

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、70 Province, 688 District, 5,990 Tambon, 54,492 villageから構成され、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
- 設備の強化と信頼度の向上
- 運転経費の節減

を目標として、第1次から第5次国家経済社会開発計画のもとで下記のプロジェクトを実施してきた。

プロジェクト	完了 プロジェクト	実施中 プロジェクト	投資額 (M.Baht)
電化プロジェクト	10	3	16,500
配電系統強化プロジェクト	16	2	7,340
ディーゼル発電所への配電線 延長プロジェクト	2	1	930
合計	28	6	24,770

その結果、創立当時と1985年度とを比べると、販売電力量が26.4GWh から 8,557.1GWh (324倍)へ、資産額が 87M.Baht から 25,941.1M.Baht (298倍)へと急速な成長を遂げている。Table 3-1 に1975年度から1985年度にいたる10年間の成長の推移を示す。この表から、過去10年間におけるめざましい成長のあとがうかがえる。

村落への電気導入率は、1986年度末現在で76%となっており、P E Aはこれを95%に引き上げるべく電化プロジェクトを実施している。第6次国家経済社会開発計画（1987-1991）のもとでのP E Aの投資計画はTable 3-2 に示すとおりで、

電化プロジェクトは1991年では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。

本店の組織は、Table 3-3 に示すとおりである。技術部門は計画・土木、技術、
運転・保守、サービスおよび建設の5 Departmentに分かれ、さらに13 Division、
配電指令センターおよびトレーニングセンターに分かれている。事務部門は総務
・人事、財務、経理、資材の4 Departmentに分かれ、さらに10 Division、計
算センターおよび医療サービスセンターに分かれている。本店の所在地はBangkok
である。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。

Table 3-4 に支店以下の組織図を示す。

支店は、北部、東北部、中央部、南部の4 Areaに各々3カ所、合計12カ所で、
各Regionの主要都市に所在している。Fig.3-1 に支店の管轄区域を示す。支店は
管内の統括業務、計画業務および建設工事を担当している。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級に分かれている。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。

事業所数、要員数および保守要員数の現状はつぎのとおりである。Annex 3-1
～ 3-3にRegion毎の内訳を示す。

Offices	No. of Offices	No. of Staffs	No. of Maintenance Staffs
Electric Offices	111	9,251	1,756
1st Grade	6	925	187
2nd Grade	34	3,838	738
3rd Grade	54	3,867	714
4th Grade	17	621	117
Customer S.C.	158	2,767	1,525
Customer S.Sub-C.	1,033	1,893	1,893
Total	1,302	13,911	5,174

1事業所当りの平均要員数は、営業所83名（1級154名、2級113名、3級72名、4級37名）、需要家サービスセンター18名、需要家サービスサブセンター2名となっている。また、1事業所当りの平均保守要員数は、営業所16名（1級31名、2級22名、3級13名、4級7名）、需要家サービスセンター10名、需要家サービスサブセンター2名となっている。

車両はAnnex 3-4に示すとおり、支店490台、営業所1,502台、需要家サービスセンター362台、需要家サービスサブセンター43台、合計2,397台で需要家サービスサブセンターにはほとんど配置されていない。車種別にみると、建設工事車750台、保守用車両961台、その他（サービスカー等）686台である。

保守業務の機能をもつ事業所は、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である。また、高圧線巨長100km当りの保守要員は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

(1) 電力需要の実績

Table 3-5 に電力需要の実績を示す。

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ている。需要種別毎の構成は、Residential 2,912GWh(34.0%), Business 1,396GWh(16.3%), Industrial 3,802GWh(44.4%), その他 447 GWh (5.2%) で年平均伸び率はResidential 16.4%, Large Industrial 14.4% が特に大きい。需要種別毎の構成をタイ全土と比較すると、Industrialの比率はほぼ同じで、Residential の比率が高く、Businessの比率が低くなっている。電化率は55.2%である。

供給電力量は、1985年度において、買電 9,423.9GWh (99.79%), 自社発電 19.6GWh(0.21%), 合計 9,443.5GWh である。買電の内訳は、E G A T 9,391.0GWh (99.44%), M E A 17.5GWh(0.19%), N E A 15.4GWh(0.16%) となっている。ロス率は 9.4%, 年負荷率は55.1%である。自社発電は小規模のディーゼルで設備容量は72.9MWである。P E Aは、経費節減のため、配電線を延長してディーゼル発電を廃止するプロジェクトを推進し、すでに 200カ所以上を廃止して現在21カ所が運転中である。

Table 3-6 に需要家数の実績を示す。需要家数は、1985年度末において 4,054,200戸で、そのうち 3,990,533戸 (98.4%) がResidential である。過去5年間の年平均伸び率は16.5%と非常に高い実績を示している。

Annex 3-5 に1985年度におけるRegion毎の販売電力量の実績を示す。Central Regionが全需要の47.8%を占めており、Large Industrialについては79.7%, Small Industrialについては48.5%を占めている。

Annex 3-6-1 ~ 3-6-4に変電所の日負荷曲線を示す。Annex 3-6-1, 3-6-2 は工業地域を供給するSamut Sakhon 1 変電所 (C 3) の乾期, 雨期の日負荷曲線を、Annex 3-6-3, 3-6-4は農村地域を供給するSuphan Buri 変電所の乾期, 雨期の日負荷曲線をそれぞれ示す。Samut Sakhon 1 変電所の場合は比較的フラットであるが、Suphan Buri 変電所の場合は朝と夕方にピークがみられ、最大

電力は朝に発生している。Annex 3-7 にRegion毎の年負荷率を示す。1985年度において、最大はCentral Region 3の64.2%、最小はNortheastern Region 2の38.4%である。

(2) 電力需要の想定

電力需要の想定については、全社一括の想定と変電所別の想定とが行われている。全社一括の想定については、需要種別毎の販売電力量、供給電力量および最大電力が想定され、変電所別の想定については、供給電力量および最大電力が想定されている。想定は、過去の実績傾向をベースとし、電化計画、経済情勢、大口需要家の動向などを考慮して行われている。

Table 3-5 に電力需要の全社一括想定結果を示す。

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、年平均伸び率はそれぞれ 8.4%、7.1%と想定されている。需要種別毎にみると、Large IndustrialとResidentialの伸びが特に大きく、年平均増加率はそれぞれ10.5%、8.6%となっている。電化率は76%と見込まれている。

供給電力量は、1995年度において、買電20,960.4GWh(99.74%)、自社発電55.2GWh(0.26%)、合計21,015.6GWhと想定されている。自社発電が増加しているのは遠隔地域を対象に小規模電源の開発が計画されているためである。太陽光発電が日本政府の援助により1986年7月に竣工し、小水力、風力発電の開発が計画されている。

Table 3-6 に需要家数の想定を示す。需要家数は1995年度末において6,432,540戸となり、年平均伸び率は4.7%と想定されている。Residential需要家数の年平均伸び率が減少し4.7%と想定されている。

Annex 3-8-1、3-8-2は電力需要の変電所別想定結果をRegion毎に集約したものである。Central Region 2、Southern Region 3、Northern Region 1の伸びが大きい。

Central Region 2は、東部臨海地域開発計画のもとで開発が進められており、将来工業、経済の中心地域となり国際貿易の門戸として発展が期待されている。Southern Region 3ではHat YaiおよびSong Khlaの都市開発が計画されている。Northern Region 1のChiang Maiは、タイ国第2の都市として主要都市開

発計画のトップにあげられている。北部地域工場団地の計画がある。また、観光開発にも力を入れている。

3-4 電力設備の現状

(1) 変電所

Table 3-7 は変電所関係のデータをRegion毎に集約したものである。Annex 3-9-1 ~ 3-9-12に変電所毎の詳細データを、Annex 3-10-1 ~ 3-10-13に変電所の位置図をそれぞれ示す。

PEAの配電系統は123変電所から供給されている。変圧器は194台、設備容量3,975MVAである。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。ユニット容量としては、1MVAから50MVAまで22種類が使用されており、25および40MVAが最も多い。しゃ断器は499台設置されている。

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。制御所では、高圧フィーダーのしゃ断器は屋外に、配電盤、電源装置、無線機等はコントロールルームに設置されている。コントロールルームには4つのタイプがあり、そのスペースはタイプ1 7×12m、タイプ2 7×15m、タイプ3 7×21m、タイプ4 14×14mである。タイプ3および4は115kVまたは69kV変電所用である。制御所は現在67カ所あり、残りの56カ所については高圧フィーダーの引出口にリクローザーを設置しているケースが多い。PEAは制御所を整備する方針をもっており、現在12カ所が建設中で26カ所が計画済みである。

保護装置としては、過電流リレー、接地リレーおよび再閉路リレーが使用されている。

(2) 配電系統

高圧配電系統の電圧は、33kV、22kV、11kV、3.5kVで、その構成比は33kV 14.6%、22kV 84.4%、11kV 1.0%である。33kV系統は3相4線式多重接地方式で、Southern Region 2, 3, Southern Region 1の1部(Ranong)およびNorthern Region 1の1部(Chiang Rai, Phayao)に使用されている。22kV系統

は3相3線式直接接地方式で、その他のRegionに使用されている。11kVおよび3.5kV系統は22kVまたは33kVに昇圧されつつある。

Table 3-8 に配電設備の概要を示す。

高圧配電線は、564回線、回線亘長89,064kmで1回線当り平均亘長は158kmと非常に長い。とくにNortheastern Region 2では1回線当り平均亘長が327kmとなっている。電線は、裸アルミ導体とACSRで、ACSRは長径間カ所に使用されている。電線サイズは240mm²(22kVでの送電容量23.8MVA), 185mm²(19.8MVA), 120mm²(14.8MVA), 95mm²(12.9MVA), 70mm²(10.2MVA), 50mm²(8.5MVA), 35mm²(6.8MVA), 25mm²(5.5MVA)が使用されている。高圧フィーダーが多回線併架されている変電所の引出口などには一部架空ケーブルが使用されている。地中ケーブルはほとんど使用されていない。支持物はほとんどがコンクリート柱で、クロスアームもコンクリート製である。

柱上変圧器の設備容量は、7,312MVAである。ユニット容量としては、単相10, 20, 30kVA, 3相は50kVA から2,000kVAまで10種類が使用されている。

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423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亘長30kmに1台の割合となっている。また、分岐線にはヒューズが30,137セット設置されている。

長距離配電線に自動電圧調整器が85台設置されている。電圧の現状は満足すべき状態ではなく、今後電圧改善の推進が必要と考えられる。許容電圧降下率は10%で運用されている。

(3) 通信系統

PEAの通信系統は、VHF(150MHz帯), UHF(400MHz帯), HF(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。

Table 3-9 に無線局の現状を示す。VHFは1859局で、全Regionにおいて使用され、UHFは108局で、3Region(N₁, C₁, C₃)で使用されている。

H Fは本店と支店間およびRegion内での支店と遠隔地事業所間の通信に使用されている。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。中継方式は2周波キャリア中継で、多段中継はない。

周波数はTable 3-10に示すとおり、V H F 8波、U H F 4波、H F 3波が使用されている。このほかに、P E AはU H F 12波(400MHz帯)を確保している。タイ国における無線周波数の使用状況については公式には情報が得られなかったが、非公式情報によると、400MHz帯及び900MHz帯についてはある程度の余裕があり、2,000MHz帯についてはかなりの余裕がある模様である。

各Regionで使用されている周波数の現状はTable3-11に示すとおりである。V H Fについては、8波(4CH)が4Region、6波(3CH)が1Region、4波(2CH)が2Region、2波(1CH)が5Regionでそれぞれ使用されている。U H Fについては、2波(1CH)が3Regionで使用されている。

P E Aは、現在、本店-Central Region 1 Office (Ayuttaya)間でT O T (Telephone Organization of Thailand)から通信回線を借りてデータ伝送を行っているが、リース代が高いため将来回線リースを拡大する計画はない。

Table3-12に現地調査で実施した無線ルートの実験結果を示す。Central Region 3においては無線の伝搬テストを実施し、Northern Region 1, Northeastern Region 1, Central Region 1, Southern Region 2においては中継局地点の調査と音声通信によるメリット評価を行った。

この結果によると、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

Table3-13 に1985年 8月から1986年 7月まで1年間の事故停電実績を、Annex 3-11-1～3-11-4にその詳細データを示す。

1回線当りの事故停電は、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。1回線当りの販売電力量は1.6倍である。Southern Regionで1回線当りの停電回数が多いのは樹木接触事故が多いためであり、Northeastern Region 1, 2で1回線当りの停電時間が長いのは高圧配電線の巨長が長いためである。事故1件当りの平均停電時間は2.16時間で、その内訳は1時間未満49.3%、1時間以上3時間未満31.0%、3時間以上5時間未満9.9%、5時間以上10時間未満6.9%、10時間以上2.9%となっている。

1 Regionの年間停電回数は、最大844回(S3)、最小460回(N3)、平均654回である。1 Regionの月間停電回数は、最大142回(N1)、最小10回(N2)、平均55回で月毎の変動が非常に大きい。月毎の停電回数は12月から2月の間がすくない。

原因別にみると、設備22.8%、樹木16.7%、鳥獣9.1%、不明24.9%、その他26.5%となっている。その他には雷害、風水害などが含まれている。

Table3-14は停電による大口需要家の被害調査結果を集約したものである。調査した11需要家のうち8需要家からデータが得られた。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、Fig.3-2に示す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 (Annex 9-2参照)と想定され、損失額は365 M.Bahtにのぼると推定される。

8需要家のうちThai Toray(繊維工場)の損失額18.1M.Bahtが最も大きく、そのうち染色工程における損失額が13.9M.Bahtで大半を占めている。

3-6 教育訓練の現状

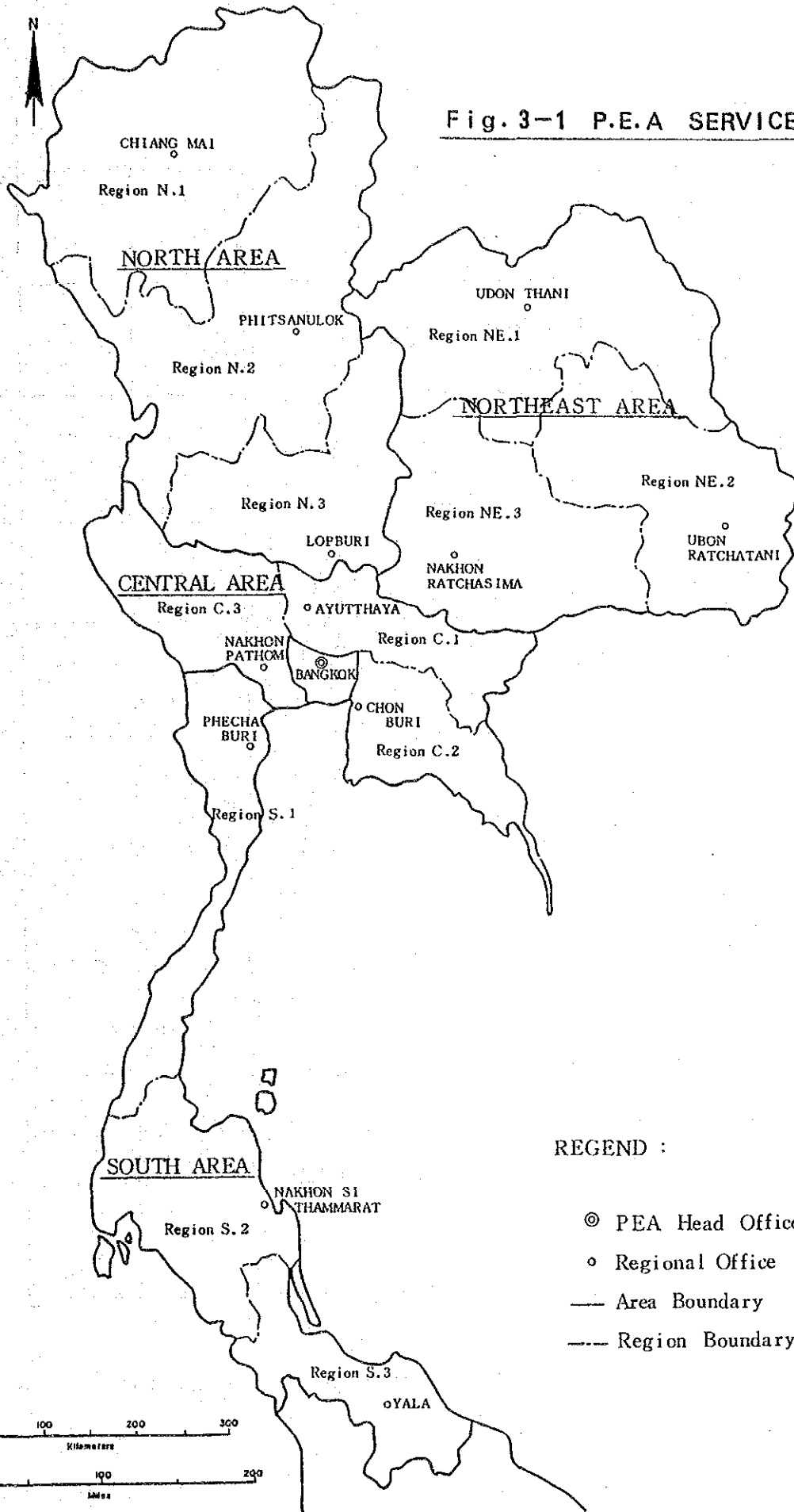
PEAは、業務効率の向上および新技術への対応のため、人材開発に力を注いでいる。そのため、1983年からトレーニングセンターの建設を開始し、現在センタービルディングが完成、今後ひきつづき職業訓練校、宿舎等の建設および訓練設備の整備が計画されている。トレーニングセンターは、バンコクの西約40km、Nakhorn Pathom Province のNakhorn Chalsri に位置し、敷地は約81,000㎡である。

技術関係のトレーニングについては、Table 3-15に示すとおり、32コースが行われている。1985年度には、2,067名を対象に50コースが実施されている。このうち、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。Annex 3-12-1～3-12-6に配電指令システムに関連するコースのカリキュラムを示す。

3-7 電気料金

Table 3-16にPEAの電気料金を示す。電気料金は全国同一である。Residential とSmall Business (30kW以下) については基本料金はなく、電力量料金のみである。電力量料金単価は、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 2.11 Baht/kWh(12.5円… 5.93円/Baht)、最低 0.7Baht/kWh(4.2円)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低く、35kWh の場合 0.93 Baht/kWh(5.5円)となっている。1985年度における平均収入単価は1.69Baht/kWh(10.0円)である。

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



REGEND :

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

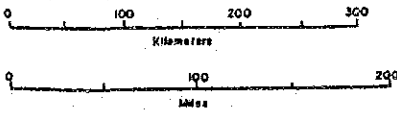


Fig 3-2 INTERRUPTION ENERGY DAMAGE & LOSS CURVE

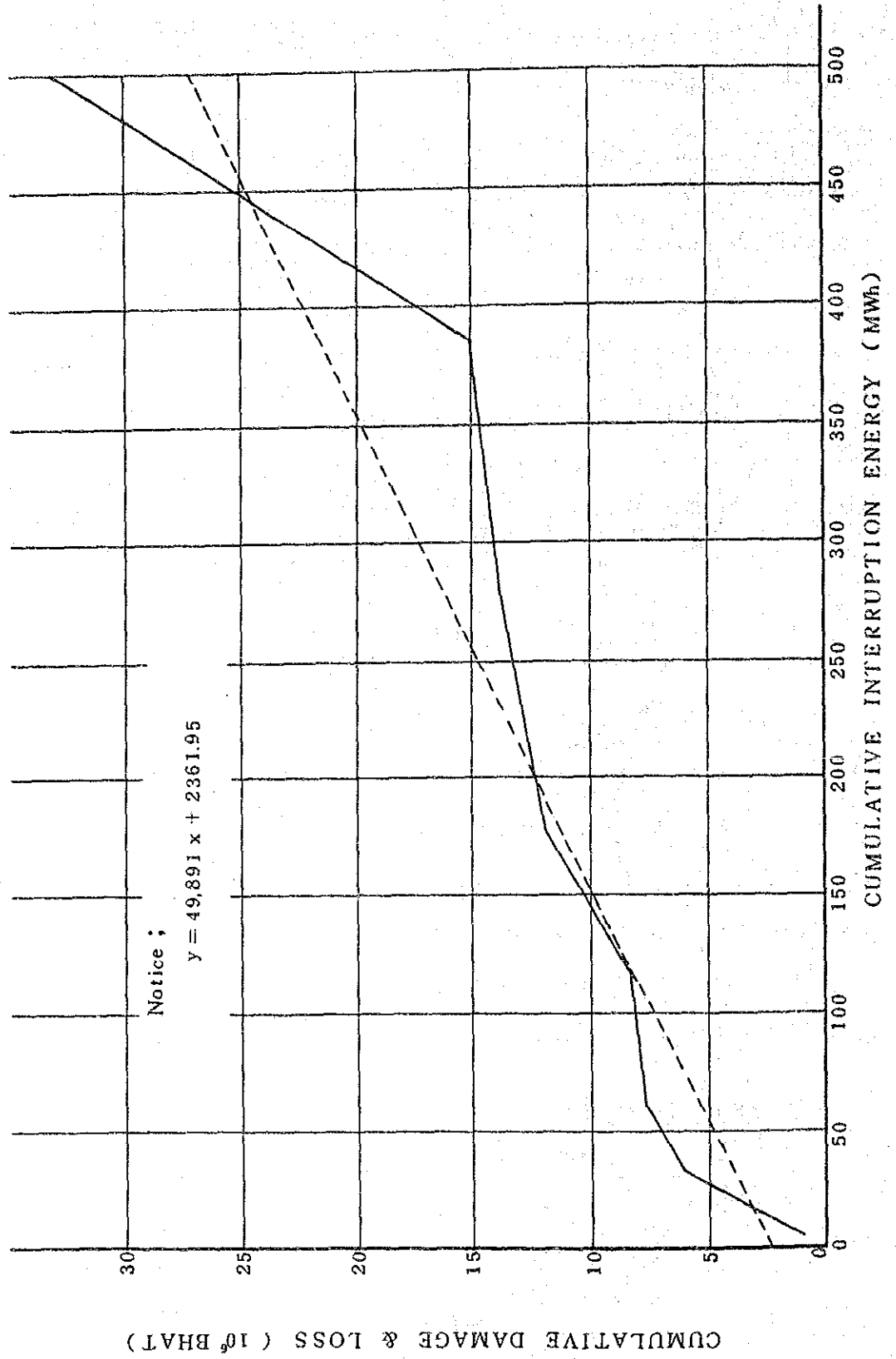


Table 3-1

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	23,225.8	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	1,885,635.0	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	27.5	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)

Table 3-2 INVESTMENT PROGRAM OF PEA

(Unit: M.Bahts)

Projects	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Projects under the fifth National development plan										
Power distribution system reinforcement project, 3rd stage					307.9	429.6	827.3	805.1	556.8	
Village electrification project, 1st & 2nd stage					433.4	270.0	355.3			
Accelerated rural electrification project, 2nd stage					1,068.0	475.5	194.3			
Normal rural electrification project, 1st stage					809.7	472.8				
Mini-hydro project					145.7	62.0	127.5	211.5	70.0	
Other projects					254.3					
Projects under the sixth National development plan										
Power distribution system reinforcement project, 4th stage							405.5	1,415.0	1,995.0	540.0
Village electrification project, 3rd stage							642.0	796.0	676.0	
Normal rural electrification project, 2nd stage							172.0	671.0	385.0	312.0
Other projects						10.0	51.0	56.0	3.0	
Total	2,979.9	3,015.0	3,584.2	3,660.2	3,019.0	1,719.9	2,909.4	3,954.6	3,685.8	852.0

Table 3-3

ORGANIZATION CHART

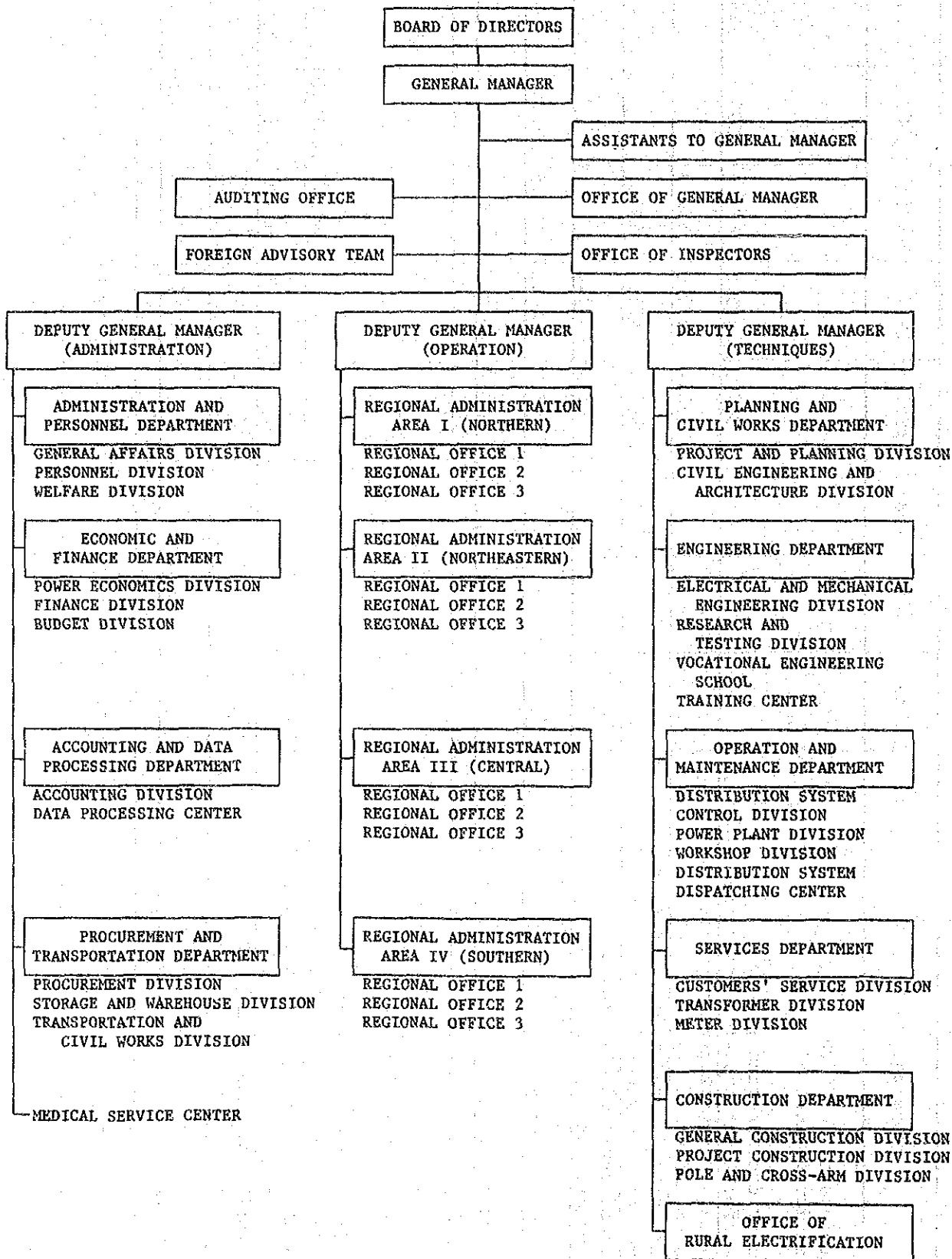


Table 3-4 REGIONAL ORGANIZATION CHART

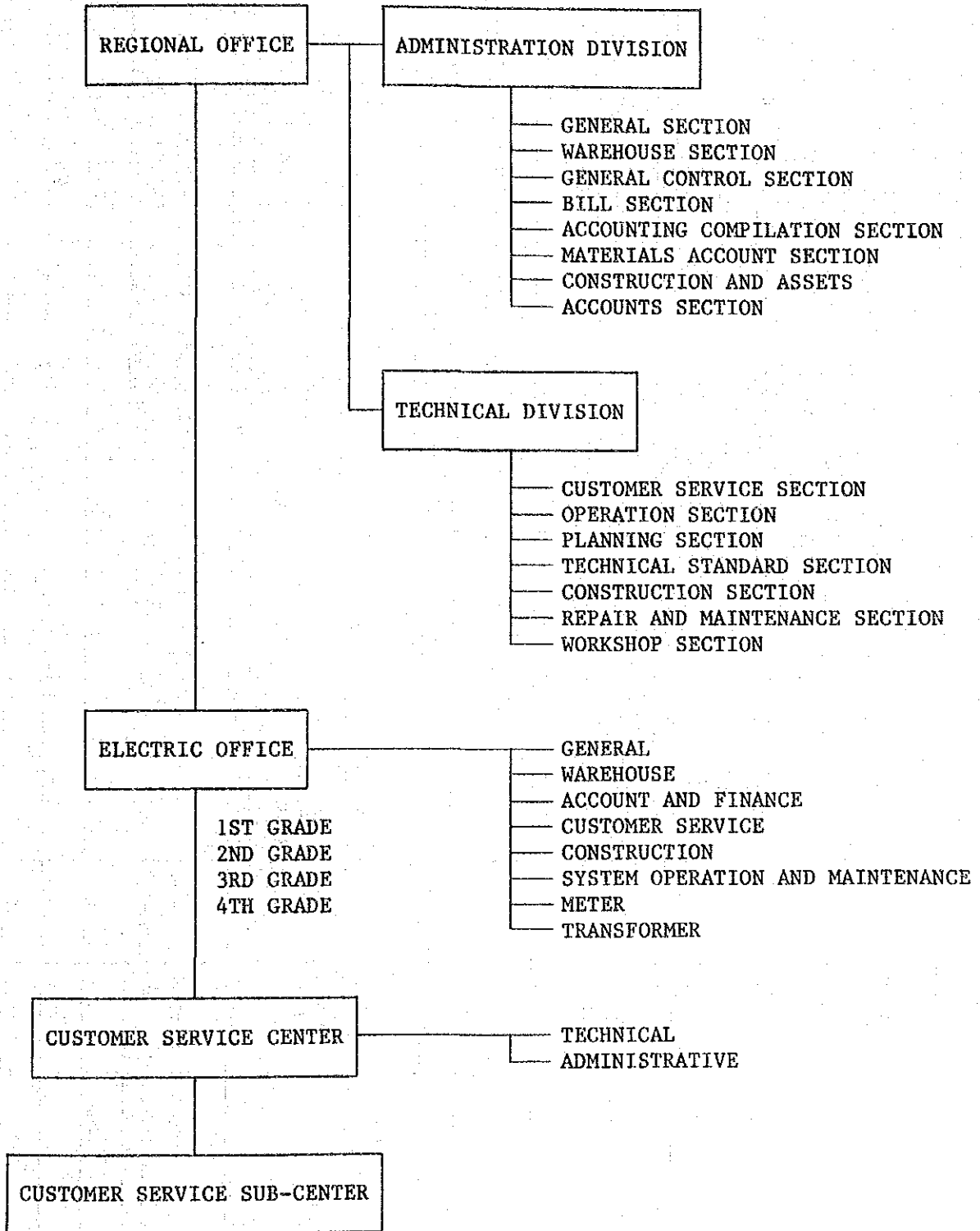


Table 3-5 POWER DEMAND OF PEA

Items	Actual											Growth Rate (%/year)	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
ENERGY SALES													
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	(22.5)	
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	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												
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	7,100.00	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	1,284.00	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	1,436.00	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	2,105.00	4.7
Large Industrial	2,866.20	3,436.00	4,180.80	4,909.70	5,727.30	6,643.00	7,666.00	8,807.00	10,074.00	11,484.00	13,050.00	10.5
Others	499.20	554.00	606.30	661.40	718.40	777.70	839.00	902.20	967.30	1,034.10	1,104.00	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	20,215.60	8.4
ENERGY												
Generated	27.90	42.60	47.70	49.00	50.30	51.80	49.80	51.30	53.20	55.20	57.20	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	22,088.40	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	22,145.60	8.3
PEAK DEMAND	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	4,021.0	7.1
LOSS RATIO	9.4	9.2	8.9	8.6	8.6	8.6	8.6	8.7	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	62.8	-
ELECTRIFICATION RATIO	60.9	65.8	68.6	70.2	71.7	72.9	73.9	74.8	75.4	76.0	76.0	-

Table 3-6 NUMBER OF CUSTOMERS OF PEA

Items	Actual										Growth Rate (%/year)	
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984		1985
Residential	768,160	911,751	1,123,927	1,324,245	1,542,308	1,849,911	2,230,216	2,678,925	3,135,647	3,562,977	3,990,533	16.6
Small Business	8,455	10,465	14,579	18,496	22,166	25,168	28,060	31,201	35,460	39,883	45,297	12.5
Large Business	602	770	871	962	1,123	1,406	1,586	1,702	1,537	1,718	1,977	7.1
Small Industrial	-	-	-	-	-	1,548	1,897	2,163	2,321	2,572	2,820	12.7
Large Industrial	-	-	-	-	-	187	196	221	237	273	309	10.6
Others	4,255	4,412	4,766	6,138	8,442	7,415	8,414	8,322	10,750	12,159	13,264	12.3
Total	781,472	927,398	1,144,143	1,349,841	1,574,039	1,885,635	2,270,369	2,722,534	3,185,952	3,619,582	4,054,200	16.5

Items	Forecast										Growth Rate (%/year)	
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
Residential	4,383,608	4,840,380	5,214,541	5,486,219	5,716,640	5,933,300	6,049,000	6,148,808	6,228,743	6,294,767		4.7
Small Business	50,196	55,202	60,418	65,805	71,393	77,175	83,123	89,223	95,443	101,764		8.4
Large Business	2,144	2,316	2,495	2,678	2,866	3,060	3,256	3,456	3,659	3,864		6.9
Small Industrial	3,023	3,229	3,441	3,660	3,888	4,122	4,364	4,614	4,872	5,140		6.2
Large Industrial	398	451	488	524	559	596	633	670	708	745		9.2
Others	14,378	15,541	16,748	17,996	19,282	20,607	21,968	23,364	24,796	26,260		7.1
Total	4,453,747	4,917,119	5,298,131	5,576,882	5,814,628	6,038,860	6,162,344	6,270,135	6,358,221	6,432,540		4.7

Table 3-7 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 Feeder	No. of Recloser on Distribution Line							
				C	B	Existing Type				Under Const. Type				Present	Future Plan		Hydraulic	Electronic						
						1	2	3	4	1	2	3	4											
				1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4									
N1	14	30	310.80	36	9	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	17	13	56	27	9
N2	11	14	236.50	31	3	3	6	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	242	121	564	388	35	

Table 3-8 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 3-9 COMMUNICATION FACILITIES

Regions	VHF Station			UHF Station			HF St.	
	Master Station	Sub Station	Mobile Station	Repeater	Master Station	Sub Station		Mobile Station
Northern								
Region 1	45	55	74	4	1	11		4
Region 2	35	66	60	2				4
Region 3	27	54	55	3				3
Sub-Total	107	175	189	9	1	11		11
Northeastern								
Region 1	41	96	63	2				6
Region 2	26	89	60	1				2
Region 3	16	71	66	1				2
Sub-Total	83	256	189	4	0	0		10
Central								
Region 1	23	72	71		1	19		
Region 2	12	54	92	1				
Region 3	11	48	46		1	24		
Sub-Total	46	174	209	1	2	43		38
Southern								
Region 1	25	47	58	2				3
Region 2	42	55	64	1				5
Region 3	9	57	52	2				3
Sub-Total	76	159	174	5	0	0		11
Head office	3					2		2
TOTAL	315	764	761	19	3	56		49
								0
								34

Table 3-10 RADIO FREQUENCY

System		Channel	Frequency (MHz)		Remarks
			Tx	Rx	
VHF	Master	CH 1	171.250	165.500	
		CH 2	171.300	165.550	
		CH 3	171.350	165.600	
		CH 4	171.400	165.650	
	Repeater Sub. Mobile	CH 1	165.500	171.250	
		CH 2	165.550	171.300	
		CH 3	165.600	171.350	
		CH 4	165.650	171.400	
UHF I	Master	CH 1	457.025	460.175	
	Sub. Mobile	CH 1	460.175	457.025	
			CH 1	457.025	457.025
UHF II	Master	CH 2	457.125	460.275	
	Sub. Mobile	CH 2	460.275	457.125	
			CH 2	457.125	457.125
UHF III			450.650	460.150	Reserved
			450.675	460.200	
			450.750	460.225	
			450.725	460.250	
			470.300	475.300	
			470.325	475.325	
HF		CH 1	7.541	7.541	
		CH 2	7.960	7.960	
		CH 3	8.145	8.145	

Table 3-11 PRESENT STATUS OF FREQUENCIES USED IN EACH REGION

Region \ Frequency Band	150 MHz	400 MHz
N1	CH 1, 2, 3, 4	CH 2
N2	CH 1, 2, 3, 4	
N3	CH 2	
NE1	CH 1, 2, 3, 4	
NE2	CH 1	
NE3	CH 1, 2	
C1	CH 2, 3	CH 1
C2	CH 2	
C3	CH 2	CH 2
S1	CH 1, 2, 3, 4	
S2	CH 1, 2, 3	
S3	CH 2	

Table 3-13 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 3-14 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	-	-

Table 3-15 TRAINING COURSE

1. Lineman
2. Distribution System Construction
3. Distribution System Operation and Maintenance
4. Customer Service
5. Technician for Customer Service Center
6. Technician for Customer Service Sub-Center
7. Energy Metering
8. Recloser
9. Switchgear
10. Transformer Installation and Maintenance
11. Voltage Regulator
12. Capacitor
13. Distribution Control Station Operators
14. Distribution Control Station Operation (on-Site)
15. Substation Operation
16. Distribution System Dispatching Center Operator
17. Distribution System Dispatching Center Operation for Engineers
18. Hotlineman
19. Chief Hotlineman
20. Hydraulic Crane Truck for Driver
21. Hydraulic Crane Truck for Supervisor
22. Hydraulic Crane Maintenance and Repair
23. Trailer Truck for Driver
24. Forklift Truck for Driver

25. Heavy Truck for Driver
26. Automobile Tachograph Analysis
27. Diesel Generating Set Maintenance
28. Safety Inspector
29. Safety Engineer
30. Safety for Distribution System Construction Supervisor
31. Fuel Oil and Lubricant
32. Train-the-Trainer

Table 3-16 TARIFF STRUCTURE OF ELECTRICITY DISTRIBUTORS (MEA, PEA)

1. Residential Service

Energy Charge:	First	5 kWh or less	5.00 Baht
	Next	10 kWh	0.70 Baht/kWh
	Next	10 kWh	0.90 Baht/kWh
	Next	10 kWh	1.17 Baht/kWh
	Next	65 kWh	1.65 Baht/kWh
	Next	50 kWh	1.75 Baht/kWh
	Next	150 kWh	1.83 Baht/kWh
	Next	100 kWh	2.04 Baht/kWh
	Over	400 kWh	2.11 Baht/kWh

Minimum Charge: Baht 5.00 per month

2. Small Business (Under 30 kW)

Energy Charge:	First	40 kWh or less	89.72 Baht
	Next	260 kWh	1.81 Baht/kWh
	Next	700 kWh	1.92 Baht/kWh
	Next	2,000 kWh	2.04 Baht/kWh
	Over	3,000 kWh	2.21 Baht/kWh

Minimum Charge: Baht 89.72 per month

3. Large Business (Over 30 kW)

Demand Charge:		98.00 Baht/kW
Energy Charge:		1.52 Baht/kWh

4. Small Industrial (30-499 kW)

Demand Charge:		98.00 Baht/kW	
Energy Charge:	First	50 kWh	1.46 Baht/kWh
	Next	150 kWh	1.45 Baht/kWh
	Next	200 kWh	1.44 Baht/kWh
	Over	400 kWh	1.43 Baht/kWh

5. Large Industrial (Over 500 kW)

Demand Charge:		90.00 Baht/kW	
Energy Charge:	First	200 kWh	1.44 Baht/kWh
	Next	280 kWh	1.43 Baht/kWh
	Over	480 kWh	1.41 Baht/kWh

6. Large Industrial (OFF-PEAK)

OFF-PEAK

Demand Charge:	65.00 Baht/kW
Energy Charge:	1.40 Baht/kW

ON-PEAK

Demand Charge:	115.00 Baht/kW
Energy Charge:	1.40 Baht/kW

7. Temporary

Demand Charge:	30.00 Baht/kW
----------------	---------------

8. Special Rate

Demand Charge:	87.00 Baht/kW
Energy Charge:	0.9361 Baht/kW

9. Water Work and Irrigation

Energy Charge:	First	100 kWh or less	117.00 Baht/kW
	Over	100 kWh	1.17 Baht/kW

Minimum Charge: Baht 117.00 per month

Note: Effective April, 1983

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

4-1 配電指令センターの組織

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、Table 3-3 に示すとおり本店のOperation and Maintenance Department に所属し、次の業務を担当している。

- 配電指令システムの要則、基準の設定
- 配電指令システムの分析、計画
- 配電指令システム運用の検討
- 新しい技術、設備の検討と適用
- 教育訓練

支店配電指令センターは、Table 3-4 に示す支店のOperation Section に所属し、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変電所数、高圧フィーダー数はTable 3-7 のとおりで、最大規模のC 1 Region で13変電所、75回線である。

4-2 配電指令運用システム

支店管内の配電指令および情報連絡は、Table 4-1 に示すとおり、支店配電指令センターと制御所、営業所、需要家サービスセンター、需要家サービスサブセンター、移動無線局との間で無線によって直接行われている。

4-3 事故処理手順

Table 4-2 に配電線の事故処理手順を示す。その概要は次のとおりである。

(1) 事故停電情報の収集

支店配電指令センターが事故停電情報を収集するルートには次の3つがある。

① P E A の制御所→支店配電指令センター

(制御所のしゃ断器が動作した場合)

② P E A の事業所→支店配電指令センター

(制御所のない変電所のしゃ断器が動作した場合またはリクローザーが動作した場合)

③ 需要家→P E A の事業所→支店配電指令センター

(②のケースに同じ)

需要家からP E A の事業所への連絡は電話か直接通報によっている。P E A の事業所間の連絡は無線によっている。

(2) 事故処理手順

支店配電指令センターが事故停電情報を受けた後の処理手順は次のとおりである。

① 支店配電指令センターは、事故情報を検討し、各事業所に配置された保守班に事故点の探査を指示する。指令系統はClause 4-2で述べたとおりである。保守班および車両はClause 3-2で述べたとおり各事業所に配置されている。

② 保守班は車両によってパトロールを実施し、事故点を発見後応急処置を行い、支店配電指令センターへ連絡する。

③ 支店配電指令センターは系統操作と復旧作業を保守班へ指示する。

④ 保守班は復旧作業を行い系統を復旧する。復旧作業が困難な場合は再度支店配電指令センターへ状況を報告する。

4-4 配電指令システムの現状評価と問題点

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次の理由から妥当と考えられる。

① 配電システムの規模が、最大のCentral Region1で変電所13ヵ所、高圧フィーダー75回線であり、1ヵ所の指令センターからコントロールが可能である。

② 保守要員は営業所及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はない。

(2) 事故停電情報の収集については次の問題がある。

① 制御所のない変電所のしゃ断器が動作した場合、事故停電情報はP E A の事

業所から収集されるかもしくは需要家からPEAの事業所を經由して収集されている。この場合、しゃ断器の動作確認が必要であり、事故停電の確認までに長時間を要している。とくに公衆電話の普及していない地域においては、需要家からの連絡に非常に長時間を要しているケースがある。

② リクローザーが動作した場合

リクローザーの動作が制御所で発見されるケースは非常に少ない。したがって、事故停電情報の収集は①の場合と同じであり、またリクローザーの動作確認が必要であり、事故停電の確認までに長時間を要している。

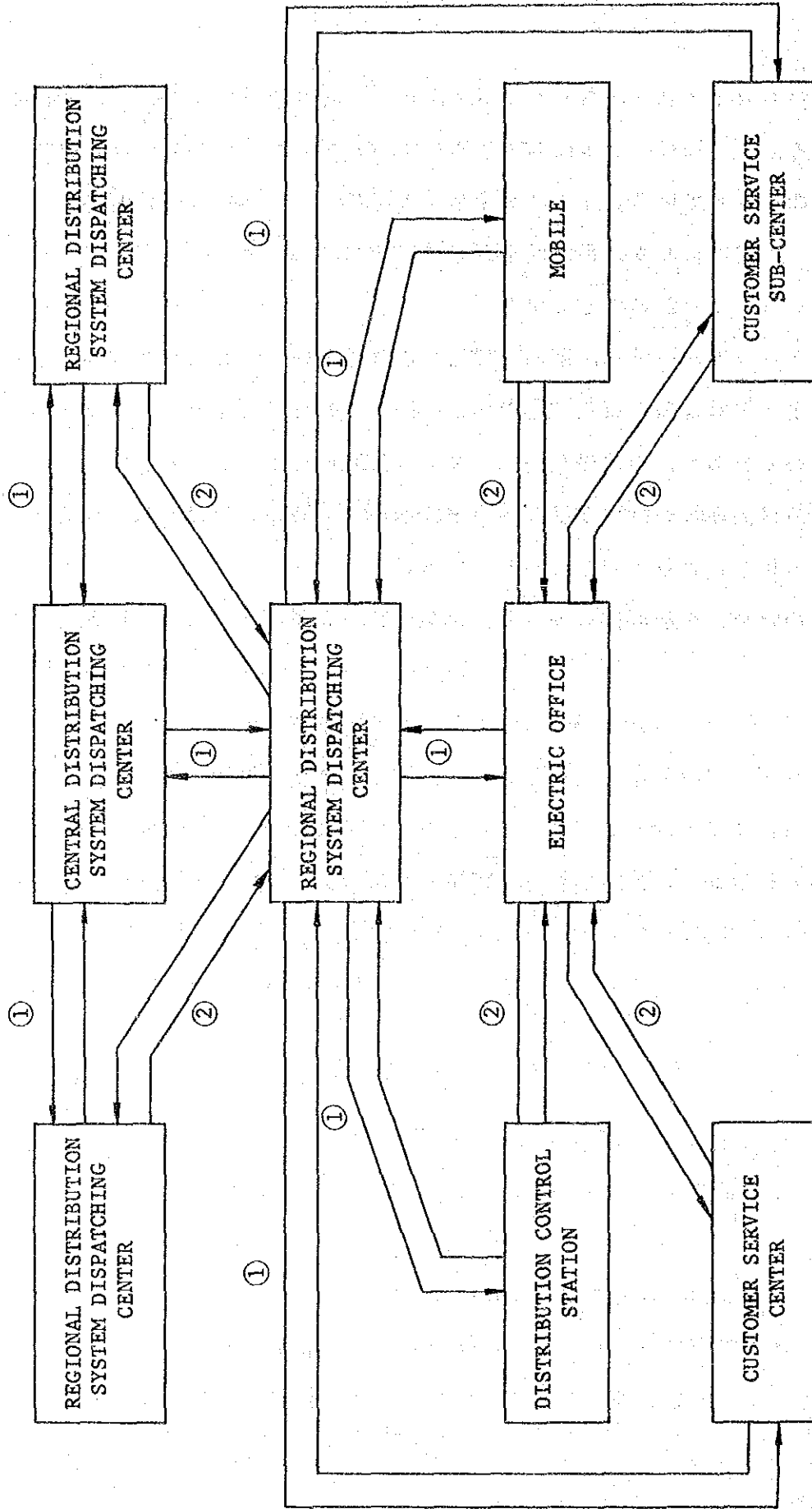
(3) 事故区間の探査，健全区間への電力融通のための系統操作は，配電指令センターの指令により人力で行われている。

そのため，事故区間を探査し，系統切替を完了するまでに長時間を要している。

(4) 以上の結果，Clause 3-5で述べたとおり，事故停電1回当りの停電時間が長く，しかも事故停電回数が多いため，需要家苦情の原因となっている。

(5) 大口需要家の調査結果によると，停電による損失額は，Clause3-5 で述べたとおり相当額にのぼっており，国家経済に損失を与えている。

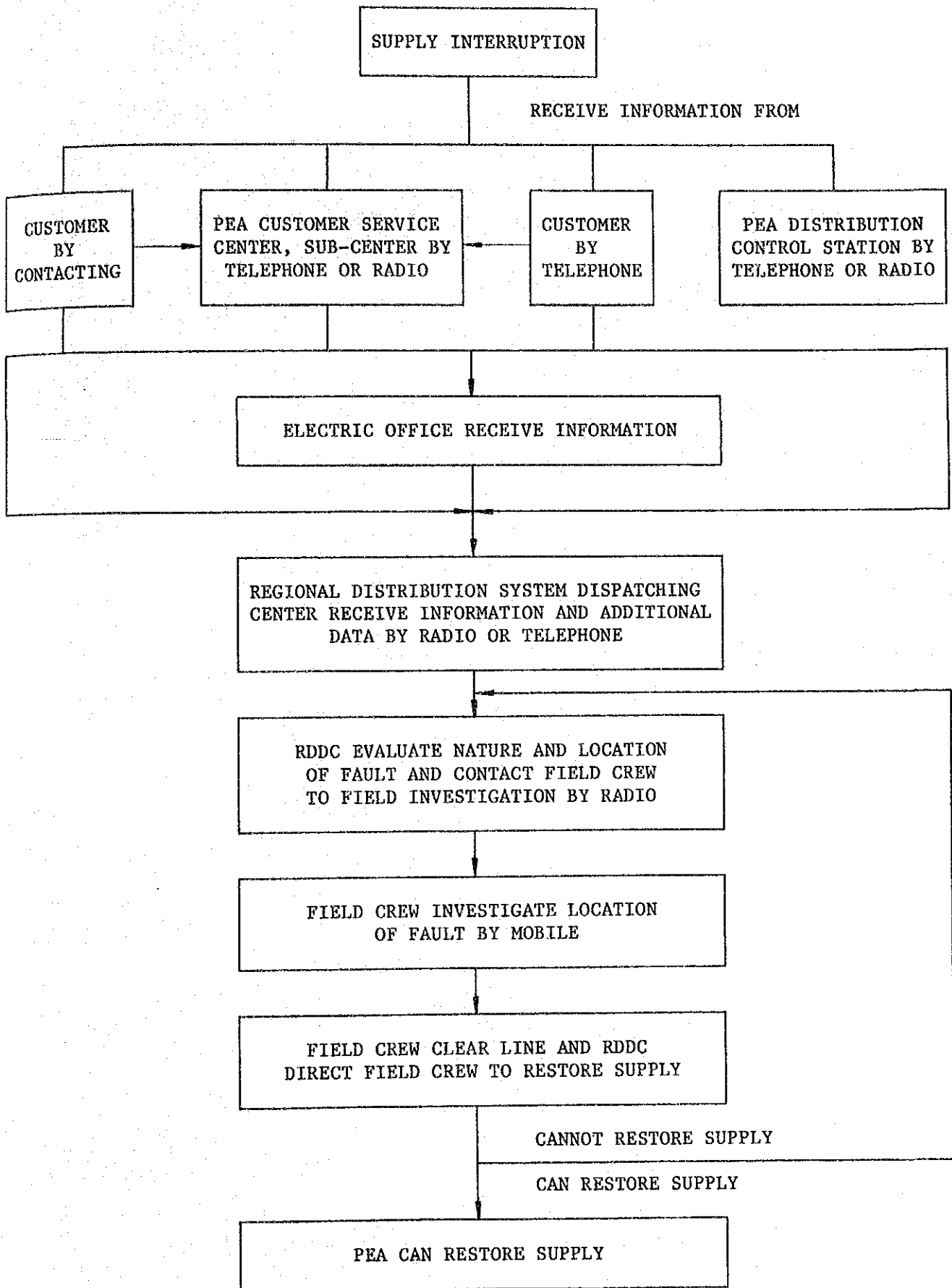
Table 4-1 OPERATIONAL SYSTEM OF PEA DISTRIBUTION DISPATCHING



NOTE: ① FORMAL COMMUNICATION

② INFORMAL COMMUNICATION

Table 4-2 FAULT HANDLING PROCEDURE



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

タイ国における3公社（EGAT, MEA, PEA）の販売電力量は、1985年度から1995年度にかけて年率6.5%で増加し、19,979GWhから37,549GWhに達すると想定されている。同期間におけるPEAの販売電力量は年率8.4%で増加し、8,557GWhから19,185GWhとなり、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、3公社合計については1985年度44.9%（8,970GWh）から1995年度42.8%（16,085GWh）に減少するが、PEAについては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の電力需要は今後と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1985年度末において89,369kmに達している。今後この伸び率は低下すると考えられるが、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、1985年8月から1986年7月の1年間に於いて、7,846回、16,918時間で、これを1回線当りでみると停電回数14回、停電時間30時間となり、非常に高い実績となっている。事故1件当りの平均停電時間は2.16時間で、3時間以上の長時間停電が全件数の約20%を占めている。また、停電による大口需要家の損失額は、1986年度において365M.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って増加し、1995年度において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、専ら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、事故区間の探査及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おり、従来の方式では次第に対応が困難に

なっている。更に今後、需要及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測される。

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

本配電指令センターシステムによって監視制御される設備の数量と伝送データ量を検討するため、変電所新增設計画、高圧フィーダー新增設計画および自動開閉器設置基準の検討を行った。

その結果はつぎのとおりである。

(1) 変電所新增設計画

Table 5-1 は、変電所新增設計画をRegion毎に集約したものである。Annex 5-1-1～5-1-12に変電所毎の内訳を示す。

変電所は、2000年度において、156ヵ所、変圧器数 270台、変圧器設備容量 7.734MVA となる。1 Regionの変電所数は、最大19ヵ所（C 1）、最小10ヵ所（NE 2, 3）、平均13ヵ所である。設置される変圧器のユニット容量は、ほとんどが25, 40および50MVA である。変圧器の利用率は、Table 5-2 に示すとおり、2,000年度において67.0%と想定されている。

(2) 高圧フィーダー新增設計画

Table 5-3 は高圧フィーダー新增設計画をRegion毎に集約したものである。Annex 5-2-1～5-2-12に変電所毎の内訳を示す。

高圧フィーダーは、2000年度において 841回線となる。1 Regionの高圧フィーダー数は、最大 116回線（C 1）、最小48回線（S 1）、平均70回線である。1変電所当りの回線数は平均 5.4回線、1回線当りの負荷は平均 6.2MWである。

(3) リクローザー

リクローザーの長期計画はPEAで作成されていない。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、リクローザー設置台数は将来とも既設台数と同じと考えた。

(4) 自動開閉器の設置基準

Clause 3-4-(2)で述べたとおり、自動開閉器は現在試験的に10台使用されているにすぎない。したがって、自動開閉器を設置し事故区間の探査、健全区間への電力融通などを配電指令センターから遠隔制御によって行うと供給信頼度はいちじるしく向上する。

自動開閉器による供給信頼度の向上効果は次のとおり解析することができる。

ここで、1回線にn台の自動開閉器を設置し、各区間の負荷が同一とすると、停電の減少率は、自動開閉器がない場合を1として次の式で現わすことができる。

① 放射状回線

ただし

$$D_r = \frac{n}{2(n+1)}$$

D_r : 放射状回線の停電減少率

② 連係回線

D_l : 連係回線の停電減少率

$$D_l = \frac{n}{n+1}$$

n : 1回線当り自動開閉器設置台数

D_r と D_l との間には $D_l = 2D_r$ の関係がある。則ち、連係回線の停電減少率は放射状回線の停電減少率の2倍となっている。次の表は、 D_r と D_l を n をパラメータとして表わしたものである。

D \ n	1	2	3	4	5
D_r	0.250	0.333	0.375	0.400	0.417
D_l	0.500	0.667	0.750	0.800	0.833

次の表は、自動開閉器を1台追加することによる停電減少率の増加分 d_r , d_l を n th をパラメータとして表わしたものである。

d \ n th	1st	2nd	3rd	4th	5th
d_r	0.250	0.083	0.042	0.025	0.017
d_l	0.500	0.167	0.083	0.050	0.033

上表から、自動開閉器の停電減少への寄与率は最初の1台目が最も大きく、2台目からは順次減少していくことがわかる。

従って、自動開閉器については、次の3ケースの検討を行った。

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。

次の表は、上記3つのケースの停電減少率を配電線の連係率 i （連係回線の供給電力量/全回線の供給電力量）をパラメータとして表わしたものである。

$i \backslash D$	ケース 1	ケース 2	ケース 3
	$\frac{1+i}{4}$	$\frac{3+5i}{12}$	$\frac{1+i}{3}$
0	0.250	0.250	0.333
0.1	0.275	0.292	0.367
0.2	0.300	0.333	0.400
0.3	0.325	0.375	0.433
0.4	0.350	0.417	0.467
0.5	0.375	0.458	0.500
0.6	0.400	0.500	0.533
0.7	0.425	0.542	0.567
0.8	0.450	0.583	0.600
0.9	0.475	0.625	0.633
1.0	0.500	0.667	0.667

Table 5-4にRegion毎の配電線連係率の想定値を示す。この表は、連係可能な変電所毎に個別に想定した。Annex 5-3に変電所毎の内訳を示す。連係率の平均値は、約40%と想定される。

Table 5-5は、1994年度および2000年度における自動開閉器の所要台数を上記3ケースについて算定した結果を示すものである。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。

Annex5-4にリクローザーの設置状況を、Annex5-5-1、5-5-2に自動開閉器所要台数の算定手法をそれぞれ示す。全Region合計の所要台数は次の通りである。

$FY \backslash Case$	Case 1	Case 2	Case 3
1994	691	871	1,400
2000	730	912	1,477

(5) 監視制御対象設備数

Table5-6に1994年度におけるRegion毎の監視制御対象設備数を示す。

監視制御対象設備は、変電所 150か所、しゃ断器 794台、リクローザー 420台となり、自動開閉器については 691台（ケース1）、871台（ケース2）、1,400台（ケース3）と想定される。Annex5-6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ヵ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ヵ所とした。

- (1) 将来の高圧配電系統が1ヵ所の配電指令センターからカバーできる規模である。

Clause 5-2で述べたとおり、2000年度において、1 Regionの変電所数は最大19ヵ所、最小10ヵ所、平均13ヵ所、1 Regionの高圧フィーダー数は最大116回線、最小48回線、平均70回線である。

- (2) 支店は設備計画及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、支店から集中して司令を行うと運用がやり易い。
- (4) 配電線の保守要員はClause 3-2で述べたとおり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

第4章で述べた現行配電指令システムの問題点を解決するためには、事故停電

情報の早期収集，事故区間の早期探査，健全区間への電力融通の迅速化，復旧後の系統復帰の迅速化等が必要である。このほか事故時の電力融通，効率的な設備の運用及び計画のためのデータ収集も必要である。

配電指令システムの機能は，上記の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

親局は，常時，子局を1局ずつ順次呼び出し，子局の状態を監視する。監視データは次のとおりとする。

- 制御所しゃ断器，配電線用リクローザーおよび配電線用自動開閉器（以下開閉装置という）の開閉状態
- 制御所リレーの動作状態
- 制御所のブス電圧
- 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

親局は，常時監視のほか，定められた間隔（子局 n 局）毎に全子局に対し一斉に状態変化検出信号を出し，子局の状態変化を監視する。状態変化検出の際複数の子局に状態変化がある場合は，さらにグループ毎に検出を行うものとする。状態変化検出は開閉装置を対象とする。

(2) 制御機能

① 個別制御

親局は，個別制御によって指示された子局を選択し，開閉装置の開閉操作を行う。

② 一斉制御

親局は，一斉制御の指示により開閉装置の一斉投入を行う。

(3) 表示機能

親局は，開閉装置の状態変化および計測データをCRT等に表示する。

(4) システム診断機能

親局装置，電源装置等の異常を診断する機能を具備する。

(5) メンテナンス機能

開閉装置の新設、撤去、変更に伴うデータベースのメンテナンスはCRT等のマンマシーン装置を使って容易に行える機能とする。

(6) データ収集、処理、編集機能

設備運用及び計画のためのデータ収集、処理、編集機能を具備する。

① 制御所ブス電圧、高圧フィーダー電流、有効電力、無効電力

正時にデータを収集する。

② 事故操作記録

Table5-7は、上記の機能にもとづく2000年度の所要伝送データ量をRegion毎にまとめたものである。Annex5-7-1～5-7-12にRegion毎の内訳を示す。1 Regionの伝送データ量は、ケース3の場合、最大Region(C1)で計測値 630, 状態表示

1,459, 最小Region(S1)で計測値 267, 状態表示631, 平均で計測値 379, 状態表示 899と想定される。

Table5-8は、2000年度におけるRegion毎のポーリングサイクル（全子局からのデータ収集時間）の算定結果を示す。ポーリングサイクルは常時ポーリングと正時ポーリングについて算定した。最大Region(C1)におけるケース3のポーリングサイクルは、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 間では中継局を介して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、マンマシーン装置はCRT,プリンターおよびロガーで構成される。

開閉装置の状態表示については、CRT への表示が最近主流となりつつあり、系統表示盤への表示はむしろ省略される傾向にある。従って、状態表示については、CRT を活用し、系統表示盤は配電系統を一覧するために使用することとした。

CRT は、1系列に2台の構成となっており、1台を系統図表示専用を使用するこ

とが可能である。

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ボートとした。

5-6 データ伝送システム

(1) データ伝送メディア

データ伝送のメディアには、無線、通信線および電力線がある。

通信線方式による配電系統制御は、巨長10km程度以下の系統で広く実施されているが、本プロジェクト対象地域のような極めて長距離の配電系統の場合には次のような問題がある。

- ① 伝送損失が大きく、20～30km毎に中継局が必要となる。従って、伝送特性が悪く、コストも高くなる。
- ② 配電線からの誘導雑音により伝送特性が悪い。
- ③ 配電線事故時、発雷時に雑音の影響を受ける。
- ④ ケーブル外被の損傷によって吸湿し絶縁劣化を生じ易い。
- ⑤ 通信ケーブルの巨長が長いためコストが高くなる。

電力線搬送方式は、送電系統では広く使用されているが、配電系統においては接続機器、分岐線が多いため、その高周波伝送特性は複雑で、伝送損失、線路雑音が大きい。配電線搬送方式による配電系統制御は、巨長10km程度以下の系統で一部試験的に実施されているが、実系統における検証に乏しく技術的に確立した方式とは言えない。また、配電線を利用する方式として300Hz以下の低周波を使用した方式が実用化されているが、この方式は伝送速度が遅く多数の機器の監視制御には不適である。

従って、本調査では、データ伝送メディアとして無線を採用することとした。

(2) 無線ルートの選定

Fig.5-2 は無線ルートの選定結果を要約したものである。Annex5-8-1～5-8-12にRegion毎の内訳を示す。

無線ルートを選定は、現地踏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配慮した。供給区域が広大なため、中継局が全Regionに必要である。中継局は総数24局で、その内訳は、1中継局が3Region、2中継局が6Region、3中継局が3Regionとなる。

Southern Region 1の南部に位置するRanong変電所を支店からカバーするためには6中継局が直列に必要となる。そのため、Southern Region 1については、支店とChum Phon 営業所の2ヵ所に配電指令センターを設置するよう計画した。無線ルートは、次の4タイプに分類できる。

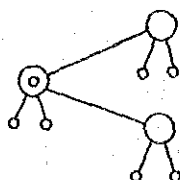
タイプ1



タイプ2



タイプ3

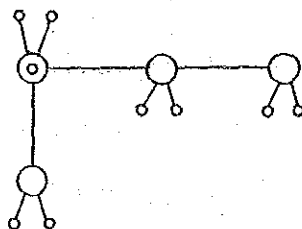


⊙ Center Station

○ Repeater Station

○ Remote Station

タイプ4



各中継局および子局（変電所，リクローザー）について伝送特性の検討を行った。目標値は，S/N25dB 以上（標準状態），電界強度-95dBm,利用率95%とした。

標準状態におけるS/N は各局とも30dB以上である。電界強度からみると，カバーできない局が若干あったが，これ等はリクローザー子局であるため移設により対応可能と考えられる。

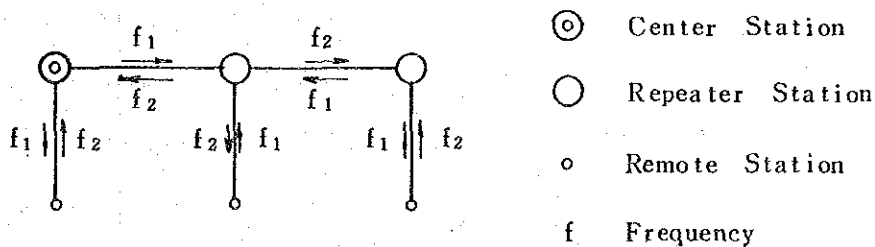
混信は，各Regionへの周波数の配分，指向性アンテナの使用，受信機感度の調整等により防止可能と考えられる。

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。

(3) 無線周波数

本配電指令システムのデータ伝送は，子局を順次1局ずつ呼出すポーリング方式で行われる。この場合，送信機の運用パターンとして次の2つのパターンが考えられ，所要波数は，各パターンによってことなる。

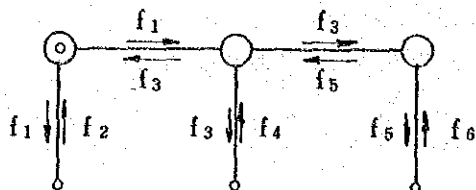
① 親局，中継局，子局の送信機：データ送信時のみON



所要波数は中継局数に関係なく2波で，機器構成が簡単である。しかしながら，各局がデータを送信する都度送信機 ON のため 0.5秒を必要とし，ポーリングサイクルが非常に長くなるので，このパターンは実用的ではない。

② 親局、中継局の送信機：常時ON

子局の送信機：データ送信時のみON



所要波数は、1中継局の場合4波、2中継局の場合6波、3中継局の場合8波で、機器構成が複雑となる。しかしながら、送信機ONの時間は子局のみが対象となり、ポーリング時間が短くなる。本配電指令システムにおいては、この運用パターンを採用した。Clause 5-4で述べたポーリングサイクルは、この運用パターンで算定したものである。

次の表は、Region毎の親局数、中継局数および所要波数を示したものである。

Region	NO.of Center Stations	NO.of Repeater Stations	NO.of Frequencies
N1	1	2	6
N2	1	3	8
N3	1	2	6
NE1	1	3	8
NE2	1	2	6
NE3	1	2	6
C1	1	1	4
C2	1	1	4
C3	1	1	4
S1	2	3	10
S2	1	2	6
S3	1	2	6

全Regionに対する所要波数については12波程度が必要と考えられる。

本配電指令システムで使用する無線周波数は、以上の結果と次の事項を考慮して400MHz帯とした。

- ① PEA は400MHz帯12波をすでに確保している。
- ② 400MHz帯は、タイ国においてはある程度余裕があり、将来必要な波数を確保できると考えられる。
- ③ 現地における伝搬テストの結果および国内検討の結果から、データ伝送は400MHz帯で技術的にフィージブルである。

(4) 既設通信系統の改善対策

Clause3-4-(3) で述べたとおり、既設通信系統には長距離伝搬、山岳遮蔽等による回線品質の低下、情報量に対するチャンネル数の不足等の問題点がある。

本プロジェクトではこれ等問題点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系統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、既設通信系統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話が可能となる。

本改善対策のための追加設備としては、配電指令センターおよび中継局の多チャンネルおよび指令通話用送受信機を考慮した。増分建設コストは2.8M.US\$となる。

(5) 機器構成

主要機器の構成は次のとおりである。

① 親局および中継局

- 多チャンネルUHF送受信器 復信方式, 予備付, 送信出力10W
- 1チャンネルUHF送受信器 復信方式, 予備付, 送信出力10W
- 1チャンネルUHF送受信器 単信方式, 送信出力10W
- 遠方監視装置

- グリッドパラボラアンテナ

- 8 段コーリニアアンテナ

② 変電所子局

- 1 チャンネル UHF 送受信器 単信方式, 予備付, 送信出力 10W

- 遠方被監視装置

- 5 素子八木アンテナ

③ フィーダー子局

- 1 チャンネル UHF 送受信器 単信方式, 送信出力 10W

- 5 素子八木アンテナ

1994年度における送受信機の所要台数は次表のとおりとなる。

Station		NO. of Stations	NO. of Transmitters	NO. of Receivers
Center Station		13	36	36
Repeater Station		24	78	78
Substation Remote station		150	150	150
Feeder Remote Station	Case1	1,111	1,111	1,111
	Case2	1,291	1,291	1,291
	Case3	1,820	1,820	1,820

5-7 供給信頼度の評価

Table5-9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。事故停電回数は1回線当り事故停電回数が年率5%で減少すると仮定して想定した。停電電力量については、プロジェクト実施前の停電電力量にClause5-2-(4)で述べた停電減少率を乗じて停電電力量の減少値を求めた。(Annex 9-1.9-2 参照)

1995年度の事故停電回数は、1985年度の7.846回から7.143回へ減少すると想定される。

1995年度の停電電力量は、1985年度の30.0GWhから各ケースに応じそれぞれケース1 25.6GWh ケース2 23.3GWh, ケース3 21.2GWhへ減少し、プロジェ

クト実施前の38.7GWhと比較しそれぞれ66.1%、60.2%、54.8%に減少すると想定される。また、停電電力量が販売電力量に占める比率は1985年度の0.319%からそれぞれケース1 0.133%、ケース2 0.121%、ケース3 0.111%に減少すると想定される。

1995年度のLarge Industrial需要家の停電電力量は、1985年度の6.69GWhからそれぞれケース1 6.49GWh、ケース2 5.77GWh、ケース3 5.29GWhへ減少し、プロジェクト実施前の10.09GWhと比較し、それぞれ64.3%、57.2%、52.4%に減少すると想定される。また停電電力量が販売電力量に占める比率は1985年度の0.233%からそれぞれケース1 0.095%、ケース2 0.084%、ケース3 0.07%に減少すると想定される。

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 Region 3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、Annex5-9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。

Annex5-9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9,250mm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、3,300mmで、大梁（Roof Girder）のDepth 500 mmを差引き天井高さは2,800mm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4,100mm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P C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、Annex5-10に示す空調システムを推奨する。

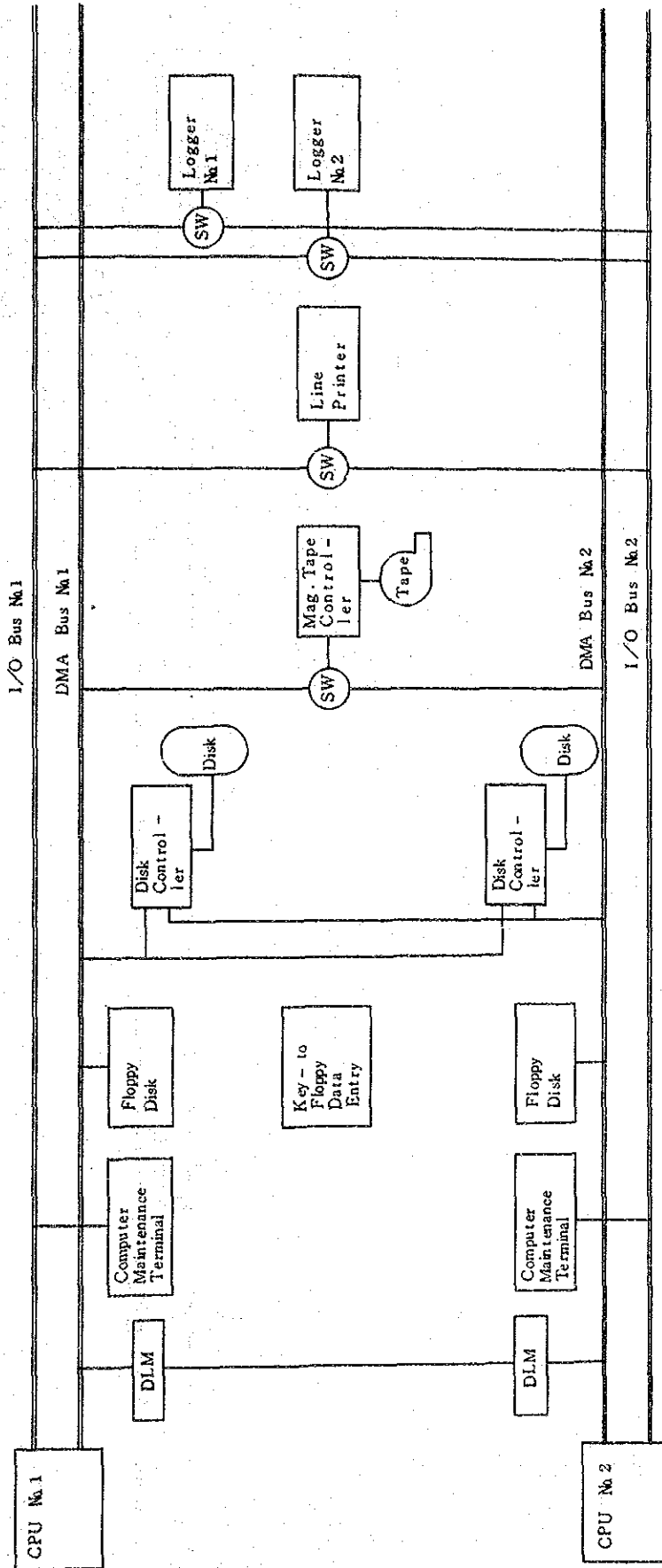
- 室温のコントロールが容易である。
- 操作が簡単である。
- 掘付工期が短かく簡単である。
- 機器が汎用品で比較的安価である。

(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。

Annex5-11に照明設備の配置図(案)を示す。

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



Regend

- A-BK : 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

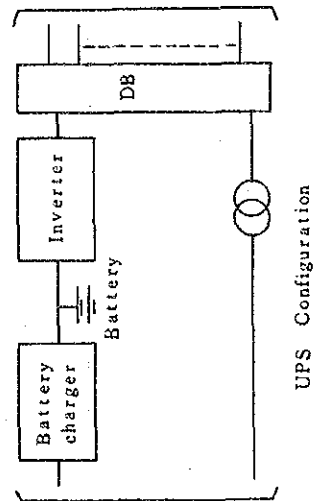


Fig 5-1 DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM BLOCK DIAGRAM (2)

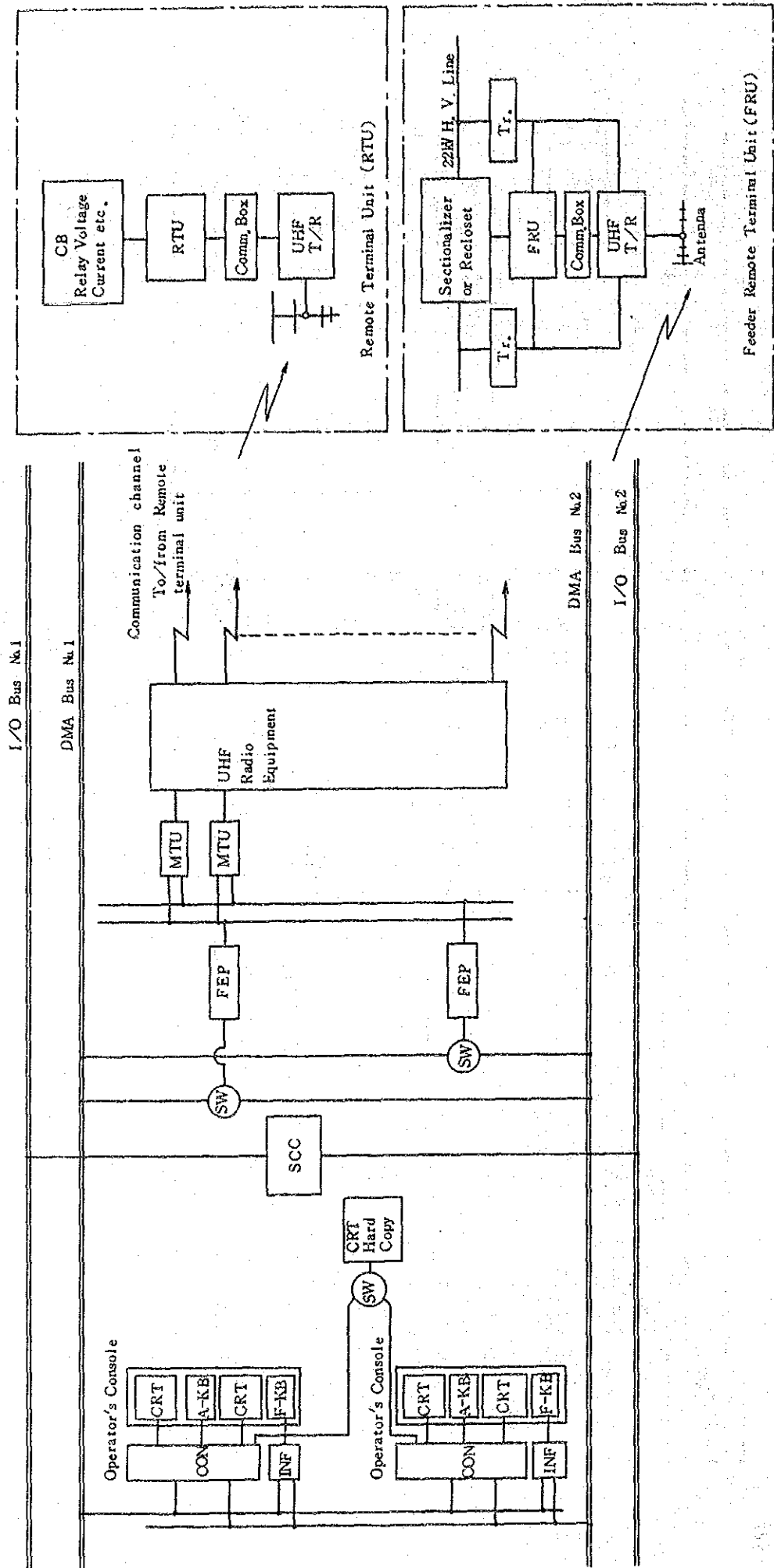


Table 5-1 SUBSTATION EXPANSION PLAN (SUMMARY)

(Unit: MVA)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Capacity (MVA)															
N1	310.8	422.0	492.0	492.0	618.8	618.8	618.8	618.8	652.1	652.1	672.1	672.1	672.1	672.1	672.1
N2	236.5	322.5	397.5	397.5	462.5	487.5	487.5	487.5	525.0	525.0	525.0	532.5	532.5	532.5	532.5
N3	223.75	305.0	305.0	355.0	380.0	417.5	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0
NE1	292.65	380.95	399.65	474.65	474.65	474.65	502.15	502.15	502.15	554.40	604.40	629.40	629.40	644.55	644.55
NE2	289.5	289.5	314.5	439.5	489.5	489.5	489.5	501.5	501.5	556.5	556.5	556.5	571.5	593.0	593.0
NE3	270.5	320.5	320.5	460.5	485.5	485.5	510.5	534.5	553.0	553.0	553.0	553.0	553.0	553.0	553.0
C1	546.0	711.0	761.0	811.0	876.0	876.0	916.0	956.0	956.0	971.0	971.0	971.0	1,026.0	1,026.0	1,026.0
C2	510.0	615.0	655.0	707.5	732.5	757.5	757.5	787.5	817.5	832.5	877.5	920.0	935.0	935.0	935.0
C3	500.0	565.0	565.0	670.0	670.0	670.0	795.0	795.0	795.0	835.0	835.0	835.0	835.0	850.0	850.0
S1	250.0	250.0	250.0	250.0	275.0	350.0	365.0	365.0	377.5	377.5	377.5	377.5	377.5	377.5	377.5
S2	314.0	333.0	333.0	358.0	358.0	358.0	375.5	390.5	390.5	469.5	469.5	469.6	499.0	499.0	499.0
S3	261.5	354.0	354.0	379.0	404.0	429.0	429.0	444.0	469.0	469.0	551.5	556.5	591.5	591.5	591.5
Total	4,005.20	4,868.45	5,147.15	5,794.65	6,226.45	6,413.95	6,706.45	6,842.45	6,999.25	7,255.50	7,452.00	7,563.00	7,682.50	7,734.15	7,734.15
No. of Substations															
N1	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
N2	11	11	11	11	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
N3	7	9	9	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
NE1	12	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
NE2	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
NE3	8	8	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
C1	13	15	15	17	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
C2	11	12	12	12	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
C3	10	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
S1	9	9	9	9	9	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
S2	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
S3	8	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Total	123	134	134	143	150	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156

(Continued Table 5-1)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
No. of Banks															
N1	22	24	24	24	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
N2	13	15	17	17	19	20	20	20	21	21	21	21	21	21	21
N3	9	12	12	14	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
NE1	14	18	18	21	21	21	21	21	21	22	23	24	24	24	24
NE2	13	13	14	17	19	19	19	19	19	21	21	21	21	21	21
NE3	10	11	11	15	16	16	17	18	18	18	18	18	18	18	18
C1	19	23	25	27	29	29	30	31	31	31	31	31	32	32	32
C2	18	21	22	24	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
C3	17	19	19	21	21	21	24	24	24	25	25	25	25	25	25
S1	10	10	10	10	11	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15
S2	14	14	14	15	15	15	16	16	16	18	18	18	19	19	19
S3	11	14	14	15	15	16	16	16	16	16	17	17	18	18	18
Total	170	194	200	220	231	238	244	246	248	254	256	257	260	260	260
No. of Transformers															
N1	30	33	33	33	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
N2	14	16	18	18	19	20	20	20	21	21	21	21	21	21	21
N3	11	13	13	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
NE1	17	21	21	24	24	24	24	24	24	24	25	26	26	26	26
NE2	14	14	15	18	20	20	20	20	20	21	21	21	21	21	21
NE3	12	13	13	16	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18
C1	19	23	25	27	29	29	30	31	31	31	31	31	32	32	32
C2	19	22	23	24	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
C3	17	19	19	21	21	21	24	24	24	25	25	25	25	25	25
S1	12	12	12	12	12	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
S2	18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20
S3	11	14	14	15	15	16	16	16	16	16	17	17	18	18	18
Total	194	218	224	242	249	255	260	261	262	265	267	268	270	270	270

Table 5-2 ESTIMATED UTILIZATION FACTOR OF SUBSTATION TRANSFORMERS

Region	Items	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
N1	Inst. cap. (MVA)	310.8	422.0	492.0	492.0	618.8	618.8	618.8	618.8	652.1	652.1	672.1	672.1	672.1	672.1	672.1
	Demand (MW)	164.17	180.60	195.62	214.04	234.75	258.46	282.01	304.62	325.66	346.48	368.62	392.17	412.23	443.90	472.26
	Utilty. fac. (%)	52.8	42.8	39.8	43.5	37.9	41.8	45.6	49.2	49.2	49.9	53.1	54.8	58.3	61.3	66.0
N2	Inst. cap. (MVA)	236.5	322.5	397.5	397.5	462.5	487.5	487.5	487.5	525.0	525.0	525.0	532.5	532.5	532.5	532.5
	Demand (MW)	131.39	144.39	155.87	167.60	179.72	191.85	203.89	215.70	227.25	238.46	250.22	262.55	275.50	289.08	303.33
	Utilty. fac. (%)	55.6	44.8	39.2	42.2	38.9	39.4	41.8	44.2	43.3	45.4	47.7	49.3	51.7	54.3	57.0
N3	Inst. cap. (MVA)	223.75	305.0	305.0	355.0	380.0	417.5	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0	460.0
	Demand (MW)	120.98	132.93	141.69	150.72	160.20	169.65	178.99	188.12	197.00	205.60	214.58	223.96	233.75	243.96	254.63
	Utilty. fac. (%)	54.1	43.6	46.5	42.5	42.2	40.6	38.9	40.9	42.8	44.7	46.6	48.7	50.8	53.0	55.4
NE1	Inst. cap. (MVA)	292.65	380.95	399.65	474.65	474.65	474.65	502.15	502.15	502.15	554.40	604.40	629.40	629.40	644.55	644.55
	Demand (MW)	172.13	188.02	202.19	216.48	231.17	245.74	260.06	273.88	287.20	299.89	313.15	326.99	341.44	356.53	372.29
	Utilty. fac. (%)	58.8	49.4	50.6	45.6	48.7	51.8	51.8	54.5	57.2	54.1	51.8	52.0	54.2	55.3	57.8
NE2	Inst. cap. (MVA)	289.5	289.5	314.5	439.5	489.5	489.5	489.5	501.5	501.5	556.5	556.5	556.5	571.5	593.0	593.0
	Demand (MW)	140.17	139.50	152.29	165.48	179.14	192.95	207.31	221.65	235.93	250.27	265.49	281.63	298.75	316.91	336.18
	Utilty. fac. (%)	48.4	48.2	48.4	37.7	36.6	39.4	42.4	44.2	47.0	45.0	47.7	50.6	52.3	53.4	56.7
NE3	Inst. cap. (MVA)	270.5	320.5	320.5	460.5	485.5	485.5	510.5	534.5	553.0	553.0	553.0	553.0	553.0	553.0	553.0
	Demand (MW)	158.08	171.45	182.85	194.21	205.85	217.27	228.43	239.14	249.40	259.10	269.18	279.65	290.53	301.83	313.57
	Utilty. fac. (%)	58.4	53.5	57.1	42.2	42.4	44.8	44.7	44.7	45.1	46.9	48.7	50.6	52.5	54.6	56.7

(Continued Table 5-2)

Region	Items	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
C1	Inst. cap. (MVA)	546.0	711.0	761.0	811.0	876.0	876.0	916.0	956.0	956.0	971.0	971.0	971.0	1,026.0	1,026.0	1,026.0
	Demand (MW)	360.42	419.58	508.41	529.43	551.53	574.29	597.81	622.12	647.21	673.07	699.99	727.99	757.11	787.40	818.89
	Utily. fac. (%)	66.0	59.0	66.8	65.3	63.0	65.6	65.3	65.1	65.1	67.7	69.3	72.1	75.0	73.8	76.7
C2	Inst. cap. (MVA)	510.0	615.0	655.0	707.5	732.5	757.5	757.5	787.5	817.5	832.5	877.5	920.0	935.0	935.0	935.0
	Demand (MW)	235.68	259.15	289.99	388.75	413.10	442.18	464.51	486.92	509.36	531.67	554.96	579.26	604.64	631.12	658.76
	Utily. fac. (%)	46.2	42.1	44.3	54.9	56.4	58.4	61.3	61.8	62.3	63.9	63.2	63.0	64.7	67.5	70.5
C3	Inst. cap. (MVA)	500.0	565.0	565.0	670.0	670.0	670.0	795.0	795.0	795.0	835.0	835.0	835.0	835.0	850.0	850.0
	Demand (MW)	302.14	314.30	338.75	363.92	390.46	417.58	445.25	473.15	501.26	529.42	559.17	590.60	623.79	658.85	695.87
	Utily. fac. (%)	60.4	55.6	60.0	54.3	58.3	62.3	56.0	59.5	63.1	63.4	67.0	70.7	74.7	77.5	81.9
S1	Inst. cap. (MVA)	250.0	250.0	250.0	250.0	275.0	350.0	365.0	365.0	377.5	377.5	377.5	377.5	377.5	377.5	377.5
	Demand (MW)	116.08	127.81	148.38	159.40	170.89	182.69	194.68	206.75	218.82	230.77	243.37	256.66	270.67	285.45	301.04
	Utily. fac. (%)	46.4	51.1	59.4	63.8	62.1	52.2	53.3	56.6	58.0	61.1	64.5	68.0	71.7	75.6	79.7
S2	Inst. cap. (MVA)	314.0	333.0	333.0	358.0	358.0	358.0	375.5	390.5	390.5	469.5	469.5	469.5	499.0	499.0	499.0
	Demand (MW)	122.96	132.34	142.98	153.36	164.22	175.18	186.16	197.00	207.67	218.09	229.04	240.54	252.61	265.29	278.61
	Utily. fac. (%)	39.2	39.7	42.9	42.8	45.9	48.9	49.6	50.4	53.2	46.5	48.8	51.2	50.6	53.2	55.8
S3	Inst. cap. (MVA)	261.5	354.0	354.0	379.0	404.0	429.0	429.0	444.0	469.0	469.0	551.5	566.5	591.5	591.5	591.5
	Demand (MW)	154.13	151.39	165.51	184.07	203.31	222.92	237.86	252.99	268.29	283.65	299.90	317.09	335.26	354.47	374.78
	Utily. fac. (%)	58.9	42.8	46.8	48.6	50.3	52.0	55.4	57.0	57.2	60.5	54.4	56.0	56.7	59.9	63.4
Total	Inst. cap. (MVA)	4,005.20	4,868.45	5,147.15	5,794.65	6,226.45	6,413.95	6,706.45	6,842.45	6,999.25	7,255.50	7,453.00	7,543.00	7,682.50	7,734.15	7,734.15
	Demand (MW)	2,178.32	2,361.46	2,624.53	2,887.45	3,084.34	3,290.76	3,486.95	3,682.05	3,875.04	4,066.46	4,267.67	4,479.09	4,696.28	4,934.79	5,180.21
	Utily. fac. (%)	54.4	48.5	51.0	49.8	49.5	51.3	52.0	53.8	55.4	56.0	57.3	59.4	61.1	63.8	67.0

Table 5-3 H.V. FEEDER EXPANSION PLAN (SUMMARY)

(Unit: cct)

Region	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
N1	56	62	62	62	66	66	66	66	66	66	66	68	71	71	71
N2	39	39	39	39	52	56	56	56	59	59	59	60	60	62	62
N3	34	42	42	50	54	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
NE1	47	55	55	59	69	69	69	69	69	69	73	75	75	79	79
NE2	36	36	40	40	47	47	47	47	47	54	54	55	55	55	55
NE3	50	50	50	59	63	63	64	64	64	64	64	64	64	64	64
C1	75	87	89	97	107	107	111	115	115	115	115	116	116	116	116
C2	58	62	66	70	82	86	86	89	90	90	90	90	90	90	90
C3	67	69	69	80	80	80	86	86	86	87	87	88	88	88	88
S1	34	34	34	34	36	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
S2	35	35	35	39	43	44	44	45	45	45	46	47	50	50	51
S3	33	42	42	42	46	50	50	51	54	54	57	57	57	57	57
Total	564	613	623	671	745	776	787	796	803	811	819	828	834	840	841

Table 5-4 ESTIMATED INTERCONNECTION RATIO OF H.V. LINE

Region	1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995		
	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	
N1	A	20	335.9	20	356.4	20	388.8	20	428.4	20	474.5	20	529.1	20	586.5	20	644.5	20	701.5	20	759.9
	T	56	636.0	62	707.8	62	773.6	62	850.1	66	936.7	66	1,035.3	66	1,138.1	66	1,241.8	66	1,344.0	66	1,447.9
	R	36	53	32	50	32	50	32	50	30	51	30	51	30	52	30	52	30	52	30	52
N2	A	4	79.4	4	86.8	4	93.5	4	100.4	8	152.6	8	163.3	8	173.9	8	184.3	10	206.3	10	216.8
	T	39	542.3	39	600.4	39	653.0	39	707.3	52	763.9	56	821.3	56	879.0	56	936.4	59	993.4	59	1,049.5
	R	10	15	10	14	10	14	10	14	15	20	14	20	14	20	14	20	17	21	17	21
N3	A	6	124.5	6	138.0	6	139.7	10	266.8	10	284.4	14	334.9	14	354.6	14	374.0	14	393.4	14	412.4
	T	34	548.8	42	607.1	42	651.7	50	698.1	54	747.2	60	796.8	60	846.6	60	896.0	60	944.9	60	993.0
	R	18	23	14	23	14	21	20	38	19	38	23	42	23	42	23	42	23	42	23	42
NE1	A	4	106.9	8	220.7	8	238.2	8	256.1	10	300.4	10	320.6	10	340.7	10	360.1	10	379.0	10	397.1
	T	47	654.8	55	721.1	55	782.0	59	844.3	69	909.2	69	974.7	69	1,040.1	69	1,104.5	69	1,167.8	69	1,229.4
	R	9	16	15	31	15	30	14	30	14	33	14	33	14	33	14	33	14	32	14	32
NE2	A	4	76.8	4	90.0	6	109.1	6	120.9	6	133.3	6	146.1	6	159.6	6	173.3	6	187.5	6	219.3
	T	36	439.7	36	492.9	40	543.4	40	596.4	47	652.1	47	709.5	47	769.9	47	831.3	47	893.5	47	957.1
	R	11	17	11	18	15	20	15	20	13	20	13	21	13	21	13	21	13	21	13	23
NE3	A	8	196.3	8	212.8	8	226.4	8	240.3	8	254.7	8	268.9	8	283.0	8	296.5	8	309.5	8	321.8
	T	50	719.4	50	786.5	50	845.2	59	904.7	63	966.2	63	1,027.6	64	1,088.5	64	1,148.0	64	1,206.1	64	1,262.3
	R	16	27	16	27	16	27	14	27	13	26	13	26	13	26	13	26	13	26	13	25
C1	A	22	1,038.0	26	1,209.1	28	1,563.6	28	1,650.2	32	1,811.9	32	1,886.3	34	1,966.9	36	2,051.2	36	2,136.5	36	2,225.8
	T	75	2,110.7	87	2,415.9	89	2,956.1	97	3,128.5	107	3,266.7	107	3,410.0	111	3,558.7	115	3,713.6	115	3,874.7	115	4,041.9
	R	29	49	30	50	31	53	29	53	30	55	30	55	31	55	31	55	31	55	31	55
C2	A	14	401.7	14	468.9	14	485.0	16	785.4	16	792.0	16	798.7	16	832.8	16	868.0	16	904.4	16	941.8
	T	58	1,218.5	62	1,405.9	66	1,565.0	70	2,098.8	82	2,234.3	86	2,391.4	86	2,525.6	89	2,661.7	90	2,799.7	90	2,938.6
	R	24	33	23	33	21	31	23	37	20	35	19	33	19	33	18	33	16	32	16	32
C3	A	26	919.7	26	973.0	26	1,051.8	28	1,103.6	28	1,189.8	28	1,279.4	32	1,415.8	32	1,513.6	32	1,613.9	32	1,699.3
	T	67	1,616.3	69	1,776.5	69	1,924.6	80	2,078.9	80	2,243.2	80	2,413.1	86	2,588.3	86	2,767.1	86	2,949.3	87	3,134.0
	R	39	57	38	55	38	55	35	53	35	53	35	53	37	55	37	55	37	55	37	54

(Continued Table 5-4)

Region	1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995			
	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)	cct	Energy (GWh)		
S1	A	6	170.2	6	188.3	6	234.6	6	253.1	8	313.4	14	450.2	14	483.4	14	517.5	14	552.2	14	587.3	
	T	34	596.1	34	661.6	34	781.6	34	845.4	36	912.6	48	982.5	48	1,054.4	48	1,127.9	48	1,202.3	48	1,277.2	
	R	18	29	18	28	18	30	18	30	22	34	29	46	29	46	29	46	29	46	29	46	29
S2	A	4	77.0	4	84.1	4	89.4	8	209.8	8	224.0	8	229.6	8	243.7	8	248.7	8	262.3	8	275.8	
	T	35	618.7	35	677.6	35	736.4	39	796.1	43	858.6	44	922.4	44	987.3	45	1,052.2	45	1,117.2	45	1,181.6	
	R	11	12	11	12	11	12	21	26	19	26	18	25	18	25	18	24	18	23	18	23	18
S3	A	6	186.8	6	192.5	6	211.5	6	230.0	6	249.5	6	270.3	6	292.3	6	301.4	6	324.2	6	347.9	
	T	33	633.9	42	723.0	42	796.5	42	892.5	46	992.4	50	1,095.6	50	1,180.1	51	1,267.1	54	1,356.5	54	1,447.9	
	R	18	29	14	27	14	27	14	26	13	25	12	25	12	25	12	24	11	24	11	24	11
Total	A	124	3,713.2	132	4,220.6	136	4,831.6	148	5,645.0	160	6,180.5	170	6,677.4	176	7,133.2	178	7,533.1	180	7,970.7	182	8,405.2	
	T	564	10,335.2	613	11,576.3	623	13,009.1	671	14,441.1	745	15,483.1	776	16,580.2	787	17,656.6	796	18,747.6	803	19,849.4	811	20,960.4	
	R	22	36	22	36	22	37	22	39	21	40	22	40	22	40	22	40	22	40	22	40	22

Note: A: Interconnected Feeder F: Total Feeder R: Interconnection Ratio (%)

Table 5-5 REQUIRED NUMBER OF SECTIONALIZERS (1994 and 2000)

(Unit: sets)

Region	1994			2000		
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 1	Case 2	Case 3
N1	57	77	108	62	82	118
N2	44	54	96	47	57	102
N3	51	65	102	51	65	102
NE1	45	55	96	55	65	116
NE2	23	29	59	32	40	76
NE3	45	53	97	45	53	97
C1	123	159	234	124	160	236
C2	85	101	174	85	101	174
C3	95	127	179	97	129	183
S1	43	57	87	43	57	87
S2	35	43	75	41	49	87
S3	45	51	93	48	54	99
Total	691	871	1,400	730	912	1,477

Table 5-6 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

(Continued Table 5-7)

Region	No. of SS	Remote Terminal	No. of Recloser	Measured Value				Status Indication								
				Current	Active Power	Reactive Power	Voltage	Total	On/Off	CCR		G.R.		Re.Ry Lock	Local Control	Total
										Inst.	Delay	Inst.	Delay			
C1	19	CB	116	348	116	50	630	116	348	116	116	116	116	116	19	1,179
		Sectionalizer	124				124									124
		Recloser	236				236									236
C2	14	CB	90	270	90	40	490	90	270	90	90	90	90	14	914	
		Sectionalizer	85				85								85	
		Recloser	174				174								174	
C3	12	CB	88	264	88	37	477	88	264	88	88	88	12	892		
		Sectionalizer	97				97								97	
		Recloser	183				183								183	
S1	12	CB	48	144	48	27	267	48	144	48	48	48	12	492		
		Sectionalizer	43				43								43	
		Recloser	87				87								87	
S2	12	CB	51	153	51	27	282	51	153	51	51	51	12	522		
		Sectionalizer	41				41								41	
		Recloser	87				87								87	
S3	11	CB	57	171	57	27	312	57	171	57	57	57	11	581		
		Sectionalizer	48				48								48	
		Recloser	99				99								99	
Total	150	CB	832	2,496	832	391	4,551	832	2,496	832	832	832	150	8,470		
		Sectionalizer	730				730								730	
		Recloser	912				912								912	
			420				420							420		
			1,477				1,477							1,477		
			832				832							832		
			420				420							420		

Table 5-8 ESTIMATED POLLING CYCLE (2000)

Region	200 B									600 B								
	Normal Polling			Hourly Polling			Normal Polling			Hourly Polling			Normal Polling			Hourly Polling		
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 1	Case 2	Case 3	Case 1	Case 2	Case 3	Case 1	Case 2	Case 3	Case 1	Case 2	Case 3	Case 1	Case 2	Case 3
N1	2.11	2.46	3.09	2.58	2.93	3.56	1.30	1.53	1.94	1.46	1.69	2.10	1.30	1.53	1.94	1.46	1.69	2.10
N2	1.89	2.06	2.85	2.33	2.51	3.30	1.16	1.27	1.79	1.31	1.42	1.93	1.16	1.27	1.79	1.31	1.42	1.93
N3	1.87	2.12	2.77	2.31	2.56	3.21	1.16	1.31	1.74	1.30	1.46	1.88	1.16	1.31	1.74	1.30	1.46	1.88
NE1	2.73	2.91	3.80	3.30	3.48	4.37	1.69	1.80	2.39	1.88	2.00	2.58	1.69	1.80	2.39	1.88	2.00	2.58
NE2	1.96	2.10	2.73	2.36	2.50	3.13	1.21	1.30	1.71	1.35	1.44	1.85	1.21	1.30	1.71	1.35	1.44	1.85
NE3	1.91	2.05	2.82	2.38	2.52	3.29	1.17	1.26	1.77	1.33	1.42	1.92	1.17	1.26	1.77	1.33	1.42	1.92
C1	3.28	3.91	5.24	4.13	4.76	6.09	2.01	2.42	3.28	2.29	2.70	3.57	2.01	2.42	3.28	2.29	2.70	3.57
C2	2.46	2.74	4.02	3.12	3.40	4.68	1.50	1.68	2.51	1.72	1.90	2.73	1.50	1.68	2.51	1.72	1.90	2.73
C3	2.54	3.10	4.05	3.19	3.75	4.69	1.56	1.92	2.53	1.77	2.13	2.75	1.56	1.92	2.53	1.77	2.13	2.75
S1	1.57	1.82	2.34	1.92	2.17	2.69	0.97	1.13	1.47	1.09	1.25	1.59	0.97	1.13	1.47	1.09	1.25	1.59
S2	1.48	1.62	2.29	1.86	2.00	2.66	0.91	1.00	1.43	1.03	1.12	1.56	0.91	1.00	1.43	1.03	1.12	1.56
S3	1.75	1.85	2.64	2.17	2.27	3.06	1.07	1.14	1.65	1.21	1.28	1.79	1.07	1.14	1.65	1.21	1.28	1.79
Average	2.13	2.40	3.22	2.64	2.90	3.73	1.31	1.48	2.02	1.48	1.65	2.19	1.31	1.48	2.02	1.48	1.65	2.19

Table 5-9 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
Interruption Energy (GWh) A	30.0	38.7	25.6	23.3
%	-	100	66.1	60.2
Energy Sales (GWh) B	9,392.6	19,185.4	19,185.4	19,185.4
A/B (%)	0.319	0.202	0.133	0.121
Interruption Energy (GWh) A	6.69	10.09	6.49	5.77
%	-	100	64.3	57.2
Energy Sales (GWh) B	2,866.2	6,864.6	6,864.6	6,864.6
A/B (%)	0.233	0.147	0.095	0.084
Large Industrial				
				0.077

第 6 章

パイロット配電指令センターの実施計画

第6章 パイロット配電指令センターの実施計画

6-1 パイロット配電指令センターの必要性

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の設置とトレーニングセンターへのトレーニングユニットの設置が必要である。

- (1) パイロット配電指令センターでシステム検証を行い、システムの改善ならびに将来における最適システムを検討する。
- (2) 自動配電指令システムの運転およびメンテナンスに関する技術を習得する。
- (3) 自動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を行う。
- (4) パイロットプロジェクトおよびひきつづき実施するマスタープロジェクトのためトレーニングユニットによる訓練を行う。

6-2 パイロット配電指令センターサイトの選定

次の理由から、パイロット配電指令センターは1箇所とし、サイトとしてCentral Region3を選定した。

- (1) 全Regionに対し同一システムを適用できるため、システム検証は1箇所が可能である。
- (2) Central Region3の配電指令センターはBangkokの西方約60km、Nakhorn Pathomに位置し、本店-Nakhorn Pathom間の道路も良好で、システム検証に適した場所である。
- (3) 当支店は、トレーニングセンターの近くに位置するため、トレーニングに適した場所である。パイロット配電指令センターにおける実技訓練には限度があるため、本プロジェクトではトレーニングセンターへのトレーニングユニット設置を計画している。トレーニングセンターは当配電指令センターに近いため、実システムでのトレーニングを含め、トレーニングが効率的に実施できる。
- (4) 当支店の新社屋が今年竣工し、その4階を配電指令センターに使用可能である。
- (5) 当支店は南部に工業地帯を擁し、電力需要も多く、高い供給信頼度を要求さ

れるRegionである。1985年度における販売電力量は1.428GWhで全社の16.7%を占め、そのうち工業用は895GWhで62.7%を占めている（Annex3-5参照）。

Table6-1に変電所毎の供給電力量の実績および想定を示す。

- (6) 全変電所に制御所が設置または計画されており、配電指令システム建設の条件が整備されている。

6-3 監視制御対象設備

- (1) 変電所および高圧フィーダーの現状

Fig.6-1 に当支店管内の配電系統図を、Table6-2に変電所および高圧フィーダーの現状をそれぞれ示す。

変電所は10ヵ所、変圧器の設備容量は470MVAである。制御所は7ヵ所あり、3ヵ所は計画済である。高圧フィーダーは67回線でリクローザーは19台設置されている。

- (2) 変電所および高圧フィーダーの新增設計画

Table6-3に変電所新增設計画を、Table6-4に高圧フィーダーの新增設計画をそれぞれ示す。

変電所は、1989年度に2ヵ所新設され、設備容量は1989年度680MVA、1992年度805MVAと計画されている。

高圧フィーダーは1989年度80回線、1992年度86回線と計画されている。

- (3) 監視制御対象設備

監視制御対象設備は、変電所12ヵ所、しゃ断器86台、リクローザー19台、自動開閉器についてはケース1 95台、ケース2 127台、ケース3 179台と計画した。

6-4 配電指令システムの機能と構成

配電指令システムの機能および構成はClause5-4 及び 5-5で述べたとおりとし、指令センターは支店新社屋4階に設置する。Fig.6-2 に当指令センターの機器配置図（案）を示す。

PEAにおける配電指令システムの教育訓練のリーダーとなるトレーナーを訓練する。訓練は日本において行い、対象者数はシステムエンジニア2名、オペレーションエンジニア2名、通信エンジニア1名とする。システムエンジニアは計画、設計およびソフトウェア、オペレーションエンジニアは運転およびメンテナンス、通信エンジニアは通信関係を主として担当する。訓練期間は3ヵ月程度とし、時期としてはパイロットプロジェクト用機器の製作段階から試験段階にかけてが望ましい。

(2) パイロットプロジェクトのための訓練

中央配電指令センターのスタッフ、Central Region3の指令センターオペレーターおよび関係スタッフを対象とし、トレーニングセンターおよびパイロット指令センターにおいて、トレーナーが実施する。実施時期および期間はパイロット指令センターの運転開始前3ヵ月間程度となろう。所要訓練対象者数は約260名と考えられるが、対象者は必要最小限にとどめ重点的に実施することが望ましい。また、運転開始後はOn the Job Trainingまたはフォローアップが必要である。

Table6-5に配電指令システム訓練コースのカリキュラム(案)を示す。

(3) マスタープロジェクトのための訓練

各Regionの指令センターオペレーターおよび関係スタッフを対象とし、トレーニングセンターおよびパイロット指令センターにおいて、トレーナーが実施する。この段階では実施時期および期間の制約がないので、年間を通じ計画的に実施が可能である。所要訓練対象者は約2,300名と考えられ、プロジェクト実施期間を5年とした場合、年間約460名の訓練が必要となる。この程度の訓練は、技術関係のトレーニングが1985年度において2,067名を対象に実施されていること、トレーニングセンターの拡張計画があることから(Clause3-6参照)、充分実施可能と考えられる。

パイロット指令センターは実系統で運転されているため、運転およびメンテナンスの実技訓練の実施にはおのずから限度がある。しかも、本プロジェクトの場合は訓練対象者数が多数にのぼるため、実技訓練の充実をはかめるために

はトレーニングユニットによる訓練が必要となる。そのため、トレーニングセンターにコンピューター、親局、操作卓等運転およびメンテナンスの模擬訓練が出来る最小限のユニットを設置するよう計画した。

Fig 6-1 DISTRIBUTION SYSTEM DIAGRAM (C3)

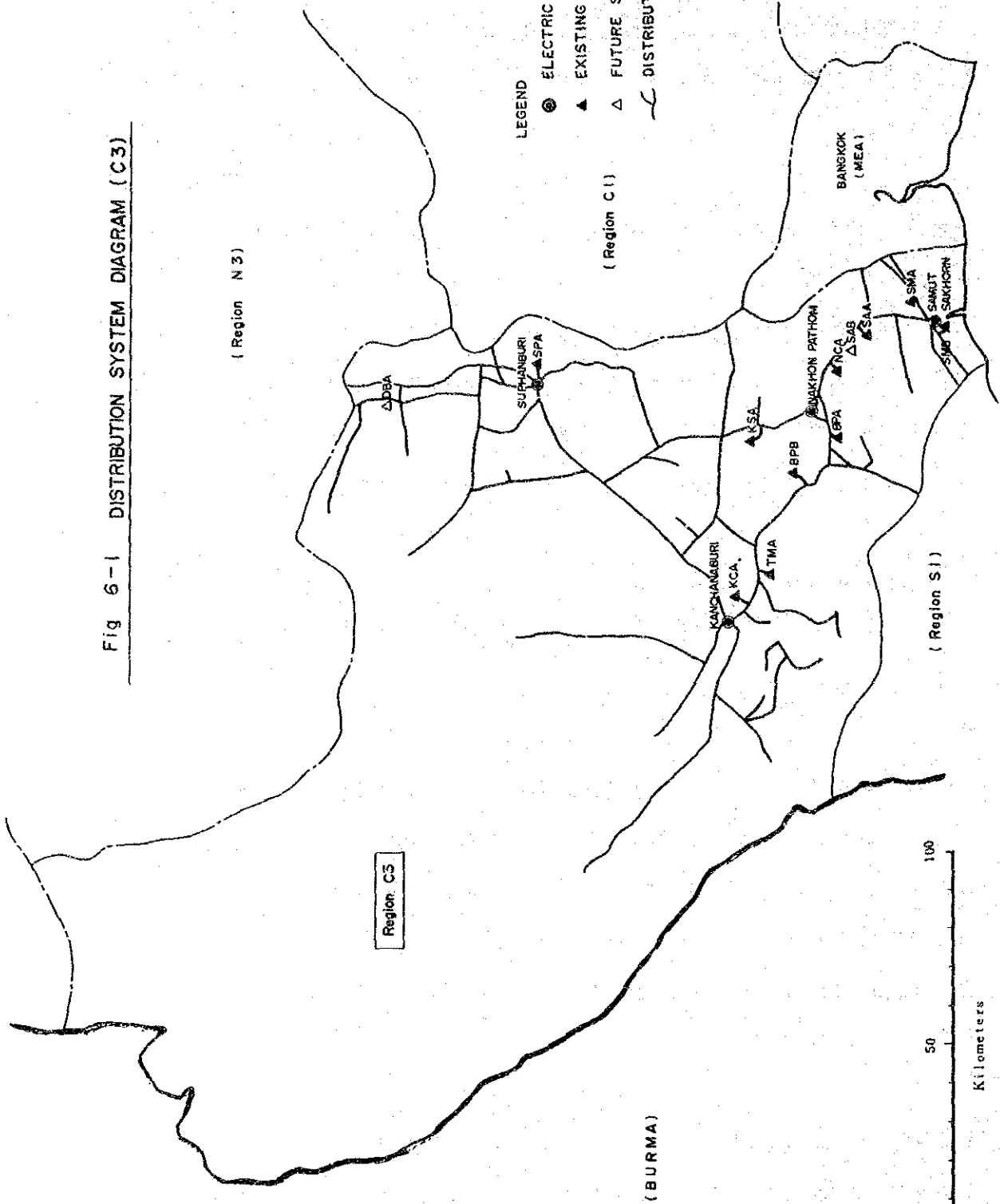


Fig 6 - 2 TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (C3)

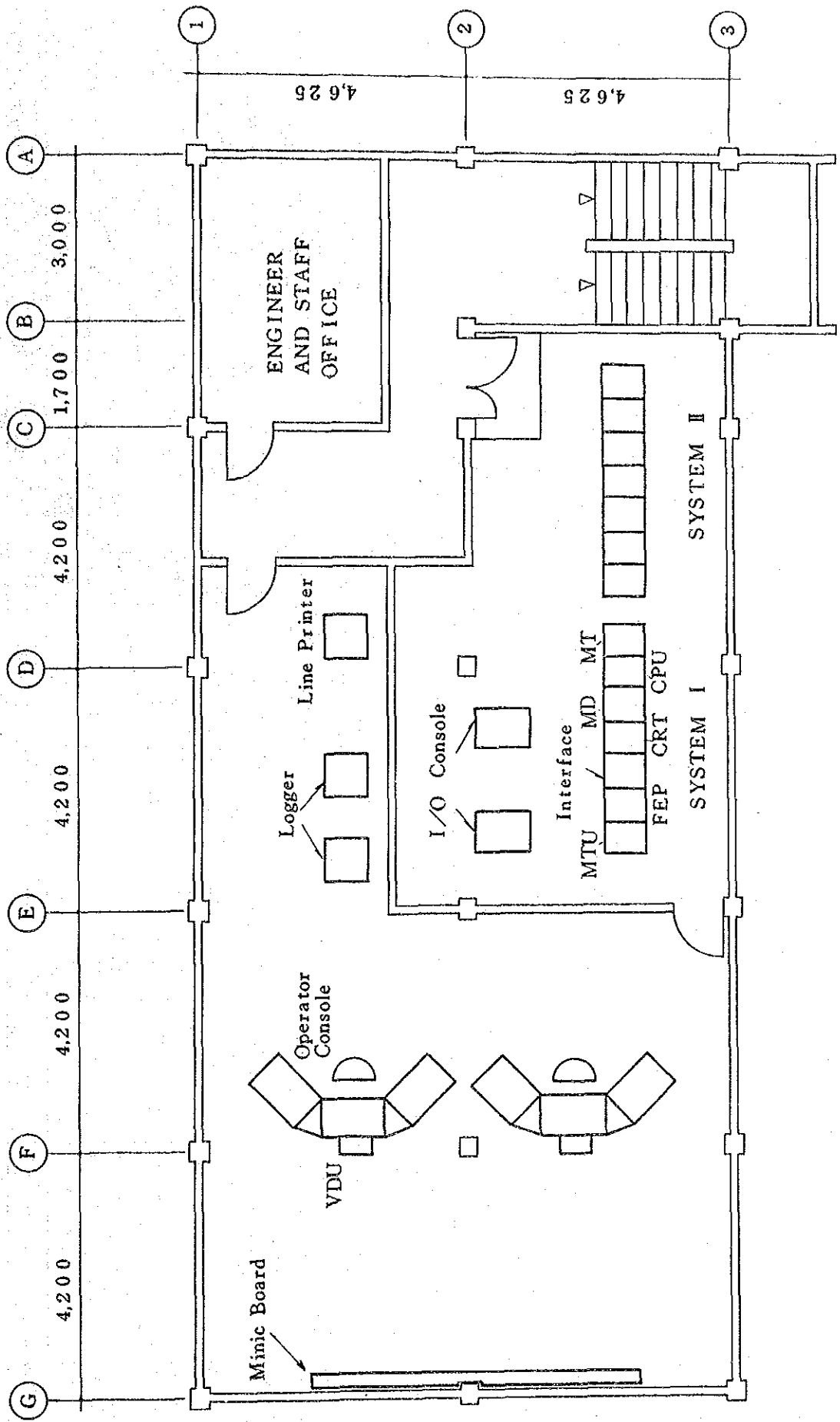


Fig 6-3 RADIO ROUTE DIAGRM (REGION C3)

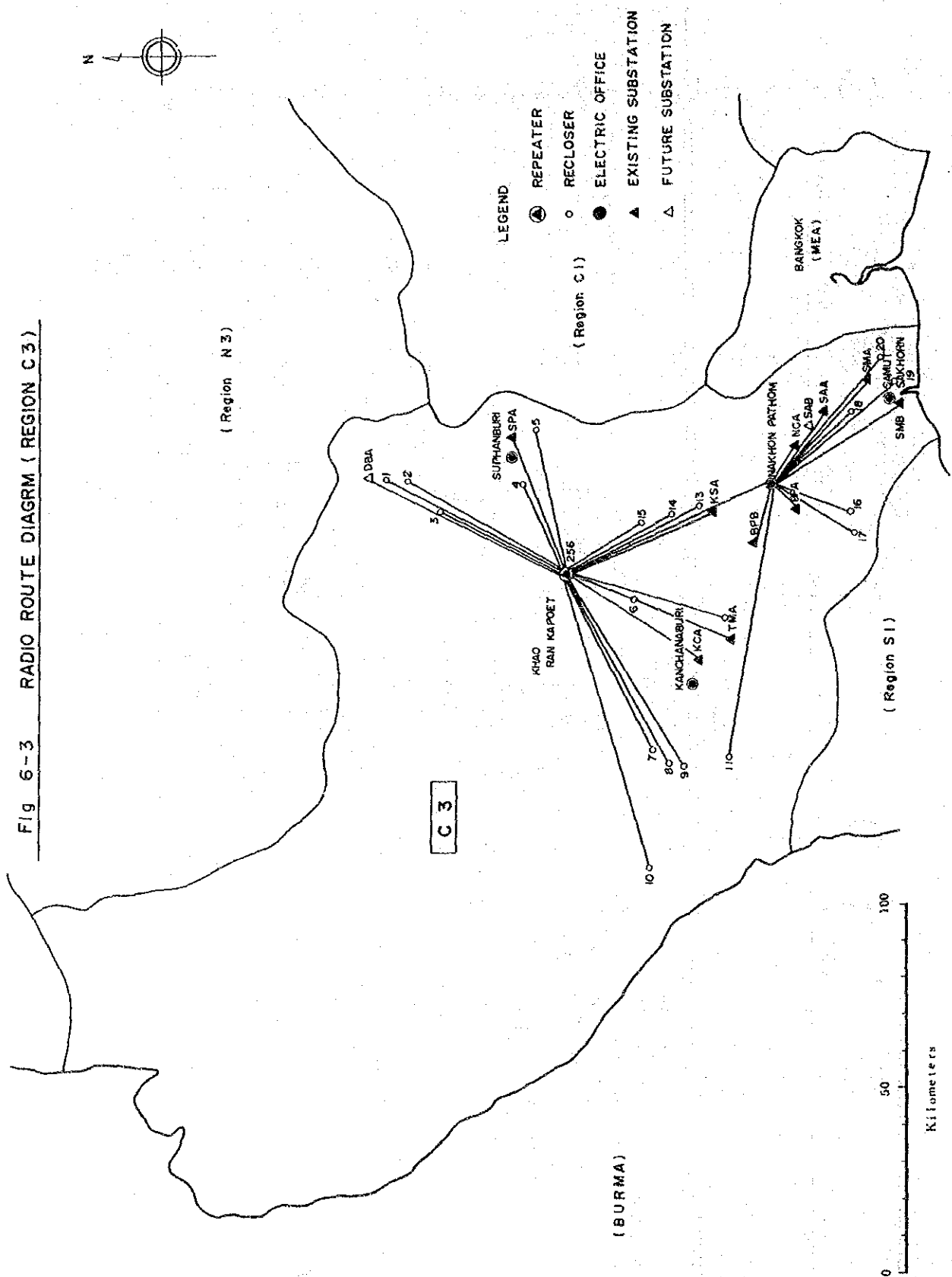


Table 6-1 ENERGY DEMAND BY SUBSTATION (C3)

(UNIT: GWh)

SUBSTATION	ACTUAL											GROWTH RATE (%/YEAR)
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	
BAN PONG 1	47.34	54.86	85.44	100.56	107.19	98.69	104.54	109.65	130.90	178.12	195.50	14.7
BAN PONG 2	106.36	117.07	125.02	136.36	155.53	167.55	177.02	175.27	208.73	228.40	235.09	7.0
KANCHANA BURI	26.62	28.53	31.23	45.60	52.94	52.22	58.84	58.99	75.64	63.62	72.09	6.7
KAMPHAENG SAEN	102.92	118.89	143.74	165.41	196.91	229.87	247.81	254.12	246.02	270.48	282.27	4.2
NAKHON CHAISAI	69.78	93.53	100.03	102.24	136.40	157.18	188.58	197.85	236.73	239.92	299.84	13.8
SAM PHRAN 1	93.03	155.36	169.47	195.62	251.35	237.25	225.83	249.80	276.27	282.26	281.01	3.4
SAMUTSAKHON 1 & 2	18.02	23.34	26.71	28.12	43.90	50.39	52.92	60.46	62.00	81.23	89.11	12.1
THAMUANG	16.64	27.49	34.15	34.15	28.42	29.30	27.00	30.08	38.55	41.10	45.68	9.3
SRINAGARIND				0.04	0.08	0.16	0.26	0.29	0.38	0.61	0.73	35.0
KHAO LAEM								0.15	0.50	0.77	3.93	
TOTAL	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

SUBSTATION	FORECAST											GROWTH RATE (%/YEAR)
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
BAN PONG 1	210.99	195.77	212.15	228.62	245.59	262.48	279.10	295.35	311.16	326.39	342.00	5.3
BAN PONG 2	237.03	255.20	271.55	288.57	306.74	325.40	344.45	363.64	382.94	402.23	421.52	5.5
KANCHANA BURI	125.66	140.59	153.01	165.89	179.42	193.18	207.03	220.73	234.18	247.24	260.30	7.7
KAMPHAENG SAEN	35.44	75.01	82.71	90.57	98.63	107.03	115.51	124.05	132.64	141.22	149.80	17.4
NAKHON CHAISAI	620.48	680.72	738.58	800.17	866.96	937.43	1,011.46	1,088.50	1,168.72	1,251.94	1,338.16	8.0
SAM PHRAN 1	273.85	299.50	323.89	349.49	377.15	406.19	436.51	467.86	500.25	533.58	566.90	6.6
SAMUTSAKHON 1	99.97	113.53	126.27	138.77	151.45	163.81	176.24	188.52	200.56	212.21	223.86	9.1
SAMUTSAKHON 2												
SUPRAN BURI												
THAMUANG	0.89	1.02	1.16	1.32	1.48	1.65	1.83	2.01	2.20	2.38	2.56	12.6
SRINAGARIND	13.95	15.12	15.32	15.52	15.73	15.94	16.16	16.39	16.63	16.86	17.09	15.7
KHAO LAEM												
TOTAL	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	3,318.80	7.6

Table 6-2 SUBSTATION DATA (C3)

SUBSTATION	POWER TRANSFORMER CAPACITY (MVA)	VOLTAGE (kV)	NO. OF SWITCHGEAR		NO. OF CONTROL ROOM								NO. OF STAFF AT CONTROL STATION		NO. OF RECLOSER ON DISTRIBUTION LINE									
			C	B	EXISTING				FUTURE PLAN				PRESENT	FUTURE PLAN										
					1	2	3	4	1	2	3	4												
1. BAN PONG 1	2 x 25	22	V 7													4		7	2					
2. BAN PONG 2	2 x 25	22	B 8													4		9	1					
3. KANCHANA BURI	1 x 25	22	V 7															3	6					
4. KAMPHAENG SAE	1 x 25	22																3	2					
5. NAKHON CHAISRI	1 x 40 2 x 25	22	B 7													4		6	1					
6. SAM PHRAN 1	2 x 40	22	B 8													4		8	1					
7. SAMUT SAKHON 1	2 x 25	22	M 1 B 9													4		10						
8. SAMUT SAKHON 2	1 x 25	22																3	2					
9. SUPHAN BURI	2 x 25	22	V 4													4		5	4					
10. THANUANG	1 x 25	22	B 4													3		4						
11.																								
12.																								
13.																								
14.																								
TOTAL	10 17 470		55	1	5	7	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	27	9	67	18	1

Table 6-3 SUBSTATION EXPANSION PLAN (C3)

(UNIT: MVA)

NO.	SUBSTATION NAME	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1.	BANG PONG 1	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0	2 x 25.0 1 x 40.0
2.	BANG PONG 2	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0
3.	KANCHANA BURI	1 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0
4.	KAMPHAENG SAEN	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0
5.	NAKHON CHAISI	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0	1 x 40.0 2 x 25.0
6.	SAM PHRAN 1	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0	2 x 50.0
7.	SAMUT SAKHON 1	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0	2 x 40.0
8.	SAMUT SAKHON 2	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0
9.	SUPHAN BURI	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0
10.	THANUANG	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0	2 x 25.0
11.	SAM PHRAN 2				1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0	1 x 50.0
12.	DOEMBANG NANGBUAT				1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0	1 x 25.0
	CAPACITY (MVA)	500.0	565.0	565.0	670.0	670.0	670.0	795.0	795.0	795.0	835.0	835.0	835.0	835.0	850.0	850.0
	NO. OF SUBSTATIONS	10	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	NO. OF BANKS	17	19	19	21	21	21	24	24	24	25	25	25	25	25	25
	NO. OF TRANSFORMERS	17	19	19	21	21	21	24	24	24	25	25	25	25	25	25

Table 6-4 H.V. FEEDER EXPANSION PLAN (C3)

(UNIT: cct)

NO.	SUBSTATION NAME	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1.	BANG PONG 1	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
2.	BANG PONG 2	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
3.	KANCHANA BURI	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
4.	KAMPHAENG SAEN	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5.	NAKHON CHAISRI	6	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	9	9	9	9
6.	SAM PHRAN 1	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
7.	SAMUT SAKHON 1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
8.	SAMUT SAKHON 2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
9.	SUPHAN BURI	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5
10.	THAMUANG	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
11.	SAM PHRAN 2				6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10
12.	DOEMRANG NANGBUAT				4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
13.																
14.																
15.																
16.																
17.																
18.																
19.																
	TOTAL	67	69	69	80	80	80	86	86	86	87	87	88	88	88	88

Table 6-5 DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM TRAINING COURSE (DRAFT)

1. Objective

To promote the working knowledge of PEA's personnel concerning the distribution dispatching system operations and maintenances.

2. Training Subjects

2.1 Structure and equipments of dispatching system

- (1) Data transmission devices
 - . Master terminal unit
 - . Substation terminal unit
 - . Feeder remote terminal unit
- (2) Man-machine interface devices
 - . Dispatching console
 - . CRT
 - . Typewriter, etc.
- (3) Computer
- (4) Communication system
 - . Transmitter and receiver
 - . communication control unit
- (5) Power source
- (6) Circuit breaker
- (7) Recloser
- (8) Sectionalizer

2.2 Functions of dispatching system

- (1) Data acquisition
- (2) Data processing
- (3) Data logging
- (4) Display
- (5) Supervisory control
- (6) Fault detection and isolation
- (7) Service restoration

2.3 Operation procedure

2.4 Maintenance procedure

3. Training Methodologies

3.1 Lecture in the classroom with texts, manuals and visual aids such as

- Overhead projector
- Slide projector
- Video tape

3.2 Practice

- at training center by means of training unit
- at pilot dispatching center
- at control station
- at working site

4. Trainees

Engineers and technicians

5. Number of trainees per course

about 30 persons

6. Duration of training

Ten (10) days

