要

村落経済社会調査で詳細調査を実施した未電化村落のオングリッド需要は、表 5.3.9 のようになり、PV 電化需要を上回っている。

表 5.3.9 未電化村落におけるグリッド電化需要

Community name	District Name	Region Name	Num. of Compounds	Demand HH (107.8@2%) (W)	Num. of grain milling	Demand for grain milling (20000@27%) (W)	Num. of other business entity	Demand for business ent. (195.7@31%) (W)	Total demand for business ent. (W)	Junior secondary school	Chips compound	Clinic	Health center/health post	Governmental office	Demand for public facilities (W)*	Total demand (W)
Bimbini	West Mamprusi	Northern	14	479	0	0	7	425	425	0	0	0	0	0	0	904
Lampur	West/Central Gonja	Northern	49	1,878	0	0	3	182	182	0	0	0	0	0	0	1,860
Lanqabre	West/Central Gonja	Northern	31	1,061	1	5,400	4	243	5,643	0	0	0	0	0	0	6,704
Kakale	West/Central Gonja	Northern	30	1,027	1	5,400	6	364	5,764	0	0	0	0	0	0	6,791
Bethlehem	West/Central Gonja	Northern	35	1,198	2	10,800	6	364	11,164	0	0	0	0	0	0	12,362
Kafulwurape	West/Central Gonja	Northern	83	2,842	1	5,400	3	182	5,582	0	0	0	0	0	0	8,424
Butsi	West/Central Gonja	Northern	43	1,472	1	5,400	0	0	5,400	0	0	0	0	0	0	6,872
Karantso	West/Central Gonja	Northern	50	1,712	1	5,400	12	728	6,128	0	0	0	0	0	0	7,840
Kudari	Saboba/Chereponi	Northern	87	2,979	6	32,400	13	789	33,189	0	0	0	0	0	0	36,168
Kokope	West/Central Gonja	Northern	81	2,773	3	16,200	8	485	16,685	0	0	0	0	0	0	19,459
Yachadom	Zabzugu/Tatale	Northern	109	3,732	12	64,800	18	1,092	65,892	1	0	0	0	1	218	69,102
Kpansi	Saboba/Chereponi	Northern	83	2,842	1	5,400	7	425	5,825	0	0	0	0	0	0	8,667
Sheini	Zabzugu/Tatale	Northern	130	4,451	6	32,400	22	1,335	33,735	1	0	0	0	0	111	38,296
Wenchiki	Saboba/Chereponi	Northern	168	5,752	4	21,600	13	789	22,389	1	0	0	1	1	496	28,637
Kandiri	Zabzugu/Tatale	Northern	170	5,821	0	0	47	2,851	2,851	1	0	0	1	0	389	9,061
Kulkpaligu	Zabzugu/Tatale	Northern	173	5,924	5	27,000	18	1,092	28,092	1	0	0	1	0	389	34,404
Kpabusso	West/Central Gonja	Northern	378	12,943	7	37,800	27	1,638	39,438	1	0	0	0	1	218	52,598
Nahuyili	Zabzugu/Tatale	Northern	135	4,622	4	21,600	19	1,153	22,753	0	0	0	0	0	0	27,375
Wapuli	Saboba/Chereponi	Northern	291	9,964	5	27,000	35	2,123	29,123	1	0	0	1	0	389	39,476
Tamaligu	Gushiegu/Karaga	Northern	150	5,136	3	16,200	29	1,759	17,959	0	0	0	0	0	0	23,095
Sheri	West/Central Gonja	Northern	207	7,088	4	21,600	8	485	22,085	1	0	0	0	0	111	29,284
Busunu	West/Central Gonja	Northern	576	19,722	2	10,800	25	1,517	12,317	1	0	0	1	0	389	32,428
Mandari	Bole	Northern	356	12,189	4	21,600	37	2,245	23,845	1	0	0	0	0	111	36,145
Duu	West Mamprusi	Northern	57	1,952	7	37,800	25	1,517	39,317	1	0	1	0	0	389	41,657
Kusawgu	West/Central Gonja	Northern	175	5,992	10	54,000	31	1,881	55,881	1	0	0	1	0	389	62,261
Mpaha	West/Central Gonja	Northern	711	24,345	0	0	32	1,941	1,941	1	0	0	1	1	496	26,782
Kpasenkpe	West Mamprusi	Northern	498	17,052	8	43,200	32	1,941	45,141	1	1	0	1	0	528	62,721
Vortkom	Bawku East	Upper East	18	616	1	5,400	0	0	5,400	0	0	0	0	0	0	6,016
Karjam	Bawku East	Upper East	52	1,780	1	5,400	19	1,153	6,553	0	0	0	0	0	0	8,333
Tanga Natinga	Bawku East	Upper East	78	2,671	3	16,200	76	4,611	20,811	1	0	1	0	1	496	23,977
Sumaduri	Garu Tempene	Upper East	200	6,848	3	16,200	20	1,213	17,413	0	0	0	1	0	278	24,540
Zongoyire	Bawku East	Upper East	33	1,130	4	21,600	25	1,517	23,117	0	0	0	0	0	0	24,247
Goriga	Bawku East	Upper East	105	3,595	3	16,200	165	10,010	26,210	0	0	1	0	0	278	30,083
Apodabogo	Garu Tempene	Upper East	228	7,807	5	27,000	18	1,092	28,092	0	0	0	0	0	0	35,899
Duuri	Garu Tempene	Upper East	122	4,177	7	37,800	32	1,941	39,741	0	0	0	0	0	0	43,919
Bugri Natinga	Garu Tempene	Upper East	183	6,266	15	81,000	130	7,887	88,887	2	0	2	0	1	884	96,037
Windnaba	Garu Tempene	Upper East	160	5,478	5	27,000	61	3,701	30,701	0	0	1	0	0	278	36,457
Bas Yonde Central	Garu Tempene	Upper East	875	29,960	8	43,200	82	4,975	48,175	0	0	1	0	1	385	78,520
Kongo	Jirapa/Nandom	Upper West	19	651	1	5,400	10	607	6,007	0	0	0	0	0	0	6,657
Gbelle	Sissala	Upper West	17	582	1	5,400	12	728	6,128	0	0	0	0	0	0	6,710
Banu	Sissala	Upper West	36	1,233	2	10,800	1	61	10,861	1	0	0	0	0	111	12,204
Wasai	Sissala	Upper West	21	719	2	10,800	10	607	11,407	0	0	0	0	0	0	12,126
Wuru	Sissala	Upper West	32	1,096	1	5,400	0	0	5,400	0	0	0	0	0	0	6,496
Puzene	Sissala	Upper West	30	1,027	3	16,200	2	121	16,321	0	0	0	0	0	0	17,349
Bichemboi	Sissala	Upper West	56	1,917	2	10,800	7	425	11,225	1	0	0	0	0	111	13,253
Duwie	Sissala	Upper West	75	2,568	1	5,400	24	1,456	6,856	0	0	0	0	0	0	9,424
Kagle	Jirapa/Nandom	Upper West	92	3,150	1	5,400	31	1,881	7,281	1	0	0	0	0	111	10,541
Ketuo	Jirapa/Nandom	Upper West	102	3,492	2	10,800	54	3,276	14,076	1	0	0	1	0	389	17,957
Dasima	Sissala	Upper West	189	6,471	3	18,200	39	2,366	18,566	1	0	0	0	0	111	25,148
Kulkpong	Wa	Upper West	94	3,219	3	18,200	23	1,395	17,595	0	1	0	0	0	139	20,953
Buo	Sissala	Upper West	90	3,062	4	21,600	27	1,638	23,238	1	1	0	0	0	250	26,569

* Demand for public facilities: 110.5W@JSS + 139.1W@CHIPS compound + 278.2W@Clinic + 278.2W@Health center + 107.0W@Governmental office

(出所) 調査団作成

5. 3. 5 人口統計からの算出手法

需要を想定するにあたっては、対象とする公共施設、商業施設および家屋の数が村落経済社会調査により得られている場合、対象施設数をパラメータとした手法を採用することができるが、電化計画策定段階においてデータは十分に入手できていないのが一般的である。

このため、人口統計より需要を概算的に算出する手法を示す。なお、本節で述べる手法はあくまでも村落の PV 需要の概要を掴むために簡易的に行われるもので、実際の電化にあたっては施設の存在や数量を確認する必要があることに留意されたい。また、人口との相関については、極力簡易な表現で傾向をつかむために、原点を通過する一次関数で表現している。

分析にあたっては、フォーカスディスカッショングループ調査により再度施設数の確認を取ることによって、よりデータに信頼性のある 30 村落を対象とした。分析にあたっては、集落構造の違いを考慮して、州別に整理した。表 5.3.10 に、州別対象村落の人口、家屋数および商業施設数、PV 電化対象公共施設数を示す。

表 5.3.10 人口と家屋数、商業施設数、および公共施設数の関係

Community name	Region Name	District Name	Total Population	Num. of Compound s	Total business entity	Junior secondary school	Chips compound	Clinic	Health center/ health post	Total health facility	Government al office
Bimbini	Northern	West Mamprusi	138	14	7	0	0	0	0	0	0
Bethlehem	Northern	West/Central Gonja	409	35	8	0	0	0	0	0	0
Kananto	Northern	West/Central Gonja	506	50	13	0	0	0	0	0	0
Kpenteng	Northern	Bunkpurugu Yunyoo	776	110	108	1	0	0	0	0	0
Mangol	Northern	Bunkpurugu Yunyoo	900	100	136	0	0	0	1	1	0
Demon	Northern	Saboba/Chereponi	1022	96	53	1	0	0	0	0	1
Sabare	Northern	Zabzugu/Tatale	1078	143	26	1	1	0	0	1	0
Wenchiki	Northern	Saboba/Chereponi	1131	168	15	1	0	0	1	1	1
Kandin	Northern	Zabzugu/Tatale	1142	170	47	1	0	0	1	1	0
Kpabuso	Northern	West/Central Gonja	1443	378	34	1	0	0	0	0	1
Binde	Northern	Bunkpurugu Yunyoo	1579	162	196	1	0	0	1	1	6
Jimbale	Northern	Bunkpurugu Yunyoo	1590	137	102	1	0	1	0	1	0
Tamaligu	Northern	Gushiegu/Karaga	1720	150	32	0	0	0	0	0	0
Kusawgu	Northern	West/Central Gonja	4848	175	41	1	0	0	1	1	0
Tatale	Northern	Zabzugu/Tatale	6100	526	10	1	0	0	1	1	1
Yapei	Northern	West/Central Gonja	6524	640	80	2	0	0	1	1	1
Bunkpurugu	Northern	Bunkpurugu Yunyoo	12000	700	1038	3	0	2	1	3	5
Kambatiak	Northern	Bunkpurugu Yunyoo	22008	621	317	1	0	1	0	1	0
Vortkom	Upper East	Bawku East	214	18	1	0	0	0	0	0	0
Goriga	Upper East	Bawku East	1198	105	168	0	0	1	0	1	0
Sarabogo	Upper East	Bawku East	2308	199	5	0	1	0	0	1	0
Bongo	Upper East	Bongo	4787	413	323	3	0	2	0	2	0
Pusiga	Upper East	Garu Tempane	6823	589	187	3	0	0	1	1	2
Paga	Upper East	Kasena Nankane	7819	675	244	1	0	0	0	0	0
Kongo	Upper West	Jirapa/Nandom	223	19	11	0	0	0	0	0	0
Kogle	Upper West	Jirapa/Nandom	839	92	32	1	0	0	0	0	0
Buo	Upper West	Sissala	2100	90	31	1	1	0	0	1	0
Nadowli	Upper West	Jirapa/Nandom	3882	437	94	3	0	0	1	1	13
Fielmo	Upper West	Sissala	6074	398	88	2	0	0	1	1	1
Wechau	Upper West	Wa	13341	1340	86	1	0	0	1	1	0

(出所) 調査団作成

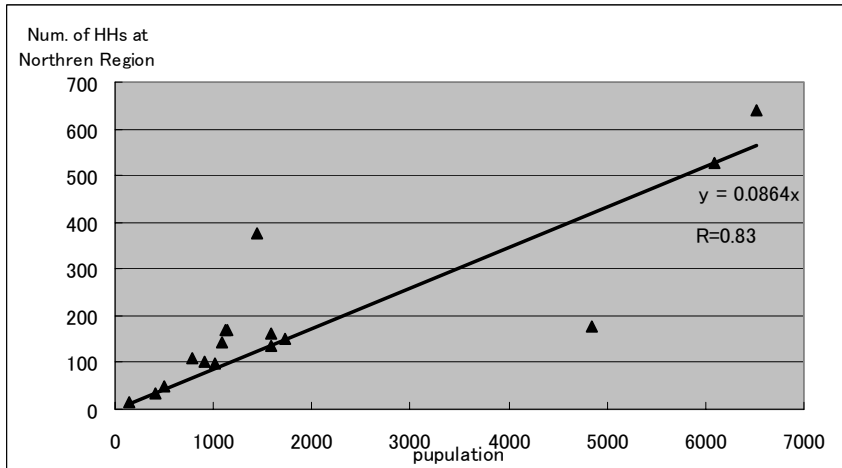
(1) 人口と家屋数

人口と家屋数については、現在得られているデータでは州別による優位な差が見られなかったため、コンパウンド数を人口の 0.09 とした⁹⁶。

$$N_H = 0.09 \times P \quad (\text{ここに、} N_H : \text{家屋数、} P : \text{村落人口})$$

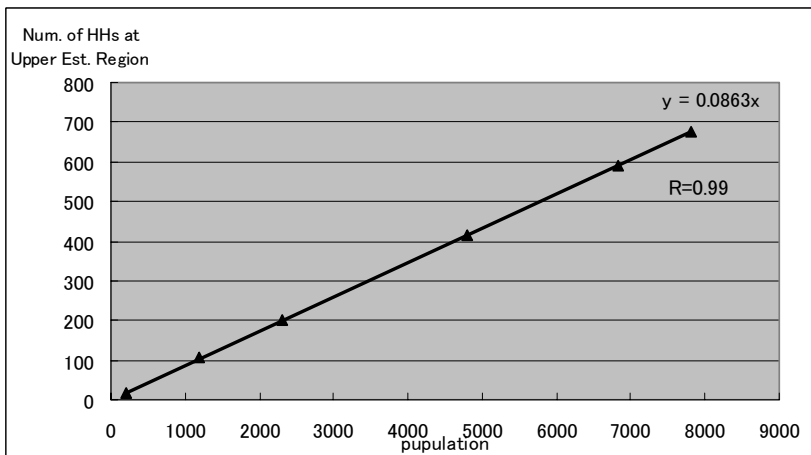
図 5.3.5 から 5.3.7 に、州別の人口と家屋数を示す。

⁹⁶ Kambatiak および Bunkpurugu のデータは考慮していない。



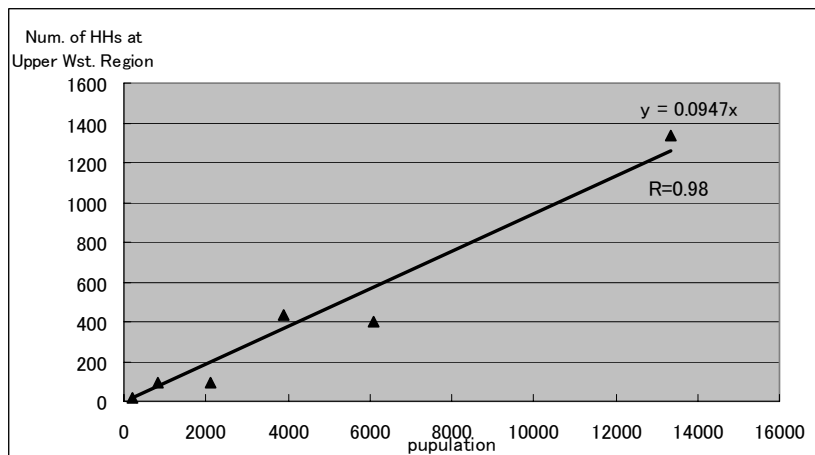
(出所) 調査団作成

図 5.3.5 人口と家屋数の関係 (Northern 州)



(出所) 調査団作成

図 5.3.6 人口と家屋数の関係 (Upper East 州)



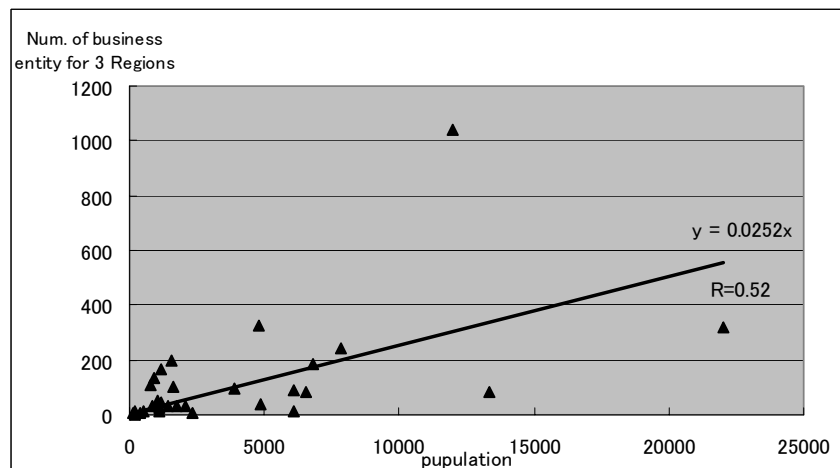
(出所) 調査団作成

図 5.3.7 人口と家屋数の関係 (Upper West 州)

(2) 人口と商業施設数

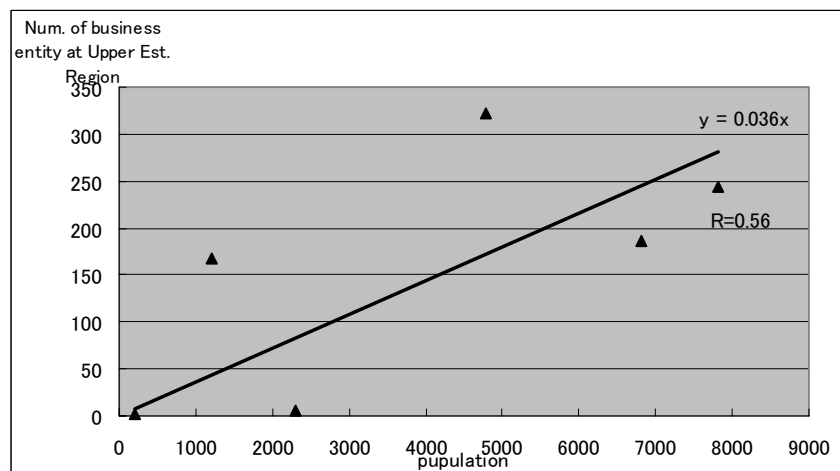
人口と商業施設についても、家屋数と同様に 3 州で大きな差が見られないため、人口の 0.025 を商業施設数とした。なお、図 5.3.8 に北部 3 州合計の、そして図 5.3.9 から図 5.3.11 に、州別の人口と商業施設数を示す。

$$N_B = 0.025 \times P \quad (\text{ここに、} N_B : \text{商業施設数、} P : \text{村落人口})$$



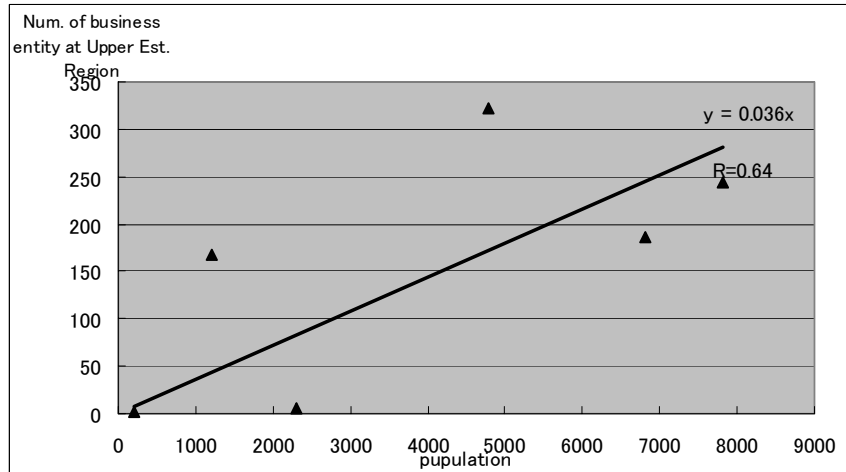
(出所) 調査団作成

図 5.3.8 人口と商業施設数の関係 (北部 3 州)



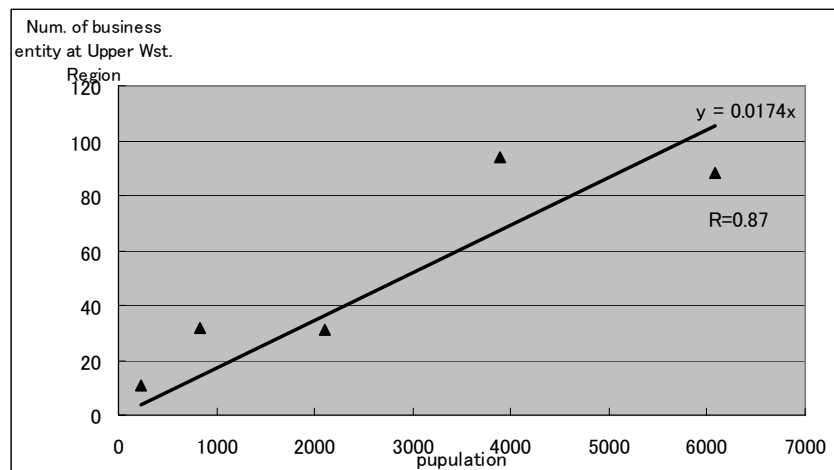
(出所) 調査団作成

図 5.3.9 人口と商業施設数の関係 (Northern 州)



(出所) 調査団作成

図 5.3.10 人口と商業施設数の関係 (Upper east 州)

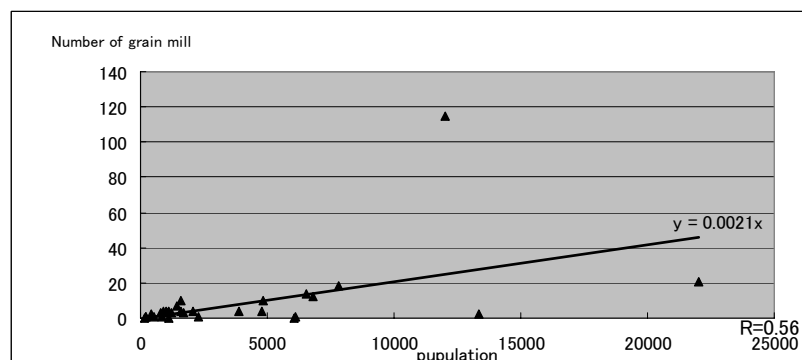


(出所) 調査団作成

図 5.3.11 人口と商業施設数の関係 (Upper West 州)

また、商業施設のうち穀類製粉所については、人口の 0.0021 とした。図 5.3.12 に人口と穀類製粉所数の関係を示す。

$$N_G = 0.0021 \times P \quad (\text{ここに、} N_G : \text{穀類製粉所の数、} P : \text{村落人口})$$



(出所) 調査団作成

図 5.3.12 人口と穀類製粉所数の関係 (北部 3 州)

(3) 人口と公共施設

- 中学校：人口 1,000–5,000 人の村落については 1 箇所、5,000 人以上の村落には 2 箇所とする。
- 医療施設：人口 1,000 人以上の村落について 1 箇所とする。なお、村落社会経済対象とした村落では CHIPS コンパウンドの出現数が少ないため、本検討については、全てヘルスセンター、クリニックとする。
- その他の公共施設：データからは読み取りにくいですが、警察は郡都や主要都市にあることを考慮し、人口 5,000 人以上で 1 箇所とする。

5. 3. 6 需要想定結果のまとめ

これまでに述べた需要想定手法の結果をとりまとめた表を、表 5.3.11（対象施設数が明確な場合）に示す。また、人口から各施設を推定する手法を表 5.3.12 に示す。

表 5.3.11 需要想定手法（対象施設数が明確な場合）

対象施設	PV 電化	オングリッド電化
家屋	25W×家屋数×20%	107.0W×家屋数×32%
商業施設	50W×施設数×30% (25%BCS, 5%SHS)	195.7W×施設数×31%
穀類製粉所	考慮せず	20,000W×施設数×27%
中学校	250W×施設数	110.5W×施設数
クリニック ヘルスセンター	400W×施設数（冷蔵庫、無線含む）	278.2W×施設数
CHIPS コンパウンド	100W×施設数	139.1W×施設数
オフィス	100W×施設数	107.0W×施設数
スタッフハウス	100W×3×(クリニック・ヘルスセンター数)+100W×1×(CHIPS コンパウンド数)+100W×3×(中学校数)+100W×1×(オフィス数)	考慮せず

(出所) 調査団作成

表 5.3.12 人口から各施設数を推定する方法

対象施設	施設数の想定手法 (P:人口)
家屋	$N_H = 0.09 \times P$
商業施設	$N_B = 0.025 \times P$
穀類製粉所	$N_G = 0.0021 \times P$
中学校	人口 1,000–5,000 人の村落については 1 箇所、5,000 人以上の村落には 2 箇所とする。
クリニック ヘルスセンター	人口 1,000 人以上の村落について 1 箇所とする。
CHIPS コンパウンド	考慮せず
オフィス	人口 5,000 人以上で 1 箇所とする。

(出所) 調査団作成

5. 4 オングリッド・オフグリッドの棲み分け

5. 4. 1 オングリッドからのアプローチ

(1) オングリッド電化候補地域選定の考え方

ガーナでは、地方電化は SHEP により進められているが、SHEP 自身が、計画 (Plan) というよりは、むしろ実施箇所の選定 (Selection) であることから、事実上、地方計画に関するマスタープランは存在しないといっても過言ではない。こうした状況を鑑み、今回のプロジェクトでは次の3つのアプローチからオングリッド電化候補地域の選定を試みた。

1) 経済的アプローチ

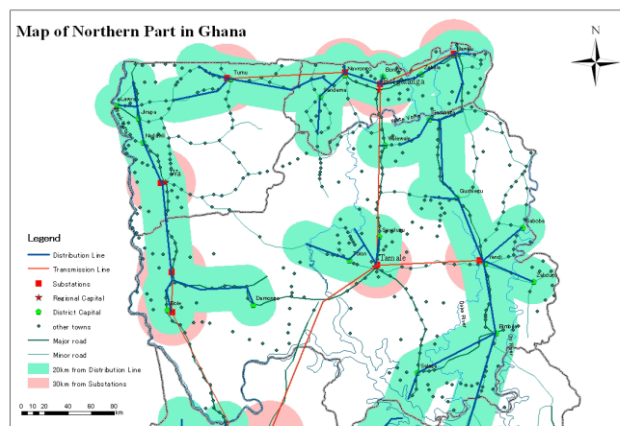
オングリッド電化コストとオフグリッド電化コストの比較を行い、オングリッドが優位な地域を選定する。なお、オングリッド電化コストは供給する村落の位置や需要により大きく異なることから、厳密には実際のオングリッド電化計画をもとに算定する必要がある。ただし現時点ではそのような電化計画が存在しないため、本調査における経済性の比較においては、配電線の簡易モデルと標準的な村落モデルを検討して、電化コストの算定を行うこととした。このため、オングリッド電化エリアの想定においては、経済的アプローチ以外に補完的に次の2つのアプローチも用意した。

2) 政策的アプローチ

SHEP の方針に基づき、既設の配電線から 20km 以内は、オングリッド候補地域とする。

3) 物理的アプローチ

一般的な電線の太さ、電流、電圧降下等の物理的条件を考慮して、33kV 配電用変電所においては半径 50km 以内、11kV 配電用変電所においては、半径 30km 以内はオングリッド候補地域とした。上記に示した政策的、物理的アプローチの範囲を図 5.4.1 に示す。



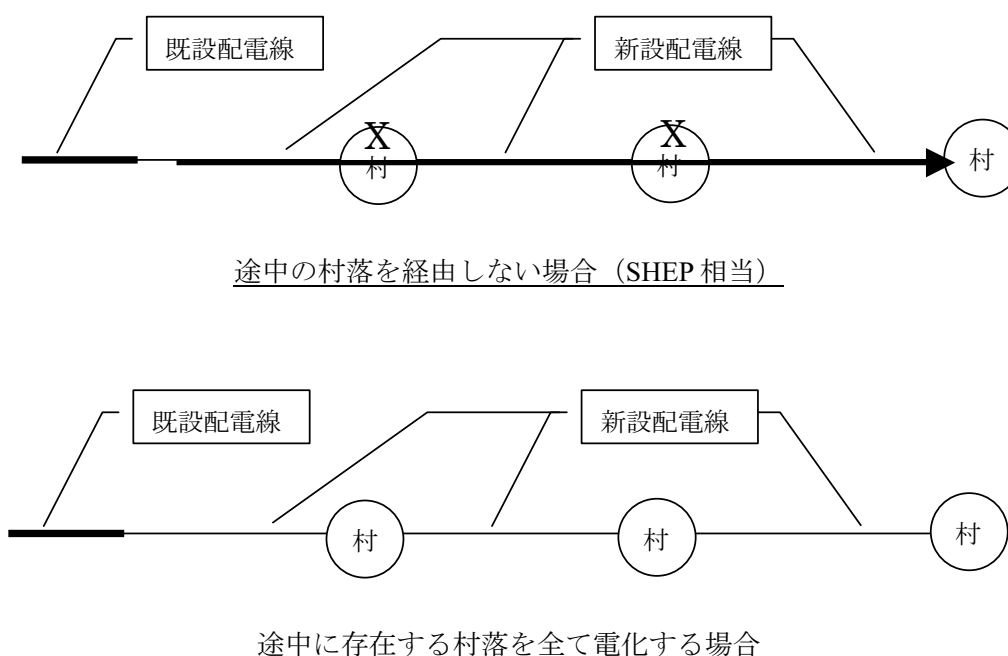
(出所) 調査団作成

図 5.4.1 政策的、物理的アプローチによるオングリッド候補地域

(2) オングリッド電化コストの算定方法

オングリッドで電化する場合のコスト算定については、SHEPのようにターゲットとなる村落だけを電化し、その途中にある村落は電化しない（途中の村落を經由しない）場合と、ターゲットとなる村落だけでなく、経路の途中にある全ての村落を電化する場合という、二つのケースを想定した（図 5.4.2 参照）。

電化の経済性の点からは、前者では、ターゲットとなる村落だけがすべてのコストを負担するのに対して、後者では、経路にある全ての村落が共有する高圧配電線のコストを均等に分担することになる。このため、「途中にある村落を經由しない場合」に比べ、「途中に存在する村落を全て電化する場合」の方が、受益者の数を増やすことで高圧配電線のコスト負担を相対的に下げることが可能となる。



(出所) 調査団作成

図 5.4.2 オングリッド電化モデル

なお、ライフサイクルコストには以下の項目を考慮した。

1) イニシャルコスト

(a) 配電線の建設コスト（材料費、運搬費、建設費等）

建設コストは、大別して高圧配電設備（高圧配電線、高圧支持物等）のように配電線の延長に比例するものと、低圧配電設備（配電用変圧器、低圧配電線、低圧支持物等）のように村落の規模によるものに分類して算定し、年経費換算した。

(b) ランニングコスト

- メンテナンスコスト、送配電ロス、燃料費、発電・送電費用

(3) 具体的算定方法

作成した標準需要モデル①～③のコストをベースに、村落調査の結果から想定した分布をもとに北部3州毎の標準村落のコストを算定した。標準需要モデルの構成は表 5.4.1、コスト計算のための諸条件は表 5.4.2 のとおりとする。

表 5.4.1 標準需要モデル（オングリッドを太枠で表示）

	村落構成率	オフグリッド	オングリッド
需要パターン① (人口 500 人)	91.74% (1000 人未満村落の割合)	家屋：25W×10 戸 (BCS 利用) (年間 23kWh×10 戸) 商業：50W×3 軒 (BCS 利用) (年間 40kWh×3 軒) 製粉所:なし クリニック：なし JSS：なし オフィス：なし スタッフハウス：なし	家屋：107W×10 戸 (年間 480kWh×10 戸) 商業：195.7W×3 軒 (年間 480kWh×3 軒) 製粉所:なし クリニック：なし JSS：なし オフィス：なし スタッフハウス：なし 50kVA 変圧器の数：1
需要パターン② (人口 2000 人)	7.55% (1000 人以上 5000 人未満村落の割合)	家屋：25W×40 戸 (BCS 利用) (年間 23kWh×40 戸) 商業：50W×13 軒 (BCS 利用) (年間 40kWh×13 軒) 50W×3 軒 (SHS) (年間 56kWh×3 軒) 製粉所:なし クリニック：400W×1 (年間 381kWh×1 軒) JSS：250W×1 (年間 277kWh×1 軒) オフィス：100W×1 (年間 100kWh×1 軒) スタッフハウス：100W×7 (年間 106kWh×7 軒)	家屋：107W×60 戸 (年間 535.6kWh×60 戸) 商業：195.7W×15 軒 (年間 715.5kWh×15 軒) 製粉所：20,000W×1 (年間 58,400kWh×1) クリニック：280W×1 (年間 1,272.7kWh×1) JSS：110.5W×1 (年間 321.3kWh×1) オフィス：107W×1 (年間 535.6kWh×1) スタッフハウス：なし 50kVA 変圧器の数：1
需要パターン③ (人口 5000 人)	0.71% (5000 人以上村落の割合)	家屋：25W×100 戸 (BCS 利用) (年間 23kWh×100 戸) 商業：50W×31 軒 (BCS 利用) (年間 40kWh×31 軒) 50W×6 軒 (SHS) (年間 56kWh×6 軒) 製粉所:なし クリニック：400W×1 (年間 381kWh×1 軒) JSS：250W×2 (年間 277kWh×2 軒) オフィス：100W×1 (年間 100kWh×1 軒) スタッフハウス：100W×10 (年間 106kWh×10 軒)	家屋：107W×150 戸 (年間 535.6kWh×150 戸) 商業：195.7W×38 軒 (年間 715.5kWh×38 軒) 製粉所：20,000W×2 軒 (年間 58,400kWh×2) クリニック：280W×1 (年間 1,272.7kWh×1) JSS：110.5W×2 (年間 321.3kWh×2) オフィス：107W×1 (年間 535.6kWh×1) スタッフハウス：なし 50kVA 変圧器の数：2

*変圧器の数は、50kW (50,000W) ごとに1つずつ増える。

(出所) 調査団作成

表 5.4.2 コスト計算のための諸条件

耐用年数	30 年
メンテナンス費用	イニシャルコストの 2%
ロス率	12%
利子率	8%
為替	1 ドル=9,000 セディ

(出所) 調査団作成

1) イニシャルコスト

イニシャルコストについては NED の実績値を基に、高圧配電線コスト、低圧配電線コストごとに算定した (表 5.4.3 参照)。

表 5.4.3 NED における配電線コスト

(単位：ドル)

	材料費	人件費	合計
高圧線 (1 km)	11,649	1,096	12,745
低圧線 (1 km)	12,190	595	12,785
50kVA 変圧器	7,993	195	8,188

(出所) NED

(a) 高圧配電線コスト

上記モデルの場合、高圧配電線の末端の村落が分担する高圧配電設備のコスト (C) は、表 5.4.4 のとおりとなる。

表 5.4.4 末端村落の分担費用

フィーダー当たりの総電化村落数 (N)	1	2	3
末端村落の高圧配電線分担コスト	C_0L	$1.5C_0L$	$1.83C_0L$

4	5	6	7	8	9	10
$2.08C_0L$	$2.28C_0L$	$2.45C_0L$	$2.59C_0L$	$2.72C_0L$	$2.83C_0L$	$2.93C_0L$

(注) C_0 : 1 km 当たりの高圧配電線建設コスト (12,745 ドル)

L : 村落間の平均距離 (表 5.4.5 参照)

(出所) 調査団作成

表 5.4.4 の総電化村落数と末端村落の高圧配電線分担コスト Ch の関係を近似式で表すと、次式のとおりとなる。

$$Ch = C_0L \times (0.934 \times \ln(N) + 0.8158)$$

なお、村落間の平均距離を各州の面積と村落数から推定すると、表 5.4.5 のとおりとなる。

表 5.4.5 各州における村落間の平均距離

州	村落間の平均距離 (L)
Northern	6.05 km
Upper East	2.66 km
Upper West	5.47 km
Average	5.14km

(出所) 調査団作成

(b) 低圧配電線コスト

1 世帯を供給するのに必要となる低圧線数を 50m (引込線を含む) とし、必要に応じ変圧器のコストを加算する。よって、低圧配電線コスト CI の計算式は下記のとおりとなる。

$$CI = (50 \times \text{電化数} / 1000) \times 12,785 + 8,188 \times \text{変圧器数}$$

(c) 年経費への換算

表 5.4.2 に示した、利子率および耐用年数を用いるとイニシャルコストの年経費 C_i は、下記のとおりになる。

$$C_i = (C_h + CI) \times \text{年経費率 (30 年 : 0.088827)}$$

2) ランニングコスト

(a) メンテナンスコスト

メンテナンスコスト (C_m) は、イニシャルコストの 2% を考慮すると以下のとおりとなる。

$$C_m = (C_h + CI) \times 2\%$$

(b) 送配電線ロス

送配電ロス C_s は、テクニカルロス相当分 12% を考慮すると、以下のとおりとなる。

$$C_s = \text{損失電力量} \times 0.046 \text{US\$ / kWh}$$

(c) 燃料費、発電・送電費用

燃料費、発電・送電費用 C_b については 2003 年度の VRA の NED に対する売電収入から 0.046 ドル/kWh とし、下記のとおり計算する。

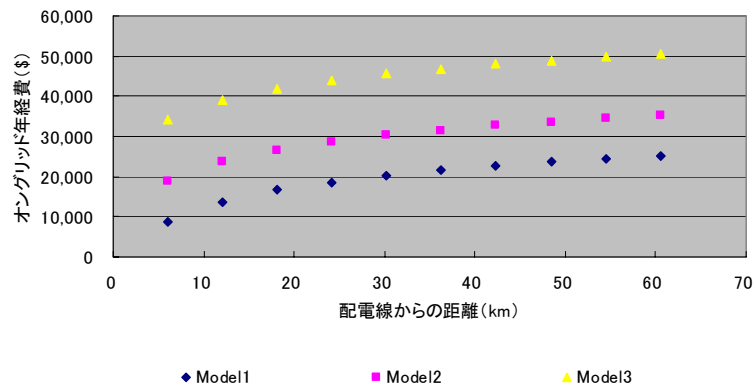
$$C_b = \text{販売電力量} \times 0.046 \text{US\$ / kWh}$$

3) オングリッドのライフサイクルコスト

上記結果より、オングリッド電化におけるライフサイクルコストは下記のとおりとなる。

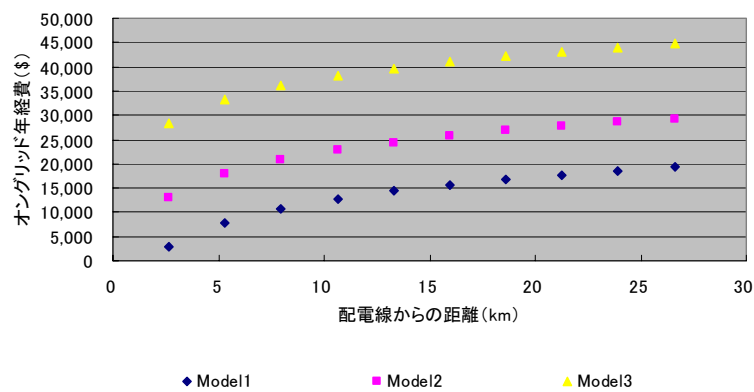
$$C = C_i + C_m + C_s + C_b$$

北部3州毎の結果をグラフに示すと、図5.4.3～5.4.5のとおりとなる。



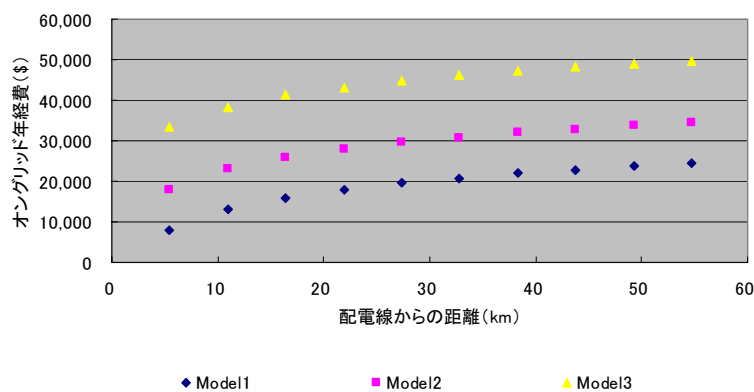
(出所) 調査団作成

図 5.4.3 Northern 州のオングリッド年経費



(出所) 調査団作成

図 5.4.4 Upper East 州のオングリッド年経費



(出所) 調査団作成

図 5.4.5 Upper West 州のオングリッド年経費

5. 4. 2 オフグリッドからのアプローチ

(1) PV 関連機器の価格

太陽光関連機器は、現在のところ一般市場では売買されてはおらず、特定の PV 業者が顧客に直接販売している。そのため、機器の価格は顧客ごと、案件ごとに決められており、調査において PV 業者は価格の公開には消極的であった。しかしながらガーナでは PV 電化の実績も多くなっており、業者間の価格の差異はなくなってきたようである。表 5.4.6 に RESPRO の PV 機器価格例を示す。

表 5.4.6 PV 機器の価格例 (RESPRO)

COMPONENTS PRICE LIST		
2ND MARCH 2005		
Item No	COMPONENT DESCRIPTION	PRICE EURO (€)
1	Solar Electric Modules, 50 watts, 16.5 volts	215.00
2	Solar Electric Modules, 100 watts, 16.5 volts	402.00
3	Deep Cycle Batteries, 12volts-dc,	
3a	144 A-H ----->	242.00
3b	216 A-H ----->	440.00
4	Charge Controllers, 12volts-dc,	
4a	10 amps with low voltage disconnect	66.00
4b	20 amps with low voltage disconnect	88.00
5a	DC/AC Series Inverters,450w, 12volts-dc/ 220 - 240 volts-AC / 50 Hz output	209.00
5b	DC/AC Series Inverters,250w, 12volts-dc/ 220 - 240 volts-AC / 50 Hz output	190.00
6a	8 watt fluorescent fitting complete->	6.00
6b	18 watt fluorescent fitting complete-	8.00
7	Medical (vaccine) refrigeration system, 12-volts. W.H.O. Ref.E3/31-M	3250.00
8	Variable Voltage regulators (9,6,4.5,3 volts-dc)	12.00
9a	Switches – 10 amp	5.00
9b	5 amp	4.00
10	12 volt-dc- sockets	4.00
11	12 volt-dc plug	5.00
12a	Module supports fixing with bolts & nuts for: 50 watt module	16.50
12b	100 watt module	16.50
13	230 volt ac socket	3.30
14	230vts ac plug	2.20
15	Galvanized steel poles with fixing bolts & nuts	16.50
16	Cables:3x 2.5 pvc Cu flexible	0.66
17	2x 2.5mm Cu Flexible	0.55
18	2x 6.0mm Cu Flexible	0.88
19	1x 10.0mm Cu Flexible	1.90
20	Cable lugs (10mm)	0.22
21	Cable connectors (10amps)	0.22
22a	Cable grips size 10	0.11
22b	Size 12	0.11
23	Cable ties (plastic)	0.11
24	Copper Earthing rod with clamp	5.50

Clement G. Abavana
Director, RESPRO

(出所) RESPRO

日本国内での PV 機器の価格例を表 5.4.7 に示す。日本とガーナの価格を比較すると、ガーナでは日本の 60%程度と安価になっている。

表 5.4.7 日本国内における PV 機器価格例

Item	Capacity	Price (YEN)	Price (US \$)
PV Module	55W	47,400	431
	110W	115,000	1,045
Charge controller DC12V	10A	15,000	136
	20A	26,000	236
	40A	39,800	362
	60A	49,800	453
DC/AC Inverter DC12V-AC100V	250W	39,000	355
	600W	67,500	614
Deep cycle battery liquid type	65Ah	29,200	265
	100Ah	35,000	318
	145Ah	54,900	499
	160Ah	62,400	567
Deep cycle battery sealed type	65Ah	38,900	354
	100Ah	48,400	440
	150Ah	68,800	625

(出所) 調査団作成

ガーナの PV 業者のなかにはシステムを標準化し、屋内配線を除く必要機器を全て組み込み、キットとして販売している業者もいる。図 5.4.6 に SHS と街灯の、表 5.4.8 に PV システム標準キットの価格を示す。100Wh/day 容量 (PV パネル出力 50W 相当) の SHS が 885 ドルである。



(中央 : 街灯システム 右 : SHS システム)

(出所) 調査団撮影

図 5.4.6 PV システムの例

表 5.4.8 PV 標準システム価格

System	Price (US \$)	note
100Wh/day SHS system	660	Contain to 25W PV Module DC system
200Wh/day SHS system	885	Contain to 50W PV Module DC system
400Wh/day SHS system	1,335	Contain to 100W PV Module DC system
Street light system	1,200	Automatic On-Off

(出所) 調査団作成

太陽光発電システムではディープサイクルバッテリーが使用されることが通常であるが、価格が高く、また一般のバッテリー販売店では取扱っていないため、入手性が悪い。したがって、PV利用者やBCS利用者は自動車用バッテリーを使用しているケースが見られる。自動車用バッテリーは放電深度が浅く寿命が短いため、太陽光発電システムに適しているとは言えないが、価格はディープサイクルバッテリーの1/3程度であり入手性も良いので、PVシステムが普及するまでの過渡的な段階での利用としては有効と思われる。

表 5.4.9 にガーナで入手可能なバッテリー価格の例を示す・

表 5.4.9 バッテリー価格

Deep cycle battery		Auto motive battery (in Accra)		
Capacity	US \$	Capacity	Cedi	US \$
12V 60Ah	94.00	12V 55Ah	380,000	42.22
12V 100Ah	121.00	12V 66Ah	400,000	44.44
12V 102Ah	152.00	12V 77Ah	450,000	50.00
12V 105Ah	158.00	12V 88Ah	520,000	57.78
12V 170Ah	254.10	12V 120Ah	750,000	83.33
12V 250Ah	375.10	12V 150Ah	950,000	105.56

※1 \$=9,000 Cedi

(出所) インタビューにより調査団作成

(2) PV システムのモデル化

オフグリッド太陽光発電システムによる電化コストの算出にあたっては、対象とする施設を想定し、その電気需要に基づいてシステムをモデル化する必要がある。そこで、電化対象施設を SHS 1 (電気需要の小さい 50W 相当の家屋)、SHS 2 (電気需要が中程度で 100W 相当の家屋)、政府系オフィス、クリニック、中学校、さらに BCS 家屋 (25W 相当)、BCS 商店 (50W 相当) としてシステムをモデル化した。表 5.4.10 に電化対象施設別の想定電気需要を示す。

表 5.4.10 電化対象施設別想定電気需要

施設	電化機器	消費電力 W	数量	使用時間 h	消費電力量 Wh
SHS1 (50W相当で 商業施設が該 当する)	蛍光灯	8	2	4	64
	白黒テレビ	30	1	2	60
	ラジオ	15	1	2	30
	Total				154
SHS2 (100W相当で スタッフハウ スが該当する)	蛍光灯	8	5	4	160
	白黒テレビ	30	1	2	60
	ラジオ	15	1	1	15
	小型扇風機	55	1	1	55
Total				290	
政府系 オフィス (100W相当)	蛍光灯	8	3	6	144
	白黒テレビ	30	1	2	60
	ラジオ	15	1	1	15
	小型扇風機	55	1	1	55
Total				274	
クリニック (400W相当)	電灯	8	10	6	480
	ワチン冷蔵庫	54	1	6 (24)	324
	無線機	5.4	1	(24)	130
	小型扇風機	55	1	2	110
Total				1044	
中学校 (JSS) (250W相当)	電灯 (職員室)	8	4	4	128
	電灯 (倉庫)	18	6	4	432
	白黒テレビ	30	1	2	60
	ラジオ	15	1	2	30
	小型扇風機	55	1	2	110
Total				760	
BCS 家屋 (25W相当)	蛍光灯	8	1	4	32
	白黒テレビ	30	1	1	30
Total				62	
BCS 商店 (50W相当)	蛍光灯	8	2	4	64
	白黒テレビ	30	1	1	30
	ラジオ	15	1	1	15
Total				109	

(出所) 調査団作成

なお、BCSは1,000WシステムにてBCS商店(50W相当)の使用バッテリーを4~5個/日充電可能であり、20~25商店に対応可能なシステム容量である。

また、モデル化されたシステムのバッテリー容量および電圧の考え方を表5.4.11に示す。

表 5.4.11 モデル化されたシステムのバッテリー容量と電圧の考え方

System	PV Capacity	Battery Capacity	Load Voltege
SHS 1	50W	60Ah	12V-DC
SHS 2	100W	170Ah	220V-AC
Office	100W	100Ah	12V-DC
Clinic system	400W	680Ah	220V-AC
School system	250W	340Ah	220V-AC
BCS (1,000W)	1,000W	80~120Ah×4batteries/day	12V-DC

(出所) 調査団作成

(3) オフグリッド PV による電化費用

電力需要想定によりモデル化された PV システムの設置費用は、ガーナの PV 関連機器のコストから表 5.4.12 のように算出された。PV 出力 1W 当たりの設置コストは、SHS1・50W システムにて約 12 ドル、SHS2・100W システムにて約 12 ドル、クリニックシステム約 20 ドル、及び学校システムにて約 10 ドル、BCS システムにて約 6 ドルとなり BCS システムが最も安価になっている。

表 5.4.12 オフグリッド PV による電化費用 (US \$)

	Item	Qty.	unit	Sub total	
SHS 1 (50W)	PV module 50Wp	1	260.2	260.2	
	Charge Regulator 20A	1	106.5	106.5	
	Deep Cycle Battery 60Ah	1	94.0	94.0	
	Lamp-Fluorescent or CFL 8W	2	1.7	3.4	
	installtion, wiring	1	100.0	100.0	
	Metal Mounting Structure	1	39.9	39.9	
	TOTAL				604.0
	SHS 1 (100W)	PV module 100Wp	1	486.4	486.4
Charge Regulator 10A		1	79.9	79.9	
Deep Cycle Battery 170Ah		1	254.1	254.1	
Inverter 250W		1	229.9	229.9	
Lamp-Fluorescent or CFL 8W		5	1.7	8.5	
installtion, wiring		1	100.0	100.0	
Metal Mounting Structure		1	39.9	39.9	
TOTAL				1198.7	
Office (100W)	PV module 100Wp	1	486.4	486.4	
	Charge Regulator 10A	1	79.9	79.9	
	Deep Cycle Battery 100Ah	2	121.0	242.0	
	Lamp-Fluorescent or CFL 8W	3	7.3	21.9	
	installtion, wiring	1	100.0	100.0	
	Metal Mounting Structure	1	39.9	39.9	
	TOTAL				970.1

Clinic (400W)	Item	Qty.	unit	Sub total
	PV module 100Wp	4	486.4	1945.6
	Charge Regulator 20A	1	106.5	106.5
	Charge Regulator 10A	2	79.9	159.8
	Vaccine Refrigerator WHO standard	1	3932.5	3932.5
	Deep Cycle Industrial battery 170Ah	4	254.1	1016.4
	Inverter 250W	2	229.9	459.8
	Lamp-Fluorescent or CFL 8W	10	1.7	17.0
	installtion, wiring	1	300.0	300.0
	Metal Mounting Structure	4	39.9	159.6
TOTAL				8097.2
JSS (250W)	Item	Qty.	unit	Sub total
	PV module 100Wp	2	486.4	972.8
	PV module 50Wp	1	260.2	260.2
	Charge Regulator 20A	1	106.5	106.5
	Deep Cycle Battery 170Ah	2	254.1	508.2
	Inverter 250W	1	229.9	229.9
	Lamp-Fluorescent 18W	6	3.3	19.8
	Lamp-Fluorescent or CFL 8W	4	1.7	6.8
	B/W TV set	1	40	40.0
	installtion, wiring	1	200.0	200.0
Metal Mounting Structure	3	39.9	119.7	
TOTAL				2463.9
BCS (1000W)	Item	Qty.	unit	Sub total
	PV module 50Wp	4	260.2	1040.8
	PV module 100Wp	8	486.4	3891.2
	Charge Regulator 20A	4	106.5	426.0
	installtion, wiring	1	400.0	400.0
Metal Mounting Structure	8	39.9	319.2	
TOTAL				6077.2

(出所) 調査団作成

PVシステム構成機器の期待寿命は、一般的にPVパネル20年、ディープサイクルバッテリー5年、チャージコントローラー、及びインバーター等10年、ケーブル類20年である。これより設備運用期間を20年間、年経費率0.102として各PVシステムの年経費を算出した。また、BCS運転管理員の管理費用は30ドル/月とした。算出結果を表5.4.13に示す。

表 5.4.13 PVシステム別年経費 (US \$)

System	PV Capacity	Initial	Spare	Total	Service/year	annual cost
SHS 1	50W	604	388	992	0	101
SHS 2	100W	1,199	1,072	2,271	0	232
Office	100W	970	806	1,776	0	181
Clinic	400W	8,097	7,707	15,804	0	1,612
School	250W	2,464	1,860	4,324	0	441
BCS 1	1,000W	6,077	9,600	15,677	360	1,959
BCS 2	2,000W	12,154	19,200	31,354	360	3,558
BCS 3	3,000W	18,231	28,800	47,031	360	5,157
BCS 4	4,000W	24,308	38,400	62,708	360	6,756
BCS 5	5,000W	30,385	48,000	78,385	360	8,355

※BCS には住民や商業主が所有するバッテリーを 88Ah として費用 (58\$/世帯) を含めた。

(出所) 調査団作成

各モデルシステムにおける年間発電電力量を推計し、これより各システムの発電単価を算出した。算出結果を表 5.4.14 および図 5.4.7 に示す。

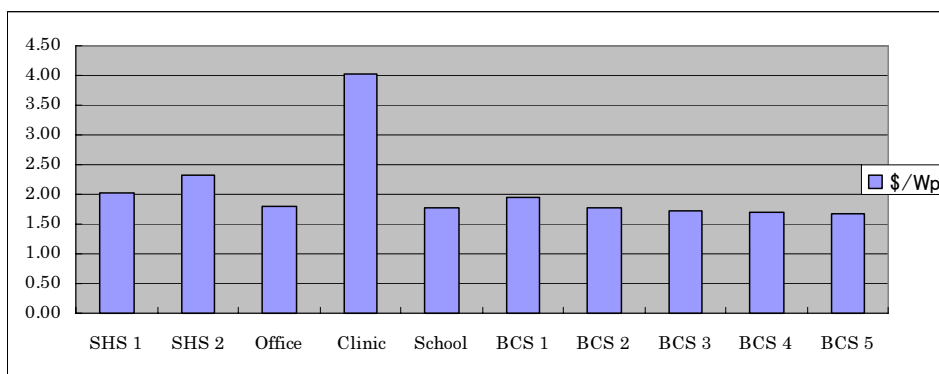
電化システムの違いによって発電単価は異なるが、同種のシステム (例えば SHS の DC システム) を比較すると設備容量が大きくなるに従って発電単価が減少することが分かる。また、BCS システムをみると、設備容量の増加に伴って、発電単価は双曲線を描くように減少する傾向がみられる。このことはシステムの設備容量を大きくして年経費を抑制しても、ある程度の設備容量を超えるとその効果が小さくなることを意味している。

BCS では運転管理者を必要とするにもかかわらず、発電単価は安価になっている。BCS の 5kW は 1 日の取り扱い数が 20 個程度となり、それ以上の規模の BCS では運転管理者の増員が必要と思われる。BCS5kW は SHS1 規模 (PV50W 規模) の需要家 100 世帯程度に対応できる規模であり、需要家が近隣にまとまっている場合には効率的に電化を行えるシステムと言える。

表 5.4.14 システム別発電単価

System	PV Capacity	annual cost	annual kWh	\$/kWh	\$/Wp
SHS 1	50W	101	56	1.800	2.024
SHS 2	100W	232	106	2.188	2.316
Office	100W	181	100	1.811	1.812
Clinic	400W	1,612	381	4.230	4.030
School	250W	441	277	1.590	1.764
BCS 1	1,000W	1,959	796	2.462	1.959
BCS 2	2,000W	3,558	1,591	2.236	1.779
BCS 3	3,000W	5,157	2,387	2.160	1.719
BCS 4	4,000W	6,756	3,183	2.123	1.689
BCS 5	5,000W	8,355	3,979	2.100	1.671

(出所) 調査団作成



(出所) 調査団作成

図 5.4.7 システム別発電単価

(4) 村落電化コスト比較のための PV 電化費用

前項において算出した電化コストは、一般的な PV 電化プロジェクトを念頭に置いたもの、すなわち照明機器や冷蔵庫など一部の電化製品、そして屋内配線を考慮したものである。しかし、オングリッド電化のコスト計算は電化製品や屋内配線を考慮しておらず、比較検討のベースを合わせる必要があるため、これら機器類のコストを省いて検討を実施した。

ここでは、オングリッドとオフグリッド PV による村落電化コストを比較するために、村落調査結果をもとに作成された標準村落モデル（標準需要モデル）について、オフグリッド PV 電化費用を算出する。標準需要モデルの構成を表 5.4.15 に、コスト算出条件を表 5.4.16 に示す。

表 5.4.15 標準需要モデルの構成（オフグリッドを太枠で表示）

	村落構成率	オフグリッド	オングリッド
需要パターン① (人口 500 人)	91.74% (1000 人未満村落の割合)	家屋：25W×10 戸 (BCS 利用) (年間 23kWh×10 戸) 商業：50W×3 軒 (BCS 利用) (年間 40kWh×3 軒) 製粉所:なし クリニック：なし JSS：なし オフィス：なし スタッフハウス：なし	家屋：107W×10 戸 (年間 480kWh×10 戸) 商業：195.7W×3 軒 (年間 480kWh×3 軒) 製粉所:なし クリニック：なし JSS：なし オフィス：なし スタッフハウス：なし 50kVA 変圧器の数：1
需要パターン② (人口 2000 人)	7.55% (1000 人以上 5000 人未満村落の割合)	家屋：25W×40 戸 (BCS 利用) (年間 23kWh×40 戸) 商業：50W×13 軒 (BCS 利用) (年間 40kWh×13 軒) 50W×3 軒 (SHS) (年間 56kWh×3 軒) 製粉所:なし クリニック：400W×1 (年間 381kWh×1 軒) JSS：250W×1 (年間 277kWh×1 軒) オフィス：100W×1 (年間 100kWh×1 軒) スタッフハウス：100W×7 (年間 106kWh×7 軒)	家屋：107W×60 戸 (年間 535.6kWh×60 戸) 商業：195.7W×15 軒 (年間 715.5kWh×15 軒) 製粉所：20,000W×1 (年間 58,400kWh×1) クリニック：280W×1 (年間 1,272.7kWh×1) JSS：110.5W×1 (年間 321.3kWh×1) オフィス：107W×1 (年間 535.6kWh×1) スタッフハウス：なし 50kVA 変圧器の数：1

需要パターン③ (人口 5000 人)	0.71% (5000 人以上村落の 割合)	家屋：25W×100 戸 (BCS 利用) (年間 23kWh×100 戸)	家屋：107W×150 戸 (年間 535.6kWh×150 戸)
		商業：50W×31 軒 (BCS 利用) (年間 40kWh×31 軒) 50W×6 軒 (SHS) (年間 56kWh×6 軒) 製粉所:なし	商業：195.7W×38 軒 (年間 715.5kWh×38 軒) 製粉所：20,000W×2 軒 (年間 58,400kWh×2)
		クリニック：400W×1 (年間 381kWh×1 軒) JSS：250W×2 (年間 277kWh×2 軒) オフィス：100W×1 (年間 100kWh×1 軒) スタッフハウス：100W×10 (年間 106kWh×10 軒)	クリニック：280W×1 (年間 1,272.7kWh×1) JSS：110.5W×2 (年間 321.3kWh×2) オフィス：107W×1 (年間 535.6kWh×1) スタッフハウス：なし 50kVA 変圧器の数：2

(出所) 調査団作成

表 5.4.16 コスト算出条件

項 目	条 件
耐用年数	PV パネル：20 年、電気機器 (C/C、INV 等)：10 年 ディープサイクルバッテリー：5 年、架台等の構造物：20 年
イニシャル費用	PV パネル、バッテリー、C/C、INV、及び据付・配線工事費 屋内配線、及び電化製品を除く
メンテナンス費用	20 年間に必要な機器の取替費用
BCS 運転員費	BCS は容量 250W を基本ユニットとする。 250W～750WBCS は取扱数が少ないことから兼業にて対応す るとして運転員費を計上しない。 1kW～5kWBCS は運転員費を 30 ドル/月とする。
利子率	8% (年経費率 0.102)
為替	1 ドル=9,000 セディ

(出所) 調査団作成

電化費用の算出は具体的には前項の表 5.4.12 及び表 5.4.13 にて算出された PV 電化費用から、屋内配線工事、及び電灯、電化製品を除いた費用となる。需要モデル毎の電化費用の算出結果は、需要パターン①：2.36ドル/kWh、需要パターン②：2.19ドル/kWh、需要パターン③：2.15ドル/kWh となっており、需要規模が大きくなるに従って電化費用が低くなっている。

標準需要モデルの電化費用の算出結果を表 5.4.17 に示す。

表 5.4.17 標準需要モデル電化費用

(単位：ドル)

需要モデル		数	電力量 (kWh)	イニシャル	メンテナンス /20年	年経費	運転費 /年	年費用	コスト /kWh
需要パターン① (人口 500 人)	家屋 (BCS25W)	10	226.3	420	2940	342.7	0	342.7	2.36
	商業 (BCS50W)	3	119.4	174	1218	142.0	0	142.0	
	※BCS	2	-	3038	212	331.5	0	331.5	
	小計		345.7	3632	4370	816.2	0	816.2	
需要パターン② (人口 2000 人)	家屋 (BCS25W)	40	905.2	1680	11760	1370.9	0	1370.9	2.19
	商業 (SHS50W)	3	168.6	1653	1164	287.3	0	287.3	
	商業 (BCS50W)	13	517.2	754	5278	615.3	0	615.3	
	クリニック	1	381.1	3998	3774	792.7	0	792.7	
	JSS	1	277.4	2297	1860	424.0	0	424.0	
	オフィス	1	100.0	898	806	173.8	0	173.8	
	スタッフハウス	7	741.0	7980	7504	1579.4	0	1579.4	
	※BCS	7	-	10633	742	1160.3	360	1520.3	
小計		3090.5	29893	32888	6403.7	360	6763.7		
需要パターン③ (人口 5000 人)	家屋 (BCS25W)	100	2263.0	4200	29400	3427.2	0	3427.2	2.15
	商業 (SHS50W)	6	337.3	3306	2328	574.7	0	574.7	
	商業 (BCS50W)	31	1233.3	1798	12586	1467.2	0	1467.2	
	クリニック	1	381.1	3998	3774	792.7	0	792.7	
	JSS	2	554.8	4594	3720	848.0	0	848.0	
	オフィス	1	100.0	898	806	173.8	0	173.8	
	スタッフハウス	10	1058.5	11400	10720	2256.2	0	2256.2	
	※BCS	17	-	25823	1802	2817.8	360	3177.8	
小計		5928.0	56017	65136	12357.6	360	12717.6		

※BCS利用の際のバッテリーは 25W : 55Ah (42ドル)、50W : 88Ah (58ドル) とした。

(出所) 調査団設定

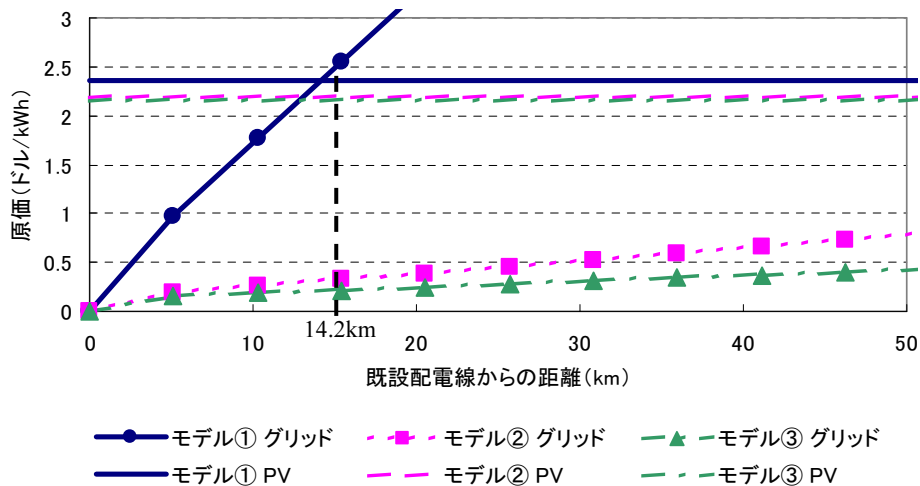
5. 4. 3 コスト分析による棲み分け

コスト比較に際しては、電化製品の利用時間を考慮して電力量 (kWh) で評価を行った。また、オングリッド電化のコスト計算は屋内配線などを考慮していないため、比較検討のベースを合わせるため、PV からこれら機器類のコストを差し引いて検討を行った。

途中の村落を經由しない場合 (SHEP 相当)

途中の村落を經由しない場合、オン・オフグリッドの分岐点は図 5.4.8 のとおりとなる。

特定の 1 村落における電化方法については、北部地域で代表的な需要モデル①においては、既存のグリッドから 14km 程度以上離れている村落については、オングリッドよりも PV による電化の方が経済的となる。ただしこの場合においても、電化コストは kWh あたり 2 ドルを超える。需要モデル②③の村落については、オングリッドによる電化の方が好ましいといえる。



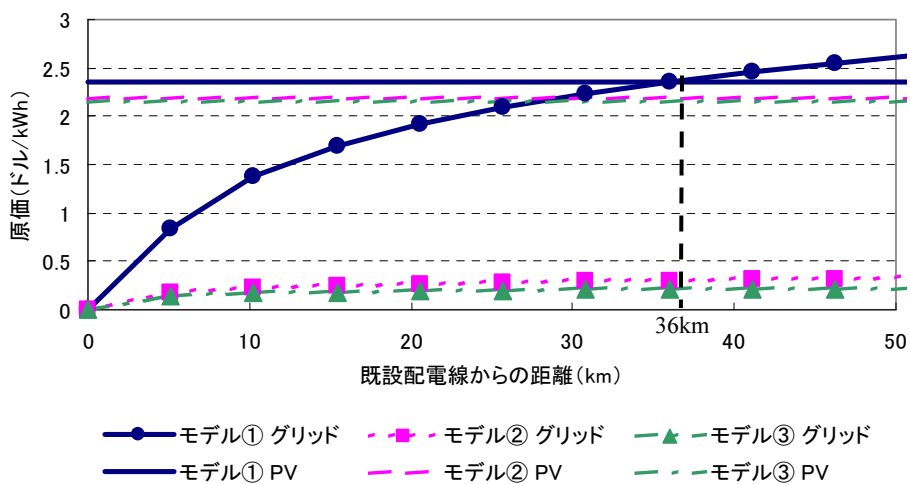
(出所) 調査団作成

図 5.4.8 北部 3 州のオン・オフグリッド原価 (途中の村を經由しない場合)

途中に存在する村落を全て電化する場合

途中に存在する村落を全て電化する場合 (面的に全ての村落を電化する場合) の計算結果を図 5.4.9 に示す⁹⁷が、需要モデル②③についてはオングリッドによる電化が優位であり、需要モデル①についても 36km まではオングリッドによる電化が好ましいという結果になった。

ただし、需要モデル①の村落については、既存のグリッドから 5km 程度離れた村落でも電化コストが kWh あたり 1 ドルとなことから、面的に電化を行う場合には、NED における電気料金の設定や、メンテナンスコストの抑制、あるいは必要に応じて補助金の導入などの制度面での検討を十分に行った上で実施する必要がある。



(出所) 調査団作成

図 5.4.9 北部 3 州のオン・オフグリッド原価 (面的に村落を電化する場合)

⁹⁷ 北部 3 州の村落間の平均距離を使用して、オングリッドコストの計算を行った。

このように、北部 3 州の電化費用は、村落の需要が小さいことから電化原価が非常に高くなるため、地方電化を推進する上ではオングリッドとオフグリッドの電化を組み合わせたマスタープランに基づいた電化が必要である。

5. 5 地域選定基準

5. 5. 1 過去の PV プロジェクトにおける地域選定基準

限られた予算の中で地方電化を進めていく場合には、電化による社会経済効果を分析し、その効果の高い順に戦略的に実施することが重要である。また、電気の質や容量の面で優位に立つオングリッド電化を優先的に実施することが、電化の効果をより高めるために一般的に取られる手法である。オフグリッド電化については、オングリッド電化が物理的に不可能な地域や、経済的ではない地域における電化手段として採用される。

このような観点から、過去に実施された PV プロジェクトにおいても、既存の配電線や SHEP の計画から離れた地域を電化対象として選定している（表 5.5.1 参照）。

表 5.5.1 既存の PV プロジェクトの地域選定基準

プロジェクト名	地域選定基準
スペイン/MME	・既設のグリッドから 20km 以上離れた地域
RESPRO	・既設のグリッドから 20km 以上離れた地域 ・SHEP の計画において 10 年以上グリッドの予定が無い地域
中学校 (RESPRO)	・全郡から、最低 1,2 校を選定

(出所) インタビューにより調査団作成

5. 5. 2 ガーナ北部におけるオフグリッド PV 電化地域選定基準

オフグリッド PV 電化地域の選定基準策定にあたっては、まずオングリッドとオフグリッドの地域選定を明確にしなければならない。その際に最も重要な要素は PV 電化とグリッド電化のコスト比較であり、グリッド電化でコストが見合わない地域をオフグリッドとすべきである。今後 SHEP で引き続きグリッド電化が進められていく場合、最低限 MOE 内部で情報を共有し、分界点をはっきりさせる必要がある。

その後に、PV 電化地域の優先順位を付けることになるが、まずは政府が進めていく公共施設（ヘルスセンター、クリニック、CHIPS コンパウンド、中学校および警察）へ重点的に重み付けをする必要がある。さらに、家屋数や商業施設など経済活動を代表する人口を指標として地域選定基準に盛り込む。表 5.5.2 に地域選定基準の前提として考慮すべき項目を示す。

表 5.5.2 地域選定基準で考慮すべき項目

	項目	備考
技術的側面	グリッド電化が不可能な地域	・離島など
	政策/技術的な判断	・10年以上 SHEP が到達しない地域
	グリッド電化とのコスト比較	・既設配電線からの距離
社会経済的側面	公共施設の数	・医療施設、教育施設など ・施設などの重要度に応じて重みを決定
	人口（家屋数、商業施設数）	・人口が経済活動の指標となる

(出所) 調査団作成

次に、社会経済的側面から様々な要因を定量的に表現するため、表 5.5.3 に例示するような重み付けを行って、合計点を 100 とした最終的な順位付けを行うことを提案する。

表 5.5.3 地域選定基準のスコアシート (案)

公共施設数 (70点)	保健施設	クリニック	ヘルスセンター	CHIPS コンパウンド	
	*30点	30点	30点	15点	
	教育施設	中学校	小学校		
	30点	30点	-		
	警察 国境事務所	警察 国境事務所			
	10点	10点			
人口 (家屋数) (30点)	人口	5,000人以上	2,000人～ 5,000人	1,000人～ 2,000人	～ 1,000人
	30点	30点	20点	10点	5点
トータル100点					

* 最大30点とする。

(出所) 調査団作成

5. 6 PV 普及のためのビジネスモデル

5. 6. 1 過去の PV プロジェクトにおける課題の抽出および分析

オフグリッド PV 電化を進めていくためには、その国や地域の社会経済状況に適した制度に基づくビジネスモデル（資金、支払い、運営維持管理）を選定しなければならない。本節では、過去に行われた PV プロジェクトのレビュー、現地調査などを通じて得た教訓をもとに、組織制度全般、需要家別、そしてビジネスモデルの 3 つの視点から問題点や課題を整理・分析する。

(1) 組織制度全般の問題点と課題の抽出

過去の PV プロジェクトのレビューにおいて整理したように、PV 電化では組織制度面で様々な問題が生じている。まずは、オングリッド計画 (SHEP) との整合が取れておらず、計画段階での基本合意が取れていなかったため、実施後に不具合を生じている。

事業がスタートしてからは、維持管理や料金徴収の問題が顕在化している。プロジェクト主体が直接事業を行うと確実ではあるが、運営コストがかかり、事業収益を圧迫している。一方、自

治体や村落に任せたケースでは、管理者の技術力やモラルが低いために事業が破綻した。さらに需要家の支払い能力や維持管理の意欲などが問題点としてあげられる。これら問題点を整理し、課題を抽出したものを表 5.6.1 に示す。

表 5.6.1 組織制度上の問題点および課題

	過去のプロジェクトにおいて生じた問題点	問題点から得られる課題
計画	・ SHEP との不整合により、PV 設置後早い時期にグリッドが到達し、システム移設の問題が生じた。	・ SHEP との整合
	・ プロジェクト主体から関係者に対する事前説明が十分でなく、維持管理や料金徴収に問題が生じた。	・ プロジェクト開始前における関係者への十分な事前説明および合意形成
維持管理	・ サービスエリアが広く、維持管理のサポートが不十分で、運営コストが高くなった。	・ 電化地域近傍でのサポート体制（例えば村落内の初期管理体制の構築）
	・ 村落から選出された管理者の技術力不足で、問題が解決できなかった。	・ 村落の管理者への技術教育 ・ 需要家による自己管理
	・ 公共施設では、管理責任のある郡や政府の出先機関が十分に機能しなかった。	・ 公共施設管理者のオーナーシップ
料金設定 ローン返済	・ フィー・フォー・サービスの場合、サービス料金がグリッドのライフライン料金並に低く抑えられたため、コスト回収ができていない。	・ コスト回収可能な料金の設定 ・ 補助金の導入 ・ 機器の一部需要家負担
	・ 収入レベルが低く返済不可能な住民に貸し付けを行い、回収不能となった。	・ 住民の支払い能力
料金回収	・ プロジェクト主体が直接料金を回収する場合、確実ではあるが運営コストが高くなり、収支を圧迫する。	・ 効率的な料金回収
	・ 村落内の係員が料金を回収する場合、血縁関係による対応の不備や、料金の着服が見られた。	・ 料金回収にかかる透明性
	・ 顧客に農家が多いため収入が一定していなく、一括払いをする例が見られた。	・ フレキシブルな料金徴収システム
需要家	・ 料金不払いにも拘わらず、需要家がシステム撤去に応じなかった。	・ システム利用に関する取決め、事前合意
	・ 公共施設の場合、ユーザーがシステムの所有者や維持管理体制を十分に理解していなかった。	・ システムのオーナーシップ

(出所) 調査団作成

(2) 需要家別の問題点および課題の抽出

電気の利用方法、管理方法やコスト負担能力は需要家のニーズや形態（例えば民生用と公共用）により異なっており、個別の問題として扱われるべきものである。民生部門のうち北部地域の家屋は貧しく、電灯程度のシステム料金を支払うのが精一杯であり、維持管理能力も概して低い。一方、商業施設は現金収入があるためある程度のシステムを保有し、それを維持していく能力を有している。

公共部門については、医療施設や教育施設で電化のニーズが高く、特に保健省では電化に対する意欲が強く独自予算も用意している。一方で、現場スタッフによる維持管理体制が整備されていないため、システムが働かなくなっている例が数多く見られる。これら電化ニーズと問題点、そこから得られる課題を需要家別に整理したものを表 5.6.2 に示す。

表 5.6.2 需要家別の問題点と課題

	民生部門			公共部門			
	家庭	商業施設	医療施設	学校	水利用	その他	
潜在的なニーズ	<ul style="list-style-type: none"> 平均的には電灯とラジオ程度。 貧しい無電化村で、住民が電化を第一に考えているかどうかは疑問。 	<ul style="list-style-type: none"> 100Wp型あるいはそれを複数設置する程度の需要はある。(電灯、ラジオ、テレビ) 商売の付加価値を高める点でニーズは強い。 	<ul style="list-style-type: none"> 人命に直接かわる照明、フクチン冷蔵庫、通信設備などの電源としてニーズが強い。 	<ul style="list-style-type: none"> 照明による夜間教室のニーズがある。 照明について、夜間勉強時間確保のため必要という意見と、不必要という意見がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 衛生的な飲料水確保のため、簡易給水設備のニーズがある。 農業の生産性向上から灌漑ポンプの利用ニーズがある。 	<ul style="list-style-type: none"> 看護師や教師の確保のため、スタッフハウス電化のニーズが強い。 村落ホールなど、公衆の集まる場所への電化ニーズがある。 	
コスト負担能力	問題点	<ul style="list-style-type: none"> 北部は概して所得が低く、収穫時を除いて可処分所得がない。 ライフライン料金(月約2ドル)が料金の目安と考えている。 	<ul style="list-style-type: none"> 貧しいものの、商店やバーなどは現金収入あり。 100Wp型以上の設置も見られ、ライフライン料金には縛られない。 	<ul style="list-style-type: none"> 電気の必要性は本省も認めており、コスト負担の障壁は小さい。 しかし、末端の診療施設まで費用が賄えているとは思えない。 	<ul style="list-style-type: none"> 本省の負担で田舎の学校までPVを設置することには、必ずしも合意が得られていない。 	<ul style="list-style-type: none"> 給水設備については、コスト負担が利用者なのか管理者なのか不明確で、コスト負担されていない。 	<ul style="list-style-type: none"> スタッフハウスの場合、給料から支払い可能。 村落ホールについては、コスト負担を明確にする必要がある。
	課題	<ul style="list-style-type: none"> 公的資金投入による低収入の住民への援助。 フィー・フォー・サービス型の資金回収。 	<ul style="list-style-type: none"> 現金収入がある点、電化によるインセンティブが認められる点でコスト負担の可能性あり 	<ul style="list-style-type: none"> 電化費用、維持管理費用の予算化 診療料金、医療関連補助金から電気代を捻出する可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 電化費用および維持管理費用の予算化 	<ul style="list-style-type: none"> 水利用に関する費用や便益の考え方の明確化。 	<ul style="list-style-type: none"> スタッフハウスについては、需要化意識の熟成。 村落ホールについては、コスト負担者の明確化。
維持管理能力	問題点	<ul style="list-style-type: none"> 基礎知識に乏しく、機器の使用で問題を起こすことが多い、自己管理は困難。 村に設備管理を移管しても、管理者の能力が低く問題を起こすことが多い。 	<ul style="list-style-type: none"> 基礎知識が乏しいことは変わりないが、収入に直結するため、意欲は強い。 	<ul style="list-style-type: none"> 個人に比べ知識水準が高く、非常識な事故は少ない。簡単な維持管理であれば可能。 管理者が連絡先を知らないため、問題解決が出来ない場合がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 個人に比べ知識水準が高く、非常識な事故は少ない。簡単な維持管理であれば可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 多くのパネルをオープンスペースに設置するため、盗難の問題がある。 特殊なシステムなので、高度な技術力を必要とする。 	<ul style="list-style-type: none"> ニーズはあるが、維持管理者を明確にする必要がある。
	課題	<ul style="list-style-type: none"> ユーザーの維持管理意識と技術レベルの向上。 	<ul style="list-style-type: none"> 現金収入がある点、電化によるインセンティブが認められる点で優位。 	<ul style="list-style-type: none"> 現地スタッフと管理者の連絡体制の強化。 	<ul style="list-style-type: none"> 現地スタッフと管理者の連絡体制の強化。 	<ul style="list-style-type: none"> 村落(受益者)に対する維持管理体制が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 村落(受益者)に対する維持管理体制の必要性。
所有権への認識	問題点	<ul style="list-style-type: none"> 過去、無償で行われたためオーナーシップ意識が弱い。 	<ul style="list-style-type: none"> 収入に直結するため、オーナーシップは概して強い。 	<ul style="list-style-type: none"> 管理者の意識や技術レベルに負うところが大きい。 	<ul style="list-style-type: none"> 電化による医療水準向上へのインセンティブ 	<ul style="list-style-type: none"> 水施設や村落ホールは、村落で、どれほどシステムを必要としているかによる。 	
	課題	<ul style="list-style-type: none"> オーナーシップを強めるための施策。 		<ul style="list-style-type: none"> 電化による教育水準向上へのインセンティブ 	<ul style="list-style-type: none"> 維持管理委員会などの施設管理委員会による管理の必要性。 		

(出所) 調査団作成

(3) ビジネスモデルによる問題点と課題

ガーナでは、フィー・フォー・サービス型(事業主体がシステムを所有して、需要家からサービス料金を徴収する方法)、売り切り型(現金もしくはローン)のパイロットプロジェクトを過去に実施してきたが、それぞれの手法で問題を抱えている。

ここでは、そのモデルについて問題点や課題を整理した。RESRRO型のフィー・フォー・サービスの場合、その事業性に二つの問題を抱えている。一つはライフライン並の料金(月2ドル)がコスト回収できる状態にないこと、もう一つが直営で行っている技術サービスおよび料金回収制度による運営コストの問題である。

売切りモデルのうちキャッシュ支払い型は理想的ではあるが、北部地域の場合貧しい家庭が多いため、一部の富裕層や商店を除いては現実的ではない。ローン型の場合については、ディーラーが一時金を準備する金融制度やローン制度の問題、そして所有権が曖昧なことによる維持管理の問題が課題となる。表 5.6.3 にビジネスモデルから見た問題点と課題を示す。

表 5.6.3 ビジネスモデルによる問題点と課題

	フィー・フォー・サービス型 (RESPRO 型)	売切り (ローン型)	売切り (キャッシュ型)
全般	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社をイメージした、いわゆる電気料金制度によってコストを回収する方法。 	<ul style="list-style-type: none"> システムの購入をキャッシュで行えない需要家のために、ローンを提供する手法。 支払い完了までの所有権の問題がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 数百ドル以上するシステムを直接売買する手法。一部の裕福な需要家にしか適用できない。
維持管理方法	<ul style="list-style-type: none"> 北部地域に事務所を持ち、直営で維持管理サービスを提供している。 技術的なトラブルは少ないが、運営コストが高い。 	<ul style="list-style-type: none"> 所有権が曖昧なため、故障時の対応や解約の問題がある。 需要家が維持管理を直接行うか、村落などに委託する。 需要家や、受託技術者の技量にシステムの状態が左右される。 	<ul style="list-style-type: none"> 需要家が現金を持っているのでサービスを受けやすい。
料金、ローン支払い	<ul style="list-style-type: none"> ライフライン料金 (月 2US\$) に縛られているためコストが回収できていない。 直営で料金を徴収している (維持管理と同様のタイミングで) ので、運営コストが高い。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーラーに対するファイナンスの仕組みが確立されていない。 ローンの返済がきる住民があまりいない。 為替やインフレーションの影響を受けやすい。 	<ul style="list-style-type: none"> ディーラーに対するファイナンスの仕組みが確立されていないため、事業拡大が難しい。

(出所) 各種資料より調査団作成

5. 6. 2 課題改善のために関係者が考慮すべき事項

ガーナ北部において適応可能な PV のビジネスモデルを検討する場合、「事業を実施する主体がどこで」、「どのような形態の事業を進めて」、「需要家はどのようなことを要求されるのか」を明確にしなければならない。これまでにまとめた課題を改善するために、各関係者が考慮すべき事項を以下にまとめた。

(1) プロジェクトの実施主体 (誰が事業を行うか)

PV プロジェクトを実施する主体は、電気の社会経済的な使用目的および電化規模などによって異なる。政府は公共施設への電化を推進していくが、直接プロジェクトを運営することが困難なので、現地での維持管理に頼らざるを得ない。電力会社が PV 事業に乗り出す場合は、既存の料金制度やオングリッド電気の需要家に配慮しなければならない。また、ESCO やディーラーは、コスト回収が可能で現実的なビジネスモデルを選定しなければならない。住民の支払い能力によっては SHS にこだわらず、事業リスクの少ない BCS を選定するのも一つの手段である。

これらプロジェクト主体の視点からその特徴を整理したものを表 5.6.4 に示す。

表 5.6.4 想定される PV 実施主体とその特徴

実施主体	適用されるプロジェクト	特徴
政府	・各セクター（教育、保健）などの電化プロジェクト	・本省直轄では事実上不可能なので、州や郡の出先機関の関与が必要である。 ・現場における維持管理体制整備が求められる。
地方自治体 村落	・プロジェクト実施主体として位置づけられることもできるが、維持管理や料金徴収のキーとなる組織である。	・適切な技術力や、料金徴収にかかる透明性の確保が必要である。
電力会社 (Utility)	・オングリッドと同じくオフグリッド PV 電化も実施する。	・会社の規模が大きいため、大規模なプロジェクトを実施することが可能である。 ・オングリッド料金との整合を取る必要がある。 ・オン、オフの電気の違いを需要家に納得してもらう必要がある。
ESCO	・ある程度地域に根ざした形で、維持管理や料金徴収業務を実施する。RESPRO もこのタイプである。 ・SHSに限らず、BCSの運営も可能である。	・ライフライン料金に縛られるので、従来の RESPRO 型では運営が成り立たない。 ・BCSのようにバッテリーを需要家に負担させることによって、運営リスクを軽減する必要がある。
ディーラー	・ディーラーが直接機器を販売し、契約に基づいて維持管理を行う方法。 ・BCSの運営も可能である。	・ディーラーに対するファイナンスのしくみがないので、キャッシュ以外だと事業リスクが大きい ⁹⁸ 。 ・政府系のシステム設置が主要マーケットで、まだ民間ベースで商売が回っているわけではない。

(出所) 調査団作成

(2) 事業形態の選定

オフグリッド PV を運営するにあたっては、フィー・フォー・サービス、キャッシュで売切り、ローンで売切りの 3 通りが考えられる。特にフィー・フォー・サービスは、ライフライン料金に引きずられる現状のままでは、難しい事業形態と言える。売切りについては、金融システムの状態にもよるが、ポテンシャルのある需要家の開拓が必要となる。各事業形態の特徴などを表 5.6.5 に示す。

表 5.6.5 想定される PV 実施主体とその特徴

実施主体	特徴と課題	対策
フィー・フォー・サービス	・現状のライフライン料金制度では、事業として成立しない。	・機器の一部需要化負担や、BCSによる電化などで、運営リスクを軽減させる検討も必要である。
売切り (ローン)	・ローンを組んでも支払えない貧しさが北部地域にはある。 ・ローンを保証する銀行制度が不十分。	・商業関係者など、ある程度現金収入のある需要家に対する融資の検討。
売切り (キャッシュ)	・北部地域の貧しさを考えると、民生用ではあまり期待できない。 ・都会近くで SHEP から取り残された地域で顧客があるかもしれない。	・貧しくても、バッテリー程度の機器を購入できる需要家の発掘。 ・政府プロジェクトとの連携（継続性には欠ける）。

(出所) 調査団作成

(3) 需要家に求められること

オフグリッド電気を利用する需要家は、当然得られたサービスに対して支払う義務があり、システムをある程度維持管理することが求められる。したがって、これら需要家に最低限求められる条件は、以下のように整理できる。

⁹⁸ DENG 社は、地方の設置業者にトレーニングを実施するとともに、機器を販売させる（最初は少ない数量を任せる）という方法で事業リスクを軽減しつつ、マーケットを拡大しようとしている。

- 電化のニーズを明確に持っている（例えば照明など）こと。
- バッテリー程度の機器を最低限購入できる現金収入があること。
- バッテリーの保守や照明の扱い方など、最低限の知識を身につけること。

5. 6. 3 オフグリッド PV 電化におけるビジネスモデルの提案

これまでの問題点の整理・分析を通じて、ガーナにおいて現状可能な事業主体とビジネスモデルの実現可能性について、整理したものを表 5.6.6 に示した。特に現実的と思われるモデルについて、表中太枠で囲んである。

表 5.6.6 事業主体とビジネスモデルの適用可能性

ビジネスモデル	フィー・フォー・サービス		売切り	
	SHS	BCS	ローン型	キャッシュ型
事業主体				
政府	N/A	N/A	N/A	◎ 公共施設電化を対象。
電力会社 (Utility)	○ 既存の電気料金との整合が必要。	△ 事業としての可能性はある。	N/A	N/A
ESCO	△ 機器の一部需用家負担によるリスク軽減要。	◎ 低料金で比較的成本回収が容易。	N/A	N/A
地方自治体 (村落)	△ 可能ではあるが、運営面で問題がある。	N/A	N/A	○ 地方自治体独自のプロジェクト。
ディーラー	△ 機器購入に対するファイナンスが必要。	◎ チェーン店化する事により事業拡大可能。	△ 返済可能な需要家の発掘が必要。事業者リスクが大きい。	○ 商業施設を中心にポテンシャルはあると思われる。

(出所) 調査団作成

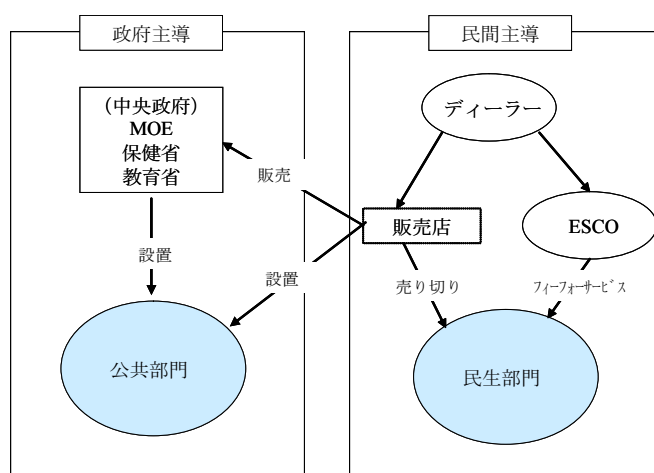
5. 6. 4 北部地域村落の社会経済状況に応じた電化モデルの提案

これまでの議論にあるように、オフグリッド PV 電化モデルを検討する際には、マーケット構造が明らかに違う公共部門と民生部門を明確に区分する必要がある。すなわち、公共部門に対しては税金を投入する形で政府主導の電化を進め、民生部門については市場を活性化させてディーラーなどの民間活力を利用することが好ましい。

現在のガーナ政府には財政負担能力にきわめて限りがあり、その限られた原資を効果的に投入することを目指さなければならない。この点で、政府が実施する PV プロジェクトは公共施設に限定する必要がある。逆に公共施設であれば、基礎的なインフラの整備という理由により、その支出も正当化できる。加えて、このような公共施設については、施設を所有する官庁がその予算内で PV システムの維持費の支払いに責任を持つならば、少なくとも当該 PV システムの継続的な維持管理は保証される。

民生部門に対する事業運営については、ディーラーが直接システムを販売する手法（ローン含む）と、ESCOを通じたフィー・フォー・サービスの手法がある。現状の RESPRO 型では料金設定の低さから、フィー・フォー・サービスが事業として収支を賄えなくなっており、バッテリーなどの機器を需用家負担とするなどの対策を講じているが、これはそもそも論としてフィー・フォー・サービスの考え方として矛盾を起こしている。

このような小手先の改善策よりも、北部地域の支払い能力を考慮すれば、SHS に替えて BCS により使用料を徴収する方法が、むしろ現状的な事業運営であると思われる。ディーラーについては、事業規模に応じて販売店を持ちながら、政府プロジェクトへのシステム納入、民生部門に対しての直接販売などで事業運営を行うことができる⁹⁹。これらを模式的に表したものを、図 5.6.1 に示す。



(出所) 調査団作成

図 5.6.1 民生用と公共用の棲み分け

5. 7 オフグリッド PV 電化普及のための政府と民間の役割

ガーナ政府の地方電化に対する政策目標は、2020 年までに全村落を電化する（電気をアクセス可能とする）ことであり、オングリッドについては SHEP で補助金を導入して推進している。SHEP については、電柱の費用は原則的に村落の負担となっているが、近年は HIPC 資金を原資としていること、またライフライン料金が適用されていることから、需要家が補助金の恩恵をかなり受けているのが実態である。

一方、オフグリッド PV については、現段階ではドナー各国のパイロットプロジェクトを通じて無償でシステム設置が行われた程度である。多くの途上国の例にもあるように、PV の場合は民間ベースでのサプライチェーン・マーケットの確立が重要であり、政府はそれを支援する諸制度を整備していく必要がある。

⁹⁹ ディーラーが経営する BCS の可能性もあり得る。

5. 7. 1 政府の役割

政府がオフグリッド電化を普及するための施策として、次のようなものが考えられる。これら施策は同時に、政府が事業者に対して付与するインセンティブ直結することになる。

- 本件マスタープラン調査をベースとした長期計画の策定
- 公共施設電化と民間施設電化を組み合わせた効率的な村落電化計画の立案
- パイロットプロジェクトの実施を通じた、維持管理手法やビジネスモデルの提案
- 技術基準や設置基準の整備を通じた技術水準向上
- 研修を通じた技術者教育や、資格制度の充実
- PV 機器の規格を保持するための試験設備の整備
- 事業者へのファイナンススキーム
- PV 利用に関する啓蒙活動

5. 7. 2 民間の役割

オフグリッド PV 事業を普及させるためには、政府が実施すべき施策と連係して、民間事業者が中心となってマーケットを拡大していかなければならない。例えば、政府が公共施設に PV 電化を行う村落に対して、同時に民生用に PV を売り込むのも一つの手段である。

調査団では、PV 事業者や NGO に対してインタビューを実施して、彼らが行っている事業への取り組みや、マーケットの拡大のための考え方を収集した。事業者としての問題はやはり資金、組織、技術であり、これらを確保するための手法を独自に模索している。表 5.7.1 にこれまでの PV 事業者の取り組みと、彼らの今後への要望事項を示す。

表 5.7.1 PV 事業者の取り組みおよび要望事項

項目	事業者の取り組みおよび要望事項
事業者の組織化	<ul style="list-style-type: none"> ● PV 事業者による組合組織が、業界発展のために必要である。 ● 関連 NGO のネットワークを作りたい。
料金徴収、維持管理	<ul style="list-style-type: none"> ● 料金徴収の効率化のため、住民の協力が不可欠である。 ● 需要家の初期管理が重要である。
ビジネスモデル	<ul style="list-style-type: none"> ● 資産を保有するのではなく、基本的には売切りで事業を行いたい。 ● 地方での設置業者に、システム販売や設置を行わせる方式を導入中である。 ● BCS による PV 電気供給チェーン店を検討中である。 ● フィー・フォー・サービスは北部地域の貧しさを考えると、リスクが大きすぎる。BCS による家屋電化が現実的な方法であると思う¹⁰⁰。 ● 事業が偏らないよう、フィー・フォー・サービスと売切りを両方行っている。
トレーニング	<ul style="list-style-type: none"> ● PV 事業者に対するトレーニングコースを開講中である。 ● 現場で、学生に対してトレーニングを実施中である。 ● 需要家へのシステムの正しい利用方法の教育が必要である。

(出所) 調査団作成

¹⁰⁰ 一方で、BCS はバッテリーの需要が 2 年未満と短く、ビジネスモデルとして適さないという意見もあった。

5. 8 オフグリッド PV 電化プログラムの考え方

本マスタープラン調査終了後、ガーナ政府は地域選定基準に従ってオフグリッド PV 電化を実施することとなるが、北部地域だけでも数千の村落が未電化のまま残されており、これらを全て電化するには、最小コストで裨益効果を最大にして進めていかなければならない。

実施にあたっては、特にオフグリッド地域選定および事業実施の時間軸を明確にする必要がある。地方電化の一般的な手法としては、技術的・コスト的に可能な限りグリッド延伸を進め、グリッド延伸が効果的ではない地域に対してオフグリッド PV 電化を行う。ガーナの場合は、村落による低圧電柱や屋内配線の設置費用負担という、住民の貢献度をベースにしてオングリッド電化計画が行われているため、定量的なコスト計算に基づく計画であるとは言い難い。

このような状況下では、将来の配電線電化計画を正確に把握することが困難であり、オフグリッド PV 電化地域のうち、既存の配電線網から明らかに距離がある地域を除いては、明確な線引きを行うことが困難である。実際に、既存の PV プロジェクトにおいてもシステム設置後早い時期にグリッドが到達し、移設をする必要が生じており、非効率な状況に陥っている。

一方、電気事業者の立場からは、必ずしもコスト的に有利な地域から電化しておらず、結果として事業収益を圧迫している。

今後オングリッド電化と整合を取る形でオフグリッド PV 電化を推進する場合、計画者である MOE の電化ユニット¹⁰¹において、SHEP の年次計画とオフグリッド PV 電化計画を一元的に管理する必要がある。また、電化コストや電気事業者の負担を優先的に考慮する場合、グリッド計画自体の見直しの是非を検討する必要がある。

5. 9 PV 普及のためのインセンティブ対策の検討

5. 9. 1 制度面からの市場環境の整備

PV マーケット発展・普及のために、政府はオングリッド電化と整合の取れたオフグリッド地方電化計画を策定するとともに、民間事業者がマーケットに参加しやすい環境作りのため、資金確保のための諸施策、品質保証制度、料金制度、トレーニング制度などを今後整備していく必要がある。

一方で、PV 事業者や NGO は、オフグリッド PV 電化に補助金が適用されていないことに不満を持っている。オングリッド電化の場合は、初期投資に対する補助金とともに、貧困者向けの低料金体系を通して内部補助が出ている。しかし、PV の場合は独立したシステムなので、内部補助の構造が取りにくい。また、初期投資の補助金についても民間施設（家屋や商店）に政府として補助金を出すことは難しい。これらの点から補助金制度の是非を議論する必要がある。

¹⁰¹ Power Unit

補助金以外でも事業者は、コストダウンや資金確保につながる免税措置の徹底・簡素化や金融システムの確立、さらには技術基準などを通じた政府の認証制度に対して様々なインセンティブ対策を要望している。

これらの要望のうち、実現が不可能と思われるものもあるが、その多くは検討に値する。表 5.9.1 に、事業者や NGO が要望するインセンティブ対策や実現に向けての課題を示す。

表 5.9.1 事業者が要望するインセンティブ対策および実現するための課題

	政府に対する要望事項（インセンティブ対策）	実現するための課題
PV 電化政策	・ オングリッド電化地域において、家屋は PV で電化することにすれば、少ないグリッド電気を産業用に回すことができる。	・ オン、オフグリッド電化を選ぶのは需要家であり、政府の関与は難しい。
	・ 免税手続きや金融システムを管理する、地方事務所を作って欲しい。	・ 事務所の前に、免税システムや小規模金融システムの確立が望まれる。
補助金制度	・ 政府の地方電化基金のうち半分を、PV 事業者が機材を輸入する資金に回して欲しい。これで設置時の費用が安くなる。	・ 政府資金が乏しいため、実現可能性に疑問が残る。
	・ グリッド電化にも補助金が出ているので、PV にも補助金を出して欲しい。	・ 初期投資への補助金を民間施設（家屋、商店）に拠出することは難しい。 ・ 独立型の PV システムで内部補助は難しい。
免税措置	・ PV システム一式の輸入の際に関税や付加価値税（VAT）は免除されるが、個別機器の輸入の際には免除されない。	・ バッテリーなどの機器を単独で輸入する場合、税関で使用目的を判断できていない。多くの事業者から要望が出ており、今後の検討課題である。
金融システム	・ 政府保証により、小規模金融システムを構築して欲しい。	・ 以前 DANIDA が行った BCS のパイロットプロジェクトは失敗したが、検討に値する。
	・ 銀行が貸し付けを行ってくれないため、資金繰りが苦しい。	・ 事業者に対する金融システム導入が必要である。政府保証が可能であれば、好ましい。
免許制度	・ 免許制度の内容が不明確である ¹⁰² 。	・ 事業形態に応じた免許制度の充実、免許者のインセンティブを検討する必要がある。
トレーニング	・ システム維持管理のため、ユーザーへのトレーニングが必要である。	・ 多くの事業者はユーザーへのトレーニングの必要性を痛感しており、マニュアルの整備や事業実施時の教育が必要である。
	・ 政府の実施するトレーニングを受講することにより、公的な資格が欲しい。	・ 公的なトレーニングは、技術力の向上とともに、事業者にとって公的資格を有することによるインセンティブ対策となる。

（出所）調査団作成

5. 9. 2 エネルギー価格や料金設定による経済的インセンティブ対策の検討

PV 導入の経済的インセンティブを実現するためには、何よりもグリッド電化と比べた割高感を解消することが重要となる。電力そのものに対する希望はどこでもきわめて高い。しかしながら、グリッド電力に比べれば初期投資の面でもその後の維持費でも割高となり、また品質的にも劣ってしまうのは事実である。

しかしながら、グリッド電力、特に地方電化で対象となるような小規模な需要家に対するグリッド電力は、料金設定の上ではっきりと補助を受けており、人工的に低く抑えられている（ライ

¹⁰² RESPRO は、政府機関であるとの認識から免許を取得する必要がないと考えており、EC は RESPRO も免許対象機関であると考えている。

ライン料金)。このため、これと同じ土俵でPVが勝負するのはきわめて困難である。さらにこの低いライフライン料金は、PVの普及にとってのハードルとなるばかりではない。この料金体系のために電力セクター全体が逆ざや構造となっており、ECGやVRA-NEDを含め、電力セクター自体が、現在、財務的な困難に直面することとなっている。

こうした状況を改善するためには、ライフライン料金を少なくとも卸し電力料金程度プラス α の水準にまで引き上げることが重要である。これは1998年時点では実現されていたことである。これを実現するにあたっては、補助金によって恣意的に低く抑えられた料金は、実際には別の形で税金から補填されているのであり、実際には需要家の負担は大きいという認識を高めることで、ある程度の料金引き上げに対する理解を得ることが求められる。

またPVの大きな欠点としては初期投資の規模がきわめて高いことが指摘されている。これに対しては、マイクロクレジットのようなローン提供の仕組みを含め、なるべく初期の支払い額の負担を引き下げるような各種の方策を検討することも重要となるであろう。

また、初期投資への負担を軽減できるならば、他のエネルギー源、たとえばバイオマスや灯油、炭などに対する競争力も高めることができるであろう。しかし、こうした在来型のエネルギー源に比べて、オフグリッド電力はオングリッド電力と異なり動力や熱源としては使いにくいという欠点を持つため、視点を変えて限られた電力を使った社会開発（小規模灌漑や医療・教育施設の整備）といった課題に重点的に取り組むことで、PV電力を導入するインセンティブを高めることが可能となると考えられる。

第6章 アクションプラン

6. 1 RESPRO の立て直し

6. 1. 1 RESPRO の抱える問題

RESPRO は GEF の支援によりフィー・フォー・サービス方式の PV オフグリッド電化を進め、これまでに約 2,000 機の SHS を設置、所有するに至った。GEF の支援が終了した現在においても NGO としてこの事業を継承し、利用者から使用料金を取りながら設備の維持管理を継続している。

しかし、このフィー・フォー・サービス型の事業モデルの維持は大きな問題を抱えている。SHS の使用料、すなわち利用者が支払う使用料は電力会社の電気料金に適用されているライフライン料金がその目安となり、月僅か 2 ドルほどに過ぎない。一方、RESPRO が維持管理しなければならない設備は北部の広い地域に広がっており、事業収入で O&M コストを賄うことが難しくなっている。

設置した SHS のいくつかはそろそろバッテリーの更新時期に入っているが、RESPRO が自らの資金でこれを取り替えることはもはや不可能である。RESPRO はバッテリーの買い換えを需要家に求めようとしているものの、これで RESPRO の財務状況が大きく向上するわけではない。また、電化事業として SHS の設置を拡大し、北部地域の電化率を向上させなければならないが、事業から得られる利益を新たな投資に回す余裕はない。新たな投資を行うためには、RESPRO への資本注入がない限り不可能であり、しかもその資金はドナーの援助頼りというのが実態である。

一方、このような RESPRO が財務的な問題を抱える中で、職員には事業の将来性に不安があり、その士気も落ちつつある。

6. 1. 2 事業内容の縮小と既存 SHS 資産の処理

このようにフィー・フォー・サービスに基づいた RESPRO の事業の将来性には期待が持たなくなってきている。このため、RESPRO の事業内容を根本的に見直し、将来の展望が開けるような事業の再構築が必要な時期に来ている。今後、RESPRO はこれまでのフィー・フォー・サービスの事業の継続から脱却し、事業を縮小し¹⁰³、競争力のある分野に力を集中することが望ましい。

一方、フィー・フォー・サービス事業を終了するに当たっては、GEF の資金で設置した SHS 資産の処理と既存のユーザーへの対応が必要である。当然、RESPRO から資産を受け継ぐ者は、ユーザーへの対応と資産の運用に責任を負う。この点で、資産を移転する先は、少なくとも 2,000 機に及ぶ SHS の運用をするだけの財務基盤と組織体制を備えている必要がある。

¹⁰³ Downsizing

その候補としては、とりあえず地元の村議会¹⁰⁴と配電会社である NED の二つが考えられる。

前者の村議会については、地元による設備の運営という面では望ましいように見えるが、組織体制、あるいは今後とも必要となる O&M コストの捻出という点で問題が多い。DANIDA プロジェクトの教訓から見ても、組織として力の弱い村議会に資産を移転しても、維持できないまま放置される可能性は高い。

一方、後者の NED は配電会社として技術者を含めて強い組織力を持っており、地方の拠点もある。さらに、NED への既設 SHS の移転には次のような利点がある。

第一に、SHS はグリッド電化の補完という位置づけがあるものの、グリッド電化を行う SHEP プログラムが事業の継続性で問題を抱えており、そのあおりを受けて SHS 電化プロジェクトの実施に障害が出ている。もし、NED が RESPRO に代わって既存の SHS を所有するならば、グリッド電化の推進状況に応じて、NED が「つなぎの電化対策」として既存 SHS 設備を次の未電化地点に移設しつつ PV 電化を展開することが可能である。

RESPRO がこれまでに設置した 2,000 機ほどの SHS のうち半数は、配電線が到達したことにより移転が必要となっている。このような状況を解決するためにも、NED が SHEP プログラムの進捗に応じて移転先を決めることは合理的な判断となる。

第二に NED が SHS の所有者となるならば、フィー・フォー・サービスの最大の課題である SHS へのライフライン料金の適用についても理由が成り立つ。SHS の利用は、NED が行う需要家への電力供給サービスの一環としてグリッドが届くまでの暫定的な措置とするならば、配電線による電力供給と同じ料金体系とすることは可能である。これは、ある意味で NED の電気料金体系の中で内部補助¹⁰⁵を発生させるが、そもそもライフライン料金の設定自体に課題があり、料金体系全体の中で解決すべき問題であろう。

第三に、NED にとって SHEP プログラムによる配電線の延長は財務上大きな負担となっており、これが赤字を累積させる原因を作っている。電化方法の選択肢の一つとして PV オフグリッド電化を加えることで、無理な配電線の延長計画の実施を遅らせ、地方電化に要するコストの削減を図り、財務の健全化を進めることも必要であろう。

なお、資産の移転に際しては、今後の O&M にコストがかかることを考えれば、移転価格をきわめて低くしない限り、資産を継承する者にとってインセンティブとはならない。RESPRO の既存設備は GEF の資金で設置されていることから、RESPRO にとって実際の負債は残っていないので、将来かかる O&M コストと相殺するという意味で例えば 1 セディといった価格付けも必要であろう。

¹⁰⁴ Community Assembly

¹⁰⁵ Cross-subsidy

6. 1. 3 RESPRO の新たなビジネス・モデル

では、RESPRO がフィー・フォー・サービス事業に代わるビジネスを展開するならば、それはどのような分野に絞り込むべきであろうか。

確かにフィー・フォー・サービスというビジネス・モデルは、職員が 10 名にも満たず、脆弱な財務基盤しか持たない RESPRO には重荷であった。しかしその半面、職員一人一人の資質は高く、彼らにはこれまで培った PV 設備の設置や O&M で専門性を有し、同種の民間事業者に対しても強い競争力を持っている。このような能力を生かすとするならば、次のような事業に力を集中することが望ましい。

(1) O&M サービス請負事業者¹⁰⁶

RESPRO は GEF プロジェクトの下で、すでに 2,000 機に及ぶ SHS の O&M 活動を行っており、この分野では強みを持つ。とりあえずは既存資産の引受先（例えば NED）から、改めて O&M サービスを契約ベースで請け負うことは可能である。このサービスに対する価格付けは、別途、RESPRO の事業を維持するに必要な水準で契約を決める必要がある。

また、GEF 以外の資金でこれまでに設置された SHS を対象に、その所有者との間で O&M サービス契約件数を拡大することも必要である。

(2) PV ディーラーあるいは公共工事の下での PV 設置事業者¹⁰⁷

PV 設置も新たなビジネスとなる。ただし、これまでのように、RESPRO が政府の資金を使って直接 SHS を購入するのではなく、他の民間 PV ディーラーの傘下に入って設置だけを請け負う、あるいは政府が進める PV プロジェクトの中で設置のみを請け負うというものである。

これまでの RESPRO が置かれていた立場と大きく異なる点は、今後は民間の PV ディーラーや他の設置事業者と対等の立場に立って、市場競争に入っていくことである。

(3) 地元の工業専門学校¹⁰⁸との連携による PV 技術者の研修や PV 機器類の試験

北部地域では、今後 PV 産業の育成が急務であり、現場に携わる技術者の養成、品質管理に必要な試験設備の設置は重要な課題である。すでに北部に地元の工業専門学校は PV 産業育成への貢献として、これらの分野に強い関心を示している。

地域ごとの技術者研修所や PV 機器類の試験センターを作ることは、PV 産業のサプライチェーンを確立する上でも必要であり、工業専門学校と RESPRO が連携することで、地域拠点作りを進めていくことが望まれる。

¹⁰⁶ O&M Service Contactor

¹⁰⁷ PV System Installer

¹⁰⁸ Local Polytechnics

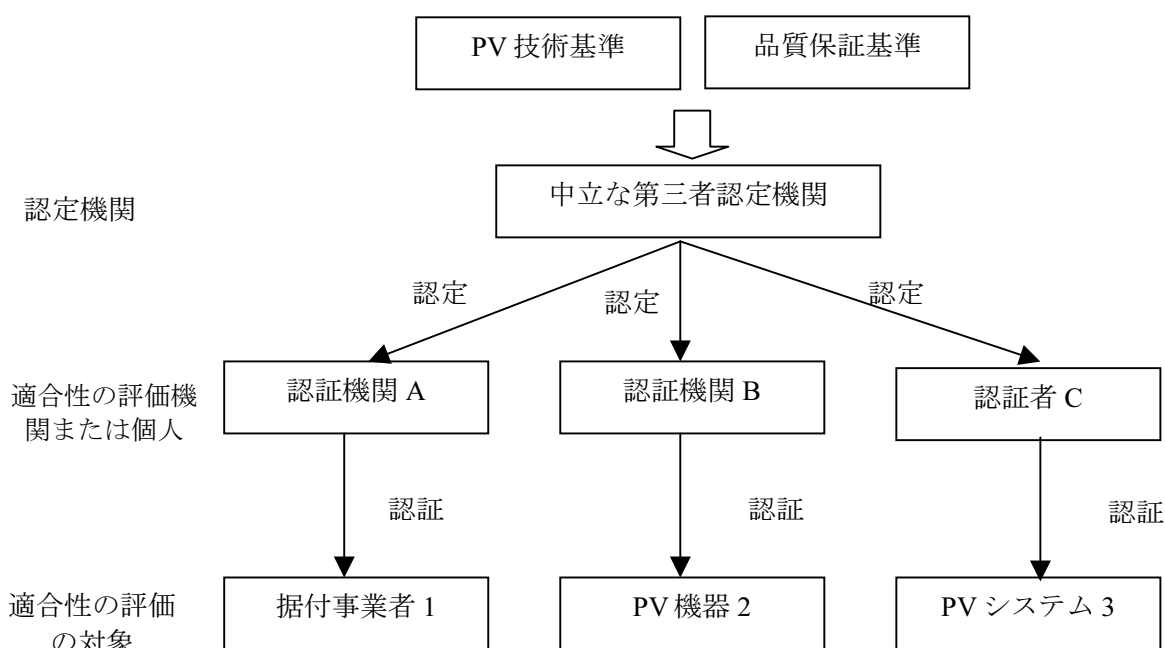
6. 2 品質保証体制の確立

ガーナの PV 産業は未だ幼名期にあり、これから市場を開拓していかねばならない。そのような中で、消費者の信頼を損なうような低品質な PV 機器を市場に流通させることは、是非とも避けねばならない。これは消費者の利益を守るという点でも重要な課題である。

6. 2. 1 市場の信頼を得るための品質保証体制のあり方

品質保証の考え方は標準化の中にあり、品質管理や品質保証は国の規定や規格¹⁰⁹に基づいて実施されるべきである。また、標準化の考えに従えば、PV の規格を決めるに当たっては、政府がそれを決めるのではなく、中立な第三機関が定めなければならない。もちろん、この第三機関を構成するメンバーの中には政府の関係省庁が参加するが、大学などの学術分野の代表、民間からも関連する企業の代表、そしてユーザーからの代表もその中に入らなければならない。

一方、品質保証制度の下で、品質保証を認証¹¹⁰する組織または個人を認定する機関¹¹¹も政府ではなく第三者でなければならない。一般的な品質保証制度は図 6.2.1 のように構築されている。



(出所) 調査団作成

図 6.2.1 品質保証制度の体系

ガーナでは標準化は国の GSB の管轄であり、MOE と EC がこの標準化庁と連携しながら、PV 産業の代表、大学などの学術機関などの関係者ととともに PV の技術基準の設定を行い、品質保証制度をできる限り早く作り上げることが望まれる。

¹⁰⁹ Code and Standards

¹¹⁰ Certificate

¹¹¹ Accreditation Body

一方、品質保証の認証を与える機関（組織）または個人は認定機関から認定を取得すれば、認証行為が可能となる。この認証組織は民間が設立してもよいし、大学などの研究機関が携わってもよい。さらには、民間と大学が連携して認証組織を設立することもあり得る。

6. 2. 2 人材育成と試験設備の整備

ガーナの PV 産業にとって、技術者を育成するための研修制度や PV 機器の試験設備の整備が急がれる。当然のように、この技術者研修や機器類の試験については最終的な認定が必要であり、前述の品質保証の認定制度の流れに沿った形で組織が構築されなければならない。

また言うまでもなく、このような認定権限を持つ機関は国である必要はなく、民間や個人であってよい。重要な点は、この認証権限を持った組織や個人がそれぞれの特徴を生かして、互いに競い合い、さらに質を向上させていくことである。例えば、民間には現場での実務という強みがあり、他方、大学には基礎的な研究、研究設備、そして教育の場がある。このようなそれぞれの強みを生かし、互いに弱いところを補完し合うことで、特色のある研修制度や試験機関を作ることが望ましい。

RESPRO の再構築で触れたように、RESPRO は北部地域の工業専門学校と連携することで独自の認定権限をもった教育プログラムを提供することが可能であろう。他方、首都圏に拠点を置く大手の PV ディーラーは業界としてそのような教育機関や試験センターを作ることができるし、中央の大学と連携することも可能である。

6. 2. 3 政府規制のあり方

EC はすでに PV 産業に対する暫定的な免許制度を作っており、大手 PV ディーラーの数社が免許を申請している。EC が免許制を導入しようとする理由は、まさに冒頭に述べたように、市場に出回る PV システムの品質を確保することで、PV に対する消費者の信頼が失われるといった事態を避けようとするところにある。

その一方で、余りにも厳しい規制は逆に市場の芽を摘んでしまうことにもなりかねない。とりわけ、地方で零細ながら PV 事業を興そうという者にとって、免許の取得はその費用負担を含めてそれほど簡単な話ではなく、関係者の間では、政府の過度な規制に対する懸念が出ている。

ひるがえって見れば、免許制度の導入は単なる規制の方法にすぎない。免許制度の妥当性を議論する上でむしろ重要なことは、どのようにして PV 産業に携わる企業や技術者の品質を保証するかである。これはまさに上述の標準化の流れに従った品質保証制度の導入を指すものであり、政府が PV 業界に何らかの形で規制の枠組みをはめるとしても、この制度を取り込んだ形でなければならない。当然のことながら、品質保証を取得した企業や個人は、免許あるいは登録の資格条件を備えていると考えるべきである。

政府が進める PV プロジェクトの実施に際して、品質が保証された企業だけを入札対象者と見

なすという意味で PV ディーラーの登録制度は意味がある。ただし、その審査基準は、品質保証制度と整合したものでなければならない。

最も根本的な問題として、PV システムの据付や O&M を行う事業者を免許制度で管理することが果たして妥当なことであるかという疑問にも答えておく必要がある。PV ディーラーは電気事業者と異なり、市場で独占的な権限を与えられている訳ではなく、PV システムの販売に料金制度が適用されるわけでもない。あくまでも市場競争の中で価格を決定している。この点で、PV ディーラーの性格は、電気製品や自動車の販売と何ら変わりはない。

以上のような観点から、調査団は EC との間で免許制度の是非についても協議も行っている。その対話の中で、EC は PV ディーラーの全ての行為を免許で縛るつもりではなく、おそらく PV 機器類の輸入業に対してのみ免許制度を導入することになるだろうとの意見が述べられている。

6. 3 PV システムの技術力向上（技術基準、試験センター、トレーニング）

6. 3. 1 技術基準¹¹²・設置基準¹¹³およびエンドユーザーマニュアル

（1）技術基準・設置基準およびエンドユーザーマニュアルの必要性

システムデザインの間違いや設置方法の不具合、未熟な維持管理など技術的な問題が、過去の PV プロジェクトの失敗事例において頻繁にあげられる。このような技術的トラブルはプロジェクトの持続性に問題があるばかりでなく、ユーザーからの信用を失うことにより、結果として PV マーケットの拡大に悪影響を及ぼすことになる。このため、前節において提案された品質保証制度を支える技術指導書として、技術基準や設置基準の整備は必要不可欠である。

ガーナにおいても適正な PV 技術の普及のため、技術基準や設置基準の策定が EC を中心に行われてきた。ガーナの場合、技術基準・設置基準案は GBS に上程され、政府関係機関や研究機関、事業者などによるステークホルダー会議を経て、国の基準として正式に承認される。

ステークホルダー会議においては、技術面での議論を深めることはもちろんのこと、その適用について十分な議論がなされなければいけない。すなわち、品質保証制度がマーケットの規制ではなく発展のための仕組みであるという理念に基づき、ステークホルダーから広く意見を募る必要がある。例えば、これら基準類は政府のプロジェクトにのみ適用することとし、個人ベースで設置されるシステムについては、ある程度サブスタンダードも認めるといった柔軟な対応も必要となるかもしれない。

（2）技術基準・設置基準およびエンドユーザーマニュアルの枠組み

調査団が作成した技術基準や設置基準（案）はオフグリッド、すなわち独立型の PV システム

¹¹² Technical Standards

¹¹³ Code of Practice

を対象としている¹¹⁴。また、システムサイズや機器の大きさなどの仕様を規定するのではなく、極力性能規定となるように配慮して作成している。技術基準や設置基準は、それぞれ以下のような考え方で構成されている。

- 技術基準については、PV モジュール（パネル）、チャージコントローラー、バッテリー、DC-AC インバータ、スイッチ類およびケーブルといった各コンポーネントについて、最低限要求される性能を記載している。
- 設置基準については、ハマターンなどの気象条件や地理的特性に配慮して、設計手法、設置手法、検査手法および維持管理手法について整理している。また、設置業者がシステムを引き渡す際に必要とされる基本的な取り扱い方法を、ユーザーマニュアルとして同時に記載してある。
- 設置基準においては、巻末資料として具体的な設計例や設置例を図表や数式で分かり易く説明しており、さらには現場で使用するチェックリストも掲載してある。

なお、調査団が作成した技術基準・設置基準の案は巻末資料として添付する。

6. 3. 2 試験センター、トレーニングセンター

(1) 試験センター

現在、ガーナにおいては PV 用機器の殆どが輸入製品で賄われており、輸入業者や PV 業者はこれらの PV 機器について外観検査や簡単な機能検査を行うにとどめ、機器の品質を機器メーカーの提示するデータと、メーカー自身の品質管理に頼っている場合が多い。KNUST や DENG では独自の試験センターを持って機器のチェックを行っているが、まだ組織だったものではない。

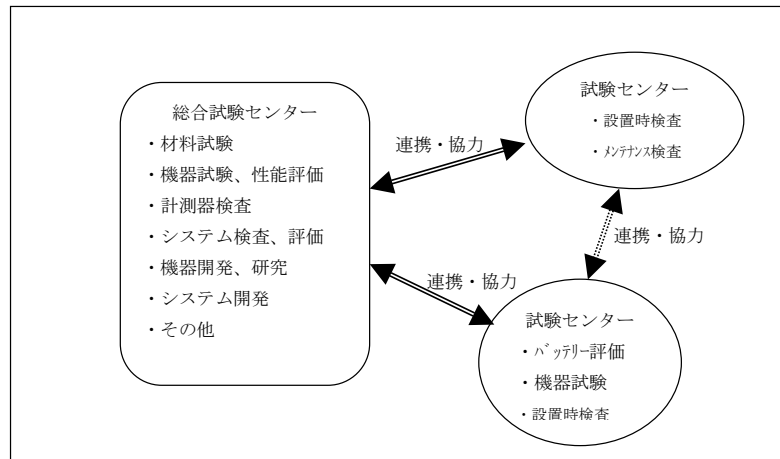
このことは太陽光発電が普及していくなかで信頼性の低い製品が市場に氾濫する可能性があり、結果として太陽光発電全体の信頼性を失うことになる。したがって、品質保証制度を補完するとともに、ローカル機器の開発を促進する為には PV 機器の試験センターの整備が重要となる。

試験センターは、PV セル等の材料試験から新規開発システムの評価までを行える総合試験センターと、システムの設置時検査やメンテナンス検査等の実務的な検査を行う試験センターに分け、総合試験センターを 1~2 箇所設置し（例えば KNUST 内に）、試験センターを PV 事業者や地方の工業専門学校に設置し、先に提案された品質保証制度の枠組のなかで互いに連携しながら運用することで試験設備整備の為の負担を抑え、効率的に運用することが可能になる。

また、試験設備は後述するトレーニングセンターの研修設備とほぼ共通なものであるので、試験センターとトレーニングセンターは同一機関内に設置され、設備の有効利用を図ることが望ましい。

図 6.3.1 に試験センター運用のイメージを示す。

¹¹⁴ 将来適用される系統接続型の PV については、むしろ電気事業者（Utility）に要求される技術基準に照らし合わせる必要があり、本件調査の対象とはしていない。



(出所) 調査団作成

図 6.3.1 試験センター運用のイメージ

(2) トレーニングセンター

ガーナでは PV 技術者が不足しており、特に地方では PV を導入してもそれを維持、管理、修理できる技術者が近隣にいないため、PV システムの性能低下や機能停止に至っているケースが多くみられる。また、利用者の PV 機器に関する知識が乏しく適切に維持管理されていない場合もあり、PV の普及に際しては技術者の育成、その為のトレーニングセンターの整備が必要である。

トレーニングセンターは、先に提唱された品質認証制度への参加者である大学、工業専門学校等の教育機関、PV 事業者、NGO 等に設置され、各トレーニングセンターが共通の認識をもちながらも、お互いの独自性を保ちつつ、連携して人材を育成するシステムの構築が必要である。

調査団はこれまでの調査のなかで、研修カリキュラム案を作成し、これをもとに大学、工業専門学校、PV 事業者と討議した。研修カリキュラム案では PV ユーザーの啓蒙、PV 設置技術者、及び PV 設計技術者、さらに高度技術者の育成を目的としたコースを提案している。

研修カリキュラムの内容は基本的な技術レベルを共通にしつつ、各トレーニングセンターにて独自の内容、例えば、大学においてはより学術的な内容に重点をおき、一方、工業専門学校や PV 業者ではより実務的な内容に重点をおくことも可能とする。また、全てのコースを設置することも、どれかひとつのコースのみを設置することも可能と考える。このようにトレーニングの内容に柔軟性を持たせることで、トレーニングセンター設置の負担を軽減し、より多くのトレーニングセンターの設置が期待できる。

なお、調査団と各機関の討議のなかで、研修カリキュラムに建築や土木、溶接、塗装等に関するものも含めてはどうかとの意見もあったが、小規模 PV、特に Off-grid PV の設置・維持管理技術への当該技術の関わりが少ないことから、トレーニングセンター独自の研修として実施するか、または PV が十分に普及し大規模 PV 設備のトレーニングが必要になった時点で、新しいトレーニングコースとして実施を検討するものとして、現時点では提案のカリキュラムを推奨する。

表 6.3.1 に研修カリキュラム (案) を、表 6.3.2 にトレーニングセンター設備 (試験センター設備) 一覧 (案) を示す。

表 6.3.1 PV training center curriculum (Tentative plan)

Contents		User	Install Engineer	Design Engineer	Senior Engineer
I .Basics of Electric					
I -1	Static electricity and an electric field		○	○	○
I -2	An electromagnet and a magnetic field		○	○	○
I -3	DC circuit	○	○	○	○
I -4	AC circuit	○	○	○	○
II .Basics of PV					
II -1	Summary of PV	○	○	○	○
II -2	Generation principle	○	○	○	○
II -3	Solar radiation	○	○	○	○
III .PV system appliances					
III-1	Cell, Module, Array		○	○	○
III-2	Charge controller		○	○	○
III-3	Inverter		○	○	○
III-4	Battery		○	○	○
III-5	Electric appliances (DClight, bulb, etc.)		○	○	○
III-6	Wiring appliances (switch, fuse, etc.)		○	○	○
IV .System design					
IV-1	Demand assumption			○	○
IV-2	Voltage drop and wiring size			○	○
IV-3	PV capacity			○	○
IV-4	Battery capacity			○	○
IV-5	Choice of Charge controller, Inverter			○	○
IV-6	Choice of wiring appliances			○	○
IV-7	Wiring diagram		○	○	○
V .Measurement and testing facilities					
V-1	Tester, Ammeter, Voltmeter, Whmeter		○	○	○
V-2	Pyranometer , anemometer			○	○
V-3	I-V curve tracer, Solar simulator				○
VI.Regulations					
VI-1	Technical standard for Off-grid PV		○	○	○
VII.Installation method					
VII-1	Materials and Tools		○		○
VII-2	Wiring		○		○
VII-3	Grounding		○		○
VII-4	Assembly and mounting		○		○
VII-5	Inspection		○	○	○
VIII.Practice on the field					
VIII-1	Assembly and mounting work		○		○
VIII-2	Wiring work		○		○
VIII-3	Inspection		○	○	○
VIII-4	Measurement and Analysis			○	○
VIII-5	Maintenance (ordinary)	○	○	○	○
VIII-6	Maintenance (special)		○		○

(出所) 調査団作成

表 6.3.2 List of PV training center facilities and/or Test center facilities (Tentative plan)

1. Test devices, Measurement devices		
No.	Items	Use
1-01	Tester	Resistance, DC/AC Voltage, Frequency
1-02	Clamp meter	DC/AC Current
1-03	Ammeter	DC/AC Current
1-04	Voltmeter	DC/AC Voltage
1-05	Ohm-meter,	Resistance,
1-06	ocilloscope	Voltage/current wave
1-07	Earth tester	Grounding resistance
1-08	Withstand voltage tester	Withstand voltage, Insulation resistance
1-09	Pyranometer	Irradiance (Irradiation)
1-10	Anemometer	Wind speed, Wind direction
1-11	Temperature meter,	Ambient temperature
1-12	Hygrometer	Humidity
1-13	Thermocouple	Module temperature
1-14	I-V curve Tracer	I-V Curve, PV Curve, Pmax, Isc, Voc, Ipmax, Vpmax
1-15	I-V checker	(portable type) I-V Curve, PV Curve, Pmax, Isc, Voc,
1-16	Solar simulator	Artificial light source
1-17	Spectroradiometer	Measures spectral distribution
1-18	Data logger	Save of measurement data
1-19	Personal computer	Save of measurement data, and analysis
1-20	Battery hydrometer	Specific gravity of a battery electrolyte
2. Appliances, Tools, Materials		
No.	Item	Contents
2-01	PV Systems	PV array, Charge controllers, Inverters, Batteries(Deep cycle and Automotive)
2-02	Electric appliances	DC light, Fluorescent lamp, Pump, Fan, TV set, Radio communication, Variable resistance, Variable load
2-03	Wiring tools	Driver, Pliers, Nipper,
2-04	Installation tools	Bob line, Direction magnet, Level, Angle meter, Spanner
2-05	Wiring appliances	Switch, Outlet, NFB, Fuse,
2-06	Materials	Wire, Terminal, Conduit, Bolt-Nut, Mounting structure

(出所) 調査団作成

6. 4 制度整備を通じた PV 産業の促進施策

PV システムの市場を整備していくためには、先に述べた品質保証制度による官民一体となった第三者機関の設立はもちろんのこと、それらを支えていくために政府・民間そしてローカルマーケットがそれぞれの役割を果たしていかなければならない。

6. 4. 1 政府が行うべきマーケット整備

(1) 政府プロジェクトによる市場の開拓

ガーナにおいて、PV プロジェクトに対する政府の資金源は明確に確保されておらず、またその支援はパイロットプロジェクトの実施など極めて限定的である。これは、PV 電化促進政策が明確に定められていないことが大きな原因となっている。このため MOE は、PV プロジェクトにおける電化の対象（政府資金として）を公共施設として明確にターゲットを定めるとともに、長期 PV 電化プログラムを作成する必要がある。

この策定されたプログラムに基づいて行われる PV 電化プロジェクトでは、品質保証制度の資格を受けることへのインセンティブとして、認定を受けた事業者のみが競争入札に参加できるという条件を付けて、彼らに対して機器の調達や設置、維持管理などの市場を提供する。

なお、MOE が行う政府系施設への電化にあたっては、初期費用のみを電化資金として提供することとし、設置した PV 施設は所轄の省庁に移管する。過去のパイロットプロジェクトにおいては引渡し後の所有権が不明であったため、その後の維持管理が適切に行われず、持続的な PV 利用が不可能となっている。このため、MOE は所轄の省庁が以下の維持管理体制の構築をプロジェクトの実施の前提として担保するなど維持管理体制を確認しなければならない。

- 維持管理予算の確保
- 設置業者もしくは他の認証事業者との維持管理契約の締結
- 施設内の管理責任者の指定（ユーザートレーニング受講済み）
- 地方機関や中央政府との連絡体制の構築

(2) 資金の確保および活用制度の確立

電化資金についても不足しており、kWh あたり 1.7 セディの地方電化基金、そして石油製品 1 リットルあたり 5 セディのエネルギー基金により集められる税収も十分ではない。徴収額は約 10 年前に定められたものであり、急激なインフレや為替通貨下落によって、その価値は当初の約 5% 以下にまで目減りしている。現在は、地方電化基金とエネルギー基金それぞれが 30-50 億セディ、つまり合計で年間 60-100 万ドル程度にしかならない。

一方、MOE によると学校、医療施設、警察などの主な公共施設の PV 電化コストは約 2,000 万ドルであり、北部 3 州の未電化施設だけでも約 500 万ドルもの初期費用がかかる（表 6.4.1 参照）。

表 6.4.1 北部 3 州における主要な公共施設への PV 電化イニシャルコスト

(US\$)			
Facility	Unit Cost	Number	Total
CHIPS Compound	2397.4	50	119,870.0
Clinic	11693.3	50	584,665.0
Health Center	11693.3	66	771,757.8
Junior Secondary School	6060	481	2,914,860.0
Police and other public	2168.8	200	433,760.0
		Total	4,824,913

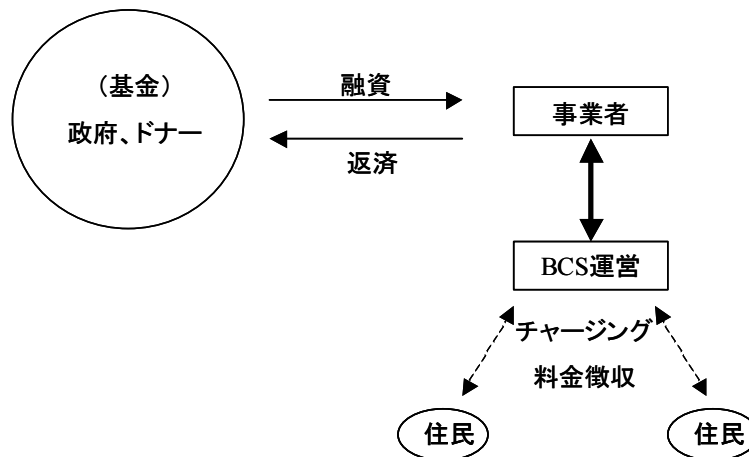
* For Northern, Upper East, Upper West Region

(出所) 調査団作成

これら電化資金を確保するためには、例えば地方電化基金やエネルギー基金を増額することが考えられる。これらの資金は、電気料金や石油価格コストが 1998 年から 10 倍にも上昇しているにもかかわらず、まったく変動していない。年間でこの基金から得られる金額は、電気料金等にあわせて同じ比率でこれらの金額が上昇したとすれば、基金からの収入も 10 倍となり、毎年 600-1000 万ドル程度の資金が入ってくることとなる。この基金は他にも用途があるため、このすべてをこの目的のために使うことはできない。しかし長期にわたり整備をすすめる資金として有効である。

一方、家屋や商店などの民間施設の補助金導入やローンの提供については、資金の目処が付かないこと、またシステムを「与えられた」需要家のオーナーシップ欠如によるトラブル（過去の経験）などにより、これは現実的ではない。

しかし、ディーラーや NGO などの事業者に対する少額・低利の融資であれば、事業者としてのモラルも個人より高く、検討に値する。例えば、田舎に設置する BCS 事業者に対して低利で事業資金を貸し出し、数年以内に回収して基金に戻し、その基金で新たな事業者に貸し付けるというリボルビングファンドは可能であるかもしれない。この場合、500W のシステムで 3,000 から 4,000 ドル程度の貸し出しとなる。回収できなかった場合は、システムを返却させる罰則規定はもちろん必要である。図 6.4.1 に、リボルビングファンドの概要図を示す。



(出所) 調査団作成

図 6.4.1 PVにおけるリボルビングファンドの概要図

(3) 公共サービス向上のための社会開発プロジェクトとの連携

オフグリッド PV 電化については、それ自体が最終目標ではなく、教育や医療水準向上あるいは安全な水供給など、基礎的な社会インフラの手段として用いられる。例えば医療施設の場合、医療機器の充実や井戸の整備などとともに電化がプログラムの中に組み込まれており、これは MOE の資金ではなく、保健省の自己資金やドナー資金（例えば UNISEF）により予算化され、実行されている。

また、これ以外にも小規模灌漑などの分野で PV システム導入を行う可能性もあるため、電化推進責任官庁である MOE は、定期的に MOE 独自の電化プログラム（SHEP および PV）に関する情報提供を行うとともに、他セクターの電化プログラムを把握し、効率的な電化計画を策定しなければいけない¹¹⁵。

(4) 情報普及のための体制作り

オングリッドの電化に対して、遠隔農村部での PV 電化の目的や知識は著しく不足している。また、PV 電化の対象とされた住民がオングリッドから見放されたと感じている例も数多く見られる¹¹⁶。このため、PV 電化の目的、すなわちオングリッド電化が最低数年は来ない地域における有効な電化手段であること、あるいは照明程度の電気で教育や医療の向上につながるといった効用を積極的にアピールする必要がある。

MOE 独自の取組みとして、PV システムの地方におけるデモンストレーションの実施や、テレビやラジオといったメディアを通じた啓蒙活動が考えられるが、北部遠隔農村部に広く普及させ

¹¹⁵ 保健省は、定期的に SHEP の情報を MOE から入手して、不足部分に対して独自のプログラムを実行して、医療施設電化を効率的に行っている。

¹¹⁶ 北部地域では、電柱が立って変圧器も設置されているが数年にわたって電化されていない村落がかなり見受けられる。住民はグリッドの電気が来ることを期待しており、この地域に PV を持ち込んだ場合、グリッドから見放されたと感じてしまう。このことも、PV 普及阻害要因の一つとして挙げられる。

るためには十分であるとは言えない。住民レベルへの普及させるためには、村落ベースでの活動が必要であり、他の社会開発セクターとの連携が有効である。

例えば学校や医療施設において、住民や生徒への説明会を開催してもらい、あるいは PV 電化の効用を示すポスターを貼るといった活動を通じて、PV への正しい知識を普及させることもかのである。

6. 4. 2 民間が行うべきマーケット整備

ガーナでは PV マーケットは未成熟な段階であり、幾つかの目立ったディーラーや設置業者などが育成されてきているが、ステークホルダー会合などでは個別の会社の利益に基づく発言が見られるなど、統一見解を出すような組織化はなされていない。

組織化のための手始めとしては、PV の品質を確保するための技術基準や設置基準など、システムの規格作りのために必要な業界窓口（業界団体）を早急に立ち上げる必要がある。事業者は、その豊富な経験に基づき様々なシステムを導入しているため、それらが社会的に認知される技術として承認されることにより、マーケットの拡大へとつながる。

また、設計・設置・維持管理に関する認定証の発行、あるいは機器認定証の発行（試験センターへの協力）などで、品質保証制度に基づく認証制度の実運用するにあたって業界団体の整備は必要不可欠である。

さらに、上記政府が行う啓蒙活動の実施にあたって、この業界団体は大きな役割を果たす。政府がメディアやポスターなどを通じて行う啓蒙活動に協賛して、この業界団体の連絡先を記載することにより、需要家が PV の設置業者やシステムを効果的に得る際の紹介窓口として、MOE とともにこの業界団体を活用することが可能である¹¹⁷。

なお、PV の品質を保証するという観点からも、業界団体の参加機関は認証を受けた（受ける意思のある）事業者のみとすることが好ましい。

6. 4. 3 ローカルマーケットの整備

村落経済社会調査の結果を見ても分かるように、北部地域の村落における商業施設や家屋は地理的に分散しており、また SHS などの高価な PV システムを大量に購入するほどの資金を有していない。また PV 自体に質や量の限界があるため、PV 電化により村落の経済状況が急激に改善されるわけではない。これら商店や家屋に PV を普及させるためには、事業者は料金徴収や維持管理のコストを極力下げなければその事業は成立しない。

例えば集金に係るコストを軽減するために、ガソリンスタンドなどのローカル事業者には BCS の

¹¹⁷ マラウイでは、業界団体 REIAMA（Renewable Energy Industry Association in Malawi）を立ち上げ、政府から若干の補助金を受けてステークホルダー会議に参加するとともに、啓蒙活動を行っている。

運営や SHS の集金業務を請け負わせる手法が考えられる¹¹⁸。遠隔農村部に設置する BCS の場合、せいぜい数百 W 程度の小型のものが想定されるため、ガソリンスタンドなどに併設することは可能である。

また、RESPRO 型のフィー・フォー・サービスについても、ユーザーは料金をガソリンスタンドに持参することとし、事業者は料金をガソリンスタンドに取りに行く。特別なメンテナンス作業もしくは、料金不払ユーザーからのシステムの取り上げなど、限定的な業務のみ事業者が直接実施することにより、運営費を低く抑えることができる。

このような集金作業を村落で代行するというのも選択肢としてあるが、ガーナの村落の場合、血縁関係などにより身内から料金を徴収することの難しさもあり、あまり勧められない。むしろ、ガソリンスタンドなど運営者を通じた事業者の情報（例えば、メンテナンスや集金作業のスケジュール）の伝達など、電話などの通信手段を持たない地域への情報伝達手段として、村落の参加が期待できる。

6. 5 使用済みバッテリーの処理、リサイクルシステムの改善

6. 5. 1 使用済みバッテリーの処理、リサイクルの現状

(1) PV 用バッテリー処理、リサイクルの現状

PV システム用ディープサイクルバッテリーはシステム導入時、又は、バッテリー取替え時に PV 業者からユーザーに供給されている。殆どの PV 業者は使用済みバッテリーの回収、処理、リサイクルを行っておらず、ユーザーから引き取りを依頼されて回収する場合もあるが、自社内で保管しているのみで具体的な処理方策はもっていない。

ユーザーは使用済みバッテリーを放置しているか、近辺に投棄しているのが殆どである。図 6.5.1 に PV 用バッテリーの流れを、図 6.5.2 に PV 業者での使用済みバッテリー保管状況を示す。

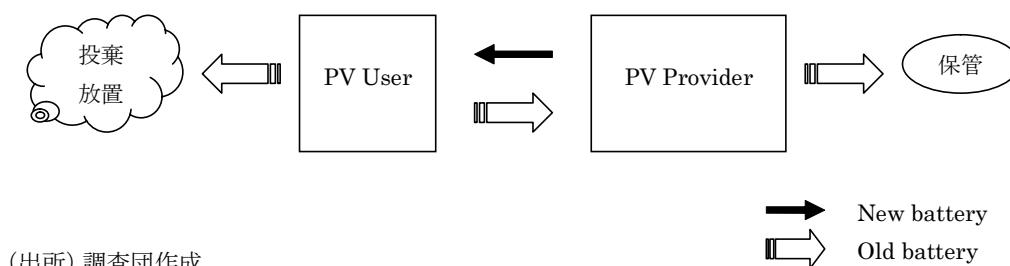


図 6.5.1 PV 用バッテリー処理の流れ

¹¹⁸ Upper West 州の Pusiga において設置されている BCS（設備容量 500W）は、RESPRO が民間に運営を委託し、一定の月額をその民間事業者から受け取る方式で事業を円滑に行っている。



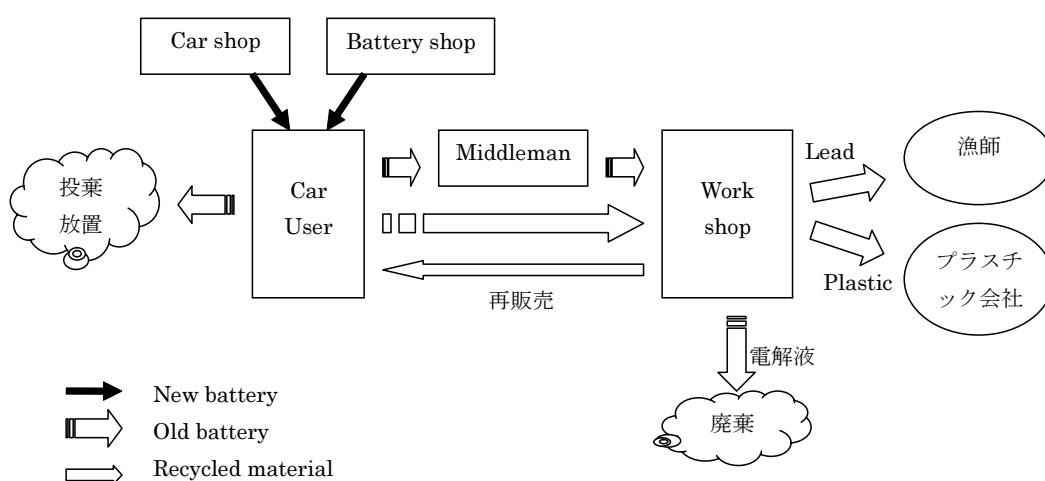
(出所) 調査団撮影

図 6.5.2 PV 業者で保管されている使用済みバッテリー

(2) 自動車用バッテリー処理、リサイクルの現状

自動車用バッテリーは国や業界による回収、リサイクルシステムは未だ整備されていないが、自動車解体業者のような小さな民間業者によって、鉛、プラスチックが再利用されており、完全ではないがある程度のリサイクルが行なわれている。廃車から発生する古バッテリーは廃車とともに自動車解体業者へ引き取られる。また、自動車を大量に保有する企業では使用済みバッテリーを民間業者へ無償で払い下げ、中間業者はさらに小さな民間業者へ再販売している。

自動車解体業者は解体車から出るバッテリーや上述の民間業者から購入したバッテリーから鉛を取り出し、それを鋳直して魚網の錘として漁師に販売している。バッテリー容器についてはガーナ国内のプラスチック会社へ販売している。電解液は汚れがなく、比重の状態が良ければ再利用し、悪ければ廃棄している。状態の良いバッテリーは中古バッテリーとして再販売や中古車へ搭載することにより再利用することもある。図 6.5.3 に、自動車用バッテリーの処理の流れ図を示す。



(出所) 調査団作成

図 6.5.3 自動車用バッテリー処理の流れ

(3) 法規制の現状

ガーナにおいてバッテリーは EPA の GHANA LANDFILL GUIDENLINES により、乾電池、自動車用バッテリーが危険廃棄物に分類され、適切に処分されるように規制されているのみで、詳細な処理方法やリサイクルに関する法規制は未整備の状況にある。

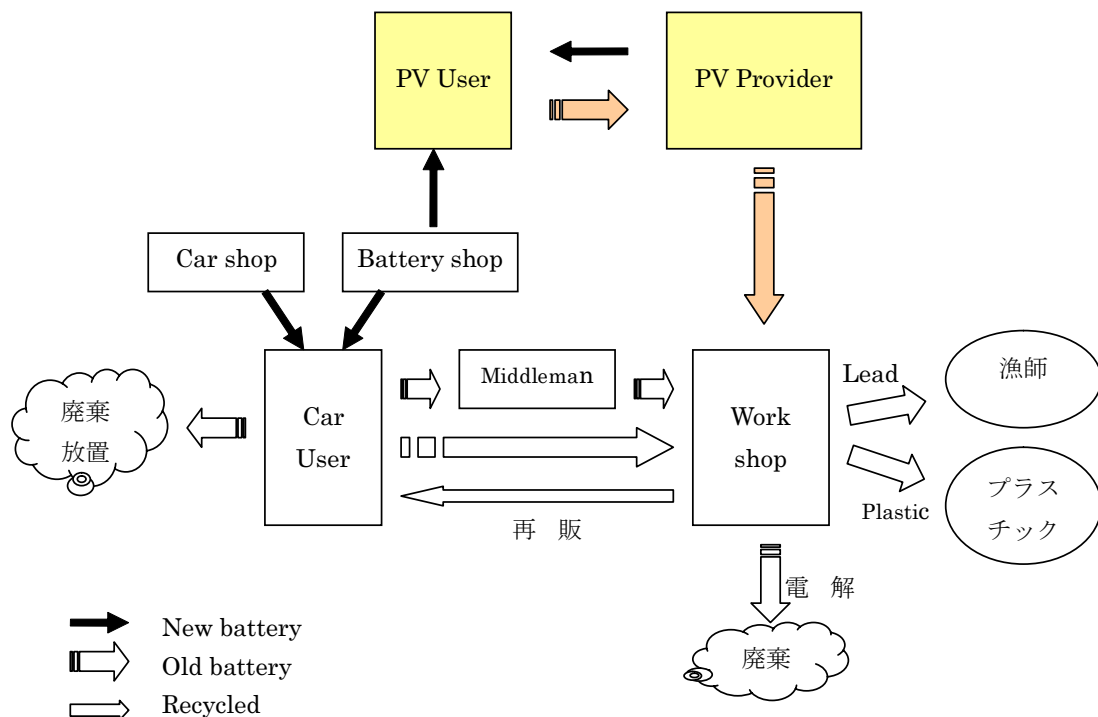
6. 5. 2 バッテリー処理、リサイクルシステムの改善案

(1) 短期的な改善案

PV 用バッテリーは自動車用バッテリーと原理、構造、使用材料に大差はなく、運用方法に留意することにより実際に自動車用バッテリーを PV システムに使用することも可能である。このことは使用済みバッテリーの処理についても同様な処理方法が可能であることを示している。また、自動車用バッテリーは PV 用バッテリーに比べて流通量が圧倒的に多い。したがって、使用済み PV 用バッテリーを自動車用バッテリーの処理、リサイクルの流れに取り込むことは短気的な改善策として実現可能、かつ有効な方策と考えられる。

具体的には、PV 業者が PV ユーザーへバッテリーを納品する際に使用済みバッテリーを回収し保管する。回収・保管している使用済みバッテリーがある程度貯まった時点で、自動車用バッテリーを処理している業者（自動車解体業者等）へ販売、又は無償で回収してもらうようにする。

また、ユーザーによる投棄を防止する為、PV 業者は PV システム設置時やバッテリー納品時にユーザーに対してバッテリー投棄による環境への影響について啓蒙することも重要である。図 6.5.4 に、自動車用バッテリー処理の流れへの取り込みを示す。



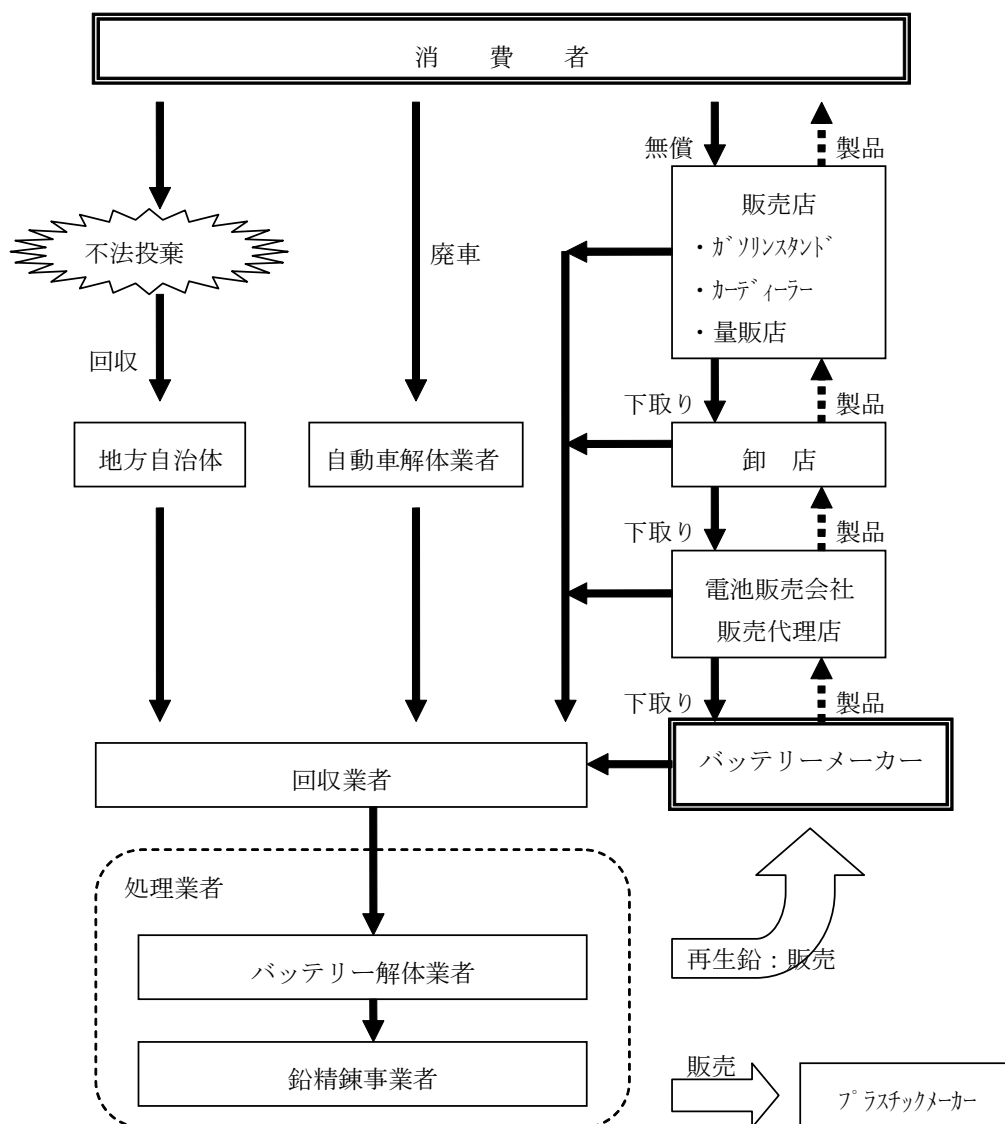
(出所) 調査団作成

図 6.5.4 自動車用バッテリー処理への取り込み

(3) 将来的な改善案

ガーナにおいて使用済みバッテリーのリサイクルはある程度行なわれているとはいえ、使用済みバッテリーが全て業者に回収されているわけではなく、ユーザーによって投棄されたり、放置されたままのバッテリーも多数ある。一方、バッテリーから回収された鉛は魚網の錘として使用されているが需要規模としては小さく、リサイクルシステムとして規模の拡大（バッテリー回収量の増加）が見込まれないことが懸念される。

従って、将来的にはバッテリーの処理、リサイクルシステムを改善する為には、現状のシステムを大幅に改善しなければならないものと思われる。ガーナにおけるバッテリーリサイクリングシステムの将来的な改善案の参考として、以下に日本の事例を紹介する。また、図 6.5.5 に日本におけるバッテリーリサイクリングシステムのフローを示す。



(出所) 調査団作成

図 6.5.5 日本におけるバッテリーリサイクリングシステムフロー

日本では、消費者（バッテリーユーザー）は廃車とともに自動車解体業者へ使用済みバッテリーを引き取ってもらうか、バッテリー販売店へ持ち込み無償で回収してもらう。販売店は卸店や販売代理店等を経由、または直接に回収業者へ回収してもらっている。また、消費者により不法投棄されるバッテリーもいくつかあるが、これは地方自治体が回収した後、回収業者へ引き渡ししている。回収業者はバッテリー解体業者、精錬会社を経て鉛を精錬し、これをバッテリーメーカーへ再販売している。バッテリー容器は粉碎されプラスチック原料として販売されている。

蓄電池メーカーは「廃棄物処理法」に基づいて、バッテリーの適正なリサイクル等が行なわれるよう「必要な措置を講ずること」を厚生省、及び経済産業省より要請され、バッテリー処理、リサイクルへの積極的な関与を求められている。

ガーナにおいてバッテリーの処理、リサイクルを確実に行うためには、法規制の整備を行なうとともに、バッテリー販売店等の協力体制の構築、及び回収、処理業者の育成、さらには消費者の環境保全への啓蒙が重要である。