



タイ王国


# バンコック配電網マスタープラン

## 調査報告書

現状分析

1982年8月

国際協力事業団

鉦計資

82-122 (1/3)



JICA LIBRARY



1050025[4]





タイ王国

バンコック配電網マスタープラン  
調査報告書

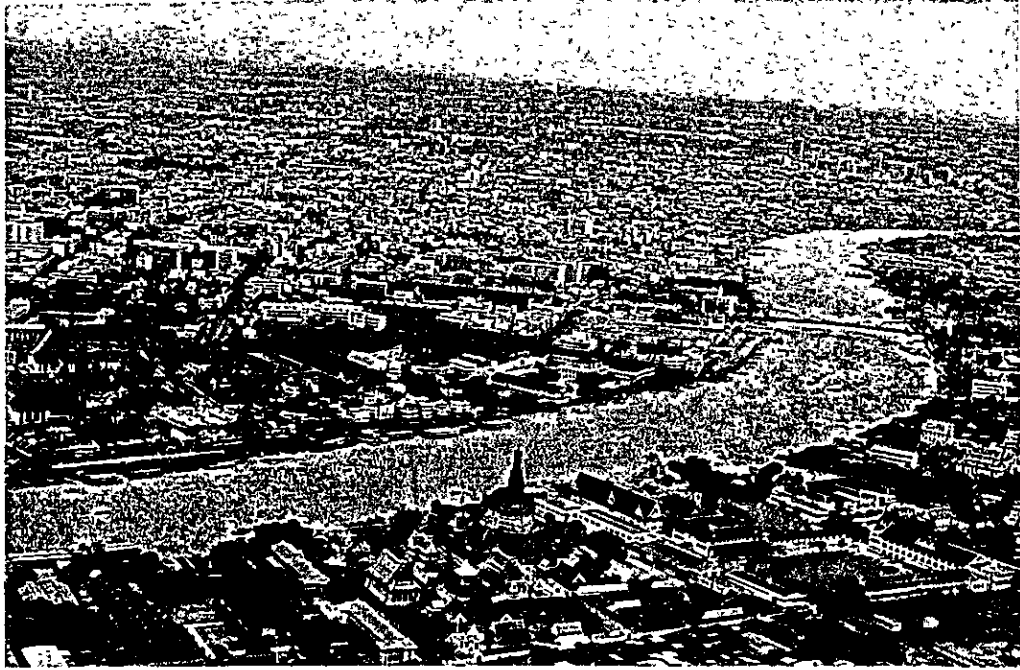
現状分析

1982年8月

国際協力事業団

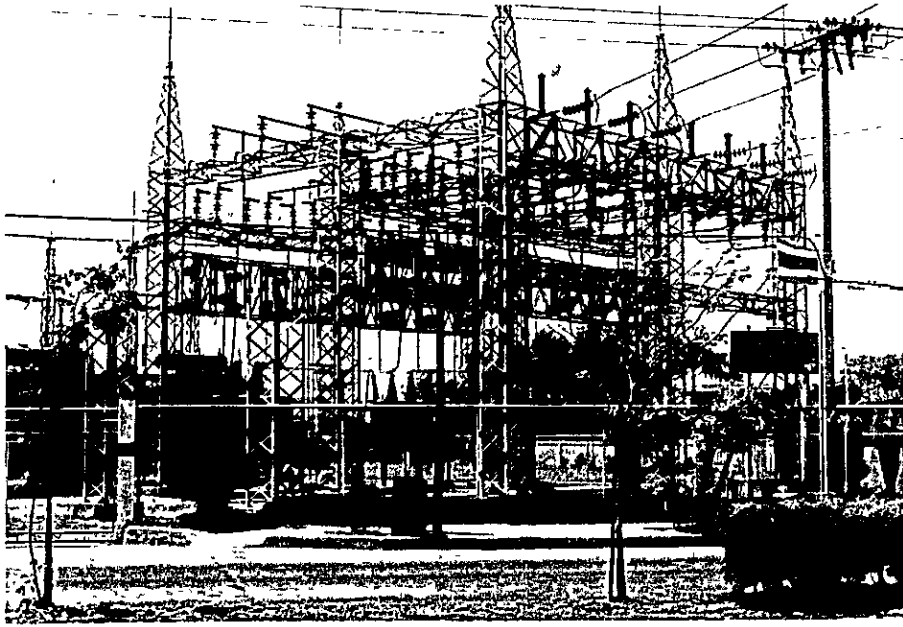
鉦計資
CR(3)
82-122(1/3)

國際協力事業団	
受入 57 21 日 '84. 8. 24	177
登録No. 13818	64.4 MPN















## は し が き

日本政府は、タイ王国政府の要請に基づき、同国バンコック市における配電網近代化のためのマスタープラン策定を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。当事業団は本間俊典氏を団長とする調査団を編成し、1981年3月2日から、1982年3月7日までの間に4回にわたり同国に派遣した。同調査団はタイ王国政府関係機関の協力を得て、プロジェクト関連地域の踏査、関連資料の収集等を行い帰国後それらの結果に基づき、データの検討、解析等の国内作業を行った。

本報告書は、それらの成果を取りまとめたものである。本報告書がタイ王国の配電網整備に寄与するとともに、日本との経済交流及び友好親善の一助となれば幸いである。

終わりに本件実施に当たり熱意ある支援と協力を戴いたタイ王国政府関係機関、在タイ王国日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、心より感謝の意を表するものである。

1982年8月

国際協力事業団

総裁 有 田 圭 輔



# 目 次

	ページ
I 緒 言 .....	1
II 勅告事項 .....	3
II-1. 設備利用率の改善 .....	3
II-2. 地域別信頼度基準の確立 .....	3
II-3. 設備標準の見直し .....	4
II-4. 系統電圧 .....	6
II-5. 2次ネットワーク配電方式の変更 .....	7
II-6. 需要家メーター検定制度の確立 .....	7
II-7. 契約電圧と供給電圧 .....	7
II-8. 配電用変圧器の負荷管理の改善 .....	8
II-9. 配電設備の近代化 .....	8
1. 配電線用開閉器 .....	8
2. 地中ケーブル .....	8
3. 絶縁電線 .....	9
II-10. 地中設備の拡充 .....	9
II-11. 設備運用の改善 .....	9
II-12. コンピューターの利用 .....	10
II-13. 通信回線網の強化 .....	10
II-14. 従業員の教育訓練 .....	10
III 現状ならびに分析結果 .....	11
III-1. MEA の現状 .....	11
1. MEA の責務 .....	11
2. MEA の組織 .....	11
3. MEA の需給概要 .....	12
III-2. 電力需要 .....	12
1. 増加する総需要 .....	12
2. 大口需要 .....	12
3. 配電需要 .....	23
4. 負荷曲線 .....	35
5. 需要種別と供給電圧 .....	35

6.	力率料金 .....	40
Ⅲ-3.	電力系統構成 .....	42
1.	系統設備の概要 .....	42
2.	系統構成 .....	47
3.	系統電圧 .....	52
Ⅲ-4.	変電設備 .....	57
1.	ターミナル変電所 .....	57
2.	配電用変電所 .....	58
3.	変電所用地の地質の特徴 .....	67
Ⅲ-5.	送電設備 .....	67
1.	設備の概要 .....	67
2.	コンクリートポール .....	67
3.	電線 .....	75
4.	架空地線 .....	75
5.	クロスアームとがいし .....	76
6.	地中ケーブル .....	76
Ⅲ-6.	配電設備 .....	77
1.	配電設備の標準 .....	77
2.	2次ネットワーク方式 .....	88
3.	配電用変圧器の負荷管理 .....	98
4.	大口需要家への電力供給 .....	99
5.	需要家メーターの較正 .....	102
Ⅲ-7.	保護継電器 .....	102
1.	系統接地方式 .....	102
2.	送電線・配電線の保護方式 .....	103
Ⅲ-8.	供給信頼度 .....	105
1.	供給信頼度指標 .....	105
2.	供給信頼度水準 .....	109
3.	供給信頼度の向上 .....	109
Ⅲ-9.	系統運用 .....	113
1.	汐流解析 .....	113
2.	電圧調整 .....	119
3.	給電運用 .....	129
4.	設備の維持保守 .....	131







# I 緒 言



# I 緒 言

この現状分析レポートは、JICA が MEA 20 年マスタープラン作成の第 1 ステップとして行った設備の現状に関する分析結果をとりまとめたものである。

JICA は MEA の要請に応じ、5 名の調査チームを現地に派遣し、現場調査ならびにデータ収集を行った。

調査チームは、日本に帰国後、多くの専門家をまじえて、これらの調査内容の分析検討を行った。

この報告書作成にあたって MEA Counterpart の熱心なご協力に対し、感謝の意を表したい。



## II 勸告事項





## Ⅱ 勸 告 事 項

### Ⅱ-1. 設備利用率の改善

MEA の設備利用率は、諸外国に比較して相当低い。例えば、1979年の実績では、配電用、変電用の変圧器の平均利用率は55.7%、配電フィーダーの平均利用率は62.0%である。設備利用率の向上は、直接的に投資額の低減につながるものであるから、技術経済的な立場から、何らかの対策を必要とする最も重要な点である。MEA の設備利用率が低い理由は、

- 一 地域の特性（負荷密度、伸び率）の多様性に無関係に、標準化された設備を施設している。
- 一 系統の構成方式は、樹枝状とし、適正信頼度を保つために、二重設備とすることを原則としている。

という点にある。この2つの標準に基づいて設備を拡充しつづけると設備容量の半分は、つねに余裕設備として保有される。系統規模が小さい間は許されるかも知れないが、負荷の増大に従って、膨大な余裕容量を必要とし、設備投資の経済効率が低下する原因となる。

設備投資を検討する目的は、必要な供給信頼度水準を保持するために必要な最小限の投資額を見出すことである。そのために、信頼度向上に効果のある新しいシステムや機材を採用できるよう、設備標準や設計基準を改善する必要がある。

現状において、MEA の設備は、送電線、変電所、配電線すべて大きい余裕容量を保有しているから、必要な配電線用開閉器を迅速に操作することができれば、需要家の停電時間を減少させることが可能である。そのために、配電線の連系システム<sup>※</sup>の改善と、新型の配電線用線路開閉器の採用について十分検討することを勧告する。結論として、配電線による負荷融通を強化することは、配電用変電所の変圧器や配電線の利用率を向上させることにつながる事となるのである。詳細は第Ⅲ-10項に述べる。

※注：配電線の連系システムとは、2つ以上のフィーダーを自動開閉器で相互に接続しておき、もし事故で或るフィーダーが停電したときに、他のフィーダーから電力を供給できるようなシステムをいう。

### Ⅱ-2. 地区別信頼度標準の設定

設備投資量は、信頼度レベルに応じて変化する MEA のサービスエリアのすべての地区について、全く同じ高信頼度を保持することは、莫大な投資を必要とするであろう。

バンコックの中心街と郡部農村とでは、需要構造に大きな差異があることは明らかである。

一般的に公平という言葉に拘束されて、同じ信頼度水準を保とうとする考え方があるが、現実的でない。

MEA は協調のとれた設備標準を完備しているが、信頼度に応じて設備機材を選択する弾力性をもっていない。現在、バンコック中心部の負荷密度は  $20,000 \text{ kW/Km}^2$  程度であるが、将来この何倍もの高負荷となったとき、郡部地域との差異はますます大きなものとなり、両者を同じ水準で施設することがますます困難となってくる。我々は、MEA が地域別の信頼度基準を設定するよう勧告する。1例を Table 1 に示す。

地区別信頼度基準を設定するに当たっては、地区毎の重要度を代表する指標として何を選択すれば良いかが問題となる。指標の例としては、人口、重要需要家の存在割合、包括的な生活水準、電力負荷密度……等が考えられる。電力供給者の立場から、最も採択しやすい指標は、電力負荷密度である。

今回収集された膨大なデータをコンピューターで処理した結果として、 $1 \text{ Km}^2$  メッシュごとの電力負荷密度図を完成した。(Appendix 16) これをベースとして、MEA サービスエリアを3つの地域に分け、それぞれの地域に対して異った信頼度水準を設定することをすすめたい。バンコック市中心部をAエリア、その周辺部をBエリア郡部地域をCエリアと仮に呼ぶこととする。AとBの境界及びBとCの境界の定め方については、各地区の需要の実態を十分調査して決定するとよい。

信頼度の指標として、MEA は MW-分 を用いている〔Ⅲ-8-1参照〕。需要家と配電設備の相互関係のデータを持たない現状においては、良い指標といえる。将来需要家データと設備データがコンパインされた管理方式を採用した段階では、日本で使用している  $\Sigma(H \times C)$  を使用することを検討するとよい。

### II-3. 設備標準の見直し

MEA は協調のとれた良い設備標準を整備している。既設設備は、これらの標準に従って整然と拡充されてきた。拡充の過程において、これらの標準が十分にその効果を発揮したことは確実である。

しかし、バンコックがレベルの高い大都市として今後ますます拡大して行くに従い、従来経験しなかった各種の条件変化に包まれるため、従来の標準の適用のみではフォローできない状況が予想される。信頼度の低下を防ぎつつ、膨大な設備の増強を行うために設備標準を見直して、レベルアップを図ることを勧告する。

先ず第1に、配電用変電所は  $30(40) \text{ MVA} \times 2$  バンク、1バンク当り 5 feeder ( $12 \text{ KV}$ ) or 3 feeder ( $24 \text{ KV}$ ) となっている。この容量は、Aエリアではやや小さいがCエリアには大きすぎることがある。また、2バンクよりも3バンクの方が信頼度的に有利である。

**Table 1 Reliability Standard**

– Sample of a Japanese utility

Basic conditions in planning power system facilities are described below:

Every facility should be planned to satisfy the condition that service interruption time should not extend beyond the following value at occurrence of fault and at scheduled maintenance interruption.

(1) Unexpected interruption time by fault

Facility	Situation of fault	Unexpected interruption time		
		A area	B area	C area
Transmission transformer	1 bank fault	Within 15 min	Within 90 min	Within 90 min
Generator	1 unit fault	No interruption		
Transmission line	1 circuit fault	Within 2 min	Within 15 min	Early as possible
Distribution transformer (SS)	1 bank fault	Within 30 min	Within 120 min	Within 480 min

Notes

1. A area..... Town area of main big city  
 B area..... Town area of other city  
 C area..... Provincial area
2. Required operation  
 No interruption ..... Automatic recovering  
 2 min ..... Transfer 1 circuit by circuit breaker  
 15 min ..... Transfer 2 circuits by circuit breaker  
 30 min ..... Transfer to another bank of same substation or of adjacent substation by distribution line  
 90 min ..... Transfer to spare transformer  
 120 min, 480 min ..... Supply by portable transformer

(2) Expected interruption time by scheduled maintenance

Facility	Condition	Expected interruption time	
		A & B area	C area
Transmission transformer	1 bank out	No interruption	Within 8 hours, but important load will be transferred to another substation (once a year)
Generator	1 unit out	No interruption	
Transmission line	1 circuit out	No interruption	
Distribution transformer (SS)	1 bank out	No interruption	Within 4 hours, but important load will be transferred to another substation (once a year)

第2に負荷の増大に伴って、使用機材の大容量化が必要となる。電線の太さ、コンクリート柱の強度、開閉器の容量……等を見直す必要がある。

第3に計画時の設備標準を、地域の信頼度水準に応じて変化するよう設定しておく必要がある。現在は、ネットワーク地域とそれ以外の地域に分けられているが、前述したとおり A、B、C の3ランクに分けられるよう勧告したい。日本における計画基準の例を示せば Table 1 のとおりである。

第4に新技術に遅れないために、設備標準を定期的に見直す必要がある。その目的のために技術委員会をつくる必要がある。

都市化の進展とともに量質とも従来と違った問題が発生している。230KVの市内SSの増設、送配電線の地下ケーブル化、ガスパレーカーや真空スイッチ等によるコンパクト型変電所の採用、高速道路や橋梁への送電線の添架、耐熱電線の採用……等、美観対策、用地対策上検討を要する問題点は多い。

とくにバンコック地区の特殊な自然条件を考慮しつつ、地中設備の採用について十分な検討が望まれる。

## II-4. 系 統 電 圧

現在の負荷に対応するための条件として、MEAの系統電圧はとくに問題はない。しかし遠い将来の問題として、送電系統電圧と配電系統電圧は、検討すべき重要な項目である。

現状及び将来の需要予測を分析した結果では、今後20年間は現在の系統電圧を変更する必要はない。

- (1) バンコック中心部の負荷に対して大きな電力を送りこむために、230KV送電系統の市内引込みを強化する必要がある。
- (2) 69KV系統は各配電用変電所へ電力を送る2次送電線として有効に拡充される。
- (3) 115KV系統は現在のパターンのまま、郡部地区で使用される。
- (4) 12KVの1次配電系統は、24KVに昇圧する必要はない。ただし、バンコック中心部地域では、新しいスポット負荷に供給するために24KVを導入すべきである。12KVの24KVへの昇圧については、昇圧の手順についての検討を早めにスタートするのがベターである。

郡部地域においては、現状どおり24KVを拡大してゆけばよい。

- (5) 2次配電電圧として、現在4種類の電圧が使用されている。3相4線式240V/416Vに統一する必要がある。

2001年以降の将来において、配電系統電圧を12KVから24KVに昇圧することを考慮する必要があるが、配電電圧の変更は莫大な投資と完全な社会的コンセンサスを必要とする極めて大きなプロジェクトであるから、MEAはこの問題の基本計画の作成について

深い関心を払う必要がある。

## II-5. 2次ネットワーク配電方式の変更

MEA はバンコック中心部の繁華街地区にある Sapandam と Watlieb 変電所の供給区域約 8.5 Km<sup>2</sup> において、低圧架空線を使用した 2 次ネットワーク配電方式を運転中である。この地域の負荷の伸びは著しく、配電設備は年ごとに拡大を続けている。

2 次ネットワーク方式は、負荷の安定した地域において高い信頼度を保持するのに適した方式であるが、負荷の伸びが大きい場合には、保守や運転が非常に複雑になってくる。さらに、配電用変圧器のそれぞれに付設せねばならない。ネットワークプロテクターの価額が極めて高くなったため、MEA はその要求に応えるのが大変困難になってきた。

このような状況をふまえて、現存の 2 次ネットワーク方式を通常の樹枝状配電方式に変更する方法について検討することを勧告する。しかし、新しい方式の供給信頼度がどうなるかについて十分注意しなければならない。

2 次ネットワークを解体したあとの地域の信頼度を高い水準に維持するためには、12 KV 地中配電線の改修すなわち線路開閉器の取付、回線接続の変更等が行われねばならない。そのような改修工事は相当大きい投資を必要とする。従って、経済的な立場から、ネットワーク方式解体の基本計画を設定することが必要である。詳しくは III-6-2 項に述べる。

## II-6. 需要家メーター検定制度の確立

MEA は約 70 万の需要家と供給契約を結び、消費電力量の計量のために各戸に電力量計を設置している。電力量計は、経年的に特性が変化する。通常はマイナス誤差となるが、一部はプラス誤差を示すものも現われる。公正な取引を行うべき政府企業としては、計量器の誤差管理は重要なことである。MEA の検定システムについての見直しを行うよう勧告する。

## II-7. 契約KWと供給電圧

契約容量が 300 kVA 以下の需要家は通常 240V/416V の電圧で供給される。ただし 2 次ネットワーク方式地区では、500 kVA 以下の需要家が 240V/416V で供給される。これが MEA が多数の配電用変圧器を柱上に設置せねばならなくなる理由ともなっている。

市部の急速な都市化に随って、配電用変圧器の設置スペースの確保が MEA の重大な問題となってきた。この困難を軽減するために、配電用変圧器の設置数をできる限り増やさないようにする必要がある。その目的で、240V/416V で供給する契約の上限値を低くすることを勧告する。こうすると、12 KV または 24 KV で供給される需要家が増加するだ

ろう。該当する需要家は、自ら降圧用の変圧器を設置することが望まれる。もし需要家自身が変圧器を設置することが不可能な場合でも、少なくとも変圧器設置スペースとして土地か建物の一部を提供するか貸与すべきである。

この問題は、需要家と MEA の間の契約に関する事項であり、MEA の料金制度を含めて、検討することを勧告する。詳しくは、Ⅲ－２－５、Ⅲ－６－２項に記す。

## Ⅱ－８. 配電用変圧器の負荷管理の改善

配電需要の増加に伴って、柱上に設置される配電用変圧器の台数は急速に増大し、変圧器ステーションの数は、20,000 を超えるに到った。その結果、それぞれの変圧器の負荷度の現状を把握することが、従来のマニュアルな方法によっては極めて困難となってきた。日本においても過去において全く同じ状態が発生したが、電子計算機の応用によってこの困難を克服した。毎月の各需要家の使用量をインプットすることによって、各変圧器の現在の負荷度及び1年後の負荷度を計算できるシステムである。

急速な需要の伸びに対応するためには、このシステムは重要かつ基本的な対策であり、MEA もその実現に努力するよう勧告する。

## Ⅱ－９. 配電設備の近代化

### 1. 配電線用開閉器

停電の減少を図る方策の1つとして配電線による融通が可能な配電線の構成を検討する必要がある。融通を短時間に行うために、配電線路開閉器の操作が必要であるが、MEA では現在1 phase ごとに開閉する刃型開閉器が使用されている。12KV級、24KV級では3 wire 一括開閉型の良質の開閉器が市販されているので、順次これに取り替えることを勧告する。とくに市内の高信頼度地区では、これらの開閉器が自動化又は遠隔制御方式化する方向で検討すべきである。

### 2. 地中ケーブル

MEA の1次配電線は、2次ネットワーク地域を除き、大部分は架空線である。都市部においては、通過権、美観、安全といった環境問題のために架空線の設置が次第に困難となってきた。これらの問題に対応するため、MEA は地中ケーブルの使用をますます推進せざるを得なくなった。MEA は地中設備に関するいくつかの経験は有しているが、まだ負荷の増大に対応してゆくには十分とはいえない。地中ケーブルの種類とサイズ、1ルート多回線の場合のダクトや洞道の構造、トリプレックス型ケーブルの使用等について検討する必要がある。

バンコック地方の自然条件、地理条件は独特のものであるから地中ケーブルや関連設備の建設標準を設定するときは、それらの条件を十分考慮に入れることが肝要である。

### 3. 絶縁電線

MEA の 1 次配電線は大部分が架空線で、通常道路に沿って建設される。都市部地域では、架空電線はしばしば建物や樹木に接近して架設される。

MEA は 1 次配電線には裸電線を用いている。そのため配電線の接地事故や感電災害がしばしば起きる。MEA が 1 次配電線に絶縁電線を使用することに強い関心をもつことを勧告する。絶縁電線の使用によって、事故や災害の頻度が著しく減少することは、日本の例で明らかである。

## II - 10. 地中設備の拡充

バンコック市の都市化は極めて早く、通過権、建物への接近、美観、安全問題といった多くの問題に直面した。これらの対応として、地中設備が真剣に考慮されなければならない。

地中設備は、高い信頼度が得られると同時に、美観的に大きなメリットがある。しかし一方において、コストが高いこと、故障の修理に長時間を要することなどのデメリットもあるから、MEA が将来地中設備を拡大しなければならないとはいっても、そのための投資計画は経済的観点から、十分慎重に樹てられなければならない。

MEA が送電・変電・配電各設備の地中設備標準を設定することを勧告する。バンコックの自然条件は地中設備の建設には不具合な点もあることゆえ、その条件に即応できるような標準の設定が望まれる。

MEA は 2 次ネットワーク地区の配電フィーダー、市内 230 KV 地中ケーブル、配電用変電所の引込・引出ケーブルなどで、地中設備建設の経験を有しているから、地中設備標準を作成するに十分な経験があるといえよう。

## II - 11. 設備運用の改善

設備が保有する機能や容量は、適切な保守によって長期に維持され、適切な運転によってその機能の完全発揮を図らねばならない。

MEA では、完全な保守規準を定めてはいないが、重点的にパトロールや実測によって管理している。過去における事故の統計を十分解析した上、設備の種別ごとの巡視・点検・測定の方法や実施周期を規準化する必要がある。

運転・制御については、無線機による連絡により給電指令を行っており、現状にとくに問題があるとは思われないが、将来、ますます複雑化する系統において、高信頼度を保つためには、マニュアルオペレーションでは追従できず、少なくとも重要な操作については電子計算機を利用する方法を含め、遠隔制御や自動化をすすめることを準備する必要がある。

## Ⅱ－１２．コンピューターの利用

MEA はコンピューターシステムを保有し、主として料金調定業務を行っているが、技術計算には利用されていない。MEA の系統のピーク負荷はすでに 1,300 MW に達しており、20 年後には 4 倍近くに達する見込みである。その時点では、大規模な電力系統を構成する機器や材料の量は莫大なものとなるその莫大な数の要素のそれぞれを管理することは、極めて複雑な仕事を必要とする。従って、MEA は計画用、管理用の技術計算を行うためのプログラムを開発したり、既存のプログラムをレベルアップしなければならない。

料金調定や給与計算はコンピューターのベースロード業務として適切なものであるが、さらに上述の目的のためにコンピューターを利用できるより、必要な機能の拡充を早急に行うことを勧告する。

## Ⅱ－１３．通信回線網の強化

MEA 保有の通信設備は十分ではないように思われる。給電指令のための通信は、VHF 無線システムで行われている。

各設備を有効に運転するためには、信頼性の高い通信回線網が不可欠である。将来はデータ伝送回線としても利用せねばならないのであるから、MEA が高信頼度の通信設備を自ら建設し保有することを勧告する。EGAT との連絡のことも考慮に入れて、有線及び無線電話システムをうまく混合使用すべきである。

## Ⅱ－１４．従業員の教育訓練

電力系統設備の近代化の進展に伴い、従業員の技術水準もまた、これに調和してレベルアップされねばならない。近代化された設備は、すぐれた従業員の手で運転されて始めてその優秀な機能を発揮できるからである。

オフィスのスタッフ、現業運転員、保守作業員のすべてが設備の近代化に追随できるより訓練されねばならない。MEA の教育は通常 OJT 方式で行われているが、将来はこれでは不十分で、必要な業務のそれぞれについてのシステムティックな教育訓練コースを作成するよう勧告する。



### Ⅲ 現状ならびに分析結果



### Ⅲ 現状ならびに分析結果

#### Ⅲ-1. MEAの現状

##### 1. MEAの責任

Metropolitan Electricity Authority (MEA) はタイ王国政府内務省に所属する機関の1つであって、首都バンコック及び隣接する2つのプロヴィンスのみをサービスエリアとして、電力供給の責任を有する。タイ国の電力供給は、発電を主体とするEGAT (Electric Generation Authority of Thailand)、首都以外の全土において配電を行うPEA (Provincial Electricity Authority)そしてこのMEAの3つの機構の協力のもとに遂行されている。MEA及びPEAは、EGATの運転する超高圧の送電系統から、Terminal substationのtransformerを通じて、エネルギーを受電し、自ら運転する2次送電線、配電用変電所、配電線を通じて、それぞれのサービスエリア内の電力消費に対応している。その状況に関して、Fig 1にEGATの設備の概要を示す。

MEAのサービスエリアの大部分を占めるバンコック市は、タイ国の首都であり、タイ国の経済活動の中心地として多くの商工業需要が存在しているので、信頼度の高い電力供給を遂行することは国家的見地からも極めて重要である。MEAは過去長期間にわたりスタッフの努力によってそのような責任を完遂してきた。しかしながら、近年におけるバンコック地域の需要の伸びは著しく、MEAは設備の拡充に迫られる状態となってきた。加えて都市環境の変化から発生する各種の制約条件のため、設備の拡充、工事の遂行が次第に困難となる一方、膨大な量の機器、配線施設に対する十分な管理が困難となることが予想されてきた。MEAは、今後急速に拡大かつ変化するであろう諸条件を勘案し、新しい時代に適応した設備の形成方法、管理システム、運用方針等を検討し、将来20年のマスタープランを確立しようとしている。まことに時機を得た方策と考えられる。

##### 2. MEAの組織

MEAはタイ政府内務省に所属する政府企業である。本社をバンコック市の旧市内に置き11ヶ所の地区営業所を配置して需要家に対するサービスと設備のメンテナンスを行っている。ただしPloenchitとDaokhanonの2つは料金関係業務のみを行う。Fig 2は、9つの配電エリアに分割されたMEAの供給区域を示す。

本社組織はGeneral ManagerをHeadとし3名のDeputy General ManagerがそれぞれAdministration, Operation, Technicの部門を担当する。

各部門は3～4のDepartmentを包含し、DepartmentはいくつかのDivisionまたはSectionから成る。Fig 3にMEA本社の組織団を示す。

従業員の総数は 1979 年 9 月現在で 9,234 人である。

### 3. M E A の活動実績の概要

M E A の活動を示す主要指標は Table 2 に示すとおりである。その数字はすべて 1979 年の実績値である。

## Ⅲ - 2. 電 力 需 要

### 1. 増加する総需要

#### (現 状)

M E A の販売電力量は、この 10 年間大巾な伸びを示しており、その伸び率は 19 ~ 11 % で、1979 年では約 7,600 GWH となっている。それに伴い、最大電力の伸びも 16 ~ 8 % で伸びており、1979 年では 1,268 MW となっている。( Fig 4 と Table 3 )

#### (分析結果)

この 10 年の間には、世界的なオイルショックによる伸び率の低下はあったが、長期的にみれば、それは極く短期間の問題であり、M E A 需要の増加傾向に影響を与えなかった。今後の M E A 需要は、いろいろな短期的な問題は発生するであろうが、長期的には増加傾向を示して行くと思われる。この需要想定については、別の報告に述べられているが、M E A はこの需要の伸びに対し、長期的な設備対策を考えておかねばならない。

### 2. 大口 需 要

#### (現 状)

1979 年における電力販売実績を見ると Large Business, OFF-ON Peak, Special Contract に属する需要家数では総需要家数の 8 % ( 366 口 ) であるが、消費電力量では、総販売電力量の約 40 % を占めている。( Table 3 ) またこのうち 69 kV or 115kV で供給されている大口需要は、僅か 26 口で、消費電力量は、全体の約 13 % を占めている。

#### (分析結果)

これらの大口需要は、ポイント負荷として M E A の電力系統構成に大きな影響を与えているが、現在では、M E A が需要統計に用いている 25 Planning area のうち次の 3 area に集中している。( Table 4 )

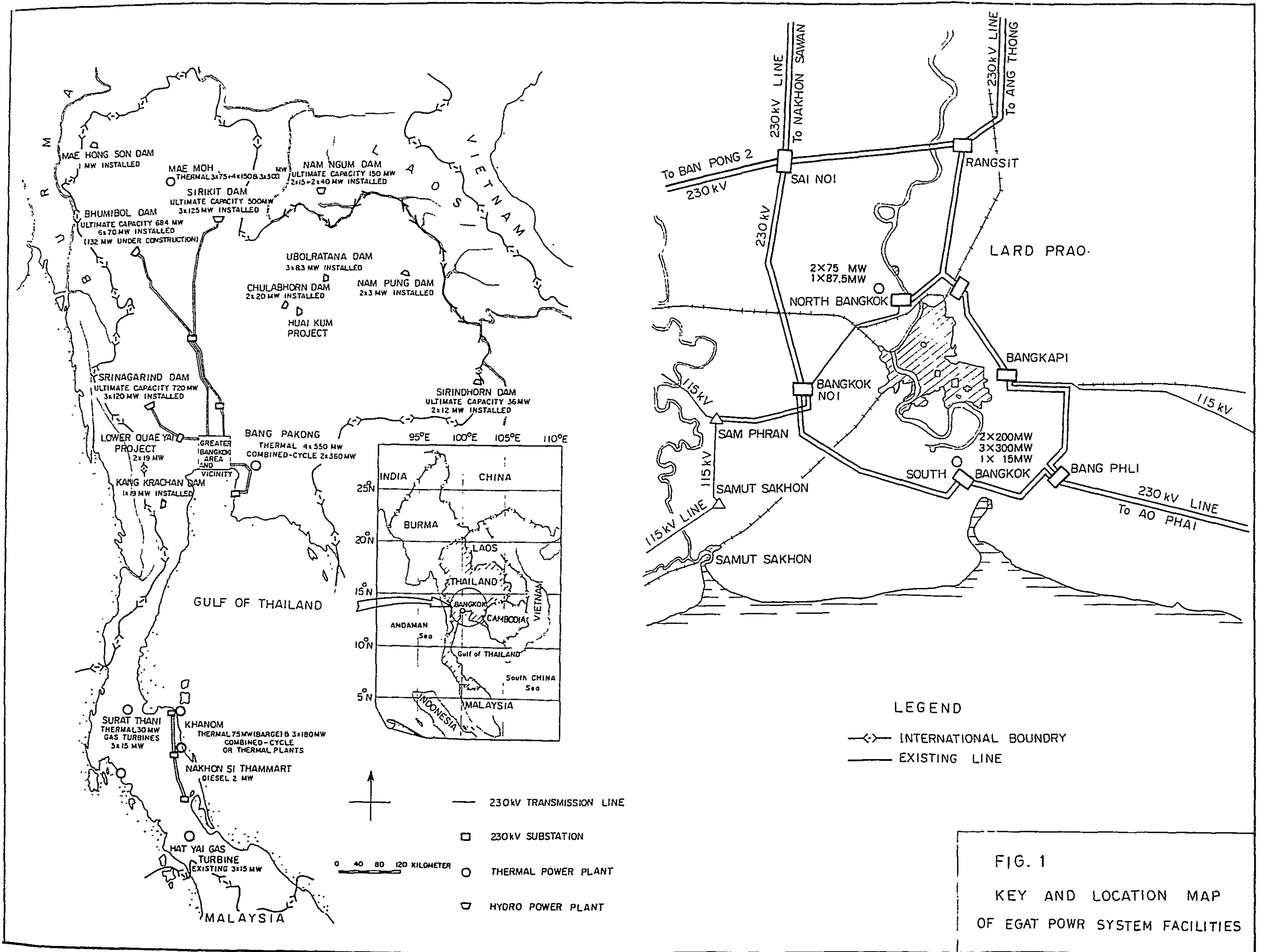


FIG. 1  
 KEY AND LOCATION MAP  
 OF EGAT POWR SYSTEM FACILITIES

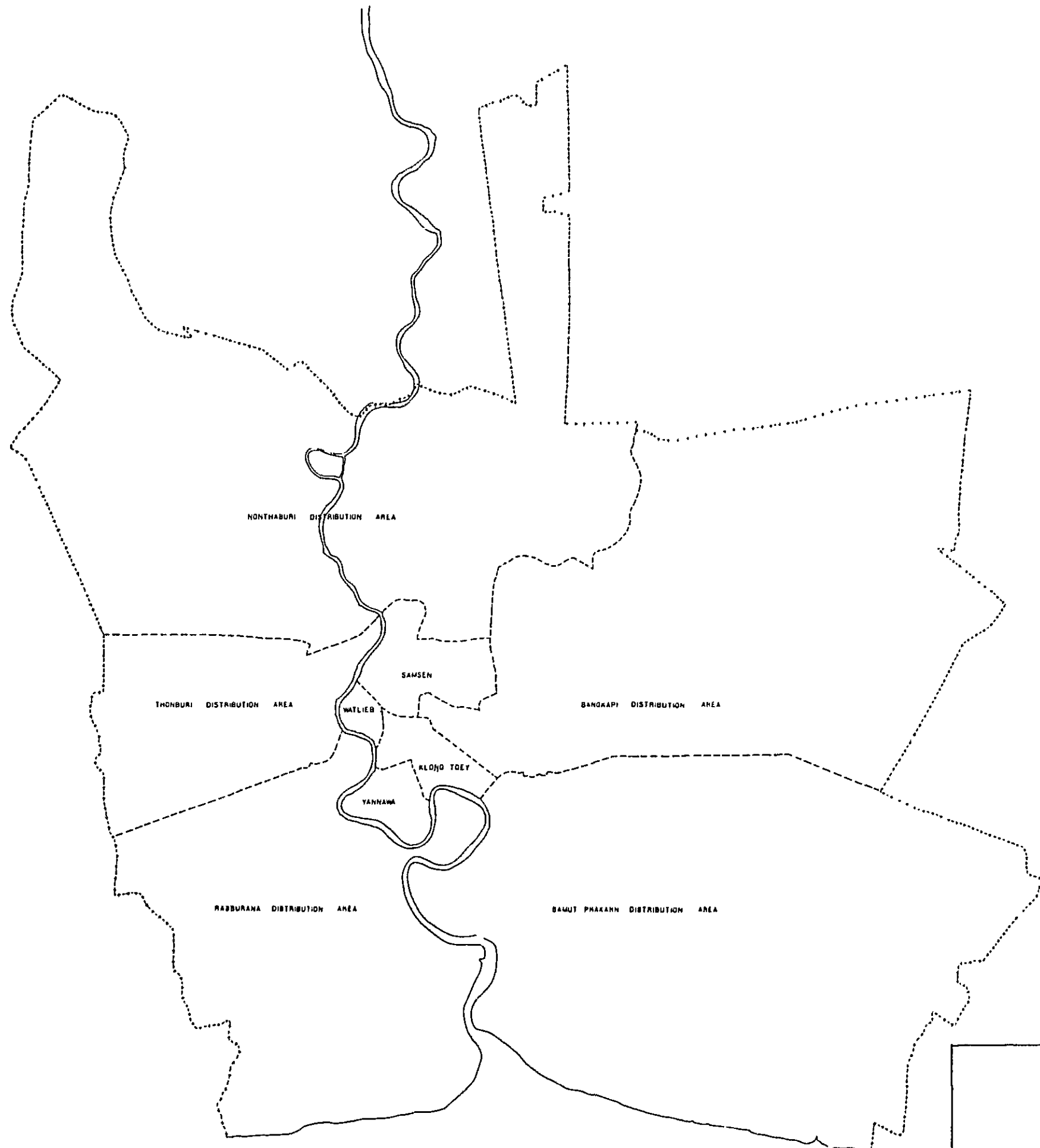


FIG. 2  
MEA SERVICE AREA MAP  
(9 BRANCH OFFICE)



Fig.3 Metropolitan Electricity Authority Organization Chart

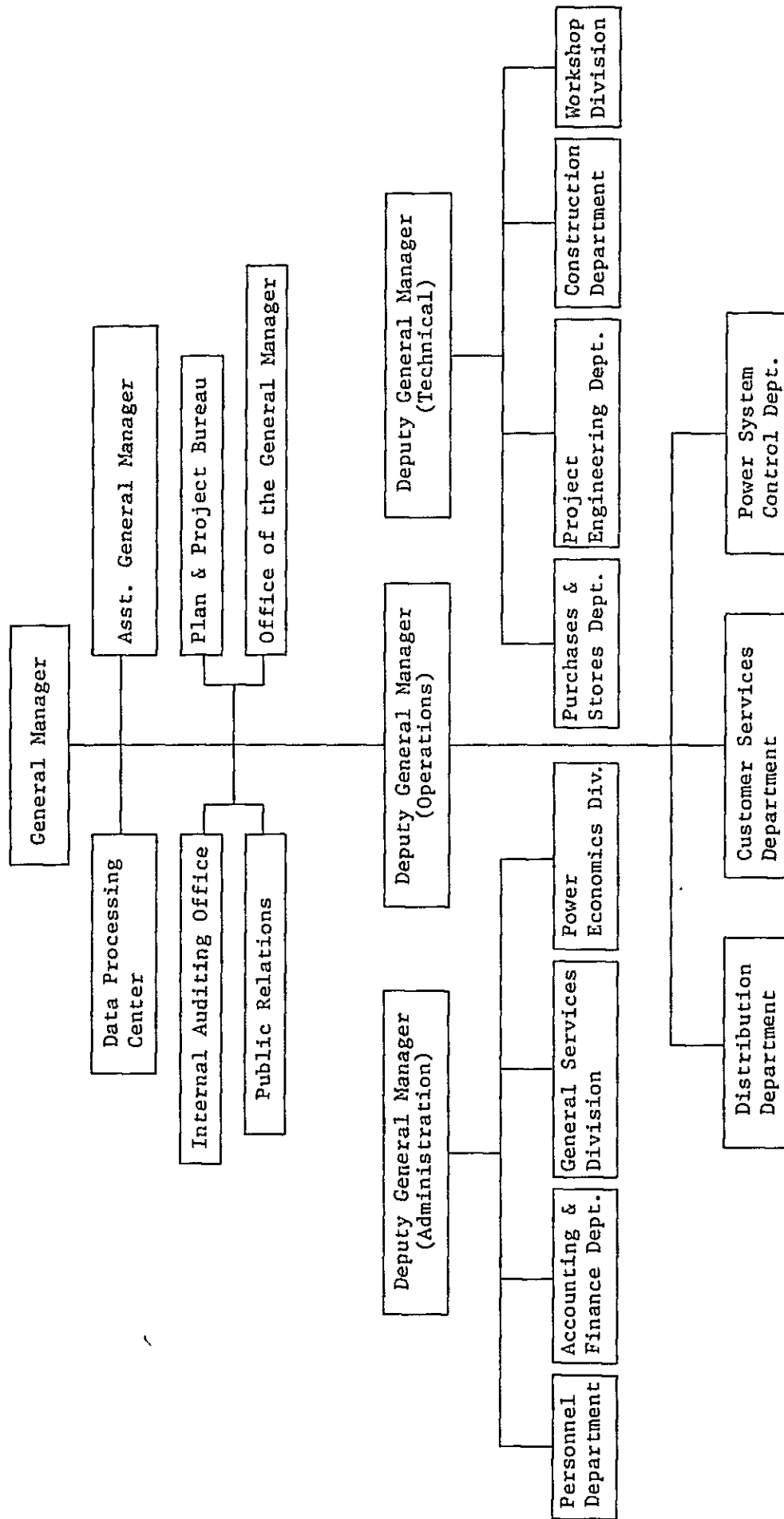
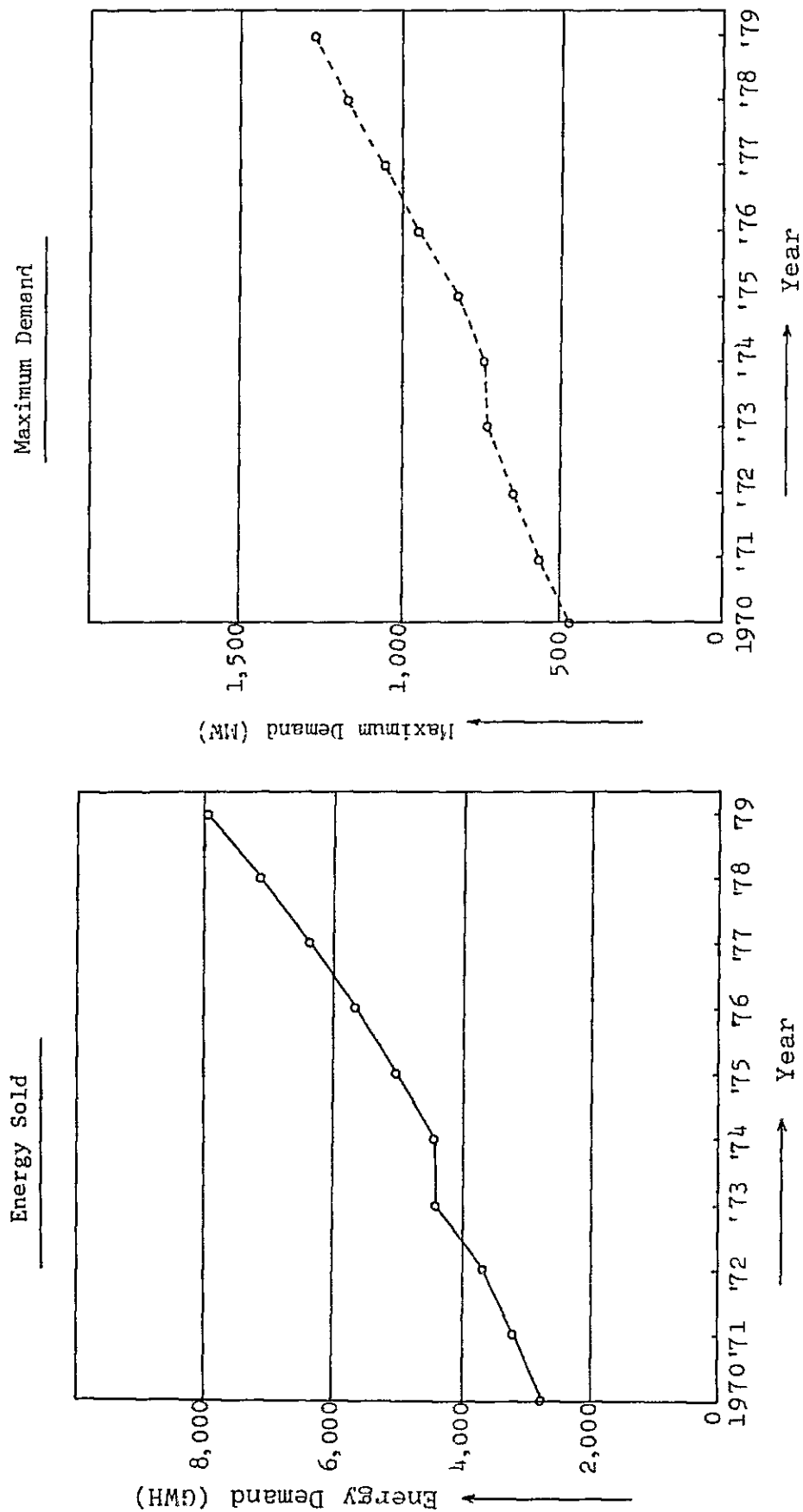




Table 2 Statistics of the MEA in 1979

Index	Unit	Value in 1979
Population in service area (Increase over previous year)	Person (%)	5,884,000 2.8
Number of households in service area	House	924,663
Service area	km <sup>2</sup>	3,106
Electrified area (Increase over previous year)	km <sup>2</sup> (%)	1,714 5.4
Electrified area in percentage of service area	%	55.2
Number of customers (Increase over previous year)	Customer (%)	678,801 8.5
Average number of electricity bills issued monthly	Bill	653,327
Energy sold (Increase over previous year)	kWH (%)	7,605,924,380 11.7
Energy purchased (Increase over previous year)	kWH (%)	7,951,086,684 11.3
Power loss	%	4.3
Maximum demand	kW	1,268,000

Fig 4 Energy Demand and Maximum Demand



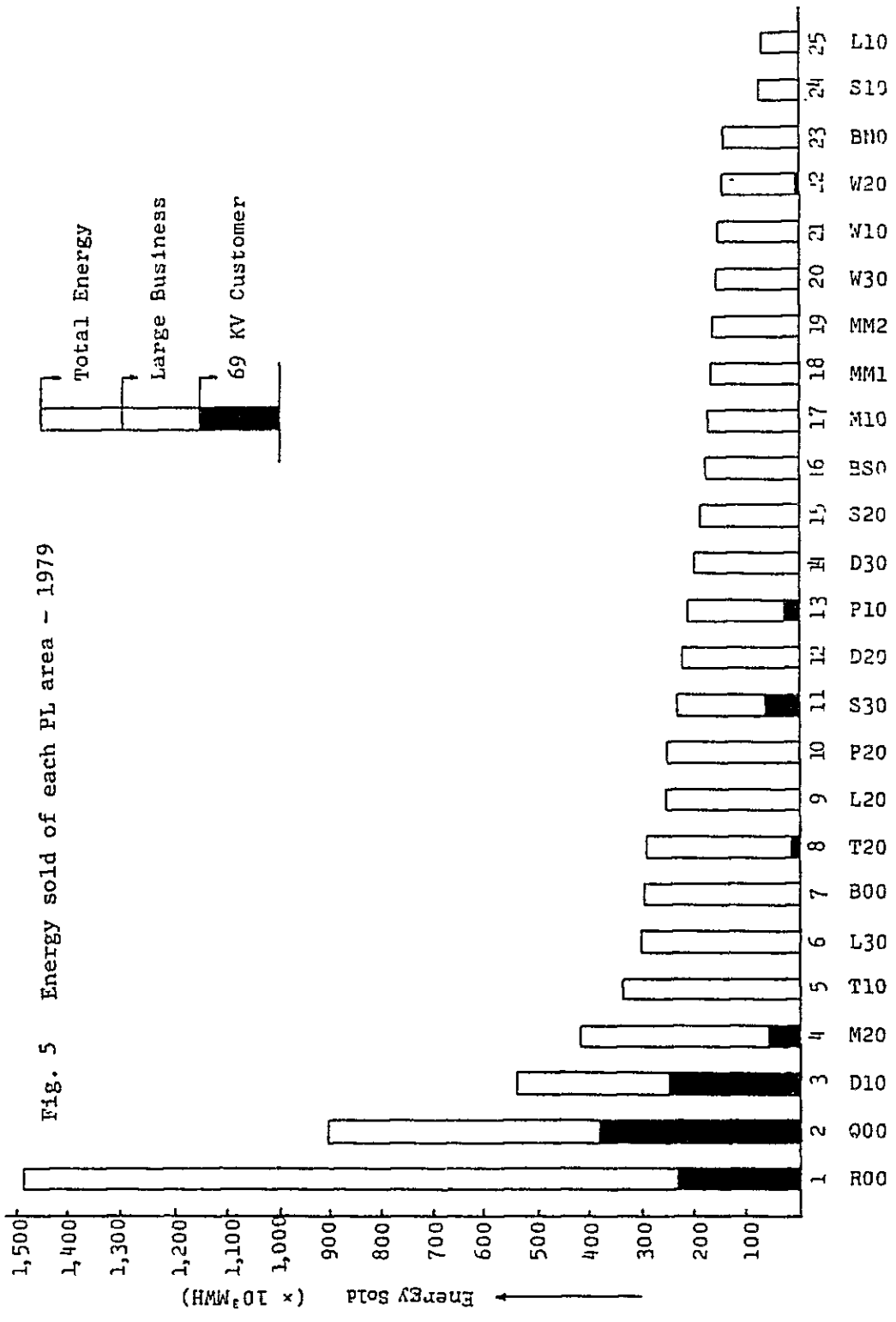
**Table 3 Maximum Demand and Energy Sold**

	Maximum Demand		Energy Sold		Load Factor (%)
	MW	Growth Rate (%)	GWh	Growth Rate (%)	
1970	484	16.4	2,581	18.0	64.9
1971	561	15.8	3,000	16.2	64.6
1972	647	15.3	3,504	16.8	65.1
1973	739	14.2	4,184	19.4	68.5
1974	752	1.8	4,256	1.7	67.8
1975	834	10.9	4,790	12.5	69.2
1976	958	15.0	5,285	10.3	66.6
1977	1,059	10.5	6,055	14.6	68.9
1978	1,171	10.6	6,807	12.4	69.7
1979	1,268	8.3	7,606	11.7	71.6

Table 4 MEA's Statistical Record

	1978						1979					
	Customer			Energy Sold			Customer			Energy Sold		
	Number	% Increase	GWH	% Increase	% Share to Total	Number	% Increase	GWH	% Increase	% Share to Total		
Residential	494,165	9.41	1,240.32	15.27	18.22	538,918	9.06	1,451.22	17.00	19.08		
Small Business	106,876	3.61	979.10	15.46	14.39	107,699	0.77	1,038.52	6.06	13.65		
Medium Business	4,739	11.04	1,610.60	14.00	23.66	5,515	16.37	1,810.55	12.41	23.80		
Large Business	331	12.97	2,599.34	9.33	38.19	357	7.85	2,898.24	11.50	38.11		
OFF-ON Peak	3	50.00	47.78	18.86	0.70	3	0.00	49.32	3.23	0.65		
Special Contract	6	0.00	290.07	8.64	4.26	6	0.00	319.92	10.29	4.21		
Public Street Lighting	729	17.77	39.43	17.95	0.58	827	13.44	38.15	-3.25	0.50		
Total	606,849	8.37	6,806.64	12.42	100.00	653,325	7.66	7,605.92	11.74	100.00		
Loss	339.58 GWH (4.75%)						345.16 GWH (4.34%)					
Energy Purchased	7,146.21 GWH (% Increase 11.79)						7,951.09 GWH (% Increase 11.26)					

Remarks: Total Energy Sold + Loss = Energy purchased due to rounding errors.



Big Customer ( For 69kV 115kV delively ) 1979

PL area	Customer	Energy Sales	
Q00	6	381 GWH	37.3 %
D10	8	247 GWH	24.2 %
R00	5	232 GWH	22.7 %
Others	7	161 GWH	15.8 %
Total	26	1,021 GWH	100.0 %

なお、各PL area 別の大口需要比率は( Fig 5 )のとおりである。

### 3. 配電需要

( 現 状 )

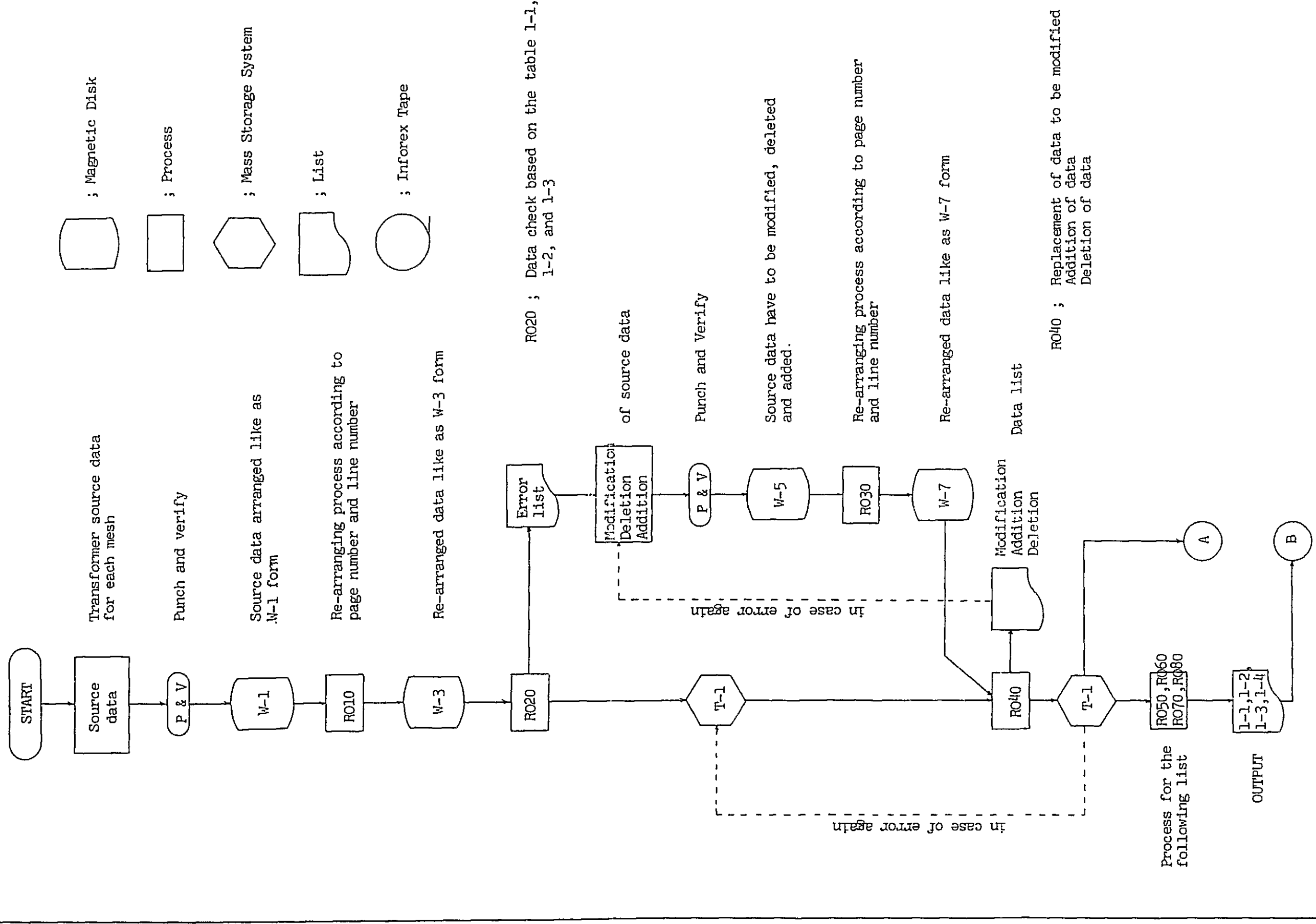
69kV、115kVで供給される大口需要を除いた配電需要は、MEAの全供給区域に分散されている。MEAは、各PL area別、需要カテゴリー別販売電力量の詳細データを保有しているので、異った変電所から供給されてはいるもののPL area別の負荷密度及び負荷特性を知ることが可能である。

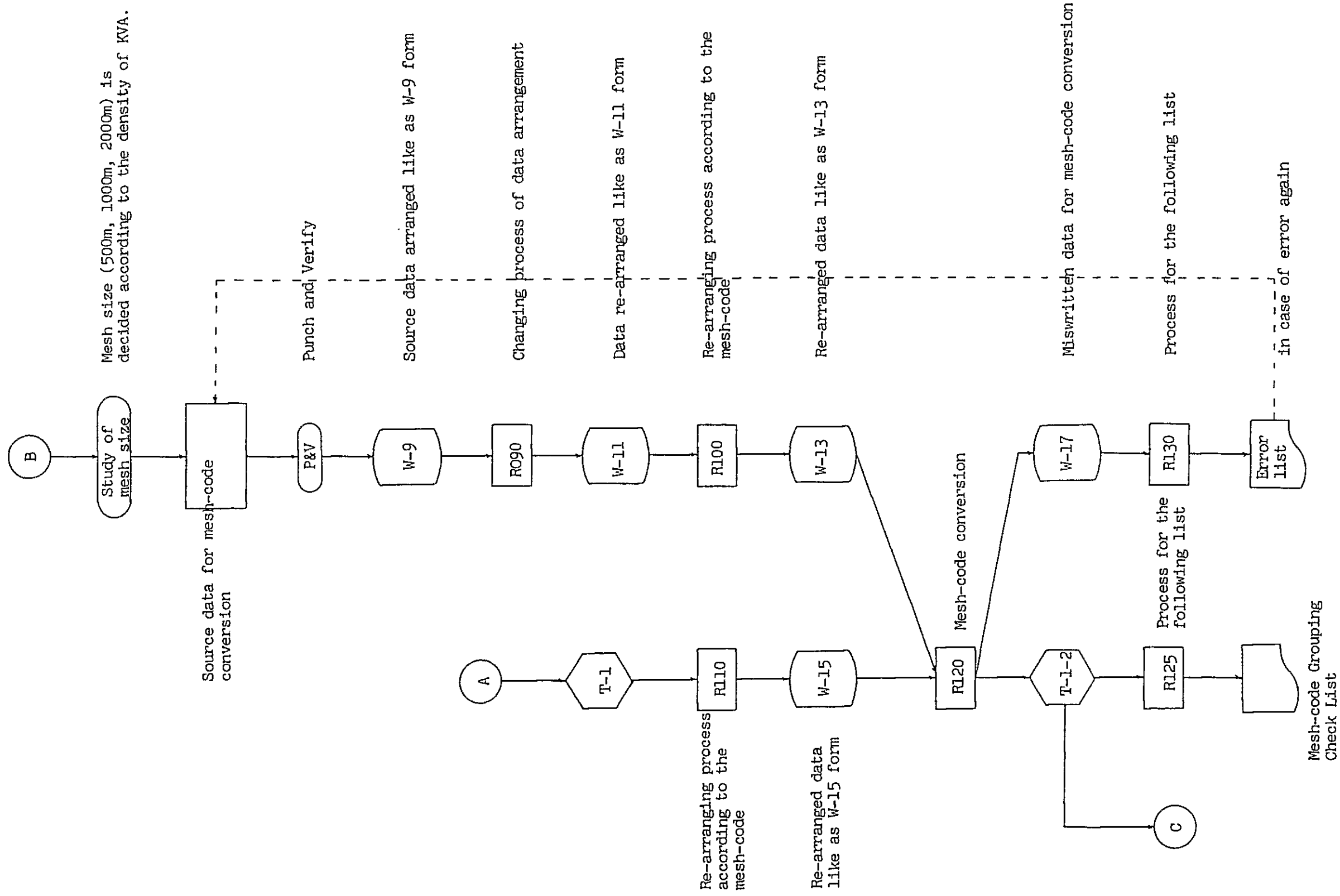
( 分析結果 )

我々はこの分散状況を把握するために、全区域を1km×1kmのメッシュに分割し、その各メッシュに設置された配電用変圧器の容量に比例し、配電用変電所で記録された最大電力を配分した。この計算には新しく開発したコンピュータープログラムが使用された。そのプログラムのフローチロートをFig 6に示す。その結果、1km当りの需要密度の最高は約20,000kWで、最低は0.1kWであった。全体状況は次のとおりである。

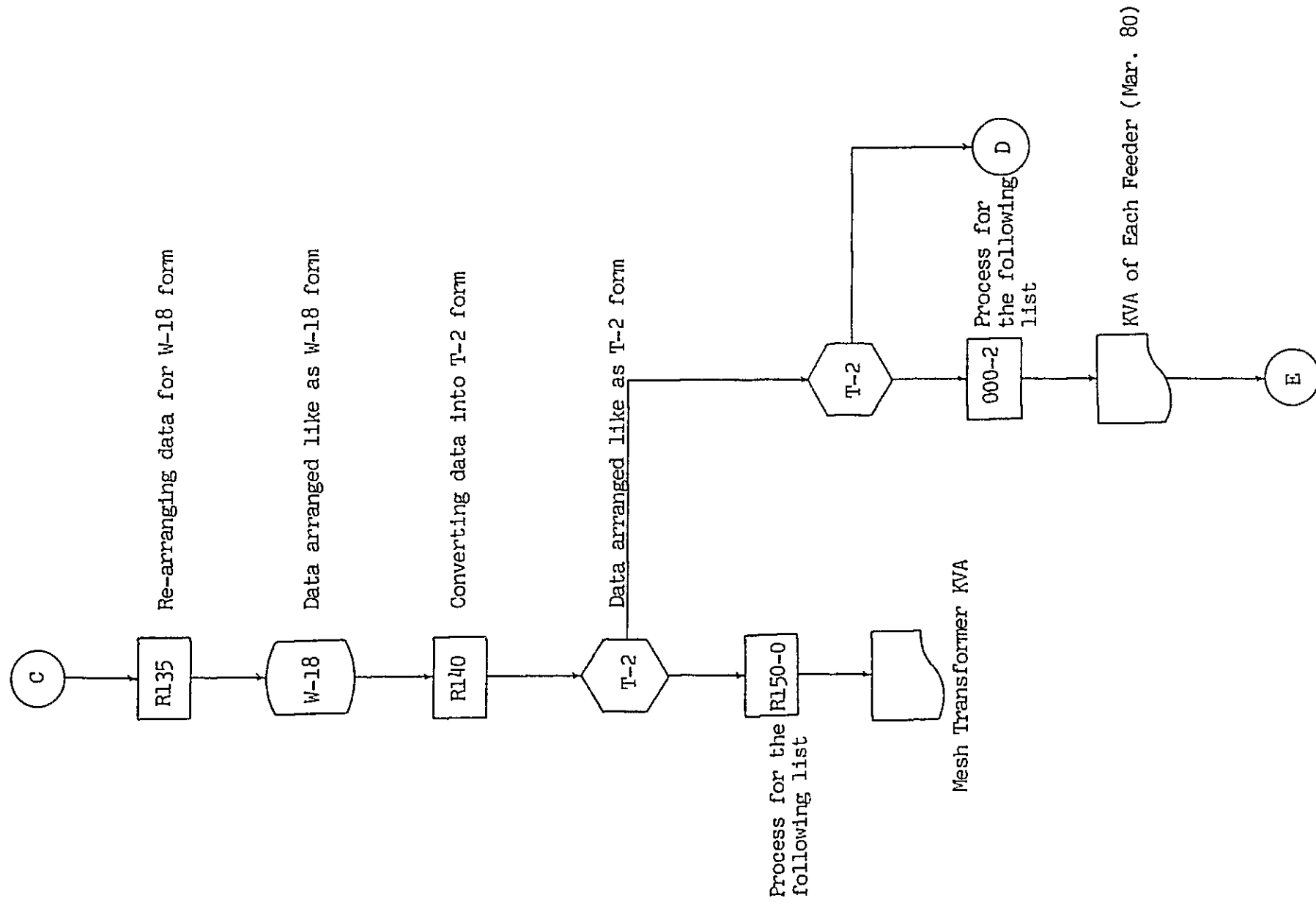
負荷密度kW/km <sup>2</sup>	メッシュ数	構成比%
5,000以上	49	2.9
1,000~5,000	229	13.6
500~1,000	598	35.6
500未満	803	47.8
合 計	1,679	100.0

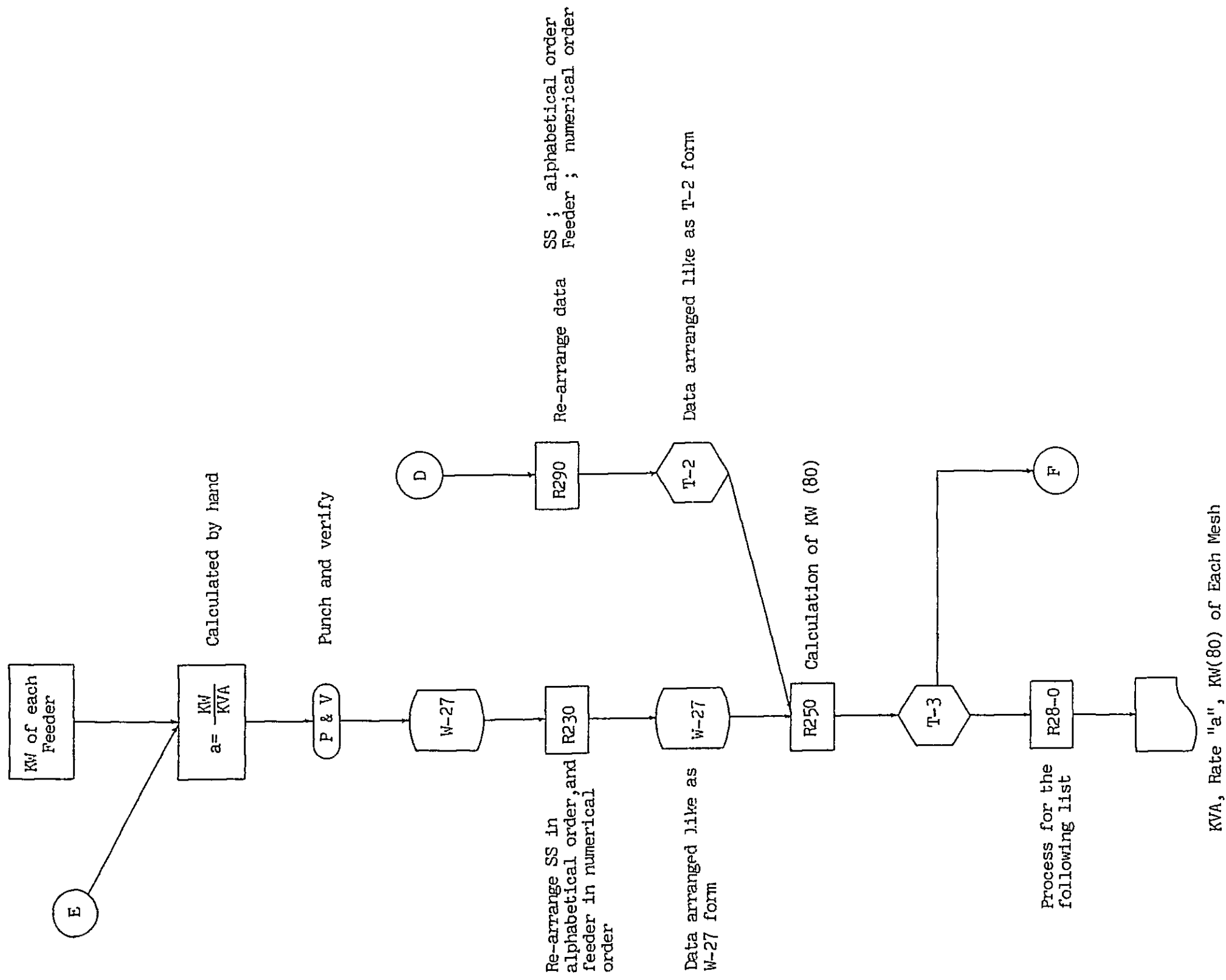
そして、低負荷密度メッシュ(500kW/km<sup>2</sup>未満)は、全地域の約半分(47.8%)であり、高負荷密度Mesh(5,000kW/km<sup>2</sup>以上)は、わずか49メッシュ2.9%であった。この高負荷密度のメッシュの殆どは、市内の限られた地域にかたまっている。その状況は添付のLOAD DENSITY MAP Appendix 16に明らかにされている。我々は、高負













1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

荷密度メッシュの大部分をさらに  $0.5\text{ km} \times 0.5\text{ km}$  の小メッシュに分割し、細部分析が可能なようにした。(Appendix 17)

また、郊外の低負荷密度メッシュは  $2\text{ km} \times 2\text{ km}$  の大メッシュに統合し、以後の分析、計画作業の効率向上をはかるようにした。

なお、XX軸及びYY軸に沿う断面図はFig 7、Fig 8に示す。

#### 4. 負荷曲線

##### (現 状)

MEAの近年度における日負荷曲線の変化をFig 9に示す。また、負荷率及び最大最小比についてFig 10に示す。

##### (分析結果)

需要曲線を見てみると年負荷曲線(日最大の推移)については、2月～5月の盛夏期における急激な上昇が顕著である。これは、明らかにエアコンディショナーの普及を示すものと思われる。10月～9月の会計年度において最高負荷は従来9月に現われるのを通常としていたが、将来は5月～6月に出現するように変化すると思われる。

日負荷曲線についても、従来の夜間ピークから昼間ピーク型に変化しつつある。これはエアコンディショナーの負荷と工場用動力が、午後2～3時ごろに重なって、1日のピークを形づくるためと推定される。日本においても第二次大戦後の高度経済成長の時期に、昼間ピーク型に変わった。

従って年間のピークは、盛夏期の昼間に表われることとなり、配電用変圧器はじめ屋外の設備に対して温度上昇の面できびしい条件となることに注意しなければならない。

#### 5. 需要種別と供給電圧

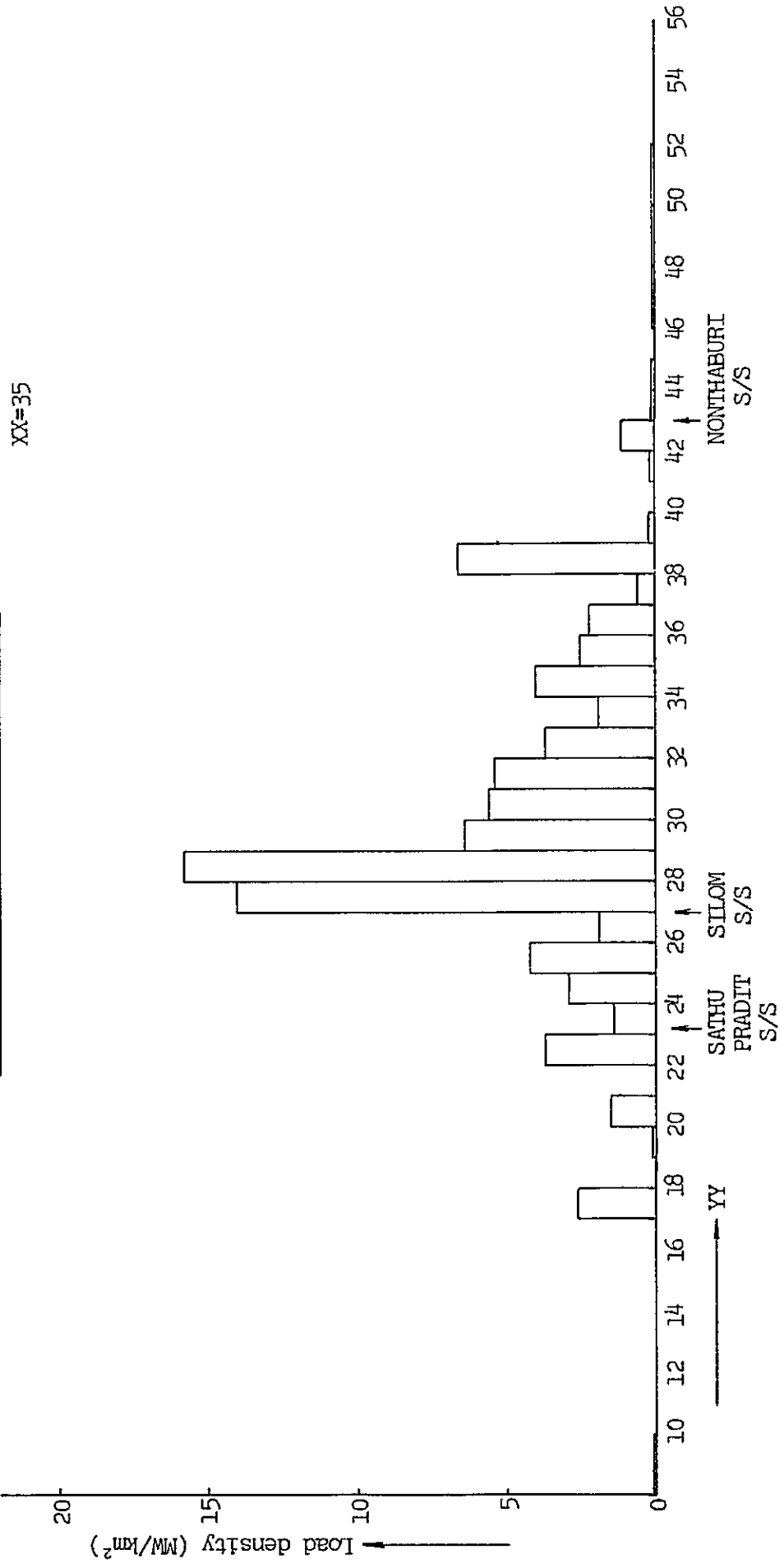
##### (現 状)

##### (1) 需要種別

MEAの料金制度は1980年2月に改正され、現在下記の種別が適用されている。

- a. 住 宅 用
- b. 小口業務用
- c. 大口業務用
- d. 小口産業用
- e. 大口産業用
- f. 大口オフオンピーク用
- g. 予 備 用

Fig. 7 Profile of Load Density



YY=29

Fig. 8 Profile of Load Density

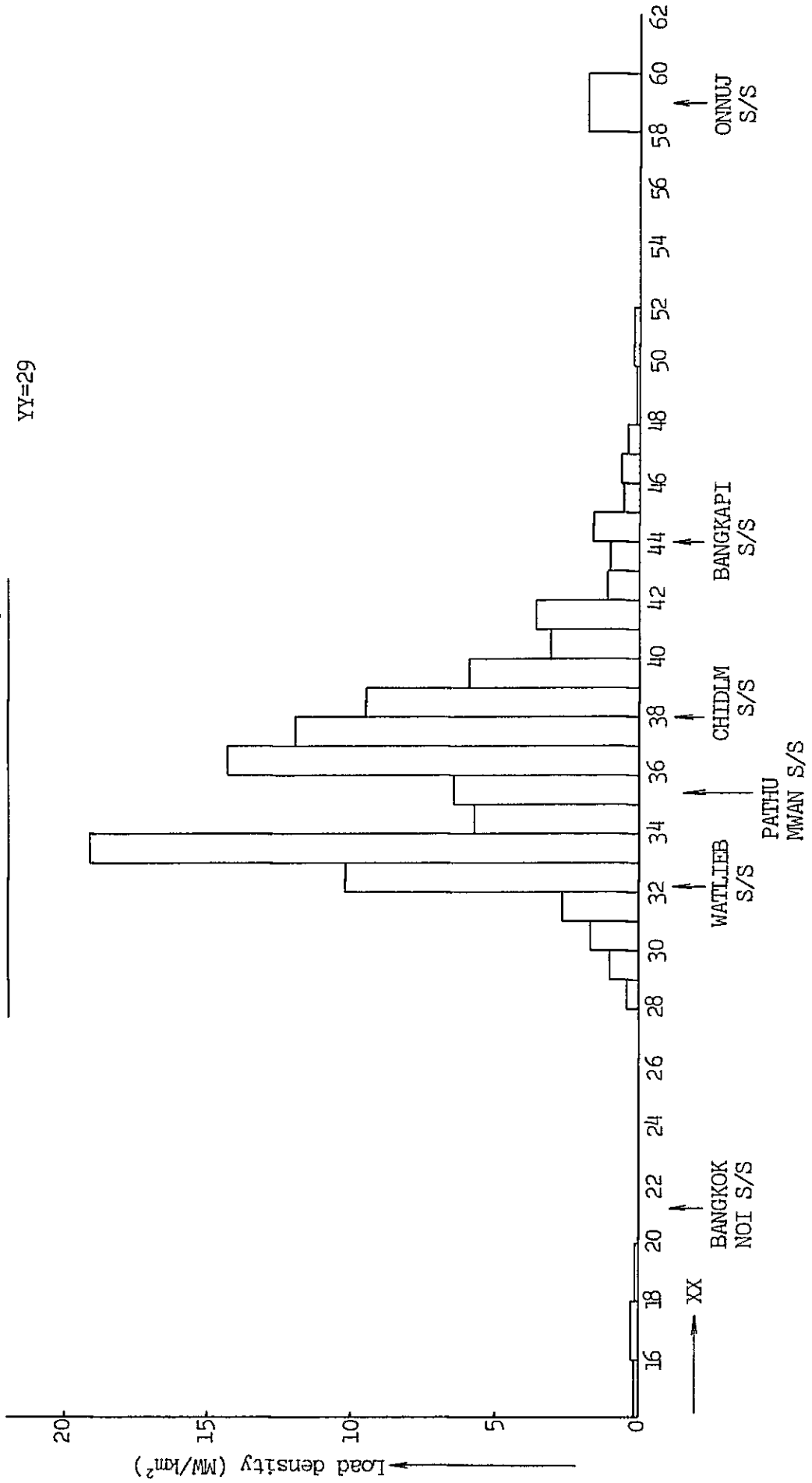


Fig. 9 Daily Load Curve in Peak Day of Each Year

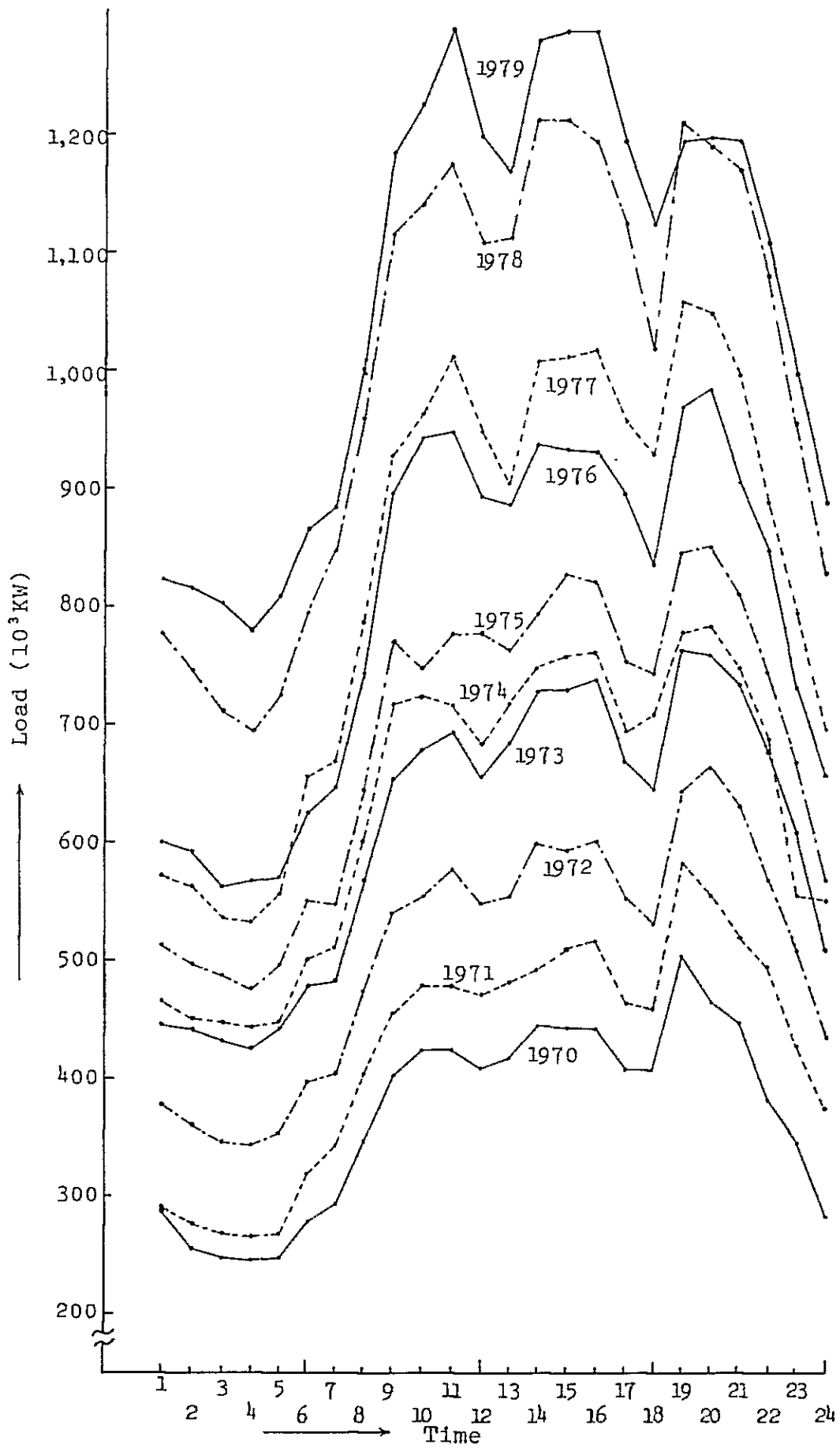
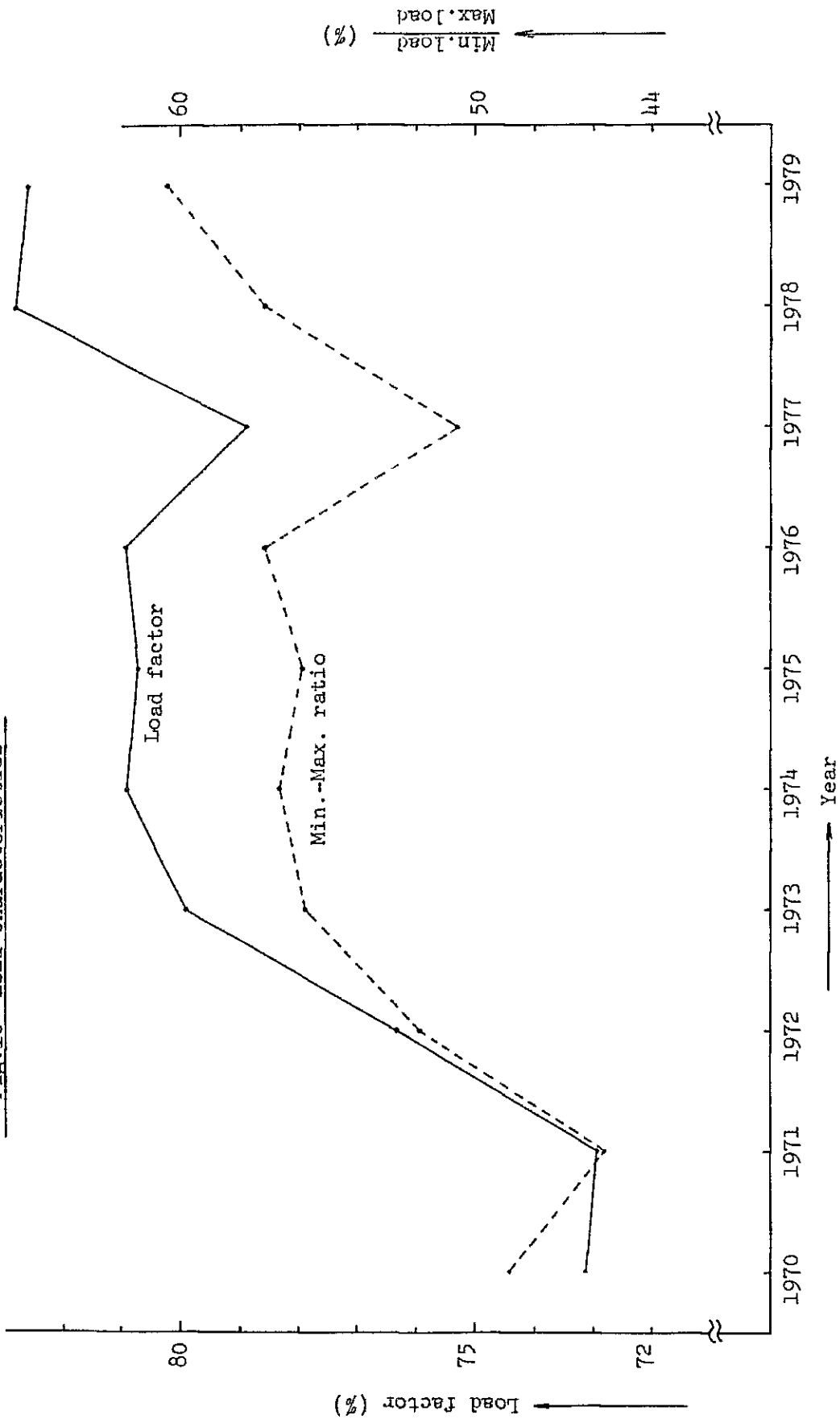




Fig.10 Load Characteristics



## (2) 供給電圧

MEAの料金制度に従い、需要家への供給電圧はつぎのようになっている。

種 別	契約kWの範囲	供 給 電 圧
住 宅 用		240V/416V
小口業務用	30kW以下	240V/416V
大口業務用	30kW以上	240V/416V 12kV, 24kV 69kV, 115kV
小口産業用	30kW~499kW	240V/416V 12kV, 24kV
大口産業用	500kW以上	12kV, 24kV 69kV, 115kV

大口業務用、小口産業用、大口産業用の需要家への供給電圧はケースバイケースで決定するが、通常Table 5を標準としている。

### (分析結果)

上表に見るごとく、主な5種の種別の需要家は、契約kWが相当大きくても240V/416Vで送ってもよいことになっている。例えば300kW契約の需要家が240V/416Vで供給することを望んだ場合、MEAは自らの責任で変圧器設置のスペースを構えなければならない。とくにネットワーク地区内では500kWまでの大口業務用に対しても低圧で供給しているが、変圧器の設置スペースの問題がますます深刻になりつつある。この問題を解決するために、MEAの料金制度について見直すこと、とくに240V/416Vでの供給の限界について検討することが肝要と思う。(第Ⅲ-6項参照)

## 6. 力率料金

### (現 状)

力率料金の制度は、つぎの4つの需要種別に属する需要家に対してのみ適用される。

- a. 大口業務用
- b. 小口産業用
- c. 大口産業用
- d. 大口産業用オフオンピーク

遅れ力率の需要家の場合、月間の15分最大KVARが月間15分最大kWの63%以上

Table 5 Contracted Demand and Supply Voltage

Area	Voltage	300	500	5,000	10,000	15,000	KVA
Network area	240/416 V	████████	████████	████████	████████	████████	████████
	12 kV		*	████████	████████	████████	████████
	69 kV			████████	████████	████████	████████
Outside of network area	240/416 V	████████	████████	████████	████████	████████	████████
	12 kV			████████	████████	████████	████████
	69 kV			████████	████████	████████	████████
Suburbs	240/416 V	████████	████████	████████	████████	████████	████████
	24 kV			████████	████████	████████	████████
	115, 69 kV			████████	████████	████████	████████

Note : The broken line portions can be 12, 24 kV or 69, 115 kV with either adopted depending on the location.

: \*Meter is installed at the low voltage side.

の値であると、63%を超えるKVARに対し1KVAR当り、7パーセントが加算されることとなっている。

#### (分析結果)

Appendix 2に見るごとく、MEAの力率料金というのは、ペナルティ条項のみが定められ、需要家が自ら力率を良くしようという気にならない性質のものとなっている。

MEAの1次配電線や配電用変電所には、多くの進相用コンデンサーが取り付けられている。もし低圧側で力率改善が行われれば、その効果は電源にまで遡及して発揮されロス率の低減、設備容量の効率向上、などによるエネルギーの節約が期待できる。従って、力率改善を目的とした無効電力の供給ということも大切であるが、需要家自身が自らコンデンサーを設置することをプッシュできるような方策について、ポリシーとして検討する必要がある。この意味において、料金制度の面から、力率料金の適正化を検討してみる必要がある。

### III-3. 電力系統構成

#### 1. 系統設備の概要

##### (現 状)

MEAは、1979年9月現在8ヶ所のターミナル変電所に於て、EGATから69kV或は115kVで受電し、MEAの送電系統により、44ヶ所の配電用変電所と26ヶ所の需要家持ちの変電所へ配電している。これらの状態をFig 11およびFig 12に示す。配電用変電所からは12kV或は24kVの3相3線式の高圧配電線により配電し、配電用変圧器により降圧され、低圧需要家に配電されている。

低圧配電系統は、240V/416V、3相4線式が主体となっており、特にバンコック市内の約8km<sup>2</sup>の区域は、2次ネットワーク方式で配電されている。周波数は全系統50Hzである。MEAの設備数はTable 6に示す。

主要設備の設備標準はTable 7のとおりでよく統一がとれており、現状設備もこの標準が守られている。配電用変電所には、主要変圧器が2バンクあり、各バンクからは4ないし5本のフィーダーが出ている。

主要変圧器の全容量とフィーダーの全容量は良く協調がとれている。また、ターミナル変電所の近くの送電線を複導体化することにより、2ヶ所以上の配電用変電所へ供給することも可能である。

##### (分析結果)

MEAの標準は、全設備の容量についてよく協調がとれている。しかしながら根本的な問題として、もし、この標準が将来にわたって画一的に適用されたなら、MEAの設備数は莫大なものになるであろうことが考えられる。

FIG.11 230kV OUTER RING AND TERMINAL SUBSTATION

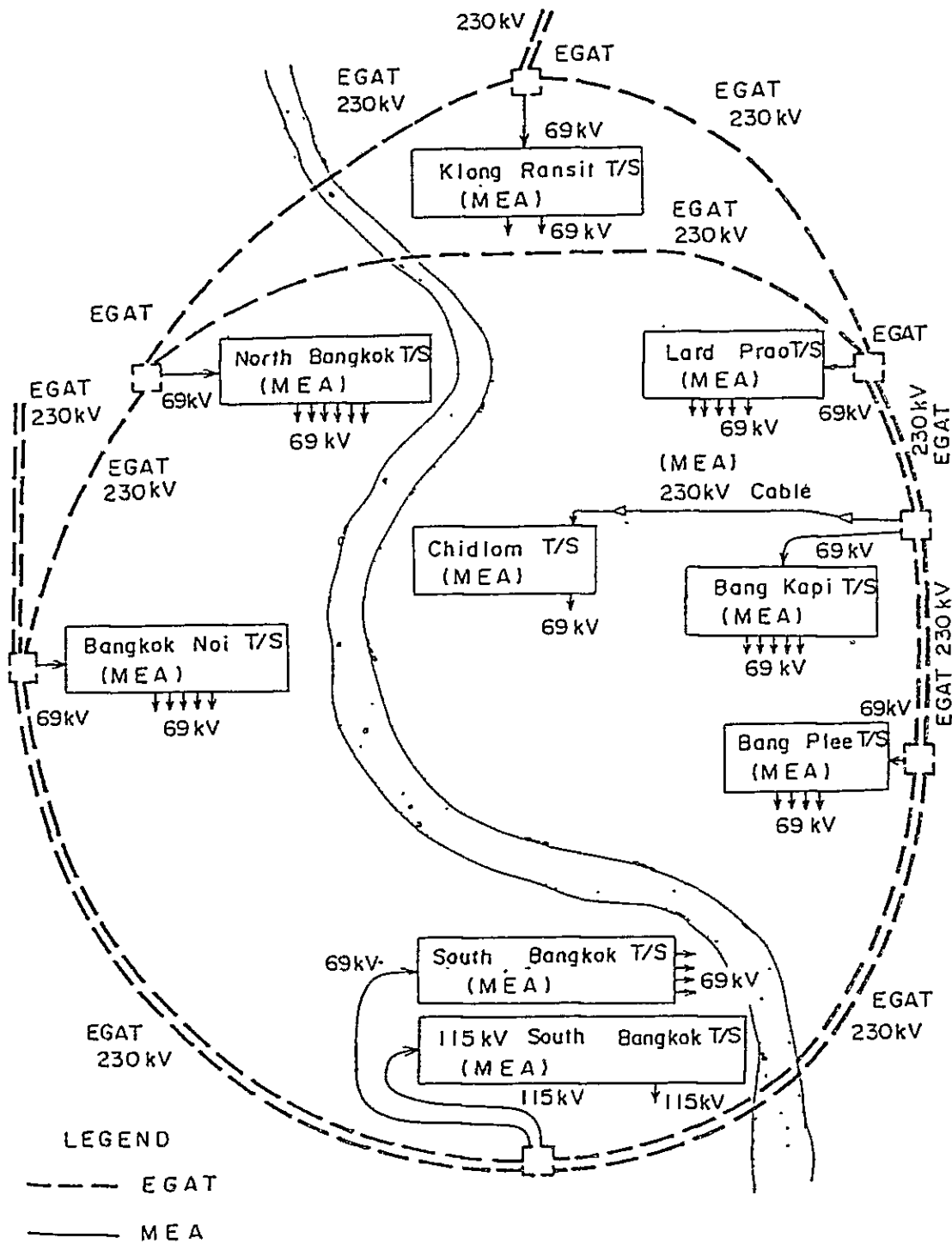


FIG.12 NORMAL PATTERN OF MEA'S POWER SYSTEM

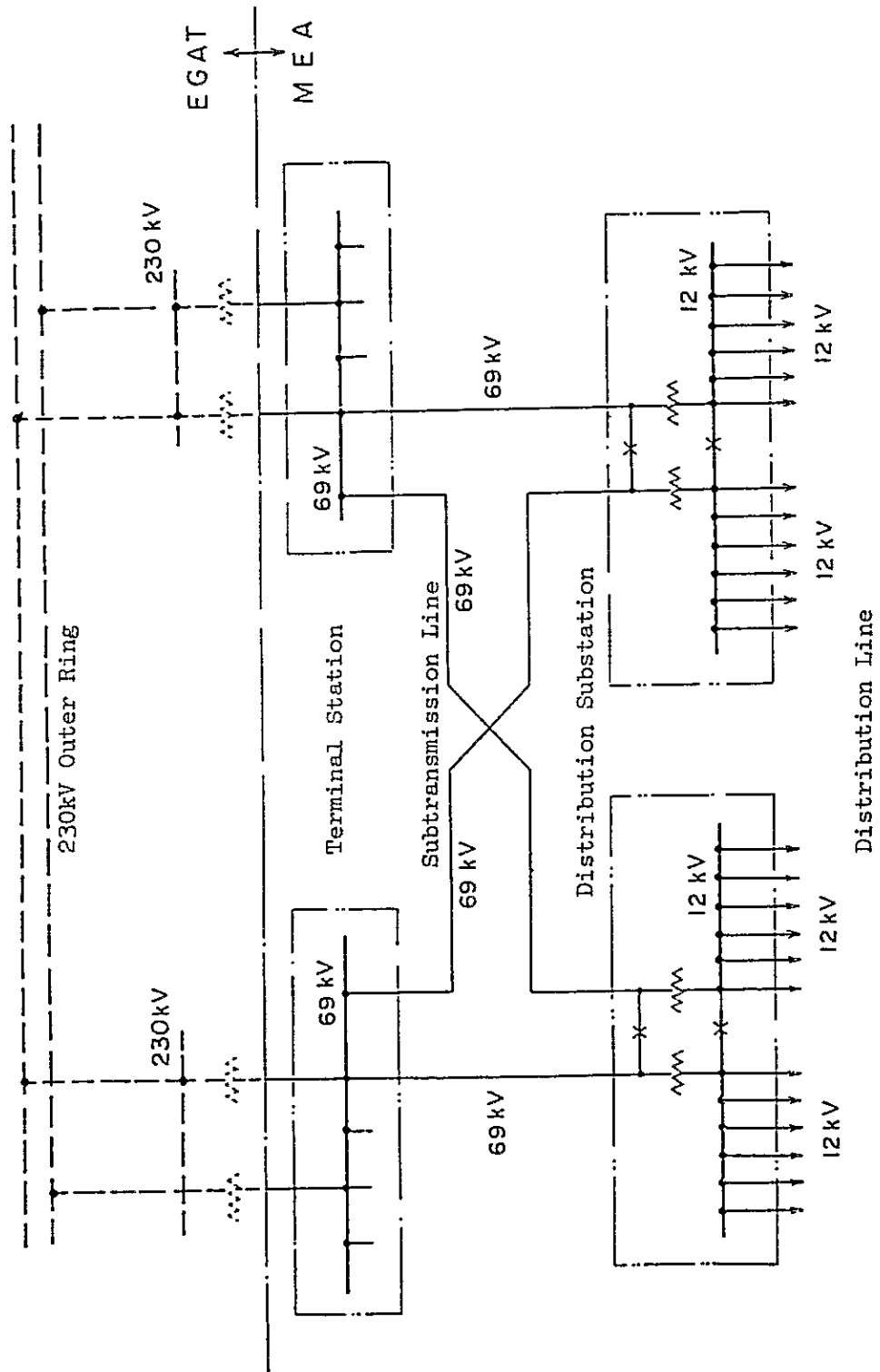


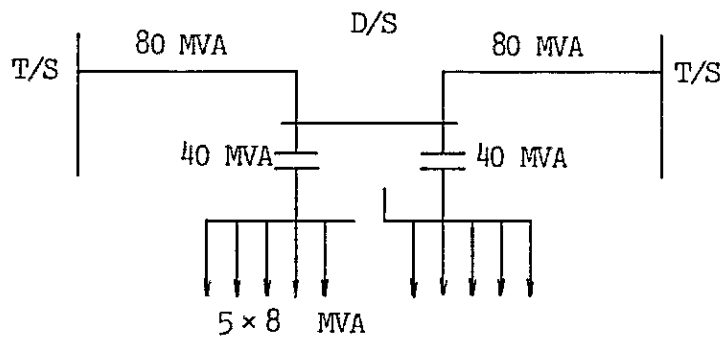
Table 6 Power System Facility of the MEA

Sep. 1979

Substation		
Distribution substation	44 Places	2,645 MVA
Customer's substation	26 "	407 "
Total	70 "	3,052 "
69/115 kV Transmission Line		
Overhead		
Bundle conductor		237 Circuit KM
Single conductor		207 "
Underground cable		11 "
Total		455 "
12/24 kV Feeder	283 Feeders	4,158 Circuit KM
Distribution Transformer		
MEA owned	about 27,000 Sets	1,800 MVA
Customer owned		1,400 "
Total		3,200 "

Table 7 Facility Standard of MEA

Substation			
1 × Transformer	OA 30/FA	40 MVA	40 MVA
2 × "	"	"	80 MVA
69 KV Transmission Line			
Single Conductor	1 × AAC	795 MCM	80 MVA (800A)
Bundle "	2 × "	"	160 MVA (1600A)
12 KV Distribution Line			
Underground Cable	1 × Cu	325 mm <sup>2</sup>	10 MVA (500A)
	4 × "	"	40 MVA
Underground Cable	1 × Cu	500 MCM	8 MVA (400A)
	5 × "	"	40 MVA
Overhead Trunk Line	AA	336.4 MCM	8 MVA (400A)



T/S : Terminal Substation  
D/S : Distribution Substation



各分野の設備の現状について、分析がなされた。分析の結果は以下の節に述べられている。

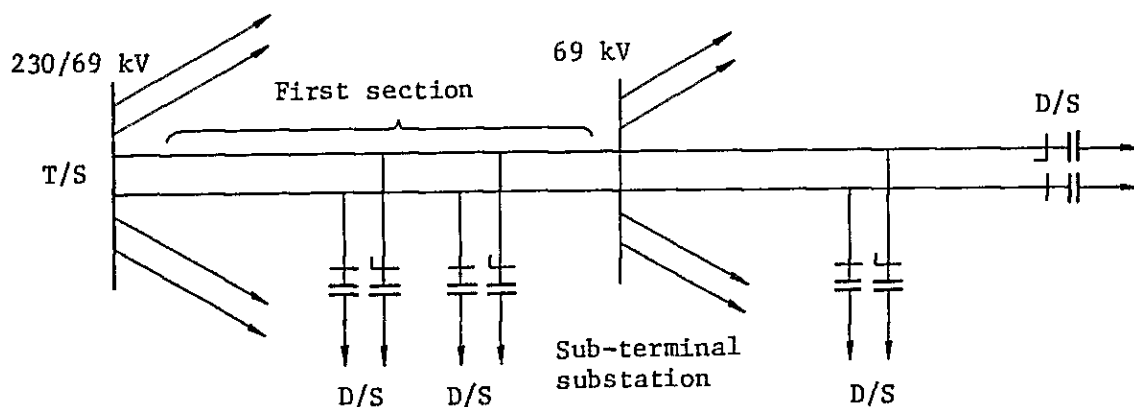
## 2. 系統構成

(現在)

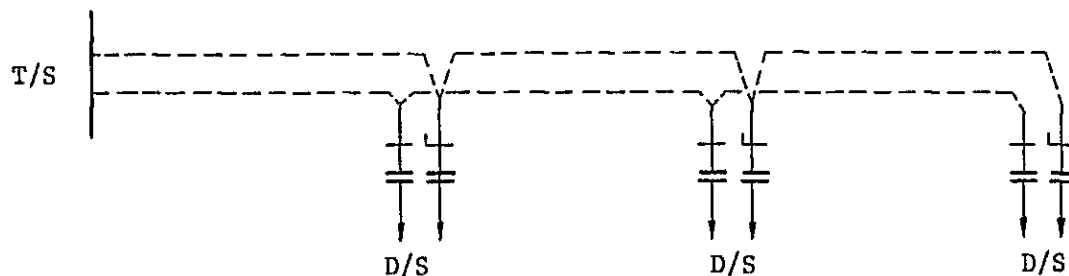
E G A T の 230 kV 外輪ループ系統はバンコックを取り巻いており、M E A はこの外輪線上の 8 ケ所のターミナル変電所で受電し、これらのターミナル変電所より、M E A の配電用変電所及び需要家の変電所へ送電している。Fig 13 は M E A の主要設備の位置を示している。M E A の配電用変電所は、連系ループ型の系統構成をしている。それ故、別のルート of 2 つのターミナル変電所から供給することができる。( Fig 14 )

(分析結果)

- (1) 現在では、比較的簡単な系統構成であるが、将来負荷増加により配電用変電所及び需要家の数が増え、系統が複雑になった場合、このような連系ループ型の構成では、C B の容量増大、送電線ルート of 確保難等から行きづまってくると思われる。
- (2) 230 kV / 69 kV ターミナル変電所と 69 kV サブターミナル変電所との間の区間 (第一区間) において、電力系統信頼性を考慮に入れながら、平行 2 回線の送電線を採用する。



- (3) 下に示したユニット受電方式を地中ケーブル系統に採用する。



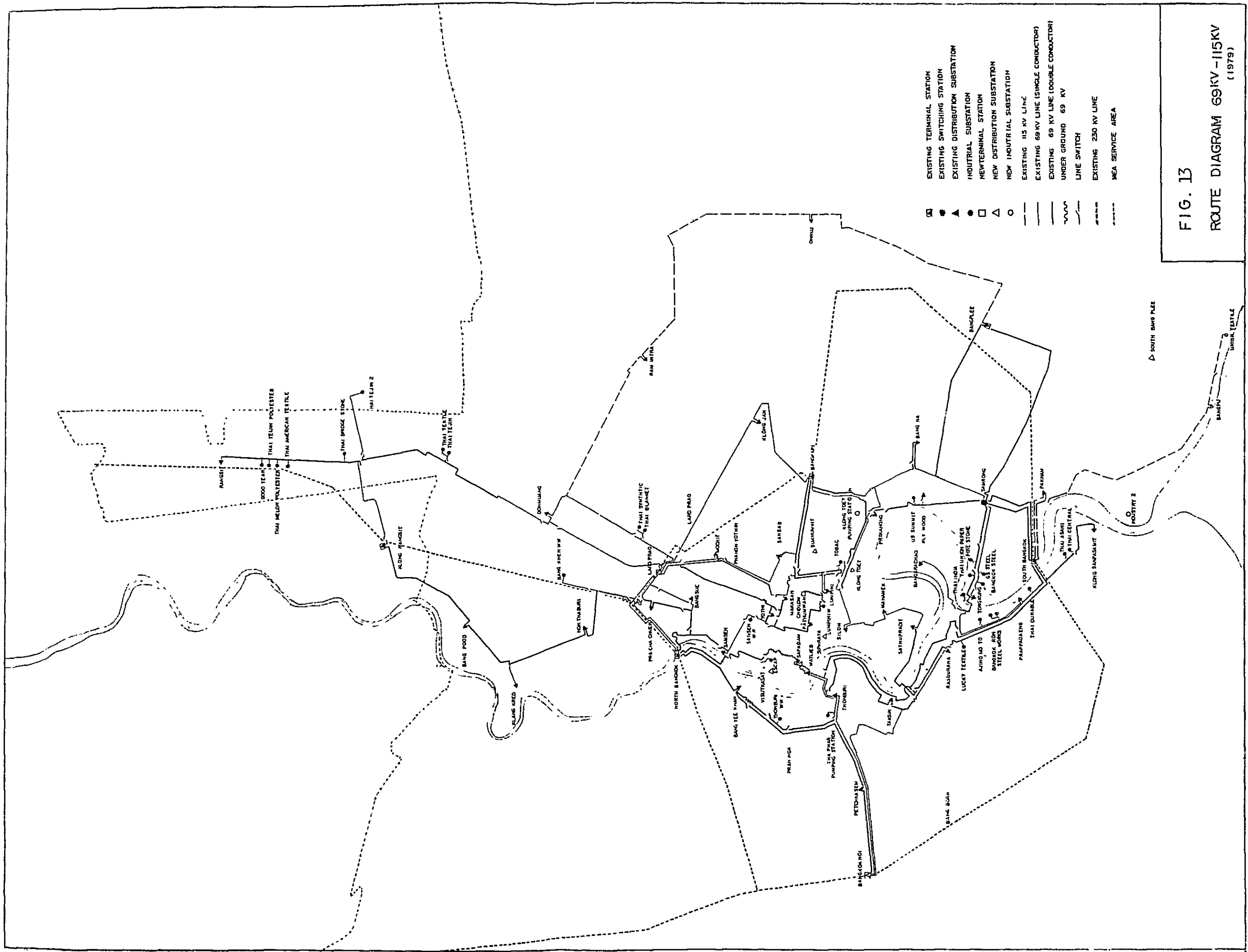
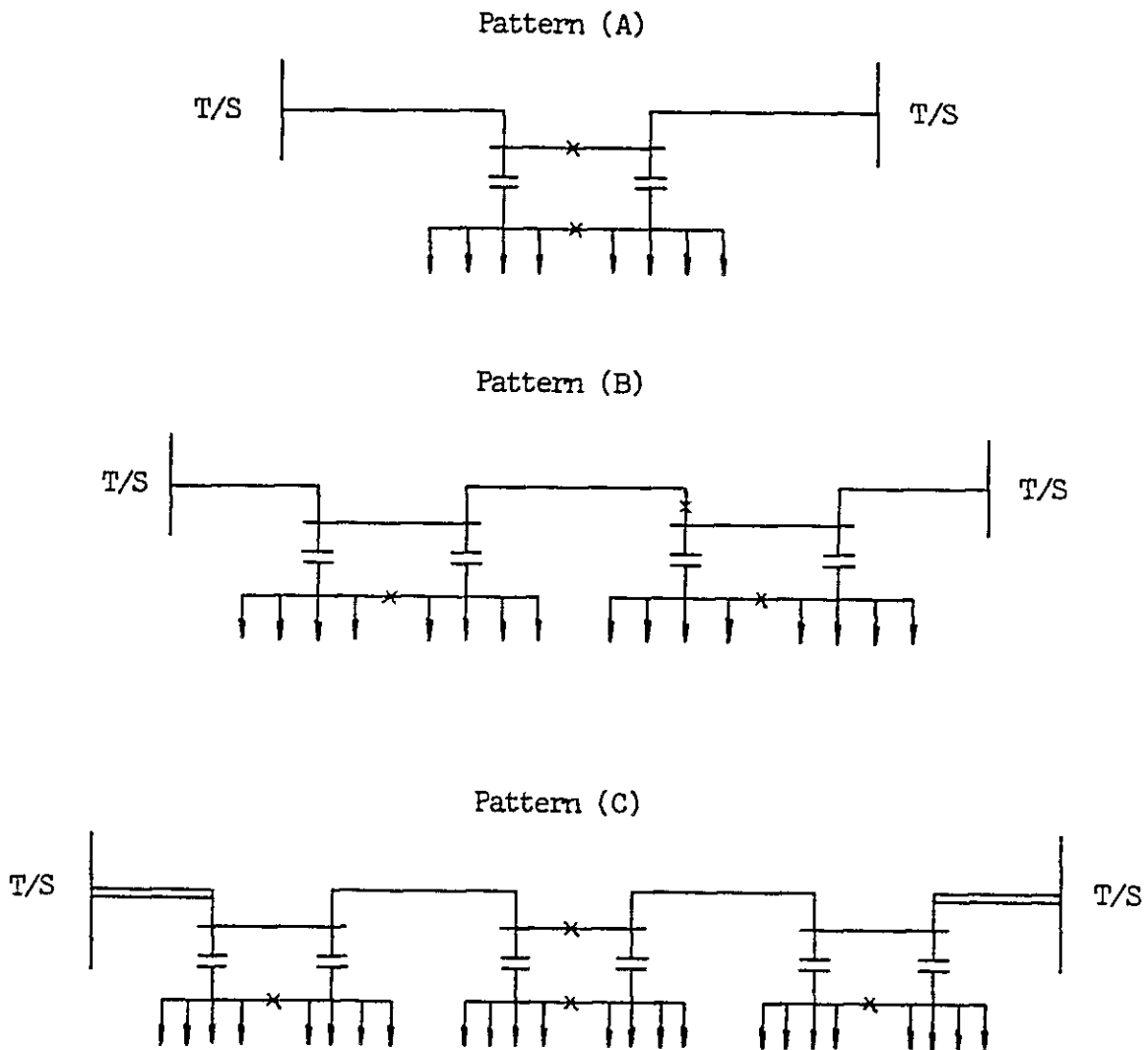


FIG. 13  
 ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV  
 (1979)

- EXISTING TERMINAL STATION
- EXISTING SWITCHING STATION
- ▲ EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- INDUSTRIAL SUBSTATION
- ◻ NEW TERMINAL STATION
- ◊ NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- NEW INDUSTRIAL SUBSTATION
- EXISTING 115 KV LINE
- EXISTING 69 KV LINE (SINGLE CONDUCTOR)
- EXISTING 69 KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR)
- UNDER GROUND 69 KV
- LINE SWITCH
- EXISTING 230 KV LINE
- MEA SERVICE AREA



Fig. 14 Existing System Pattern



Note: T/S ..... Terminal station

D/S ..... Distribution substation

⎓ ..... Transformer

x ..... Disconnecting switch

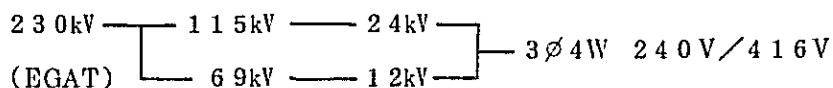
↓ ..... Distribution feeder

Double line shows bundled conductor of subtransmission line.

### 3. 系統電圧

#### (現 状)

既設電力系統の系統電圧は以下のように分類される。



現在、115kVと24kVは郡部において採用され、69kVと12kVは都市部において採用されている。3相4線式240V/416Vが全地域において標準の配電々圧となっているが、現実には、下記の4種類の電圧が採用されている。

1φ	2W	240V
1φ	3W	240V/480V
3φ	3W	240V or 480V
3φ	4W	240V/416V

#### (分析結果)

##### (1) 送電系統電圧

既設115kVと69kV系統において各線路及び各母線の潮流及び電圧については問題はない。

しかしながら、将来の負荷を考えにいたした場合、系統電圧について検討するべきである。MEAの負荷予想によると、現在の負荷は今から20年の間に4倍に増加するであろう。この予想される負荷を供給するために、新しい送電線の建設が必要であり、また電力を安定供給するためには、送電々圧を新しく決めることが重要であろう。

将来の送電線を計画するにあたり、バンコック市の中央部へはいつてくる全ての送電線は地中線でなければならないのであろうことを認識しておかなければならない。多大の土木工事を必要とする地中送電線はとても高くつく。それ故、できる限り架空送電線を採用すべきであるが、開発が急速に進んでいるバンコック市内においては架空線を建設することは事実上不可能であり、地中線の建設のみが可能である。重要な要素は地中線の投資効率を上げることであり、これについては、一線当りの送電容量を考えに入れると有益である。換言するとより高い送電々圧が望ましいことになる。バンコック市の周囲には、EGATの230kV送電線がある。以上の考察において230kV送電線を市の中心部へ向って延長及び強化することは、有効な方法であろう。

大量の電力が高電圧で市内へ送電された時、各所にある配電用変電所へ電力を供給するために、2次送電線として、69kV送電線を使うことは適切であろう。また、市内への230kV系統が拡張された時、既設69kV送電線の送電距離は減少するであろう。その結果、既設送電線の容量には余裕が生まれるであろう。そして、新設の69kV

送電線と協調して運転することによって、有効な配電システムを形づくるのが可能である。

現在のMEAの送電々圧は、230kV、115kV及び69kVである。230kV送電線が市内へ向って建設されるなら、69kV系統は2次送電々圧として適当であると考えられる。その上、2次系統電圧を統一するために、69kVを115kVへ昇圧する必要はない。郊外の低負荷密度の地域へ電力を供給するために使われている115kV送電線は、電力を長距離送電するためにいまのままの電圧でよい。

以上述べたことは分析結果の要約である。送電線に採用される電圧及び将来建設される電圧及び将来建設される変電所はマスタープランの作成に必須である負荷予測に基づいた各地域の特性に応じて決められるべきである。

## (2) 1次配電々圧

遠隔地においては、1次配電々圧として24kVが使われている。このような地域では負荷密度が低いので、フィーダーの長さはとても長くなる。問題となるのは、電流容量ではなくて電圧降下である。より高い電圧で小サイズの電線を使用することは、低い電圧で大サイズの電線を使用するよりも経済的である。

以上のことより考えて、遠隔地においては、24kVは配電々圧として十分である。Fig 15は、24kV供給範囲を示している。

市内においては1次配電々圧として12kVが使われている。負荷密度が高いので、フィーダーは短くなる。そして問題となるのは、供給容量とシステムの信頼度である。24kVへの昇圧は供給容量を増加させるための対策であるが、投資額は12kV系統よりも多くなる。

配電々圧についての経済評価に関する日本における研究報告は以下のように結論づけている。すなわち、20kV級系統電圧を採用することの経済性は、供給地域の負荷密度が100MW/km<sup>2</sup>以上の条件の時に適用できる。

バンコック市の中心地域37km<sup>2</sup>の負荷密度の平均値は現在8MW以下である。このことから、全部の12kV系統を24kV系統へ変えることは経済的でないと判断できる。遠い将来、いくらかの限定された地域においては、とても高い負荷密度になるかも知れない。そして、スポット負荷を供給するために、バンコックの中心地域においては24kVを考慮することもできる。

別の問題点は、異った系統電圧が混在することである。異った電圧の配電用フィーダーを連けいすることは不可能である。配電用フィーダーは同一電圧のフィーダー間で連けいされなければならない。そして、12kV系統と24kV系統の間の連けいは、連けい用トランスの据付けを含んで個々に検討されなければならない。このようなことはレアケースである。

Note;  
24 KV  
12 KV

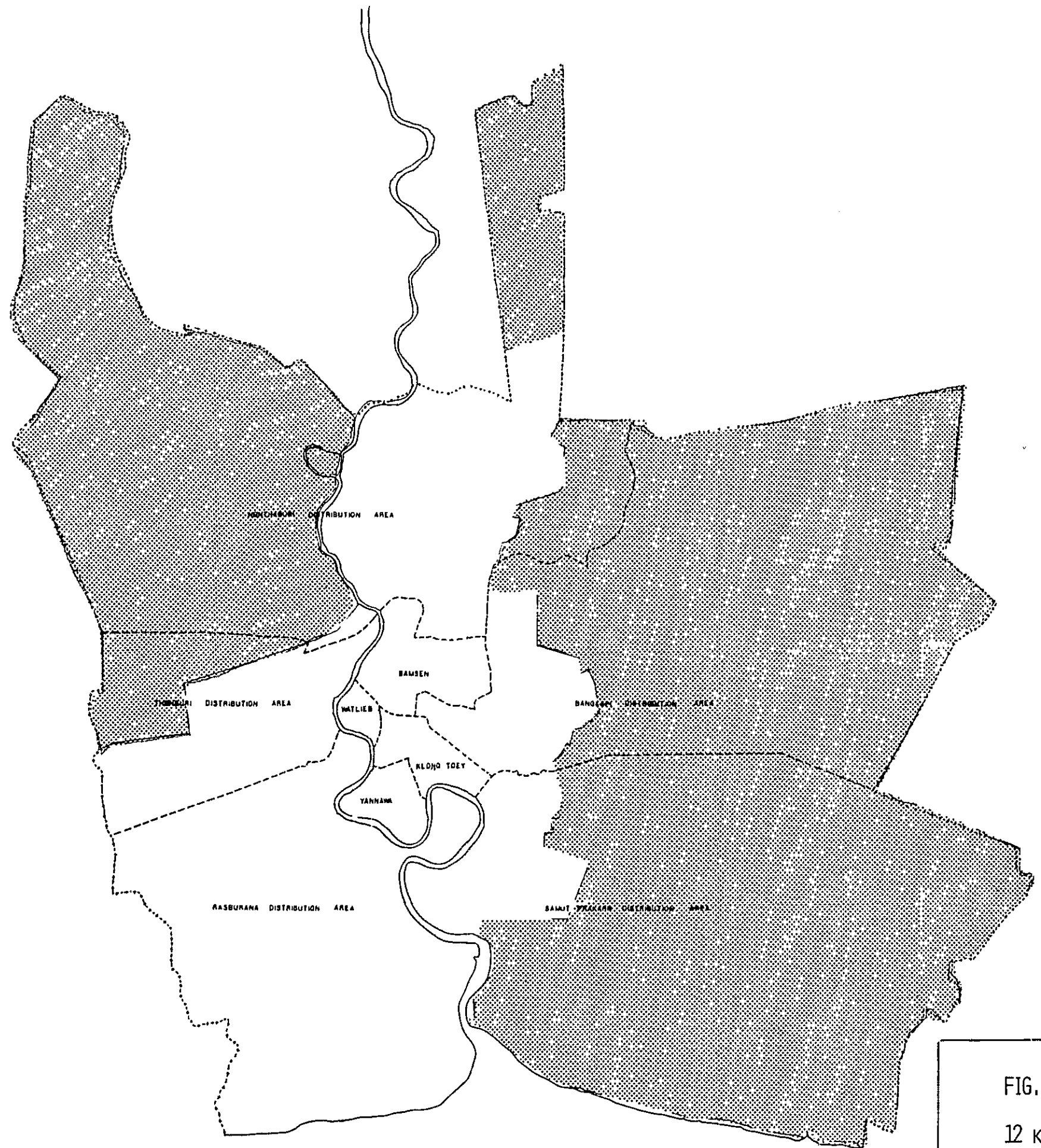


FIG. 15  
12 KV-24 KV SERVICE AREA MAP





(3) 低圧配電々圧

MEAは低圧配電々圧を3相、4線240V/416Vに標準化した。しかしながら、実際には、4種類の電圧が今だに使われている。MEAは電圧を3相、4線240V/416Vへの統一を促進している。

早い時期の統一の完了が望まれる。

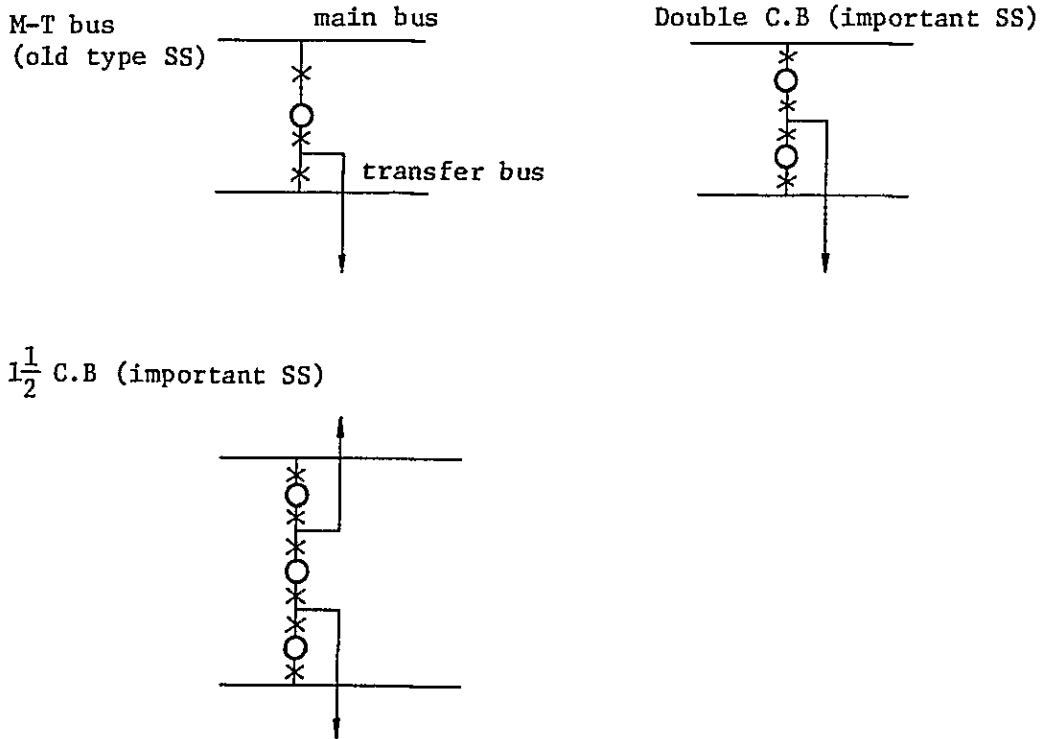
III-4. 変電設備

1. ターミナル変電所

(現 状)

ターミナル変電所の既設の母線方式を下のFig 16に示す。

Fig 16. ターミナル変電所の既設の母線方式



ターミナル変電所に使われている母線方式はM-T母線方式2-CB方式と1 1/2 CB方式である。

(分析結果)

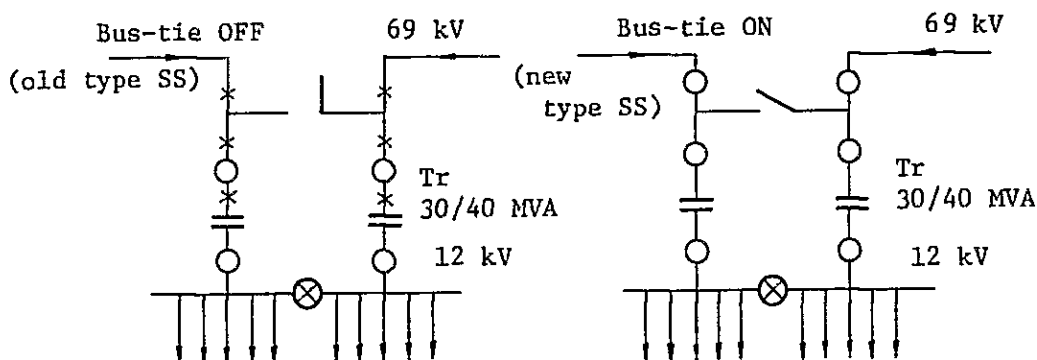
現状では即時に対策を講ずる必要はないが、将来の計画においては経済的かつ信頼度の高い母線方式の採用を検討する必要がある。

## 2. 配電用変電所

(現 状)

(1) 配電用変電所の既設の母線構成を Fig 17 に示す。

Fig17. 配電用変電所の母線構成



(2) 配電用変電所の配置と結線は、屋外形と屋内形の2つのタイプに標準化されている。屋外形のサンプルを Fig 18 と Fig 19 に示す。そして屋内形を Fig 20 と Fig 21 に示す。

(分析結果)

- (1) 配電用変電所の既設の母線方式については問題ない。
- (2) 変電設備容量の整合は以下の通りである。
  - a. 遮断容量は所要遮断容量に対し Lumpini を除き 2~3 倍の裕度をもっている。また Lumpini の容量比(定格容量に対する所要容量の比)は 0.96 で若干不足するが実用上支障ないものと思われる。
  - b. 変圧器 1 次側 CT は、変圧器定格電流に対し 110~200 % 以上の電流容量を有し適正である。
  - c. 変圧器 1 次側遮断器の容量は、変圧器定格電流に対し、170 % 以上であるが、12 変電所のうち 6 変電所においては、送電線用遮断器の容量は、1 回線 2 バンク供給の場合不足するので対策を必要とする。
  - d. 以上解析の詳細なデータを Appendix 3 に示す。
- (3) 配電用変電所についての現状調査は、増設が可能か否かについて行われた。調査した変電所の調査結果を Appendix 4 に示す。

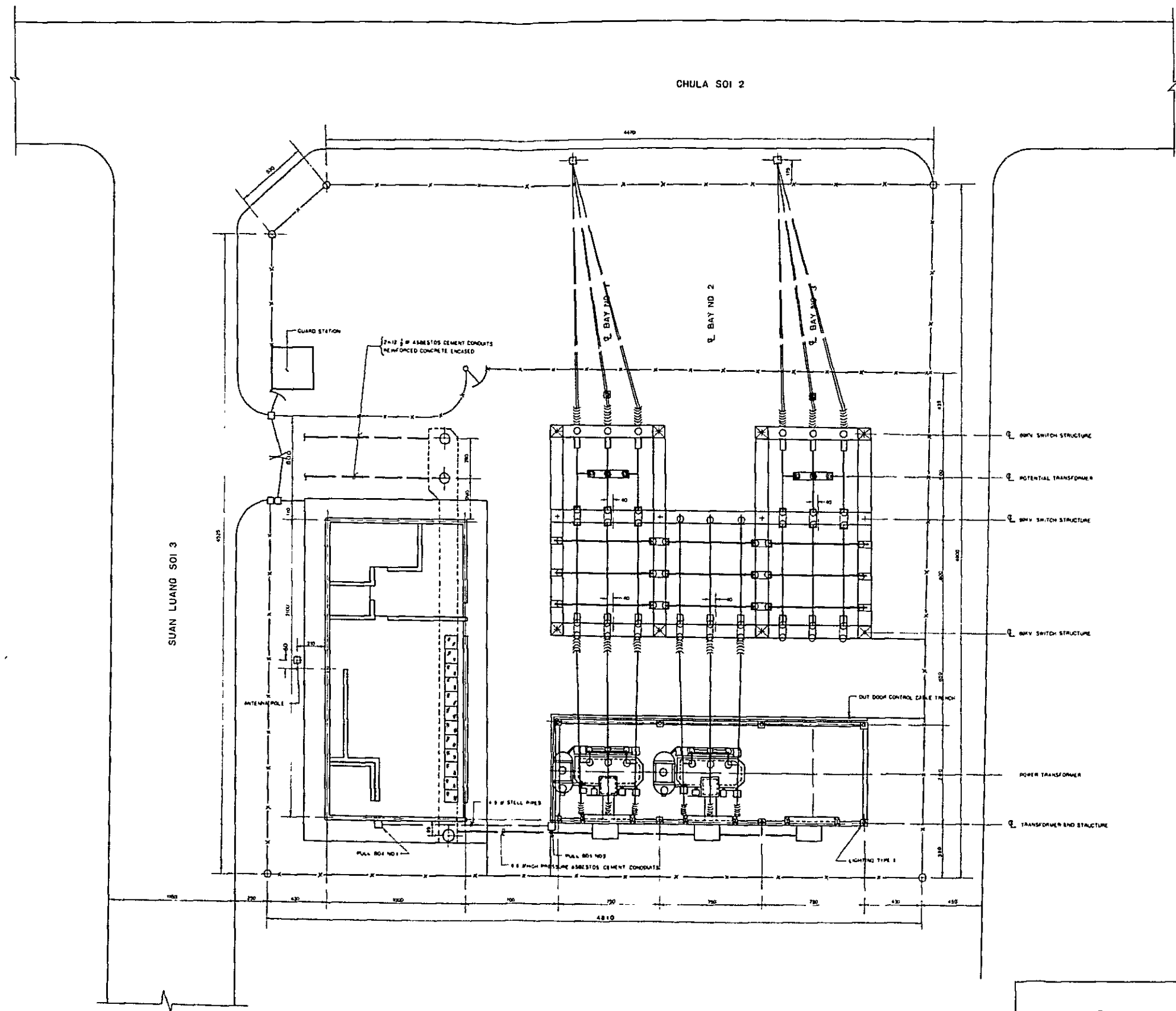


Fig. 18  
 LAYOUT OF OUTDOOR  
 DISTRIBUTION SUBSTATION

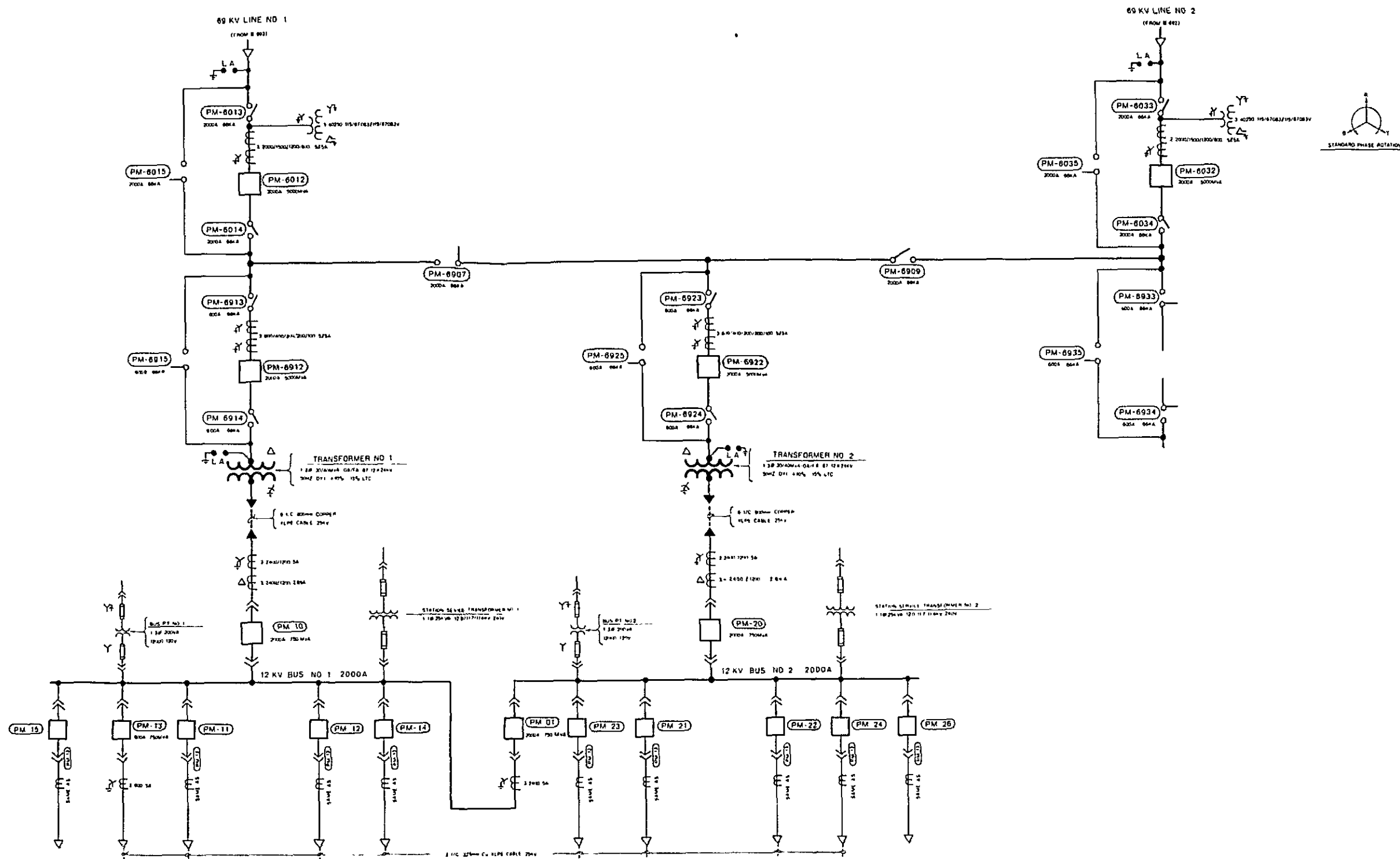
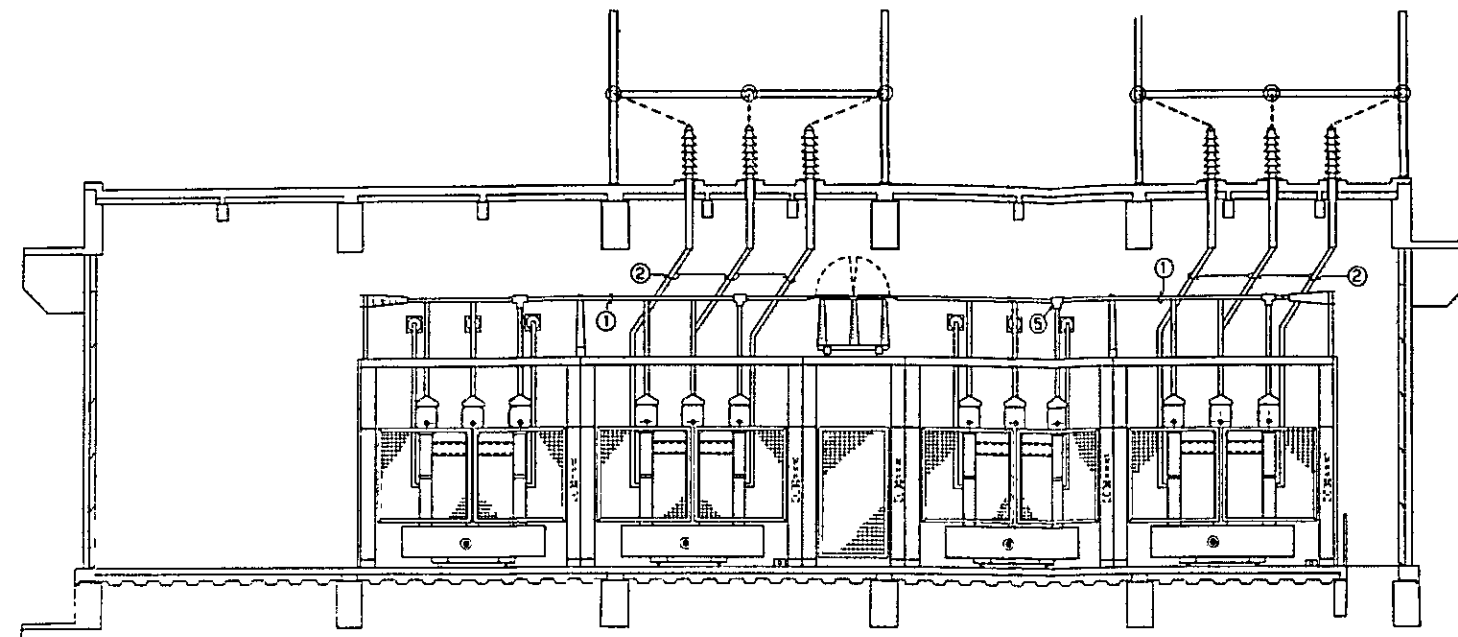
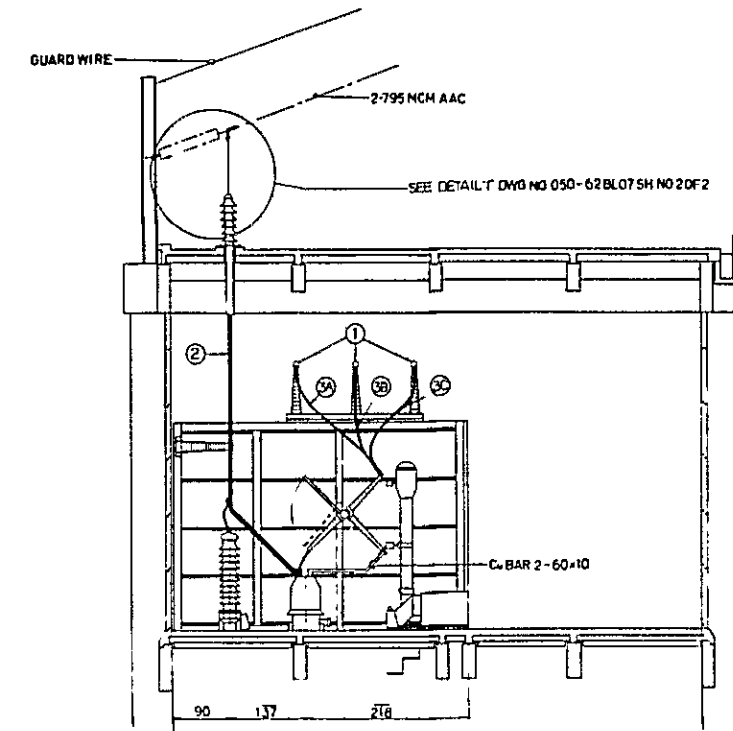


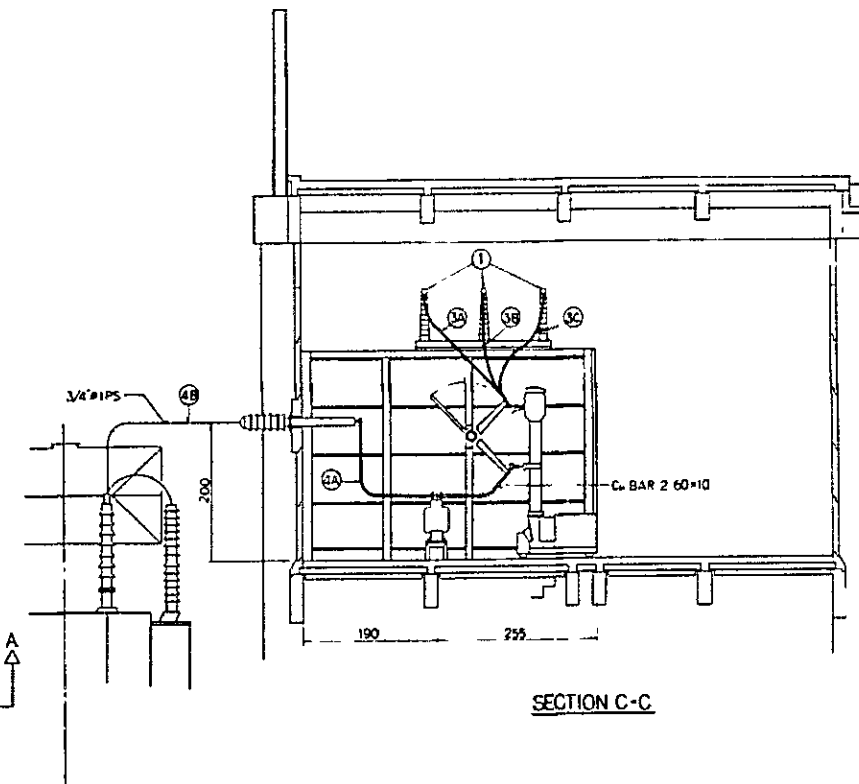
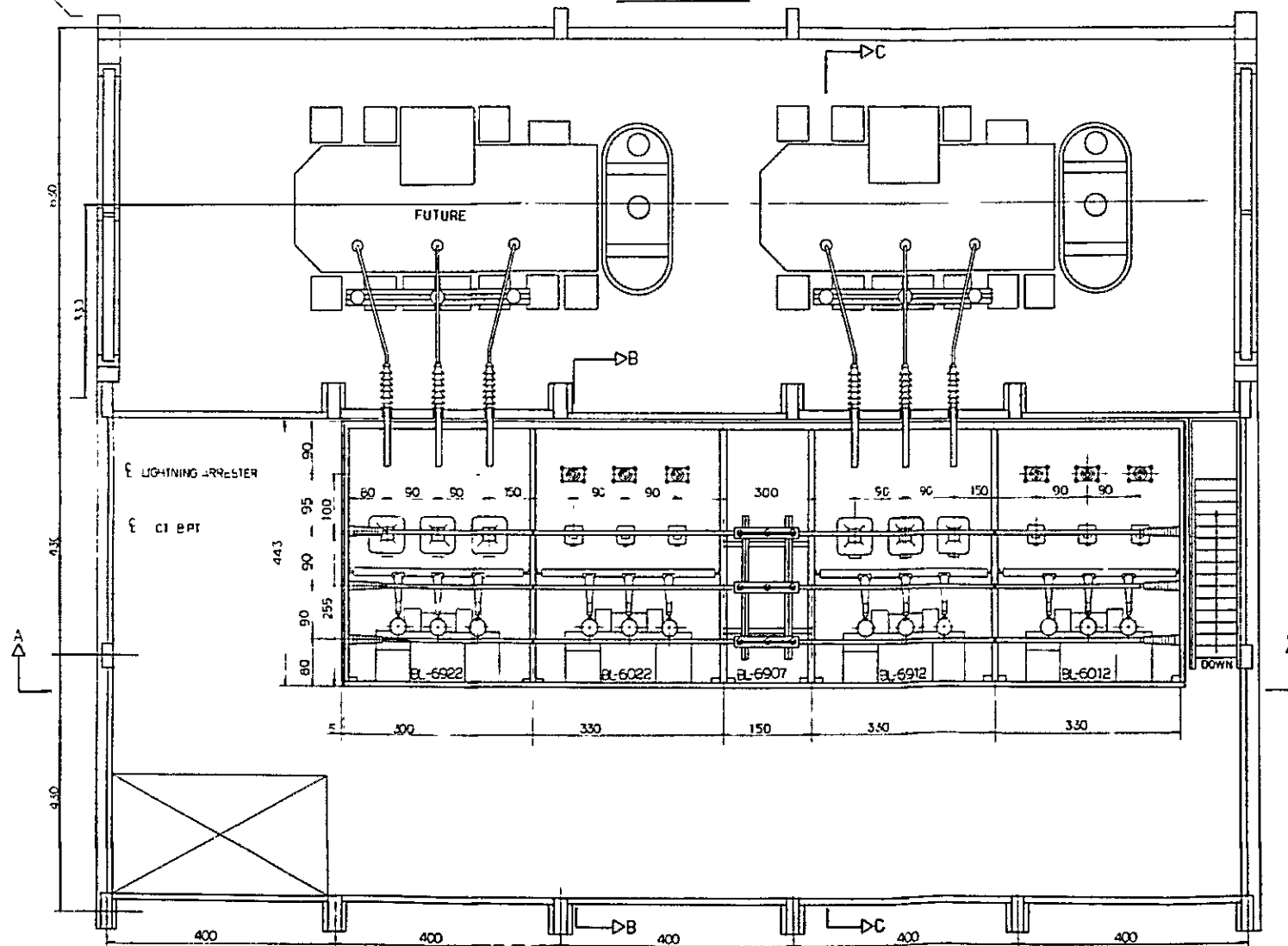
Fig. 19  
 CONNECTION OF OUTDOOR  
 DISTRIBUTION SUBSTATION



SECTION A-A



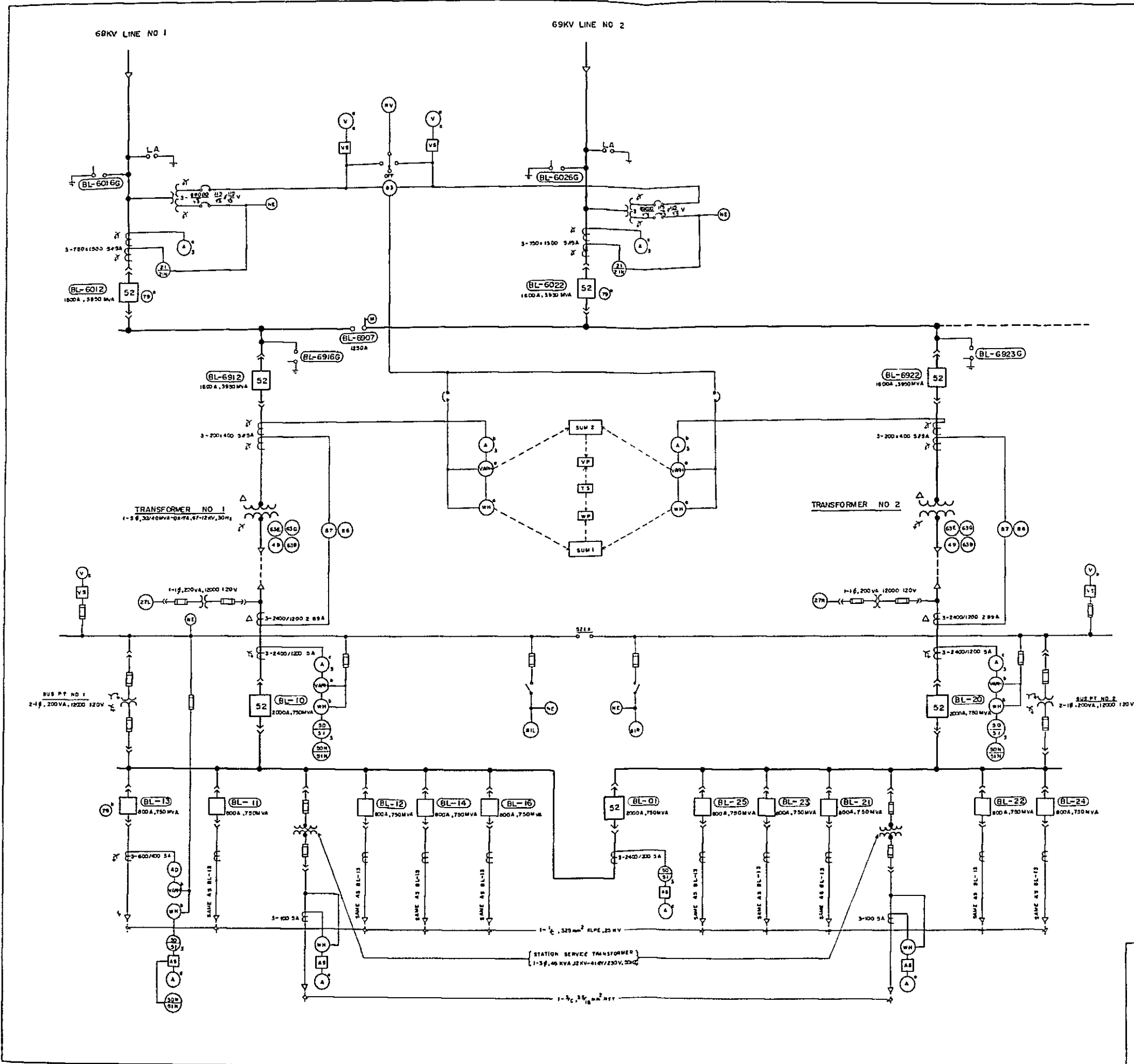
SECTION B-B



SECTION C-C

NOTE  
ALL DIMENSIONS ARE IN CENTIMETRES UNLESS OTHERWISE NOTE

Fig 20  
LAYOUT OF INDOOR  
DISTRIBUTION SUBSTATION



SYMBOL	DESCRIPTION
(DL)	DISTANCE RELAY
(49)	THERMAL IMAGE RELAY
(30/31)	THREE PHASE OVERCURRENT RELAY
(50/51)	EARTH FAULT OVERCURRENT RELAY
(52)	CIRCUIT BREAKER
(63B)	BUCHHOLZ PROTECTIVE DEVICE, TAP CHANGER PROTECTIVE DEVICE
(63C)	EXPLOSION VENT WITH CONTACT
(63D)	LIQUID LEVEL GAGE AND SWITCH
(70)	AUTO RECLOSE RELAY (SINGLE SHOT)
(70)	AUTO RECLOSE RELAY (GROUP SHOT)
(81)	UNDERFREQUENCY RELAY
(83)	VOLTAGE SELECTION RELAY
(86)	TRIP LOCK OUT RELAY (HAND RESET)
(87)	THREE POLE TRANSFORMER DIFFERENTIAL RELAY
(A)	AMMETER 0-750/1500A
(A)	AMMETER 0-200/400A
(A)	AMMETER 0-1200/2400A
(A)	AMMETER 0-300/600A
(A)	AMMETER 0-100A
(AS)	AMMETER SELECTOR SWITCH
(NE)	NEON LAMP
(RV)	RECORDING VOLTMETER 0-80KV
(SUM)	SUMMATOR FOR KILOWATT HOUR METER
(SUM)	SUMMATOR FOR KILOWATT - HOUR METER
(TS)	TIME SWITCH
(V)	VOLTMETER 0-15KV
(V)	KILOVAR-HOUR METER
(V)	KILOVAR-HOUR METER
(V)	KILOVAR PRINTING DEMAND RECORDER
(V)	VOLTMETER SELECTOR SWITCH
(WH)	KILOWATT-HOUR METER
(WH)	KILOWATT-HOUR METER
(WH)	KILOWATT-HOUR METER
(WH)	KILOWATT PRINTING DEMAND RECORDER
(V)	VOLTMETER 0-80KV
(AD)	MAXIMUM DEMAND AMMETER
(27)	UNDER VOLTAGE RELAY FOR BUS THROW OVER
(F)	FUSE
(MCB)	MINIATURE CIRCUIT BREAKER

Fig. 21  
CONNECTION OF INDOOR  
DISTRIBUTION SUBSTATION



### 3. 変電所用地の地質の特徴

配電用変電所の現地調査結果によると、地盤沈下の影響の出ている所があった。バンコックの地盤は、地表面から地下25m位まで軟粘土の所が多いので十分な対策を必要とする。

## Ⅲ-5. 送電設備

### 1. 設備概要

#### (現 状)

MEAの送電線の概要は以下のとおりである。

- (1) 69kV及び115kV架空送電線の支技物には普通コンクリート柱が使われている。またコンクリート柱は市内の大通りに沿って建てられている。
- (2) 送電線のコンクリート柱には、高、低圧配電線と電話線が共架されている。
- (3) 電線のサイズは普通AAC 795 MCMである。
- (4) 標準装柱をFig 22、Fig 23及びFig 24に示す。
- (5) 気中開閉器がFig 25に示すように、柱上に取り付けられている。

#### (分析結果)

送電線の以下に示す各項目について分析が行われた。

- (1) コンクリート柱
- (2) 電 線
- (3) 架空地線
- (4) 腕木および碍子
- (5) 地中ケーブル

分析結果について以下の2～6節において述べる。

### 2. コンクリート柱

#### (1) コンクリート柱の強度

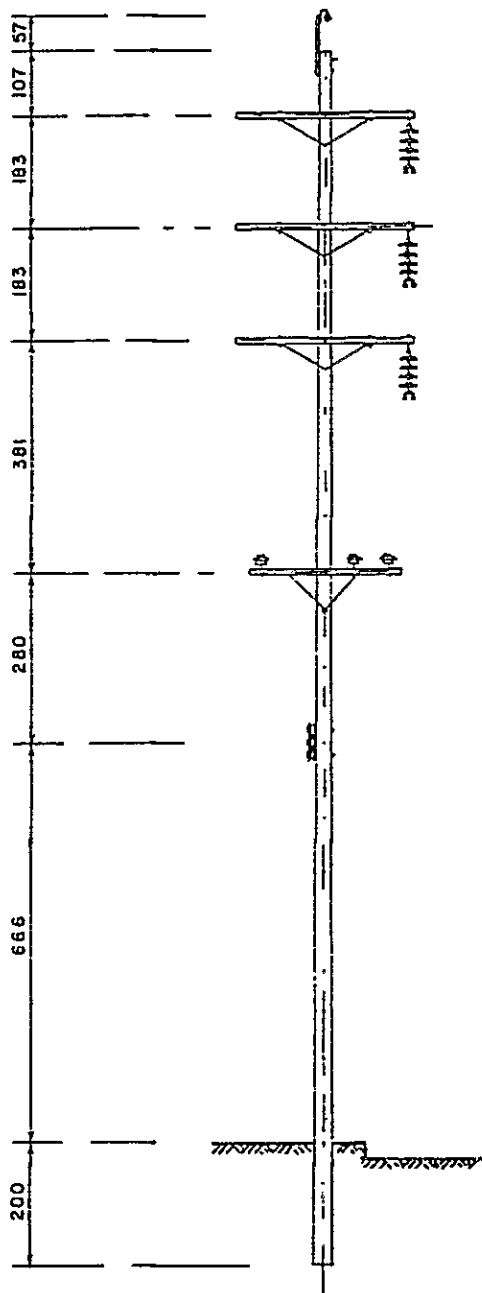
コンクリート柱の強度を検討するために、種々の条件のもとで地表面における曲げモーメントの計算をした。

コンクリート柱の最大曲げモーメントと強度をFig 26に示す各種の装柱について比較した詳細な計算過程をAppendix 5及び6に示す。そして計算結果はTable 8のとおりである。

Table 8は次のことを示している。

- a. もし1回線あるいはもう1線既設コンクリート柱に架線するなら、高強度のコンクリート柱に取り替えなければならない。





DIMENSIONS ARE IN CENTIMETER.

FIG. 22

69 KV. SINGLE CIRCUIT (DOUBLE CONDUCTOR)  
TANGENT STRUCTURE  
TYPE DC-DC - I

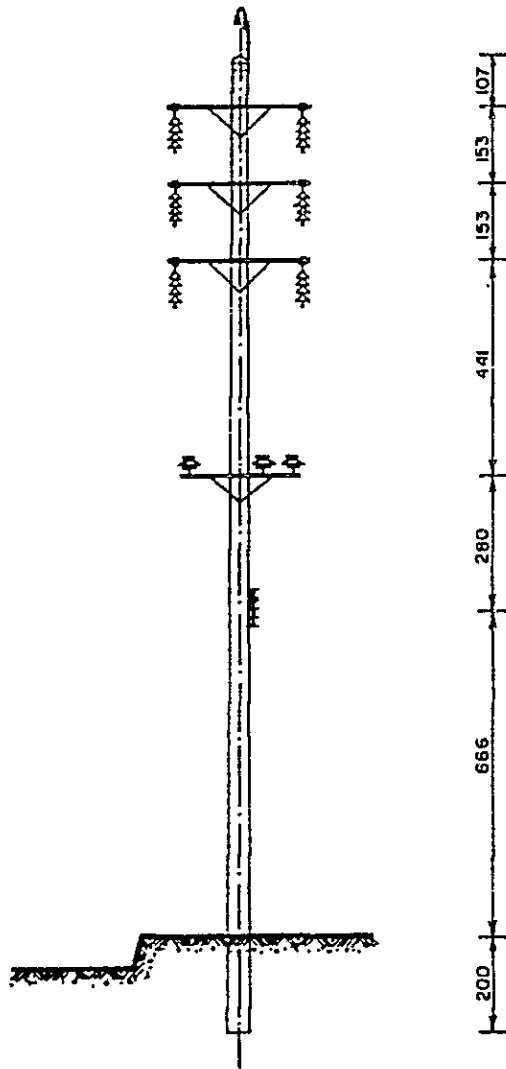
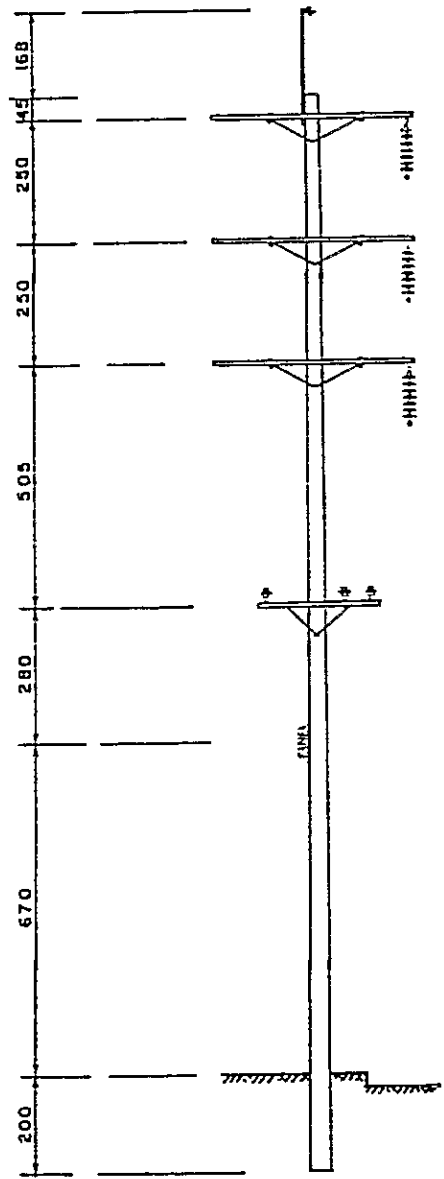


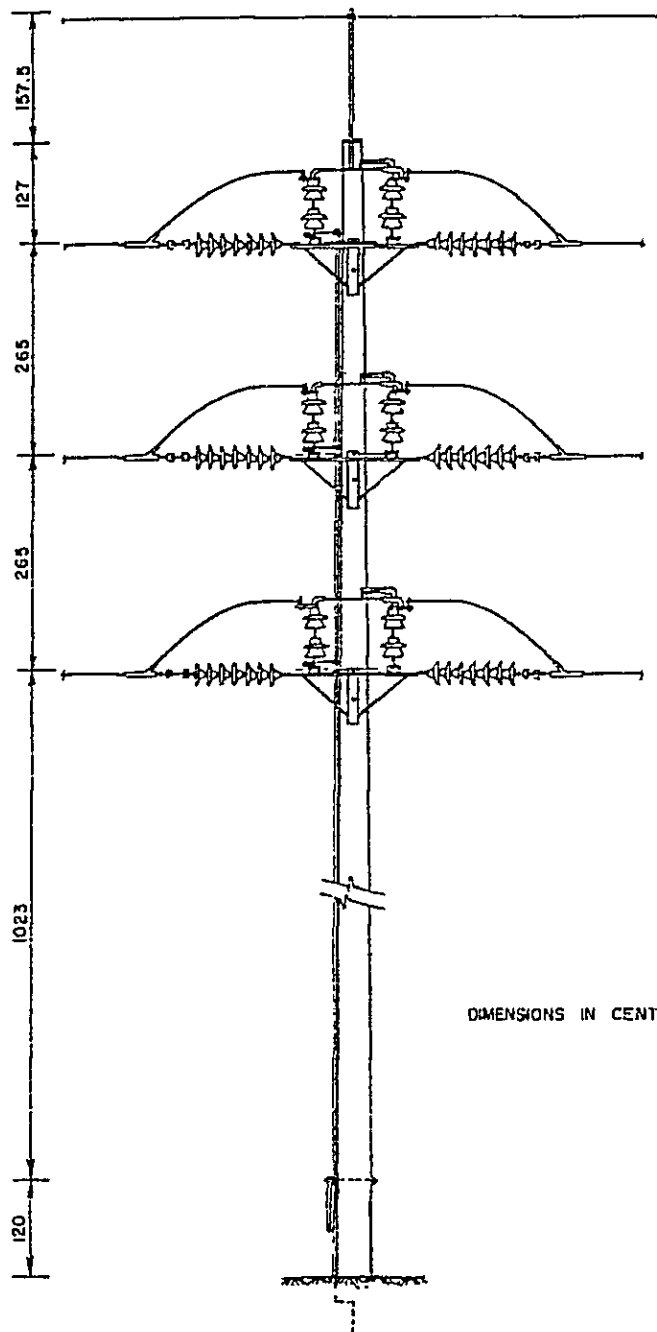
FIG. 23

69 KV. DOUBLE CIRCUIT  
TANGENT STRUCTURE  
TYPE DC-2B



DIMENSIONS ARE IN CENTIMETER

FIG. 24  
 115 KV. SINGLE CIRCUIT  
 TANGENT STRUCTURE  
 TYPE TS 115



DIMENSIONS IN CENTIMETER

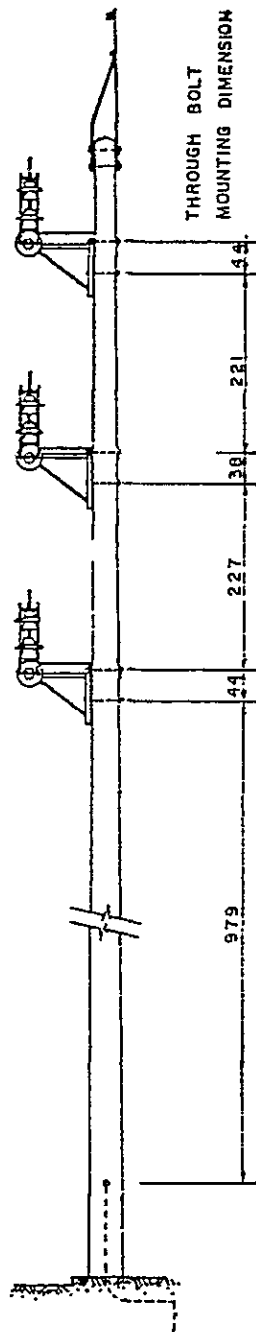
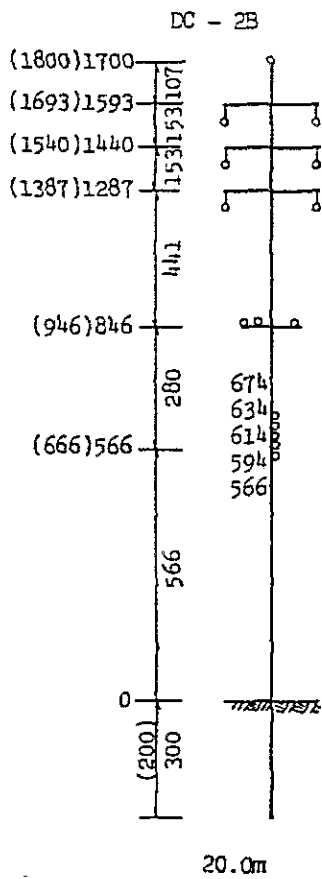
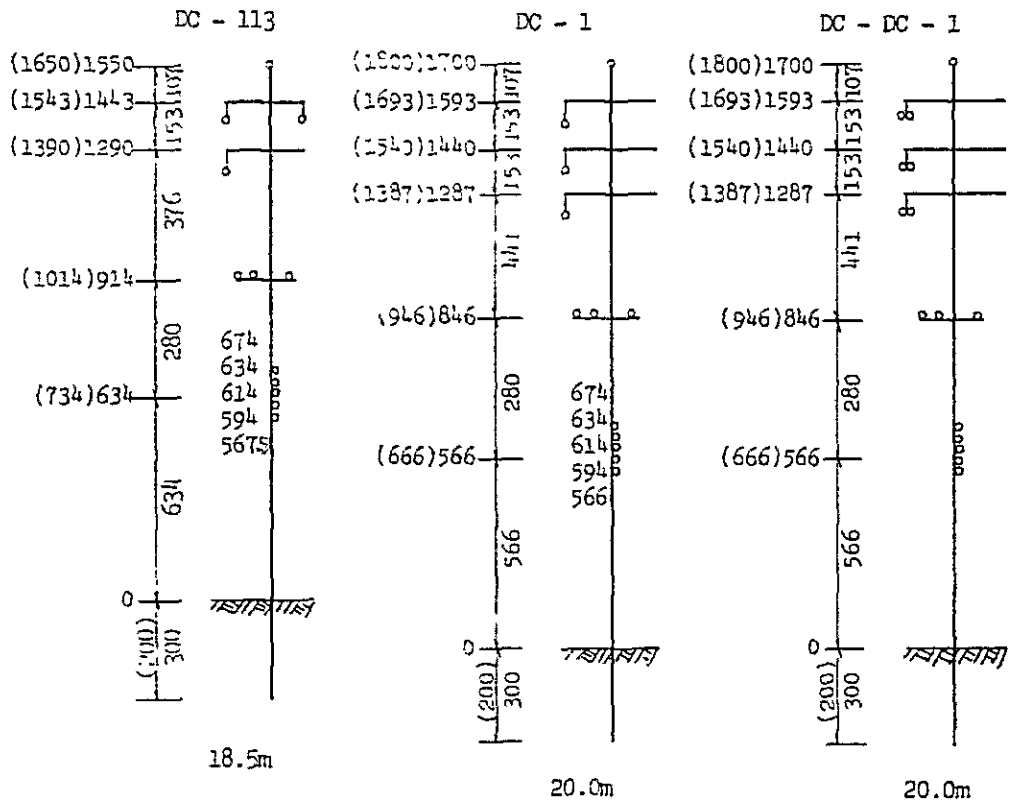


FIG. 25  
 SWITCHING STRUCTURE  
 FOR  
 69 KV. AIR BREAK SWITCH

Fig. 26 Size and type of Pole



Unit ; cm

Table 8 Strength of Existing Concrete Poles

Type	Length (m)	Setting depth (m)	Present			If 1 cct is added		
			Strength (t-m)	Toler- ance	Check	Required pole (t-m)	Strength	
							DC-DC-1	DC-2B
DC-1B	18.5	3.0	10.0	1.11	OK	14.0	OK	
DC-1B	20.0	3.0	14.0	1.36	OK	18.0	OK	OK
DC-1	20.0	3.0	14.0	1.50	OK	14.0 18.0	OK OK	NO OK
DC-1	22.0	3.0	14.0	1.17	OK	18.0	OK	OK
DC-DC-1	20.0	3.0	14.0	1.04	OK	14.0 18.0	OK OK	NO OK
DC-DC-1	22.0	3.0	14.0	0.82	NO	18.0	OK	OK
DC-2B	20.0	3.0	14.0	0.92	NO	18.0		OK
DC-2B	22.0	3.0	14.0	0.73	NO	18.0		OK
DC-1B	18.5	2.0	10.0	0.98	NO	14.0	OK	
DC-1	20.0	2.0	14.0	1.32	OK	18.0	OK	OK
DC-DC-1	20.0	2.0	14.0	0.93	NO	18.0	OK	OK
DC-2B	20.0	2.0	14.0	0.82	NO	18.0		OK

Note : (1) Tolerance =  $\frac{\text{Strength of pole}}{\text{Actual bending moment}}$

(2) Bending strength of pole is considered at ground level section.  
 18.5 m pole . . . . . 10.0 t-m  
 20 m, 22 m pole . . . . 14.0 t-m

b. もし耐熱電線にはり替えるなら、電線サイズを同じサイズのものとする場合、既設コンクリート柱はそのまま使える。

(2) 共架柱への1次配電線の増架

共架柱へ架設できる1次配電線の許容電線サイズについて検討し、その結果を以下に示す。

69kV送電線のDC-DC-1の場合について計算した。何故なら、この場合がもう1回線の1次配電線を増架するには最も苛酷な条件である。

a. 地表面でのコンクリート柱の曲げモーメント

地表面でのコンクリート柱の曲げモーメントをⅢ-5-2(1)に示す。

DC-DC-1、20m柱の計算結果は以下のとおりである。

5/16" GW	474.98 (kg-m)
2 X 795 AAL	2,837.93
	2,565.36
	2,279.79
3 X 336.4 HT DL	755.647 …………… A
SL Wire	116.332
Neutral LT	189.137
3 X 336.4 LT	698.992
通信ケーブル	480.76
合計	<u>10,411.859 (kg-m) …… B</u>
電線による許容 曲げモーメント	10,926.7 (kg-m) …… C

それ故、1次配電線による許容曲げモーメントは

$$\begin{aligned}
 X &= C - (B - A) \\
 &= 10,926.7 - (10,411.859 - 755.647) \\
 &= 1,270.488 \text{ (kg-m)}
 \end{aligned}$$

b. 電線の最大許容サイズの計算

曲げモーメント = (風圧) × (電線高さ)

故に

$$P_c \cdot D \cdot S \times h = 1,270.488$$

ここに

$$P_c = \text{電線風圧} \quad 44 \text{ (kg/m}^2\text{)}$$

$$D = \text{電線外径の合計} \quad (m)$$

$$S = \text{径間長} \quad 40 \quad (m)$$

$h$  = 地表面よりの電線高さ (m)

上式より

$$D = 0.08533(m) = 85.33(mm)$$

故に、電線の許容太さは；

$$3 \text{ 線} \cdots \cdots \frac{85.33}{3} = 28.4(mm) \text{ 以下}$$

$$6 \text{ 線} \cdots \cdots \frac{85.33}{6} = 14.2(mm) \text{ 以下}$$

### 3. 電 線

(1) 径間が 80 m 程度であれば、既設の 795MCM 硬アルミ撚線で良く、機械的強度あるいは電流容量においても問題はない。しかしながら、複導体のスペーサのねじれによる故障についてもっと調査する必要がある。

#### (2) 共 架

a. 2 次送電線と配電線との間の離隔は 2.0 m 以上に保たれている。全ての径間長は 100m 以下であり、接地も適当にできている。さらに必要な所には、避雷器も設置されている。それ故、配電線の共架も基本的には問題はない。

b. 通信ケーブルには、高圧線と共架する場合には、電磁遮へいケーブルを使うべきである。もし遮へいされていなければ、ケーブルの両端に設置された保安器が損傷し、公衆に危害を及ぼす恐れがある。

### 4. 架空地線

#### (1) 雷 撃

各鉄塔の接地線と架空地線との接続点において、その接触抵抗が大変大きい時には、雷撃によって架空地線が断線することが考えられる。この接続は不可避であるため、断線防止上、各接続点の接触抵抗を低くしなければならない。

それ故、低接触抵抗の接続端子を選ぶことは重要なことである。耐張端においては、圧縮形の端子が望ましい。

#### (2) 腐 食

架空地線の腐食は、接続点にたまった雨水の化学反応によって起っている。もう一つの腐食の原因は、電線表面の亜鉛メッキのはく離によるものである。架空地線の架線工事においては、ある種の工具あるいはクランプが電線の亜鉛メッキに小さな傷を残す。

電線の急速な腐食を避けるために、架線工事後すぐに亜鉛塗料を塗るとよい。



なお、設備の保守作業において、防錆塗料と油性塗料の混合物でできた防食塗料を1年あるいは2年に1回の割合で2重に塗らなければならない。

今までの経験によると、上に述べた方法で保守してきても20～30年が架空地線の最大寿命と考えられる。

もし架空地線が塩分、ほこりあるいはガスによって汚染された地域において使われるなら、アルモウエルド線のような防食電線の方が望ましい。

### (3) 震 動

ある種の軽い電線、例えば亜鉛メッキ銅線、アルモウエルド線ACSRには、自動車の激しい交通量によって発生する震動によって、微小震動が発生する。このためダンパーを取り付けることが、震動に対する一般的な対策である。

## 5. クロスアーム及び碍子

### (1) クロスアーム

木製のクロスアームが69kV線路に使われている。そして、けんすい碍子連の金属部分は接地されていない。もし碍子の劣化あるいは損傷により電流がリークした場合、腕木は発火するかも知れない。腕木が燃えることは、電線落下の原因となる。これが故障と損傷に対する深刻な問題の1つである。このような状態を避けるために碍子のピンを接地しなければならない。さらに、1相に接地が発生した場合、保護装置が誤動作するかも知れない。このような観点より腐った腕木は、接地線で接地をした腕金に取り替えなければならない。

### (2) 碍 子

ボールソケット形10インチ碍子は、機械的強度及び絶縁性についても問題はない。しかしながら、雷による損傷に対する対策としてホーンを取り付けることが考えられる。何故なら、バンコック地域においては、雷が頻繁に発生するからである。

## 6. 地中ケーブル

バンコック地域における大洪水を含む自然条件より、地中送電ケーブルは広く使われてはいない。地中設備は高価ではあるが、MEAは電力の需要の増加に対応するため、地中設備に対してもっと多くの投資をしなければならないであろう。MEAには、すでに地中線建設についてのいくつかの経験がある。それ故、地中線の建設標準はバンコック地域の特殊な条件を考えに入れてMEAにおいて作成されなければならない。考慮すべきことは地中ケーブルの許容電流である。地中ケーブルの許容電流は、多回線を同一ダクトの中へ布設した場合、熱放散が悪くなるために低減されるから、計画時にこの問題について注意が必要である。

例えば、1回線布設の場合の許容電流と比較してみると3回線同時布設の場合、その許容電流は74～77%に減少する。

### Ⅲ-6. 配電設備

#### 1. 配電設備標準

(現 状)

M E A の配電は3つのパターンで行われる。

- (1) バンコック旧市街地域……………2次ネットワーク方式

この地域では、12kV配電フィーダーはすべて地中ケーブルが用いられ、2次配電線は架空線によるレギュラーネットワーク方式となっている。

- (2) バンコック新市街及び周辺地域……………12kV架空線方式

電力は配電用変電所より12kV地中ケーブルで引き出されたのち、架空線に接続される。

- (3) バンコック郊外郡部地域……………24kV架空線方式

この地域は負荷密度が低く、電力は長距離配電線で供給される。

M E A が現在準拠している配電設備標準の概要は下記のとおりである。

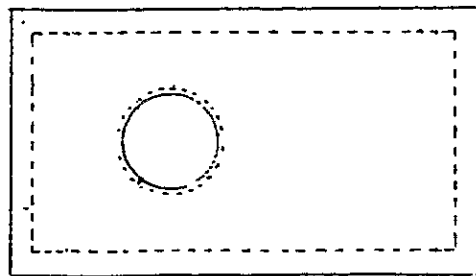
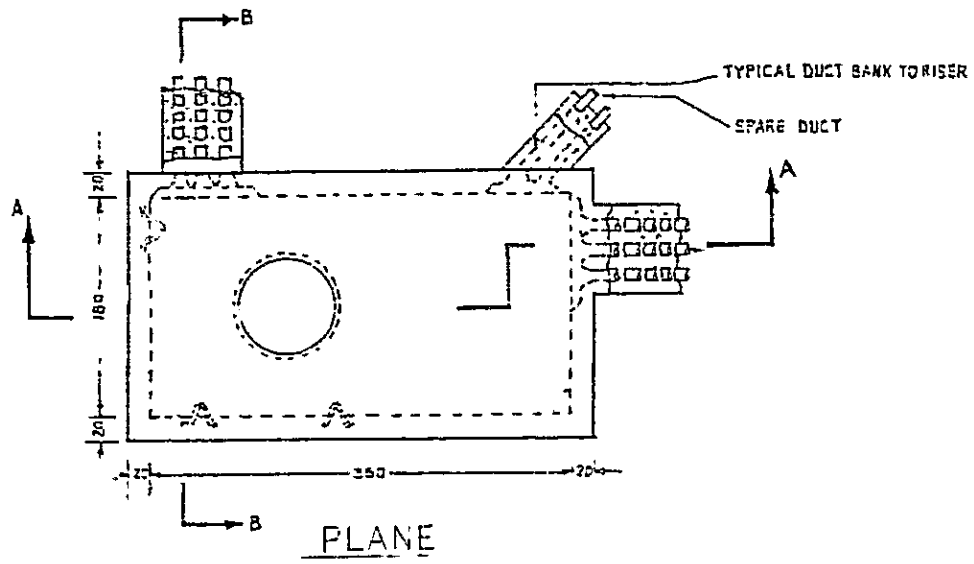
- 変電所よりの引出しは主として地中ケーブルで行われる。地中ケーブルは銅芯ポリエチエン又は紙絶縁でサイズはつぎの2種類である。

	定 格 電 流	最 大 負 荷
12kV	$325\text{mm}^2$ …………… 500A (600A) …………… $500\text{MCM}$ …………… 400A (500A) ……………	10MVA 8MVA
24kV	$325\text{mm}^2$ $500\text{MCM}$	(カッコ内は異常時の定格)

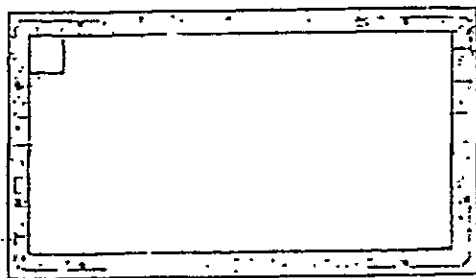
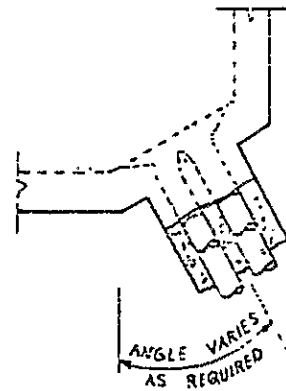
なお地中ケーブル用マンホール及びダクトの構造をFig 27～Fig 29に示す。

- 引出しフィーダー数

12kV	$\left\{ \begin{array}{l} 1 \text{ バンク } 6 \text{ フィーダー (1 フィーダーは予備)} \\ 2 \text{ バンク なら } 12 \text{ フィーダー} \end{array} \right.$
24kV	$\left\{ \begin{array}{l} 1 \text{ バンク } 4 \text{ フィーダー} \\ 2 \text{ バンク なら } 8 \text{ フィーダー} \end{array} \right.$



ROOF



FLOOR

FIG. 27

MANHOLE TYPE A-I

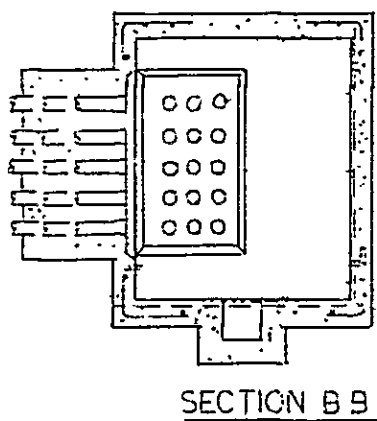
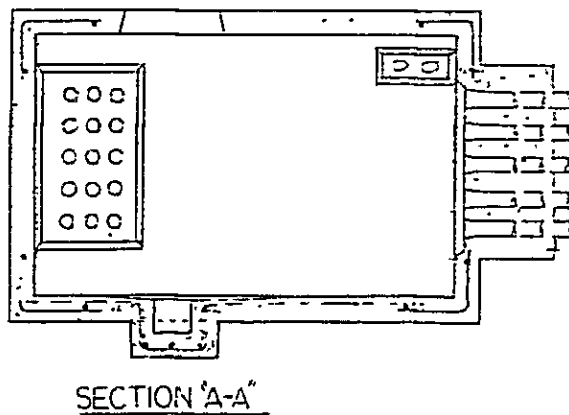
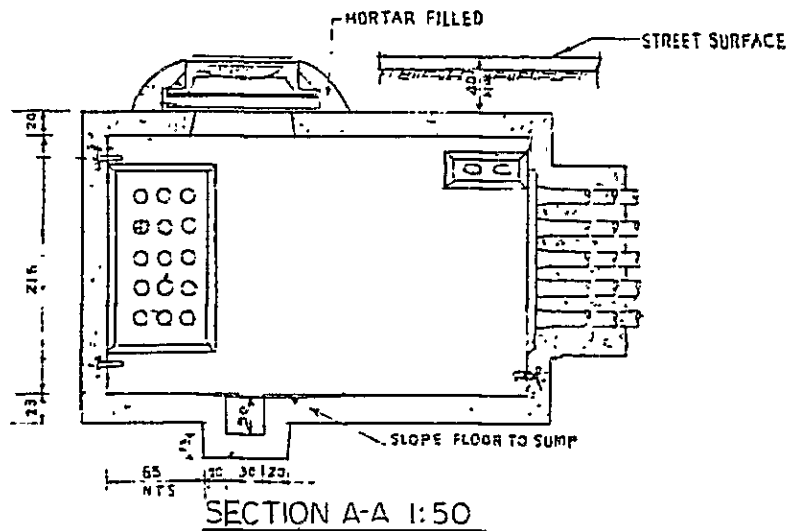


FIG. 28

MANHOLE TYPE A-1

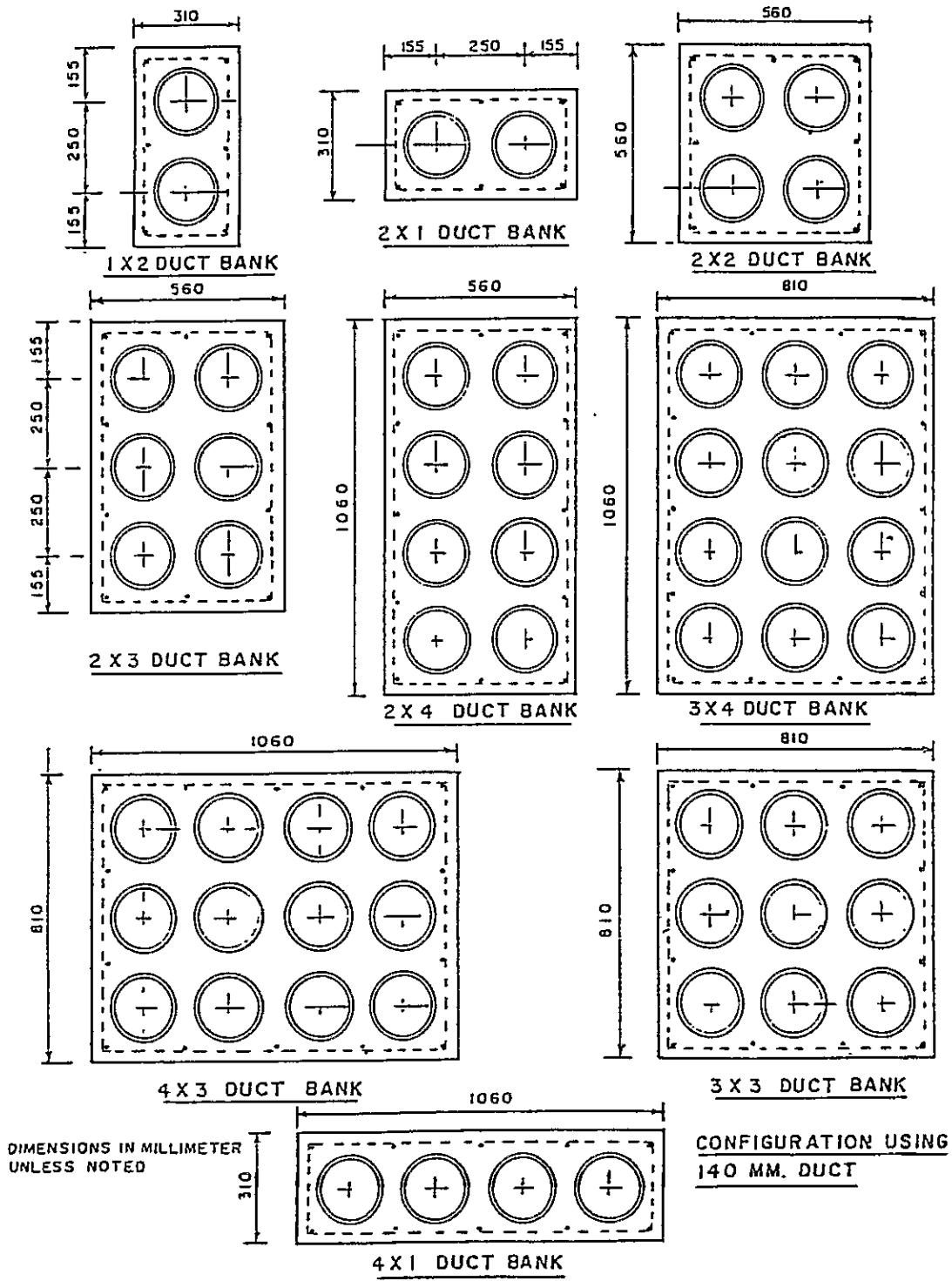
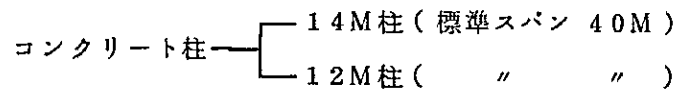


FIG. 29

REINFORCED DUCT BANK SECTIONS  
USING ASBESTOS CEMENT DUCTS

- 角型コンクリート柱が支持物として使用される。



装置標準を Fig 30 に示す。

- 架空線用電線はオールアルミ線で、つぎの4種ある。

336.4 MCM (幹線用) ………	400A (530A) ………	8MVA
4/0 (分岐用) ……………	340A (410A)	
2/0 ( " ) ……………	250A (300A)	
#2 ( " ) ……………	160A (190A)	

- 線路開閉器

容 量

12kV ————	$\left\{ \begin{array}{l} \text{LBS (3極, 被制御用) ………} \\ \text{DS (単極, 開閉器) ………} \\ \text{PFS (分岐用フューズ) ………} \\ \text{ " ( " ) ………} \end{array} \right.$	800A
		800A
		400A
		200A
24kV ————	$\left\{ \begin{array}{l} \text{DS ……………} \\ \text{PFS ……………} \end{array} \right.$	600A
		300A

DSの装置標準は Fig 31 に示す。

- 配電用変圧器の容量

单相 ………	5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 333 KVA
三相 ………	45, 75, 112.5, 150, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000 KVA

配電用変圧器の装置標準を Fig 32、Fig 33 に示す。

- WH メーター

单相 2線式	240V	5A ~ 100A
3相 4線式	240V / 416V	15A ~ 400A
3相 4線式	240V / 416V	15A ~ 800A (ネットワーク地域用)

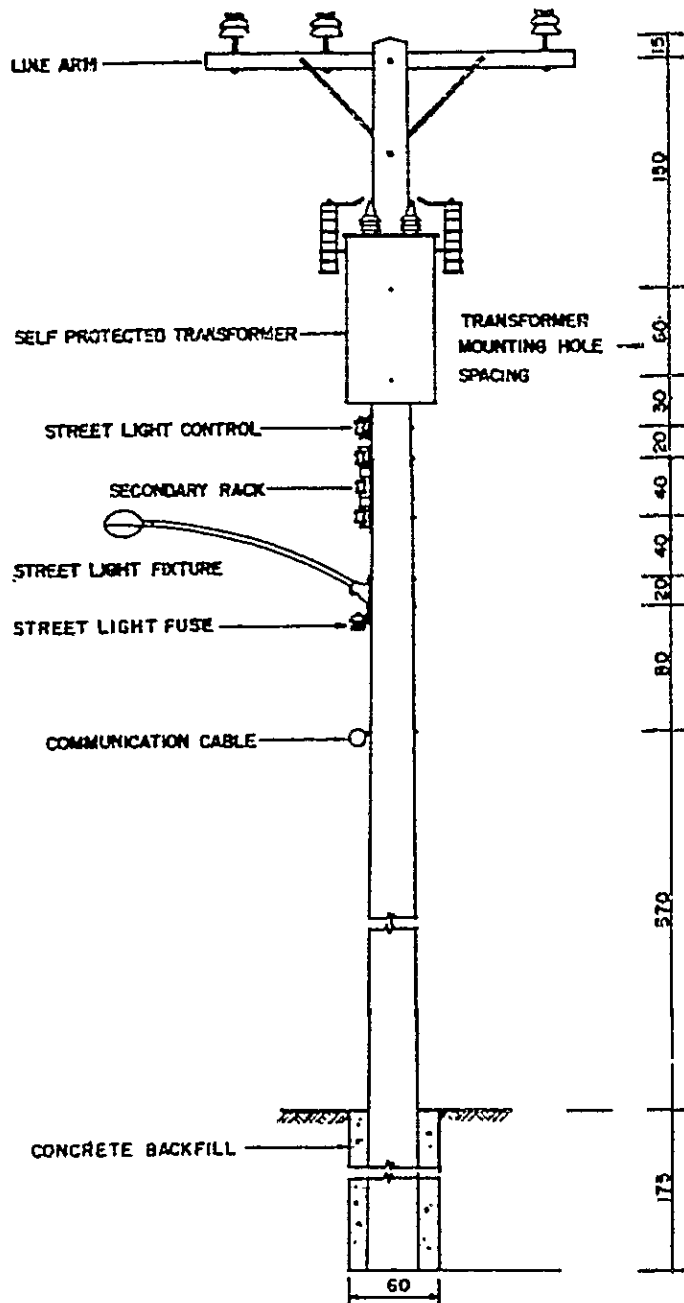
- 線路用キャパシター

200KVAR × 3 又は 1.8MVAR (スイッチド)

装置標準は Fig 34、Fig 35 に示す。

(分析結果)

- (1) 配電設備標準化の原則は厳格かつ忠実に守られており、変電設備の標準との協調も



**NOTES.**

DIMENSIONS ARE IN CENTIMETER.

**FIG. 30**  
**12 M CONCRETE POLE**  
**FRAMING DETAILS**  
**(EQUIPMENT POSITION)**

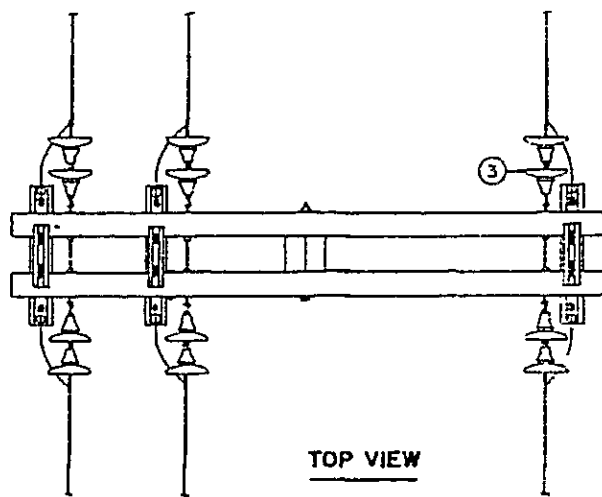
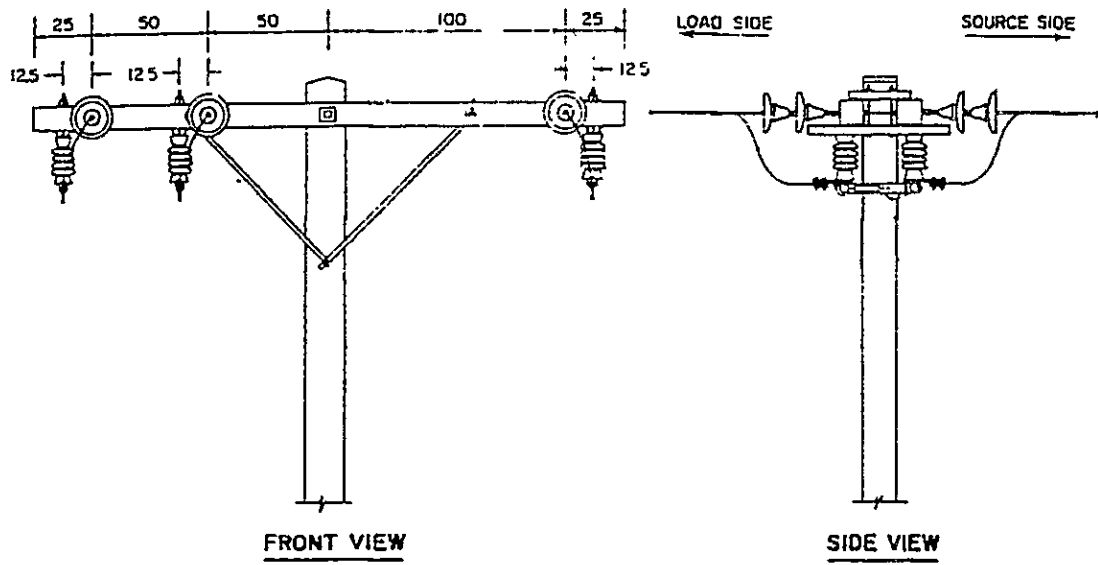
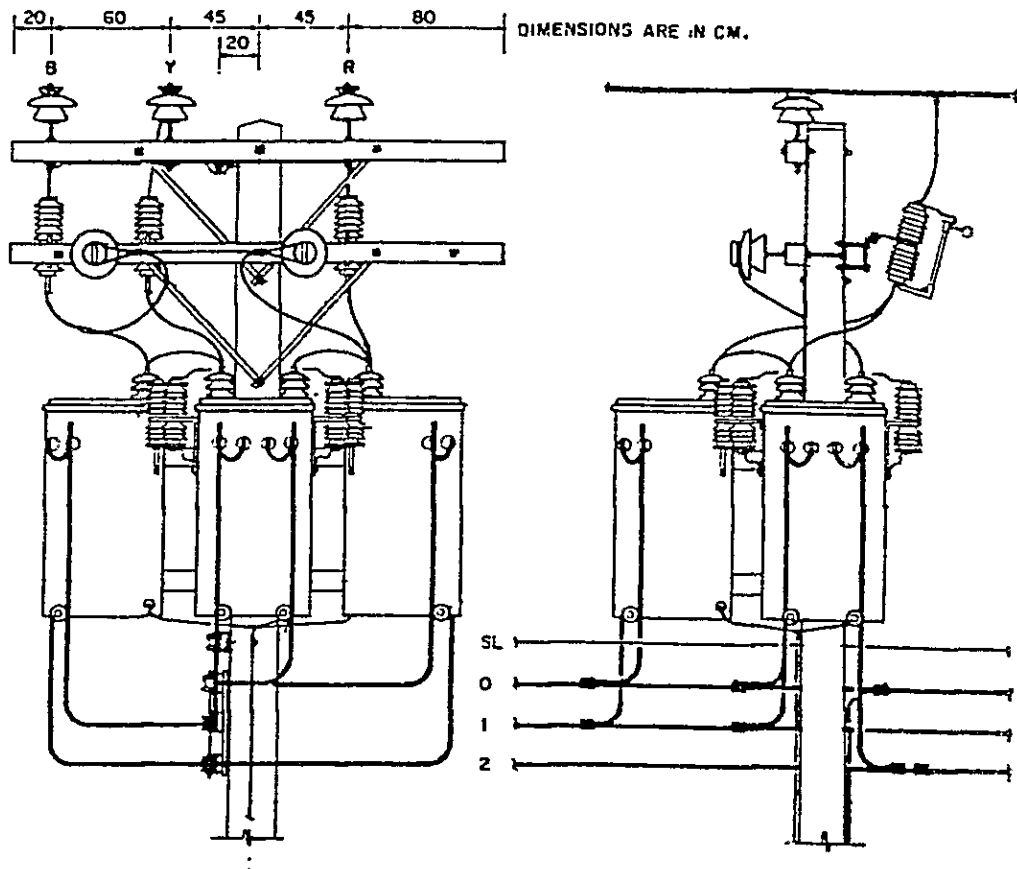


FIG. 31

DISCONNECTING SWITCH





NOTE

SPACED AERIAL CABLE XLPE NO. 2 AWG. ( CODE NO 229-030) OR  
 SPACED AERIAL CABLE XLPE 336.4 MCM. ( CODE NO. 229-060)

FIG. 32

3-Ø TRANSFORMER STATION

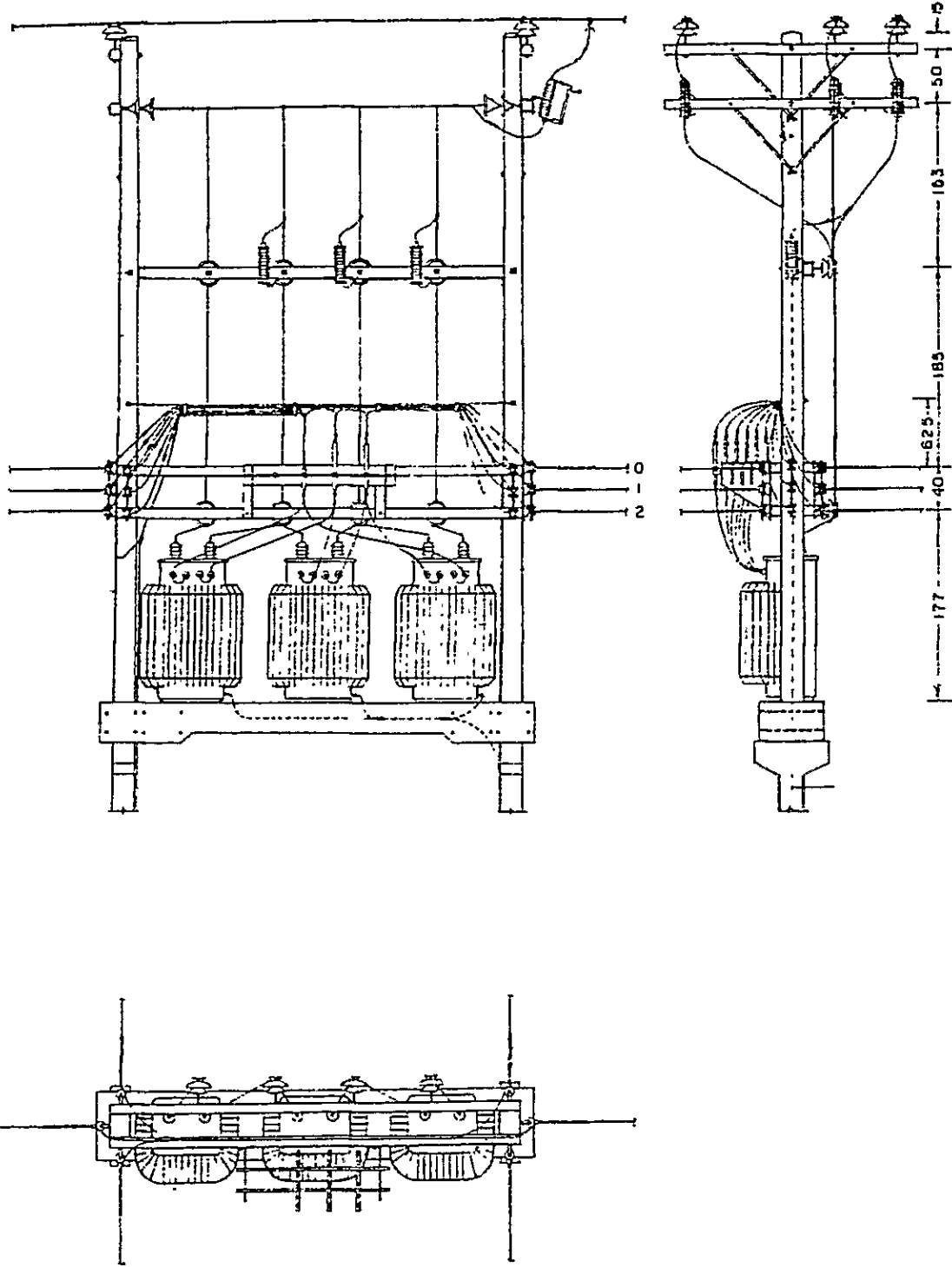
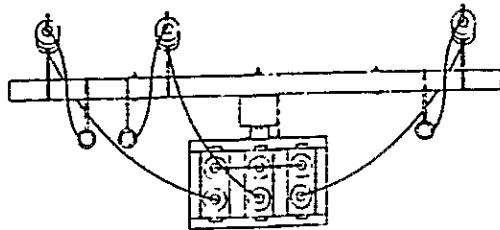
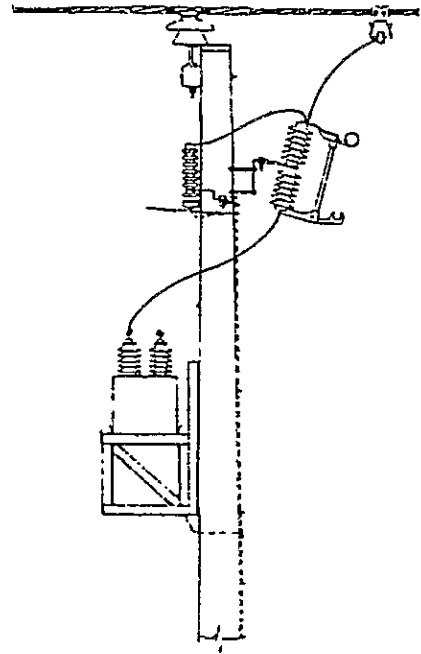
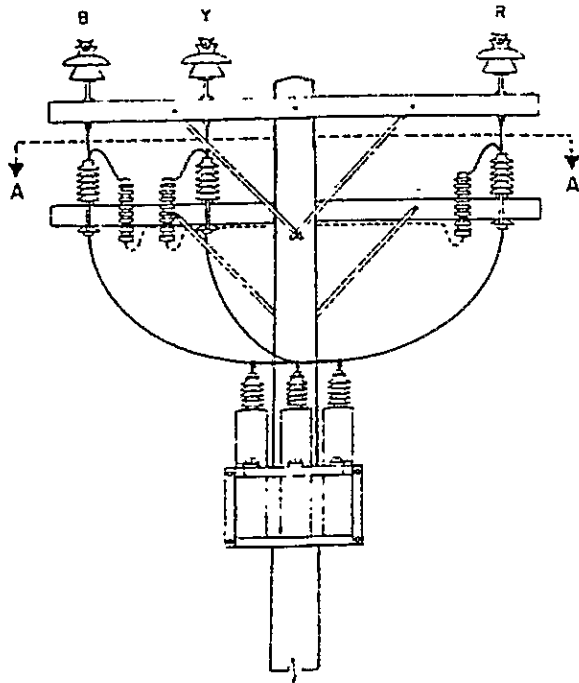
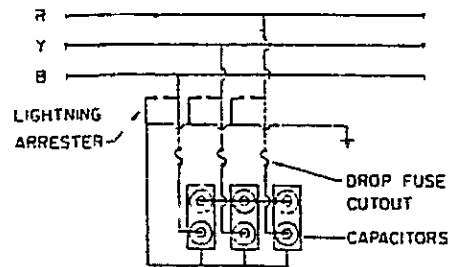


FIG. 33

3 x 167 KVA. AND 3 x 333 KVA.  
TRANSFORMER STATION



SECTION A-A



CONNECTION DIAGRAM  
( Y - CONNECTION )

FIG. 34  
POWER CAPACITOR  
3x200 KVAR

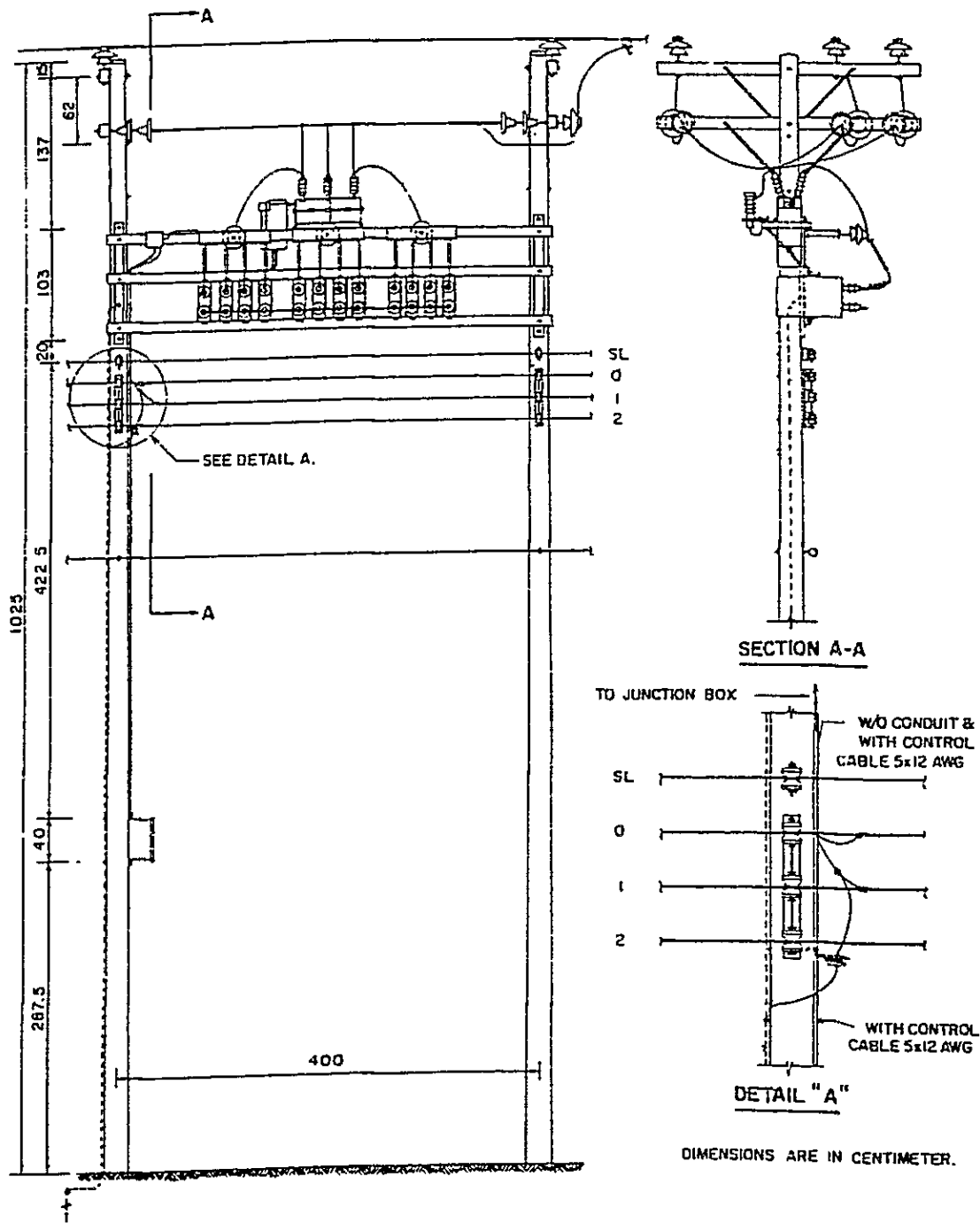


FIG. 35  
 POLE-MOUNTED SWITCHING CAPACITOR  
 1.8 MVAR

うまく行われている。しかし、あらゆる場合に単純に標準どおりにするという事は、常に経済的であるとはいえないのであるから、利用率だとかローカル条件などを十分考慮に入れたいうえで、システムの最適構成を行うために何が必要かを1つずつ見直してみる必要がある。

- (2) 配電線には多くの単極型断路器がとりつけられている。この型では事故のとき開閉するのに多くの時間を要するのみならず、安全上にも問題がある。従ってもっと簡単かつ安全に操作できる型の開閉器を採用することを検討する必要がある。3極型気中遮断器や真空開閉器の採用をすすめる。また自動運転システムを検討する必要がある。
- (3) 需要家持の変圧器の容量については未だ完全に標準化されていない。現在使用されている変圧器はいろいろ異った型があり製造した国もいろいろ異っている。この現状では電圧調整、負荷制御、柱上への装柱などの面で複雑になってくる。従って、古い変圧器を撤去する機会に新設する変圧器は設備標準に従って統一されることが望ましい。
- (4) 現在使用中の配電用コンクリート柱の強度は大した余裕を有していないから将来の増設に対応できない。( Appendix 7 参照 )

## 2. 2次ネットワーク方式

(現 状)

### (1) 現在の設備

2次ネットワーク方式で配電される区域は、バンコック市中心部の8 km<sup>2</sup>をカバーしており、多くの立派な寺院、王宮、MEAのヘッドオフィスなどがこの地域に在る。区域は3つのブロックに分割され、全地中ケーブルの12 kV 高压線と架空の低压線とから成る。Fig 36、Fig 37、Fig 38はこの区域の配電設備の状況を示す。

下記の3つの配電用変電所がこの地域のフィーダーに電力を供給している。

Wattlieb 変電所	( 40MVA × 2 )	} 合計 240MVA
北 Sapandam 変電所	( " " )	
南 Sapandam 変電所	( " " )	

2次配電電圧は240V/416Vで、電線太さはつぎのとおりである。

3 × 336.4 MCM AW …… 各相電線  
1 × 4/0 AW …… 中性線

Fig. 36 NETWORK AREA



Feeder	Trans. KVA
300	
500	
750	
1000	
1500	
Total Number of Tran	
Total Capacity (MVA)	

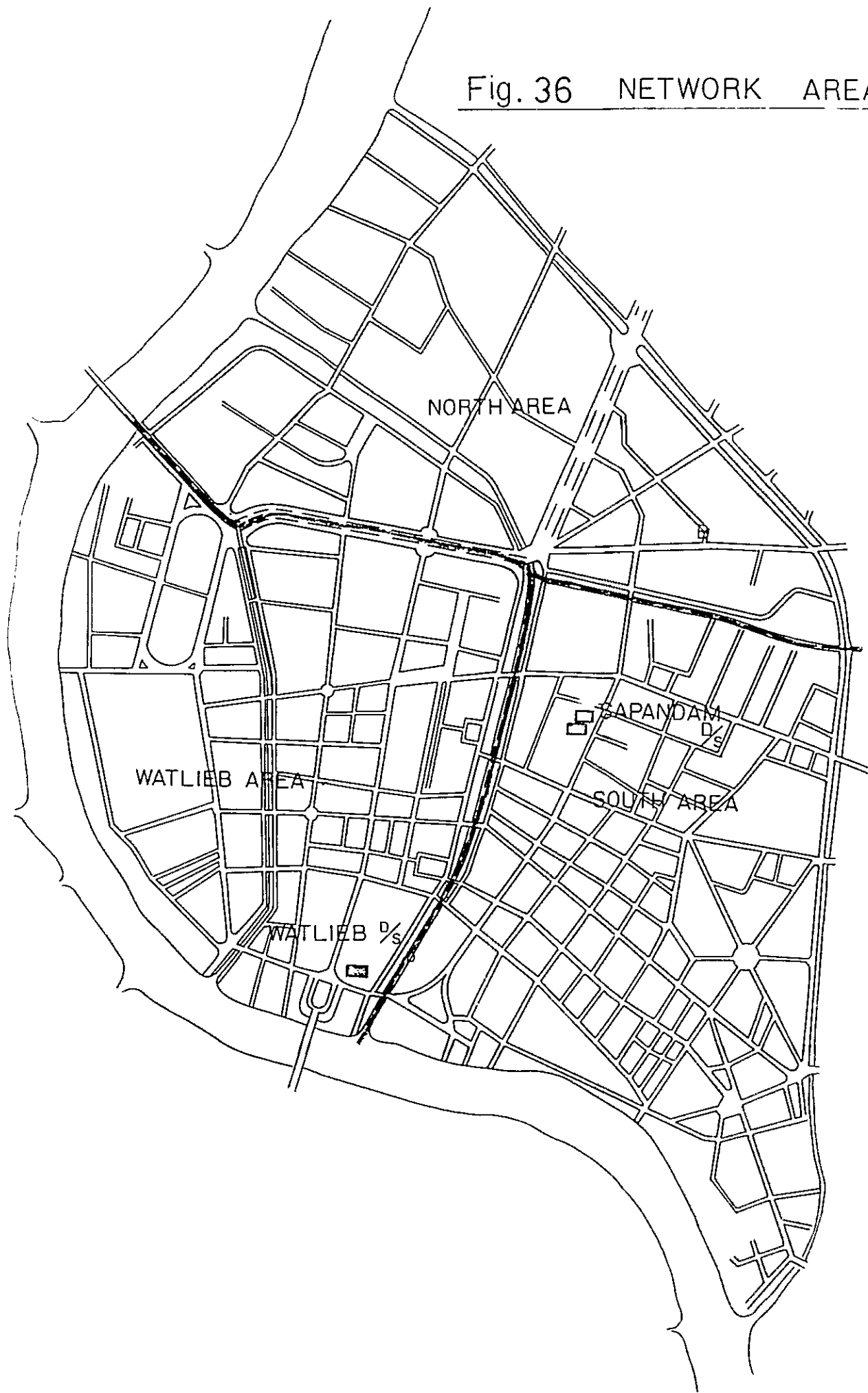
Feeder	Trans. KVA
300	
500	
1000	
Total Number of Tran	
Total Capacity (MVA)	

Feeder	Trans. KVA
300	
500	
750	
1000	
1200	
1500	
1800	
2000	
Total Number of Tran	
Total Capacity (MVA)	

(Note) Feeder SC  
GRAND T

KVA
Number of Trans.
Capacity

Fig. 36 NETWORK AREA



WATLIB D/s (8 Feeders)

Feeder Trans. KVA	W-11	W-12	W-13	W-14	W-21	W-22	W-23	W-24	Total
300			1						1
500	18	12	16	23	18	17	14	17	135
750			1				1		2
1000		2		1	1				4
1500							1		1
Total Number of Trans	18	14	18	24	19	17	16	17	143
Total Capacity (MVA)	9.0	8.0	9.05	12.5	10.0	8.5	9.25	8.5	74.8

SOUTH SAPANDAM D/s (8 Feeders)

Feeder Trans. KVA	SD-11	SD-12	SD-13	SD-14	SD-21	SD-22	SD-23	SD-24	Total
300	1								1
500	26	24	22	13	22	23	22	22	174
1000							1		1
Total Number of Trans.	27	24	22	13	22	23	23	22	176
Total Capacity (MVA)	13.3	12.0	11.0	6.5	11.0	11.5	12.0	11.0	88.3

NORTH SAPANDAM D/s (9 Feeders)

Feeder Trans. KVA	SD-32	SD-33	SD-41	SD-42	SD-44	SD-34	SD-43	SD-46	Total
300	1	1	2	3	1				8
500	18	11	15	20	17			1	97
750		1	1		1	1		2	6
1000						2			2
1200			2	1					3
1500							1		1
1800							1	1	2
2000								1	1
Total Number of Trans	19	13	19	22	18	19	5	5	121
Total Capacity (MVA)	9.30	6.55	10.50	11.95	8.40	9.55	6.05	2.00	70.10

(Note) Feeder SD-34, SD-43, SD-46 are Supply for SPOT LOAD.

GRAND TOTAL

KVA	300	500	750	1000	1200	1500	1800	2000	Total
Number of Trans	10	406	8	7	3	2	2	2	440
Capacity	233.20 MVA								



- ▲ EXISTING TRANSFORMER STRUCTURE
- |— BREAK OF MAIN GRID
- == DOUBLE MAIN GRID
- ⊥ 3-WAY JUNCTION
- ⊕ 4-WAY JUNCTION
- ~ UNDERGROUND SECONDARY CABLE  
3-750 MCM CU; 600V AND 1-40 CU; 600V
- NOTES  
ALL CONDUCTOR SIZE OF MAIN GRID IS 3-336AW AND 1-40AW

FIG. 37  
 LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION LINE  
 IN SECONDARY NETWORK AREA



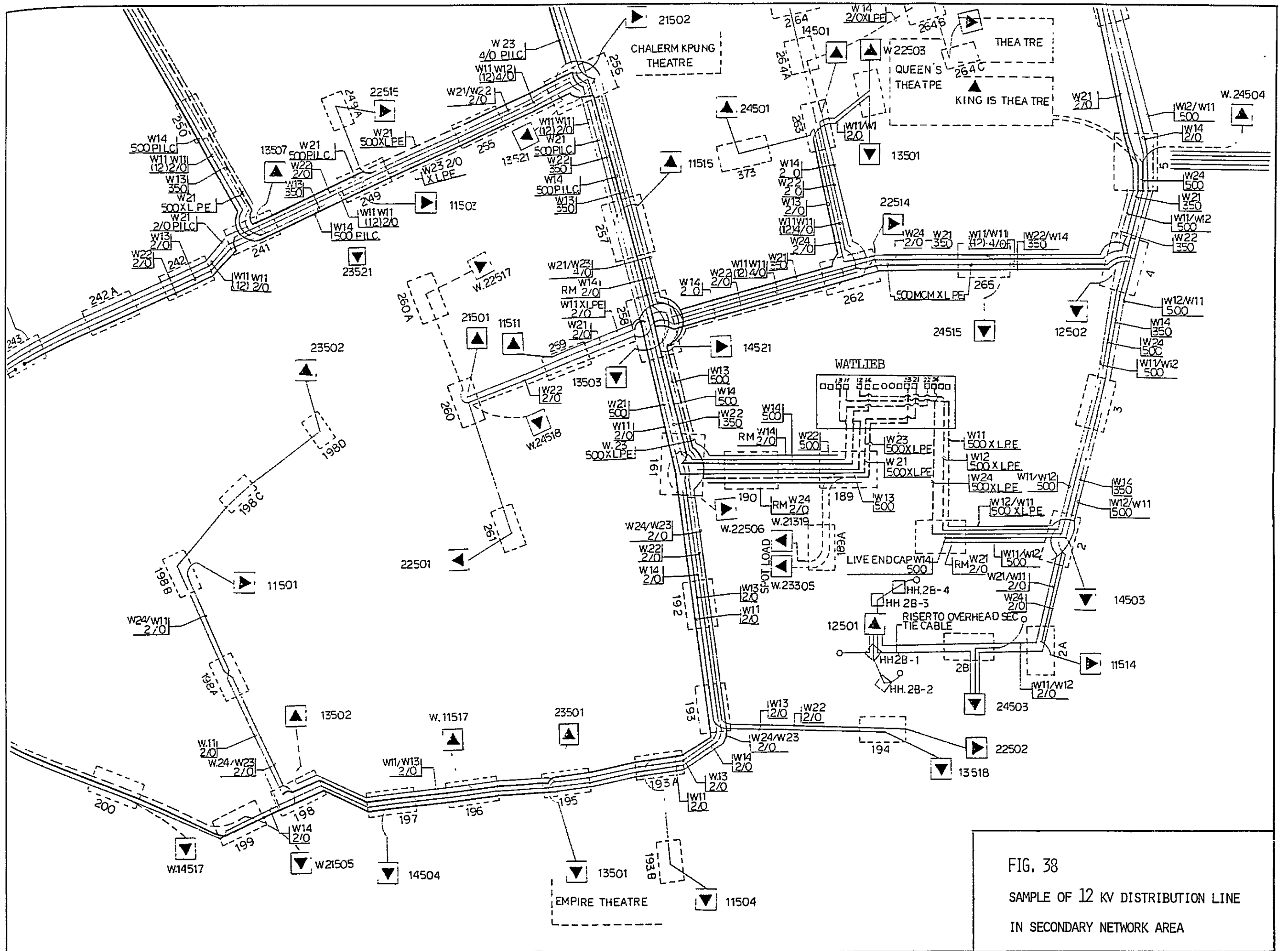


FIG. 38  
 SAMPLE OF 12 KV DISTRIBUTION LINE  
 IN SECONDARY NETWORK AREA



この配電系統には、440台の配電用変圧器が設置されている。

300KVA × 10台	} 合計容量は233MVA、すべての変圧器に ネットワークプロテクター設置。
500 " × 406 "	
750 " × 8 "	
1,000 " × 7 "	
1,200 " × 3 "	
1,500 " × 2 "	
1,800 " × 2 "	
2,000 " × 2 "	

500kVA変圧器の標準装置図をFig 39に示す。

この方式においては、もし2フィーダーの同時事故が起きても、低圧側から電力が供給されるので、供給信頼度は極めて高い。

この地域の各フィーダーの実際の負荷状況をTable 9に示す。

## (2) 2次ネットワーク方式の現在の問題点

現在の2次ネットワーク方式は、もちろん信頼度の最も高い方式である。しかし、この地域で問題となるのは負荷の増大に伴う配電用変圧器を設置するためのスペースの問題及び環境対策の問題であろう。加えて各変圧器にとりつけるネットワークプロテクターが最近極めて高価となり、MEAの大きな負担となってきたことである。

### (分析結果)

#### (1) 新しい変電所の建設

北Sapandamと南Sapandamの両変電所は同じ場所に位置している。電力需要の集中している負荷中心の近くに、新しい変電所を早急に建設する必要がある。

#### (2) 配電用変圧器から供給する負荷の抑制

現在は、500kVAまでの契約の需要家に対しては240V/416Vで供給している。配電用変圧器の台数を少なくするために、240V/416Vで供給する契約負荷の上限値を切り下げる必要がある。(例えば、200kVAか300kVAに)

そして、その限度を越える契約の需要家は建物新築時に自らの構内とか屋根の上に変圧器を据え付ける場所を用意すべきである。さらに場合によってはMEAはそのような建物の空いた部分を利用させてもらうか借室して変圧器の設置スペースを確保する。このことは、料金制度やMEAのポリシーに関することであるけれども、需要家供給規程の変更について思い切った手を打つことが望まれる。

#### (3) 2次ネットワーク方式の解体の検討

2次ネットワークの維持は相当高いコストを必要とする。この方式の目的は、供給容量の増大ではなくて供給信頼度の向上である。その意味で、もっと安いコストで考えられるループ方式とか予備線方式、開閉器の自動遠隔制御方式などの適用の可能性

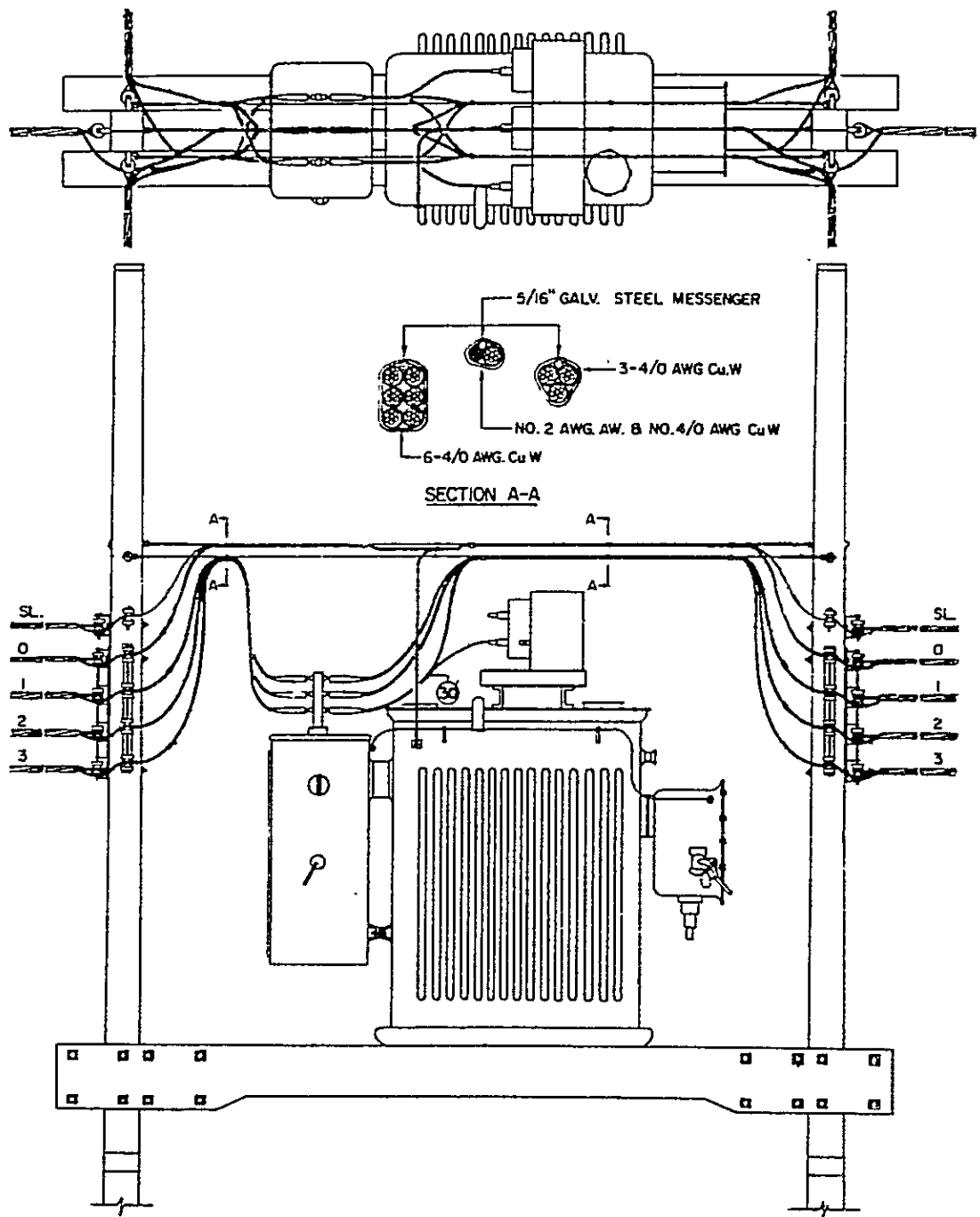


FIG. 39

NETWORK TRANSFORMER STATION

Table 9 Load of Network Area

Feeder	Capacity of Dist. TR. (A)	Max. Load in Sep. 1979			Utility Factor (B/A x 100)	Remarks
		MW	P.F.	MVA (B)		
	MVA	MW	%	MVA	%	
W-11	9.0	4.617	95.2	4.85	53.9	
W-12	8.0	3.769	"	3.959	49.5	
W-13	9.05	3.015	"	3.167	35.0	
W-14	12.5	5.348	"	5.618	44.9	
W-21	10.0	5.277	"	5.543	55.4	
W-22	8.5	4.146	"	4.355	51.2	
W-23	9.25	4.052	"	4.256	46.0	
W-24	8.5	4.146	"	4.355	51.2	
Sub. Total	74.8	34.37		36.103	48.3	
SD-11	13.3	5.868	82.5	7.113	53.5	
SD-12	12.0	5.135	"	7.224	51.9	
SD-13	11.0	4.890	"	5.927	53.9	
SD-14	6.5	2.771	"	3.359	51.7	
SD-21	11.0	5.915	"	7.17	65.2	
SD-22	11.5	4.557	"	5.524	48.0	
SD-23	12.0	5.662	"	6.863	57.2	
SD-24	11.0	5.577	"	6.76	61.5	
Sub. Total	88.3	40.375		48.94	55.4	
SD-31	9.3	4.31	87.7	4.914	52.8	
SD-32	6.55	2.7	"	3.099	47.0	
SD-33	10.50	4.31	"	4.914	46.8	
SD-41	11.95	5.354	"	6.105	51.1	
SD-42	8.40	3.511	"	4.003	47.7	
SD-44	9.55	4.915	"	5.604	58.7	
SD-34	6.05	1.98	"	2.258	37.3	Spot Load
SD-43	2.0	0.018	"	0.021	1.1	Spot Load
SD-46	5.8	2.282	"	2.602	44.9	Spot Load
Sub. Total	70.1	29.38		33.52	47.8	
G. Total	233.2	104.125		118.563	50.8	

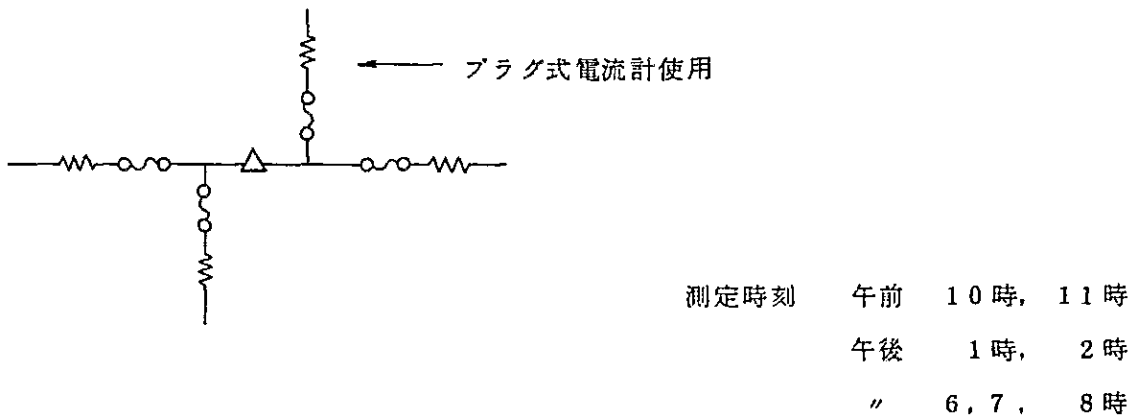
について見直しすべきであろう。

かかる観点から、現存の2次ネットワーク方式を解体する方法について検討した。その結果をAppendix 9に示す。

### 3. 配電用変圧器の負荷管理

#### (現 状)

ネットワーク地域内においては、配電用変圧器の毎月の電流測定は、ネットワークプロテクターに付いている最大表示付電流計を読むことによつて行われている。また必要な地点における線路電流の測定は不定期に行われている。



ネットワーク地域以外においては、負荷電流の測定は定期的には行われていない。通常、電力供給の申し込みが需要家からあった場合、その需要家に供給することとなる変圧器について現在負荷電流を測定することとなる。配電用変圧器の容量に余裕がないときは、新しい変圧器と取り替えることとなる。しかし住宅に空調機を取り付けたときは工事業者がそのむねをMEAに通告するけれども、それ以外のケースは何らMEAへ連絡されないのが普通である。

#### (分析結果)

(1) 配電用変圧器の負荷管理の目的は次のとおりである。

- a. 過負荷による変圧器焼損の防止
- b. 軽負荷の変圧器を摘出して、利用率を改善
- c. 配電ロスの軽減
- d. 供給範囲内における電圧降下のチェック

(2) 負荷の自然増による変圧器の過負荷がしばしば起きるので、線路電流は定期的に測定するのが普通である。MEAがそのような過負荷の状況を把握しないしていると変圧器は焼損することとなる。

(3) MEA管内の変圧器の数は莫大であるから、前項に述べた測定方法の実施は極めて

困難であろう。従って、各需要家の毎月の消費電力量をインプットすることによって各変圧器の負荷の状況を計算するようなコンピュータープログラムの適用の早期導入について検討することを勧める。

#### 4. 大口需要家への電力供給

(現 状)

Silom通り地域では下記のような問題が起きている。

- (1) 300 kW以上の大口需要家が約20あり、中でも5,000 kWを超えるものはつぎの3つである。

Dusit Thani ホテル (12KV架空線で供給)

Hyatt Rama ホテル (12 KV架空線で供給)

Bangkok Bank (30階ビル工事中)

Bangkok BankビルはSilom変電所に接続された12kV地中ケーブル2回線で供給される予定である。この地域はオフィス、劇場、大型レストラン、商店等の密集する商業地・観楽地であって、将来極めて高い需要密度を示すであろう。

- (2) この地域の低圧配電方式は下記の2種類である。

240V 単相 2線式

240V 3相 3線式

- (3) 小鳥の糞害

たくさんの小鳥が移動の季節になると毎晩のように、Silom通りの配電線に群がって止まる。それらの糞が変圧器、開閉器、避雷器、コンデンサー、電線などすべての既設設備を汚すのみならず、雨が降ったときに接地事故を起こす原因となっている。

(分析結果)

- (1) スポット負荷への供給

スポット負荷への供給方式には、Fig 40に示すような4種類の方式がある。各方式の得失は次のとおり。

a.  $\pi$ ループ方式

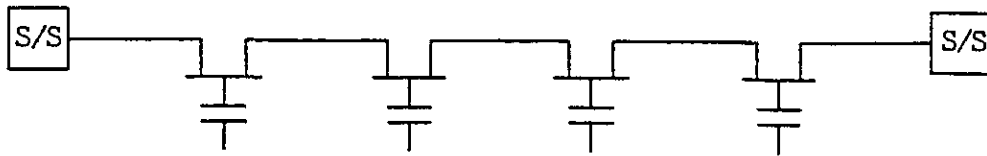
この方式は1回線で高信頼度を得られる方式で、将来普及する傾向にある。一方この方式は電線が大きくなり、遮断器も大きい容量のものが必要となり、線路構成は簡単だが、むしろコスト高になる。事故時にはスイッチの切替えに手間どる。

b. 予備線方式

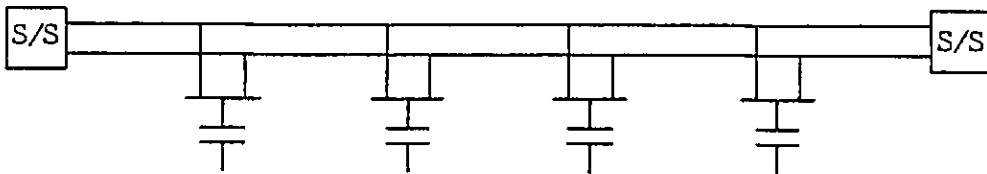
この方式は、2回線の配電線が必要である。しかし変電所から供給すれ各回線は比較的小容量でよく、スイッチ容量も各スポット負荷に供給するだけの容量があればよい。

Fig. 40 Power Supply Countermeasure for Spot Load

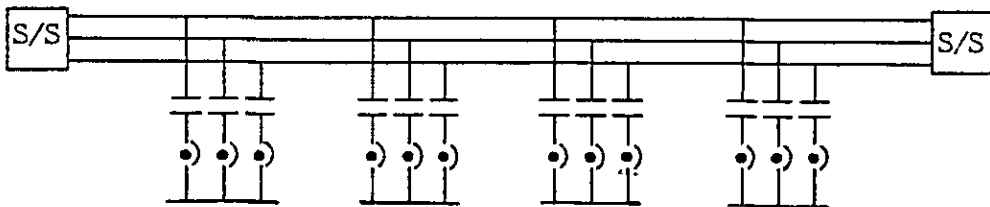
Power supply system for spot load are as follows:



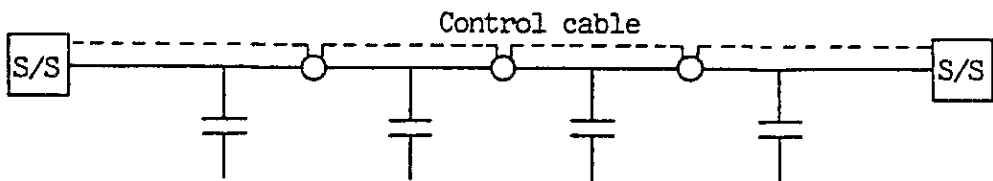
$\pi$  - loop system



Spare line system



Spot network system



Remote control system

- Note:  $\equiv$  Transformer  
 $\circ$  Network protector  
 $\circ$  Line switch



それ故、この方式は2回線必要だが、コストは小である。事故時には、スイッチの切替操作が必要である。

c. スポットネットワーク方式

この方式は、3回線の配電線と低圧側にネットワークプロテクターが必要である。そしてコストは高い。しかし、3回線同時事故の場合を除き、配電線で事故が発生しても供給支障をきたすことはない。それ故、この方式は、高信頼度の供給が必要な需要家に限定して適用すべきものである。

d. リモートコントロール方式

この方式は、1回線の配電線で、線路を区分できるようにスイッチが取り付けられている。このスイッチは事故時に線路を小分割するため遠隔操作できるよう施設される。架空線に適用されるこの方式はスイッチ容量が大きくなり、スイッチ操作の信号伝送線が必要であるが、地中線方式に比べればコストは小さい。

上記各方式は、それぞれ特徴をもっている。結論として架空線の場合は(b)の予備線又は(d)のリモートコントロール方式が望ましい。地中線の場合は(a)のループ方式(b)の予備線方式又は(c)のスポットネットワーク方式が望ましい。いずれにしても地中化との関連を十分に検討する必要がある。

(2) 低圧供給方式の統一切替について

1 $\phi$ 240V 負荷について問題はない。3 $\phi$ 240V 負荷をいかにして3 $\phi$ 416V 供給に切替えるかが問題である。そのため、

- a. 3 $\phi$ 240V 3線式の機器の台数を調査する。その際240V/416Vの二重定格の機器かどうかを併せ調査すること。
- b. MEAの布告として、今後購入する機器は、240V/416V 二重定格のものとするよう奨励する。
- c. 変圧器を新設する際に、その供給区域のみと416Vに切替える。Step by Stepで切替えてゆく。
- d. 切替の際の手持240V 機器へは416V/240V ステップダウンのオートトランスで行うよう技術的な検討をする。

(3) 小鳥の糞害について

Silom Road 地区の配電線を地中化した場合、小鳥は隣接地区へ行き同様な被害を被むるであろう。この対策として、支持物周辺の充電露出部(電線・機器)に絶縁カバーを取り付ける。

なお、動物学者に依頼し、小鳥の捕獲あるいは追放処置を検討する必要がある。

(4) 地中配電線

Silom Road 地区のような密集地区では、既設配電線は地中線に切替えすべきで

ある。

## 5. 需要家メーターの較正

### (現 状)

M E A には需要家メーターの較正制度はあるが、需要家に取付けて取引に使用中のメーター（計器用変成器を含む）に関しては、試験較正は殆んどおこなわれていない。その理由はメーターの誤差がサービス上の公正を欠くことは殆んどないと考えられているからである。

### (分析結果)

電力量計は、需要家との取引の用具であるから常に公正に保持されなければならない。多くの国では、取付時及び以降何年か毎に定期的に検定を受けている。正常な取引に支障のない許容限度に誤差があるかどうか、法により検定を受けることを制度としてきめている。

日本においても、一般計器は全数取付後7年毎に計量誤差が許容限度内にあるかどうかをみるために再検定を受けるよう規定されている。

一般的に電力量計は、使用中、軸受部の磨耗、塵埃、錆等によって漸次回転が遅れ(+)誤差になる。その影響は当然回転力の小さい時、すなわち軽負荷のときほど甚しい。

一方電力量計は、制動磁石の減磁の方が甚しく上記と反対に使用年月の増すに従い(+)誤差となるものもある。

最近の新製品は技術の進歩が著しく上記のような例は極めて少なくなっているが、本来的に電力量計は上記の宿命をもっており、特に取付年度の古い旧型式の電力量計は、その影響が大と考えられる。

このため、以下の手順により改善を進めることが望まれる。

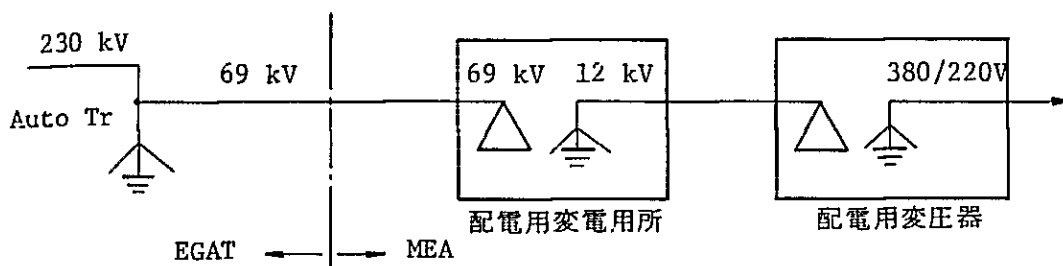
- (1) M E A の場合、誤差がどの程度に保たれているか現状実態についてサンプリング調査し、誤差の様相を明らかにする。
- (2) 次にM E A が既にもっている電力量計の定期的な試験較正の規定に従って、規定どおり真剣に実行してゆく。

## Ⅲ－7. 保護継電器

### (現 状)

#### 1. 系統接地方式

E G A T の 230kV 系統、M E A の 69kV (115kV)、12kV (24kV)、いずれも直接接地系統である。基本結線はつぎのとおりである。



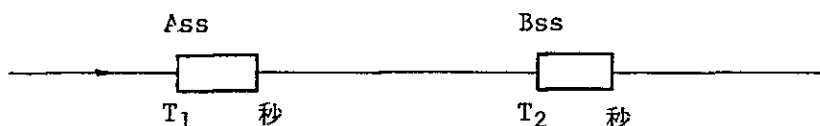
2. 送電線・配電線の保護方式

(1) 現在使用中の保護継電器の種類はつぎのとおりである。

	一般 SS	重要 SS
・短絡保護	OC, Directional OC.	DZ 距離リレー
・接地保護	OC "	DZ "

(2) 設定時限の協調は下記のパターンで行っている。

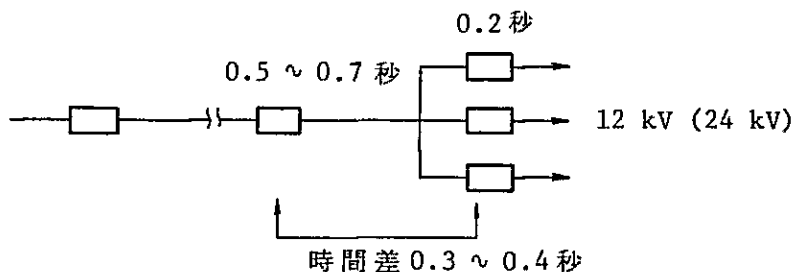
a. 送電線相互間



リレーの時限設定は、通常の場合、 $T_1 > T_2$  であり、Ass の CT の捲線比が Bss の CT のそれより大きい場合は  $T_1 = T_2$  とする。

従ってリレーの時限は、線路の亘長と CT の捲線比など系統構成条件を考慮して決められる。

b. 主変 2 次側及び配電フィーダー



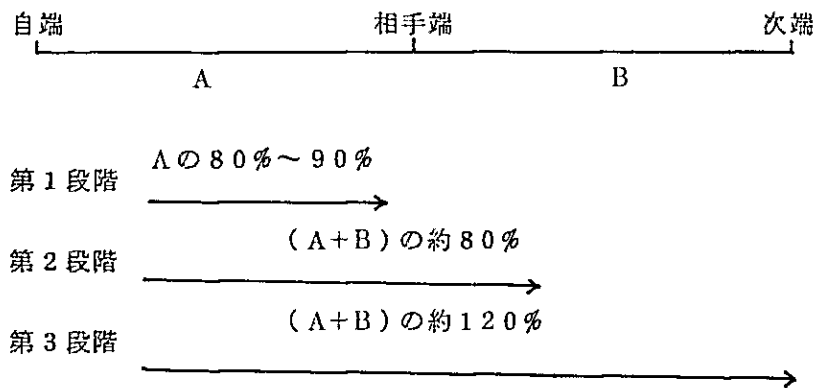
(3) 再閉路はつぎのルールで行われる。

- a. 6.9kV(11.5kV) 2秒後に1回
- b. 1.2kV(2.4kV) 3秒後と1分後の2回

(4) 負荷遮断用UFリレーはいくつかの配電用変電用所に設置されている。トリップ条件はつぎのとおり。

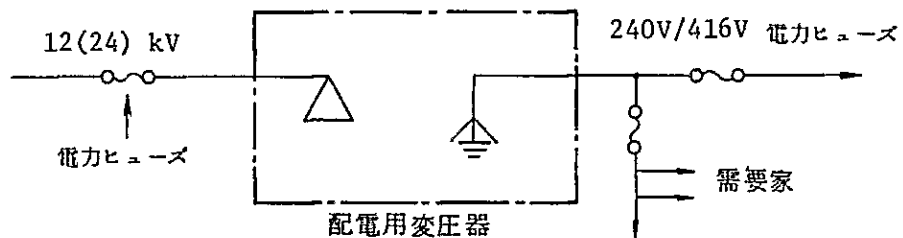
- a. 第1段階 49.0HZ 負荷の20%遮断
  - b. 第2段階 48.5HZ " 15% "
  - c. 第3段階 48.0HZ " 15% "
- } 全部で50%遮断

(5) 距離リレーの保護範囲はつぎのとおりとする。

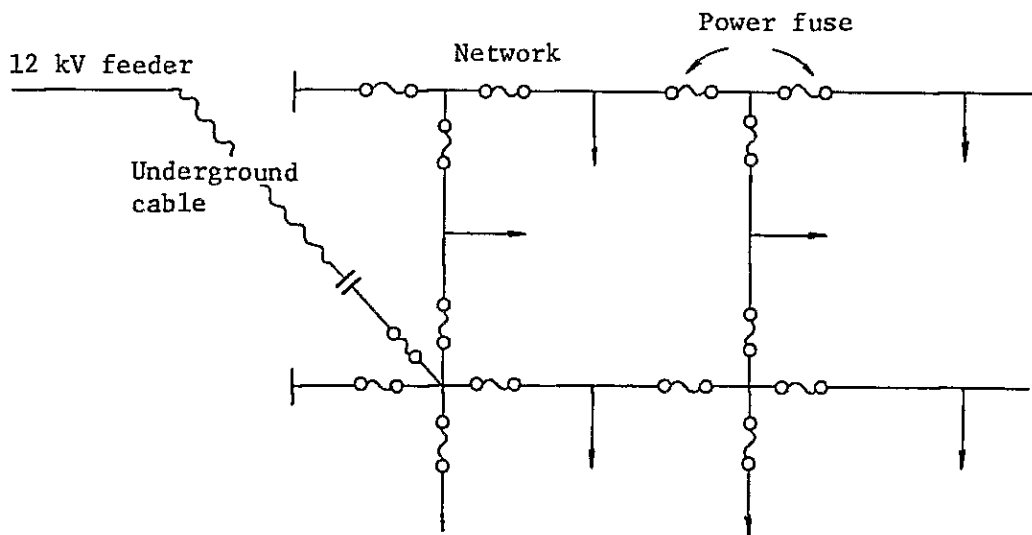


(6) 低圧配電線の保護

a. ネットワーク地区以外



b. ネットワーク地区



### (分析結果)

現在、設備されている69kV系統保護リレーの整定を主体に検討を行なった。

その検討結果の概要は次のとおりである。

#### 1. 短絡保護について

- インピーダンスリレーの距離整定(1段)を短かくした方がよいものがある。詳細はAppendix 10に記されている。
- 1送電線に2ヶ所以上の配電用変電所が負荷されているものについて、保護リレー動作時限の協調を再検討した方がよいものがある。

#### 2. 地絡保護について

配電用変電所の送電線地絡保護リレーの動作時限を短縮した方がよいものがある。詳細はAppendix 10に記されている。

## Ⅲ-8. 供給信頼度

### (現 状)

MEAは、供給信頼度については強い関心をもち、発生した事故の記録も何種類かの統計の形で、毎月の月報にうまくまとめられている。その事故統計の1つとして1979年1月～12月の月平均発生値をTable 10に示す。

Table 11及びTable 12は、配電事故の原因別統計であるが、事故のほぼ半数について原因不明であることを示している。

### (分析結果)

#### 1. 供給信頼度指標

供給信頼度の基礎要件は、

- 適正な周波数
- 適正な電圧
- 供給の継続性

であるが、周波数に関しては主としてEGATがコントロールすべき事項であるのと、電圧調整については別項で検討されるので、本項においては供給の継続すなわち停電の問題を扱う。

MEAは信頼度の指標として、停電による損失エネルギー量をMW-分 という単位で表わすこととしている。この方法は、事故時のMWの値が適切に把握できるときには信頼度を管理するのに適した方法の1つといえる。

最近、つぎのような指標がポピュラーになってきた。

Table 10 Fault Statistics in 1979 (per month)

	Frequency of Fault				Frequency per 100 km or 100 Unit	Out of Operation (min.)	Interruption of Service (min.)	Loss by Fault (MW-min.)
	Reclosing Success	Re-reclosing Success	Reclosing Unsuccess	Total				
Transmission Line	4.58	-	4.92	9.50	2.07	438.0	298.5	4,394.4
Substation	69 kV	-	1.75	1.92	1.48	188.6	43.5	392.1
	115 kV	0.17	-	0.75	1.08	3.5	15.3	92.9
	24 kV	0.33	-	2.50	3.0	192.1	58.8	485.0
Total	0.5	-	-	0.29	0.96	24.1	240.3	256.5
Underground	-	-	-	386.7	8.73	1,611.4	21,124.7	18,750.0
Overhead	-	-	-	386.99	9.69	1,635.5	21,365.0	19,012.5
Total							Total	23,846.9

Table 11 Cause of Fault of Distribution Line

1979

Cause of fault	Number of fault	Percentage (%)	Remarks
Wind and rain	949	20.2	
Inferior equipment	284	6.0	
Man	273	5.8	
Crane truck	219	4.7	
Birds and beasts	213	4.5	
Trees	204	4.4	
Overhead wire	191	4.1	
Kite	139	3.0	
Arrester	94	2.0	
Transformer	78	1.7	
Others	58	1.3	Car-hit, boat-hit
Unknown	1,979	42.3	
Total	4,681	100	

Table 12 Number of Fault for Each Month

1979

	Number of fault				Remarks
	Unknown	Wind and rain	Others	Total	
January	111	18	87	216	
February	123	82	112	317	
March	198	1	238	437	
April	222	144	191	557	
May	188	166	241	595	
June	162	222	141	525	Rainy season
July	192	45	174	411	
August	151	171	147	469	
September	229	95	157	481	
October	157	5	95	257	
November	118	0	85	203	
December	128	0	85	213	



- 1 需要家当り年間停電回数
- 1 需要家当り年間停電時間

この指標を適用するためには、配電設備と需要家がどうつながっているかを明白に示すことができるよう設備データと需要家データが整備されている必要がある。MEAもこの方法を適用することの可能性を検討するようすすめたい。

## 2. 供給信頼度水準

MEAの現状の信頼度水準は比較的低い。例えば送電線100km当りの事故発生回数は2.07となっており日本の値は0.14である。この差異は、両国の天候や環境の差異のみならず、設備の特性、保守運用事故時の復旧対策の相異などが原因と考えられる。

## 3. 供給信頼度の向上

信頼度向上のためには、つぎの諸対策を検討する必要がある。

- 事故の発生回数を減らす対策
- 停電範囲を小さくする対策
- できる限り早く復旧する対策

(1) 事故の頻発を防ぐためには、適正な質と量の設備を建設する必要がある。自然条件や負荷特性というのは各地域ごとに異っているのだから、地域ごとの信頼度標準を設定するよう検討を始めることをすすめる。

維持保守の作業を適切に行うことも、事故の発生を減少させるために重要なことである。

(2) 停電範囲を縮小するためには、高圧配電線の区分開閉器を設置し、フィーダー相互間を連けいすることが基本的に必要なことである。

MEAはFig 41に示すように、配電線区分開閉器をある程度設置しているが、それらはすべて刃型開閉器で、3相同時に開閉することができないものである。現存の単極型の開閉器を多極型開閉器に取り替えるようアドバイスする。

(3) 復旧時間を短縮するためには、つぎの点について現状をふり返ってみる必要がある。

- 事故区間の検出
- 事故点の早急発見
- 保守作業車を使用しての早期復旧作業
- 作業車と基地局の間の無線連絡

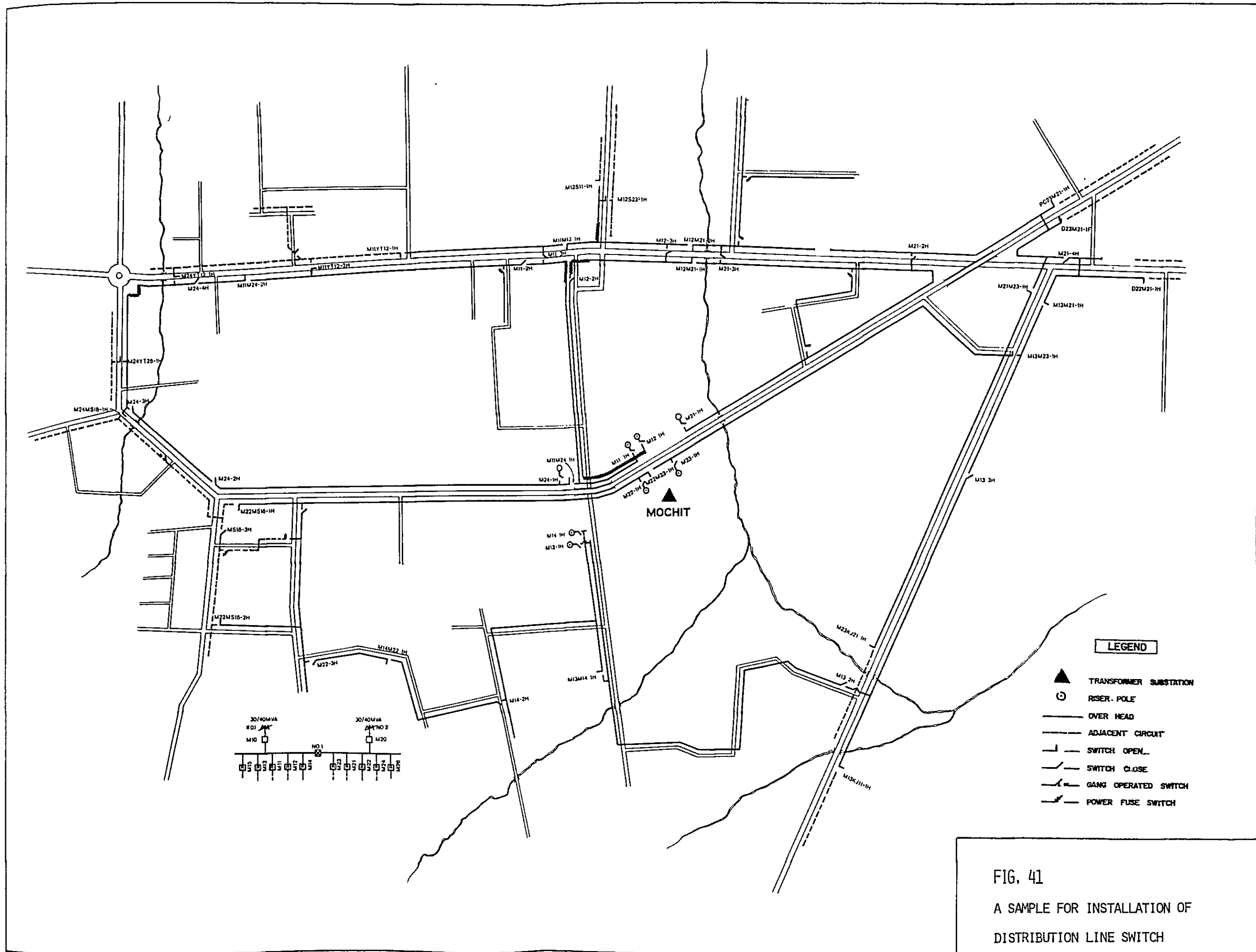


FIG. 41  
 A SAMPLE FOR INSTALLATION OF  
 DISTRIBUTION LINE SWITCH



### Ⅲ-9. 系統運用

#### 1. 電力汐流解析

##### (現 状)

全系ピーク発生時点における各送電線の電力汐流は、毎月MEA系統運用部において作表される。計画業務に用いる目的で、汐流計算はコンピューターを用いて行われている。

##### (分析結果)

##### (1) 常時汐流

1979年9月12日15時におけるMEA電力系統の汐流図は、Fig 42のとおりである。この汐流図と送電設備データに基づいて、各送電線の安全電流とターミナル変電所から引き出された各送電線の実際の負荷電流とを比較した。

送電線の安全電流に対する負荷電流の比率は次表のとおりであり、現存の送電線のうち、70%は負荷電流の比率が50%以下の状態で運転されている。

各送電線についてチェックされたが、汐流の面で問題となるものは1つもなかった。

安全電流(A)	負荷電流比率(%)							計
	30 以下	31 ~ 40	41 ~ 50	51 ~ 60	61 ~ 70	71 ~ 80	81 ~ 90	
790 (MCM795)	3	3		3	1	1	1	12
1,580 (MCM795) 2重線	4	1	3	1				9
3,160 (MCM795) 4重線	2							2
合 計	9	4	3	4	1	1	1	23

単位 回線数  
( 日時 1979年9月12日15時 )

注：負荷電流比率 =  $\frac{\text{負荷電流}}{\text{安全電流}}$  (%)

##### (2) インピーダンスマップと故障計算例(69kV系)

E G A Tの電力系統に連系しているMEAの69kV系統のインピーダンスが計算され、その結果はFig 43 "MEA系統のインピーダンスマップ"に与えられる。ターミナル変電所にある69kVブスの電源側インピーダンスは次表のとおりとなる。







注：正相 100MVAベース(1980)

変電所	インピーダンス(%)	変電所	インピーダンス(%)
NORBKK	3.575 / 89.4°	BKKNOI	6.820 / 89.2°
LAPRAO	6.899 / 89.0°	SOUBKK	3.284 / 89.2°
BAKAPI	7.009 / 89.1°	BAPLEE	5.062 / 87.7°

上記の値を基礎として、Bangkapi 変電所から供給している 69 kV 系統に接続された 7 つの配電用変電所の引込点における 3 相短絡故障時の故障電流と故障時電圧の計算を行った。その結果は Fig 44 に示すとおりであり、Bangkapi 変電所の引出口で 12,000 A、配電用変電所の引込口で 7,000 A 程度となっている。

一方において、送電線の短時間電流容量というのは AAC 400 mm<sup>2</sup> (MCM 795 相当) の場合つぎのとおりである。

0.1 秒通電 ..... 117,600 A

0.2 秒 " ..... 83,000 A

0.5 秒 " ..... 52,600 A

以上の結果からみて、現在の状況で何ら問題はない。

全系統のうち、最大の故障電流を発生するのは South Bangkok の 69 kV ブスのところとなり、必要な遮断容量は 3,045 MVA 以上となる。MEA の遮断器の遮断容量は標準として 5,000 MVA であるので問題はない。

## 2. 電圧調整

(現 状)

需要家供給電圧及び MVA の系統運転目標電圧は下表に従って連用されている。

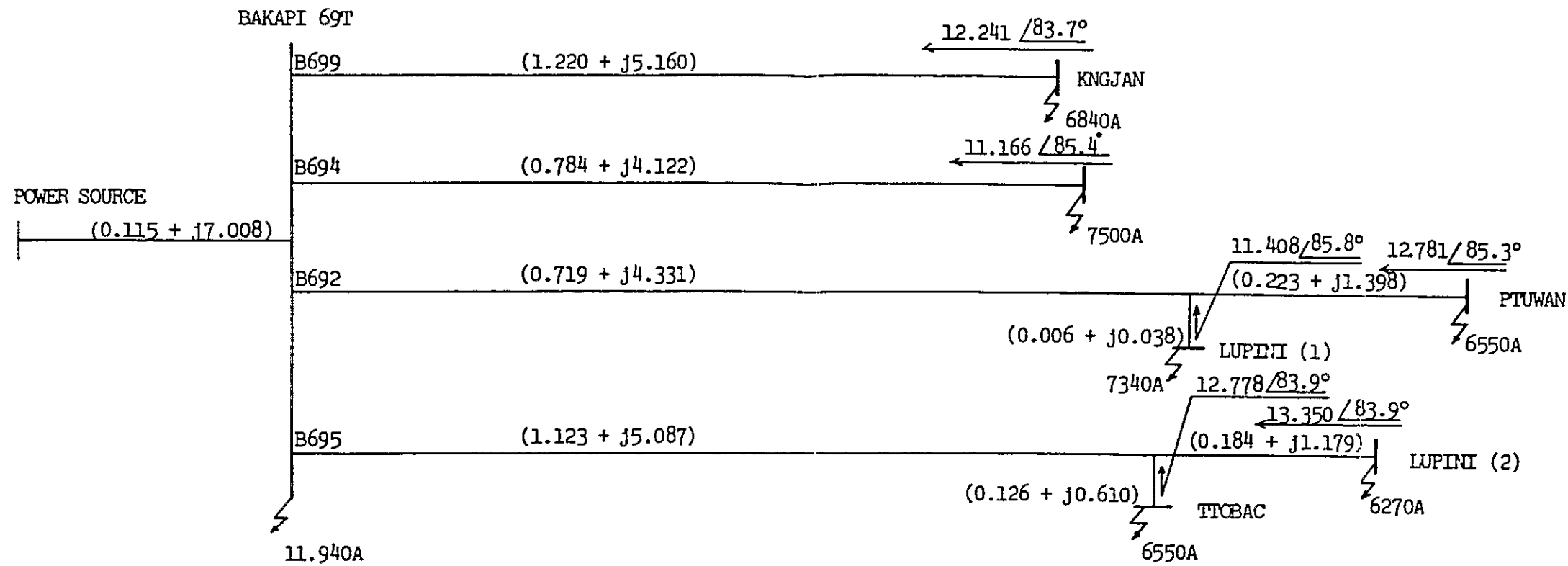
### (1) 目標運転電圧

単位：Volt

公称系統電圧	12,000	24,000	69,000	115,000
常時電圧				
変電所バス電圧-最小	11,200	22,400		
-最大	11,800	23,600		
需要端供給電圧-最小	10,900	21,800	66,000	110,300
-最大	11,800	23,600	70,800	117,900
異常時電圧				
変電所バス電圧-最小	11,100	22,200	67,200	112,300
-最大	12,000	24,000	72,500	121,000
需要端供給電圧-最小	10,800	21,600	65,400	109,300
-最大	12,000	24,000	72,500	121,000



FIG 44 FAULT CALCULATION (three-phase short-circuit)



Calculation Results

Fault location	Fault current (A)	Voltage during fault (%)						
		BAKAPI	KNGJAN	MKASAN	PTUWAN	LUPINI (1)	LUPINI (2)	TTOBAC
BAKAPI	11940	0	0	0	0	0	0	0
KNGJAN	6840	43	0	43	43	43	43	43
MKASAN	7500	37	37	0	37	37	37	37
PTUWAN	6550	45	45	45	0	11	45	45
LUPINI (1)	7340	39	39	39	0	0	39	39
LUPINI (2)	6270	48	48	48	48	48	0	9
TTOBAC	6550	45	45	45	45	45	5	0

Notes; 1. Figure in parenthesis shows power source impedance (%) and line impedance (%) (100 MVA Base)

2. Fault current =  $\frac{100 \times 1,000 \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ (kV)} \times Z \text{ (\%)}} \times 100 \text{ (A)}$





(2) 配電線の許容電圧降下

配電線の電圧降下は、下記を標準としてコントロールされるが、典型的なプロフィールをFig 45、Fig 46に示す。

1次配電線(12kV)

単位: Volt

	重負荷時	軽負荷時
変電所ブス電圧	11,800	11,200
1次配電線電圧降下	900	270
” 末端電圧	10,900	10,930

2次配電線(240V/416V)

単位: Volt

	重負荷時		軽負荷時	
	最大	最小	最大	最小
柱上変圧器内部ドロップ	5	5	1	1
変圧器2次側電圧	231	225	231	221
2次配電線ドロップ	12	6	2	2
” 末端電圧	219	219	229	219
引込線ドロップ	5	5	1	1
メーター端子電圧	214	214	228	218
屋内線ドロップ	5	5	1	1
屋内線末端・利用電圧	209	209	227	217

(3) 配電用変圧器の1次巻線のタップ選定

配電用変圧器の1次巻線は12,000V、11,700V、11,400V、11,000V、10,800V、の5種のタップを有している。タップの選定はつきによる。

変電所からの電圧降下が2.5%以内	.....	12,000V/240Vタップ
” 2.5%~5.0%	.....	11,700V/240Vタップ
” 5.0%~7.5%	.....	11,400V/240Vタップ

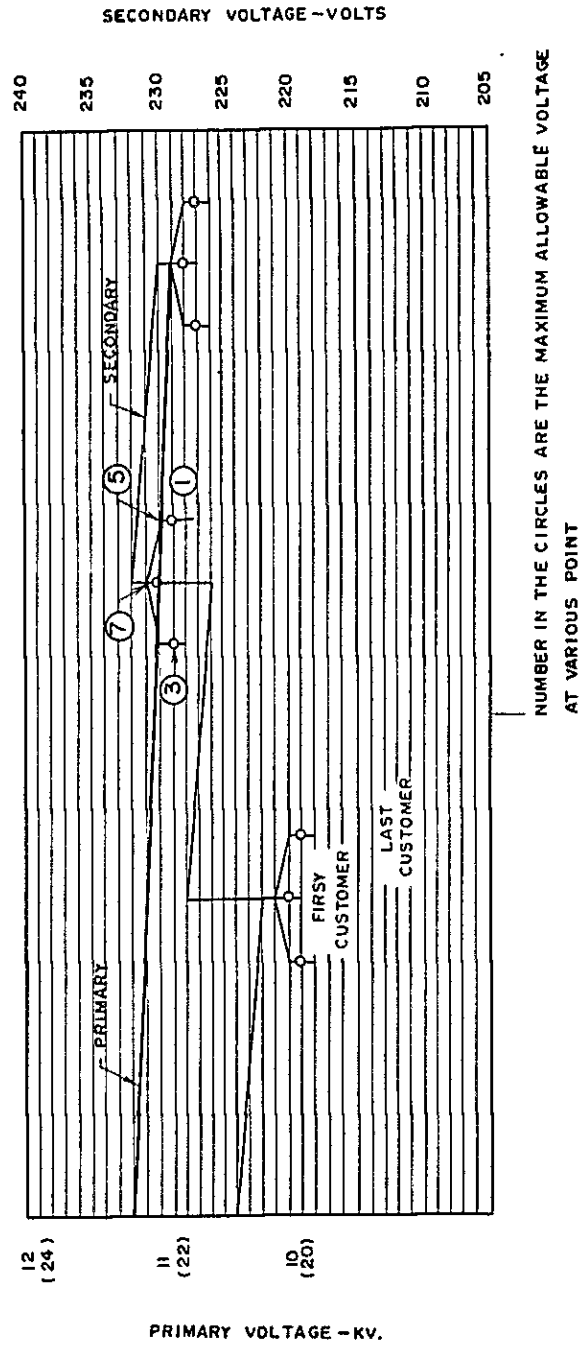
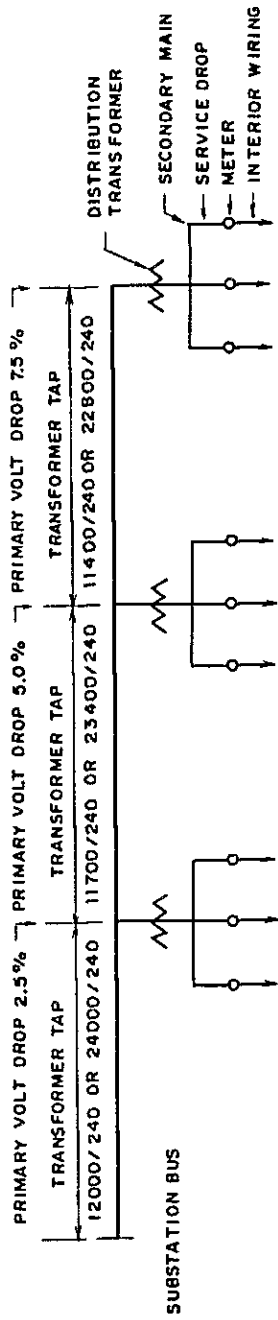
(4) 電圧の不平衡

3相間の不平衡率は2.5%を超えてはならないルールで運用している。こういう不平衡率とはつきをいう。

$$\frac{\text{平均電圧からの最大のフレ}}{\text{3相の平均電圧}} \times 100(\%)$$



FIG. 46 TYPICAL VOLTAGE PROFILE DURING LIGHT LOAD PERIOD



(分析結果)

(1) 送電線の末端における電圧降下の状況はつぎのとおりである。

電圧降下率(%)	2以下	3まで	4 "	5 "	6 "	7 "	8 "	9 "	10 "	10以上	計
該当する回線の数	14	3	2				2			2	23

上表によれば、電圧降下が4%以内のものが全体の83%を占めている。また10%を超えるものはつぎの2件である。

Banplee から Silom への送電線 …………… 11.7%

North Bangkok から Rangsit への送電線 …………… 11.2%

(2) 現有のスタンダードは、ANSI C84.1-1970の「電圧規格」に準拠して作成されたものである。

しかしながら、この標準電圧をいかにして維持するかについて、さらに明確にしておかねばならないいくつかの点がある。MEAは、需要端における供給電圧を定期的に測定してはいない。恐らくMEAは変圧器の容量以内の負荷がかかっている限りは、電圧降下が許容限界を超えることはないと信じているからであろうと思われる。この考え方では、負荷の分布が刻々と変化するものであるゆえに、電圧標準を最適なものとするのには役立たない。日本の例では、各負荷点における電圧降下はコンピューターによってチェックされ、コントロールされ、必要なときは実測も行っている。従ってMEAが定期的な電圧測定を行って、配電線の問題点に対するチェックと現状確認を行うための電圧調整システムの採用について検討するようアドバイスするものである。

実施可能な電圧調整方法として、2つの代替案が考えられる。

- a. サンプル需要家に記録計をつけて電圧を実測する方法。
- b. 配電用変圧器負荷管理システムの一部として電圧降下計算を付加する方法。

(3) 系統電圧の動揺は1、2の変電所以外は概して正常のようである。これは配電用変電所の変圧器が自動タップチェンジャーを有していることによるものである。ただし僅かな地域ではあるが、電圧のフリッカーが見られる。このフリッカーの原因が大口需要家の負荷動揺に基因するものであるなら、フリッカー防止装置を需要家自らの責任で設置すべきである。

### 3. 給電運用

#### (現 状)

MEAの給電運用は、MEA本社にある給電指令センターから行われている。EGAT、MEAの変電所、地方事務所との連絡は、有線電話と無線電話（短波2波使用）を用いて行われている。パトロール車との連絡にも短波の2バンドが用いられている。その状況はFig 47に示す。

24時間の給電運用のために4グループによる3交代システムがとられる。1グループの構成は2人の指令員と2人の作業員である。配電線事故発生時の通常の処理手順をFig 48に示す。

一方において各変電所の監視と制御をChidrom変電所内に新しく建設中の新給電指令所から行うための工事が進行中である。これができると、MEA系統の信頼度と運用の改善に大きく役立つであろう。

故障点の発見と復旧はつぎの手順で行われている。

- ① 事故の状況（フィータ名、トリップしたリレー名など）が指令センターに報告される。（時々必要家が営業所に報せてくれる）
- ② 指令センターはその情報を地区営業所へ伝える。
- ③ 営業所から復旧班が出発する。
- ④ 復旧班が現場に到着
- ⑤ 指令センターは、復旧班に命じて変電所と連絡をとりながら事故区間を発見せしめる。そして永久事故であったら、復旧班は事故区間をスイッチオフし、健全区間に電力を供給するため連系スイッチを投入する。
- ⑥ 指令センターは事故区間を切り離れたのち、遮断器を投入するよう命じる。
- ⑦ 復旧班は事故地点において修理作業を行う。修理が完了すれば、各スイッチが操作されて平常時の運転状態に戻す。

#### (分析結果)

MEAは今コンピューターを装置した新しい制御センターを建設中であり、完成後は供給信頼度の著しい改善が期待される。この計画は、MEAの社会的責任から当然のこととはいえ、MEAの運用の近代化にとって画期的な、そして重要なステップを成したといえよう。この場合、給電指令の手順は次回のように簡素化される。

(現在) 監視→呼出→打合せ→判断→指令→受信→操作

(今後) 監視—————→操作  
直 結

この改善による利益は、時間短縮、適確処理、設備の効率運転、省力化などが考えられる。このために装備すべき機能としては、まず各変電所の遠方監視、記録、制御を集中



Fig. 47 Load-dispatching Center of the MEA Head Office

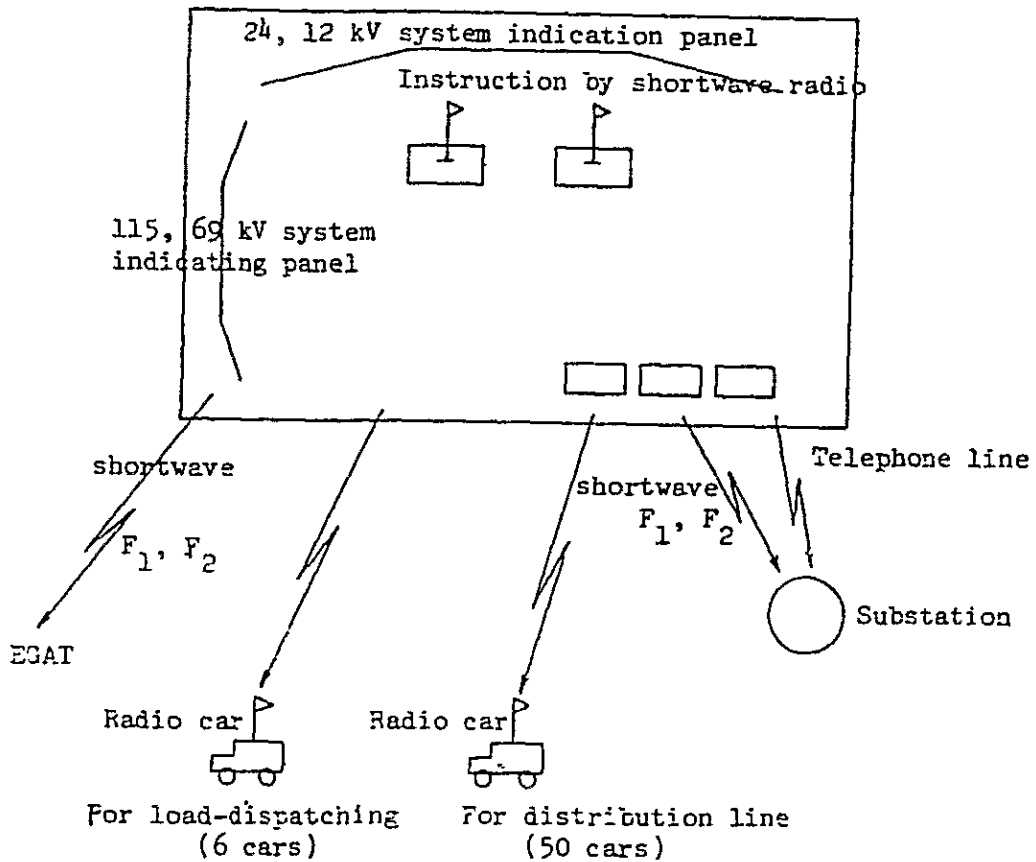
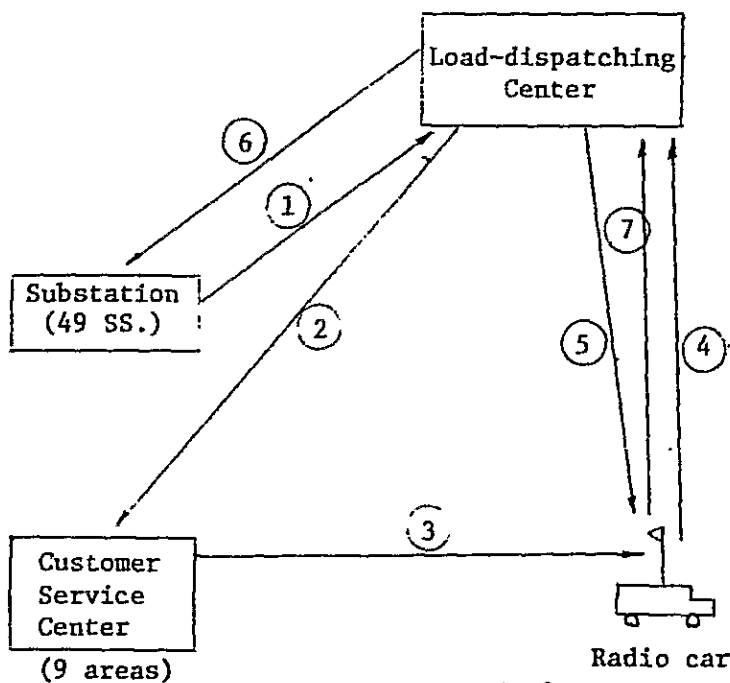


Fig. 48 Normal Procedure in case of Fault Occurrence on Distribution Line



して行えるようにすることである。これらの機能だけでも、信頼度は大巾にアップする。

検討すべき1点は、将来制御すべき変電所の数が増大した場合、同時に複数事故発生時の処理に困難が生じることである。これに対しては、地方コントロールオフィスの設置を考慮すべきであろう。

#### 4. 設備の維持保守

##### (現 状)

M E A は、設備の維持保守業務の規程標準を有していない。巡視、点検、測定は、主要な地域の送・配電線について随時行われている。設備の異常は、通常集金人や検針員、時には需要家から報せられる。何らかの工事が必要となったとき、M E A スタッフは設計のために現状を細かく調査する。これが配電用変圧器の過負荷、過大な電圧降下、線路の過電流、設備の破損、環境条件の変化などの異常状態を発見するチャンスとなる。

維持保守を容易にするため、M E A は一部にC S P型トランスを設置しており、これは過負荷表示装置を有しているのだが、ランプの点灯よっての表示は集金人や検針員、時には需要家によって知らされることとなる。

木柱の点検や接地抵抗のチェックも定期的には行われていない。

##### (分析結果)

送・変・配電の各設備は、それぞれ重要な機能を有し、事故発生時の影響は大きい。また電気設備の特性から公衆及び従業員の生命、財産の保全のための安全化対策についても十分考慮しなければならない。このため建設にあたって、計画、設計面でこの点の配慮が十分行われている。しかしながら、この機能を適正に維持し、保安の確保と事故の未然防止をはかるためには日常の巡視・点検・測定にまたねばならない。

この点について、M E A は各設備に基準をつくり従業員を教育し、日夜電気事業者の職務を完遂するため各般の努力を傾倒している。これら設備保全に要する労力・費用は莫大であるけれども設備の機能を良好に維持し、運用し、また設備の現状についての問題点のありかを把握しておくということは、極めて重要なことである。

### Ⅲ-10. 設備利用率

##### (現 状)

M E A の系統設備は、容量の点からみて良く協調のとれたものとなっている。しかし平常使用時における設備の利用率が低い。Table 1 3 に見るごとく、配電用変電所の変圧器の平均利用率は55.7%、配電フィーダーの平均利用率は62.0%である。

M E A の今後の大きい問題は、供給信頼度を落とすことなく、いかに設備利用率を上げるか、すなわち投資効率を上げるかということである。

Table 13 Utilization Factor

September 1979

\* Distribution Substation

Utilization Factor	No. of D/S	%
0 ~ 40%	6	14.0
~ 50	5	11.6
~ 60	16	37.2
~ 70	9	20.9
~ 80	5	11.6
~ 90	2	4.7
~ 100		
More than 100%		
<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>100</b>

- Averaged monthly utilization factor: 55.7%
- Detailed data are shown in Appendix 11.

\* Distribution Feeder

Utilization Factor	No. of Feeder	%
0 ~ 10%	11	4.0
~ 20	3	1.1
~ 30	14	5.0
~ 40	21	7.6
~ 50	24	8.7
~ 60	33	11.9
~ 70	53	19.1
~ 80	57	20.6
~ 90	39	14.1
~ 100	15	5.4
More than 100%	7	2.5
<b>Total</b>	<b>277</b>	<b>100</b>

- Average utilization factor: 62.0%
- Detailed data are shown in Appendix 12.

## (分析結果)

### 1. 配電用変電所の変圧器の利用率

一般的にいつて、設備の利用率は供給信頼度と深い関係を有する。利用率が低いということは、設備の容量に余裕があつて、停電が起きたときにも他の設備から供給することが容易であることを意味する。そういう状態は信頼度が高いといえるけれども、一方では設備の有効利用の面で不経済な状態ともいえる。

配電用変電所の変圧器の利用率は、配電系統の構成方法と深い関連がある。M E Aの標準によれば、変圧器は2バンクで配電線は樹枝状である。(Fig 4 9, Case A)

従つて1バンク事故時に、停電負荷の全部を切り替えるためには、常時の負荷を変圧器容量の半分にしておく必要がある。この場合、これらの変圧器の利用率は50%を超え得ない。

もし、変電所が3バンク構成であると(Fig 4 9, Case B)、1バンク事故時に停電負荷を全部切り替えるためには、常時最大負荷を変圧容量の67%に上げて運転すればよい。このケースでは、3台の変圧器がすべて利用率67%で運用されることとなる。

同じ考え方で、2つの変電所から引き出されている配電フィーダーが全部完全に付けいされているケース(Fig 4 9, Case C)では同じ信頼度の下で利用率を75%まで上げることが可能となる。さらに4つの変電所から引き出されている配電フィーダーがすべて完全に付けいされておれば(Fig 4 9, Case D)、各変圧器とも88%の利用率で運転できることとなる。

M E Aは、利用率向上の対策として変電所のバンク数を増やすこと、そして配電フィーダーの付けいを強化することを含めて、設備標準の見直しを行う必要がある。

### 2. 配電フィーダーの利用率

(1) 各フィーダーの利用率を下記の計算条件のもとに計算した。

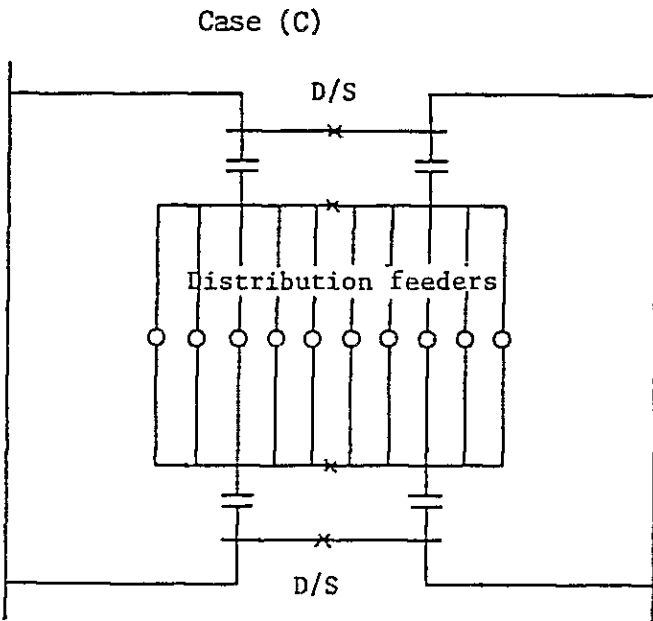
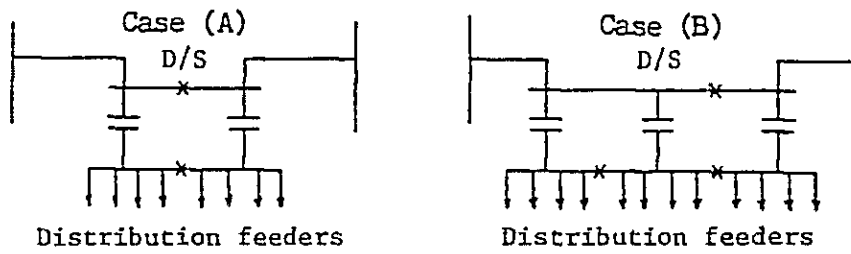
#### a. フィーダーの容量

一次配電線の変電所からの引き出しは主に地中ケーブルが用いられ、架空の幹線に接続される。この地中ケーブルは通常において架空幹線と同等か又はより大きい容量を有する。従つてフィーダーの容量としては、架空幹線の電流容量によって決まるものとする。ただし常時の運用として考える場合、若干の余裕を見ておく必要がある。かかる配慮のもとに、下記の値をフィーダーの容量として用いる。




1 フィーダーの容量

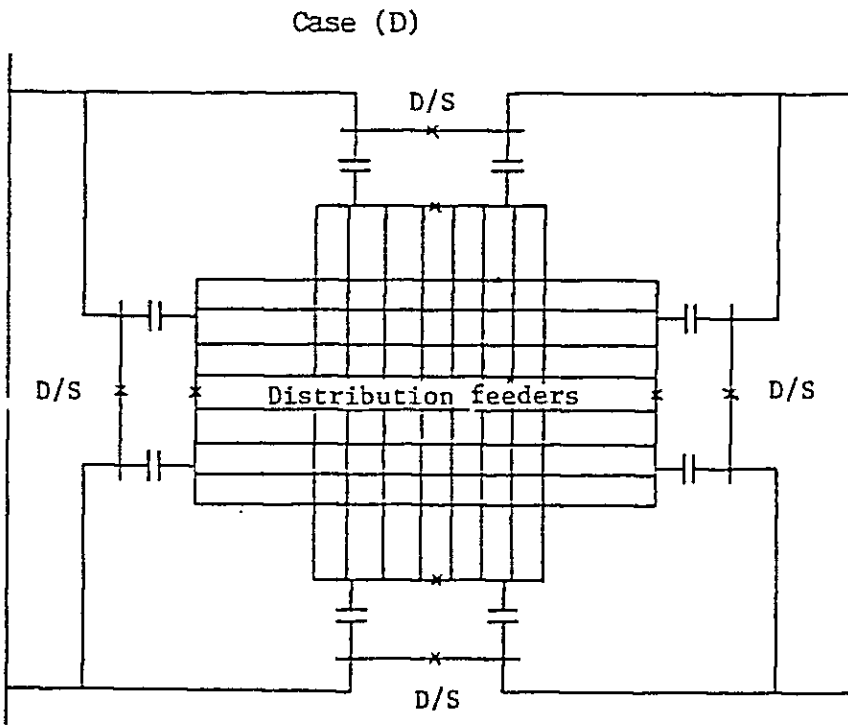
電 圧	1 2 kV	2 4 kV
電線太さ	3 3 6 4 MCM	8 MVA
		1 6 MVA

Fig. 49 Pattern of System Composition



Note:

-  Distribution transformer
-  Disconnecting switch
-  Interlinked switch



Note :

This configuration is the same as case (C), but has four (4) substations.

b. フィーダーの負荷

1979年の最大負荷記録を用いる。kWは力率を用いてkVAに換算する。

c. フィーダーの利用効率

各フィーダーの利用率は次式で計算する。

$$\text{フィーダー利用率} = \frac{\text{フィーダーの負荷}}{\text{フィーダーの容量}} (\%)$$

現有の全フィーダーのおおのについて計算した結果をTable 13及びFig 50に示す。平均値は62.0%となっている。

(2) 管理方針と利用率

理論的にいって設備の利用率は、MEAの供給信頼度に対する管理方針に随って変化する性質のものである。Table 14にその関係を示す。

(3) 利用率の低いフィーダー

全体のうち17.7%に相当する数のフィーダーが、利用率40%以下で運転されている。これらは実状をよく調べる必要がある。

一般的にいって、新しいフィーダーを新設する方法として2つある。新しい配電用変電所を作ったときに一挙に標準数を新設する方法と、負荷から見て必要な数だけのフィーダーを新設し、その後は負荷の増大に応じて増やしてゆく方法である。

(4) 配電フィーダーの連けい

上述したごとく、MEAのフィーダーは融通するのに十分な余裕容量を有している。言い替えば、フィーダー間を有効に連けいすれば、供給信頼度は向上するとともに設備利用率も改善されるであろう。

これに関し、つぎの事項について検討すべきである。

a. 負荷をかけたまま開閉できるような配電線開閉器の設置

b. それらの開閉器類の自動又は遠隔制御

Fig. 50 Utilization Factor of Existing Distribution Feeder, Sept. 1979

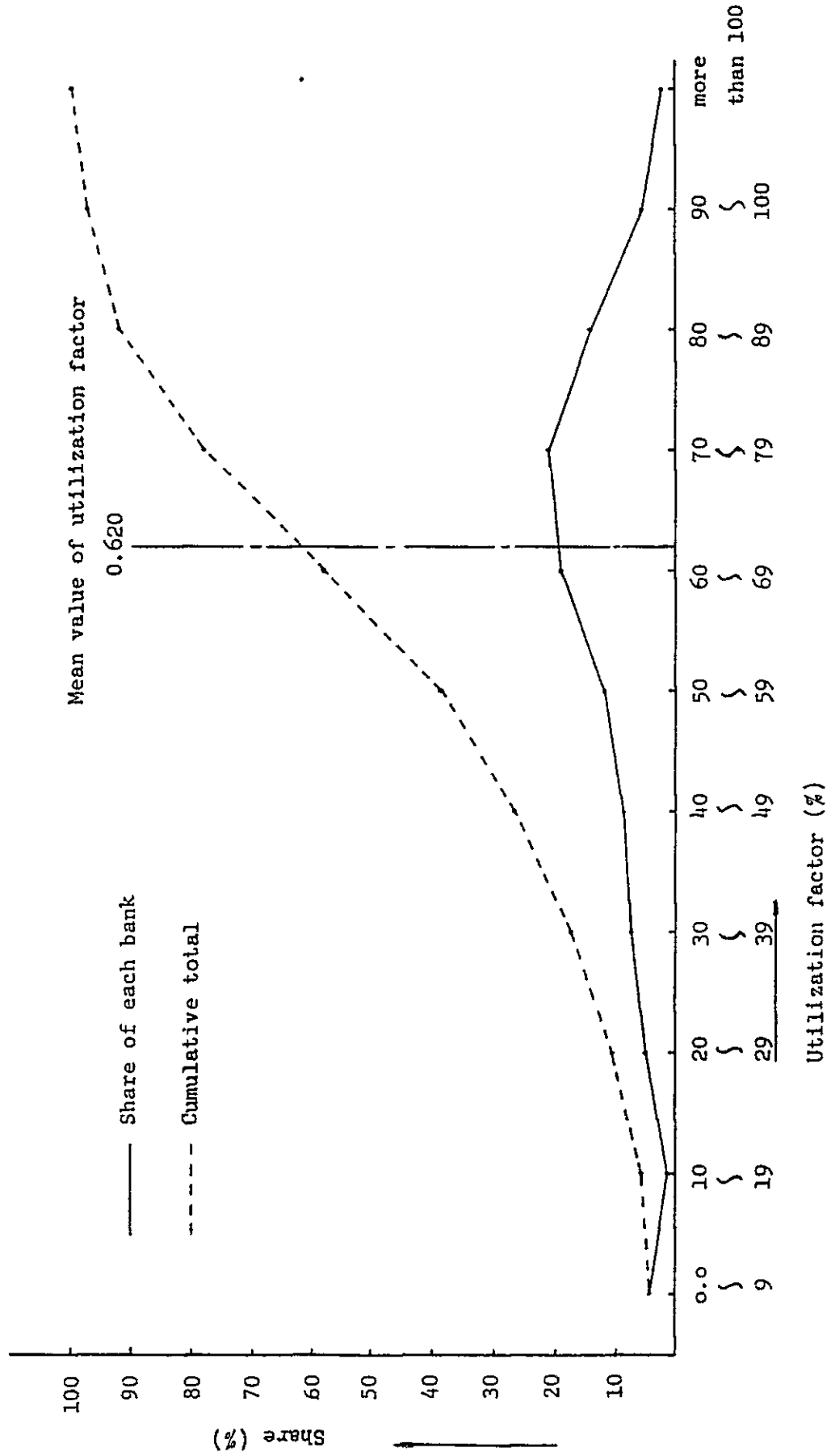


Table 14 Policy and Utilization Factor

Policy for operation	Remarks	Utilization factor (%)	
		Without emergency operation	With emergency operation
1. Supply all of interrupted load	<p>(Interrupted)</p>	50	62.5
2. Supply 2/3 of interrupted load		60	75
3. Supply 1/2 of interrupted load		66	82

Note; Allowable current of main trunk line is taken to be the following value:

Normal : 400A

Emergency : 500A



