

2-1-4 シナイ石炭火力プロジェクト開発計画の概要

第一期工事 300 MW 2期の主要設備の仕様は下記の通りとする。

1) Outline of Power Generating Facilities

a. Boiler

- a) Type : Either natural or forced circulation drum-type, subcritical, reheat, outdoor type
- b) Maximum continuous rating (MCR) : Suitable capacity with 300 MW net output at Tr. end
- c) Number of unit : 2 units/plant
- d) Fuel : Coal and oil for emergency
- e) Draft system : Balanced draft system

## b. Turbine

- a) Type : Reheat, condensing, tandem compound type
- b) Rated output at generator end : Suitable capacity with 300 MW net output at Tr. end
- c) Steam conditions
- Main steam pressure at turbine inlet : 169 kg/cm<sup>2</sup>
- Main steam temperature at turbine inlet : 538°C
- Reheated steam temperature at IP turbine inlet : 538°C
- d) Number of unit : 2 units/plant
- e) Rated condenser vacuum : 710 mmHg
- f) Rated speed : 3,000 rpm

## c. Generator

- a) Type : Horizontal-shaft, totally enclosed, hydrogen cooled type
- b) Rating : About 400 MVA
- c) Number of unit : 2 units/plant
- d) Power factor : 0.8
- e) Rated voltage : 18.3 kV or appropriately
- f) Number of phase : 3
- g) Frequency : 50 Hz

## d. Transformers

- a) Main transformer with off-load tap changer
- Type : 3-phase, OFAF, outdoor type
- Capacity & number : 380 MVA x 2 sets
- Voltage : 18.3 kV or appropriately/230 kV
- b) Station service transformer with off-load tap changer
- Type : 3-phase ONAF, outdoor type
- Capacity & number : 25 MVA x 2 sets
- Voltage : 18.3 kV or appropriately/6.9 kV
- c) Starting transformer with on-load tap changer
- Type : 3-phase, ONAF, outdoor type
- Capacity & number : 30 MVA x 1 set
- Voltage : 230 kV/6.9 kV

## e. Switchyard

- a) Bus configuration : One and half circuit breaker system, double bus
- b) Distribution system
- Voltage : 22 kV
- Transformer : 230/22 kV, 40 MVA x 1 bank
- Circuit breaker : Metal-clad type
- Main circuit breaker : 1
- Feeder circuit breaker : 4

## f. Emergency Generating Facilities

Type : Package type gas turbine driven

## Rating:

Gas turbine : 17,500 kW x 1 unit (at 40°C)

Generator : 35,000 kVA x 1 unit, 6.9 kV or  
appropriately

Fuel : Light oil

## g. Fuel Handling Facilities

## a) Coal Handling

i. Storage Capacity: 313,000 tons (full load operation  
of 600MW for 60 days)

## ii. Coal Unloader

Capacity : 1,300 tons/h

Number : 2 sets

## iii. Coal Unloading Conveyor

Capacity : 1,600 tons/h each

Number : 2 sets

## iv. Stacker

Capacity : 3,200 tons/h

Number : 1 set

## v. Reclaimer

Capacity : 1,200 tons/h each

Number : 2 sets

## vi. Stacker/Reclaimer

Capacity : 3,200 tons/h/1,200 tons/h

Number : 1 set

b) Oil Handling

- i. Unloading arm : 1 sets (Heavy oil)
- ii. Air separator : 2 sets (incl. 1 set for light oil)
- iii. Flow meter : 2 sets (incl. 1 set for light oil)

2) Outline of Civil Works

a. Land Reclamation

- a) Land Reclamation for 600 MW: 600,000 m<sup>2</sup>
- b) Formation Level
  - Ground level : EL+4.00 m
  - Existing ground level: EL+2.00 m

b. Cooling Water Intake Facilities

- a) Inlet of Intake Channel for 1,200 MW
  - Velocity of intake water : 0.3 m/sec
  - Elevation of channel bed : CDL -5.0 m
- b) Intake Channel for 1,200 MW
  - Sectional area of stream : 220 m<sup>2</sup>
  - Velocity of intake water : 0.3 m/sec
- c) Intake Pit Structure for 600 MW
  - Size : 20 m x 25 m x 10 m
  - (invert level: CDL -5.0 m)
  - Maximum usable flow: 61.4 m<sup>3</sup>/sec
  - Screen well : 4 pcs
  - Pumping well : 4 pcs
- d) Cooling Water Pipe for 600 MW:  $\phi$ 1 2.0 m x 4 lines

## c. Cooling Water Discharge Facilities for 1,200 MW

Box culvert : 70 m (3 boxes), 170 m (4 boxes)

Open channel : 297 m

Revetment open channel: 1,267 m

Channel Outlet

Velocity of discharge water: 1.11 m/sec

(L.W.L. tidal conditions)

Elevation of channel bed : CDL -1.0 m

## d. Fuel Handling System

## a) Fuel Oil Tank Foundation for 600 MW

Capacity of tank: about 34,000 kℓ x 3

(ø50.360 x 18.260 m height)

Foundation type : Displacement of gravel and sand

## b) Harbor Facilities

## i. Harbor

		<u>Length</u>	<u>Width</u>
Coaler berth	: 60,000 DWT		
	1 berth	300 m	x 25 m
Oil tanker berth	: 5,000 DWT		
	1 berth	140 m	x 10 m
Small craft berth	: 500 GT		
	1 berth	50 m	x 5 m
Wharf crown height	: EL 3.00 m		

Coaler wharf: Open-type wharf with coupled battered piles

Oil tanker, small craft wharf: Wall of concrete block type

Structural types shall be studied in detail if it is possible to be find more economical one after soil investigation.

## ii. Channel and Basins

Water depth of access channel and basins:

(below elevation level) : EL-16 m, EL-8.5 m, EL-5 m

Width of access channel : 200 m

Side slope : 1 : 3

Area of turning basin : 685 m x 500 m

## iii. Causeway

Length of causeway : 2,700 m

Height of causeway crown: EL+3.00 m

Width of causeway crown : 20 m

## c) Foundations for Coal Storage Yard

i. Coal storage yard: 50 m (W) x 250 m (L) x 4 lanes

ii. Foundations for stacker : 1 lane

iii. Foundations for reclaimer : 2 lanes

iv. Foundations for stacker-reclaimer: 1 lane

## e. Road

## a) Access Road

Width : 8.00 m (2 lanes)

Pavement : Asphalt concrete

## b) Main Road in the Plant

Width : 8.00 m (2 lanes)

Pavement : Asphalt concrete

f. Drainage System for Rain Water and Sewage Water: 1 set

g. Landscaping in the Power Station Area and Access Road

h. Dike for Ash Disposal Pond (Area for 10 years for 600 MW)

a) Height : EL+4.00 m at crown

b) Width : 6.00 m at crown

c) Material: Soil (for well compacted)

Rubble stone (for protector of both sides  
of soil embankment)

## 3) Outline of Architectural Works

## a. Buildings

## a) Powerhouse

## i. Building Area

Total building area : 6,880 m<sup>2</sup>

Total floor area : 19,730 m<sup>2</sup>

Total building volume: 193,340 m<sup>3</sup>

## ii. Substructure

Pile : High strength prestressed  
concrete pile or bored pile

Foundation : Reinforced concrete, tie  
beam

## iii. Superstructure

Frame : Steel structure

Roof : Corrugated resin coated  
steel sheet with insulation  
materials and partly RC  
structure, asphalt water-  
proof, and others

Floor : R.C. structure, tile and  
mortar finish and others

Exterior wall : Corrugated resin coated  
steel sheet with insulation  
materials and partly con-  
crete hollow block, sand  
textured coating

Interior wall : Concrete hollow block,  
paint on plastered and  
others

Ceiling : Suspended ceiling, acoustic board, asbestos board and others

b) Service Building (2 stories)

Total floor area : 2,740 m<sup>2</sup>

Foundation : Reinforced concrete, footing foundation

Superstructure : Reinforced concrete and other materials

c) Appurtenant Building (workers house, storehouse, control house and others)

b. Stack

Type : Steel made, collective, inside lining

Height : 85 m

Diameter : 3,300 mm

Foundation: Reinforced concrete, high strength prestressed concrete pile or bored pile

4) Outline of Transmission Line and Substation

Transmission line system will be interconnected with the existing transmission line 220 kV x 2 cct (Suez-Cairo line) from Sinai Coal-fired Thermal Power Station through a newly constructed New Suez Substation (about 42 km off the power station).

a. Transmission Line

a) Ayun Musa PS - New Suez SS

Voltage : 220 kV

Size of conductor : 620 sq. mm x 2

Kind of conductor : AAAC (All Aluminum Alloy Conductor)

No. of circuit : 2 circuits x 2 lines

Line length : 40 km (except the part of canal crossing and branch line to existing T/I.)

b) 220 kV branch line

Voltage : 220 kV

Conductor : AAAC 620 sqmm x 2

No. of circuit : 4 circuits

Length : 1.5 km

c) Canal crossing cable

Voltage : 220 kV

Conductor : OF cable 2,000 mm<sup>2</sup>

No. of circuits : 4 circuits

Length : 2.0 km

b. New Suez Substation

a) Bus configuration for 220 kV yard will be a double bus, single breaker system.

b) Drawing out facilities for 220 kV transmission line will be one circuit breaker three disconnecting switch system.

c) A conventional SF<sub>6</sub> gas insulated circuit breaker will be used.

d) 220 kV drawing out facilities will be installed as follows.

i. Four circuits for Ayun Musa Power Station

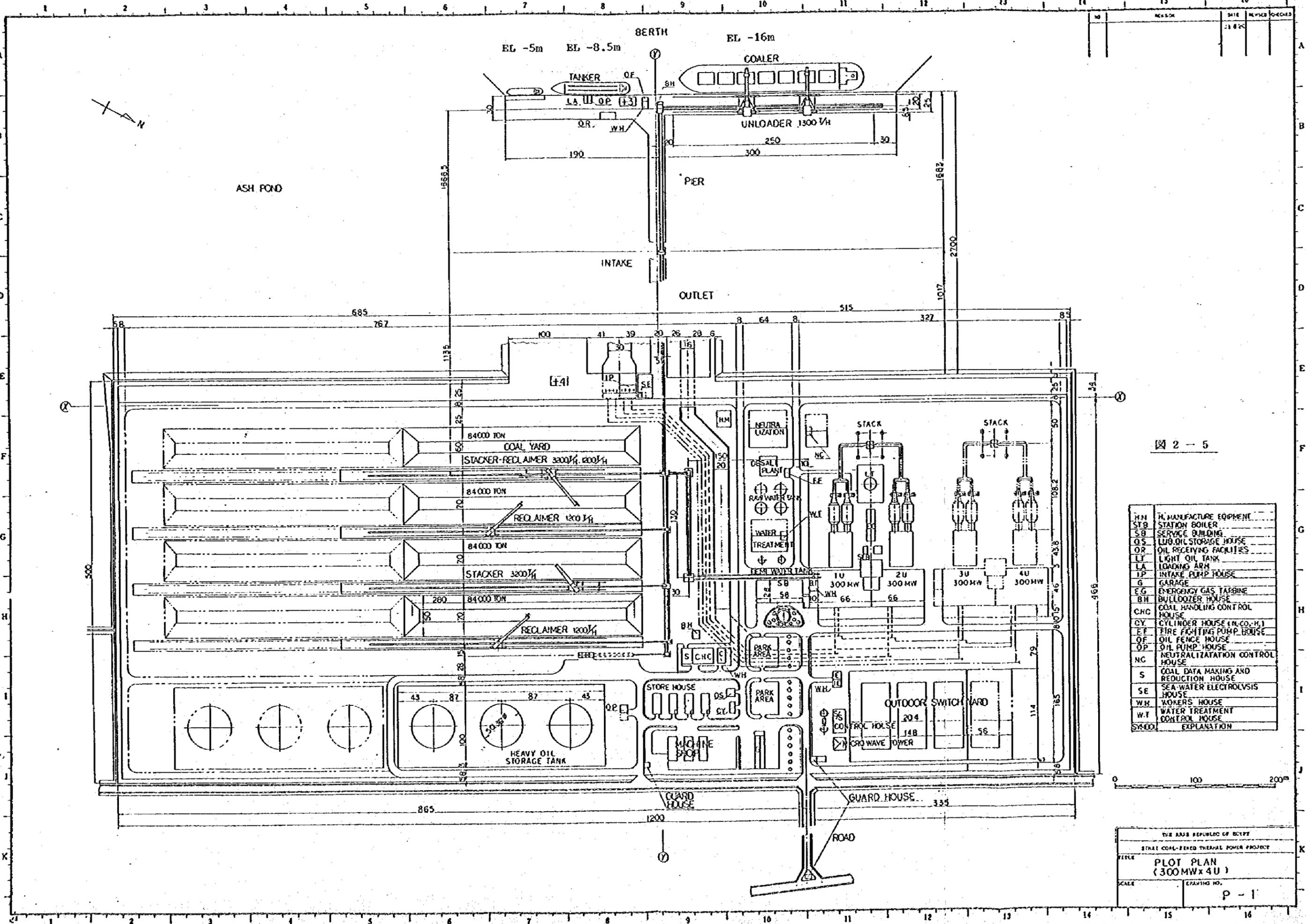
ii. Two circuits for Suez Transformer Station and another two for Sakr S.S.

5) Communication System

a. Micro Wave Communication System: 1 system

b. Power Line Carrier System (PLC): 1 system

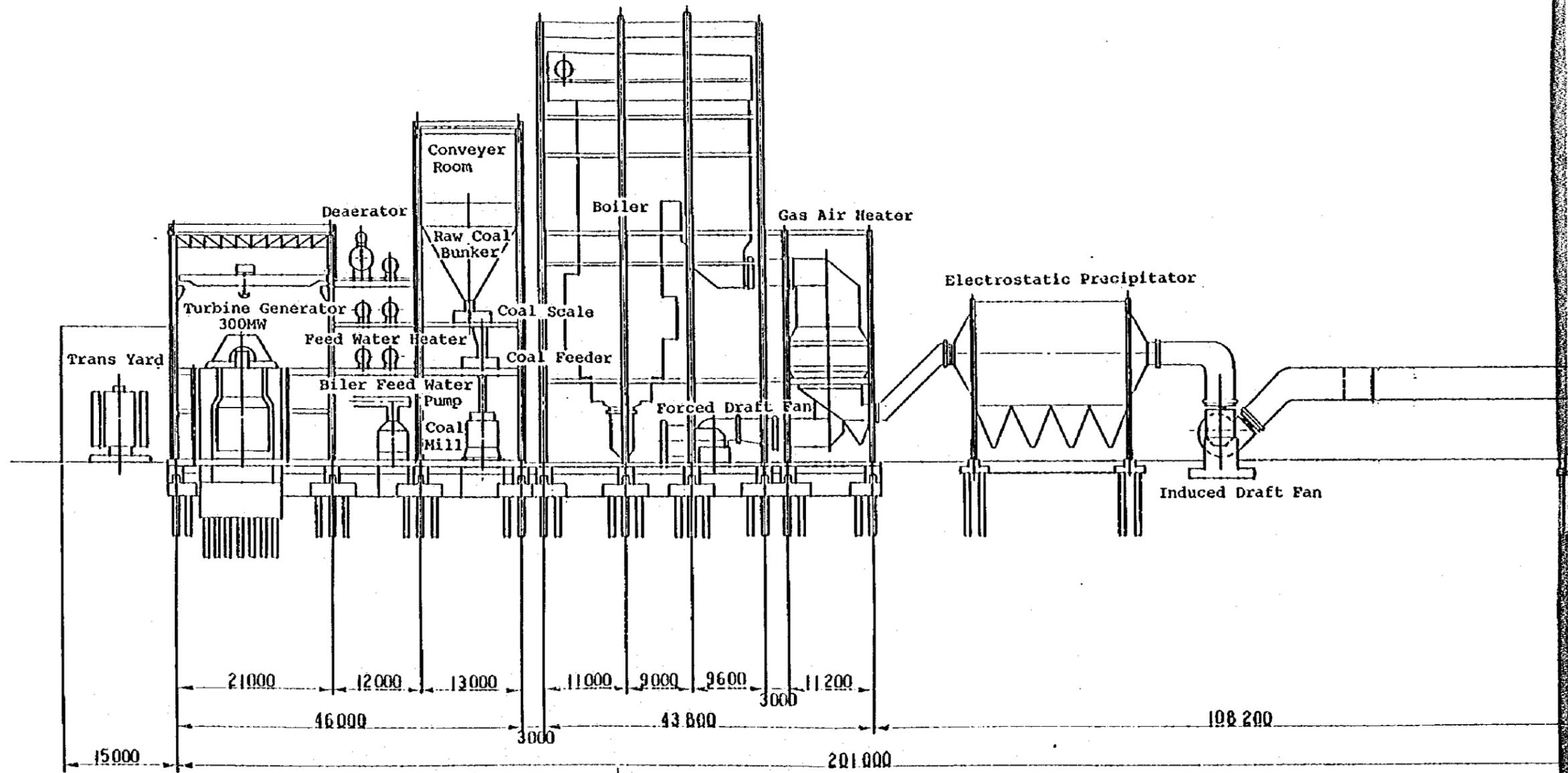
(using optical fiber)



2 - 5

HM	M. MANUFACTURE EQUIPMENT
SB	STATION BOILER
SB	SERVICE BUILDING
OS	LUB. OIL STORAGE HOUSE
OR	OIL RECEIVING FACILITIES
LT	LIGHT OIL TANK
LA	LOADING ARM
IP	INTAKE PUMP HOUSE
G	GARAGE
E.G	EMERGENCY GAS TURBINE
BH	BULLDOZER HOUSE
CHC	COAL HANDLING CONTROL HOUSE
CY	CYLINDER HOUSE (N.CO. H.I)
EF	FIRE FIGHTING PUMP HOUSE
OF	OIL FENCE HOUSE
OP	OIL PUMP HOUSE
NC	NEUTRALIZATION CONTROL HOUSE
S	COAL DATA MAKING AND REDUCTION HOUSE
SE	SEA-WATER ELECTROLYSIS HOUSE
WH	WORKERS HOUSE
WT	WATER TREATMENT CONTROL HOUSE
SY-00	EXPLANATION

THE ARAB REPUBLIC OF EGYPT	
STATE COAL-FIRED THERMAL POWER PROJECT	
TITLE	PLOT PLAN (300MW x 4U)
SCALE	DRAWING NO. P-1



Handwritten initials or mark.

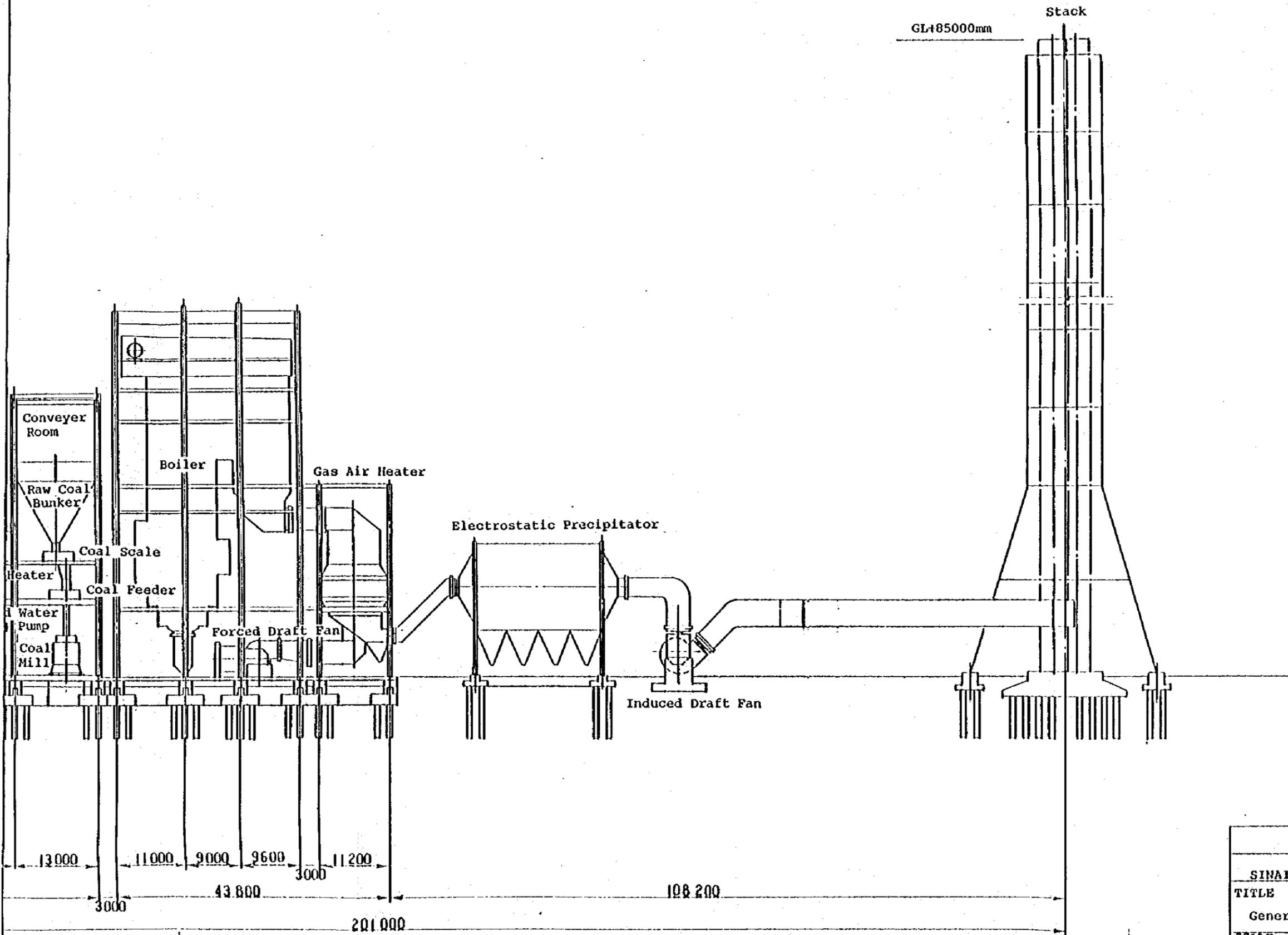
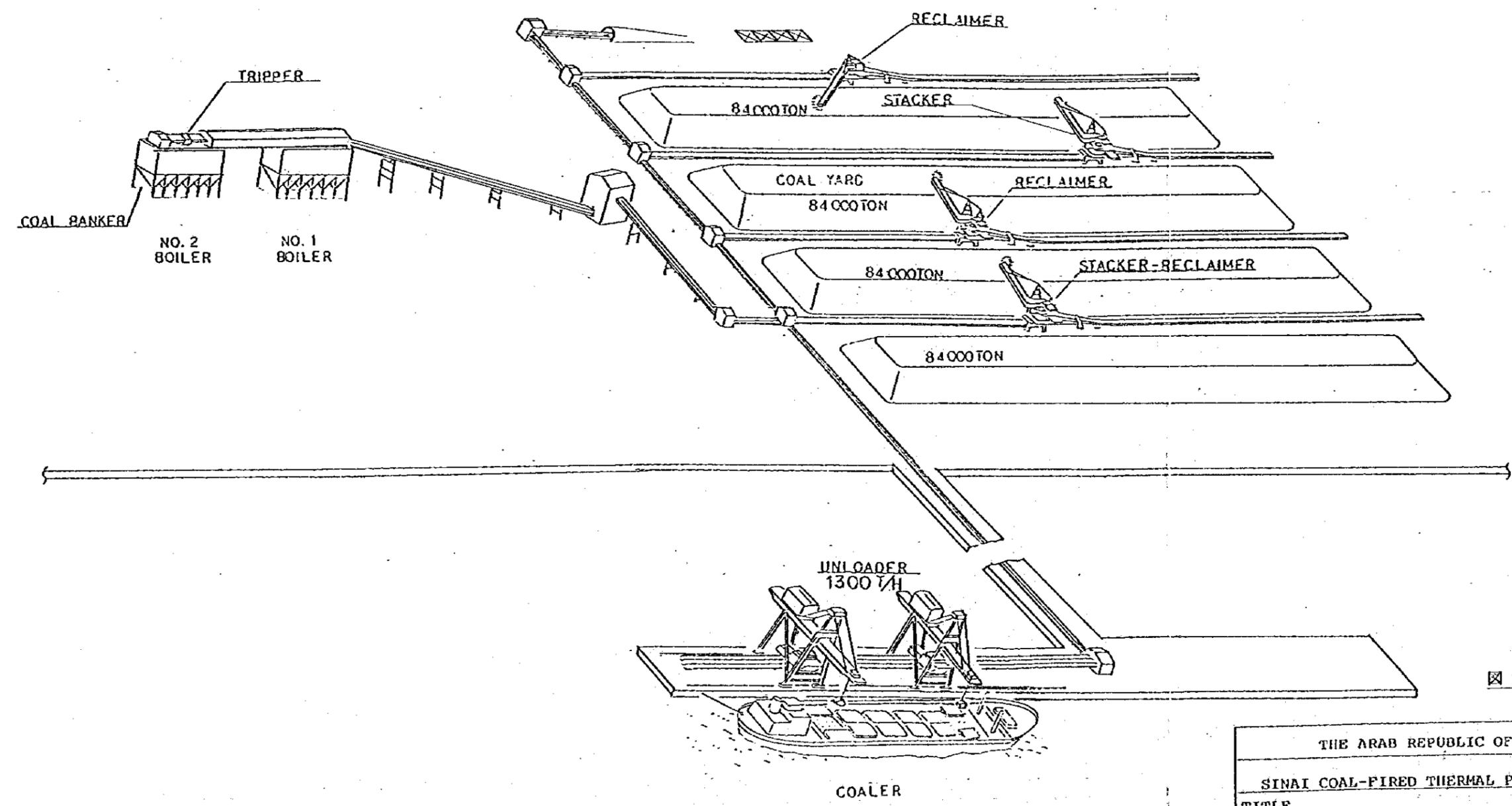


FIG 2 - 6

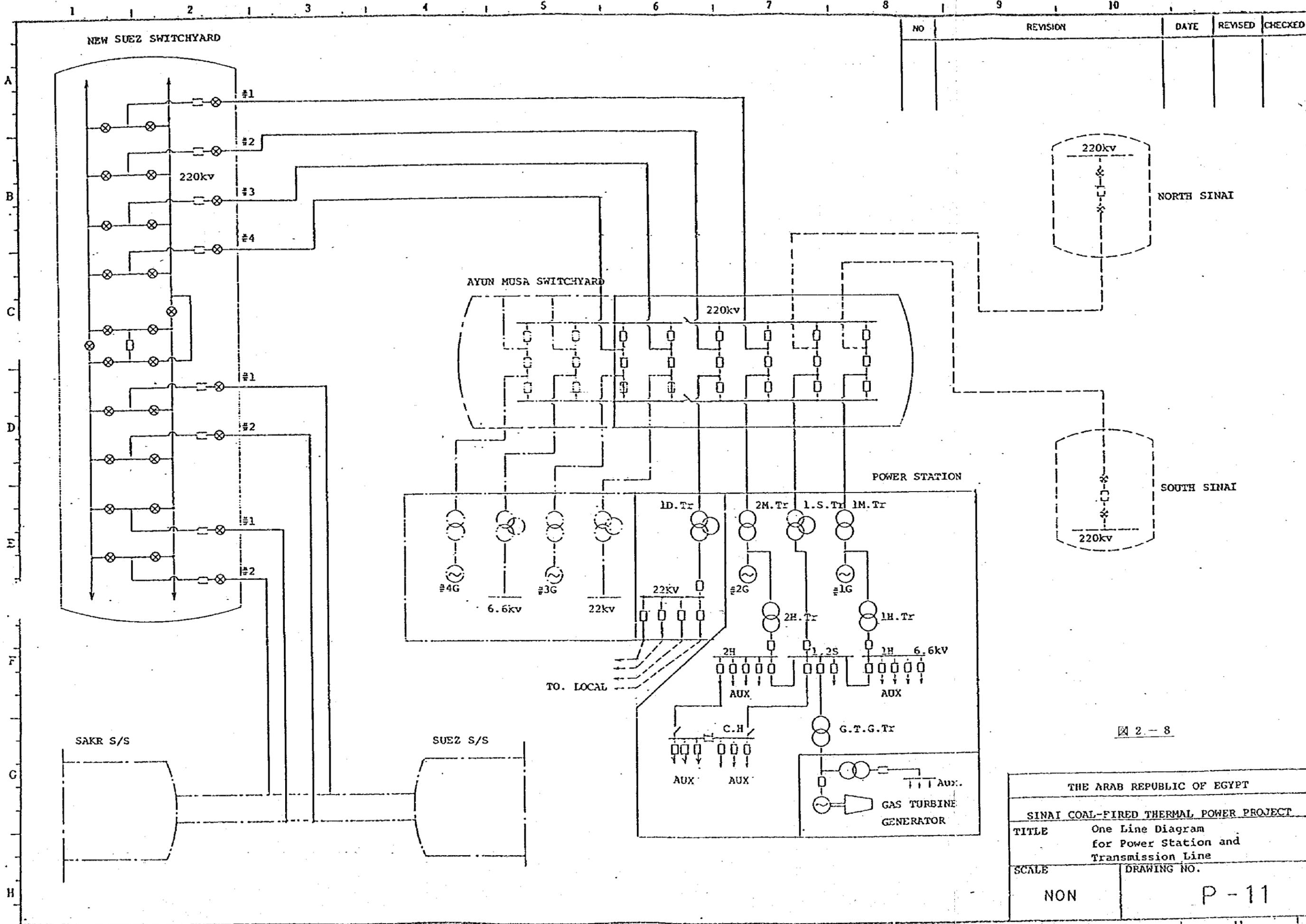
THE ARAB REPUBLIC OF EGYPT	
SINAI COAL-FIRED THERMAL POWER PROJECT	
TITLE	
General Arrangement Plant Side View	
SCALE	DRAWING NO.
1/600	P - 2

NO	REVISION	DATE	REVISED	CHECKED



2 - 7

THE ARAB REPUBLIC OF EGYPT	
SINAI COAL-FIRED THERMAL POWER PROJECT	
TITLE Outline of Coal Handling	
SCALE NON	DRAWING NO. P-6



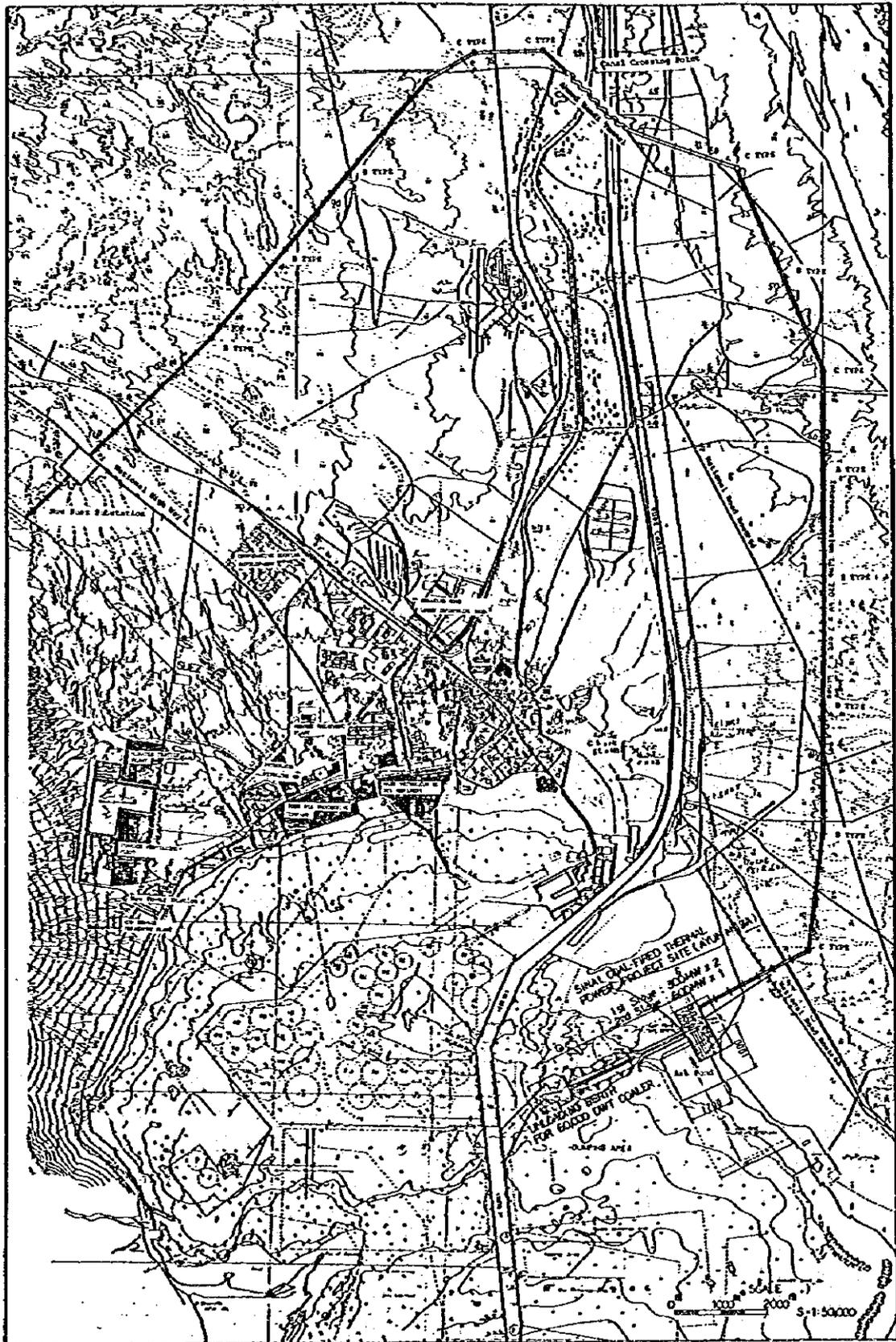
NO	REVISION	DATE	REVISED	CHECKED

2 - 8

THE ARAB REPUBLIC OF EGYPT	
SINAI COAL-FIRED THERMAL POWER PROJECT	
TITLE	One Line Diagram for Power Station and Transmission Line
SCALE	DRAWING NO.
NON	P - 11



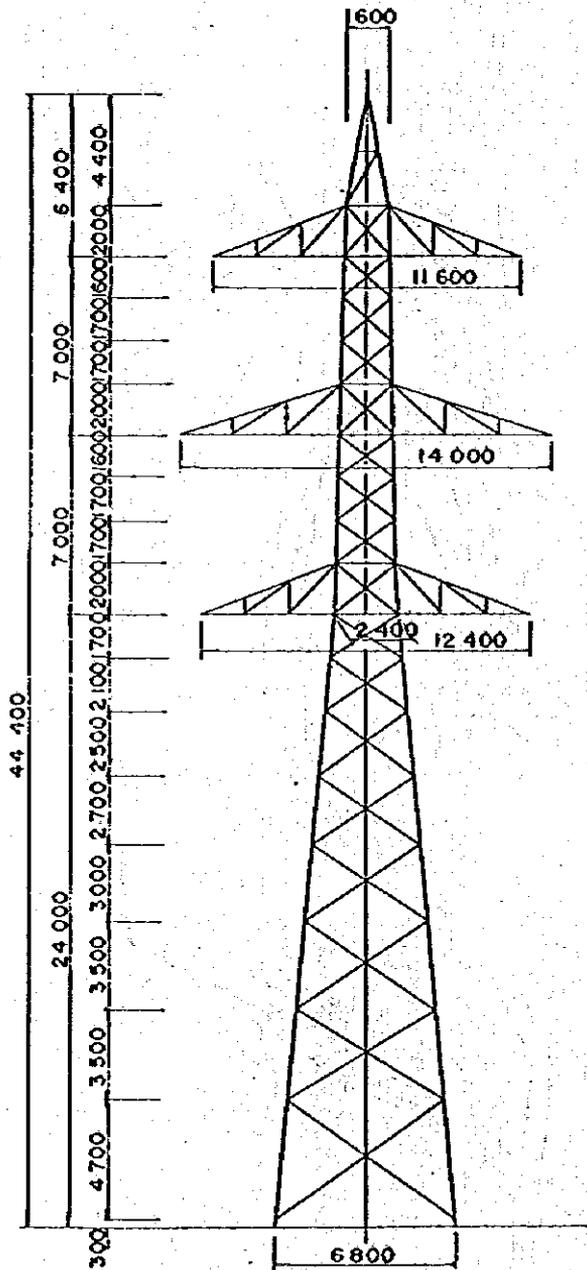
図 2-9 送電線ルートマップ



2-10

220KV AAAC 620mm<sup>2</sup>x2 : two circuits A Type

220KV 2cct A Type

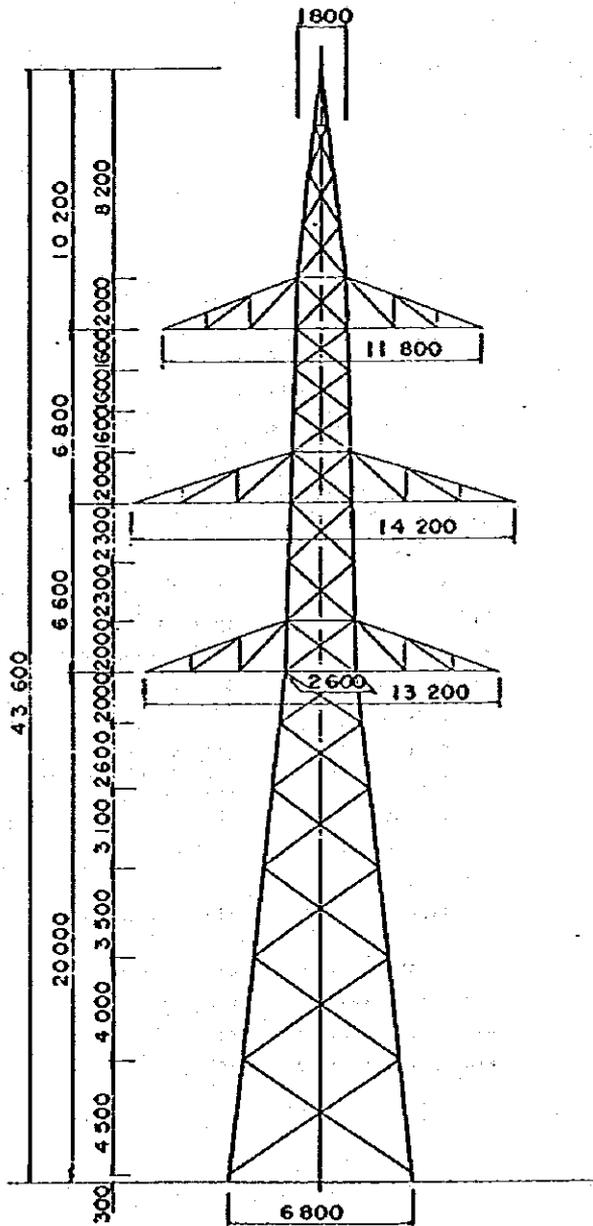


220 kv 2 cct A type	
Design condition	
No. of circuits	2
Span	350 m
Horizontal angle	3°
Vertical angle	0.1°
Conductor	
Size	AAAC 620 mm <sup>2</sup> x 2
Øsa	28.1 mm
Weight	1674 kg/km/one cond.
Max. tension	5500 kg
Gr. Wire	
Size	130 mm <sup>2</sup> Compound wire with Optical fiber
Øia	17.1 mm
Weight	285.8 kg/km
Max. tension	3200 kg
Insulator	
Type	320 mm Swag 20 pc 1 string
Weight	880 kg/each
Wind pressure	200kg/each
Wind pres. to wire	90 kg/m <sup>2</sup>
Wind pres. to tower	255 kg/m <sup>2</sup>

2-11

220 KV AAC 620mm<sup>2</sup> x 2 : Two circuits Tower : B & C Type

220 KV 2 cct C Type

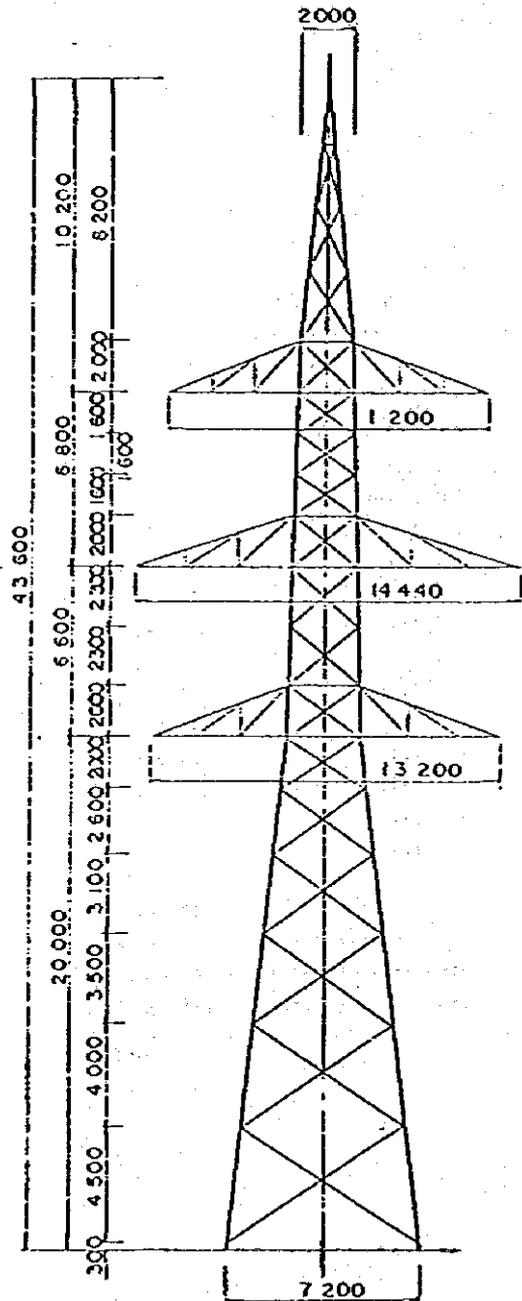


<b>220 KV 2 cct B &amp; C Type</b>	
Design Condition	
No. of circuit	2
Span	350 m
Horizontal angle	30°
Vertical angle	0.1°
Conductor	
Size	AAC 620 mm <sup>2</sup> x 2
Dis	28.1 mm
Weight	1674 kg/km/one cond.
Max. tension	5500 kg
Gr. Wire	
Size	130 mm <sup>2</sup> compound wire with optical fiber
Dis	17.4 mm
Weight	785.9 kg/km
Max. tension	3200 kg
Insulator	
Type	320 mm Saog 20 pc 2 string
Weight	2200 kg/each
Wind pressure	560 kg/each
Wind pres. to wire	90 kg/m <sup>2</sup>
Wind pres. to tower	255 kg/m <sup>2</sup>

图 2-12

220KV AAAC 620mm<sup>2</sup>x2 : two circuits D Type

220KV 2cct D Type



220 kV 2 cct D Type Design Condition	
No. of circuit	2
Span	350 m
Horizontal angle	0 end end
Vertical angle	0.7 1
Conductor	
Size	AAAC 620mm <sup>2</sup> 1 <sup>2</sup> 2
Dia	28.1 mm
Weight	1674 kg/km/one cond.
Max. tension	5500 kg
Gr. Wire	
Size	130 mm <sup>2</sup> Compound wire with Optical fiber
Dia	17.8 mm
Weight	785.9 kg/km
Max. tension	3200 kg
Insulator	
Type	320 mm 500g 20 pc 2 string
Weight	2200 kg/each
Wind pressure	560 kg/each
Wind pres. to wire	90 kg/m <sup>2</sup>
Wind pres. to tower	255 kg/m <sup>2</sup>

図 2-13 Ahmed Hamdi トンネル断面図

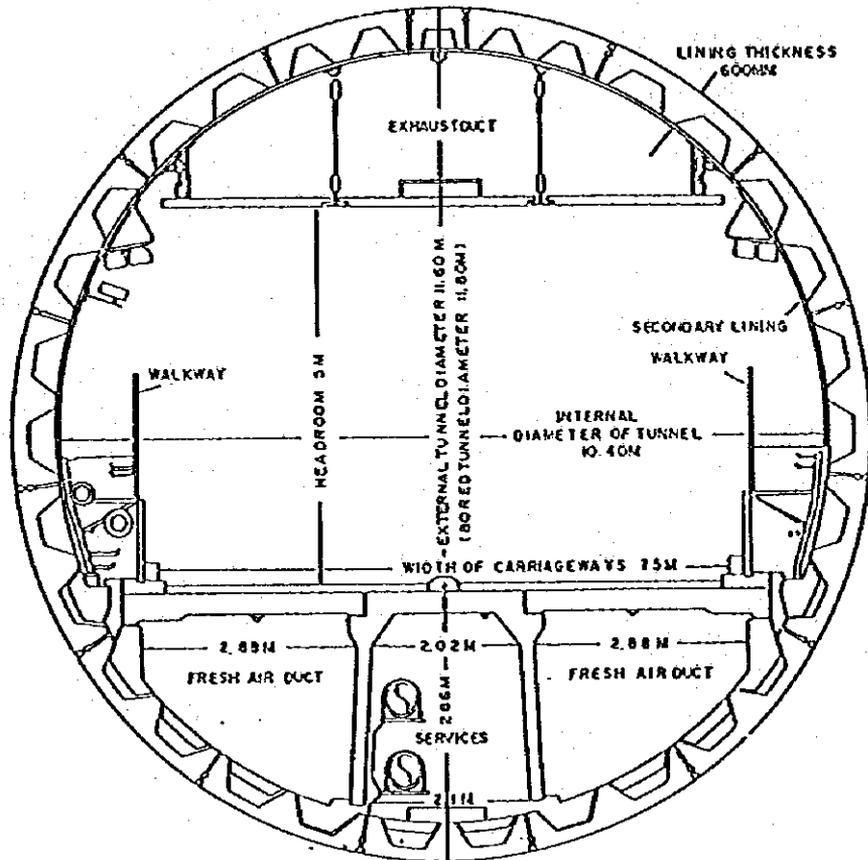
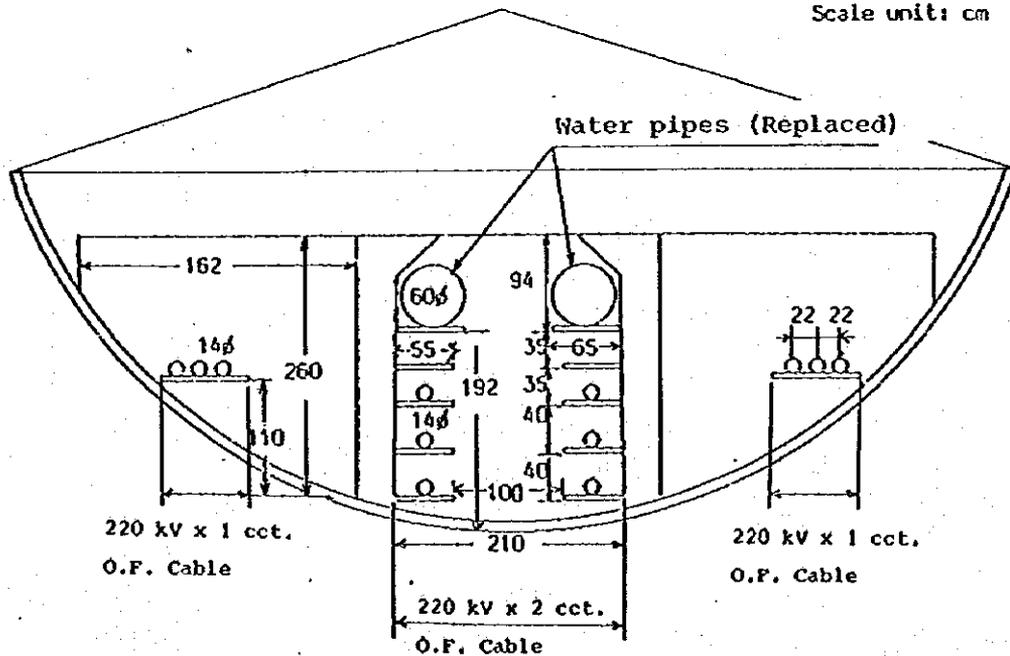
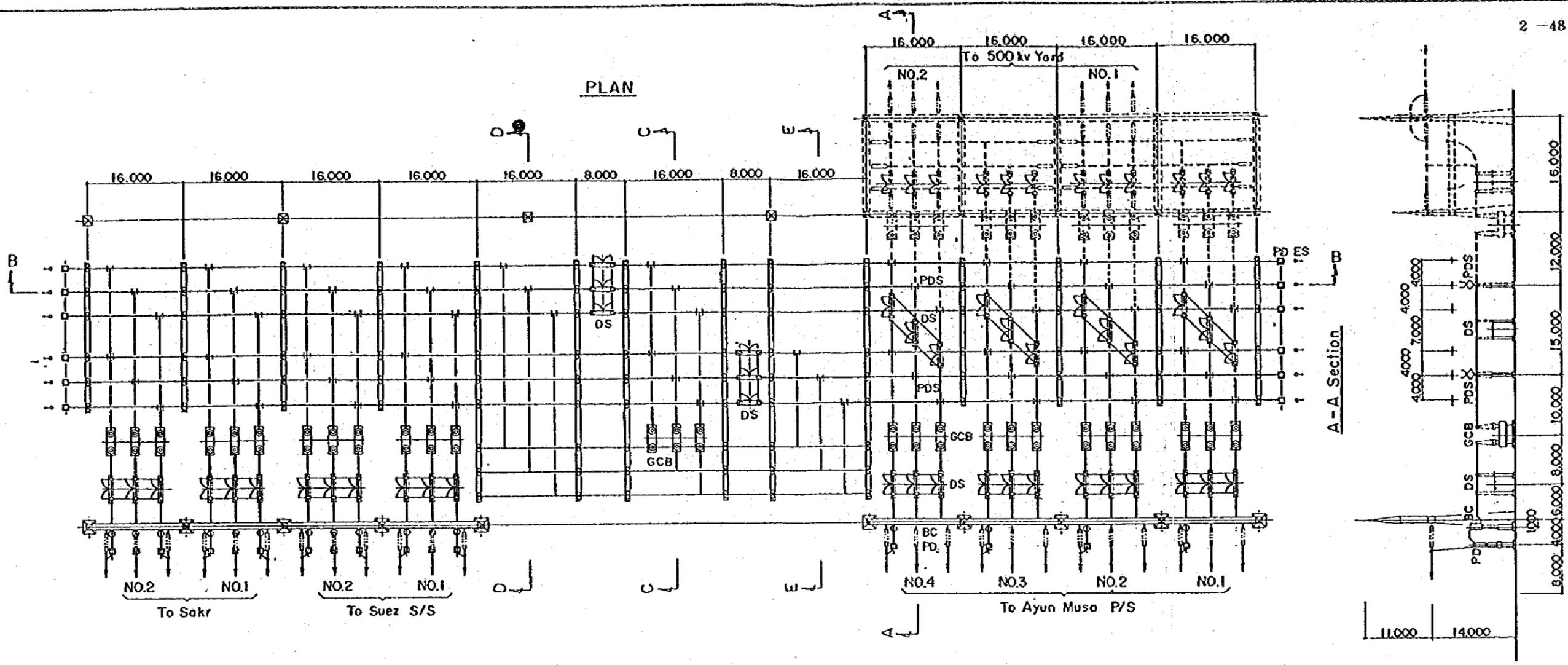


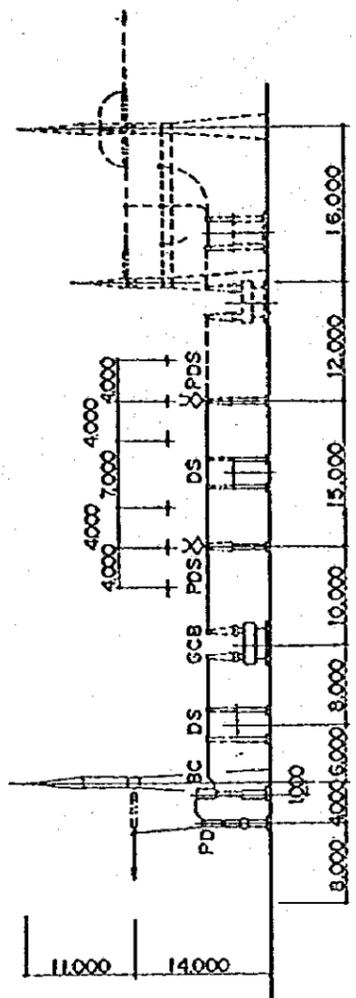
FIG. Arrangement of Cable In Ahmed Hamdi Tunnel

Scale unit: cm

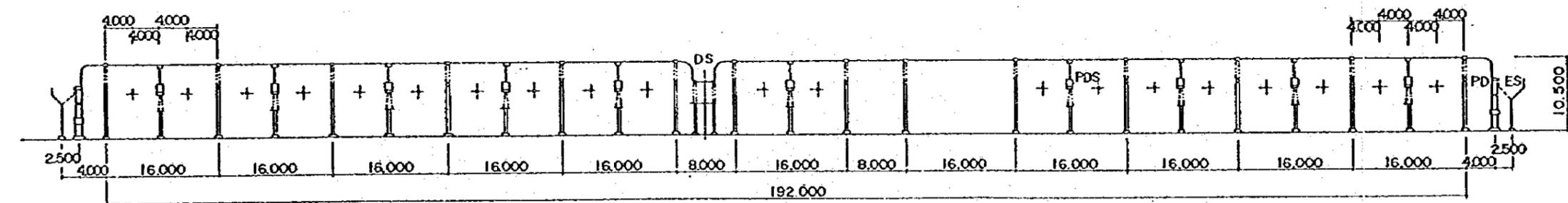




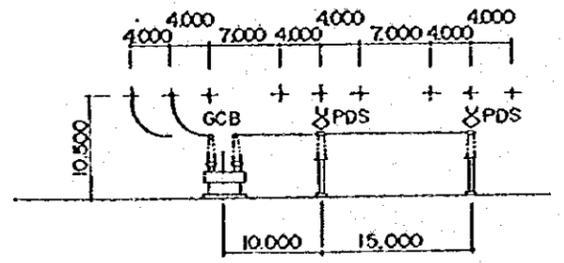
A-A Section



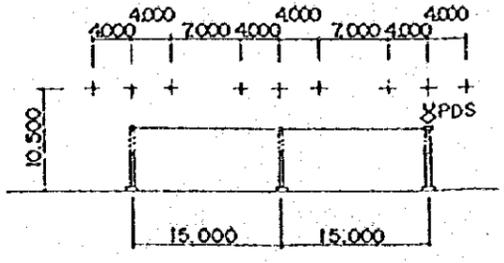
B-B Section



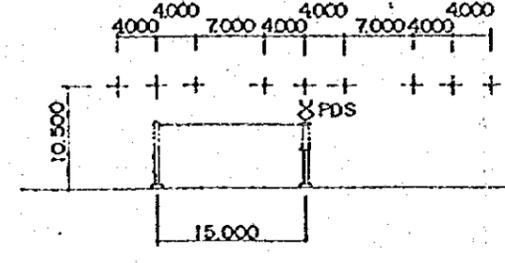
C-C Section



D-D Section



E-E Section



SCALE 0 10 20 30 40M

THE ARAB REPUBLIC OF EGYPT	
SINAI COAL-FIRED THERMAL POWER PROJECT	
TITLE MACHINERY ARRANGEMENT PLAN OF NEW SUEZ SUBSTATION	
SCALE	DRAWING NO. <b>E-1</b>



### 2-1-5 建設計画

工事工程は表2-11に示す通りであり、工事は3段階に分けて実施するものとした。

第1段階においては、港灣設備の建設、発電所地点の造成工事、発電設備300MW×2基分の主要機器、材料の詳細設計、300MW/1unitのボイラータービン発電機の基礎工事と発電所建屋及びNew Suez変電所の建設を行う。

第2段階においては、第1段階に引続き300MW/2unitの基礎と建家工事、300MW/1unitの据付とその土木建築工事及び220kV4回線のうち2回線の送電線設備の建設を行う。

第3段階においては、300MW/2unitの据付及びそれに関連する土木建築工事を実施し、送変電設備は第2段階に引続き残りの220kV2回線の建設工事を行う。

工事を実施するにあたり、施工業者は工事用電源設備、工事用水設備、建設工事要員用宿舍設備等の仮設備及び建設用資機材を準備するものとした。

重量物である発電機固定子、主要変圧器等は取水口横に岸壁を設け現地に直接荷揚すること考えた。

### 2-1-6 資金計画

#### 1) 資金調達

本プロジェクトの所要資金については、資産の回収期間が極めて長期に亘るため、所要外貨・内貨ともに長期低利の資金を借入れ運用する必要がある。従って外貨の借入は国対国の借款及び国際金融機関から行うことを前提とし、内貨に関してはエジプト国内の政府関係機関が利用する金融機関から賄なわれることを前提とした。

また、本プロジェクトは大規模であるため、借入は建設工事工程に合わせて3段階に分けて考えた。

## 2) 借入条件

## a 外貨

適用する金利および返済条件は下記の様に仮定した。

○外貨分の内 80%については年率 4%の金利、5年間の据置（元利共）期間を含む 30年返済とした。

○外貨分の内 20%については年率 9%の金利、5年間の据置（元利共）期間を含む 15年返済とした。

## b 内貨

金利は年率 8.0%と仮定した。

工事期間中 3年間は、元本及び建設中の利子の支払を据置くものとしその後 12年間において元本、金利（元本に対する金利と建設中に発生する金利に対する金利を含む）を毎年均等に支払うこととした。

## 3) 財務分析

検討方法は シナイ石炭火力発電プロジェクトの建設費と販売電力による収入との対比によって行った。

すなわち Internal Rate of Return (IRR)

Repayment Schedule

Statement of Income

Cash flow analysis

によって検討した。

基本条件は以下のとおりである。

電力料金 : EEAの電力料金は、電化普及と民生安定という国策に沿って、1981年現在 7.92 mill./kWh (9.6 mill (US \$ unit)/kWh)と極めて低くしている。

しかしながら、この料金のままでは諸物価の高騰とバラ

ンスせず以下のように料金を今後改定する予定である。

1983/84	15.666 mill./kWh
1987/88	28.846 mill./kWh
1988/89	31.154 mill./kWh
1989/90	33.646 mill./kWh

燃料費 (石炭) : 発電用重油の補助ベース価格は 7.5 L.E / ton ( 9.1 US\$ / ton )

石炭価格 国内炭 44.0 L.E / ton      合成単価 46.5 L.E / ton  
 輸入炭 47.1 L.E / ton  
 (オーストラリア炭)

実際の石炭の政策単価は、石炭を使用することによる石油の節約分を輸出にまわしたときに得られる年利益分を重油単価に見合った石炭単価の調整額に当てることができる。

すなわち

$$7.5 \text{ L.E} \times \frac{\text{石炭 } 6,500 \text{ Kcal/kg}}{\text{重油 } 10,000 \text{ Kcal/kg}} = 4.9 \text{ L.E/ton}$$

故に  $\frac{2,205 \text{ Kcal/kWh}}{6,500 \text{ Kcal/kg}} \times 4.9 \text{ L.E} = 1.66 \text{ millimes/kWh}$

( 発電所効率 : 39% )

表 2-12 Construction Cost

Items	Unit: $\times 10^6$ LE ( $\times 10^6$ US\$)					
	F.C.		L.C.		Total	
(1) Generating Facilities						
Equipment	262.0	(318.3)	-		262.0	(318.3)
Erection	42.2	(51.3)	19.6	(23.8)	61.8	(75.1)
Civil works	10.4	(12.6)	18.3	(22.2)	28.7	(34.8)
Architectural works	34.0	(41.3)	16.1	(19.6)	50.1	(60.9)
Harbor facilities	28.3	(34.4)	7.6	(9.2)	35.9	(43.6)
Sub-total	376.9	(457.9)	61.6	(74.8)	438.5	(532.7)
Unit Construction Cost						
[LE/kW (US\$/kW)]	-	-	-	-	730.8	(887.8)
(2) Transmission Lines and Substation						
1) Transmission line	25.6	(31.1)	7.5	(9.1)	33.1	(40.2)
Unit Construction Cost						
[ $10^3$ LE/km ( $10^3$ US\$/km)]	-	-	-	-	760.9	(924.1)
2) Substation	10.8	(13.1)	2.3	(2.8)	13.1	(15.9)
Sub-total	36.4	(44.2)	9.8	(11.9)	46.2	(56.1)
(3) Engineering Fee	5.4	(6.6)	-	-	5.4	(6.6)
(4) Total (1)+(2)+(3)	418.7	(508.7)	71.4	(86.7)	490.1	(595.4)
(5) Contingency	16.7	(20.3)	3.6	(4.4)	20.3	(24.7)
(6) Grand Total (4)+(5)	435.4	(529.0)	75.0	(91.1)	510.4	(620.1)

This project will be implemented in 3 phases continuously, as shown on the construction schedule.

表 2-13 Budget for Each Phase

Items	Unit: $\times 10^6$ LE ( $\times 10^6$ US\$)					
	F.C.		L.C.		Total	
1st Phase	63.4	(77.0)	24.1	(29.3)	87.5	(106.3)
2nd Phase	207.5	(252.1)	32.6	(39.6)	240.1	(291.7)
3rd Phase	164.5	(199.9)	18.3	(22.2)	182.8	(222.1)
Total	435.4	(529.0)	75.0	(91.1)	510.4	(620.1)

表 2-13 年度毎の所要資金

	Unit: $\times 10^6$ LE ( $\times 10^6$ US\$)					
	<u>F.C.</u>		<u>L.C.</u>		<u>TOTAL</u>	
1984	4.0	(4.9)	1.2	(1.5)	5.2	(6.4)
1985	54.0	(65.6)	8.2	(10.0)	62.2	(75.6)
1986	121.6	(147.8)	19.0	(23.0)	140.6	(170.8)
1987	183.9	(223.4)	29.5	(35.8)	213.4	(259.2)
1988	58.7	(71.3)	15.9	(19.4)	74.6	(90.7)
1989	13.2	(16.0)	1.2	(1.4)	14.4	(17.4)
TOTAL	435.4	(529.0)	75.0	(91.1)	510.4	(620.1)

表 2 - 1 4 . 營 業 収 益

<u>Fiscal Year</u>	<u>Salable Capacity (MW)</u>	<u>Annual Operation Hour (Hr.)</u>	<u>Annual Salable GWh at Consumer end (GWh)</u>	<u>Salable Price (mill./kWh)</u>	<u>Operating Revenue (10<sup>6</sup> LE)</u>
1988 No. 1	300	4,655	1,232	21.81	26.8
No. 2	300	1,133	299	21.81	6.5
Subtotal	600	5,798	1,531	21.81	33.4
1989 No. 1	300	7,008	3,700	23.55	87.1
-2017 No. 2	300	x 29 years	x 29 years		x 29 years
Subtotal	600	121,945	107,300	23.55	2,526.9
2018 No. 1	300	2,342	619	23.55	14.6
No. 2	300	5,875	1,550	23.55	36.5
Subtotal	600	8,217	2,169	23.55	51.1
Total					2,611.4
<u>Total Repayment (including interest)</u>					903.5
<u>Total Operating Expenses (excluding depreciation)</u>					609.0
<u>Cash Balance</u>					1,098.9

以上の条件により検討の結果、

内部収益率 (IRR) ; 等価割引率は 11.29% となり、財務的にファイジブルと結論される。

資金収支 ; 営業収益に対する減価償却費などを含む営業経費、及び返済費用を控除した純利益が発電所所の運転開始初年度において約 4.2 百万 LE、次年度において 19.5 百万 LE となり、耐用年数 30 年間の総収益は 1,099.0 百万 LE となり本プロジェクトは十分ファイジブルであることが判明した。

表 2-11(1) Overall Construction Program (Tentative) 1st Stage

I T E M	YEAR & MONTH	1983			1984			1985			1986			1987			1988			1989											
		7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FINANCING AND OFFICIAL PROCEDURES		Summary	I.P.	I.P.	Pledge	Appr.																									
TENDERING/CONTRACTING AND RELATED PROGRAMME			F.R.		Fact finding																										
1. Harbour facility 2. Land reclamation of Power Plant																															
3. Detailed design of main equipments & materials of Power Plant for 300MW x 2																															
4. Boiler, T/G foundation for 300MW x 1.5 Building works for powerhouse of 1st unit																															
5. Detailed design, manufacturing, delivering & erection of New Suez Substation, civil/arch. works of outdoor foundation, control house, access road and other related works for substation																															
1. Detailed designing, manufacturing, delivering & installation of equipments & materials for 1st unit Power Plant with accessories, coal unloading facilities, fuel handling facilities for 1st unit, water treatment, Screen/scrapper & intake pump for 1st unit, desalination facility, main transformer & switching yard facilities for 1st unit, machine shop equipments/materials & tools, EP and other related facilities																															
2. Civil works of intake/intake pit, circulating cooling water channel, discharge/outlet, foundations of fuel storage & transportation facilities, aux. equipments foundations, fresh water pond & tank, ash pond facility and other related civil works for 1st unit																															
3. Architectural works of service building, machine shop house, ware house, stack works incl. foundation, control house for aux. facilities for 1st unit, gate & fence and misc. works																															
Architectural works of boiler turbine-generator foundations and powerhouse for 300 MW x 1 (2nd unit)																															
4. Detailed designing, manufacturing, delivering and installation of equipments and materials for 220 kV x 2cct transmission line incl. Suez crossing facilities civil works of steel tower foundations and related works																															
1. Detailed designing, manufacturing, delivering & installation of equipments & materials for 2nd Power Plant with accessories, fuel handling facilities for 2nd unit, screen/scrapper & intake pump for 2nd unit, main transformer & switching yard facilities for 2nd unit, EP and other related facilities																															
2. Civil works of foundations of fuel storage & transportation facilities for 2nd unit aux. equipments foundations, drainage system works, access roads/station roads, land clean-up works, wash pond facilities and other related civil works incl. plantation																															
3. Architectural works of ware house, worker's house, control houses of aux. equipments for 2nd unit and other miscellaneous works																															
4. Detailed designing, manufacturing, delivering and installation of equipments & materials for 220 kV x 2cct transmission line incl. Suez canal crossing facilities																															
Civil works for steel tower foundations and other related works																															

1st PHASE

2nd PHASE

3rd PHASE





## 2-1-7 経済分析

このプロジェクトが建設を開始する予定の1984年現在の時点で、重油火力と石炭火力との比較を現在価値による便益と費用の関係で求めるものとする。

この場合、現在価値率は社会的割引率を8%、及び10%として求める。

結果は以下に示すとおり実際ベースでも発電原価で1.5 mill/kWhだけ石炭火力の方が経済的であり、また便益/費用の比率(重油火力/石炭火力)は1.0以上の値であり、いずれも石炭火力が有利となった。

Data for Analysis

	<u>Oil-fired</u>	<u>Coal-fired</u>	<u>Remarks</u>
◦ Installed capacity	620 MW	640 MW	
◦ Sending end capacity	600 MW	600 MW	
◦ Station service loss kWh	3.5%	6.25%	
◦ Utilization factor	80%	80%	
◦ Transmission and Distribution losses	12%	12%	
◦ Annual generation at Generator end	4,344,960 MWh	4,485,120 MWh	
◦ Annual Salable energy at consumer end	3,689,740 MWh	3,700,200 MWh	
◦ Construction cost	466.4 x 10 <sup>6</sup> LE	510.4 x 10 <sup>6</sup> LE	
◦ Operation and maintenance cost	9.3x10 <sup>6</sup> LE (2%)	10.2x10 <sup>6</sup> LE (2%)	
◦ Administration cost	2.3x10 <sup>6</sup> LE (0.5%)	2.6x10 <sup>6</sup> LE (0.5%)	
◦ Annual Fuel Consumption	958.1x10 <sup>3</sup> ton	1,521.5x10 <sup>3</sup> ton	
◦ Fuel price	\$180 (148.1 LE)/ton \$9.1 (7.5 LE)/ton (Subsidiged price)	\$59 (48.6 LE)/ton \$56.5 (46.5 LE)/ton	- Theoretical basis - Actual basis
◦ Fuel Cost	141.9 x 10 <sup>6</sup> LE 7.2 x 10 <sup>6</sup> LE	73.9 x 10 <sup>6</sup> LE 70.7 x 10 <sup>6</sup> LE	- Theoretical basis - Actual basis
◦ Durable years	30 years	30 years	
◦ Plant efficiency	39% (2,205 kcal/kwh)	39% (2,205 kcal/kwh)	
◦ Fuel calorific value	10,000 kcal/kg	6,500 kcal/kg	
◦ Annual Cost	153.5 x 10 <sup>6</sup> LE 18.8 x 10 <sup>6</sup> LE	86.7 x 10 <sup>6</sup> LE 83.5 x 10 <sup>6</sup> LE	- Theoretical basis - Actual basis
◦ Annual saving cost (Benefit cost by coal-firing)	-	- -71.1 x 10 <sup>6</sup> LE	- Theoretical basis - Actual basis
◦ Subsidiged annual cost	153.5 x 10 <sup>6</sup> LE 18.8 x 10 <sup>6</sup> LE	86.7 x 10 <sup>6</sup> LE 12.4 x 10 <sup>6</sup> LE	- Theoretical basis - Actual basis
◦ Generating Cost at Generator End	35.3 mill./kWh 4.3 mill./kWh	19.3 mill./kWh 2.8 mill./kWh	- Theoretical basis - Actual basis
◦ Salable Price at Consumer End	41.6 mill./kWh 5.1 mill./kWh	23.5 mill./kWh 3.4 mill./kWh	- Theoretical basis - Actual basis

Benefit/Cost Ratio (Discount rate: 8%):

	<u>Sinai Plant</u>		<u>Alternative Oil-fired Plant</u>	
Construction Cost:	510.4 x 10 <sup>6</sup> LE		466.4 x 10 <sup>6</sup> LE	
Annual Disbursement and Present Worth:				
Year	Disbursement	Present Worth at 1984	Disbursement	Present Worth at 1984
1984	5.2	5.2	4.8	4.8
1985	62.2	57.6	56.8	52.6
1986	140.6	120.5	128.5	110.2
1987	213.4	169.4	195.1	154.9
1988	74.6	54.8	68.1	50.1
1989	14.4	9.8	131.1	8.9
Total	510.4	417.3	466.4	381.5

Total Annual Costs: 86.7 x 10<sup>6</sup> LE      153.5 x 10<sup>6</sup> LE - Theoretical basis

12.4 x 10<sup>6</sup> LE      18.8 x 10<sup>6</sup> LE - Actual basis

Present Worth of 664.3 x 10<sup>6</sup> LE      1,176.1 x 10<sup>6</sup> LE - Theoretical basis

Annual Expenses for Durable Year (30): 95.0 x 10<sup>6</sup> LE      144.0 x 10<sup>6</sup> LE - Actual basis

Benefit/Cost Ratio:

Cost: (417.3 + 664.3) x 10<sup>6</sup> LE = 1,081.6 x 10<sup>6</sup> LE - Theoretical

(417.3 + 95.0) x 10<sup>6</sup> LE = 512.3 x 10<sup>6</sup> LE - Actual basis

(Sinai Plant)

Benefit: (381.5 + 1,176.1) x 10<sup>6</sup> LE = 1,557.6 x 10<sup>6</sup> LE - Theoretical

(381.5 + 144.0) x 10<sup>6</sup> LE = 525.5 x 10<sup>6</sup> LE - Actual basis

(Alternative oil-fired plant)

$\frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} = \frac{1,557.6 \times 10^6 \text{ LE}}{1,081.6 \times 10^6 \text{ LE}} = 1.44$  - Theoretical basis

$\frac{\text{Benefit}}{\text{cost}} = \frac{525.5 \times 10^6 \text{ LE}}{512.3 \times 10^6 \text{ LE}} = 1.03$  - Actual basis

## 2-2 プロジェクト実施のための事前準備作業

本プロジェクトを実施するにあたっては、建設工事に先立って下記の事前準備作業が必要である。

(1) プロジェクト資金の準備を早急に行う必要があり、外貨については海外の資金源へのアプローチが、内貨については予算化を行い、内外貨の資金の確保が必要である。

特に外貨借入については工事工程表に見られるように1984年7月までに内貨を含む資金調達を完了させねば1988年7月300MW×1、1989年1月300MW×1の運転が困難となる。従って早急に資金調達のための準備を開始すべきであろう。

(2) 資金調達を含むプロジェクトの実施を工程通り進捗させるためには、早急に融資機関及び手続を熟知し、技術的知識と経験に卓越したコンサルタントをE E Aのアシスタントとして雇用されるべきであろう。

(3) 本プロジェクトに使用されるMaghara 炭鉱については詳細な生産計画および炭質資料を得て本発電所のボイラ設計、石炭受人設備等の確定基本仕様を作成しなければならない。

(4) 本石炭火力発電所建設計画を実現させるためには、今後E E Aにおいて以下に示す準備作業を推進しておく必要がある。

a 本プロジェクト実施のための全ての所要用地の確保

b 港灣設備地点、送電線ルートにあるスエズ運河渡河地点等について

Suez Governorate, Suez Canal Authority, Red Sea Authority, Ahmed Hamdi Tunnel Authority 他の関係省庁と調整を行う必要がある。

c このプロジェクトを建設する以前に次の諸調査が必要である。

## a) 地質調査

1983年7月にEEAが実施した深さ50mの3本の調査ボーリングの結果、敷地内にはほぼ水平に分布する中新世のシルト層および砂岩は、概して発電所およびそれに伴う諸施設の支持地盤として問題はないとの結論を得た。しかし、局部的には、軟弱部、石灰岩層および岩塩層などが認められる。したがって詳細な設計を実施する場合、主要施設予定地でのボーリングによる原位置試験および土質試験を実施し、地盤評価を行なう必要がある。

ボーリングによる原位置試験は以下の通りである。

- ・コア観察-地質柱状図作成
- ・標準貫入試験(1m毎)
- ・地下水位測定
- ・現場透水試験

なお、ボーリング中に1.5m~2.0m毎に乱されない試料を採取する。

室内土質試験はボーリングによって採取された乱されない試料を利用し、次の項目について実施する。

- ・分類特性
- ・単位体積
- ・比重
- ・含水比
- ・粒度
- ・液性限界、塑性限界
- ・一軸および三軸試験
- ・圧密試験

## ボーリングの配置と深さ

## I 発 電 所

## I) 土 木 設 備

## ボーリング配置

重油タンクの許容支持力および沈下量を推定する為、Ring wallの直交軸線上の4ヶ地点およびその交点に1ヶ所、計5ヶ所のボーリングを実施する。(図2-15 参照)

貯炭場の地盤支持力と沈下量を推定する為、スタッカー、リクレイマー線上に3ヶ所のボーリングを実施する。(図2-15 参照)

軽油タンクと屋外変電所は比較的軽量の構造物となるので、それらに1ヶ所ずつのボーリングを行い、土の物理常数を確認する。

## ボーリング深さ

前回のボーリング調査によると、30m以下は全てN値が30以上となっているので、ボーリング調査は30~50mとする。

## II) 建 築 設 備

発電所本館、T/G台座、ボイラー、煙突および主要機器の様な重要かつ、重い構造物の基礎は、沈下および傾斜に対して厳しい制限が要求される。したがって重要構造物の基礎はN値50以上を有し、かつ5m以上の層厚を持つ堅固な地層により支持されなければならない。

1983年7月EEAによって実施された3本のボーリング調査結果より判断すれば、現地盤-20m~-30m以下まで杭を打設して、構造物を支持する必要がある。したがってボーリング調査の深さは50mとする。

付属建物は比較的軽量であるので、杭なしの直接地盤支持基礎とする事が可能である。

付属建物に関するボーリング調査の深さは、30mで充分である  
う。

## ii 港 湾

係船岸壁および棧道基礎の許容支持力および沈下量を推定する為、ボーリングを行う。予定区域内のボーリングは、海底下50m迄(EL-56.0m)とする。

係船岸壁および Cause way 予定区域内のボーリングは、海底下50m迄(EL-56.0m)とする。(EEAによる事前のPilot boringにより決定されるものとする。)

泊地、航路についてはEL-20.0m迄実施するものとする。

以上のものとするボーリングの必要本数および配置は、表2-16に示すとおりである。

ボーリング調査の結果より、各ボーリング地点の支持層確認および支持力の検討をし、杭の支持力の算定および杭長の決定、各構造物の基礎処理を考えなければならない。

又、土質試験結果より、盛土工事に於ける締め固め材料選択、法面勾配決定および締め固め機械選定をし、タンク、貯炭場、屋外変電所は、推定沈下量の算定に使用する。

施工前には、杭の諸試験(貫入、載荷、引抜)を実施するものとし、各試験についてはJIS、ASTMおよび、それと同等の規格、スタンダードで実施するものとする。

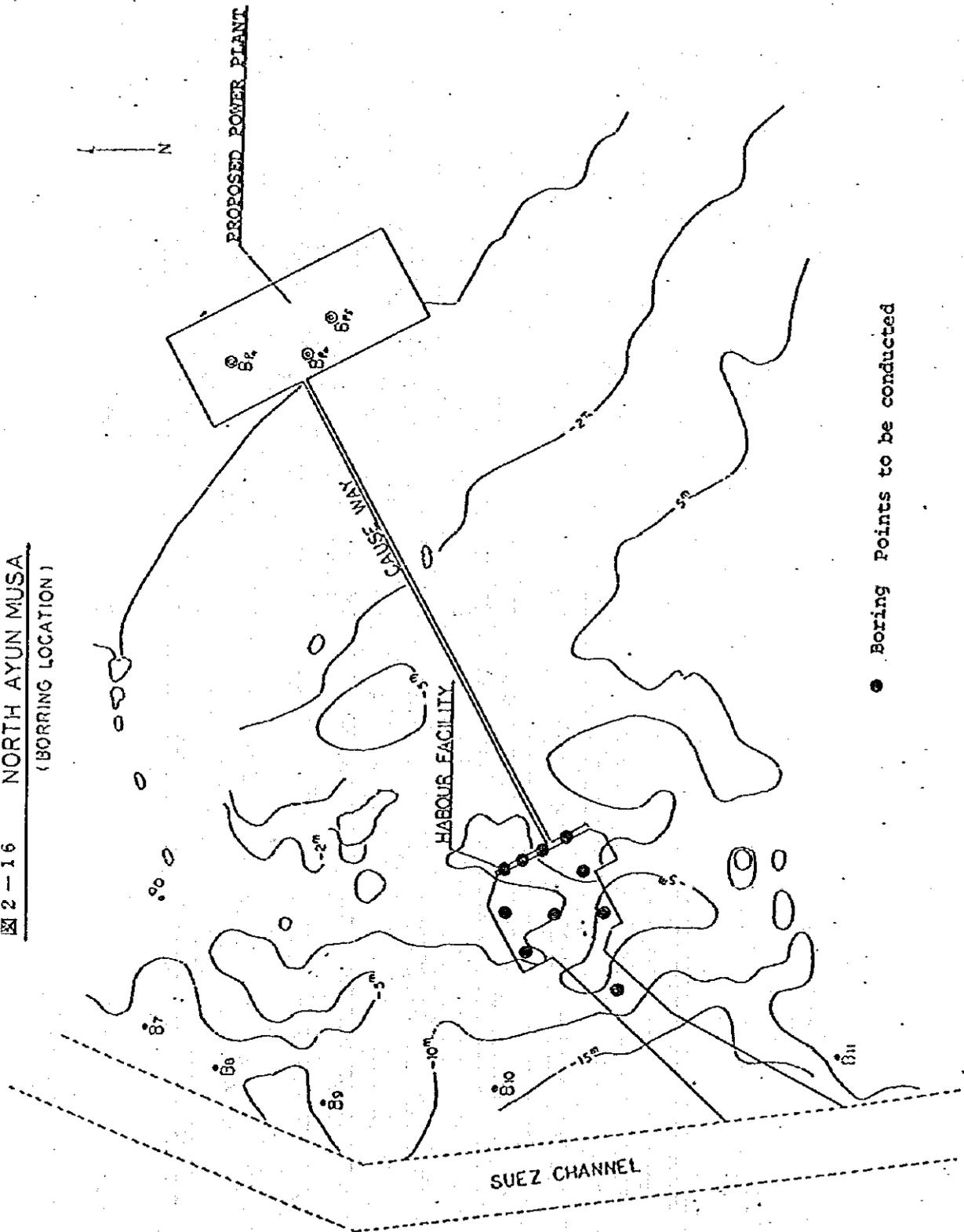
図2-15および2-16に示すボーリングの詳細は以下の通りである。

表 2-17 ボーリング内訳表

	個 所	(本) 本 数	(m) 深 さ	ボーリング番号
発 電 所	重油タンク	15	30~50	㊦ 1 ~ 15
	貯炭場	3	30~50	㊦ 16 ~ 18
	屋外変電所	1	30~50	㊦ 19
	軽油タンク	1	30~50	㊦ 20
	発電所本館	7	50	㊦ 26 ~ 32
	ボイラー	4	50	㊦ 22 ~ 25
	煙突	1	50	㊦ 21
	サービスビル	1	30	㊦ 33
	機械工作室	1	30	㊦ 34
	倉庫	1	30	㊦ 35
	運炭制御室	1	30	㊦ 36
	混炭ビン室	1	50	㊦ 37
	計	37		
港 湾	岸壁	4	50	㊦ 40 ~ 43
	コーズウェイ	2	50	㊦ 50 ~ 51
	泊地	6	15	㊦ 44 ~ 49
	計	12		



2-16 NORTH AYUN MUSA  
(BORING LOCATION)



● Boring Points to be conducted

## b) 気 象

現地には気象観測器具を設置して風向・風速、降水、気温・湿度、サンドストーム、大気中有害物、騒音等の基礎資料を収集すること。(なおこれらの観測は長期に渡り連続的に行われるものとする)。

## c) 海 象

冷却水取水地点付近に定点観測器具を設置し、水温分布、潮位、潮流を観測し、また海水を採取して水質試験を行って取水構造、港湾施設、機器等の仕様条件決定のための基礎資料を得るようにすること。(なおこれらの観測は長期に渡り連続的に行われるものとする。)

工事用水に使用する水の水質調査(PH、BOD、COD)

## d 建設管理委員、運転保守委員の確保と教育訓練を行うこと。

(5) 今後のエジプトにおける電源拡充と併行して電力系統設備について以下の点の検討、改善および拡充計画を推進する必要がある。

## a Ayun Musa 発電所第2期 600 MW 増設時に当って Unified Power System の検討

1990年時点で Ayun Musa 石炭火力 600 MW、North Upper Egypt 発電所 600 MW が設置される計画である。

また、1991年時点では、原子力 900 MW、石炭火力 600 MW の新設計画がある。

このように大型機の導入に伴う主幹系統のあり方について潮流面、短絡容量の面および系統の安定度について検討、解析を行って、これら新鋭発電機の有効利用を計られるよう系統計画を行うべきである。

b 電圧の安定、供給の信頼度などサービス向上を計るため、66 kV系を含めた改善計画の立案、実施が今後の系統運用上の問題であろう。

E E Aは各地方配電会社の中心となり、これらの問題の前進解決につとめる必要がある。

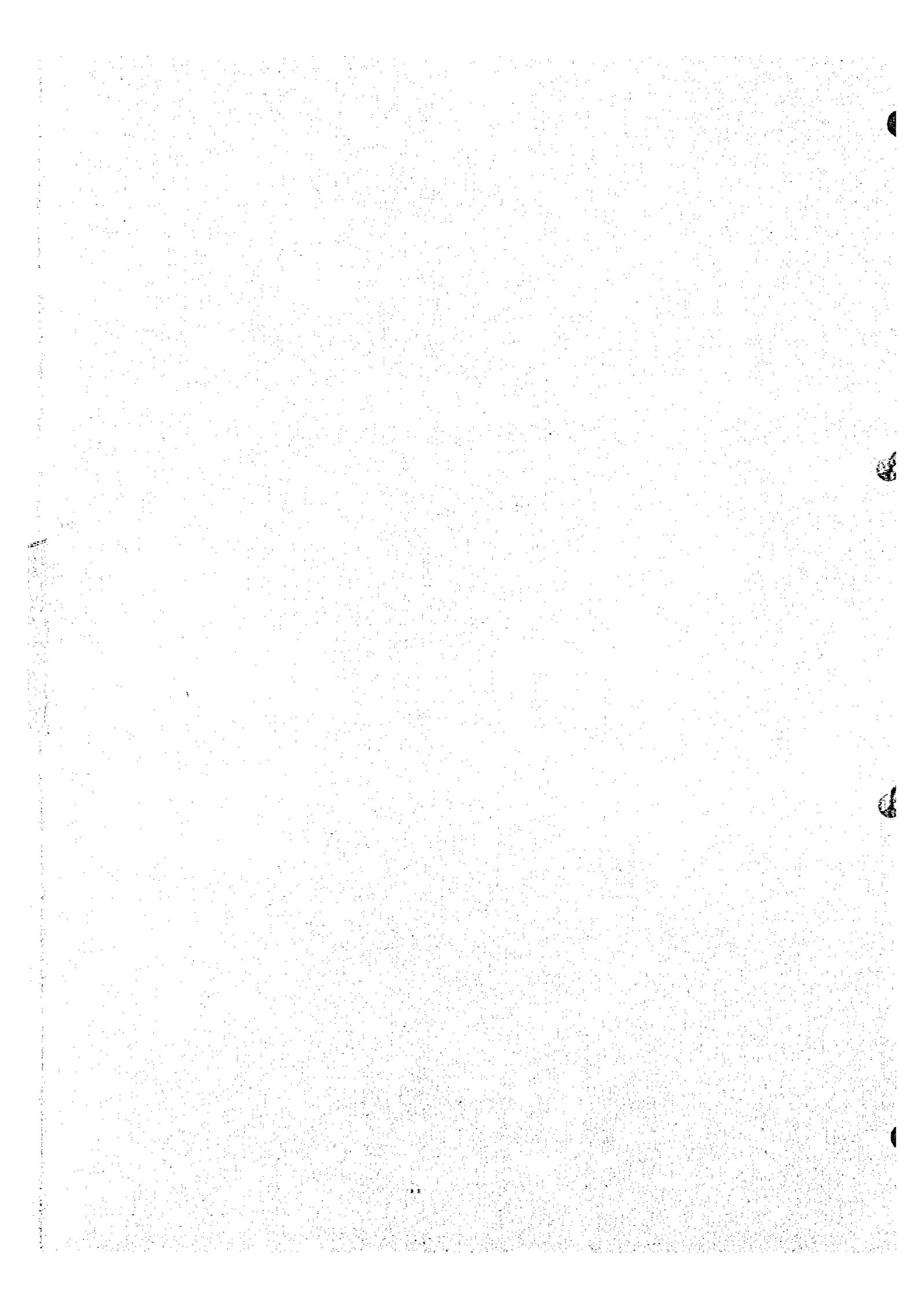
c 各発電所の経済的運用は、保護装置の信号伝送、遠方制御の採用など今後強固な通信系統の確立、運用に依存する面が大である。通信関係技術陣の拡大、設備の整備を、系統の拡大、需要の増加に比例して力を入れるべきであろう。

(6) 電気料金；現在の電気料金7.47 millimes/kWhは諸外国と比較して1/5～1/10となっており、この料金を1990年までに33.65 millimes/kWhまで引上げる計画となっているが、今後の電気事業の健全な発展と電力需要産業振興とのバランスを考慮しつつ是非実施されるべきである。

(7) 施工業者の決定；このプロジェクトはエジプトにおける最初の石炭火力であり、工事管理の効率的な運用と工事施工の総合責任態勢及び運用後の性能保証及び事故時に対する即応性などから一括発注方式が望ましい。

## 第 3 章

### プロジェクトの背景と電力の需給計画



### 第3章 プロジェクトの背景と電力の需給計画

#### 3-1 エジプトの一般事情

##### 3-1-1 国土と自然

エジプト・アラブ共和国はアフリカ大陸の北東に位置し、地中海と紅海に面し、スエズ湾及びアカバ湾の間に位置し、シナイ半島を含んでいる。面積は、約100万平方キロメートルである。

西側は、東経25°の線でリビアと接しており南側はエジプトとスーダンの国境が北緯22°上にある。

国土はシナイ山や紅海の丘陵から西に向かい、広大な砂漠や平原を成す低地が広がっている。

最高峰は、シナイ半島のカテリース山(2,642m)である。

そのでこぼこした高地は急勾配で海に落込んでいるが、北側は地中海沿岸に向い広大な砂漠を形成している。

紅海沿岸に面した国土も同様にナイル溪谷に落込むまで海拔2,000m級の丘陵が海岸線を形成している。これが東部の砂漠である。

ナイルの反対側に於て西部の砂漠は広大な高原に向けて広がり陥没地にて分離されている。

南西部の最も高い地点は2,000m以上の高さに達し、最も低い地点は北部のカッタデプレッションであり、これは最深部の海拔が-144mであり、海拔0mにおいて19,500平方キロメートルほどの面積を占めている。

ナイル川はアスワンからカイロの真南にかけ国土を貫流し、9~12kmの広さのナイル溪谷を形成している。

アスワン南部の溪谷にはアスワンハイダムの完成により人造湖レイクナセルがある。

また、カイロ以北に於いてはナイル川は約200kmにわたる海岸線を持つ大デルタ地帯を形成している。

気候は湿度の低い亜熱帯性気候に属している。

しかし、上エジプト北部に於いては熱帯性気候が優勢である、

11月から4月にかけての冬季における温度は、平均16℃である。

夏季には暑さは海岸沿いの海軟風によって和らぐが、内陸では日中は暑くなり夜は寒くなる。

昼と夜の気温の差は20℃から30℃に達することもある。ナイル川の洪水期である晩夏には湿度が高くなる。

毎年春になると気候は急変化し、また4月から6月の間、南方からの砂じんを含んだ熱風が吹きあれ、これをカムシンと呼んでいる。

例年の降水量は沿岸やデルタ地帯では約200mmだが、カイロ南部では、ほんの30~70mmしか雨がふらない。

カイロにおける最高湿度は62%、最低湿度は40%である。

### 3-1-2 政治と国民

エジプトは176の選挙区での国民投票によって選ばれた360人の人民民主主義議会からなる社会主義国家であり、最近の選挙は1976年に行われた。

1971年9月11日制定の憲法により大統領制共和国の首長は議会によって指名され、国民投票によって信任される。大統領が組閣し首相を任命する。

行政上、上エジプトと下エジプトの2つに区分され25の県と4033の村により治められている。

移住可能地、耕作地はナイル川に沿った地域や広い砂漠の中のオアシスに散在しており、国土の約4%にすぎない。

しかるに、人口増加は約3%/年であり、1981年には4347万人1982年にはさらに130万人増えると予測される。

居住可能地域の人口密度は世界で最も高いものの1つであり、都市の人口密度の平均は失業者が都市に流れこんでくるため約90人/km<sup>2</sup>であり特にギザを含む首都カイロの人口は約1400万人と言われている。

またエジプト第2の都市であるアレキサンドリアの人口は約300万人である。

Suez, IsmailiaやPort-Saidは今日復興の景気があり、各々1990年までに人口が100万代に達しそうである。

そのような人口増加が続く中、約50万人の求職者が市場に入ってきた。そこで政府は家族計画キャンペーンを推進し、シナイ半島を急速に発展させ人々にシナイ半島への移住、定住を奨励した。

約10年間の人口の増加率の経過は次の表の通りである。

	1970	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
人口	3333	37.01	37.87	38.79	39.82	40.98	42.29	43.47
増加率		2.1%	2.3%	2.4%	2.7%	2.9%	3.2%	2.8%

単位：百万人 出典：国連統計資料 1982年10月

### 3-1-3 経済的条件

#### 1) 外交と経済政策

1967年の第3次中東戦争の勃発から1973年10月の第4次中東戦争まで、エジプトでは経済の軍事化が押進められ経済開発計画は外貨不足を主因として完全に停滞していた。

その結果、国は重大な問題に直面した。

つまり物資不足、物価高、更には人口の増加に伴う失業の深刻化等であった。

そうして国民経済は、ほぼ行き詰まりの限界状態に迫られていた。

このような経済的行き詰まりの中で勃発した第4次中東戦争はついにイスラエルと平和条約を結ぶことで終結した。

この結果エジプトを取巻く政治的、経済的環境は門戸開放政策を決定、履行したため国内経済は苦じるしく好転した。

すなわち経済の自由化及び外貨導入により1975年から1980年まで年

率 12.3 %の伸び率を示した。

#### 実績伸び率 (GDP)

1970~1980	8.3%
1970~1975	4.3%
1975~1980	12.3%

さらに戦後 1974 年 7 月には、憲法 43 条と外貨促進及びアラブや外国資本投資に関する都市やフリーゾーン法が公布され、さらに 1977 年には憲法 32 条が改訂され、外国資本投資に対する優遇措置が強化された。

また米国、西独、フランス、英国、日本、スイス、イラン等との間に投資保証協定が相次いで締結され、外国資本のエジプトへの投資促進が図られるに至った。

先の 5 カ年計画は 8.5 %の成長率のある目標額を達成し出資金の合計は、183.04 億 L.E. に達し、また近年の開発計画は 1982/83~1986/87 年の新 5 カ年計画で計画目標は次の通りに設定された。

目標投資額	民間部門投資	82.72 億 L.E.
	公共部門投資	272.15 億 L.E.
	合 計	354.87 億 L.E.
目標 GNP 達成率	年平均実質成長率	8.6%

## 2) 主要産業

エジプトの主要産業は農業、鉱工業、石油産業であり、外貨の主要獲得源は石油収入、棉花輸出、出稼労働者の本国送金、スエズ運河収入及び観光収入である。

### a 農 業

農業は、エジプトの基礎産業であるが、GNP (国民総生産) に占める比重は低落を続けており、1975 年の 31 %が 1979 年には 24 %となり、石油と製造業を含めた 26 %を下回るまでになった。

また、全就業人口に占める農業従事者の割合も1975年の47%から1979年には39%に低下し、更に輸出総額に占める割合も1975年の45%から1979年には27%に下落している。

こうした農業部門の比重低下は、石油部門等の急伸長に加えて1973年を境に農業部門への投資割合が減少してきたためである。

農産物は外貨獲得のための綿花、オレンジ、馬鈴薯等の生産に重点が置かれており、そのため国民の主食である小麦、あわ、とうもろこし等の国内需要を賄い得ずこれらの大部分は輸入に頼っており1980年の食料輸入は輸入総額の20%を越えている。

## b 製造業

エジプトの工業水準は、他の中東諸国と比べて比較的高くHelwan製鉄所、セメント、化学肥料等の新規工場を設立した第1次工業化5カ年計画(1957~1962年)以来工業化の推進が経済政策の基本となっている。

主要工業会社の大部分は1962年に国有化された。

エジプト経済は農業に基づく食品や繊維部門に依存しているが、最近では機械及び鉄鋼、アルミを中心とする金属部門の伸びが著しくこれら両部門の生産額は繊維、食品部門のそれに迫りつつある。

この他急成長しているのが、化学薬品部門で1974年の憲法43条と外貨促進法施工以降の民間部門の躍進が大きく寄与している。

第4次中東戦争に至るまでの工業化政策は、中央集権的にコントロールされた国営企業を中心とし工業投資の重点を鉄鋼機械、石油精製など資本集約的な重工業部門におき軽工業部門への投資は相対的に低く抑えられていた。

この結果、軽工業では設備の老朽化が進み重工業では官僚的経営による生産と供給面の非能率が目立つところとなった。

こうした状況の打開策として、政府は門戸開放政策を実施した。

- ・ 地方分権の決定
- ・ 民間部門の強化
- ・ 外国出資の誘引

門戸開放政策による製造業への民間企業の参加は極めて実効を挙げており、工業生産における民間寄与率は現在では、40%近くに達している。

#### c 石油産業

エジプトでは革命以来石油産業は国営化され石油公社(EGPC)が設立され、国内の石油精製、製品販売を独占している。

探鉱開発は、一部地区で石油公社が独自に行っている他、早くから合併事業方式で外国石油会社の力を導入している。

最近では総べて生産分与契約を外国企業と結んで探査を実施している。

1973年以降1980年末までに約80件の探査契約が結ばれ現在10数グループがスエズ湾、ナイル下流域、ナイル河口沖合、西部砂漠の各地で探査を実施中である。

1980年の石油生産量は前年比13%増しの約2940万tである、

国内消費量は約1100万t、総生産量の37%であり、残りの63%は輸出に向けられている。

石油輸出価格の上昇もあって、1978年以降石油は棉花に代ってエジプト最大の輸出品となり、1980年は輸出総額の60%を占め、石油収入は30億ドルにも達している。

#### d スエズ運河収入

1975年6月スエズ運河は8年間の閉鎖の後再開された。

運河の再開は、世界経済にとって大きな経済効果をもたらす出来事であったが、エジプトにとっても重要な外貨獲得源の復活であった。

再開された時点で運河が小さいため最新式のタンカーやコンテナ船は通れないことがわかった。

そこで第1期拡張工事が計画された。初めに喫水16mの15万t級のタンカーの通過が可能になるよう水域断面が3200平方メートルまで拡張された。

その結果、運河収入は利用の増加と通行料値上げによって、順調に伸び1976年の3.8億ドルから1980/81年には9億ドルに、1981/82年は約12億ドルに増大し、出稼労働者の送金、石油収入に次ぐ外貨獲得源となっている。

第2期の拡張は、喫水20mの26万tタンカーの通過が可能になるよう水域断面は4200平方メートルに拡張されるよう計画されている。

#### e. 観光事業

観光事業は快適な気候に恵まれ、歴史的、宗教的遺跡にあふれているエジプトでは前途の明るい産業である。

これまでは適切な宿泊施設の不足は、観光事業の収入の増加を抑圧していた。

しかし最近数年間、宿泊施設、ホテルの整備が進んだ結果、観光収入は増加し、エジプトの外貨収入源の4本柱の1つとなった。

観光収入は1978年の5.7億ドルから1979年には7.7億ドル、1980年には10億ドルと急増している。

中東情勢に激動がない限り安定した外貨収入源として観光部門の先行きは明るいものがある。

表 3 - 1 部門別經濟成長率

<u>Sector/year</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>Proportion of 1979 (%)</u>
Agriculture	1.5	-0.1	4.8	3.3	23.6
Petroleum		49.3	16.7	52.6	8.4
Manufacturing	14.0	9.0	8.2	9.0	17.2
Electricity	8.3	10.3	3.5	16.9	4.7
Construction	13.5	12.3	4.7	11.8	1.5
Transportation/ communication	67.5	15.3	-	-5.6	5.1
Suez canal			-	30.2	3.3
Commercial/finance	4.1	7.4	21.7	5.7	13.4
Housing	4.6	5.9	3.5	8.1	2.4
Public services	15.8	-	13.6	8.0	0.4
Other services	9.2	9.5	5.2	9.6	20.0
G.N.P.	10.2	8.5	9.0	9.8	100.0

表 3 - 2 國際收支

<u>Items</u>	<u>(Million US\$)</u>				
	<u>1977</u>	<u>1972</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>
<u>Balance of Current Account</u>	-826	-1,201	-1,225	-1,553	-490
Balance of Trade	-2,233	-2,130	-2,844	-3,589	-3,074
Export (FOB)	1,609	1,993	1,984	2,514	2,853
Import (CIF)	3,842	4,123	4,828	6,103	6,927
Balance of Invisible Trade	1,320	868	1,567	1,892	2,488
Balance of Transfer	87	61	52	54	96
<u>Long Term Capital Balance</u>	428	335	509	1,508	1,004
<u>Short Term Capital Balance</u>	-272	-1,040	-531	-121	79
<u>Error</u>	-636	8	180	190	71
Overall Balance	-1,306	-1,898	-1,067	24	664

表 3-3 主要經濟指針

Indicators	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>
Official Foreign Exchange Reserve (Million US\$)	481	529	1,088	688	734
Exchange Rate to US\$	0.391	0.97	0.70	0.8325	0.8325
Official Rate	8%	9%	11%	12%	12%
Price Index (1975 = 100)					
Wholesale Price	133.6	140.8	186.0	188.6	213.8
Consumer's Price	138.1	151.8	183.2	202.3	239.2

Source: Monthly Bulletin of Statistics, October 1982

United Nations

## 3-2 エジプトの電力事情

### 3-2-1 電気事業の経緯

エジプトに最初に電力が導入されたのは1893年であり、カイロ市、アレキサンドリア市、イスマイリア市において、ディーゼル発電機による低圧直流電力が家庭用や街灯用に限られた範囲で利用されはじめた。

その後、1932年にカイロおよびヘリオポリス地区の一般需要や電車用需要に向けて供給が行なわれるようになった。

その後1965年に至り、電力開発を促進し安定した電力供給を確保するために、電力省 (Ministry of Electricity) の監督の下に、法律第3716号を以て、既存の私営、公営の電力会社を統合した総合電力公社 (General Electricity Corporation) が設立され、また同年地方の配電網整備のため地方電化庁が設立された。

### 3-2-2 電気事業の現状

#### 1) 電力開発と特高および高圧配電担当機関

1976年、従来の電力省は電力のほかに再生可能エネルギーの開発をも所管する電力エネルギー省 (Ministry of Electricity and Energy) に改組された。

これに従い、従来の総合電力公社は法律第12号を以てエジプト電力公社 (Egyptian Electricity Authority-EEA) に、また地方電化庁は地方電化公社 (Rural Electrification Authority-REA) に改組されるとともに、新たに再生可能エネルギーの開発を促進するため、それぞれ法律に基づいて原子力公社 (Atomic Power Authority) 原子力発電公社 (Nuclear Plants Authority for Power Generation)、Quattara 地溝帯水力開発公社 (Quattara Hydro and Renewable Energy Authority) が設立された。

このようにして、現在電力開発を担当する機関として4公社、地方配電

網の整備を担当する機関として1公社が存在する。

これらの公社のうちEEAは特高(220KV、132KV)および高圧(66KV、33KV)の電力需要家に対する直接供給をも事業目的としている。

また配電会社に対する電力の卸売供給もEEAによって行われている。  
以上の諸機関とその設立法規を別記すると以下の通りである。

エジプト電力公社 (EEA)	1976年法律第12号
地方配電公社 (REA)	" 第27号
原子力公社	" 第13号
原子力発電公社	" 第13号
Quattara 地溝帯水力開発公社	" 第14号

## 2) 中圧及び低圧配電機関

1978年末まで、あらゆる電圧階級の配電をEEAが直接行っていたが、1978年に一連の法律に基づいて、全国7地域に配電会社が設立されたことにより、翌1979年1月より中圧(11KV) および低圧(380V、220V)の一般需要家への電力供給は下記の配電会社を通して行われるようになった。

Cairo 配電会社	1978年法律第220号
Alexandria 配電会社	" 第224号
Canal 配電会社	" 第225号
Delta 配電会社	" 第223号
Behera 北部、西部地域配電会社	" 第221号
北部上エジプト配電会社	" 第222号
南部上エジプト配電会社	" 第226号

## 3-2-3 エジプト電力公社 (EEA)

前述のように EEA は、1976年に法律第 12号を以て設立された公社であり、その事業目的、資本、財務特典、管理機構、内部組織等は以下に述べる通りである。

## 1) 事業目的

- a. 全国の発電及び配電
- b. 全国発電所の運転、維持、管理、並びに全国の主要系統における負荷調整
- c. 全国における配電事業（但し、これについては前述の通り 1979年 1月以降は、11KV および それ以下の低圧配電は配電会社を通じて行われるようになった。）
- d. EEAの事業活動に関連する問題についての調査、研究
- e. EEAの事業目的の範囲内において、エジプト本国や外国において技術協力を実施したり、プロジェクトを遂行すること。

## 2) EEAの事業活動

REAは地方電化促進のための配電網建設機関であって、電力供給は事業目的に含まれていない。

すなわち REAはカイロおよびギザの2つの行政区画から成るカイロ市とアレキサンドリア市を除く全国の 66KV および それ以下の送変電設備を建設し、建設後は 66KV および 33KV 系統は EEAに移管され、11KV および それ以下の系統は配電会社に移管される。

配電会社の活動範囲は、中圧 (11KV) と 低圧 (380V、220V) による一般需要家への電力供給である。

従って、EEAの事業範囲は次のように要約される。

## a 建設関係

- ・全国発電所の建設

- ・特高及び高圧送変電設備の建設

b 電力系統の運用

c 電力供給関係

下記3企業への特高電圧(220KV、132KV)による直接供給

- ・KIMA(肥料工場)

- ・SOMED(パイプライン製造工場)

- ・アルミニウム

下記9企業に対する高圧(66KV、33KV)電力の直接供給

- ・諸工業とBatra放送局

- ・灌漑、排水、土地造成

配電会社に対する卸売電力供給

### 3) 電気事業の監督

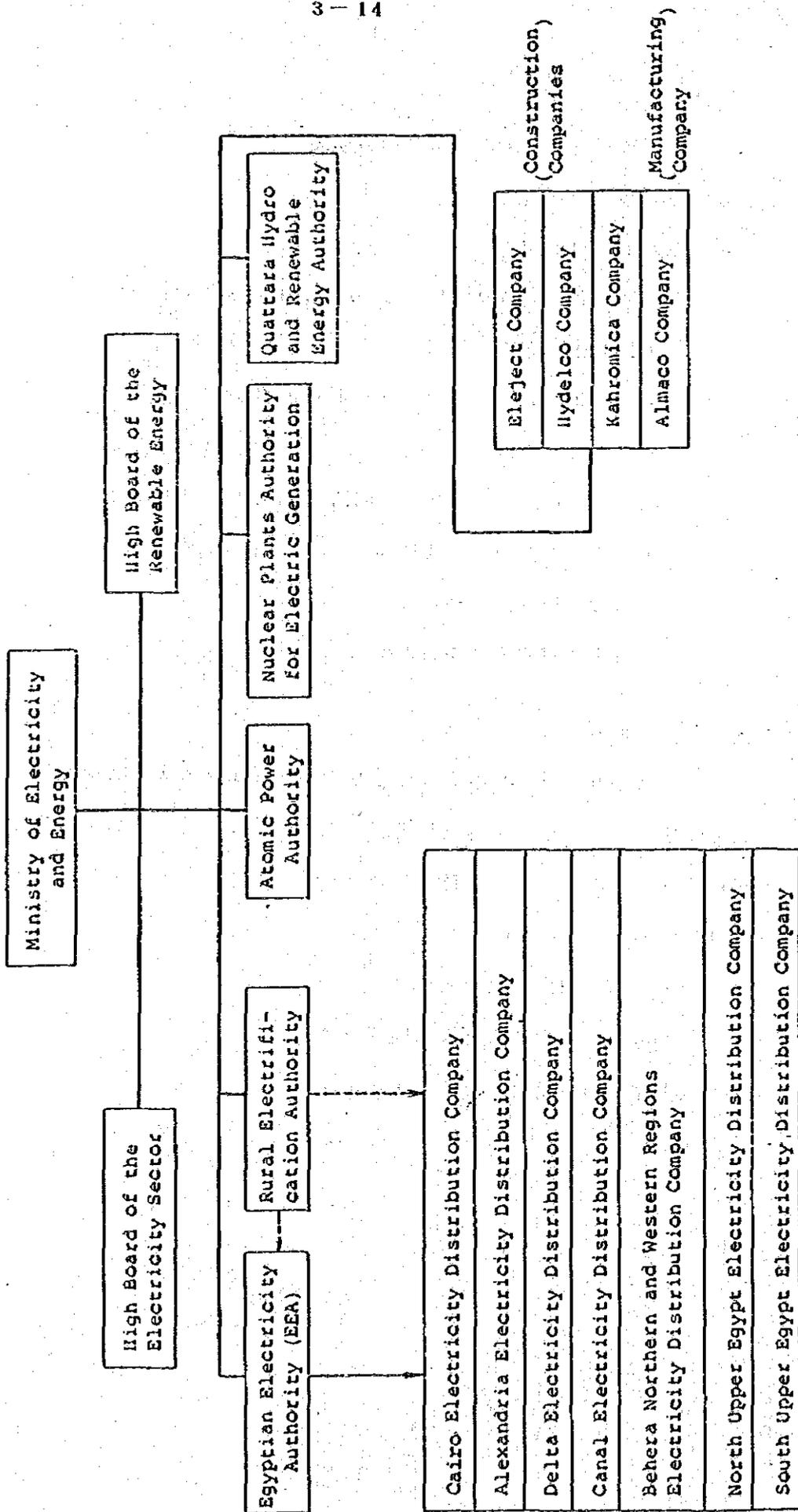
E E A、R E A、配電会社および再生可能エネルギーの開発を担当するその他公社を含めた全電気事業者は電力、エネルギー省の全般的な監督下にあり、政府の管理、監督の有効化を図るため、下記の諮問機関が設けられている。

- ・電力部門高等諮問委員会

- ・再生エネルギー高等諮問委員会

電力産業の機構図を図3-1に示す。

圖 3 - 1 電氣專業關係組織圖



#### 4) EEAの組織

電力設備の開発計画、営業政策、財務政策そのた重要事項を決定する最高議決機関は理事会 ( Board of Directors ) である。

理事会は議長を含めて21名のメンバーで構成されている。

理事会の議長はEEAの総裁 ( Chairman ) がこれを兼ねており、組織は大統領令 ( Presidential Decree ) に基づいて任命される。

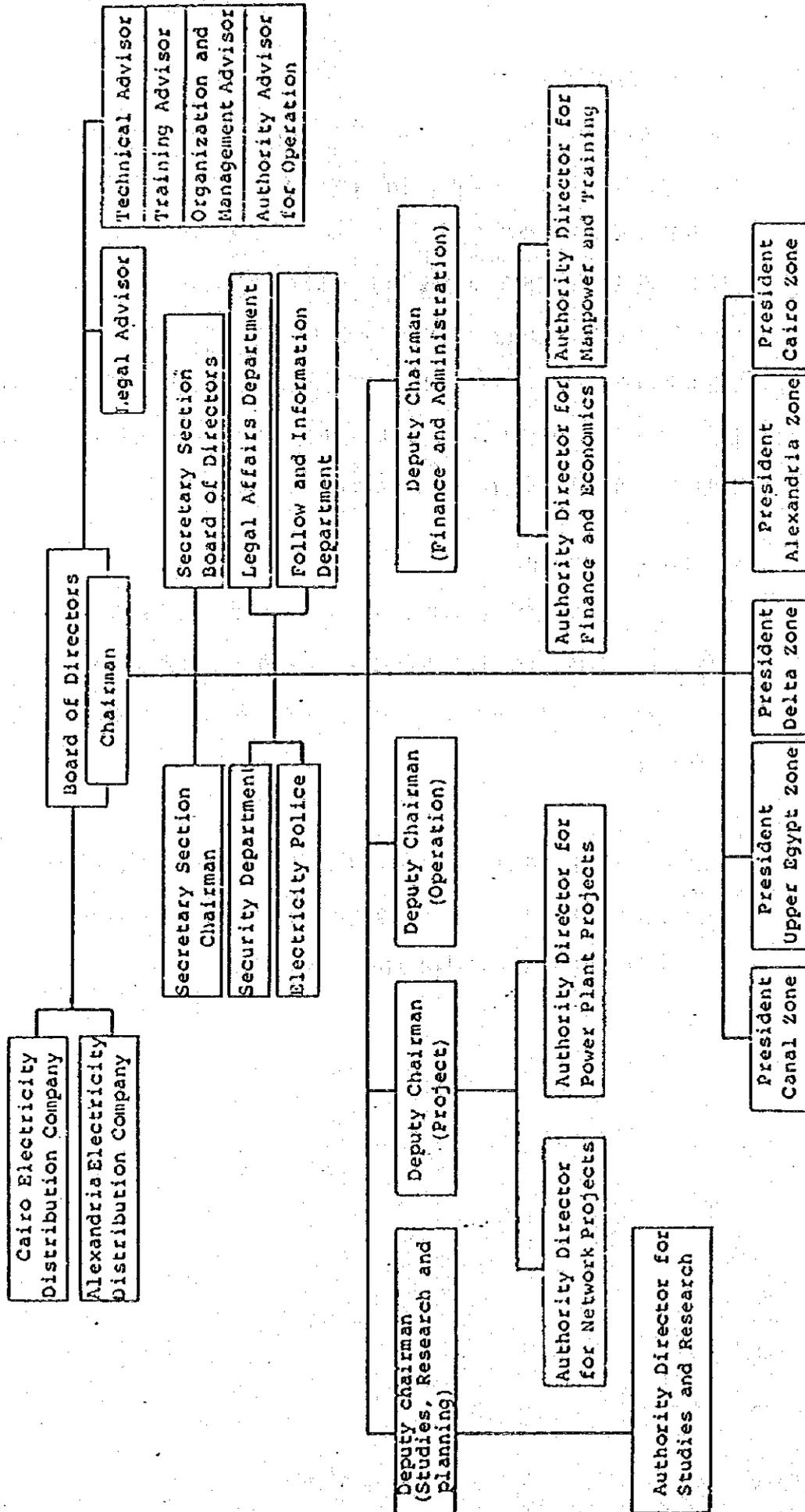
理事会のその他のメンバーは、EEAの役員および関連外部機関の責任者、学識経験者から成り、いずれも電力エネルギー大臣の推薦に基づいて内閣議長 ( 首相 ) の命令に基づいて任命される。

##### a 全般サービス部門

組織および理事会に直轄するスタッフとして、法律顧問、技術顧問、研修顧問、組織、管理顧問等が置かれており、また全般的サービス部門として総務秘書室、理事会秘書室、法務部、公報部、保安部、警察部が設けられている。

##### b 事業部門

EEAの事業活動は、総裁および3名の副総裁 ( 総務、経理担当、技術担当および工務担当 ) による全般的管理、監督の下に行われ、1982年末現在の、EEAの組織図を図3-2に示す。



## 3-2-4 EEAの電力供給設備

## 1) 電力設備

## a. 発電設備

## a) 設備出力および尖頭負荷

1982年末現在のEEAの発電所設備出力は合計5,132MWであり、このうち水力はAswan High Dam発電所2,100MWとAswan Dam発電所345MWの計2,445MWである。

残りの2,687MWの内訳は汽力発電所が1,675MW、ガスタービン発電所が1,012MWである。

1970年から1975年までは、火力発電所の出力増加は見られなかった。

これは1967年に運転開始したAswan High Dam発電所の大きな出力に支えられていたからである。

しかしながら、1976年以降1982年までの7年間は、増大する電力需要に対処するため、火力発電所の設備出力は1,330MWから2,687MWに増強された。

一方、この期間中における尖頭負荷は、1970年の1,100MWから1982年は3,900MWに増大している。

上記期間中の水火力設備出力と尖頭負荷の増大状況を示すと次表の通りである。

表3-4 設備出力および尖頭負荷

単位：MW

年次	設備出力			尖頭負荷	可能出力
	火力	水力	合計		
1970	1,330	2,445	3,775	1,100	
1975	1,330	2,445	3,775	1,733	
1976	1,344	2,445	3,789	1,909	
1977	1,415	2,445	3,860	2,284	
1978	1,460	2,445	3,905	2,564	

単位：MW

年次	設備出力			尖頭負荷	可能出力
	火力	水力	合計		
1979	1,784	2,445	4,229	2,829	
1980	2,286	2,445	4,731	3,239	
1981	2,469	2,445	4,914	3,553	
1982	2,687	2,445	5,132	3,900	4,077

## b) 可能出力

前述のように、火力発電所の設備出力は、汽力が1,675MW、ガスタービンが1,012MWである。

このうちガスタービンはEI Maxの28MWを除いて全て1976年以降に運転開始した新しい設備である。

これに対して、汽力発電所は総設備出力の2/3以上、即ち1,336MWが1950年代あるいは1960年代に運転開始した老朽設備であって、新しい設備は以下の307.5MWにすぎない。

Cairo West	4号機	87.5MW(1979年)
Kafr El Dawar	1, 2号機	220.0MW(1979年)
合計		307.5MW

従って、E EAの資料によれば汽力発電所の可能出力は、設備出力1,675MWに対して1,225MWにすぎない。

これは、発電所の年数が古いことと1967年の第3次中東戦争以後の困難な運転事情によるものとされている。

一方ガスタービン発電所の場合は、大気温度の上昇に従って必然的に出力低下するが、E EAではエジプトの気候条件では可能出力をISO定格出力の80~85%と見ている。

水力発電所の可能出力に灌漑省によって決定される発電用可能使用水量および500KV networkの動的、静的定定度に依存し、可能出力

2000MWとされている。

このようにして水力、汽力、ガスタービンを含めた既設発電所の可能出力は1982年末現在4,077MWにすぎず、その内訳は次の通りである。

表3-5 設備出力および可能出力(1982)

発電所別	設備出力(MW)	可能出力(MW)
水力	2,445	2,000
火力		
汽力	1,675	1,225
ガスタービン	1,012	852
小計	2,687	2,077
合計	5,132	4,077

従って、既設発電所は設備出力合計5,132MWあるけれども1982年末現在可能出力では約4,077MWにすぎないので、尖頭負荷3,900MWを賄う上において十分な予備力を持つものとは言えないのである。

1982年末予備力を持つ現在における全発電所の出力および可能出力の内訳は、表3-6に示す通りである。

1982年現在のエジプトの電力施設を図3-3に示す。

表3-6(1/2) 各發電廠諸元

(As of the end of 1982)

Power Station	Unit x Capacity	Total Installed Capacity	Total Available Capacity	Unit: kW Commissioning Year
<b>A. Hydro P.S.</b>				
Aswan High Dam	12 x 175	2,100	1,750	1967-70
Aswan Dam	7 x 46			
	2 x 11.5	345	250	1960
<b>Total Hydro</b>		<b>2,445</b>	<b>2,000</b>	
<b>B. Steam P.S.</b>				
Cairo West	3 x 87.5			1966
	1 x 87.5	350	245	1979
Cairo South	2 x 60			1957
	1 x 60			1955
	1 x 60	240	160	1965
Cairo North	2 x 10			1952
	2 x 30			1954
	1 x 20	100	75	1955
Talkha	3 x 13			1955
	3 x 30	129	126	1966
Damanhour	2 x 15			1960
	3 x 65	225	185	1968
El Suif	2 x 26			1961
	2 x 30	112	35	1969
Assuit	3 x 30	90	85	1966
El Tebine	3 x 15	45	44	1958
Karmauz	4 x 16	64	10	1946-56
Suez	4 x 25	100	75	1965
Kafr El Dawar	2 x 110	220	185	1979
<b>Total Steam</b>		<b>1,675</b>	<b>1,225</b>	

表 3 - 6 ( 2 / 2 ) 各 發 電 所 諸 元

(As of the end of 1982)

Power Station	Unit x Capacity	Total Installed Capacity	Total Available Capacity	Commissioning Year
Unit: kW				
<b>C. Gas Turbine P.S.</b>				
Cairo North	1 x 20	20	15	1978
Talkha	6 x 24.2			1979
	2 x 24.2	193.6	186	1980
El Tebine	2 x 25	50	43	1980
Karmouz	2 x 12.5	25	10	1980
Suez	1 x 17	17	12	1976
El Max	2 x 14	28	24	1966
Ismailia	1 x 22	22	13	1977
Abu El Matamir	1 x 23	23	20	1978
Helwan	5 x 24.2	121	110	1980
Heliopolis	3 x 12.5	37.5	20	1980
Cairo East	2 x 25	50	42	1980
El Suif	1 x 26			1980
	1 x 33.3			1981
	2 x 33.3	126	110	1982
Mahmoudia	4 x 50	200	160	1981
El Shabab	3 x 33.3	100	87	1982
<b>Total Gas Turbine</b>		<b>1,012</b>	<b>852</b>	

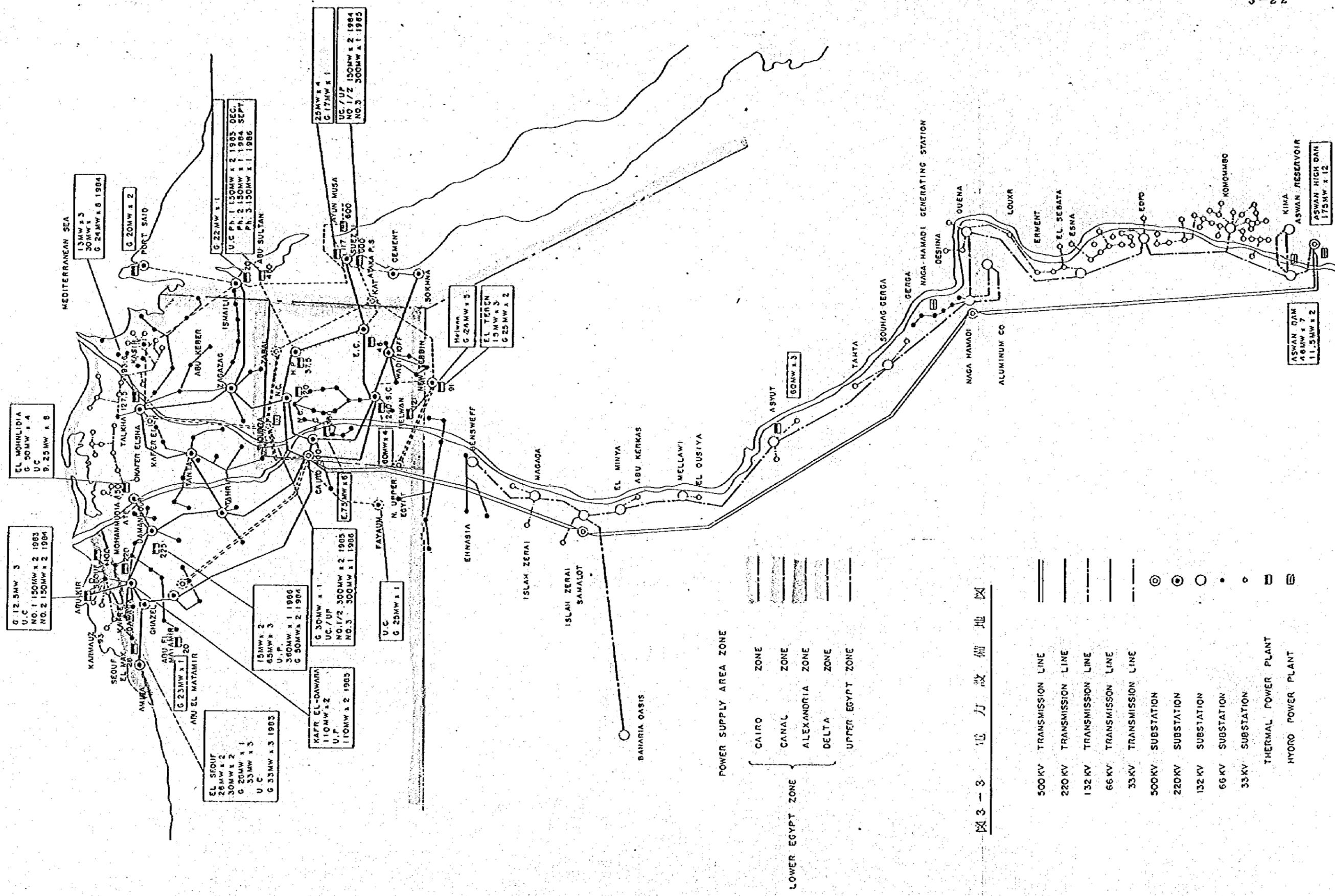


图 3-3 电力设备地图

POWER SUPPLY AREA ZONE

- LOWER EGYPT ZONE
  - CAIRO ZONE
  - CANAL ZONE
  - ALEXANDRIA ZONE
  - DELTA ZONE
  - UPPER EGYPT ZONE

- 500KV TRANSMISSION LINE
- 220KV TRANSMISSION LINE
- 132KV TRANSMISSION LINE
- 66KV TRANSMISSION LINE
- 33KV TRANSMISSION LINE
- 500KV SUBSTATION
- 220KV SUBSTATION
- 132KV SUBSTATION
- 66KV SUBSTATION
- 33KV SUBSTATION
- THERMAL POWER PLANT
- HYDRO POWER PLANT



## b. 送、変電設備

送電線の電圧階級は 500KV を含む 220KV および 132KV の特別高圧 (UHV) と 66KV および 33KV の高圧 (HV) に分れている。

500KV 線は、総発電量の約 50% を発電する Aswan Dam 発電所 (1981 年は 総発電量 20,747.5GWh に対し同発電所の発電量は、10,215.1GWh) よりカイロに至る送電線でこの線を通じて 1981 年にカイロ、アレキサンドリア、スエズおよびデルタの下エジプト諸地域に送電され、電力量は 4,458.1GWh である。

残り 5,757.0GWh は Kima、アルミニウムその他の上エジプトの需要に消費されている。

132kV 線は Aswan High Dam 発電所より Aswan Dam 発電所、Samalout より 132kV 分岐線が分かれて西部砂漠の Behari Oasis に至り、同地の 鋳石鋳山の電力需要を賄っている。

220kV 線はカイロの 500kV 変電所を起点として、アレキサンドリア、イスマリア、スエズ、ソクナ その他デルタ地帯の需要中心地を連系している。

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 線

- Aswan High Dam 発電所 ~ Nag. Hamadi ~ Samalout ~ Cairo

## 132 kV 線

- Aswan High Dam 発電所 ~ Aswan Dam 発電所 ~ Luxor ~ Naga Hamadi ~ Samalout ~ Beny Souef
- Samalout ~ Beheria Oasis

## b) 下エジプト

## 220kV線

- El Harm ~ Cairo South ~ Wadihoff ~ 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 Sulfan

1981年末現在の送電線互長および変電所変圧器容量は、それぞれ表3-7および表3-8に示す通りである。

表3-7 送電線 頁 長

(As of the end of 1981)						Unit: km
Region	UHV			HV		Total
	500 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	
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
<b>Total</b>	<b>1,576</b>	<b>2,211</b>	<b>2,098</b>	<b>3,172</b>	<b>2,191</b>	<b>11,248</b>

表3-8 變電所變壓器容量

(As of the end of 1981)						Unit: MVA
Region	UHV			HV		Total
	500 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	
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
<b>Total</b>	<b>3,280</b>	<b>3,620</b>	<b>1,377</b>	<b>3,511</b>	<b>973</b>	<b>12,761</b>

## 2) 電力供給の推移

## a. 年間発電量および尖頭負荷

1970年から1982年までの12年間に、年間発電量は6,915.4GWhから23,350.0GWhへと年平均10.7%増加率で増大し尖頭負荷は1,100MWから3,900MWへの年平均11.1%の増加率で増大している。

この12年間を1970~1975年の前期5年間と、1975~1982年の後期7年間に分けてみると、年間電力量および尖頭負荷のそれぞれの後期7年間の年平均増加率(13.2%および12.3%)は前期5年間の年平均増加率(7.2%および9.5%)と比較して極めて高い数値を示している。

表3-9 年間発電量および尖頭負荷

年次	年間発電量 (GWh)			販売電力量 (GWh)	尖頭負荷 (MW)
	火力	水力	合計		
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
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	-	3,900
年増加率					
1970~75			7.2%		9.5%
1975~82			13.2%		12.3%
1970~82			10.7%		11.1%

Aswan High Dam 発電所が運転開始した 1967 年以降、1980 年まで水力発電がエジプトの主要電源であり、1980 年は総発電量のうち 53.2% が水力によるものであったが、1981 年には水力発電の構成比は 49.2% に低下した。

灌漑省によって決定された発電用使用可能水量を使つての水力発電量は毎年増大しており、1981 年には可能発電量の 99.5% に達している。

従つて現在では Aswan 水力系統は可能発電能力の最大限まで利用されていると見てよい。

#### b. 販売電力量および尖頭負荷の地域別構成比

販売電力量については 1979～1981 年の資料により、また尖頭負荷については 1972～1979 年までの資料により、それぞれの地域別構成内訳を示すと表 3-10 および表 3-11 の通りとなる。

これらの表に基づいて、販売電力量および尖頭負荷の最近の地域別構成比を示すと次の通りである。

地域別	販売電力量	尖頭負荷
Cairo	34%	37%
Alexandria	12%	12%
Delta	16%	25%
Canal	7%	
下エジプト計	69%	74%
上エジプト	31%	26%
全 国	100%	100%

販売電力量と尖頭負荷の上記の地域別構成比を比較すると、Kima, アルミニウムその他の大口工業用需要が集中している上エジプトにおける負荷率は、下エジプトにおける負荷率よりもかなり高いことがうかがわれる。

表 3-10 地域別販売電力量

地域別	販売電力量 (GWh)			構成比 (%)		
	1979	1980	1981	1979	1980	1981
Cairo	4,957.3	5,608.1	5,902.8	34.0	34.8	32.9
Alexandria	1,833.8	1,923.9	2,088.2	12.5	12.0	11.6
Delta	2,258.5	2,552.0	3,065.1	15.6	15.8	7.1
Canal	925.5	1,069.2	1,265.4	6.4	6.6	7.1
下エジプト	9,975.1	11,153.2	12,321.5	68.5	69.2	68.7
上エジプト	4,573.9	4,976.6	5,618.6	31.5	30.8	31.3
全 国	14,549.0	16,113.7	17,940.1	100	100	100

表 3-11 地域別尖頭負荷 (最大月の月平均)

年 次	Cairo	Alexandria	Delta or Canal	下エジプト 小 計	上エジプト	全 国
1972年11月	507	173	225	905	270	1,123
1973年12月	549	193	237	979	264	1,198
1974年 9月	565	222	263	1,050	350	1,335
1975年12月	671	235	348	1,254	447	1,691
1976年12月	761	250	408	1,419	486	1,836
1977年12月	872	297	492	1,661	637	2,238
1978年12月	884	286	645	1,815	683	2,449
1979年12月	1,055	349	699	2,103	716	2,742
1979年の 構 成 比	37.4%	12.3%	24.8%	74.5%	25.5%	100%

出所： EEA Planning Department 提供資料より作成

c. 負荷率および日負荷曲線

統計資料によると、電力系統全体の年間尖頭負荷は例年概ね12月に発生している。

また1975～1982年までの各年負荷率の傾向を見ると1975～1978年の4年間の平均は約67%、1979～1982年の平均は約66%となっている。

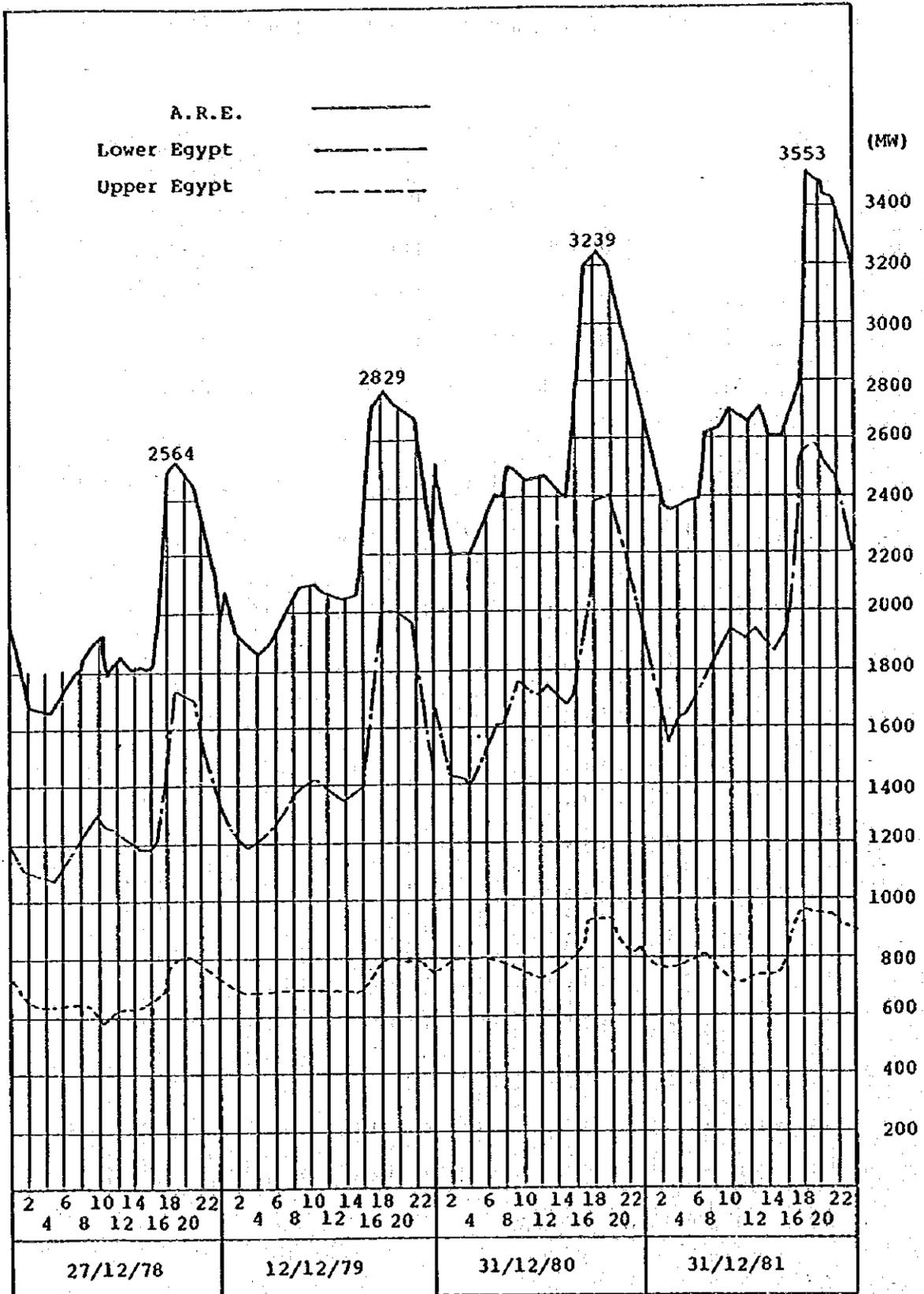
年次	全国負荷率	年次	全国負荷率
1975	64.6%	1979	66.0%
1976	69.6%	1980	65.0%
1977	67.6%	1981	66.7%
1978	66.8%	1982	68.3%
平均	67%	平均	66%

また地域別の負荷率は、次に示すように下エジプトが62～64%であるのに対して、上エジプトは72～75%とかなり高い数値を示している。

地域別	項目	1979	1980	1981
下エジプト	発電量 (GWh)	11,173	12,794	14,458
	尖頭負荷 (MW)	2,044	2,350	2,567
	負荷率 (%)	62.4	62.1	64.3
上エジプト	発電量 (GWh)	5,186	5,636	6,289
	尖頭負荷 (MW)	785	889	986
	負荷率 (%)	75.4	72.4	72.8
全 国	発電量 (GWh)	16,359	18,429	20,748
	尖頭負荷 (MW)	2,829	3,239	3,553
	負荷率 (%)	66.0	65.0	66.7

日負荷曲線の形状は図3-4に示すように、18～23時が尖頭負荷時間であり、1981年の年間尖頭負荷日の深夜最低負荷と、尖頭負荷の開きは約1,200MWであった。

図3-4 尖頭負荷日の日負荷曲線



## d. 系統損失率

発電所の所内消費電力量も含めたEEAの超高压(UHV)及び高压(HV)電力系統の電力量損失は約13%であるが、配電会社(DC)が供給する中压(MV)及び低压(LV)の損失電力量も含めた全系統の損失率は、以下に示すように現在約21.5%である。

年次	EEA年間 発電量 (GWh)	EEA年間 販売電力量 (GWh)	EEA+DC 販売電力量 (GWh)	全系統損失率	
				EEA (%)	EEA+DC (%)
1979	16,359.0	14,549.0	13,179.0	11.1	19.5
1980	18,429.4	16,113.7	14,289.8	12.6	22.5
1981	20,747.5	17,940.1	16,286.8	13.5	21.5
1982	23,350.0	20,267.8	18,306.4	13.2	21.6

系統損失のうち、所内消費率は1980年は3.9%、1981年は3.3%であった。

EEAの1981年の年次報告書によると、小容量の老朽設備によって大部分を占められている汽力発電所の所内消費率は7.2%という高い率を示しているが、全発電所を総合した場合には下表に示すように、水力及びガスタービン発電所の発生電力量の比重が大きいため、総合所内消費率は3.3%の低い水準にある。

発電所別	総発電量 (GWh)	Net 発電量 (GWh)	所内消費率 (%)
汽力	7,526.5	6,986.3	7.2
ガスタービン	3,005.9	2,984.0	0.7
水力	10,215.1	10,090.6	1.2
総合	20,747.5	20,060.9	3.3

## e. 用途別販売電力量

前述のように1978年までは、あらゆる電圧階級の電力供給がEEAによって行われていたが、1978年に全国7地域の配電会社が設立されたことにより、1979年はじめより11kV およびそれ以下の一般需要家に対する電力供給は、これらの配電会社によって行われている。

従って、1979年以降における需要家の区分はそれ以前の区分と異なっている。

1979～1981年のEEAの用途別販売電力量と1980/81年および1981/82年両会計年度におけるEEAと配電会社を合わせた販売電力量をそれぞれ表3-12及び表3-13に示す。

表3-13から求められる各用途需要家の電力消費構成比は次に示す通りである。

工業用	55.9%
家庭用、商事用	25.4%
公益事業	7.7%
農業・灌漑	5.0%
政府建物	3.9%
その他用途	2.1%
合計	100%

表 3-12 用途別販売電力量および売電単価

業 種 別	販売電力量 (GWh)			KWh 当の売電単価 (mill./KWh)		
	1979	1980	1981	1979	1980	1981
<u>220kV, 132kV</u>						
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
<u>66kV, 33kV</u>						
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 EI 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
工業計	4,124.3	4,298.7	4,903.8	3.5	3.5	3.7
灌漑・排水	213.1	453.1	489.4	6.9	6.9	6.4
土地造成	—	24.6	8.6	—	8.3	8.3
農業計	213.1	477.7	498.0	6.9	7.0	6.5
BATRA 放送	21.2	18.9	18.6	8.3	7.5	6.5
配電会社へ卸売	10,187.5	11,318.4	12,519.7	9.0	9.0	9.0
EEA 合計	14,546.1	16,113.7	17,940.1	7.41	7.47	7.47

表 3-13 EEAおよび配電会社による販売電力量と用途別需要の構成比

用 途 別	販売電力量 (GWh)		構成比 (%)
	1980/81	1981/82	
<u>EEA (特別高圧、高圧)</u>			
工 業	4,907.7	4,793.5	27.9
農業、灌漑	440.7	512.5	3.0
Batra 放送局	20.0	20.0	0.1
小 計	5,368.4	5,326.0	31.0
配電会社へ卸売	11,867.1	13,687.3	
EEA 合計	17,235.5	19,013.3	
配電会社 (中圧、低圧)			
工 業	4,278.0	4,799.6	28.0
農 業	335.9	323.0	2.0
住 宅 会 社	258.8	337.0	2.0
公 益 事 業	1,153.9	1,324.4	7.7
家庭用、商業用	3,583.1	4,372.9	25.4
政 府 建 物	612.5	682.6	3.9
配電会社合計	10,222.2	11,839.5	69.0
総合売電力量 (EEA + 配電会社)	15,590.6	17,165.5	100.0

## f. 新電気料金改定案

## a) 新料金改定案およびその基本的原理

前章に述べられた困難な財務状況を改善するため、1979年世界銀行はEEAに対して現在進行中のShoubra発電所プロジェクトのための借款を供与する際、EEAの収益率(起動固定資産に対する)を5%から9%まで高めるよう、必要な措置を講ずるよう勧告を行った。

この勧告に応え、前述のようにEEAは1980年4月に、電灯及び家庭用電力料金を改定するとともに、フランスのコンサルタントであるSOFRELEC社に新料金制度の検討を依頼した。

SOFRELEC社によって行われた研究は、一連の勧告書にまとめられ1981年および1982年にEEAに提出された。

EEAは、これらの勧告書に基づいて、1982年、1983年に現行料金制度の改定案をまとめ上げ、承認を求めるため関係機関に提出した。

提出された新電気料金改定案に織込まれている基本的原理は次の通りである。

## i) 新料金体系は限界費用理論に基づいている。

この点に関連して、電力開発計画が最適プランニングに基づいて策定される限り理論的に開発コスト(限界費用)は総平均コストに合致することに留意する必要がある。

ii) 改定料金案は、固定料金と従量料金(尖頭負荷時と非尖頭負荷時)から構成されているが、簡単化のため中圧(11kV)の農業用需要と低圧の商業用、政府建物用等の需要に対しては、固定料金はなく従量料金のみである。

iii) 改定料金案は、次の2通りの料金体系に別れている。

- ・ 補助金ベースの燃料価格(Mazoutについては7.5 LE/屯、Sollarについては35 LE/屯)に基づいて計算された電力料金
- ・ 国際的な燃料価格(Mazoutについてはus\$180/屯、SollarについてはUS\$34.0/屯)に基づいて計算された電力料金

iv) 企業収益の目標額として、次の2通りの算定方式によるもののうち大きい方を適用する。

- ・ 償還債務（金利および元本償却）に対する自己資金調整の比率を1.5とした場合に得られる収益の額。
- ・ 純稼働固定資産に対する純利益の率が5%から9%になるような場合に得られる収益の額。

計算の結果、前者の自己資金調達率が確保されるならば、後者の対稼働固定資産収益率は常に満足されることが明らかとなった（逆は成立しない）。

従って改定料金案で採用されたのは、1.5の自己資金調達比率である。

つまり、この比率に基づいて収益の予定計算が行われている。

b) 新電気料金改定案における kWh 当たり 売電単価

新電気料金案の単位当たりの平均電気料金は（EEAおよび配電会社）は次の通りである。

年	平均電気料金 (mill/KWh)
1983/84	15,666
1984/85	19,226
1985/86	23,109
1986/87	26,709
1987/88	28,846 (8% escalation)
1988/89	31,154 (8% escalation)
1989/90	33,646 (8% escalation)

## 3-3 需要想定

電力開発計画のベースとなっている現行の需要予測は、E E Aの企画経済調査部 (Department of Planning and Economical Studies) が1982年4月に策定したものである。

この需要予測は1981~2000年を対象期間とする長期予測であり、予測の方法は現在計画されている新規の大口需要(主として工業)をその他既存需要の過去のトレンドの外挿法に上乘せして策定されたものである。

もちろん新規大口需要は5ヶ年計画でその都度決定されるものであるから、上記の長期需要予測は少なくとも5ヶ年毎には見直しを行い、その結果に基づいて具体的開発計画を調整していく必要がある。

この中に織込まれた諸計画のうち、電力部門の新規大口需要は次の通りである。

表3-14 新期大口工業用電力需要の予測

(単位: MW)

業 種	地 域	1982	1983	1984	1985	1986
セメントその他新工業	Cairo, Alex. 上Egypt	100	145	325	460	600
Ferro Silicon	Upper Egypt	—	80	80	80	80
Abu Tartour 燐 鉍石	Upper Egypt	—	90	90	90	90
Aluminum 5期拡張	Upper Egypt	—	80	80	80	80
地 下 鉄	Cairo	10	10	10	10	60
El Dekheila 鉄 鉍業	Alexandria	—	—	—	—	90
合 計		110	405	585	720	1,000

計画省 Ministry of Planning で調査した結果では、El Dekheila 鉄鋼業以外のその他大口鉍業は全て予算引当て済みである。

上記の新規大口需要を含めた現行需要予測は表3-16、3-17及び図3-5、3-6に示す。

## 1) 分析のための方法論

電力の需要関数は家庭用、工業用、農業用等需要家の用途別によって異なるので、もしこれら用途別毎の売電単価やGDPで表わされるそれぞれの所得についての資料があれば、各用途別毎の需要関数の分析を行うことが望ましい。

しかしながら、これら用途別需要家に正確に対応するGDPの資料は存在せず、また電力需要と経済成長率および料金価格設定との間の相関関係の分析は、以下に述べるように全国の総合電力需要だけを対象として行うこととした。

一般に、与えられた財貨に対する需要関数は、当該財貨の価格と需要家の所得に依存し、次の式で表わされる。

$$D_i = f(P_i, P_w, Y)$$

但し、 $D_i$  :  $i$  番目の財貨に対する需要

$P_i$  :  $i$  番目の財貨の価格

$P_w$  : 総合物価指数で表わされるその他財貨の価格

$Y$  : 需要家の所得

所得と価格について需要関数の対応の仕方はほぼ同質であるから、上記の関係式は次の様に表わすことができる。

$$D_i = f(P_i/P_w, Y/P_w)$$

このことは、 $i$  番目の財貨に対する需要は、当該財貨の実質相対価格と需要家の実質所得に依存することを意味する。

電力に対する需要関数も同様の形をとることは明らかである。

1970年より1981年までの10年間における電力消費指数、及び1975年を基準年(=100)とした場合のGDPおよび売電単価のデフレートされたそれぞれの指数は表3-15に示すとおりとなる。これら3通りの指数変化の形状から、電力需要とGDPの間にはほぼ直線状の関係があるが、この関係はまた、売電単価の直線的変化に依存していることが予測される。

このことから電力の需要関数 ( $y$ ) は次のような重回帰関係式で表せる。

$$y = a + b_1 x_1 + b_2 x_2$$

但し  $x_1$  : GDP

$x_2$  : 売電単価

それぞれ、総個数が  $n$  個のサンプルが 3 種類以上あるとき、即ち、

$$(y_1, x_{11}, x_{21}), (y_2, x_{12}, x_{22}), \dots, (y_n, x_{1n}, x_{2n})$$

重回帰係数  $b_1, b_2$  は、最小自乗法により、次の連立方程式を解くことによつて得られる。

$$s_{11} b_1 + s_{12} b_2 = s_{1y}$$

$$s_{12} b_1 + s_{22} b_2 = s_{2y}$$

$$\text{但し、} \quad s_{11} = \sum_{i=1}^n (x_{1i} - \bar{x}_1)^2 \quad \bar{x}_1 = \frac{1}{n} \sum x_{1i}$$

$$s_{22} = \sum_{i=1}^n (x_{2i} - \bar{x}_2)^2 \quad \bar{x}_2 = \frac{1}{n} \sum x_{2i}$$

$$s_{12} = \sum_{i=1}^n (x_{1i} - \bar{x}_1)(x_{2i} - \bar{x}_2)$$

$$s_{1y} = \sum_{i=1}^n (x_{1i} - \bar{x}_1)(y_i - \bar{y})$$

$$s_{2y} = \sum_{i=1}^n (x_{2i} - \bar{x}_2)(y_i - \bar{y})$$

また求める重回帰方程式は次のようになる。

$$y = \bar{y} + b_1 (x_1 - \bar{x}_1) + b_2 (x_2 - \bar{x}_2)$$

上記方程式の適合性の度合は次の重相関係数で測定される。

$$R^2 = \frac{b_1 s_{1y} + b_2 s_{2y}}{s_{yy}}$$

$$\text{但し、 } s_{yy} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2$$

また実際の ( $y$ ) の数値と、上記方程式を用いて計算された数値 ( $y^1$ ) との間の開きは次の標準値差によって測定される。

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} (y - y^1)^2}$$

## 2) 計算結果

上記の方程式及び表 4-4 に示される時系列データを用いて、次の計算結果が得られる。

$$s_{11} b_1 + s_{12} b_2 = s_{1y}$$

$$44,485,677 b_1 - 29,348 b_2 = 80,761,612 \quad \dots\dots (1)$$

$$s_{12} b_1 + s_{22} b_2 = s_{2y}$$

$$-29,348 b_1 + 22,280 b_2 = -54,676 \quad \dots\dots (2)$$

上記(1)および(2)式から、重相関係数  $b_1$  および  $b_2$  は次のようになる。

$$b_1 = 1.5$$

$$b_2 = -478.4$$

従って、電力の需要関係は次の公式で表わされる。

$$\begin{aligned} y &= \bar{y} + b_1 (x_1 - \bar{x}_1) + b_2 (x_2 - \bar{x}_2) \\ &= 9,778 + 1.5 (x_1 - 6,116) - 478.4 (x_2 - 7.75) \end{aligned}$$

故に： $y = 4,312 + 1.5 x_1 - 478.4 x_2 \quad \dots\dots ( \text{公式} )$

上記の重相関係は次の通りとなる。

$$R^2 = \frac{b_1 s_{1y} + b_2 s_{2y}}{s_{yy}}$$

$$= \frac{(1.5 \times 80,761,612) + (478.4 \times 54,676)}{149,590,379}$$

$$= 0.985$$

即ち、重相関係数は極めて1に近く、このことは、求められた公式が、電力需要とGDP及び売電単価の相関々係を規定するのに極めて適合するものであることを意味している。

また、電力消費の実際の数値と上記公式を用いて算出された数値との間の開きの割合は次の標準偏差で表わされる。

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} (y - y')^2} = \sqrt{\frac{2,503,929}{12}} = 457 \text{ (GWh)}$$

### 3) 重回帰方程式を用いて求められた電力需要想定

来たるべき数年間の電力需要想定を行う場合には、工業計画、土地造成計画、農村電化計画等、承認された開発計画を考慮に入れて、徹視的な経済構造の枠内で行うのが適当である。

これに対して、長期的な需要予測を行う場合には、物価上昇率、GDP成長率、人口増加率等の全般的経済パラメータを用いた巨視的手法を用いるのが普通である。

1982/83～1986/87年の新5ヶ年計画ではGDP年平均成長率8.6%の達成を目標としている。しかしながら、本需要想定は1975年～1980年までの過去の実績である年率12.3%の高い成長率をベースに行なった。なぜなら電源開発計画は予測できない急激な需要の伸びに対処せねばならぬものであるからである。また1987年～1995年までのGDPの伸びは新5ヶ年計画の目標値より少し高い年率8.8%を仮定した。本需要想定に適要した条件は下記の通りである。

予測期間	1982/83~1994/95
物価上昇率	
1982/83~1986/87	年率 6.7% 平均
1987/88~1994/95	年率 6%
GDP 成長率	
1982/83~1986/87	年率 12.3%(新5カ年計画)
1986/87~1994/95	年率 8.8%
系統損失率	21.5% (1981/82年の実績)
負荷率	66% (最近3年間の平均)

計算のため、現行価格におけるGDPおよび売電単価は何れも1975年を基準年 (=100) とする物価指数でデフレートされ、表3-15に示してある。

表3-15によって与えられた諸数値を用い、上記の条件に基づいて行われた電力需要予測は表3-16に示す通りである。

以上重回帰方程式によるマクロ的需要想定を行ったが、その結果は表3-16に示される様に、EEAで行っている他の解析方法であるComputer Systemによるミクロ的需要想定と比較するとほぼ同一の値を取っている。

各々の想定による尖頭負荷は下記の通りであり、本需要想定では従来採用し、EEAで行っているマクロ的需要想定を採用し、開発計画を立てた。

またComputer Systemによる需要想定は表3-17に示される通りである。

<u>Year</u>	<u>Multiple Regression Method</u>	<u>EEA Forecast</u>
1982	3,899	3,900
1983	4,340	4,320
1984	4,853	4,815
1985	5,456	5,455
1986	6,097	6,100
1987	6,732	6,735
1988	7,363	7,360
1989	8,020	8,000
1990	8,736	8,720
1991	9,552	9,505
1992	10,327	10,360
1993	11,097	11,085
1994	11,875	11,860
1995	12,748	12,695

表3-15 基本的經濟データ

Year	Energy Sold (GWh)	Wholesale Price Indexes	GDP (Million LE)		Rate per Unit Sold	
			Current Value	Deflated Value	Current (Mil/kWh)	Deflated (Mil/kWh)
1970	5,937	75.0	2,971	3,961	6.54	8.72
1971	6,218	75.1	3,146	4,189	6.93	9.23
1972	6,169	76.1	3,417	4,490	7.38	9.70
1973	6,178	81.3	3,663	4,506	7.49	9.21
1974	6,895	93.0	4,197	4,513	7.27	7.82
1975	8,308	100.0	4,886	4,886	8.94	8.94
1976	9,662	107.8	6,276	5,822	8.62	8.00
1977	11,489	117.8	8,210	6,969	8.01	6.80
1978	12,723	135.2	9,782	7,235	8.67	6.41
1979	13,179	148.4	12,475	8,406	9.65	6.50
1980	14,290	180.6	15,808	8,753	10.86	6.01
1981	16,287	189.6	18,312	9,658	10.69	5.64
Total	117,335			73,388		92.98
<u>Average:</u>						
1970-81	$\bar{y}=9,778$			$\bar{x}_1=6,116$		$\bar{x}_2=7.75$
<u>Annual Growth rate:</u>						
1970-80	9.6%	9.2%		8.3%		-3.7%
1970-75	7.0%	5.9%		4.3%		0.5%
1975-80	12.2%	12.9%		12.4%		-7.6%

Source: Wholesale price indexes and GDP ... IMF annual report 1982

Energy consumption and average rate per unit sold ... EEA

表3-16 長期需要想定

Fiscal Year	A. Whole sale Price Indexes (1975=100)	B. GDP (1000 LE)		C. Tariff (Mil/kWh)		D. Energy sold $Y = 4,312 + 1.5X_1 - 478.4X_2$ (GWh)	E. Generation at P/S Tr. end $E = Y/(1-0.215)$ (GWh)	F. Load Factor	G. Peak Load $E/8.76.F$ (MW)	Comparison between Macro Multiple Regression Method and Another Solution by computer system				
		X <sub>1</sub> Deflated Value (1975 base) X <sub>1</sub> '/A	X <sub>1</sub> ' Current Value	X <sub>2</sub> Deflated Value (1975 base) X <sub>2</sub> '/A	X <sub>2</sub> ' Current Value					Calendar Year	Macro Multiple regression Method		EEA Forecast	
											Generation at P/S Tr. End (GWh)	Peak Load (MW)	Generation at P/S Tr. End (GWh)	Peak Load (MW)
1981/1982	207.6	10,479	21,754	5.66	11.76	17,323	22,068	0.683	3,688	1982	22,915	3,899	23,350	3,900
1982/1983	224.3	11,232	25,193	5.24	11.76	18,653	23,762	0.66	4,110	1983	25,093	4,340	25,107	4,320
1983/1984	239.6	12,519	29,995	4.91	11.76	26,742	26,423	0.66	4,570	1984	28,056	4,853	27,984	4,815
1984/1985	255.4	14,129	36,213	4.60	11.76	23,305	29,688	0.66	5,135	1985	31,547	5,456	31,376	5,455
1985/1986	271.8	15,985	43,447	4.32	11.76	26,223	33,405	0.66	5,778	1986	35,207	6,097	35,862	6,100
1986/1987	288.8	17,839	51,545	4.07	11.76	29,123	37,009	0.66	6,417	1987	38,876	6,732	39,246	6,735
1987/1988	306.1	19,672	60,244	3.84	11.76	31,983	40,743	0.66	7,047	1988	42,573	7,363	42,991	7,360
1988/1989	324.5	21,517	69,823	3.62	11.76	34,856	44,403	0.66	7,680	1989	46,368	8,020	45,856	8,000
1989/1990	343.9	23,510	80,851	3.42	11.76	37,941	48,332	0.66	8,360	1990	50,506	8,736	51,074	8,720
1990/1991	364.6	25,725	93,826	3.23	11.76	41,354	52,680	0.66	9,112	1991	55,052	9,522	55,671	9,505
1991/1992	386.5	28,146	108,819	3.04	11.76	45,077	57,423	0.66	9,932	1992	59,707	10,327	60,679	10,360
1992/1993	409.7	30,482	124,922	2.87	11.76	48,662	61,990	0.66	10,722	1993	64,159	11,097	64,925	11,085
1993/1994	434.3	32,701	142,020	2.71	11.76	52,067	66,327	0.66	11,472	1994	68,652	11,875	69,464	11,860
1994/1995	460.3	35,085	161,538	2.55	11.76	55,720	70,981	0.66	12,277	1995	73,705	12,748	73,735	12,695



表3-17 EEAの長期需要想定

Year	Ultimate Consumption (GWh)	Generation Demand at S/S End (GWh)	Generation Demand at P/S trEnd (GWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (MW)
1982	18,330	20,268	23,350	68.3	3,900
1983	19,709	21,792	25,107	66.35	4,320
1984	21,967	24,290	27,984	66.35	4,815
1985	24,630	27,234	31,376	65.66	5,455
1986	27,759	30,694	35,362	66.18	6,100
1987	30,808	34,065	39,246	66.52	6,735
1988	33,748	37,316	42,991	66.86	7,360
1989	36,782	35,463	46,856	66.86	8,000
1990	40,093	44,332	51,074	66.86	8,720
1991	43,701	48,322	55,671	66.86	9,505
1992	47,663	52,669	60,679	66.86	10,360
1993	50,966	56,355	64,925	66.86	11,085
1994	54,529	60,295	69,464	66.86	11,860
1995	58,667	64,870	74,735	67.2	12,695

出典：尖頭負荷及び発電量の数値は Department of Planning and Economical Studies が提供したデータを使用した EEA の売電量、最終消費電力量は 1981/1982 年度の電力損失係数に基づいて計算されたものである。(EEA 供給電力に対して 13.2%、最終消費端で 2.1% の電力損失率) 推定尖頭負荷 (MW) は EEA が 1983 年 2 月に発行した最新の推定量によって再調整された。

### 3-4 電源開発計画

#### 3-4-1 電源開発の基本方針

上記のプログラムを用いて1981年に策定されたE E Aの現行長期計画は、1986~2005年の所要開発量を25,500 MWとしており、その内訳は次の通りである。

- ・ Aswan High Damはその可能出力の大部分をピーク時に活用する。
- ・ Aswan Dam発電所と高能率の新鋭火力をベース負荷供給用として運転する。
- ・ 貴重な外貨獲得源である石油の節約のため、重油火力の追設は漸次おさえ1986~2005年までの石油、ガス火力開発は3,600 MWに止める。
- ・ 石炭火力の早期開発を促進する。開発目標量は5,700 MWである。
- ・ 1990年代初期より原子力発電の実現に努め、石油消費の節減に努める。

2005年までの開発予定量は12,000 MWである。

- ・ 原子力の開発と平行してピーク供給用電源としてQuattrra 1,800 MW  
その他揚水発電所2,400 MW、計4,200 MWである。

以上は1986年以降20年間の長期開発目標であり、個々のプロジェクトの具体的実施計画は、今後の状況に従って確定されることとなる。

上記の長期計画につながる現行5カ年計画の枠内で建設中のプロジェクトの運開予定年は、次表に示す通りである。

表3-18 現行5カ年計画のプロジェクト概要

プロジェクト	1983	1984	1985	1986
<u>汽力発電所</u>				
Abu Qir	2×150	2×150		
Ismailia (Abu Sultan)	2×150	1×150		1×150
Kafr El Dawar			2×110	
El Suez (Ataka)		2×150	1×300	
Shoubra El-Kheima			2×300	1×300
Damanhour				1×300
小 計	600	750	1,120	750
<u>ガスタービン</u>				
El Shabab				
El Suif	3×33.3			
El Mahmoudia	8×25			
Wady Houf		3×33.5		
Damanhour		2×50		
小 計	300	200	0	0
評価出力合計	900	950	1,120	750

出所 : EEA-Department Planning &amp; Economical Studies

## 3-4-2 電力供給計画

長期電源開発計画に示されている日本プロジェクトの発電設備容量及び運転開始時期は表3-19に示す通りである。

表3-19 長期開発計画

年次		プロジェクト (MW)	設備出力計 (MW)
1986	(Hydro)	4×75 (Aswan II)	300
1988	Coal	1×300	300
1989	Coal	1×300	900
	Oil	2×300 or 1×600	
1990	Coal	2×300 or 1×600	1,200
	Oil	2×300 or 1×600	
1991	Coal	2×300 or 1×600	1,500
	Nuclear	1×900	
1992	Coal	2×300 or 1×600	1,500
	Nuclear	1×900	

開発計画の策定にあたって考慮する予備力の取り方については、発展途上国では一般的に次に示すもののうち大きい方の予備力を持つという方法が採用されている。

最大容量とその次に大きい容量の計

尖頭負荷の15%～20%相当分の容量

EEAの電力システムの規模及び電源の構成比を考慮に入れると、尖頭負荷の15%相当分容量が実際の予備力として上表にあげられている。

### 3-5 プロジェクトの必要性

#### 3-5-1 電源開発の必要性

3-4項のエジプトにおける電力需要及び供給計画に示すように1987年においては、需要がひっ迫し尖頭負荷時のバランスを見ると、予備力が約9.3%となり供給支障の恐れがある状態で新規プロジェクトの必要がある。

本プロジェクトはこの需要増に対処するためにシナイ半島Ayun Musa 地区に第1段階として300MW×2Units、第2段階として更に300MW×2Unitsの容量1,200MW建設計画のうち、第1段階の300MW×2Unitsの発電所建設計画である。

シナイ半島は1979年イスラエルより返還されて後、エジプトはシナイ半島の開発を急いでおり、本プロジェクトもその1つとして位置付けることができる。

シナイ半島の電化計画については、EEAは委員会を設置し、その計画を立案している。

1982年の報告書においては、北シナイ(El-Arishを中心)の負荷が1987年に44,000kWと想定している(Maghara 石炭鉱山は1987年より2,000kW)

また南シナイは1987年に31,400kWと想定しており、そのうちAbuzenimaのManganese Co.の負荷が20,000kW見込まれている。

これらの負荷への供給は1987年時点までは各地の小容量ガスタービンディーゼル電源の単独系統として供給する計画である。

これら単独系統に対して本プロジェクト運開後は南北シナイに220kV送電線による連系を計画している。

本プロジェクトの発電所建設により、これら需要を吸収したSinaiにおける新規工業プロジェクトの建設を喚起し住民の移住の増進を図ることができ、シナイ半島開発の拠点として寄与できるものであり、本プロジェクトの早期実現が望まれる。

### 3-5-2 石炭火力発電所の選定

1973年の石油ショック以来、世界的に石炭資源の見直しが行われエネルギー源の多様化及びその供給の多元化をはかる新しいエネルギー政策を取る国が増えてきた。

エジプトにおいても上記政策を進めており、太陽エネルギーの利用、風力発電の研究も進められている。

本プロジェクトはシナイ半島北部の Maghara 炭鉱の石炭を利用し、海外から輸入する石炭と混炭して使用するエジプトにおける最初の石炭火力であり、上記政策に沿ったものである。

エジプトは石油の産出国であり、このうち国内消費は1100万トンで残りは輸出している。

第10章に示すとおり石炭火力は重油火力に比べ発電原価は安い。

国内原油を利用する代りに国内資源の石炭及び輸入炭を燃料とする火力発電所を建設することは、石油の輸出による国家利益を得るものでありエジプトの経済に寄与するものである。

しかしながらエジプトにおける火力発電の燃料計画は国の政策として輸入品、国産品の別なく常に発電に支障を来さない燃料の安定供給をなすよう計画されるが、石炭の輸入が関連地域における不測の事態により減少または停止されるなど燃料の安定供給に支障のある場合、主需要地、地域工業への安定した電力を連続して供給するために、国内産の重油による発電が可能な Dual Type ボイラーを採用するものとする。

### 3-5-3 電源開発計画

長期(1983~1995)の需要想定に対する各年における供給予備力を加味し電源開発の所要規模及び系統安定上の単機容量などを検討した結果、以下表3-20, 図3-5, 3-6に示すような電源開発計画となった。

図3-20に示すように1988/89年の尖頭負荷に対してこのシナイ石炭火力プロジェクト 300MW×2およびEL kurimat 600MW×1計1,156MW(廃止EL Tebine 44MWを含む)を設備することになるが、需給バランスとしては、予備力が1988年に98,276MW、1989年に11,786MWと標準値15%を下廻っており、上記のプロジェクトは必ず1988/89年間に合うよう建設を実施する必要がある。



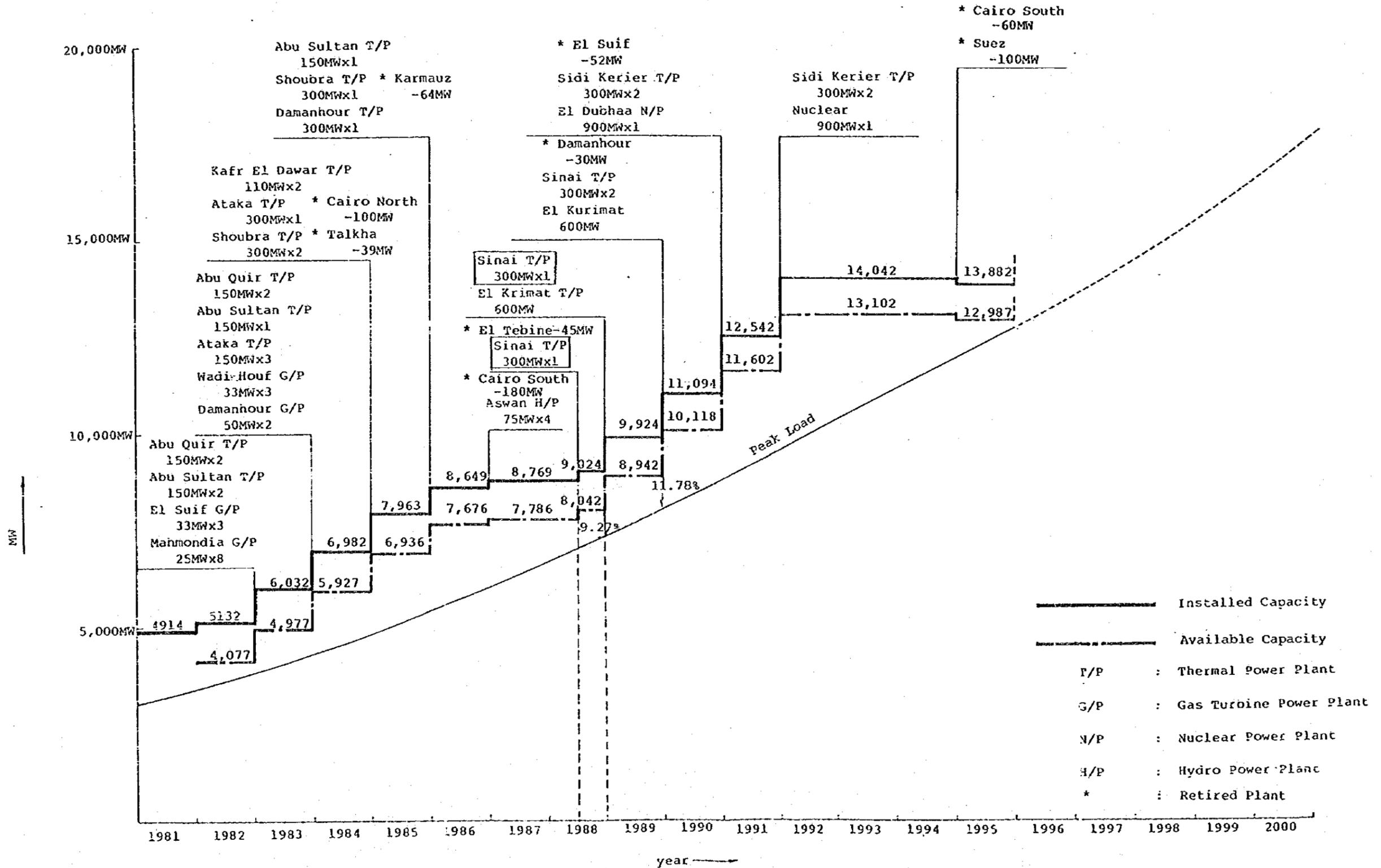


図3-5 電力需給バランス

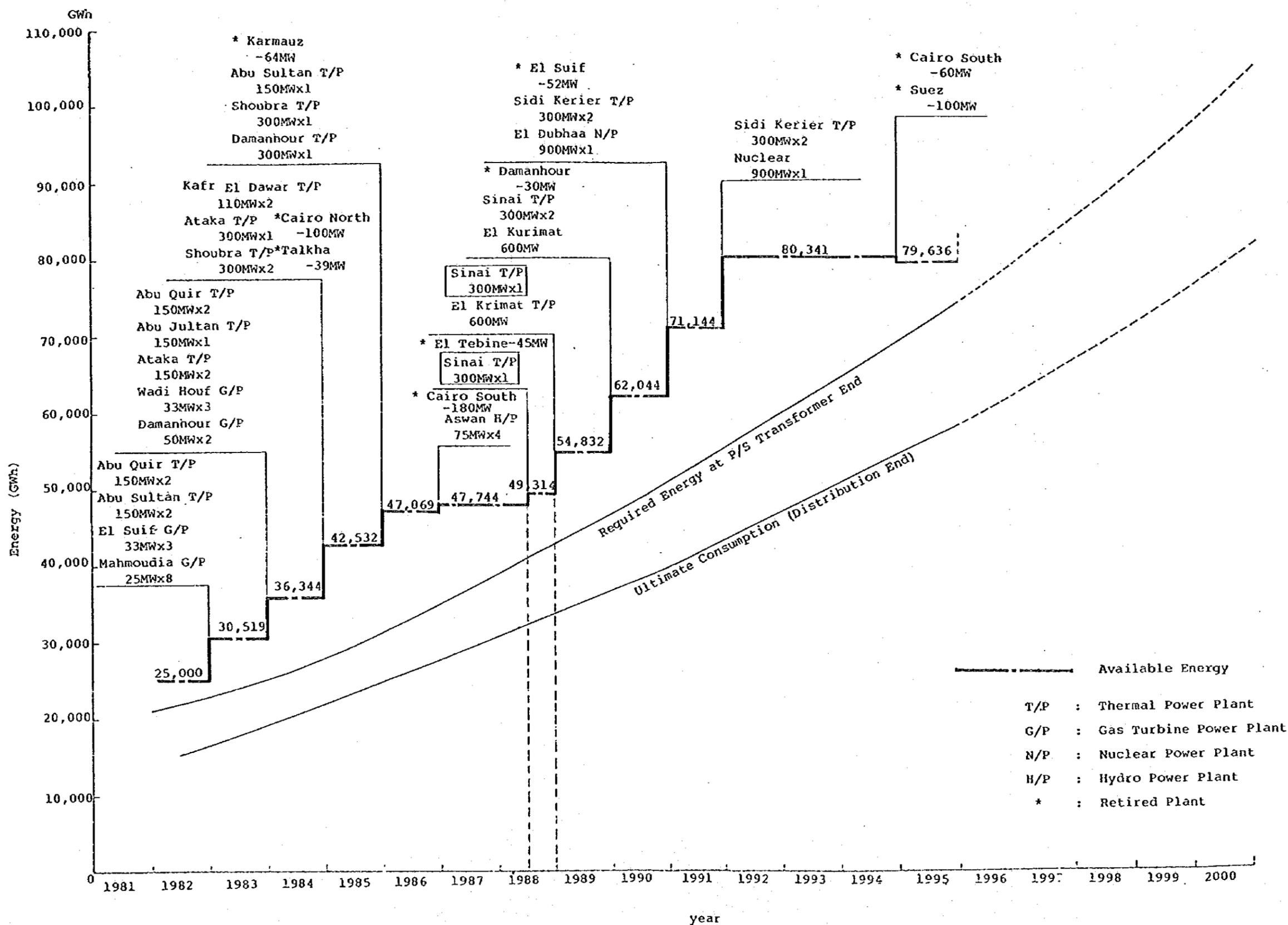


図3-6 電力量需給バランス

