

第3節 基本設計

第1項 太陽光発電モジュールの選定

1) 太陽光発電システムの構成単位

太陽光発電システムの構成単位は下記の通りであり、それらの構成は技術要件などにより変わってくる。

- セル: 発電の最小単位
- モジュール(パネル): 直列にセルを接合し、実用可能な電圧を出力できる最小単位
- スtring: インバータの入力電圧に見合うように直列にモジュールを接合した単位
- アレイ: スtringを並列した単位

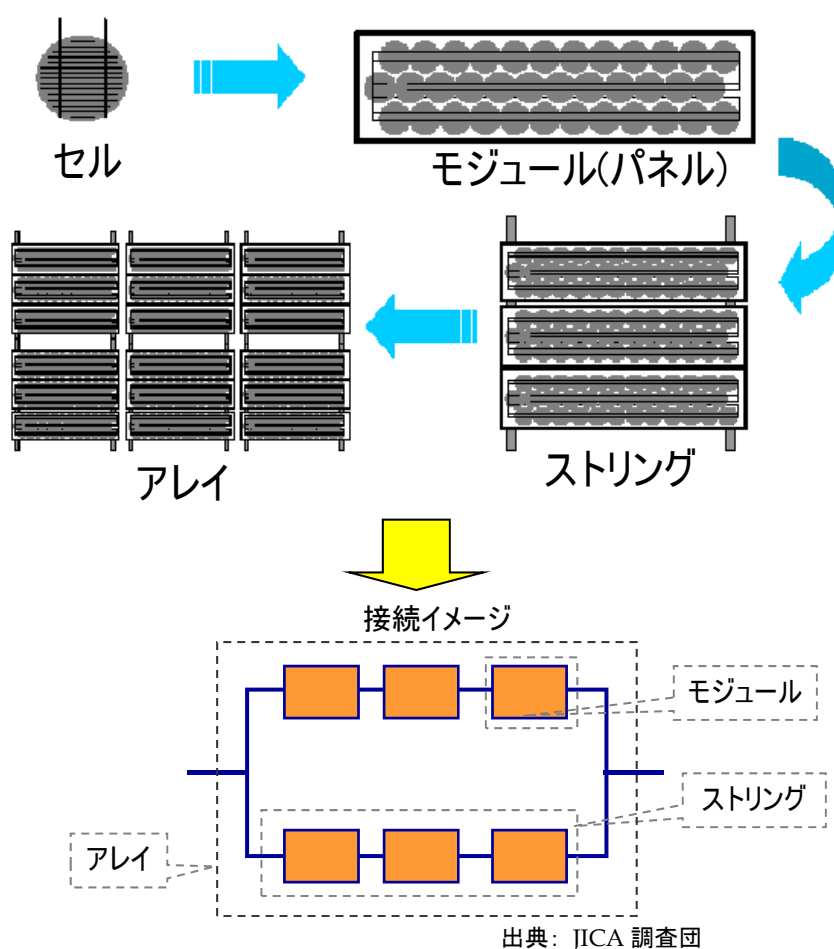


図 3-3-1-1 太陽光発電システム単位

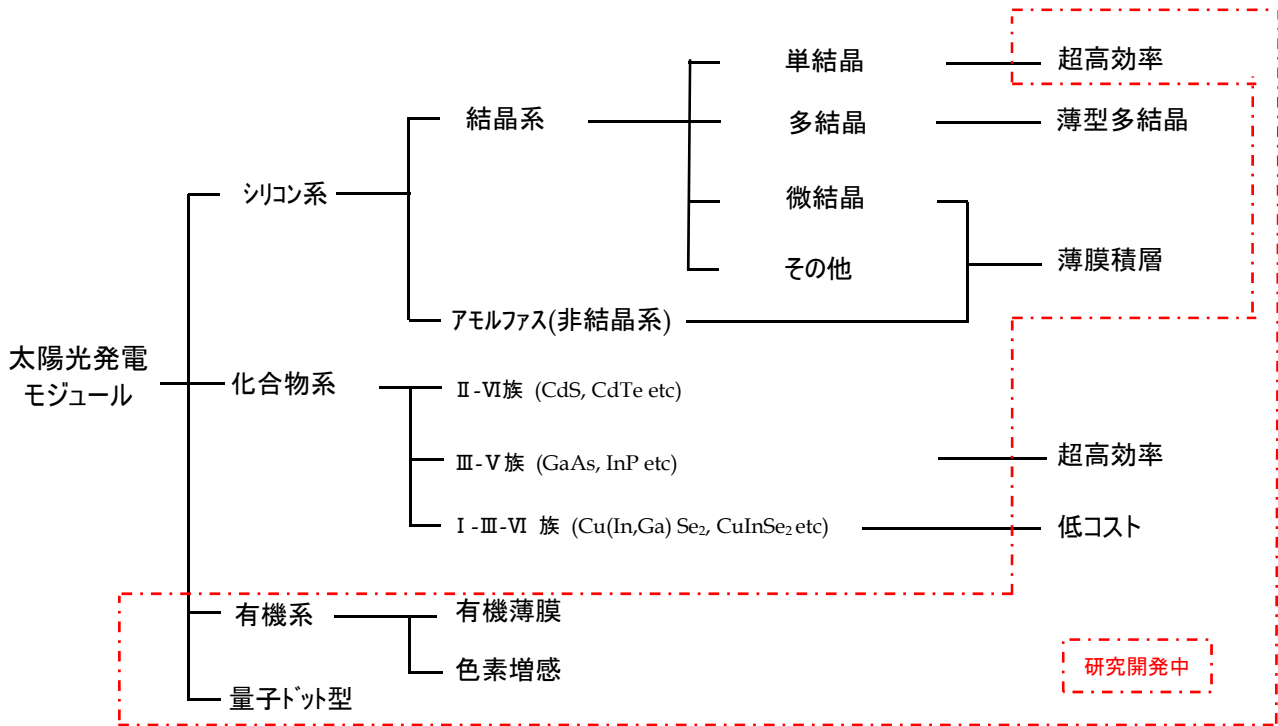
2) 太陽光発電モジュールタイプ

太陽光発電モジュールは、次の4種類に大別できる。

- シリコン系
- 化合物系
- 有機系
- 量子ドット系

図 3-3-1-2 に一般的な太陽光発電モジュールの種類による分類を、表 3-3-1-1 にそれぞれの太陽光発電モジュールの特徴について示す。



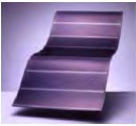






また、図 3-3-1-2 に示した赤の点線は、現在研究開発のものを示している。



出典: 日本メーカーの資料より

図 3-3-1-2 太陽光発電モジュールの種類

表 3-3-1-1 太陽光発電モジュールの種類と特徴

種類			特徴		モジュール変換効率	
シリコン系	結晶系	単結晶		材 料	薄い単結晶シリコン	~20%
				変換効率	高い	
				その他	価格が高い	
	多結晶			材 料	比較的小さな結晶が集まった多結晶	~15%
				変換効率	単結晶より低い	
				その他	単結晶と比較して安価である	
薄膜系	アモルファスシリコン		材 料	アモルファス(非結晶)シリコン	~9%	
			変換効率	他の太陽光発電モジュールより効率が低い		
	積層型		材 料	結晶シリコンとアモルファスの組み合わせ	~11%	
			変換効率	結晶系より低い		
化合物系	CIS系		材 料	銅・インジウム・セレン等を原料とする薄膜	~12%	
			その他	量産可能、かつ高機能が期待できる		
	CdTe系		材 料	カドミウム・テルルを原料とする薄膜	~11%	
			その他	量産可能、低コスト化が可能		
	集光系		材 料	化合物に他接合化・集光技術を適用	~42%	
			その他	高性能であるが価格が高い		
有機系	色素増感		材 料	酸化チタンに吸着した色素	~11% (想定)	
			その他	現在研究段階である		
	有機薄膜		材 料	有機半導体を使用	~8% (想定)	
			その他	現在研究段階である		

出典：NEDO¹ 再生可能エネルギー技術白書¹¹ New Energy and Industrial Technology Development Organization in Japan

表 3-3-1-1 に示した各太陽光発電モジュールのうち、主に用いられる太陽光発電モジュールの概要および現状については以下のとおりである。

(1) シリコン系

i) 単結晶型、多結晶型

- ✓ 商品レベルで高い効率が得られ、同じ出力を得るための面積が少なく済む。
- ✓ 高温下での出力低下が大きい。
- ✓ 現時点では多くの商品が出回っており、競争でコスト低下の原因となっているが、他の種類に比較して製造コストが比較的高いため、将来的なコスト削減の余地が少ないと言われている。
- ✓ 日本メーカーの商品はパネル出力が高効率であるため、設置面積が少ない。
- ✓ 近年、中国、台湾のメーカーの進出が著しく、全体的なコスト低下につながっている。

(2) 薄膜シリコン型

i) アモルファス型

- ✓ 製作が容易であり、製作コストを低く抑えられる可能性があるが、現時点はまだ商品レベルではそれほど安価ではない。
- ✓ 発電効率は結晶系に比較して低いため、より広い面積が必要となる。
- ✓ 高温下での出力の低下が少ない。
- ✓ 製作が比較的容易であることから、中国、台湾等のメーカーが多く手がけている。
- ✓ 強い光の照射においては、ステブラー・ロンスキー効果によりシリコンの導電率が劣化する性質を持つため、製作手法によっては、強い日射での使用において、材料の劣化が進展する場合がある。

ii) 薄膜積層型

- ✓ 利用波長の異なる微結晶シリコンと、アモルファスを組み合わせた積層構造となっており、シリコン結晶型とアモルファス型の双方の利点を併せ持つ。
- ✓ アモルファス単体よりも発電効率を高くでき、その上高温下での出力の低下が少ない。
- ✓ 日本国内では多くのメーカーが手掛けている。
- ✓ 今後さらなる効率向上と、コスト削減が期待されている。
- ✓ 製作コストが比較的安価であることから、パネルを多量に使用する大規模太陽光発電所で採用されている例が多い。

(3) 化合物系

i) Cd-Te 型

- ✓ 米国で多く採用されている。
- ✓ 比較的安価で効率も高い。
- ✓ 2010年の生産量では世界トップであった。
- ✓ カドミウム(Cd)を使用しており、環境への影響が懸念されるが、使用量は少量で安定しているとして、現時点では the Restriction of Hazardous Substances (RoHS) 指令対象とはなっていない。
- ✓ 完全なりサイクルシステムを含めた環境配慮が必要である。

ii) CIS 型

- ✓ 研究段階でシリコン結晶型と同様の高い変換効率を得られており、商品レベルでも今後さらに効率向上が期待されている。
- ✓ 高温下での温度特性は薄膜シリコン同様良好である。
- ✓ 高温での使用下では、強い日射による劣化を修復する自己修復機能(アニーリング効果)が期待できる。
- ✓ 製作規模が拡大し、コストが低下することが今後期待されている。
- ✓ “光照射効果²⁾”により定格容量よりも5-10%発電量が得られる。
- ✓ 日本、サウジアラビア、タイでは大規模太陽光発電所でも使用されている。
- ✓ CISなどの薄膜型では、モジュールにかかる影の影響が相対的に少ない。これは薄膜型では、結晶型のようなセル構成になっておらず、モジュール全面が電極となっており、出力が急激に低下しないためである。

太陽光発電モジュールの種類を選定するに当たっては、サイトの状況をもとに、以下の点を考慮して行うことが重要である。

✓ 価格

太陽光発電所では、太陽光発電モジュールの価格が全体費用に占める割合が大きい
ため、合理的な価格の太陽光発電モジュールを選定することは、太陽光発電所建設におい
て重要な要素である。

²⁾ 光照射効果は、モジュールが太陽照射にさらされることにより、出力が増加する現象である。PV アクティブ CIS 層と透明な酸化物電極層の間のバッファ層が、光照射効果の要因となっている。光照射効果はモジュールが太陽光に暴露されることにより開始される。

✓ 効率

同容量の太陽光発電でも、使用する太陽光発電モジュールの変換効率の違いにより、必要となる土地面積が変わってくる。

✓ 温度特性

エジプト国での使用では、ほぼ年間を通じて高温環境下で使用することとなるため、良好な温度特性を有し、多くの年間発電電力量が稼げる種類が望ましい。

✓ 寿命

太陽光発電モジュールは、一般には 20 年以上の寿命が期待される。また、ある報告書によれば、シリコン結晶型の太陽光発電モジュールでは 30 年以上使用されている実績もある。さらにメーカーでは 20-25 年間の性能保障を謳っているものもある。一方稼働期間における発電量の算定には経年劣化も考慮することが必要である。

✓ 環境配慮

環境に悪影響を及ぼす材料が太陽光発電モジュールに含まれないか検討することが望まれる。また、運用後に太陽光発電モジュールがダメージを受けた場合の扱いについて、メーカーに事前に確認すべきである。

✓ 日影影響

太陽光発電モジュールの種類によっては、一部の太陽光発電モジュールへの日影影響で出力が大幅に低下するものがあり、年間発電電力に影響を及ぼす場合があるため、日影影響については、選定の際に考慮することが望まれる。

以上の観点をもとに、調査団が行った太陽光発電モジュールの評価結果を表 3-3-1-2 に示す。

この結果をもとに、次項以降の基本設計については、「多結晶型」「多層型(タンデム型)」「CIS 型」を使用して検討を行うこととする。

しかしながら、今後、太陽光発電モジュールの種別選定を行う際には、次のポイントを考慮することが望ましい。

- 大規模太陽光発電所は、ここ数年間に世界各国で注目されはじめたものであり、技術やコストが日に日に変化していること。
- このプロジェクトは、エジプトにおいて初めてとなる大規模太陽光発電所であるため、違うタイプの太陽光発電モジュールを混合し、エジプトの特異な環境下において、各太陽光発電モジュールの特徴を検証することも、ひとつの選択肢であること。

表 3-3-1-2 太陽光発電モジュール種類別評価結果

	シリコン型		薄膜シリコン型		化合物型	
	単結晶型	多結晶型	アモルファス型	薄膜積層型	CdTe 型	CIS 型
価 格	高	低	中	低	低	低
	NG	G	F	G	G	G
効 率	最良	良	悪	中	中	中
	Ex	G	NG	F	F	F
温度特性	中	中	最良	最良	良	良
	F	F	Ex	Ex	G	G
寿 命	良	良	中	良	良	良
	G	G	F	G	G	G
環境配慮	良	良	最良	最良	含 Cd のため 留意要	少量の含 Cd のた め留意要
	G	G	Ex	Ex	NG	F
日影影響	中	中	中	中	中	良
	F	F	F	F	F	G
総合評価	コストが高い 高温に弱い	変換効率が良 好 高温に弱い	変換効率が低 く広い面積が 必要	適している	リサイクル等の環 境配慮が必要	適している
	NG	G	NG	G	NG	G

<参照> Ex: Excellent, G: Good, F: Fair, NG: Not Good

出典: JICA 調査団

第2項 最適傾斜角と日影影響

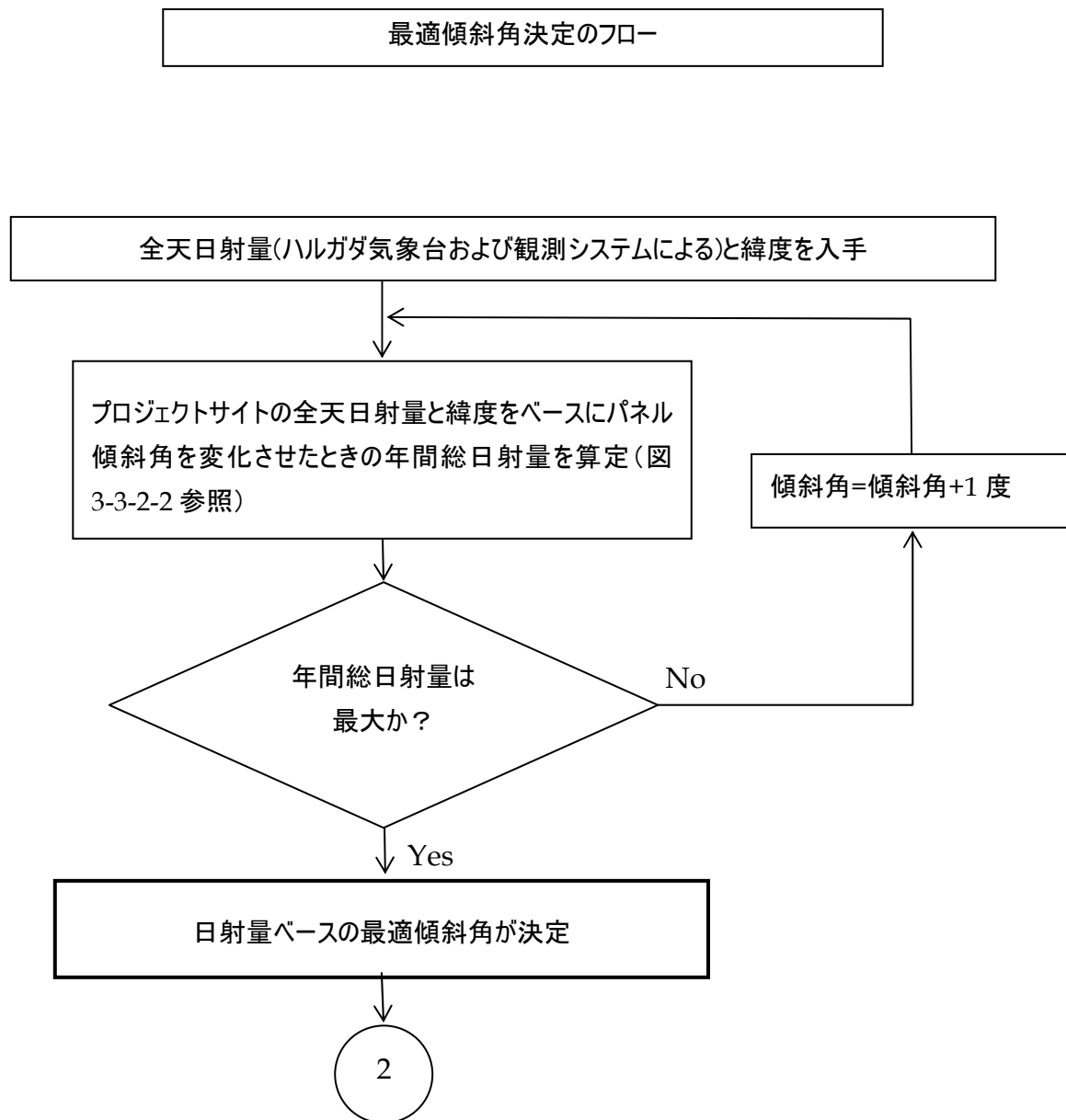
1) 最適傾斜角

傾斜角の違いによる太陽光発電の発電電力量の違いは、太陽光発電モジュールの種類に関係なく、傾斜面の日射量に依存するため、年間総日射量¹が最も多くなる角度を最適傾斜角度と判断することができる。最適傾斜角を求めるためには、まずは設置場所の緯度、日射量を考慮し、日射量をベースとした年間総日射量が最大となる傾斜角度を算出する。

最終的に採用する最適傾斜角度は、上記の結果をベースに、傾斜角度により費用が変動する架台、基礎のコストを試算し、発電コスト(米ドル/kWh/年)の差を算出して、費用対効果が最も高い角度を採用する。

最適傾斜角の決定手法に関するフローチャートを次ページに示す。

¹ 太陽光発電モジュールの傾斜面における年間総日射量は、それぞれの月における傾斜面における日平均日射量に月別日数を掛けたものを、足し合わせることで算出される。表 3-2-2-2 を参照

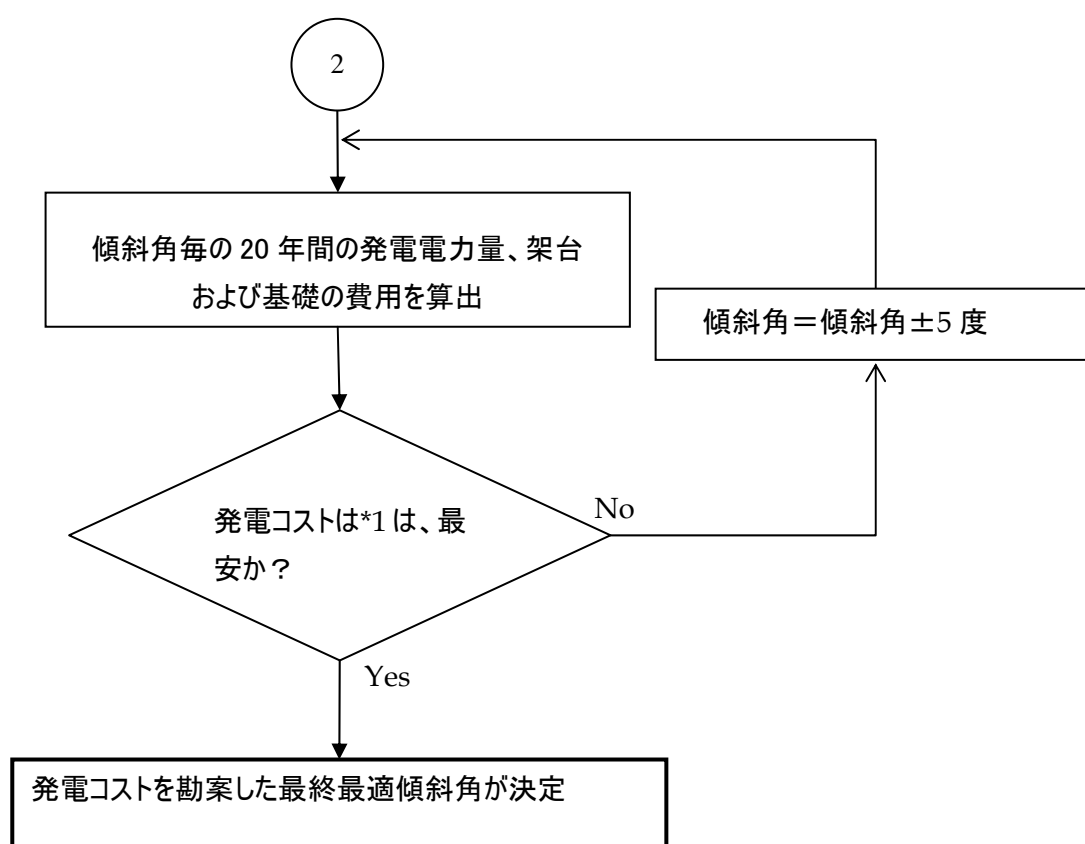


出典: JICA 調査団

図 3-3-2-1A 最適傾斜角の決定フロー

最終的な最適傾斜角度の決定フロー

年間総日射量ベースの最適傾斜角を元に、傾斜角を変化させた場合における費用と発電量の費用対効果を検討する。ここで変動する費用としては、架台および基礎のみを考慮する。その他費用については、ほぼ同等であるためである。



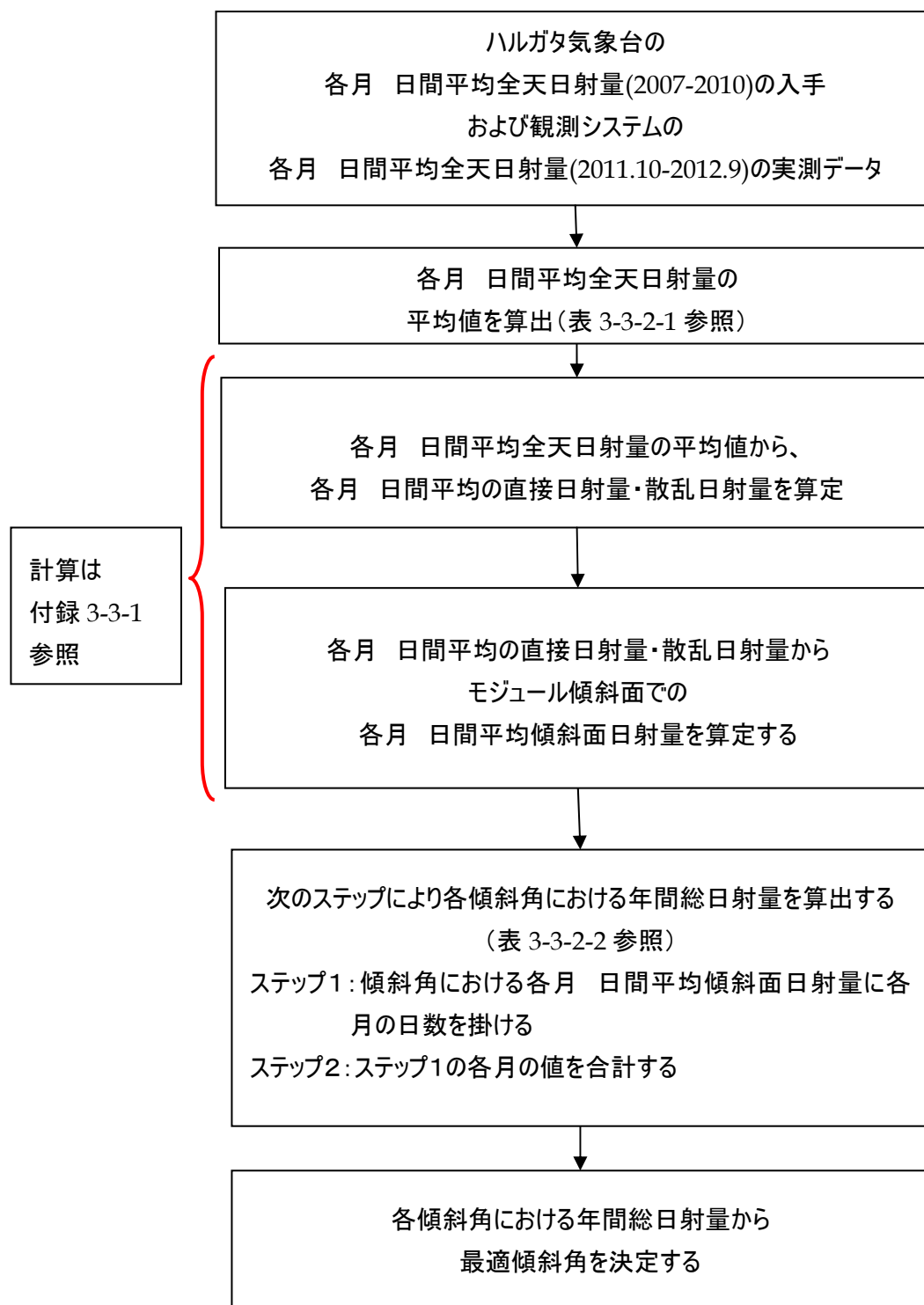
$$*1 \text{ 発電コスト} = \frac{\text{[架台+基礎]の初期投資費用}}{\text{傾斜角毎の年間発電量}}$$

出典: JICA 調査団

図 3-3-2-1B 最終最適傾斜角の決定フロー

2) 各傾斜角度における年間総日射量の算定

図 3-3-2-2 に、ハルガダ気象台データおよび JICA の観測システムの観測データを元に、年間総日射量および最適傾斜角を算出する検討フローを示す。



出典: JICA 調査団

図 3-3-2-2 年間総日射量および最適傾斜角の検討フロー

3) 検討に使用する日射量

年間総日射量の算定に必要なハルガダの全天日射量[kWh/m²・day]については、表 3-3-2-1 に示すとおり、ハルガダ観測所から入手した表 3-1-3-2 の 2007-2010 年のデータから単位を MJ/m²・day から kWh/m²・day に換算したデータ、および計測システムから取得したデータの平均値を採用した。

表 3-3-2-1 年間総日射量の算出用の各月の全天日射量

[kWh/m²・day]

Month	Hurghada Meteorological Observatory					Measured Data						For Basic Design
	Monthly Average (A)				Average of 2007 - 2010	Monthly Average (B)		Maximum Measured Data		Minimum Measured Data		Monthly Average of (A) & (B)
	2007	2008	2009	2010		2011	2012	2011	2012	2012	2012	
Jan		4.09		4.29	4.19		4.36		4.93		2.34	4.25
Feb		5.34		5.24	5.29		4.89		6.04		1.80	5.16
Mar		6.27		6.23	6.25		6.49		7.11		5.01	6.33
Apr	7.03	7.30		7.20	7.18		7.15		8.21		4.49	7.17
May	7.67	7.96	7.36		7.66		7.55		8.39		4.22	7.64
Jun	8.21		8.13		8.17		8.22		8.57		7.62	8.19
Jul	7.93		7.86	7.66	7.82		7.94		8.51		7.07	7.85
Aug	7.57		7.28	7.14	7.33		7.62		8.06		7.01	7.40
Sep	6.76		6.52	6.52	6.60		6.63		7.51		5.08	6.61
Oct	5.41	5.30	5.27	5.32	5.33	5.49		6.18		4.85		5.36
Nov	4.64		4.53		4.59	4.68		5.24		4.05		4.62
Dec		3.89		4.01	3.95	3.95		4.35		1.51		3.95
Total average	6.32					6.25		The highest data: 8.57		The lowest data: 1.51		6.21

出典:ハルガダ気象台および計測データ

4) 各傾斜角における年間総日射量

表 3-3-2-1 に示す各月日間平均の全天日射量をもとに、傾斜角を 0 度から 30 度まで変化させ(表 3-3-2-1 の右端の値が傾斜角 0 度のときの値となる)、表 3-3-2-2 に示す傾斜面における各月の平均日間日射量を算出した(添付 3-3-1 参照)。さらに、傾斜面での各月日間平均日射量に、各月の日数をかけ、それらを合計することで、各傾斜角における年間総日射量を求めた。

表 3-3-2-2 各傾斜角における年間総日射量および各月日間平均日射量

エジプト国太陽光発電事業準備調査 最終報告書

傾斜角	各傾斜角における年間総日射量 (kWh/年)	各傾斜角における各月日間平均日射量(kWh/日)											
		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2267.65	4.25	5.16	6.33	7.17	7.64	8.19	7.85	7.40	6.61	5.36	4.62	3.95
2	2294.45	4.40	5.30	6.42	7.21	7.62	8.14	7.82	7.42	6.69	5.48	4.78	4.11
4	2319.20	4.56	5.45	6.51	7.23	7.60	8.09	7.78	7.43	6.76	5.59	4.94	4.27
6	2341.86	4.71	5.58	6.60	7.26	7.57	8.03	7.73	7.43	6.83	5.70	5.10	4.43
8	2362.39	4.85	5.72	6.68	7.27	7.53	7.97	7.68	7.42	6.89	5.81	5.25	4.58
10	2380.76	4.99	5.84	6.75	7.28	7.49	7.89	7.62	7.41	6.94	5.90	5.40	4.73
12	2396.94	5.13	5.96	6.81	7.28	7.44	7.82	7.56	7.40	6.99	6.00	5.54	4.87
14	2410.92	5.26	6.08	6.87	7.28	7.39	7.73	7.49	7.37	7.03	6.08	5.67	5.00
16	2422.67	5.38	6.18	6.92	7.27	7.33	7.64	7.41	7.34	7.06	6.17	5.80	5.14
18	2432.17	5.50	6.29	6.97	7.25	7.26	7.55	7.33	7.30	7.08	6.24	5.92	5.26
20	2439.41	5.62	6.38	7.01	7.23	7.19	7.45	7.24	7.26	7.10	6.31	6.04	5.39
22	2444.38	5.73	6.47	7.04	7.20	7.11	7.34	7.15	7.21	7.11	6.37	6.15	5.50
24	2447.07	5.83	6.55	7.07	7.16	7.02	7.22	7.05	7.15	7.12	6.43	6.25	5.61
25	2447.56	5.88	6.59	7.08	7.14	6.98	7.17	7.00	7.12	7.12	6.46	6.30	5.67
26	2447.48	5.93	6.63	7.08	7.12	6.93	7.11	6.94	7.08	7.11	6.48	6.35	5.72
28	2445.60	6.02	6.70	7.10	7.07	6.84	6.98	6.83	7.01	7.10	6.52	6.44	5.82
30	2441.45	6.10	6.76	7.10	7.01	6.74	6.85	6.72	6.94	7.09	6.56	6.53	5.91

出典: JICA 調査団

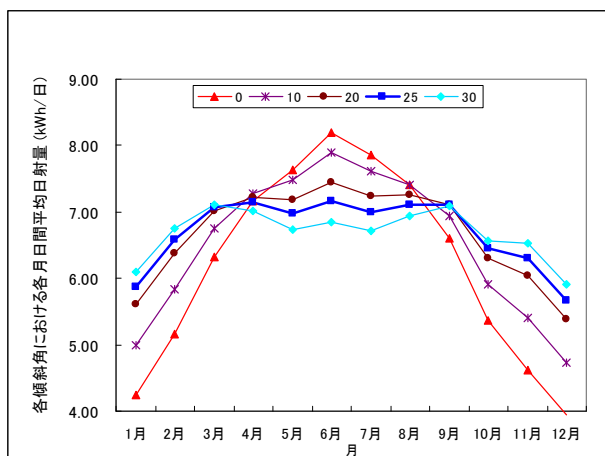


図 3-3-2-3 各傾斜角における月日間平均日射量

出典: JICA 調査団

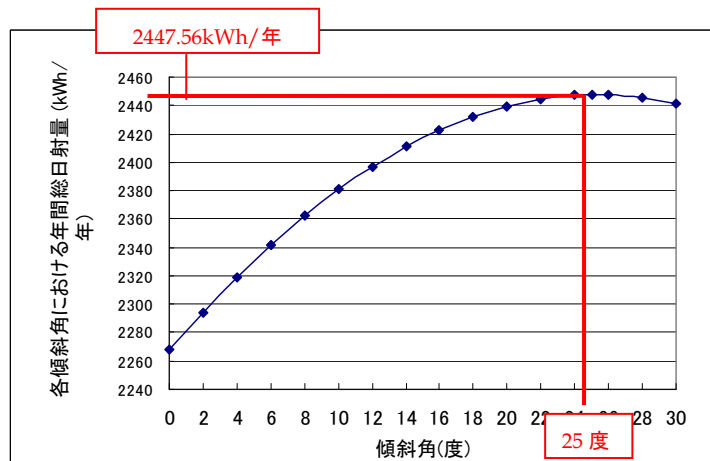


図 3-3-2-4 各傾斜角における年間総日射量

出典: JICA 調査団

これらの検討結果より、図 3-3-2-4 の赤線に示すとおり、太陽光発電モジュールにおいて年間総日射量が最大となるのは傾斜角 25 度と判断できるため、ここでの最適傾斜角は 25 度と決定する。

また、年間日射量は太陽光発電モジュールの種類に直接関係しないため、この最適傾斜角も、太陽光発電モジュールの種類によって変わらない。このためこの考え方は、どの太陽光発電モジュールにも適用可能である。

5) 建設費用を考慮した最終最適傾斜角

年間で最大の日射量を得られる最適傾斜角は 25 度であるが、最終的に最適傾斜角を求めるためには、傾斜角を変えることにより変動する建設費用(架台および基礎費用)を考慮し、費用対効果を検討することが必要である。

一般的に言えば、図 3-3-2-1B に示したとおり、発電コストは、以下の項目により算出される。

- ✓ 各傾斜角における架台費用
- ✓ 各傾斜角における基礎費用
- ✓ 各傾斜角における年間発電量
- ✓ 太陽光発電システムの耐用年数期間の総発電量

これらの項目を基に、傾斜角 10 度から 25 度まで変化させたときの、各太陽光発電モジュールの発電コストを表 3-3-2-3 に示す。

これらの結果より、太陽光発電モジュールの種類(多結晶型、CIS 型、薄膜積層型)によらず、傾斜角 20 度が最も良い発電コストを示す。

この結果の要因は、下記によるためと考えられる。

- ✓ 一般的に、傾斜角を高くすればするほど、太陽光システムは風の影響を受け易くなるが、このプロジェクトでは、傾斜角 20 度と 25 度においては、基礎費用は変わらない。
- ✓ 架台費用は、架台の柱の長さが変わるため、傾斜角を低くすれば、コストが安くなる。

最適傾斜角で説明したように年間発電電力量は、25 度の方が 20 度のときよりも大きくなる。しかしながら 20 度と 25 度の架台と基礎のコストの差を発電電力量の差では埋め合わせすることができない。

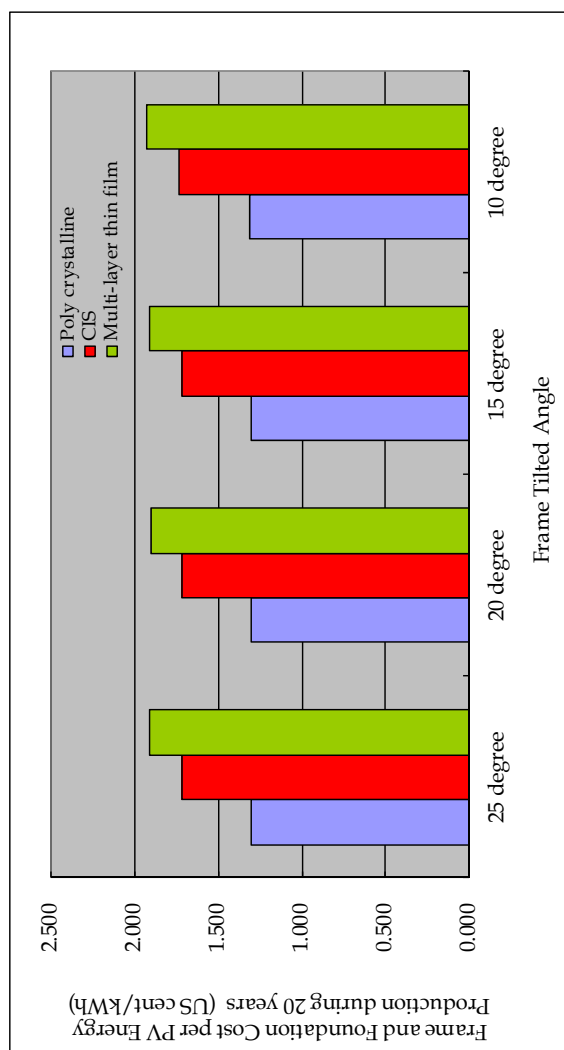
表 3-3-2-3 費用(架台+基礎)と発電量の評価

Comparison of frame and foundation cost and PV Energy Production									
Tilted Angle (Degree)	Frame cost (US\$)	Foundation (US\$)	Sub total (US\$)	Annual PV Energy production (MWh)	PV Energy production during Lifetime years(MWh)	Cost per Energy during 20years (US cent/kWh)	Difference from 25degree (US cent/kWh)		
Poly crystalline	25	7,029,500	2,072,217	9,101,717	34,903	698,054	1.304	0.000	Life time= 20 years
	20	6,965,000	2,072,217	9,037,217	34,760	695,200	1.300	0.004	
	15	6,900,500	2,072,217	8,972,717	34,414	688,281	1.304	0.000	
CIS	10	6,842,250	2,072,217	8,914,467	33,869	677,381	1.316	-0.012	
	25	9,708,250	2,370,021	12,078,271	35,148	702,965	1.718	0.000	
	20	9,634,500	2,370,021	12,004,521	35,013	700,260	1.714	0.004	
Multi-layer thin film	15	9,561,000	2,370,021	11,931,021	34,675	693,493	1.720	-0.002	
	10	9,494,500	2,370,021	11,864,521	34,135	682,703	1.738	-0.020	
	25	11,131,500	2,605,782	13,737,282	36,044	720,878	1.906	0.000	
	20	11,050,500	2,605,782	13,656,282	35,910	718,200	1.901	0.004	
15	10,969,500	2,605,782	13,575,282	35,567	711,336	1.908	-0.003		
10	10,896,500	2,605,782	13,502,282	35,018	700,357	1.928	-0.022		

Frame and Foundation Cost per PV Energy Production during 20 years (US cent/kWh)

	Poly crystalline	CIS	Multi-layer thin film
25 degree	1.304	1.718	1.906
20 degree	1.300	1.714	1.901
15 degree	1.304	1.720	1.908
10 degree	1.316	1.738	1.928

*Time Deterioration is not considered here, because there is no comparison between photovoltaic module types.



6) 日影の影響

ここでは、「多結晶型」・「薄膜積層型」・「CIS型」の3種類について、日影影響を考慮して下記2項目について検討を行う。

- ✓ 太陽光発電モジュールの配置方向・段数の検討
- ✓ 太陽光発電アレイ間距離の検討

表 3-3-2-4 各太陽光発電モジュール仕様

種類	多結晶型	薄膜積層型	CIS型
長辺側(mm)	1,662	1,402	1,257
短辺側(mm)	990	1,001	977
厚み(mm)	46	24	35
面積(m ²)	1.645	1.403	1.228
重さ(kg)	21.0	26.0	20.0
容量(W)	240	128	140

出典:メーカヒアリング結果によりJICA 調査団作成

(1) 太陽光発電モジュールの配置方向・段数の検討

以下の2項目について、後述の観点の検討を行い決定した。

- ✓ 太陽光発電モジュールの設置方向(長辺側と短辺側)
- ✓ 配置する段数

- 日影の影響

太陽光発電アレイは東西方向だけでなく、南北方向にも設置されるため、太陽光発電アレイの配置には、前列の太陽光発電アレイの影が影響しないように考慮する必要がある。もし太陽光発電アレイの設置高さが高すぎると、太陽光発電アレイ間の南北方向の設置スペースが広く必要となる。

- 太陽光発電モジュールの据付・保守時の作業性

太陽光発電モジュールの配置段数が多くなりすぎると、太陽光発電モジュールの最上段に手を伸ばすことが難しくなり、据付および保守が困難であるとともに、実際の据付にはクレーンが必要となることから、クレーン用の設置スペースも余分に必要となる。

- 太陽光発電モジュールの清掃時の作業性

設置場所が砂漠であり、砂塵の影響による発電電力量の低下が考えられることから、発電電力量の低下を最小限にするには、定期的なモジュール表面の清掃が必要となる。モジュール表面の清掃の自動化については、コスト面の課題があり得策ではないため、保守員によるモジュール清掃を前提として、清掃作業の容易性を考慮したモジュール配置とした。このためモジュールの段数は自ずと制限される。

(2) 太陽光発電モジュールの配置条件

下記検討項目より、太陽光発電モジュールの据付高さは地上高 1m とする。

- 地上からの照り返しによる太陽光発電モジュールの温度上昇を避けるため。太陽光発電モジュールの温度が上昇すると、太陽光発電モジュールの温度特性により出力は低下する。これまでの砂漠地域へ太陽光発電モジュールを設置した事例から、この対策として地上高は 1m 以上程度確保することが望ましいとの結果がある。
- 洪水時に太陽光発電モジュールが浸水することの防止。過去には激しい降雨に見舞われたことがあり、可能性は非常に低いものの洪水発生する危険性が、指摘されている。このため太陽光発電モジュールは適切な高さを取ることが推奨される。(例えば、地上 0.5m 以上など)

太陽光発電モジュールは東西方向に並列して配置されるため、パネル前面からモップ等の一般的な清掃用具により清掃することを考慮し、パネル斜面方向の幅を 2m 程度に抑える。

パネル後面の高さについては、パネル裏面側のケーブルや端子箱などの保守性を考慮し、2m 程度に制限する。

以上の結果により、このプロジェクトにおける太陽光発電モジュールの適切な設置方法は、以下の通りである。

- 太陽光発電モジュールは上下 2 段配置とする

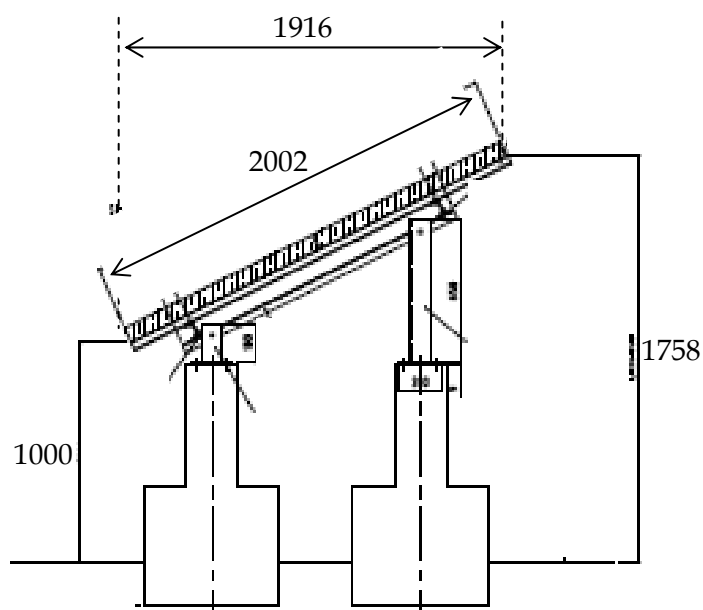
図 3-3-2-5 に、太陽光発電モジュールのサイズと上下 2 段配置の図を示す。

	太陽光発電モジュールのサイズ	断面図 太陽光モジュールの短辺側
多結晶型		
CIS 型		
薄膜積層)型		

単位: mm

出典: メーカーリング結果によりJICA 調査団作成

図 3-3-2-5 太陽光発電モジュールのサイズと短辺 2 段配置の概要図



出典: JICA 調査団

図 3-3-2-6 短辺 2 段配置の例(薄膜積層型)

(3) 太陽光発電アレイ間距離の検討

「太陽光発電モジュールの配置条件の検討」の結果より、太陽光発電アレイ間の日影影響を考慮し、太陽光発電アレイ間の距離の検討を行う。

ここで日影の影響は、太陽の高度が最も低くなる冬至で検討を行うのが一般的であり、ここでも冬至を基準に検討を進める。

表 3-3-2-5 では、高さ 1m の棒を設置した場合に、昼 12 時に太陽が最も高くなった場合、棒の高さを基準に、各時間帯での影の長さを倍率で示している。また、赤枠で示した個所は、北向きの影の長さを表しており、太陽光発電モジュールを南向きに設置した場合に、太陽光発電アレイ間の距離の検討を行う際に、この北向きの影の長さを用いて検討を行うこととなる。

表 3-3-2-5 ハルガダにおける冬至の各時刻の影の長さ

(unit: degree)

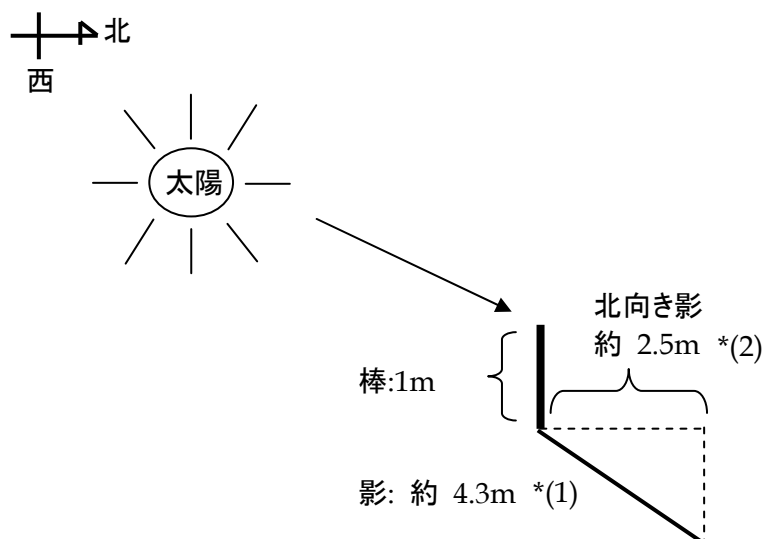
Time	Sun Elevation	Sun Azimuth Direction	Shade Length	Shade Coordinate in North&South	Shade Coordinate in East&West
7:00	2.0	117.6	28.4	13.1	-25.1
7:15	4.8	119.4	11.9	5.8	-10.4
7:30	7.6	121.3	7.5	3.9	-6.4
7:45	10.4	123.3	5.4	3.0	-4.5
8:00	13.2	125.4	4.3 ^{*(1)}	2.5 ^{*(2)}	-3.5
8:15	15.8	127.6	3.5	2.2	-2.8
8:30	18.4	129.9	3.0	1.9	-2.3
8:45	20.9	132.4	2.6	1.8	-1.9
9:00	23.3	135.1	2.3	1.6	-1.6
9:15	25.6	137.9	2.1	1.5	-1.4
9:30	27.8	140.9	1.9	1.5	-1.2
9:45	29.8	144.1	1.7	1.4	-1.0
10:00	31.7	147.4	1.6	1.4	-0.9
10:15	33.4	151.0	1.5	1.3	-0.7
10:30	34.9	154.7	1.4	1.3	-0.6
10:45	36.3	158.6	1.4	1.3	-0.5
11:00	37.4	162.6	1.3	1.3	-0.4
11:15	38.2	166.9	1.3	1.2	-0.3
11:30	38.9	171.2	1.2	1.2	-0.2
11:45	39.3	175.6	1.2	1.2	-0.1
12:00	39.4	180.0	1.2	1.2	0.0
12:15	39.3	184.5	1.2	1.2	0.1
12:30	38.9	188.9	1.2	1.2	0.2
12:45	38.2	193.2	1.3	1.2	0.3
13:00	37.4	197.4	1.3	1.3	0.4
13:15	36.2	201.5	1.4	1.3	0.5
13:30	34.9	205.4	1.4	1.3	0.6
13:45	33.4	209.1	1.5	1.3	0.7
14:00	31.7	212.6	1.6	1.4	0.9
14:15	29.8	216.0	1.7	1.4	1.0
14:30	27.8	219.1	1.9	1.5	1.2
14:45	25.6	222.1	2.1	1.5	1.4
15:00	23.3	224.9	2.3	1.6	1.6
15:15	20.9	227.6	2.6	1.8	1.9
15:30	18.4	230.1	3.0	1.9	2.3
15:45	15.8	232.4	3.5	2.2	2.8
16:00	13.2	234.7	4.3 ^{*(1)}	2.5 ^{*(2)}	3.5
16:15	10.4	236.8	5.4	3.0	4.6
16:30	7.6	238.8	7.5	3.9	6.4
16:45	4.8	240.6	11.9	5.8	10.4
17:00	2.0	242.4	28.6	13.2	25.4

日影影響を
考慮する
時間帯

出典: JICA 調査団

(+:北) (+:東)
(-:南) (-:西)

表 3-3-2-4 の考え方について、図 3-3-2-7 に示す。



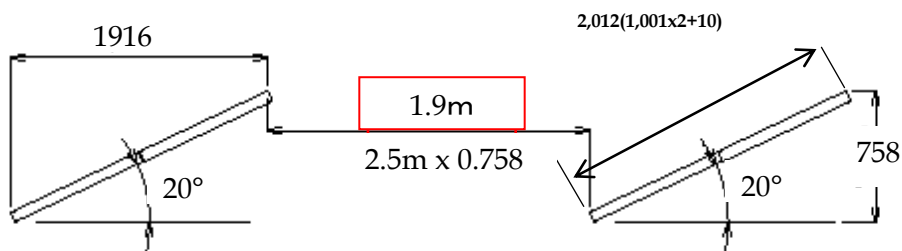
(1)と(2)の数値は、表 3-3-2-5 に示されている数値である。

図 3-3-2-7 冬至における朝 8 時の影の長さ

日影影響を考慮するときには日本では通常、冬至の 9～15 時に日影影響がないことを基準として考えることが一般的である。ハルガダでは低緯度であることと、日本よりも多くの日射を得られることから、冬至の 8 時～16 時まで日影の影響を受けないこととして太陽電池アレイ間の距離を検討してみたところ、現地のエリア内に十分配置できることがわかったため、本検討ではより多くの発電量が期待できることを考慮し、冬至の 8 時～16 時に日影影響を受けないことを条件として、太陽電池アレイ間距離を検討する。

このため、冬至の朝 8 時と夕方 16 時の影の長さを検討し、その影の距離をベースに、太陽電池アレイ間の距離を算定する。

アレイの短辺側の長さが最も長い薄膜積層型を用いて検討した結果を図 3-3-2-8 に示す。この図より、太陽光発電アレイ間を約 1.9m 確保すれば、冬至の 8 時～16 時とした場合の日影の影響は受けない。このため、他の太陽光発電モジュールを採用した場合でも、同じ設置方法であれば、太陽光発電モジュールの種類に関わらず、約 1.9m 確保することで日影影響を受けないと判断できる。またこのアレイ間の距離が確保されていれば、 $1\text{m} \times 0.5\text{m} \times 0.5\text{m}$ 程度の大きさの洗浄装置(写真 2-2-14 の例参照)を運搬する 1.5m 幅の軽トラックが十分に通行でき、保守上の問題もない。



出典: JICA 調査団

図 3-3-2-8 薄膜積層型・傾斜角 20° における太陽高発電アレイ間距離の検討結果

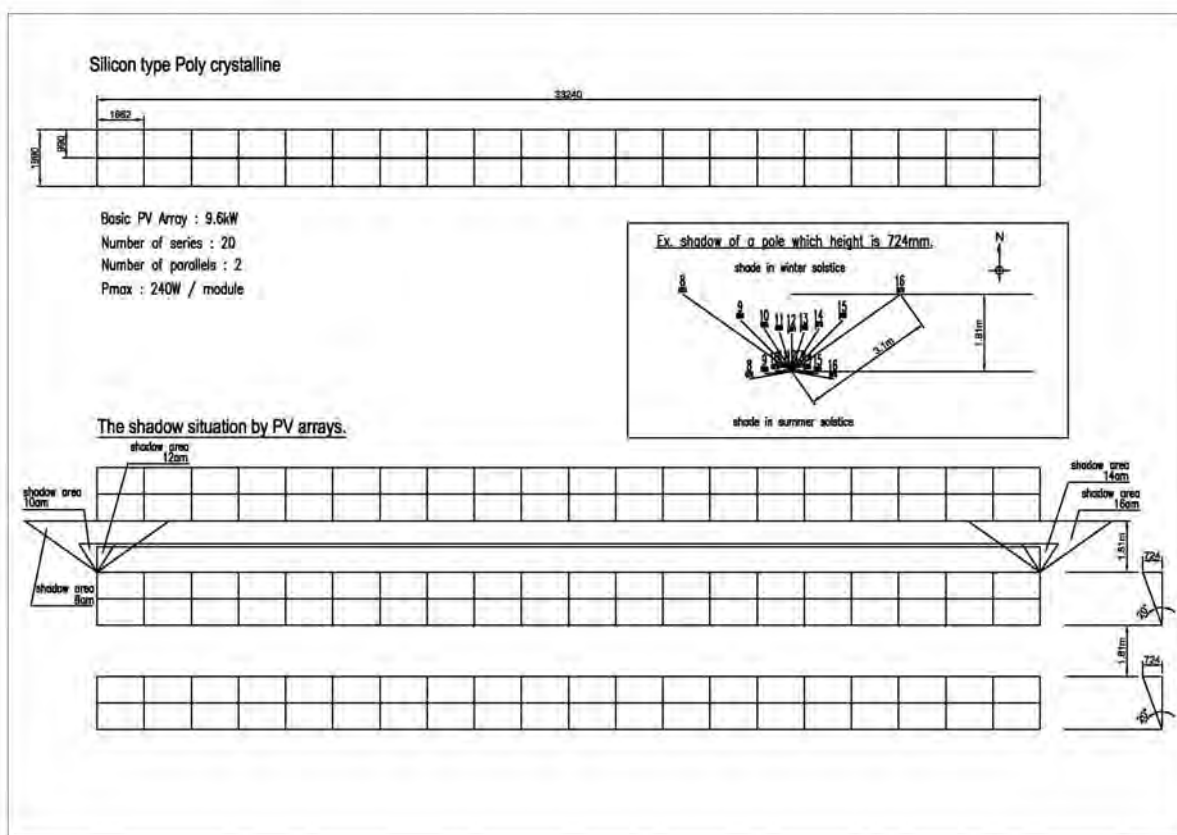


図 3-3-2-9 日影影響を考慮した太陽光発電アレイの配置(多結晶型)

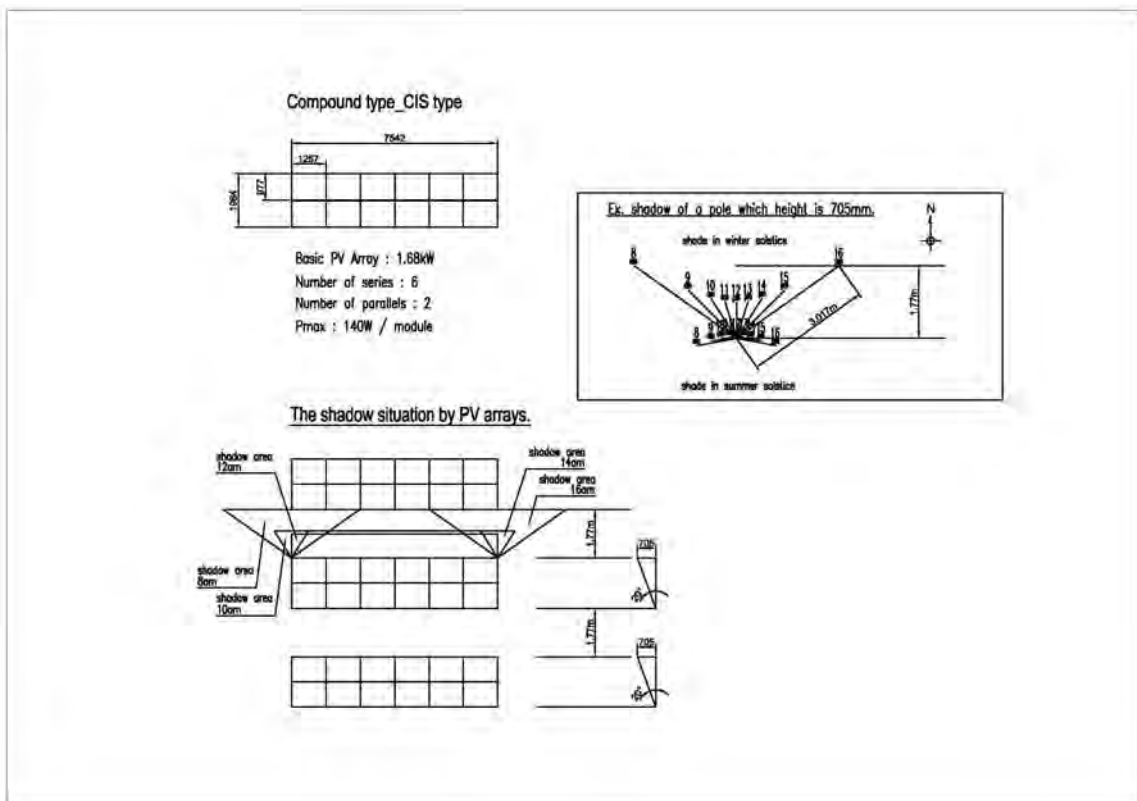


図 3-3-2-10 日影影響を考慮した太陽光発電アレイの配置(CIS 型)

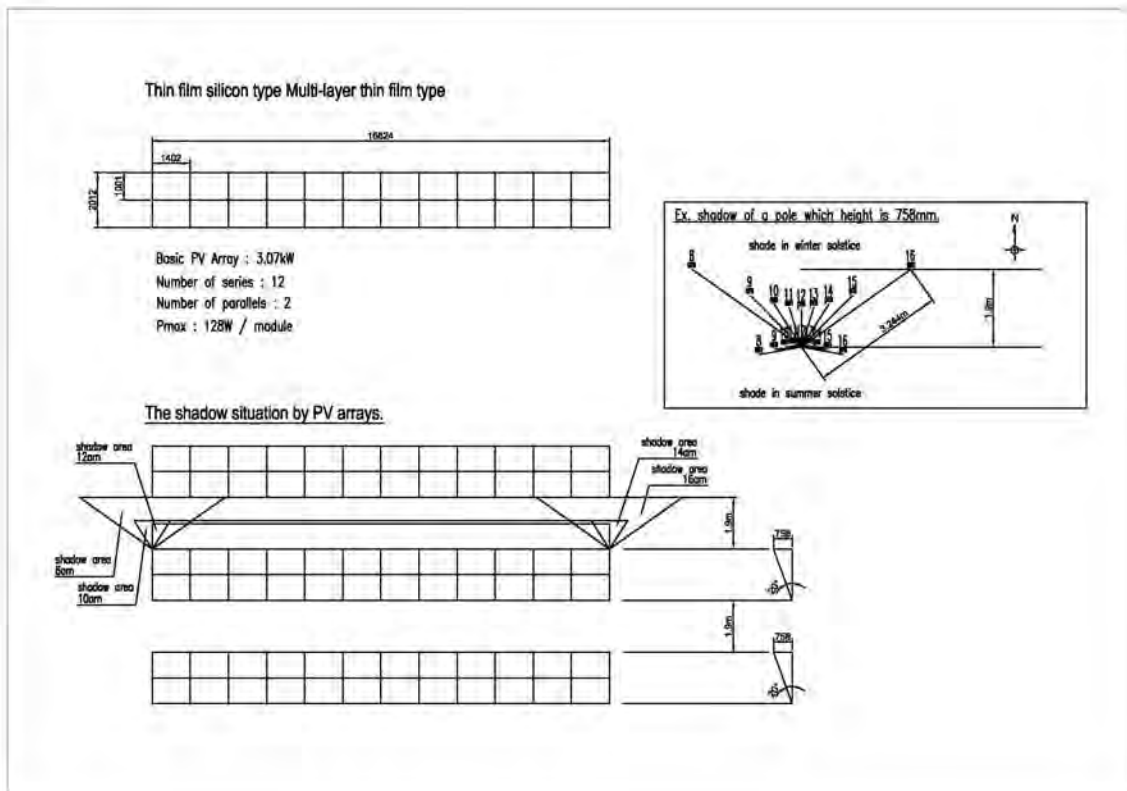


図 3-3-2-11 日影影響を考慮した太陽光発電アレイの配置(薄膜積層型)

7) 既設風力発電設備の影響

太陽光発電アレイの配置設計を行いにあたり、既設風力発電設備および風況観測タワーの影響を考慮する必要がある。太陽光発電モジュールは既設タワーの日影影響を避けて配置する必要がある。タワーによる日影の例を図 3-3-2-12 に示す。

日影の長さは、タワーの高さにより異なる。

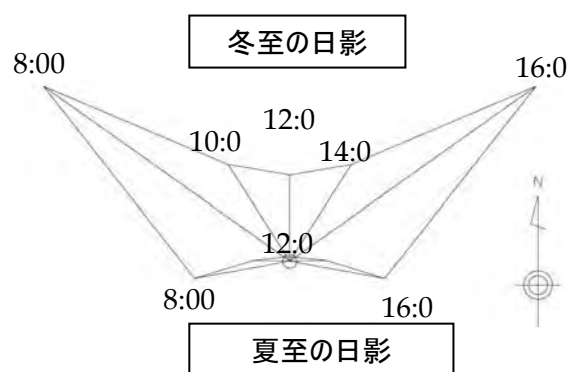


図 3-3-2-12 既設風力発電設備の日影の例

既設タワーの位置と高さを考慮したタワーの日影の検討結果を図 3-3-2-13 に示す。この検討結果により、太陽光発電モジュールの最適な配置を確保するため、NREA は北西側にある二本の観測タワー（現在運用停止している）の撤去を決定している。（図 3-2-2-13 参照）

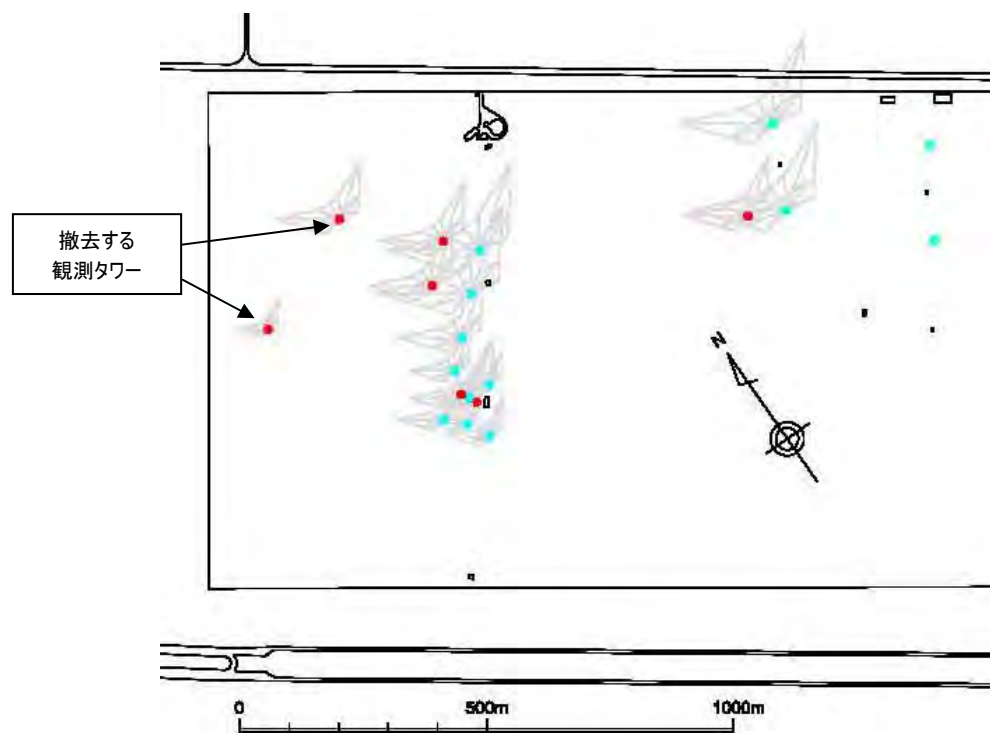


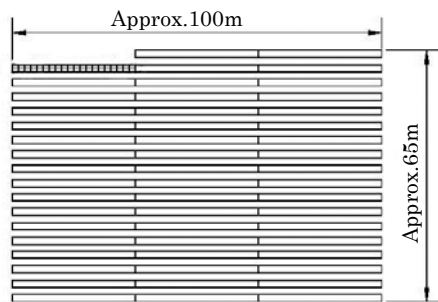
図 3-3-2-13 既設風力発電設備の日影影響

第3項 太陽追尾型太陽光発電システムと固定型太陽光発電システムとの比較

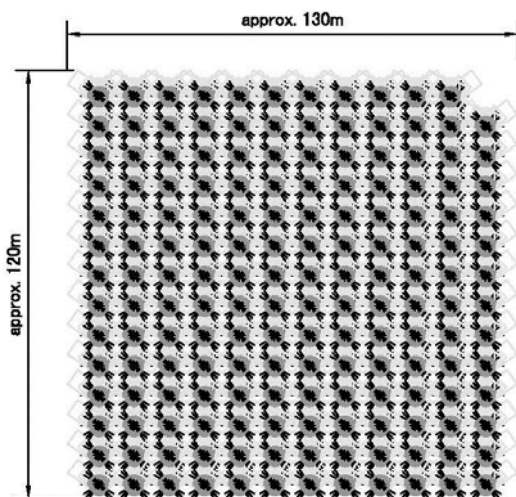
固定型太陽光発電システムは、一般的に年間発電量が最大となる角度に太陽電池モジュールを固定し、また北半球においては太陽電池モジュール方向を南に固定し設置する。

一方、太陽追尾型太陽光発電システムは固定型より発電効率の観点からは効率的である。太陽追尾型太陽光発電システムは、より発電効率を高めるため、日射をパネル面に対して常に垂直に受けるよう太陽を自動追尾して、太陽光発電モジュールを東西方向に可動したり、傾斜角を可変したりするシステムである。そのため、太陽の高度が低い場合において、パネル面を出来る限り太陽側に向けることから、パネルによる影の長さが長くなり、固定型システムと比較すると、一般的に太陽電池アレイ間の距離が広く必要とする。例えば、同じ条件下（多結晶型、日影影響を受けない時間帯を冬至の8時～16時とした場合）において、東西方向だけの1軸追尾型および東西方向と傾斜角度の可変の2軸追尾型を利用した際の設置面積を比較した結果、同じ条件下で固定型を導入した場合に比べ、約3倍の設置面積が必要となる。

3kWの太陽追尾架台システムを用いて500kWの1軸および2軸太陽追尾型を形成した場合の影の影響を図3-3-3-1に、また図3-3-3-1の構成を下に、20MWでの1軸および2軸のレイアウトを図3-3-3-2および図3-3-3-3に示す。



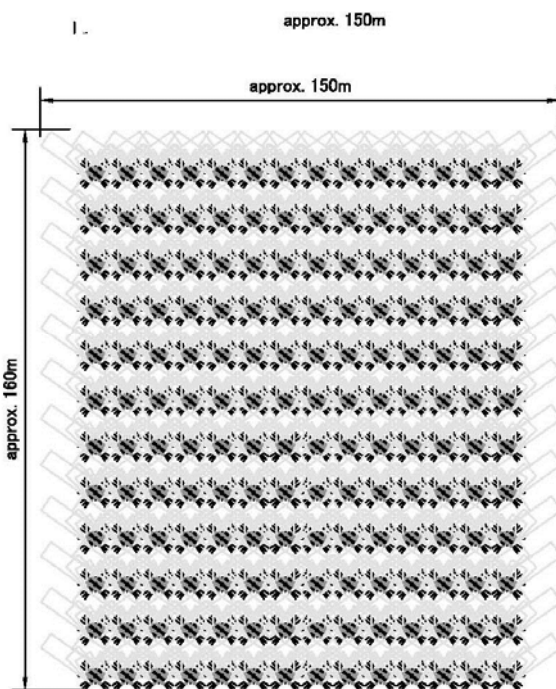
Fixed frame system (for reference)
 $9.6\text{kW} \times 53 = 509\text{kW}$



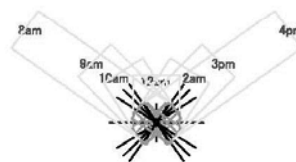
1-axis sun tracking system
 $3\text{kW module} \times 167 = 501\text{kW}$



Shadow is for winter season
 (1-axis sun tracking system)



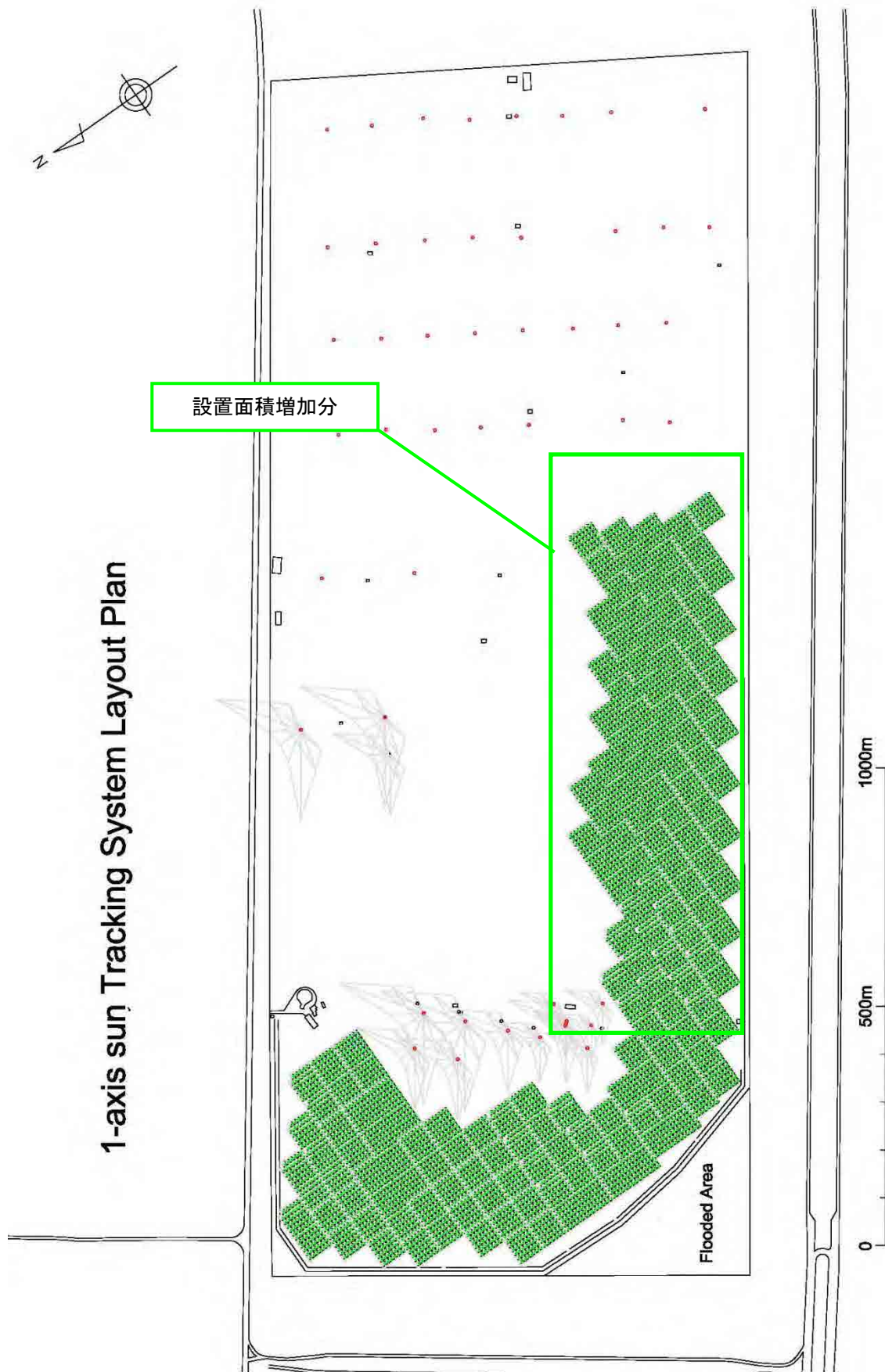
2-axis sun tracking system
 $3\text{kW module} \times 167 = 501\text{kW}$



Shadow is for winter season
 (2-axis sun tracking system)

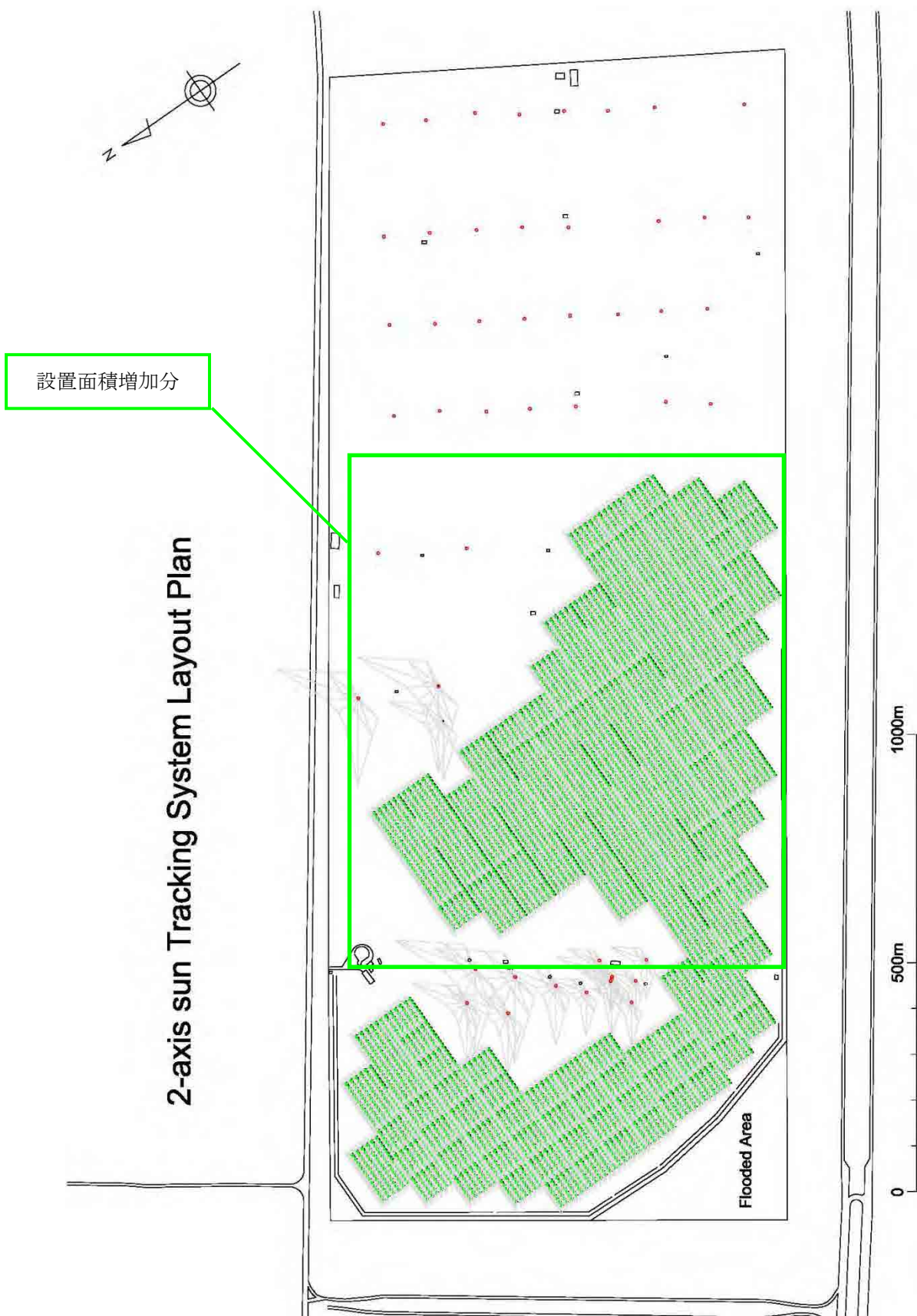
出典: JICA 調査団

図 3-3-3-1 多結晶型太陽光発電モジュールを用いた 500kW 太陽追尾型の配置例



出典: JICA 調査団

図 3-3-3-2 多結晶型太陽光発電モジュールを用いた 1 軸太陽追尾型の 20MW 配置例



出典: JICA 調査団

図 3-3-3-3 多結晶型太陽光発電モジュールを用いた 2 軸太陽追尾型の 20MW 配置例

次に太陽追尾方を使用することで得られる年間総日射量の試算結果を整理すると以下のとおりとなる。

- ✓ 1軸太陽追尾型は固定型に比較して約15%得られる日射量が増加する。
- ✓ 2軸太陽追尾型は固定型に比較して約20%得られる日射量が増加する。

表 3-3-3-1 年間総日射量の比較

unit: kWh/m²/day

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual	Incremental Ratio
Total Solar Radiation by fixed angle 20 degree	5.62	6.38	7.01	7.23	7.19	7.45	7.24	7.26	7.10	6.31	6.04	5.39	2,439.41	-
Total Solar Radiation by 1 axis tracking of Direction	5.94	6.86	7.84	8.41	8.50	9.38	9.30	8.61	8.27	7.07	6.47	5.81	2,823.77	15.8%
Total Solar Radiation by tracking of Lifted Angle	6.03	6.65	7.10	7.43	7.64	8.13	7.86	7.50	7.14	6.51	6.40	6.00	2,567.08	4.5%
Total Solar Radiation by 2 axis tracking	6.35	7.14	7.93	8.60	8.95	10.07	9.91	8.85	8.31	7.27	6.83	6.42	2,940.58	20.5%

(注)この比較は初期段階での検討結果であるため、上記のデータはエジプト気象台のデータのみ考慮しており、実測観測データを使用していない。

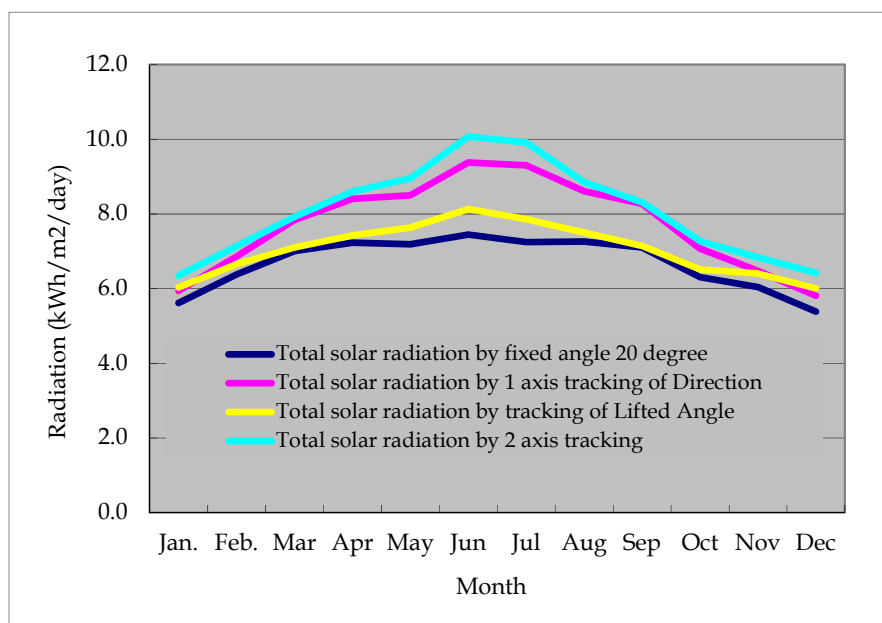


図 3-3-3-4 月別日射量の比較

運転保守の観点からは、

- 太陽光発電は可動部が少ないことから、可動部が多い風力発電等の発電設備と比較して、一般的にメンテナンスフリーと言われており、ランニングコストが低いことが特徴である。
- 太陽追尾型太陽光発電は、固定型太陽光発電と比較して、可動部が多くなることから、その分メンテナンスを必要とする個所が多くなり、メンテナンスコストが高くなる。
- 可動部が多いことで、特に砂が引き起こす故障の確率が高くなり、より高度なメンテナンスが要求される。

次に太陽追尾型太陽光発電と固定型太陽光発電を、コストと発電量の観点から比較した結果を表3-3-3-2に示す。この結果から最終的には、今回のプロジェクトにとっては固定型が望ましいとの結果となった。

表 3-3-3-2 コストと発電電力量の比較(多結晶型)

Poly Crystalline	Fixed System	Tracking System	
	(Lifted Angle: 20 deg.)	2-axis	1-axis
(1) Frame (\$/kW)	348	2,820	1,204
(2) Foundation (\$/kW)	104	745	
(3) Total Cost =(1)+(2)(\$/kW)	452	3,565	1,204
(4) Cost rate to Fixed System	1.00	7.89	2.66
(5) Annual power output rate to Fixed System	1.00	1.20	1.15
Cost Effectiveness =(4)/(5)	1.00	6.57	2.32

Source: JICA 調査団

表 3-3-3-3 コストと発電電力量の比較(CIS 型)

CIS	Fixed System	Tracking System	
	(Lifted Angle:20deg)	2-axis	1-axis
(1)Frame (\$/kW)	482	4,835	1,415
(2)Foundation (\$/kW)	119	745	
(3)Total Cost =(1)+(2)(\$/kW)	601	5,580	1,415
(4)Cost rate to Fixed system	1.00	9.28	2.35
(5)Annual power output rate to Fixed system	1.00	1.20	1.15
Cost Effectiveness=(4)/(5)	1.00	7.74	2.05

Source: JICA 調査団

表 3-3-3-4 コストと発電電力量の比較(薄膜積層型)

Multi Layer Thin Film	Fixed System	Tracking System	
	(Lifted Angle:20deg)	2-axis	1-axis
(1)Frame (\$/kW)	553	5,288	1,501
(2)Foundation (\$/kW)	130	745	
(3)Total Cost =(1)+(2)(\$/kW)	683	6,033	1,501
(4)Cost rate to Fixed system	1.00	8.83	2.20
(5)Annual power output rate to Fixed system	1.00	1.20	1.15
Cost Effectiveness=(4)/(5)	1.00	7.36	1.91

Source: JICA Study Team

表 3-3-3-2 から表 3-3-3-4 の検討結果より、1 軸太陽追尾型太陽光発電は、2 軸太陽追尾型太陽光発電に比べて、費用対効果が良好であるが、それでも固定型太陽光発電と比較して、メリットがあるとは言いがたい。その理由については、以下に示すとおりである。

■ 例 ケース1:多結晶型太陽電池モジュールの1 軸太陽追尾型太陽光発電

(a) 固定型太陽光発電に代えて、1 軸追尾型太陽光発電を設置した場合の増加費用

- 増加費用 : $(1,204 (\$/kW) - 452 (\$/kW)) \times 20,000kW$
= \$15,040,000

(b) 年間発電量を 15%と増加させるために必要な太陽電池モジュール費用

- 太陽電池モジュール費用: \$48,826,600/20,000kW(付録 3-4-1 参照)
- 増加費用 = \$48,826,600 × 0.15 = \$7,323,990

以上の検討結果より、(a)の方が(b)よりも多く費用が必要となることから、1 軸追尾型太陽光発電は、固定型太陽光発電と比較して、費用対効果が低いと言える。

■ 例 ケース2:多結晶型太陽電池モジュールの2 軸太陽追尾型太陽光発電

(a) 固定型太陽光発電に代えて、2 軸追尾型太陽光発電を設置した場合の増加費用

- 増加費用 : $(3,565 (\$/kW) - 452 (\$/kW)) \times 20,000kW$
= \$62,260,000

(b) 年間発電量を 20%と増加させるために必要な太陽電池モジュール費用

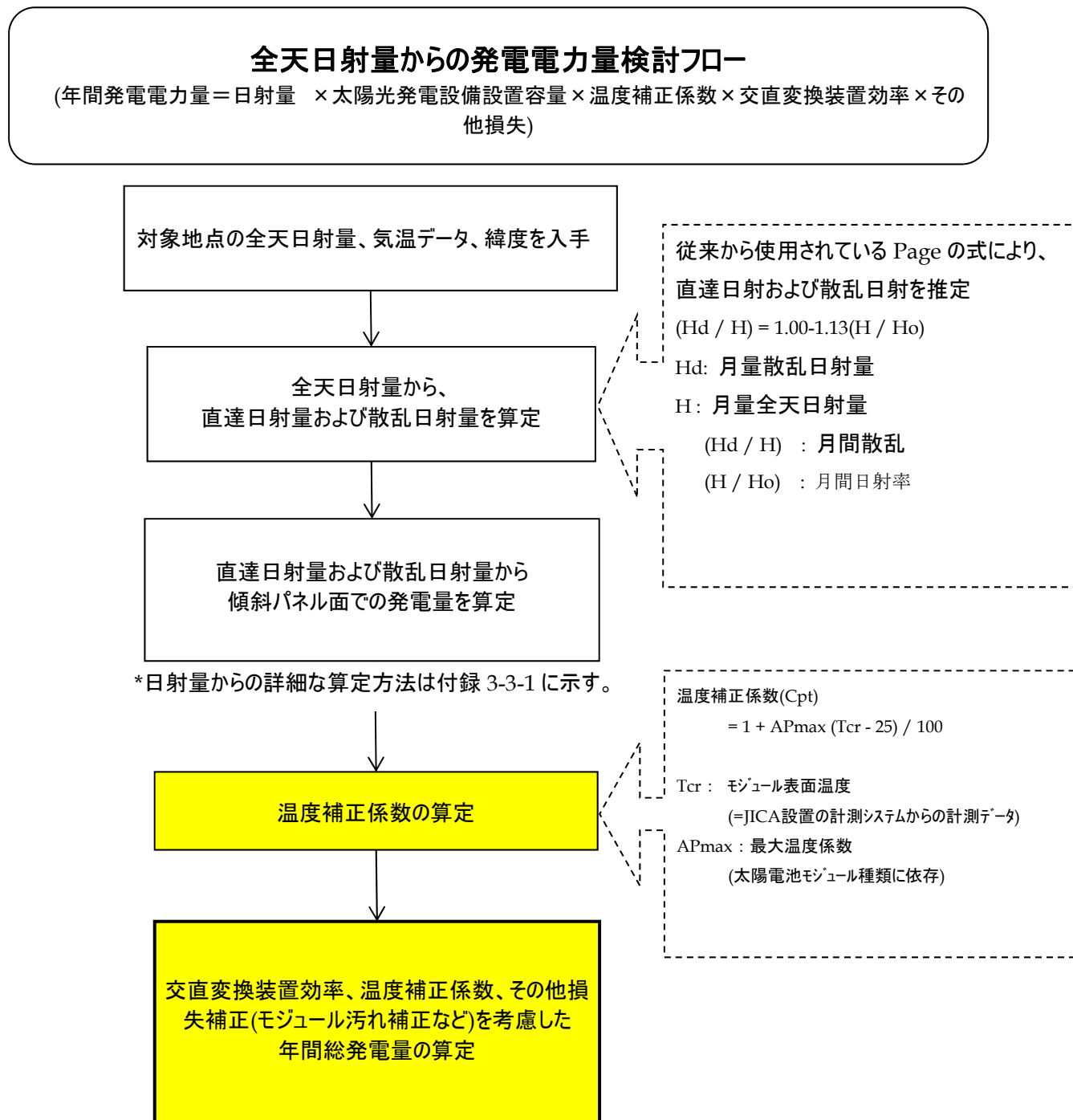
- 増加費用 = \$48,826,600 × 0.2 = \$9,765,320

以上の検討結果より、(a)の方が(b)よりも多く費用が必要となることから、2軸太陽追尾型太陽光発電は固定型太陽光発電と比較して、費用対効果が低いと言える。

以上の検討結果より、本プロジェクトにおいては固定型太陽光発電システムを採用することが望ましいと結論付けられる。

第4項 年間発電電力量の算定

全天日射量から、年間総発電量を算出するフローを図 3-3-4-1 に示す。また日射量の算出方法の詳細は付録 3-3-1 に示す。



出典: JICA 調査団

図 3-3-4-1 年間発電電力量算出フロー

(1) 太陽光発電モジュール表面温度について

JICAにて設置した気象観測システムを使用して、2011年10月から2012年9月の間の気象データを取得している。気象観測装置にはパイロットの太陽光発電モジュールを設置しており、その表面温度および気温の観測も行っている。観測結果を表3-3-4-1に示す。

Table 3-3-4-1 太陽光発電モジュールの表面温度

Month		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Note
Meteorological Authority Data	Average Maximum Temperature °C	22.1	24.0	27.0	30.0	33.2	36.8	37.4	37.3	34.8	31.6	27.3	23.9	2007-2009 average
Measured Data	Maximum Temperature °C	20.8	22.7	23.7	29.6	33.1	35.8	36.8	36.7	33.7	30.4	25.1	22.6	Oct.2011-Sep.2012
	PV module temperature °C	30.0	32.4	33.0	39.8	42.5	44.9	45.6	46.8	43.2	38.3	34.6	31.5	Oct.2011-Sep.2012

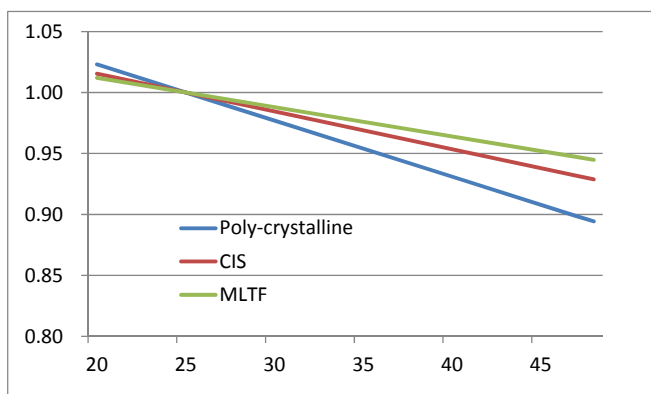


図 3-3-4-2 太陽光発電モジュールの温度補正係数

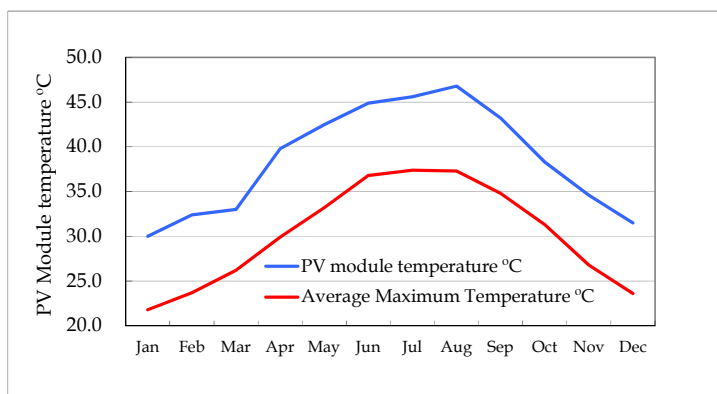


図 3-3-4-3 太陽光発電モジュールの表面温度

(2) 温度補正係数について

温度補正係数は、代表的な太陽光発電モジュール製造メーカーからの情報から、下式により今回の検討にて使用する温度補正係数を算定した。各月の温度補正係数の算定結果は表3-3-4-2に示すとおりである。

$$\text{温度補正係数 (Cpt)} = 1 + \text{Amax} (\text{Tcr} - 25) / 100$$

Tcr: 太陽光発電モジュールの表面温度

(=JICA 設置の気象観測システムの計測データ)

Amax: 最大温度補正係数 (太陽光発電モジュールの種類により異なる)

表 3-3-4-2 温度補正係数

Month	Jun	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Maximum Temperature Coefficient (AP max) %/°C	
PV module temperature °C	30.0	32.4	33.0	39.8	42.5	44.9	45.6	46.8	43.2	38.3	34.6	31.5		
Temperature Correction Coefficient	Poly Crystalline	0.977	0.966	0.963	0.932	0.920	0.908	0.905	0.900	0.916	0.939	0.956	0.970	-0.46
	CIS	0.985	0.977	0.975	0.954	0.946	0.938	0.936	0.932	0.944	0.959	0.970	0.980	-0.31
	MLTF	0.988	0.982	0.981	0.964	0.958	0.952	0.951	0.948	0.956	0.968	0.977	0.984	-0.24

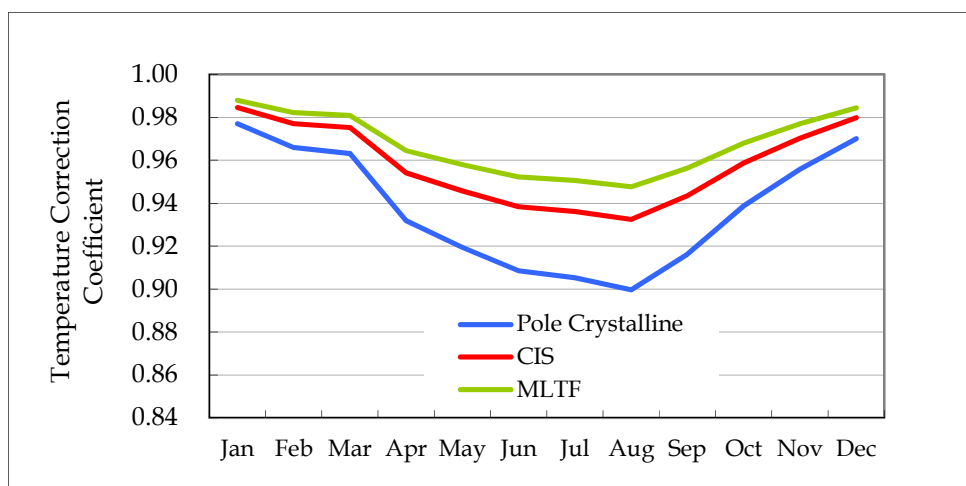


図 3-3-4-4 温度補正係数

(3) 太陽光発電モジュール表面の汚損の影響

JICA 設置の気象観測システムでは、太陽光発電モジュール表面における汚損状況も観測している。観測方法としては、2枚設置している太陽光発電モジュールのうち、1枚は太陽光発電モジュールの表面を1週間毎に清掃し、もう1枚については清掃を行わず放置した。

短絡電流は砂塵の汚損により遮られている日射量に対して比例している。モジュールの出力もまた日射量に比例している。このため2枚の太陽光モジュールの短絡電流の比率は、モジュール出力の比率と同じである。

汚損による影響はこのように、清掃を行うモジュール(モジュール No.2)と、清掃を行わないモジュール(モジュール No.1)の出力低下の比率として分析した。この結果を図 3-3-4-5 に示す。

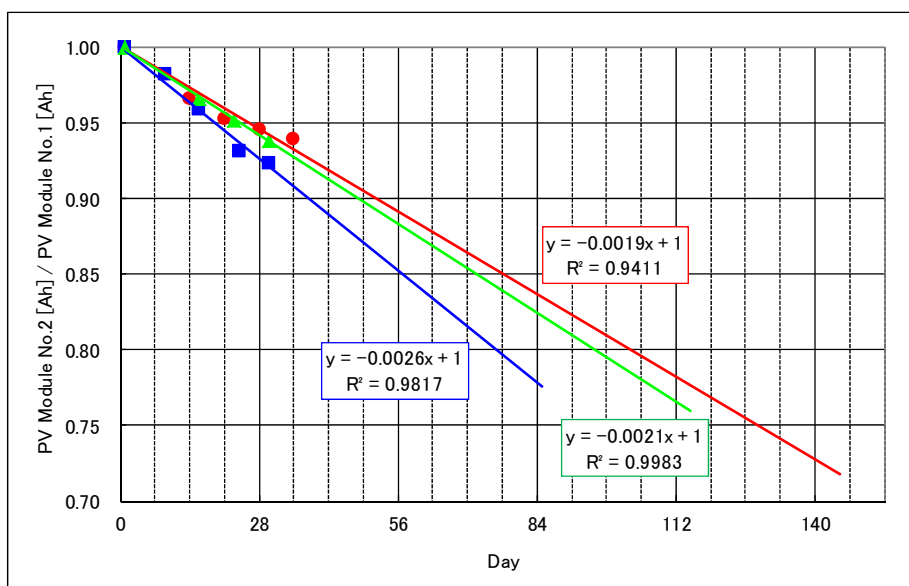


図 3-3-4-5 汚損の影響の実測結果

赤:2011年10月-2012年2月

青:2012年3月-2012年5月

緑:2012年6月-2012年9月

調査団は計測システムが設置された後、3回にわたり汚損状況の観測を行っている。1回目は2011年10月から2012年2月、2回目は2012年3月から2012年5月、3回目は2012年6月から2012年9月に実施した。

汚損による平均的な発電電力低下の状況を表 3-3-4-3 に示す。

表 3-3-4-3 砂塵による発電量低下率

Interval	From Oct./2011 to Feb./2012	From Mar./2012 to May/2012	From Jun./2012 to Sep./2012	Average
2 weeks	-3.2%	-3.8%	-2.9%	-3.3%
1 month	-5.7%	-7.8%	-6.3%	-6.6%

発電電力の低下は2週間で約3%、1ヶ月で約7%である。この結果より、汚れによる出力低下を清掃で回復するための頻度は、最低1ヶ月程度であることが望ましい。この条件を考慮し年間発電量を算定する際の、砂塵の汚れによる発電量低下は7%として試算を行うこととした。

(4) 発電量算定に必要なその他係数など

上述以外で発電電力量算定に必要な各種係数を、表 3-3-4-4a に示す。

太陽光発電モジュールの発電電力量は一般に年々減少する。出力の低下率は太陽光モジュールの種類と特性により異なる。このためこの係数は、表 3-3-4-4b からは除外して、表 3-3-4-7 で詳述する。

表 3-3-4-4a 発電電力量算定に必要なその他係数

太陽電池総出力	C_AS	kW	20,000	
日射量年変動補正係数	C_HD	-	0.97	日射量の統計的な変動を補正する係数
経時変化補正係数	C_PD	-	表 3-3-4-4b 参照	汚れ補正係数、劣化補正係数、分光応答変動補正係数、非線形応答変動補正係数
アレイ回路補正係数	C_PA	-	0.97	直流回路に発生する配線抵抗損失と逆流防止ダイオードの損失を補正する係数
アレイ負荷整合補正係数	C_PM	-	0.94	負荷との見合いで決定されるアレイ電力の動作点がどの程度アレイの最適動作点からずれているかを示す補正係数
インバータ実行効率	C_IN O	-	0.95	
基本設計係数	C'	-	表 3-3-4-5	$C'=C_HD*C_PD*C_PM*C_PA*C_INO$; 実日射量に対する発電有効日射量の割合

表 3-3-4-4b 経時変化補正係数 (C_PD)

	汚れ補正 係数	劣化補正 係数	分光応答 変動補正 係数	非線形応答 変動補正 係数	劣化補正係数を除く 経時変化補正係数
多結晶型	0.93	表 3-3-4-7 参照	1.005	0.97	0.91
CIS 型			0.99		0.89
薄膜積層型			1.005		0.91

(5) 基本設計係数 (C')

表 3-3-4-4a での説明の通り、基本設計係数は、このプロジェクトにおける太陽光モジュールの種類ごとの発電電力量算出のために、表 3-3-4-5 に示すとおり算出される。しかし、この係数には経時劣化補正係数が含まれていない。この係数は初年時の年間発電電力量を算出した後に、考慮することとする。

表 3-3-4-5 経時劣化補正係数を除く、基本設計係数 (C')

	経時劣化補正係数を除く、 基本設計係数
多結晶型	0.76
CIS 型	0.75
薄膜積層型	0.76

(6) 初年度の年間発電電力量

上記の係数と下式を用いて、初年度の年間発電電力量を算定する。この章の第3節第2項に記載されている通り、モジュールの傾斜角は20度とする。

月別発電電力量は、下記の式にて算定する。

$$E_{pm} = C \times P_{AS} \times H_{AM} / G_s$$

ここで

- E_{pm} : 月別発電電力量(kWh)
- C : 月別基本設計係数
- P_{AS} : 標準試験状態における太陽光発電モジュールの定格出力(kW)
- H_{AM} : 月別積算日射量(kWh/m²/month)
- G_s : 標準試験状態における日射強度(kWh/m²)

$$C = C' \times C_{pt}$$

ここで

- C' : 基本設計係数
- C_{pt} : 各月の温度補正係数 (表3-3-4-2参照)

傾斜角20度における初年度の年間発電電力量は、各月の発電電力量から1年分を足し合わせて算出する。計算結果を、表3-3-4-6および図3-3-4-6に示す。

表 3-3-4-6 初年度における各太陽光発電モジュールの発電電力量

Month		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual total
Monthly Energy Production (MWh)	Poly Crystalline	2,593	2,629	3,188	3,079	3,121	3,091	3,097	3,084	2,974	2,798	2,638	2,468	34,760
	CIS	2,573	2,620	3,180	3,105	3,162	3,145	3,154	3,148	3,017	2,815	2,638	2,455	35,013
	MLTF	2,622	2,674	3,247	3,187	3,252	3,240	3,252	3,248	3,104	2,885	2,696	2,504	35,910

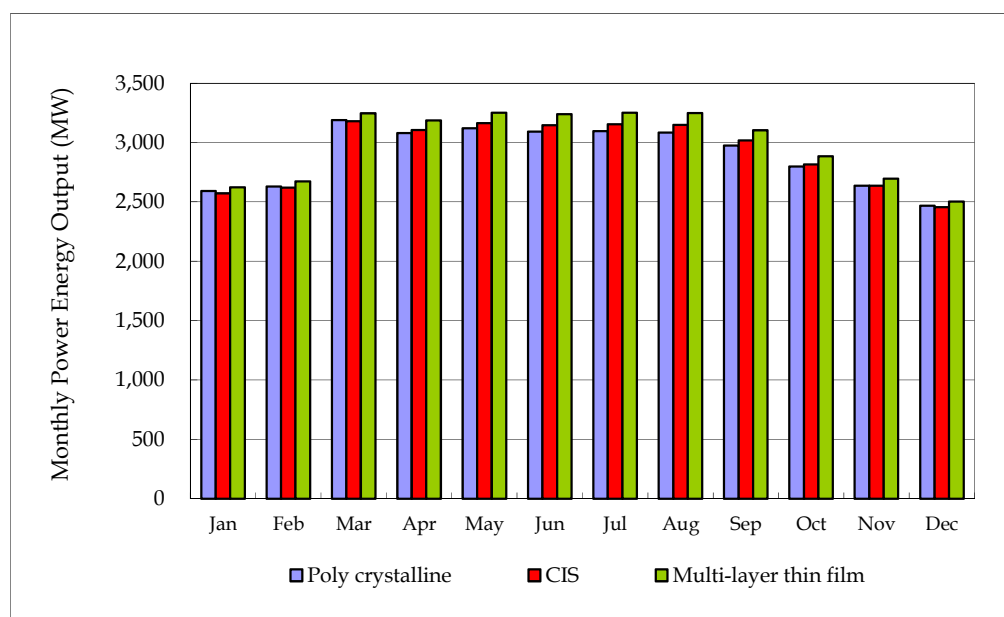


図 3-3-4-6 初年度における各太陽光発電モジュールの発電電力量

(7) 経時劣化補正係数

経時劣化補正係数は太陽光発電モジュールの種類、特性の違いにより異なる。調査団ではこの係数を、日本の主たる太陽光モジュールメーカーからの情報により、各社の保証条件も考慮して、表 3-3-4-7 に示すとおり設定した。

表 3-3-4-7 経時劣化補正係数

種類	経時劣化
多結晶型	1.0% /年
CIS 型	0.5% /年
薄膜積層型	1.5% /年 (～10 年)
	0.0% /年 (11～20 年)

太陽光発電モジュールの寿命は一般的には 20 年程度と想定される。このため各太陽光発電モジュールの寿命期間における発電電力量は、初年度の発電電力量と、太陽光発電モジュールの経年劣化を考慮して算出できる。

各太陽光モジュールの寿命期間中の発電電力量を、表 3-3-4-8 および図 3-3-4-7 に示す。

表 3-3-4-8 20 年間の発電量

year	Poly Crystalline [MWh/year]	CIS [MWh/year]	MLTF [MWh/year]
1	34,760	35,013	35,910
2	34,412	34,838	35,371
3	34,064	34,663	34,832
4	33,716	34,488	34,293
5	33,368	34,313	33,754
6	33,020	34,138	33,215
7	32,672	33,963	32,676
8	32,324	33,788	32,137
9	31,976	33,613	31,598
10	31,628	33,438	31,059
11	31,280	33,263	31,059
12	30,932	33,088	31,059
13	30,584	32,913	31,059
14	30,236	32,738	31,059
15	29,888	32,563	31,059
16	29,540	32,388	31,059
17	29,192	32,213	31,059
18	28,844	32,038	31,059
19	28,496	31,863	31,059
20	28,148	31,688	31,059
Total	629,080	667,010	645,435
Average	31,454	33,351	32,272

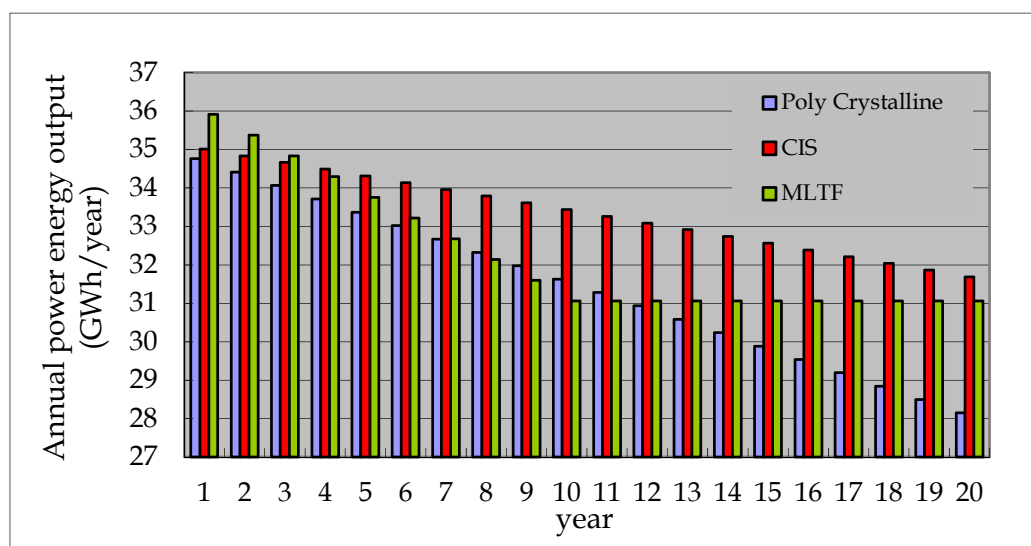


図 3-3-4-7 20 年間の発電量

第5項 土木工事設計

太陽光発電モジュールの基礎設計に関しては、以下にあげる項目を基本とする。

1) 設計基準

このプロジェクトにおいて使用する設計基準は、主に以下にあげる通りである。

- 土木設計の要求事項は、「太陽電池アレイ用支持物設計標準(JIS C8955)」
- 安定計算手法は、「日本の建築基準法」
- 風圧荷重算定手法は、「エジプト設計基準#201 による風圧荷重算出式」
- 地震荷重算定手法は、「エジプト建築設計基準における耐震基準」

2) 荷重条件

「太陽電池アレイ用支持物設計標準(JIS C8955)」、「エジプト設計基準#201 による風圧荷重算出式」に基づき、設計荷重は以下の通りとする。

■ 静荷重

太陽光モジュール、架台、基礎の全荷重とする。

■ 風圧荷重

太陽光モジュールの風圧荷重

$$W=C_w \times q \times A_w$$

ここで	W	:風圧荷重 (N)
	C_w	:風力係数
	q	:風速荷重 ($N \cdot m^{-2}$)
	A_w	:受風面積 (m^2)

NREA と協議の結果、今回の検討では風圧荷重として、エジプトの設計基準に従い実施することとした。エジプトの設計基準では、地上高 10m における 3 秒間のガストを考慮することとなっている。本プロジェクトでは最大平均風速として、設計基準より 26m/秒を採用することとした。太陽光モジュールが受ける風圧荷重の計算結果は、付録 3-2 に添付する。

■ 地震荷重

基礎の水平地震力は以下により算出する。

$$K=k \times G$$

ここで	K	:地震荷重(N)
	k	:水平地震係数
	G	:基礎に掛かる全静荷重(N)

ハルガダは、エジプトの活地震ゾーンで知られているスエズ湾の地震ベルト地帯に属する。エジプトの耐震基準に従うと、地震の強度は5つのゾーンに分類できる。ハルガダはゾーン 5a に属し、k(水平地震係数)の値は、0.25G である。

エジプトの設計基準による地震荷重の計算結果および、風圧荷重との比較を行った。計算書は付録 3-2 に添付している。

■ 積雪荷重

冬季の降雪は無いため、積雪荷重は考慮しない。

■ 洪水による水圧荷重

基礎への水圧は、以下により算出される。

$$P = k \times V^2 \times A$$

ここで P : 流水圧 (kN)
 k : 橋脚の形状係数(下表に示す)
 V : 流水速度 (m/s)
 A : 基礎への前面投影面積(m²)

橋脚形状	k
→ □ → ▭	0.7
→ ○ → 楕円形 → 六角形	0.4
→ 魚鱗形	0.2

流水圧の計算は、日本の高速道路橋の仕様に準じて計算し風圧荷重との比較を行った。
 計算結果を付録 3-2 に示す。

3) 安定計算

基礎設計の最低要求事項は、圧縮、引上げに対する許容支持力と転倒、滑動である。

i) 圧縮力の安定性

地盤は静荷重、風圧荷重などの実荷重に対して、十分な耐力を有している。

安全率は 1.2 とする。計算手法を以下に示す。

$$\frac{q_a}{\sigma_{c \max}} \geq F_c$$

ここで

q_a : 許容支持力 (kN/m²)

$\sigma_{c \max}$: 地反力 $\sigma_{c \max} = \alpha \times \frac{V_c}{B \times B'}$ (kN/m²)

$$\alpha = 1 + \frac{6 \times e}{B}$$

e : 偏心距離 $e = \frac{M_c}{V_c}$ (m)

V_c : 鉛直荷重 $V_c = C_v + W_c + W_G$ (kN)

M_c : 作用モーメント $M_c = C_H \times h$ (kN・m)

W_c : 基礎静荷重 (kN)

W_G : 太陽光モジュール、架台静荷重 (kN)

B, B' : B =幅, B' =埋込深さ Depth (m)

h : 重心高さ(m)

F_c : 安全率 (=1.20)

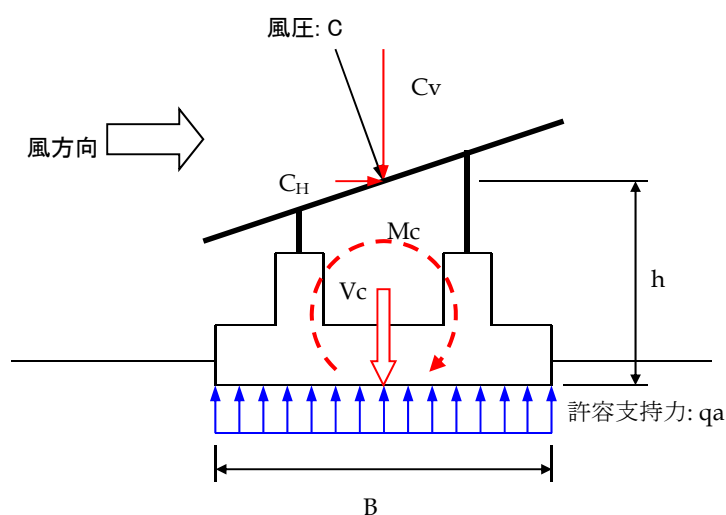


図 3-3-5-1 太陽光モジュール基礎への圧縮力

ii) 引張荷重の安定性

基礎は風圧による引上げ力に対して十分な耐力を有している。

安全率は 1.2 とする。計算手法は以下による

$$\frac{V_T}{T_V} \geq F_t$$

ここで

V_T : 太陽光モジュールユニットの自重 $V_T = W_C + W_G$ (kN)

T_V : 風圧荷重の鉛直成分 $T_V = T \times \cos \theta$ (kN)

W_C : 基礎静荷重 Weight of Foundation (kN)

W_G : 太陽光モジュールと、架台の静荷重 (kN)

θ : 太陽光モジュールの傾斜角 (°)

F_t : 安全率 (=1.20)

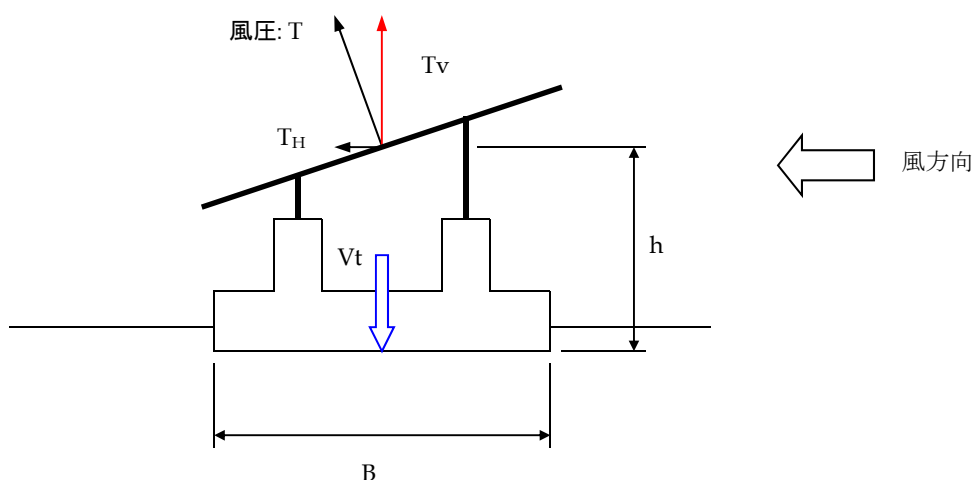


図 3-3-5-2 太陽光モジュール基礎の引張荷重

iii) 転倒の安定性

抵抗モーメントは最大水平荷重による転倒モーメントより大きいことが必要である。基本的にはこの転倒の安定性により、基礎サイズが決定される。

安全率は 1.5 とする。計算手法は以下にあげるとおり

$$e \leq \frac{B}{3}$$

ここで

e : 偏心距離 $e = \frac{M_o}{V_t}$ (m)

$$M_o \leq \frac{M_r}{F_o} = \frac{V_t \times (B/2)}{1.5}$$

$$\frac{M_o}{V_t} \leq \frac{B}{3}$$

M_o : 転倒モーメント $M_o = T_H \times h$ (kN・m)

M_r : 抵抗モーメント $M_r = V_t \times (B/2)$ (kN・m)

V_t : 鉛直荷重 $V_t = W_c + W_G - T_v$ (kN)

W_c : 基礎の静荷重 (kN)

W_G : 太陽光モジュールと架台の静荷重(kN)

B : B=幅 (m)

h : 転倒モーメント長さ(m)

F_o : 安全率(=1.50)

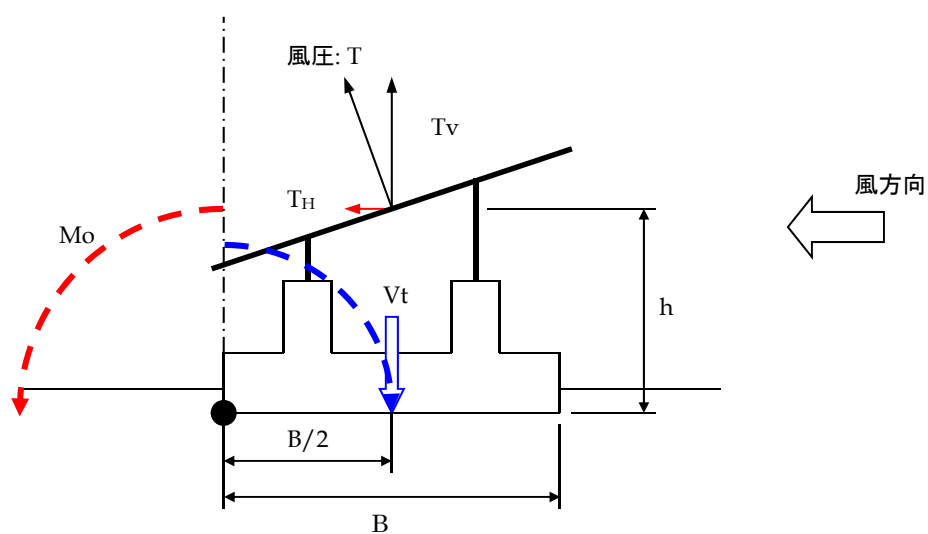


図 3-3-5-3 太陽光発電モジュール基礎の転倒

iv) 滑動の安定性

受動土圧は、最大水平荷重よりも大きくなければならない。

安全率は1.2とする。計算手法を、以下に示す。

$$\frac{P_p}{Q} \geq F_H$$

ここで

P_p : 受動土圧 $P_p = K_p \times \gamma \times t \times B$ (kN)

K_p : 受動土圧係数

$$K_p = \tan^2 \left(45^\circ + \frac{\phi}{2} \right)$$

γ : 支持地盤の単位重量(kN/m³)

t : 埋込み深さ (m)

B : 幅 (m)

ϕ : 内部摩擦角 (°)

Q : 水平力 = TH (kN)

F_H : 安全率 (=1.20)

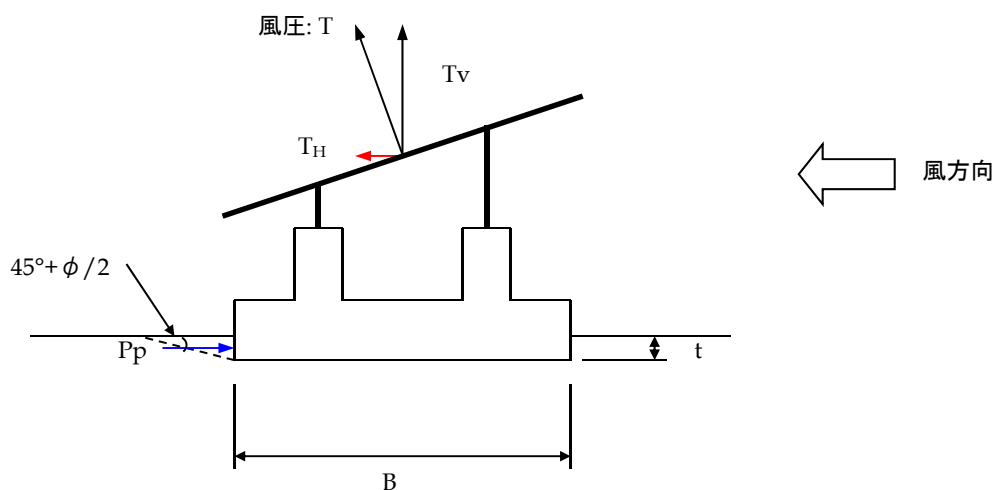


図 3-3-5-4 太陽光発電モジュールの滑動

4) 基礎設計条件

太陽光発電モジュールの基礎設計条件を表 3-3-5-1 に示す。

表 3-3-5-1 太陽光モジュール基礎設計条件

最大風速(m/s)		26		
地盤条件	土壌の種類	砂		
	地下水位(m)	約 GL-5.0m		
	推定N値	N = 10		
	許容支持力(kN/m ²)	50		
最低地上高(m)		1.0		
モジュールの種類		多結晶	CIS	薄膜積層
モジュール支持面積 (m ²)		6.615 (4 枚)	7.406 (6 枚)	8.462 (6 枚)
傾斜角 25°	風圧荷重 (kN)	2.746	3.074	3.512
	地震荷重 (kN)	0.617	0.776	0.883
	太陽光モジュールと架台の静荷重(kN)	2.466	3.103	3.531
20°	風圧荷重 (kN)	2.236	2.504	2.861
	地震荷重 (kN)	0.612	0.771	0.878
	太陽光モジュールと架台の静荷重(kN)	2.447	3.084	3.512
15°	風圧荷重 (kN)	2.236	2.504	2.861
	地震荷重 (kN)	0.607	0.766	0.873
	太陽光モジュールと架台の静荷重(kN)	2.426	3.063	3.491
10°	風圧荷重 (kN)	2.236	2.504	2.861
	地震荷重 (kN)	0.603	0.762	0.869
	太陽光モジュールと架台の静荷重(kN)	2.410	3.047	3.475

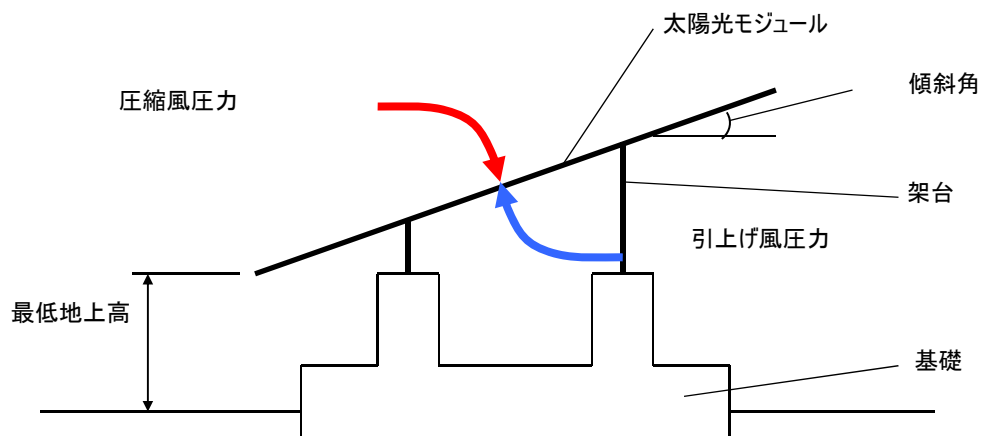


図 3-3-5-5 基礎設計条件の概要

調査団と NREA は地震による影響を考慮して、以下の通り、合意した。

- 基礎のサイズは、多結晶の場合 4 枚、薄膜積層、CIS の場合は 6 枚程度毎に小さく分割する。

洪水による基礎への流水の水平荷重の検討の結果は、風圧荷重および地震荷重に比較して十分小さかったものの、流水は基礎の安定性に若干の影響を及ぼす可能性がある。

これは流水によって緩い地盤の状況により砂の流出の可能性があるためであり、詳細には実施設計の段階でさらに情報が得られた後に、基礎保護のための対策を考慮する必要がある。

5) 安定計算結果

多結晶タイプの基礎は、3種類の太陽光モジュールの中で最も小さくなる。またアレイ傾斜角 25° のときの安定計算が最も条件が厳しくなる。風圧荷重と地震荷重を比較した結果、支配的な荷重は風圧荷重となる。

検討の結果を下表に示す。なお各々のタイプのモジュールの計算結果は付録3-3に示す。

表 3-3-5-2 多結晶型基礎

モジュールの種類		多結晶			
基礎形状					
傾斜角 (°)		25	20	15	10
サイズ (m)	a	0.25	0.25	0.25	0.25
	h	0.8	0.8	0.8	0.8
	B	1.5	1.5	1.5	1.5
	B'	0.4	0.4	0.4	0.4
	t	0.3	0.3	0.3	0.3
検討結果	引上げ	Nil	Nil	Nil	Nil
	圧縮	$1.63 \geq 1.20$	$1.94 \geq 1.20$	$2.10 \geq 1.20$	$2.27 \geq 1.20$
	転倒	$0.247 \leq 0.500$	$0.146 \leq 0.500$	$0.105 \leq 0.500$	$0.066 \leq 0.500$
	滑動	$12.65 \geq 1.20$	$19.21 \geq 1.20$	$25.38 \geq 1.20$	$37.78 \geq 1.20$
一基礎あたりのコンクリート量 (m ³)		0.280	0.280	0.280	0.280

表 3-3-5-3 CIS 型基礎

モジュールの種類		CIS			
基礎形状					
傾斜角 (°)		25	20	15	10
サイズ (m)	a	0.25	0.25	0.25	0.25
	h	0.8	0.8	0.8	0.8
	B	1.5	1.5	1.5	1.5
	B'	0.4	0.4	0.4	0.4
	t	0.3	0.3	0.3	0.3
検討結果	引上げ	Nil	Nil	Nil	Nil
	圧縮	$1.50 \geq 1.20$	$1.78 \geq 1.20$	$1.93 \geq 1.20$	$2.09 \geq 1.20$
	転倒	$0.262 \leq 0.500$	$0.154 \leq 0.500$	$0.111 \leq 0.500$	$0.070 \leq 0.500$
	滑動	$11.30 \geq 1.20$	$17.15 \geq 1.20$	$22.64 \geq 1.20$	$33.78 \geq 1.20$
一基礎あたりのコンクリート量 (m ³)		0.280	0.280	0.280	0.280

表 3-3-5-4 薄膜積層型基礎

モジュールの種類		薄膜積層			
基礎形状					
傾斜角 (°)		25	20	15	10
サイズ (m)	a	0.25	0.25	0.25	0.25
	h	0.8	0.8	0.8	0.8
	B	1.5	1.5	1.5	1.5
	B'	0.4	0.4	0.4	0.4
	t	0.3	0.3	0.3	0.3
検討結果	引上げ	Nil	Nil	Nil	Nil
	圧縮	$1.36 \geq 1.20$	$1.64 \geq 1.20$	$1.79 \geq 1.20$	$1.95 \geq 1.20$
	転倒	$0.300 \leq 0.500$	$0.175 \leq 0.500$	$0.126 \leq 0.500$	$0.080 \leq 0.500$
	滑動	$9.89 \geq 1.20$	$15.01 \geq 1.20$	$19.83 \geq 1.20$	$29.57 \geq 1.20$
一基礎あたりのコンクリート量 (m ³)		0.280	0.280	0.280	0.280

6) 洪水対策に対する土木設計上の考慮

2012年2月29日に実施された、環境アセスメント住民公開協議において得られた情報により、洪水によるダメージを受ける可能性は非常に低いと想定されるが、予測不能な自然災害に対する準備と、安全のために、調査団とNREAは土木設計上、以下の対策を行うことで合意した。

- サイトの周囲には水の流れを妨げるものを設置しない。これは周囲に洪水の影響を拡大するのを防ぐためである。(フェンスの基礎は地上面から立ち上げることを行わない。)
- サイト内のインバーター室や開閉設備室などの電気設備を収容する建物は、洪水発生時に電気設備が水没することを防止するため、最低30cm程度かさ上げる。
- 雨水や洪水の処理のために、構内搬入道路に沿って、排水側溝を設置する。
- 上述の設備の保守のために、保守スタッフをNREAにて準備する。NREAと調査団は、8名のスタッフを2班構成で準備し、側溝に溜まった砂の除去作業を行うことで合意した。

第6項 電力系統連系

1) 太陽光発電所の系統連系案

現地調査の結果、太陽光発電所の既設電力系統への連系手法として、3つの案が想定される。各案の詳細を以下に示す。また各案のイメージを図 3-3-6-1、3-3-6-2 に示す。

- ✓ **第1案**: ハルガダ太陽光発電所にて 22kV に昇圧し、ハルガダ風力発電所内の(配電会社所有の)配電所に新たに設置する2台の 22kV 開閉設備に、太陽光発電所を 10MW ずつ 22kV 構内電力ケーブルを経由して接続する。
- ✓ **第2案**: ハルガダ太陽光発電所にて 22kV に昇圧し、現地と(送電会社所有の)中央ハルガダ変電所 (66kV/22kV/11kV)の間に、約 15km の 22kV 地中送電線、2 回線を布設し接続する。
- ✓ **第3案**: ハルガダ太陽光発電所にて 66kV に昇圧し、現地の南側を通過している(送電会社所有の)既設 66kV 送電線にπ 接続で接続する。送電線のこう長は約 3km となる。

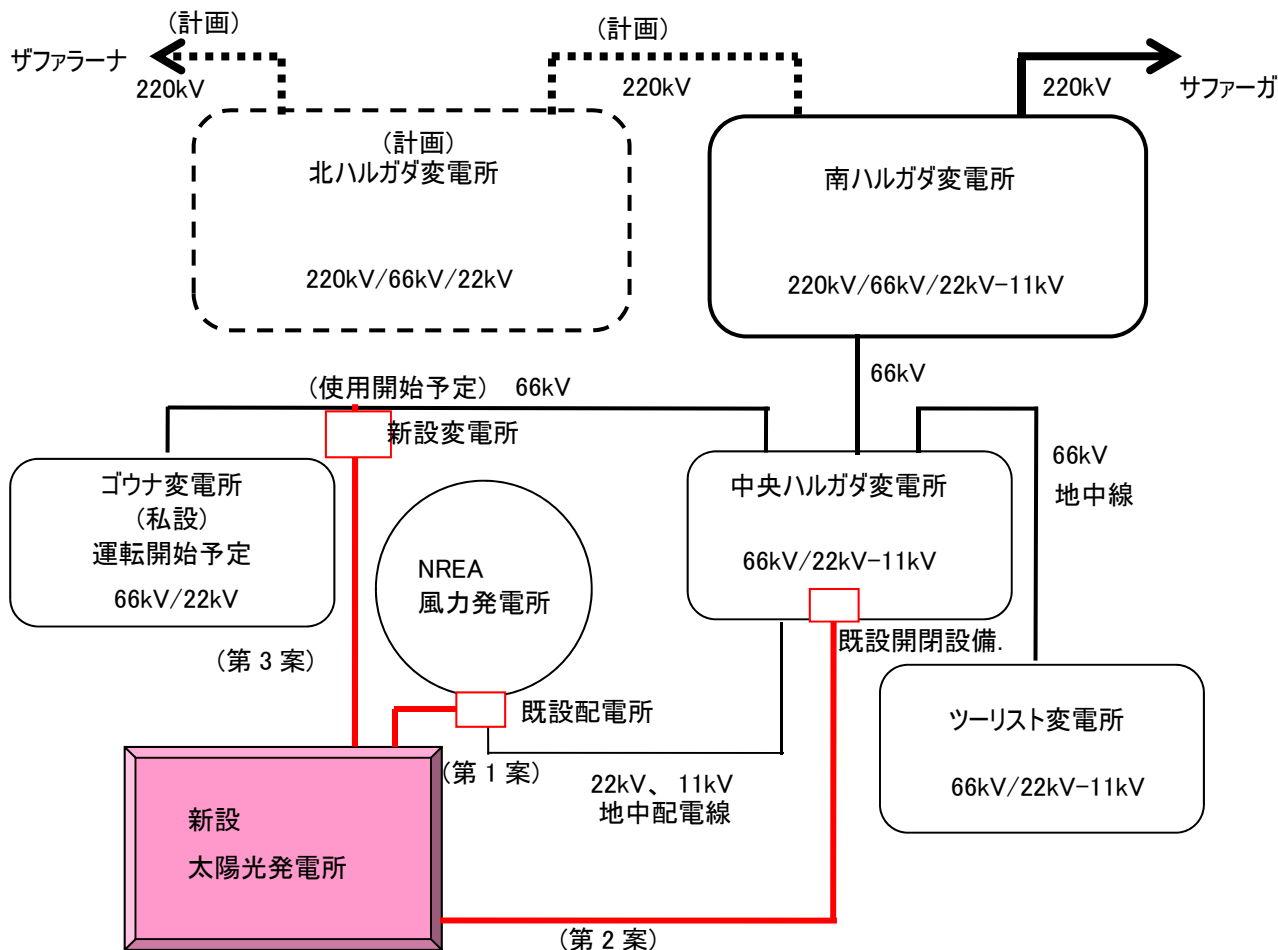


図 3-3-6-1 送電ネットワークと系統連系の各案

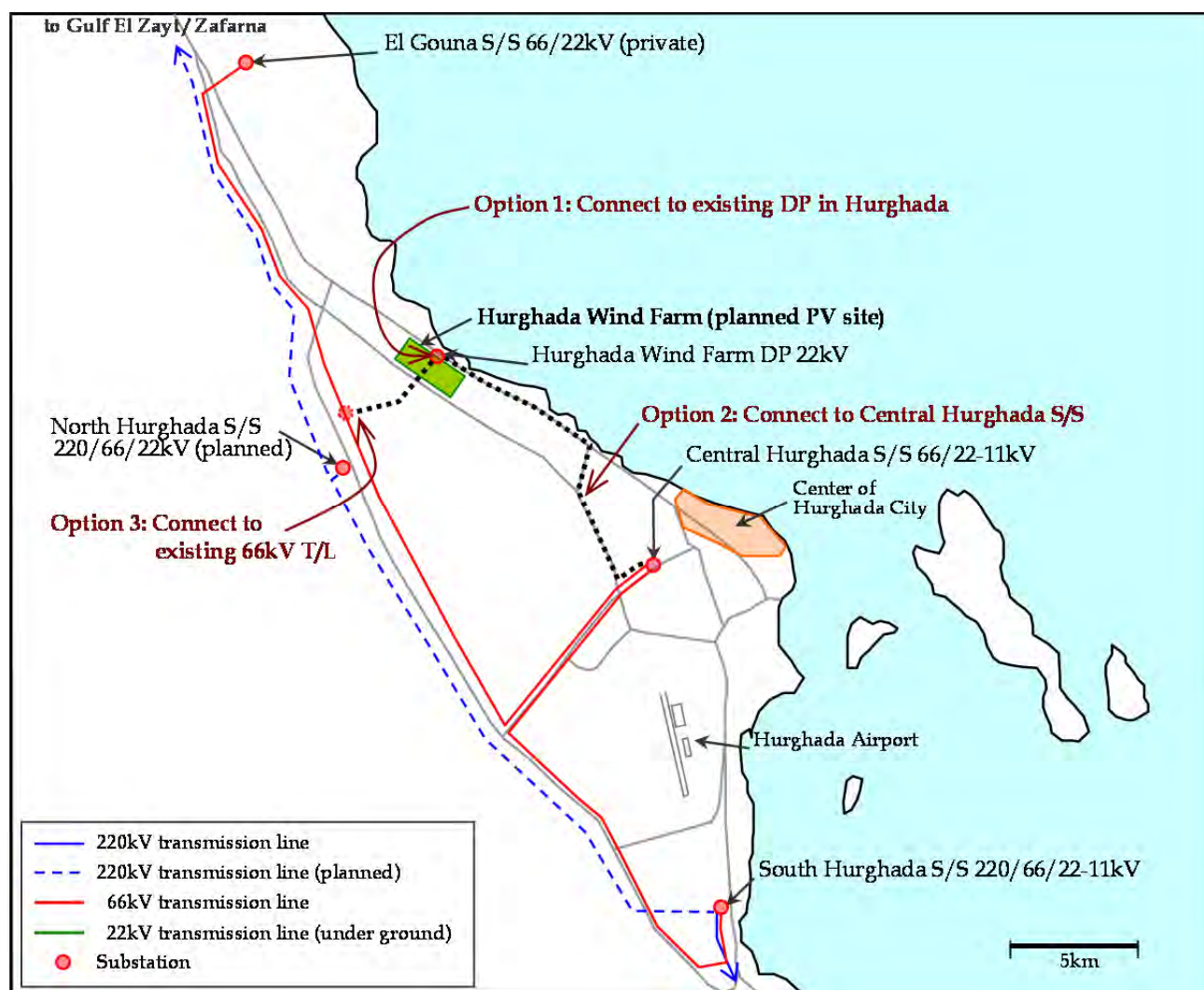


図 3-3-6-2 系統連系各案の連系位置

■ 第1案：既設ハルガダ風力発電所内の配電所への接続

この案ではハルガダ風力発電所内の既設配電所に系統連系を行う。最も工程が短く、コストが安価となる案である。連系手法の概要を図 3-3-6-3 に示す。現場調査の結果、既設配電所は、連系のための 22kV 開閉設備増設のためのスペースが十分ある。既設配電所のレイアウトを図 3-3-6-4 に示す。

この接続方法の場合の課題として、休日などの軽負荷日の昼間の時間帯に、通常状態では発生しない配電所から中央ハルガダ変電所への逆潮流が発生する可能性があることが想定される。通常とは逆に送電会社が配電会社から電力を購入する状況となる場合の扱いについては検討が必要となる。また逆潮流発生に伴う系統の技術的な課題については、後述の「系統解析」にて詳細に検討する。

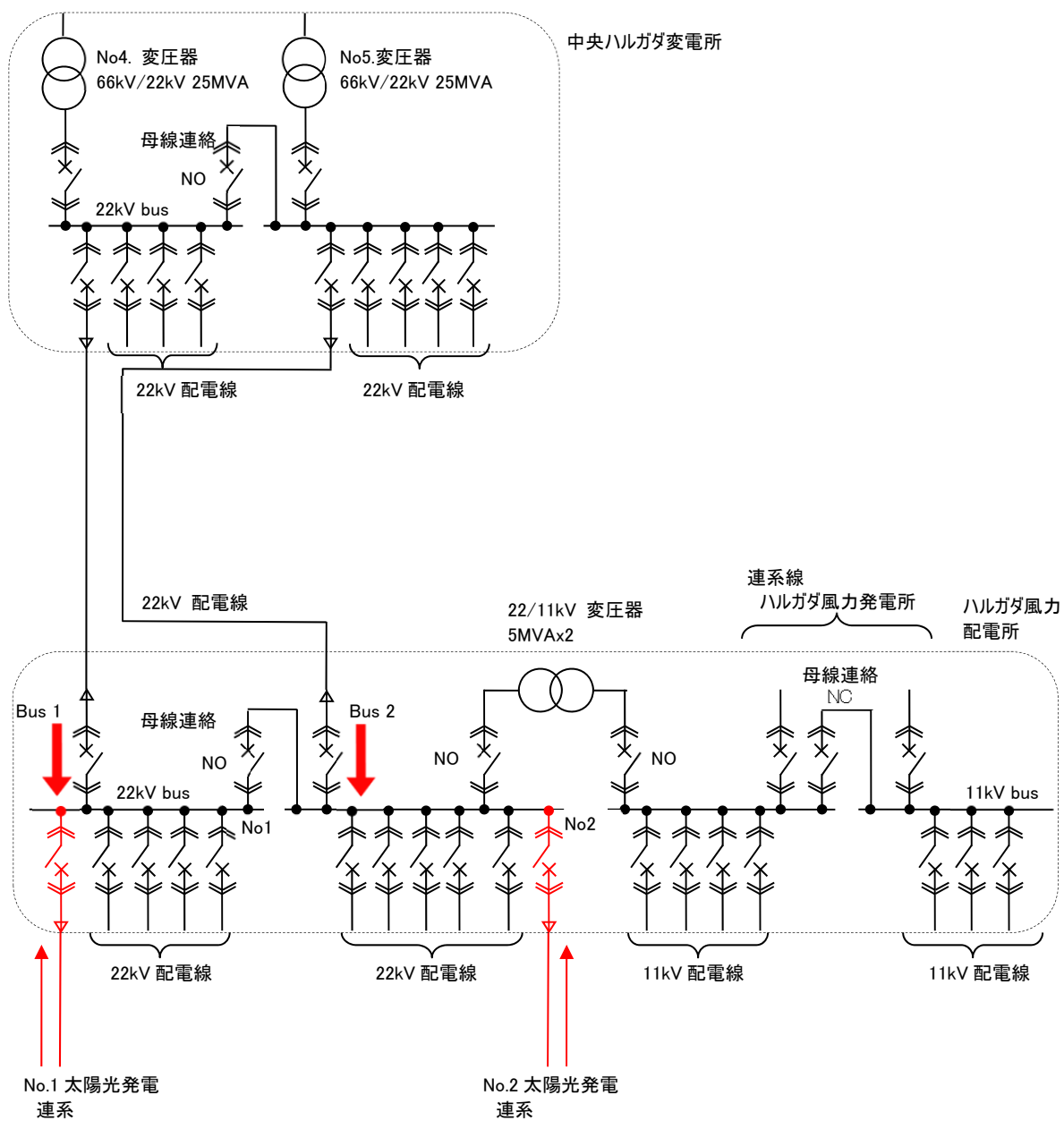


図 3-3-6-3 系統連系手法 第1案

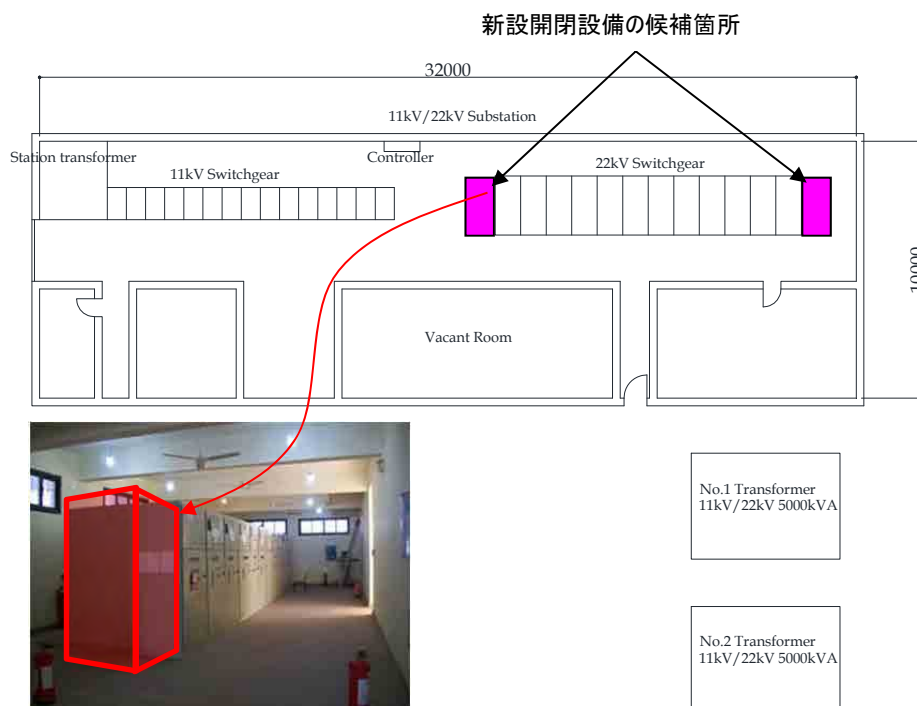


図 3-3-6-4 ハルガダ風力発電所 22kV 開閉設備設置可能スペース
(ハルガダ風力発電所内 配電所系統連系点)

第1案では、ハルガダ風力発電所内の配電所のそれぞれの母線に、太陽光発電設備を10MWずつ連系するが、連系容量が大きいと、配電所に供給される連系先の潮流状況が変化する。このため太陽光発電設備が接続されたときの、配電所の受電線の日負荷曲線に関する検討を行った。太陽光発電接続後の、配電所の日負荷曲線を想定した結果を図3-3-6-5に示す。

この図より、休日などの軽負荷の日に、太陽光発電所で、配電所が需要家に供給する電力よりも多くの電力を発電した場合に、供給線の潮流が中央ハルガダ変電所への逆潮流となることがわかる。潮流の方向を示したダイアグラムを図3-3-6-6に示す。

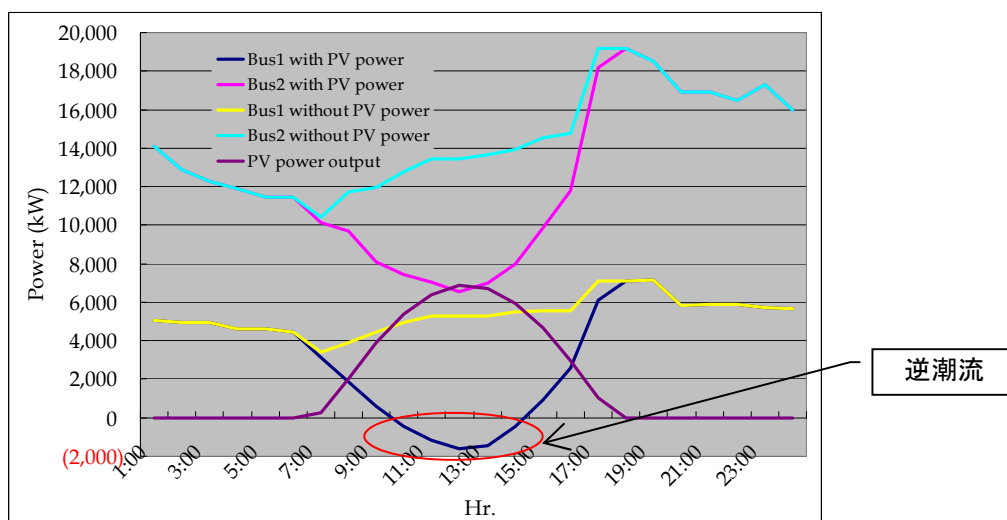


図 3-3-6-5 ハルガダ風力発電所内 配電所
22kV 母線の太陽光発電設備接続後の最大、最小負荷時の日負荷曲線の想定

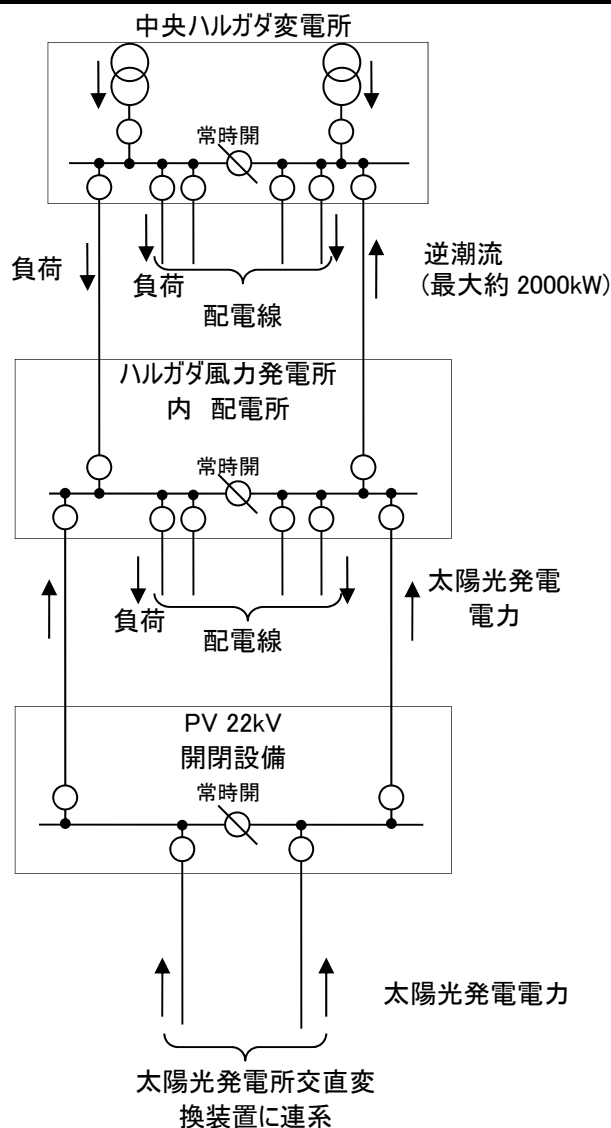


図 3-3-6-6 配電所から変電所への逆潮流時の状況の説明図

- 中央ハルガダ変電所の改修工事の必要性

調査団は前述の状況を勘案し、逆潮流の発生が中央ハルガダ変電所の運用に支障を及ぼすかについて、確認のための現場調査を行った。調査結果は以下の通りであった。

- ✓ 変電所には 2 台の 66kV/22kV 変圧器が設置されている。変圧器には負荷時タップ切替装置が設置されている。しかし負荷時タップ切替装置が手動にて運用されており、逆潮流が原因で発生する自動電圧調整装置の誤作動は起こりえない。
- ✓ 売電電力量積算のための電力量計は、66kV/22kV 変圧器の二次回路に設置されている。またこの電力量計は双方向の電力計測が可能となっている。このため電力量計の改修も必要ないと考えられる。
- ✓ 22kV の配電線保護継電器には、過電流継電器 (OCR)、地絡保護継電器 (EFR) といった、無方向性の継電器が設置されている。このため保護継電器の改修も必要ないと考えられる。

逆潮流の発生による中央ハルガダ変電所の改修工事の必要性は低いと考えられるものの、系統の状況は潮流状況によって常に変化するため、変電所改修の追加コストをプロジェクトでは考慮することとした。



写真 3-3-6-2
66kV/22kV 変圧器
負荷時タップ切替装置



写真 3-3-6-2
66kV/22kV 二次側設置
電力量計



写真 3-3-6-3
22kV 配電線保護継電器

■ 第2案: 中央ハルガダ変電所への連系

第1案による連系が出来なかった場合の代案として、他の系統連系の手法についても検討を行った。第2案は、22kV 地中ケーブル(CVアルミ導体 400mm²ケーブル)2回線、約 15kmを布設し、中央ハルガダ変電所の 22kV 母線に直接接続を行うものである。概要を図 3-3-6-7 に示す。

2回線の 22kV ケーブルはそれぞれ中央ハルガダ変電所の 22kV の各母線に設置する開閉設備に接続される。

中央ハルガダ変電所に新設する 22kV 開閉設備の設置箇所は、十分余裕があるとは言えず、既設の電力用コンデンサの操作パネルを移設して、設置スペースを確保する必要がある。概要を図 3-3-6-8 に示す。

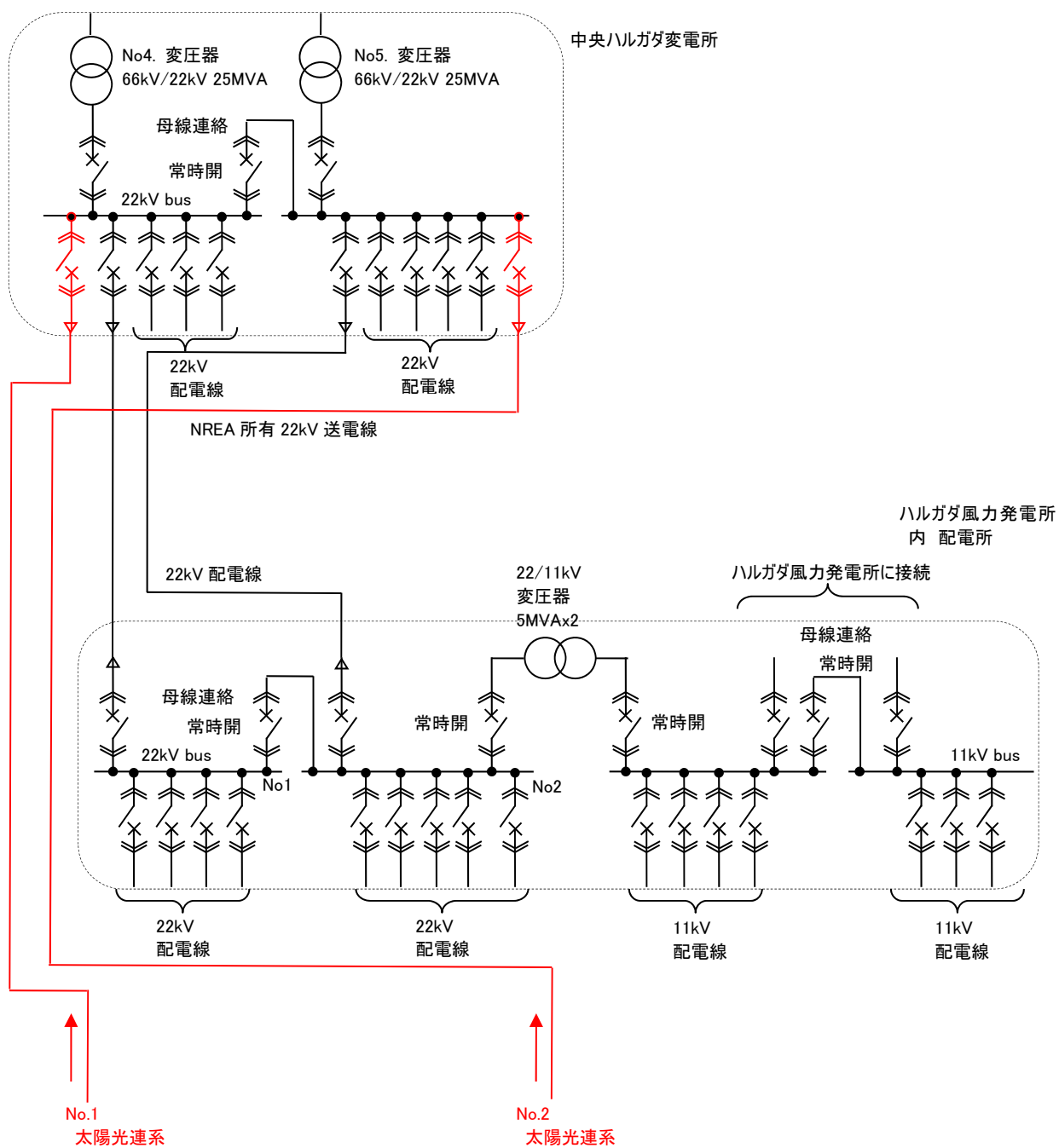


図 3-3-6-7 系統連系手法 第2案

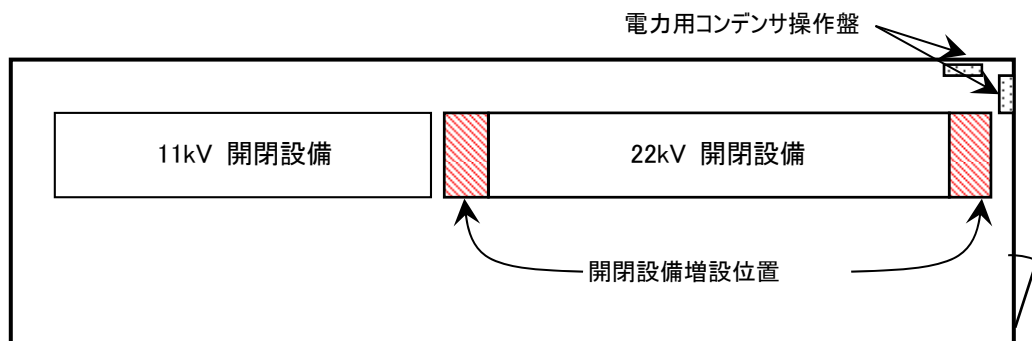


図 3-3-6-8 中央ハルガダ変電所 22kV(MV)開閉設備室配置イメージ



写真 3-3-6-4
中央ハルガダ変電所の開閉設備



写真 3-3-6-5
電力用コンデンサ操作盤

■ 第3案:新設変電所を介しての、既設 66kV 送電線への接続

この案ではサイトから 3km 南西の既設 66kV 送電線近傍に、新たに 66kV/22kV の変電所を新設して連系する案である。変電所の新設を伴うため、他の案に比較して明らかにコストが高くなる。

■ 追加検討案: 220kV/66kV/22kV 北ハルガダ変電所への連系

調査団の現場調査期間中に、送電会社が新たに 220kV/66kV/22kV の北ハルガダ変電所の新設を計画していることが判明した。この変電所は太陽光発電所サイトから近く、系統連系が比較的容易に行えることが想定される。しかしながら現時点においては、この変電所は計画段階であり、建設時期が明確ではないため、この案は検討では考慮しないこととした。

北ハルガダ変電所の建設スケジュールが計画段階であり、案から除外することで、検討案のうち、建設コストのコストメリットがある順位は、以下の通りとなる。

第1案 > 第2案 > 第3案

建設コストの他にも、NREAが新しく、送電線や変電所を新設する場合には、これらの設備の運転保守費用も新たに必要となる。調査団は、上記の順位付けを考慮し、系統連系解析を行うこととした。

第1案と第2案においては逆潮流発生の課題があるが、ハルガダでは年間の負荷増加率は過去5年間で、平均年 11%にも達しており、逆潮流の発生状況は少なくなることが想定される。しかしそれでも負荷が少ない昼間の時間帯においては、この現象が発生する可能性はまだあると考えられる。ただし逆潮流の発生が問題となる場合でも、以下の手法による逆潮流の防止は可能である。

- ✓ 電力貯蔵用蓄電池の導入により、余剰電力を吸収する。
- ✓ 交直変換装置により出力を調整する。

2) 電力系統解析

■ 調査の背景・目的

本 20MW 太陽光発電所の設置場所は、ハルガダ風力発電所敷地横／脇に、既に決定しており、系統連系手法も限られることから、最寄りの電力系統への連系手法に関して、詳細に調査・検討をすることが必要となる。

前述のように、この太陽光発電所の系統への連系には、数種類の方法がある。ここでは、これらの案のうち、優先順位とともに挙げた第1案の方法から始め、その連系による場合の系統解析を実施し、結果が連系に適さない場合、次の案へ移行し解析を実施するという手順で作業を行う。

太陽光発電の特徴・特性と、連系先の系統に与える影響を考慮して、現場調査、データ／情報の入手、そして NREA、送電会社 (EETC)、さらにカナル配電会社 (CEDC) との協議結果を基に、解析作業を実施し、技術的な状況の検討を行った。

■ 太陽光発電所連系地点に関する検証

既存の電力系統に太陽光発電所を連系する上では、次の点を考慮しなければならない。

➤ 電圧変動

電圧変動は、太陽光発電の並列、解列により発生する。太陽光発電所出力は PCS (Power Conditioning System: 交直変換装置、本文内で「インバーター」と表記する場合もある) によって制御されており、その発電電圧は系統側の電圧に合わせて発電される。

またこの太陽光発電所は、系統の末端に位置していることから、電圧降下に対しても検討、確認が必要である。本調査では、66kV 側上位系統の電圧は定格時の運転状況では、一定の電圧に保たれていると仮定して、太陽光発電側の電圧挙動に注目する。

電圧変動の検討では、定常状態におけるピーク負荷時、オフピーク負荷時を検討対象とする。

瞬時電圧変動の上限の目標値は、IEC 規格 60038-2009 に準拠して、22kV の電圧変動で±10%とする。

➤ 電力潮流

太陽光発電所近辺における系統の電力潮流は、同送電線／地中ケーブル、さらには変圧器の過負荷発生の有無を確認するための検討、確認が必要である。ただし、これは、各該当設備の定格容量の情報が得られた後に行うべきものとする。

➤ 周波数変動

太陽光発電所の出力は、同発電所が電力系統から脱落した場合においても、66kV またはその上位電圧の系統に及ぼす影響はほとんどない程小さいと言える。

したがって、周波数変動に対する調査・検討は、本レポートにおいては実施していない。

➤ 短絡電流

上記で記述しているように、事故時に即応できるように太陽光発電の出力は完全にPCSによって制御されている。物理的に、PCSは事故電流を供給することはないので、前項も含めて、ここでは、短絡電流について検証する必要はない。

以上よりこのレポートにおいては、電圧変動と潮流を、解析対象として取り上げる。一般的に、太陽光発電所がエジプト全体系統の総発電容量の10%程度に至る大規模発電所に増設された場合には、その発電所の系統脱落等の事故時による全体系統への影響が大きくなるため、系統の安定度解析を行うことが推奨される。しかしながら、本計画における発電容量では、この安定度解析を行う必要はなく、ここでは省略することとする。

さらに、ある特定の太陽光放射からの太陽光発電出力をシミュレーションすることも、さらに一段掘り下げたところでの同発電所が電力系統に与える影響を検証する上で効果的である。

■ 解析の前提条件

➤ 系統解析を実施する上で必要となる基準条件

- ✓ 系統の信頼性のため、エジプトの送電系統では N-1¹ 基準が適用されている。本調査においては、連系する対象が配電線となっているためこの基準に関しては適用外として扱う。
- ✓ 常時の電圧変動幅が、定常状態における定格運転時電圧の±5%以内であること。

➤ 系統解析を実施する上での前提条件・事項

- ✓ 本検証は、CEDC から受領したデータに基づき、ETAP² Ver. 7.1.0 を用いて行っている。
- ✓ 最新の利用可能なデータからは、太陽光発電所の運開時期が2015/2016年と想定されることから、電力系統解析は、2016年度断面にて行うこととする。
- ✓ 負荷は、年率11.8%の増加があると想定し、解析を行う。(過去5年前からの実績値を基にした平均を用いている。)
- ✓ ピーク／オフピーク負荷時間帯は、CEDC から受領したデータに基づいている。
- ✓ 太陽光発電設備と負荷は、解析プログラム上の同じモデルを用いて模擬している。ただし、PCSの制御系はこの検証の中では、モデル化の対象外としている。
- ✓ ハルガダ地区近辺の22kV地中送電線の送電容量は、約20MVA／回線となっている。
- ✓ 太陽光発電所の電力系統への連系に際して、時間帯別に；朝／昼／晩別の变化を考慮しており、その最大出力はAC端で13.6MWとした。解析上は、夜間における太陽光発電所からの出力は、0MWとしている。
- ✓ 変圧器のタップ比は、最適状態に調整されていると想定している。タップ比調整レンジは1.1～0.9であり、これによって1次側の電圧が変化する。

¹ 一般的な電力系統に関する信頼性を表す基準の一つで「N-1基準」と呼ばれる。電力系統内のN台の設備のうち、たとえ一つの設備が故障した場合でも、残りN-1台の設備で安定に電力供給を継続可能な状況を確保する、一般的な信頼度でN-1基準と呼ぶ。

² Operation Technology社が開発した電力系統解析プログラム(Software Program for Electrical Engineers)であり、設計、シミュレーション、運転、制御、最適化、および、発電、送電、配電、さらには工業用電力システムの自動化のための総合的な解析用プラットフォームを提供する。

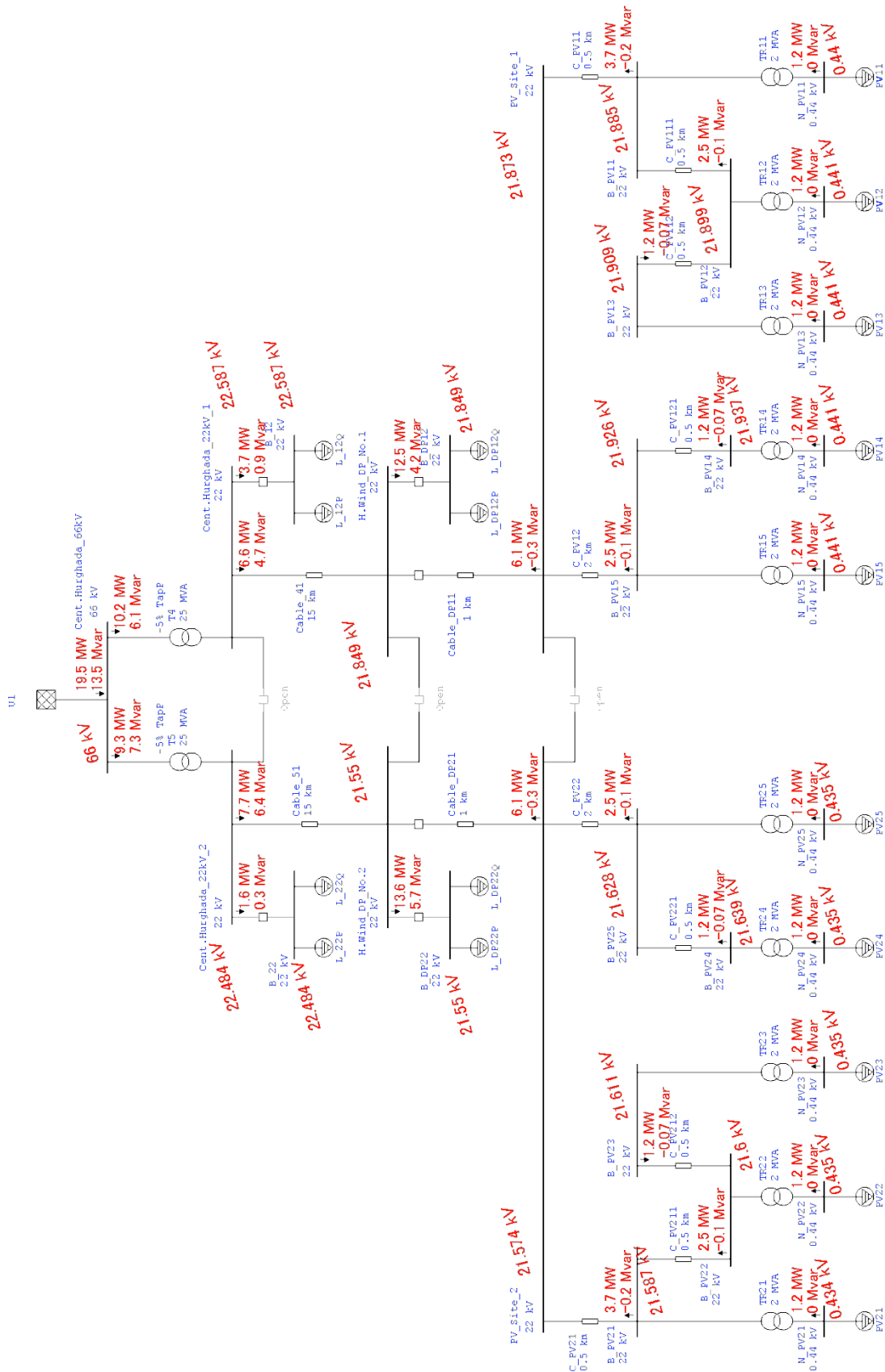
- ✓ 無限大母線を中央ハルガダ変電所 66kV 側として設定した。
- ✓ 中央ハルガダ変電所は、1.0P.U. (66kV)であるとして設定した。

■ 太陽光発電所の既存電力システムへの系統連系の影響

➤ ピーク負荷状態における電圧と潮流

CEDC から提供されたデータに基づき、太陽光発電所が、朝／昼／晩の場合に分けて、電力システムに連系された時のピーク負荷状態を検証した。

中央ハルガダ変電所から太陽光発電所までの太陽光発電システムモデル近辺の電力系統図を、図 3-3-6-9 に示す。(対象地域の概略については本節第 1 項を参照。)



出典: JICA 調査団、CEDC からの取得データ

図 3-3-6-9 ピーク負荷時における太陽光発電所連系後の電力系統図

表 3-3-6-1 に、ハルガダにおける太陽光発電所連系後のピーク負荷時における電圧の分布を示す。さらに、表 3-3-6-2 に、中央ハルガダ変電所の 66kV(1 次)側と 22kV(2 次)側における、太陽光発電所連系後のピーク負荷時における電力潮流を示す。

表 3-3-6-1 太陽光発電所連系後のピーク負荷時における電圧分布

Location		Reference Voltage	Morning		Noon		Evening	
			without PV	with PV	without PV	with PV	without PV	with PV
Central Hurghada S/S	66kV Bus	66.00kV	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)
	22kV Bus (Secondary of Tr#4)	22.00kV	22.27kV (101.22%)	22.30kV (101.36%)	22.52kV (102.38%)	22.59kV (102.67%)	22.65kV (102.95%)	22.65kV (102.95%)
	22kV Bus (Secondary of Tr#5)	22.00kV	22.30kV (101.36%)	22.33kV (101.50%)	22.42kV (101.89%)	22.48kV (102.20%)	22.53kV (102.42%)	22.53kV (102.42%)
	#1 Bus	22.00kV	21.41kV (97.34%)	21.59kV (98.12%)	21.39kV (97.24%)	21.85kV (99.32%)	21.27kV (96.70%)	21.27kV (96.70%)
Hurghada Wind Distribution Point	#2 Bus	22.00kV	21.36kV (97.09%)	21.54kV (97.89%)	21.08kV (95.82%)	21.55kV (97.96%)	20.99kV (95.39%)	20.99kV (95.39%)
	#1 Bus	22.00kV	-	21.60kV (98.16%)	-	21.87kV (99.42%)	-	21.27kV (96.70%)
PV Site	#2 Bus	22.00kV	-	21.54kV (97.93%)	-	21.58kV (98.07%)	-	20.99kV (95.39%)
	PCS AC end (#1 Bus)	0.44kV	-	0.43kV (98.41%)	-	0.44kV (100.27%)	-	0.43kV (96.70%)
	PCS AC end (#2 Bus)	0.44kV	-	0.43kV (98.18%)	-	0.43kV (98.71%)	-	0.42kV (95.39%)

出典: JICA 調査団、CEDC からの取得データ

表 3-3-6-2 太陽光発電所連系後のピーク負荷時における電力潮流

Location		Rated Capacity	Morning		Noon		Evening	
			without PV	with PV	without PV	with PV	without PV	with PV
Central Hurghada S/S	Tr#4	25.0MVA	13.8MW	11.6MW	16.8MW	10.2MW	21.4MW	21.4MW
			3.0Mvar	2.7Mvar	6.9Mvar	6.1Mvar	9.2Mvar	9.2Mvar
	Tr#5	25.0MVA	13.2MW	11.0MW	15.9MW	9.3MW	21.5MW	21.5MW
			2.7Mvar	2.3Mvar	8.1Mvar	7.3Mvar	10.6Mvar	10.6Mvar
	Feeder (Secondary of Tr#4)	-	11.7MW	9.5MW	13.0MW	6.6MW	15.9MW	15.9MW
			2.0Mvar	1.9Mvar	4.8Mvar	4.7Mvar	6.0Mvar	6.0Mvar
Feeder (Secondary of Tr#5)	-	12.8MW	10.6MW	14.2MW	7.7MW	16.9MW	16.9MW	
		2.3Mvar	2.2Mvar	6.5Mvar	6.4Mvar	7.4Mvar	7.4Mvar	

出典: JICA 調査団、CEDC からの取得データ

ピーク負荷時における系統解析を実施し、次の事項が確認された。

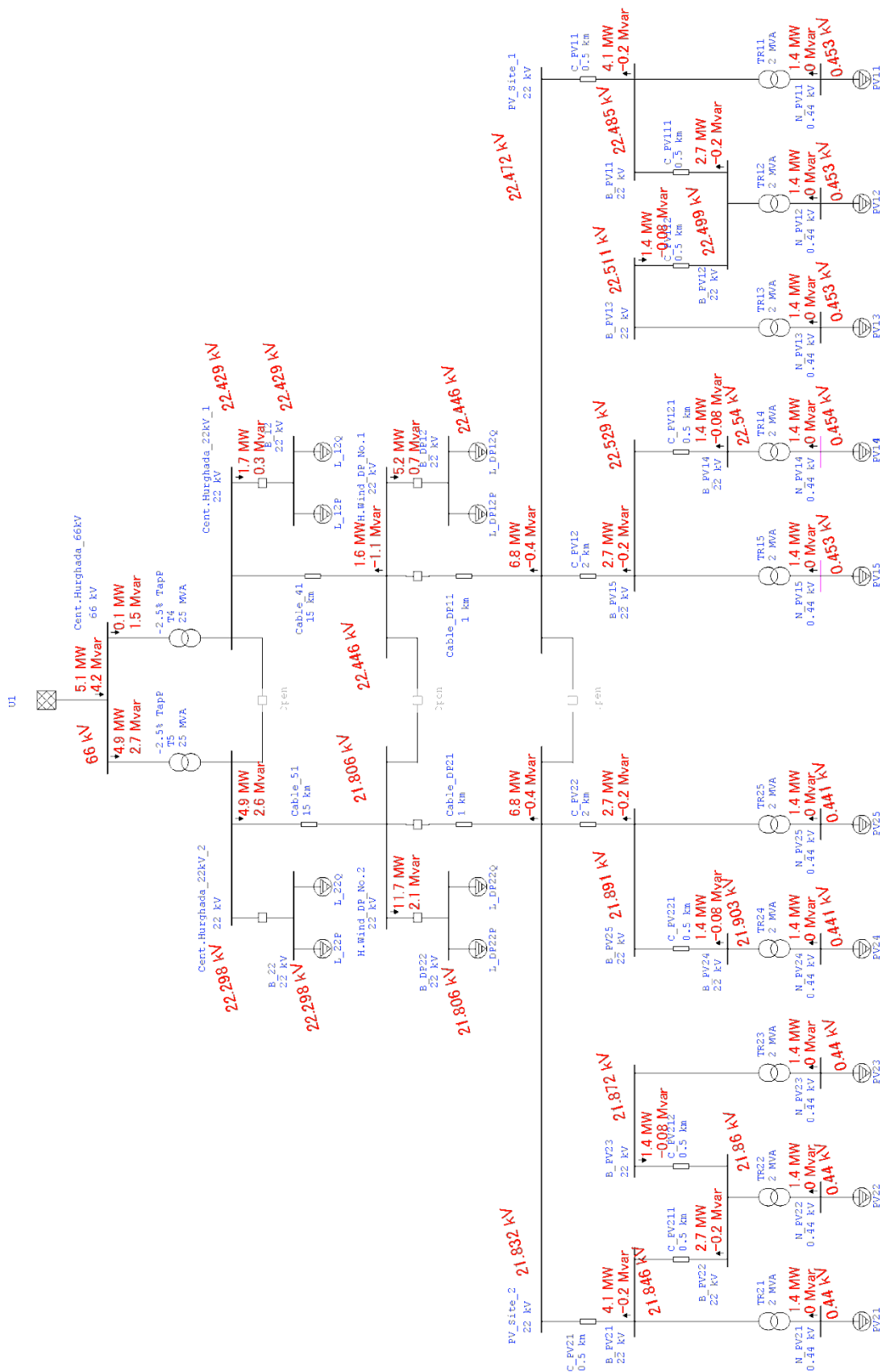
- 中央ハルガダ変電所の 66kV 側の電圧レベルが適正範囲内にある条件の下では、太陽光発電の出力変動による大きな電圧変動は、変電所における変圧器のタップ位置を調整しない場合であっても、発生しない。
- 上記と同様の状態において、負荷側の電圧は、変電所における変圧器のタップを調整することにより、適正なレベルに保持できる。

- 太陽光発電所の連系の有り／無しにおける、最大電圧変動比は、おおよそ 2.1%である。
- 晩の時間帯における、中央ハルガダ変電所の潮流は、定格値に接近するが、限界値を越えるわけではないので、問題は生じない。
- 太陽光発電所を連系した場合には、太陽光発電所から負荷側へ電力が供給され、逆潮流の発生も見られない。

➤ オフピーク負荷状態における電圧と潮流

CEDC から提供されたデータに基づき、太陽光発電所が、朝／昼／晩の場合に分けて、電力系統に連系された時のオフピーク負荷状態を検証した。

中央ハルガダ変電所から太陽光発電所までの太陽光発電システムモデル近辺の電力系統図を、図 3-3-6-10 に示す。(対象地域の概略については本節第 1 項を参照。)



出典: JICA 調査団、CEDC からの取得データ

図 3-3-6-10 オフピーク負荷時における太陽光発電所連系後の電力系統図

表 3-3-6-3 に、ハルガダにおける太陽光発電所連系後のオフピーク負荷時における電圧分布を示す。さらに、表 3-3-6-4 に、中央ハルガダ変電所の 66kV(1 次)側と 22kV(2 次)側における、太陽光発電所連系後のオフピーク負荷時における電力潮流を示す。

表 3-3-6-3 太陽光発電所連系後のオフピーク負荷時における電圧分布

Location		Reference Voltage	Morning		Noon		Evening	
			without PV	with PV	without PV	with PV	without PV	with PV
Central Hurghada S/S	66kV Bus	66.00kV	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)	66.00kV (100.00%)
	22kV Bus (Secondary of Tr#4)	22.00kV	22.27kV (101.22%)	22.27kV (101.23%)	22.42kV (101.92%)	22.43kV (101.95%)	22.38kV (101.73%)	22.38kV (101.73%)
	22kV Bus (Secondary of Tr#5)	22.00kV	22.20kV (100.90%)	22.20kV (100.92%)	22.25kV (101.13%)	22.30kV (101.35%)	22.18kV (100.82%)	22.18kV (100.82%)
Hurghada Wind Distribution Point	#1 Bus	22.00kV	21.95kV (99.75%)	21.97kV (99.85%)	22.04kV (100.20%)	22.45kV (102.03%)	21.85kV (99.33%)	21.85kV (99.33%)
	#2 Bus	22.00kV	21.35kV (97.06%)	21.38kV (97.17%)	21.33kV (96.95%)	21.81kV (99.12%)	20.94kV (95.16%)	20.93kV (95.15%)
PV Site	#1 Bus	22.00kV	-	21.97kV (99.85%)	-	22.47kV (102.15%)	-	21.85kV (99.33%)
	#2 Bus	22.00kV	-	21.38kV (97.18%)	-	21.83kV (99.24%)	-	20.94kV (95.16%)
	PCS AC end (#1 Bus)	0.44kV	-	0.44kV (99.89%)	-	0.45kV (103.05%)	-	0.44kV (99.33%)
	PCS AC end (#2 Bus)	0.44kV	-	0.43kV (97.22%)	-	0.44kV (100.16%)	-	0.42kV (95.16%)

出典: JICA 調査団、CEDC からの取得データ

表 3-3-6-4 太陽光発電所連系後のオフピーク負荷時における電力潮流

Location		Rated Capacity	Morning		Noon		Evening	
			without PV	with PV	without PV	with PV	without PV	with PV
Central Hurghada S/S	Tr#4	25.0MVA	6.5MW	6.2MW	7.0MW	0.1MW	9.6MW	9.6MW
			3.0Mvar	3.0Mvar	1.3Mvar	1.5Mvar	1.8Mvar	1.8Mvar
	Tr#5	25.0MVA	9.9MW	9.6MW	12.1MW	4.9MW	17.4MW	17.4MW
			3.8Mvar	3.7Mvar	3.2Mvar	2.7Mvar	4.1Mvar	4.1Mvar
	Feeder (Secondary of Tr#4)	-	3.3MW	3.0MW	5.3MW	-1.6MW	7.3MW	7.3MW
			1.6Mvar	1.6Mvar	0.8Mvar	1.1Mvar	1.2Mvar	1.2Mvar
Feeder (Secondary of Tr#5)	-	9.9MW	9.6MW	12.1MW	4.9MW	17.4MW	17.4MW	
		3.3Mvar	3.3Mvar	2.6Mvar	2.6Mvar	2.8Mvar	2.8Mvar	

出典: JICA 調査団、CEDC からの取得データ

オフピーク負荷時における系統解析を実施し、次の事項が確認された。

- 注目すべき点として、オフピーク負荷時には太陽光発電所の発電電力により、ハルガダ風力発電所の配電所から中央ハルガダ変電所への逆潮流が発生する。
- 中央ハルガダ変電所の 66kV 側における電圧レベルが適正範囲内であるという条件の下では、太陽光発電所の出力の変化による大きな電圧変動は、変電所での変圧器のタップ調整を行わなくても発生しない。

- 太陽光発電所の連系の有り／無しにおける、最大電圧変動比は、おおよそ 2.2%である。

■ 結論、および推奨事項

ハルガダにおける、中央ハルガダ変電所から太陽光発電所までのピーク／オフピーク時における電圧、潮流解析の結果から、次の事項が確認された。

- ハルガダにおいて太陽光発電所の連系の前／後において、ピーク／オフピーク時の双方の場合で、電圧が規定の変動幅を逸脱することはない。
- 上記と同様の条件下において、太陽光発電所の建設・連系による電力潮流上の問題は無い。
- ハルガダ風力発電所の配電所から中央ハルガダ変電所への逆潮流が、オフピーク負荷の時間帯に発生する。

ハルガダ、またその近隣地域における太陽光発電の将来的な開発について、次のような推奨事項が挙げられる。

- 前述の予見される逆潮流に関して、特に電力の販売という観点からは、関係する会社、団体・組織の間で、検討すべきである。
- 太陽光発電からの出力を効果的に利用するためには、ピーク負荷の時間帯に合わせて電力供給できる大容量の蓄電池のような、電力を貯蔵する方策が必要となる。(第9項を参照)
- 今次の調査では、太陽光発電側における挙動を精査するために、中央ハルガダ変電所(66kV 側)を 1.0P.U.と仮定したが、当該地域が、急速に需要が延びる傾向のある場所で、かつ高電圧電力システムの末端に位置していることから、電圧の降下が懸念される。この将来的な問題については、EETC による対策が必要である。

第7項 電気設備設計

太陽光発電システムを構成する主な機器としては、太陽光発電モジュールと交直変換装置が挙げられる。また系統連系型の太陽光発電システムの場合は、変圧器や遮断器などの系統に連系するための設備が必要となる。それに加えて、特に大規模太陽光発電システムにおいては、システム全体を監視・制御する中央制御装置が設置されることが一般的である。

太陽光発電モジュールの特徴については、前述しているため、ここでは、主に交直変換装置と中央制御装置の機能および系統に連系に必要な設備について以下に述べる。

1) 交直変換装置(PCS: Power Conditioning System)

交直変換装置の主な機能としては、電力用半導体素子による電気の直流から交流への変換機能が挙げられる。また、交直変換装置は、直流から交流の変換機能だけでなく、太陽光発電モジュールの性能を最大限に引出すための機能および故障時の保護機能などを備えている。

✓ 自動運転停止機能

交直変換装置は、日の出とともに日射強度が増大して出力が取り出せる条件になれば、自動的に運転を開始する。一旦運転を始めると、太陽光発電モジュールの出力を常時監視するとともに自動的に運転する。日没時には、運転を自動的に停止する。さらに、曇りの日や雨の日においても、運転を継続することができる。

✓ 最大電力追従制御(MPPT)

太陽光発電モジュールの出力は、日射強度やモジュール表面温度によって変動する。これらの変動に対して、太陽光発電モジュールの動作点が常に最大出力点を追従するように変化させ、太陽光発電モジュールから最大電力を取り出す制御を最大電力追従制御(MPPT :Maximum Power Point Tracking)という。

MPPT 制御は、交直変換装置の直流動作電圧を一定時間間隔でわずかに変動させ、その時の太陽光発電モジュール出力電力を計測して前回値との比較を行い、常に電力が大きくなる方向に交直変換装置の直流電圧を変化させるというものである。

✓ 単独運転防止機能

単独運転が発生すると、電力会社の停電している配電線に対して太陽光発電システムから電力が供給されることから、配電線の保守点検者に危害を及ぼす可能性がある。この対策として、電圧位相急変や周波数の変化を検出し、太陽光発電システムを安全に運転停止する単独運転防止機能が設けられている。

✓ 自動電圧調整機能

太陽光発電システムを電力系統に接続して逆潮流運転を行った場合、電力の逆送のため連系点の電圧が上昇し、電力会社の運用範囲を超える可能性がある。

これを避けるために、力率制御や、太陽光発電システム自体の出力を制限することにより、連系点の電圧上昇を抑制する自動電圧抑制機能が設けられている。

大規模太陽光発電システムにおける交直変換装置では、通常、変換効率が良いことと、保守設備数の低減のために、極力、容量の大きいものが採用されている。

容量の大きい交直変換装置は、制御装置として多くの電子部品を内蔵していることから、温度・湿度・埃等の管理が必要であり、通常は、空調システムを備えた建屋内に設置する。また、停電時にも交直変換装置の制御用電源を確保しておくために、通常、UPS 等の直流電源装置も設置する。

2) 中央制御装置

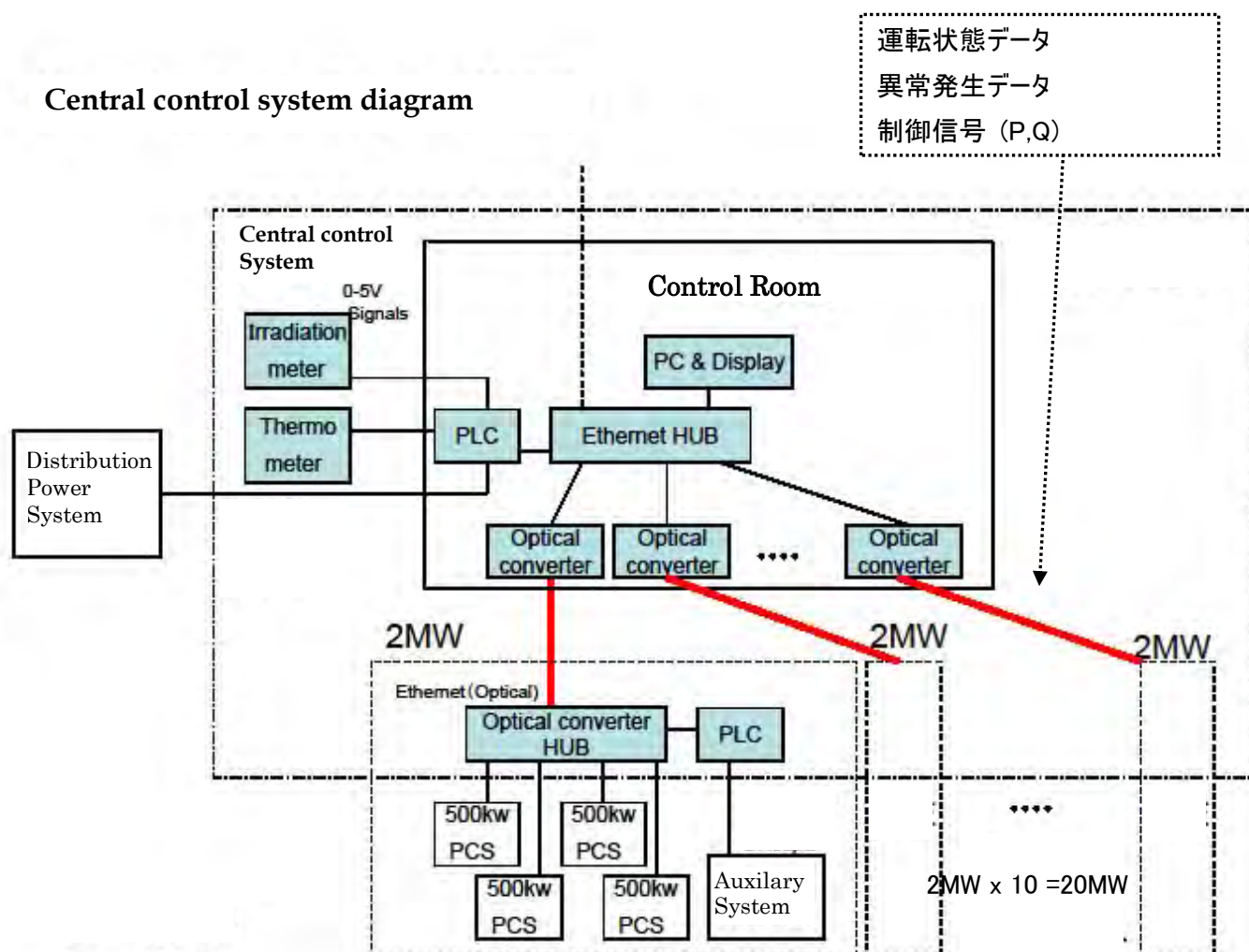
大規模太陽光発電システムでは、多くの太陽光発電モジュール、交直変換装置、系統に連系するための変圧器や遮断器の運転状態や、異常の発生状況を監視・記録するため、中央制御装置を設置する。

また、例えば、太陽光発電システムからの発電電力の急激な変化により、系統連系点の電圧異常や、配電線で逆潮流を起こす場合には、

これらの異常状態を解消するために中央制御装置から交直変換装置に信号を送り、交直変換装置にて有効電力および無効電力を制御する場合もある。

中央制御装置の構成イメージを図 3-3-7-1 に示す。

Central control system diagram

図 3-3-7-1 中央制御システムの構成イメージ¹

3) 電力系統連系に必要なその他の設備

✓ 変圧器

系統連系型太陽光発電システムでは、交直変換装置の出力電圧と連系系統側電圧に応じて、昇圧用の変圧器を設置する。変圧器容量は接続する交直変換装置の容量・数量に対応して選定する。

✓ 遮断器等の開閉装置と電力ケーブル

太陽光発電設備からの電力を系統に連系する際や、事故時に事故設備を切り分けするために必要となる各種開閉設備を設置する。

¹ 図 3-3-7-1 で、PLC は、Programmable Logic Controller, PCS は、Power Conditioning System,を示す。PLC、PCSとも交直変換装置では適応が可能である。制御信号 (P,Q) では、有効電力、無効電力の双方とも制御が可能である。

この基本設計で使用する直流交流の低圧および中圧の電力ケーブルサイズは、図 3-3-6-1 に示す。

表 3-3-7-1 電力ケーブル断面積の選定検討

Item	From	To	Electric type	Power (kW)	Voltage (V)	current (A)	Selected cable size(mm2) XLPE AL	Cable resistance r(ohm/km)	Maximum Distance (km)	Voltage drop (V)	Voltage drop ratio(%)
PCS Input No.1	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.2	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.3	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.4	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.5	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.6	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.7	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.8	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.9	Collection Box	PCS	DC	50	404	124	300	0.121	0.3	8.97	2.22
PCS Input No.10	Collection Box	PCS	DC	32	404	79	185	0.197	0.3	9.36	2.32
PCS Input No.11	Collection Box	PCS	DC	32	404	79	185	0.197	0.3	9.36	2.32
MDB PCS output	PCS	Dist.-Box	AC	500	440	656	630×2	0.0369	0.05	0.61	0.14
Tr Tr (400V side)	Dist.-Box	Tr	AC	2,000	440	2,624	630×8	0.0369	0.05	0.61	0.14
LBS Tr (22kV side)	Tr	LBS	AC	2,000	22,000	52	95	0.383			
LBS Main SW (Tr×2)	LBS	LBS	AC	4,000	22,000	105	95	0.383	0.05	2.01	0.01
LBS Main SW (Tr×3)	LBS	LBS	AC	6,000	22,000	157	120	0.304	0.05	2.39	0.01
22kV SWGR Input No.1	LBS	22kV SWGR	AC	4,000	22,000	105	95	0.383	2	80.41	0.37
22kV SWGR Input No.2	LBS	22kV SWGR	AC	6,000	22,000	157	120	0.304	2	95.74	0.44
DP Output	22kV SWGR	DP	AC	10,000	22,000	262	240	0.151	2	79.25	0.36

✓ インバータ室と開閉器室

今回のエジプト ハルガダを対象とした 20MW 太陽光発電システムにおいて、システム全体のスペース効率、保守性等を加味し、500kW×4台=2MW のインバータをひとつの単位として取りまとめ、収容したインバータハウスのレイアウトイメージ図を図 3-3-6-2 に示す。

また、中央制御装置や開閉器類を設置した開閉器室のレイアウトイメージを、図 3-3-7-3 に示す。

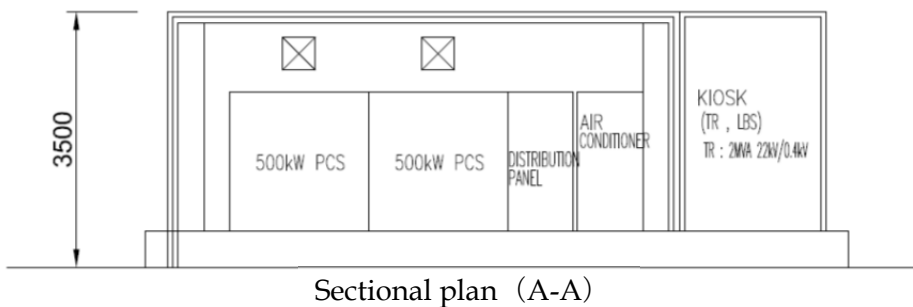
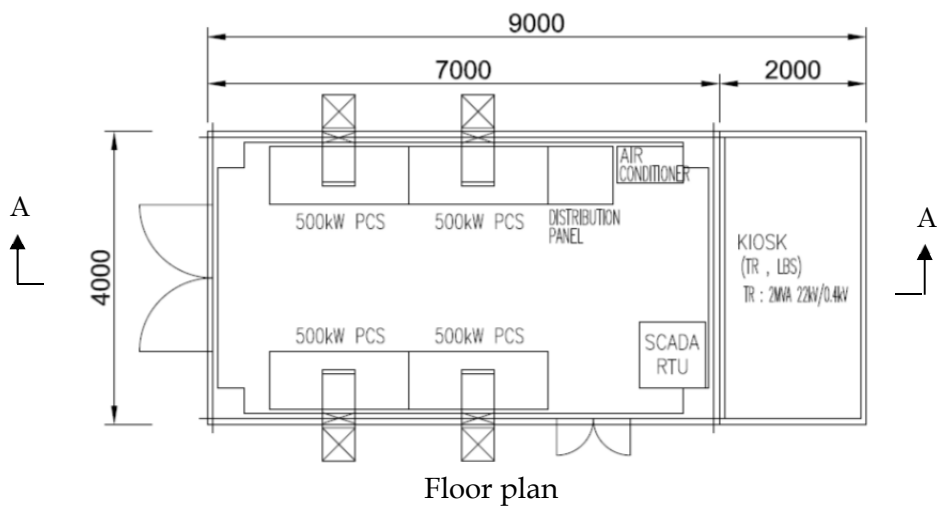


図 3-3-7-2 インバータ建屋のレイアウト図

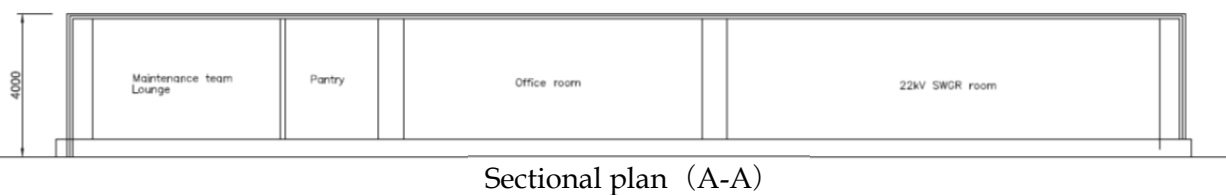
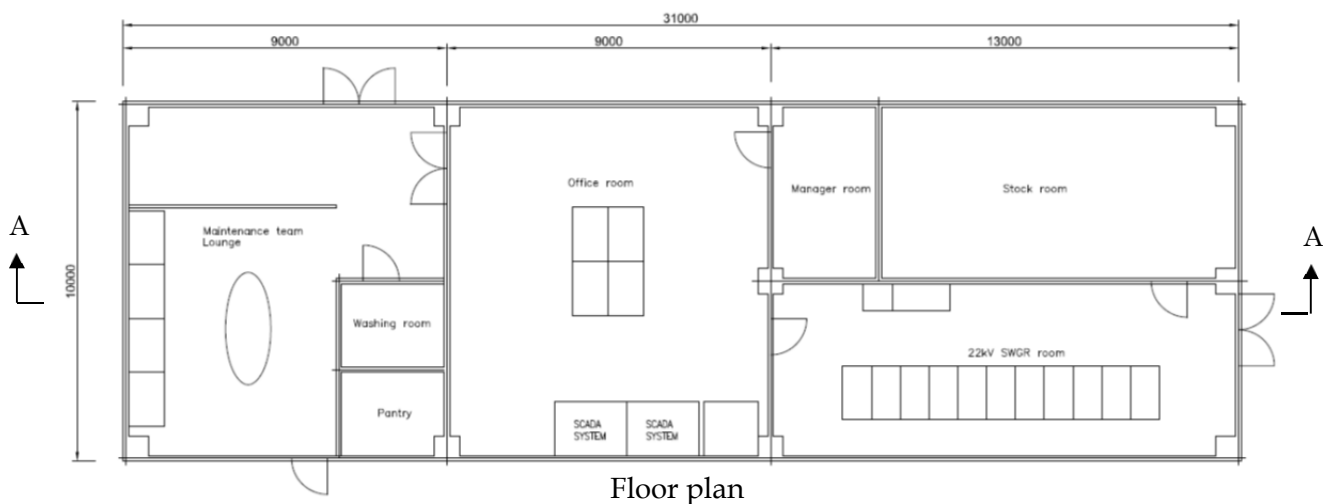


図 3-3-7-3 開閉器室のレイアウト図

4) 接地システム

✓ 接地の方法

太陽光発電所の接地システムは接地抵抗低減のために、図 3-3-7-4 に示すように、敷地全体に布設したメッシュ状の銅線で構成する。

架台を含む全てのモジュールと、電気機器は、同じ接地系に接続を行う。

✓ 接地抵抗

接地抵抗値は以下の次項に従う。

- ・ 22kV(中圧)と、400V(低圧)の回路は、5オーム以下とする。
- ・ 制御システムなどの通信線の回路は、2オーム以下とする。

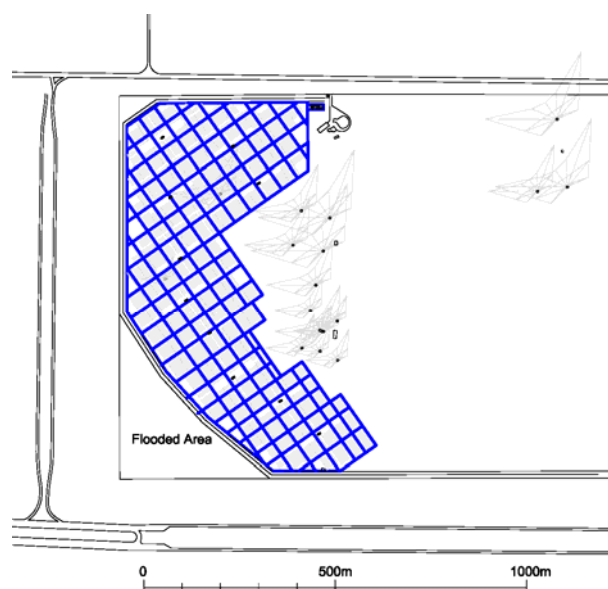


図 3-3-7-4 太陽光発電所の接地電極(多結晶型の場合)

5) 系統連系設備

第1案(ハルガダ風力発電所 配電所にて 22kV に系統連系)の系統連系手法にて、接続を行った場合の、単線結線図を図 3-3-7-5 に示す。

システムは低圧側から、下記の順に構成される。

- ✓ 各々500kW 分の太陽光発電システムが、500kW の交直変換装置に接続される。
- ✓ 4 台の 500kW 交直変換装置が 22kV 昇圧用変圧器に接続される。
- ✓ 2 ないし 3 ユニットの昇圧変圧器が、22kV 開閉設備に接続される。(1 号母線と 2 号母線)

- ✓ それぞれ 22kV 開閉設備の 1 号母線と 2 号母線を通して、連系線がハルガダ風力発電所の配電所に新設する 22kV 開閉設備に接続される。
- ✓ 電力貯蔵用蓄電池の接続に関連する開閉設備、および他の機器については、第 9 項で説明する。

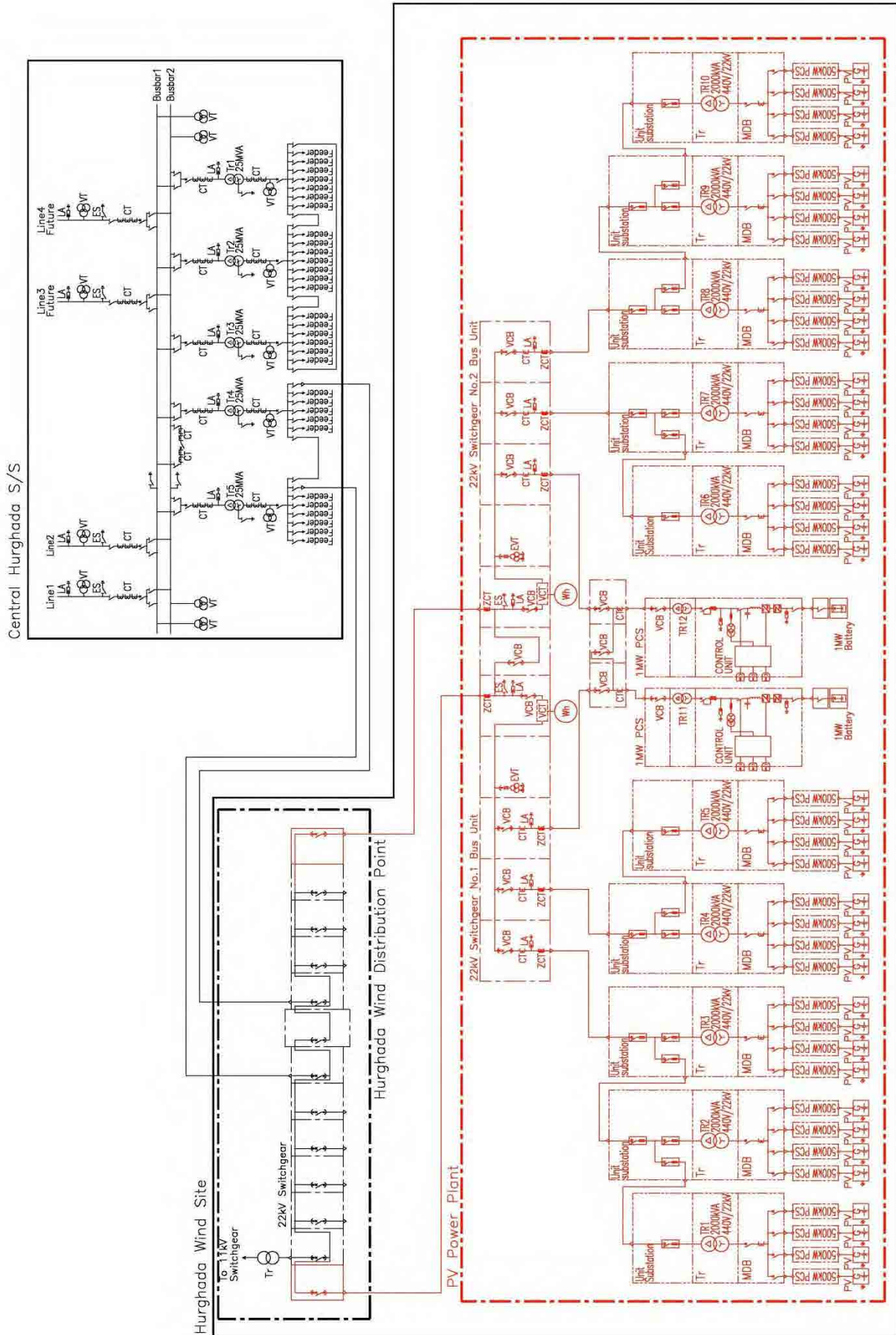


図 3-3-7-5 太陽光発電所から中央ハルガダ変電所までの単線結線図

第8項 太陽光発電モジュールの配置設計

代表的な太陽光モジュールとして選定した、多結晶、CIS および薄膜積層の太陽光パネルそれぞれの仕様、および 500kW インバータの仕様を表 3-3-8-1 に示す。

レイアウトの基本設計を行う上で、考慮した点は以下の通りである。

- ✓ パネルの直列数は、500kW インバータの最大入力電圧により決定する
- ✓ アレイは2並列回路構成で、アレイ下部が影の影響を受けた場合でも、上部は陰の影響を受けないことから、アレイ上部と下部でそれぞれ直列接続を構成する。
- ✓ インバータの最大容量は 500kW のため、アレイの 1 ブロックは、500kW 単位とする。
- ✓ インバータ 4 セットを連系変圧器 1 台に接続。変圧器容量は 2,000kW とし、これを 1 グループとする。レイアウト単位もこのグループ単位とする。

モジュール種類毎に 1 台のインバータに接続される 500kW 単位のアレイ配列を図 3-3-8-1 に示す。モジュール種類毎に 2,000kW 単位のアレイ配列を図 3-3-8-2 に示す。

なお架台および基礎の設計に当たっては、モジュールの基礎の高さを1mとすることで、モジュール下部を風で効率的に冷却することと、万一洪水被害を受けた場合に太陽光モジュールが浸水の被害を受けないことを考慮している。

図 3-3-8-3, 3-3-8-4, 3-3-8-5 は、3 種類のモジュールについて、架台と基礎のイメージと、アレイの構成を示している。

さらに図 3-3-8-6, 3-3-8-7, 3-3-8-8 には、3 種類のモジュールについて、それぞれ 20 度の傾斜角の場合の全体レイアウトを示す。ここに示す図は、冬至の 8 時～16 時の時間帯に影の影響が出ないようにアレイ間の間隔を考慮してモジュールを配置したものである。

表 3-3-8-1 傾斜角 20 度の場合の、太陽光発電モジュールと交直変換装置の仕様

太陽光モジュールの仕様と、500kW 出力のモジュール構成

モジュール種類		多結晶	CIS	薄膜積層	備考
Pmax(W)		240	140	128	—
Voc(V)		36.9	109	59.8	—
Isc(A)		8.59	2.1	3.45	—
Vmpp[Ip _m] (V)		29.8	77.0	45.4	—
Imp _p [Ip _m] (A)		8.06	1.82	2.82	—
直列数		20	6	12	—
並列数		105	596	326	—
入力電圧(V)	開放	738	654	718	750V 以下
	定格	596	462	545	—
入力電流(A)	定格	846	1085	919	—
合計入力(kW)		504	501	501	およそ 500kW

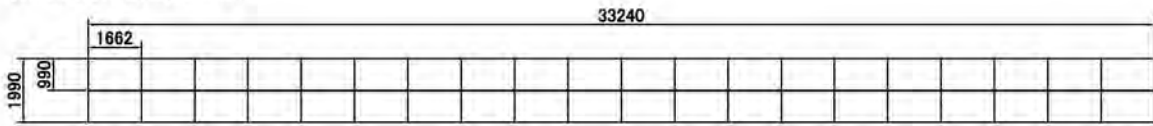
太陽光モジュールの寸法

モジュール種類		多結晶	CIS	薄膜積層	備考
長さ(mm)		1,662	1,257	1,402	—
幅(mm)		990	977	1,001	—
厚さ(mm)		46	35	24	—
エリア面積(m ²)		1.645	1.228	1.403	—
重さ(kg)		21.0	20.0	26.0	—
出力あたり面積(W/m ²)		145.9	114.0	91.2	—

交直変換装置仕様

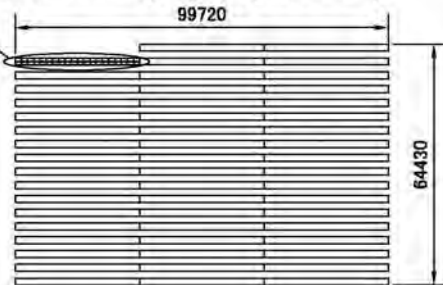
	仕様	備考
最大直流入力	600kW	—
最大直流電圧	1000V	—
MPPT 動作範囲	450~950V	—
最大直流電流	1155A	—
定格交流出力	500kW	—

【Silicon type Poly crystalline】



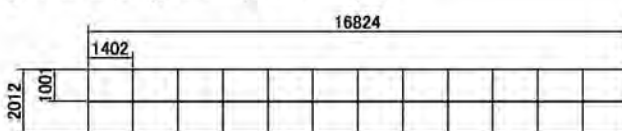
Basic PV Array : 9.6kW
 Number of series : 20
 Number of parallels : 2
 Pmax : 240W / module

500kW PV Array layout (reference)



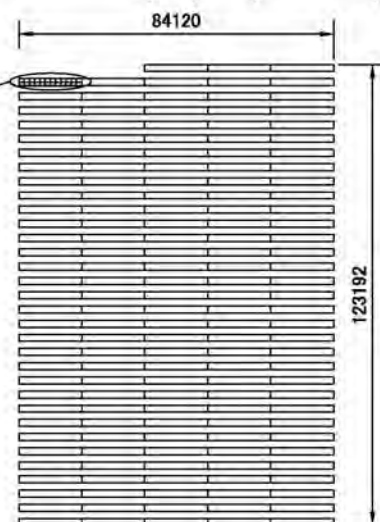
Basic PV Array : 53 block
 Lifted angle 20 [deg]

【Thin film silicon type Multi-layer thin film type】



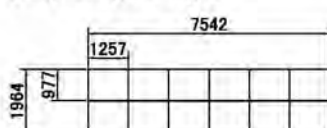
Basic PV Array : 3.07kW
 Number of series : 12
 Number of parallels : 2
 Pmax : 128W / module

500kW PV Array layout (reference)



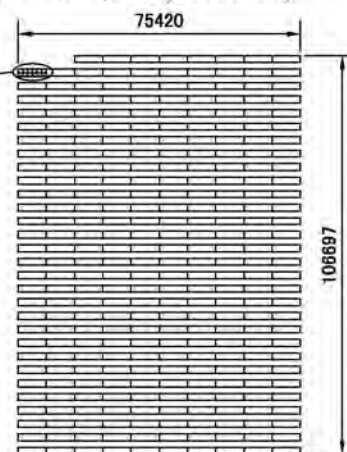
Basic PV Array : 163 block
 Lifted angle 20 [deg]

【Compound type CIS type】



Basic PV Array : 1.68kW
 Number of series : 6
 Number of parallels : 2
 Pmax : 140W / module

500kW PV Array layout (reference)

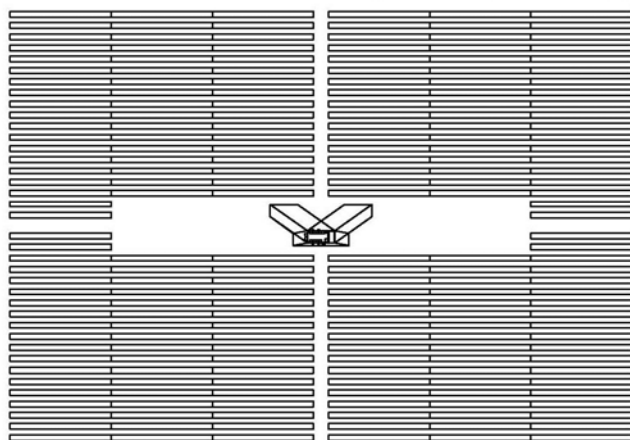


Basic PV Array : 298 block
 Lifted angle 20 [deg]

図 3-3-8-1 500kW 太陽発電アレイブロックの構成

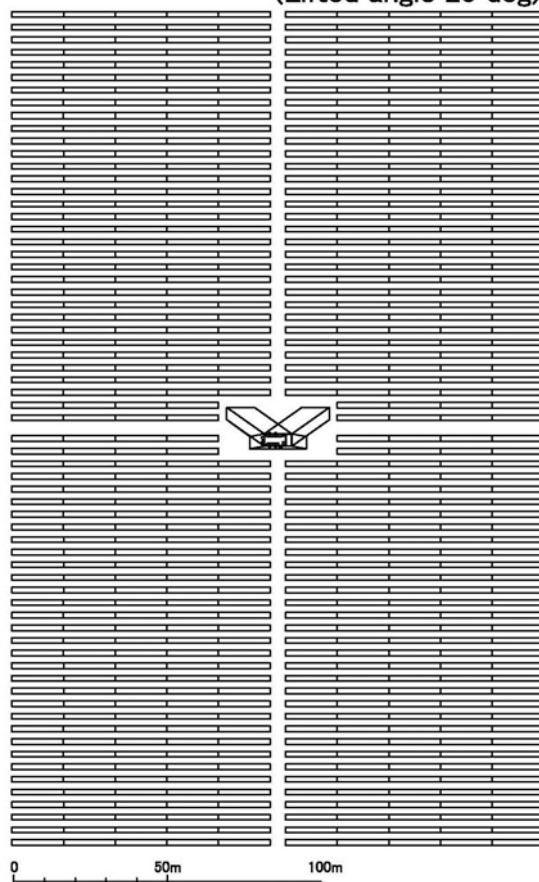
2MW Array Basic Layout
Silicon type Poly crystalline

(Lifted angle 20 deg)



2MW Array Basic Layout
Thin film silicon type
Multi-layer thin film type

(Lifted angle 20 deg)



2MW Array Basic Layout
Compound type CIS type

(Lifted angle 20 deg)

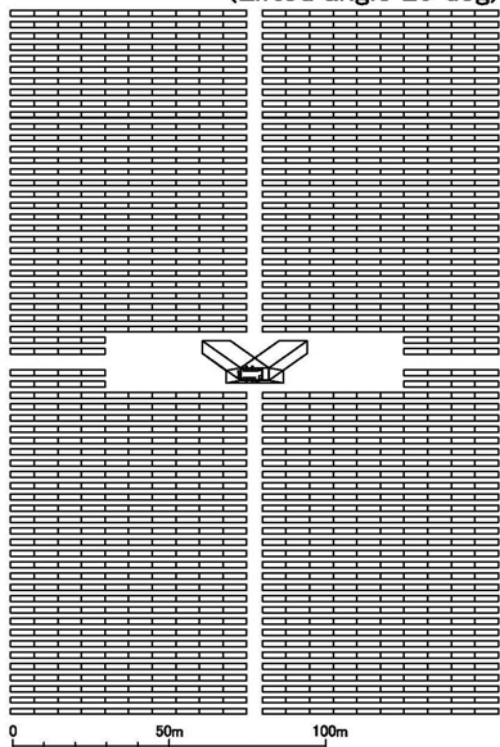


図 3-3-8-2 2,000kW アレイグループの基本構成

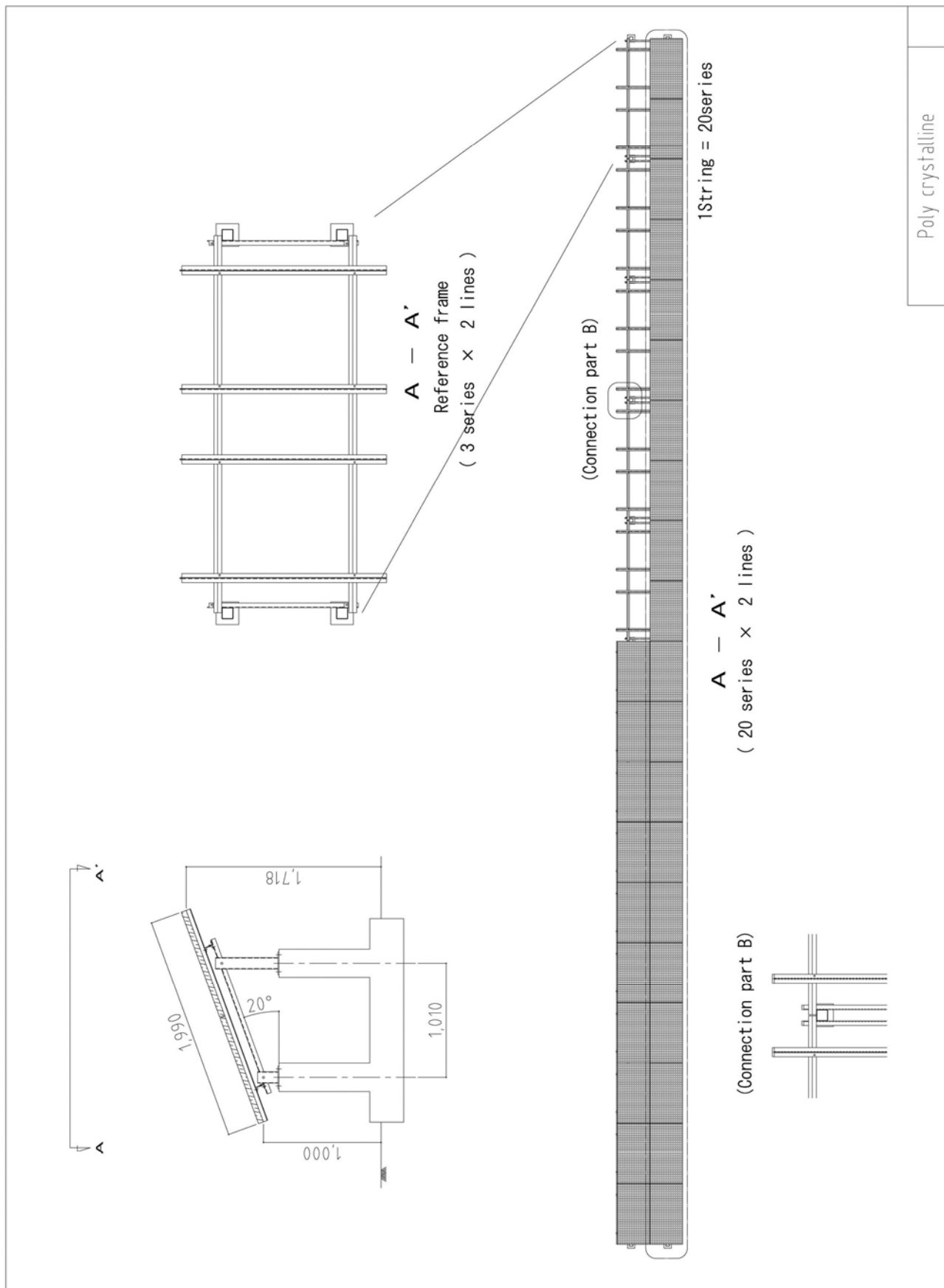


図 3-3-8-3 多結晶型モジュール 1 アレイの基礎および架台のイメージ

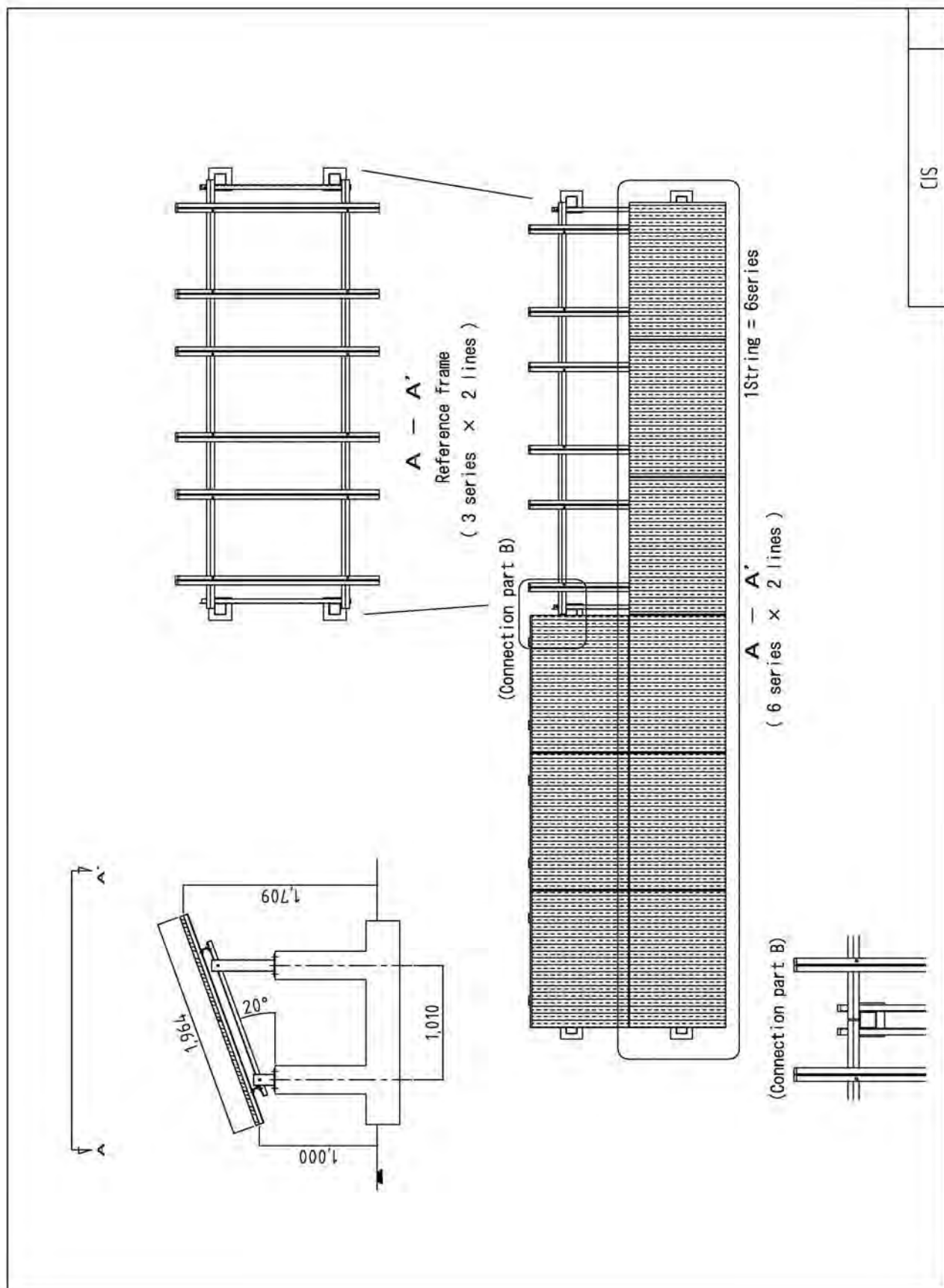


図 3-3-8-4CIS 型モジュール 1 アレイの基礎および架台のイメージ

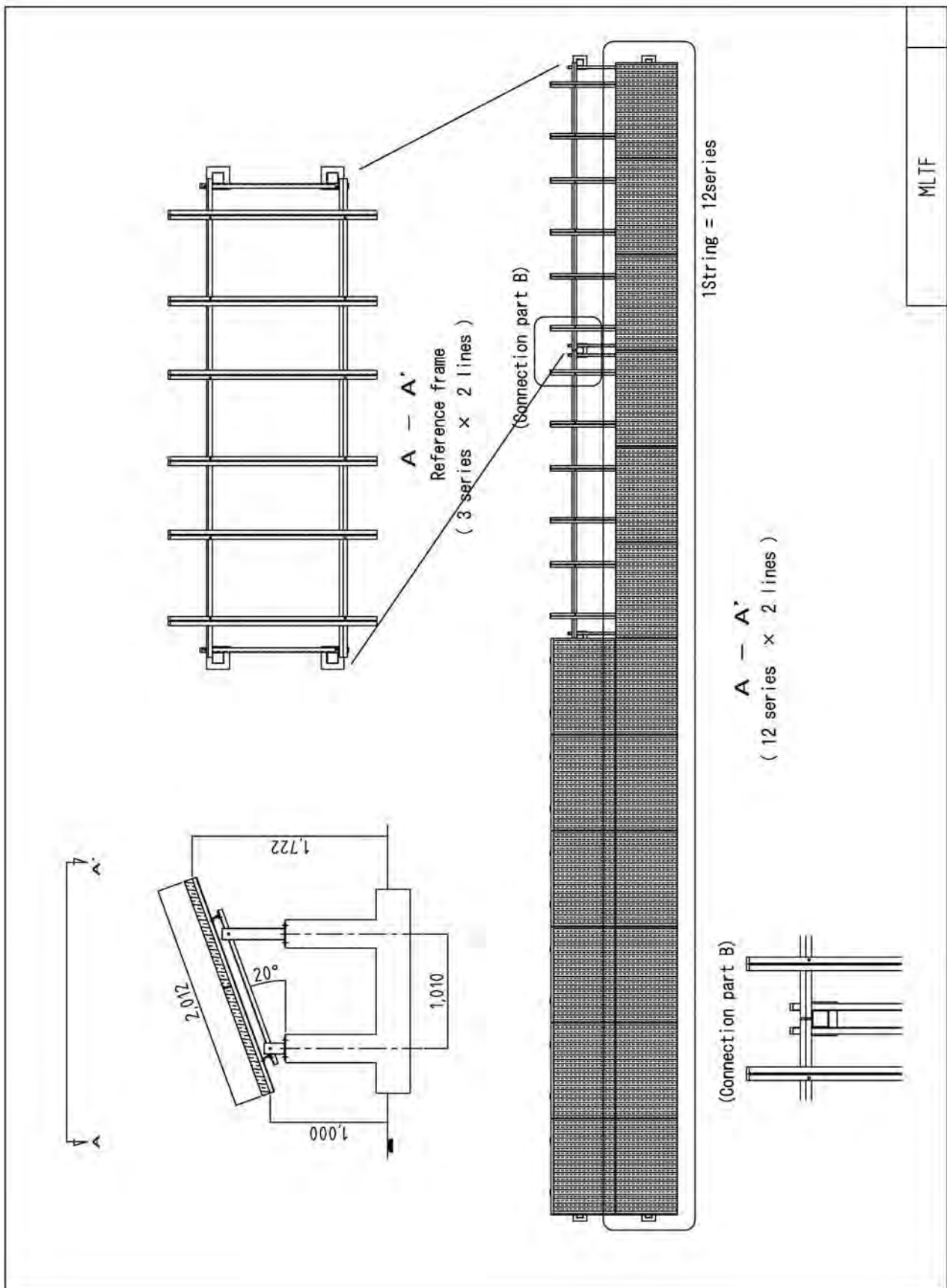


図 3-3-8-5 薄膜積層型モジュール 1 アレイの基礎および架台のイメージ

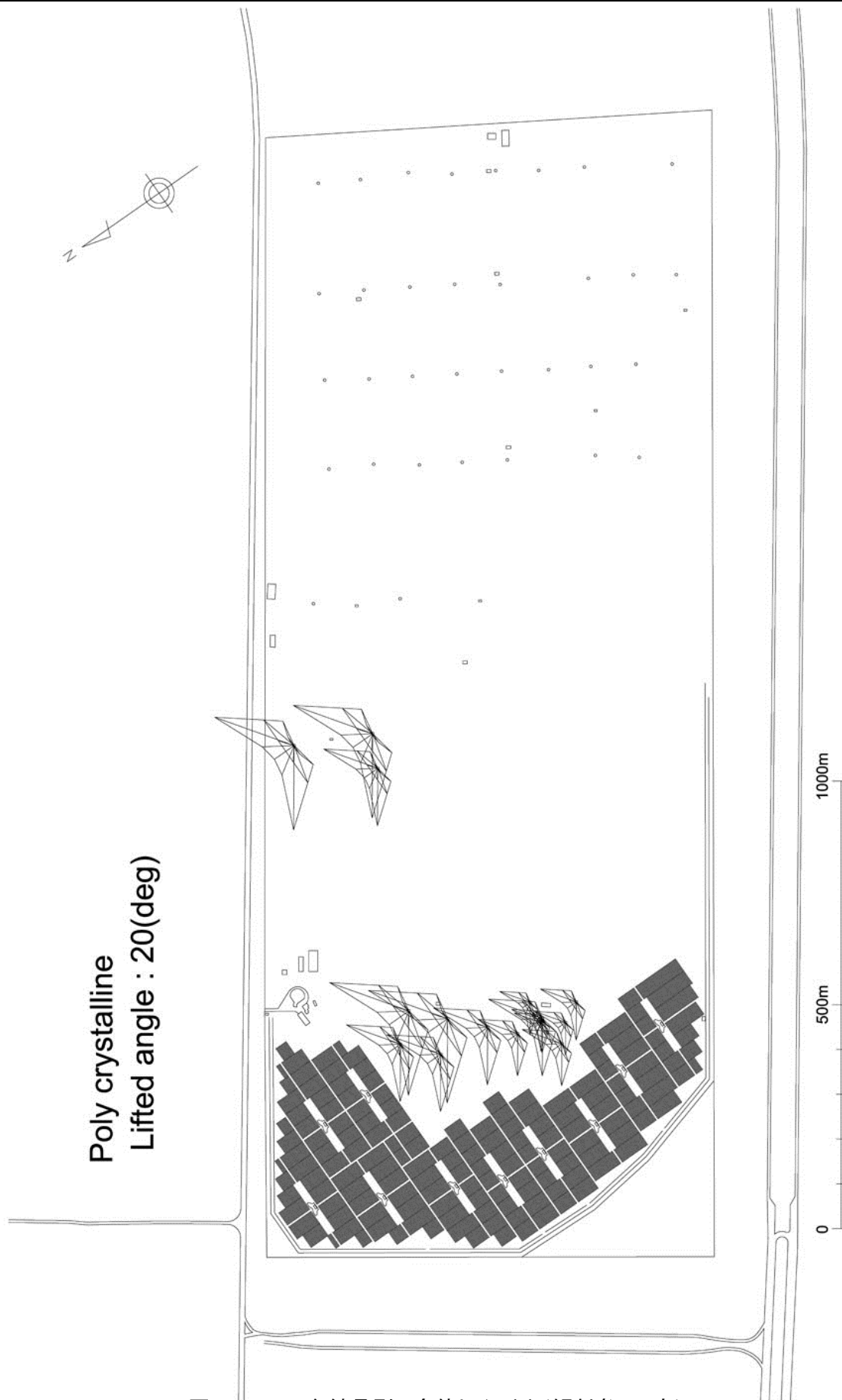


図 3-3-8-6 多結晶型の全体レイアウト(傾斜角 20 度)

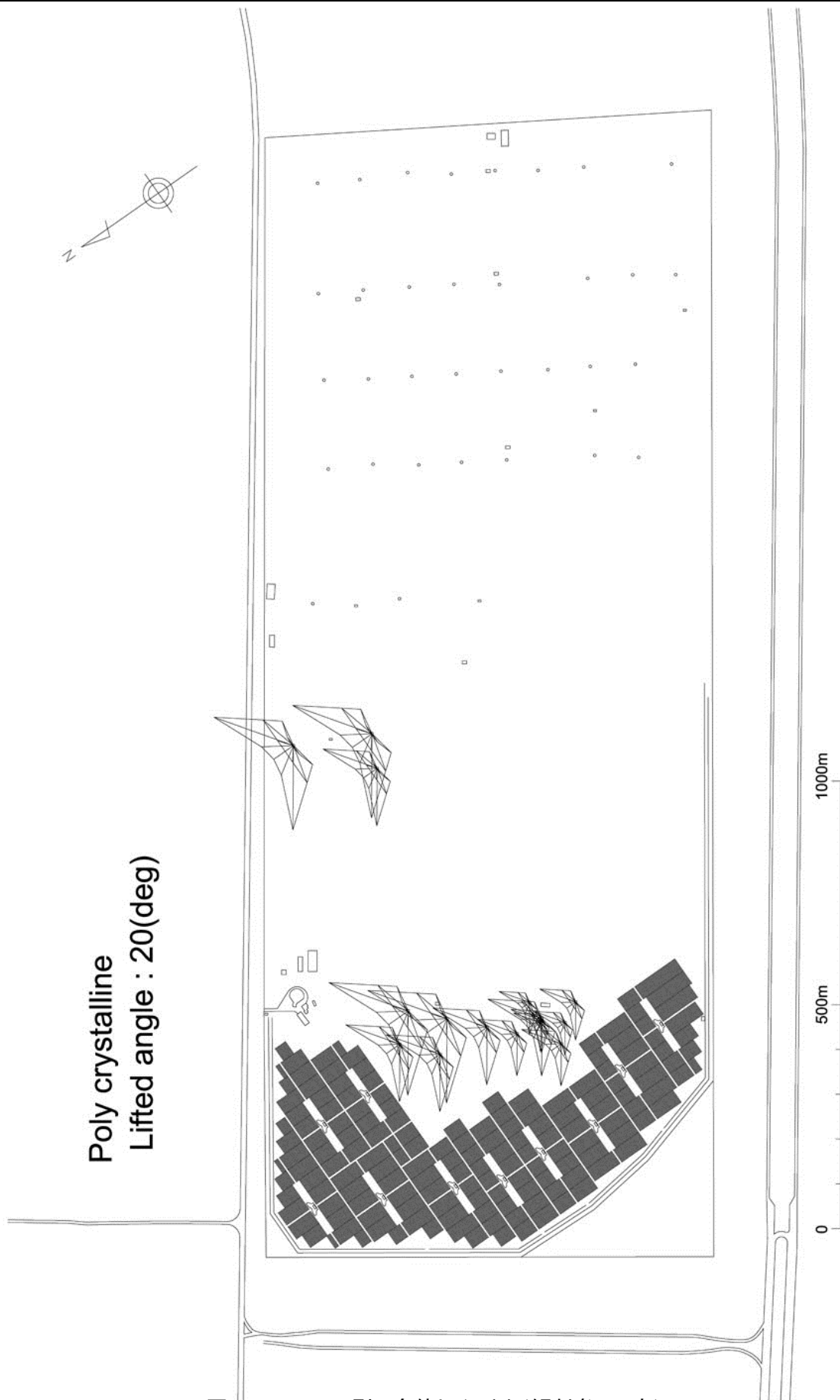


図 3-3-8-7CIS 型の全体レイアウト(傾斜角 20 度)

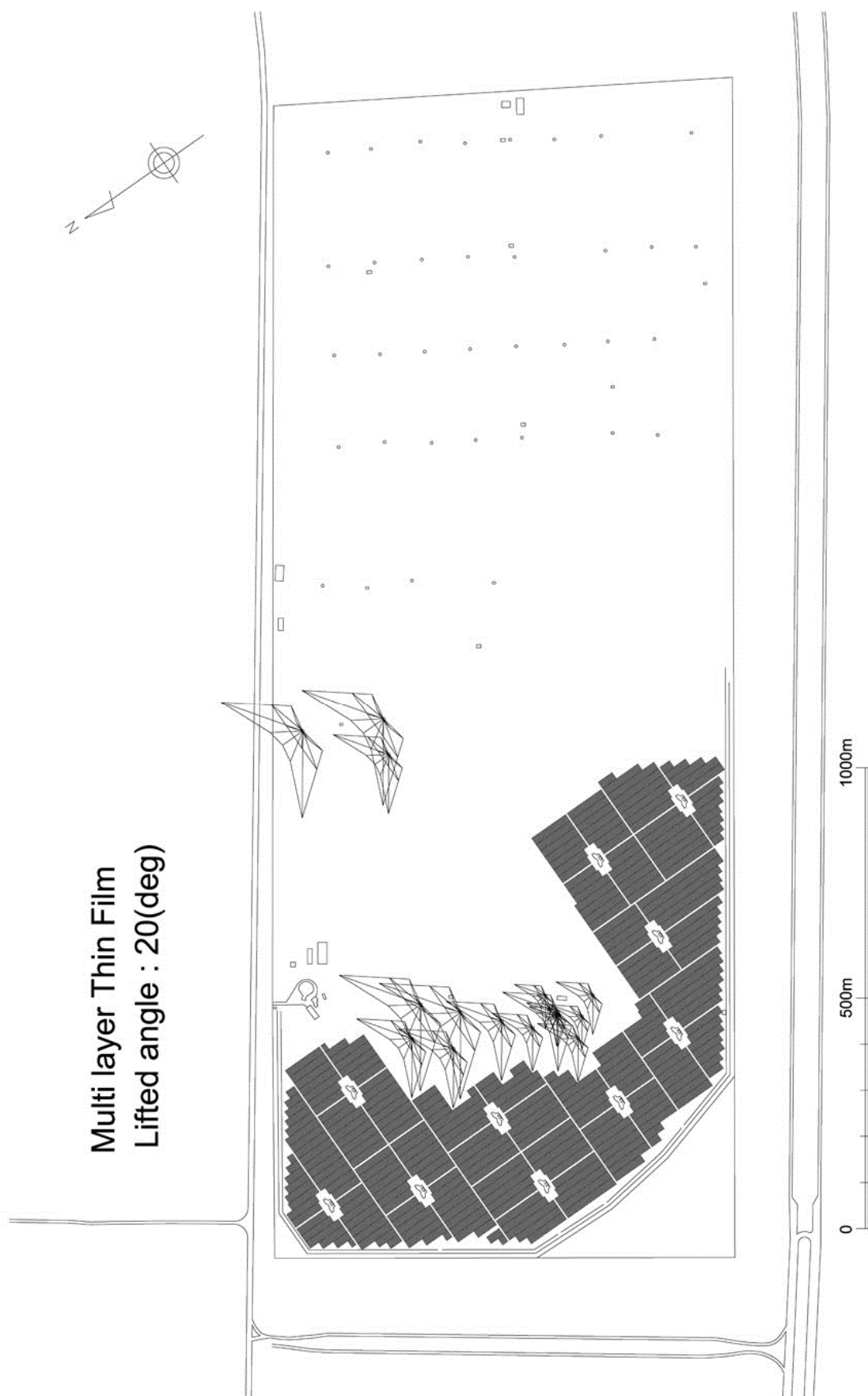


図 3-3-8-8 薄膜積層型の全体レイアウト(傾斜角 20 度)

第9項 電力貯蔵用蓄電池の必要性

1) 電力貯蔵用蓄電池の必要性

前述の第6項に記載されているとおり、本太陽光発電設備は既設 22kV 配電線設備に2系統に分割されて接続される(第1案)。しかしこの案では同じく第6項で説明されているとおり、配電線に逆潮流を発生させる原因になるとともに、電力ピークが発生する夕方から夜にかけての時間帯の電力供給には寄与しないため、可能であれば適切な手法でこのギャップを埋めることが求められる。

上記の理由から、電力貯蔵用電池の導入が効果的である。蓄電池は昼間時間帯に太陽光発電によって発電した電力で充電して、ピーク時の電力供給のシフトに用いることが出来る。

蓄電池の採用により期待される効果は、以下に挙げるとおりである。

- 配電線から変電所への逆潮流防止
- 太陽光発電による発電電力を夕方のピーク時間帯など、自由な時間帯に供給する
- 太陽光発電の出力の変動(増加及び減少)に伴う電圧変動の緩和
- 無効電力補償
- 太陽光発電の出力の急変や、負荷の急変の緩和

2) 最適な蓄電池の種類

電力貯蔵用に使用できる蓄電池システムは、近年多くの種類が開発されている。それぞれの蓄電池システムは異なる特徴を持つ。このため導入目的、容量、効果などを考慮して適切な種類の電池を選定する必要がある。

それぞれの蓄電池の特徴および現在の開発状況を、表 3-3-9-1 にまとめた。

表 3-3-9-1 電力貯蔵用蓄電池の比較

	ナトリウム硫黄電池	電力貯蔵用鉛蓄電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・大容量 ・エネルギー貯蔵密度が非常に高い ・電力貯蔵効率が高い ・メモリー効果がない ・長寿命 ・低価格 	<ul style="list-style-type: none"> ・小容量から大容量まで ・一般的にメンテナンスフリーである。 ・負荷平準化用蓄電池は長寿命である。 ・比較的low価格 	<ul style="list-style-type: none"> ・小容量から中容量 ・電力貯蔵効率が高い 	<ul style="list-style-type: none"> ・小容量から中容量 ・メモリー効果がない ・電力貯蔵効率が高い ・長寿命
現在の開発状況	<ul style="list-style-type: none"> ・2MW 以上の大規模容量に特化している。 ・日本では 34MW の大規模な系統連系システムが稼働しており、80MW システムが予定されている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・一般的にはUPSなどの用途に使用される。 ・負荷平準化用蓄電池は大規模電力貯蔵用に使用される。 ・電力貯蔵用は広い面積を必要とする。 ・現在最大規模の電力貯蔵システムは、風力発電用の 4.5MW-10.4MWh システムである。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電気自動車用途で多くの実績がある。 ・中規模から小規模容量の電力貯蔵用システムが開発されている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電気自動車用の電池が開発途上である。 ・最大規模の電力貯蔵用システムは、12MW がチリで導入されており、40MW システムがアメリカで導入されている。
使用上の留意点	<ul style="list-style-type: none"> ・動作温度が 300°C と高いため、毎日運用しない場合、温度維持のためのヒータ損失が大きい。 ・ナトリウムと硫黄は危険物であるため、適切な管理が必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・寿命末期で急激に性能が劣化する。 ・容量は周囲気温に伴い変化するため、空調設備が必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・現状では、大規模容量の導入では、コストが高い。 ・太陽光発電と相性が良く、直流側で直接接続が可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・現状では大規模な導入ではコストが高い。
摘要	<ul style="list-style-type: none"> ・大規模電力貯蔵用として多くの実績がある。 ・コンパクトである。 ・サイクル寿命が長い。 	<ul style="list-style-type: none"> ・コストが低廉である。 ・産業用として多くの実績があり、調達が容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・中規模の太陽光発電設備に適している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・室温で動作する電池でもっともコンパクトである。



写真 3-3-9-1 ナトリウム硫黄電池 (34MW システム)



写真 3-3-9-2 負荷平準化(LL)用鉛蓄電池

日本のウィンドファームで採用 (10.4MWh システム)日本のウィンドファームで採用
新神戸電機パンフレットから引用

このプロジェクトで採用する電力貯蔵用蓄電池は、夕方の電力使用ピークの時間帯に電力を供給することと、逆潮流の防止に有用である。太陽光発電設備の容量と上記の効果を考慮すると、大規模容量の蓄電池の使用が推奨される。

また、蓄電池は化学物質を使用しているため、撤去後の適切な処理が必要である。このためプロジェクトで適切な運転保守と廃棄物処理の手法も考慮する必要がある。

上述の理由から、調査団は負荷平準化(LL)用鉛蓄電池もこのプロジェクトで適用することを想定する。理由は以下の通りである。

- ✓ 比較的大規模で、長寿命である。
- ✓ プロジェクトコストが比較的安い
- ✓ 全ての国で、運転保守、リサイクルの手法が一般化されている。

しかしながら、ナトリウム硫黄蓄電池などの他の新しい種類の蓄電池もこのプロジェクトでは適応可能である。この新しいタイプの蓄電池はコストが安価で、長寿命である。ただしこの新しいタイプの蓄電池を採用する場合、請負業者による適切な運転保守業務と、撤去後の適切なリサイクル、処理が求められる。また、リチウムイオン電池も価格が低下するようであれば、このプロジェクトで適応可能になると考えられる。

3) 蓄電池の導入効果

a) 太陽光発電設備による、夕方の電力ピーク時間帯への電力供給手法

第2章に記載のあるとおり、エジプトでは夕方の時間帯に電力のピークが発生する。これに対し太陽光発電設備は日中しか発電を行うことが出来ない。

蓄電池は日中充電を行い、夜間の電力ピーク時間帯に放電することで、需要と供給のギャップを調整するのに効果的である。

今回のケースでは、調査団は6時間、定格電力を放電できる容量を持つ蓄電池を選定した。このため1MWの蓄電池システムは、6MWhの容量を持つことになる。

調査団によるシミュレーションの結果を、図 3-3-9-1 から、図 3-3-9-6 に示す。検討に当たっては以下の点に考慮した。

- 日負荷曲線はハルガダ風力発電所内の22kV配電所の受電配電線のピーク負荷時のデータを使用した。
- 蓄電池は、日中太陽光発電電力を充電し、夜間に電力供給を行う。
- 電気設備設計の項目で説明されているとおり、太陽光発電所は10MWずつ2回線の配電線に接続される。このため蓄電池も2つの蓄電池システムを、2つの母線にそれぞれ接続すると想定した。
- 導入する蓄電池容量は、2MW(各母線1MWずつ)から、8MW(各母線4MWずつ)までの容量を検討した。

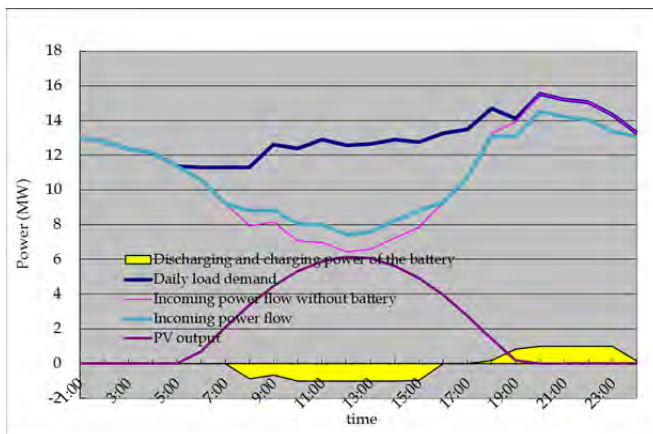


図 3-3-9-1 最大負荷時 1MW 蓄電池導入ケースのシミュレーション(1号母線)

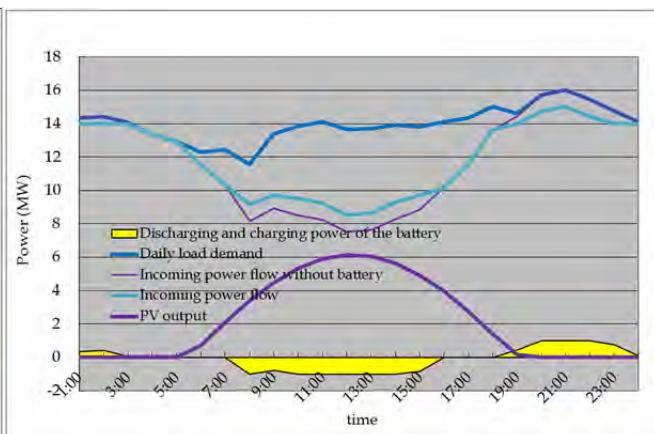


図 3-3-9-2 最大負荷時 1MW 蓄電池導入ケースのシミュレーション(2号母線)

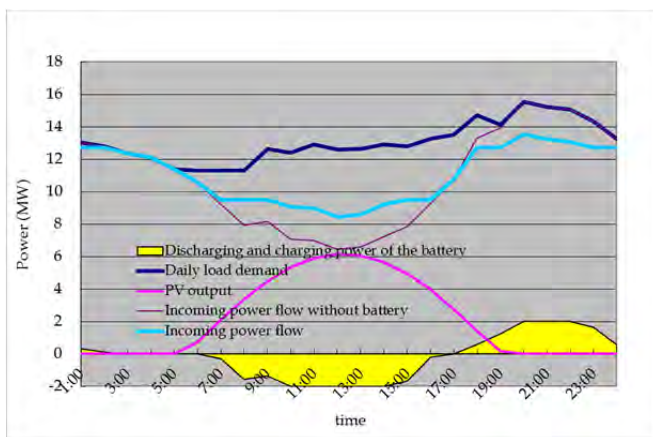


図 3-3-9-3 最大負荷時 2MW 蓄電池導入ケースのシミュレーション(1号母線)

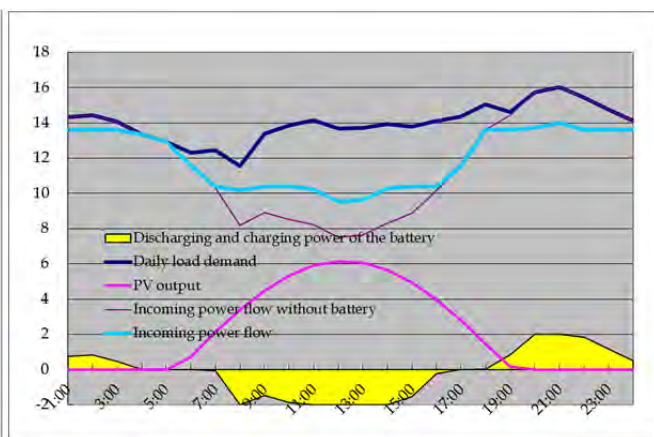


図 3-3-9-4 最大負荷時 2MW 蓄電池導入ケースのシミュレーション(2号母線)

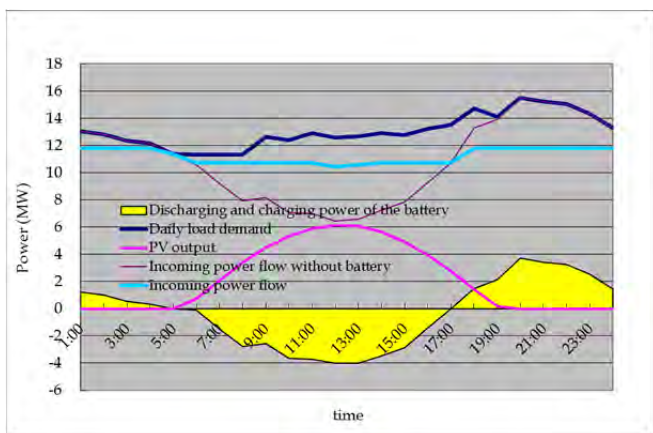


図 3-3-9-5 最大負荷時 4MW 蓄電池導入ケースのシミュレーション(1号母線)

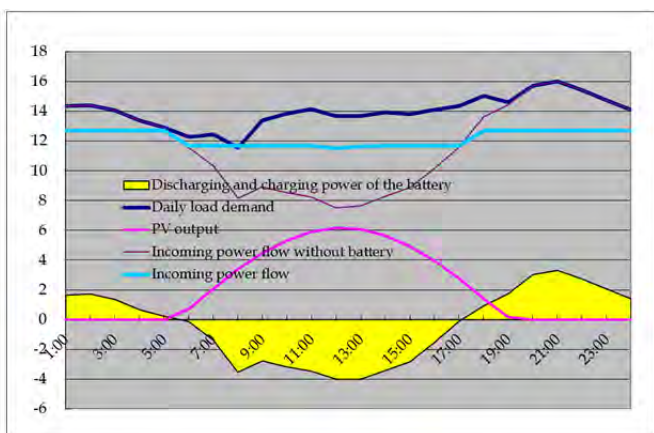


図 3-3-9-6 最大負荷時 4MW 蓄電池導入ケースのシミュレーション(2号母線)

表 3-3-9-2 最大負荷時の蓄電池運用シミュレーション検討結果一覧

		太陽光発電のみ	蓄電池導入ケース		
蓄電池出力 (MW)		なし	2	4	8
蓄電池容量 (MWh)			12	24	48
各母線への導入出力 (MW)	1号母線		1	2	4
	2号母線		1	2	4
配電所における受電配電線のピーク負荷時間帯における最大潮流(MW)	1号母線	15.5	14.5	13.5	11.8
	2号母線	16.0	15.0	14.0	12.7
ピーク電力	1号母線	20:00			
	2号母線	21:00			
蓄電池の充放電損失 (MWh/日)		なし	4.5	9.1	18.1
変圧器配電線損失削減量(MWh/日 day)		なし	0.0	0.2	0.6

蓄電池導入容量と、負荷ピーク時の最大電力の低減量は、表 3-3-9-2 に示す通りである。ガスタービン発電機は通常ピーク負荷の時間帯に電力供給を行う。蓄電池を導入して日中、蓄電池に太陽光発電から充電した電力を夕方側のピーク時間帯に供給することで、ピーク時間帯におけるガスタービン発電機の運転を停止、または削減することが出来る。

蓄電池は配電線の負荷曲線を平準化する。これは配電線、変圧器の損失を削減する効果がある。しかし蓄電池は充放電損失があることに注意しなければならない。

b) 逆潮流の対策

前項で説明されているとおり、軽負荷時には中央ハルガダ変電所への逆潮流が発生する可能性がある。逆潮流の発生は保護継電器による系統保護にとって好ましくない状況である場合が起こる可能性がある。ただし本ケースでは電圧は規定範囲内に収まっており、電圧変動の問題は起こらない。

前述の通り、蓄電池は逆潮流の防止の目的でも使用可能である。低負荷日の日負荷曲線から蓄電池の動作のシミュレーションを行った結果を、図 3-3-9-7 に示す。これは余剰電力を蓄電池が吸収して、逆潮流の発生を防止している状況を示している。この日負荷曲線はハルガダ風力発電諸内の配電所の実際の軽負荷時のデータを使用している。この結果から、2MW の蓄電池の使用で、逆潮流防止に対応できることがわかる。

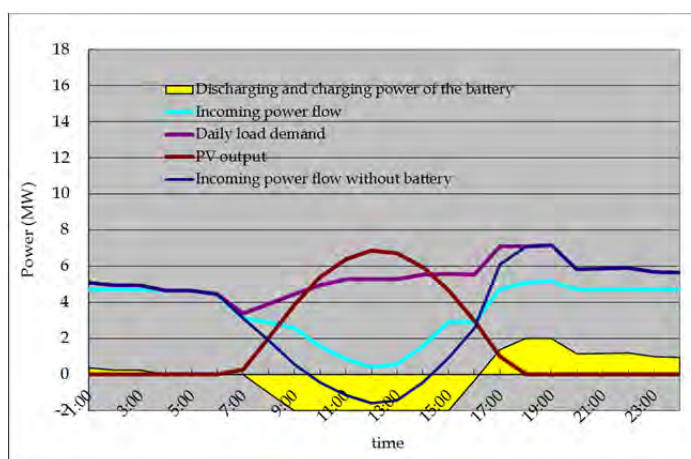


図 3-3-9-7 軽負荷時の蓄電池運用のシミュレーション

c) その他の効果

上述の機能に加えて、蓄電池の導入により以下の効果が期待できる。

蓄電池に求められる機能の詳細は、さらに実施設計段階における系統の詳細な調査と検討が必要である。

- 電圧の安定化
- 瞬時電圧低下対策
- 無効電力補償
- 停電時の非常の電源供給
- 太陽光発電と蓄電池による単独運転

4) 蓄電池導入のコストメリット

20MW 太陽光発電所に併設して、それぞれの容量の蓄電池を導入した場合のプロジェクトコストは、図 3-3-9-8 に示すとおりである。2～8MW-6 時間級の蓄電池システムを導入した場合の、全体のプロジェクトコストは、およそ 15～60% 増加する。

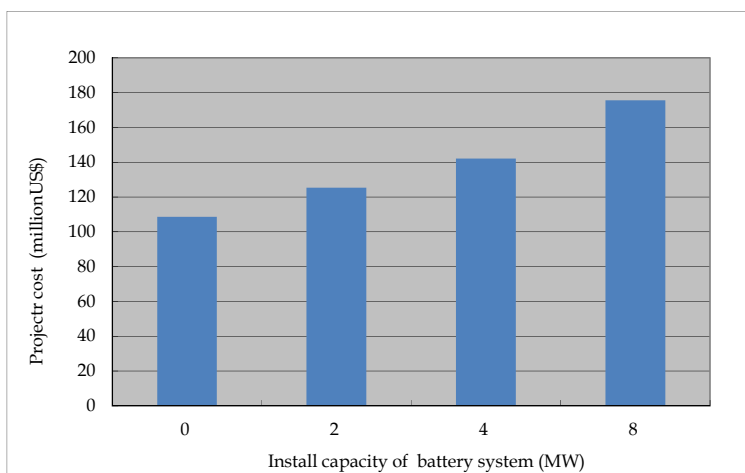


図 3-3-9-8 蓄電池システムを含むプロジェクトコスト

a) コスト比較

エジプトの電力料金制度は、昨年度(2010/2011)に改定され、商業用の電力契約ではピーク時間帯と、オフピーク時間帯に電力料金がおおよそ 50%異なるようになった。このためピーク時間帯に蓄電池により電力供給を行うことにより、発電コスト低減効果がある。

蓄電池の価格は、おおよそ 760US ドル/kWh である。この蓄電池は 6 時間の定格出力を持つシステムを想定した。例えば 1MW のシステムは 6MWh の容量を持つ。

この状況を勘案して、調査団はコストパフォーマンスを考慮して蓄電池に求められる最適な容量を検討した。

- 蓄電池はオフピーク時間帯に充電を行う。そして他の時間帯よりも電気料金が高いピーク時間帯に電力供給を行う。
- 蓄電池のコストとオフピーク時間帯とピーク時間帯の電気料金の差の比較(コストメリットと電気料金価格差)を図 3-3-9-9 に示す。
- 検討結果より、蓄電池の導入コストの一部を電気料金価格差による利益で充填できる。

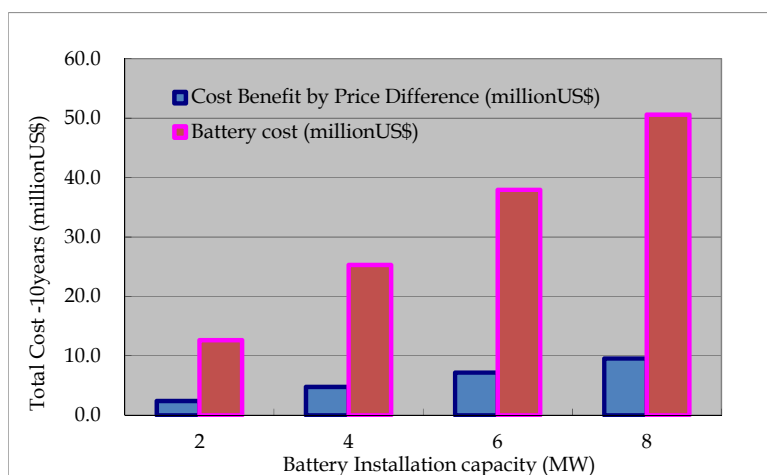


図 3-3-9-9 蓄電池のコストと電力料金の差の比較

b) ガスタービン発電機との比較

蓄電池とガスタービン発電機の比較についても同様に行った。システムがピーク時間帯に電力供給を行うのに十分な余力を持っていない場合、受給ギャップを補償するために老朽化から運用を停止している既設のガスタービン発電機を運用することが求められる。この受給ギャップの補償は蓄電池の設置が、ガスタービン発電機の代替として想定できる。

蓄電池のコストとガスタービンの燃料コストの概略の比較を行った結果を図 3-3-9-10 に示す。

この結果から蓄電池のコストは現状のガスタービンのコストに比較して高いことを示している。ここでは軽油のコストとして 0.32 米ドル/リットルと想定した。

最近の世界的な天然ガスの価格を考慮すると、蓄電池システム導入による価格的なメリットは、近い将来にはガスタービンの燃料のコストに追いつくことが想定される。

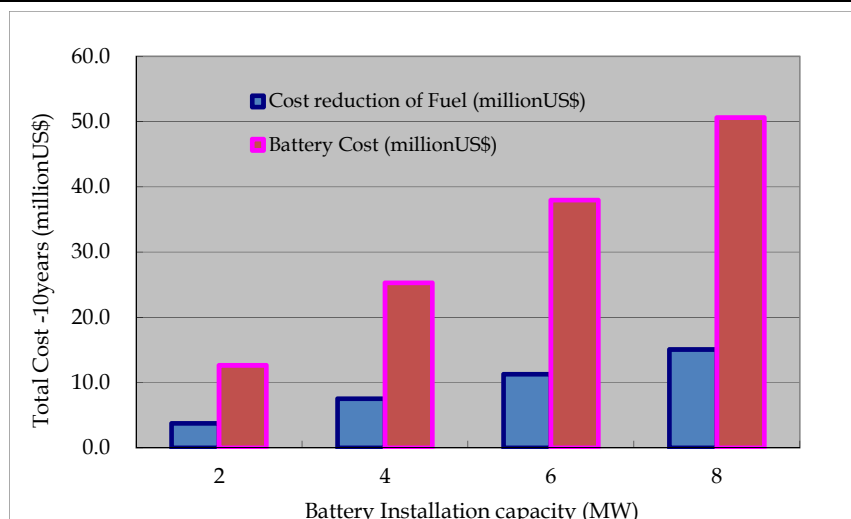


図 3-3-9-10 ガスタービンの燃料コストと蓄電池のコストの比較

5) 蓄電池の導入容量

上述の状況を勘案して、このプロジェクトにおける蓄電池容量として 2MW (おのおのの母線に 1MW ずつ)の蓄電池の導入を推奨する。

このシステムの導入により、プロジェクトのコストは 10% 増加するが、このシステムにより逆潮流の対応として電力潮流の制御に有用である。さらに昼間に太陽光発電により充電した電力から、夕方のピーク時間帯に最大 2MW の電力供給が可能である。

提案する蓄電池システムの仕様を表 3-3-9-3 にまとめた。

この仕様では LL 用鉛蓄電池か、NAS 電池が適用可能と考えられる。

表 3-3-9-3 提案する蓄電池の仕様

品目	仕様
蓄電池容量	2MW (1MW x2)/12MWh(6MWh x2)
交直変換装置	1MW x 2
系統連系	22kV —2 母線 buses (1MW ずつ)
設置箇所	屋内
用途	太陽光発電所から夕方のピーク時間帯に電力供給を行う。 配電線逆潮流の対策
期待寿命	3000 サイクル (10 年)

6) 系統連系の手法

配電線への逆潮流は、1号母線にのみ発生する。この対策のためには蓄電池は1号母線に接続する必要がある。しかし太陽光発電所は1号母線にも、2号母線にも接続されるため、ピーク時の電力供給のためには、それぞれの母線に接続されているのが望ましい。

この状況を勘案して、それぞれの母線への蓄電池接続の手法を図 3-3-9-11 に示す。

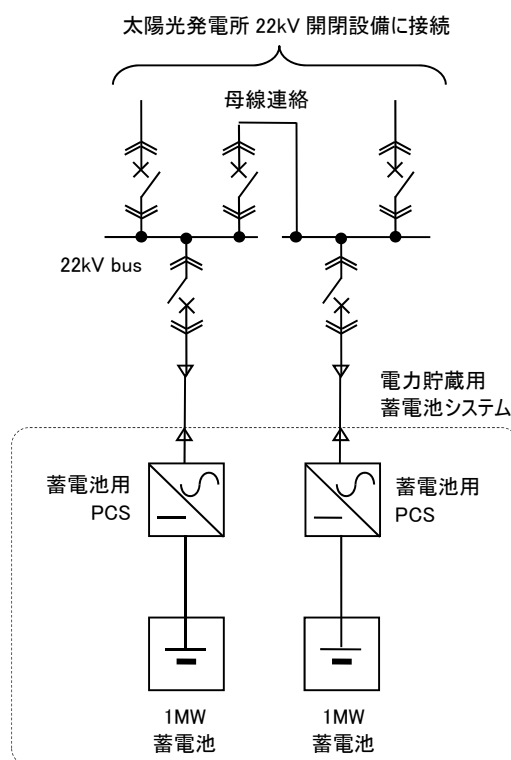


図 3-3-9-11 蓄電池の接続手法

7) 蓄電池室のレイアウト

砂塵と日射による熱の対策のため、蓄電池、交直変換装置および補機は室内に設置する。

蓄電池のレイアウトを図 3-3-9-12 に示す。この配置は鉛蓄電池の導入を想定したものである。

蓄電池の構成材料には危険物が含まれるため、建物は耐火性能を有するコンクリート造とする必要がある。また適切な火災警報装置の設置も必要である。

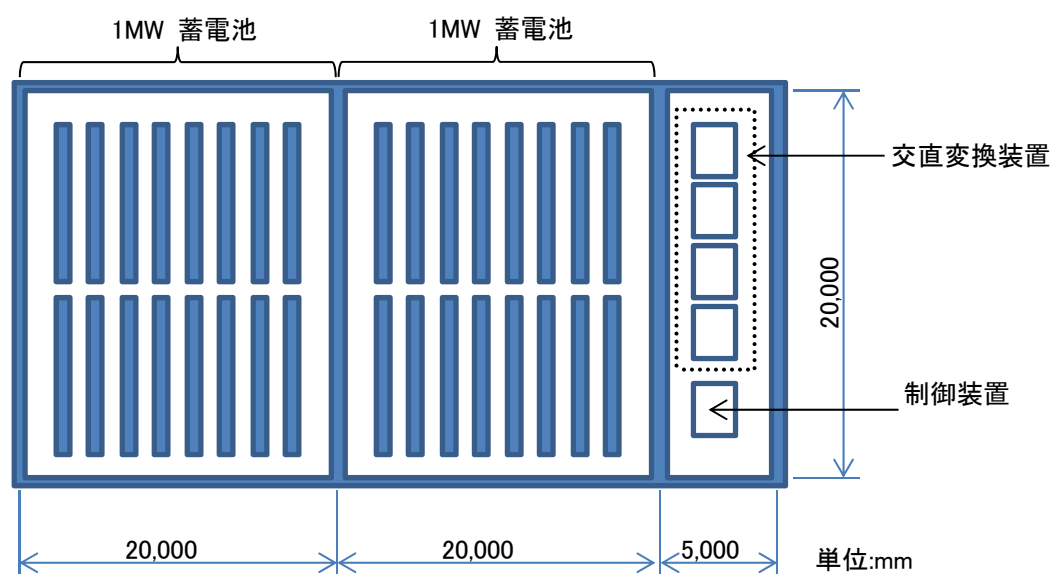


図 3-3-9-12 蓄電池室のレイアウト

8) 運転保守および廃棄の手法

蓄電池システムはメーカーによる定期的な点検と保守が必要である。また蓄電池には可燃性の危険物が含まれるため、運転員には危険物管理の知識が求められる。さらに交直変換装置は高度な保守のレベルが求められる。このためメーカーによる定期的な保守コストと、特に交直変換装置を中心とする運転保守要員の研修を考慮する必要がある。

これに加え、蓄電池の寿命終了後に、適切な手法による廃棄が必要である。廃棄蓄電池セルの回収方法は調達の条件として考慮する必要がある。

第4節 プロジェクトスコープ

前節で説明した基本設計の結果に基づき、このプロジェクトのプロジェクトスコープは以下の点を考慮して決定することが必要である。

- 使用する太陽光モジュールの種類と設備容量
- 基本設計の項目に加えて、考慮する事項

第1項 使用するモジュールの種類とその設備容量

このプロジェクトに適用可能な太陽光発電モジュールの種類および、その年間発電電力量は、この章の第3節、第1項から第4項に記載されている。基本設計の結果、表3-4-1に示す、多結晶型、薄膜積層型、CIS型の3種類の太陽光モジュールが選定されている。

表 3-4-1 3 種類の太陽光モジュールの基本設計の結果の概要

モジュールの種類	多結晶	薄膜積層	CIS
20MW に要する敷地面積 (m ²)	330,000	480,000	380,000
1 年目の年間発電電力量 (MWh)	34,760	35,910	35,013
20 年間の平均年間発電電力量 (a) (MWh)	31,454	32,272	33,351
事業費用(本事業に必須部分のみ)(b)	74.96 百万米ドル	65.29 百万米ドル	65.95 百万米ドル
発電コスト [(b)/(a)*20]	11.9 米セント/kWh	10.1 米セント/kWh	9.89 米セント/kWh

(注記: Note: 上記費用の内訳は、付録 3-5-1 に示している。)

上述の表および、現地の状況を勘案して着目すべき点は、以下の通りである。

- 3種類の太陽光モジュールのいずれにおいても、利用可能な敷地の条件を十分満足している。(およそ 500,000 m²程度以上の敷地が利用可能である。)
- 上表に示した事業費用は、調査団が収集した情報に基づく参考値ではあるが、以下のことが言える。
 - ✓ 薄膜積層型は、最も事業費用が安く建設できる。
 - ✓ CIS型は、発電コストが最も低廉である。
- 事業費の観点からは、薄膜積層型か CIS型の選定が推奨される。

さらに、太陽光モジュールを選定する際には、以下の点に留意することが望ましい。

1) 多結晶型

- 現時点において、このタイプの太陽光モジュールが世界市場の80%を占めていて、世界で最も馴染み深い種類である。
- 中国や、台湾などを初め多くのメーカーが製造しており、厳しい競争状態に置かれている。
- エネルギー変換効率は、他の2種類のモジュールに比較して高い。
- 一般的には、以下の事項に留意すべきである。
 - ✓ このタイプのモジュールは、比較的寒冷な気候に適している。(標準定格温度は、25°Cである。)
 - ✓ 高温(50°C以上)で使用する場合には、変換効率が低下する。→このタイプはエジプトの気候には、適していない。
- さらに、モジュールの分光感度(これは発電電力量に直結する、一種の変換効率である。)を考慮すると、このタイプのモジュールは、北米や欧州などの高緯度地域での使用に適している。(エジプトは低緯度地域に属している。)

2) 薄膜積層

- このタイプの商業運転は、2005年ころから開始されている。
- 近年の、このタイプのモジュールの世界市場でのシェアは、約20%に達しており、低価格であることから徐々に市場が拡大している。
- 日本では、シャープとカネガがこのタイプのモジュールを生産している。
- 温度特性が他の2種類のモジュールに比較して良好で、エジプトを含む低緯度地域での使用に適している。
- 現時点におけるこのモジュールを使用した、最大の大規模太陽光発電所は、2011年12月に運転を開始した、タイの73MWサイトである。
- 分光感度の観点からは、このタイプはエジプトを含む低緯度地域での使用に適している。

3) CIS

- このタイプの商業運転は、2006年ころから開始されている。
- 現時点では、このタイプの世界市場でのシェアは数%に過ぎないが、低価格であることから、徐々に拡大してきている。
- 日本のソーラーフロンティアは、この種類のモジュールを製造している。
- 劣化による出力低下の度合いが、他の2種類のモジュールに比較して少なく、長期間の発電電力量の点で他の2種類に比較して、良好である。
- 光照射効果により、現地据付後に発電電力が定格出力以上出力する。これにより、期待値以上の発電電力量が期待できる。
- この太陽光モジュールを使用した最大規模の太陽光発電所は、米国の150MWである。(2012年11月に、60MWが運用開始され、2013年6月には、90MWの運転開始が予定されている。)
- 分光感度の観点から、このタイプはエジプトを含む低緯度地域に適していると言える。

以上の項目を勘案してこのプロジェクトにおける太陽光発電モジュールの選定は、以下の理由により調達段階で決定することが望ましいと考えられる。

- 基本設計および上記に説明したコストは、調査団がメーカーからの収集した情報および調査団の将来動向予測を基に、推定した参考コストであり、調達時の国際市場の状況を反映しているとは、いい難い。入札者は事業の拡大、今後のビジネスへの展開の観点により、政治的、商業的戦略から入札価格を決定する。このため入札価格は、今回の推定価格より安価となる可能性がある。
- したがって、コストに影響する項目が入札時の要求条件として、考慮する必要がある。大まかなアイデアは、以下の通りである。
 - ✓ 入札価格は、発電コスト(=プロジェクトコスト/事業期間全体の発電電力量)で評価されるべきである。
 - ✓ 事業期間全体の発電電力量は、モジュール劣化による出力低下を考慮するべきである。また出力低下は引渡し時点から、しばらく期間をおいた後(保証期間の最後か、保守契約をこの事業に含めた場合には、保守期間の最後のいずれか)に、検証を行う必要がある。
- 薄膜積層と、CIS は運用が開始されたのがここ 10 年程度であり、国際市場におけるシェアを徐々に伸ばしつつある。このため更なる技術開発の可能性が期待される。このためモジュールの変換効率はさらに改善し、一方コストは低下することが期待される。このため入札段階でモジュール選択の判断を行うことが望ましい。

さらに分光感度の観点からは、MLTF と CIS タイプのモジュールは、エジプトを含む低緯度地域での使用に適している。このため現時点では表 3-4-1 に示したように、これらのタイプのモジュールが、多結晶型に比較して効率的であると判断できる。
- このプロジェクトは、エジプト初の大規模太陽光発電所であるため、NREA スタッフに対する適切な運転、保守技術の移転が必要である。このため太陽光モジュールの種類選定は、20 年以上にわたる継続的な運用のための、入札者の財務状況を考慮して、調達段階における、入札者の提案に基づく、保守スキームをも考慮して決定すべきである。
- さらに、入札者から提案による、太陽光発電モジュールに関して、以下の項目を入札段階に確認する必要がある。
 - ✓ 既存の実績: 同様規模(20MW 以上)、類似の環境下(中東、アフリカなどの地域)における実績の確認(最低 3 年程度の運転実績が必要)。また顧客からの運転実績証明書などの提出をもとめること。
 - ✓ 太陽光発電モジュールの年間発電電力量の提案
 - ✓ 認証又は、実績記録による太陽光モジュールの性能劣化特性の提示
 - ✓ 太陽光モジュールの国際的な認定期間からの認証
 - ✓ 入札者による太陽光発電モジュールの保証
 - ✓ 運転保守のトレーニングメニュー
 - ✓ 太陽光発電モジュールの設備寿命後、または支障廃棄時の、リサイクルシステムの提案

薄膜積層も CIS も比較的至近に開発されたため、商業的な大規模太陽光発電所としての、実績は、ごく最近(2011-2012 年)はじまったばかりである。今後、大規模太陽光発電所としての実

績、特にパネルの劣化具合などの具体的なデータを収集し、パネルの信頼性などを、より慎重に検討することが重要である。そのため、今回検討を行った、3種類の太陽光モジュール(多結晶、薄膜積層、CIS)から、本プロジェクトにおいて最終的に使用する太陽光モジュールを選定することは、入札時に、各種情報をさらに収集分析して決定することを推奨する。

本調査では、あくまでも調査上の一つの仮定として、20MW 薄膜積層タイプモジュールを適用するとし、種々の検討を行ったが、この仮定および結果が、実際の調達段階の入札条件とすることを意図したことではないことを付言する。

選択の理由は以下の通りである。

- ✓ 薄膜積層タイプは、変換効率が低いため、20MW 太陽光発電所の設置に最も広い面積を必要とするが、太陽光モジュール設置のための敷地の利用範囲の参考となる。
- ✓ 総事業費が3種類も中で最も安価であるため、コストの目標値となる。
- ✓ 薄膜積層は3種類の中で最も年間発電電力量が多く、入札者の年間発電電力量の提案のための目標数値になる。
- ✓ 何社かのメーカーが製造を行っているため、競争入札が可能である。

薄膜積層タイプの発電電力量を以下に示す。

表 3-4-2 20年間の薄膜積層タイプの発電電力量(MWh)

year	MLTF 20MW
	[MWh/year]
1	35,910
2	35,371
3	34,832
4	34,293
5	33,754
6	33,215
7	32,676
8	32,137
9	31,598
10	31,059
11	31,059
12	31,059
13	31,059
14	31,059
15	31,059
16	31,059
17	31,059
18	31,059
19	31,059
20	31,059
Total	645,435
Average	32,272

太陽光発電モジュールの配置平面図を図 3-4-1 に、単線結線図を図 3-4-2 に示す。

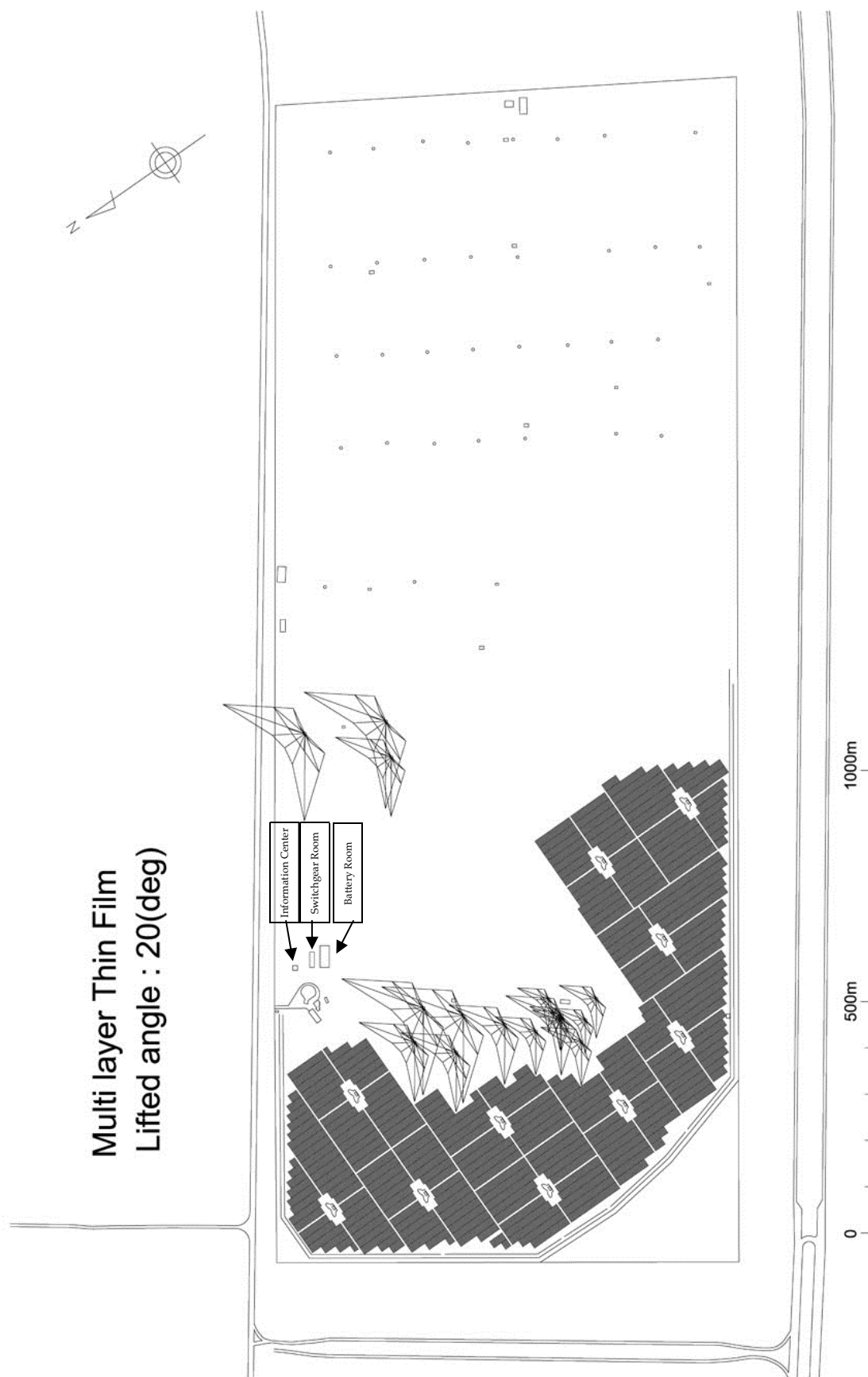


図 3-4-1 太陽光発電所の配置

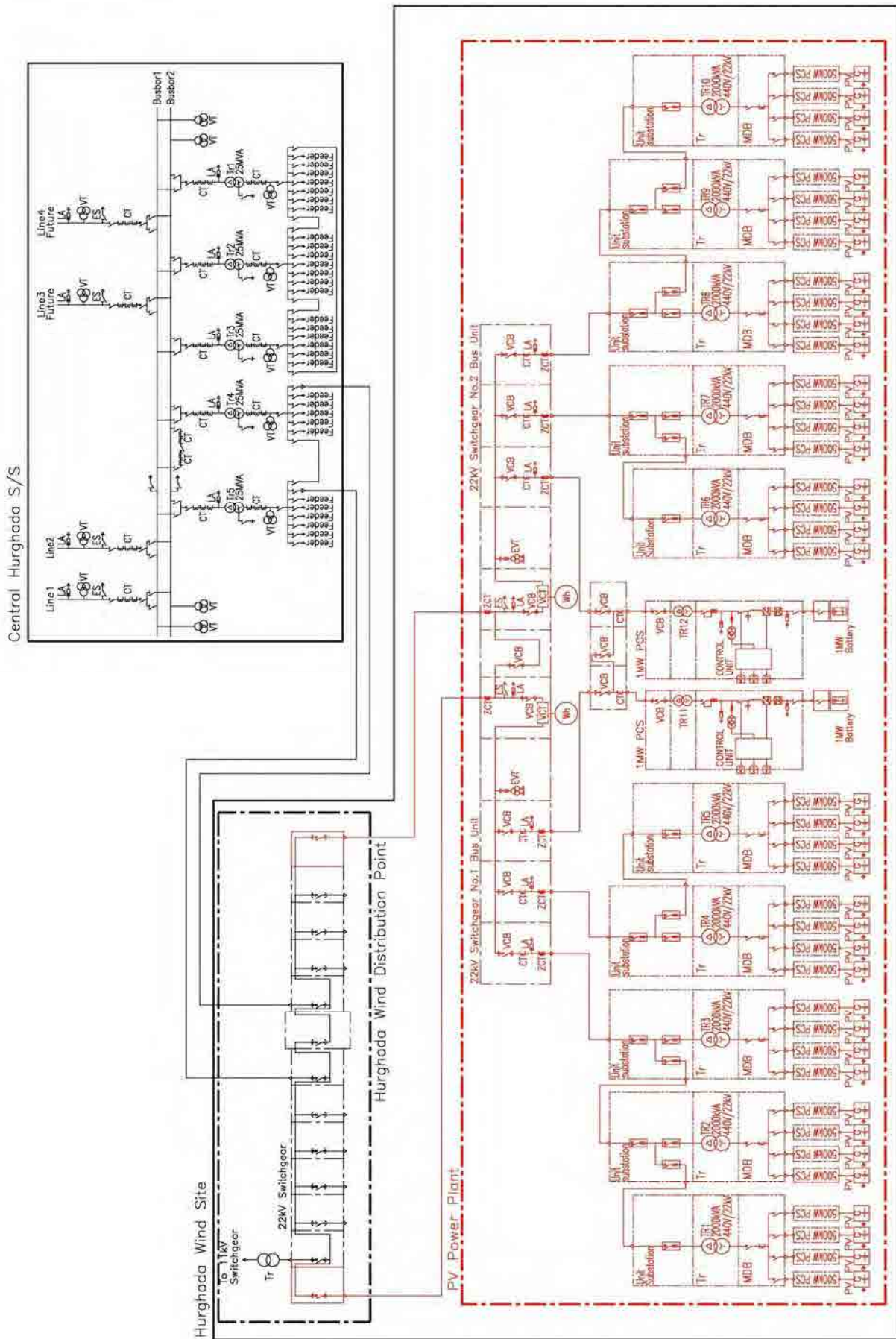


図 3-4-2 太陽光発電所の単線結線図

第2項 基本設計項目以外に考慮する項目

基本設計で考慮した項目に加えて、以下の項目をプロジェクトスコープとして考慮する。

- 太陽光発電所の情報センター(展示室)として、プロジェクトサイトに以下の設備を設置する。
 - ✓ プロジェクトの説明用の写真等の展示
 - ✓ 現在の発電電力、累積発電電力量
 - ✓ 太陽エネルギーに関連した、一般情報を表示する、最新型3Dまたは2Dのスクリーン
 - ✓ エジプトの再生可能エネルギーの概要(ポテンシャル、開発計画、開発サイト)詳細な要求事項と条件は、まだ決定していない。詳細は詳細設計段階で決定される。概略の情報センターのイメージ(レイアウトと内装)のみ付録3-4-2に示す。
- このプロジェクトの請負者による運転保守を以下の条件で実施する。
 - ✓ このプロジェクトの請負者による運転・保守を運用開始後、2年間行う。
 - ✓ 請負者の提案に含まれる、運転保守のための消耗品とスペアパーツは、プロジェクトコストに含まれる。
 - ✓ 年間発電電力量は運転開始後、毎年評価する。
 - ✓ 運転保守委託業務の最後に、太陽光モジュールの劣化を考慮した総発電電力量の数値を、確認する。

第3項 プロジェクトスコープの概要

前節の基本設計や、上述での説明の通り、このプロジェクトにおいて請負者によって実施されるプロジェクトスコープの概要は、以下の通りである。

1) 一般事項

このプロジェクトの契約は 20MW ハルガダ太陽光発電プロジェクトの一契約とする。

請負者は、必要となる、現地調査、設計、製造、工場試験、現地輸送、据付工事、土木工事、現地試験、太陽光発電所の試運転を行い、保証を付与する。

2) このプロジェクトで調達される、材料、機器

請負者は、以下の調達を行う。:

- 20MW 太陽光発電モジュールならびに、端子箱、直流ケーブル、光ケーブル、モジュール用架台などの付属品類
- 交直変換装置(500kW*40 ユニット)、昇圧用変圧器(400V/22kV, 2MVA, 10 台)、開閉設備、電力ケーブルを含む、太陽光発電所用電気機器
- 既設配電所、中央ハルガダ変電所用の中圧開閉設備、母線連絡、接続ユニット、電力量計を含む電気機器
- 電力貯蔵用蓄電池(2MW,12MWh)
- サーバー、通信インターフェース、UPS などを含む、モニタリングシステム
- 3D または 2D の最新型スクリーンを含む、展示装置

3) このプロジェクトにおける現地据付工事

請負者は、以下の項目を実施する。

- ケーブルの接続を含む、太陽光発電モジュールの設置工事
- ケーブルの接続を含む、電気機器の設置工事
- 電力貯蔵用蓄電池の設置工事および、電気機器との接続
- 整地、太陽光アレイ基礎、フェンス工事、搬入路、排水側溝、電気機器室建屋、情報センター建屋の建設、既設配電所の改修などの、土木建築工事
- 接地工事

4) 保証期間中に実施するサービス

請負者は、以下の項目を実施する。

- 発電所の性能確認
- 設置された太陽光モジュールの性能劣化の確認
- 保証期間最終時の試験

5) 運転保守委託期間中に実施するサービス

請負者は、以下の項目を実施する。

- 太陽光発電所の運転業務、監視および性能、故障等の記録を含む。
- 太陽光発電所の保守業務、太陽光モジュールの清掃、電気機器の定期的な保守、支障対応などを含む
- 設置された太陽光モジュールの性能劣化状況の確認

請負者は、円借款の調達ガイドラインならびに、関連する標準またはサンプル書類に従って選定されるべきである。

6) コンサルティングサービス

コンサルタントによって行われるサービスの概要を、付録 3-4-2 に示す仕様書 (TOR) に示す。

コンサルタントは円借款のコンサルタント雇用ガイドラインならびに、関連する標準またはサンプル書類に従って選定されるべきである。

第5節 プロジェクトコストの積算

1) コスト積算における基本的な考え方

プロジェクトコストの積算の基本的な考え方を、以下に示す。

- 太陽光モジュール、交直変換装置、その他必要な機材および工事のコストは、2015年時点で期待されるコストを機器メーカーへのヒアリングにより算定した。
- 保証期間は2年間を想定した。
- 運転保守費用は2年間分を想定した。
- 海外調達を行う機材、材料に関しては、CIF(運賃保険料込み条件)ベースとし、エジプト国内調達を行う機材、材料に関しては、現場渡しベースとした。
- 陸上輸送費を考慮した。
- 工事費については、他国での同様の工事における必要な人件費を想定し、産出した。
- 各々の機材のスペア部品を考慮した。
- 物価上昇分と、予備費は、JICAルールに基づき考慮した。
- 課税および関税を考慮した。(再生可能エネルギープロジェクトに関しては、実際の関税は0%である。)
- コンサルタントサービスの費用を考慮した。
- コストは、JICAの融資の対象となる適格部分と、NREA自身で資金調達する非適格部分に分ける。
- 年次資金計画はJICAの要件に基づき作成した。

2) 積算コスト

プロジェクトコストの積算結果の概要は以下の通りである。

- 全体プロジェクトコストは、112.36百万米ドルと試算された。
- プロジェクトコストの概要を表3-5-1に示す。またコストの内訳は、付録3-5-1、3-5-2に示す。
- 米ドルベースの年次資金計画を表3-5-2に示す。また円ベースのものを付録3-5-3に示す。
- コンサルティングサービスのコスト内訳を付録3-5-4に示す。またコンサルタントの人工配分を付録3-5-5に示す。

プロジェクトコスト、コンサルタントサービス、オーナー管理費、その他予備費(5%)と物価上昇を考慮して、全体工事費はおよそ 112 百万米ドルと積算される。このうち 68 百万米ドルが、円借款によりカバーされる。(この額は NREA と JICA の協議により決定する。もし、STEP を適用する場合、円借款でカバーする額は、オーナー管理費を除くローカル資金分を含む、およそ 99 百万米ドルとなる。)

表 3-5-1 太陽光発電事業(電力貯蔵蓄電池システムを含む)のプロジェクトコスト

Category		Foreign Currency (Million USD) (Million JP Yen)	Local Currency (Million USD) (Million LE)	Total (Million USD)
A	Cost for Sub-Projects			
1	Construction of 20MW PV Power Plant including necessary equipment incl. 2MW battery	46.68 (3,847.71)	18.61 (112.24)	65.29
		(0.00)	(.)	0.00
		(0.00)	(.)	0.00
		(0.00)	(.)	0.00
Total of A. Cost for Sub-Projects		46.68 (3,847.71)	18.61 (112)	65.29
B	Contingency			
1	Price Escalation (2.1% for F/C, 8.8% for L/C)	3.79 (312.41)	6.98 (42.08)	10.77
2	Physical Contingency (5%)	2.52 (208.05)	1.28 (7.71)	3.80
Total of B. Contingency		6.31 (520.46)	8.26 (49.8)	14.57
C	Consulting Services			
1	Price Escalation (2.1% for F/C, 8.8% for L/C)	11.69 (963.92)	2.96 (17.85)	14.65
2	Physical Contingency (5%)	0.68 (56.30)	0.78 (4.73)	1.47
		0.62 (50.94)	0.19 (1.13)	0.81
Total of C.		12.99 (1,071.16)	3.93 (23.71)	16.93
D	Interest During Construction and Commitment Charge	1.80 (148.70)	0.00 (.)	1.80
E	Total of the Eligible Portion (A+B+C+D)	67.79 (5,588.04)	30.80 (185.74)	98.59
F	Owner's Administration cost (5% of (A+B))	0 (0.00)	3.99 (24.08)	3.99
G	Land Acquisition & Compensation	0.00 (0.00)	0.00 (.)	0.00
H	Contingency	0.00 (0.00)	1.79 (10.76)	1.79
1	Price Escalation (2.1% for F/C, 8.8% for L/C)	(0.00)	1.51 (9.11)	1.51
2	Physical Contingency (5%)	(0.00)	0.28 (1.66)	0.28
I	Taxes (sales: 10% for all and custom duties: 0% for foreign materials)	(0.00)	7.99 (48.16)	
J	Grand Total	67.79 (5,588.04)	44.57 (268.75)	112.36

Note:

- All the above cost are reference for budget purpose only and may be changed as per discussion with JICA.

- exchange rate:

USD - JP Yen: Exchange Rate April 2012 provided by JICA

82.43

USD - LE: Exchange Rate April 2012 provided by JICA

6.03

表 3-5-2 年次資金計画 (米ドルベース)

No.	Item	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
		F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total
A. ELIGIBLE PORTION													
1	Construction of 20MW PV Power Plant including necessary equipment incl. 2MW battery	46.678	18,614	65,292									
2													
3													
4													
5	Total (1-4)	46.678	18,614	65,292									
6	Price Escalation	3.790	6,979	10,769									
7	Physical Contingency	2.524	1,279	3,803									
8	Total (5+6+7)	52.992	26,872	79,864									
9	Consulting Service	11.693	2,960	14,653									
10	Price Escalation	0.683	0.784	1,467									
11	Physical Contingency	0.618	0.188	0.806									
12	Total (9+10+11)	12.994	3,932	16,926									
13	A. Total (8+12)	65.986	30,804	96,790									
B. NON-ELIGIBLE PORTION													
14	Land acquisition & Compensation												
15	Price Escalation												
16	Physical Contingency												
17	Total (14+15+16)												
18	Administration cost		3,994										
19	Price Escalation		1,510										
20	Physical Contingency		0.275										
21	Total (18+19+20)		5,779										
22	VAT		2,687										
23	CD		5,300										
24	B. Total (21+22+23)		13,766										
25	Total (A+B)	65.986	44,570	110,556									
26	IDC	1.400	1,400										
27	Commitment Charge	0.404	0.404										
28	Grand Total (25+26+27)	67.790	44,570	112,360									
		67.788	44,570	112,358									
Price Escalation (F/C) :		2.1 %	Administration Cost= 5 % of the Eligible portion										
Price Escalation (L/C) :		8.8 %	VAT= 10 % of expenditure in local currency of the Eligible portion										
Physical Contingency (construction) :		5.0 %	CD= 10 % of expenditure in foreign currency of the Eligible portion (incl. VAT)										
Physical Contingency (others) :		5.0 %											
Exchange Rate :		1.0 Yen	Commitment Charge ratio* 0.1 %										
			Duration of Disbursement= 6 year										
Eligible ratio		87.4 %											
Financing rate (foreign/Total)		60.3 %											
Interest rate		0.650 %	Interest rate for Consul= 0.01 %										
Actual Disbursement/Temporarily allocation													
Debt at the end of term													
Interest during const													
Financing rate = Grand Total F/C / Grand Total													
Actual Disbursement = Total cost except for Interest during construction * Financing rate													
Debt at the end of term = Actual Disbursement of same year + Debt at the end of last year + Interest during const of last year													
Interest during const = Debt at the end of term * Interest rate													

第6節 プロジェクトの実施スケジュール

1) スケジュールの基本的な考え

プロジェクト実施スケジュールの作成に当たっては、以下の考え方を基本とした。

- スケジュールは、日本政府のプレッジから、保証期間の終わりまでをカバーした。
- 比較のために、JICA の通常のプロジェクトスキームと、STEP(Special Terms for Economic Partnership:この章の第8節に解説)によるスキームの双方を検討した。
- STEP の場合には、JICA はプロジェクトを円滑に推進するために、コンサルタントを雇用する必要がある。JICA の雇用するコンサルタントの役割と機能は、次のように想定される。
 - ✓ 基本設計を実施し、技術仕様書を準備する。
 - ✓ NREA および JICA と協議の上、JICA 標準(またはサンプル)ドキュメントに沿った、入札書類を準備する。
- JICA の標準的なスキームの場合は、調査団の過去の経験から以下の通り考慮した。
 - ✓ コンサルタントの選定は、およそ12ヶ月と想定した。
 - ✓ 事前審査(PQ)、入札書類の準備、入札、業者評価、契約交渉を含む、業者選定はおよそ23ヶ月と想定した。
- 調査団のこれまでの経験と知見に基づき、プロジェクトの実施期間はおよそ19ヶ月と想定した。
- 保証期間は24ヶ月と想定した。保証期間の間太陽光発電所の出力の確認と、太陽光モジュールの出力低下率を確認することが必要であり、これらを考慮して適切な保証期間が定められる必要がある。
- JICA は実施機関に対し、審査および承認のために、それぞれの業務のコストの状況に応じて、適宜書類の提出を求める場合がある。

2) プロジェクトスケジュール

STEPと標準のスキームの場合のプロジェクトスキームの比較を、表3-6-1に示す。またプロジェクト実施スケジュールの詳細を表3-6-2に示す。

上述の全体のプロジェクト期間は、コンサルタントの選定開始(覚書のサインと同時期)から保証期間の終了までで、標準のスキームの場合83ヶ月、STEPのスキームの場合67ヶ月と計画された。

第7節 調達(パッケージ分けを含む)

1) 円借款事業の調達の基本的な考え方

円借款事業の調達では、「円借款事業のための調達ガイドライン:2012年4月」および関連する標準書類に基づいて実施する。(標準書類は、2012年10月より利用可能となっている。)

JICAでは、「工事:工事調達」、「プラント:プラントの設計、供給、設置工事の調達」、「小規模工事:小規模工事調達」、「資材:資材の調達」などの、いくつかの種類の標準(サンプル)書類が利用可能である。性質、複雑さあるいはその他の側面を勘案し、最も適した標準/サンプル書類を選択し、調達に利用する。

このプロジェクトでは、以下の点を考慮して、「プラント」のサンプル書類を使用することが望ましい。(これは「プラント」の標準書類が発行された後に、変更される場合がある。)

- 請負者が実施する業務範囲には、設計、調達、供給、設置工事などが含まれる。
- このプロジェクトで調達される機器、ツール、材料(製品)の大半は、エジプト国外から輸入される。このため国際競争入札(ICB)が望ましい。
- 基本的には、一括の固定価格での支払いが、適用される。

しかしながら、「プラント」のサンプル書類の一般条件は、日本エンジニアリング振興協会(ENAA)の、加工プラント建設の国際契約のモデル形式に基づいている。これは比較的業者の側であるため、「プラントとデザインビルドの契約条件」FIDIC (Federation International des Ingenieurs-Conseils)または、FIDICの改訂版の使用が望ましい。

2) パッケージング決定へのアプローチ

このプロジェクトは、国際競争入札による 1 つの契約パッケージの固定価格一括契約を基本とすることが望ましい。理由は以下によるものである。

- このプロジェクトの主たる機器である、太陽光モジュール、交直変換装置などの数量と要求仕様は、入札書類や、入札者のプロポーザルで設計および仕様決定されるため、基本的には数量の調整は実施段階で必要とされない。
- エジプト国内のメーカーは、大規模な太陽光発電の製品の製作能力がないため、主な機器類は海外から輸入される。
- 資材の調達に比較して、土木工事、設置工事のコストは僅かである。契約を分割することで、入札管理の労力が多く費やされることとなる。
- このプロジェクトは、エジプト初の大規模太陽光発電プロジェクトである。このため、
 - ✓ NREA には大規模太陽光発電所プロジェクトの経験がないため、入札管理を用意することが望ましい。
 - ✓ 最初から、責任箇所を一つにすることが望ましい。このプロジェクトの運用指標の一つは「交流側発電電力」であり、全ての機材、サービス、工事が適切に実施されていることが必要である。

第8節 STEP 適用の可能性

1) 円借款の条件

この条件は、参考のために記載するものである。

日本の金融条件に基づいて、この条件は毎年見直される。

以下の条件は、標準的な場合である。いくつかのオプションがある。

1) エジプトの電力発電プロジェクトのための通常¹ の円借款

- ✓ 利率:1.4%
- ✓ 返済期限:25年
- ✓ 猶予期間:7年
- ✓ 調達条件:指定なし

2) エジプト向け CCL²

- ✓ 利率:0.30%
- ✓ 返済期限:40年
- ✓ 猶予期間:10年
- ✓ 調達条件:指定なし

3) エジプト向け STEP

- ✓ 利率:0.20%
- ✓ 返済期限:40年
- ✓ 猶予期間:10年
- ✓ 調達条件:条件付

4) エジプト向け STEP での CCL

- ✓ 利率:0.10%
- ✓ 返済期限:40年
- ✓ 猶予期間:10年
- ✓ 調達条件:条件付

2) STEP の概要

STEPとは、「Special Terms for Economic Partnership」の略語で、2002年に日本の技術を開発途上国に移転するために創設された。

条件を含むSTEPの概要は以下の通りである。

- 対象国:ODA対象国で、OECDルールによるアンタイドの借款の対象国である。エジプトは対象国のひとつである。
- 一般的な目的:日本のメーカーや業者による技術や機器により、プロジェクトの実施に貢献することである。

¹ この条件は、2012年4月1日から発効する。最新の条件については、以下のウェブサイトを参照のこと
http://www.jica.go.jp/english/operations/schemes/oda_loans/standard/index.html

² 2008年に日本は、クールアースパートナーシップという10億USドル規模の新しい資金メカニズムを創設した。これを通じて、気候変動の影響を緩和するために、日本は開発途上国と積極的に協力して、温暖化ガス排出量を削減する。日本政府改変以来、気候変動円借款(CCL)に変更された。

- 調達条件:元請会社は日本企業でなければならない。日本企業との合弁企業も日本企業がリーダー会社である場合には受け入れ可能である。
- 財務比率:総事業費の100%を円借款でカバーできる。
- 原産国ルール:円借款でまかなわれる総契約金額の30%以上が日本原産の物品、サービスでなければならない。
- 第三者機関による調達の監査が実施される場合がある。

3) 日本メーカーの状況

このプロジェクトのコストは、大きく分けて以下の4つの項目に分けられる。(大まかな分類)

- 太陽光発電モジュール:50%
- 交直変換装置、低圧、高圧ケーブル、光ファイバーケーブル、変圧器、開閉設備などの電気設備:10%
- 蓄電池および関連設備:15%
- 土木建築工事および、試験費を含む現地設置工事費:25%

上述のSTEPの条件(日本の(STEPによる)円借款の全体契約金額の30%を超える金額が、日本製の製品又はサービスであること)を考慮し、調査団では下記のカテゴリーの日本メーカーに関して調査を実施した。

- 太陽光発電モジュールメーカー
- 交直変換機メーカー
- 蓄電池メーカー

A) 太陽光モジュールメーカー

前述したとおり、以下の3種類の太陽光モジュールがこのプロジェクトにおいて適用可能であると想定される。

- 多結晶タイプ
- 薄膜積層タイプ
- CISタイプ

調査団の調査によると、以下の日本メーカーは、上述の太陽光モジュールの製作が可能である。

- 京セラ:多結晶タイプ
- シャープ:多結晶タイプ、薄膜積層タイプ
- ソーラーフロンティア:CISタイプ
- 三菱電機:多結晶タイプ
- カネカ:薄膜積層タイプ
- パナソニック:HIT(単結晶とアモルファスの積層タイプ)、多結晶タイプ

主な太陽光モジュールメーカーの状況／特徴と、このプロジェクトに対する関心は以下の通りである。

a) 京セラ

- 京セラは、世界で有数の太陽光モジュールメーカーのパイオニアのひとつである。1975年から太陽光モジュールの開発に着手しており、2012年には年間生産能力は世界レベルで1GWに達している。
- 工場は、日本国内だけでなく、中国、アメリカ、チェコにもある。
- 大規模太陽光発電所への納入実績のうち、最大のはスペインの32MWのものと、タイの合計242MWのものがある。
- 京セラは、このプロジェクトへの参画の強い関心を表明している。
- 同社の製品は、世界的に有名な太陽光の認証団体であるテュフラインランドの長期耐久試験の認定を取得している。この試験はIEC規格の試験手法よりも厳しい。
- 京セラは、以下の保証を行っている。
 - ✓ 性能保証
 - 性能劣化年1.0% (25年間の実測値として、9.6%のデータがある。)

b) シャープ

- シャープは、世界で有数の太陽光モジュールメーカーのパイオニアのひとつである。1959年から太陽光モジュールの開発に着手しており、2012年には年間生産能力は世界レベルで1GWに達している。その後日本のトップサプライヤーとなっている。(累積製造記録が5.5GWに達している。)
- シャープでは、単結晶タイプ、多結晶タイプ、薄膜積層タイプなどの多くの種類の太陽光モジュールを製造している。
- シャープは、単なる太陽光モジュール製造メーカーだけでなく、EPC(エンジニアリング、調達、設計)業者でもある。EPC業者として世界最大級のタイの73MW太陽光発電プロジェクト、米国カリフォルニアの58MWプロジェクトを実施している。
- シャープでは太陽光モジュールとその保証体制の長期的な信頼性の認証である、JISQ8901認証を2011年11月に取得している。
- シャープは、このプロジェクトへの参画の強い関心を表明している。
- シャープのビジネスセンターがサウジアラビアにあり、現在中東への供給と保守のネットワークを構築中である。
- シャープでは、薄膜積層タイプの太陽光モジュールのために、以下の保証を行っている。
 - ✓ 性能保証
 - 最初の10年間:年1.5%
 - 11年めから20年め 84.5%以上
 - ✓ 性能劣化比率:年0.5%(自社試験を5年間にわたり実施中であり、現在継続中)

- シャープの薄膜積層タイプモジュールは、IEC 規格 61646 および 61215 の、1000 時間加速劣化試験による、耐久試験をクリアし、さらに加速劣化試験後の材料試験で、40 年間の耐久性能と同等の結果が得られている。

c) ソーラーフロンティア

- ソーラーフロンティアは、昭和シェル石油から独立して 2006 年に昭和シェルソーラーとして設立され、社名を 2010 年にソーラーフロンティアに変更している。昭和シェル石油の主な株主のひとつにサウジアラビア アラムコがある。
- ソーラーフロンティアでは、第 3 工場を立ち上げ、年間生産能力が 2011 年に 1GW に達している。このためソーラーフロンティアは世界最大の CIS タイプモジュールのサプライヤーになった。
- 同社の主な供給実績としては、以下にあげるものがある。
 - ✓ 米国 NRG ソーラーに 13.2MW 供給
 - ✓ サウジアラビア 北部公園の 10MW 太陽光発電所
- ソーラーフロンティアでは太陽光モジュールとその保証体制の長期的な信頼性の認証である、JISQ8901 認証を 2012 年 8 月に取得している。
- ソーラーフロンティアは、このプロジェクトへの参画の強い関心を表明している。
- ソーラーフロンティアは中東、アフリカ地域への供給拠点としてサウジアラビアに支社を設立した。
- ソーラーフロンティアは、CIS モジュールに以下の保証を行っている。
 - ✓ 性能保証
 - 当初 10 年間:90%以上
 - 11 年めから 14 年め:80%以上
 - CIS には「光照射効果」があり、公称出力よりも 5 から 10%程度多くの電力を発電できる。これにより7年間の運転実績では、公称出力に対する出力の減少は、確認されなかった。
 - ✓ 出力低下率:年 0.5%(7 年間の自社試験結果による。現在試験継続中)
 - ✓ 信頼性試験:IEC 規格 61646 の試験(1000 時間の加速劣化試験)をクリアした。さらに 3000 時間の自主加速劣化試験にクリアした。(16 年以上の使用と等価である)
 - ✓ 現地におけるモジュール不良率は 2011 に 0%であった。
 - ✓ モジュール設置工事でのモジュール破損の発生は、0.008%(5.5MW に対し 3 枚)であった。

d) 三菱電機

- 同社では、現時点で国際市場に関する関心を持っていない。

e) カネカ

- カネカでは、太陽光発電技術に関する研究開発を30年前から開始している。
- カネカでは、主要工場を2箇所、日本とベルギーに持っている。日本の工場は豊岡にあり、生産を1999年から開始している。年間生産量は2010年に150MWに達している。カネカでは生産量を2015年には1GWに拡充する計画がある。
- カネカ製の太陽光モジュールは、薄膜積層の種類である。
- カネカはこのプロジェクトに対して関心を示している。
- 大規模太陽光発電への最大規模の供給実績は、スペインの4MWと、ドイツ2MWである。

f) パナソニック

- 同企業は、現時点では国際市場への関心を持っていない。

B) 交直変換装置メーカー

主な交直変換装置メーカーの状況／特徴と、このプロジェクトに対する関心は以下の通りである。

a) 東芝

- 東芝と三菱電機は、電力機器の東芝三菱電機産業システム(TMEIC)という名称の合併会社を設立した。交直変換装置に関する技術は、スイッチングデバイスも含めてTMEICに移管している。
- このため、東芝が海外太陽光案件を受注した場合には、TMEICに交直変換装置を使用する。
- エジプトでのプロジェクトの場合には、イタリアにある東芝欧州送配電会社(TTDE)か、アブダビにある東芝湾岸送配電会社(TTDE)を通じて、プロジェクトに参画する。
- TTDEでは欧州における多くの大規模太陽光発電の実績がある。
- 製品ラインナップは、250kW、500kW、600kWである。この製品は国内市場だけでなく、イタリア(総導入量約30MW)や、米国などの海外顧客にも多く使用されている。
- TMEIC製交直変換装置の特徴は以下の通りである。
 - ✓ 最新の変換装置回路設計により、高効率、省スペース、低価格である。
 - ✓ 直流入力盤、変換機盤、高流出力盤を独立した構成を、標準としており、配置設計の自由度を高めている。
 - ✓ 奥行きが小さく、コンテナへの収容も容易である。

- ✓ 交直変換装置の仕様により、20%の過負荷耐量がある。
- 多くの供給実績があり、最も古い製品は1985年から運転されている。25年以上大きな保守を行うことなく運用した実績のある交直変換装置もある。
- 同社は、このプロジェクトに対してシステム・インテグレーター（技術コーディネータ）としての参画の関心を示している。

b) 富士電機

- 50-600kW、1000kWと多くの種類の交直変換装置のラインナップがある。
- 富士電機製交直変換装置の特徴は以下の通りである。
 - ✓ 新型と従来型のIGBT(Insulated Gate Bipolar Transistor)を組み合わせて使用した、3レベルモジュール変換装置を開発し、部品点数の削減による変換損失削減により、高効率化を図っている。
 - ✓ 試験結果によると、富士電機製の交直変換装置は、きわめて高い変換効率をもち、世界でも最高級の変換効率となっている。日本規格によるDC600V対応の変換装置では98.5%、IEC規格によるDC1000V対応の変換装置の場合、98.2%の変換効率となっている。
 - ✓ 同社の交直変換装置は変電設備を組み合わせた屋外仕様となっている。開閉器、変圧器と、交直変換装置が同一ベース上に設置されており、1ユニット構成となっている。このため現地世知コストが大幅に削減できる。
- 同社では、エジプトに変電機器を供給した実績がある。
- 同社は、機器の供給に関して、このプロジェクトへの関心を示している。

c) 明電舎

- 明電舎は1980年代から太陽光発電用交直変換装置を製造しており、この業界では最も長い経験を持つ企業のひとつである。
- 明電舎製交直変換装置の特徴は以下の通りである。
 - ✓ 大規模太陽光発電所用交直変換装置の最大容量は250kWである。
 - ✓ 直流電圧が他のメーカーの製品に比較して高くなっており、直流回路損失の低減が図れている。
 - ✓ 同社の製品には、トランスレス型のもので、変圧器内蔵型の両方があり、全ての太陽光モジュールの種類に対応可能である。例えば薄膜積層タイプモジュールの場合には、負極接地を行う必要があることから、変圧器内蔵型の交直変換装置が必要である。
 - ✓ 最大電力追従(MPPT)制御の制御間隔とステップが、他社製品に比較して綿密な制御となっている。このためより多くの発電電力量を稼ぐことが期待できる。
 - ✓ 小容量交直変換装置の開発を1994年から行っており、大規模向け交直変換装置は2002年から対応している。

- ✓ 日本製の IGBT を使用しており、信頼性が高く、故障率が低い。
- ✓ 避雷器を標準で内蔵しており、雷サージ、電圧変動での故障を防いでいる。このため、過電圧による故障がほとんどない。
- 蓄電池用交直変換装置も開発しており、ニッケル水素、リチウムイオン、鉛、ナトリウム硫黄、キャパシターなどの全てのタイプの蓄電池に対応可能である。
- 世界市場に PV 用交直変換装置を供給しており、韓国に 40MW、中国に 1MW、ブルガリアに 26MW の導入実績がある。
- ドバイに営業支店があり、中東諸国への対応が可能である。
- 海外顧客向けに独自の研修コースがあり、研修修了者は定期点検、簡単な補修作業等が行える。
- オプションで遠隔監視サービスを提供している。
- 同社は機器の供給に関して、本案件への関心があることを表明している。

C) 蓄電池メーカー

主な電力貯蔵用蓄電池メーカーの状況／特徴と、このプロジェクトに対する関心は以下の通りである。

a) 日本碍子

- 日本碍子はナトリウム硫黄(NAS)電池を製作している、世界で唯一のメーカーである。
- この蓄電池は 2MW 以上の大規模蓄電池システムに対応している。
- この蓄電池のコストは、比較的安価であり、長寿命である。
- 多くの蓄電池が、日本、米国、欧州、UAE に導入されている。
- 大規模電力貯蔵システムとして、多くの実績を有している。
- 同社はこのプロジェクトに関しては、関心があることを表明している。

b) 新神戸電機

- 新神戸電機は長寿命の鉛蓄電池を製造している。
- この製品は大規模ウインドファームや、太陽光発電所で採用されている。
- この製品は補液を行う必要がなく、保守が容易である。
- コストと寿命が、ナトリウム硫黄電池に対抗できるレベルにあると期待できる。
- 同社はこのプロジェクトに関して機器供給の、関心があることを表明している。

c) 古河電池

- 2012 年 2 月に、太陽光発電所向けの新しい鉛蓄電池を開発している。

- 新製品は、まだ実績がほとんど無く、生産量もそれほど多くないが、数年後には生産量が増加していると想定される。
- サウジアラビアに通信設備用に、鉛蓄電池を供給している実績がある。
- 親会社の古河電工が、世界各地に支店を持っており、このネットワークを通じて供給が可能である。エジプト近傍ではイギリスに支店がある。
- 同社はこのプロジェクトに関して機器供給の、関心があることを表明している。

d) GS ユアサ

- 大容量の鉛蓄電池の製品は有しているものの、この製品は本プロジェクトに対応できる製品ではなく、同社製品では本プロジェクトにはリチウムイオンバッテリーの方が適応可能である。
- 現時点では、リチウムイオン蓄電池のコストは高いため、この蓄電池をプロジェクトに導入する場合には、将来的にコストの削減が必要である。
- 大規模リチウムイオン電池を、チリの石炭火力発電所に供給している。使用目的は待機準備率の確保である。導入容量は 20MW-6.3MWh となっている。
- エジプトを含む中東に蓄電池を供給しており、年間売り上げは約 1 百万ユーロである。
- エジプトテレコム通信設備用に蓄電池供給の実績がある。
- リチウムイオン製造会社として、リチウム・エナジー・ジャパン社を、三菱商事、三菱自動車、GS ユアサの提携で立ち上げており、GS ユアサのリチウムイオン電池の製造を行っている。
- 同社はこのプロジェクトに関しては、リチウムイオン蓄電池の供給の関心があることを表明している。

4) STEP 適用の結論

調査団は、以下の理由によりこのプロジェクトは STEP を適用することが望ましいと結論した。

- NREA は借款の条件、JICA による無償サポート、プロジェクト期間の短縮化などの観点から、STEP スキームに強い関心を示している。
- 日本の太陽光モジュールは、国際市場で十分競争力を持っている。
- 日本のメーカーは、このプロジェクトへの参画に強い関心を持っている。
- 三菱商事、三井物産、住友商事、豊田通商、丸紅、双日などの主たる日本商社は、このプロジェクトが STEP として形成される条件で、このプロジェクトに興味を示している。
- 30%日本原産の条件は、太陽光モジュールおよび他の電気製品(電池含む)が日本製となることで担保できる。

NREA によると、NREA は MoEE を通じ、MOIC にこのプロジェクトを STEP スキームで実施する要請書を提出したとのことである。

5) 注記

調査団の理解では、タイトのプロジェクトが OECD-DAC で承認される場合の問題点のひとつは、商業性である。

第8章において、経済・財務分析を説明しているが、この分析はエジプトで近い将来に導入される見込みの、フィードインタリフ制度に基づいて行われている。この計算はフィードインタリフの金額が受け入れ可能かを判断するために、IRR を約4%としてフィードインタリフの金額を逆算して求めている。

太陽光発電で発電される電力を、現在ある同様の売電手法の風力発電プロジェクトの販売電力と同じ価格、(電力販売料金は17ピアストル/kWhに加え、2ピアストル/kWhの燃料インセンティブコストが加わる)で売電する場合、 B (利益) - C (コスト)はマイナスとなり、IRR もマイナスとなる。このため現在の同様の売電手法で行った場合には、このプロジェクトには商業性が無いと言える。

第 4 章 研修

第4章 研修

このプロジェクトはエジプト国における初めての大規模太陽光発電所であることから、経験豊富な国やメーカーから、適切なプロジェクトの管理手法と、運転保守の技術移転を行うことが必要である。日本ではすでに多くの大規模太陽光発電設備が建設されており、また日本のメーカーは多くの太陽光モジュールを世界各国に供給している。このため JICA 支援の下で、日本からエジプトへの技術移転を行うのは有効な手法といえる。

調査団は、エジプト国側に 2 段階における研修の実施を提案した。ひとつはすでにプロジェクト形成段階で実施されており、もうひとつはプロジェクトの実施段階で行われる。

第1節 プロジェクト形成段階での研修の実施

調査団は JICA の協力の下、日本での研修コースを実施した。研修の内容とスケジュールは以下の通りである。

- 目的と内容
 - ✓ 日本のODAルールと手順の理解／学習（STEPスキームを含む）
 - ✓ 太陽光発電プロジェクトに関連した、日本製品の生産性と効率性の把握
 - ✓ 日本における太陽光発電プロジェクトの手法、設計、建設、管理、運転、保守の理解
- 日本における研修の期間
 - ✓ 2012年7月17日から7月25日（表4-1参照）

この研修から得られた知見と、参加者のコメントは以下の通りである。

- ✓ NREA は STEP を含めた、JICA の調達のプロセスと、ガイドラインについての十分な知見を得た。
- ✓ NREA は見学先の太陽光発電所に設置されていた、日本の PR／見学施設に非常に興味を持った。そして同様な見学施設を今回のプロジェクトでエジプトに設置することを希望した。
- ✓ NREA は作業の大半が自動化されたシステムによって行われる、日本の生産システムに興味を持った。
- ✓ 多くのエジプト政府関係者は日本の文化や、商慣習に関する経験を持っていないため、スムーズにプロジェクトを運営するためには、この種の日本における研修は、エジプト国、日本国両国にとって非常に有用である。またエジプト国政府に日本の商品や、日本企業に関する関心を持たせるのに有用である。

- ✓ このため、JICA はエジプト国側に対して出来る限り、この種の研修に参加することを推奨した。
NREA によると NREA の職員の多くは、ヨーロッパ諸国で同種の研修を多く受けている。

表 4-1 JICA 太陽光発電事業準備調査における本邦研修スケジュール

	日付		研修内容	備考
	日	月		
1	7月17日	日	カイロ出発	
2	7月18日	月	日本到着	東京泊
3	7月19日	火	山梨県太陽光発電所視察	東京泊 車両にて移動
4	7月20日	水	大阪府太陽光発電所視察 同太陽光モジュール工場視察	大阪泊 電車および車両にて移動
5	7月21日	木	ナトリウム硫黄電池工場視察	大阪泊 電車および車両にて移動
6	7月22日	金	宮崎県太陽光モジュール工場視察	福岡泊 飛行機移動
7	7月23日	土	愛媛県太陽光発電所視察	大阪泊 飛行機移動
8	7月24日	日	四国電力打合せ、帰国	大阪泊
9	7月25日	月	カイロ着	

第2節 プロジェクト実施段階における研修

主たる研修の目的は、このプロジェクトが継続的に運用されるために必要な太陽光発電所の運転保守技術を、エジプト当局に教育することである。

この研修では、太陽光発電設備の導入部分の、基本的な知識の指導の講義と、現地トレーニングだけではなく、エジプト側と日本側の協力によって、運転保守マニュアルの作成を行い、太陽光発電設備の設備設計と、経済性などに関する高度な指導の講義などによる、トータルコーディネートの能力を開発することが盛り込まれている。

さらに蓄電池システムの研修についてもカリキュラムに含まれている。

● 目的と内容

- ✓ プロジェクトを継続的に持続するために、太陽光発電設備、および蓄電池の運転保守に関連した技術を習得する。
- ✓ 将来における同様の太陽光発電プロジェクトのために、設計、マネジメントなどの太陽光発電所の開発計画の能力を習得する。

● 提案する研修内容

- ✓ 上記目的を達成するための、研修内容の概要を表 4-2 のように策定した。

表 4-2 提案する研修内容

科目		内容
太陽光発電システム	基礎知識	日射量資源 気象観測装置の概要 気象データの収集 太陽光発電システムとモジュールの種類 設備の特徴 保守および調査方法他
	設計	日射量推定方法 日影検討手法 電気設備設計、設備容量 機器の選定 安定した出力を得るための対策 耐雷対策 架台および基礎設計他
	高度な知識	電力システムの概要 系統連系形太陽光発電システムの特徴 系統連系に考慮すべき事項 損失計算 最適な電化システムの選定手法 太陽光発電設備の規格と認証
	現地トレーニング	太陽光モジュールの I-V 特性測定 交直変換装置性能確認試験 太陽光発電システムの保守および調査手法他
	運転保守マニュアル	方針の作成と考慮すべき事項の協議 運転保守マニュアルのグループによる作成 トラブルシューティング他
蓄電池	基礎知識	蓄電池の種類 蓄電池の特徴他
	設計	最適蓄電池容量の算出手法 最適な蓄電池種類の選定 電気回路設計 火災対策他
	高度な知識	蓄電池の導入効果 コンポーネントと、電力調整の手法 安全な運用方法 廃棄方法他
	現地トレーニング	交直変換装置の性能確認試験 蓄電池システムの保守および調査の手法他
	運転保守マニュアル	方針の作成と考慮すべき事項の協議 運転保守マニュアルのグループによる作成 トラブルシューティング他
フォローアップ研修		運転保守手法の確認 確認結果による修正 トラブルシューティング他

出展：調査団作成

- 研修計画および指導の手法

この研修は、以下の2つのカテゴリで構成される。

- ✓ 太陽光発電の基礎知識、設計から運転保守マニュアル作成までの講義
- ✓ 運転保守マニュアルに基づいた、運転保守技能確認のフォローアップ

この研修の全体スケジュールは、4つの研修期間から構成され、技術移転の強化を図るために、現場工事の進捗に伴い、実施される。

それぞれの研修期間の長さは、基本的には2週間とする。全体のスケジュールは2ヶ月とする。

研修の指導方法については、全ての研修生が、均等に効果的に講義を受けられるように、全体講義は2人で行う。(ひとつの講義は、主として一人の講師が行い、もう一人が研修員をサポートする。)

また、それぞれの講義終了後に、知識と、スキルを確認する試験を実施する。講師は理解が出来ない研修生に、フォローアップ講義を行うなど、全ての研修生がある一定の理解レベルに達するようにサポートする。

- 研修カリキュラムの提案

上記の内容に基づいて提案する研修カリキュラムを表4-3に示す。

- 研修スケジュールの提案

- ✓ 第1段階:太陽光発電と蓄電池システムの基礎知識と設計

- ✓ 第2段階:太陽光発電と蓄電池システムの高度な知識

設置工事の際の現地訓練が効率的、効果的に行われるように、太陽光発電システムの基礎から高度な技術までの総合的な知識の習得を行う。第1、第2段階の期間は、太陽光発電設備の設置工事が始まる前に完了する。

- ✓ 第3段階:現地訓練と運転保守マニュアル作成

実際の設備での作業を伴う講義は、研修生が実際の業務に近い環境で教育を受けることが出来るため、より効果的に知識を得ることが出来る。運転保守のマニュアル作成については、設備の設置工事から、実際の運転が開始されるまでの間に、実施する。

✓ 第4段階:フォローアップ

第4段階の研修は、蓄電池システムを含む太陽光発電設備が運用を開始したのち、4ヶ月間を目安に実施される。この研修の目的は、エジプト人自身により、適切にシステムが運用維持されていることを確認することである。

表 4-3 研修プログラム

項目		週	日	月	火	水	木
基礎知識	第1段階	1	太陽光資源 観測装置	太陽光モジュールの種類 蓄電池の種類	データ収集 蓄電池選定法	設備の特徴 蓄電池の特徴	保守および調査
設計		2	日射量試算 日影計算法	電力需要 蓄電池容量	機器の選定	太陽光と蓄電池の課題および対策	架台と基礎
高度な知識	第2段階	3	電力システムの概要	系統連系形 太陽光発電システム	蓄電池の効果	系統連系設備	交直変換装置の構成部品
		4	電気回路	損失計算	蓄電池システムの安全な運転手法	蓄電池の廃棄法	太陽光発電の規格と認証
実地研修	第3段階	5	太陽光モジュールのI-V特性測定	太陽光モジュールの性能確認	蓄電池システムの性能確認	太陽光発電設備の保守	蓄電池システムの保守
運転保守マニュアル		6	太陽光発電 運転保守マニュアルの方針決定のための協議	同左	太陽光発電運転保守マニュアル作成のグループワーク	同左	同左
		7	蓄電池システム 運転保守マニュアルの方針決定のための協議	同左	蓄電池システム 運転保守マニュアル作成のグループワーク	同左	同左
フォローアップ	第4段階	8	運転保守の確認	同左	運転保守マニュアルの改訂	同左	同左

出展:調査団作成

第 5 章 事業実施体制および運用・保守体制

第 5 章 事業実施体制および運用・保守体制

第 1 節 NREA における事業実施体制

NREA の組織図を 5-1-1 に示す。

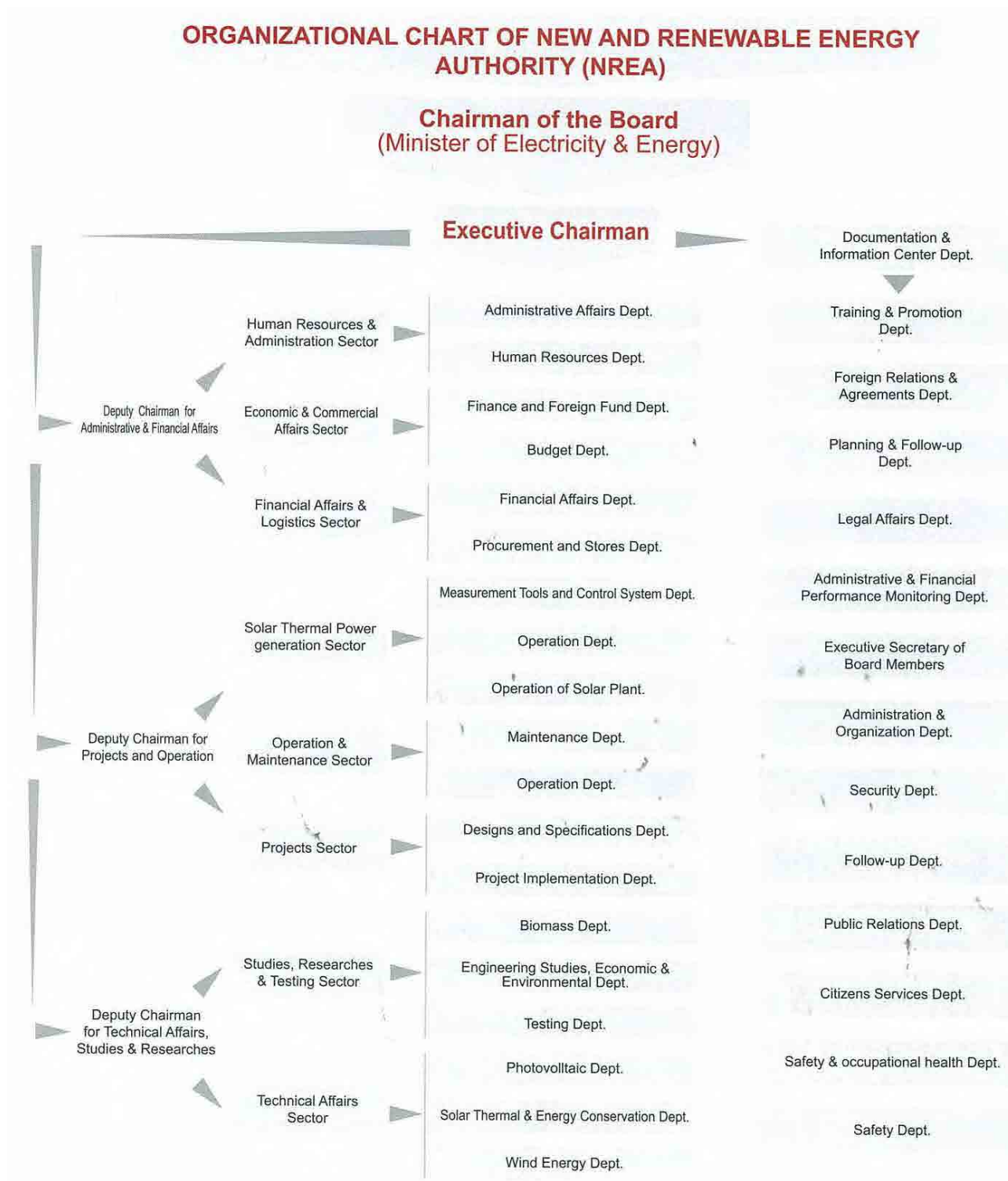


図 5-1-1 NREA 組織図

NREA の説明によれば、太陽光発電の開発については、Technical Affairs Sector の Photovoltaic Department が全責任を担って実施し、本プロジェクトについては、これに加え Project Sector の Project Implementation Department が協力して実施していくとのこと。

また、NREA によれば、表 5-1-1 に示すとおり、本プロジェクトの各ステージごとに、関連部署間で連携し、プロジェクトが遂行されることが計画されている。

表 5-1-1 本プロジェクトにおける NREA の組織体制

ステージ	部署	責任者
コンサルタントの選定	(担当機関) Technical affairs sector, photovoltaic Dept.	Head of photovoltaic department
基本設計および技術要件の整理	(担当機関) Technical affairs sector, photovoltaic Dept. (補助機関) Project sector, designs and specifications Dept.	Consultant +Head of photovoltaic department
入札図書の準備	(担当機関) Technical affairs sector, photovoltaic Dept. (Supporting Organization) Project sector, designs and specifications Dept.	Consultant +Head of photovoltaic department
入札および提案書の受理	(担当機関) Financial affairs and Logistics sector, Procurement and stores Dep. (補助機関) Technical affairs sector, photovoltaic Dept.	Head of photovoltaic department
評価および契約	(担当機関) Technical affairs sector, photovoltaic Dept. (補助機関) Financial affairs and Logistics sector, Procurement and stores Dep. Legal Affairs Dept.	Consultant +Head of photovoltaic department
プロジェクト実施	(担当機関) Project sector, Project Implementation Dept. (補助機関) Financial affairs and Logistics sector, Procurement and stores Dep. Technical affairs sector, photovoltaic Dept.	Consultant +Head of Project Implementation Dept.
運用維持管理	Operation and Maintenance sector, Maintenance Dept. and Operation Dept.	Director of Operation and Maintenance for PV

第2節 NREA における運営維持管理体制

(1) 運営維持管理

発電設備の健全で持続的な運転のためには、適正な運転・保守体制を構築しておく必要がある。

具体的には、日常的に運転・保守を担当する技術員・作業員を確保するとともに、それらを統括するマネージャーを確保しておく必要がある。

また、これらに必要な要員数を考える場合には、

- ✓ 夜間を含めた不具合発生時の対応をどうするか
- ✓ 外注すべき専門的な技術作業範囲としては何があるか
- ✓ 当該組織内で技術を維持・継承するため教育をどうするか

についても考慮しておく必要がある。

(2) 運営維持管理体制

NREA によれば、20MW の太陽光発電の運営維持管理体制は、図 5-2-1 のとおり構築される予定である。

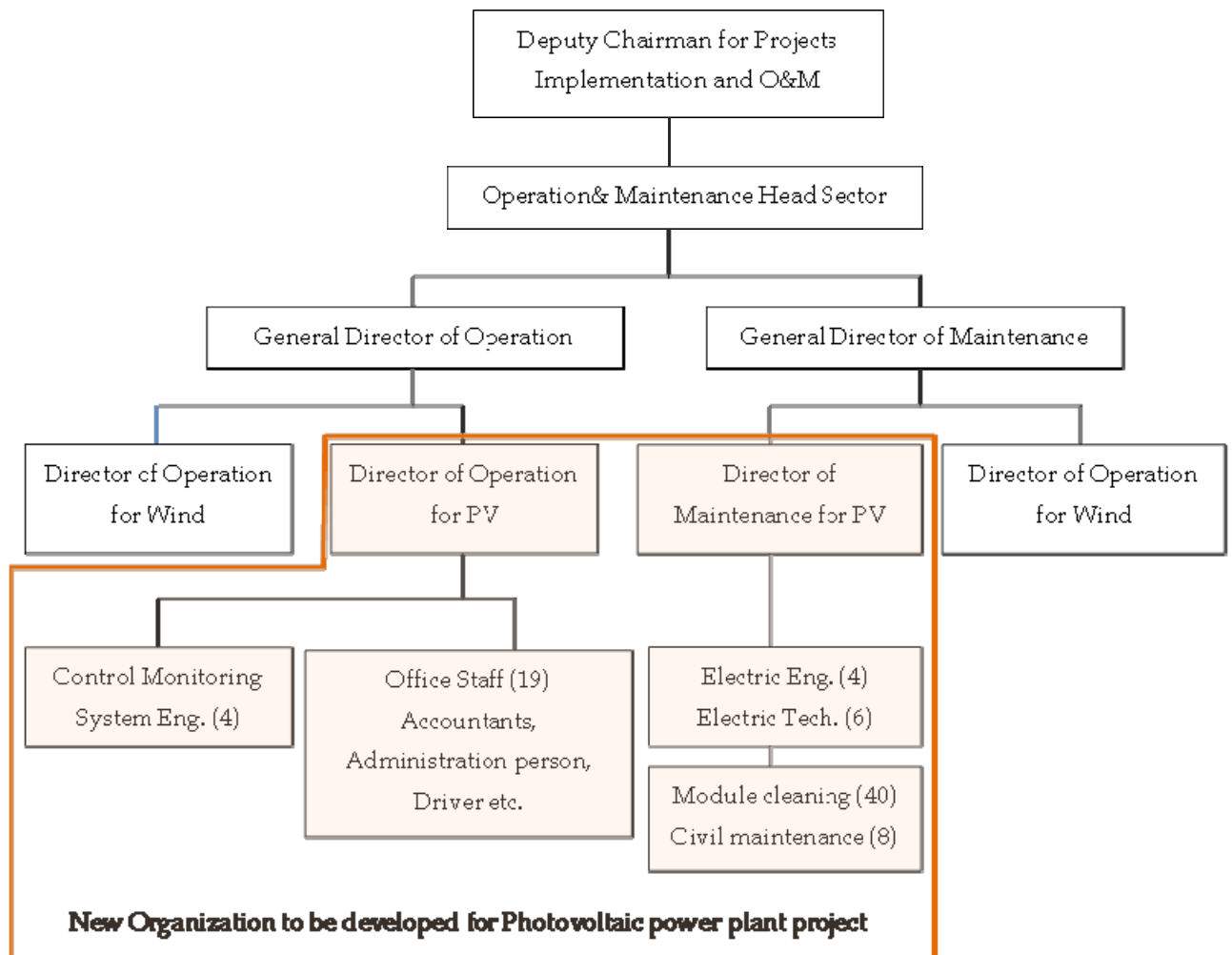


図 5-2-1 太陽光発電の運営維持管理体制

運用部、および維持管理部における役割とその責任は、以下のように想定されている。(これが初の大規模太陽光発電プロジェクトとなるため、はっきりした構想はまだ示されていない。従って、以下に示す項目は、風力発電所プロジェクトを基に想定される内容を記述したものである。)

a) 運用部

- ✓ このプロジェクトで制御室に設置されるモニタリング制御システム(SCADAシステム)の監視
- ✓ フォローアップ・データ収集、データ入力、そして解析のためのこれらのデータの処理(事故時解析を含む)、またその必要な定期報告書の作成
- ✓ 必要に応じた、インバーターの運用と停止の制御
- ✓ 定期的な制御システムの保守
- ✓ 制御室にある電子カードやハードウェアの修理と保守
- ✓ 通信障害への対応(修理)
- ✓ 維持管理部との協調、およびフォローアップ
- ✓ 情報センター(展示施設)の運用管理

b) 維持管理部

- ✓ コントラクター／サプライヤーからの推奨維持管理手法に基づいた定期点検への方針の策定
- ✓ 定期点検の実施、および緊急点検(不具合発生時)
- ✓ 維持管理記録、報告書の作成
- ✓ 情報センター(展示施設)の保守および修理
- ✓ 維持管理の一環として、同部は、蓄電池や太陽光発電モジュールのような使用済みの設備に対して次のような対応を取る。
 - 維持管理部は、その設備が不具合などで使用不可となった場合、あるいは設備の支障発生時、運用・維持管理マニュアルに基づき、経年劣化が発見された場合には、蓄電池、太陽光発電モジュール、その他設備の交換作業を実施する。
 - ハルガダにある NREA 関連会社の保管庫は、公式に官公庁業務の統括官庁に、このような使用済み／返却された設備の状況を報告する。
 - その後、その官庁(官公庁業務の統括官庁)は、リサイクルのために、認定された関係団体にこれらの設備を売却するためオークションを公示する。
 - こうして、その官庁は、それらの団体がオークションで競り落とした設備を、サイトの保管庫からリサイクルまたは合法に処理するために運び出すまでの一連の手続きを監修する。

(3) 作業員の必要人数

上記の運用・保守要員に加え、太陽光モジュールの清掃および土木的な保守の作業員としての保守要員が必要になる。

a) 太陽光モジュールの清掃要員

ハルガダは降雨が少なく、また風が強いことから、太陽光発電モジュールへの埃等の蓄積による発電効率の低下が懸念されるが、それを回避するためには、太陽光発電モジュールの定期的な清掃が不可欠である。

ここでは、20MWのパネルを2週間から1ヶ月のスパンで清掃するのに必要な人数について試算を行う。

本プロジェクトでは、現地に観測装置を設置して太陽光モジュール表面への埃等の蓄積状況を調査しており、その結果をもとに、清掃の頻度について検討を行った。

太陽光発電モジュールへの埃等の蓄積による発電効率の低下は図 5-2-2 に示すとおりであり、その比率は、2週間で約3-4%、1ヶ月で約約5-8%となった。この結果より、調査団としては、清掃の頻度として、2週間から1ヶ月程度が望ましいと考えている。

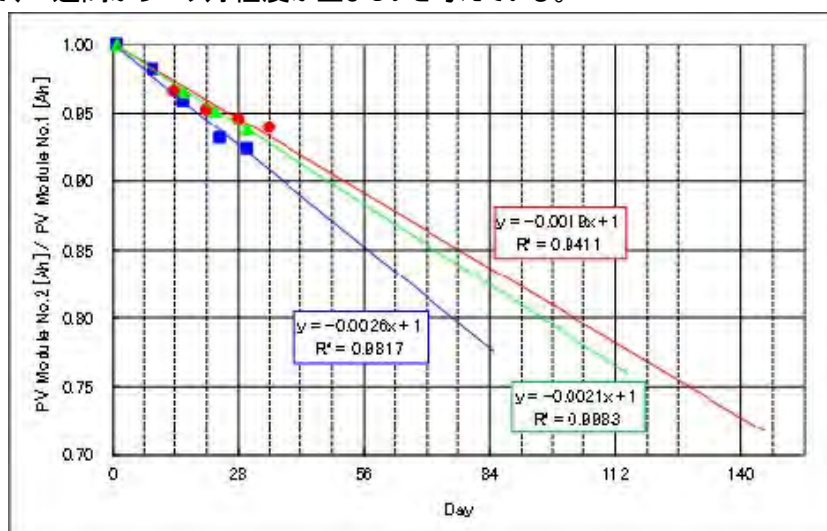


図 5-2-2 太陽光発電モジュールの出力電流率(汚損モジュール/正常モジュール)

赤: from Nov/2011-Feb/2012

青: from Mar/2012-May/2012

緑: from Jun/2012-Sep/2012

表 5-2-1 砂塵による発電量低下率

Interval	From Oct./2011 to Feb./2012	From Mar./2012 to May/2012	From Jun./2012 to Sep./2012	Average
2 weeks	-3.2%	-3.8%	-2.9%	-3.3%
1 month	-5.7%	-7.8%	-6.3%	-6.6%

調査団は、本サイトに適切な清掃方法について、以下の通り確認した。

- ✓ NREAおよび調査団は、カイロ市内にあるエジプト国初の系統連系型太陽光発電の状況

に関する調査を実施した。規模は、100kWの2軸追尾型太陽光発電を含み600kWである。この発電所では、太陽光発電モジュールを高圧水スプレーにて清掃しており(清掃は、汚れの状況により実施)、25kW太陽光発電モジュールに600リッターの水を使用している。

- ✓ NREAのクライマツト太陽熱発電所でも、ミラーの清掃に高圧水スプレーを利用している。
- ✓ 調査団は、JICA設置の計測システムにおいて、清掃の検証作業を実際に行い、以下のような結果を得ている。
 - 乾雑巾を使用した清掃では、砂塵は取れにくく多くの時間と労力が必要となる。
 - 濡雑巾を使用した清掃では、塩分を含んだ砂塵を太陽光発電モジュールの表面に付着させてしまい、その後いっそう取れにくくなる。
 - 高圧水を利用し太陽光発電モジュールを清掃すると、ほぼきれいに砂塵は落ち、さらに乾燥させた後、乾雑巾で拭けば、清掃は容易に行える。(図 5-2-3 を参照)



図 5-2-3 高圧水による清掃状況

これらの結果より NREA と調査団は、基本的に高圧水スプレーを使用した清掃を行うことが望ましいということで合意した。この高圧水スプレーを使用した清掃では、清掃頻度を最低月 1 回程度として、これに必要な水量や人役の試算を行った。

- ✓ 太陽光発電モジュール数:

表 5-2-2 太陽光発電モジュール数

	太陽光発電モジュール 1 枚の定格容量	全容量	太陽光発電 モジュール数
薄膜積層型	128W	20MW	143,040

- ✓ 水: 実験の結果太陽光発電モジュール1枚(CIS型、幅1,257mm、高さ977mm)につき、水 0.5~1リッターが必要であったことを踏まえ、約100 t/月必要と想定した。

- ✓ 人役; 2人x 1チームで、1カ月1,000kWの太陽光発電モジュールの清掃が可能であると想定される。よって、2人 x 20 チーム = 40人/月必要 (20MW)と想定された。

上記の定期的な清掃作業に加え、砂嵐の後など、モジュールの汚れがひどい場合には、不定期な特殊清掃を実施することを推奨する。

b)土木的な保守要員

上記に加えて、排水側溝などに蓄積された砂塵を取り除くための土木保守要員も必要であり、その人役は4名の2チームが必要である。

これらの検討結果を、表 5-2-3 に示す。

表 5-2-3 清掃作業員の必要人数

	清掃頻度	清掃作業員の必要人数	必要な水量
太陽光発電モジュールの清掃	1ヶ月	20チーム - 40名	100 t /月
排水路およびフェンスに蓄積された砂塵の取り除き作業	状況による	2チーム - 8名	-

よって、清掃作業に必要な人数は、48名となる。

第 6 章 環境社会配慮

第 6 章 環境社会配慮

第 1 節 政策、法制度の枠組み

第 1 項 エジプト環境影響評価法制度とガイドライン

エジプトの環境影響評価の基本方針は、環境法(the Environment Law 4/1994)とその施行令(executive regulations)に規定されている。詳細な環境影響評価の手続きと必要事項は環境影響評価手続きガイドライン第 2 版(Guidelines of Principles and Procedures for Environmental Impact Assessment 2nd Edition, EEAA 2009)に示されている。

本プロジェクトは 2011 年 2 月 24 日付で、エジプト環境省よりカテゴリー「C」とのスクリーニングの通知を受けた。そのため、本プロジェクトはガイドラインで示されているカテゴリー C の手続きに従う。カテゴリー C のプロジェクトは、スコーピング段階での公聴会とドラフト環境影響評価(EIA)の段階での情報公開の公聴会を開催する必要がある。

カテゴリー C のプロジェクトは、詳細な EIA 調査が必要であり、以下のような内容を含む ESIA レポートが求められている。

- 要約
- 法制度の枠組み
- 事業概要
- 環境現況
- 環境影響要因の特定
- 代替案の検討
- 公聴会
- 環境管理計画
- 参考文献
- 添付資料
 - 本調査に関与するコンサルタントリストとその役割
 - 公聴会参加者リスト
 - 公聴会議事次第

第 2 項 JICA 環境社会配慮ガイドライン

本プロジェクトは、JICA によってカテゴリー C に区分されている。そのため、JICA 環境社会配慮ガイドラインのカテゴリー C の手続きに従う。カテゴリー C のプロジェクトは EIA/IEE とも要求されない。

しかしながら、実際には、本プロジェクトがカテゴリ-C に区分されてはいても、EIA を実施する必要がある。これは、JICA のガイドラインにおいては、実施国における環境に関わる法令・基準を遵守することが要求されているからである。

JICA 環境社会配慮ガイドラインのスクリーニングフォームと環境チェックリストを付録 6-1 に添付する。

第 3 項 EIA の手続き

EIA 手続きのうち、スコーピング公聴会が 2012 年 1 月に、ドラフト ESIA レポートの公聴会が 2012 年 10 月に終了し、12 月には ESIA レポートがエジプト環境省 (EEAA) に提出される予定である。主な EIA 手続きの実施時期を表 6-1-3-1 に示す。

表 6-1-3-1: 主な EIA 手続きの実施時期

項目	実施時期と実施内容
i) 公聴会計画書の策定	NREA は公聴会計画書を作成し、2011 年 10 月に EEAA と協議した。
ii) EIA スコーピング段階の公聴会	2012 年 1 月 10 日か 11 日にかけてハルガダの主要なステークホルダーを個別訪問し、スコーピングの説明を行った。 2012 年 2 月 28 日にスコーピング公聴会がハルガダで開催された。
iii) 現況調査	- 騒音調査を 2011 年 10 月 4 日に 4 地点(事業計画地内 1 箇所、計画地周辺 3 箇所)で実施した。 - 大気測定調査を 2011 年 10 月 4 日に 4 地点(事業計画地内 1 箇所、計画地周辺 3 箇所)、4 項目(PM ₁₀ , CO, NO ₂ , SO ₂)で実施した。 - 地形調査を 2012 年 7 月 6 日から 7 月 11 日にかけて実施した。 - 2011 年 10 月から 2012 年 2 月に現況環境の資料調査を行った。
iv) 影響予測	2012 年 3 月から 6 月にかけて影響予測を行った。
v) 保全対策検討	2012 年 7 月から 8 月にかけて保全対策検討を行った。

vi) 環境管理計画	2012 年 7 月から 8 月にかけて環境管理計画の策定を行った。
vii) Draft ESIA の作成	2012 年 10 月 9 日に Draft ESIA 段階の公聴会をハルガダにて開催した。
viii) Draft ESIA 段階の公聴会	2012 年 10 月 9 日に Draft ESIA 段階の公聴会をハルガダにて開催した。
ix) Final ESIA の作成と提出	2012 年 11 月に Final ESIA を作成し、12 月に EEAA に提出される予定である。

第 2 節 スコーピング

第 1 項 予期される問題

事業計画案と環境現況を元にスコーピングを行った結果を以下に示す。スコーピングにあたり、環境省からのコメント、個別ヒアリング、公聴会での意見も考慮した。スコーピングマトリクスを表 6-2-1 に示す。

- 建設車両と資材運搬車両の運行による粉塵の発生
- 建設車両、資材運搬車両、変圧器、インバーターからの騒音の発生
- 使用済み PV パネルとバッテリーによる廃棄物の発生
- パネル清掃のための水利用による水資源の減少
- 廃棄物からの廃液による土壌汚染
- 洪水時の水害によってパネル等の流出が外部に及ぼす影響
- 周辺の雇用の増加
- 景観の悪化

スコーピングで取り上げられた全ての項目に対し、影響予測を行った。

表 6-2-1: 環境影響評価のスコーピングマトリクス

活動	小項目	環境項目 ⁽¹⁾								
		物理環境				生物環境	社会環境			
		大気	騒音	土壌	水資源	陸上生物	交通	雇用	景観	廃棄物
建設期間										
土地造成	• 作業員の雇用	NA	NA	NA	NA	NA	NA	+	NA	NA
土木工事	• 粉塵の発生	-/I _m	NA	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA
施設建設	• 排ガスの発生(車両・建設機材)	-/I _m	NA	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA
電気工事	• 騒音の発生(車両・建設機材)	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
機械工事	• 建設廃棄物(固形廃棄物と廃液)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	+	NA	-/I _m
試運転	• 資機材の運搬	NA	NA	NA	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA
	• 廃液(車両と資機材)	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	• 生活廃水	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA	NA	NA
供用期間										
労働者関連活動	• 作業員の雇用	NA	NA	NA	NA	NA	NA	+	NA	NA
	• 一般廃棄物の排出	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA	NA	-I _m
	• 生活廃水の排出	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA	NA	NA
清掃	• モジュールの定期清掃	-/I _m	NA	NA	-/I _d	NA	NA	NA	NA	NA
施設が存在	• 施設が存在	NA	NA	NA	NA	-/I _m	NA	NA	-/I _m	NA
維持管理	• 維持管理	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
廃棄物	• 使用済みモジュールと蓄電池の発生	NA	NA	-/I _m	NA	NA	NA	NA	NA	-/I _m
変圧器とインバーター	• 変圧器とインバーターからの音の発生	NA	-/I _{d,m}	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

¹⁾(-): 負の影響(+): 正の影響

I_d: 設計上の環境対策により残渣影響が容認限度以下に収まる

I_m: 管理を通しての保全対策により残渣影響が容認限度以下に収まる

NA: 影響なし

第3節 現況調査

現況調査は、大気、騒音、地形、気象、植物、動物、土地利用、景観の項目を対象に実施した。大気、騒音、土地利用と景観の調査は2011年10月、地形測量調査は2012年7月に実施した。各項目の調査方法、調査時期などを表6-3-1に示す。調査結果は、ESIAの付属資料1のBaseline ReportとESIAの付属資料2のTopographic Survey Reportに示す。

表6-3-1: 調査項目と調査方法

項目	方法	調査範囲/調査地点	時期
大気	文献調査と現地測定	4地点(事業計画地内1、計画地周辺3-図6-1参照)	2011年10月4日
騒音	現地測定	4地点(事業計画地内1、計画地周辺3-図6-1参照)	2011年10月4日
洪水	既存データ: 数値標高モデル(DEM)による流域モデリング(WMS)による文献調査と活用		
地形測量	トータルステーションとGPSによる地形測量	事業計画地とその周辺2km	2012年7月6~11日
気象条件	文献調査	Hurghada 気象観測所のデータ	
植物	文献調査	Hurghada	
動物	文献調査	Hurghada	
土地利用	文献調査と現地確認	Hurghada	2011年10月4日
景観	文献調査と現地確認	Hurghada	2011年10月4日

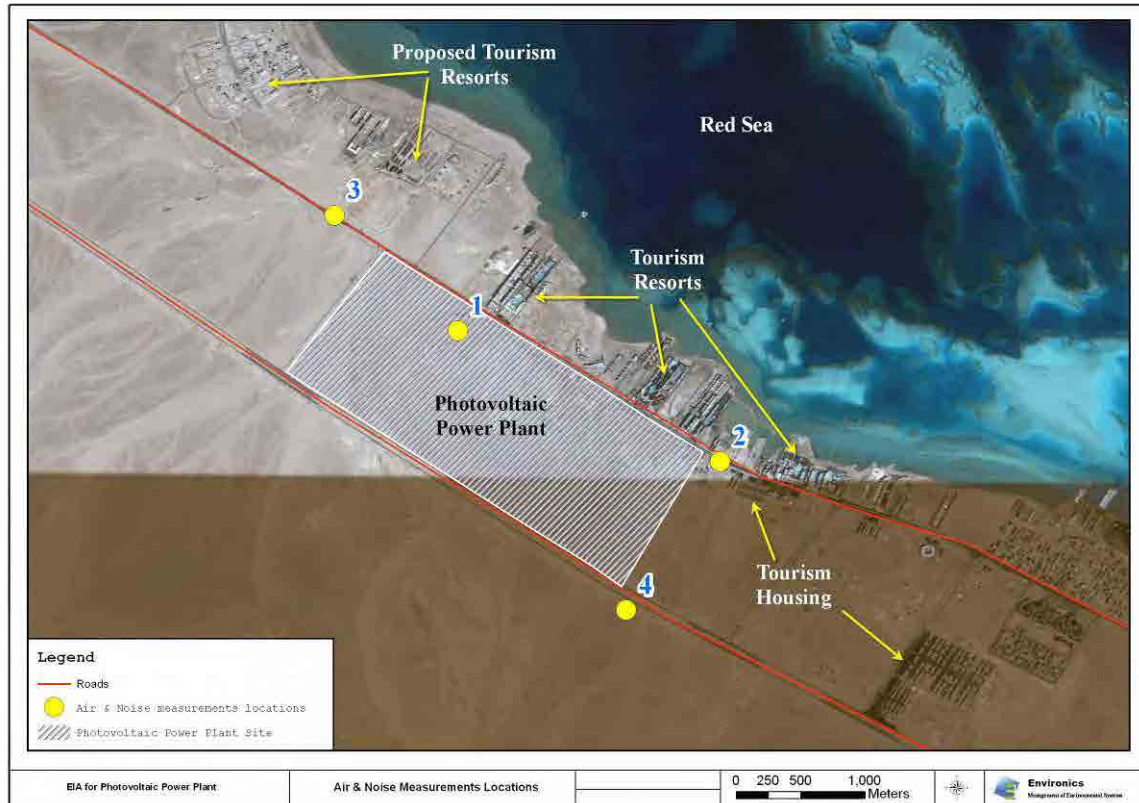


図 6-3-1 騒音と大気測定地点位置図

表 6-3-2 大気・騒音測定地点

地点番号	緯度経度	備考(場所等)
1	27°18'55.24"N 33°42'14.00"E	事業計画地内
2	27°18'22.52"N 33°43'19.83"E	リゾート施設に近く交通量の少ない住宅地
3	27°19'24.16"N 33°41'43.18"E	風下の道路沿い
4	27°17'45.23"N 33°42'56.24"E	風上の道路沿い

第 4 節 影響予測と保全対策

影響予測と保全対策の概要を以下に示す。これらの詳細は、ESIA Report (Appendix 1)に記載した。

第 1 項 物理的環境

影響予測と保全対策に関する簡単な説明を次に記述する。

(1) 大気

建設工事中は、短期間ではあるものの造成工事、工事用車両・運搬車両の運行によって、粉塵と排ガスが発生する。工事用車両による排ガスは、窒素酸化物、硫黄酸化物、一酸化炭素の濃度が局地的に高くなる。

これらの影響は比較的短期間であり、作業エリア内の大気が悪化する。事業計画地のすぐ近くには住宅が存在しないため、人の健康にはほとんど影響が無い。

保全対策

太陽光プロジェクトでは、請負業者に環境影響低減に必要な措置を確実に実施させるようにする。環境影響低減措置は請負業者の仕様に明記する。保全措置には、以下のものがある。

- 未舗装道での走行スピードの制限
- 排ガスを最小化させるため、機械と車両を適切にメンテナンスを行う。
- 機械と車両の点検を頻繁に実施する。

(2) 騒音

建設期間

工事用重機の稼働は、局地的かつ短期的に騒音レベルが上昇する。表 6-4-1-1 に、各種の重機から発生する距離別騒音レベルを示す。建設工事によって発生する騒音の影響範囲は、事業計画地内に限られるため、近隣に影響を及ぼすことは無い。

表 6-4-1-1 距離別建設機材からの騒音レベル

Equipment Type	Distance from Noise Source (dBA)		
	10m	50m	100m
Crane	72	58	52
Bulldozer	74	60	54
Generator	76	62	56
Backhoe	79	65	59

運用期間

操業中の騒音は主に変圧器(2,000kW 1台)とインバーター(500kV 4台)より発生する。変圧器と開閉設備、低圧開閉設備と保護継電器は、キュービクルもしくはコンテナボックスの中に入れられ、接近が制限されている。

各種機器から発生する騒音レベルを表 6-4-1-2 に示す。これら騒音レベルは環境法(law 4/1994)で定められた容認限度を下回る。

表 6-4-1-2 インバーターと変圧器の発生する騒音レベル

Noise source	No / Size	Noise level (dBA)	Location
500kV Inverters	4 invertors 0.5m(w) x 0.5m(h)	75dB	Inside the inverter room
2,000 kW Transformer	One transformer 3m(w) x 2m(d) x 2m(h)	64dB	Outside transformer room

保全対策

- 工事中に地盤掘削、土石運搬など、土地造成のための機材を使用する際は、騒音による影響を最小化するため、作業員に必要な個人防護用具を支給すること。
- 騒音発生を最小限に抑えるため、機材と車両をよく整備しておくこと。
- 騒音を発生させる全ての機材には可能な限り防音対策を施すこと。
- 供用中に騒音を発生する施設や機械の近くで働く作業員には必要な個人防護用具を支給すること

(3) 土壌汚染

建設期間中の活動は、将来汚染除去や除染が必要になるような土壌汚染が発生する可能性はほとんどない。さらに、建設業者の契約条件には、汚染物質の染み出しの可能性のある機材の定期的な点検が含まれることになる。建設中の一般廃棄物や建設廃棄物は、認可を受けた業者によって回収され、適切に処理される。よって、土壌汚染への影響は無視できる程度に抑えられると考えられる。

(4) 水資源

本事業は、モジュールの清掃に月に 100m³ 程度(1 日 1m³ 以下)消費する。必要な水は市の上水道より提供されることになる。水の消費は少量であり、地域の水資源に大きな負荷を与えることはない。

第 2 項 生物環境

事業計画地には既に風力発電所が稼働している上、海岸沿いには多くの観光ホテルやリゾートが建設されているため、保全重要性の高い生物は存在していない。この地域で最も最も生態的価値の高いものは、旧北区の渡り鳥の主な飛行ルートにあたることである。しかし、太陽光発電事業は、高層な構造物がなく、鳥類の飛行に影響を及ぼすことはない。

建設期間

事業計画地は広大な砂漠のごく一部であり、生物にとって重要な生息地ではない。建設機材からの排ガスや騒音は短期的であり、深刻な影響を及ぼすことはない。

運用期間

本事業は、事業計画地内の野生生物に影響を与えるような活動は行わない。さらに太陽光モジュールは太陽エネルギーを最大限吸収させるために低反射加工が施されており、反射による悪影響を与えることもない。

保全対策

- 大気汚染と騒音の項で記載した排ガスや騒音を低減させる措置を講じる。
- 夜間の作業や強力なライトを使用する作業は避ける。
- 何らかの植栽を行う場合は、可能な限り自生種を用いる。
- 環境に配慮した廃棄物収集、保管、運搬、廃棄を含む廃棄物処理計画を策定し、実施する。

第 3 項 社会環境

(1) 雇用

建設期間

建設期間中は、平均 250 名の雇用機会が生まれる。地域経済への正の影響を強化するため、労働者選定にあたり地元民を優先させる。

供用期間

本事業は、雇用機会を生み出すことにより地域の失業率低下に資することになる。さらに、本事業は、太陽光エネルギーに関わるエジプト人に対して、教育、トレーニング、技術移転を行うことになる。このことは、エジプトの他の地域で同様の事業を実施する上で大きく貢献することになる。

(2) 交通

建設資材は、主要道路と支線を通して事業計画地に運ばれることになる。約 10 万枚のモジュールは、海外からアインソフナまたはアレキサンドリアの港から運ばれる。変圧器、インバーター、スイッチギアは、国内(主にカイロ)から運ばれ、鉄やコンクリートは地元業者から調達する。物資は高速道路や地方道路を使って運搬される。物資は 20 ヶ月に渡り 2500 台のトラックによって事業計画地に運び込まれることになるが、平均すると 1 日 10 台程度であり、交通に重大な影響を及ぼすとは考えられない。

(3) 景観

本プロジェクトは NREA 所有の風力発電所内に計画されている。太陽光モジュールは、周囲からよく見えるような高層建築物ではない。そのため、景観影響は大きくないと想定される。

(4) 洪水

現況調査中、本事業エリアには複数のワジが確認され、中程度の洪水リスクがある(付録 6-2 の ESIA レポートの付属資料 1 と付属資料 2 を参照)。

i) 水流、ii) プロジェクトサイトの地形形状状態、iii) 洪水のための防水設備の必要性、他を把握するために、地形測量調査が実施された。(付録 6-2 の ESIA レポートの付属資料 2 を参照)

測量調査とその結果分析がなされ、次のような事項が結論付けられた。

- 調査結果によれば、洪水発生確率は低いことが判明した。
- PV サイトは、100 年の単位で再現する可能性のある洪水による影響を受けることはない。
- PV サイトにおける推奨される最適な防水対策については、モジュールの基礎設計で対処する必要がある。

第 5 節 公聴会

第 1 項 スコーピング段階

包括的 ESIA の一環として、スコーピング段階での市民に対する意見聴取を行い、事業関わる様々なステークホルダーの心配する環境影響を特定した。まず 2012 年 1 月に、カイロとハルガダの主な関係機関・組織に対して個別ヒアリングを実施した。個別ヒアリングに引き続き 2012 年 2 月にハルガダにて公聴会を実施して、ESIA の進捗段階を説明し、関係者からの意見聴取を行った。公聴会にて提起された課題は、モジュールの清掃方法、廃棄物処理方法、騒音、洪水であった。以下に主な意見を、ESIA の Annex 3-6 に公聴会の参加者と議事録を示す。これらの意見を取り入れ、影響予測を行った。

- モジュールの清掃方法の検討(機械による清掃方法、防塵コーティング、やわらかいブラシによる清掃など)
- 水での清掃に必要な水量の算出
- 清掃後に出る汚水量の算出
- 使用済みモジュールと使用済み電池の量と処理方法の検討
- 周辺コミュニティへの騒音の影響の予測
- 電磁波による影響の予測
- 洪水による影響

- 事業がもたらす雇用の量の予測

個別のスコーピング説明会の結果に関連する記述を、付録 6-2 の付属資料 3 に示す。
公聴会の議事録を、付録 6-2 の付属資料 4 に示す。

第 2 項 Draft ESIA 段階

Draft ESIA 段階では 2012 年 10 月 9 日にハルガダにて公聴会を行い、Draft ESIA に対する関係者の意見聴取を行った。公聴会にて議論された項目には以下のようなものがあり、これらの議論の結果を取り入れ、最終版の ESIA を作成中である。

- 事業立地と技術関連事項
 - 事業の立地の適切性と代替立地
 - グリッドへの影響
 - モジュールの清掃方法
- 事業が周辺に及ぼす環境影響
 - 水資源と污水管理
 - 廃棄物処理
 - 資材の運搬
 - 作業場での影響
- 事業が受ける環境影響
 - 洪水による影響
 - モジュール面の汚れによる影響
 - 熱によるモジュールへの影響 e
- 社会環境影響
 - 雇用とトレーニング
 - 景観影響

第 7 章 CDM(クリーンデベロップメントメカニズム)

第7章 CDM(クリーンデベロップメントメカニズム)

第1節 DNA (Designated National Authority) 及び CDM プロジェクト承認手続き

第1項 DNA の設立

エジプトは、気候変動枠組み条約に1992年に署名し、京都議定書については1997年に署名して2005年に批准している。環境省のなかの環境庁がCDMを担当している。環境大臣令第42号により、2005年3月14日に環境庁がDNAに指定された。

第2項 DNA の体制

2009年に環境庁は中央気候変動局(Central Department of Climate Change)を設立した。新設された中央気候変動局の組織を図7-1-2-1に示す。同局の緩和及びCDM総局のCDMプロジェクト課がCDMを担当している。エジプトの気候変動緩和計画は以下の分野をカバーしている。

- 新・再生可能エネルギー
- 省エネルギー
- リサイクル及び廃棄物処理
- 天然ガスへの燃料転換
- 石油随伴ガスの燃焼の抑制
- 石油セクターにおける天然ガスの漏洩及び廃棄の抑制

CDM委員会は、CDMカウンスルとCDMビューローで構成されている。CDMカウンスルは環境大臣が長であり、下記の関係省庁代表者及び民間及び非営利団体代表で構成されている。

- 環境省の関連部門代表6人
- 下記の省庁の代表各1人
 - ✓ 外務省
 - ✓ 国際協力省
 - ✓ 電力・エネルギー省
 - ✓ 運輸省
 - ✓ 貿易・工業省
 - ✓ 農業・土地干拓省
 - ✓ 石油省
 - ✓ 投資省
 - ✓ 財務省
- NGO代表1人

CDMビューローは下記のメンバーで構成されている。

- 環境省 5 人
- 下記の省庁から各 1 人
 - ✓ 電力・エネルギー省
 - ✓ 貿易・工業省

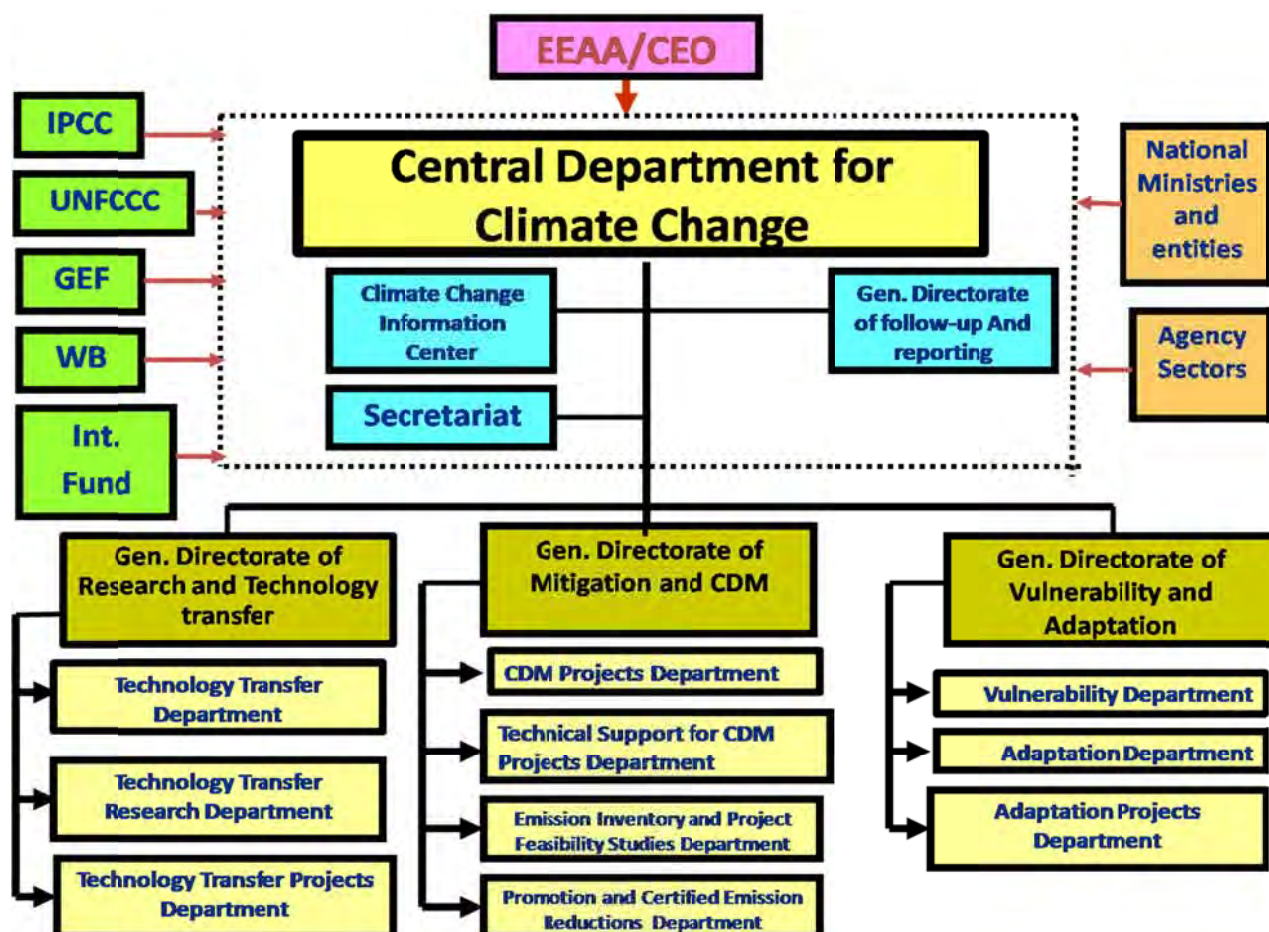


図 7-1-2-1 中央気候変動局組織図

第 3 項 DCDM プロジェクト承認手続き

図 7-1-3-1 に CDM プロジェクト承認手続きを示す。プロジェクト参加者は CDM の適用を考えている旨の事前通知を DNA と CDM 理事会に提出しなければならない(第 48 回 CDM 理事会決定)。プロジェクト参加者は、PIN(プロジェクトアイデアノート)と 3 通の書面(持続的な開発への貢献、自主的な参加、ODA の流用でないことを確認する書面)を DNA に提出しなければならない。これらの 3 通の書面の書式はアペンディックス 1-3 に添付されている。CDM ビューローは提出された PIN を審査し、提案されたプロジェクトが追加性の規定と持続可能な開発への貢献に適合する場合にはノーオブジェクションレターをプロジェクト参加者に発行する。このノーオブジ

アクションレターを受け取ったプロジェクト参加者は PDD を DOE が作成したドラフトバリデーション報告書を添付して9ヶ月以内に DNA に提出しなければならない。

CDM カウンセルは PDD を、当該プロジェクトが自主的な参加であること、持続的な開発に寄与することを確認するために審査を行う。カウンセルの審査結果に基づき、DNA はプロジェクトの国家承認を行う。

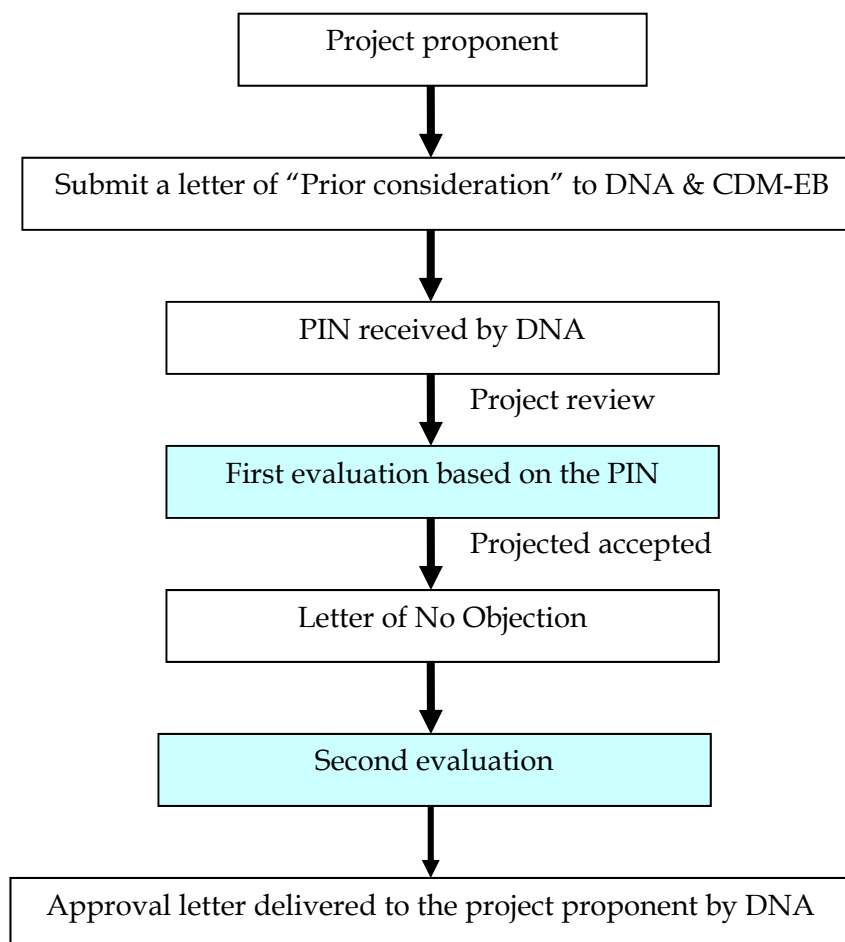


図 7-1-3-1 CDM プロジェクトの審査・承認手続き

第4項 承認済みのプロジェクト

表 7-1-3-1 にエジプトの CDM プロジェクトの進捗状況を示す。CDM 理事会登録済みプロジェクトが 9 件（審査請求が出されている 1 件を含む）、DNA が承認済みのプロジェクトが 11 件、ノーオブジェクションレター発行されたプロジェクトが 34 件である。

表 7-1-4-1 エジプトの CDM プロジェクト一覧(2011 年 7 月時点)

Project	CERs	Date of L.No.Objec.	Date of L. of Appr.	EB-CDM Registration
1. Zafarana Wind Power Plant Project 120 MW (NREA-Japan)	248,609	11/4/2005	1/6/2006	22 /7/ 07
2. Zafarana 8 - Wind Power Plant Project, Arab Republic of Egypt 120 MW (NREA-Denmark)	209,714	10/9/2005	27/11/2007 and reissued to rename the project in 13 /7/ 2009	23/9/2010
3. Zafarana 85 MW Wind Power Plant Project in the Arab Republic of Egypt (NREA- Spain)	154,772	10/5/2006	13/7/2009	Request for Registration
4. Zafarana KfW IV Wind Farm Project 80 MW (NREA-Germany)	171,500	10/5/2006	27/12/2008	2 /3/ 2010
5. Gulf El Zeit Wind Power Farm Project 120 MW (up to 400 MW) - Italgen Egypt	250,000	7/3/2010		
6. 200 MW Wind Farm at the Gulf of El Zayt (NREA- Germany - EC - EIB)	481,800	19/1/2011		
7. Demitta Barrage Small Hydropower Project	47,058	10/9/2005		
8. Assuit Barrage Hydropower Project	134,330	25/5/2011		
9. Jatropha Luxor Project - submitted by JatroSolutions GmbH - Private sector / consulting firm	7800 (first 10 years) 2300 (the rest 20 years)	26/7/2010		
10. Onyx Alexandria Landfill Gas Capture and Flaring Project	370,903	4/1/2006	1/6/2006	15/12/06
11. Land Filling and Processing Services for Southern Zone in Cairo	76,652	25/1/2007	27/11/2007	At Validation (Corrective action or clarification has been requested)
12. Abu Zabal Landfill Gas Recovery and Flaring/Destruction	94,819	1/6/2007	7/3/2010	

13. Biogas Generation from Waste Water Treatment and Utilization for Heat Generation by Indorama Organics (Egypt) Co.S.A.E. in Beni Suef, Egypt	20,000	13/7/2009		
14. Egypt Vehicle Scrapping and Recycling (POA)	Total 26,703,000	7/3/2010	6/2010	2/6/ 2011
15. Emissions reduction through partial substitution of fossil fuels with renewable plantation biomass and biomass residues in CEMEX Assuit Cement Plant	204,693	10/5/2006	2/6/2008	17/1/2011
16. Egyptian Brick Factory GHG Reduction Project	430,350	14/9/2006	25/1/2007	14/7/2010
17. Sinai for Cement	120,000	4/1/2006		
18. Equipment Replacement & Fuel Switching, Dyeing Material & Chemicals (ISMADYE) Co.	13,000	14/9/2006		
19. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in Misr Fine Spinning & Weaving and Misr Beida	45,051	13/7/2009	7/3/2010	19/1/2011
20. Fuel Switching at the National Cement Co. (NCC), Egypt	306,454	25/1/2007	13/7/2009	
21. Reduce the Share of Clinker in the Production of a blended Cement type at the National Cement Co. (NCC)	66,197	25/1/2007	13/7/2009	
22. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in General Co. for Paper Industry (RAKTA)	18,134	2/6/2008		
23. Fuel Switching to Cleaner Fuel in the Egyptian Starch & Glucose Manufacturing Co. (Tourah Plant)	11,358	2/6/2008		
24. Fuel Switching to Alternative Fuel in Kattameya and Helwan Cement Plants	188,000	2/6/2008		
25. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Co. at Abu Kurkas Factory	57,200	27/12/2008		

26. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Kom Ombo Factory Project	21,513	26/7/2010		
27. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Guirga Factory Project	11,187	26/7/2010		
28. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Naga Hammadi Factory Project	7,314	26/7/2010		
29. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Deshna Factory Project	27,536	26/7/2010		
30. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Qus Factory Project	44,747	26/7/2010		
31. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Armant Factory Project	30,118	26/7/2010		
32. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas in the Egyptian Sugar and Integrated Industries Company (ESIIC) / Idfu Factory Project	27,536	26/7/2010		
33. Fuel Switching from Mazot to Alternative Fuels (Partial) at Amreyah Cement Company	57,414	26/7/2010		
34. Fuel Switching from Mazout to Natural Gas proposed by Quena Paper Industrial Co. QPIC	77,000	25/5/2011		
35. "Fuel Switching from Mazout to Natural Gas", proposed by Misr Edfu Pulp Writing and Printing Paper Company (MEPPCO)	49,000	25/5/2011		
36. Fuel Switch from Heavy Fuel Oil (Mazout) to Natural Gas in Misr Cement / Qena plant	108,000	25/5/2011		

37. Biomass Bases Steam and Power Generation by Indorama Organics (Egypt) Co.S.A.E. in Beni Suef, Egypt	70,000	13/7/2009		
38. Al-Sindian 13 MW Natural Gas based Cogeneration Package Project, Egypt	24,541	4/1/2006	25/1/2007	
39. Waste Gas-based Cogeneration Project at Alexandria Carbon Black Co., Egypt	109,514	Approved	27/11/2007	26/7/2008
40. Waste heat recovery based Cogeneration project at Abu Zaabal Fertilizers and Chemicals Company	54,679	2/6/2008	2/6/2008	
41. Waste Heat Recovery for Gas Turbine Generators Project	31,096	27/12/2008	11/4/2011	
42. Power Generation by Utilizing Coke Oven Gas of Al-Nasr Co. for Coke & Chemicals	68,477	27/12/2008		
43. Energy efficiency measures at MRI-Mansoura unit	4000	26/7/2010		
44. Gas Flare Recovery in Suez Oil Processing Company	120,000	26/7/2010	11/4/2011	
45. Street Lighting Project - North Cairo Electricity Distribution Company	75,000	26/7/2010		
46. Waste Heat Recovery and Utilization for Power Generation at the TITAN Cement Plant in Beni Suef		Pipeline		
47. Waste Heat Recovery Projects for Gas Turbine Generators proposed by KHALDA Petroleum Co.	73,000	19/1/2011		
48. Catalytic N2O destruction project in the tail gas of the Nitric Acid Plant of Abu Qir Fertilizer Co.	1,065,881	26/4/2005	1/6/2006	07/10/2006
49. Delta Fertilizers N2O Abatement	242,000	25/1/2007		
50. Semadco Fertilizers N2O Abatement	275,265	31/10/2010	11/4/2011	
51. N2O abatement at KIMA	115,553	25/5/2011		
52. Flared Gas Recovery System	60,740	27/12/2008		

53. Producing Liquefied CO ₂ With Production Capacity of 2.5 ton/hour	43,200	13/7/2009		
54. Shifting from Traditional Open-Pit Method to Mechanized Charcoal Production Program in Egypt, EEAA	36,000	31/10/2010		
55. Introduction of Hot Direct reduced Iron (DRI) into Electric ARC Furnace (EAF)	106,000	19/1/2011		

❖ 略語:

CERs : Certified Emission Reductions

PIN : Project Idea Note

PDD : Project Design Document

L. No. Obj.: Letter of No Objection

L.o. A : Letter of Approval

Accepted : Get letter of no objection

Approved: Get letter of Approval

Pipeline : In the phase of preparing Project Idea Note

Registered: Registration in the CDM-EB

第2節 温室効果ガス排出削減量の算定

第1項 適用される CDM ベースライン・モニタリング方法論の特定

本プロジェクトは電力グリッドに接続される新設の再生可能エネルギー（太陽光発電）発電所の建設プロジェクトである。従って、本プロジェクトに適用可能なベースライン・モニタリング方法論は ACM0002/Version12.1.0 「Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources」である。

第2項 プロジェクト境界

本プロジェクトの地理的な境界は、本発電所の敷地内及び本発電所が接続される電力グリッドに存在する全ての発電所である。エジプトでは全ての発電所がエジプト統合電力グリッドに接続されている。本プロジェクトもこの電力グリッドに接続される。NERA は年間の 90% 以上の時間帯で当該グリッドのいかなる区間でも定格送電容量の 90% 以上に達することがないことを確認している。また、エジプトには電カスポット取引市場は存在しない。このため、本プロジェクトが接続する電力グリッドはエジプト統一電力グリッドである。

第3項 プロジェクト排出量

本プロジェクトは太陽光発電所の建設である。このため、プロジェクト排出量 (PE_y) はゼロである。

$$PE_y = 0$$

第4項 ベースライン排出量

ベースライン排出量の対象となる温室効果ガスは、本発電所により代替される火力発電所から排出される二酸化炭素のみである。本プロジェクトに適用されるベースライン・モニタリング方法論は、本プロジェクトにより発電される電力は、当該電力グリッドの既設発電所により発電される電力と追加的に新設される発電所により供給される電力を代替するものと仮定している。ベースライン排出量は下式のとおりである。

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

各記号は次のとおりと定義される。

BE_y = y 年のベースライン排出量 (tCO₂/yr)

EG_{PJ,y} = y 年の本プロジェクトによる送電端の発電電力量 (MWh/yr)

EF_{grid,CM,y} = “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” に基づいて算定された y 年の当該電力グリッドのコンバインド排出係数 (CM) (tCO₂/MWh)

エジプト統合電力グリッドのコンバインド排出係数は下記のとおり算出される。(詳細な算定を付録 7-5 に示す。)

(1) オペレーティングマージン(OM) 排出係数

エジプト統合電力グリッドの最近 5 年間の平均の低コスト・マストラン電源の比率は 11.8 % であり、同グリッドの発電電力量の 50 % 以下である。このためシンプル OM 排出係数が適用可能である。シンプル OM 排出係数は、低コスト・マストラン電源を除くすべての当該電力グリッドに接続された電源の加重平均の送電端発電電力量当りの二酸化炭素排出量 (tCO₂/MWh) として算定される。シンプル OM 排出係数の算定方法には 2 つの方法があるが、エジプトでは個別の発電所単位での二酸化炭素排出係数の算定に必要な燃料消費量のデータが入手できないため、オプション B の電力グリッドに接続されたすべての発電所の燃料種別送電端発電電力量と燃料消費量に基づく算定方法を採用した。OM 排出係数は、エジプト電力持株会社 (EEHC) の 2007/2008, 2008/2009 及び 2009/2010 年度の年次報告書に基づき算定された。その結果を表 7-2-4-1 に示す。

表 7-2-4-1 過去 3 年間の OM 排出係数 (tCO₂/MWh)

	2007/2008	2008/2009	2009/2010
OM 排出係数	0.536	0.539	0.533
OM 排出係数 3 年平均値	0.536		

(2) ビルトマージン(BM) 排出係数

BM 排出係数算定のサンプル発電所は下記の手順で特定した。

- (a) CDMプロジェクトとして登録された発電所を除く、最近建設された5つの発電所の年間発電電力量 (MWh) を算定する。
- (b) CDMプロジェクトとして登録された発電所を除く全ての発電所の年間発電電力量 (MWh) を算定する。CDMプロジェクトとして登録された発電所を除く発電所のうち最近建設された発電所の発電電力量が上記の発電電力量の20% (1つの発電所の発電電力量が20%を越える場合にはその発電所全てを対象とする。) に達するまでの発電所を特定し、その発電所群の年間発電電力量 (MWh) を算定する。
- (c) (a) 及び (b) の発電電力量のうち、発電電力量の大きな発電所群を BM 排出係数算定のサンプルグループとする。

下表にエジプト統合グリッドの BM 排出係数を算定するための発電所群は下表に示すとおり特定された。

表 7-2-4-2 BM 排出係数算定の対象発電所群

発電所名	発電機の種類	運転開始年	定格容量 (MW)	発電電力実効値 (GWh)	パーセンテージ (%)
El-Atf	CC	2009	500	2,991	
Sidi Kir	CC	2009	500	3,080	
Nubaria 1-3	CC	2005-2009	2000	11,515	
Kuriemat 3	CC	2009	500	2,784	
Kuriemat 2	CC	2007-2009	750	5,035	19.0%
Talkha 750	CC	2006-2008	750	4,347	22.3%
Cairo North	CC	2005-2008	1500	9,346	29.3%
CDM プロジェクトを除く全実効発電電力量 (GWh)				133,461	

BM 排出係数は下表に示すとおり算定された。

表 7-2-4-3 BM 排出係数

発電所名	発電電力実効値 (GWh) $EG_{m,y}$	排出係数 (tCO ₂ /MWh) $EE_{EL, m, y}$	CO ₂ 排出量 emissions (tCO ₂)	BM 排出係数 (tCO ₂ /MWh)
El-Atf	2,991	0.491	1,468,581	
Sidi Kir	3,080	0.554	1,706,486	
Nubaria 1-3	11,515	0.418	4,813,228	
Kuriemat 3	2,784	0.617	1,717,728	
Kuriemat 2	5,035	0.343	1,726,936	
Talkha 750	4,347	0.410	1,782,270	
Cairo North	9,346	0.384	3,588,941	
合計	39,098		16,804,171	0.430

(3) コンバインドマージン排出係数

太陽光発電のOM 排出係数とBM 排出係数の比重のデフォルト値は0.75 及び0.25 である。コンバインドマージン排出係数は下表のとおり算定された。

表 7-2-4-4 コンバインドマージン排出係数

	OM	BM	CM
OM と BM の比重	0.75	0.25	
排出係数(tCO ₂ /MWh)	0.536	0.430	0.510

第5項 リークェッジ

リークェッジは考慮しない。

第6項 排出削減量

第3項にあるとおり、プロジェクト排出量がゼロであるため、排出削減量はベースライン排出量と同一となる。

$$ER_y = BE_y$$

各記号は次の通り定義される。

$$ER_y = y \text{ 年の排出削減量 (tCO}_2\text{e/yr)}$$

$$BE_y = y \text{ 年のベースライン排出量 (tCO}_2\text{/yr)}$$

BE_y は $EGPJ, y$ と $EF_{grid.CM, y}$ を掛け合わせることで算出される。

よって、 ER_y は次表のとおり計算される。

表 7-2-6-1 は、初年度における排出削減量を、表 7-2-6-2 は、20 年間の排出削減量および CDM による収入を表す。

表 7-2-6-1 初年度における排出削減量

太陽光モジュールの種類 (容量)	薄膜積層 (20MW)
太陽光発電 EG_{PJ} (MWh)	(a) 35,910
2MW 蓄電池システムの年間充放電ロス*1 (MWh)	(b) 780
EG_{PJ} (Net) (MWh)	(c)=(a)-(b) 35,130
$EF_{grid.CM,y}$	(d) 0.510 tCO ₂ /MWh
ER_y (tCO ₂ /year)	(e)=(c) × (d) 17,916

(*1) バッテリーの年間ロス: $3\text{MWh} \times 2 = 6\text{MWh}$ × 260days (土日は除く)

(*2) 2MW バッテリーによる充放電ロス: $12\text{MWh} - 9\text{MWh} = 3\text{MWh}/\text{time}$

表 7-2-6-2 20年間の排出削減量

年	EG _{Pj} (Net) [MWh/year]	ER _y *1 [tCO ₂ /year]
1	35,130	17,916
2	34,591	17,641
3	34,052	17,367
4	33,513	17,092
5	32,974	16,817
6	32,435	16,542
7	31,896	16,267
8	31,357	15,992
9	30,818	15,717
10	30,279	15,442
11	30,279	15,442
12	30,279	15,442
13	30,279	15,442
14	30,279	15,442
15	30,279	15,442
16	30,279	15,442
17	30,279	15,442
18	30,279	15,442
19	30,279	15,442
20	30,279	15,442
合計	629,835	321,216
平均	31,492	16,061

(*1) $ER_y [tCO_2/year] = EG_{pj}(Net) [MWh/year] \times EF_{grid.CM,y} (0.510) [tCO_2/MWh]$

第 8 章 プロジェクトのインパクト

第8章 プロジェクトのインパクト

第1節 運用・効果指標

1) 運用・効果指標選定の基本原理

JICAによる標準的な運用・効果指標を表 8-1-1 に掲載する。

事後評価のステージにおける、そのプロジェクトの運用の状況やその実効性を適切に表現するため、調査団は、これらの指標がプロジェクトの目的を反映しており、かつ容易に得られるものであることを考慮した。

上記を踏まえ、調査団は、下記の点を考慮しつつ、指標を定めた。

- 指標はプロジェクトの目的と合致していなければならない
- 指標は用意に得られるものでなければならない

調査団は、下記のプロジェクトの目的を反映させる最適な指標を確認した。

- 太陽光発電所からの電力供給があること
- 蓄電池システムを通してピーク負荷時へその発電電力を供給すること

2) 標準化された運用・効果指標選定の分析

- 利用頻度

この指標の目的は、エネルギー供給量を把握するためである。

- 計画外停電時間(設備停電によるもの)

この指標の目的は、運用・保守業務の的確さを把握するためである。

- 計画外停電時間(外的要因によるもの)

この指標の目的は、気象条件に即した設備の妥当性を把握するためである。

- 保守のための計画停電

この停電に関しては、対象が太陽光発電所であれば、特にインバーターのような電気設備が定期点検を必要とするものである。

- 最大出力電力

この指標の目的は、太陽光モジュールの劣化度合いを把握するためである。

- 電力エネルギー生産正味量

この指標は、財務的便益の度合いを把握する上で重要なものとなる。それは、運用・保守業務、設備、設計、そして建設作業の妥当性を見ることができる。

- CO₂削減量(t-CO₂)

この指標については、「電力エネルギー生産正味量」を使用することが可能である。

表 8-1-1 電力供給における運用・効果指標 (JICA 標準)

運用指標

カテゴリー	指標名	指標確立のための方針、および方法	目標値	目的	備考
基本	設備利用率 (利用頻度)	年間発電電力量 (MWh) / (定格容量(MW) × 年間日数) × 100	F/S 等による 予測値	設備、またその運用・保守 状態(エネルギー供給量) を把握するため。	太陽光日射量 の状態を考慮 する。
基本	計画外停電時間 (設備の故障によるもの)	運転記録からのデータ取得	0となるべき	運用・保守能力、的確さと 系統状態を把握するため。	
補助	計画外停電時間 (外的要因によるもの)	運転記録	0となるべき	実際の気象状況に即した 適正な設備(妥当性)を 把握するため。	
補助	計画(保守)停電	運転記録	運用計画を 参照	適正な運用・保守作業の 状態を把握するため。	
補助	最大出力電力 (kW)	運転記録	技術データ等 による予測値	劣化度合いの実際の状態 を把握するため。	

効果指標

カテゴリー	指標名	指標確立のための方針、および方法	目標値	目的	備考
基本	正味年間発電電力量	運転記録	F/S 等による 予測値	そのプラントの持続可能な 運用条件を把握するため。	
基本	CO2 削減量 (t-CO2)	正味年間発電電力量 × 単位 CO2 排出量	F/S 等による 予測値	同上	

3) 運用・効果指標の提案

上記を考慮の上、調査団は、表 8-1-2 に示すとおり、運用・効果指標を提案する。

表 8-1-2 電力供給における運用・効果指標

カテゴリー	指標名	目標値
基本	設備利用率	32,272MWh / (20MW x8,760h)x100=18.4%
	計画外停電時間 (設備の故障によるもの)	0 hr.
補助	計画外停電時間 (外的要因によるもの)	0 hr.
	計画(保守)停電	1day / year For each equipment
	最高出力電力(kW)	20MW
基本	正味年間発電電力量	32,272 MWh/year
	CO2 削減量 (t-CO2)	16,458 tCO2/year

4) データ取得場所

上記データは、このプロジェクトで太陽光発電所内に設置される制御システムにより、取得可能である。

第2節 質的分析

上記に加えて、このプロジェクトにより、次のような質的効果が期待される。

太陽光発電所建設には広大な土地が必要となるため、一般社会の中では目立った存在となる。そのため、以下のような質的効果が期待される。

- 一般社会、学生へ再生可能エネルギー資源の認識を高める
- 旅行者に対する観光資源の一環となる

このプロジェクトは、エジプトにとって初の大規模太陽光発電所となるため、以下のような質的効果が期待される。

- その他の同様のプロジェクトにとって、運用・保守のためのトレーニング資源となる
- その他の同様のプロジェクトにとって、設計と建設作業の見本となる。

- 大規模太陽光発電所は、自然エネルギーに対する注意喚起を促し、省エネルギーへも貢献する。
- 当該地における建設、及び保守のための雇用を創出する。
- 太陽光発電に対する運用・保守技能のトレーニングコース等によりその技術が進展することにより、近隣諸国での同様のプロジェクトに参加することが可能となる。
- 大規模太陽光発電に関するインフォメーションセンター(展示場)は、一般社会への理解を促進させ、また近隣諸国へ、エジプトが如何に、この分野において先導的役割を果たすことができるか明示可能である。

第 3 節 経済・財務分析

第 1 項 プロジェクト実施スケジュール及び実施費用

1) 実施スケジュール

プロジェクトの建設業務のスケジュールは表 3-6-2 に記載している。

スケジュールによると、コンサルティング・サービス、太陽光モジュールの搬入・設置、ケーブルの敷設・接続、インバーターの設置を含めたプロジェクトの実施期間は 61 週間を予定している。

主要なマイルストーンは以下のとおりである。

- コンサルティング・サービスの開始時期: 2013 年 1 月を想定
- 建設作業の開始時期: 2014 年 5 月を予定
- 建設作業の完了 ((Taking Over and Acceptance Certificate (TOAC) まで): 2018 年 1 月を予定
- 保証期間: TOAC から 24 か月

2) 実施費用

財務・経済分析を表 8-3-2 に記載している予定プロジェクト費用を元を実施している。

a) 条件

プロジェクト実施費用は以下を考慮して計算している。:

- 作業実施計画: 表 3-6-2 に記載している
- 諸税: 関税及び売上税(消費税に相当)を考慮している。
- 物価上昇率 P: 外貨相当分は 2.1%、現地貨予定当分は 8.8%を予定している。
- 管理費用はプロジェクト費用の 10%を予定している。
- 予備費: 5%

上記条件を元に、表 8-3-1 に記載している費用配分率を適用して分析を実施している。

表 8-3-1 費用の配賦

分類	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ロット 1 (関連装置・機器を含めた 20MV の太陽光発電所の建設)	0%	0%	40.0%	50.0%	5.0%	5.0%
ロット 2 (関連装置・機器を含めた 2MV 高性能蓄電池の導入)	0%	0%	40.0%	50.0%	5.0%	5.0%
コンサルティング・サービス	20.0%	25.0%	25.0%	25.0%	3.0%	2.0%

出典: 提供データにより調査団作成

b) 実施費用の年度別詳細

実施費用と年度別実施費用は表 8-3-2 及び表 8-3-3 に記載している。

表 8-3-2 プロジェクト費用

Category		Foreign Currency (Million USD) (Million JP Yen)	Local Currency (Million USD) (Million LE)	Total (Million USD)
A	Cost for Sub-Projects			
1	Construction of 20MW PV Power Plant including necessary equipment incl. 2MW battery	46.68 (3,847.71)	18.61 (112.24)	65.29
Total of A. Cost for Sub-Projects		46.68 (3,847.71)	18.61 (112)	65.29
B	Contingency			
1	Price Escalation (2.1% for F/C, 8.8% for L/C)	3.79 (312.41)	6.98 (42.08)	10.77
2	Physical Contingency (5%)	2.52 (208.05)	1.28 (7.71)	3.80
Total of B. Contingency		6.31 (520.46)	8.26 (49.8)	14.57
C	Consulting Services	11.69 (963.92)	2.96 (17.85)	14.65
1	Price Escalation (2.1% for F/C, 8.8% for L/C)	0.68 (56.30)	0.78 (4.73)	1.47
2	Physical Contingency (5%)	0.62 (50.94)	0.19 (1.13)	0.81
Total of C.		12.99 (1,071.16)	3.93 (23.71)	16.93
D	Interest During Construction and Commitment Charge	1.80 (148.70)	0.00 (.)	1.80
E	Total of the Eligible Portion (A+B+C+D)	67.79 (5,588.04)	30.80 (185.74)	98.59
F	Owner's Administration cost (5% of (A+B))	0 (0.00)	3.99 (24.08)	3.99
G	Land Acquisition & Compensation	0.00 (0.00)	0.00 (.)	0.00
H	Contingency	0.00 (0.00)	1.79 (10.76)	1.79
1	Price Escalation (2.1% for F/C, 8.8% for L/C)	(0.00)	1.51 (9.11)	1.51
2	Physical Contingency (5%)	(0.00)	0.28 (1.66)	0.28
I	Taxes (sales: 10% for all and custom duties: 0% for foreign materials)	(0.00)	7.99 (48.16)	
J	Grand Total	67.79 (5,588.04)	44.57 (268.75)	112.36

Note:

- All the above cost are reference for budget purpose only and may be changed as per discussion with JICA.

- exchange rate:

USD - JP Yen: Exchange Rate April 2012 provided by JICA

82.43

USD - LE: Exchange Rate April 2012 provided by JICA

6.03

表 8-3-3 年次費用

No.	Item	Total		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
		F/C	L/C	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total	F/C	Total
A. ELIGIBLE PORTION															
1	Construction of 20MW PV Power Plant including necessary equipment incl. 2MW battery	46.678	18.614	65.292											
2															
3															
4															
5	Total (1-4)	46.678	18.614	65.292				18.671	7.445	26.116	23.339	9.307	32.646	2.334	3.265
6	Price Escalation	3.790	6.979	10.769				1.201	2.144	3.345	2.023	3.734	5.757	0.256	0.488
7	Physical Contingency	2.524	1.279	3.803				0.994	0.479	1.473	1.268	0.652	1.920	0.130	0.201
8	Total (5+6+7)	52.992	26.872	79.864				20.866	10.068	30.934	26.630	13.693	40.323	2.720	4.210
9	Consulting Service	11.693	2.960	14.653	2.339	0.592	2.931	2.923	0.740	3.663	2.923	0.740	3.663	0.351	0.089
10	Price Escalation	0.683	0.784	1.467	0.049	0.052	0.101	0.124	0.136	0.260	0.188	0.213	0.401	0.038	0.047
11	Physical Contingency	0.618	0.188	0.806	0.119	0.032	0.151	0.152	0.044	0.196	0.159	0.052	0.211	0.019	0.007
12	Total (9+10+11)	12.994	3.932	16.926	2.507	0.676	3.183	3.199	0.920	4.119	3.267	1.001	4.268	0.408	0.143
13	A. Total (8+12)	65.986	30.804	96.790	2.507	0.676	3.183	24.133	11.069	35.202	29.965	14.782	44.747	3.128	4.761
B. NON ELIGIBLE PORTION															
14	Land acquisition & Compensation														
15	Price Escalation														
16	Physical Contingency														
17	Total (14+15+16)														
18	Administration cost		3.994	3.994				1.547	1.547	1.547	2.016	2.016	2.016	0.211	0.220
19	Price Escalation		1.510	1.510				0.445	0.445	0.445	0.809	0.809	0.809	0.111	0.111
20	Physical Contingency		0.275	0.275				0.100	0.100	0.100	0.141	0.141	0.141	0.016	0.016
21	Total (18+19+20)		5.779	5.779				2.092	2.092	2.092	2.966	2.966	2.966	0.338	0.338
22	VAT		2.687	2.687				1.007	1.007	1.007	1.369	1.369	1.369	0.149	0.149
23	CD		5.300	5.300				2.087	2.087	2.087	2.663	2.663	2.663	0.272	0.272
24	B. Total (21+22+23)		13.766	13.766				5.186	5.186	5.186	6.998	6.998	6.998	0.759	0.823
25	Total (A+B)	65.986	44.570	110.556	2.507	0.676	3.183	24.133	16.255	40.388	29.965	21.780	51.745	3.128	3.922
26	IDC	1.400	1.400	1.400				0.173	0.173	0.173	0.368	0.368	0.368	0.410	0.433
27	Commitment Charge	0.404	0.404	0.404	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067	0.067
28	Grand TOTAL (25+26+27)	67.790	44.570	112.360	2.574	0.676	3.250	24.373	16.255	40.628	30.400	21.780	52.180	3.605	3.997
29	Financial Costs	61.917	35.297	97.214	2.525	0.624	3.149	22.811	13.453	36.264	27.756	16.940	44.696	2.901	4.647
Note 28-6-10-15-19-26															
30	Economic Costs	63.317	25.153	88.470	2.525	0.565	3.090	22.984	9.541	32.525	28.124	11.903	40.027	3.311	4.534
Note: for FC=28-6-10-15-19-23-23 for LC=(5+9)*SCF+7+11+16+18+20 SCF= 0.90															

第 2 項 経済分析

1) 経済評価

経済分析はプロジェクトの国際価格に置き換えた経済費用と経済的便益を測定・比較することで、調査中のプロジェクトを国全体の経済の視点で評価するものである。言葉を替えると、プロジェクトを実施したことによる国全体の経済に与える影響の程度を評価することである。

経済評価は以下の手順により実施される。

- 経済費用及び経済的便益の定義及び定量化
- 経済費用と経済的便益の比較
- 経済的內部収益率の計算及び評価

プロジェクトの運用期間中に発生する、全ての経済費用と経済的便益を、割引キャッシュ・フローの手法を適用して正味現在価値(NPV)に変換して比較している。経済費用(C)の現在価値と経済的便益の現在価値(B)が一致する時、または $B/C=1$ である場合での、現在価値を計算するのに適用した割引率が経済内部利益率(EIRR)である。

このプロジェクトでの割引率(資本的設備建設のための)は 4%に設定している。これは世界銀行(WB)やアジア開発銀行(ADB)等の国際支援機関が通常設定する率よりも低くなっている。

今回のプロジェクトは環境にやさしい、再生可能資源を活用した、意欲的なプロジェクトであるが、費用がかかるプロジェクトでもある。そのため、このプロジェクトからは高いレベルの内部利益率は期待できないが、その性質や特徴を勘案すると実施する価値はあると考える。比較的低いレベルの内部利益率しか期待できないということは、商業ベースでは実施されないことを意味している。故に、このプロジェクトを実施するには政府支援または、国際的支援が必要となる。

このプロジェクトは借入金(JICA ステップローン及び現地での借入)により手当される予定である。内部利益率は借入金の利率よりは高いことが求められる。

表 8-3-4 借入金の平均利率 (JICA loan and local loan)

	Costs	outside of	Loan	rate	
	USD Mil.	loan	amounts	%	
	USD Mil.	USD Mil.	USD Mil.	%	
JICA loan	67.79		67.79	0.10	*1
Local loan	44.57	3.99	40.58	11.00	*2
Total			108.37	4.18	weighted average

*1 STEP ローンのリート

*2 エジプト国の商業銀行のプライムレート、出典: <http://www.indexmundi.com/>

*3 現地借入分ローンは JICA の借款条件により異なる。第 3 章の第 5 節を参照。

当該プロジェクトの平均借入利率は表 8-3-4 のとおり、4.18%と推測される。プロジェクトの内部利益率は借入金利率よりも高いことが期待されるが、実施機関の利益は考慮しないこととする。このプロジェクトの実施機関である New & Renewable Energy Authority(NREA)は政府機関であり、政府機関は民間のように利益の追求を目的としていない。そのため、内部利益率

計算のための割引率は、借入金の平均利息に若干の余裕を持たせて、4.2%に設定している。

2) 経済的便益と経済費用

発電所建設による、国の経済という視点からの経済的便益は、例えば、発電量の増加のようにプロジェクト実施から発現するアウトプットである。

上記の解釈と同様に考えると、そのような発電所の建設の経済費用は、国の経済という視点からは、プロジェクト実施に係る全ての費用で、建設費用、維持・運用費用、管理費用、燃料代、その他の実施に関連する費用を含む。

今回の調査でのプロジェクトの経済的便益と経済費用は以下のとおりである。

- 経済的便益
 - ✓ 発電の燃料を化石燃料から再生可能資源に転換することによる化石燃料の輸出増加効果
 - ✓ 高性能蓄電池から夜間に電力を供給することで、不効率なハルガダの火力発電所の運転を減らし、その結果、化石燃料の輸出が増える。
 - ✓ 再生可能エネルギーで発電することによる CER を売却する。
 - ✓ 送電ロスを減少させる。
- 経済費用:プロジェクト実施のための費用

3) プロジェクト期間と運用期間

経済費用と経済的便益はプロジェクトの期間全体にわたって計算される。プロジェクトの最初の年は器具・機械の導入のために最初の費用を割り振った時点としている。プロジェクト期間の終了時期はプロジェクトの施設の運用と維持が終了した年としている。

このプロジェクトでの機器やシステムの平均運用期間は、主要な機器やシステムの導入の完了までにかかると思われる 4 年間(2013 年から 2016 年)以降の、20 年としている。

4) 経済性評価の範囲と目的

発電所の建設と高性能蓄電池、インバーター、変圧器等の機器の導入は発電システムの一部であり、国の発電の視点からは全体の中の 1 つのプロジェクトでしかない。そのため、このような単体の発電所建設プロジェクトの実施による便益を定義することは一般的には困難と考えられる。

当該プロジェクトを推進する理由は以下のとおりである。

- 近年、エジプト国内での電力需要が急増している。
- 現状では、エジプト国内の電力源は化石燃料に依存しているが、化石燃料は近い将来に枯渇する恐れがあり、そのため費用が上昇する可能性がある。
- 電力需要の拡大に対応するために、計画期間中に発電能力を 11,100MW から 12,400MW に引き上げることを含めた、第 7 次 5 年計画(2012/13 年度から 2016/17 年度まで)を策定しており、2017/18 年度には 1,300MW とする予定である。
- エジプト政府は 2020 年までに発電量の 20% は再生可能エネルギーから発電するという意欲的な目標を設定している。内訳は水力 5.8%、風力 12%、残り 2.2% は太陽を含む以外の再生可能エネルギーからとしている。
- EEHC/EETC と NREA は共同して、再生可能エネルギー活用を促進するために、再生可能エネルギーにより発電した電力を合理的な価格で購入している。
- 現状の電力法及び関連法規では再生可能エネルギーの促進は考慮されていないが、エジプト ERA は新再生可能エネルギー法にて 3 種類の再生可能エネルギービジネスの可能性を検討している。一つは NREA により開発し、他は民間セクターで開発するスキームである。
- エジプトでは太陽からの放射が強く、太陽光の可能性が高い国である。

5) 経済的便益

今回のプロジェクトの主要な目的は 20MW の太陽光発電所をハルガダに建設し、発電することである。発電量は財務的便益及び経済的便益を推定する上での基礎となる。

発電量は採用する太陽光モジュールの種類により異なる。各太陽光モジュールの特徴及び発電効率については第 3 章に記載している。多層型薄膜シリコン(MLTF)の太陽光モジュールが今回のプロジェクトでは採用されている。太陽光モジュールによる推定発電量は蓄電池を追加した場合を含めて、表 8-3-5 に記載している。

蓄電池を設置した場合には表 8-3-5 に記載したとおりに発電量は減少する。蓄電池に充電・放電する際に一定の割合の電力が喪失されるためである。蓄電池の充電及び放電において、電気がインバーターを通過する時に電力が失われ、一定の電力は蓄電池に残り、放電することができない。このように、全体で 25% の電力が充電及び放電の間に失われることになる。

表 8-3-5 プロジェクト期間の発電量

year	MLTF 20MW	MLTF 20MW with 2MW battery
	[MWh/year]	[MWh/year]
1	35,910	35,130
2	35,371	34,591
3	34,832	34,052
4	34,293	33,513
5	33,754	32,974
6	33,215	32,435
7	32,676	31,896
8	32,137	31,357
9	31,598	30,818
10	31,059	30,279
11	31,059	30,279
12	31,059	30,279
13	31,059	30,279
14	31,059	30,279
15	31,059	30,279
16	31,059	30,279
17	31,059	30,279
18	31,059	30,279
19	31,059	30,279
20	31,059	30,279
Total	645,435	629,835
Average	32,272	31,492

出典: 提供データにより調査団作成

A) 電力源を化石燃料から再生可能エネルギーに転換することにより、石油輸出を増加させる効果

太陽光モジュールは発電する時に化石燃料を消費しない。そのため、同量の電気を火力発電により発電する場合と比較すると、火力発電で消費されたであろう化石燃料を節約する効果があり、同量の石油を輸出に回ることが可能となる。

表 8-3-5 に記載されている発電量を元に、以下のとおりに石油節約量は計算可能である。

- EEHC の年報(2010/2011)に記載している化石燃料消費率から原油の節約量が推定可能である。
- 原油の価格は過去の原油価格の推移から計算する。

上記の方法によりプロジェクトによる毎年の原油節約量は計算され、結果は表 8-3-8 に要約されている。

日本石油連盟による輸入原油の過去 16 年間の価格は以下のとおりである。

表 8-3-6 輸入原油価格の推移(CIF)

(USD/Barrel)

年度	名目価格	実質価格
1996	20.41	20.41
1997	20.72	20.29
1998	13.93	13.35
1999	17.08	16.03
2000	28.53	26.21
2001	25.28	22.73
2002	24.63	21.69
2003	29.22	25.19
2004	36.37	30.69
2005	51.11	42.22
2006	63.94	51.71
2007	69.41	54.96
2008	101.91	79.00
2009	60.67	46.04
2010	79.19	58.83
2011	108.75	79.10

Source: 日本石油連盟

実質価格は名目価格から物価上昇率を差し引いたものである

[原油価格の回帰分析]

原油価格は長期的視点からは値上がりし続けている。チームは統計的手法を適用してさらに詳細な将来のトレンドを推定している。上記データを用いて、チームは時に進行と原油価格には密接な関連があるとの前提で、線形モデルを適用して回帰分析を行い、価格を推測している。回帰線の角度はエクセルの数式である“SLOPE”を利用して計算している。(回帰線の角度は年度価格上昇率と解釈することが可能である。)

表 8-3-6 からは、1996 年から 2011 年までの slope は次のように算出される。

$SLOPE (Y\text{-axis data}, X\text{-axis data}) = SLOPE (\text{time line}, \text{oil price})$

計算の結果、名目価格の角度は 5.78、名目価格の角度は 4.00 であった。

2017 年 (IRR 計算の基準年度) までの価格は、名目価格で計算し、2017 年より後は実質価格で計算する。実質価格計算に適用する物価上昇率は 2.1% であり、この率は費用計算に適用した率と同じである (表 8-3-3 を参照)。

天井価格を過去 16 年間の月平均最高価格である 2008 年 7 月の 135.14USD/Barrel としている (出典: 日本石油連盟)。結果として、基準年に行き着く前に天井価格に達してしまい、天井価格がプロジェクト期間に渡って適用されることになる。

以下の表は 2012 年から 2037 年の推定原油価格である。推定価格は基準年の前に天井価格に達していることが分かる。そのため、以降の年は何れも天井価格を原油価格として適用している。

表 8-3-7 推定原油価格の推移

(USD/Barrel)							
年	価格	年	価格	年	価格	年	価格
2012	107.69	2019	135.14	2026	135.14	2033	135.14
2013	113.47	2020	135.14	2027	135.14	2034	135.14
2014	119.24	2021	135.14	2028	135.14	2035	135.14
2015	125.02	2022	135.14	2029	135.14	2036	135.14
2016	130.80	2023	135.14	2030	135.14	2037	135.14
2017	135.14	2024	135.14	2031	135.14		
2018	135.14	2025	135.14	2032	135.14		

出典: 提供データにより調査団作成

以上のデータと前提を元に、プロジェクトによる石油節約額は以下のように計算される。

表 8-3-8 石油生節約額計算表

	発電量	燃料使用率	燃料消費額		原油価格	節約額
	MWh	(gm/kWh)	(ton)	(barrel)	(USD/B)	(1,000USD)
2017	35,130	208.4	7,321	51,174	135.14	6,916
2018	34,591	208.4	7,209	50,389	135.14	6,810
2019	34,052	208.4	7,096	49,604	135.14	6,703
2020	33,513	208.4	6,984	48,819	135.14	6,597
2021	32,974	208.4	6,872	48,034	135.14	6,491
2022	32,435	208.4	6,759	47,249	135.14	6,385
2023	31,896	208.4	6,647	46,463	135.14	6,279
2024	31,357	208.4	6,535	45,678	135.14	6,173
2025	30,818	208.4	6,422	44,893	135.14	6,067
2026	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2027	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2028	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2029	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2030	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2031	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2032	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2033	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2034	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2035	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
2036	30,279	208.4	6,310	44,108	135.14	5,961
Total	629,835		131,258	917,491		123,990

出典: 提供データにより調査団作成

燃料消費率; 208.4 (BOOT を除く火力発電平均、EEHC 年報 2010/2011 より)

1 ton = 6.99 barrel

B) 再生可能エネルギーを利用することによる CER の販売

CDM (Clean Development Mechanism) 及び CER (Certified Emission Reduction) については第 7 章の「CDM」に記載している。表 7-2-6-1 によると CO₂ 排出量減少量は以下のとおりである。

表 8-3-9 推定 CO₂ 排出減少量

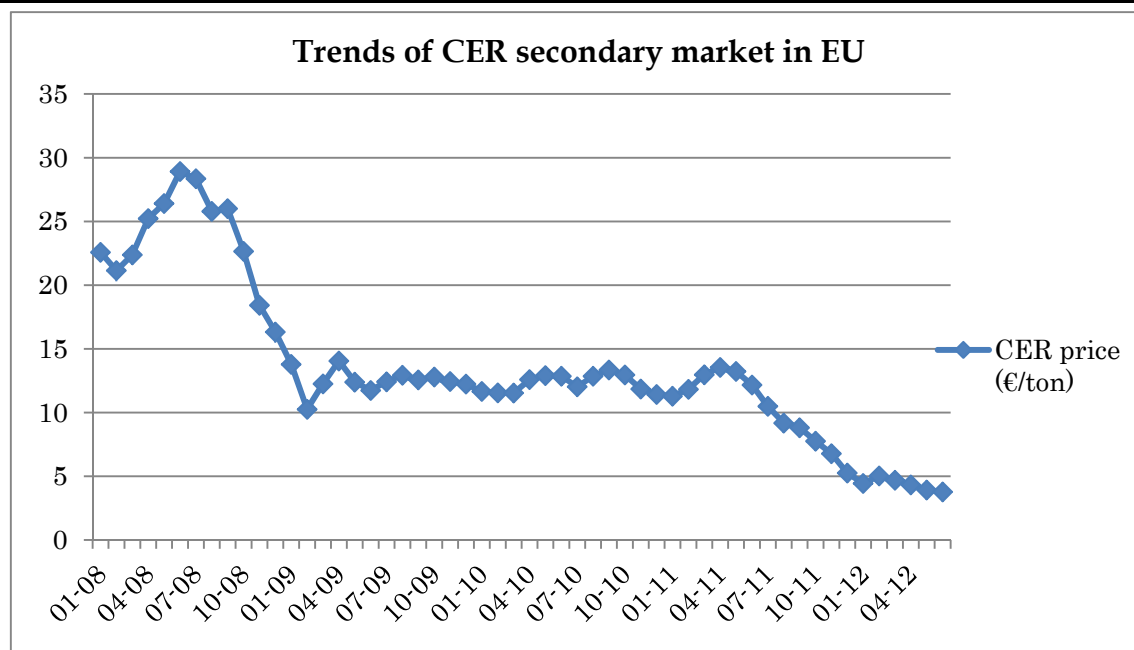
年	発電量 (MWh)	CO ₂ 排出因子 (t/MWh)	排出量削減 (t)
2017	35,130	0.51	17,916
2018	34,591	0.51	17,641
2019	34,052	0.51	17,367
2020	33,513	0.51	17,092
2021	32,974	0.51	16,817
2022	32,435	0.51	16,542
2023	31,896	0.51	16,267
2024	31,357	0.51	15,992
2025	30,818	0.51	15,717
2026	30,279	0.51	15,442
2027	30,279	0.51	15,442
2028	30,279	0.51	15,442
2029	30,279	0.51	15,442
2030	30,279	0.51	15,442
2031	30,279	0.51	15,442
2032	30,279	0.51	15,442
2033	30,279	0.51	15,442
2034	30,279	0.51	15,442
2035	30,279	0.51	15,442
2036	30,279	0.51	15,442
Total	629,835		321,216

出典: 提供データにより調査団作成

ICE の価格データを将来の CER 価格を推測するにあたって利用している。現在、CO₂ 排出権取引の 80% 以上は EU で行われており、ICE は EU 内での排出権取引の最大の市場であるからである。

ICE には CER (CDM) の市場が大きく分けて一次市場と二次市場の 2 種類ある。一次市場は認証前の CER を取引し、二次市場では認証後の CER を取引する。一次市場には CER が認証されない危険性があり、購入した排出権が無効となる恐れがある。そのため、ここでは二次市場の価格を将来推定に使用している。

CER 取引の推移は以下の表のとおりである。排出権取引は 2005 年に開始され、2008 年の中ごろまでは価格は上昇傾向にあった。CER 価格は 2 度にわたり急落している。その原因はリーマン・ショックと EU 信用危機である。CER 価格はリーマン・ショックの後と EU 財政危機の前は安定しているように見える。



出典: ICE homepage <https://www.theice.com/>

図 8-3-1 EU の二次市場の推移

将来の CER 価格を推定する上で排出権市場は市場原理が働いている市場であると仮定している。寡占市場や投機的市場ではなく、特定の集団により価格が左右されることがなく、需要と供給により価格が決定される。2008 年中頃まで CER 価格は上昇してきたが、市場が開始されたばかりで、供給が少ない中、環境に敏感な西欧諸国において、需要が供給を上回ったと考えられる。リーマン・ショックや EU 経済危機では、不況で工業生産が落ち、CO₂ の排出が減り、経済的に余裕がなくなり排出権を購入する意欲が減退し、需要が激減し価格急落したと考えられる。さらに、経済が安定している期間においては、需給も安定しており、CER 価格も安定している。このように経済状況を市場は敏感に反応しており、市場原理が働いていると考えられるのである。

市場原理が働いている市場においては、将来価格は将来の需要と供給により決まる。需要の面からは、CER に対する需要は将来的には強まると考えられる。欧州においては、原子力発電への懸念が高まっており、火力発電への依存度は高まっている。特に原子力発電を廃止することを決定した、ドイツやイタリアなどの国で顕著である。このことにより、CO₂ 削減が鈍り、排出権への需要が増えることが考えられる。

ただし、将来の欧州における経済状況については今なお不透明である。ギリシャに始まった欧州危機はスペイン・ポルトガル・イタリア等に波及し今なお収束の兆しはない。また、ギリシャ等の国々で財政改善が進まない場合には欧州での景気低迷は長続きする可能性もある。経済状況は反映する排出権市場への影響は大きい。

供給面では、世界的に再生可能エネルギーへの関心は高まっており、今後も再生可能エネルギーの利用は進むと考えられる。ただし、再生利用可能エネルギーのうち、水力は先進国では既に開発されており、ダム建設には環境問題も大きいため、大きな発展は望めない。また、太

陽光や風力はコストがネックとなっており、買取価格制度がないところでは大きな発展は難しい。

一方で、将来の排出権市場を予想する上で不確定要素もある京都議定書以降の枠組みは未決定であり、将来の枠組みで規制が強化されるのか、緩やかになるのかで排出権取引市場の状況は大きく変化することが考えられる。

基本的には将来的には重要が供給上回り、CER 価格は上昇する可能性があるが、欧州経済や新枠組みといった不確定要素も大きく、将来価格のトレンドを推測することは困難である。そこで、保守的に考え、価格が最低である直近の 2012 年 6 月の平均単価をプロジェクト期間全体に適用することとする。

表 8-3-10 CER 価格 per ton

	2012 年 6 月
Average Price (Euro/t)	3.78
Average Exchange rate	0.8133
Average Price (USD/t)	4.65

ユーロ価格の根拠: ICE homepage <https://www.theice.com/>

為替レートの根拠: oanda.com historical currency converters

表 8-3-10 により、調査団では 4.65USD/ton を平均単価として採用した。プロジェクト期間での CER 販売による収益を表 8-3-11 に示す。

表 8-3-11 プロジェクト期間での CER 販売による収益

	発電量 (MWh)	CO ₂ 排出 要素 (t/MWh)	排出削減 量 (t)	CER 価格 (USD/t)	金額 1000USD
2017	35,130	0.51	17,916	4.65	83
2018	34,591	0.51	17,641	4.65	82
2019	34,052	0.51	17,367	4.65	81
2020	33,513	0.51	17,092	4.65	79
2021	32,974	0.51	16,817	4.65	78
2022	32,435	0.51	16,542	4.65	77
2023	31,896	0.51	16,267	4.65	76
2024	31,357	0.51	15,992	4.65	74
2025	30,818	0.51	15,717	4.65	73
2026	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2027	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2028	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2029	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2030	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2031	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2032	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2033	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2034	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2035	30,279	0.51	15,442	4.65	72
2036	30,279	0.51	15,442	4.65	72
Total	629,835		321,216		1,494

出典: 提供データにより調査団作成

C) 配電網に直接連結することによる送電ロスの減少

この国では一般的に、発電会社はエジプト送電会社 (EETC) に電気を送電し、EETC が各配電会社へ送電している。一方で、今回のプロジェクトでは、ハルガダの太陽光発電所サイトがハルガダ市街地やエル・ゴーナ・リゾートに近接しているため、送電ラインに接続する必要がなく、発電所からカナル配電会社の配電ネットワークに直接接続することを考えている。

電力が送電ラインを通過する時に一定の電力が失われる。このプロジェクトでは発電した電力を送電ネットワークではなく、配電ネットワークに送電することでこの送電ロスを回避することが可能である。

エジプトでの 2003/04 年から 2010/11 年までの平均送電ロス率は 3.815% である。

表 8-3-12 送電線をバイパスすることによるロス減少

	発電量 MWh	送電ロス率 (%)	ロス減少量 (MWh)
2017	35,130	3.815%	1,340
2018	34,591	3.815%	1,320
2019	34,052	3.815%	1,299
2020	33,513	3.815%	1,279
2021	32,974	3.815%	1,258
2022	32,435	3.815%	1,237
2023	31,896	3.815%	1,217
2024	31,357	3.815%	1,196
2025	30,818	3.815%	1,176
2026	30,279	3.815%	1,155
2027	30,279	3.815%	1,155
2028	30,279	3.815%	1,155
2029	30,279	3.815%	1,155
2030	30,279	3.815%	1,155
2031	30,279	3.815%	1,155
2032	30,279	3.815%	1,155
2033	30,279	3.815%	1,155
2034	30,279	3.815%	1,155
2035	30,279	3.815%	1,155
2036	30,279	3.815%	1,155
Total	629,835		24,028

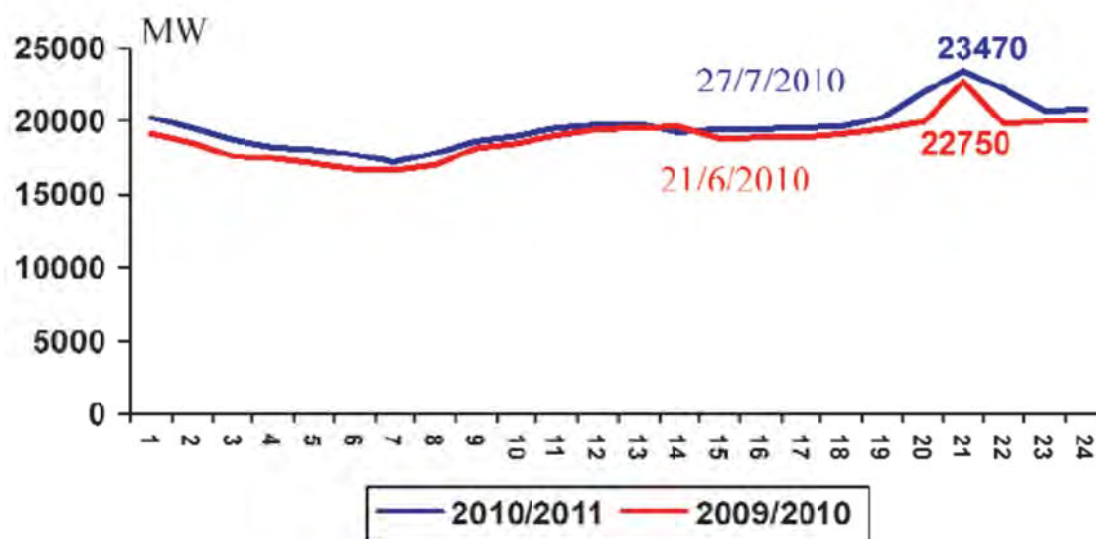
出典:提供データにより調査団作成

EEHC の標準的方法では電力ロス低減の経済分析には 2,000USD/MWh が適用される(このことは EEHC の Head Sector for Cost Study, Commercial and Administration Affairs に確認している)。

この計算の前提と計算は全体的に適正であると考えられる。詳細は付録 8-1 を参照のこと。従って、この調査においてもこの数値を適用している。

- D) 夜間のピーク時間に蓄電池から放電することにより、不効率なハルガダ火力発電所の稼働を押さえることで燃料輸出を振興する効果

太陽光モジュールは日中に発電し、夜間は発電しない。一方で、エジプトでは電力消費は夕方から伸び始め、夜間にピークを迎える(図 8-3-2 を参照)。



出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

図 8-3-2 ピーク負荷 2009/2010 から 2010/2011

そのため、エジプトではより多くの電力が夜間に必要となる。この状況に対応するために、このプロジェクトでは2台の蓄電池(各々1MW で合計 2MW)を導入する方針である。蓄電池は日中に充電し、夜間に放電することになる。

近年、ハルガダ地区でのピーク時間の電力需要の拡大に対応するために、老朽化して不効率な火力発電所を夜間のみ稼働させている。もし十分な電力を蓄電池から供給できれば、一旦は退役となった火力発電所の稼働をやめさせることができる。蓄電池の容量は火力発電所の発電量を全て代替する程ではないが、少なくとも最高で2MWの容量分の老朽化した発電所の稼働を減らすことができる。

ハルガダの火力発電所は老朽化しているために、エジプトの通常の火力発電所と比較して大量の燃料を必要とする。そのため、不効率な発電所の稼働を減らせば、燃料を節約することが可能である。

石油節約量は以下のとおりである

節約された石油消費率

火力発電合計	208.4	at 2010/2011
Hurghada	427.6	at 2009/2010
差(節約率)	219.2	gm/kWh

*出典は EEHC 年報から

蓄電池の放電量

蓄電池容量	2	MW
稼働時間/日	6	Hour
稼働日数/年	260	Days
放電率	75	%
放出電力量	2,340	MWh

石油節約

蓄電池からの放電量	2,340	MWh/Year
節約率	219.2	
バレルへの換算	6.99	
石油価格 (barrel)	135.14	USD/Barrel

節約効果 484.53 1000USD/Year

6) 経済費用

現地通貨部分については発展途上国一般的に経済や価格に対する統制や法制の影響が想定され、経済の正確な反映とは考えられておらず、そのままでは経済費用として評価、利用できない。

そのため、経済分析の目的としては国内市場価格を国際市場に連動した経済費用に変換するために、変換係数を利用する。

A) 外貨部分

プロジェクト実施費用のうち外貨部分については CIF(Cost, Insurance and Freight)又は FOB (Free on Board)価格で記載されており、国際市場に連動する価格であるため、経済費用として認識している。今回のプロジェクトの経済分析では CIF 価格を直接国際価格として取り扱っている。

B) 現地通貨部分

上記のとおり、発展途上国の市場は価格統制、法規等様々な要因の影響を受けていると考えられている。そのため、国内価格による材料やコンサルティング料などの物品・サービスは経済状況を正確には反映しておらず、経済費用とは認められない。

一般貿易統計から算出された SCF (Standard Conversion Factors) が各種経費の評価や経済的分析において、国内市場価格を国際価格に変換するために利用されている。

今回の分析で使用されている SCF は0.9であり、当該国での他のプロジェクトを参考して選定している。

以下の費用が経済費用及び財務的費用から除かれている。

- 経済費用からは物価上昇及び税
- 財務費用からは物価上昇及びプロジェクト実施中の金利

上記の条件により計算されて経済費用及び財務的費用は Table 8-3-13 に記載されている。年度ごとの詳細費用は Table 8-3-14 に記載されている。

表 8-3-13 プロジェクト経済費用(USD Th.)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
経済費用	3,090	3,868	32,525	40,027	4,534	4,424

表 8-3-14 経済費用及び財務費用

No.	Item	2013			2014			2015			2016			2017			2018		
		F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
A. ELIGIBLE PORTION																			
1	Construction of 20MW PV Power Plant including necessary equipment incl. 2MW battery	46.678	18.614	65.292				18.671	7.445	26.116	23.339	9.307	32.646	2.334	0.931	3.265	2.334	0.931	3.265
2																			
3																			
4																			
5	Total (1-4)	46.678	18.614	65.292	18.671	7.445	26.116	23.339	9.307	32.646	2.334	0.931	3.265	2.334	0.931	3.265	2.334	0.931	3.265
6	Price Escalation	3.790	6.979	10.769	1.201	2.144	3.345	2.023	3.734	5.757	0.256	0.488	0.744	0.310	0.613	0.923	0.310	0.613	0.923
7	Physical Contingency	2.524	1.279	3.803	0.994	0.479	1.473	1.268	0.652	1.920	0.130	0.071	0.201	0.132	0.077	0.209	0.132	0.077	0.209
8	Total (5+6+7)	52.992	26.872	79.864	20.866	10.068	30.934	26.630	13.693	40.323	2.720	1.490	4.210	2.776	1.621	4.397	2.776	1.621	4.397
9	Consulting Service	11.693	2.960	14.653	2.339	0.592	2.931	2.923	0.740	3.663	2.923	0.740	3.663	0.351	0.089	0.440	0.234	0.059	0.293
10	Price Escalation	0.683	0.784	1.467	0.049	0.052	0.101	0.124	0.136	0.260	0.188	0.253	0.441	0.038	0.047	0.085	0.031	0.039	0.070
11	Physical Contingency	0.618	0.188	0.806	0.119	0.032	0.151	0.152	0.044	0.196	0.156	0.048	0.204	0.019	0.007	0.026	0.013	0.005	0.018
12	Total (9+10+11)	12.994	3.932	16.926	2.507	0.676	3.183	3.199	0.920	4.119	3.267	1.001	4.268	0.408	0.143	0.551	0.278	0.103	0.381
13	A. Total (8+12)	65.986	30.804	96.790	25.07	0.676	3.183	24.133	11.069	35.202	29.965	14.782	44.747	3.128	1.633	4.761	3.054	1.724	4.778
B. NON ELIGIBLE PORTION																			
14	Land acquisition & Compensation																		
15	Price Escalation																		
16	Physical Contingency																		
17	Total (14+15+16)																		
18	Administration cost		3.994	3.994															
19	Price Escalation		1.510	1.510															
20	Physical Contingency		0.275	0.275															
21	Total (18+19+20)		5.779	5.779															
22	VAT		2.687	2.687															
23	CD		5.300	5.300															
24	B. Total (21+22+23)		13.766	13.766															
25	Total (A+B)	65.986	44.570	110.556	2.507	0.676	3.183	24.133	16.255	40.388	29.965	21.780	51.745	3.128	2.392	5.520	3.054	2.547	5.601
26	IDC	1.400	1.400		0.016	0.173	0.189	0.173	0.368	0.557	0.368	0.410	0.368	0.410	0.433	0.410	0.433	0.433	0.433
27	Commitment Charge	0.404	0.404		0.067	0.067	0.134	0.067	0.067	0.134	0.067	0.067	0.134	0.067	0.067	0.134	0.067	0.067	0.134
28	Grand TOTAL (25+26+27)	67.790	44.570	112.360	2.574	0.676	3.250	24.373	16.255	40.628	30.400	21.780	52.180	3.605	2.392	5.997	3.554	2.547	6.101
29	Financial Costs	61.917	35.297	97.214	2.525	0.624	3.149	22.811	13.453	36.264	27.756	16.940	44.696	2.901	1.746	4.647	2.780	1.750	4.530
30	Economic Costs	63.317	25.153	88.470	2.525	0.565	3.090	22.984	9.541	32.525	28.124	11.903	40.027	3.311	1.223	4.534	3.213	1.211	4.424

Note 28-6-10-15-19-26

Note: for FC=28-6-10-15-19-22-23
for LC=(G+9)SCT+7+1+16+18+20

SCT= 0.90

7) 経済評価結果

今回のプロジェクトの経済評価は経済的費用及び経済的便益のプロジェクト期間におけるキャッシュ・フローに基づいて計算され、計算結果は Tables 8-3-15 に記載されており、概要は以下に記載している。

経済分析では便益と費用の比率(B/C)は便益及び費用の割引現在価値に変換して計算されており、便益と費用の差(B-C)も同様に計算されている。

プロジェクトの実施可能性を検証するのに重要な指標である EIRR (Economic Internal Rate of Return)も計算されている。EIRR の計算式は以下のとおりである。

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{C_t}{(1+R)^t} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{B_t}{(1+R)^t}$$

T = 運用期間の最終年度

C_t = t年度におけるプロジェクトの経済費用のキャッシュ・フロー

B_t = 年度tにおける経済的便益(プロジェクトを実施したことによる追加的に得られる経済的便益)

R = 経済的内部収益率

- 経済的費用合計 = プロジェクト実施に掛る費用、太陽光モジュール・インバーターの設置、予備費、コンサルタント費用、一般管理費、土地購入費用、20年間の維持管理費を含む。
- 経済的便益合計 = 原油輸出の増加、CER 販売の増加、送電ロスの削減

基準的なケースでの経済的内部収益率(EIRR)は以下のとおり 6.55% と計算された。

表 8-3-15 EIRR 計算表

EIRR= 6.55%

Economic Internal Rate of Return

Year Order	Year	Cost		Benefit					Reduction of Transmission line loss				Total B = (i)+(ii)+(iii)+(iv)	Net Cash Balance (B-C)	Accumulation		
		Investment (1,000 \$)	O&M (1,000\$)	Electricity Production (MWh)	Crude oil price (USD/barrel)	Sub-Total 1,000USD. (i)	CO2 Saving Amounts (t)	Unit Costs (USD)	Sub-Total 1000USD (ii)	Loss Reduction (MWh)	Unit Cost (USD)	Sub-Total 1000USD (iii)				Fuel Saving by using Batteries (iv)	
	2013	3,090	0	3,090												-3,090	-3,090
	2014	3,868	0	3,868												-3,868	-6,958
	2015	32,525	0	32,525												-32,525	-39,482
	2016	40,027	0	40,027												-40,027	-79,510
1	2017	4,534	0	4,534	35,130	135.14	17,916	4.65	83	1,340	2,000.00	2,680	484.53	0	5,630	-73,880	
2	2018	4,424	0	4,424	34,591	135.14	17,641	4.65	82	1,320	2,000.00	2,639	484.53	10,164	5,591	-68,288	
3	2019	529	529	529	34,052	135.14	17,367	4.65	81	1,299	2,000.00	2,598	484.53	9,867	9,337	-58,951	
4	2020	529	529	529	33,513	135.14	17,092	4.65	79	1,279	2,000.00	2,557	484.53	9,718	9,189	-49,762	
5	2021	682	682	682	32,974	135.14	16,817	4.65	78	1,258	2,000.00	2,516	484.53	9,570	8,887	-40,874	
6	2022	529	529	529	32,435	135.14	16,542	4.65	77	1,237	2,000.00	2,475	484.53	9,421	8,892	-31,982	
7	2023	529	529	529	31,896	135.14	16,267	4.65	76	1,217	2,000.00	2,434	484.53	9,273	8,743	-23,239	
8	2024	529	529	529	31,357	135.14	15,992	4.65	74	1,196	2,000.00	2,393	484.53	9,124	8,595	-14,644	
9	2025	529	529	529	30,818	135.14	15,717	4.65	73	1,176	2,000.00	2,351	484.53	8,976	8,446	-6,197	
10	2026	10,919	10,919	10,919	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	-8,289	
11	2027	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	9	
12	2028	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	8,307	
13	2029	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	16,605	
14	2030	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	24,903	
15	2031	786	786	786	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,041	32,944	
16	2032	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	41,242	
17	2033	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	49,540	
18	2034	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	57,838	
19	2035	529	529	529	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	8,298	66,136	
20	2036	3,132	3,132	3,132	30,279	135.14	15,442	4.65	72	1,155	2,000.00	2,310	484.53	8,827	5,695	71,830	
Total		88,470	22,932	111,400					1,494			48,056	9,691	183,230	71,830		

Condition of Discount Rate: 4.2%

Net Present Value: 88,562

Benefit and Cost Ratio (B/C)

Benefit and Cost Difference (B-C)

104,879

1.18425

16,317

表 8-3-16 経済評価結果

Case	EIRR (%)	B/C ratio	B-C (USD Th.)
Base case	6.55	1.18	16,317

前記したとおり、今回のプロジェクトで採用している割引率（資本設備建設向け）は 4.2%である。

計算された EIRR は 6.55%であり、エジプトで想定されている割引率（資本設備建設向け）である 4.2%より高いため、このプロジェクトは経済的には実施可能であると考えられる。

8) 経済的感度分析

建設材料を含めた、エジプト経済の将来の不確定な変動要因の影響を検証するために感度分析を実施している。費用と便益をそれぞれ、5%及び10%変化させた場合の合計8つのパターンで計算している。

感度分析の結果は以下のとおりである。

表 8-3-17 EIRR 感度分析の結果

費用	便益		
	Base case	-5%	-10%
Base case	6.55%	5.82%	5.07%
+5%	5.85%	5.14%	4.40%
+10%	5.20%	4.50%	3.78%

上記のとおり、便益が標準より10%減少し、費用が標準より10%上昇した場合には EIRR は 4.2%を下回り、3.78%となる。他のケースでは EIRR は 4.2%を超えており、経済的に実施可能なレベルである。

プロジェクトは経済的な観点からは便益と費用の両方が10%以上悪化する場合を除いては実施可能なレベルにあると判断する。

第 3 項 財務分析

1) 財務評価

財務分析は採算性があると想定されるプロジェクトの財務的収益の程度について見積もるものであり、プロジェクト・オーナーに利益をもたらす故に実施される。

プロジェクトに投資された金額は財務的費用と見なされ、市場価値により評価される。プロジェクトの実施により得られる便益は財務的便益として同じく市場価値で評価される。

プロジェクト期間内で発生・獲得される財務的費用及び便益は現在価値で比較される。財務的費用(C)の現在価値が財務的便益(B)の現在価値と一致する場合の現在価値を計算するために使用した割引率を財務的內部収益率と呼ぶ。

2) 財務便益及び財務費用

この調査での財務便益と財務費用は以下のとおりである。

■ 財務便益:

- ✓ 太陽光発電所での発電による売上増加
- ✓ 再生可能エネルギーを活用することによる CER 売上
- ✓ 蓄電池から電力供給することで、ハルガダ火力発電所の稼働を減らし、運用費用を削減する。

■ 財務費用: プロジェクトの実施費用

3) プロジェクト期間と運用期間

「2.経済分析」に記載しているようにプロジェクト運用期間は 4 年間のプロジェクト建設期間(2013～2016)以降の 20 年と推定されている。

4) 財務評価の範囲と目的

財務分析は実施機関の財務独立性の観点から、収益(財務的便益)と費用(財務的費用)の純キャッシュ・フロー、借入金の返済、収益と費用を表示する財務諸表等に留意して実施される。

評価は経済的分析と同様に内部収益率(IRR)を基礎として実施される。

5) 財務便益

前述したとおり、財務便益は収益の増加とロスの削減による費用の節約額である。

A) 太陽光発電所での発電(MWh)による売上増加

上記の発電量(表 8-3-5 参照)に準拠して、以下の買取価格を適用して電力売上の増加額を計算する。

(1) 電力買取価格の基本的考え方

ドイツとスペインは太陽発電の電力買取制度の先進国である。両国において IRR は買取価格を決定する際の指標となっている。

ドイツ IRR7%(税引き前)

スペイン IRR5.5-6.5%(税引き後)

出典: MITI Hp

IRR は投資の意思決定において重要な指標であることと、ドイツやスペインが買取価格を計算するにあたって IRR を指標としていることを考慮して、チームは IRR を買取価格の計算時の指標とすることにした。

(2) 適切な IRR レベル

ドイツやスペインでの電力買取制度は、政府が発電した者(主に民間主体)から電力を買取るものである。そのため、買取制度を振興するために、買取価格には発電する者への奨励金や利益が含まれている。NREA は政府機関であり、利益追求は主体の目的ではないため、IRR を考えるにあたって利益は排除する。

IRR の適切なレベルはプロジェクト実施できる最低限であると考え。プロジェクトは借入金により賄われ、利息部分は回収できるべきと考え。最低限の IRR は前出、表 8-3-4 に若干のバッファを追加して 4.2%としおり、表 8-2-18 のとおり買取価格は 266.44USD/MWhとしている。

表 8-3-18 買取価格の計算

Financial Internal Rate of Return

FIRR= 4.20%

Order	Year	Cost			Benefit			Net Cash Balance (B-C)	Accumulation
		Investment (1,000 \$)	O&M (1,000\$)	Total (C)	Sales Increase due to Production Increase				
					Electricity Production (MWh)	Feed-in tariff (USD)	Total 1,000USD. (B)		
	2014	3,149	0	3,149				-3,149	-3,149
	2015	3,926	0	3,926				-3,926	-7,075
	2016	36,264	0	36,264				-36,264	-43,339
	2017	44,696	0	44,696				-44,696	-88,035
1	2018	4,647	0	4,647	35,130	266.44	9,360	4,713	-83,322
2	2019	4,530	0	4,530	34,591	266.44	9,216	4,686	-78,636
3	2020		529	529	34,052	266.44	9,073	8,543	-70,092
4	2021		529	529	33,513	266.44	8,929	8,400	-61,692
5	2022		682	682	32,974	266.44	8,786	8,103	-53,589
6	2023		529	529	32,435	266.44	8,642	8,113	-45,477
7	2024		529	529	31,896	266.44	8,498	7,969	-37,508
8	2025		529	529	31,357	266.44	8,355	7,825	-29,683
9	2026		529	529	30,818	266.44	8,211	7,682	-22,001
10	2027		10,919	10,919	30,279	266.44	8,068	-2,851	-24,852
11	2028		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	-17,314
12	2029		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	-9,776
13	2030		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	-2,238
14	2031		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	5,300
15	2032		786	786	30,279	266.44	8,068	7,281	12,582
16	2033		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	20,120
17	2034		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	27,658
18	2035		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	35,196
19	2036		529	529	30,279	266.44	8,068	7,538	42,734
20	2037		3,132	3,132	30,279	266.44	8,068	4,935	47,669
Total		97,214	22,932	120,144			167,813	47,669	

出典: 提供データにより調査団作成

(3) 買取価格の実現可能性

EEHC/EETC は買取価格を上記レベルの金額までは設定でない可能性がある。EEHC は顧客への電力料金を急激に上げる訳にはいかないためである。代わりに、エジプト政府は炭素基金を設立して差額を補てんする制度を検討している。

チームはエジプト電気活用消費保護規制庁のレギュレーターに買取価格の水準について意見を求めたところ、必要であれば上記のレベルであれば差額を炭素基金から補てんすることは可能であろうとのことであった。

そのため、上記レベルの買取価格(炭素基金からの差額保障及び他の政府による支援を含む)は将来実現可能であると考えます。

B) 再生可能エネルギーを活用することによる CER 売上

計算の方法や便益の金額は経済便益と同じである。

C) 蓄電池から電力供給することで、ハルガダ火力発電所の稼働を減らし、運用費用を削減する。

太陽光発電は太陽光のある日中に発電する。一方で前述したとおり、エジプトでは電力消費が夕方から増え、夜間にピークを迎える。

ハルガダでは夜間の電力消費ピークに合わせて、老朽したガス火力発電所を夜間のみ稼働させている。高性能蓄電池をこのプロジェクトで導入すれば、蓄電池はガス火力の代替となることが可能である。

表 8-3-19 蓄電池から供給可能な電力

能力	1	MW
蓄電能力	6	MWh
稼働日	260	Days
ロス率	25	%
蓄電池数	2	
供給可能電力	2,340	MWh

出典: 提供データにより調査団作成

ガス火力発電の費用に関するデータは発見できなかった。代替として、以下の表 8-3-20 に 5 発電会社の 04/05 から 08/09 の製造費用を表示している。

表 8-3-20 エジプトの火力発電所の製造コストの推移

期間	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09
製造費用 (1000LE) *	4,513,957	5,428,289	6,114,432	6,888,018	7,606,428
発電量 (GWh) *	74,560	81,565	88,862	95,782	101,898
MWh 単位費用 (LE)	60.54	66.55	68.81	71.91	74.65
為替レート	6.02	5.75	5.79	5.74	5.64
MWh 単位費用(USD)	10.06	11.57	11.88	12.53	13.24

* Total of Cairo, East delta, Middle delta, West delta and Upper Egypt production company.

製造費用の出典: PL of each production company

発電量の出典: EEHC Annual report from 05/06 to 08/09

為替レートの出典: oanda.com historical currency converters

年次増加率: 0.795 USD/MWh

MWh の単位発電費用はこの 5 年間は上昇し続けている。この傾向は近年のエジプトでの物価上昇率を勘案すると近い将来は継続すると考えられる。

表 8-3-21 MWh 単位費用の予測

年	単位費用 (USD)
09/10	14.04
10/11	14.83
11/12	15.63
12/13	16.42
13/14	17.22
14/15	18.01
15/16	18.81
16/17	19.60
17/18	20.40

出典:提供データにより調査団作成

プロジェクト期間に渡って、2017/18 年度の推定単価である 20.40USD を FIRR 計算に適用することとする。費用の年次増加率である 0.795 USD/MWh は当該プロジェクトで採用しているエジプト国内の物価上昇率 8.8%よりも低いためである。

6) 財務費用

プロジェクトの合計実施費用である財務費用は以下のとおりである。

A) 実施費用

財務費用は労務費(熟練及び未熟練工)、燃料、機器・器具費用、補償費、エンジニアリング費用、運営・管理費用等を含めた実施に直接関電する費用であり、技術的側面に関連する予備費も含める。

B) 管理費用及び土地取得費用

管理費用はプロジェクトを実施していく上での、実施機関の管理費用である。土地取得費用は計上していない。プロジェクトで使用する土地は実施機関の所有する土地である。

C) 付加価値税及び関税

付加価値税(売上税)はすべての商品及びサービスに掛かり、率は 10%と想定している。

省令に基づけば、新・再生可能エネルギープロジェクトのための輸入資材・設備については、関税を 0%として免除している。

D) その他の費用

偶発費用(Commitment charge)を計上している。

表 8-3-22 は上記条件により計算された財務費用を要約している。詳細な年次費用は表 8-3-14 に記載している。

表 8-3-22 プロジェクト財務費用(USD Th.)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
財務費用	3,149	3,926	36,264	44,696	4,647	4,530

7) 財務評価結果

財務分析は行程を通じて分析された財務費用と財務便益のキャッシュ・フローに基づいて分析されている。結果は、表 8-3-23、および表 8-3-24 に記載されている。

B/C や B-C のような費用と便益の関係が財務分析に利用されており、現在価値により、比較し、差額を求めている。

財務的内部収益率(FIRR)や正味現在価値(NPV)や便益費用比率(B/C)は財務的実施可能性を検証するのに重要な指標である。FIRR は以下のように計算される。

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{Cf_t}{(1+Rf)^t} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{Bf_t}{(1+Rf)^t}$$

T = 運用期間

Cft = 年度tにおける財務費用のかかるキャッシュ・フロー

Bft = 年度tにおける財務便益のキャッシュ・フロー

Rf = FIRR

表 8-3-23 財務評価結果

Case	FIRR (%)	B/C ratio	B-C (USD Th.)
Base case	4.39	1.01	1,395

プロジェクトの FIRR として計算された 4.39%は割引率(資本的資産建設)の 4.2%を上回っている。

表 8-3-24 FIRR 計算表

Financial Internal Rate of Return		FIRR = 4.39%																		
Year Order	Year	Cost		Benefit					CER Trading			Operation Costs Reduction			Total B = (i)+(ii)+(iii)	Net Cash Balance (B-C)	Accumulation			
		Investment (1,000 \$)	O&M (1,000\$)	Total (C)	Electricity Production (MWh)	Feed-in tariff (USD)	Sub-Total 1,000USD. (i)	CO2 Saving Amounts (t)	Unit Costs (USD)	Sub-Total 1000USD (ii)	Stored Energy (MWh)	Unit Cost (USD)	Sub-Total 1000USD (iii)							
	2014	3,149	0	3,149														-3,149	-3,149	
	2015	3,926	0	3,926															-3,926	-7,075
	2016	36,264	0	36,264															-36,264	-43,339
	2017	44,696	0	44,696															-44,696	-88,035
1	2018	4,647	0	4,647	35,130	266.44	9,360	17,916	4.65	83	2,340	20.40	48	9,491	4,844			4,844	-83,191	
2	2019	4,530	0	4,530	34,591	266.44	9,216	17,641	4.65	82	2,340	20.40	48	9,346	4,816			4,816	-78,375	
3	2020		529	529	34,052	266.44	9,073	17,367	4.65	81	2,340	20.40	48	9,201	8,672			8,672	-69,703	
4	2021		529	529	33,513	266.44	8,929	17,092	4.65	79	2,340	20.40	48	9,056	8,527			8,527	-61,176	
5	2022		682	682	32,974	266.44	8,786	16,817	4.65	78	2,340	20.40	48	8,912	8,229			8,229	-52,947	
6	2023		529	529	32,435	266.44	8,642	16,542	4.65	77	2,340	20.40	48	8,767	8,237			8,237	-44,710	
7	2024		529	529	31,896	266.44	8,498	16,267	4.65	76	2,340	20.40	48	8,622	8,092			8,092	-36,617	
8	2025		529	529	31,357	266.44	8,355	15,992	4.65	74	2,340	20.40	48	8,477	7,947			7,947	-28,670	
9	2026		529	529	30,818	266.44	8,211	15,717	4.65	73	2,340	20.40	48	8,332	7,803			7,803	-20,867	
10	2027		10,919	10,919	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	-2,732			-2,732	-23,599	
11	2028		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	-15,941	
12	2029		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	-8,284	
13	2030		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	-626	
14	2031		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	7,032	
15	2032		786	786	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,401			7,401	14,432	
16	2033		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	22,090	
17	2034		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	29,747	
18	2035		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	37,405	
19	2036		529	529	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	7,658			7,658	45,063	
20	2037		3,132	3,132	30,279	266.44	8,068	15,442	4.65	72	2,340	20.40	48	8,187	5,055			5,055	50,117	
Total		97,212	22,932	120,144	629,835		167,813	321,216		1,494	46,800		955	170,262				50,117		

Condition of Discount Rate: 4.2%

Net Present Value: 96,113

Benefit and Cost Ratio (B/C)

Benefit and Cost Difference (B-C)

97,508

1.01451

1,395

8) 財務感度分析

エジプト経済の状況を考えると、建設費用やその他の費用には多様な可能性が考えられる。財務便益や財務費用は予測される経済的な変動要因に影響を受けて変化する。

上記を勘案して前述した基本的ケースに追加して

費用と便益をそれぞれ、5%及び10%変化させた場合の合計8つのパターンを分析している。感度分析の結果は以下のとおりである。

表 8-3-25 FIRR 感度分析の結果

Cost	Benefit		
	Base case	-5%	-10%
Base case	4.39%	3.71%	3.01%
+5%	3.75%	3.08%	2.39%
+10%	3.14%	2.49%	1.81%

感度分析の結果から費用か便益のいずれかが5%変動する場合には、実施可能性が低くなる。しかし、物価上昇率や予備費といった費用差異の一番大きな原因はすでに財務費用に含まれており、便益では、炭素基金からの支援は固定ではなく、問題が生じた場合には増額されることも考えられる。

コスト縮減の検討結果

様式ア

プロジェクト名：エジプト国太陽光発電事業準備調査

F/S 実施期間：2010年12月～2012年12月

当初想定された総事業費：130.9億円

コスト縮減策検討後の総事業費：112.4億円

「計画段階に関する再検討」縮減コスト一覧：

施策番号	コスト縮減項目	縮減コスト (単位：億円)	別紙 番号
イ) 最適計画の策定 ①施工方法			
イ-①-1			
イ) 最適計画の策定 ②施工技術			
イ-②-1		10.1	2、3
イ) 最適計画の策定 ③契約方式			
イ-③-1		8.4	1
ロ) 附帯的施設の再検討			
ロ-1			
ハ) 事業計画の一部見直し			
ハ-1			
ニ) 適正な工期設定			
ニ-1			
合計			18.5億円
コスト縮減率			14.1%

*コスト縮減方策の順番：単価見直し→傾斜角の見直し→系統連系手法見直し

様式イ

施策番号：イー③ー1

コスト縮減項目：

案件名：エジプト国太陽光発電事業準備調査

概要：太陽光発電モジュールの調達単価の見直し

【見直し内容】

- 1) 当初計画：数社からの聞き取りによる単価を使用
- 2) 見直し後：太陽光モジュールコストは、ここ数年の下落が激しいことから、事業年度における国際調達価格の想定コストを聞き取り調査の方法を変更して行うことで把握し、また単価が比較的安価なモジュールを代表的なモジュールとして扱い、目標単価とすることで競争入札によるコスト低下を狙い全体コストの縮減を図った。

【コスト縮減額】

縮減額 約 8.4 億円（103.3 億円→94.9 億円）

【効果】

太陽光モジュールは、全体事業費の大半を占めることから、単価の見直しを行うことにより、コストダウン効果が高い。また、予備費等も減少させることとなる。

【比較図表類】

当初の単価	見直し後の単価
132 円/W	90 円/W

	PV 数量	資材代の コスト縮減額
MLTF	20,000kW	8.4 億円

様式イ

施策番号：イー②-1

コスト縮減項目：

案件名：エジプト国太陽光発電事業準備調査

概要：太陽光モジュールアレイ傾斜角の見直し

【見直し内容】

- 1) 当初計画：年間最適傾斜角（25度）で太陽光発電モジュールアレイを設置
- 2) 見直し後：架台・基礎を、アレイ傾斜角をパラメーターに角度を変えて数パターン検討し、得られる発電電力量の変化と、架台・基礎コストを比較し、発電原価が最適となる角度として、傾斜角を 20 度に変更

【コスト縮減額】

縮減額 約 0.1 億円（11.3 億円→11.2 億円）

【効果】

架台・基礎に加わる風圧荷重が低下することで、架台・基礎の構造が簡素となりコストダウンとなる。

【比較図表類】

資材名	当初のコスト	変更後のコスト	資材代の コスト縮減額
基礎	2.2 億円	2.2 億円	0 億円
架台	9.2 億円	9.1 億円	0.1 億円
合計	11.4 億円	11.3 億円	0.1 億円

様式イ

施策番号：イー②-1

コスト縮減項目：

案件名：エジプト国太陽光発電事業準備調査

概要：系統連系手法の見直し

【見直し内容】

- 1) 当初計画：近傍の変電所の 66kV 系統に専用の変圧器を介して連系
- 2) 見直し後：連系を 2 回線に分割することで敷地内の 22kV 配電系統に連系。連系にあつては配電系統も含めた系統シミュレーション計算を行い、系統に影響のないことを確認し、先方機関(配電会社)に連系の了承を得ている。

【コスト縮減額】

縮減額 約 10 億円 (11.3 億円→1.3 億円)

【効果】

変電所、送電設備が不要となることで、工事費が大幅に縮減できるほか、工期の短縮も期待できる。

【比較図表類】

資材名	当初のコスト	変更後のコスト	資材代の コスト縮減額
66kV/22kV 変電設備	4 億円	0 億円	4 億円
22kV 送電設備	7.3 億円	1.3 億円	6 億円
合計	11.3 億円	1.3 億円	10 億円