

タイ王国

ナムユアム川水力発電統合開発計画 調 査 報 告 書

1989年12月

国際協力事業団

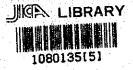
鉱計資 C P (3) 89-207½

タイ王国

ナムユアム川水力発電統合開発計画

調査報告書

robis



1989年12月

国際協力事業団



日本国政府は、タイ王国政府の要請に基づき、同国のナムユアム川水力発電統合開発計画に係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した。

当事業団は、昭和63年2月より平成元年10月まで電源開発株式会社、錦織徹雄氏を団長とする調査団を現地に派遣した。

調査団は、タイ王国政府関係者と協議を行うとともに、プロジェクトサイト調査を実施し、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った。

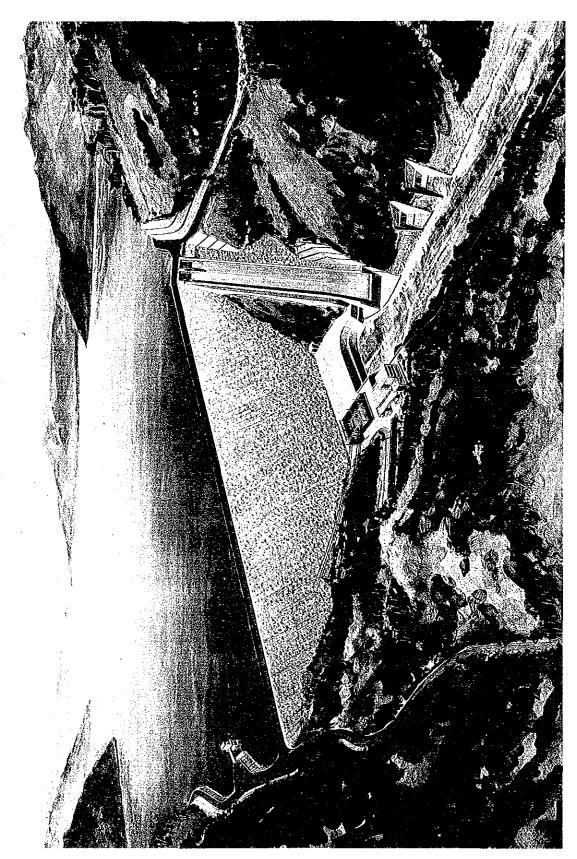
本報告書が、本プロジェクトの推進に寄与するとともに、ひいては両国の友好・親善 の一層の発展に役立つことを願うものである。

終りに、本調査に御協力と御支援をいただいた関係各位に対し、こころより感謝の意 を表するものである。

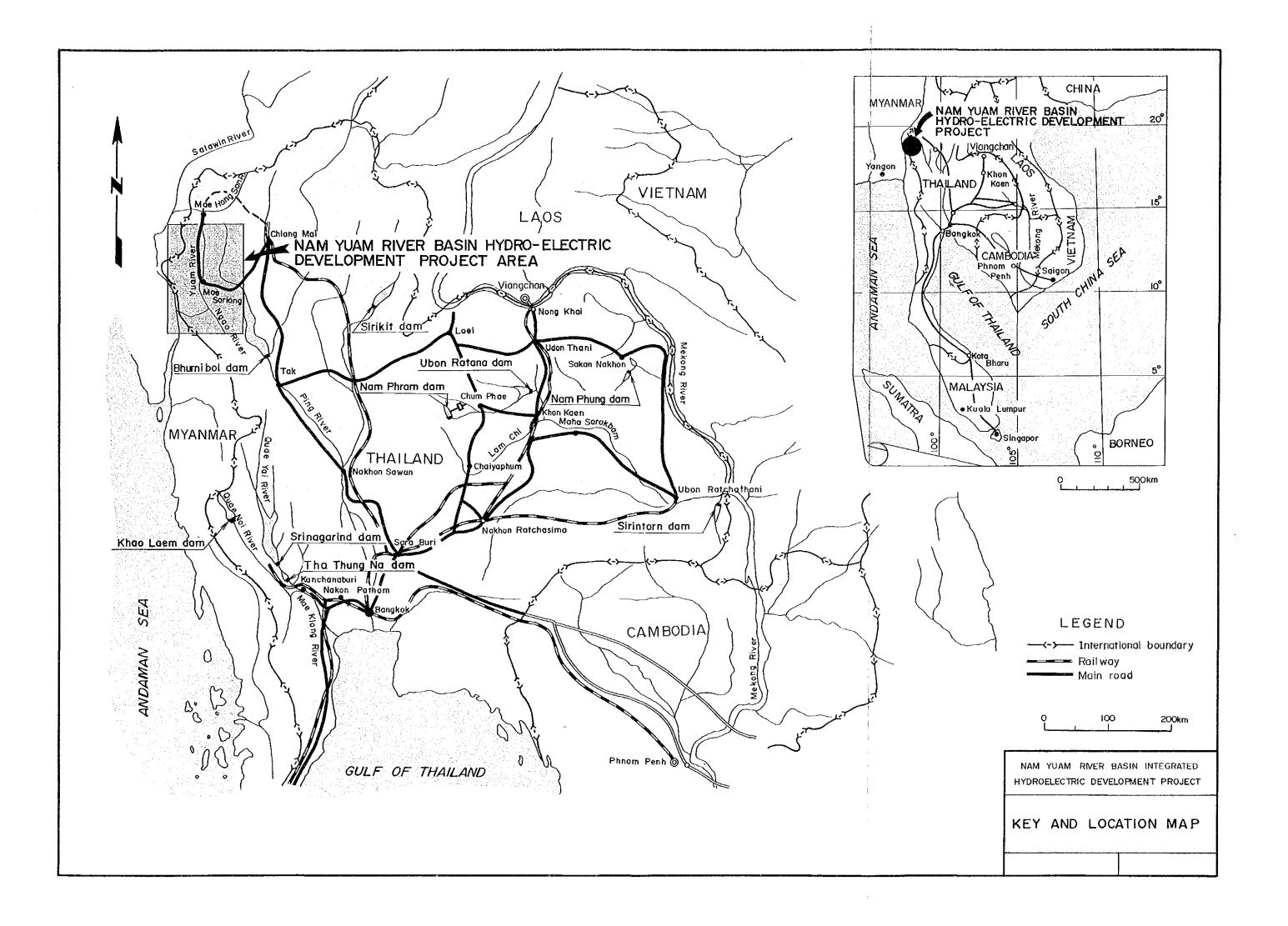
平成元年12月

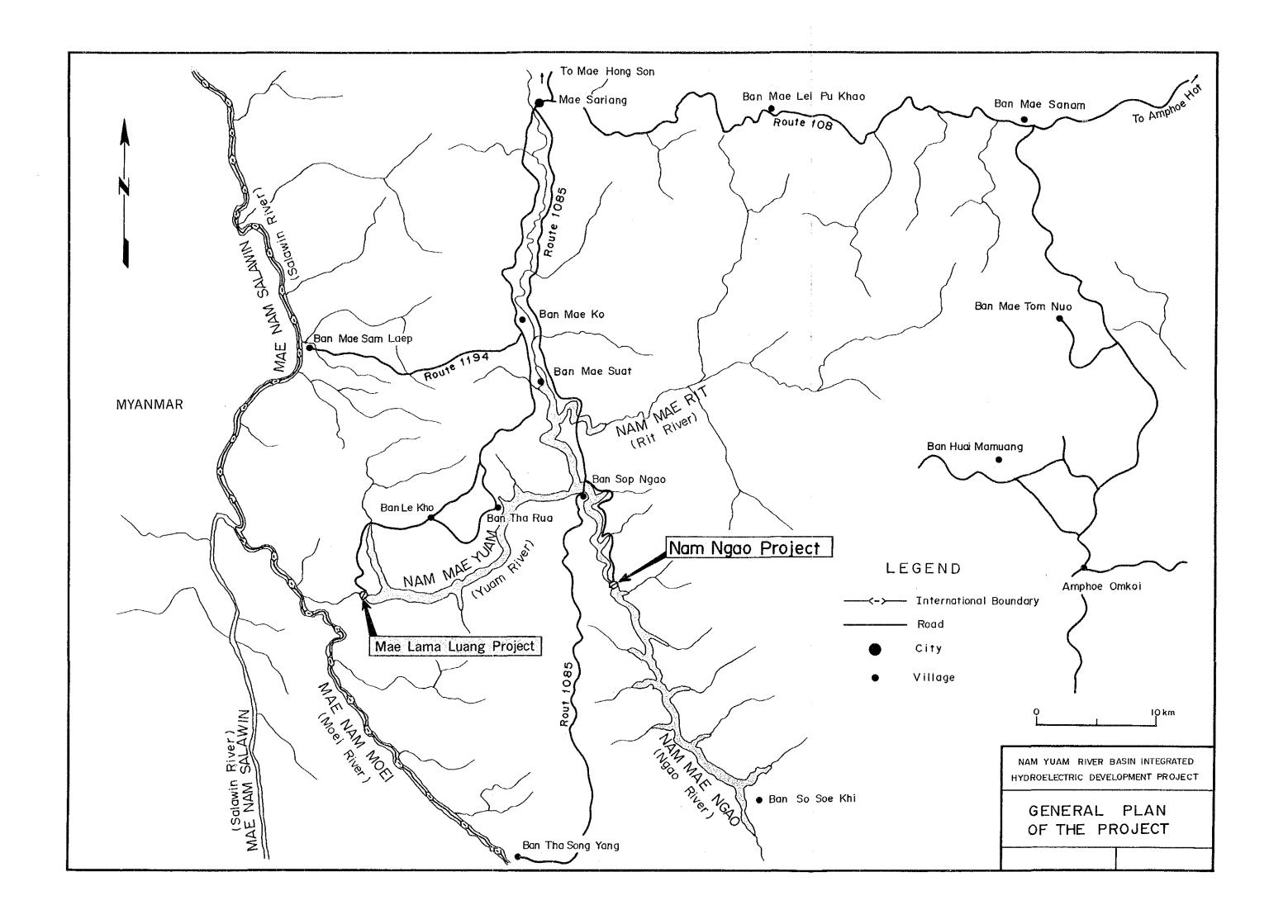
国際協力事業団

総裁 柳谷謙介



MAE LAMA LUANG PROJECT







Nam Ngao Dam Site View from downstream



Mae Lama Luang Dam Site View from upstream

ě			
		and the production of the control of	
	結論と勧	力告。	C R - 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 - 3
		既存報告書	1 - 4
	1. 4	現地調査業務および参加者リスト	1 - 5
	第 2 章	タイ国の一般概況	
	2. 1	一般概况	2 - 1
		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. 4	需要の日間変動および季節変動	3 - 20
			3 - 24
	3. 6	電 気 料 金	5 - 24
•	hate d and		
	第4章	電力需要想定および電源開発計画	
	4. 1	電力需要想定	41
	4. 2	電源開発計画	4 - 7

			. *	
			en e	
	第5章	水 文		
	5, 1	概	5 - 1	
	5. 2	気象観測所および測水所	5 - 2	• .
	5. 3	流域の水文特性	5 - 10	
	5. 4	低水解析	5 - 21	
	5. 5	供水解析	5 - 54	
	5. 6	堆 砂	5 - 71	
	5. 7	ダム決壊解析	5 - 74	•
	5. 8	流出予測システム	5 -100	1
			e January	
	第6章	地質および建設材料		
	6. 1	計画地域の地形および地質	61	
	6. 2	地質調査工事	6 - 5	
	6. 3	計画地点の地質	6 - 10	٠
	6. 4	建設材料	6 - 61	
	第7章	地 震		
	7. 1	概 要	711	
	7. 2	地 質 構 造	7 - 1	
	7. 3	タイ国の地震活動度	7 =:10	
	7. 4	地震危険度解析	7`-35	
	7. 5	計画地点の設計震度	7 49	
	第8章	開発計画		
-	8. 1	検討手法および基本条件	8. — 1	
	8. 2	ダムサイトの選定	8' - 13	
	8. 3	単独開発に関する最適開発規模の検討	8 = 33	
	8. 4	統合開発に関する最適開発規模の検討	-	•
	8. 5	最適開発規模の決定	8 - 73	
	8. 6	開発順序の検討	8 - 86	
		− ii −		
		X		

第9章	送電線、系統解析および通信設備	
9. 1	送電計画	9 - 1
9. 2	系統解析	9 - 7
9. 3	通信設備計画	9 - 18
第10章	予備設計	
10.1	Nam Ngao計画	10-1
10. 2	Mae lama Luang計画	10 - 33
第11章	工事計画および工事費	
11. 1	工事計画および工程	11-1
11. 2	工事費	11-7
第12章	経済評価	
12. 1	経済評価の手法および基本条件	12- 1
12. 2	代替火力発電所	12-5
12. 3	経済評価	12-14
12. 4	感度分析	12-17
第13章	財務分析	
13. 1	財務分析の手法及び基本条件	13- 1
13, 2	財務分析	13 - 4
第14章	環境への影響	
14. 1	概 要	14-1
	環境の現状	14-1
14. 3		14-8
	補償お上び入補代麸の選定	

									-					
第15章	追	加	繝	査				•	est ville.	i i i i i i i				and the second
15, 1	地	質	譋	查	******	<u>.</u>			** *** *** *		••• •••			15 1
15, 2	環	境	讕	査	******	*** *** 1	14 (14 4)				*** *** ***			15-16
1, 1			· ·			• • :	.*						oj. Va.	
٠.											·			
4 - + <u>1</u>					* **		٠					114.14	grige to De-	

UNITS AND GLOSSARIES

(1) Units

Millimeter mm Centimeter cmMeter km Kilometer cm² Square centimeter m² Square meter km^2 Square kilometer m³ Cubic meter : Million cubic meter (for development planning) MCM Kilogram kg t Metric ton m^3/s Cubic meter per second kW Kilowatt kWh Kilowatt hour MW Megawatt GWh Gigawatt hour kΥ Kilovolt kVA : Kilovolt-Ampere MVA Megavolt-Ampere Thousands of circular mils (for transmission line) MCM Revolutions per minutes rpm Hertz (cycles per second) Ηz El. Elevation °C Degree in centigrade Millibar шb % Percentage Lugeon value (rate of water loss from a drillhole) Lu Liter 1,000 kW 1 MW 1 GWh 1,000,000 kWh 159 (1 barrel 1,600 m² 1 rai

cm/sec

gal

kine

cm/sec² (acceleration of earthquake motion)

(2) Glossaries

(i) Terms

NHWL Normal High Water Level Low Water Level LWL TWL Tail Water Level US\$ U.S. dollar B Baht ΜŖ Million Baht hrs Hours уr Year Each ea. Maximum Max. Minimum Min. Circuit cct Alternative current a.c. ACSR Aluminum Conductor Steel Reinforced ASTM American Standard for Testing and Materials CA Catchment Area ΓY Fiscal Year **GDP** Gross Domestic Product Body Wave Magnitude $M_{\mathbf{B}}$ M_{S} Surface Wave Magnitude Internal Rate of Return IRR EDR Equalizing Discount Rate PAX Private Automatic Exchanger PMF Probable Maximum Flood

Probable Maximum Precipitation

Net Present Value of Surplus Benefit

Ultra High Frequency

Very High Frequency

B/C : Benefit Cost Ratio

PMP

UHF

VHF

B-C

(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

結論と勧告

結論と勧告

A. 医脑囊肿 医皮肤性外侧 医外侧 网络人名英格兰 经工作证据

Yuam川流域統合発電計画は、Nam Ngao計画およびMae Lama Luang計画から構成されている。Nam Ngao計画はYuam川の支流Ngao川に、Mae Lama Luang計画はYuam川下流部にそれぞれ位置する。このフィージビリティ調査の結果、両計画は技術的、経済的および環境の観点から十分フィージブルであるとの結論を得た。その結論の概要と、これに基づく勧告を以下に記載した。

(1) 結 論

(a) タイ国の電力需要は、急激な工業化により1988年に年率15%の伸びを示した。 今後、1989年から2001年までに年率約8%で伸びていくと予想される。従って、 1988年のピーク需要 5.444MWが2001年には15.112MWになり、毎年約800MWの新しい設備が必要となる。

garte te divinga de girak tida kan birin k

- (b) 現在、タイ北部のピーク需要に対応した電源はほとんど無く、今後のタイ北部の工業化に伴い質の高い電力を供給するためには、負荷に追従可能な水力発電所をこの地域 (Region 4) で開発する必要がある。上記に述べた需要増に対処する電源の一部として、かつタイ北部のピーク負荷に対応する電源として、Nam Ngao計画およびMae Lama Luang計画は極めて有力である。なお、計画地域に近い Mae Sariang 地区は、BGATの送電線網に連系されていない単独系統であるが両計画を投入することにより、この地域はBGATの系統に連結され安定した電力が得られる。
- (c) Yuam川流域を最も有効に開発利用する観点から、各々の発電所を単独に開発 (Ngao計画 140MW、Mae Lama Luang計画 160MW、計 300MW) するよりは、統合して開発する方が有利である。この場合、最適な開発規模はNam Ngao計画 140MW、Mae Lama Luang計画 240MW、合計 380MWである。その年間発電電力量は、それぞれ 318GWh 、617GWh、合計 935GWH である。
- (d) 両プロジェクトの運転開始は、上述した需要の伸びに対してできるだけ早期が 望ましく、1993年に建設を開始し1997年に運転を開始することが妥当である。 なお、両プロジェクトの同時開発が困難な場合には、Mae Lama Luang計画を先

行開発することが妥当である。

その理由は「Chiang Mai 3変電所までの延長約 200kmの送電線の建設費用および計画の経済性を考慮した場合、Mae Lama Luang計画がNam Ngao計画に比較し、はるかに優れている」からである。言いかえれば、Nam Ngao計画がエネルギー情勢の急変などから開発が大幅に遅れたとしても、先行開発されるMae Lama Luang計画の経済性に影響を与えることはない。

- (e) 両プロジェクトの輸入税、建設中利子および1997年までの物価上昇の費用を含めたプロジェクトコストは、Nam Ngao計画 6,470百万Baht (249百万US\$)、Mae Lama Luang計画 8,350百万Baht (321百万US\$) 合計 14,820 百万Baht (570百万US\$) である。Nam Ngao計画の工事費にはMae Sariang 中間変電所およびNam Ngao発電所から中間変電所までの送電線建設費用、Mae Lama Luang計画の工事費にはMaeLama Luang 発電所からChiang Mai 3変電所までの送電線建設費用を含む。
- (f) 水力発電所と代替火力の発電所出口での経済費用の比較によって得られた統合 開発計画の超過便益 (B-C) の現在価値 (割引率12%)、便益費用比較 (B/C) および等価割引率 (EDR) はそれぞれ 950百万Baht、1.13および 14.02% である。以上の経済評価から、統合開発計画は経済的にフィージブルである。 財務分析の結果、FIRR及びデット・サービス・レーシオは各々 13.39%及び2.43であり、本プロジェクトは収益の面からみて健全であると結論できる。
- (8) Nam NgaoダムおよびMae Lama Luangダムの型式は、地形、地質、建設材料、地震、工事費等を考慮に入れてフィルダムを採用し、Nam Ngaoダムにはコンクリート表面しや水壁型ロックフィルダム、Mae Lama Luangダムには、中央土質しゃ水壁型ロックフィルダムを採用した。

地質は両ダムサイトとも中生代から古生代の堆積岩類から構成されている。これらの地質は、全体的に充分な耐荷性と低い透水性を有しており、ダム基礎として問題はない。透水性の高い所が部分的に見られるが、適切な基礎処理によって改良可能である。上記に述べたとおり、両計画ともプロジェクトの実現に支障をきたすような問題はなく、技術的にフィージブルである。

- (h) Mae Lama Luang貯水池の上流端付近には、三つの部落が存在する。これに対しては水没家屋が極力少なくなるよう配慮して満水位165mが決められ、出水期には、貯水池の制限水位を163mとして、上流部落の洪水被害を抑えるよう配慮してある。
- (i) Mae Lama Luang貯水池によって影響を受ける前記三村落の農家約 500戸が移転 する可能性もあることを仮定して、 Sop Moei 地区内で Yuam 川の左岸の丘陵地 に候補地域を選定している。
- (i) 本計画区域は、National Reserve Forest 内に位置している。本計画の流域内 は降雨量の差により混生落葉樹林、熱帯雨林及びフタバガキ林等が分布し、野生 動物、は虫類、鳥類、魚類が散見される。貯水池による環境変化に対しては、妥 当な額の環境対策費を工事費に計上してあり、環境影響の緩和を考慮してある。 以上、フィージビリティ調査段階における環境調査の結果、プロジェクトの実

以上、フィージビリティ調査段階における環境調査の結果、プロジェクトの実現に支障をきたす環境上の大きな問題はないことが判明した。

(2) 勧 告

- (a) Yuam)||およびNgao|||の有効利用の観点からMae Lama Luang計画およびNam Ngao 計画は、統合開発計画として開発されるべきである。
- (b) 両計画の開発時期は、増大する電力需要およびタイ北部地域のピーク需要に対応するため、1997年に電力系統に投入されるべきである。このためには、できる限り早期に必要な追加調査および詳細設計が実施されるべきである。
- (c) 詳細設計を開始するまでに、以下の事項を調査又は検討することを勧告する。
 - ダムの詳細設計および貯水池保水性の観点からMae Lama Luangダムサイトではダム右岸部、Nam Ngaoサイトではダム及び構造物基礎部と両岸の尾根部について詳細調査を実施すること。
 - 建設材料の賦存量把握のための調査ならびに、しゃ水壁材料の質の向上のための試験を実施すること。
 - 一 計画地域周辺のMoei-Uthai thani断層に関する現地調査、計画ダムサイトに おける地震観測および周辺の地震記録の収集をすること。
 - 水質、市場向け樹木、漁業、観光資源、入植候補地域等に関する詳細な環境調査を実施すること。
 - 国際入札を前提にした工事費の比較から、Nam Ngaoダムの型式は中央土質 しゃ水型ロックフィルダムではなく、コンクリート表面しや水壁型ロックフィ ルダムが選定されている。タイ国内の施工業者の技術能力およびタイ政府の政 策等を考慮して、ダム型式を最終決定すること。

計画概要表

			Nam Ngao計画	Mae Lama Luang計画
1.	計 画 位 置		Yuam 川支流 Ngao 川	Yuam JII
			3. 12 70 70	.1. L. TA ATTO
Ζ.	· 自 · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		水力発電	水力発電
0	水 文			
٥,	水 文 流 域 面 積	kni	835	6,030
	流量資料	年	28	28
	年間流入量	MCN .	1, 366	2.948
	最大洪水記録	m'/s	770	1, 180
	設計洪水量	""	2, 100	5, 200
	以们厌小鱼		B, 100	0, 200
4.	貯 水 池		·	
	満 水 位	m	270	165
				(出水期 163)
	低 水 位	"	255	146
	総貯水容量	MCM	925	486
	有効貯水容量	"	329	252
	貯水面積	kď	24. 2	19. 2
_	20 Jan 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984 - 1984			
ο.	仮排水路トンネル		7.0	0.0
	内	m "	7.0	9.0 1号 818
,	延長		1号 702 2号 658	1号 818 2号 675
	設計 通水量	m³/s	940	1,780
	以 训 但 小 重	111 / 3	340	1,100
б	<i>y</i>			
٠.	型 式		コンクリート表面しゃ水壁型	中央土質しゃ水壁型ロック
			ロックフィルダム	イルダム
	高さ	m	123	119
	天 端 標 髙	"	273. 5	168
	堤 頂 長	"	655	355
	ダム 体 積	10° m'	5, 380	3,820
	上流侧法面勾配	_	1:1.4	1:2.0
	下流侧法面勾配		1:1.4	1:1.8
7.	洪 水 吐			
	型式		ラジアルゲート、シュート式	ラジアルゲート、シュート
	設計洪水量	m³/s	2, 100	5, 200
	ゲート数	門	2 ht 195 v 古 v 14 0	
	ゲート寸法	m	幅 13.5 ×高さ 14.0	幅 12.0 ×高さ 15.0
· .				
			CR - 5	

Γ		 -		T	
		i paten.		Nam Ngao計画	Mae Lama Luang計画
8.	取 水	П			
	型	式		傾斜型、横取り式	傾斜型、横取り式
	敖 標	高	- m	234. 5	120.5
1	ゲート	数	門	1	
_	1440) male				
9.				~ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \	サンカル 1 光力 17 4-4
	型。	式	l Ax	コンクリート巻立、圧力式	コンクリート巻立、圧力式
	条内	数径	条 m	1	
	延	長	m	204	142
			•••• 	207	114
10.	水 圧 管	路			Fig. 10 March
	条	数	条	1 ~ 2	1~3
	内	径	m	7.4~3.9	8.6~4.5
	延	長	m.	525	337
	最大流	量	m¹∕s	170	330
11.		所		4- T-44 W	水水 ★ →
	型 寸	式法	m	半地下式 幅36.0×長さ58.0×高さ35.5	半地下式 幅39.0×長さ83.0×高さ38.0
}	り 放水路ゲー		m PH	1 輪 30. U 入 長 3 36. U へ 両 3 33. 3	2 (ローラーゲート)
	16人小 四 /	•	1 1		1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
12.	水	車			
]	型	式		立軸フランシス水車	立軸フランシス水車
1	台	数	台	2	3
	総 落	差	m	107. 1	98. 0
•	基準取水	i	: "	264. 0	157. 0
1	放 水	位	"	162. 9	67. 0
	総 落 ま ** * * * * *	差	" .	101.1	90.0
	基準有効剂		m'/s	96. 1 85. 0	85.0 110.0
	使用水基準出	量力	m'/s	72	83
	回 転 速	皮	rpm	231	200
	- 12 AD	~			
13.	発 電	機			
ļ	型	式		三相交流同期発電機	三相交流同期発電機
	台	数	台	2	3
	出	力	MVA	78	90
	カー	率		0.9(遅れ)	0.9(遅れ)
	電	圧	kV	13. 8	13. 8
	周点油	数度	Hz	50	50
	回転速	度	rpm	231	200

ſ			Nam Ngao計画	Mae Lama Luang計画
		 	∷Mam Manel (mi	wac bama buangg [图
	14. 主 要 変 圧 器 型 式		屋外三相変圧器	屋外三相変圧器
	台数	台	2	3:
	し 出 カ	MVA	78	90
	電圧	kV	115/13. 8	230/13.8
	en de la companya de	and the second		
	15、屋外開閉所			
	型式		在 来 型	SF6GIS型
	電 圧	kΫ	. 115	230
	サーキット数	回線	2	2
	16. 送 電 線		Stores Store St. A. will be	over the state of
	位置		発電所およびMae Sariang	発電所およびChiang Mai 3
	/m2 17:	k۷	中間変電所間 115	変電所間 230
	電 圧 回 線 数	回線	2	2.
		IZI NA		.
	17. Mae Sariang			
	中間変電所		·	***************
	位置		Mae Sariang	
,	型式		在 来 型	
	回線数	回線	230KV× 4 回線	
	電 圧	. kV	230 , 115	
	18. 発 生 電 力		140	0.10
	設備 出力	MW	140	240 583') (617) ²⁾
	年間発生電力量	GWh	301''(318) ² ' 合 計 8	841) (935) 2)
	設備利用率	%	25. 9	29, 4
	。	/0	40. 9	
	19. プロジェクトコスト ³⁾	МВ	6, 470 (249)	8, 350 (321)
	10. / 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2. 2.	(MUS\$)	合 計 14	
	20. エコノミックコスト	MB	4, 028 (155)	5, 103 (196)
		(MUS\$)	合 計 9	, 131 (351)
				·
	21. 経 済 性		·	
	B – C	ΜR		950
	B/C	-		. 13
	EDR	%		. 02
	FIRR	%	13	. 39

		F 45.	73.45	11.		Nam Ngao計画	Mae Lama Luang計画
22.	建	設	期	間	年	5	5
23.	運	転	開	始		1997	1997
				.			

- 注 1) Chiang Mai 3変電所入口
 - 2) 送電線入口
 - 3)物価上昇の予備費、建設中利子を含む。

第1章序



第1章 序 論

目 次

					٠.																	•							•	頁
1.	1		計	画の	背	景	•••	•••		•••	***	•••		•••	•••			•••	••••			••• •		• • • • •		•••		***	1	- 1
					目目	7																								- 3
	1.	2.	1	譲	查(り目	的	• ••	• • • •	•••	••••	•••	•••	•••	•••	•••	•••	••••					••••		***	• • • • •	- •••	•••	1	- 3
	1.	2.	2	調	査(の範	囲	••			•••	•••	•••	•••	•••			•••	••••		•••	٠	••••		•••			•••	1	- 3
	1.	2.	3	業	務(の内	容	••		•••	•••		•••	4,000			•••	••••				••••			***			•••	1	- 3
1.	3	٠	既	存報	告	卦	***			•••	••••	•••	•••	•••	٠	•••		••••	••••		•••	• • • •			•••			•••	1	- 4
1.	4		現	地韻	査	業務	お	<u></u> ደ	参	加	者	ij	ス	ŀ		•••		•••			•••	••••	••••		•••	· · · · ·		•••	1	- 5
	1.	4.	1	現	地記	周査	業	济	•••	•••	••••	•••	•••		•••			·· •			•••	••••			***	•••••		•••	1	- 5
	1.	4	2	参	加克	番り	ス	ŀ		•••	٠			•••			.	٠		• • • •	•••		<i>.</i> .					•••	1	- 6

医多类性病性的 医内内切除术 计设计算机 化二氢甲基甲基

1.1 計画の背景

タイの経済成長率は1988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。

化对邻分子 医精神 医囊肿 医多生性炎

タイ国の発電設備出力は、1988年時点で7,771MW である。電源構成は水力2,256MW(構成比率29%)、火力5,515MW(71%)となっている。

1984年から1988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11.1%および電力量10.9%であり、1988年における伸び率はそれぞれ15.0%および13.5%であった。

将来の電力需要の年間増加率の推移は、1992年において電力 9.9%及び電力量10.5% から1997年の 6.8%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、1992年以降では年間約 800MW及び約5,2006Wh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)、Khlong 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近年、Salawin 川の流域、特にその支流であるYuam川流域に強い 関心が寄せられ、ここ数年間にわたり、開発に必要な調査が実施されてきた。

1984年には、Mae Lama Luang計画のフィージビリティ・スタディが実施された。その後、1987年に実施されたYuam川上流域のマスタープラン・スタディでMae Lama Luang計画の上流に位置する有望プロジェクトであるNam Ngao計画が発掘された。

この両プロジェクトは、お互いに影響しあう事、および河川の有効利用を計るにはそれぞれを単独で計画するよりも統合した計画にする方がより効果的である事から、その統合開発計画が1987年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 コード こうままがみ ほっと こうまか

調査の目的は、Nam Yuam川水力発電統合開発計画に関し、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、フィージビリティ・スタディレベルでMae Lama Luang計画及びNam Ngao計画を策定することであり、マスタープラン・スタディで検討された流域内のその他のプロジェクトは含まれない。

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「フィ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。

フィ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、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 既存報告書

現在までに下記の調査が実施され、報告書が作成されている。

FT(報告書 1)的目標的中央人場的成熟日報的的表面であり、知道的場合。

- コアム川永力発電開発計画調査報告書 (1984年3月、国際協力事業団)
 - 要請機関 NEA

(報告書2)

ナムユアム川上流域水力発電開発計画でスタープラン調査報告書

(1987年3月、国際協力事業団)

- 要請機関 EGAT

(報告書3)

Nam Yuam Basin Integrated Hydroelectric Project, Working Progress
Summary (November 1987, EGAT)

1.4 現地調査業務および参加者リスト

1.4.1 現地調查業務

1988年2月から1989年12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なった。

(1) 現地調査(第1回)

期 間 : 1988年2月29日~3月29日

(2) スタディの進捗報告 (第1回)

n jiga kalan na inggi parabaha

期 間 : 1988年8月16日~25日

(3) 現地調査 (第2回)

期 間 : 1988年11月10日~12月20日

(4) 現地調査 (第3回)

期 間: 1989年2月15日~3月7日

(5) スタディの進捗報告(第2回)

期 間: 1989年6月21日~6月29日

(6) 現地調査 (第4回)

期間: 1989年8月2日~8月16日

(7) 最終ドラフトレポートに関する打合せ

期 間 : 1989年10月17日~10月31日

1.4.2 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。

E G A T	
Name of the tree	* The Position of the Control
Mr. Sommart Boonpiraks	Assistant General Manager, Hydro Power Development
Mr. Taweesak Mahasandana	Director, Hydro Power Engineering Department
Mr. Wuthi Poonudon	Director, Survey and Ecology Departmen
Mr. Chalermchai Ratnarak	Assistant Director, Hydro Power Engi- neering Department-Technical
Mr. Prasit Srisaichua	Chief, Water Resources Planning and Bevelopment Division
Mr. Somkid Vuthicholthee	Assistant Chief, Water Resources Plan- ning and Development Division
Mr. Niwat Patanasemakul	Engineer Level IX
Mr. Songpan Panvanich	Head, Nam Yuam Development Project Section
Mr. Peerawat Pumthong	Assistant Head, Water Resources Deve- lopment Section
Mr. Kitti Naparaxawong	Chief, Meteorology and Hydrology Division
Mr. Chutha Promchinavongs	Engineer, Methorology and Hydrology Division
Mr. Chamnan Tanakorn	Assistant Chief, Survey Division
Mr. Manop Mamowat	Assistant Chief, Survey Division
Mr. Opas Kietsirikul	Head, Photogrametry Section
Mrs. Suphawan Klaipongpan	Assistant Chief, Geology and Soil Engineering Division

Head, Geology Section

Mrs. Plew Chittrakarn

Mr. Punpong Vitatlananon Geologist Mr. Nipon Pienpucta Head, Powerhouse and Structure Section Head, Site Engineer Mr. Manop Manowatana Mrs. Siriluck Srivichit Scientist Assistant Head, Environmental Evalua-Dr. Virawan Sombutsiri tion Section Chief, Power System Planning Division Mr. Prakob Dhienhirunya Assistant Head, Transmission System Mr Thawat Pinta Planning Section Chief (Former), Water Resources Plan-Mr. Payak Ratnarathorn ning and Development Division Expert of Colombo Plan Mr Ryuichi Abe Mr. Kenji Yokokawa Expert of Colombo Plan JICA Position Name Mr. Tetsuo Nishigori Team Leader Civil Engineer Mr. Junichi Tani Civil Engineer Mr. Yoshio Kishida Mr. Senzo Hakoshima Civil Engineer Civil Engineer Mr. Takashi Mimura Civil Engineer Mr. Takayuki Niimura Hydrologist Mr. Hirotoshi Sano Geologist Mr. Yozo Fukutake Geologist Mr. Kazuhisa Takeda Geologist Mr. Kaname Sofue

Electrical Engineer

Blectrical Engineer

Mr. Tadashi Takayanagi

Mr. Yosuke Suzuki

Mr. Akiyoshi Noda

Environment Engineer

Mr. Kei Kitamura

Environment Engineer

Mr. Masahide Takaraya

Economist

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	<u> </u>	般概況		2 – 1
•		* · · ·		
2. 2	2 経	済		2 - 7
. 2	2. 1	概	况	2 - 7
2	. 2. 2	工業化	と政策の展開	2 - 10
2	. 2. 3	経済局	成長の基盤	2 - 10
2	2. 4	解決す	rへき問題	2 - 12
				٠
2. 3	経	済と電力	7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

2.1 一般概況

(1) 位置および面積

タイ国は、北緯5°36′と20°24′および東経97°14′と105°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(旧ビルマ)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Salawing川およびMoei川がある。

国土の総面積は、513,115 kmであり、このうち約40%の199,088 km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土全土に吹き、一般に気温が低くなり、特に北部ではかなり涼しくなる。バンコクでも夜間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月にはバンコクでは40℃近くの暑さになる。

年間降雨量は、バンコクでは約1,300mm 、北部タイのチェンマイ(Chiang Mai)では1,200mm、東北部タイのコンケン (Khon Kaen)では1,100mm、南部タイのハジャイ(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。うちバンコク首都圏は5,609,352 人で25.7%増、 14万人増加した。バンコク首都圏は総人口の10.4%を占めており、人口密度でも全国 の 105人/k㎡に対して、バンコクは 3,584人/k㎡である。

(4) 政 体

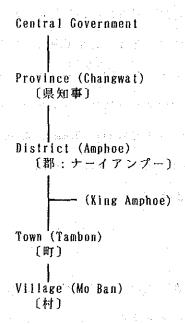
タイ王国は、1932年以来立憲君主政体をとっている。現憲法は1978年12月に公布されたものであり、その主要点は次のとおりである。

- ・ タイ国は、国王を元首とする民主政体の王国であること。
- 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名以内の国務大臣による内閣(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 (アンプー)=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、バンコク首都圏については1985年から公 選制が復活している。



地方行政組織

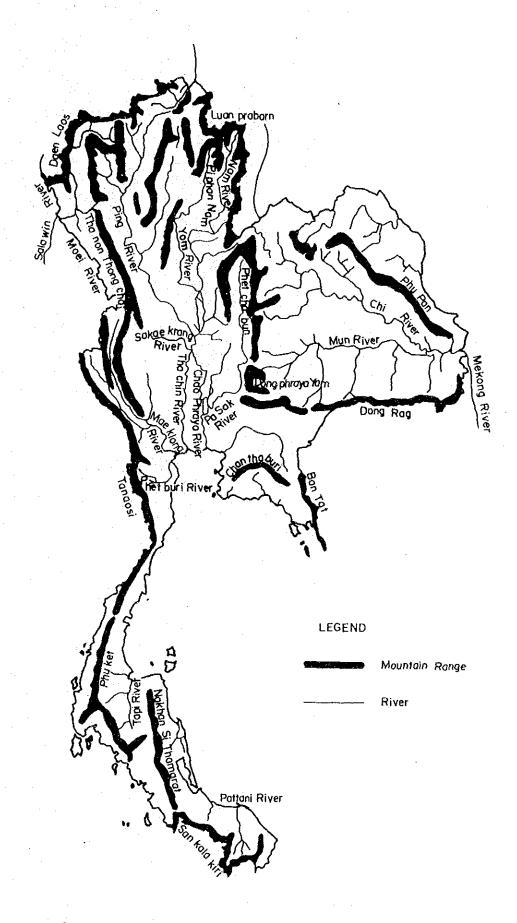


Fig. 2-1 MAIN RIVERS AND MOUNTAIN RANGES

	Office of the Prime Minister	Secretariat of the Prime Minister	The Budget Bure	Civil Service Commission	NESDB	Boar Inves	National Security Council	Electricity Generating Authority of Thailand	Tourism Authority of Thailand
	Ministry of Finance	Fiscal Policy Office	Treasury Department	Customs Department	Excise Department	Revenue Department			
	Ministry of the Interior	Secretariat of the Minister of the Interior	DOLA	Community Development Department	Department of Lands	Public Works Department	Office of Accelerated Rural Development	Public Welfare Department	Planning
									Provisional Electricity Authority
	Ministry of Agriculture + Cooperatives	Royal Irrigation Department	Royal Forestry Department	Department of Livestock Development	Department of Fisheries	Department of Land Development	Department of Agriculture	Department of Agricultural Economics	
Prime Minister		Department of Agricultural Extension	Department of Cooperatives Promotion	Agricultural Land Reform Office				Forest Industry Organization	Fish Marketing Organization
and Council of Ministers	Ministry of Communications	Department of Aviation	Harbours Department	Department of Highways	Pose + Telegraph Department	Port Authority of Thailand	The State Railway of Thailand	Express Transportation Organization of Thailand	Telephone Organization of Thailand
	Ministry of Education	Department of Teachers Education	Department of General Education	Vocational Education Department	Department of Non-formal Education	Office of the National Primary Education Commission	Office of the Private Education Commission	÷	
	Ministry of Public Health	Department of Communicable Disease Control	Department of Health	Programme wit	asic Rural Heal hin the Office Secretary to of Health	lth of	:		
	Ministry of Industry	Thai Industrial Standards Institute	Department of Mineral Resources	Department of Industrial Promotion	Department of Industrial Works			Industrial Estates Authori of Thailand	ity The Mines Organization
	Ministry of Science Technology and Industry	Office of the National Environmental Board	Office of the National Energ Administration	у					
	Ministry of Defence								
	Office of University Affairs							Note: [] S	tate Enterprise
	Ministry of Just	·							
	Ministry of Fore					Fi	g. 2-2 Organiza	tion Chart of Ce	ntral Government

2.2.1 概 况

- (1) 戦後タイ経済は、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80ドルに過ぎなかったが、現在では約 900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 差も大きいが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7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。1987年では第1次産業シェアはGDPの19%であるのに対し、 製造業・建設業は29%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%、4.7%と緩やかなものにとざまったが、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年の実質成長率は7.1%に高まった。支出の内訳をみると、輸出等が16.3%、固定資本形成が9.3%と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26.7%と大幅な増加となった。産業別には農業が干ばつの影響で2.5%のマイナス成長となったものの、製造業は10.3%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1987年末には17.0%まで低下している。

物価については、1983年以来低下を続けていた卸売物価が1987年に上昇に転じたが、消費者物価の上昇はわずかであった。

1988年に入ってからも、経済は引き続き順調な拡大過程を辿っており、8~9%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。

プルカルスド系の大阪会許、お子宮を一**主・要・経・済/指・様**でデージングのエディ

	1982年	1983年	1984年	1985年	1986年	1987年
実質GDP成長率 (%)	4, 1	7. 3	7. 1	3. 5	4. 7	7. 1
消費者物価上昇率(%)	5. 2	3.8	0.9	2. 4	1. 9	2.5
卸売物価上昇率 (%)	0. 9	2.0	△ 3.1	△ 0.1	△ 0.9	11. 3
外貨準備高 (100万 \$)	2, 652	2, 555	2,689	3,004	3, 776	5, 212
デッドサービスレジオ	16. 6	19. 5	19, 9	21. 9	20.1	17. 0
35民間 (%)	7.7	9. 2	9.8	10.9	9. 3	7.5
公的(%)	8. 9	10. 3	10.1	11.0	10.8	9. 5
対外債務残高(10億\$)	8.3	9.5	10.8	12. 8	14.1	15. 1
うち民間	2. 3	2. 7	3. 4	3. 4	3.1	2. 9
公 的	6.0	6. 9	7.4	9. 4	11.0	12. 7
財政 歳 入	116.1	143.6	148.1	160.6	169.9	202.0
歳出	157. 2	166. 5	181.3	200.0	204.3	212. 0
財政収支	△41.0	△23.7	△34.0	△39.4	△34.4	△10.0
(10億パーツ)	4 S					· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·

(資料) タイ中央銀行及びNESDB

Salar Sa

March 1985 Francisco

		153	際収っ	支		(10億パーツ)
	1	国	<u> </u>		<u> </u>	
	1982年	1983年	1984年	1985年	1986年	1987年
輸 出	157. 2	145. 1	173. 6	191.7	231. 5	298. 2
(前年比%)	(4.6)	(△7,7)	(19.9)	(10.7)	(20. 7)	(28. 8)
輸入	193. 3	234. 3	243. 2	253. 4	245. 9	343.9
(前年比%)	(△10.5)	(21, 2)	(4.1)	(4,6)	(△3.0)	(39, 9)
貿易収支	△ 36.1	△ 89.2	△ 69.6	△ 61.7	△ 14.4	△ 44.8
経常収支	23. 1	△ 66.1	△ 49.2	△ 41.9	6. 5	△ 15.0
総合収支	3.3	·△ · 18, 1 ;	10.6	12. 5	33. 6	18. 2
パーツ価	22, 98	22. 98	23. 61	27. 13	26. 35	25.71
(年平均B/\$)					
16 37 47 to 1						

(資料) タイ中央銀行及びNESDB

(注) 輸出入は再輸出を含まない。

2.2.2 工業化政策の展開とも記して大きな法知を対したが出る共英の政策に

タイ工業化政策は、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年代に入ってからのタイでのGDPの実質成長率は、平均5%を越えている。 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を意味している。

第2は、タイ経済構造の多様化である。つまり、農業部門はタイ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、タイの輸出先を見ても、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10億U.S.ドル以下という壁を設定されている。

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、投資環境が比較的に良いことである。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。王室と仏教を中心に政治が安定しており、軍の介入が減少していること。国土面積(51万 3,000平方キロメートル)が広く、人口(5,380万人)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。華僑がいると言っても、現在華僑系タイ人という呼び方がタイ国内でほとんどなく、皆同じタイ人だと考えているのは普通である。第7は、観光による収入が高いことである。1987年の観光収入は450億バーツで1986年の373億バーツより約21%増加している。これはタイの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の輸出金額よりも高い。タイへ来る観光客は、1986年に280万人で、1987年に320万人であり、そして、1988年には、観光収入が500億バーツで、観光客が390万人へ増加していくと予想されている。

第8は、最近のタイへの直接投資の急増である。タイ向け海外直接投資は、1986年下半期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。1988年の1月から4月までの最初の4ヶ月間には、BOI申請ベースで393件、993.80億パーツであり、そ

のうち日本企業による投資は最も高く121 件で362、31億パーツである。第2番目になっている台湾企業は111 件で151、88億パーツである。1987年の同期の日本企業および台湾企業の申請ペースは、49件と31件であったことからも海外直接投資が急増していることが理解できる。海外からタイへの直接投資は、タイ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、バンコク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

			=					ja T				
4	1st (1961	lst Plan (1961-1966)	2nd (1967	2nd Plan (1967-1971)	3rd (1972	3rd Plan (1972-1976)	4th Plan (1977-198	4th Plan (1977-1981)	5th (1982	5th Plan (1982-1986)	6th (1987	6th Plan (1987-1991)
פוסארת דרפת	Target	Reached	Target	Target Reached	Target	Reached	Target	Target Reached	Target	Reached	Target	Reached
Economic Growth Rate (%)	9	8.1	80.5	8°2	7.0	7.1	7.0	7.1	9.9	4.4	2.0	1.
Agriculture	4.5	5.0	4.3	4.1		3.9	5.0	ς, Υ	4.5	2.1	2.9	ı
Manufacturing	1	10.5	10.9	9.2	8.0	8 6	9.6	8.7	7.6	5.1	9.9	1
Income per Capita (Baht)	1	2,787		3,835		7,330	_	17,200	$\mathcal{L}_{}$	35,700 21,935	27,783	1 2
Population Increase (%)	3.0	3.3	3,3	3.2	2.5	2.6	2.1	2.2	1.5	1.7	1.3	1
Balance of Trade (Mil. baht)	ı	-2,167	3	-10,484	ı	-13,047	-17,940	-45,000	-78,400	-13,047 -17,940 -45,000 -78,400 -54,000	-35,900	- 1 - 1 - 1 - 1 - 1
Commodity Price Rise (%)	1	1	l	1	10.0	12.0	0.9	11.6	9.01	2.7	2.3	1

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1.7 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。1978年から1987年までの10ヶ年間で、家庭用は2.6 倍、業務用は2.1 倍、産業用は2.1 倍に増加した。1987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 ⁸ kWh)	6, 262	7, 205	11.319	61	47	24, 894
比率 (%)	25	28	46	0. 2	0.8	100

(3) 国民1人当りの消費電力量

1979年から1987年までの 9 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。1987年における値は以下のとおりである。

(1987年)

消費電力量	人 口	1 人当りの消費電力量
(10 ⁶ KWH)	(10 ³ 人)	(KWH/人)
24, 894	53, 873	462

上記の1987年の値をバンコク及びその周辺、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	圖階首	北タイ	東北タイ	中部タイ	南タイ
1人当り 消費量	462	1,699	184	100	671	246

これから全国での1人当り消費電力量は462KWHであるが、全人口の13%を占めるバンコク及びその周辺では1,699KWH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100KWHと最も低く、首都圏のそれの17分の1にすぎない。

1人当り電力量を他のASBAN 諸国、NIES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		# ** * * * / / / / / / / / / / / / / / /	考
		(KWH/人)			
:	9 1	387			: :
	フィリピン	386			
	マルーシア	962	-		
	シンガポール	3,840			
	インドネシア	167	•	(NIES) 1984年	消費電力量
	台湾	2, 520	7.77		
	韓国	1,520		<i>:</i>	e e e e e e e e e e e e e e e e e e e
٠	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ASEAN 諸国では中間に位置しフィリピンと同程度である。NIES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。前述したとおり首都圏(バンコク)の1人当り消費量は1987年で1699KWH 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、バンコクはそれらの約2分の1である。

(4) 首都圏及び地方での消費電力量

1982年及び1986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)
		1982 年 (比率)	1987 年 (比率)
首都圏	(MEA 区域)	8,389 (59)	12, 464 (50)
地方	(PEA 区域)	5,839 (41)	12,430 (50)

上記の表から地方、即ち「バンコク及びその周辺を除く地方都市」での需要の増加 が顕著である。 首都圏及び地方別の1982年、1987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年間で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。

1982年及び1987年の消費電力量の地域別比較

	消费	電力量 (10°KW	H)	中 び
	(1) 1982	(2) 1987	(3) 增 分 (2) 。(1)	倍 (2) / (1)
首 都 圏	8, 389	12, 464	4, 075	1.5
地 方	6. 645	12, 431	5. 786	1. 9
北一夕一个	761	1, 949	1, 188	2.6
東北タイ	1,095	1, 890	795	1, 7
中部タイ	3, 734	6.940	3, 206	1. 9
南タイ	1.055	1,652	597	1. 6
全 国	15, 034	24, 895	9, 861	1.7

Table 2-2 Electricity Consumption by Categories of Consumers

٠												
	Total	(%) um5	11,366.2 (100)	12,433.8 (100)	13,149.2 (100)	13,837.1 (100)	15,033.0 (100)	16,831.8 (100)	18,572.2 (100)	20,031.9 (100)	22,034.4 (100)	24,894.2 (100)
		%	0.1	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Others	GWh	18.7	20.4	34.7	33.4	28.0	30.6	38.6	42.2	31.2	46.8
	ghting	%	0.7	9.0	0.4	0.6	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	-
	Street Lighting	GWh	79.7	72.6	72.4	83.6	90.6	103.6	118.6	127.6	140.6	1
	J.e	%	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.2
	Agricul ture	GWh	8.0	17.0	22.5	20.1	32.5	41.2	47.8	55.0	26.7	61.3
	اعا	%	46.4	48.0	49.1	51.1	49.2	47.6	47.0	46.4	46.1	45.4
	Industrial	GWh	5,276.0	5,969.2	6,454.5	7,064.2	7,389.0	8,013.6	8,723.5	9,298.0	10,162.7	11,319.4
	أعا	%	31.3	29.1	27.1	25.1	25.7	26.5	26.5	26.7	26.5	28.9
	Commercia	GWh	3,556.6	3,616.8	3,561.0	3,468.2	3,862.4	4,455.5	4,912.5	5,344.1	5,847.8	7,204.8
	tial	%	21.4	22.0	22.9	22.9	24.1	24.9	25.4	25.8	26.3	25.2
	Residential	UM5	2,427.4	2,737.8	3,005.3	3,168.0	3,630.6	4,187.7 24.9	4,731.5	5,164.7	5,795.1	6,261.9
	Voor	מש	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987

ar								
	1987	24,894.2 53,873.0 462.09 332.0	12,464.0 7,338.0 1,698.56 219.0	12,430.2 46,535.0 267.12 545.0	1,948.8 10,585.0 184.11 669.0	1,889.7 18,884.0 100.07 500.0	6,939.8 10,349.0 670.58 516.0	1,651.9 6,717.0 245.93 523.0
Lta	1986	22,034.4 52,969.0 415.99 299.0	10,968.9 7,086.0 1,547.97 200.0	11,065.5 45,883.0 241.17 492.0	1,719.0 10,490.0 163.87 596.0	1,722.5 18,552.0 92.31 462.0	6,242.9 10,233.0 610.08 469.0	1,391.1 6,608.0 210.52 448.0
er Capi	1985	20,031.9 51,769.0 386.95 278.0	10,307.3 6,915.0 1,490.57 192.0	9,724.6 44,881.0 216.68 442.0	1,537.8 10,392.0 147.98 598.0	1,544.8 18,061.0 85.53 428.0	5,339.7 9,987.0 534.67 411.0	1,302.3 6,441.0 202.19 430.0
d do	1984	18,572.2 50,583.0 367.16 264.0	10,122.9 6,660.0 1,519.95 196.0	8,449.3 43,923.0 192.37 393.0	1,194.1 10,281.0 116.15 422.0	1,430.6 17,638.0 81.11 406.0	4.635.6 9.704.0 477.70 367.0	1,189.0 6,300.0 188.73 402.0
Consumpti	1983	16,831.8 49,433.0 340.50 245.0	9,287.4 6,456.0 1,438.57 186.0	7,544.4 42,977.0 175,55 358.0	1,044.9 10,106.0 103.39 376.0	1,240.0 17,147.0 72,32 362.0	4,149.7 9,558.0 434.16 334.0	1,019.8 6,166.0 179.99 383:0
city C	1982	15,033.0 48,847.0 307.76 221.0	8,388.5 6,817.0 1,230.53 159.0	6,644.5 42,030.0 158.09 323.0	761.0 9,834.0 77.38 281.0	1,095.1 16,720.0 65,50 327.0	3,733.9 9,430.0 395.96 305.0	1,054.5 6,046.0 174.41 371.0
ectri	1981	13,837.1 47,848.0 289.19 208.0	7,951.7 6,625.0 1,200.26 155.0	5,885.4 41,223.0 142.77 291.0	675.8 9,714.0 69.57 253.0	925.6 16,366.0 56.56 283.0	3,339.4 9,208.0 362.66 279.0	944.6 5,935.0 159.16 339.0
A OF EL	1980	13,149.2 46,961.0 280.00 201.0	7,872.6 6,401.0 1,229.90 159.0	5,276.6 40,560.0 130.09 265.0	618.0 8,350.0 74.01 269.0	811.1 16,090.0 50.41 252.0	2,995.8 10,297.0 290.94 224.0	851.7 5,823.0 146.26 311.0
Trend	1979	12,433.8 46,114.0 269.63 194.0	7,553.7 6,201.0 1,218.14 157.0	4,880.1 39,913.0 122.27 250.0	561.5 8,271.0 67.89 247.0	692.8 15,793.0 43.87 219.0	2,890.1 10,134.0 285.19 219.0	735.7 5.715.0 128.73 274.0
Table 2-3	Areas	Whole Kingdom 1. Electricity Consumption (10'kWh) 2. Population (10') 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)'	MEA Area 1. Electricity Consumption (10"kWh) 2. Population (10") 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)'	Outside MEA Area 1. Electricity Consumption (10 kWh) 2. Population (10 ³) 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)'	1. Electricity Consumption (10'kWh) 2. Population (10') 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)'	Northeasten Area 1. Electricity Consumption (10*kWh) 2. Population (10*) 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)'	1. Electricity Consumption (10 kWh) 2. Population (10 ²) 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)''	1. Electricity Consumption (10 kWh) 2. Population (10³) 3. kWh Per Capita 4. Index (kWh Per Capita)'

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		雷	力	乜	Ì	ŋ		Ø	形	態	ł	•••		•••				• •			٠.	•••	•••	•••	•••		•••	•••	•••	•••	•••	•••	•••	•••	3	}	1
3.	2		供	給	設	備		٠.,	•••	•••	•••		• • • •	•••	•••	•••						٠.	•••	•••		•••	•••		•••	٠			•••	•••		3	١ –	7
	3.	2.	1		発	電	設	儞				• • • •		•••	•••	•••		• • •	• •		<i>.</i>	٠, ,	•••	•••	•••	٠	٠		•••	•••	•••		•••	•••	•••	3	\ -	7
	3.	2.	2		送	変	電	設	備	:	•••	•••	• • • •		'-				• • •					•••		•••		•••		٠				•••	•••	3	١	9
	3.	ź.	3		配	電	設	備							•••							•••		•••		•••	•••		•••	٠.,			٠	٠		3	; —	9
3.	3		需	要	お	ょ	U,	供	給		•••		· · · ·		•••							٠.	•••	•••	•••	•••	•	•••		•••	•••	•••	•••	•••	•••	3	}	16
	3.	3.	. 1		窜	力	需	要	Ó	現	状	ځ	推	移								•••		•••		•••						•••		•••	•••	.3	; -	16
																																			•••			
,	3.	3.	. 3		電	カ	量	٧,	ラ	ン	ス								• • •	· · ·				•••	•••	٠				•••	•••			•••	•••	3	: —	16
3.	4	٠	発	電	電	カ	量	の	燃	料	種	別]	•••						. .		•••		•••		•••		•••						•••		3	. –	17
•																																						
3.	5		需	要	の	日	間	変	動	お	よ	U	季	節	変	動	j					••			•••	•••	•••			•••			•••	·		3	. —	20
વ	б		雷	勻	粌	仝		•••				.,,	••••													٠				•••						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

3.1 電力セクターの形態

教建 医环食病 医粘液性 高光镜 医新工厂 一点

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(NBA)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: Blectricity 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 Noth-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。
 - BGAT 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も 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の水準に達している。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) 首都圈配電公社 (MBA : Metropolitan Blectricity 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 (PWO: Public Works Department)の管轄下にある。

(4) 地方配電公社 (PBA: Provincial Electricity Authority)
PEAはMEA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EGAT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)
OAEPは行政上、科学技術エネルギー省の管轄下にあって、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。

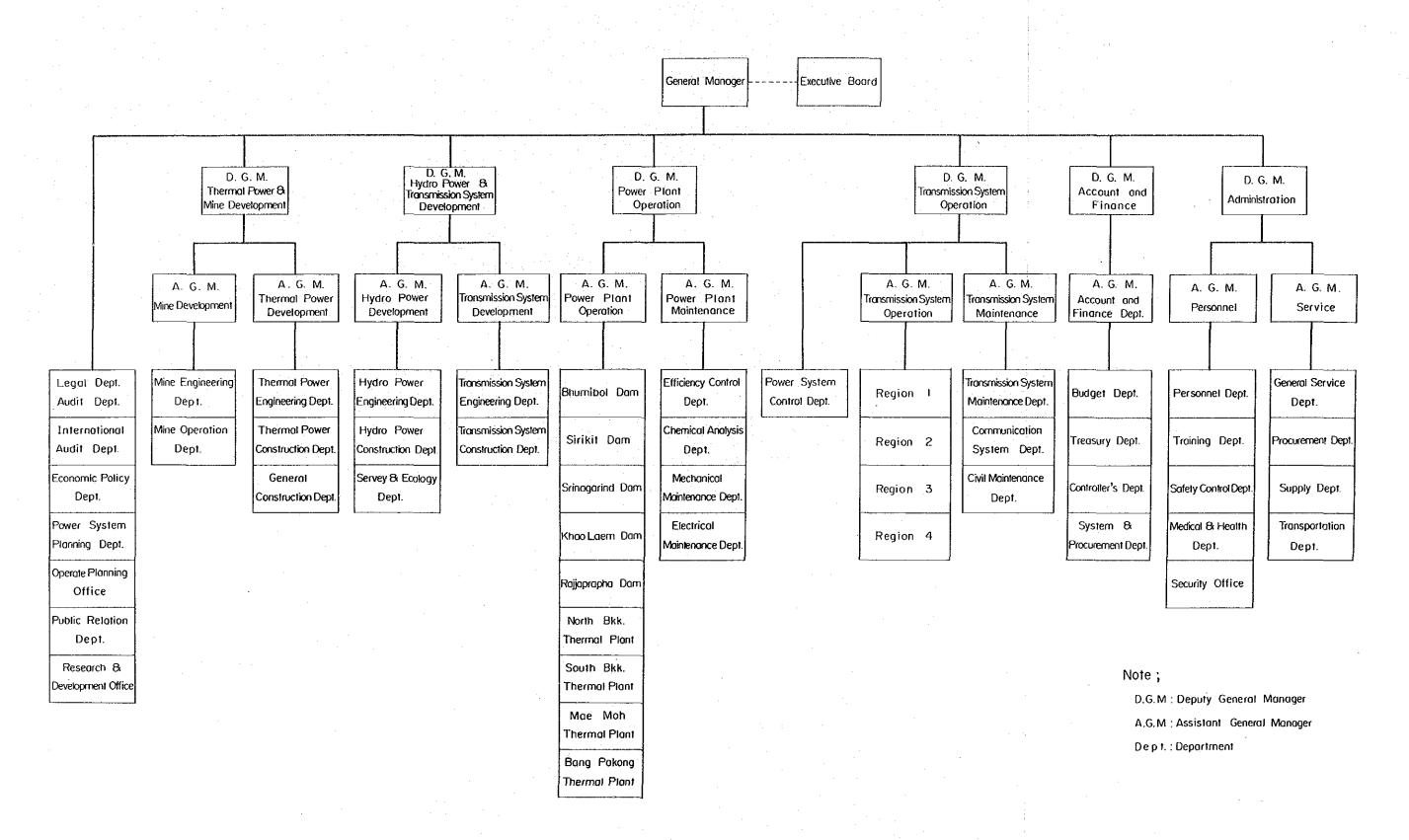


Fig. 3-1 Organization Chart of EGAT

3.2 供給設備

3.2.1 発電設備 3.3.3

1988年7月現在でのタイ国における発電設備は777万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。

(1988年7月) (MW)

電源名	EGAT	PEA	ŅЕA	自家発	合 計
水 カ	2. 250	_	6	_	2, 256
汽 力	3, 607	· <u>-</u>	-	528	4, 135
コンパイサイクル	772	-	-	. ~	772
ガスターピン	265	-	-	~	265
₹ 4 ~ ₹ 1b	_	55		288	343
計	6, 894	55	6	816	7, 771

- (注) EGATを除く値は1987年値
- (注) 自家発分のうち241MW は非常用である。

電源別の構成比率は水力29%、火力71%であり、火力の内訳は汽力74%、複合火力 (コンバインドサイクル) 14%、ガスタービン5%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 (北東部) 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(南部)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Malaysiaの系統と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 (北部) のベース負荷は、Mae Moh 褐炭火力の825MW 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峡地域の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 Bankgok(1300MW) は首都Bankgok 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 (825MW)は同地域で露天掘りのリグナイト炭を燃料としている。1988年現在8、9号機(各300MW)が建設中であり、最終的には19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。

EGAT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1988年7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亘長を示す。1988年7月現在、EGAT送電網の回線亘長は、500kVで 326回線km、230kVで 6,122回線km、115kVで 9,473回線km、69kVで 642回線kmである。Mae Moh 火力発電所と首都圏を結ぶ 500kV送電線は一部Tha Tako変電所まで完成しているが、現在は、230kVで運用されており、1989年に500kV昇圧される予定である。

送電線網は、Bankgok 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、31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 151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13,054MVA である。

3.2.3 配電設備

EGATより供給された電力は、MEA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、PEA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。1987年の回線延長は以下のとおりである。

(1987年)

電 圧 (KV)	回線延長 (回線- KM)	備 考
3 3	1 6. 5 3 4	PEA
2 4 . 1 2	5. 4 1 3	MEA
2 2	9 5, 7 5 5	PEA
11	9 2 2	PEA

Table 3-1 <u>BGAT EXISTING INSTALLED GENERATING CAPACITY</u>

AS OF JULY 1988

	Tanka da a		a de dantas a	e l'a messes bassas i		
Plant Type	Number		ty (MW)	Average Energy		
	of Units	Installed	Ultimate	Capability		
A. Hydroelectric Plant				(GWh/yr)		
Bhum i bo l	7	535. 0	710.0	1, 200.0		
Sirikit		375. 0	500.0	1, 000. 0		
Voolratana	3 3	25.0	25. 0	56.0		
Sirindhorn	3	36.0	36.0	86.0		
Chulabhorn	2	40.0	40.0	95.0		
Kang Krachan	1 .	19.0	19.0	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		
Ruai Kum Ban Yang	1 2	1.3	1.3	2.0		
Ban Santi	1	0. 12 1. 3	0.12 1.3	0. 3 6. 0		
Ban Chong Klum	1	0. 02	0.02	0.2		
Ban Khun Klang	2	0. 18	0. 18	0.7		
Mae Ngat	2 2	9. 0	9. 0	29.0		
Huai Sapnan Hin	2	12. 2	12, 2	27, 0		
Rajjaprabha	3	<u>240. 00</u>	240.00	550. O		
Total	48	2, 250, 12	2, 730, 12	5, 410. 2		
				-		
B. Thermal Power Plant			The War			
North Bangkok	3		7. 5	1, 250. 0		
South Bangkok	5		0.0	9, 110, 0		
Hae Moh Krabi	7 2		.5, 0 .0. 0	5, 420. 0		
Surat Thani	1	1	0.0	200. 0 210. 0		
Khanom PPB	1		5.0	525. 0		
Bang Pakong Thermal	2	1.10		7,710.0		
Total	21	3. 60		·		
ισται		ა, au	·1. 0	24, 425. 0		
		~				
C. Combined Cycle Power Plant			10 10 E 2 1	e in the same		
Bang Pakong Combined-	10	77	1.6	4. 055. 0		
Cycle Blocks 1 & 2	ļ					
Total	10	77	1.6	4, 055, 0		
	====					
D. Gas Turbine						
		l		1		
Nakhon Ratchasima	1		5. 0	33. 0		
Udon Thani	1		5.0	33.0		
Hat Yai Surat Thani	3		5.0	99.0		
Surat Thani Lan Krabu	3 7	the state of the s	5.0	99.0		
,			<u>5. 0</u>	888.0		
Total	15	26	5. 0	1, 152, 0		
GRAND TOTAL	94	6. AQ	4. 22	35, 042, 2		
Shine Total		₩ ₩	·	JU, U44, 4		
	1	<u> </u>	<u> </u>			

Table 3-2 <u>Installed Transmission Lines and Substations</u>
As of Sep. 1987

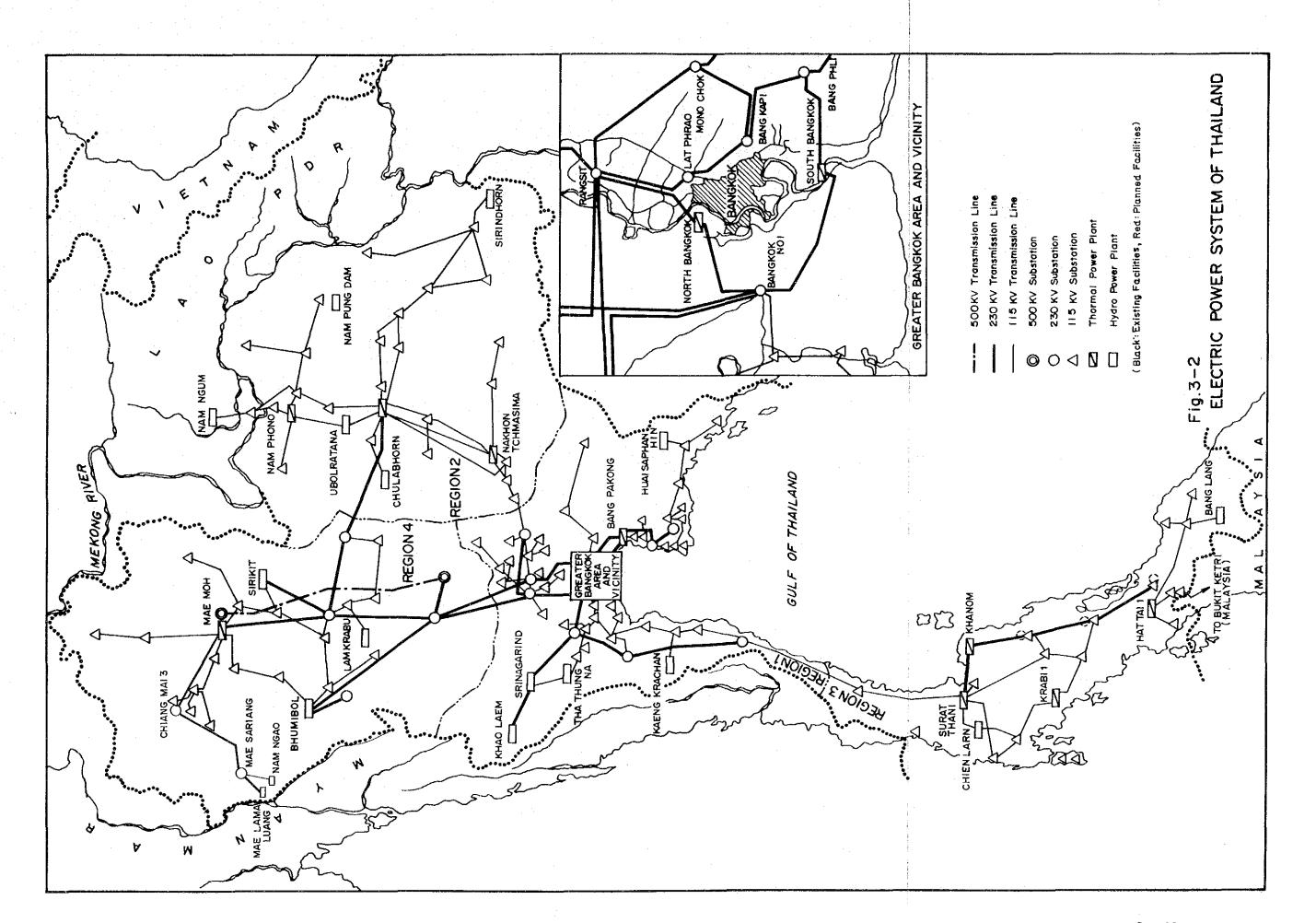
	S:	ıbstations	Transmission Lines (Circuit-Kilometers)					
Region and System Voltage	Number	Transformer <u>a/</u> Capacity (MVA)	Double- Circuit	Single- Circuit	Total			
Region 1								
230 kV	19	6, 120	2.750	18	2,736			
115 kV	· 41	2. 185	632	1, 437	2.069			
69 kV	1	27		128	128			
Total	61	8, 332	3. 382	1.583	4. 965			
Region 2								
230 kV	1	400	290	-	290			
115 kV	28	1.043	1,711	1,686	3, 397			
69 kV	. 4	35	-	327	327			
Total	33	1. 478	2, 001	2. 013	4,014			
Region 3								
230 kV	3	400	806 <u>b/</u>		806			
115 kV	21	926	1, 149	1. 137 <u>c/</u>	2, 286			
Total	24	1, 326	1, 955	1, 137	3, 092			
Region 4								
500 kV	~		<u></u>	326 <u>d/</u>	326			
230 kV	8	750	2, 040	218	2, 258			
115 kV	20	924	634	1. 072	1, 706			
69 kV	5	100	. 7	187	194			
Total	33	1.774	2.681	1, 803	4, 484			
All Region								
500 kV	_	-	-	326	326			
230 kV	31	7, 670	5, 886	236	6, 122			
115 kV	110	5, 078	4, 126	5. 332	9,458			
69 kV	10	162	7	642	649			
Total EGAT	151	12, 910	10.019	6, 536	16, 555			

Notes : a/ Excluding Station and generator unit transformers.

b/ 550 circuit-km is presently energized at 115 kV.

c/ Including 9 circuit-km of 132 kV transmission line.

d/ Presently energized at 230 kV.



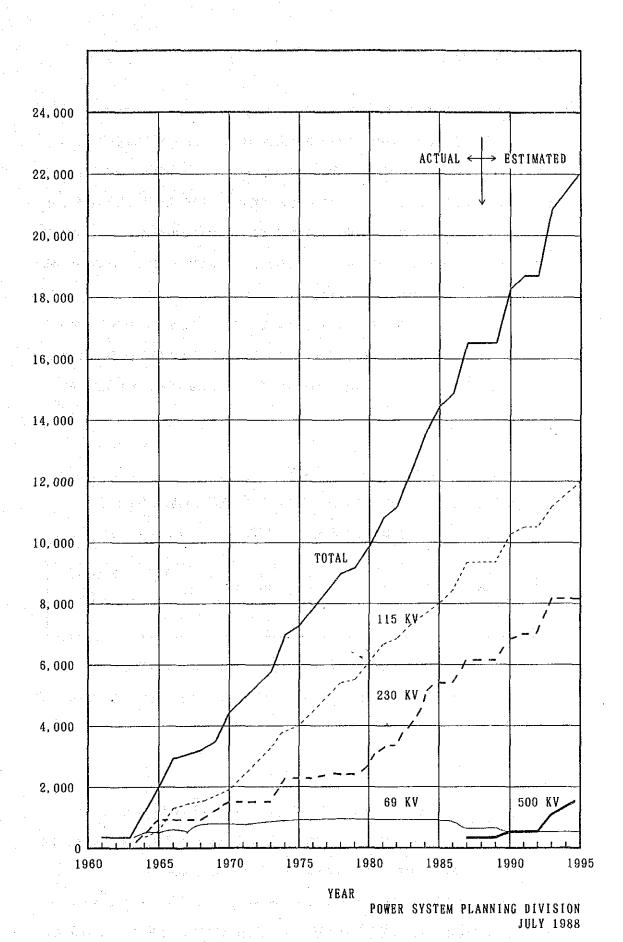


Fig. 3-3 GROWTH OF HIGH VOLTAGE AND SOOKY TRANSMISSION LINES

3.3 需要および供給

3.3.1 電力需要の現状と推移

EGAT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、1973年度の1,199MW、6,873GWhから1979年度の2,255MW、13,969GWh へと年率11.1%、12.5%の高い伸び率で上昇した。その後電力の需要は、1980年代に入ってからの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1986年度の4,180MW、24,780GWhへと、年率9.0%、9.6%で増加した。

1986年度以後、電力需要は1980年代前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、1988年度には5,444MW、31,997GWh と、前年比15.0%、13.5%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1978年から1987年までの推移をTable 3-4 に示す。 1987年度のEGAT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	供 給 カ	最大電力	予 備 カ	予 備 率	
(MW)	(MW)	需要(MW)	(MW)	(%)	
6, 894	6, 393	4,734	1,659	35.0	

なお、Table 3-4 の値は歴年の値であり、上表の値は1987年度の値である。 EGAT系統の予備率は以前は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1978年から1987年までの推移をTable 3-5 に示す。 1987年における供給電力量は、総発電電力量28,652GWh に輸入電力量398GWhを加え、 所内損失1,191GWh、送配電損失2,965GWhを差し引いた24,894GWh である。

ここで、輸入電力量398GWh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5%、配電線5%)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1978年から1987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1978年の実績値と1987年の実績値を示す。

(GWh)

	1978年 () 構成比率	1987年
購入電力	222 (2)	398 (1)
ディーゼル	315 (2)	67 (0.2)
水力	2,110 (16)	4,075 (14)
重油	9,723 (76)	2,188 (8)
リグナイト	489 (4)	6,698 (23)
天然ガス	0 (0)	15.624 (53)
合 計	12, 859 (100)	29,050 (100)

1978年には石油を燃料とした発電電力量は、全体の76%を占めていたが、1987年には8%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4%から23%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、1987年には53%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1978年の20%から1987年における90%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 BGAT GENERATION REQUIREMENT

Fiscal Year	Peak Gen	eration	Energy Ge	neration	Load Factor
riscal lear	MM	% increase	GWh	% Increase	10 34 cg 10 cg
1974	1. 256	4.75 ^{Act}	ual 7,259	5. 61	65, 96
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	6.06	67.66
1987	4, 734	13, 23	28, 193	13.78	67.99
1988	5. 444	15.00	31, 997	13. 49	67. 09
Average Growth Rate %	1 14 14 15	9. 99	1 ± 6 ± 6 ± 6 ± 6 ± 6 ± 6 ± 6 ± 6 ± 6 ±	9. 96	: 25
1978 - 1988		, š	<u> </u>		<u>Leverage de la companya de la compa</u>

Table 3-4. Total Installed Capacity and Peak Generation

Fiscal Year	Installed Capacity (MW)	Peak Generation (MW)
1978	2, 902	2. 175
1979	2, 964	2, 201
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. 805	4, 202
1987	6, 985	4, 842

SOURCES: ETAT, PEA, NEA, POP

Table 3-5 Electricity Energy Balance

	Blectricity Supply Gross Net Generation Import				Electricity Consumption				
Year			Station Service	Transmission and Distribution Line Losses	Pree Blectricity Supply (Official Use, Staff Supply etc.)	Avaiable	Total		
1978	12, 637	215	519	967	24	11, 342	11, 366		
1979	13, 443	781	498	1, 292	21	12. 412	12. 434		
1980	14, 426	759	618	1, 418	21	13. 128	13, 149		
1981	15, 370	731	617	1, 647	26	13, 811	13, 837		
1982	16, 620	739	681	1, 646	28	15, 005	15. 033		
1983	18, 857	676	681	2. 019	30	16, 802	16, 832		
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		

Table 3-6 Energy Generation by Sources

Year	Hydro	Puel Oil	Diesel Oil	Lignite	Natural Gas	Total
1978	2, 110	9, 723	315	489	-	12, 637
1979	3, 264	8, 500	406	1, 273	-	13, 443
1980	1, 273	11, 352	391	1, 410	-	14. 426
1981	2, 974	8, 979	216	1, 675	1, 526	15. 370
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, 379	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

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PEA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。

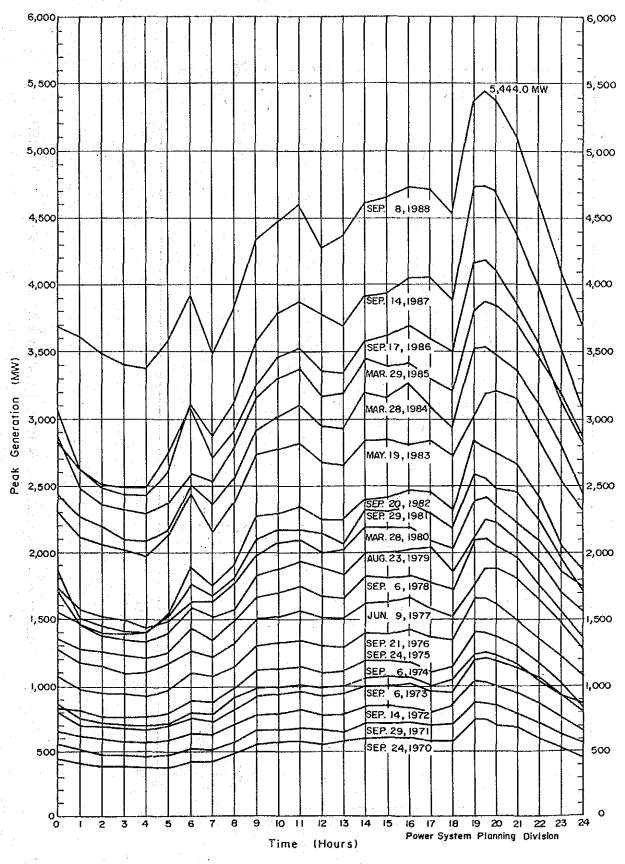
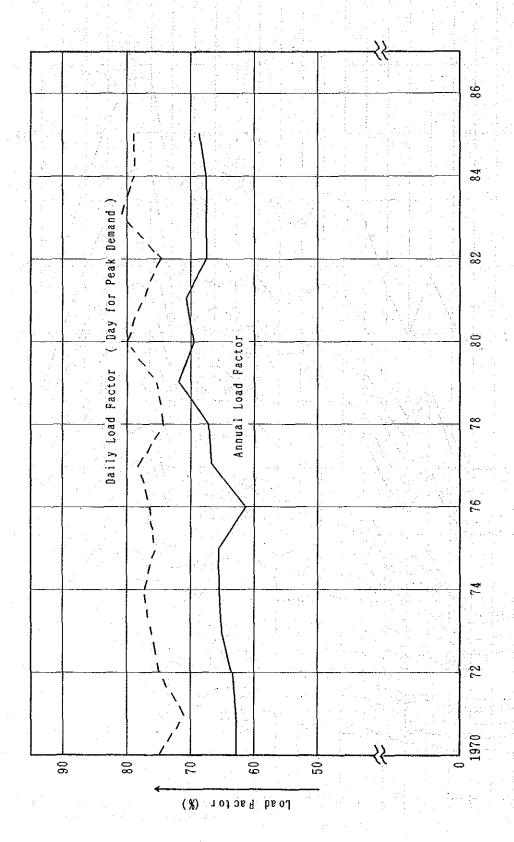


Fig.3-4 EGAT Recorded Daily Load Curves on Peak Day (Fiscal Years 1970-1988)



Relation between Annual and Daily Load Factors EGAT Whole System (1970 - 1986)

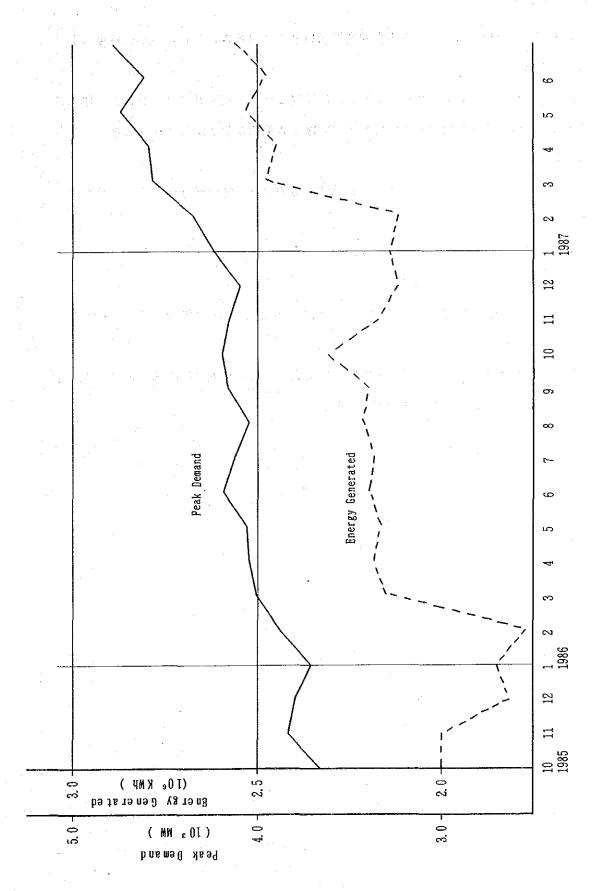


Fig. 3-6 Trend of Monthly Peak Demand and Energy Generated

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。

1987年6月に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; 1.4777 Baht/kWh

PEA ; 1.0399 Baht/kWh

また、EGATが直接供給している大口需要家の平均単価は1987年実績で、 1.22 Baht/kWh であった。

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。

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

			**											
1.	Residential	•	•		+ i			6	6.	Medium Manufactu	iring & Mi	ning (500 - 1,999 kW)		
	vs 01		E 1 221	1		F 00	7			A11 0-14	\$			
	Energy Charge :		5 kWh or	less		5.00	Baht			All Voltage			17/ 00	n . 1 . 10
		Next	10 kWh		-	0.70	Baht/kWh	:		Demand Charge			174.00	Baht/kW
	•	Next	10 kWh	·		0.90	Baht/kWh	: .		Energy Charge		100 0	1.23	Baht/kWh
		Next	10 kWh			1.17	Baht/kWh	ere e		Discount	2	4% from de	mand and ener	rgy charge
	·	Next	65 kWh			1.58	Baht/kWh							
		Next	50 kWh			1.68	Baht/kWh	. 7	7.	Large Manufactur	ing & Min	ing $(2,000 \text{ kW or over})$	•	
	•	Next	150 kWh			1.76	Baht/kWh							
	÷	Next	100 kWh			2.02	Baht/kWh			All Voltage				
		Next	400 kWh		•	2.11	Baht/kWh			Demand Charge			170.00	Baht/kW
		0ver	800 kWh			2.43	Baht/kWh			Energy Charge			1.22	Baht/kWh
	•	Minim	ım Charge:	5.00 Baht/	month					Discount		4% from de	mand and ener	rgy charge
2.	Small Business							8	8.	Electric Smeltin	g/Fusing	Industry or Electroysi	s 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 de	mand and ener	
			2,000 kWh		•	2,43	Baht/kWh					•••		6,
			3,000 kWh			2.50	Baht/kWh	0	0	Public Utility (Water Wor	ke)		
				88.12 Baht	/month	2.50	Dant/Kan	-	,	iddic deliticy (Macer Hot			
		HILLING	m onarge.	OU, 12 Dane	ущопен	•				0 1 A mavimum 1	5 minute	integrated demand of l	ace than 30 k	-17
3.	Large Business	/20 2.77	a. a						1.5			· -		Baht
٠,	raige business	(JU KW	or over)							Energy Char		st 10 kWh or less	18.20	
	0 1 7 1 1	10 1 **		4						24.		r 10 kWh	1.82	Baht/kWh
	3.1 For below									Minimum Cha		20 Baht/month		
	Demand Cha	_	•			239.00	Baht/kW					integrated of 30 kW or		
	Energy Cha		•			1.28	Baht/kWh			Demand Char	_		167.00	Baht/kW
	3.2 For 12 kV	or over	•							Energy Char	·ge	•	1.23	Baht/kWh
	Demand Cha	rge				229.00	Baht/kW							
	Energy Cha	rge				1.23	Baht/kWh	10).	Government Offic	e			
1.	Specific Busine	од (то	rist Notol)	-						Enguer Charge	Timat 10	kWh or less	18.20	Baht
4.	speciale busine	88 (100	iiist notel)							Energy Charge :	Over 10		1.82	Baht/kWh
	6 1 man 1 1.	10 1.77	•										1,02	Dant/kwn
	4.1 For below									Minimun Charge:	18.20 Bal	nt/month		
	Demand Cha	•				233.00	Baht/kW		_					
	Energy Cha					1.28	Baht/kWh	11	l.	Non-Profit Organ	ization	•		
	4.2 For 12 kV		•											
	Demand Cha					216.00	Baht/kW			Energy Charge :			18.40	Baht
	Energy Cha	rge				1.23	Baht/kWh			•	Over 10	0 kWh	1.84	Baht/kWh
									. 1	Minimum Charge:	18.40 Bal	ht/month	-	
5.	Small Manufactu	ring &	Mining (30	- 499 kW)							•			
	All Waltage							12	٠.	Agricultural Pum	ip i ng	•		
	All Voltage					177 00	D-1-6 /1 **			n	ni 10	letify and long	117 00	Daha
	Demand Charge					177.00	Baht/kW			Energy Charge :		kWh or less	117.00	Baht
	Energy Charge	••		151 0		1.23	Baht/kWh				Over 100		1.17	Baht/kWh
	Dicount			4% from	m demand	and ener	rgy charge			Minimum Charge:	117.00 B	aht/month		
			-					NJ ~	. +	Effortive Tree	1 1097	•		
					•			IAO	ie:	Effective June		1102 / 5 6 7 9	and 0 2 are 2	10% of +ba
												dule 3, 4, 5, 6, 7, 8		
				* .					•	_	g aemana o	occurring during the l	z months ende	a with the
				*						current month	· .			
	and the second s													

第4章 電力需要想定および電源開発計画

第4章 電力需要想定および電源開発計画

目 次

			頁
4.	1 電	力 需 要 想 定	4 - 1
	4. 1. 1	EGATの需要想定	4 - 1
	4. 1. 2	調査団の需要想定	4 - 1
	4. 1. 3	需要想定結果の比較	4 - 2
4.	2 電	源 開 発 計 画	4 - 7
	4. 2. 1	EGATの電源開発計画	4 - 7
	4. 2. 2	需給バランスと Nam Yuam 川統合開発計画	4 - 9

list of Tables and Pigures

Table 4-1	Total BGAT Generation Requirement
Table 4-2	Parameters for Regression Model
Table 4-3	Boonomic Growth and Power Demand Forecast
Table 4-4	List of Projects (1989-2001)
Table 4-5	Power Development Plan and Power Balance
Table 4-6	Power Development Plan and Power Balance
	(Including Mae Lama Luang · Nam Ngao Project)
Fig. 4-1	Power Development Plan

第4章 電力需要想定および電源開発計画

4.1 電力需要想定

4.1.1 EGATの需要想定

(1) 需要想定方式

タイ国に於ける電力の需要想定は、NEA、EGAT、MEA、PEAおよび
NESDBの代表によって構成されるLoad Forecast Working Group For Power
Tariff Study Sub-Committeeによって策定されている。

ミクロ想定では、基本的には、MEAおよびPEAにより、各供給地域について需要種別販売電力量と需要家種別GRDP(Gross Regional Domestic Products)、電気料金、人口などとの関係を実績から求めることで、需要予測を行っている。また、EGATの直接需要家については、各事業計画および一般情報に基づき、EGATが需要予測を行っている。これらの各予測を合計して、タイ全土の需要予測が求められている。

一方、そのチェックとしてのマクロ想定では、各需要家種別ごとにGDPあるいはGRDPをパラメータとして回帰分析を行い、総需要の予測を行っている。

(2) 1988年想定

1987年に始まったタイの経済の好況は1988年も継続し、1988年9月8日には5,444MW の最大需要が記録され、前年度比15%の増加を示した。このためLoad Forecast Working Groupは1988年9月に新しい需要想定(PDP 88-02、February 1989)を策定した。

Table 4-1 に、この需要想定結果を示す。

4.1.2 調査団の需要想定

前節で述べたように、タイ国の電力需要想定は、関係諸官庁および電力会社の代表 者から構成されるワーキンググループにより、想定されたものであり、精度の高いも のである。

調査団はこの需要想定に対して、Table 4-2 に示した1979~1988年の時系列データを用い、GDP/人口と電力需要の回帰分析を行い独自のマクロ手法による需要想定

を行い、次のモデルが得られた。(Table 4-2 参照)

Y = -43099 + 3.9068 X

相関係数 r = 0.9791

ここで Y:需要電力量 (GWh)

X:GDP/人口 (Billions of Baht/Million)

上記の回帰モデル及びワーキンググループにより予想されているGDP成長率及び 人口増加率を用いて需要想定を行った。ただし、負荷率については1985~1987年の平 均負荷率から年 0.3%づつ増加すると予想した。

調査団の需要想定結果をTable 4-3 に示す。

4.1.3 需要想定結果の比較

(1) 需要電力量及び最大需要電力

調査団が行った電力需要予測とEGATの予測と比較すると以下のように要約される。

電力需要予測(MV)

年 度	EGAT (MW)	JICA (MW)	(2) – (1) / (1)
: .	(1)	(2)	(%)
1988	5, 444. 0	5. 444. 0 %	
1991	7, 440. 0	7, 408, 7	-0.4
1993	8.867.0	9, 014. 4	1. 7
1995	10, 304. 0	10, 786, 8	4. 7
1998	12, 596. 0	13, 315, 4	5. 7
2001	15, 112. 0	15, 914, 1	5. 3
年平均	8. 2%/Year	8.6%/Year	1

電力需要予測 (GWh)

年 度	EGAT (GWh) (1)	JICA (GWh) (2)	(2) - (1) / (1) (%)
1988	31, 996, 94	31, 996, 94	
1991	45, 062. 0	44, 256, 0	-1.8
1993	54, 240, 0	54, 172. 1	-0.1
1995	63, 924, 0	65, 211, 4	2.0
1998	79, 170, 0	81, 224. 8	2.6
2001	96, 373, 0	97, 953. 2	1.6
年 平 均	8.9%/Year	9.0%/Year	

上記要約結果からも明らかなとおり、EGATの1988年から2001年までの需要予測は最大電力(MW)について 8.2%/年、電力量(GWh)について 8.9%/年の上昇となっている。

これに対し調査団による予測結果は上表に示されるとおり電力、電力量ともEGAT の予測とほぼ同じと判断される。電力について2001年時点での差は 802MHであるが、この差は負荷率の推定値の差が表れたものである。しかし今後12年先の2001年の開きとしては問題ではない。

以上のことから、EGATの電力需要予測は妥当なものと判断される。

Table 4-1

TOTAL BGAT GENERATION REQUIREMENT
(Base Case Load Forecast)

	Peak	Generatio	n	Bnerg	y Generati	on	
Fiscal Year	MW	lncre	ase	GMh	Incre	ase	Load Factor
	eq ft	MW	%		GWh	%	7
			Act	ual	History of		
1974	1, 256, 30	57.00	4. 75	7, 258, 72	385.90	5. 61	65. 96
1975	1, 406, 60	150, 30	11. 96	8, 211. 57	952, 90	13. 13	66.64
1976	1, 652, 10	245.50	17. 45	9, 414, 48	1, 202, 90	14.64	65. 05
1977	1, 873, 40	221. 30	13. 40	10, 950, 62	1, 536, 10	16.32	66, 73
1978	2, 100, 60	227. 20	12.13	12, 371, 67		12.98	67. 23
1979	2, 255, 00	154. 40	7.35	13, 964, 55	1, 592, 90	12. 88	70.69
1980	2, 417, 40	162.40	7. 20	14, 753, 73			69.67
1981 1982	2, 588. 70	171.30 249.30	7.09 9.63	15, 959, 97 16, 881, 95	1. 206. 20 921. 90	8. 18 5. 78	70, 38 67, 91
1983	2, 838, 00 3, 204, 30	366, 30	12. 91	19, 066, 30		12.94	67. 92
1984	3, 547, 30	343.00	10.70	21. 066. 44	2, 104, 40	10. 49	67. 79
1985	3, 878, 40	331. 10	9.33	23, 356, 57	2, 290, 10	10. 43	68.75
1986	4, 180. 90	302. 50	7. 80	24, 779, 53	1	6.09	67. 66
1987	4, 733, 90	553.00	13. 23	28, 193, 16	3, 413, 60	13. 78	67. 99
1988	5, 444. 00	710. 10	15.00	31, 996, 94	3, 803, 80	13. 49	67.09
Average Growth					K aranga	\$24 DE	
1979-1988		334. 34	9, 99		1, 962, 53	9. 97	_
			Рог	ecast			
1989	6, 098, 00	654.00	12, 01		4, 587, 10	14. 34	68. 49
1990	6, 759, 00	661.00	10.84	40,746,00	4. 162. 00	11.38	68.82
1991	7. 440. 00	681, 00	10.08	45. 062. 00	4, 316, 00	10. 59	69, 14
1992	8, 173. 00	733.00	9.85	49, 793, 00	4, 731, 00	10.50	69. 55
1993	8, 867. 00	694.00	8. 49	54, 240, 00	4, 447, 00	8. 93	69.83
1994	9, 578. 00	711.00	8. 02	58, 964, 00	4, 724. 00	8.71	70.28
1995	10, 304, 00	726.00	7. 58	63, 924, 00	4, 960.00	8. 41	70.82
1996	11, 066, 00	762.00	7. 40	69, 065, 00	5, 141, 00	8.04	71. 25
1997	11, 816. 00	750, 00	6. 78	74, 016, 00	4, 951. 00	7. 17	71. 51
1998	12, 596, 00	780, 00	6.60	79, 170, 00	5, 154, 00	6.96	71.75
1999	13, 414, 00	818.00	6. 49	84, 666, 00	5, 496, 00	9. 94	72. 05
2000	14. 271. 00	857.00	6. 39	90, 568, 00	5, 902, 00	9. 97	72, 45
2001	15, 112, 00	841.00	5. 89	96, 373, 00	5, 805, 00	6. 41	72, 80
Average Growth			ا			·	
1987-1991	_	651.82	12. 22		4, 056, 49	12. 71	. —
1992-1996	_	725. 20	8. 26		4, 800, 60	8. 92	· -
1997-2001	-	809. 20	6. 43		5, 461. 60	6.89	

Reference : Working Group Load Forecast July 1988

Table 4-2 Parameters for Regression Model

		Peak	(MM)	2, 255, 0	2, 417. 4	2, 588, 7	2,838.0	3, 204. 3	3, 547, 3	3,878.4	4, 180, 9	4, 733. 9	5,444.0						10.2%	
	Load	Factor	(%)	70, 69	69, 67	70.38	67.91	67.92	67.79	68.75	67.66	67.99	67.09							
			· .	** *		e ^T e			4.5 4.5 4.5						*	· .				
		GDP/POP		14,033.0	14,729.0	15, 330, 0	15, 636, 0	16, 233, 0	16,813.0	17,045.0	17, 370, 0	17,935.0	18,952.0							
		و								•				:	:					
		Population	(Willion)	46.14	46.50	47.49	48.49	49,46	50.40	51.30	52, 09	53.61	54.48					1. 7%	1.8%	2.3%
					٠.,								\$. \$.			٠	:			
607	Price	at 1980		647.5	684.9	728.0	758.2	802.9	847.4	874.4	904.8	941.5	1,032.5					5.4%	4,5%	6.8%
		i. Sin	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·					i i i					· · ·							
609	Deflator	1980 = 100		85.9	100.0	108.0	111.6	115.2	116.7	119.1	121.4	126.1								
	٠.	•.			 <u>د</u>															1,
GDP	Present	Price		556. 2	684.9	786. 2	846.1	924.9	988.9	1,041.4	1,098.4	1, 212, 5				rate				
		Demand	(GWh)	13, 964, 6	14, 753. 7	15, 960, 0	16,881.9	19, 066, 3	21,066.4	23, 356. 6	24, 779, 5	28, 193, 2	31, 996, 9			average growth rate				13.6%
		Year		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988		-	Annual	:	79-82	82-86	86-88

Source: 6DP and Population were taken from International Financial Statistics (IMF 1988)

Note-1: GDP and Population were taken from EGAT'S Load Forecast estimated by Load Forecast working Group

	-
Annual Population Growth ratio (%)	1.63 1.40 1.23
Annual Average GDP Growth ratio (%) (Base Case) (low case)	7.39 6.63 7.00 6.18 5.58 5.05
Period	1987-91 1992-96 1997-2000

Note-2: Load Factor was estimated to increase at annual average rate of 0.3%.

4.2 電源開発計画

4.2.1 EGATの電源開発計画

(1) 電力設備の現状

EGATが有する発電、変電および送電設備は第3章Table.3-1 および3-2 に示すとおりである。

発電設備出力は、1988年7月現在水力2,250MW 、火力(汽力)3,608MW 、コンバインドサイクル 772MW、ガスタービン 265MW、合計 6,894MWである。

(2) 建設中および建設が決定した発電プロジェクト

医乳腺性直动性皮肤 医皮肤 医二甲基甲基甲基二甲基甲基

1989年2月現在、建設中および建設が決定した発電プロジェクトは、以下の8プロジェクト、合計2355MWである:

	プロジェクト名	設備容量	運開時期	地域
	〔第5次計画期〕			
1	Khanom第 2 発電バージ	75MW	1989年2月	3
2	Mae Moh 褐炭火力 8 号機	300MW	1989年7月	4
3	" 9号機	300MW	1990年12月	4
	〔第6次計画期〕			
4	Srinagarind 水力5号機(揚水)	180MW	1991年 4 月	1
⑤	Bang Pakong 複合火力第3ブロック	300MW	1990年 6 月	1
÷			~1991年6月	
6	″ 第 4 ブロック	300MW	1990年8月	1
			~1991年8月	
7	Mae Moh 揭炭火力10号機	300MW	1992年 2 月	4
8	Bang Pakong 石油/天然ガス火力3号機	600MW	1992年 5 月	1
	•			

計

2,355MW

(3) EGATの電源開発計画

EGATの電力開発計画は、数多くの発電、送電プロジェクトの代替案の中から 最小費用となる一連の開発計画を求めて策定されている。

このEGATの電力開発計画では、(a)天然ガス需給動向,(b)燃料価格動向,(c)新しい候補プロジェクト,(d)プロジェクト費用と実施計画,(e)新需要想定におけるケースを基本ケースとし、低成長ケースを代替ケースとするなどの条件の見直しを行った。その結果は電力開発計画(PDP 88-02)にまとめられており、Table 4-4に1989年から2001年の全対象期間におけるプロジェクトの一覧を示す。これによれば、2001年までに追加される電源設備容量は11,950MW、廃止される設備容量は435MWである。尚、PDP 88-02 策定方針は第6次,第7次及び第8次の国家社会開発計画期間をカバーするものとして策定され、最低予備率は15%を目標としている。

4.2.2 需給バランスとNan Yuan川統合開発計画

(1) 電力需給の短期見通し

EGATの電源開発計画が予定通り実施された場合、調査団の需要予測に基づく電力需給バランスを Table 4-5 (Nam Yuan川統合開発計画含まず) に示す。

これによるとEGATの統計は1989年から1990年にかけて供給力が不足し、必要とされる電源の予備率15%が確保できない状況になると予測される。

この短期見通しに新規電源の運開を早めて対応することは不可能であるため、 EGATでは需要側に対しては省エネ、ピーク負荷の低減を呼びかけるとともに、 EGAT自身の所内負荷の削減に努めている。また、供給側としては発電・補修計 画の見直し、過負荷運転などによる供給力の増大を図ることを決定し、順次実施し ている。

(2) Nam Yuam川統合開発計画

中期的電力需給状況を Table 4-5に見ると、1995年以降供給力が不足し、目標値である予備率15%を下廻る状況となる。特に1996年 5 月以降、予備率が10%をも下廻り、電源開発計画の見直しが必要となる。

一方、Nam Yuam川統合開発計画はタイ国の電力系統の中で、従来式水力プロジェクトであり、基本的にピーク負荷対応設備として活用が期待されるものである。

従ってできるだけ早期に開発を進める必要があるが、詳細設計・建設工事期間を 考慮すると1997年8月に運開させることが最も早い運開時期である。本計画が運転 開始までに要する期間は次のとおりである。

1991年 4月~1991年 9月;詳細設計及び仕様書作成

1991年10月~1991年 2月;政府承認

1992年 3月~1993年 5月;準備工事

1993年 6月~1997年 2月;本工事

1997年 8月 ; Nam Ngao及びMae Lame Luang発電所運転開始

Nam Ngao発電所 140MWとMae Lame Luang発電所 240MW、合計 380MWを1997年8月に投入した場合の需給バランス(1997年以降)を Table 4-6に示す。

この表からもわかるように、Nam NgaoおよびMae Lame Luang両発電所を1997年8 月に運開させれば、1997年以降の供給予備力は目標値である15%は確保できないも のの、10%を確保することが可能となり、その開発意義は大きいと判断される。

Fig. 4-1 に Nam Yuam 川統合開発計画を入れた電源開発計画を示す。

Table 4-4 LIST OF PROJECTS (1989-2001) a/ (LONG TERM PROFILE)

	Power Plant	Fuel Type	Unit Number	Rating (MW)	Total (MW)	Commiss Da	
个	Khanom 2nd PPB	Oil/Gas	2	75	75	May	1989
	Mae Moh	Lignite		300	300	July	1989
ru ct io	2nd CSTL	-	_	(270)		February	
ē.	Mae Moh	Lignite	9	300	300	December	1990
nt .	Srinagarind Srinagarind	Hydro	. 5	180	180	April	1991
င္ပ		Gas	3	300	300	Jun 90 -	
	Bang Pakong CC						
u. ou	Bang Pakong CC	Gas	4.	300	300	Aug 90 -	
n de	Mae Mho	Lignite	10	300	300	February	
_ <u>*</u>	Band Pakong thermal	Oil/Gas	3	600	600	May	1992
•	Rayong Combined Cycle	Gas	1	300	300	Sep 90 -	
	Rayong combined Cycle	Gas	. 2	300	300	Oct 90 -	
	Man Phong Combined Cycle	Gas	. 1	300	300	Nov , 90, -	
	Rayong Combined Cycle	Gas	. 3	300	300	Jan 91 -	Jan 92
	230 kV Tha Tako-Khon Kaen 3	. -	· -	(300)	(300)	January	1992
	Bhumibol Renovation	Hydro	1-2	70	(140)b/	March	1992
	Krabi	Lignite	4	75	75	November	1992
	Mae Moh	Lignite		300	300	February	1993
	Bang Pakong Theramal	Oil/Gas	4	600	600	May	1993
• *	North Bangkok Renovation	011	1-3	(2x75+87.5)		August	1993
	Mae Moh	Lignite	12	300	300	October	1993
17.	Pak Mun	Hydro	1-4	34	136	November	
	Mae Moh	Lignite	13	300	300	April	1994
	Mae Moh	Lignite		300	300	October	1994
		Hydro	1-2	40	80	December	1994
	Kaeng Krung	•					_
	Mae Moh	Lignite	15	300	300	April	1995
	Mae Taeng	Hydro	1-2	18+8	26	June	1995
÷	Saba Yoi	Lignite	1	150	150	October	1995
	Mae Moh	Lignite	16	300	300	November	1995
	South Bangkok Renovation	0il/Gas	1-5	(2x200+3x300		December	1995
	Bhumi bo l	Hydro	8	178	178	January	1996
	Sirikit	Hydro	4	125	125	February	1996
	Lower Sirikit	Hydro	1	15	15	February	
	Saba Yoi	Lignite	2	150	150	April	1996
	Saba Yoi	Lignite	3	300	300	October	1996
	Mae Moh	Lignite	17	300	300	November	1996
	Mae Moh	Lignite	18	300	300	April	1997
	New Thermal	Coal	1	600	600	October	1997
	Mae Moh	Lignite	19	300	300	November	1997
	Lower Mae Ping	Hydro	1-2	20	40	July	1998
	New Thermal	Coal	2	600	600	October	1998
	Saba Yoi	Lignite	4	300	300	November	1998
	Nam Khek (1)	Hydro	1-2	25	50	January	1999
	Nam Khek (2)	Hydro	1-2	35	70	February	1999
	New Thermal	Coal	3	600	600	October	1999
	Nam Chern	Hydro	1-4	100	400	November	1999
-:		Coal		600	6 00	October	2000
	New Thermal		4				
	New Thermal	Coal	5	600	600	January	2001
٠.	Existing Cap				894.2 MW		
	Total Added		Up to 200		950.0 MW		,
	Plant Retire	men t	÷ .		435.0 MW		
	Total Capaci	ty by Year	2001		409.2 MW		

Notes: a/ This list is only for generation projects and inter-regional transmission projects.

| b/ Rating after renovation is expected to be 2x75.4 or 150.8 MW.

Table 4-5 Power Development Plan and Power Balance

	(\$	37, 20 37, 20 41, 03 41, 03 22, 15 22, 71 15, 73 17, 73 16, 47 16, 47	25, 22 27, 28 29, 75 18, 81 18, 18 10, 10 14, 50 14, 50 14, 50	188 11,65 11,03 11,03 11,03 10,33 10,48 10,14 10,14
RESERVE MARGIN	(%)			
RESERV	(£4)	11. 458.3.7.7.1.1. 458.3.7.7.1.1. 458.3.6.6.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9.9	1. 340.1 1. 167.5 1. 023.3 1. 023.3 730.6 730.6 537.7 833.7 833.7	1. 068. 5 271. 3 271. 3 277. 6 243. 0 2350. 8 674. 2
	ļ			
PEAK	GENERATIUN REQUIREMENT (MM)	4, 702.0 4, 886.7 7, 886.7 5, 0.01.1 5, 0.01.1 5, 249.0 5, 249.0 5, 240.0 5, 240.0 6, 366.8	5.00 5.00 5.00 5.00 5.00 5.00 5.00 5.00	6.50 6.50 6.50 6.50 6.50 6.50 6.50 6.50
:	1	044×00000000	01 + 4 00 F 00 00 00 00 11 F	රේ සැම් මිල්ල්ල වෙනුවෙන් ජා මේ විතරමුණ රාජුවර වැන් සැම් සිටිම්න් නිසන පළ
APACTY	DEPENDABLE (MM)	6, 451. 6, 479. 6, 479. 6, 481. 6, 283. 6, 283. 6, 285. 6, 285. 6, 285.	6, 451. 6, 473. 6, 481. 6, 293. 6, 289. 6, 581. 6, 581.	6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.6.
ACCUMULATED CAPACTY	ALLE AL	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	
ACCUM	INSTALLED (MW)	33 33 33 33 33 34 34 34 34 34 34 34 34 3	66 69 69 69 69 69 69 69 69 69 69 69 69 6	7. 269. 7. 269. 7. 269. 7. 269. 7. 269. 7. 269. 7. 469. 7. 469. 7. 469.
	200			1
117.Y	AYDRO (MW)	2, 250. 1	2, 250.	2, 250.
RATED CAPACITY			ender in de la companya de la compan	etanare, petar alle libraria provincia provincia
R.A.	NON-HYDRO (MM)	4, 340, 6	4, 569, 0	4,944.0 200.0 200.0 200.0
				#2002年 - 1 1
	PLANT			
	NAME OF POWER PLANT		1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	; #3 (6T) (6T)
	NAME		KHANOM 2ND PPB Wae Woh 48	ZND CSTL. BANG PAKONG CC #3 (GT) BANG PAKONG CC #4 (GT) RAYONG CC #1 (GT)
			W AR	2MD CSTL BANG PAN BANG PAK RAYONG C
	DATE	SPECT SERVICE SPECK SPEC	OCT DEC DEC DEC SEB SEB SEC SEC	SEP
	IN-SERVICE DATE	1987 1987 1988	1989	1990
	-R. 1	FY .		ta turkin katika ka Bangara katika kati

IN-SERVICE DATE	RATED	D CAPACITY	ACCUMULATED CAPACTY	20 C C C C C C C C C C C C C C C C C C C	RESERVE MARGIN	2614
1991) OCT NOW	OF POWER PLANT NON-HYDRO (MM)	BYDRO (MM)	INSTALLED DEPENDABLE (MM)	REQUIREMENT (MM)	(1)	8
1992 1992 1993 1985 1993 1993 1993 1993 1993 1993 1993 1993 1985 1993 1985 1993 1985 19	5. 544. 0 200. 0 200. 0 200. 0 300. 9 (67) 200. 0	2, 250, 1	069. 2 7. 567. 269. 2 7. 785. 569. 2 8. 064. 769. 2 8. 243.	399. 650. 246. 808.	1.168.4 1.135.3 1.818.3 1.434.1	18.26 17.07 29.11 21.06
1992) 0CT	# 100 100 100	180.0	8, 769, 2 8, 769, 2 8, 949, 2 8, 949, 2 8, 179, 3 9, 049, 2 9, 049, 2 9, 049, 2 9, 149, 2 9, 249, 2 8, 281, 3 9, 149, 2 8, 281, 3 8, 3 8, 3 8, 3 8, 3 8, 3 8, 3 8, 3 8	6.819.7 7.090.9 7.143.4 7.1308.1 7.195.6 7.303.7 7.408.7	399. 084. 111. 124. 085. 230.	20, 51 15, 29 15, 29 11, 92 15, 76 15, 03 16, 60
1993) OCT KARIBI #1, 3 NOV KARABI #4 DEC 1993 JAN FEB WAE MOH #11	2 (ST) 6,744.0 100.0 (ST) 100.0 0VATION * 300.0	2, 430, 1	9. 349. 2 9. 349. 2 9. 449. 2 9. 549. 2 9. 849. 2 9. 849. 2 9. 254. 0 9. 849. 2 9. 220. 0 9. 449. 2 10. 449. 2 9. 5113. 0 10. 449. 2 9. 513. 3 10. 449. 2 9. 513. 3 9. 513	7.075. 7.353.4 7.558.7 7.840.6 7.840.5 7.898.6 7.958.5 7.956.5	1, 717.0 2, 003.0 2, 003.0 1, 464.3 1, 713.4 1, 220.4 1, 532.6 1, 663.8 1, 563.8 1, 563.8 1, 563.8	24, 26 29, 95 19, 95 17, 72 17, 59 18, 96 19, 91 19, 44 19, 44
APR MAY BANG PAKONG THERWAL #3 JUN JUL AUG NB RENOVATION SEP	7.944.0 -40.0 75.0 300.0 THERMAL #3 600.0	2. 440. 9	10, 409.2 10, 484.2 10, 484.2 10, 484.2 10, 484.2 10, 484.2 10, 184.2 10, 184.2 10, 106.2 11, 384.2 11, 384.2	9. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8. 8.	2.023.7 1.817.5 2.303.0 1.606.9 1.854.6 1.315.5 1.609.5 1.805.9 1.753.2 1.647.8	25. 98 22. 46 30. 30 19. 33 15. 13 18. 10 20. 80 20. 80 18. 54 18. 54

				RULLYGUNGU		
IN-SERVICE DATE	NAME OF POWER PLANT	NON-RYDRD BYDRD (MW) (MW)	INSTALLED DEPENDABLE (MM)	REDUIREMENT (NW)	(MM) (%)	
1994) OCT NOV NOV DEC 1994 JAN PER	MAE MOH #12 PAK MUN #1-4 R2 GT RETIRED	8,879.0 2,440.9 300.0 136.0 -30.0	684.2 11: 020, 820.2 11: 178, 790.2 11: 143, 790.2 11: 1831, 790.2 11: 105,	532. 867. 079.	2, 488. 4 2, 310, 9 2, 814, 8 2, 814, 8 33, 20, 052, 2 2, 012, 2 2, 012, 2	20 7.96 60 11.20 60 60 60
S A C L L A A Y A C C C C C C C C C C C C C C C C	MAG MOH #13	300.0	12.090.2 11.236.8 12.090.2 11.156.8 12.090.2 11.140.2 12.090.2 11.140.2 12.090.2 11.154.0 12.090.2 11.191.5	9, 455, 50 9, 555, 50 9, 5512, 50 9, 5512, 50 9, 554, 80 8, 73, 84 8, 74, 84 8, 84 8	or-ar-	0 5 80 110 pt 15
1995) 0CT 1995 JAN WAR APR APR APR APR APR SEP	MAE WDH #14 KABNG KRUNG #1-2 R3 GT RETIRED MAE WOH #15 MAE TABNG #1-2	449.00 2.576. 300.0 80. -90.0 2.50.	12. 390. 2 11. 690. 0 12. 390. 2 11. 720. 0 12. 470. 2 11. 720. 0 12. 380. 2 11. 691. 2 12. 380. 2 11. 691. 2 12. 380. 2 11. 611. 2 12. 680. 2 11. 790. 7 12. 706. 2 11. 777. 8 12. 706. 2 11. 777. 8 12. 706. 2 11. 777. 8 12. 706. 2 11. 777. 8	9, 316, 7 9, 682, 7 9, 994, 9 9, 913, 5 9, 929, 2 10, 324, 1 10, 400, 6 10, 640, 3 10, 6	2. 373. 2 2. 037. 2 2. 037. 2 2. 777. 6 2. 737. 6 1. 2. 292. 2 1. 390. 1 1. 067. 4 1. 255. 5 1. 266. 4 1. 136. 7 1. 136. 7	54 64 64 63 63 64 64 64 64 64
1996) 007 007 008 008 008 008 008 008 008 008	SABA YOI #1 MAE MOH #16 SB RENOVATION BHIMIBOL #8 SIRIKIT #4/LOWER SIRIKIT #1 SABA YOI #1	9,958.0 2,682.9 150.0 300.0 178.0 150.0	12. 856. 2 13. 156. 2 13. 156. 2 13. 156. 2 13. 441. 3 13. 474. 2 13. 474. 2 13. 624. 2	10.140.8 9.859.2 9.859.2 10.790.4 10.807.4 11.227.3 11.581.5 11.581.5 11.581.5 11.581.5 11.581.5 11.581.5 11.581.5 11.581.5	1.990.5 1.990.5 2.542.2 2.542.2 1.805.5 1.405.4 1.405.4 1.240.0 1.240.0 1.170.0 1.042.6 1.042.6 1.042.6 1.042.6	89198 80198 80198 80198 80198 80198 80198 80198 80198 80198 80198

.

		RATED CAPACITY		ACCUMULATED CAPACTY	CAPACTY	PEAK	RESERVE MARGIN	ARGIN
IN-SERVICE DATE	NAME OF POWER PLANT	NON-HYDRO (MW)	HYDRO IN	INSTALLED (MW)	DEPENDABLE (MM)	GENERATION RECUIREMENT (MM)	(MM)	%
(FY 1997) OCT NOV 05C 05C 1997 JAN 1888	SABA YD! #3 MAE MOH #17	10, 559.0 300.0 300.0	6 .000	224. 224. 224.	142. 462. 455. 440.	232. 232. 550.	334. 230. 904.	21, 59 19, 85 27, 53 16, 87
S A U U U S A B B B B B B B B B B B B B B B B B B	MAE ±0H #18	300.0		11	13, 355, 2 13, 400, 8 13, 400, 8 13, 428, 6 13, 451, 0 13, 651, 0	11. 91.0 12. 94.0 12. 94.9 12. 94.9 12. 153.8 12. 336.0 12. 336.0	1, 253, 6 1, 251, 2 1, 251, 2 1, 274, 8 1, 124, 8 1, 124, 9 1, 124, 9	11.572 12.72 12.72 11.21 10.48 9.11
(FY 1998) 0CT NOW NOW BEC	NEW THERMAL 41 MAE MOH 419	11. 459.0 3. 600.0 300.0	000.9	124. 424.	282. 502. 595.	500 952. 226.	781 650 368	24, 18 22, 17 30, 00
	SURAT THANI RETIRED	-30.0		15, 394, 2 15, 394, 2 15, 394, 2 15, 394, 2	14, 360, 3 14, 366, 7 14, 340, 7 14, 246, 3	12, 256, 4 12, 256, 8 12, 838, 6 13, 134, 6	2, 264, 9 2, 264, 9 1, 722, 4 1, 111, 7 1, 405, 9	2 2 1 1 1 2 C 2 2 C 1 2 C 2 2 C 2 C 2 C 3 C 2 C 2 C 2 C 2 C 2 C 2 C 2 C 2 C 2 C
JUL AUG SEP	LOWER MAE PING #1-2		40.0	434. 434.	14, 288, 6 14, 321, 4 14, 501, 4	932. 126. 315.	355 194 186	11.0.0 10.0.0 10.00 10.00
(FY (1999) OCT NOV DEC 1999 JAN RES	NEW THERMAL #2 SABA YOL #4 NAW KEK (1) #1-2 NAW KEK (2) 41-2	12.329.0 600.0 300.0	040. 9 50. 0	334. 334. 384.	146. 467. 459.	220. 700. 929.	925 766 530	23, 93 21, 77 29, 59 19, 13
A A A A B U LUNA A A B C U LUNA A B B C C LUNA A B C C C C C C C C C C C C C C C C C				10, 45, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 7	15,5 5,5 5,5 5,5 5,5 5,5 5,5 5,5 5,5 5,5	13,0024,000,000,000,000,000,000,000,000,00	1, 925, 10 1, 692, 0 1, 572, 0 1, 501, 5 1, 359, 6 1, 359, 6 1, 359, 6 1, 359, 6	2,4 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12
:			 -					

	÷ .			
RGIN	(%)	24, 44 22, 80 30, 68 19, 46 114, 03 12, 32 11, 64 10, 89 9, 48 9, 48	23. 97 19. 55 25. 81 18. 20 13. 87 12. 17 19. 00 19. 53 10. 76 10. 76 10. 76 10. 76 10. 76	
RESERVE WARGIN	(HH)	3. 170 1. 2. 685.9 2. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3. 3.	2, 295, 7 2, 793, 1 2, 793, 1 2, 793, 1 2, 754, 2 1, 1, 414, 0 1, 1, 414, 0 1, 1, 466, 5 1, 429, 0	
PEAK	REQUIREMENT (MW)	12, 968.4 13, 477.8 12, 658.9 13, 820.9 14, 370.6 14, 477.0 14, 583.2 14, 801.9 15, 014.6	13. 746. 3 14, 285. 2 14, 625. 8 14, 625. 8 15, 231. 9 15, 344. 3 15, 898. 0 15, 886. 9 15, 886. 9 15, 886. 9	
D CAPACTY	DEPENDABLE (M#)	15. 138. 6 16. 551. 1 16. 543. 2 16. 3453. 1 16. 261. 8 16. 161. 8 16. 171. 4 16. 171. 4 16. 171. 4	17: 041.0 17: 041.0 16: 880.4 17: 435.1 17: 435.1 17: 211.8 17: 112.1 17: 121.8 17: 121.8 17: 121.8 17: 121.8	
ACCUMDLATED CAPACTY	INSTALLED (MW)	17, 054.2 17, 454.2 17, 454.2 17, 409.2 17, 409.2 17, 409.2 17, 409.2 17, 409.2 17, 409.2 17, 409.2	18. 009. 2 17. 809. 0 17. 809. 0 18. 409. 2 18. 409. 2 18. 409. 2 18. 409. 2 18. 409. 2 18. 409. 2	
CAPACITY	BYDRO (MW)	3, 160, 9	3, 560, 9	
RATED CAL	NON-HYDRG (MW)	13. 229. 0 600. 0 -45. 0	13.784.0 600.0 -200.0 600.0	
	NAME OF POWER PLANT	NEW THERMAL #3 NAM CHERN #1-4 LNG GT RETIRED	NEW THERMAL #4 SOUTH BANGKOK #1 RETIRED NEW TRERMAL #5	
	DATE	GCT NOV DEC JUN SAUG SAUG SEP	D D D D D D D D D D D D D D D D D D D	
	IN-SERVICE DATE	FY 2000)	FY 2001 > 2001	

Table 4-6 Power Development Plan and Power Balance (Including Mae Lama Luang, Mam Ngao Project)

MARE MOR #17 MAE MOR #17 MAE LAMA LUA MAE LAMA LUA SURAT THAN! SURAT THAN! SURAT THAN!	R PLANT	NON-HYDRO (MW) 10,559.0	HYDRO (MW)		DEPENDABLE	REGULATION		
) 0 0 CT		559.	·	INSTALLED DE	(1636)	(**	(MM)	8
NOV CT NO		300.0	3, 000. 9	924. 224. 224.	142. 462. 455. 440.	10. 808. 0 11. 232. 5 10. 550. 1 11. 500. 3	2, 334, 2 2, 230, 0 2, 904, 9 1, 940, 1	21, 59 19, 85 27, 53 16, 87
38 SEP		300.0		14, 224, 2 14, 224, 2 14, 524, 2 14, 524, 2	13, 410, 3 13, 355, 2 13, 414, 2	11, 518, 4 11, 976, 5 12, 965, 3 12, 343, 4	2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2	16.42 11.51 12.00 8.72
OCT SEC	Ngao		380.0	524. 904.	2 4 4 6 2 8 8 8 8 3 8 8 9 9	12, 153, 8 12, 153, 8 12, 336, 0 12, 513, 3	1, 2, 2, 2, 1, 1, 1, 2, 2, 2, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1,	10.48
SEP		11, 459. 0 608. 0 300. 0	3, 380, 9	504. 804. 804.	638. 963.	500 952 226	137. 011. 728.	27, 28 25, 19 33, 21
SEP		-30.0		304. 774. 774.	938 875 813 670	237. 256. 744. 838.	701. 619. 069. 831.	22.07 21.36 16.23 14.26
) OCT NEW THERMAL NOV. SABA YOF #4 DEC. NAW KEK (1)			40,0	15, 774, 2 15, 774, 2 15, 814, 2 15, 814, 2 15, 814, 2	14, 563, 4 14, 561, 6 14, 666, 9 14, 644, 0	13, 134, 6 12, 821, 8 12, 932, 8 13, 126, 8 13, 315, 4	1, 428.8 1, 719.8 1, 674.0 1, 517.2 1, 532.6	10.87 12.92 11.55 11.55 11.55 11.55 11.55
JAN NAM KEK (1)		12. 329, 0 600. 0 300. 0	3, 420, 9	414.	502.	220.	3, 281, 8	26.85
PEB NAM KEK (2) #1-2 MAR			50.0	834. 834.	15,880,1 15,880,1 15,880,1	929 0003 542 5	2, 846. 4 2, 855. 8 2, 275. 8	32,61 21,88 21,92 16,77
**************************************				16, 834, 2 16, 834, 2 16, 834, 2 16, 834, 2 16, 834, 2	15, 664. 4 15, 551. 9 15, 562. 4 15, 600. 9 15, 812, 4	13, 642, 5 13, 624, 6 13, 742, 6 14, 149, 1	2, 021.8 1, 594.9 1, 819.8 1, 652.2 1, 663.3	2.00 4 6 6 7 6 7 6 7 6 7 6 7 6 7 6 7 6 7 6 7
· · ·								

		RATED CAPACITY	ACITY	ACCUMULATE	ACCUMULATED CAPACTY	PEAK	RESERVE MARGIN	(ARG1#
N-SERVICE DATE	KAME OF POWER PLANT	NON-HYDRO (MM)	HYDRO (MW)	INSTALLED (MW)	DEPENDABLE (MW)	REGULREMENT (RM)	(8,8)	8
100 MOV	NEW THERMAL #3	13, 229, 0 600, 0	3, 540. 9	17, 434, 2	495. 912.	12.968.4		27. 19
SEPERATE SEP	LKG GT RETIRED	-45.0		17, 834, 2 17, 789, 2	16, 940 % 4 % 6 % 6 % 6 % 6 % 6 % 6 % 6 % 6 % 6	2, 7, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 75, 75,	4 2 4 2 2 2 2 2 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4	23.55 27.56 27.56 14.60 11.28 11.38 11.66 11.66 11.66
00T 80V 980	NEW THERMAL #4. SOUTH BANGKOK #1 RETIRED	13, 784. 0 609. 0 -200. 0	3, 940, 9	389	397. 439. 240.	285. 417.	652. 154. 823.	25.57 22.08 28.49
HEB MAPR JUN	ZES 1 ESSENT	600, 0		1 1 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2	17. 793.3 17. 757.3 17. 541.6 17. 429.2 17. 406.5	14, 625, 8 14, 648, 8 15, 634, 3 15, 324, 3 15, 324, 3 15, 324, 1	2.167.1. 2.197.2. 2.197.2. 3.108.2. 3.11.3.1. 3.11.3.1.	21.21.21.21.21.21.22.23.33.33.33.33.33.33.33.33.33.33.33.
SEG				789.	689. 689.	588. 914.	789.7	11 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
		ŷ:						

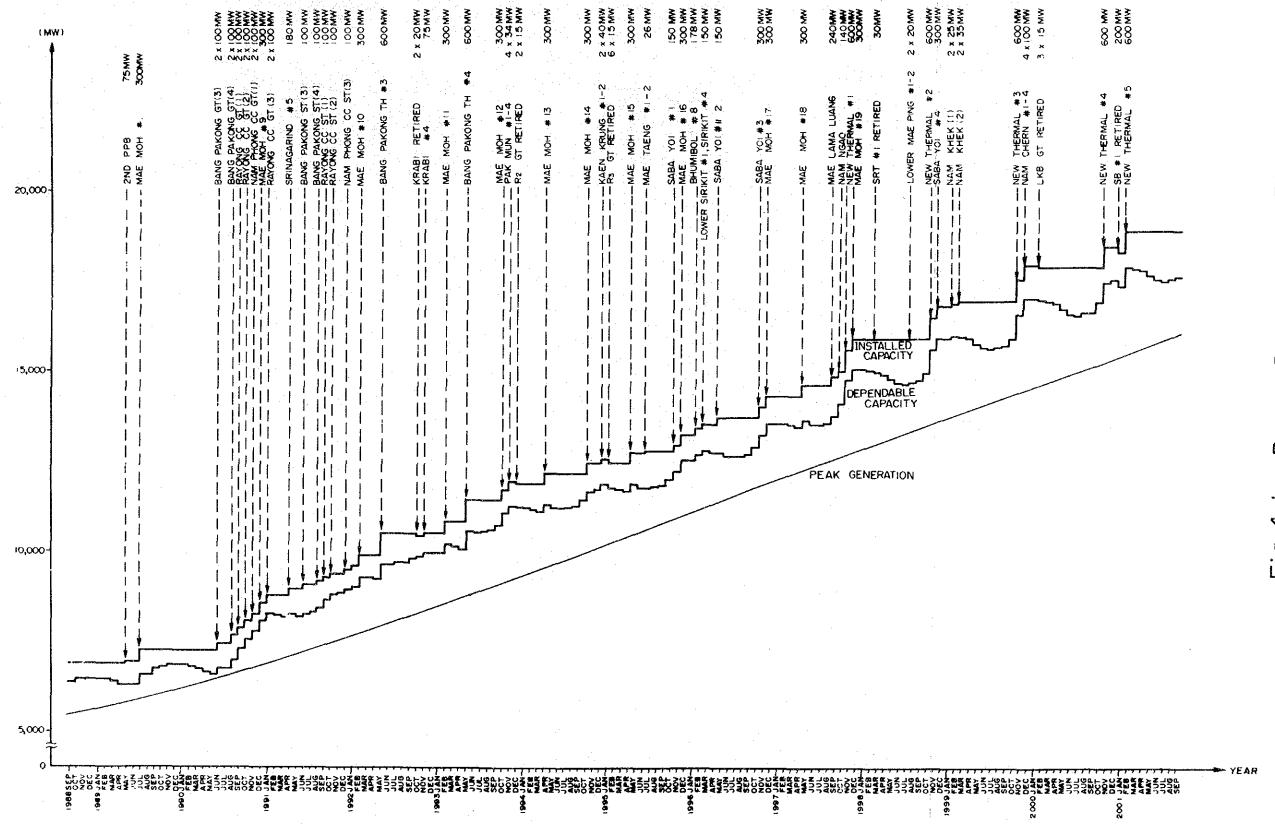


Fig. 4.1 Power Development Plan

第5章 水 文

第5章 小水

					- ;	• ;					目	i	火		1,,			
).)						, 1 ₂ 4 ₁												頁
	5.	1		概		要				•••				 				5 - 1
					Á						- 1						•	
	5	9						が割水	诉			., ,		 		,	** *** ***	5 - 2
																		5 - 3
		υ.	۷.	4	(RI)	. Ar	. 191											J J
					. خدا		يفق سداد	ts1.			•				,			E 10
	Ъ.																•• •••	5 - 10
				1	降		i 🖢											5 - 10
				2	気												** *** ***	5 - 11
		5.	3.	3	相		湿息											5 – 11
		5.	3.	4	蒸	発	量	•••	•••				•• ••• •• •	 • ••• •••	• • • • • • •		** ***, ***	5 -11
•		5.	3.	5	河	Л	流	<u>ł</u>	•••		•••••		•• ••• ••	 	• • • • • • •	••• ••• •	•• •••	5 - 12
								. •										
	5.	4		低	水	解	析 "			•••				 	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •		•• •••	5 - 21
		5.	4.	1	解	析	手方	ţ	***					 				5 - 21
		5.	4.	2	資	料の	選定と	:検証						 			** *** ***	5 - 22
		5.	4.	3	ダ	ム地	点流力	、量の	算定					 				5 - 26
												•						
	5.	5		洪	水	解	析 "		•••					 		· ··· ··· <i>,</i>		5 - 54
•				1			手方					•						5 - 54
				2			的手											5 54
							論的											5 - 54
							最大											5 - 55
* *.	-																	
		5.	៦.	þ	設	āt	洪水	黨	*** *** !	••• •••			•• •••	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	•••	••• ••• •	·· ··· ···	5 - 58
														÷				
																		5 - 71
																	•• •••	
		5.	6.	2	貯	水	池堆	砂		*** *** *				 •				5 - 71
								•										
	-																	

5.7 ダ	ム決壊解析		5 - 74
5. 7. 1	解析の目的		5 - 74
5. 7. 2	基本方針		5 - 74
5. 7. 3	Mae Lama Luang ダムの決壊		5 - 76
5. 7. 4	Nam Ngao ダムの決壊	** *** *** *** *** *** ***	5 - 82
·			
5.8 統	出予測システム	•• ••• ••• ••• ••• ••• ••• •••	5 - 100
5. 8. 1	システムの目的		5 – 100
5. 8. 2	Yuam川の流出予測システム		

		List of Tables	
Table	5 - 1	Location of Runoff Gauging Stations	
Table	5 - 2	Monthly list of Average Daily Precipitation	
Table	5 - 3	Monthly list of Average Daily Temperature (Max. and Min.)	•
Table	5 - 4	Monthly list of Average Daily Relative Humidity	
Table	5 - 5	Monthly list of Average Daily Evaporation	
Table	5 - 6	Monthly list of Average Daily Runoff at Ban Tha Rua Gauging Station (1969-86)	
Table	5 - 7	Comparison of Observed and Estimated Runoff at Ban Tha Rua Gauging Station (1969-81)	·
Table	5 – 8	Comparison of Observed and Estimated Runoff at Sop Han Gauging Station (1969-81)	
Table	5 - 9	Monthly List of Adopted Runoff Data at Ban Tha Rua Gauging Station	:
Table	5 - 10	Monthly List of Adopted Runoff Data at Sop Han Gauging Station	
Table	5 – 11	Monthly List of Adopted Runoff Data from Ban Mae Ngao Gauging Station	-
Table	5 - 12	Monthly Intakes of RID Weir	
Table	5 -13	Monthly List of Adopted Runoff Data from Proposed Mae Lama Luang Damsite (EGAT site No.4 and No.5)	
Table	5 - 14	Monthly List of Adopted Runoff Data from Proposed Mae Lama Luang Damsite (NBA site)	
Table	5 - 15	Monthly List of Adopted Runoff Data at Proposed Nam Ngao Damsite (No. 1 site)	
Table	5 - 16	Monthly List of Adopted Runoff Data at Proposed Nam Ngao Damsite (No. 2 site)	
Table	5 - 17	Monthly List of Adopted Runoff Data at Proposed Nam Ngao Damsite (No.3 site)	
Table	5 - 18	Annual Flood Peaks at Ban Tha Rua	
Table	5 — 19	Annual Flood Peaks at Ban Mae Ngao	
Table	5 - 20	Results of Frequency Analysis at Mae Lama Luang Dam	
Table	5 - 21	Results of Frequency Analysis at Nam Ngao Dam	
÷		and The second second of the content	

	List of Figures
Fig. 5 - 1	Location Map of Observatory and Runoff Gauging Stations
Fig. $5-2$ (1)	Measurement Period of Daily Precipitation where the second second
Fig. $5 - 2$ (2)	Measurement Period of Daily Temperature (Max, and Min.)
Fig. 5 - 2 (3)	Measurement Period of Daily Relative Humidity
Fig. $5 - 2$ (4)	Measurement Period of Daily Byaporation
Fig. 5 — 2 (5)	Measurement Period of Wind Movement (Monthly)
Fig. 5 - 2 (6)	Measurement Period of Daily Runoff
Fig. $5 - 2$ (7)	Measurement Period of Daily Suspended Sediment
Fig. 5 - 3	Average Precipitation in Bach Month
Fig. $5-4$	Transition of Actual Annual Precipitation
Fig. 5 - 5	Isohyetal Map of the Basin (1984)
Fig. 5 - 6	Average Temperature (Max. and Min.) in Each Month
Fig. 5 − 7	Average Relative Humidity in Each Month
fig. 5 - 8	Average Evaporation in Each Month
Fig. 5 - 9	Average Runoff in Bach Month at Ban Tha Rua Gauging Station
Fig. 5 - 10	Scattergram and Regression Line (with daily runoff at Sop Han and RID Weir)
Fig. 5 − 11	Double Mass Curve (with annual runoff at Sop Han and Ban Tha Rua)
Fig. $5 - 12(1)$	Precipitation at Mae Hong Son Station
Fig. $5 - 12(2)$	Precipitation at Mae Sariang Station
Fig. $5 - 12(3)$	Precipitation at Khun Yuam Station
Fig. $5 - 13(1)$	Double Mass Curve (Mae Hong Son - Mae Sariang)
Fig. $5 - 13(2)$	Double Mass Curve (Khun Yuam - Mae Sariang)
Fig. 5 − 14	Adopted Tank Model and Coefficients
Fig. 5 - 15	Observed and Estimated Runoff at Ban Tha Rua Gauging Station
Fig. 5 − 16	Observed and Estimated Runoff at Sop Han Gauging Station
Pig. 5 - 17	Comparison of Peak Flow from Flood Hydrographs of Various Projects
Fig. 5 - 18	Reliablity of the Results of Frequency Analysis at Mae Lama Luang
	Dam

Fig. $5-19$	Reliablity of the Results of Frequency Analysis at Nam Ngao Dam
Fig. 5 - 20	Division of the Nam Yuam River Basin into 5 Sub-basins
Fig. 5 - 21	Configuration of the Tanks for Sub-Basins Nos. 1, 3 and 4
Fig. 5 - 22	Unit Hydrographs for Sub-basins Nos. 2 and 5 (Snyder's Method)
Fig. 5 - 23	PMP Hydrograph at Mae Lama Luang Dam
Fig. 5 - 24	PMP Hydrograph at Nam Ngao Dam
Fig. $5-25$	Annual Depth of Brosion in Thailand
Fig. 5 - 26	Front View of Dam Showing Pormation of Breach
Fig. $5 - 27$	Breach Hydrographs with Various Breach Time
Fig. 5 - 28	Breach Formation and Outflow of Mae Lama Luang Dam
Fig. 5 - 29	Peak Discharge(Q) as a Percentage of Maximum Outflow(Q $_{o}$)
Fig. 5 - 30	Profile of Peak Plood Blevation Due to Mae Lama Luang Dam Breach
Fig. $5 - 31$	Peak Discharge(Q) as a Percentage of Maximum Outflow(Q ₀)
Fig. $5-32$	Profile of Peak Flood Blevation Due to Mae Lama Luang Dam Breach
Fig. 5 - 33	Flood Attenuation Along Ngao River
Fig. 5 - 34	Profile of Maximun Discharge Due to Breach of Nam Ngao Dam
Fig. $5-35$	Profile of Maximum Water Level of Yuam River Due to Breach of
	Nam Ngao Dam
Fig. $5-36$	Attenuation of Break Flood of Nam Ngao Dam Along Upstream of
	Conjunction of Yuam and Ngao River
Fig. 5 − 37	Breach Formation and Outflow of Mae Lama Luang Dam Due to Nam
	Ngao Dam Breach in Min. Case
Fig. 5 - 38	Breach Formation an Outflow of Mae Lama Luang Dam Due to Nam
	Ngao Dam Breach in Max. Case
Fig. $5-39$	Profile of Max. Water Level Due to Mae Lama Luang Dam Breach
	By Overtopping
Fig. 5 - 40	Location Map of Hydrological Porecasting System
Fig. 5 - 41	Central Control System of Spillway Gates

--- John of Spillway Gates