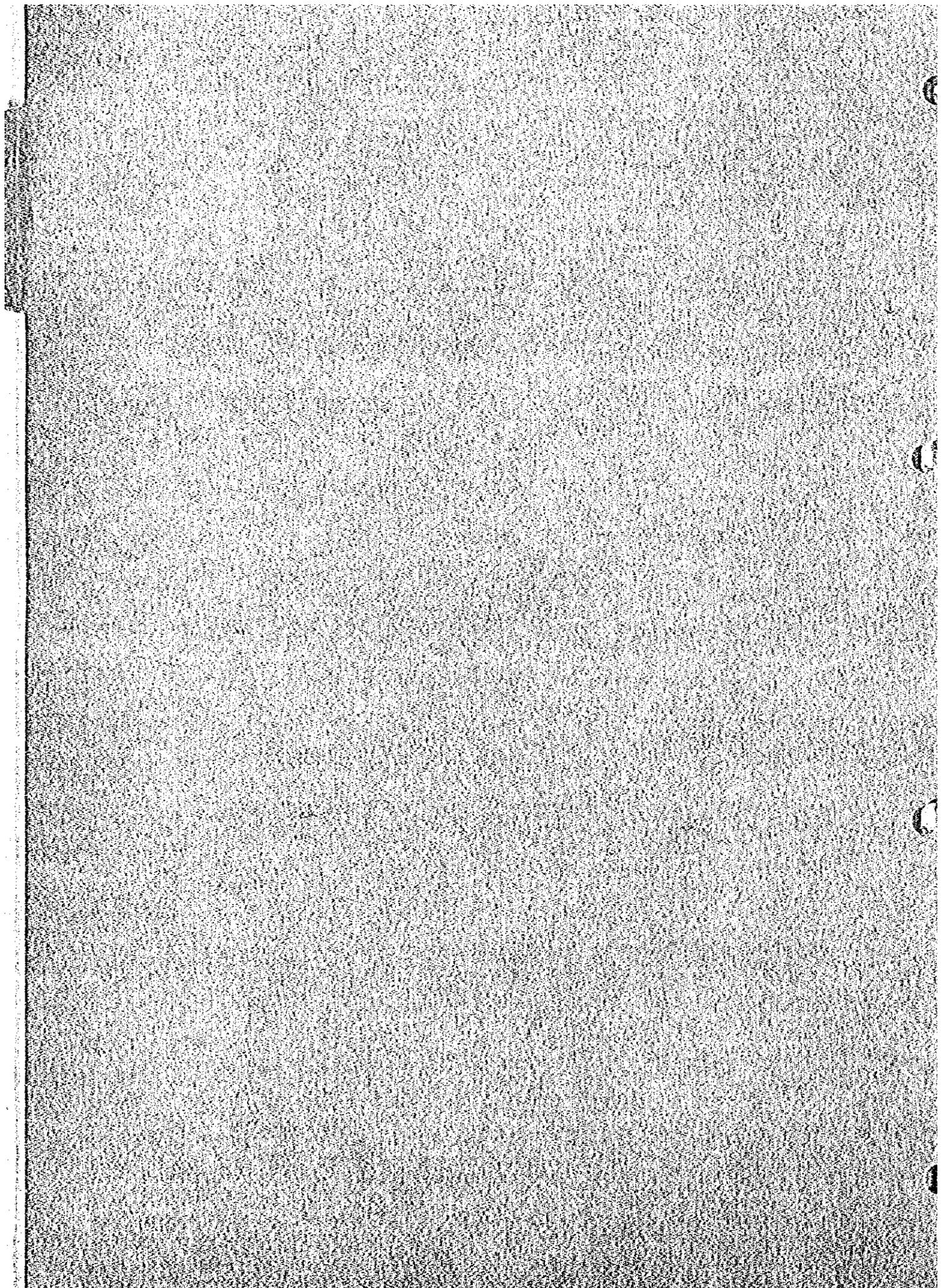


第 1 章

調査の背景と目的



第1章 調査の背景と目的

1-1 背 景

エジプト・アラブ共和国における電力といえば 1970年に完成したナイル河アスワンハイダム外の水力発電設備による 2,445 MW と、首都カイロ及びその周辺地域への巨長 800 km に及ぶ 500 kV × 2 の送電線に代表される。

アスワンハイダムが完成して以来、エジプトは、国土全域に亘って電化計画を進めて来た。その結果、電力需要は、1971年まで年率 12%、1974~1977年の間は、同じく 15~18% と高い伸び率を示した。

エジプトにおける電力事業の主体であるエネルギー電力省内のエジプト電力庁 (The Egyptian Electricity Authority - EEA) の 1982年のピーク電力需要は 3,900 MW、発電設備容量は 5,000 MW 以上に達した。今後 5年間の電力需要は年率 12% で増加すると想定されており、これに対処して EEA は 1987年までに設備容量を約 8,800 MW にまで拡大することを計画している。

しかしながら、電源構成をみると、アスワンハイダム完成の 12年後の 1982年でさえエジプトの発電設備容量 5,132 MW に対して、アスワン発電所の供給力は約 47% を占めており、もし、アスワン発電所または 500 kV 送電線に事故が発生し脱落すると、直ちに全エジプトへの電力供給に支障を来たすことになり EEA は現在、電力供給の安定化を計るためにベースロードとなる火力発電設備を拡充しつつある。

産油国であるエジプトにおける火力発電は、もちろん重油によって運用されているが、石油輸出は国の経済に最も大きな貢献をしている。

一方、電力など国内の石油需要の伸びは年率 15~20% を示すようになっていくことから、特に電力については石油の代替エネルギーに切替え、出来るだけ石油を輸出に向けるものとしている。

今回のプロジェクトもその方針に沿ったエジプトにおける最初の石炭火力発電計画であり、かつシナイ半島再建に寄与する重要なナショナルプロジェクトである。

このような背景のもとに、エジプト政府は、このプロジェクトの開発協力調査を1981年12月に日本国政府に要請して来た。

これを受け、JICAは1982年3月に予備調査を実施し、更に1982年8月に事前調査を行った。またこれに引き続き1983年1月より本格調査を行なうことになった。

1-2 調査の目的

前述の背景により国際協力事業団は、調査団を組織して、このエジプト・アラブ共和国エジプト電力庁の要請による調査を実施するものとする。

本調査の目的は、シナイ半島北部に位置するマダワラ炭田の有効活用の一環として、エジプト電力庁（EEA）が計画しているシナイ半島のスエズ湾岸に大型石炭火力発電所（第1段階600MW）の最適開発計画を作成し、かつその技術的、経済的、財務的フィージビリティを評価することにある。

1-3 調査の対象地域

調査の対象地域は下記に示す発電所候補地点、石炭荷揚港施設設置候補地点、送電ルート及び変電設備候補地点である。

また、プロジェクトのための電力需要、電力システムの検討についてはエジプト全土を対象とする。

(1) 発電所建設候補地点

- ・ Ayun Musa （シナイ半島、スエズ湾岸北部）
- ・ Abu Zenima （シナイ半島、スエズ湾岸南部）
- ・ Zafarana （スエズ湾西岸、エジプト本土）

(2) 石炭荷揚港及び施設設置候補地点

- ・ Ayun Musa, Abu Zenima 及び Zafarana の発電所建設候補地点前面スエズ湾海域及び以下の地点：
- ・ Adabiya （エジプト本土、スエズ湾岸）
- ・ El Galala （エジプト本土、スエズ湾岸）

(3) 発電所と既設超高圧電力系統とを接続する送・変電設備立地

(4) エジプト全土を対象とした電力需要、電力システムの検討

1 - 4 調査の範囲

1 - 3 項の調査対象地域に示す候補地点について比較検討のうえ、発電所は Ayun Musa 及び揚炭港各一地点及び送電線ルートを選定する。

選定した地点について地質調査等の現地調査、設備計画、工事計画、資金計画等を行い、技術的、経済的、財務的見地から、計画実現の可能性を評価し、最終報告書の提出までを本件の調査範囲とする。

1 - 5 調査の内容

1-5-1 主要調査項目

主要調査項目は以下の通りであり、調査は2段階にわけて実施された。

1) 第1段階

調査団を組織して現地エジプトに行き、以下のとおりの基本事項による調査を行った

主 要 項 目	実 施 集 約 項 目
(1) 既存データ及び情報の評価分析	電力一般情況
(2) 発電所、港湾地点及び送電線ルートの踏査	需要想定
(3) 各地点、ルートの決定は第2段階で実施された。	開発の必要性和規模
	各地点、ルートの決定
	設計条件
	工事費見積と工事条件
	経済検討のための条件

2) 第2段階

〔第1段階〕の現地調査分析資料と決定した各地点及びルートにしたがって、以下の基本事項によるフイージビリティ報告書作成を行う。

但し本命 Ayun Musa 地点調査と各地点及びルートの決定は現地の都合で第2段階で追加実施された。

主要項目実施集約事項

(1) 発電所の予備設計	予備設計
(2) 発電所に隣接する石炭等燃料貯蔵施設の予備設計	
(3) 石炭荷揚卸し及び発電所への石炭輸送設備の予備設計	
(4) 灰、その他排出物取扱装置の予備設計	
(5) ナショナルグリッドに連系される送電線及び、変電所の予備設計	
(6) 灰、熱、蒸気などの副産物利用について	造水計画、セメント、レンガ、道路舗装、外副産物利用計画
(7) プラント及び施設建設の時期、段取り及び建設の段階	発電所建屋、輸入炭受入港、貯炭場、貯油設備、造水設備等の建設計画
(8) 本プロジェクトの経済性及び財務分析	経済性と資金調達、kWコスト、IRR、造水単価等
(9) 環境への影響分析評価	環境対策：除じん装置（EP）、煙突高さ、石炭の硫黄分対策等
(10) 勧告	設計と実施のための結論と勧告

1-5-2 現地調査

1) 第1回目現地調査

第1回目現地調査は下記団員により各々の担当分野毎に現地踏査、資料収集、事情聴取および出発前に準備した基本計画書に基づきE E Aとの打合せを行った。

<u>氏名</u>	<u>担当</u>	<u>業務内容</u>
和智鉄也	団長・総括	既存資料収集検討、総括解析
松本茂	副団長 需要及び 電力系統他	既存資料収集検討、需給/系統解析検討
小林哲郎	経済評価	社会経済状態解析、財務分析
新井金一	発電機械設備	既存資料収集検討、発電所機械設備計画設計
馬場敬之	"	既存資料収集検討、発電所機械設備計画設計
仲本政和	"	既存資料収集検討、発電所電気設備計画設計
伊藤重信	燃料計画	既存資料収集検討、燃料調達計画
兼田秀治	土木設備	既存資料収集検討、港湾土木設備計画設計
横川正大	港湾計画	既存資料収集検討、港湾土木設備計画設計
古賀悠紀郎	建築設備	既存資料収集検討、発電所建家建築設備計画設計
熊谷正尚	送変電設備	既存資料収集検討、送電設備計画設計
藤井建次	経済評価	社会経済状態解析、財務分析

団員の調査期間は、下記のとおりである。

	<u>出 発</u>	<u>調査期間</u>	<u>帰 国</u>
和智	1983年1月 8日	1月 9日～1月22日	1月23日
	2月1日	2月12日～3月 8日	3月 9日
松本	1983年1月 8日	1月 9日～2月28日	3月 1日
小林, (伊藤) 横川, (藤井)	1983年1月15日	1月16日～2月14日	2月15日
新井, (岩熊) 古賀	1983年1月15日	1月16日～2月28日	3月 1日
兼田	1983年1月15日	1月16日～3月 8日	3月 9日
馬場, 仲本	1983年1月 8日	1月 9日～3月 8日	3月 9日

2) 第2回目現地調査

第1回目現地調査の結果を中間報告書としてとりまとめ需要想定と開発計画、予備設計条件、工事費見積り条件、経済・財務分析条件他の打合せを持つとともに、第1回目現地調査で実施できなかった北 Ayun Musa 地点の現地調査を行った。

第2回目現地調査の団員および調査期間は下記の通りである。

<u>氏 名</u>	<u>担 当</u>	<u>期 間</u>
和 智 鉄 也	団長・総括	1983年5月24日—7月 7日
松 本 茂	副 団 長 需給及び電力系統他	1983年5月24日—7月 7日
小 林 哲 郎	経 済 評 価	1983年6月10日—6月24日
兼 田 秀 治	土 木 設 備	1983年5月24日—7月 3日
馬 場 敬 之	発 電 設 備	1983年6月 8日—6月24日
横 川 正 大	港 湾 計 画	1983年5月24日—7月 3日
仲 本 政 和	発 電 設 備	1983年5月24日—7月 7日
藤 野 敏 雄	地 質 調 査	1983年5月24日—6月26日

3) カウンターパート

第1回目現地調査および第2回目現地調査を通して調査団を5グループに分けて調査を実施し、下記E E Aのカウンターパートが調査、打合せに参加した。

E E A		JICAチーム			
総括	Project Coordinator Dr. Emad El Sharkawi	和	智	鉄	也
	Assist. Coordinator Dr. M. Serry	松	本		茂
<u>グループ-1 発電設備</u>					
	Eng. Said Essa	*1	新	井	金 一
	Eng. Saad El Din		馬	場	敬 之
	Mr. Kamal Hassan		仲	本	政 和
	Dr. M. Serry				
	Eng. Hazem El Tanbouli				
	Chemist Salah Hanna				
	Eng. Mansour Mohamad				
<u>グループ-2 土木・港湾・建築設備</u>					
	Eng. Hassan Zaki		和	智	鉄 也
	Eng. Ahmed Abdle Halim		兼	田	秀 治
	Eng. Adel Abdullah		横	川	正 大
	Eng. Salah El Shirbini	*1	古	賀	悠 紀
		*2	藤	野	敏 雄
<u>グループ-3 燃料計画</u>					
	Chemist Salah Hanna	*1	新	井	金 一
	Eng. Gamil Abdel Kader		馬	場	敬 之
	Eng. Zenab Abdel Azim	*1	伊	藤	重 信
	Dr. Ahmed Ghorab		仲	本	政 和
	Eng. Fathy Zahran				
	Eng. Nasr Waheeb				

グループ4 送変電設備、需要想定及び開発計画

Eng. Adawi Emira		和	智	鉄	也
Dr. Mahmed Hegazi		松	本	正	茂
Dr. Mohammed Awad	*1	岩	熊	哲	尚
Eng. Fauzi Shanab		小	林	哲	郎
Eng. Farouk Ghallab					
Eng. Ikkal Abou El Fadel					
Eng. Nagi El Gawli					
Eng. Hassan Foudah					
Eng. Loutfy Abdel Kader					

グループ5 経済関係

Accountant Helmy Hassanein		小	林	哲	郎
Dr. Talaat Tabalawi	*1	藤	井	建	次
Eng. Fawzia Abou Neima					
Dr. M. El Gazzar					
Mr. Ahmed Abou El Ella					

注) *1 第1回目調査団員

*2 第2回目調査団員

その他は第1回目及び第2回目現地調査参加団員

4) 関係機関

現地調査の間、下記機関を訪問し、資料収集および事情聴取を行った。

- Egyptian Electricity Authority (EEA) エジプト電力公社
Head Office
(Nasr City, Abbassia, Cairo, Tel.830170,
Telex. 92097 POWER UN)
- EEA Cairo Zone Office EEAカイロ支店
- Ministry of Planning 計 画 省
- Governorate Suez スエズ政庁
- Sinai Rehabilitation Authority シナイ開発庁
- Nuclear Power Plant Authority 原 子 力 庁
- Aero Survey Authority 航 空 調 査 庁
- Survey Authority 調 査 庁
- Geological Survey Authority 地 質 調 査 庁
- Military Survey 軍 調 査 部
- General Petroleum Authority 石 油 庁
- Ministry of Transportation 運 輸 省
- Ministry of Industrialization 工 業 省
- Red sea Port Authority 紅海港管理庁
- Alexandria Port Authority アレキサンドリア港管理庁
- Adabiya Port Authority アダビア港管理庁
- Ahmed Hamdi Tunnel Authority アーメッドハムディトンネル庁
- Suez Cannel Authority スエズ運河庁
- Meteorological Authority 気 象 庁

1-5-3 EEA との国内打合せ

下記の EEA メンバーが 1983 年 9 月 24 日より 10 月 19 日 まで日本に滞在し、調査報告書の打合せを行った。

: Eng. Hazem El Tanbouli

Manager Director for Power Plants Cairo Elect. Zone

Mr. Helmy Hassanein

Manager Director for Financing, Commercial & Economics.

Dr. M. Serry

General Assist. Coordinator for Sinai Coal Power Plant

Eng. Abdel Halim

Director General for Civil Works

Dr. Mohamed A El-Gazzar

Senior planning Engineer

Eng. Loutfy Abdel Kader

Senior Engineer, Study & Developing Network Dept.

1-5-4 国内設計作業

帰国後、各団員は現地調査で得た資料、情報を分析し 1983 年 12 月 まで本報告書作成を行った。

1-5-5 報告書案説明

団長 和智鉄也、副団長 松本 茂、経済担当 小林哲郎 および発電設備担当 仲本政和は 1983 年 11 月 30 日より 15 日間に渡り報告書案をもとに EEA に対して説明を行った。

1-5-6 収集資料

現地調査期間中に以下の資料を収集した。

これらの資料を持ち帰り、分析検討して、フィージビリティ報告書作成のための基礎資料とした。

1) EEA Head Office

(1) Steam Power Plants

(2) Summary of Sinai Development (Arabic)

(3) Emergency and Tripping in Power Station

(4) Table of Environmental Pollution Standard

(5) Natural Gas Analysis Data

(6) Report on Construction of Power Station by Using Local and Imported Coal (Arabic)

(7) Data of Building Work (Material and Construction Unit Price)

(8) Local Contractor of Civil Works

(9) Abstract from "Condition of Tender and Specification of 220 kV O.H.T.L. El Ahmai"

(10) Annual Report of Electric Statics 1981

(11) Abstract from "Conditions of Tender of El Kassaby Station"

(12) Monthly Report (Load Distribution Statistics (Jan. 1982 to Oct. 1982) Except Jul.

Abstract

(13) Insulator Design & Dimensions

(14) System Map as of 1986

(15) Communication System in Canal Zone

(16) Technical Data upto 1986

(17) Load Flow Actual

15/Jul. 1981; 30/Dec. 1981; 28/Jun. 1982; 16/Jan. 1983

- (18) A Map "Single Line Diagram Suez North"
- (19) A Map "General Layout of Suez North"
- (20) A Map "Drawing of Cross Section of Tunnel"
- (21) A Map "Suez City; Scale 1/50,000"
- (22) A Map "Single Line System Map as of 1987"
- (23) Energy Sold and Electricity Pricing
 - i. General Price Escalation Ratio (Applied for tariff amendment)
 - ii. 1st Tariff Amendment
 - iii. 2nd Tariff Amendment
 - iv. Annual Consumption by Each of the Main Consumer Categories
 - v. Energy Sales from DC to Consumers
 - vi. Selling Prices for Energy Consumption (According to Ministerial Decree No. 259-1974)
 - vii. Tariff as per International Price (Projected)
 - viii. Tariff as per Subsidized Price of Fuel (Projected)
 - ix. Operating Data from 1980 to 1982
 - x. Large New Industrial Loads (1982 - 1986)
 - xi. H.V. Tariff Study - August 1981 (Addendum)
 - xii. H.V. Tariff Study - March 1981
 - xiii. Data Collection - April 1982
 - xiv. M.V. and L.V. Tariffs Study - April 1982
- (24) Power Demand Forecast and Power Development Program
 - i. Report on Economical Expansion Planning of Generation System - (1985 - 2000)
 - ii. Energy and Load Forecast - (1981 - 2000) (Peak Load and Annual Energy)

- iii. Peak Load, Installed Capacity and Reserve Margin - (1986 - 2000)
- iv. Optimum Expansion Generation Plan (1986 - 2000)
- v. Peak Load, Total Energy, Installed Capacity and Types of Generation
- vi. Annual Report of EEA, 1981
- vii. Map (Sketch) showing Service Areas of Each Zone and DC
- viii. Monthly Peak Load by Zone - (1972 - 1979)
- ix. Report on Economical Expansion Planning of Generation System
- x. Report on Economical Comparative Cost Study between Conventional and Renewable Energy Generation - May
- xi. The Introduction of the New Capacities to the UPS

(25) Financial Statement

- i. EEA Balance Sheet - (1976 - 1980/81)
- ii. Revenues and Expenses (1976 - 1980/81)
- iii. Sources and Application of Funds - (1976 - 1980/81)
- iv. Standardized Depreciation Table

(26) Organization and Function

- i. Law No. 12 - 1976 for Establishment of EEA
- ii. EEA Organization Structure and Job Classifications Description - November 1980

(27) Others

- i. Growth of Production and GNP - (1970 - 1979)
- ii. Retirement Schedule of Power Plant (1983 - 2000)

2) Chemical Laboratory

- (1) Physical Characteristics for Turbine Oil & Tr. Oil, etc.
- (2) Data Sheet
- (3) Sea Water Analysis Data

- 3) Ataka Thermal Power Station (EEA)
 - (1) Bidding Documents Part II, Appendix (Oceanology Data)
 - (2) Construction Schedule
 - (3) Organization Chart for Construction
 - (4) Ataka Thermal Power Station (Brief Description)
 - (5) Meteorological Data
 - (6) Contract Document for S.E.D.E. (Technical Specification)
- 4) Governorate Suez
 - (1) Suez Development Plan
 - (2) Suez Master Plan, March 1978 (Meteorological Data)
 - (3) Development Plan in Sinai
 - (4) Topographic Map of Ayun Musa 1:50,000
- 4) Sinai Rehabilitation Authority
 - (1) Data Sheet (for Water Supply Plan)
 - (2) Brief of Sinai's Projects (Arabic)
 - (3) El Arish Port (Arabic)
 - (4) Ayun Musa Project (Arabic)
- 6) Nuclear Power Plant Authority
 - (1) Sea Water Analysis Data (El Dabaa, North Zafarana, South Safaga)
 - (2) Sea Water Temperature (Alexandria, Gulf of Suez, Red Sea)
 - (3) Meteorological Data for Cairo, Suez and Alexandria
 - Temperature
 - Humidity
 - Rainfall
 - Wind velocity and direction
 - Monthly thunderbolt
 - Earthquake record

7) Survey Authority

Topographic map

"Suez" scale 1:100,000

"Abu Zenima" scale 1:100,000

"Ayun Musa" scale 1:100,000

"Zafarana" scale 1:100,000

8) Geological Survey Authority

(1) The Main Tectonic Features of Egypt, 1959 (The Tectonic Map of Egypt)

(2) Geological Map of Egypt (1:2,000,000, 1981)

(3) Extract from "Studies on Some Mineral Deposit of Egypt" - Article 5

(4) Chemical Studies on Ayun Musa Coal, 1965

(5) Geology and Coal Deposits of Gabal El-Maghara (Northern Sinai)

(6) Ayun Musa Boring Log Sheet

9) General Organization of Industrization (Mining Section)

(1) Call for Offer for the Reactivation of Maghara Coal Mine North Sinai A.R.E. (The Geological Survey)

10) Military Survey Authority

(1) Topographic Map

Ayun Musa scale 1:25,000

Bair El Mor scale 1:25,000

Abu Zenima scale 1:100,000

Zafarana scale 1:100,000

Suez scale 1:50,000

East Great Lake scale 1:50,000

El Shaloufa scale 1:50,000

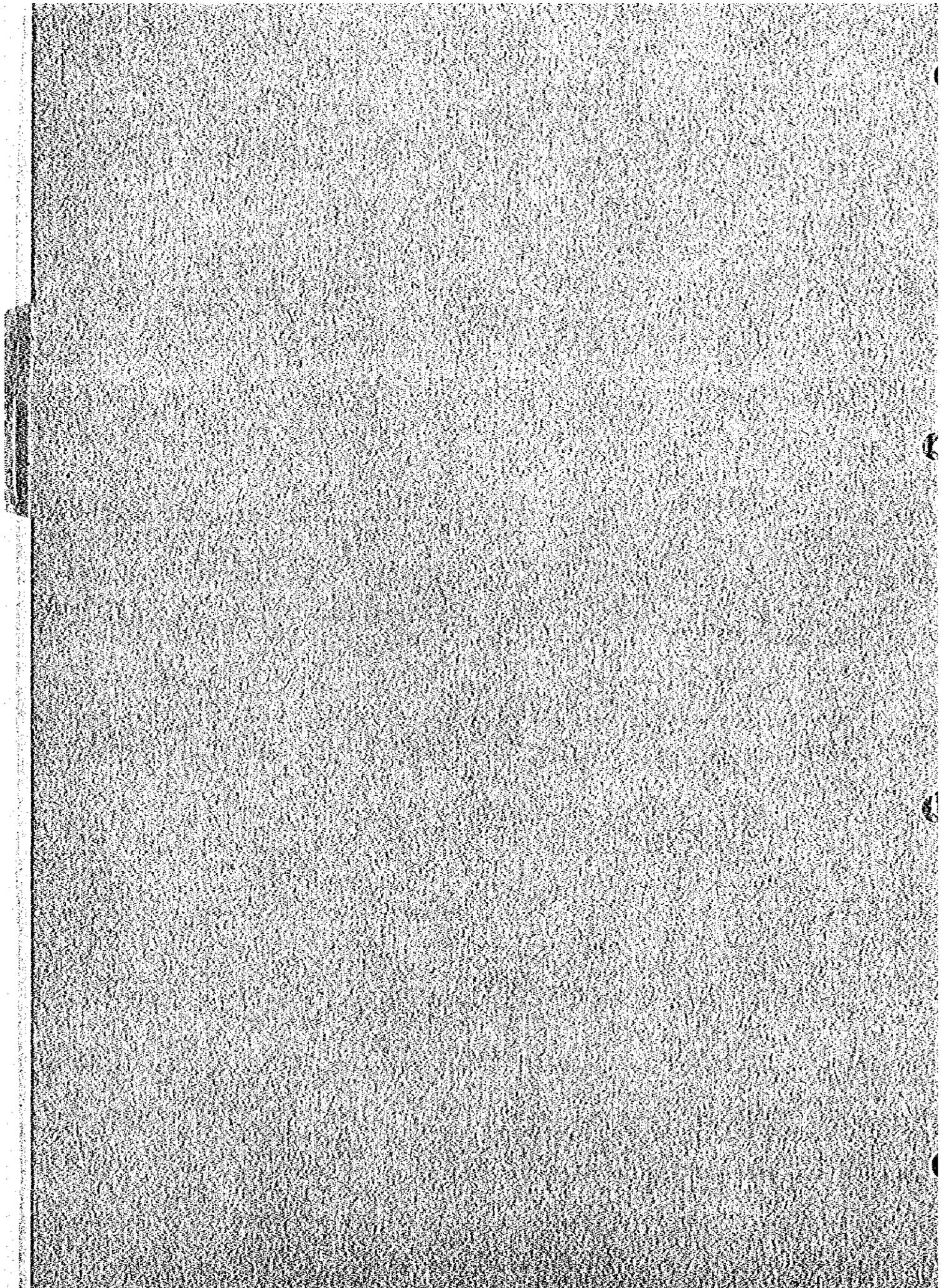
Genefa scale 1:50,000

Ismailia	scale 1:50,000
Eltasa	scale 1:50,000
Great Lake	scale 1:50,000

- 11) Petroleum Corporation
 - (1) Retail Sale Consumer for Petroleum Products
 - (2) Production of Crude Oil and Natural Gas
 - (3) Egyptian Standard Specification for Gas Oil and Diesel Oil
 - (4) Specifications of Fuel Oil for Exportation "Straight Run"
 - (5) Fuel Oil Analysis Data
 - (6) Annual Report (Arabic), 1981
 - (7) Natural Gas Analysis Data (Western Desert)
- 12) Ministry of Transportation
 - (1) Road Map of Sinai Peninsula
 - (2) Water Way Network (Map), etc.
- 13) Red Sea Port Authority
 - (1) Adabiya Port "Master Plan"
 - (2) Tidal Table "Red Sea Suez"
 - (3) Adabiya Port Planning Dwg.
 - (4) Location of Bore Holes
 - (5) Port of Suez Future Plan Data
- 14) Alexandria Port Authority
 - (1) Data Sheet for Harbor Facilities
- 15) Ahmed Hamdi Tunnel Authority
 - (1) A Leaflet "Ahmed Hamdi Tunnel"
- 16) Suez Canal Authority
 - Sounding Map of Suez Bay scale 1:20,000
- 17) Meteorological Survey Authority
 - (1) Meteorological Data of Ayun Musa
 - (2) Meteorological Data of Abu Zenima
 - (3) Meteorological Data of Zafarana

第 2 章

プロジェクトの概要



第2章 プロジェクトの概要

2-1 プロジェクト

2-1-1 エジプトの電力事業の概要

1) エジプトの電力事業

Arab Republic of Egypt の電気事業は1976年以降、電力エネルギー省の下部組織として

- ・ エジプト電力公社 (EEA)
- ・ 地方電化公社 (REA)
- ・ 原子力発電公社 (NPA)
- ・ Quattara 地溝帯水力開発公社 (QHREA)

以上4つの機関があり、原子力発電を除く各種電源と電力系統網の建設及び設備の運用はEEAによって実施されている。

これらの機構は実質的に1979年より運用された。

またEEAは、エジプトの主要産業であるSOMED(パイプ製造)、KIMA(肥料製造)、アルミニウム製造の各製造業者に対して220kV, 132kVにより直接電力の供給を行っており、その他造船所、繊維、石油精製、化学プラント、灌漑、放送局、土地造成などの重要な企業家に対しても66kV, 33kVにより直接電力供給を行っている。

その他の需要家に対しては、EEAが配電会社に電力の卸売を行ない配電会社によって供給されている。

すなわち、EEAはエジプトにおける発電、送電、配電の主要な部分の建設と運用を行っている総合電気事業者でもある。

2) EEAによる電力供給系統

EEAの1982年における発電設備は水力2,445MW、火力(ガスタービンを含む)2,687MW計5,132MWである。

近年における電源開発の経緯は、水力については1960年にAswan Dam第1発電所345MWと、1970年までに建設したAswan High Dam発電所2,100MW(175MW×12)計2,445MWであって、それ以降1982年迄は水力は建設されていない。

一方火力は1970年1,330MWで、1982年までの12年間における増加率は水力の0%、火力の約200%、合計で約136%となっており、12年間の年平均伸率は約2.6%となっている。

これらの経緯は下表に示すとおりであるが、1970~75年までは2,445MWの水力に支えられて、出力の増強は行われなかった。

しかしながら、1975年における全設備の約65%に相当する水力地点はAswanのみで、Aswan~Cairo 500kV×2cclの系統事故があれば直ちに電力供給に大きな支障を来すことになった。

そこで電力の安定供給による産業の振興と、地方の電化普及を図るためにベースロードとなる火力発電設備と電力供給系統網の拡充を1976年以降の5カ年計画により逐次実施した結果、1982年に水力と火力の割合は水力48%、火力52%となった。

表2-1 設備出力(MW)

年次	設備出力 (MW)		
	火力	水力	合計
1970	1,330	2,445	3,775
1975	1,330	2,445	3,775
1976	1,334	2,445	3,779
1977	1,415	2,445	3,860
1978	1,460	2,445	3,905
1979	1,784	2,445	4,229
1980	2,261	2,445	4,706
1981	2,469	2,445	4,914
1982	2,687	2,445	5,132

1982年現在の各発電設備の設備出力に対する可能出力及び電力のピーク需要は下記のとおりである。

	設備出力 (MW)	可能出力 (MW)	ピーク需要 (MW)	予備率 (%)
水 力	2,445	2,000 (82%)	—	—
火 力	2,687	2,077 (77%)	—	—
	5,132	4,077 (79.4%)	3,900	45.4

(%)は可能出力比

上表において可能出力比79.4%は将来90%程度に改善されねばならない。

水力の場合、その年の流況(discharge flow condition)により、優先度の高い灌漑利水などの影響をうけて発電用の有効流量(useful flow)に変動があり、制限運転せざるをえない要素を持っている。

火力発電設備においてはガスタービンの夏季の周囲温度による効率の低下を除くと大半は設備の老朽化と何らかの理由による新鋭設備の劣化によるものである。

電力系統

EBAの電力系統は下エジプト、上エジプトに大別される。

上エジプト ; Aswan High Damの水力電源による500kV×2を主体とする系統網でMetro Cairo Zoneより以南の主としてナイル河沿いの系統

下エジプト ; Metro Cairo Zone
Alexandria Area
Delta-Canal Zone

以上の4地域にわけられ、系統網は500kV-220kV-132kVとそれぞれが連系されているが高い供給信頼度を得るための系統網の拡充計画は、

現在検討中である。

主要送電線の送電線路は以下の通りである。

a. 上エジプト

500 kV System

- Aswan High Dam Power Station - Nag. Hammadi - Samalout
- Cairo

132 kV System

- Aswan High Dam Power Station - Aswan Dam Power Station
- Luxor - Nag. Hammadi - Hamalout - Beny Souef
- Samalout - Beharia Oasis

b. 下エジプト

220 kV System

- EL Harm - Cairo South - Wadihoof - Sokhna
- Cairo South - Cairo East - Suez
- Cairo South - El Harm - Cairo West
- Cairo 500 - Cairo West - Cairo North - Heliopolis
- Cairo North - Zagazig - Ismailia (Manaif)
- Cairo 500 - El Tahrir I - Damanhour - Kafr El Dawar
- Alexandria I
- Cairo 500 - El Tahrir II - Ameria (Alexandria II) - Somid
- El Tahrir I - Tanta - Talkha
- Damanhour - Mahmoudia - Kafr El Shikh - Talkha
- Manaif - Port Said
- Manaif - Abu Sultan

また1981年現在の送電線亘長及び変電所の変圧器容量は下表のとおりである。

表2-2 送電線亘長(1981年末現在)

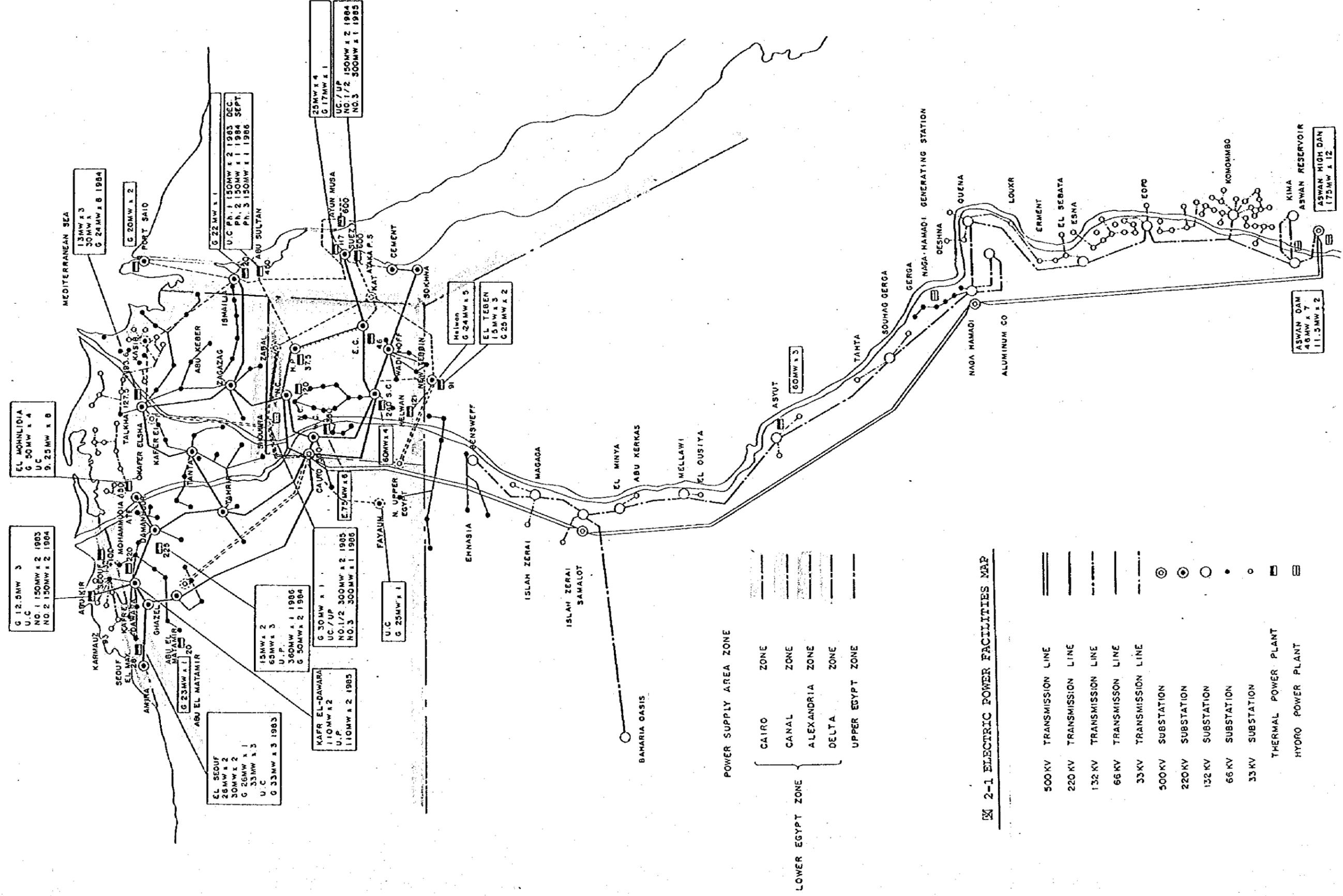
Unit ; km

Region	Ultra High Voltage (UIV)			High Voltage (HV)		
	500kV	220kV	132kV	66kV	33kV	Total
Cairo		352		431		783
Alexandria		417		518	138	1,073
Canal		728		620		1,348
Delta		714		1,235	911	2,860
Upper Egypt	1,576		2,098	368	1,142	5,184
Total	1,576	2,211	2,098	3,172	2,191	11,248

表2-3 変電所の変圧器容量(1981年末現在)

Unit ; MVA

Region	Ultra High Voltage (UIV)			High Voltage (HV)		
	500kV	220kV	132kV	66kV	33kV	Total
Cairo		1,245		1,723		2,968
Alexandria		845		325	365	1,535
Canal		670		199		869
Delta		860		1,037	200	2,097
Upper Egypt	3,280		1,377	227	408	5,292
Total	3,280	3,620	1,377	3,511	973	12,761



EL MOHLIDIA
G 50MW x 4
U.C.
NO. 2 150MW x 2 1984

G 12.5MW x 3
U.C.
NO. 1 150MW x 2 1983
NO. 2 150MW x 2 1984

13MW x 3
30MW x 1
G 24MW x 8 1984

G 20MW x 2
PORT SAID

EL SEOUF
28MW x 2
30MW x 2
G 26MW x 1
33MW x 3
U.C.
G 33MW x 3 1983

15MW x 2
63MW x 3
U.P.
360MW x 1 1986
G 50MW x 2 1984

G 30MW x 1
U.C./U.P.
NO. 1/2 300MW x 2 1985
NO. 3 300MW x 1 1986

U.C.
G 25MW x 1

G 22MW x 1
U.C. PH. 1 150MW x 2 1983 DEC.
PH. 2 150MW x 1 1984 SEPT.
PH. 3 150MW x 1 1986

25MW x 4
G 17MW x 1
U.C./U.P.
NO. 1/2 150MW x 2 1984
NO. 3 300MW x 1 1985

Melwon
G 24MW x 5
EL IEBEN
15MW x 3
G 25MW x 2

ASWAN DAM
46MW x 7
11.5MW x 2

ASWAN HIGH DAM
175MW x 12

2-1-2 需要想定と開発計画

1) 需要供給実績

1970～1982年までの電源の拡充と販売電力量の伸びの状況は、概要下記の通りである。

表2-4 年間発電電力量及びピーク負荷

Year	Annual Generation (GWh)			Energy Sold (GWh)	Peak Load
	Thermal	Hydro	Total		
<u>Direct selling to Consumer</u>					
1970	2,225.5	4,689.9	6,915.4	5,937.1	1,100
1975	3,009.3	6,790.3	9,799.6	8,307.6	1,733
1976	3,642.7	8,002.8	11,645.5	9,661.5	1,909
1977	4,478.1	9,037.5	13,516.6	11,488.9	2,284
1978	5,077.6	9,935.1	15,012.7	12,722.5	2,564
<u>Direct selling + Wholesaling</u>					
1979	6,750.7	9,608.3	16,359.0	14,549.0	2,829
1980	8,628.1	9,801.3	18,429.4	16,113.7	3,239
1981	10,532.4	10,215.1	20,747.5	17,940.1	3,553
1982			23,350.0	20,267.8	3,900
<u>Annual Increase Rate</u>					
1970-75			7.2%	7.0%	9.5%
1975-82			13.2%	13.6%	12.3%
1970-82			10.7%	10.8%	11.1%

表2-5 ゾーン別販売電力量

Zone	Energy Sold (GWh)			Component Ratio (%)		
	1979	1980	1981	1979	1980	1981
Cairo	4,957.3	5,608.1	5,902.8 (9.1%/annu)	34.0	34.8	32.9
Alexandria	1,833.8	1,923.9	2,088.2 (6.7%/annu)	12.5	12.0	11.6
Delta	2,258.5	2,552.0	3,065.1 (16.5%/annu)	15.6	15.8	17.1
Canal	925.5	1,069.2	1,265.4 (16.9%/annu)	6.4	6.6	7.1
Lower Egypt	9,975.1	11,153.2	12,321.5 (11.1%/annu)	68.5	69.2	68.7
Upper Egypt	4,573.9	4,976.6	5,618.6 (10.8%/annu)	31.5	30.8	31.3
Total	14,549.0	16,113.7	17,940.1 (11.0%/annu)	100.0	100.0	100.0

上表に示されるように1970～75年の間、電源開発は行なわれなかったが、販売電力量は年平均7%で増加した。

1976年以降、新5カ年計画にもとづく電源及び電力系統拡充計画が推進されるようになってからは、1982年までに平均約13%の販売量の伸びを示した。

またピーク負荷についても1982年には3,900MWとなり可能出力4,077MWに対する予備率は4.5%と電源の拡充を早急に実施しなければならなくなっている。

一方、各地域の電力消費量は、1979年以降新電気事業体勢下における1981年までの実績は、上表のとおり下エジプトゾーンのカイロ、アレキサンドリア、デルタ、カナル及び上エジプトゾーンにおいて、平均11%/年の販売量を伸ばしているが下エジプトのカイロ9.1%/年、アレキサンドリア6.7%/年は平均以下の伸びにとどまっている。

デルタ、カナルは16.5%/年、16.9%とそれぞれ平均以上の伸びを示している。

この傾向は電気事業の公益性にもとづく地方の電化促進と産業振興にもとづくものである。

上エジプトは 10.8 %/年とほぼ平均値の伸びとなった。

年間における月平均最大ピーク負荷の記録については、下表に示す通りほぼ 12 月に最大 Peak を示している。

表 2-6 月平均最大ピーク負荷

Maximum Load Month-Year	Cairo	Alexandria	Delta-Canal	L.Egypt Total	Upper Egypt	Total
November 1972	507	173	225	905	270	1,123
December 1973	549	193	237	979	264	1,198
September 1974	565	222	263	1,050	350	1,335
December 1975	671	235	348	1,254	447	1,691
December 1976	761	250	408	1,419	486	1,836
December 1977	872	297	492	1,661	637	2,238
December 1978	884	286	645	1,815	683	2,449
December 1979	1,055	349	699	2,103	716	2,742
Component Ratio in 1979	37.4%	12.3%	24.8%	74.5%	25.5%	100.0%

(Source ; Statistic Data Provided by Planning Department)

年間発電電力量に対する負荷率の実績は、

Year	Load Factor	Year	Load Factor
1975	64.6%	1979	66.0%
1976	69.6%	1980	65.0%
1977	67.6%	1981	66.7%
1978	66.8%	1982	68.3%

であって、今後共ほぼ 66%~67%の負荷率を示すであろう。

電力、階級別に販売電力の割合を見ると、500 kV、220 kV、132 kV

系のUHV及び66kV、33kV系のHVでは1981/82の会計年度で
変電端での19,013.3GWhに対して、EEAのUHV、HVによる直接売
電量は5,326GWhで、28%に過ぎない。

残りの13,687.3GWhは各配電会社に卸売りされ11,839.5GWhがMV、
LV系を通して各需要家へ配電される。

すなわち、EEA変電端19,013.3GWhに相当する販売電力量は、17,165.5
GWhとなり、送配電による系統損失はEEA13.2%、EEAと配電会社を総
合すると21.6%となる。

表2-7 EEA及び配電会社の販売電力量と構成比

Category	1980/81 (GWh)	1981/82 (GWh)	Component ratio (%)
<u>EEA (UHV and HV)</u>			
Industries	4,907.7	4,793.5	27.9
Agriculture/Irrigation	440.7	512.5	3.0
BATRA Broad Cast	20.0	20.0	0.1
Sub-Total	5,368.4	5,326.0	31.0
Wholesale to D.C.	11,867.1	13,687.3	
Total EEA	17,235.5	19,013.3	
<u>Distribution Companies (MV and LV)</u>			
Industries	4,278.0	4,799.6	28.0
Agriculture	335.9	323.0	2.0
Housing Companies	258.8	337.0	2.0
Public Utilities	1,153.9	1,324.4	7.7
Residential/Commercial	3,583.1	4,372.9	25.4
Governmental Buildings	612.5	682.6	3.9
Total D.C.	10,222.2	11,839.5	69.0
Total Energy Sold (EEA+DC)	15,590.6	17,165.5	100.0

発電設備	総発電量 (GWh)	正味発電量 (GWh)	所内損失 (%)
Steam P. P	7,526.5	6,986.3	7.2
Gas Turbine	3,005.9	2,984.0	0.7
Hydro P. P	10,215.1	10,090.6	1.2
Total	20,747.5	20,060.9	3.3

(1981年現在)

表2-8 EEAの販売電力量と平均電気料金

(unit: LE)

Category	Energy Sold (GWh)			Average rate (mill/kWh)		
	1979	1980	1981	1979	1980	1981
A. 220kV and 132kV						
KIMA	1,534.3	1,453.5	1,451.8	3.4	3.4	3.4
Aluminium	1,831.8	2,096.4	2,407.5	2.6	2.8	2.9
SOMED	280.6	275.1	327.1	5.3	5.1	5.1
B. 66kV and 33kV						
Egypt Chemical	95.1	104.5	85.4	6.5	6.5	6.5
NASR Petroleum	81.5	94.2	101.8	5.0	5.0	4.9
Abu Qir Fertilizer	12.1	8.3	9.9	6.4	7.2	6.5
Talkha Fertilizer	233.1	222.3	306.9	6.5	6.5	6.5
ARSENAL	10.9	10.0	10.8	6.7	6.4	6.5
MEHALLA EL KORBA	44.9	34.4	81.3	7.0	7.0	6.8
Alex. Petroleum	-	-	21.3	-	-	5.7
Alex. Cement	-	-	100.0	-	-	6.5
Total Industries	4,124.3	4,298.7	4,903.8	3.5	3.5	3.7
Irrigation/Drainage	213.1	453.1	489.4	6.9	6.9	6.4
Land Reclamation	-	24.6	8.6	-	8.3	8.3
Total Agriculture	213.1	477.7	498.0	6.9	7.0	6.5
BATRA Broad Cast	21.2	18.9	18.6	8.3	7.5	6.5
C. Wholesale to D. C.						
Total EEA	10,187.5	11,318.4	12,519.7	9.0	9.0	9.0
	14,546.1	16,113.7	17,940.1	7.41	7.47	7.47

2) 需要想定と開発計画

a 需要想定

前述のとおり中東戦争の影響により1970~75年の間、経済成長は停滞し電力設備の開発は1970年にAswan High Damによる水力発電の完成もあつて行なわれなかった。

電力は1976年からの5ヶ年計画により、国家情勢と経済の活性化を計る基幹産業として1982年までに年平均10%以上の発展を遂げた。

このように戦争という不幸な事態により、過去経済の成長は直線的でなく戦争による歪みを受けて屈折した変遷を示してきた。

しかしながらエジプトは産油国である利点を生かし、電気料金面で最優遇を受けながら電化普及による地方の安定化と産業振興を図ることができた。

一方、国際経済の不況に伴い電力開発所要資金も増加を示し、1983年には電気料金も逐次改正する必要が生じEBAにおいて具体案を作成し、目下政府において検討中である。

需要想定は、全エジプトを対象として1983年までを対象に行い、本プロジェクトを含む各種電源と電力系統に対する開発計画を策定するものである。

また、需要想定の方策は先ずGDP、電力需要、電力料金と卸売物価指数の相関関係について過去1970~81年までの12年間の傾向をとらえ、それをベースとして1983~95年までの電力需要予測について1982/83~1987/88年の新5ヶ年経済開発計画を考慮した重回帰方程式(Multiple Regression Equation)を用いて行なうものとする。

次表のとおりマクロ的重回帰方程式により、発電所変圧器端における所要年間発生電力量と尖頭負荷の予測値として、各々E欄、F欄に示す数値を求めることが出来た。

表 2-9 長期電力需要想定

Fiscal Year	A. Energy Sold (GWh)	B. Generation at P/S Tr. End (GWh)	C. Load Factor	D. Peak Load $B/0.76 \times C$ (MW)	Calendar Year	Macro Multiple Regression Method	
						E. Generation at P/S Tr. End (GWh)	F. Peak Load (MW)
1981/1982	17,323	22,068	0.683	3,688	1982	22,915	3,899
1982/1983	18,653	23,762	0.66	4,110	1983	25,093	4,340
1983/1984	26,742	26,423	0.66	4,570	1984	28,056	4,853
1984/1985	23,305	29,688	0.66	5,135	1985	31,547	5,456
1985/1986	26,223	33,405	0.66	5,778	1986	35,207	6,097
1986/1987	29,123	37,009	0.66	6,417	1987	38,876	6,732
1987/1988	31,983	40,743	0.66	7,047	1988	42,573	7,363
1988/1989	34,856	44,403	0.66	7,680	1989	46,368	8,020
1989/1990	37,941	48,332	0.66	8,360	1990	50,506	8,736
1990/1991	41,354	52,680	0.66	9,112	1991	55,052	9,522
1991/1992	45,077	57,423	0.66	9,932	1991	59,707	10,327
1992/1993	48,662	61,990	0.66	10,722	1993	64,159	11,097
1993/1994	52,067	66,327	0.66	11,472	1994	68,652	11,875
1994/1995	55,720	70,981	0.66	12,277	1995	73,705	12,748

E E Aは長期、短期の電力需要想定が、今後の国家発展の指針としての重要性に鑑みいくつかの検討を行っているが、種々検討の結果下記の予測値を採用するものである。

Calendar Year	Generation at P/S. Tr End (GWh)	Peak Load (MW)
1982	23,350	3,900
1983	25,107	4,320
1984	27,984	4,815
1985	31,376	5,455
1986	35,862	6,100
1987	39,246	6,735
1988	42,991	7,360
1989	45,856	8,000
1990	51,074	8,720
1991	55,671	9,505
1992	60,679	10,360
1993	64,925	11,085
1994	69,464	11,860
1995	73,735	12,645

b. 開発計画の概要

前述の需要想定(1983~1995)に示す所要年間発生電力量とピーク負荷に対して、標準15%の予備力を加味した開発規模、単機容量及び電源の種類などを検討した結果表2-10、図2-2、2-3のとおりとなる。

図表に示すとおり、このシナイ石炭火力発電プロジェクトは建設準備と建設期間を考慮して1988/89年-600MW(第1期)、1990年-600MW(第2期)として開発計画に組入れることにした。

特に、1988/89年は、各々尖頭負荷7,360MW、8,000MWに対して本プロジェクトの600MWとE1 Kurimat 600MWを建設しても可能出力はそれぞれ8,042MW、8,942MWであって予備率は9.27%、11.78%と標準値15%を下回り、需給バランス上きびしい条件下にある。

したがって、このプロジェクトは是非予定通り運転開始されることが望まれる。

a) 単機容量の決定

このシナイ石炭火力プロジェクトは、1988/89年-600MW(第1期)1990年-600MW(第2期)合計1,200MWの規模を持ち、ベースロード用として供給信頼度を高めるために極めて重要である。

取敢えず当面第1期600MWについて、600MW×1がよいか300MW×2がよいかを検討した結果、下記のとおり300MW×2が有利という結論を得た。

1. 供給信頼度についての検討

EEAの1982年までの可能出力4,077MW、今簡便のため1983~90年までの開発規模が300MW以上の単機容量をすべて300MWとする場合をCase-1、1983~87年の開発規模と単機容量はCase-1と同じだが、1988~90年はすべて600MW Unitとした場合をCase-2として、両者の場合の許容内年間事故発生確率(計画確

率 0.02/年 もしくは 0.6日/月/年)を求め、許容確率内における Case-1, Case-2 のそれぞれの所要最小子備力の規模を比較してその経済性の優劣を検討した。

	1990年における可能出力	
	Case-1	Case-2
1982年まで	4,077MW	4,077MW
1983～87	300MW × 5	300MW × 5
	110MW × 2	110MW × 2
	150MW × 10	150MW × 10
1988～90	300MW × 8	600MW × 4
	10,118MW	10,118MW

(水力、ガスタービン、廃止発電所計 421MWを含む。)

1990年におけるピーク負荷 : 9,000MWとする。

標準計画停止率 : 2% (各電源組合せによる事故確率の許容値)

基準計画外停止率 : 100MW class 1.8% (事故統計より)

150MW class 1.5% (")

300MW class 2.0% (")

600MW class 2.0% (")

需要変動率 : ±50～100MW程度とする。

以上のような条件下における 1,000MW～1000MWまでの事故電力の発生確率を求めると、

Case-1 (最大 300MW の場合)

基準計画外停止確率 2% に対して事故電力 600MW では、約 3.52% の確率。

650MW で約 1.95% の確率となる。

したがって、650MW 以上の予備力を設置する必要がある。

Case-2 (最大 600MW の場合)

基準計画外停止確率 2% に対して事故電力 900MW で 2.05%、950

MWで0.91%の確率となり、950MW以上の予備力を設置する必要がある。

この2casesを比較するとCase-1の方が予備力の規模がCase-2より300MW小さくてよいことになり、電力系統運用上技術的に問題ないので1990年まではCase-1の方が望ましい。

ii. 経済検討

i) 前述のとおり所要最小予備力が300MWだけ小さくてすむ単機容量300MWの方が経済的である。

ii) 発電原価と年間収益の比較

300MW×2と600MW×1の建設費を比較すると600MW×1の方が約5%安い。

所内率は300MW×2が6.25%で電源容量320MW×2

600MW×1が6.00%で電源容量638MW×1

	300MW×2	600MW×1
Utilization Factor	80%	75%
Annual Gross GWh	4,485.1	4,191.7
Annu. Available Energy at P/S Tr. end GWh	4,204.8	3,940.2
Plant Efficiency	39%	39%
Fuel Consumption	1,521.5×10 ³ ton	1,422.0×10 ³ ton
Const. Cost excluding T/L	464.2×10 ⁶ L. E	441.0×10 ⁶ L. E
Total Annu. Expenses	34.6×10 ⁶ L. E	32.7×10 ⁶ L. E
Generating cost at Tr. end	8.23 mill/KWh	8.30 mill/KWh

単純に建設費を比較すると600MW×1が有利である。

しかしながら300MW×2の場合は600MW×1よりも保修期間及び計画外停止率が低いので300MW×2は600MW×1より年間の運

転時間は長く、発電原価は 300MW×2の方が600MW×1より安くなる。

すなわち、300MW×2の場合、同一発電所内の同一機種容量であれば、例えばオーバーホールなどの計画停止の場合でも毎年300MWづつ行うことも可能であり、保守面でも Parts その他の互換性があって、事故防止力を高めることが出来る。

このようなことからベースロードを受け持つ火力プラントとしての年収入を求めると、概要下記のとおりとなる。

	<u>300MW×2</u>	<u>600MW×1</u>
Available Energy at Consumer end GWh	3,700.2	3,467.4
Salable Unit Price at P/S Tr end	*23.55milles/KWh (1988/90年の料金 33,646milles/KWh×0.7)	*23.55milles/KWh
Annu. Revenue	56.7×10^6 L. E	52.9×10^6 L. E

以上のことから年間収益において300MW×2の方がやや有利である。

結論として技術的には単機容量300MWであろうと、600MWであろうと需給バランス上支障を与えるような問題点はないと思われるが、電力系統運用上の予備力設置に関しては単機容量600MWの最小が300MWに比較して約300MW大きく、建設費に換算して約 230×10^6 L E 高い投資が必要となる。

したがって、当面のベースロード火力設備の単機容量は300MWが妥当であろう。

b) 北 Ayun Musa 地点の選定

本プロジェクトの発電所及び港湾候補地点としてシナイ半島の南北 Ayun Musa , Abu Zenima 及びエジプト本土側の El Galala, Zafarana

が挙げられた。

候補地点はすべてスエズ湾内にあり、発電所から需要地迄の送電系統は、候補地点よりスエズ市を経由して既設カイロまでの220kV×2cct 幹線への連系を基本とした発電所立地条件が考慮された。

また、発電所地点と港湾設備地点とを別々に考えることは不経済であるので、発電所と燃料荷揚港を同一地点と考える案を採用したすることになった。

このような条件のもとにMaghara 鉱山からの輸送、連系送電線の延長、地形、地質、公害問題などを調査検討の結果北Ayun Musa が選定された。

(図2-4 シナイ火力発電プロジェクト一般配置図参照)

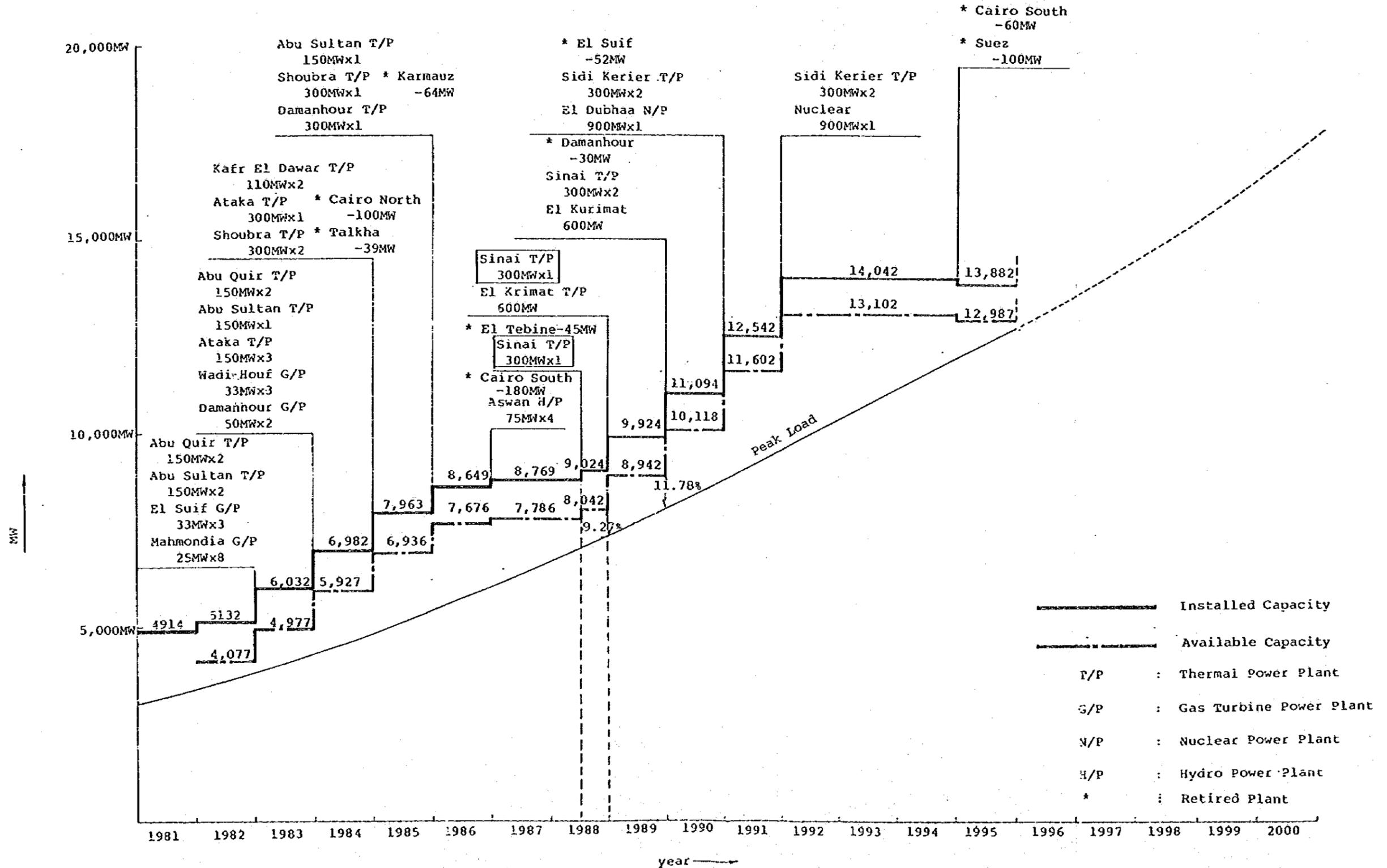


図 2-2 電力供給バランス

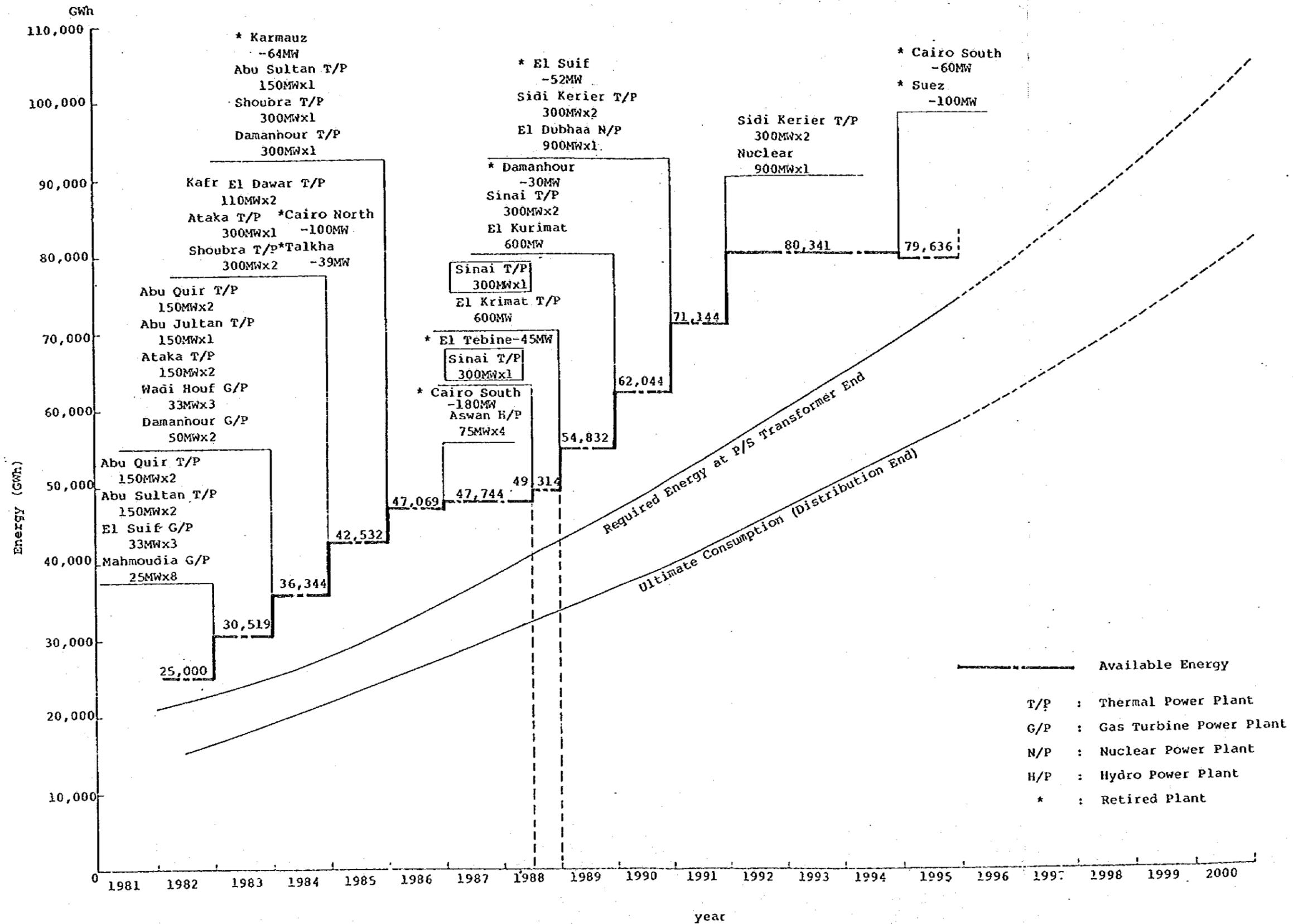
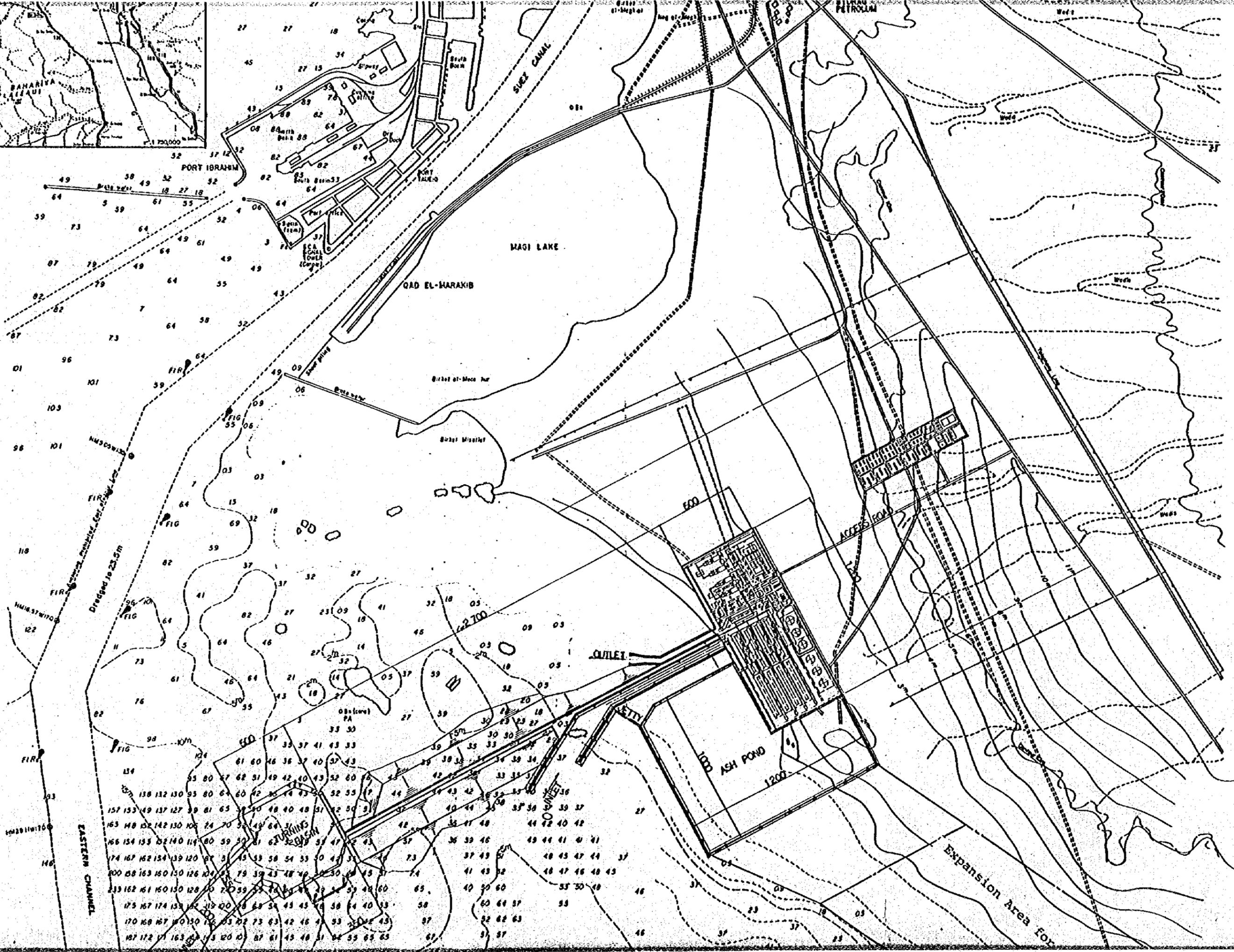
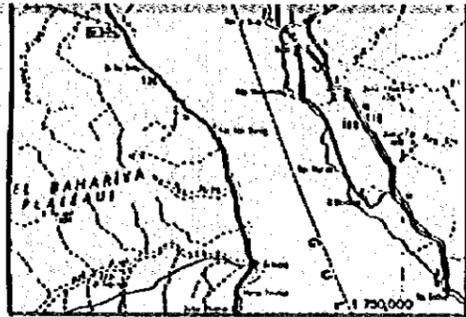
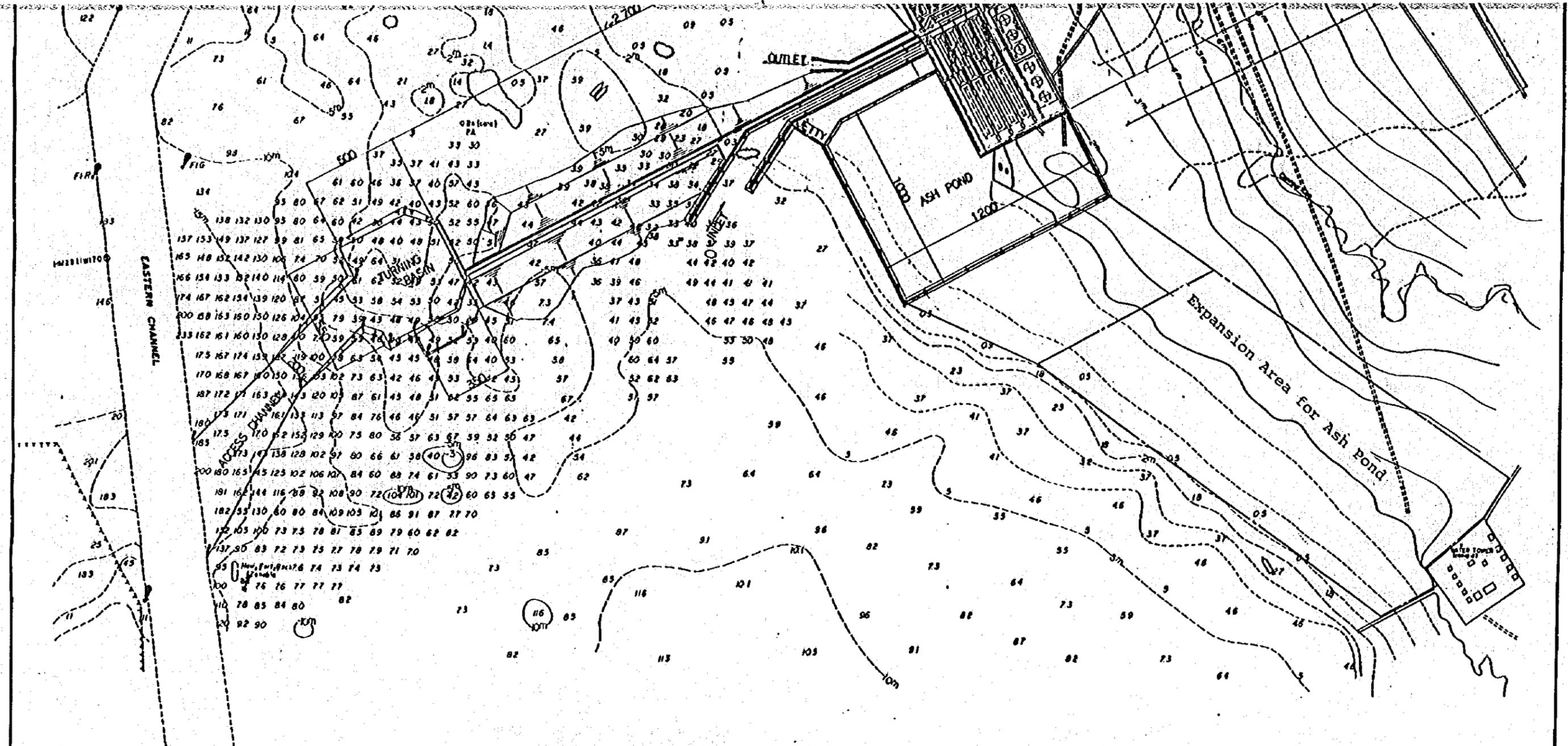


図 2-3 電力量需給バランス





CDL(m)	EL(m)
+2.0	+6.0
+6.0	+5.0
+5.145	+4.0
+4.0	+3.0
+3.0	+2.0
H.W. +1.900	+1.0
+1.145	+1.0
L.W. +0.400	+0.0
+1.0	+0.745
+1.0	-1.0

TABLE OF TIDAL

DEPTHS IN METERS

図 2-4 シナイ火力発電プロジェクト
一般配置図

2-1-3 プロジェクト開発の必要性

- 1) エジプトにおける石油の推定埋蔵量は約 25 億 barrel (4 億 ton) となっているが、今後の調査で埋蔵量が増加することはまちがいない。

25 億 barrel は全世界の推定石油埋蔵量の 0.42% に相当する。

1980 年における原油生産量は 2,980 万 ton で、国内消費は約 1,100 万 ton (うち約 30% が発電用) であって、1,880 万 ton は輸出されている。

1982 年現在の国内石油消費の増加率は年約 15~20% でありこの割合で増加すると 1987 年には年間約 3,000 万 ton となり、1980 年の生産量を超過して、少なくとも輸出による外貨収入に大きく影響を来すことになるおそれがある。

1980 年における石油による外貨収入は約 30 億 US\$ で輸出総額の約 60%、スエズ運河収入約 12 億 US\$ で石油に次ぐ 2 番目、観光産業が約 10 億 US\$ でこれに次いでいる。

従って、今後石油は出来るだけ輸出して外貨収入を得るようにして経済の安定を計らねばならないので石油火力発電設備を極力建設しない方針である。

代替エネルギーとしては、埋蔵量約 1,310 億 m³ の天然ガス及びシナイ半島にある埋蔵量約 4,000 万 ton の石炭などがあり、これらの国内エネルギー資源を有効利用することがエジプトにとって急務である。

従って、1988~89 年までに建設せねばならないこのプロジェクトは、目下大量生産計画を実施中のシナイ半島 Maghara 炭鉱の有効活用と、不足する所要石炭は海外より輸入することにより石油の節約と外貨収益の増加に寄与せんとするものである。

- 2) 電力の需給バランスの面からこのプロジェクトの必要性をみると REA の 1982 年現在の設備は ピーク需要 3,900 MW に対して電源設備 5,132 MW (水力 2,445 MW、ガスタービンを含む火力 2,687 MW) 可能出力 4,077 MW であって予備率 4.54% と供給信頼度の点において極めてきび

しい状況にある。

1983～95年の需要想定にもとづく開発計画、特に当面の新5ヶ年計画（1982/83～1987/88）による開発計画は

	可能出力	ピーク需要	予備率
1982	4,077 MW	3,900 MW	4.5%
1983	4,977	4,320	15.2
1984	5,927	4,815	23.1
1985	6,936	5,455	27.1
1986	7,676	6,100	25.8
1987	7,786	6,735	15.6

と1987年までに、3,709 MW（水力230 MW、火力3,720 MW、廃止—241 MW）を建設し予備率も15%以上に改善される。

しかしながら、1988, 89年にはピーク需要が7,360 MW、8,000 MWとなり、1987年の可能出力7,786 MWでは完全に供給力不足となり少なくとも1989年までに1,200 MWを建設し最低10%の予備率を保持する必要がある。

すなわちエジプトにおける最後の重油専焼火力プロジェクトとして予定している El Kurimat 600 MWと最初の石油代替エネルギーとしてのシナイ石炭火力プロジェクト第一期600 MW（300 MW×2）の建設が是非必要である。

3) Maghara 炭鉱の生産は1987年より年産約600,000 tonであり、300,000 tonがChemicokeへ300,000 tonが電力用に当てられることになっている。

一方、このプロジェクトの燃料消費量は600 MW、石炭のカロリー6,500 Kcal/kg、発電所の利用率を80%として約1,521,000 tonであり、約1,221,000 tonを海外より輸入する計画にしている。な

お、Maghara 炭と混炭しうる石炭の長期安定輸入は第4章に示すとおり十分に可能である。

開発地点はスエズ運河のスエズ湾側運河港前面のシナイ半島に位置する Ayun Musa であり、燃料の受入れ設備を含む発電設備設置条件は極めてよく環境公害対策面においても問題はない。

電力系統への連系はスエズ-カイロ間 220kV × 2 cct に連系させるものとし、電源からの距離約 42 km、電圧 220kV × 2 cct × 2 lines を建設するものとする。

このプロジェクトを Ayun Musa 地点に開発することは、シナイ半島の復興のために、すでに開通している本土とシナイ半島を結ぶ Ahmed Hamdi トンネル、Maghara 炭鉱開発とともに、最も大きな貢献をなすものである。

また、このプロジェクトは雇用の拡大及び地域の振興にも寄与するところが大きい。

- 4) このプロジェクトの所要工事費は約 620×10^6 US\$ で、F. C は 529×10^6 US\$、L. C は 91×10^6 US\$ である。(0.823 L. E./US\$)

エジプトにおける電気料金は、電化普及と産業振興を計るために政策的料金を採用している。

1981年で平均 9.08 mill/kWh (US\$ unit) であり、他国の場合 50 ~ 100 mill/kWh 程度に対して 1/5 ~ 1/10 程度の極めて安い料金であり EEA としては今後の建設の促進と国内産業の振興とのバランスを考えつつ 1983/84年 19.0 mill/kWh、1987/88年 35.0 mill/kWh、1988/89年 37.9 mill/kWh (US\$ unit)、1989/90年 40.9 mill/kWh と逐次改善の方向で計画している。

石炭火力と重油火力の燃料費を国際価格(石炭 59 US\$/ton、重油 180 US\$/ton) で比較すると、石炭火力は $59 \text{ US\$/ton} \times 1,521,000 \text{ ton/年} = 89.8 \times 10^6 \text{ US\$}$ で、重油火力は $180 \text{ US\$/ton} \times 958,000 \text{ ton/年} = 172.4 \times 10^6 \text{ US\$}$ となり重油火力は石炭火力の約 2 倍の燃料費となり、

石炭火力を採用することにより燃料費を節約できる。

また建設費は重油火力が安いものの発電原価は下表に示す通り石炭火力の方が安くなっている。

	<u>重油火力 (600MW)</u>	<u>石炭火力 (600MW)</u>
At Generator end	42.9 mill/kWh	23.5 mill/kWh
At Consumer end	50.5 mill/kWh	28.6 mill/kWh

(US\$ unit)

以上の様に石炭火力は重油火力に対して有利である。

一方、エジプトの現状でみると、上記のような電気料金のため現在火力用重油は 9.1 US\$/ton であり、国際価格約 180 US\$/ton とは約 1/20 の価格の開きがある。

また、このプロジェクトのための石炭は輸入炭、および国内炭の合成単価 56.5 US\$/ton であり、石炭の政策単価はすくなくとも石炭/重油のカロリー割合による単価 5.9 US\$/ton 以下でなければならない。

$$9.1 \text{ US\$/ton} \times \frac{6,500 \text{ Kcal/kg}}{10,000 \text{ Kcal/kg}} = 5.9 \text{ US\$/ton}$$

石炭による 600 MW の年間燃料費は

$$56.5 \text{ US\$/ton} \times 1,521,000 \text{ ton/年} = 85.9 \times 10^6 \text{ US\$ であり}$$

これによって節約される重油の輸出増加額は

$$180 \text{ US\$/ton} \times 958,000 \text{ ton/年} = 172.4 \times 10^6 \text{ US\$ である。}$$

したがって、その重油輸出の収益増 $86.5 \times 10^6 \text{ US\$}$ により電気料金に見合う石炭火力政策発電原価を算出するための調整額に当てて重油専焼火力 600 MW の場合の発電原価と比較すると

<u>発電原価</u>	<u>重油専焼火力</u>	<u>石炭火力</u>
at Generator end	5.22 mill/kWh	3.40 mill/kWh (US\$ unit)
at consumer end	6.20 mill/kWh	4.13 mill/kWh (US\$ unit)

となり、販売可能原価で石炭は重油火力より 2.07 mill/kWh (US\$ unit) だけ安いことになり、石炭火力の方が有利となる。

換言すれば、石炭火力の発電原価を、重油専焼火力の原価 6.20 mill/kWh (US\$ unit) をベースに販売したとすると、2.07 mill/kWh (US\$ unit) だけ重油輸出収益から石炭火力原価への調整額がすくなくてすむので、実質的重油収入増として年間 $2.07 \text{ mill/kWh} \times 3,700,200 \text{ MWh} = 7.7 \times 10^6 \text{ US\$}$ だけ石炭火力によりあげることが出来る。

また実際にはこのプロジェクトを運開する 1988 年に電気料金が値上げされるとさらに重油輸出増額からの調整額は減少し石炭火力はさらに有利となる。

一方このプロジェクトの内部収益率 (IRR) の 1984 年の価格に引きなおした場合の値は利益・経費率 = 1 の点で 11.29% となり、資金調達の見点からも実行可能なプロジェクトである。

また資金収支も耐用年数間において $+ 1,335 \times 10^6 \text{ US\$}$ ($+ 1,099 \times 10^6 \text{ L.E}$) であり、企業運用が可能である。

- 5) 以上のことからこのプロジェクトはエジプトの電力需要バランス上ぜひ実現しなければならない最も重要なナショナルプロジェクトであり、低利長期返済の資金を得ることによって十分にフィージブルである。