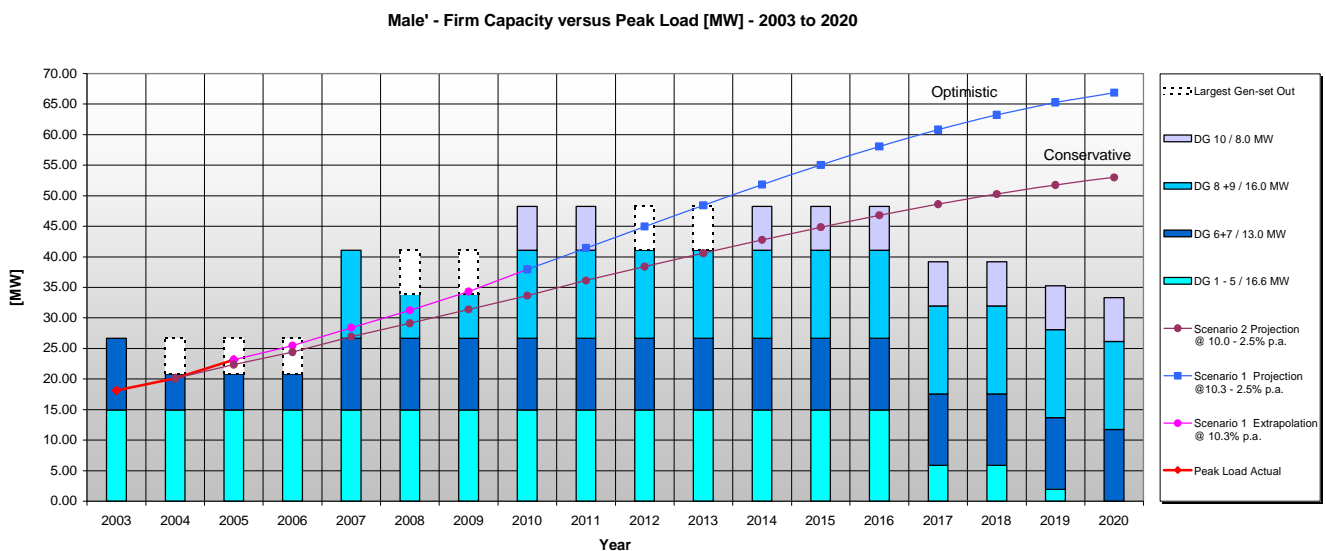


第 4 章 技術的フィージビリティ・スタディ調査

4.1 電力需要想定

4.1.1 マレ島

2004年12月のスマトラ沖地震・津波による影響を受けた後、「モ」国では地方環礁島からマレ島への移住が進み、マレ島の電力需要は急増している。STELCOによる公式の電力需要想定は、ドイツのコンサルタント（OLP社）が2004年に実施した「Power Extension Study」が最新のものであり、マレ島とフルマレ島それぞれについて2020年までの最大電力想定を実施している。同調査結果によると、マレ島では高成長ケースと低成長ケースの2通りを想定しているが、低成長ケースの場合でも、2013年には最大電力が発電設備のFirm Capacity（合計定格容量の85%から最大発電機容量を除いた容量）を上回る状況が想定されており、発電設備の増強が至急必要となっている。このため、STELCOではデンマーク DANIDA の支援により、2009年から「Fourth Power System Development Project」を開始し、ディーゼル発電設備（8MW）2台の調達・据付（発電設備基礎については3台分）工事を計画しており、2010年に完了予定である。また、3台目についても調達・据付を2011年に予定されている。



出所：STELCO

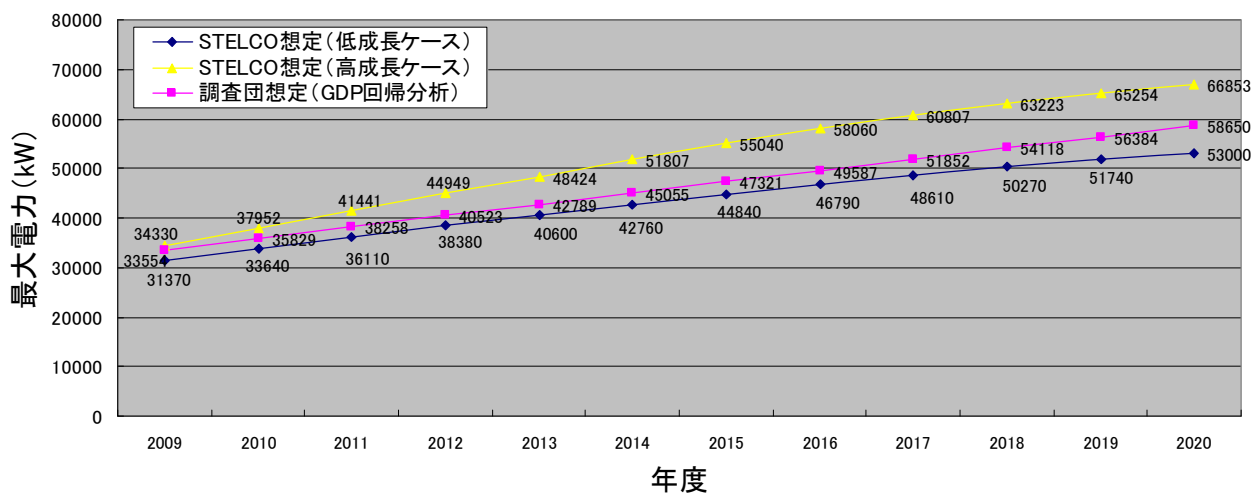
図 4.1.1-1 マレ島の電力需要想定（STELCO）

調査団では、1997年から2007年間のGDP実績値、並びに財務省による2008年から2011年までのGDP予測値を第一パラメータ、2000年から2007年までの人口統計を第二パラメータとして最小二乗法による回帰分析を行い、上記STELCOによる需要想定と比較検証した。予測モデルとしては、東南アジア諸国で電力需要想定に使用されている、計量経済学的手法によるシミュレーションソフトウェア Simple EE 上で構築した。一般的に、計量経済学的モデルでは、多くの推計式や定義式の集合体として構築されるため、モデルの妥当性の検証が必要である。本調査では、以下の指標を用いてモデルの妥当性の検証を行った。

決定係数 (R^2)（モデル全体の確度を表す）：0.85 以上

t 値（基準精度で評価した推定係数）：絶対値が 2 以上

最大電力について回帰分析を行った結果、決定係数 (R^2) = 0.979、t 値 = 2.57 となり、構築モデルの妥当性は検証された。今後、この想定結果を用いて、配電線フィーダー毎の最大電力想定を行い、各フィーダーに連系可能な PV 容量の想定を行う。



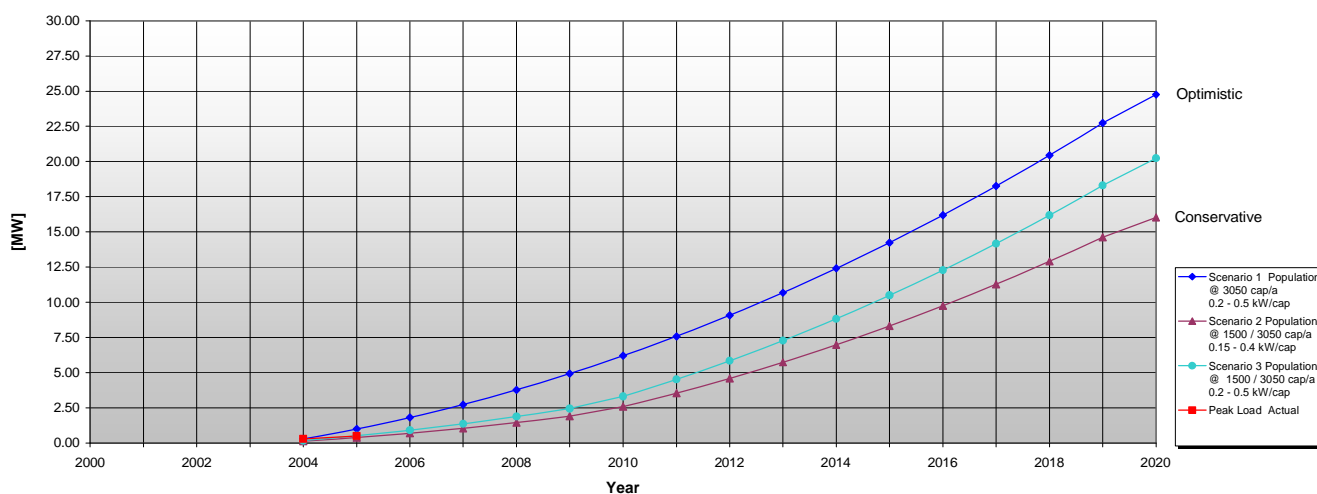
出所：調査団作成

図 4.1.1- 2 マレ島の電力需要想定（調査団想定との比較）

4.1.2 フルマレ島

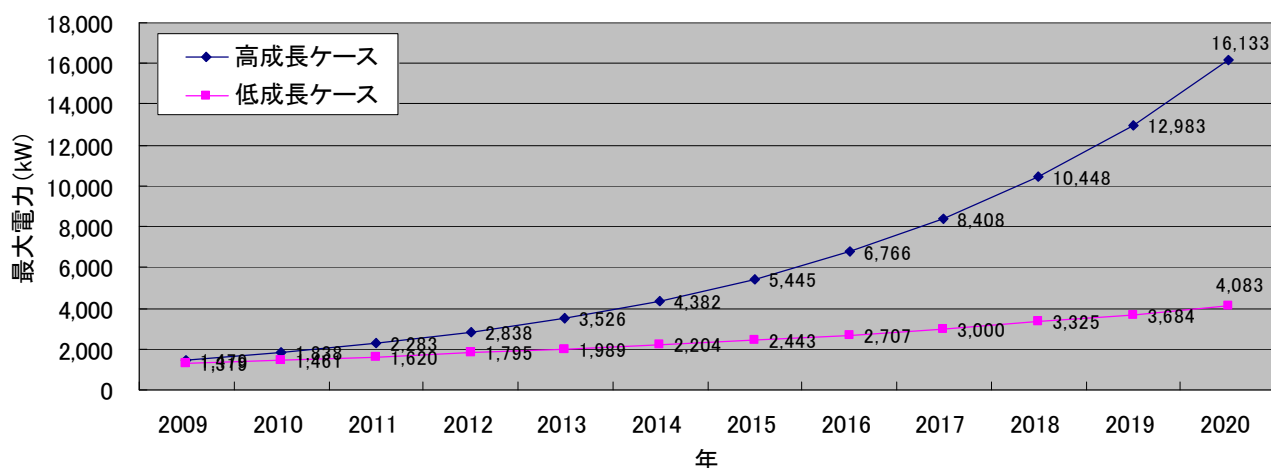
フルマレ島については、マレ島と同様に 2004 年に実施された需要想定（図 4.1.2-1）が最新であるが、2004 年の電力供給開始以降の実績値が考慮されていないため、調査団では 2004 年から 2008 年までの最大電力実績を分析し、別途需要想定を実施した。フルマレ開発公社によると、2020 年に合計 60,000 人を目標とする移住計画は新政権下でも継続しているものの、大規模な住宅地、工業・商業地区開発計画については将来動向が不透明である。このため、①移住計画による目標人口を達成するための人口増加率（24.3%）、②マレ島の 1987 年～2008 年の最大電力伸び率（10.8%）を利用した、2 ケースの需要想定を実施した。図 4.1.2-2 に示すとおり、高成長ケースでは 2020 年に約 16MW の電力需要となり、これは STELCO による低成長ケースの結果に近い水準であることから、調査団想定による高成長ケースを元に今後詳細分析を継続する。

Hulhumale - Peak Load Projections [MW] - 2005 to 2020



出所：調査団作成

図 4.1.2- 1 フルマレ島の電力需要想定 (STELCO)



出所：調査団作成

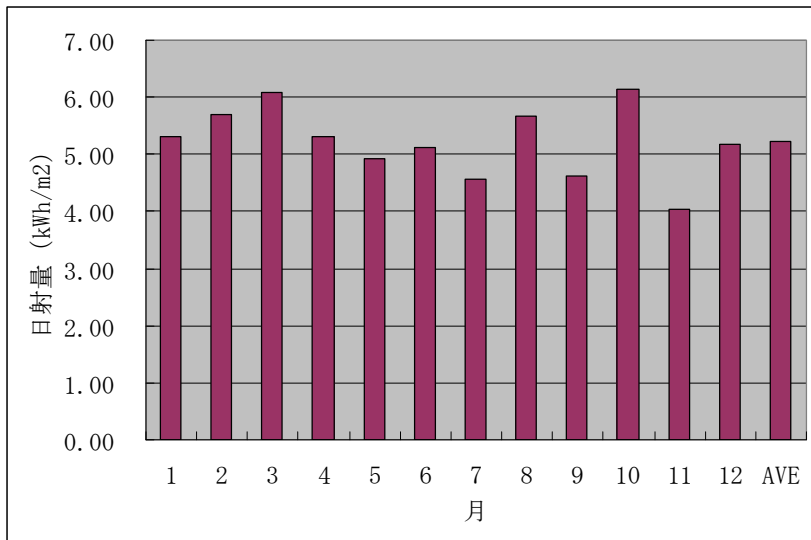
図 4.1.2- 2 フルマレ島の電力需要想定 (調査団想定)

4.2 日射量データ等の収集・分析

第1次現地調査において、気象庁(Department of Meteorology)を訪問し、空港島(Hulhule)で旧通信・科学技術省 (MCST : Ministry of Communication Science & Technology) と UNDP が共同で2003年8月1日～2004年7月31日に計測したデータを取得し、月別日射量を算出した。

日射量観測はデータロガー故障のため現在は行っていないとのことであったが、日射計単体は動作していることを確認できた。これを受けて、第2次現地調査においてデータの信頼性確認のため、日本から持参した校正済み日射計 (表 4.2-1) を同じ場所に設置し、既存日射計からの計測データと比較を行った。図 4.2-2、図 4.2-3 に示すように両日射計からほぼ同じデータが計測されており、データの信頼性を確認できたため、2003年8月1日～2004年7月31日の計測データを基本データとして採用することとした。

月	月平均全天日射量 [kWh/m ²]
1	5.30
2	5.69
3	6.08
4	5.31
5	4.92
6	5.12
7	4.57
8	5.67
9	4.63
10	6.15
11	4.05
12	5.17
AVE	5.22



出所：調査団作成

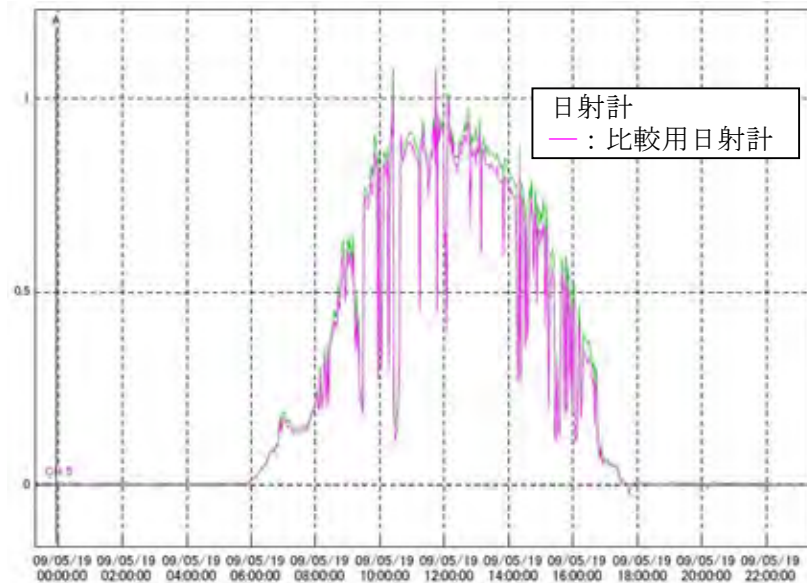
図 4.2- 1 Hulhule 島における日射量データの分析結果



Hulhule 島の気象庁に設置されている日射計（データロガーは作動していない）

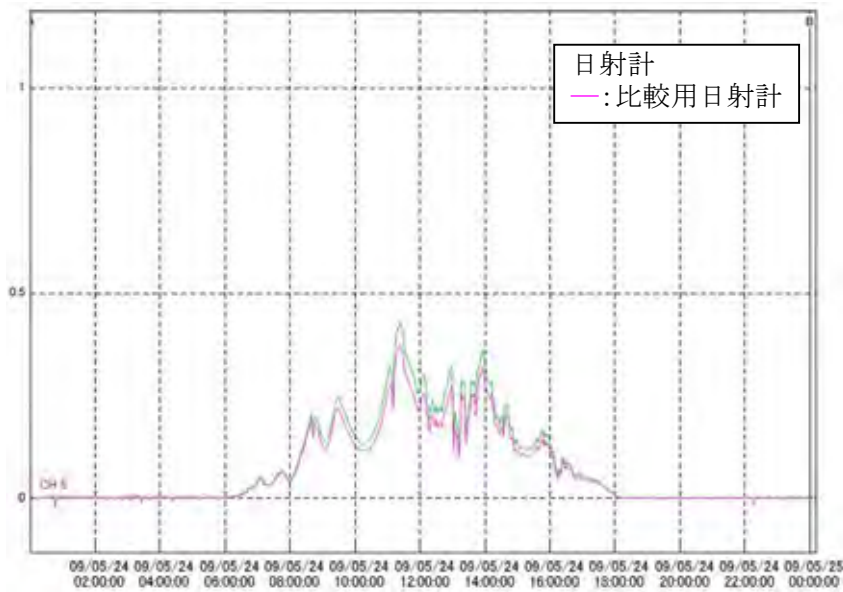
表 4.2- 1 比較用日射計、データロガー仕様

装置名	仕 様	
日射センサー	製造者	(株)プリード
	型式	PCM-01(L)
	波長範囲	305~2800nm
	感度	7mV/kW・m ²
	精度	±3%
データロガー	製造者	日置電機(株)
	型式	UIZ3635-50mV
	入力	電圧 1ch
	測定範囲	±50mV 分解能：0.01mV
	確度	±0.8%rdg. ±5 dgt.



出所：調査団作成

図 4.2- 2 日射計精度確認結果 (5月19日、晴天時)



出所：調査団作成

図 4.2- 3 日射計精度確認結果 (5月24日、雨天時)

この全天日射量データを元に、日本気象協会調査に基づく NEDO の日射量推定方法を用いて、直達日射量と散乱日射量の 2 成分に分解し水平面日射量を計算した。この計算結果を連系 PV システムによる発電電力量の想定等設計パラメータとして活用することとする。

月	月平均水平面日射量 [kWh/m ² /day]
1	5.23
2	5.61
3	5.99
4	5.24
5	4.86
6	5.06
7	4.51
8	5.60
9	4.56
10	6.06
11	4.00
12	5.10
AVE	5.15

出所：調査団作成

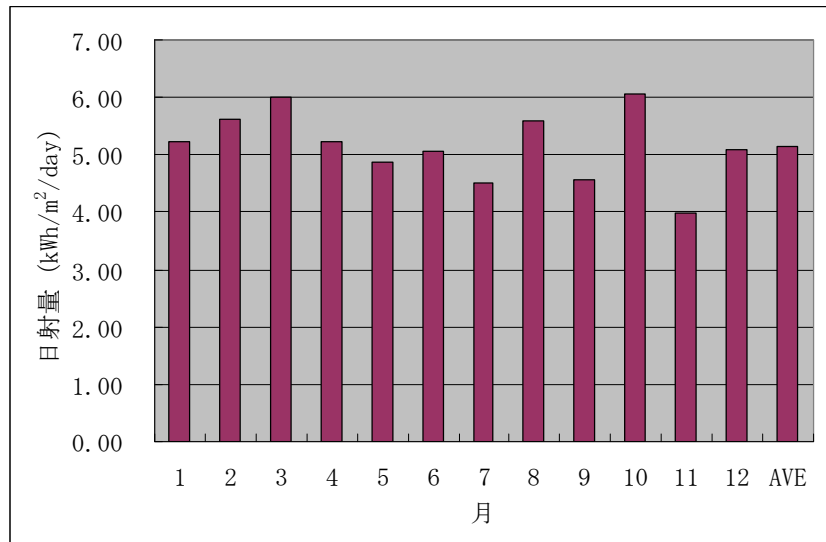
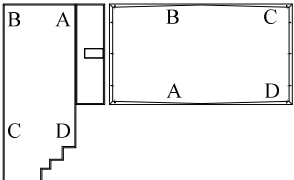
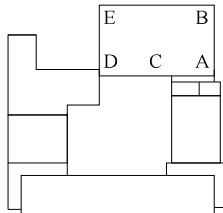
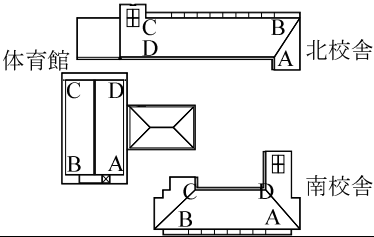
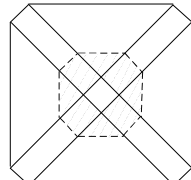


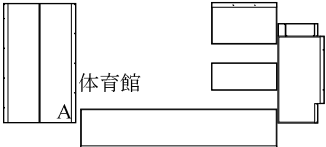
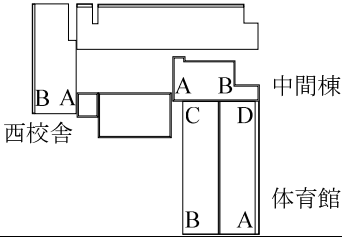
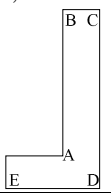
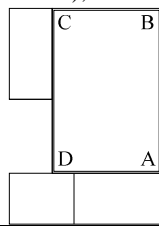
図 4.2- 4 本調査にて適用する水平面日射量データ

4.3 日射障害に関する検討・測定

各ポテンシャルサイトにおいて、カウンターパートと共に現地踏査を行い、周辺建物及び障害物等による日射障害を受ける場所を確認した。それらのサイトにて影響が想定される箇所を選定し、マレ島及びフルマレ島における冬至の太陽位置図及びトランジットを用いて日射障害の検討をカウンターパートと共に実施した。

表 4.3- 1 日射障害に関する測定結果

No	サイト名	日射障害影響 (測定場所)	測定点及び影響時間
マレ島			
1	STELCO Building	無	
2	STELCO Power House	無	
3	Dharubaaruge	有 (西/東棟)	<p>西側棟 A,B,C,D 地点(17:00-18:00) 東側棟 A,B 地点(16:00-18:00), C 地点(6:00-9:00,17:00-18:00), D 地点(6:00-7:00)</p> 
4	Velaanaage (Govt. Office)	不明(工事中)	
5	Giyaasudheen School	有 (体育館)	<p>A 地点(6:00-8:10,13:50-15:10), B 地点(6:00-8:10),C 地点(6:00-7:40) D 地点(6:00-7:30),E 地点(6:00-7:10)</p> 
6	Kalaafaanu School	有 (南、北校舎及 び体育館)	<p>南校舎:A,B 地点(17:10-18:00), C 地点(16:30-18:00),D 地点(17:00-18:00) 北校舎:A,B 地点(16:50-18:00), C 地点(16:30-18:00),D 地点(15:30-18:00) 体育館 A 地点(16:30-18:00),B 地点(15:40-18:00), C 地点(14:50-18:00),D 地点(15:30-18:00)</p> 
7	Maldives Center for Social Education	有	<p>頂上部から 6m の範囲</p> 

8	Thaajuddeen School	有 (体育館)	体育館:A 地点(6:00-10:00) 
9	New Secondary School for Girls	有 (中間棟, 体育館,西校舎)	中間棟:A 地点(6:00-7:20,16:00-18:00), B 地点(6:00-7:30,16:30-18:00) 体育館:A 地点(6:00-7:50,15:30-18:00) B 地点(15:30-18:00),C 地点(15:30-18:00) D 地点(6:00-8:00,16:30-18:00)西校舎 A 地点(6:00-11:00),B 地点(6:00-7-30) 
10	Indhira Gandhi Memorial Hospital (IGMH)	有 (屋上テラス)	A 地点(6:00-8:00,16:30-18:00) B 地点(6:00-7:50,16:20-18:00) C 地点(6:00-10:00,16:20-18:00) D 地点(6:00-8:10,16:50-18:00) E 地点(6:00-7:30,15:10-18:00) 
11	Faculty of Engineering	無	
12	National Stadium	有	測定不能(西側スタンド午後影響有り)
13	Majeedhiya School	無	
14	Dharumavantha School	有	周辺障害物が多く日射検討から除外
15	Fen Building	有 (屋上テラス)	A 地点(14:00-18:00),B 地点(17:00-18:00), C 地点(13:50-18:00),D 地点(6:00-18:00) 
16	Water Tank (MWSC)	無	
17	Faculty Education	無	
18	Sports Grounds	無	
19	Male' South West Harbour Parking	無	
20	Grand Friday Mosque	無	
21	Jumhooree Maidhan	無	
22	Preident's Office	無	
フルマレ島			
1	Lale International School	無	
2	Hulhumale Hospital	無	
3	Ghaazee School	無	
4	HDC	無	
5	Housing Flats	無	

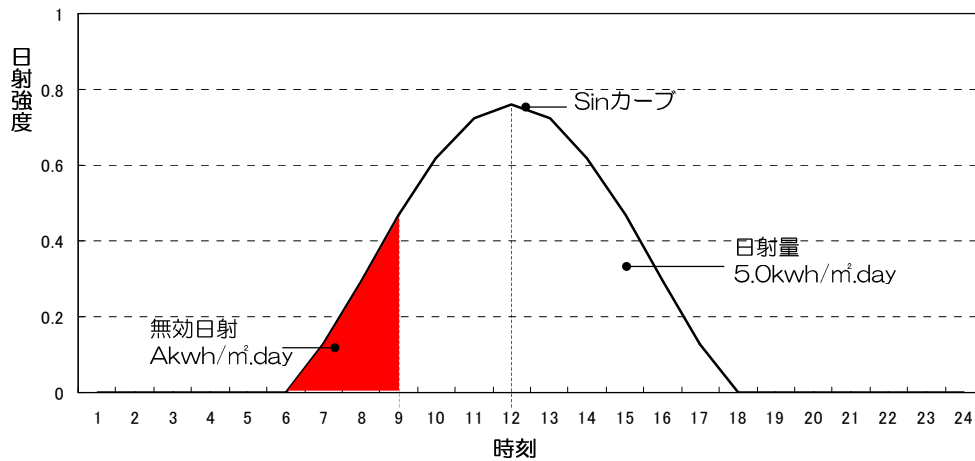
出所：調査団作成



図 4.3- 1 日射障害に関する測定方法のOJT 状況

日射エネルギーは直接地表に到達する直達日射と空気中のごみ、塵、雲等により散乱した散乱日射そして反射日射との合計により表される。ただし、反射日射については、地域の状況に影響されることから、本検討においては考慮しない事とする。

日射エネルギーは、直達日射成分と散乱日射成分の和として検討し、時間毎の日射強度を算出するため、日射強度の時間変化は以下の図に示すとおり近似される。



出所：調査団にて作成

図 4.3- 2 日射強度の時間変化

図 4.3-2 はある測定点において、6:00 から 9:00 まで影の影響があると仮定すれば、赤色部分が無効日射となり、日射量が $5.0 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ であれば、その日射量から無効日射を除外したものが日射量となることを示している。

表 4.3-2 は第 1 次調査時に入手した日射量を用いて、NEDO による太陽光発電利用システムの研究開発利用システムに関する調査研究（利用システム構築のための気象データの調査研究）報告書を引用し調査団により算出した直達日射と散乱日射の値である。本検討においては、陰が最も長くなる冬至とし、1 月分のデータとする。

表 4.3- 2 マレ島における1月の日射量

Month	Time	水平面直達	水平面散乱	水平面合計
1	1	0.000	0.000	0.000
1	2	0.000	0.000	0.000
1	3	0.000	0.000	0.000
1	4	0.000	0.000	0.000
1	5	0.000	0.000	0.000
1	6	0.000	0.000	0.000
1	7	0.063	0.064	0.127
1	8	0.165	0.130	0.295
1	9	0.281	0.188	0.469
1	10	0.389	0.231	0.620
1	11	0.465	0.259	0.724
1	12	0.492	0.268	0.760
1	13	0.465	0.259	0.724
1	14	0.389	0.231	0.620
1	15	0.281	0.188	0.469
1	16	0.165	0.130	0.295
1	17	0.063	0.064	0.127
1	18	0.000	0.000	0.000
1	19	0.000	0.000	0.000
1	20	0.000	0.000	0.000
1	21	0.000	0.000	0.000
1	22	0.000	0.000	0.000
1	23	0.000	0.000	0.000
1	24	0.000	0.000	0.000
				5.230

出所：調査団にて作成

対象地点のある時刻において陰が発生する場合、その時刻に受ける日射強度は、保守的に見積もって、直達日射と散乱日射が両方とも無いものと仮定する。対象地域において1月のAM6:00～AM8:00まで影の影響がある場合、AM6:00～7:00の日射量の合計0.127 kWh/m²、AM7:00～8:00の日射量の合計0.295 kWh/m²は影により日射エネルギーを得られないと仮定する。これにより、表4.3-2に記載している日射検討データから1月の平均日射量5.23 kWh/m²/dayとし、0.127 kWh/m²と0.295 kWh/m²の和を引いた値4.477 kWh/m²/dayが、発電に寄与する日射量となる。

これにより各サイトにおける想定される日射量は以下のとおりである。

表 4.3- 3 ポテンシャルサイト別 想定日射量

No	サイト名	日射量	無効日射量
マレ島			
1	STELCO Building	5.23 kWh/m ² /day	支柱により架台を3mの位置にするため影響なし
2	STELCO Power House	5.23 kWh/m ² /day	
3	Dharubaaruge	西側棟:5.103 kWh/m ² /day 東側棟:4.386 kWh/m ² /day	西側棟:影響時間帯17:00-18:00により0.127 kWh/m ² 東側棟:影響時間帯6:00-9:00,16:00-18:00により0.844 kWh/m ²
4	Velaanaage (Govt. Office)		
5	Giyaasudheen School	南校舎:5.23 kWh/m ² /day 体育館:4.808 kWh/m ² /day	影響時間帯6:00-8:10により0.422 kWh/m ²
6	Kalaafaanu School	南校舎:4.808 kWh/m ² /day 北校舎:4.339 kWh/m ² /day 体育館:3.719 kWh/m ² /day	影響時間帯16:30-18:00により0.422 kWh/m ² 影響時間帯15:30-18:00により0.891 kWh/m ² 影響時間帯14:50-18:00により1.511 kWh/m ²

7	Maldives Center for Social Education	5.23 kwh/m2/day	
8	Thaajuddeen School	南校舎: 5.23 wh/m2/day 中間棟: 5.23 kwh/m2/day 北校舎: 5.23 kwh/m2/day 体育館: 4.339 kwh/m2/day	影響時間帯 6:00-10:00 により 0.891 kwh/m2
9	New Secondary School for Girls	北校舎: 5.23 kwh/m2/day 西校舎: 3.917 kwh/m2/day 体育館: 4.386 kwh/m2/day	影響時間帯 6:00-11:00 により 1.313 kwh/m2 影響時間帯 6:00-8:00, 15:30-18:00 により 0.844 kwh/m2
10	Indhira Gandhi Memorial Hospital (IGMH)	4.386 kwh/m2/day	影響時間帯 6:00-8:00, 16:30-18:30 により 0.844 kwh/m2
11	Faculty of Engineering	5.23 kwh/m2/day	
12	National Stadium	東スタンド 5.23 kwh/m2/day 南スタンド 5.23 kwh/m2/day 西スタンド 3.719 kwh/m2/day	影響時間帯 14:00-18:30 と仮定。 1.511 kwh/m2
13	Majeedhiya School	5.23 kwh/m2/day	
14	Dharumavantha School	(周辺障害物が多く除外)	
15	Fen Building	3.719 kwh/m2/day	影響時間帯 14:00-18:30 により 1.511 kwh/m2
16	Water Tank (MWSC)	5.23 kwh/m2/day	
17	Faculty Education	5.23 kwh/m2/day	
18	Sports Grounds	5.23 kwh/m2/day	
19	Male' South West Harbour Parking	5.23 kwh/m2/day	
20	Grand Friday Mosque	5.23 kwh/m2/day	
21	Jumhooree Maidhan	5.23 kwh/m2/day	
22	President's Office	5.23 kwh/m2/day	
フルマレ島			
1	Lale International School	5.23 kwh/m2/day	
2	Hulhumale Hospital	5.23 kwh/m2/day	
3	Ghaazee School	5.23 kwh/m2/day	
4	HDC	5.23 kwh/m2/day	
5	Housing Flats	5.23 kwh/m2/day	

出所：調査団作成

4.4 連系 PV システム導入のためのポテンシャルサイトの選定

本調査においてモルディブ側から表 4.4-1 に示すようにマレ島から 22 地点、フルマレ島から 5 地点の計 27 ヶ所を調査対象として推薦を受けた。その中から影の影響が懸念される個所や、民間設備、図面入手困難等、調査実施が難しい個所についてモルディブ側と協議のうえ削除し、最終的に 14 箇所をポテンシャルサイトとして技術的検討を進めることとした。

表 4.4-1 ポテンシャルサイト選定個所一覧

島	No.	サイト名	ポテンシャルサイト 選定個所	非選定理由
マレ島	1	STELCO Building	○	
	2	STELCO Power House	×	ディーゼル発電機からの排熱によるPVモジュールの効率低下が懸念される。
	3	Dharubaaruge (Public Works Building)	○	
	4	Velaanaag (Government Building)	×	工事中で図面入手が困難。
	5	Giyaasudheen School	○	
	6	Kalaafaanu School	○	
	7	Maldives Center for Social Education	○	
	8	Thaajuddeen School	○	
	9	New Secondary School for Girls	○	
	10	Indhira Gandhi Memorial Hospital (IGMH)	×	屋上の改修計画あり。
	11	Faculty of Engineering	○	
	12	National Stadium	○	
	13	Majeedhiya School	×	周辺樹木からの影の影響。
	14	Dharumayantha School	×	周辺ビル、樹木からの影の影響
	15	Fen Building	×	図面入手が困難。民間ビルのため。
	16	Male' Water Supply	×	定期点検のため水槽上部が利用不可。
	17	Faculty of Education	○	
	18	West Stadium	×	設備保安が懸念される。
	19	Male' South West Harbour Parking	×	民間設備のため。
	20	Grand Friday Mosque	○	
	21	Jumhooree Maidhaan	○	
	22	President's Office	○	
フルマレ島	1	Lale International School	×	私立学校のため。
	2	Hospital	○	
	3	Ghaazee School	×	屋根の一部が破損。
	4	HDC Building	×	屋根が曲面で設置困難。
	5	Housing Flats	×	周辺設備のスペースがない。 利害関係者が多い。

出所：調査団作成

4.5 ディーゼル発電機の負荷即応性の評価

マレ島、フルマレ島の STELCO ディーゼル発電所を調査し、既設ディーゼル発電機の制御方法を確認した。マレ島、フルマレ島ともディーゼル発電機の運転台数制御は運転員の個別判断により手動で実施している。マレ島については、SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System)によって需要状況をリアルタイム監視可能であるため、需要の変化に比較的即座に対応可能であるが、フルマレ島においては運転員が発電機総出力を1時間毎に巡視記録し、運転予備力が約20%以上となるように運転台数切り替えを行っているとのことであった。

また、ディーゼル発電機のガバナフリー台数は SCADA システムによって切替可能であるが、エンジン排気熱が550℃を超えるとトリップするように整定されているため、500℃到達でアラ-

ムをかけその後は出力固定運転に切り替える運用を行っている。ディーゼルガバナーの速度調定率は4%に整定されている。

STELCO の周波数自主管理基準は $50\text{Hz} \pm 1.0\%$ であり、上述のようにガバナーの速度調定率が4%であることからガバナフリー運転中の発電機定格容量の25.0% (1.0% / 4.0%) までの負荷変動は基準範囲内に抑えることが可能である。

4.6 既存配電用変圧器の容量、配電系統に関する影響検討・測定

4.4 項で選定されたポテンシャルサイトについて系統連系 PV システムの連系点となる既存配電用変圧器の容量、配電線容量を調査した。

連系点となる配電用変圧器の内、No. 61 Tr (Kalaafaanu School)と No. 62 Tr (Maldives Center for Social Education)については、それぞれの施設を所管している教育省 (Ministry of Education) と人材・青年・スポーツ省 (Ministry of Human Resources, Youth and Sports) が所有しており、それ以外の配電用変圧器はすべて STELCO の資産である。

4.10 項で後述するポテンシャルサイトにおける PV 設置容量検討結果と照らし合わせ、既存変圧器が過負荷となる個所はないことを確認した。ただし、現在 No.61 Tr では、高圧受電設備が故障しているため、所管の教育省の予算で修理を行う予定となっている。

表 4.6- 1 連系点配電用変圧器容量調査結果

島	サイト No.	サイト名	PV 容量 [kWp]	Feeder No.	配電用 Tr No.	Tr 容量 [kVA]	備考
マレ島	1	STELCO Building	45	FD9	20B	500	
	3	Dharubaaruge	85	FD3	60	630	
	5	Giyaasudheen School	40	FD6	70	150	
	6	Kalaafaanu School	85	FD3	61	100	高圧受電設備故障中
	7	Maldives Center for Social Education	100	FD6	62	200	
	8	Thaajuddeen School	130	FD6	23	1,000	
	9	New Secondary School for Girls	100	FD6	23	1,000	
	11	Faculty of Engineering	80	FD4	25	800	
	12	National Stadium	400	FD9	41B	1,000	
	17	Faculty of Education	10	FD7	30	630	
	20	Grand Friday Mosque	30	FD2	14	630	
	21	Jumhooree Maidhaan	60 - 160	FD2	14	630	
フルマレ島	22	President's Office	20	FD8	73	1250	
フルマレ島	2	Hospital	60	FD2	11	315	

出所：調査団作成

さらに、配電系統に関する影響として、STELCO から入手した各配電用変圧器の需要データ、線路インピーダンスデータを基に表 4.6-2 の条件で電圧潮流シミュレーション計算を行った。太陽光からの逆潮流発生時の電圧過昇の有無を確認するため需要データとしては最低負荷、太陽光発電出力は力率 1 の定格出力を各連系点に設置した条件で計算した。発電所母線電圧は STELCO への聞き取りの結果、定格電圧 11kV の発電機の AVR(Automatic Voltage Regulator)、定格電圧 400V の発電機用の昇圧トランスも中間タップ (固定) であり 11kV とした。また、線路インピーダンスデータは表 3.3.5-1 に示した至近に計画中の増強計画を考慮して計算した。

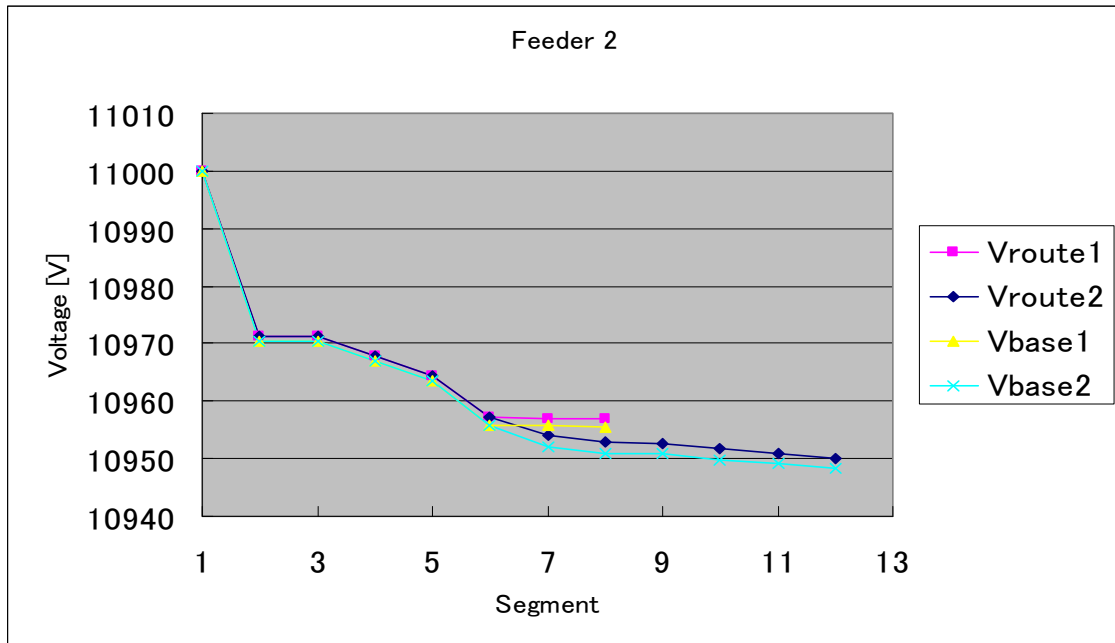
以下にシミュレーション結果を示す。全ての図における凡例の中で、 V_{base} は PV システムの系統連系前の各区間での電圧を示し、分岐フィーダーそれぞれに添字で番号を付している。 V_{route} は V_{base} の同じ番号のフィーダーについて、PV システムを系統連系した後の電圧を示している（ただし、分岐線がないフィーダーについては V と表記している）。また、図中横軸 Segment 1 は発電所母線を示し、以降、配電用 Tr (11kV/230V) の連系点毎にフィーダー末端までの Segment 番号を付けている。

表 4.6-2 シミュレーション計算条件

		Segment	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
マレ島	Feeder 2	Route 1	Tr No.	50A	50B	42	34	54A	54B	91							
			最低負荷 [kVA]	571	1007	35	552	567	522	65							
			PV容量 [kW]														
		Route 2	Tr No.							14	17B	17A	21	49	58B		
			最低負荷 [kVA]							138	167	98	264	81	819		
			PV容量 [kW]							190							
	Feeder 3	Route 1	Tr No.	60	13B	13A	61										
			最低負荷 [kVA]	45	561	448	0										
			PV容量 [kW]	85			85										
		Route 2	Tr No.				81	57A	57B	51	41A						
			最低負荷 [kVA]				338	262	519	713	704						
			PV容量 [kW]														
	Feeder 4	Route 1	Tr No.	33	31A	47	39	90	43								
			最低負荷 [kVA]	539	201	330	12	8	334								
			PV容量 [kW]														
		Route 2	Tr No.			25	31B										
			最低負荷 [kVA]			35	325										
			PV容量 [kW]			80											
	Feeder 6	Route 1	Tr No.	20A	32	29	87	88									
			最低負荷 [kVA]	435	423	309	24	93									
			PV容量 [kW]														
		Route 2	Tr No.				70	40	28	72	26	24	24B	24A			
			最低負荷 [kVA]				44	486	159	173	196	268	270	187			
			PV容量 [kW]				40										
		Route 3	Tr No.										23	62			
			最低負荷 [kVA]										268	23			
			PV容量 [kW]										230	100			
		Route 4	Tr No.												44A	44B	46
			最低負荷 [kVA]												393	432	706
			PV容量 [kW]														
	Feeder 7	Route 1	Tr No.	30	56A	66	77	76	59A	59B	84	22	10	79	83	16	
			最低負荷 [kVA]	412	709	518	127	556	437	547	110	565	594	75	352	217	
			PV容量 [kW]	10													
	Feeder 8	Route 1	Tr No.	75	52	85	67	38	64	36	86	35					
			最低負荷 [kVA]	527	340	110	120	388	30	362	415	388					
			PV容量 [kW]														
Route 2		Tr No.							15	18							
		最低負荷 [kVA]							499	240							
		PV容量 [kW]															
Route 3	Tr No.								48	53	73	11	68				
	最低負荷 [kVA]								300	271	249	203	16				
	PV容量 [kW]										20						
Feeder 9	Route 1	Tr No.	20B	78	41B	19	37	12B	69	82A	12A	65	71				
		最低負荷 [kVA]	30	397	0	531	579	385	46	123	473	44	41				
		PV容量 [kW]	45		400												
フルマレ島 Feeder 2	Route 1	Tr No.	10	11	12	13	14										
		最低負荷 [kVA]	60	67	143	131	235										
		PV容量 [kW]		60													
Route 2	Tr No.					15											
	最低負荷 [kVA]					145											
	PV容量 [kW]																

出所：調査団作成

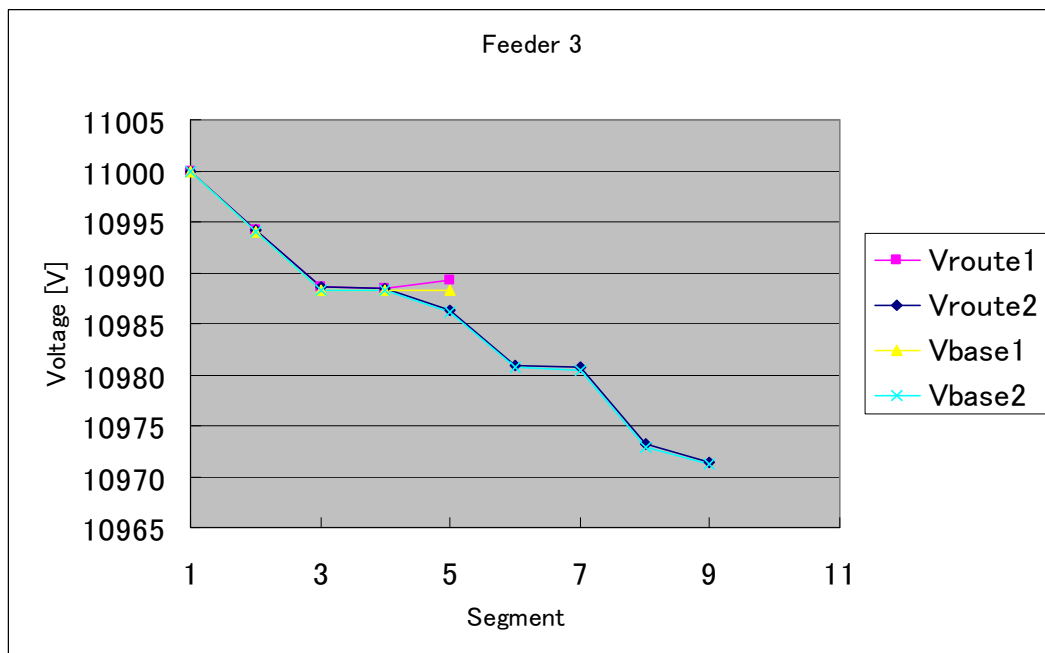
※上記負荷はすべて力率 0.8 とする。



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]
Segment 7	190 (サト No. 20+21)	連系前	10,725~ 11,275	- 48	- 0.47
		連系後		- 46	- 0.42

出所：調査団作成

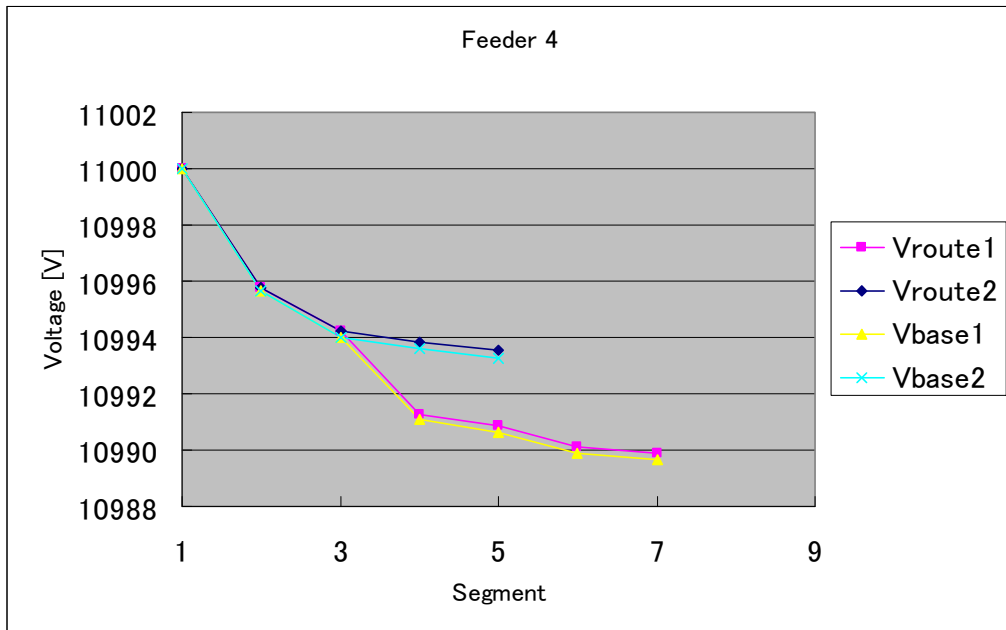
図 4.6 -1 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 2）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]
Segment 2	85 (サト No. 3)	連系前	10,725~ 11,275	- 6	- 0.05
		連系後		- 6	- 0.05
Segment 5	85 (サト No. 6)	連系前		- 12	- 0.11
		連系後		- 11	- 0.10

出所：調査団作成

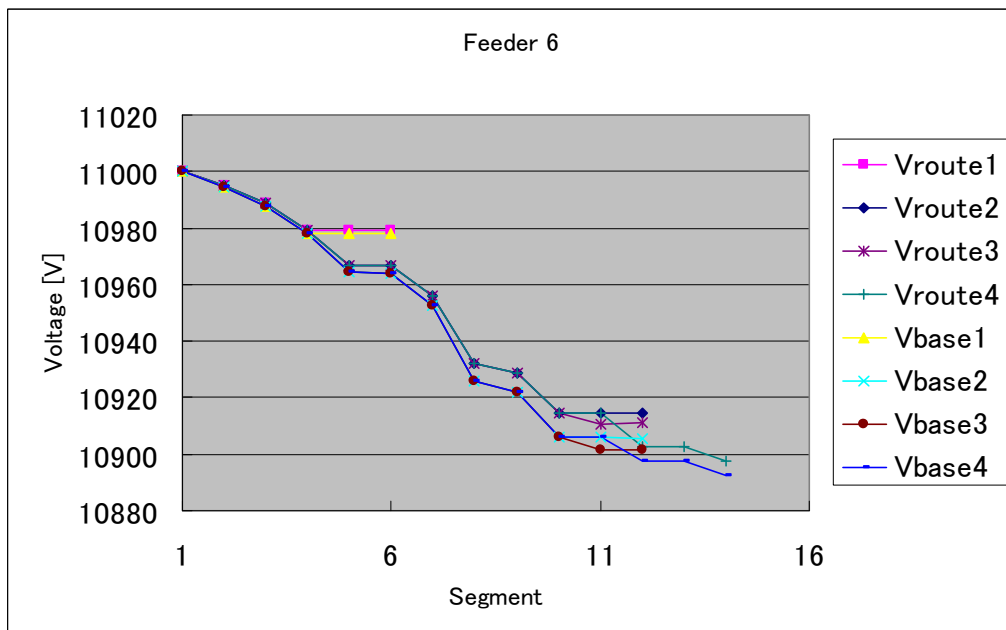
図 4.6- 2 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 3）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]
Segment 4	80 (サイト No. 11)	連系前	10,725~ 11,275	- 6	- 0.05
		連系後		- 6	- 0.05

出所：調査団作成

図 4.6- 3 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 4）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]
Segment 5	40 (サイト No. 5)	連系前	10,725~ 11,275	- 36	- 0.33
		連系後		- 33	- 0.30
Segment 11	230 (サイト No. 8+9)	連系前		- 99	- 0.90
		連系後		- 89	- 0.81
Segment 12	100 (サイト No. 7)	連系前		- 99	- 0.90
		連系後		- 89	- 0.81

出所：調査団作成

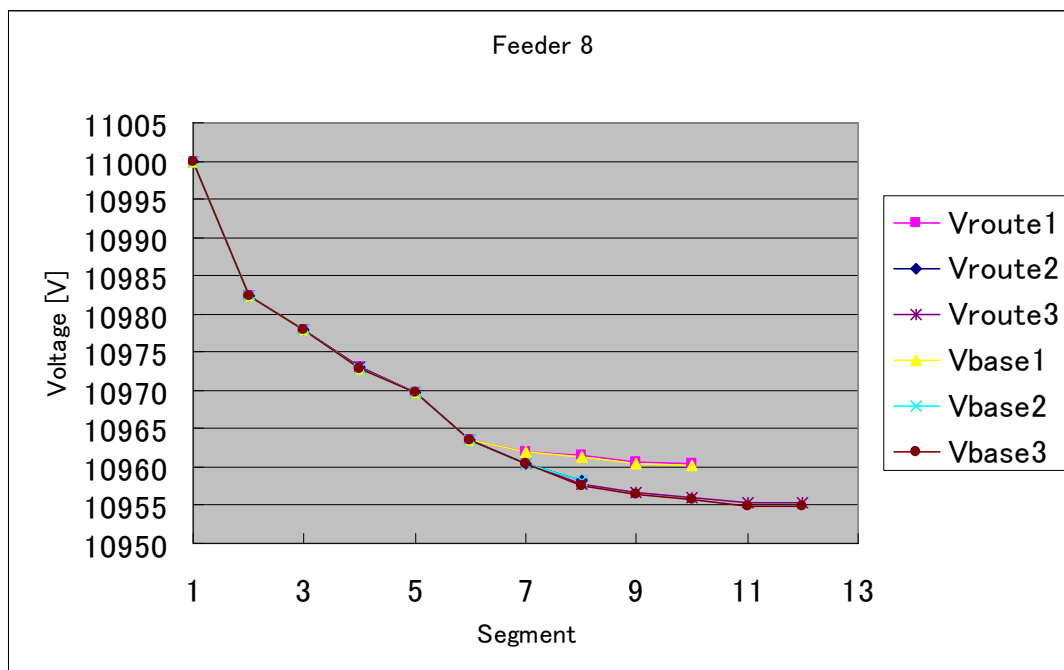
図 4.6- 4 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 6）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]	
Segment 2	10 (サイト No. 17)	連系前	10,979	10,725~ 11,275	- 21	- 0.19
		連系後	10,979		- 21	- 0.19

出所：調査団作成

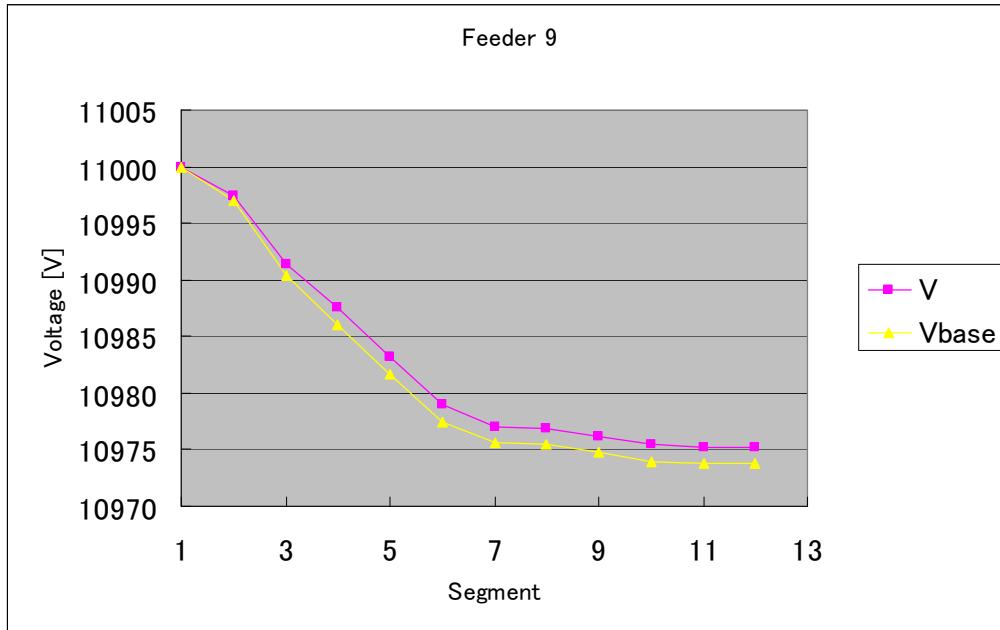
図 4.6- 5 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 7）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]	
Segment 10	20 (サイト No. 22)	連系前	10,956	10,725~ 11,275	- 44	- 0.40
		連系後	10,956		- 44	- 0.40

出所：調査団作成

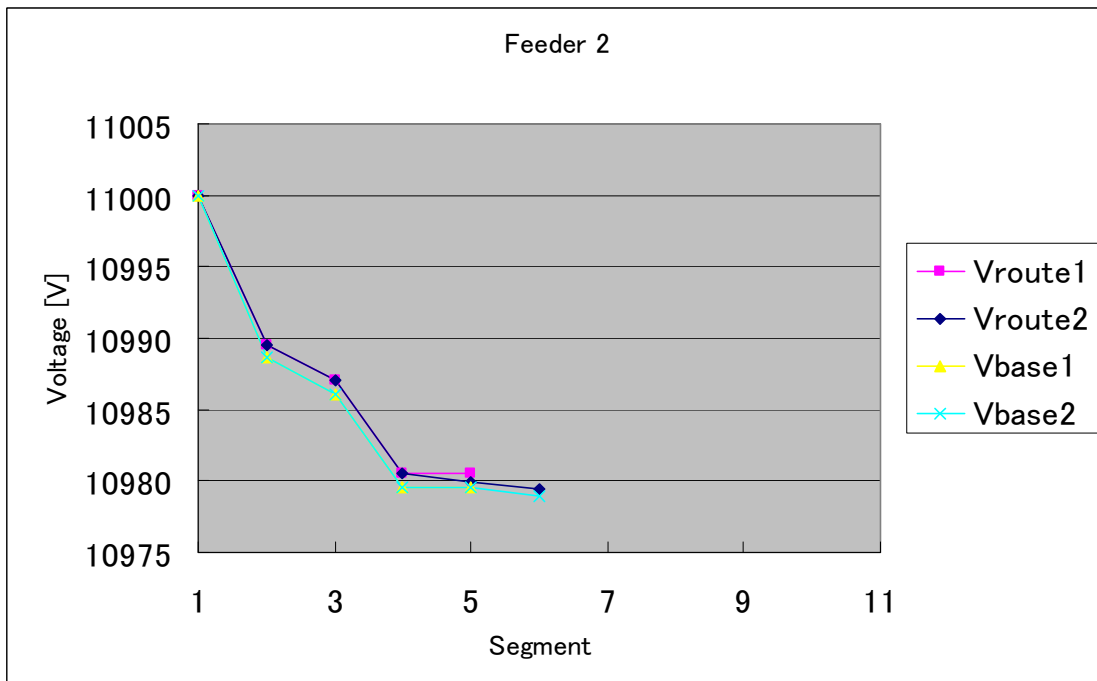
図 4.6- 6 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 8）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]	
Segment 2	45 (サイト No. 1)	連系前	10,997	10,725~ 11,275	- 3	- 0.03
		連系後	10,997		- 3	- 0.03
Segment 2	400 (サイト No. 12)	連系前	10,986		- 14	- 0.13
		連系後	10,987		- 13	- 0.12

出所：調査団作成

図 4.6- 7 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（マレ島、Feeder 9）



連系点	PV 容量 [kWp]	連系点電圧 [V]	基準範囲	電圧偏差 [V]	電圧変動率 [%]	
Segment 3	60 (サイト No. 2)	連系前	10,986	10,725~ 11,275	- 14	- 0.13
		連系後	10,987		- 13	- 0.12

出所：調査団作成

図 4.6- 8 PV 連系時の配電線電圧潮流シミュレーション計算結果（フルマレ島、Feeder2）

すべてのシミュレーション結果が基準電圧管理範囲内に入っており、PV 連系による配電線への影響は問題ないことが確認できた。この結果は PV 連系容量が小さいことにも起因するが、「モ」国マレ、フルマレ島の配電系統が、狭小な島内に網の目のように張り巡らされておりケーブル距離も短く、さらに配電線増強（太線化）工事も行き届いているという特徴によるところが大きい。さらに調査開始前に抽出していた既存配電線への PV 連系による問題点の調査結果は、表 4.6-3 に示すとおりである。MHTE、MEA 及び STELCO では、同表に示された問題点の検討方法に関わるノウハウを持ち合わせていないため、これら課題に関する技術移転を今後も継続的に実施していく必要がある。

表 4.6-3 系統連系 PV による既存配電線への影響

分類	No	問題点	問題点の概要と現地での調査内容	調査結果
電力品質	1	逆潮流による電圧逸脱	PV設備から変電所に向けての逆潮流がある場合、連系点付近の系統電圧が上昇する可能性があるため、既設配電線容量と負荷状況を調査し逆潮流発生の有無を確認する必要がある。	前述の PV 連系後の電圧潮流シミュレーション結果により、電圧逸脱は発生しないことが確認された。
	2	逆潮流による電圧調整機器の不正動作	配電線に電圧調整機器が設置されている場合、潮流方向が逆になることでタップ制御が逆方向となり、電圧を悪化させる可能性がある。モ国では電圧調整機器は使用されていないため調査は確認のみとする。	「モ」国では電圧調整器は設置されていない。
	3	PVシステム一斉脱落（解列）時の電圧変動	PV出力が大きい状態で外乱等により一斉脱落した場合、基準電圧範囲を逸脱する可能性があるため、導入限界量調査とその現象について技術移転する。	前述の PV 連系後の電圧潮流シミュレーション結果により、電圧逸脱は発生しないことが確認された。
	4	PVシステム並列時の電圧低下	PVインバータが系統に並列した場合、突入電流により電圧低下を引き起こすケースがあり、ソフトスタート機能などインバータに付随すべき機能要件について技術移転を行う。	系統連系インバータにソフトスタート機能を実装する。
	5	フリッカ的な電圧変動	日射量の急激な変化により、フリッカ的な電圧変動が発生する可能性があるため、導入限界量調査とその現象について技術移転する。	配電線太線化が十分行き届いているため問題なし。導入前後の電源品質変化の検証が必要。
	6	単相システムによる電圧不平衡	一般家庭用等の小容量系統インバータは単相システムであるが、いずれかの相に偏って連系された場合、三相不平衡の発生により等価逆相電流が流れ需要家設備に悪影響を与えることがあるため、その現象について技術移転する。	原則として三相連系とする。小容量インバータで単相連系を許容する場合は、連系相の平衡化、負荷の相振り替え等を行う。
	7	PV出力変動による系統周波数変動	PV出力変動幅が系統の周波数調整範囲を超過する場合、変動が発生し、需要家設備に悪影響を与えることがあるため、既設系統の許容負荷変動範囲を調査し、それに基づく導入可能限界量検討方法について技術移転する。	ディーゼル発電機のガバナフリー運転台数の増加で対応。PV出力平滑化のための蓄電池設備の設置は蓄電池廃棄処分の問題があるため考慮しない。
	8	インバータ電源による高調波の発生	インバータの系統連系により、高調波が発生し、需要家側設備に悪影響を与えることがあるため、系統連系インバータの仕様要件として高調波含有率を規定する必要がある。	「モ」国には現行の基準、規制なし。系統連系ガイドライン等による規定が必要。国内製品はないため認証制度は不要。
	9	直流流出分の増大	インバータ整流の歪率が大きい場合、系統電力の直流分含有率が増加し、遮断器の短絡容量の見直し等が必要となるため、系統連系インバータの仕様要件として整流方法や歪率について規定する必要がある。	同上
	10	事故時の同期安定度の低下	事故時のPV大量同時脱落等により、発電機の同期安定度が低下し、ディーゼル発電機の脱調等を引き起こす可能性があるため、導入限界量調査時に系統安定度面の検討も実施し、その現象について技術移転する。	過渡現象については、電力系統安定度解析を実施する必要があるが、本調査内では既設ディーゼル発電機の過渡定数が入手できなかったため未実施。
保護	1	単独運転の防止	単独系統内負荷への分散電源のみによる電力供給の防止（公衆感電防止）方法を調査する。	単独運転検出機能装備を要件とする。（受動方式、能動方式）
	2	単独運転検出機能の低下	能動方式の外乱信号の相互干渉による検出感度の低下。	受動方式、能動方式から各1方式以上装備を要件とする。
	3	地絡事故時の保護 高低圧混触時地絡保護	高圧連系の場合、地絡保護リレーにより地絡事故検出可能であるが、低圧連系の場合、地絡事故を直接検出できないため対応を検討する。	高圧連系時は地絡過電圧リレーを標準装備とする。低圧連系の場合は配電線側遮断器解放後の単独運転検出機能等で保護できることを条件に同リレーを省略可能とする。

分類	No	問題点	問題点の概要と現地での調査内容	調査結果
	4	短絡事故時の保護① 短絡容量の増大	分散型電源からも事故電流が供給されるため、短絡電流が増大し設備の故障へつながるため対策を検討する	既存配電線しゃ断器の短絡容量が短絡電流に対して十分余裕があることを確認。
	5	短絡事故時の保護② 末端短絡事故の検出困難化	末端事故時、分散型電源より事故電流が供給されるため、上位系統からの短絡電流が減少し、事故検出が困難となるため、その対策を検討する。	既設配電線用リレーのしゃ断時限より、系統連系インバータの過電流保護ゲートオフを高速とする。
	6	短絡事故時の保護③ 回込み電流の健全回線誤遮断	他回線での事故時、健全回線の分散型電源からの回り込み電流による健全回線の遮断することが懸念。現地の変電所フィーダ構成およびリレーを確認する。	既設配電線用リレーのしゃ断時限より系統連系インバータの過電流保護ゲートオフを高速とする。
運用管理	1	事故時の自動融通の不具合	配電線監視制御システム等に自動融通機能が付加されている場合、融通側配電線で過負荷や電圧逸脱が発生する可能性があり、現状のシステムを調査し、その現象について技術移転する。	事故時の自動融通切り替え機能なし。
	2	自動再開路の不具合	配電線に事故時の自動再開路機能が付加されている場合、同機能と分散型電源の再並列時限の協調がとれないことがあるため、その対策を検討する。	既設配電線には自動再開路機能がないことを確認。 PV 再開路条件に受電電圧確認を加えることを要件とする。
	3	配電線切替の配電設備の過負荷	分散型電源の出力監視ができず潮流予測ができないため、切替時に過負荷が発生する可能性があるため、配電会社の切替運転や監視制御を確認する。	・PV 出力を監視できる監視装置配備を検討する。 ・PV 出力を加味したデマンド管理方法の見直しが必要。
	4	無停電系統切替の困難化	分散型電源の連系量の不平衡によりループ点の位相差が拡大し、横流の増大、電圧位相の変化大によるインバータ電源の脱落等が発生する。 大量の PV が連系された現象として現地へ技術移転する。	ループ切替はすべて停電切り替えである。

出所：調査団による

4.7 連系 PV システムの安定性評価手法

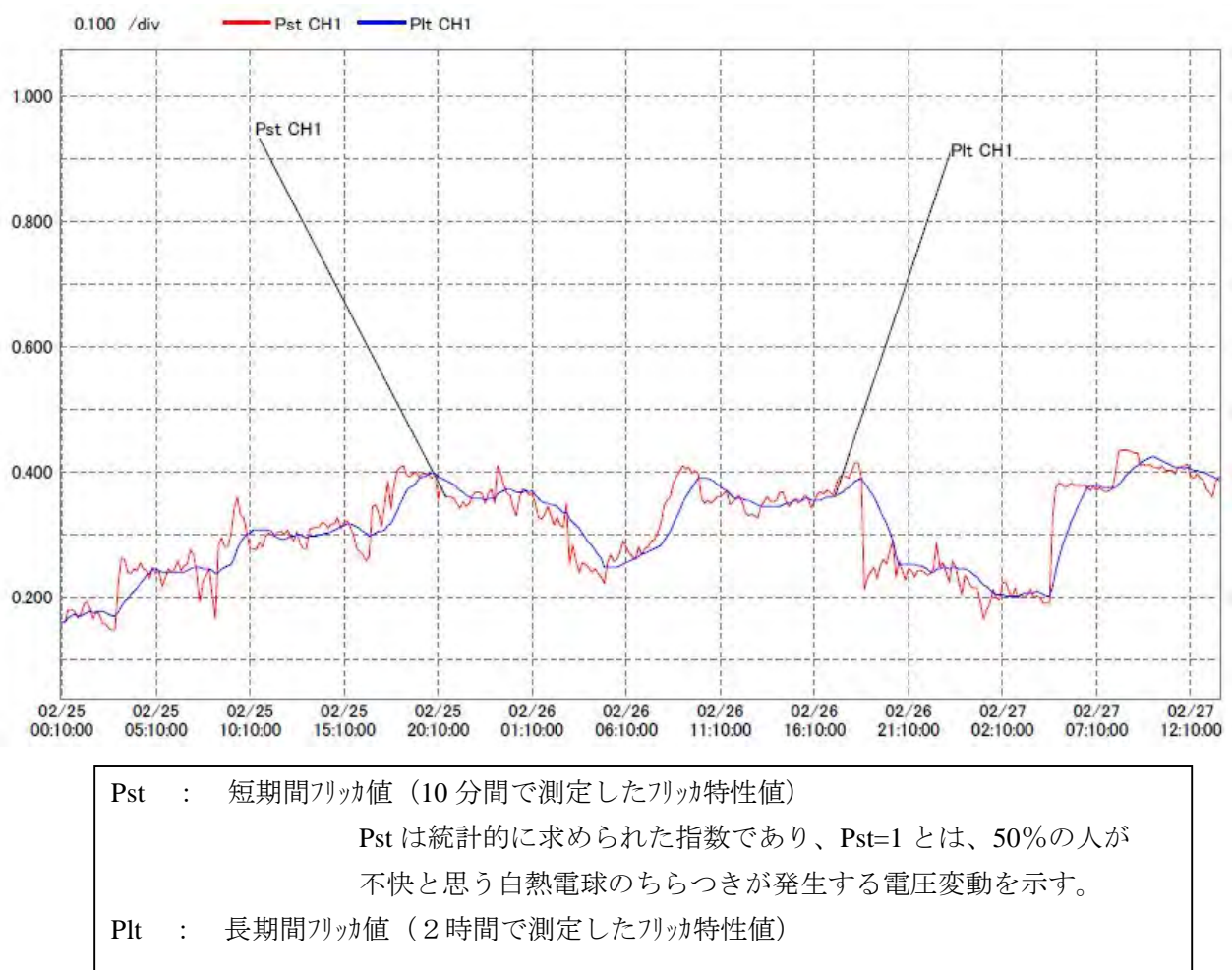
連系 PV システムの安定性評価のため、表 4.7-1 の測定機器を用いて、既存配電線の電源品質測定を行った。測定点としてはポテンシャルサイトの中から、最大容量の連系 PV システムが想定されるナショナルスタジアムを選定した。以下に測定結果を示す。

表 4.7-1 測定機器仕様明細

装置名	電源品質アナライザー
製造者名	日置電機株式会社
型式	3196
測定ライン	単相 2 線、単相 3 線、三相 3 線、三相 4 線
電圧レンジ	CH1 - 3: AC 150/300/600V CH4: AC 60/150/300/600V, DC ±60/600V peak
電流レンジ	クランプオンセンサ 9661 使用 AC 50/500A
測定方式	トランジェントオーバー電圧： 2MS/s 高調波： 2048 ポイント (10cycle/50Hz 時、12cycle/60Hz 時) その他実効値： 256 ポイント/cycle
測定機能	1. トランジェントオーバー電圧 2. 電圧スウェル、電圧ディップ、電圧瞬停 3. 周波数、電圧、電流、電圧・電流ピーク、有効・無効・皮相電力、力率または変位力率 4. 電圧不平衡率、電流不平衡率 5. 高調波電圧・電流・電力、インターハーモニクス電圧・電流、高調波電圧電流位相差、K ファクタ、総合高調波電圧・電流歪み率、総合インターハーモニクス電圧・電流歪み率 6. ΔV10 フリッカ、または IEC フリッカ [Pst、Plt] 7. EN50160

出所：調査団作成

フリッカの測定結果に関しては、IEC 基準値 $Pst < 1$ 、 $Plt < 0.65$ を満たしていることが確認された。



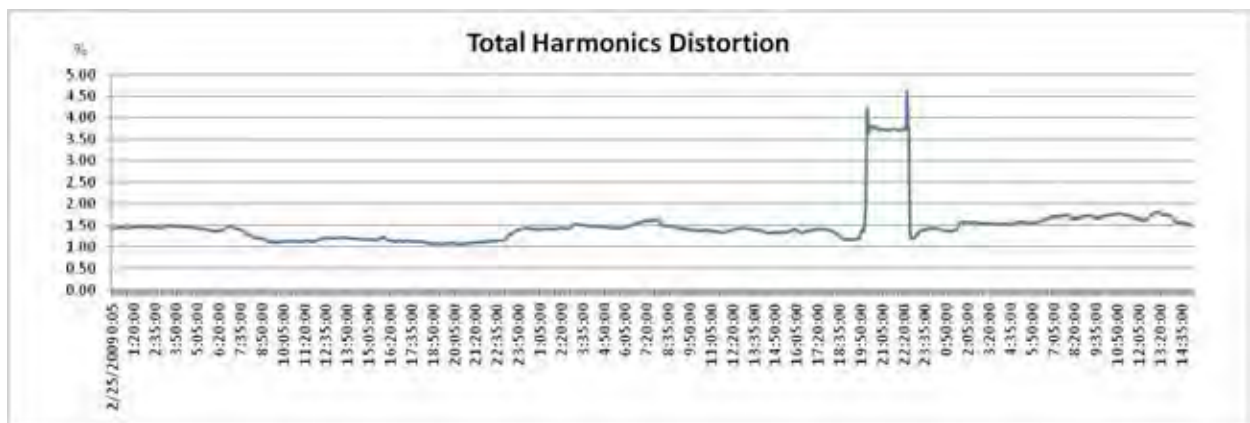
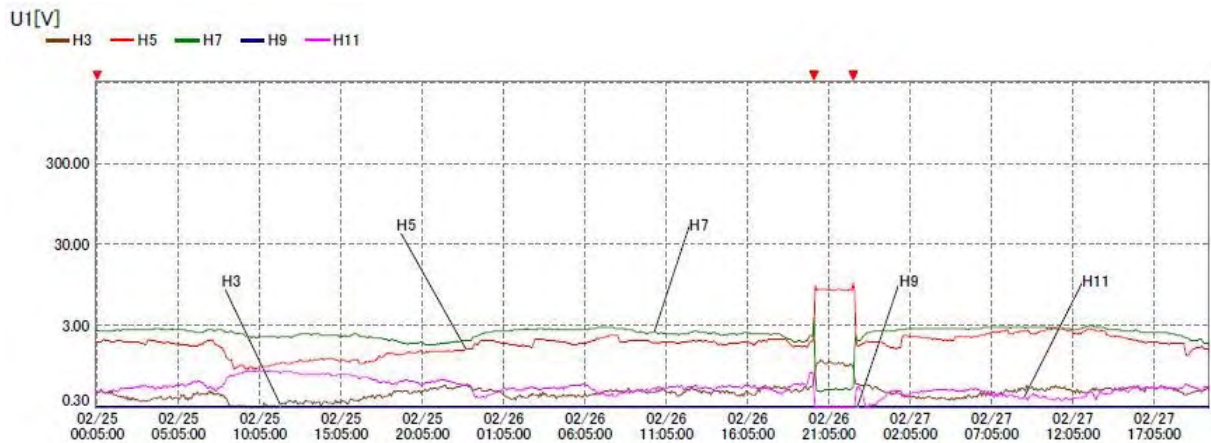
出所：調査団作成

図 4.7-1 IEC フリッカ測定結果（Pst, Plt）〔測定箇所：ナショナルスタジアム配電用 Tr 低圧側〕

高調波については、日本の高調波抑制対策ガイドラインでは、特別高圧需要家に対する環境目標レベルが各次電圧歪率 $\leq 3\%$ 、総合電圧歪率 $\leq 3\%$ と規定されているが、測定の結果、スタジアム照明が点灯した 20:08～22:33 の間で高調波が発生し第 5 次高調波が最大で 4.62% (実効値 10.55V)、総合電圧歪率も最大 4.64% となり基準値を超えていることを確認した。

高調波の抑制対策は、負荷側での対策（高調波フィルタの使用、インバータの多重化や高調波のスイッチングによる発生高調波の低減）が求められるものの、本調査の結果、現在「モ」国には明確な電力品質基準がないことを確認しており、コンデンサをはじめとする電力機器に障害を生じさせる可能性があるため、今後規制や基準の検討が必要である。

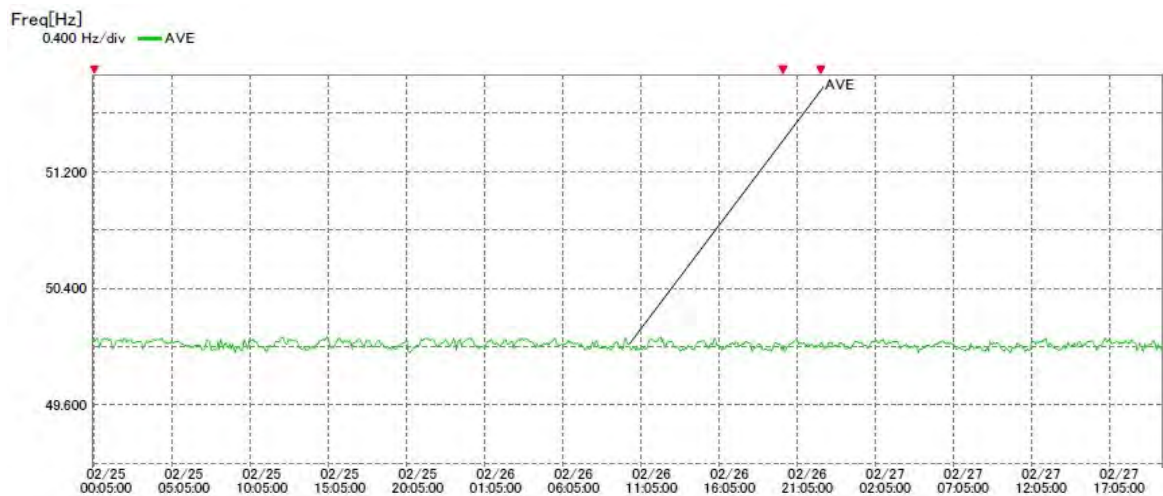
したがって、系統連系インバータへの要件としては、日本の高調波抑制対策ガイドラインに則った仕様を要求することとする。



出所：調査団作成

図 4.7-2 高調波電圧歪率測定結果 (3次～11次) [測定箇所:ナショナルスタジアム配電用 Tr 低圧側]

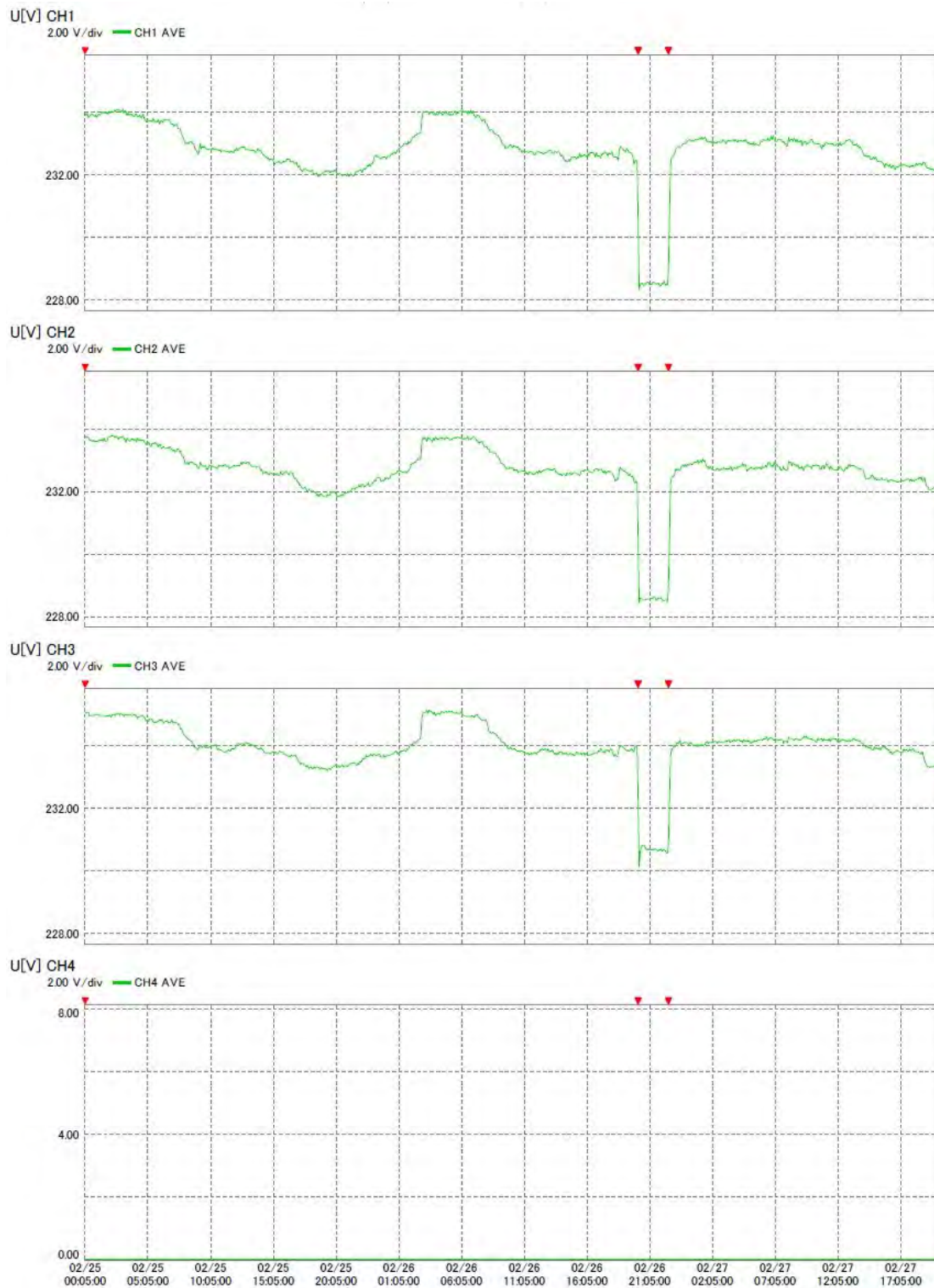
周波数変動については、49.96～50.06Hzと50Hz±0.1%の非常に精度の高い範囲に保たれており、PV連系インバータの周波数変動検出による停止の可能性は低いと想定できる。



出所：調査団作成

図 4.7-3 周波数変動測定結果 [測定箇所:ナショナルスタジアム配電用 Tr 低圧側]

電圧変動に関しては、スタジアム照明点灯時の電圧低下が見られるものの、変動範囲は 228.3 ~234.1V であり、公称電圧 $230 \pm 2\%$ 以内 (STELCO 基準公称電圧 $\pm 2.5\%$) の範囲に収まっており、こちらも PV 連系になんら問題ないことが確認できた。



出所：調査団作成

図 4.7-4 電圧変動測定結果 [測定箇所: ナショナルスタジアム配電用 Tr 低圧側]

また、連系 PV システムの運転状態監視と安定性評価のため SCADA システムへの PV 運転情報 (DC 電圧・電流、AC 電圧・電流・周波数、有効電力、無効電力、日射強度等) の取り込みが可能かどうかを調査した。

SCADA システムは現在マレ島の 98 箇所の内、40 箇所の変電所と 7 台のディーゼル発電所を無線で遠隔監視制御できるように構成されているが、既に PLC (Programmable Logic Controller) の最大容量近くに達しており、新たに監視局を追加することが難しいことから、PV システムの運転状況を常時監視記録するデータロガー等を設置することが好ましい。

4.8 連系 PV システムの導入容量決定手法

「モ」国に技術的に導入可能な連系 PV システム容量決定手法としては、電源品質確保の観点から

ステップ 1：電力系統運用面からの制約の検討

ステップ 2：配電線運用面からの制約の検討

の 2 つのステップで導入可能量を検討し決定する必要がある。以下に各ステップの検討結果を示す。

【ステップ 1】電力系統運用面からの制約の検討

4.5 項で述べたディーゼル発電機の負荷即応性の評価結果から、ガバナフリー運転している時の許容出力変動幅は、周波数変動の自主管理基準が 1%、ガバナーの速度調定率が 4% であることから、2009 年のマレ島を例に示すと

$$41.96\text{MW} * (1.0\% / 4.0\%) = \text{約 } 16.78\text{MW}$$

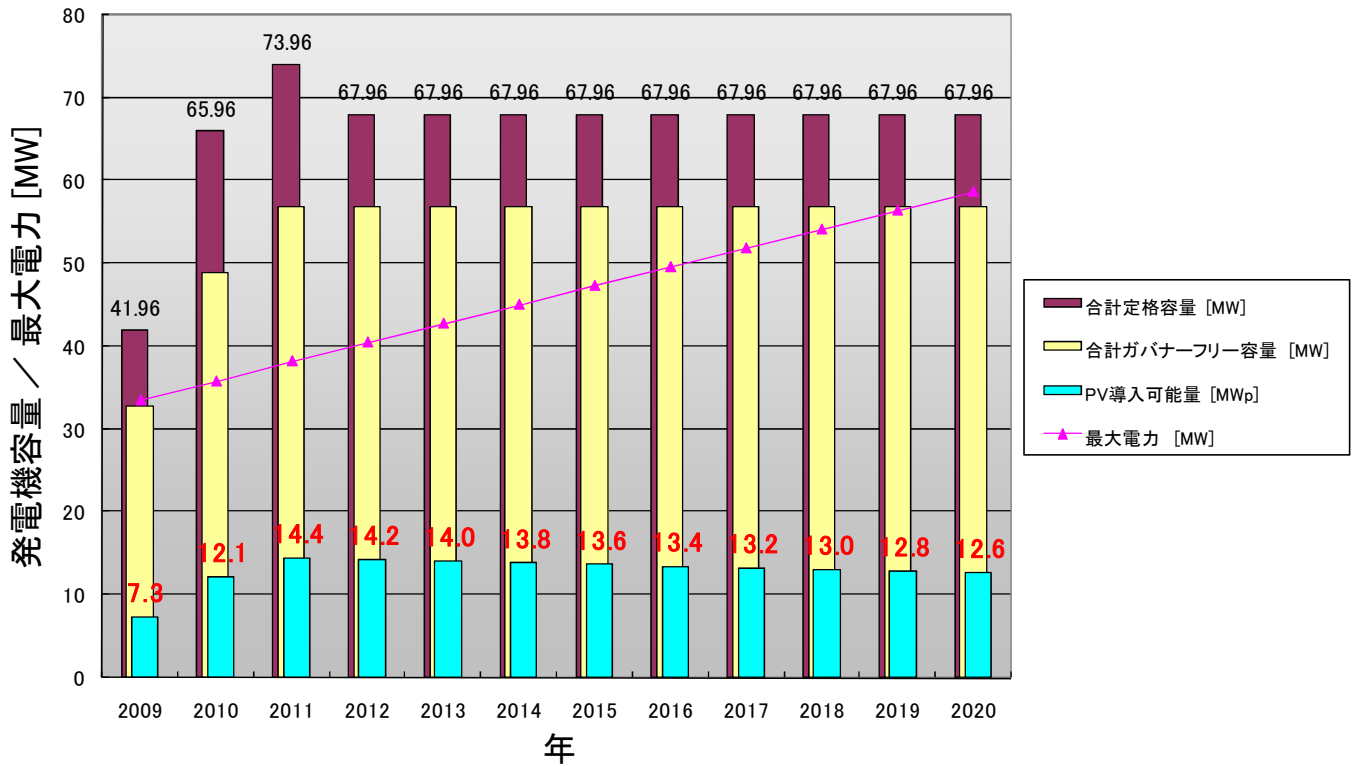
となる。

$$\text{太陽光発電出力の変動量 (kW)} + \text{需要の変動量 (kW)} \leq \text{ガバナフリー時の許容出力変動幅 (kW)}$$

の関係が成り立てばよいので、太陽光発電出力の許容変動量は、需要の変動量を STELCO の運用実績から最大電力の 7% 程度と想定すると

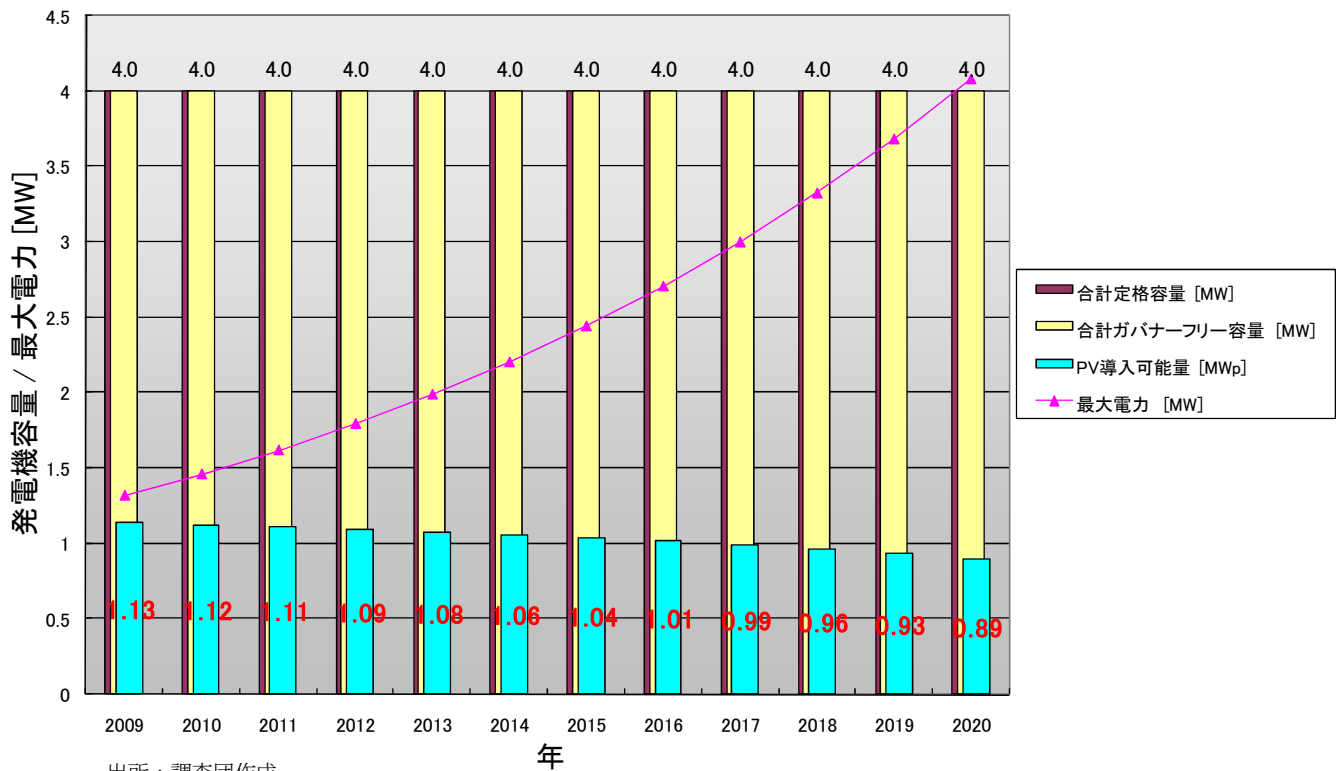
$$\text{太陽光発電出力の許容変動量} \leq 16.78\text{MW} - 10.94\text{MW} = 5.84\text{MW}$$

と算出できる。ここで太陽光発電出力の変動範囲は過去の実証例から定格容量の 10~90% の範囲内と想定すると、2009 年の既存系統における系統連系 PV システム導入可能量は約 7.3MW と算出できる。同様に、2020 までのマレ島、フルマレ島連系 PV 導入可能量を求めれば、図 4.8-1 および図 4.8-2 のとおりとなる。



出所：調査団作成

図 4.8- 1 マレ島連系 PV 導入可能量の推移



出所：調査団作成

図 4.8- 2 フルマレ島連系 PV 導入可能量の推移

また実際の運用段階では 4.5 項で述べたエンジン発熱や、定期点検等によりガバナフリー容量に制限がかかる場合があり、連系 PV 導入後の実運用データから太陽光発電出力変動量をよく分析評価し、必要であれば事前に太陽光発電出力制限等の処置を実施することの検討も必要である。

本検討は STELCO の系統周波数の自主管理基準に基づくものであり、その基準値を変更することで導入可能量が変化することから、許容周波数変動率をパラメータに感度分析を実施した。以下にその結果を示す。ただし、系統安定化のために SCADA システム機能に実装されている配電線優先遮断周波数設定値(1段 49Hz+3秒、2段 48.5Hz+3秒)、発電機保護用不足周波数リレー(47Hz+瞬時)の運用上制約から現状は 2.0%以上は許容できないことに注意が必要である。

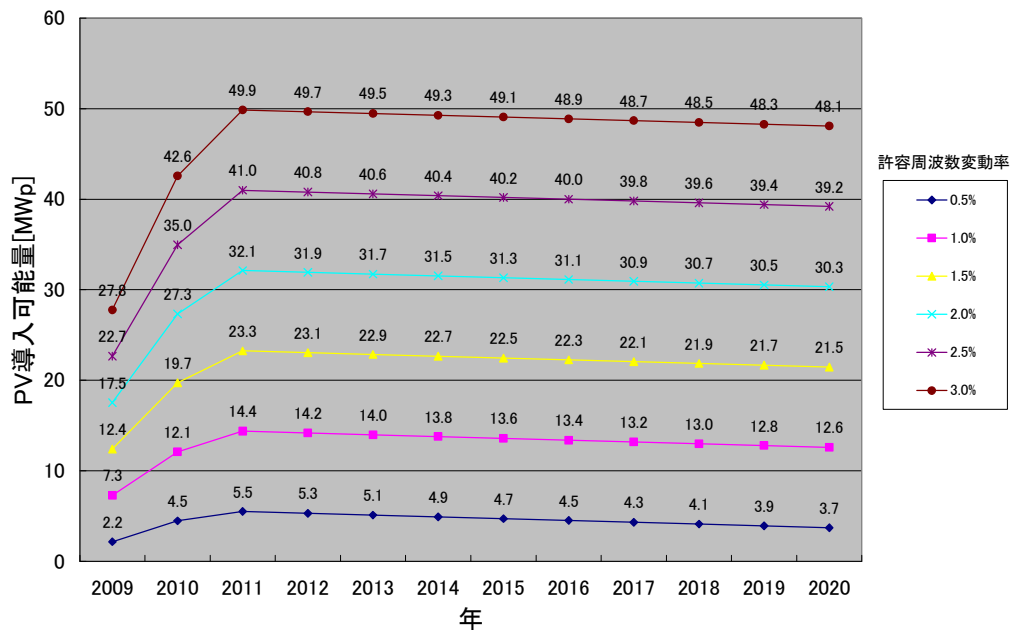


図 4.8- 3 許容周波数変動率と PV 導入可能量の関係 (マレ島)

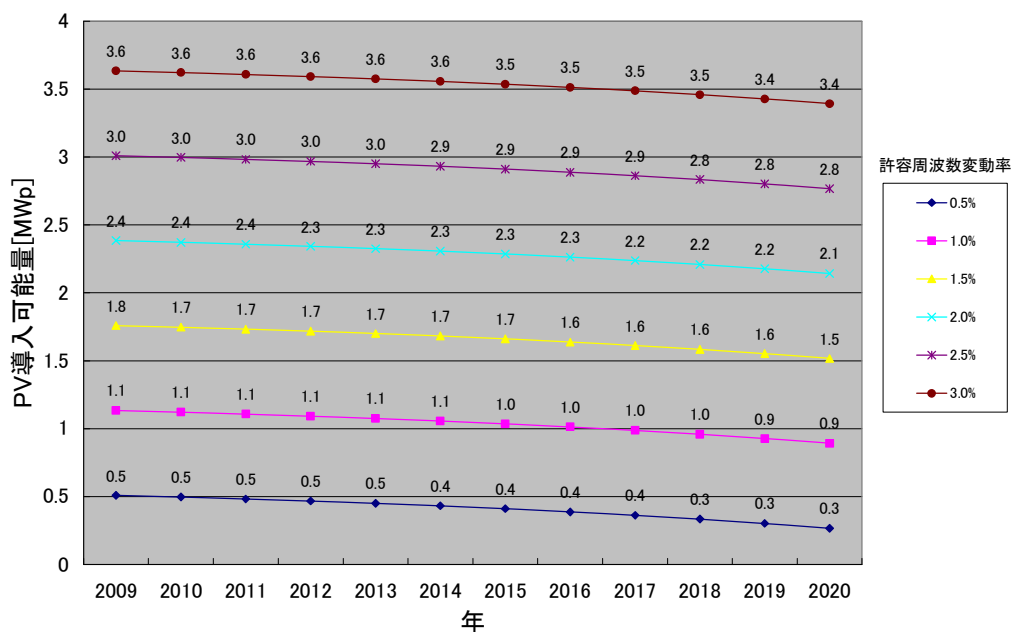


図 4.8- 4 許容周波数変動率と PV 導入可能量の関係 (フルマレ島)

【ステップ 2】配電線運用面からの制約の検討

4.6 項の検討で利用した電圧潮流計算シミュレーションにおいて、最も厳しい条件として各配電線の全負荷を切り離れた状態で、配電線電圧管理値上限に到達する太陽光連系容量を算出した。

シミュレーションの結果、各配電線容量上限まで太陽光を連系した場合においても配電線電圧上昇は管理基準値内に収まることを導出した。これはもともと小さい島であることから配電線の亘長が短いこと、太線化が行き届いていることに起因する。検討結果から、配電線運用面からの制約としては、マレ島において各配電線が 5,330kW、配電線全体で 42,640kW、フルマレ島において各配電線が 3,040kW、配電線全体で 6,080kW となる。

表 4.8- 1 各配電線への PV 連系可能量検討結果（マレ島）

Feeder No.	PV 連系可能量 [kW]	電圧最大値 [V]	電圧上昇値 [V]	変動率 [%]
FD2	5,330	11,083	83	0.75
FD3	5,330	11,070	70	0.64
FD4	5,330	11,028	28	0.25
FD5	5,330	11,096	96	0.87
FD6	5,330	11,225	225	2.05
FD7	5,330	11,118	118	1.07
FD8	5,330	11,109	109	0.99
FD9	5,330	11,089	89	0.81
合計	42,640	—	—	—

出所：調査団作成

表 4.8- 2 各配電線への PV 連系可能量検討結果（フルマレ島）

Feeder No.	PV 連系可能量 [kW]	電圧最大値 [V]	電圧上昇値 [V]	変動率 [%]
FD1	3,040	11,139	139	1.26
FD2	3,040	11,104	104	0.95
合計	6,080	—	—	—

出所：調査団作成

以上から、「モ」国マレ島、フルマレ島の連系 PV 導入可能容量としては、電力系統運用面から制約される値を適用すればよいという結論を得た。

さらに設置可能スペースの制約としては、上記検討結果を設置面積に換算すると、2020 年時点のマレ島の導入可能容量 12.6MW に対して約 90,000m²、フルマレ島 0.89MW に対して約 6,300m² であり、マレ島に関しては島の全面積（1.77km²）から道路、公園、墓地等の面積を差し引いた面積（約 1.5km²）に対して 6.0%、フルマレ島に関しては開発が進められている標準的な集合住宅の屋根面積（約 750m²）の 8 棟分相当であることから全く問題とならないと言える。

本検討結果ならびに第 5 章で後述する経済・財務的フィージビリティ調査結果を元に、2020 年までの連系 PV 導入目標量を以下のように設定した。

表 4.8-3 マレ島、フルマレ島における連系 PV 導入目標量

(kW)

年	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
マレ島	260	560	840	1,120	1,400	1,680	1,960	2,240	2,520	2,800
フルマレ島	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200

出所：調査団作成

4.9 連系 PV システムの標準設計・仕様

本調査で検討した技術的要件、「モ」国の気象条件や建造物強度を勘案し、連系 PV システムに必要とされる設計標準仕様は下表のとおりである。

表 4.9-1 連系 PV システムの標準設計・仕様

機器名	仕様項目	要求仕様
太陽光発電モジュール	(1) 適用規格	IEC 及び同等規格
	(2) 使用環境	塩害地域
	(3) 周囲温度	+40°C以下
	(4) 設置方式	勾配屋根型または陸屋根型
	(5) 種類	結晶系シリコン
	(6) モジュール効率	12%以上
	(7) モジュール容量	100W/枚以上
太陽光発電モジュール 設置用架台	(1) 支持形式	勾配屋根型：母屋取り付け 陸屋根型：S 架台
	(2) 使用環境	塩害地域
	(3) 材質	SS400 溶融亜鉛めっき仕上げまたは同等品質
	(4) 設計用基準風速	地上 15m 風速 60m/s
接続箱	(1) 構造	屋内／屋外 壁掛け型もしくは垂直自立型
	(2) 使用環境	塩害地域（屋内式除く）
	(3) 周囲温湿度	+40°C以下、70%以上
	(4) 最大入力電圧	ストリング単位公称開放電圧(V_{OC})以上
	(5) 入力回路数	サブアレイ単位並列数以上
	(6) 入力電流	1 回路当りモジュール公称短絡電流(I_{SC})以上
	(7) 出力回路数	1 回路
	(8) 出力電流	サブアレイ公称短絡電流(I_{SC})以上
	(9) 内蔵機器	・配線用しゃ断器：回路数 ・逆流防止ダイオード：ストリング毎 ・誘導雷保護器：全入出力回路、線間、アース間
集電箱 ※接続箱が1つ、または パワーコンディショナ 入力回路数が接続 箱数量以上確保でき る場合は省略可能	(1) 構造	屋内／屋外 壁掛け型もしくは垂直自立型
	(2) 使用環境	塩害地域（屋内式除く）
	(3) 周囲温湿度	+40°C以下、70%以上
	(4) 最大入力電圧	ストリング単位公称開放電圧(V_{OC})以上
	(5) 入力回路数	集約される接続箱数以上
	(6) 入力電流	接続箱出力電流以上
	(7) 出力回路数	1 回路
	(8) 出力電流	サブアレイ公称短絡電流×入力回路数以上
	(9) 内蔵機器	・配線用しゃ断器：回路数 ・誘導雷保護器：全入出力回路、線間、アース間
パワーコンディショナ	(1) 構造	屋内／屋外 垂直自立型
	(2) 使用環境	塩害地域（屋内式除く）
	(3) 周囲温湿度	+40°C以下、70%以上
	(4) 主回路方式	自励式電圧型
	(5) スwitching 方式	高周波 PWM

機器名	仕様項目	要求仕様	
	(6) 絶縁方式	商用周波絶縁トランス方式 小容量の場合のみ非絶縁(トランスレス)許容	
	(7) 冷却方式	強制空冷	
	(8) 定格入力電圧	ストリング最大出力電圧(Vpmax)付近	
	(9) 入力動作電圧範囲	ストリング最大出力電圧(Vpmax)と公称開放電圧(Voc)が範囲内に入ること。	
	(10) 入力回路数	集電箱数以上	
	(11) 出力電気方式	3φ3W	
	(12) 定格出力電圧	AC202V	
	(13) 定格周波数	50Hz	
	(14) 交流出力電流 ひずみ率	総合電流 5%以下、各次調波 3%以下	
	(15) 電力制御方式	最大出力追従制御	
	(16) 定格電力変換効率	90%以上	
	(17) 制御機能	・自動起動・停止、ソフトスタート ・自動電圧調整 ・進相無効電力制御又は出力制御機能(逆潮流有 で電圧逸脱発生の恐れのある場合のみ)	
	(18) 系統連系保護機能	・過電圧(OVR) ・不足電圧(UVR) ・周波数上昇(OFR) ・周波数低下(UFR) ・地絡過電圧(OVGR)(低圧連系時は省略可能) ・復電時自動再閉路(受電電圧確認条件あり) すべて整定値、時限可変とする。	
	(19) 単独運転検出機能	・能動型(次の中から1方式以上) ①周波数シフト方式 ②有効電力変動方式 ③無効電力変動方式 ④負荷変動方式 ・受動型(次の中から1方式以上) ①電力位相跳躍検出 ②第3次高調波電圧急増検出方式 ③周波数変化率検出方式	
	連系用変圧器	(1) 構造	屋内/屋外 垂直自立型
		(2) 使用環境	塩害地域(屋内式除く)
		(3) 周囲温湿度	+40℃以下、70%以上
		(4) 一次電圧	3φ4W AC400V
		(5) 二次電圧	3φ3W AC200V
(6) 周波数		50Hz	
(7) 絶縁階級		B種	
(8) 結線方式		Y-△(Yd1)	

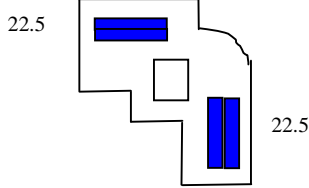
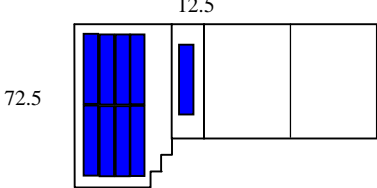
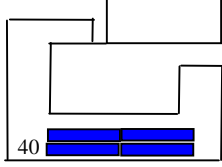
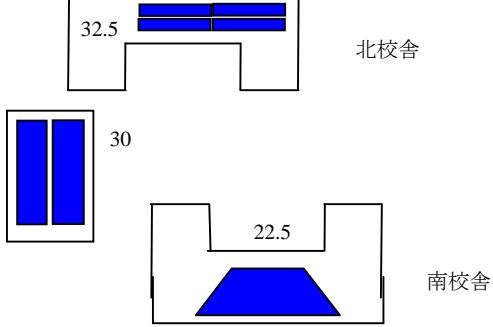
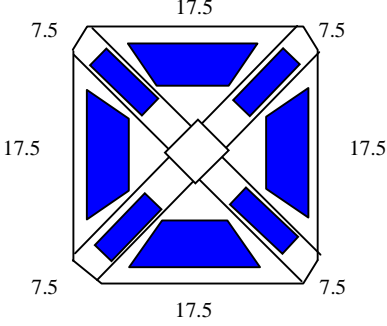
出所：調査団作成

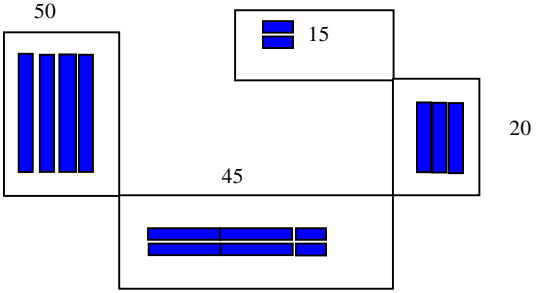
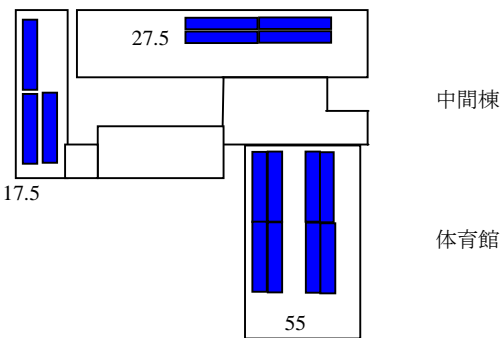
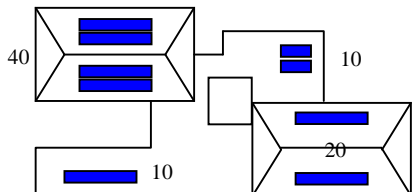
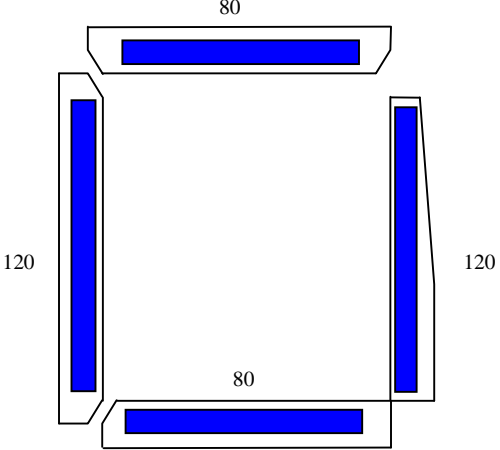
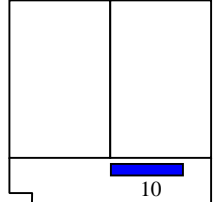
4.10 連系 PV システム設置ポテンシャルサイト並びに PV 設置容量

4.4 項で選定されたポテンシャルサイトについて、PV 設置可能面積、既設受電設備、周辺環境等について現地調査を実施した。PV 設置容量については、設置可能面積に 4.3 項で検討した日射障害の影響を考慮して、最適な配列方法を検討し計算した。

PV 配列方法の検討結果は表 4.10-1 および表 4.10-2 に、PV 設置容量検討結果は、巻頭の連系 PV システム導入ポテンシャルサイト比較表に示す通りである。

表 4.10- 1 マレ島ポテンシャルサイト PV 配列検討結果

No.	サイト名	PV 設置場所
1	STELCO Building	 <p>Diagram showing PV panel placement on the STELCO Building. Two blue rectangular panels are shown. The top panel is labeled with a width of 22.5. The bottom panel is labeled with a width of 22.5.</p>
3	Dharubaaruge	 <p>Diagram showing PV panel placement on the Dharubaaruge site. A large blue rectangular panel on the left is labeled with a width of 72.5. A smaller blue rectangular panel on the right is labeled with a width of 12.5.</p>
5	Giyaasudheen School	 <p>Diagram showing PV panel placement on the Giyaasudheen School site. A blue rectangular panel is shown at the bottom, labeled with a width of 40.</p>
6	Kalaafaanu School	 <p>Diagram showing PV panel placement on the Kalaafaanu School site. The site is divided into two parts: '北校舎' (North Building) and '南校舎' (South Building). The North Building has a blue rectangular panel labeled with a width of 32.5. The South Building has a blue trapezoidal panel labeled with a width of 22.5. A separate blue rectangular panel is shown to the left, labeled with a width of 30.</p>
7	Maldives Center for Social Education	 <p>Diagram showing PV panel placement on the Maldives Center for Social Education site. The site is a square with a central diamond-shaped area. Blue trapezoidal panels are placed on the four sides of the diamond. The side lengths of the square are labeled as 17.5, and the side lengths of the diamond are labeled as 7.5.</p>

No.	サイト名	PV 設置場所
8	Thaajuddeen School	 <p>Diagram showing PV panel layouts for Thaajuddeen School. The layout includes several rectangular panels with blue shading. Dimensions are indicated: a large panel on the left is 50 units wide, a smaller panel at the top right is 15 units wide, a horizontal panel at the bottom is 45 units long, and a vertical panel on the far right is 20 units high.</p>
9	New Secondary School for Girls	 <p>Diagram showing PV panel layouts for New Secondary School for Girls. The layout includes several rectangular panels with blue shading. Dimensions are indicated: a vertical panel on the left is 17.5 units high, a horizontal panel at the top is 27.5 units long, and a vertical panel at the bottom is 55 units high. Labels '中間棟' (Middle Building) and '体育館' (Gymnasium) are placed to the right of the diagram.</p>
11	Faculty of Engineering	 <p>Diagram showing PV panel layouts for Faculty of Engineering. The layout includes several rectangular panels with blue shading. Dimensions are indicated: a large trapezoidal panel on the left is 40 units wide, a small horizontal panel at the bottom left is 10 units long, and a trapezoidal panel on the right is 20 units wide. A small horizontal panel at the top right is 10 units long.</p>
12	National Stadium	 <p>Diagram showing PV panel layouts for National Stadium. The layout includes several rectangular panels with blue shading. Dimensions are indicated: a horizontal panel at the top is 80 units long, a vertical panel on the left is 120 units high, a vertical panel on the right is 120 units high, and a horizontal panel at the bottom is 80 units long.</p>
17	Faculty of Education	 <p>Diagram showing PV panel layouts for Faculty of Education. The layout includes a single horizontal panel with blue shading at the bottom, with a dimension of 10 units indicated below it.</p>

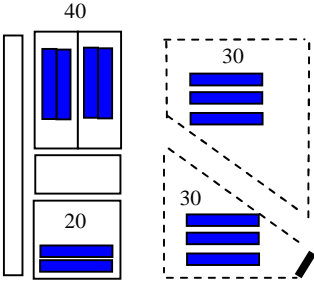
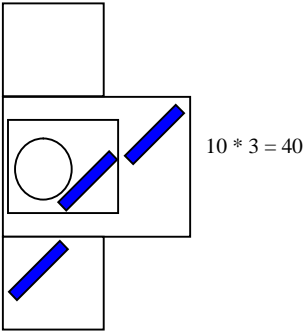
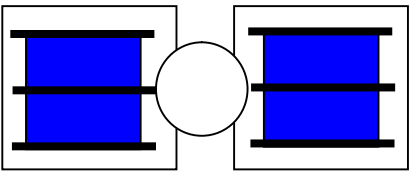
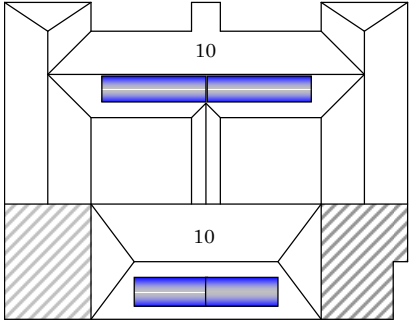
No.	サイト名	PV 設置場所
19	Male' South West Harbour Parking	
20	Grand Friday Mosque	
21	Jumhooree Maidhaan	<p data-bbox="927 1061 1038 1084">$80 * 2 = 160$</p> 
22	President's Office	

表 4.10- 2 フルマレ島ポテンシャルサイト PV 配列検討結果

No.	サイト名	PV 設置場所
2	Hospital	

4.11 連系 PV システム導入による裨益効果

4.11.1 想定される発電電力量

各ポテンシャルサイトで想定される発電電力量を、次式を用いて算出した。

$$E_p = \sum H_A / G_s * K * P$$

(Σ は月別に算出した推定発電量の積算値を示す)

ここで ・ E_p = 推定年間発電量 (kWh/年)

・ H_A = 設置面の月平均日射量 (kWh/m²/日)

・ G_s = 標準状態における日射強度 (kW/m²) = 1 (kW/m²)

・ K = 損失係数 = $K_d * K_t * \eta_{INV} * \eta_{TR}$

* 直流補正係数 K_d : 太陽電池の表面の汚れ、太陽の日射強度が変化することによる損失の補正、太陽電池の特性差による補正を含み今回 0.8 とした。

* 温度補正係数 K_t : 太陽電池が日射により温度が上がり、変換効率が変化するための補正係数。

$$K_t = 1 + \alpha (T_m - 25) / 100$$

ここに、

α : 最大出力温度係数 (%・°C⁻¹) = -0.5 (%・°C⁻¹) [結晶系]

T_m : モジュール温度 (°C) = $T_{av} + \Delta T$

T_{av} : 月平均気温 (°C)

ΔT : モジュール温度上昇 (°C)

裏面開放形	18.4
屋根置き形	21.5

* インバータ効率 η_{INV} : インバータの交直変換効率。今回は 0.95 とした。

* 変圧器効率 η_{TR} : 変圧器効率。簡単化のため無負荷損、負荷損とも常に一定と考え今回は 0.98 とした。

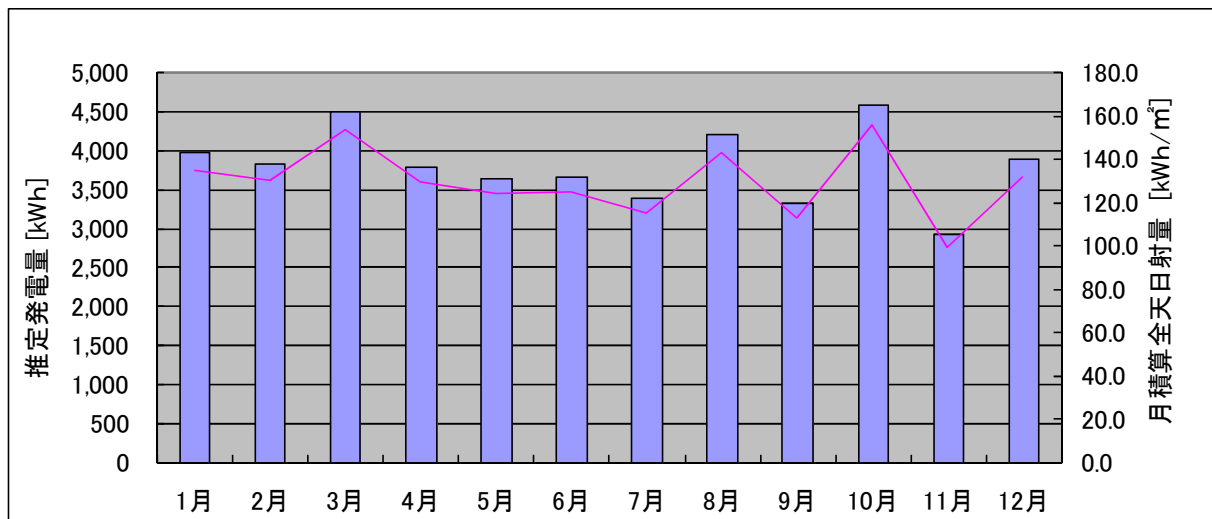
設置面の月平均日射量は簡単化のため水平面日射量を用い、4.3 項で検討した日射障害の影響を

考慮した。日陰の影響については本来 PV モジュールの直列接続を考慮して検討すべきではあるが、簡単化のため屋根に部分的な日射障害がある場合はその屋根全体に影響があるものとして保守的な数値を算出した。

表 4.11.1- 1 ポテンシャルサイト別推定年間発電量

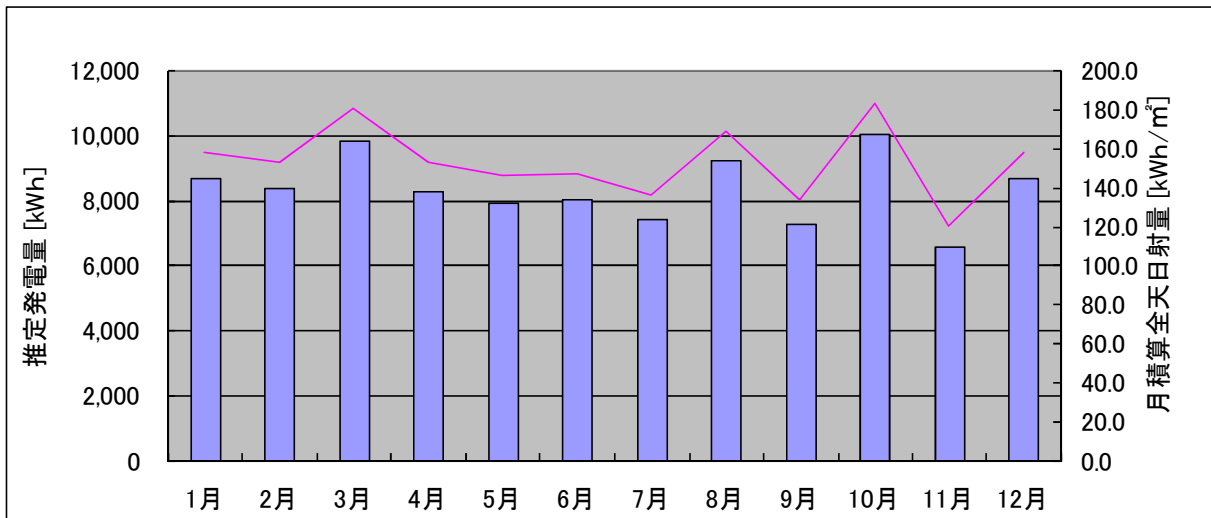
島	サイト名	PV容量 [kWp]	年間発電電力量 [kWh/年]
マレ	STELCO Building	45	45,739
	Dharubaaruge	85	100,382
	Giyaasudheen School	40	48,378
	Kalaafaanu School	85	117,069
	Maldives Center for Education	100	120,945
	Thaaajuddeen School	130	157,228
	New Secondary School for Girls	100	90,778
	Faculty of Engineering	80	96,756
	National Stadium	400	483,780
	Faculty of Education	10	12,094
	Grand Friday Mosque	30	36,283
	Jumhooree Maidhaan	160	196,986
	President's Office	20	24,189
フルマレ	Hospital	60	72,567

出所：調査団作成



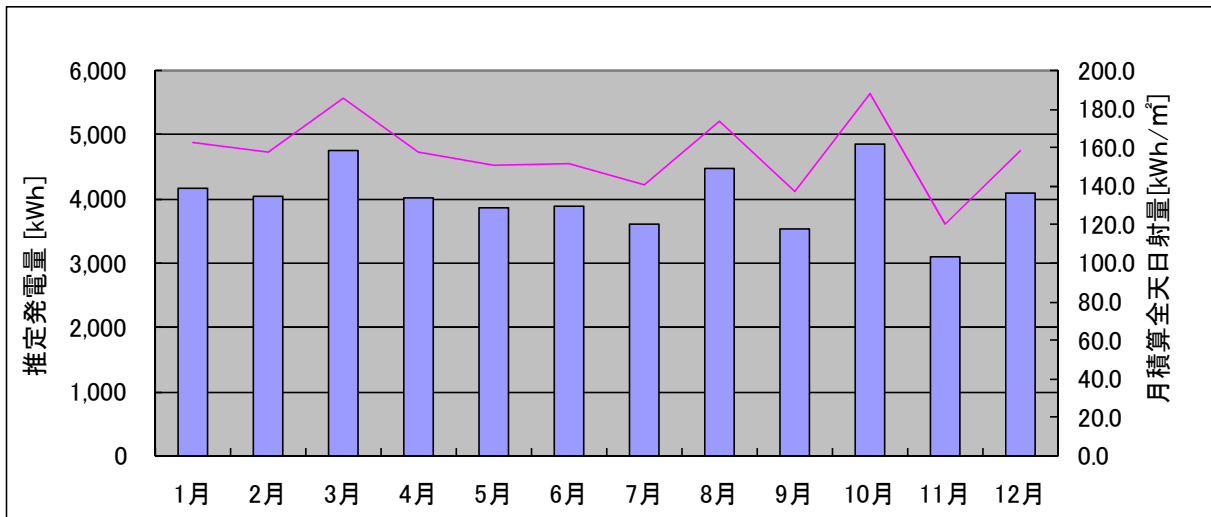
出所：調査団作成

図 4.11.1- 1 月別推定発電量 (STELCO Building)



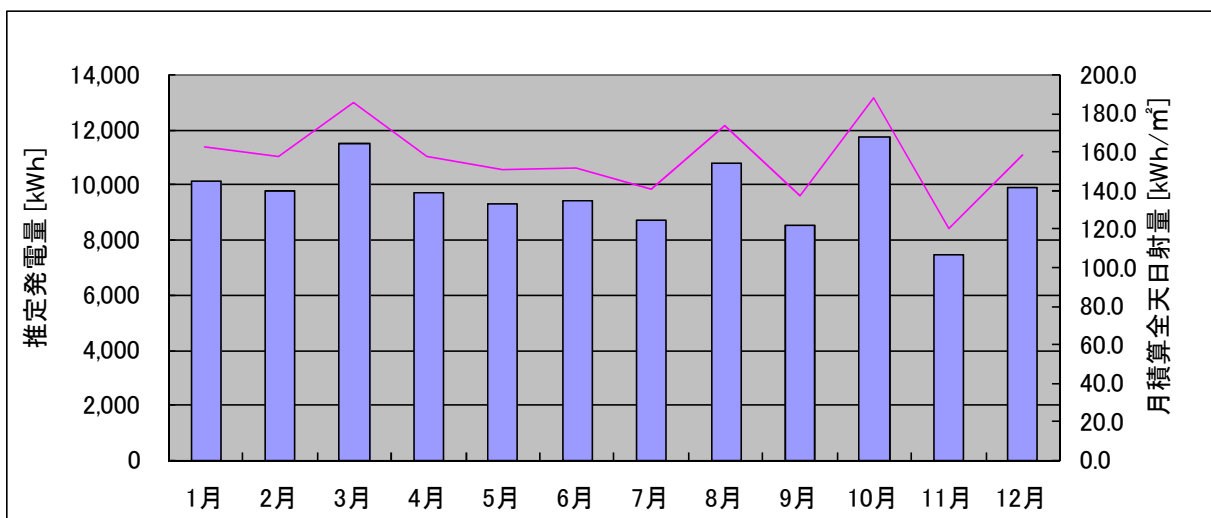
出所：調査団作成

図 4.11.1- 2 月別推定発電量 (Dharubaaruge)



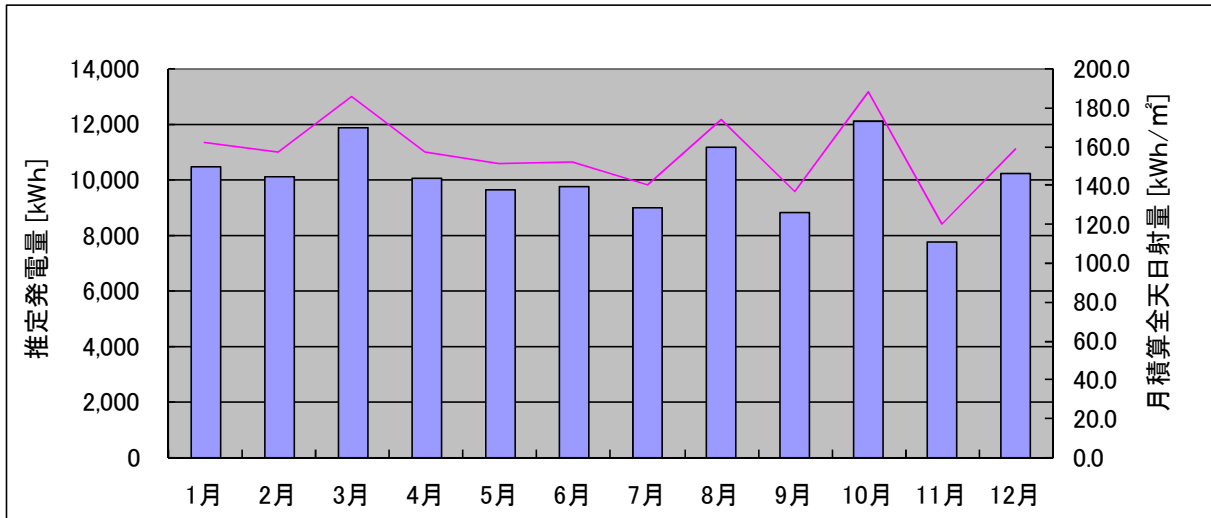
出所：調査団作成

図 4.11.1- 3 月別推定発電量 (Giyaasudheen School)



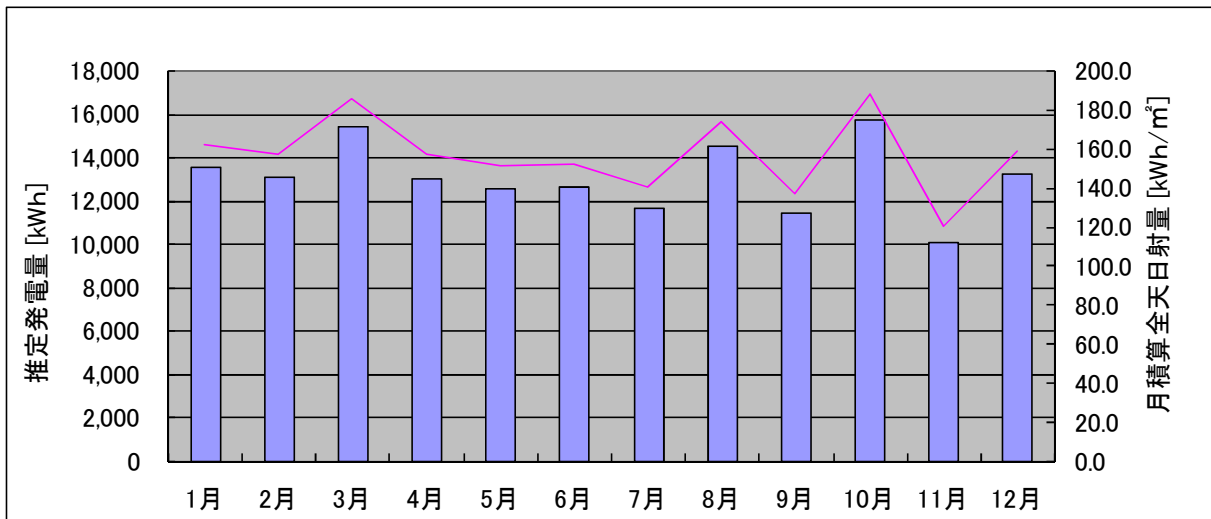
出所：調査団作成

図 4.11.1- 4 月別推定発電量 (Kalaafaanu School)



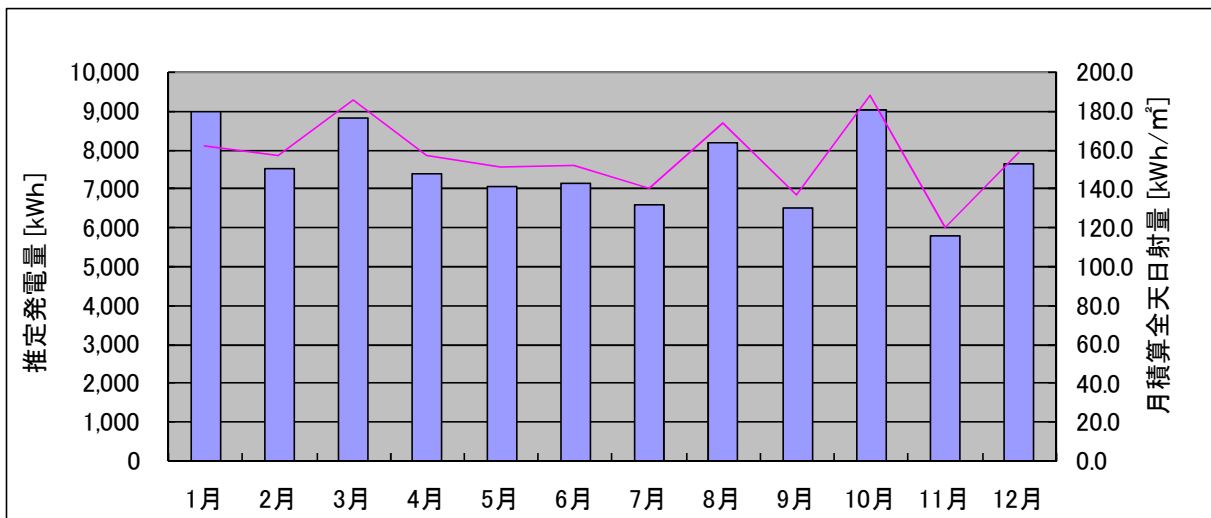
出所：調査団作成

図 4.11.1- 5 月別推定発電量 (Maldives Center for Social Education)



出所：調査団作成

図 4.11.1- 6 月別推定発電量 (Thaajuddeen School)



出所：調査団作成

図 4.11.1- 7 月別推定発電量 (New Secondary School for Girls)

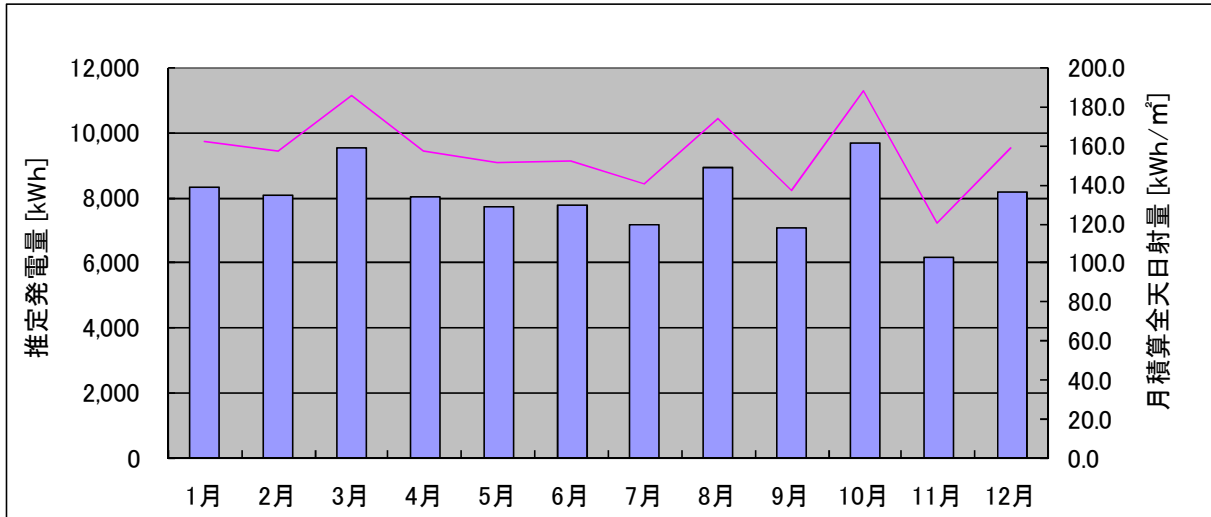
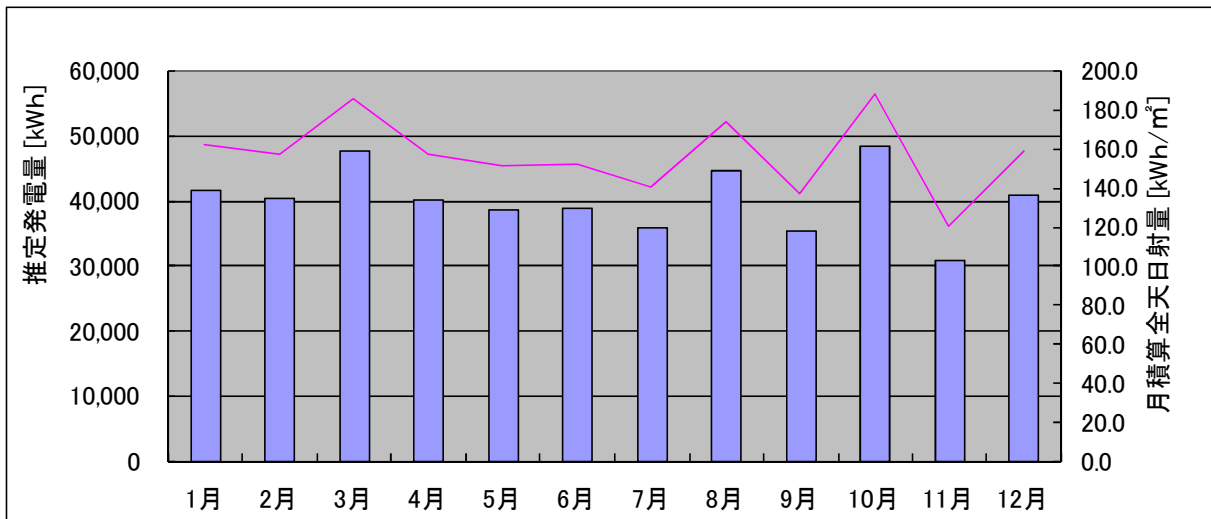
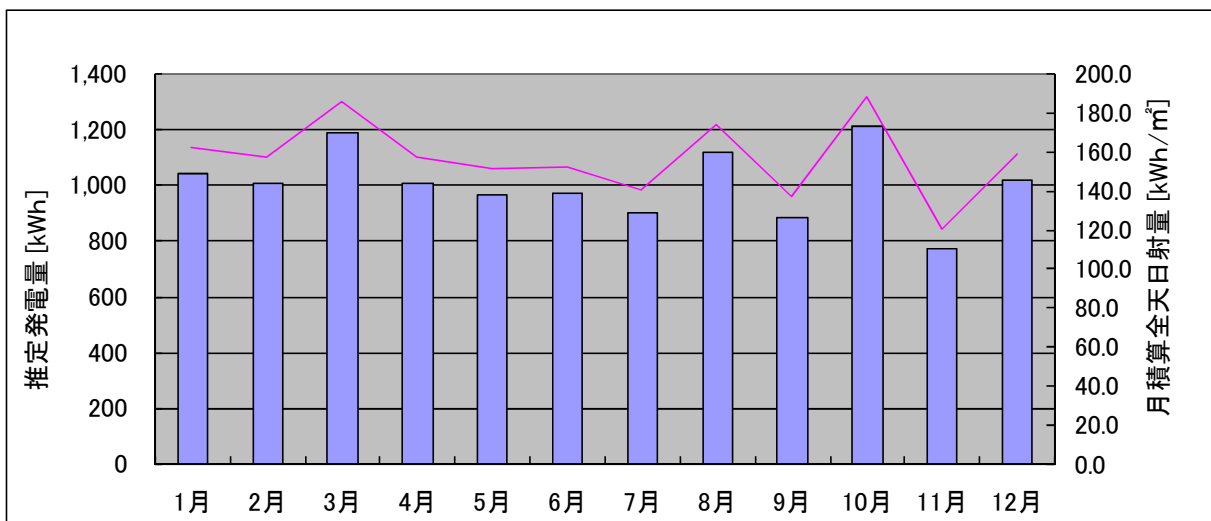


図 4.11.1- 8 月別推定発電量 (Faculty of Engineering)



出所：調査団作成

図 4.11.1- 9 月別推定発電量 (National Stadium)



出所：調査団作成

図 4.11.1- 10 月別推定発電量 (Faculty of Education)

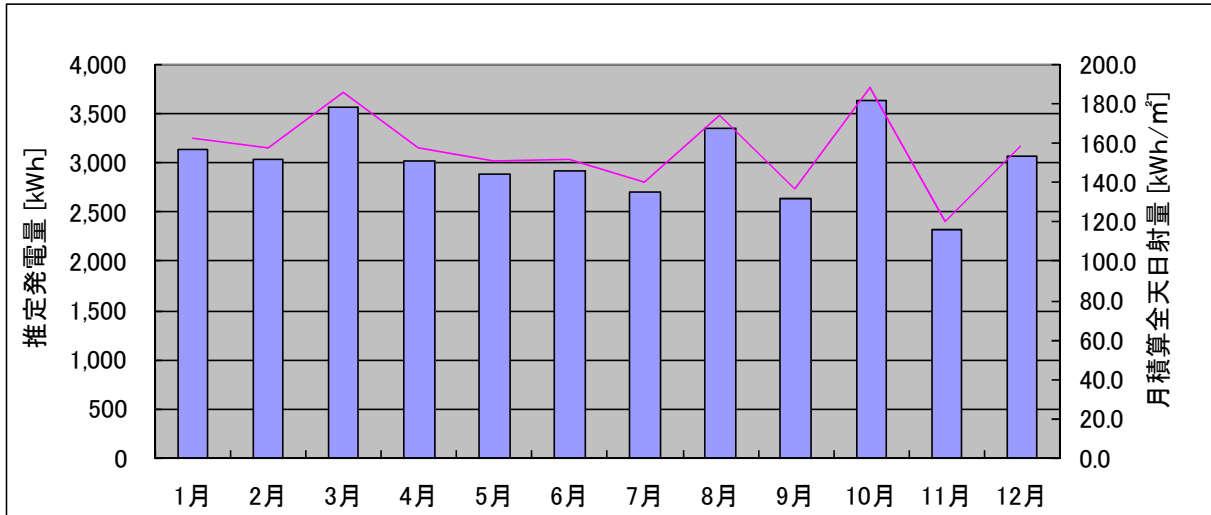
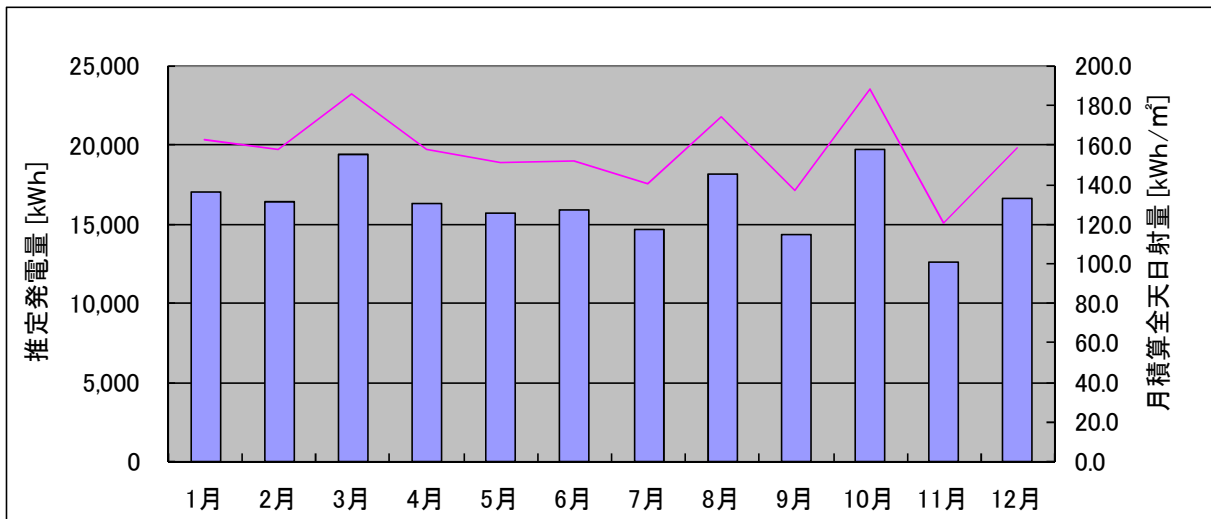
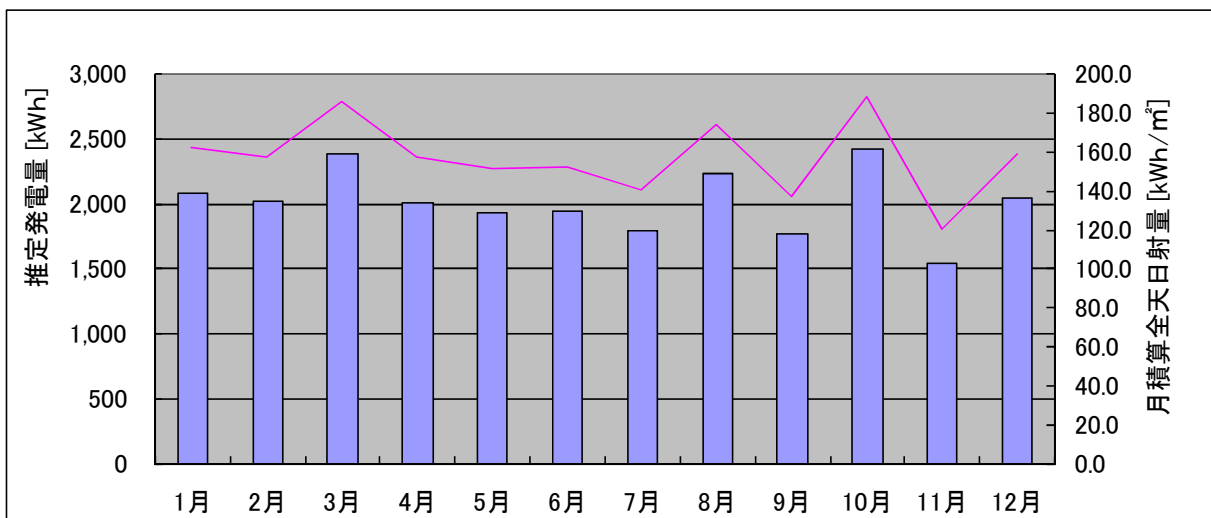


図 4.11.1- 11 月別推定発電量 (Grand Friday Mosque)



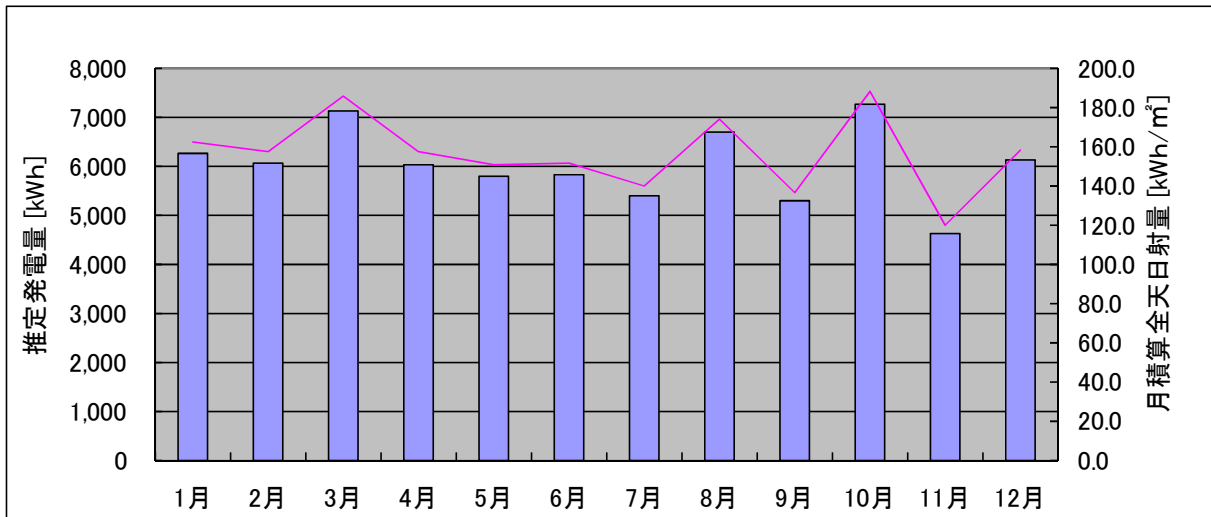
出所：調査団作成

図 4.11.1- 12 月別推定発電量 (Jumhooree Maidhaan)



出所：調査団作成

図 4.11.1- 13 月別推定発電量 (President's Office)



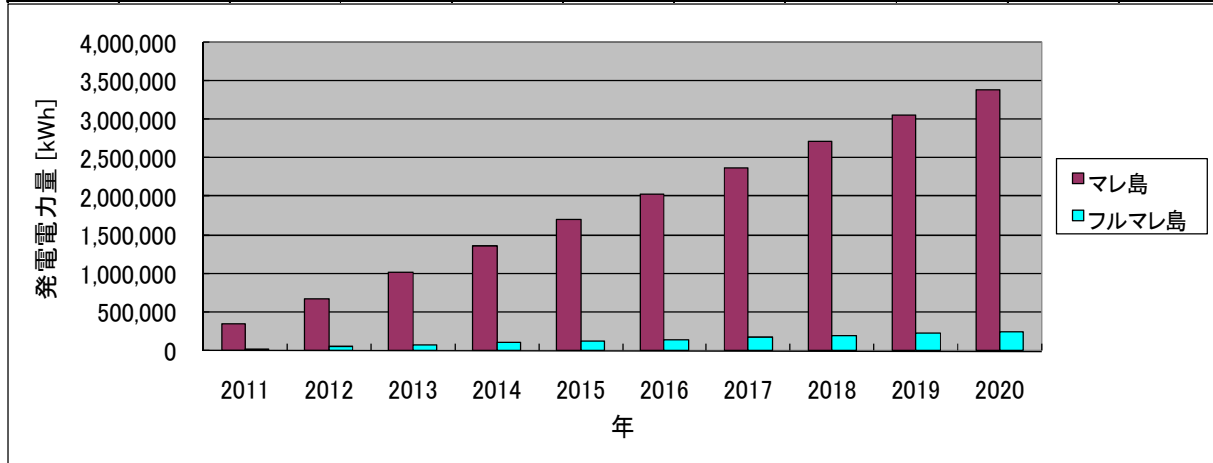
出所：調査団作成

図 4.11.1- 14 月別推定発電量 (Hulhumale' Hospital)

次に 2010 年から 2020 年までの年間発電量の推移を、4.8 項で検討した導入目標量を元に推定した。

検討にあたり、全量屋根置き形で日陰の影響のない場所に設置されるものとして計算した。以下に計算結果を示す。

年	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
マレ島	338,646	677,292	1,015,938	1,354,584	1,693,230	2,031,876	2,370,522	2,709,168	3,047,814	3,386,460
フルマレ島	24,189	48,378	72,567	96,756	120,945	145,134	169,323	193,512	217,701	241,890



出所：調査団作成

図 4.11.1- 15 年別発電量推移

4.11.2 ディーゼル燃料消費量の節減

STELCO より入手した至近 3 年間のマレ島、フルマレ島のディーゼル発電所の運転実績から、発電電力量 (kWh) 当りの燃料消費量を以下の通り算出した。

表 4.11.2- 1 マレ島、フルマレ島ディーゼル発電所燃料消費量

島	項目	2006	2007	2008	3 ヶ年平均
マレ島	発電電力量 [kWh]	156,107,764	177,052,316	195,105,695	—
	燃料消費量 [liter]	40,151,086	45,482,134	50,460,116	—
	kWh 当り燃料消費量 [liter/kWh]	0.26	0.26	0.26	0.26
フルマレ島	発電電力量 [kWh]	4,106,410	5,810,041	7,324,293	—
	燃料消費量 [liter]	1,196,425	1,614,299	2,061,552	—
	kWh 当り燃料消費量 [liter/kWh]	0.29	0.28	0.28	0.28

出所：STELCO 入手資料から調査団作成

上記結果を利用し、4.11.1 で推定した年別連系 PV 発電電力量に基づき燃料節減量を算出すると、表 4.11.2-2 のようになる。

表 4.11.2- 2 年別ディーゼル燃料節減量

年	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	計
マレ島	88,048	176,096	264,144	352,192	440,240	528,288	616,336	704,384	792,432	880,480	4,842,638
フルマレ島	6,773	13,546	20,319	27,092	33,865	40,638	47,410	54,183	60,956	67,729	372,511

(liter)

出所：調査団作成

4.11.3 CO₂ 排出削減量

4.11.2 で算出したディーゼル燃料節減量を元に以下の係数を用いて CO₂ 排出削減量を計算する。

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ 削減量 [kg]} &= \text{軽油 CO}_2 \text{ 排出係数} * \text{ディーゼル燃料節減量} \\ &= 2.62 \text{ [kg-CO}_2\text{/liter]} * \text{ディーゼル燃料節減量 [liter]} \end{aligned}$$

* 排出係数については環境省の「総排出量算定方法ガイドライン」を引用。

その結果、各年次の CO₂ 排出削減量は下表に示す通りとなり、PV 導入目標が計画通り達成された場合には、2011 年から 2020 までの 10 年間で、マレ島が 12,688 ton、フルマレ島が 976 ton、合計で 13,664 ton の CO₂ 削減が可能という結果となった。

表 4.11.3- 1 年別 CO₂ 削減量

年	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	計
マレ島	230,686	461,371	692,057	922,743	1,153,428	1,384,114	1,614,800	1,845,485	2,076,171	2,306,856	12,687,710
フルマレ島	17,745	35,490	53,235	70,980	88,725	106,470	124,215	141,960	159,705	177,450	975,978

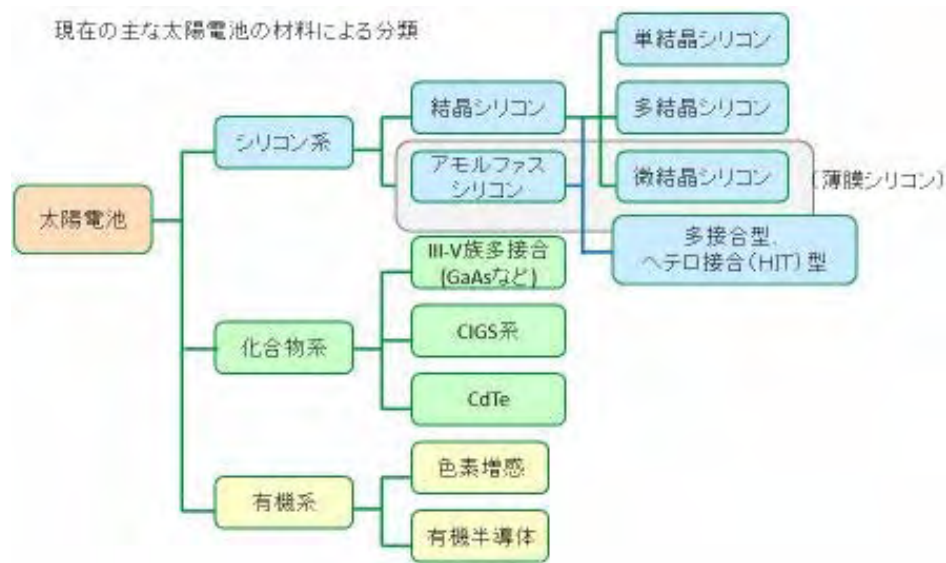
(kg)

出所：調査団作成

4.12 太陽電池の検討及び出力の評価

太陽電池は、使用する材料によって、シリコン系太陽電池、化合物系太陽電池、有機系太陽電池に大別できる。2008 年の太陽電池出荷量によると、シリコン系太陽電池が総出荷量の約 99%を

占めており、化合物系や有機系太陽電池のシェアは非常に限られている。化合物系の CIS 太陽電池など、近年普及が進められている製品もあるが、化合物系と有機系太陽電池は、現在のところ研究開発段階にあると言える。



出所：産業技術総合研究所

図 4.12-1 太陽電池の材料による分類

シリコン系太陽電池は、更に結晶シリコン太陽電池（単結晶もしくは多結晶）とアモルファスシリコン（薄膜シリコン）に分類される。結晶シリコン太陽電池は、1954年に米国のベル研究所において単結晶型が開発され、その後本格的に量産されてからの歴史が長く、長期間の耐久性や信頼度が高いと考えられる。結晶シリコン太陽電池の場合、期待寿命は20年～30年と言われている。他方、アモルファスシリコン（薄膜シリコン）太陽電池は、ガラスまたは金属基板の上に薄膜状のシリコンの非結晶を形成するもので、結晶シリコンに比べて変換効率が劣るものの、モジュールの大きさや形状の自由度が高いという長所がある。アモルファスシリコン太陽電池は、短波長光に良く反応し、また直射日光を長期間照射すると、出力が約10%程度低下する現象のため、これまでは室内での微弱な光を利用して電卓や腕時計などを中心に適用されてきた。最近では、屋外でも実用的な耐久性を持つようになり、屋外用としても市販されているが、本格的な製造が開始されて間もないため、長期間の信頼性を検証できるデータは得られていないのが実情である。

また、太陽電池の変換効率を比較すると結晶系が15%程度であるのに対し、薄膜系は10%程度である。これは同じ容量の太陽電池を設置する場合、薄膜系のほうが1.5倍の面積を必要とするということであり、「モ」国のような国土が狭小で設置可能場所が限られている条件下では結晶系シリコンの方がより効果的であるといえる。

さらに表 4.12-2 に示すように、アジア地域においては導入量の9割以上が結晶系シリコン太陽電池となっており、太陽電池の販売代理店も結晶系シリコン太陽電池を中心に取り扱いしているため、「モ」国における太陽電池の調達、トラブル対応の容易性を考えた場合、結晶性シリコンが優位であると考えられる。

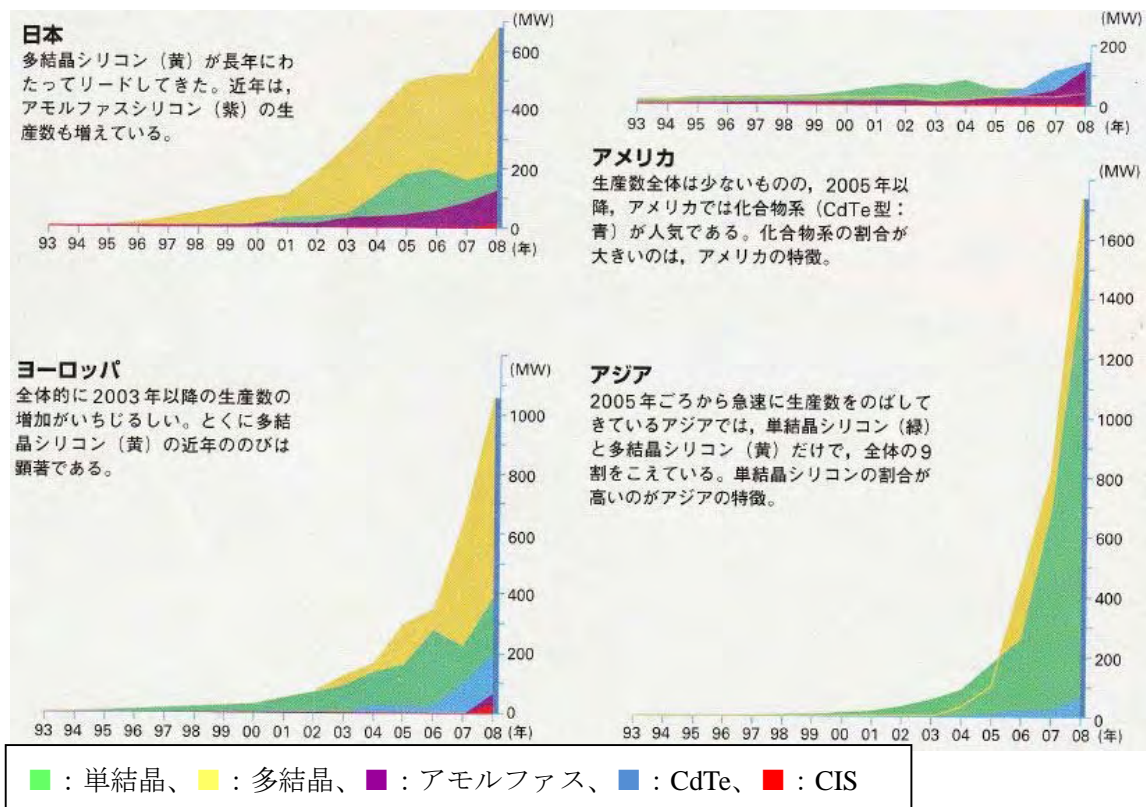
以上を踏まえ、本計画にて調達する太陽電池の種類としては、長期間の耐久性や信頼度の観点から国内での実績が豊富な、単結晶もしくは多結晶シリコン太陽電池を採用することとする。

表 4.12-1 太陽電池の種類と特徴

	シリコン				化合物系		有機系	
	結晶シリコン		薄膜シリコン		CIS	Ⅲ-V結晶系	色素増感	有機薄膜
	単結晶	多結晶	アモルファス	多接合				
特徴	200 μ m～300 μ mの薄いシリコンの単結晶の基板を用いる。最も歴史がある太陽電池。基板の値段が高いが、性能や信頼性に優れている。	比較的小さな結晶が集まった多結晶でできている基板に太陽電池を作ったもので、単結晶より安価で、作りやすいことから現在の主流となっている。変換効率は、やや単結晶に劣る。	アモルファス(非晶質)シリコンをガラスなどの基板上に1 μ m内外の薄膜として形成させた太陽電池。大面積で量産ができるという特長があるが、結晶系シリコンと比較して性能面に課題がある。	アモルファスシリコンと微結晶シリコンを積層して作った太陽電池。シリコン使用量が少なく(結晶系シリコンの約1/100)、大面積・量産可能。吸収波長領域が広いため、アモルファスシリコン太陽電池より高効率。	化合物半導体の一種で、銅とインジウムとセレン等を原料とした薄膜太陽電池。製造工程が簡単で高性能が期待できることから技術開発が進んでいる。	ガリウムヒ素など特別な化合物半導体の基板を使った超高性能(変換効率:30～40%)太陽電池。コストが高くなるが宇宙などの特殊用途だが、現在、集光システムとの組み合わせで低コスト化が図られている。	酸化チタン(半導体)についた色素が、光を吸収して電子を放出することで発電するタイプの太陽電池。簡単につくれるため低コスト化への期待が高いが、高効率化、耐久性が課題。	有機半導体のPN接合による太陽電池。低コスト化への期待が高いが、高効率化、耐久性が課題。
モジュール変換効率 括弧付きは研究レベル	～19%	～15%	～6%	～12%	～11%	～31% (集光時)	(11%)	(5%)
実用化状況	実用化	実用化	実用化	実用化	実用化	実用化	研究段階	研究段階
メーカー	シャープ、三洋電機(HITタイプ)	シャープ、京セラ、三菱電機	三菱重工、カネカ	三菱重工、カネカ、富士電機、シャープ	昭和シェル、ホンダ	シャープ	シャープ、フジクラ、ソニー、アイシン精機	パナソニック電工、新日本石油、三菱化学、住友化学



出所：資源エネルギー庁、NEDO の資料を基に調査団作成



出所：Newton 2009年9月号

図 4.12-2 世界の地域別、種類別太陽電池の導入量

4.13 想定される連系 PV システムの導入形態

マレ島およびフルマレ島における連系 PV システムの導入可能量が合計で 13.49MW に限定されることから、パイロットプロジェクト後 2020 年までの 10 年間で 13.49MW を導入普及させるシナリオを検討しており、導入の主体者については、2011 年から 2014 年までは STELCO、2015 年から 2020 年は STELCO と民間セクターが想定される。そのため、想定される連系 PV システムの導入形態については、「パイロットプロジェクトと 2014 年まで」と「2015 年から 2020 年まで」の 2 段階に大別される。

「パイロットプロジェクトと 2014 年まで」の期間では、STELCO が導入主体となることから、連系 PV システムを STELCO が自社設備として自社建物に導入する形態、または STELCO が自社設備として他社の所有建物に導入する形態の 2 つの形態が考えられる。また、「2015 年から 2020 年まで」は、STELCO に加えて民間セクターも導入主体になること、および民間セクターへの導入には、余剰電力買取制度の施行を想定していることから、前述の形態に加えて、建物所有者が自家用発電設備として導入し、余剰電力を STELCO に売電する形態が考えられる。

表 4.13-1 「パイロットプロジェクトと 2014 年まで」において想定される連系 PV システムの導入形態

No.	導入形態	設置場所	PV 設備所有者	特徴、課題、要件等
①	STELCO が自社設備として自社の建物に PV 設備を設置	自社建物等	STELCO	<ul style="list-style-type: none"> ・ PV 設備、周辺設備共自社設備であるため、PV 設置に係る設計が容易である。 ・ PV 設置場所に自由度がある。
②	STELCO が他者の所有する建物の屋根等を借りて自社の PV 設備を設置	他者建物等	STELCO	<ul style="list-style-type: none"> ・ PV 設置場所の制約、賃借料等が予想される。 ・ 設備運用管理、保安面に係る協議が必要。 ・ PV 設備は自社設備であるため料金検討が不要。

出所：調査団作成

表 4.13-2 「2015 年から 2020 年まで」における想定される連系 PV システムの導入形態

No.	導入形態	設置場所	PV 設備所有者	特徴、課題、要件等
①	STELCO が自社設備として自社の建物に PV 設備を設置	自社建物等	STELCO	<ul style="list-style-type: none"> ・ PV 設備、周辺設備共自社設備であるため、PV 設置に係る設計が容易である。 ・ PV 設置場所に自由度がある。
②	STELCO が他者の所有する建物の屋根等を借りて自社の PV 設備を設置	他者建物等	STELCO	<ul style="list-style-type: none"> ・ PV 設置場所の制約、賃借料等が予想される。 ・ 設備運用管理、保安面に係る協議が必要。 ・ PV 設備は自社設備であるため料金検討が不要。
③	建物の所有者が自己の電源として PV 設備を設置し、余剰電力を STELCO に売電	他者建物等	建物所有者等	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常時は自家用として利用するため、余剰電力の逆潮流は比較的少なく、配電線への影響も少ない。 ・ 系統連系にあたって保護装置等付備すべき装置に関する技術的要件をガイドライン等の公平な規格で定める必要あり。

出所：調査団作成

また、太陽光発電電力量の計量方法については、次のように取り扱う。

設置場所の如何に依らず STELCO が導入主体となる場合には、PV 設備単独で計量を行う。電力量計は、夜間等のスタンバイ消費電力も積算に含む必要があるため、逆転防止機能無しの場合、電力量計を連系点に 1 つ設置する。

また、前述のように 2015 年以降で民間セクターが導入主体となる場合には、余剰電力買取制度を指向するが、買取単価は STELCO 民営化の財政状況も勘案して決定する必要があり流動的であることから、現時点では既設受電点に買電用電力量計（逆転防止機能付き）に加え、売電用電力量計（逆転防止機能付き）を新設する形態が望ましいとの結論を得た。

電力量計調達・設置、取付位置、資産・責任分界については既存のルールに従い表 4.13-3 のとおりとする。

表 4.13- 3 連系 PV システムの計量方法

PV 設備設置者	図番	連系区分	電力量計調達・設置	電力量計種類	電力量計取付位置	資産・責任分界	計量方法
STELCO	①	低圧	STELCO	逆転防止機能無し (MEA 認証製品)	低圧側	全て STELCO 資産	PV 発電出力を単 独計量。
	②	中圧			連系用変圧器の中圧側		
STELCO 以外	③	低圧単相 (~40A)	STELCO (PV 設備設置者が費用負担)	逆転防止機能付 (MEA 認証製品)	低圧側 (既存電力量計と分電盤の間)	電力量計一次側もしくは主配電盤引き込み端子を責任分界点として配電線側ケーブルまでが STELCO 資産。電力量計は PV 設置者資産だが STELCO の許可なしに新設・撤去・取替は不可。	既存買電用電力量計 (逆転防止機能付) に加え、売電用電力量計 (逆転防止機能付) を新設計量。
		低圧三相 (~63A)					
	④	低圧三相 (100~300A)	PV 設備設置者 (STELCO 検定要)、もしくは STELCO に依頼可能				
⑤	中圧 (300A~)						

出所：調査団作成

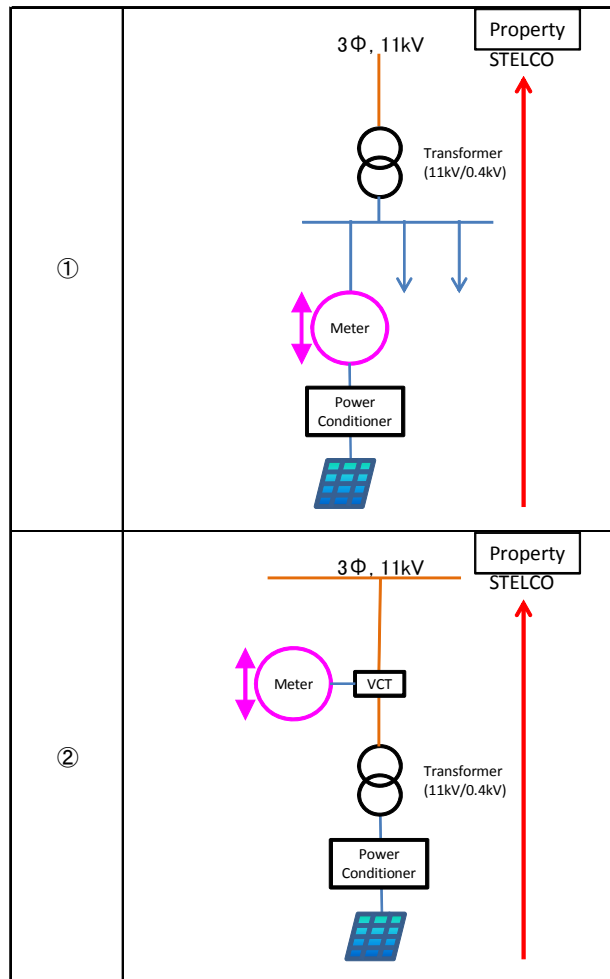


図 4.13- 1 連系 PV システムの計量方法イメージ図 (STELCO 導入時)

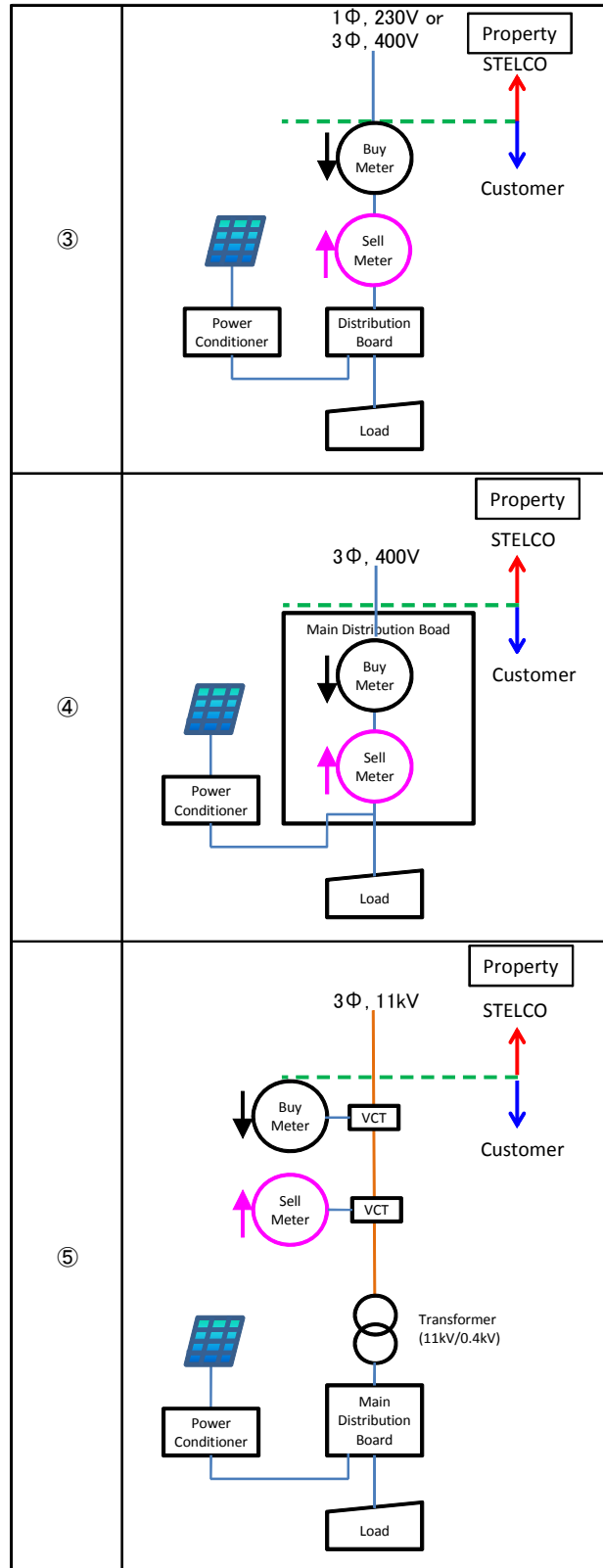


図 4.13- 2 連系 PV システムの計量方法イメージ図 (STELCO 以外導入時)

4.14 既存建築物に関する法制度（建築法など）

本導入計画で考えられている太陽光発電パネルは、既存建物の屋上または屋根に設置する形態で計画されている。これは、建築物の密集度の高いマレ島と、大規模開発計画が進行中のフルマレ島においては、日陰の影響、コスト、メンテナンスの容易性などを総合的に判断して最適な方法と考えられる。「モ」国の一般的な屋上仕上げ仕様としては、建築物の主要構造物が RC 造（鉄筋コンクリート構造）、S 造（鉄骨構造）のいずれの場合も、勾配屋根の鋼板葺きとなっている。また、屋上を広場として利用している場合は、RC 床に防水仕様である。「モ」国における建築法は、2008 年 8 月にビルディングコードが制定されて大枠としての性能規定が整備され、2009 年 6 月にはビルディングアクトのファーストドラフトが発表された。現在パブリックコメントを募集のうえ制定にむけ調整中である。新築、改築工事を行う際は、所管する住宅・交通・環境省（MHTE）の Engineering section が、申請された建築物を個別に審査し、許可を与えて建設している。審査をする上で基本となる諸規準は、ニュージーランド、英国の諸規準が摘要されている。構造物の安全性を証明する計算は、工学的に説明がつく内容であれば、いずれの国の規準で行っても問題はない。太陽光発電パネル及び支持部材の設計を行う際の一般的な仮定荷重としては、恒久的に作用する固定荷重と自然外力である風荷重、地震荷重、積雪荷重などであるが、「モ」国においては、過去に地震による災害（津波被害を除く）は発生しておらず、設計上、地震荷重は考慮しなくてもよいことを上記機関（MHTE の Engineering section）に確認した。

表 4.14- 1 太陽光発電パネルを設置する場合に仮定する荷重

番号	荷重種類	内容
1	固定荷重	PV モジュールの質量と、支持物などの質量の総和
2	風荷重	PV モジュールに加わる風荷重（モンスーンによる強風も考慮する）と、架台など支持物に加わる荷重のベクトル和
3	積雪荷重	PV モジュール面の垂直積雪荷重（本調査では考慮しない）
4	地震荷重	支持物に加わる水平地震力（鋼構造架台ではこの地震荷重は、一般的に風荷重より小さい、本調査では考慮しない）

出所：調査団による

4.15 建造物構造解析、建造物補強の概念設計

関連各省庁から提案されたポテンシャルサイトにつき、現地調査、既存設計図書調査を行い、日射障害、発電容量、補強改修の容易性、広報効果などを考慮して推奨される施設、建築物につきパネル支持方法のタイプ分けを行い、取り付け方法の検討を行った。基本的には鋼板屋根取り付けの場合下地母屋材に支持する形式とし、屋上広場、地上置きの場合は鉄骨フレームにて支持架台を構築し RC 基礎で支持する形式とする。建造物構造解析は、発電容量などから設定される太陽光パネルを、設置計画屋根に配置し、このパネル重量が積載された場合に既存の建造物にどのような影響を与えるかを、数量的に求めるものである。まずは既存設計図書により、屋根材、屋根材支持方法、支持部材の断面性能などを把握する。次に屋根材支持方法に沿った構造モデルを構築し、パネル重量を考慮した応力解析を行い、ここで発生した応力が支持部材の許容耐力以下にあるか否かの判定を行う。

上記判定により許容耐力を超える応力となる建造物については、その形状、取り合いなどの細部を既存設計図書および現地調査により再確認を行い、鉄板巻き、特殊繊維シート補強、座屈止め材追加補強など施工可能な補強方法を策定のうえで、補強工事数量、補強工事工期、補強工事金額などを把握する。

表 4.15- 1 太陽光発電パネル支持形式および検討内容・検討結果

No	サイト名	支持形式 (設置床)	検討内容	検討結果
マレ島				
1	STELCO Building	S 架台(屋上 RC)	S 架台検討、床取り付け方法 検討	S 架台、屋上床 基礎施工
2	STELCO Power House	母屋取り付け (屋 根)	なし (排熱の影響有)	-----
3	Dharubaaruge	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	既存設計図書不明 (不可)
4	Velaanaage (Govt. Office)	不明(工事中)	なし	-----
5	Giyaasudheen School	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	屋根材改修工事 補強なし
6	Kalaafaanu School	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	屋根材改修工事 補強なし
7	Maldives Center for Social Education	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	屋根材改修工事 補強なし
8	Thaajuddeen School	母屋取り付け (屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	屋根材改修工事 補強なし
9	New Secondary School for Girls	母屋取り付け (屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	補強なし
10	Indhira Gandhi Memorial Hospital (IGMH)	母屋取り付け(屋根) S 架台(屋上 RC)	なし (改修計画有)	-----
11	Faculty of Engineering	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	取付けが特殊、 既存設計図書不明 (不可)
12	National Stadium	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討、主要部材検討	既存設計図書不明 (不可)
13	Majeedhiya School	母屋取り付け(屋根)	なし (日射障害大)	-----
14	Dharumavantha School	母屋取り付け(屋根)	なし (日射障害大)	-----
15	Fen Building	S 架台(屋上 RC)	なし (設計図書の閲覧を拒否 された)	-----

16	Water Tank (MWSC)	S 架台(屋上 RC)	なし (改修計画有)	-----
17	Faculty Education	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	既存設計図書不明 (不可)
18	Sports Grounds	S 架台(RC 基礎)	なし (施設管理に難あり)	-----
19	Male' South West Harbour Parking	母屋取り付け(屋根)	なし (半民、半官の施設)	-----
20	Grand Friday Mosque	母屋取り付け(屋根)	なし (塔、ドームの影の影響 大)	-----
21	Jumhooree Maidhan	S 架台(RC 基礎)	S 架台検討、RC 基礎検討、デ ザイン検討	関係省庁の合意 が難しい (不可)
22	President's Office	母屋取り付け(屋根)	母屋材検討、パネル取り付け 検討	屋根材改修工事 補強なし
フルマレ島				
1	Lale International School	母屋取り付け(屋根) S 架台(屋上 RC)	なし (民間施設)	-----
2	Hulhumale Hospital	母屋取り付け(屋根)	なし (電力供給が十分)	-----
3	Ghaazee School	母屋取り付け(屋根)	なし (屋根が脆弱)	-----
4	HDC	母屋取り付け(屋根)	なし (屋根形状特殊で、取付 けに難有)	-----
5	Housing Flats	母屋取り付け(屋根)	なし (住民の合意が難しい)	-----

出所：調査団による

4.16 連系 PV システム導入のための概算事業費

4.16.1 積算条件

概算事業費は、2008年12月から2009年5月までの6ヶ月平均値1米ドル=95.69円の為替レートに基づき積算した。概算事業費の内訳は以下の通りである。

表 4.16.1-1 概算事業費の積算条件

内 容	積算条件
(1) 機材調達費	機材費、輸送費、据付工事費(既存構造物補強工事等)、調達管理費等
(2) エンジニアリング・サービス	コンサルタント費

4.16.2 概算事業費

連系 PV システムの導入に係わる概算事業費は、1kW 当り約 195 万円 (20,380 US\$/kW) となる。

表 4.16.2-1 概算事業費の内訳(日本調達)

項目	日本円(千円)/kW	構成比
(1) 機材費	1,335	68.5%
(2) 輸送梱包費	52	2.7%
(3) 据付工事費等	426	21.8%
(4) 調達管理費	33	1.7%
(5) エンジニアリング・サービス	104	5.3%
合 計	1,950	100%

新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」によると、2010年での発電コストは23円/kWhと想定されており、これが2020年には14円/kWhまで低下することが予想されている。また、同ロードマップでは、モジュール製造コストについても開発目標を2010年で100円/kW、2020年で75円/kW、2030年で50円以下/kWと設定している。

第5章にて詳述する、経済・財務的フィージビリティ調査の結果を踏まえ、2020年までの連系PVシステムの導入目標量は、表4.8-3に示すとおり3,000kWとなる。PVシステム価格見通しを考慮した各年次の事業費は表4.16.2-2に示すとおりであり、概算事業費は合計で約56.4百万USDである。

表 4.16.2-2 連系 PV システム導入量と事業費

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,000
事業費 (百万US\$)		6.1	6.0	5.9	5.8	5.7	5.6	5.5	5.4	5.3	5.2		56.4

出所：調査団作成

4.17 環境社会配慮の検討

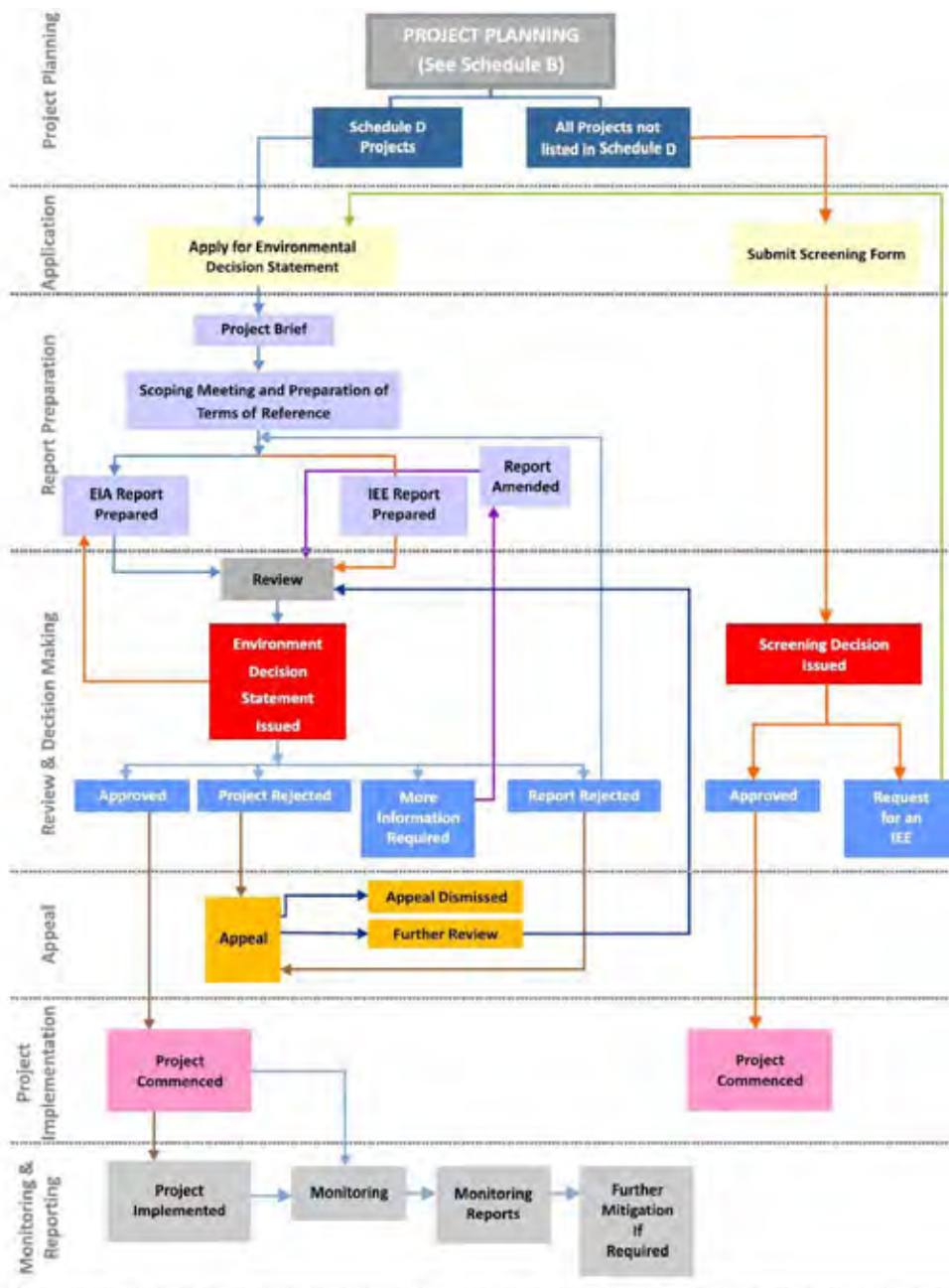
4.17.1 「モ」国における環境社会配慮制度

「モ」国の環境社会配慮に関する法制度としては、「環境保護・保全法 (Environment Protection and Preservation Act 1993)」の第5条に従い、旧環境・エネルギー・水省 (MEEW) にて「環境影響評価規制 (EIA Regulations 2007)」が制定されている。同規制によると、以下の事業については環境影響評価 (Environmental Impact Assessment: EIA) が必要とされている。

- (1) 新規もしくは大規模な追加リゾート開発事業
- (2) 水産養殖・加工施設、人口環礁開発事業
- (3) 農業、畜産、大規模な森林伐採事業
- (4) 港湾建設、浚渫、埋立て、護岸事業
- (5) 幹線道路建設事業
- (6) 空港・ヘリポート・水上飛行機用ハブ建設事業
- (7) 大規模な住宅開発、工場建設事業
- (8) 焼却炉、ごみ廃棄場、大規模な廃棄物貯蔵・分離施設
- (9) 瓶詰工場、上下水道事業
- (10) 発電所、石油・ガス等燃料処理・精製施設建設事業
- (11) 海水淡水化施設、病院建設事業

上記の通り、発電所建設については EIA 調査が必要とされているが、これはディーゼル発電所を前提としているため、連系 PV システムが EIA (もしくは初期環境調査 (IEE)) の対象となるか否かは、各事業の計画段階で環境保護局 (Environmental Protection Agency : EPA) に規定書式 (Development Proposal Screening Form) を提出し、スクリーニング審査を受ける必要がある。スクリーニング結果は、審査受付から 10 日以内に事業提案者に通知され、EIA もしくは IEE が必要と判断された場合には、事業提案者は所定の EIA/IEE 申請書 (フォーム C2) と Project Brief を EPA に提出し、環境決定文書 (Environmental Decision Statement) の申請手続きを開始する。上記申請文書の受領により、EPA ではスコーピング・ミーティングを開催し、事業実施に関係する省庁の代表者を含めて、提案事業より想定される環境影響について協議・確認する。スコーピング・ミーティングの開催後、事業提案者は EIA もしくは IEE にて調査すべき事項 (TOR) を EPA に提出し、EPA から承認を得た後に、EIA もしくは IEE の報告書を TOR に従い作成する。同調査報告書は、MHTE 省内、外部の審査員による審査を経た後に、環境決定文書により以下のいずれかの結果が事業提案者に通知される。上記の EIA もしくは IEE に関する審査、承認までの作業フローを図 4.17.1-1 に示す。EPA に提出が求められる全ての書類は、「モ」国でライセンスを持つ EIA コンサルタントにより作成される必要がある。

- ① 事業申請の承認
- ② 提出された報告書の内容について、再調査もしくは追加情報提供の依頼
- ③ EIA もしくは IEE 報告書内容の不備による却下
- ④ 事業実施により環境に基大な影響を及ぼす可能性があるため、事業申請を却下



出所：”EIA Regulations 2007” MHTE

図 4.17.1-1 環境影響評価（もしくは初期環境影響評価）の審査プロセス

4.17.2 環境社会配慮に関係する機関

環境影響評価に関する規制、監督・行政業務はMHTEの環境部にて実施しているが、個別事業のEIAもしくはIEEに関する審査、承認に関する実務は環境保護局（Environmental Protection Agency : EPA）にて実施している。EPAには2009年6月現在78名の職員が在籍し、環境分野（バイオテクノロジー、生物多様性、水衛生、海洋衛生、沿岸域管理など）に関する研究・教育や啓蒙普及活動についても実施している。

4.17.3 パイロットプロジェクト実施のための環境社会配慮

(1) スクリーニング審査の過程と結果

「環境影響評価規制 (EIA Regulations 2007)」によると、事業提案者はスクリーニング過程において、環境影響を及ぼす可能性のあるコンポーネントについて、影響なし、有益な影響あり、悪影響ありの3段階で評価することが求められている。調査団が MHTE との協議を踏まえて作成した、パイロットプロジェクトのスクリーニング結果を表 4.17.3-1 に示す。

表 4.17.3-1 パイロットプロジェクトのスクリーニング

Environmental Components	No impact	Beneficial impact	Adverse impact
Seabed	○		
(Sea) water quality	○		
Fish stocks	○		
Coral reefs	○		
Sea grass beds	○		
Beaches	○		
Mangroves and wetlands	○		
Protected area	○		
Terrestrial vegetation	○		
Introduction of exotic species	○		
Habitat change	○		
Air quality		○	
Groundwater quality	○		
Groundwater availability	○		
Noise levels		○	
Public wellbeing	○		
Public health		○	
Public safety	○		
Public transport	○		
Employment opportunities		○	
Economic Status		○	
Public views			○

出所：“EIA Regulations 2007” MHTE に調査団にて追記

本事業の実施により、昼間のピーク負荷時間帯において、マレ島発電所のディーゼル発電設備運転による発電電力量を削減することができ、発電所から排出される窒素酸化物 (NOx)、硫黄酸化物 (SOx) 等の大気汚染物質、並びに温室効果ガス (二酸化炭素 (CO₂)) の排出削減が可能となる。また、マレ島発電所は住宅地、学校に近接しているため、現状では発電所内のラジエーター、吸気・排気サイレンサーからの騒音、発電設備の運転による振動が深刻な環境問題となっている。ディーゼル発電設備の運転削減により、こうした騒音・振動による環境影響についても軽減されることが期待される。その他の間接効果として、事業実施による現地作業員などの雇用機会増大、新規産業の創出による経済的波及効果などのベネフィットが想定される。

パイロットプロジェクトの実施を想定し、MHTE のエネルギー課では事業提案者として、所定のスクリーニング・フォームを EPA に提出した。EPA によるスクリーニングの結果、MHTE に対して 2009 年 6 月 1 日付け文書にて通知が発出され、プロジェクトは重大な環境影響を及ぼさず、IEE が必要とならないことがスクリーニング審査結果として確認された。

(2) 廃棄蓄電池の処理・リサイクル

現状では、パイロットプロジェクトとして候補に挙げられているサイトについては、蓄電池を導入する自立運転切替ありのシステムは計画されていないため、使用完了後の廃棄蓄電池の処理・リサイクルに関する環境影響は想定されない。しかしながら、今後病院など高信頼度の電力供給が要求される施設に、自立運転切替ありの連系 PV システムを導入する場合には、廃棄蓄電池の処理方法に関して十分に留意する必要がある。「モ」国では、自動車用のカー・バッテリーについても、商業ベースで蓄電池のリサイクルシステムが確立していないことから、太陽光発電専用のシール型、バルブ制御型鉛蓄電池についても、国内で適切な処理業者に処理を委託することは現実的に困難である。このため、現時点で想定される手段としては、廃棄蓄電池を発電所の資機材倉庫にて適切に保管し、ある程度の保管数量が蓄積された段階で、インド、スリランカ等、近隣諸国のリサイクル業者へ託送することが考えられる。

ただし、リサイクル又は最終処分为目的で輸出入される使用済廃棄蓄電池は、有害廃棄物の国境を越える移動及びその処分に関するバーゼル条約、及び特定有害廃棄物等の輸出入等の規制に関する法律によって輸出入が規制されている。1992年4月にバーゼル条約に加盟した「モ」国では、リサイクル目的で廃棄蓄電池を輸出する場合、輸入国等に規制対象物を輸出する旨を通告し、輸入国等からの同意回答がない限り、輸出を許可することができない。このため、環境保護局（EPA）では包括的な「Solid Waste Management Regulation」を現在作成中であり、廃棄蓄電池の処理方法についても、今後検討するとのことであった。過去の太陽光発電プロジェクトでは、マーシャル諸島において廃棄蓄電池を分解して再生鉛を漁業用の錘として再利用し、電解液である希硫酸は重曹により中和することをカウンターパートへ技術移転した経緯があり、調査団から同処理方法について説明を行った。

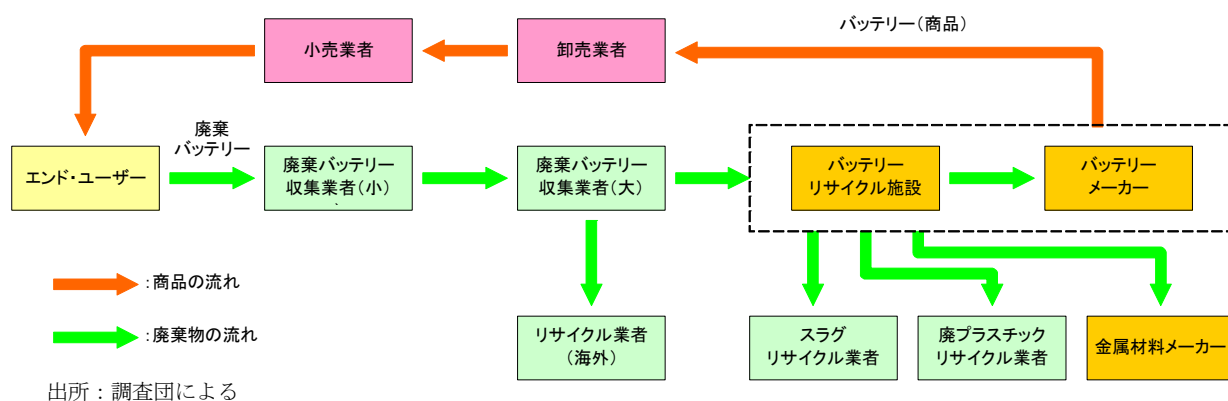


図 4.17.3-1 想定される蓄電池のリサイクルシステム

(3) 視認障害

空港島に近接したフルマレ島に PV システムを設置する場合、PV パネルの設置方位、角度によっては、PV パネルによる太陽光の反射により、飛行機を操縦するパイロットの視認障害となる可能性があり、以下の点を考慮する必要がある。

- 空港滑走路への進入角度
- PV パネルの設置場所、傾斜角及び方位
- 設置地点における季節毎の太陽高度

「モ」国の航空管制に関する規制を、航空・通信省（Ministry of Civil Aviation and Communication）に確認したところ、本調査にて提案されている連系 PV システムについては、その設置場所が以下の規制対象となる範囲、高さに入らないことから、特段の対策（防眩型 PV モジュールの採用等）は必要ない事が確認された。

① 設置場所

滑走路の中心線から両側に 2 度の範囲に入っていれば、以下の高さ規制を受けるとともに、グレアによりパイロットが操縦に影響を受けないか、詳細検討を要する。

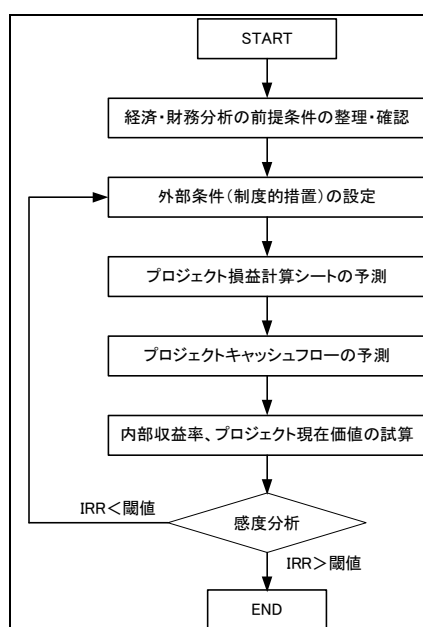
② 高さ

上記①の規制を受ける範囲については、滑走路からの水平距離に応じた、建築物等の高さ制限を設定している。具体的には、滑走路からの水平距離 7m に対して、約 1m の高さの建築物まで許容される。

第 5 章 経済・財務的フェージビリティ調査

5.1 連系 PV システム導入のための経済・財務分析手法

本調査では連系 PV システムの普及拡大に必要な制度的措置を確認することが目的の 1 つであるため、経済財務分析においては所与の制度的措置（余剰買取制度、補助金、基金等）による条件を変化させた場合の感度分析を経て、経済・財務的に実現可能性の高い設定条件を検証する。分析のフローは図 5.1-1 に示すとおりであり、経済・財務分析の基礎となる前提条件の整理・確認を行ったうえで、連系 PV システムの普及拡大に向けた各種制度的措置実施のための条件を設定し、それぞれのケースに関してのキャッシュフローを予測する。キャッシュフローの予測結果にもとづき内部収益率およびプロジェクトの純現在価値を算出し、いくつかの指標の数値を変動させた場合の感度分析を行う。最終的な結果を連系 PV システムの普及拡大に適切な制度的措置に関する考察にフィードバックする。



出所：調査団による

図 5.1-1 経済財務分析のフロー

5.2 前提条件の設定

5.2.1 システム、運営および維持管理に関する条件

分析に使用するシステム、運営および維持管理に関する前提条件は以下のとおりである。これらの条件は各タイプに共通して適用する。使用する価格は 2009 年 5 月時点のものである。

PV システム

PV システム費用	: US\$ 20,380/kW（建築工事費、据付工事費、設計監理費等含む）
輸入関税	: 資機材価格に対して 25%

運転および維持管理

ディーゼル燃料価格	: US\$ 0.63/ℓ (STO 価格 MRf 8.1/ℓ)
潤滑油価格	: US\$ 2.28/ℓ
1kWh の発電に要するディーゼル燃料	: マレ 0.26ℓ/kWh、フルマレ 0.28ℓ/kWh
1kWh の発電に要する潤滑油	: 0.001ℓ/kWh (マレ・フルマレ共通)
ディーゼル発電の維持管理費	: US\$ 0.034/kWh (マレ・フルマレ共通)
PV システムの維持管理費	: US\$ 0.004/kWh (マレ・フルマレ共通)
PV システム主要部分の耐用年数	: PV パネル 30 年、その他 15 年

電力消費

総発電量に対する消費量	: 94%
マレ島およびフルマレ島での電力消費の割合	: 75%
マレ島およびフルマレ島での消費家別電力消費の割合	
一般家庭	: 45%
商業	: 35%
政府・学校	: 20%

一般管理費 : US\$ 0.039/kWh

為替レート : US\$ 1.00 = ¥95.69 = MRf 12.8 (2009 年 5 月末)

「モ」国における連系 PV システムの普及に関しては、STELCO による目標容量の導入が主体となることが考えられるが、STELCO が今後民営化されることを考慮すると、STELCO は赤字補填を目的とする政府からの補助金を利用することができなくなる。したがって、初期投資に対する負担を軽減させる支援策が必要となる。また、導入促進には民間セクターの活用も考えられることから、STELCO 単独により目標容量を導入するケース、STELCO および民間によって目標容量を導入するケースそれぞれについて分析する。

第 4 章において示されたマレおよびフルマレにおける導入可能量 13.49MW は、技術的検討から算出された設置可能量の上限値であり、初期投資費用だけで 253.7 百万 US\$ (3,247 百万 MRf) となる。これは 2008 年度の中央政府歳出の約 3 分の 1 に相当する金額であり、開発支出の総額をも上回っている。STELCO は 3 期連続で経常赤字であり、「モ」国中央政府の財務的な制約もあることから、財務分析を通じて、施策・制度の検討に必要な数値を算出し、実施可能なレベルでの導入量を検討する必要がある。したがって、13.49MW、6MW、3MW の 3 つのケースについての分析を行い、「モ」国における最適な設置容量を検討する。

上記前提条件をもとに算出した発電量、電力消費量、燃油等消費量および削減量は表 5.2.1-1 のとおりである。

表 5.2.1-1 発電量・電力消費量・燃油等消費量 (2009 - 2020)

(1) 設置容量 13.49MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
【連系PVシステムを導入した電力供給】												
PVシステム												
PV導入量 (kW)			1,340	2,690	4,040	5,390	6,740	8,090	9,440	10,790	12,140	13,490
PV発電量 (kWh)			1,620,663	3,253,420	4,886,178	6,518,935	8,151,693	9,784,450	11,417,207	13,049,965	14,682,722	16,315,480
PV導入時のディーゼル発電量 (kWh)	247,683,310	266,305,690	285,004,207	303,308,850	322,560,872	343,000,655	364,903,927	388,631,260	414,620,993	443,431,655	475,741,968	512,400,330
燃油等消費量 (t)												
ディーゼル	64,606,791	69,499,373	74,421,975	79,257,482	84,358,114	89,791,319	95,634,301	101,988,020	108,975,352	116,752,403	125,509,357	135,483,764
潤滑油	247,683	266,306	285,004	303,309	322,561	343,001	364,904	388,631	414,621	443,432	475,742	512,400
燃油等削減量 (t)												
ディーゼル			423,307	850,001	1,276,695	1,703,389	2,130,083	2,556,777	2,983,471	3,410,165	3,836,859	4,263,553
潤滑油			1,621	3,253	4,886	6,519	8,152	9,784	11,417	13,050	14,683	16,315

(2) 設置容量 6MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
【連系PVシステムを導入した電力供給】												
PVシステム												
PV導入量 (kW)			599	1,198	1,797	2,396	2,995	3,596	4,197	4,798	5,399	6,000
PV発電量 (kWh)			724,461	1,448,921	2,173,382	2,897,842	3,622,303	4,349,182	5,076,061	5,802,941	6,529,820	7,256,700
PV導入時のディーゼル発電量 (kWh)	247,683,310	266,305,690	285,900,409	305,113,349	325,273,668	346,621,748	369,433,317	394,066,528	420,962,139	450,678,679	483,894,870	521,459,110
燃油等消費量 (t)												
ディーゼル	64,606,791	69,499,373	74,655,907	79,728,732	85,066,682	90,737,206	96,817,506	103,407,890	110,631,887	118,645,604	127,639,222	137,850,295
潤滑油	247,683	266,306	285,900	305,113	325,274	346,622	369,433	394,067	420,962	450,679	483,895	521,459
燃油等削減量 (t)												
ディーゼル			189,376	378,751	568,127	757,503	946,878	1,136,907	1,326,936	1,516,965	1,706,993	1,897,022
潤滑油			724	1,449	2,173	2,898	3,622	4,349	5,076	5,803	6,530	7,257

(3) 設置容量 3MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
【連系PVシステムを導入した電力供給】												
PVシステム												
PV導入量 (kW)			300	600	900	1,200	1,500	1,800	2,100	2,400	2,700	3,000
PV発電量 (kWh)			362,835	725,670	1,088,505	1,451,340	1,814,175	2,177,010	2,539,845	2,902,680	3,265,515	3,628,350
PV導入時のディーゼル 発電量 (kWh)	247,683,310	266,305,690	286,262,035	305,836,600	326,358,545	348,068,250	371,241,445	396,238,700	423,498,355	453,578,940	487,159,175	525,087,460
燃油等消費量 (ℓ)												
ディーゼル	64,606,791	69,499,373	74,750,462	79,917,842	85,350,347	91,115,425	97,290,280	103,975,872	111,295,077	119,404,001	128,492,828	138,799,108
潤滑油	247,683	266,306	286,262	305,837	326,359	348,068	371,241	396,239	423,498	453,579	487,159	525,087
燃油等削減量 (ℓ)												
ディーゼル			94,821	189,642	284,463	379,284	474,104	568,925	663,746	758,567	853,388	948,209
潤滑油			363	726	1,089	1,451	1,814	2,177	2,540	2,903	3,266	3,628

出所：調査団作成

なお、STELCO および民間により導入するケースについては、2011 年から 2014 年までの最初の 5 年間は STELCO によって導入を進め、2015 年以降は各年次の目標容量の 3 分の 1 について民間による導入も進められることを想定する。それぞれのケースでの導入容量および発電量は表 5.2.1-2 のとおりである。

表 5.2.1-2 実施主体別導入量・発電量 (2011 - 2020)

a. STELCO 単独での導入

(1) 設置容量 13.49MW

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
導入量 (kW)	各年	1,340	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350
	累計	1,340	2,690	4,040	5,390	6,740	8,090	9,440	10,790	12,140	13,490
発電量 (kWh)		1,620,663	3,253,420	4,886,178	6,518,935	8,151,693	9,784,450	11,417,207	13,049,965	14,682,722	16,315,480

(2) 設置容量 6MW

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
導入量 (kW)	各年	599	599	599	599	599	601	601	601	601	601
	累計	599	1,198	1,797	2,396	2,995	3,596	4,197	4,798	5,399	6,000
発電量 (kWh)		724,461	1,448,921	2,173,382	2,897,842	3,622,303	4,349,182	5,076,061	5,802,941	6,529,820	7,256,700

(3) 設置容量 3MW

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
導入量 (kW)	各年	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	累計	300	600	900	1,200	1,500	1,800	2,100	2,400	2,700	3,000
発電量 (kWh)		362,835	725,670	1,088,505	1,451,340	1,814,175	2,177,010	2,539,845	2,902,680	3,265,515	3,628,350

b. STELCO および民間での導入

(1) 設置容量 13.49MW

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(1) STELCOによる導入分											
導入量 (kW)	各年	1,340	1,350	1,350	1,350	900	900	900	900	900	900
	累計	1,340	2,690	4,040	5,390	6,290	7,190	8,090	8,990	9,890	10,790
発電量 (kWh)		1,620,663	3,253,420	4,886,178	6,518,935	5,434,462	6,522,967	7,611,472	8,699,977	9,788,481	10,876,986
(2) 民間による導入分											
導入量 (kW)	各年	0	0	0	0	450	450	450	450	450	450
	累計	0	0	0	0	450	900	1,350	1,800	2,250	2,700
発電量 (kWh)		0	0	0	0	2,717,231	3,261,483	3,805,736	4,349,988	4,894,241	5,438,493

(2) 設置容量 6MW

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(1) STELCOによる導入分											
導入量 (kW)	各年	599	599	599	599	399	401	401	401	401	401
	累計	599	1,198	1,797	2,396	2,795	3,196	3,597	3,997	4,398	4,799
発電量 (kWh)		724,461	1,448,921	2,173,382	2,897,842	2,414,868	2,899,455	3,384,041	3,868,627	4,353,213	4,837,800
(2) 民間による導入分											
導入量 (kW)	各年	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200
	累計	0	0	0	0	200	400	600	801	1,001	1,201
発電量 (kWh)		0	0	0	0	1,207,434	1,449,727	1,692,020	1,934,314	2,176,607	2,418,900

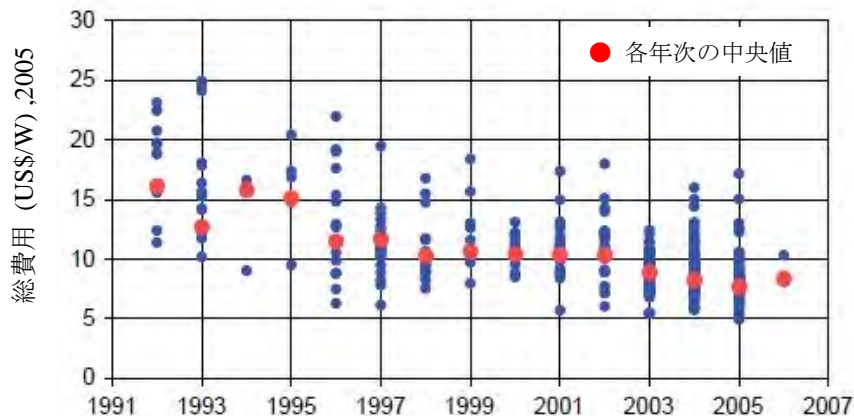
(3) 設置容量 3MW

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(1) STELCOによる導入分											
導入量 (kW)	各年	300	300	300	300	200	200	200	200	200	200
	累計	300	600	900	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400
発電量 (kWh)		362,835	725,670	1,088,505	1,451,340	1,209,450	1,451,340	1,693,230	1,935,120	2,177,010	2,418,900
(2) 民間による導入分											
導入量 (kW)	各年	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
	累計	0	0	0	0	100	200	300	400	500	600
発電量 (kWh)		0	0	0	0	604,725	725,670	846,615	967,560	1,088,505	1,209,450

出所：調査団作成

5.2.2 連系 PV システムの価格予測

連系 PV システムのこれまでの世界的な価格変動に関しては、国際エネルギー機関（IEA）が、日本や欧州、北米などを含む 11 カ国における連系 PV システムの費用とパフォーマンスに関する調査「Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies」を実施している。この調査結果によると、各年次の連系 PV システムの費用の中央値は必ずしも線形のトレンドを示しているわけではないが、1992 年には US\$ 16/W だったものが、2006 年には US\$ 8/W になっており、全体的には低下傾向にある。（図 5.2.2-1 参照）。

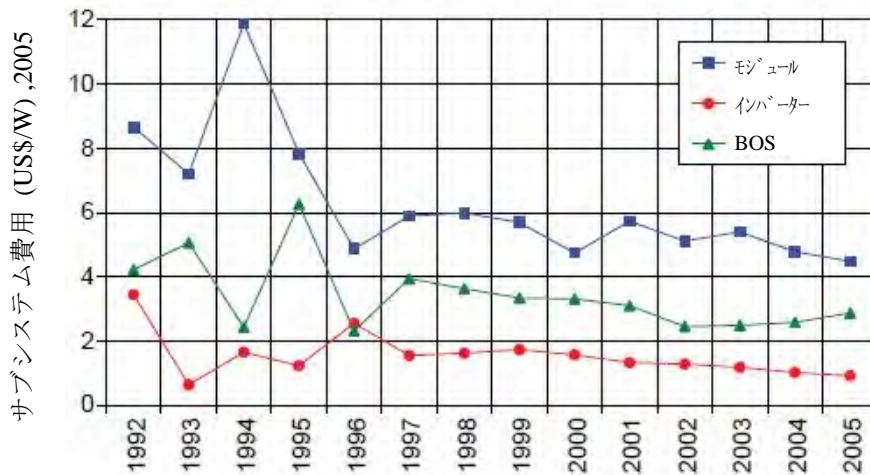


注：分析対象の施設の容量、73%が 10kW 以下、24%が 10kW 以上 100kW 以下、4%が 100kW 以上

出所：International Energy Agency, “Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies”, 2007

図 5.2.2- 1 連系 PV システムの総費用の推移

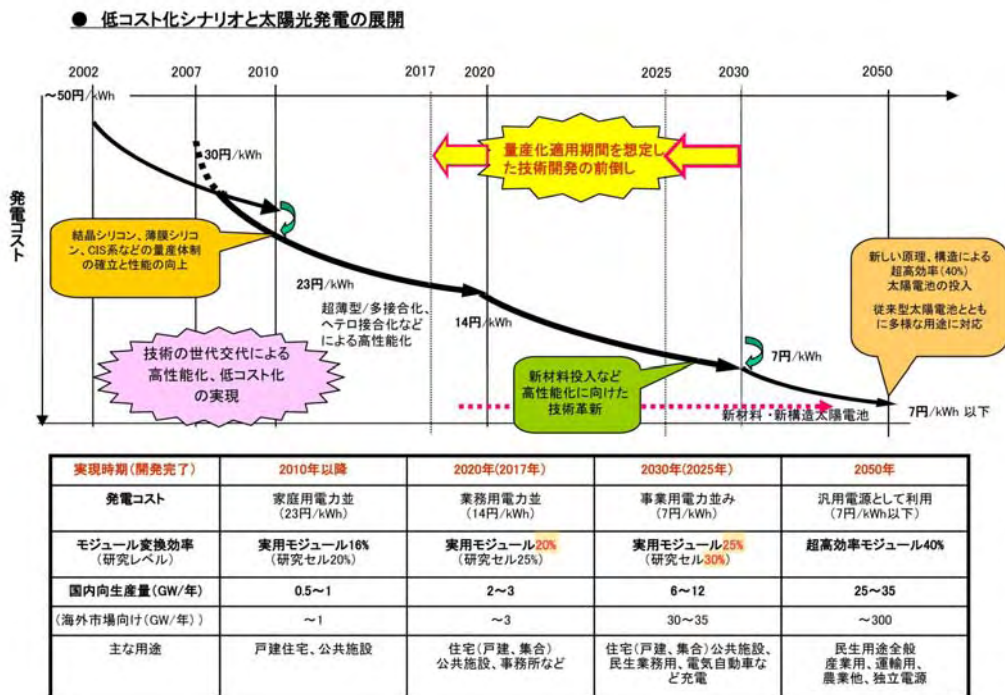
図 5.2.2-2 はサブシステムの費用の推移を示したものである。モジュール、インバーターなどすべてのコンポーネントに関して価格が低下していることから、システム価格低下の要因は、システムを構成する各コンポーネントの価格低下によるものであるということが報告されている。



出所：International Energy Agency, “Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies”, 2007

図 5.2.2- 2 連系 PV システムのサブシステム費用の推移

一方、今後の PV システムの価格変動に関する見通しについては、NEDO の「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」において示されている。これによると、2010 年での発電コストは 23 円/kWh と想定されており、これが 2020 年には 14 円/kWh まで低下することが予想されている (図 5.2.2-3 参照)。また、同ロードマップでは、モジュール製造コストについても開発目標を 2010 年で 100 円/W、2020 年で 75 円/W、2030 年で 50 円以下/W と設定している。



出所：新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」

図 5.2.2- 3 ロードマップでの PV システムの経済性改善のシナリオ

このロードマップの予想シナリオにもとづけば、2010年から2020年までの年平均発電コスト低下率は約3.9%、モジュール製造コストの年平均低下率は2.5%となる。したがって、本調査においてもPVシステム価格の低減率を年平均2.5%として、プロジェクト期間にわたるPVシステムの設置費用を算出する。表5.2.2-1はこの前提に基づいて算出した2020年までのPVシステム単価の見通しを示したものである。

表 5.2.2- 1 PVシステム単価の見通し

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ロードマップ単価 (USD/W)		1.05	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.78
PVシステム単価 (USD million/MW)		20.4	20.0	19.7	19.3	19.0	18.6	18.3	17.9	17.6	17.2	16.9

出所：新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」をもとに調査団作成

このシステム単価（US\$ 20,380/kW）および単価見通しをもとに算出した連系PVシステムの導入コストは表5.2.2-2に示すとおりである。2011年からシステムの運用を始めるとすると、事業費は2010年から2019年までの10年で発生し、STELCO単独での導入の場合、導入量13.49MW、6MW、3MWに対して事業費はそれぞれ253.7百万US\$、112.8百万US\$、56.4百万US\$である。また、STELCOおよび民間での導入の場合、STELCOにより実施される導入量は10.79MW、4.8MW、2.4MWとなり、その事業費はそれぞれ204.8百万US\$、91.1百万US\$、45.6百万US\$である。

表 5.2.2- 2 導入量と事業費

a. STELCO 単独での導入

(1) 13.49MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			1,340	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	13,490
事業費 (百万US\$)		27.3	27.0	26.6	26.1	25.6	25.2	24.7	24.2	23.7	23.3		253.7

(2) 6MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			599	599	599	599	599	601	601	601	601	601	6,000
事業費 (百万US\$)		12.2	12.0	11.8	11.6	11.4	11.2	11.0	10.8	10.6	10.4		112.8

(3) 3MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,000
事業費 (百万US\$)		6.1	6.0	5.9	5.8	5.7	5.6	5.5	5.4	5.3	5.2		56.4

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分

(1) 10.79MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			1,340	1,350	1,350	1,350	900	900	900	900	900	900	10,790
事業費 (百万US\$)		27.3	27.0	26.6	26.1	17.1	16.8	16.5	16.1	15.8	15.5		204.8

(2) 4.8MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			599	599	599	599	399	401	401	401	401	401	4,799
事業費 (百万US\$)		12.2	12.0	11.8	11.6	7.6	7.5	7.3	7.2	7.0	6.9		91.1

(3) 2.4MW

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
導入量 (kW)			300	300	300	300	200	200	200	200	200	200	2,400
事業費 (百万US\$)		6.1	6.0	5.9	5.8	3.8	3.7	3.7	3.6	3.5	3.4		45.6

出所：調査団作成

5.3 財務分析

5.3.1 前提条件

(1) 事業年数

事業年数は2010年から2034年までの25年間とする。

(2) 費用

連系PVシステムの導入の財務費用は、投資費用、入れ替え費用、運転・維持管理費用、輸入関税である。費用算出のための前提条件は5.2項に示したとおりであり、システム費はNEDOのロードマップでのPVシステムの経済性改善のシナリオに沿って、毎年低減していくものと仮定する。また、「モ」国には法人税に該当する課税制度は2009年5月の時点では実施されていないが、2010年からの施行が予定されており、最高税率が収益に対する15%に設定されている。しかし、STELCOに対する法人税の課税の方向性は明らかでないため、本調査においては現行のまま法人税は課されないという条件で財務分析を行う。また、STELCOおよび民間で連系PVシステムの導入を進める場合、民間により設置されたPVシステムからの電力買い取りは、需要抑制の観点から余剰電力のみとする（施策の詳細については第8章8.2.3節参照）。余剰電力量はPVシステム発電分の20%とし、買取価格は2006年および2007年の発電原価の平均値であるMRf 3/kWhとする¹。この場合、PVシステムによって発電された電力の一部は自家消費に回ることになる。STELCOにとっては、この自家消費分に相当する電力量の供給を行う必要がなくなることから、その分の運転・維持管理費用をマイナスの費用とする。

(3) 収入

連系PVシステムの導入による財務便益は、消費者からの料金収入およびディーゼル発電によって同量の電力を発電するのに要する燃料費節減分である。料金収入に関しては、マレ島およびフルマレ島における2005年7月から2009年10月まで適用されていた料金体系での平均料金はUS\$ 0.22 (MRf 2.87)であったが、2009年11月からの料金改定により平均で23%増になる。したがって、US\$ 0.28 (MRf 3.52)を1kWh当たりの単価と設定する。連系PVシステムの導入によって削減される燃料等の単価については、ディーゼル燃料は2009年7月末時点のSTO

¹ 買取価格は発電原価と同等もしくはそれ以下であることがSTELCOとしては望ましい。発電原価はその年のディーゼル価格に左右されるが、2009年のディーゼル価格帯が2006年および2007年とほぼ同じであるため、2年間の平均値を採用した。

価格、潤滑油は直近3カ年の1kWh当たりの平均価格を単価として適用する。また、STELCOおよび民間で連系PVシステムの導入を進める場合、民間により設置されたPVシステムからの余剰電力分をSTELCOが買い取ることを前提としている。したがって、余剰電力買取料金がマイナスの収入となる。さらに、自家消費はSTELCOにとって売上の減少となるため、自家消費量分がマイナスの収入となる。

(4) 実施可能性の評価

実施可能性の評価には財務的内部収益率（FIRR）を使用する。割引率は12%とする。

5.3.2 分析結果

表5.3.2-1はSTELCOが独自財源で連系PVシステムを導入すると仮定した場合のキャッシュフローを示したものである。2019年のシステム設置完了以降は便益が費用を上回っているが、システム設置時はPVシステムによる発電から得られる便益に対して投資コストが非常に大きいため、プロジェクト期間にわたる収益の純現在価値は設置容量13.49MW、6MW、3MWすべてのケースでマイナスとなる。したがって、FIRR12%を満たすには、2010年から2019年の初期投資期間において輸入関税免除や金融支援などの「モ」国政府からの軽減策が適用される必要がある。しかしながら、前述のとおりSTELCOは民営化が進められており、赤字補填を目的とする補助金を受けることができなくなること、「モ」国中央政府の財務能力にも制限があることから、財務面からみた設置可能容量の検討を行う。

表 5.3.2-1 連系PVシステム導入のキャッシュフロー

a. STELCO 単独での導入

(1) 設置容量 13.49MW

(単位：US\$)

	費用					便益			損益
	連系PVシステム導入			輸入関税	合計	料金収入	燃料削減	合計	
	事業費	入替	維持管理						
2010	27,308,677			4,674,977	31,983,654			0	-31,983,654
2011	27,041,486		6,457	4,592,119	31,640,062	453,786	271,565	725,351	-30,914,711
2012	26,570,500		12,963	4,474,372	31,057,834	910,958	545,301	1,456,259	-29,601,576
2013	26,099,513		19,468	4,356,625	30,475,607	1,368,130	819,036	2,187,166	-28,288,441
2014	25,628,527		25,974	4,238,879	29,893,379	1,825,302	1,092,772	2,918,074	-26,975,305
2015	25,157,540		32,479	4,121,132	29,311,152	2,282,474	1,366,507	3,648,981	-25,662,170
2016	24,686,554		38,985	4,003,385	28,728,924	2,739,646	1,640,243	4,379,889	-24,349,035
2017	24,215,567		45,490	3,885,639	28,146,696	3,196,818	1,913,979	5,110,797	-23,035,900
2018	23,744,580		51,996	3,767,892	27,564,469	3,653,990	2,187,714	5,841,704	-21,722,764
2019	23,273,594		58,501	4,003,385	27,335,481	4,111,162	2,461,450	6,572,612	-20,762,869
2020			65,007		65,007	4,568,334	2,735,186	7,303,520	7,238,513
2021			65,007		65,007	4,568,334	2,735,186	7,303,520	7,238,513
2022			65,007		65,007	4,568,334	2,735,186	7,303,520	7,238,513
2023			65,007		65,007	4,568,334	2,735,186	7,303,520	7,238,513
2024			65,007		65,007	4,568,334	2,735,186	7,303,520	7,238,513
2025		4,092,472	65,007	1,022,651	5,180,131	4,568,334	2,735,186	7,303,520	2,123,389
2026		3,958,154	65,007	989,072	5,012,233	4,568,334	2,735,186	7,303,520	2,291,287
2027		3,793,309	65,007	947,860	4,806,176	4,568,334	2,735,186	7,303,520	2,497,344
2028		3,628,464	65,007	906,649	4,600,120	4,568,334	2,735,186	7,303,520	2,703,400
2029		3,463,618	65,007	865,438	4,394,063	4,568,334	2,735,186	7,303,520	2,909,457
2030		3,298,773	65,007	824,227	4,188,006	4,568,334	2,735,186	7,303,520	3,115,513
2031		3,298,773	65,007	824,227	4,188,006	4,568,334	2,735,186	7,303,520	3,115,513
2032		3,298,773	65,007	824,227	4,188,006	4,568,334	2,735,186	7,303,520	3,115,513
2033		3,298,773	65,007	824,227	4,188,006	4,568,334	2,735,186	7,303,520	3,115,513
2034		3,298,773	65,007	824,227	4,188,006	4,568,334	2,735,186	7,303,520	3,115,513
Total	253,726,537	35,429,882	1,267,419	50,971,208	341,395,047	89,067,276	53,326,351	142,393,627	-199,001,420
								NPV	-161,512,916

(2) 設置容量 6MW

(単位：US\$)

	費用					便益			損益
	連系PVシステム導入			輸入関税	合計	料金収入	燃料削減	合計	
	事業費	入替	維持管理						
2010	12,207,386			2,089,785	14,297,171			0	-14,297,171
2011	11,998,408		2,887	2,037,540	14,038,834	202,849	121,489	324,338	-13,714,496
2012	11,789,429		5,773	1,985,295	13,780,498	405,698	242,978	648,676	-13,131,821
2013	11,580,451		8,660	1,933,051	13,522,161	608,547	364,467	973,014	-12,549,147
2014	11,371,472		11,546	1,880,806	13,263,824	811,396	485,957	1,297,353	-11,966,472
2015	11,199,764		14,433	1,834,667	13,048,864	1,014,245	607,446	1,621,691	-11,427,173
2016	10,990,088		17,329	1,782,248	12,789,665	1,217,771	729,354	1,947,125	-10,842,540
2017	10,780,412		20,225	1,729,829	12,530,465	1,421,297	851,262	2,272,559	-10,257,907
2018	10,570,735		23,121	1,677,410	12,271,266	1,624,823	973,170	2,597,993	-9,673,274
2019	10,361,059		26,017	1,782,248	12,169,324	1,828,350	1,095,077	2,923,427	-9,245,897
2020			28,913		28,913	2,031,876	1,216,985	3,248,861	3,219,948
2021			28,913		28,913	2,031,876	1,216,985	3,248,861	3,219,948
2022			28,913		28,913	2,031,876	1,216,985	3,248,861	3,219,948
2023			28,913		28,913	2,031,876	1,216,985	3,248,861	3,219,948
2024			28,913		28,913	2,031,876	1,216,985	3,248,861	3,219,948
2025		1,830,429	28,913	457,141	2,316,483	2,031,876	1,216,985	3,248,861	932,379
2026		1,757,286	28,913	438,855	2,225,055	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,023,807
2027		1,684,144	28,913	420,569	2,133,627	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,115,235
2028		1,611,001	28,913	402,284	2,042,198	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,206,663
2029		1,537,859	28,913	383,998	1,950,770	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,298,091
2030		1,469,601	28,913	366,934	1,865,448	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,383,414
2031		1,469,601	28,913	366,934	1,865,448	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,383,414
2032		1,469,601	28,913	366,934	1,865,448	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,383,414
2033		1,469,601	28,913	366,934	1,865,448	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,383,414
2034		1,469,601	28,913	366,934	1,865,448	2,031,876	1,216,985	3,248,861	1,383,414
Total	112,849,204	15,768,724	563,691	22,670,392	151,852,011	39,613,116	23,725,980	63,339,096	-88,512,915
								NPV	-71,834,365

(3) 設置容量 3MW

(単位：US\$)

	費用				便益			損益	
	連系PVシステム導入			輸入関税	合計	料金収入	燃料削減		合計
	事業費	入替	維持管理						
2010	6,113,883			1,046,637	7,160,520			0	-7,160,520
2011	6,009,219		1,446	1,020,471	7,031,136	101,594	60,830	162,424	-6,868,711
2012	5,904,555		2,891	994,305	6,901,752	203,188	121,660	324,848	-6,576,903
2013	5,799,892		4,337	968,139	6,772,368	304,781	182,490	487,271	-6,285,096
2014	5,695,228		5,783	941,973	6,642,984	406,375	243,321	649,696	-5,993,288
2015	5,590,564		7,228	915,807	6,513,600	507,969	304,151	812,120	-5,701,480
2016	5,485,901		8,674	889,641	6,384,216	609,563	364,981	974,544	-5,409,672
2017	5,381,237		10,120	863,475	6,254,832	711,157	425,811	1,136,968	-5,117,864
2018	5,276,573		11,565	837,309	6,125,448	812,750	486,641	1,299,391	-4,826,057
2019	5,171,910		13,011	889,641	6,074,562	914,344	547,471	1,461,815	-4,612,747
2020			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2021			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2022			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2023			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2024			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2025		917,674	14,457	228,952	1,161,083	1,015,938	608,301	1,624,239	463,157
2026		881,042	14,457	219,794	1,115,293	1,015,938	608,301	1,624,239	508,947
2027		844,410	14,457	210,636	1,069,502	1,015,938	608,301	1,624,239	554,737
2028		807,778	14,457	201,478	1,023,712	1,015,938	608,301	1,624,239	600,528
2029		771,145	14,457	192,320	977,921	1,015,938	608,301	1,624,239	646,318
2030		734,513	14,457	183,162	932,131	1,015,938	608,301	1,624,239	692,108
2031		734,513	14,457	183,162	932,131	1,015,938	608,301	1,624,239	692,108
2032		734,513	14,457	183,162	932,131	1,015,938	608,301	1,624,239	692,108
2033		734,513	14,457	183,162	932,131	1,015,938	608,301	1,624,239	692,108
2034		734,513	14,457	183,162	932,131	1,015,938	608,301	1,624,239	692,108
Total	56,428,963	7,894,614	281,906	11,336,384	75,941,867	19,810,791	11,861,876	31,672,667	-44,269,200
								NPV	-35,938,499

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分

(1) 設置容量 10.79MW

(単位：US\$)

	費用					便益					損益	
	連系PVシステム導入			輸入関税	デイズレ発電O&M節減	合計	料金収入	余剰電力買取	売上減少分	燃料削減		合計
	事業費	入替	維持管理									
2010	27,308,677			4,674,977		31,983,654					0	-31,983,654
2011	27,041,486		6,457	4,592,119		31,640,062	453,786			271,565	725,351	-30,914,711
2012	26,570,500		12,963	4,474,372		31,057,834	910,958			545,301	1,456,259	-29,601,576
2013	26,099,513		19,468	4,356,625		30,475,607	1,368,130			819,036	2,187,166	-28,288,441
2014	17,085,684		25,974	2,825,919		19,937,577	1,825,302			1,092,772	2,918,074	-17,019,504
2015	16,771,693		21,653	2,747,421	-73,026	19,540,768	1,673,814	-124,993	-608,660	1,366,507	2,306,669	-17,234,099
2016	16,457,702		25,990	2,668,924	-87,652	19,152,616	2,009,074	-150,028	-730,572	1,640,243	2,768,717	-16,383,899
2017	16,143,711		30,327	2,590,426	-102,279	18,764,464	2,344,333	-175,064	-852,485	1,913,979	3,230,763	-15,533,701
2018	15,829,720		34,664	2,511,928	-116,906	18,376,312	2,679,593	-200,099	-974,397	2,187,714	3,692,810	-14,683,502
2019	15,515,729		39,001	2,668,924	-131,533	18,223,654	3,014,852	-225,135	-1,096,310	2,461,450	4,154,857	-14,068,797
2020			43,338		-146,160	43,338	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	4,573,566
2021			43,338		-146,160	43,338	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	4,573,566
2022			43,338		-146,160	43,338	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	4,573,566
2023			43,338		-146,160	43,338	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	4,573,566
2024			43,338		-146,160	43,338	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	4,573,566
2025		4,092,472	43,338	1,022,651	-146,160	5,158,462	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	-541,557
2026		3,958,154	43,338	989,072	-146,160	4,990,564	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	-373,659
2027		3,793,309	43,338	947,860	-146,160	4,784,507	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	-167,603
2028		3,628,464	43,338	906,649	-146,160	4,578,451	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	38,454
2029		2,309,701	43,338	576,958	-146,160	2,929,998	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	1,686,907
2030		2,199,804	43,338	549,484	-146,160	2,792,627	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	1,824,278
2031		2,199,804	43,338	549,484	-146,160	2,792,627	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	1,824,278
2032		2,199,804	43,338	549,484	-146,160	2,792,627	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	1,824,278
2033		2,199,804	43,338	549,484	-146,160	2,792,627	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	1,824,278
2034		2,199,804	43,338	549,484	-146,160	2,792,627	3,350,112	-250,171	-1,218,222	2,735,186	4,616,904	1,824,278
Total	204,824,417	28,781,122	866,567	41,302,247	-2,703,788	275,774,353	66,531,522	-4,627,880	-22,535,761	53,326,351	92,694,232	-183,080,121
											NPV	-143,520,382

(2) 設置容量 4.8MW

(単位：US\$)

	費用					便益					損益	
	連系PVシステム導入			輸入関税	デイズレ発電O&M節減	合計	料金収入	余剰電力買取	売上減少分	燃料削減		合計
	事業費	入替	維持管理									
2010	12,207,386			2,089,785		14,297,171					0	-14,297,171
2011	11,998,408		2,887	2,037,540		14,038,834	202,849			121,489	324,338	-13,714,496
2012	11,789,429		5,773	1,985,295		13,780,498	405,698			242,978	648,676	-13,131,821
2013	11,580,451		8,660	1,933,051		13,522,161	608,547			364,467	973,014	-12,549,147
2014	7,580,981		11,546	1,253,871		8,846,398	811,396			485,957	1,297,353	-7,549,046
2015	7,466,509		9,622	1,223,111	-32,450	8,699,242	743,779	-55,542	-270,465	607,446	1,025,217	-7,674,025
2016	7,326,725		11,553	1,188,165	-38,961	8,526,443	893,032	-66,687	-324,739	729,354	1,230,959	-7,295,484
2017	7,186,941		13,483	1,153,219	-45,473	8,353,644	1,042,285	-77,833	-379,013	851,262	1,436,701	-6,916,943
2018	7,047,157		15,414	1,118,273	-51,985	8,180,844	1,191,537	-88,978	-433,286	973,170	1,642,442	-6,538,402
2019	6,907,373		17,345	1,188,165	-58,496	8,112,883	1,340,790	-100,124	-487,560	1,095,077	1,848,184	-6,264,699
2020			19,276		-65,008	19,276	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	2,034,649
2021			19,276		-65,008	19,276	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	2,034,649
2022			19,276		-65,008	19,276	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	2,034,649
2023			19,276		-65,008	19,276	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	2,034,649
2024			19,276		-65,008	19,276	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	2,034,649
2025		1,830,429	19,276	457,140	-65,008	2,306,845	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	-252,920
2026		1,757,286	19,276	438,855	-65,008	2,215,417	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	-161,492
2027		1,684,144	19,276	420,569	-65,008	2,123,989	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	-70,064
2028		1,611,001	19,276	402,284	-65,008	2,032,561	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	21,364
2029		1,025,862	19,276	255,999	-65,008	1,301,136	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	752,788
2030		980,356	19,276	244,622	-65,008	1,244,254	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	809,670
2031		980,356	19,276	244,622	-65,008	1,244,254	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	809,670
2032		980,356	19,276	244,622	-65,008	1,244,254	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	809,670
2033		980,356	19,276	244,622	-65,008	1,244,254	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	809,670
2034		980,356	19,276	244,622	-65,008	1,244,254	1,490,042	-111,269	-541,834	1,216,985	2,053,924	809,670
Total	91,091,360	12,810,504	385,416	18,368,434	-1,202,484	122,655,714	29,590,543	-2,058,206	-10,022,566	23,725,980	41,235,751	-81,419,963
											NPV	-63,828,776

(3) 設置容量 2.4MW

(単位：US\$)

	費用						便益					損益
	連系PVシステム導入			輸入関税	デイーゼル 発電O&M 節減	合計	料金収入	余剰電力 買取	売上減少分	燃料削減	合計	
	事業費	入替	維持 管理									
2010	6,113,883			1,046,637		7,160,520					0	-7,160,520
2011	6,009,219		1,446	1,020,471		7,031,136	101,594			60,830	162,424	-6,868,711
2012	5,904,555		2,891	994,305		6,901,752	203,188			121,660	324,848	-6,576,903
2013	5,799,892		4,337	968,139		6,772,368	304,781			182,490	487,271	-6,285,096
2014	3,796,819		5,783	627,982		4,430,583	406,375			243,321	649,696	-3,780,888
2015	3,727,043		4,819	610,538	-16,252	4,342,400	372,511	-27,817	-135,458	304,151	513,386	-3,829,014
2016	3,657,267		5,783	593,094	-19,502	4,256,144	447,013	-33,381	-162,550	364,981	616,063	-3,640,081
2017	3,587,491		6,746	575,650	-22,753	4,169,888	521,515	-38,944	-189,642	425,811	718,740	-3,451,148
2018	3,517,716		7,710	558,206	-26,003	4,083,632	596,017	-44,508	-216,733	486,641	821,417	-3,262,215
2019	3,447,940		8,674	593,094	-29,254	4,049,708	670,519	-50,071	-243,825	547,471	924,094	-3,125,614
2020			9,638		-32,504	9,638	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,017,133
2021			9,638		-32,504	9,638	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,017,133
2022			9,638		-32,504	9,638	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,017,133
2023			9,638		-32,504	9,638	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,017,133
2024			9,638		-32,504	9,638	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,017,133
2025		917,674	9,638	228,952	-32,504	1,156,264	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	-129,493
2026		881,042	9,638	219,794	-32,504	1,110,474	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	-83,703
2027		844,410	9,638	210,636	-32,504	1,064,683	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	-37,912
2028		807,778	9,638	201,478	-32,504	1,018,893	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	7,878
2029		514,719	9,638	128,213	-32,504	652,570	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	374,201
2030		490,298	9,638	122,108	-32,504	622,043	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	404,728
2031		490,298	9,638	122,108	-32,504	622,043	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	404,728
2032		490,298	9,638	122,108	-32,504	622,043	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	404,728
2033		490,298	9,638	122,108	-32,504	622,043	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	404,728
2034		490,298	9,638	122,108	-32,504	622,043	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	404,728
Total	45,561,825	6,417,112	192,756	9,187,726	-601,323	61,359,419	14,798,828	-1,029,242	-5,011,961	11,861,876	20,619,502	-40,739,917
											NPV	-31,942,242

出所：調査団作成

<財務面からの設置容量の検討>

「モ」国の歳出は経常支出および資本支出からなり、STELCOなどの会社に対する補助金は経常収支に含まれる。民営化によりSTELCOは赤字補填を目的とする補助金を受けられなくなる。インフラ整備や設備投資を目的とした資金源としては資本支出に含まれる開発支出があり、STELCOによる連系PVシステム導入の初期投資費用軽減のための金融支援の財源としては開発支出が想定される。表5.3.2-2は過去3年の中央政府の財政収支を示したものである。過去3年は財政赤字の状態が続いているが、開発支出には平均で約2,057百万MRf(約160百万US\$)が充てられている。

表 5.3.2- 2 中央政府の財政収支

(単位：百万MRf)

	2006年	2007年	2008年
歳入および贈与	6,154.0	7,852.6	9,757.0
歳出および借入	6,948.1	8,914.3	11,321.6
うち開発支出	1,458.4	1,952.6	2,760.7
財政収支	-794.1	-1,061.7	-1,564.6

出所：MOFT

PVシステムの設置には世界的にも中央・地方政府から金融支援が活用されており、上述のとおり、「モ」国における連系PVシステムの導入についても、初期投資負担を軽減するための金融支援は不可欠である。

表 5.3.2-3 は初期投資額に対して必要な政府からの金融支援額と STELCO の負担額を示したものである。PV システム機材の輸入関税免除を前提とすると、FIRR12%を満たすには政府からの金融支援額は、STELCO 単独での導入の場合は 13.49MW では 20.7 百万 US\$、6MW では 9.2 百万 US\$、3MW では 4.6 百万 US\$となる。STELCO および民間により導入する場合の STELCO 実施分については、10.79MW では 17.5 百万 US\$、4.8MW では 7.8 百万 US\$、2.4MW では 3.9 百万 US\$となる。

表 5.3.2-3 初期投資額に対して必要な金融支援および STELCO 負担額

a. STELCO 単独での導入

		設置容量		
		13.49 MW	6 MW	3 MW
初期投資総額	(MRf)	3,247,699,675	1,444,469,809	722,201,412
	(US\$)	253,726,537	112,849,204	56,421,985
<金融支援>				
初期投資に対する金融支援額	(MRf)	2,651,422,015	1,179,265,152	589,678,148
	(US\$)	207,142,345	92,130,090	46,068,605
初期投資額に対する支援率 (%)		81.64%	81.64%	81.64%
年平均支援額	(MRf/year)	265,142,201	117,926,515	58,967,815
	(US\$/year)	20,714,234	9,213,009	4,606,861
開発支出に対する比率 (%)		12.9%	5.7%	2.9%
<STELCO 負担額>				
負担総額	(MRf)	596,277,660	265,204,657	132,612,577
	(US\$)	46,584,192	20,719,114	10,360,358
平均年間負担額	(MRf/year)	59,627,766	26,520,466	13,261,258
	(US\$/year)	4,658,419	2,071,911	1,036,036
平均年間負担額の 2008 年度の減価償却費に対する比率		105.6%	47.0%	23.5%

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分

		設置容量		
		10.79 MW	4.8 MW	2.4 MW
初期投資総額	(MRf)	2,621,752,532	1,165,969,412	583,102,047
	(US\$)	204,824,417	91,091,360	45,554,847
<金融支援>				
初期投資に対する金融支援	(MRf)	2,233,470,982	994,455,311	497,462,230
	(US\$)	174,489,920	77,691,821	38,864,237
初期投資額に対する支援率 (%)		85.19%	85.29%	85.30%
年平均支援額	(MRf/year)	223,347,098	99,445,531	49,746,223
	(US\$/year)	17,448,992	7,769,182	3,886,424
開発支出に対する比率 (%)		10.9%	4.8%	2.4%
<STELCO 負担額>				
負担総額	(MRf)	388,281,550	171,514,101	85,729,130
	(US\$)	30,334,496	13,399,539	6,697,588
平均年間負担額	(MRf/year)	38,828,155	17,151,410	8,572,913
	(US\$/year)	3,033,450	1,339,954	669,759
平均年間負担額の 2008 年度の減価償却費に対する比率		68.7%	30.4%	15.2%

出所：調査団作成

注：金融支援額は輸入関税免除分を含まない。

STELCO の平均年間負担額は、STELCO 単独での導入の場合は 13.49MW では 4.7 百万 US\$、6MW では 2.1 百万 US\$、3MW では 1 百万 US\$となる。STELCO および民間により導入する場合の STELCO 実施分については 10.79MW では 3 百万 US\$、4.8MW では 1.4 百万 US\$、2.4MW では 0.7 百万 US\$となる。STELCO にとって、13.49MW および 6MW への投資は、2008 年度の減価償却費に対するコストの比率から見ても大規模な投資になる。

ディーゼル燃料の削減策として、従来型のディーゼル発電から再生可能エネルギーへの転換を図ることは、「モ」国政府が発表したカーボンニュートラル政策に合致したものであることから、開発支出は「モ」国での連系 PV システム導入の財源の 1 つであると考えられる。しかしながら、財政赤字改善のため、民営化・民間資金活用の促進により公共事業についても実施方式の見直しを検討されており、開発支出の対象も変更されることが予想される。また、前政権時代の貧困対策の見直しや、マレへの一極集中緩和や弱者対策などへの予算配分がより一層進められることが想定されることから、従来の財源からの資金確保には限りがあることも予想される。

他の財源としては、「モ」国大統領が導入を発表したグリーン税が考えられる。同税については、2010 年より観光客 1 泊あたり US\$ 3 を徴収する計画がなされている。発表での試算では、年間の観光客数が 700,000 人、平均滞在日数は 3 日で、年間およそ 630 万 US\$ (80.6 百万 MRf) の税収増を見越している。「モ」国財務省との面談において、グリーン税の一部を再生可能エネルギーにあてる予定であることが確認された。連系 PV システムによる発電は化石燃料消費量の減少により CO₂ 排出削減に貢献することから、同システム導入への税収の使用はグリーン税の目的に合致していると考えられる。

設置容量 13.49MW および 6MW の場合、初期投資に対する年平均支援額はグリーン税の年間徴収額である 6.3 百万 US\$ を超過している。設置容量 3MW の場合、STELCO 単独での導入であれば、初期投資に対する年平均支援額はグリーン税の年間徴収額の約 73% の 4.6 百万 US\$ である。この金額を毎年 PV システムの導入に充てることができれば、3MW の連系 PV システム導入が実施可能となる。STELCO および民間による導入の場合は、STELCO 実施分は 2.4MW であり、初期投資に必要な政府からの金融支援はグリーン税の年間徴収額の約 61% である 3.9 百万 US\$ となる。以上から、最大導入可能量はマレおよびフルマレで 13.49MW であるが、世界的に見ても 10MW を超える設置容量は非常に大きく、上述のとおり「モ」国政府および STELCO 双方の財務的制約もあることから、グリーン税を政府からの金融支援の財源とした設置容量 3MW が実施可能な導入量であると考えられる。表 5.3.2-4 は輸入関税免除および初期投資負担に対する政府からの金融支援がある条件下での設置容量 3MW での連系 PV システム導入のキャッシュフローを示したものである。表 5.3.2-4 の b. の数値は、民間により導入された PV システムによる発電量のうち余剰電力が 20%、買取単価を発電原価と同等の MRf 3/kWh とした場合の分析結果である。

表 5.3.2- 4 設置容量 3MW での連系 PV システム導入のキャッシュフロー
(輸入関税免除、政府からの金融支援あり)

a. STELCO 単独での導入

(単位 : US\$)

	費用				合計	便益			損益
	連系PVシステム導入			輸入関税		料金収入	燃料削減	合計	
	事業費	入替	維持管理						
2010	1,122,509				1,122,509			0	-1,122,509
2011	1,103,293		1,446		1,104,738	101,594	60,830	162,424	-942,314
2012	1,084,076		2,891		1,086,968	203,188	121,660	324,848	-762,119
2013	1,064,860		4,337		1,069,197	304,781	182,490	487,271	-581,926
2014	1,045,644		5,783		1,051,427	406,375	243,321	649,696	-401,731
2015	1,026,428		7,228		1,033,656	507,969	304,151	812,120	-221,536
2016	1,007,211		8,674		1,015,885	609,563	364,981	974,544	-41,342
2017	987,995		10,120		998,115	711,157	425,811	1,136,968	138,853
2018	968,779		11,565		980,344	812,750	486,641	1,299,391	319,047
2019	949,563		13,011		962,574	914,344	547,471	1,461,815	499,242
2020			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2021			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2022			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2023			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2024			14,457		14,457	1,015,938	608,301	1,624,239	1,609,783
2025		917,674	14,457		932,131	1,015,938	608,301	1,624,239	692,108
2026		881,042	14,457		895,499	1,015,938	608,301	1,624,239	728,741
2027		844,410	14,457		858,867	1,015,938	608,301	1,624,239	765,373
2028		807,778	14,457		822,234	1,015,938	608,301	1,624,239	802,005
2029		771,145	14,457		785,602	1,015,938	608,301	1,624,239	838,637
2030		734,513	14,457		748,970	1,015,938	608,301	1,624,239	875,270
2031		734,513	14,457		748,970	1,015,938	608,301	1,624,239	875,270
2032		734,513	14,457		748,970	1,015,938	608,301	1,624,239	875,270
2033		734,513	14,457		748,970	1,015,938	608,301	1,624,239	875,270
2034		734,513	14,457		748,970	1,015,938	608,301	1,624,239	875,270
Total	10,360,358	7,894,614	281,906	0	18,536,877	19,810,791	11,861,876	31,672,667	13,135,790
								NPV	1,496
								FIRR	12.00%

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分 (2.4MW)

(単位 : US\$)

	費用					合計	便益					損益	
	連系PVシステム導入			ディーゼル発電O&M削減	輸入関税		料金収入	余剰電力買取	売上減少分	燃料削減	合計		
	事業費	入替	維持管理										
2010	898,741					898,741					0	-898,741	
2011	883,355		1,446			884,801	101,594			60,830	162,424	-722,377	
2012	867,970		2,891			870,861	203,188			121,660	324,848	-546,013	
2013	852,584		4,337			856,921	304,781			182,490	487,271	-369,650	
2014	558,132		5,783			563,915	406,375			243,321	649,696	85,781	
2015	547,875		4,819	-16,252		536,442	372,511	-27,817	-135,458	304,151	513,386	-23,056	
2016	537,618		5,783	-19,502		523,899	447,013	-33,381	-162,550	364,981	616,063	92,164	
2017	527,361		6,746	-22,753		511,355	521,515	-38,944	-189,642	425,811	718,740	207,385	
2018	517,104		7,710	-26,003		498,811	596,017	-44,508	-216,733	486,641	821,417	322,606	
2019	506,847		8,674	-29,254		486,268	670,519	-50,071	-243,825	547,471	924,094	437,826	
2020			9,638	-32,504		-22,866	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,049,637	
2021			9,638	-32,504		-22,866	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,049,637	
2022			9,638	-32,504		-22,866	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,049,637	
2023			9,638	-32,504		-22,866	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,049,637	
2024			9,638	-32,504		-22,866	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	1,049,637	
2025		917,674	9,638	-32,504		894,808	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	131,963	
2026		881,042	9,638	-32,504		858,176	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	168,595	
2027		844,410	9,638	-32,504		821,544	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	205,227	
2028		807,778	9,638	-32,504		784,911	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	241,859	
2029		514,719	9,638	-32,504		491,853	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	534,918	
2030		490,298	9,638	-32,504		467,432	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	559,339	
2031		490,298	9,638	-32,504		467,432	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	559,339	
2032		490,298	9,638	-32,504		467,432	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	559,339	
2033		490,298	9,638	-32,504		467,432	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	559,339	
2034		490,298	9,638	-32,504		467,432	745,021	-55,635	-270,917	608,301	1,026,771	559,339	
Total	6,697,588	6,417,112	192,756	-601,323	0	12,706,133	14,798,828	-1,029,242	-5,011,961	11,861,876	20,619,502	7,913,369	
												NPV	1,616
												FIRR	12.01%

出所 : 調査団作成

次に、金融支援としてグリーン税から出せる金額が変動する場合を見てみる。上述のとおり、STELCO 単独での導入の場合、年間徴収額の 73%に相当する 4.6 百万 US\$をグリーン税から拠出することができれば、3MW の連系 PV システム導入が実施可能となる。しかし、拠出率が 50%もしくは 30%まで下がった場合、不足分を他の財源で補う必要がある。表 5.3.2-5 に示されているとおり、STELCO 単独での導入の場合、グリーン税からの拠出可能比率が 50%の場合、支援可能額は 3.2 百万 US\$となり、1.5 百万 US\$の不足分が生じる。拠出可能比率が 30%の場合は、支援可能額は 1.9 百万 US\$となり、2.7 百万 US\$の不足分が生じる。同様に STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分については、グリーン税からの拠出可能比率 50%で 0.7 百万 US\$、30%で 2 百万 US\$の不足分が生じる。

前述のとおり「モ」国は財政改革を進めているところであり、開発支出からの初期投資に対する大規模な金融支援は難しいかもしれないが、他の財源で賄うことができない金融支援の一部を開発支出から出すことは考えられる。グリーン税からの拠出比率が 50%および 30%の場合、不足額の開発支出に対する比率は 0.5%から 1.7%の範囲であり、表 5.3.2-3 b.に示した全額を開発支出から出す場合の比率と比べると低くなっている。したがって、他の財源との組み合わせの場合、開発支出も初期負担軽減のための財源の 1つとみなすことができると考えられる。

表 5.3.2- 5 グリーン税からの拠出比率別の支援額

	グリーン税からの拠出比率			
	73%/61%	50%	30%	0%
a. STELCO 単独での導入 (3MW)				
支援必要額 (US\$)	4,606,861			
支援可能額 (US\$)	4,606,861	3,150,000	1,890,000	0
不足額 (US\$)	0	1,456,861	2,716,861	4,606,861
不足額の開発支出に対する比率	-	0.9%	1.7%	2.9%
b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分 (2.4MW)				
支援必要額 (US\$)	3,886,424			
支援可能額 (US\$)	3,886,424	3,150,000	1,890,000	0
不足額 (US\$)	0	736,424	1,996,424	3,886,424
不足額の開発支出に対する比率	-	0.5%	1.2%	2.4%

出所：調査団作成

また、もう 1つの財源としては、国内での化石燃料の使用に対する炭素税の導入も考えられる。ディーゼル発電の受益者は電力を消費することにより、間接的に化石燃料を使用していることから、炭素税による税収の一部を再生可能エネルギーへの転換のための財源とすることも可能である（各施策の詳細については第 8 章 8.2.3 節参照）。金融支援の不足額を炭素税から出す場合、必要な金額は表 5.3.2-5 に示すとおりである。需要家に均等に負担を配分とした場合、PV システムへの設備投資を進める 10 年間の電力消費予測をもとに電力消費 1kWh 当たりの金額を算出すると、表 5.3.2-6 に示した数値となる。

表 5.3.2- 6 需要家に均等配分した場合の 1kWh 当たりの金額

	グリーン税からの拠出比率			
	73%/61%	50%	30%	0%
a. STELCO 単独での導入 (3MW)				
不足額 (US\$)	0	1,456,861	2,716,861	4,606,861
電力消費 1kWh 当たりの金額 (MRf/kWh)	-	0.005	0.01	0.017
b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分 (2.4MW)				
不足額 (US\$)	0	736,424	1,996,424	3,886,424
電力消費 1kWh 当たりの金額 (MRf/kWh)	-	0.003	0.007	0.014

出所：調査団作成

5.3.3 感度分析

以下の条件の変化についての感度分析を行う。

- PV システムの価格低減率の上昇
- PV システムの初期価格の低下
- O&M 費の増加
- 電気料金の上昇
- 燃料価格の上昇/低下
- 余剰電力買取価格の上昇/低下

PV システムの価格低減率の上昇については、日本・ヨーロッパ・アメリカでの供給量の増加や、中国・インドなどの新興国における生産開始などにより世界的に供給量が拡大し、NEDO の PV ロードマップよりも早く PV システムの価格が低減するケースを検討した。ベースケースでは PV ロードマップに沿って、価格低減率を年率 2.5% に設定したが、感度分析では 2020 年までの低減率を年率 3% のケースおよび 3.5% のケースについて分析した。表 5.3.3-1 は分析結果を示したものである。

表 5.3.3- 1 PV システムの価格低減率上昇のケースの結果

価格低減率	STELCO 単独での導入 (3MW)		STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)	
	FIRR (%)	FIRR12%を満たす金融支援率 (%)	FIRR (%)	FIRR12%を満たす金融支援率 (%)
ベースケース (2.5%)	12.00	81.64	12.01	85.30
3.0%	12.25	81.40	12.23	85.13
3.5%	12.50	81.15	12.46	84.96

出所：調査団作成

次に、システム単価が概算事業費単価よりも5%および10%低いケースを検討した。なお、価格低減率はNEDOのPVロードマップと同じ年率2.5%に設定している。表5.3.3-2は分析結果を示したものである。

表 5.3.3- 2 PV システムの初期単価低下のケースの結果

システム価格	STELCO 単独での導入 (3MW)		STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)	
	FIRR (%)	FIRR12%を満たす 金融支援率 (%)	FIRR (%)	FIRR12%を満たす 金融支援率 (%)
ベースケース	12.00	81.64	12.01	85.30
5%低下	12.77	80.88	12.86	84.66
10%低下	13.56	80.06	13.75	83.97

出所：調査団作成

O&M 費については、ベースケースより10%増のケースおよび20%増のケースについて検討した。表5.3.3-3は分析結果を示したものである。

表 5.3.3- 3 O&M 費増加のケースの結果

O&M 費	STELCO 単独での導入 (3MW)		STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)	
	FIRR (%)	FIRR12%を満たす 金融支援率 (%)	FIRR (%)	FIRR12%を満たす 金融支援率 (%)
ベースケース	12.00	81.64	12.01	85.30
10%増	11.99	81.66	11.99	83.32
20%増	11.97	81.68	11.96	85.33

出所：調査団作成

電気料金は現在改定が進められていることから、今後しばらくは価格の見直しはなされないことが想定されるが、改定後の価格から10%増のケースおよび20%増のケースについて検討した。表5.3.3-4は分析結果を示したものである。

表 5.3.3- 4 電気料金上昇のケースの結果

電気料金 上昇率	STELCO 単独での導入 (3MW)		STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)	
	FIRR (%)	FIRR12%を満たす 金融支援率 (%)	FIRR (%)	FIRR12%を満たす 金融支援率 (%)
ベースケース	12.00	81.64	12.01	85.30
10%増	12.95	80.70	12.82	84.69
20%増	14.31	79.28	14.37	83.79

出所：調査団作成

燃料価格に関しては、ディーゼル燃料および潤滑油ともに年率2%で価格が上昇するケース、年率1%で価格が低下するケースを検討した。表 5.3.3-5 は分析結果を示したものである。

表 5.3.3- 5 燃料価格上昇／低下のケースの結果

燃料価格上昇 ／低下	STELCO 単独での導入 (3MW)		STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)	
	FIRR (%)	FIRR12%を満たす金 融支援率 (%)	FIRR (%)	FIRR12%を満たす金 融支援率 (%)
ベースケース	12.00	81.64	12.01	85.30
2%増	13.51	80.08	14.35	83.44
1%減	11.30	82.32	10.87	86.10

出所：調査団作成

また、STELCO および民間での導入の場合、余剰電力量および買取価格も分析結果に大きな影響を与えることから、ベースケースでは余剰電力 20%、買取価格 MRf 3/kWh としたが、感度分析では買取価格が世界的に採用されている電気料金の 2 倍のケース、発電原価より低いケース (90%)、余剰電力量が 50%、100% (全量買取) のケースについて検討した。表 5.3.3-6 に示すとおり買取価格が平均電気料金の 2 倍の場合、どの余剰電力量でも FIRR12%を下回る結果となる。買取価格が発電原価より低い場合は、買取量に関係なく FIRR12%を超過する結果となる。また、ベースケースについても、買取量が増加すれば FIRR 値も上昇する。

表 5.3.3- 6 余剰電力量・買取価格別の結果

買取価格	余剰電力量 (%)	FIRR (%)
MRf 7.04 (平均電気料金の 2 倍)	20	10.57
	50	10.40
	100	10.12
MRf 3 (ベースケース)	20	12.01
	50	13.79
	100	16.37
MRf 2.7 (発電原価の 90%)	20	12.09
	50	13.98
	100	16.69

出所：調査団作成

これらの結果から、特に事業の収益性に大きな影響を与える要素は、システム価格、電気料金、燃料価格、余剰電力量とその買取価格であることがわかる。

5.4 経済分析

5.4.1 前提条件

(1) 費用

連系 PV システムの導入の経済費用は、投資費用、入れ替え費用、運転・維持管理費用である。国際価格への変換には標準変換係数 0.9 を使用する。

(2) 便益

連系 PV システムの導入による経済便益は、消費者からの料金収入、需要家による自家発電導入時の 1kWh 当たりのコストと STELCO の電気料金との比較による消費者余剰、およびディーゼル発電によって同量の電力を発電するのに要する燃料費節減分である。国際価格への変換には標準変換係数 0.9 を使用する。燃料費に関しては、現在「モ」国では State Trading Organization (STO) が国内のディーゼル燃料取引を一元管理しており、STELCO も発電のためのディーゼル燃料を STO から購入しなければならない。しかし、STO による石油製品の取り扱いが独占状態にあり、正しく市場価格を反映していないことから、国際価格の指標としてシンガポール市場のディーゼル価格を基準に燃料費節減分の経済的便益を算定する。

<消費者余剰>

自家発電に関する聞き取り調査の結果によると、キャパシティが 4.5kW の発電機では運転・維持管理に 1 日当たり MRf 500 を要するとのことであった。一方、過去 3 年間の STELCO の発電および料金徴収のデータによると、マレおよびフルマレにおける 1 需要家当たりの 1 日の平均消費量は 19kWh である。平均電気料金が MRf 3.52/kWh であるとする、1 日当たりの電気料金は MRf 66.88 となる (表 5.4.1-1 参照)。したがって、1 日当たりの料金の差額は MRf 433.12 であり、自家発電の方が 1kWh 当たり MRf 22.8 多く支払っていることになる。また、発電機のコストが 1kW 当たりおよそ US\$ 389 (MRf 4,979) であり、キャパシティが 4.5kW の発電機のコストは US\$ 1,750.5 (MRf 22,406) となる。発電機の耐用年数を 15 年、1 日の使用量を STELCO の消費電力量のデータから 19kWh とすると、1kWh 当たりのコストは MRf 0.22 となる。したがって、自家発電と STELCO からの受電との間の消費 1kWh 当たりの差額は MRf 23.02 (MRf 22.8 + MRf 0.22) となる。

表 5.4.1-1 自家発電および STELCO からの受電のコスト比較

	STELCO からの受電	自家発電 (4.5kW)
発電機	-	US\$ 1,750.5 (MRf 22,406)
1 日当たりの料金	US\$ 5.23 (MRf 66.88)	US\$ 39 (MRf 500)
1kWh 当たりの費用	US\$ 0.28 (MRf 3.52)	US\$2.07 (MRf 26.54)

出所：調査団作成

平均電気料金を下限の支払い意思額 (P1)、自家発電導入時の単位当たりのコストを上限の支払い意思額 (P2) とすると、P1 と P2 の差額の 25% が消費者余剰になると考えられる²。これらの数値にもとづけば、1kWh 当たりの消費者余剰は、自家発電と STELCO からの受電との間の消費 1kWh 当たりの差額 MRf 23.02 の 25% である MRf 5.76 となる。この数値を経済評価で使用するため、公定レートおよび標準変換係数 0.9 で国際価格に変換すると、消費者余剰は US\$ 0.41/kWh となる。

²電力開発プロジェクトにおける消費者余剰の算出手法については、林俊行氏 (独立行政法人国際協力機構 国際協力専門員)、「マラウィ村落社会経済調査結果を使った開発途上国電力開発プロジェクトの支払意思額による経済評価指標の事例」参照。

<ディーゼル燃料の国際価格>

燃料費に関しては、現在「モ」国では State Trading Organization (STO) が国内のディーゼル燃料取引を一元的に管理しており、STELCO も発電のためのディーゼル燃料を STO から購入しなければならない。ところが、STO による石油製品の取り扱いは独占状態にあり、正しく市場価格を反映していないことから、国内ディーゼル燃料価格の国際価格への変換には、シンガポール市場の価格を基準として使用する。ディーゼル燃料価格の変動に関しては図 3.3.3-1 に示されているとおりであり、STO 価格とシンガポール市場価格はほぼ同じ変動を示している。2004 年以降の STO 価格とシンガポール市場価格との差に関しては、特にシンガポール市場価格の下降局面で差額が大きくなるものの、平均でシンガポール市場価格は STO 価格の 75% となっている。したがって、ディーゼル燃料の国際価格への変換には係数 0.75 を使用する。

(3) 実施可能性の評価

実施可能性の評価には経済的内部収益率 (EIRR) を使用する。割引率は 12% とする。

5.4.2 分析結果

表 5.4.2-1 に示すとおり、設置容量 3MW で FIRR12% を満たす金融支援が政府から初期投資負担に対してなされた場合、STELCO 単独での導入では EIRR は 23.50%、STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分については EIRR は 27.93% であり、どちらの導入形態もベースケースでは経済的に実施可能であるという結果になった。

表 5.4.2-1 設置容量 3MW での経済分析結果

a. STELCO 単独での導入

(単位: US\$)

	費用				便益				損益
	連系PVシステム導入			合計	料金収入	消費者余剰	燃料削減	合計	
	事業費	入替	維持管理						
2010	1,118,731			1,118,731				0	-1,118,731
2011	1,099,514		1,117	1,100,632	77,898	140,217	43,901	262,016	-838,616
2012	1,080,298		2,219	1,082,517	154,712	278,482	87,255	520,449	-562,069
2013	1,061,082		3,346	1,064,428	233,295	419,932	131,596	784,823	-279,605
2014	1,041,866		4,474	1,046,339	311,879	561,382	175,937	1,049,198	2,859
2015	1,022,649		5,601	1,028,250	390,462	702,832	220,278	1,313,572	285,322
2016	1,003,433		6,728	1,010,161	469,046	844,282	264,619	1,577,947	567,786
2017	984,217		7,855	992,072	547,629	985,732	308,960	1,842,322	850,250
2018	965,001		8,982	973,983	626,212	1,127,182	353,301	2,106,696	1,132,713
2019	945,784		10,109	955,894	704,796	1,268,632	397,643	2,371,071	1,415,177
2020			11,237	11,237	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	2,624,209
2021			11,237	11,237	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	2,624,209
2022			11,237	11,237	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	2,624,209
2023			11,237	11,237	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	2,624,209
2024			11,237	11,237	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	2,624,209
2025		917,650	11,237	928,887	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,706,558
2026		881,018	11,237	892,255	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,743,190
2027		844,386	11,237	855,622	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,779,823
2028		807,754	11,237	818,990	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,816,455
2029		771,121	11,237	782,358	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,853,087
2030		734,489	11,237	745,726	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,889,720
2031		734,489	11,237	745,726	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,889,720
2032		734,489	11,237	745,726	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,889,720
2033		734,489	11,237	745,726	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,889,720
2034		734,489	11,237	745,726	783,379	1,410,083	441,984	2,635,445	1,889,720
Total	10,322,576	7,894,374	218,981	18,435,931	15,266,614	27,479,912	8,613,245	51,359,772	32,923,841
								NPV	4,798,105
								EIRR	23.50%

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分 (2.4MW)

(単位 : US\$)

	費用					便益					損益	
	連系PVシステム導入			デイゼル 発電O&M 節減	合計	料金収入	消費者余剰	余剰電力 買取	売上減少分	燃料削減		合計
	事業費	入替	維持管理									
2010	895,716				895,716						0	-895,716
2011	880,330		1,242		881,572	77,898	140,217			43,901	262,016	-619,556
2012	864,945		2,466		867,410	154,712	278,482			87,255	520,449	-346,962
2013	849,559		3,718		853,277	233,295	419,932			131,596	784,823	-68,454
2014	834,174		4,971		839,144	311,879	561,382			175,937	1,049,198	210,054
2015	818,788		6,223	-13,992	825,011	416,493	702,832	-24,295	-115,693	220,278	1,199,615	374,604
2016	803,402		7,475	-16,807	810,878	500,315	844,282	-29,185	-138,976	264,619	1,441,055	630,177
2017	788,017		8,728	-19,623	796,745	584,138	985,732	-34,075	-162,260	308,960	1,682,495	885,751
2018	772,631		9,980	-22,439	782,612	667,960	1,127,182	-38,964	-185,544	353,301	1,923,935	1,141,324
2019	757,246		11,233	-25,255	768,478	751,782	1,268,632	-43,854	-208,828	397,643	2,165,375	1,396,896
2020			12,485	-28,071	12,485	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	2,394,329
2021			12,485	-28,071	12,485	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	2,394,329
2022			12,485	-28,071	12,485	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	2,394,329
2023			12,485	-28,071	12,485	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	2,394,329
2024			12,485	-28,071	12,485	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	2,394,329
2025		917,650	12,485	-28,071	930,135	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,476,679
2026		881,018	12,485	-28,071	893,503	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,513,311
2027		844,386	12,485	-28,071	856,871	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,549,943
2028		807,754	12,485	-28,071	820,239	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,586,576
2029		771,121	12,485	-28,071	783,606	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,623,208
2030		734,489	12,485	-28,071	746,974	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,659,840
2031		734,489	12,485	-28,071	746,974	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,659,840
2032		734,489	12,485	-28,071	746,974	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,659,840
2033		734,489	12,485	-28,071	746,974	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,659,840
2034		734,489	12,485	-28,071	746,974	835,604	1,410,083	-48,744	-232,112	441,984	2,406,814	1,659,840
Total	8,264,808	7,894,374	243,312	-519,183	16,402,493	16,232,532	27,479,912	-901,527	-4,292,988	8,613,245	47,131,175	30,728,681
											NPV	5,200,776
											EIRR	27.93%

出所：調査団作成

5.4.3 感度分析

感度分析については、財務分析と同様に以下の条件で行う。

- PV システムの価格低減率の上昇
- PV システムの初期価格の低下
- O&M 費の上昇
- 料金の上昇
- 燃料価格の上昇/低下

PV システムの価格低減率に関しては、ベースケースでは PV ロードマップに沿って、価格低減率を年率 2.5% に設定したが、感度分析では 2020 年までの低減率を年率 3% のケースおよび 3.5% のケースについて分析した。表 5.4.3-1 は分析結果を示したものである。

表 5.4.3-1 PV システムの価格低減率上昇のケースの結果

価格低減率	EIRR (%)	
	STELCO 単独での導入 (3MW)	STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)
ベースケース (2.5%)	23.50	27.93
3.0%	23.77	28.22
3.5%	24.04	28.52

出所：調査団作成

次に、PVシステム関連機材の供給量の増大により、システム単価が概算事業費単価よりも5%および10%低いケースを検討した。なお、価格低減率はNEDOのPVロードマップと同じ2.5年率%に設定している。表5.4.3-2は分析結果を示したものである。

表 5.4.3- 2 PVシステムの初期単価低下のケースの結果

価格低減率	EIRR (%)	
	STELCO 単独での導入 (3MW)	STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)
ベースケース	23.50	27.93
5%低下	24.44	29.03
10%低下	25.43	30.20

出所：調査団作成

O&M 費については、ベースケースより10%増のケースおよび20%増のケースについて検討した。表5.4.3-3は分析結果を示したものである。

表 5.4.3- 3 O&M 費増加のケースの結果

O&M 費	EIRR (%)	
	STELCO 単独での導入 (3MW)	STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)
ベースケース	23.50	27.93
10%増	23.49	27.91
20%増	23.48	27.90

出所：調査団作成

電気料金は現在改定が進められていることから、今後しばらくは価格の見直しはなされないことが想定されるが、改定後の価格から10%増のケースおよび20%増のケースについて検討した。表5.3.3-4は分析結果を示したものである。

表 5.4.3- 4 電気料金上昇のケースの結果

電気料金	EIRR (%)	
	STELCO 単独での導入 (3MW)	STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)
ベースケース	23.50	27.93
10%増	23.89	28.29
20%増	24.63	29.04

出所：調査団作成

燃料価格に関しては、ディーゼル燃料および潤滑油ともに年率2%で価格が上昇するケース、年率1%で価格が低下するケースを検討した。表5.3.3-5は分析結果を示したものである。

表 5.4.3-5 燃料価格上昇／低下のケースの結果

燃料価格	EIRR (%)	
	STELCO 単独での導入 (3MW)	STELCO および民間で導入する場合の STELCO 実施分 (2.4MW)
ベースケース	23.50	27.93
2%上昇	24.24	28.80
1%低下	23.16	27.53

出所：調査団作成

また、STELCO および民間での導入の場合、余剰電力量および買取価格も分析結果に大きな影響を与えることから、ベースケースでは余剰電力 20%、買取価格 MRf 3/kWh としたが、感度分析では買取価格が世界的に採用されている電気料金の 2 倍のケース、発電原価より低いケース (90%)、余剰電力量が 50%、100% のケースについて検討した。表 5.4.3-6 に示すとおり買取価格が平均電気料金の 2 倍の場合、どの余剰電力量でもベースケースでの EIRR 値を下回る結果となる。買取価格が発電原価より低い場合は、買取量に関係なくベースケースの EIRR 値を超過する結果となる。また、ベースケースについても、買取量が増加すれば EIRR 値も上昇する。

表 5.4.3-6 余剰電力量・買取価格別の結果

買取価格	余剰電力量 (%)	EIRR (%)
MRf 7.04 (平均電気料金の 2 倍)	20	27.35
	50	27.27
	100	27.15
MRf 3 (ベースケース)	20	27.93
	50	28.70
	100	29.94
MRf 2.7 (発電原価の 90%)	20	27.97
	50	28.80
	100	30.12

出所：調査団作成

5.4.4 民間による PV システム投資の収益性の検討

マレおよびフルマレにおける連系 PV システム導入に関して、民間による導入の場合の投資収益性についても検討した。分析の前提条件は以下のとおりである。

PV システム費用：US\$ 18,950/kW (建築工事費、据付工事費等含む、プロジェクト本体の概算事業費をもとに推計)、資機材価格に対して 25% の輸入関税

運転および維持管理

PV システムの維持管理費 : US\$ 0.004/kWh

PV システム主要部分の耐用年数 : PV パネル 30 年、その他 15 年

事業実施者：マレ・フルマレにおける民間事業者を想定

年間電力消費：年間 11,000kWh

余剰電力量：PV システムによる発電量の 20%

設置容量：2kW

割引率：6.5%（民間銀行の定期預金の利率）

上記の条件下では、年間の自家消費量は約 9,700kWh となり、年間消費量の 90%に相当する。余剰電力量は年間約 2,400 kWh である。余剰電力量を 20%に固定した場合、買取価格、投資期間を変動させた場合の FIRR、NPV、投資期間の総便益（損失）は表に示すとおりとなる。

表 5.4.4- 1 民間による PV システムへの投資の収益性の結果

余剰電力の比率	買取価格	FIRR (%)	NPV (US\$)	投資期間の総便益 (US\$)
投資期間 15 年				
20%	平均電気料金の 2 倍	6.25	-547	19,355
	発電原価と同額	2.62	-8,298	7,744
	発電原価の 90%	2.38	-8,783	7,018
投資期間 10 年				
20%	平均電気料金の 2 倍	-0.33	-9,958	-602
	発電原価と同額	-4.79	-15,884	-8,343
	発電原価の 90%	-5.08	-16,254	-8,826

出所：調査団作成

STELCO および民間による導入のケースにおいて、民間投資家サイドにとっては、投資期間が 15 年、余剰電力量 20%、買取価格が平均電気料金の 2 倍の条件では FIRR が 6.25%となり、割引率 6.5%を若干下回る結果となる。収益性を上げるには買取価格の値上げもしくは期間を長期化させる必要があるが、買い取り価格の値上げは STELCO にとってメリットはなく、投資回収期間の長期化も投資家にとっては好ましくない。しかしながら、第 8 章 8.2.3 節でも述べているとおり、「モ」国において再生可能エネルギーに投資しようとしている人々は必ずしも投資の収益性だけを重視しているわけではなく、電気料金削減、環境保護などの観点にも重点を置いている。したがって、収益性ではなく投資コストの回収に焦点を置いた場合、投資期間が 15 年であれば買取料金が発電原価の 90%であっても投資期間で US\$ 7,018 の利益を得ることができる。投資期間を 10 年に設定した場合ではいずれの条件下でも投資期間の総便益はマイナスとなってしまふ。

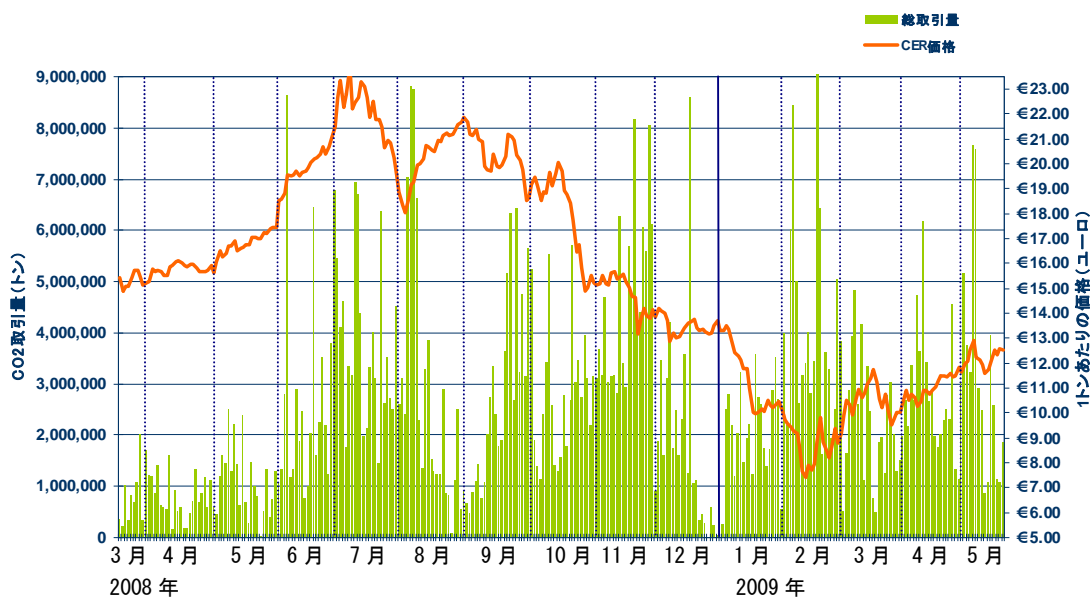
5.5 CDM 事業化による投資収益性への影響評価

連系 PV システム導入に対する投資収益性の改善手法の 1 つとして、ディーゼル発電による発電量削減による CO₂ 排出量削減を CDM 事業として登録し、その事業化によって取引可能となる CER を売却することが考えられる。しかし、CDM 事業化にはプロジェクト設計書 (PDD) の作成や、有効化審査、登録・認証までの一連の手続きが必要であり、これらに要する費用を CER 売却収入が上回る場合、CDM 事業化による投資収益性の改善が有効策となる。したがって、CDM 事業化による投資収益性の改善の検証には、CER 取引価格の動向や事業化登録に要する費用の把握が必要となる。

5.5.1 CER 取引価格の動向

図 5.5.1-1 は、排出権価格に大きな影響力を持っているヨーロッパ市場の取引所の 1 つであるヨーロッパ天候取引所 (ECX: European Climate Exchange) における CER 先物取引量および価格の推移を示したものである。2008 年 7 月をピークに 2009 年 2 月までは CER 先物価格は低下傾向にあったが、2009 年 3 月より再び上昇傾向を示している。2009 年 3 月以降の上昇傾向に関しては、三井住友銀行ニュースレター「気候変動と排出権取引 Vol.15」によると、EU-ETS の遵守期限である 2009 年 4 月末日を控えて、手持ちの排出枠が実排出量に届かない企業は同月中に市場から EUA 必要量を調達せざるを得ないため、高値でも購入にも応じるとの見方が強まったことによるものと報告されている。CER 価格は、EUA 価格の変動に連動していることから、CER 価格にも同様の価格変動が生じている。また、原油価格上昇を反映して天然ガス価格も大きく上昇したため、電力会社の多くが石炭火力発電の稼働を引き上げる目的で、排出権への買い意欲を強めたことも CER 価格上昇の要因であることが指摘されている。

日本総研の「中長期における排出権価格の変動要因」によると、排出権価格の中長期トレンドは、マクロレベルでの需給や政策的・技術的要因など、いくつかの要因が影響して定まるとのことであり、排出権価格に影響を与える主な要因として表 5.5.1-1 に示す事項が挙げられている (出所：三井住友銀行ニュースレター「気候変動と排出権取引 Vol.6」)。



出所：European Climate Exchange, Market Data

注：取引価格は 2009 年 12 月引渡し価格。

図 5.5.1-1 ECX での CER 先物取引量および価格 (2008 年 3 月～2009 年 5 月)

表 5.5.1-1 排出権価格に影響を与える主な要因

<p>排出権価格を上昇させる要因</p>	<ul style="list-style-type: none"> 排出権発行量が減少した場合(最新の国連機関の分析では、CER の総発行量は、従来の見通しから減少し、約 16 億 t-CO₂ となる可能性があるとしている) 日本や EU 各国の経済活動が活発になり、エネルギー消費量が増加し、それに伴い温室効果ガス排出量が増加した場合
----------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> ・ 米国にて排出権取引制度が導入されるなど、新規に大規模な排出権需要が発生した場合 ・ EU において、低炭素型技術の優位性・競争力を強化する目的で、EUA の割当を減らすなどして、排出権価格に政策的な誘導が働く場合 ・ 水力発電や原子力発電などの温室効果ガスを排出しない電源による発電が減少し、それを補うために火力発電における発電が増加した場合
排出権価格を下落させる要因	<ul style="list-style-type: none"> ・ 東欧やロシア・ウクライナが保有している余剰の無償割当排出権(最大 90 億 t-CO₂)が販売され、排出権が供給過剰になった場合 ・ 先進国内にて、再生可能エネルギーの普及を強く促進する施策(固定買取価格制度等)が実施され、温室効果ガス排出量が減少した場合 ・ CCS (二酸化炭素回収・貯留) 技術の様な大量に温室効果ガス排出削減が可能な技術が、低コストで利用可能になった場合 ・ CDM プロジェクトの登録および排出権発行プロセスの迅速化等により、排出権発行量が増加した場合 ・ 2012 年以降に京都メカニズムが存続せず、2013 年以降の次期枠組みでは、排出権が使えない場合

出所：三井住友銀行ニュースレター Vol.6「気候変動と排出権取引」 August 2008

今後の CER 価格に関しては、EU-ETS の遵守期限に対応した調達が落ち着けば再び下落傾向に転換することも考えられる一方、表 5.5.1-1 に示されているような要因によって引き続き上昇・下降を繰り返すことも考えられ、CER 価格の見通しを予測することは非常に困難である。したがって、本調査では、もっとも低下した 2009 年 2 月時点の価格とそれ以降でもっとも上昇した 2009 年 5 月時点の価格の間で今度も推移するものと想定し、この期間での平均値である €1.25 (約 US\$ 15.75) を本調査の経済分析での CER 価格と仮定する。連系 PV システム導入による CO₂ 削減量は 2020 年までの累計で設置容量 13.49MW で 61,398 トン、6MW で 27,315 トン、3MW で 13,664 トンであることから、2020 年までの CER 取引累計額はそれぞれ 100 万 US\$、0.4 百万 US\$、0.2 百万 US\$となる (表 5.5.1-2 参照)。

表 5.5.1- 2 CO₂ 削減量と CER 売却額

(1) 設置容量 13.49MW

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
CO ₂ 削減量(トン)	1,109	2,227	3,345	4,463	5,581	6,699	7,817	8,935	10,053	11,171	61,398
CER売却額(US\$)	17,468	35,075	52,683	70,290	87,898	105,505	123,113	140,720	158,328	175,936	967,016

(2) 設置容量 6MW

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
CO ₂ 削減量(トン)	496	992	1,488	1,985	2,481	2,979	3,477	3,974	4,472	4,970	27,315
CER売却額(US\$)	7,815	15,629	23,444	31,258	39,073	46,914	54,756	62,598	70,439	78,281	430,207

(3) 設置容量 3MW

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
CO ₂ 削減量(トン)	248	497	745	994	1,242	1,491	1,739	1,987	2,236	2,484	13,664
CER売却額(US\$)	3,913	7,826	11,738	15,651	19,564	23,477	27,389	31,302	35,215	39,128	215,203

出所：調査団作成

5.5.2 事業化のコスト

CDM 事業化にはプロジェクトの計画、計画書作成、有効化審査、プロジェクト登録が必要であり、その後の実施・モニタリングを経て検証・認証を受け、CER の発行が認められた場合に CER を入手することができる。これらの一連の手続きには費用が必要であり、UNDP のガイド「The Clean Development Mechanism: A User's Guide」によると、CDM プロジェクトの取引費用は実施の前に要する費用と実施段階で要する費用に大別することができる。途上国においては国内の専門家が限られていることから、海外のコンサルタントを活用した場合の概算費用として表 5.5.2-1 のような数値が示されている。

表 5.5.2- 1 CDM 事業化に要する取引費用

費用項目	概算費用 (US\$)
1. 実施前段階	
(1) 実施可能性評価	5,000-20,000
(2) プロジェクト計画書 (PDD) 作成	25,000-40,000
(3) 有効化審査	10,000-15,000
(4) 登録	10,000*/年
(5) 法務事務	20,000-25,000
2. 実施段階	
(1) CER 売却の成功報酬	CER 額の 5-10%
(2) リスク対策	CER 額の 1-3%
(3) モニタリング・検証	年間 3,000-15,000

出所：UNDP、「The Clean Development Mechanism: A User's Guide」第 5 章

注：CO₂削減量が年間 10,000～15,000 トンの場合

本調査にて検討している連系 PV システム導入の設備容量は 15MW 以下であることから、小規模 CDM での事業化になることが想定される。したがって、事業化に要する取引費用は、実施前段階においては UNDP のガイドに示されている概算費用の範囲の最低額とし、実施段階では CER 売却の成功報酬およびリスク対策については最も低い料率を使用する。ただし、モニタリング・検証に関しては、海外のコンサルタントを活用した場合に年間 US\$ 3,000 は非現実的であるため、US\$ 10,000 と仮定する。実施前段階および実施段階での各項目の取引費用は表 5.5.2-2 のとおりとなる。

表 5.5.2- 2 小規模 CDM での事業化に要する取引費用

費用項目	概算費用 (US\$)
1. 実施前段階	
(1) 実施可能性評価	5,000
(2) プロジェクト計画書 (PDD) 作成	25,000
(3) 有効化審査	10,000
(4) 登録	10,000/年
(5) 法務事務	20,000
2. 実施段階	
(1) CER 売却の成功報酬	CER 額の 5%
(2) リスク対策	CER 額の 1%
(3) モニタリング・検証	年間 10,000

出所：UNDP、「The Clean Development Mechanism: A User's Guide」第 5 章をもとに調査団作成

したがって、連系 PV システム導入の CDM 事業化によって生じる費用は、実施前段階では合計 US\$ 70,000、実施段階（2020 年まで）では表 5.5.2-3 のとおりとなる。

表 5.5.2-3 実施段階（2020 年まで）での費用

a. STELCO 単独での導入分

(1) 設置容量 13.49MW

(単位：US\$)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
成功報酬	873	1,754	2,634	3,515	4,395	5,275	6,156	7,036	7,916	8,797	48,351
リスク対策	175	351	527	703	879	1055	1231	1407	1583	1759	9,670
モニタリング・検証	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000

(2) 設置容量 6MW

(単位：US\$)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
成功報酬	391	781	1,172	1,563	1,954	2,346	2,738	3,130	3,522	3,914	21,511
リスク対策	78	156	234	313	391	469	548	626	704	783	4,302
モニタリング・検証	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000

(3) 設置容量 3MW

(単位：US\$)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
成功報酬	196	391	587	783	978	1,174	1,369	1,565	1,761	1,956	10,760
リスク対策	39	78	117	157	196	235	274	313	352	391	2,152
モニタリング・検証	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分

(1) 設置容量 10.79MW

(単位：US\$)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
成功報酬	873	1,754	2,634	3,515	2,930	3,517	4,104	4,691	5,278	5,865	35,161
リスク対策	175	351	527	703	586	703	821	938	1056	1173	7,033
モニタリング・検証	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000

(2) 設置容量 4.8MW

(単位：US\$)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
成功報酬	391	781	1,172	1,563	1,302	1,564	1,825	2,087	2,348	2,609	15,642
リスク対策	78	156	234	313	260	313	365	417	470	522	3,128
モニタリング・検証	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000

(3) 設置容量 2.4MW

(単位：US\$)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
成功報酬	196	391	587	783	652	783	913	1,043	1,174	1,304	7,826
リスク対策	39	78	117	157	130	157	183	209	235	261	1,566
モニタリング・検証	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000

出所：調査団作成

5.5.3 CDM 事業化による収益

表 5.5.3-1 は連系 PV システム導入の CDM 事業化を実施した場合の収益を示したものである。初年度は事業化および登録手続きに要する費用が発生し、2 年目以降からは登録、モニタリング・検証、成功報酬・リスク対策などのその他費が発生する。CER 売却は設置した PV システムによる発電が開始される 2 年目から発生する。単年度で見た場合、設置容量 13.49MW では STELCO 単独での導入のケース、STELCO および民間で導入するケースのどちらの場合も 3 年目から収益が費用を上回り、2020 年までの累積額で見ると収益がそれぞれ US\$ 638,995、US\$ 390,989 となる。

表 5.5.3- 1 CDM 事業化による収益

a. STELCO 単独での導入分

(1) 設置容量 13.49MW

(単位：US\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
収益												
CER売却額		17,468	35,075	52,683	70,290	87,898	105,505	123,113	140,720	158,328	175,936	967,016
費用												
事業化	60,000											60,000
登録	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	110,000
モニタリング検証		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000
その他		1,048	2,105	3,161	4,218	5,274	6,330	7,387	8,443	9,499	10,556	58,021
小計	70,000	21,048	22,105	23,161	24,218	25,274	26,330	27,387	28,443	29,499	30,556	328,021
収益(損失)	-70,000	-3,580	12,970	29,522	46,072	62,624	79,175	95,726	112,277	128,829	145,380	638,995

(2) 設置容量 6MW

(単位：US\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
収益												
CER売却額		7,815	15,629	23,444	31,258	39,073	46,914	54,756	62,598	70,439	78,281	430,207
費用												
事業化	60,000											60,000
登録	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	110,000
モニタリング検証		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000
その他		469	937	1,406	1,876	2,345	2,815	3,286	3,756	4,226	4,697	25,813
小計	70,000	20,469	20,937	21,406	21,876	22,345	22,815	23,286	23,756	24,226	24,697	295,813
収益(損失)	-70,000	-12,654	-5,308	2,038	9,382	16,728	24,099	31,470	38,842	46,213	53,584	134,394

(3) 設置容量 3MW

(単位：US\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
収益												
CER売却額		3,913	7,826	11,738	15,651	19,564	23,477	27,389	31,302	35,215	39,128	215,203
費用												
事業化	60,000											60,000
登録	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	110,000
モニタリング検証		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000
その他		235	469	704	940	1,174	1,409	1,643	1,878	2,113	2,347	12,912
小計	70,000	20,235	20,469	20,704	20,940	21,174	21,409	21,643	21,878	22,113	22,347	282,912
収益(損失)	-70,000	-16,322	-12,643	-8,966	-5,289	-1,610	2,068	5,746	9,424	13,102	16,781	-67,709

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分

(1) 設置容量 10.79MW

(単位：US\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
収益												
CER売却額		17,468	35,075	52,683	70,290	58,599	70,337	82,075	93,814	105,552	117,290	703,183
費用												
事業化	60,000											60,000
登録	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	110,000
モニタリング検証		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000
その他		1,048	2,105	3,161	4,218	3,516	4,220	4,925	5,629	6,334	7,038	42,194
小計	70,000	21,048	22,105	23,161	24,218	23,516	24,220	24,925	25,629	26,334	27,038	312,194
収益(損失)	-70,000	-3,580	12,970	29,522	46,072	35,083	46,117	57,150	68,185	79,218	90,252	390,989

(2) 設置容量 4.8MW

(単位：US\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
収益												
CER売却額		7,815	15,629	23,444	31,258	26,049	31,276	36,504	41,732	46,959	52,187	312,853
費用												
事業化	60,000											60,000
登録	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	110,000
モニタリング検証		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000
その他		469	937	1,406	1,876	1,562	1,877	2,190	2,504	2,818	3,131	18,770
小計	70,000	20,469	20,937	21,406	21,876	21,562	21,877	22,190	22,504	22,818	23,131	288,770
収益(損失)	-70,000	-12,654	-5,308	2,038	9,382	4,487	9,399	14,314	19,228	24,141	29,056	24,083

(3) 設置容量 2.4MW

(単位：US\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
収益												
CER売却額		3,913	7,826	11,738	15,651	13,043	15,651	18,260	20,868	23,477	26,085	156,512
費用												
事業化	60,000											60,000
登録	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	110,000
モニタリング検証		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100,000
その他		235	469	704	940	782	940	1,096	1,252	1,409	1,565	9,392
小計	70,000	20,235	20,469	20,704	20,940	20,782	20,940	21,096	21,252	21,409	21,565	279,392
収益(損失)	-70,000	-16,322	-12,643	-8,966	-5,289	-7,739	-5,289	-2,836	-384	2,068	4,520	-122,880

出所：調査団作成

設置容量 6MW についても、STELCO 単独での導入のケース、STELCO および民間で導入するケースのどちらの場合も 4 年目から収益が費用を上回り、2020 年までの累積額で見ると収益がそれぞれ US\$ 134,394、US\$ 24,083 となる。設置容量 3MW では、STELCO 単独での導入のケースでは収益が費用を上回るのが 2016 年であり、2020 年までの累積額で見ると US\$ 67,709 の支出超過である。累積額で収益が費用を上回るのは 2024 年である。STELCO および民間で導入するケースでは、2019 年には収益が費用を上回り、年間 US\$ 4,520 の利益が生じるが、設置開始から 25 年後の 2034 年でも累積で US\$ 59,600 のマイナスであることから、このケースでの CDM 事業化は収益性がないと考えられる。

5.6 投資資金計画の策定

前述のとおり、STELCO は民営化の準備段階であることから、赤字補填を目的とする政府からの補助金を受け取ることができなくなる。また、連系 PV システムに対する初期投資負担を軽減する施策がない状態で、金融市場から資金調達を行なうことは非現実的であると思われる。したがって、2010 年より新たに施行される予定であるグリーン税を初期投資負担軽減の財源として金融支援を行う必要がある。表 5.6-1 は 3MW での連系 PV システム設置の初期投資に関する「モ」国政府および STELCO の投資資金計画を示したものである。

表 5.6- 1 3MW の連系 PV システム設置の投資資金計画

a. STELCO 単独での導入分

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
設置容量(kW)		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3,000
金融支援(百万US\$)	4.99	4.91	4.82	4.74	4.65	4.56	4.48	4.39	4.31	4.22		46.07
STELCO(百万US\$)	1.12	1.10	1.08	1.06	1.05	1.03	1.01	0.99	0.97	0.95		10.36
合計	6.11	6.01	5.90	5.80	5.70	5.59	5.49	5.38	5.28	5.17		56.43

b. STELCO および民間での導入の場合の STELCO 実施分 (2.4MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	合計
設置容量(kW)		300	300	300	300	200	200	200	200	200	200	2,400
金融支援(百万US\$)	5.22	5.13	5.04	4.95	3.24	3.18	3.12	3.06	3.00	2.94		38.86
STELCO(百万US\$)	0.90	0.88	0.87	0.85	0.56	0.55	0.54	0.53	0.52	0.51		6.70
合計	6.11	6.01	5.90	5.80	3.80	3.73	3.66	3.59	3.52	3.45		45.56

出所：調査団作成

なお、STELCO 民営化のパートナー会社には、既存の発電・配電施設の管理や運営効率の向上だけでなく、再生可能エネルギーによる発電施設の開発も求められている。関係機関との協議において、STELCO 実施分の投資資金については民営化のパートナー会社からの出資を想定していることから、本計画においても STELCO 実施分の資金源はパートナー会社からの出資を前提としている。

表 5.6-2 は設置容量 3MW の連系 PV システムを STELCO および民間で導入する場合の 2020 年までの STELCO の財務予測を示したものである。2009 年、2010 年は第 4 次電力開発プロジェクトの建設費が大きいことから赤字幅も大きくなっているが、2012 年以降は最高税率 15% の法人税が経常利益に課されたとしても最終的に黒字になる。

表 5.6- 2 2020 年までの STELCO の財務予測

(単位：百万 MRF)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1. 収入												
(1) 売上	702	934	1,005	1,075	1,148	1,225	1,306	1,395	1,491	1,598	1,716	1,850
収入合計	702	934	1,005	1,075	1,148	1,225	1,306	1,395	1,491	1,598	1,716	1,850
2. 支出												
(1) 投資費	304	336	77	76	74	49	48	47	46	45	44	0
発電機	304	258										
PVシステム	0	78	77	76	74	49	48	47	46	45	44	0
(2) 燃料費	531	582	628	674	725	780	841	909	985	1,072	1,171	1,287
ディーゼル	523	574	619	665	714	769	829	895	971	1,056	1,154	1,268
潤滑油	7	8	9	9	10	11	12	13	14	16	17	19
(3) 維持管理費	80	86	92	99	106	113	120	129	137	147	158	171
発電機	80	86	92	99	106	113	120	128	137	147	158	171
PVシステム	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
(4) 代替費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(5) 一般管理費	93	100	107	115	122	130	139	149	159	170	183	197
(6) その他費	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
(7) 債務利払	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
(8) 電力買取	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7
(9) 減価償却	28	47	52	57	62	65	68	71	74	77	80	80
支出合計	1,072	1,189	994	1,058	1,127	1,175	1,255	1,342	1,440	1,550	1,675	1,773
損益(収入－支出)	-371	-255	11	17	22	51	51	53	51	47	41	77
法人税(2010年より)	0	0	2	2	3	8	8	8	8	7	6	12
税引後損益	-371	-255	9	14	18	43	44	45	43	40	35	65

出所：調査団作成

注1：発電機の2009年の投資費は第4次電力開発プロジェクトによる。発電機の2010年の投資費は第4次電力開発プロジェクトのデータをもとに試算したもの。

2：新規投資に対する代替費はこの期間では発生しない。

3：一般管理費、その他費、債務利払については過去5年の平均値とした。

4：減価償却はSTELCOの定額法(年率6.67%)にもとづいている。

5.7 各施策実施のための必要額

各施策を実施するための必要額は以下のとおりである。

(1) 輸入関税の免除

3MW の場合の輸入関税の総額 : US\$ 11,336,384

施策 D (STELCO および民間) での STELCO 導入量 2.4MW の輸入関税 : US\$ 9,187,726

(2) 金融支援(グリーン税、開発支出) および炭素税

STELCO および民間での導入(施策 D) の場合の STELCO 実施分に対する金融支援は以下のとおりである(表 5.7-1 参照)。

初期投資に対する支援額(総額) : US\$ 38,864,237

年間平均支援額(総額を10年で除したもの) : US\$ 3,886,424

年間平均支給額をグリーン税から賄う場合、グリーン税による税収の61%

年間平均支給額を開発支出から賄う場合、平均開発支出の2.4%

<グリーン税からの拠出比率と不足額>

グリーン税の61%拠出 = US\$ 3,886,424 → 差額ゼロ

グリーン税の50%拠出 = US\$ 3,150,000 → 差額 US\$ 736,424

グリーン税の30%拠出 = US\$ 1,890,000 → 差額 US\$ 1,996,424

グリーン税の 0% 拠出 = US\$ 0 → 差額 US\$ 3,886,424

< 不足分を開発支出から出す場合の必要額 >

グリーン税の 61% 拠出 → 必要額ゼロ
 グリーン税の 50% 拠出 → 必要額 US\$ 736,424
 グリーン税の 30% 拠出 → 必要額 US\$ 1,996,424
 グリーン税の 0% 拠出 → 必要額 US\$ 3,886,424

< 不足分を炭素税から出す場合の必要額と 1kWh あたりの金額 >

グリーン税の 63% 拠出 → 必要額ゼロ
 グリーン税の 50% 拠出 → 必要額 US\$ 736,424 = MRf 0.003/kWh
 グリーン税の 30% 拠出 → 必要額 US\$ 1,996,424 = MRf 0.007/kWh
 グリーン税の 0% 拠出 → 必要額 US\$ 3,886,424 = MRf 0.014/kWh

表 5.7-1 グリーン税からの拠出比率と不足額

STELCO および民間での導入の場合 の STELCO 実施分 (2.4MW)	グリーン税の拠出比率			
	61%	50%	30%	0%
支援必要額 (US\$)	3,886,424			
支援可能額 (US\$)	3,886,424	3,150,000	1,890,000	0
不足分 (US\$)	0	736,424	1,996,424	3,886,424
不足分の開発支出に対する比率	-	0.5%	1.2%	2.4%
不足分を炭素税から徴収 (MRf/kWh) (10年間で回収)	-	0.003	0.007	0.014

出所：調査団作成

(3) 余剰電力買取に対する STELCO からの支払額

STELCO による余剰電力買取の条件および買取電力量、買取金額は以下のとおりである。

前提条件：

- 余剰電力量は発電量の 20%
- 買取価格は発電原価と同額 = MRf 3/kWh

総買取電力量 (2015 年から 2020 年まで) : 1,088,505kWh

買取に必要な金額 (2015 年から 2020 年まで) : US\$ 250,356