

タイ王国

配電指令センター開発計画

調査報告書

(要約)

1987年1月

国際協力事業団

RY

鉦計資
CR (3)
87-9

JICA LIBRARY



1030624[5]

1604

タイ王国

配電指令センター開発計画

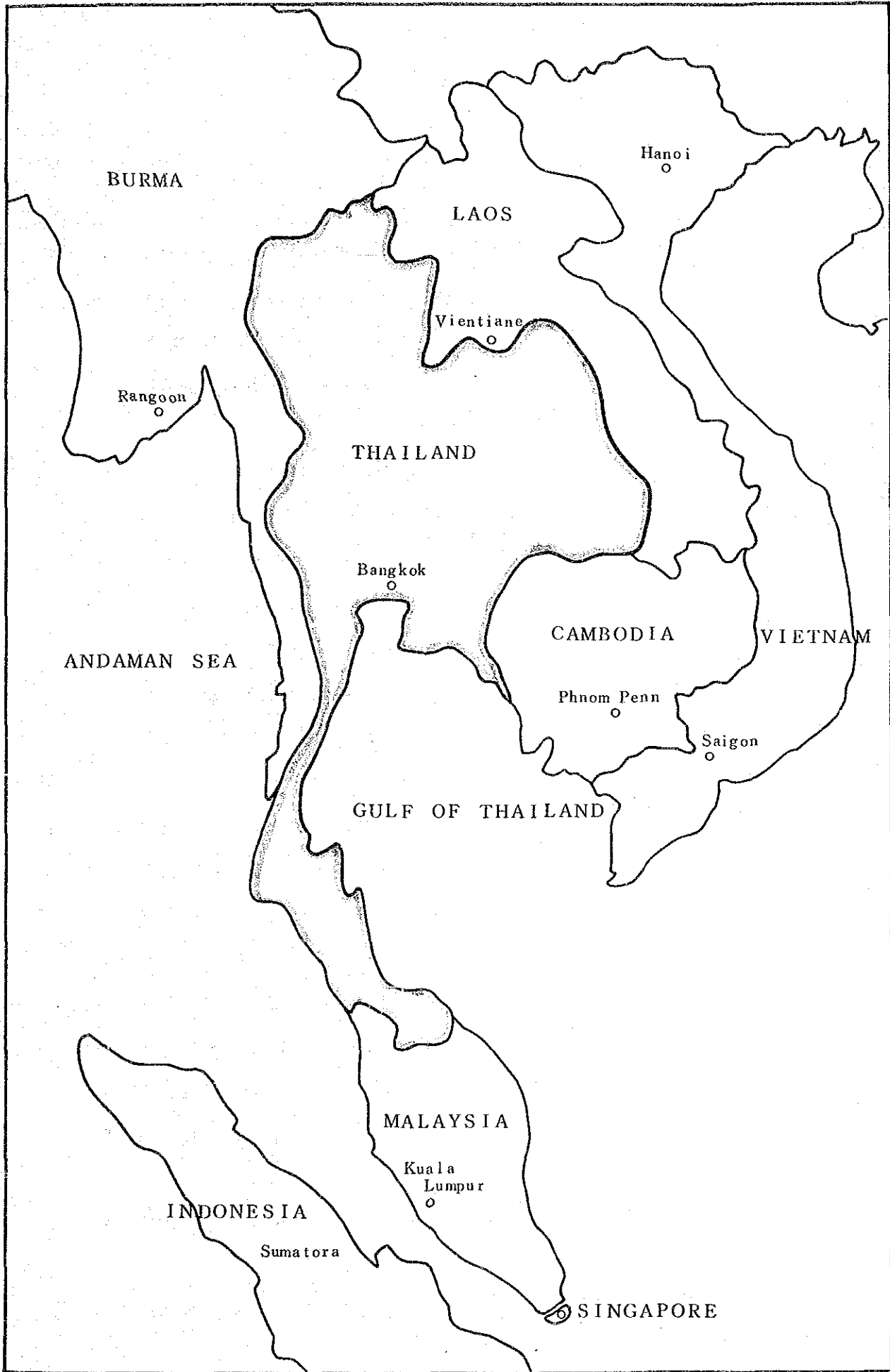
調査報告書

(要約)

1987年1月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	87. 2. 28	122
登録 No.	16011	644 MPN



BURMA

Hanoi

LAOS

Vientiane

Rangoon

THAILAND

Bangkok

CAMBODIA

VIETNAM

ANDAMAN SEA

Phnom Penn

Saigon

GULF OF THAILAND

MALAYSIA

Kuala Lumpur

INDONESIA

Sumatora

SINGAPORE

目 次

結 論 と 勧 告

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

5-1	配電指令センター開発の必要性	5-1
5-2	監視制御対象設備	5-2
5-3	配電指令センターの組織	5-2
5-4	配電指令システムの機能	5-3
5-5	配電指令システムの構成	5-4
5-6	データ伝送システム	5-4
5-7	供給信頼度の評価	5-5
5-8	建築上の要件	5-5
第6章	パイロット配電指令センターの実施計画	6-1
6-1	パイロット配電指令センターの必要性	6-1
6-2	パイロット配電指令センターサイトの選定	6-1
6-3	監視制御対象設備	6-1
6-4	配電指令システムの機能と構成	6-1
6-5	データ伝送システム	6-2
6-6	教育訓練計画と設備	6-2
第7章	建設コスト	7-1
第8章	プロジェクトの実施計画	8-1
8-1	プロジェクト実施の考え方	8-1
8-2	実施計画	8-1
8-3	実施工程	8-2
第9章	経済評価	9-1
9-1	経済評価の方法	9-1
9-2	経済評価	9-1
9-3	財務分析	9-1
9-4	感度分析	9-2
9-5	結論	9-3

Contents of Table and Figure
(Summary)

		<u>Page</u>
Table 1-1	IMPLEMENTATION SCHEDULE OF THE STUDY	1 - 4
Table 2-1	MAIN ECONOMIC INDICATORS	2 - 4
Table 2-2	GROSS DOMESTIC PRODUCT BY INDUSTRIAL ORIGIN (1972 PRICES)	2 - 5
Table 2-3	POWER DEMAND IN THAILAND	2 - 6
Table 2-4	PRESENT STATUS AND EXPANSION PLAN OF POWER PLANT (EGAT)	2 - 7
Fig. 2-1	POWER SYSTEM DIAGRAM (EGAT)	2 - 8
Table 3-1	TEN YEAR GROWTH STATISTICS	3 - 5
Table 3-2	POWER DEMAND OF PEA	3 - 6
Table 3-3	ENERGY DEMAND BY REGION	3 - 7
Table 3-4	SUBSTATION DATA (SUMMARY)	3 - 8
Table 3-5	DISTRIBUTION FACILITIES	3 - 9
Table 3-6	SUMMARY OF FAULT RECORD (1985/8--1986/7)	3 - 10
Table 3-7	INFLUENCE OF SUPPLY INTERRUPTION ON BIG CUSTOMERS	3 - 11
Fig. 3-1	PEA SERVICE AREA	3 - 12
Table 5-1	FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED (1994)	5 - 8
Table 5-2	ESTIMATED FREQUENCY OF FAULTS AND INTERRUPTION ENERGY	5 - 9

		<u>Page</u>
Fig. 5-1	DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM BLOCK DIAGRAM	5 - 10
Fig. 5-2	RADIO ROUTE DIAGRAM	5 - 12
Fig. 5-3	TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3), WEIGHT OF EQUIPMENT	5 - 13
Fig. 5-4	AIR CONDITIONING SYSTEM	5 - 14
Fig. 5-5	TENTATIVE LIGHTING LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3)	5 - 15
Table 6-1	DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM TRAINING COURSE (DRAFT)	6 - 4
Fig. 6-1	DISTRIBUTION SYSTEM DIAGRAM (C3)	6 - 7
Fig. 6-2	TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3)	6 - 8
Fig. 6-3	RADIO ROUTE DIAGRAM (C3)	6 - 9
Table 7-1	CONSTRUCTION COST OF THE PROJECT	7 - 2
Table 7-2	CONSTRUCTION COST OF THE PILOT PROJECT	7 - 2
Table 7-3-1	CONSTRUCTION COST BY REGIONS (CASE 1)	7 - 3
Table 7-3-2	CONSTRUCTION COST BY REGIONS (CASE 2)	7 - 4
Table 7-3-3	CONSTRUCTION COST BY REGIONS (CASE 3)	7 - 5
Table 8-1	IMPLEMENTATION RANKING BY REGIONS	8 - 3
Table 8-2	IMPLEMENTATION SCHEDULE FOR 11 REGIONS	8 - 4
Table 8-3	FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED AND CONSTRUCTION COST BY REGIONS (1994)	8 - 5
Table 8-4	FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED AND CONSTRUCTION COST BY ZONES (1994)	8 - 6
Table 8-5	IMPLEMENTATION SCHEDULE	8 - 7

	<u>Page</u>
Table 9-1-1 COST AND BENEFIT (CASE 1)	9 - 5
Table 9-1-2 COST AND BENEFIT (CASE 2)	9 - 6
Table 9-1-3 COST AND BENEFIT (CASE 3)	9 - 7
Table 9-2-1 NET IN-FLOW (CASE 1)	9 - 8
Table 9-2-2 NET IN-FLOW (CASE 2)	9 - 9
Table 9-2-3 NET IN-FLOW (CASE 3)	9 - 10
Table 9-3 NET PRESENT VALUE	9 - 11
Table 9-4 AMORTIZATION SCHEDULE	9 - 12
Table 9-5 CASH FLOW STATEMENT	9 - 13
Fig. 9-1 NET PRESENT VALUE CURVE	9 - 15

結 論 と 勧 告

結 論 と 勧 告

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

1. プロジェクトの必要性

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

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

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

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

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

2. 配電指令センターの開発計画

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

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

本配電指令システムの構成は次のとおりである。

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

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

ケース1 全回線に1台ずつ設置する。

ケース2 連係回線に2台、放射状回線に1台ずつ設置する。

ケース3 全回線に2台ずつ設置する。

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

3. パイロット配電指令センターの実施計画

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

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

パイロット配電指令センターサイトはCentral Region 3とし、トレーニングユニットはトレーニングセンターに設置することとした。

パイロット配電指令システムの構成は次のとおりである。

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

4. 建設コスト

本プロジェクトの建設コストは次のとおりである。

(Unit:1,000US \$)

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

5. 実施計画

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

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

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

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

本プロジェクト実施についての勧告事項は次のとおりである。

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

6. 経 済 評 価

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

また、本プロジェクトの効果は、本調査で検討した経済効果だけでなく、

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

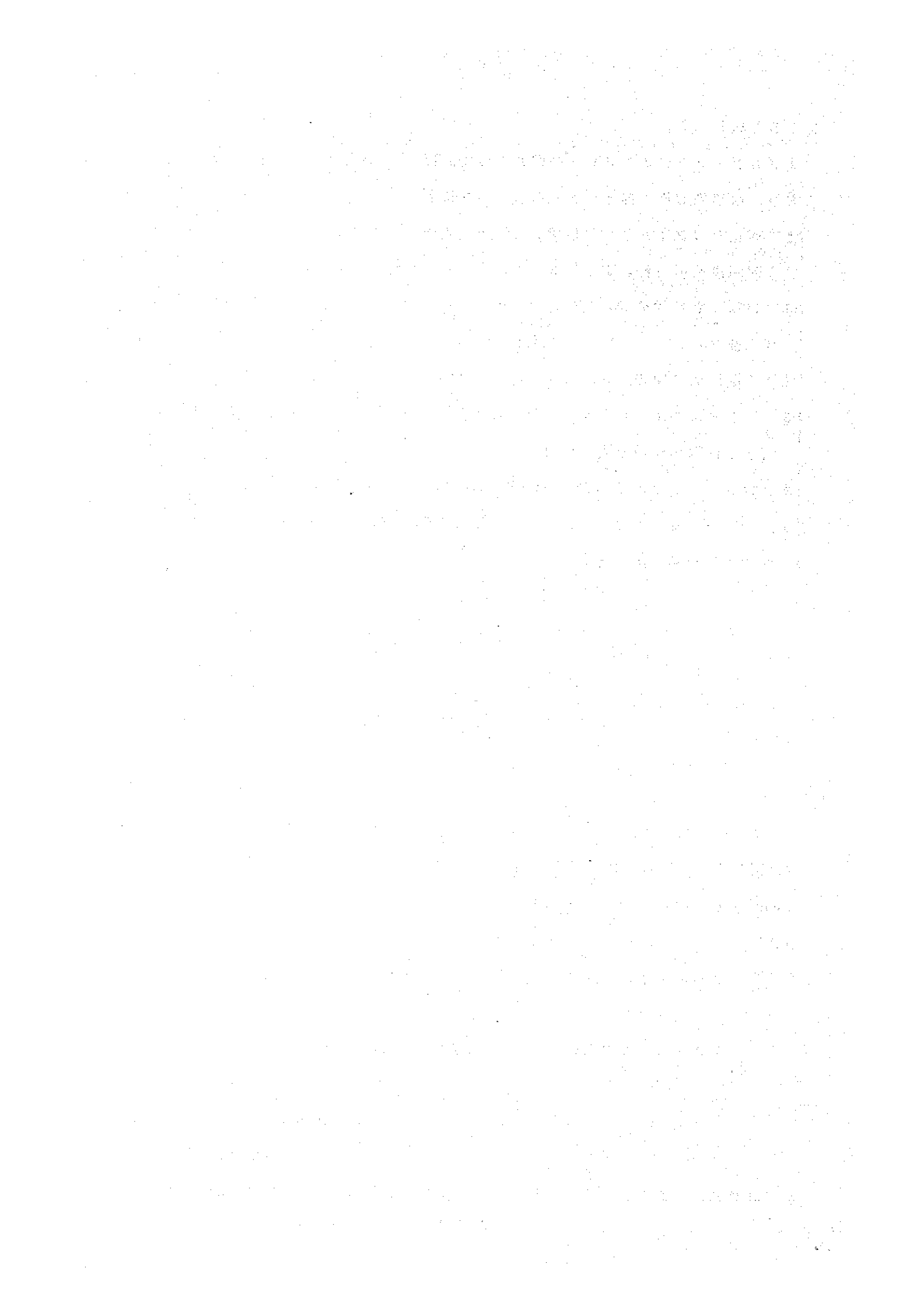
などの効果が大きく、いわゆる社会収益率は本調査のEIRRよりかなり高い値

になると思われる。

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

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

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



第 1 章

プロジェクトの背景と目的

第1章 プロジェクトの背景と目的

1-1 プロジェクトの背景と目的

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

P E Aは1960年創立以来、電化地域の拡大、配電設備の強化を強力に推進し、その結果、P E Aの電力需要は、1985年度において販売電力量8.557GWh、最大電力1.956MWとなり、過去10年間の年平均伸び率はそれぞれ15.0%、14.2%となっている。電化率は1985年度末において55.2%である。この間、配電設備も大巾に拡張され、高圧配電線の回線亘長は、1985年度末において89,369kmとなり、過去10年間における年平均伸び率は19.2%となっている。

今後の見通しとしては、政府が産業開発の重点を地方にしていること、電化率が低いことから引きつづき高い伸びが期待され、電力需要は1995年度において販売電力量19.185GWh、最大電力3.877MWとなり、それぞれ年平均伸び率8.4%、7.1%で増加すると想定されている。電化率は1995年度末において76%と計画されている。

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

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

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

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

1-2 調査の経緯

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

調査工程はTable1-1のとおりである。

1-3 調査団の編成および調査日程

(1) 調査団の編成

調査団の編成は次のとおりである。

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

(2) 調査団の日程

調査団の日程は次のとおりである。

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

八尋義尚 (現地調査)	1986年 6月 25日	1986年 8月 8日
(中間報告書)	1986年 10月 12日	1986年 10月 18日
千々岩一夫	1986年 6月 29日	1986年 7月 28日
友永貞文	1986年 6月 29日	1986年 7月 13日
金子博	1986年 6月 25日	1986年 8月 8日
阿部一裕	1986年 7月 13日	1986年 7月 22日




(3) カウンターパート

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

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

Table 1-1 IMPLEMENTATION SCHEDULE OF THE STUDY

ITEMS	1986												1987	
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	6	7			
<p>THE FEASIBILITY STUDY ON DISTRIBUTION SYSTEM DISPATCHING CENTER PROJECT IN THE KINGDOM OF THAILAND (1986)</p> <p>OVERALL SCHEDULE</p>														
<p>NAME: FUMINORI SATO</p> <p>ASSIGNMENT: Team Leader Overall supervision</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Overall supervision of the study Economic and financial evaluation Study of optimum distribution dispatching system Preparation of reports</p>														
<p>NAME: YOSHINO YAHIRO</p> <p>ASSIGNMENT: Communication</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Review of present status and future plan of communication system Study of data transmission system Study of improvement plan of general communication system</p>														
<p>NAME: KAZUO CHUJWA</p> <p>ASSIGNMENT: Substation</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Review of present status and future plan of substation Review of operation and maintenance system of control station Study of facilities to be supervisory controlled</p>														
<p>NAME: SADAFUMI TOMONAGA</p> <p>ASSIGNMENT: Economic analysis</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Economic and financial analysis Review of economic situation Review of past record and forecast of electric power demand</p>														
<p>NAME: HIROSHI KANEKO</p> <p>ASSIGNMENT: Distribution Dispatching</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Review of present status and future plan of distribution system Review of distribution dispatching and maintenance system Study and design of distribution dispatching system</p>														
<p>NAME: KAZUHIRO ABE</p> <p>ASSIGNMENT: Architecture</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Study of architectural requirements for dispatching center and control station Architectural design</p>														
<p>NAME: YASUO WANI</p> <p>ASSIGNMENT: Communication Dispatching</p> <p>DESCRIPTION OF WORKS: Study of optimum data transmission system Study and design of distribution dispatching system</p>														

 WORKS IN THAILAND
 WORKS IN JAPAN
 CONCURRENT WORKS

第 2 章

タイ国の一般事情と電力事情

第2章 タイ国の一般事情と電力事情

2.1 経済事情

タイ国経済は、第1次国家経済社会開発計画のはじまった1961年から第4次計画が終了した1981年にかけて7%台の成長を遂げた。

Table2-1に主要経済指標を、Table2-2に産業別実質GDPを示す。第5次計画（1981年10月～1986年9月）の成長率は、第2次オイルショック後の世界的なリセッション、世界貿易の後退、1次産品の価格低迷等のため鈍化傾向を示し、1985年9月までの実績で5.0%となっている。産業別にみると、農業（23.2%）製造業（20.8%）卸小売り（15.7%）、サービス業（11.6%）が上位を占め、銀行・保険・不動産、電気・水道、サービス業、鉱業、製造業が好調な伸びを示している。

タイ国の貿易は、米、タピオカ、生ゴム、砂糖、錫、メイズ等の一次産品を輸出し、機械、鉄鋼等の資本財、工業用原料および消費材を輸入するという発展途上国に共通にみられるパターンをとってきている。貿易収支は恒常的に赤字を記録し、これを貿易外収支および資本収支の黒字で補填している。

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

2-2 エネルギー事情

タイ国におけるエネルギー消費の年平均伸び率は、1975年から1980年にかけて11.9%であったが、1980年から1984年にかけては6%に減少した。1984年のエネルギー消費は石油換算で23.249M1、国産エネルギーの占有率は49.9%、石油依存率は54.8%である。1984年から1992年にかけては年率6.5%で増加し、1992年においてエネルギー消費は石油換算で38.568M1、石油依存率は48.2%と想定されている。国産エネルギーの現状および将来展望は次のとおりである。

1984年における国産石油製品の消費量は全石油製品の9.4%を占めている。油田は北部に位置している。埋蔵量ははっきり判っていない。

天然ガスの実用化は1981年 9月にはじまり、1984年における消費量は総エネルギー消費の 9.8%を占め、1992年には15.2%を占めると想定されている。ガス田はタイ湾のオフショアガス田が主体で確認埋蔵量は4,000Gft³、推定埋蔵量は10,000Gft³といわれている。現在、天然ガスは主として発電用に使用されている。

1984年における褐炭の消費量は総エネルギー消費の 3.7%を占め、1992年には9.8%を占めると想定されている。代表的炭田は、北部のMae Moh、LIおよび南部のKrabl にあり、推定埋蔵量は 680～ 1,480Mtといわれている。低カロリーのものが多く、その大半は発電用に使用されている。

1984年における水力発電電力量は総エネルギー消費の 5.3%を占めている。包蔵水力は国内河川10,120MW、ラオス、ビルマに接する国際河川を含めると27,015 MWといわれている。

2-3 電力事業の運営

タイ国の電力事業は発送電事業を担当するEGAT、首都圏の配電事業を担当するMEA、首都圏以外の配電事業を担当するPEAの3公社で運営されている。このほか、NEAが小水力発電所を3ヵ所所有している。

電力に係る総合的な行政はNEAが担当し、全国の電力系統計画の調整はNESDB が担当している。

2-4 電力需要

Table2-3にタイ国の電力需要の実績と想定を示す。

電力需要は、1985年度において販売電力量 19,979GWh、最大電力 3,878MWで過去5年間の年平均伸び率はそれぞれ 9.0%、9.9%を示した。1995年度には販売電力量 37,549GWh、最大電力 7,128MWとなり、平均伸び率それぞれ 6.5%、6.3%と想定されている。電化率は、1985年度59.1%、1995年度には79.5%と見込まれている。工業用電力需要の占める比率は1985年度44.9%、1995年度には42.8%と想定されている。

1985年度から1995年度にかけての公社別の販売電力量の伸び率はEGAT 2.6

%, M E A 5.0%, P E A 8.4%と想定されている。P E Aの販売電力量は1989年度にM E Aを上廻り, 総販売電力量に占めるP E Aのシェアは1985年度の42.8%から1995年度には51.1%に上昇すると予測される。

2-5 発電設備の現状と計画

Table2-4にE G A Tの発電設備の現状と計画を, Fig.2-1にE G A Tの電力系統図を示す。

発電設備容量は, 1985年度末において 6,459.7MWで, その構成比は天然ガス火力37.2%, 水力28.1%, ガスタービン15.2%, 褐炭火力13.7%, 石油火力 5.3%, ディーゼル 0.5%である。地域別にみると, 中央部63.2%, 北部28.9%, 南部 5.7%, 東北部 2.1%で, 南部と東北部がすくない。

発電電力量に占めるエネルギー資源の比率は, 1985年において天然ガス43.0%, 褐炭19.0%, 石油18.2%, 水力16.6%, 買電 3.2%で, 国産エネルギーの活用が進められている。

発電設備容量は1995年度末に 9,143.1MW, その構成比は水力32.8%, 天然ガス火力26.2%, ガスタービン22.6%, 褐炭火力16.4%, 石油火力 2.0%となり, 発電電力量に占める石油の比率は 2.2%に減少する計画となっている。地域別にみると中央部52.0%, 北部27.0%, 南部13.3%, 東北部 7.7%となり, 南部と東北部においても開発が計画されている。

2-6 送変電設備の現状と計画

E G A Tの送電線の回線亘長は, 1985年度末において14,455kmで1995年度末には21,400kmに達する計画となっている。電圧は 230kVと 115kVが主体で, 230kV送電線は北部および中央部の発電所からBangkok に至る主幹系統を構成している。将来の計画としては, 北部のMae Moh 発電所からBangkok に至る 500kV送電線の新設, 南部への 230kV送電線の延長, 東北部への 230kV系統の強化, 各Region内の 115kV系統の拡充が計画されている。

E G A Tの変電所設備容量は, 1985年度末において 10,201.6MVAで, 1995年度末には 24,320MVAと計画されている。

Table 2-1 MAIN ECONOMIC INDICATORS

Item	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Population (x 1,000)	42,421	43,436	44,463	45,460	46,461	47,490	48,490	49,461	50,397
GDP Growth Rate (Constant Price) (%)	8.7	7.2	10.1	6.1	5.8	6.3	4.1	5.8	6.2
GDP Growth Rate (Current Price) (%)	13.0	19.8	21.8	18.4	23.1	14.8	7.6	9.2	7.3
Per Capita GNP (US\$)	389	441	514	589	707	738	735	790	806
Consumer Price Index (%)	100.0	107.6	116.1	127.6	152.7	172.1	181.1	187.9	189.5
Balance of International Payment (M. Baht)	4.2	7.5	7.9	9.9	19.7	12.7	5.2	3.8	0.9
	(11,085)	(25,599)	(28,540)	(47,053)	(57,985)	(65,782)	(36,137)	(89,237)	(68,796)
Foreign Currency Reserves (M. US\$)	(81)	(7,538)	(13,298)	(7,925)	5,179	2,531	3,314	(18,078)	10,588
	1,893	1,915	2,557	3,129	3,026	2,726	2,652	2,555	2,689
Outstanding Foreign Debts (Public Sector) (M. US\$)	816	1,139	1,786	2,713	3,932	5,238	6,032	6,876	8,538
Exchange Rate (to US\$)	20.400	20.400	20.336	20.419	20.476	21.820	23.000	23.000	23.639

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

(Unit: M. Baht)

Industrial Origin	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	%	Annual Growth Rate (%)
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1976--1981	1981--1985
Agriculture	65,898	65,537	72,513	71,408	72,784	77,701	78,502	81,449	85,902	87,897	23.2	3.4
Crops	49,013	46,794	53,583	51,804	54,179	58,528	59,904	61,919	65,518	66,696	17.6	3.6
Livestock	7,622	8,102	8,515	8,931	9,011	9,500	9,897	10,332	10,781	11,088	2.9	4.5
Fisheries	5,898	7,499	7,414	7,281	6,276	6,777	6,019	6,568	6,862	7,290	1.9	2.8
Forestry	3,365	3,142	3,001	3,392	3,318	2,896	2,682	2,630	2,741	2,823	0.7	(3.0)
Mining and quarrying	2,906	3,526	4,104	4,531	4,780	4,623	4,431	4,414	5,415	6,012	1.6	9.7
Manufacturing	42,529	48,071	52,521	57,841	60,597	64,490	67,317	72,252	77,081	78,921	20.8	8.7
Construction	10,022	11,996	13,583	14,547	16,576	15,500	15,097	15,927	17,680	17,603	4.6	9.1
Electricity and water supply	3,642	4,144	4,500	5,178	5,560	6,330	6,755	7,348	8,088	8,875	2.3	11.7
Transportation and communication	13,366	14,474	16,205	17,663	18,811	20,209	21,715	23,290	24,605	26,242	6.9	8.6
Wholesale and retail trade	38,821	41,213	43,658	45,497	48,227	51,103	52,789	55,076	57,430	59,497	15.7	5.7
Banking, insurance and real estate	10,208	11,574	13,443	15,582	17,419	19,197	21,396	24,238	26,994	29,388	7.8	13.5
Ownership of dwellings	3,664	3,823	4,052	4,289	4,502	4,723	4,936	5,178	5,369	5,594	1.5	5.2
Public administration and defence	8,893	9,555	10,166	11,594	12,423	13,192	13,833	14,498	14,106	14,873	3.9	8.2
Services	21,276	23,260	26,352	28,777	31,173	34,202	37,261	39,276	41,536	43,854	11.6	10.0
Gross domestic product (GDP)	221,225	237,173	261,097	276,907	292,852	311,270	324,032	342,946	364,206	378,756	100.0	7.1
Plus: Net factor income payment from the rest of the world	(1,020)	(1,575)	(4,054)	(7,010)	(8,279)	(12,985)	(14,910)	(14,080)	(17,372)	(17,702)	-	-
Gross national product (GNP)	220,205	235,598	257,043	269,897	284,573	298,285	309,122	328,866	346,834	361,054	6.3	6.3
Per capita GNP (BAHT)	5,191	5,424	5,781	5,937	6,125	6,281	6,375	6,649	6,882	7,038	3.9	2.9
Population (x 1,000 capita)	42,421	43,436	44,463	45,460	46,461	47,490	48,490	49,461	50,397	51,301	2.3	1.9

Table 2-3 POWER DEMAND IN THAILAND

Items	Actual											Growth Rate (%/year)	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
ENERGY SALES (Gwh)													
Residential	1,373.12	1,540.10	1,880.28	2,221.62	2,627.83	2,884.55	3,128.12	3,461.13	4,091.38	4,572.74	5,091.75	12.0	
Small Business	1,022.55	1,182.83	1,401.67	1,656.20	1,833.52	1,636.82	1,583.02	1,627.50	1,822.77	1,946.90	2,155.31	5.7	
Large Business	4,072.21	4,736.03	5,466.38	6,054.74	6,830.69	1,904.26	1,906.66	2,084.73	2,236.01	2,420.51	2,726.23	7.4	
Small Industrial	-	-	-	-	-	1,883.79	2,034.03	2,185.58	2,390.54	2,571.40	2,687.51	7.4	
Large Industrial	-	-	-	-	-	3,746.25	4,243.34	4,436.94	4,554.14	4,894.77	5,371.15	7.5	
Others	442.03	442.67	480.56	523.68	567.59	507.47	476.74	481.96	751.07	943.40	1,036.31	15.3	
EGAT directly suppl.	430.89	446.35	476.97	488.24	452.68	443.73	500.61	494.33	610.12	689.73	911.00	15.5	
Total	7,340.80	8,348.00	9,705.86	10,944.48	12,312.31	13,086.97	13,892.52	14,772.17	16,456.03	18,039.45	19,979.26	9.0	
GENERATED ENERGY (GWh)													
EGAT	8,211.57	9,414.48	10,950.62	12,371.67	13,964.56	14,753.73	15,959.97	16,881.95	19,066.30	21,066.44	23,356.74	9.6	
PEA	110.20	117.90	97.60	84.10	82.10	69.60	44.90	25.00	26.80	20.50	20.70	(21.5)	
Total	8,321.77	9,532.38	11,048.22	12,455.77	14,046.66	14,823.33	16,004.87	16,906.95	19,093.10	21,086.94	23,377.44	9.5	
PEAK DEMAND (MW)	1,406.60	1,652.10	1,873.40	2,100.60	2,255.00	2,417.40	2,588.70	2,838.00	3,204.30	3,547.30	3,878.40	9.9	
LOSS RATIO (%)	11.8	12.4	12.2	12.1	12.3	12.3	13.2	12.6	13.8	14.5	14.5	-	
LOAD FACTOR (%)	67.5	65.9	67.3	67.7	71.1	70.0	70.6	68.0	68.0	67.9	68.8	-	
ELECTRIFICATION RATIO (%)	21.8	24.6	26.7	30.3	33.0	36.6	41.4	46.3	49.4	53.5	59.1	-	

Items	Forecast											Growth Rate (%/year)
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
ENERGY SALES (GWh)												
Residential	5,451.08	5,942.34	6,455.71	6,974.43	7,509.61	8,059.03	8,620.01	9,189.75	9,764.93	1,034.77	1,034.77	7.3
Small Business	2,232.96	2,372.42	2,516.54	2,663.80	2,814.00	2,967.04	3,122.61	3,280.62	3,440.76	3,602.95	3,602.95	5.3
Large Business	2,980.02	3,217.75	3,468.35	3,727.99	3,996.56	4,273.76	4,559.40	4,853.27	5,153.17	5,464.81	5,464.81	7.2
Small Industrial	2,799.37	2,945.15	3,093.72	3,243.34	3,394.11	3,546.03	3,699.10	3,853.61	4,009.66	4,167.40	4,167.40	4.5
Large Industrial	5,584.35	6,283.29	7,160.02	8,019.79	8,467.20	8,948.89	9,390.06	9,836.30	10,284.48	10,737.70	10,737.70	7.2
Others	1,192.51	1,320.85	1,409.28	1,501.16	1,595.58	1,686.56	1,775.52	1,866.57	1,959.46	2,054.38	2,054.38	7.1
EGAT directly suppl.	981.35	1,012.22	1,056.73	1,139.81	1,148.87	1,154.77	1,160.84	1,167.06	1,173.50	1,180.15	1,180.15	2.6
Total	21,221.64	23,094.02	25,160.35	27,270.32	28,925.93	30,636.08	32,327.54	34,047.18	35,787.98	37,549.16	37,549.16	6.5
GENERATED ENERGY (GWh)												
EGAT	24,732.00	27,145.00	29,418.00	31,774.00	33,719.00	35,726.00	37,720.00	39,743.00	41,790.00	43,862.00	43,862.00	6.5
PEA	27.90	42.60	47.70	49.00	50.30	51.80	49.80	51.30	53.20	55.20	55.20	10.3
Total	24,759.90	27,187.60	29,465.70	31,823.00	33,769.30	35,777.80	37,769.80	39,794.30	41,843.20	43,917.20	43,917.20	6.5
PEAK DEMAND (MW)	4,177.00	4,560.00	4,947.00	5,311.00	5,616.00	5,935.00	6,244.00	6,530.00	6,824.00	7,128.00	7,128.00	6.3
LOSS RATIO (%)	14.3	15.1	14.6	14.3	14.3	14.4	14.4	14.4	14.4	14.5	14.5	-
LOAD FACTOR (%)	67.7	68.1	68.0	68.4	68.7	68.8	69.1	69.6	70.0	70.3	70.3	-
ELECTRIFICATION RATIO (%)	64.2	68.7	71.5	73.1	74.6	76.0	77.1	78.1	78.8	79.5	79.5	-

Table 2-4 PRESENT STATUS AND EXPANSION PLAN OF POWER PLANT (EGAT)

(Unit: MW)

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

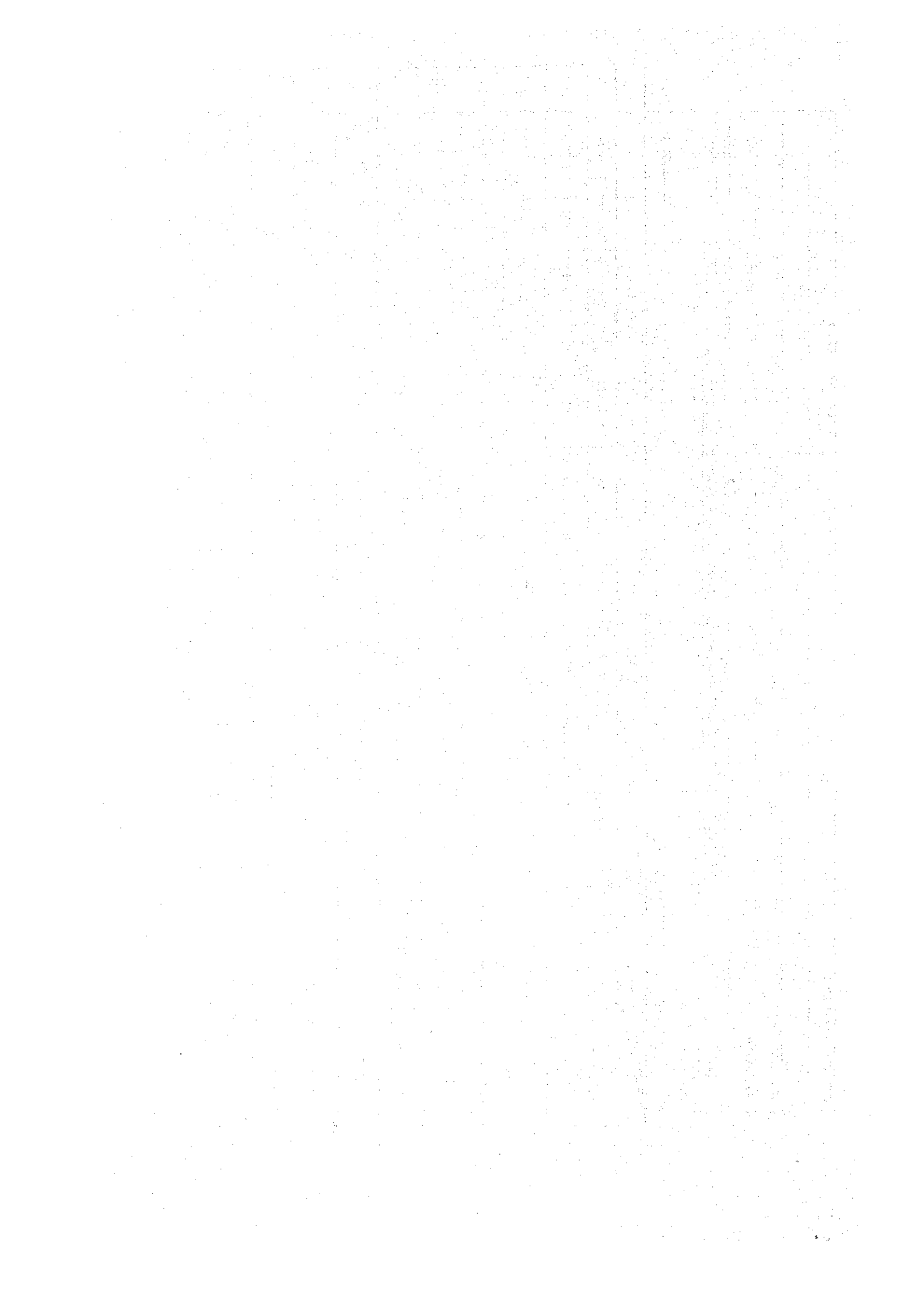
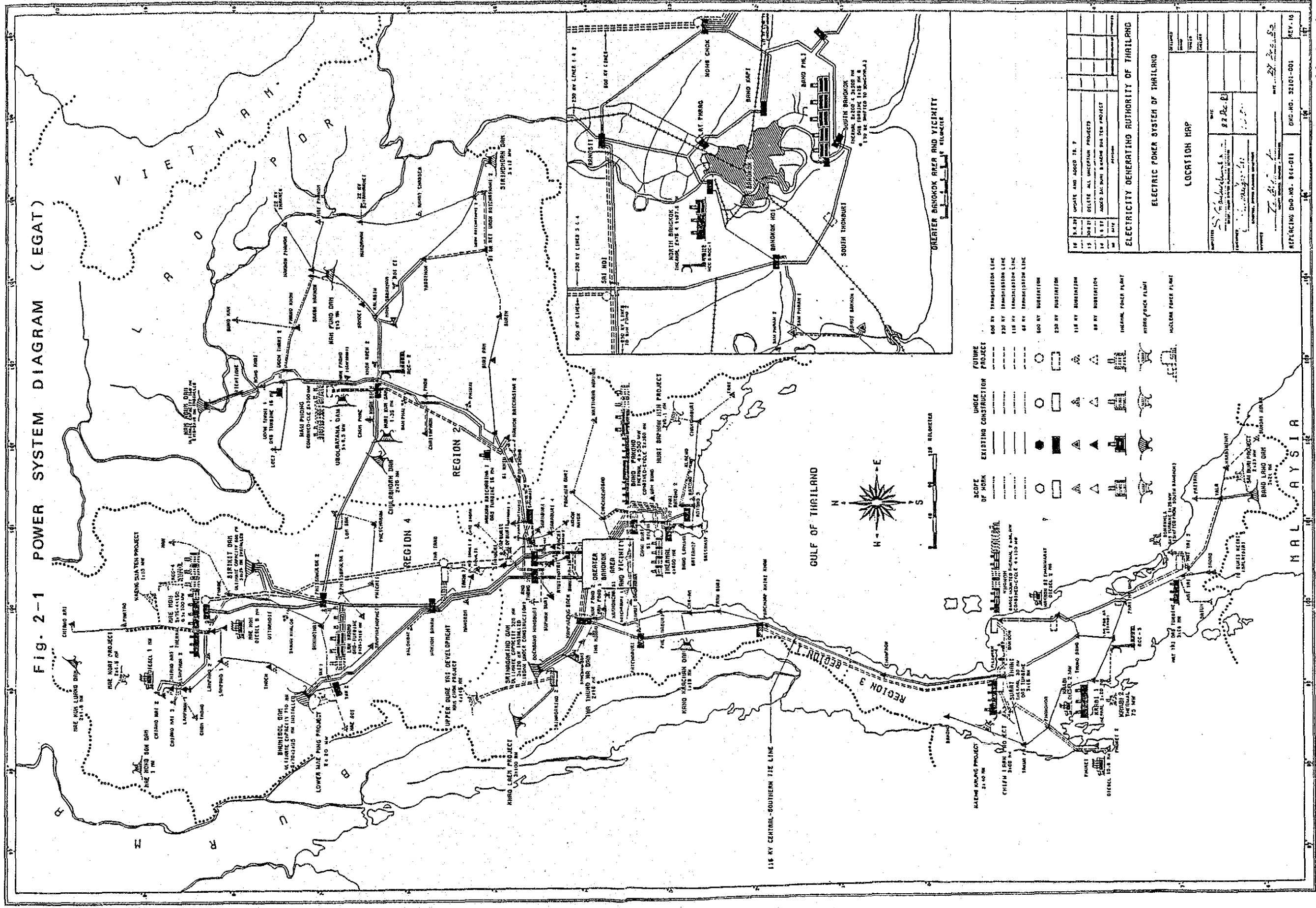


Fig. 2-1 POWER SYSTEM DIAGRAM (EGAT)



SCOPE OF WORK	EXISTING	UNDER CONSTRUCTION	FUTURE PROJECT
500 KV TRANSMISSION LINE	—	—	—
230 KV TRANSMISSION LINE	—	—	—
110 KV TRANSMISSION LINE	—	—	—
66 KV TRANSMISSION LINE	—	—	—
500 KV SUBSTATION	○	○	○
230 KV SUBSTATION	□	□	□
110 KV SUBSTATION	△	△	△
66 KV SUBSTATION	△	△	△
THERMAL POWER PLANT	■	■	■
HYDROELECTRIC PLANT	■	■	■
NUCLEAR POWER PLANT	■	■	■

18	9.4.87	UPDATE AND ADDED TO 7
17	10.10.86	DELETE AND RECONSTRUCTION PROJECTS
16	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
15	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
14	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
13	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
12	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
11	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
10	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
9	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
8	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
7	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
6	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
5	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
4	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
3	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
2	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT
1	10.10.86	ADDED SAU 500KV & 230KV TRANSMISSION PROJECT

1/20/88 20/8/88

第 3 章

PEA の概況と電力事情

第3章 P E Aの概況と電力事情

3-1 P E Aのプロフィール

P E Aの供給区域は、約 510,000km²（日本の約 1.4倍）で全土の99.4%を占め、管内の人口は約 4,500万人である。

P E Aは、1960年創立以来、電化地域の拡大、配電設備の強化を強力に推進し、Table3-1に示すとおり、1975年度から1985年度にいたる10年間にめざましい成長を遂げた。村落への電気導入率は1986年度末現在76%となっており、P E Aはこれを95%に引き上げるべく、なお、電化プロジェクトを推進中である。しかしながら、第6次国家経済社会開発計画（1987～1991）のもとでのP E Aの投資計画によると、なお電化プロジェクトが大きなウェイトを占めているものの、1991年度には電化プロジェクトがほぼ完了する計画となっている。

従って、P E Aは、量的拡大から質的向上への転換期にさしかかっているということができ、長期計画（1985～1991）においても設備の強化、運用・メンテナンスの改善、サービスの向上が主要な方針となっている。

3-2 P E Aの組織

P E Aの組織は本店（Head Office）、支店（Regional Office）、営業所（Electric Office）、需要家サービスセンター（Customer Service Center）、需要家サービスサブセンター（Customer Service Sub-Center）で構成されている。事業所数は本店1カ所、支店12カ所、営業所111カ所、需要家サービスセンター158カ所、需要家サービスサブセンター1,033カ所である。Fig.3-1に支店の管轄区域を示す。

本店業務はプロジェクトに関連したものが多く要員約5,000名を擁している。支店は管内の統括業務および建設工事を担当し、要員は約3,700名である。営業所は建設工事、設備の運用・維持保守および需要家サービスを担当し、規模に応じて1級から4級に分れている。需要家サービスセンターは管内の建設工事、設備の維持保守および需要家サービスを担当し、需要家サービスサブセンターは主として需要家サービスを担当している。営業所および需要家サービスセンター／

サブセンターの要員は約13,900名である。

保守業務の機能を持つ事業所は、営業所 111カ所、需要家サービスセンター 158カ所、合計 269カ所で、保守要員 3,281名が配置されている。これら事業所 1カ所当りの平均供給区域は 1.925km²、高圧線の平均巨長は 331kmで、高圧線巨長 100km当りの保守要員数は 3.7名である。これらの指標を日本の現状と比較すると、1カ所当りの平均供給区域は 4倍、1カ所当りの高圧線平均巨長は 0.4倍、高圧線巨長 100km当りの保守要員数は 3.7倍となり、保守上問題はないと考えられる。

3-3 電力需要

Table3-2に電力需要の実績と想定を示す。

電力需要は、1985年度において販売電力量8,557GWh、最大電力 1,956MWで過去5年間の年平均伸び率はそれぞれ12.8%、13.4%と非常に高い実績を示した。1995年度には販売電力量 19,185GWh、最大電力 3,877MWとなり、年平均伸び率はそれぞれ 8.4%、7.1%と想定されている。電化率は1985年度55.2%、1995年度には76%と見込まれている。工業用電力需要の占める比率は、1985年度の44.4%から1995年度には46.3%に上昇すると想定されている。

Table3-3にRegion別の供給電力量の実績と想定を示す。Region別にみるとCentral Regionが大きい比率を占めている。今後の想定としては、C2、S3およびN1 Regionの伸びが大きい。

3-4 電力設備の現状

(1) 変電所

Table3-4に変電所関係のデータを示す。PEAの配電系統は123変電所から供給されている。変電所はPEAの3変電所を除きEGATの所有で、PEAは高圧フィーダーのしゃ断器のみを所有している。

PEAはEGATの変電所に隣接して制御所を設置し、1直1名、3交代で運転を行っている。制御所は67カ所あり、現在12カ所が建設中で26カ所が計画済みである。

(2) 配電系統

高圧配電系統の電圧は33kV, 22kVがそのほとんどを占めている。一部に11kV, 3.5kVが残っているが、逐次22kVまたは33kVに昇圧されつつある。

Table3-5に配電設備の概要を示す。高圧配電線は564回線、回線延長89,064 kmで1回線当り平均延長は158kmと非常に長い。とくにNortheastern Region 2では1回線当り平均延長が327kmとなっている。

長距離配電線の保護のため線路の途中にリクローザーが428台設置されている。リクローザーは電流作動式で機械式と電気式とがあり、既設分は殆んどが機械式である。リクローザーの遠隔制御は、機械式については不可能で、電気式については制御回路の追加によって可能である。

高圧配電線には開閉器が2,023台設置されている。そのほとんどが手動式で、自動式10台が試験的に使用されている。高圧配電線の開閉装置は延長30kmに1台の割合となっている。

(3) 通信系統

P E Aの通信系統は、V H F (150MHz帯), U H F (400MHz帯), H F (8MHz帯)の無線で構成され、単向通信方式で音声通信に使用されている。

V H Fは1,859局で全Regionにおいて使用され、U H Fは108局で3 Region (N1, C1, C3)で使用されている。V H Fの中継所は19カ所あり、そのうち11カ所は平地に、8カ所は山頂等の高地に設置されている。

周波数は、V H F 8波, U H F 4波, H F 3波が使用されており、このほかにU H F 12波(400MHz帯)を確保している。V H FのRegion毎の使用状況をみると、8波(4CH)を使用しているのは4 Regionで、2波(1CH)しか使用していないRegionが5 Regionある。

現地調査の結果によると、長距離伝搬、山岳による遮蔽などのため回線品質の悪いルートが散見された。また、設備についても、信頼性の向上を必要とするものが見受けられた。

3-5 事故停電の現状

Table3-6に1985年8月から1986年7月まで1年間の事故停電実績を示す。

1回線当り事故停電は、年間14回、30時間で非常に多い。これを日本における実績と比較すると、回数で31倍、時間で100倍となっている。また、長時間にわたる停電が多く、3時間以上の停電件数が全件数の約20%を占めている。

1 Regionの年間停電回数は最大844回(S3)、平均654回である。1 Regionの月間停電回数は最大142回(N1)、平均55回である。

Table3-7に停電による大口需要家の被害調査結果を示す。8需要家の年間停電回数は217回、停電時間189時間、停電電力量499MWh、損失額33.1M.Bahtで、停電電力量1kWh当りの損失額は66.3Bahtとなっている。しかしながら、停電電力量1kWh当り損失額は需要家毎にみると大きいバラツキがある。従って、累積停電電力量と累積被害額との相関式により、停電電力量1kWh当り損失額を54.62Bahtと推定した。1986年度における大口需要家の停電電力量は6,690MWhと想定され、損失額は365M.Bahtにのぼると推定される。

3-6 教育訓練の現状

PEAは、業務効率の向上および新技術への対応のため、人材開発に力を注いでいる。そのため、1983年からトレーニングセンターの建設を開始し、現在センタービルディングが完成、今後ひきつづき職業訓練校、宿舎等の建設および訓練設備の整備が計画されている。トレーニングセンターは、バンコクの西約40km、Central Region 3のNakhorn Chaisriに位置し、敷地は約81,000m²である。

技術関係のトレーニングコースは32コースあり、1985年度に2,067名を対象に50コースが実施されている。配電指令システムに関連するコースは6コースあり、1985年度に512名を対象に16コースが実施されている。

3-7 電気料金

タイ国の電気料金は全国同一である。電気料金は消費電力量の増加につれて高くなっている。消費電力量による単価の格差は、Residentialの場合非常に大きく、最高2.11Baht/kWh、最低0.7Baht/kWhとなっている。とくに月間使用量35kWh以下については料金単価が非常に安く、35kWhの場合0.93Baht/kWhとなっている。1985年度の平均収入単価は1.69Baht/kWhである。

Table 3-1 TEN YEAR GROWTH STATISTICS

(Unit: Million Baht)

Description	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	10 Year Increase		Growth Rate
												Amount	%	
Electric Revenues	14,489.2	12,629.9	11,648.3	10,591.2	8,441.1	4,937.3	3,593.6	3,081.1	2,184.5	1,738.5	1,591.3	12,897.9	810.5	24.7
Other Revenues	1,226.8	1,062.3	1,030.1	1,013.8	740.2	495.9	375.2	340.0	209.9	163.0	114.9	1,111.9	967.7	26.7
Operating Expenses	13,463.4	11,815.6	10,976.3	10,022.4	8,157.0	4,728.7	3,180.7	2,712.7	1,933.0	1,579.1	1,455.5	12,007.9	825.0	24.9
Depreciation	944.8	752.8	607.2	494.1	387.9	292.3	228.9	183.9	149.6	123.2	96.6	848.2	878.0	25.6
Interest on Long-Term Loans	887.3	643.0	597.1	580.3	267.4	131.2	96.7	84.6	68.5	31.4	21.1	866.2	4,105.2	45.3
Foreign Exchange Losses	42.4	12.0	(1.9)	22.1	13.4	18.1	16.9	29.4	12.4	6.1	10.2	32.2	315.6	15.3
Losses on Baht Devaluation	92.3	-	-	95.2	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income	285.8	468.8	499.7	390.9	353.8	262.9	445.6	410.5	230.9	161.7	122.8	163.0	132.7	8.8
Investment	3,660.2	3,584.2	3,015.0	2,979.9	2,451.8	1,527.4	1,320.1	1,051.3	902.4	718.4	399.6	3,260.6	815.9	24.8
Long-Term Loans	14,203.7	10,601.1	9,661.0	7,518.7	6,079.7	3,919.6	2,792.7	2,212.8	1,872.9	1,226.2	460.0	13,743.7	2,987.7	40.9
Net Assets	25,941.1	23,223.8	20,591.1	17,070.2	14,735.2	12,401.6	9,684.1	7,401.1	5,937.6	4,795.5	3,479.3	22,461.8	645.5	22.3
Number of Customers	4,054,200.0	3,619,582.0	3,185,952.0	2,722,534.0	2,270,369.0	1,365,635.0	1,574,039.0	1,349,841.0	1,144,143.0	927,298.0	781,472.0	3,272,728.0	418.7	17.9
Total Sales of Electricity (Million kWh)	8,557.1	7,432.6	6,679.5	5,839.8	5,209.7	4,695.8	4,253.7	3,649.6	3,174.4	2,616.7	2,120.0	6,437.1	303.6	15.0
Average Customer Consumption (kWh)	2,112.7	2,053.4	2,096.6	2,145.0	2,294.6	2,490.3	2,702.4	2,703.7	2,774.5	2,821.6	2,712.8	(600.1)	(22.1)	(2.5)
Average Price of Electricity (Baht/kWh)	1.69	1.7	1.74	1.80	1.62	1.05	0.84	0.84	0.69	0.66	0.75	0.94	125.3	8.5
Total Maximum Demand (MW)	1,953.4	1,703.8	1,555.1	1,336.3	1,180.7	1,040.1	949.1	851.7	740.8	640.1	516.9	1,436.5	277.9	14.2
Purchased Power (MW)	1,932.8	1,682.3	1,533.0	1,308.7	1,151.2	1,005.1	913.2	812.6	700.0	595.0	477.1	1,455.7	305.1	15.0
PEA Generation (MW)	20.6	21.5	22.1	27.6	29.5	35.0	35.9	39.1	40.8	45.1	39.8	(19.2)	(48.2)	(6.4)
Total Electric Energy (Million kWh)	9,440.7	8,242.5	7,411.7	6,453.1	5,806.1	5,200.2	4,760.6	4,120.8	3,513.7	2,875.7	2,309.0	7,131.7	308.8	15.1
Purchased Power (Million kWh)	9,423.9	8,221.9	7,384.9	6,428.1	5,761.2	5,130.6	4,678.5	4,036.7	3,416.1	2,757.8	2,198.8	7,225.1	328.5	15.7
PEA Generation (Million kWh)	16.8	20.6	26.8	25.0	44.9	69.6	82.1	84.1	97.6	117.9	110.2	(93.4)	(84.7)	(17.1)
H.V. Distribution Lines (Circuit-kM)	89,369.0	80,797.0	70,902.0	61,424.0	50,651.0	41,627.0	33,851.0	28,417.0	23,640.0	18,736.0	15,444.0	73,925.0	478.6	19.2
Installed Transformers (MVA)	7,312.3	4,919.8	4,598.9	4,048.7	3,537.9	2,944.5	2,301.7	1,786.9	1,545.1	1,325.5	1,127.3	6,185.0	548.6	20.6
Number of PEA Offices	1,292.0	1,210.0	1,119.0	1,024.0	965.0	927.0	874.0	861.0	835.0	802.0	770.0	522.0	67.7	5.3
Number of Employees	22,584.0	21,382.0	19,605.0	18,188.0	16,262.0	14,310.0	12,274.0	10,594.0	8,883.0	8,028.0	7,502.0	15,082.0	201.0	11.7
Customers/H.V. Distribution Lines	45.4	44.8	44.9	44.3	44.8	45.3	46.5	47.5	48.4	49.5	50.6	(5.2)	(10.2)	(1.1)

POWER DEMAND OF PEA

Table 3-2

Items	Actual											Growth Rate (%/year)	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
ENERGY SALES (GWh)													
Residential	547.20	620.70	804.30	981.30	1,176.60	1,364.20	1,582.12	1,841.75	2,220.83	2,571.50	2,912.00	16.4	
Small Business	311.70	427.60	553.70	677.10	795.00	612.50	528.60	519.00	571.80	627.24	684.90	2.3	
Large Business	1,145.60	1,438.60	1,676.10	1,844.80	2,121.90	492.80	537.66	597.42	609.14	641.72	710.70	7.6	
Small Industrial	-	-	-	-	-	842.70	935.05	1,033.21	1,128.16	1,204.80	1,270.50	8.6	
Large Industrial	-	-	-	-	-	1,294.90	1,517.56	1,699.99	1,845.46	1,988.41	2,532.00	14.4	
Others	115.50	129.80	140.30	146.40	160.20	88.70	108.72	148.47	304.14	398.89	447.00	38.2	
Total	2,120.00	2,616.70	3,174.40	3,649.60	4,253.70	4,695.80	5,209.71	5,839.84	6,679.53	7,432.56	8,557.10	12.8	
ENERGY													
Generated	110.20	117.90	97.60	84.10	82.10	69.60	44.90	25.00	26.80	20.50	19.60	(22.6)	
Purchased	2,198.77	2,757.73	3,397.19	4,020.13	4,646.78	5,107.44	5,757.51	6,428.09	7,384.89	8,221.91	9,423.90	13.0	
Total	2,308.97	2,875.63	3,494.79	4,104.23	4,728.88	5,177.04	5,802.41	6,353.09	7,411.69	8,242.41	9,443.50	12.8	
PEAK DEMAND (MW)	516.9	640.1	740.8	851.7	949.1	1,040.1	1,180.7	1,336.3	1,555.1	1,703.8	1,955.7	13.4	
LOSS RATIO (%)	8.2	9.0	9.2	11.1	10.0	9.3	10.2	9.5	9.9	9.8	9.4	-	
LOAD FACTOR (%)	51.0	51.3	53.9	55.0	56.9	56.8	56.1	55.1	54.4	55.2	55.1	-	
ELECTRIFICATION RATIO (%)	15.9	17.9	20.1	23.3	26.0	30.4	35.7	41.0	44.7	48.9	55.2	-	

Items	Forecast											Growth Rate (%/year)
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
ENERGY SALES (GWh)												
Residential	3,182.50	3,531.50	3,897.70	4,266.40	4,648.70	5,042.40	5,444.80	5,853.10	6,264.00	6,673.70		8.6
Small Business	737.80	791.60	846.10	901.00	956.10	1,011.30	1,066.30	1,121.00	1,175.10	1,228.50		6.0
Large Business	769.00	829.30	891.60	955.60	1,021.20	1,088.10	1,156.10	1,225.00	1,294.60	1,364.60		6.7
Small Industrial	1,337.90	1,406.80	1,477.30	1,549.40	1,623.20	1,698.70	1,775.90	1,855.10	1,936.40	2,019.90		4.7
Large Industrial	2,866.20	3,436.00	4,180.80	4,909.70	5,227.30	5,580.20	5,893.70	6,213.30	6,535.90	6,864.60		10.5
Others	499.20	554.00	606.30	661.40	718.40	777.70	839.00	902.20	967.30	1,034.10		8.7
Total	9,392.60	10,549.20	11,899.80	13,243.50	14,194.90	15,198.40	16,175.80	17,169.70	18,173.30	19,185.40		8.4
ENERGY												
Generated	27.90	42.60	47.70	49.00	50.30	51.80	49.80	51.30	53.20	55.20		10.9
Purchased	10,335.90	11,576.00	13,009.10	14,440.90	15,483.20	16,580.10	17,656.40	18,747.50	19,849.30	20,960.40		8.3
Total	10,363.80	11,618.60	13,056.80	14,489.90	15,533.50	16,631.90	17,706.20	18,798.80	19,902.50	21,015.60		8.3
PEAK DEMAND (MW)	2,135.5	2,375.6	2,627.1	2,868.1	3,045.3	3,241.0	3,420.3	3,576.3	3,728.4	3,877.1		7.1
LOSS RATIO (%)	9.4	9.2	8.9	8.6	8.6	8.6	8.6	8.7	8.7	8.7		-
LOAD FACTOR (%)	55.4	55.8	56.7	57.6	58.2	58.6	59.1	60.0	60.9	61.9		-
ELECTRIFICATION RATIO (%)	60.9	65.8	68.6	70.2	71.7	72.9	73.9	74.8	75.4	76.0		-

Table 3-3 ENERGY DEMAND BY REGION

(UNIT: GWh)

REGION	ACTUAL											GROWTH RATE (%/YEAR)
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	
N1	122.38	154.00	210.25	248.84	285.73	306.35	339.30	391.72	467.31	524.88	583.94	13.8
N2	88.92	112.49	144.84	179.10	210.45	252.77	302.42	342.97	404.90	459.57	519.89	15.5
N3	133.72	161.87	212.74	249.76	277.37	304.51	338.91	367.05	421.15	459.08	504.29	10.6
SUB-TOTAL	345.03	428.37	567.83	677.70	773.55	863.63	980.63	1,101.73	1,293.35	1,443.53	1,608.12	13.2
NE1	161.57	186.84	215.34	257.40	282.48	309.43	365.10	438.91	502.62	561.78	609.44	14.5
NE2	71.16	88.84	113.07	142.40	160.44	184.02	225.36	253.16	307.91	359.73	406.18	17.2
NE3	172.50	209.65	250.90	294.62	337.93	383.39	433.13	472.52	543.77	622.98	682.69	12.2
SUB-TOTAL	405.23	485.33	579.31	694.43	780.85	876.84	1,023.60	1,164.60	1,354.30	1,544.49	1,698.31	14.1
C1	285.52	370.68	475.45	540.88	571.50	642.79	739.20	864.34	1,111.93	1,292.20	1,762.19	22.3
C2	221.79	278.24	339.34	442.89	505.24	571.53	650.16	712.38	863.11	979.52	1,113.03	14.3
C3	464.06	608.22	709.13	808.09	972.73	1,022.61	1,082.78	1,136.66	1,275.71	1,386.51	1,505.24	8.0
SUB-TOTAL	971.38	1,257.14	1,523.92	1,791.85	2,049.47	2,236.93	2,472.14	2,713.38	3,250.75	3,658.23	4,380.46	14.4
S1	179.60	207.22	246.84	274.56	342.76	328.22	372.62	429.77	479.06	511.58	567.38	11.6
S2	164.50	188.60	230.99	272.89	318.03	354.30	391.84	417.88	471.05	513.74	580.61	10.4
S3	81.15	109.13	166.29	212.11	271.24	315.79	362.28	412.01	481.04	528.86	577.46	12.8
SUB-TOTAL	425.24	504.95	644.12	759.56	932.03	998.30	1,126.74	1,239.66	1,431.16	1,554.19	1,725.45	11.6
GRAND TOTAL	2,146.87	2,675.78	3,315.18	3,923.54	4,535.90	4,975.70	5,603.11	6,239.37	7,329.56	8,200.44	9,412.34	13.6

REGION	FORECAST											GROWTH RATE (%/YEAR)
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
N1	635.97	707.76	773.56	850.09	936.72	1,035.28	1,138.12	1,241.78	1,344.01	1,447.94	1,551.81	9.5
N2	542.30	600.39	653.02	707.28	763.89	821.28	879.00	936.40	993.35	1,049.47	1,105.61	7.3
N3	548.76	607.07	651.69	698.11	747.19	796.79	846.59	895.96	944.86	993.02	1,041.51	7.0
SUB-TOTAL	1,727.02	1,915.22	2,078.28	2,255.47	2,447.80	2,653.36	2,863.70	3,074.14	3,282.22	3,490.42	3,700.94	8.1
NE1	654.75	721.05	781.96	844.30	909.21	974.66	1,040.09	1,104.54	1,167.79	1,229.36	1,290.44	7.3
NE2	439.66	492.86	543.42	596.38	652.11	709.46	769.85	831.26	893.53	957.08	1,020.44	8.9
NE3	719.44	786.49	845.23	904.67	966.24	1,027.58	1,088.46	1,147.97	1,206.11	1,262.25	1,317.81	6.3
SUB-TOTAL	1,813.85	2,000.41	2,170.61	2,345.35	2,527.55	2,711.70	2,898.40	3,083.76	3,267.44	3,448.70	3,629.69	7.3
C1	2,110.74	2,415.86	2,936.06	3,128.46	3,266.71	3,410.00	3,558.71	3,713.61	3,874.66	4,041.93	4,210.44	8.7
C2	1,218.52	1,405.87	1,565.01	1,698.79	1,824.31	1,941.41	2,050.56	2,161.74	2,274.99	2,390.31	2,507.61	10.2
C3	1,616.25	1,776.46	1,924.63	2,078.91	2,243.15	2,413.12	2,588.29	2,767.05	2,949.28	3,134.04	3,321.28	7.6
SUB-TOTAL	4,945.50	5,598.19	6,445.70	7,306.16	7,744.16	8,214.53	8,672.56	9,142.40	9,623.63	10,114.58	10,618.33	8.7
S1	596.09	661.62	781.55	845.37	912.63	982.50	1,054.40	1,127.85	1,202.32	1,277.24	1,352.44	8.5
S2	618.73	677.57	736.42	796.08	858.57	922.42	987.25	1,052.24	1,117.18	1,181.59	1,246.44	7.4
S3	633.90	723.00	795.54	892.47	992.40	1,095.60	1,180.10	1,267.11	1,356.50	1,447.87	1,540.11	9.6
SUB-TOTAL	1,848.73	2,062.18	2,314.51	2,533.92	2,763.60	3,000.52	3,221.75	3,447.20	3,676.00	3,906.70	4,140.99	8.5
GRAND TOTAL	10,335.10	11,576.00	13,009.10	14,440.89	15,483.12	16,580.10	17,656.40	18,747.50	19,849.29	20,960.40	22,082.34	8.3

Table 3-4 SUBSTATION DATA (SUMMARY)

Region	No. of Substation	No. of Transformer	Power Transformer Capacity (MVA)	Recloser		No. of Control Room												No. of Staff at Control Station		No. of Recloser on Distribution Line					
				C	B	Existing Type				Under Const. Type				Future Plan Type				Present	Future Plan	Feeder	No. of	Line			
						1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4					Hydraulic	Electronic		
N1	14	30	310.80	36	9	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	13	56	27	9
N2	11	14	236.50	31	3	3	6	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	22	9	39	34	3
N3	7	11	223.75	22	2	3	4	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	13	10	34	32	1
NE1	12	17	292.65	41	4	3	6	0	0	0	2	0	0	0	0	3	0	0	0	0	20	15	47	73	0
NE2	9	14	289.50	26	3	3	4	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	14	10	36	58	1
NE3	8	12	270.50	48	1	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	0	50	40	2
C1	13	19	546.00	92	6	3	5	0	2	1	0	1	0	0	3	0	0	0	0	0	33	13	75	20	2
C2	11	19	510.00	56	3	2	5	1	0	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	23	13	58	21	3
C3	10	17	470.00	55	1	5	7	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	27	9	67	18	1
S1	9	12	250.00	33	1	2	6	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	19	6	34	26	0
S2	11	18	314.00	31	2	4	3	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	11	13	35	16	6
S3	8	11	261.50	28	0	5	4	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	14	10	33	23	7
Total	123	194	3,975.20	499	35	43	63	1	2	1	10	2	0	0	4	20	0	2	0	0	242	121	564	388	35

Table 3-5 DISTRIBUTION FACILITIES

Region	Area (km ²)	No. of Substation	No. of H.V. Feeder	cct Length of H.V. Line (km)	No. of Recloser on D/L	No. of Switch on D/L	Average H.V. cct Length per Feeder (km)	Average No. of Recloser per Feeder	Average No. of Switch per Feeder	Average H.V. cct Length per Section (Recloser) (km)	Average H.V. cct Length per Section (Recloser & Switch) (km)
N1	71,946	14	56	7,624	36	201	136	0.64	3.6	83	26
N2	74,147	11	39	7,256	37	209	186	0.95	5.4	95	25
N3	40,655	7	34	6,616	33	192	195	0.97	5.6	99	26
NE1	61,034	12	47	11,824	73	267	252	1.55	5.7	99	31
NE2	57,640	9	36	11,768	59	153	327	1.64	4.3	124	47
NE3	49,475	8	50	7,363	42	268	147	0.84	5.4	80	20
C1	22,644	13	75	7,087	22	113	94	0.29	1.5	73	34
C2	21,963	11	58	6,084	24	166	105	0.41	2.9	74	25
C3	27,864	10	67	8,566	19	134	128	0.28	2.0	100	39
S1	28,145	9	34	4,200	26	145	124	0.76	4.3	70	20
S2	37,349	11	35	5,626	22	76	161	0.63	2.2	99	42
S3	24,830	8	33	5,050	30	99	153	0.91	3.0	80	31
Total	517,692	123	564	89,064	423	2,023	158	0.75	3.6	90	30

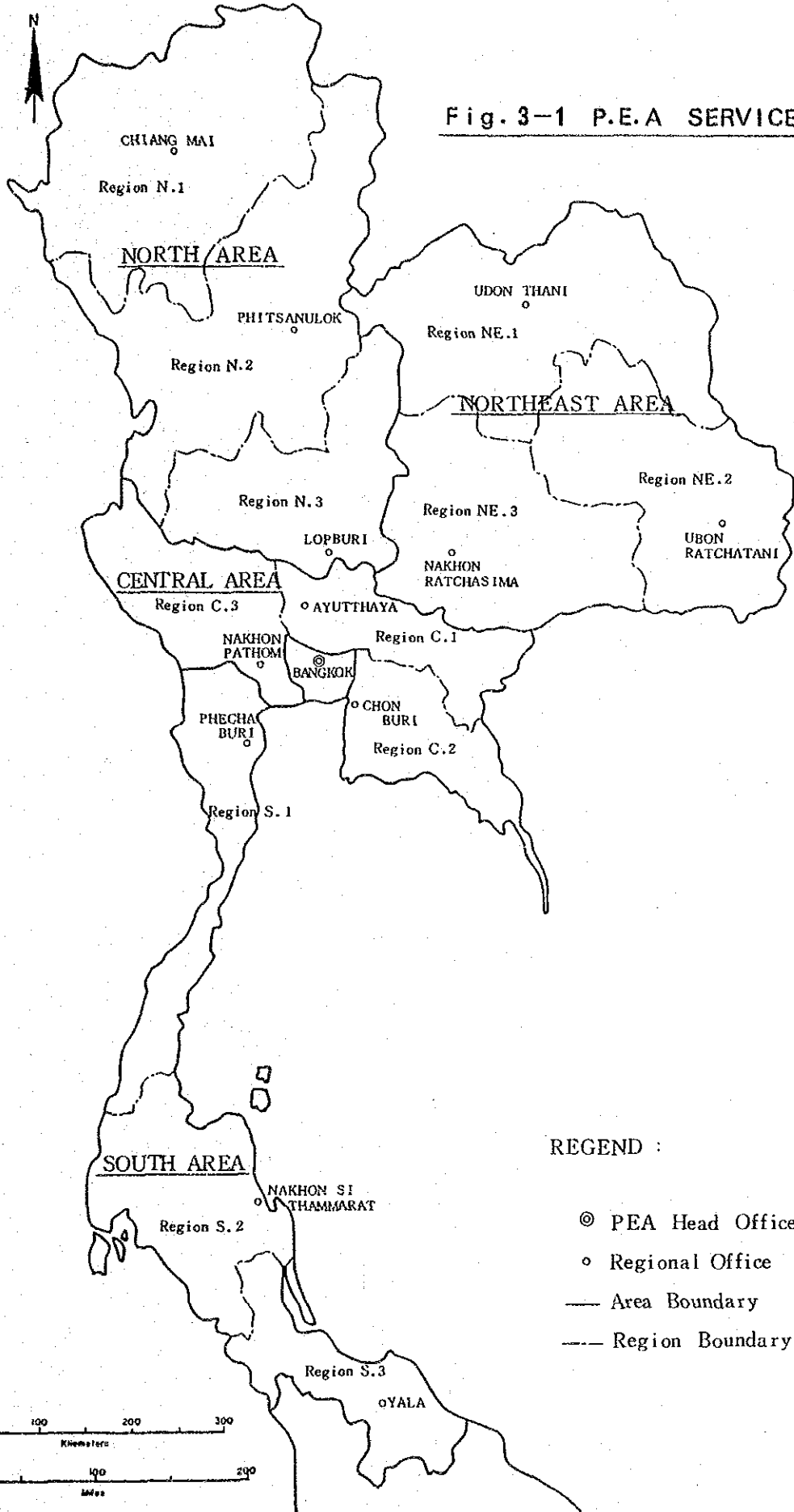
Table 3-6 SUMMARY OF FAULT RECORD (1985/8--1986/7)

Regions	Frequency (Times)	Duration (Hrs.)	No. of H.V. Feeders	Frequency Feeder (Times)	Duration Feeder (Hrs.)	Duration Frequency (Hrs.)	H.V. cct Length Feeder (km)	Energy Sales Feeder (GWh)
NORTHERN								
Region 1	634	1,061	56	11.34	20.73	1.83	136	9.41
Region 2	471	1,061	39	12.08	27.21	2.25	186	11.45
Region 3	360	783	34	13.53	23.03	1.70	195	12.57
NORTHEASTERN								
Region 1	743	1,132	47	15.81	66.64	4.22	252	11.62
Region 2	468	928	36	13.00	35.17	2.71	327	9.66
Region 3	629	911	50	12.58	18.22	1.45	147	12.44
CENTRAL								
Region 1	806	1,132	75	10.75	15.09	1.40	94	22.03
Region 2	602	928	58	10.38	16.00	1.54	105	17.50
Region 3	807	1,021	67	12.04	15.24	1.27	128	21.31
SOUTHERN								
Region 1	704	1,552	34	20.71	45.65	2.20	124	14.13
Region 2	677	1,931	35	19.34	55.17	2.85	161	14.90
Region 3	844	2,035	33	25.58	61.67	2.41	153	16.47
TOTAL	7,846	16,918	564	13.91	30.00	2.16	158	15.17

Table 3-7 INFLUENCE OF SUPPLY INTERRUPTION ON BIG CUSTOMERS

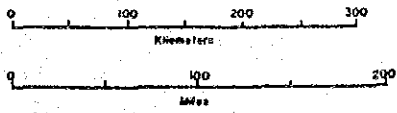
Customer	Maximum Demand (kW)	Annual Consump. (MWh)	Annual Revenue (1,000 Baht)	Interrup. Frequency (Times)	Interrup. Duration (Hrs.)	Interrup. Energy (A) (MWh)	Damage & Loss (B) (1,000 Baht)	(B/A) (Baht/kWh)	Cumulative Interrup. Energy (MWh)	Cumulative Damage & Loss (1,000 Baht)
Thai Otsuka (C3)	800	1,700	100,000	32	32.00	6.21	1,120	180.35	6.21	1,120
Pun Chaphol Fiber (C3)	14,000	49,056	1,500,000	24	5.00	28.00	5,000	178.57	34.21	6,120
Thai Bridgestone (C1)	3,600	13,620	-	8	18.55	28.84	1,500	52.01	63.05	7,620
Thai Kurabo (C1)	4,240	27,419	500,000	29	17.28	54.09	500	9.24	117.14	8,120
Bangkok Glass (C1)	4,500	24,500	-	54	22.00	61.53	3,800	61.76	178.67	11,920
Thai Teijin (C1)	10,260	41,790	-	28	21.47	102.42	2,000	19.53	281.09	13,920
Bangkok Carbide (C3)	4,500	26,829	-	12	34.00	104.13	1,128	10.83	385.22	15,048
Thai Toray (C3)	4,020	25,996	575,555	30	38.46	114.13	18,057	158.21	499.35	33,105
Total	45,920	210,910	-	217	188.76	499.35	33,105	66.30	499.35	33,105
Average	5,740	26,364	-	27	23.60	62.42	4,138	66.30	-	-

Fig. 3-1 P.E.A SERVICE AREA



REGEND :

- ⊙ PEA Head Office
- Regional Office
- Area Boundary
- - - Region Boundary



第 4 章

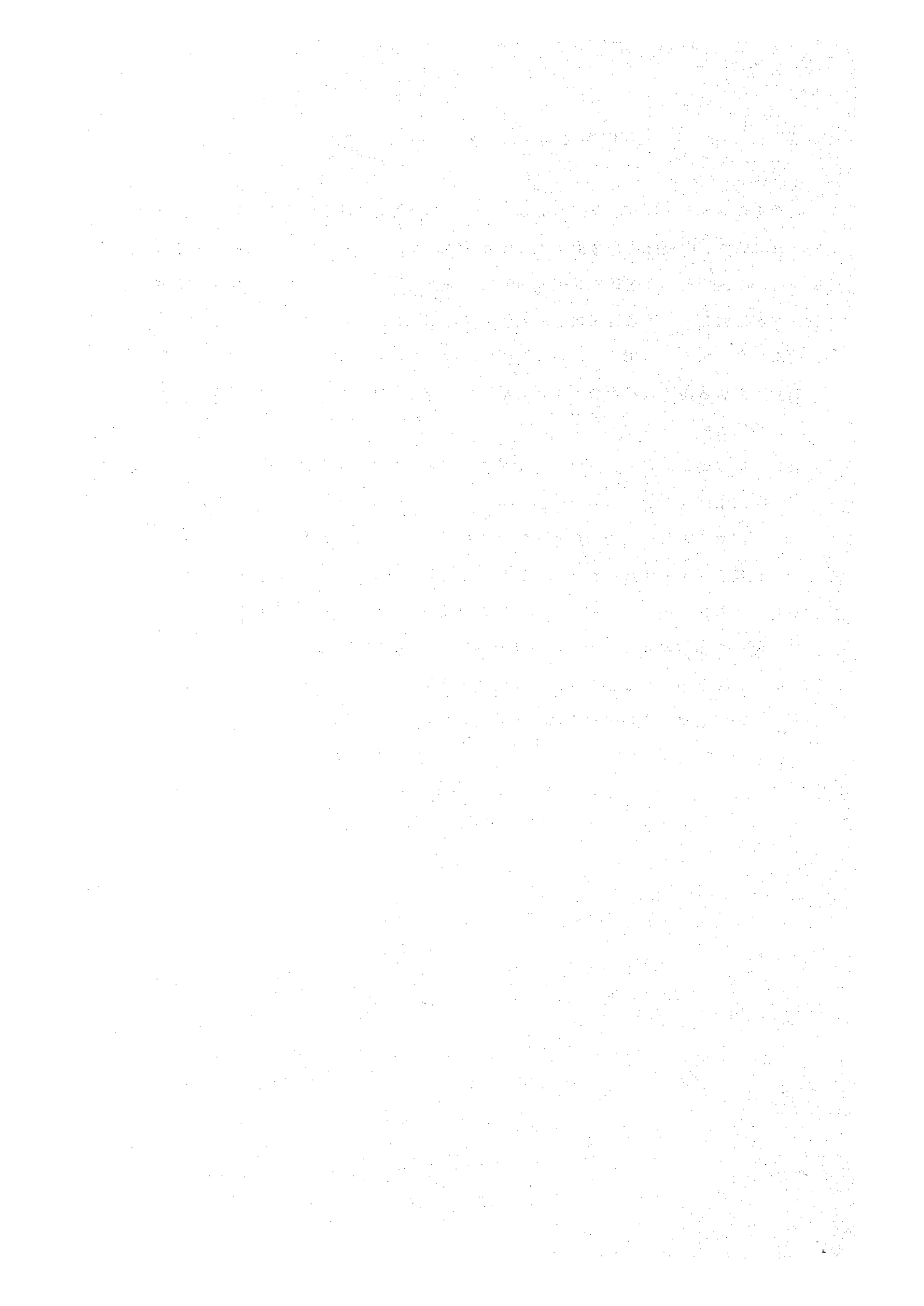
配電指令システムの現状と問題点

第4章 配電指令システムの現状と問題点

配電指令センターは、中央配電指令センターと支店配電指令センター12ヵ所から構成されている。中央配電指令センターは計画、管理業務を担当し、支店配電指令センターは、1直2名、3交代で支店管内の配電指令業務を行っている。支店配電指令センターが管轄している系統規模は最大規模のC1 Regionで13変電所、75回線である。

配電指令システムの現状評価と問題点は次のとおりである。

- (1) 支店管内の配電指令を支店配電指令センターから行っている現行システムは系統規模からみて妥当と考えられる。
- (2) 保守要員は営業所および需要家サービスセンターに分散配置されており保守体制上問題ない。
- (3) 制御所のない変電所のしゃ断器またはリクローザーが動作した場合は、事故情報の収集および動作確認に長時間を要している。
- (4) 事故区間の探査、健全区間への電力融通のための系統操作は、配電指令センターの指令により人力で行われているため、長時間を要している。
- (5) そのため、事故停電1回当たりの停電時間が長くなり、需要家苦情の原因となるとともに、大口需要家に多大の損失を与えている。



第 5 章

配電指令センターの開発計画

第5章 配電指令センターの開発計画

5-1 配電指令センター開発の必要性

PEAの販売電力量は、1985年度から1995年度にかけて年率8.4%で増加し、8.557GWhから19.185GWhとなり、3公社(EGAT, MEA, PEA)に占めるPEAのシェアは42.8%から51.1%に上昇すると想定されている。また、工業用電力需要の占める比率は44.4%(3.802GWh)から46.3%(8.885GWh)に上昇すると想定されている。すなわち、PEAの電力需要は、今後もひきつづき高い伸び率で増加をつづけ、しかも高い供給信頼度を要求される工業用電力需要の比率が増加の傾向にある。

高圧配電線の巨長は、過去10年間年率19.2%で増加し、今後は、伸び率は低下するものの、ひきつづき増加の傾向をたどると予測され、高圧回線数は1985年度の564回線から1995年度には811回線に拡充される計画となっている。これに伴ない、高圧配電システムの構成はますます複雑化の一途をたどると考えられる。

一方、高圧配電線の事故停電実績は、1回線当り年間14回、30時間で非常に高い実績を示している。また、停電による大口需要家の損失額は、1986年度において365 M.Bahtにのぼると想定され、国家経済に大きな損失を与えている。この損失額は今後工業用電力需要の増加に伴なって増加し、1995年度においては551 M. Bahtに達すると予測される。

このような状況にありながら、広範囲にわたる配電システムの指令業務については、監視制御装置は皆無でVHF(一部UHF)無線による通話によって行われている。従って、事故停電情報の収集、事故区間の探査、健全区間への電力融通等に多大の時間と労力を費やしており、従来の方式では次第に対応が困難になってきている。更に今後、需要及び設備の増加に伴ない、必然的に配電システムの運用はますます複雑となり加えて、信頼できる電力供給に対する社会的要請が更に高まると予想される。

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

5-2 監視制御対象設備

監視制御対象設備は、変電所新增設計画、高圧フィーダー新增設計画等にもとづいて計画した。リクローザーについては、巨長の長い配電線は変電所の新設により将来増加しないと考えられるので、設置台数は将来とも既設台数と同じと考えた。自動開閉器については、次に示す3つのケースを検討した。なお、自動開閉器の所要台数は幹線に設置されている既設リクローザーの台数を差引いて算定した。

ケース1 全回線に1台ずつ設置する。

ケース2 連係回線に2台、放射状回線に1台ずつ設置する。

ケース3 全回線に2台ずつ設置する。

以上により、監視制御対象設備は、変電所150カ所、しゃ断器794台、リクローザー420台、自動開閉器691台(ケース1)、871台(ケース2)、1,400台(ケース3)と計画した。Table5-1にRegion毎の内訳を示す。

5-3 配電指令センターの組織

配電指令センターは、次の理由から、支店に1カ所設置することとした。ただし、Southern Region 1については、無線ルートの制約から2カ所とした。

(Fig.5-2 参照)

- (1) 将来の高圧配電システムが1カ所の配電指令センターからカバーできる規模であること。最大規模のCentral Region 1において2000年の変電所数が19カ所、高圧フィーダー数が116回線である。
- (2) 支店は設備計画および運用の統括機関であるので、支店に指令センターを設置するのが組織上または運用上最も適している。
- (3) 1変電所の高圧配電線が複数の営業所にわたって施設されているケースが多いため、支店から集中して指令を行うと運用がやり易い。
- (4) 配電線の保守要員は各営業所に分散配置されている。保守運用はこの体制で問題ない。
- (5) データ伝送システムは、中継局を設置することにより無線でRegion内をほぼカバーできる。

- (6) 配電指令センターを分散設置すると指令システム用無線周波数の波数が増加し、併せて既設通信システムの再構成が必要となる。また、指令センター設備が増加し、建設コストが高くなる。

5-4 配電指令システムの機能

配電指令システムの機能はシステムニーズにもとづいて次のとおりとした。

(1) 監視機能

① 常時監視

- しゃ断器，自動開閉器，リクローザーの開閉状態
- リレーの動作状態
- ブス電圧，高圧フィーダーの有効電力および無効電力

② 状態変化検出

- しゃ断器，自動開閉器，リクローザー

(2) 制御機能

① 個別制御

- しゃ断器，自動開閉器，リクローザーの開閉

② 一斉制御

- しゃ断器，自動開閉器，リクローザーの投入

(3) 表示機能

(4) システム診断機能

(5) メンテナンス機能

(6) データ収集，処理，編集機能

上記の機能にもとづく2000年の所要伝送データ量（ケース3）は，最大 Region (C1) において計測値 630，状態表示 1,459となり，ポーリングサイクル（全子局からのデータ収集時間）は，信号速度 200ボーの場合，常時 5.2分，正時 6.1分と想定される。

5-5 配電指令システムの構成

Fig.5-1 に配電指令システムの構成図を示す。

本配電指令システムは、親局 (MTU)、変電所子局 (RTU) およびフィーダー子局 (FRU) からなり、MTU と RTU / FRU 間には中継局を介して UHF 無線で結ばれる。MTU はフロントエンドプロセッサ (FEP) を介してコンピューターシステムと結合され、マンマシン装置は CRT、プリンターおよびロガーで構成される。

データ伝送は、親局から子局を順次呼出してデータを収集しあるいは制御をするポーリング方式によって行われる。伝送フォーマットは 11 ビット構成とし、データ量に応じて変化可能な方式とした。信号速度は、ポーリングサイクルおよび伝送特性を考慮して 200 ボーとした。

5-6 データ伝送システム

(1) 無線ルートを選定

Fig.5-2 は無線ルートを選定結果を要約したものである。無線ルートを選定は、現地調査の結果を参考として地図上で行ったが、とくに出来るだけ小数の中継局で全域をカバー出来るよう考慮した。所要中継局数は 24 局である。

伝送特性の検討は縮尺 1/250,000 の地図によって行ったため、等高線の間隔が広く詳細な地形が掴めないケースがあった。工事施工に際しては、縮尺 1/50,000 の地図による検討と伝搬テストが必要であろう。

(2) 無線周波数

送信機の運用パターンについては、ポーリングサイクルを考慮し、親局および中継局は復信方式、子局は単信方式とした。この運用パターンと (1) で述べた無線ルートにより検討した結果、全 Region に対する所要波数は 12 波程度と考えられる。

本配電システムで使用する無線周波数は、現地における伝搬テストの結果、タイ国における無線周波数使用の可能性、PEA の無線周波数保有状況、本システムにおける所要波数等を考慮して 400MHz 帯とした。

(3) 既設通信システムの改善対策

本プロジェクトでは、既設通信システムの改善対策として配電指令センターから中継局にいたる幹線システムに多チャンネル無線を計画した。チャンネル数は6チャンネルとし、1チャンネルを本システムのデータ伝送用に、1チャンネルを指令用通話にそれぞれ使用し、残りのチャンネルは一般用通信に使用できるよう考慮した。本配電指令システムは多チャンネル無線を使用しなくても可能であるが、この改善対策を実施すると、既設通信システムの回線品質が向上し、チャンネル数の増加も可能となる。また、指令用通話については、配電指令センターからRegionのほぼ全域に対し直接通信が可能となる。

本改善対策のための増分建設コストは2.8M.US\$となる。

(4) 機器構成

以上により、データ伝送システムに必要な無線局数および送受信機組数は、配電指令センター13局/36セット、中継局24局/78セット、変電所子局150局/150セット、フィーダー子局1,111局/1,111セット(ケース1)、1,291局/1,291セット(ケース2)、1,820局/1,820セット(ケース3)となる。

5-7 供給信頼度の評価

Table5-2に1995年度における事故停電回数と停電電力量の想定値を示す。

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

5-8 建築上の要件

建築上の要件は、パイロット配電指令センターとして選定したCentral Region3支店の新社屋をモデルとして検討した。

(1) 建物

配電指令センターは、Fig.5-3に示すとおり、制御室、電子計算機室および事務室から構成されるものとした。

指令センターを設置する階については、屋上設置の無線用アンテナとの関連、空調設備設置の容易さ等から、最上階の4階が最も望ましいと考えられる。

Fig.5-3 に示すように、広さについては問題ないが、同図の②ラインと③～⑤ライン上の柱は指令センターを機能的に運用する上での建築学的動線上望ましくないので設置しない方がよい。これを設置しない場合柱スパンは 9.250m となるが、構造的に考えて設計上支障ないと考えられる。

床の構造については、配線のメンテナンス上二重床構造（フリーアクセス H = 250mm）を採用する必要がある。

当社屋4階階高は、3.300mで、大梁（Roof Girder）のDepth 500 mmを差引き天井高さは 2.800mである。従って、柱スパン延長による大梁のDepth の増加および二重床構造の採用により、階高は 800mm程度高くし 4.100mとして計画することが必要となる。

構造検討については、当社屋の詳細構造計算書が入手出来なかったため、概略検討を行った。4階床はPC版（Pre-stressed concrete panel）にて構成していると思われるが、コンクリート強度、補強材の引張強度および降伏強度は不明である。しかしながら、電子計算機室の積載荷重（Live load）が 300kg/m²程度となるので、既設梁の間に鉄骨材を渡して補強する必要があると考えられる。

既設梁の強度は構造的に安全と思われるが、実施段階において詳細な構造検討が必要である。

(2) 空調設備

設計条件としては、外気条件として温度34℃、相対湿度53.1%、室内条件として設計温度25℃、相対湿度50%、機器発熱量は電子計算機室9,500kcal/h、制御室 1,700kcal/hを考慮した。

空調方式については、次の理由から、Fig.5-4 に示す空調システムを推奨する。

- 室温のコントロールが容易である。
- 操作が簡単である。
- 据付工期が短かく簡単である。
- 機器が汎用品で比較的安価である。

(3) 照 明 設 備

設計条件として制御室および電子計算機室 1.000lx, 事務室500lx, 廊下
200lx を考慮した。

Fig.5-5 に照明設備の配置図(案)を示す。

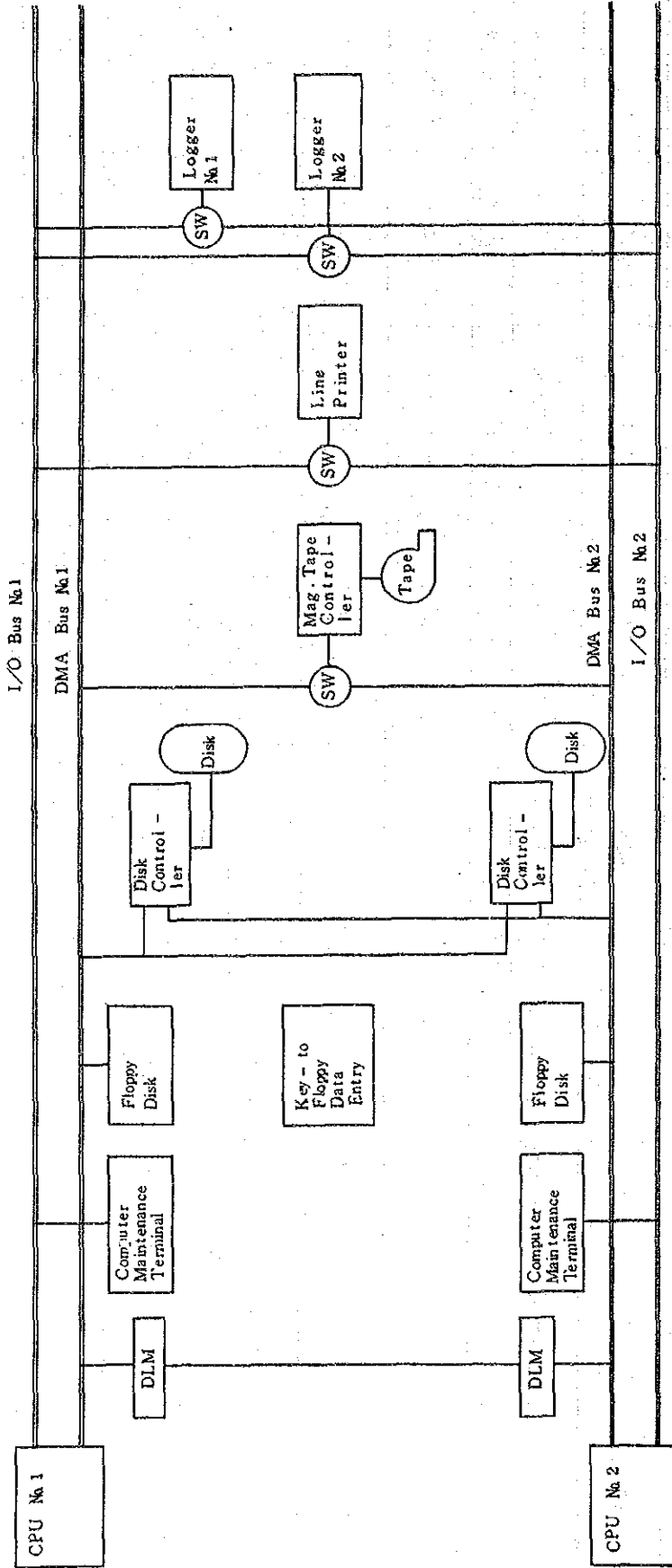
Table 5-1 FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED (1994)

Region	No. of Substation	No. of Banks	No. of Circuit	No. of Sectionalizer			No. of Recloser
				Case 1	Case 2	Case 3	
N1	12	25	59	57	77	108	34
N2	12	21	58	44	54	96	37
N3	12	16	60	51	65	102	33
NE1	14	21	68	45	55	96	72
NE2	10	19	47	23	29	59	59
NE3	10	18	64	45	53	97	42
C1	19	31	115	123	159	234	22
C2	14	26	90	85	101	174	24
C3	12	24	86	95	127	179	19
S1	12	15	48	43	57	87	26
S2	12	16	45	35	43	75	22
S3	11	16	54	45	51	93	30
Total	150	248	794	691	871	1,400	420

Table 5-2 ESTIMATED FREQUENCY OF FAULTS AND INTERRUPTION ENERGY

Item	1986	1995		
		Before Project	After Project	
			Case 1	Case 2
Frequency of Faults	7,846	7,143	7,143	7,143
Total	Interruption Energy (GWh) A	38.7	25.6	23.3
	%	100	66.1	60.2
	Energy Sales (GWh) B	19,185.4	19,185.4	19,185.4
A/B (%)	0.319	0.133	0.121	0.111
Large Industrial	Interruption Energy (GWh) A	10.09	6.49	5.77
	%	100	64.3	57.2
	Energy Sales (GWh) B	6,864.6	6,864.6	6,864.6
A/B (%)	0.233	0.095	0.084	0.077

Fig 5-1 DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM BLOCK DIAGRAM (1)



Regend

- A-KB : Alphanumeric Keyboard
- CON : Controller
- DLM : Data link Module
- F-KB : Function Keyboard
- FRU : Feeder Remote Terminal Unit
- FEP : Front End Processor
- INF : Interface
- MTU : Master Telecontrol Unit
- SCC : Supervisory and Control of System Configuration
- UHF : Ultra High Frequency
- DB : Distribution Board

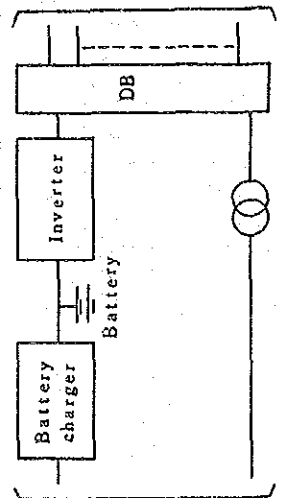


Fig 5-1 DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM BLOCK DIAGRAM (2)

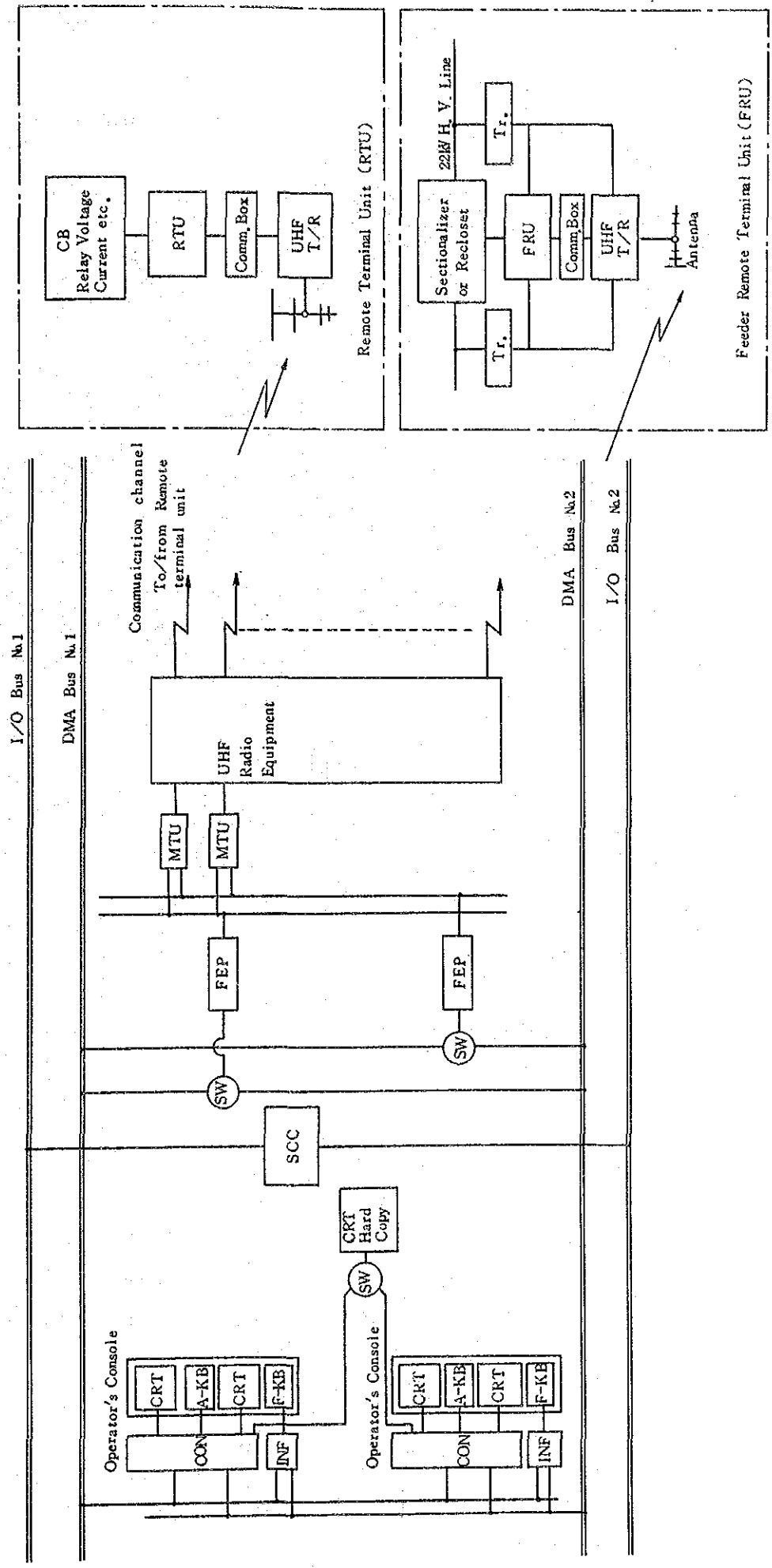


Fig. 5-2 RADIO ROUTE DIAGRAM

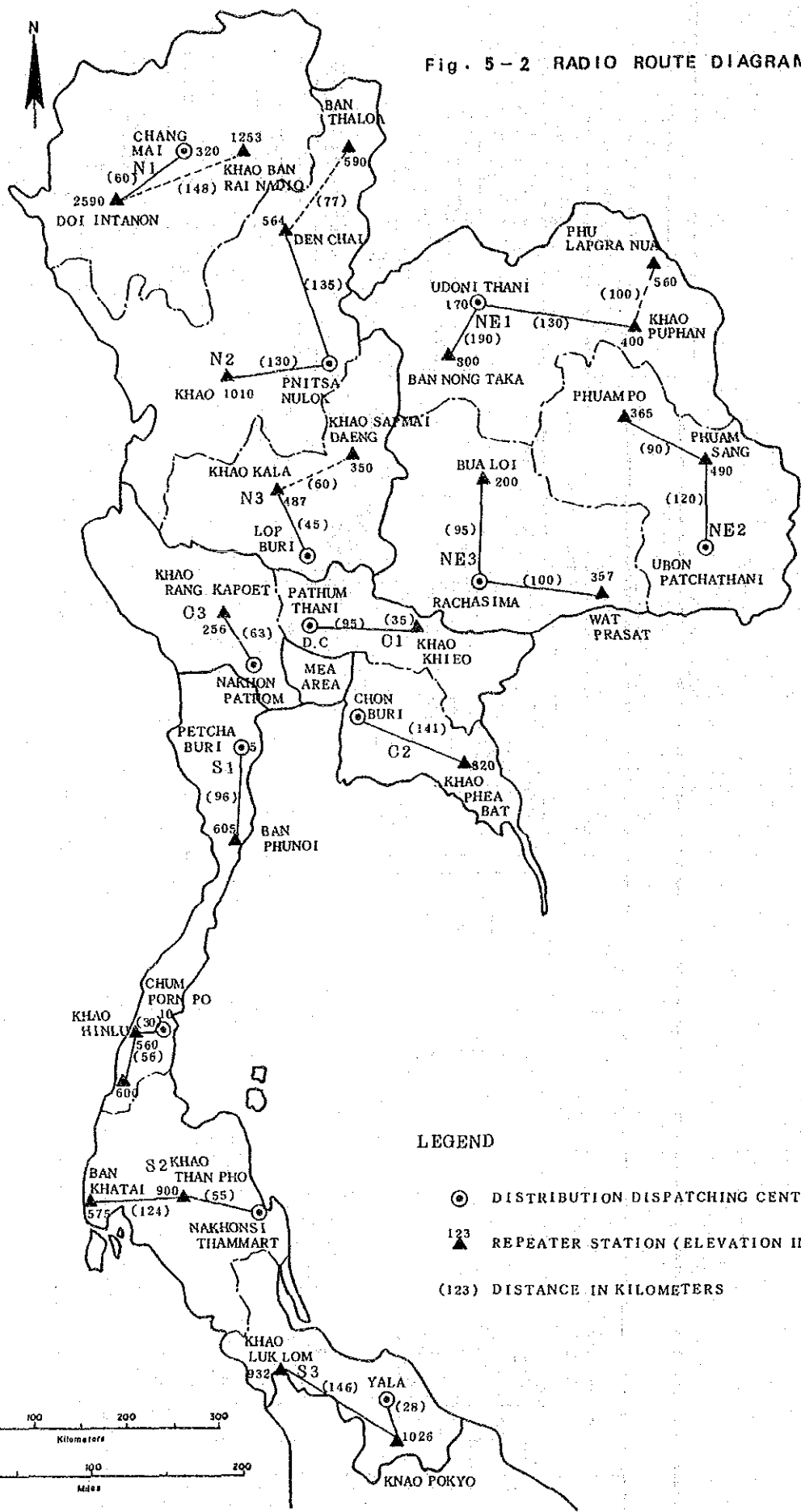


Fig. 5-3 TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3)

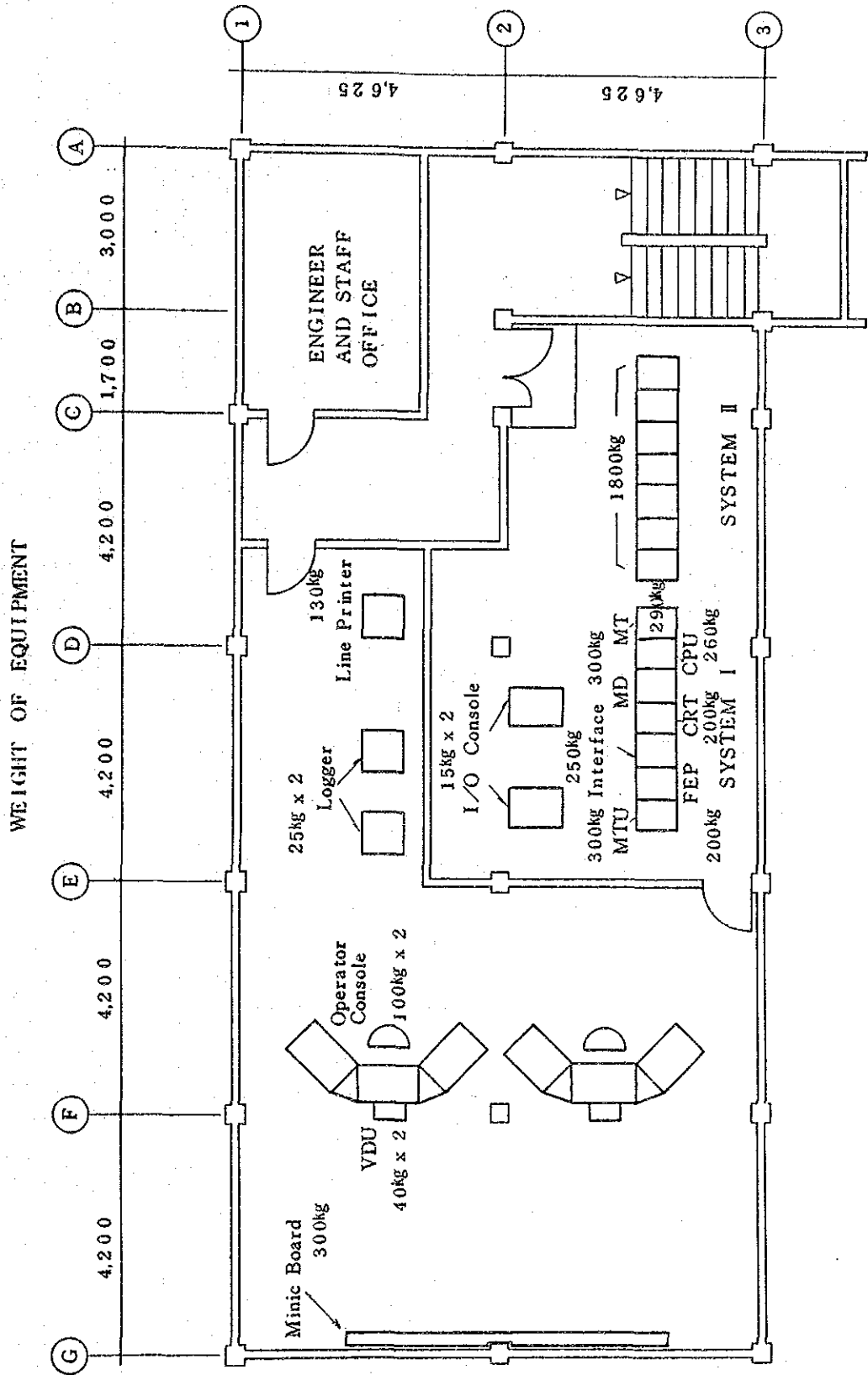
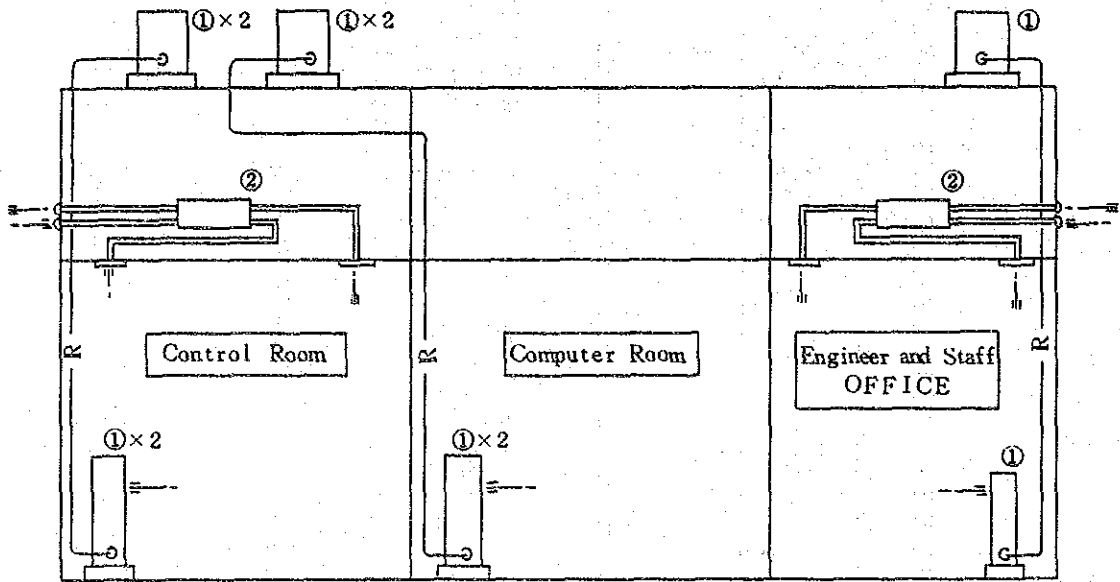


Fig. 5-4 AIR CONDITIONING SYSTEM



Legend

- ① : AIR COOLED PACKAGE
- ② : HEAT EXCHANGE TYPE VENTIRATING UNIT

Fig. 5-5 TENTATIVE LIGHTING LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3)

