

タイ王国

ラムタコン揚水発電開発計画調査

最終報告書

1991年11月

国際協力事業団

タイ王国

ラムタコン揚水発電開発計画調査

最終報告書

JICA LIBRARY



1094315(7)

23068

1991年11月

国際協力事業団



国際協力事業団

23068

序 文

日本国政府は、タイ王国政府の要請に基づき、同国のラムタコン揚水発電開発計画にかかる開発調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成2年2月から平成3年11月までの間、5回にわたり、電源開発（株）の錦織徹雄氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、タイ政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

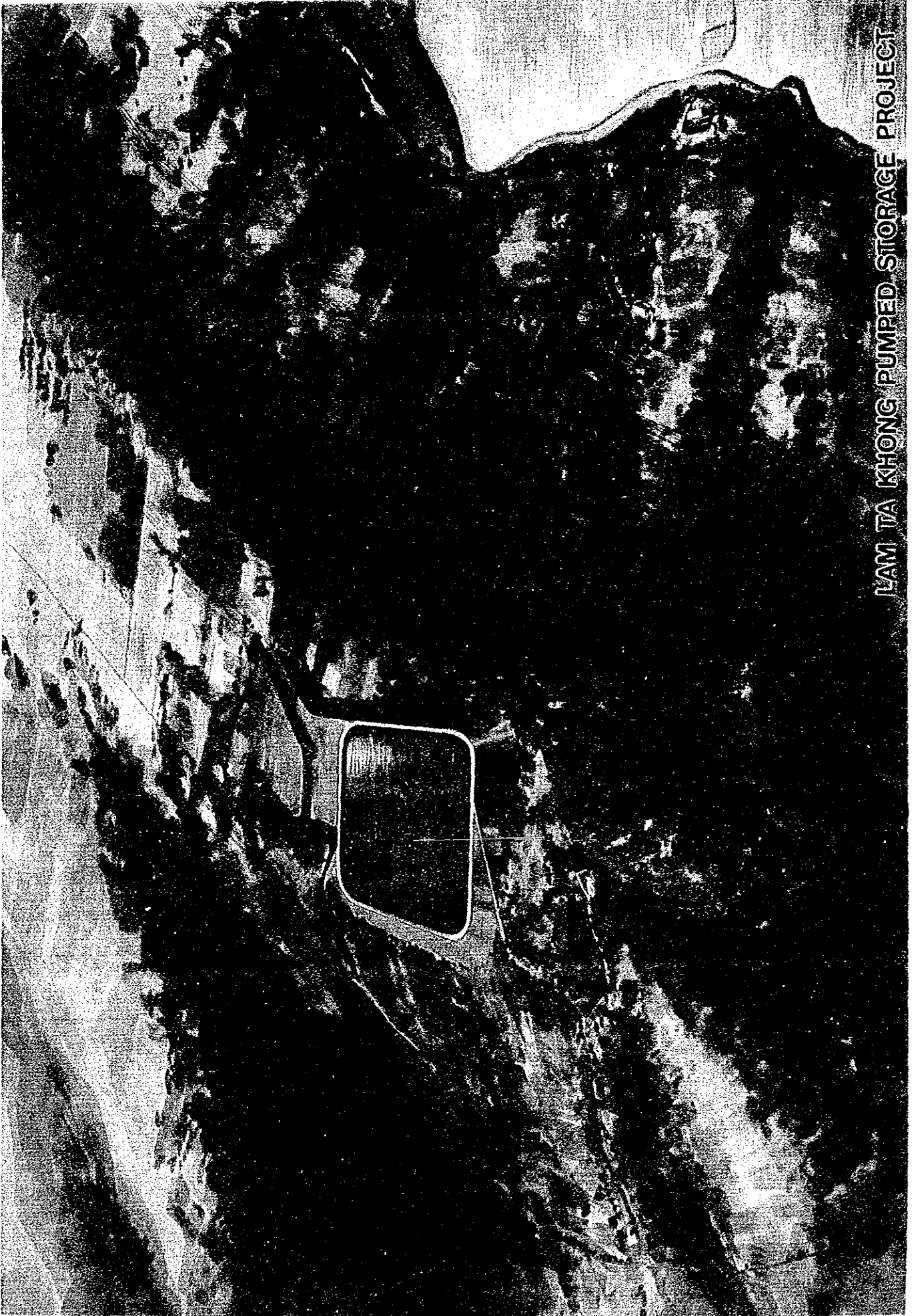
この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

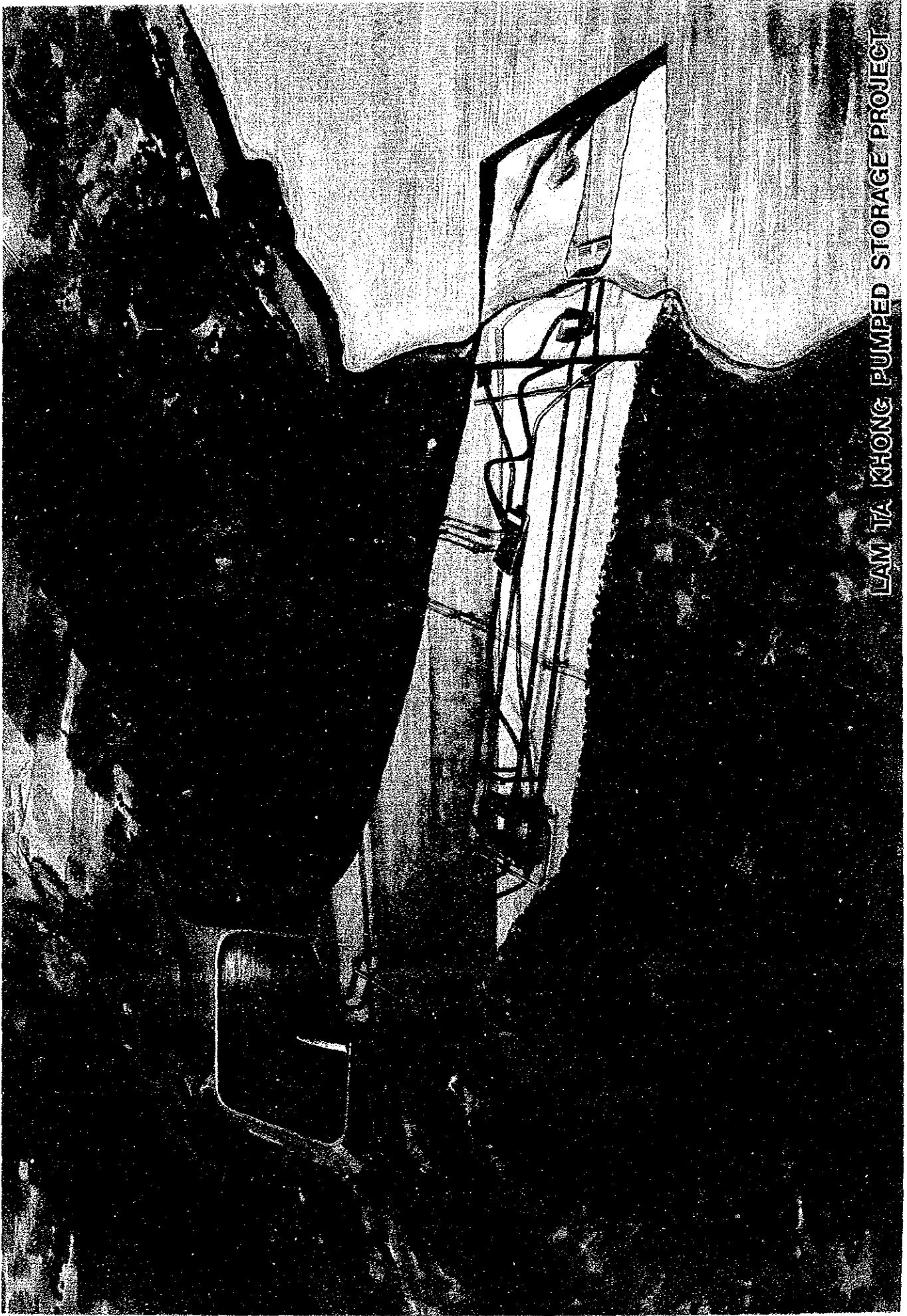
平成3年11月

国際協力事業団

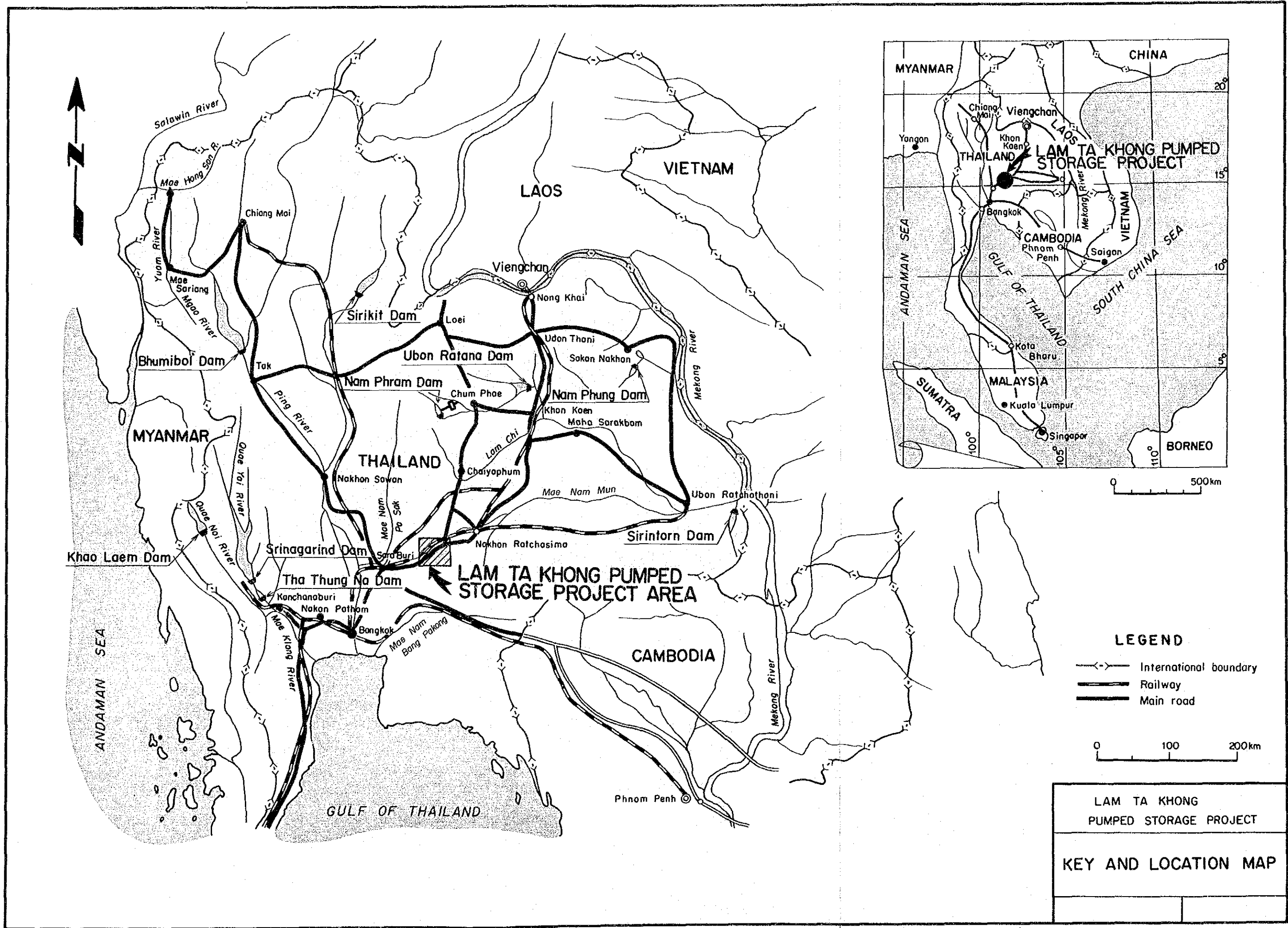
総 裁 柳谷謙介

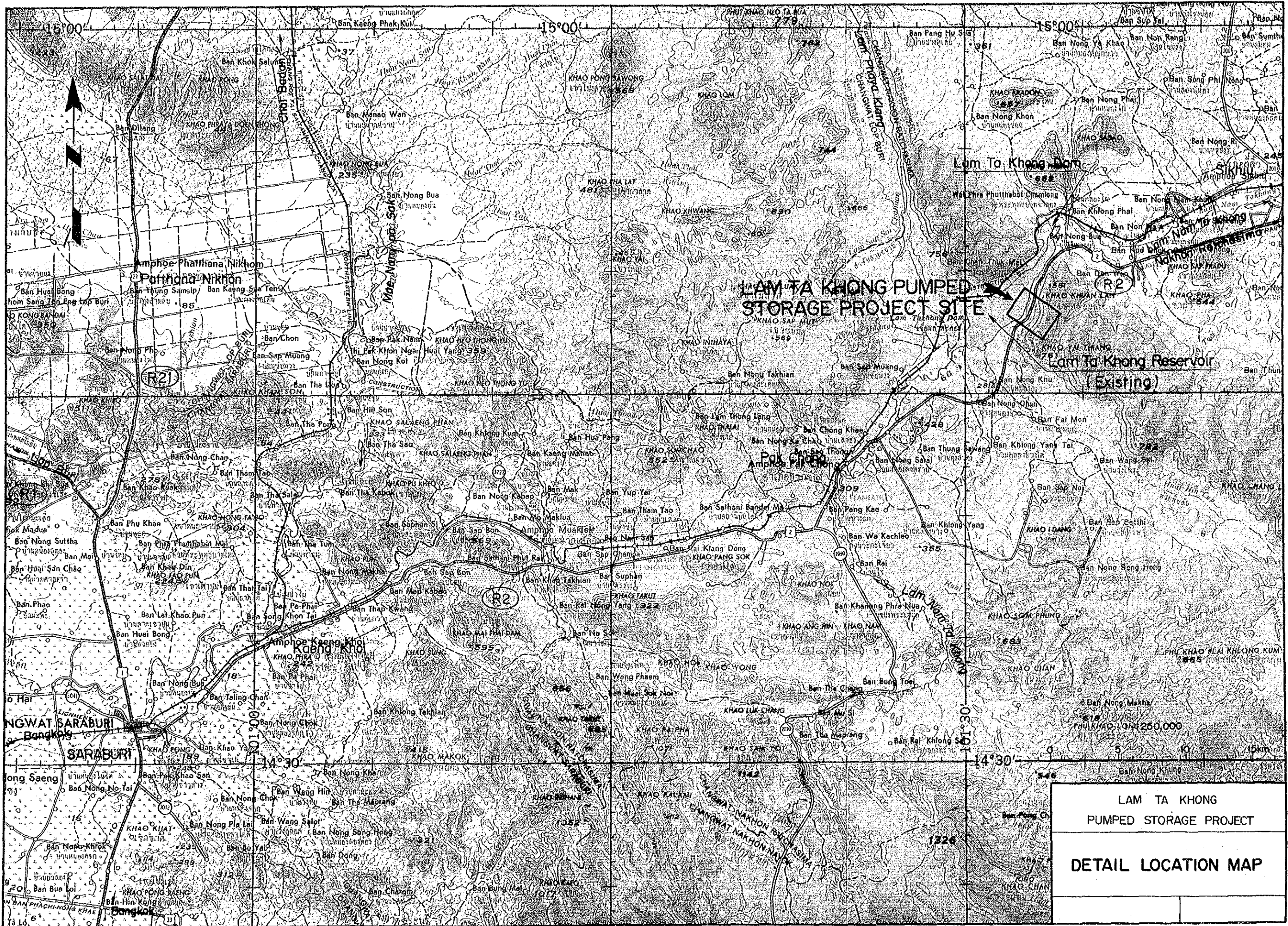


LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT



LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT





LAM TA KHONG PUMPED STORAGE PROJECT	
DETAIL LOCATION MAP	

Photo-1 Upper Reservoir Site (View from West)



Photo-2 Tailrace Site

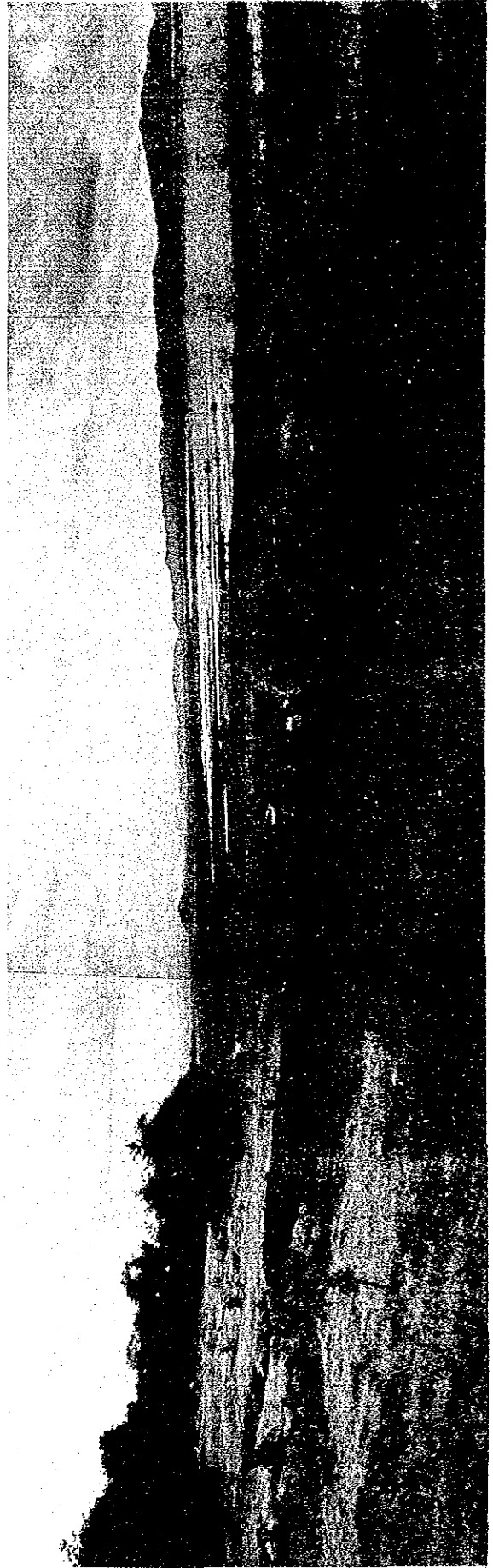


Photo-3 Route of Waterway (View from Upper Reservoir)



Photo-4 Route of Waterway (View from Tailrace Site)



目 次

	頁
結論及び勧告	CR-1
第1章 序 論	
1.1 計画の背景	1-1
1.2 調査の目的および範囲	1-2
1.3 現地調査業務および参加者リスト	1-3
1.4 供与資機材	1-7
1.5 カウンターパート研修	1-8
第2章 タイ国の一般概況	
2.1 一般概況	2-1
2.2 経 済	2-7
2.3 経済と電力指標	2-14
第3章 電力事業の現状	
3.1 電力セクターの形態	3-1
3.2 供給設備	3-7
3.3 需要および供給	3-16
3.4 発電電力量の燃料種別	3-17
3.5 需要の日間変動および季節変動	3-20
3.6 電気料金	3-24
第4章 電力需要想定	
4.1 タイ王国の電力需要の現状と動向	4-1
4.2 タイ国機関による電力需要想定	4-4
4.3 調査団による電力需要想定	4-7
4.4 電力需要想定結果の比較	4-20

第5章 電源開発計画	
5.1	タイ国の供給力の現状 5-1
5.2	E G A Tの電源開発計画 5-3
5.3	電力需給バランス 5-5
5.4	電源の追加開発の必要性 5-8
5.5	Lam Ta Khong揚水発電所の開発の意義 5-10
5.6	揚水発電の特徴と運用 5-12
5.7	Lam Ta Khong揚水発電所の開発時期 5-14
第6章 水 文	
6.1	一 般 6-1
6.2	気象観測所および測水所 6-1
6.3	計画流域の水文概要 6-6
6.4	堆 砂 6-27
第7章 地質および建設材料	
7.1	緒 言 7-1
7.2	計画地域の地形および地質 7-1
7.3	調査概要 7-7
7.4	計画地点の地質概要 7-16
7.5	上部調整池地点の地質 7-21
7.6	水路ルート of 地質 7-29
7.7	上部調整池地点の弾性波探査 7-35
7.8	標準貫入試験 7-47
7.9	透 水 試 験 7-49
7.10	孔内載荷試験 7-54
7.11	室内試験 7-61
7.12	ボーリングコアの鉱物・化学分析 7-68
7.13	岩 盤 評 価 7-71
7.14	主要構造物地点の土木地質的評価 7-75

7.15	建設材料	7-79
第8章 地震		
8.1	概要	8-1
8.2	地質構造	8-1
8.3	タイ国の地震活動度	8-7
8.4	地震危険度解析	8-14
8.5	計画地点の設計震度	8-20
第9章 環境影響評価		
9.1	目的と範囲	9-1
9.2	環境開発規制 (Watershed Classification)	9-1
9.3	物理的資源	9-1
9.4	生態学的資源	9-3
9.5	産業資源	9-5
9.6	環境緩和対策と開発	9-10
第10章 開発計画		
10.1	検討手法および基本的条件	10-1
10.2	基本レイアウトの選定	10-5
10.3	単機出力に関する検討	10-13
10.4	最適開発規模の検討 (調査段階)	10-18
10.5	開発計画案の決定 (フェージビリティ設計段階)	10-35
第11章 Lam Ta Khong揚水の送電計画と電力系統解析		
11.1	タイ王国の電力系統	11-1
11.2	揚水発電所の発生電力の送電方法と系統安定度	11-5
11.3	電力系統解析による Lam Ta Khong 揚水プロジェクトの開発可能容量	11-7
11.4	送電計画	11-37

第12章	予備設計	
12.1	上池	12-1
12.2	水路	12-5
12.3	発電所	12-8
12.4	電気設備	12-23
12.5	送電線	12-53
12.6	通信設備	12-58
第13章	工事計画および工事費	
13.1	工事計画および工程	13-1
13.2	工事費	13-9
第14章	経済評価	
14.1	経済評価の手法	14-1
14.2	基本条件	14-4
14.3	経済評価	14-9
第15章	財務分析	
15.1	財務分析の手法及び基本条件	15-1
15.2	財務分析	15-4
第16章	追加調査	
16.1	地形測量	16-1
16.2	地質調査	16-1
16.3	材料調査	16-2
16.4	アスファルトコンクリート試験	16-3

UNITS AND GLOSSARIES

(1) Units

mm	:	Millimeter
cm	:	Centimeter
m	:	Meter
km	:	Kilometer
cm ²	:	Square centimeter
m ²	:	Square meter
km ²	:	Square kilometer
m ³	:	Cubic meter
MCM	:	Million cubic meter (for development planning)
kg	:	Kilogram
t	:	Metric ton
m ³ /s	:	Cubic meter per second
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hour
MW	:	Megawatt
GWh	:	Gigawatt hour
kV	:	Kilovolt
kVA	:	Kilovolt-Ampere
MVA	:	Megavolt-Ampere
MCM	:	Thousands of circular mils (for transmission line)
rpm	:	Revolutions per minutes
Hz	:	Hertz (cycles per second)
El.	:	Elevation
°C	:	Degree in centigrade
mb	:	Millibar
%	:	Percentage
Lu	:	Lugeon value (rate of water loss from a drillhole)
l	:	Liter
1 MW	:	1,000 kW
1 GWh	:	1,000,000 kWh
1 barrel	:	159 l
1 rai	:	1,600 m ²
gal	:	cm/sec ² (acceleration of earthquake motion)
kine	:	cm/sec

(2) Glossaries

(1) Terms

NHWL	:	Normal High Water Level
LWL	:	Low Water Level
TWL	:	Tail Water Level
US\$:	U.S. dollar
฿	:	Baht
M฿	:	Million Baht
hrs	:	Hours
yr	:	Year
ea.	:	Each
Max.	:	Maximum
Min.	:	Minimum
cct	:	Circuit
a.c.	:	Alternative current
ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ASTM	:	American Standard for Testing and Materials
CA	:	Catchment Area
FY	:	Fiscal Year
GDP	:	Gross Domestic Product
M _B	:	Body Wave Magnitude
M _S	:	Surface Wave Magnitude
IRR	:	Internal Rate of Return
EDR	:	Equalizing Discount Rate
PAX	:	Private Automatic Exchanger
PMF	:	Probable Maximum Flood
PMP	:	Probable Maximum Precipitation
UHF	:	Ultra High Frequency
VHF	:	Very High Frequency
B-C	:	Net Present Value of Surplus Benefit
B/C	:	Benefit Cost Ratio

(ii) Agencies

AIT : Asian Institute of Technology
EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand
EPDC : Electric Power Development Co., Ltd.
JICA : Japan International Cooperation Agency
Lao PDR : Lao People Democratic Republic
MEA : Metropolitan Electricity Authority
NEA : National Energy Administration
NEPO : National Energy Policy Office
NESDB : National Economic and Social Development Board
NIDA : National Institute of Development Administration
OPEC : Organization of Petroleum Exporting Countries
PEA : Provincial Electricity Authority
RID : Royal Irrigation Department
TDRI : Thailand Development Research Institute
IBRD : International Bank for Reconstruction and
Development

結論及び勧告

結論及び勧告

Lam Ta Khong揚水発電計画は、Mekong河水系Mun川支流、Lam Ta Khong川で、首都Bangkokの北東200kmに位置する計画である。調査検討の結果、この計画は技術面、環境面及び経済性の観点からフィージブルであることが判明した。以下に結論の概要及び勧告を示す。

結論

- (1) 急速に拡大する工業化に伴い、タイ国での電力需要は、1990年で対前年比14%の伸びを記録している。今後も1991年には約16%、1997年には約7%の伸びが予想されている。また、ピーク電力需要は、1990年の7,094MWから、1997年には13,000MW～14,000MWになるものと予測されることから、今後、毎年約900MWの新規設備が必要とされる。
- (2) 現在、ピーク電力需要の急速な増大に対処できる電源は、僅かであり、タイ国の工業化の進展に対応して、将来安定した電力供給ができるよう、負荷に即応した水力発電所の建設が必要とされている。本計画は前述の通り、タイ国の需要増加に対応できる電源のひとつとして、また、ピーク負荷に供給できる電源として、極めて有望なものである。
- (3) 本計画の開発規模は、設備出力1,000MW、等価ピーク継続時間（上池容量）8時間が妥当である。その開発時期は早い程よく、運転開始は1997年と考えられる。なお、本計画の開発が2ステージとなり、3号機及び4号機（250MW×2基）の投入が1998年以降となった場合には、これら3号機及び4号機を2002年までに投入することが経済的な観点から求められる。

- (4) 系統安定の観点より、本計画の運転について制約が生ずることとなる。すなわち1997年において設備出力1,000MW発電は可能となるが、オフピーク時には揚水は500MWに制限される。
- (5) 本計画は電力の供給能力としての機能のみならず、EGATの電力系統において、次の有利な点を有している。つまり、負荷変動への迅速な追従性を有していること、周波数及び電圧の調整機能を有していること、他電源事故時の運転予備力、火力発電所の運転と停止の頻度の減少とこれに伴う運転効率の向上が可能となることである。
- (6) 地形、地質、建設材料、地震等の工学的条件及び環境面を考慮して、表面しゃ水壁型ダム、地下発電所、水圧管路、放水路等の土木構造物が設計された。
- 上部調整池、水路、地下発電所位置の岩盤は中生代の堆積層からなり、顕著な断層は見られない。原位置試験等の結果より判断して、当計画の具体化に支障をきたすほどの工学的問題はない。
- (7) 当計画地点はタイ国政府が定めている環境上の開発規制区域内にあり、その一部は、いかなる地上構造物の建設も許可されない範囲に入っている。本計画は、この規制区域を避けるよう地下構造物とするよう設計されており、環境面に配慮したレイアウトとなっている。
- また、当該計画地点に人家はなく、本計画で住民の移転問題はない。以上から、本計画は環境面からもフィージブルな計画である。
- (8) 本計画のプロジェクトコストは関税、建設中利子、1997年までの物価上昇を含め、16,674百万バーツ(641百万US\$)と見積もられる。
- (9) 当計画の超過便益の現在価値(B-C)、便益費用比率(B/C)、等価割引率(EDR)は、当水力発電所と同等な火力発電所を建設した場合との比較から得られ、それぞれ、1,504百万バーツ、1.16、17.4%である。これらの諸値は、当計画が経済的にフィージブルであることを示している。

勸告

(1) 当該計画が1997年に運転を開始できるよう、早急に詳細設計を実施する必要がある。

(2) 以下の追加調査、検討を提案する。

— 地下発電所の設計、施工法の検討のため、調査横坑を早急に掘削する必要がある。また、岩盤の物性を把握するための原位置試験を実施する必要がある。

— 詳細設計と並行して、将来の電力系統の増強に関する調査が必要である。特に各発電所の230kV母線の電圧を適正值に維持するために、無効電力供給設備の設置についての検討が必要である。Lam Ta Khong発電所の揚水時におけるSaraburi 2変電所ならびにNakhon Ratchasima 2変電所の電圧維持が重要となる。

— 北部電源の開発計画を進め、且つLam Ta Khong発電所および他の発電所の揚水機の運転が適正に行われるようにするため、系統安定度が悪化する1990年代末以降の電力系統増強が必要となる。

系統増強の検討は、Lam Ta Khong発電所の3台揚水あるいは4台揚水の可能性も含めて行われる必要がある。

General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (1/4)

Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage		
		Upper Reservoir		Lower Reservoir
1.	LOCATION			Lam Ta Khong River Tributary of Mun River
		District, Pak Chong Sikhiu		District, Pak Chong Sikhiu
		Province: Nakhon Ratchashima		Province: Nakhon Ratchashima
2.	PURPOSE		Power Generation	Multi purpose (Existing)
3.	HYDROLOGY			
	Catchment Area	km ²	0.4	1,430
	Period of Runoff Analysis	yrs.	-	28
	Average Annual Inflow	MCM	-	261
	Design Flood	m ³ /sec	-	2,130
4.	RESERVOIR			
	Normal High Water Level (NHHL)	m.MSL.	660.0	277.0
	Low Water Level	m.MSL.	620.0	261.0
	Total Storage Capacity	MCM	10.3	310
	Effective Storage Capacity	MCM	9.9	290
	Surface Area at NHHL	km ²	0.3	44
5.	DAM			
	Type		Rockfill Dam with Asphalt Facing	Homogeneous Earth-fill Dam
	Dam Height	m	60	40.3
	Crest Elevation	m.MSL.	662.50	282.3
	Crest Length	m	2,210	527
	Dam Volume	10 ³ m ³	6,190	853
	Upstream Face Slope	-	1 : 2.5	1 : 3.0 - 5.0
	Downstream Face Slope	-	1 : 2.5	1 : 2.5

General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (2/4)

	Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage
6.	INTAKE		
	Type		Morning-glory
	Size	m	(18.0 - 5.8) ^D x 51
	Number	set	2
7.	PENSTOCK		
	Type	-	Inclined Shaft Embedded Steel
	Number	-	2 - 4
	Inner Diameter	m	5.8 - 2.6
	Length	m	690
8.	TAILRACE TUNNEL		
	Type	-	Concrete Lined Pressure Type
	Number	-	4 - 2
	Inner Diameter	m	4.90 - 6.60
	Length	m	1,470
9.	SURGE CHAMBER		
	Type	-	Chamber Surge Tank
	Number	-	2
	Dimension		
	- Main Body	m	Inside 8.90 Height 107.0
	- Chamber	m	Inside 10.00 x 10.00 Length 35.0
10.	OUTLET		
	Type	-	4 Continuous Box Culvert
	Number	-	2
	Size	m	Width 6.6 - 30.0
		m	Height 6.6 - 10.0
		m	Length 55.0

General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (3/4)

	Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage
11.	POWER HOUSE		
	Type	-	Underground type
	Size (Width x Length x Height)	m	22 x 117 x 45.7
	Draft Gate		
	- Type	-	Bonnet Type Gate
	- Number	set	4
	Tailrace Gate		
	- Type	-	Roller Gate
	- Number		2
12.	TURBINE/PUMP		
	(Turbine)		
	Type		Vertical Shaft Francis type reversible pump turbine
	Number of Units	unit	4
	Max. Gross Head	m	401
	Rated Intake Water Level	m.MSL.	653
	Rated Tail Water Level	m.MSL.	276
	Gross Head	m	377
	Normal Effective Head	m	357
	Max. Power Discharge	m ³ /sec	82.5
	Rated Output	MW	255
	Revolving Speed	rpm	375
	(Pump)		
	Max. Pump Head	m	409
	Max. Pump Input	MW	277
	Max. Pump Discharge	m ³ /sec	71.4
	Revolving Speed	rpm	375
13.	GENERATOR/MOTOR		
	Type		3-phase AC Synchronous Generator-Motor
	Number of Units	unit	4
	Rated Output	MVA	278
	Voltage	kV	16.5
	Power Factor	-	Generator 0.9 (Lag) Motor 0.98 (Lead)
	Frequency	Hz	50
	Revolving Speed	rpm	375

General Project Description of Lam Ta Khong Pumped Storage Project (4/4)

	Project Name		Lam Ta Khong Pumped Storage
14.	MAIN TRANSFORMER		
	Number of Units	unit	4
	Type	-	Special 3-phase in door forced oil water cooled type with on load tap changer
	Capacity	MVA	290
	Voltage	kV	230/16.5
15.	SWITCHYARD		
	Type	-	SF ₆ Gas Insulated Switchgear Type
	Nominal Voltage	kV	230
	Number of Circuits	cct	8
16.	TRANSMISSION LINE		
	Connection	-	To Saraburi 2 - Nakhon Rachasima 2 To Thalan 3 Existing 230 kV Line
	Nominal Voltage	kV	230
	Number of Circuits	cct	2
	Length	km	15
17.	POWER GENERATION		
	Max. Power Discharge	m ³ /sec	340 (4 units)
	Normal Effective Head	m	357
	Installed Capacity	MW	1,000
	Annual Operating hours	hrs	800
	Generating Capability of Continuous Operation	hrs	8
18.	PROJECT COST	M฿ (MUS\$)	16,674 (641)
19.	ECONOMIC COST	M฿ (MUS\$)	11,254 (433)
20.	ECONOMICS		
	B - C	M฿	1,504
	B / C	-	1.16
	EDR	%	17.4
21.	CONSTRUCTION PERIOD	yrs.	5
22.	COMMISSIONING		1997

第1章 序 論

第 1 章 序 論

目 次

	頁
1.1 計画の背景	1-1
1.2 調査の目的および範囲	1-2
1.2.1 調査の目的	1-2
1.2.2 調査の範囲	1-2
1.2.3 業務の内容	1-2
1.3 現地調査業務および参加者リスト	1-3
1.3.1 現地調査業務	1-3
1.3.2 参加者リスト	1-3
1.4 供与資機材	1-7
1.5 カウンターパート研修	1-8

第 1 章 序 論

1.1 計画の背景

タイの経済成長率は1989年において11%を記録したが、これはアジアの発展途上国の中でも卓越した成長率を示すものであり、特に工業部門での成長が顕著である。

タイ国の発電設備出力は、1989年時点で8,314MWである。電源構成は水力2,271MW(構成比率27%)、火力6,043MW(73%)となっている。

1986年から1990年の過去5ヶ年間のEGATの電力需要の年伸び率の平均は、電力12.9%および電力量13.2%であり、1990年における伸び率はそれぞれ13.8%および18.5%であった。

将来の電力需要の年間増加率の推移は、1995年において電力7.6%及び電力量8.3%から2000年の6.2%及び7.2%へと漸減していくものと想定されている。需要は、1995年以降では年間約900MW及び約6,100GWhずつ増加するものと想定されており、これに対応した電源を毎年開発していく必要がある。

タイ国政府は、自国のエネルギー安定のためには、国産エネルギー資源、すなわち、天然ガス、リグナイト、水力等を利用した石油代替エネルギーを開発し、可能な限り石油の輸入を抑制するという政策を有している。このような背景の中で、タイにおける主要な水力開発としては、Pin川におけるBhumibolダム(535MW)、Nan川のSirikitダム(375MW)、Quae Yai川のSrinagarindダム(540MW)、Quae Noi川のKhao Laemダム(300MW)、Khleng Saeng川のRajjaprabhaダム(240MW)等の大規模開発が実施されてきた。

これらの開発の結果、残された大規模な水力電源は主として国境沿いのMekong川及びSalawin川のような国際河川の流域に限定されてきつつある。しかしながら、Mekong計画は複雑な国際問題を含んでおり、近い将来、この開発が実現するには大きな困難がある。

このような状況から、タイ国において最も電力消費量の多いBangkok首都圏に近いLam Ta khong揚水発電計画に強い関心が寄せられ、高い伸びを示すピーク電力需要に対処するため、1988年Lam Ta Khong揚水発電計画のフィージビリティ調査が日本政府に要請された。

1.2 調査の目的および範囲

1.2.1 調査の目的

調査の目的は、Lam Ta Khong揚水発電開発計画に関し、技術的、経済的、財務的ならびに環境に対して最適な開発計画を策定し、調査報告書を作成することにある。またこの調査実施中、タイ国側カウンターパートに対し技術移転を行う。

1.2.2 調査の範囲

調査の範囲は、Lam Ta Khong揚水発電開発計画のフェージビリティ・スタディである。

1.2.3 業務の内容

業務は調査精度に応じ「調査段階」および「フェージビリティ設計段階」の2段階で実施された。その業務内容は、次のとおりである。

調査段階

- ・ 計画に関連する全てのデータ、報告書等の既往の情報の収集およびレビューを行うこと。
- ・ 既往データをもとに代替開発案の策定を行うこと。

フェージビリティ設計段階

- ・ 調査段階の検討結果および環境データを含む最新の調査結果に基づいて、最適開発計画を確定し、その技術的、経済的、環境面からの計画の妥当性を確認すること。

1.3 現地調査業務および参加者リスト

1.3.1 現地調査業務

1990年2月から1991年10月までの期間に調査団は以下に示すとおり現地での活動を行った。

(1) 現地調査 (第1回)

期 間 : 1990年2月27日～1990年3月28日

(2) スタディの進捗報告 (第1回)

期 間 : 1990年7月17日～1990年7月31日

(3) 現地調査 (第2回)

期 間 : 1990年11月1日～1990年11月30日

(4) スタディの進捗報告 (第2回)

期 間 : 1991年2月13日～1991年2月27日

(5) ドラフト・ファイナル・レポートに関する打合せ

期 間 : 1991年8月14日～1991年8月28日

1.3.2 参加者リスト

EGATのカウンターパートおよび調査団員のリストは下記のとおりである。

EGAT

<u>Name</u>	<u>Position</u>
Mr. Swarng Champa	Deputy General Manager, Hydro Power and Transmission System Development
Mr. Sommart Boonpiraks	Assist. General Manager, Hydro Power Development
Mr. Taweesak Mahasandana	Director, Hydro Power Engineering Dept.
Mr. Chalermchai Ratnarak	Assist. Director, Hydro Power Engineering Dept.
Mr. Surachai Watanachai	Chief, Project Feasibility Division

Mr. Preecha Chaokasem	Chief, Project Feasibility Division
Mr. Marnit Promboon	Superintendent, Lam Ta Khong Pumped Storage Project
Mr. Nopporn Prapaitrakul	Assist. Superintendent, Lam Ta Khong Pumped Storage Project
Mr. Niwat Kulkanjanatorn	Assist. Chief, Project Feasibility Division
Mr. Sommot Simargool	Chief, Engineering Project Division
Mr. Prakit Pooviboonsuk	Assist. Chief, Engineering Project Division
Mr. Pote Angwatanapanich	Head, Civil Engineering Project Section
Mr. Poolsak Achavananthadith	Assist. Head, Loei-Upper Pasak Project Section
Mr. Sakda Laohadej	Head, Cost Estimate Project Section
Mr. Fuangkiat Bhumichitr	Engineer level 5 Cost Estimate and Schedule Section
Mr. Tripop Linitta	Lawyer level 5, Land Procurement for Project Section
Mr. Pairoj Punuch	Engineer level 5, Mechanical Engineer Section
Mr. Chuchat Leechanawanichpun	Engineer level 5, Electrical Engineer Section
Mrs. Soopawan Klaipongpant	Assist. Chief, Geology & Soil Engineering Division
Mr. Puongpet Uchukomol	Chief, Survey and Analysis Project Division
Mr. Plew Chitrakarn	Assist. Chief, Survey and Analysis Project Division

Mr. Somchai Kokgamhang	Assist. Chief, Geology & Soil Engineering Division
Mr. Patana Asokanan	Head, Geotechnical Survey Project Section
Mr. Punpong Vivattananon	Assistant Head, Geotechnical Survey Project Section
Mr. Teerachai Nopawing	Engineer level 6, Soil Testing Section
Mr. Opat Kiatsirikul	Head, Map & Aerial Survey Section, Survey Division
Mr. Kanit Vitayapiboon	Engineer level 5, Map & Aerial Survey Section, Survey Division
Mr. Kittti Kumpeera	Chief, Environment Project Division
Dr. Virawan Sombatsiri	Assist. Head, Environment Analysis and Evaluation Section, Ecology & Environment Division
Ms. Kamolporn Nakornthap	Assist. Chief, Environment Project Division
Mr. Suchin Potjanapasiri	Head, Physical Resources Project Section
Ms. Karn Ekabut	Head, Ecological Resources Project Section
Mr. Anuchart Palakawongse	Head, Socio-Economic Project Section
Ms. Nonglack Nidhinandana	Head, Sociology Project Section
Mr. Boonsong Peetanonchai	Head, Hydrological Investigation and Analysis Project Section

Mr. Smarn Pongprapapan	Assist. Director, System Planning Department
Mr. Dhanit Suvarnasiri	Chief, Project Management Project Division
Mr. Amornrat Prajyabhorn	Assist. Chief, Project Management Project Division
Mr. Manoon Suwannanimitr	Head, Project Economic Project Section
Ms. Wasana Tantiyaporn	Head, Electrical Equipment Section Design & Tender Document Division
Mr. Chanchai Kitchalern	Engineer level 5, Electrical Equipment Section
Mr. Suwit Kritdam	Engineer level 5, Power System Planning Dept.
Mr. Ryuichi Abe	Expert of Colombo Plan
Mr. Kenji Yokokawa	Expert of Colombo Plan

JICA

<u>Name</u>	<u>Position</u>
Mr. Tetsuo Nishigori	Team Leader
Mr. Yoshihiro Nakazawa	Civil Engineer
Mr. Junichi Tani	Civil Engineer
Mr. Kunio Kitamura	Civil Engineer
Mr. Masahiro Shibata	Geologist
Mr. Torasaburo Motoki	Electrical Engineer
Mr. Mitsuhiro Omori	Electrical Engineer
Mr. Masahide Takaraya	Economist
Mr. Chagard Chumroenprouk	Environmentalist

1.4 供与資機材

本計画に関する調査を推進するためにJICAよりEGATに対して供与した資機材およびEGATが実施した調査内容は次表の通りである。

供与資機材及び調査内容

供与資機材	調査内容
FRPボード(MODEL W-19BF) 他付属品一式 測深機(MODEL RS-61S)	Lam Ta Khong貯水池の深淺測量
ロータリーボーリングマシン (MODEL YBM-3JBS) 他付属品一式	上部調整池、水路及び発電所地点の調査 ボーリング

1.5 カウンターパート研修

効果的な技術移転および本調査業務を効率的に実施する目的で行ったカウンターパートの研修は下記の通りである。

• カウンターパート Mr. PRAKIT POOVIBOONSUK

期間：1990年12月2日～1991年2月7日

Mr. POTB ANGWATANAPANICH

Mr. SUVIT KRITDUM

期間：1991年10月7日～1991年12月4日（予定）

• 研修及び協議内容

- 本調査のフィージビリティ設計業務に係わる技術指導および協議
- 水車、発電機等の工場視察
- 既設および建設中の揚水発電所視察

第2章 タイ国の一般概況

第2章 タイ国の一般概況

目次

	頁
2.1 一般概況	2-1
2.2 経 済	2-7
2.2.1 概 況	2-7
2.2.2 工業化政策の展開	2-10
2.2.3 経済成長の基盤	2-10
2.2.4 解決すべき問題	2-12
2.3 経済と電力指標	2-14

List of Tables and Figures

Table 2-1 Target and Accomplishment of the Development Plans

Table 2-2 Electricity Consumption by Categories of Consumers

Table 2-3 Trend of Electricity Consumption per Capita

Fig. 2-1 Main Rivers and Mountain Ranges

Fig. 2-2 Organization Chart of Central Government

第2章 タイ国の一般概況

2.1 一般概況

(1) 位置および面積

タイ国は、北緯 $5^{\circ}36'$ と $20^{\circ}24'$ および東経 $97^{\circ}14'$ と $105^{\circ}41'$ の間に位置し、北側をラオス人民民主主義共和国、東側の一部を民主カンボジア人民共和国、南側をマレーシア連邦、西側をミャンマー連邦国と接している。国境河川としては、ラオス間のMekong川、ミャンマー連邦間のSalawin川およびMoei川がある。

国土の総面積は、513,115km²であり、このうち約40%の199,088km²が農地である。主要河川および山脈を含むタイの位置図をFig. 2-1に示す。

(2) 気 候

タイの季節は、雨期、寒季、暑季の3季に分けられる。

雨期は、南西モンスーンが安定して吹くようになる5月中旬から始まり、北部で10月中旬頃、南部では11月頃に終わる。雨期には、毎日1～2時間程度のスコールがあり、なかでも9月には雨量が最も多い。

11月中旬から2月の間は寒季とよばれる。北東モンスーンの影響を受けるこの時期は、北東モンスーンがタイ国全土に吹き、一般に気温が低くなり、特に北部ではかなり涼しくなる。Bangkokでも夜間15℃位に下がることもある。

3月から5月までのおよそ3ヶ月を暑季と呼ばれて最も蒸し暑くなる季節である。この時期は北東モンスーンが勢力を弱めて、太陽が赤道から北へ移動してタイ国の真上にやってくるため、特に4月にはBangkokでは40℃近くの暑さになる。

年間降雨量は、Bangkokでは約1,300mm、北部タイのChiang Maiでは1,200mm、東北部タイのKhon Kaenでは1,100mm、南部タイのHat Yaiでは2,000mmである。

(3) 人 口

1987年12月31日現在の人口は、内務省地方管理局によれば、53,873,172人、86年末に比べて1.71%増、90万人増加した。うちBangkok首都圏は5,609,352人で25.7%増、14万人増加した。Bangkok首都圏は総人口の10.4%を占めており、人口密度でも全国の105人/km²に対して、Bangkokは3,584人/km²である。

(4) 政 体

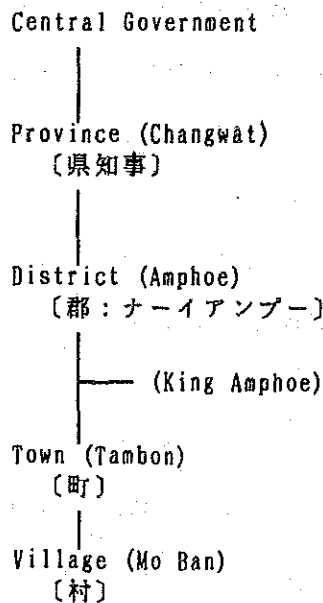
タイ王国は、1932年以来立憲君主政体をとっている。現憲法は1978年12月に公布されたものであり、その主要点は次のとおりである。

- ・ タイ国は、国王を元首とする民主政体の王国であること。
- ・ 主 権 在 民
- ・ 信教、言論、出版、集会、結社、政党結成、通信の自由
- ・ 国家、宗教、国王及び憲法に基づく民主主義政体の擁護並びに兵役の義務
- ・ 二院制の国会（上院議員は任命制、下院議員は公選）
- ・ 政党政治の促進（下院議員は政党に所属する必要がある）
- ・ 首相及び44名以内の国务大臣による内閣（閣僚は、首相を含め国会議員である必要はないが、軍人を含む現職公務員の兼任を禁じている。）

中央行政組織は、1府13省庁からなり、その行政機構図をFig. 2-2 に示す。

全国の地方行政組織は、主として下図に示すとおり県（チャンワット）＝郡（アンブー）＝町（タンボン）＝村（ムー・バーン）という中央官庁による直接的な監督下にある。

県知事は内務大臣による任命制であるが、Bangkok首都圏については1985年から公選制が復活している。



地 方 行 政 組 織

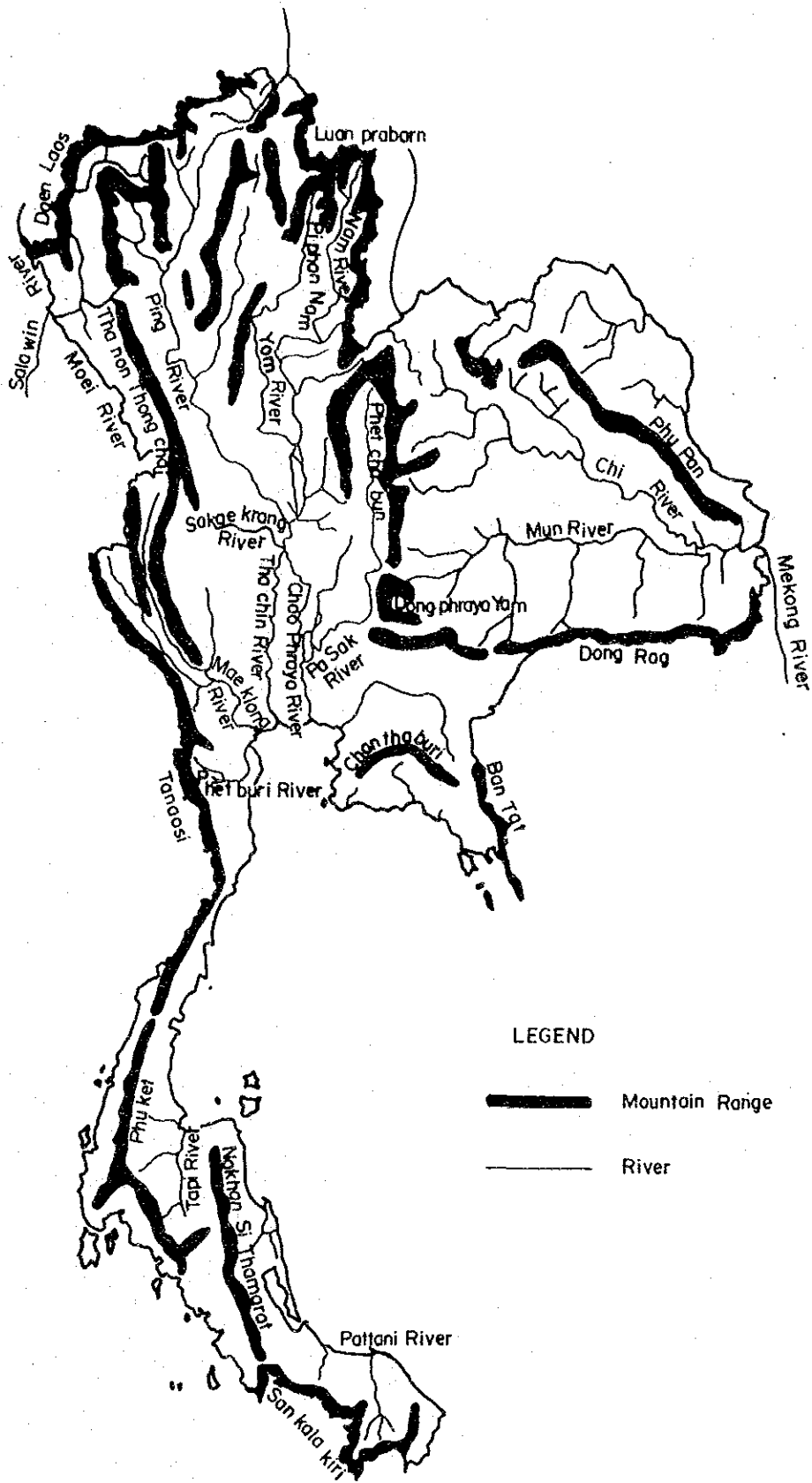
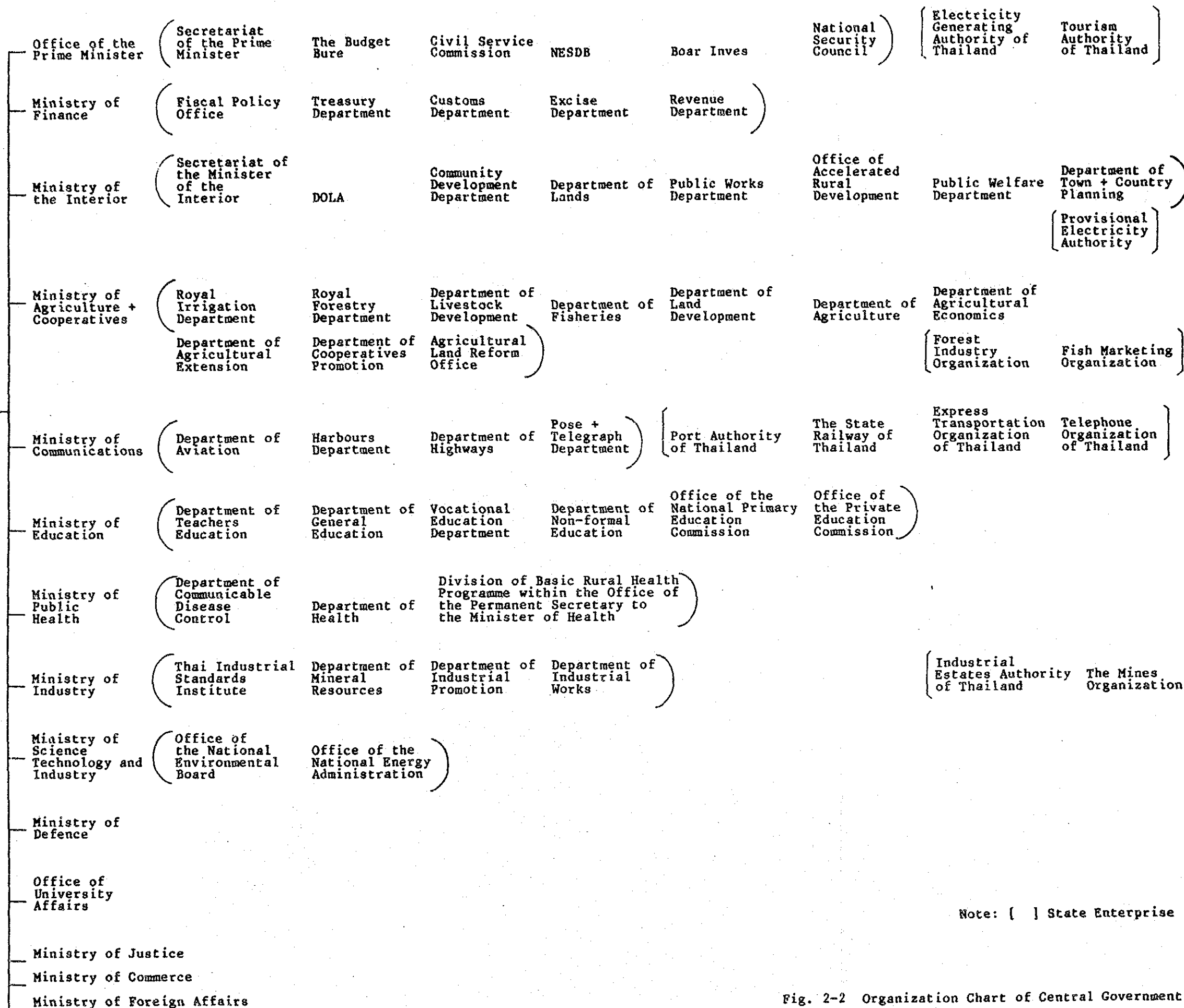


Fig. 2 - I MAIN RIVERS AND MOUNTAIN RANGES

Prime Minister and Council of Ministers



Note: [] State Enterprise

Fig. 2-2 Organization Chart of Central Government

2.2 経 済

2.2.1 概 況

- (1) 戦後タイ国経済は、国内の豊富な土地・資源と労働力を活かしながら、産業構造を多様化させるとともに、安定的でかつ高い経済成長の実現に成功してきた。1950年代半ばの一人当りのGDPはわずか80U. S. ドルに過ぎなかったが、現在では約1,400U. S. ドルにまでなっている。決して十分な所得水準とはいえないし、また地域による所得格差も大きい。石油危機等の大きな困難を乗り越え、着実な成長の途をあゆんできた。特に最近ではアジアNIBS（新興工業経済群）の経済的地位が高まる中で、タイ国は次のNIBSに仲間入りする可能性の最も高い国と言われている。

- (2) こうしたタイ国経済の成功をもたらした要因は、高い産業構造の転換能力と経済政策に求めることができる。タイ国はもともと農業を経済の基盤としてきたし、今日でもタイ経済を考える場合、農業の果たしている割合は無視し得ないものがある。国民の約6割は農家であるし、生産や輸出に占める役割も依然大きい。生産性は高いとは言えないとしても米を中心とする農業から、メイズ、キャサバ、砂糖きび等農作物の多様化が計られてきている。また、豊富な農作物に着目して、アグロ・インダストリーも重要な産業として育ってきている。

それでも産業構造に占める農業のシェアは徐々に低下し、一方で工業のシェアが着実に上昇している。1989年では第1次産業シェアはGDPの17%であるのに対し、製造業・建設業は32%となっている。衣服が米を抜いて輸出品の第1位を占めているし、宝石、装身具も輸出の上位品目に入るまでに成長している。その他水産加工品も輸出の拡大に貢献している。最近、円高を契機としてタイ国が見直され、海外直接投資が日本や台湾等から急増し、まさに企業進出のラッシュとなっている。この影響を受けて今後数年間タイ国の工業化は更に加速化され、大きな変貌を遂げることが予想される。

- (3) これまでのタイ国政府の経済政策の特徴を一言で表すとすれば、自由経済の維持を原則とし、性急な経済発展を計るよりバランスを重視した保守的な運営であったということができよう。第1次経済開発計画（1961-1966）以来現在の第6次経済開発計画まで、政府の基本的役割は社会資本の整備に重点が置かれてきた。しかも大規模なプロジェクトの推進には慎重であり、財政バランス、対外借入等に対して

も十分な配慮が加えられてきたと言ってよい。また、工業化においても多くの開発途上国のように性急な重化学工業化はとらず、技術水準・資本量の限界等を考慮して軽工業中心の緩やかな工業化を図ってきた。こうした経済政策の伝統は今日でも生きており、NAIC（新興農業関連工業国）と呼ばれるようにハイテク中心の輸出志向ではなく、農業を基盤とした工業化の方向をめざしている。今日経済政策の大きな課題は、地域による発展の格差を是正し、所得の公平化を計るとともに、経済の離陸を進めることにある。

- (4) 最近の経済動向をみると、1985年及び86年の実質GDPの伸びは、それぞれ3.5%、4.9%と緩やかなものにとどまったが、86年後半より輸出の拡大に支えられて回復へと向かい、1987年以降3年間の実質成長率は9.5%、13.2%、12.2%と飛躍的に高まった。支出の内訳をみると、輸出等、固定資本形成がそれぞれ高い伸びを示した。ただ、輸入の伸びも国内需要の堅調を背景に大幅な増加となった。

産業別には農業が緩やかな拡大となったものの、製造業は2ケタの拡大を示したほか、第3次産業も電力・水道、金融・保険、サービス業を中心に好調に推移した。

対外面において、貿易収支の赤字は1986年まで減少傾向を示し、この結果、経常収支は1986年にはわずかながら黒字に転換したが、その後は景気回復により輸入増加が輸出の増加を上回ったため、貿易収支、経常収支とも再び赤字が拡大している。しかし、海外からの資本の流入超過が続いており、総合収支は黒字となり、外貨準備高も着実に増加している。また、一時高水準となっていたデット・サービス・レーシオも1989年末には11.0%まで低下している。

物価については、消費者物価の上昇が徐々に高まり、現在6%台の上昇率になっている。

1990年に入ってから、経済は引き続き順調な拡大過程を辿っており、10%程度の実質成長率が見込まれている。循環的要因もあり、貿易収支の赤字が拡大するとともに物価の上昇率も少しずつ高まり、金融もタイトになりつつあるが、基本的には良好なパフォーマンスを示している。

タイ国の主要経済指標及び国際収支は下表の通りである。

主要経済指標

	1983年	1984年	1985年	1986年	1987年	1988年	1989年
実質GDP成長率 (%)	7.3	7.1	3.5	4.9	9.5	13.2	12.2
消費者物価上昇率 (%)	3.8	0.9	2.4	1.9	2.5	3.8	5.4
外貨準備高 (億\$)	26	27	30	38	52	71	105
対外債務残高 (10億\$)	9.5	10.8	12.8	14.1	15.7	17.9	19.0
財政 財政収支 (10億バツ)	▲ 23.7	▲ 34.0	▲ 39.4	▲ 34.2	▲ 8.9	36.1	65.3

(資料) タイ中央銀行及びNBSDB

国際収支

(10億バツ)

	1983年	1984年	1985年	1986年	1987年	1988年	1988年
輸出	145.1	173.6	191.7	231.5	298.1	399.2	514.0
輸入	234.3	243.2	253.4	245.7	341.4	501.4	646.8
貿易収支	▲ 89.2	▲ 69.6	▲ 61.7	▲ 14.2	▲ 43.3	▲ 102.2	▲ 132.8
経常収支	▲ 66.1	▲ 49.2	▲ 41.9	6.5	▲ 9.3	▲ 41.8	▲ 58.0
総合収支	▲ 18.1	10.6	12.5	33.6	18.2	40.5	111.5
バツ価 (年平均B/\$)	22.98	23.61	27.13	26.27	25.71	25.27	25.60

(資料) タイ中央銀行及びNBSDB

(注) 輸出入は再輸出を含まない。

2.2.2 工業化政策の展開

タイ国工業化政策は、1962年の産業投資奨励法に集約される投資奨励政策と、1961年から始まる経済開発計画の二つを柱とする民間主導型の工業化政策であり、その基本路線は現在に至るまで変わっていない。そして、現在タイ国は海外からの直接投資を大歓迎する第6次経済開発計画（1987年～1992年）を実施中である。

1980年代に入ってからタイ国でのGDPの実質成長率は、平均5%を超えている。アジア諸国は1980年以後の累積債務回避のための調整政策の時期に入っており、その中でタイ国の成長率は最も高い方であり、中所得発展途上国と比較しても高い。この時期の世界経済の2.5%という成長率と比較すると、タイ国の経済成長率はこれのほぼ2倍になっている。

2.2.3 経済成長の基盤

このような比較的高い成長率を維持してきたタイ国経済は、次の8つの基盤によって支えられてきた。

第1は、農業である。タイ国は農業商品主要輸出国である。コメ、ゴム、スズ、チークという伝統的商品を輸出すると同時に、タピオカ、メイズ、砂糖などという戦後に伸びた農産物を輸出してきている。例えば、魚缶詰、冷凍エビ、冷凍イカという水産物加工品、フルーツ缶詰、冷凍チキン等である。現在輸出構造変化が著しくなっているにもかかわらず、これら農水産品輸出額の総輸出額に占める割合はまだ50%台になっている。この割合は、タイ国では農水産業が現在においてもいかに重要であるかということの意味している。

第2は、タイ国の経済構造の多様化である。つまり、農業部門は経済の基盤になっているにもかかわらず、工業およびサービス業も拡大しつつあり、経済全体にとってもより重要な役割を占めつつある。というのは、加工食品や繊維製品等という従来の製造業製品輸出の他に、海外からの直接投資および合併投資による新しい製品の輸出が急増している。例えば、IC類、宝石類、靴、プラスチック、木工品、家具等である。

そして、輸出先を見ても、多様性をもっており、先進国であるOECD諸国への輸出は、全輸出金額の60%だけであり、その残りは、発展途上国へ輸出されている。

第3は、タイ国が抑制的財政金融政策を実施してきたことである。それは財政および対外ポジションを改善し、経済安定を維持するためである。累積債務問題に直面している多数の他の発展途上国と比較すると、現在タイ国はより安定的な立場になっている。その具体的な抑制政策の一つの例としては、第6次経済開発計画実施期間に、政府部門の外国からの借款は1年15億U.S.ドル以下という制限を設定されている。

第4は、政府の行政メカニズムの改善である。すなわち政府の意志決定がより良くより早くできるように、委員会制度をとっている。これらの委員会は、各省庁および官民のお互いの協力をより良くより早くさせるためにもなっている。

第5は、政府の閣僚が変更されても、タイ国の経済政策が変わらないことである。つまり、経済政策の実施の継続性は強く、たとえクーデターという政変があったとしても、一般的な経済全体が変わらないということは、今までの通常の例になっている。

第6は、投資環境が比較的の良いことである。BOI（投資委員会）が外国からの投資に関して積極的な優遇措置を与えていることを初めにしてタイ国には種々の条件が揃っている。その例を上げると、労働力が豊富で、作業労働者の質が良いこと。農業基盤が確立しているので、経済的にもバランスがとりやすいこと。

国土面積（51万3,000平方キロメートル）が広く、人口（5,390万人）も多く、潜在的な国内市場が広いこと。他のアジア諸国と比較すると、人種差別がほとんどない。つまり、人種の同化がうまくいっていること。

第7は、観光による収入が高いことである。1989年の観光収入は964億バーツで最も重要な収入源であり、現在輸出商品の中でトップになっている繊維製品の輸出金額よりも高い。

第8は、最近のタイ国への直接投資の急増である。タイ国向け海外直接投資は、1986年下半年から日本と台湾を中心に急増した。1987年に入ると、海外からのBOI投資申請の増加が一段と加速し、1988年に入ると、さらに増加した。

海外からタイ国への直接投資は、タイ国の経済成長に対してより重要な役割を占めるに至っている。

2.2.4 解決すべき問題

以上のような良好な基盤によって、タイ国の経済成長は支えられてきた。しかし、これら良好な基盤があっても、解決していかなければならない問題がまだ多数ある。例えば、所得格差を減少させるための所得分配の問題、大都市のインフォーマル・セクターおよびスラム問題、通信をはじめとするインフラ整備の不足問題、工業の都市集中を減少させるための工業の地方分散問題、貿易赤字問題、労働力人口の増加と雇用機会の減少問題、技術移転問題、Bangkokの交通および洪水の問題、等である。これらの諸問題につきタイ国政府は充分認識しており、現在実施中である第6次経済開発計画により、これらの問題を解決していこうと努力している。

Table 2-1 Targets and Accomplishments of the Development Plans

Growth Item	1st Plan (1961-1966)		2nd Plan (1967-1971)		3rd Plan (1972-1976)		4th Plan (1977-1981)		5th Plan (1982-1986)		6th Plan (1987-1991)	
	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached
Economic Growth Rate (%)	6	8.1	8.5	7.8	7.0	7.1	7.0	7.1	6.6	4.4	5.0	-
Agriculture	4.5	5.0	4.3	4.1	5.1	3.9	5.0	3.5	4.5	2.1	2.9	-
Manufacturing	-	10.5	10.9	9.2	8.0	8.6	9.6	8.7	7.6	5.1	6.6	-
Income per Capita (Baht)	-	2,787	-	3,835	-	7,330	-	17,200	35,700	21,935	27,783	-
Population Increase (%)	3.0	3.3	3.3	3.2	2.5	2.6	2.1	2.2	1.5	1.7	1.3	-
Balance of Trade (Mil. baht)	-	-2,167	-	-10,484	-	-13,047	-17,940	-45,000	-78,400	-54,000	-35,900	-
Commodity Price Rise (%)	-	-	-	-	10.0	12.0	6.0	11.6	10.6	2.7	2.3	-

Source: NESDB

2.3 経済と電力指標

(1) GDPと消費電力量

GDP（国内総生産）に対する需要電力量（以下消費電力量）の弾性値は約1.6である。

(2) 用途別消費電力量

家庭用、業務用（事務所、官公署、レジャー、商店など）、産業用（工場）、農業用、その他の用途別に、その消費電力量をTable 2-2 に示す。1980年から1989年までの10ヶ年間で、家庭用は2.3倍、業務用は2.8倍、産業用は2.4倍に増加した。1989年における全需要に占める各用途別の割合は次のとおりであり、工場を主とする産業用が全体の約50%を占めている。

(1987年)

	家庭用	業務用	産業用	農業用	その他	計
消費電力量 (10 ⁶ kWh)	7,025	10,108	15,431	90	180	32,834
比率 (%)	21	31	47	0.3	0.5	100

(3) 国民1人当りの消費電力量

1980年から1989年までの10ヶ年間のタイ国の人口、消費電力量、国民1人当りの消費電力量をTable 2-3 に示す。1989年における値は以下のとおりである。

(1989年)

消費電力量 (10 ⁶ kWh)	人口 (10 ⁸ 人)	1人当りの消費電力量 (kWh/人)
32,834	55,888	587

上記の1989年の値をBangkok首都圏、北タイ、東北タイ、中部タイ、南タイに区分し、人口、消費電力量、1人当りの消費電力量をTable 2-3 に示す。

以下に1人当り消費量を示す。

(kWh/人)

	全国	首都圏	北タイ	東北タイ	中部タイ	南タイ
1人当り 消費量	587	2,171	219	122	902	311

これから全国での1人当り消費電力量は587kWhであるが、全人口の13%を占めるBangkok首都圏では2,171kWhと最も高い。タイの全人口の35%が居住している東北タイでは122kWhと最も低く、首都圏のその18分の1にすぎない。

1人当り電力量を他のASBAN 諸国、NIBS諸国と比較すると、次表のとおりである。

(1985年)

国名	1人当り発電電力量 (kWh/人)	備考
タイ	387	
フィリピン	386	
マレーシア	962	
シンガポール	3,840	(NIBS)
インドネシア	167	
台湾	2,520	1984年消費電力量
韓国	1,520	
香港	3,278	

これから解るようにタイ国の1人当り電力量はASBAN 諸国では中間に位置しフィリピンと同程度である。NIBS諸国で最も低い値の韓国と比較すると約3分の1である。前述したとおりBangkok首都圏の1人当り消費量は1989年で2,171kWhであるが都市国家のシンガポール、香港と比較(1984年値)すると、Bangkokはそれらの約3分の2である。

(4) 首都圏及び地方での消費電力量

1984年及び1989年の、首都圏配電公社(MEA)及び地方配電公社(PEA)の供給区域での消費電力量及びその比率を以下に示す。

	消費電力量 (10 ⁶ kWh)	
	1984年 (比率)	1989年 (比率)
首都圏 (MEA 区域)	10,123 (55)	15,829 (48)
地方 (PEA 区域)	8,449 (45)	17,005 (52)

上記の表から地方、即ち「Bangkok首都圏を除く地方都市」での需要の増加が顕著である。

首都圏及び地方別の1984年、1989年の消費電力量は次表のとおりである。この表から過去5年間は北タイの増加率は最も大きいものの、増分では中部タイが多く、首都圏（MEA区域）に、ほぼ匹敵する値を示している。MEA区域の経済成長に伴って中部タイのそれも伸びたものと考えられる。

1984年及び1989年の消費電力量の地域別比較

	消費電力量 (10 ⁶ KWh)			(4) 伸び
	(1) 1984	(2) 1989	(3) 増分 (2) - (1)	倍 (2) / (1)
首都圏	10,123	15,829	5,706	1.6
地方	8,449	17,005	8,556	2.0
北タイ	1,194	2,379	1,185	2.0
東北タイ	1,431	2,389	958	1.7
中部タイ	4,636	10,065	5,429	2.2
南タイ	1,189	2,173	984	1.8
全国	18,572	32,834	14,262	1.8

Table 2-2 Electricity Consumption by Categories of Consumers

Year	Residential		Commercial *		Industrial		Agriculture		Street Lighting		Others		Total	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	(%)
1980	3,005.3	22.9	3,561.0	27.1	6,454.5	49.1	22.5	0.2	71.2	0.5	34.7	0.3	13,149.2	(100)
1981	3,168.0	22.9	3,468.2	25.1	7,064.2	51.1	20.1	0.1	83.2	0.6	33.5	0.2	13,837.2	(100)
1982	3,630.6	24.1	3,862.4	25.7	7,389.0	49.2	32.5	0.2	90.5	0.6	28.0	0.2	15,033.0	(100)
1983	4,187.7	24.8	4,530.0	26.8	8,013.6	47.4	41.2	0.2	103.2	0.6	30.6	0.2	16,906.3	(100)
1984	4,731.5	25.5	4,912.5	26.5	8,723.5	47.0	47.8	0.3	118.3	0.6	38.6	0.2	18,572.2	(100)
1985	5,164.7	25.8	5,344.1	26.7	9,298.0	46.4	55.0	0.3	127.9	0.6	42.2	0.2	20,031.9	(100)
1986	5,795.1	26.3	5,847.8	26.5	10,162.7	46.1	56.7	0.3	140.9	0.6	31.2	0.1	22,034.4	(100)
1987	6,135.5	24.6	7,331.2	29.4	11,319.4	45.5	61.3	0.2	—	—	46.8	0.2	24,894.2	(100)
1988	6,253.5	22.1	8,847.6	31.3	12,951.8	45.8	67.4	0.2	—	—	132.4	0.5	28,252.7	(100)
1989	7,024.6	21.4	10,108.2	30.8	15,431.0	47.0	89.7	0.3	—	—	180.3	0.5	32,833.8	(100)

* The Values after 1987 Include Street Lighting.

Table 2-3 Trend of Electricity Consumption per Capita

Areas	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Whole Kingdom									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	13,837.1	15,033.0	16,831.8	18,572.2	20,031.9	22,034.4	24,894.2	28,252.7	32,833.8
2. Population (10 ⁶)	47,848.0	48,847.0	49,433.0	50,583.0	51,769.0	52,969.0	53,873.0	54,961.0	55,888.0
3. kWh Per Capita	289.19	307.76	340.50	367.16	386.95	415.99	462.09	514.05	587.49
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	208.0	221.0	245.0	264.0	278.0	299.0	332.0	370.0	423.0
MEA Area									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	7,951.7	8,388.5	9,287.4	10,122.9	10,307.3	10,968.9	12,464.0	13,946.8	15,828.6
2. Population (10 ⁶)	6,625.0	6,817.0	6,456.0	6,660.0	6,915.0	7,086.0	7,338.0	7,538.0	7,290.0
3. kWh Per Capita	1,200.26	1,230.53	1,438.57	1,519.95	1,490.57	1,547.97	1,698.56	1,850.20	2,171.27
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	155.0	159.0	186.0	196.0	192.0	200.0	219.0	239.0	280.0
Outside MEA Area									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	5,885.4	6,644.5	7,544.4	8,449.3	9,724.6	11,065.5	12,430.2	14,305.9	17,005.2
2. Population (10 ⁶)	41,223.0	42,030.0	42,977.0	43,923.0	44,881.0	45,883.0	46,535.0	47,423.0	48,598.0
3. kWh Per Capita	142.77	158.09	175.55	192.37	216.68	241.17	267.12	301.67	349.91
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	291.0	323.0	358.0	393.0	442.0	492.0	545.0	616.0	714.0
Northern Area									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	675.8	761.0	1,044.9	1,194.1	1,537.8	1,719.0	1,948.8	2,115.9	2,378.9
2. Population (10 ⁶)	9,714.0	9,834.0	10,106.0	10,281.0	10,392.0	10,490.0	10,585.0	10,732.0	10,873.0
3. kWh Per Capita	69.57	77.38	103.39	116.15	147.98	163.87	184.11	197.16	218.79
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	253.0	281.0	376.0	422.0	598.0	596.0	669.0	717.0	794.0
Northeastern Area									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	925.6	1,095.1	1,240.0	1,430.6	1,544.8	1,712.5	1,889.7	2,109.2	2,388.5
2. Population (10 ⁶)	16,366.0	16,720.0	17,147.0	17,638.0	18,061.0	18,552.0	18,884.0	19,254.0	19,576.0
3. kWh Per Capita	56.56	65.50	72.32	81.11	85.53	92.31	100.07	109.55	122.01
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	283.0	327.0	362.0	406.0	428.0	462.0	500.0	548.0	610.0
Central Area									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	3,339.4	3,733.9	4,149.7	4,635.6	5,339.7	6,242.9	6,939.8	8,202.3	10,064.5
2. Population (10 ⁶)	9,208.0	9,430.0	9,588.0	9,704.0	9,987.0	10,233.0	10,349.0	10,576.0	11,153.0
3. kWh Per Capita	362.66	395.96	434.16	477.70	534.67	610.08	670.58	775.56	902.4
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	279.0	305.0	334.0	367.0	411.0	469.0	516.0	597.00	694.0
Southern Area									
1. Electricity Consumption (10 ⁶ kWh)	944.6	1,054.5	1,019.8	1,189.0	1,302.3	1,391.1	1,651.9	1,878.5	2,173.3
2. Population (10 ⁶)	5,935.0	6,046.0	6,166.0	6,300.0	6,441.0	6,608.0	6,717.0	6,861.0	6,996.0
3. kWh Per Capita	159.16	174.41	179.99	188.73	202.19	210.52	245.93	273.79	310.65
4. Index (kWh Per Capita) ^{1/}	399.0	371.0	383.0	402.0	430.0	448.0	523.0	583.0	661.0

Sources : EGAT, MEA, PEA, NEA, POF, Department of Local Administration

Note : 1/Base 100 in 1972

第3章 電力事業の現状

第3章 電力事業の現状

目次

	頁
3.1 電力セクターの形態	3 - 1
3.2 供給設備	3 - 7
3.2.1 発電設備	3 - 7
3.2.2 送変電設備	3 - 9
3.2.3 配電設備	3 - 9
3.3 需要および供給	3 - 16
3.3.1 電力需要の現状と推移	3 - 16
3.3.2 最大電力需要、設備出力および予備率	3 - 16
3.3.3 電力量バランス	3 - 16
3.4 発電電力量の燃料種別	3 - 17
3.5 需要の日間変動および季節変動	3 - 20
3.6 電気料金	3 - 24

List of Tables and Figures

- Table 3-1 EGAT Existing Installed Generating Capacity
- Table 3-2 Installed Transmission Lines and Substations
- Table 3-3 Total EGAT Generation Requirement
- Table 3-4 Total Installed Capacity and Peak Generation
- Table 3-5 Electricity Energy Balance
- Table 3-6 Energy Generation by Sources
- Table 3-7 Tariff Structure of Electricity Distributors
-
- Fig. 3-1 Organization Chart of EGAT
- Fig. 3-2 Electric Power System of Thailand
- Fig. 3-3 Growth of HV and EHV Transmission Lines
- Fig. 3-4 EGAT Recorded Daily Load Curves for Peak Day
- Fig. 3-5 Relation Between Annual and Daily Load Factors
- Fig. 3-6 Trend of Monthly Peak Demand and Energy Generated

第3章 電力事業の現状

3.1 電力セクターの形態

タイ国の電気事業は大部分が国営の形態であり、自家発電などによる設備出力は全体の10%程度となっている。

電力に係わる総合的な行政は、科学技術エネルギー省 (Ministry of Science Technology and Energy) の国家エネルギー庁 (NEA) が担当している。

電力供給は、発電及び一次変電所までの送電をタイ国発電公社 (EGAT) が担当し、それ以降を二つの配電会社 (MEA, PEA) が受け持っている。

(1) 国家エネルギー庁 (NEA : National Energy Administration)

NEAはタイ国全体のエネルギー政策を担当し、電力開発計画の策定及び調整を行うほかに、事業実施面では経済社会開発5ヶ年計画に含まれる小規模水力発電等を担当している。

(2) タイ国発電公社 (EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand)

EGATは、1969年5月、当時のヤンヒー発電公社 (YEA : The Yanhee Electric Authority)、東北発電公社 (NEEA : The North-East Electric Authority) 及び褐炭発電公社 (LA : The Lignite Authority) の3つの組織を統合して発足した。

— EGATの職務の範囲は1968年のEGAT法によれば次の通りである。

- 電力を生産、購入、送電、配電し、首都圏配電公社 (MEA)、地方配電公社 (PEA)、国営の需要家、近隣諸国に供給すること。
- 水力、風力、太陽熱、太陽光、石油、石炭、オイルシェール、天然ガスなどの天然資源及び原子力を利用した電力を開発すること。また、これらの目的を推進することに関連するその他の事業活動。
- 独立に、あるいは他の機関と協力して、褐炭及びその他の副産物の生産・販売を行うこと。

— EGATはタイ国政府に対し、次の責務を負っている。

- ダム、貯水池、その他発電に関する施設を建設し、運営すること。また、水資源を開発し、発電を行うこと。

- 火力、水力、原子力その他の発電所の建設を行うこと。
- 変電所、送電線、送配電に関連する設備の改善、拡充を行うこと。
- 送配電設備、発電所、褐炭化学プラント、発電用燃料及び関連する施設の規格、種別、規模を決定すること。
- 電力、褐炭及び褐炭の副産物の生産、販売に関連する政策を立案すること。

— BGATが追求する主目的は、十分な電力が常時得られ、サービスが高い信頼度を持ち、電力を低廉な価格で提供することである。

この3つの目標を達成するには、多額の投資を必要とするが、電力供給の信頼度は今日に至るまで継続的に改善されており、現在、サービスの水準は相当程度水準に達している。EGATは、独立採算組織として経営面では自主的な権限を有し、電力料金の決定に際しては、閣議了承を必要とするが、発電コストをすべてカバーする立案を独自で行っている。

資金調達には、政府による出資のほか、内外からの借入れ及び債券の発行が認められている。

なお、EGATはラオスのNam Ngum発電所の余剰電力を購入する一方、同国のThakhek、Savannakhet両市へ配電線で電力を売電している。

また、マレーシアと115kV/132kVの送電線により1980年8月より連系され、電力の相互融通が可能となっている。

BGATの機構図はFig. 3-1に示すとおりである。

(3) 首都圏配電公社 (MEA : Metropolitan Electricity Authority)

MEAは、1958年に当時内務省の所管であったBangkok電気会社と政府発電局が合併し、全額政府出資の機関として設立された。

自らの発電設備は保有せず、EGATから供給された電力を自己の送電線及び配電線を通じて需要家への配電を行っている。

供給区域は首都Bangkokと首都に隣接するNonthaburi及びSamut Prakanである。MEAはPEAと共に、内務省の公共事業局 (PWD : Public Works Department) の管轄下にある。

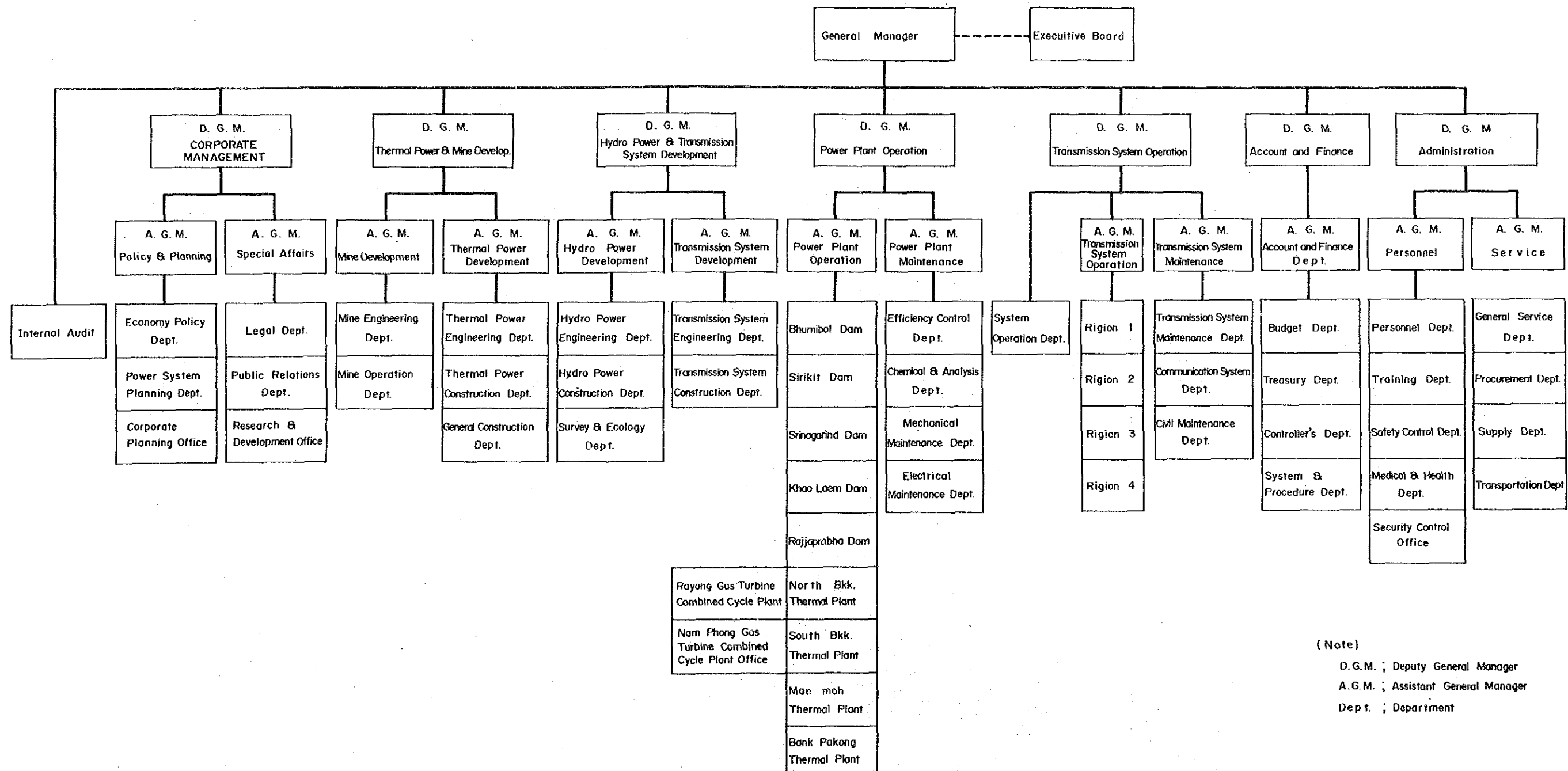
(4) 地方配電公社 (PBA : Provincial Electricity Authority)

P E A は M E A の 供給区域以外の地方配電を担当する公営企業である。

需要家への配電は、主として E G A T より供給される電力によっているが、自らも小規模のディーゼル発電設備を保有し、農村電化計画を推進している。

(5) 原子力庁 (OABP : Organization of Atomic Energy for Peace)

OABP は行政上、科学技術エネルギー省の管轄下にあつて、原子力委員会が立案する政策のもとで原子力開発の推進、安全管理、規制業務等を遂行する。



(Note)
 D.G.M. ; Deputy General Manager
 A.G.M. ; Assistant General Manager
 Dept. ; Department

Fig. 3-1 Organization Chart of EGAT

3.2 供給設備

3.2.1 発電設備

(1) タイ国の発電設備

1989年7月現在でのタイ国における発電設備は831万kWあり、その事業者別、電源別の内訳の概要は以下のとおりである。

(1989年12月)
(MW)

電源名	EGAT	PEA	NEA	自家発	合計
水力	2,238	3	30	-	2,271
火力	3,982	-	-	593	4,575
コンバインドサイクル	772	-	-	-	772
ガスタービン	267	-	-	-	267
ディーゼル	27	47	-	355	429
計	7,286	50	30	948	8,314

(注) 自家発分 (948MW)のうち297MWは非常用である。

電源別の構成比率は水力27%、火力73%であり、火力の内訳は火力54%、複合火力 (コンバインドサイクル) 10%、ガスタービン4%、ディーゼル1%である。

(2) EGATによる電力供給

EGATの既設発電所の一覧をTable 3-1に、Fig. 3-2に主要電源の位置及び電力系統を示す。系統は4つの地域に分かれ、互いに500kV、230kVまたは115kV送電線で結ばれている。

第1地域のベース負荷は主としてSouth Bangkok、及びBang Pakong石油/ガス及びMae Moh褐炭火力で賄われ、同時に、Bang Pakong複合火力が中間負荷を受け持っている。ピーク負荷は、Bhumibol、Sirikit、Srinagarind、Kang Krachan、Khao Laem及びTha Thung Naの各水力によって賄われている。

第2地域のベース負荷は、第4地域との230kV連系線、第1地域との115kV連系線を通して供給を受けている一方、ピーク負荷用として、水力とガスタービンが用いられている。また、電力量の一部はラオスのNam Ngum発電所から購入している。

第3地域のベース負荷は、Khanomのバージ火力、Krabi 褐炭火力、Surat Thani 石油火力で賄われているが、電力量の一部は1980年8月から運用が開始された第1地域との115kV Central-Southern連系 (1st SCTL) により供給されている。ピーク負荷はBang Lang 及びRajjaprabha (Chiew Larn)の両水力発電所とガスタービンによって賄われている。また、第3地域は隣りのマレーシアの系統と115/132kV 連系線をとおして連系されており、これにより必要に応じてピーク負荷の一部を電力輸入により賄うことができる。

第4地域のベース負荷は、Mae Moh 褐炭火力の1,425MWによってなされている。

(3) 水力発電設備

タイ国は豊富な水力資源を有するが、その主要な賦存地域は、Chao Phraya 川とその支流、Quae Yai川及びQuae Noi川流域、Mekong川の支流に注ぐ北東台地、多数の中小河川が集中する南部地峽地域の4地域である。

Bhumibol発電所 (535MW)、Sirikit 発電所 (375MW)はChao Phraya 川の支流 Pin 川、Nan 川にそれぞれ位置し、Srinagarind 発電所 (540MW)と共にタイ国を代表する大規模水力発電所である。

これらの水力発電所は、需要のピーク負荷の変動に対応した運用がなされ、かつ、下流域の灌漑用水に配慮した運用が行われている。

(4) 火力発電設備

South Bangkok (1,330MW) はSamut Prakanに位置し、タイ国では最大級の容量を持つ火力発電所で、重油又はタイ湾で産出する天然ガスを燃料としている。

北西部のChiang Mai市近郊のMae Moh 火力 (1,425MW)は同地域で露天掘りのリグナイト炭を燃料としている。1990年現在10、11号機 (各300MW) が建設中であり、最終的には13号機までの建設が予定されている大規模地点である。

また、North Bangkok (237.5MW)は1960年代に運転を開始した重油を燃料とする火力発電所であるが、老朽化が進み効率も低下している。

3.2.2 送変電設備

E G A T 系統の標準送電電圧は、500、230、115、69kVであり、周波数50Hzである。Table 3-2 は1990年9月現在での送変電設備を示す。Fig. 3-3 は1960年から1995年にかけての各電圧別の送電線延長を示す。1990年9月現在、E G A T 送電網の回線延長は、500kV で533回線km、230kVで7,045回線km、115kVで9,598回線km、69kVで600回線kmである。

Mae Moh 火力発電所と第1地域を結ぶ500kV 送電線はその一部が1989年3月に完成している。

送電線網は、Bangkok周辺のNorth Bangkok火力、South Bangkok 火力およびBang Pakong 火力と変電所を結ぶ230kV送電線、遠隔地の水力と首都圏を結ぶ230kV送電線、PhitsanulokとKhon Kaenを結ぶ230kV送電線を基幹としている。

この基幹系統にタイ国東北部に散在する水力発電所を結ぶ115kV送電線、中部と南部を結ぶ115kV送電線が各々連系されて電力系統を構成している。

超高圧変電所としては、2ヶ所の500kV変電所、32ヶ所の230kV変電所、110ヶ所の115kV変電所、10ヶ所の69kV変電所があり、全体で154ヶ所となっている。所内用と発電機用を除いた変圧器の総設備容量は16,902MVA である。

3.2.3 配電設備

E G A T より供給された電力は、M E A が115kV、69kVで変電所に送電し、24kV、12kVに降圧して、家庭用には220V、商業用には220/380Vで供給している。

また、P E A 地域では、33kV、22kV、11kVなどの配電線が使用されており、一般需要家へは220Vで供給されている。1988年の回線延長は以下のとおりである。

(1988年)

電 圧 (kV)	回線延長 (回線-km)	備 考
33	20,819	P E A
24/12	6,169	M E A
22	105,284	P E A
11	55	P E A

Table 3-1 EGAT EXISTING INSTALLED GENERATING CAPACITY
(As of 1 September 1990)

	Plant Type	Number of Unit	Capacity (MW)		Average Energy Capability (GWh/Yr)
			Installed	Ultimate	
A.	<u>Hydroelectric Plant</u>				
	Bhumibol	7	535.0	710.0	1,200.0
	Sirikit	3	375.0	500.0	1,000.0
	Ubolratana	3	25.2	25.2	56.0
	Sirindhorn	3	36.0	36.0	86.0
	Chulabhorn	2	40.0	40.0	93.0
	Kang Kracharn	1	17.5	17.5	78.0
	Nam Pung	2	6.0	6.0	15.0
	Srinagarind	4	540.0	720.0	1,140.0
	Bang Lang	3	72.0	72.0	200.0
	Tha Thung Na	2	38.0	38.0	165.0
	Khao Laem	3	300.0	300.0	760.0
	Huai Kum	1	1.06	1.06	2.0
	Ban Santi	1	1.275	1.275	6.0
	Mae Ngat	2	9.0	9.0	29.0
	Kiridharn	2	12.7	12.7	27.0
	Rajjaprabha	3	240.0	240.0	550.0
	Miscellaneous	7	0.428	0.428	1.0
	Total	49	2,249.16	2,729.16	5,408.0
B.	<u>Thermal power Plant</u>				
	North Bangkok	3	237.5		1,250.0
	South Bangkok	5	1,330.0		9,320.0
	Mae Moh	9	1,425.0		9,360.0
	Krabi	2	34.0		180.0
	Surat Thani	1	30.0		170.0
	Khanom	2	150.0		1,050.0
	Bang Pakong	2	1,100.0		7,710.0
	Total	24	4,306.5		29,040.0
C.	<u>Combined Cycle Power Plant</u>				
	Bang Pakong - Blocks 1 & 2	10	760.0		4,664.0
	- Block 3 & 4 (GT)	4	416.0		2,733.0
	Total	14	1,176.0		7,397.0
D.	<u>Gas Turbine Power Plant</u>				
	Nakhon Ratchasima	1	14.0		31.0
	Udon Thani	1	14.0		31.0
	Hat Yai	3	42.0		92.0
	Surat Thani	3	42.0		92.0
	Lan Krabu	7	126.0		773.0
	Total	15	238.0		1,019.0
	Grand Total	102	7,970.26		42,864.0

Note: a/ Excluding diesel plants of 28.6 MW.

Table 3-2 INSTALLED TRANSMISSION LINES AND SUBSTATIONS
(As of 1 September 1990)

Region and System Voltage	Substations		Transmission Lines (Circuit - Kilometers)		
	Number	Transformer ^{a/} Capacity (MVA)	Double-Circuit	Single-Circuit	Total
<u>Region 1</u>					
500 kV	-	-	26	132	158 ^{b/}
230 kV	19	6,860	2,976	18	2,994
115 kV	42	2,505	737	1,480	2,217
69 kV	1	31	-	99	99
Total	62	9,396	3,739	1,729	5,468
<u>Region 2</u>					
500 kV	1	600	519	-	519 ^{c/}
115 kV	29	1,126	1,718	1,590	3,308
69 kV	4	47	-	327	327
Total	34	1,773	2,237	1,917	4,154
<u>Region 3</u>					
230 kV	6	1,000	1,274	-	1,274
115 kV	19	1,009	1,173	1,137 ^{d/}	2,310
Total	25	2,009	2,447	1,137	3,584
<u>Region 4</u>					
500 kV	2	1,800	-	375	375
230 kV	6	850	2,040	218	2,258
115 kV	20	970	640	1,123	1,763
69 kV	5	104	-	174	174
Total	33	3,724	2,680	1,890	4,570
<u>All Regions</u>					
500 kV	2	1,800	26	507	533
230 kV	32	9,310	6,809	236	7,045
115 kV	110	5,610	4,268	5,330	9,598
69 kV	10	182	-	600	600
Total EGAT	154	16,902	11,103	6,673	17,776

Notes: ^{a/} Station service and generator unit transformers are excluded.
^{b/} Presently energized at 230 kV and will be upgraded to 500 kV in October 1990.
^{c/} Presently energized at 115 kV (230 circuit-km).
^{d/} Including 9 circuit-km of 132 kV transmission line.

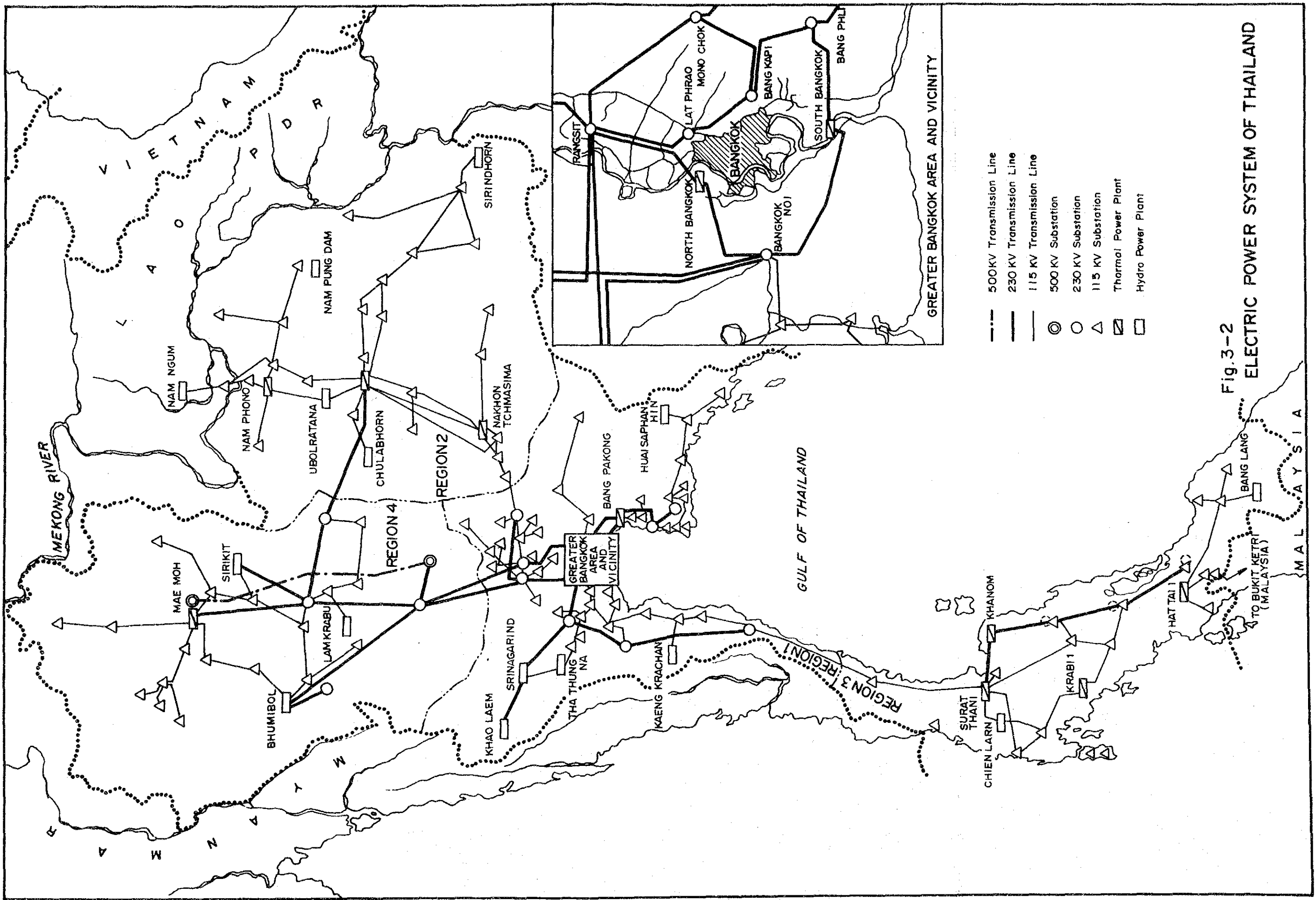


Fig.3-2
ELECTRIC POWER SYSTEM OF THAILAND

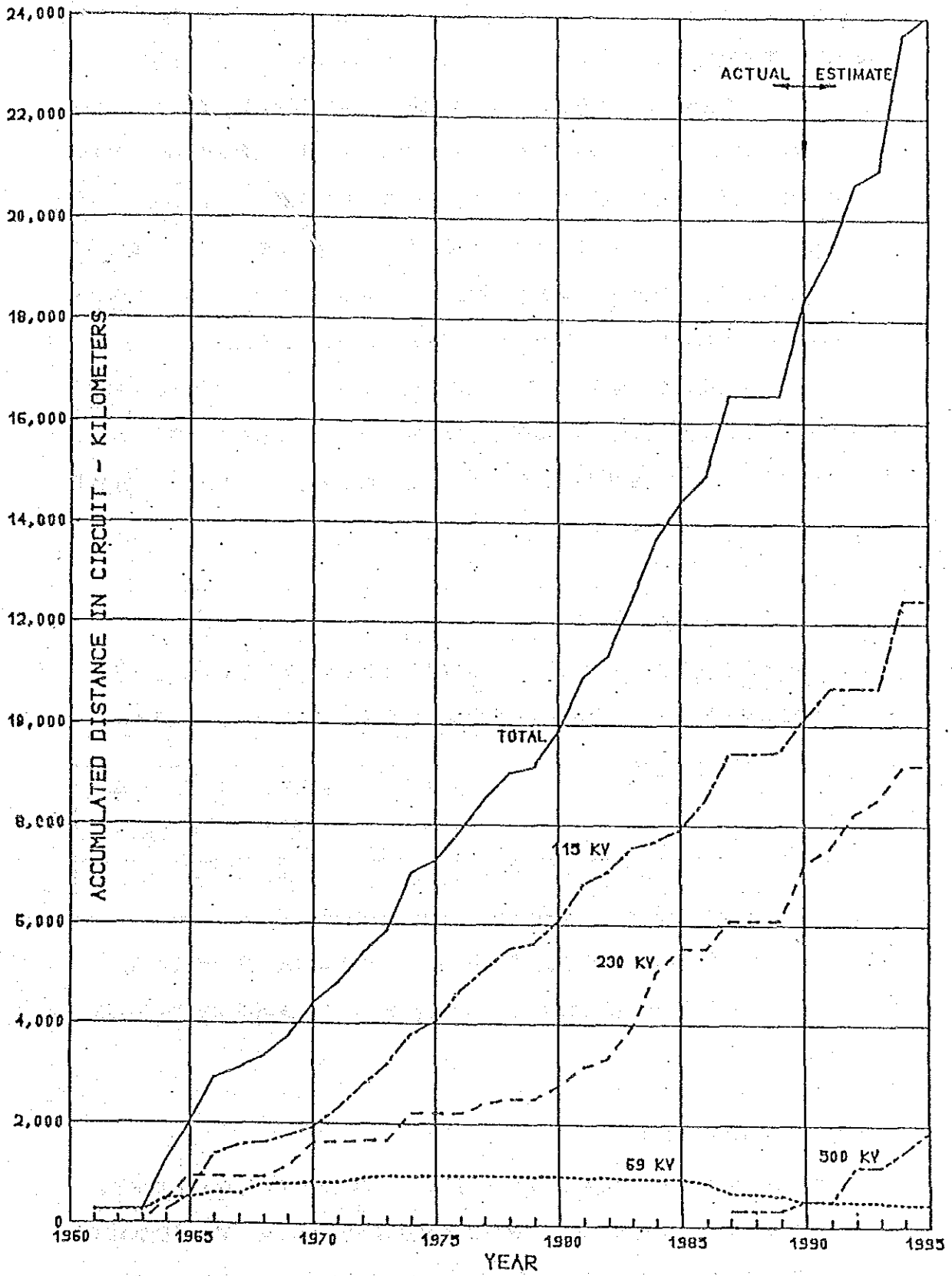


Fig. 3-3 GROWTH OF HIGH VOLTAGE AND 500KV TRANSMISSION LINES

3.3 需要および供給

3.3.1 電力需要の現状と推移

E G A Tが供給する最大電力および年間発生電力量は、Table 3-3 に示すとおり、1974年度の1,256MW、7,259GWhから1979年度の2,255MW、13,969GWhへと年率12.4%、14.0%の高い伸び率で上昇した。その後電力の需要は、1980年代に入ってから3年間は第2次石油ショックの影響で若干その伸びは低下したがその後持ち直し、最大電力および年間発生電力量は、1980年度の2,417MW、14,754GWhから1990年度の7,094MW、43,189GWhへと、年率11.4%、11.3%で増加した。

1987年度以後、電力需要は1970年代後半の傾向を継続して穏やかな伸びを示すと予想されていたが、円高ドル安に伴う東南アジア地域の産業構造の好況を反映し、最大電力と年間発生電力量は、1990年度には7,094MW、43,189GWhと、前年比13.8%、18.5%と大幅な伸びを記録した。

3.3.2 最大電力需要、設備出力および予備率

最大電力需要と設備出力の1980年から1989年までの推移をTable 3-4 に示す。1989年度のE G A Tの設備出力と最大電力の関係は、下記のとおりである。

設備出力 (MW)	供給力 (MW)	最大電力 需要 (MW)	予備力 (MW)	予備率 (%)
7,254	7,408	6,233	1,175	18.9

なお、Table 3-4 の値は歴年の値であり、上表の値は1989年度の値である。

E G A Tシステムの予備率は以前は25%であったが、現在、適正予備率として15%を採用している。

3.3.3 電力量バランス

供給電力量と発電電力量の1980年から1989年までの推移をTable 3-5 に示す。

1989年における供給電力量は、総発電電力量37,406GWhに輸入電力量620GWhを加え、所内損失1,464GWh、送配電損失3,729GWhを差し引いた32,834GWhである。

ここで、輸入電力量620GWhはラオスのNam Ngum水力発電所からの輸入である。

なお、送配電損失は概ね総発電電力量の10%（送電線4%、配電線6%）程度で推移している。

3.4 発電電力量の燃料種別

Table 3-6 に1980年から1989年までの電気事業者による発電電力量を燃料種別に示す。以下の表に第2次石油ショックのあった1980年の実績値と1989年の実績値を示す。

UNIT : GWh
() : 構成比率%

	1980年	1989年
購入電力	759 (5)	620 (2)
ディーゼル	391 (3)	23 (0.1)
水力	1,273 (8)	5,571 (15)
重油	11,352 (75)	4,739 (12)
リグナイト	1,410 (9)	7,879 (21)
天然ガス	0 (0)	19,195 (50)
合計	15,185 (100)	38,026 (100)

1980年には石油を燃料とした発電電力量は、全体の75%を占めていたが、1989年には12%に激減している。これに対し、リグナイトによる発電電力量は9%から21%へ増加し、天然ガスは設備が新設された1981年には10%に過ぎなかったが、1989年には50%を占めるに至った。このように、火力設備の多様化がタイ国電源設備の大きな特徴となっている。

タイ国では、水力、天然ガス、リグナイト炭が主要国産エネルギー資源であり、電力エネルギーの自給率は1980年の17%から1989年における86%と飛躍的に向上した。このことは、過去のオイルショックの経験から、エネルギーの輸入石油依存度を極力低め、国産資源の有効活用を強力に推進してきたことによるものである。

Table 3-3 TOTAL EGAT GENERATION REQUIREMENT

Fiscal Year	Peak Generation		Energy Generation		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
		Actual			
1974	1,256	4.75	7,259	5.61	65.06
1975	1,407	11.96	8,216	13.13	66.64
1976	1,652	17.45	9,414	14.64	65.05
1977	1,873	13.40	10,951	16.32	66.73
1978	2,101	12.13	12,372	12.98	67.23
1979	2,255	7.35	13,965	12.88	70.69
1980	2,417	7.20	14,754	5.65	69.67
1981	2,589	7.09	15,960	8.18	70.38
1982	2,838	9.63	16,882	5.78	67.91
1983	3,204	12.91	19,066	12.94	67.92
1984	3,547	10.70	21,066	10.49	67.79
1985	3,878	9.33	23,357	10.87	68.75
1986	4,181	7.80	24,780	6.09	67.66
1987	4,734	13.23	28,193	13.78	67.99
1988	5,444	15.00	31,997	13.49	67.09
1989	6,233	14.49	36,457	13.94	66.77
1990	7,094	13.81	43,189	18.47	69.50
Average Growth Rate (%, 1981~1990)	—	11.37	—	11.34	—

Table 3-4 Total Installed Capacity and Peak Generation

Fiscal Year	Installed Capacity (MW)	Peak Generation (MW)
1980	3,448	2,379
1981	4,008	2,561
1982	4,403	2,823
1983	5,032	3,200
1984	6,128	3,545
1985	6,705	3,826
1986	6,785	4,202
1987	6,985	4,842
1988	6,997	5,414
1989	7,336	6,208

SOURCES : EGAT, PEA, NEA, POF

Table 3-5 Electricity Energy Balance

Year	Electricity Supply		Station Service	Transmission and Distribution Line Losses	Electricity Consumption		
	Gross Generation	Net Import			Free Electricity Supply (Official Use, Staff Supply etc.)	Electricity Available for Sale	Total
1980	14,426	759	618	1,418	21	13,128	13,149
1981	15,377	731	617	1,654	26	13,811	13,837
1982	16,620	739	681	1,646	28	15,005	15,033
1983	18,857	676	681	1,945	30	16,876	16,906
1984	21,025	688	885	2,256	35	18,537	18,572
1985	23,074	703	1,086	2,660	39	19,993	20,032
1986	24,717	741	1,013	2,411	46	21,988	22,034
1987	28,652	398	1,191	2,965	105	24,789	24,894
1988	32,464	410	1,307	3,314	170	28,083	28,253
1989	37,406	620	1,464	3,729	184	32,650	32,834

Table 3-6 Energy Generation by Sources

Year	Hydro	Fuel Oil	Diesel Oil	Lignite	Natural Gas	Total
1980	1,273	11,352	391	1,410	-	14,426
1981	2,974	8,986	216	1,675	1,526	15,377
1982	3,837	5,857	56	1,859	5,011	16,620
1983	3,660	7,100	124	1,804	6,169	18,857
1984	4,082	6,335	28	2,317	8,263	21,025
1985	3,692	3,380	24	5,313	10,666	23,074
1986	5,554	3,332	34	5,545	10,252	24,717
1987	4,075	2,188	67	6,698	15,624	28,652
1988	3,779	3,142	24	6,800	18,720	32,464
1989	5,571	4,739	23	7,879	19,195	37,406

3.5 需要の日間変動および季節変動

Fig. 3-4 に最大需要発電力発生日の日負荷曲線の推移を示す。

最大電力は過去何れも19時～20時に発生しており、これはP.E.A供給区域の需要変動によるところが大きく、典型的な、電灯需要による形状と言える。

1980年以降は特に、工業化の推進に伴い、ピークとオフピークの差が顕著となってきており、この傾向は今後も続くものと予想される。従って負荷率低下の抑制、供給予備率の確保が大きな今後の課題となろう。

Fig. 3-5 に日負荷率および年負荷率の推移を示す。

また、需要の季節変化を見ると、多少の月別変化はあるものの、最大電力は次第に増加の傾向が明らかであるが、発電電力量は気温の変化の影響が顕著である。即ち気温が比較的低い12月～2月は需要も低くなり、高温期となる3月を境に発電電力量が大幅に増加する。

最大電力と発電電力量の最近における推移をFig. 3-6に示した。

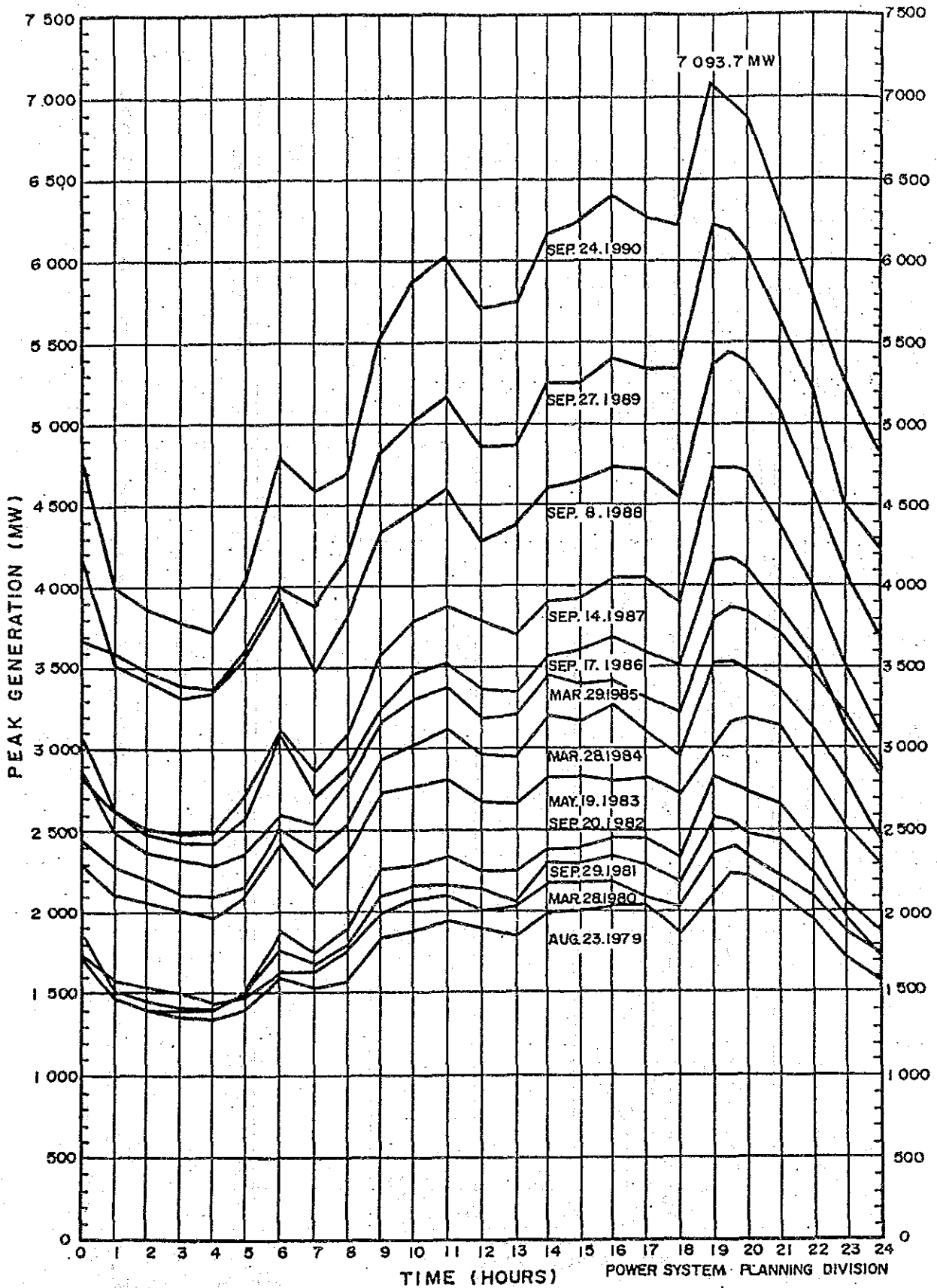


Fig. 3-4 EGAT RECORDED DAILY LOAD CURVES ON HEAVIEST LOAD DAY (FISCAL YEAR 1979-1990)

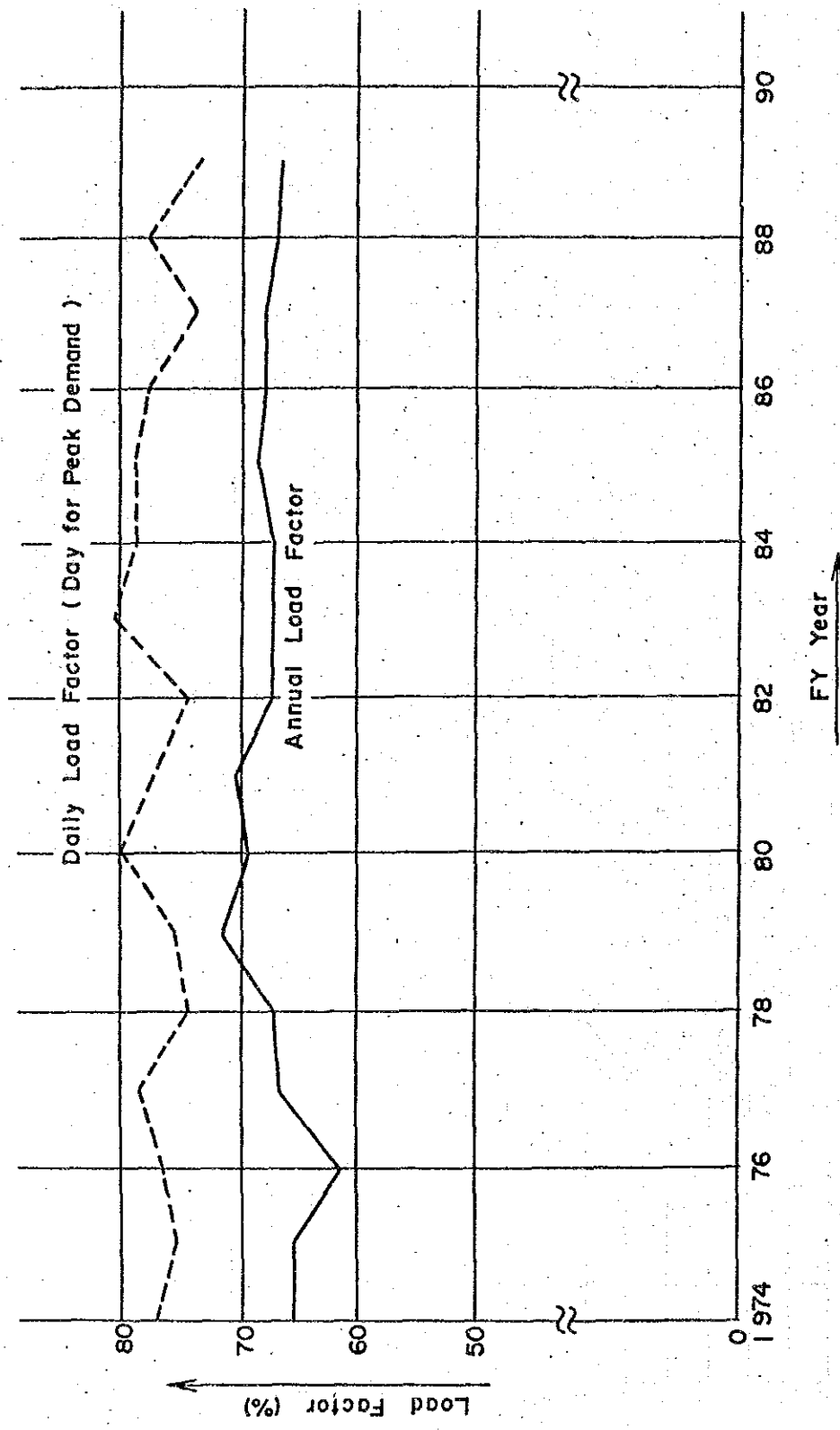


Fig. 3-5 Relation between Annual and Daily Load Factors EGAT Whole System (1974~1989)

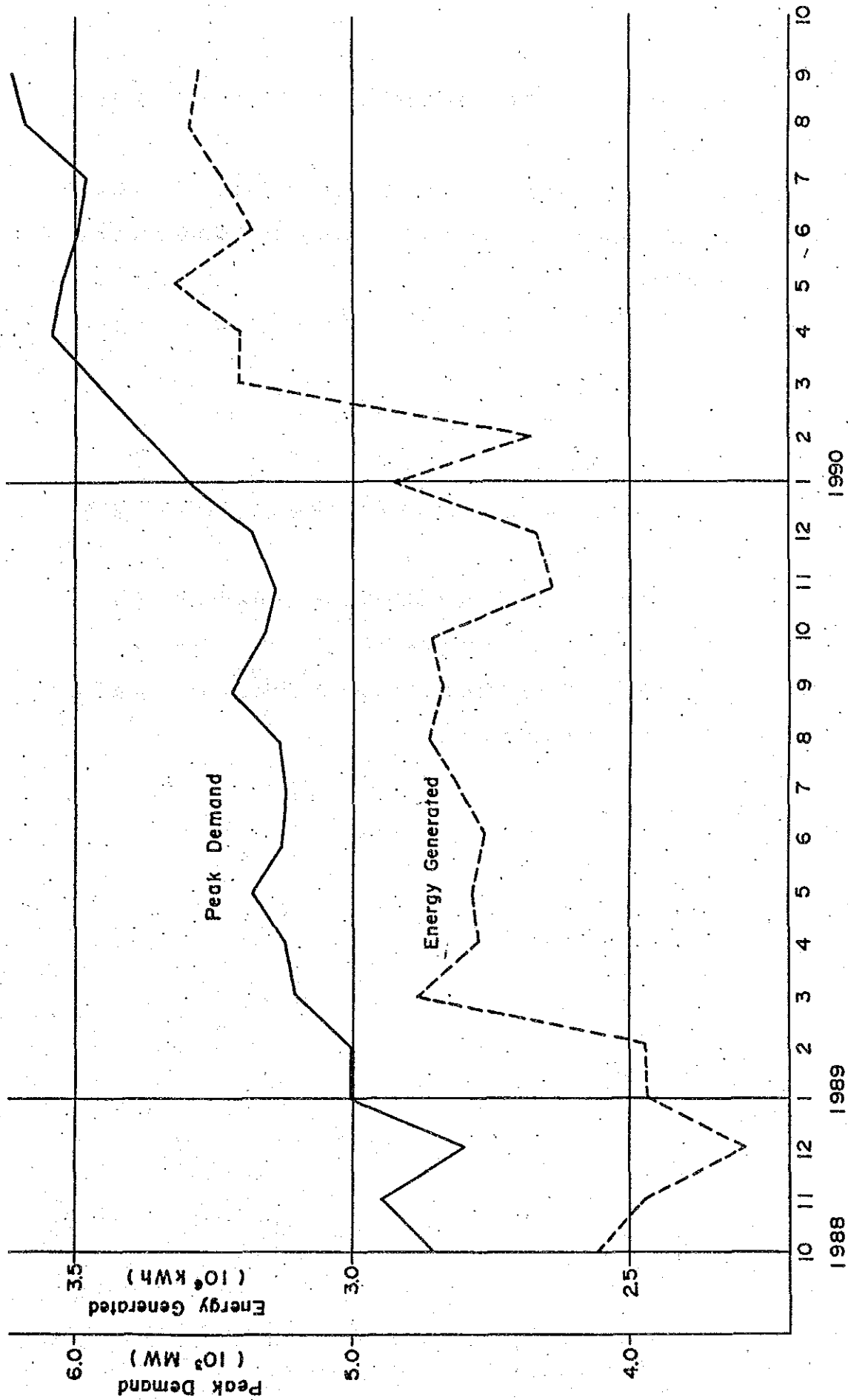


Fig 3-6 Trend of Monthly Peak Demand and Energy Generated

3.6 電気料金

タイ国の電気料金は、EGATの卸売電気料金と、MEA、PEAの小売料金の2つに大別される。

卸売電気料金は、PEAの料金がMEAに比較し低く設定されているが、この理由はPEAの経営基盤が脆弱なため、料金決定に際し政策的な配慮がなされることによるものである。

1989年にEGATとMEA、PEA間で契約された電気料金は以下のとおりである。

MEA ; 1.4777Baht/kWh

PEA ; 1.0399Baht/kWh

また、EGATが直接供給している大口需要家の平均単価は1989年実績で、1.25 Baht/kWh および170Baht/kW/月である。

一方、MEA及びPEAの販売電気料金は用途別、使用量別の料金体系となっている。Table.3-7にMEA、PEAの電気料金を示す。また、EGATはピーク時間帯の産業用消費電力を抑制するために、大口需要家(2,000kW以上)に対しては、1990年1月より定量料金制度を導入した。

Table 3-7 Tariff Structure of Electric Distributors (MEA, PEA)

1. Residential				6. Medium Manufacturing & Mining (500 - 1,999 kW)			
Energy Charge :	First	5 kWh or less	5.00	Baht	All Voltage		
	Next	10 kWh	0.70	Baht/kWh	Demand Charge	174.00	Baht/kW
	Next	10 kWh	0.90	Baht/kWh	Energy Charge	1.23	Baht/kWh
	Next	10 kWh	1.17	Baht/kWh	Discount	4% from demand and energy charge	
	Next	65 kWh	1.58	Baht/kWh	7. Large Manufacturing & Mining (2,000 kW or over)		
	Next	50 kWh	1.68	Baht/kWh	All Voltage		
	Next	150 kWh	1.76	Baht/kWh	Demand Charge	18:30-21:30 (Peak)	180 Baht/kW/Month
	Next	100 kWh	2.02	Baht/kWh		08:00-18:30 (Partial Peak)	90 Baht/kW/Month
	Next	400 kWh	2.11	Baht/kWh		21:30-08:00 (Off Peak)	-
	Over	800 kWh	2.43	Baht/kWh	Energy Charge	1.22	Baht/kWh
	Minimum Charge:		5.00 Baht/month		Discount	4% from demand and energy charge	
2. Small Business				8. Electric Smelting/Fusing Industry or Electrolysis Industry			
Energy Charge :	First	40 kWh or less	88.12	Baht	All Voltage		
	Next	260 kWh	1.77	Baht/kWh	Demand Charge	165.00	Baht/kW
	Next	200 kWh	1.88	Baht/kWh	Energy Charge	1.20	Baht/kWh
	Next	500 kWh	2.21	Baht/kWh	Discount	4% from demand and energy charge	
	Next	2,000 kWh	2.43	Baht/kWh	9. Public Utility (Water Works)		
	Over	3,000 kWh	2.50	Baht/kWh	9.1 A maximum 15 minute integrated demand of less than 30 kW		
	Minimum Charge:		88.12 Baht/month		Energy Charge :	First 10 kWh or less	18.20 Baht
3. Large Business (30 kW or over)				9.2 A maximum 15-minute integrated of 30 kW or over			
3.1 For below 12 kV					Demand Charge	167.00	Baht/kW
Demand Charge			239.00	Baht/kW	Energy Charge	1.23	Baht/kWh
Energy Charge			1.28	Baht/kWh	10. Government Office		
3.2 For 12 kV or over					Energy Charge :	First 10 kWh or less	18.20 Baht
Demand Charge			229.00	Baht/kW		Over 10 kWh	1.82 Baht/kWh
Energy Charge			1.23	Baht/kWh	Minimum Charge:	18.20 Baht/month	
4. Specific Business (Tourist Hotel)				11. Non-Profit Organization			
4.1 For below 12 kV					Energy Charge :	First 100 kWh or less	18.40 Baht
Demand Charge			233.00	Baht/kW		Over 100 kWh	1.84 Baht/kWh
Energy Charge			1.28	Baht/kWh	Minimum Charge:	18.40 Baht/month	
4.2 For 12 kV or over					12. Agricultural Pumping		
Demand Charge			216.00	Baht/kW	Energy Charge :	First 10 kWh or less	117.00 Baht
Energy Charge			1.23	Baht/kWh		Over 100 kWh	1.17 Baht/kWh
5. Small Manufacturing & Mining (30 - 499 kW)				Minimum Charge:			
All Voltage					117.00 Baht/month		
Demand Charge			177.00	Baht/kW			
Energy Charge			1.23	Baht/kWh			
Discount			4% from demand and energy charge				

Note: Effective June 1, 1987
 Minimum charge for schedule 3, 4, 5, 6, 7, 8 and 9.2 are 30% of the highest billing demand occurring during the 12 months ended with the current month

