

国名	：エジプト・アラブ国
事業名	：アシュート火力発電所建設事業（A）
借入人	：エジプト電力公社（E E A）
実施機関	：同上
借款調印	：1988年10月
貸付承諾額	：10、321百万円
通貨単位	：エジプト・ポンド（L E）
報告日	：1997年3月（現地調査1996年2月）



アシュート火力発電所全景

【単位】

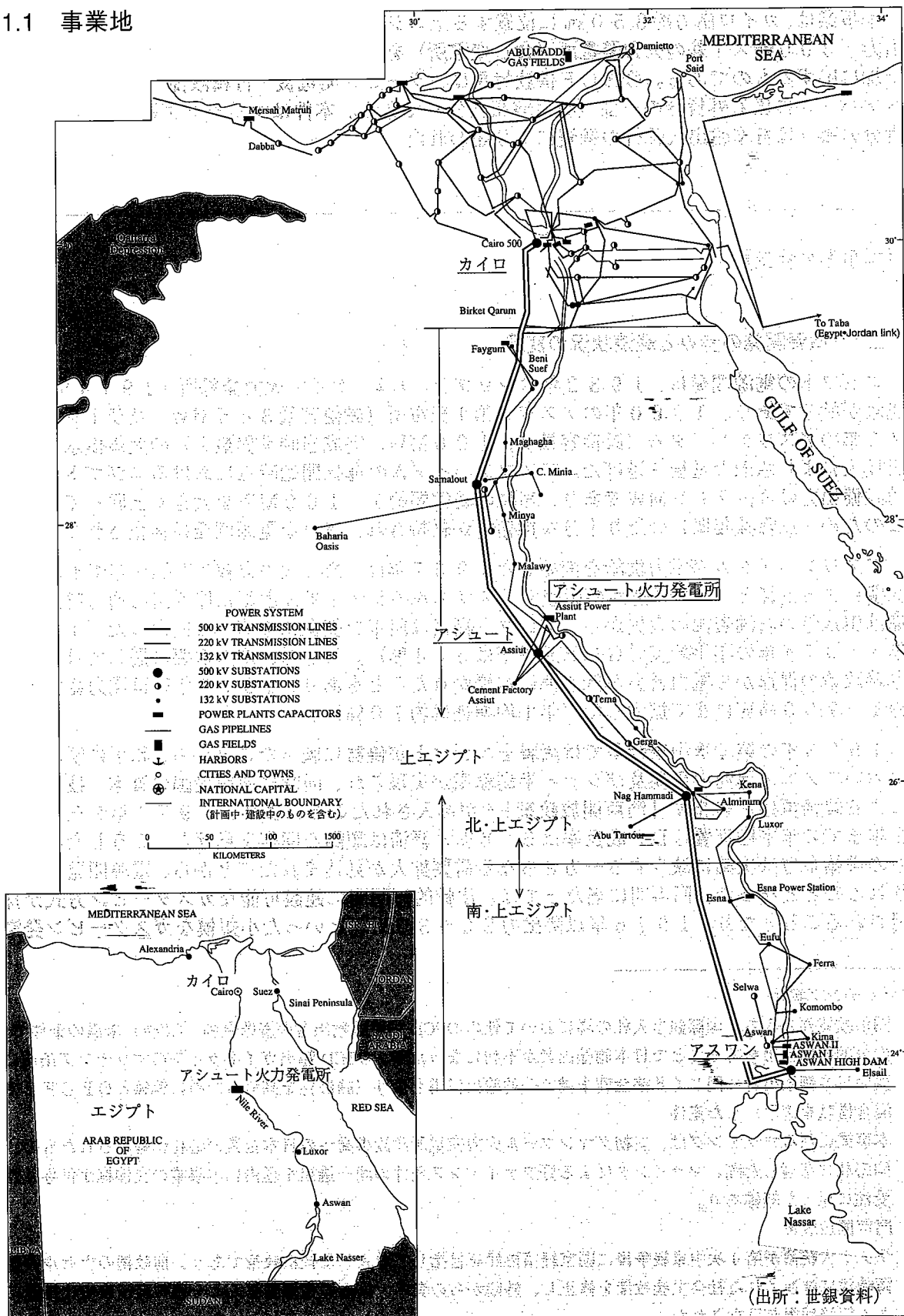
- ① 1 kW (キロ・ワット) = 1,000 W
- ② 1 MW (メガ・ワット) = 1,000 kW (千 kW)
- ③ 1 kWh (キロ・ワット・アワー) = 1 kW × 1 h (時間)
- ④ 1 MWh (メガ・ワット・アワー) = 1 MW × 1 h (時間)
- ⑤ 1 GWh (ギガ・ワット・アワー) = 1 M kWh (百万 kWh) = 1,000 MWh
- ⑥ 1 TWh (テラ・ワット・アワー) = 1,000 GWh

【用語説明】

- ① EEA Egyptian Electricity Authority (エジプト電力公社)
- ② REA Rural Electrification Authority (地方電力公社)
- ③ MEE Ministry of Electricity and Energy (電気・エネルギー省)

1. 事業概要と主要計画／実績比較

1.1 事業地



1.2 事業概要

本事業は、カイロ南方約350kmに位置する上エジプト地区の中心都市アシュートにおいて、出力300MW×1基の火力発電所（含む変電所）を建設することにより、同国の電力需要の増加に応ずるものである。OECF借款対象は、タービン発電機・付属設備、電気設備及びスベアパーツに係る外貨分の一部（41.18%相当分）である。本件はマッチング案件¹⁾であり、外貨分の残りは日本輸出入銀行の融資により賄われた。

【本事業の背景】

1.2.1 電源開発の歩みと経済状況の変遷

エジプトの電源開発は、1932年のショブラ・エル・ケイマ火力発電所（1974年廃止）建設が始まりであり、1960年のアスワン第1発電所（設備容量345MW）及び1967～70年のアスワンハイダム（設備容量2,100MW、完成当時世界最大）の大規模水力発電所投入により急激な進展を遂げた。アスワンハイダムの運転開始時点におけるエジプト全体の総設備出力は3,760MWであり、当時の総需要約1,100MWを大きく上回っていた。このため、以降数年間にわたり十分な供給力が維持され、新たな電源開発は休止されていた。

アスワンハイダムが電力供給を開始した1967年は、第3次中東戦争勃発の年でもあり、戦費による消耗と、スエズ運河の閉鎖やイスラエルのシナイ半島占領に伴う運河通行料及び半島油田地帯の石油資源の喪失から、エジプト経済は同年を契機に停滞へと向かった（1970年～1974年の年平均実質GDP成長率は5.4%）。しかし、電力需要に関しては、社会主義政策の促進から電力料金が低水準に据置かれたこともあり、1975年には電力総需要が約1,700MWにまで拡大した（年平均増加率約10%）。

1973年の第4次中東戦争では緒戦をエジプトが優勢に戦ったことから、和平に至る過程においてスエズ運河の再開及びシナイ半島奪還が実現され、同時に西側諸国の資本・技術導入により経済再建を目指す「門戸開放政策」²⁾が導入されたことにより、1974年から1982年までの年平均実質GDP成長率は9.8%と経済は順調な回復を見せた。こうした中、電力の供給余力は次第に減少する一方さらなる需要拡大が見込まれたことから、電源開発も再開されることとなった。同再開に当たっては、比較的短期間に建設可能なガスタービン方式が採用されることとなり、1976年以降出力20～30MWといった小規模なガスタービン発電

¹⁾ マッチング案件

円借款案件のうち、国際競争入札の場において他のOECD加盟国輸出者が基準金利（CIRR）未満の条件での公的輸出信用を得ることで日本側輸出者が不利になった際、OECD輸出ガイドラインのマッチング条項に従い日本側輸出者に同じく基準金利未満で公的輸出信用を供与（譲許性を高めるために輸銀とOECFとの混合借款を適用）した案件。

本事業に係るマッチングは、当初ダマンフル火力発電所建設事業への日本企業の応札に適用されたもの。同応札に落選した際、マッチングによる好ファイナンス条件の同一適用を理由に本事業の交渉権が付与され受注に至った経緯あり。

²⁾ 門戸開放政策

サダト大統領が第4次中東戦争後に国家経済再建を目指して導入した経済政策であり、前政権のナセル大統領時代に推進された社会主義政策を修正し、外国からの資本・技術の積極的導入と一連の経済自由化措置による経済回復が目指された。

所が次々と建設されていった。

1980年代以前におけるエジプトの電源構成は、アスワンハイダムの大規模供給により水力が主体となっていた（同ダム完成時点で水力と火力の比率は65：35）。しかし、1980年前半に電力需要は年平均約12%という大幅な増加を示したため、大型火力発電所の導入が不可欠となり、次第に火力を主体とする電源開発が促進されていった。ムバラク政権における第1次5ヶ年計画³⁾（1983年～1987年）では、予想GDP成長率年8%に対して電力需要の伸びは年11%に想定され、工業化政策の基盤として積極的な投資が行われることとなった。この結果、1984年時点における総設備出力は6,980MW（人口がほぼ等しい他国との同年度比較：タイ約6,000MW、フィリピン約5,000MW）となり、水力と火力の比率は35：65に逆転した。

第1次5ヶ年計画では電源開発投資に関する主要目標として、石油依存度の低下のための新規重油焚火力発電所建設の抑制や原子力発電所の建設が掲げられた。しかし、前者については石油価格の下落、後者については安全性の問題から本格的な取組みは行われず、代って経常収支の赤字進行に伴う国際収支上の問題⁴⁾（表1-1参照）から、資金調達の見込が立つものが優先して実施されることとなった。

審査時における電源開発計画の概要は表1-2の通り。

³⁾ 第1次5ヶ年計画

サダト大統領を継いだムバラク大統領の政権において策定された国家計画であり、主に①農業・工業生産の効率化と強化、②輸出振興と輸入抑制による対外依存度の減少、③生活水準の向上と富の適正配分が目標に掲げられた。

⁴⁾ 国際収支上の問題

1970年代後半の高成長は、石油、スエズ運河通行料、観光収入、産油国への出稼ぎ労働者からの国内向送金の4大外貨収入に支えられたものであった。しかし、1980年代に進行していった石油価格の低迷は、直接・間接的にこれら4大外貨収入の低下を引起し、高成長時代に増大した対外債務を抱える状況下で経済は低迷期を迎える（1982年～1988年の年平均実質GDP成長率は4.7%）。1987年には対外債務残高は約500億ドル（GDPの約1.5倍）に達し、債務返済不能の状態に陥った。以降、IMF及び世銀の構造調整指導を仰ぐこととなる。

[表 1-1] 国際収支推移

(単位：百万US\$)

	1983	1984	1985	1986	1987
貿易収支	-4,371	-5,404	-5,518	-5,388	-4,413
輸出	5,248	5,924	6,075	5,193	4,040
(内、石油)	4,165	4,485	4,608	3,858	2,658
輸入	9,619	11,328	11,593	10,581	8,453
貿易外収支	-1,170	-1,591	-2,739	-2,932	-2,210
受取	3,622	3,637	3,679	3,561	4,021
(内、スエズ通航料)	957	974	897	1,028	1,148
(内、観光収入)	304	288	410	321	386
支払	4,792	5,228	6,418	6,493	6,231
(内、利払い)	953	963	1,022	1,210	643
移転収支	3,866	4,717	4,693	4,282	3,918
(内、労働者送金)	3,165	3,931	3,496	2,973	2,845
資本収支	2,564	2,417	3,977	4,450	3,408
(内、借入)	3,741	3,825	3,740	2,432	2,054
(内、債務返済)	1,513	1,446	1,596	1,450	761
総合収支	889	139	413	412	703
対外債務残高	31,598	34,864	40,218	42,977	49,121

4 大外貨収入

(出所：JICA エジプト国別援助研究会報告書)

[表 1-2] 審査時における電源開発計画

(単位：MW)

	84/85 a	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95 b	b-a
最大電力 (Peak Load)	5,158	5,571	6,018	6,498	7,017	7,579	8,185	8,840	9,547	10,311	11,136	5,978
設備容量	7,713	8,670	9,019	9,451	10,020	10,940	11,996	13,126	13,839	14,469	15,669	7,956
水力 (*)	2,445	2,587	2,664	2,674	2,674	2,674	2,674	2,674	2,674	2,674	2,674	229
火力	5,268	6,083	6,355	6,777	7,346	8,266	9,322	10,452	11,165	11,795	12,995	7,727
汽力	3,768	4,443	4,685	5,107	5,396	6,186	7,087	8,182	8,885	9,515	10,715	6,947
ガス・ピッチ	1,500	1,640	1,670	1,670	1,950	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	2,010	510
コンバインドサイクル	0	0	0	0	0	70	225	260	270	270	270	270
計画プロジェクト												Total
・ ASSIUT (汽力) [本事業]						210	40	30				280
・ DAMANHOOR (汽力)						210	40	30				280
・ ATAKA (汽力)						210	40	30				280
・ その他汽力		675	242	422	289	160	781	1,005	703	630	1,200	6,107
・ ガス・ピッチ		140	30		280	60						510
・ コンバインドサイクル					70	155	35	10				270
・ 水力		142	77	10								229
計		957	349	432	639	1,005	936	1,105	703	630	1,200	7,956

(出所：審査関連資料)

1.2.2 アシュート立地の根拠

アシュートは、ナイル川中流域沿いカイロの南約350 kmに位置し、人口約20万人（審査当時）の上エジプトにおける中心都市で、中世においてはエジプト全土の中心地として栄えた。エジプトでは、人口集中の激しい首都カイロに経済及び産業が過度に集中していたため、エジプト政府はデルタ・カイロ周辺地区への産業の過度の集中を緩和すべく、分権化（Decentralization）の一環としてアシュート地区へのプラント誘致を促進した。

この誘致策により、石油精製所及びセメントプラントがアシュート地区に新たに建設されることとなり（審査当時は建設中）、同地区における電力需要の増加も当然に予想されることとなった。

従来上エジプト地区においては、高圧送電（500 kV）を通じてアスワンもしくはデルタ・カイロ地区から電力供給を受けていたが、上記需要増の見込みから電源拠点の新設が必要とされ、送電ロス回避すべく地区内での建設が望まれた。また、燃料供給に関しても、上述の石油精製所（重油生産能力250万t/年）からの安定供給が見込まれていたため（必要燃料40万t/年）、アシュートへの立地が決定されるに至った。

1.3 主要計画／実績比較

	計 画	実 績	差 異
[事業範囲]			
ボイラー	1缶	同左	—
タービン	1基 (出力325 MW)	同左 (出力337 MW)	—
発電機	1基	同左	—
変圧器	3基	同左	—
その他	開閉設備、水処理設備、 燃料供給設備	同左	—
[工 期]			
契 約	1986年11月	1986年11月	—
着 工	1987年 4月	1989年 2月	22ヶ月遅延
商業運転開始	1990年 2月	1992年 3月	25ヶ月遅延
[事業費] ^(注)			
総事業費	27,798 百万円	24,888 百万円	▲2,910 百万円
外 貨	25,061 百万円	24,012 百万円	▲1,050 百万円
(内、OECF分)	(10,321 百万円)	(10,032 百万円)	(▲289 百万円)
内 貨	15,000 千 L E	14,000 千 L E	▲1,000 千 L E
F I R R	6.0%	▲2.5%	—

(注) 為替換算レート

計画時：1 L E = 119 円

実 績：1 L E = 63.59 円

(I F S 年平均レート加重平均 [1990年～1993年])

2. 分析と評価

2.1 実施に係る評価

2.1.1 事業範囲

事業範囲そのものについては特に変更はなく、当初の計画通り実施された。タービンの出力規模が1.2MW、ボイラーの蒸気発生量が5.4t/hour増加しているものの、基本的な変更には該当するものではない。

ただし、当初の事業範囲に含まれていたスペアパーツの他に、別途E E Aが自己調達を予定していた追加分のスペアパーツ（コントラクター推奨スペアパーツ及びメンテナンス・テスト機材）に関して、これを当該契約に追加すべくE E A・コントラクター間で契約変更がなされることとなった。同契約変更に伴いO E C Fに対し変更同意が求められ、追加内容が借款契約上の事業範囲を逸脱するものではないとの判断から予備費等の充当をもって対応がなされた。

途上国におけるプラント建設事業に関しては、スペアパーツの不足や調達遅れが設備稼働率の低下ならびに事業効果の発現低下を招くことが多く、本対応は同リスクを未然に回避する上で有効であったものと考えられる。

2.1.2 工期

工期においては、時期、期間ともに25ヶ月の遅延となった。主な理由は、エジプト国向け借款案件にしばしば見受けられる問題、即ち融資条件（延滞金利率及び支払い引受手数料）交渉及びエジプト国会批准等手続面に長期間を要するという問題が本事業においても生じたことによる。このため、E E A・コントラクター間の契約は1986年11月に締結済（納期や船積スケジュールは借款契約発効の時期に合わせて調整）であったにもかかわらず、当初1987年12月に予定されていた借款契約調印は1988年10月（10ヶ月遅延）へずれ込み、1989年2月の着工（22ヶ月遅延）、1992年3月の商業運転開始（25ヶ月遅延）となった。

事業実施面に関しては、フルターンキー契約であったこともあり全体的に順調に行われ、特段の問題は生じていない。

2.1.3 事業費

外貨分については、O E C F・輸銀分の合計で、当初計画251億円に対し実績240億円（11億円減）、同O E C Fについても当初計画103億円に対し実績100億円（3億円減）と、若干のコストアンダーランとなった。

内貨分についても、当初計画15百万LEに対し実績14百万LE（1百万LE減）と、同じく僅かなコストアンダーランとなった。

外貨分については、予備費相当分（約12億円）が未使用で残ったものの、事業完成後E E Aによる自己調達が予定されていたスペアパーツの購入（約7.5億円）に充足されることとなったため、結果的にはほぼ計画通りとなった。（O E C F分についても、当初計画103億円に対し実績100億円とほぼ計画通り）

内貨分については、資金使途の具体的な情報が得られていないものの、ほぼ計画の範囲内で事業が遂行された。

外貨・内貨分ともに、各支出項目において計画・実績間差異の比較的大きなものがあるが、集計方法に違いが生じたことによるものであり問題はない。

2.1.4 実施体制

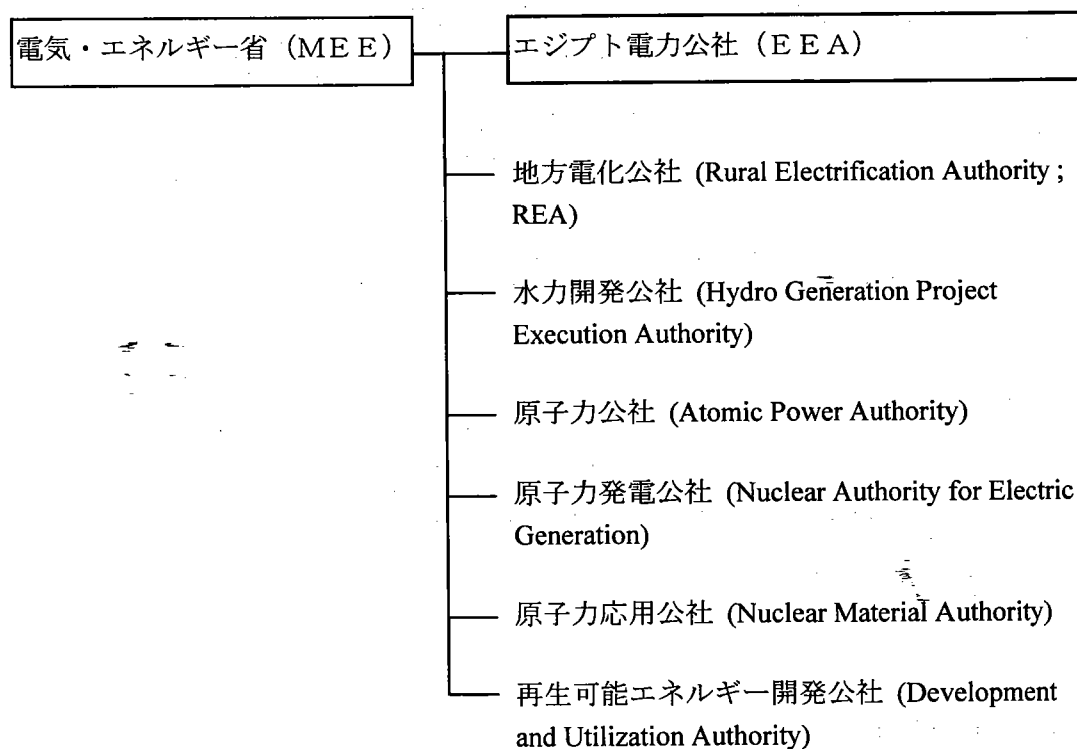
(1) 実施機関

本事業の実施機関はE E Aであり、エジプト全域を対象に、①発電所の建設・運転・保守、②送変電設備の建設・運転・保守（REA 及び配電公社所管分を除く）、③配電公社及び大口需要家への電力販売、④電気事業全般に係る研究開発及び調査を行っている。

E E Aは、1965年設立の電力公社（General Egyptian Electricity Corporation；G E E C）が前身であり、1976年にエジプト電気省が電気・エネルギー省（Ministry of Electricity and Energy；M E E）に改編されるに伴い現在の組織となった。E E Aのエジプト電力部門における位置付けは図2-1の通り。

本事業では、フルターンキー契約であったことからコンサルタントは雇用されなかったものの、E E Aはアスワンハイダム（出力規模：2,100MW [水力]、1967年運転開始）のほか多くの大規模火力発電所の建設・運営実績を有しており、十分な実施能力を有していたものと思料される。円借款対象事業としては、アスワン第2水力発電所建設事業、シュブラ・エル・ケイマ火力発電所建設事業、ダマンフル・ガスタービン発電所建設事業、上エジプト給電指令施設整備事業及び発電プラントパージ建設事業について、E E Aが実施機関（=借入人）となっている。

[図2-1] エジプト電力部門におけるE E Aの位置づけ



(出所：E E Aアニュアルレポート)

(2) コントラクター

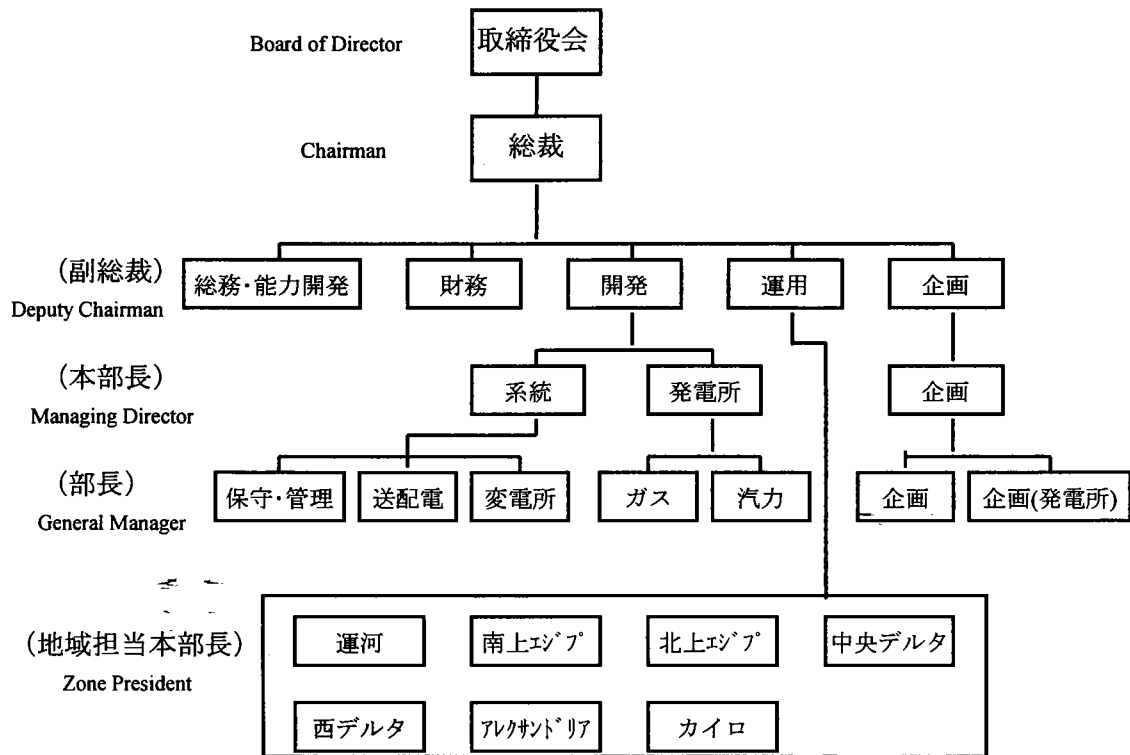
本事業のコントラクターは、重電事業に多くの実績を有する本邦企業で構成されたコンソーシアムにより担われた。実施機関によるコントラクターの評価は極めて優良であったと報告されている。

2.2 運用に係る評価

2.2.1 運営・維持管理体制

EEAは、従業員約4万5千人（内約8千人は臨時職員）を擁するエジプトを代表する企業であり、本事業が実施されたアシュート発電所（1996年2月完成のユニットIIを含む）においては、1995年度現在で259人が運営ならびに保守に従事している（内、百名近くがエンジニア）。

[図2—2] EEA組織図



(出所：EEAアニュアルレポート)

2.2.2 運営・維持管理状況

(1) 運転状況

本発電所の運転開始以来の発電実績は表2—1の通りであり、年間1TWh～1.2TWhが発電されている。1993年6月以降の3ヶ月間及び1995年2月、3月、6月の3ヶ月

間における発電電力量はゼロとなっている。これら計6ヶ月間にわたる運転停止の理由は、一部の部品（複数種）に材質不適合のあることが判明したことによる当該部品の交換作業を行ったことによるものである。E E Aの北・上エジプト地区担当役員によると、緊急性及び重要性はさほど高いものではなかったが、コントラクターによる性能保証期間中（完成／修理後20ヶ月）であったこと、他発電所の供給余力が十分にあり休止による電力供給の逼迫懸念がなかったことから、早めの対処を行ったとのことである。

本発電所による供給電力は、アスワンの水力発電所からの供給電力を含めると上エジプト地区の電力需要を十分に賄えるため、余剰電力は高圧送電線を通してカイロ地区に融通されている。もっとも、アスワンハイダムによる供給量がピークとなる夏期には、高圧送電線は同供給分で一杯となりアシュートからの送電電力量も制限を受けることから、本発電所の供給能力が十分に発揮しにくい状況となっている（電力需要に季節間格差がないため、同時期においては全体的に火力発電供給量が落ち込む）。

本発電所の各年度毎の設備稼働率は、上述の部品交換による休止の影響もあり、1992年度が81%、1993年度が63%、1994年度が82%、1995年度が59%と必ずしもフル稼働とはなっていない。このように通常年で80%という稼働率の水準は、本発電所の位置づけが冬期のアスワンハイダム発電電力量低下に対する補助的役割となっている現状からやむを得ないものといえ、今後上エジプト地区の需要増大に従って同率の向上が期待できるものと考えられる。

[表 2-1] アシュート火力発電所／月間発電電力量

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	計
1992	—	107,050	134,480	134,675	52,290	87,395	116,340	88,053	111,151	127,394	89,683	162,660	1,211,171
1993	145,965	77,215	122,001	117,490	42,865	—	—	—	57,164	140,028	146,860	158,414	1,008,022
1994	157,216	118,110	70,203	20,050	98,207	78,979	114,624	120,940	123,095	78,225	113,448	151,493	1,244,590
1995	130,380	—	—	71,985	76,415	—	55,265	130,249	141,400	72,920	104,049	172,700	955,363

(出所：E E A資料)

(2) 保守状況

保守・点検については、詳細な点検及び部品交換を伴うオーバーホール点検が5年に一度行われることとなっている。また、オーバーホールを伴わない（長期間の運転休止が不要な）定期点検が月及び年毎に実施されている。また、これらの実施に際しては、サプライヤー作成による英文マニュアルがエンジニアにより使用されている。

スペアパーツについては、追加購入により十分な量が確保されており、未使用である間の保存状況についても配慮がなされている。

従業員のトレーニングに関しては、単に設備の運用・保守の目的にとどまらず、生産性向上ならびに運用コストの低下を目指して、全社的な取り組みが行われている。研修プログラムは豊富であり、C I D A、U S A I D、G T Z⁵⁾等の海外援助機関によるもの、アラブ諸国との技術協力によるもの、国内教育機関での電力専門講座（5年間）及び欧米・日本への研修ミッションの派遣が実施されている。こうした研修を受講した従業員は、1994/95年度だけでも約8千7百人に達している（出所：E E Aマニュアルポート）。

以上より、保守状況については十分な対応が図られているものと判断でき、特段の問題はないものと考えられる。

⁵⁾ German Technical Cooperation Agency

(3) 使用燃料

本発電所は重油／ガス併焚型となっているため、重油及び天然ガスのいずれも使用可能となっているが、現在は重油が使用燃料として用いられている。

エジプトでは、重油も天然ガスも自国で産出（精製）されるものの、石油資源を輸出による外貨獲得手段として重視していること、他の中東産油国と比べ埋蔵量が極めて少なく枯渇化懸念があることから、発電用燃料には天然ガスが推奨され重油からの転換が促進されている。

本発電所では、近隣に精油所を有し供給体制が整っていること、天然ガスについては供給のためのパイプラインが敷設途上であり利用不可となっていることから、現在まで重油を燃料としてきているが、状況が整い次第天然ガスに転換される予定（時期は未定）となっている。

(4) 環境への配慮

設備面における環境への配慮については、サイト周辺環境（居住者環境や産業の分布）及び施設のスペック（煙突の高さ等）から、審査時においては排煙の影響（地上付近での硫酸化物濃度）や温排水の影響（漁獲量の減少）が軽微であると判断され、脱硫・脱硝装置は設置されていない⁶⁾。

運営面における配慮としては、発電所周辺における環境調査も定期的には実施されておらず、重油燃焼ガスがどの程度の大気汚染を近隣に生じさせているかが把握できない状況にある。簡便な方法であるにせよ何らかのモニタリングは必要と考えられ、定期的に行うことで問題の早期発見と解決が図られるべきである。

なお、本発電所の使用燃料は近い将来に天然ガスに転換される予定であり（時期は未定）、環境への影響は今後さらに軽減される見込みである。

(5) 借入人の財務状況

営業収益⁷⁾に関しては、需要の増加に伴う販売電力量の増大（1984/1985 から 1994/1995 までの10年間で年平均 5.9%増）と、電力料金の度重なる値上げに伴う電力料金単価の上昇（1984/1985 から 1994/1995 までの10年間で年平均 23.0%増）から、急激に増加した。営業費用についても、燃料費（構成比率 49% [1994/1995]）、減価償却費（構成比率 25% [1994/1995]）が主要項目となっていることから、電力料金とほぼ同時に燃料価格が値上げされたこと、ならびに継続した設備投資による償却費負担の増加が主な要因となり、営業収益ほどではないもののかなりの増加が見られた。

営業利益については、営業収益の方が伸び率で営業費用を上回っていたことから、売上高営業利益率は1985/1986年度の14%から1994/1995年度の37%に上昇している。しかし、支払利息負担ならびに政府への利益還元（営業外支出）により営業外損益が悪化したことから、売上高経常利益率は過去10年間ほぼ約2～10%の範囲内に止まっている。

資産及び負債の状況に関しては、電力料金の値上げによるコスト上昇から主要顧客（主に国営企業）の収益ならびに資金繰りが悪化し、売掛債権の滞留が進んでいる（売掛債権回転月数は1985/1986年度の2.7ヶ月から1994/1995年度の6.8ヶ月に悪化）。

⁶⁾ 環境装置（モニタリング用）が導入されている発電所は、ショブラ・エル・ケイマ火力発電所のみであり、定期的な環境調査により環境基準が十分にクリアされていることが確認されている。

⁷⁾ 従来政府からの補助金が含まれていたが（金額は不明）、1989/90年を以ってEEAへの支給は廃止された。

同滞留に伴うE E Aの資金繰り悪化に対しては、大蔵省が無利子の融資により支援を行っている。主要顧客によるエネルギーコスト上昇分の製品・サービスの価格への転嫁が完了し、収益ならびに資金繰り状況が回復するまでには今後数年を要するものと考えられることから、E E Aの滞留債権問題はまだしばらくは続くことと予想される。

[表 2—2] 電力料金体系

(料金改定)	(単位: millim/KWh)										
	84/85注)	85/86	86/87	87/88 May-87	88/89	89/90 Mar-89	90/91 Jun-90	91/92 May-91	92/93 Jul-92	93/94 Jul-93	94/95 Jul-94
超高圧 (U. H. V.) [220/132kV]											AVR 76.3
KIMA 肥料工場	6.4		11.2	12.2		12.2	12.2	17	47	47	57
その他									68	68	82
高圧 (H. V.) [66/33kV]							45.6	80.7	113.4	113.4	113.4
農業	8.6		15.1	17.1		28.4	-	-	-	-	-
官公庁	7.8		13.7	17.1		28.4	-	-	-	-	-
セメント	29.7		29.7	29.7		29.7	-	-	-	-	-
産業一般				17.1		28.4	-	-	-	-	-
配電公社向け	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96.3	99.7
住宅産業				22.6		29.8	38	60	90	107	107
中・低圧 [11kV以下]											
500 KW 以上											
基本料金 (LE/KWH・年)				17.4 LE		28.9 LE	46.4 LE	82.1 LE	87.6 LE	73 LE	73 LE
従量料金									153.5	153.5	153.5
1,000 kWh まで				31.2		51.8	83.1	147.1	-	-	-
1,001~1,500 kWh				29.4		38.8	78.3	138.4	-	-	-
1,501~2,500 kWh				25.6		42.5	68.2	120.7	-	-	-
2,501~3,500 kWh				22		36.5	58.6	103.7	-	-	-
3,501~5,000 kWh				16.7		27.7	44.5	78.8	-	-	-
5,000 kWh 以上				14.3		23.7	38	67.3	-	-	-
500 KW 以下											
農業				57~44		57~44	74~57	74~57	100	100	100
その他				57~44		94~44	122~57	169~79	180	180	180
家庭用											
従量料金											
50 kWh まで	16.3			18		19	22	30	40	50	50
51~200 kWh	16.3~22.6			18~30		19~32	22~35	30~45	65	83	83
201~350 kWh	27.2			38		42	50	65	80	110	110
351~650 kWh	31.1			46~60		50~66	60~80	65~100	110	150	150
651~1,000 kWh	31.1			70~80		80~90	100~120	120~140	170	210	210
1,000 kWh 以上	31.1			100~140		112~140	140~160	160~185	200	250	250
商業用											
従量料金											
100 kWh まで				21		28	34	45	100	180	180
101~250 kWh				36~64		47~80	54~88	65~98	150	260	260
251~600 kWh				64~100		80~120	88~130	98~150	200	332	332
601~1,000 kWh				100		120	130	150	210	410	410
1,000 kWh 以上				120~160		140~170	155~180	185~230	230	430	430
公共電燈				64		100	135	185.5	185.5	230	300

(注) 審査関連資料より

(出所: E E A資料)

2.3 事業効果

2.3.1 電力需要増への対応

本事業の目的は、発電所が未整備な上エジプト地区に本発電所を建設することにより上エジプト地区への安定的な電力供給を可能とすること、ならびに、エジプト国全体の電力需要に応じるというものであった。

電力は送電により遠隔地への供給が可能であり、各地区における需要と供給能力のアンバランスは他の地区との電力融通により調整されている。したがって、上記目的に見合う事業効果の把握は、本発電所が供給拠点となる上エジプト地区における電力需要増及びその背景としての産業発展と、エジプト国全体において需供バランスが維持されていることについての確認によって得られるものと考えられる。

(1) 上エジプト地区における電力需要の拡大

エジプトでは1979年に新市街地法第59号⁸⁾が制定され、以降デルタ・カイロ地区以外の開発が奨励されている。その中心に位置づけられているのが上エジプト地区であり、同地区の中心であるアシュート市及びその近郊に、大規模需要者としてのセメント工場 (unit II) と石油精練所が審査時点において建設中であった。

審査時において、アシュート及びその近隣地区の最大電力需要想定が行われているが、同地区の主要需要者である上記セメント工場 (unit I & II) と石油精練所両者の1989年における最大需要の見込みは175MWであった。これに対し1994/95年度実績の両需要者の最大需要値合計は87MWと、予測を大きく下回る結果となった。

しかし、アスワン地域を除く上エジプト地区 (北・上エジプト地区) における年間消費電力量は1994/95年度で約3,700MkWhと本発電所の年間発電電力量の約3倍であり、地域自給の観点でいえば供給拠点の設立という点において意義のあるものといえる。また、政府による上エジプト地区の開発促進政策は現在も継続されており、E E A北・上エジプト地区オフィスにて聴取したところでは、セメント工場 (unit I & II) 及び石油精練所の生産増、繊維工場の稼働、ナイル川沿岸における小規模産業の誘致拡大から、今後上エジプト地区では年平均12%の需要増が見込まれているとのことで、1996年2月に試運転を開始したアシュートII火力発電所 (300MW) の貢献も十分期待できる。

(2) エジプト国における電力需要増への対応

審査当時における電力需要は最大電力で約5千MWであり、以降年平均8.0%の伸び率で上昇し1994/95年度には11千MWに到達するものと予想され、供給計画も同年度において約16千MW (年平均増加率7.4%) の設備容量確保が目指されていた (表2-3参照)。上記予想に対し1994/95年度の実績では、電力需要が最大電力で約8千MW (年平均増加率4.7%)、同供給も設備容量で約13千MW (年平均増加率5.4%) と、電力需要・供給ともに上昇ペースは減速されることとなった。

一方、審査時から現在に至るまでの供給予備率は平均して約50%程度であり、アスワンハイダム流量調整による冬期の供給能力減少を考慮しても、十分な安定供給体制が維持されている。このように、エジプトにおいては、他の途上国で一般的な供給力不足解消のための後追投資ではなく、将来の需要増を見込んだ先行投資が着実に進められているといえ、同国電力イ

⁸⁾ 同地区での事業者に対し法人税及び不動産税について10年間の免除措置を与えている。

インフラの整備は成功裏に促進されているものと考えられる。

[表 2—3] 電力需給状況の推移

	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95
最大電力 (MW)	5,158	5,361	5,803	6,152	6,279	6,664	6,980	7,215	7,503	7,657	8,149
設備容量 (MW)	7,713	8,370	8,933	8,933	10,068	10,605	11,282	11,536	11,911	12,046	12,978
発電電力量 (MWh)	30,064	32,244	35,202	37,845	39,580	41,649	43,478	45,482	47,096	48,604	51,328

(出所：E E A アニュアルレポート、E E A 資料)

2.3.2 効率化の促進

本事業に直接関わる効果ではないものの、エジプト国電力セクター全体において促進されつつある効率化についても事業効果の一つとして捉え、以下にその概要を説明する。

エジプトでは第一次5ヶ年計画において重油/ガス併焚型汽力(火力)発電所の導入が積極化され、石油資源確保の目的から使用燃料は重油中心から天然ガス中心へと切替えられた。その結果、火力発電全体に占める天然ガスの利用率は1994/95年現在で76%に達し、高効率なコンバインドサイクル型の積極導入も功を奏し、同年度における火力発電設備全体の熱効率は38.3%と、先進国並みの高水準に達した。

また、総合損失率についても、エジプト全体で1984/85年度で21% (所内率3.8%、送電損失率9.1%、配電損失率8.0%)であったものが、1994/95年現在では16% (所内率3.7%、送電損失率5.9%、配電損失率6.3%)にまで改善された。

[表 2—4] 効率化指標推移

	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95
熱効率	28.9%	30.2%	31.1%	32.0%	32.5%	33.6%	33.1%	33.5%	36.5%	37.9%	38.3%
総合損失率	20.9%	18.7%	19.0%	19.3%	18.4%	17.2%	16.5%	17.2%	17.2%	16.5%	15.9%

(出所：E E A アニュアルレポート、E E A 資料)

2.3.3 経済評価

本事業の財務的内部収益率(FIRR)については、審査時において6%が予想されていた。しかし、エジプトポンド(LE)が1991年に為替レート的一本化(中央銀行レートと市中銀行レートの乖離を解消=LE切り下げ)が実施され、本事業実施中の1989年からの3年間にUS\$に対して約1/4に下落し(当時円高は一服状態)、LEベースでの投資コストが大きく跳ねあがったことから、評価時FIRR値は0%以下の水準にまで悪化することとなった。(電力料金の引き上げによる販売収益の上昇は、ほぼ同歩調で実施されたエネルギー価格の引き上げによる燃料費[事業コストの約1/2]の上昇及びその他コストの増加で相殺。)

研究レポート

「エジプト国電力セクターにおける効率化の検討」

～宮内 康雄～

[は じ め に]

本論は、当研究所セクターグループによる、主要借款供与国での電力セクター効率化研究に係る個別事例研究として、エジプト国／アシュート火力発電所建設事業に係る事後評価に付随して行ったものである。

上記セクターグループが行った研究・分析では、各国電力セクターにおける供給面（発電、送配電等）に係る効率化状況、需要面（総需要管理、需要平準化）に係る効率化状況及び電力料金の設定状況の把握と改善策の提示が行われ、さらにこれら効率化促進と料金水準適正化を通じた財務体質健全化の方策についても提案されている。

本論では、上記セクターグループ研究において用いられた調査・分析手法を用いつつ、事後評価を通じて得た豊富な情報をもとに、具体的な状況把握、問題点の指摘、解決策の提示を行うこととする。特に、電力料金及び財務状況に関しては、エジプトが世銀・IMFによる構造調整借款及びスタนด์バイ・クレジットに係るコンディショナリティーとして、補助金削減とエネルギー（電力、石油、天然ガス）価格の大幅引上げが比較的短期間に実施されたことについて、経緯、実施状況及びその影響について調査・分析を行った。

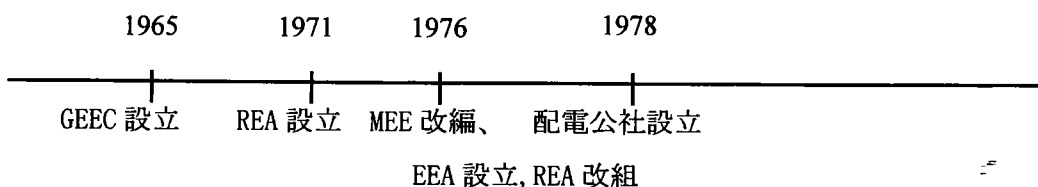
補助金削減と公共料金引上げは、市場原理の導入による公共事業の効率化を図りつつある途上国にとって主要な課題の一つであり、エジプトの事例は他の途上国の公共セクター一般にとっても示唆に富んだものとなっているといえよう。

1. エジプト国電力セクターの概要

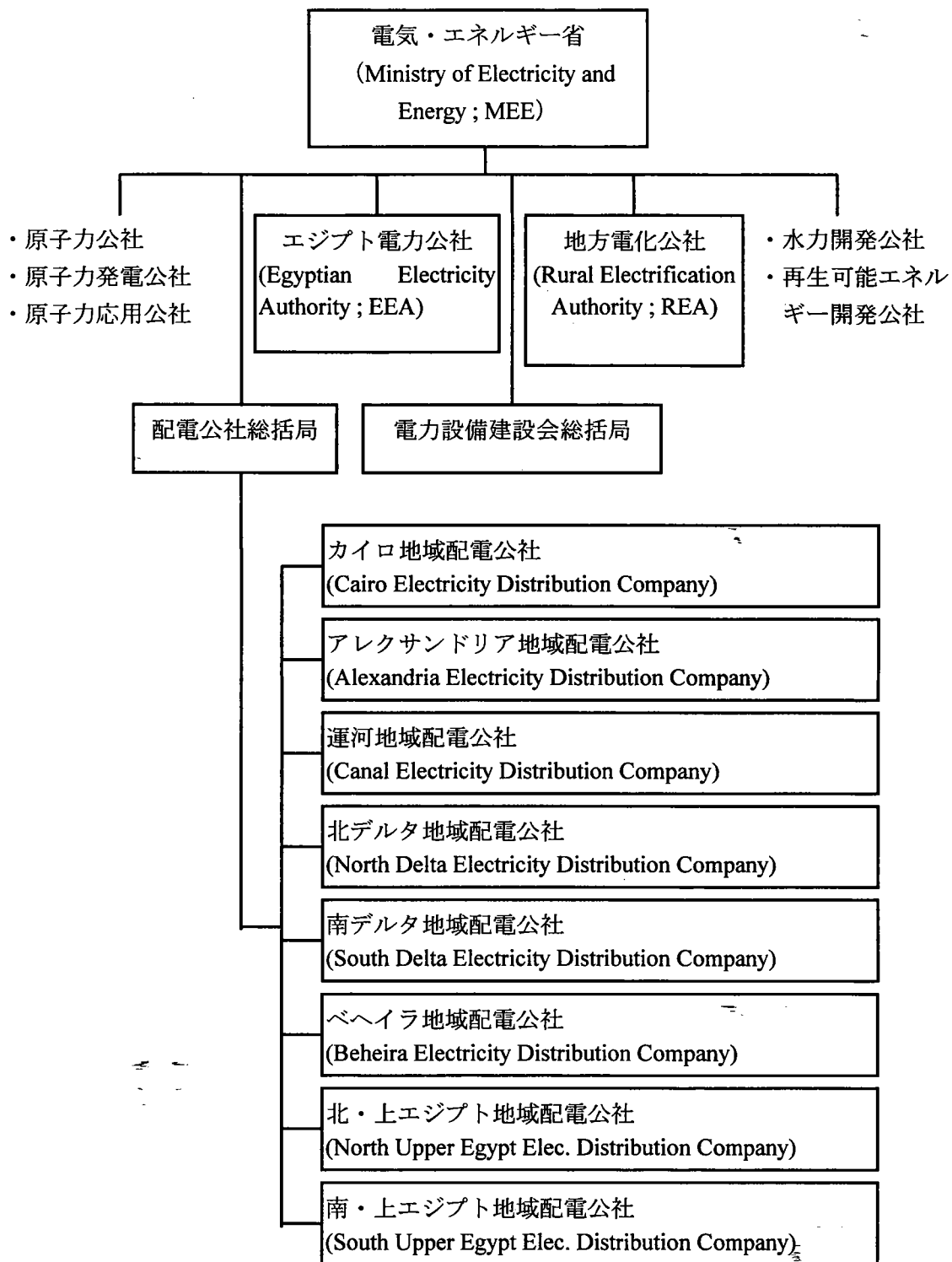
1.1 電気事業の沿革と企業形態

エジプトの電気事業は、1890年代に種々の電気事業者が都市部においてディーゼル発電による限定地域内の電力供給を行ったことが端緒である。その後、1965年に全ての私営・公営の電気事業者が統合され電力公社（GEEC）となり、1971年には農村電化を主目的とする農業電化公社（REA）が発足した。電力セクターに係る政府管轄機関及び事業主体がほぼ現在の組織体制となったのは、エジプトが石油の純輸出国となった1976年であり、各種エネルギーの開発と供給に係る効率的な政策実施を目指した電気省の電気・エネルギー省（MEE）への改編とほぼ時を同じくしており、電力公社がエジプト電力公社（EEA）に、農業電化公社が地方電力公社（REA）に改組された他、原子力公社、原子力発電公社及びカッターラ低地エネルギー公社（現在の水力開発庁）が発足した。また、翌2年後には各地に点在していた配電会社が地域的に統合され7つの配電公社（現在は8配電公社）が設立された。

[図1-1] 電気事業の沿革



[図 1-2] 電力部門の組織図



EEAは、1976年に同公社設立法¹⁾に基づき電力省の下部組織として設立され、エジプト全域を対象に発送電事業を行っている。主な業務内容は、①国内全ての発電所の建設・保守・運営、②送変電設備の建設・保守・運営（REA及び配電公社所管分を除く）、③配電公社及び大口需要家への電力販売、④電気事業全般に係る研究開発及び調査である。EEAは独立採

¹⁾ EEA設立法：LAW NO.12/1976, 1984（改正）

算制をとる国営企業であり、設備投資、資金調達、需要管理及び電力料金設定（国内共通の料金体系、閣議承認が必要）など、電気事業全般に係る政策の策定・実施面での中心的担い手となっている。

REAは、同公社設立法²⁾に基づき、EEA同様に電力省の下部組織として設立され、地方電化を目的とした66KV以下の送変電設備の建設・リハビリを行っている。建設・リハビリ完了後の同施設はEEA及び配電公社に引渡され、保守・運営も同時に移管される。カイロ及びアレクサンドリア地区は全域が都市部であるため事業対象外とされている。

配電公社は、EEAから電気を購入し、11KV以下の配電網を通じて各事業地域の消費者に対し販売を行っている。配電設備（料金測定メーターを含む）の保守・運営ならびに料金徴収を主な業務としている。上位機関の配電公社総括局は、EEAと共に各配電公社の株式保有会社となっており、配電公社の管理とりわけ財政面での支援ならびに調整の役割を担っている。

[表1-1] 電力部門の役割分担

		カイロ・アレクサンドリア地区 (都市部)	その他地区 (地方部)
発電所	建設	EEA	EEA
	保守・運営	EEA	EEA
送変電設備 (132KV以上)	建設	EEA	EEA
	保守・運営	EEA	EEA
送変電設備 (66・33KV)	建設	EEA	REA
	保守・運営	EEA	EEA
送変電設備 (11KV)	建設	EEA	REA
	保守・運営	配電公社	配電公社

(出所：EEA資料、REA資料)

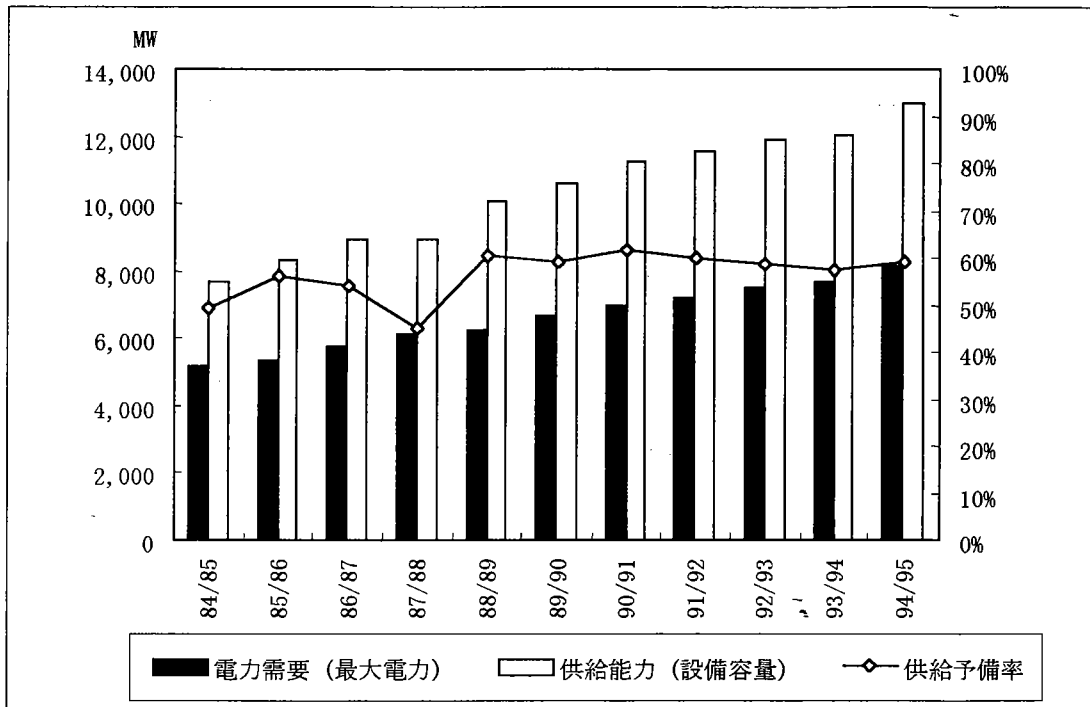
1.2 電力需給

エジプトにおける電力の供給能力を示す総設備容量は、1994/95年度において12,978MW（水力21%、汽力56%、ガスタービン11%、コンバインドサイクル³⁾12%）、一方需要の大きさを示す最大電力は同年度で8,149MWとなっている。後者を前者で除した供給予備率は59.3%であり、供給が需要に追付かない途上国全般の傾向と比して供給能力は格段に高い状況にある（過去5ケ年の供給予備率は約60%でほぼ一定）。

²⁾ REA設立法：LAW NO.470/1971, NO.27/1976, 1984（改正）

³⁾ ガスタービン発電で生じた排気で蒸気を発生させ（排熱回収ボイラーを利用）、この蒸気により蒸気タービン発電を合せて行う方式。

[図 1-3] 電力需給・供給予備率の推移



(出所：E E A アニュアルレポート)

このように供給予備率が高く現れている背景には、2,805MWの供給能力を持つ水力発電が、水量調整のために季節間で発電量が大きく異なり（12月がボトムで約500MkWh、6月がピークで約1,500MkWh）、渇水時をも考慮したボトム時の供給能力を基準に供給予備率の確保を行うことの必要性がある。従って、実際上の供給予備率は見掛け程高水準な状況にはないものといえる。

こうした事情から、アスワンハイダムの貯水量が豊富で水力発電が最大限利用可能な夏期においては、火力発電設備の供給能力は過剰な状況にあり、同稼働率は低下を余儀なくされている。ただし、このような状況下においても熱効率の高い火力発電所の稼働を優先するなど、給電及び発電設備運用において効率性が考慮されている。

1.3 電源開発と電源構成

1.3.1 電源開発

エジプトの電源開発は、1932年のショブラ・エル・ケイマ火力発電所（1974年廃止）建設が始りであり、1960年のアスワン第1発電所（設備容量345MW）及び1967～70年のアスワンハイダム（設備容量2,100MW、完成当時世界最大）の大規模水力発電所投入により急激な進展を遂げた。アスワンハイダムの運転開始時点におけるエジプト全体の総設備容量は約3,760MWであり、当時の総需要約1,100MWを大きく上回っていた。このため、以降数年間にわたり十分な供給力が維持され、新たな電源開発は休止されていた。

電源開発が再開されることとなったのは、1973年の第4次中東戦争後のサダト大統領による門戸開放政策導入以降であり、1982年まで続く高い経済成長（年平均実質GDP成長率9.8%）を背景とした電力需要拡大に対応して行われた。同再開に当たっては、比較的短

期間に建設可能なガスタービン方式が採用されることとなり、1978年以降第一次5ヶ年計画が開始される1982年にかけて、出力20～30MWといった小規模なガスタービン発電所が次々と建設されていった。

1980年代初頭を迎えると、引続く電力需要の増大から供給能力不足が深刻化し始め、第1次5ヶ年計画（1982/83～1986/87）において、大型火力発電所が積極的に導入されることとなり、4,200MW（アスワン第2水力〔270MW〕を含む）に及ぶ能力拡大が促進された。なお、同計画においては石油依存度の低下が主要目標として掲げられたこともあり、火力発電所建設に際しては重油・ガス併用の規格が採用され、ガスパイプライン敷設の進行に合わせてガス焚きへの転換が図られた。

第2次5ヶ年計画（1987/88～1991/92）においては、渇水の影響による水力発電の供給能力低下の問題に対処するため、火力を中心に継続した供給能力増強（3,475MW）が図られた。計画期間中においては、熱効率が極めて高いコンバインドサイクル型ガスタービンの導入が積極化され、新規設置分の約4割が同タイプとされた。

1.3.2 電源構成

電源構成の推移を概観すると、当初火力のみであったものが、アスワン第1・アスワンハイダムがフル運用を開始した1970年時点において総設備容量の水力・火力比率は65：35に至り、以降水力が中心の時期が続いた。しかし、その後の大規模火力発電所の継続的導入により、1984年時点で同比率は35：65に逆転し、以降火力の比率は一貫して上昇してきている。なお、1994/95年度現在の水力・火力比率は21：79（火力79の内訳：汽力56、ガスタービン11、コンバインドサイクル12%）。今後2003年までの計画では、コンバインドサイクル690MW及び汽力2,905MWの計3,595MWの供給力向上が目指されている。

発電設備は、設備の経済的運用のため、ピーク用、ミドル用、ベース用に区分される。ピーク用設備は、相対的に高い運転費用（燃料費等）と相対的に低い設備費用（設備投資コスト）を特徴としており、ピーク負荷への対応のために用いられる。エジプトでは、アスワンハイ水力発電所とガスタービン発電所がピーク用に充てられている。ミドル用設備は、相対的に中位の運転費用と設備費用を特徴とし、中間的な電力需要時に比較的弾力的な運転が可能な設備で対応され、重油専焼汽力発電所が同役割を担っている。最後にベース用設備については、相対的に低い運転費用と相対的に高い設備費用を特徴とし、時間帯及び季節を問わず継続的に運転されることが特徴となっており、アスワン第1・第2水力発電所⁴⁾、ガス火力発電所及び重油／ガス混焼火力発電所がこれに充てられている。

1.3.3 送配電設備

エジプトの電力系統は、アスワンとカイロをナイル川添いに南北に直線で結ぶ、アスワンハイダム完成時建設の500kV送電線（2回線）〔延長約800km〕と、アスワン第1ダム完成時建設の132kV送電線（2回線）〔延長約700km；アスワン～ベニセイエフ間〕の基幹線と、カイロ、デルタ、運河、アレクサンドリアを取巻く220kV送電線網により主に構成されている。配電網には、変電所での降圧を経た中圧送電線（66kV、33kV、11kV）が用いられている。

超高圧の500kV送電線は、近年カイロ中心部を環状に延長されつつあり、カイロ～バサウス～アブザール～テビン間が開通している。高圧送電線（132kV、220kV）につ

⁴⁾ 下流灌漑用水のために流量を維持する必要があり、貯水池式ながらベースロード的運転を行っている。

いては、220kV送電線が中心に位置付けられ、132kV送電線が中心となっていた上エジプト地区も含め、各地において拡張・強化が進められている。配電網については、近年33kVから66kVへの昇圧化が図られている。

送配電設備に係る現在の問題点として老朽化を挙げることができ、既存送電線の更新及び新規建設、給電システムの増強⁵⁾が図られている。

⁵⁾ 上エジプト給電指令所については OECF 借款対象案件であったこともあり、1996年6月現在でSAPSの検討が行われている。

2. 供給サイド・需要サイドにおける効率化状況

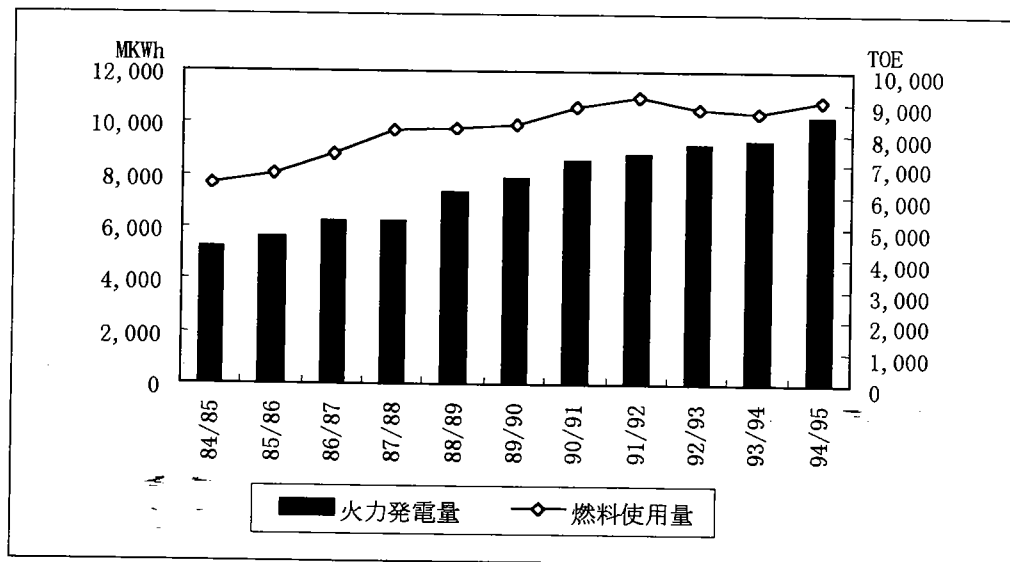
2.1 供給サイドの効率化状況

2.1.1 供給サイドの効率化の現状

ナイル川の豊富な水資源を十分に利用した水力発電については、火力発電に対して年々比率を下げつつあるとは言え、2,805MWという大容量の供給能力を維持しており、国産再生エネルギーの有効利用という点において効率性は本来高いものと言える。しかし、水量の決定は自然にゆだねられており渇水等による水量不足の恐れがあること、また冬期には灌漑用水量の確保のため利用量が限られていることなどから、発電設備の供給能力は高いものの運用上の供給能力にバラツキが生じるという困難がある。

火力発電については、第一次5ヶ年計画において導入が積極化された重油/ガス併焚火力発電所について、使用燃料の重油からガスへの切替えが大きく進んだことから、火力発電全体に占める天然ガスの利用率は1994/95年現在で76%に達している。また、近年新規導入もしくは転換を促進しつつあるコンバインドサイクル型が、さらなる熱効率の向上に大きく貢献しているため、同年度の熱効率は38.3%と、先進国並みの高い水準にある（単位発電量当たりの石油換算燃料使用量：227 gm/kWh）。

〔図2-1〕 火力発電量と使用燃料量の推移

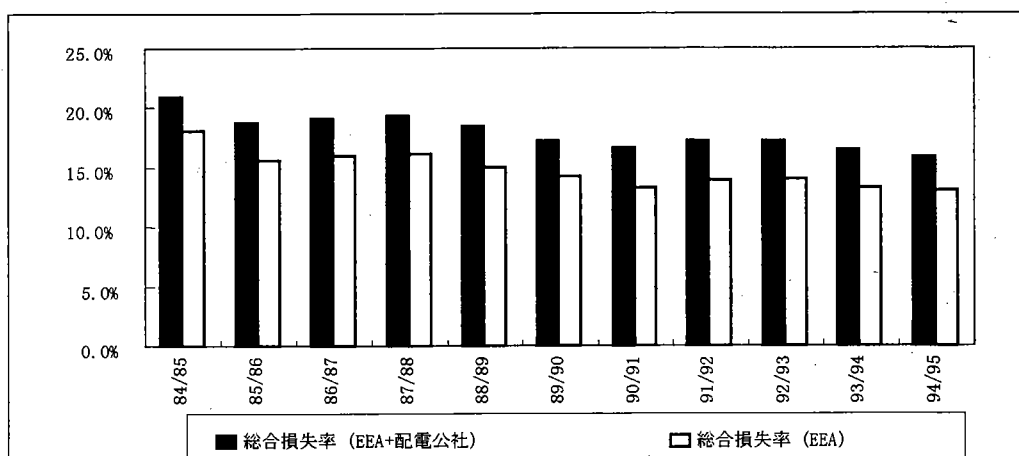


(出所：E E Aフューエルレポート、E E A資料)

送配電に係る効率化の状況については、同施設の更新ならびに送電ロス軽減のためのコンデンサ⁶⁾の増設により、送配電損失率の低下が進んでいる。エジプト全体で1984/85年度には21%あった総合損失(所内損失+送配電損失)率は、1994/95年度において16%にまで改善している。

⁶⁾ 進相コンデンサ設備：送電距離が増すことで生じる電圧と電流のバランス悪化(力率低下)を復元し、電力損失を最小限に抑える設備。

[図 2—2] 損失率の推移



(出所：E E A アニュアルレポート、E E A 資料)

[表 2—1] 供給サイドの効率化状況／各国比較

	エジプト		マレーシア	タイ	インドネシア	フィリピン	中国	インド	日本
	EEA (発・送) [94/95]	EDCS (配) [90/91]	TNB	EGAT (発・送) PEA (配)	PLN	NPC (発・送) MERALCO (配)	NCPG	MSEB	(9社平均)
供給予備率	59.3%	61.6%	25.7%	24.4%	69.5%	51.0%			8.0%
熱効率	38.3%	33.1%		39.8%	32.4%		n. a.	21.6%	38.8%
総合損失率	15.9%	16.5%	15.3%	17.1%	20.4%	23.4%	n. a.	25.5%	9.3%
所内率	3.7%	3.8%	4.5%	5.3%	4.8%	4.2%	n. a.	10.0%	3.6%
送電損失率	5.9%	5.7%	4.1%	3.7%	2.5%	3.4%	7.5%		
配電損失率	6.3%	7.0%	6.7%	8.1%	13.1%	15.8%	10% 以上	15.5%	5.7%

(注) E E A 以外の各国諸数値は1990年度実績値。

出所：アジア開発銀行 “Electric utilities data book”

2.2 需要サイドの効率化状況⁷⁾

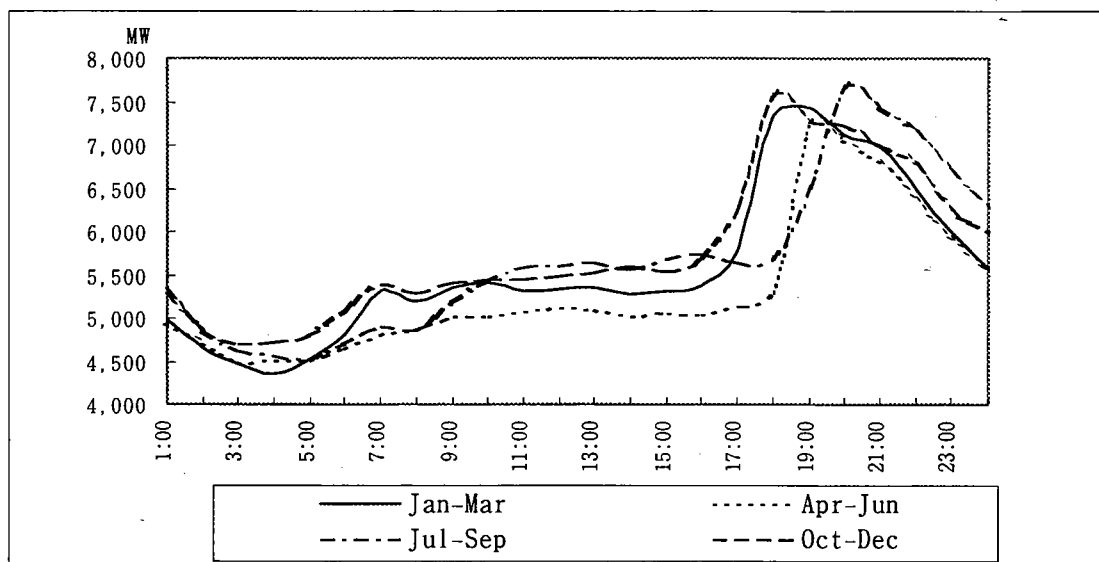
2.2.1 需要の特徴

エジプトにおける電力需要の大きな特徴は、図 2—3 から窺い知ることができる。すなわち、季節間では負荷曲線の形状にあまり大きな変化がなく、1日の時間帯でかなり大きく負荷が変動するパターンが見られることである。日負荷曲線は、四季を通じて日没近い夕刻にピークを付けており、夏季の猛暑に対応した冷房需要によるピーク構成は見られず、その多くは照明需要により構成されている。

各需要種別の需要状況の特徴は以下の通り。家庭向け需要については、照明需要が最大のピーク構成要因となっており、全需要に係る負荷曲線の形状とほぼ同一となっている。商業向け需要については、午前8時～午後2時、同5時～同9時の一般的な営業時間（サービス産業の比重が高く夜間需要も大きい）に需要が集中している。大口産業向け需要については、操業スケジュールが需要決定の最大要因となることから曲線の形状そのものには一般的な特徴は見出せず、特定の時間帯に需要が集中するといった傾向はみられない。

⁷⁾ E E A 作成の DSM (Demand Side Management) 関係資料に依拠。

[図 2-3] 日負荷曲線



(出所：コンサル調査資料)

2.2.2 需要サイドの効率化の現状

(1) 日負荷曲線平準化対策

日負荷曲線平準化対策としては、時間帯別 (TOD; time of day) 料金制度⁸⁾の導入が最も効果的な方策として知られている。エジプトにおいて同制度は1994/95年度末現在において未実施であり、大口需要家 (500 kW以上) を対象に導入に向けた準備が進められている状況にある。

(2) 省エネ対策

日負荷曲線平準化対策は、電力使用の時間帯シフトを奨励するものの、使用量そのものの削減を目指してはいない。つまり、設備の有効活用を通じた電力供給者の固定費負担を減ずる効果はあるものの、燃料費等の変動費の低減や資源節約には直接的には貢献するものではない。こうした問題に対する取組みが省エネ対策であり、電力使用の絶対量の削減を目指すものである。

省エネ対策として、EEAは産業需要家に対するエネルギー監査プログラムの実施により、蒸気パイプの断熱化、高温排ガスの暖房利用、ソーラーヒーターの利用、高効率な需要機器の設置、工場レイアウトの変更等についてアドバイスを行い、力率・熱効率の改善を促している。また、住宅・商業向け需要者に対しては、テレビ・ラジオを通じた省エネキャンペーン (例：白熱燈から蛍光燈への更新) を行っている。

⁸⁾ TOD料金 (TOU [time of use] 料金と同義) とは、電気事業者がその最大電力を充足することを求められるピーク時間帯の電気使用に対してその供給費用を反映したより高い料金を課し、電力供給系統に遊休設備が存在するオフピーク時間帯の電気使用に対してより低い料金を課する制度である。

3. 電力料金

3.1 電力料金制度

3.1.1 電力料金設定方法

一般に公共料金の設定は、事業主体にとって収益状況や将来に向けた投資判断に影響を与える最大要因となっていると同時に、国民生活ならびに産業の基本インフラとしての位置付けから、政府の経済的政策に従った法制面での規制が伴われている。電気事業に関しては、必需性の高さや代替性の低さによる事業の重要性、貯蔵不能で生産と消費が同時に行われるため最大需要見合の大規模固定資産を要するという事業特性から、投資の効率性を目的とした地域独占が認められる一方で、恣意的な料金決定の自由を奪う料金規制が採られるケースが多い。

電気料金の規制方法に関しては、1984年に英国で導入されて以降先進国間に普及しつつあるプライスキップ規制方式と、コストプラス方式（現在日本で用いられている「総括原価方式」）とがある。前者は、物価指数を基準に価格の上限枠を設けることで事業主体自らのコスト削減努力による利潤追求を促すもので、地域独占状況から脱しつつある電力産業への競争原理導入が図られた制度である。後者は、適正な費用に事業報酬額を加算したもので、平均費用（一単位当たりの生産に必要となる費用）に基づく価格設定により収支均衡と超過利潤の抑制を図ったものである。

エジプトにおいては、効率性向上と適正利潤の確保を目的とした料金規制はなく、EEA設立においてEEAの料金体系（全国共通）の策定ならびに閣議承認による発効が定められているだけであり、政府経済政策の極めて強い関与の下に料金設定が行われている。EEAは、1991年の経済改革導入以前は低い料金設定がもたらす損失に対して補助金の補填を受けており、また供給能力増強に係る設備投資資金の調達に際しても政府保証が得られることから、政策が決定する料金に従うことに特段の問題は見受けられなかった。

1991年の経済改革導入に際しては、IMFによるマクロ経済全般に互っての改革プログラムが提示され、電力事業との関連では補助金の打ち切りと電力料金の段階的引上げが要請された。この際電力料金の目標水準に設定されたのが、資源の最適配分に有効とされる長期限界費用（LRMC；Long Run Marginal Cost）に基づく料金水準であり、1996年までに同水準に達することが目指された。

LRMC原理の適用を概念的に説明すると、消費される電気の限界単位の料金に国民経済への供給の増分資源コスト（＝限界費用；一単位の生産を追加的に供給するために必要となる費用）を正しく反映させるということである。ただし、このようなLRMC原理を適用した料金の算定方法は、その基礎となる限界費用の算定において、長期需要見通しに対応する供給能力増大に係る最少レベルの設備投資コスト、運転コストを予測する必要があり、不確定要素が多いという欠点を持つものである。

なお、電力料金の設定方法として、限界費用と平均費用のいずれに基づくべきかについては、両者ともにメリット・デメリットがあり一概には結論づけにくいところであるが、本論冒頭にて触れている当研究所セクターグループの研究報告では、収支均衡の達成に効果的とされる平均費用の採用が推奨されている。

3.1.2 電力料金制度

エジプトにおける電力料金制度の特徴は、全国一律の料金体系かつすべて従量料金制の体系

(500KV以上の中圧受電需要向けを除く)となっている点である。全国一律ということは、配電公社が価格決定権を持っていないこと、都市部と地方部に料金格差がないことを意味している⁹⁾。従量料金制のみの体系であることについては、基本(デマンド)料金部分がないことから、送・配電設備に係る固定費の受益者負担を困難としているものの、使用量のみで料金計算が可能なることから、供給者にとっては料金徴収(ビリング)の容易さ、需要者にとっては支払額の分かりやすさが利点となっている。

受電電圧と従量料金水準の関係については、電気供給の技術的特性から電圧が高い方が料金が低いのが一般であり、EEAの体系においてもおおよそ同様となっている。ただし、政策的配慮から、中・低圧帯において最も低圧な家庭用がより商業用以下に、また農業用が他の産業用に比べて低い水準となっている。

家庭用と業務用については、消費量の増加に従って段階的に料金単価が高くなる逓増料金制が採用されている。さらに家庭用については、低所得者層の負担を軽減するための福祉的な料金制度(ライフライン料金)が採用されており、1994/95年度現在において、50KWh以下の使用電力量で50millim/KWh、51~200KWhで83millim/KWhと、全体平均の126millim/KWh(消費者価格ベース)を大きく下回っている。

3.2 経済改革プログラム

3.2.1 経済改革プログラム導入の経緯

1980年代に入ってからエジプトでは、石油価格の低迷に伴ういわゆる4大外貨収入¹⁰⁾の減少と共に、経済は低迷期に突入していった。その結果、1986年には対外債務に係る延滞金が40億ドルに達するに至り、1987年にIMFとの3.3億ドルのスタンドバイ合意、これに引続いてパリクラブでのリスケジュール合意¹¹⁾が締結された。

以降、IMF・世銀による経済改革プログラムがエジプトに対し課されることとなり、湾岸戦争勃発直後開催のIMF暫定委員会(1990年9月)において、以下の内容につき合意がなされた。

- ①補助金の撤廃、市場価格制の採用(3~5年)
- ②エネルギー価格、石油化学製品等の価格の国際水準並上げ(5年以内)
- ③政府・公共支出の削減、財政赤字のGDPの6%以内への圧縮
- ④売上税導入(今年中)、税制の抜本的見直し(3年以内)
- ⑤複数為替レートの1本化(今年中)
- ⑥国家開発計画、投資活動の民間部門主導化
- ⑦国家による大学・高校卒業生に対する就職斡旋活動の停止
- ⑧改革プログラム終了までの時限的な低所得者救済OECF設立
- ⑨IMFによる4半期毎の定期的経済状況監理
- ⑩IMFへの政策見直し要請、代替案提示権限の付与

(出所：通商弘報1991.4 [エジプト野党紙報告内容])

⁹⁾ 経済改革プログラム導入前においては、地方電化推進のため割引料金が提供され、同減収分には政府補助金の充当が行われていたが、1991年をもって同制度は廃止となった。

¹⁰⁾ エジプトの主要な外貨収入源である、石油輸出、スエズ通航料、観光収入、海外労働者送金。

¹¹⁾ 対象額は、1986年末までの延滞金利25億ドルと1987年1月から翌年6月の到来元本60億ドルの計85億ドルで、条件は5年据置後10年返済。

3.2.2 補助金削減・物価政策について

補助金制度は、1960年に社会主義政策の一貫として、安価な食糧・公共サービスの提供による労働者の低賃金の維持ならびに安価な工業原料とエネルギーの供給による工業分野の資本蓄積と近代化を推進する目的で導入された。しかし、同制度はその後、生産者保護から消費者保護（低所得者層に対する所得再配分）へと性格を変え、平均寿命の向上、幼児死亡率の低下、必要摂取カロリーの充足など福祉面で大きな貢献が見られたものの、国家財政の悪化ならびに産業分野での生産性向上の阻害を招くこととなった。国家財政の悪化については特にはなはだしく、財政赤字は1970年央から1988年までGDP比20%以上の水準が続き、補助金制度はマクロ経済悪化の主要因を構成していた。

補助金削減政策は、財政改善に向け食料品価格の値上がりが過去に取組まれたことがあったが、労働者を中心に暴動（1977年）ないし反対デモ（1984年）が生じたために、政治的判断から同値上げは凍結されていた。同政策は、1980年央以降再び取組まれることとなったものの、補助金制度そのものに大きな変化は見られず、1991年からの経済改革の一貫として、本格的な基礎消費物資の値上げならびに統制価格の自由化が促進されることとなった。

もともと、基礎物資・サービスの値上げが不十分な間における補助金削減は、結果的に補助金の主な割当先である物資供給庁（農産物の国内買付・輸入と国内販売を行う）及び国営企業の多くを赤字に追込み、その補填を政府が行うことによって財政赤字の増大は回避されなかった。

なお、同経済改革では、1988年以降徐々に緩和を進めていった統制価格の自由化をさらに推し進め、電力及びエネルギー料金については長期限界費用レベルにまで引き上げる方針が採られることとなった。

[表 3—1] 主要補助金対象商品の価格比較（1984/85年度）

（単位：LE/t）

	国内消費者価格	国際価格
〔農産物〕		
米	50.0	320
小麦	41.2	120
砂糖	100.0	436
〔石油製品〕		
灯油	37.8	184
軽油	36.0	165

（出所：海外電力調査会「アフリカ2カ国電力事情調査報告書」）

[表 3—2] 補助金と財政支出の推移比較

（単位：百万US\$）

	1976	1977	1978	1979	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84	1984/85
GDP	6,727	8,344	9,795	12,705	17,320	19,571	21,706	23,445	25,100
歳出	3,280	4,165	5,559	7,097	10,555	13,259	14,497	16,803	18,484
補助金支出	443	475	690	1,275	2,166	2,910	2,054	1,987	2,007
内、食糧補助金	321	313	450	880	1,108	2,191	1,337	1,209	1,121
開発支出	980	1,549	2,311	2,549	3,766	4,541	5,020	5,518	6,556
財政赤字	1,265	1,414	2,253	3,413	3,182	4,936	4,748	6,432	7,173

（出所：中東研究所資料より抜粋 [エジプト大蔵省、IMF資料]）

3.3 電力料金値上

エジプトの電力料金は、生活必要物資・サービスに対する社会主義的な価格政策が維持されていた1974年から1980年までの間据置かれ、以降数回の改定を経て、債務超過に陥った1987/88年度に大幅な引上改定が行われた。その後はほとんど毎年料金引上がなされ現在に至っているが、これはIMFからのスタンバイクレジット導入に際しての指導を受けたもので、エジプト・IMF間の合意が得られた1991年に経済改革プログラムの一貫として料金引上の方針が明確化されている。

同方針は、1996年7月までに電力料金の平均価格¹²⁾（消費者価格）の水準と長期限界費用（LRMC）を一致させようとするもので、以下の5段階の価格上昇を目指した値上げが実施された。

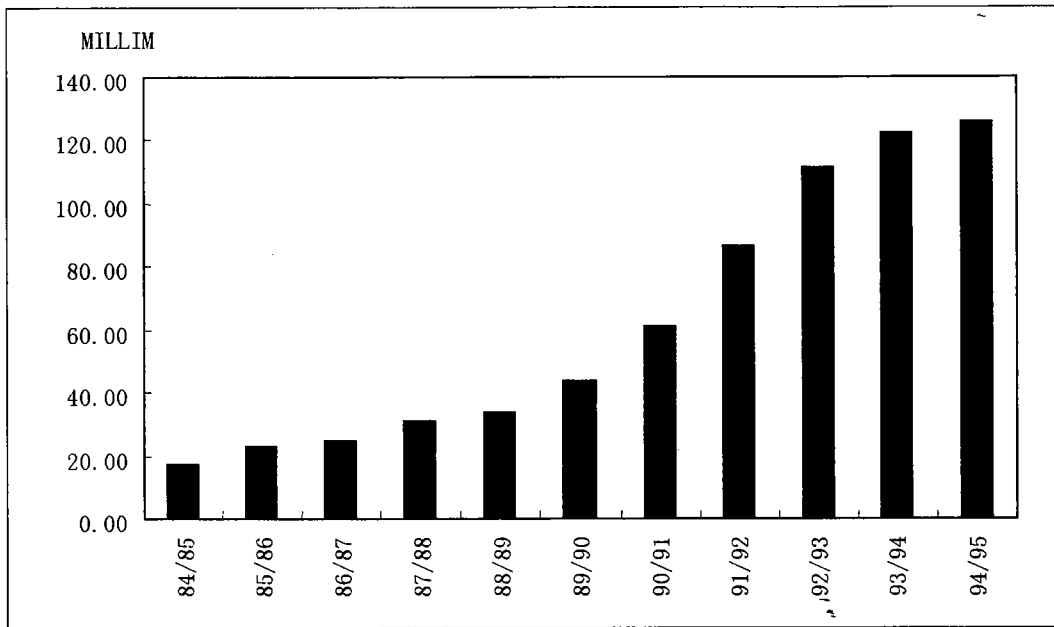
1990年6月	平均価格の38%引上（LRMCの48%水準を目標）
1991年5月	平均価格の50%引上（LRMCの59%水準を目標）
1992年6月	平均価格の32%引上（LRMCの69%水準を目標）
1993年6月	平均価格の10%引上（LRMCの80%水準を目標）
1994年6月	平均価格の4%引上（LRMCの90%水準を目標）

1995年には料金の値上げは実施されなかったが、1996年に実施予定の値上げをもってLRMC価格が達成される見通しである。料金値上に伴う平均価格（消費者価格）の推移は図3-1の通り。

エジプトにおけるこうした急ピッチの料金値上の結果、他の途上国と比べてどの程度の料金水準に至ったかについては、表3-3において東南アジア各国との電力料金水準比較で示した。マレーシアやタイの半額、日本の20%の水準であるが、1人当たりGDPの水準を考慮すれば、国際価格からの乖離が問題とされる状況はほぼ脱したものと考えられる。

¹²⁾ 平均価格＝営業収益（milim）／販売電力量（KWh）

[図 3—1] 平均価格（消費者価格）推移



(出所：E E A 資料)

[図 3—3] 電力料金水準の各国比較

	エジプト EEA (発・送)・EDCS (配)		マレーシア TNB	タイ EGAT (発・送) PEA (配)	インドネシア PLN	フィリピン NPC (発・送) MERALCO (配)	中国 NCPG	インド MSEB	日本 (9社平均)
	[94/95]	[90/91]							
平均販売価格 (cent/kWh)	3.7	3.1	7.4	6.6~7.4	5.8	11.6	1.7	4.7	19.6
換算レート	3.39LE/\$	2.00LE/\$							

(注) E E A 以外の各国諸数値は 1990 年度実績値 (但し換算レートは 1994 年 9 月末値)。

出所：海外電力調査会“海外電気事業統計”

4. EEAの財務状況

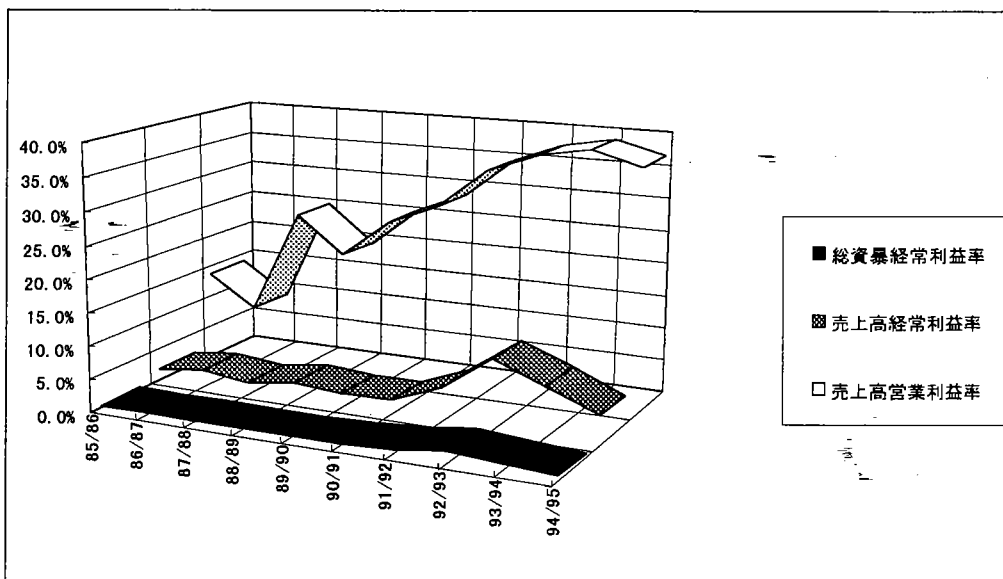
4.1 主要経営諸比率の傾向

収益性については1991/92年度以降大きく好転している。総資本経常利益率が以前の0.2%~0.3%のレンジから0.7%~1.7%に上昇し、売上高経常利益率についても2%~3%程度から4%~10%程度に上昇した。これらの水準は我が国の東京電力と比較しても見劣りしない水準である。売上高営業利益率については同年度以降、30%~40%程度で推移しているが、これは東京電力の水準(約15%)をはるかに上回っている。もっとも、金利負担の売上高に対する比率は約20%程度と極めて高く、資金調達条件に係る金利条件がいかに経営へのインパクトが大きいかを察することができる。

財務の効率性を見てみると、総資本回転率、売上債権回転月数、棚卸資産回転月数とも総じて不効率な水準にある。特に売上債権回転月数は年々悪化傾向にあり、1994/95年度には6.8ヶ月の水準に至っている。これは、請求後約半年経たないと代金が回収されないことを意味しており、0.7ヶ月の東京電力の約10倍と極めて異常な状況にある。

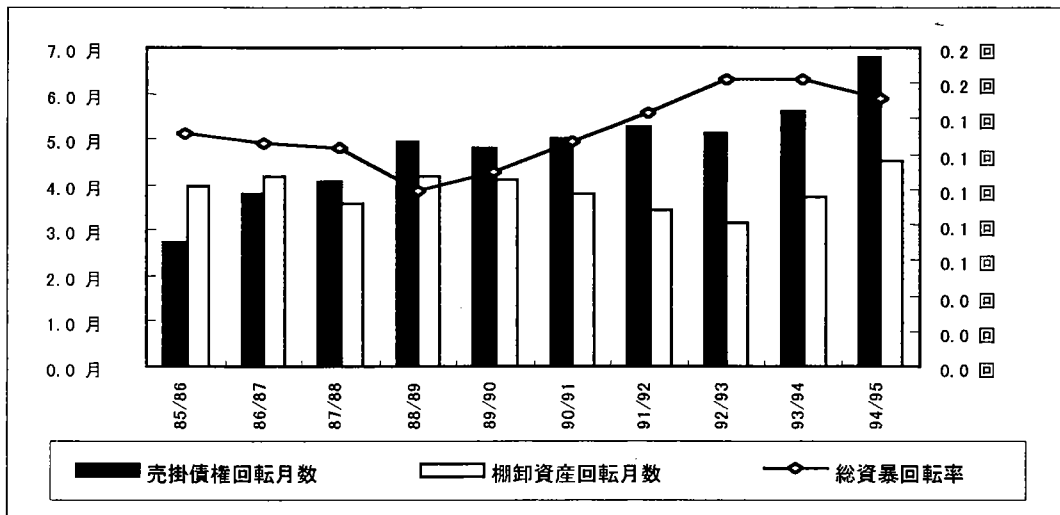
財務の安全性について見てみると、流動比率は1991/92年度以降50%程度で推移しており、ほぼ東京電力の水準と一致している。長期固定適合率については100%以下が望ましい水準であり、1985/86年度は同水準を維持していたものの年々悪化傾向にあり、1994/95年度で134%と固定資産に対する長期資金の不足が目立ってきている。また、有利子負債の水準や利払いの負担能力については、総資本有利子負債比率が52%、インタレスト・カバレッジレシオ(利子回収率)が1.2倍と、利子負担は重いものの最低限の利益が確保されていることが確認できる。

[図4-1] 収益性比率推移



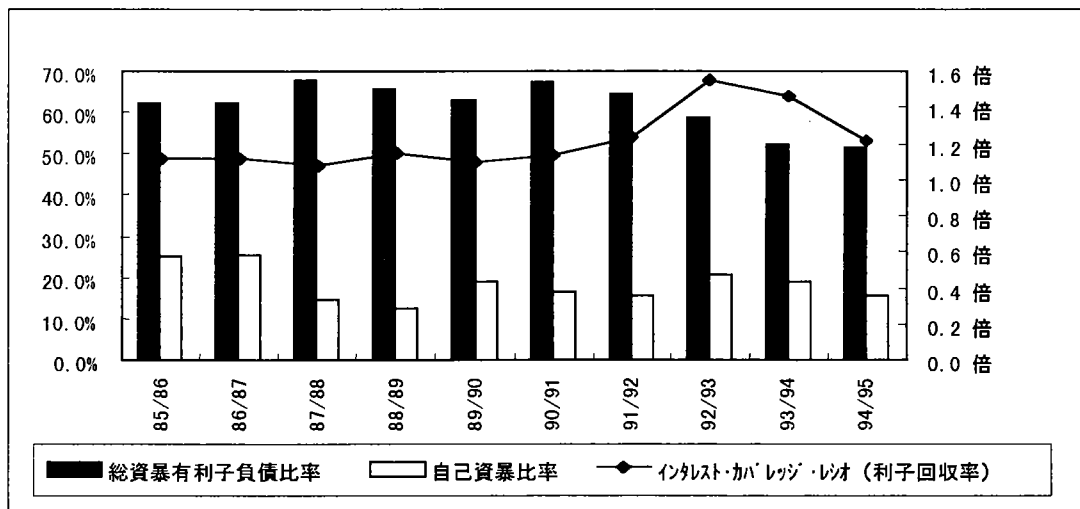
(出所: EEA財務諸表)

[図 4—2] 効率性比率推移



(出所：E E A財務諸表)

[図 4—3] 安全性比率推移



(出所：E E A財務諸表)

[図 4—4] 主要経営諸比率比較 (対東京電力)

	EEA(94/95)	東京電力(94)
総資本経常利益率	0.7%	1.7%
売上高経常利益率	4.3%	4.2%
売上高営業利益率	36.6%	14.8%
流動比率	47.6%	49.8%
固定長期適合率	133.8%	110.8%
総資本有利子負債比率	51.5%	74.0%
自己資本比率	15.6%	10.6%
インレスト・カバレッジ・レシオ	1.2 倍	1.4 倍
総資本回転率	0.2 回	0.4 回
売上債権回転月数	6.8 月	0.7 月
棚卸資産回転月数	4.5 月	1.6 月

(出所：E E A財務諸表、大和総研アナリストガイド[1995])

4.2 損益状況

4.2.1 売上高

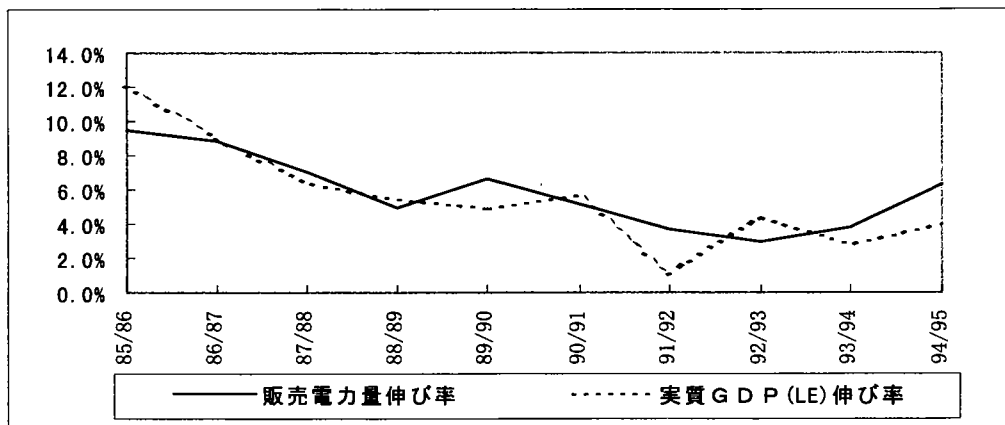
売上高（電気事業営業収益）については、需要の増加に伴う販売電力量の増大と電力料金の度重なる値上げに伴う電力料金単価の上昇から、急激に増加した。

販売電力量はほぼ実質GDP成長率に歩調を合わせる形で拡大し（図4-4参照）、1985/86以降の10年間で約1.8倍となった。

電力料金単価の上昇は、前章すでに説明済であるが、IMFの指導を受けたものであり、消費者価格ベースでの平均コストが1996/97年度時点でLRMC価格に等しくなるように段階的に引上げされた結果である。なお、社会主義的な低所得者保護政策のために、全体需要の約35%を占める家庭用料金の上昇率は上記10年間で約3.6倍と控えめにされており、主に産業・商業需要者にコスト負担が強いられている。（図4-5参照）

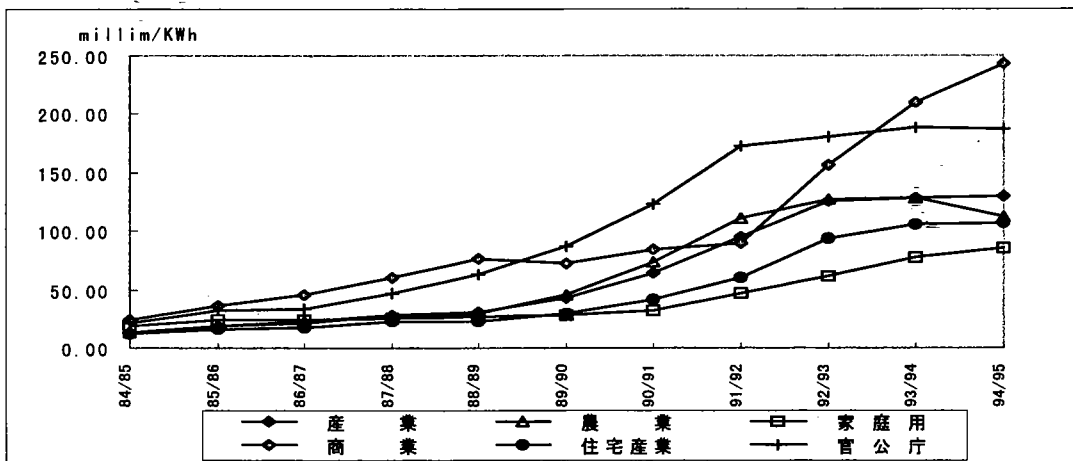
売上高には、従来政府からの補助金が含まれていたが（金額は不明）、1989/90年を以ってEEAへの支給は廃止された。

〔図4-4〕 販売電力量の伸び率と実質GDP成長率



（出所：EEAアニュアルレポート、IFS）

〔図4-5〕 需要種別平均価格（消費者価格）推移



（出所：EEA資料）

4.2.2 売上原価

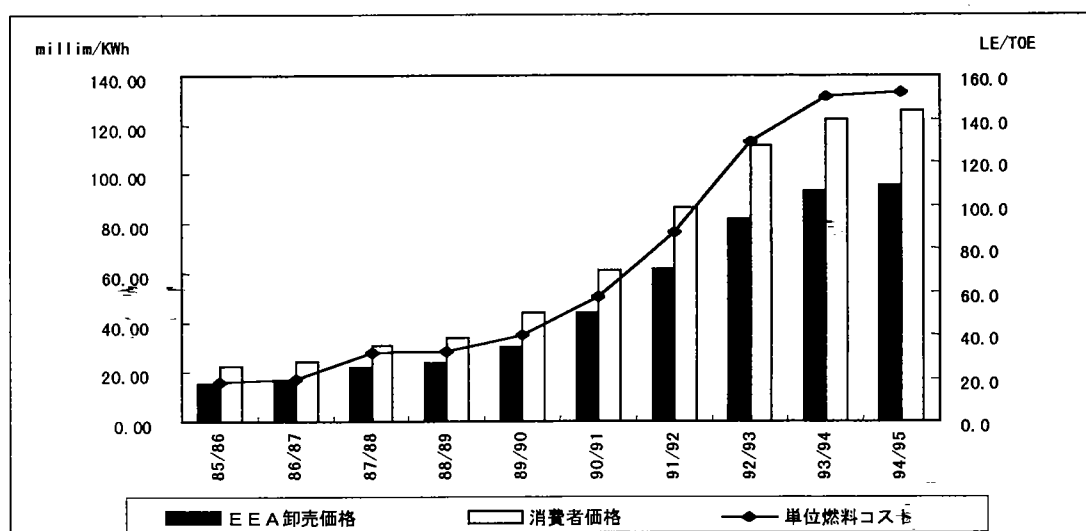
売上原価（電気事業営業費用）は、主に燃料費、減価償却費、修繕費、労務費で構成され、1994/95年度の構成比率は49%、25%、11%、8%となっている。

燃料費は、天然ガスと重油が主であり、その比率は天然ガスが約75%、重油が約35%となっている（1994/95年度）。天然ガスについては、重油が重要輸出品でありかつ将来の枯渇化が危惧されたため、一貫して積極的な導入が図られている。いずれも国内で産出されるため、IMFの経済改革プログラム導入前の両燃料価格は国際的水準を大きく下回っていたが、電力料金を含めたエネルギー価格政策に従い、両価格とも国際的水準を目指して同様の歩調で引上げがなされた（図4-6参照）。なお、天然ガスと重油の国際価格は必ずしもリンクしないものであるが、エジプト国内においては天然ガスの使用を安定的に促進するため、1985年6月以降天然ガス価格をエネルギー換算ベースで重油と等価とすべきことが政府と需要者間で合意されている。

減価償却費については、設備投資の拡大に合わせて上昇しており、1985/86年度以降ほぼ原価全体の25%程度の水準となっている。減価償却の方法は定額法で、主要発電設備の償却期間は約33年となっている。償却期間（主要発電設備の平均で約33年）経過後継続して使用可能な設備は、市場価格ベースでの評価額で資産に再計上され（同時に剰余金を増額）、当初の半分の期間で再度償却が行われる。

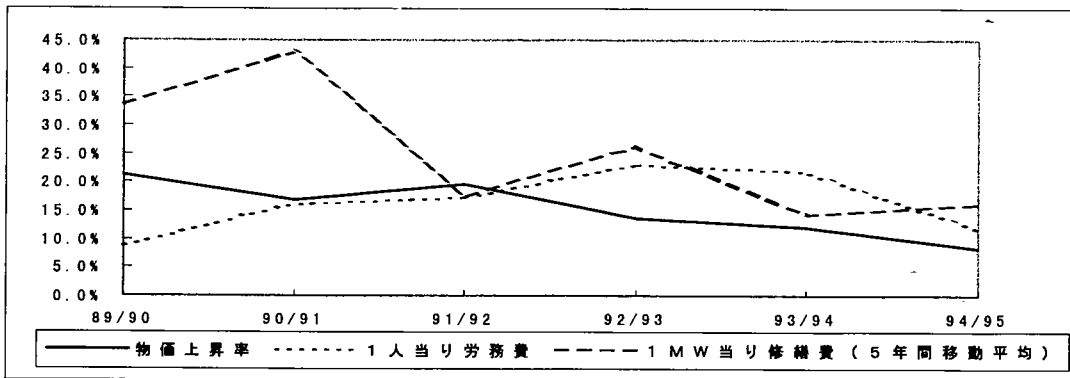
修繕費及び人件費については、修繕費が5年に1回程度の発電所機器のオーバーホール点検のため大型発電所の同点検実施年に金額が大きくなるなど年度間でバラツキ見られるものの単位設備容量当たりの修繕費の5ヶ年移動平均ベースでみた伸びは、ほぼ物価上昇率に連動している。人件費についても、従業員1人当たりの賃金上昇率が同様に物価上昇率の伸びと類似の傾向を示している（図4-7参照）。

[図4-6] 電力料金平均価格・燃料単価推移



(出所：E E Aニューアルポート、E E A財務諸表、E E A資料)

[図 4—7] 単位当たり労務費・修繕費の対物価上昇率比較



(出所：E E A財務諸表、I F S)

4.2.3 営業外損益

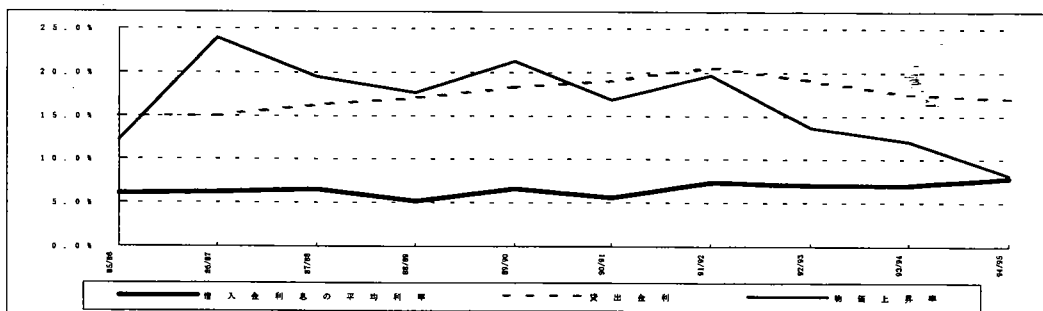
財務費用については、“利息(NET)”(受取利息が僅少なため支払利息にほぼ等しい)が売上高の20%程度を占めており、極めて高い金利負担を強いられている。利息控除前利益が利息の何倍に相当するかを示すインタレスト・カバレッジレシオ(利子回収率)の水準は、過去10年間で1.1倍から1.6倍であり、利益のほとんどが利息の支払いに充てられていることが解る。

利息に関して注目すべき点は、建中金利を加えた支払利息の年間発生額を有利子負債残高(期首・期末平均)で割戻した際の利回りが、過去10年間で6%~8%の範囲に収まっているということで、同国の金利水準20%~12%を大きく下回っているという点である。その理由は、多くの借入れがソフトローンによるものであり、外貨ベースでの低い金利条件が反映している(外貨建借入金残高は全て期末時の為替レートで換算替えを行っているため、為替レートが変動しても元本に対する支払利息の利回りはほぼ一定)。

その他営業外利益については、その多くが前期に係る決算後利益であり、他に特別重要なものは含まれていない。営業外損失については、1990/91年度以降初めて計上されており、全額が政府に対する電力料金引上げに伴う余剰利益の還元によるものである(法人税負担も配当負担も課されていないため、同項目にて費用計上されている)。

なお、為替差損益に大きな影響を与える可能性のある外貨建借入金枠の期末換算替えに関しては、同借入金と対で取得した固定資産の評価替えを同時に行っているため(負債の増減=資産の増減)、影響は生じていない。

[図 4—8] E E A調達利回りと市場金利・物価上昇率



(出所：E E A財務諸表、I F S)

4.3 資産負債状況

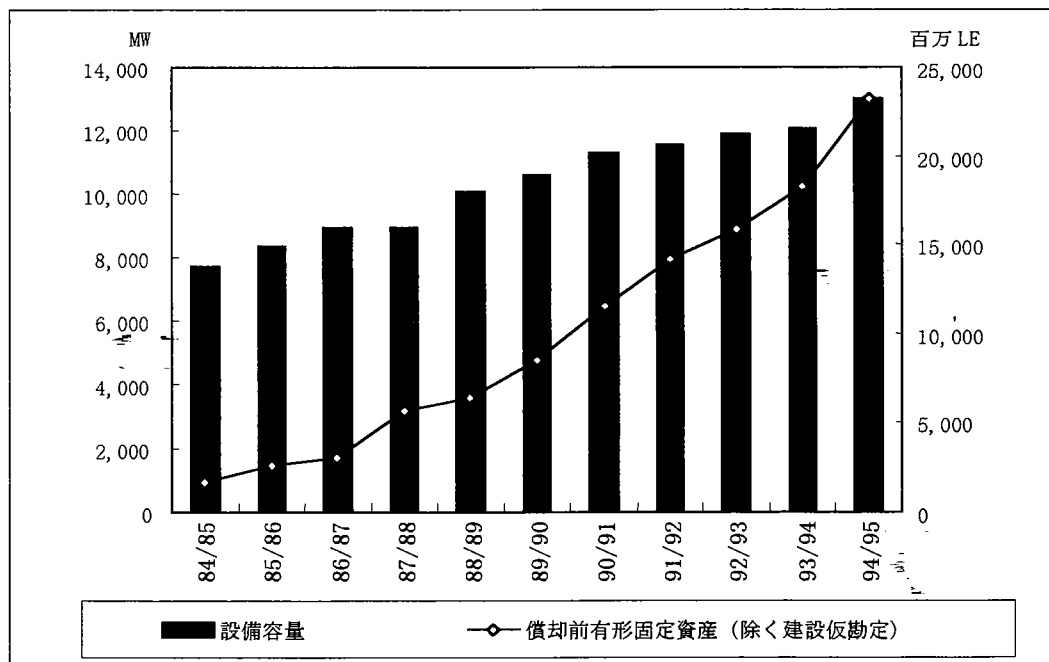
4.3.1 資産

総資産の約8割を占める有形固定資産については、一貫した設備拡張を反映し1994/95年度末には総額255億LE（約8千億円）に達している。ただし、外貨建借入金と対で取得された有形固定資産については、同借入金の期末換算替に合わせた評価替を行っているため、為替レート変動の影響を受けていることに注意する必要がある¹³⁾。

流動資産については、特に売掛債権が近年著しい伸びを示しており、主要財務指標である売掛債権回転月数の大幅な悪化が表す通り、債権の回収期間が長期化の傾向にある。主要顧客からの回収期間の平均は約8ヶ月とのことで、主要顧客であるカイロ配電公社（売上高の4割弱）でも9ヶ月近くに達し、大きな問題となっている。一般家庭を中心とする大口以外の顧客の場合は支払が滞ると直ちに給電が停止されることから、長期滞納という問題の発生源が主に産業需要家（国営）であることが容易に確認できる。

国営企業の支払能力低下は、彼らの事業コストの大半を占める電力を含めたエネルギー価格の急上昇からして想定は困難ではなく、製品価格への同コスト上昇分の転嫁が進まない限り解決されない問題といえる。一方で、労働者の賃金上昇は物価上昇率なみに押えられており消費の拡大は期待できず、輸出についても為替が対ドルで低下傾向ながらもほぼ一定に維持されていることから依然不利な状況といえる。こうしたことから、売掛債権の滞留は今後も継続される可能性が高く、将来の貸倒損失計上は十分に生じうるものと考えられる。なお、現在まで同滞留見合いの貸倒損失引当金の計上は行われていない。

[図4-7] 設備容量と有形固定資産簿価の推移



(出所：E E A アニュアルレポート、E E A 財務諸表)

¹³⁾ 評価替え対象となるのは固定資産の取得価額であり、同評価替えに伴い減価償却額の見直しも行われる。

4.3.2 負債・資本

有利子負債については、E E A設立法により資金調達の自主性が確保されているため、金利条件の緩い外貨建ソフトローンが積極的に導入されている。長期外貨建借入金の約3割が米ドル建、約2割が円建となっており、その各々の金利条件は米ドル建が2.5%~9%、円建が3%~8%となっている(1994/95年度末現在)。内貨建借入金については、金利条件が11.7%~17%と高く、長期借入金全体の28%に留まっている。

大蔵省借入とは、滞留期間が特に長い売掛債権相当額につき、政府より借入を行ったものである。同借入によりE E Aは滞留債権相当分の現金を得ることができるものの、大蔵省に対する負債が増加するだけで、顧客との債権債務関係には変更は生じない。なお、同借入条件は無利子であり、E E Aの苦しい資金繰りへの支援という性格が表れている。

資本については、1989/90年度から1992/93年度にかけて比較的大きな増資が行われ資本金に増加が見られる。また、継続的な利益計上もあることから資本全体の充実が図られており、自己資本比率は15%以上と電力事業者としては比較的高い水準が確保されている。

5. 電力料金適正化に係る考察

5.1 電力料金値上のマクロ的影響

エジプトにおいて電力料金の引上は、インフレの伸長など経済の動きと全くかけ離れ、政策のみの要請から実施され、全世帯における支出増と全産業におけるコスト増をもたらした。従来の電力料金が低すぎたためその是正が図られたのであるが、経済全体がそれを受入れる体制となっておらず、また生活基本物資・サービスに対する実質的価格統制など社会主義的政策は一部において継続されたため、電力料金の引上は経済に大きな歪みをもたらすこととなった。即ち、低所得層に対しての料金引上が最小限に抑えられ、その負担が他の需要者（富裕者、商業需要者、産業需要者及び官公庁）に転嫁されたため、経済全体のコスト増と製造業を中心とする企業の業績悪化が引き起こされたのである。さらに、実質的価格統制の影響を直接受け、電力コストの上昇を反映した価格設定が行えず収益悪化に見舞われた企業の多くが国営企業であったため、その赤字の補填は国家財政によって賄われた。

このように、電力料金引上は、国家内部での補助金の振向先もしくは赤字の補填先を、エネルギー供給者から需要者に変更したに過ぎないものと言える。電力料金引上を国営企業全体の価格設定自由化と歩調を合わせて行うことが、政策のあるべき姿であったと考えられる。また、IMF・世銀の指導とはいえ、上記歩調合わせのために本来時間をかけて行うべき電力料金引上を、極めて短期間で成し遂げようとしたことには無理があったと言わざるを得ない。

もっとも、電力料金引上は、従来安すぎたがために認識されていなかったエネルギーの浪費を減少させる効果を持ち得たし、現時点では不十分ながらも製品・サービス価格へのコストの反映が実現しつつあり、将来的には上記問題の解決が進んでいくことは間違いないに違いない。

5.2 他途上国における電力料金適正化への考察

他の途上国でも、電気事業者の財務体質改善、政府の財政赤字削減及び資源の適正配分のために、電力料金の引上げによる国際価格との乖離解消ならびに補助金削減がIMF・世銀から要請されるケースが多いことから、エジプトとほぼ同様の環境にあるといえる。

上記の通り、エジプトが行った電力料金の値上げは、エジプト国電力セクターにとっての「適正化」ではあったものの、同国のマクロ経済全体にとってはエネルギー価格の急騰という極めて大きな環境変化をもたらした。エジプトの場合、こうした影響を直接受けた企業群の多くがエネルギー消費者としての国営企業であり、販売者であるEEAや石油公社からの返戻金や配当金が同企業の赤字補填に用いられることで危機が回避されたに過ぎないものといえる（EEAにおける滞留債権累積という問題は依然残っている）。これが経済の中心的機能を民間企業が担っており、政府からの財政面での支援がない状況であったならば、相次ぐ値上げは無事に完遂されることはなかったと思われる。

他の途上国における電力料金引上げの実施に際しては、他の生活基本物資・サービスの価格自由化と歩調を合わせて、ゆっくりかつ継続して、事前のアナウンスも十分に行った上で行われることが必要である。また、補助金削減に関しても、電力事業者だけが収益性向上により補助金が不要となればよいというのではなく、国内経済の他の基幹企業（主に国営企業）の電力コスト上昇による収益性低下が補助金への依存を以前に増して高めるといった事態は回避されるべきである。

6. おわりに

エジプトの電力セクターの効率化状況は、熱効率及び総合損失率等各指標面においてほぼ先進国に近い水準に達しており、電力料金に関しても、かつて国際水準からの乖離が指摘されていた水準から適正水準（LRMC価格）に近い状況まで改善された。

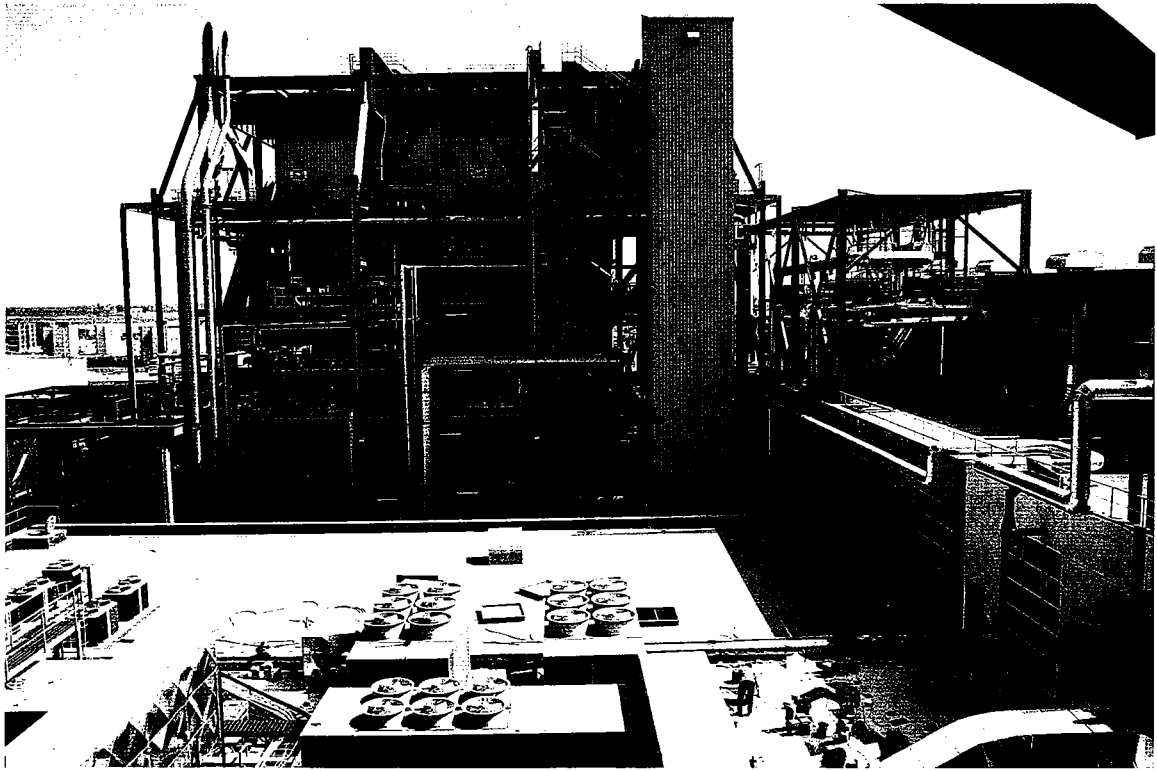
今後のEEAにおける最大の課題は、年々悪化しつつある財務面における売掛債権の長期滞留問題の解決である。ただし、EEAが自ら解決することが困難な問題であり、電力コストの製品・サービスへの反映と経済全体への定着の状況と、滞留売掛債権の主な相手先である国営企業の収益改善の状況を、今後見守っていく必要がある。

宮内 康雄

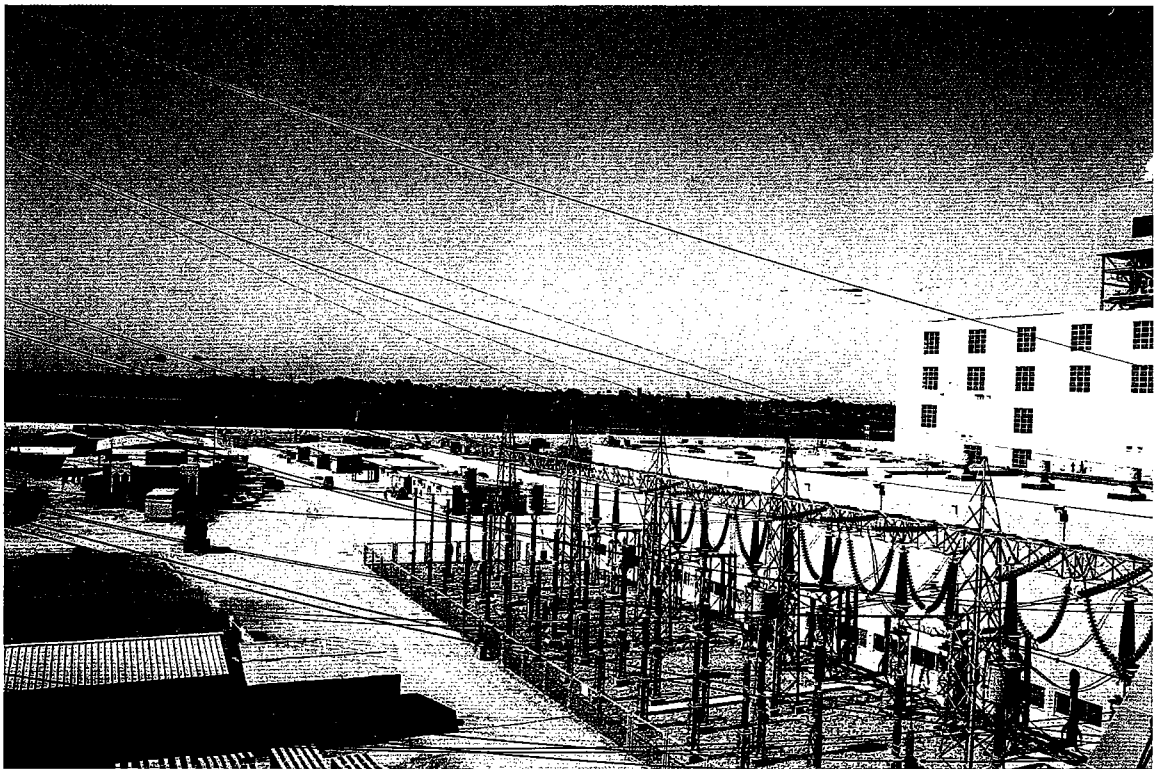
(前) OECF 開発援助研究所
評価グループ 経済調査員

《参考文献・資料》

- ・ E E A 「ANNUAL REPORT OF ELECTRIC STATISTICS」
(1991/1992～1994/1995)
- ・ E I U 「COUNTRY FORECAST/EGYPT」 (1st quarter 1996)
- ・ World Bank 「STAFF APPRAISAL REPORT / ARAB REPUBLIC OF EGYPT
KUREIMAT POWER PROJECT」 (FEB 12, 1992)
- ・ 海外経済協力 OECF 「開発途上国の電力セクター効率化のあり方 (1995年3月)」
- ・ 海外電力調査会 「海外諸国の電気事業 (1995年)」
- ・ 国際協力事業団 「エジプト国別援助研究会 (現状分析資料) 1992年3月」
- ・ 中東経済研究所 「エジプト カントリー・リスク報告 (1988年5月)」



ボイラー外観



スイッチヤード