

国際協力事業団

タイ国発電公社

タイ王国

タイ国首都圏送変電設備増強計画調査

最終報告書

1993年8月

電源開発株式会社

JICA

タイ王国
タイ国首都圏送変電設備増強計画調査
最終報告書

93
・
8

国際協力
電源開発株

JICA

122
684
MPN
LIBRARY

鉦調資
J R
93 - 114

国際協力事業団

タイ国発電公社

タイ王国

タイ国首都圏送変電設備増強計画調査

最終報告書

JICA LIBRARY



1108361151

1993年8月

電源開発株式会社

国際協力事業団

25410

序 文

日本国政府は、タイ国政府の要請に基づき、同国のバンコク首都圏における送変電設備の増強計画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ました。

当事業団は、平成4年7月から平成5年7月までの間、4回にわたり電源開発株式会社高岡拓也氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団はタイ国政府関係者と協議を行うとともに、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、両国の友好と親善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 5年 8月

国際協力事業団

総裁 柳谷謙介

1993年 8 月

国際協力事業団
総裁 柳谷 謙介 殿

伝 達 状

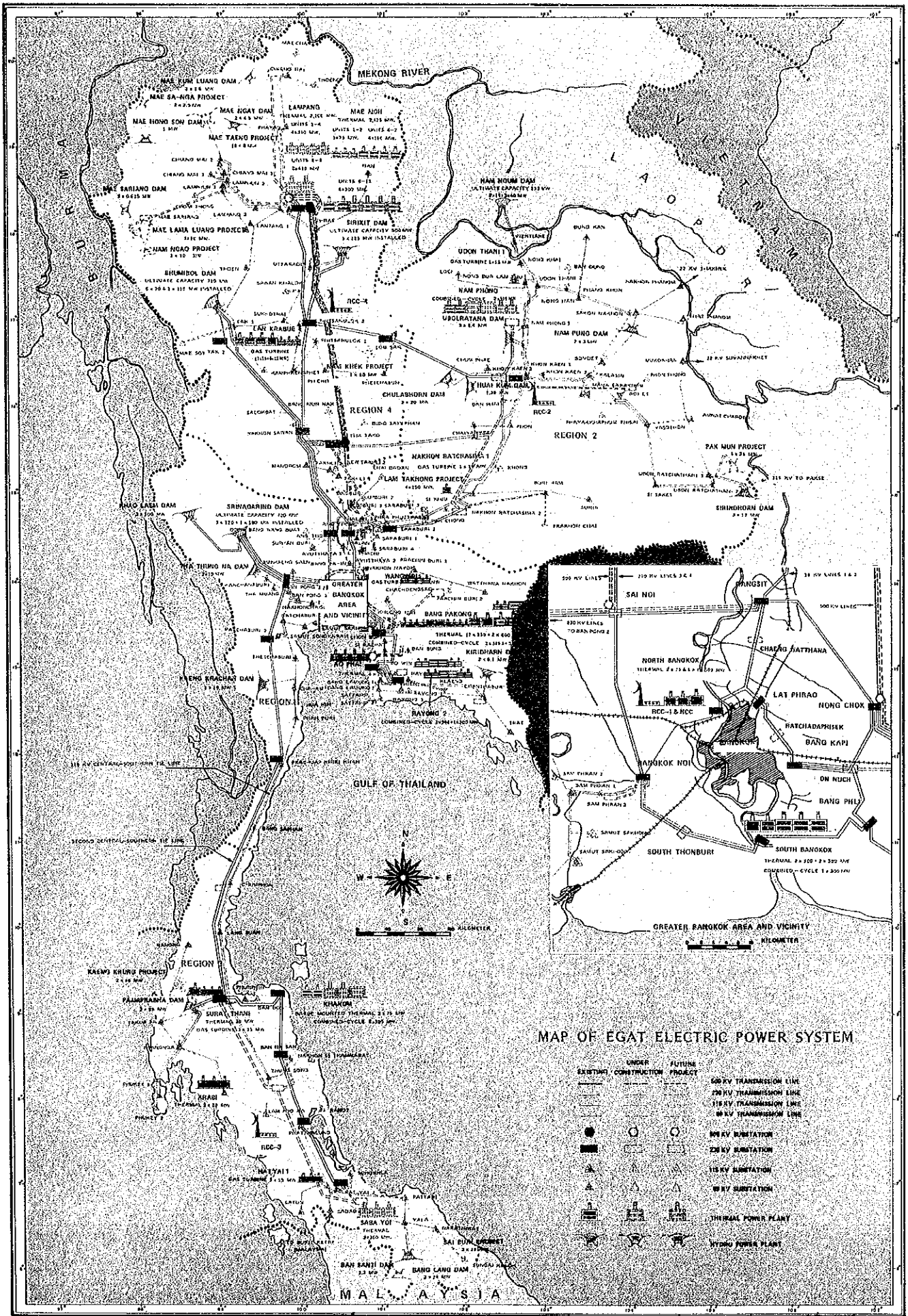
タイ王国「首都圏送変電設備増強計画」に関する調査報告書を、ここに提出申し上げます。本報告書は日本政府関係諸官庁および貴事業団による本プロジェクトの実施計画、助言および示唆等から成り立っております。また、バンコクにおける本報告書原案に関する技術討議においてタイ国発電公社(EGAT)および首都圏配電公社(MBA)側から表明された意見も反映されております。

本報告書はタイ国首都圏における230kV以上の電力系統(送配電網)の増強に関する長期計画を提示しております。最近のバンコクの急速な都市化の進展は、送配電線および変電設備の建設を著しく困難にしており、このため首都圏への電力供給はタイ国における重要な課題となっております。長期展望にもとづく計画が強く求められて来た所以であります。本増強計画完成の暁には、電力の確実な供給が保証されると存じます。

送配電網増強の緊要性、更にはタイ王国全体の社会経済的発展の必要性に鑑み、私共は是非ともタイ国政府が本計画を最優先的課題として実施されるよう希望するものであります。

この機会をお借り致しまして、貴事業団、外務省および通商産業省各位のご指導ご支援に心から感謝申し上げます。また、タイ王国政府技術経済協力省その他関係諸官庁より、私共の調査実施に際し戴きましたご協力ご支援に対し心から感謝申し上げたいと思います。

タイ王国首都圏送配電設備
増強計画調査団 団長
高岡 拓也



MAP OF EGAT ELECTRIC POWER SYSTEM

EXISTING	UNDER CONSTRUCTION	FUTURE PROJECT	
			600 KV TRANSMISSION LINE
			230 KV TRANSMISSION LINE
			115 KV TRANSMISSION LINE
			66 KV TRANSMISSION LINE
			220 KV SUBSTATION
			115 KV SUBSTATION
			66 KV SUBSTATION
			THERMAL POWER PLANT
			HYDRO POWER PLANT

目 次

	頁
第1章 序 論	
1.1 調査の背景と経緯	1-1
1.2 調査の目的と範囲	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 調査項目	1-2
1.3 調査団のタイ国における活動および参加者	1-3
1.3.1 調査団のタイ国における活動	1-3
1.3.2 参加者リスト	1-4
1.4 機材の供与	1-8
1.5 カウンターパートに対する技術の移転	1-8
第2章 タイ王国の一般事情	
2.1 概 要	2-1
2.2 経 済	2-9
2.2.1 概 論	2-9
2.2.2 経済成長の基礎	2-16
2.2.3 タイ国における社会・経済開発計画の概要	2-20
2.3 経済および電力についての特性要素	2-24
第3章 電力産業の現状	
3.1 電力セクターの組織	3-1
3.2 電力設備	3-6
3.2.1 送電システム	3-6
3.2.2 配電システム	3-11
3.2.3 発電設備	3-12
3.3 電力需要と供給	3-17

3.3.1	エネルギー需要 (GWh) の歴史的傾向	3-17
3.3.2	最大電力需要、供給および予備容量 (MW)	3-20
3.3.3	電力需要と供給バランス	3-23
3.3.4	電源別発電量	3-25
3.3.5	電力需要の日負荷曲線と季節変動	3-27
3.3.6	電力料金	3-29
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	4-2
4.3	調査団による電力需要想定	4-3
4.3.1	想定方法	4-3
4.3.2	想定結果	4-6
4.4	二つの需要想定と比較	4-8
第5章 グレーターバンコク地域の長期電力系統計画		
5.1	タイ王国の電力系統の現状	5-1
5.1.1	各地域の電力供給力と電力需要	5-1
5.1.2	地域間の電力送電	5-2
5.2	将来に必要な電源の開発	5-3
5.3	将来のグレーターバンコク地域の送電系統へのアプローチ	5-4
5.3.1	グレーターバンコク地域の送電系統の現状	5-4
5.3.2	計画地域の電力需要	5-5
5.3.3	電力系統に要求される事項	5-5
5.3.4	送電系統拡大計画へのアプローチ	5-6
5.4	送電系統計画のための基準	5-7
5.5	要求事項とそれへの対策	5-8
5.6	機器の信頼度基準と過負荷運転	5-9
5.7	送電線及び変圧器の容量	5-9
5.8	グレーターバンコク地域の現在の電力供給力	5-12

5.9	将来の送電システムのイメージ	5-12
5.10	超長期送電系統計画の主要点	5-13
5.10.1	500kV系統の拡大	5-13
5.10.2	超長期送電系統計画案の主要点	5-14
5.10.3	超長期電力系統の検討結果	5-18

第6章 系統解析

6.1	検討条件	6-1
6.2	1997年	6-2
6.3	2001年	6-6
6.4	2006年	6-16
6.5	2011年	6-26

第7章 基本設計

1	計画年の電力系統構成	7-1
7.2	送電線	7-6
7.2.1	現地調査の概要	7-6
7.2.2	送電線の各年度別の開発計画	7-8
7.2.3	送電線の基本設計	7-10
7.3	変電所	7-23
7.3.1	更新および新設工事	7-23
7.3.2	変圧器バンク数の決定方法	7-32

第8章 建設費想定と建設工程	
8.1 建設費想定	8-1
8.1.1 建設費想定の方法	8-1
8.1.2 要約	8-3
8.1.3 変電所	8-11
8.1.4 送電線	8-31
8.1.5 建設費の基礎データ	8-34
8.2 建設工程	8-47
第9章 環境影響調査	
9.1 概説	9-1
9.2 230kV 1回線の用地に230kV多回線を建て替えた、EGATの最近の経験	9-1
9.2.1 送電線	9-1
9.2.2 変電所	9-2
9.3 環境問題：既設230kV送電線の用地に500kV送電線を併架する場合	9-2
9.3.1 環境対策	9-2
9.3.2 環境保護対策と補償の費用	9-3
9.3.3 環境対策のための最終補償費	9-5
9.4 電気設備技術基準	9-6
9.5 超高压架空送電線の静電誘導	9-9
9.5.1 人体への影響	9-9
9.5.2 感知の程度	9-10
9.5.3 測定および予測の方法	9-12
9.5.4 低減方法	9-12
第10章 経済評価	
10.1 概要	10-1
10.2 前提条件	10-1
10.3 経済評価	10-2

10.3.1 費用	10-2
10.3.2 便益	10-3
10.3.3 経済評価の結果	10-4
第11章 財務分析	
11.1 概要	11-1
11.2 分析方法	11-1
11.3 前提条件	11-2
11.3.1 財務的内部収益率 (FIRR)	11-2
11.3.2 Debt Service Ratio	11-2
11.4 財務的内部収益率 (FIRR)	11-3
11.5 Debt Service Ratioの算定	11-3
第12章 今後の調査	
第13章 技術移転	

LIST OF TABLES

Table 4-1	ENERGY AND POWER GENERATION IN THAILAND (1981-1991)
Table 4-2	REQUIREMENT OF POWER AND ENERGY FROM EGAT BY UTILITIES
Table 4-3	LOAD FORECAST BY THAI ORGANIZATION
table 4-4	EGAT'S GENERATION REQUIREMENT BY UTILITIES (FORECAST BY THE THAI ORGANIZATION)
Table 4-5	POWER DEMAND FORECAST IN THAILAND (1/2,2/2)
Table 4-6	POWER DEMAND FORECAST FOR MEA, PEA & EGAT'S DIRECT CUSTOMERS
Table 5-1	POWER DEVELOPMENT PLAN AND TRANSMISSION OF POWER SUPPLY CAPABILITY OF THAILAND
Table 5-2	CAPACITY OF TRANSFORMER BANKS AT 230 KV SUBSTATIONS IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 5-3	CAPACITY OF THE POWER SOURCES IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 5-4	COMPARISON OF THREE-PHASE SHORT CIRCUIT CURRENTS OF THE 2011 YEAR SYSTEMS REGARDING POWER PLANT CONFIGURATION
Table 5-5	REINFORCEMENT OF TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 5-6	CONSTRUCTION PLAN OF SUBSTATION FOR POWER SYSTEM REINFORCEMENT IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 6-1-1	load forecast at each substation
Table 6-1-2	total capacity of reactive power compensator (shunt capacitor) at each substation in the Greater Bangkok Area and vicinity area
Table 6-2-1	generator constants
Table 6-4-1	Construction and Expansion Schedule of transmission line and Substation
Table 8-1	CONSTRUCTION AND EXPANSION SCHEDULE OF THE TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 10-1	Construction Cost for Economic Analysis
Table 10-2	Operation and Maintenance Cost
Table 10-3	Incremental Electric Energy in MEA area, which will become available by this Project
Table 10-4	EGAT's Average Selling Price of Energy
Table 10-5	Benefit of the Project
Table 10-6	Benefit Flow and Cost Flow of the Project
Table 10-7	Calculation of EIRR

Table 11-1	Construction Cost for Financial Analysis
Table 11-2	Calculation of FIRR
Table 11-3	Construction Cost divided into Foreign and Local Currency Portion
Table 11-4	Calculation of Interest during Construction
Table 11-5	Financing for Construction
Table 11-6	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1994-1997)
Table 11-7	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1998-2001)
Table 11-8	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 2002-2006)
Table 11-9	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 2007-2011)
Table 11-10	Statement of Project and Loss
Table 11-11	Cash Flow
Table 11-12	Calculation of Debt Service Ratio

LIST OF FIGURES

- Fig. 3-1 Organization Chart of the EGAT
- Fig. 4-1 Method of Predicting Future Power and Energy Demand
- Fig. 4-2 Energy Demand at Generating End
- Fig. 4-3 Maximum Power Demand at Generating End
- Fig. 4-4 Energy Demand by MEA
- Fig. 4-5 Maximum Power Demand by MEA
- Fig. 5-1 ELECTRIC POWER SYSTEM OF THAILAND
- Fig. 5-2 ESTIMATED POWER TRANSMISSION AMONG REGIONS IN 1991
- Fig. 5-3 ESTIMATED POWER TRANSMISSION AMONG REGIONS IN 2006
- Fig. 5-4 APPROACH TO FUTURE POWER SYSTEMS
- Fig. 5-5 EXAMPLE OF OVERLOAD OPERATION OF A TRANSMISSION LINE
- Fig. 5-6 EXAMPLE OF OVERLOAD OPERATION OF A TRANSFORMER BANKS
- Fig. 5-7 Transmission System in The Densely Populated Area
- Fig. 5-8 PRELIMINARY IMAGE OF THE FUTURE TRANSMISSION SYSTEM OF THE GREATER BANGKOK AREA (AFTER 2011)
- Fig. 5-9 Power Flow Diagram for Fiscal 2011, Case 1
- Fig. 5-10 Power Flow Diagram for Fiscal 2011, Case 2
- Fig. 5-11 TRANSMISSION SYSTEM OF THE GREATER BANGKOK AREA AFTER 2011
- Fig. 5-12 TRANSMISSION SYSTEMS OF THE GREATER BANGKOK AREA AT PRESENT AND IN FUTURE
- Fig. 6-1-1 1997 Network System (500 kV and 230 kV System)
- Fig. 6-1-2 1997 Impedance Map (Positive Sequence)
- Fig. 6-1-3 2001 Network System and Impedance Map
- Fig. 6-1-4 2006 Network System and Impedance Map
- Fig. 6-2-1 1997 Power Flow (System Peak)
- Fig. 6-2-2 1997 Short Circuit Current
- Fig. 6-2-3 load flow and short circuit current in the case of 750 MVA 500 kV/230 kV 2-bank at Sai Noi substation in 1997
- Fig. 6-2-4 results of system stability 1997 network system in Thailand
- Fig. 6-2-5 the fluctuation of 230 kV bus voltage in the Greater Bangkok Area
- Fig. 6-3-1 2001 Power Flow (System Peak) Base-Case
- Fig. 6-3-2 2001 Power Flow (System Peak) Sai Noi 500 kV Transformer 5-unit
- Fig. 6-3-3 2001 Short circuit Current
- Fig. 6-3-4 the results of load flow and short circuit current in 2001's power system having been taken countermeasures for reducing short circuit current

- Fig. 6-3-5 the result of load flow under construction of Ransit - Chaeng Watthana line section in 1997's network system
- Fig. 6-3-6 result of load flow under construction of Nong Chok - On Nuch in 1998's network system
- Fig. 6-3-7 result of load flow under construction of Bangkok Noi - Sai Noi in 1999's network system
- Fig. 6-3-8 result of load flow under construction of North Bangkok - bangkok Noi in 2000's network system
- Fig. 6-3-9 result of load flow and short circuit current under normal condition in 2001's network system
- Fig. 6-3-10 result of system stability year 2001 network system in Thailand
- Fig. 6-4-1 2006 Power Flow (System Peak)
- Fig. 6-4-2 2006 Short Circuit Current
- Fig. 6-4-3 the result of load flow and short circuit current in 2006's modified power system
- Fig. 6-4-4 result of load flow under construction of North Bangkok - Lat Phrao - Chaeng Watthana in 2001's network system
- Fig. 6-4-5 result of load flow under construction of North Bangkok - Lat Phrao - Chaeng Watthana in 2002's network system
- Fig. 6-4-6 result of load flow and short circuit current under construction of Rangit - Wang Noi and Bangkok Noi - Sam Phran 1 in 2002's network system
- Fig. 6-4-7 result of load flow and short circuit current under construction of Rangsit - Wang Noi and Bangkok Noi - Sam Phran 1 in 2003's network system in case of Bangkok Noi - Sai Noi transmission line with 230 kV operation
- Fig. 6-4-8 result of load flow and short circuit current under construction of Rangsit - Wang Noi and Bangkok Noi - Sam Phran 1 in 2003's network system in case of Bangkok Noi - Sai Noi transmission line with 500 kV operation
- Fig. 6-4-9 result of load flow and short circuit current under construction of Sai Noi - Ransit in 2004's network system
- Fig. 6-4-10 result of flow and short circuit current under construction of South Thon Buri - Sam Phran 1 - Bangkok Noi and Bang Phli - On Nuch in 2005's network system
- Fig. 6-4-11 result of load flow and short circuit current under construction of Bang Phli - On Nuch in 2005's network system

- Fig. 6-4-12 result of load flow under normal condition in 2006's network system
- Fig. 6-4-13 result of load flow under normal condition in 2006's network system
- Fig. 6-4-14 result of system stability 2006's network system in Thailand
- Fig. 6-4-15 the result of system stability in the expanded power system three phase 4-cycles fault at BANG SAPHAN 500 kV bus SAI NOI - BANG SAPHAN 500 kV line tripped upon fault clearing
- Fig. 6-4-16 Fluctuation of 230 kV bus voltage in the Greater Bangkok Area
- Fig. 6-5-1 comparison of system stability between 6 cct. and 8 cct. on SAI NOI - BANG SAPHAN line
- Fig. 6-5-2 comparison of system stability between 8 cct. and 10 cct. on RATHABURI 3 - BANG SAPHAN line
- Fig. 6-5-3 comparison of system stability between 6 cct. and 8 cct. on RATCHABURI 3 - BANG SAPHAN line in the case of interconnection between BANG SAPHAN and SURAT THANI (region-3) with 500 kV
- Fig. 6-5-4 the result of load flow and short circuit in 2011's power system
- Fig. 6-5-5 the result of load flow in 2011's power system
- Fig. 6-5-6 the result of load flow in 2011's power system
- Fig. 7-1 EXISTING POWER SYSTEM AS OF EARLY 1993
- Fig. 7-2 POWER SYSTEM IN 1997
- Fig. 7-3 POWER SYSTEM IN 2001
- Fig. 7-4 POWER SYSTEM IN 2006
- Fig. 7-5 POWER SYSTEM IN 2011

結論と勧告

結 論 と 勧 告

結 論

1. 首都圏の電力需要

タイ国の電力は、タイ国発電公社（EGAT）により発電されており、1992年に最大電力8,877MW、発電電力量56,021GWhを記録した。バンコク首都圏における電力供給は、首都圏配電公社（MEA）によりなされ、その供給地域については、将来の最大電力需要が次の通り想定されている。

年	最大電力
1992	3,993 MW
1997	6,089 MW
2001	7,952 MW
2006	10,264 MW
2011	13,569 MW

2. 首都圏の送変電設備の現況と問題点

バンコク首都圏には、現在North Bangkok (237.5MW) とSouth Bangkok (1,330MW) の2つの火力発電所がある。首都圏の電力は、これらの発電所の他、北部からの500kVおよび230kV送電線、東南部からの230kV送電線、西部からの230kV送電線により供給されている。今までは、電力需要の増加に合わせて適宜送変電設備を増設してきたがバンコクの都市化が急速に進み、高層ビルが乱立した結果、需要密度の急激な上昇、変電所の用地難、土地の高騰、新規送電線ルート取得難、環境に対する配慮の必要性等、今までのようなEGATだけの場当たり的な対応では、どうにもならなくなってきた。このような状況下において、EGATは、送変電設備増強の長期ビジョンに基づいたフェージビリティ調査を必要とし、この調査を日本政府に要請し、今回の国際協力事業団（JICA）調査に至っている。

3. 計画策定の前提条件

計画策定にあたっては、次の前提条件のもとに行った。

- (1) 経 済 : いままで通り順調に成長する。
- (2) 電力需要 : 特に負荷制限等をせずに電力供給する。

- (3) 予算 : 計画の作成に当たっては、送電事故または変圧器事故発生時に事故除去を行い事故除去後供給支障を伴わないような計画とし、予算の制約による計画の縮小等は行わない(但し、同時多重事故は考えないものとする)。
- (4) Right of Way : 既存のRight of Wayが将来とも使用できるものとする。
- (5) 環境問題等 : 現在予想できるものについてのみ、現在の環境規制の範囲で考える。
- (6) 系統計画 : 原則として、現在、BGATで使用されている(n-1)クライテリアで計画する。
- (7) 実施計画 : 経済性を考慮して、可能な限り架空送電線を使用する計画とし、物理的に不可能なルートのみを地下ケーブルで設計する。工事中に停電をとまなわないよう配慮した計画とする。
- (8) 技術レベル : 現在ある実証済みの技術を基に計画する(これからの技術開発等による新技術の導入は考えない)。

4. 首都圏送変電設備増強計画の概要

(1) 計画概要

500kV	架空送電線(新設)	亘長 : 226回線km
230kV	架空送電線(新設)	亘長 : 146回線km
230kV	架空送電線(増改良)	亘長 : 472回線km
230kV	地中送電線(新設)	亘長 : 242回線km
超々高圧変電所(500kV)		6ヵ所(新設5、増設1)
超高圧変電所(230kV)		18ヵ所(新設10、増設8)

(2) 総工事費(BGATおよびMEA両部分を含む。1992年価格で積算)

1期工事(1997年完成分)	696,285	千US\$
2期工事(2001年完成分)	470,739	千US\$
3期工事(2006年完成分)	365,768	千US\$
4期工事(2011年完成分)	421,288	千US\$
合計	1,954,080	千US\$

(注) 送電鉄塔の基礎の工事費は地質によって大幅に異なり、軟弱地盤の多いこの地域ではかなりの鉄塔基礎が軟弱地盤の上に建設されるものと考えられる。ここでは、鉄塔の全数が軟弱地盤の上に建設されるものと仮定した。

5. 経済評価

地盤の強度は軟弱として検討を行ない、検討の結果、経済的に成立する。

6. 財務分析

本計画の実施に伴う建設費および設備運営経費のコスト・フローと本計画完成による電力消費量増加に伴う電気料金の収入の便益・フローにより、財務分析を行った。その結果、本プロジェクトは財務的に健全である。

勸告

- (1) 本調査は、首都圏送変電設備増強計画について大局的観点から行われたものである。したがって、計画実施にあたっては、さらに細かく個別検討をする必要がある。その結果、よりよい代案がある場合には、大局を考えながらその都度検討することが好ましい。
- (2) バンコク首都圏へ供給される500kV送電線についてはPDPにしたがって開発されるものとして計画されているので、超高圧送電線の建設に変更があった場合には、その都度見直しをするものとする。
- (3) 各工事における資金調達、現地測量、詳細設計および用地交渉に長時間を要するのでそれを考慮し、工事着手1～2年前から準備行動を開始することが望ましい。
- (4) 本計画は、最初のフィージビリティ調査であり、現状を加味して、基本的な絵として作成されているが、将来適宜、需要の分布の変化等を加味してレビューすることが求められる。
- (5) 本計画に基づき引き続き、230kV以下の基幹送配電線にかかわるバンコク首都圏送配電網整備拡充計画のフィージビリティ調査を行うことが必要である。

第1章

序 論

第1章 緒 論

1.1 調査の背景と経緯

タイ王国首都圏においては、人口の増加、商工業の発展、生活水準の向上等にもなう電力消費量の増加が著しく、首都圏電力公社（MEA）では過去5年間に年平均12.35%の増加率を記録している。これは、日本における年平均増加率の6.3%と比較していかに高い増加率であるかをうかがい知ることができる。1992年の同地区における最大電力需要は3,890MWで、今後の需要見通しについてはタイ国発電公社（EGAT）およびMEAのメンバーで構成される需要想定ワーキング・グループが行った予測では、

1997年 6,089 MW

2001年 7,952 MW

2006年 10,264 MW

となっている。

EGATは、増大するMEAの需要に対応すべく、短期および長期計画に基づいて、設備の増強計画を実施してきた。しかしながら、近年にいたりバンコク近郊の都市化にともない、変電所用地の確保及び送電線ルートの上地権の取得が困難になってきており、長期的な電力需給を見通すと、従来のベースでは、送変電設備の増強に支障を来しかねない状況にある。

このような状況のもと、EGATは首都圏基幹送電系統の500kVおよび230kV送変電設備について、一部MEAの230kV系統も含んだ電力系統の2011年までの長期増強計画の策定を緊急課題として取り上げることとなった。

このような観点から、1991年5月、タイ王国政府は、日本国政府に対してフィジビリティ調査を要請してきた。

これを受けて日本国政府は国際協力事業団（JICA）を通じ、1991年11月送変電増強計画の専門家を含む調査団を現地に派遣し、タイ王国政府の技術協力要請の背景調査、現地踏査、資料収集、今後の調査方針等について事前調査を実施した。

これに基づき日本国政府はタイ王国首都圏送変電設備増強計画について、フィジビリティ調査の実施を決定しこれをJICAに委託した。

1.2 調査の目的と範囲

1.2.1 調査の目的

この調査は、

- タイ国グレートバンコック地域における電力需要の伸びについての予測を行い、
- 2011年までの電力需要の伸びに対応する為、送電線および変電所設備の拡充についての最適計画を策定することを目的とするものである。

計画の策定にあたっては、

- 将来の電力供給可能性に対して影響を与える全ての要素（入手可能なデータに基づいた電力供給設備の現状を含む）
- 用地問題および技術的問題を含めた電力供給に対する制約条件
- および社会的反響に影響を及ぼし得る環境問題

について十分な注意を払い評価を行うこととする。

1.2.2 調査の範囲

本件はフィージビリティ調査であり、その対象地域はグレートバンコック地域およびセントラル地域から成るが、各々の定義は下記のとおりである。

グレートバンコック地域

230kVおよび500kVの送電線とこれらの送電線に関連した変電所（MEAの230kVの施設を含む）

セントラル地域

500kVの送電線とこれらの送電線に関連した変電所

1.2.3 調査項目

本件フィージビリティ調査は

- a) 既存資料、情報の収集及び検討
- b) 現地調査
- c) 電力事情調査

- d) 環境調査
 - e) 最適電力系統計画の作成
 - f) 基本設計
 - g) 経済・財務分析
 - h) 積算および建設工程
- によって構成される。

1.3 調査団のタイ国における活動および参加者

1.3.1 調査団のタイ国における活動

1992年7月から1993年8月の期間、JICA調査団はタイ国において下記の活動を行った。

第一次：1992年7月1日～30日

インセプション・レポート（原案）に基づき調査の方法論および日程計画について説明、関係地域での現地調査、調査データの収集、およびインセプション・レポート（原案）についての討議

二次：1992年10月7日～21日

第1次現地調査の結果によるプレゼンテーションの実施。EGAT・電源開発計画（PDP）について打合せ、環境影響調査の経過報告及び経済評価に必要なデータ収集

第三次：1993年2月16日～3月2日

インテリム・レポートに基づいたプレゼンテーションの実施。電力系統計画・電力系統解析および新空港建設予定地による送電線のルート変更について討議した。

また、新変電所予定地の現地調査。

第四次：1993年6月20日～7月4日

各担当によるドラフト・ファイナル・レポートに基づいたプレゼンテーションの実施。経済評価・財務分析・建設工程および今後の調査について討議した。

また、技術移転項目および研修日程について打合せを行なった。

1.3.2 参加者リスト

本件調査に参加をするEGATおよびMBA関係者、ならびにJICA調査団団員は下記のリストのとおりである。

EGAT

Mr. Bhisit Anantasanta	Deputy General Manager, Transmission System Operation
Mr. Viroj Nopkhun	Assistant Deputy General Manager, Policy and Planning
Mr. Kraidej Ansusinha	Assistang General Manager, Transmission System Development
Mr. Siriwadh Sribhibhadh	Assistant Genral Manager, Transmission System Maintenance

SYSTEM PLANNING DEPARTMENT

Mr. Sridat Glankwahndee	Director,
Mr. Prakob Dhienhirunya	Chief, System Planning Division
Mr. Prutchai Chonglertvanichkul	Assistant Chief, Power System Planning Division
Mr. Kittipon Chuangaroon	Head, Power System Analysis Section
Mr. Sahust Pratuksukul	Head, Transmission System Planning Section
Mr. Kijja Sripattangkura	Assistant Head, Transmission System Planning Section
Mr. Varavoot Siripol	Head, Power System Cost Estimation Section
Mr. Pairoj Amornsart	Engineer Level 9
Mr. Thawat Pinta	

TRANSMISSION SYSTEM ENGINEERING DEPARTMENT

Mr. Banyat Phathramai	Director
Mr. Banjerd Janjersak	Assistant Director

Mrs. Thermtip Rugsachart	Project Superintendent
Mr. Harnjate Likitsinsopon	
Mr. Somsak Sakdhnagool	Chief, Substation Design, Bangkok Ring Project
Mr. khunthon Boonpragob	
Mr. Dilok Hemyakorn	Chief, Data Analysis and Administration Project Division
Mr. Prasit Karajangpan	Assistant, Project Superintendent (Greater Bangkok Area)
Mr. Thawat Vadjanapornsithi	Chief, Project Engineering Division
Mr. Wirach R. Pithyakorn	500kV Transmission System Project

SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

Mr. Uthai Songtis	Assistant Director
Mr. Phaiboon Pipattanasomporn	Assistant Director
Mr. Nopporn Boonyaprasit	
Mr. Amordej Viryasiri	Head, Power Generation and Transmission Analysis Section
Mr. Khunthon Boonpragob	
Mr. Udom Jirakajornjaritkul	Engineer
Mr. Sompol Uthaichalanonta	
Mr. Sompong Jontrakhao	
Mr. Butdha Bornbianlerdskul	
Mr. Suhit Kirthboonrong	
Mr. Vichai Pothiratana	Engineer Level 11
Miss Wanassara Khatanyachareon	Engineer

TRANSMISSION SYSTEM MAINTENANCE DEPARTMENT
--

Mr. Pipat Hongladarom	Assistant Director
Mr. Siripat Chitvibool	Engineer Level 11
Mr. Gunchat Sangmanee	Head, System Analysis Section

Mr. Wirash Kanghanapibul
Mr. Boonmarg Smitthileela
Mr. Chatchai Treewittayapoom Engineer Level 9
Mr. Vich Piputvat Engineer Level 9

TRANSMISSION SYSTEM CONSTRUCTION DEPARTMENT

Mr. Prasert Srisakulvan Director
Mr. Voravudh Jotikasthira Assistant Director
Mr. Thawal Photikaew
Mr. Somsak Sakdhnagool
Mr. Thermtip Rugsacharij
Mr. Krisada Chiwaprecha Engineer Level 11

SURVEY AND ECOLOGY DEPARTMENT

Mr. Wuthi Poonudom Director
Mr. Prasit Niratsayakul Assistant Director
Mr. Manop Manowattana
Mrs. Supawan Klaipongpan
Mr. Kitti Kumpeera
Mr. Anupan Komkrichwarakool
Mr. Wilailux Sangtaksin
Mr. Anuchart Palakawongse
Mr. Prakit Ongkananantlert Head, Environmental Pollution Section
Mr. Treechae Ampunanda

REGION 1

Mr. Tongtom Tepboon Assistant Director, Region 1
Department (Operation)
Mr. Choochat Sae Tae Assistant Chief, Substation
Operation Division

Mr. Kakna Thamkasem

Mr. Pirapol Tongyoon

Chief, Transmission System
Maintenance Division

MEA

Mr. Siri Klaimongkol

Assistant Governor

Mr. Nares Amornlaksananon

Deputy Director, Electrical
Design Division

Mr. Unggoon Mondhatuplin

Deputy Director

Mr. Surachai Asawaprecha

Director, Electrical Planning Division

Mr. Nopadol Putarungsri

Chief, Long Term Planning Section

Mr. Bovorn Juramongkol

Mr. Tosak Tananutariya

Mr. Pisanu Peannont

Mr. Sonsak Thriyanurux

Mr. Nipon Chirataweewoot

Deputy Chief, Short Term Planning
Section

Mr. Warachai Chaturasathaporn

Engineer

JICA調査団

高岡 拓也

団長 (総括)

大森 充広

系統計画

小池 正男

送電計画

副島 茂勝

変電計画

Vichien Virapanish

環境

稲辺 晋人

系統解析

増尾 隆司

経済

森下 英明

業務調整

1.4 機材の供与

本件調査においてコンピューターによる系統解析を推進する為、下記の機材がJICAからBGATへ供与された。

Item	Q'ty	Unit	Type
Computer	1	set	ACER Frame 1000, 1750
Laser Printer	1	set	HP Laser Jet III
X-Y Plotter	1	set	Roland DXY-1300
Power Stabilizer	1	set	

1.5 カウンターパートに対する技術の移転

今回の調査期間中BGATのカウンターパートに対する技術移転は下記のとおり日本にて行われた。

(1) 送变电計画

- a) カウンターパート : Mr. Kijja Sripatthamkura
- b) 日 程 : 1992年11月29日～12月23日 (25日間)

(2) 系統解析

- a) カウンターパート : Mr. Kittipon Chuangaroon
- b) 日 程 : 1993年7月13日～8月7日 (26日間)

第2章

タイ王国の一般事情

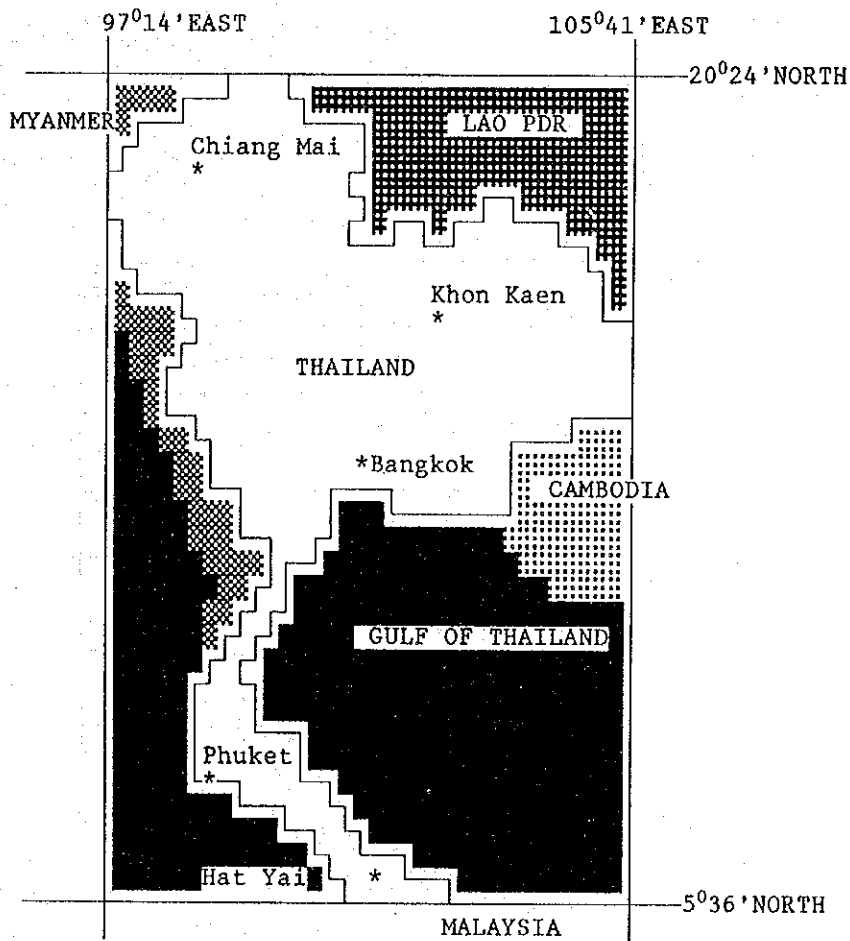
第2章 タイ王国の一般事情

2.1 概要

(1) 位置および国土面積

タイ王国は北東部でラオス、東部でカンボジア、南部でマレーシア連邦、また西部にてミャンマーと国境を接している。

その国土は北緯5度36分から20度24分、東経97度14分から105度41分に位置しており、面積は513,115km²である。



(2) 気 候

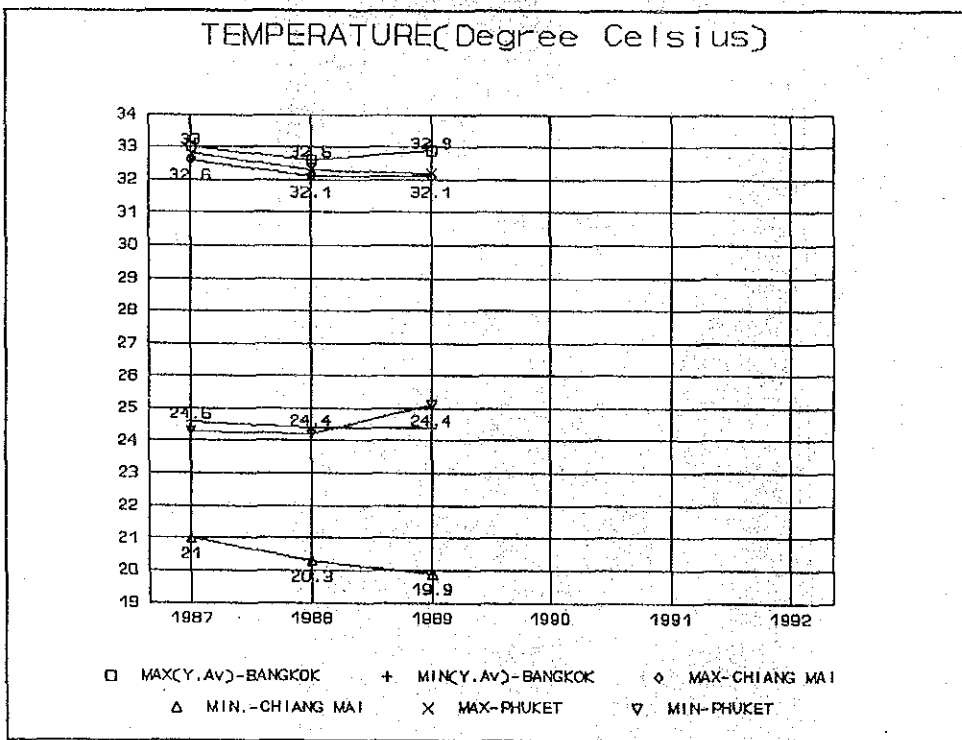
タイでは雨期・涼期・暑期の3つの季節が観察される。

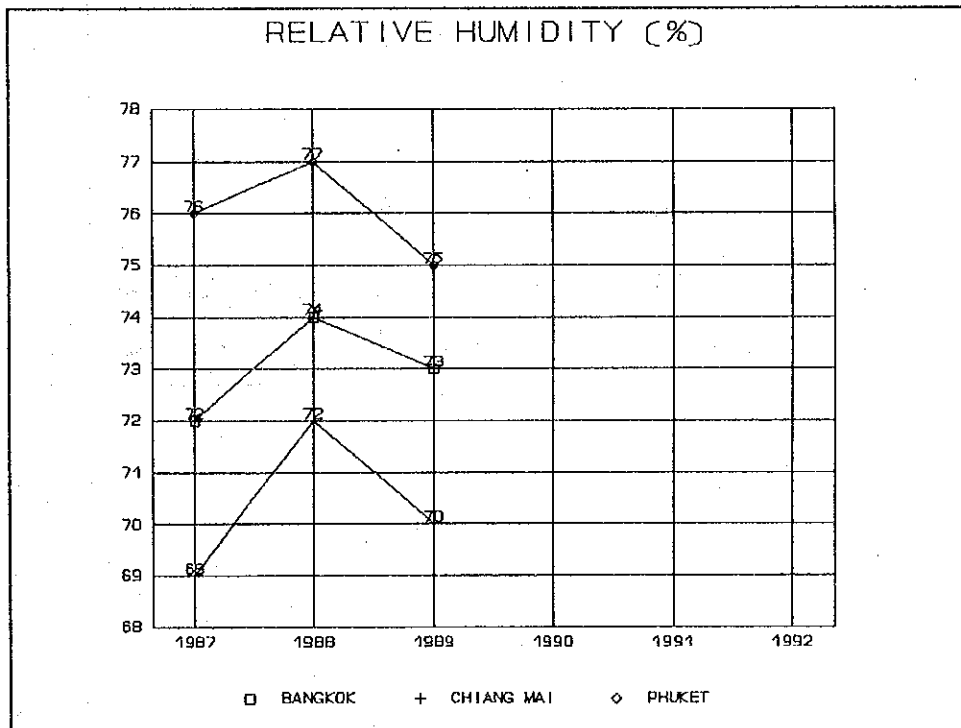
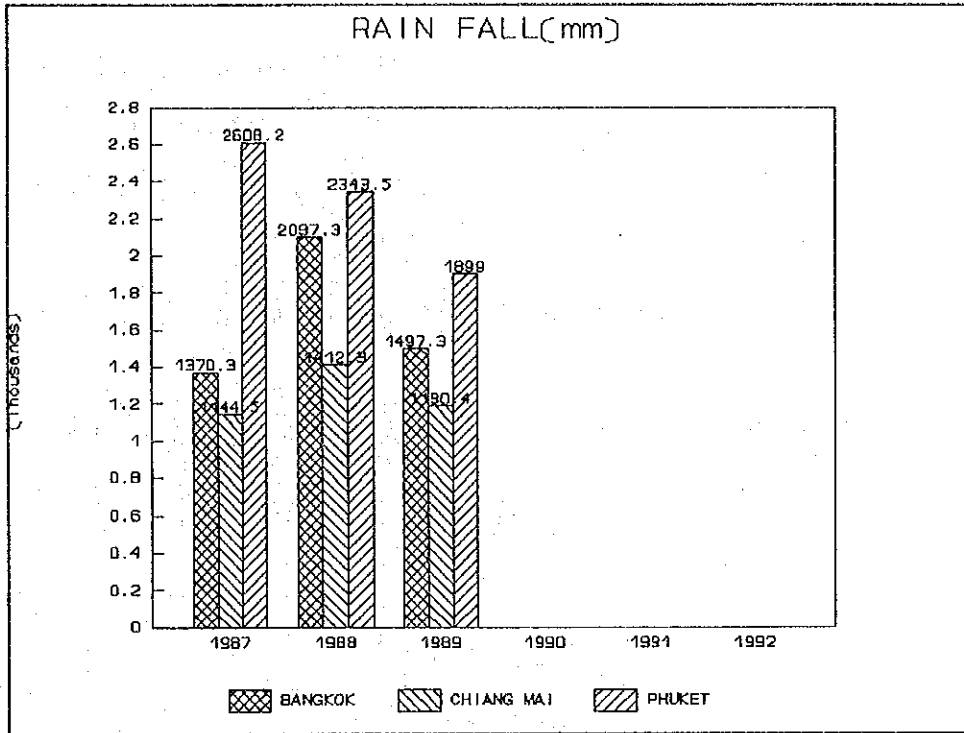
雨期は南西モンスーンが吹き始める5月中旬に始まり、北部では10月、南部では11月に終わる。

北東モンスーンが吹く11月中旬から2月にかけての季節は涼期と呼ばれる。この期間、バンコックの夜間気温は摂氏15度にまで下がる。

3月から5月の期間は一年を通じて一番暑いため暑期と呼ばれる。この季節には北東モンスーンが弱まり、太陽が赤道からタイの直上に移動するので、4月には気温が大変高くなり、バンコックではほぼ摂氏40度に達する。

年間降雨量はバンコックで1,300mm、Chiang Maiで1,200mm、Khon Kaenで1,100mm、Hat Yaiで2,000mmである。





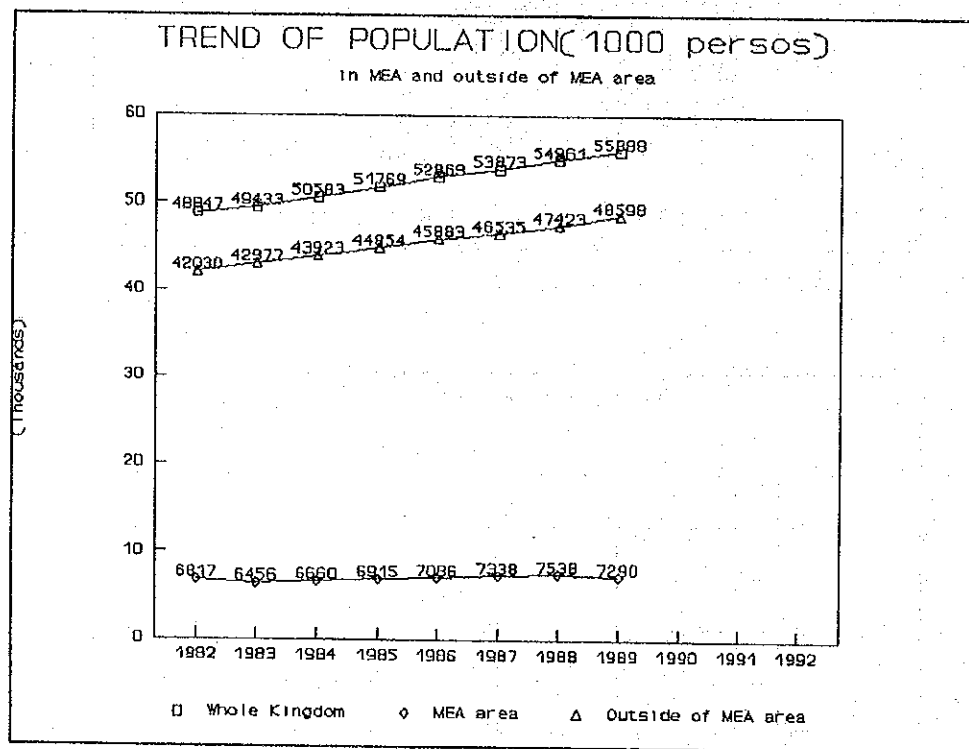
SOURCE: Meteorological Observatory of Thailand

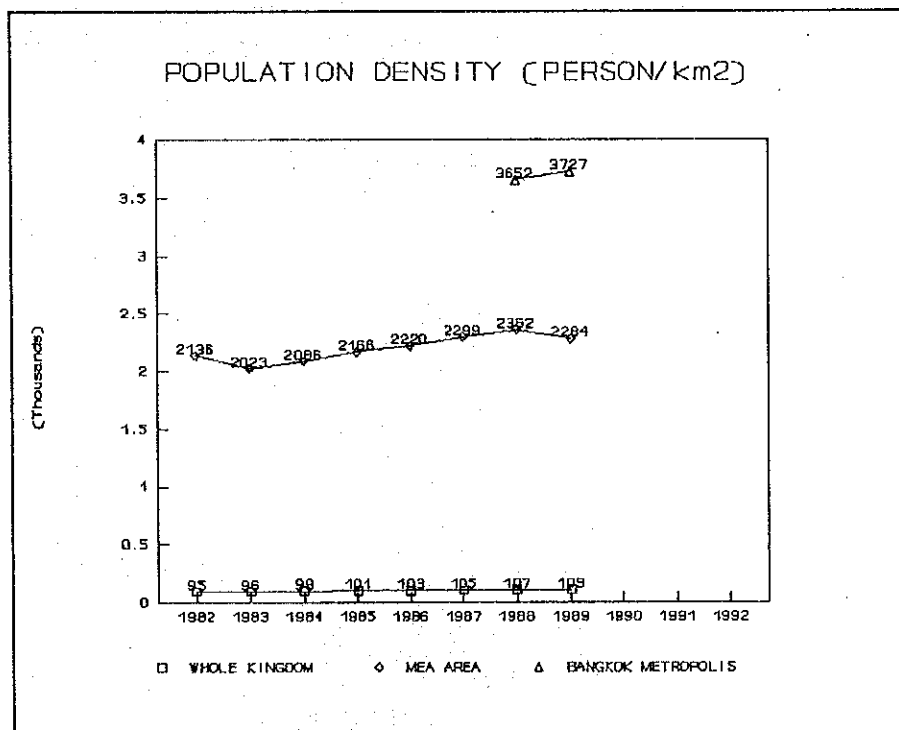
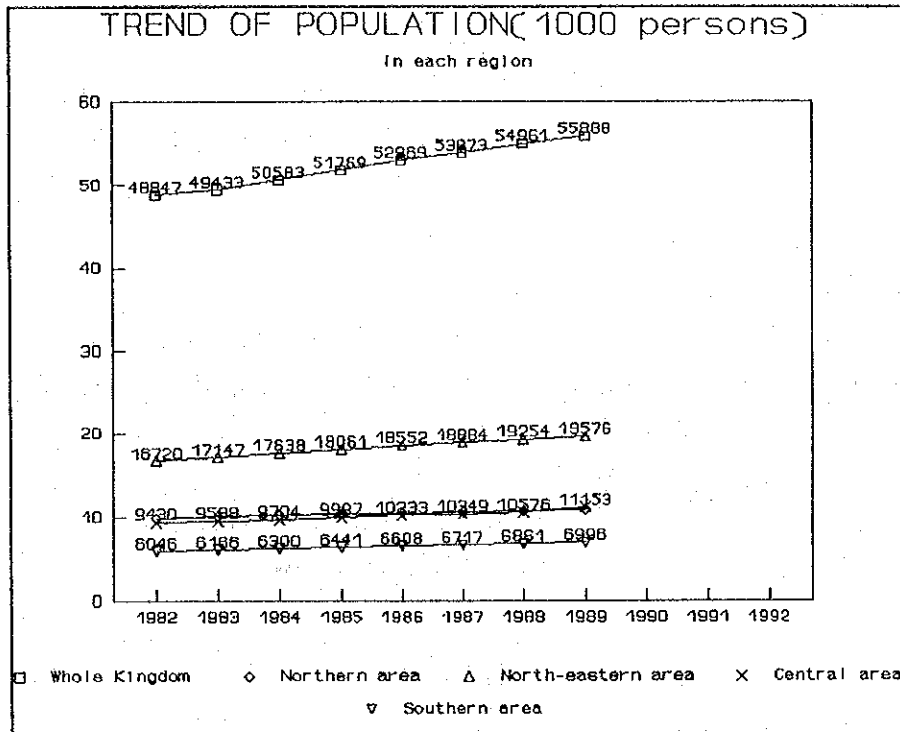
(3) 人口

商業と産業の中心である首都バンコック、およびその近隣の県の人口は年々増加している。Bangkok地域の人口は1970年には全人口の8.6%であったのに対して1989年には10.4%を占めている。近隣5県を含めた数値は1970年12.7%であったが、1989年には15.6%である。

1989年の人口密度はBangkok地域では3,727人/km²で、全国平均では109人/km²である。

内務省の群県管理局の発表によれば過去の人口推移は下記のとおりである。





SOURCE: Department of Local Administration, Ministry of Interior

(4) 政治制度

タイでは1932年に立憲君主制が樹立された。

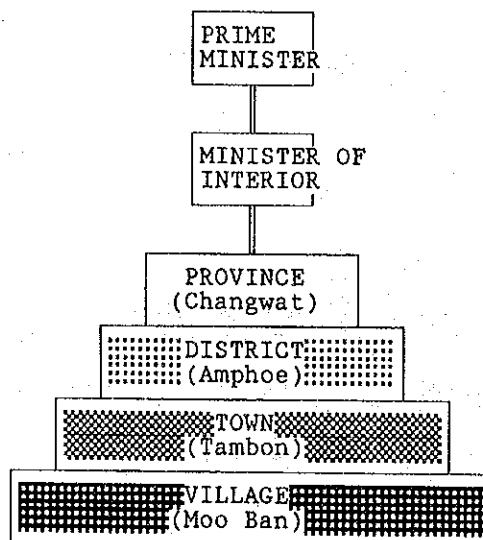
現在の憲法は1978年12月に公布されたが、その要点は下記のとおりである。

- タイは王を統治者として戴く王国である。
- 主権は国民に存する（主権在民）
- 国民、言論、出版、集会、政党結成、および通信の自由
- 国民、宗教、王および憲法に基づいた民主的政体の擁護と兵役の義務
- 二院制による国会
上院：指名 下院：公選
- 政党政治の推進（下院議員は政党に所属しなければならない）
- 総理大臣および国務大臣によって構成される内閣

政府の組織は総理府および13の省から成る。

地方の政府の組織は主として県（Changwat）、群（Amphoe）、町（Tambon）、村（Muban）からなり、これらは中央政府の管轄下に置かれる。県知事は内部大臣によって任命されるが、首都バンコクの知事は1985年以降公選によっている。

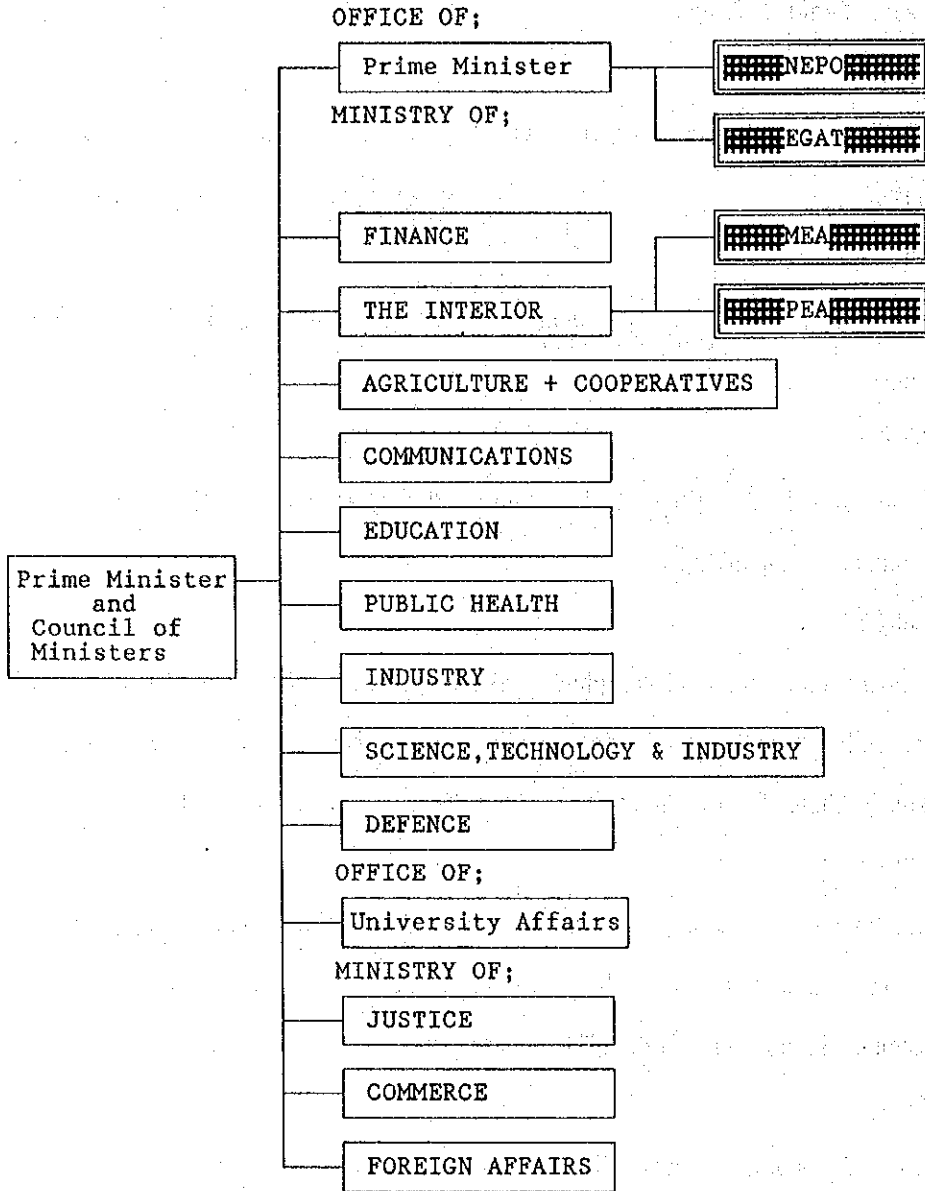
地方政府組織図



地区と県

- バンコク首都圏およびその近隣地区：
Bangkok Metropolis, Nakhon Pathom, Nonthaburi, Pathum Thani, Samut Prakan, Samut Sak hon
- 中央地区：
Chai Nat, phra Nakhon Si Ayuttaya, Lop Buri, Saraburi, Sing Buri, Ang Thong
- 東部地区：
Chanthaburi, Chachoengsao, Chon Buri, Trat, Nakhon Nayok, Prachin Buri, Rayong
- 西部地区：
Kanchanaburi, Prachuap Khiri Khan, Phetchaburi, ratchaburi, Samut Songkhram, Suphan Buri
- 東北地区：
Kalasin, Khon Kaen, Chaiyaphum, Nakhon Phanom, Nakhon Ratchasima, Buri Ram, Maha Sarakham, Mukdahan, Yasothon, Roi Et, Loei, Si Sa Ket, Sakon Nakhon, Surin, Nong Khai, Udon Thani, Ubon Ratchathani
- 北部地区：
Kamphaeng Phet, Chiang Rai, Chiang Mai, Tak, Nakhon Sawan, Nan Phayao, Phichit, Phitsanulok, Phetchabun, Phrae, Mae Hong Son, Lampang, Lamphun, Sakhothai, Uttaradit, Uthai Thani
- 南部地区：
Krabi, Chumphon, Trang, Nakhon Si Thammarat, Narathiwat, Pattani, Phangnga, Phatthalung, Phuket, Yala, Ranong, Songkhla, Satun, Surat Thani

中央政府組織圖

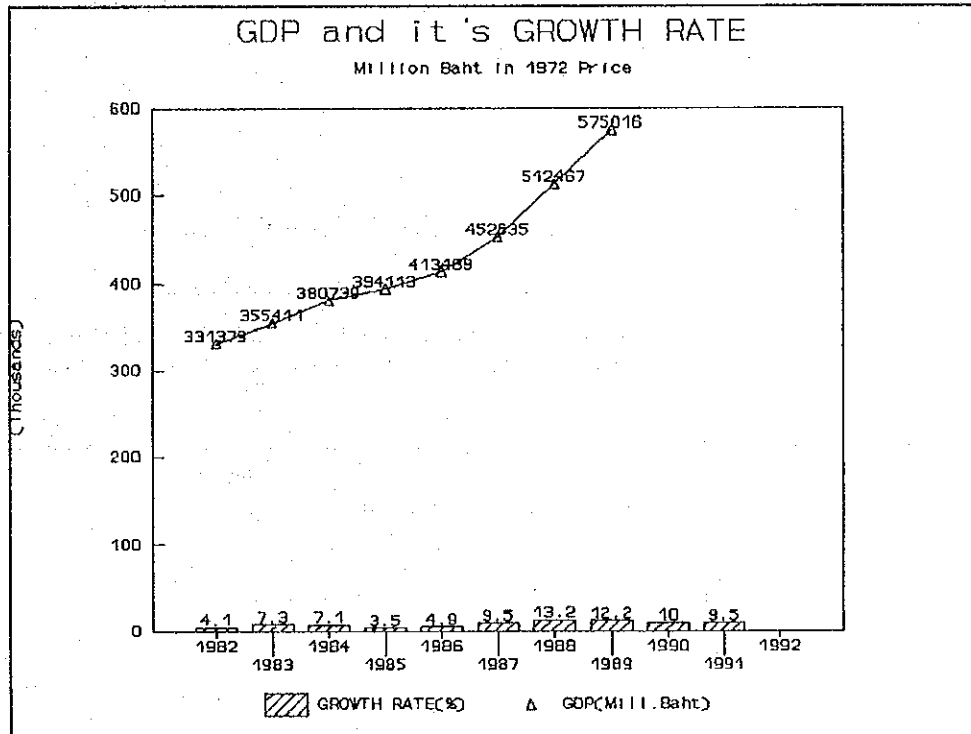


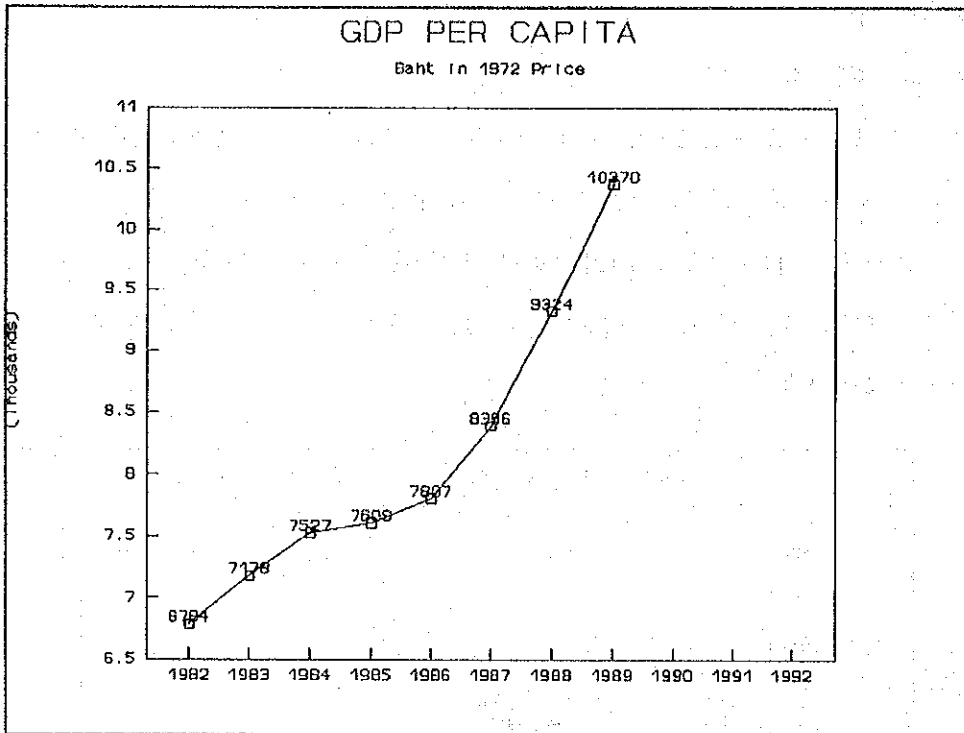
2.2 経 済

2.2.1 概 論

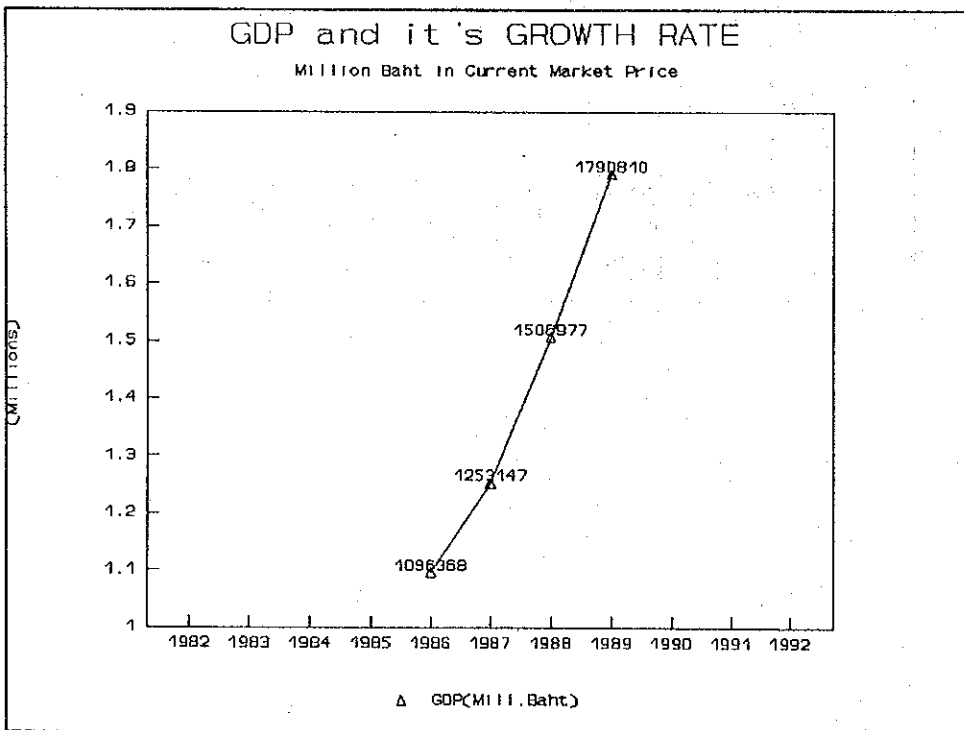
1986年半ばから始まった輸出の拡大によって近年タイの経済は上向いて来ており、GDPの実質成長率は1985年度3.5%、1986年度4.9%となっている。

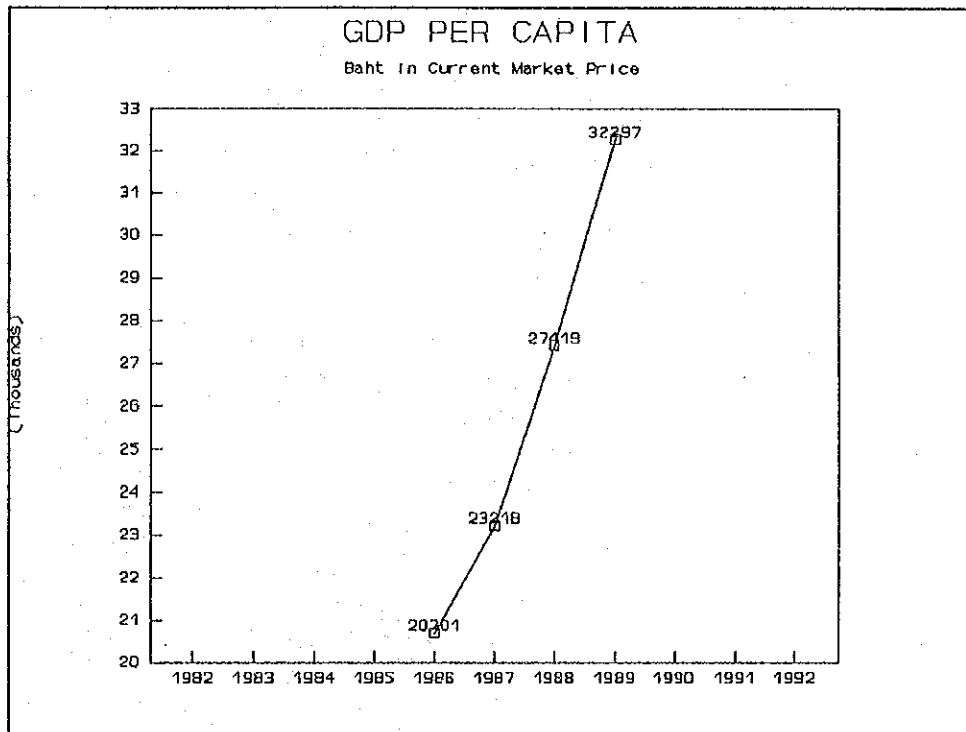
1987年、1988年および1989年度のGDPの実質成長率は各々9.5%、13.2%、および12.2%であり、GNE（国民総支出）に対する輸出ならびに固定資本の形成は前年対比でかなりの伸びとなっている。





SOURCE: NESDB (Office of National Economic and Social development Board, Office of the Prime Minister)



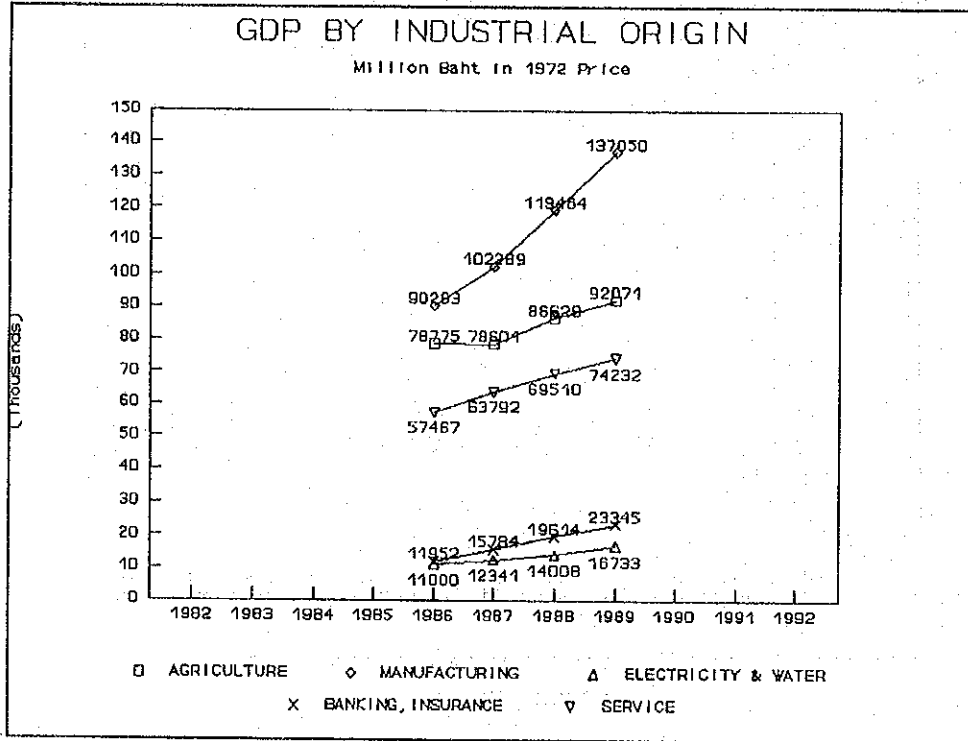


SOURCE: NESDB

輸入は国内需要がますます強まっているため飛躍的に拡大した。

一方干ばつのため、農産物の生産の伸びはごく僅かであったが、製造業は10%以上もの成長を記録した。

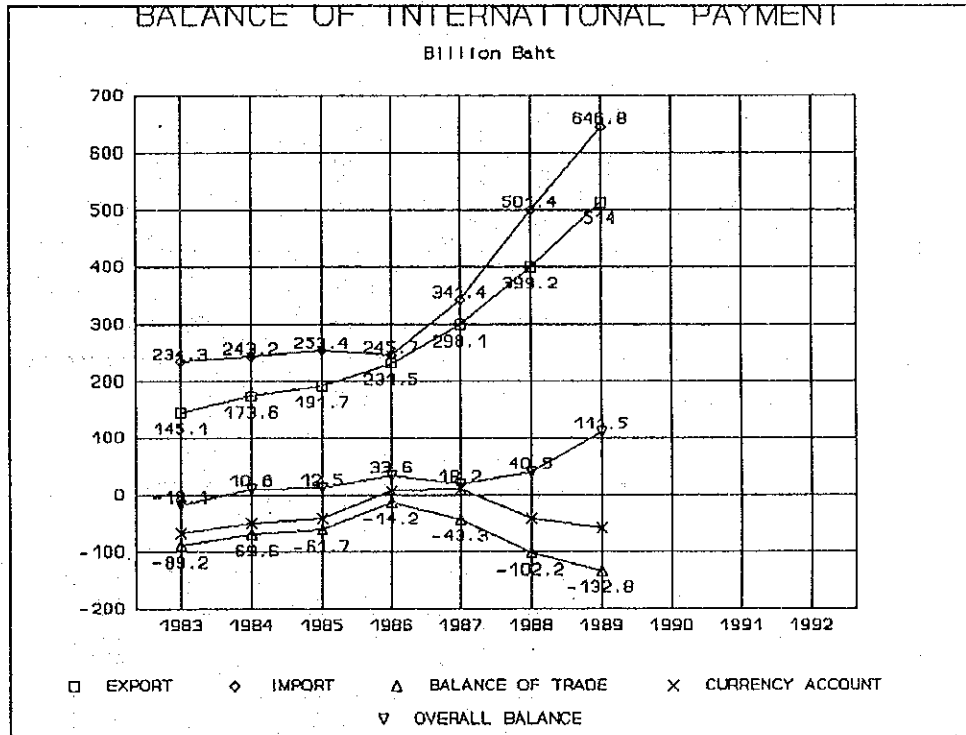
第三次産業、電力、水道、金融・保険・サービス業は全て順調であった。



タイは国際貿易に深く関わっている。

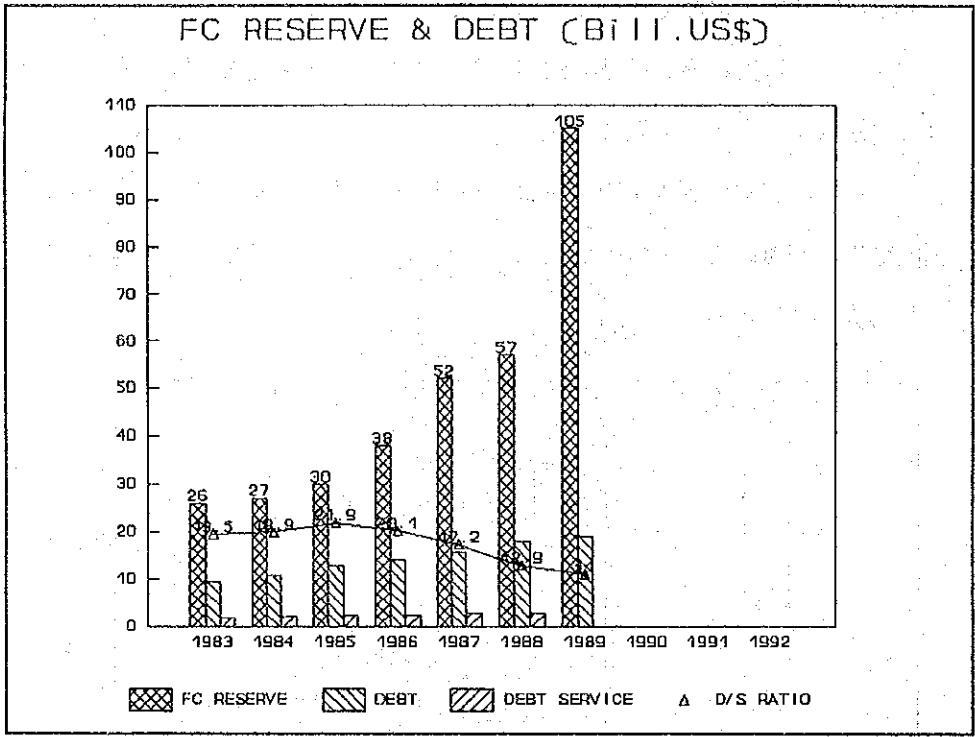
1986年までは貿易赤字は縮小傾向となっており、その結果1986年度の経常勘定収支はわずかながらも黒字に転じた。

それ以降、資本の流入が増加を続け国際収支全体をタイに有利な方向に保つ中で、国内取引の回復によって輸入が増加して輸出を超過し、貿易収支・経常勘定収支のいずれも赤字に転ずることとなった。

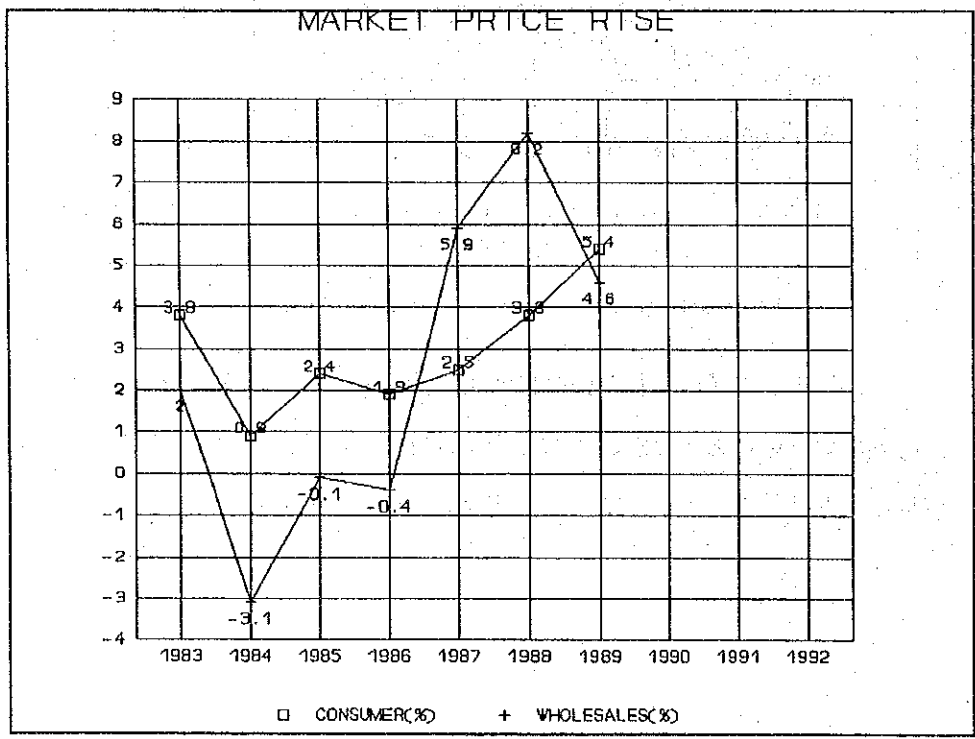


SOURCE: Thai Central Bank and NESDB

したがって、タイの外貨準備高は着実に伸びており、さらに同国の債務返済比率は一時期高い水準にあったが、1989年末には11.0%に縮小することとなった。最近消費者物価水準は徐々に上がっており、現在6%を越えている。



SOURCE: Thai Central Bank and NESDB



SOURCE: Bureau of Commerce and Economy, Ministry of Commerce

MAJOR ECONOMIC INDICATORS

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Real GDP growth rate (%)	3.5	4.9	9.5	13.2	12.2		
Consumer price rise (%)	2.4	1.9	2.5	3.8	5.4		
Wholesales price rise(%)	-0.1	-0.4	5.9	8.2	4.6		
Foreign currency reserves (US\$ billion)	30	38	52	71	105		
Debt to foreign lenders (US\$ billion)	12.8	14.1	15.7	17.9	19.0		
Government finance balance (Baht billion)	-39.4	-34.2	-8.9	36.1	65.3		

SOURCE: Thai Central Bank and NESDB

BALANCE OF INTERNATIONAL PAYMENT

(Unit: Billion Baht)

Item of Balance	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Exports	191.7	231.5	298.1	399.2	514.0		
Imports	253.4	245.7	341.4	501.4	646.8		
Balance of trade	-61.7	-14.2	-43.3		-132.8		
Current account	-41.9	6.5	9.3	-102.2	-58.0		
Overall balance of payment	12.5	33.6	18.2	40.5	111.5		
Baht per US\$ (average)	27.13	26.27	25.71	25.27	25.60		

SOURCE: Thai Central Bank and NESDB

2.2.2 経済成長の基礎

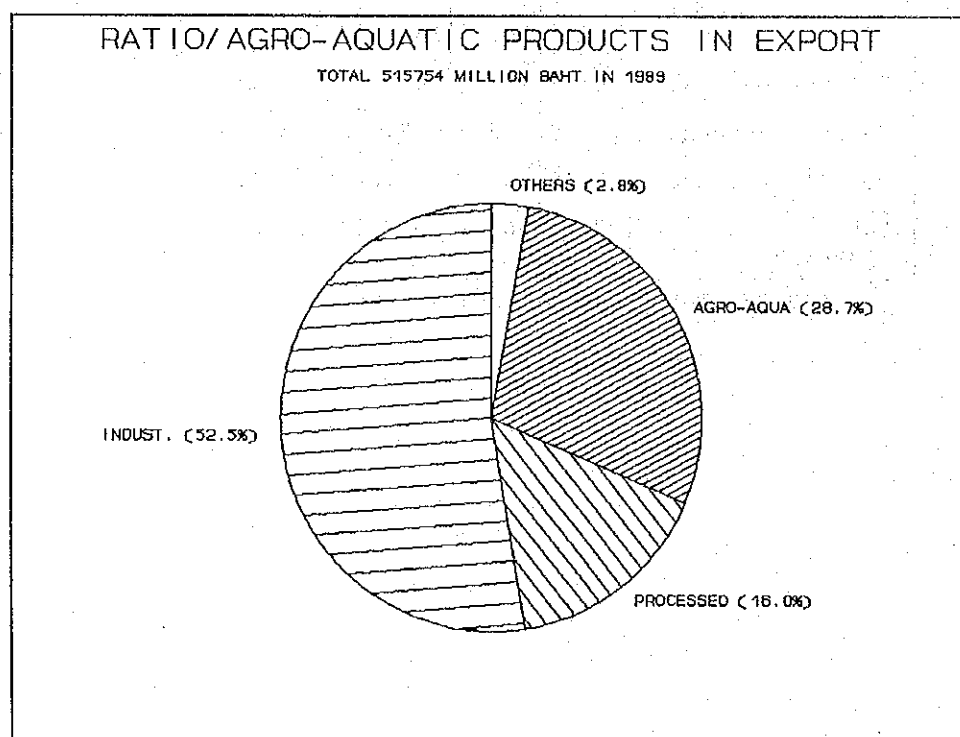
タイの経済は高い成長率を維持する中で下記の8つの支柱によって堅固に支えられている。

第1 タイの農業

タイは今日まで第一次産品の主要な輸出国の一つである。米・ゴム・錫およびチーク材が伝統的な輸出品である。

第二次世界大戦後に加わった新たな輸出品目としてはカサバ・どうもろこし・砂糖きび・魚の缶詰・冷凍の海老と烏賊・果物の缶詰・冷凍の鶏などがある。

輸出の全体構成について顕著な変化が生じているにもかかわらず、輸出総額全体に占める農水産物の比率は50%を越える水準にあり、タイの国家経済の中で農業・水産業の占める比重が高いことを示している。

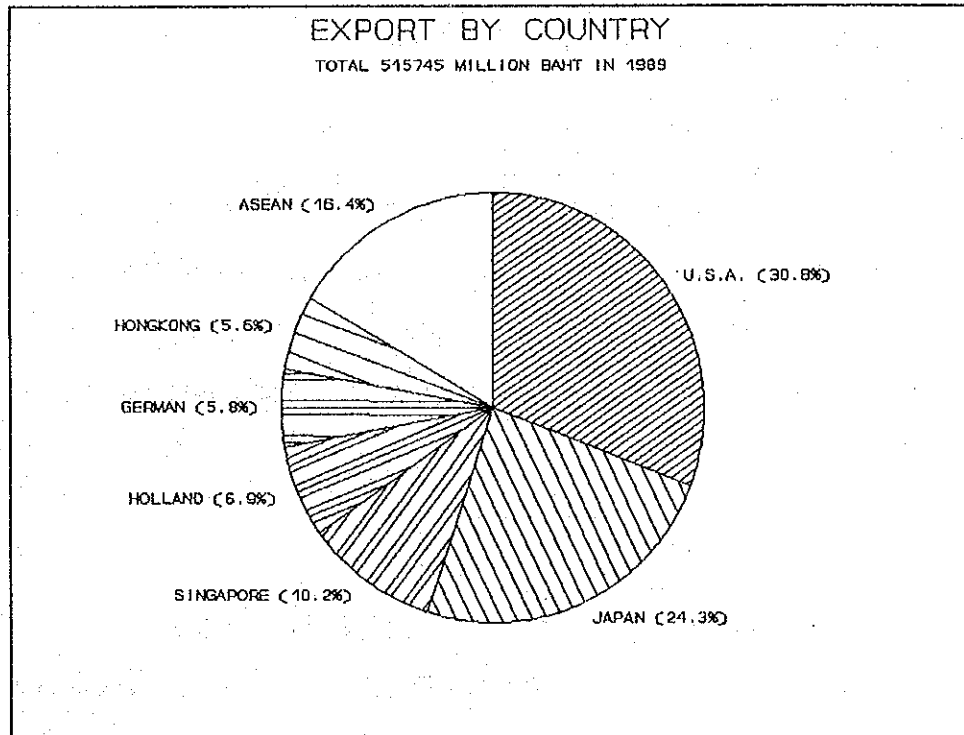


SOURCE: Bank of Thailand

第2 生産物の多様化

農業だけが急成長をして新たな様相を呈しているわけではない。加工食品や繊維などの工業製品に加えて、海外からの直接投資あるいは海外資本・国内資本合併によって設立された工場からどんどん大量の輸出製品が生み出されている。こうした

新しい輸出製品の例としては10部品、宝石、プラスチック製品、木工品、および家具などがある。これらのタイ製品を輸入している国々は多岐にわたる。輸出総量の60%はOECD諸国に向けられており、残りの40%は開発途上国向けである。



SOURCE: Bank of Thailand

第3 公費についての政府の自主規制と金融政策

このことが財務バランスと国際金融面でのタイの立場を著しく改善するとともに国内経済の安定性を保持するのに寄与した。

現在荷重な債務の重荷と戦っている開発途上国とタイとを比較した場合、タイがはるかに良い立場に置かれていたということが気がつくであろう。この自主規制という政策は第6次開発計画の中で外貨の年間借り入れ額を15億米ドルに制限するという規制を政府が自らに課したという事実によって如実に示されている。

第4 行政管理機構に組み込まれた新制度

これによって行政の決定プロセスは円滑なものとなった。主要な点は政府機関の中に委員会制度を導入したということである。多くの委員会が政府機関と民間企業との間の協力関係を促進する目的で設立されている。

第5 経済政策の整合性（一貫性）

いったん決定された経済政策は行政機構の中での閣僚メンバーの交代による影響を受けないということである。新たなクーデターの万一の可能性ですらも経済政策の一般的な方針を変更したり方向性を変えたりするものではない。このことは、いったん政策が決定されると定められた軌道の上を回転し続けるということの意味する。

第6 投資に対する比較的恵まれた環境

この分野に責任を有するのはBOI（政府投資委員会）である。

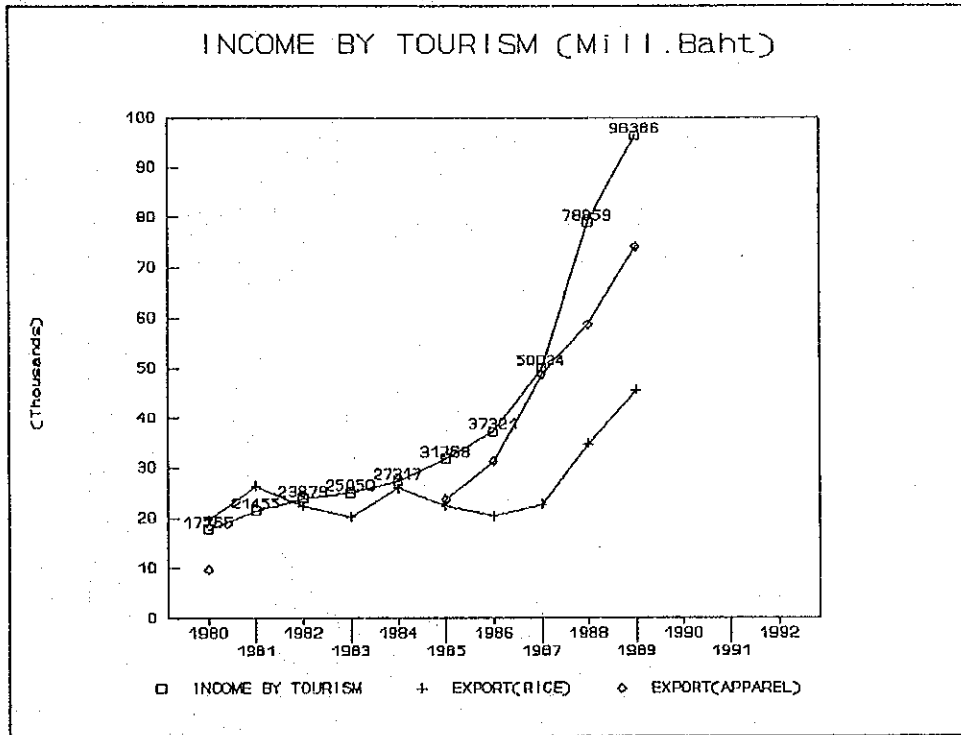
この委員会は投資家に対して寛容な措置を講ずるということに終始前向きな姿勢を取っている。この姿勢といくつかの社会的要素とがあいまって海外投資家にとってはタイが極めて魅力的な国になっている。

一つには、労働力が潤沢なばかりでなく、技術労働に対する高い適性があるということである。今一つは、社会的安定の為の基礎となる農業がしっかりとしているということである。

国土は広大（513,000km²）で十分な人口（5,580万人）を持ち、他のアジア諸国と比較した場合将来の大きな可能性が約束されている。少数民族はよく同化しタイ人によくとけ込んでいる。

第7 外国人旅行者からの多額の収入

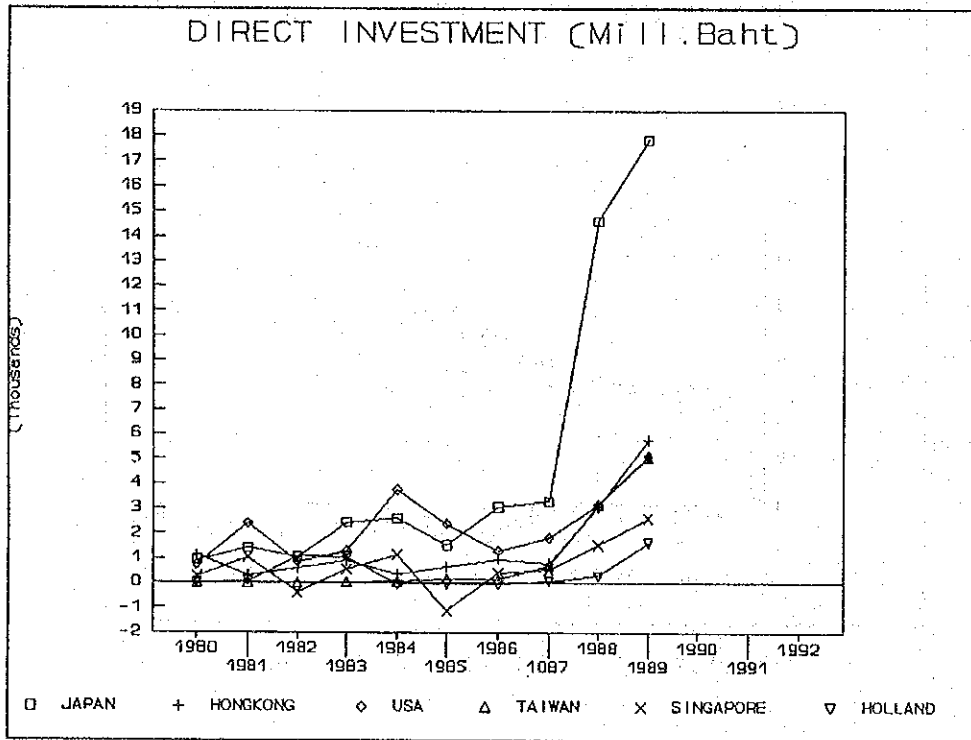
この収入は1989年度964億バーツであり、第一位の輸出品である衣類よりも多かった。



SOURCE: Tourism Authority of Thailand

第8 直接投資が近年急速に増加していること

この増加は1986年下半期に日本および台湾からの投資家によって引き起こされたものであり、1987年には投資許可申請の件数がかなり増加した。1988年にはこうした傾向に拍車がかかった。明らかに海外からの直接投資はタイ経済の成長継続の重要な要因である。



2.2.3 タイ国における社会・経済開発計画の概要

(1) 第一次計画（1961～1966）から第六次計画（1987～1991）の目標と達成内容

第一次から第六次までの経済開発計画の期間中、政府は自らの経済的役割を社会資本、すなわち交通網、公益事業、住宅政策などの開発に限定した。

タイ政府は財務的バランスを図る為、海外からの性急な融資を差し控えるべく大規模開発事業に着手することに対して慎重な姿勢を取った。

多くの開発途上国とは異なり、タイは重化学工業の発展を急がなかった。むしろ、限られた技術水準と国内的に調達可能な資本の制約を考慮しつつ、軽工業を中心としたゆるやかな工業化を求めたのである。この伝統的な方針はいまだに健在であり、危険を犯して輸出主体のハイテク工業化の道を歩んだいくつかの国の轍を踏まない

ようにNAIC（新農業工業国）の一つとして農業を核たる基盤とした工業化の方向に向かいつつあるのである。

Growth Item	1st Plan (1961-1966)		2nd Plan (1967-1971)		3rd Plan (1972-1976)	
	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached
Economic Growth Rate(%)	6	8.1	8.5	7.8	7.0	7.1
Agriculture	4.5	5.0	4.3	4.1	5.1	3.9
Manufacture	-	10.5	10.9	9.2	8.0	8.6
Income per Capita(Baht)	-	2,787	-	3,835	-	7,330
Population Increase(%)	3.0	3.3	3.3	3.2	2.5	2.6
Balance of Trade(M Baht)	-	-2,167	-	-10,484	-	-13,047
Commodity Price Rise(%)	-	-	-	-	10.0	12.0

4th Plan (1977-1981)		5th Plan (1982-1986)		6th Plan (1987-1991)	
Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached
7.0	7.1	6.6	4.4	5.0	-
5.0	3.5	4.5	2.1	2.9	-
9.6	8.7	7.6	5.1	6.6	-
-	17,200	35,700	21,935	27,783	-
2.1	2.2	1.5	1.7	1.3	-
-17,940	-45,000	-78,400	-54,000	-35,900	-
6.0	11.6	10.6	2.7	2.3	-

SOURCE: NESDB

(2) 第七次計画（1992～1996）

第七次社会経済開発計画は1990年8月に内閣によって承認され、1991年10月から開始された。1990年8月に内閣によって承認され、1991年10月から開始された第七次国家社会経済開発計画（1992～1996）の概要は以下のとおりである。

目 的

- 経済的および財務的安定を保ちつつ適度な水準の経済成長を維持すること
- 収入および経済開発の成果を地方に分配すること
- 人的資源、生活水準および天然資源の開発をさらに促進すること

目 標

これらの目的を達成する為、質と量に関して以下の目標が設定されている。

a. 経済成長

- 年平均9%の経済成長率
- 一人当たり国民所得を1989年時点32,400バーツから本計画最終年度には75,000バーツに増加させること。すなわち平均年間成長率7.6%の達成を必須とする。
- 農産物生産について年平均2.7%以上の成長率
- 世界経済が年率3%で成長するとの見通しに立って、輸出収入については17%、輸出量については12%の年平均成長率

b. 経済安定の目標

- インフレ率が年平均5.5%を越えないこと
- 貿易収支の赤字がGDP率にして年平均7%を越えないこと
- 計画最終年度までに経常勘定のバランスを取ること。GDPに対する経常勘定の赤字率が年平均2%を越えないこと。

c. 収入分配の目標

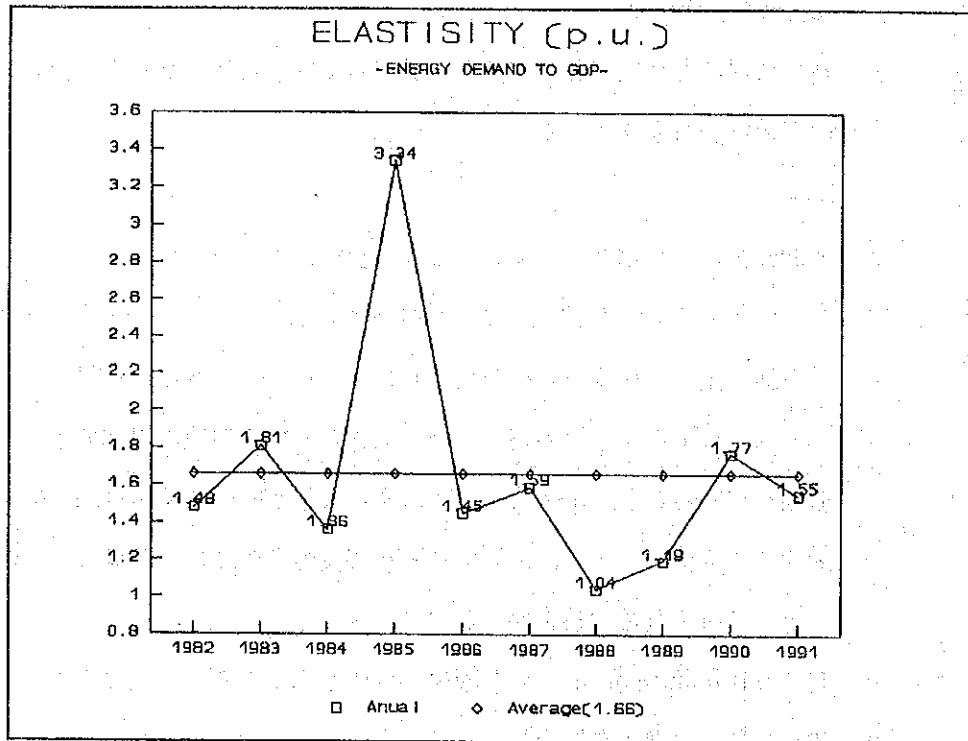
- 収入分配の目標となる集団は明確に次のカテゴリーに属する人々とする。貧しい農民、小作農、都市部において零細な商売を営む人、民間企業に雇用されている低賃金労働者。

- 貧困線以下の水準にある者の人口比率を計画最終年度までに20%以下に削減し、これによって貧困者の人数を減らすこと。
 - 地域ならびに職業による収入格差を是正しながら、目標集団とりわけ貧乏な自作農民および農業開発産業に雇用されている人たちの収入水準を向上させる努力を行うこと。
 - 特に農民の農地収入および低所得労働者に対する住宅供給を重視して、資産の所得権を分配すること。
- d. 人的資源、生活水準、環境および天然資源についての目標
- 人口増加率を計画最終年度までに年率1.2%にまで低くすること
 - 教育体系全般（公式および非公式）にわたり生涯教育促進の努力を継続することによってタイ国民の質を高め、変化していく環境に対応できるだけの柔軟性を与えること。と同時に一般公衆がより広範囲に開発計画へ積極的に参加するよう促すとともに、開発計画への投資者の為に（開発計画への）参加によって得られる利益を保護し保証すること。
 - 向こう10年間の間にタイの全国民が健康を享受できるように努力すること。
 - 我々の社会の進歩を促進し、タイの大切な伝統的価値と特色を保存し維持する為に、身体的健康と技術に見合った道徳感・論理感を合わせ持った国民を養育することが必要である。
 - 地方ならびに都市部のいずれにおいても人々が高い質のライフスタイルと平和な社会の利益を享受するよう、生命・財産および消費者利益の保護に関して効率性を高めること。
 - 水や空気の汚染、騒音、固形廃棄物、有害廃棄物のレベルを減少させる努力、ならびに環境全般についての状況の悪化についてチェックする努力を行い生活水準を向上させること。リクリエーション地区を設けること。二酸化硫黄、一酸化炭素、炭素、二酸化窒素など、あるいはガソリンから発生する空気中の有害物質について、都市部および地方のいずれについても人体に有害な影響を与えないレベルにまで減少させること。

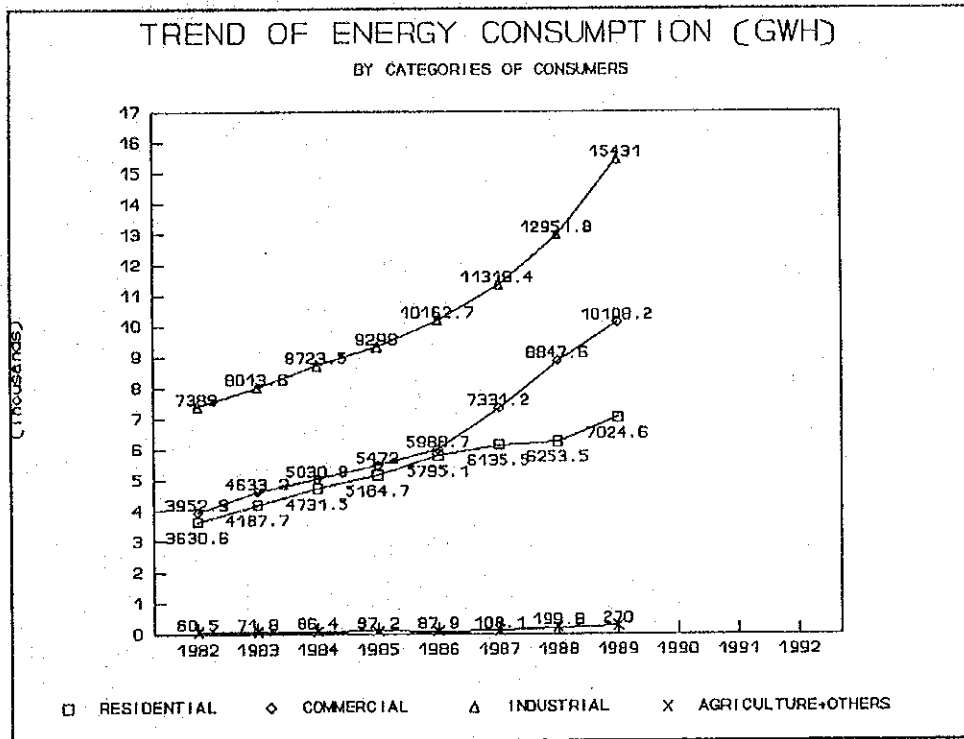
2.3 経済および電力についての特性要素

(1) GDPと電力消費

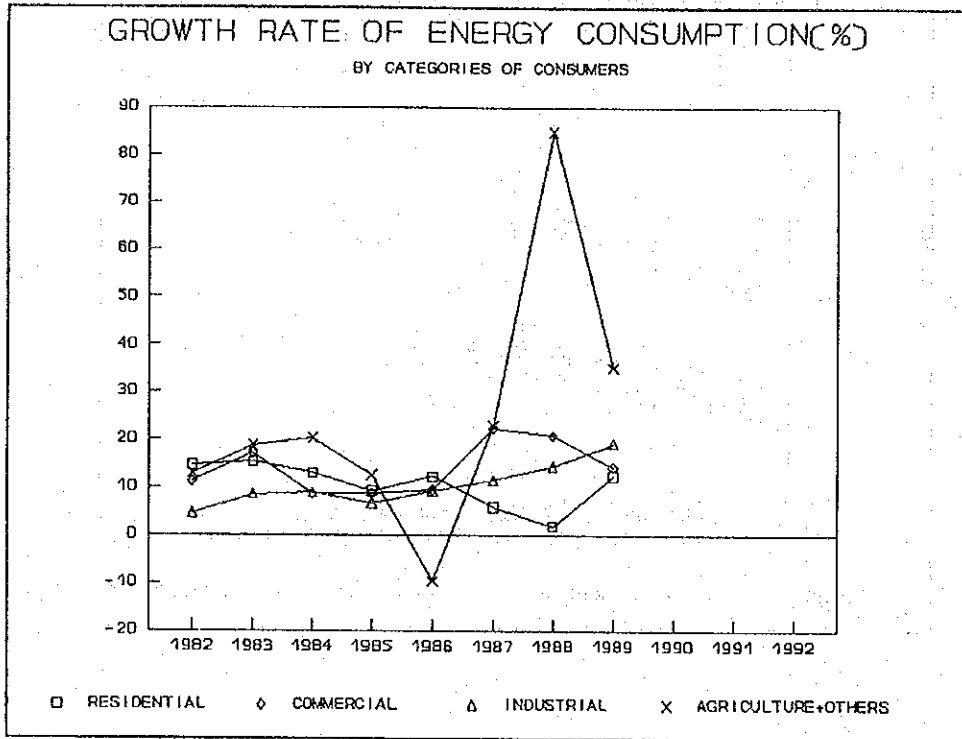
GDPに対する電力需要（電力消費）の弾性はおよそ1.66である。ここでいう弾性はGDPの伸び率に対する電力需要の伸び率の比率として定義される。



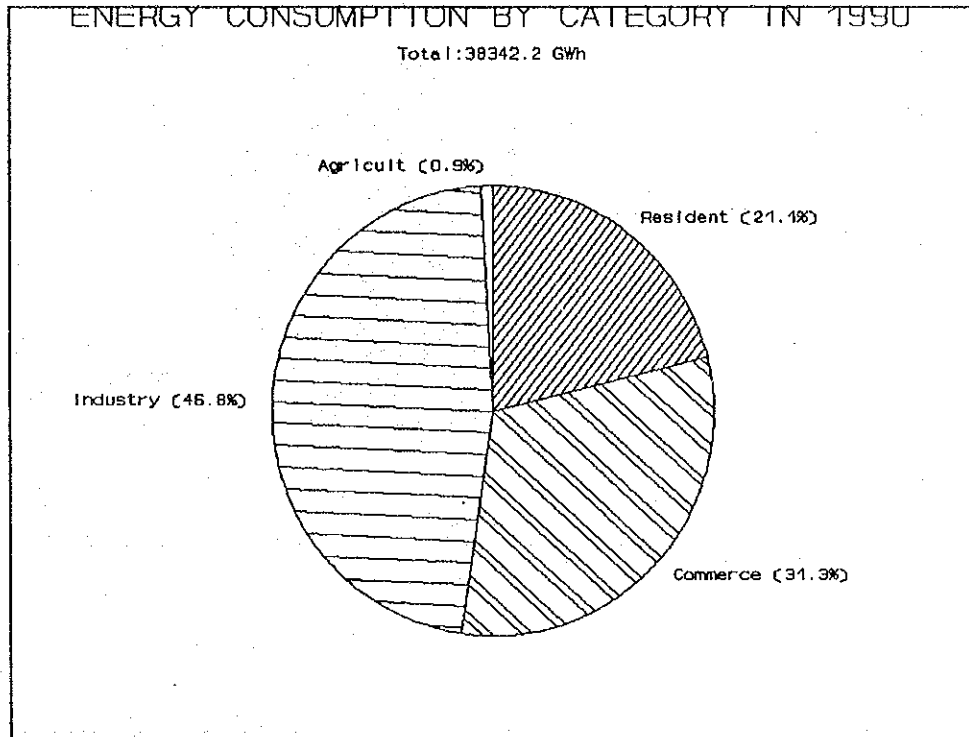
(2) 消費者カテゴリー別電力消費



住居、商業および産業の各々のカテゴリーの消費者については過去10年間平均10%の高い（電力）エネルギー消費増加率を保っている。（農業およびその他は少量消費者である）

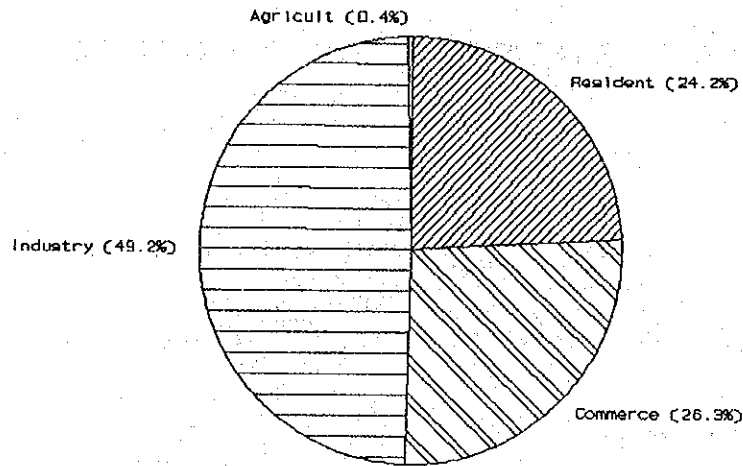


1990年には産業セクターの（電力）エネルギー消費は全体の46.8%、商業セクターは31.3%、住居セクターは21.1%を占めた。1990年度の 카테고리別（電力）エネルギー消費は1982年および1986年とほぼ同一レベルに留まっている。



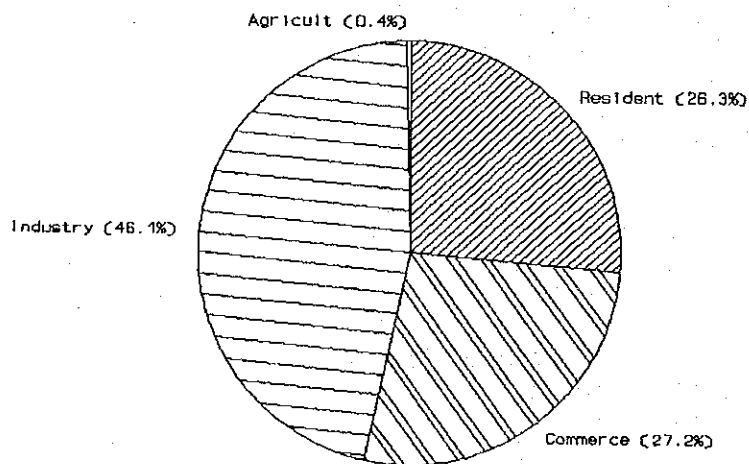
ENERGY CONSUMPTION BY CATEGORY IN 1982

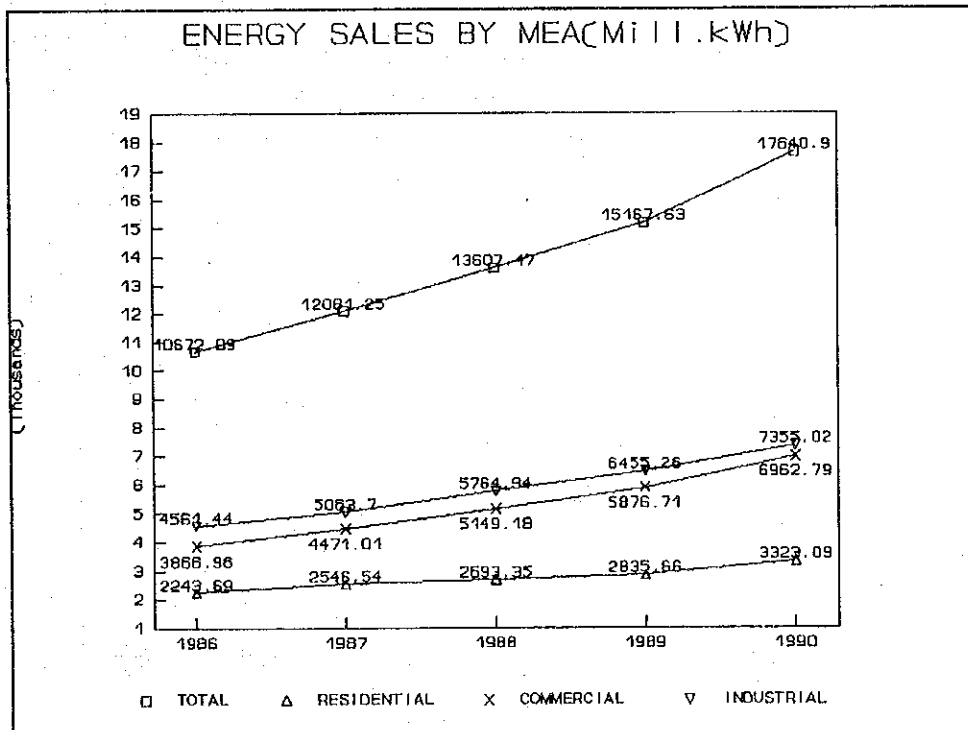
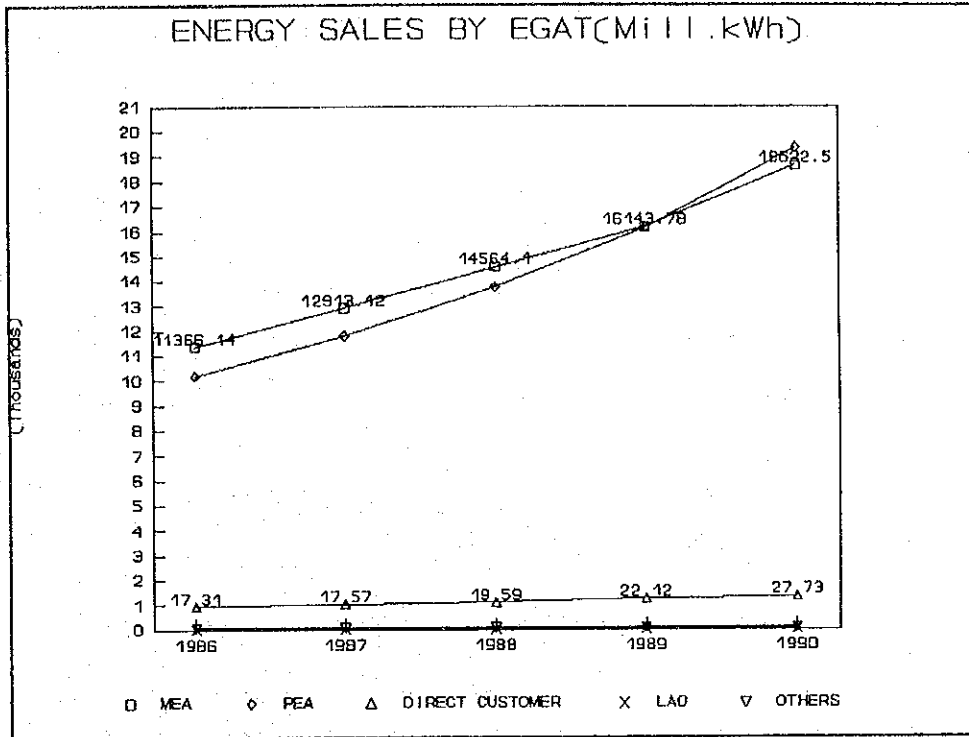
Total: 15033 GWh



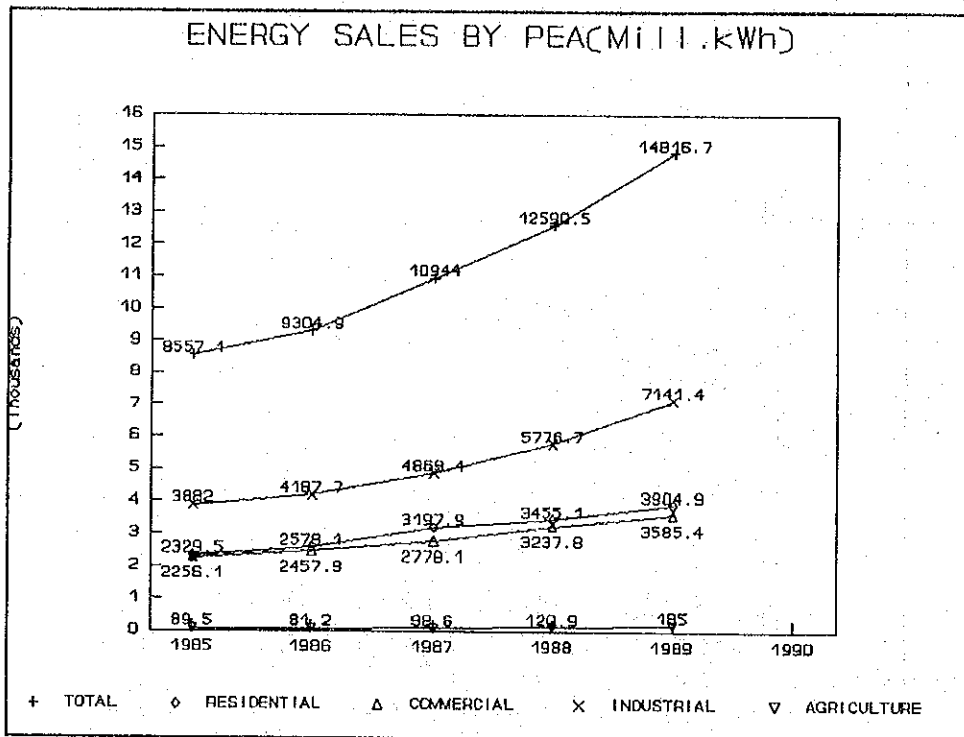
ENERGY CONSUMPTION BY CATEGORY IN 1986

Total: 22034.4 GWh

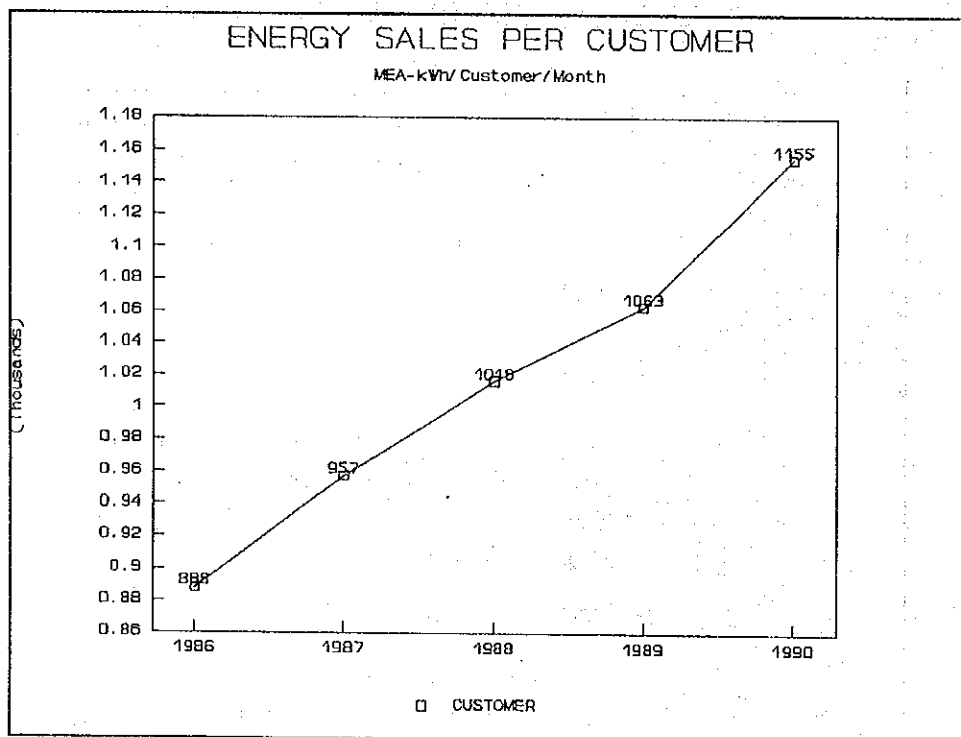




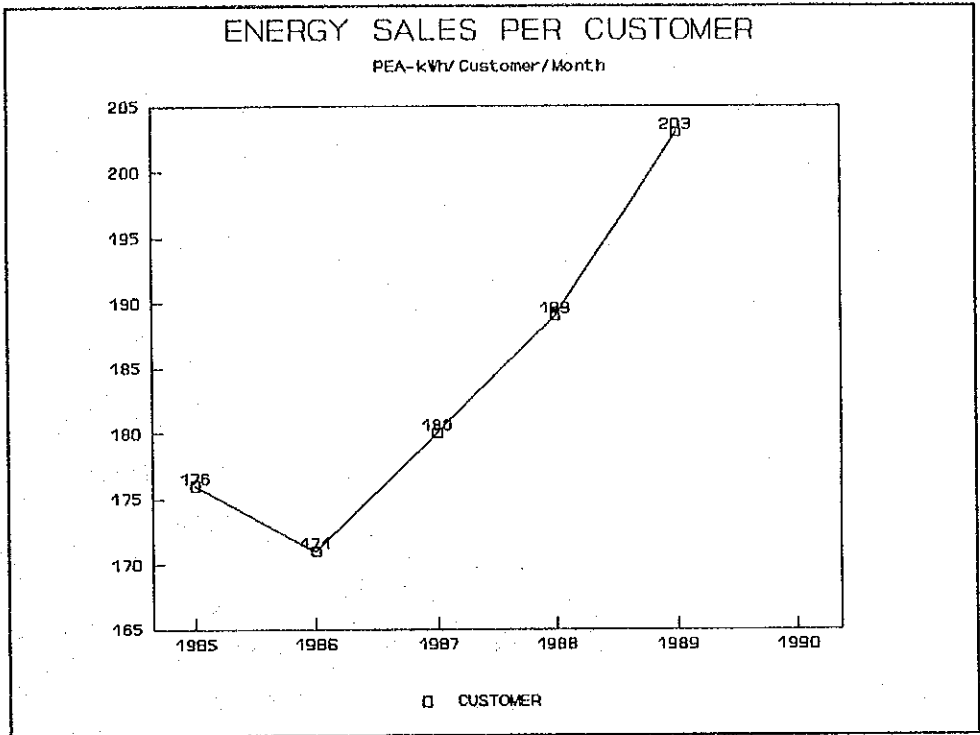
SOURCE: MEA ANNUAL REPORT



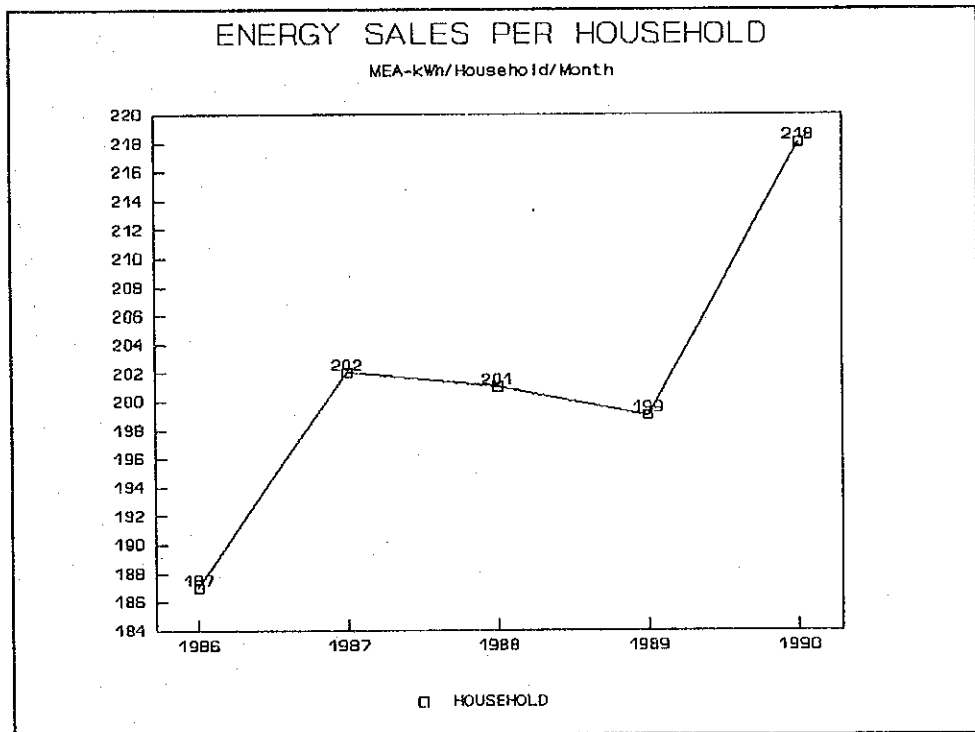
SOURCE: PEA ANNUAL REPORT



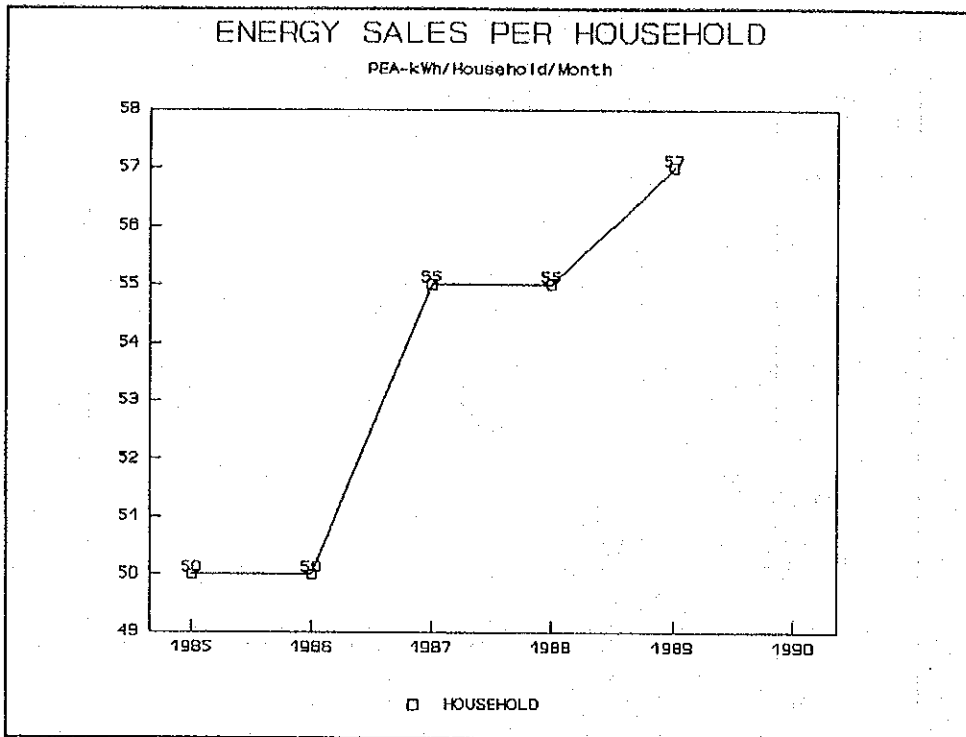
SOURCE: MEA ANNUAL REPORT



SOURCE:PEA ANNUAL REPORT



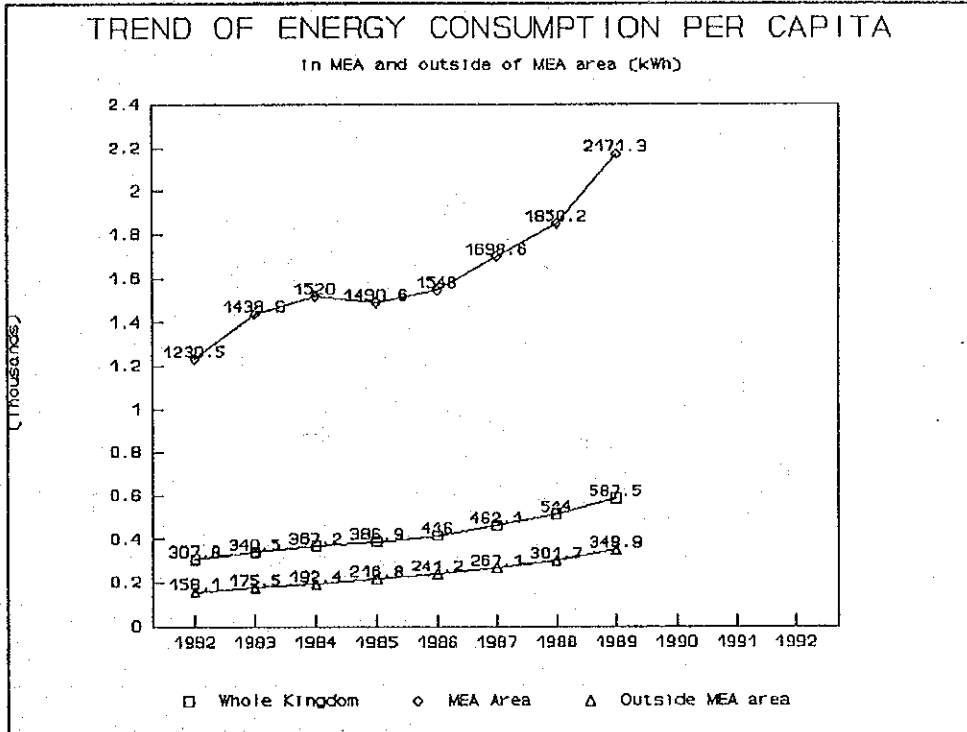
SOURCE:MEA ANNUAL REPORT



SOURCE: PEA ANNUAL REPORT

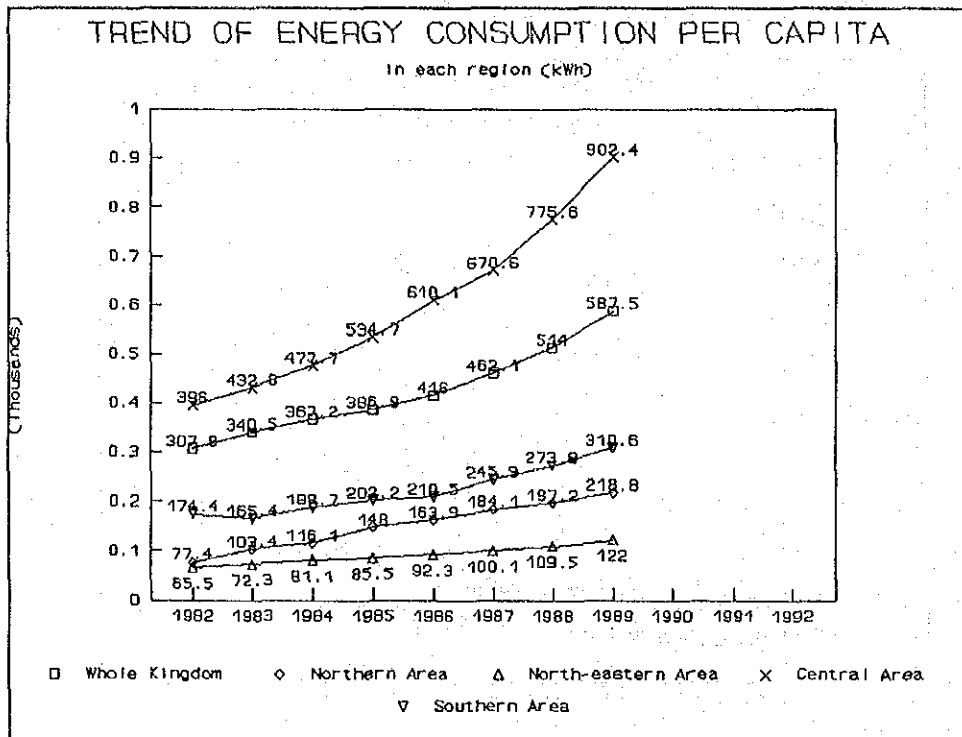
(3) 国民一人当たりの電力消費

MEA地域およびMEA地域外の国民一人当たりの電力消費量の差異は年々拡大している。

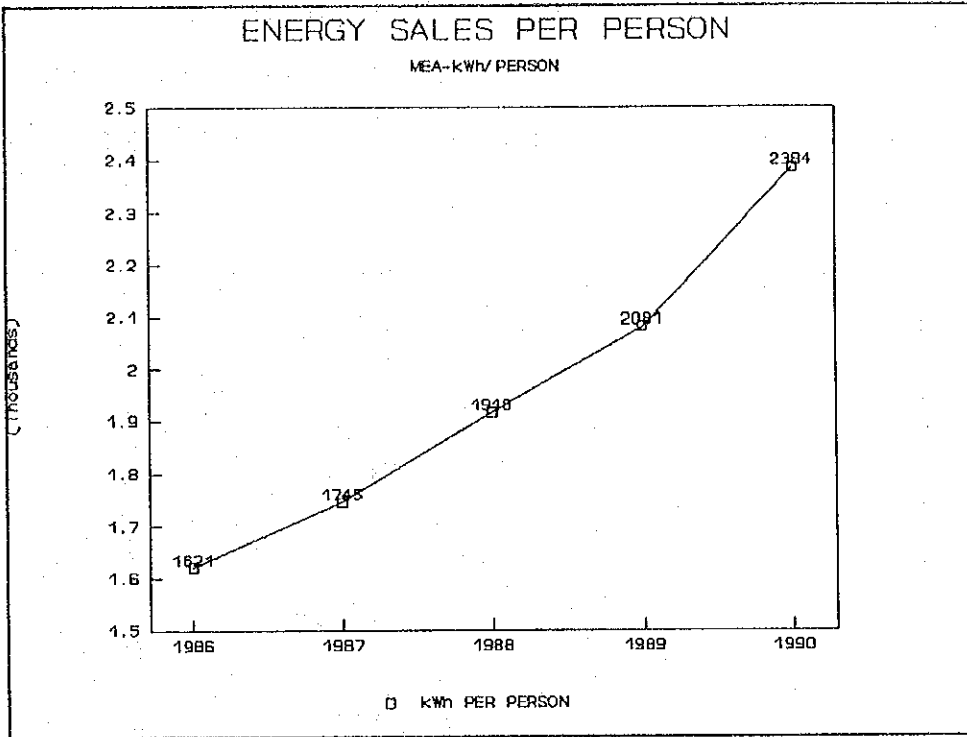


SOURCE: EGAT, MEA, PEA, POF, Department of Local Administration

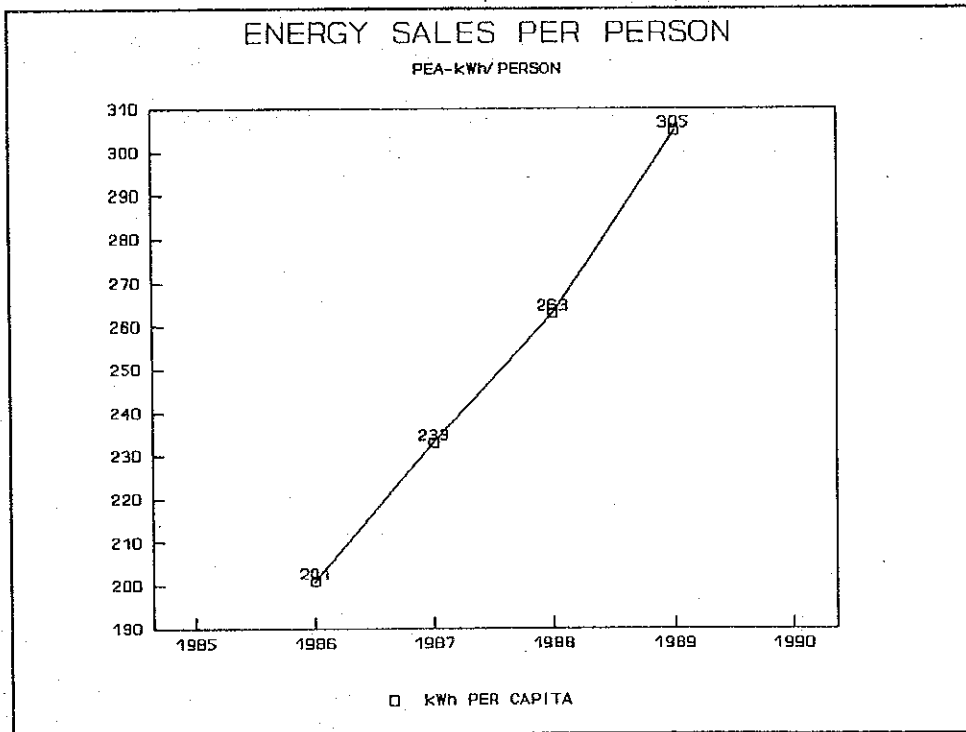
各々の地域の国民一人当たりの（電力）エネルギー消費を見ると、セントラル地域、東北地域、北部地域、南部地域の順に低くなっている。



SOURCE: EGAT, MEA, PEA, POF, Department of Local Administration



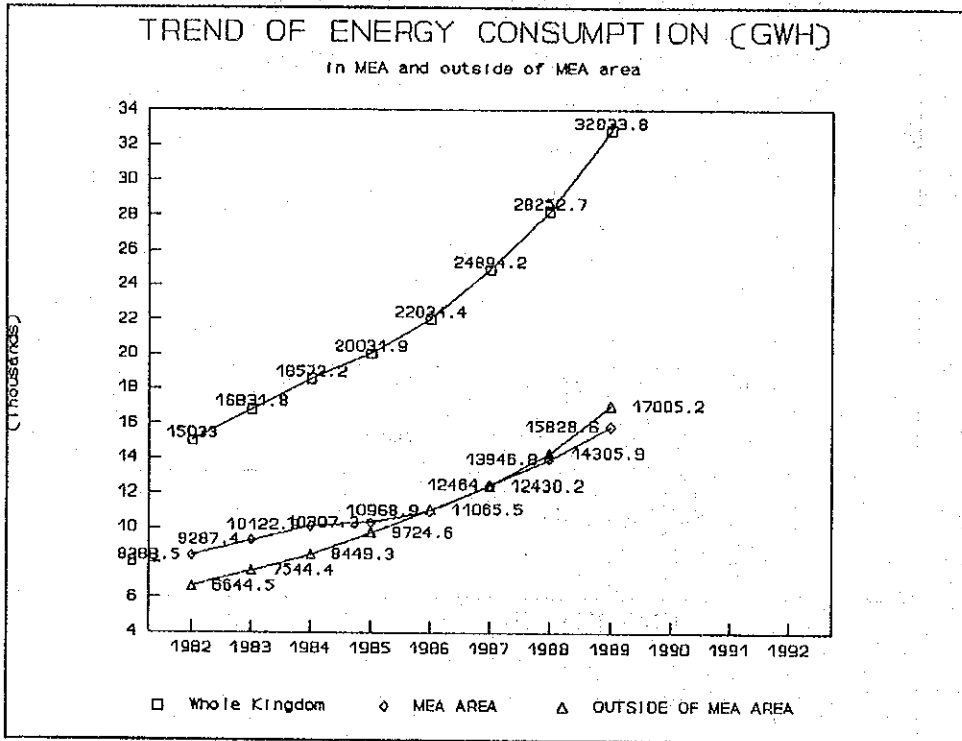
SOURCE: MEA ANNUAL REPORT



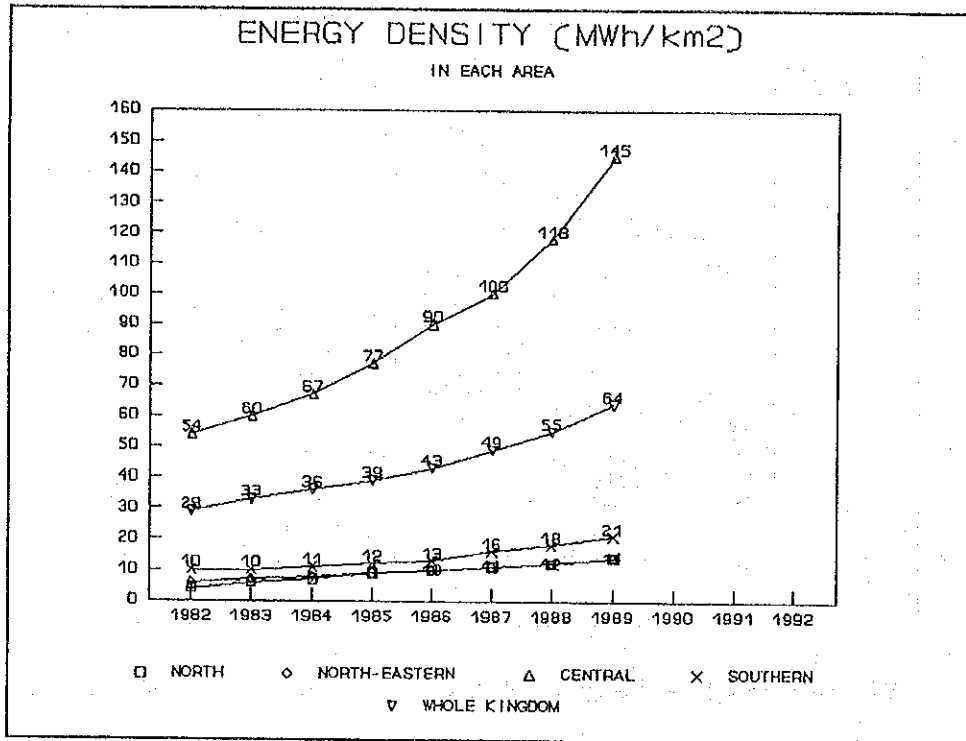
SOURCE: PEA ANNUAL REPORT

(4) グレーターバンコク地域および群県部における電力消費

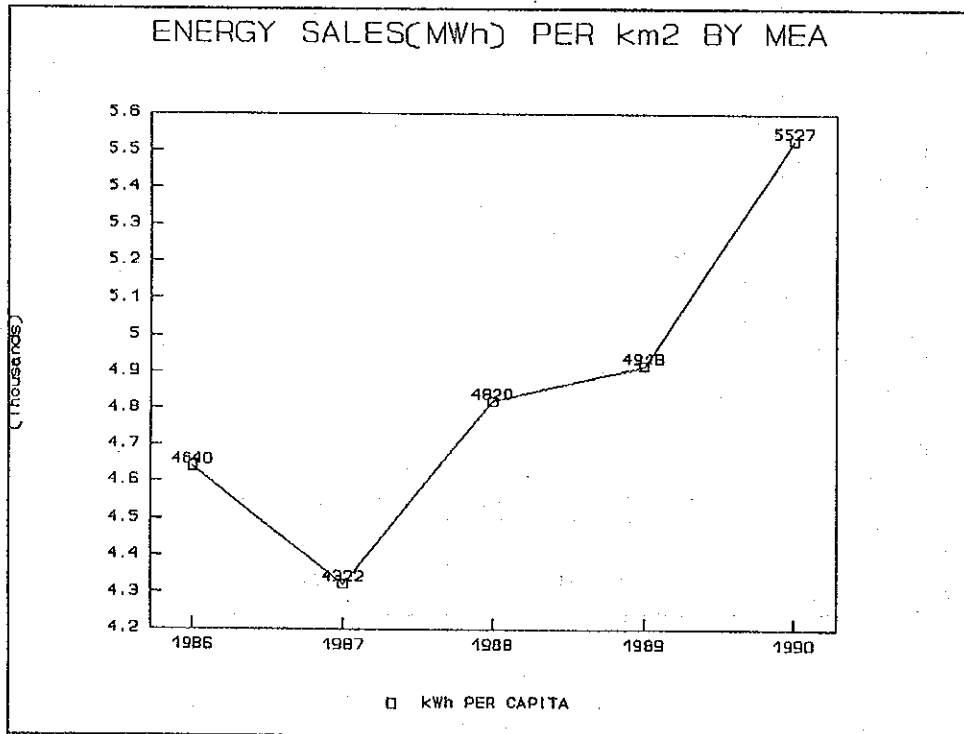
近年、電力消費の伸びが際だっている。グレーターバンコク地域での電力消費がめざましいのに対して、東北・北部・南部の他地域の電力消費の伸びは遅いペースとなっている。



各々の地域における平方キロメートル当たりのBGATによるPEAに対する電力販売は以下のとおりである。



MEAサービス地域1平方キロメートル当たりの(電力)エネルギー販売は以下のとおりである。



SOURCE: MEA ANNUAL REPORT

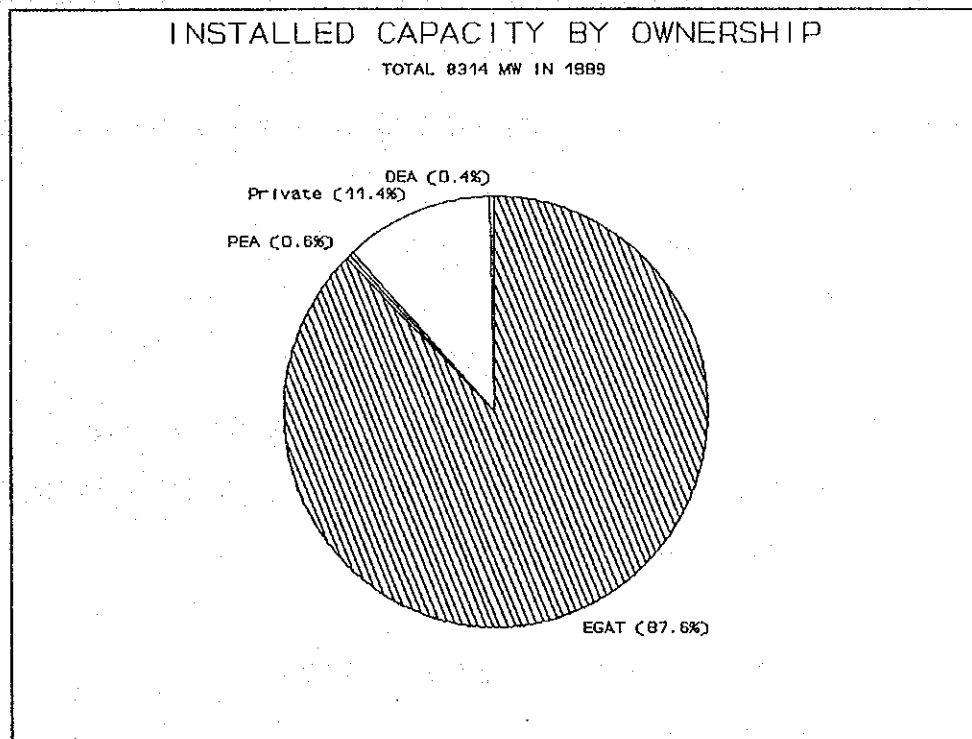
第3章

電力事業の現状

第3章 電力産業の現状

3.1 電力セクターの組織

タイにおける電力企業はその大半が政府の管轄下にあるのに対して、民間会社の所有する発電施設の設備出力は国全体の発電容量の約11%を占めている。



電力に関する総合的な行政管理の責任は、国家エネルギー政策協議会（NEPC）の管轄であり、総理大臣が会長を勤める。

電力供給の責任については、発電および送電はEGATの管轄であり、配電についてはMEAとPEAの2つの組織の管轄である。

NEPO（国家エネルギー政策局）

NEPO（国家エネルギー政策局）は、タイ全土のエネルギー政策を管轄しているNEPCの事務局である。

電力事業の電源開発計画は、NEPOに再審査され、NEPCに提案する。その計画は、NEPCから承認を受け、閣議で支持される。

EGAT (タイ国発電公社)

EGATは1969年5月にYEA (Yanhee電力公社)、NEEA (東北電力公社) およびLA (褐炭公社) の3つの組織を統合して設立された。総理府の管轄下にあるEGATは1968年制定のEGAT法に基づき以下の目的を遂行する責任を負っている。

- 電力を発電/取得し、下記に送電あるいは配電すること。
 - A) MBA (首都圏配電公社)、PEA (県電力公社) およびその他の定められた配電公共機関
 - B) 国王の布告により指定された他の電力消費者
 - C) 近隣諸国
- 水、風、自然熱、太陽光線、石油/石炭/ガスなどの鉱物あるいは燃料、および発電用原子力を含めた天然資源に由来するエネルギー源に関する様々な活動、ならびにEGATの計画を促進するような諸活動の実施。
- 共同研究業務と電力エネルギーに関連する業務の実施。
- 褐炭ならびに褐炭を利用して得られる化学製品を生産し販売すること。あるいはこうした活動を他の機関と共同して行うこと。

前述の目的を遂行する為、政府からBGATに与えられた責任の範囲は下記のとおりである。

- ダム、貯水池あるいはその他電力発電に関係した施設を建設し運用すること。およびかかる機会を拡張するという観点から水力資源の開発を行うこと。
- 火力、水力、原子力その他のタイプの電力発電施設を建設すること。
- 電力の送電および配電に関係する機材を含めた送電システムおよび変電所を拡充、改善すること。
- 変電所、送電システム、発電所、褐炭化学工場、発電用燃料および関連機器に関する標準、タイプ、規模についての規定を定めること。
- 他の関連業務と電力エネルギーに関連する業務のための公的および民間会社を設立すること。
- 便益のための公的または民間会社のシェアの確保のため、国際的・私的・国家的な組織との共同研究を行うこと。
- 目的達成のために関連する活動の実施を行うこと。
- 電力発電、電力販売、褐炭および褐炭副産物に関連した政策を立案すること。

これらの目的と責任を遂行する為、BGATは常に十分な電力と信頼できるサービスを保証し、可能な限り低廉な料金で電力を販売することを保証するという基本方針を樹立した。

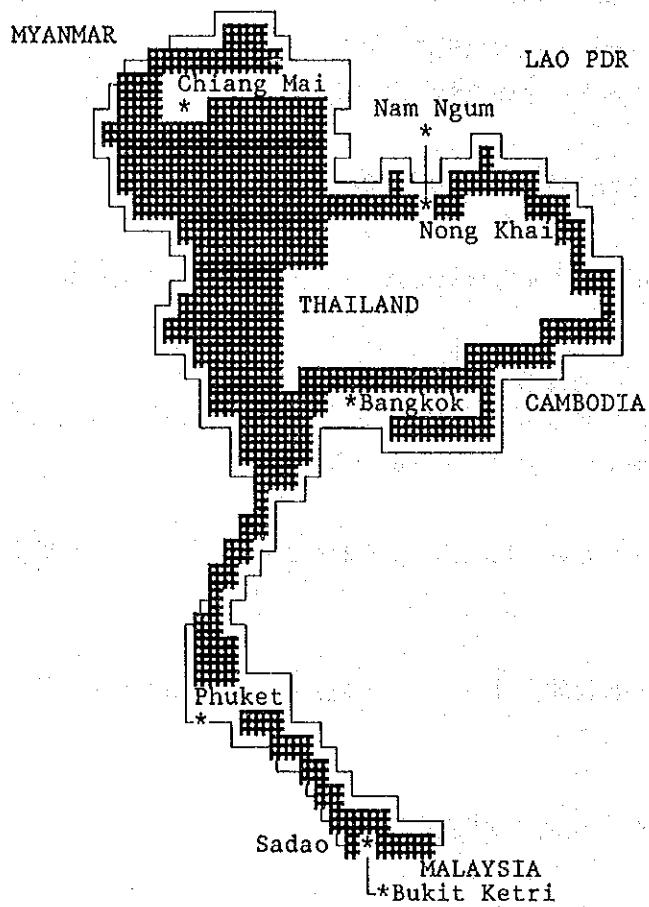
電力供給の信頼性は現実に至るまで継続して改善され続けており、サービス水準も以前に比べると相当に高くなった。

BGATは自立的な機関として当該組織の管理について独立した権限をそぐしている。電力料金の決定については内閣の承認を要するが、電力発電と送電に関する全ての経費について（BGATは内閣とは）独立して計画立案を行うのである。

BGATは政府の承認を得て債券を発効するほか、国内・国外の金融機関から借り入れを行っており、財政的には政府に依存している。

BGATはラオスのNam Ngum 発電所から余分な電力を購入しており、これはThakhekき Savannakhetにある配電線を通じて送電されている。このほかタイは1980年8月以降

115kV/132kVの送電線によってマレーシアとも結ばれており、相互に電力の交換ができるようになっている。



EGATの組織図をFig. 3-1に示す。

MEA（首都圏電力公社）

MEAは1958年に当時内務省の管轄下にあったバンコク電力会社と政府の電力発電局とを統合して政府の全面資金援助を受ける機関として樹立された。MEA自体は電力発電施設を所有していないが、その送電・配電システムによってEGATの供給する電力を利用者のもとへ配電するのである。

電力配給の範囲にはBangkok、Nonthaburiおよびバンコクに近接したSamut Prakanが含まれる。MEAはPEAとともにPWD（内務省の公共事業局）の管轄下にある。

PEA（地方配電公社）

PEAはMEAの管轄地域以外の群県部に対して電力配給を行う責任を有する公営企業である。利用者への配給は主としてEGATによって供給される電力に依存しているが、小型のディーゼル発電施設も所有しており、農村の電力化を推進している。

OABP（原子力平和利用機関）

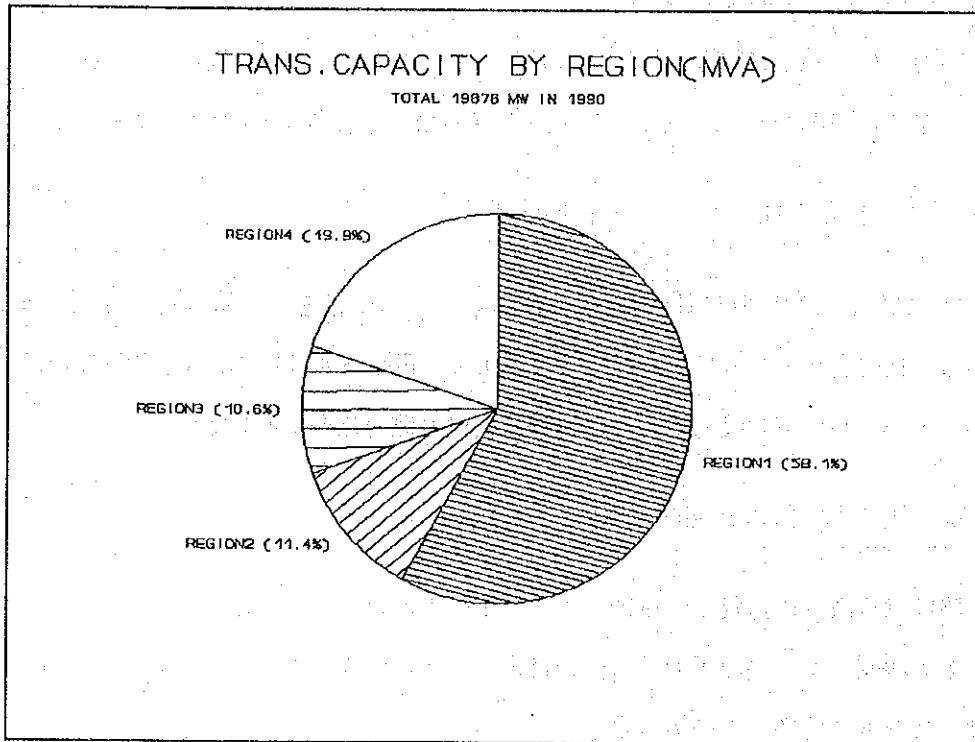
OABPは行政的には科学・技術・エネルギー省の管轄下にある。

この機関はタイの原子力委員会の設定した政策に従って、原子力の開発促進、安全管理、ビジネス管理などを担当する。

3.2 電力設備

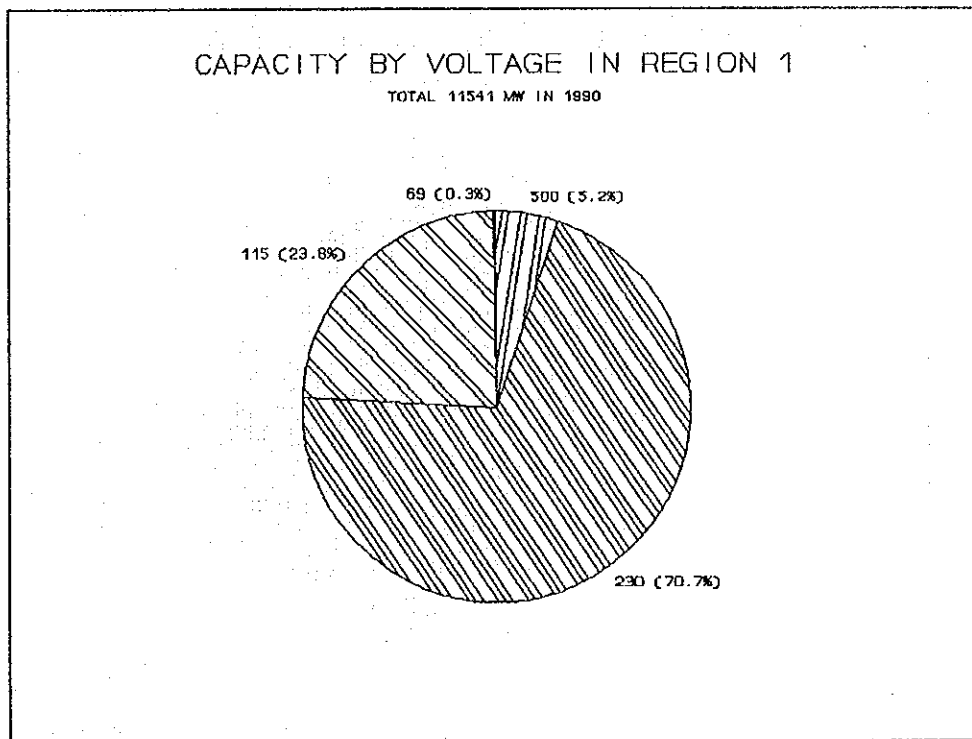
3.2.1 送電システム

地域ごとにまとめた送電容量については1990年段階で全体(19,675MW)の58.1%が第一地域に設置されており、需要が第一地区に集中していることを示している。その次に位置するのが第四地域であり、ここには第二の都市Chinag Maiがある。



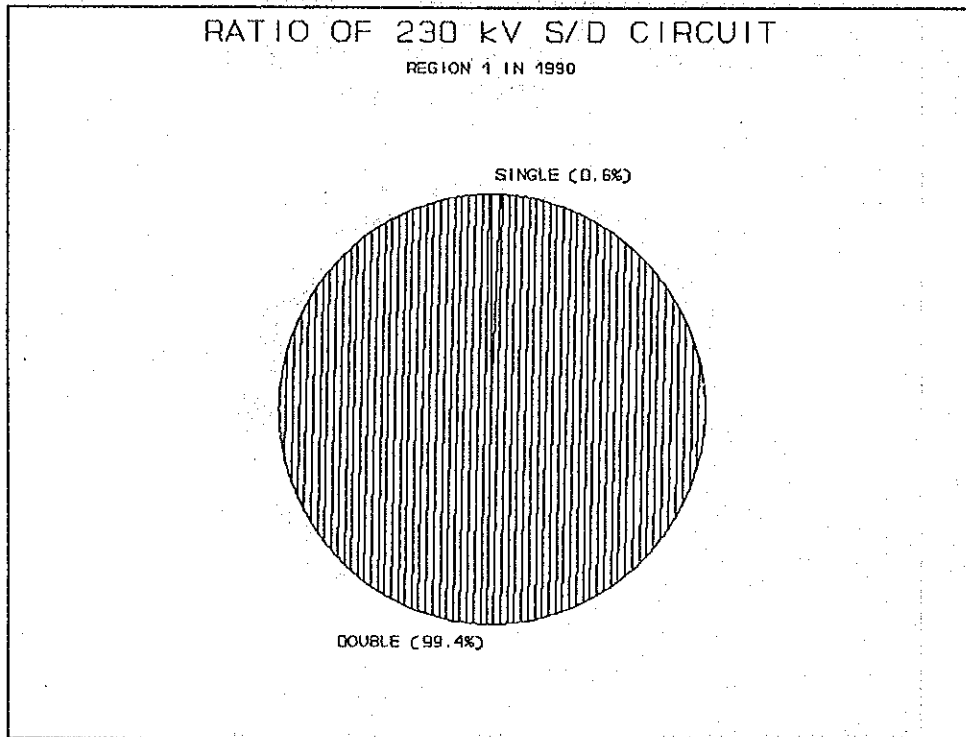
第一地域では1990年時点で全体（変電容量で言うと11,541MW）の70.7%が230kVの送電線によって送られている。

500kVの送電線については、Tha TakoとNong Chokの間の1系統だけが運用されているにすぎない。



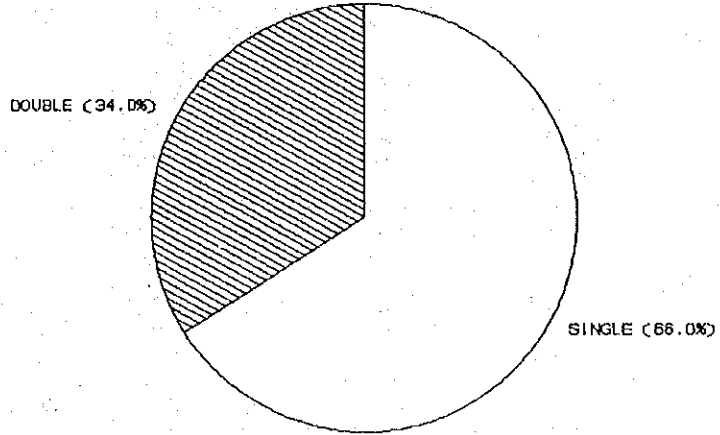
第一地域の230kV送電線は容量と信頼性（を得る）ため、ほぼ100%が2回線と
なっており、230kV送電線が幹線とした重要な役割を果たしていることが分かる。

第一地域における将来の電流容量の増加に対応するためには、4回線鉄塔による送
電線の再建設、多芯ケーブルの利用、送電電圧の増加が必要となろう。



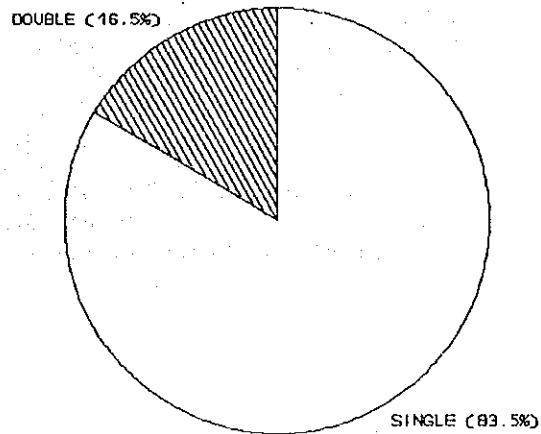
RATIO OF 115 kV S/D CIRCUIT

REGION 1 IN 1990



RATIO OF 500 kV S/D CIRCUIT

REGION 1 IN 1990



EXISTING INSTALLED TRANSMISSION LINES AND SUBSTATIONS
(AS OF 1 SEPTEMBER 1990)

Region and System Voltage	Substation		Transmission Lines (Circuit-kilometers)		
	Number	Trans. Capacity (MVA) <u>a/</u>	Double-cct	Single-cct	Total
<u>Region 1</u>					
500 kV	1	600	26	132	158
230 kV	18	8160	2953	18	2971
115 kV	46	2750	758	1473	2231
69 kV	1	31	0	99	99
Total	66	11541	3737	1722	5459
<u>Region 2</u>					<u>b/</u>
230 kV	2	1000	519	0	519
115 kV	30	1225	1894	1674	3568
69 kV	4	41	0	327	327
Total	36	2266	2413	2001	4414
<u>Region 3</u>					
230 kV	6	1000	1274	0	1274
115 kV	19	1109	1173	<u>c/</u> 1137	2310
Total	25	2109	2447	1137	3584
<u>Region 4</u>					
500 kV	2	1800	0	375	375
230 kV	6	850	2040	218	2258
115 kV	24	1179	764	1270	2034
69 kV	2	131	0	77	77
Total	34	3960	2804	1940	4744
<u>All Regions</u>					
500 kV	3	2400	26	507	533
230 kV	32	11010	6786	236	7022
115 kV	119	6263	4589	5554	10143
69 kV	7	203	0	503	503
Total EGAT	161	19876	11401	6800	18201

a/Station service and generator unit transformers are excluded.

b/Presently energized at 115 kV (230 circuit-km)

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

3.2.2 配電システム

EGATによって供給される電力は230kV、115kVおよび69kVでMBA変電所に送られ、24kVと12kVに落とされた後、家庭には220V、商業用には220/380Vで供給されている。

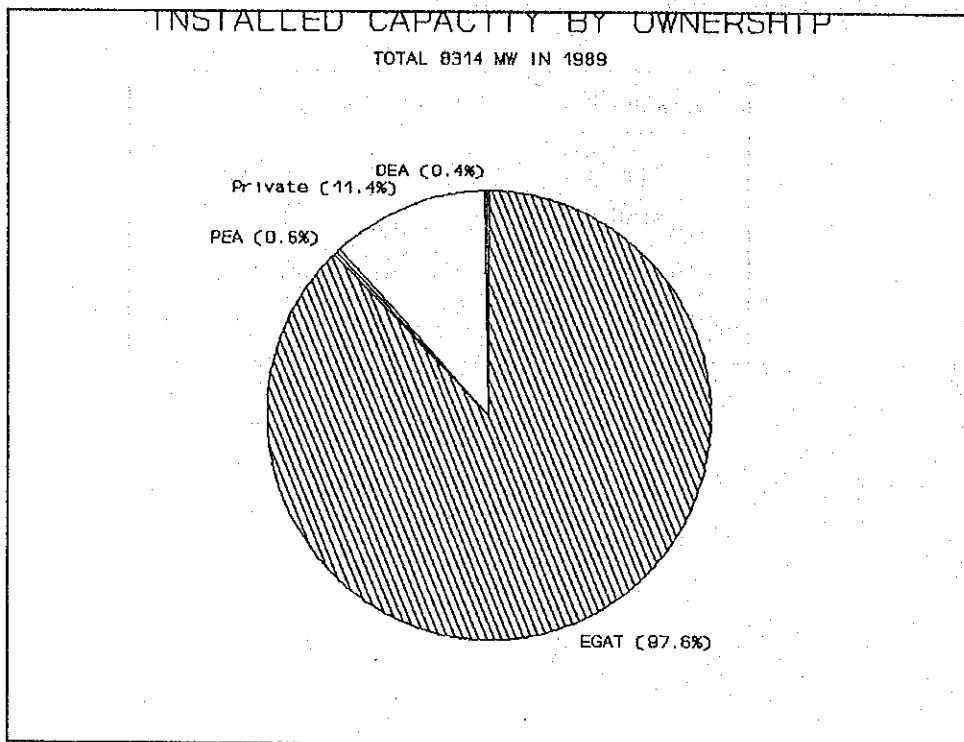
PBAの管轄する地域では、33kV、22kV、11kVなどの送電線が使用され、一般利用者には220Vの電力が供給されている。1988年段階でのcircuit-km単位による配電線の全長は以下のとおりである。

Voltage (kV)	Circuit-km	
33	20,819	(PBA)
24/12	6,169	(MBA)
22	105,284	(PEA)
11	55	(PEA)

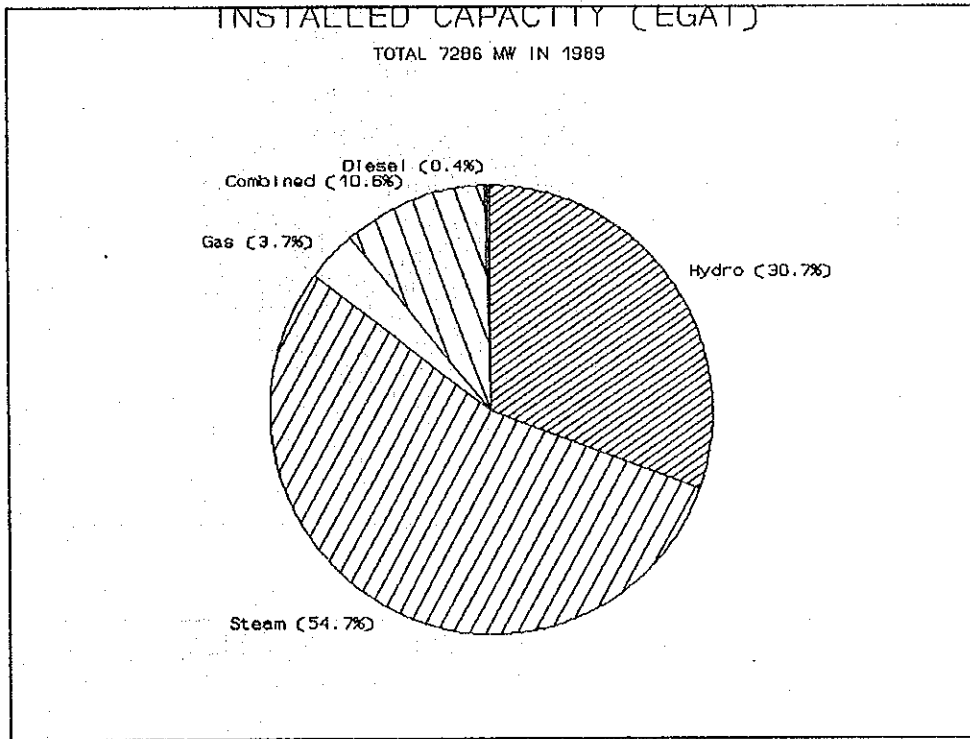
3.2.3 発電設備

(1) 全国

1989年段階でのタイにおける設備容量は8,314MWであり、このうち87.6% (7,255MW) はEGATに所有権が帰属しており、0.5% (50MW) がPEA、0.4% (30MW) がDEA、そして11.4% (946MW) が民間セクターに帰属している。

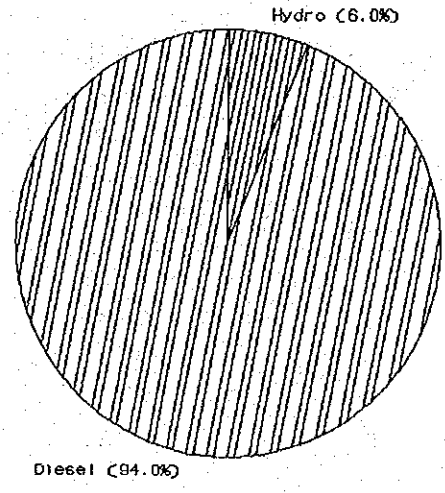


1989年時点では豊富な国際褐炭と天然ガスのおかげでEGATの施設のうちベースロードに貢献する蒸気ガスタービン複合式発電所が全体（7,286MW）の65.3%を占めている。ピークロードに貢献する水力施設は30.7%を占めている。



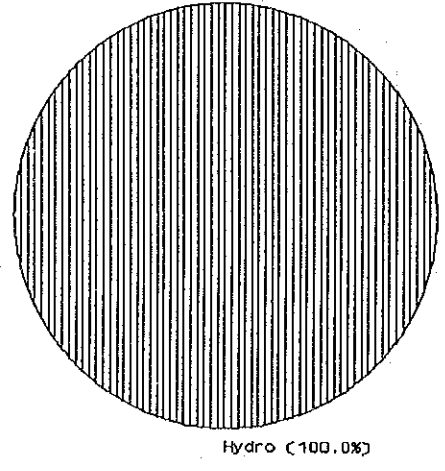
INSTALLED CAPACITY (PEA)

TOTAL 50 MW IN 1989



INSTALLED CAPACITY (DEA)

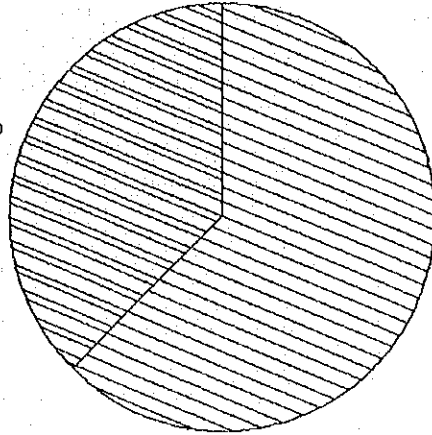
TOTAL 30 MW IN 1989



INSTALLED CAPACITY (PRIVATE)

TOTAL 948 MW IN 1989

Diesel (37.4%)



Steam (62.6%)

(2) EGATによる電力供給

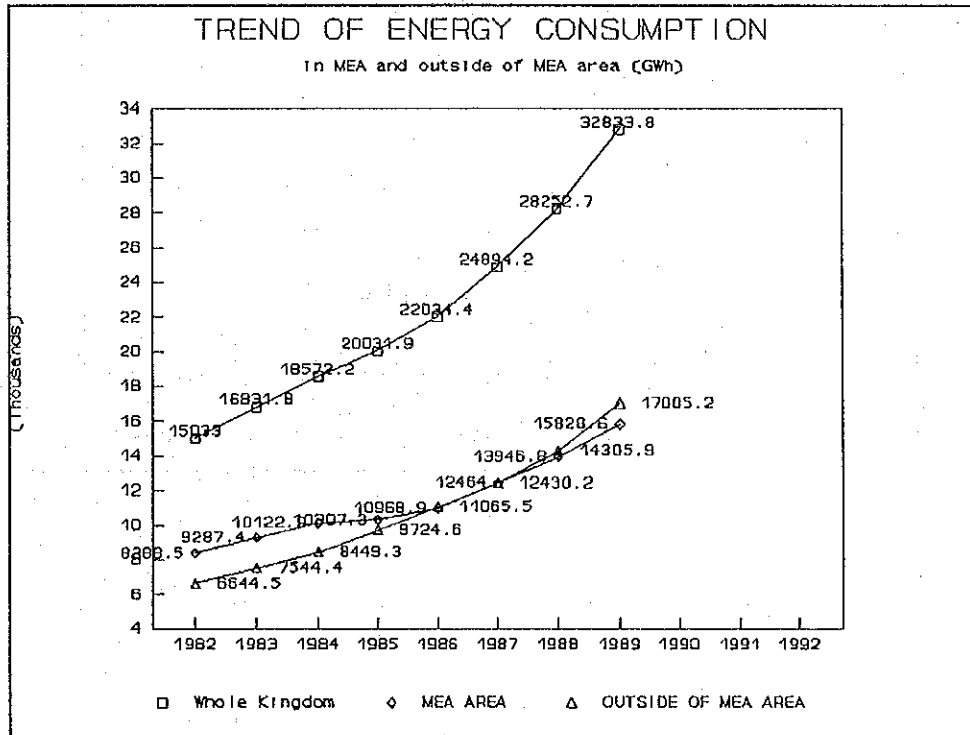
EXISTING INSTALLED GENERATING CAPACITY
(AS OF SEPTEMBER 1991)

Plant Type	Number of Unit	Capacity (MW)		Average Energy Capability (GWh/year)
		Installed	Ultimate	
<u>HYDRO</u>	<u>50</u>	<u>2429.16</u>	<u>2729.16</u>	<u>5408.0</u>
Bhumibol	7	535.0	710.0	1200.0
Sirikit	3	375.0	500.0	1000.0
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	5	720.0	720.0	1140.0
Bang Lang	3	72.0	72.0	200.0
Tha thung Na	2	38.0	38.0	165.0
Kao 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
<u>THERMAL</u>	<u>26</u>	<u>4906.5</u>		<u>32990.0</u>
North Bangkok	3	237.5		1250.0
South Bangkok	5	1330.0		9320.0
Mae Moh	11	2025.0		13310.0
Krabi	2	34.0		180.0
Surat Thani	1	30.0		170.0
Khanom	2	150.0		1050.0
Bang Pakong	2	1100.0		7710.0
<u>COMBINED CYCLE</u>	<u>23</u>	<u>2036.6</u>		<u>13028.0</u>
Bang Pakong				
Block1&2	10	760.6		4664.0
3&4(GT)	4	416.0		2734.0
Rayong				
Block1-3	6	618.0		4040.0
Nam Phong Block1	2	242.0		1590.0
<u>GAS TURBINE</u>	<u>15</u>	<u>238.0</u>		<u>1019.0</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

3.3 電力需要と供給

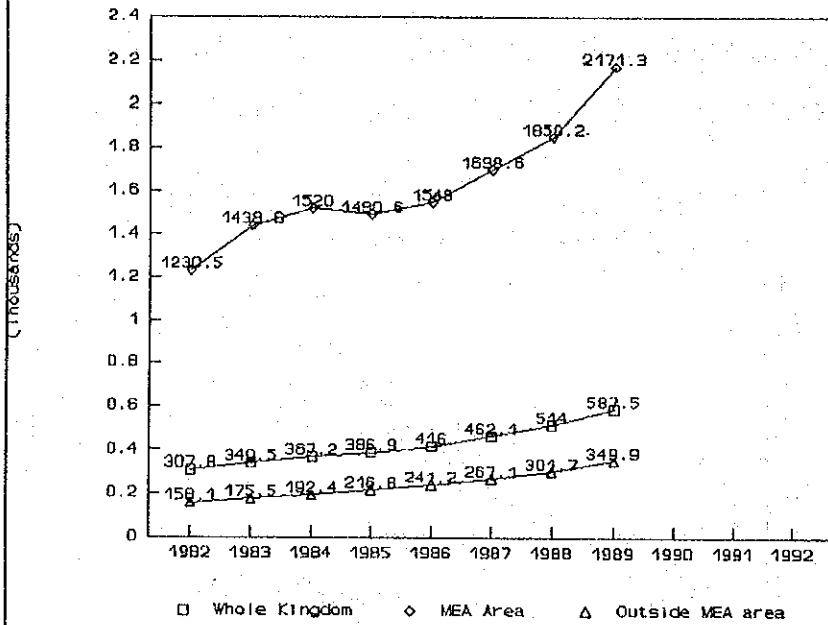
3.3.1 エネルギー需要 (GWh) の歴史的傾向

近年ではMEA以外の地域の電力消費がMEA地域内の消費をしのいでいるが、いまだにMEA地域の国民一人当たりのエネルギー消費はMEA以外の地域の6.3倍である。

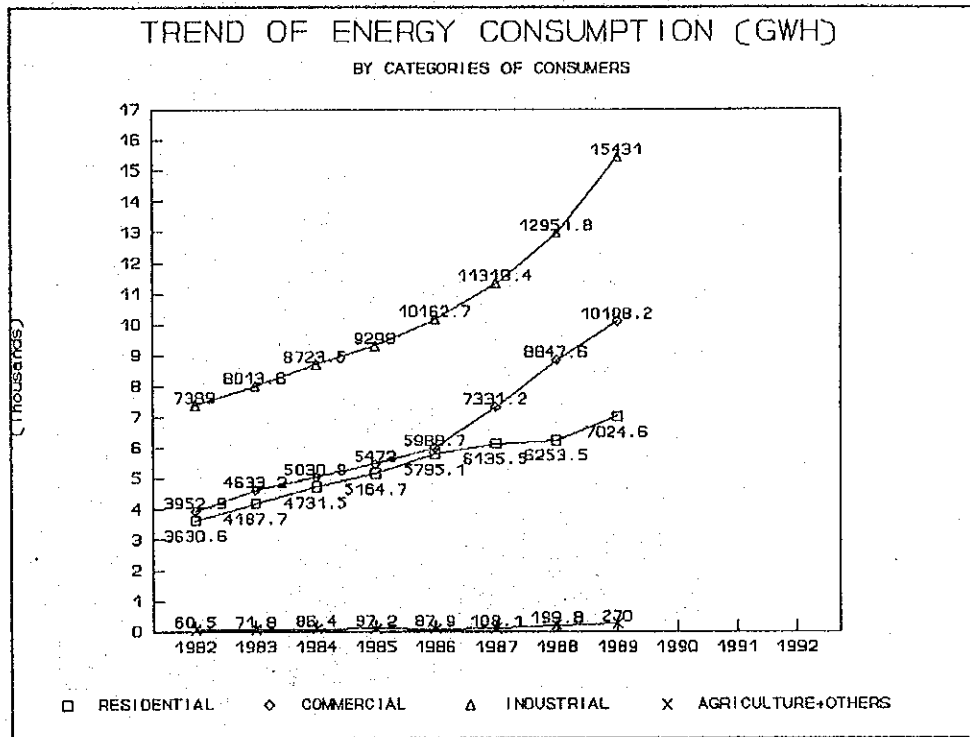


TREND OF ENERGY CONSUMPTION PER CAPITA

In MEA and outside of MEA area (kWh)

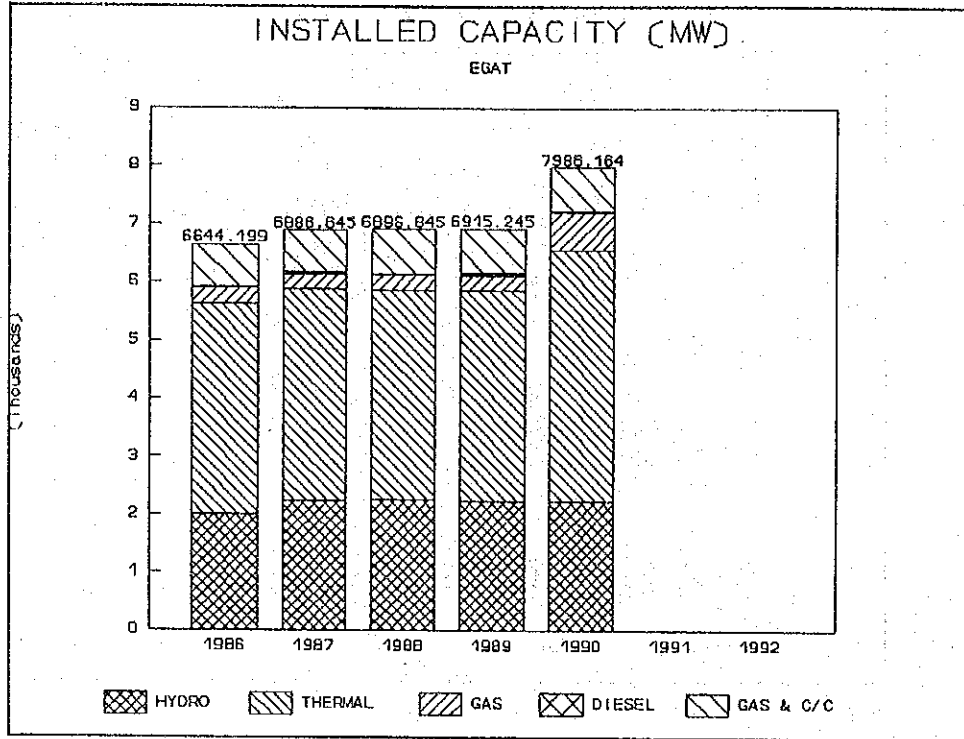


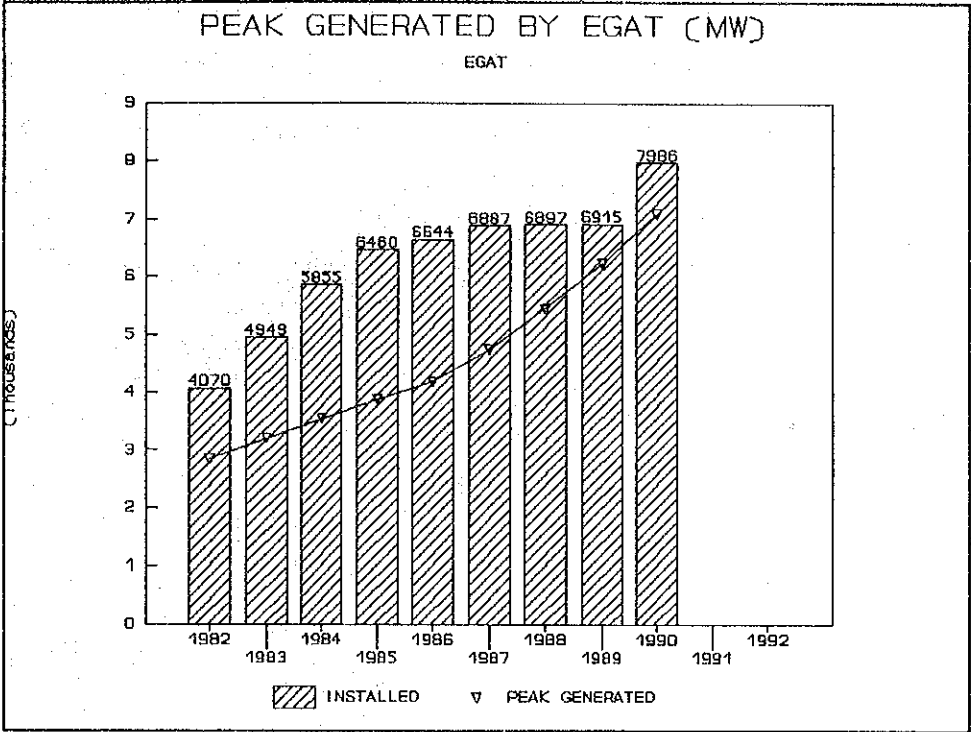
消費者カテゴリー別のエネルギー消費を見ると、住居・商業・産業の各セクターの着実かつ急速な伸びが明らかである。



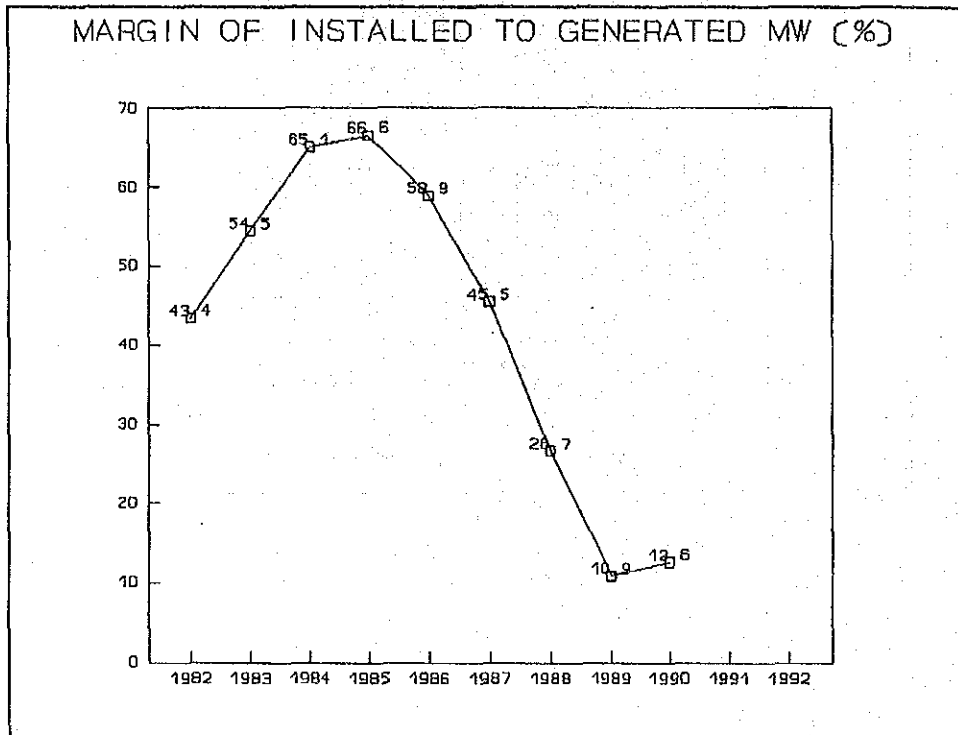
3.3.2 最大電力需要、供給および予備容量 (MW)

過去10年間における最大需要は年間10%から15%の伸びを維持しているが、一方、設備容量の方は新たな発電所建設の鈍化の為、過去5年間の間横ばい状態にある。





予備力（本来、可能容量に8,760時間をかけたものの年間エネルギー需要に対する比率として表されるのが、依存可能容量の値が明らかでないため、便宜上、設備容量の年間ピークロードに対する比率を用いる）は年々低下を続け1989年には12%のレベルになった。

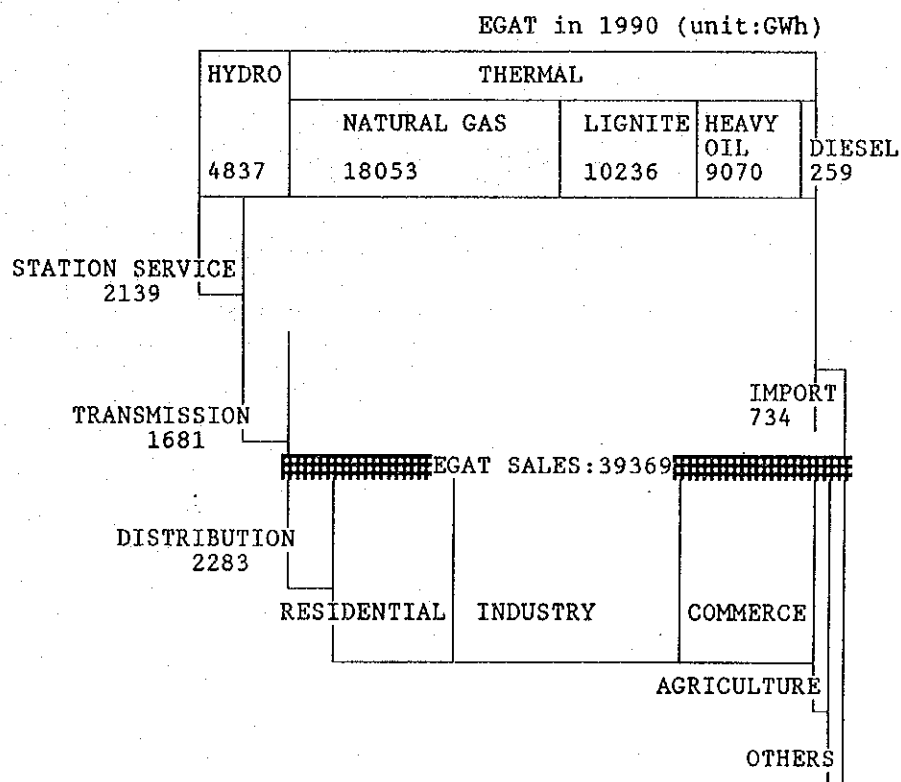


3.3.3 電力需要と供給バランス

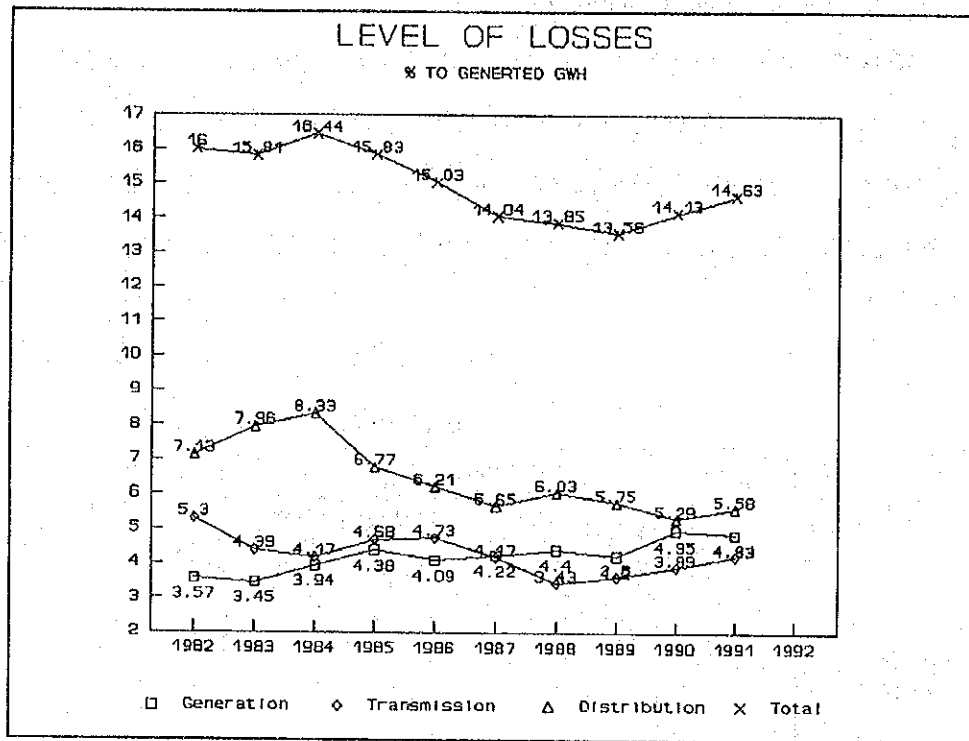
1990会計年度にEGATによって発電もしくは購買されたエネルギーは43,190GWhであり、その販売量は39,369GWhにのぼった。

電源別発電量については、天然ガス18,053GWh、水力4,837GWh、褐炭10,236GWh、バンカーオイル9,070GWh、ディーゼル259GWh、および購買電力734GWhであった。

顧客別エネルギー販売量はMEAに対して18,622.5GWh、PEAに対して19,318GWh、直接顧客に対して1,335.17GWh、ラオスに対して27.7GWh、その他が65.35GWhとなっている。

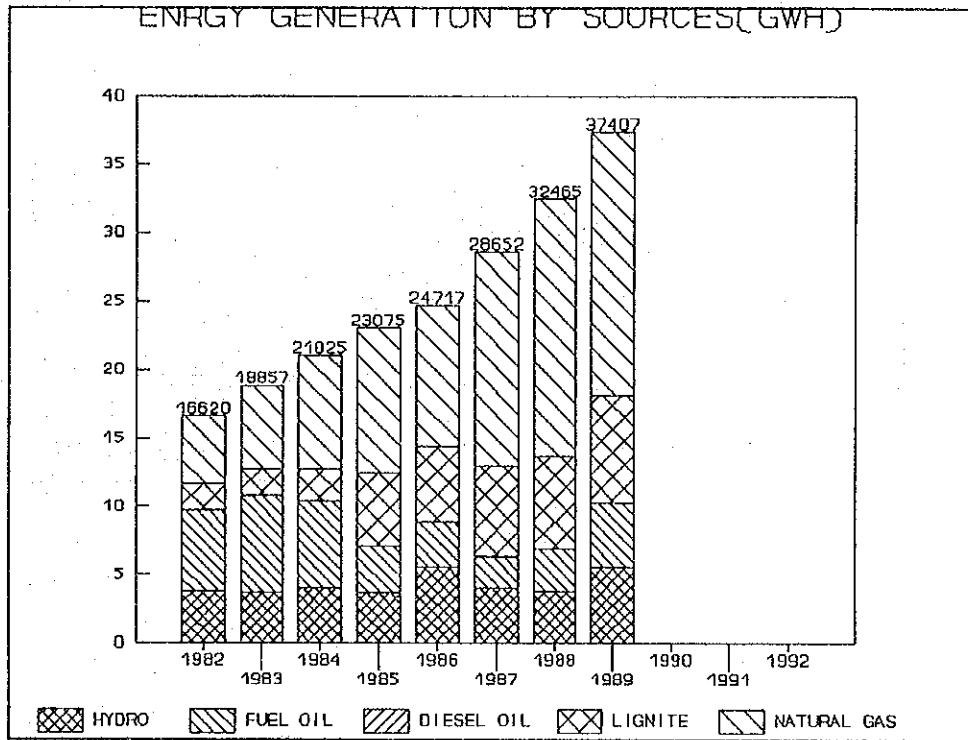


1990年度における発電（所サービス）、送電および配電（MEAおよびPEA）の損失レベルはそれぞれ4.95%、3.89%、および5.29%であった。



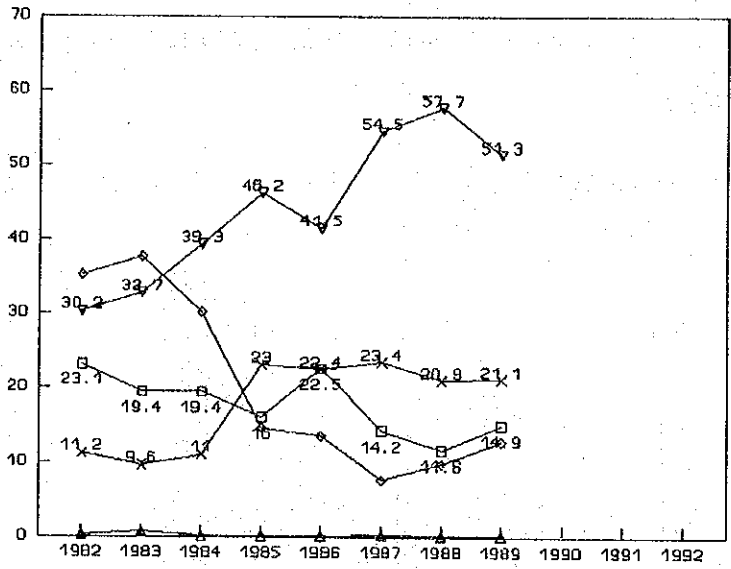
3.3.4 電源別発電量

天然ガスによるエネルギー生産は発電量全体の50%を越えており、褐炭と水力がこれに次いでいる。エネルギー生産のための重油の使用は過去10年間の10%前後の水準にまで下降した。



RATIO OF ENERGY PRODUCTION (%)

BY POWER SOURCE

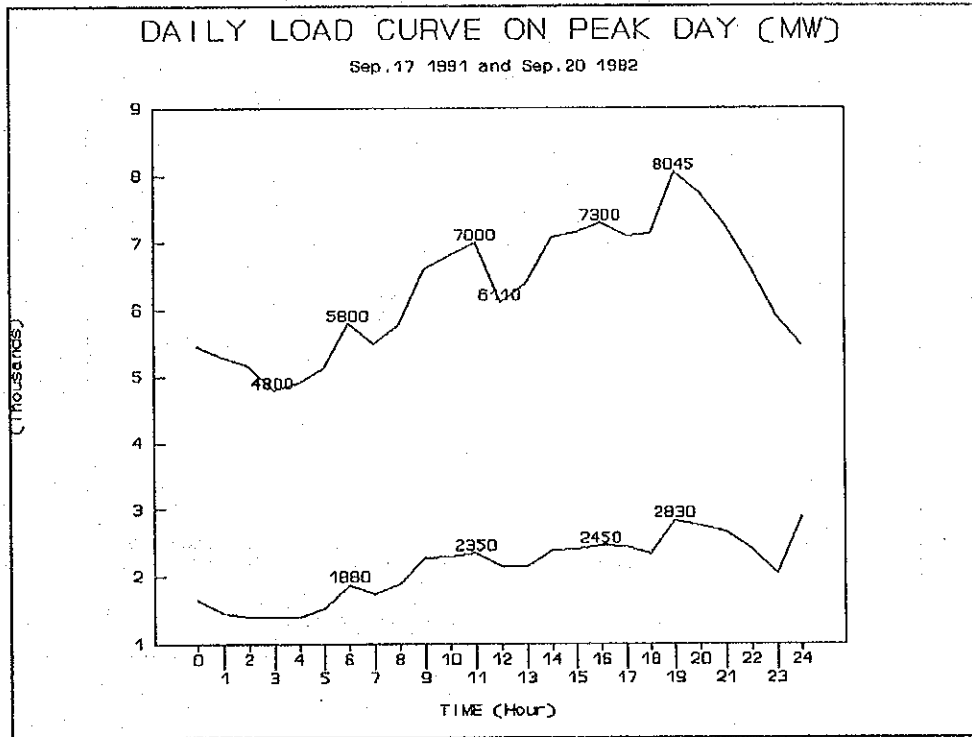


□ HYDRO ◇ FUEL OIL △ DIESEL × LIGNITE ▽ NATURAL GAS

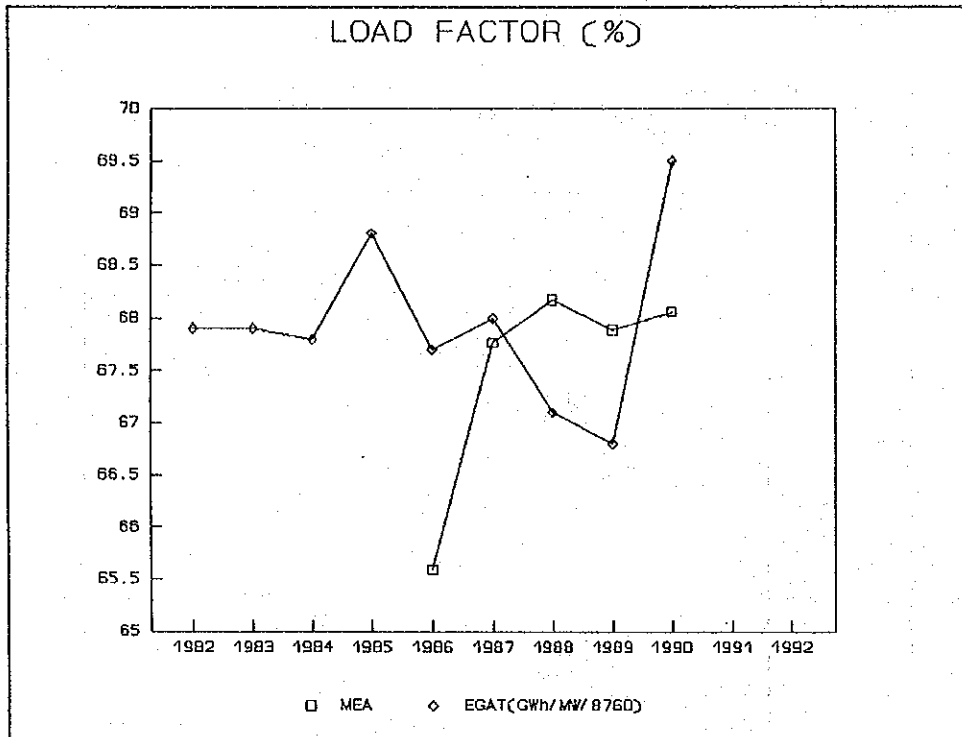
3.3.5 電力需要の日負荷曲線と季節変動

10年前と比較すると電力の日負荷変動は増大している。

1991年9月17日の最大ピーク需要の記録は8,045MWであるが、これは1982年9月20日の記録の約2.8倍である。



発電端におけるEGATの年間負荷率（年間ピーク需要に8,760時間をかけたものに対する年間発電量の比率）は徐々に低下しているが、これは電力需要の日変化および季節変動に起因する可能性があり、1990年には持ち直している。



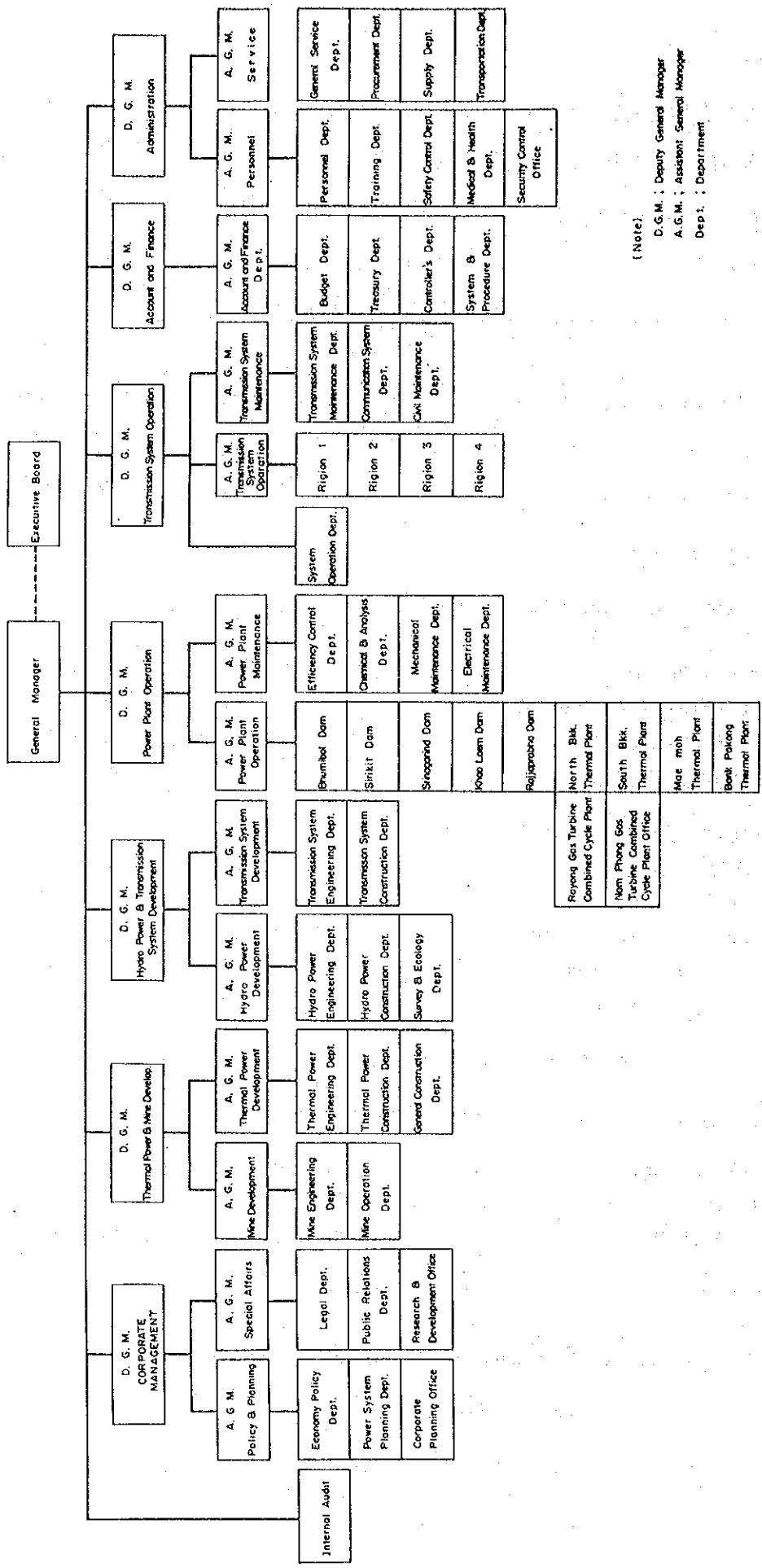
3.3.6 電力料金

タイにおける電力料金制度はいわゆる卸売り料金と小売り料金とから構成されている。前者はEGATに適用され、後者はMEAおよびPEAに適用される。

EGATの料金システムでは料金および顧客分類（1991年12月から適用）は以下のようになっている。

1. <u>MEA</u>		
Energy Charge	1.4682	Baht/kWh
2. <u>PEA</u>		
Energy Charge	0.9630	Baht/kWh
3. <u>Large General Service</u>		
<u>Transmission Voltage</u> (≥ 69 kV)		
<u>Demand Charge</u>		
Peak Period	240.00	Baht/kW
Partial Peak Period	32.00	Baht/kW
Off Peak Period	0.00	Baht/kW
<u>Energy Charge</u>	1.03	Baht/kWh
<u>Primary Voltage</u> (11 - 33 kV)		
<u>Demand Charge</u>		
Peak Period	305.00	Baht/kW
Partial Peak Period	63.00	Baht/kW
Off Peak Period	0.00	Baht/kW
<u>Energy Charge</u>	1.07	Baht/kWh
Applicable to whose power demand from 2,000 kW and over.		
<u>Time period</u> There are three time periods:		
Peak Period	6.30 p.m. - 9.30 p.m. (3 hours)	
Partial Peak Period	8.00 a.m. - 6.30 p.m. (10 hours 30 minutes)	
Off Peak Period	9.30 p.m. - 8.00 a.m. (10 hours 30 minutes)	

PEAに対する卸売り料金はMEAの場合よりも比較的低めに設定されており、MEAおよびPEAに対しては需要電力料金は課されないことになっている。



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

Fig. 3 - 1 Organization Chart of the EGAT

第4章

電力需要想定

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

タイ王国の電力需要は経済の好況と外国企業、工場などの進出ラッシュにより近年大幅な増加を示している。

Table 4-1 に過去10年間のタイ国の発電電力および発電電力量の推移を示す。過去10年間のタイ国の発電電力および発電電力量の伸びは夫々年平均12.07%および12.74%である。また発電端負荷率は10年前は約0.7であったが、年平均減少率約0.4%で減少し、1989年に0.6677を示したが最近では約0.7に回復している。

タイ国発電公社 (EGAT) により電力の供給を受けている首都圏電力公社 (The Metropolitan Electricity Authority : MEA)、地方発電公社 (The Provincial Electricity Authority : PEA) およびその他の需要家の需要の動向を Table 4-2 に示す。MEAは首都圏・NonthaburiおよびSamut Prakanへ電力を供給している配電公社であり、PEAはMEAの供給地域以外の地域へ電力を供給している配電公社である。

ほぼ10年前 (1982年) には3者の受電電力量の割合はMEA 56.6%、PEA 40.2%、その他の直接需要家3.2%となっていたが、その後、タイ国内の電化率の上昇に伴ってPEAの電力需要の伸び率がMEAのそれを上回って増大して来たため、近年ではPEAの電力需要 (GWH) はMEAのそれよりも多く、EGATによる全供給エネルギーの約50%になっている。

例えば、1992年の実績では3者の使用電力量の割合はMEA 45.2%、PEA 51.5%、その他需要家3.3%となっている。最大電力では3者の割合はMEA 43.2%、PEA 53.6%、その他直接需要家3.2%である。PEAの電力需要は地方都市や農、漁村を中心とした需要で殆ど占められており、特に点灯ピークでの電力需要が高く、負荷率が低いという特色がある。PEAの電力需要の負荷率は0.57~0.60程度とMEAの0.68程度に比してかなり低くなっている。

4.2 タイ国機関による電力需要想定

タイ国における電力需要想定は the National Economic and Social Development Board (NESDB), the National Energy Policy Office (NEPO), the Department of Energy Affairs (DEA), the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Provincial Electricity Authority (PEA), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), the National Institute for Development Administration (NIDA),

および the Thailand Development Research Institute (TDRI) の代表によって構成される Load Forecast Working Group によって作成されている。

1991年9月に発表された電力需要想定は1992～1996、1997～2001年、2002年～2006年の夫々のGDP成長率を8.2%、7.47%、6.26%と想定したタイ国国家経済社会開発計画に基づいている。

1991年度におけるEGATの発電電力のピーク値は1991年9月17日に記録された8,045MWである。また、同年度の発電電力量は49,225GWhである。発電電力および発電電力量の対前年度伸び率は夫々13.41%、13.98%である。

タイ国機関によって策定された需要想定によると、1992年～1996年における最大電力の年平均伸び率は10.20%であるが、長期的には1997年～2001年で7.76%、2002年～2006年で6.07%と減少している。

Table 4-3 に上記 Working Group によって想定されたEGATの最大発電電力および発電電力量を、Table 4-4 にMEA, PEAおよびEGATの直接需要家の電力需要を示す。

4.3 調査団による電力需要想定

4.3.1 想定方法

調査団はタイ国の消費電力量の実績、GDPの実績ならびにタイ国政府機関によって策定されたGDP、人口などの予測データをもとに消費電力量、送電端電力量、送電端最大電力の将来値を想定した。電力需要の想定方法を Fig.4-1 に示す。

(1) 送電端電力量、送電端最大電力、送電端負荷率の推定

発電電力量(c)および発電所所内電力量(d)の実績値より送電端電力量(h)を求めた。また発電所kWh所内率の90%を発電所kW所内率(k)と推定して、発電電力最大値(e)から発電端電力の最大値(i)を求めた。送電端電力量(h)と送電端最大電力(i)とから送電端負荷率(j)を推定した。

$$\text{送電端電力量 (GWh)} = \text{発電電力量 (GWh)} - \text{発電所所内電力量 (GWh)}$$

$$\text{送電端最大電力量 (MW)} = \text{発電端最大電力 (MW)} \times (1 - \text{発電所kW所内率})$$

$$\text{送電端負荷率} = \frac{\text{送電端電力量 (GWh)} \times 10^3}{8,760} \times \frac{1}{\text{送電端最大電力 (MW)}}$$

(2) 送電損失率の推定

送電端電力量(h)および消費電力量(b)より送電損失(g)を求めた。

過去5年間の送電損失率の平均値は10.0%である。

(3) 将来の消費電力量の推定

タイ国の消費電力量とGDPの実績値を調査した結果、消費電力量のGDP原単位(GDP 1 単位あたりの消費電力量)がほぼ直線的に増加してきていることがわかる。このGDP原単位の伸び率と電力の対GDP弾性値(%GDP増加率/%GWh増加率)およびタイ国NESDBにより策定されたGDPの将来予測値とから将来の諸費電力量を想定した。GDP弾性値は1992年より初めの4年間は1.3、以後徐々に減少し、2002年には1.1と想定した。

(4) 送電損失率、送電端電力量の想定

(3)で想定された消費電力量(r)に送電損失率(n)を考慮して次式により送電端電力量(s)を予測した。

$$\text{送電端電力量 (GWh)} = \frac{\text{消費電力量 (GWh)}}{1 - \text{送電損失率}}$$

送電損失率は需要の増大と共に増加するが、実際には負荷の増大と共に送配電設備に対する設備投資が行われ送電損失の増大が抑えられるため、大きな変化はないと思われる。

1992年の送配電損失率には過去2年間の平均値10.0%を使用した。それ以後は、送配電損失率は年0.1%の割合で徐々に減少し、2002年には9.0%になると想定した。

(5) 送電端年負荷率、送電端最大電力の想定

送電端最大電力(t)は上記により求めた送電端電力量(s)に送電端年負荷率(o)を考慮して次式により求めた。

$$\text{送電端最大電力 (MW)} = \text{送電端電力量 (GWh)} \times 1,000 \times \frac{1}{8,760} \times \frac{100}{\text{年負荷率 (\%)}}$$

一般に、電力需要の増大とともに負荷曲線のピーク部分が尖鋭化し、また、年負荷率も低下傾向を辿る。事務所ビル、デパート、ホテル、学校、研究所、商店、小規模工場など住宅地負荷や商業地負荷の増大は年負荷率を低下させるものであり、タイ国にも首都圏を中心にこの現象が見られる。

また、鉄鋼、化学など電力多消費型産業に比べて年負荷率の低い機械加工、組立、繊維、食品等の産業の比率の増大がみこまれる。このような比較的負荷率の低い負荷の増大にも拘らず、最近2年間は年負荷率の上昇傾向がみられるが、これはMBAとピーク時間帯を異にするPEAの電力需要の割合が増加してきたためではないかと思われる。

需要想定では、送電端の年負荷率を1992年で69.5%とし、以後PEA負荷の割合の増大に従って徐々に増大して、2000年で70%に達するものとした。2000年以降の年負荷率は70%と仮定した。

日本についていえば、送電端年負荷率は現在約59%である。

(6) 発電端電力量および発電端最大電力の想定

発電端電力量(u)および発電端最大電力(v)は前記の送電端電力量および送電端最大電力に発電所で消費される電力量および電力を夫々加えて想定される。

発電所で使用される電力および電力量の系統全体の発電電力および発電電力量に対する割合は使用される電源の種類に依存する。1988年の実績では、発電所のkWh所内率は次のようになっている。

石油、ガス焚火力	4～5%
リグナイト焚火力	7～9%
コンバインドサイクル	1.5%

過去のデータによるとBGATの全発電所で消費される電力は徐々に増加してきており、最近では系統全体の発電電力量の約5%をしめている。特に1990年代後半では、石炭火力やリグナイト火力の割合が増加してくるので、発電所の消費電力量の割合も大きくなるものと思われる。

この需要想定では、1992年における発電所消費電力量の系統全体の発電電力量に対する割合を最近2ヶ年の平均値である4.89%とし、以後増加して1995年には5.0%になるものとした。1995年以降については5.0%と仮定した。また、kW消費率はkWh消費率の90%と仮定した。

(7) MBA地域の需要想定

1990年現在、MEA、PEAおよびBGATが直接供給する需要家の電力量需要はそれぞれ全需要の47.3%、49.1%、3.6%となっている。国の電力化計画の遂行と産業の導入によって、PEA地域の電力需要の増加は著しく、そのため、MBAの電力需要の全需要に対する割合は年々減少してきている。この状況は将来も継続するものと思われる。

JICA調査団は、MBAの電力量需要の割合が年0.4%～0.5%減少し、またPEAの割合は1992年～1996年では0.6%、1997年～2001年では0.5%、2002年～2006年で

は0.4%、2007年～2011年では0.03%づつ毎年増加するものとする。

4.3.2 想定結果

調査団による電力需要想定の結果を Table 4-7 および Table 4-8 に示す。

(1) 消費電力量

タイ国のGDPは今後、1992～96年に年率8.61%、1997～2001年に年率7.48%で成長すると予測されている。調査団はこれをもとに、消費電力量は1991年の実績値約42,560GWhより年平均11.1%割合で増大し、1996年には71,800GWhになる、また1997年から2001年までの年平均伸び率を8.9%、2002年から2006年まで6.9%、2007年から2011年までを5.4%と予測した。消費電力量は、2001年では1991年の約2.6倍である約109,600GWhに達するであろう。また、人口一人あたりの消費電力量は現在の744kWhの約2.26倍である1,681kWhになると予測した。

(2) 送電端電力量および送電端電力、送電端年負荷率

送電損失率はシステムの増強とともに1992年の10.0%から年0.1%の割合で減少すると仮定して、上記の消費電力量から送電端電力量を計算した。送電端電力量は現在値の約46,800GWhから年平均約9.9%割合で増加し、2001年には約120,500GWhに達するだろうと予測した。

一方、送電端電力は現在の推定値約7,700MWから年平均約10.1%の割合で増加し、2001年には19,800MWになると予測した。

送電端年負荷率は現在の推定値69.5%から若干上昇して、2000年に70.0%になり、以後これが維持されるとした。

(3) 発電端電力量および発電端最大電力、発電端年負荷率

発電端電力量は前記の送電端電力量に発電所所内消費電力量を加えて求めた。将来10年間の所内率を4.9%から5.0%と推定した。発電端電力量は年平均伸び率約9.93%で増加して、現在の49,225GWhから、2001年には約127,000GWhになると予測している。発電端最大電力は年平均伸び率9.8%で増大し、2001年には約20,600MWに達すると予測した。発電端年負荷率は徐々に増加して現在の69.8%から70.4%に

なると予測している。

(4) MEA地域の需要想定

MEA地域の需要電力量は1990年現在の約18,600GWhから年平均伸び率10.8%で増加し、1996年には約34,500GWhとなる。その後の年平均伸び率は7.7%で、2001年には50,000GWhになると予測した。

最大電力需要は1990年に3,124MWであったが、年平均伸び率10.8%で増加して1996年には約5,800MWとなり、以後、年平均伸び率7.7%で増加して2001年には約8,400MWになると予測した。超長期については、需要電力量ならびに最大電力需要は2001年より2006年まで年平均伸び率5.7%、2006年より2011年まで同伸び率4.1%で増大し、2006年には66,051GWhならびに11,088MW、2011年には80,825GWhならびに13,569MWになると予測した。

4.4 二つの需要想定と比較

JICA調査団による需要想定の結果とタイ国機関による需要想定との比較を Fig. 4-2 から Fig. 4-5 に示す。

発電端とMBA地域の電力量需要に関しては両者の差は非常に小さい。JICA調査団の予測値はタイ国機関の予測値よりも若干高めであるが、両者に差はないと見なすことができる。最大電力需要については、両者の予測は1995年までは同様な軌跡をたどるが、それ以後はJICA調査団による予測はタイ国機関による予測よりも高めの値を示している。両者の差は徐々に広がり、2001年頃には約1年程度の差を生じることになる。

この差が生じる主な原因は、年負荷率の推移に関して両者の予測に相違があるからである。JICA調査団は年負荷率は若干増大するものの、2000年以後は、同一レベルで推移するだろうと予測したが、タイ国機関ではJICA調査団の予測よりも高い率で、2006年まで増加すると予測している。

設備の有効利用を計り、電源および送電系統への設備投資を抑制するためには負荷率の減少傾向を食い止め、その増加を図ることが望ましいが、高めの年負荷率の想定はピーク負荷を低めに予測することにもなり、裕度の小さい設備計画となることに注意する必要がある。

Table 4-1 ENERGY AND POWER GENERATION IN THAILAND (1981-1992)

Fiscal Year	Energy			Power			Load Factor (%)
	Generation (GWh)	Growth		Generation (MWh)	Growth		
		(GWh)	(%)		(MWh)	(%)	
1981	15,960	1,206	8.2	2,589	171	7.1	70.4
1982	16,882	922	5.8	2,838	249	9.6	67.9
1983	19,066	2,184	12.9	3,204	366	12.9	67.9
1984	21,066	2,000	10.5	3,547	343	10.7	67.8
1985	23,357	2,290	10.9	3,878	331	9.3	68.8
1986	24,780	1,423	6.1	4,181	303	7.8	67.7
1987	28,193	3,414	13.8	4,734	553	13.2	68.0
1988	31,997	3,804	13.5	5,444	710	15.0	67.1
1989	36,457	4,460	13.9	6,233	789	14.5	66.8
1990	43,189	6,732	18.5	7,094	861	13.8	69.5
1991	49,225	6,036	14.0	8,045	951	13.4	69.8
1992	56,006	6,781	13.8	8,877	832	10.3	72.0
Average Growth							
1982 - 1986	-	1,764	9.2	-	318	10.1	-
1987 - 1992	-	5,205	14.6	-	783	13.4	-

Table 4-2 REQUIREMENT OF POWER AND ENERGY FROM EGAT BY UTILITIES

Fiscal Year	Power & Energy Generated by EGAT			Requirement by MEA			Requirement by PEA			Requirement by Direct Customers		
	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)
1981	2,589	15,960	70.4	1,388	8,496	69.9	1,115	5,569	57.0	100	505	57.6
1982	2,838	16,882	67.9	1,499	8,719	66.4	1,264	6,190	55.9	102	494	55.3
1983	3,204	19,066	67.9	1,631	9,666	67.7	1,493	7,287	55.7	125	637	58.2
1984	3,547	21,066	67.8	1,776	10,498	67.5	1,675	8,174	55.7	129	710	62.8
1985	3,878	23,357	68.7	1,823	10,910	68.3	1,918	9,391	55.9	162	963	67.9
1986	4,181	24,780	67.7	1,983	11,391	65.6	2,078	10,190	56.0	170	1,037	69.6
1987	4,734	28,193	68.0	2,178	12,930	67.8	2,375	11,792	56.7	167	1,123	76.8
1988	5,444	31,997	67.1	2,432	14,564	68.4	2,745	13,737	57.1	175	1,192	77.8
1989	6,233	36,457	66.8	2,715	16,144	67.9	3,239	16,130	56.8	206	1,337	74.1
1990	7,094	43,189	69.5	3,124	18,623	68.1	3,737	19,318	59.0	214	1,428	76.2
1991	8,045	49,225	69.8	3,519	20,777	67.4	4,252	22,493	60.4	229	1,504	74.9
1992	8,877	56,006	72.0	3,993	22,946	65.6	4,956	26,132	60.2	295	1,693	65.6
Average Annual Growth Rate (%) (1983 - 1992)	12.1	12.7	-	10.3	10.2	-	14.7	15.5	-	11.2	13.1	-

Table 4-3

LOAD FORECAST BY THE THAI ORGANIZATION

	Fiscal Year	Energy Generation		Peak Generation		Load Factor (%)
		(GWh)	Growth Rate (%)	(MW)	Growth Rate (%)	
Actual	1981	15,960	8.18	2,589	7.09	70.38
	1982	16,882	5.78	2,838	9.62	67.91
	1983	19,066	12.94	3,204	12.90	67.93
	1984	21,066	10.49	3,547	10.71	67.80
	1985	23,357	10.87	3,878	9.33	68.75
	1986	24,780	6.09	4,181	7.81	67.66
	1987	28,193	13.78	4,734	13.23	67.98
	1988	31,997	13.49	5,444	15.00	67.09
	1989	36,457	13.94	6,233	14.49	66.77
	1990	43,189	18.46	7,094	13.81	69.50
	1991	49,225	13.98	8,045	13.41	69.85
	1992	56,006	13.78	8,877	10.34	72.02
Forecast	1993	61,339	9.52	9,924	11.79	70.56
	1994	67,561	10.14	10,892	9.75	70.81
	1995	74,522	10.30	11,946	9.68	71.21
	1996	81,741	9.69	13,075	9.45	71.37
	1997	89,307	9.26	14,205	8.64	71.77
	1998	96,591	8.16	15,354	8.09	71.81
	1999	104,431	8.12	16,531	7.67	72.12
	2000	112,653	7.87	17,765	7.46	72.39
	2001	121,083	7.48	19,000	6.95	72.75
	2002	129,455	6.91	20,219	6.42	73.09
	2003	138,322	6.85	21,482	6.25	73.50
	2004	147,509	6.64	22,795	6.11	73.87
	2005	157,137	6.53	24,150	5.94	74.28
	2006	166,999	6.28	25,515	5.65	74.72
Average Growth						
1982 - 1986			9.20		10.06	
1987 - 1991			14.71		13.99	
1992 - 1996			10.68		10.20	
1997 - 2001			8.18		7.76	
2002 - 2006			6.64		6.07	

Table 4-4 EGAT'S GENERATION REQUIREMENT BY UTILITIES (FORECAST BY THE THAI ORGANIZATION)

	Fiscal Year	MEA			PEA			Direct Customers			
		Energy (GWh)	Power (MW)	Load Factor (%)	Energy (GWh)	Power (MW)	Load Factor (%)	Energy (GWh)	Power (MW)	Load Factor (%)	
Actual	1981	8,496	1,388	69.9	5,569	1,115	57.0	505	100	57.6	
	1982	8,719	1,499	66.4	6,190	1,264	55.9	494	102	55.3	
	1983	9,666	1,631	67.7	7,287	1,493	55.7	637	125	58.2	
	1984	10,498	1,776	67.5	8,174	1,675	55.7	710	129	62.8	
	1985	10,910	1,823	68.3	9,391	1,918	55.9	963	162	67.9	
	1986	11,391	1,983	65.6	10,190	2,078	56.0	1,037	170	69.6	
	1987	12,930	2,178	67.8	11,792	2,375	56.7	1,123	167	76.8	
	1988	14,564	2,432	68.4	13,737	2,745	57.1	1,192	175	77.8	
	1989	16,144	2,715	67.9	16,130	3,239	56.8	1,337	206	74.1	
	1990	18,623	3,124	68.1	19,318	3,737	59.0	1,428	214	76.2	
	1991	20,777	3,519	67.4	22,493	4,252	60.4	1,504	229	75.0	
	1992	22,946	3,993	65.6	26,132	4,956	60.2	1,693	295	65.5	
	Forecast	1993	25,359	4,265	67.9	29,110	5,415	61.4	1,864	264	80.6
		1994	27,674	4,658	67.8	32,583	6,011	61.9	1,878	267	80.3
1995		30,419	5,111	67.9	36,207	6,626	62.4	1,893	269	80.3	
1996		33,363	5,611	67.9	39,943	7,258	62.8	1,908	272	80.1	
1997		35,868	6,089	67.2	43,844	7,913	63.3	1,924	274	80.2	
1998		38,452	6,548	67.0	47,989	8,605	63.7	1,940	277	79.9	
1999		41,269	6,994	67.4	52,413	9,340	64.1	1,957	280	79.8	
2000		44,249	7,472	67.6	57,028	10,099	64.5	1,975	283	79.7	
2001		47,359	7,952	68.0	61,707	10,858	64.9	1,993	286	79.5	
2002		50,225	8,393	68.3	66,575	11,639	65.3	2,011	289	79.4	
2003		53,276	8,840	68.8	71,714	12,458	65.7	2,030	292	79.4	
2004		56,383	9,303	69.2	77,095	13,311	66.1	2,049	295	79.3	
2005	59,653	9,780	69.6	82,719	14,193	66.5	2,069	299	79.0		
2006	63,076	10,264	70.2	88,408	15,078	66.9	2,089	302	79.0		
Average Growth Rate (%)	1987 - 1991	12.77	12.16	-	17.16	15.40	-	7.72	6.14	-	
	1992 - 1996	9.94	9.78	-	12.17	11.29	-	4.87	3.50	-	
	1997 - 2001	7.26	7.22	-	9.09	8.39	-	0.88	1.01	-	
	2002 - 2006	5.90	5.24	-	7.46	6.79	-	0.95	1.09	-	

Table 4 - 5 POWER DEMAND FORECAST IN TAILAND (1/2)

Year	Generating End					Sending End				
	Generated Energy (GWh)	kWh Station Losses (GWh)	(%)	Maximum Power (MW)	kW Station Losses (MW)	(%)	Load Factor (%)	Energy (GWh)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)
1980	14,753.73	590.45	4.00	2,417.40	87	3.60	69.7	14163.28	2,330.37	69.38
1981	15,959.97	612.29	3.84	2,588.70	89	3.45	70.4	15,347.68	2,499	70.1
1982	16,881.95	602.49	3.57	2,838.00	91	3.21	67.9	16,279.46	2,747	67.7
1983	19,066.30	658.00	3.45	3,204.30	100	3.11	67.9	18,408.30	3,105	67.7
1984	21,066.44	830.10	3.94	3,547.30	126	3.55	67.8	20,236.34	3,422	67.5
1985	23,356.57	1,022.81	4.38	3,878.40	153	3.94	68.7	22,333.76	3,726	68.4
1986	24,779.53	1,013.63	4.09	4,180.90	154	3.68	67.7	23,765.90	4,027	67.4
1987	28,193.16	1,189.30	4.22	4,733.90	180	3.80	68.0	27,003.86	4,554	67.7
1988	31,996.94	1,406.49	4.40	5,444.00	215	3.96	67.1	30,590.45	5,229	66.8
1989	36,457.09	1,532.25	4.20	6,232.70	236	3.78	66.8	34,924.84	5,997	66.5
1990	43,188.79	2,139.00	4.95	7,093.70	316	4.46	69.5	41,049.79	6,778	69.1
1991	49,225.03	2,379.92	4.83	8,045.00	350	4.35	69.8	46,845.11	7,695	69.5
1992	56,006.44	2,721.00	4.86	8,876.90	388	4.37	72.0	53,285.44	8,489	71.7
1993	61,919	3,045	4.92	10,103	447	4.43	70.0	58,874	9,656	69.6
1994	68,744	3,415	4.97	11,217	501	4.47	70.0	65,329	10,715	69.6
1995	75,860	3,793	5.00	12,359	556	4.50	70.1	72,067	11,803	69.7
1996	83,576	4,179	5.00	13,616	613	4.50	70.1	79,397	13,004	69.7
1997	91,271	4,564	5.00	14,849	668	4.50	70.2	86,707	14,181	69.8
1998	99,333	4,967	5.00	16,160	727	4.50	70.2	94,366	15,433	69.8
1999	108,047	5,402	5.00	17,553	790	4.50	70.3	102,645	16,763	69.9
2000	117,093	5,855	5.00	18,995	855	4.50	70.4	111,238	18,141	70.0
2001	126,883	6,344	5.00	20,584	926	4.50	70.4	120,539	19,657	70.0
2002	135,895	6,795	5.00	22,046	992	4.50	70.4	129,100	21,053	70.0
2003	145,508	7,275	5.00	23,605	1062	4.50	70.4	138,232	22,543	70.0
2004	155,302	7,765	5.00	25,194	1134	4.50	70.4	147,537	24,060	70.0
2005	165,292	8,265	5.00	26,815	1207	4.50	70.4	157,028	25,608	70.0
2006	175,755	8,788	5.00	28,512	1283	4.50	70.4	166,967	27,229	70.0
2007	186,437	9,322	5.00	30,245	1361	4.50	70.4	177,115	28,884	70.0
2008	196,738	9,837	5.00	31,916	1436	4.50	70.4	186,901	30,480	70.0
2009	206,872	10,344	5.00	33,560	1510	4.50	70.4	196,528	32,050	70.0
2010	216,868	10,843	5.00	35,181	1583	4.50	70.4	206,025	33,598	70.0
2011	226,672	11,334	5.00	36,772	1655	4.50	70.4	215,339	35,117	70.0

Table 4 - 5 POWER DEMAND FORECAST IN THAILAND (2/2)

Transmission & Distribution Losses		Energy Consumption		GDP in 1972 price		Elasticity of GWh per GDP	Energy Consumption per GDP (Wh/Baht)	Population (Thousand)	kWh per Capita		Year
		(GWh)	(%)	(M Baht)	(%)				(kWh)	(%)	
1,156.31	8.16	13006.97		299,472			43.43	46,961	277		1980
1,978.23	12.9	13,369.45	2.8	318,440	6.3	0.44	41.98	47,875	279	0.82	1981
1,461.30	9.0	14,818.16	10.8	331,379	4.1	2.67	44.72	48,847	303	8.63	1982
2,355.61	12.8	16,052.69	8.3	355,411	7.3	1.15	45.17	49,515	324	6.87	1983
2,633.92	13.0	17,602.42	9.7	380,739	7.1	1.35	46.23	50,583	348	7.34	1984
2,674.14	12.0	19,659.62	11.7	394,113	3.5	3.33	49.88	51,796	380	9.07	1985
2,710.65	11.4	21,055.25	7.1	411,813	4.5	1.58	51.13	52,969	398	4.73	1986
2,768.53	10.3	24,235.33	15.1	446,361	8.4	1.80	54.30	53,973	449	12.96	1987
3,025.65	9.9	27,564.80	13.7	495,378	11.0	1.25	55.64	54,961	502	11.69	1988
3,410.53	9.8	31,514.31	14.3	574,355	15.9	0.90	54.87	55,448	568	13.32	1989
3,964.75	9.7	37,085.03	17.7	633,395	10.3	1.72	58.55	56,340	658	15.81	1990
4,820.04	10.3	42,559.03	14.8	693,559	9.5	1.55	61.36	57,199	744	13.04	1991
5,681	10.7	47,604	11.9	756,806	9.1	1.30	62.9	58,041	820	10.2	1992
5,812	9.9	53,062	11.5	823,547	8.8	1.30	64.4	58,876	901	9.9	1993
6,385	9.8	58,945	11.1	893,781	8.5	1.30	65.9	59,693	987	9.6	1994
6,973	9.7	65,095	10.4	968,380	8.3	1.25	67.2	60,508	1076	8.9	1995
7,605	9.6	71,792	10.3	1,048,089	8.2	1.25	68.5	61,311	1171	8.8	1996
8,222	9.5	78,485	9.3	1,129,518	7.8	1.20	69.5	62,100	1264	7.9	1997
8,859	9.4	85,508	8.9	1,213,735	7.5	1.20	70.4	62,879	1360	7.6	1998
9,540	9.3	93,105	8.9	1,303,605	7.4	1.20	71.4	63,640	1463	7.6	1999
10,235	9.2	101,003	8.5	1,399,768	7.4	1.15	72.2	64,390	1569	7.2	2000
10,980	9.1	109,559	8.5	1,502,868	7.4	1.15	72.9	65,182	1681	7.2	2001
11,642	9.0	117,458	7.2	1,601,374	6.6	1.10	73.3	66,012	1779	5.9	2002
12,341	8.9	125,891	7.2	1,705,899	6.5	1.10	73.8	66,803	1885	5.9	2003
13,040	8.8	134,497	6.8	1,811,911	6.2	1.10	74.2	67,594	1990	5.6	2004
13,740	8.7	143,288	6.5	1,921,565	6.1	1.08	74.6	68,385	2095	5.3	2005
14,464	8.7	152,504	6.4	2,036,000	6.0	1.08	74.9	69,176	2205	5.2	2006
15,189	8.6	161,926	6.2								2007
15,868	8.5	171,033	5.6								2008
16,519	8.4	180,009	5.2								2009
17,144	8.3	188,881	4.9								2010
17,739	8.2	197,599	4.6								2011

Table 4-6 POWER DEMAND FORECAST FOR MEA, PEA & EGAT'S DIRECT CUSTOMERS

Year	EGAT			MEA			PEA			EGAT's Direct Customers		
	Generated Energy (GWh)	Peak (MW)	Load Factor (%)	Received Energy (GWh)	Peak (MW)	Load Factor (%)	Received Energy (GWh)	Peak (MW)	Load Factor (%)	Received Energy (GWh)	Peak (MW)	Load Factor (%)
1980	14,754	2,417	69.7	8,286	1,392	68.0	4,966	974	58.2	446	86	68.0
1981	15,960	2,589	70.4	8,496	1,388	69.9	5,569	1,115	57.0	505	100	69.9
1982	16,882	2,838	67.9	8,719	1,499	66.4	6,190	1,264	55.9	494	102	66.4
1983	19,066	3,204	67.9	9,666	1,631	67.7	7,287	1,493	55.7	637	125	67.7
1984	21,066	3,547	67.8	10,498	1,776	67.5	8,174	1,675	55.7	710	129	67.5
1985	23,357	3,878	68.7	10,910	1,823	68.3	9,391	1,918	55.9	963	162	68.3
1986	24,780	4,181	67.7	11,391	1,983	65.6	10,190	2,078	56.0	1,037	170	67.7
1987	28,193	4,734	68.0	12,930	2,178	67.8	11,792	2,375	56.7	1,123	167	68.0
1988	31,997	5,444	67.1	14,564	2,432	68.4	13,737	2,745	57.1	1,192	175	67.1
1989	36,457	6,233	66.8	16,144	2,715	67.9	16,130	3,239	56.8	1,337	206	66.8
1990	43,189	7,094	69.5	18,623	3,124	68.1	19,318	3,737	59.0	1,428	214	69.5
1991	49,225	8,045	69.8	21,207	3,560	68.0	22,549	4,290	60.0	1,528	249	69.8
1992	55,598	9,085	69.9	23,762	3,989	68.0	25,871	4,763	62.0	1,620	264	69.9
1993	61,919	10,103	70.0	26,230	4,403	68.0	29,201	5,377	62.0	1,717	280	70.0
1994	68,744	11,217	70.0	28,849	4,843	68.0	32,820	5,854	64.0	1,820	297	70.0
1995	75,860	12,359	70.1	31,549	5,296	68.0	36,653	6,538	64.0	1,929	315	70.1
1996	83,576	13,616	70.1	34,460	5,785	68.0	40,872	7,290	64.0	2,045	333	70.1
1997	91,271	14,849	70.2	37,292	6,260	68.0	45,142	8,052	64.0	2,147	350	70.2
1998	99,333	16,160	70.2	40,214	6,751	68.0	49,661	8,858	64.0	2,254	368	70.2
1999	108,047	17,553	70.3	43,345	7,277	68.0	54,594	9,738	64.0	2,367	386	70.3
2000	117,093	18,995	70.4	46,560	7,816	68.0	59,789	10,500	65.0	2,485	405	70.4
2001	126,883	20,584	70.4	50,003	8,394	68.0	65,451	11,495	65.0	2,610	426	70.4
2002	135,895	22,046	70.4	53,041	8,904	68.0	70,746	12,425	65.0	2,714	443	70.4
2003	145,508	23,605	70.4	56,261	9,445	68.0	76,452	13,427	65.0	2,823	460	70.4
2004	155,302	25,194	70.4	59,484	9,986	68.0	82,328	14,459	65.0	2,936	479	70.4
2005	165,292	26,815	70.4	62,713	10,528	68.0	88,380	15,522	65.0	3,053	498	70.4
2006	175,755	28,512	70.4	66,051	11,088	68.0	94,765	16,643	65.0	3,175	518	70.4
2007	186,437	30,245	70.4	69,304	11,634	68.0	101,471	17,821	65.0	3,270	533	70.4
2008	196,738	31,916	70.4	72,396	12,153	68.0	107,975	18,963	65.0	3,368	549	70.4
2009	206,872	33,560	70.4	75,345	12,648	68.0	114,461	20,102	65.0	3,469	566	70.4
2010	216,868	35,181	70.4	78,161	13,121	68.0	120,942	21,240	65.0	3,574	583	70.4
2011	226,672	36,772	70.4	80,825	13,569	68.0	127,385	22,372	65.0	3,681	600	70.4

Fig. 4-1 Method of Predicting Future Power and Energy Demand

