

インドネシア共和国  
電力事業開発拡充基礎調査  
報告書

第3巻 資料編

昭和44年11月

日 本 政 府  
海外技術協力事業団



JICA LIBRARY



1055148[9]

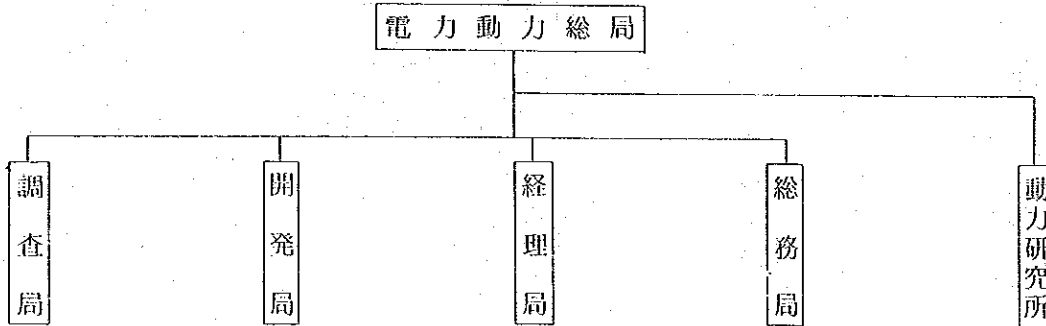
国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 16	108
登録No. 00611	64
	KE

## 目 次

1 - 1	電力動力総局の組織と職務(試案) .....	1
1 - 2	PLN組織図と職務分担(試案) .....	3
1 - 3	電力事業の組織・管理の基本 .....	7
2 - 1	Transmission Line Map (Java, March, 1969) .....	13
2 - 2	Transmission System Diagram (April 1969) .....	15
2 - 3	Load Estimation for Java .....	19
2 - 4	Firm Capacity and System Load .....	21
2 - 5	Power Flow Diagram .....	25
2 - 6	Loading Condition of Distribution Substations .....	31
2 - 7	Investment Program for Fiscal Year 1970~1971 (Java) .....	33
2 - 8	Investment for Distribution Facilities in 1970~1971 .....	35
2 - 9	Economic Comparison of Low Tension System Patterns .....	41
	in Djakarta City .....	41
2 - 10	中部ジャワの通信設備について .....	43
2 - 11	MEMORANDUM On Investment Program for Fiscal Years 1969-1970 and 1970-1971 in Exploitasi II and XIV .....	65
2 - 12	Phasing for Formulation of First Long-term Plan .....	67
2 - 13	需要想定の方法 .....	69
2 - 14	稼働率について .....	81
2 - 15	Example of Calculation of Required Number of Transformers for Voltage Improvement .....	83
2 - 16	経済性評価の方法 .....	85
2 - 17	Example of Units to be used for Estimation of Construction Cost .....	97
2 - 18	インドネシアにおける電力需要動向と設備形成の方向 .....	99
3 - 1	系統, 設備の運用に対する管理業務の業務区分(試案) .....	111
3 - 2	負荷時電圧調整器付変圧器の運転と保守について .....	113
3 - 3	中部ジャワの30kv系統を70kvに昇圧した場合の送電鉄塔 の再使用について .....	127
3 - 4	Perfomance Calculation Check of Priok Units 1 and 2 .....	167
3 - 5	Conceptional Drawings of High Pressure Feedwater Heater equipped with Guide Plate or Flow Diffuser at Priok Units 1 and 2 .....	169

3 - 6	Condenser Performance Check of Priok Steam Power Station .....	171
3 - 7	Flow Diagram of Condenser Tube Continuous Cleaning Device for Priok Units 1 and 2 .....	175
3 - 8	Technical Information for Feedwater Treatment at Priok Units 1 and 2.....	177
3 - 9	Check Point of Flash Evaporator Unit for Perak Units 1 and 2 .....	181
3 - 10	Test Report for Primary Superheater Tube Corrosion on Boiler of Perak Steam Power Station.....	183
3 - 11	Fuel Supply System Diagram for Semarang Gas Turbine revised to Island Diesel Oil Firing .....	195
3 - 12	Fuel Supply System Diagram for Semarang Gas Turbine revised to Residual Oil Firing .....	197
3 - 13	Calculation of Repair Cost in Economical Comparison for Semarang Gas Turbine .....	199
3 - 14	Master Construction Schedule of Major Project (in Case of Imported Steam Power Project) .....	201
3 - 15	アローケーションの方法 .....	203
3 - 16	Djatiluhur 発電所の Peak 時出力 (ピーク 10 時間) .....	207
3 - 17	ダム建設に伴う, かんがい面積および収量の推移 (想定) .....	209
3 - 18	1967 年を基準とする収量の現在価値 .....	211
3 - 19	Average Crop in Dry Season during Life Time .....	213
3 - 20	Record of Maintenance Cost (PN Djatiluhur 1968) .....	215
4 - 1	Table of Total Cost .....	217
4 - 2	Calculation Base for Total Cost .....	219
4 - 3	Result of Allocation of Total Cost .....	223
4 - 4	Account Statement of Revenue .....	225
4 - 5	Table of Power Demand and Supply .....	227

## 電力動力総局の組織と職務（試案）



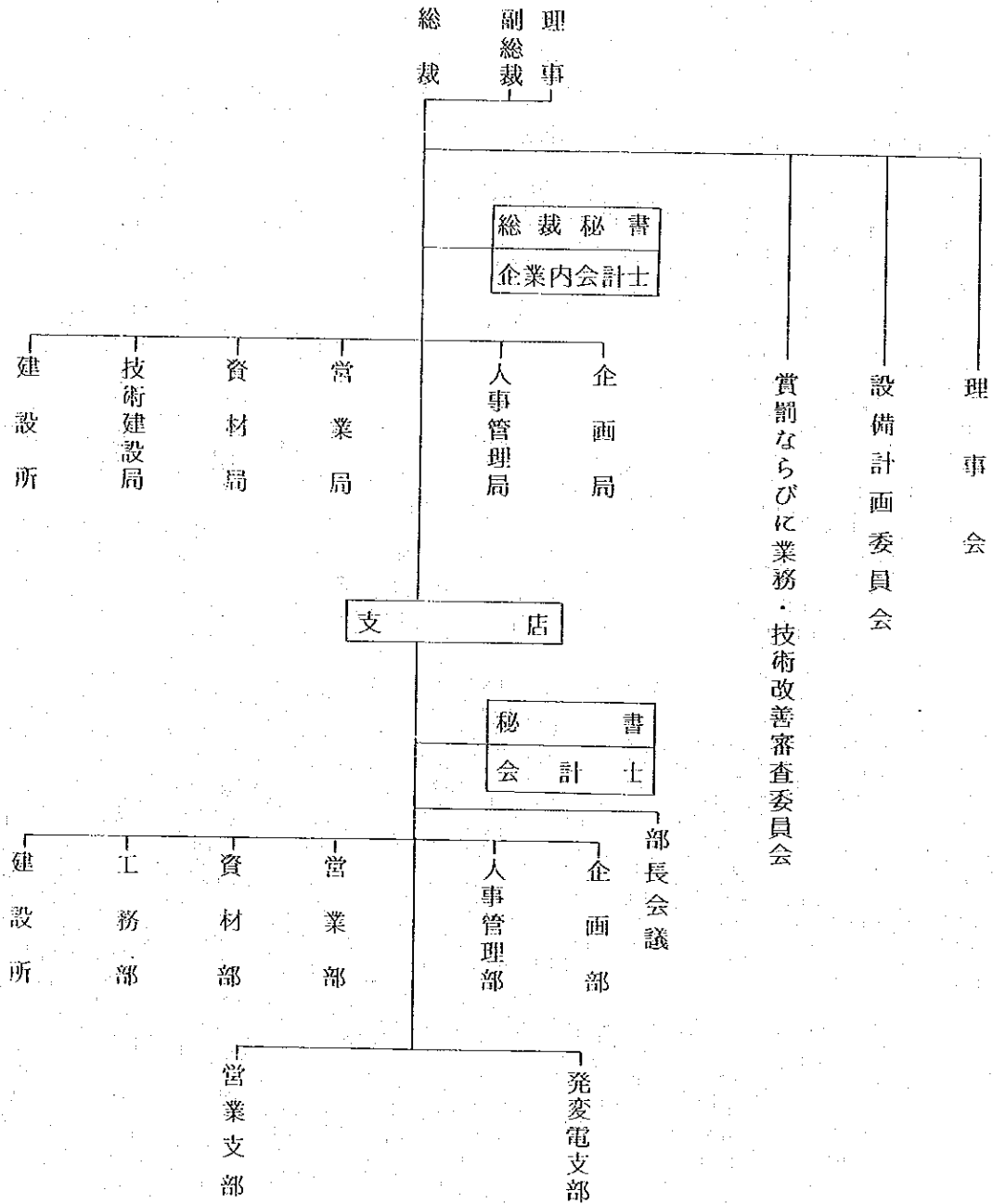
- 総務局：(1) 総局の事務を総括し、各局の事務の調整をはかる  
 (2) PLNの運営方針と国家的要請とを調整し、かつPLNの人事および機構の決定  
 (3) 電力委員会に関する事務
- 経理局：(1) PLNの経理状況の把握  
 (2) PLNの申請にもとづく電気料金の認可  
 (3) PLNの業務の監督指導と経理監査
- 開発局：(1) 開発プロジェクトに対する外国資金の導入、国家資金の貸付、外国資材の購入などについてPLNを援助する  
 (2) PLNの設備計画について監督指導  
 (3) PLN設備に対する所要の施設検査
- 調査局：(1) 動力に関するインドネシアの統計の作成  
 (2) 他国の電力事業に関する調査  
 (3) 発電水力調査その他エネルギー源の利用に関する調査  
 (4) 自家発などPLN以外の電気事業に関する調査、監督とPLNとの調整
- 動力研究所：(1) 動力利用技術に関する研究  
 (2) 安全上の電気施設（需要家施設を含む）基準の作成  
 (3) 電気計量基準の維持

上記職務はPGNについてもPLNに準ずるものとする。もしPGNについてPLNと同様の改革が為されないとすれば総務局、経理局、開発局はPLNに限るものとし、別にガス局を設ける。





P L N 組織図と職務分担 (試案)



## PLN本社

- |       |   |
|-------|---|
| 企 画 局 | (1) 経営委員会の補佐（経営方針・予算編成方針の立案など）<br>(2) 長期計画に関する総合調整<br>(3) 設備計画に関する総合調整<br>(4) 業務全般にわたる総合調整<br>(5) 組織，機構，職務権限に関する業務<br>(6) 総合需要想定とそのための調査業務<br>(7) 予算管理と財務管理（資金調達を含む）<br>(8) 業績の総合把握 |
| 人事管理局 | (1) 人事計画，人事異動，賞罰<br>(2) 労 務 管 理<br>(3) 教 育  |
| 営 業 局 | (1) 営業・料金一般業務管理<br>(2) サービス管理<br>(3) 地域開発実態調査<br>(4) 料 金 制 度  |
| 資 材 局 | (1) 資材管理ならびに資材配給<br>(2) 購 買（輸入を含む）<br>(3) 工 事 契 約<br>(4) 燃料調査ならびに調達   |
| 技術建設局 | (1) 技術総合開発<br>(2) 大型プロジェクトを含む設備に関する計画ならびにプロジェクト設計<br>(3) 技術建設局窓口業務ならびに局内業務の総合調整<br>(4) プロジェクト検査業務<br>(5) 発電，変電，送電，配電各設備に関する管理業務<br>(6) 給 電 業 務                                      |

## PLN支店

- |       |   |
|-------|---|
| 企 画 部 | (1) 支店の経営に関する目標，方針ならびに予算編成方針立案<br>(2) 需 要 想 定<br>(3) 長期計画に関する総合調整<br>(4) 設備計画ならびに業務全般にわたる総合調整<br>(5) 職務権限に関する業務 |
|-------|---|

- (6) 予算管理と財務管理
- (7) 業績の総合把握
- 人事管理部
  - (1) 人事計画，人事異動，賞罰
  - (2) 労 務 管 理
  - (3) 教 育
- 営 業 部
  - (1) 営業，料金一般業務管理
  - (2) サービス管理
  - (3) 地域開発実態調査
- 資 材 部
  - (1) 資材ならびに倉庫管理
  - (2) 購買ならびに工事契約
  - (3) 燃 料 調 達
- 工 務 部
  - (1) プロジェクトを含む設備に関する計画ならびにプロジェクト設計
  - (2) 工務部における窓口業務ならびに総合調整
  - (3) プロジェクト検査業務
  - (4) 発電，変電，送電，配電各設備に関する管理業務
  - (5) 給 電 業 務



## 電力事業の組織・管理の基本

## 1. 電力事業経営組織の基本的背景

電気という商品は、他の一般の商品と異なり、その形体がなく、貯蔵することが不可能なもので、その生産と消費は即時の関係にある。

すなわち年中連続的に生産し販売するものであり、その商品の販売に対する質と量の両面にわたってのサービスが常に要請されるものである。そこで、電力事業経営組織を考える基本的背景ともなる事業特性として次のことが挙げられる。

- (1) 電気の生産販売は、瞬時的需給関係にあり、いくつかの企業体で運営されるにしても生産から販売までの事業の全体は、電力だけの専用施設を通じ一貫した関連をもって運営される必然性をもっている。
- (2) したがって電力事業を1つの企業体として経営するためには、発電から配電までの膨大な設備を保有し、それを維持、管理するのみならず、消費者の増大化とともに設備を拡充・強化して行かねばならない。そのため多数の事業場と従業員とを擁する非常に大きな企業形態を必要とする。
- (3) 次に膨大な設備を保有する電力事業は、その経営上全体の設備を技術的かつ需要実態に照らし最も合理的に形成し運用しなければならず、そのうえ需要家への公平なサービスを確保することが必要である。

かかる観点からするならば、同一地域内に異なる電力事業があることは、お互にこれらの条件を満足せしめることが困難となる。

したがって電力事業は、地域別の独占企業であることが望ましい。

- (4) 次に電力事業は、その国の産業、経済、社会、文化の発展ならびに国民生活の向上に欠くことのできない基礎エネルギーである電力を供給するものであり、いわゆる公益的な基幹産業の一つである。
- (5) 公益的基幹産業として当然のことながら、国の産業、経済をより発展せしめ国力の増強をはかり、かつ国民生活の向上安定に寄与するためには、より豊富にして、しかも良質の電気を低廉に供給する使命があり、これは同時に、他のあらゆる企業にさきがけて経営の合理化、効率化、近代化を推進する責務をもつものである。

## 2. 電力事業経営組織とその経営管理に要求される基本的条件

電力事業は、その企業活動を通じて前述の電力事業の特性を活かし、事業としての使命が達

成しうるような経営組織と経営管理を基本としなければならない。しかもそれは、①複雑かつ大規模化して行くことに即応でき、②相互に関連性をもった数多くの専門的分野を総合化するものであり、③電気という商品を通して寸断することの許されない事業活動を可能ならしめるものでなければならない。

そのため電力事業を経営する企業の経営組織ならびに経営管理に要求される主な基本条件を挙げれば次のとおりである。

(1) 事業特性を活かした事業活動が必要である。

電力事業は、既に述べた事業特性から、合理的な企業活動を進めるためには、地域別に生産から販売までを一貫した経営活動が為されなければならない。そのため、これに対応した適正な地域区分が必要であり、その地域別事業活動が、企業全体の活動に結びつくものでなければならない。

このためには、

(2) 次に示す目標樹立から目標達成までの経営活動が、地域別に各専門分野別に、しかも企業全体として一体となり、キメ細かく循環して行われなければならない。

(a) 業務活動の目的ならびに目標を明確にし、

(b) その目的ならびに目標を効果的に達成するため、何をなすべきかの計画をあらかじめ決定し

(c) その計画を決定するに必要な諸活動が人、各部門夫々の相互関係を合理的に秩序づけられるための組織活動が行われ

(d) その組織を通じて計画実現に最大の努力を発揮する動機づけが為され

(e) しかも活動過程において生じ易い相互の意見や利害の対立をときほぐし、コミュニケーションを確保し、計画達成へ方向づけるなどの調整機能の発揮によって

(f) 計画とそれによる活動結果とが、合致するよう努力する反面、両者に不一致が生じた場合速かにその原因を追及し、対策を講ずる統制活動によって

(g) 最も効果的に目標の達成をはかる

そのためには、

(3) 経営意思の伝達すなわち上意下達と、各専門分野ならびに下部機関の意思の経営面への反映、すなわち下意上達とが迅速かつ明確に行われ、しかも総合調整される機能をもたなければならない。

電力事業は、地域別企業活動による経営思想の統一と設備ならびに業務の多種多様化による専門分野別思想の統一とを必要とし、いわゆる階層的タテの組織と部門的ヨコの組織との複雑な組合せとなる。そのため上意下達、下意上達をさまたげるのみならず総合調整を困難ならしめる傾向に落ち入り易い。

したがって電力事業は、例えば添付図に示すとおり指揮命令系統、機能的指示系統ならび

に職能的指導系統を明確にした、いわゆるライン・アンド・スタッフ組織形態を確立し、上記傾向をおこさぬよう特段の配慮が必要である。

そのためには、更に、

(4) 仕事に対する任務と、それに対する責任と権限が明確にされ、かつ、それは常に弾力的に見直されなければならない。

すなわち、電力事業は、前述のとおり、一般にライン・アンド・スタッフ組織を基本形態とし、階層的組織活動と部門的組織活動と同時にスタッフ活動がおりこまれ、夫々の活動が総合化された経営活動へと結びつくようあらかじめ配慮された次の関係が明確にされていなければならない。

(a) それぞれに割り当てられる職務 ( Responsibility ) を明確にし、

(b) その職務を遂行する義務すなわち責任 ( Obligation ) と、それを果たすために必要な権限を付与し、

(c) その権限を行使して職務を遂行する義務 ( Accountability ) と、

(d) その実施結果に対する責任 ( Liability )

しかも、これらの関係が固定化されたものであっては、大規模化する電力事業の企業においては、やがて組織の硬直化を招く結果となる。しかも地域別特性を強く持ち、寸断することの許されない事業活動が要求される電力事業においては、上記関係は常にその状況に応じた弾力的配慮が為されなければならないと同時に、委譲された事項の遂行に対する責任 ( Accountability ) と委譲者の全体結果に対する責任 ( Liability ) との関係を確認にして、下部組織への可能な限りの権限委譲が必要である。

以上の諸条件のもと、事業活動がより合理的、効率的に行われるためには、そのよりどころとなるべき、

(5) 高度の経営管理機能が確立されていなければならない

経営管理には、その企業活動の分野によって、例えば生産管理、販売管理、財務管理、労務管理等いわゆる部分管理と云われるものと、それらに共通し、しかもそれらを含めた全般的な管理とがある。

電力事業においては、その事業の特性ならびに既に述べた諸条件から考え、後者に関係するもの、すなわち企業活動全般にわたる経営管理機能の高度化がとくに必要である。例えば、

(a) 設備企業とさえ云われる電力事業においては、収入、費用予算のみならず、莫大な工事予算を必要とする。したがって電力事業の予算においては、経営計画と予算との結びつき、および原価管理と予算との結びつきに関心が払われた予算制度の確立が必要である。

(b) 企業の大規模化と複雑化を余儀なくされる電力事業が、この条件を克服して総合化された企業活動を進めるための経営管理手段として内部報告制度の充実化が必要になる。

(c) 電力事業は、他の企業の如く企業利益の追求にのみ重点をおく経営活動は許されず、事

業の特色である需要家に対する公平の原則と公益的使命を達成するという大きな目標がある。

この両者の調和を図った高度の目標管理制度が必要である。

- (d) いかにも優れた経営管理制度と云えども、その遂行にあたっては、企業活動の硬直化を来たさないために、常に迅速かつ正確なことが要求され、同時に電力事業においては経営の効率化、合理化が要求される。

ここに電力事業独自の経営管理の近代化を必要とする所以がある。これに応えるため新しい経営管理方式とりわけ新しい事務管理方式の積極的導入を図らなければならない。

(6) 事務能率の向上をはからなければならない

電力事業は、産業の発展、国民生活の向上とともに、その企業規模が拡大され、また拡大を図らなければならない企業でもある。

企業規模の拡大をせしめる要素は次のとおりである。

- (a) 設備の膨大化と、技術革新の進展
- (b) 需要家の増大化と、それによる定型的業務量の増大化
- (c) より高度化する経営管理資料的確、迅速かつ経済的作成の必要性の増大化
- (d) より科学的な経営計画の推進

したがって、これに対処するためには、前述したとおり事務管理の近代化による事務能率向上をはからなければならない。このため、電力事業は、企業の将来をよく展望し、事務能率向上のための、例えば事務機械化などについての適切な処置を講ずるなどの経営活動が為されなければならない。

(7) 人の管理の重要性に立脚した対策がすすめられなければならない

今日、いかなる国のいかなる企業といえども、「企業は人なり」の理念にもとづく「人の管理」は企業経営の重要なポイントとして位置づけられている。とくに電力事業においては、

- (a) 企業規模の巨大さ、企業活動区域の広範さ、地域社会との関係の密接さなどから、企業経営はその地域社会にも重大な影響力をもち、従業員の就業条件について社会一般への影響を無視することができない。
- (b) 発電から配電までの一貫管理と広範囲にわたる需要家との密接な関係を保つため、多種多様な事業場と、これに関連する多方面にわたる多数の従業員を必要とする。
- (c) 産業の発展、国民生活の向上に伴う需要の質・量にわたる要求は増大の一途をたどり、これに対応する人の確保のみならず、設備の強化拡充に対する技術の向上、あるいは経営管理の向上など、知的労働力の向上をはからなければならない。
- (d) 同時に、日常生活や産業活動の必須のエネルギーとしての電力に対する依存度が高まるにつれ、電力供給の常時確保、事故復旧の迅速化などが必要になり、疲労度、危険度の高い労働に対する労働力の確保と、これに対応する勤務態制を考慮しなければならない。



(e) しかも、これらの人に対し、公益事業あるいは基幹産業としての強い社会性にもとづくため、企業人であると同時に公益事業に従事するものとしての意識が要求される。

など、複雑多岐な企業活動に対応しうるよう多種多様の技術、知識、労務態様、生活、年齢、性別……などの条件をもった従業員を必要とする企業であるから「人の管理」についての強力な施策が推進されなければならない、そのため、例えば、

(a) 労働力の質的向上

(b) 事業の将来発展とそれに対応する諸施策との総合調整にもとづく長期視野にたった要員管理の的確化

(c) 適材適所への実現化

などの推進をはかるために各人の適性、能力、業績などの把握がなされなければならない。

(8) 能力開発の積極化を図らなければならない。

企業内教育訓練は、一般に、

(a) 従業員に企業の一員として、高い観点から、常に自己研鑽をつづけ、進歩向上するように、自己啓発の動機づけなり素地を育成することであり、

(b) 企業から要請される知識や技術技能を付与して、現在の職務遂行に必要な能力を啓発し、あわせて企業組織の一員たる自覚と責任を具体的に表現させることであり、

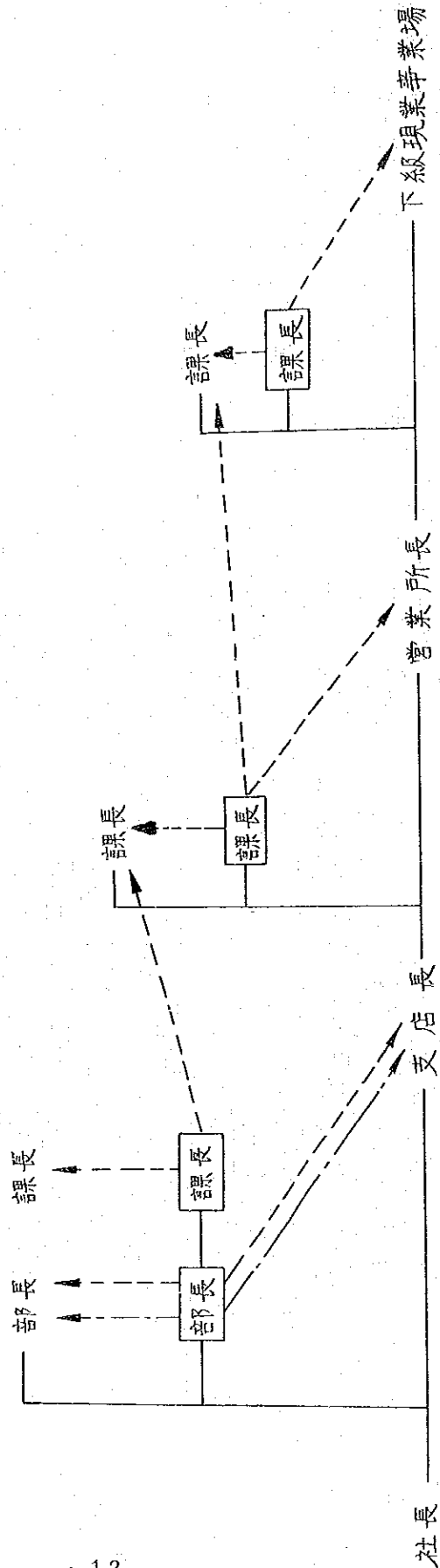
(c) 企業の長期経営計画、人事計画からとらえた人材レベルを予測し、より高度な職務を遂行できるように、その資質と能力を開発し、後継者を育成することである。

が、これまで述べてきた電力事業の企業活動を進めるにあたって必要とされる基礎的諸条件をふり返ってみると、これら企業内教育訓練がいかに電力事業において重要な役割をもつものであるかがわかる。

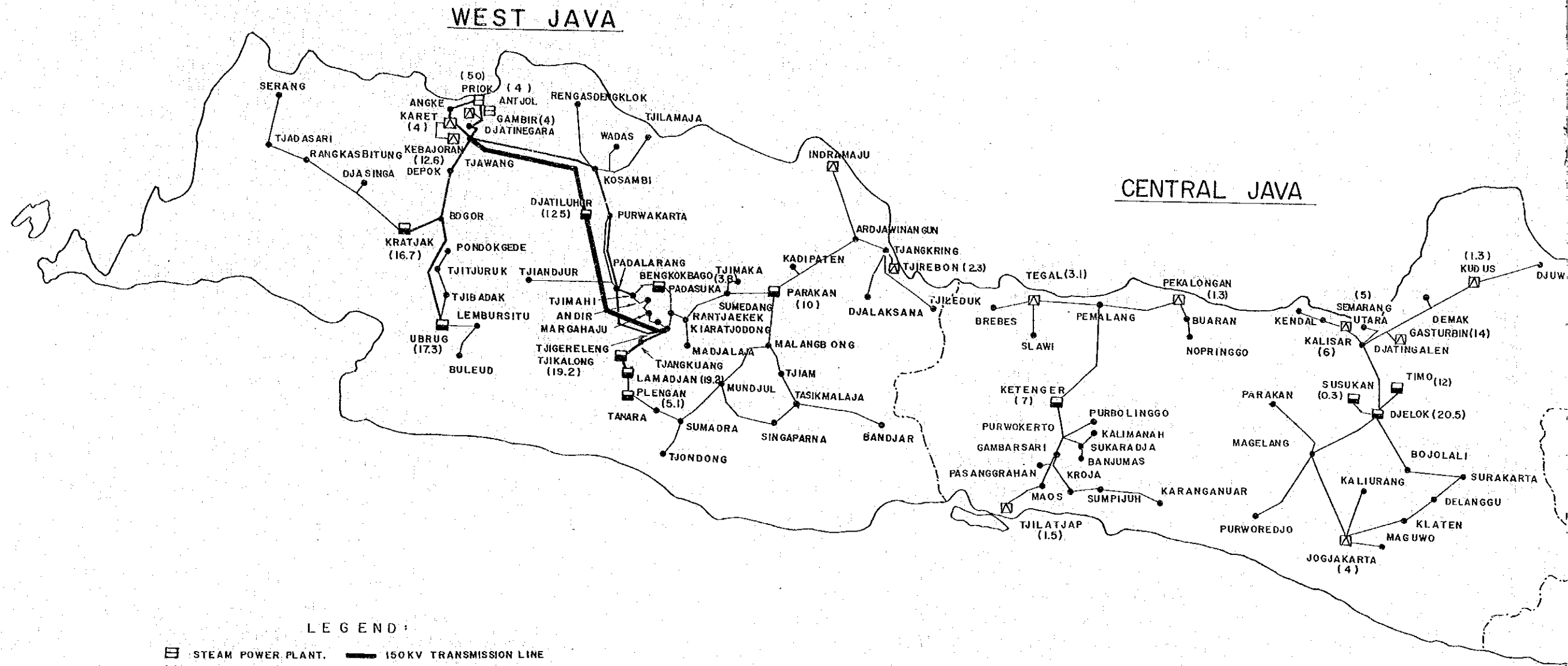
とくに、電力事業における従業員には、企業の一員であると同時に、公益事業にたずさわるものの社会人としての、ものの見方、考え方、心構えなどの基本となるものの教育が必要とされる。

指揮命令、職能的指示、職能的指導關係例

- 指揮命令
- - - 職能的指示
- - - 職能的指導



# TRANSMISSION LINE MAP (Java, Mar)

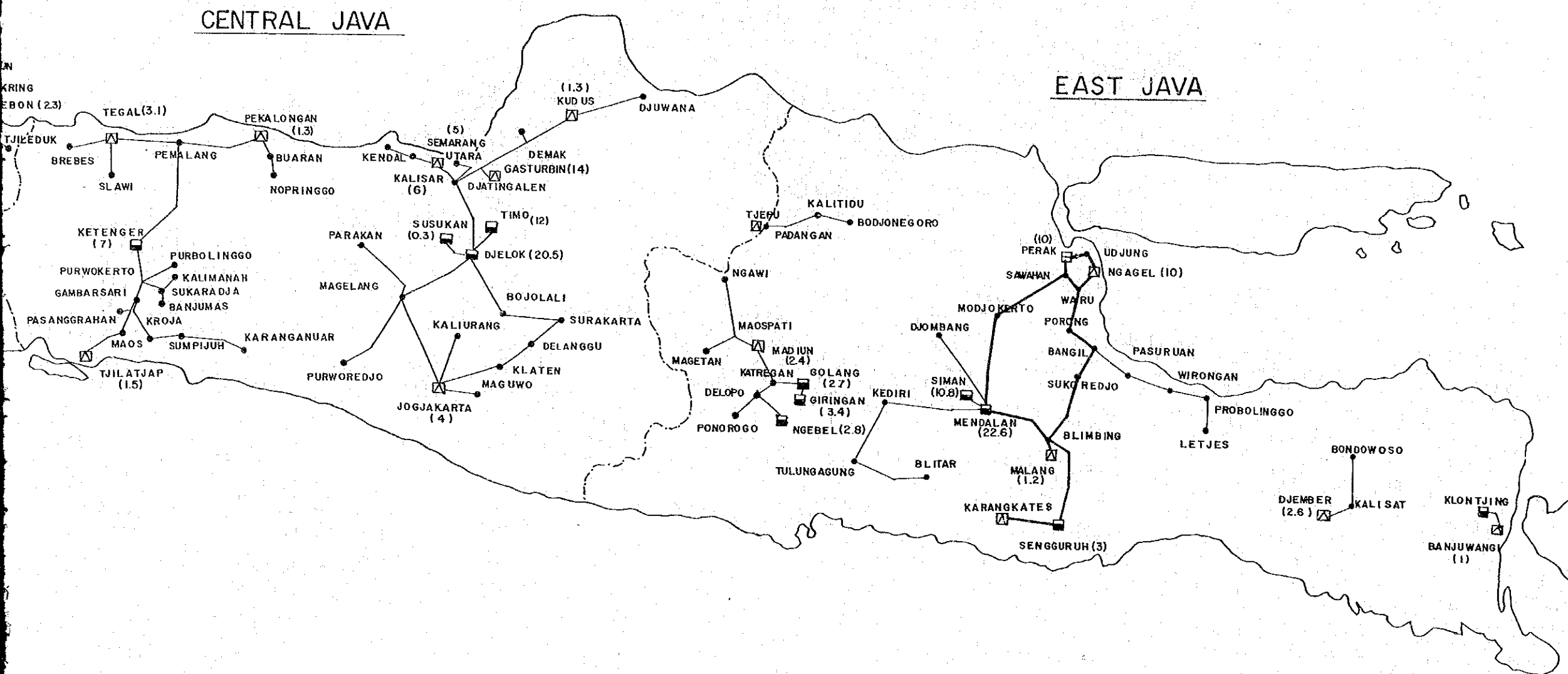


**LEGEND:**

- ☐ STEAM POWER PLANT.
- ☑ HYDRO POWER PLANT.
- ⊠ DIESEL POWER PLANT.
- SUBSTATION.
- ( ) CAPACITY OF POWER PLANT IN MW
- 150 KV TRANSMISSION LINE
- 70 KV TRANSMISSION LINE
- TRANSMISSION LINE 30 KV AND UNDER

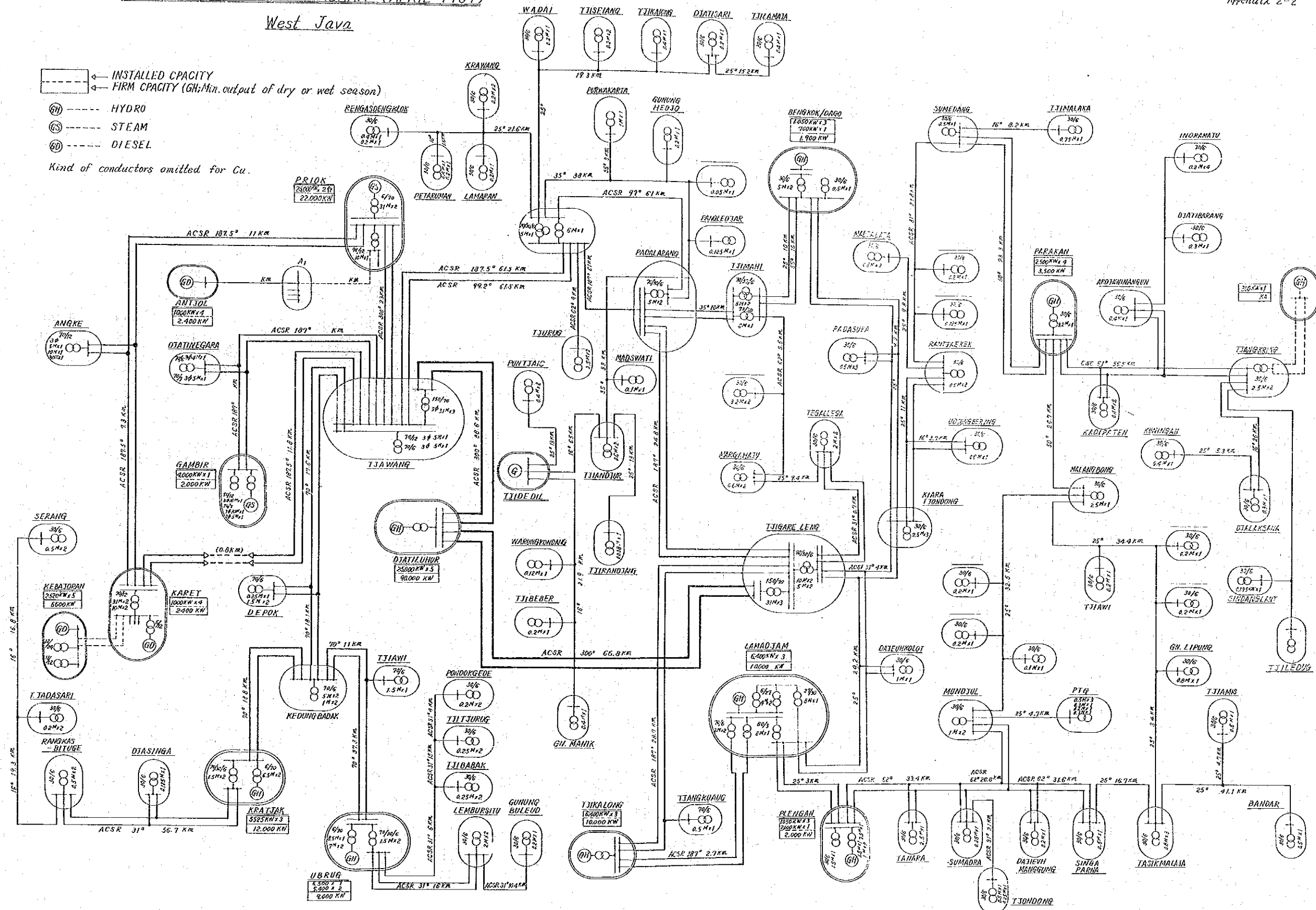
# TRANSMISSION LINE MAP (Java, Mar. 1969)

Appendix 2-1



TRANSMISSION SYSTEM DIAGRAM (APRIL 1969)

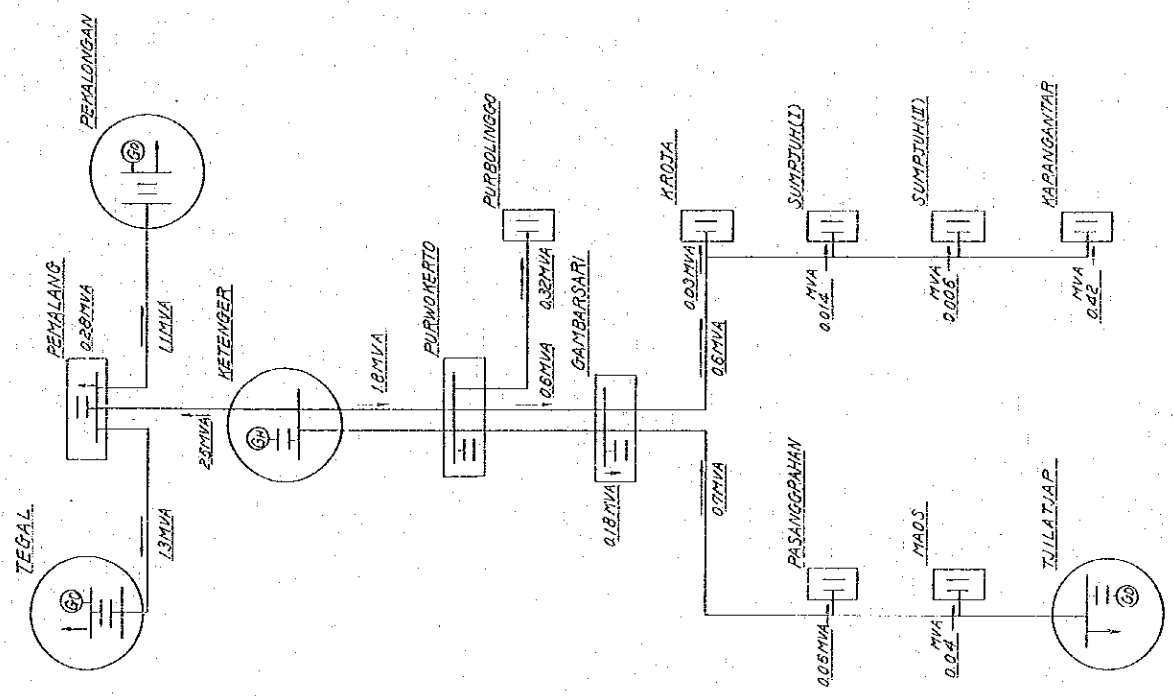
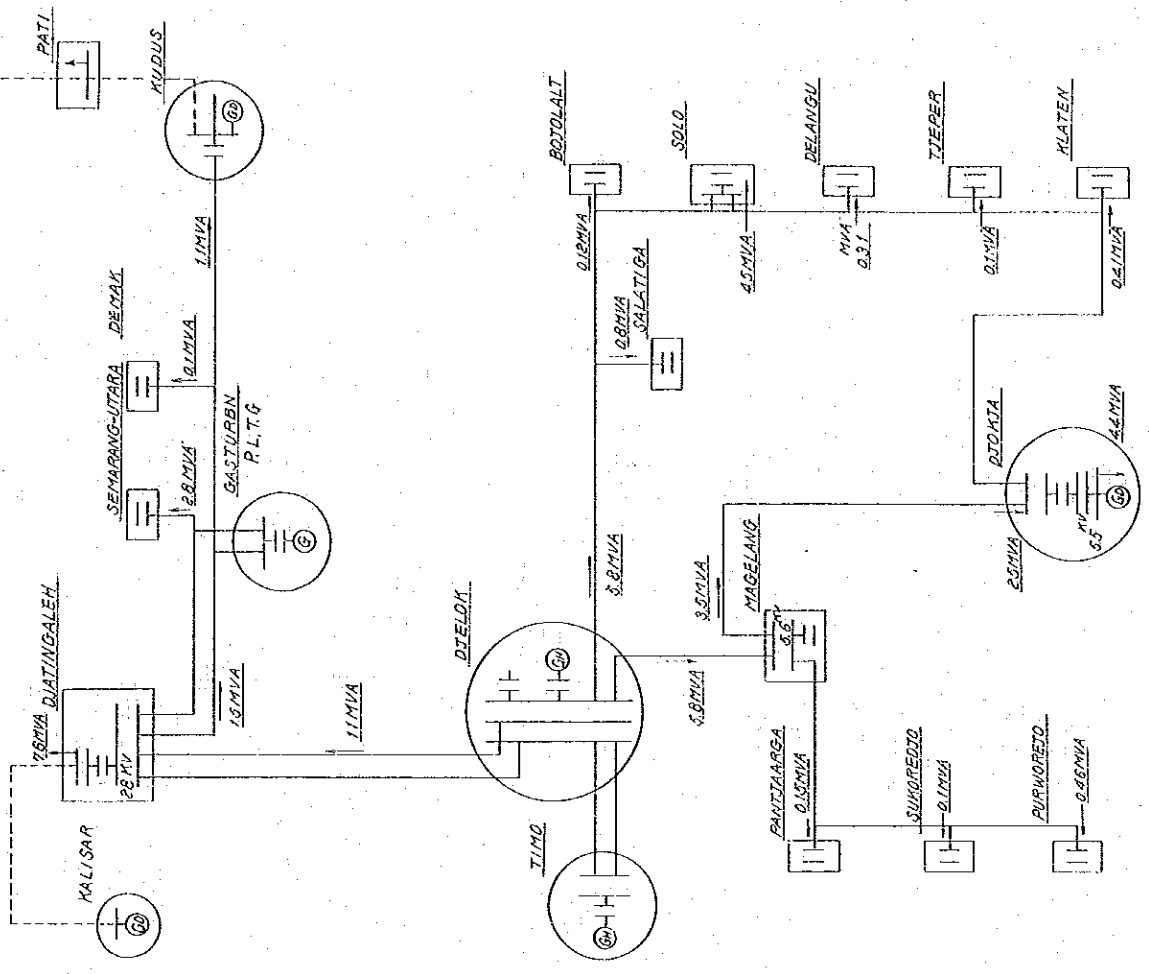
West Java





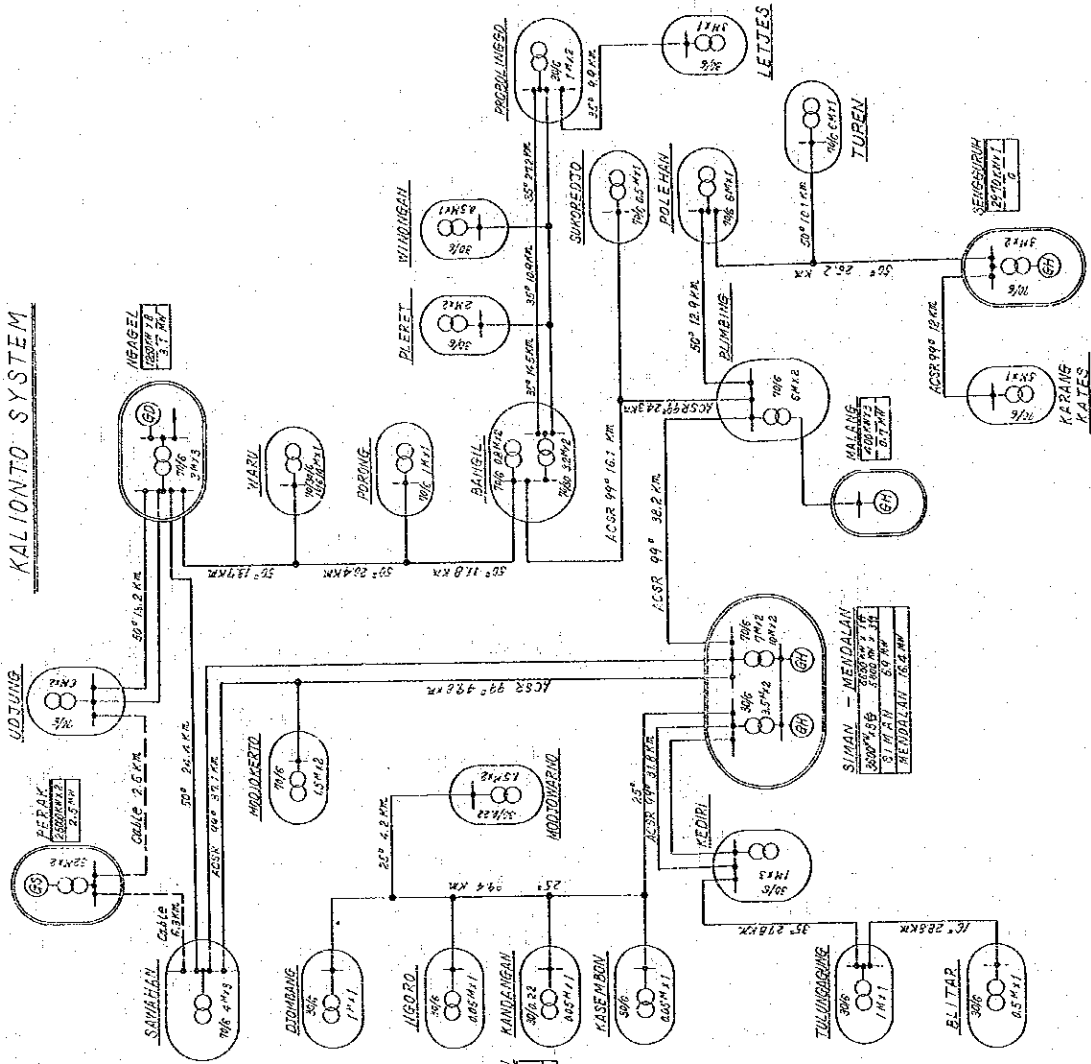
Central Java (1900; Dec. 1, 1968) Tuntang System

Ketenger System

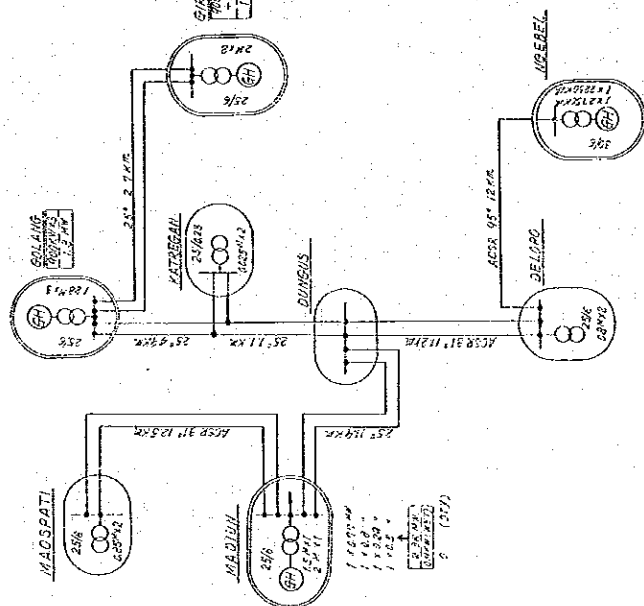


EAST JAVA

KALIONTO SYSTEM



MADIUM SYSTEM



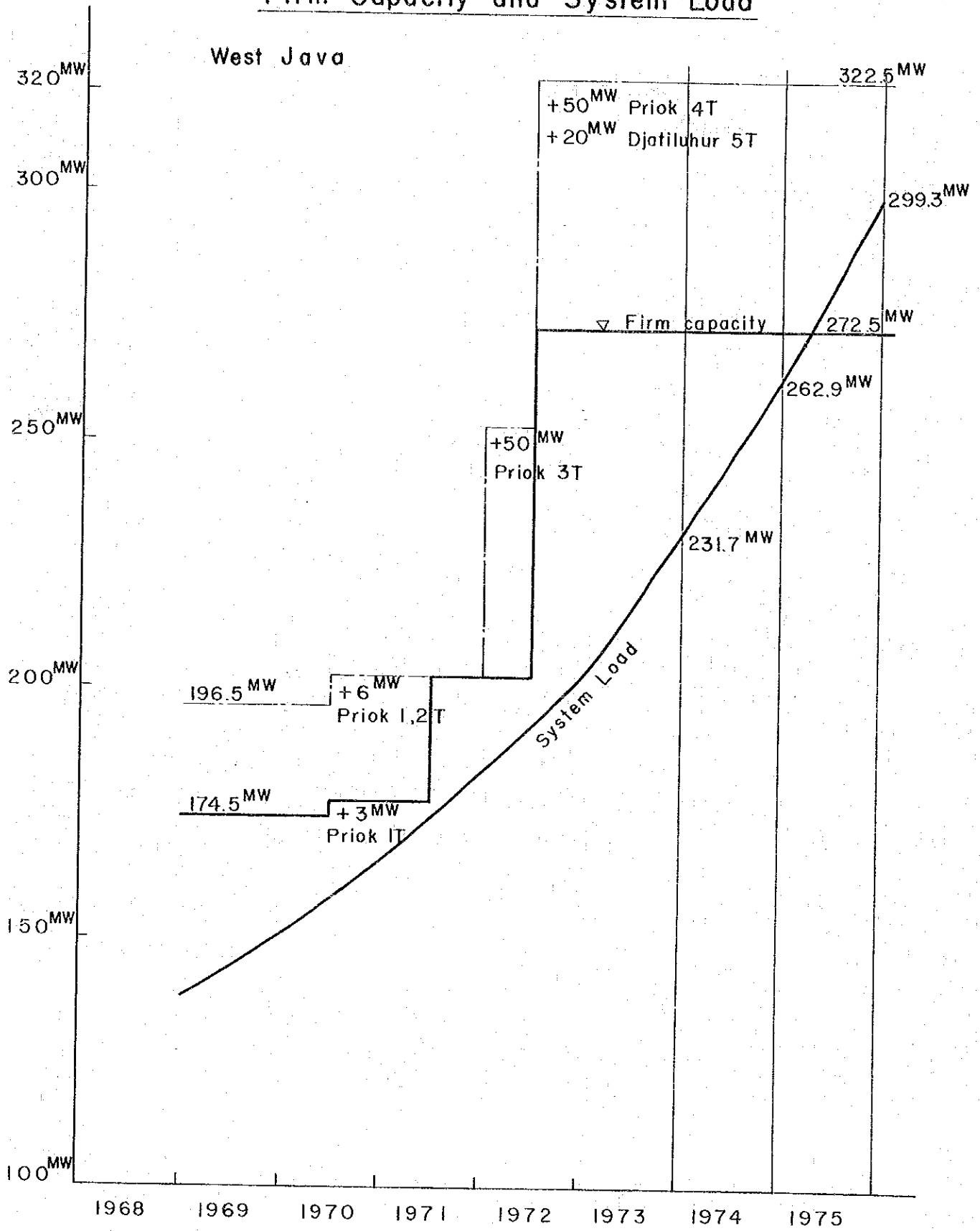


Load Estimation for Java

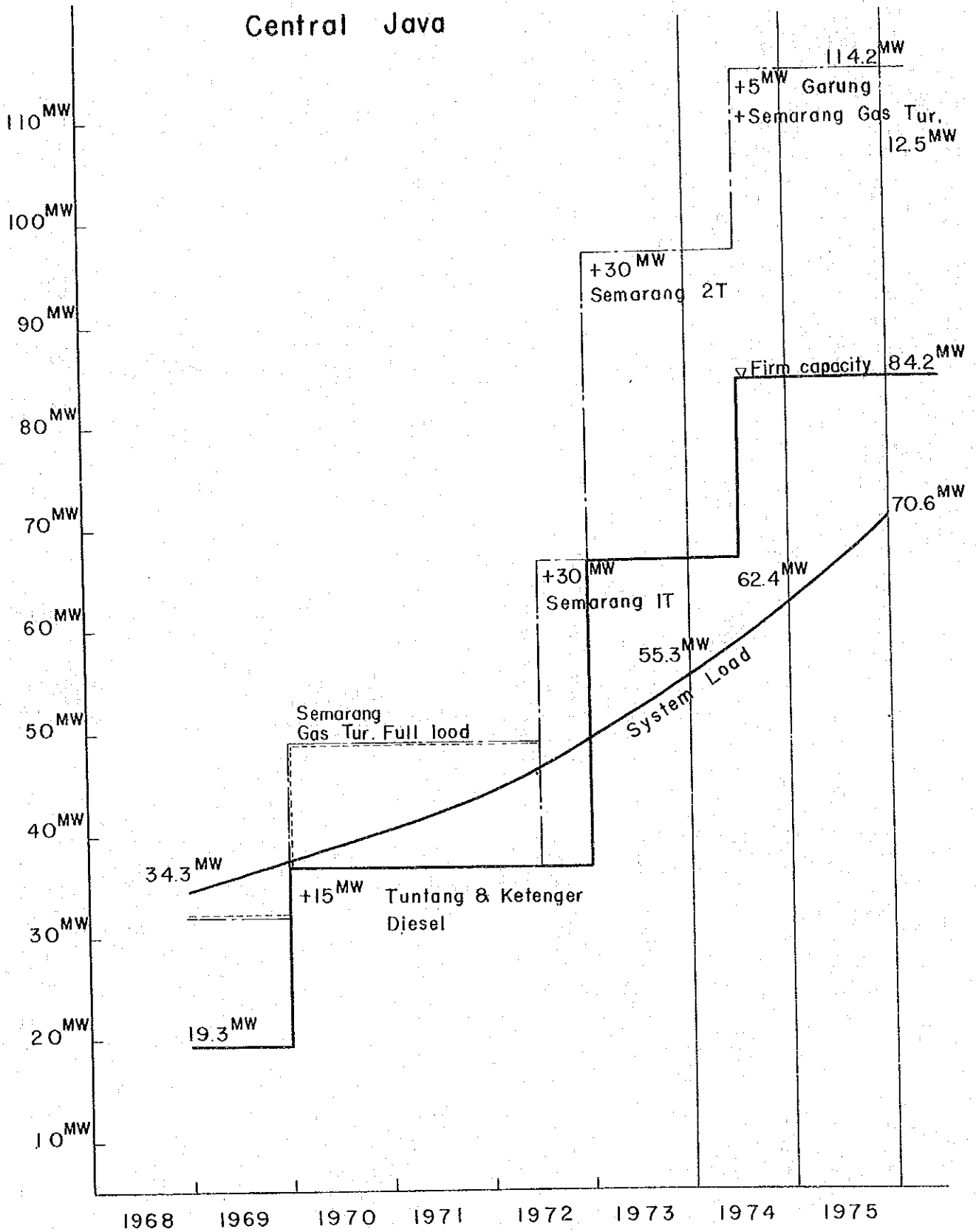
Year Area	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	Average Rate of Increase per Year		
	(Actual)								1968 ~ 1973	1973 ~ 1975	
West	XII	84.0 MW (10.5%)	92.7 MW (8.5%)	102.5 MW (10.5%)	114.6 MW (11.8%)	129.1 MW (12.7%)	145.9 MW (13.0%)	166.1 MW (13.8%)	189.7 MW (14.2%)	11.7 %	14.0 %
	XI	53.3	57.8	62.7	69.0	76.7	85.8	96.8	109.6	10.0	13.0
	Sub-total	137.3	150.5	165.2	183.6	205.8	231.7	262.9	299.3	11.0	13.6
Central	X	39.3	42.4	45.7	50.3	56.0	62.6	70.6	79.5	9.8	13.0
	IX	59.3	61.9	65.4	70.2	75.5	82.6	90.2	98.1	9.9	13.0
Total	235.9	254.8	276.3	304.1	337.3	389.3	440.7	500.6	597.9	10.5	13.4
West	XII	514.2 $10^6$ kWh (10.5%)	588.2 $10^6$ kWh (8.5%)	627.9 $10^6$ kWh (10.5%)	702.0 $10^6$ kWh (11.8%)	790.5 $10^6$ kWh (12.6%)	893.5 $10^6$ kWh (13.0%)	1016.8 $10^6$ kWh (13.8%)	1161.2 $10^6$ kWh (14.2%)	11.7 %	14.0 %
	XI	327.4	355.2	385.4	424.1	471.4	527.2	594.7	673.2	10.0	13.0
	Sub-total	841.6	923.4	1013.3	1126.1	1261.9	1420.7	1611.5	1834.4	17.0	13.6
Central	X	217.0	234.1	252.4	277.9	309.3	346.7	390.0	441.5	9.8	13.0
	IX	363.5	379.5	400.9	430.2	462.5	511.8	556.3	608.2	9.9	13.0
Total	1422.1	1537.0	1666.6	1834.2	2033.7	2348.2	2657.8	3018.8	3542.6	10.5	13.4



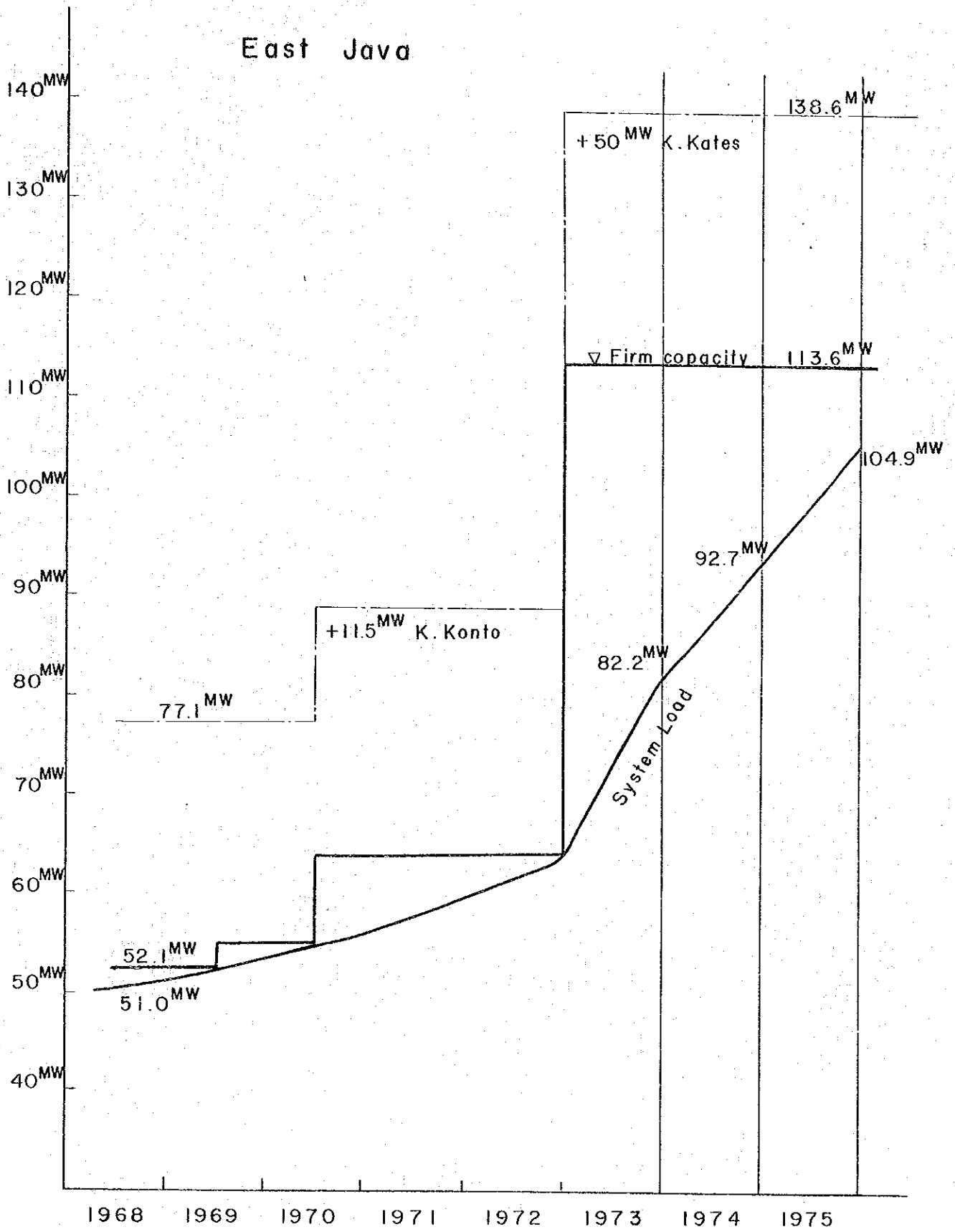
Firm Capacity and System Load



# Central Java

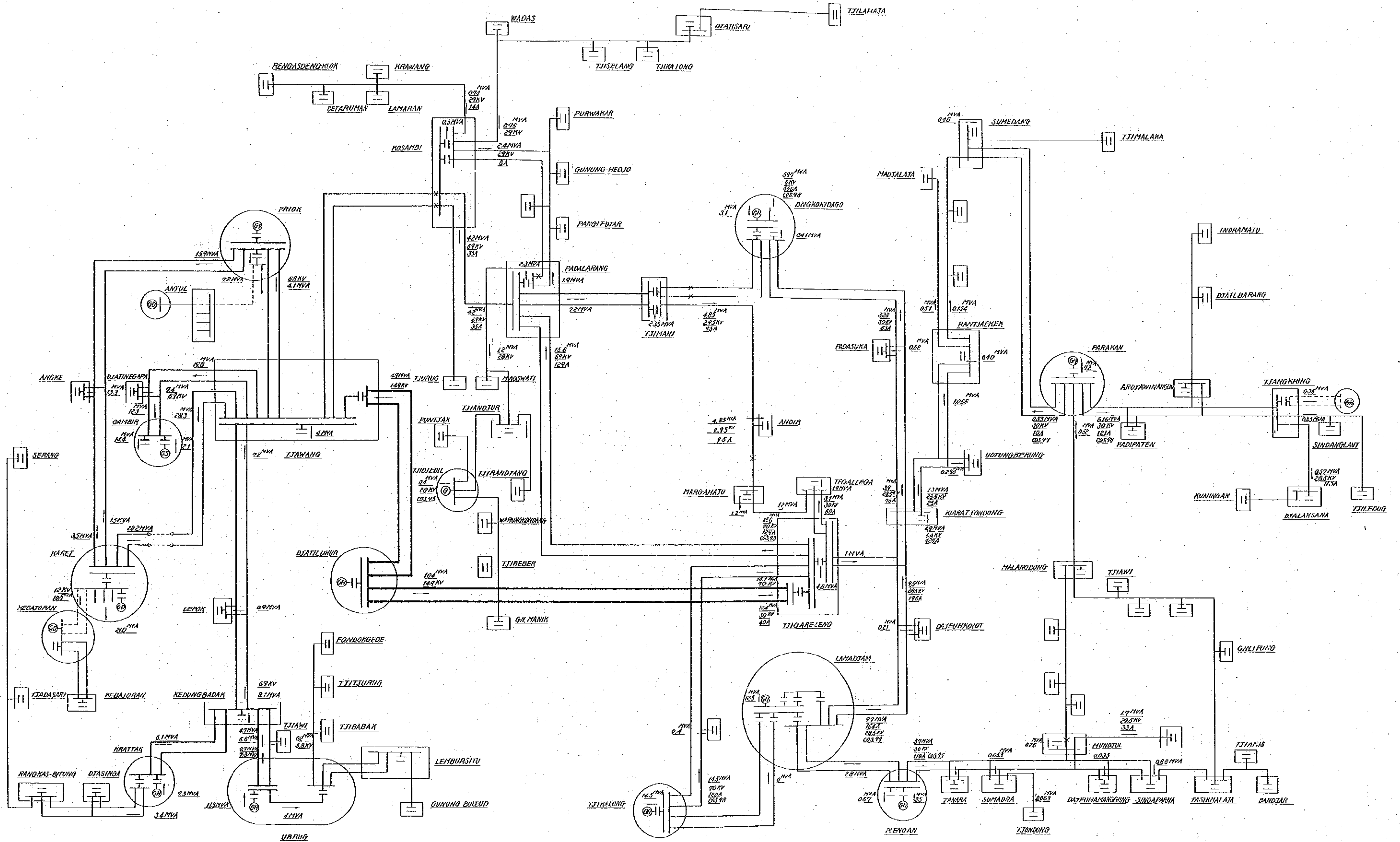


# East Java





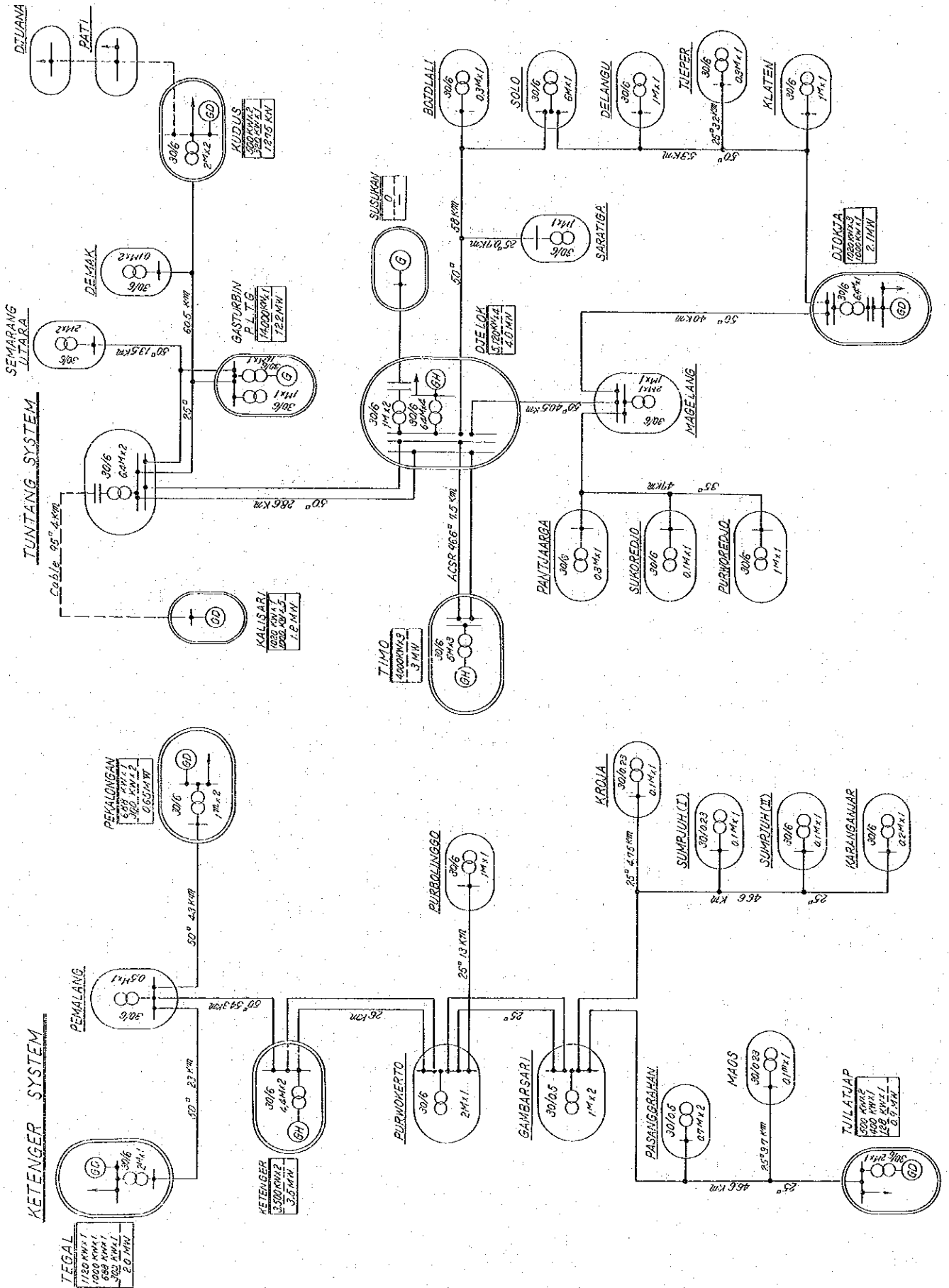
Power Flow Diagram (Actual)  
West Java (1900, Oct. 26, 1968)



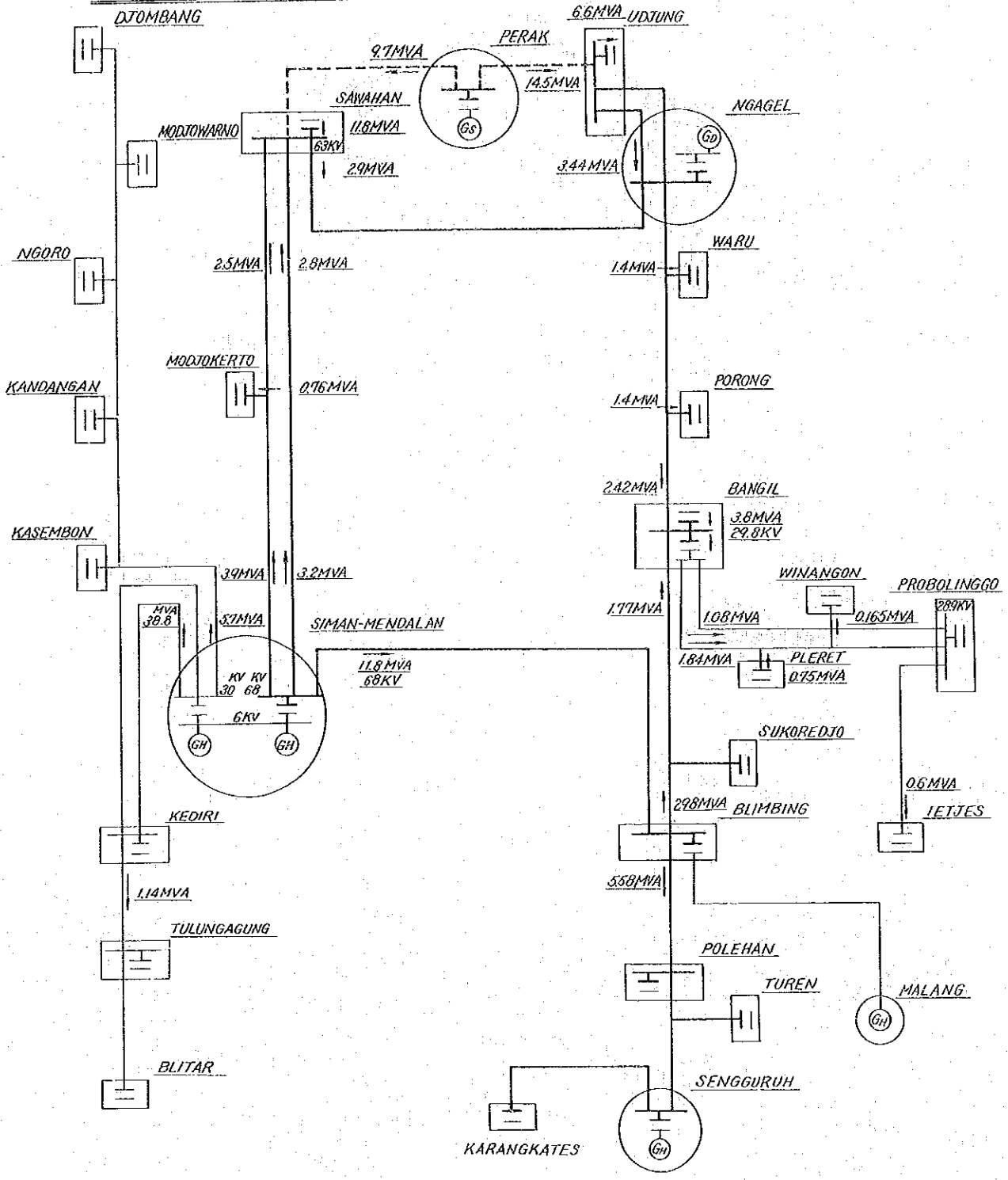




CENTRAL JAVA



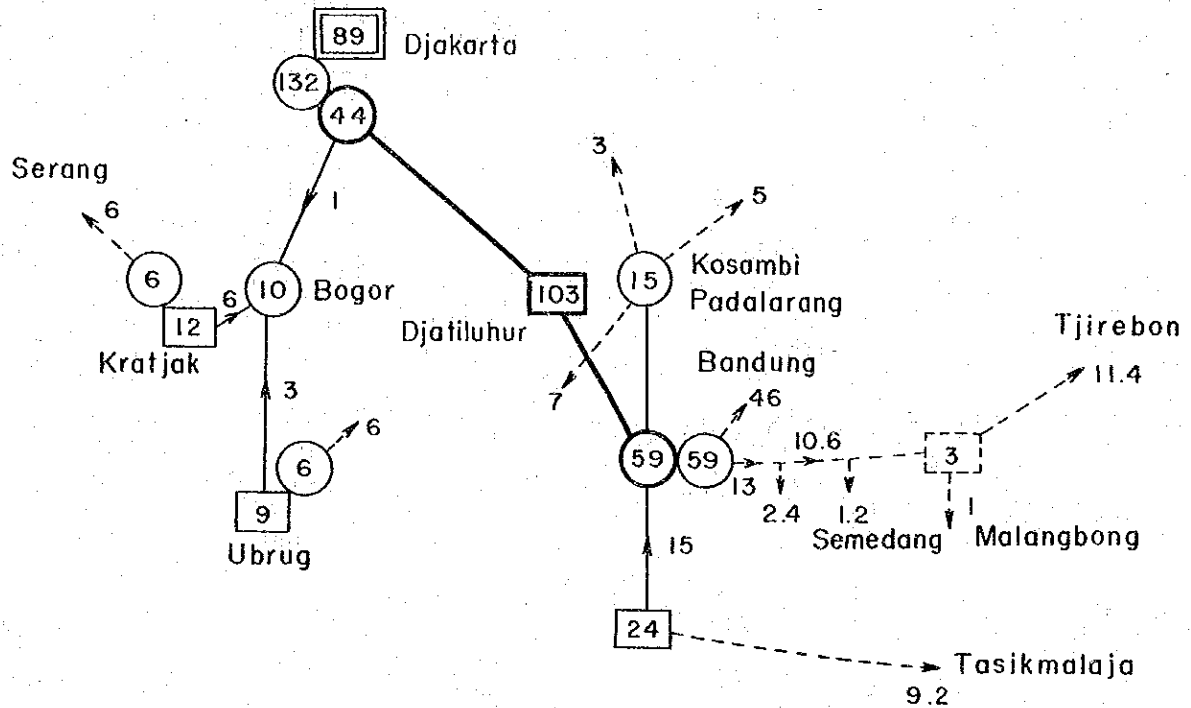
East Java, Kalikonto System (19.00, Dec. 10, 1968)



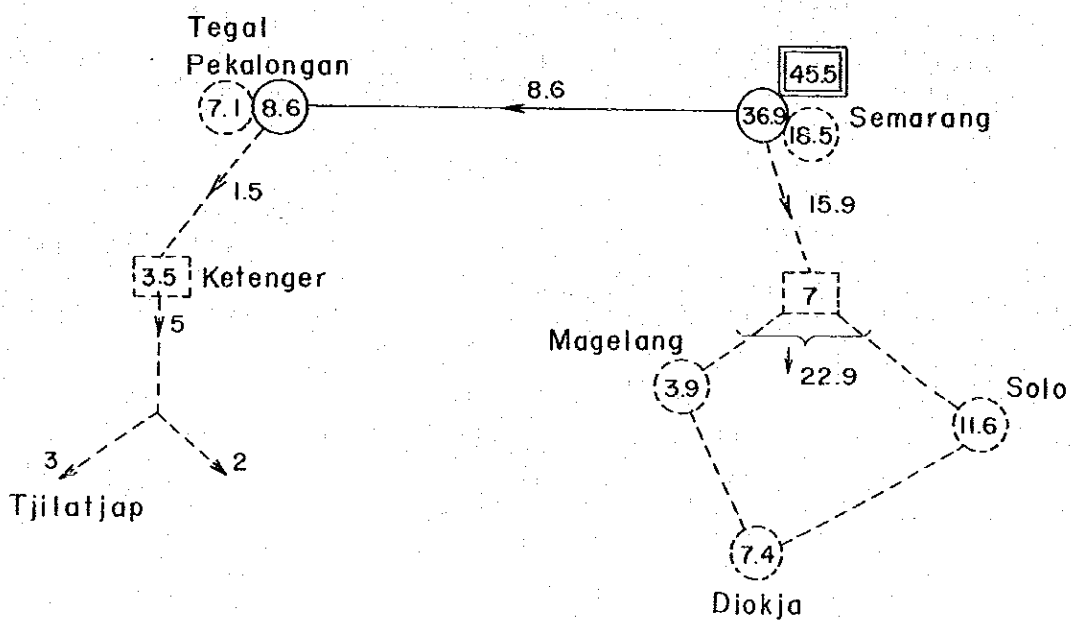
Power Flow Diagram (1973 Estimated)

West Java (Dry Season)

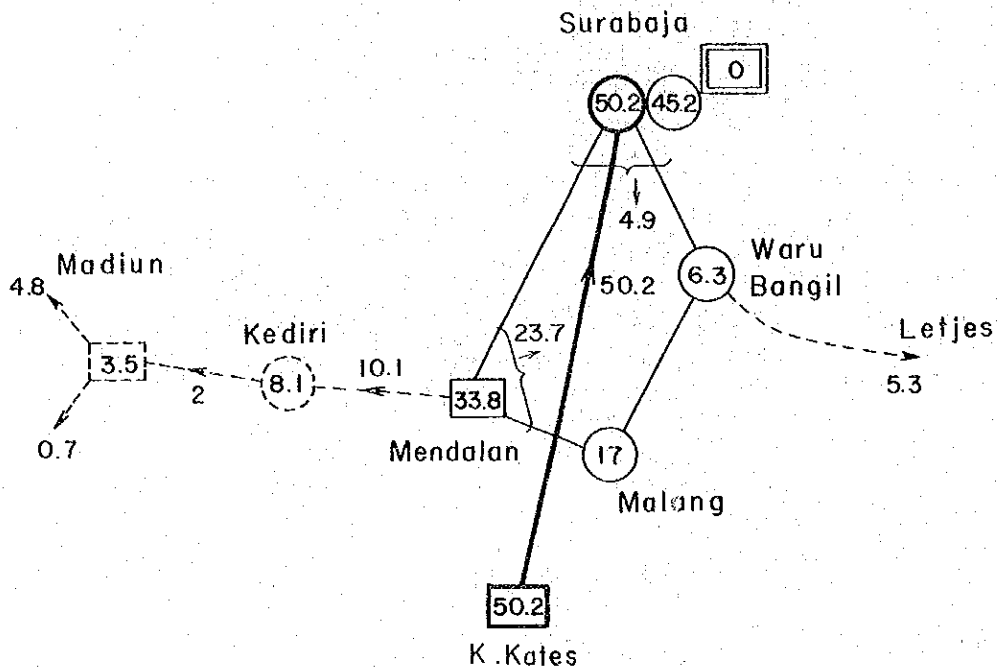
(Unit : MW)



Central Java (Dry Season)



East Java (Wet Season)



- Notes; 1. The system structures are based on system existing in 1969 excepting Tuntang - Ketenger and Kalikonto - Madiun interconnections and the transmission line for Karangates.
2. The loads are calculated assuming the uniform growth rate for areas in a power system in 1968.

Appendix 2-6

Loading Condition of Distribution Substations

Expl.	Area	1968			1969			1970		
		Load (MW)	Capacity (MVA)	Loading factor (%)	Load (MW)	Capacity (MVA)	Loading factor (%)	Load (MW)	Capacity (MVA)	Loading factor (%)
XII	Djakarta	76.2	187	42	84.3	230	37	94	230	41
	Bogor	5.6	15.3	36	6.2	25.3	25	6.9	25.3	27
	Others	6.8	9.4	72	7.5	10.9	69	8.1	10.9	74
	Total	88.6	211.7	42	9.8	266.1	37	109	266.1	41
XI	Bandung	28.4	2) 40.5	70	30.9	3) 65.5	47	33.6	65.5	51
	Others	24.9	2) 43.5	57	27.1	43.5	62	29.4	43.5	68
	Total	53.3	83.5	64	58	109	53	63	109	58
X	Semarang	11.5 } 4) Δ 1.2 }	17.8	58	12.5 } _____ }	17.8	70	13.6	17.8	76
	Others	23.3 } 4) Δ 6.1 }	36.1	48	25.1 } 5) Δ 6.1 }	42.1	45	27.3 } 5) Δ 6.1 }	42.1	50
	Total	34.8 } Δ 7.3 }	53.9	51	37.6 } Δ 6.1 }	59.9	53	40.9 } Δ 6.1 }	59.9	58
IX	Surabaja	28.1	33	85	29.4	53	56	30.7	53	58
	Others	26.3	49	53	31.6	49	65	33.7	49	69
	Total	54.4	82	66	61	102	60	64.4	102	63

- Notes :
1. Local loads are calculated assuming the uniform rate of load growth for areas in a power system.
  2. Capacities at 6<sup>KV</sup> sides of 70/30/6<sup>KV</sup> transformers are assumed as 20% of the rated capacities.
  3. Capacities of East and West substation are regarded as 10<sup>MVA</sup> each.
  4. Minimum MW generated during the peak hours by diesels connected to 6<sup>KV</sup> side.
  5. Minimum MW generated by diesels may be increased in and after 1969 but the same figure is taken for 1969 and 1970 taking to safely side.



INVESTMENT PROGRAM FOR FISCAL YEAR 1970-1971 (JAVA)

Unit: Million Rp

	1970 Program of Five Year Plan (a)	Proposal by The Direc- torate Gen- eral (b)	Our Proposal (c)	Difference	
				(c)-(a)	(c)-(b)
Power Plants	7,758	5,409	7,473	△ 285	2,064
Transmission Lines and Substations	1,625	1,835	1,687	+ 62	△148
Distribution	5,361	5,705	5,508	+147	△197
Diesel Stations	228	759	228	0	△531
Total	14,972	13,708	14,896	△ 76	1,188

*Note: Investment in the electric power sector as whole will be 26,010 Million Rp. 26,010 Million Rp. if our proposal is adopted for Java and Proposal by the Directorate General for other areas. It will be 24,262 Million Rp. if our proposal is adopted for Java and 1970 Program of Five Year Plan for other areas.*





Investment for Distribution Facilities in 1970 ~ 71  
Extension and Reinforcement of High Tension Line in Major Cities

Explo- itasi	Outline of Works	Materials	Investment (Million Rp)	Explanation
XII	(1) 12KV loop system (2) Reinforcement of existing 12KV system	—	978	See "Rehabilitation and Extension of Distribution System in Djakarta City"
XI	(1) Extension and reinforcement of 6KV high tension lines	36 km	270	(1) Installation of 2 circuits from a 20 <sup>KV</sup> /6KV small substation. (2) Replacement of 40% of existing cable including further deterioration by new cable along with the reinforcement of existing 6KV system during five years. In 1970, the replacement is mainly for the central area of the city.
X	Same as above	14 km	115	Same as above (2).
IX	(1) 20KV distribution system	6 km	66	(1) Installation of 6km 20KV cable between Sawahan and Pesapen for construction of 20KV loop system.
	(2) New construction of Gemblongan sub-station		80	(2) Replacement of existing 19 oil circuit breakers with metal clad types and new installation of 4 circuit breakers.
	(3) Extension and reinforcement of existing 6KV high tension lines	36 km	302	(3) New installation of 4 distribution feeders from Gemblongan Substion. (4) Same as Explanation (2) for Expl. XI

## Extension and Reinforcement of Low Tension Line in Major Cities

Unit : Million Rp.

Item City	Installing new transformers		Extension of low ten. lines		Replacement of low ten. wires by larger size wires		Total	Standard pattern of low tension system
	Number	Investment	Route length (km)	Investment	Length (km)	Investment		
Djakarte	238	1,022	75.5	226	296.4	40	1,288	(1) Unit capacity of transformer, 150 KVA (2) Size of wires for main low ten. lines, 50mm <sup>2</sup> (3) Loading factor of new transformers, approx. 70%
Bandung	72	292	48.9	105	62.5	4	401	(1) Unit capacity of transformer, 100 KVA (2) Size of wires for main low ten. lines, 25mm <sup>2</sup> (3) Loading factor of new transformers, approx. 75%
Semarang	39	156	31.1	66	43.8	1	223	(1) Unit capacity of transformer, 75 KVA (2) Size of wires for main low ten. lines, 25mm <sup>2</sup> (3) Loading factor of new transformers, approx. 75%
Suroboja	74	303	41.5	89	41.5	2	394	(1) Unit capacity of transformer, 100 KVA (2) Size of wires for main low ten. lines, 25mm <sup>2</sup> (3) Loading factor of new transformers, approx. 75%

Note : 1. It is assumed to rehabilitate most of low tension systems during five years.

2. In 1970, the rehabilitation is mainly for the central area of the cities.

## Improvement of Low Tension Line in Major Cities

Expio- itasi	Item	Materials	Investment (Million Rp)
XII	Cable	6.5 km	27
	Transformer	26	73
	Total		100
XI	Cable	1.8 km	4
	Transformer	22	56
	Total		60
X	Cable	2.4 km	5
	Transformer	12	30
	Total		35
IX	Cable	1.7 km	4
	Transformer	20	53
	Total		57

- Notes:
1. It is assumed to replace 40% of existing low tension cables including further deterioration by new cables during five years.
  2. In 1970, the replacement is mainly for the central area of the cities.

## Rehabilitation and Extention outside Major Cities

Exploi- tasi	Increase of demand (KW) (a)	Construction cost per kW (Thousand Rp/ <sub>kW</sub> )(b)	Total cost (million Rp) (a) x (b)
XII	2,700 ( $1.5 \times 10^3 \times 1.8$ )	80	216
XI	4,140 ( $2.3 \times 10^3 \times 1.8$ )	80	331
X	2,700 ( $1.5 \times 10^3 \times 1.8$ )	80	216
IX	4,700 ( $2.6 \times 10^3 \times 1.8$ )	80	376
total	14,240	—	1,139

Notes; 1. Increase of demand

= Increase of peak load of power system

x diversity factors.

2. Assumed diversity factor covers from the  
generating end to customer's entrance

## Rehabilitation and Extension of Distribution System in Djakarta City

Unit : Million Rp.

Iiem		Materials	Investment
Extension	Switching stations	1	48
	Loop feeders	3 loops 25.3 km	255
	Express feeders	14.4 km	158
	Sub-switching stations	16	240
	Transformers	238	1,022
	Low ten. lines	<div style="display: inline-block; vertical-align: middle;">                     { New installation Wire replacement by larger size wires                 </div>	1,888 poles 296.4 km
Reinforcement and replacement	High ten. cables	53.4 km	277
	Low ten. lines	<div style="display: inline-block; vertical-align: middle;">                     { Cables Transformers                 </div>	6.5 km 26 27 73
Total			2,366

Note : 1. It is assumed to rehabilitate most of distribution system in Djakarta city during five years.

2. In 1970, the rehabilitation is mainly for the central area of the city.



## Economic Comparison of Low Tension System

### Patterns in Jakarta City

Capacity of transformer (KVA) (a)	Number of poles supplied from one transformer (b)	Distance of one direction (c) = $\frac{b}{2} \times 40$ [m]	Size of wire		Construction cost per pole (Thousand Rp)			
			Resistance ( $\Omega$ /km) (d)	Size	Transformer	High ten. cable	Low ten. cable	Total cost
1. 300KVA (phase current) $A = \frac{300 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220}$ = 790 [A]	54.7	504 ( $\ell = 12.6 \times 40$ )	0.0805 $(\frac{2 \times 127 \times 0.1 \times 10^3}{A^2})$	about 200mm <sup>2</sup>	62.3 $(3.41 \times 10^3 \text{ Rp})$	6.1 $(\frac{330 \times 10^3 \text{ Rp}}{100 \text{ m}})$	341 $(\text{wire \& pole} = 324 \times 10^3 \text{ Rp/pole})$ $(\text{cable} = 17 \times 10^3 \text{ Rp/pole})$	409.4
2. 200KVA (A=52.6[A])	36.4	318	0.169	100mm <sup>2</sup>	82.5 $(300 \times 10^3)$	13.6 $(\frac{495 \times 10^3}{150 \text{ m}})$	204.5 $(\text{wire \& pole} = 1875 \times 10^3)$ $(\text{cable} = 17 \times 10^3)$	300.6
3. 150KVA (A=395[A])	27.4	252	0.332	50mm <sup>2</sup>	102.4 $(2810 \times 10^3)$	24 $(\frac{660 \times 10^3}{200 \text{ m}})$	134.6 $(\text{wire \& pole} = 1196 \times 10^3)$ $(\text{cable} = 15 \times 10^3)$	260.0
4. 100KVA (A=263[A])	18.2	174	0.715	25mm <sup>2</sup>	143 $(2610 \times 10^3)$	54.4 $(\frac{990 \times 10^3}{300 \text{ m}})$	100.6 $(\text{wire \& pole} = 85.6 \times 10^3)$ $(\text{cable} = 15 \times 10^3)$	298.0

Note: 1. Number of poles supplied from a transformer = Maximum load / total number of poles.

2. Assumptions for calculation of resistances of wires.

a. Allowable line voltage drop is 10%.

b. Load is uniformly distributed.





## 中部 Java の通信設備について

この仕様は、中部 Java の電力系統運用に必要な電話設備ならびに電力系統の遠隔測定設備の設備工事に関する仕様である。

## 1. 基本仕様

## 1.1 共通事項

- a. 各発電所に給電用電話を設置する。
- b. 主要発電所より給電所に、電圧、電力、周波数を送るテレメータを設置する。
- c. 伝送路は、すべて電力線搬送とし、電話およびテレメータ信号を送受する。
- d. 給電所に、給電指令台とテレメータの受量計を配した給電系統盤を設置する。

## 1.2 Ketenger System (第1図参照)

- a. 電話回線：給電指令台直通とし、発電所相互は指令台の交換接続操作によるものとする。

ただし Tjilatjap・Gambarbar の二ヶ所は、伝送路の経済性から共同加入ダイヤル呼出しとする。なお Gambarbar—Tjilatjap相互間もダイヤル呼出しを可能とする。

- b. テレメータ回線：Tegal・Pemalang・Ketenger の各所より給電所まで、電圧および電力周波数を送り給電系統盤にとりつけた受量指示計(電圧)、受量記録計(電力、周波数)に表示する。

## 1.3 Tuntang System (第2図参照)

- a. 電話回線：自動交換機を設置し、各発電所および給電所は、この交換機の加入とし、任意の相手をダイヤルに呼出し通話可能とする。また給電所は、緊急時に通話中の相手に割込可能とする。
- b. テレメータ回線：構成は Ketenger System と同一とする。

## 2. 設備概要

### 2.1 Ketenger System

種別	装置名	数量	備考
給電	給電指令台 20回線用	1台	(第3図参照)
	給電系統盤	1面	
伝送	電力線搬送端局装置 (含,リレー盤CBシート)		"
	2チャンネル型	4対向	
	3+1チャンネル型	2対向	
テレメータ	テレメータ用端局装置	2ルート	"
	テレメータ用一次変換器 (サーマルコンバータ)	4個	
	" " (VFPU)	3個	
	" 受量指示計	4個	
電源	自動浮動充電装置 37V20A	3台	"
	蓄電池 24V130AH	3組	
電話機	自動式電話機	4個	
	共電式	4個	
結合	ブロッキングコイル	16個	(第4図参照)
	結合コンデンサ	14個	
	結合フィルタ EF	14個	
	MF	2個	
	同軸ケーブル 7C2V-0	1,200m	

### 2.2 Tuntang System

種別	装置名	数量	備考
給電	給電指令台 20回線用	1台	(第5図参照)
	給電系統盤	1面	
伝送	電力線搬送端局装置 (含リレー盤, CBシート)		"
	2チャンネル型	5対向	
	3+チャンネル型	1対向	
	6チャンネル型	1対向	

種 別	装 置 名	数 量	備 考
テレメータ	テレメータ用端局装置	6 ルート	(第5図参照)
	テレメータ用一次変換器(サーマルコンバータ)	18 個	
	“ “ (V F P U)	7 個	
	“ 受量指示計	6 個	
	“ 受量記録計	9 個	
電 源	自動浮動充電装置 37V 40A	2 台	“
	“ 90V 20A	1 台	
	蓄 電 池 24V210AH	2 組	
	“ 60V130AH	1 組	
電 話 機	自動式電話機	42 個	“
結 合	ブロッキングコイル	29 個	(第6図参照)
	結合コンデンサ	20 個	
	結合ツイルク E F	20 個	
	“ M F	6 個	
	同軸ケーブル 7C2V-0	1,400m	

### 3. 機器別仕様(機器別仕様一覧表 第7図~第13図参照)

#### 3.1 給電指令台

型 式: 1座席デスク型 押ボタン方式

容 量: 20回線  $\left\{ \begin{array}{l} \text{自動} \quad 10 \text{回線} \\ \text{共電} \quad 10 \text{回線} \end{array} \right.$

電 源: DC60V (Tuntang System)

DC24V (Ketenger System)

#### 3.2 給電系統盤

型 式: 多孔式 テレメータ用計器盤付(両側)

寸 法: 4,000×1,500mm (Tuntang System)

3,000×1,500mm (Ketenger System)

#### 3.3 電力線搬送端局装置

伝送方式: SSB方式

使用活性部品： 全トランジスタ式

通話路数： 2 ch 3 + 1 ch 6 ch の3種  
3 + 1 ch の 1 ch は狭帯域とする。

伝送帯域巾： 2 ch 型 300 ~ 2,000 %  
3 + 1 ch 型 300 ~ 2,300 % 300 ~ 1,450 %  
6 ch 型 300 ~ 2,300 %

信号方式： 通話帯域外2周波の常時送出周波数偏位方式

装置インピーダンス： 高周波側 75  $\Omega$   
音声側 600  $\Omega$

搬送波出力レベル： 2 ch 型 31 dB 以上  
3 + 1 ch 型 31 dB 以上  
6 ch 型 29 dB 以上

搬送波入力レベル： テストトーン (0.8KC 相当) で +10 dBm / ch

音声の標準入出力レベル： -8 dBm 0 dBm

電 源： DC 24V 浮動充電装置内蔵および外付の二種

(詳細は多通話路型電力線搬送電話装置基準仕様書による)

### 3.4 テレメータ用端局装置

変調方式： 周波数偏位 (FS)

使用活性部品： 全トランジスタ式

周波数偏位巾：  $\pm 3.5\%$

通信速度： 50 ボーを標準とするが最高 60 ボーで使用可能なこと。

搬送波入出力インピーダンス： 600  $\Omega$   $\pm 20\%$  以内

電 源： DC 24V 外付とする。

(詳細は信号伝送装置規格による)

### 3.5 テレメータ用一次変換器

型 式： 電力送量器

定 格： 入力電力 (最大) AC-NOV 5A

出力電圧 DC-0 ~  $\pm 30$  mV

型 式： 電圧, 周波数送電器 (VF, PU)

定 格： 入力電圧 AC-110V

出力電圧 DC-0 ~ 110 mV (電圧)

### 3.6 テレメータ用受量指示計(記録計)

型式 : 受量指示計  
受量記録計  
定格 : 入力周波数 20~30%  
入力レベル +10dB  
レスポンス 指示範囲の0~90%の急変に対して7秒以内

### 3.7 自動浮動充電装置

型式 : 自動定電圧浮動充電装置  
定格 : 入力電圧 200V 3φ 50~60~  
出力電圧 37V (90V)  
出力電流 40A (20A)

### 3.8 蓄電池

型式 : クラッド型鉛蓄電池  
定格 : 公称電圧 24V(60V)  
容量 210AH(130AH)  
(10時間率)

### 3.9 電話機

型式 : 600型 自動式 共電式

### 3.10 ブロッキングコイル

型式 : 屋外用露出形とし、懸垂据置兼用形とする。  
定格電流 : 300A 短時間 6KA  
インダクタンス : 300μH  
阻止形式 : ろ波器形

### 3.11 結合コンデンサ

型式 : 屋外据置型がい管油入式  
定格 : 公称電圧 30KV  
絶縁階級 30号  
容量 0.002μF  
周波数 450KC以下

電流容量 実効値で 2 A

ブロッキングコイル頭部搭載型とする。(300A 300 $\mu$ H)

付属装置 : 低圧側端子出口接地用開閉器

結合フィルターボックス

据付架台, アングル組立型

### 3.1.2 結合フィルタ

型式 : 1線大地間結合型フィルタ (E F)

定格 : 帯域内伝送損失, 指定した周波数帯域内において 0.5 dB 以下

インピーダンス比, 線路側 50.0 $\Omega$ , 饋電ケーブル側 7.5 $\Omega$

交流電流容量 2 A 以上

型式 : 金属帰路用平衡形中継フィルタ (M F)

定格 : 帯域内伝送損失指定した周波数帯域内において 0.3 dB 以下とし,

片アーム接地および開放時における損失は 4 dB 以下とする。

インピーダンス比, E F 側 15.0 $\Omega$ , ケーブル側 7.5 $\Omega$

交流電流容量 2 A 以上

### 3.1.3 同軸ケーブル

型式 : 7C2V-0

定格 : 電気的特性 7C2Vと同じ

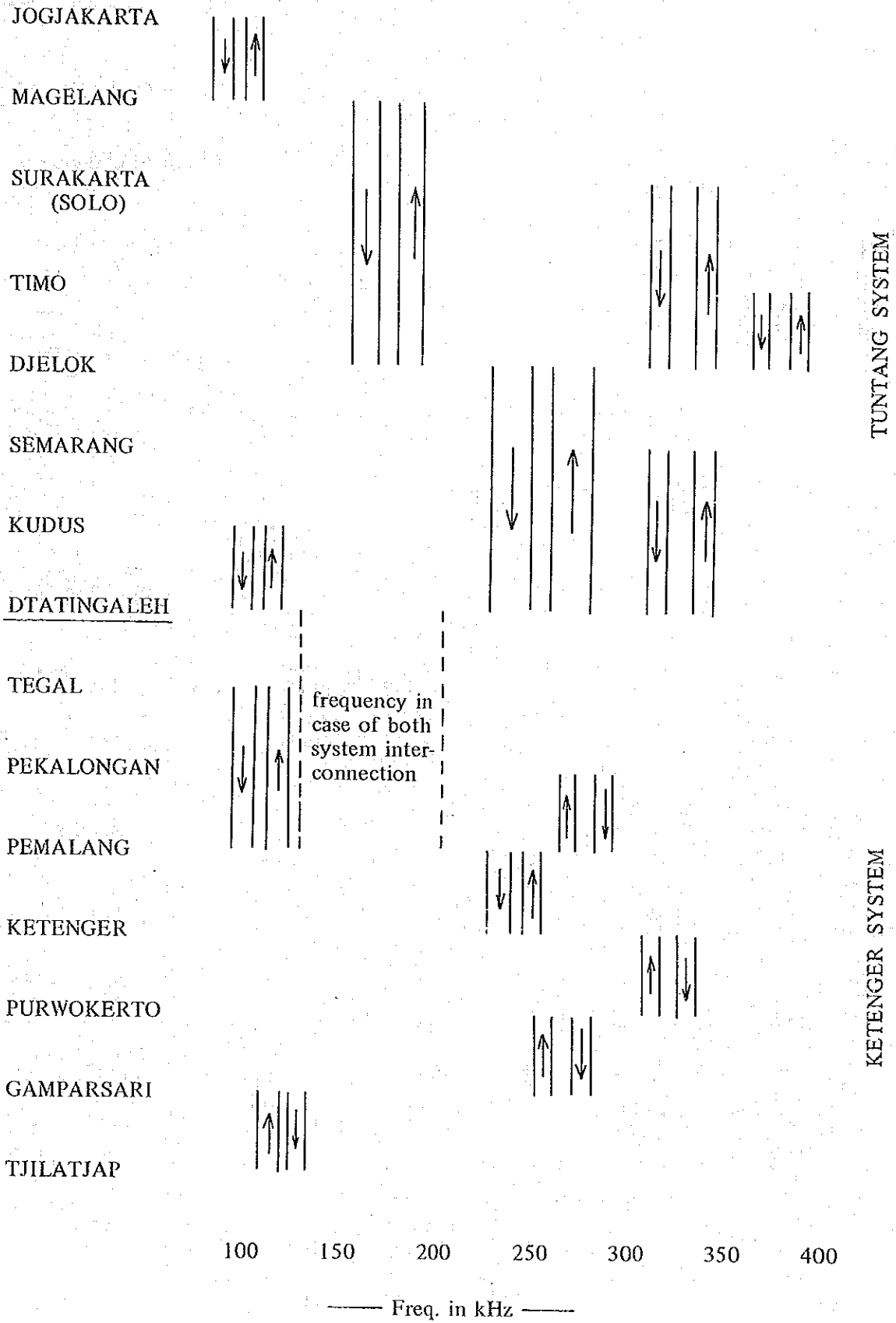
外部絶縁体 ポリエチレンにて 3mm 厚とする。

## 4. その他

### 4.1 電搬周波数配置

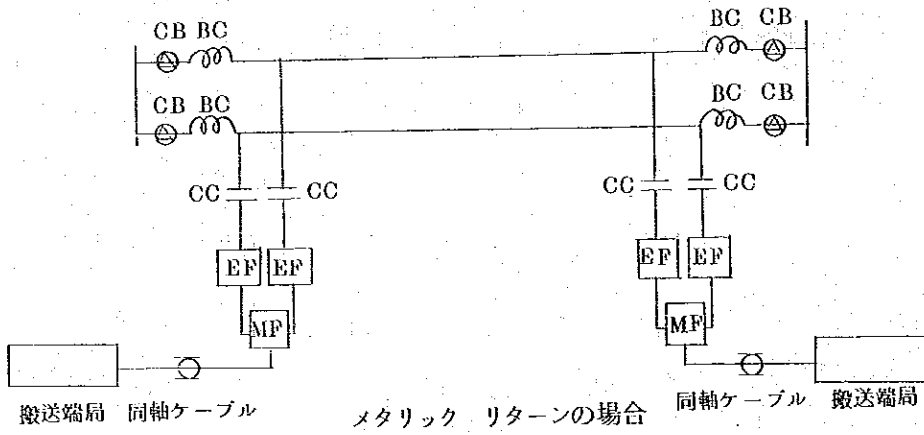
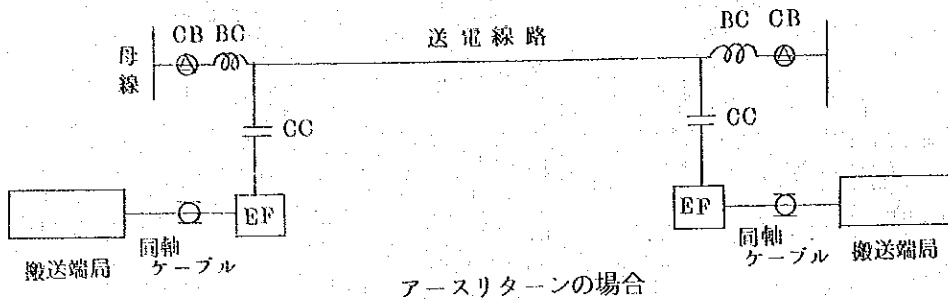
電搬の周波数配置は下図による。

Table of Frequency Allocation



#### 4.2 電力線搬送装置の伝送路について

電話およびテレメールの伝送路として電力線搬送装置を使用する。この装置は搬送端局装置と送電線結合装置より成り下図のごとく構成される。



- |    |   |    |                       |
|----|---|----|-----------------------|
| 凡例 | { | BC | ブロッサングコイル (WAVE TRAP) |
|    |   | CC | 結合コンデンサ 0.002 μF      |
|    |   | EF | アースリターン用結合ろ波器         |
|    |   | MF | メタリックリターン用 "          |
|    |   |    | 同軸ケーブル 7C2V-0         |

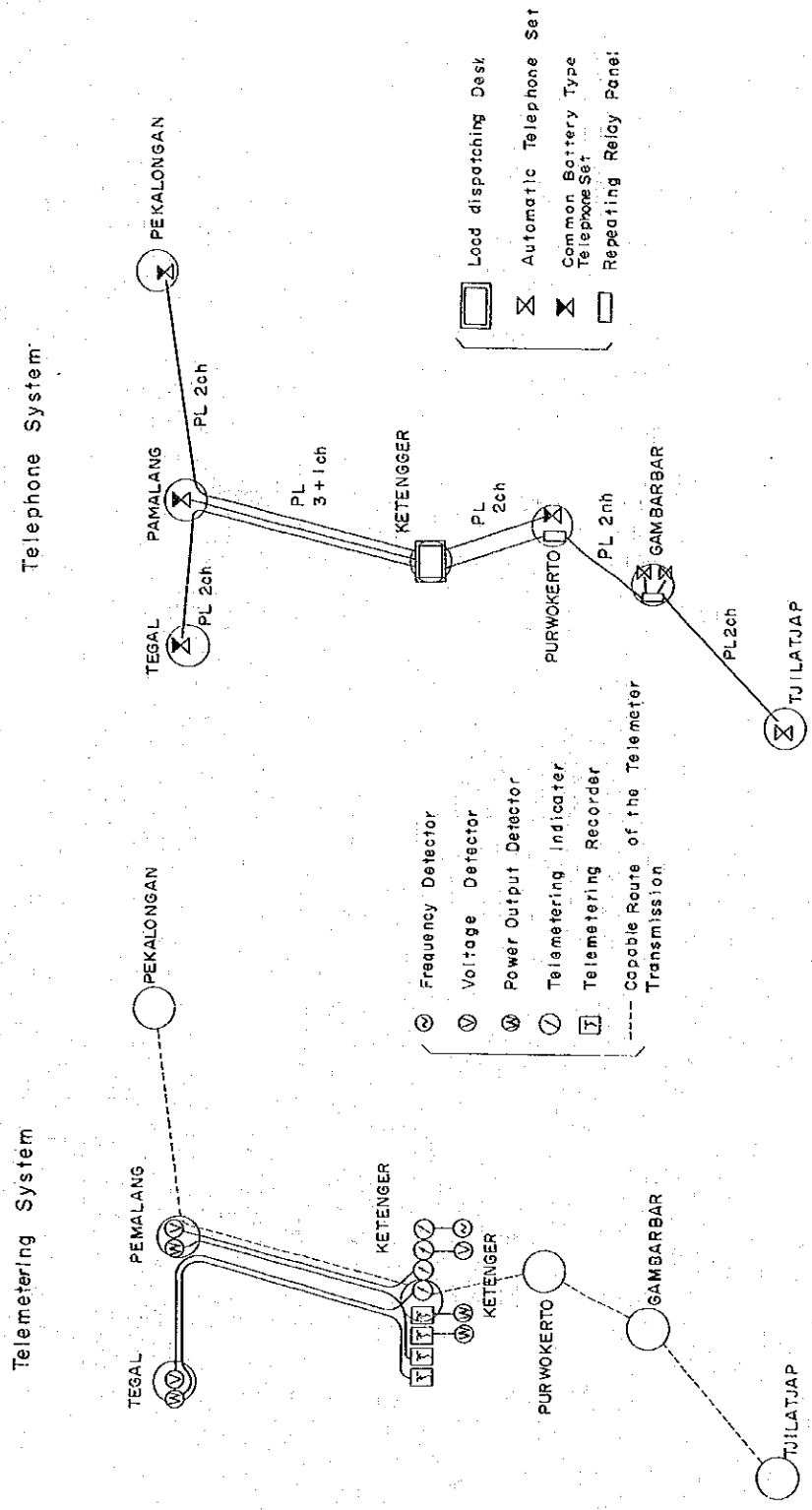
結合装置は、通常発電所構内の送電線引込口に設備する。

また送電線の分岐点においては、ブロッキングコイルのみ阻止する側に設置する。

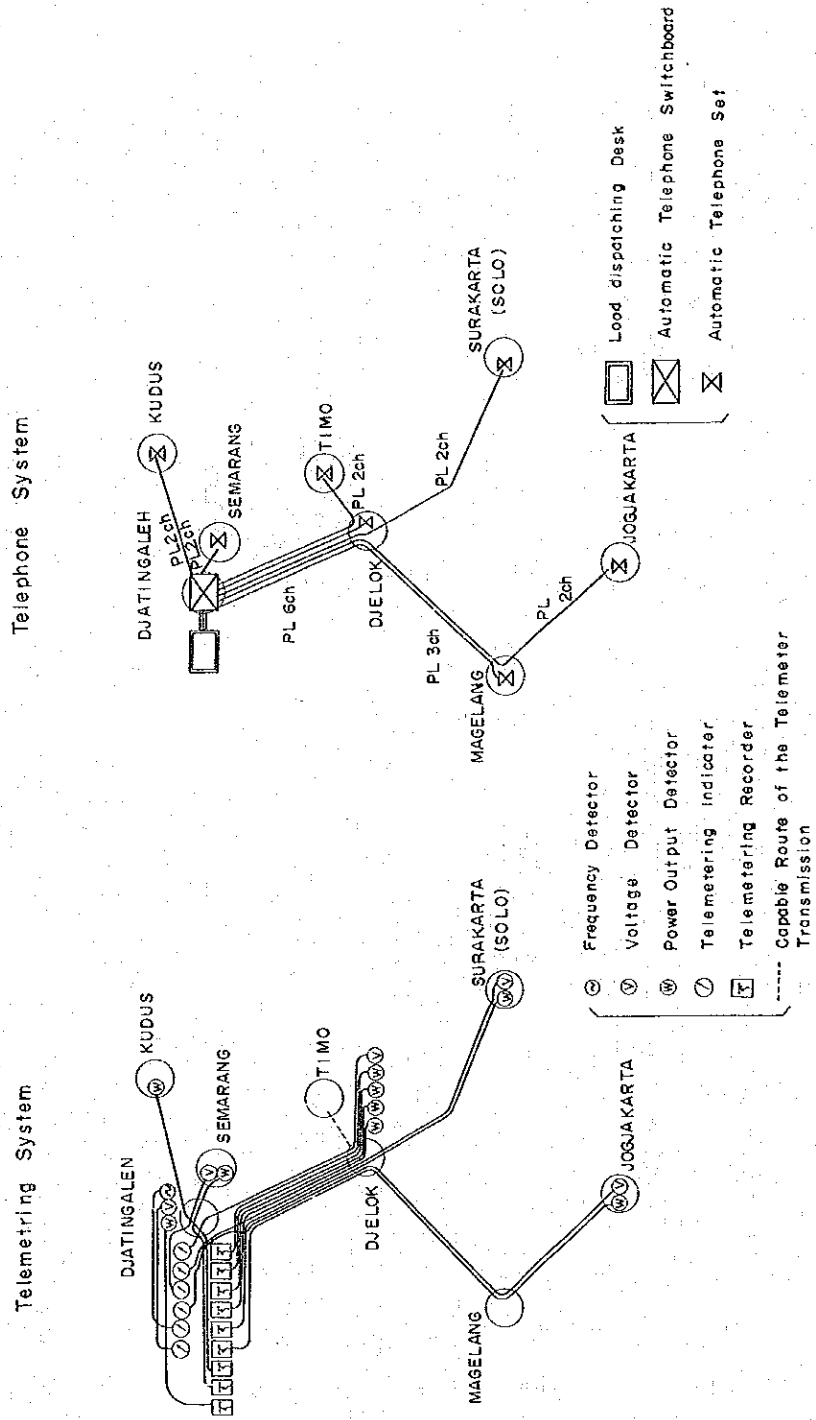
アースリターンとメタリックリターンの使用区分は、送電線の区間距離により50 km以下はアースリターン、50 km以上はラインロス低減のためメタリックリターンとした。



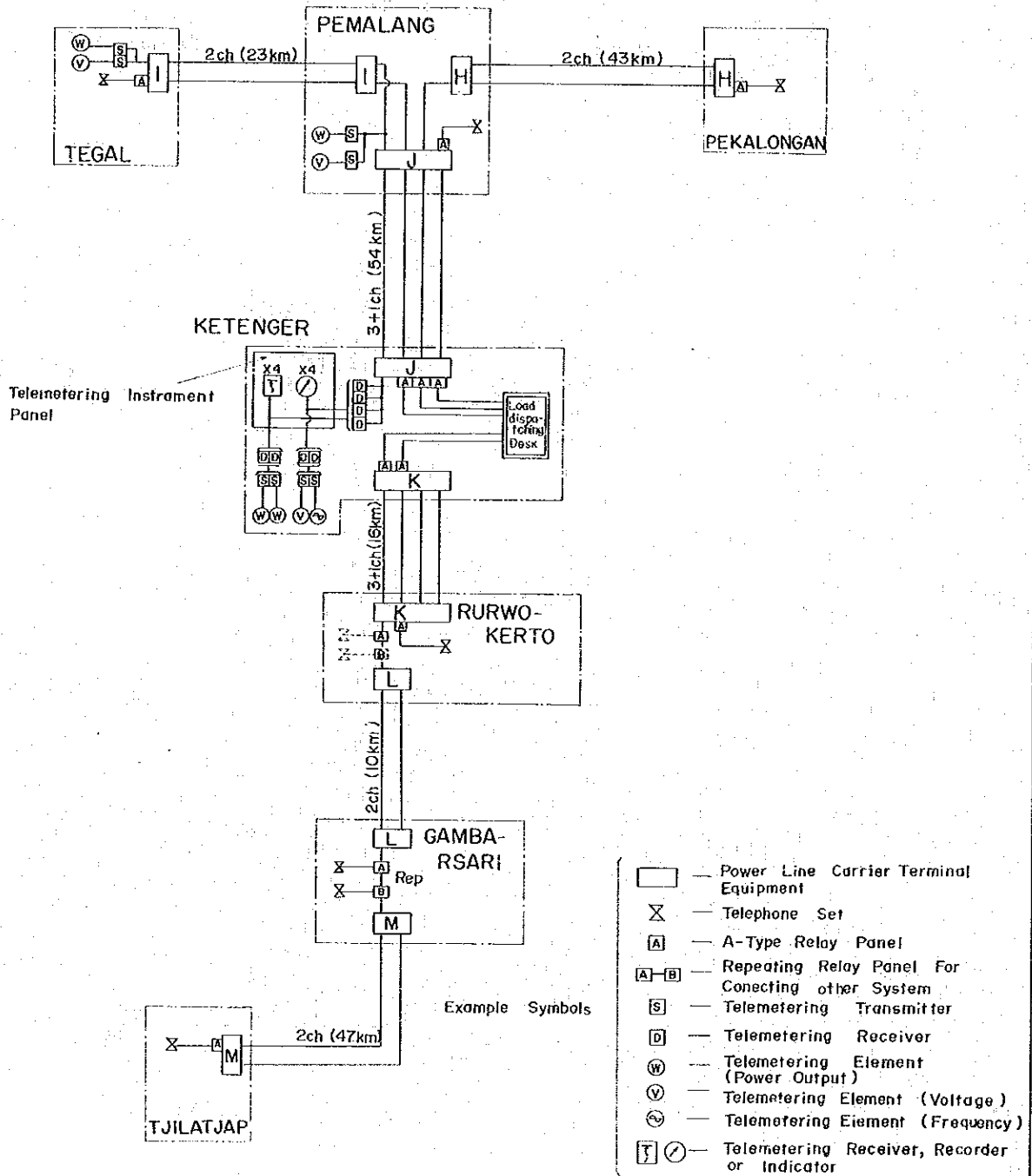
# KETENGER SYSTEM (Fig.1)



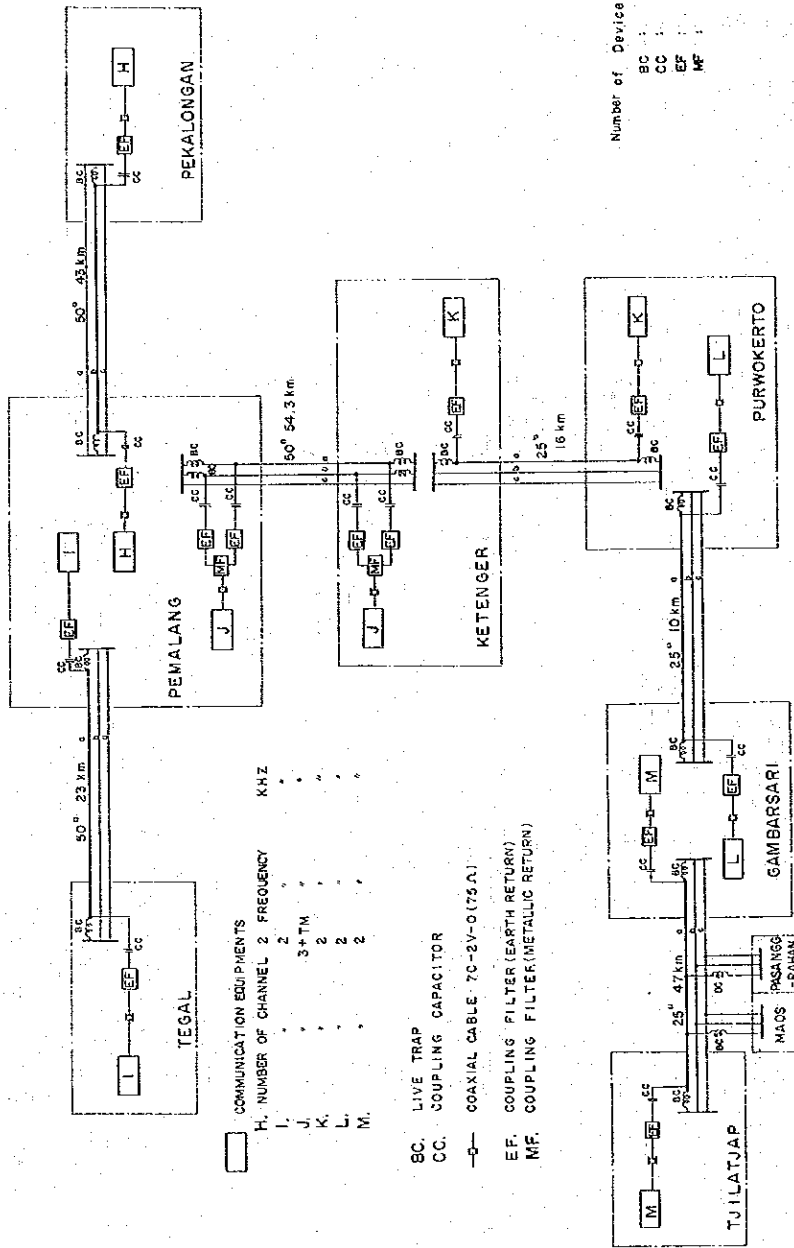
# TUNJANG SYSTEM (Fig. 2)



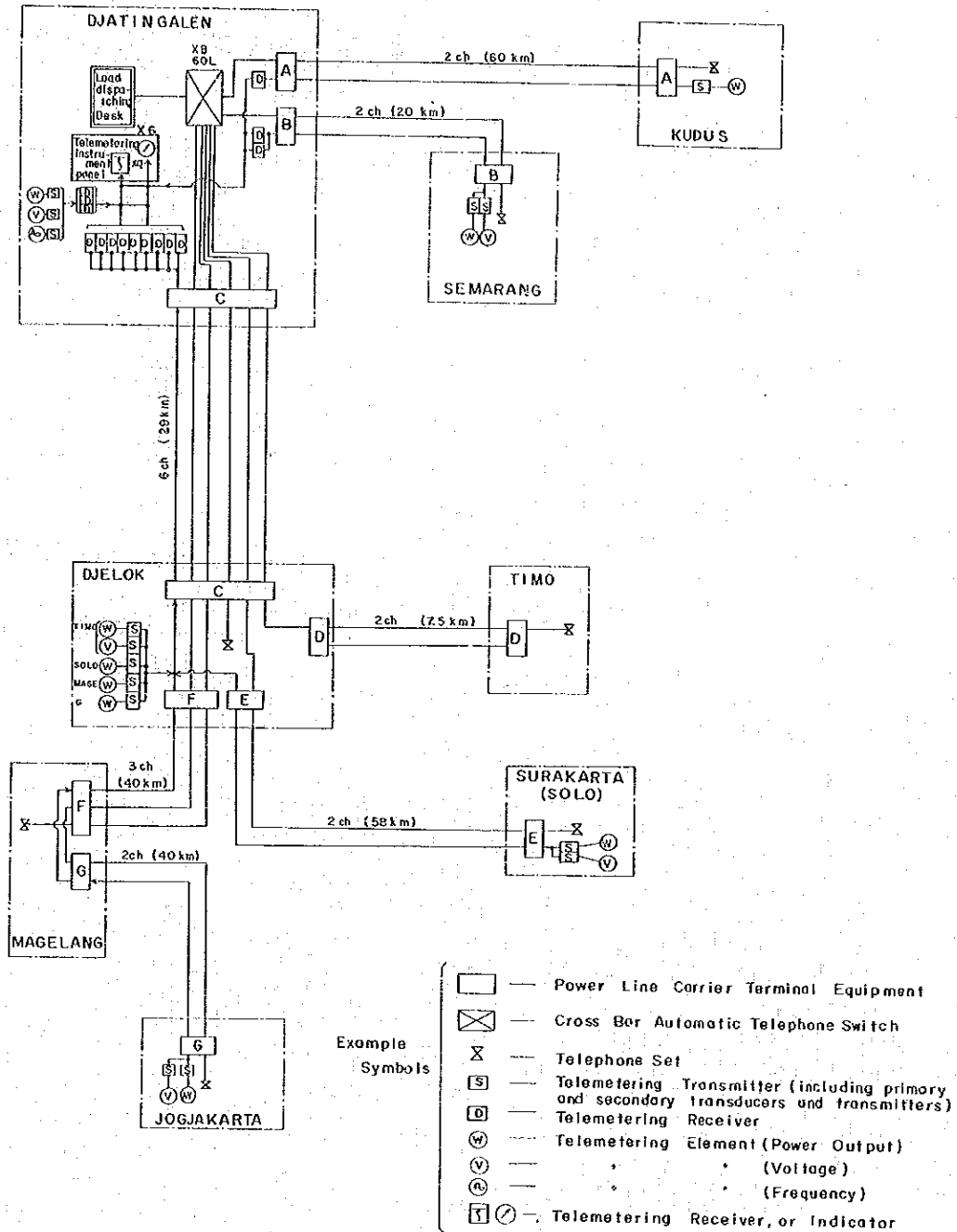
KETENGER, SYSTEM (Fig. 3)



Systematic Diagram for Power Line  
Carrier Telephone Coupling (Fig 4) KEIENGER SYSTEM



TUNTANG SYSTEM (Fig 5)



Systematic Diagram for Power Line  
Carrier Telephone Coupling (Fig 6)

JUNTIANG SYSTEM

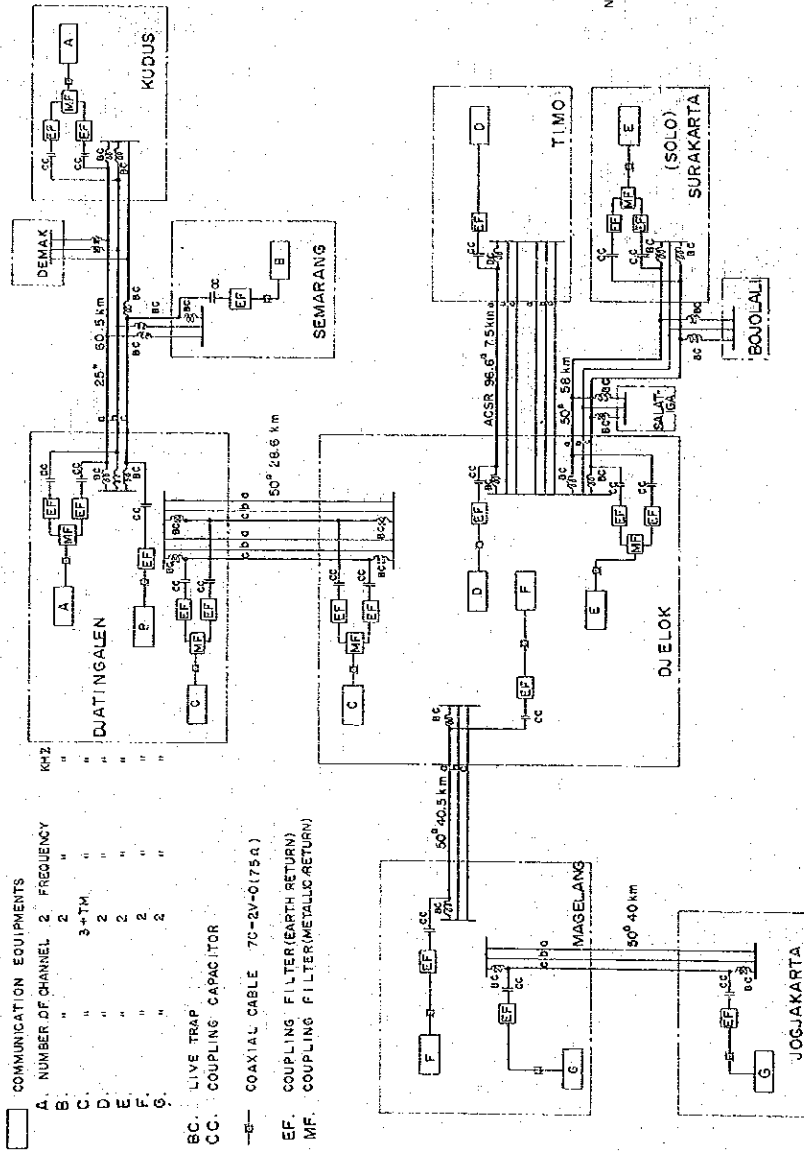


Table of Specifications for Equipment KETENGER SYSTEM No.1 (Fig 7)

Ports or Stations To Be Installed	Name of Transmission Lines	Phase	Line Trap			Coupling Capacitor	Birth Return Coupling Filter (EF)	Metallic return Coupling Filter (MF)	Storage Battery	Battery Charger	Load discharging desk	System Panel
			Frequency (KHz)	Inductance (μH)	Rated Current (A)							
PEMALANG	PEKALONGAN Transmission Line	a	450-220	300	300	6	Class of insulation: No. 30 Capacitance: 0.002 μF Frequency: 10 v 450 KHz Current Capacity: 2 Amp Line trap Mounting, Angle Frame Type	500 A., 75 A. 90-450 KHz Installed Under the Coupling Capacitor	Clad Type, Styro Battery Jar, W/Frame	Inlet: 200V 3 φ Self Support Type Noise Output: less than 2mV Automatic Equalized Charge System		
		b	270-165	300	300	6			24V 130AH	37V 20A		
PEKALONGAN	TEGAL Transmission Line	a	120-95	300	300	6						
		b	450-220	300	300	6						
KETENGER	KETENGER Transmission Line	a	120-95	300	300	6						
		b	270-165	300	300	6						
PURWOKERTO	PURWOKERTO Transmission Line	a	450-220	300	300	6						
		b	270-165	300	300	6						
GAMBARSARI	GAMBARSARI Transmission Line	a	450-220	300	300	6						
		b	270-165	300	300	6						
TULATJAP	TULATJAP Transmission Line	a	145-110	300	300	6						
		b	270-165	300	300	6						
PASANGG-RAHAN Branch	PASANGG-RAHAN Branch	a	145-110	300	300	6						
		b	270-165	300	300	6						
MAQS Branch	MAQS Branch	a	145-110	300	300	6						
		b	270-165	300	300	6						
Total			16	14	14	2	3 sets	3 sets	3 sets	3 sets	1	

Table of Specifications for Equipment KETENGER SYSTEM No.2 (Fig 8)

Station or Plant to be Installed	Carrier Terminal Equipment		Telemetering Equipment							Automatic Telephone Switch			
	SSS System Carrier Input Level: 10dBm/CH at 0.8KHz Cross talk Attenuation: 50 dB or more. Carrier Side Impedance: 75 ohms. Voice Side Impedance: 600 ohms. Line Loss: 42 dB (in ex) 25 dB (nominal). Automatic Gain Control: Compression Ratio 20% and power supply fluctuation $\pm 10\%$ and power supply fluctuation $\pm 5\%$ or more of 0.8 KHz. Carrier Frequency Stability: With 0.01% Distortion: 30dB or more of 0.8 KHz. Telephone Bandwidth: 300 to 2,300 Hz. TM Bandwidth: 300 to 2,700 Hz.	2 CH Type (31dB/CH) Working Frequency (KHz)	3+1 CH Type (31dB/CH) Working Frequency (KHz)	6 CH Type (25dB/CH) Working Frequency (KHz)	Thermal Converter	Voltage / Frequency Transducer	Frequency Transmission Conversion	Transmitter Amplifier	Detector Amplifier		Recorder	Indicator	
PEMALANG	H	260 ~ 286	220 ~ 250	2	1	2	2	2	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Chart Width :150mm Pen Type	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail.
	J	104 ~ 120	220 ~ 250	2	1	2	2	2	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	50 bauds; FS Type Input Level: +10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Chart Width :150mm Pen Type	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	
PEKALONGAN	H	260 ~ 286	220 ~ 250	2	1	2	2	2	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail.
	J	104 ~ 120	220 ~ 250	2	1	2	2	2	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	50 bauds; FS Type Input Level: +10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Chart Width :150mm Pen Type	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	
KETENGER	J	250 ~ 280	220 ~ 250	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail.
	K	294 ~ 320	294 ~ 320	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	
RURWOKERTO	L	254 ~ 280	294 ~ 320	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail.
	M	114 ~ 130	114 ~ 130	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	
GAMBARSARI	L	254 ~ 280	294 ~ 320	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail.
	M	114 ~ 130	114 ~ 130	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	
TJILATJAP	L	254 ~ 280	294 ~ 320	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail.
	M	114 ~ 130	114 ~ 130	4	2	4	4	4	50 bauds; FS Type Output Level: +10dBm	50 bauds; FS Type Input Level: 5dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm	Input Frequency :20 to 30Hz Input Level :+10dBm Electronic Type	
Total		4 systems, 8 sets	2 systems, 4 sets	8	4	8	8	8	8	8	4	4	



Table of Specifications for Equipment, TUNTANG System No.1 (Fig 9)

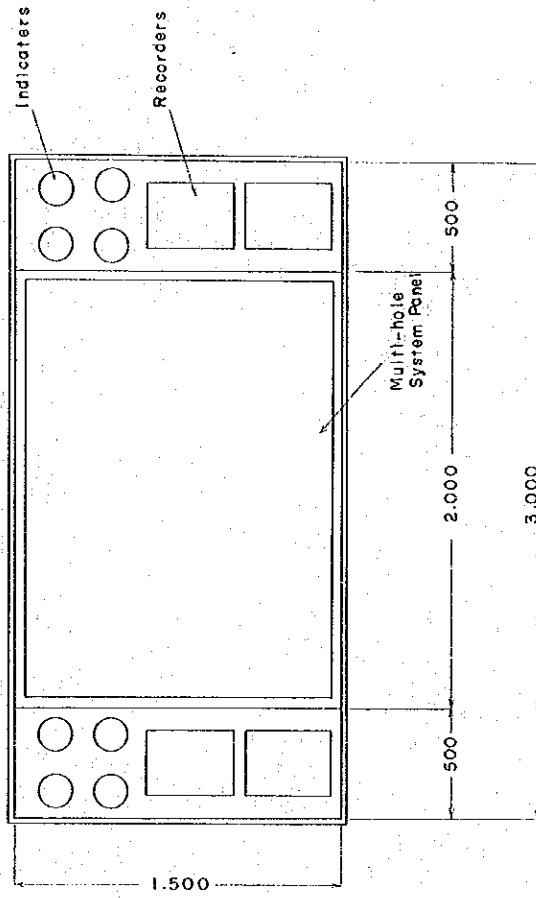
Plants or Stations To Be Installed	Name of Transmission Lines	Phase	Line Trap			Coupling Capacitor	Earth Return Coupling Filter (EF)	Metallic return Coupling Filter (MF)	Storage Battery	Battery Charger	Load dispatching desk	System Panel
			Frequency (KHz)	Inductance (μH)	Rated Current (A)							
DJATINGALEN	KUDUS Transmission Line	a	120-95	300	300	6	500Ω, 75Ω, 90-450 KHz installed. Under the Out-of-door Type	○	24V · 210AH	Input: 200V, 3φ Self Support Type Noise Output: less than Automatic Equalized Charge System Rated Output Voltage (V) and Current (A)	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		b	✓	✓	✓	✓	○	37V · 40A				
		c	450-220	✓	✓	✓	✓	○	60V · 150AH	90V · 20A		
SEMARANG Branch	DUELOK Transmission Line	1c	270-165	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		2c	✓	✓	✓	✓	○	○	60V · 150AH	90V · 20A		
		a	120-95	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
KUDUS	KUDUS Transmission Line	b	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	450-220	✓	✓	✓	✓	○	60V · 150AH	90V · 20A		
		a	120-95	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
KUDUS	KUDUS Transmission Line	b	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	450-220	✓	✓	✓	✓	○	60V · 150AH	90V · 20A		
		a	120-95	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
DUELOK	DUELOK Transmission Line	1c	270-165	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		2c	✓	✓	✓	✓	○	○	60V · 150AH	90V · 20A		
		1a	450-220	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
DUELOK	TIMO Transmission Line	1a	450-220	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
DUELOK	SURAKARTA Transmission Line	a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		a	270-165	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
DUELOK	MAGELANG Transmission Line	1a	450-220	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
SALATIGA Branch	SURAKARTA Transmission Line	a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		a	270-165	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
BOJOLALI Branch	SURAKARTA Transmission Line	a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		a	270-165	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
SURAKARTA (SOLD)	SURAKARTA Transmission Line	a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		a	270-165	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
MAGELANG	JOGJAKARTA Transmission Line	a	270-165	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	120-95	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
JOGJAKARTA	JOGJAKARTA Transmission Line	a	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A	One Position Desk Type Capacity: 20 Lines (10 Automatic Line and 10 OB Lines) Power Source: DC 60V	Multi-hole System Panel With Telemeter Instrument Panels (Two Sides) Dimensions: 4,000 x 1,500mm
		c	✓	✓	✓	✓	○	○	24V · 210AH	37V · 40A		
		a	270-165	✓	✓	✓	✓	○	24V · 210AH	37V · 40A		
Total				29		20	20	5	3 sets	3 sets	1	

Table of Specifications for Equipment, TUNTANG System No. 2 (Fig 10)

Station or Plant to be installed	Carrier Terminal Equipment		Telemetry Equipment						Automatic Telephone Switch	
	Power Line Carrier System	SSB System	Thermal Converter	Voltage/Frequency Transducer	Frequency Transmission Converter	Transmitter	Pedetector Amplifier	Recorder		Indicator
		SSB System Carrier Input Level: 10dBm/CH at 0.8KHz, Crosstalk Attenuation: 50 dB or more. Carrier Side Impedance: 75 ohms. Voice Side Impedance: 600 ohms. Line Loss: 42 dB (max). 29dB (nominal). Automatic Gain Control: Compression Ratio 20% against line loss variation ±10% and power supply fluctuation ±5% Carrier Frequency Stability: With 0.01% distortion: 30dB or more at 0.8 KHz. Telephone Bandwidth: 300 to 2.300KHz. TM Bandwidth: 300 to 2.700KHz.	Input: AC110V/5A Output: DC 0 to 30mV 2 Power Meter Method	Input: AC 0 to 110V Output: DC 0 to 110mV	Output Level: ±10 dBm Impedance: 600 ohms	50 bauds FS Type Input Level: ±10 dBm 5 dBm	50 bauds FS Type Output Level: ±10 dBm	Input Frequency: 20 to 50Hz Input Level: +10dBm Chart Width: 150 mm Pen. Type	20 to 50Hz Input Level: +10dBm Electronic Type	Refer to attached specifications for detail
		Carrier Frequency Stability: With 0.01% distortion: 30dB or more at 0.8 KHz. Telephone Bandwidth: 300 to 2.300KHz. TM Bandwidth: 300 to 2.700KHz.	2CH Type (31dB/CH) Working Frequency (KHz)	3-1CH Type (31dB/CH) Working Frequency (KHz)	6CH Type (29dB/CH) Working Frequency (KHz)					
	A	104 ~ 120								
	B	294 ~ 320			220 ~ 270					
	C									
	A	104 ~ 120								
	B	294 ~ 320								
	C				220 ~ 270					
	D	334 ~ 360								
	E	294 ~ 320								
	F		170 ~ 220							
	D	334 ~ 360								
	E	294 ~ 320								
	F		170 ~ 220							
	G	104 ~ 120								
	H	104 ~ 120								
	Total	5 systems, 10 sets	1 systems, 2 sets	1 systems, 2 sets						

Sketch of Load Dispatching Officers System Panel (with TM panel) (Fig. 11)

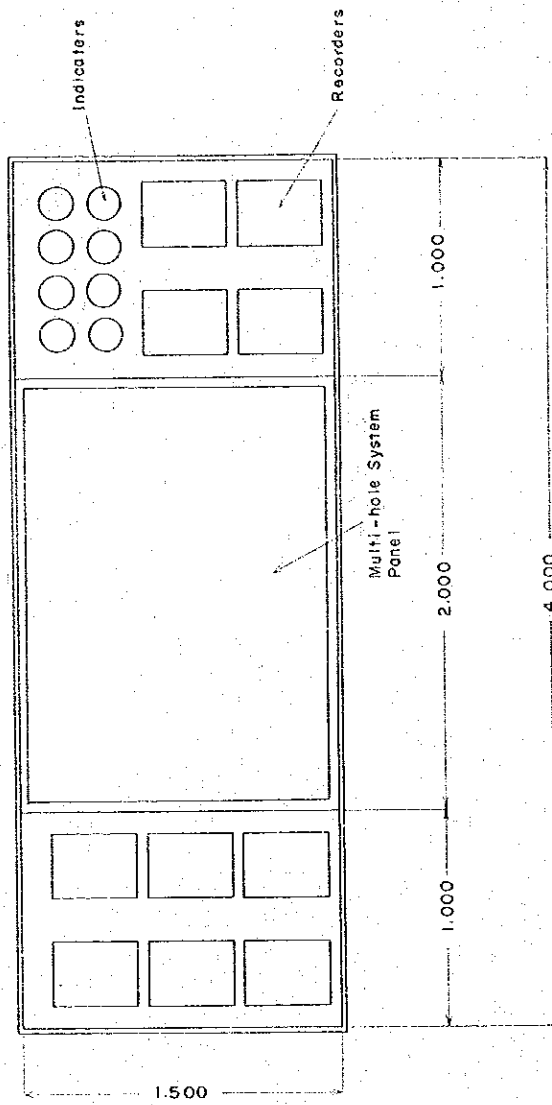
KTENGER SYSTEM



(Fig. 12)

Sketch of Load Dispatching Officer's System Panel (with TM panel)

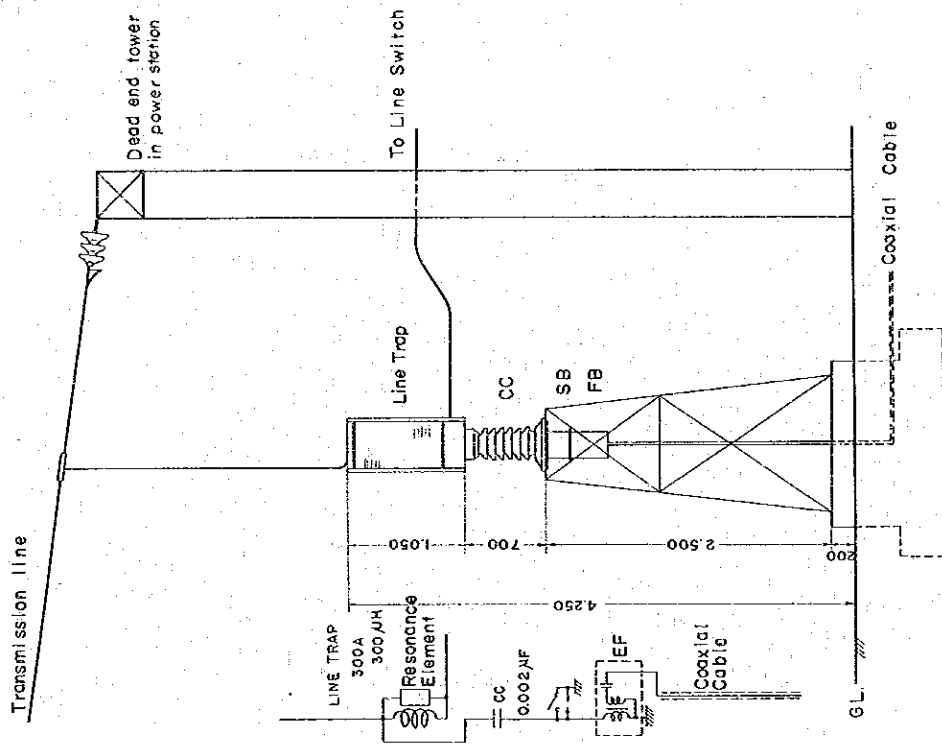
TUNTANG SYSTEM



(Fig 13)

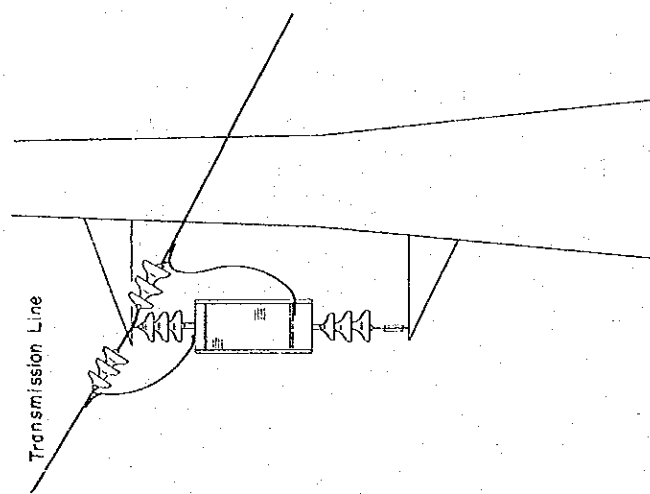
Installation of Line Trap and CC

(To be installed in plants or stations)



Installation of Line Trap on Tower

(To be installed at branching point)





MEMORANDUM

ON THE INVESTMENT PROGRAM FOR FISCAL YEARS  
1969-1970 and 1970-1971 in Exploitasi II and XIV

June 16, 1969

Japanese Study Team  
of National Power  
in Indonesia.

1. In Expl. II & XIV, due to the shortage of power, the load increase has been suppressed for several years especially in the main cities, and the scheduled service interruptions are still continued in Padang.
2. Therefore, the priority of investment should be given to the expansion of generating facilities.

It is recommended that the addition of diesel unit for Padang should be advanced from original 1970 to 1969, whereas small diesel units to small cities can be postponed if the available fund is not enough.

Other power plant projects in The Five Year Development Plan, especially the construction of a steam power plant in Palembang needs to be positively carried out as programmed.

3. The investment in distribution facilities should be considered gradually in pace with the expansion of generating facilities, as the condition of generation is far worse than that of distribution.

For the fiscal years 1969 and 1970, the investment should be limited to the areas where generating capabilities will be increased.

4. As a basis for the programming of the rehabilitation and the expansion of distribution facilities as well as for the planning of power sources in the future, it is very important to estimate the demand by analyzing the financial capabilities of waiting consumers and studying the possibilities of the expansion of industries.

Also, it is essential to know the actual condition of consumers and generation/distribution facilities which do not belong to PLN.

5. According to the master plan of transmission and distribution for Palembang in connection with the new steam power plant, distribution voltage is going to be changed to 12 KV from present 6KV.

However, it is questionable to change the voltage in view of the load density and the possibility of installing overhead high tension lines.

As for the transmission, the original plan should be pushed forward.

6. It is commendable that the overhead high voltage lines have been largely adopted in Expl. II & XIV.
7. Bt. Agam Project is originally planned in anticipation of the development of local industries in the Bukittinggi area, but it will take years for this development. In order to avoid the low utilization of plant capacity for some years, the reduction in capacity or the transmission of surplus power to Padang by a long distance line can be considered. But both measures will raise the energy cost (even though this energy cost will be still cheaper than that of diesel or steam plant.)

On the other hand, this province has many lakes and rivers, and it is expected that the various types and scales of hydro sites can be found.

Therefore, as to Bt. Agam Project, more efforts should be made in increasing the economic value of the project along with effective transmission planning, and it is more desirable to carry out a comparative study with other possible sites.



PHASING FOR FORMULATION OF FIRST LONG-TERM PLAN

Months		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Organization and Staffing												
1.	Establishment of the Planning Organization	[Bar from month 1 to 2]										
2.	Decision on Staffing	[Bar from month 1 to 4]										
3.	Assistance of Advisors	[Bar from month 4 to 18]										
4.	Committee	[Bar from month 6 to 18]										
5.	Staffs dispatched from Exploitasi offices	[Bar from month 6 to 16]										
Works												
1.	Data collection and Analysis	[Bar from month 4 to 18]										
2.	Study of the Basic Design of System	[Bar from month 6 to 18]										
3.	Formulation of the Plan	[Bar from month 12 to 22]										
Equipments												
[Bar from month 2 to 4]												

- Note: (1) First of all, the planning organization is established.  
 (2) Major staffing works are completed before advisors arrive.  
 (3) Preparations for data collection are started soon.



## 需 要 想 定 の 方 法

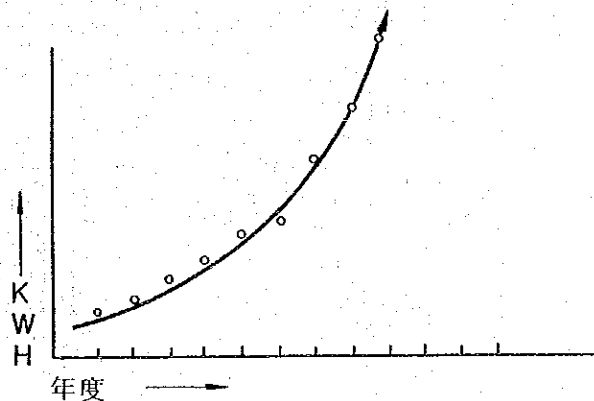
需要想定の方法は、これだけでよいという一つの方法はありえない。いくつかの方法で相互にチェックあうことを考えなければならない。これらは、基本的には、次のように3つに分類することができる。

- |                  |   |          |
|------------------|---|----------|
| 1. トレンドによる方法     | } | マクロ的想定方法 |
| 2. 積上げによる方法      |   | ミクロ的想定方法 |
| 3. クロスセクションによる方法 |   |          |

## 1. トレンドによる方法

## (1) 過去の実績の単純な延長

過去の実績の傾向を延長する方法で、最も基礎的なものである。延長する方法としては、<sup>(註1)</sup>移動平均法等差で伸ばす法、等比で伸ばす法、<sup>(註2)</sup>最少自乗法で曲線の当て嵌めを行なうなどいろいろある。グラフで示すと次のとおりである。



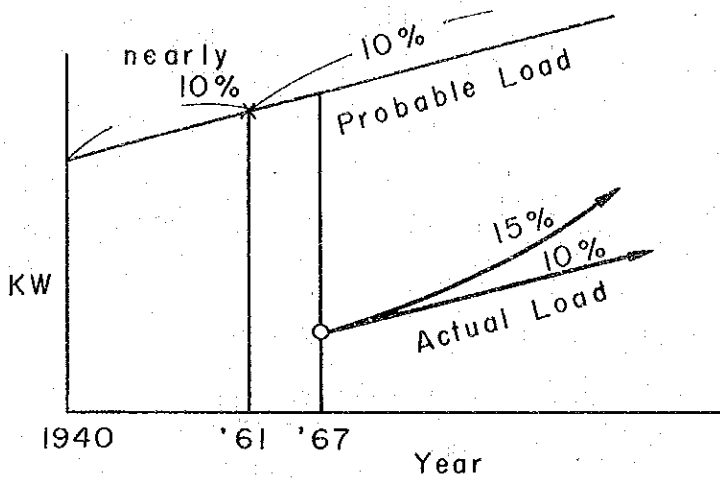
ただし、トレンドによる方法は、過去の実績（用途別のkWhなど）が何年分か、あるいは何ヶ月分か十分整理されていなければ用いることができない。また、この方法を用いることのできるのは、過去の経済的条件とか供給条件など需要動向の背景となる条件などに大きな変化がないと思われる場合に限られる。

(註1) 移動平均法最少自乗法については、統計学の教科書を参照されたい。

(2) 最少自乗法による曲線は、一次式( $y=ax+b$ )、二次式( $y=ax^2+bx+c$ )、対数式( $\log y=a\log x+b$ )、ゴンペルツ曲線などと必要に応じて活用されるが、簡便計算法として次のような様式の計算表を用意しておくといよい。



## ① French Green Book Method



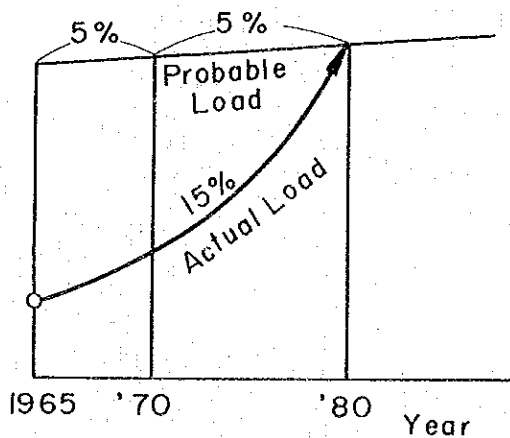
(factors considered)

a. Population (Number of Household)

b. Ability of Payment

c. ECAFE's Increasing Ratio of Actual Load

## ② The Method used by Exploitasi



a. Population (Number of Household)

b. Waiting Consumer

c. Target of Saturation factor 100%

### 2. 積上げ想定

#### (1) 需要動向要因別想定方法

将来需要構造の変化が予想される場合、用途別とか産業別とか考えられる要素別に即してそれぞれ動向を想定する必要がある。

統計データが、いまだ整備されていない場合、あるいは将来のMinimum 需要を想定する場合次のような方法によることも考えられる。すなわち、需要増加率を幾つかの構成にわけ、基本的には、経済成長率に比例する分とそれを上回る分との2つに分ける。

a. 経済成長に比例する電力需要増加

先進国・発展途上国を問わず、経済成長率と電力需要増加率の間には密接な関係がある。とくに発展途上国のインドネシアの場合、経済成長率は一般の支払能力の増加を意味する。

一般電灯については所得が上昇した場合、つぎの2つの面で電気の使用量は増えると考えてよい。①すでに電灯を使用している家庭は所得が増えれば、少くともその増えただけは機器をふやすなどして使用量をふやす、②今迄は支払能力のなかった家庭が支払い得るようになるという意味で需要家数がふえるが、その場合人口増程度は少くともふえると考える。(人口増程度普及が広まらなければ、国として普及率面で退歩することになる)

経済成長率は人口増加率と1人当り所得の増加率の和であるが、上記の面から将来の電力需要は、少なくとも人口増加と1人当り所得の伸び程度は増加するであろうと考えてよい。開発5カ年計画の目標達成率5%は、この意味でのbasicな需要増加分と想定される。

b. 経済成長を上回る電力需要増加分すなわち電化普及

いかなる国の例をみても、経済成長率よりも電力需要増加率の方が必ず上回っている。すなわち電力弾性値 $\left(\frac{\text{需要増加率}}{\text{経済成長率}}\right)$ は必ず1以上である。

電力需要増加率が経済成長率を上回る分の主なものは、使用機器の変化、産業構造の変化などがあるが、当面のインドネシアの場合、PLNの供給力の拡充にともなう電化普及と称すべきものが大きい。

すなわち、配電地区の拡充に相応して、未点灯世帯に普及していく分が主なものである。

具体的には、将来の世帯分化も考慮したうえで、現在人口を前提にした長期的電化普及率の予想にもとづいて、次のごとく算定することができる。

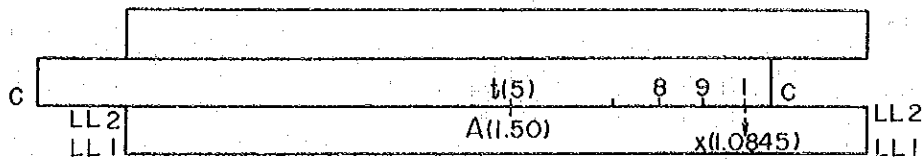
$$(a) \quad \frac{\left(\frac{1968\text{年人口}}{\text{将来世帯構成人員}}\right) \times \text{電化普及率予想}}{1968\text{年末電灯契約軒数}(S+R)}$$

(b) 以上により求められる増加倍率を復利平均増加率として算出する。

現在都市部10人、地方20人の世帯構成を、2000年において平均5人とし、その時の電化普及率を25%とすると、上記計算により、電化普及にもとづく需要増加率は、3%となり、これまで含めた電力弾性値は $1.6 \left( = \frac{(5+3)\%}{5\%} \right)$ となる。

(1) このような考え方の場合、将来人口の増加による分は、a項経済成長に比例する需要増加として算定されていることになる。

(2) 計算尺による復利増加率の簡単な出し方について  
期間(l)、期間の倍率(A)、平均倍率(x)の関係は、 $x = A^{\frac{1}{l}}$ で示されるが、これを計算尺で見わすと次のとおりである。



上の例では、AをLL尺上(1.50倍の場合はLL2尺)に求め、次にC尺上の $t$ (例えば5年)をカーソルを用いて合せると、 $x$ はC尺(1)の下(この場合はLL1尺上の10845……年率8.45%)に求めることができる。

一般に $t$ が1位の数(1~10)であれば、 $x$ は、

- (i) 滑尺が右へ引出されていれば、Aの属するLL尺と同じ版のLL尺(例えばLL2尺)上に
- (ii) 滑尺が左へ引出されていれば、Aの属するLL尺より1つ少ない版のLL尺(上図ではLL1尺)上に

求めることができる。

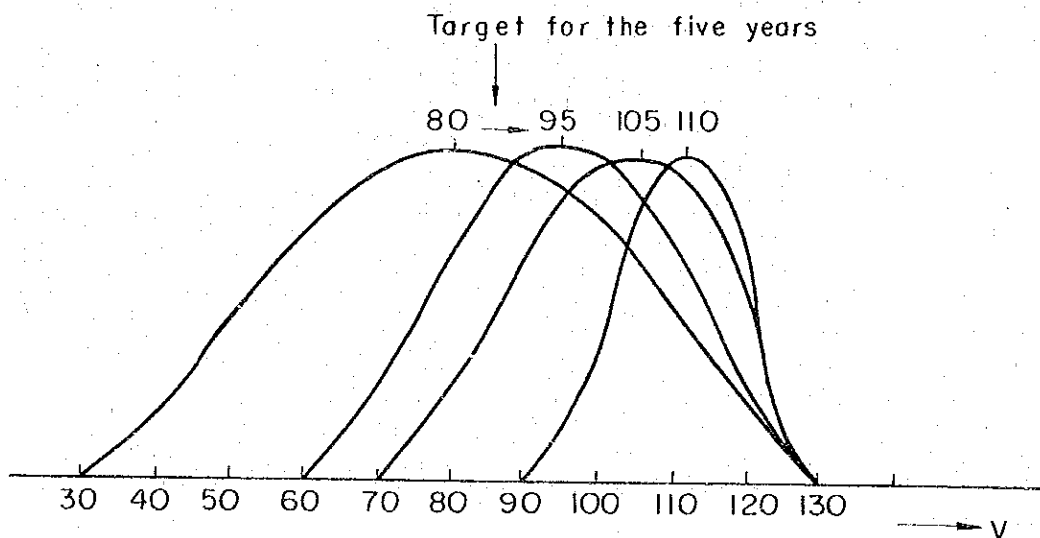
また、 $t$ が2位の数(10~100)であれば、 $x$ は上記の場合よりそれぞれ版の1つ少ないLL尺上に求めることができる。

#### c 電圧改善による需要増加

現在のインドネシア電力事業の発展段階において、とくに電圧改善による需要増加は大きい。

これについては、下表のごとく現在の電圧水準とその分布および5ヶ年後の改善目標などから、当面の電圧改善による増加率を算定することができる。

#### Present condition & target of voltage improvement



Load increase caused by voltage improvement

Categories	Weight	Content	Present voltage	After improvement	Up ratio	elasticity to load increase	load increasing ratio	Average increasing ratio of 5 years
S	35	All light	75(70~80)	90	20%	1.0	20%	(3.7%)
R	20	Flourescent light & motor	75(70~80)	90	20	0.8	16	(3.0)
K	10	# & heater	80(75~85)	95	19	0.7	13	(2.5)
U	15	" "	90(85~95)	100	11	0.6	7	(1.4)
P	20	" @	90(85~95)	100	11	0.6	7	(1.4)
total			80	95				(2.6)

上記計算例のうち、現在の電圧水準、電圧改善率に対する需要増加弾力性係数などは、多分に feeling にもとづくものであるから、地域ごとの実態調査結果により見なおしていく必要がある。

d. 供給力と需要の balance

地域により電源不足のある場合、需要増加は短期的には、それによって頭打ちとみなければならぬ。

参考までに以上の a, b, c, d 4 つの factor について整理して示せば次のとおりである。

	需要増加率	合計増加率	経済成長率に対する弾性値
○ 経済成長	5%	5	1.00
○ 電化	3	8	1.60
○ 供給力条件の改善			
┌ 電圧改善	2.6	10.6	2.12
└ 電源不足	△0.1	10.5	2.10

先進諸国の電力弾性値が、平均1.5程度であるのに比較して、かなり高いのは、とくに供給力条件という factor によるものであることがわかる。ちなみに、自家発電を含めると過去の実績弾性値はさらに上回っている。



### 3. クロスセクションによる方法

Time Series の実績統計の不備を補う工夫として、他の国々のデータを参考としてインドネシアの将来動向を想定することができる。

#### (1) 開発5ヶ年計画をもとにしての想定方法

他の国の経済成長と電力需要増加率を参考とする場合、variable point として次の2点が考えられる。

(a) 投資水準が経済成長率を変化させ、ひいては電力需要増加率に及ぼす影響のいかん。

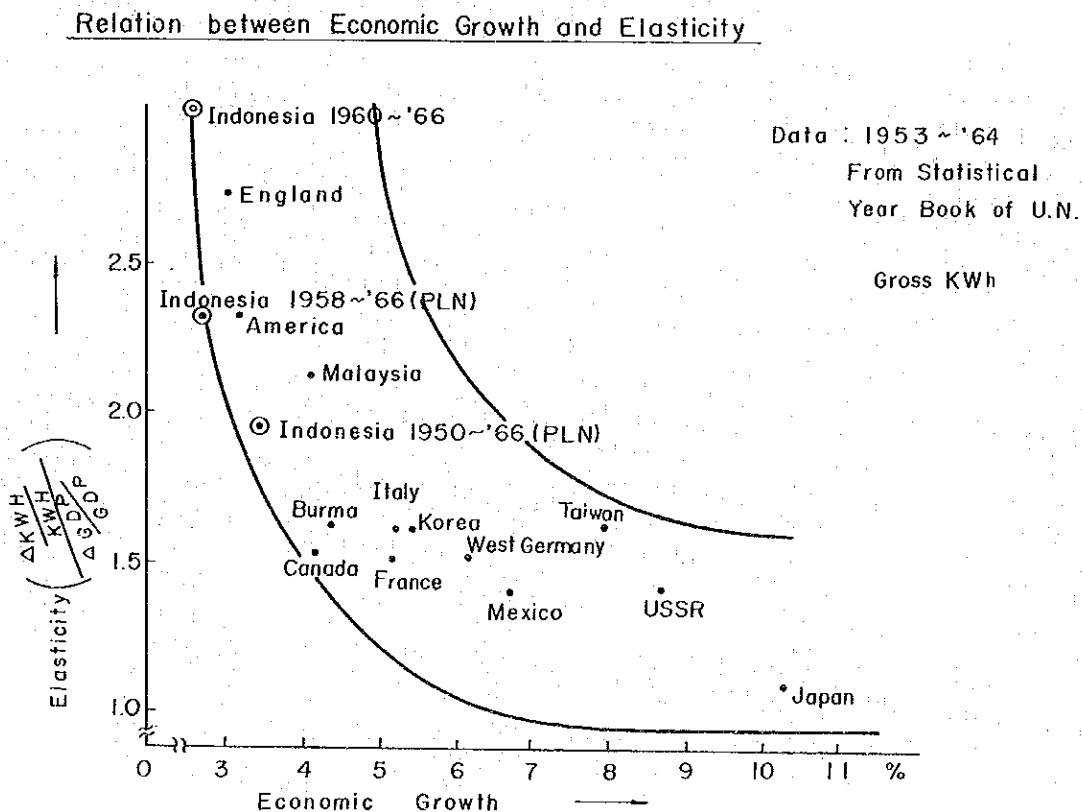
(経済成長率の問題)

(b) 一定の経済成長率を達成する中で、産業構造のいかん、さらには自家発のウエイトのいかん(電力弾性値と自家発の問題)

すなわち、開発5ヶ年計画に即して上記の2点を検討すれば次のとおりである。

#### a. 投資水準と経済成長率

下表は、エカフエを中心とした各国の投資比率( $\frac{\text{投資}}{\text{国民総生産}}$ )と経済成長率の関連をしめしたものである。



データ出所

長期的に経済成長を左右する最も大きなファクターは、設備投資であるが、インドネシアのこれまでの低成長率はすべて投資水準の低さにもとづいていたことがわかる。

一般に出資比率と経済成長率の間には、投資効率をあらわす産出係数（前年の投資と翌年の国民総生産増加分との比率  $\frac{\Delta Y}{I}$ ）を媒介として、次のような関係がある。

経済成長率 = 投資比率 × 産出係数

$$\frac{\Delta Y}{Y} = \frac{I}{Y} \cdot \frac{\Delta Y}{I}$$

5ヶ年計画の基本的関係を大づかみにみれば、

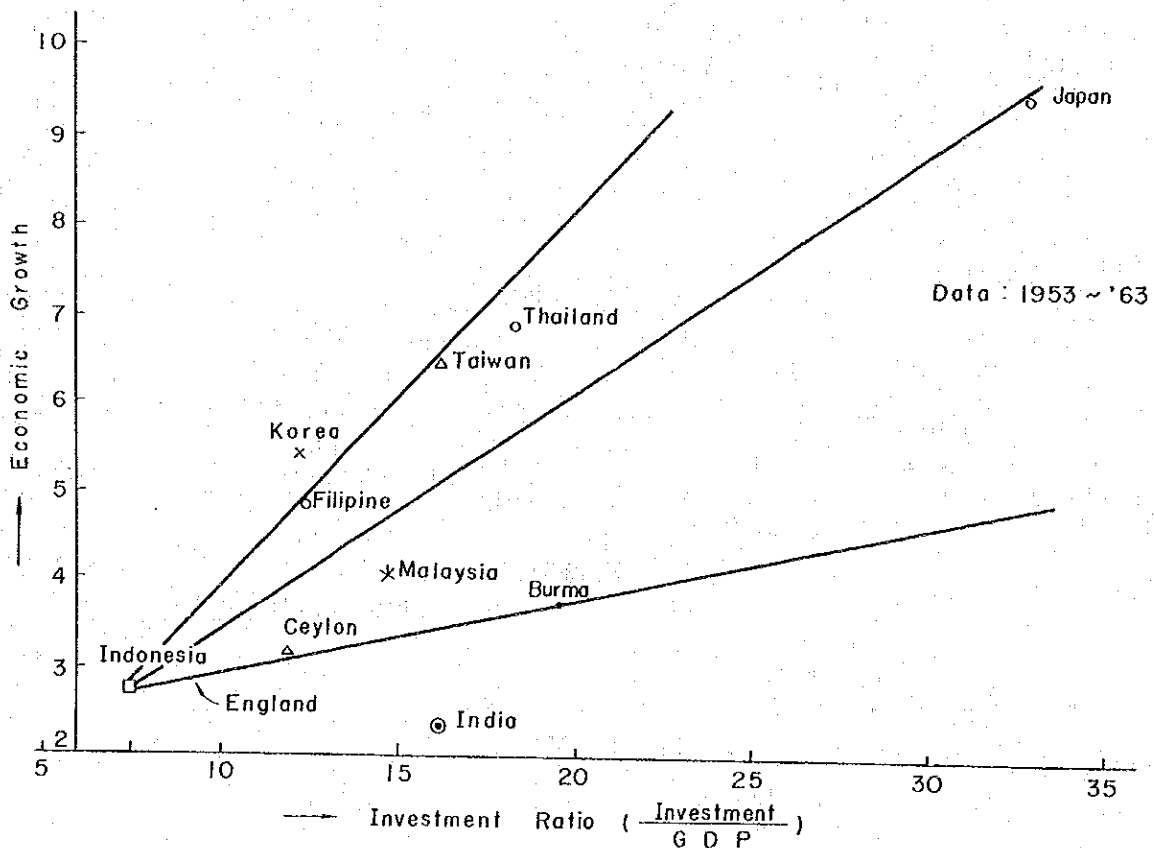
$$5\% = 9\% \times 0.55$$

（1958～1966 平均2.5% = 7.3 × 0.34）

すなわち、5ヶ年計画は、5%の経済成長を約9%の投資比率（延べ投資額14,200億ルピア）で実現しようとしているものであると理解できる。

この投資のうち約80%を外国援助と直接投資に期待している。

- b. また、下表はエカッフェを中心とした各国の経済成長率と電力需要増加率の関連を弾性値  $\left( \frac{\text{電力需要増加率}}{\text{経済成長率}} \right)$  としてあらわしたものである。



一般に経済成長が高まれば電力弾性値は、低下する傾向がある。これは経済発展の段階にともない、産業構造、需要構造が変化するためである。

経済成長5%に対応する電力弾性値は、ほぼ2前後とみられる。とすれば電力需要増加率は、約10%前後( $5 \times 2 = 10$ )とみるのが妥当なところである。

c. ところで、インドネシアにおいて15%とか20%という高い電力需要増加率が期待できるとすれば、以上の諸元に即し次のような場合である。

(a) 外国資本が計画以上に導入され、相当高い投資比率とそれによる経済成長が実現する場合、ECAFE諸国の中、15%近い電力需要増加率の国はタイ、セイロン、台湾のように15~20%近い投資比率により工業化が進められている段階の国が多い。

(b) 5%程度の成長率で、電力弾性値が2.5~3程度となる場合、すなわち産業構造が電力多消費化の傾向を強める場合である。国内資源活用の政策いかんでインドネシアにおいても十分考えられる。

d. 以上は、自家発電を含む総需要の想定であるから、PLNの需要を想定するには、自家発電を想定することが必要である。

これは、今後の経営目標として政策的判断を必要とするものである。現在の自家発電工場を、すべてこの対象と考えるというのではなく、PLNとして自主的に系統整備、経済性の観点から独自の想定を行なう。

このためには、個別的な自家発電への供給計画だけでなく長期計画として、マイロ的な自家発電比率を指標とすることも考えるとよい。

## (2) 産業別の設備投資額とそれにもとづく平均契約kVAとの関係よりの想定方法

産業構造、需要構造の変化が著しい時には、産業別の検討が不可欠である。

とくに社会主義国インドネシアとして、産業別投資額が計画的に実現できるなら、次のような想定方法が有効である。

開発5ヶ年計画の産業別投資額に産業別投資1単位当り契約電力を乗じて、完成時の産業用電力需要を概算することができる。

産業別投資1単位当り契約電力は、日本の例をとり土地代などを修正して作成した。

計算の結果は次表のとおりである。

5ヶ年計画の産業別投資額と最終電力需要

産 業 別		投 資 額	投資額100万 RP当り契約kW	契約電力	Peak Load kWh Sold	備 考
農 業	精米工場関係	-	-	MW 27.5	11.0MW (0.26億kWh)	1工場250kW 110工場
鉱 業	石油,天然ガス採掘 輸送,加工等	億ルピア 1,300	kW 0.3	39.0	15.6 (0.37)	
工 業	肥 料	540	1.6	86.4	34.6 (0.81)	日本の工場例から, 土地代を実情を考慮し1/10とし, 100万円当り契約kWを用いた。
	セメント	186	2.6	48.4	19.4 (0.45)	
	化学,繊維,紙等	1,289	0.5	64.5	25.8 (0.61)	
	軽工業,手工業他	250	0.3	7.5	3.0 (0.07)	
	金属加工,機械	235	0.8	18.8	7.5 (0.18)	
	小 計	2,500		225.6	90.3 (2.12)	
港 湾				4.7	1.9 (0.05)	拡張計画 5,250kVAをとる
計		3,800		296.8	118.8 (2.80)	

(1) Peak Load および kWh Sold は投資から本格稼働まで1年のズレを考慮した。

(2) 契約電力に対する Peak Load の不等率は0.5とした(支店の例から)。

(3) 契約電力に対する kWh Sold は, 年負荷13.4%(実績12.4%)とした。

(4) 投資1単位当り契約電力は, 日本の各産業について代表的工場を夫々幾つか選び, 有価証券報告書から固定資産額を求め, 自家発出力と電力会社との契約電力の和から算出した。

(3) 詳細な実績統計の整備にともない用いることのできる積上げ想定方法

a. Industry の主要製品生産量と単位当り電力消費量からの想定方法

生産計画にもとづく製品生産量(例えばton数)に単位当りkWhを乗じて求める。

製品単位当り kWh の例

	1968年度実績 kWh			1968年度実績 kWh
アンモニア(ガス法)	1,736(t当り)	鉄	鉄	15(t当り)
苛性ソーダ(電解法)	3,617(t当り)		転炉鋼塊	13(t当り)
石油精製	12(t当り)	鋼	圧延鋼材	186(t当り)
セメント	116(t当り)		アルミニウム	16634(t当り)

b. 生産指数との相関から求める想定方法

鉱工業あるいは製造業における生産指数が、国民総生産などから求められる場合は、この生産指数と電力需要との相関計算から求める想定方法である。

c. 需要数・原単位による想定方法

この他、各用途別（S・R・H等）の需要数（軒数kW）単位当り kWh ごとの長期的なトレンド計算を行ない、その結果の需要数×原単位から想定する。

なお、電灯については、1軒当り kWh を主要機器別の普及台数×使用時間により想定することがある。



## 稼 動 率 に つ い て

(1) 稼働率は次により表わされる。

$$\text{稼働率} = \frac{\text{その設備にかかる負荷}}{\text{設備定格容量}}$$

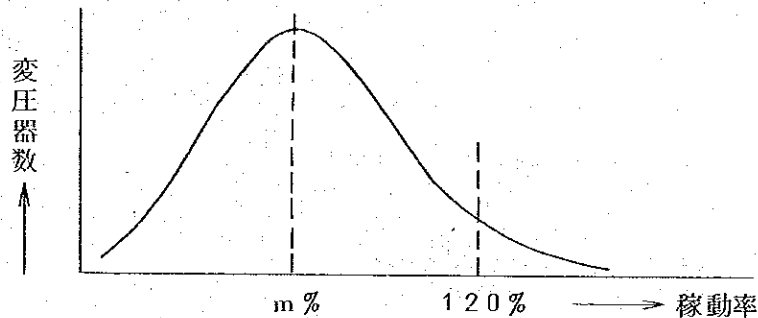
(2) 配電用変圧器稼働率の検討例

a 配電用変圧器では、事故があれば供給支障は止むを得ないと考えるのが普通である。

最大負荷を定格の120%まで許容するとすれば

$$\text{各変圧器の適正稼働率} = 120\%$$

b しかし、実際には各変圧器がfull loadになることは望めず、ある地区の変圧器の稼働率は次のような1つの分布となる。



したがってこの地区の変圧器を総合した適正平均稼働率は、120%以上の稼働となる変圧器が一定数以下となるような稼働率である。

c いま、かりにある地区の変圧器について

現在の平均稼働率            98%

望ましい    "                    70%

とし、5ヶ年で望ましい稼働状態にもっていくものとするれば

	現 在	5 年 後
負 荷 (kVA)	P	P
稼 働 率	98%	70%
設 備 (kVA)	$P/0.98 = A$	$P/0.7 = B$
増 加 設 備	$B - A$	

(3) 配電用 Feeder の場合の例

a Feeder 事故時に、他の 3 feeder に全部の負荷切替をするものとするれば、各 feeder の容量が同じである場合

$$\text{各 feeder の適正稼働率} = 1 / (1 + 1/3) \text{ または } 3/4 = 75\%$$

さらに事故時は定格容量の120%まで許容するとすれば

$$=0.75 \times 1.2 = 90\%$$

b ある地区の feeder を総合して実際の状況を考える場合は、配電用変圧器の場合に準じて考えればよい。

(4) 変電所の場合の例

a 変電所では、変圧器1台事故時に他の変圧器と他変電所への切替で対応できるように考えるのが普通である。

いまかりに

(a) 事故時は、定格の120%まで過負荷を許容する。

(b) 他変電所への切替は、容量の15%までとする。

(c) 変圧器は3 $\phi$ とし、全部同一容量とする。

とすれば

変圧器の適正稼働率は

$$1 \text{ 変電所 } 2 \text{ バンク のとき } \frac{(2-1) \times 1.2 + 0.15}{2} = 67.5\%$$

$$1 \text{ 変電所 } 3 \text{ バンク のとき } \frac{(3-1) \times 1.2 + 0.15}{3} = 85\%$$

b ある地区で2バンク変電所2ヶ所、3バンク変電所1ヶ所の場合は

$$\text{適正稼働率} = \frac{2 \times 2 \times 0.675 + 3 \times 1 \times 0.85}{2 \times 2 + 3 \times 1} = 75\%$$

c 現実の稼働率の分布は配電用変圧器の場合と同じ。



## EXAMPLE OF CALCULATION OF REQUIRED NUMBER OF TRANSFORMERS FOR VOLTAGE IMPROVEMENT

### 1. APPROACH

- (1) Assuming that the structure of feeders for each transformer, the conductor size and the load distribution along a line are same for all feeders, the voltage drop in low voltage lines can be represented by the following index;

$$(\text{load per transformer}) \times (\text{length of feeder per transformer}) = K$$

- (2) When the desirable value of K is given and the measures such as the increase of transformers for achieving the desirable value of K are determined, the necessary number of transformers can be calculated.

### 2. AN EXAMPLE OF CALCULATION

In the following calculation, the values of K, the load and the number of transformers in 1968 are obtained from the actual data, and the target of K in 1973 is decided based on the comparison of the values of K for different cities which are supplied at the various levels of voltage conditions, and the load in 1973 is estimated. It is assumed that in order to achieve the target of K, the measure is taken to increase the number of transformers.

Table of Calculation

Year	1968	1973
K	5,300	Target 1,500
Load (KW) " (unit)	76.2 (1.0)	132 (1, 73)
K in case no measures are taken = $K_2$		$5.300 \times 1.73 = 9.200$
$K_2/K$		$9.200/1.500 = 6.1$
Number of transformer	737	$737 \times \sqrt{6.1} = 1.820$
Increase of transformers		1083

*Note: K in this table is expressed by the use of number of poles instead of length of feeders.*



## 経済性評価の方法

### 1. 経済性評価にあたって留意しなければならない事項

設備投資の経済性を評価するにあたっては、その設備投資に伴う効用と費用のすべてを計量することが必要であるが、現在の技術をもってしては、まだ計量化困難な要素が残ることは止むを得ない。

しかし、できるだけ計量化に努めることが大切であり、その上に立って最後に計量化困難な要素をも加味して判断することが必要である。

なお、厳密には現段階において計量化困難な要素であっても何らかの便宜的評価手法を開発することによって意志決定に便宜を与えることができることに注目する必要がある。

さらに諸案作成のところで述べたことであるが、電力事業の設備投資は、一つのプロジェクトが独立して計画されることは少なく、同時期における他のプロジェクトあるいは異なる時期における他のプロジェクトと密接に関連することが多いので、これら縦横の関連をも総合して経済性の評価を行なうことが肝要である。

### 2. 経済性評価の一般的方法（収益率法）

電力事業の投下設備は、長年にわたってその効用を発揮するとともに費用の発生を伴うものである。

したがって、その経済性を評価するためには、投下設備の耐用年数間におけるすべての効用とすべての費用との比較を行なうことが必要である。

$$\text{すなわち} \quad \text{投資収益率} = \frac{\text{効用} - \text{費用}}{\text{投資額}}$$

この比率の高いものが、より経済性を有していることはいうまでもない。

われわれは、これを投資収益率法と呼び、経済性評価の一般的方法である。

なお、この際時間の差異によって金の価値が異なることから、耐用年数間の効用および費用を同一の価値（equivalent）におき直し、比較可能な金額とすることが必要である。

（後述の現在価値係数、資本回収係数を参照のこと）

### 3. 経済性評価の簡便法（最小費用法）

電力事業の設備投資にあたっては、投資案が変わっても、その効用が同一であるという場合にたびたび見出すことができる。

例えばどの案を採用しても電気料金収入、サービスレベルとも同じというような場合である。しかも供給義務を負っているところから、設備投資をするか、しないかの目的選択ではなく、目的はすでに決定済であり、この目的達成のための手段として、どのプロジェクト案を選ぶかという場

合が多い。

このように、目的はすでに決定済みであり、しかも効用が同一であれば、費用のみの比較でその経済性を評価することができる。

すなわち、
$$\text{投資収益率} = \frac{\text{効用} - \text{費用}}{\text{投資額}}$$
 から

耐用年数間のすべての効用が一定であれば、耐用年数間のすべての費用がより小さいほど経済性は大きい。

この簡便法を、われわれは最小費用法と呼ぶ。

#### 4. 経費率について

前述のような経済性評価手法の具体的適用にあたっては、その2要素である効用および費用をそれぞれどのように計量化するかが問題である。

電力事業の場合、この2要素を極めてラフに表現するならば、効用は、電気料金収入と電気の質すなわちサービスレベルであり、費用は、資本費に運転維持費を加えたものであるということが出来る。

この2要素の評価は、プロジェクトごとに行なうことが原則であるが、電力事業の場合費用については、発電、送電、変電、配電などの設備パターンごとに標準的な経費率（建設費に対する耐用年数間の均等化経費の率）をあらかじめ用意し、経済性比較の能率化をはかることが可能である。

しかし、この経費率はあくまでも標準値を示すものであるから、例えば、人件費節減投資のような特殊目的の場合、経費率が自由に使い分けられるよう原価要素ごとに構成されていなければならない。

この経費率は、過去の実績および適正な将来の予測にもとづいて算定されなければならない。

参考までに、インドネシア電力事業の実態に沿った経費率の部門および原価要素を示せば、次のとおりである。

(1) 部	Hydro Power
門	Steam Power
	Diesel Power
	Gas Turbine Power
	Transmission
	Substation
	Distribution

- (2) 原価要素
- Capital Cost ( Depreciation Interest )
  - Personnel Expenses
  - Repairing Expenses
  - Administrative Expenses
  - Miscellaneous Expenses

## 5. 現在価値係数および資本回収係数について

### (1) 現在価値係数 (Present Worth Factor)

資本の使用価値は、金利であり、金利は、時間の函数である。

現在の100ルピアと1年後の100ルピアは、表面的な金額は同じであっても、その価値は異なる。

何故ならば、利子率を年5%と仮定すれば、現在の100ルピアは、1年後には、  
 $100(1+i) = 100(1+0.05) = 105$ ルピアとなり、105ルピアの価値をもっているからである。上記の説明で解るとおり、発生時期の異なる効用あるいは費用を表面的な現金の系列のまま単純に合計を求めても、それは価値として正しい合計にはなり得ない。正しい価値を求めるためには、ある時点を基準として、現金の系列に各時期に応じた係数を乗じて、同一基準時点の価値におき替えることが必要である。現在を基準として同一の価値におき替える係数が現在価値係数 (Present Worth Factor) であり、 $P.W.F = (1+i)^{-n}$  で表すことができる。

( i = 年利子率    n = 年数 )

### (2) 資本回収係数 (Capital Recovery Factor)

資本回収係数は、投下資本をその耐用年数間にわたって、元利合せて毎年均等に回収する額を求めることができる係数である。

これは、次の式で表すことができる。

$$C.R.F = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

( i = 年利子率    n = 年数 )

### (3) 年均等化経費の求め方

以上2つの係数の性質を応用して、現時点における投下資本の年均等回収費のみならず、年々異なる現金の系列 (例えば修繕費、人件費などいわゆる運転維持費は、毎年発生額が異なる) を均等化することができる。

その方法は、まず、最初に毎年の現金の系列に P.W.F を乗じて現時点における価値の合計を求め、次に、その価値の合計に対し、C.R.F を乗ずることによって年均等化経費を求めることができる。

この年均等化経費を用いることによって、例えば、水力と火力といったような耐用年数の異なるものの経済性を比較することが可能となる。

なお上記2係数を基本とし、場合によっては

$$\text{同一額毎年払複利合計係数} \left( \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right)$$

$$\text{同一額毎年払現価係数} \left( \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right) \quad \text{あるいは}$$

$$\text{減債基金係数} \left( \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right)$$

を使用することも必要である。

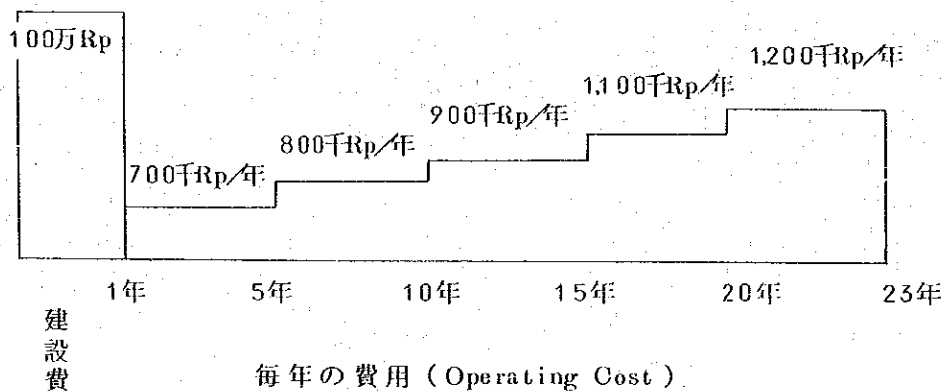
## 計 算 例

### 例1. 耐用年数間均等経費の求め方

〔前提条件〕

変電所について次の現金支出がある。金利5%、耐用年数23年、残存率10%とする。

現金支出



〔計算方法〕

Capital Cost (金利・減価償却) の分と Operating Cost (運転維持費) の分に分けて耐用年数間均等経費を求める。

1. Capital Cost (金利・減価償却) の分

残存率 10% ということは、建設費 100 百万ルピアのうち 90 百万ルピアについて減価償却し、10 百万ルピアについては、耐用年数が到来した時に売却するという考え方である。このため残存の 10 百万ルピアについては、耐用年数間にわたって同じ金利がかかるので、Capital Recovery Factor を次のように変形して年均等化経費を求める。

$$(1-L) \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + Li$$

L = 残存率      i = 利子率      n = 耐用年数

したがって

$$\begin{aligned} & (100 \text{ 百万ルピア} - 10 \text{ 百万ルピア}) \times \frac{0.05(1+0.05)^{23}}{(1+0.05)^{23} - 1} + 10 \text{ 百万ルピア} \times 0.05 \\ & = 90 \text{ 百万ルピア} \times 0.07414 + 10 \text{ 百万ルピア} \times 0.05 = \underline{7.170 \text{ 千ルピア}} \end{aligned}$$

2. Operating Cost (運転維持費) の分

Operating Cost の分については現金の系列に Present Worth Factor を乗じて現時点における価値の合計を求め、これに Capital Recovery Factor を乗じて年均等化経費を求める。

a 毎年の運転維持費の現時点における価値の合計の算出

$$11,348 \text{ 千ルピア (計算内訳別添)}$$

b 年均等化経費の算出

$$11,348 \text{ 千ルピア} \times \frac{0.05(1+0.05)^{23}}{(1+0.05)^{23} - 1} = 11,348 \text{ 千ルピア} \times 0.07414 = \underline{841 \text{ 千ルピア}}$$

3. Capital Cost の分と Operating Cost の分を合計し、年均等化経費を求める。

$$7,170 \text{ 千ルピア} + 841 \text{ 千ルピア} = \underline{8,011 \text{ 千ルピア}}$$

(註) この年均等化経費の建設費に対する率を経費率という。

$$8,011 \text{ 千ルピア} \div 100 \text{ 百万ルピア} = 0.08011 \doteq \underline{8.01\%}$$

別 添

毎年の費用の現時点における価値の合計

	毎 年 の 費 用 Cash Flow	Present Worth Factor $\frac{1}{(1+0.05)^n}$	現 時 点 の 価 値
1	700千ルピア	0.9524	667
2	"	0.9070	634
3	"	0.8638	605
4	"	0.8227	576
5	"	0.7835	548
6	800 "	0.7462	597
7	"	0.7107	569
8	"	0.6768	541
9	"	0.6446	516
10	"	0.6139	491
11	900 "	0.5847	526
12	"	0.5568	501
13	"	0.5303	477
14	"	0.5051	455
15	"	0.4810	433
16	1,000 "	0.4581	458
17	"	0.4363	436
18	"	0.4155	416
19	"	0.3957	396
20	"	0.3769	377
21	1,100 "	0.3589	395
22	"	0.3418	376
23	"	0.3256	358
計	16,800 "		11,348



例2. 水力発電所か，火力発電所か

〔前提条件〕

需要増加に応ずるため発電所を建設する必要がある。発電所建設について次の2案が考えられたとする。この場合いずれに経済性があるか。

- A案………水力発電所を建設する  
 B案………火力発電所を建設する } Load Centerに至る送電費は同じと仮定する

各案の諸元は次のとおりである。

水 力 諸 元	
kW当り建設費	250千ルピア
発電電力量	年利用率 50%
所内率	kW0.3%, kWh0.3%

経費率 7.13% (i…5%, n…40年  
 残存率10%)

内 訳

1. 資本費(金利, 償却) 5.75%
2. 修繕費 0.86%
3. その他経費 0.20%
4. 一般管理費分担額 0.13%
5. 人件費 0.19%

火 力 諸 元	
kW当り建設費	100千ルピア
熱効率	30%
所内率	kW6%, kWh6%
燃料単価	5,000ルピア/kℓ (9,900kcal/kℓ)
kW補正率	1.1

経費率 12.34% (i…5%, n…15年  
 残存率10%)

内 訳

1. 資本費(金利, 償却) 9.17%
2. 修繕費 2.00%
3. その他経費 0.48%
4. 一般管理費分担額 0.1%
5. 人件費 0.56%

(注) 経費率については，税金を加えていないので，実情に合せ，加える必要がある。

〔経済計算の方法〕

(1) この場合の経済性の判断は，耐用年数到来時には，再度，同じ設備を建設するという考え方によって，経費率を用いて算出した年均等化経費による。

(2) 水力と火力を比較する場合は，火力に

イ 毎年補修期間がある

ロ 水力より事故率が高い

という特性があるので，水力の1 kWより多少大きいkWを必要とし，これはkW補正率として示され，この場合は，水力1 kWに対し火力は1.1 kW必要であると前提する。

(3) 年均等化経費は，水力，火力とも送電端におけるものとして次により求める。

イ 水力の年均等化経費

$$\text{水力の1 kW当り建設費} \times \frac{1}{1 - \text{所内率}} \times \text{水力経費率}$$

ロ 火力の年均等化経費

$$\text{火力の1 kW当り建設費} \times \text{kW補正率} \times \frac{1}{1 - \text{所内率}} \times \text{火力経費率}$$

+ 1の水力の年間発電電力量 × kWh当り燃料費

但(1) 経費率に燃料費が含まれていないので別に算定する。

(2) kWh当りの燃料費の算出は次による。

$$\text{送電端ルピア/kWh} = \text{ルピア/kl} \div \text{ kcal/kl} \times 860 \text{ kcal/kWh} \div \text{熱効率} \times \frac{1}{1 - \text{所内率}}$$

〔計算例〕

水力、火力の送電端における年均等化経費の大小により経済性を判断する。

(1) 水力の送電端における年均等化経費

$$250 \text{ 千ルピア} \times \frac{1}{1 - 0.003} \times 7.13\% = 17,772 \text{ ルピア} \approx 18 \text{ 千ルピア}$$

(kW当り建設費) (所内率) (経費率)

(2) 火力の送電端における年均等化経費

a. 固定費

$$100 \text{ 千ルピア} \times 1.1 \times \frac{1}{1 - 0.06} \times 12.34\% = 14,440 \text{ ルピア}$$

(kW当り建設費) (kW補正率) (所内率) (経費率)

b. 可変費

イ kWh当り燃料費

$$5,000 \text{ ルピア/kl} \div 9,900 \text{ kcal/kl} \times 860 \text{ kcal/kWh} \div 0.3 \times \frac{1}{1 - 0.06} = 154 \text{ ルピア/kWh}$$

(熱効率) (所内率)

ロ 年間発電電力量

$$8,760 \text{ h/kW年} \times 50\% \div \frac{1}{1 - 0.003} = 4,393 \text{ kWh/kW年}$$

(年利用率) (所内率)

ハ 可変費

$$154 \text{ Rp/kWh} \times 4,393 \text{ kWh/kW年} = 6,765 \text{ ルピア}$$

エ. 固定費+可変費

$$14,440 \text{ ルピア} + 6,765 \text{ ルピア} = 21,205 \text{ ルピア} \approx 21 \text{ 千ルピア}$$

(3) 結論

水力の年均等化経費の方が小さいので水力に経済性がある。

例3. 小容量変電所か大容量変電所か

〔前提条件〕

需要増加に应付するため変電所を建設する必要がある。この場合、変電所建設について次の2案が考えられたとする。いずれに経済性があるか。

A案……現在の需要に必要な小容量変電所を建設し、以降需要増加に合せ変電所を拡張する。

B案……将来の需要増加を見込んで最初から大容量変電所を建設する。

需要増加の予測から各案の投資は、次のような系列となる。

	第1年度	第6年度	合計
A案	80百万ルピア	75百万ルピア	155百万ルピア
B案	140百万ルピア	-	140百万ルピア

経費率 9.64% (i…5%, n…23年, 残存率…10%)

内訳

1. 資本費(金利, 償却)	7.17%
2. 修繕費	0.78%
3. その他経費	0.42%
4. 一般管理費分担額	0.13%
5. 人件費	1.14%

(注) 経費率については、税金を加えていないので、実情に合わせて加える必要がある。

〔経済計算の方法〕

- (1) この場合の経済性判断の基準は、需要すなわち収入は、いずれの案の場合も同じなので、各案の経費を算出して、その経費の大小による最小費用法とする。
- (2) 各案の経費の算出方法は、耐用年数到来時には再度同じ設備を建設するという考え方になって、経費率を用いて算出する年均等化経費を Present Worth Factor によって現在価値に換算してこれを合計する方法とする。
- (3) 水力、火力の経済計算においては、拡張工事がなく年均等化経費が長期間に渡って均一であったので年均等化経費自身を経費として経済性を判断することができたが、この場合は、拡張工事があるため、長期間の経費によって経済性を判断せざるをえない。
- (4) 長期間の経費については
  - a. 同じ設備が繰り返し建設されるという前提から、永久の年均等化経費を現在価値に換算する方法
  - b. 別に経済計算のための計算期間を設定し、その間の年均等化経費を現在価値に換算する方法

などがあるが、ここでは設備計画の前提条件の変動などから、永久という考え方には実効性が薄いと考えられるので、b項の経済計算のための計算期間を別に設定する方法をとる。

- (5) 計算期間は、経済性を比較する投資系列からその投資の計画期間を中心として、投資の行なわれる拡張期間を経過し、発生する実際のコストが、ほぼ安定する安定期間までを考慮することとする。

おおむね、計算期間は、投資計画期間が10年先までの需要予測によって決定されるのが一般的であるので、これに安定期間を加えて10～20年間を設定すればよい。この場合の計算期間は15年とする。

- (6) 参考までに永久の年均等化経費を現在価値に換算する方法を示すと次のとおりである。

$$\text{年均等化経費} \div \text{金利} = \text{永久の経費の現在価値合計}$$

〔計算例〕

- (1) 毎年の経費の算出(計算期間15年)

	A 案		B 案	
	第1年度投資分	第6年度投資分	第1年度投資分	第6年度投資分
1	7,712千Rp	—	13,496千Rp	—
2	〃	—	〃	—
3	〃	—	〃	—
4	〃	—	〃	—
5	〃	—	〃	—
6	〃	7,230千Rp	〃	—
7	〃	〃	〃	—
8	〃	〃	〃	—
9	〃	〃	〃	—
10	〃	〃	〃	—
11	〃	〃	〃	—
12	〃	〃	〃	—
13	〃	〃	〃	—
14	〃	〃	〃	—
15	〃	〃	〃	—

- (2) 毎年の経費の現時点における価値の合計の算出

A案の現在価値合計 12,378.7千Rp  
 B案の現在価値合計 14,008.4千Rp (計算内訳別添)

- (3) 結論

A案の現在価値合計の方が小さいのでA案に経済性がある。

別 添

毎年の経費の現時点における価値の合計の算出

	A 案						B 案			
	第1年度投資分			第6年度投資分			現在価値	経費	P.W.F	現在価値
	経費	P.W.F	現在価値	経費	P.W.F	現在価値	合計			
1	7,712千Rp	0.9524	7,345	-	-	-	7,345	13,496	0.9524	12,854
2	"	0.9070	6,995	-	-	-	6,995	"	0.9070	12,241
3	"	0.8638	6,662	-	-	-	6,662	"	0.8638	11,658
4	"	0.8227	6,345	-	-	-	6,345	"	0.8227	11,103
5	"	0.7835	6,042	-	-	-	6,042	"	0.7835	10,574
6	"	0.7462	5,755	7,230	0.7462	5,395	11,150	"	0.7462	10,071
7	"	0.7107	5,481	"	0.7107	5,138	10,619	"	0.7107	9,592
8	"	0.6768	5,219	"	0.6768	4,893	10,112	"	0.6768	9,134
9	"	0.6446	4,971	"	0.6446	4,660	9,631	"	0.6446	8,700
10	"	0.6139	4,734	"	0.6139	4,438	9,172	"	0.6139	8,285
11	"	0.5847	4,509	"	0.5847	4,227	8,736	"	0.5847	7,891
12	"	0.5568	4,294	"	0.5568	4,026	8,320	"	0.5568	7,515
13	"	0.5303	4,090	"	0.5303	3,834	7,924	"	0.5303	7,157
14	"	0.5051	3,895	"	0.5051	3,652	7,547	"	0.5051	6,817
15	"	0.4810	3,709	"	0.4810	3,478	7,187	"	0.4810	6,492
計	115,680	-	80,046	72,300	-	43,741	123,787	202,440	-	140,084

②) 上記のように、毎年の経費が同一である場合の現時点における価値の合計は、次により算出することができる。

$$\text{毎年の経費} \times \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = n \text{ 年間の現在価値の合計}$$

これを同一額毎年払現価係数という。

なお、拡張工事がある場合は次による。

$$\text{毎年の経費} \times \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \times \frac{1}{(1+i)^m}$$

m は最初の投資と拡張工事の投資との間隔年数



**EXAMPLE OF UNITS TO BE USED FOR ESTIMATION  
OF CONSTRUCTION COST**

**Hydro-Power Plant;**

Coment, Gate and Penstock etc.....	Rp/t
Machinery .....	Rp/t, Rp/Kw
Excavation.....	Rp/M <sup>3</sup>
Building.....	Rp/M <sup>3</sup>

**Thermal Power Plant;**

Machinery .....	Rp/Kw
Civil works and Building .....	Same as for hydro- power project.

**Transmission Line;**

For each voltage and each size of conductors.....	Rp/Kw
---	-------

**Substation;**

For each voltage and each unit capacity of transformers.....	Rp/KAVA
New installation and addition.....	Rp/KVA
Average construction cost .....	Rp/KVA, Rp/substation

**Distribution;**

Distribution transformer .....	Rp/KVA, Rp/transformer
High tension line .....	Rp/Km, Rp/feeder
Low voltage line.....	same as above
New connection .....	Rp/consumer





## インドネシアにおける電力需要動向と設備形成の方向

第1回の長期計画作成にあたっては、設備形成の将来構想にもとづく考え方と、当面早急に準備すべき計画とについて、十分な検討が必要であることは前述したとおりである。

そこで、長期計画作成の参考として、1990年頃のインドネシアにおける電力需要動向と電力設備の姿について、われわれのfeelingを述べるとともに、当面必要とされる事項を中心に将来の設備形成の方向について若干の考慮を行なえば次のとおりである。

### 1. 経済発展と電力需要の増加

#### (1) 経済成長と電力需要

##### a. 経済成長と1人当り所得

インドネシアの人口増加率は、現在の年平均2.5%というかなり早いテンポが、将来も長期にわたり続くことが予想されている。今、比較的楽観的な前提に立って、10、20年後には投資比率がエカフェ内諸国程度になるとすれば、上記人口のもつ生産性は上昇して、実質経済成長率平均約6%程度を実現しながら、1人当り所得は現在の\$80から、\$140~170程度に達するものと考え、これを需要想定的前提とする。

##### b. 電力需要と電化普及

これに対して、インドネシア全国の電力需要は、自家発を含めて平均10~12.5%の増加率をしめすことが考えられ、10年後には現在の約3倍、20年後には約6~10倍の規模に達することが予想される。すなわち、1960年230MW、1970年510MWのPeak Loadは1980年1,320~1,650MW、1990年3,130~5,100MW程度になろう。この場合、全インドネシアの電化普及は1970年約3%から、1980年約9%、1990年約15~20%程度となるものと考えられる。

##### c. 需要構造と自家発ウエイト

現在の電力需要構造は、総Peak Loadに占める自家発ウエイトが約35%程度であり、PLN供給のindustry分を加えても、産業用Loadのウエイトは諸外国に比べて低い水準にある。

上記住宅の電化普及が進むとしても、今後需要構造として産業用のウエイトが高まっていくことが考えられる。その過程において、PLNの電源および系統が強化され、総Peak Loadに占める自家発ウエイトは次第に低下していくことが予想される。

現在約35%の自家発ウエイトが、1980年に33~30%、1990年に約25%になると予想すれば、PLNの最大電力は、下表のごとく1980年には現在の約3倍、1990年には約9~10倍程度となる。

単位：MW

	1960 (実績)	1970 (推定)	1980 (予想)	1990 (予想)
総 Peak Load	215	510	1,320 ～1,650	3,130 ～5,100
PLN Peak Load	165	330	880 ～1,160	2,350 ～3,800
自家発 Peak Load	50	180	440 ～490	780 ～1,300

#### d. 負 荷 曲 線

PLNの現在の負荷曲線は、定額電灯負荷を中心とした夜高昼低の型であるが、上記産業需要の増大傾向と電灯の従量化が進むにつれて、夕高夜低のいわゆる中進諸国に共通の型に、漸次移行していくものと考えられる。

Estimation of Economic Activity and Peak Load

Year	1960	1970	1980	1990
o Economic Growth Rate (A)	(2.8%)	5.0%	5.0%	6 - 7.5%
Rate of Population Increase	(2.5%)	2.5%	2.5%	2.5%
Rate of Increase in per Capita Income	(0.3%)	2.5%	2.5%	3.5 - 5.0%
Proportion of Investment to G. N. P.	(7.5%)	9.0%	9.0%	15.0%
Proportion of Incremental G. N. P. to Investment	(0.37)	0.55	0.55	0.40 - 0.50
Per Capita Income		\$80	\$100	\$140 - 170
o Rate of Increase in Peak Load (B)	9.0%	10 - 12.5%	10 - 12.5%	9 - 12%
Elasticity (B/A)	3.2	2.0 - 2.5	2.0 - 2.5	1.5 - 1.6
Peak Load	215MW	510MW	1,320 - 1,650MW	3,100 - 5,100MW
Proportion of Peak Load on Self-Owned Generators to the Total Peak Load	29%	35%	33 - 30%	25%
o Peak Load of P. L. N. Systems (C)	165MW	330MW	880 - 1,160MW	2,350 - 3,800MW
Rate of Electrification		3%	9	15 - 20%
o Peak Load of P. L. N. in the Island of Java (D)	270MW	270MW	770 - 1,010MW	2,100 - 3,400MW
Rate of Increase			-14.3%	11 - 12.2%
Proportion of Java (D/C)	85%	85%	87%	90%
o Peak Load of Largest P. L. N. System (West Java)		170MW	520 - 680MW	1,400 - 2,400MW

Note: — an underline indicates a main variable

( ) a parenthesis indicates the average figure between 1962 - 1966

## (2) 地域経済圏の発展と需要動向

以上の全国的動向を、主要地域に分けてみると、ほゞ次のとおり展望される。

### a. Java 内 3 つの地域

(a) 地勢的にみて、Java 島内には港湾の後背地に広い平野をもつ 3 つの地域がある。

Djakarta, Surabaya, Semarang を中心としたそれぞれの地域である。現在の各地域の電力負荷 ( PLN 供給 ) は次のとおりである。

Djakarta を中心とした西地域 ( XI, XII )	1 7 0 MW
Surabaya " 東 " ( K )	6 0 MW
Semarang " 中 " ( X )	4 0 MW

(b) 経済の発展には、特色ある地域あるいは産業都市を交通機関で密接に結びつけることが、とくに有効である。この点大陸、スマトラなど外へも通じ、また近くに Djakarta と Bandung の 2 大都市が結ばれている西地域が、最も発展性に富んでおり、東地域がこれに次ぎ、中部地域がさらにこれに次ぐ。すなわち、

#### a) 西 地 域

この地域経済圏の発展性は、次の点できわめて大きい。

- (i) 政治文化の中心であること。
- (ii) 質の違う 2 大都市が適切な距離の間に交通で結ばれていること。
- (iii) 現代産業は、消費地立地の傾向を強くもっているが、単に人口が多いというだけでなく、教育水準の高さをともなった人口であってこそ消費市場として、また労働力として有望である。この地域は最もその条件<sup>(ii)</sup>をかなえている。

(iv) 最近明らかになりつつある外国企業の進出希望もこの地域が最も多い。

以上を背景として、電化の普及も早く、需要は 20 年間に全国で約 7 倍に伸びる時、この地域は約 1.1 倍程度に伸びることが予想される。すなわち、系統負荷として、現在の 170 MW は、1980 年 520 ~ 680 MW, 1990 年 1,400 ~ 2,400 MW と、単独系統として、2,000 MW 程度の規模の実現が考えられる。

#### b) 東 地 域

この地域経済圏の発展性は、次の点で西地域に次ぐ大きいものが考えられる。

- (i) 後背平野は最も広く、ここにおける農業の生産性向上を期待できること。
- (ii) Celebes, Irian など裏インドネシア統合の目であり、歴史的な中継地としての機能は今後も大きいこと。
- (iii) セメント、肥料、紙等、基礎産業の立地が進められていること。

以上を背景として、現在の Peak Load 60 MW は、1980 年に約 4 倍、240 MW 程度となり、1990 年に約 10 倍となり、約 600 MW 程度となるものと予想される。

### e) 中部地域

この地域経済圏の特色は、農業・伝統産業・観光にあり、前記2大地域との関連が薄く、電力需要をともなう経済発展は前記両地域に比べ若干低いものと考えられる。

以上を背景として、現在の Peak Load 40MWは、1980年に約4倍、160MW程度、1990年に約8.8倍、350MW程度となるものと予想される。

### b. Sumatra

Sumatra の経済の特色は、Medan, Palembang, Padang などそれぞれ孤立した経済圏であり、港湾により外部との交流が行なわれていることを特色としている。

(a) Padang 地区のみは、内陸諸都市が鉄道・道路で結ばれており、将来も Batang Agam (バタンアガム)の水力を背景に、システマチックな地域開発が進められようとしている。これにしたがって将来、電力も一つの系統を形成することが考えられる。しかし消費人口を地元にもたない内陸山岳部の工業化はなかなか困難であり、発展のテンポを過大に見積ることは危険である。

(b) Palembang 地区は、石油資源の工業化による大型工場の拡大が将来も予想され、これら大規模工場の進出が契機となって、さらに地域近代化が進み、市民の所得が上昇し、消費産業が発展して、電力需要の増加が期待される。

## 2. 設備形成の方向

### (1) 設備形成の展望

#### a. 概観

(a) 前記の需要動向のように、将来もインドネシアの電力需要の大部分は Java にあり、その構成比は現在の85%からさらに高まる可能性が強い。

1990年頃の状況についてみれば、Java 3,000MW程度に対し、その他は400MW以下に過ぎない。

(b) したがって、電力系統の発展も、Java において、最も見るべきものがあり、その他地域については Sumatra で、相当規模の電力系統が数ヶ所独立して形成される他は、ほとんどが、局地供給にとどまるものと考えられる。

(c) Java 島内の電力系統は、西 Java において最も大きく発展する。現在完全に独立している西、中、東の系統は系統の末端で相互に連絡されることとなろうが、1990年頃にも全島の完全連系の有利性については、なお検討の余地がある。

#### b. Java の3つの地域

##### b-1 西 Java

(a) 前記のように、東地域の電力需要は、1990年には1900MW程度に達するものと見られ、その特色は Djakarta への集中が一層進むこと、Bandung も

Djakarta との関連をますます緊密にしながらかつ着実な伸びを見せるであろうこと、Tjirebon (チレボン) 方面の産業の発展に興味をもたれることなどである。

- (b) 本地域の水力資源としては Tjitarum (チタルム) 川、Tjimanuk (チマヌク) 川を主体に約 850 MW が知られているが、インド洋側の開発などを考慮して 1,300 MW を期待する。
- (c) この程度の水力開発が行なわれた場合、需給バランス上の実質供給力として、その 80% 位を見込むと 1,100 MW 位の火力電源が必要となり、そのうちの相当部分がベース火力となろう。このような火力開発にあたってはユニット容量の選定が課題になると思われるが、最大ユニットは 250 MW 級が適当と考えられる。

これら火力は殆んどが Djakarta 周辺の海岸に立地し、Tjirebon 方面の発展如何では一部が同方面に配置されよう。

- (d) 以上の負荷、電源配置から、本地域の基幹系統は Tjitarum、Tjimanuk を中心とする水力電源を Djakarta へ結ぶ送電線がその根幹をなすものと思われる。

Djakarta に対する供給は、世界各国の大都市に対する系統と同様、同市をとりまく半円状の送電線によって行なわれ、その両端に火力が配置されるとともに、上記の水力電源からの送電線も、これに並列される形となる。Djakarta リングをはじめ、基幹系統の送電電圧は 150 kV が用いられるが、Tjitarum-Djakarta 間では超高圧の導入も検討の対象となろう。

- (e) なお、2次送電系統としては、70 kV 系が著しく整備され、系統面からも電化の普及を一段と高めていくものと思われる。

#### b-2 東 Java

- (a) 1990 年の電力需要は 600 MW と想定されるが、その分布は Surabaya ならびにその周辺に大部分が集中するものとみられる。

この地域の水力資源のうち主要なものについては、一応調査が行なわれており、その結果は K. Kates (カランカテス) の 120 MW の他、Bungawansolo (ブンガワンソロ)、東端部などをあわせ計 260 MW となっている。

今後さらに調査を要するが、一応水力 300 MW とすれば本地域の電源構成はおおむね水火半々となる。

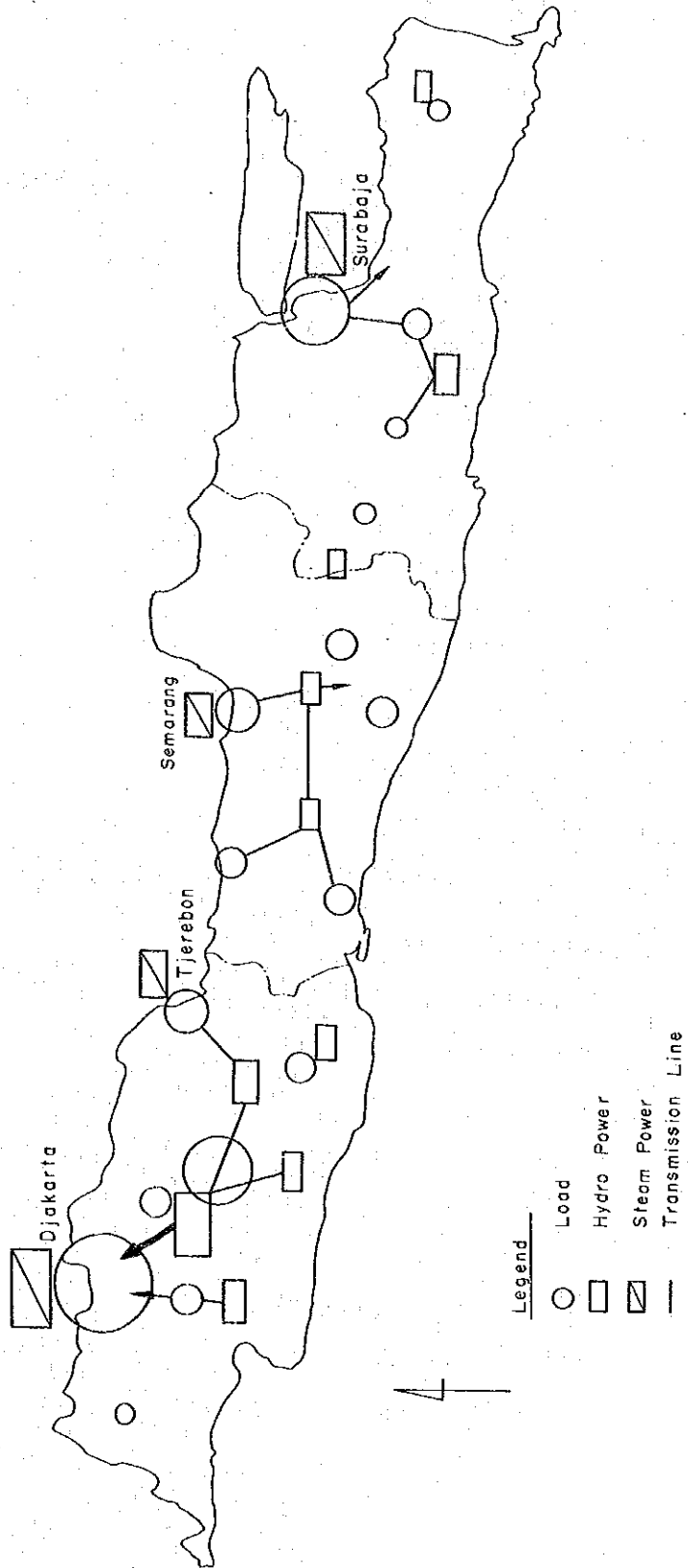
- (b) また主要電源は K. Kates と Surabaya 火力の 2 つとなり、これらを結ぶ 150 kV 送電線が基幹系統となる。

一方、Bungawansolo の開発に関連し、70 kV による東・中間の小規模な連絡ははかれる可能性があり、検討すべき課題となろう。

なお、地域内は 70 kV により全て連系され、孤立供給は解消するものと思われる。

Power System Development In Java Island

Region	West		Central		East	
Year	1970	1990	1970	1990	1970	1990
Load (MW)	170	1900	40	350	60	600
Hydro (MW)	220	1300	40	200	40	300
Steam (MW)	50	1100	—	300	50	450
Total (MW)	240	2400	40	500	90	750
Max System Voltage (KV)	150	E.H.V.	30	150	70	150



### b-3 中部 Java

- (a) 需要規模は1990年に350 MWと予想される。この分布は地域の特性を反映して、地域内の主要都市がほぼ均等となるものと見られる。

水力資源については、Suraju (スラユ)川などについても、今後の調査にまたなければならないが、200 MW程度を一応の目標とすれば、ここでも水力比率は半々となる。火力の立地は当然 Semarang である。

- (b) 当地域の基幹システムの形成については、需要分布が平板であるため、開発される水力の地点・規模により種々の方向が考えられるが、Garung (ガルング) 方面の水力電源を要として Semarang, Tegal (テガル), Pekalongan (ペカロンガン), Tjilatjop を結ぶ形となる可能性が強い。系統電圧は150 kVとなる。

なお、西 Java の Tjirebon 火力計画, Tasikmalaja (タシクマラヤ) 方面での水力開発に関連し、Tegal - Tjirebon, Tasikmalaja - Tjilatjop が連絡され、同方面が西 Java 系に近づくことも考えられ、中部 Java 系の将来については、今後の検討に俟つところが多い。

また、本地域でも70 kWの拡大により、孤立供給はなくなるものと考えられる。

### c. Sumatra

- (a) Sumatra では、Medan, Padang, Palembang, Tanjungkarang (タンジュンカラン) を中心とする4つの地域で、ある程度の規模の系統が形成されるものと思われる。

しかし、その時期と規模は地域経済、産業の発展と自家発の消長によって相当左右される。

- (b) Medan, Padang, Tanjungkarang は周辺に豊富な水力資源をもっており、地域開発、産業開発と協調した水力開発が行なわれ、これに伴ない送電システムの形成がすすめられるものと思われる。

- (c) なお、上記地域以外は、原則として市町村毎に孤立した供給が、拡大・継続されるものと思われるが、これらについては、小水力開発による電化の普及とディーゼルの置換、中規模水・火力による小システムの形成などが検討・推進されるものと思われる。

### (2) 今後の設備形成についての若干の考察

#### a. 水力開発

- (a) インドネシアにおいて開発済の水力は、僅か300 MW程度であり、雨量と地勢を考えれば、まだほとんど未開発の状況にある。したがって、循環資源活用の点からもその開発努力が望まれる。

一方、水力開発の是非は、火力開発に対する経済性によって決定される。

したがって、水力調査(概略設計を含む)を実施し、包蔵水力の経済的開発可能量を確認することが急務である。



(b) 水力開発にあたっては、経済性の向上と量の増大をはかることが必要である。

このためには、河川総合開発への参加、局地電源としての灌漑水路を利用した小水力の建設などが必要である。

(c) 前述のように Java 島の電力需要は 20 年間に 10 倍の規模も予想され、経済的な大水力地点があれば早期に開発される可能性がある。また水力開発如何により設備形成の方向は大きく左右される。

したがってまず Java 島内の全般的包蔵水力調査を急ぐべきである。

(d) 5～7年後の電力需要に応じて開発すべき水力地点については、前記の全般的調査は間に合わないの、従来から調査されている地点、例えば Tjitarum, Brantas (ブランドス) 河第 2 期などの feasibility study を早急に進め、経済性が確認できれば直ちに建設準備にかかることが必要である。

(e) Java 島以外については、電力需要が局地的であるので、これに見合う規模の水力地点を選定する必要がある。

例えば、Modang, Padang, Tanjungkarang 地区、Bali 島などについては、地勢上有利な水力地点を選定しうる可能性が考えられ、比較的簡単な水力開発により、既存のディーゼルの廃止と新規需要への対応が可能と考えられる。

(f) Asahan (アサハン) のような Java 島以外における大水力開発は、電力多消費産業の誘致とあわせて、別途国家政策としての検討が必要である。

## b. 火力開発

(a) 火力の開発は、水力の経済的開発の可能性と見合って計画されなければならないが、比較的工期が短いこと、立地点の選定が比較的自由であることなどの特徴を活かしていくことが望ましい。

(b) 緊急に電力不足を解消しなければならない大都市、例えば Semarang, Palembang などに対しては、火力発電所を早急に建設・完成することが必要である。

(c) Java 島においては、水力地点の可能性と建設期間からみて、かなりの火力発電所建設が引続き必要と考えられる。

したがって、次期建設候補地点、例えば Djakarta 第 2 地点、Perak 増設、Tjirebon 地点などの地点調査と所要の建設準備をすすめることが必要である。

(d) Java 島以外の局地的電力供給は、主にディーゼルによって行なわれるが、場所毎に優先順位を定めて、新增設を行なうことが必要である。

なお、この際、水力開発との経済比較が常に行なわれなければならない。

(e) 火力建設にあたっては、自家発計画との協調・総合に留意し、電源全体としての経済性を高めることが必要である。

とくに大口工場の新増設計画がある場合、PLN が火力を設置し、工場への電力供給

と一般供給を併せて行なうことが適当かどうかについて、国としての方針を定める必要がある。

- (f) また、火力発電所計画にあたっては、天然ガス、石炭など今後の国内エネルギー資源の経済的な開発の可能性如何によっては、これを活用した発電所の建設も検討すべき課題である。

ただし、この場合、資源の埋蔵量、生産コスト、輸送費などについて十分な検討が必要である。

#### c. 送電系統

- (a) 今後の送電系統は、大電源とくに水力の開発を契機として形成され、これが必要に応じて連系されて基幹系統を形成する方向をとると考えられる。

- (b) 当面の問題として、K. Kates 開発に伴う送電計画を早急に決定して、建設準備をすすめる必要がある。

われわれはこの送電系統の電圧は150 kVが適当と考える。

- (c) 系統連系については、連系の有無による関連系統全体の経済性の比較によって決定されるべきである。

当面、中部 Java 2 系統の連系を速に行なう必要がある。

- (d) 小系統の大系統への連系吸収、新規電源に関連する局地送電系統の形成についても(c)に準じた検討が行なわれるべきであり、当面東部 Java の Kalikont (カリコント) - Madiun (マディウン) 連系、Bt. Agam 開発に伴う送電系統の形成について検討を急ぐ必要がある。

- (e) Java 島内の局地ディーゼル供給が行なわれている地区については、送電線または配電線の延長による大系統からの供給について検討が必要である。

また Madura (マズラ) 島については、今後の需要増に対し、局地ディーゼル増強と Surabaya からの電力供給とを比較検討すべきである。

#### d. 配電系統

- (a) 配電の設備形成にあたっては、設備の特性を十分考え、経済性と地域の変化に対する弾力性を高めるため統一方針の樹立、とくに架空線採用範囲の大巾な拡大が必要である。

- (b) 配電電圧の格上げについては、長期の見通しにもとづく移行措置も含めた経済性の検討とインドネシア全体を通ずる規格統一の必要性とを考慮し、早急な検討と全国的統一方針の決定が必要である。

これをまたずに局地的対策を実施することはつつしむべきである。

- (c) 高圧配電電圧としては、前記架空線採用範囲の拡大を考慮し、現行の6 kVを原則とすることが適切と考えられる。

- (d) 低圧電圧については、前記(b)の観点から早急かつ慎重な検討が望まれるか、その基礎

資料として需要家内施設、電気器具の現状調査が必要と考えられる。

- (c) 以上の検討を背景として、Djakarta, Surabaya, Bandung など大都市に対する配電方式の早急な確立が緊要である。

