

エジプト国

太陽光発電事業準備調査

ファイナル・レポート
(和文)

平成 24 年 12 月
(2012)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

中欧

CR (10)

12-025

エジプト国
太陽光発電事業準備調査

ファイナル・レポート
(和文)

平成 24 年 12 月
(2012)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

最終報告書 目次

要約および調査団からの提言

第 1 章	序章	1-1
第 1 節	調査の背景	1-1
第 2 節	事業の概要	1-1
第 3 節	事業の達成目標	1-2
第 4 節	調査の目的と調査内容	1-2
第 5 節	業務実施の基本方針	1-5
第 6 節	調査団メンバー、及びスケジュール	1-12
第 2 章	電力セクターの現状と課題	2-1
第 1 節	エジプト国における電力セクター	2-1
第 2 節	新・再生可能エネルギー	2-22
第 3 節	他のドナーによる支援の状況と方針	2-32
第 4 節	プロジェクトの必要性、及び合理性	2-34
第 3 章	プロジェクトスコープの概要	3-1
第 1 節	基礎データ	3-1
第 1 項	ハルガダの現地状況	3-1
第 2 項	ハルガダの既設電気設備	3-5
第 3 項	気象観測データ	3-10
第 4 項	土木設計データ	3-16
第 2 節	発電電力推定のための気象観測データ	3-22
第 1 項	システムの概要	3-22
第 2 項	観測結果	3-27
第 3 項	収集データと観測データの比較	3-28
第 4 項	太陽光発電モジュール温度の月別観測データ	3-29
第 5 項	太陽光モジュールの汚損状況	3-29
第 3 節	基本設計	3-32
第 1 項	太陽光発電モジュールの選定	3-32
第 2 項	最適傾斜角と日影影響	3-39
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	3-56
第 4 項	年間発電電力量の算定	3-64
第 5 項	土木工事設計	3-72
第 6 項	電力系統連系	3-84
第 7 項	電気設備設計	3-101
第 8 項	太陽光発電モジュールの配置設計	3-109
第 9 項	電力貯蔵用蓄電池の必要性	3-119

第4節	プロジェクトスコープ	3-129
第5節	プロジェクトコストの積算	3-139
第6節	プロジェクトの実施スケジュール	3-143
第7節	調達(パッケージ分けを含む)	3-146
第8節	STEP 適用の可能性	3-148
第4章	研修	4-1
第1節	プロジェクト形成段階での研修の実施	4-1
第2節	プロジェクト実施段階における研修	4-2
第5章	事業実施体制および運用・保守体制	5-1
第1節	NREA における事業実施体制	5-1
第2節	NREA における運営維持管理体制	5-2
第6章	環境社会配慮	6-1
第1節	政策、法制度の枠組み	6-1
第2節	スコーピング	6-3
第3節	現況調査	6-5
第4節	影響予測と保全対策	6-6
第5節	公聴会	6-11
第7章	CDM(クリーンデベロップメントメカニズム)	7-1
第1節	DNA (Designated National Authority) 及び CDM プロジェクト承認手続き	7-1
第2節	温室効果ガス排出削減量の算定	7-9
第8章	プロジェクトのインパクト	8-1
第1節	運用・効果指標	8-1
第2節	質的分析	8-4
第3節	経済・財務分析	8-5

コスト縮減の検討結果

付録

付録 (Appendix) については以下の英語版報告書の付録を参照

Final Report on Preparatory Survey on the Photovoltaic Power Plant Project in A.R.E
Appendix 1/2, Appendix 2/2

略語表

組織体・団体

AFD	Agence Francaise de Developpment フランス開発庁
AfDB	Africa Development bank アフリカ開発銀行
CDM EB	CDM Executive Board クリーン開発メカニズム
CEDC	Canal Electricity Distribution Company カナル地域配電会社
DAC	Development Assistance Committee 開発援助委員会
DANIDA	Danish International Development Agency デンマーク国際開発援助活動
DNA	Designated National Authority 指定国家機関
EC	European Community ヨーロッパ(欧州)共同体
ECX	European Climate Exchange 欧州気候取引所
EDC	Electric Distribution Company 配電会社
EEA	Egyptian Electric Authority エジプト電力庁
EEAA	Egyptian Environmental Affairs Agency エジプト環境庁
EEHC	Egyptian Electricity Holding Company エジプト電力持株会社
EETC	Egyptian Electricity Transmission Company エジプト送電公社
EgyptERA	Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency エジプト電力設備・消費者保護監督庁
EIB	European Investment Bank ヨーロッパ投資銀行
ENAA	Engineering Advancement Association of Japan 日本エンジニアリング振興協会
EU	Europe Union ヨーロッパ連合
FIDIC	Federation International des Ingenieurs-Conseils 国際的な契約約款
GEF	Global Environment Facility 地球環境ファシリティ
GoE	Government of Egypt エジプト国政府
GoJ	Government of Japan 日本国政府
HMO	Hurghada Meteorological Observatory
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development 国際復興開発銀行 (IBRD、狭義の世界銀行)
IDA	International Development Association 国際開発協会 (IDA、広義の世界銀行)
IEC	International Electrotechnical Commission 国際電気標準規格
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change 国際政府間気候変動対策委員会
JBIC	Japan Bank for International Cooperation 日本国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency 日本国際協力機構
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau, meaning Reconstruction Credit Institute ドイツ復興金融公庫
KSA	Kingdom of Saudi-Arabia サウジアラビア
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry 経済産業省
MOEE	Ministry of Electricity and Energy (エジプト国) 電力省
MOIC	Ministry of International Cooperation 国際協力省
MSEA	Ministry of State for Environmental Affairs 環境担当国務省
NASA	National Aeronautics and Space Administration (アメリカ合衆国) 国立航空宇宙局

エジプト国太陽光発電事業準備調査 最終報告書

NECC	National Energy Control Center 中央給電指令所
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization 新エネルギー・産業技術総合開発機構
NGO	Non-Governmental Organization 非政府組織
NREA	New and Renewable Energy authority (エジプト国) 新再生エネルギー庁
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development 経済協力開発機構
RCC	Regional Control Center 地方給電指令所
REA	Rural Electrification Authority 地方電化庁
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change 気候変動枠組条約
USA	The United States of America アメリカ合衆国
WB	World Bank 世界銀行

その他

AAT	Accelerating Aging Test 加速経年劣化試験
AC	Alternating Current 交流
AEG	Annual Electricity Generation 年間発電電力量
B/C	Benefit and Cost 経済的便益/価値
BE	Baseline Emission ベースライン排出量
BM	Build Margin ビルド・マージン
BOO	Built-Operation-Own 建設、所有、運営
BOOT	Built-Operation-Own-Transfer 建設、所有、運営、移管
CB	Circuit Breaker 遮断器
CC	Combined Cycle 複合サイクル発電設備
CCL	Climate Change Japanese ODA Loan 気候変動円借款
CDM	Clean Development Mechanism クリーン開発メカニズム
CdTe	Cadmium telluride テルル化カドミウム
CEO	Chief Executive Officer 最高責任者
CERs	Certified Emission Reductions 排出量削減証書
CIF	Cost Insurance and Freight 運賃保険料込み条件
CI(G)S	Copper Indium (Gallium) DiSelenide 銅—インジウム—(ガリウム)—セレン化合物
CM	Combined Margin コンバインド・マージン
CO	Carbon monoxide 一酸化炭素
CO2	Carbon dioxide 二酸化炭素
CSP	Concentrate Solar Power 集光式太陽熱発電
CT	Current Transformer 計器用変流器
CTF	Clean Technology Fund クリーンテクノロジーファンド
DC	Direct Current 直流
DfR	Draft Final Report ドラフト・ファイナル・レポート
DL	Distribution Line 配電線
DOE	Department of Energy エネルギー省
DP	Distribution Point 配電線分岐設備
EB	Executive Board 理事会
EHV	Extra High Voltage (220kV and 500kV) 超高圧 (220kV and 500kV)

EIA	Environmental Impact Assessment 環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return 経済的内部収益率
E/N	Exchange of Note 交換公文
EPC	Engineering, Procurement and Construction エンジニアリング、調達、建設
ES	Earthing Switch 接地スイッチ
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment 環境社会影響評価
ETS	Emission trading System 排出量取引制度
FAC	Final Acceptance Certificate 最終検収書
FAPA	Fund for African Private-Sector Assistance アフリカ民間支援基金
F/C	Foreign Currency 外貨
FIRR	Financial Internal Rate of Return 財務的内部収益率
FIT	Feed in Tariff 固定価格買取制度
FR	Final Report ファイナル・レポート
F/S	Feasibility Study 実現可能性調査
FS	Factor of Safety 安全率
GDP	Gross Domestic Product 国内総生産
GHG	Green House Gas 温暖化効果ガス
GPRS	General Packet Radio Service 汎用パケット無線システム
GPS	Global Positioning System 無線測位システム
GT	Gas Turbine ガスタービン
GTO	Gate Turn-Off
Hp	Homepage ホームページ
HV	High Voltage (132kV, 66kV and 33kV) 高圧(132kV, 66kV and 33kV)
ICB	International Competitive Bidding 国際競争入札
ICR	Inception Report インセプション・レポート
IDC	Interest During Construction 建設中利子
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IPP	Independent Power Producer 民間会社保有
IRR	Internal Rate of Return 内部収益率
ITR	Interim Report インテリム・レポート
JIS	Japanese Industrial Standards 日本工業規格
JP Yen	Japanese Yen 日本円
L/A	Loan Agreement 貸付承認
LA	Lightning Arrester 避雷器
LBS	Load Break Switch 負荷開閉器
L/C	Local Currency 内貨
LE	Egyptian Pound エジプトポンド(通貨)
LL	Load Leveling 負荷平準(ロードレベリング)
LFO	Light Fuel Oil 軽油
LOLE	Loss of Load Expectation 負荷の損失の期待値
LV	Low Voltage (220V,380V)低圧 (220V,380V)
MDB	Main Distribution Board 中央分配盤
MLTF	Multi-Layer Thin Film 多層薄膜
MPPT	Maximum Power Point Tracking 最大電力追従制御

MV	Medium Voltage(11kV,22kV) 中圧(11kV,22kV)
M/M	Man/Month 人/月
NAS	Sodium-sulfur
NC	Normal Close 常時閉
NCV	Net Calorific Value 実発熱量
NG	Natural Gas 天然ガス
NIF	Neighborhood Investment Funds 近隣国投資基金
NO	Normal Open 常時開
NPV	Net Present Values 正味現在価値
O&M	Operation and Maintenance 運転保守
ODA	Official Development Assistance 政府開発援助
OJT	On the Job Training 業務内研修
OM	Operating Margin オペレーティング・マージン
PC	Personal Computer パソコン
PCS	Power Conditioning System 交直変換装置
PDD	Project Design Document プロジェクト設計書
PDP	Power Development Plan 電力開発計画
PIN	Project Idea Note プロジェクト情報ノート
PIU	Project Implementation Unit プロジェクト実施ユニット
PLC	Programmable Logic Controller シーケンサー
PMU	Project Management Unit プロジェクト管理ユニット
POA	Program of Activities 活動プログラム
PPA	Power Purchase Agreement 電力購入契約
ppm	parts per million 百万分の一単位
PQ	Pre-Qualification 事前資格認定
P.U.	Per Unit 単位当り
PV	Photovoltaic 太陽光発電
R&D	Research and Development 調査開発
RoHS	Restriction of Hazardous Substances 危険物質に関する制限
S/S	Substation 変電所
SAPROF	Special Assistance for Project Formation 案件形成促進調査
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition 監視制御システム
SCF	Standard Conversion Factors 標準変換係数
ST	Steam Turbine 蒸気
STEP	Special Terms for Economic Partnership 経済協力特別条件
SWGR	Switchgear 開閉装置
TDP	Transmission Development Plan 送電設備開発計画
TOAC	Taking Over and Acceptance Certificate 引渡証明書
TOR	Terms of Reference 委託仕様
Tr	Transformer 変圧器
T/L	Transmission Line 送電線
UG	Under Ground 地中
UPS	Unified Power System 統合電源システム
UPS	Uninterrupted Power Supply 無停電電源装置

USD	US Dollar 米国ドル
VAT	Value Added Tax 付加価値税
VCB	Vacuum Circuit Breaker 真空遮断器
VHV	Very High Voltage (220kV)特別高圧 (220kV)
VT	Voltage Transformer 変圧装置
XLPE	Cross-Linked Poly-Ethylene 架橋ポリエチレン絶縁ケーブル
ZCT	Zero phase Current Transformer 零相変流器

通貨換算

通貨単位=エジプトポンド (LE)

1 LE = 100 ピアストル (pt)

為替レート: US\$1.00 = LE 6.03 (2012 年 4 月 JICA レート)

会計年度: 7 月 1 日から 6 月 30 日

表リスト

		頁
表 1-6-1	JICA 調査団メンバー	1-12
表 1-6-2	調査工程	1-13
表 2-1-1	EEHC グループ会社の従業員数	2-3
表 2-1-2	NREA の従業員数	2-3
表 2-1-3	最大負荷および販売電力量	2-4
表 2-1-4	最大負荷電力の期待値	2-4
表 2-1-5	負荷率の記録	2-5
表 2-1-6-(1)	既設発電所の設備容量と、建設年月(1)	2-7
表 2-1-6-(2)	既設発電所の設備容量と、建設年月(2)	2-8
表 2-1-7	変圧器容量(MVA)	2-9
表 2-1-8	送電線互長(km)	2-10
表 2-1-9	配電網の概要	2-12
表 2-1-10	電力系統ロス	2-12
表 2-1-11	2011/12 年から 2026/27 年における長期発電計画	2-14
表 2-1-12	2012/13 年から 2026/27 年における発電設備の長期退役計画	2-15
表 2-1-13	電力需要化の電力料金制度の推移	2-17, 18
表 2-4-1	既存の太陽熱発電プラント	2-35
表 2-4-2	太陽熱(Solar Thermal)発電と太陽光(PV)発電の価格比較	2-38
表 3-1-3-1	ハルガダ気象台一般観測項目(月別データ)	3-11
表 3-1-3-2	ハルガダ気象台全天日射量データ(月別)	3-12
表 3-1-3-3	ハルガダ気象台散乱日射量データ(月別)	3-13
表 3-1-3-4	ハルガダ気象台 月別全天日射量データ(平均値)	3-15
表 3-1-3-5	月別全天日射量の比較	3-15
表 3-1-3-6	ハルガダ気象台月別気象観測データ(平均)	3-16
表 3-2-1-1	主要機器リスト	3-23
表 3-2-4-1	最高気温および太陽光発電モジュール温度の月別推移	3-29
表 3-3-1-1	太陽光発電モジュールの種類と特徴	3-34
表 3-3-1-2	太陽光発電モジュール種類別評価結果	3-38
表 3-3-2-1	年間総日射量の算出用の各月の全天日射量	3-43
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	3-44
表 3-3-2-3	費用(架台+基礎)と発電量の評価	3-46
表 3-3-2-4	各太陽光発電モジュール仕様	3-47
表 3-3-2-5	ハルガダにおける冬至の各時刻の影の長さ	3-51
表 3-3-3-1	年間総日射量の比較	3-60
表 3-3-3-2	コストと発電電力量の比較(多結晶型)	3-61
表 3-3-3-3	コストと発電電力量の比較(CIS 型)	3-61
表 3-3-3-4	コストと発電電力量の比較(薄膜積層型)	3-62
表 3-3-4-1	太陽光発電モジュールの表面温度	3-65
表 3-3-4-2	温度補正係数	3-66
表 3-3-4-3	砂塵による発電量低下率	3-67
表 3-3-4-4a	発電電力量算定に必要なその他係数	3-68
表 3-3-4-4b	経時変化補正係数 (C_PD)	3-68
表 3-3-4-5	経時劣化補正係数を除く、基本設計係数 (C')	3-69
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	3-69
表 3-3-4-7	経時劣化補正係数	3-70

エジプト国太陽光発電事業準備調査 最終報告書

表 3-3-4-8	20年間の発電量	3-71
表 3-3-5-1	太陽光モジュール基礎設計条件	3-78
表 3-3-5-2	多結晶型基礎	3-80
表 3-3-5-3	CIS型基礎	3-81
表 3-3-5-4	薄膜積層型基礎	3-82
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	3-96
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	3-96
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	3-99
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	3-99
表 3-3-7-1	電力ケーブル断面積の選定検討	3-104
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	3-110
表 3-3-9-1	電力貯蔵用蓄電池の比較	3-120
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	3-123
表 3-3-9-3	提案する蓄電池の仕様	3-126
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	3-129
表 3-4-2	20年間の薄膜積層タイプの発電電力量(MWh)	3-133
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	3-141
表 3-5-2	年次資金計画 (米ドルベース)	3-142
表 3-6-1	プロジェクトスケジュールの比較(STEPと標準のスキーム)	3-144
表 3-6-2	詳細プロジェクト実施スケジュール	3-145
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	4-2
表 4-2	提案する研修内容	4-3
表 4-3	研修プログラム	4-5
表 5-1-1	本プロジェクトにおける NREA の組織体制	5-2
表 5-2-1	砂塵による発電量低下率	5-5
表 5-2-2	太陽光発電モジュール数	5-6
表 5-2-3	清掃作業員の必要人数	5-7
表 6-1-3-1	主な EIA 手続きの実施時期	6-2
表 6-2-1	可能性のある残渣影響のスコopingマトリクス	6-4
表 6-3-1	調査項目と調査方法	6-5
表 6-3-2	大気・騒音測定地点	6-6
表 6-4-1-1	距離別建設機材からの騒音レベル	6-8
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	6-8
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)	7-4~8
表 7-2-4-1	過去 3 年間の OM 排出係数(tCO ₂ /MWh)	7-10
表 7-2-4-2	BM 排出係数算定の対象発電所群	7-11
表 7-2-4-3	BM 排出係数	7-11
表 7-2-4-4	コンバインドマージン排出係数	7-12
表 7-2-6-1	初年度における排出削減量	7-13
表 7-2-6-2	20年間の排出削減量	7-14
表 8-1-1	電力供給における運用・効果指標(JICA 標準)	8-2
表 8-1-2	電力供給における運用・効果指標	8-3
表 8-3-1	費用の配賦	8-5
表 8-3-2	プロジェクト費用	8-7
表 8-3-3	年次費用	8-8
表 8-3-4	借入金の平均利率(JICA loan and local loan)	8-9
表 8-3-5	プロジェクト期間の発電量	8-12
表 8-3-6	輸入原油価格の推移(CIF)	8-13
表 8-3-7	推定原油価格の推移	8-14

表 8-3-8	石油生節約額計算表	8-15
表 8-3-9	推定 CO2 排出減少量	8-16
表 8-3-10	CER 価格 per ton	8-18
表 8-3-11	プロジェクト期間での CER 販売による収益	8-19
表 8-3-12	送電線をバイパスすることによるロス減少	8-20
表 8-3-13	プロジェクト経済費用(USD Th.)	8-23
表 8-3-14	経済費用及び財務費用	8-24
表 8-3-15	EIRR 計算表	8-26
表 8-3-16	経済評価結果	8-27
表 8-3-17	EIRR 感度分析の結果	8-27
表 8-3-18	買取価格の計算	8-30
表 8-3-19	蓄電池から供給可能な電力	8-31
表 8-3-20	エジプトの火力発電所の製造コストの推移	8-31
表 8-3-21	MWh 単位費用の予測	8-32
表 8-3-22	プロジェクト財務費用(USD Th.)	8-33
表 8-3-23	財務評価結果	8-33
表 8-3-24	FIRR 計算表	8-34
表 8-3-25	FIRR 感度分析の結果	8-35

図リスト

	Page	
図 1-1	計測システムの概念図	1-7
図 2-1-1	エジプト国電力セクターの組織	2-1
図 2-1-2	EEHC グループ組織図	2-2
図 2-1-3	日負荷曲線(2012年6月18日時点)	2-5
図 2-1-4	送電線ネットワーク図(2012年時点)	2-11
図 2-1-5	2016/17までの年エジプトの電力系統における供給予備率の推定値	2-16
図 2-1-6	2011/2012年の電力料金の構成	2-19
図 2-1-7	産業・工業会社に対する電力料金の構成	2-20
図 2-4-1	設置別に分類された太陽光発電の総設備容量	2-35
図 2-4-2	各国における太陽光発電の総設備容量	2-36
図 2-4-3	太陽熱発電と太陽光発電の価格比較	2-37
図 3-1-1-1	対象地点の位置	3-1
図 3-1-1-2	対象地点の現状	3-2
図 3-1-2-1	ハルガダ市内の電力供給送電系統	3-5
図 3-1-2-2	既設電力施設の位置	3-6
図 3-1-2-3	配電会社所有 ハルガダ風力発電所内の既設 11kV/22kV 配電所 機器配置図	3-6
図 3-1-2-4	中央ハルガダ変電所とハルガダ風力 配電所の系統連系状況	3-7
図 3-1-2-5	ハルガダ風力発電所内の既設電力ケーブル接続状況	3-8
図 3-1-3-1	ハルガダ気象台の位置	3-14
図 3-1-3-2	月別全天日射量の比較	3-16
図 3-1-4-1	ハルガダ風力発電所周辺における雨水の流出ルートの想定図	3-21
図 3-2-1-1	気象観測システムのイメージ	3-23
図 3-2-1-2	気象観測システムの配置図	3-24
図 3-2-1-3	設置及び観測の工程	3-26
図 3-2-2-1	モジュール出力電流と全天日射量(2012年5月20日)	3-27
図 3-2-2-2	モジュール裏面温度と外気温度(2012年5月20日)	3-27
図 3-2-3-1	気象台データと観測データとの比較	3-28
図 3-2-4-1	最高気温および太陽光発電モジュール温度の月別推移	3-29
図 3-2-5-1	太陽光発電モジュールの出力電流比率(汚損モジュール/清掃したモジュール)	3-31
図 3-3-1-1	太陽光発電システム単位	3-32
図 3-3-1-2	太陽光発電モジュールの種類	3-33
図 3-3-2-1A	最適傾斜角の決定フロー	3-40
図 3-3-2-1B	最終最適傾斜角の決定フロー	3-41
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	3-42
図 3-3-2-3	各傾斜角における月日間平均日射量	3-44
図 3-3-2-4	各傾斜角における年間総日射量	3-44
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	3-49
図 3-3-2-6	短辺 2 段配置の例(薄膜積層型)	3-50
図 3-3-2-7	冬至における朝 8 時の影の長さ	3-52
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	3-53
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)	3-53
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)	3-54
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)	3-54
図 3-3-2-12	既設風力発電設備の日影の例	3-55

図 3-3-2-13	既設風力発電設備の日影影響	3-55
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	3-57
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	3-58
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	3-59
図 3-3-3-4	月別日射量の比較	3-60
図 3-3-4-1	年間発電電力量算出フロー	3-64
図 3-3-4-2	太陽光発電モジュールの温度補正係数	3-65
図 3-3-4-3	太陽光発電モジュールの表面温度	3-65
図 3-3-4-4	温度補正係数	3-66
図 3-3-4-5	汚損の影響の実測結果	3-67
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	3-70
図 3-3-4-7	20 年間の発電量	3-71
図 3-3-5-1	太陽光モジュール基礎への圧縮力	3-74
図 3-3-5-2	太陽光モジュール基礎の引張荷重	3-75
図 3-3-5-3	太陽光発電モジュール基礎の転倒	3-76
図 3-3-5-4	太陽光発電モジュールの滑動	3-77
図 3-3-5-5	基礎設計条件の概要	3-79
図 3-3-6-1	送電ネットワークと系統連系の各案	3-84
図 3-3-6-2	系統連系各案の連系位置	3-85
図 3-3-6-3	系統連系手法 第 1 案	3-86
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)	3-87
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	3-87
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	3-88
図 3-3-6-7	系統連系手法 第 2 案	3-90
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	3-90
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	3-95
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	3-98
図 3-3-7-1	中央制御システムの構成イメージ	3-103
図 3-3-7-2	インバータ建屋のレイアウト図	3-105
図 3-3-7-3	開閉器室のレイアウト図	3-105
図 3-3-7-4	太陽光発電所の接地電極(多結晶型の場合)	3-106
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	3-108
図 3-3-8-1	500kW 太陽発電アレイブロックの構成	3-111
図 3-3-8-2	2,000kW アレイグループの基本構成	3-112
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	3-113
図 3-3-8-4	CIS 型モジュール 1 アレイの基礎および架台のイメージ	3-114
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	3-115
図 3-3-8-6	多結晶型の全体レイアウト(傾斜角 20 度)	3-116
図 3-3-8-7	CIS 型の全体レイアウト(傾斜角 20 度)	3-117
図 3-3-8-8	薄膜積層型の全体レイアウト(傾斜角 20 度)	3-118
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)	3-122
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)	3-122
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)	3-122
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)	3-122
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)	3-122
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)	3-122
図 3-3-9-7	軽負荷時の蓄電池運用のシミュレーション	3-124

エジプト国太陽光発電事業準備調査 最終報告書

図 3-3-9-8	蓄電池システムを含むプロジェクトコスト	3-124
図 3-3-9-9	蓄電池のコストと電力料金の差の比較	3-125
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	3-126
図 3-3-9-11	蓄電池の接続手法	3-127
図 3-3-9-12	蓄電池室のレイアウト	3-128
図 3-4-1	太陽光発電所の配置	3-134
図 3-4-2	太陽光発電所の単線結線図	3-135
図 5-1-1	NREA 組織図	5-1
図 5-2-1	太陽光発電の運営維持管理体制	5-3
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)	5-5
図 5-2-3	高圧水による清掃状況	5-6
図 6-3-1	騒音と大気測定地点位置図	6-6
図 7-1-2-1	中央気候変動局組織図	7-2
図 7-1-3-1	CDM プロジェクトの審査・承認手続き	7-3
図 8-3-1	EU の二次市場の推移	8-17
図 8-3-2	ピーク負荷 2009/2010 から 2010/2011	8-21

要約および調査団からの提言

要約および調査団からの提言

1. 要約

1) はじめに

本調査は、エジプト・アラブ共和国(以下、「エ」国)、ハルガダ太陽光発電所(発電規模 20MW)の建設に先立ち、日本の ODA(政府開発援助)による円借款事業の形成を念頭に、2010 年 12 月から、2012 年 12 月にかけて実施されたものである。本調査では、円借款事業形成に不可欠な技術的な検討、プロジェクトスコープ、コスト、工程などの検討に加え、プロジェクトサイトにおける日射量他の観測を含め、「エ」国の電力セクターの状況、再生可能エネルギーの開発方針の確認なども実施した。

本調査は、NREA(新再生エネルギー庁)、EEHC(エジプト電力持株会社)、EETC(エジプト送電会社)、CEDC (カナル配電会社)、EgyptERA(エジプト電力規制委員会)、EEAA(エジプト環境庁)等の「エ」国政府機関の協力、および、エジプトのコンサルタント会社(エジプトロル社、エンパイロニクス社)の支援により、「エ」国側、日本国側双方が合意可能な内容として、とりまとめることができた。

調査団としては、本調査報告書が、有用かつ日本の円借款供与の一助になることを祈念している。

各調査項目の調査結果概要は、以下の通りである。

2) 「エ」国電力セクターの概要

- 「エ」国の電力セクターは、発電、送電および配電部門に分割されている。NREA は新再生エネルギーの推進と開発のために、MoEE(電力エネルギー省)の下に設立された。
- 「エ」国電力セクターの需要ピークは、年々増加し、2011/12 年には、25,700MW に達している。年平均の伸び率は至近 10 年では約 7%であった。電力需要の伸びに合わせて発電設備の開発も行われ、2011/12 年には 27,000MW に達している。また送電線、配電線ネットワークの増強もこれに合わせて行われている。
- 発電設備のうち、約 80%は火力発電であり、発電のために多量の燃料消費が必要である。「エ」国エネルギー最高評議会は、2020 年までに再生可能エネルギーによる発電を 20%とする決議を採択した。この内 12%が風力発電、5%が水力発電とされている。残りの部分を太陽熱、および太陽光発電によりまかなわれると想定されている。

- NREA はコライマツ地域に、太陽熱・ガス統合発電設備(CSP: 集光型太陽熱)を開発した。設備容量は 140MW である。このコライマツの CSP 型発電所に引き続き、NREA は複数の CSP 発電所および太陽光発電所の開発を計画中である。
- 今回のハルガダにおける 20MW 太陽光発電プロジェクトは、エジプトで最初となる大規模の太陽光発電プロジェクトとして計画されており、「エ」国政府と NREA はこのプロジェクトを実施、実現するに当たって、高度な技術と、財政的な支援を期待している。

3) プロジェクトの概要

- 本プロジェクトサイトは、ハルガダ市の北側のハルガダーラスガリフ道路沿いの、既設ハルガダ風力発電所内に位置する。このため、本プロジェクトにおいては、土地取得の問題が生じない。既設ハルガダ風力発電所内には、複数の風力発電設備と、気象観測装置が設置されているが、20MW またはそれ以上の容量の太陽光発電設備を設置するには、十分な余剰スペースがある。既設風力発電所は一部を除き、現在運転中であり、サイト内にある DP(配電所)と呼ばれる電気設備は、本プロジェクトでも、利用可能であることを確認した。
- 「エ」国気象庁から入手したデータによると、ハルガダの平均年間日射量は、およそ $6.20\text{kWh}/\text{m}^2/\text{day}$ であり、日本の太陽光発電所の平均的な日射量である $3.84\text{kWh}/\text{m}^2/\text{day}$ に比較して、非常に高い。本プロジェクトサイトにおける日射量データを取得するために、「エ」国気象庁から取得したデータと、その他の利用可能なデータ(NASA、エジプトソーラーアトラス)等との比較を行った。現場での日射量等の気象データおよび太陽光モジュールに与える汚損の影響を確認するために、JICA により観測装置が設置され、調査団によって1年間の観測が実施された。1年間の観測後、観測装置は、JICA から NREA に譲渡された。この観測データから以下のようなユニークな結果が得られた。
 - ✓ 現地は常に比較的強い風が吹いているため、風による影響で、気温と太陽光モジュールの温度差は、想定していたより小さかった。
 - ✓ 1年間にわたって、2枚のパネルの測定および比較を行った。ひとつは清掃を行わず放置し、もう1枚は定期的に清掃を行った。これよりパネルの汚損の影響は、図 EX-2 と、表 EX-1 に示すとおり、1ヶ月間の観測で約 7% 発電出力が減少することがわかった。このため調査団は、太陽光モジュールの清掃インターバルを最低 1ヶ月とすることを推奨した。さらに観測結果から、春は、砂嵐により、出力の低下が大きくなることが判明したため、砂嵐の後には定期的な清掃以外に、追加で清掃作業を行うことを推奨した。

- ✓ 日射量については、気象庁のデータと、観測データはほぼ一致していたことが確認できた。

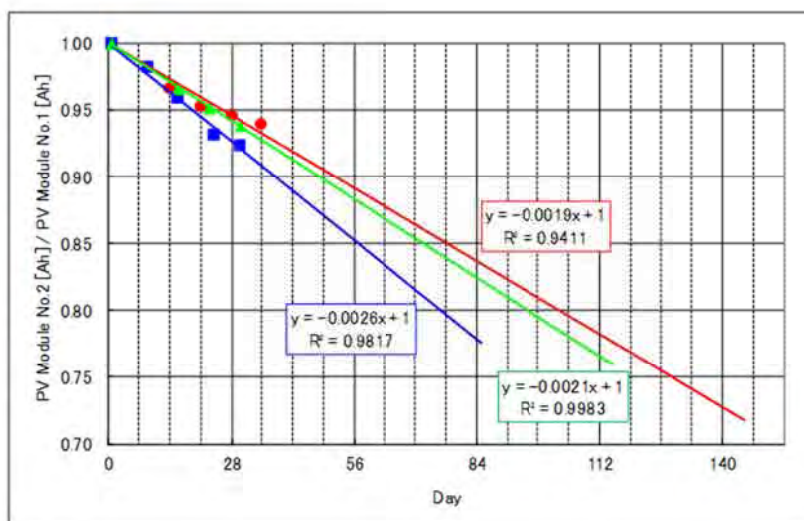


図 EX-1 汚損の影響

赤線: 2011年10月から2012年2月
 青線: 2012年3月から2012年5月
 緑線: 2012年6月から2012年9月

表 EX-1 汚損の影響

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%

- 太陽光モジュールとしては、結晶型、薄膜型、化合物型などのいくつかのタイプが一般的であるが、コスト、変換効率、温度特性、寿命(劣化特性)、環境側面などの観点から、以下の3種類のモジュールを選定し、比較検討を行った。
 - ✓ 多結晶型
 - ✓ 薄膜積層型
 - ✓ CIS (Copper-Indium-Selenium)型
- 太陽追尾式と固定式の比較を行った結果、コストの観点から固定式が選定された。
- 年間発電電力量の試算にあたっては、以下の点について検討を行った。
 - ✓ 太陽光発電モジュールの温度とその補正係数(表 EX-2 参照)
 - ✓ 太陽光発電モジュール表面の汚損の影響 (表 EX-1 参照)
 - ✓ 劣化係数 (表 EX-3 参照)
 - ✓ インバーター装置の変換効率、アレイマッチング補正係数などのその他の要素

表 EX-2 太陽光発電モジュールの温度とその補正係数

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

表 EX-3 劣化係数

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

- 計測された日射量等の観測データに上記の検討内容を考慮し、それぞれの種類の太陽光モジュールの、1年目から20年目までの年間発電電力量を試算した結果を、表 EX-4 および表 EX-5 に示す。

表 EX-4 1年目の各太陽光モジュールの想定発電電力量

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

表 EX-5 20年間の各太陽光モジュールの想定発電電力量

year	Poly Crystalline [MWh/year]	CIS [MWh/year]	Multi Layer (Tandem) [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

- 本プロジェクトサイト周辺の既設送電線と配電線ネットワークの状況や潮流等を踏まえ、調査団として、想定される系統連系案を示し、検討を行った。その結果、既設風力発電所内にある配電所(DP)に連系する案が、以下のような理由で、最適として選定された。
 - ✓ 何れの案においても、電圧変動や、連系可能容量の要求値を満たしている。
 - ✓ コストの観点から、選定した案が最も安価である。
- プロジェクトサイト周辺の電力需要動向、既設送配電ネットワークおよび太陽光発電所の発電特性などを踏まえ、以下のような理由で、電力貯蔵用蓄電池を採用することを推奨した。
 - ✓ 日中にしか発電できない太陽光発電の電力を、夕方のピーク時間帯または電力が必要とされる時間帯に供給することが可能になる。
 - ✓ 太陽光発電の出力の増加減少の変動による電圧変動の発生を緩和できる。
 - ✓ 無効電力の不足を補償できる。
 - ✓ 太陽光発電および負荷の急峻な変動を緩和することができる。
 - ✓ 配電所から、ハルガダの送電会社の変電所に対する逆潮流を防止することができる。

必要な容量(2MW, 12MWh)および、市場性を考慮し、以下の 2 種類のタイプを推奨した。

- ✓ ナトリウム硫黄電池 (NAS 電池)
- ✓ LL 用鉛蓄電池 (LL 電池)

4) プロジェクトスコープ

- 使用する太陽光モジュールの種類について
選定された 3 種類の太陽光モジュールについて、各モジュールの発電電力量、所要面積、プロジェクトコストなどを、表 EX-6 のように整理した。比較検討の結果は、以下の通りである。
 - ✓ 3 種類の何れの太陽光モジュールでも、本プロジェクトサイトの利用可能エリアに十分配置可能である(およそ 500,000m² 程度以上の土地が利用可能である)。
 - ✓ プロジェクトコストについては、収集情報等に基づく調査団の想定値をベースとし、以下のように整理された。
 - ✚ 薄膜積層はプロジェクトコストが最も安価である。
 - ✚ CIS は発電コストが最も安価である。
 - ✓ コストの観点からは、薄膜積層または CIS が推奨される。

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はないことを付言する。

表 EX-6 3種類の太陽光モジュールの基本設計結果の概要

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

■ プロジェクトスコープの概要

本プロジェクトの調達は、以下のような設備の供給、サービスなどを含む、1契約 Lotとすることを推奨した。

✓ 以下の主要機器の調達と設置工事

- ✚ 20MW 太陽光発電モジュールおよび付属品
- ✚ インバーター装置(500kW*40 ユニット)、昇圧用変圧器(400V/22kV, 2MVA, 10 台)、開閉設備などの電気機器
- ✚ 既設配電所用電気機器
- ✚ 電力貯蔵用蓄電池(2MW,12MWh)
- ✚ モニタリングシステム
- ✚ 3D または 2D の最新型スクリーンなどを含む、展示装置

✓ 保証期間中に実施するサービス

- ✚ 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

- ✓ 運転保守期間中に実施するサービス
 - ✚ 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
 - ✚ 運転保守手法の NREA スタッフへの技術移転
 - ✚ 運転保守およびその他の側面の NREA スタッフへの研修
- ✓ コンサルティングサービス
- プロジェクトコストは、事業費、コンサルティングサービス、オーナー管理費、その他の予備費(5%)、物価上昇分を含めた全体で、約112百万米ドルと想定された。この内、約68百万米ドルが円借款供与額と想定されている(これは、NREAとJICAの協議で決定されるが、STEPスキームが適用され、NREAに異論がなければ、オーナー管理費を除く、最大約99百万米ドルについて円借款が供与される可能性がある)。
- 上述のコスト踏まえると、内部収益率を適正な値とするための、本太陽光発電所から配電会社(顧客)への売電価格の必要値として、約27米セント/kWhが想定された。この値は、現在、「E」国において検討・計画中の他の太陽光発電所に比べ、相当高いと指摘された。しかし、本プロジェクトが、エジプト初の大規模太陽光発電プロジェクトであり、NREAへの研修、展示施設など、本来の太陽光発電事業には直接的には不要な費用が含まれており、また、電力貯蔵用蓄電池についても、他案件では想定していないため、これらのコストをオプション的な扱いとして除外すると、必要とされる売電単価は、18米セント/kWhとなり、これは、十分受け入れ可能な、妥当な水準であると評価された。
- プロジェクトのスケジュールは、STEPスキームを活用する場合には、コンサルタントの選定から保証期間の終了まで、67ヶ月と試算される。内訳は以下の通りである。
 - ✓ コンサルタントの選定: JICA 4ヶ月、NREA 12ヶ月
 - ✓ 請負業者選定および設計: 23ヶ月
 - ✓ 製作、現地据付、試験、試運転: 19ヶ月
 - ✓ 保証期間: 24ヶ月
- 調達には JICA ルールとガイドラインに従って、国際競争入札で実施される前提である。契約 Lot 数は、上述の通り、1 契約 Lot を想定している。
- NREA は、本プロジェクトの円滑な遂行を念頭に、プロジェクト実施管理組織 (PIU) を設置する計画である。

5) 環境

- ESIA レポート(環境社会影響評価書)のドラフト版は、EEAA の「環境影響評価の原則と手順の

ガイドライン 第 2 版」に沿って、準備された。

- このプロジェクトの ESIA プロセスとして、公聴会が 2012 年 2 月と 2012 年 10 月の 2 回、ハルガダで実施された。
- 上記のプロセスを通して、本質的には、このプロジェクトにより環境社会に大きな影響を与える要素はないことが確認された。しかし、以下の課題については、今後、調達段階などを通して考慮しておく必要がある。
 - ✓ 太陽光モジュール使用後の、リサイクル又は廃棄方法
 - ✓ 蓄電池使用後の、「エ」国内での処理方法、または原産国への返却方法

6) その他の課題

- 本プロジェクトは、「エ」国における、初めての大規模太陽光発電プロジェクトであるため、NREA への太陽光発電所の設計、建設工事の管理手法、運転保守などの研修は、不可欠である。この研修費用は、この調査の中で考慮している。
- NREA は、CDM(クリーン開発メカニズム)スキームがまだ利用可能であれば、本プロジェクトを以前から手がけている風力発電プロジェクト同様に、CDM 案件とすることを希望している。「ACM0002; 再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論」の手法による排出係数に基づく、本プロジェクトの CER(認証排出削減量)は、20 年間の合計で約 321 千トンと見積もられている。
- 経済および財務 IRR(内部収益率)は、以下の通りとなった。これは、エジプト電力規制委員会との協議を通して、売電電力単価を 27 米セント/kWh とする前提で算出された値である。
 - ✓ EIRR (経済的内部収益率): 6.55%
 - ✓ FIRR (財務的内部収益率): 4.39%

2. 提言

本プロジェクトに対する、調査団からのコメントおよび提言は以下の通りである。

1) プロジェクト全般について

- 本プロジェクトを、「エ」国の再生可能エネルギー開発政策に合致させ、また「エ」国初の大規模太陽光発電所とするために、出来る限り早期の実現が望ましい。案件促進の観点で、以下の事項への適切な対応が必要と考える。
 - ✓ 「エ」国政府から、日本国政府への正式な要請状の送付
 - ✓ OECD-DAC(経済協力開発機構—開発援助委員会)に対する、本プロジェクト STEP 化への申請および同意取得
 - ✓ 本プロジェクトでは、JICA が無償で供与するコンサルタントと、NREA が選定するコンサルタントの 2 種類のコンサルタントが関与することが想定されているが、プロジェクトの円滑な実施のために、特に NREA 側が行うコンサルタント選定について、案件の進捗を踏まえ、適切な時期に適切な対応を行う必要がある。
- 本プロジェクトを通し、「エ」国政府の再生可能エネルギー開発政策を支援し、GHG(温暖化ガス)排出量削減に貢献することにより、日本-エジプト両国間の関係強化および友好関係の促進が期待されている。
- 本プロジェクトの早期実現および遅滞ない推進のために、以下のような事項に関して、NREA と JICA で協議し、合意を得ておくことが必要である。
 - ✓ JICA に選定された、最初のコンサルタントと、NREA が選定する 2 番目のコンサルタントの業務範囲および責任の明確化
 - ✓ 最初と 2 番目のコンサルタントが異なる場合の、遅滞ない業務の推進方策の検討
 - ✓ JICA, NREA, CEDC, (EETC)、コンサルタント、請負業者、JICA 調査団および、その他の関係者の、役割や、機能を明確化した、プロジェクト管理計画の策定
- PIU(プロジェクト実施組織)または、PMU(プロジェクト管理組織)の組織を設置し、本プロジェクトを推進することを推奨する。そのメンバーは可能な限り固定し、プロジェクトの初期段階であるコンサルタントの選定から、PQ(事前審査)、入札実施、プロジェクトの完工まで、一貫した方針で実施されることが望ましい。

2) 技術関連

- 本調査では、太陽光モジュールとして、一つの仮定として薄膜積層を基本に検討を行ったが、太陽光モジュールの実際の選定については、以下の項目を考慮し、最新の情報や状況を踏まえ、入札時に選定を行うことを推奨する。

- ✓ 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(kWh))で評価する。
- ✓ 太陽光モジュールの経年劣化を考慮した、総発電電力量を検討する。また太陽光モジュールの劣化状況は、現場において実際に複数年運用開始した時点、例えば保証期間の最後(または、保守契約を本プロジェクト内で実施する場合は、保守契約終了時)で確認する。
- ✓ 同様な設備・環境条件(設備規模:20MW 以上、地域:中東、アフリカ、東南アジアなど)における実績の確認、可能であれば実績証明書に基づく確認の実施。
- ✓ 提案された太陽光モジュールの年間発電電力量の現場での照査。
- ✓ 提案された太陽光モジュールの経年劣化特性の照査。可能であれば証明書の確認を含む。
- ✓ 太陽光モジュールの国際認定機関における、認証取得の確認。
- ✓ 入札者から提案される、太陽光モジュールの保障についての照査。
- ✓ 入札者の運転保守の研修に関する提案内容の照査。

3) 環境関連

- 使用後の太陽光モジュールと、蓄電池のリサイクルシステム、または廃棄方法について、今後の検討を踏まえ、明確な要求事項を入札書類に明記することが望ましい。

以上

第 1 章 序章

第1章 序章

第1節 調査の背景

本調査は以下のようなエジプト・アラブ共和国(以下「エ」国)の事情を背景に、実施されたものである。

- (1) 「エ」国における過去 15 年間の電力需要の伸び率が平均年率約 7%であること。
- (2) 発電設備は需要の伸びに応じて計画されるものであり、「エ」国における第 6 次五ヶ年計画(2007/08 年～2011/12 年が対象期間)では、発電設備が毎年 9.1%増加されることになっていること。
- (3) 上記を踏まえ、「エ」国政府は、2006 年にエネルギー最高評議会を設立し、2012 年までに全発電設備容量の 12%を、2020 年までに同 20%を新・再生可能エネルギーでカバーする計画を立案したこと。
- (4) 「エ」国は、太陽光の平均照射強度が高いという地理的条件を踏まえ、「エ」国政府は、太陽エネルギーを有効な新・再生可能エネルギーと位置づけ、日本政府に対し、本調査の実施を要請したこと。

第2節 事業の概要

(1) 目的

太陽光照射強度、社会インフラ及び環境社会配慮事項の調査を踏まえた、太陽光発電所建設事業のための F/S の実施。さらに、経済・財務情報を収集・分析した上での、円借款事業としての案件形成。

(2) 事業スコープ

事業スコープは以下の 4 項目から構成される予定。

- 1) 以下を含む、太陽光発電所に関わる設計、調達、建設業務:
 - ✓ 太陽光モジュール及び関連資機材
 - ✓ 遠隔監視制御システム
 - ✓ 電気設備及び工事
 - ✓ 仮設道路を含む土木工事
- 2) 以下を含む既設ハルガダ配電所の改造に関わる調達・設置業務:
 - ✓ 本事業で建設される太陽光発電所を連系するための増設バイ
- 3) 環境社会配慮(緩和策及び観測を含む)
- 4) 上記に関連するコンサルティングサービス

第3節 事業の達成目標

紅海沿いのハルガダに太陽光発電所を建設することにより、以下のような事業目標が達成可能である。

- ✓ 電力供給量の増加と温室効果ガス排出量の削減
- ✓ 石油エネルギーの消費抑制に基づく、経済社会発展への貢献

第4節 調査の目的と調査内容

(1) 調査目的

環境社会配慮を行いつつ、効果的・効率的な太陽光発電所事業の形成

(2) 調査内容

調査内容は以下の通り。

TOR 1: 「エ」国における電力セクターの現状と開発計画背景の確認、また太陽光発電開発の妥当性検討

1. 電力セクター、および再生可能エネルギーの現状に関するレビュー
 - 電力需給状況、需要想定、電力料金等を含む基礎的な経済、社会指標、セクター情報等を確認する。情報の収集に当たっては、機構が「エ」国で近年実施している電力・エネルギー分野の報告書も参照の上、効率的な作業を進めることとする。
 - 電力開発計画に関するレビューを実施する。
2. 再生可能エネルギー開発の現状及び計画に関するレビュー
3. 太陽エネルギー（熱・光）発電開発の現状と計画に関するレビュー、及び「エ」国における太陽光発電開発の妥当性確認
4. 再生可能エネルギー開発の系統連系に関する規定の確認
5. 当該セクターにおける他ドナーによる支援状況及び支援方針の確認（特に再生可能エネルギー分野）
6. 当該セクターへの民間投資誘致に関する「エ」国政府の方針の確認（含む再生可能エネルギー分野）

TOR 2: 候補サイトにおける日射量の観測

1. 観測装置の設置
 - 候補サイトにおける日射量観測を行うため、ピラノメーター、データロガーシステム等の機器が候補サイトに設置される（JICAにより実施される）。
2. データ収集
 - データ収集、及びメンテナンスは定期的に行われる。

TOR 3: 候補サイトにおける基礎情報の確認

1. データ取得、及びその確認

- 気象観測所における、日射量データ
- 地質条件、地理条件、耐震条件
- 気象条件(含:風況、雨量、雷等)
- 土地利用状況及び利用計画(軍用地、ガス石油パイプライン、水道等による利用制限の有無)
- 周辺社会インフラの開発計画
- 既存電力関連設備の状況及び今後の開発計画

TOR 4: プロジェクトスコープの提案

1. 下記の点を考慮してプロジェクトスコープの提案;

- 太陽光発電設備の規模、及び容量
 - 太陽光パネルの設置角度
 - 最適な太陽光システムの配置・接続
 - 固定方式とトラッカー方式の技術面・経済性の比較
 - 「エ」国の状況に適したインバータの規格レビュー
 - 電力制御システムのパワーコントロールシステム
 - パネルーインバータ間、インバーター変電設備間の接続方法
 - 関連する送変電設備
 - 監視制御システム及び接地システム
2. 電圧変動や周波数変動など系統へ与える影響評価及び緩和策の提案
3. 日照量変動、電力品質改善、負荷のピークカットに対応するための高性能蓄電池導入可能性の検討(高性能蓄電池導入に関して考慮すべき点は下記のとおり。)
- 「エ」国の状況に適した最適な蓄電池選定のための技術レビュー
 - 本事業に適用されうる適正な蓄電池容量
 - 蓄電池を導入したケースと導入しないケースの費用便益分析
 - 高性能蓄電池を活用した太陽光発電所維持に必要な保守・運用に向けたメンテナンススキームと人員体制
4. 太陽光発電設備で得られる電力の EEHC(Egyptian Electric Holding Company)への売電単価(この価格が風力発電プロジェクトと同一であるか否か)に関する素案を策定中の新エネルギー法と共に確認
5. プロジェクトコストと円借款額の算定
6. 年度別の資金計画案の提案
7. プロジェクト実施スケジュールの提案(含む建設計画)
8. 調達パッケージの提案

9. STEP(Special Terms for Economic Partnership) 活用の可能性検討

TOR 5: トレーニング

事業の効果発現に寄与する技術協力プログラム(研修、専門家派遣、人材交流)の提案

TOR6: 事業実施及び運転保守に必要な体制の検討と提案

1. 事業実施体制

- 事業実施体制の提案(組織、役割、責任)、(必要に応じて)PIU(Project Implementation Unit)の提案
- NREA(New and Renewable Energy Authority)の技術的能力のレビュー
- NREA の財務的能力のレビュー

2. 運用保守体制

- 現行の運用保守体制の問題点等のレビュー
- 上記への対策案の提案
- 運転保守体制の提案

TOR7: スムーズな事業実施を支援するための「コンサルティングサービス」の提案

1. コンサルティングサービスの TOR
2. 専門家の必要性及び人／月
3. スケジュール

TOR8: EIA レポートの作成及び関連手続支援

1. 「E」国国内規定及び JICA ガイドラインに準拠した環境影響評価を実施し緩和・モニタリング計画を以下のように提案する。
 - 当該事業に関する環境社会配慮面の国内手続を確認する。
 - EIA 報告書の作成を支援するとともに、環境社会配慮に関する公開住民協議の開催を支援する。
 - 事業候補地近隣の保護区域の状況を確認する。
 - モニタリング体制準備を支援する。
2. 社会配慮事項を確認する。
 - 用地収容及び非自発的住民移転の規模を確認する。
 - 用地収容及び非自発的住民移転が発生する場合には、必要に応じて「住民移転行動計画」を提案する。
3. EIA 調査に基づき JICA 環境チェックリストをレビューする。

TOR9: クリーン開発メカニズム(CDM)利用可能性の検討

1. 温室効果ガス排出量削減値の算定を含む PIN(Project Idea Note)作成支援
2. 現在の「エ」国 DNA(Designated National Authority)、及び CDM に関する「エ」国の実施体制のレビュー

TOR10: 運用効果指標の提案

1. 運用効果指標の提案及び基準値・目標値の設定
2. 定性効果の提案
3. 経済的／財務的収益率(EIRR:Economic Internal Rate of Return／FIRR:Financial Internal Rate of Return)の計算

第5節 業務実施の基本方針

ハルガダにおける太陽光発電事業準備調査団(調査団)は、次のような基本方針を基に調査を遂行する。

第1条項 TOR 1 に対する実施方針

1) TOR 1-1, 1-2: 現状／開発計画

A) 電力セクター、及び再生可能エネルギーに関する現状と問題点

問題点の特定のための当該各所における面談・ヒアリングとデータ収集から次の項目における確認を行う。

- 過去、及び将来計画における電力需給バランス
- 電力料金、電力セクター基礎情報
- 電力開発計画

B) 再生可能エネルギーの現状／開発計画

問題点の特定のための当該各所における面談・ヒアリングとデータ収集から次の項目における確認を行う。

- 太陽光／熱発電を含む再生可能エネルギーの現状
- 再生可能エネルギー開発計画
- 上記に対する資金調達計画

2) TOR 1-3, 1-4: 太陽光／熱発電の現状、及び系統連系指針

当該各所における面談・ヒアリングとデータ収集から次の項目における確認・レビューを行う。

- 太陽(光／熱)発電における現状
- 太陽(光／熱)発電の将来計画
- 系統連系のための規約・規定

3) TOR 1-5: 当該セクターにおける他ドナーによる支援状況及び支援方針

当該各所における面談・ヒアリングとデータ収集から次の項目における確認を行う。

- 世銀(World Bank)、KfW(Kreditanstalt für Wiederaufbau)、その他の支援方針
- 上記ドナーにおけるプロジェクト支援状況
- 上記ドナーにおける将来プロジェクト支援計画

第2条項 TOR 2 に対する実施方針

1) TOR 2-1: 計測システムの設置

計測システム・装置設置の準備と設置

- JICA によるシステム設置会社選定の支援
- NREA へ以下の実施依頼:
 - ✓ サイトにおいて計測システムの受け入れ試験への立会い
 - ✓ 計測のためのデータロガー、ラップトップ・コンピュータ、その他関連機器を収納する小建屋の準備
 - ✓ 計測システムのための電力供給設備の準備
 - ✓ 設置、及びデータ収集のためのサイトへの立ち入り許可の提供

第3条項 TOR 3 に対する実施方針

1) TOR 3-1: データ収集

- データ収集と保守はローカルコンサルタントにより、最低でも週に一回、実施する。
- 太陽光パネルの汚損状況の比較を行うため、一つのパネルは週に一度清掃し、もう一つはそのまま放置する。
- 計測システムは、適用可能であれば GPRS (General Packet Radio Service) により監視する。
- 計測システムは、本調査完了後に、NREA に引き渡される。
- 計測システムの運用に関するトレーニングは、本調査終了時に行われる。

計測システムの概念図を、図 1-1 に示す。

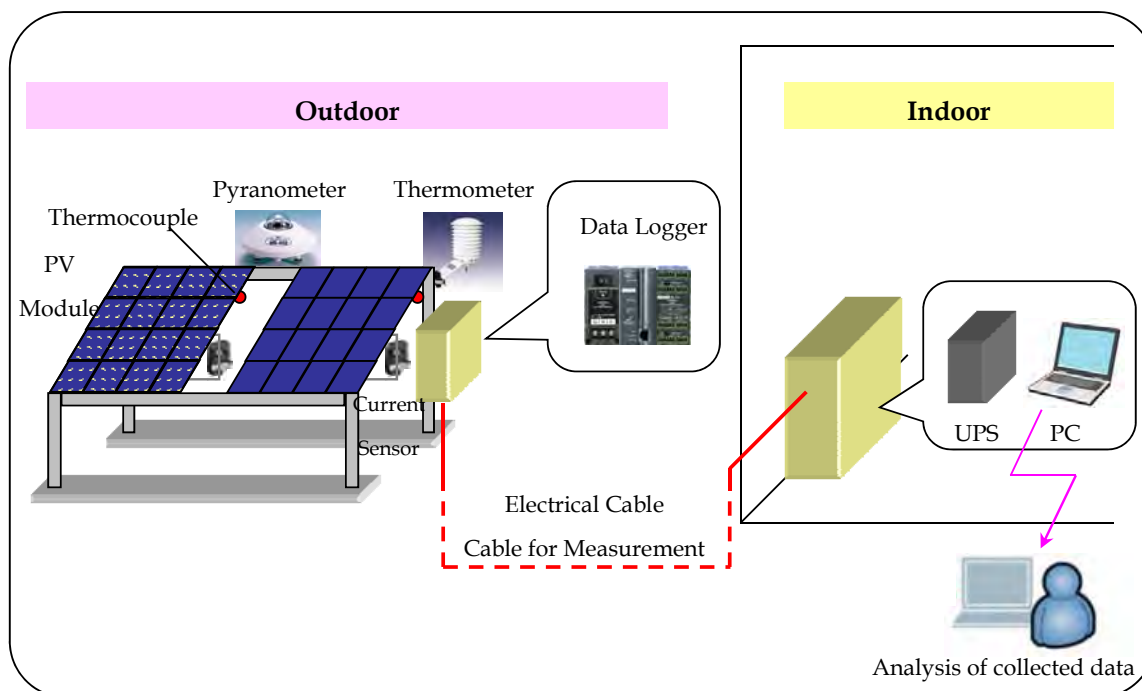


図 1-1 計測システムの概念図

第4条項 TOR 4 に対する実施方針

1) TOR 4-1: プロジェクトスコープ

当該各所における面談・ヒアリング、データ収集、及び現地調査から次の項目における確認を行う。

- 最適な太陽光発電設備の規模、及び容量
- 現存設備の状況を踏まえた最適な配置、及び連系方法
- 「エ」国の状況に最適なパワーコントロールシステム
- 現存送変電設備
- 適正なパネルーインバータ間、インバーター変電設備間の接続方法、及びその際の電圧
- 既存風力発電設備を考慮した最適な監視制御システム及び接地システム
- 「エ」国の規制に基づいたプロジェクト実施上の適正な接地システム

2) TOR 4-2: 系統に及ぼす影響

太陽光発電所が、電圧、及び周波数変動の点から系統へ与える影響の確認を、次のとおり行う。

- 系統定数のデータ取得、EEHC/EETC からの既存データ、及び将来計画
- 系統解析ソフトウェア ETAP による系統の潮流計算
- 系統状態のチェック; 電力潮流、電圧状態、周波数変動

3) TOR 4-3: 高性能蓄電池システム

電力の質の向上、及び太陽光変動に対応するための高性能蓄電池システムの必要性の確認を、次のとおり行う。

- ETAP により高性能蓄電池システム導入時の系統状態の潮流計算を実施
- 高性能蓄電池を備えた太陽光発電所のハイブリッドシステムと、旧来型(火力)発電所の比較を実施

4) TOR 4-4: 電力売電計画

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 炭素基金の概要、または新電力法の基での再生可能エネルギーに寄与するその他の便益の確認
- 本太陽光発電所で得られる電力の売電料金の NREA の考え方
- 上記料金が支出を包括できない場合の補填計画(資金調達計画)の策定の確認
- EETC との風力発電所に関する最新の電力販売契約(PPA: Power Purchase Agreement) 料金、及びその将来割増計画の確認
- その他の太陽光発電所における発電コスト(kWh)の調査

5) TOR 4-5: コスト

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 同様のプロジェクトのコスト調査
- 必要に応じてコスト内訳の解明
- 市場の動向を踏まえたプロジェクトコストの積算(外貨、内貨ポーション別)
- 年度別実施費用

6) TOR 4-6: 資金計画

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。(プロジェクトをフェーズ分け、及び/または協調融資)

- プロジェクトに利用可能/適用可能な基金
- 一度にプロジェクトに対して割当可能な金額
- NREA のプロジェクト予算(外国とローカルポーション)
- 許容可能なフェーズ分け
- ローカルの資金計画の確認(NREA がどのようにプロジェクト予算を割り当てるか)
- IRR を考慮した、この太陽光発電プロジェクトにおける適正な EETC への売電価格の提案

7) TOR 4-7, 4-8: スケジュールとパッケージ

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 現在の状況下での同様のプロジェクトにおける当該設備の製作期間、及び設置期間の確認
- JICA の要求事項と標準手続きを考慮したプロジェクトスケジュールの提案
- その他の太陽光／熱プロジェクトのパッケージングの確認
- 複数のパッケージング案の長所／短所の協議

8) TOR 4-9: STEP(Special Terms for Economic Partnership)の適用

- STEP の概要に関する説明
- 本件に関係する日本製品と外国製品の比較
- 日本製品の紹介の提案
- 日本メーカーの本プロジェクトへの関心の度合いの調査
- STEP の是非:
 - ✓ コンサルティングサービスの供与
 - JICA は日本のコンサルタントによるコンサルティングを供与可能(基本設計、詳細設計、そして入札図書準備)
 - コンサルタントの業務範囲は協議の上決定
 - ✓ 早期のプロジェクト実施
 - F/S、プロジェクト形成、そしてプロジェクト実施、各段階の隙間の無い継続実施
 - ✓ 有利な融資条件
 - 非常に低金利、かつ長期での返済期間

第5条項 TOR 5 に対する実施方針(トレーニング)

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 将来の太陽光発電所の運営を考慮した必要とされるトレーニング
- 現在行われているトレーニング
- 日本側の支援供与の可能な枠組み

第6条項 TOR 6 に対する実施方針

1) TOR 6-1: 実施機関

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 現在の NREA、及び EETC での組織構造
- プロジェクトのために設置されるべき PIU、または PMU (Project Management Unit) の状況
- 太陽光発電所設置に関する組織の問題点
- NREA、及び EETC の技術的、また財務的能力
(本プロジェクトの発電所の連系先電圧階級によっては、EDC (Electricity Distribution Company) が、その対象となる。)

2) TOR 6-2: 運用保守組織

状況を把握し提案を行うために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 調達可能であれば、当該会社との既存の運用保守契約の確認
- 定期保守に関する内容の確認
- 既存の風力発電所での運用組織の確認
- 同様のプロジェクトに関する運用保守費用の確認
- 解決されるべき問題点の把握
- 問題点に対する対策の提案
- 最適な運用保守措置機構の提案

第7条項 TOR 7 に対する実施方針

コンサルタントの TOR、及び人／月の提案を行う。

- コンサルタントの業務範囲
- 必要とされるエンジニア、及び専門家
- 人／月の割り振り
- 予算の見積もり

第8条項 TOR 8 に対する実施方針

1) TOR 8-1: 環境影響に関するレビュー

状況を把握し適切なアクションを起こすために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- TOR/EIA の準備
 - ✓ 既存のプロジェクトの環境関連レポートのレビューを行い(特に関係するところの EIA、及び、鳥類学に関するレポート)、未検証情報を特定
 - ✓ EIA のスコーピングを実施し、EIA の実施方法論を特定

- 「エ」国における EIA の手続きの確認
 - ✓ プロジェクト、及び「エ」国における一般的な事例の EIA の手続きの確認
- EIA 調査実施の支援
 - ✓ 現状、及びプロジェクトによる影響の確認を請け負い、適正な対策とモニタリング計画の提案の実施
 - ✓ 未調査事項のための追加的な調査の実施
- 推奨事項の準備
 - ✓ 緩和策、及び環境マネージメント・プランの推奨実施
 - ✓ 環境問題に関してかかる費用の見積もり策定
- 公開住民協議実施支援
 - ✓ 公開住民協議と情報公開に関する「エ」国、及び JICA ガイドラインの手続きを確認し、最適な TOR の確定
 - ✓ 必要十分な情報公開と共にコンサルテーションを請け負い、協議記録を提出

2) TOR 8-2: 社会配慮の確認

状況を把握し適切なアクションを起こすために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 用地収容及び非自発的住民移転の必要性の確認
- 必要に応じて、JICA の環境ガイドラインに基づいた「住民移転行動計画」の準備を支援

3) TOR 5-3: JICA 環境チェックリストのレビュー

環境・社会配慮の確認のための JICA ガイドラインでのチェックリストに基づいたプロジェクトのレビューの実施

第 9 条項 TOR 9 に対する実施方針 (CDM)

状況を把握するために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- PIN の準備のための支援
- 温室効果ガス排出量削減値の見積もり
- 「エ」国 DNA、及び CDM に関する「エ」国の手続きのレビュー

第 10 条項 TOR 10 に対する実施方針 (運用効果指標)

状況を把握するために、当該各所におけるデータ収集、面談・ヒアリングから次の項目における確認を行う。

- 運用効果指標
- 定性効果
- EIRR、及び FIRR

第6節 調査団メンバー、及びスケジュール

1) 調査団メンバー

調査団は、以下の表に示す、16人の専門家で構成された。

表 1-6-1 JICA 調査団メンバー

氏名	専門	主たる業務担当
小松崎 茂	調査団 団長	政府開発援助 全体調整 電力セクター概況
辻田 浩和	調査団 副団長 太陽光発電の計画	太陽光発電開発 高性能蓄電池
杉原 洋	太陽光発電技術	太陽光発電設備設計
藤澤 慶哲	太陽光発電技術	太陽光発電設備設計
秋山 尚利	計測システム	計測システム設計、データ分析
高瀬 英和	計測システム補助	計測システム設計、データ分析
小川 正浩	送電設備	送電設備設計
西松 慎也	変電設備、CDM	変電設備設計、CDM 検討
湯本 登	CDM	CDM 検討
齊藤 久志	変電設備	変電設備設計
橋高 実咲	系統解析	系統解析
小泉 高志	建設土木	土木設計
浦郷 昭子	環境・社会配慮	環境・社会配慮
鈴木 繁	財務・会計	経済・財務分析
古屋 浩信	業務調整/ 太陽光発電補助	太陽光発電設備設計
五十嵐 史子	業務調整	業務調整

2) ローカルコンサルタント

以下のローカルコンサルタントが調査団支援のために雇用された。ローカルコンサルタントの名称と、この調査における職務は以下の通りである。

- エジプトロール(Egyptrol: Egypt Engineering Services S.A.E)
電力セクター、太陽光発電、変電所、及びその他の一般事項
- インバイロニクス(Environics: Environmental issues)
ベースライン調査、ドラフト EIA、公開住民協議(公聴会)、その他

3) 調査スケジュール

全体調査スケジュール 自 2010 年 12 月 至 2012 年 12 月

「エ」国 第 1 次現地調査: 自 2011 年 1 月 14 日 至 2011 年 2 月 2 日

第 2 章 電力セクターの現状と課題

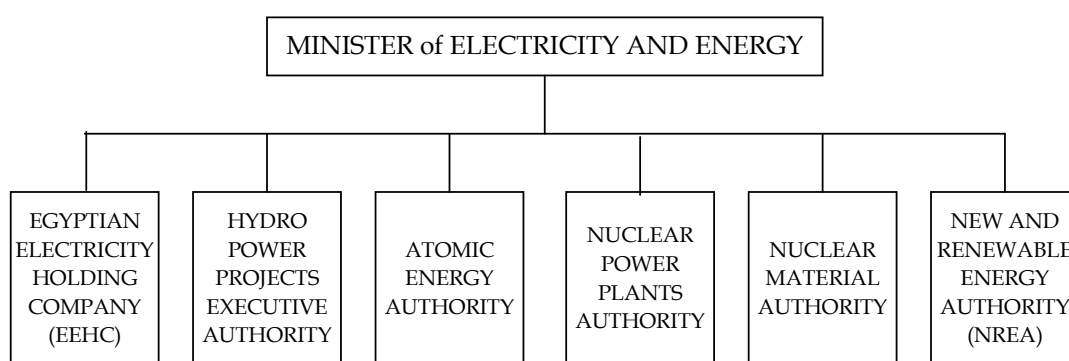
第 2 章 電力セクターの現状と課題

第 1 節 エジプト国における電力セクター

第 1 項 組織と要員

1) 組織

エジプト電力庁 (EEA) は 1976 年に発足し、1990 年代までは電力省 (MoEE) 傘下で独占、垂直統合型の事業を行っていた。しかし電力使用の急激な伸びと、今後も引き続きこの伸びが予想されることから、エジプト国政府は 1990 年代に電力セクターの改革を導入した。この結果、電力セクターは 2001 年の組織化から 2007 年の一部改編を含めて図 2-1-1 のようになった。



出展: EEHC (業績・評価部門)

* 地方電化庁 (Rural Electrification Authority ; REA) は 2001 年に組織され活動を行ってきたが、2007 年に解散され、当該組織は分割の上、関係各省庁・会社へ統合された。

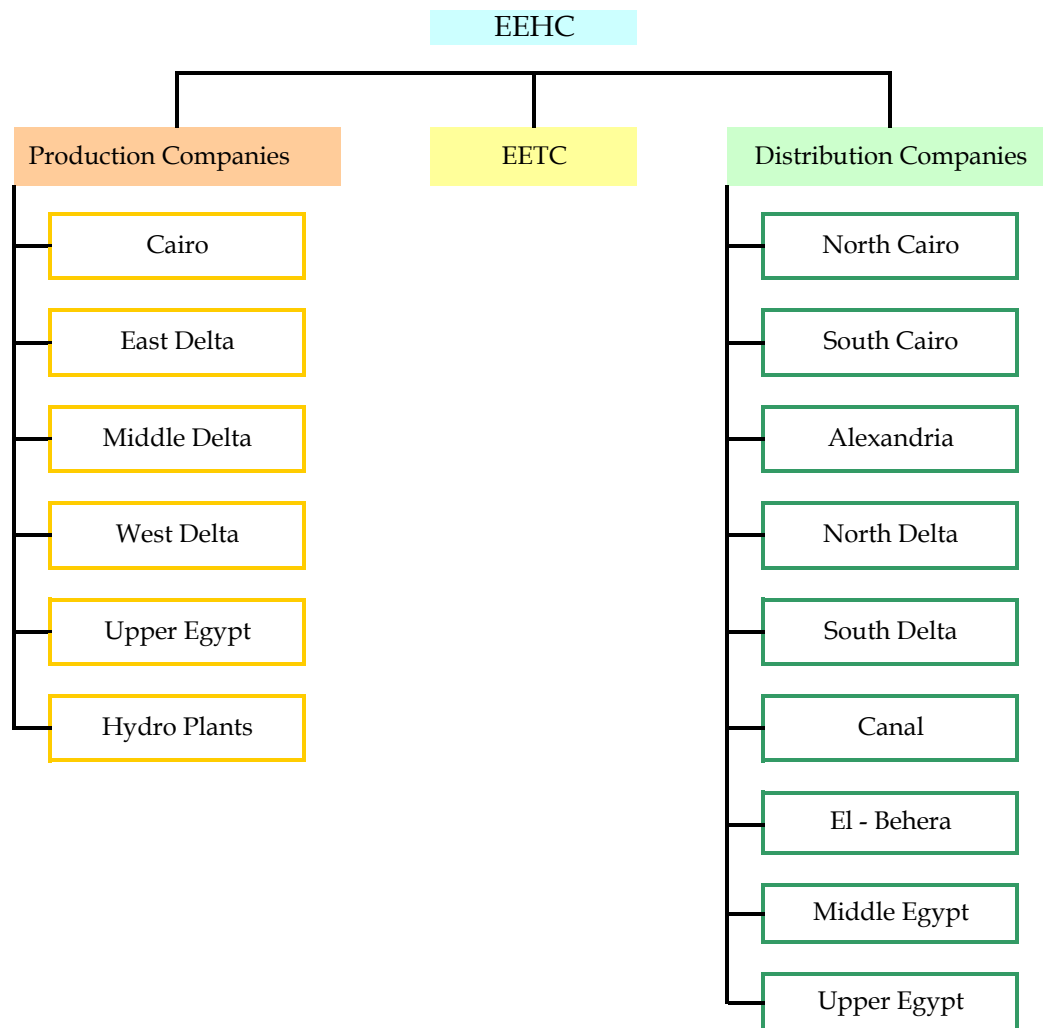
図 2-1-1 エジプト国電力セクターの組織

上記の電力セクターの改革に合わせて、エジプト電力庁は解体され、EEHC に置き換わった。EEHC は図 2-1-2 に示すように、発電会社、送電会社、配電会社の大きな 3 つのグループに分割された。

発電会社に関しては、6 つの会社が設立された。このうち 5 つの会社はそれぞれの地域ごとに火力発電を行う。他の 1 つは水力発電を行っている。

送電会社に関しては、シングルバイヤーとしてエジプト送電公社 (EETC: Egyptian Electricity Transmission Company) が設立された。

配電会社に関しては、当初地域ごとに 7 つの配電会社が設立された。その後、急速な電力消費の伸びに対応するため、配電会社の数が増加した。(2001 年にデルタ配電会社が北と南に分割された。その後、2004 年にカイロ配電会社が北と南に分割された。) 現在では、全体で 9 つの配電会社になっている。



出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

図 2-1-2 EEHC グループ組織図

2) 要員

EEHC およびその関連会社の全従業員数は、2005/2006 年から、2006/2007 年、2007/2008 年、2008/2009 年、2009/2010 年、2010/2011 年と、それぞれ、149,403 人、152,961 人、158,331 人、164,129 人、170,513 人、176,044 人と増加している。その内訳は表 2-1-1 に示すとおりである。

表 2-1-1 EEHC グループ会社の従業員数

	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	2009/2010	2010/2011
○ EEHC 本社、電力病院	2,853	2,923	2,978	3,069	3,193	3,031
○ EETC	29,626	29,781	30,879	31,307	31,844	32,494
○ 発電会社	28,651	30,029	30,939	31,906	33,242	34,713
・ カイロ	5,377	5,516	5,662	5,713	5,782	5,878
・ 東デルタ	8,517	5,629	5,774	6,019	6,458	6,858
・ 中央デルタ	-----	5,025	5,533	5,699	5,881	6,137
・ 西デルタ	8,643	7,385	7,400	7,660	8,070	8,449
・ 上エジプト	2,715	3,088	3,150	3,282	3,436	3,555
・ 水力発電	3,399	3,386	3,420	3,533	3,615	3,836
○ 配電会社	88,273	90,228	93,535	97,847	102,234	105,806
・ 北カイロ	9,816	10,294	10,529	11,116	11,973	12,655
・ 南カイロ	11,824	12,448	12,995	14,341	15,243	16,592
・ アレキサンドリア	13,014	13,016	13,061	13,279	13,324	13,414
・ カナル	15,195	15,508	16,651	16,903	17,021	17,199
・ 北デルタ	7,624	7,710	7,989	8,618	8,920	9,131
・ 南デルタ	8,357	8,503	9,010	9,054	10,544	10,871
・ エル・ベヘラ	6,884	6,997	7,123	7,460	7,564	8,126
・ 中エジプト	8,733	8,773	9,020	9,443	9,787	9,821
・ 上エジプト	6,826	6,979	7,157	7,633	7,858	7,997

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

NREA の全従業員数は、2005/2006 年から、2006/2007 年、2007/2008 年、2008/2009 年、2009/2010 年、2010/2011 年と、それぞれ、864 人、935 人、996 人、950 人、1,011 人、1,109 人と増加している。その内訳を表 2-1-2 に示す。

表 2-1-2 NREA の従業員数

	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
技師	144	167	171	180	200	229
技術者	165	189	222	220	221	270
会計士	96	116	125	123	118	119
医師、弁護士	14	14	14	13	12	12
事務職	281	279	294	220	282	285
その他	164	170	170	194	178	194
職員数	864	935	996	950	1,011	1,109

出展: NREA 年次報告書 (2010/2011)

第2項 電力需要予測

1) 電力需要の実記録 (最大負荷)

EEHC の年次報告書によると、最大負荷および電力販売量の実記録は表 2-1-3 の通りとなっている。

表 2-1-3 最大負荷および販売電力量

Year	00/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12
Peak Demand (MW)	12,376	13,326	14,401	14,735	15,678	17,300	18,500	19,738	21,330	22,750	23,470	25,705
Growth Rate of Peak Load (%)	5.5	7.7	8.1	2.3	6.4	10.3	6.9	6.7	8.1	6.7	3.2	9.5
Energy Sales (GWh)	64,807	69,463	74,947	80,655	85,781	92,859	98,812	107,226	112,617	120,180	126,934	145,640
Growth Rate of Energy Sales (%)	6.6	7.2	8.0	7.6	6.4	8.3	6.4	8.5	5.0	6.7	5.6	14.7
Growth Rate of GDP (%)		3.4	3.2	3.1	4.1	4.9	6.9	7.1	7.2	4.6	5.1	1.8

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)、及び(2011/12 の値は)最終(第7次)現地調査において EEHC からのデータ収集、さらに GDP については、<http://www.indexmundi.com/> のサイトより

エジプト国の GDP(国内総生産)伸び率は、2000/01 年 から 2011/12 年の平均で、4.67% であり、同時期の販売電力量の伸び率は 8.27% である。

電力弾力性¹は、同時期で 1.77 となり、これはエネルギー消費率の改善の必要性を示している。

2009 年、2010 年と同様に、2010 年の夏には、エジプト国内のあちらこちらで、電力負荷抑制(輪番停電)が行われた。将来の需要の伸びを考慮すると、この状況はより逼迫したものになると考えられる。

調査団は、十分な電源容量のために、最大負荷電力は削減されていると考えられることから、潜在的な最大負荷電力は記録より残っているよりも大きいものと推測している。

2) 最大負荷電力の将来予測

EEHC から提供されたデータによると、最大電力の増加率の将来予測は表 2-1-4 に示す通りとなっている。

表 2-1-4 最大負荷電力の期待値

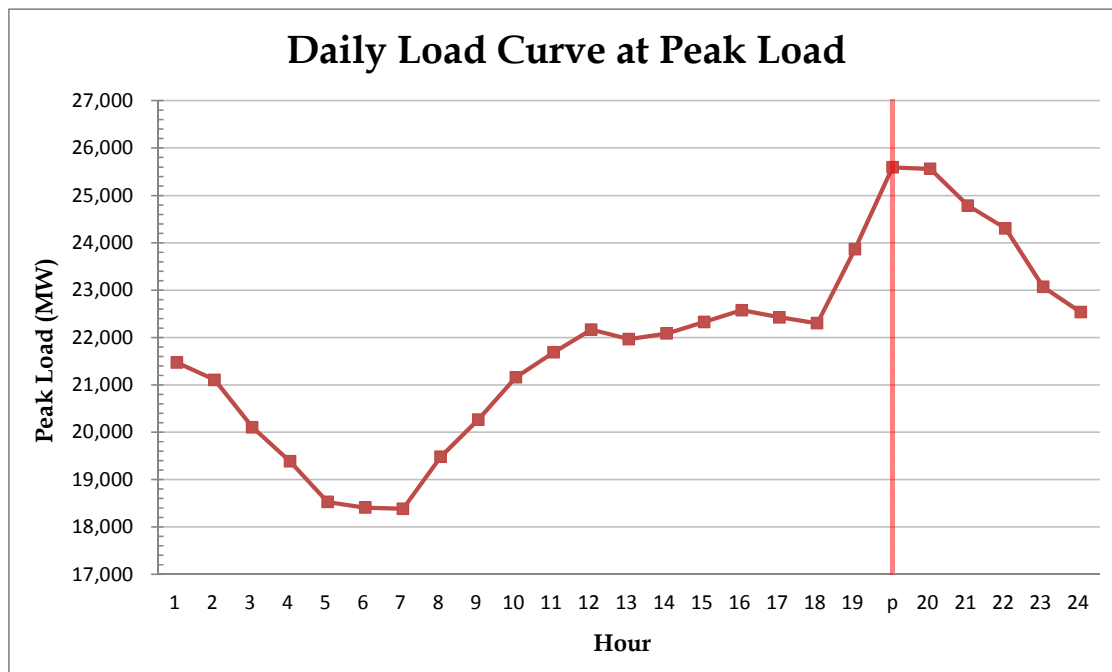
Year	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17
Peak Load (MW)	26,922	28,490	30,201	32,034	35,850
Growth Rate of Peak Load (%)	6.0%	5.8%	6.0%	6.1%	11.9%

出展: 最終(第7次)現地調査において EEHC からのデータ収集

¹ 電力弾力性 = 負荷伸び率 (%) / GDP 伸び率 (%); 省エネルギーに対するアクションが行われない場合、長期間の電力弾力性は 1 に収束する。日本における過去の傾向では、この電力弾力性はいくつかの状態に分けられるようになることが知られており、高い経済成長下で有効な省エネルギー対策が行われない場合、1 以上の数値となり(1960 年代の状況)、省エネルギー対策が行われた場合、1 以下の数値となる。(1970 年代、および 1980 年代の中盤まで)

3) 日負荷曲線

総エネルギー販売量が最大の日の最大負荷電力は、最新情報では 25,593 MW であり、これは 2012 年 6 月 18 日に記録されている。全電源の送電電力の日負荷曲線を図 2-1-3 に示す。



出展: EEHC からのデータ収集

図 2-1-3 日負荷曲線(2012 年 6 月 18 日時点)

4) 負荷率

負荷率の増加は電力の平均単価 (KWh) を引き下げる効果がある。実際の状況では負荷率の改善は、実質的な経費削減を意味する。負荷率は、平均負荷電力と最大負荷電力の比で示される。

EEHC の年次報告書によると、負荷率の推移は下表の通りである。

表 2-1-5 負荷率の記録

Year	00/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12
Peak Demand (MW)	12,376	13,326	14,401	14,735	15,678	17,300	18,500	19,738	21,330	22,750	23,470	25,705
Total Power Generation (GWh)	77,956	83,003	88,951	94,913	100,996	108,368	114,349	125,129	131,040	137,900	146,796	157,400
Load Factor (%)	72%	71%	71%	74%	74%	72%	71%	72%	70%	69%	71%	70%

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)、及び(2011/12 の値は)最終(第 7 次)現地調査において EEHC からのデータ収集

EEHC によると、将来負荷予測に使用する負荷率は 71% を想定している。

第 3 項 電力設備

1) 発電設備

エジプト国の電源構成は、水力、火力、風力発電の 3 種類の電源となっている。この 3 種類の電源の中では、火力が主たる電源となっており、全発電電力量の 87%を占めている。2010/11 年の年次報告書によると、それぞれの電源の導入容量は、以下の通りとなっている。

■ 水力発電:	2,800 MW
■ 火力発電:	21,514 MW
■ 風力発電:	547 MW
■ 太陽(光/熱)発電:	140 MW
■ IPP(民間会社保有):	2,048MW
合計:	27,049 MW

既設発電所の設備容量と、建設年月の概要を表 2-1-6 に示す。

表 2-1-6-(1) 既設発電所の設備容量と、建設年月(1)

<Hydro>							<Thermal (cont.)>								
Area	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type	Com. Date	Company	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type	Com. Date		
Upper Egypt	Essna (86MW)	1	14.28	-	hydro	Oct-93	East Delta	Demietta (CC) (1200MW)	1	132	120	gas	Mar-89		
		2	14.28	-	hydro	Oct-93			2	132	120	gas	Mar-89		
		3	14.28	-	hydro	Oct-93			3	132	120	gas	Apr-89		
		4	14.28	-	hydro	Oct-93			4	132	120	gas	Aug-89		
		5	14.28	-	hydro	Oct-93			5	132	120	gas	Apr-89		
		6	14.28	-	hydro	Oct-93			6	132	120	gas	Aug-89		
	Aswan Dam I (280MW)	1	40	-	hydro	Mar-60			1	136	120	steam	Jul-93		
		2	40	-	hydro	May-60			2	136	120	steam	Feb-93		
		3	40	-	hydro	Jul-60			3	136	120	steam	Feb-93		
		4	40	-	hydro	Oct-60			4	150	150	steam	Jan-85		
		5	40	-	hydro	Apr-60			2	150	150	steam	Apr-85		
		6	40	-	hydro	Jul-60			3	300	300	steam	Apr-87		
		7	40	-	hydro	Dec-60		4	300	300	steam	Jul-89			
	Aswan Dam II (270MW)	1	67.5	-	hydro	Jul-85		1	150	150	steam	May-83			
		2	67.5	-	hydro	Oct-85		2	150	150	steam	Aug-83			
		3	67.5	-	hydro	Dec-85		3	150	150	steam	Oct-84			
		4	67.5	-	hydro	Feb-86		4	150	150	steam	Oct-86			
		5	67.5	-	hydro	Dec-67		1	33.5	30	gas	Oct-82			
	Aswan High Dam (2100MW)	1	175	-	hydro	Oct-67		2	33.5	30	gas	Nov-82			
		2	175	-	hydro	Oct-67		3	33.5	30	gas	Dec-82			
		3	175	-	hydro	Dec-67		4	33.5	30	gas	Jun-11			
		4	175	-	hydro	Apr-68		1	24.0	13	gas	Jan-84			
		5	175	-	hydro	Jul-68		2	24.0	13	gas	Jun-77			
		6	175	-	hydro	Dec-68		3	24.6	14	gas	Jan-84			
		7	175	-	hydro	Jul-69		1	33	33	steam	Jul-99			
		8	175	-	hydro	Jun-69		2	33	33	steam	Dec-98			
		9	175	-	hydro	Dec-69		1	320	320	steam	00			
		10	175	-	hydro	Apr-70		2	320	320	steam	01			
		11	175	-	hydro	Jun-70		1	23.7	23.7	gas	79			
		12	175	-	hydro	Jul-70		2	23.7	23.7	gas	79			
	New Naga Hamadi (64MW)	1	16	-	hydro	08		3	24.3	24.3	gas	79			
		2	16	-	hydro	08		4	24.3	24.3	gas	79			
		3	16	-	hydro	08		5	24.3	24.3	gas	79			
		4	16	-	hydro	08		6	24.3	24.3	gas	79			
	<Hydro Total>			2,799.7											
	<Thermal >														
	Company	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type		Com. Date							
	Cairo	Shoubra El-Kheima (ST) (1260MW)	1	315	315	steam		Dec-84	7	5.8	5.8	gas	96		
			2	315	315	steam		May-85	8	5.8	5.8	gas	96		
			3	315	315	steam		Sep-85	9	5.8	5.8	gas	97		
			4	315	315	steam		May-85	10	5.8	5.8	gas	86		
		Shoubra El-Kheima (GT) (35MW)	1	35	35	gas		88	11	5	5	gas			
			2	35	35	gas		88	12	5	5	gas			
		Cairo West (ST) (350MW)	1	87.5	87.5	steam		Jan-66	1	23.5	23.45	gas	91		
2			87.5	87.5	steam	Apr-66	2	23.5	23.45	gas	92				
3			87.5	87.5	steam	Jul-66	3	23.5	23.45	gas	91				
Cairo West Ext. (ST) (1360MW)		4	87.5	87.5	steam	Aug-79	4	24.3	24.27	gas	95				
		1	330	330	steam	Feb-95	5	24.3	24.27	gas	96				
		2	330	330	steam	Apr-95	6	24.3	24.27	gas	97				
		3	350	350	steam	Apr-11	1	341.25	341.25	steam	02				
Cairo South 1 (CC) (450MW)		4	350	350	steam	May-11	2	341.25	341.25	steam	02				
		1	110	110	gas	Jun-89	1	341.25	341.25	steam	03				
		2	110	110	gas	Jun-89	2	341.25	341.25	steam	03				
Cairo South 2 (CC) (165MW)		3	110	110	gas	Aug-89									
		5	60	60	steam	Apr-65									
		6	60	60	steam	Apr-65									
		1	110	110	gas	Feb-95									
Cairo Notth (CC) (1500MW)		1	55	50	steam	Feb-95									
		1	250	250	gas	Aug-04									
EL-Tebeen (ST) (700MW)		2	250	250	gas	Aug-04									
		3	250	250	steam	Jan-06									
		4	250	250	gas	Apr-06									
		5	250	250	gas	Apr-06									
		6	250	250	steam	Aug-08									
		1	350	350	steam	Aug-10									
Wadi Hof (GT) (100MW)		2	350	350	steam	Sep-10									
		1	33.3	30	gas	Aug-88									
		2	33.3	30	gas	Aug-88									
3		33.3	30	gas	Aug-88										
< Cairo Total >			5,920.0	5,905.0											
							< East Delta Total >								
									5,298.5	5,132.0					

Note: Blue colored portion is private (BOOT (Built-Operation-Own-Transfer)).

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

表 2-1-6-(2) 既設発電所の設備容量と、建設年月(2)

<Thermal (cont.)>

Company	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type	Com. Date
Middle Delta	Talkha (CC) (290MW)	1	24.7	22	gas	Dec-79
		2	24.7	22	gas	Dec-79
		3	24.7	22	gas	Dec-79
		4	24.7	22	gas	Dec-79
		5	24.7	22	gas	Dec-79
		6	24.7	22	gas	Dec-79
		7	24.7	22	gas	Mar-80
		8	24.7	22	gas	Mar-80
	Talkha 750 (CC) (750MW)	1	250	250	gas	Aug-06
		2	250	250	gas	Aug-06
		3	250	250	steam	Aug-06
	Talkha 210 (ST) (420MW)	1	210	210	steam	Oct-93
		2	210	210	steam	May-95
	Nubaria 1,2 (CC) (1500MW)	1	250	250	gas	Aug-05
		2	250	250	gas	Aug-05
		3	250	250	gas	Sep-05
		4	250	250	gas	Sep-05
		5	250	250	steam	Aug-06
		6	250	250	steam	Sep-06
	Nubaria 3 (CC) (750MW)	1	250	250	gas	09
		2	250	250	gas	09
		3	250	250	gas	09
	Mahmoudia (CC) (316MW)	1	25	20	gas	Mar-83
		2	25	20	gas	Mar-83
		3	25	20	gas	Apr-83
		4	25	20	gas	May-83
		5	25	20	gas	May-83
		6	25	20	gas	May-83
		7	25	20	gas	May-83
		8	25	20	gas	Jun-83
		9	58.7	20	gas	Nov-95
	El-Atf (CC) (750MW)	10	58.7	43	steam	Dec-95
		1	250.0	250	gas	10
2		250.0	250	gas	10	
3	250.0	250	steam	10		
<Middle Delta Total>			4777.4	4649.0		

<Thermal (cont.)>

Company	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type	Com. Date
West Delta	Kafr El Dawar (ST) (440MW)	1	110	100	steam	Feb-80
		2	110	100	steam	Mar-80
		3	110	100	steam	Dec-84
		4	110	95	steam	Nov-86
	Damanhour Ext (ST) (300MW)	1	300	300	steam	Jan-91
	Damanhour (Old) (ST) (195MW)	1	65	65	steam	68
		2	65	65	steam	68
	Damanhour (CC) (156.5MW)	3	65	65	steam	69
		1	24.6	23.5	gas	May-85
		2	24.6	23.5	gas	May-85
		3	24.6	23.5	gas	Jun-85
		4	24.6	23.5	gas	Jun-85
		5	58	50	steam	Dec-95
	El-Suif (GT) (200MW)	1	33.3	20	gas	Dec-81
		2	33.3	20	gas	Jan-82
		3	33.3	20	gas	Feb-82
		4	33.3	20	gas	Nov-83
		5	33.3	20	gas	Dec-83
	Karmouz (GT) (23.1MW)	6	33.3	20	gas	Mar-83
		1	11.4	9	gas	May-80
	Abu Kir (SI) (911MW)	2	11.7	0	gas	Jul-80
		1	150	150	steam	May-83
		2	150	150	steam	Nov-83
		3	150	150	steam	Jul-84
		4	150	150	steam	Oct-84
	Abu Kir (GT) (24.3MW)	5	311	311	steam	May-91
		1	24.27		gas	83
	Sidi Krir 1,2 (ST) (640MW)	1	320	320	steam	Sep-00
		2	320	320	steam	Nov-99
	Sidi Krir (CC) (750MW)	1	250	250	gas	10
		2	250	250	gas	10
		3	250	250	steam	10
Matrouh (ST) (60MW)	1	30	30	steam	90	
	2	30	30	steam	90	
BOOT Sidi Krir 3 & 4 (ST)	3	341.25	341.25	steam	02	
	4	341.25	341.25	steam	02	
< West Delta Total >			4,382.4	4,206.5		
< Thermal Total >			23,986.3	23,226.5		

<Thermal (cont.)>

Company	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type	Com. Date	
Upper Egypt	Walidia (ST) (624MW)	1	312	300	steam	Mar-92	
		2	312	300	steam	Mar-97	
	Kuriemat (SI) (1254MW)	1	627	627	steam	Nov-97	
		2	627	627	steam	Oct-99	
	Kuriemat 2 (CC) (750MW)	1	250	250	gas	07	
		2	250	250	gas	07	
		1	250	250	steam	09	
	Kuriemat 3 (CC) (500MW)	1	250	250	gas	09	
		2	250	250	gas	09	
	Assiut (SI) (90MW)	1	250	0	steam	09	
		*The steam turbine in not in operation.					
		1	30	30	steam	Dec-66	
	Kuriemat (Solar/Therma) (140MW)	2	30	30	steam	Apr-67	
		3	30	30	steam	Jun-67	
		1	70	70	gas	Jul-11	
		2	50	50	gas	Jul-11	
		3	20	20	gas	Jul-11	
< Upper Egypt Total >			3,608.0	3,334.0			

<Wind>

Area	Power Station	unit No.	Installed Capacity	Available Capacity	Type	Com. Date
East Delta	Zafarana (546.5MW)	-	63	-	wind	03/04
		-	77.22	-	wind	06
		-	406.3	-	wind	10
< Wind Total >			546.5			
< Total >			27,332.5			

Note1: Blue colored portion is private (BOOT).

Note2: Unit No.4 of El-Shabab PP is not mentioned in the Annual Report.

Note3: Steam unit of EL-Kureimat PP is mentioned of not being in commission in the Annual Report.

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

2) 送電線ネットワーク

EETCは、電線ネットワークを管理、保守、運営する唯一の会社で、電力を発電会社から独占的に購入している、シングルバイヤーである。

EETCの主な役割は以下の通りである。

- 送電線網の監理、運営、保守
- 中央給電指令所 (NECC: National Energy Control Center)、地方給電指令所 (RCC: Regional Control Center) による、超高圧および高圧送電線の監視制御
- 発電会社と配電会社間の調整を行い、需給調整を行う。また近隣国との電力融通を調整する。

エジプト国の主な送電線ネットワークは、以下のように構成されている。

- 500kV 送電線 (400kV 送電線は、ヨルダンとの国際連系線に使用されている。)
- 220kV 送電線
- 132kV 送電線 (今後、徐々に縮小予定)
- 66kV 送電線
- 33kV 送電線 (今後、徐々に縮小予定)

500kV 送電線ネットワークに関しては、アスワンハイダムの完成時(1967年)にナイル川に沿った南北約800kmをアスワンハイダムとカイロを結ぶ送電線として2回線が建設された。

132kV 送電線ネットワークは、アスワンダム No.1 の完成した1960年に、建設された。現在では132kV 送電線は上エジプトと中央エジプトのエリアでのみ運用されている。

それぞれのエリアごとの変圧器容量及び、送電線こう長の概要を表 2-1-7、表 2-1-8 にそれぞれ示す。

表 2-1-7 変圧器容量 (MVA)

Zone	500kV	220kV	132kV	66kV	33kV
Cairo	1,500	9,940	-	13,642	-
Canal	1,750	8,673	-	6,611	-
Delta	-	4,050	-	5,631	-
Alexandria & West Delta	-	5,350	-	6,862	-
Middle Egypt	3,285	2,875	893	3,145	855
Upper Egypt	1,980	3,290	2,590	3,551	927
Total	8,515	34,178	3,483	39,442	1,782

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

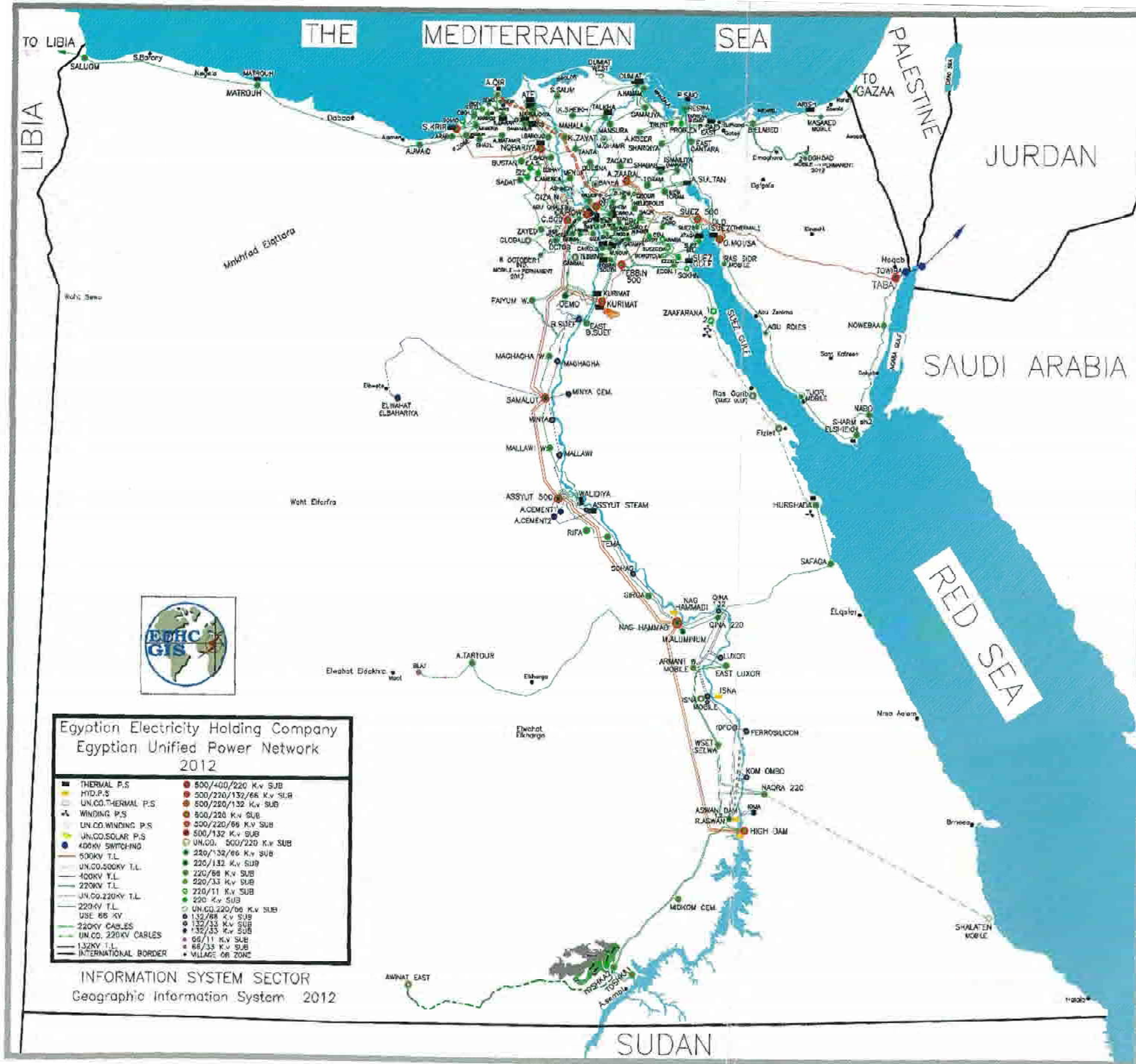
表 2-1-8 送電線巨長 (km)

Zone	500kV	400kV	220kV	132kV	66kV	33kV
Cairo	212	-	1,284	-	2,804	-
Canal	409	33	5,330	-	3,395	-
Delta	-	-	1,575	-	3,332	-
Alexandria & West Delta	217	-	3,446	-	3,949	-
Middle Egypt	885	-	2,312	1,175	2,427	1,276
Upper Egypt	756	-	2,210	1,309	2,418	1,433
Total	2,479	33	16,157	2,484	18,361	2,709

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

2012 年時点の送電線ネットワーク図を図 2-1-4 に示す。

図 2-1-4 送電線ネットワーク図(2012 年時点)



出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

3) 配電線

本節第1項で記したとおり、現在エジプトには9つの配電会社がある。配電会社の主な役割は以下の通りである。

- 電力の配電と販売 Distributing and selling electric power to customers
- EETC、発電会社、工場及びその他のIPPからの電力の購入(ただし、中圧、低圧に限る)
- 中圧、低圧配電網の監理、運営、保守

2010/2011年時点の中圧および低圧配電網の概要を表2-1-9に示す。

表 2-1-9 配電網の概要

		North Cairo	South Cairo	Alex.	Canal	North Delta	South Delta	El Behera	Middle Egypt	Upper Egypt	Total
Length of Medium Voltage Grid (km)	Overhead lines	515	2,927	577	14,142	9,761	7,483	12,596	15,901	10,324	74,226
	Underground cables	13,991	17,535	10,053	16,197	5,255	3,182	3,869	4,943	5,380	80,405
	Total	14,506	20,461	10,630	30,340	15,015	10,665	16,465	20,845	15,704	154,631
Length of Low voltage Grid (km)	Overhead lines	2,785	4,475	2,774	29,159	21,848	17,526	14,827	32,928	28,912	155,234
	Underground cables	28,999	30,280	5,638	13,451	2,698	774	2,400	1,828	1,496	87,564
	Total	31,784	34,755	8,411	42,610	24,547	18,300	17,227	34,756	30,408	242,798
Distribution Transformers capacities (MVA)		11,494	11,398	4,273	10,398	4,293	3,738	3,841	4,404	4,086	57,925

Note: medium voltage means 22kV and 11kV, low voltage means 0.4kV

出展: EEHC 年次報告書 (2010/2011)

4) 損失(ロス)

電力システム内の損失のデータは、表2-1-10に示すとおりである。データからは配電線の損失が全体損失の半分以上を占めていることがわかる。

表 2-1-10 電力系統ロス

Year	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
Generation loss	3.63%	3.64%	3.43%	3.25%	3.13%	3.40%	3.03%	3.13%
Transmission line loss	3.78%	3.72%	3.73%	3.71%	3.89%	3.82%	4.23%	3.64%
Distribution network loss	10.38%	10.28%	9.38%	9.24%	9.14%	8.64%	7.90%	8.38%

Source: Data provided form EEHC during 6th / final mission

出展: 第6次現地調査においてEEHCからのデータ収集より

第 4 項 電力開発計画(PDP)

1) PDP

EEHC は MoEE の認可の元、5年ごとに長期電力開発計画(PDP)を策定している。EEHC は、この PDP を実際の電力系統の状況を勘案して毎年見直している。

EEHC、及び NREA から入手した最新版の PDP の概要を、表 2-1-11 に示す。

最新の状況では、夏場の猛暑の影響で、最大使用電力が 2012 年 6 月(2011/12 年度)に 25,500MW を超える上昇となり、前年度の最大需要電力 23,470MW より 2,000MW 以上の増分となっている。「エ」国における電力需要の高い伸びは、設備増設より速いペースで増加しており、需要の高い時期における断続的な停電を引き起こしている。

MOEE は、上記の状況を踏まえ、2017 年までに、17,000MW の発電設備の増設が必要で、1,200 億エジプトポンド(約 200 億米ドル)の投資が必要であると発表している。

この状況に対応するため、上記の新規電源開発以外に、約 3,000MW の電力融通を隣国であるサウジアラビアと、国際直流連系線を敷設して行うプロジェクトが進行中である。両国は、その電力最大需要の時間帯が異なることにより、融通の恩恵を受けることができる。

上記に加えて、NREA は風力、及び太陽発電計画をエジプト国政府(GoE)の国家開発計画に沿って、作成した。2012/13 年から 2026/27 年までの開発設備容量は、以下のとおりである。

- 風力発電所: 9,720MW
- 太陽熱発電(CSP): 2,800MW
- 太陽光発電(PV): 700MW

2) 発電設備退役計画

2006 年に EEHC では 2009/10 年から 2026/27 年にかけての発電設備の長期退役計画を策定した。それぞれの発電設備耐用年数における EEHC の考え方は、以下の通りである。

- 水力発電設備: 50～70 年
- 火力発電設備: 30～50 年
- 風力発電設備: 20 年

2012/13 年から 2026/27 年における、発電設備の退役計画を、表 2-1-12 に示す。

表 2-1-11 2011/12 年から 2026/27 年における長期発電計画

Plant Name	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25	25/26	26/27	Total
Zafarna Wind																	0
Suez Gulf Wind			200	710	400	700	500	2,510									5,020
East-West Nile Wind						200	4,000					100	100	100	100	100	4,700
Solar Units					100	150	150	200	250	250	250	250	250	250	350	350	2,800
Photo Voltatic cells					20	20	40	40	40	60	80	80	80	80	80	80	700
Damitta (GT)	500																500
Fayoum West (GT)	500																500
High Voltage Site (GT)	500																500
Abu Kir (ST)	650	650															1,300
Ain Sokhna (ST)			1,300														1,300
Banha (CC)		500	250														750
Giza North (CC)		1,000	500	500	250												2,250
Dairout BOO (CC)			1,500	750													2,250
Suez (ST)				650													650
Mini & Small Hydro Units				32													32
Helwan South (ST)					1,950												1,950
Aiaat (ST)						1,300	650										1,950
Qena (ST)					650	650											1,300
Safaga (ST)						650	650										1,300
Steam Units							650	650	1,950	650	1,300	1,300	3,250	1,950	2,600	2,600	16,900
Combined Cycles Units							1,000	1,000	750	1,250	1,000	1,250	1,000	1,250	1,000	250	9,750
Nuclear								1,000		1,000		1,000		1,000		1,000	5,000
Total capacity (MW)	2,150	2,150	3,750	2,642	3,370	3,670	7,640	5,400	2,990	3,210	2,630	3,980	4,680	4,630	4,130	4,380	61,402

出展:最終(第7次)現地調査においてEEHC、及びNREAからのデータ収集より

表 2-1-12 2012/13 年から 2026/27 年における発電設備の長期退役計画

Plant Name	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25	25/26	26/27	Total
Shoubra	35											315	630		315	
Sharm El-Sheik	178															
Hurghada GT	143															
El-Salam	22															
Suez GT	17															
Cairo West	350															
Abu Qir GT		24														
Port Said GT		49	24													
Karmouz GT		23														
Mahmodia GT		50														
Siuf GT		133														
Shabab GT		167														
Wadi Houf GT			100													
Asiut				30	60											
Damanhour						130	65									
Kafr Dawar								220				110		110		
Abu Kir											300	300				
Abu Soltan											300	150		150		
Ataka													300		300	
Wind								65				30	45	45		
Total capacity (MW)	745	446	124	30	60	130	65	285	0	0	600	905	975	305	615	5,285

出展: 第6次現地調査においてEEHC、及びNREAからのデータ収集より

3) 発電予備率

EEHCにおける発電予備率の目標はおよそ15~17%である。

発電予備率の計算式は、以下で示される。

$$\text{発電予備率(\%)} = \frac{\text{電源供給能力} - \text{最大需要(送電端)}}{\text{最大需要(送電端)}} \times 100$$

発電予備率を決定する際には、以下の事項を考慮する必要がある。

- 負荷の損失の期待値(LOLE²) (loss of load expectation) のサービスレベルは0.997(日/年)とする。
- 需要予測の誤差は、一般的には3%が採用される。
- 予備の発電設備(発電所所内負荷)

² LOLEは年間における需要を満たせない日(または時間)を表す数学的な期待値である。

EEHC の採用する LOLE の目標値は 0.997(日/年)である。これは電力の不足が1年のうち1日だけ発生するのと同様である。調査団の他の発展途上国の経験からは、LOLE が 0.997(日/年)というのは、供給予備率にしておよそ 10%程度となる。

最大電力の予測は、発電端の値として定義される。一方、調査団は供給予備率を上式で定義している。したがって、発電所の所内負荷率(発電端におけるロス)は、予測の状況の際に考慮されるべきである。平均の発電所の所内負荷率は、エジプトでは 2010/11 年は約 3.13%であった。

この結果、供給予備率の目標値はおよそ 17%と推測される。これは前述の上記の 3 つの項目の和であり、それはすなわち、LOLE、将来予測の誤差、発電所の所内負荷率(発電端におけるロス)である。

エジプトの電力システムにおける供給予備率の推定値を、図 2-1-5 に示す。

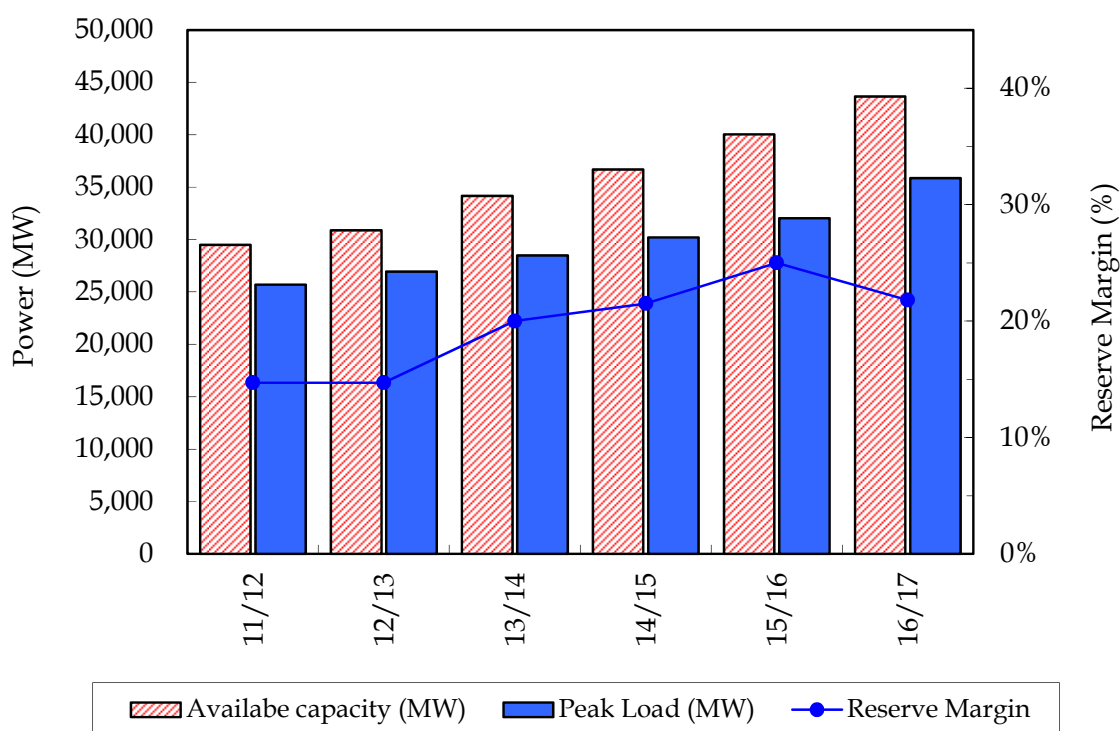


図 2-1-5 2016/17 までの年エジプトの電力システムにおける供給予備率の推定値

出展: 提供を受けたデータから調査団解析により

第5項 電力料金

2003/2004年から2009/2010年までの電力料金の構成の推移、を表2-1-13に示す。

表2-1-13 電力需要化の電力料金制度の推移

Category	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Pt./kWh 価格上昇率
1) Power Service on Very High Voltage (Pt./KWh)								
1.Kima	4.7		4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	0.0%
2.Metro- Ramsis			6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	0.0%
3.Phosphate Abu-Tartour			6.8	6.8				
4.Somed			22	25.4	27.3	27.3	27.3	24.1%
5.Energy Intensive industries *1*2				13.33	20.2	20.2		
a- Out of peak							21.7	62.8%
b- During peak							32.6	144.6%
6.Other Industries *1*3					13.9	13.9		
a- Industries (Glass - Ceramic & Borcelen)							15.9	14.4%
b- Other industries (not mentioned above)							15.14	8.9%
7.Other Consumers	6.8		10.3	11.9	12.9	12.9	12.9	89.7%
2) Power Service on High Voltage (Pt./KWh)								
1.Metro - Toura				11.34	11.34	11.34	11.34	0.0%
2.Energy Intensive industries *1*2				16.13	24.5	24.5		51.9%
a- Out of peak							26.3	63.1%
b- During peak							39.5	144.9%
3.Other Industries *1*3					16.8	16.8		
a- industries (Glass - Ceramic & Borcelen)							19.2	14.3%
b- Other industries (not mentioned above)							18.6	10.7%
4.Other Consumers	11.34		12.5	14.4	15.7	15.7	15.7	38.4%
3) Housing Companies (Pt./KWh)	10.7		12	13.9				

Category	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	価格上昇率
4) Power Service on Medium & Low Voltage								
1. More than 500 kW								
a- Energy Intensive industries *1 *2								
* Demand Charge (LE/kW-month)				9	10.4	10.4	12.1	34.4%
* Energy Rates (Pt./kWh) *3				22.03	33.4	33.4		
**Out of peak							35.8	62.5%
**During peak							53.8	144.2%
b- Other Industries *1 *4								
* Demand Charge (LE/kW-month)							11.1	18.9%
* Energy Rates (Pt./kWh)							26.3	14.3%
*Other industries (not mentioned above.) :								
- Demand Charge (LE/kW-month)					9.5	9.5	11.1	18.9%
- Energy Rates (Pt./kWh)					23	23	25.5	10.9%
c- Other Customers								
* Demand Charge (LE/kw-month)	7.3	7.67	8	8.6	9	9.5	9.5	30.1%
* Energy Rates (Pt./kWh)	15.35	16.12	17	18.3	19.7	21.4	21.4	39.4%
2. Up to 500 kW								
a-Agriculture	7	8.5	9	9.7	10.4	11.2	11.2	60.0%
b-Other consumer (Government & Utilities)	18	18.9	20	21.5	23.1	25	25.0	38.9%
5) Residential								
1. first 50 kWh monthly	5	5	5	5	5	5	5	0.0%
2. 51-200 kWh monthly	8.3	8.72	9.2	10	10.7	11	11	32.5%
3. 201-350 kWh monthly	11	11.85	12.5	13.6	14.9	16	16	45.5%
4. 351-650 kWh monthly	15	16.8	18	19.6	21.6	24	24	60.0%
5. 651-1000 kWh monthly	21	23.7	25.5	28	31.1	39	39	85.7%
6. More than 1000 kWh monthly	25	28.5	31	34.2	38	48	48	92.0%
6) Commercial								
1. first 100 kWh monthly	18	18.9	19.8	21.3	22.9	24	24	33.3%
2. 101-250 kWh monthly	26	27.3	28.7	30.9	33.5	36	36	38.5%
3. 251-600 kWh monthly	33.2	34.8	36.6	39.3	42.5	46	46	38.6%
4. 601-1000 kWh monthly	41	43.05	45.3	48.7	52.5	58	58	41.5%
5. More than 1000 kWh monthly	43	45.15	47.5	51.1	55	60	60	39.5%
7) Public Lighting	30	31.5	33.1	35.6	38.3	41.2	41.2	37.3%

Notes

*1 Electricity Prices applied to industries Subjected to Prime Minister Decree

*2 Energy intensive industries before 2009 is (Glass - Ceramic - Chemicals - Iron - Cement - Fertilizers - Aluminum - Copper - Petrochemicals).

Energy intensive industries in 2010 are (Iron - Cement - Fertilizers - Aluminum - Copper - Petrochemicals).

*3 Average of "Out of peak" and "During peak"

*4 Other Industries (food - Textile - Pharmaceutical Industries - Engineering -)

No end-user power price information in Annual Report of EEHC 2004/2005

The prices are based on Power Factor 0.9

出展: EEHC 年次報告書 (2009/2010)、及び第6次現地調査においてEEHCからの収集データ

図 2-1-6 に示すとおり、2011/2012 年の最新の電力料金の構成がエジプト電気監督、消費者保護庁、いわゆる電力規制庁(EgyptERA: Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency)から、最終の第7次現地調査のときに提供された。このEgyptERAの目的、及び活動内容については、本章の第2節、第3項にて記述している。

Tariff structure
Prices of selling the electricity power

Consumers	Price
1) Power Service on Extra High Voltage (Pt./ KWh)	
Kima	4.7
Metro - Ramsis	6.8
Arabian Company for Petrol Pipes (Samed)	27.3
a)Energy Intensive Industries (Iron-Cement-Fertilizers-Aluminum-Copper-Petrochemicals)*	27.7
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	12.1
* Prices of the consumed electricity power increased by 50% in this sectors during the peak hours (four hours and its start will be determined by The Ministry of Electricity and Energy)	
b) Industries (Glass - Ciramic and Borclen)	25.2
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	11.6
c) Others Industries (not mentioned in a & b)	15.4
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	11.1
d) Other Consumers	12.9
2) Power Services on High Voltage (Pt./ KWh)	
Metro - Toura	11.34
a)Energy Intensive Industries (Iron-Cement-Fertilizers-Aluminum-Copper-Petrochemicals)*	30.0
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	12.1
* Prices of the consumed electricity power increases by 50% in this sectors during the peak hours (four hours and its start will be determined by The Ministry of Electricity and Energy)	
b) Industries (Glass - Ciramic and Borclen)	28.6
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	11.6
c) Others Industries (not mentioned in a & b)	18.6
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	11.1
d) Other Consumers	15.7
3) Power Service on Medium and Low Voltage (Pt./ KWh)	
3-1 - More than 500 KW	
a)Energy Intensive Industries (Iron-Cement-Fertilizers-Aluminum-Copper-Petrochemicals)*	35.8
* Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	12.1
b) Industries (Glass - Ciramic and Borclen)**	32.7
** Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	11.6
c)** Others Industries (not mentioned in a & b)	25.5
** Fixed Demand charge (L.E / Kw- month)	11.1
d) Other Consumers	21.4
Demand charge for the actual recorded maximum load (L.E/ KW)	
	9.5
3-2 up to 500 KW	
a) Agriculture and Land Reclamation*	11.2
*Charge for electricity consumption per fedan for Irrigation by groups (L.E)	135.2
b) Other Consumers	25.0
4) Residential:	
1) First 50 KWh monthly	5.0
2)51- 200 KWh monthly	11.0
3)201- 350 KWh monthly	16.0
4)351- 650 KWh monthly	24.0
5) 651- 1000 KWh monthly	39.0
6) More than 1000 KWh monthly	48.0
5) Commercial:	
1) First 100 KWh monthly	24.0
2)101- 250 KWh monthly	36.0
3)251- 600 KWh monthly	46.0
4)601- 1000 KWh monthly	58.0
5) More than 1000 KWh monthly	60.0
6) The public and traffic lights (Pt./ KWh)	
	41.2

Monday 12thNov. 2012

図 2-1-6 2011/2012 年の電力料金の構成

出展: EgyptERA からの提供データ

産業・工業会社に対する電力料金の構成は、図 2-1-7 に示すとおり、内閣府の定めた法令に沿って 2 グループに分かれている。

Tariff Price to be applied According to the Prime Minister decree no. 37/11/11/4 for the year 2011 <u>Starting from 1st Jan. 2012</u>				
<u>Firstly:</u> The prime minister's decree no. 37/11/11/4 has to be applied for determining the electricity price for Industrial companies which ensure dividing the industrial sectors into two groups according to the following:				
<u>First Group:</u> For the Energy intensive industries (Iron - Cement - Fertilizers - Aluminium - Cupper - Petrochemicals)				
First Group	Price according to Prime Minister's decree number 2130 for the year 2010 on the base that natural gas price is 3 U\$ dollars for each million Thermal Unit starting from 1st July 2010		Price according to Prime Minister's decree number 37/11/11/4 on the base that natural gas price is 3 U\$ dollars for each million Thermal Unit starting from 1st Jan. 2012	
	Out of peak	During peak	Out of peak	During peak
Very High voltage	21.7	32.6	27.7	41.5
High voltage	26.3	39.5	30	45
<u>Medium voltage</u>				
Fixed price for Energy	35.8	53.7	35.8	53.7
Fixed demand charge (LE/kw-month)	12.1		12.1	
<u>Second Group:</u> For other industries sectors (Glass - Ceramic & Porcelain)				
Second Group	Price according to Prime Minister's decree number 2130 for the year 2010 on the base that natural gas price is 2.3 U\$ dollars for each million Thermal Unit starting from 1st July 2010		Price according to Prime Minister's decree number 37/11/11/4 on the base that natural gas price is 2.3 U\$ dollars for each million Thermal Unit starting from 1st Jan. 2012	
Very High voltage		15.9		25.2
High voltage		19.2		28.6
<u>Medium voltage</u>				
Fixed price for Energy		26.3		32.7
Fixed demand charge (LE/kw-month)		11.1		11.6
<u>Secondly: Third Group:</u> Including all the other industrial sectors not mentioned in the First & Second groups. The price increase for this group was postponed to be done in future phase because it will effect all the products and services offered to the citizens				
Third Group	Price according to Prime Minister's decree number 2130 for the year 2010 on the base that natural gas price is 2 U\$ dollars for each million Thermal Unit starting from 1st July 2010		Price according to Prime Minister's decree number 37/11/11/4 on the base that natural gas price is 2 U\$ dollars for each million Thermal Unit starting from 1st Jan. 2012	
Very High voltage		15.4		15.4
High voltage		18.6		18.6
<u>Medium voltage</u>				
Fixed price for Energy		25.5		25.5
Fixed demand charge (LE/kw-month)		11.1		11.1
Prices of the consumed electricity power in the first group will be increased by 50% during the peak hours (four hours a day and its starting time will be determined by the Ministry of Electricity and Energy).				

図 2-1-7 産業・工業会社に対する電力料金の構成

出展: EgyptERA からの提供データ

一般的に EETC は 9 配電会社に電力を融通し、配電会社が需要家に電力を供給している。しかし、高圧または超高圧送電線に直接接続している顧客には、EETC が直接電力を販売している(表 2-1-13 中の分類 1)から 3)に相当する顧客)。通常これらの顧客は大規模で消費電力も大きい。

それぞれの分類の電力単価はここ数年上昇してきている。しかし増加率は分類によって異なる。総論としては大規模な顧客に対しては高い増加率が設定されており、小規模の顧客の増加率は低く抑えられている。電力料金体系は一種の収入の再配分システムである。住居用における月最初の 50kWh までの電力料金は、7年以上変わらない。これは低収入家庭に対する政府の政策を示していると見ることが出来る。

需要家の電力料金は上昇してきており、また今後数年間も上昇するものと考えられる。需要家の電力料金の上昇に影響している要素は多く考えられ、例えば物価上昇率、最大電力需要、発電コスト、送電コスト、配電コスト、その他の社会的な要因、例えば人口増加、経済状況、政治状況が上げられる。上記に挙げた要素の過去および現時点におけるエジプトの状況を分析すると、近い将来においてこの状況が変化することは期待できない。このため電力料金の傾向も過去の傾向からは大きく外れないであろうと考えられる。

第2節 新・再生可能エネルギー

第1項 新・再生可能エネルギーの現状

「エ」国政府は1980年代初頭より、従来のエネルギー源は、エネルギー使用量の増加に伴っていずれ供給力不足に陥ることを懸念し、エネルギー管理対策に沿ったエネルギーのベストミックスを確立するために、新・再生可能エネルギーの開発を進めている。このため再生可能エネルギーと、省エネルギーの普及、開発のための国家戦略が1982年に国家エネルギー計画に組み込まれる形で作られた。

1986年には、新・再生エネルギー庁(NREA)が、国家重点課題として、省エネルギー法と関連して、特に商業規模での発電事業の潜在能力を有する再生可能エネルギー技術の導入、開発を行う目的で設立された。

2007年4月10日には、エジプト最高エネルギー評議会は再生可能エネルギーの導入量を2020年までに全発電設備の20%とすることを目指す野心的な決議を採択した。このうち12%は風力発電によるものであり、水力およびその他の再生可能エネルギーが8%となっている。

この目標により、系統連系の風力発電の設備容量は、太陽エネルギーや水力などの他の再生可能エネルギーに加えて、2020年には7,200MWに達し、発電電力量は年間310億kWhに増加すると見込まれている。

1) 風力エネルギー開発計画の現状

a) エジプトにおける風力エネルギー利用の歴史と概要

1988年に、デンマークから輸入されたウィンコン(WINCON)型で単機容量100kWのストール制御翼機4台からなる、最初の風力発電実証試験場がスエズ湾沿いのラス・ガリフに建設された。

1992年に、2番目のウィンド・パークが紅海沿岸のハルガダに建設された。これは製作技術移転として提携され、この結果タワー、ブレード、ナセルを含む機器の45%が現地生産された。ハルガダの風力実証試験場は、部分的に現地生産された風力発電機100kW容量4基で構成されている。このウィンド・パークは現地の配電系統に接続され、問題なく稼働中である。



写真 2-2-1 ハルガダ風力試験場

NREA はハルガダの NREA 所有の敷地において風力発電プロジェクトを実施している。ウィンド・パークは、以下に示すような各段階で設置された異なる設計、容量の 38 台の風車で構成されており、総出力は 5MW である。

- 第 1 フェーズ: 2 枚翼 100kW ピッチ制御機 10 基、総出力 1MW、1993 年 6 月運転開始、ヴェンティス型
- 第 2 フェーズ: 3 枚翼 100kW ストール制御機 10 基、総出力 2MW、1994 年 6 月運転開始、ウインコン型
- 第 3 フェーズ: 3 枚翼 300kW ストール制御機 6 基、総出力 1.8MW、1995 年運転開始、ノルドタンク型
- ラス・ガリフに設置されていた 100kW 機 2 基が修理されて設置されている。



写真 2-2-3 ハルガダ ウィンド パーク (ウインコン型)

写真 2-5-4 ハルガダ ウィンドパーク
(ヴェンティス型と、ノルドタンク)

b) ザファラーナ ウィンド パーク

風力エネルギー量の調査結果によると、紅海沿岸は大変高い潜在量を有している。80 km² のエリアが、事業のサポートとエジプト政府の風力エネルギープログラムへの協力として、大統領令で NREA に提供された。このプログラムは連続する期間に 600MW のウィンド・パークを建設するものである。NREA は、300MW 分は国家予算とドナー国の協同資金調達を計画した。一方、残りの300MW は、民間による BOO(建設—運転—保有)または BOOT(建設—運転—保有—移管)スキームでの資金の調達である。しかしこのスキームは変更され、全てのエリアがドナー国のサポートによる NREA の開発を行うこととなった。

ザファラーナの 75MVA の変圧器で構成される 220/22kV の変電所は、220kV 送電線とともに建設され、基幹系統の最寄りの変電所と連系されている。既存の古い変圧器は、新しい125MVA タイプに増容量され、交換されている。

さらに、もう一つの 220/22kV の変電所が、220kV 送電線の延長とともに、風力発電の最終ステージ分の連系のために建設された。

ザファラーナ ウィンド パークは以下のようなステージで建設された。

- 第1ステージ: 60MW DANIDA との提携
 - ✓ 第1フェーズ: 総出力 30MW、単機出力 600kW、ノルデックス、2001年3月運転開始
 - ✓ 第2フェーズ: 総出力 30MW、単機出力 660kW、ヴェスタス、2003年12月運転開始
- 第2ステージ: 80MW KfW との提携
 - ✓ 第1フェーズ: 総出力 33MW、単機出力 600kW、ノルデックス、2001年3月運転開始
 - ✓ 第2、第3フェーズ: 総出力 47MW、単機容量 660kW、ヴェスタス、2003年12月運転開始
- 第3ステージ: 総出力 85MW スペイン政府との提携
 - ✓ 総出力 85MW、単機出力 850kW、ガメサ、2007年4月運転開始
- 第4ステージ: 総出力 120MW JBIC との提携
 - ✓ 総出力 120MW、単機出力 850kW、ガメサ、2009年6月運転開始
- 第5ステージ: 総出力 80MW KfW との提携
 - ✓ 総出力 80MW、単機出力 850kW、ガメサ、2008年運転開始
- 第5ステージ: 120MW DANIDA との提携
 - ✓ 総出力 120MW、単機出力 850kW、ガメサ、2010年運転開始



写真 2-2-5 ザファラーナ ウィンド パーク1



写真 2-2-6 ザファラーナ ウィンド パーク2

c) 将来プロジェクト

NREA から提供され電源計画 PDP(表 2-1-11)に寄れば、同庁は風力エネルギー促進の戦略の一環として、総出力 9,720MW の風力プロジェクトの実施を 2026/27 年までに計画している。現在、NREA は、下記のような総出力 1,120MW の風力プロジェクトの実現を達成するべく活動している。

[現在実施中のガルフ・エル・ゼイト風力 540MW ウィンドファーム]

- ✓ KfW、EIB、EU の協力実施の 200MW ウィンドファーム
 - ◇ コンサルタント会社の契約は 2009 年 11 月に行われ、2013 年の中旬には運転開始の予定である。
- ✓ JICA による協力実施の 220MW ウィンドファーム
 - ◇ 借款の締結は 2010 年 3 月に実施、コンサルタント会社の契約は 2012 年 7 月 1 日に行われ、2015 年中旬に竣工し運転開始する予定である。
- ✓ スペインの協力実施による 120MW ウィンドファーム
 - ◇ NREA は既に入札図書の準備を完了し、スペイン側に送付済みであり、現在レビューの最中である模様。2014 年 10 月に竣工、運転開始が期待されている

[借款が実施中である 580MW ウィンドファーム]

- ✓ スエズ湾の総出力 180MW(140MW+40MW)の 2 箇所のウィンドファーム
- ✓ アブダビ政府所有のマスター社による 200MW ウィンドファーム
- ✓ KfW、フランス開発庁、ヨーロッパ投資銀行、EU の協力による、スエズ湾の 200MW ウィンドファームプロジェクト

さらに、上記の実施中プロジェクトに加えて、次のようなプロジェクトも準備、交渉の段階にある。

- ✓ JICA の支援(現在事業実施調査中)による西ナイルバレーでの 700MW ウィンドファーム

✓ 現在準備、交渉段階にある総出力 1,370MW の民間部門におけるプロジェクト

2) NREA による太陽エネルギー開発の現状

a) 太陽熱温水(パネル)

1980年代から1000台の太陽熱温水パネルが、MoEEにより輸入、設置された。この結果、10社の太陽熱製品の現地会社がエジプトに設立された。現在では2009年までに約40万台の太陽熱温水器がエジプト国内で製造、設置されている。紅海、シナイのホテルにおける太陽熱温水器の普及プロジェクトが、現在実施中である。このプロジェクトはイタリア政府と国際連合環境プログラム(UNEP: United Nations Environmental Program)の協力で実施している。



写真 2-2-7 メディカルセンターにおける
太陽熱温水パネル: 2008
出展: EEHC 年次報告書 (2009/2010)

b) クライマツ 140MW 太陽熱複合コンバインドサイクル発電プラント

このプロジェクトはパラボラ形トラフ技術を採用し、天然ガスを燃料としたコンバインドサイクル発電と複合化した設備である。

設備容量は太陽熱部分の20MWを含んで140MWである。総事業費は3億4千万米ドルである。このプロジェクトは、2011年に竣工し、運転開始された。

太陽熱部分の事業費はおよそ7,560万米ドル(外貨と内貨部分双方を含む)であり、このため、このプロジェクトにおける太陽熱発電の概算発電原価は、3.8US\$/Wとなっている。



写真 2-2-8 クライマツにおける
太陽熱発電システム: 2010
出展: EEHC 年次報告書 (2009/2010)

c) 太陽光発電システム

エジプト国内における太陽光発電システムの総工事費はおよそ10MWである。主な使用目的は照明、揚水、無線、冷房、高速道路の広告塔などである。これらは地方や遠地において送電系統から遠い小規模な分散負荷に適用している。

イタリア環境省の協力による地方電化プロジェクトは、マトゥロウ地域の遠地の住宅に太陽光発電による電力供給を行うものである。このプロジェクトの内訳は以下の通りである。

- ✓ 100件の住居照明、40箇所の街灯照明
- ✓ 学校1箇所、モスク3箇所
- ✓ 診療所2箇所

このプロジェクトは2010年12月に竣工し、運転開始されている。



写真 2-2-9 遠隔地におけるオフグリッド太陽光発電システム：(Awlad El Shikh Behera)



写真 2-2-10 村落電化プロジェクト1



写真 2-2-11 村落電化プロジェクト2

3) その他のセクターにおける太陽光発電所開発の現状

「エ」国における最初の系統連系太陽光発電所は、Arab Organization for Industrialization (AOI)という会社によって、2011年11月に建設された。

この太陽光発電所は、Greater Cairoの郊外に位置する同社の関連工場の敷地内に建設された。調査団はそのサイトを訪問し、現状を把握した。

その太陽光発電所は、500kWの固定式太陽光モジュールと、100kWの2軸太陽追尾システムを装備しており、固定式のモジュール傾斜角度は26度であった。さらに、2つの太陽光モジュール配列間の距離は、その配列高の2.5倍をとっており、従って、その高さが1.8メートルである

ことから、同モジュール配列間の距離は、5メートルであった。この距離は、南側のモジュール配列からの陰影効果を十分に考慮したものであると思われる。そのモジュールは、中国製の Torina Solar 製作の多結晶型であり、インバーターはスペインの Gamesa 製作に寄るものであった。太陽追尾システムは、予めプログラミングされたコントローラーにより運用されている。関係者の説明に寄れば、この追尾システムは、固定式に比べて、30～40% 多くの出力を得ることができるとのことであった。

発電電力は連系線により電力系統に送られているが、EETC との売電契約は締結していないとのことであった。関係者に寄れば、その太陽光発電からの電力売電を公式に開始するための新電力法の発令・施行を待っている最中である。

これらの太陽光モジュールは、高圧洗浄スプレーに寄り清掃されている。清掃期間はモジュールの汚損状況によって決められている。清掃の間隔は通常は約 1 ヶ月に一度の割合で、砂埃の激しい時期においては、それが 2～3 週間となるとのこと。下記写真にあるとおり、荷台に 600 リットルの水タンクと噴水用ノズルを装備した洗浄機が使われている。この機器により 25kW 相当分の太陽光モジュールを、一つの水タンク(600 リットル)で洗浄可能である。



写真 2-2-12 カイロにおける 500kW
固定式太陽光発電システム



写真 2-2-13 カイロにおける 100kW
追尾式太陽光システム



写真 2-2-14 太陽光モジュール清掃用高圧洗浄機

第2項 太陽エネルギー開発計画

1) NREA

太陽エネルギープロジェクトは、再生可能エネルギーの増加への寄与、及び表 2-1-11 に掲載したおりの NREA の最新の電源開発計画への主要な側面の一つと見なすことができる。

この電源開発計画の主たる事項は以下の点である。

- ✓ 総出力 2,800MW の太陽熱発電プラント
- ✓ 総出力 700MW の太陽光プラント

太陽熱発電プラントの一つに、コモボ市に提案されている、100MW の太陽熱発電プロジェクトがある。また、20MW の太陽光発電プラントのプロジェクトが、上記太陽熱発電プロジェクトに隣接した同じコモボ市において、この調査でのプロジェクトとは別に提案されている。

この太陽熱発電プロジェクトの可能性調査は、KfW の協力で実施されており、また、世界銀行はクリーンテクノロジーファンド(CTF)プログラムによって総量 1 億米ドルのソフトローンの融資を通じてプロジェクトに参加することを承認した。このうち百万米ドルは関連する検討・調査の準備に割り当てられている。

さらに、エジプト国政府はアフリカ開発銀行と世界銀行に 3 億米ドルのソフトローンを依頼することを公式に発表した。

NREA は EU の「継続可能な電源市場の開拓と動機付け(EM Power)」というプログラムに参加している。エジプト国の調査報告書が作成され、コモボは集光形太陽熱発電に最も適した場所のひとつに選定されている。また、ファラフラオアシスの太陽光発電プロジェクトはこの EM Power プログラムで開発されることになっている。

コモボにおける太陽光発電プラント建設のための実現可能性調査は、準備段階である(コンサルタントに対する関心表明期限が 2012 年 10 月 8 日で閉められた)。この調査はフランス開発庁(AFD: French Agency Development)によって 80 万ユーロの供与がなされている。約 8 ヶ月の調査期間の中で、技術的、財政的、また、環境側面と経済に対する影響等が調査される予定である。

第 3 項 電力セクターの改革と新・再生可能エネルギー

1) エジプト電気公益事業・消費者保護規制公社 (EgyptERA: Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency)

EgyptERA は、2001 年より運営されており、その業務目的は以下のとおりである。

- ✓ 全ての発電設備、送配電設備の規制、監視
- ✓ 発電設備の建設、管理、運営、保守のライセンス発行
- ✓ ユーザーに公平な価格で環境に配慮した電力供給を行っていることの証明
- ✓ 発電、配電を含む電力部門で公正な競争が行われるための準備
- ✓ 電力マーケットでの独占の防止
- ✓ 消費者、発電会社、送電会社、配電会社の利益の配慮
- ✓ エネルギー供給プロジェクトに関わるガイドライン、規約、そしてスキームの承認
- ✓ 再生可能エネルギーへの投資の促進と支援

2) 新・再生エネルギー法令・法規の方向性

現在のエジプトの法令・法規は再生可能エネルギーの開発に関して考慮されていないが、EgyptERA は新・再生可能エネルギー法の方向性として、再生可能エネルギー開発に関する 4 つのプロジェクト開発メカニズムを想定している。これらのメカニズムは、再生可能エネルギー開発が、新しく制定される新・再生可能エネルギーに関する法令とその関連法規に定義されることを促進するためのものである。

この 4 つのプロジェクト開発メカニズムは、要約して下記のとおりである。

- ✓ 第 1 メカニズム: NREA によって開設されるプロジェクト
- ✓ 第 2 メカニズム: エジプト送電公社 (EETC: Egyptian Electric Transmission Company) をとおした、競争入札による民間部門によって開設されるプロジェクト (BOO)
- ✓ 第 3 メカニズム: 固定価格買取制度 (FIT: Feed-in-Tariff) をとおして EETC によって開設されるプロジェクト
- ✓ 第 4 メカニズム: 再生可能エネルギーによる発電プラントの建設・運営、そして発電電力の顧客への直接売電を行うことにより開設されるプロジェクト

これらの実施戦略についての規制は、次のとおりである。

- ✓ EgyptERA によって承認された“エネルギー供給プロジェクト投資ガイドライン”
- ✓ 風力発電プラントのための用地割り当てに関する内閣府承認規定
- ✓ グリッドコード(系統連系指針)、及び風力コード(グリッドコードに関する詳細は付録 2-1 を参照)
- ✓ “エネルギー源に対する保証 (GoO: Guarantee of Origin)”と呼ばれる認証の発行

さらに、注目すべき点として、再生可能エネルギー基金（RE Fund: Renewable Energy Fund）の立ち上げが挙げられる。この基金は、発電時と売電時の価格差を補償するために、2012年に内閣府によって承認された。

“再生可能エネルギーへの投資促進”に関する詳細は付録 2-2 に記述されている。

第 3 節 他のドナーによる支援の状況と方針

第 1 項 アフリカ開発銀行 (AfDB) の支援の状況と方針

1) AfDB の概要

AfDB の概要は以下の通りである。

- AfDB の本社は、チュニジアにあり、アフリカ各国に 250 の支社がある。AfDB は「E」国において 2000 年より事務所を開設している。
- AfDB は 3 種類の資金提供のスキームを持っている。低収入国向けのアフリカ開発基金、商業ベースのアフリカ開発銀行、そしてアフリカ民間部門援助 (FAPA) である

2) エジプト電力セクターにおける支援プロジェクトと調査

a) 付託済みのプロジェクト (借款または供与)

- ✓ 4 箇所のコンバインドサイクル火力発電プロジェクト

b) 調査

- ✓ NREA と民間部門のウィンドファームプロジェクトの可能性調査
ガルフ・エル・ゼイトの北側のサイトで、現在風況観測を実施している。KfW が民間会社の部門をカバーしている。
- ✓ EETC の無償供与での実施されている総合的な将来の風力発電開発計画
- ✓ NREA のコモンボにおける 100MW の太陽熱発電の環境調査
- ✓ 民間部門の蒸気タービン火力、またはバイオガスタービンによるごみ発電
- ✓ 原子力発電も含む将来エネルギー構成の調査
- ✓ 発電側における省エネルギー

3) 援助の方針

- ✓ AfDB は、発電側と需要側の省エネルギーに関心を持っている。
- ✓ AfDB は、従来型発電もクリーンエネルギーも全ての発電方式について支援を行っている。

第 2 項 世界銀行 (WB) の支援の状況と方針

1) WB の概要

WB の概要については以下のとおりである。

- WB グループは、途上国の開発に必要な資金の融資等提供しており、中所得国を主として扱う国際復興開発銀行 (IBRD、狭義の世界銀行)、に加え最貧国向けの国際開発協会 (IDA、広義の世界銀行)、等の機関から成っている。
- WB の本部事務所は、アメリカ合衆国に置かれている。
- WB の従業員は 9 千人を超え、世界に 100 の事務所を開設している。

- WB は多数の国家からの投資を受けて成り立っているが、実際には、ほぼ全ての開発基金は、金融市場において WB 債を発行することにより資金調達している。

2) エジプト電力セクターにおける支援プロジェクトと調査

✓ 風力発電プロジェクトの開発

第 1 のコンポーネントは、IBRD / クリーンテクノロジーファンド (CTF : Clean Technology Fund)、欧州投資銀行 (European Investment Bank) が主導で、さらにフランス開発庁 (AfD : Agence Francaise de Developpment) / 近隣国投資基金 (NIF : Neighborhood Investment Funds)、そして KfW / NIF を含む欧州ドナーによる融資である。

第 2 のコンポーネントは、「エ」国における膨大な風力発電プログラムの拡張を支援するための技術的な援助である。

第 3 のコンポーネントは、民間部門の運用による BOO 方式を利用したスエズ湾 250MW の BOO プロジェクトである。

✓ 北ギザ発電プロジェクト

持続可能な電力供給の信頼性、及びその効率を改善するために寄与している。

第 1 のコンポーネントは北ギザ発電所であり、第 2 のコンポーネントは技術援助、さらに第 3 のコンポーネントはプロジェクト融資である。

✓ コライマツ太陽熱複合コンバインドサイクル発電プラントプロジェクト

第 1 のコンポーネントは、太陽熱複合コンバインドサイクル発電プラントの設計、建設、そして運用であり、第 2 のコンポーネントは、太陽熱発電機構とコンバインドサイクル機構のスムーズな統合を確証するための NREA へのキャパシティービルディング、さらに第 3 のコンポーネントは環境モニタリング計画の実施である。

3) 援助の方針

- ✓ WB には、貧困削減と開発援助のための独自のパートナーシップを採用している。
- ✓ IBRD は、中所得国の貧困、及び与信枠の低い国々を対象にその削減に取り組んでおり、一方、IDA は、その主眼を特に最貧国においている。

第 4 節 プロジェクトの必要性、及び合理性

新・再生可能エネルギーの中でも特に風力エネルギーと太陽エネルギーの必要性、及びその合理性について、下記のように要約することができる。

- ✓ 現在の「E」国のエネルギー構造は、まだ化石燃料への依存度が高い。
- ✓ 現在の状況がそのまま放置されると、エネルギー分野での伸びと共に、二酸化炭素ガスの排出量は増加する。
- ✓ 化石燃料の資源は、近い将来に枯渇すると予想され、それと共にコストは増加傾向にある。
- ✓ エネルギー資源は、その安定した調達を考慮すると、複数の種類のエネルギー資源に分散されるべきである。
- ✓ 上記を勘案すると、新・再生可能エネルギーは、これらのエネルギー調達に関する懸念事項にたいする一つの解決策となる。
- ✓ 「E」国には、強い風況や、高密度の日射量等のエネルギー資源が多く存在しており、従って、同国は風力エネルギーと太陽エネルギーの活用に適した状況を有していると言える。
- ✓ 風力エネルギーと太陽エネルギーの開発は、消耗する化石燃料の延命化へ対策となり、かつ、同国のエネルギー資源の増産にもつながる。

このようなことから、2006 年に「E」国政府内に、エジプト最高エネルギー評議会が設置された。この評議会において、同年、再生可能エネルギーの導入量を 2011 年までに全発電設備の 12%、2020 年までに 20%とする決議を採択した。

太陽光発電の必要性、及びその合理性について、下記のように要約することができる。

- ✓ 太陽エネルギーは、太陽熱発電と太陽光発電の出力電力に換えることができる。
- ✓ 太陽熱発電と太陽光発電は、双方とも長所、短所がある。例えば、太陽光発電が割高な蓄電池なしには、夜間での発電ができないが、太陽熱発電は蓄熱装置を利用した継続的な電力供給が可能である。その一方で、太陽熱発電は、その建設、さらに運用・保守において、太陽光発電と比較して割高となる。
実情、及びこの 2 方式の比較は、次の項において記述している。

第 1 項 太陽光発電と太陽熱発電の比較

NREA はすでにコライマットにおいて、太陽熱発電プラントの経験を有しているが、大規模な太陽光発電プラントは、これが初めての経験となる。

世界の主要な太陽熱プラントを表 2-4-1 のとおり示す。

最近では多くの大規模集光型が世界中で建設されている。世界中の太陽光発電の導入容量のうち、33%は集光型の太陽光発電である。(図 2-4-1 参照)

国別の太陽光発電の総導入量と集光型太陽光発電の容量を図 2-4-2 に示す。

表 2-4-1 既存の太陽熱発電プラント

国名	プロジェクト名称	形式	容量 (MW)	運転開始年
ドイツ	Solar Tower Julich	タワー型	1.5	2008
スペイン	PS10/Abengoa	タワー型	11	2006
	Andasol1&2/Solar Millennium, ACS Cobra	トラフ型	100	2008-2009
米国	SEGS I/Luz, Solel	トラフ型	13.8	1984
	SEGS II-VII/Luz, Solel	トラフ型	180	1984-1989
	SEGS VIII-IX/Luz, Solel	トラフ型	160	1989-1990
	Saguaro APS Plant / Solargenix	トラフ型	1	2006
	Nevada Solar One / Acciona	トラフ型	64	2007
	Kimberlina / Ausra	フレネル型	5	2008
エジプト	Kuraymat	トラフ型 コンバインド サイクル	20 (太陽熱 部分)	2011

出展: NEDO 報告書 “study current technological situation and various issues for penetration of unutilized energies” 2009年2月

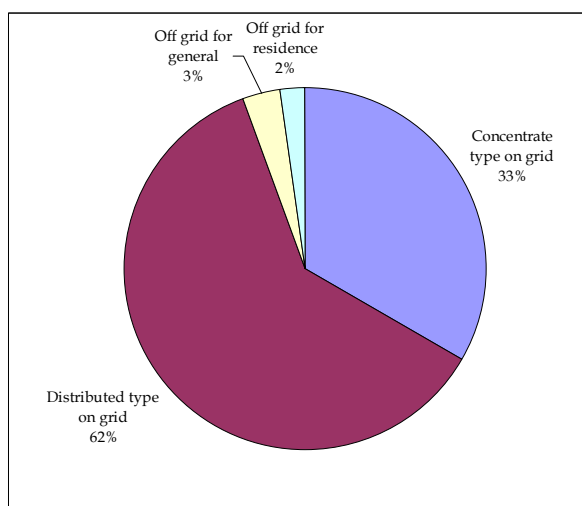
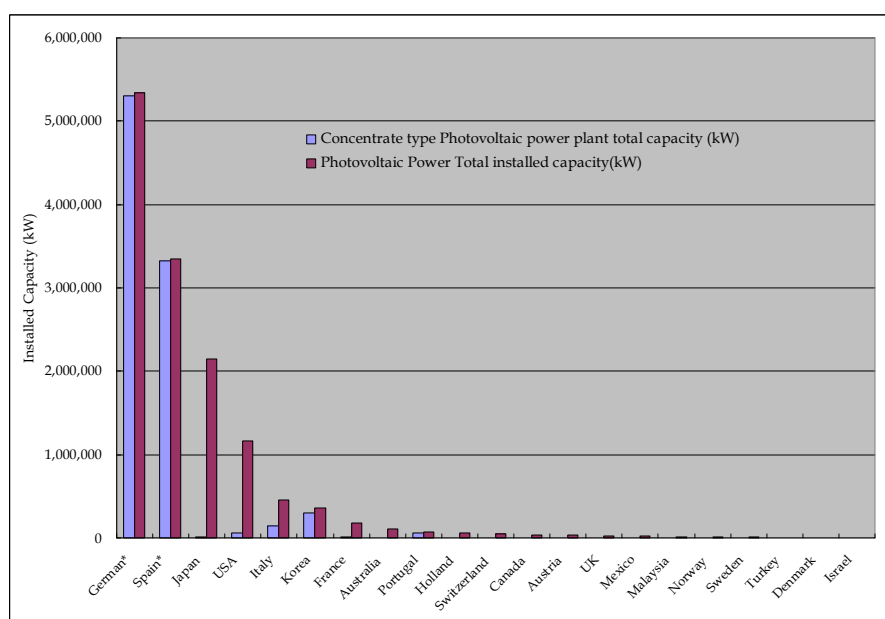


図 2-4-1 設置別に分類された太陽光発電の総設備容量

出展: NEDO 報告書 “wide range of research cooperation among advanced countries through collaboration in research and development on photovoltaic power generation within the framework of IEA PVPS, the activities for PVPS Task 1,” 2009年2月



*ドイツとスペインのデータは集光型と分散型に分けられていない。

図 2-4-2 各国における太陽光発電の総設備容量

出展: NEDO 報告書 “wide range of research cooperation among advanced countries through collaboration in research and development on photovoltaic power generation within the framework of IEA PVPS, the activities for PVPS Task 1,” 2009年2月

太陽熱発電と太陽光発電の比較を実施し、その概要は下記の通りである。

- 太陽熱発電の長所
 - ✓ 太陽光発電は日中しか発電できないが、太陽熱発電は蓄熱装置を使用することで夕方の時間帯にも発電が可能である。
 - ✓ 従来型の火力発電設備との複合化が可能である。このため 100MW を超えるような大きなプラントに適応できる。
- 太陽熱発電の短所
 - ✓ 太陽熱発電は集熱してタービンに送るための複雑な集熱配管をもち、高度な保守作業を必要とする。
 - ✓ 集光形太陽熱発電システム(CSP: Concentrate Solar Power)では、正確な太陽追尾装置が必要であり、高度な保守作業が必要である。
 - ✓ 太陽熱発電では、冷却のために多量の水を必要とする。紅海沿岸のような砂漠地帯では多量の水の取得が困難である。
 - ✓ 上記のとおり冷却のために多量の水を必要とし、さらに多くの排熱があるため、丹念な環境影響評価調査が必要となる。
 - ✓ このプラントは、多量の鉄鋼を必要とし、従って、その建設コストは、鉄の市場価格に

大きく左右されてしまう。

- 太陽光発電の長所
 - ✓ 太陽光発電は単純の構成のシステムであり、可動部分を持つ部品がない。このため保守作業が非常に簡単である。
 - ✓ 太陽光発電は従来型の発電設備を持たず、全ての機器が静止機器であるため期待寿命は太陽熱に比較して長い。
 - ✓ 太陽光発電は高温に沸騰した水や回転機を使用しないため、作業員や公衆に対して非常に安全である。
- 太陽光発電の短所
 - ✓ 太陽光発電は日中のみ発電が可能であり、夕方のピーク時間帯に電力供給を行いたい場合には、蓄電池設備が必要である。しかし蓄電池設備のコストは現状では比較的高価である。
 - ✓ ほとんど全ての太陽光モジュールはシリコンを使用して製作される。従って、モジュールのコストは、シリコンの市場価格に左右されやすい。

太陽光発電と太陽熱発電の効率はほぼ同じレベルである。

また、太陽光発電の価格は、多くのメーカーの競争により、急激に低下している。このため現状では太陽光発電と太陽熱発電の価格はほぼ同じレベルであるといえる。

太陽光発電と太陽熱発電のコスト比較を図 2-4-3 に示す。太陽熱発電の価格は以前の調査報告書を参照している。太陽光発電の価格は、大規模太陽光発電にモジュールを世界規模で供給しているメーカーに、20MW 太陽光プラントでの現状コストと将来予測を聞き取り調査したものである。

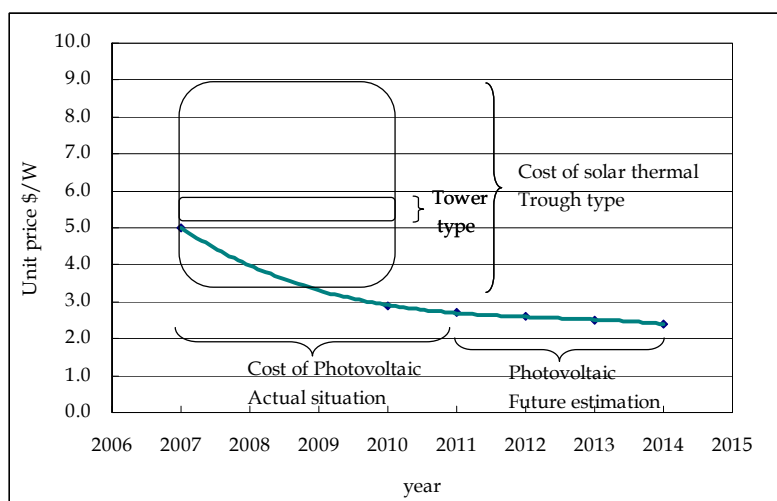


図 2-4-3 太陽熱発電と太陽光発電の価格比較

出典: NEDO 報告書 “study current technological situation and various issues for penetration of unutilized energies” 2009年2月、及び調査団追記

太陽光発電と太陽熱発電の比較については、次の表に記述している。この2方式による発電はその根源を同じくしているとは言え、特徴は相異なる。従って、太陽エネルギーを活用するに際し、この2方式を取り混ぜて、電力系統に連系することも一つの対策として考えられる。

表 2-4-2 太陽熱(Solar Thermal)発電と太陽光(PV)発電の価格比較

	太陽熱	太陽光
出力制御	負荷追従制御が可能である。蓄熱システムを使用することにより、夜間の需要ピークに対応することができる。	負荷追従制御は、大容量蓄電池を設置しない限り、できない。
設置コスト	コストは徐々に低下する傾向にある。	コストは大きく低下しており、割安感が出ている。
運用・保守	高度な運用・保守技術が必要とされている。	構造が簡単であり、運用・保守がし易い。
環境影響	冷却システムに多量の水と必要とし、かつ廃熱も多く出される。	環境に与える影響は大きくない。
変換効率	太陽光とほとんど同じレベルである。	太陽熱とほとんど同じレベルである。
寿命	集熱配管、及びタービン発電機は、定期的な交換が必要である。	比較的長い。

第2項 プロジェクトの必要性

本章の第2節、第1項を考慮し、また表 2-1-11 の電源開発計画(2011/12-2026/27)に記述されているように、以下の点を踏まえて、総容量 700MW の太陽光発電プラントがプロジェクト化の方向で検討されている。

- 再生可能エネルギーの導入量を2020年までに20%とする目標を達成する中で、風力エネルギーがその12%、水力が5.8%、そして、太陽エネルギーがそのうちの重要な役割(20%のうちの2.2%)を担っている。
- 既に、集光型太陽発電は、コライマツ太陽熱発電プラントで運転開始されており、その総設備容量は140MWで、内太陽熱発電部が20MWとなっている。
- これらの背景から、早急に太陽光発電プロジェクトを開始し(NREAは、このプロジェクトが2016年までに完了することを望んでいる)、それらを実現させる必要がある。
- この太陽光発電プロジェクトは、エジプトにおける太陽光発電のパイロット事業になり、本プロジェクトが順調に推移すれば、太陽光プロジェクトの将来への発展の布石となり、さら

に、未来への継続的な展開の第一歩となるものである。

上記を考慮し、調査団は、この太陽光プロジェクトが、「エ」国電力セクターにおいて、早期に実施される必要があり、必要不可欠なものであると考える。

第 3 章 プロジェクトスコープの概要

第3章 プロジェクトスコープの概要

第1節 基礎データ

第1項 ハルガダの現地状況

1) 場所

本プロジェクト地点は、ハルガダ市の北側のエルゴウナ町の近傍である。地図上の位置を図3-1-1-1に示す。対象地点はNREAのハルガダ風力発電所内に位置する。

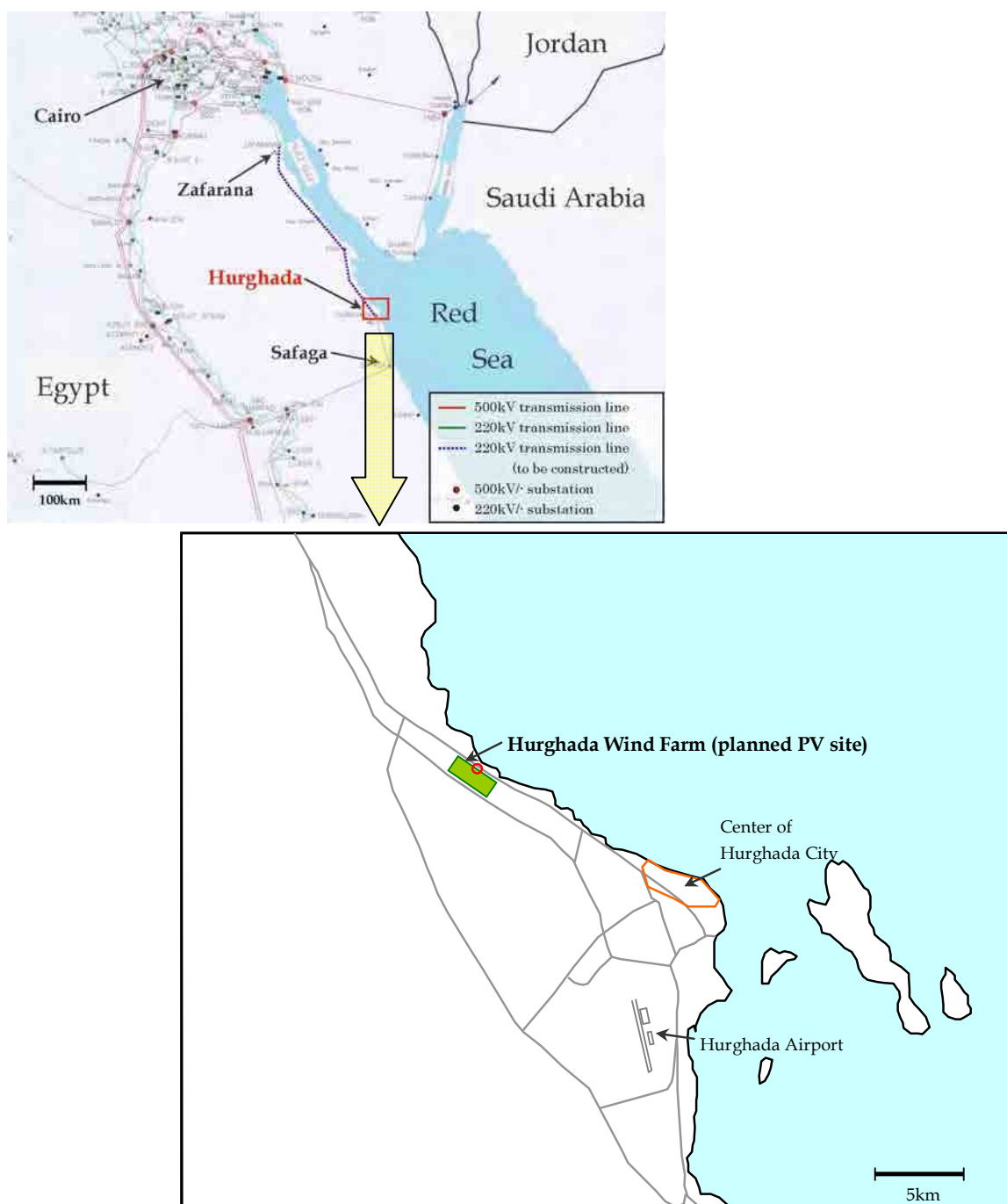


図 3-1-1-1 対象地点の位置

2) 対象地点の状況

- ハルガダ風力発電所はハルガダ市の北、ハルガダーラス・ガリフ道路沿いに位置する。
- 風力発電所の総出力は公称 5.4MW であるが、何台かの発電機は非常に古く保守が困難であることから運転されていない。このため実際の既設風力発電設備の出力は、4.2MW となっている。風力発電設備の配置を図 3-1-1-2 に示す。
- 風力発電設備の種類と台数は、以下の通りである。
 - ✓ 100kW 風車:24 台内 4 台停止
 - ✓ 300kW 風車:6 台
 - ✓ 小容量風車(5kW):3 台(全台停止)
 - ✓ アメリカ式多翼風車:1 台(停止)

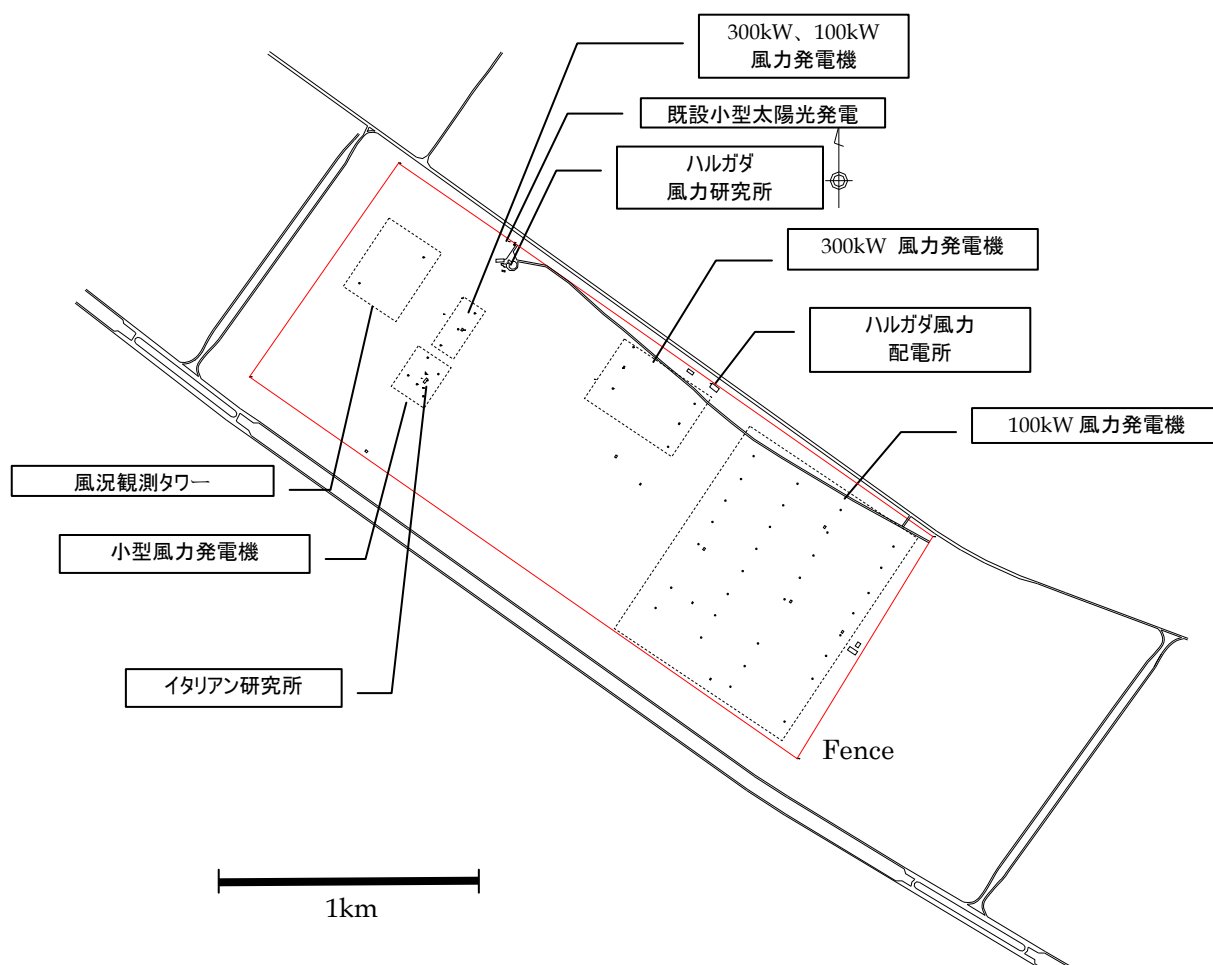


図 3-1-1-2 対象地点の現状

太陽光発電設備は、この風力発電所内に既設風力発電設備を避けて設置する。風力発電所敷地内の南側には多くの風車が設置されているが、北側から東側にかけては、風力発電機は数台しかなく空地が多い。このためこの遊休地に太陽光発電を設置可能である。

なお、候補地点の敷地形状は、北西から南西方向に 30 度傾いている。また候補地点の周囲には、多くのリゾートホテルや住宅があり、また建設中のものも多々ある。



写真 3-1-1-1 北側の現地状況 (1)



写真 Photo 3-1-1-2 西側の現地状況 (2)



写真 3-1-1-3 候補地点内の 300kW, 100kW 風車 (3)



写真 3-1-1-4 候補地点内の風況観測タワー (4)



写真 3-1-1-5 既設小規模太陽光モジュール (5)



写真 3-1-1-6 既設風力発電用 SCADA システム (6)



写真 3-1-1-7 ハルガダ風力研究所 (7)



写真 3-1-1-8 イタリアの研究所 (8)



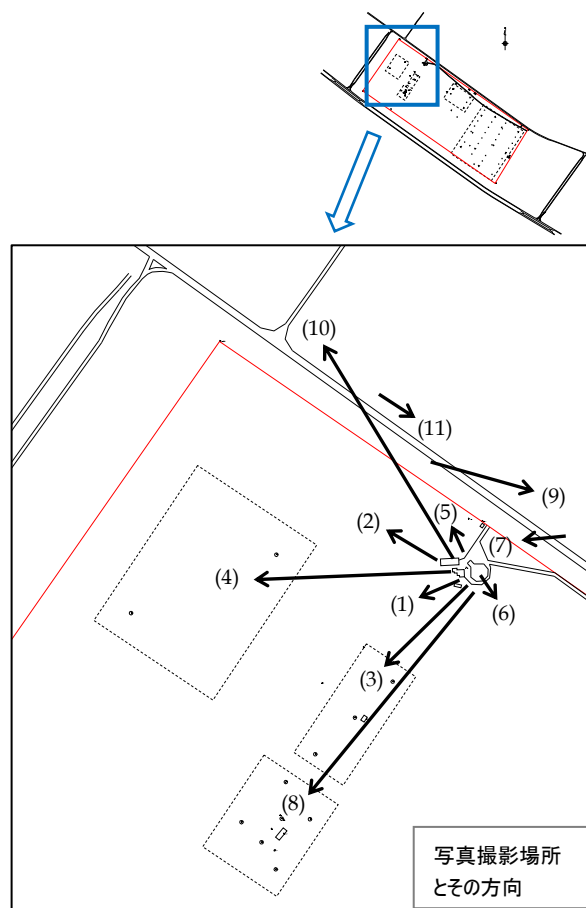
写真 3-1-1-9 現地周辺状況 1 (9)



写真 3-1-1-10 現地周辺状況 2 (10)



写真 3-1-1-11 既設現地境界フェンス (11)



■ 第2項 ハルガダの既設電気設備

1) 電力系統

ハルガダの既設電力系統の状況を図 3-1-2-1 に示す。また変電所と送電線の位置関係を図 3-1-2-2 に示す。

系統電力はケナ 220 変電所からサファーガ変電所を経て、220kV の超高圧送電線で南ハルガダ変電所に送られている。南ハルガダ変電所は、ハルガダで最も大きな変電所である。ハルガダの市街地の電力の大半は、この変電所から供給されている。

NREA の風力発電所は、ハルガダ風力発電所内に位置する配電所で、中央ハルガダ変電所から供給される 11kV 配電線 2 回線に接続されている。またハルガダ風力発電所の配電所には、22kV の開閉設備も設置されており、22kV 配電線 2 回線が中央ハルガダ変電所から供給され、この配電所からエルゴウナの町に供給されている。配電所内の機器配置の状況を図 3-1-2-3 に示す。また中央ハルガダ変電所との連系状況を示した単線結線図を図 3-1-2-4 に示す。

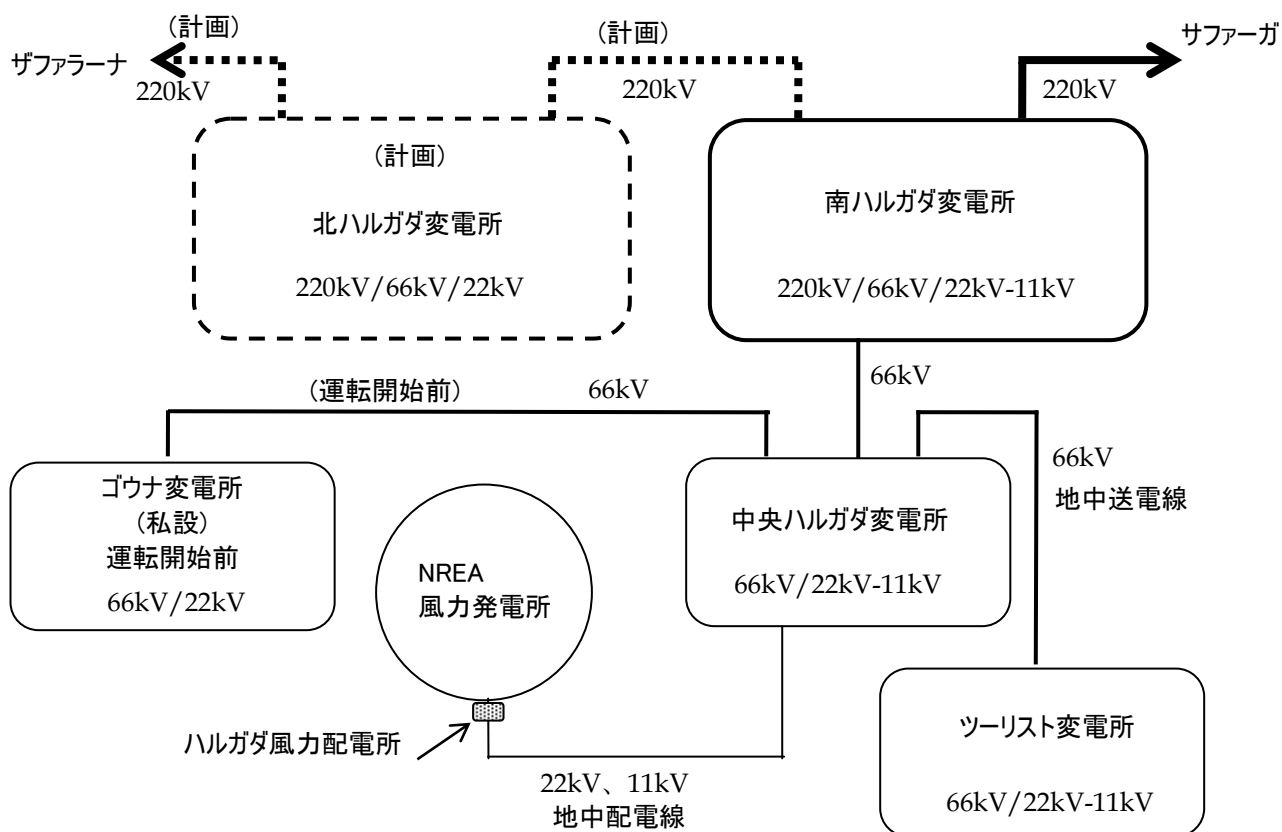


図 3-1-2-1 ハルガダ市内の電力供給送電系統

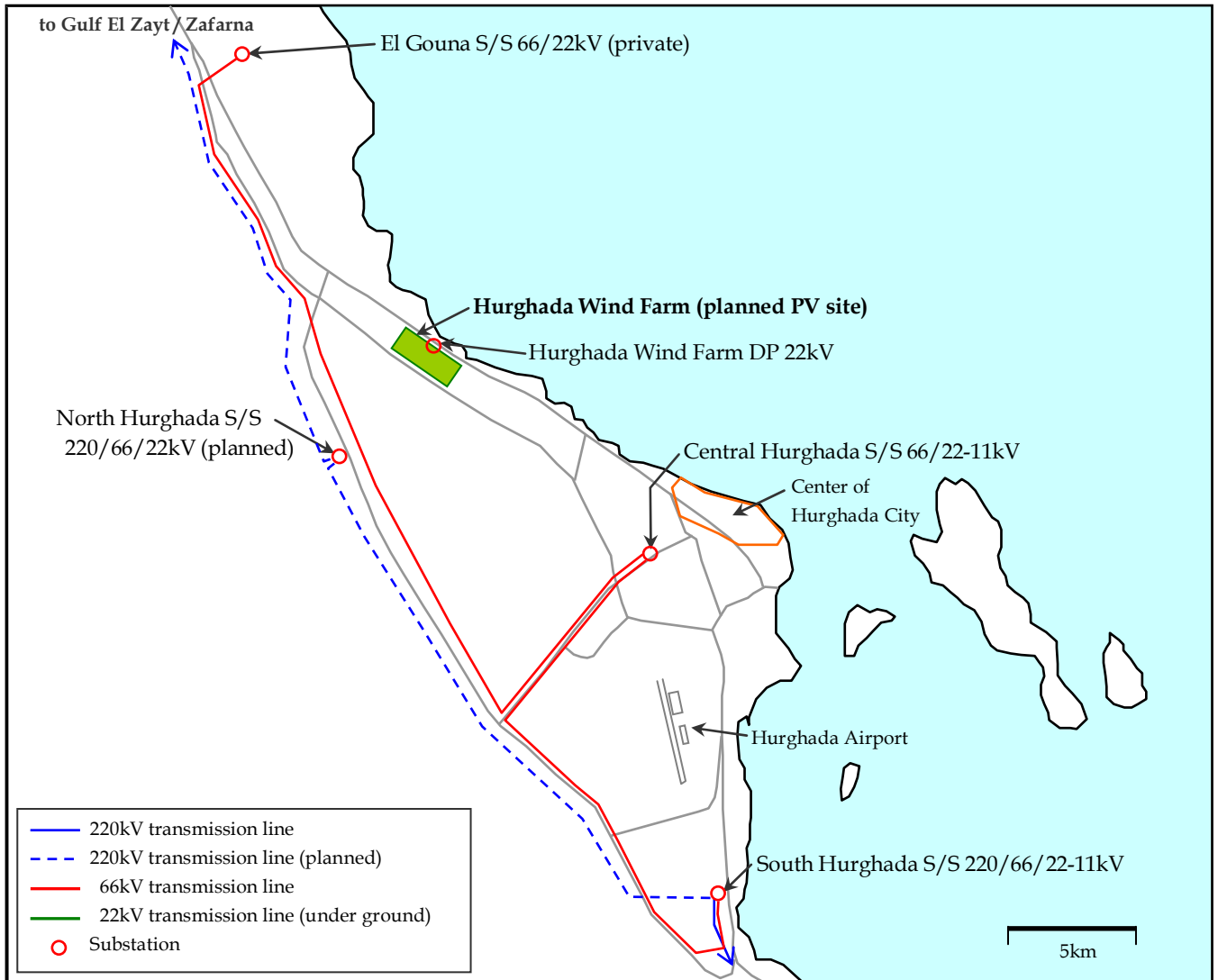


図 3-1-2-2 既設電力施設の位置

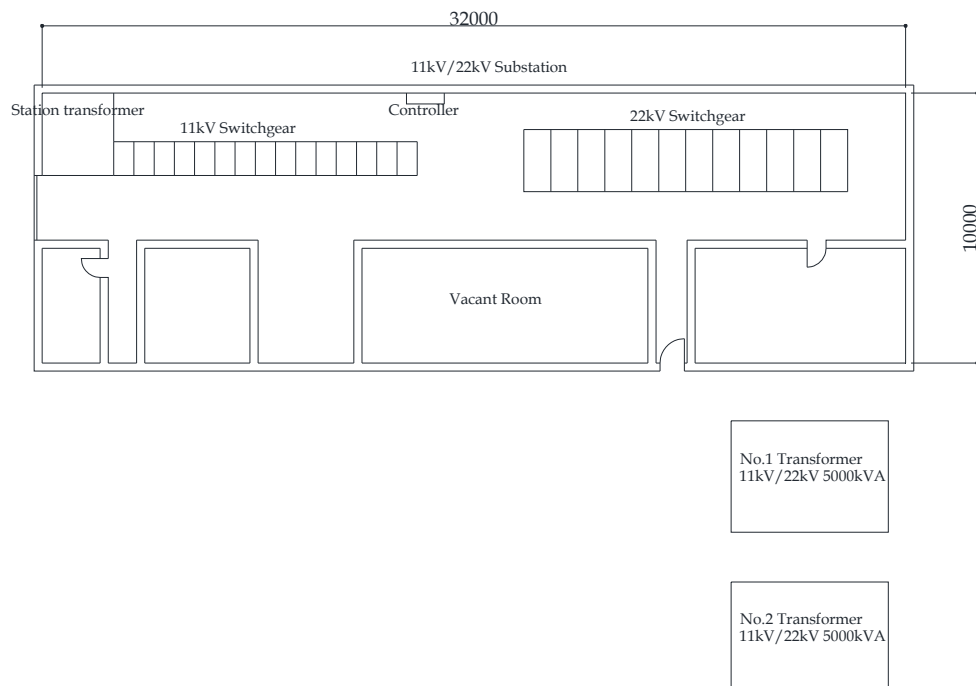
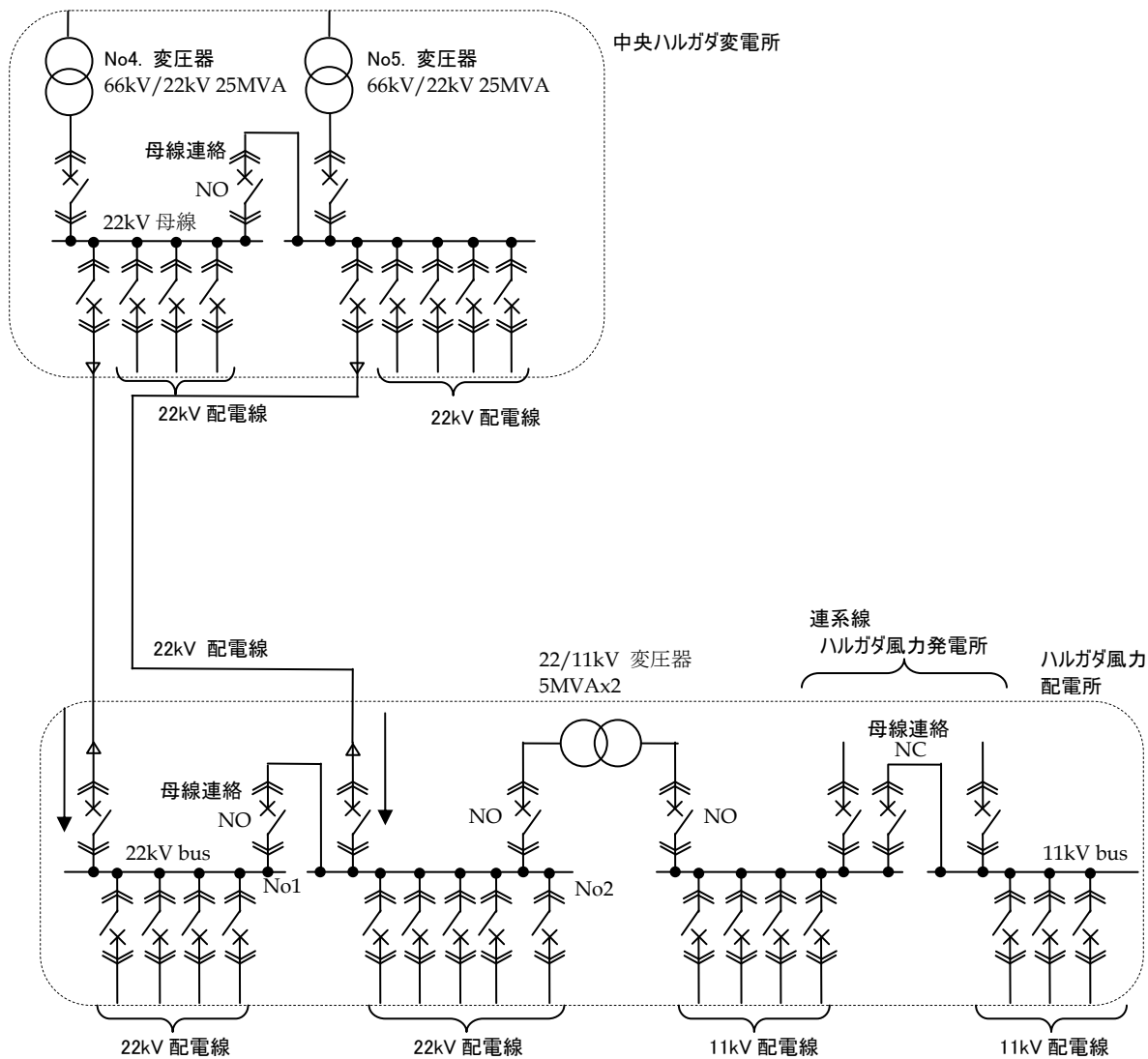


図 3-1-2-3 配電会社所有 ハルガダ風力発電所内の既設 11kV/22kV 配電所 機器配置図



*NO は、常時開, NC は、常時閉状態を示す。

図 3-1-2-4 中央ハルガダ変電所とハルガダ風力 配電所の系統連系状況

候補地点周辺の変電所と送電線の状況は、以下の通りである。

- ✓ 220kV/66kV/22-11kV の南ハルガダ変電所は候補地点の南東約 30km に位置する。
- ✓ 66kV/22-11kV の中央ハルガダ変電所は、候補地点の南東約 15km に位置する。
- ✓ 中央ハルガダ変電所から、ゴウナ変電所の方向に向かう 66kV 送電線が、候補地点の約 3km 南側を通過している。
- ✓ 送電会社が 220kV の北ハルガダ変電所の新設を計画している。この変電所は NREA の風力発電所近くを通過する 66kV 送電線近傍に計画されている。しかし建設スケジュールはまだ決定していない。

- ✓ 私企業所有の 66kV/22kV ゴウナ変電所が建設されているが、まだ運用されていない。この変電所が運用開始すると、中央ハルガダ変電所から供給している既設 22kV 配電線に代わりゴウナ地区に電力供給することになる。
- ✓ カナル配電会社所有の風力発電所内に位置する 22kV/11kV 配電所の、11kV 母線に既設風力発電設備が接続されている。
- ✓ NREA とカナル配電会社は、既設のハルガダ風力発電所からの発電電力の売買契約 (PPA: Power Purchase Agreement) を締結している。このプロジェクトでも同様の方式が適用されることになる。

ハルガダ風力発電所内の既設の電力ケーブルの接続状況は、図 3-1-2-5 に示すとおりである。

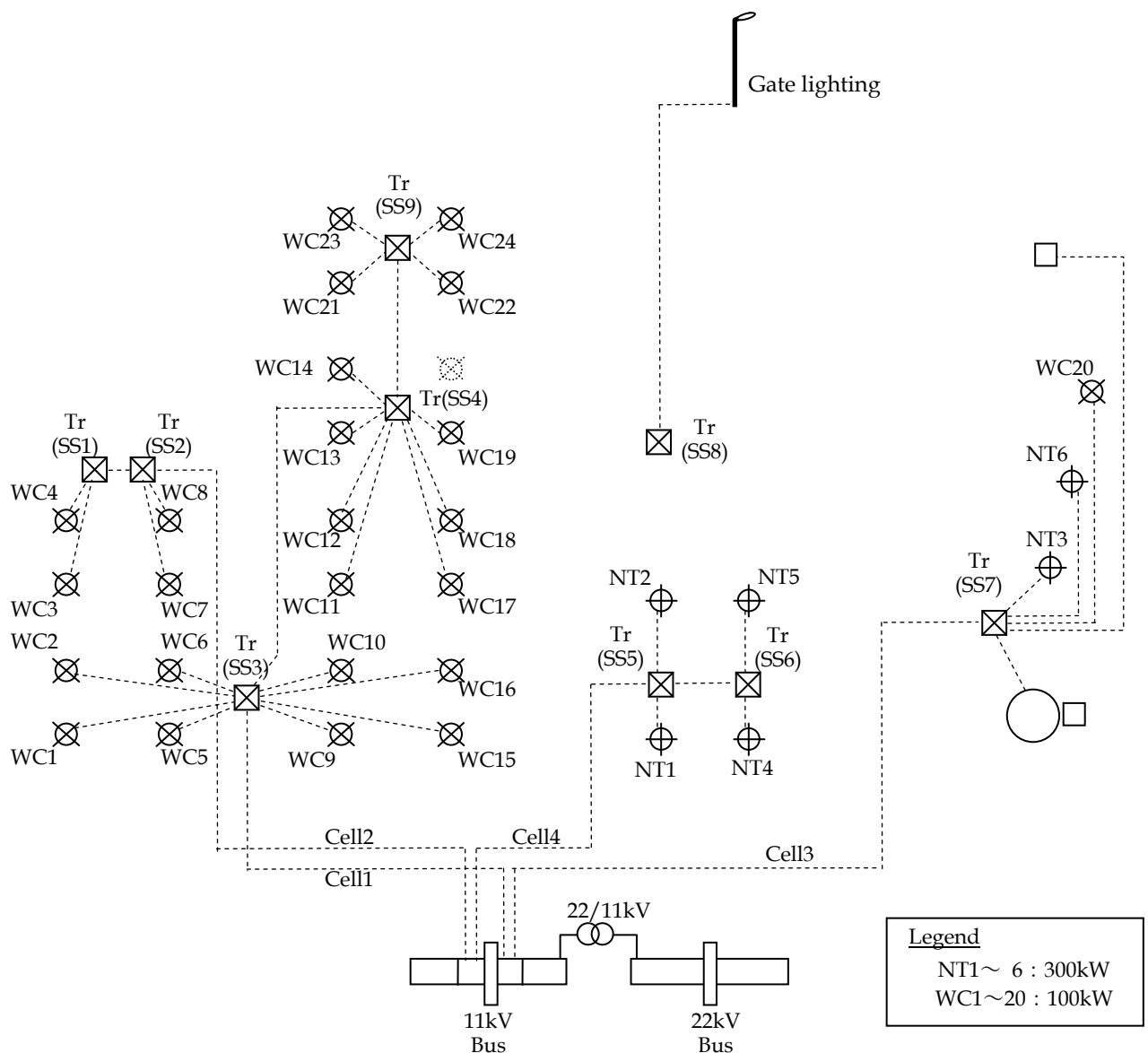


図 3-1-2-5 ハルガダ風力発電所内の既設電力ケーブル接続状況

- 既設風力発電設備は、全てハルガダ風力発電所内の配電所の11kV母線に接続されている。

写真 3-1-2-1 から、写真 3-1-2-5 に現地周辺の現状を示す。



写真 3-1-2-1 ハルガダ風力発電所内の
配電会社所有の配電所



写真 3-1-2-2 配電所内 22kV 開閉設備



写真 3-1-2-3 送電会社所有
中央ハルガダ変電所



写真 3-1-2-4 ゴウナ変電所
/私企業所有 (運用開始前)



写真 3-1-2-5 近傍の架空 66kV 送電線
/中央ハルガダ変電所からゴウナ変電所 (運用開始前)

第3項 気象観測データ

(1) ハルガダ気象観測所における気象データ

エジプト気象庁より入手したハルガダ気象台の気象データは以下の通りである。

- ✓ 一般的な観測項目
 - ・ 最高気温
 - ・ 最低気温
 - ・ 累積雨量
 - ・ 相対湿度
 - ・ 平均風速
- ✓ 全天日射量
- ✓ 散乱日射量

全天日射量と散乱日射量のデータの一部が不足しているが、これは技術的問題により、いくつかの計測機器が正常に動作しなかったためである。データを表 3-1-3-1 から表 3-1-3-3 に示す。

日射量についての注意:

- 全天日射量は、直達日射量と散乱日射量で構成される。
- 直達日射量は、直接、目標物に到達する日射量をいう。
- 散乱日射量は、間接的に(空気、雲、地面からの反射等によって拡散されて)目標物に到達する日射量をいう。
- JICA の計測装置によって得られた日射量データは、設置された日射量計(ピラノメーター)が全天日射量計測用であるため、同じく全天日射量となる。

表 3-1-3-1 ハルガダ気象台一般観測項目(月別データ)

Date : 31/3 /2011
 Req. NO. : 89
 File NO. : 35

**MONTHLY MEAN FOR SOME METEOROLOGICAL ELEMENTS
 PERIOD FROM 1/1/2007 TO 31/12/2009**

Arab Republic of Egypt
 Egyptian Meteorological Authority
 Climate Depart

STATION : (EL HURGHADA)	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	YEAR
MAXIMUM AIR TEMPERATURE (°C)	23.3	26.1	27.2	29.0	34.2	36.6	37.5	37.3	33.9	31.8	27.4	23.0	
MINIMUM AIR TEMPERATURE (°C)	10.8	12.0	14.9	18.0	23.8	26.5	28.1	27.5	25.0	22.7	16.6	13.5	
AMOUNT OF RAINFALL (MM / MONTH)	0.0	0.0	Trace	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2007
RELATIVE HUMIDITY (%)	52	46	42	41	35	31	35	39	46	50	47	49	
Wind Speed (knot)	13	10	13	13	11	15	11	14	16	12	11	13	
MAXIMUM AIR TEMPERATURE (°C)	20.2	22.1	28.7	31.1	33.1	37.1	36.8	37.9	35.7	30.5	27.4	24.2	
MINIMUM AIR TEMPERATURE (°C)	10.8	11.1	16.5	19.6	22.8	26.9	28.0	28.4	26.3	21.5	17.7	13.6	
AMOUNT OF RAINFALL (MM / MONTH)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2008
RELATIVE HUMIDITY (%)	50	46	39	36	32	28	37	35	40	51	51	55	
Wind Speed (knot)	13	12	11	12	13	14	12	13	14	13	10	11	
MAXIMUM AIR TEMPERATURE (°C)	22.9	23.9	25.0	29.9	32.3	36.7	37.8	36.8	34.7	32.6	27.1	24.5	
MINIMUM AIR TEMPERATURE (°C)	11.3	12.4	14.0	18.9	22.2	26.5	28.3	27.7	25.2	22.1	17.2	13.1	
AMOUNT OF RAINFALL (MM / MONTH)	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2009
RELATIVE HUMIDITY (%)	49	42	44	36	35	31	35	38	44	54	53	51	
Wind Speed (knot)	12	12	14	14	15	13	12	14	12	10	12	10	

REMARKS :-

- # Trace = AMOUNT OF RAINFALL < 0.1 mm .
- # Knot = 1.85 km / Hour .
- # This Data Actually from Registers (EL HURGHADA) Station and covering 50 Km. Area .
- # This Data Provided to (T E P S C O) as Requested on 28/3 / 2011.

PREPARED BY

K. J. J. J.
 31-3-2011

HEAD OF DATA

K. J. J. J.
 31-3-2011

DIRECTOR OF CLIMATE DATA

A. A. A. A.
 31-3-2011



GENERAL DIRECTOR OF CLIMATE

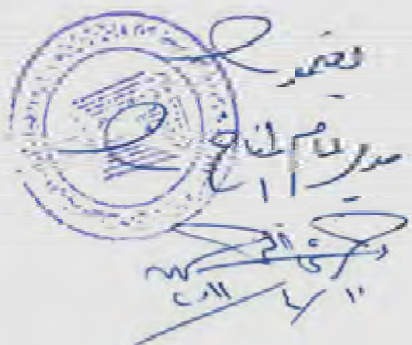
A. A. A. A.
 31/3/2011

表 3-1-3-2 ハルガダ気象台全天日射量データ(月別)

**Regional Radiation Center
Hurgada - Egypt
Global radiation Mj/m2.day**

Month	Monthly Average 2007	Monthly Average 2008	Monthly Average 2009	Monthly Average 2010
Jan	-	14.72	-	15.45
Feb		19.22	-	18.88
Mar		22.56	-	22.42
Apr	25.30	26.28	-	25.91
May	27.62	28.66	26.51	-
Jun	29.57	-	29.28	-
Jul	28.56	-	28.29	27.57
Aug	27.26	-	26.22	25.69
Sep	24.33	-	23.48	23.48
Oct	19.48	19.08	18.98	19.15
Nov	16.71	-	16.31	-
Dec	-	14.00	-	14.42

محمد الجمل



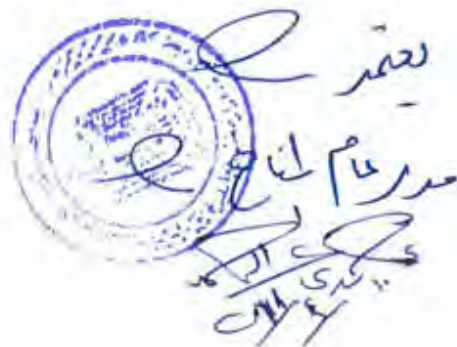
محمد الجمل
015 121 11

表 3-1-3-3 ハルガダ気象台散乱日射量データ(月別)

**Regional Radiation Center
Hurgada – Egypt
Diffuse radiation Mj/m2 .day**

Month	Monthly Average 2007	Monthly Average 2008	Monthly Average 2009	Monthly Average 2010
Jan	-	3.98	3.90	3.50
Feb	3.07	4.16		4.44
Mar	4.44	6.28		6.18
Apr	6.56	6.11		6.71
May	6.63	6.77		
Jun	5.95		6.31	
Jul	5.68		5.74	5.84
Aug	5.50		5.56	5.97
Sep	5.17		5.04	4.21
Oct	5.69	4.66	5.25	5.04
Nov	3.29		4.21	
Dec	-	3.50	-	3.34

عبد الحميد الطويل



عبد رازق لياح
م.م. عليه
١٤١٥ هـ

ハルガダ気象台(HMO)は、ハルガダ風力発電所の南東側約 3km に位置する。地図上の位置を図 3-1-3-1 に示す。

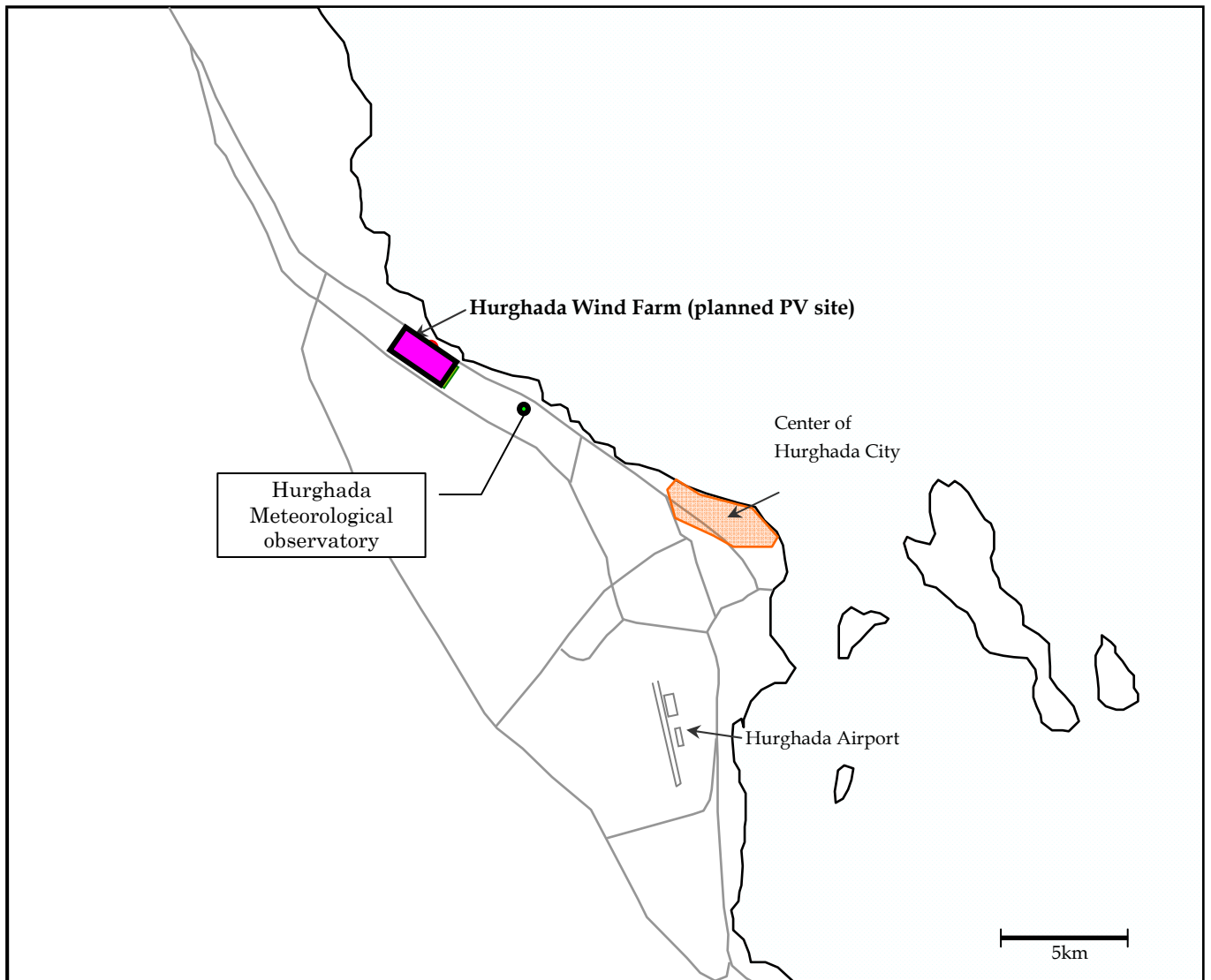


図 3-1-3-1 ハルガダ気象台の位置



写真 3-1-3-1 ハルガダ気象台全景



写真 3-1-3-2 ハルガダ気象台日射量計群
(手前: 散乱日射量計、奥: 全天日射量計)

一部の月のデータは欠損しているが、ハルガダ気象台の全天日射量の2007年から2010年の過去4年間の月別平均値を計算すると以下の通りとなる。ここでは全天日射量の単位を、他の日射量データと比較するために、「MJ/m²/day」から、「kWh/m²/day」に変換した。

表 3-1-3-4 ハルガダ気象台 月別全天日射量データ (平均値)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
[MJ/m ² /day]	15.09	19.05	22.49	25.83	27.60	29.43	28.14	26.39	23.76	19.17	16.51	14.21
([kWh/m ² /day])	(4.19)	(5.29)	(6.25)	(7.18)	(7.67)	(8.17)	(7.82)	(7.33)	(6.6)	(5.33)	(4.59)	(3.95)

注: 1kWh/m²/day=3.6MJ/m²/day

(2) 利用可能な気象データの比較

候補地点の日射量データとして利用可能なものとしては、ハルガダ気象台以外に2種類のものがある。ひとつは NREA から発行されている「ソーラーアトラス」であり、もうひとつは NASA の再生可能エネルギーのウェブサイトで見覧可能なデータである。これらのデータを比較した結果を表 3-1-3-5 および図 3-1-3-2 に示す。3種類のデータの月別の値は、ほぼ同様の値となっており、この中でもハルガダ気象台のデータが比較的保守的である。

これより、固定式架台と可動式架台の比較の検討などへの基本設計のデータとしてはハルガダ気象台のデータを使用することとした。またこの章の第3節第4項に記載の太陽光発電所の発電電力量の算出では、ハルガダ気象台の日射量データだけでなく、JICA 設置の現地の気象観測システムから得られたデータも使用して検討を行う。

表 3-1-3-5 月別全天日射量の比較

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年平均
NASA	4.07	4.95	5.99	6.87	7.29	8.07	7.84	7.17	6.19	5.04	4.05	3.61	5.93
エジプト ソーラーアトラス	4.26	5.36	6.53	7.41	7.88	8.27	8.18	7.75	6.96	5.56	4.48	3.91	6.38
ハルガダ気象台	4.19	5.29	6.25	7.18	7.67	8.17	7.82	7.33	6.6	5.33	4.59	3.95	6.20

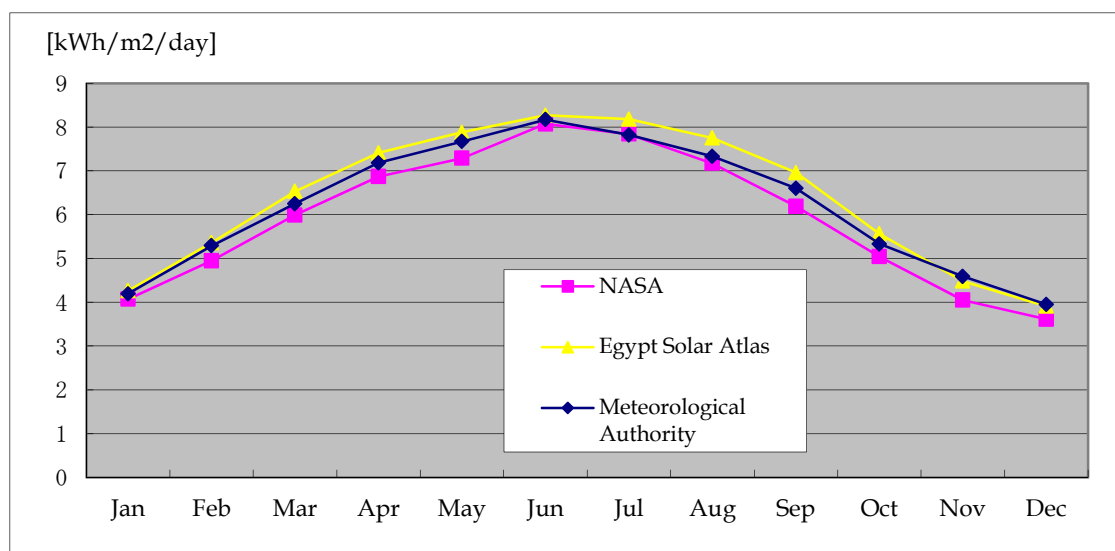


図 3-1-3-2 月別全天日射量の比較

その他の気象データの過去3年間の月別データの平均値を表 3-1-3-6 に示す。

表 3-1-3-6 ハルガダ気象台月別気象観測データ(平均)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年平均
最高気温 [°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	30.5
最低気温 [°C]	11.0	11.8	15.1	18.8	22.9	26.6	28.1	27.9	25.5	22.1	17.2	13.4	20.0
累積雨量 [mm/月]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
相対湿度 [%]	50	45	42	38	34	30	36	37	43	52	50	52	42
平均風速 [m/s]	6.5	5.8	6.5	6.7	6.7	7.2	6.0	7.0	7.2	6.0	5.7	5.8	6.4

このデータの中では過去3年、降雨は観測されていないものの、NREA 風力発電所の技術者の話では、稀ではあるが十数年のうち数回程度の頻度で多量の雨が降ることがあるとのことである。この状況はこの節の第4項で詳述する。

第4項 土木設計データ

候補地点の土木設計に関わるデータ及び情報の収集状況は、以下の通りである。

■ 地質状況

- ✓ NREA ではハルガダ風力発電所内の過去のボーリングデータ等の地質データを保有している。
- ✓ ハルガダ風力発電所内の現地調査は第一次調査で実施した。

- 地形の状況
 - ✓ ハルガダ風力発電所内の敷地全般の標高及び土地の傾斜に関する測量データは、入手されていない。詳細な現地測量は、(技術仕様書作成のための)詳細設計実施時に行うことが必要である。
 - ✓ 概略の地形状況の情報収集は、第一次調査時の現地調査で実施した。
- 地震情報
 - ✓ いくつかの報告書によると、紅海沿岸ではマグニチュード7級の地震が発生しているとの記録がある。実際の過去の地震の状況に関しては調査が必要である。基本設計では、エジプトの設計基準による地震荷重を考慮している。
- 気象の状況
 - ✓ ハルガダ風力発電所勤務の技術者によると、通常はこの地点の降雨量は非常に少ない。しかし1996年以降では3回、大雨に見舞われたことがある。
 - ✓ NREA ハルガダウインドファームの風況観測ポールは、1990年代から設置されている。この観測データによると、このサイトにおける過去の最大風速は26m/sであり、これは2010年に観測されたデータである。
- 土地の現在の利用状況と将来計画
 - ✓ 敷地内は風力発電設備から変電設備(配電所)への接続のために地中ケーブルが埋設されている。しかしどの位置に地中ケーブルが埋設されているかは不明である。

以下は、ハルガダ風力発電所の現地調査の結果である。

■ 地質状況

ハルガダ風力発電所内は、ほとんど砂地であるが、部分的に石灰化した岩がある。詳細の地質の状況は以下の通り。

✓ 砂地

同じ地層の土壌が地面から地中深くまで続いている。

車両の通行がほとんどない地面の表面付近は非常に緩んでいるが、20～30cm 程度の深度では、やや硬くしまっている。



写真 3-1-4-1 表面 ～ 地表 30cm 下部



写真 3-1-4-2 ハルガダ風力発電所近傍の砂地の地層状況

✓ 石灰化した岩

岩は風化して、手で簡単に壊れる。ハルガダ風力発電所に転がっている大きな岩は、直径 1m 以上ある。石灰化した岩の存在する地層の深さは今回の現地調査では確認されていない。



写真 3-1-4-3 岩の表面



写真 3-1-4-4 工事現場から撤去された岩

■ 地形の状況

候補地点の地面は、西側角部分の丘状になっている箇所を除いておおむね平らである。可搬形GPSによると、丘状になっている箇所の高さは平坦なエリアより5m程度高くなっている。

ハルガダ風力発電所周辺のいくつかの工事現場における状況では、地下水のレベルは地表面から深度5m程度であり、紅海の海水面と同レベルであると思われる。



写真 3-1-4-5 ハルガダ風力発電所内の丘状エリア



写真 3-1-4-6 工事現場における地下水位の状況

■ 気象状況

過去に、大雨が3回ほど来襲している。降雨の間は土砂を含んだ雨水は通常、山から紅海に向けて流れ出す。参考としてグーグル・アースなどの航空写真から、雨水の流れるルートを想定したものを図 3-1-4-1 に示す。敷地内の丘状になっているエリアは、雨水に対して土手として機能し、敷地内への雨水の侵入を防いでいるものと考えられる。

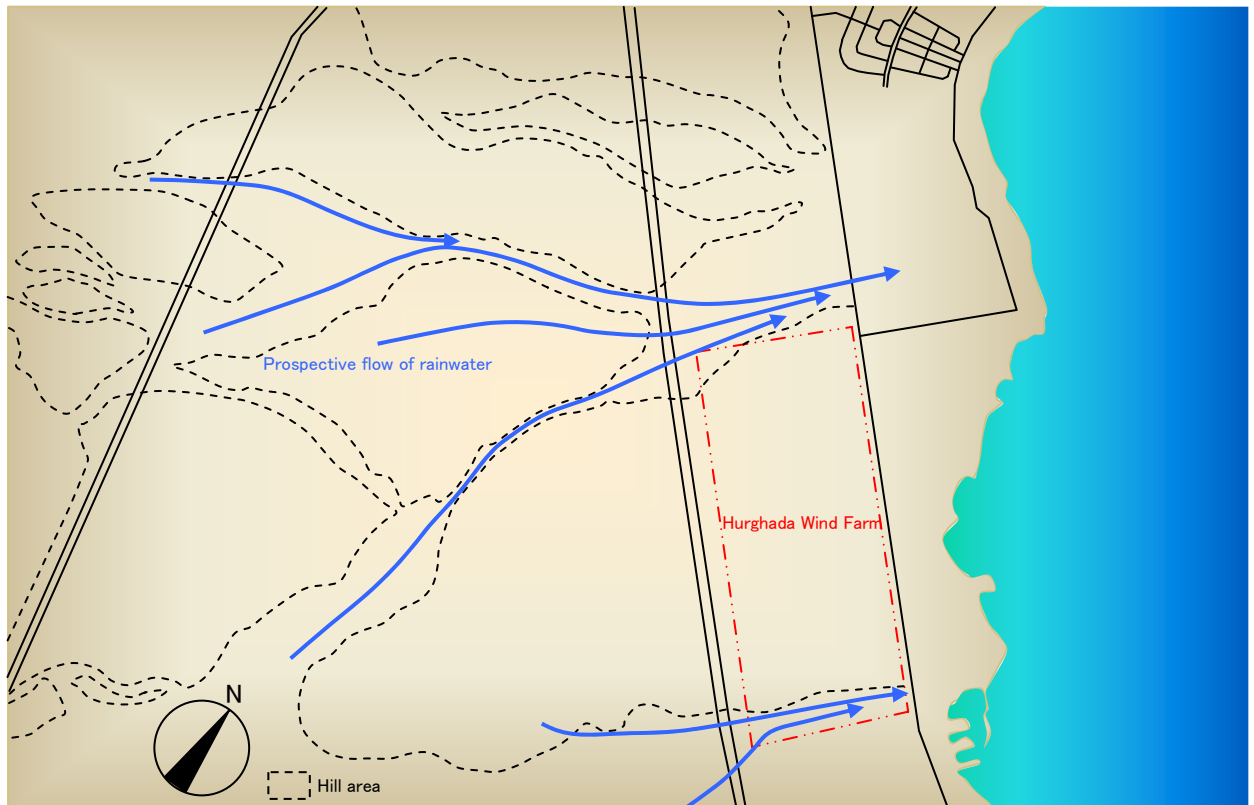


図 3-1-4-1 ハルガダ風力発電所周辺における雨水の流出ルートの想定図

第2節 発電電力推定のための気象観測データ

第1項 システムの概要

(1) 計測の目的

本プロジェクトにおける気象観測システム設置の目的は以下の通りである。

- ✓ 日射量データの比較検証
観測システムより日射量データを取得し、既存の日射量データと比較検証を行うことにより、太陽光発電設備の発電電力量の推定計算を行う根拠とする。
- ✓ 太陽光発電モジュールの汚損状況の検証
過去の砂漠地帯への太陽光発電モジュール設置の経験からは、蓄積された砂塵の影響で最大50%程度出力が低下することがわかっている。候補地点における汚損の影響を、今回設置する気象観測システムを使用して確認する。2枚の太陽光発電モジュールを現地に設置し、1枚のモジュールは定期的に清掃し、もう1枚は清掃を行わず長期間放置した。この計測データを比較して発電電力量の推定計算を行う根拠とする。
- ✓ 温度による影響の検証
太陽光発電モジュールの一般的な特性として、温度が上昇すると出力が低下する。候補地点において、この温度による影響を検証し、その結果を発電電力量の推定計算を行う根拠とする。

気象観測システムは、JICA の雇用した業者によって 2011 年 10 月に現地に設置されている。観測開始後は、現地の再委託コンサルタントによって観測データ取得を行った。観測機器は1週間に1回の頻度でモジュールの清掃及び観測機器の保守作業を実施している。本観測データを、年間発電電力量の推定に織り込むことで、より信頼性が高くなるといえる。

(2) 計測システムの概要

本システムにおける計測項目を以下に示す。

- ✓ 全天日射量
- ✓ 太陽光発電モジュールの出力電流
- ✓ 太陽光発電モジュールの温度
- ✓ 外気温度

上記に加えて、現地再委託のコンサルタントによって、データ伝送システムを構築し、3G ルーターによってカイロ、および日本にデータ伝送を行った。

気象観測システムのイメージおよび主要機器のリストは以下の通りである。

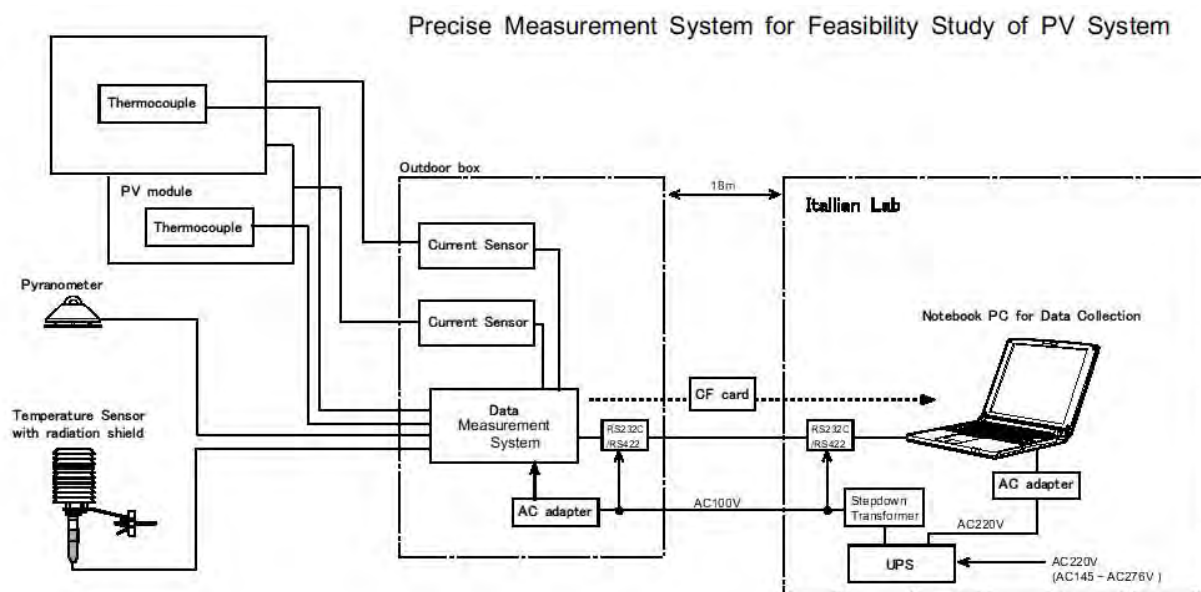


図 3-2-1-1 気象観測システムのイメージ

表 3-2-1-1 主要機器リスト

品目	数量
太陽光発電モジュール(85W) SF85-A	2
日射量計 MS-402	1
温度計 MT-052	1
電流センサー WS-2-003	2
温度計(T型/シース熱電対)	2
データロガー FAST-M8	1
データ収集用パソコン E6420	1
無停電電源装置(UPS) BU1002SW	1
RS232C/485 コンバータ RC-58X	2
ステップダウントランス BS-100	1

(3)計測システムの設置場所

風の状況、周囲の構造物による日影影響、地面の固さ、ケーブルのルートを考慮して、気象観測システムの設置位置は図 3-2-1-2 の通りとした。

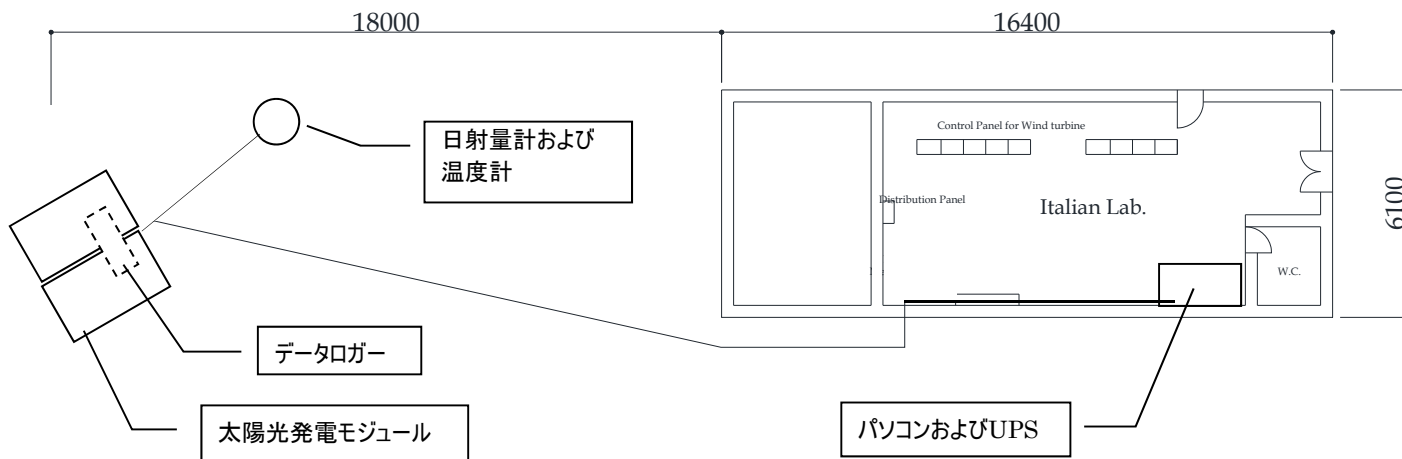


図 3-2-1-2 気象観測システムの配置図



写真 3-2-1-1 屋外機器



写真 3-2-1-2 屋内機器



写真 3-2-1-3 太陽光発電モジュール



写真 3-2-1-4 日射量計



写真 3-2-1-5 温度計



写真 3-2-1-6 屋外ボックス
(データロガー、電流センサー)



写真 3-2-1-7 データ収集用パソコン



写真 3-2-1-8 UPS

(4) 機器設置及び観測の工程

設置及び観測の工程は、以下の通りである。

Schedule for Installation of the measuring system

	2011								2012									
	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct
Manufacturing																		
Commissioning test before shipping																		
Packing, custom procedures in Japan																		
Shipping by air																		
Customs in Egypt																		
Local transportation																		
Foundation construction work																		
Equipment installation and training for study team																		
Measurement-Maintenance by study team/local staff																		
System check by study team																		
O&M Training to NREA																		
Handing over																		

図 3-2-1-3 設置及び観測の工程

(5) 気象観測システムの引渡し

1年間にわたる気象観測の後、気象観測システムは JICA から NREA に引渡された。これに先立ち調査団から NREA の風力発電所の技術者に対する、気象観測システムの保守訓練を実施している。

今後、候補サイトにおける気象観測は NREA によって引き続き実施される。さらなるデータを蓄積することにより、本調査の信頼性はさらに向上するものと考えられる。



写真 3-2-1-9 引渡し風景



写真 3-2-1-10 維持管理訓練

第2項 観測結果

2011年10月から2012年9月の間に観測システムによって得られた観測データの概要とその特徴を以下に示す。(実測データは付録3-2-1に添付する。)

- ✓ 一日の太陽光発電モジュールの出力電流および、全天日射量の観測データの例を、図3-2-2-1に示す。
- ✓ No.1モジュールは定期的に清掃を実施。清掃期間は1週間に1回である。
- ✓ No.2モジュールは清掃せずに長期間放置されている。表面は砂塵により汚損している。
- ✓ 2枚のモジュールの出力電流の差は汚損状況における出力電力の差を示している。

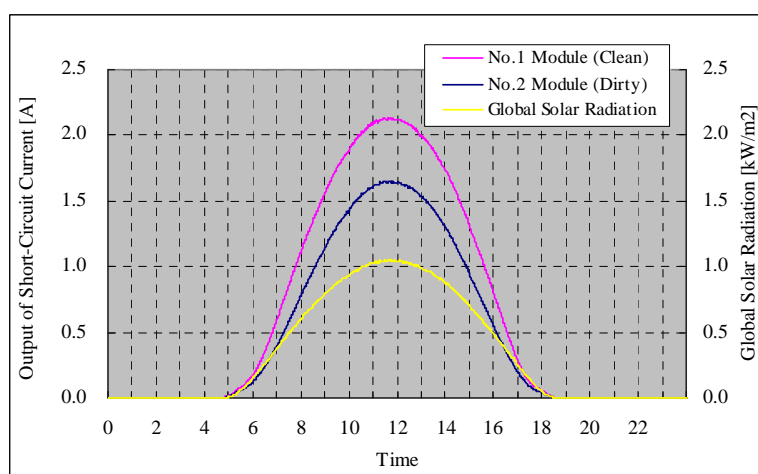


図 3-2-2-1 モジュール出力電流と全天日射量(2012年5月20日)

- ✓ 一日の2枚の太陽光発電モジュールの温度および外気温の観測データの例を図3-2-2-2に示す。
- ✓ モジュール温度と外気温の差は昼間、日射を受けることにより生じる。モジュール温度の上昇は太陽光発電モジュールの出力電力が低下する要因となる。

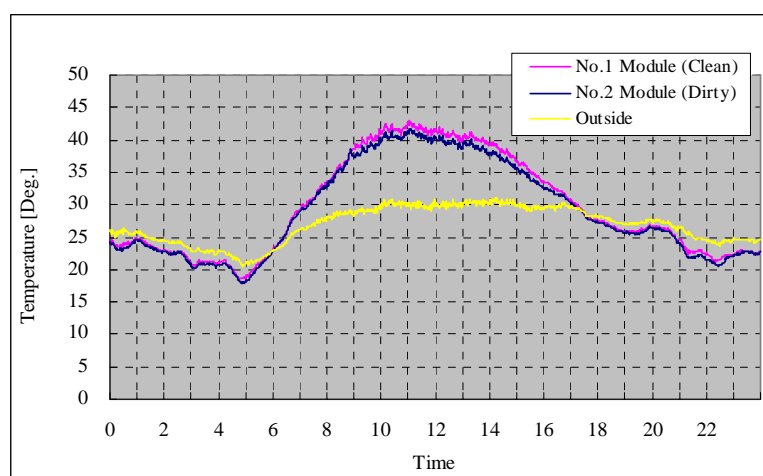


図 3-2-2-2 モジュール裏面温度と外気温(2012年5月20日)

第3項 収集データと観測データの比較

気象観測システムで得られた観測データと、エジプト気象庁のハルガダ気象台データとの比較を以下の通り行った。

- ✓各種観測データ、とりわけ全天日射量データは、ハルガダ気象台データとほぼ同等である。
- ✓このため、観測データを含むこれらのデータの平均値を取り、基本設計に使用する。

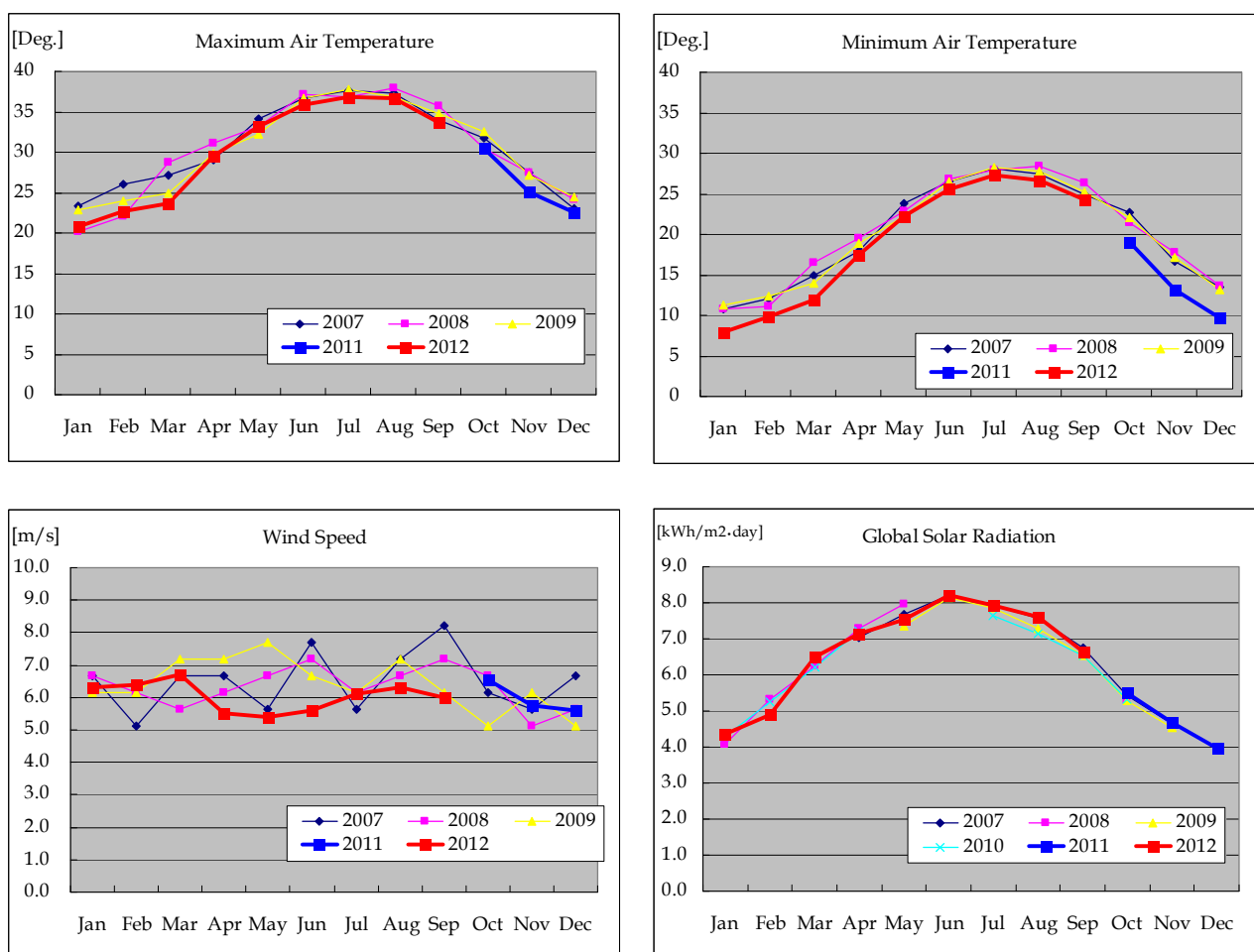


図 3-2-3-1 気象台データと観測データとの比較

※2011年および2012年のデータはJICA気象観測システムによる実測値、2007、2008、2009年のデータはエジプト気象庁から取得したデータである。

第4項 太陽光発電モジュール温度の月別観測データ

太陽光発電モジュールの温度上昇は発電電力量の低下に繋がる。月別のモジュール温度の代表値として、日射強度の加重平均を月別にとったものを使用する。(算出方法の詳細は、付録3-2-2参照)

最高気温および上記手法で算出した太陽光発電モジュール温度の月別推移は表 3-2-4-1、図 3-2-4-1 の通りである。

表 3-2-4-1 最高気温および太陽光発電モジュール温度の月別推移

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	備考
最高気温 [°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	2011-2012 データ
太陽光発電モジュール温度 [°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	2011-2012 データ
温度差 [°C]	9.2	9.7	9.3	10.2	9.4	9.1	8.8	10.1	9.5	7.9	9.5	8.9	

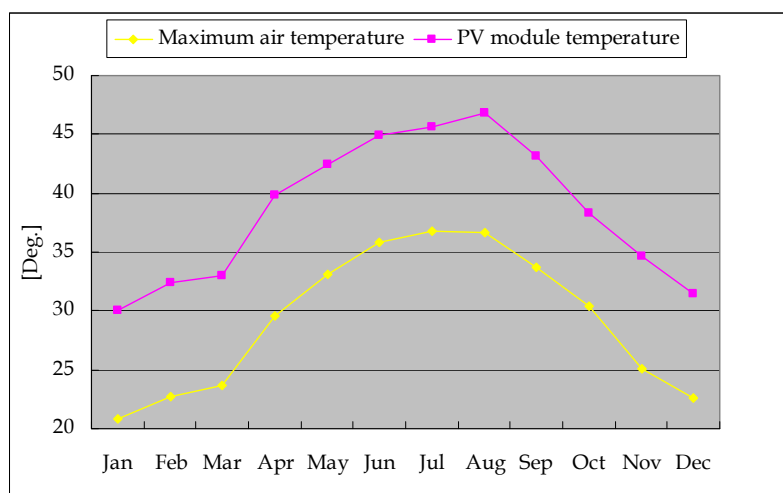


図 3-2-4-1 最高気温および太陽光発電モジュール温度の月別推移

第5項 太陽光モジュールの汚損状況

調査団は砂塵の影響による、太陽光発電モジュールの出力電流低下の比率(汚損モジュール/清掃したモジュール)について、合計3度にわたり検証した。

- ✓ 第1次試験実施期間:2011年10月~2012年2月
- ✓ 第2次試験実施期間:2012年3月~2012年5月
- ✓ 第3次試験実施期間:2012年6月~2012年9月

試験開始時に両方のモジュールを清掃し、その後左側のモジュールは毎週清掃を実施、右側のモジュールは清掃せずに長期間放置した。

第1次試験

第2次試験

第3次試験



2011年11月3日(1ヶ月経過時)



2012年4月6日(1ヶ月経過時)



2012年7月6日(1ヶ月経過時)



2011年12月8日(2ヶ月経過時)



2012年5月4日(2ヶ月経過時)



2012年8月3日(2ヶ月経過時)



2011年12月22日(3ヶ月経過時)



2012年5月25日(3ヶ月経過時)



2012年9月7日(3ヶ月経過時)



2012年2月2日(4ヶ月経過時)

写真 3-2-5-1 太陽光発電モジュール表面の汚損状況

左列写真:第1次試験(2011年10月~2012年2月)

中央写真:第2次試験(2012年3月~2012年5月)

右列写真:第3次試験(2012年6月~2012年9月)

砂塵の影響による太陽光発電モジュールの出力電流の比率の推移は以下の通りである。

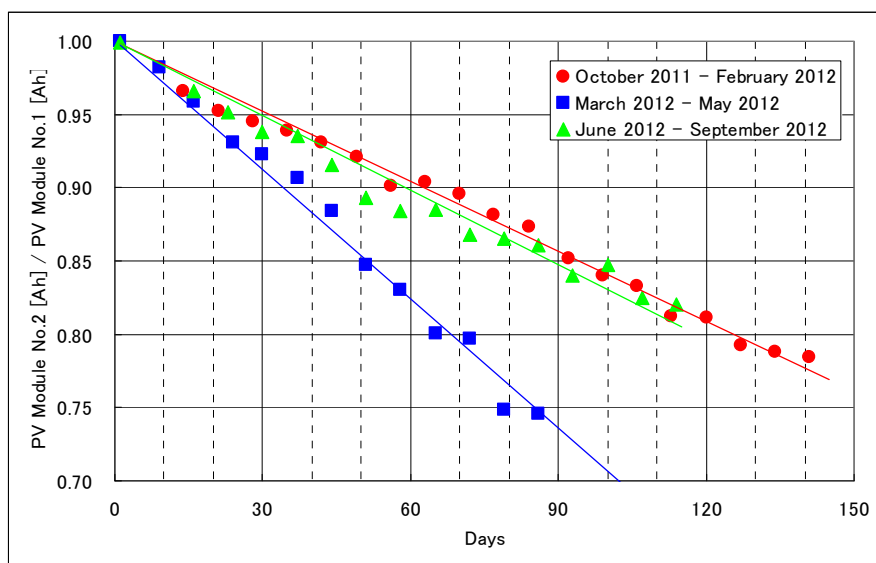


図 3-2-5-1 太陽光発電モジュールの出力電流比率(汚損モジュール/清掃したモジュール)

それぞれの試験において、出力電流の比率は長期にわたり継続して低下した。特に第2次試験における出力電流の比率は3ヶ月で約25%減と大幅に低下した。(2012年3月～2012年5月) 他の2回の試験は3ヶ月で15%減とほぼ同等であった。原因の一つとして、毎年3月から5月にかけて頻繁に生じる砂嵐による影響が考えられる。

それぞれの試験における出力電流の低下率の平均は、2週間で約3.3%、1ヶ月で約6.6%である。出力電流の低下率は発電電力量の低下率に比例するため、本データを年間発電電力量の推定計算で使用する。

太陽光発電モジュールの清掃などの定期的なメンテナンス作業は、発電電力量の低下を防ぐうえで重要である。メンテナンス周期は発電電力量低下の状況を鑑みて検討する。

メンテナンス作業の周期や清掃方法等の詳細検討については、第5章にて記述する。