

5.3.2 変電所規模その他の調査検討

技術的、経済的並びに長期的観点に立脚した増設余地等を総合的に勘案して調査、検討の結果、次の様な結論を得た。

(1) 変電所容量と変圧器単位容量

一般に変電所および変圧器の容量は、大きければ大きい程それぞれの数に関する固定的費用が節約できることと、変圧器の場合単位容量あたり単価が割安となることから、経済的な場合が多い。

一方、規模の増大すなわち設備数の減少は、二次側の配(送)電費を上昇させる傾向、変圧器や送電線の事故等の供給信頼度を低下させる傾向があり、かつ全体としての所要設備容量が増加し先行投資負担を招くことになる。

これらの矛盾する傾向を総合勘案して最適な投資基準を樹立せねばならないが、結論に影響する因子は以下のように多い。すなわち

- ① 変電所あたり最低必要な固定費(1)……用地、建物等
- ② 変電所あたり最低必要な固定費(2)……送電線引込み Bay 等
- ③ 変圧器あたり最低必要な固定費……変圧器 Bay 等
- ④ 変圧器容量による kVA 単価特性
- ⑤ 需要の増加率
- ⑥ 将来費用の割引率
- ⑦ 変電所数と配電費との関係
- ⑧ 変電所数と送電費との関係
- ⑨ 配電線の引出可能回線数による変電所規模の上限
- ⑩ 各変電所の望ましい変圧器数

が挙げられる。

このうち⑦、⑧については定量化困難であるが②を併せ考慮すれば、相殺されるものと見做すこととする。⑨は都市部において問題となるもので、最終容量 300MVA を超す規模は実現困難と考えられる。

⑩については可及的優先して 1 変圧器変電所を 2 変圧器に増設することが望ましく、最終的には 3 変圧器以上が望ましが、経済性を考慮して連絡用変圧器の場合 2～3 Bank、配電用変圧器の場合 3 Bank が望ましい。

注) 配電用変電所 1 箇所新設による配電費の節減が送電線引込費と受電線用

bay の建設費の和によって相殺されるものとする。

配電用変電所の規模と変圧器の単位容量については、次の前提条件の下に郡部、地方都市、大都市の各想定モデルを対象として種々の新增設パターンの経済性を比較した。

○初期負荷：郡部：2.0MW

地方都市：2.0MW

大都市：約200MW(193.7MW)

○負荷の伸び率：郡部：12.5% p. a.

地方都市：10.0% p. a.

大都市：今回のスラバヤに対する想定負荷で使用了次の

ロジスティック曲線を用いる。

$$TL = 4,717.369 / (1 + EXP(14.06444 - 1.299239 * (84 + NY)))$$

○割引率：12% p. a.

○所要増加容量：増加負荷 / 0.8

(既存設備は沈没設備として棚上げし、すべての新增設を既存設備と無関係に設置するものとする。)

○変電所数、変圧器数に従う最低固定費

1変電所あたり 600×10³\$ (建物)

1,000×10³\$ (150kV incomm 2 cct の bay)

1変圧器あたり 410×10³\$ (150kV Tr の bay)

変圧器単価 10MVA: 100×10³\$

20MVA: 170×10³\$

30MVA: 220×10³\$

50MVA: 300×10³\$

100MVA: 470×10³\$

(a) 郡部

2.0MWのサービスエリアにおける増分負荷に各変電所で

① 10MVA + 10MVA + 10MVA

② 20MVA + 20MVA + 20MVA

③ 30MVA + 30MVA

の3種の増設パターンで対応した場合の固定費の累積現在価値が Fig. 5.3-1 (1)に示される。

この図から、次のような増設方法が得策といえる。すなわち、

- 当初 10 MVA × 1 の変電所を新設する。
- 14年目に 20 MVA × 1 を増設する。
- 19年目に 30 MVA × 1 を増設する。
- 28年目に 20 MVA × 1 の変電所を新設する。
- 30年目に 30 MVA × 1 を増設する。

(b) 地方都市

20.0 MW の負荷の地方都市の増分負荷に

- ① 20 MVA + 20 MVA + 20 MVA
- ② 30 MVA + 30 MVA + 30 MVA
- ③ 50 MVA + 50 MVA + 50 MVA
- ④ 100 MVA + 100 MVA + 100 MVA

の4種の増設パターンで対応した場合の計算結果が、Fig. 5.3-1 (2)に示される。

この図から、次のような増設方法が得策といえる。すなわち、

- 当初 20 MVA × 1 の変電所を新設する。
- 7年目に 50 MVA × 1 を増設する。
- 14年目に 100 MVA × 1 を増設する。
- 22年目に 100 MVA (または流用品 50 MVA × 2) × 1 の変電所を新設する。
- 26年目に 100 MVA × 1 を増設する。
- 29年目に 100 MVA × 1 を増設する。

(c) 大都市

約 200 MW (193.7 MW) の初期負荷をもつ Surabaya 市域の今回想定した増分負荷を 30 年間にわたってロジスティック曲線により外挿推定し、

- ① 50 MVA × 1 + 100 MVA × 2 (250 MVA × 16 S/S)
- ② 50 MVA × 2 + 50 MVA × 1 (150 MVA × 26 S/S)
- ③ 50 MVA × 2 + 50 MVA × 2 (200 MVA × 19 S/S)
- ④ 50 MVA × 2 + 100 MVA × 1 (200 MVA × 19 S/S)

⑥ $50\text{MVA} \times 3 + 100\text{MVA} \times 1$ ($250\text{MVA} \times 16\text{ S/S}$)

⑥ $100\text{MVA} \times 2 + 100\text{MVA} \times 1$ ($300\text{MVA} \times 13\text{ S/S}$)

⑦ $50\text{MVA} \times 2 + 100\text{MVA} \times 2$ ($300\text{MVA} \times 13\text{ S/S}$)

の各新增設パターンで対応した場合の計算結果が、Fig. 5.3-1(3)に示される。本パターンにおいて、たとえば④パターンは、当初 $50\text{MVA} \times 2$ の S/S を 30 年後 S/S 数 19 地点に達するまで新增設し、以後は 100MVA を 1 台ずつ増設することを意味する。

この図から明らかなように、⑥パターン「 100MVA のみによる増設」が断然有利である。しかし変圧器事故時の供給対策に問題があり、利用率をかなり落とすれば有利性は相当減殺される。

次いで⑤や⑦パターンが有利であるが、最終容量を 1 箇所あたり 300MVA に抑える必要があるので、 $100\text{MVA} \times 3$ を最終形態と考えれば、4 変圧器の設置には問題がある。

以上により④パターンが 30 年後の姿と経済性の両面から好ましく、それ以後は 50MVA を 100MVA に replace することにより容量増加の余地が残っている。

よって本マスタープランでは、本パターンもしくはこれを修正した 2 台目 100MVA パターンを採用した。

(d) 結 論

○変圧器単位容量

150 kV/20 kV Transformer 100 MVA, 50 MVA, 30 MVA
20 MVA, 10 MVA

70 kV/20 kV Transformer 50 MVA, 30 MVA, 20 MVA
10 MVA

○一変電所当たりの変圧器台数

連絡用変圧器 2 ~ 3 Bank

配電用変圧器 3 Bank

(2) 工事实施上配慮すべき事項

(a) 工事の段階的实施

負荷の性質並びに需要密度、需要の伸び率等を総合勘案して全体の電力Systemから変電所の規模が決定されるが、これは長期的考察により決定されるものである。従って、変電所新設当初は最終規模よりも小容量の変圧器を設置し、早い時期に2バンク目の変圧器を設置する方が、事故時対策にもなり、配電設備の増強で系統の信頼度向上を図るよりも経済的である。

しかるのち、2バンク目又は3バンク目に大きい容量の変圧器を設置するのが望ましい。

(b) スラバヤ市内系統

特に需要の高密度地域について超長期的見地から検討を行うと共に、増設余地を残しておく必要がある。即ち、大規模変電所については、用地的には最終容量100MVA×3バンクを配慮すると共に、20KV配電線を20～25回線配電できる地点を用意する必要がある。

(3) 母線構成

(a) 母線結線方式

母線結線方式は、変電所の規模、重要性などによって定まるが、具体的には系統の運用、設備の点検や事故時の対応、増設工事母線停止の難易等総合勘案し、経済的、合理的に選定しなければならない。上記考え方を基本として、東部ジャワにおいて実施されている母線方式は次の通りであり、これを標準として実施する事を推薦する。

(i) 150KV, 70KV母線

母線は二重母線を標準とし、Bus-tie遮断器を設置するものとする。建設当初は一重母線のみ工事を行う。

(ii) 20KV母線

補助母線付一重母線を標準とする。補助母線は20KV配電線を無停電で、その遮断器を停止、点検を行う為に使用する。

(b) 大都市中心部の変電所

人口密度の大なる地区に建設される変電所は、用地事情や周囲環境の制約などが

ら屋内式又は地下式（建物、又は公園の地下に設置）を考慮する必要がある。この際には Unit system 変電所を推薦する。この変電所は自所の受電線のみで、他所への送電線を必要としない配電用変電所で且つ変圧器バンク毎に Unit 運用され Fig 5.3-2 の如き結線となり、次の様な特徴を有する。

- (i) 用地面積、建物面積が非常に少なくなる。
- (ii) 受電 CB、変圧器一次 CB を省略する。
- (iii) 1 送電線、1 変圧器が 1 組となっている。
- (iv) 変電所事故、送電線事故は、電源側変電所の CB で保護される。
- (v) 受電線、母線他の事故時にも変圧器 2 バンク以上の同時停止がないので最も好ましい方式である。
- (vi) 保守面からも遮断器の台数が少ないので好ましい方式である。

Fig 5.3-3 に機器配置図を示している。

(4) ガス絶縁開閉装置 (GIS) について

近年の変電所建設においては、次の様な要求が増えつつある。

- 用地の取得難、土地の有効活用ならびに周囲環境への調和などの社会情勢への対応。
- 電力機器自体の信頼性の向上。
- 保守点検の省力化ならびに安全性の向上。

これらの要求に応えるために開発された新技術が従来の大気絶縁方式に代わって、優れた絶縁特性をもつ SF₆ ガスを使用したガス絶縁開閉装置 (GIS) である。

GIS は遮断器、断路器、避雷器、計器用変成器など、変圧器以外の機器を接地された金属容器内に収納し、内部に 3 ~ 6 気圧の SF₆ ガスを封入して密封化したもので、充電部が全く露出していない構造となっている。この基本構造のために、以下に掲げる特長を有する。

- 縮小性……従来の大気絶縁方式では、相間および対地間に長い絶縁距離が必要で、系統電圧が高くなるにつれ開閉所の占有空間が急増して広大な用地を必要とする。しかし GIS では、SF₆ ガスの優れた絶縁特性と密封容器内での圧力を 3 ~ 6 気圧と高めることにより、充電部と大地（接地金属容器）間の絶縁距離が 1/10 程度以下となり、また機器の相間寸法も縮小できるので、機器全体の大きさも縮小可能となる。

- 環境調和性……屋外設置の場合、平面配置にして樹木、へいなどで囲うことにより遠方から見えにくくすることができる。さらに、ビルの地下や屋上などにも設置でき、環境調和上の問題を生ずることなく変電所を建設できる。
- 高信頼性……従来の大気絶縁方式では、塩害、じんあい等の外気の影響や鳥獣などのような外的要因による事故が多く発生しているが、GISでは導電部、絶縁部、接触部などが全て接地金属容器内に収納されているため、外部からの影響を受けにくい。このため、電力機器自体の信頼性も格段に向上している。
- 省力化……外部環境に起因する劣化や汚損をほとんど無視できるので、多数回動作による消耗部品取替えの他は、保守作業を著しく減少させることができる。
- 安全性……充電部が露出していないため、巡視点検等においても誤って感電する等の心配もなく、安全に作業できる。

(5) 70 kV系統の中性点接地方式

70 kV系統の接地方式は、東部ジャワで本格的に系統増強が計画されるまでは消弧リアクトル方式であった。70 kV系統の運転状況に応じて、零相アドミタンスを補償するに十分な消弧リアクトルの容量を期待する事が困難になってきた。従って、70 kV系統の拡大に伴って200Ω抵抗接地が採用された。

(a) 基本的な考え方

150 kV側からBack powerが供給される70 kV系統には、70 kV中性点を抵抗接地する。

(b) 70 kV系統の実態

Fig. 5.3-4に示す様に8変電所については、中性点接地抵抗器が据付けられている。

(c) 結 論

- (i) WLINGI S/Sは速かに中性点接地抵抗器を据付ける必要がある。
- (ii) PROBOLINGO S/Sは、BANGIL S/Sと150 kV送電線で連系される時に中性点接地抵抗器が必要である。

(6) 絶縁協調の調査

第1回の現地調査により、Belgium Loan, France Loan, 及び Acceleration Project の Bid Document 等入手することが出来た。これらの Proposal の Technical Particular と Surabaya Distribution Project の Specification は概ね同一であり、これらの変電機器は I.E.C 及びその他の国際的な標準をベースとして造られているので、基本的な点に於ては同一であり、絶縁協調の点からも問題点は見当らなかった。

5.3.3 保護リレー方式の調査、検討

(1) 保護リレーの現状

系統保護リレー、機器保護リレー等については、現在次の様な状況であり概ね良好な成績を取っており、特に問題点はないものと思われる。

(a) 150KV送電線保護リレー方式

東部ジャワに150KV系統が導入されて以来、Karankates H.P/S, Perak T.P/S, Gresik T.P/Sと現在に至る迄、距離方向比較搬送継電器が主として使用されている。現在、この方式以外はPilot wire relay方式、転送しゃ断方式、距離継電方式等が若干ある程度である。

今後の系統の拡大と共に一層の高信頼度を要求されるので、150KV送電線保護リレーには、距離方向比較搬送継電器を推奨する。

(b) 70KV送電線保護リレー方式

短絡故障に対しては距離継電器を、一線地絡故障に対しては回線選択継電器を使用した距離継電方式を適用している。

なお短距離2回線送電線には、表示線継電器方式が一部箇所採用されている。将来系統拡大に伴って、信頼度向上と事故除去時間短縮の目的から短絡にもBalanceリレーを追加採用することを推奨する。又短距離送電線は、表示線継電器方式を信頼度並びに経済性の点から推奨する。

(c) 母線保護 Relay

東部ジャワ地域では、これまで母線保護は採用されていなかったが、Gresik 3.4号機 Projectで始めて150KV母線に設置される予定である。二重母線方式では一括保護を電圧差動方式、分割保護を電流差動方式としていて、本方式が最良とされている。将来、系統の拡大に伴って重要変電所の150KVに母線保護リレーを逐次設置することを推奨する。

なお70KV母線については、二重母線運用が少く選択しゃ断の有利性がないので、特別な場合を除き母線保護継電器の設置の必要性がないものと思われる。

(d) 機器保護 Relay

変圧器保護については、電気的方式として高速度比率差動継電器により瞬時に内部事故を検出する方式を採用している。又機械的保護方式としては、温度計 (Trip 接点及び警報接点付)による過負荷保護を行う方式並びに瞬時動作の圧力

継電器、Buchholz 継電器による方式等を採用している。これらの方式の適用に際しては、次の配慮が必要である。

高速度比率差動継電器については、Switch in時の Rush current による誤動作防止に配慮されたものであること、又機械的保護方式については警報及び Trip の区分について検討し、適正にリレーを整定しておくことが必要である。

(e) 自動オシログラフ

従来 East Java 地区では、事故記録用としてカルバンチェ社インク使用のオシログラフを採用しているが、近年インクレス type オシログラフが開発されており、今後このインクレス type を使用することを recommend する。

インクレス type はインク使用形オシロに比べて定期的に可動ローラーを取替える必要がなく、常時可動していないため Maintenance が非常に軽微である。

(2) 静止形継電器の採用についての検討

現在迄は Mechanical type のリレーを採用してきたが、最近各国に於ては静止形リレーが採用されようとしている。

しかし現状では、実績のある Mechanical type の方が信頼度並びに保守の面、更に予備品の点に於てすぐれていると思われる。静止形継電器の利点は、動作速度が早くなること、並びに CT 負担が少なくなることである。更に、価格が静止形継電器と Mechanical type のリレーが接近しつつあり、逐次静止形リレーが採用される傾向にあるので、その受入れについての準備をする様に推奨する。

Table 5.3-1 Comparison of special condition for Apparatus (1/2)

Item	Belgia	Perancis	Hyundai	S.D.P. (Tender Document)	Remarks
(1) Nominal rating	150kV/70kV. 23.5 ONAN 35.0 ONAF	150KV/20kV. ONAN ONAF	150kV/20kV. 15 ONAN 30 ONAF	150kV/20kV. 35 ONAN 42 ONAF 50 OFAF	*
(2) Connection (vector group)	YNyno	NO Entry	NO Entry	YNyno	
(3) On-Load tap changer .Tap steps No. .Step voltage(%)	NO.of position 17 1.56 %	NO. Entry 1.39 %	NO.of taps 17 voltage per step 2kV	Tap steps NO. 16 1.25 %	
(4) Efficiency(%) (at load)	99.48 (2/4)	NO. Entry	99.64/99.58	99.73/99.71/99.68 (By Fuji Electri Co.)	Enji Ele. Co's Trans. has highest efficiency.
(5) Impedance voltage (at rated tap)	10%	12.2 %	10 %	10 %	
(6) special mention	Antomatic fire extinguisher				
(1) Normal rating	10kV and 70kV	150kV	150kV and 70kV	150kV and 70kV	
(2) Type	small-oil-Volume	SE ₆ gas	SE ₆ gas	SE ₆ gas	
(3) Operation Type	Motor	Solenoid	Motor	Pneumatic or hydraulic	

Transformers

Circuit Breaker

Table 5.3-1 Comparison of special condition Apparatus (2/2)

Item	Belgia	Perancis	Hyundai	S.D.P. (Tender Document)	Remarks
Isolator	(1) Normal rating 150kV and 70kV	150kV	150kV and 70kV	150kV and 70kV	
	(2) Operation type Motor	Motor	Motor	Power operating device Need	
	(3) Operation system			Electric Remote Operation for 150kV	
	(4) Earthing switch	Provided It is mechanical interlocked with the line isolator	NO Enty	NO Enty	Provided It is mechanical interlocked with the line isolator
Voltage transformer	(1) Normal rating 150kV	150kV	150kV and 70kV	150kV and 70kV	
	(2) Type Capacitor type	NO Enty	Capacitor type	Capacitor Winding type type	Capacitor type has high reliability

Note * ONAN : Natural oil circulation natural air cooling
 ONAF : Natural oil circulation forced air cooling
 OFAF : Forced oil circulation forced air cooling

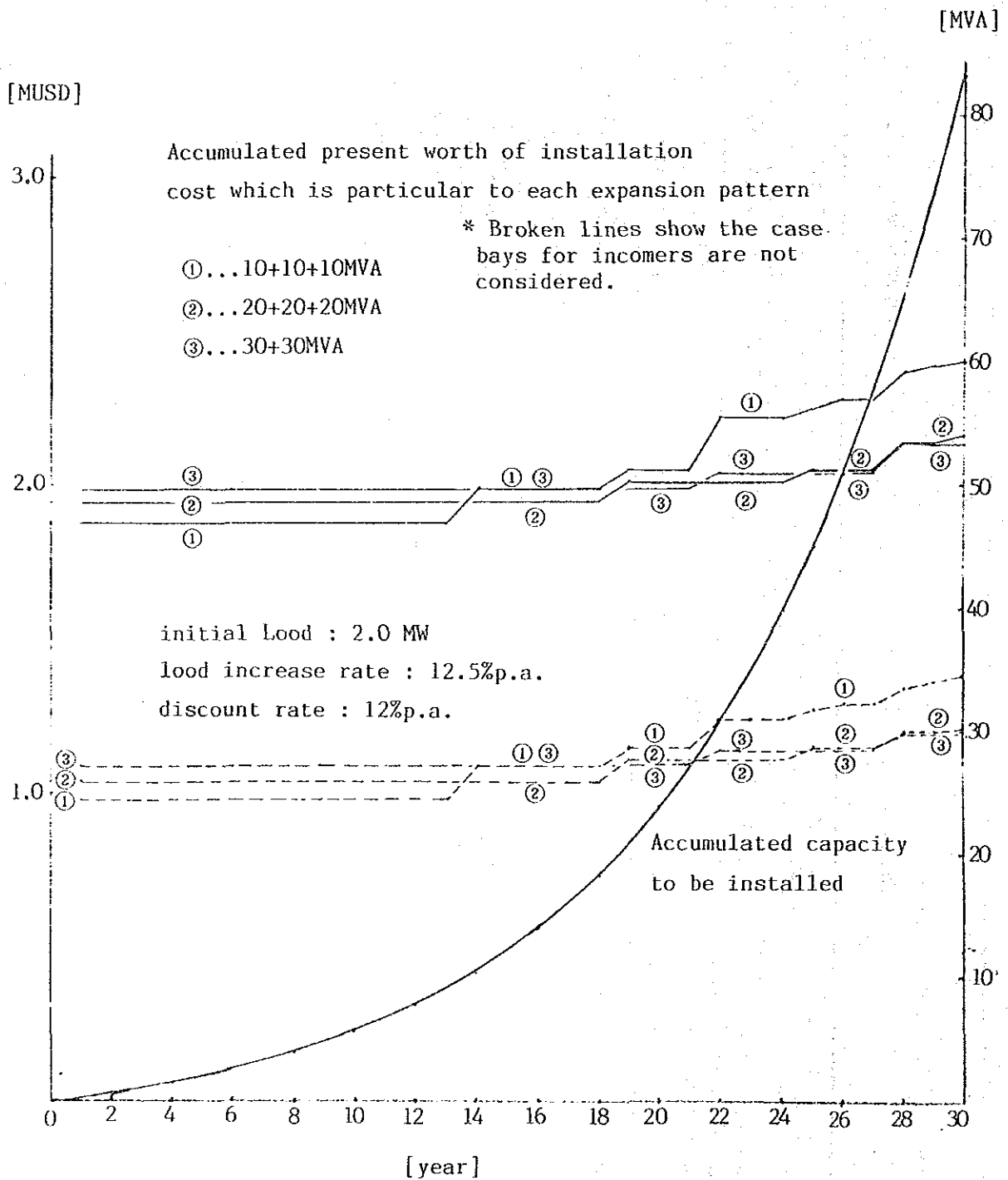


Fig 5.3-1(1) Comparison of Various Expansion Patterns of Substations

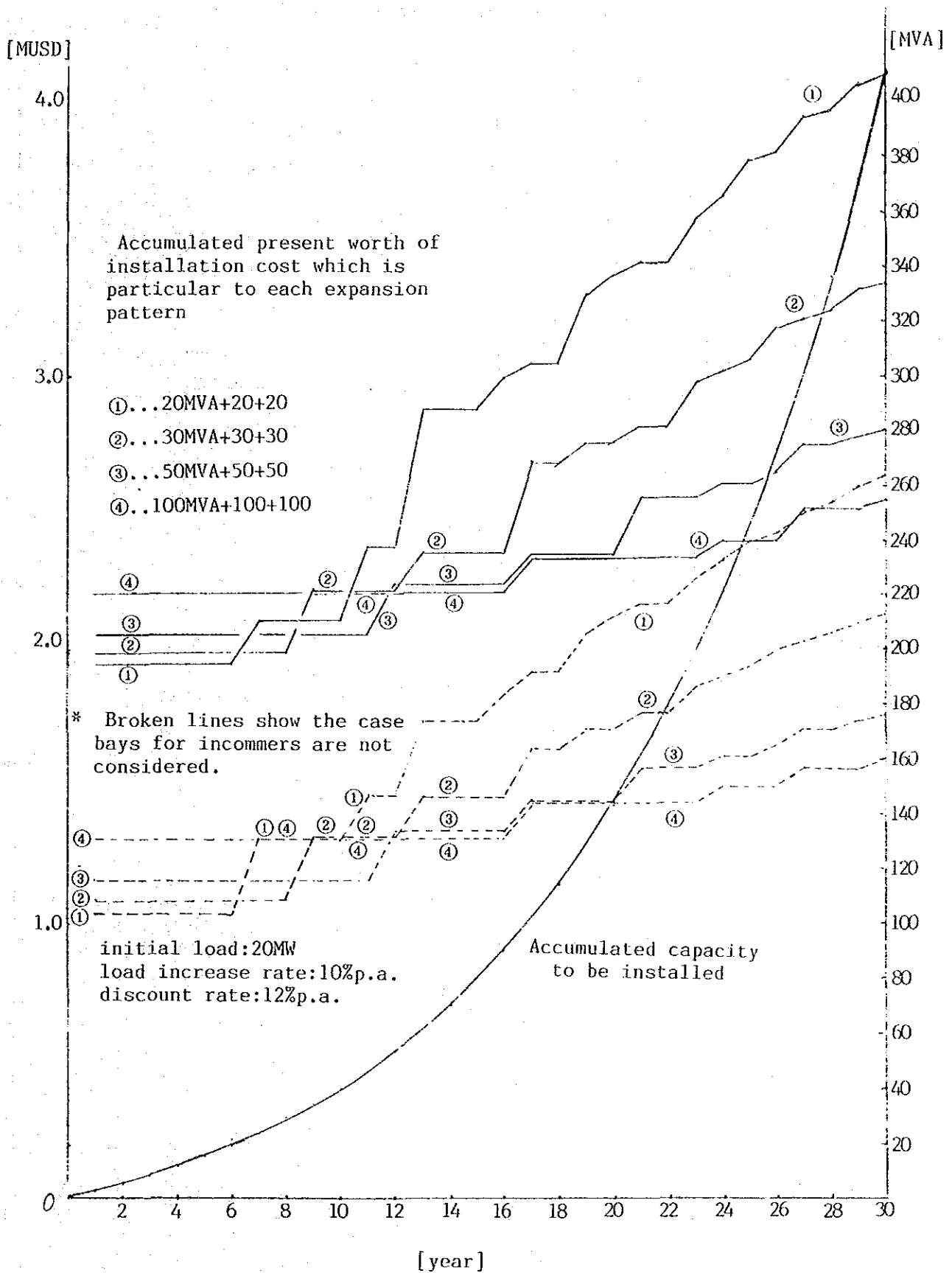


Fig 5.3-1(2) Comparison of Various Expansion Patterns of Substations

Accumulated present worth of installation cost
 which is particular to each expansion pattern

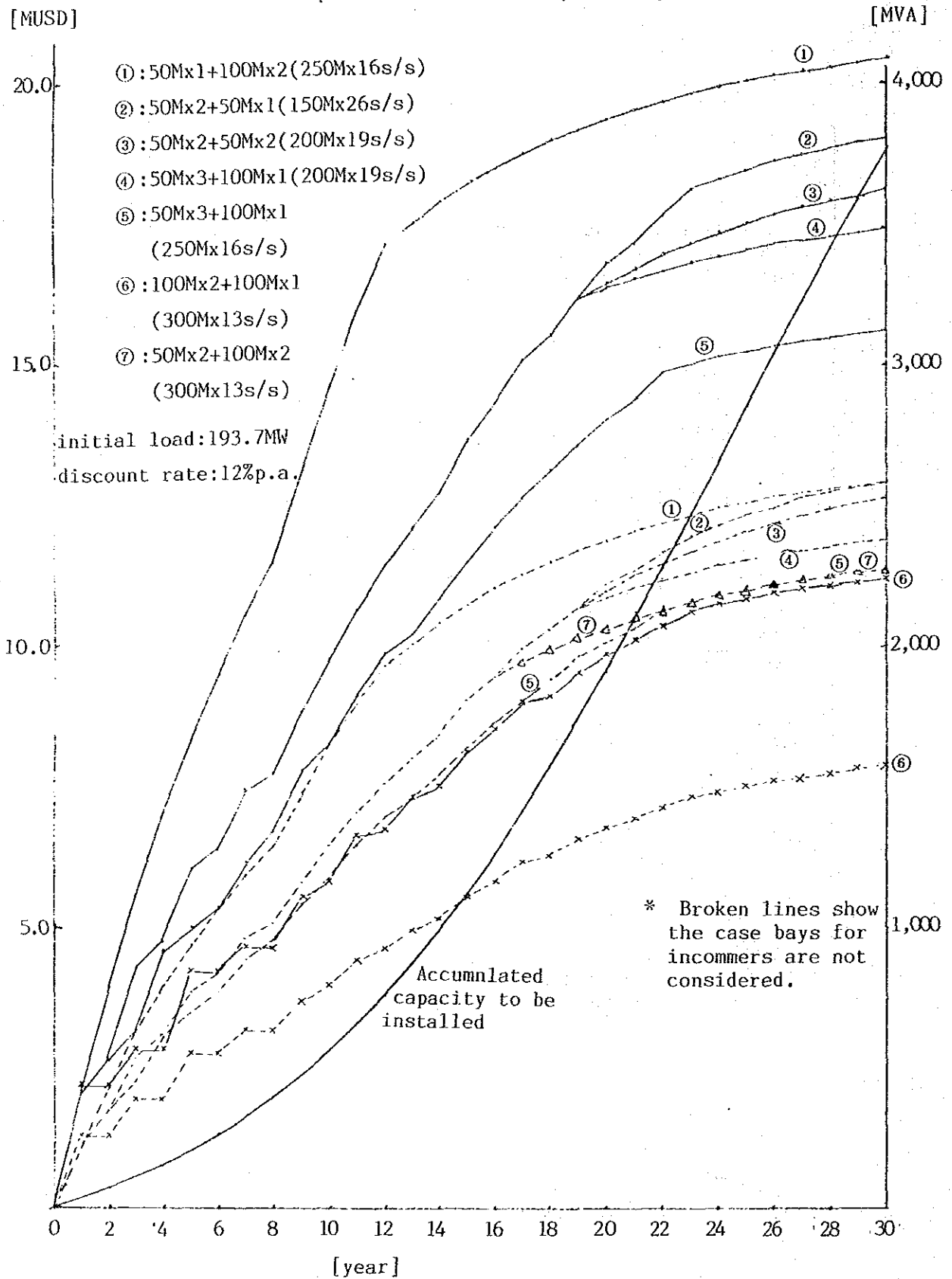


Fig 5.3-1(3) Comparison of Various Expansion Patterns of Substations

Fig. 5.3-2 The Substation of Unit System

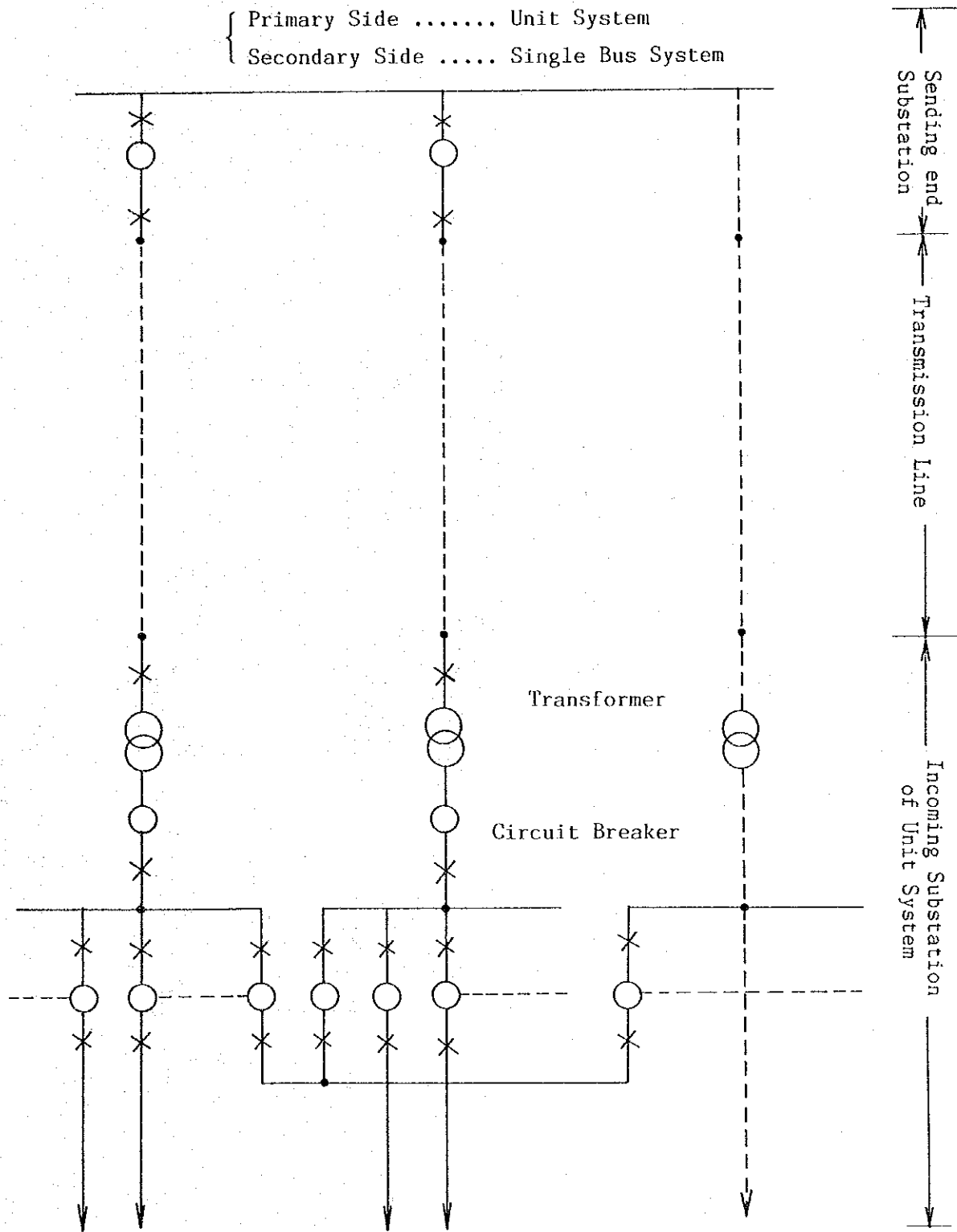
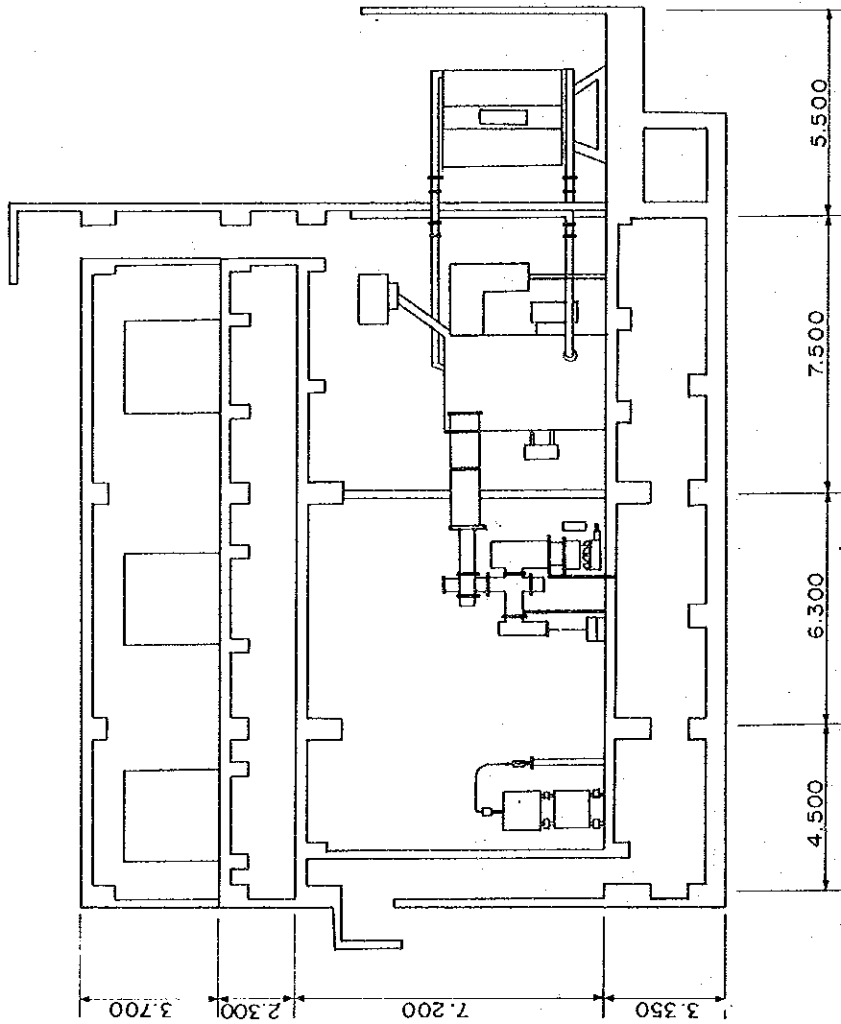


Fig 5.3-3(1/3) Example of lay out for unit Substation

Cross Section



- NOTE (1) Tr. Cap. 50MVA x 3
 (2) 20kV Feeder 6F x 3
 (3) 150kV Line Switch and P.T.
 are G.I.S. Instrument

Fig 5.3-3(2/3) Example of lay out for unit Substation

1F

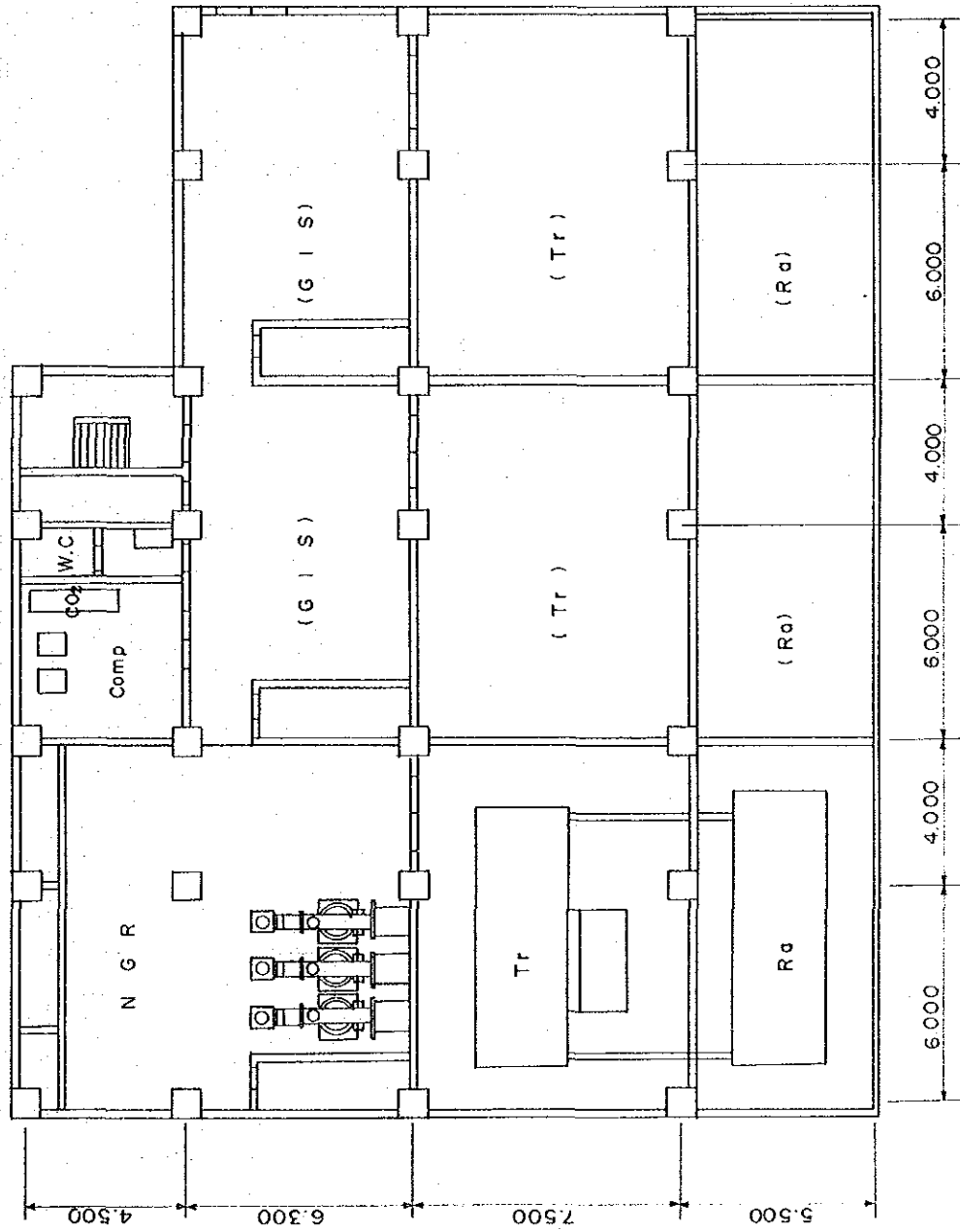


Fig 5.3-3(3/3) Example of lay out for unit Substation

3F

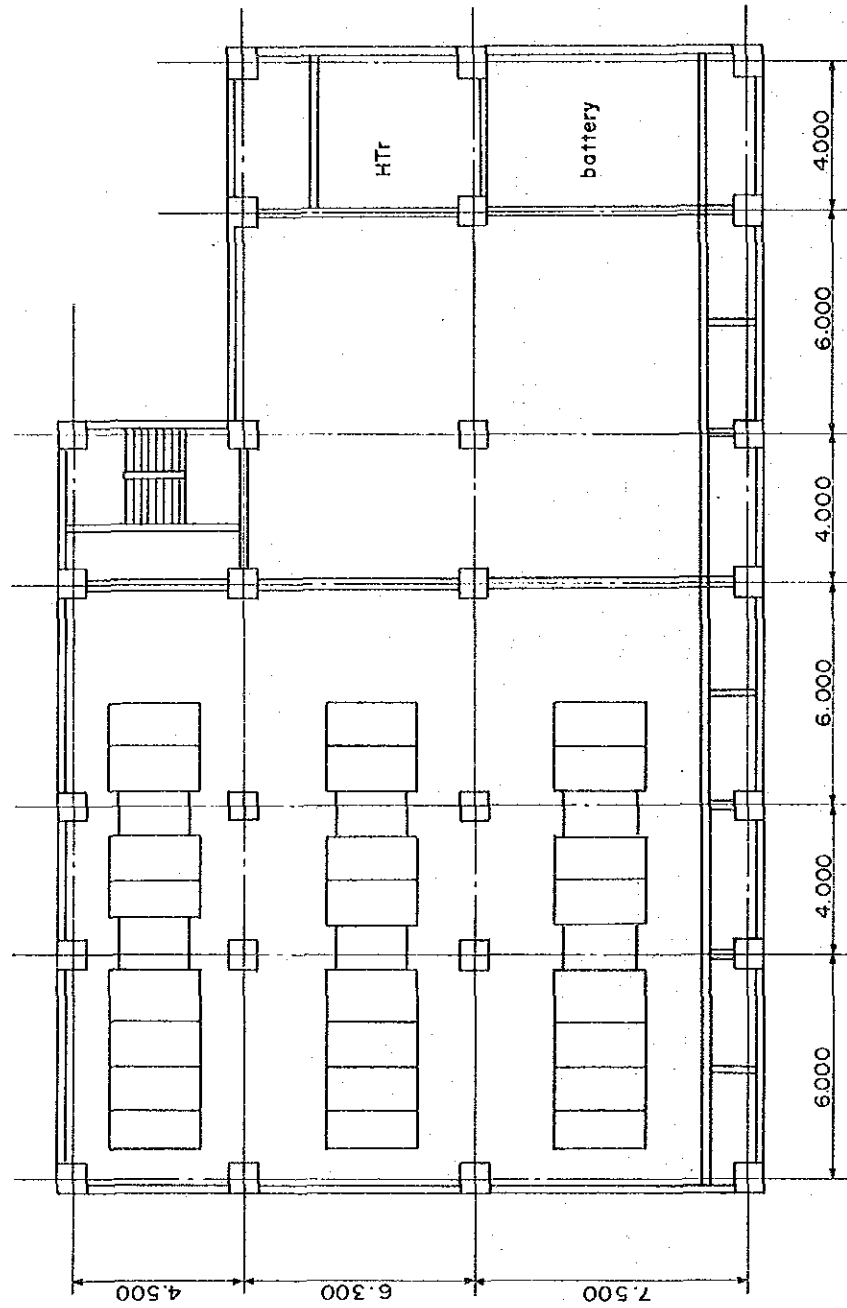
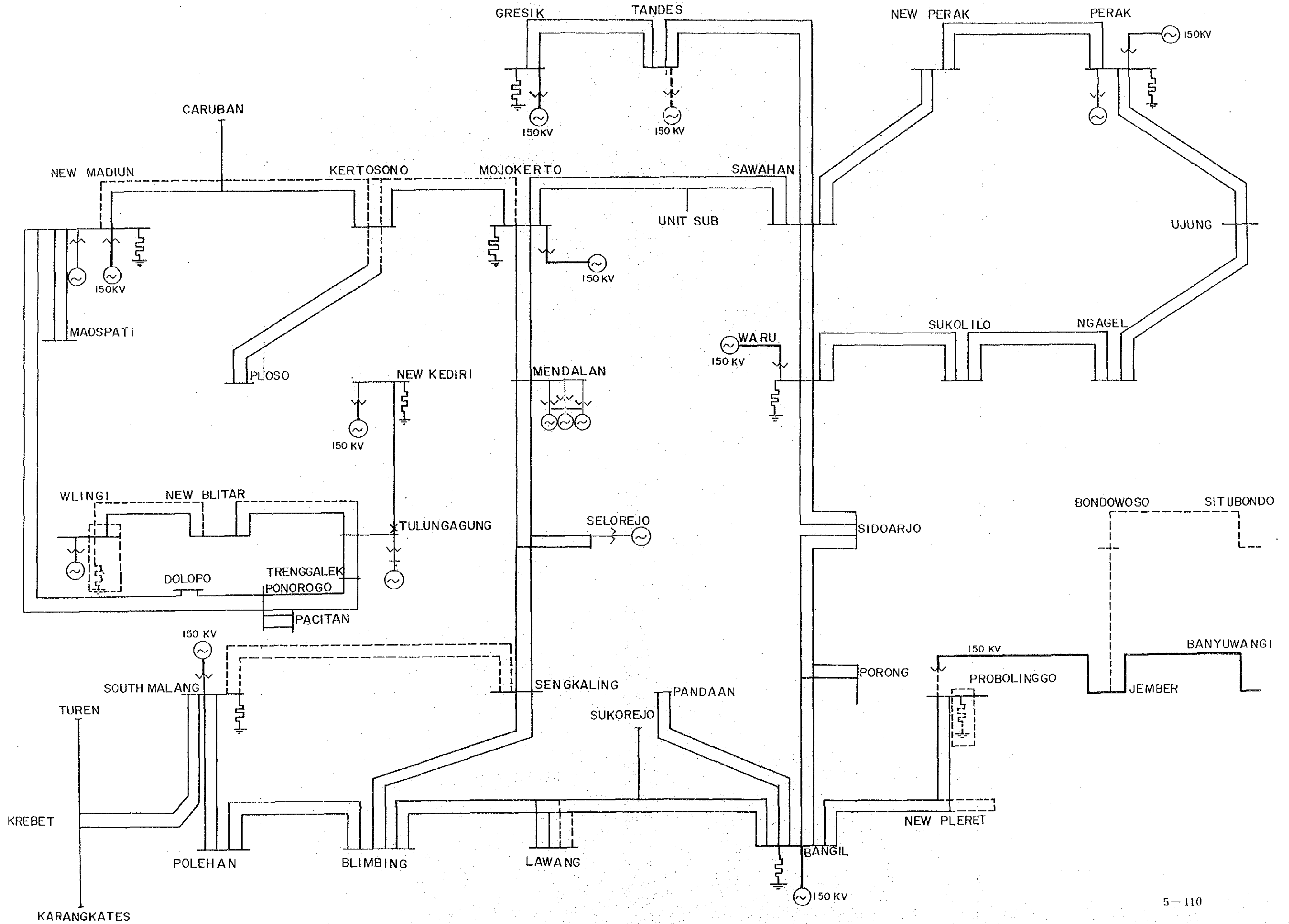


Fig 5.3-4 70KV NEUTRAL GROUNDING SCHEME



5.4 配電設備に関する検討課題

5.4.1 需要家供給電圧（低圧）の格上げ

(1) 緒言

低圧需要家への供給電圧の昇圧については既に1973年8月に制定されたインドネシア国 PLN の Regulation により逐次実行に移す様に決定されている。本件については1972年円借款による東部ジャワ送配電網プロジェクト第2期工事の Consulting Service の Scope of work として NEW JEC が study を行って Report を PLN 側に提出しているが、今回の JICA の東部ジャワ送配電網増強計画の Feasibility study Report 作成のための T.O.R. に定められていることでもあり、最近における East Java 地域の設備現状を調査して検討報告を行うものとする。

(2) 低圧配電設備及び需要家構内電気設備の現状

(a) 配電用柱上変圧器

低圧供給電圧の昇圧（127/220V から 220/380V へ）については Regulation が制定される以前、即ち東部ジャワ送配電網プロジェクト第1期工事の資材調達時点において既に考慮されていたため、円借款によって購入された配電用柱上変圧器の仕様としては2次側電圧を2重定格とし、タップ切替により使用可能としたものをⅠ～Ⅲ期工事を通じて納入されている。従って127V Single tap のみの変圧器を除けば、低圧供給電圧の昇圧については変圧器のタップ切替のみにて実施可能である。

(b) 低圧配電線路

現在設置されている主要な低圧配電線路については昇圧の際、特に大きく需要増加が見込まれる地域又は線路亘長が著しく長い場合を除き線種の絶縁程度、太さ並びに亘長については、そのままの設備の流用が考えられる。

(c) W.H.M. 及び limiter

既設の127V/220V用のみのものは全て220V/380V用に取り替える必要がある。

(d) Limiter Fuse

既設の Fuse を500V定格のものに取り替える必要がある。

(e) 需要家構内設備

(i) 屋内配線

特に老朽化している場合を除き取替える必要はないと考えられる。

(ii) 屋内設置機器類

Main switchは取替える必要はないが Fuse gear, は500V定格のものに
又、Plug socket 及び Receptacle は grounding terminal がない場合は
取替える必要がある。

以上、需要家構内設備については取替える必要のないものが比較的多いが工事施工
の際の調査によっては老朽等により取替又は修繕の方が better のものがあるこ
とは云うまでもない。

(3) 昇圧実施計画の検討

スラバヤ市以外の地区においては過去において6 kV配電 systemが実施されて来たが、
現時点では全て20kV配電 systemに統一されたため、旧設備としての6 kV配電
systemを20kV配電 systemに変更する必要があり、現在6 kVと20kVの併設地区に
おいては逐次20kVに昇圧切替を進めつつあると思われるので、その昇圧切替実施の
際に需要家低圧供給電圧の昇圧切替を同時に施工出来る様に計画を立てて実施すること
が望ましい。

又、既設需要家構内設備及び電気器具の取替手順としては下記のCaseが考えられる。

(a) 屋内配線を127Vと220Vの2回路に分割する。但し、Tarif S₁ 需要家の1回路
のみの場合は除く。

(b) 電灯関係の全ての器具は220V回路に接続する。従って既設の100Vの白熱電灯
及び蛍光灯の安定器具を200V定格のものに取替える。

(c) 127V回路のためにAuto-Transformer (220V/127V)による集約的降圧手段を
適用して壁取付の plusocket 類の回路を2種類(127Vと220V)に分割する。

この為、降圧用Auto-Transformerの需要家に対しての貸付についてはRegulation
に基づいて該当需要家と打合せ決定する必要がある。

昇圧のための費用は大まかに2つに分けられる。即ちPLN側の設備の取替と需
要家構内設備に対する補償であるが、それらは相当な額となるので次の4つの場
合について夫々留意することが必要と考えられる。

(i) 新規供給地域の場合

本地域については新らしい 220V/380V system で供給するので需要家は Regulation に従って 220V/380V 定格の apparatus を用意すべきであるから昇圧のための取替及び補償の必要はない。

(ii) 旧低圧供給電圧 (127V/220V) で供給されている地域での新設及び増設需要家の場合

低圧二重定格電圧の apparatus を需要家に持たせるか、又は相間 (phase to phase) 220V にて供給するかどちらにすれば PLN 持の供給設備の取替及び需要家に対する補償の必要はない。但し、この場合は新設需要家に対して既設低圧配電線路が十分な供給容量を持っていることが必要でもし容量に余裕がない場合は新設線路 (220V 又は 380V) を追加して建設する必要がある。尚、新設線路地域内にて既設需要家から新たに増設要求があった場合は追加適用のものは新設線路から供給可能のため補償の必要はなく新設線路の建設費用のみが必要となる。

(iii) 送配電網設備の拡張プロジェクトの一部として新設された線路地域の場合

外資導入により送配電網の拡張プロジェクトが計画され施工される場合は将来の昇圧を考慮して柱上変圧器、W.H.M. その他の機器類は既に 2 次側電圧が 2 重定格のものを購入し取付をしているので、需要家に対する補償の必要性については 2 つの場合が考えられる。1 つは PLN に於て昇圧工事の施工計画が確定された地域に居住する既設需要家の構内設備に対して昇圧施工の時点で補償が必要な場合と、もう 1 つは昇圧工事の施工前に追加契約容量を適用したいと希望している既設需要家に対しては補償の必要がない場合とがある。

(iv) 既設供給地域の場合

この場合は PLN 側の供給設備と需要家構内設備に対する補償については相当な費用が必要となる。

上記(i)(ii)の場合における需要家に対しては当然 220V/380V の新 system により

供給すべきであり、(iii)及(iv)の場合においては既設供給地域における昇圧工事の開始時期は既設供給地域周辺に新設線路が設置されるか否か或は既設供給地域における現在の供給設備が新設線路に吸収されるか、どちらかによって決定されるべきである。

(4) 結 論

需要家供給電圧の昇圧は基本的に配電システムの改善及び配電施設ロスの軽減につながっている。この昇圧は供給者側にとっては供給設備だけではなく需要家構内設備の補償について相当な費用を必要とするが、長期的に見て配電施設ロスの軽減による供給コストの低減が期待され、充分 pay されるものと云わなければならない。然し乍ら昇圧工事に必然的に伴う調査及び施工のための Man power, equipment & apparatus の取替又は修繕並びに需要家に対する Compensation の Cost 等が相当の量となるため、下記事項について留意することが望ましい。

- (a) 前述した各手順に基づき昇圧工事の慎重適切な計画の策定。
- (b) 昇圧工事及び工事後の維持の単純化を図る。
- (c) (a)項の慎重適切な計画に基づき PLN 側の供給設備及び需要家構内設備の取替、降圧用 auto Transformer の購入費用、並びに調査と工事に必要な Man-power に関する最小限の費用の設定。

PLN から入手した data によれば現在、損失軽減 project が実施されており、電力損失率は 1984 年度の 20 % から 1987 年度は約 13 % へと減少することが期待されている。各営業所別、年度別計画、並びに必要な年度別実施予算額を策定し出来るだけ早く実行に移されることを望みたい。

5.4.2 配電線路の運用

(1) 20KV配電線路の運用容量

20KV架空配電線路の線路形態としては大別して radial system と loop system とにわかれるが、郡部及び需要密度の低い地域に供給する配電線路としては殆んどが単独の radial system (連系なし) であり、都心部における需要密度の高い地域に供給する配電線路としては供給信頼度を高めるために、主として多回線の loop 又は radial system (連系可能) が採用されているものと考えられる。

架空配電線路における多回線の loop 及び radial system (連系可能) の利点としては次のことがあげられる。即ち、1 Feeder が事故停止の際に開閉器の操作により同一変電所の他の健全な Feeder に事故 Feeder の全負荷を切替融通できる。又、供給配電用変電所に事故が生じた場合隣接の他の変電所から供給している Feeder に対しても負荷の切替えが可能であって、emergency の場合に負荷の融通を行うことにより停電範囲の縮小及び供給信頼度の向上が図れるものである。そのため1つの Feeder の line Capacity としては接続可能である他の Feeder の負荷を合わせ持つ必要があるため、emergency の場合は Normal 時の line Capacity の約 1.3~1.5 倍程度の line Capacity を持っていなければならない。

例えば、Normal の状態のときの lect の line Capacity が 300A とするならば、emergency の場合は 400A 程度の Capacity をもたす必要があるわけである。又郡部及び需要密度の低い地域に供給する単独の radial system (連系なし) の配電線路の場合は負荷融通が不可能なので、Normal 時の line Capacity のみにて運用することになる。いづれにしても、配電線路における事故時の負荷切替、負荷融通に関しては、その運営基準を設定することが望ましく、日本 (KEPCO) における 20KV 配電線路の設備基準の抜すいを下記に示すので、PLN に於ける 20KV 配電線路の運営基準の参考とされたい。

(2) 20KV 配電線路の運営基準

(a) 20KV 配電線路の線路形態及び線路設備容量

(i) 線路の形態

loop system または radial system。

(ii) 線路設備容量

1回線当りの容量は下記を標準として線路の建設運用にあたる。

非常時容量	常時容量
400A	300A

- (注)
- 非常時容量とは事故時その他において短時間過負荷しても設備に異常を生じない容量を云い、短時間の許容電流に基いて定まる電力をとる。
 - 常時容量とは平常状態において設備が本来有する容量を云い、電圧降下からの制限容量を考慮の上、定格電流に基いて定まる電力をとる。
 - 非常時容量は多回線(2~3) radial system, loop system 等、1回線単独系統以外の配電線路に使用する。
- 常時容量は1回線単独系統の配電線に適用する。

(iii) 常時供給力

高圧配電線路の常時供給力は線路容量、1回線停電時の負荷融通及び最大電圧降下を考慮して下記により選定する。

◦最大電圧降下

高圧配電線路の電圧降下は、別に定められた電圧降下配分表による。

◦負荷融通

原則として1高圧配電線路の停止時に開閉器操作により隣接高圧配電線路(2回線)から健全区間の全負荷を切替え融通出来る供給力を有するものとする。但し、高圧配電線路の施設状況或は地域形態により切替え融通のための高圧配電線路間の連けいが困難な地域は、負荷の実態を勘案の上連けいの一部または大部分を省略することが出来る。又電源側に起因する高圧配電系統の停電時に於ても隣接する配電用変電所系統の配電線路から一部負荷を切替え出来る様に考慮しておく。なお、融通電力は下記の通りとする。

系統の種別	3 cct radial	2 cct radial, loop	1 cct 単独
負荷融通	他の2 cct にて全負荷を供給	他の1 cct にて全負荷を供給	なし

(b) 配電線路負荷の管理

i) 多回線(2～3) radial system及び loop systemの配電線路の管理は group 毎の非常時容量(A)で行う。

ii) 1cct 単独系統の配電線路の管理は系統個別に常時容量(A)により行う。

なお、非常時及び常時容量(A)での負荷管理は、原則として変電所からの送出電流により行うものとする。

5.4.3 電柱、電線、変圧器の設計

現在 PLN East Java 地域における各配電設備用機材のうち、特殊なものを除いて殆どものは標準設計として完成している。標題の各機材のうち電柱、開閉所、引込線、WH メーターについての特殊な仕様等について、この報告書では Surabaya City Power Distribution Network Project で NEW JEC が作成した Design Report に記載されている 2 回線装柱のあり方及び現在使用されている電線並びに柱上変圧器に関して、今後の適用範囲の明確化及び仕様の再検討について意見を述べることとする。

(1) 高圧架空配電線路の 2 回線装柱

現在 East Java 地域における 2 回線装柱の仕様は、NEW JEC の Design Report によると 2 回線を同一電柱の上段と下段に取付ける所謂 Vertical type となっているが、これについて今回 PLN から入手した ENEX Report の Comment によれば、下記理由によって Flat 又は Delta type の装柱にすべきであると Recommend している。即ち、

- a) 下段の線路が活着しているときの上段の線路の作業が不可能である。
- b) 下段の線路のアーチが上段線路に波及して 2 回線共事故の発生が起る。
- c) 1 回線に重大事故が発生した場合、他の回線に誘導障害が発生し OCB、リレーの誤動作の可能性がある。
- d) Flat type の装柱にすれば、使用する電柱の長さは 1 M 短縮が可能である。

以上の理由については殆んど同意すべき点が多く、20 KV system の架空配電線路の設計については、特殊な場合を除いては建設後の維持管理面から云っても出来るだけ 1 回線装柱を原則とすべきであり、2 回線装柱を必要とする箇所としては、例えば変電所からの多回線ケーブルの同方向引出の布設が不可能で、止むを得ず架空配電線路を教径間 2 回線にて施設しなければならない箇所等に限定すべきであろう。又この際施設する電線としては、絶縁電線を使用する必要がある。Flat type による 2 回線装柱は田畑地域を経過する場合は別として、市街地域の様に建築障害の多い場所での適用は事実上困難であり、又 Delta type による装柱は pole Transformer を設置する場合、その接続が幅狭し、適用は事実上困難である。

(2) 20KV配電線路 Feeder に使用する電線

(a) 線 種

現在 East Java 地域に於て使用されている線種はすべて AAAC Conductor であるが、この Conductor は今回 PLN から入手した資料によれば East Java 全域の他に West Java 全域及び Central Java 地域の一部に使用されている。今回入手した ENEX Report の Comment によれば配電線路に使用する線種としては、AAAC 線の代りに AAC 線の使用を recommend しているが、その理由として配電線路の径間が短いためと経済的見地からとしている。AAAC 線と AAC 線との特性を比較をした場合、AAAC 線の方が抗張力、導電率及び腐蝕について AAC 線に比べてすぐれていることがはっきりしているので、下記に示す特殊な場所については AAAC 線を使用し、その他一般の場所においては建設 Cost の面から今後 AAC 線の採用の可否について再検討を行い、PLN 全社大における採用線種の標準化の制定が望ましい。

- 河川横断等の長径間箇所及び鉄道横断箇所

- 塩じん害の多い地域

(b) 電線の太さ

現在 PLN 管内の各地域において、配電線路に使用する電線の太さは多種類のもものが採用されている。その中で高圧架空配電線路の幹線用として採用されている size としては、West Java 地域では 240mm^2 及び 150mm^2 、又 East Java 地域では 120mm^2 が採用されており、この size は幹線用の size としては最小の size となっている。 120mm^2 の採用の理由としては、20KV 配電 system の場合その供給容量、電圧降下面から云って充分であり、且架線工事が比較的容易であるためである。又、各種電線を用いた場合の MVA 当りの建設費を比較 (Fig 5.4-1) して見ても 120mm^2 が最も有利である。然し乍ら将来の需要増加による供給範囲及び線路延長の増大を考慮すれば、太い size の採用が必要となるので、幹線用の size としては今後 PLN 全社大に於て IEC standard に準拠した size 決定並びに統一を図ることが望ましい。

今後の East Java 地域における幹線用の size としては大サイズの採用を決定した場合は、当面新設線路のみに使用することとし、現在迄の既設線路との関連及び取付ラインポスト碍子のクランプの交換等の Maintenance 面に於て若干問題が

あるので、今後の線路の改良、維持工事等について検討を行う必要があるものと思われる。

(c) 電線の絶縁化

現在 East Java 地域の高圧架空配電線路に採用されている電線は、裸線と絶縁電線（OC線）の2種類が採用されており、現時点における絶縁電線の使用比率は約30%程度と推定される。高圧架空配電線路の建設にあたっては、田畑地域等架空配電線路の建設に障害のない地域を経過する場合には裸電線による建設で充分であることは言うまでもないが、市街地域及び道路沿いに建設する場合は建築障害及び樹木接触等による事故（接地、短絡、人畜等）防止の見地から、絶縁電線の施設が必要となるわけで特に国道沿いに連続して存在する街路樹については条例により伐採が許可されない箇所が多い様に聞いているので、今後の電線の購入時の場合は使用電線の絶縁化の比率を格段に増加する様に検討すると同時に絶縁電線の使用に関する基準の制定が望ましい。

(3) 配電用柱上変圧器

柱上変圧器の容量の選定とその適用のあり方を需要密度 (KVA/2500m²) と変圧器の利用率をパラメーターとして経済計算を行った。経済性に影響を与える因子として変圧器の価格、損失、利用率、低圧配電線のコスト・損失等を取り挙げた。計算条件は以下の通りである。

(a) 計算条件

(i) 変圧器の価格及び損失

定 量 (KVA)	価 格 (\$)	損 失 (W)	
		無 負 荷 損	定格負荷時銅損
1φ 10	152	80	256
1φ 25	339	148	513
3φ 50	627	234	1201
3φ 100	1,169	402	2097
3φ 150	1,688	566	2904

(ii) 低圧配電線 (AAAC-OW, 70mm²)

コスト	6.595 (\$/km)
抵抗値	0.488 (Ω /km)
許容電圧降下	7.5 V

(iii) その他の計算条件

- load factor $f = 0.7$
- loss factor $l_f = 0.553$
- loading ratio of Tr. $x = 0.2 \sim 1.0$
- load density $d = 1.0 \sim 10.0$
- cost at 150 kV Bus 70 Rp/KWH
- Discount Rate 10 %
- O and M cost 3 %

(iv) 需要密度(d)は1径間長(50m)平方当りの年間最大電力(KVA)で定義する。

$$0.4 d = \{ \text{MVA/km}^2 \}$$

Table 5.4-1は需要密度(1.0~10.0)と変圧器利用率(0.2~0.9)をパラメーターとして、電力供給コストを年間最大電力(KVA)当りで比較したものである。上記を図示すればFig 5.4-2の如くなる。この図面を合成するとFig 5.4-3を作成出来る。

(b) 結論

- (i) loading ratioは、どの単位容量の柱上変圧器についても、極力40%以上となるよう負荷することが好ましい。
- (ii) 需要密度(d)が4以下のときは、単位容量50KVAの柱上変圧器を使用し、loading ratioは、約60%を目標にして台数を調整する。
それにもかかわらず、loading ratioが約85%をoverすれば、単位容量100KVAの柱上変圧器を使用する。
- (iii) 需要密度(d)が4~8のときは単位容量100KVAの柱上変圧器を使用し、loading ratioは約60%を目標にして台数を調整する。
それにもかかわらず、loading ratioが約75%をoverすれば単位容量150KVAの柱上変圧器を使用する。

(iv) 需要密度(d)が8以上のときは、単位容量150KVAの柱上変圧器を使用し、loading ratioは約60%を目標にして台数を調整する。

なお、単相柱上変圧器を3相結線して3相負荷に供給することは経済的でない。これら単相柱上変圧器は、3相柱上変圧器では、相間バランスを維持できないような単相負荷への供給に限って使用すべきである。

5.4.4 電力損失軽減対策

PLNから入手した資料によれば、East Java 地域における配電設備のロス率は現在約20%となっており、1987年頃までには昇圧工事等を計画的に押し進めることによって約13%程度までに改善することが期待されているが、配電設備のロス率としては比較的高い数値を示している。ここでは全般的な配電ロス軽減対策並びにロス率の高い特定配電線路の抽出並びにその線路形態に応じた改善対策について述べることにする。

(1) 全般的な配電ロス軽減対策

(a) 昇圧工事によるロス軽減

配電設備のロス軽減対策としては、昇圧工事が最も効果的な対策であることは言うまでもない。East Java 地域における高圧配電線路は旧設備としては6KV systemであったが、Regulationにより20KV systemに統一され、過去に施設された旧6KV systemは逐次20KV systemへの昇圧が計画的に進められており、1987年には6KV systemはすべて20KV systemになる予定となっている。又低圧配電線路については、127/220Vから220/380Vへの昇圧がRegulationにより決定されており、Loss Reduction ProjectとしてIBRDの借款により1984年から計画的に実施される予定であり、高圧、低圧設備共昇圧工事の完了により相当なLoss軽減が期待される。

(b) その他対策によるロス軽減

(a)項に示す昇圧工事は、ロス軽減対策工事としては最も効果のある工事であるが、配電線路のロス軽減としては更にきめの細かい各種の対策が必要であり、おおむね下記のCaseが考えられる。

(i) 高圧配電線路対策

- 線路亘長が長く末端に負荷が集中している配電線路に対して、その線路の特性形態を調査して電圧改善を伴った最適のロス軽減対策を樹立する。(2)項に詳述)
- 柱上変圧器の鉄損を出来るだけ減少するために定期的に行う変圧器の負荷測定の結果に基づき、負荷に対して過容量の変圧器については吊替による適正容量化を図る。(柱上変圧器の負荷率の向上)
- 高圧配電線路の力率改善のために、電力需要家に対してはCondenser取付の態

激を図る。

(ii) 低圧配電線路対策

線路亘長が長く末端の電圧降下値が基準外にあるものについては、使用電線の size を太いものに張替えるか又は柱上変圧器の増設により負荷の分割を図る。

(iii) その他対策

- 定額需要家の limiter Fuse 及び定額街路灯の適正管理
- 定額需要家から従量需要家への切替（定従切替）の促進
- 集団公共街路灯の従量化又はタイムスイッチによる適正管理

以上が各種対策の主な Case であるが、ロス率の高い配電線路の改善拡充の検討についてその調査と線路の特性、形態に応じた対策について述べれば次の通りである。

(2) ロス率の高い高圧配電線路の改善拡充の検討

(a) ロス率の高い高圧配電線路の抽出

配電用変電所における各 Feeder の送出電力量と、同期間内における接続需要家の販売電力量について検針及び料金カードにより算出し、その比率により各配電線路のロス率を算出してロス率の高い配電線路の抽出を行う。この場合特に留意すべき点は、各配電線路の正確な販売電力量を把握するために、調査測定期間中は事故その他により接続需要家の負荷を連系している他の配電線路への接続替えを絶対にしないことが肝要である。

(b) ロス率の高い高圧配電線路の形態の調査と測定

(a)項により判明したロス率の高い高圧配電線路については下記項目について調査及び測定を行い、その線路の形態及び特性を把握する。

- (i) ピーク時の送出電圧 (KV)、末端電圧 (KV) 及び電流値 (A)
- (ii) Feeder の線路亘長 (KM) と size (mm²)
- (iii) Feeder の負荷分布の型 (平等分布負荷、末端集中負荷)
- (iv) 接続柱上変圧器の総容量 (KVA)
- (v) 接続大口需要家の軒数、容量及び分布状況 等

上記調査測定結果に基づき(i)項(b)(i)に示した対策について検討すると共に、下記の

対策についても併せ検討を行って最も適切なロス軽減対策を樹立することが必要であろう。

- (vi) Feeder の電線を size の太いものに取替える。
- (vii) Feeder の新設又は隣接の Feeder への負荷分割により負荷を分散する。
- (viii) 配電線路の末端近くに Switched Capacitor を取付ける。

5.4.5 配電線路による東部ジャワと中部ジャワ間の連系

標記について調査検討を行った結果、下記の諸理由によって実施は困難と思われる。

East Java 地域に施設している配電線路の接地方式は高抵抗方式であり、又 Central Java 地域のそれは低抵抗方式であって、異なる接地方式での配電線路の連系は技術的に不可能である。

East Java と Central Java の境界地域は北部地域の極く一部を除いては殆んどが巾の広い山間僻地地帯を構成しており、この様な過疎地域における配電線路による連系はたとえ同一接地方式の配電線路により実施したとしても、需要供給面からいって Cost 高となる。

日本においては、他の電力会社との連系は送電線路はともかくとして配電線路による連系の実績はなく、又同一電力会社の 2 支店間に於ても需要密度が高く需要家サービス上特に必要がある場合を除いては配電線路による連系は実施されていない。

将来両地域の境界附近の一部地域において、特定重要需要家に低圧配電線で東部ジャワ系及び中部ジャワ系の何れにても供給可能な設備を設置するとすれば、次の様な配慮が望まれる。

- (1) 特定需要家の東部ジャワ側 Switch と中部ジャワ側の Switch との間に interlock を完全に行い両系統の並列運用を避けること。
- (2) 特定需要家における受電電圧、並びに相回転は完全に一致していること。

5.4.6 配電線路における架空地線設置の効用

(1) 高圧配電線路の雷害防止対策

一般的に激雷、多雷地域における配電線路の雷害防止対策としては、避雷器、架空地線及び線路の絶縁レベルの強化等が考えられている。インドネシア国ジャワ島全地域に亘って毎年の雨季に雷が多発する地域においては、高圧配電設備の雷に対する防護対策工事の標準化の制定が必要と思われるが、その前提として高圧架空配電線路の雷害事故の内容分析、更には特定線路における誘導雷の雷サージ波形の実測等が考えられる。

(2) 高圧配電線路の事故調査の結果と分析

East Java 地域における IKL の数値は、今回入手した IKL MAP によると平均的に 100 程度と見做され熱帯地方特有の高い数値を示しているので、この地域での各電気設備における雷害事故の多発が予測されたのであるが、今回入手した East Java 地域での雨季に該当する 83 年 11 月分及び 84 年 4 月分の配電設備事故報告書を見ると、その内雷害事故として計上されている件数としては 2 カ月分合計が 17 件（但し、83 年 11 月分にはスラバヤ北営業所分の件数が記載もれとなっている）のみであるが、それ以外にその他事故として 83 年 11 月分として 134 件、84 年 4 月分として 185 件計上されているので、この件数の中には雷害事故として計上すべきものが大部分含まれているものと考えられる。このことは雷が発生して設備に直撃雷を受けた場合は別として、誘導雷の場合は受けた直後に於て設備に異常がなかったものが設備が痛めつけられているため数日後になって事故が発生した場合には、原因不明のその他事故として処理されることが多いものと推定されるためである。従って、雷雨季におけるその他事故の $1/2$ が雷害によるものと仮定した場合の月平均件数は、Table 5.4-2 により雷害とその他事故の合計件数は 89 件で年間における雷害事故件数は雷雨期を 6 カ月として $89 \times 6 = 534$ 件となる。この件数は日本の関西電力における 82 年度の年間雷害事故件数が 400 件（Table 5.4-3）と比較して大差がない実績である。PLN から入手した事故報告書から抜粋して作成した表は Table 5.4-2 及び 5.4-3 の通りである。又、関西電力における 74, 75, 76, 81, 82, 83 各年度における発生個所別の雷害件数は Table 5.4-4 の通りである。

(3) 架空地線の適用範囲

架空配電線路における架空地線の併用設置の効果については、NEW JECが June 1981 に作成した Surabaya city Power Distribution Project の Design Report 中の配電設備の項に記述されている様に、架空地線と避雷器との併用の場合は誘導雷に対する flush over の抑制値が 0 となり極めて有効であるとなっている。然し乍ら、雷害防止対策として架空地線の設置を画一的に全地域に亘って設置することは、いたづらに Cost 高を招くことになるので 1 項に記述した様に、標準化の制定によって架空地線の適用範囲をきめることが必要となろう。参考迄に架空地線の適用範囲の標準化の 1 例として下記事項が考えられる。

- (a) 高圧配電線路に避雷器を施設する箇所が 3 箇所/KM を超過する地域であって雷害がいちぢるしい地域
- (b) 避雷器の接地抵抗を連続して規定値以下に施設又は改修することが著しく困難な地域

架空地線の設置適用除外地域としては、高層建築物（架空配電線路の地上高以上の建物）が連続している市街地域、鉄道横断箇所及び長径間箇所等が考えられる。尚架空地線を設置しない線路については、雷サージ及び続流アークに対する電線及びがいしの保護のためがいしにアークホーンを取付けることが望ましい。

(4) 結 論

East Java 地域においては東部ジャワ送配電網 project が発足して以来、架空地線の設置をほとんどの地域において実施して来たが、設置していなかった時点（この時は高圧配電線路は地中ケーブルが主体であった）と現時点との雷害事故件数の比較検討が不可能で、又 West, Central Java 地域における雷害事故件数の比較についても Data の入手がなかったため架空地線を設置したことによる雷害事故件数の減少数値の把握は困難であった。従って、関西電力における雷害について検討した処、下記の事項が判明した。即ち、75 年頃までは架空地線の設置は Cost 高となるため全地域には適用せず特に限定された地域（IKL の数値が 30 前後で雷害の特にはげしい地域）に限って適用されていたが、Table 5.4-5 に示す様に 76 年度以降から逐年架空地線の設置の推進を図っている。Table 5.4-4 に示す雷害事故件数の推移によると、各年度における雷発生回数多寡によって件数に若干の差があるが、架空

地線の併用設置が即雷害事故の減少に寄与していることは一概に断定出来ないにしても、およそその設置効果が表われている様に推察出来る。なお、日本の他の電力例えば東京電力においては古くから架空地線の設置を実施しており、83年度における施設率は82.7%と殆んど全地域に亘って設置されている。

以上日本の電力会社における経緯から見て、East Java 地域においても現在実施している架空地線と避雷器との併用設置については(1)及び(3)項に記述した雷害防護対策工事としての架空地線設置の標準に従って実施継続を図る必要があるものと判断される。

なお、高圧架空配電線路における雷害に限らず、発生する事故についてはその内容を適確に把握することが事故内容の分析並びに事故減少対策のために肝要であり、その検討の基礎資料として現場からの事故内容の適確な報告、特に事故発生した場合の発生箇所別による件数の内容報告が必要と考えられる。

現在関西電力では、発生事故の内容を現場からの報告(入力票)に基きコンピューター処理により発生原因別、及び用品別の被害状況等を把握しているが、そのなかで参考として特に用品被害に関する入力票による報告様式及びその記載例を示せば Table 5.4-6 の通りである。

Table 5.4-1 Comparison of Unit Cost on 380V

density of demand	Pole Tr. (KVA)	Loading ratio of Pole Transformer (x)														\$/KVA
		0.2	0.25	0.3	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.9	
1.0	10	49.28	41.50	36.64	33.44	31.28	29.82	28.84	28.22	27.86	27.71	27.72	27.65	28.09	28.81	29.77
1.0	25	41.53	36.10	32.96	31.11	30.08	29.59	29.48	29.65	30.03	30.56	31.22	31.98	32.83	34.70	36.76
1.0	50	33.95	29.62	27.13	25.69	24.90	24.53	24.51	24.69	25.03	25.51	26.08	26.74	27.46	29.05	30.80
1.0	100	33.69	30.41	28.81	28.15	28.10	28.44	29.06	29.89	30.86	31.96	33.14	34.40	35.72	38.49	41.41
1.0	150	34.73	32.31	31.46	31.52	32.15	33.15	34.42	35.88	37.49	39.20	41.00	42.87	44.80	48.79	52.91
2.0	10	48.52	40.56	35.51	32.13	29.78	28.13	26.97	26.16	25.61	25.27	25.09	25.04	25.09	25.43	26.02
2.0	25	39.65	33.76	30.14	27.83	26.33	25.37	24.79	24.49	24.40	24.46	24.66	24.95	25.32	26.26	27.38
2.0	50	32.69	28.06	25.25	23.50	22.40	21.73	21.38	21.25	21.28	21.44	21.70	22.05	22.46	23.43	24.55
2.0	100	31.19	27.23	25.05	23.78	23.10	22.81	22.81	23.01	23.35	23.83	24.38	25.02	25.71	27.23	28.90
2.0	150	30.98	27.61	25.83	24.96	24.65	24.71	25.04	25.56	26.23	27.01	27.87	28.80	29.79	31.90	34.15
3.0	10	48.27	40.25	35.13	31.69	29.28	27.57	26.34	25.47	24.86	24.46	24.21	24.10	24.09	24.31	24.77
3.0	25	39.93	32.98	29.20	26.73	25.08	23.96	23.23	22.77	22.52	22.43	22.47	22.60	22.82	23.44	24.25
3.0	50	32.28	27.53	24.63	22.77	21.56	20.80	20.34	20.10	20.03	20.09	20.24	20.48	20.79	21.55	22.46
3.0	100	30.35	26.24	23.80	22.82	21.43	20.94	20.72	20.71	20.86	21.12	21.47	21.89	22.37	23.48	24.73
3.0	150	29.73	26.05	23.96	22.77	22.14	21.90	21.91	22.12	22.48	22.94	23.49	24.11	24.79	25.27	27.39
4.0	10	48.15	40.09	34.95	31.47	29.03	27.29	26.03	25.13	24.49	24.05	23.78	23.63	23.59	23.74	24.14
4.0	25	38.72	32.58	28.73	26.18	24.45	23.26	22.45	21.91	21.58	21.42	21.37	21.43	21.57	22.03	22.69
4.0	50	32.07	27.27	24.31	22.40	21.15	20.33	19.82	19.53	19.40	19.41	19.51	19.70	19.95	20.61	21.42
4.0	100	29.94	25.72	23.18	21.59	20.59	20.00	19.68	19.57	19.61	19.76	20.01	20.33	20.71	21.60	22.64
4.0	150	29.10	25.27	23.02	21.67	20.89	20.49	20.35	20.40	20.60	20.91	21.30	21.77	22.29	22.46	24.76
5.0	10	48.07	40.00	34.83	31.34	28.88	27.12	25.84	24.92	24.26	23.81	23.51	23.35	23.29	23.41	23.77
5.0	25	38.53	32.35	28.45	25.86	24.08	22.84	21.98	21.40	21.02	20.81	20.72	20.73	20.82	21.19	21.75
5.0	50	31.94	27.12	24.13	22.18	20.90	20.05	19.50	19.18	19.03	19.00	19.08	19.23	19.45	20.05	20.80
5.0	100	29.69	25.41	22.80	21.15	20.09	19.44	19.06	18.88	18.85	18.95	19.13	19.39	19.70	20.48	21.39
5.0	150	28.73	24.80	22.46	21.02	20.14	19.55	19.41	19.37	19.47	19.69	19.99	20.35	20.79	21.77	22.89
6.0	10	48.02	39.93	34.76	31.25	28.78	27.01	25.72	24.78	24.11	23.64	23.34	23.16	23.09	23.18	23.52
6.0	25	38.49	32.19	28.26	25.64	23.83	22.56	21.67	21.05	20.65	20.40	20.28	20.26	20.32	20.63	21.13
6.0	50	31.86	27.01	24.00	22.04	20.73	19.86	19.29	18.95	18.78	18.73	18.78	18.92	19.12	19.67	20.38
6.0	100	29.52	25.20	22.55	20.86	19.76	19.06	18.64	18.42	18.35	18.40	18.55	18.76	19.04	19.73	20.56
6.0	150	28.48	24.49	22.08	20.58	19.64	19.08	18.79	18.68	18.72	18.87	19.11	19.42	19.73	20.55	21.64
7.0	10	47.99	39.89	34.71	31.19	28.71	26.93	25.63	24.68	24.00	23.53	23.21	23.03	22.94	23.02	23.34
7.0	25	38.31	32.08	28.13	25.48	23.65	22.35	21.44	20.81	20.38	20.11	19.97	19.92	19.96	20.23	20.68
7.0	50	31.80	26.94	23.91	21.93	20.61	19.72	19.14	18.79	18.60	18.54	18.58	18.70	18.88	19.41	20.08
7.0	100	29.40	25.05	22.37	20.65	19.52	18.79	18.34	18.09	18.00	18.02	18.13	18.32	18.56	19.19	19.96
7.0	150	28.30	24.26	21.81	20.27	19.28	18.68	18.34	18.19	18.19	18.29	18.49	18.75	19.07	19.84	20.74
8.0	10	47.96	39.86	34.67	31.14	28.66	26.87	25.56	24.61	23.92	23.44	23.12	22.93	22.84	22.90	23.20
8.0	25	38.25	32.00	28.03	25.36	23.51	22.20	21.27	20.62	20.18	19.89	19.73	19.67	19.69	19.92	20.35
8.0	50	31.76	26.88	23.84	21.85	20.52	19.62	19.03	18.67	18.46	18.39	18.42	18.53	18.70	19.20	19.96
8.0	100	29.31	24.94	22.24	20.49	19.34	18.59	18.12	17.85	17.73	17.73	17.82	17.98	18.20	18.79	19.51
8.0	150	28.16	24.10	21.51	20.03	19.02	18.38	18.00	17.82	17.79	17.86	18.02	18.25	18.53	19.24	20.07
9.0	10	47.94	39.83	34.63	31.10	28.61	26.82	25.51	24.55	23.86	23.37	23.05	22.85	22.75	22.80	23.10
9.0	25	38.20	31.93	27.95	25.27	23.41	22.09	21.14	20.48	20.02	19.72	19.55	19.47	19.48	19.69	20.09
9.0	50	31.72	26.84	23.79	21.79	20.45	19.55	18.95	18.57	18.36	18.28	18.30	18.40	18.56	19.05	19.68
9.0	100	29.24	24.85	22.13	20.37	19.20	18.43	17.94	17.66	17.52	17.50	17.57	17.72	17.93	18.48	19.17
9.0	150	28.06	23.97	21.45	19.85	18.81	18.14	17.74	17.54	17.47	17.52	17.65	17.86	18.12	18.77	19.55
10.0	10	47.92	39.81	34.61	31.07	28.58	26.78	25.47	24.51	23.81	23.32	22.99	22.78	22.69	22.73	23.02
10.0	25	38.15	31.88	27.89	25.20	23.32	21.99	21.04	20.36	19.90	19.59	19.40	19.32	19.32	19.50	19.98
10.0	50	31.69	26.80	23.75	21.74	20.40	19.48	18.88	18.49	18.28	18.19	18.20	18.29	18.45	18.92	19.55
10.0	100	29.19	24.78	22.05	20.27	19.09	18.31	17.81	17.50	17.35	17.32	17.38	17.51	17.70	18.23	18.89
10.0	150	27.98	23.86	21.33	19.70	18.64	17.96	17.54	17.31	17.22	17.25	17.36	17.54	17.78	18.39	19.14

Table 5.4-2

Actual results of fault on Medium voltage Distribution line (1983 Nov.19, 1984 Apr. extraction from) by Weather Condition ... fault Report by PLN D.J.I.										
Year and Month	KV	Damage of structure	Collapse of tree	Contact of birds/beasts	Lightning fault	Others	Strong wind	Heavy rain	Total	Remarks
83	20 kV	17	54	5	5	122	2	1	206	* In the case of North Surabaya S. Office it was not counted fault times, only recorded hourly statistics
	6 kV	10	14	0	1	12	-	-	37	
	Total	27	68	5	6	134	2	1	243	
84	20 kV	19	47	13	5	161	6	5	256	* In the case of North Surabaya S. Office it was not counted fault times, only recorded hourly statistics
	6 kV	5	9	4	6	24	-	-	48	
	Total	24	56	17	11	185	6	5	304	
Ave. / mon.	20 kV	18	51	9	5	142	4	3	232	* In the case of North Surabaya S. Office it was not counted fault times, only recorded hourly statistics
	6 kV	8	12	2	4	18	-	-	44	
	Total	26	63	11	9	160	4	3	276	

Table 5.4-3

Power tripout rate annually per route length KM on Medium voltage Distribution line		(Assumption)										from the Fault Report by PLN D.J.T. by Apr. 1983 - Nov., and by Apr., 1984
Year/Month	83 / 4	5	6	7	8	9	10	11	84 / 4	Assumption value of power fault frequency		
All fault frequency on Medium voltage Dis., line	165	136	126	126	147	93	227	261	335	average 180/month x 12 2,160		
Route length on Medium voltage Dis., line	3,717	3,727	3,750	3,829	3,866	3,890	3,905	3,921	4,345			
Frequency / KM	0.044	0.036	0.033	0.032	0.038	0.023	0.058	0.066	0.077	0.5 times/KM/year		

KEPCO

Reference : All power fault frequency on Medium voltage Distribution line (20kV+6kV) 939 times
(Results of 1983)
Route length on Medium voltage Distribution line (KM) 10,634 KM 0.09 times/KM/year

Lightning frequency respective damaged equipment
on Medium voltage Distribution line

(KEPCO)

Table 5.4-4

Damaged equipment	Year	74	75	76	81	82	83
1. Pole		1	0	0	1	0	0
2. Cross-arm		0	0	0	0	0	1
3. Insulator		30	40	50	32	111	38
4. Conductor		110	290	190	80	161	88
5. Transformer		73	130	83	47	75	40
6. Switching device		34	55	39	8	13	8
7. Arrester		17	14	14	12	19	9
8. Overhead or underground cable		1	2	1	0	2	0
9. Others		2	2	2	0	10	0
10. Unknown		6	13	7	4	9	8
Total		274	546	386	184	400	192
A Route length on (KM) M.voltage line		47,480	48,956	50,677	59,646	61,435	62,899
B Route length on Overhead g.wire(KM)		514	728	2,017	11,750	14,881	18,886
C Installation factor B/A %		1.08%	1.5%	3.98%	19.7%	24%	30%

Table 5.4-5

Table of transition of installation Overhead grounding wire (KEPCO)

Item	Year	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
Medium voltage distribution line A Route length(KM)		47,480	48,956	50,677	52,223	54,052	56,113	57,928	59,646	61,435	62,899
Overhead grounding wire B Route length (KM)		514	728	2,017	3,930	6,019	7,810	9,772	11,750	14,881	18,886
Installation factor B/A %		1.08	1.49	3.98	7.53	11.1	13.9	16.9	19.7	24.2	30
Remarks :		TEPCO Recorded by 1983 Installation factor B/A % 82.7% Route length of Medium voltage distribution line 106,997KM ... A Route length of Overhead grounding wire 88,467 KM ... B									

Table 5.4-6

Forms of Input data for Damage equipment on Medium Voltage distribution line

For example

Equipment ----- Transformer

Code No.		Damage Equipment																									
		Supply voltage(kV)		Assortment of equipment(A)		Details for Assortment of equipment (B)								Manufacture					Install					(D)		(E)	
														Year	Month	Year	Month	Portion of Damage		Condition of Damage							
		A	B	C	D	E	F	G	H	(C)	Maker	Year	Month	Year	Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9			
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	
0	6	6	4	0	3	1	0	5	0	8	6	4	1	1	6	7		2	6	7		4	1	1	1	1	

(D) Portion of Damage

Number	Portion
1 1	Winding
1 2	Case
1 3	Outside lead
1 4	Inside lead
1 5	Bushing
1 6	Tap
1 7	Terminal
8 8	Others

Note: (A) Assortment of equipment

Number	Assortment
0 0	Supportor (Pole)
0 1	Guy wire
1 0	Cross arm
2 0	Insulator
3 0	Conductor
4 0	Transformer
4 1	Tie-transformer
5 0	Switching devices
6 0	Lightning arrester
7 1	Voltage Regulator
7 2	Other Apparatus
7 3	Underground cable

(B) Details for Assortment of equipment

Details	Contents	Number	for example
A	Transformer and Bushing	0 ~ 3	3... Salt-proof Bushing
B	Phase	1.3.8.	1... 1φ
C	Capacity		050
D	Indication by 3 figures	001 ~ 133	... 50kVA
E			
F	Winding - Secondary	1 ~ 8	8... B type winding iron core stad
G	Using Condition	0 ~ 9	6... Δ(Delta)
H	Utility Factor	0 ~ 9	4... Under 120%

(C) Maker Number 11 ~ 17 for example 11 Daihen

Notice

In case of cause by lightning fault, it is obliged to be written those distance and earthing resistance value of arrester, existence and earthing resistance value of grounding wire, and 3 phase short circuit current (KA).

Number	Contents
1 1	Worse insulation
1 2	Breaking of wire
1 3	Breakage
1 4	Crack
1 5	Corrosion
8 8	Others

Fig 5.4-1 Comparison of M.V. Line Unit Cost (US\$/KM.MVA)

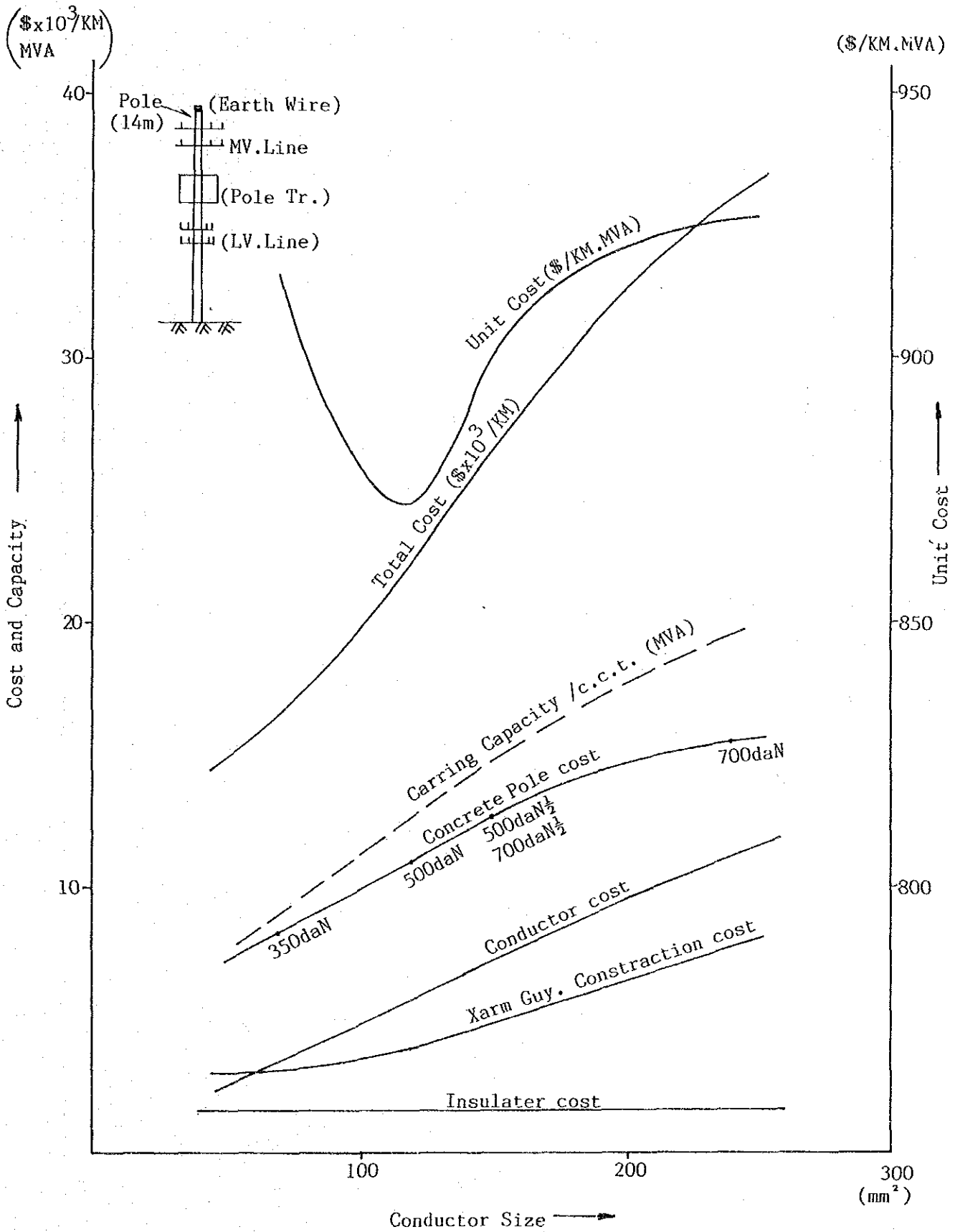


Fig 5.4-2(1/3) Comparison of Unit Cost

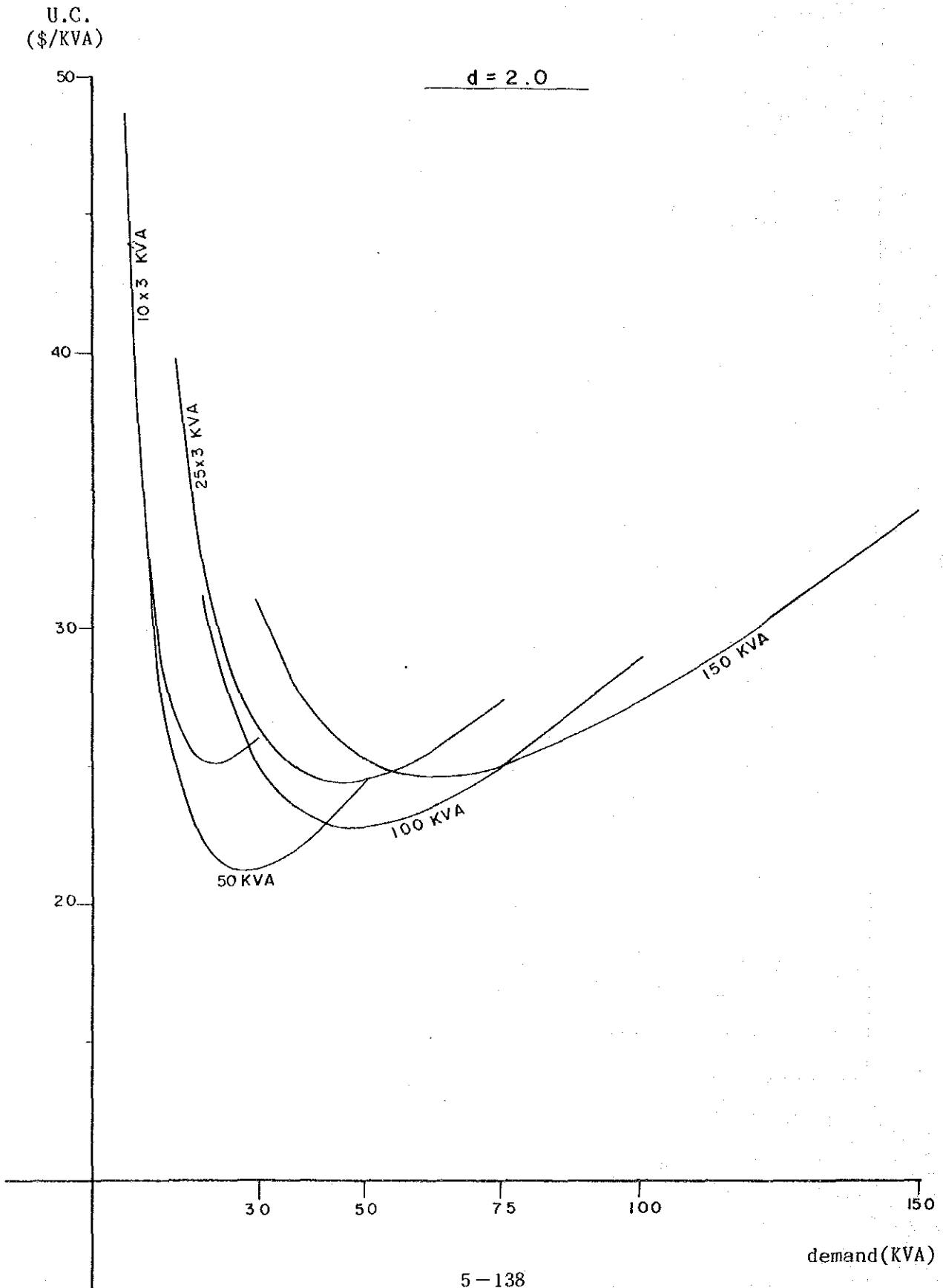


Fig 5.4-2(2/3) Comparison of Unit Cost

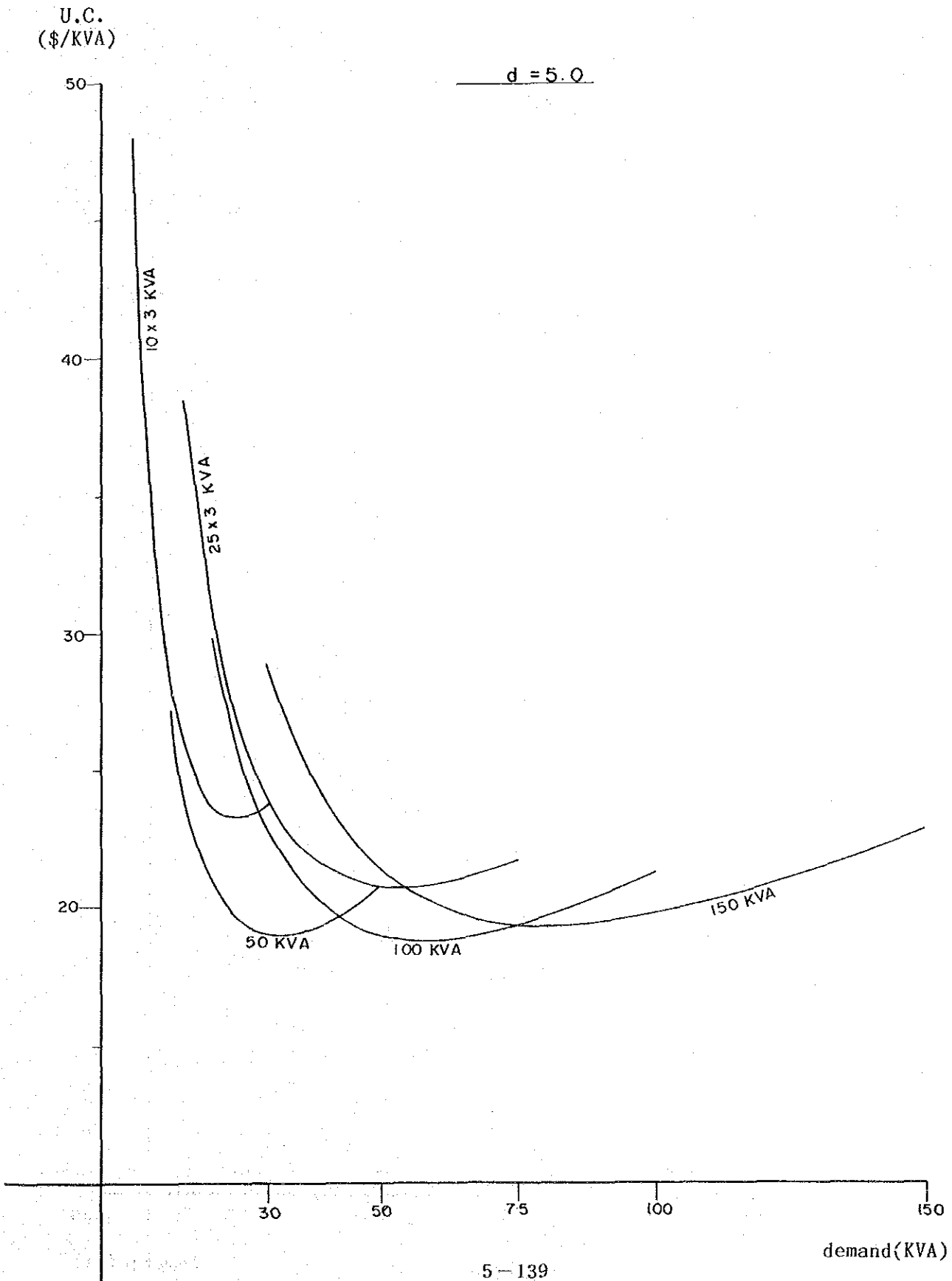


Fig 5.4-2(3/3) Comparison of Unit Cost

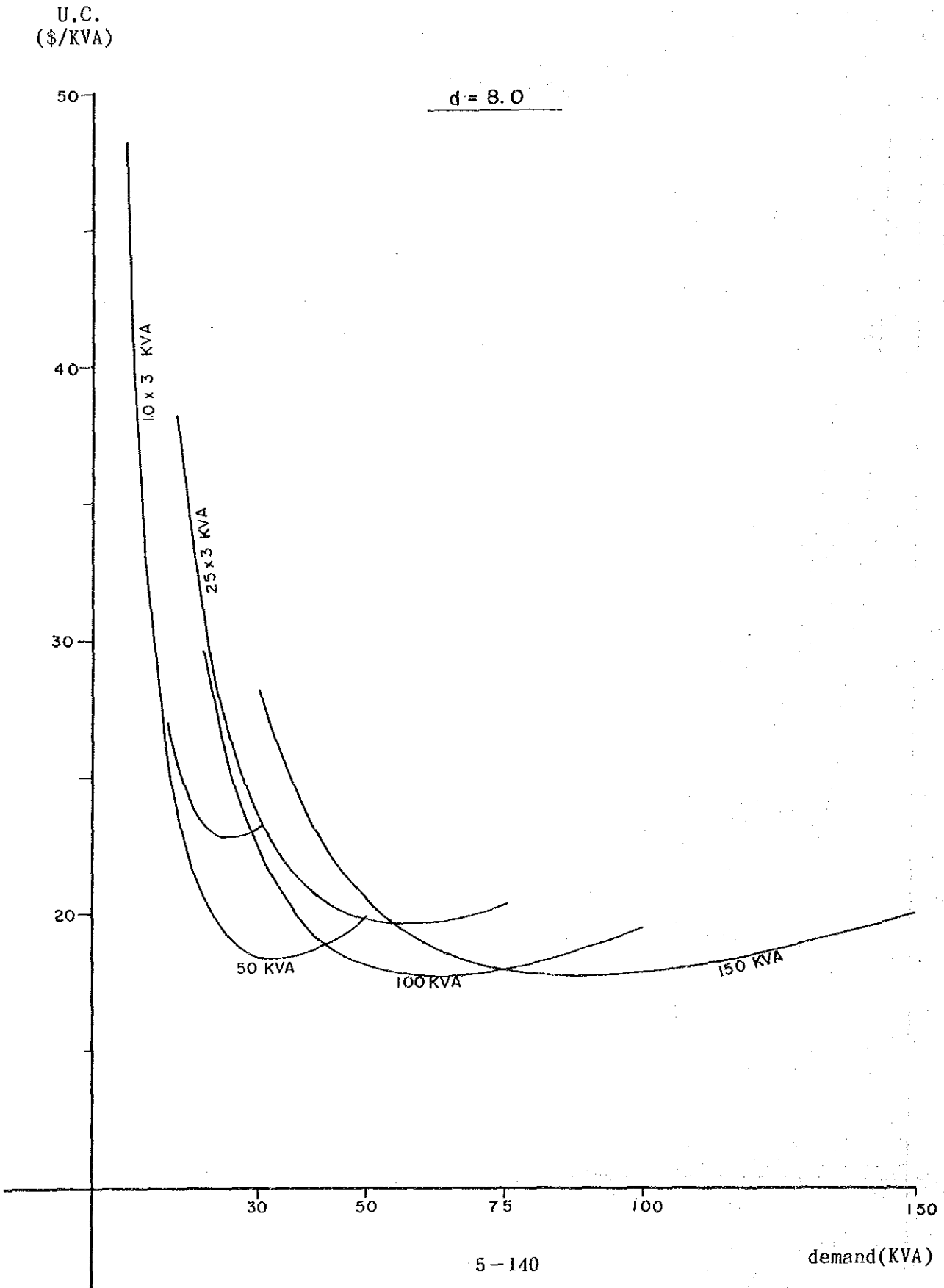
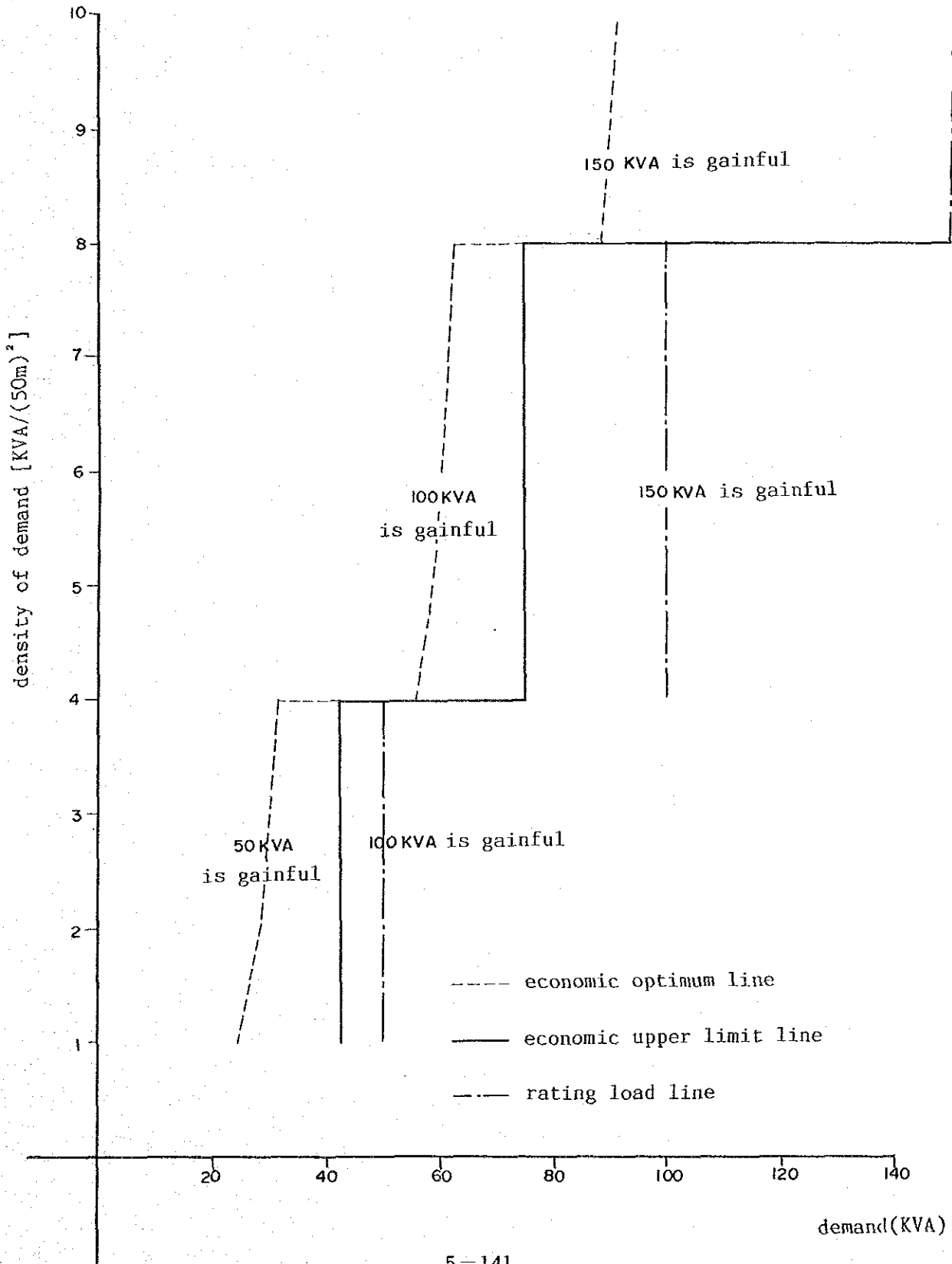


Fig 5.4-3 Choice of Transformer Capacity



付録 A

時系列販売データに基づく地域別負荷予測手法

Contents

- A.1 Introduction
- A.2 Time Series Trend Analysis
- A.3 Regional Load Forecasting
 - (1) Weekday System Load Curve in East Java
 - (2) Standardized Weekday Load Curve by Use
 - (3) Future Transfiguration of Load Curves
 - (4) Formulation of Distribution Loss Rate for Every Cabang
- A.4 Demand Forecast for Each Substation
 - (1) Computerized Calculation
 - (2) Demand Forecasted by Substations
 - (3) Demand Forecast for High Voltage Big Customers

List of Tables

Table.A-1(1),(2)	System Load Curve for Days of a Week
Table.A-2	Weekday Load Factors Compared with Contract Capacities by Use(1983/84)
Table.A-3(1)~(3)	Approach to Standard Load Curves by Use
Table.A-4(1)	Residential Load Curve in Summer
Table.A-4(2)	Commercial/Public Load Curve in Summer
Table.A-5	Target of Distribution Losses by Branch
Table.A-6	Distribution Loss Formulas for Each Cabang
Table.A-7	Major Towns Included in Each Zone
Table.A-8	Supply Zone of Distribution Substations
Table.A-9	Demand Conversion Factor
Table.A-10	Distribution Loss Rate
Table.A-11(1)~(3)	Historical Data for Load Forecast by Use Category in Each Cabang
Table.A-12(1)~(14)	Summary of Substation Load Forecast
Table.A-13(1)~(6)	Long Term Demand Forecast of Distribution Substations
Table.A-14	Forecast of I4 Energy Sales by Cabang
Table.A-15	Long Term Demand Forecast of Big Customers(I4)

List of Figures

Fig.A-1(1),(2)	Schematic Illustration of the Regional Load Forecast
Fig.A-2(1),(2)	Characteristics of Growth Curves
Fig.A-3	Standard Weekday Load Curve in East Java System
Fig.A-4	Standard Load Curves by Use
Fig.A-5(1)~(3)	Approach to Standard Load Curves by Use

A. 1 Introduction

需要を地域的に予測するためには、全地域の総需要の場合と同様に、時系列傾向分析法がやはり必要である。

したがって、将来の成長傾向を示唆する地域別時系列データが必要である；しかしながら、変電所で得られるデータは、それらの供給区域が電力設備条件の変化に合理的に適応するため固定的でないという困難な問題を包含している。

PLN 東部ジャワ配電局において請求書発行に先立って電算処理により毎月作成されるところのいわゆる “Ikhtisar Langganan (営業速報)” は、それがよく取りまとめられ、十分な期間について時系列的に蓄積された時には、極めて有用である。

何故ならば、それは各需要家の所在によって定まる zone (集金区) で分類されているので供給を受ける変電所に関連づけることが可能であるからである。(以後、本統計を “Billing Summary” と称する。)

さらに、本統計は各需要種別/契約容量について作成されるので、適当な契約対ピーク負荷の変換率の組合せが策定されたときには、ピーク負荷の概略値を算出することができる。その組合せとは、いくつかの用途種別についての慎重な推定をベースとした週日各時刻の乗率の集合である。

次の Fig. A-1 はこれにもとづく計算手順全体についての総体的説明のためのものである。

Fig. A-1(1) Schematic Illustration of the Regional Load Forecast

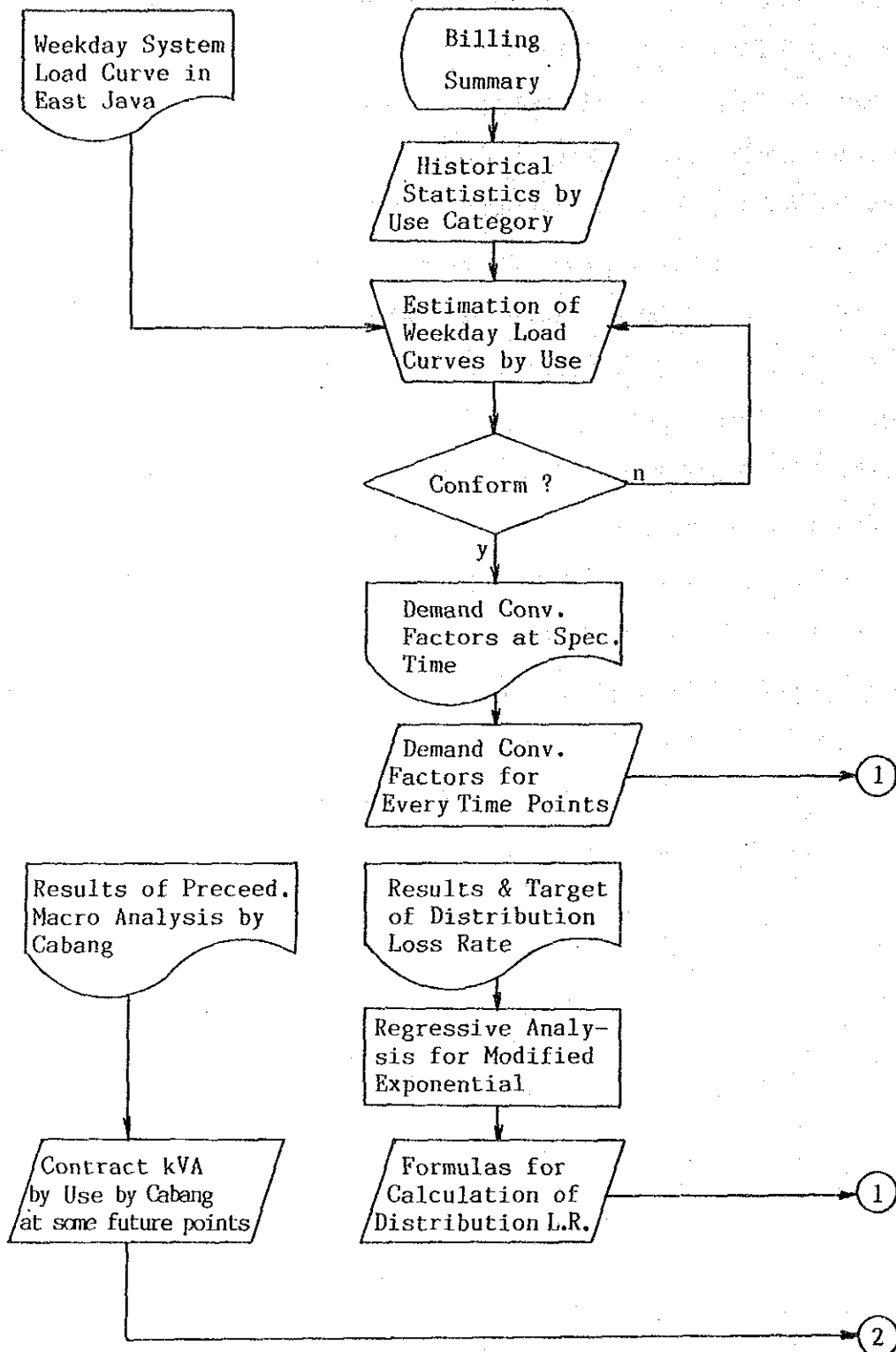
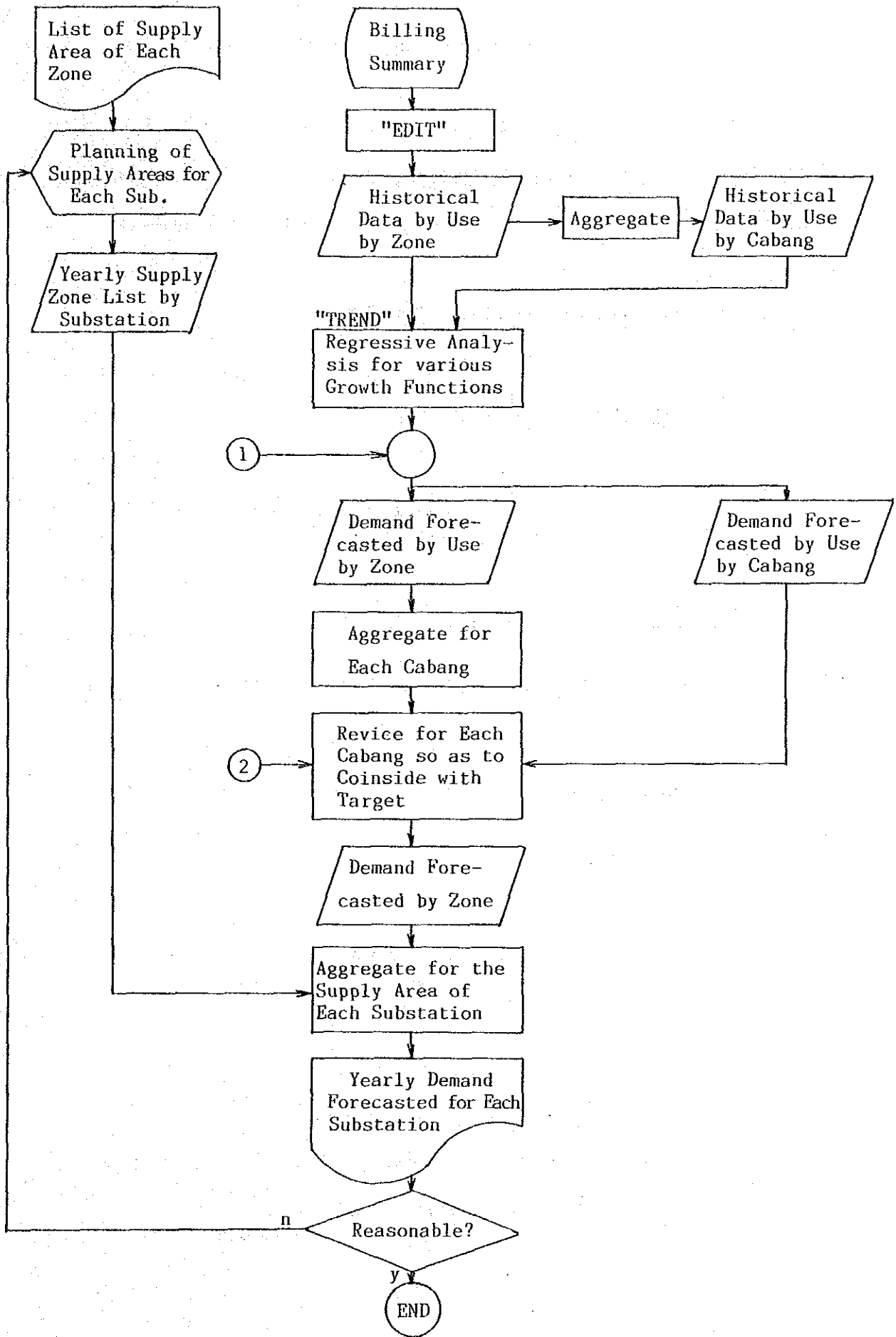


Fig. A-1(2) Schematic Illustration of the Regional Load Forecast



電力需要は一般に年々増加する。

これら需要増加の特性を示すために指数関数 1) や冪関数 2) といった傾向曲線が通常適用される。

Note 1 : Exponential function (指数関数)

$$y = ab^x \quad a > 0, b > 1$$

$$\frac{dy}{dx} = a(\ln b)b^x = (\ln b)y$$

すなわち、電力需要は複利率に相当する成長率で伸び続ける。

$$\text{And} \quad \ln y = \ln a + (\ln b)x$$

それゆえ、半対数方眼紙で直線となる。

Note 2 : Power function (冪関数)

$$y = ax^b, \quad a > 0, b > 0, x \geq 0$$

$$\frac{dy}{dx} = abx^{b-1} = by/x$$

すなわち、 x に逆比例して成長率は低下するものの、 y 自体は x が無限大に近づくにつれ無限に増加する。

$$\text{And} \quad \ln y = \ln a + b \ln x$$

したがって、両対数方眼紙上で直線で表わされる。

このことは、 y の x に対する弾性値が一定値 b であることを意味する。

$$\text{because, } (dy/y) / (dx/x) = b$$

したがって、 y の増加率は x の増加率の b 倍である。

上の両式とも y の増加につれ、 y が y 自身の増加を抑制する効果が考慮されていない。

言い換えれば、 x の増加に従って y が無限に増加するようなモデルなので超長期外挿予測においては極端に大きい想定になるおそれがある。

電力需要は人口増加に関連するので、全体として飽和にはほど遠くその上限を知ることは困難である。しかしながら、如何に莫大な値であるにもせよ、長期の予測においては上限の存在すなわち飽和傾向が考慮されるべきである。

2.1 Requirement to Introduce Growth Curves

上述したように、全体として需要がたとえば指数関数的に成長するような場合にも、個々の需要は本質的に階段状に生起するものである。換言すれば、階段状の新規需要の集積が全体として指数曲線を形成するのである。地域や需要種別が局限されればされるほど、より多くそれらは個々の飽和水準に近いものとなる。一方、未開発地域において、将来の未知の新規需要が多数存在することもまた事実である。

今回の研究では種々の成長曲線に合理的に適合する各パラメーターを定めることにより、各需要成長曲線の適合度を評価するプログラムの開発に注力した。次の10型式の曲線が対象とされた。

AAA Monotonously increase and not saturate

- (1) straight line
- (2) logarithmic
- (3) power
- (4) exponential
- (5) parabola

BBB Monotonously increase but have a limited value (saturation tendency)

- (1) modified exponential
- (2) hyperbolic
- (3) Logistic
- (4) Gompertz
- (5) modified Logistic (our original idea)

これらの関数において飽和傾向は包含するものの、その上限値が十分に大きい場合を仮定すると、(3)、(4)および(5)はそれらの成長の初期段階においては、上述の指数関数および冪関数にそれぞれ包含されることが容易に証明できる。

注) 指数曲線はロジスティックまたはゴンペルツ曲線に、冪曲線は修正ロジスティック曲線にそれぞれ含まれる。

2.2 Recommendable Growth Curves

成長曲線として、次の3型式が推奨できる。

(1) Logistic Curve

この一般型は次式のとおり。

$$y = K / (1 + \exp^{\phi(t)})$$

通常 $\phi(t) = A + B \cdot t$

よって $y = K / (1 + ab^t)$ (1)

ここで $a = \exp A$, $b = \exp B$ (2)

係数 K , a , b の決定のため、次の変換を用いる。

Rewriting expression (1),

$$\frac{K}{y} - 1 = ab^t$$

$$\ln \left(\frac{K}{y} - 1 \right) = \ln a + t \cdot \ln b$$

Denoting $\ln \left(\frac{K}{y} - 1 \right) = Y$, and

using expression (2) $\ln a = A$, $\ln b = B$

Obtain :

$$Y = A + Bt \dots\dots\dots (3)$$

Kが与えられたなら観測値の集合 (ti, yi) に直接普通の最小自乗法を適用して A, Bが定まると考えられるかもしれない。しかしこのような変換、

$$\ln \left(\frac{K}{y} - 1 \right) = Y$$

は分散の極端な不均一を生ずる。

それゆえ吾々は $y(K-y)$ が極めて零に近い場合でも極端な誤差を避け、精度を向上させるため、或る荷重付き最小自乗法を用意した。それは、時系列データに $y(K-y)$ の荷重付けを行なうことである。(後章で説明する)

(2) Gompertz Curve

This is given as the following expression

$$y = K \cdot a^{b^t} \dots\dots\dots (4)$$

$$K/y = (1/a)^{b^t}$$

$$\ln (K/y) = \ln (1/a) b^t$$

$$\ln (\ln (K/y)) = \ln (\ln (1/a)) + \ln b \cdot t$$

Denoting $Y = \ln (\ln (K/y))$,

$$A = \ln (\ln (1/a)), B = \ln b$$

Obtain $Y = A + Bt \dots\dots\dots (5)$

上と同様の理由で $y \ln(K/y)$ という荷重が各時系列データに適用されねばならない。(後述)

(3) Modified Logistic Curve

上述の2関数は t を正か負の無限大にしない限り、0にも K にもなり得ない。
 この“修正ロジスティック曲線”は吾々が始めて提唱するものであって、前述した広い意味でのロジスティック曲線に属する³⁾にもかかわらず、 $t=0$ において零に等しくなり得るものである。

Its expression is

$$y = K \cdot t^m / (t^m + a) \dots\dots\dots (6)$$

$$(K - y)/y = a t^{-m}$$

$$\ln((K - y)/y) = \ln a - m \ln t$$

Denoting $Y = \ln((K - y)/y)$,

$$A = \ln a, B = -m, T = \ln t$$

$$\text{Obtain } Y = A + BT \dots\dots\dots (7)$$

(1)節と同様に荷重 $y(K - y)$ が各時系列データに適用されねばならない。

(後述)

Note 3 : Reducing t^m in expression (6)

$$\text{Obtain } y = K / (1 + a t^{-m})$$

これは前述のロジスティック関数の一般式において次式を代入した場合である。

$$\phi(t) = \ln a - m \ln t$$

2.3 Characteristics of Growth Curves

参考のため、指数関数を含み、これら成長曲線の一群について次の条件の下での正規形が計算された。

Conditions : $y = 1.0$ at 1981 or $t = 37$

$y = 10^{-3}$ at 1945 or $t = 1$

$K = 100$ for the three saturatable curves

結果は Fig. A-2 and Fig. A-2(2)に示すとおりである。

それらの特徴は次のとおりである。

- Exponential

将来の成長率は最大であって、2100年には 8.77×10^9 という天文学的
数字になる。

年間成長率は一定値 20.5% であり、曲線は Fig. A-2(2)においては直線
となる。

- Logistic

初期段階ではロジスティック曲線は指数曲線と重なる。

変曲点は 2000 年と 2010 年の間にあり、その値は式の固有の性格によっ
て丁度 50 すなわち $K/2$ である。

この曲線はこれら 3 曲線のうち最も早く飽和する。

- Gompertz

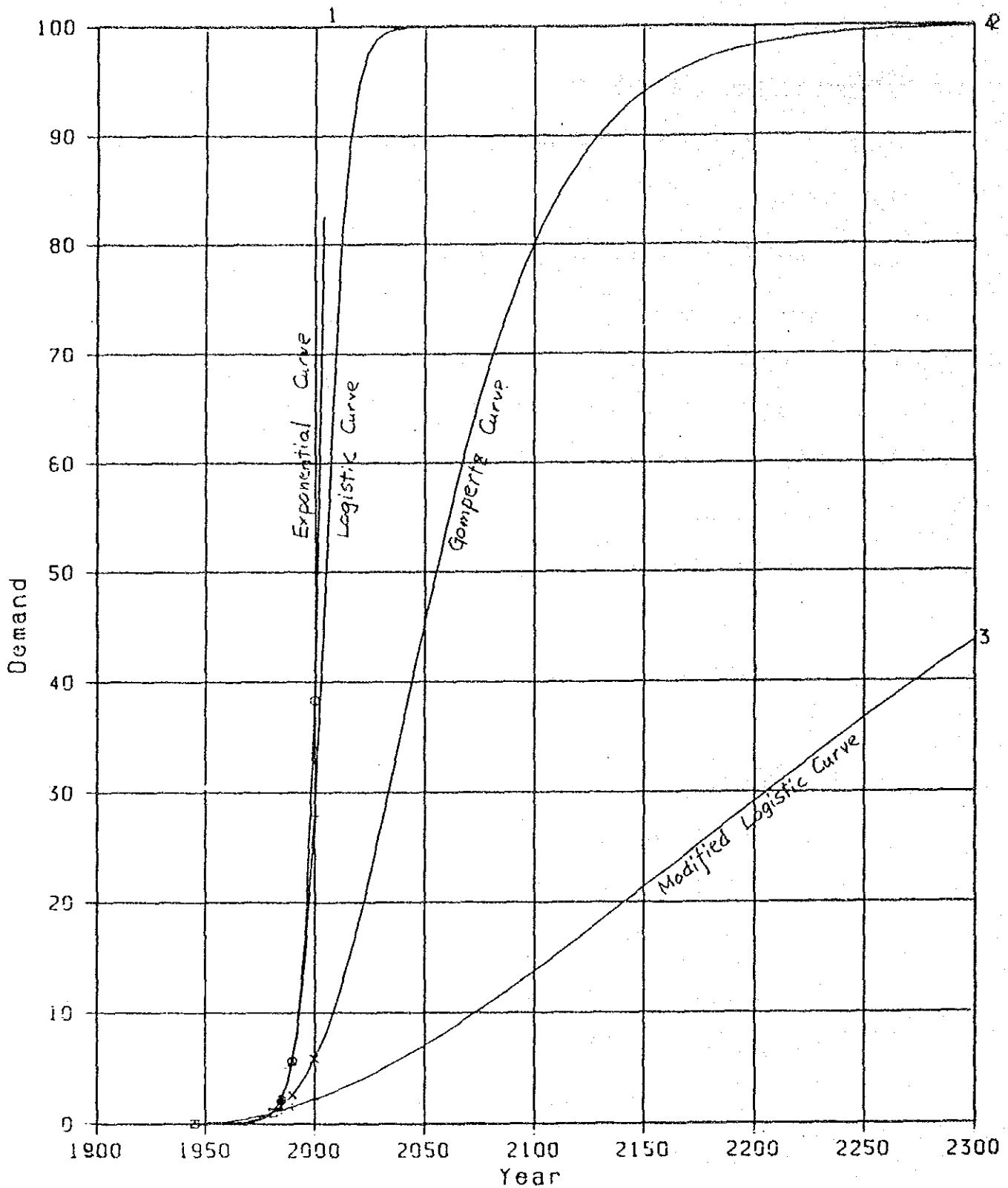
ゴンペルツ曲線は過去において指数やロジスティック曲線を超す。将来の
年成長率はロジスティックのそれより少い。

飽和はロジスティックより遅い。

変曲点は 2040 あたりに見られ、その値は 36.79 で曲線固有の性質によ
る $100/e$ に相当する。

1945 : E-3

K=100



NO.	R	1985	2000	T=Year-1944
1. ○	1.0000	2.2	38.3	$Y=0.825E-3*(1.212**T)$
2. △	1.0000	2.1	28.0	$Y=100.00/(1+EXP(11.71-0.192*T))$
3. +	1.0000	1.2	2.2	$Y=100.00*(T**(1.916))/(T**(1.916)+10.000E4)$
4. ×	1.0000	1.6	5.8	$Y=100.00/EXP(11.61*(0.975)**T)$

Fig.A-2 Characteristics of Growth Curves

100

logistic

10

1

0.1

0.01

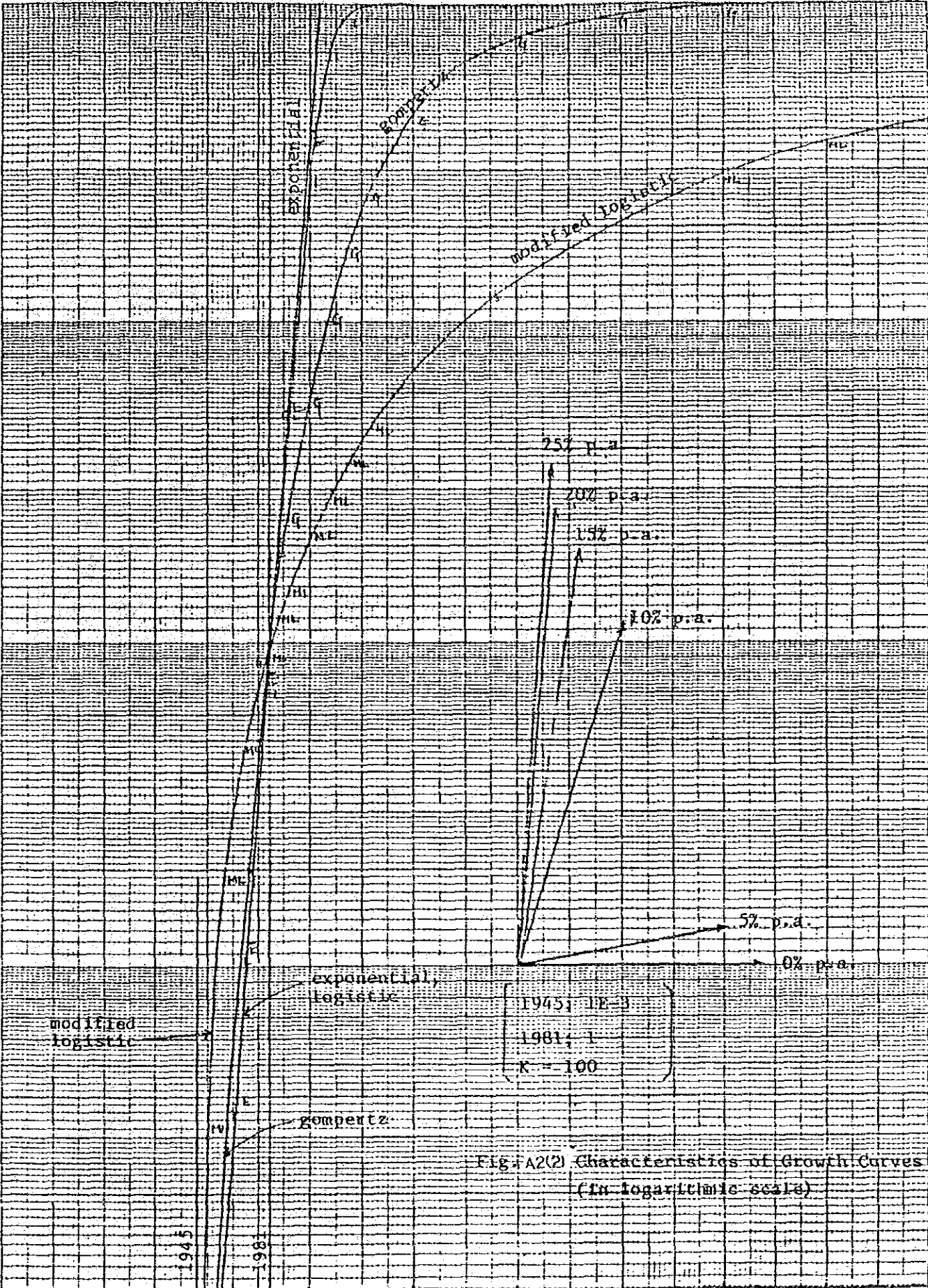


Fig. A2(2) Characteristics of Growth Curves (in logarithmic scale)

• Modified Logistic

修正ロジスティック曲線はその初期段階では非常に急激な率で上昇する。

しかしその率はすみやかに緩和する。

将来の成長率は、このような低いK値の場合、これらの曲線のうち最小である。

一般には、この曲線は最も遅く飽和し、その上限値は極めて大きい。

Fig. A-2とFig. A-2(2)はKがある一定値100として与えられた時の様子
を示している。ある傾向分析で時系列データをこれらの曲線に適用するとき
は、一般にはKは与えられない。それ故、Kは適合度(相関係数の二乗)が1
に近づくような繰返し計算によって定められなければならない。

それゆえ、ある時系列データの集合が与えられたとき、最も適合するKは各曲
線により異なるべきである。一般に、飽和値Kならびに飽和までの期間は修正
ロジスティックにおいて最大であり、ゴンペルツがこれに次ぎ、ロジスティッ
クは最少のK値で最も早く飽和する。適合の傾向については、与えられた時系
列データの性質のみによって定まる。

A Sample of Time Series Trend Analysis Using Growth Curves

Using the following historical data, forecast the electrification ratios for MALANG City up to 2000/01.

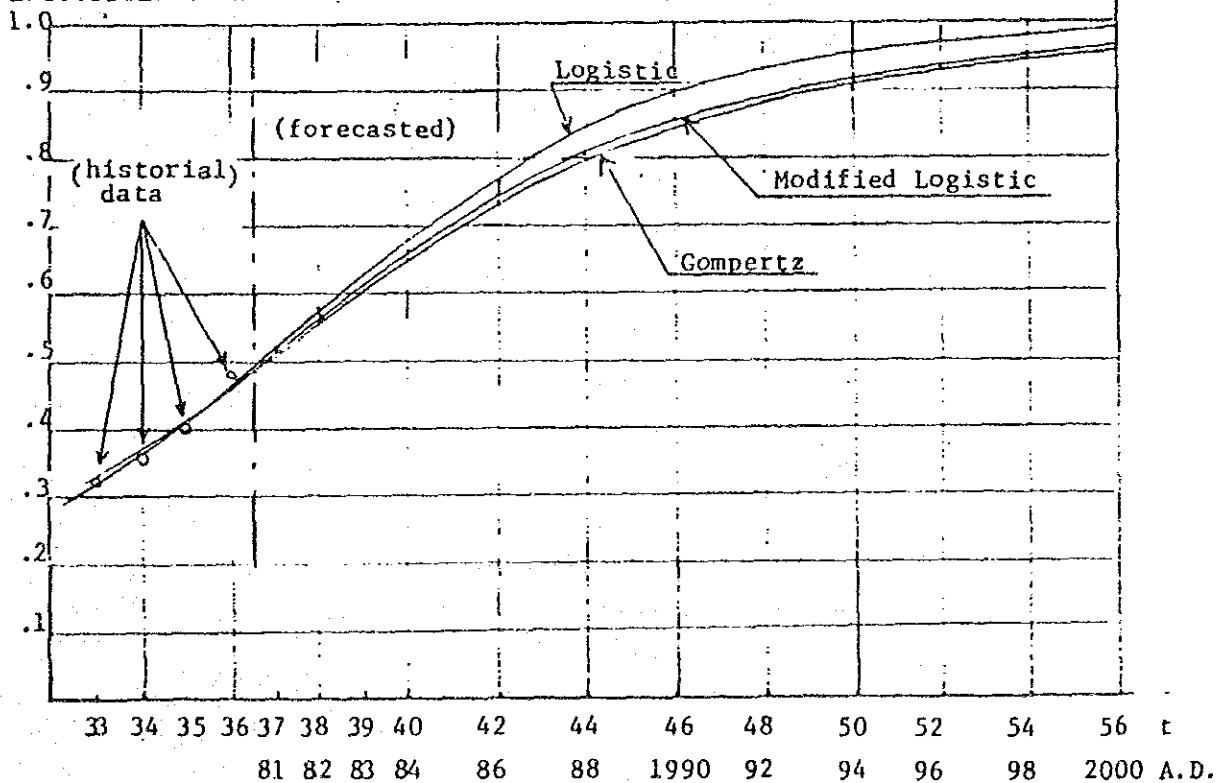
Historical Electrification Ratios

1977/78	78/79	79/80	80/81
t = 33	t = 34	t = 35	t = 36
0.32	0.35	0.40	0.48

The obtained coefficients calcuated setting K=1.0 are shown on the following table, and obtained future forecasts are figured below.

Curve Expression	K	a	b	corelation coefficient r	decision coefficient r ²
Logistic $y=K/(1+e^{-a-bt})$	1.0	8.2336	-0.22519	-0.98233	0.96497
Gompertz $y=K \exp(-e^{-a-bt})$	1.0	4.9545	-0.14517	-0.97714	0.95479
Modified Logistic $y=Kt^{-b}/(t^{-b}+e^a)$	1.0	27.8960	-7.74802	-0.97983	0.96006

Electrification Ratio



Weighting for Time Series Regression Analysis

When the linear regression formula is expressed as $\phi(t) = A + Bt$, the variance of $\phi(t)$ should be uniform regardless the observed value through a historical trend; however, the values of time are considered include no error.

In the case the variance $\phi(t)$ could change widely, the weighting technique should be applied to the set of data to avoid any extreme magnification of error which produce a bad effect on the results.

Applicable weight functions $w(y)$ by each trend function are expressed as follows;

1) power

$$\begin{aligned}y &= a t^b \\ \ln y &= \ln a + b \ln t = \phi(t) \\ d\phi/dy &= 1/y \\ w(y) &= y\end{aligned}$$

2) exponential

$$\begin{aligned}y &= a e^{bt} \\ \ln y &= \ln a + bt = \phi(t) \\ d\phi/dy &= 1/y \\ w(y) &= y\end{aligned}$$

3) modified exponential

$$\begin{aligned}y &= K - ab^t \\ \ln(K-y) &= \ln a + (\ln b)t = \phi(t) \\ d\phi/dy &= -1/(K-y) \\ w(y) &= \text{ABS}(K-y)\end{aligned}$$

4) hyperbolic

$$\begin{aligned}y &= K + b/(t-a) \\ 1/(y-K) &= -a/b + t/b = \phi(t) \\ d\phi/dy &= -1/(y-K)^2 \\ w(y) &= (y-K)^2\end{aligned}$$

5) logistic

$$y = K/(1 + ab^t)$$

$$\ln(K/y - 1) = \ln((K - y)/y) = \ln a + (\ln b)t = \phi(t)$$

$$-d\phi/dy = 1/(K - y) + 1/y = K/(y(K - y))$$

$$w(y) = y(K - y)$$

6) Gompertz

$$y = K a^{bt}$$

$$K/y = (1/a)^{bt}$$

$$\ln(K/y) = (\ln(1/a))b^t$$

$$\ln(\ln(K/y)) = \ln(\ln(1/a)) + (\ln b)t = \phi(t)$$

$$d\phi/dy = -1/(y \ln(K/y))$$

$$w(y) = y \ln(K/y)$$

7) modified logistic

$$y = K t^{-m}/(t^{-m} + a)$$

$$(K - y)/y = at^m$$

$$\ln(K - y)/y = \ln a + m \ln t = \phi(t)$$

$$d\phi/dy = -K/(y(K - y))$$

$$w(y) = y(K - y)$$

Development of Correlation Coefficient and
Regression Formula for Weighted Data

1. Ordinary Formula

As for a set of data " $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_i, y_i), \dots, (x_N, y_N)$ ", the number defined as the following formulas (A-2-2-1) or (A-2-2-2) is called the "covariance" with x and y ;

$$C_{xy} = \frac{1}{N} \sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \dots \dots \dots (A-2-2-1)$$

or

$$C_{xy} = \frac{1}{N} \sum xy - \bar{x}\bar{y} \dots \dots \dots (A-2-2-2)$$

here, \bar{x} or \bar{y} means the average value of x_i or y_i that is $\frac{1}{N} \sum x_i$ or $\frac{1}{N} \sum y_i$ respectively.

In order to use the covariance into evaluate the relationship between variables, those should be previously normalized by the following expressions where s_x and s_y is the standard deviation of x_i and y_i respectively;

$$u_i = (x_i - \bar{x})/s_x, v_i = (y_i - \bar{y})/s_y$$

Correlation coefficient r_{xy} is obtained as the average value of $u_i v_i$, or as the quotient of C_{xy} divided by standard deviation s_x and s_y .

Namely,

$$r_{xy} = \frac{1}{N} \sum u_i v_i = \frac{1}{N} \sum \left(\frac{x_i - \bar{x}}{s_x} \right) \left(\frac{y_i - \bar{y}}{s_y} \right)$$

$$= \frac{1}{s_x s_y} \cdot \frac{1}{N} \sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) = \frac{C_{xy}}{s_x s_y}$$

$$= \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{(\sum (x_i - \bar{x})^2 \sum (y_i - \bar{y})^2)^{\frac{1}{2}}} \dots \dots \dots (A-2-2-3)$$

As for calculation formula of the correlation coefficient, the expression which is reduced from expression (A-2-2-3) and shown below as expression (A-2-2-4) would be useful.

$$r_{xy} = \frac{(\frac{1}{N} \sum x_i y_i - \bar{x} \bar{y}) / (s_x^2 \cdot s_y^2)^{\frac{1}{2}}}{\frac{N \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{((N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2)(N \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2))^{\frac{1}{2}}}}$$

..... (A-2-2-4)

If the linear regressive function is expressed as the next formula,

$$y = A + Bx, \dots \dots \dots (A-2-2-5)$$

the regressive coefficients A, B are shown as follows;

$$B = \frac{\sum ((y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x}))}{\sum (x_i - \bar{x})^2}$$

$$= \frac{N \sum x_i y_i - (\sum x_i)(\sum y_i)}{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \dots \dots \dots (A-2-2-6)$$

$$A = \bar{y} - B \bar{x}$$

$$= \frac{\sum y_i - B \sum x_i}{N} \dots \dots \dots (A-2-2-7)$$

2. Weighted Formula

In certain cases, for example mentioned in the preceding paragraph the set of data (x_i, y_i) must be revalued using weight w_i for each i .

The correlation coefficient applicable to such cases is obtained by means of revaluation with w_i 's; that is to multiply every elements by w_i in each summing process, and substitute N by summation of w_i .

Hence, the correlation coefficient for weighted data is formulated as follows

$$r(x,y) = \frac{SW*SKYW - SXW*SYW}{((SW*SX2W - SXW**2)*(SW*SY2W - SYW**2))^{** \frac{1}{2}}}$$

..... (A-2-2-8)

where

$$\begin{aligned}
 SW &= \sum w_i, \\
 SKYW &= \sum x_i y_i w_i, \\
 SXW &= \sum x_i w_i, & SYW &= \sum y_i w_i, \\
 SX2W &= \sum x_i^2 w_i, & SY2W &= \sum y_i^2 w_i.
 \end{aligned}$$

The regressive coefficients A, B are shown as follows;

$$B = \frac{\sum (w_i (y_i - \bar{y}') (x_i - \bar{x}'))}{\sum (w_i (x_i - \bar{x}')^2)} \dots \dots \dots (A-2-2-9)$$

where, \bar{x}' or \bar{y}' means the weighted average of x_i, y_i respectively; that is,

$$\begin{aligned}
 \bar{x}' &= \frac{\sum x_i w_i}{\sum w_i}, \\
 \bar{y}' &= \frac{\sum y_i w_i}{\sum w_i}.
 \end{aligned}$$

Then,

$$A = \frac{\sum (y_i w_i) - B \sum (x_i w_i)}{\sum w_i} \dots \dots \dots (A-2-2-10)$$

A.3 Regional Load Forecasting

(1) Weekday System Load Curve in East Java

週の各曜日についての東部ジャワ系統負荷曲線が、乾季（7月）と雨季（12月）について Table. A-1 に示される。

注意深い観察をすれば、次の所見が明らかである。

- a. 季節的差異はほとんど見られない。
- b. 月曜日から金曜日までの曜日別差異もまたほとんど見られない。
それゆえ、これらの日を週日として共通的に扱って差し支えない。
- c. 週日には、ピーク需要が19時頃に生じ、これに次ぐピーク需要が9時か14時に生じる。それ故、19時が初夜のピーク時、14時が日中のピーク時として選定された。なぜなら将来、午後の方が午前よりも需要の伸びが大きいからである。
- d. 比較的少量だが明らかな需要減少が週末に見られる。したがって、週日の平均電力は週または月のそれよりもいくらか大きい。
週日の平均電力の週または月のそれに対する比率（以後“週日係数”という）は実績を分析した結果、次のように定められた。

(Supplement A, Table. A-2 参照)

Weekday Factors for various Uses

<u>Uses</u>	<u>Weekday Factor</u>
Residential	1.000
Commercial/Public	1.035
Industry	1.050
<hr/>	
Total	1.030

Table. A-1 System Load Curves for Days of a Week (1/2)

hour	Mon. Jul. 25/83	Percent to average	Mon. Dec. 19/83	Percent to average	ave percent Monday	Tues. Jul. 26/83	Percent to average	Wed. Jul. 27/83	Percent to average	Wed. Dec. 21/83	Percent to average	Thurs. Jul. 28/83	Percent to average	Thurs. Dec. 22/83	Percent to average	ave % L.C. for Jul~Thur
1	292	96.5	316	100.6	98.6	306	101.3	283	98.5	310	96.3	276	94.1	302	92.6	96.6
2	296	97.8	297	94.6	96.2	304	100.7	311	108.2	322	100.0	279	95.6	326	100.0	100.9
3	282	93.2	281	89.5	91.4	297	98.3	306	106.5	320	99.4	274	93.9	322	98.8	99.4
4	287	94.9	288	91.7	93.3	290	96.0	288	100.2	303	94.1	296	101.5	327	100.3	98.4
5	275	90.9	323	102.9	96.9	278	92.1	296	103.0	344	106.8	296	101.5	318	97.5	100.2
6	291	96.2	265	84.4	90.3	284	94.0	275	95.7	309	96.0	304	104.2	307	94.2	96.8
7	249	82.3	245	78.0	80.2	246	81.5	234	81.4	297	92.2	244	83.6	270	82.8	84.3
8	262	86.6	292	93.0	89.8	242	80.1	244	84.9	278	86.3	285	97.7	305	93.5	88.5
9	294	97.2	295	94.0	95.6	290	96.0	254	88.4	303	94.1	284	97.3	318	97.5	94.7
10	298	98.5	301	95.9	97.2	279	92.4	254	88.4	270	83.9	253	86.7	320	98.1	89.9
11	294	97.2	308	93.6	95.4	276	91.4	255	88.7	298	92.5	252	86.4	298	91.4	90.1
12	257	84.9	262	83.5	84.2	268	88.7	244	84.9	255	79.2	251	86.0	269	82.5	84.3
13	277	91.5	269	85.7	93.6	287	95.0	248	86.3	266	82.6	273	93.6	312	95.7	90.6
14	267	88.2	303	96.5	92.4	286	94.7	258	89.8	303	94.1	251	86.0	303	92.9	91.5
15	276	91.2	291	92.7	92.0	259	85.8	246	85.6	273	84.8	241	82.6	309	94.8	86.7
16	257	84.9	265	84.4	84.7	256	84.8	245	85.3	289	89.8	251	86.0	307	94.2	88.0
17	308	101.8	317	101.0	101.4	291	96.4	278	96.8	311	96.6	287	98.4	326	100.0	97.6
18	397	131.2	396	126.1	128.7	370	122.5	360	125.3	410	127.3	370	126.8	394	120.8	124.5
19	376	124.3	400	127.4	125.9	389	128.8	361	125.6	427	132.6	360	123.4	393	120.5	126.2
20	372	122.9	409	130.3	126.6	392	129.8	366	127.4	427	132.6	360	123.4	395	121.2	126.9
21	386	127.6	402	128.0	127.8	387	128.1	359	124.9	386	119.9	346	118.6	372	114.1	121.1
22	326	107.7	367	116.9	112.3	343	113.6	337	117.3	363	112.7	358	122.7	388	119.0	117.1
23	331	109.4	340	108.3	108.9	336	111.3	312	108.6	330	102.5	326	111.7	319	97.8	106.4
24	312	103.1	303	96.5	99.8	292	96.7	282	98.1	334	103.7	285	97.7	325	99.7	99.2
total	7262		7535		7248		6896		7728		7002		291.75	7825		3260.4
ave	30258		31396		30200		28733		32200		291.75		3260.4			

Table. A-1 System Load Curves for Days of a Week (2/2)

hour	Fri Jul. 29/83	Percent to average	Fri Dec. 23/83	Percent to average	ave % L.C. for Friday	Sat Jul. 30/83	Percent to average	Sat Dec. 24/83	Percent to average	ave % L.C. for Sat.	Sun Jul. 31/83	Percent to average	Sun Dec. 25/83	Percent to average	ave % L.C. for Sun.	ave % L.C. for Weekday	d.o
1	258	87.1	323	102.8	95.0	277	96.9	304	100.7	98.8	294	112.4	285	104.6	108.5	96.7	97
2	276	93.1	288	91.6	92.4	273	95.5	300	99.4	97.5	278	106.3	307	112.7	109.5	98.3	97
3	276	93.1	316	100.5	96.8	273	95.5	309	102.4	99.0	258	98.7	303	111.2	105.0	97.3	97
4	272	91.8	287	91.3	91.6	281	98.3	324	107.4	102.9	260	99.4	272	99.8	99.6	96.0	96
5	288	97.2	324	103.1	100.2	288	100.7	306	101.4	101.1	281	107.5	297	109.0	108.3	99.5	99
6	271	91.4	295	93.9	92.7	296	103.5	271	89.8	96.7	250	95.6	263	96.5	96.1	94.7	95
7	261	88.1	251	79.9	84.0	245	85.7	280	92.8	89.3	228	87.2	204	74.9	81.1	83.4	83
8	247	83.3	274	87.2	85.3	280	97.9	290	96.1	97.0	217	83.0	198	72.7	77.9	88.1	88
9	277	93.5	295	93.9	93.7	252	88.1	264	87.5	87.8	222	84.9	218	80.0	82.5	94.7	93
10	272	91.8	274	87.2	89.5	246	86.0	261	86.5	86.3	207	79.2	229	84.0	81.6	91.3	92
11	274	92.4	293	93.2	92.8	245	85.7	260	86.2	86.0	205	78.4	241	88.5	83.5	91.7	92
12	250	84.4	277	88.1	86.3	255	89.2	247	81.8	85.5	219	83.8	213	78.2	81.0	84.7	85
13	252	85.0	283	90.0	87.5	227	79.4	254	84.2	81.8	222	84.9	237	87.0	86.0	90.6	91
14	283	95.5	288	91.6	93.6	225	78.7	257	85.2	82.0	224	85.7	233	85.5	85.6	92.1	92
15	275	92.8	275	87.5	90.2	238	83.2	246	81.5	82.4	210	80.3	207	76.0	78.2	88.5	89
16	268	90.4	275.	87.5	89.0	217	75.9	256	84.8	80.4	198	75.7	208	76.3	76.0	87.5	88
17	272	91.8	340	108.2	100.0	286	100.0	298	98.7	99.4	256	97.9	306	112.3	105.1	98.8	99
18	407	137.3	374	119.0	128.2	366	128.0	370	122.6	125.3	328	125.5	323	118.6	122.1	126.1	126
19	393	132.6	413	131.4	132.0	374	130.8	371	122.9	126.9	355	135.8	343	125.9	130.9	127.3	127
20	393	132.6	381	121.2	126.9	375	131.2	397	131.5	131.4	333	127.4	336	123.3	125.4	126.8	127
21	383	129.2	368	117.1	123.2	345	120.7	366	121.3	121.0	348	133.1	353	129.6	131.4	122.9	123
22	336	113.4	399	126.9	120.2	353	123.5	342	113.3	118.4	336	128.5	343	125.9	127.2	116.8	117
23	323	109.0	355	112.9	111.0	343	120.0	326	108.0	114.0	290	110.9	325	119.3	115.1	107.8	108
24	306	103.2	296	94.2	98.7	302	105.6	344	114.0	109.8	256	97.9	295	108.3	103.1	99.2	99
total	7,113		7,544			6,862		7,243			6,275		6,539				2,400
ave	29638		31433			28592		30179			26146		27246				

Table. A-2に示すように、たとえば1983/84年のEast Javaの住宅用については、319.46 MVAの契約容量であり、週日1日で $319.46 * 6.104 = 1950$ MWh を消費する。以下同様。

(2) Standardized Weekday Load Curves by Use

Table. A-1の最後の列に示される東部ジャワ系統の正規化した標準週日負荷曲線がFig. A-3に図示される。

次の諸項目を含む繰返し接近が次の過程として必要である。

- i) いくつかの用途分類についての標準負荷曲線の仮定。
- ii) billing summary を用いて各曲線をそれに対応する販売電力量で荷重付け。
- iii) すべての仮定した需要を各時刻について合計し、平均の電力によって正規化する。

Supplement A Determination of Weekday Factors

The actual results of generated energy in East Java System on each day of the week which shown on Table A-1 have been referred; and the average energy on a day from Monday to Friday is determined as 1.03 times of the one which averaged through a week. Applied this value to the yearly energy sales¹⁾ shown at the first (1st) line of Table A-2, the weekday factors by uses are determined as follows;

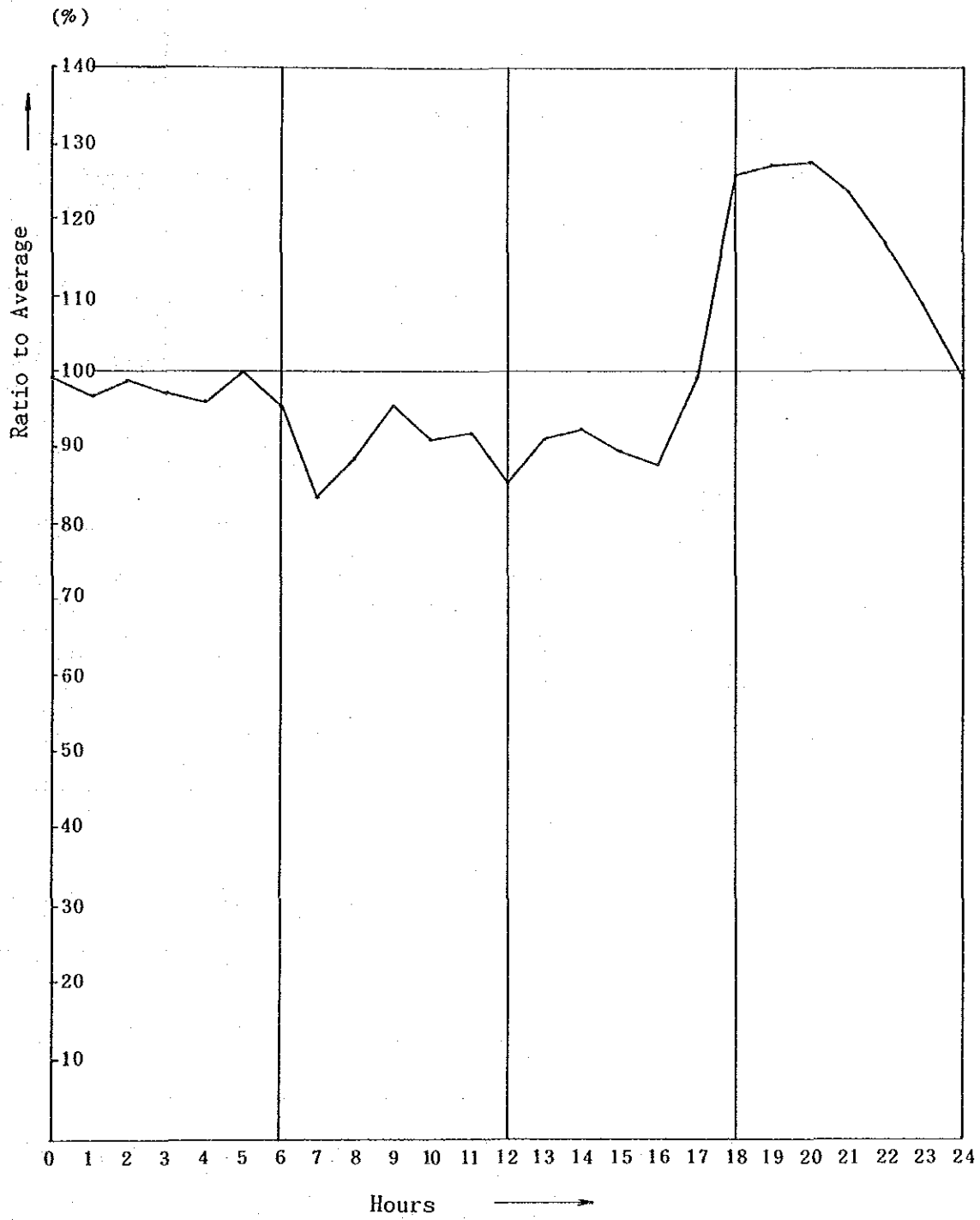
Residential	: 1.00
Commercial	: 1.03
Industry	: 1.05
Public	: 1.038 (reckoned backward with energy)
Commercial/Public	: 1.035 (ditto)

Note 1) Obtained by editing Billing Summary, in which, as for Mar. 1984, the data were estimated by means of extrapolation which applied those values from Mar. 1983 to Feb. 1984.

Table. A-2 Weekday Load Factors Compared with Contract Capacities by Use (1983/84)

Items	Residential	Commercial			Industry			Total	
		Commercial	Public	Commercial / Public	L.I.(I1+I2)	I3	I4		
Yearly Energy Sales (MWh)	713,670	108,744	173,958	282,702	107,850	418,834	472,726	999,411	1,995,783
Average Demand (MW)	81.247	12380	19804	32184	12278	47681	53817	113776	227207
Weekday Factor	1.00	1.03	1.038	1.035	1.05	1.05	1.05	1.05	1.03
Average Demand in a Weekday (MW)	81.247	12751	20560	33311	12892	50065	56508	119465	234023
Average Energy in a Weekday (MWh)	1,949.93	30602	49344	79946	30941	1,20156	1,35619	2,86716	5,61655
Contract Capacity averaged through a Year (MVA)	319.46	.8241	91.00	173.41	96.10	205.55	94.20	395.85	888.73
Weekday L.F. compared with Contract Capacity (%)	25.433	15.473	22.593	19.209	13.415	24.357	59.987	30.179	26.332
(Weekday C.L.F.) x 24	610.4	371.4	542.2	461.0	322.0	584.6	1,439.7	724.3	632.0

Fig. A-3 Standard Weekday Load Curve in East Java System



iv) この負荷曲線を与えられた系統負荷曲線と比較し、それぞれの日の販売電力量が一定値という条件のもとに各時刻について、その差額が少くなるように修正する。

この過程の一例が Supplement B で説明される。

この接近の結果が Fig. A-4 に示される；そして最終結果は Fig. A-5 (3) に示すように極めて正確である。

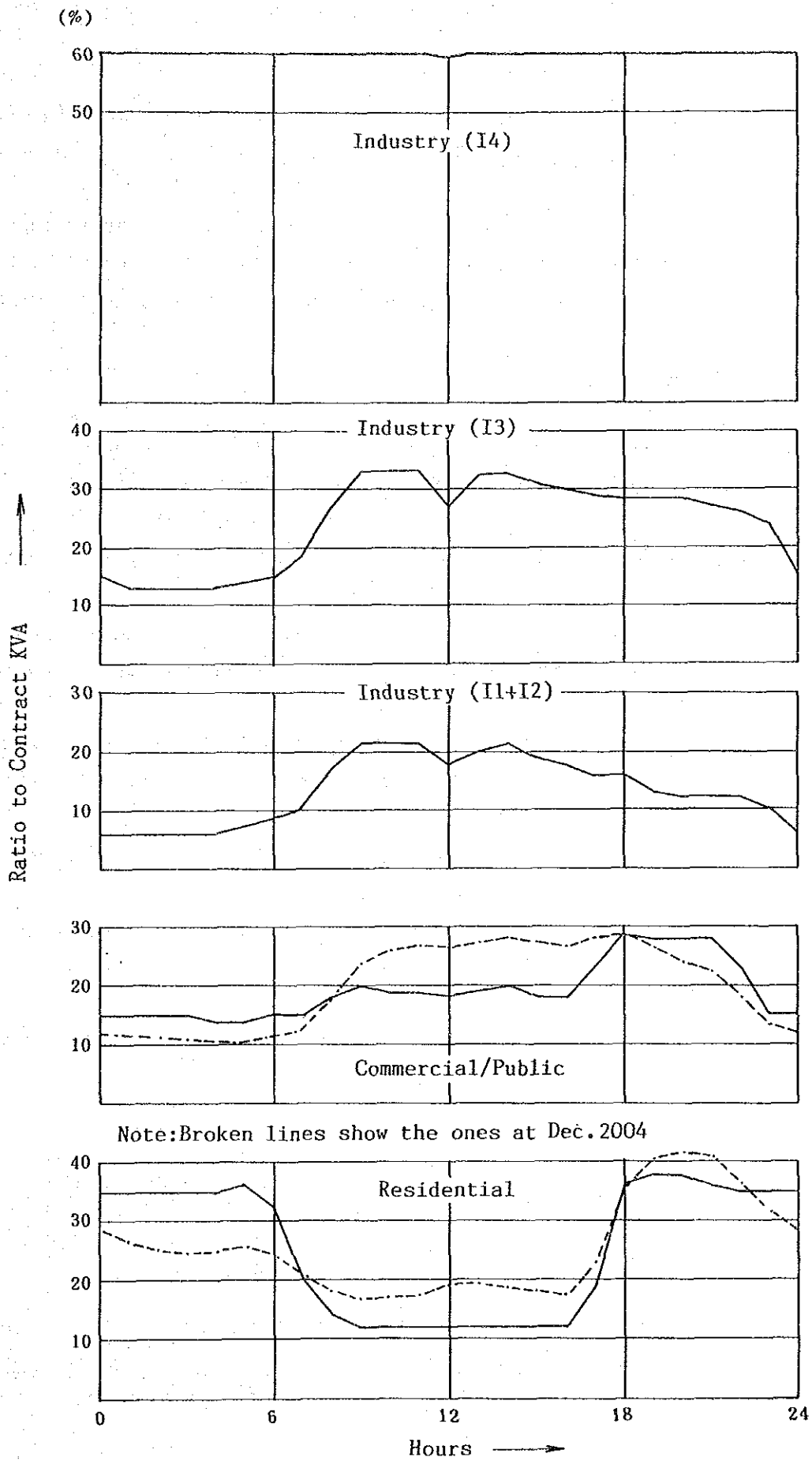
この結果、次の demand conversion factors (ロス考慮前) が 1983/84 年の中央 (9月) に適用できる。

	<u>for Contract kVA</u>		<u>for Weekday Average Demand</u>	
	<u>14 hours</u>	<u>19 hours</u>	<u>14 hours</u>	<u>19 hours</u>
Residential	(0.1819) 0.1200	(0.4010) 0.3800	(0.7153) 0.4720	(1.5768) 1.4940
Commercial/Public	(0.2806) 0.2000	(0.2639) 0.2800	(1.3915) 1.0410	(1.3096) 1.4580
Light Industry (I1 + I2)	0.2100	0.1300	1.5650	0.9690
Heavy Industry (I3)	0.3250	0.2850	1.3340	1.1700
Heavy Industry (I4)	0.6000	0.6000	1.0000	1.0000

(3) Future Transfiguration of Load Curves

たとえば 2004 年 12 月といった遠い将来においては、電気使用の次のような変化が住宅用や商業/公共用の負荷曲線を変形させよう。

Fig. A-4 Standard Load Curves by Use



Supplement B Illustration for Decision Process of Standard Load Curves by Use

Table A-3(1)~(3) and Fig. A-5(1)~(3) are prepared for illustration ; they show the iterative approaching aspect over three (3) stages.

After prepared Table A-2, the ratios of weekday average demand to contract kVA can be determined for each use category. Hereafter, we will call them "Load factor to contract capacity"

Approach Procedure

- 1) Assume trial load curves for each use category, so as to each one has the daily quantity which equals twenty-four (24) times of load factor to contract kVA.
- 2) Convert this load curves into MW base by means of multiplying contract capacity of each use category.
- 3) Obtain a tentative weekday load curve by aggregating those MW for every categories, and normalize it on the average value.
- 4) Compare this curve with the normalized standard weekday load curve which is obtained in a manner described in the foregoing paragraph and shown on Fig.A-3; alter every tentatively estimated load curves so as to the aggregated curve approaches to the standard curve mentioned.
- 5) Repeat the steps from 2) to 4) until the difference mentioned above reaches negligible one.

As for the concrete method, refer Table A-3(1)~(3) and Fig. A-5(1)~(3).

Table. A-3(1) Approach to Standard Load Curves by Use

	Residential % per contract/MW	Comm/Pub % per contract/MW	I1 + I2 % per contract/MW	I 3 % per contract/MW	I 4 % per contract/MW	Total MW / % per ave.	System L.C.(% per ave.)
1	30 / 95.84	15 / 26.01	8 / 7.69	15 / 30.83	49 / 46.16	206.53/ 88.2	97
2	" / "	" / "	6 / 5.77	11 / 22.61	" / "	196.39/ 83.9	97
3	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	196.39/ 83.9	97
4	" / "	14 / 24.28	" / "	" / "	" / "	194.66/ 83.2	96
5	" / "	15 / 26.01	" / "	" / "	" / "	196.39/ 83.9	99
6	25 / 79.87	14 / 24.28	" / "	" / "	" / "	178.69/ 76.4	95
7	21 / 67.09	15 / 26.01	12 / 11.53	19 / 39.05	" / "	189.84/ 81.1	83
8	18.4 / 58.78	19 / 32.95	17 / 16.34	29 / 59.61	59 / 55.58	223.26/ 95.4	88
9	19.0 / 60.70	18 / 31.21	19 / 18.26	32 / 65.78	70 / 65.94	241.89/103.4	93
10	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	92
11	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	92
12	" / "	" / "	18 / 17.30	30 / 61.67	68.7 / 64.72	235.60/100.6	85
13	" / "	" / "	19 / 18.26	32 / 65.78	64 / 60.29	236.24/100.9	91
14	" / "	" / "	" / "	" / "	70 / 65.94	241.89/103.4	92
15	" / "	" / "	" / "	" / "	69 / 65.00	240.95/103.0	89
16	" / "	" / "	18 / 17.30	31 / 63.72	" / "	237.93/101.7	88
17	23 / 73.48	23 / 39.88	17 / 16.34	30 / 61.67	" / "	256.37/109.5	99
18	32 / 102.23	29 / 50.29	16 / 15.38	29.6 / 60.84	64 / 60.29	280.03/123.5	126
19	33 / 105.42	28 / 48.55	12 / 11.53	29 / 59.61	59 / 55.58	280.69/119.9	127
20	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	280.69/119.9	127
21	32 / 102.23	" / "	" / "	28 / 57.55	" / "	275.44/117.7	123
22	31 / 99.03	23 / 39.88	" / "	26 / 53.44	" / "	259.46/110.9	117
23	30 / 95.84	20 / 34.68	" / "	23 / 47.28	" / "	244.91/104.6	108
24	" / "	16 / 27.75	" / "	19 / 39.05	" / "	229.75/ 98.2	99
total	610.4/1950.03	461.0 /799.37	322.0 /309.47	584.6/1201.66	1,409.7/1,356.24	5,616.77/2,400.0 (234032)	2,400
contract MVA	(319.46)	(173.41)	(96.10)	(205.55)	(94.20)		

Fig. A-5(1) Approach to Standard Load Curves by Use

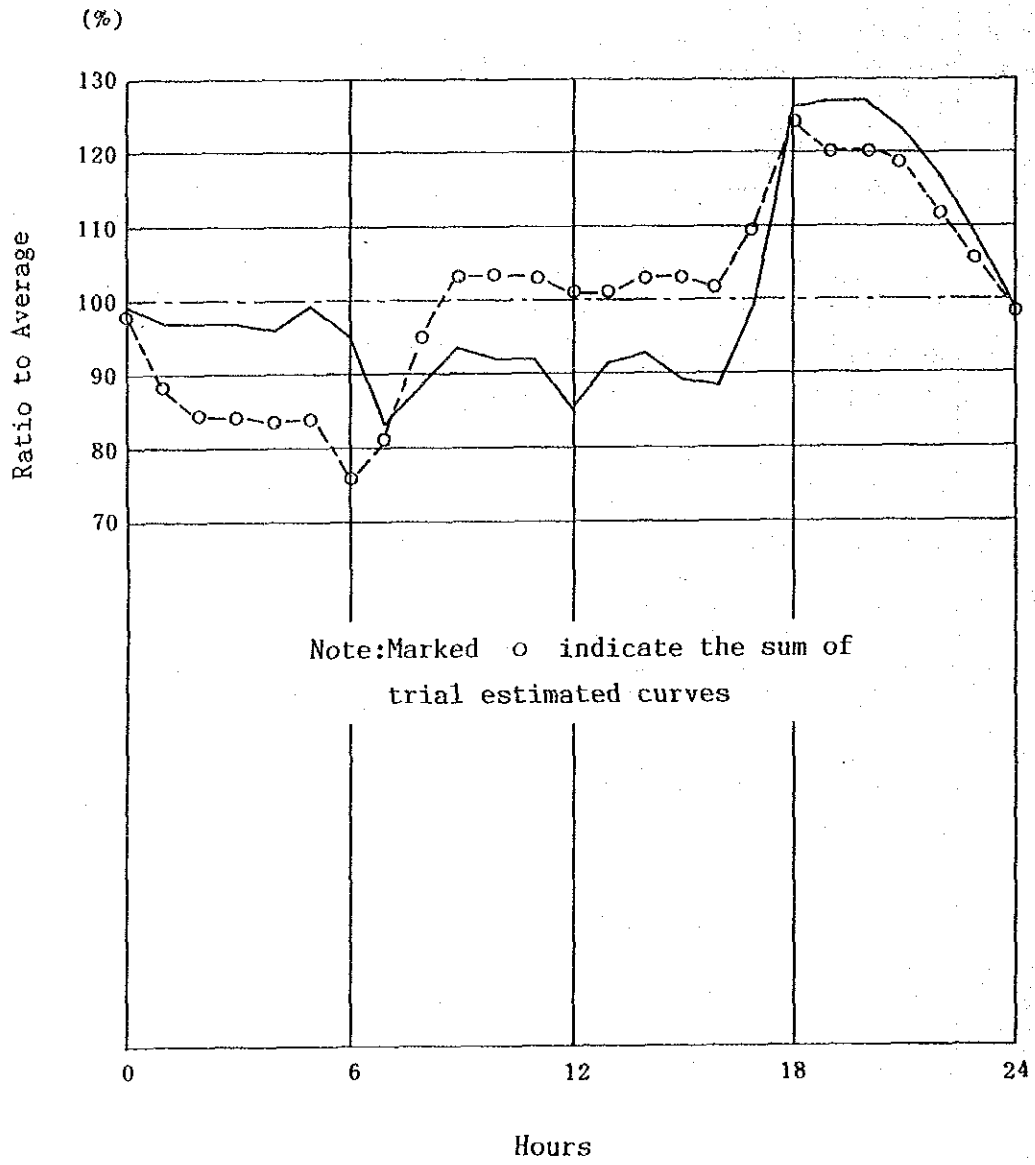


Table. A-3(2) Approach to Standard Load Curves by Use

	Residential % per contract/MW	Comm/Pub % per contract/MW	I 1 + I 2 % per contract/MW	I 3 % per contract/MW	I 4 % per contract/MW	Total MW / % per ave.	System L.C. (% per ave.)
1	35 /111.8	15 / 26.01	8 / 7.69	16 / 32.89	60 / 56.52	234.91/100.4	97
2	" / "	" / "	6 / 5.77	13.4 / 27.54	" / "	227.64/ 97.3	97
3	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	227.64/ 97.3	97
4	" / "	14 / 24.28	" / "	" / "	" / "	225.91/ 96.5	96
5	" / "	15 / 26.01	" / "	" / "	" / "	227.64/ 97.3	99
6	28 / 89.45	14 / 24.28	" / "	" / "	" / "	203.56/ 87.0	95
7	21 / 67.09	15 / 26.01	12 / 11.53	19 / 39.05	" / "	200.2 / 85.5	83
8	17.4 / 55.59	19 / 32.95	17 / 16.34	28 / 57.55	" / "	219.0 / 93.6	88
9	12 / 38.34	18 / 31.21	19 / 18.26	31 / 63.72	" / "	208.1 / 88.9	93
10	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	92
11	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	92
12	" / "	" / "	18 / 17.30	29 / 59.61	59.7 / 56.24	202.7 / 86.6	85
13	" / "	" / "	19 / 18.26	31 / 63.72	60 / 56.52	208.1 / 88.9	91
14	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	92
15	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	89
16	" / "	" / "	18 / 17.30	30 / 61.67	" / "	205.0 / 87.6	88
17	23 / 73.45	23 / 39.88	17 / 16.34	29.6 / 60.84	" / "	247.0 /105.6	99
18	35 /111.80	29 / 50.29	16 / 15.38	28 / 57.55	" / "	291.5 /124.6	126
19	37 /118.2	28 / 48.55	12 / 11.53	" / "	" / "	292.4 /124.9	127
20	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	127
21	36 /115.0	" / "	" / "	" / "	" / "	289.2 /123.6	123
22	35 /111.82	23 / 39.88	" / "	26 / 53.44	" / "	273.2 /116.7	117
23	" / "	20 / 34.68	" / "	23 / 47.28	" / "	261.8 /111.9	108
24	" / "	16 / 27.75	" / "	19 / 39.05	" / "	246.7 /105.4	99
total	610.4/1,949.9	461.0 /799.37	322.0 /309.47	584.6/1,201.6	1,439.7/1,336.20	5,617.00/2,401 (234,032)	2,400
contract MVA	(319.46)	(173.41)	(96.10)	(205.55)	(94.20)		

Fig. A-5(2) Approach to Standard Load Curves by Use

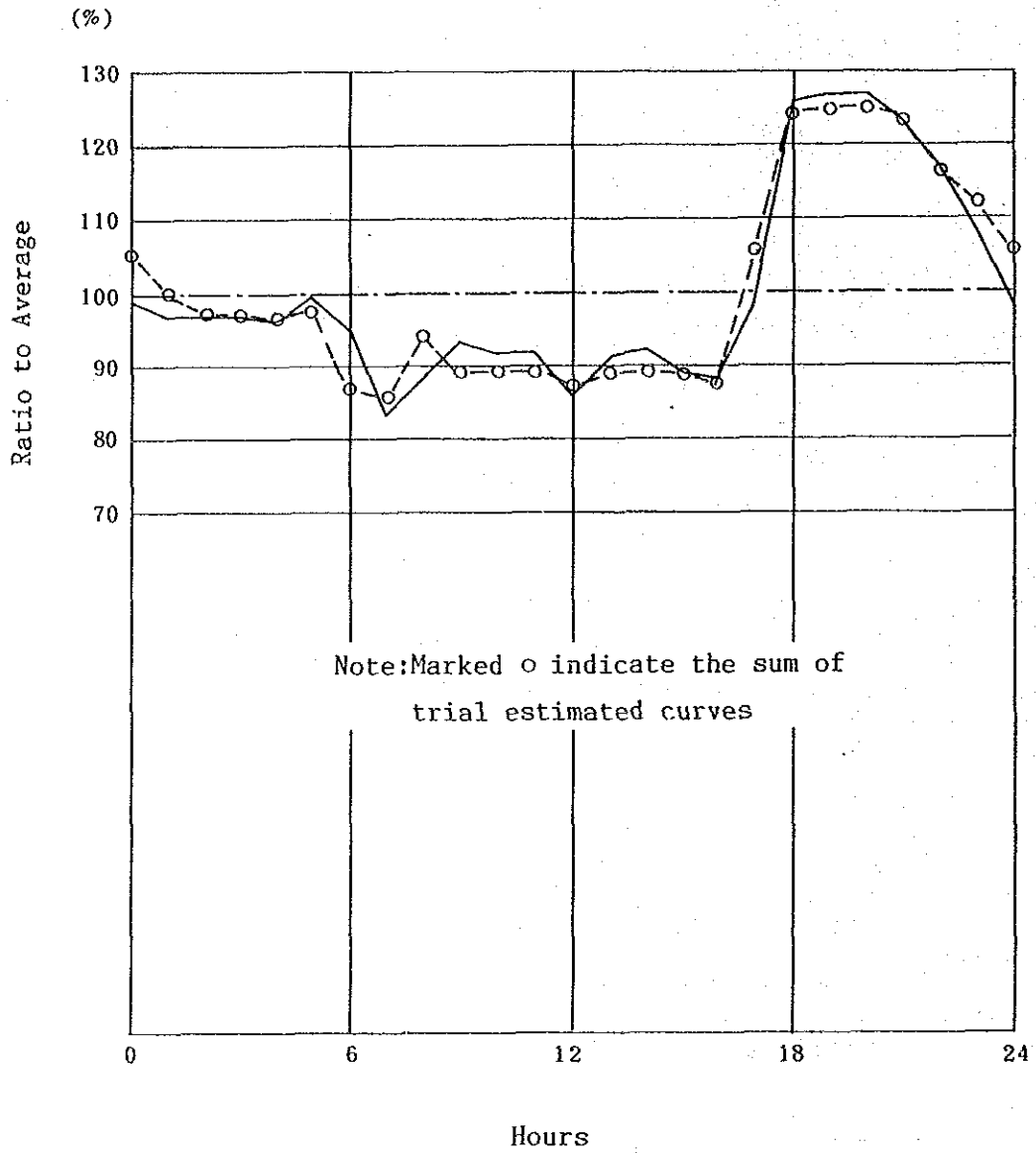
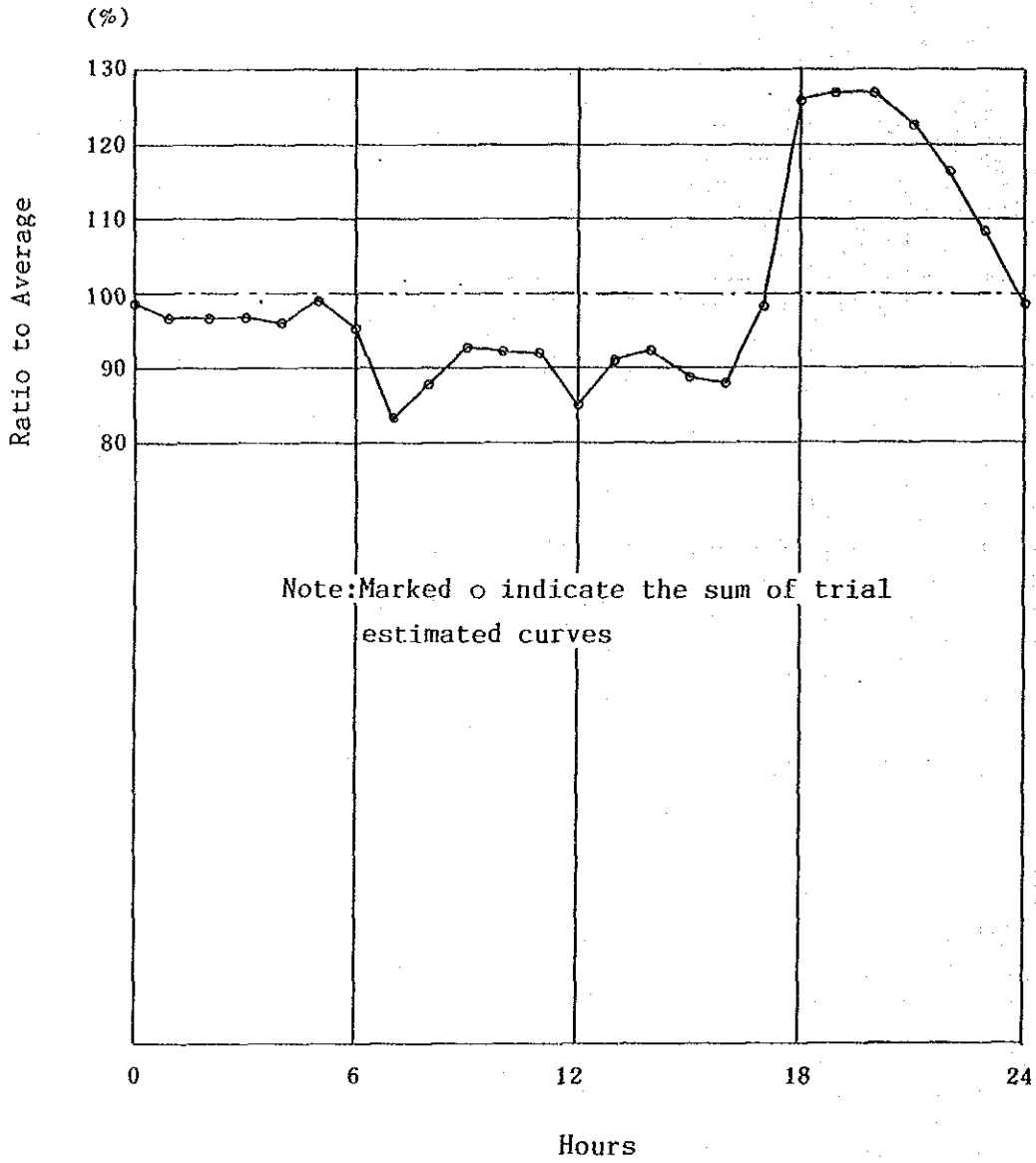


Table. A-3(3) Approach to Standard Load Curves by Use

	Residential % per contract/MW	Comm/Pub % per contract/MW	I 1 + I 2 % per contract/MW	I 3 % per contract/MW	I 4 % per contract/MW	Total MW / % per ave.	System L.C.(% per ave.)
1	35 /111.81	15 / 26.01	6 / 5.77	13 / 26.72	60 / 56.52	226.83/ 96.9	97
2	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	97
3	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	97
4	" / "	14 / 24.28	" / "	" / "	" / "	225.10/ 96.2	96
5	36 /115.01	" / "	7 / 6.73	14 / 28.78	" / "	231.32/ 98.8	99
6	32 /102.23	15 / 26.01	8 / 7.69	15 / 30.83	" / "	223.28/ 95.41	95
7	20 / 63.89	" / "	10 / 9.61	19 / 39.05	" / "	195.08/ 83.36	83
8	14.4 / 46.00	18 / 31.21	17 / 16.34	27 / 55.50	" / "	205.57/ 87.8	88
9	12 / 38.34	20 / 34.68	21 / 20.18	33 / 67.83	" / "	217.55/ 93.0	93
10	" / "	19 / 32.95	" / "	" / "	" / "	215.82/ 92.2	92
11	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	" / "	92
12	" / "	18 / 31.21	18 / 17.30	27 / 55.50	59.7 / 56.24	198.59/ 84.9	85
13	" / "	19 / 32.95	20 / 19.22	32 / 65.78	60 / 56.52	212.81/ 90.9	91
14	" / "	20 / 34.68	21 / 20.18	32.5 / 66.80	" / "	216.52/ 92.5	92
15	" / "	18 / 31.21	19 / 18.26	31 / 63.72	" / "	208.05/ 88.9	89
16	" / "	" / "	18 / 17.30	30 / 61.67	" / "	205.04/ 87.6	88
17	19 / 60.70	23 / 39.88	16 / 15.38	28.6 / 58.79	" / "	231.27/ 98.8	99
18	36 /115.01	29 / 50.29	" / "	28.5 / 58.58	" / "	295.78/126.4	126
19	38 /121.39	28 / 48.55	13 / 12.49	" / "	" / "	297.53/127.1	127
20	" / "	" / "	12 / 11.53	" / "	" / "	296.57/126.7	127
21	36 /115.01	" / "	" / "	27 / 55.50	" / "	287.11/122.7	123
22	35 /111.82	23 / 39.88	" / "	26 / 53.44	" / "	237.19/116.7	117
23	" / "	15 / 26.01	10 / 9.61	24 / 49.33	" / "	253.29/108.2	108
24	" / "	" / "	6 / 5.77	15 / 30.83	" / "	230.95/ 98.7	99
total	610.4 /1,900.05	461.0 /799.38	322.0 /309.47	584.6 /1,201.63	1,439.7/1,336.20	5,066.73/2,399.8 (2,34,032)	2,400
contract KVA	(31946)	(17341)	(9610)	(20555)	(9420)		

Fig. A-5(3) Approach to Standard Load Curves by Use



Table, A-4(1) Residential Load Curve in Summer

{ Present Status in a Developed Country for Reference
to Forecast Future Status in East Java }

time	Developed Country		East Java 1983/84	Halving of East Java & Developed Country	
	% to ave. (integrated)	% to ave. (indicated)	% to ave. (do)	% to ave. (do)	% to contract (do)
1	79.8	71.7	137.61	104.66	26.62
2	63.6	60.4	"	99.01	25.18
3	57.2	57.25	"	97.43	24.78
4	57.3	58.6	"	98.11	24.95
5	59.9	59.4	141.55	100.48	25.56
6	58.9	67.3	125.82	96.56	24.56
7	75.7	82.7	78.64	80.67	20.52
8	89.7	86.95	56.62	71.79	18.26
9	84.2	83.95	47.18	65.57	16.68
10	83.7	84.4	"	65.79	16.73
11	85.1	88.7	"	67.94	17.28
12	92.3	101.15	"	74.17	18.86
13	110.0	105.5	"	76.34	19.42
14	101.0	97.7	"	72.44	18.42
15	94.4	94.0	"	70.59	17.95
16	93.6	93.0	"	70.09	17.83
17	92.4	104.6	74.71	89.66	22.80
18	116.8	136.65	141.55	139.1	35.38
19	156.5	166.55	149.41	157.98	40.18
20	176.6	177.75	"	163.58	*41.60
21	178.9	175.95	141.55	158.75	40.38
22	173.0	150.65	137.61	144.13	36.66
23	128.3	109.7	"	123.66	31.45
24	91.1	85.45	"	111.53	28.37

* This percentage to contract kVA is calculated on the supposition that it is in inverse proportion to the load factor. Namely, $38\% \times 163.58 / 149.41 = 41.6\%$.

Table. A-4(2) Commercial/Public Load Curve in Summer

{ Present Status in a Developed Country for Reference to }
 { Forecast Future Status in East Java }

time	Developed Country		East Java 1983/84	Halving of East Java & Developed country	
	% to ave. (integrated)	% to ave. (indicated)	% to ave. (do)	% to ave. (do)	% to contract (do)
1	36.1	36.0	78.09	57.0	11.51
2	35.9	34.7	"	56.35	11.38
3	33.5	33.05	"	55.57	11.22
4	32.6	32.55	72.89	52.22	10.54
5	32.5	32.45	"	52.67	10.64
6	32.4	35.65	78.09	56.87	11.48
7	38.9	49.15	"	63.62	12.85
8	59.4	82.55	93.71	88.13	17.80
9	105.7	129.1	104.12	116.61	23.55
12	152.5	159.5	98.92	129.21	26.09
11	166.5	168.9	"	133.91	27.04
12	171.3	170.5	93.71	132.11	26.68
13	169.7	173.25	98.92	136.09	27.48
14	176.8	176.65	104.12	140.39	28.35
15	176.5	176.5	93.71	135.11	27.28
16	"	173.7	"	133.71	27.00
17	170.9	159.7	119.74	139.72	28.21
18	148.5	136.25	150.98	143.62	*29.00
19	124.0	115.0	145.77	130.39	26.33
20	106.0	96.35	"	121.06	24.44
21	86.7	78.35	"	112.06	22.63
22	70.0	61.6	119.74	90.67	18.31
23	53.2	48.55	78.09	63.32	12.79
24	43.9	40.0	"	59.05	11.92

* Present value in East Java is applied.

Domestic Uses

最低限の照明以外のテレビジョン、電気冷蔵庫、調理ならびに空調といった種々の用途が目覚ましく成長しよう；そして人々の活動に附随する需要が高まり深夜のシェアは低下しよう。

Commercial Uses

商業ビルディング用の需要は目覚ましく伸びると考えるべきである。そのため、オフィスの就業時間の需要が高まり、その結果その他の時間のシェアは低下しよう。

Fig. A-4で破線を用いて示される2004年12月の住宅用または商業/公共用負荷曲線は、東部ジャワと日本の夏季KEPCOのそれとを折半して得たものである。(Table. A-4(1), (2)参照)

したがって、2004年12月のこれらロス考慮前 demand conversion factor は同表で括弧内の値に変更されるべきである。

将来のその他各時点については、等差的内挿を行なった。

(4) Formulation of Distribution Loss Rate for Every Cabangs

次式で表わされる配電ロス率のPLNのデータと目標によれば、

$$\text{loss rate} = \frac{E_{\text{sub}} - E_{\text{cus}}}{E_{\text{sub}}} * 100 \quad (\%)$$

where E_{sub} : energy sent out of substations

E_{cus} : energy supplied to customers,

それは一般に年々減少し、最終飽和値10%に近づいてゆく (Table. A-5参照)。

“修正指数曲線”といわれ、Table. A-6に示される式で表わされる傾向曲線がこのような傾向を表わすのに適切である。

Note 1) As a particular case, in Cabang Banyuwangi most of whose customers are supplied by tariff S1 at present, it is considered that the loss rate will increase year by year and will infinitely approach to ten (10.0) percent; because many S1 customers whose consumption time in a month is calculated but any measurement so long as five hundred (500) hours per month because of without meters.

This estimation results too much apparent energy sales and too less loss evaluation that is 8.31%, 1983/84.

On the other hand, the increase of number of customers with meter will lead to decrease of such an error; as the results the apparent loss rate will increase year by year in such a case.

各 Cabang について回帰分析を行なった修正指数曲線の係数が Table. A-6 に示される。

これらの式は各需要を変電所の値に換算するときに用いられる。

Table. A-5 Target of Distribution Losses by Cabang, [%]

Cabang	F Y	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94
Surabaya Utara		15.93	15	14	13	12	11	10	10	10	10	10
Surabaya Selatan		20.97	19	17	15	13	12	11	10	10	10	10
Bojonegoro		40.05	20	18	16	13	12	11	10	10	10	10
Malang		21.87	19	17	15	13	12	11	10	10	10	10
Pasuruan		23.33	20	18	15	13	12	11	10	10	10	10
Kediri		19.03	17	16	14	13	12	11	10	10	10	10
Mojokerto		18.66	17	15	14	13	12	11	10	10	10	10
Madiun		16.71	15	14	13	12	11	10	10	10	10	10
Jember		16.09	15	14	13	12	11	10	10	10	10	10
Banyuwangi		8.31	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Situbondo		17.28	16	15	14	13	12	11	10	10	10	10
Pamekasan		10.95	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Table. A-6 Distribution Loss Formulas for Each Cabang

$$(\text{loss rate}) = K + S * (\exp A) * (\exp B) ** t \quad [\%];$$

where $k=10.0$

$S=-1$ for Cabang Banyuwangi

$S=+1$ for all of the other Cabangs

t is expressed by dominical years considered $t = 0.0$ in Dec.1900.

The values of exp A and exp B are determined by applying regressive analysis to the data of PLN for each Cabang. Those results obtained are shown on the following table.

Cabang	Constant K	S	A	B
Surabaya Utara	10.0	+ 1	27.04162	-0.3040436
Surabaya Selatan	10.0	+ 1	31.00065	-0.3443655
Bojonegoro	10.0	+ 1	49.48337	-0.5582369
Malang	10.0	+ 1	32.17167	-0.3579769
Pasuruan	10.0	+ 1	34.25163	-0.3815969
Kediri	10.0	+ 1	28.06051	-0.3116261
Mojokerto	10.0	+ 1	27.57348	-0.3064051
Madiun	10.0	+ 1	29.14473	-0.3285625
Jember	10.0	+ 1	27.47745	-0.3091248
Banyuwangi	10.0	- 1	61.03855	-0.7307686
Situbondo	10.0	+ 1	24.25191	-0.2680974
Pamekasan	10.0	+ 1	59.77571	-0.7241021

A.4 Demand Forecast for Each Substation

東部ジャワにおいては、各 Cabang は 10 以内の zone に区分されており、それらの位置は Table. A-7 に概略示されている。

前節で述べた手順によって或る時点の需要が各 zone について予測されるならば、或る変電所の需要はこれらをこの変電所から配電される全部の zone について組み合わせることによって予測できる訳である。

東部ジャワの各変電所の供給区域は各変電所と配電線の位置の概略を示す地図と各変電所の最近の負荷実績等を参照して、上述の zone の組み合わせとして推定された。さらに、教箇所の変電所から配電されると見られる zone については、供給区域は各 zone の 10 分の 1 を単位とする組み合わせとした。次に、各変電所の需要の増加傾向を考慮して重負荷の変電所から新設もしくは軽負荷の変電所への負荷移行をするよう供給区域の修正を年ごとに計画した。これらの実態は Table. A-8 に示される。

(1) Computerized Calculation

前節で述べた手法に基づき、吾々は莫大な傾向分析繰返し計算を含む計算プログラムを開発し、大型計算機を用いた一連の電子計算を実行した。得られた多くの成果の一部を抜粋して述べよう。

a. Demand Conversion Factors.

Table A-9 shows the demand conversion factors which are used to convert contract kVA or weekday average demand into peak demand by year, by use category and by time (nineteen hours or fourteen hours).

The meanings of figures in the columns of M,K,L are as follows;

Table. A-7 Major Towns Included in Each Zone

(1/3)

Cabang	zone code	Major Towns/Villages
Surabaya	0 1	Genteng
	0 2	Bubutan, Tandes
	0 3	Pabean, Cantian
	0 4	Semampir, Simokerto, Tambaksari
	0 5	Sukolilo
	0 6	Gresik, Bungoh
	0 8	Krembangan
Surabaya Selatan	1 0	Krian, Wonoayu, Wringinanom
	1 1	Sawahan, Tegalsari
	1 2	Menganti, Kademean, Driyorejo, Karangpilang
	1 3	Wonokromo, Wonocolo
	1 4	Gubeng
	1 5	Rungkut, Waru
	1 6	Taman
	1 7	Lakor
1 8	Sidoarjo, Tanggulangin, Krembung	
Bojonegoro	1 1	Bojonegoro
	1 2	"
	1 3	"
	1 4	"
	1 5	"
	1 6	Tuban, Semanding, Tasikmadu
	1 7	Lamongan, Babad
	1 8	Tuban
Malang	1 1	North-East Part of Malang City
	1 2	East "
	1 3	North "
	1 4	North-West "
	1 5	South "
	1 6	West "
	1 7	Lawang, Bedali, Bululawang, Batu, Seleкта
	1 8	Singosari, Tumpang, Poncokusumo
	1 9	Turen, Dampit, Sukorejo, Ngantang

Cabang	zone code	Major Towns/Villages
Pasuruan	1 0	Pasuruan, Plered
	1 1	Probolingo, Leces
	1 2	Kraksaan, Pajarakan
	1 3	Bangil, Beji
	1 4	Pandaan
	1 5	Tretes
	1 6	Porong, Gempol,
Kediri	1 0	Trenggalek, Pogalan
	1 1	South Part of Kediri City
	1 2	East "
	1 3	West "
	1 4	North "
	1 5	Blitar, Sanankulon,
	1 6	Tulungagung, Karangrejo, Gandekan
	1 7	Nganjuk, Berbek, Loceret, Sidokare, Sukomero
	1 8	Kertosono
	1 9	Pare, Kandangan
Mojokerto	1 1	South Part of Mojokerto City
	1 2	North "
	1 3	Bangsai, Dellangn, Pacet
	1 4	Jombang, Peterongan, Diwek
	1 5	Ngoro, Kandangan
	1 6	Ploso, Sentul, Tembelang
	1 7	Mojosari, Wonokusumo, Sidorejo
	1 8	Mojosari
Madiun	1 0	Caruban, Bancong
	1 1	North Part of Madiun City
	1 2	East "
	1 3	South "
	1 4	West "
	1 5	Dolopo, Ponorogo, Sarangan
	1 6	Magetan, Sarangan, Plaosan
	1 7	Ngawi, Geneng, Paron
	1 8	Maospati, Tebon
	1 9	Pacitan, Kebonagng

Cabang	zone code	Major Towns/Villages
Jember	1 1	Jember City
	1 2	Lumajang, Sukodono
	1 3	Bondowoso, Wonosari
	1 4	Kalisat
	1 5	Kalisat
	1 7	Jember City
Banyuwangi	1 1	Banyuwangi City
	1 2	"
	1 6	Rogojampi, Kabat, Singojuruh
	1 7	Genteng
	1 8	Muncar
Situbondo	1 1	Situbondo City
	1 2	Panarukan
	1 3	Besuki
	1 4	Asembagus
Pamekasan	1 0	Kamal, Ambunten, Sepulu, Waru, Batu Marmer, Tanjung Bumi, Banyu Atas, Sapudi, Omben, Kwanyar
	1 1	Pamekasan City
	1 2	Gading, Guluk-Guluk, Sumenep
	1 3	Sampang
	1 4	Bangkalan
	1 5	Ketapang
	1 6	Pasongsongan
	1 7	Modung, Blega
	1 8	Pakong
	1 9	Prenduan

Table A-8 (1)

SUPPLY ZONE OF SUBSTATION

NO.	N A M E	YEAR	ZONE (NO. * RATIO)
1 SURABAYA UTARA			
1	UJUNG	1983/12	4*1.0.
2	KREMBANGAN:NEW PERAK	1983/12	8*1.0. 5*1.0.
3	KREMBANGAN:NEW PERAK	1997/ 3	8*1.0. 5*0.4.
3	SAWAHAN	1983/12	1*1.0. 3*0.5.
4	TANDES	1983/12	2*1.0. 3*0.5.
5	SEGOROMADU	1983/12	6*1.0.
5	SEGOROMADU	1993/ 3	6*0.6.
6	SIMOKERTO	1997/ 3	5*0.6.
7	BENOWO	1993/ 3	6*0.4.
2 SURABAYA SELATAN			
1	WARU	1983/12	13*1.0. 16*0.5. 17*1.0.
1	WARU	1987/ 3	13*0.6. 16*0.5.
2	SUKOLILO	1983/12	14*1.0. 15*0.9. 12*1.0.
2	SUKOLILO	1985/ 3	14*0.3. 15*0.3. 12*1.0.
2	SUKOLILO	1987/ 3	14*0.3. 15*0.3. 12*0.7.
2	SUKOLILO	1998/ 3	14*0.3. 12*0.7.
3	NGAGEL	1983/12	11*1.0.
3	NGAGEL	1985/ 3	11*0.5.
4	DRIYORE JO	1983/12	10*1.0. 16*0.5.
4	DRIYORE JO	1986/ 3	16*0.5.
4	DRIYORE JO	1988/ 3	16*0.3.
5	BUDURAN(SIDDOARJO)	1983/12	18*1.0. 15*0.1.
5	BUDURAN(SIDDOARJO)	1986/ 3	18*0.8.
6	KENJERAN	1985/ 3	14*0.7.
6	KENJERAN	1987/ 3	14*0.5.
7	RUNGKUT	1985/ 3	15*0.6. 11*0.5.
7	RUNGKUT	1991/ 3	15*0.3. 11*0.5.
7	RUNGKUT	1994/ 3	15*0.2. 11*0.5.
7	RUNGKUT	2004/ 3	15*0.2.
8	SIMPANG	1987/ 3	12*0.3. 13*0.2. 14*0.2.
9	DARMO GRAND	1987/ 3	17*1.0. 13*0.2.
9	DARMO GRAND	1990/ 3	17*0.5. 13*0.2.
10	BABATAN	1988/ 3	16*0.2.
10	BABATAN	1998/ 3	15*0.2.
11	KRIAN	1986/ 3	10*1.0. 18*0.2. 15*0.1.
11	KRIAN	1998/ 3	10*1.0. 18*0.2.
12	NGIWO	1998/ 3	15*0.2.
13	SEMANBUNG	1991/ 3	15*0.3.
13	SEMANBUNG	1999/ 3	15*0.2.
14	KALANG PILANG	1990/ 3	17*0.5.
15	KETINTANG	1994/ 3	15*0.2.
16	TROSOBO	1998/ 3	16*0.2.
17	SIDOSERMO	2004/ 3	11*0.5.

Table A-8 (2)

SUPPLY ZONE OF SUBSTATION

NO.	N A M E	YEAR	ZONE (NO. * RATIO)
3	BOJONEGORO		
1	BOJONEGORO	1983/12	11*1.0, 12*1.0, 13*1.0, 14*1.0, 15*1.0,
2	BABAT	1983/12	16*1.0, 18*1.0.
2	BABAT	1988/ 3	17*0.3, 16*0.6, 18*0.6.
3	LAMONGAN	1983/12	17*1.0.
3	LAMONGAN	1988/ 3	17*0.5,
4	TUBAN	1988/ 3	17*0.2, 16*0.4, 18*0.4.
4	MALANG		
1	KEBONAGUNG	1983/12	16*1.0, 15*1.0, 11*1.0,
2	POLEHAN	1983/12	12*1.0, 18*0.3.
3	BLIMBING	1983/12	13*1.0, 14*1.0,
3	BLIMBING	1986/ 3	13*1.0, 14*0.7.
4	SENGKALING	1983/12	17*0.4,
4	SENGKALING	1986/ 3	17*0.4, 14*0.3,
5	LAWANG	1983/12	17*0.3, 18*0.5,
6	SUKOREJO	1983/12	19*0.4,
7	TUREN	1983/12	19*0.4, 17*0.3,
7	TUREN	1991/ 3	19*0.2, 17*0.2,
8	SENGGURUH	1983/12	18*0.1,
9	KARANGKATES	1983/12	18*0.1,
10	PLTA SELOREJO	1983/12	19*0.2,
11	KEPANJEN	1991/ 3	19*0.2, 17*0.1,
5	PASURUAN		
1	PROBOLINGO	1983/12	11*0.4, 12*1.0, 10*0.6,
1	PROBOLINGO	1988/ 3	11*0.4, 10*0.6,
2	PLERED	1983/12	10*0.4,
3	BANGIL	1983/12	13*1.0,
4	PANDAAN	1983/12	14*1.0, 15*1.0,
5	PORONG	1983/12	16*1.0,
6	LECES	1983/12	11*0.6,
7	KRAKSAAN	1988/ 3	12*0.7,
8	PAITON	1988/ 3	12*0.3,
6	KEDIRI		
1	KEDIRI	1983/12	14*1.0, 12*1.0, 13*1.0, 19*1.0, 11*1.0,
2	TULUNGAGUNG	1983/12	16*1.0,
3	BLITAR	1983/12	15*0.6,
4	PLTA WLINGI	1983/12	15*0.4,
5	KERTOSONO	1983/12	18*1.0, 17*1.0,
5	KERTOSONO	1986/ 3	18*1.0, 17*0.7,
6	TRENGGALEK	1983/12	10*1.0,
7	NGANJUK	1986/ 3	17*0.3,

Table A-8 (3)

SUPPLY ZONE OF SUBSTATION

NO.	N A M E	YEAR	ZONE (NO. * RATIO)
7 MOJOKERTO			
1	MOJOKERTO	1983/12	11*1.0, 12*1.0, 13*1.0, 17*1.0, 18*1.0,
2	PLTA MENDALAN	1983/12	14*1.0, 15*1.0,
2	PLTA MENDALAN	1990/ 3	15*1.0,
2	PLTA MENDALAN	2004/ 3	15*0.7,
3	PLOSO	1983/12	16*1.0,
4	JOMBANG	1990/ 3	14*1.0,
4	JOMBANG	2004/ 3	14*1.0, 15*0.3,
8 MADIUN			
1	MANISREJO:NEW MADIUN	1983/12	11*1.0, 12*0.5, 13*0.5, 14*1.0, 16*1.0, 17*1.0, 18*1.0,
1	MANISREJO:NEW MADIUN	1988/ 3	11*1.0, 12*0.5, 13*0.5, 14*1.0, 16*1.0, 18*1.0,
1	MANISREJO:NEW MADIUN	1989/ 3	11*1.0, 12*0.5, 13*0.5, 14*1.0, 18*1.0,
2	CARUBAN	1983/12	10*1.0,
3	PONDOROJO	1983/12	15*0.5,
4	PACITAN	1983/12	19*1.0,
5	DOLOPO	1983/12	15*0.5, 12*0.5, 13*0.5,
6	MAGETAN	1989/ 3	16*1.0,
7	NGAWI	1988/ 3	17*1.0,
9 JEMBER			
1	JEMBER	1983/12	11*1.0, 14*1.0, 15*1.0, 17*1.0, 17*1.0, 13*1.0,
1	JEMBER	1986/ 3	11*1.0, 14*1.0, 15*1.0, 17*1.0,
1	JEMBER	1990/ 3	11*0.5, 14*1.0, 15*1.0, 17*1.0,
2	LUMAJANG	1983/12	12*1.0,
3	BONDOWOSO	1986/ 3	13*1.0,
4	TANGGUL	1990/ 3	11*0.5,
10 BANYUWANGI			
1	BANYUWANGI	1983/12	11*1.0, 12*1.0, 16*1.0, 17*1.0, 18*1.0,
1	BANYUWANGI	1990/ 3	11*1.0, 12*1.0, 16*1.0,
2	GENTENG	1990/ 3	17*1.0, 18*1.0,
11 SITUBONDO			
1	SITUBONDO	1983/12	11*1.0, 12*1.0, 13*1.0, 14*1.0,
1	SITUBONDO	2004/ 3	11*1.0, 12*1.0, 13*1.0,
2	ASEMBAGUS	2004/ 3	14*1.0,
12 PAMEKASAN			
1	CANDIH(GILI TIMUR)	1983/12	10*0.1,
2	BANGKALAN	1983/12	14*1.0, 10*0.2,
3	SAMPANG	1983/12	13*1.0, 15*1.0, 17*1.0, 10*0.3,
4	PAMEKASAN	1983/12	11*1.0, 19*1.0, 10*0.2,
5	SUNENEK	1983/12	12*1.0, 16*1.0, 10*0.2,

column M 1 : contract capacity
 2 : weekday average demand

column K 1 : residential
 2 : commercial/public
 3 : industry (Low Volt.)
 4 : industry (Medium Volt.)
 5 : industry (High Volt.)

column L 1 : fourteen (14) hours on a weekday
 2 : nineteen (19) hours on a weekday

b. Distribution Loss Rate

The distribution loss rates by year, by Cabang are shown on Table A-10.

The figures at the first column of the table mean the following Cabangs;

1 : Surabaya Utara	2 : Surabaya Selatan
3 : Bojonegoro	4 : Malang
5 : Pasuruan	6 : Kediri
7 : Mojokerto	8 : Madiun
9 : Jember	10 : Banyuwangi
11 : Situbondo	12 : Pamekasan

c. Editing of Input Data

In accordance with various purposes, it is easily possible to edit the input data mentioned or some files of output ; here, the results edited the historical input data by Cabang by category will be illustrated for Cabang 1 to 3 on Table A-11 as an example.

Besides, various historical statistics are available because the number of customers are also stored monthly. (Refer "Regional Load Forecast Programming" mentioned)