

タイ王国

配電指令センター開発計画

調査報告書

1987年1月

国際協力事業団

鉦計資

CR(3)

87-8



JICA LIBRARY



1030826[0]

16010



## は し が き

日本国政府は、タイ王国政府の要請に基づき、同国の配電指令センター開発計画に関するフィージビリティ調査を行うことを決定し、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、西日本技術開発株式会社佐藤文紀氏を団長とする各分野の専門家から成る調査団を編成した。調査団は、1986年6月から12月までの間、3回に亘り現地調査を行い、帰国後、これによって得られた結果と資料に基づいて解析、検討等の国内調査を行った。

本報告書は、この成果を取りまとめたものである。本報告書がタイ王国の当該計画の推進に役立つとともに、同国の経済・社会開発に寄与し、ひいては、同国と我が国との友好親善、経済交流をより一層深めることに貢献出来れば幸いである。

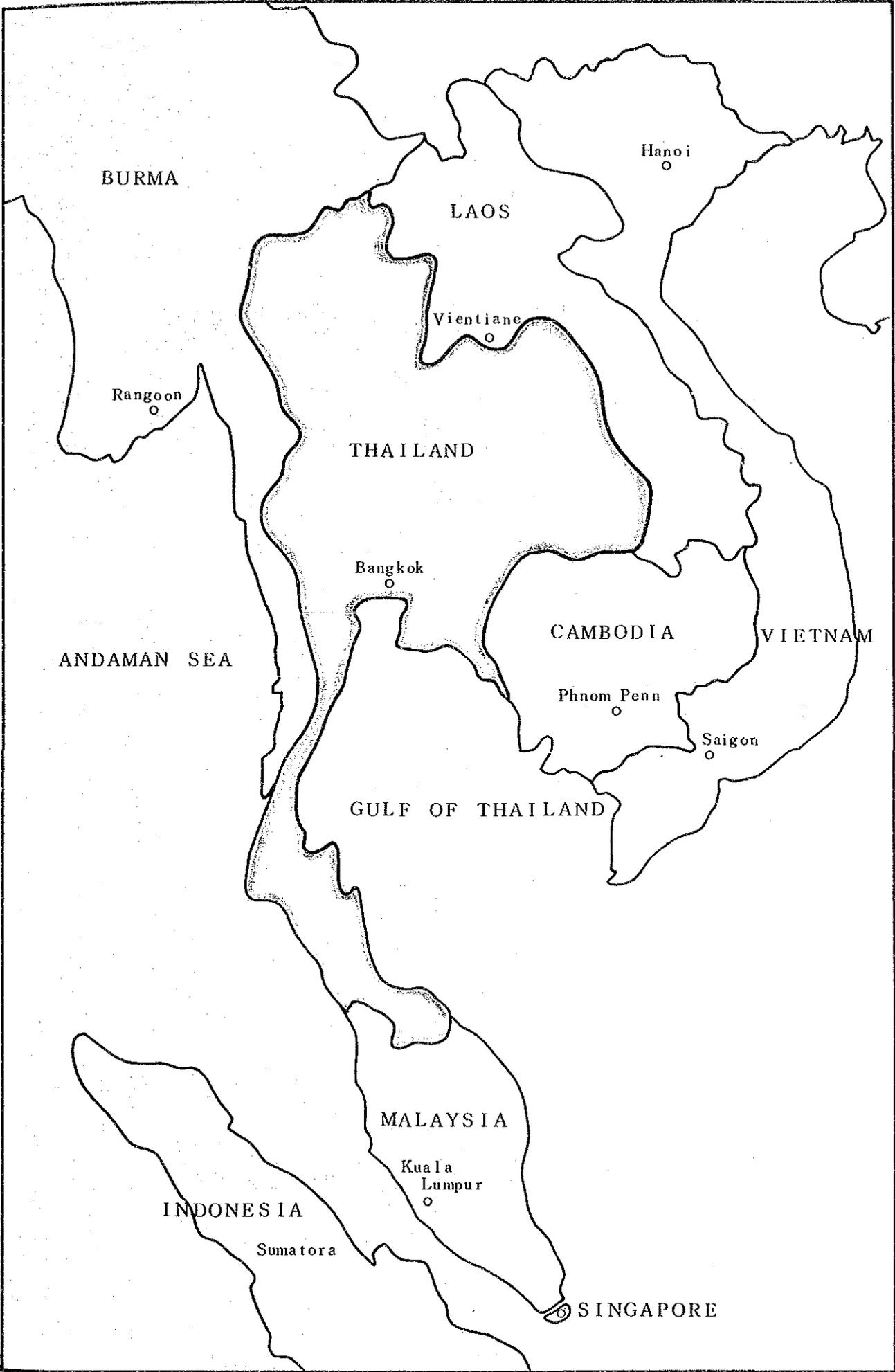
終わりに、本調査の任に当たられた団員各位のご努力に敬意を表するとともに、調査に際し、多大のご協力を頂いたタイ王国地方配電公社（PEA）を始めとする各政府関係機関、在タイ日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

1987年1月

国際協力事業団

総裁 有 田 圭 輔







タイ王国

配電指令センター開発計画

調査報告書

1987年1月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	'87. 2. 28	122
登録 No.	16010	644 MPN

# 目 次

写 真 集  
用 語 集  
結 論 と 勧 告

第 1 章	プロジェクトの背景と目的	1-1
1-1	プロジェクトの背景と目的	1-1
1-2	調査の経緯	1-2
1-3	調査団の編成および調査日程	1-2
第 2 章	タイ国の一般事情と電力事情	2-1
2-1	経済事情	2-1
2-2	エネルギー事情	2-2
2-3	電力事業の運営	2-4
2-4	電力需要	2-5
2-5	発電設備の現状と計画	2-6
2-6	送変電設備の現状と計画	2-7
第 3 章	PEAの概況と電力事情	3-1
3-1	PEAのプロフィール	3-1
3-2	PEAの組織	3-2
3-3	電力需要	3-4
3-4	電力設備の現状	3-6
3-5	事故停電の現状	3-9
3-6	教育訓練の現状	3-10
3-7	電気料金	3-10

第4章	配電指令システムの現状と問題点	4-1
4-1	配電指令センターの組織	4-1
4-2	配電指令運用システム	4-1
4-3	事故処理手順	4-1
4-4	配電指令システムの現状評価と問題点	4-2
第5章	配電指令センターの開発計画	5-1
5-1	配電指令センター開発の必要性	5-1
5-2	監視制御対象設備	5-3
5-3	配電指令センターの組織	5-6
5-4	配電指令システムの機能	5-6
5-5	配電指令システムの構成	5-8
5-6	データ伝送システム	5-9
5-7	供給信頼度の評価	5-14
5-8	建築上の要件	5-15
第6章	パイロット配電指令センターの実施計画	6-1
6-1	パイロット配電指令センターの必要性	6-1
6-2	パイロット配電指令センターサイトの選定	6-1
6-3	監視制御対象設備	6-2
6-4	配電指令システムの機能と構成	6-2
6-5	データ伝送システム	6-3
6-6	教育訓練計画と設備	6-3
第7章	建設コスト	7-1
第8章	プロジェクトの実施計画	8-1
8-1	プロジェクト実施の考え方	8-1
8-2	実施計画	8-1

8-3	実 施 工 程	8-3
第9章	経 済 評 価	9-1
9-1	経済評価の方法	9-1
9-2	経 済 評 価	9-1
9-3	財 務 分 析	9-2
9-4	感 度 分 析	9-3
9-5	結 論	9-4



## Contents of Table

		<u>Page</u>
Table 1-1	IMPLEMENTATION SCHEDULE OF THE STUDY . . . . .	1 - 4
Table 2-1	MAIN ECONOMIC INDICATORS . . . . .	2 - 10
Table 2-2	GROSS DOMESTIC PRODUCT BY INDUSTRIAL ORIGIN (1972 PRICES) . . . . .	2 - 11
Table 2-3	GROSS DOMESTIC PRODUCT BY INDUSTRIAL ORIGIN (CURRENT PRICE) . . . . .	2 - 12
Table 2-4	BALANCE OF TRADE . . . . .	2 - 13
Table 2-5	EXPORTED AMOUNT BY MAIN PRIMARY PRODUCT . . . . .	2 - 14
Table 2-6	IMPORTED AMOUNT BY MAIN GOODS . . . . .	2 - 15
Table 2-7	ENERGY CONSUMPTION BY TYPES OF SOURCES . . . . .	2 - 16
Table 2-8	FORECAST OF ENERGY CONSUMPTION . . . . .	2 - 17
Table 2-9	POWER DEMAND IN THAILAND . . . . .	2 - 18
Table 2-10	GDP, ELECTRIC CONSUMPTION AND ELASTICITIES . . . . .	2 - 19
Table 2-11	ENERGY SALES BY AUTHORITY IN THAILAND . . . . .	2 - 20
Table 2-12	PRESENT STATUS AND EXPANSION PLAN OF POWER PLANT (EGAT) . . . . .	2 - 21
Table 3-1	TEN YEAR GROWTH STATISTICS . . . . .	3 - 13
Table 3-2	INVESTMENT PROGRAM OF PEA . . . . .	3 - 14
Table 3-3	ORGANIZATION CHART . . . . .	3 - 15
Table 3-4	REGIONAL ORGANIZATION CHART . . . . .	3 - 16
Table 3-5	POWER DEMAND OF PEA . . . . .	3 - 17
Table 3-6	NUMBER OF CUSTOMERS OF PEA . . . . .	3 - 18
Table 3-7	SUBSTATION DATA (SUMMARY) . . . . .	3 - 19
Table 3-8	DISTRIBUTION FACILITIES . . . . .	3 - 20
Table 3-9	COMMUNICATION FACILITIES . . . . .	3 - 21

		<u>Page</u>
Table 3-10	RADIO FREQUENCY . . . . .	3 - 22
Table 3-11	PRESENT STATUS OF FREQUENCIES USED IN EACH REGION . . . . .	3 - 23
Table 3-12	INVESTIGATION RESULTS OF RADIO WAVE ROUTES . . . . .	3 - 24
Table 3-13	SUMMARY OF FAULT RECORD (1985/6--1986/7) . . . . .	3 - 25
Table 3-14	INFLUENCE OF SUPPLY INTERRUPTION ON BIG CUSTOMERS . . . . .	3 - 26
Table 3-15	TRAINING COURSE . . . . .	3 - 27
Table 3-16	TARIFF STRUCTURE OF ELECTRICITY DISTRIBUTORS (MEA, PEA) . . . . .	3 - 29
Table 4-1	OPERATIONAL SYSTEM OF PEA DISTRIBUTION DISPATCHING . . . . .	4 - 4
Table 4-2	FAULT HANDLING PROCEDURE . . . . .	4 - 5
Table 5-1	SUBSTATION EXPANSION PLAN (SUMMARY) . . . . .	5 - 20
Table 5-2	ESTIMATED UTILIZATION FACTOR OF SUBSTATION TRANSFORMERS . . . . .	5 - 22
Table 5-3	H.V. FEEDER EXPANSION PLAN (SUMMARY) . . . . .	5 - 24
Table 5-4	ESTIMATED INTERCONNECTION RATIO OF H.V. LINE . . . . .	5 - 25
Table 5-5	REQUIRED NUMBER OF SECTIONALIZERS (1994 and 2000) . . . . .	5 - 27
Table 5-6	FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED (1994) . . . . .	5 - 28
Table 5-7	ESTIMATED DATA QUANTITIES TO BE TRANSMITTED (2000) . . . . .	5 - 29
Table 5-8	ESTIMATED POLLING CYCLE (2000) . . . . .	5 - 31
Table 5-9	ESTIMATED FREQUENCY OF FAULTS AND INTERRUPTION ENERGY . . . . .	5 - 32

		<u>Page</u>
Table 6-1	ENERGY DEMAND BY SUBSTATION (C3) . . . . .	6 - 9
Table 6-2	SUBSTATION DATA (C3) . . . . .	6 - 10
Table 6-3	SUBSTATION EXPANSION PLAN (C3) . . . . .	6 - 11
Table 6-4	H.V. FEEDER EXPANSION PLAN (C3) . . . . .	6 - 12
Table 6-5	DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM TRAINING COURSE (DRAFT) . . . . .	6 - 13
Table 7-1	CONSTRUCTION COST OF THE PROJECT . . . . .	7 - 2
Table 7-2	CONSTRUCTION COST OF THE PILOT PROJECT . . . . .	7 - 2
Table 7-3-1	CONSTRUCTION COST BY REGIONS (CASE 1) . . . . .	7 - 3
Table 7-3-2	CONSTRUCTION COST BY REGIONS (CASE 2) . . . . .	7 - 4
Table 7-3-3	CONSTRUCTION COST BY REGIONS (CASE 3) . . . . .	7 - 5
Table 8-1	IMPLEMENTATION RANKING BY REGIONS . . . . .	8 - 4
Table 8-2	IMPLEMENTATION SCHEDULE FOR 11 REGIONS . . . . .	8 - 5
Table 8-3	FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED AND CONSTRUCTION COST BY REGIONS (1994) . . . . .	8 - 6
Table 8-4	FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED AND CONSTRUCTION COST BY ZONES (1994) . . . . .	8 - 7
Table 8-5	INSTITUTIONAL FRAMEWORK FOR THE PROJECT . . . . .	8 - 8
Table 8-6	IMPLEMENTATION SCHEDULE . . . . .	8 - 9
Table 9-1-1	COST AND BENEFIT (CASE 1) . . . . .	9 - 7
Table 9-1-2	COST AND BENEFIT (CASE 2) . . . . .	9 - 8
Table 9-1-3	COST AND BENEFIT (CASE 3) . . . . .	9 - 9
Table 9-2-1	NET IN-FLOW (CASE 1) . . . . .	9 - 10
Table 9-2-2	NET IN-FLOW (CASE 2) . . . . .	9 - 11
Table 9-2-3	NET IN-FLOW (CASE 3) . . . . .	9 - 12
Table 9-3	NET PRESENT VALUE . . . . .	9 - 13
Table 9-4	AMORTIZATION SCHEDULE . . . . .	9 - 14
Table 9-5	CASH FLOW STATEMENT . . . . .	9 - 16

Contents of Figure

		<u>Page</u>
Fig. 2-1	POWER SYSTEM DIAGRAM . . . . .	2 - 9
Fig. 3-1	PEA SERVICE AREA . . . . .	3 - 11
Fig. 3-2	INTERRUPTION ENERGY DAMAGE & LOSS CURVE . . . . .	3 - 12
Fig. 5-1	DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM BLOCK DIAGRAM (1) . . . . .	5 - 17
	DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM BLOCK DIAGRAM (2) . . . . .	5 - 18
Fig. 5-2	RADIO ROUTE DIAGRAM . . . . .	5 - 19
Fig. 6-1	DISTRIBUTION SYSTEM DIAGRAM (C3) . . . . .	6 - 6
Fig. 6-2	TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3) . . . . .	6 - 7
Fig. 6-3	RADIO ROUTE DIAGRAM (C3) . . . . .	6 - 8
Fig. 9-1	NET PRESENT VALUE CURVE . . . . .	9 - 6

Contents of ANNEX

		<u>Page</u>
ANNEX 2-1-1	POWER PLANT EXPANSION PLAN . . . . .	A 2-1
ANNEX 2-1-2	EXPANSION PLAN OF HYDRO POWER PLANT . . . . .	A 2-2
ANNEX 2-1-3	EXPANSION PLAN OF THERMAL POWER PLANT . . . . .	A 2-3
ANNEX 2-1-4	EXPANSION PLAN OF GAS TURBINE PLANT . . . . .	A 2-4
ANNEX 2-1-5	EXPANSION PLAN OF GAS TURBINE & COMBINE CYCLE . . . . .	A 2-5
ANNEX 2-1-6	EXPANSION PLAN OF DIESEL POWER PLANT . . . . .	A 2-6
ANNEX 3-1	NUMBER OF OFFICES . . . . .	A 3-1
ANNEX 3-2	NUMBER OF STAFFS . . . . .	A 3-2
ANNEX 3-3	NUMBER OF MAINTENANCE STAFFS . . . . .	A 3-3
ANNEX 3-4	NUMBER OF VEHICLES . . . . .	A 3-4
ANNEX 3-5	ENERGY SALES BY REGION OF PEA . . . . .	A 3-5
ANNEX 3-6-1	DAILY LOAD CURVE . . . . .	A 3-6
ANNEX 3-6-4		
ANNEX 3-7	LOAD FACTOR BY REGION . . . . .	A 3-10
ANNEX 3-8-1	ENERGY DEMAND BY REGION . . . . .	A 3-11
ANNEX 3-8-2	PEAK DEMAND BY REGION . . . . .	A 3-12
ANNEX 3-9-1	SUBSTATION DATA . . . . .	A 3-13
ANNEX 3-9-12		
ANNEX 3-10-1	DISTRIBUTION SYSTEM DIAGRAM BY REGIONS . . . . .	A 3-25
ANNEX 3-10-13		
ANNEX 3-11-1	FREQUENCY OF FAULTS . . . . .	A 3-38
ANNEX 3-11-2	DURATION OF FAULTS . . . . .	A 3-39
ANNEX 3-11-3	FREQUENCY OF FAULTS BY CAUSE . . . . .	A 3-40
ANNEX 3-11-4	DURATION OF FAULTS BY CAUSE . . . . .	A 3-41
ANNEX 3-12-1	DISTRIBUTION SYSTEM OPERATION AND MAINTENANCE TRAINING COURSE . . . . .	A 3-42

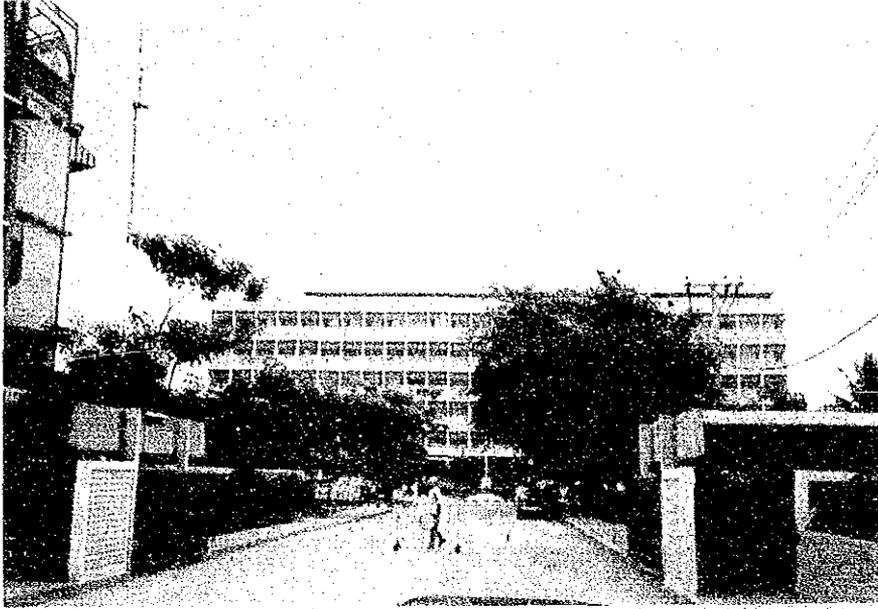
	<u>Page</u>
ANNEX 3-12-2	DISTRIBUTION CONTROL STATION OPERATOR TRAINING COURSE . . . . . A 3-43
ANNEX 3-12-3	DISTRIBUTION CONTROL STATION OPERATION (ON-SITE) TRAINING COURSE . . . . . A 3-45
ANNEX 3-12-4	SUBSTATION OPERATION TRAINING COURSE . . . . . A 3-47
ANNEX 3-12-5	DISTRIBUTION SYSTEM DISPATCHING CENTER OPERATION TRAINING COURSE . . . . . A 3-49
ANNEX 3-12-6	DISTRIBUTION SYSTEM DISPATCHING CENTER OPERATIONS FOR ENGINEERS TRAINING COURSE . . . . . A 3-51
ANNEX 3-13-1	ENERGY DEMAND BY SUBSTATION . . . . . A 3-53
ANNEX 3-13-12	
ANNEX 3-14-1	PEAK DEMAND BY SUBSTATION . . . . . A 3-65
ANNEX 3-14-12	
ANNEX 5-1-1	SUBSTATION EXPANSION PLAN BY REGIONS . . . . . A 5-1
ANNEX 5-1-12	
ANNEX 5-2-1	H.V. FEEDER EXPANSION PLAN BY REGIONS . . . . . A 5-13
ANNEX 5-2-12	
ANNEX 5-3	ESTIMATED INTERCONNECTION RATIO OF H.V. LINES BY SUBSTATIONS . . . . . A 5-25
ANNEX 5-4	INSTALLATION STATUS OF RECLOSERS . . . . . A 5-27
ANNEX 5-5-1	REQUIRED NUMBER OF SECTIONALIZERS (1994) . . . . . A 5-28
ANNEX 5-5-2	REQUIRED NUMBER OF SECTIONALIZERS (2000) . . . . . A 5-29
ANNEX 5-6-1	REQUIRED NUMBER OF FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED BY REGIONS (1994) . . . . . A 5-30
ANNEX 5-6-4	
ANNEX 5-7-1	ESTIMATED DATA QUANTITIES TO BE TRANSMITTED BY REGIONS (2000) . . . . . A 5-34
ANNEX 5-7-12	
ANNEX 5-8-1	RADIO ROUTE DIAGRAM BY REGIONS . . . . . A 5-46
ANNEX 5-8-12	
ANNEX 5-9	TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3), WEIGHT OF EQUIPMENT . . . . . A 5-58

		<u>Page</u>
ANNEX 5-10	AIR CONDITIONING SYSTEM . . . . .	A 5-59
ANNEX 5-11	TENTATIVE LIGHTING LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3) . . . . .	A 5-60
ANNEX 7-1	CONSTRUCTION COST OF CENTER TERMINAL UNIT . . . . .	A 7-1
ANNEX 7-2	CONSTRUCTION COST OF TRAINING UNIT . . . . .	A 7-1
ANNEX 7-3	CONSTRUCTION COST OF SUBSTATION REMOTE TERMINAL UNIT . . . . .	A 7-2
ANNEX 7-4-1	CONSTRUCTION COST OF FEEDER REMOTE TERMINAL UNIT (CASE 1) . . . . .	A 7-3
ANNEX 7-4-2	CONSTRUCTION COST OF FEEDER REMOTE TERMINAL UNIT (CASE 2) . . . . .	A 7-4
ANNEX 7-4-3	CONSTRUCTION COST OF FEEDER REMOTE TERMINAL UNIT (CASE 3) . . . . .	A 7-5
ANNEX 7-5-1	CONSTRUCTION COST OF DATA TRANSMISSION SYSTEM (CASE 1) . . . . .	A 7-6
ANNEX 7-5-2	CONSTRUCTION COST OF DATA TRANSMISSION SYSTEM (CASE 2) . . . . .	A 7-7
ANNEX 7-5-3	CONSTRUCTION COST OF DATA TRANSMISSION SYSTEM (CASE 3) . . . . .	A 7-8
ANNEX 7-6	CONSTRUCTION COST OF ARCHITECTURAL WORK . . . . .	A 7-9
ANNEX 9-1-1	DECREMENTAL INTERRUPTION ENERGY (TOTAL) (CASE 1) . . . . .	A 9-1
ANNEX 9-1-2	DECREMENTAL INTERRUPTION ENERGY (TOTAL) (CASE 2) . . . . .	A 9-2
ANNEX 9-1-3	DECREMENTAL INTERRUPTION ENERGY (TOTAL) (CASE 3) . . . . .	A 9-3
ANNEX 9-2-1	DECREMENTAL INTERRUPTION ENERGY (LARGE INDUSTRIAL) (CASE 1) . . . . .	A 9-4
ANNEX 9-2-2	DECREMENTAL INTERRUPTION ENERGY (LARGE INDUSTRIAL) (CASE 2) . . . . .	A 9-5
ANNEX 9-2-3	DECREMENTAL INTERRUPTION ENERGY (LARGE INDUSTRIAL) (CASE 3) . . . . .	A 9-6
ANNEX 9-3	PRESENT VALUE OF ELECTRIC REVENUE . . . . .	A 9-7
ANNEX 9-4	NET PRESENT VALUE (PEA) . . . . .	A 9-9



**PHOTOGRAPHS**



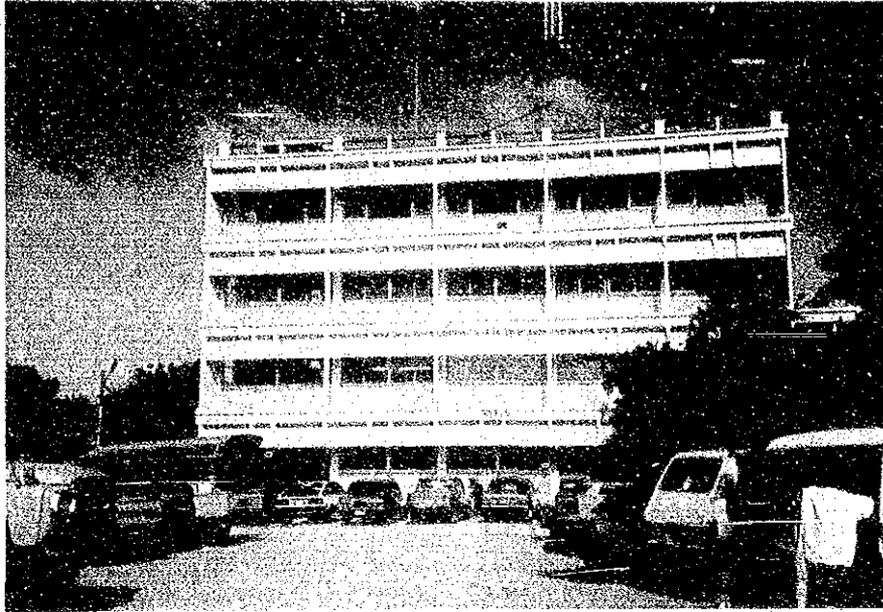


P E A Head Office ( Bangkok )



P E A Training Center



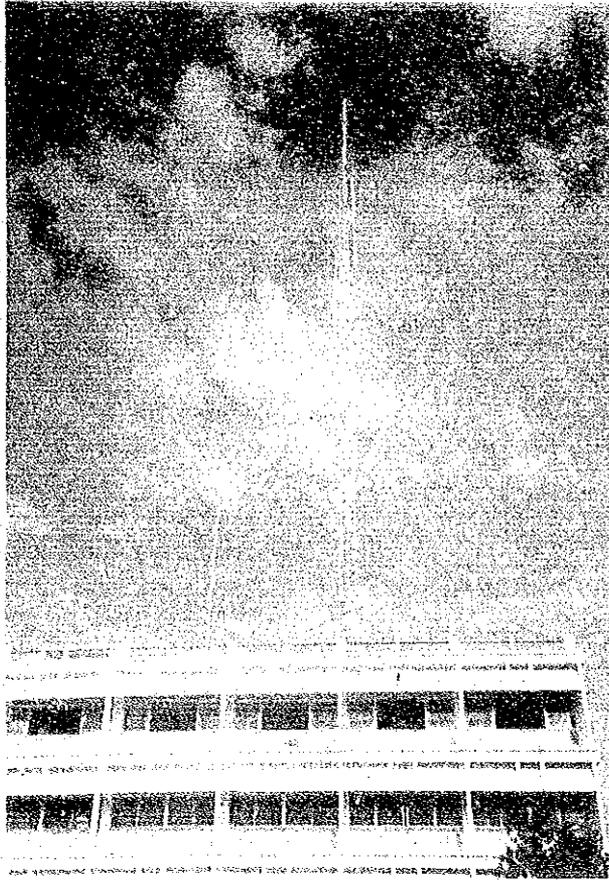


Central Region 3 Office ( Nakhorn Pathom )

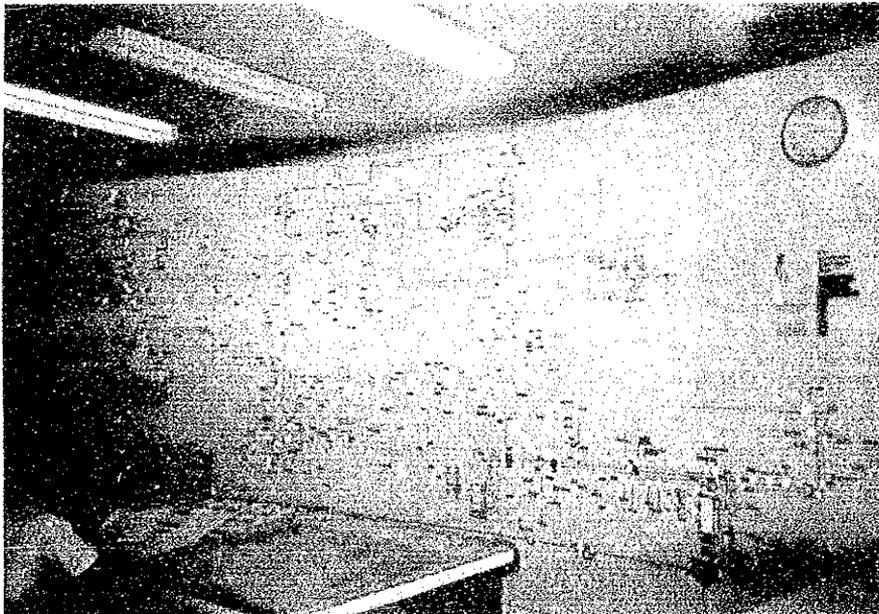


Central Region 3 Office ( Nakhorn Pathom )  
( New Bilding 4-th Floor )



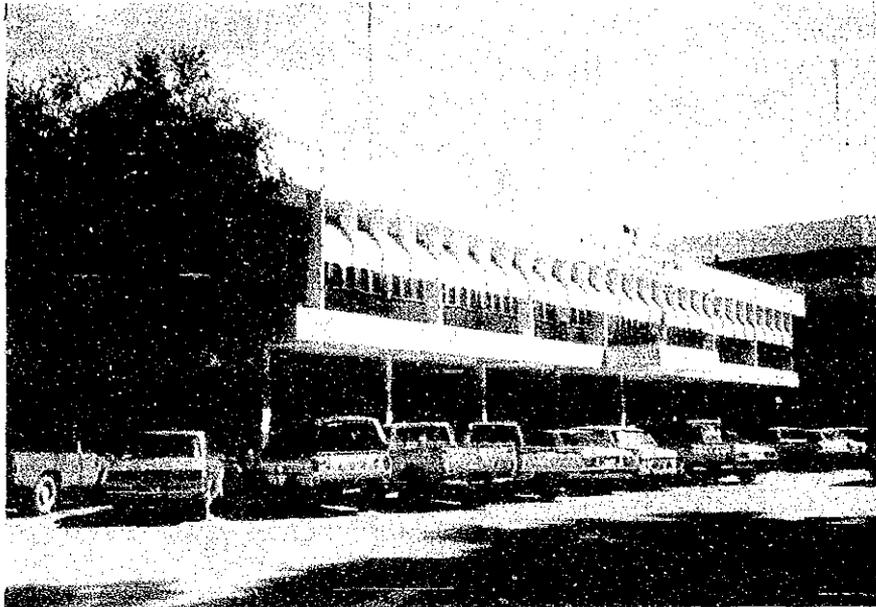


Central Region 3 Office



Nakhorn Pathom Dispatching Center



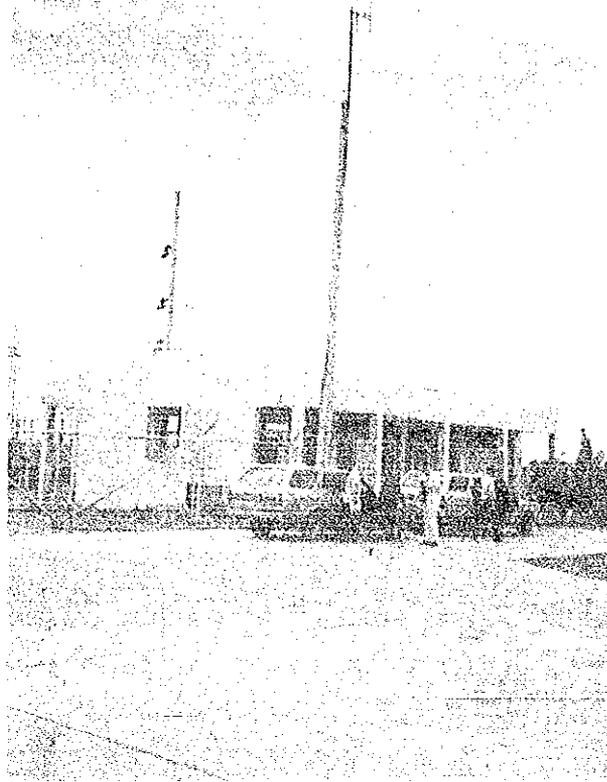


Northern Region 1 Office ( Chiang Mai )

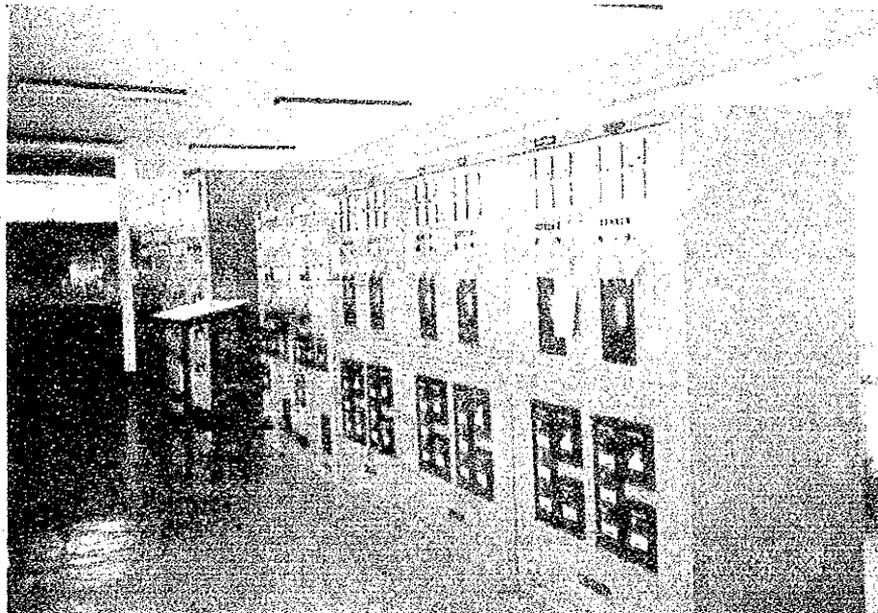


Khao Than Pho Repeater Station ( S2 )  
( TOT, EGAT )



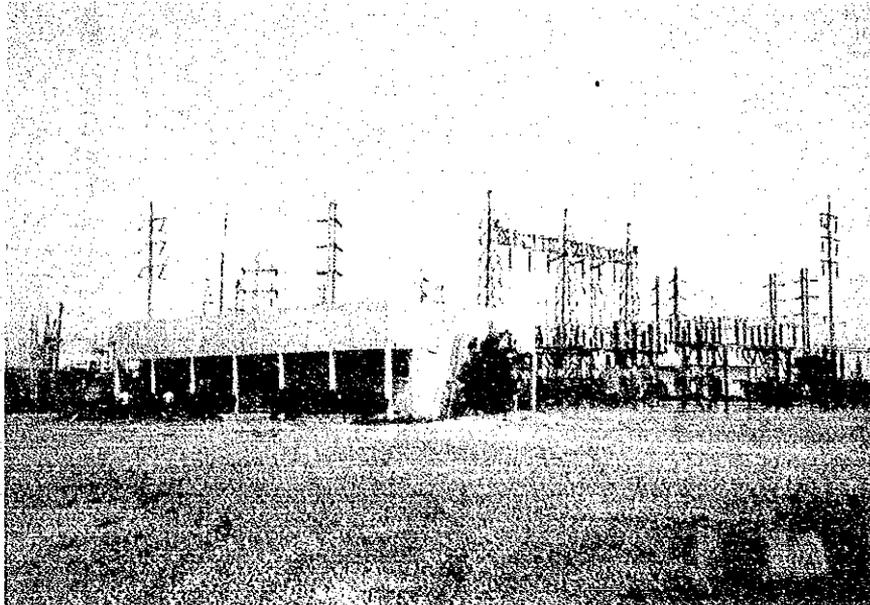


Bang Pa In Control Station ( C1 )  
( 10 m Hight Antenna )

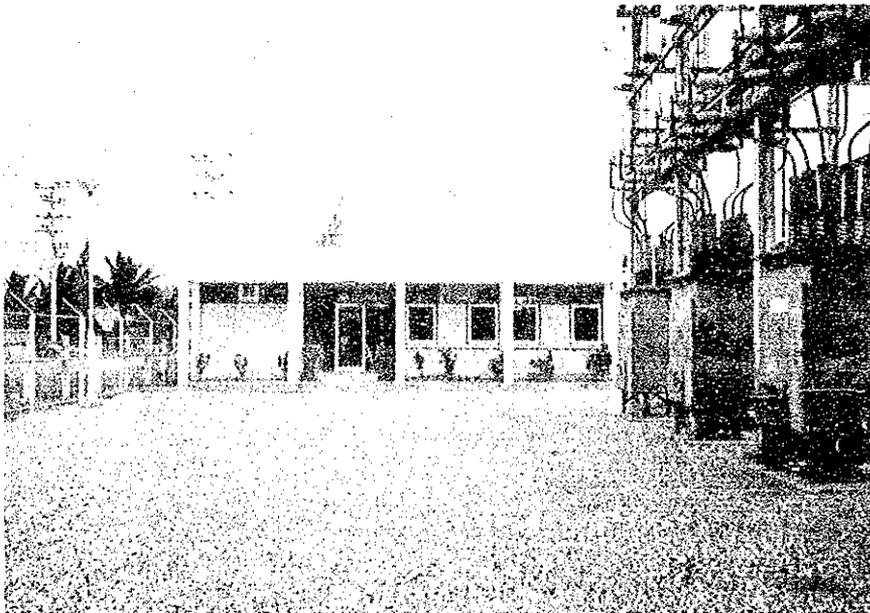


Bang Mai Control Room ( C1 )



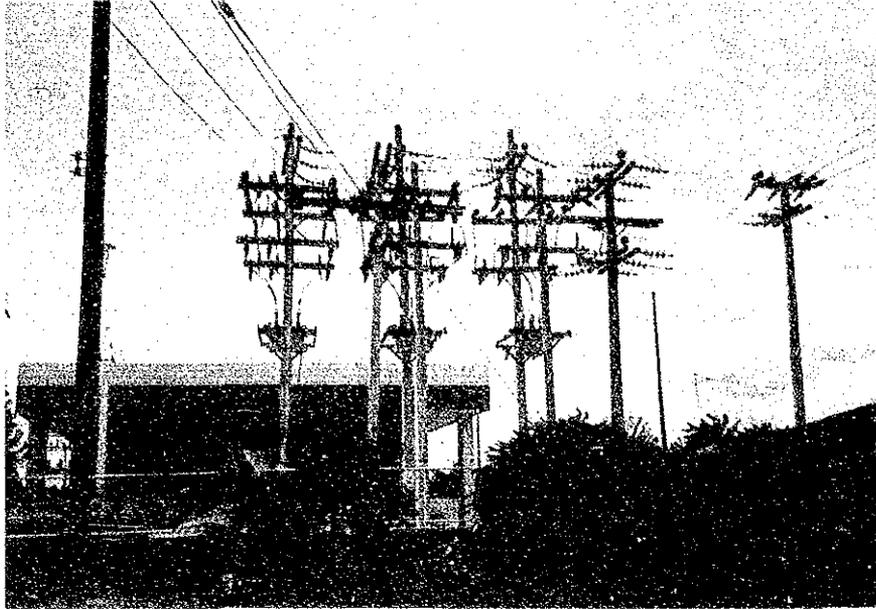


Bang Mai Control Station ( C1 )

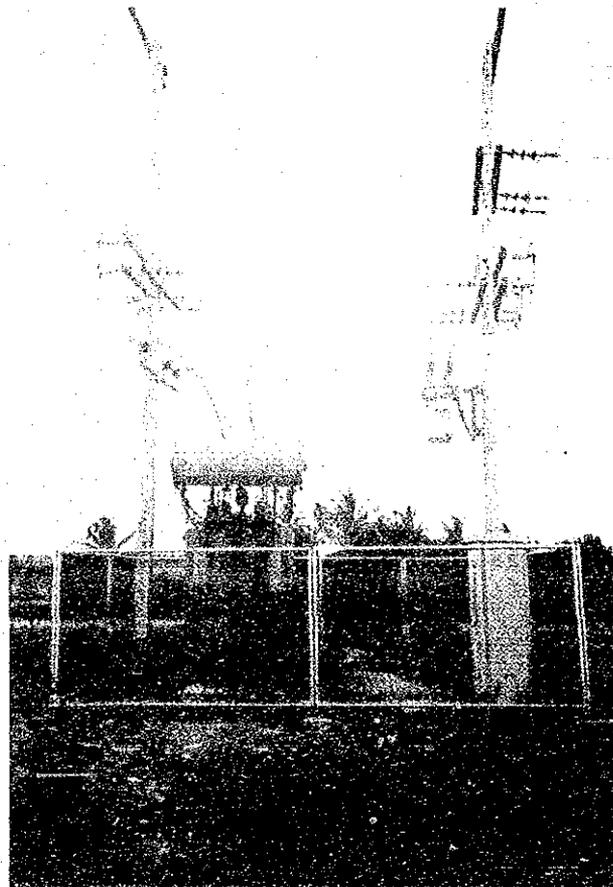


Suphan Buri Control Station ( C3 )



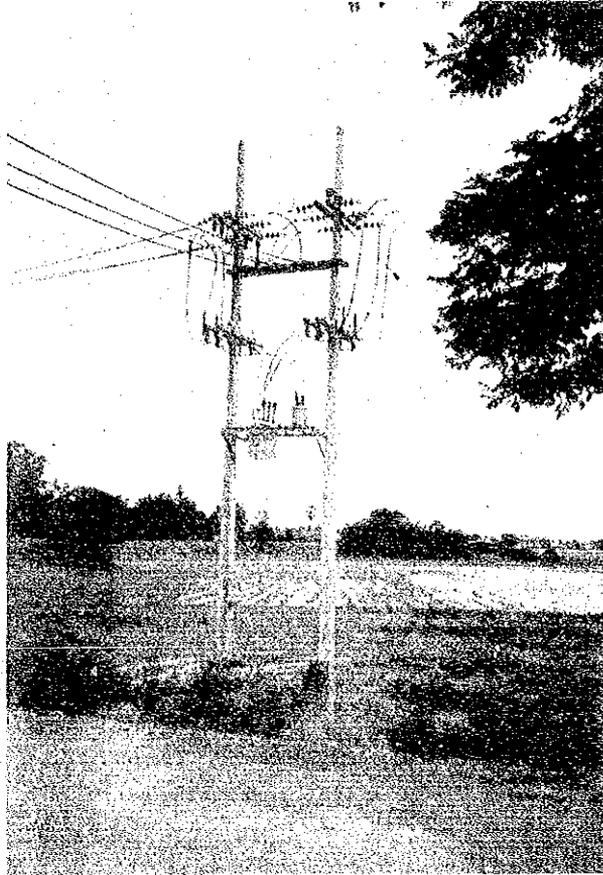


Reclosers at Ayuttaya Substation ( C1 )

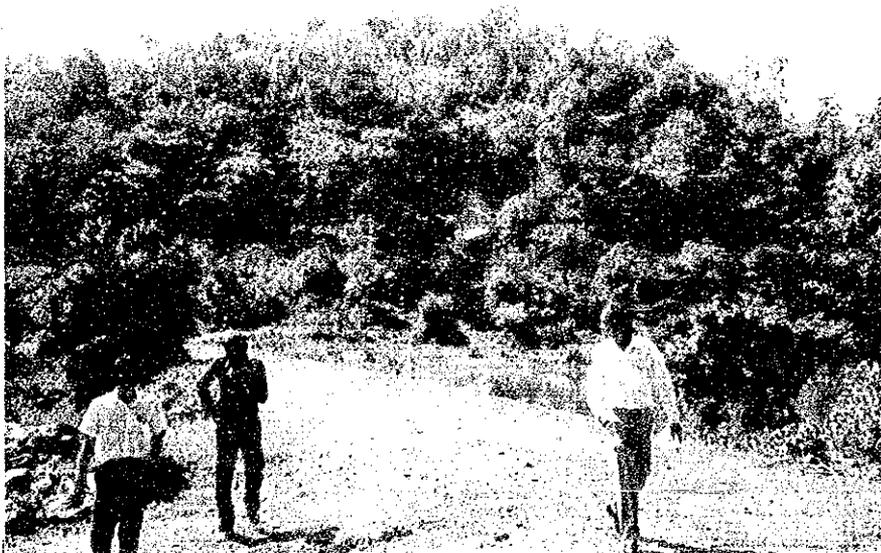


Voltage Regulator





Recloser



Khao Rang Kapoet Repeater Station Site ( C3 )



**GLOSSARY**



# 用語集

## Glossary

計量単位 Unit of Measure	単位 Unit	記号 Symbol
長さ Length	ミリメートル millimeter	mm
	メートル meter	m
	キロメートル kilometer	km (10 <sup>3</sup> m)
面積 Area	平方メートル square meter	m <sup>2</sup>
	平方キロメートル square kilometer	km <sup>2</sup> (10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup> )
体積 Volume	メガリットル megaliter	Ml (10 <sup>6</sup> l)
	ギガ立法フィート giga cubic feet	Gft <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> ft <sup>3</sup> )
	バーレル barrel	barrel (31.5 gallons)
時間 Time	時 hour	h
	分 minute	min
	秒 second	sec

計 量 単 位	単 位	記 号
<u>Unit of Measure</u>	<u>Unit</u>	<u>Symbol</u>
質量	キログラム	
Mass	kilogram	kg
	メガトン	
	megaton	Mt (10 <sup>6</sup> t)
温度	摂氏	
Temperature	centigrade degree	°C = 5/9(F - 32)
熱エネルギー	キロカロリー	
Thermal Energy	kilocalorie	kcal
通貨	ミリオンUSドル	
Currency	million US Dollars	M. US\$
	ミリオンバーツ	
	million Baht	M. Baht
	ミリオンエン	
	million Yen	M. Yen

電 気	単 位	記 号
Electricity	Unit	Symbol
電力	ワット	
Electric Power	watt	W
	キロワット	
	kilowatt	kW (10 <sup>3</sup> W)
	メガワット	
	megawatt	MW (10 <sup>6</sup> W)
電力量	ワットアワー	
Electric Energy	watt hour	Wh
	キロワットアワー	
	kilowatt hour	kWh (10 <sup>3</sup> Wh)
	メガワットアワー	
	megawatt hour	MWh (10 <sup>6</sup> Wh)
	ギガワットアワー	
	gigawatt hour	GWh (10 <sup>9</sup> Wh)
電圧	ボルト	
Voltage	volt	V
	キロボルト	
	kilovolt	kV (10 <sup>3</sup> V)
皮相電力	キロボルトアンペア	
Apparent Power	kilovolt ampere	kVA
	メガボルトアンペア	
	magavolt ampere	MVA (10 <sup>3</sup> kVA)
周波数	ヘルツ	
Frequency	herz	Hz
	メガヘルツ	
	megahertz	MHz (10 <sup>6</sup> Hz)

電 気	単 位	記 号
<u>Electricity</u>	<u>Unit</u>	<u>Symbol</u>
信号対雑音比 Signal per Noise	デシベル decibel	dB
電界強度 Field Strength	デシベル decibel	dBm
信号速度 Signaling Rate	ボ- baud	baud
照度 Illuminance	ルクス lux	lx

省 略 記 号  
Abbreviation

機 関

Authority

EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
MEA	Metropolitan Electricity Authority
NEA	National Energy Administration
NESDB	National Economic and Social Development Board
PEA	Provincial Electricity Authority
TOT	Telephone Organization of Thailand

経 済 用 語

Economic Terms

COE	Crude Oil Equivalent	原油換算
CIF	Cost, Insurance and Freight	運賃保険料込値段
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済収益率
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務収益率
F.C.	Foreign Currency	外 貨
FY	Fiscal Year (from October to September in Thailand)	会 計 年 度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
L.C.	Local Currency	内 貨

技術用語

Technical Terms

ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
CRT	Cathode Ray Tube	陰極線管
FEP	Front End Processor	データ処理装置
FRU	Feeder Remote Terminal Unit	配電線子局
HF	High Frequency	短波
MTU	Master Terminal Unit	親局
RTU	Remote Terminal Unit	変電所子局
S/N	Signal per Noise	信号対雑音比
UHF	Ultra High Frequency	極超短波
VHF	Very High Frequency	超短波

## 結 論 と 勧 告



## 結論と勧告

タイ国政府の要請を受け1986年6月から1987年1月にかけて国際協力事業団により実施された「配電指令センター開発計画調査」の結論と勧告事項は次のとおりである。

### 1. プロジェクトの必要性

PEAの販売電力量は1985年から1995年にかけて年率8.4%で増加し、8,557GWhから19,185GWhとなり、3公社(EGAT, MEA, PEA)に占めるPEAのシェアは42.8%から51.1%に上昇すると想定されている。また、工業用電力需要の占める比率は44.4%から46.3%に上昇すると想定されている。すなわち、PEAの電力需要は今後も高い伸び率で増加をつづけ、しかも高い供給信頼度を要求される工業用電力需要の比率が増加の傾向にある。

電力需要の増加につれて配電設備も今後増加をつづけ、高圧配電システムの構成はますます複雑化の一途をたどると考えられる。

一方、高圧配電線の事故は非常に多く、しかも停電時間が長く、需要家苦情の原因となっている。また、停電による大口需要家の損失額は1986年において365M. Bahtにのぼると推定され、国家経済に大きな損失を与えている。この損失額は、今後工業用電力需要の増加に伴い1995年度には551M. Bahtに達すると予想される。

このような状況にありながら、広範囲にわたる配電システムの指令業務については、監視制御装置は皆無で、専らVHF(一部UHF)無線による通話によって行われており、従来の方式では次第に対応が困難になってきている。更に今後需要および設備の増加に伴い、必然的に配電システムの運用は複雑となり加えて、信頼できる電力供給に対する社会的要請が更に高まるものと予想される。

これに対処するため、近代的配電指令システムの導入と通信システムの改善を図り、配電指令業務の自動化を推進することが是非とも必要であり、かつ早急な実施が望まれる。

### 2. 配電指令センターの開発計画

各支店に配電指令センターを設置し、変電所、配電線用自動開閉器およびリクローザーを監視制御し、事故停電情報の早期収集、事故区間の早期探査および健全区

間への電力融通の迅速化等を図るとともに効率的な設備運用および計画のためのデータを収集する。データ伝送にはUHF無線を使用する。

本配電指令システムの構成は次のとおりである。

配電指令センター	13カ所
無線中継局	24局
変電所	150カ所
自動開閉器	871台
リクローザー	420台

自動開閉器の設置数については次に示す3つのケースを検討したが、そのうち最も経済効果の高いケース2を採用した。

ケース1 全回線に1台ずつ設置する。

ケース2 連係回線に2台、放射状回線に1台ずつ設置する。

ケース3 全回線に2台ずつ設置する。

本プロジェクトを実施することにより、1995年度における事故停電電力量は38.7GWhから23.3GWh(60.2%)に減少し、大口需要家の停電電力量は10.09GWhから5.77GWh(57.2%)に減少すると想定され、供給信頼度を大巾に向上することができる。

### 3. パイロット配電指令センターの実施計画

自動配電指令システムはPEAにとって最初の試みであるため、次の理由からパイロット配電指令センターとトレーニングユニットの設置を計画した。

- ① 配電指令システムの検証とシステム改善ならびに将来における最適システムの検討
- ② 配電指令システムの運転およびメンテナンス技術の習得
- ③ 配電指令システムの評価、計画、設計および建設に関する研修
- ④ 技術者のトレーニング

パイロット配電指令センターサイトはCentral Region3とし、トレーニングユニットはトレーニングセンターに設置することとした。

パイロット配電指令システムの構成は次のとおりである。

配電指令センター	1カ所
無線中継局	1局
変電所	12カ所
自動開閉器	127台
リクローザー	19台

#### 4. 建設コスト

本プロジェクトの建設コストは次のとおりである。

(Unit:1,000US \$)

	F.C.	L.C.			Total
		Duties	Others	Sub Total	
Project Total	66,587	27,290	4,335	31,625	98,212
Pilot Project	8,293	3,395	411	3,806	12,099

#### 5. 実施計画

本プロジェクトは早急を実施する必要があり、しかもパイロットプロジェクトを必要とするため早急に着手することが望ましい。

従って、本調査ではパイロットプロジェクトを1987年から1989年にかけて実施し、残り11Regionに対するマスタープロジェクトを1990年から1994年の5ヵ年間で実施するよう計画した。

また、マスタープロジェクトは2段階に分けて実施することとした。実施スケジュールは次のとおりである。

Stage	Year	Region	Construction Cost (1,000 US \$)
1st stage	1987~1989	C3, Training Center	12,099
2nd stage	1990	C1, C2	19,585
	1991	S1, S2	15,821
	1992	NE3, S3	13,532
3rd stage	1993	N1, NE1	16,067
	1994	N2, N3, NE2	21,108

本プロジェクト実施についての勧告事項は次のとおりである。

- ① プロジェクト実施体制を確立すること
- ② トレーニングの充実にとくに留意すること
- ③ 経験豊かなコンサルタントの協力が必要であること
- ④ 機材調達は一括発注方式が必要であること

## 6. 経 済 評 価

本プロジェクトのEIRR (Economic Internal Rate of Return)はケース1 11.20 %，ケース2 13.44 %，ケース3 11.89 %であり，本プロジェクトは国家経済的にみてフィージブルといえる。とくに，PEA管内における今後の工業用電力需要の増加を考えると，本プロジェクトは工場における生産性向上に大きく寄与するとともに，工業投資の促進をうながし，タイ国経済発展に大きく貢献すると考えられる。

また，本プロジェクトの効果は，本調査で検討した経済効果だけでなく，

- ① 供給信頼度の向上
- ② 工業投資および電力消費の促進
- ③ 民生の向上

などの効果が大きく，いわゆる社会収益率は本調査のEIRRよりかなり高い値

になると思われる。

本プロジェクトによるP E Aの財務上の便益は小さいが、そのほかに、次に示すとおり、財務的評価の難しい多くの便益が期待できる。

- ① 適正かつタイムリーな情報収集による設備の有効利用
- ② 配電設備の運転および計画のためのデータ精度の向上
- ③ 自動指令システムおよび通信システムの改善による電化工事、系統強化工事など他プロジェクトの効率的実施への寄与
- ④ 事故区間の探査、健全区間への電力融通等のための労働力の削減
- ⑤ 安全とよりよいサービスに対する社会的要請への対応とP E Aおよび政府に対する信頼関係の醸成への寄与

本プロジェクトによるP E Aの財務上の負担は少なからぬ額にのぼると予測されるが、本プロジェクトは、国内外の金融関係機関の支援を得て、P E Aの総合収支のなかで実施可能であると考えられる。



## 第 1 章

### プロジェクトの背景と目的



## 第1章 プロジェクトの背景と目的

### 1-1 プロジェクトの背景と目的

P E A (Provincial Electricity Authority)は内務省(Ministry of Interior)に所属し、M E A (Metropolitan Electricity Authority)の供給区域であるBangkok市とその周辺部を除く全地域の配電を行っている。

P E Aは1960年創立以来、電化地域の拡大、配電設備の強化を強力に推進し、その結果、P E Aの電力需要は、1985年度において販売電力量8,557GWh, 最大電力1,956MWとなり、過去10年間の年平均伸び率はそれぞれ15.0%, 14.2%となっている。電化率は1985年度末において55.2%である。この間、配電設備も大巾に拡張され、高圧配電線の回線亘長は、1985年度末において89,369kmとなり、過去10年間における年平均伸び率は19.2%となっている。

今後の見通しとしては、政府が産業開発の重点を地方にしていること、電化率が低いことから引きつづき高い伸びが期待され、電力需要は1995年度において販売電力量19,185GWh, 最大電力3,877MWとなり、それぞれ年平均伸び率8.4%, 7.1%で増加すると想定されている。電化率は1995年度末において76%と計画されている。

P E Aは、第5次国家経済社会開発計画(1982~1986)のもとで電化を主体としたプロジェクトを推進し、ひきつづき第6次国家経済社会開発計画(1987~1991)のもとでも電化を主体としたプロジェクトが計画されている。

しかしながら、P E Aは従来設備の建設に全力を傾注してきたため、設備運用・管理システムの整備がおくれており、今後供給信頼度の向上、適正電圧の維持、設備の有効利用など検討すべき課題が多々残されている。とくに広範囲にわたる配電システムの指令業務については、監視制御装置は皆無で、専らV H F (一部U H F)無線による通話によって行われている。従って、事故停電情報の収集、事故区間の探査および健全区間への電力融通等に多大の時間と労力を費やしている。そのため、停電時間が長く、しかも停電回数が非常に多いため、需要家の苦情も多く従来の方式では次第に対応が困難になってきている。更に今後、需要および設備の増加に伴い、必然的に配電システムの運用はますます複雑になり加えて、信頼

できる電力供給に対する社会的要請が更に高まるものと予想される。これに対処するため、近代的な指令システムの導入と通信系統の改善拡充を図り、指令業務の自動化を推進することが急がれている。

本調査は、以上の背景のもとにタイ国政府から日本国政府に要請された技術協力に応じて実施するもので、PEA管内の配電指令システムおよび通信系統について技術的、経済的見地から最適開発計画を作成し、併せてパイロット配電指令センターの実施計画を策定することを目的とするものである。

## 1-2 調査の経緯

前述の背景により、国際協力事業団は調査団を編成して、1986年6月25日から1986年8月8日まで現地調査を実施し、帰国後、現地調査結果にもとづいて解析を行い、配電指令センター開発計画調査報告書を作成した。

調査工程はTable1-1のとおりである。

## 1-3 調査団の編成および調査日程

### (1) 調査団の編成

調査団の編成は次のとおりである。

団 長	佐 藤 文 紀	西日本技術開発㈱	総 括
団 員	八 尋 義 尚	西日本技術開発㈱	通 信
団 員	千々岩 一 夫	西日本技術開発㈱	変 電
団 員	友 永 貞 文	西日本技術開発㈱	経済評価
団 員	金 子 博	西日本技術開発㈱	配電、指令
団 員	阿 部 一 裕	西日本技術開発㈱	建 築

### (2) 調査団の日程

調査団の日程は次のとおりである。

	出 発	帰 国
佐 藤 文 紀 (現地調査)	1986年 6月 25日	1986年 8月 8日
(中間報告書)	1986年 10月 12日	1986年 10月 18日
(最終報告書案)	1986年 12月 21日	1986年 12月 27日

八尋義尚 (現地調査)	1986年 6月 25日	1986年 8月 8日
(中間報告書)	1986年 10月 12日	1986年 10月 18日
千々岩 一夫	1986年 6月 29日	1986年 7月 28日
友永貞文	1986年 6月 29日	1986年 7月 13日
金子博	1986年 6月 25日	1986年 8月 8日
阿部一裕	1986年 7月 13日	1986年 7月 22日

(3) カウンターパート

調査および打合せに参加した P E A のカウンターパートは次のとおりである。

<u>Deputy General Manager (Technique)</u>	SURASUKDI SENAVONGSE
<u>Assistant General Manager</u>	PRAMUAL KACHATAYA
<u>Planning and Civil Works Department</u>	
Director	SAKOL WONGBUDDHA
<u>Project and Planning Division</u>	
Manager	SUNTHORN TANTHAVORN
Deputy Manager	BOONWED CHAROENCHAI
Chief	NARIS SRINUAL
Assistant Chief	CHAIWAT UDOMRATANASIRICHAJ
<u>Civil Engineering and Architecture Division</u>	
Deputy Manager	SUBHARP NILVAN
Asst. Manager	PRASERT MANGKALA
Architect	SARANYU UDOMSILPA
Engineer	CHONLATHON SATAVARA
<u>Engineering Department</u>	
Director	CHUTHARAT LEERABHANDH
<u>Electrical and Mechanical Engineering Division</u>	
Manager	PRAVIT CHIRADEJA
Engineer	MANEE PANCHINDAR
Chief	SUWAT IUMCHITKUSOL
<u>Research Division</u>	
Manager	THANU CHINKRUA
Chief	WEERACHAI KOYAKUL
	VORAPOJ PILASLAKSANAKAN
<u>Training Center</u>	
Manager	SOMCHAI SRIRATH
<u>Operation and Maintenance Department</u>	
Director	PRACHA THITATHAN
<u>Distribution System Dispatching Center</u>	
Manager	KAYJORN SONGKAKUL
Deputy Manager	NEETHI BHAVAKUL
Chief	THO KONGSAKUL
Assistant Chief	PASSAKORN CUPTAVANICH
Engineer	SUWAT CHIOCHANCHAI

Table 1-1 IMPLEMENTATION SCHEDULE OF THE STUDY

ITEMS	1986												1987	
	6	7	8	9	10	11	12	1	2					
THE FEASIBILITY STUDY ON DISTRIBUTION SYSTEM DISPATCHING CENTER PROJECT IN THE KINGDOM OF THAILAND (1986)	<p>YEAR &amp; MONTH</p> <p>1986: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12; 1987: 1, 2</p> <p>Legend:             ■ WORKS IN THAILAND             □ WORKS IN JAPAN             --- CONCURRENT WORKS</p> <p>Overall Schedule:             Inception Report: 6/23-6/24 (Thailand), 6/23-6/24 (Japan)             Survey Report: 7/1-7/2 (Thailand), 7/1-7/2 (Japan)             Interim Report: 8/1-8/2 (Thailand), 8/1-8/2 (Japan)             Draft Final Report: 10/1-10/2 (Thailand), 10/1-10/2 (Japan)             Final Report: 11/1-11/2 (Thailand), 11/1-11/2 (Japan)</p>													
NAME	ASSIGNMENT	DESCRIPTION OF WORKS												
FUMINORI SAKO	Team Leader Overall supervision	Overall supervision of the study Economic and financial evaluation Study of optimum distribution dispatching system Preparation of reports												
YOSHINAO YAMURO	Communication	Review of present status and future plan of communication system Study of data transmission system Study of improvement plan of general communication system												
KAZUO CHIJAWA	Substation	Review of present status and future plan of substation Review of operation and maintenance system of control station Study of facilities to be supervisory controlled												
SADAFUMI TOMONAGA	Economic analysis	Economic and financial analysis Review of economic situation Review of past record and forecast of electric power demand												
HIROSHI KANEKO	Distribution Dispatching	Review of present status and future plan of distribution system Review of distribution dispatching and maintenance system Study and design of distribution dispatching system												
KAZUHIRO ABE	Architecture	Study of architectural requirements for dispatching center and control station Architectural design												
YASUO WAKI	Communication Dispatching	Study of optimum data transmission system Study and design of distribution dispatching system												

## 第 2 章

### タイ国の一般事情と電力事情



## 第2章 タイ国の一般事情と電力事情

タイ国は北緯6～21度、東経97～106度に位置し、インドシナ半島のほぼ中央部を占めている。国境は北部から西部にかけてビルマ、北部から東北部にかけてはラオス、東部ではカンボジア、南部ではマレーシアと接している。国土の南北の延長は約1,800km、東西は約750km、面積は約513,000km<sup>2</sup>で、日本の約1.4倍である。

人口は1985年現在51.3百万人で、1980～1985年の人口増加率は年平均2.0%であった。1995年の人口は60.5百万人、1985年～1995年の人口増加率は年平均1.7%と想定されている。

気候は熱帯性モンスーン気候であり、1年は雨期(6～10月)と乾期(11～5月)に分かれる。気温は各地ともあまり大差がなく、最高31～35℃、最低21～25℃程度である。年間降雨量は、南部で4,000mmをこえる所があるのを除き、一般に平地では1,000～1,500mm、山岳地帯では1,200mm程度で、東北部では1,000mm以下の所もある。

### 2.1 経済事情

タイ国の計画的経済開発は第1次国家経済社会開発計画(1961年1月～1966年9月)にはじまり、第2次計画(1966年10月～1971年9月)、第3次計画(1971年10月～1976年9月)、第4次計画(1976年10月～1981年9月)及び第5次計画(1981年10月～1986年9月)を経て、現在第6次計画(1986年10月～1991年9月)が実施されている。この間における実質GDPの年平均成長率は、第1次計画7.3%、第2次計画7.2%、第3次計画7.1%、第4次計画7.1%で、タイ国経済は、1961年から1981年に至る20年間に順調な成長を遂げた。

Table2-1に主要経済指標を、Table2-2に産業別実質GDPを、Table2-3に産業別名目GDPをそれぞれ示す。第5次計画の実質GDPの成長率は、第2次オイルショック後の世界的なリセッション、世界貿易の後退、1次産品の価額低迷等のため鈍化傾向を示し、1985年9月までの実績で5.0%となっている。1985年の産業別実質GDPは農業23.2%、製造業20.8%、卸小売り15.7%、サービス業11.6%、銀行・保険・不動産7.8%、運輸・通信6.9%、その他14.0%となってお

り、銀行・保険・不動産、電気・水道、サービス業、鉱業、製造業、運輸・通信が好調な伸びを示している。

Table2-4に貿易収支を、Table2-5に主要1次産品別輸出額を、Table2-6に商品別輸入額をそれぞれ示す。タイ国の貿易は、米、タピオカ、生ゴム、砂糖、錫、メイズ等の一次産品を輸出し、機械、鉄鋼、化学用品等の資本財、工業用原料及び消費材を輸入するという発展途上国に共通にみられるパターンをとってきている。輸出面では天候や国際商品市況の動きに影響されやすい農水産物、鉱物等1次産品に大きく依存していること及び国際競争力のある輸出工業がまだ十分発展していないこと、輸入面では原油、原材料、資本財等の輸入が経済発展に応じ増大傾向にあること等のため貿易収支は恒常的に赤字を記録しており、赤字幅も近年増大の傾向を示している。タイ国の国際収支は恒常的な貿易赤字を貿易外収支及び資本収支の黒字で補填するパターンをとってきている。(Table2-1参照)

1979年の第2次オイルショックはタイの物価にも大きな影響を与え1979~1981年の消費者物価は極めて高い上昇率を記録したが、それ以後は沈静化しつつある。(Table2-1参照)

## 2-2 エネルギー事情

Table2-7にエネルギー消費の実績を、Table2-8にエネルギー消費の想定をそれぞれ示す。

タイ国のエネルギー消費は1984年に原油換算で23,249M1に達した。年平均増加率は70年代後半(1975~1980)には11.9%であったが、80年代前半(1980~1984)には6.0%に減少した。また、1973年以降石油代替エネルギー政策の一環として天然ガス、褐炭等の国産エネルギーの開発を行った結果国産エネルギーの占有率は1975年の19.4%から1984年の49.9%へ増加し、石油依存率は1975年の80.6%から1984年の54.8%へ低下した。

1985年から1992年にかけてエネルギー消費は年率6.5%で増加し、1992年においてエネルギー消費は38,568M1(原油換算)、石油依存率は48.2%と想定されている。

国産エネルギーの現状及び将来展望はつぎのとおりである。

## (1) 石 油

1984年における国産石油製品の消費量は 1,197Ml (原油換算) で全石油製品の 9.4%を占めている。1984年の生産量は原油 5.4百万バーレル, コンデンサート 3.0百万バーレル, 合計 8.4百万バーレルである。油田はLan Krabue油田及びFang油田で, いずれも北部に位置している。オフショアでは有望な油田は見つかっていない。埋蔵量ははっきり判っていない。

## (2) 天 然 ガ ス

1984年の天然ガス消費量は 2,284Ml (原油換算) で総エネルギー消費の 9.8%を占めている。天然ガスの実用化は1981年 9月から始まり, 1984年の生産量は85.5 Gft<sup>3</sup> である。ガス油田はタイ湾内のErawanガス田, Baanpot ガス田と北部のLan Krabueガス田が開発されている。現在, 天然ガスは主として発電用に使用されており, ほかに一部セメント工場等に使用されている。

埋蔵量は, 公式には発表されていないが, 確認埋蔵量は 4,000 Gft<sup>3</sup>, 推定埋蔵量は10,000 Gft<sup>3</sup> といわれている。

1992年の天然ガスの消費量は 5,847Ml (原油換算) となり, 総エネルギー消費の15.2%を占めると想定されている。天然ガス火力発電所の開発計画は Clause2-5 にのべるとおりである。

## (3) 褐 炭

1984年の褐炭消費量は 852Ml (原油換算) で総エネルギー消費の 3.7%を占めている。代表的炭田は北部のMae Moh, Li及び南部のKrabi にあり, 1984年の生産量は 2.4Mtである。

推定埋蔵量は 680~1,480Mt といわれている。タイの炭田は全て露天掘であり, 膨大な埋蔵量を有しているが, 低カロリーのものが多く, その大半は発電用に使用されている。

1992年の褐炭の消費量は 3,762Ml (原油換算) となり, 総エネルギー消費の 9.8%を占めると想定されている。褐炭火力発電所の開発計画はClause2-5 に述べるとおりである。

## (4) 水 力 発 電

1984年の水力発電電力量は 1,221Ml (原油換算) で総エネルギー消費の 5.3

%を占めている。

包蔵水力は国内河川10,120MW, ラオス, ビルマに接する国際河川を含めると27,015MWと推定されている。

1992年の水力発電電力量は1,717Ml(原油換算)となり, 総エネルギー消費の4.5%を占めると想定されている。水力発電所の開発計画はClause2-5に述べるとおりである。

(5) その他エネルギー

石油代替エネルギーとしてオイルシェール, 地熱, バイオガス, アルコール, 太陽光, 風力及び原子力が考えられている。

オイルシェールは北部に発見され, 埋蔵量は18,000Mtと推定されている。

2-3 電力事業の運営

タイ国の電力事業は, 発送電事業を担当するタイ国電力公社(Electricity Generating Authority of Thailand:EGAT)と首都圏の配電事業を担当する首都圏配電公社(Metropolitan Electricity Authority:MEA), 首都圏以外の配電事業を担当する地方配電公社(Provincial Electricity Authority:PEA)の3公社で運営されている。

EGATは全国の発電所, 送電系統および変電所を担当し, MEAは管内の送電系統, 変電所および配電系統を担当している。PEAは主として配電系統を担当しており, 他に3変電所を所有し, 遠隔地でディーゼル発電を行っている。このほか, 国家エネルギー庁(National Energy Administration:NEA)が小水力発電所を3カ所所有している。

電力に係る総合的な行政はNEAが担当し, 全国の電力系統計画の調整は国家経済社会開発局(National Economic and Social Development Board:NESDB)が担当している。

NEAは科学技術エネルギー省(Ministry of Science Technology and Energy)に, NESDBとEGATは総理府(Office of the Prime Minister)に, MEAとPEAは内務省(Ministry of Interior)に, それぞれ所属している。

## 2-4 電力需要

### (1) 電力需要の実績と想定

Table2-9にタイ国の電力需要の実績と想定を示す。需要想定は、NESDB, NEA, EGAT, MEA, PEAのメンバーによって構成されたワーキンググループによって作成されている。この想定は1986年9月に作成されたものである。

電力需要は、1985年度において、販売電力量19,979GWh, 最大電力3,878MWで過去5年間の年平均伸び率は、それぞれ9.0%, 9.9%となっている。需要種別毎の構成は、Residential 5,092GWh(25.5%), Business 4,881GWh(24.4%), Industrial 8,970GWh(44.9%), その他1,036GWh(5.2%)で、年平均伸び率はResidentialの12.0%が特に大きい。ロス率は14.5%, 年負荷率は68.8%である。電化率は59.1%となっている。

電力需要は、1995年度において、販売電力量37,549GWh, 最大電力7,128MWとなり、年平均伸び率はそれぞれ6.5%, 6.3%と想定されている。電化率は79.5%と見込まれている。

Table2-10はGDPと電力消費との弾性値を示したものである。1975年度から1980年度にかけては、GDPの年平均伸び率は7.55%とかなり高い値を示したが、電力消費量の年平均伸び率が12.12%と非常に大きかったため、弾性値は1.605と高い実績を示した。1980年度から1985年度にかけては、電力消費量の伸び率は8.963%とかなり低下したが、Clause2-1で述べた理由によりGDPの伸び率が低下し5.279%となったため、弾性値は1.698と高い実績を示した。1975年度から1985年度にかけて電力消費量の伸び率が高い実績を示したのは電化プロジェクトの影響が大きく、電化率は1975年度の21.8%から1985年度の59.1%へ上昇した(Table2-9参照)。今後は電化プロジェクトの電力消費量伸び率への影響度は小さくなり、1995年度までの年平均伸び率は6.5%と想定されている。従って、弾性値は1に近い値になるものと考えられる。

### (2) 電力公社別の販売電力量の実績と想定

Table2-11にタイ国における電力公社別の販売電力量の実績と想定を示す。

販売電力量は、1985年度において、EGAT 911GWh(4.6%), MEA

10,511GWh(52.6%) , P E A 8,557GWh(42.8%) , 合計19,979GWh で過去5年間の年平均伸び率はE G A T 15.5% , M E A 6.0% , P E A 12.8% , 合計 9.0% となっている。

販売電力量は、1995年度において、E G A T 1,180GWh(3.1%) , M E A 17,184GWh(45.8%) , P E A 19,185GWh(51.1%) , 合計37,549GWh となり、年平均伸び率はE G A T 2.6% , M E A 5.0% , P E A 8.4% , 合計 6.5% と想定されている。P E A の販売電力量は、1989年度にM E A を上廻り、それ以降P E A の構成比は上昇傾向をたどると予想される。

## 2-5 発電設備の現状と計画

Table2-12 にE G A T の発電設備の現状と計画を、Fig.2-1 にE G A T の電力系統図を示す。開発計画の詳細はAnnex 2-1-1 ~ 2-1-6 のとおりである。

発電設備容量は、1985年度末において天然ガス火力 2,400MW (37.2%) , 水力 1,813.6MW (28.1%) , ガスタービン 985MW (15.2%) , 褐炭火力 885MW (13.7%) , 石油火力 342.5MW (5.3%) , ディーゼル33.6MW (0.5%) , 合計 6,459.7MW となっており、天然ガス火力、水力、ガスタービン、褐炭火力が主力となっている。

地域毎の発電設備容量は、中央部 4,085.5MW (63.2%) , 北部 1,868.8MW (28.9%) , 南部 366.9MW (5.7%) , 東北部 138.5MW (2.1%) で、南部と東北部がすくない。主要発電所はつぎのとおりである。

Region	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Type
Northern	Mae Moh	825	Lignite
	Bhumibol	535	Hydro
	Sirikit	375	"
	Lan Krabue	120	Gas Turbine
Central	South Bangkok	1,300	Natural Gas
	Bang Pakong	1,100	"
		720	Gas Turbine
	Srinagarind	360	Hydro
	Khao Laem	300	"
	North Bangkok	237.5	Oil

エネルギー資源毎の発電電力量は、1985年度において天然ガス10,048GWh(43.0%)、褐炭4,445GWh(19.0%)、石油4,230GWh(18.2%)、水力3,871GWh(16.6%)、ディーゼル油8GWh、買電755GWh(3.2%)、合計23,357GWhである。国産エネルギー資源(天然ガス、褐炭、水力)の活用が進められており、石油の比率は、1984年度の32.2%から18.2%に減少した。

1995年度までに開発予定の発電設備容量は、水力1,184.5MW、ガスタービン1,200MW、褐炭火力675MW、石油火力75MW、合計3,134.5MWで、ひきつづき国産エネルギー資源の活用が計画されている。この結果、1995年度末の発電設備容量は、水力2,998.1MW(32.8%)、天然ガス2,400MW(26.2%)、ガスタービン2,065MW(22.6%)、褐炭火力1,500MW(16.4%)、石油火力180MW(2.0%)、合計9,143.1MWとなり、発電電力量に占める石油の比率は2.2%に減少する計画となっている。

地域毎の発電設備容量は、中央部4,758.0MW(52.0%)、北部2,464.3MW(27.0%)、南部1,212.3MW(13.3%)、東北部708.5MW(7.7%)となり、南部と東北部においても開発が計画されている。

## 2-6 送変電設備の現状と計画

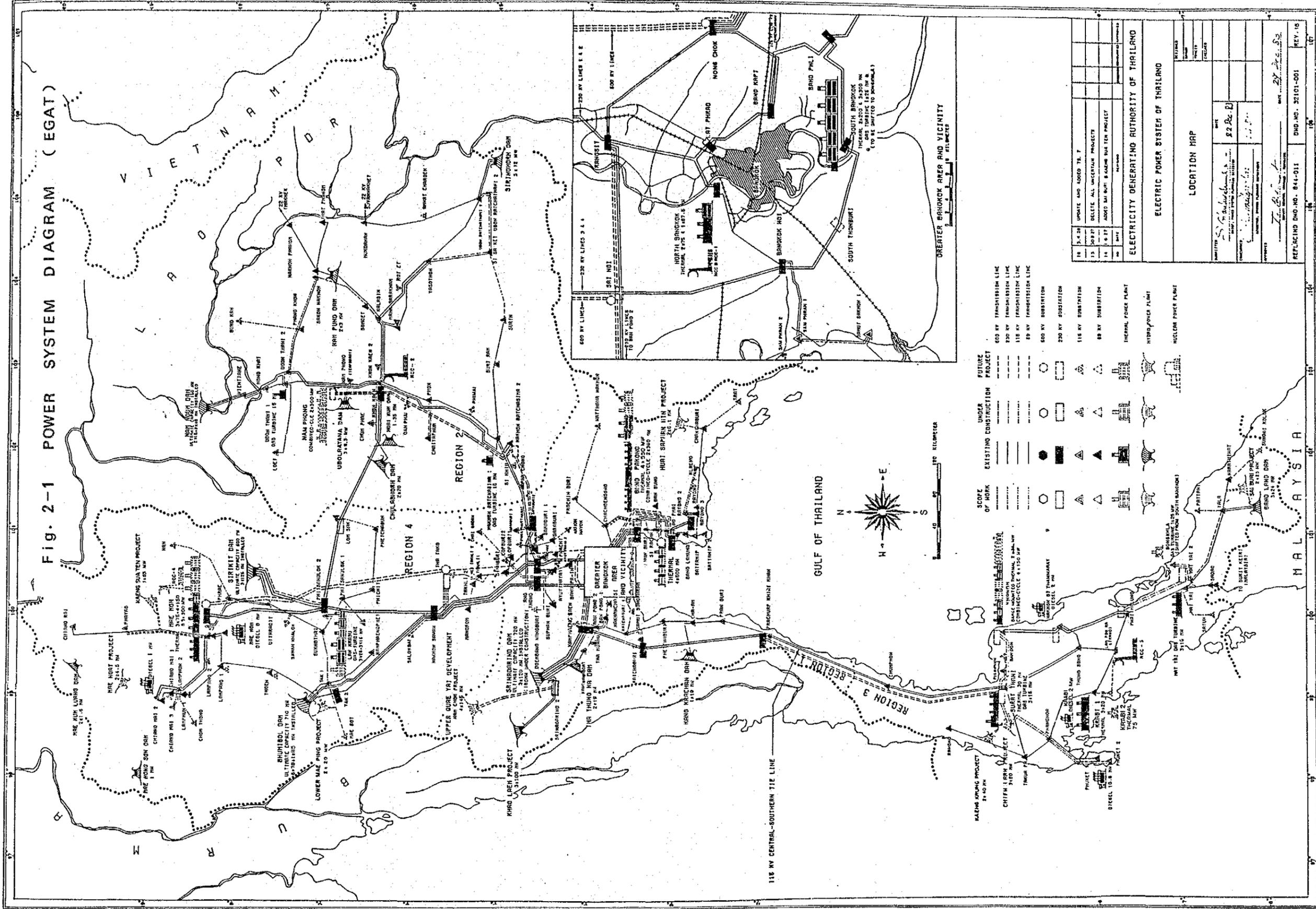
E G A Tの送電線の回線巨長は、1985年度末において230kV 5,191km、132kV 9km、115kV 8,322km、69kV 933km、合計14,455kmで、230kVと115kVが主体となっている。230kV送電線は北部および中央部の発電所からBangkokに至る主幹系統を構成している。東北部は北部からの230kV系統と中央部からの115kV系統で関係されており、南部は中央部から115kV系統で関係されている。各Region内の送電系統は115kVまたは69kVである。

将来の送電系統計画としては、北部のMae Moh発電所からBangkokに至る500kV送電線の新設、南部への230kV送電線の延長、東北部への230kV系統の強化、各Region内の115kV系統の拡充が計画されており、1995年度末の送電線の回線巨長は21,400kmに達する計画となっている。Mae Moh発電所からBangkokに至る500kV送電線の一部は近く竣工の予定である。

E G A Tの変電所は、1985年度末において、230kV 23ヵ所 6,455.6MVA、132

kV 1ヵ所 66.7MVA, 115kV 79ヵ所 3.338MVA, 69kV 18ヵ所 328.3MVA, 22kV 13MVA, 合計 121ヵ所 10.201.6MVA である。1995年度末における変電所容量は 24.320MVA と計画されている。

Fig. 2-1 POWER SYSTEM DIAGRAM (EGAT)



SCOPE OF WORK	EXISTING CONSTRUCTION	UNDER CONSTRUCTION	FUTURE PROJECT
600 KV TRANSMISSION LINE	---	---	---
230 KV TRANSMISSION LINE	---	---	---
118 KV TRANSMISSION LINE	---	---	---
60 KV TRANSMISSION LINE	---	---	---
33 KV SUBSTATION	○	○	○
230 KV SUBSTATION	□	□	□
118 KV SUBSTATION	△	△	△
60 KV SUBSTATION	△	△	△
THERMAL POWER PLANT	■	■	■
HYDRO POWER PLANT	■	■	■
NUCLEAR POWER PLANT	■	■	■

10	3-4-50	UPDATE AND ADD TO T. 7
11	5-8-57	DELETE ALL UNCERTAIN PROJECTS
12	1-8-57	ADD TO T. 7
13	1-8-57	ADD TO T. 7
14	1-8-57	ADD TO T. 7
15	1-8-57	ADD TO T. 7

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

ELECTRIC POWER SYSTEM OF THAILAND

LOCATION MAP

DATE: 22 Dec 57

REFLECTING DNG NO. 844-011 DNG NO. 32101-001 REV. 10



Table 2-1 MAIN ECONOMIC INDICATORS

Item	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Population (x 1,000)	42,421	43,436	44,463	45,460	46,461	47,490	48,490	49,461	50,397
GDP Growth Rate (Constant Price) (%)	8.7	7.2	10.1	6.1	5.8	6.3	4.1	5.8	6.2
GDP Growth Rate (Current Price) (%)	13.0	19.8	21.8	18.4	23.1	14.8	7.6	9.2	7.3
Per Capita GNP (US\$)	389	441	514	589	707	738	735	790	806
Consumer Price Index (%)	100.0	107.6	116.1	127.6	152.7	172.1	181.1	187.9	189.5
	4.2	7.6	7.9	9.9	19.7	12.7	5.2	3.8	0.9
Balance of International Payment (M. Baht)	(11,085)	(25,599)	(28,540)	(47,053)	(57,985)	(65,782)	(36,137)	(89,237)	(68,796)
All Items	( 81)	( 7,538)	(13,298)	( 7,925)	5,179	2,531	3,314	(18,078)	10,588
Foreign Currency Reserves (M. US\$)	1,893	1,915	2,557	3,129	3,026	2,726	2,652	2,555	2,689
Outstanding Foreign Debts (Public Sector) (M. US\$)	816	1,139	1,786	2,713	3,932	5,238	6,032	6,876	8,538
Exchange Rate (to US\$)	20.400	20.400	20.336	20.419	20.476	21.820	23.000	23.000	23.639

Table 2-2 GROSS DOMESTIC PRODUCT BY INDUSTRIAL ORIGIN  
(1972 Prices)

(Unit: M. Baht)

Industrial Origin	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Annual Growth Rate (%)	
											1976-1981	1981-1985
Agriculture	65,898	65,537	72,513	71,408	72,784	77,701	78,502	81,449	85,902	87,897	23.2	3.4
Crops	49,013	46,794	53,583	51,804	54,179	58,528	59,904	61,919	65,518	66,696	17.6	3.6
Livestock	7,622	8,102	8,515	8,931	9,011	9,500	9,897	10,332	10,781	11,088	2.9	4.5
Fisheries	5,898	7,499	7,414	7,281	6,276	6,777	6,019	6,568	6,862	7,290	1.9	2.8
Forestry	3,365	3,142	3,001	3,392	3,318	2,896	2,682	2,630	2,741	2,823	0.7	(3.0)
Mining and quarrying	2,906	3,526	4,104	4,531	4,780	4,623	4,431	4,414	5,415	6,012	1.6	9.7
Manufacturing	42,529	48,071	52,521	57,841	60,597	64,490	67,317	72,252	77,081	78,921	20.8	8.7
Construction	10,022	11,996	13,583	14,547	16,576	15,500	15,097	15,927	17,680	17,603	4.6	9.1
Electricity and water supply	3,642	4,144	4,500	5,178	5,560	6,330	6,755	7,348	8,088	8,875	2.3	11.7
Transportation and communication	13,366	14,474	16,205	17,663	18,811	20,209	21,715	23,290	24,605	26,242	6.9	8.6
Wholesale and retail trade	38,821	41,213	43,658	45,497	48,227	51,103	52,789	55,076	57,430	59,497	15.7	5.7
Banking, insurance and real estate	10,208	11,574	13,443	15,582	17,419	19,197	21,396	24,238	26,994	29,388	7.8	13.5
Ownership of dwellings	3,664	3,823	4,052	4,289	4,502	4,723	4,936	5,178	5,389	5,594	1.5	5.2
Public administration and defence	8,893	9,555	10,166	11,594	12,423	13,192	13,833	14,498	14,106	14,873	3.9	8.2
Services	21,276	23,260	26,352	28,777	31,173	34,202	37,261	39,276	41,536	43,854	11.6	10.0
Gross domestic product (GDP)	221,225	237,173	261,097	276,907	292,852	311,270	324,032	342,946	364,206	378,755	100.0	7.1
Plus: Net factor income payment from the rest of the world	(1,020)	(1,575)	(4,054)	(7,010)	(8,279)	(12,985)	(14,910)	(14,080)	(17,372)	(17,702)	-	-
Gross national product (GNP)	220,205	235,598	257,043	269,897	284,573	298,285	309,122	328,866	346,834	361,054	6.3	4.9
Per capita GNP (BAHT)	5,191	5,424	5,781	5,937	6,125	6,281	6,375	6,649	6,882	7,038	3.9	2.9
Population (x 1,000 capita)	42,421	43,436	44,463	45,460	46,461	47,490	48,490	49,461	50,397	51,301	2.3	1.9

Table 2-3 GROSS DOMESTIC PRODUCT BY INDUSTRIAL ORIGIN  
(Current Prices)

(Unit: M. Baht)

Industrial Origin	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	%	Annual Growth Rate (%)	
												1976-1981	1981-1985
Agriculture	104,657	110,929	129,094	147,076	173,806	187,886	188,742	204,443	193,436	182,279	17.4	12.4	(0.8)
Crops	77,509	79,069	96,180	107,980	130,372	138,886	139,852	149,973	141,690	132,557	12.7	12.4	(1.2)
Livestock	12,354	14,409	13,503	16,954	21,717	24,727	23,608	28,840	26,326	23,906	2.3	14.9	(0.8)
Fisheries	9,792	12,456	13,086	13,017	11,984	13,183	14,150	14,466	13,146	12,551	1.2	6.1	(1.0)
Forestry	5,002	4,995	6,325	9,125	9,733	11,090	11,132	11,164	12,274	13,165	1.2	17.3	4.4
Mining and quarrying	5,174	8,139	10,679	12,614	14,493	13,373	14,807	16,480	21,291	29,279	2.8	20.9	21.6
Manufacturing	63,025	74,676	89,089	109,740	134,515	158,272	164,659	176,200	196,793	207,691	19.8	20.2	7.0
Construction	15,784	20,251	24,344	29,240	39,865	42,008	43,040	47,129	52,772	53,758	5.1	21.7	6.4
Electricity and water supply	3,745	4,384	5,168	6,075	6,284	10,743	14,454	16,319	18,884	21,645	2.1	23.5	19.1
Transportation and communication	21,828	24,706	29,606	37,844	45,261	57,281	63,133	73,708	83,588	96,254	9.2	21.3	13.9
Wholesale and retail trade	59,391	74,931	90,053	102,853	128,731	150,293	159,849	165,812	181,993	190,676	18.2	20.4	6.1
Banking, insurance and real estate	16,075	19,537	24,624	31,396	41,891	52,025	61,021	71,722	80,577	89,751	8.6	26.5	14.6
Ownership of dwellings	4,840	5,272	5,826	6,297	7,378	8,411	9,912	11,210	12,339	13,706	1.3	11.7	13.0
Public administration and defence	13,571	14,810	17,943	21,623	28,263	30,645	37,349	42,551	43,182	47,058	4.5	17.7	11.3
Services	29,545	35,395	43,095	51,482	64,443	75,229	89,170	98,680	106,704	115,467	11.0	20.6	11.3
Gross domestic product, (GDP)	337,635	393,030	469,952	556,240	684,930	786,166	846,136	924,254	991,559	1,047,564	100.0	18.4	7.4
Plus:	(1,261)	(2,014)	(5,402)	(9,791)	(12,490)	(21,787)	(26,376)	(25,390)	(31,776)	(37,081)		-	-
Net factor income payment from the rest of the world													
Gross national product, (GNP)	336,374	391,016	464,550	546,449	672,440	764,379	819,760	898,864	959,783	1,010,483		17.8	7.2
Less:													
Indirect taxes less subsidy	33,438	43,717	51,733	60,903	71,473	79,879	83,904	100,947	111,397	114,246		19.0	9.4
Depreciation	24,041	28,609	34,428	41,887	50,640	59,259	65,649	73,386	81,773	89,679		19.8	10.9
National income, (NNP)	278,895	318,690	378,389	443,659	550,327	625,241	670,207	724,531	766,613	806,558		17.5	6.5
Per capita GNP (BAHT)	7,930	9,001	10,449	12,020	14,474	16,096	16,906	18,174	19,044	19,697		15.2	5.2
Population (x 1,000 capita)	42,421	43,436	44,463	45,460	46,461	47,490	48,490	49,461	50,397	51,301		2.3	1.9

Table 2-4 BALANCE OF TRADE

(Unit: M. Baht)

Year	Export		Import		Balance (A - B)
	Amount (A)	Growth Rate (%)	Amount (B)	Growth Rate (%)	
1975	44,365		64,527		(20,162)
1976	60,361	36.1	71,446	10.7	(11,085)
1977	70,463	16.7	96,062	34.5	(25,599)
1978	82,251	16.7	110,791	15.3	(28,540)
1979	106,881	29.9	153,934	38.9	(47,053)
1980	132,040	23.5	190,025	23.4	(57,985)
1981	150,218	13.8	216,000	13.7	(65,782)
1982	157,203	4.6	193,340	(10.5)	(36,137)
1983	145,076	(7.7)	234,313	21.2	(89,237)
1984	173,520	19.6	242,316	3.4	(68,796)

Source: Bank of Thailand

Table 2-5 EXPORTED AMOUNT BY MAIN PRIMARY PRODUCTS

(Unit: M. Baht)

Products	1980		1981		1982		1983		1984	
	Amount	%								
Rice	19,508	14.6	26,366	17.2	22,510	14.1	20,157	13.8	25,932	14.8
Tapioca Products	14,887	11.2	16,446	10.7	19,752	12.4	15,387	10.5	16,600	9.5
Raw Rubber	12,351	9.3	10,841	7.1	9,490	5.9	11,787	8.0	13,004	7.4
Maize	7,299	5.5	8,349	5.5	8,330	5.2	8,486	5.8	10,147	5.8
Tin	11,347	8.5	9,091	5.9	7,773	4.9	5,265	3.6	5,280	3.0
Sugar	2,975	2.2	9,572	6.3	12,932	8.1	6,338	4.3	5,222	3.0
Others	64,830	48.7	72,336	47.3	78,941	49.4	79,052	54.0	99,052	56.5
Total	133,197	100.0	153,001	100.0	159,728	100.0	146,472	100.0	175,237	100.0

Source: Bank of Thailand

Table 2-6 IMPORTED AMOUNT BY MAIN GOODS

(Unit: M. Baht)

Goods	1980		1981		1982		1983		1984	
	Amount	%								
Consumer Goods	19,286	10.2	22,985	10.6	22,783	11.6	29,699	12.6	31,939	13.0
Non Durable Goods	12,257		13,616		12,991		16,045		17,663	
Durable Goods	7,029		9,369		9,792		13,654		14,276	
Raw Material and Half-Finished Goods for Consumer Goods for Capital Goods	45,312	24.0	53,575	24.7	48,596	24.7	59,539	25.2	61,542	25.1
for Consumer Goods	28,182		33,716		30,427		37,187		39,018	
for Capital Goods	17,130		19,859		18,169		22,352		22,524	
Capital Goods	46,075	24.4	56,772	26.2	47,778	24.3	69,358	29.3	72,431	29.5
Non Electric Machinery	20,402		25,842		21,172		33,061		34,992	
Electric Machinery	11,206		10,867		11,008		15,916		16,909	
Others	78,013	41.3	83,414	38.5	77,459	39.4	78,013	33.0	79,243	32.3
Automobile	6,912		9,568		7,687		11,416		11,834	
Crude Oil and Petroleum Products	58,733	31.1	65,100	30.0	60,765	30.9	57,065	24.1	57,353	23.4
Total	188,686	100.0	216,746	100.0	196,616	100.0	236,609	100.0	245,155	100.0

Source: Bank of Thailand

Table 2-7 ENERGY CONSUMPTION BY TYPES OF SOURCES

(Unit: Ml of Crude Oil Equivalent)

Year	Petroleum Products	Hydro Electric	Coal & Lignite	Fuel Wood	Charcoal	Paddy Husk	Bagasse	Natural Gas	Total	Share of Indigenous Sources (%)	Share of Petroleum (%)
1975	8,489	1,115	187	42	14	47	640	-	10,534	19.4	80.6
1976	9,593	1,193	205	42	27	41	911	-	12,012	21.6	79.9
1977	10,661	1,074	163	148	29	42	903	-	13,020	17.1	81.9
1978	11,581	704	206	116	28	46	1,136	-	13,817	16.3	83.8
1979	12,193	998	455	1,400	1,821	51	708	-	17,626	30.1	69.2
1980	12,713	432	469	1,942	2,223	50	616	-	18,445	30.7	68.9
1981	12,018	911	513	2,000	2,543	123	902	254	19,264	37.6	62.4
1982	10,872	1,156	757	2,048	2,570	142	1,438	1,302	20,285	46.9	53.6
1983	12,160	1,100	747	2,053	2,616	192	1,244	1,529	21,641	46.6	56.2
1984	12,750	1,221	852	2,075	2,638	201	1,228	2,284	23,249	49.9	54.8

Source: Thailand Energy Situation 1984 (NEA)

Table 2-8 FORECAST OF ENERGY CONSUMPTION

(Unit: Ml of Crude Oil Equivalent)

Year	Petroleum Products	Hydro Electric	Coal & Lignite	Fuel Wood	Charcoal	Paddy Husk	Begasse	Natural Gas	Others	Total	Share of Petroleum (%)
1985	12,495	1,400	1,225	2,174	3,020	200	1,138	3,492	32	25,176	49.6
1986	12,988	1,487	1,789	2,195	3,252	203	1,182	3,916	36	27,048	48.0
1987	13,767	1,565	1,956	2,220	3,453	206	1,224	4,589	55	29,035	47.4
1988	14,749	1,672	1,961	2,241	3,736	210	1,251	4,942	66	30,828	47.8
1989	16,406	1,741	2,286	2,262	3,862	215	1,286	4,421	69	32,548	50.4
1990	16,607	1,723	2,777	2,283	4,093	219	1,300	5,346	113	34,461	48.2
1991	17,528	1,720	3,314	2,307	4,326	223	1,328	5,476	131	36,353	48.2
1992	18,585	1,717	3,762	2,339	4,575	227	1,357	5,847	159	38,568	48.2

Source: Thailand Energy Situation 1984 (NEA)

Table 2-9 POWER DEMAND IN THAILAND

Items	Actual											Growth Rate (%/year)	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
<b>ENERGY SALES (GWh)</b>													
Residential	1,373.12	1,540.10	1,880.28	2,221.62	2,627.83	2,884.55	3,128.12	3,461.13	4,091.38	4,572.74	5,091.75	12.0	
Small Business	1,022.55	1,182.83	1,401.67	1,656.20	1,833.52	1,636.92	1,583.02	1,627.50	1,822.77	1,946.90	2,155.31	5.7	
Large Business	4,072.21	4,736.05	5,466.38	6,054.74	6,830.69	1,904.26	1,906.66	2,084.73	2,236.01	2,420.51	2,726.23	7.4	
Small Industrial	-	-	-	-	-	1,883.79	2,054.03	2,185.58	2,390.54	2,571.40	2,687.51	7.4	
Large Industrial	-	-	-	-	-	3,746.25	4,243.34	4,436.94	4,554.14	4,894.77	5,371.15	7.5	
Others	442.03	442.67	480.56	523.68	567.59	507.47	476.74	481.96	481.96	943.40	1,036.31	15.3	
EGAT directly suppl.	430.89	446.35	476.97	488.24	452.68	443.73	500.61	494.33	610.12	689.73	911.00	15.5	
<b>Total</b>	<b>7,340.80</b>	<b>8,348.00</b>	<b>9,705.86</b>	<b>10,944.48</b>	<b>12,312.31</b>	<b>13,006.97</b>	<b>13,892.52</b>	<b>14,772.17</b>	<b>16,456.03</b>	<b>18,039.45</b>	<b>19,979.26</b>	<b>9.0</b>	
<b>GENERATED ENERGY (GWh)</b>													
EGAT	8,211.57	9,414.48	10,950.62	12,371.67	13,964.56	14,753.73	15,959.97	16,881.95	19,066.30	21,066.44	23,356.74	9.6	
PEA	110.20	117.90	97.60	84.10	82.10	69.60	44.90	25.00	26.80	20.50	20.70	(21.5)	
<b>Total</b>	<b>8,321.77</b>	<b>9,532.38</b>	<b>11,048.22</b>	<b>12,455.77</b>	<b>14,046.66</b>	<b>14,823.33</b>	<b>16,004.87</b>	<b>16,906.95</b>	<b>19,093.10</b>	<b>21,086.94</b>	<b>23,377.44</b>	<b>9.5</b>	
<b>PEAK DEMAND (MW)</b>	<b>1,406.60</b>	<b>1,652.10</b>	<b>1,873.40</b>	<b>2,100.60</b>	<b>2,255.00</b>	<b>2,417.40</b>	<b>2,588.70</b>	<b>2,838.00</b>	<b>3,204.30</b>	<b>3,547.30</b>	<b>3,878.40</b>	<b>9.9</b>	
<b>LOSS RATIO (%)</b>	<b>11.8</b>	<b>12.4</b>	<b>12.2</b>	<b>12.1</b>	<b>12.3</b>	<b>12.3</b>	<b>13.2</b>	<b>12.6</b>	<b>13.8</b>	<b>14.5</b>	<b>14.5</b>	<b>-</b>	
<b>LOAD FACTOR (%)</b>	<b>67.5</b>	<b>65.9</b>	<b>67.3</b>	<b>67.7</b>	<b>71.1</b>	<b>70.0</b>	<b>70.6</b>	<b>68.0</b>	<b>68.0</b>	<b>67.9</b>	<b>68.8</b>	<b>-</b>	
<b>ELECTRIFICATION RATIO (%)</b>	<b>21.8</b>	<b>24.6</b>	<b>26.7</b>	<b>30.3</b>	<b>33.0</b>	<b>36.6</b>	<b>41.4</b>	<b>46.3</b>	<b>49.4</b>	<b>53.5</b>	<b>59.1</b>	<b>-</b>	

Items	Forecast											Growth Rate (%/year)
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
<b>ENERGY SALES (GWh)</b>												
Residential	5,451.08	5,942.34	6,455.71	6,974.43	7,509.61	8,059.03	8,620.01	9,189.75	9,764.93	1,034.77	1,034.77	7.3
Small Business	2,232.96	2,372.42	2,516.54	2,663.80	2,814.00	2,967.04	3,122.61	3,280.62	3,440.76	3,602.95	3,602.95	5.3
Large Business	2,980.02	3,217.75	3,468.35	3,727.99	3,996.56	4,273.76	4,559.40	4,853.27	5,155.17	5,464.81	5,464.81	7.2
Small Industrial	2,799.37	2,945.15	3,093.72	3,243.34	3,394.11	3,546.03	3,699.10	3,853.61	4,009.68	4,167.40	4,167.40	4.5
Large Industrial	5,584.35	6,283.29	7,160.02	8,019.79	8,467.20	8,948.89	9,390.06	9,836.30	10,284.48	10,737.70	10,737.70	7.2
Others	1,192.51	1,320.85	1,409.28	1,501.16	1,595.58	1,686.56	1,775.52	1,866.57	1,959.46	2,054.38	2,054.38	7.1
EGAT directly suppl.	981.35	1,012.22	1,056.73	1,139.81	1,148.87	1,154.77	1,160.84	1,167.06	1,173.50	1,180.15	1,180.15	2.6
<b>Total</b>	<b>21,221.64</b>	<b>23,094.02</b>	<b>25,160.35</b>	<b>27,270.32</b>	<b>28,925.93</b>	<b>30,636.08</b>	<b>32,327.54</b>	<b>34,047.18</b>	<b>35,787.98</b>	<b>37,549.16</b>	<b>37,549.16</b>	<b>6.5</b>
<b>GENERATED ENERGY (GWh)</b>												
EGAT	24,732.00	27,145.00	29,418.00	31,774.00	33,719.00	35,726.00	37,720.00	39,743.00	41,790.00	43,862.00	43,862.00	6.5
PEA	27.90	42.60	47.70	49.00	50.30	51.80	49.80	51.30	53.20	55.20	55.20	10.3
<b>Total</b>	<b>24,759.90</b>	<b>27,187.60</b>	<b>29,465.70</b>	<b>31,823.00</b>	<b>33,769.30</b>	<b>35,777.80</b>	<b>37,769.80</b>	<b>39,794.30</b>	<b>41,843.20</b>	<b>43,917.20</b>	<b>43,917.20</b>	<b>6.5</b>
<b>PEAK DEMAND (MW)</b>	<b>4,177.00</b>	<b>4,560.00</b>	<b>4,947.00</b>	<b>5,311.00</b>	<b>5,614.00</b>	<b>5,935.00</b>	<b>6,244.00</b>	<b>6,530.00</b>	<b>6,824.00</b>	<b>7,128.00</b>	<b>7,128.00</b>	<b>6.3</b>
<b>LOSS RATIO (%)</b>	<b>14.3</b>	<b>15.1</b>	<b>14.6</b>	<b>14.3</b>	<b>14.3</b>	<b>14.4</b>	<b>14.4</b>	<b>14.4</b>	<b>14.4</b>	<b>14.5</b>	<b>14.5</b>	<b>-</b>
<b>LOAD FACTOR (%)</b>	<b>67.7</b>	<b>68.1</b>	<b>68.0</b>	<b>68.4</b>	<b>68.7</b>	<b>68.8</b>	<b>69.1</b>	<b>69.6</b>	<b>70.0</b>	<b>70.3</b>	<b>70.3</b>	<b>-</b>
<b>ELECTRIFICATION RATIO (%)</b>	<b>64.2</b>	<b>68.7</b>	<b>71.5</b>	<b>73.1</b>	<b>74.6</b>	<b>76.0</b>	<b>77.1</b>	<b>78.1</b>	<b>78.8</b>	<b>79.5</b>	<b>79.5</b>	<b>-</b>

Table 2-10 GDP, ELECTRIC CONSUMPTION AND ELASTICITIES

Item	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1975--1980
G.D.P at 1972 price (M. Baht)	203,514	221,225	237,173	261,097	276,907	292,852	
Annual Growth Rate (%)		8.703	7.209	10.087	6.055	5.758	7.550
Electricity Consumption (GWh)	7,341	8,348	9,706	10,944	12,312	13,007	
Annual Growth Rate (%)		13.717	16.267	12.755	12.500	5.645	12.120
Elasticities		1.576	2.256	1.264	2.064	0.980	1.605

Item	1981	1982	1983	1984	1985	1980--1985
G.D.P at 1972 price (M. Baht)	311,270	324,032	342,946	364,206	378,756	
Annual Growth Rate (%)	6.289	4.100	5.837	6.199	3.995	5.279
Electricity Consumption (GWh)	13,893	14,772	16,456	18,039	19,979	
Annual Growth Rate (%)	6.812	6.327	11.400	9.620	10.754	8.963
Elasticities	1.083	1.543	1.953	1.552	2.692	1.698

Table 2-11 ENERGY SALES BY AUTHORITY IN THAILAND

Items	Actual											Growth Rate (%/year)	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
ENERGY SALES (GWh)													
EGAT	430.89	446.35	476.97	488.24	452.68	443.73	500.61	494.33	610.12	689.73	911.00	15.5	
MEA	4,789.91	5,284.95	6,054.49	6,806.64	7,605.92	7,867.44	8,182.20	8,438.00	9,166.38	9,917.16	10,511.16	6.0	
PEA	2,120.00	2,616.70	3,174.40	3,649.60	4,253.70	4,695.80	5,209.71	5,839.84	6,679.53	7,432.56	8,557.10	12.8	
Total	7,340.80	8,348.00	9,705.86	10,944.48	12,312.31	13,006.97	13,892.52	14,772.17	16,456.03	18,039.45	19,979.26	9.0	

Items	Forecast										Growth Rate (%/year)	
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
ENERGY SALES (GWh)												
EGAT	981.35	1,012.22	1,056.73	1,139.81	1,148.87	1,154.77	1,160.84	1,167.06	1,173.50	1,180.15	2.6	
MEA	10,847.69	11,532.60	12,203.82	12,887.01	13,582.16	14,282.91	14,990.90	15,710.42	16,441.18	17,183.61	5.0	
PEA	9,392.60	10,549.20	11,899.80	13,243.50	14,194.90	15,198.40	16,175.80	17,169.70	18,173.30	19,185.40	8.4	
Total	21,221.64	23,094.02	25,160.35	27,270.32	28,925.93	30,636.08	32,327.54	34,047.18	35,787.98	37,549.16	6.5	

Table 2-12 PRESENT STATUS AND EXPANSION PLAN OF POWER PLANT (EGAT)

(Unit: MW)

Type of Power Plant	Year	FY 1985						FY 1995					
		Region		Total	Southern	Central	North Eastern	North Eastern	Northern	Central	Southern	Total	%
		Northern	Eastern										
Hydro		914.8	108.5	698.0	92.3	1,813.6	28.1	919.3	108.5	1,638.0	332.3	2,998.1	32.8
	Oil			237.5	105.0	342.5	5.3				180.0	180.0	2.0
Thermal	Lignite	825.0			60.0	885.0	13.7	1,425.0			75.0	1,500.0	16.4
	Natural Gas			2,400.0		2,400.0	37.2			2,400.0		2,400.0	26.2
	Sub-total	825.0		2,637.5	165.0	3,627.5	56.2	1,425.0		2,400.0	255.0	4,080.0	44.6
Gas Turbine		120.0	30.0	25.0	90.0	265.0	4.1	120.0			25.0	145.0	1.6
Gas Turbine & Combined Cycle				720.0		720.0	11.1		600.0	720.0	600.0	1,920.0	21.0
Diesel		9.0		5.0	19.6	33.6	0.5						
Total		1,868.8	138.5	4,085.5	366.9	6,459.7	100	2,464.3	708.5	4,758.0	1,212.3	9,143.1	100