

フィリピン共和国

カガヤンバレイ地域配電計画

調査報告書

昭和52年9月

国際協力事業団

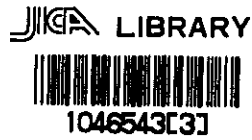
正 誤 表

頁	訂 正 箇 所	誤	正
—	伝達状2頁目、上から5行目	Region II内への	Region II内への
6	調査日程表中	訪問、打合せ期間	訪問、打合せ期間
9	下から6行目	同地区への	同地区への
16	上から17行目	実地可能性調査	実地可能性調査
20	上から4行目	Internal Return Rate	Internal Rate of Return
21	下から12行目	795 MCM	795 KCM
3-11	上から13、14行目	San - tago	San - tiago
4-6	下から12行目	3万2千人あったため	3万2千人あったため
4-15	下から6行目	幼児死亡率の低下をさせる	幼児死亡率を低下させる
4-21	上から7行目	粗糖精糖生産工場が	粗糖精糖生産工場を
4-27	上から9行目	立したのではないかと	設立したのではないかと
*	下から2行目	Pasig 地区	Pasig 地区
5-1	下から9行目	効務している。務している。	効務している。
6-3	上から17行目	Socio - Economic Profile	Socio Economic Profile
6-7	5ヶ所訂正	Table	Table
*	Table 6-7 中備考欄	Echague	Echague
7-6	上から4行目	遠隔地域	遠隔地域
7-35	下から9行目	Tuguegaray	Tuguegarao
8-2	上から15行目	什器類	什器類
9-3	上から1行目	COOPとの供給	COOPへの供給
*	上から3行目	所要工事資金	所要工事資金
*	下から7行目	A & Eから	A & Eで
9-7	下から6行目	必要があらう。	必要があらう。
9-9	上から4行目	送電工事竣工時	送電工事竣工時

フィリピン共和国

カガヤンバレイ地域配電計画

調査報告書



昭和52年9月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '86. 5. -7	118
	64.4
登録No. 12608	MPN

は し が き

日本国政府はフィリピン共和国政府の要請に基づく同国カガヤンバレイ地域配電計画ならびに230KV送電系統の一部拡充計画に関するフィージビリティ調査を行なうこととしその実施を国際協力事業団に委託した。

国際協力事業団は事業の重要性に鑑みその効率的実施を期して松本茂氏（西日本技術開発株式会社）を団長とし7名からなる調査団を編成し昭和52年1月25日から55日間現地に派遣しました。

調査団は現地においてカガヤンバレイ地域の電力需要の調査，変電所予定地，送電線，配電線ルートを選定等，設計に必要な事項の調査を行なうと同時に資料の収集を行なって参りました。

帰国後調査団は現地調査結果をもとに需要想定，開発計画の策定，予備設計，工事費積算，資金計画及び経済評価等を行ない，ここに報告書提出のはこびとなりました。

本調査報告書がカガヤンバレイ地域電化に寄与すると共にわが国とフィリピン共和国の友好親善に役立つならば幸いです。

終りに本調査の実施にあたり御協力いただいたフィリピン政府及び関係機関，外務省，通産省，西日本技術開発株式会社に厚くお礼申し上げます。

昭和52年9月

国 際 協 力 事 業 団

総 裁 法 眼 晋 作

伝 達 状

国際協力事業団

総 裁 法 眼 晋 作 殿

今般、西日本技術開発株式会社に委託されました、フィリピン共和国カガヤンバレイ地域配電計画ならびに230KV系統増強計画に関するフィジビリティ調査報告書を提出いたします。

この調査のため7名の専門家による調査団を現地に派遣しました。(うち、通産省資源エネルギー庁公益事業部計画課より1名、国際協力事業団より1名、計2名派遣。)

調査団は、フィリピン共和国National Electrification Administration (NEA) によるカガヤンバレイ地域配電計画ならびにNational Power Corporation (NPC)によるAmbukulao～Santiago間の230KV送電線増強計画に基づき、カガヤンバレイ地域(6州)の電力需要の調査、送配電線ルート及び変電所の位置の選定など設計に必要な事項、及び関係資料を収集して参りました。

調査団は帰国後、上記収集資料により、需要想定、開発計画、予備設計、工事費、資金計画及び経済評価等について検討を行ないこの報告書を作成いたしました。

一方、これと平行して調査団は、その結果を取まとめ、中間報告書として7月17日から7月27日までNEA、NPC、フィリピン政府諸機関に対して説明し、実施計画書の内容の検討を行ないました。

結論的に申しますと、現在のRegion II (Cagayan Valley 地域)の電化率は、わずかに5～6%でPhilippinesでも最も低く、Luzon 島地内と云う重要な立地を持つRegion IIの早急な電化普及をPhilippines政府が、熱望していることは、蓋し、当然のことと考えられます。

すでに、日本国の援助により、国道幹線は整備されて流通機能は活発化し、生活の安定と、教育の普及は、向上されつつあります。

電化普及促進政策としては、政府機関であるNational Electrification Administration (NEA)の下部機関であるElectric Cooperative (COOP)をRegion II内6州に9つ設置(2 COOP は運用中, 1 COOP 設置済, 6 COOP 1977年中に設立予定)して、電化普及のための本格的配電系統網の建設態勢は確立されつつあります。

一方、OECF loan によるRegion II内への230KV送電幹線と、主要需要地4ヶ所の変電所建設準備は、National Power Corporation (NPC) によって、1979年完成目途に著々と進行中であります。

このように、整備された国道、電力供給幹線の建設、配電供給機関の整備などにより、灌漑をはじめ製糖、製材、製氷などの産業用及び、商業用、公共用、一般家庭用の各潜在化している電灯電力を顕在化させる配電系統網建設の準備は全く整っていると云えます。

このProject による電化普及効果は高く、1977年9,626KWの供給能力しかない電力設備が、1980年には、最大電力需要約42 MWに対して、また1982年には、約68 MWに対して、安定供給しうることとなります。

そこで、このProject に関して、以下のレポートに示すように技術的、経済的検討を行ないました処、十分に実施可能と考えられますので、所要条件が整い次第、早急に着手するべきであると存じます。

立案しました計画は、1979~1982年、1982~1984年、1984~1990年の連続した3段階にわけ開発する方式を採用しました。

電化率は、第1段階33.6%、第2段階50.0%、第3段階100%とし、うち最も重要な電化初期の第1段階について、重点的に予備設計、工事費などの建設実施諸元を検討しました。

第1段階は、69KV送電線の延長(延べ148Km)、4変電所の新設を含み、各COOP毎に13.2KV 3相4線配電幹線延べ1,274Km、13.2KV単相またはV相高圧分岐線2,213Km、さらに240V or 480Vの低圧配電線を延べ3,824Kmを夫々建設するもので電化率は33.6%を達成します。その所要工事費は、外貨 $9,385 \times 10^6$ yen、内貨 $166,030 \times 10^5$ Peso であって、経済計算の結果販売電力料は1982年に0.414P/KWHとなり、Region IIの現行料金0.63P/KWHより約30%(0.2P)安く販売することが可能となります。IRRによる経済評価は、9.1%となりました。

次にこの度の調査途中において、Philippines 政府の要請により検討いたしました Magat 水力発電所の 1983 年運転開始に伴ない現在 NPC で建設準備中の前述送電系統幹線（230KV、の Santiago - Ambuklao 間に 1 回増架させ、また Santiago, Solano, Ambuklao の各変更所を、増強いたす計画につきましては、本来 Magat より先に建設が予定されていた Ohico 水力発電所が、現地用地問題から着工出来ず、Magat 水力発電所の建設時期を繰上げ着工せざるをえなくなった。このことは、Luzon 島全体の需給計画において、1983 年に PNPP（原子力）1 号（600MW）を 運開するために、この原子力との組合せピークステーションとして不可欠の水力設備であります。したがって、この Magat 水力発電所建設に伴う上記送電、変電の増強計画は、経済的な面からも、現在準備中の NPC Oagayan Valley 送電系統 Project に出来るだけ追加して実施しうるよう、早急手配さるべきであると存じます。所要工事費は、NPC の Oagayan Valley 送電系統 Project の追加工事として、1980 年に完成させるものとして、見積りました。

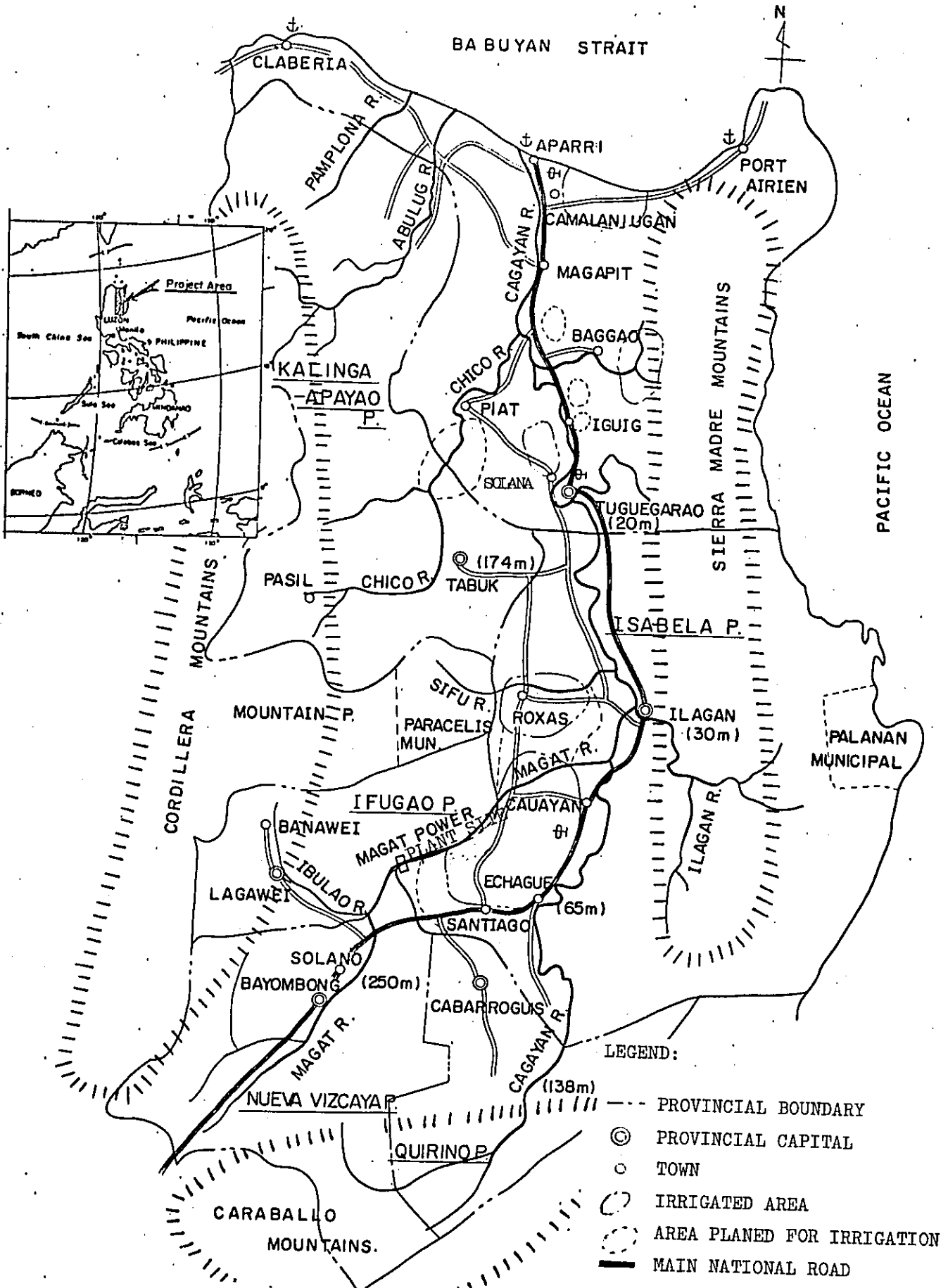
すなわち、外貨分 $1,380 \times 10^6$ yen, 内貨分 1.32×10^6 Peso となります。

最後に現地調査中われわれに心からの御協力を頂きましたフィリピン共和国政府関係機関と、NEA 総裁以下関係各位ならびに NPC 関係各位一同及び、日本大使館その他関係機関の在マニラ機関の皆様は厚く御礼申し上げます。

また調査団派遣にあたり御協力御指導を頂きました通商産業省、外務省の関係各位、及び国際協力事業団、その他関係機関の各位に対しまして、衷心より感謝の意を表します。

昭和 52 年 9 月

フィリピン共和国
カガヤンバレイ地域配電計画調査団
団長 松本 茂



Cagayan Valley 地域 (Region II) の一般図

- LEGEND:
- PROVINCIAL BOUNDARY
 - ◎ PROVINCIAL CAPITAL
 - TOWN
 - IRRIGATED AREA
 - AREA PLANNED FOR IRRIGATION
 - == MAIN NATIONAL ROAD
 - == NATIONAL ROAD
 - ✈ AIR PORT
 - ⚓ SEA PORT
 - (m) Elevation Height

計 画 概 要

I 69KV, 13.2KV 送変電, 配電設備

I-1 設備と工事費の概要

項 目	外 貨 10 ³ ₱	内 貨 10 ³ P	合 計 10 ³ P
A. 69KV送電設備	760,000	7,020	27,600
1) Lucban-Abulug 線 46 Km			
2) Piat 線 66 Km			
3) Tabuk 線 36 Km			
B. 69KV変電設備	723,000	2,870	22,450
1) Lucban-Abulug変電所 15MVA			
2) Piat 変電所 15MVA			
3) Tabuk 変電所 10MVA			
4) Magapit変電所 15MVA			
5) Tuguegarao 変電所			
69KV引出 1回線			
C. 通信設備	108,000	270	3,190
変電所間連絡用電線 1 set			
D. 13.2KV配電設備	6,045,000	104,820	268,490
1) 13.2KV高压配電線 3,487 Km			
2) 240V低压配電線 3,824 Km			
3) 積算電力計 130,596 個			
E. 事務所用設備	525,000	20,000	34,210
車輛, 工具 一式			
F. 予備費	816,000	13,500	35,590
G. 管理費	—	9,450	9,450
H. 技術料	408,000	8,100	19,150
I. 総工事費	9,385,000	166,030	420,130
(円換算)	(9,385,000)	(6,132,000)	(15,517,000)

I - 2 工事工程 (Tentative)

着手予定 1978年 月
 完成予定 第1次分 1979年12月
 第2次分 1982年12月

II. 230KV送変電設備

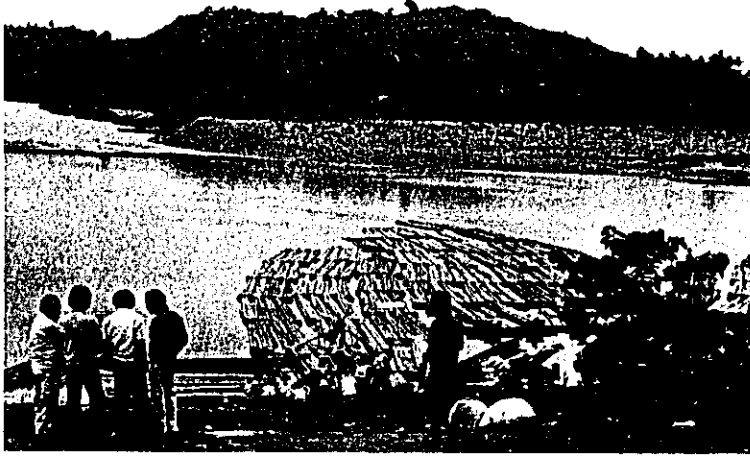
II - 1 設備と工事費の概要

項 目	外 貨 10 ³ ¥	内 貨 10 ³ P	合 計 10 ³ P
A. 230KV送電設備 Ambuklao~Santiago間 107 Km 1回線架線	482,000	5,950	19,000
B. 230KV変電設備 1) Ambuklao 発電所 シャ断器 2台 2) Solano 変電所 シャ断器 1台 3) Santiago 変電所 シャ断器 3台	772,000	3,880	24,780
C. 予 備 費	63,000	980	2,690
D. 技 術 料	63,000	510	2,220
E. 総 工 事 費	1,380,000	11,320	48,690
(円 換 算)	(1,380,000)	(418,000)	(1,798,000)

II - 2 工事工程 (Tentative)

着手予定 1979年3月
 完成予定 1980年5月

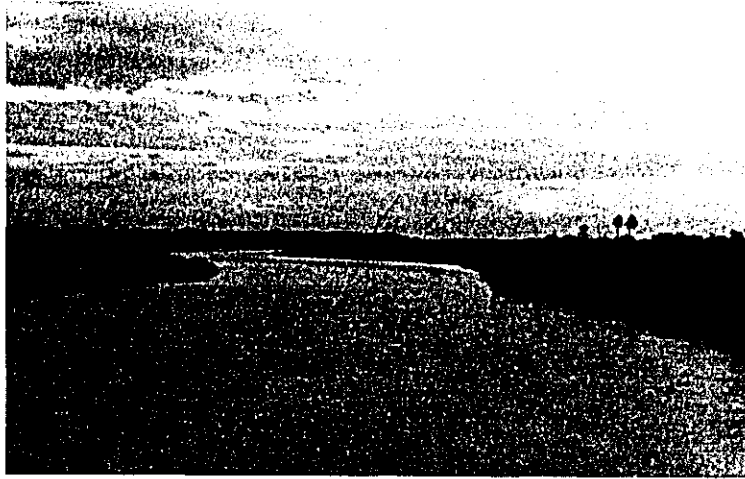
写 真 集



River Crossing (200m) at San Mariano



H Pole (Crossing of River 200m) at Jones



Cagayan River at Echague (Isabela Province)

2



Bridge Construction at Magapit (Cagayan Province)

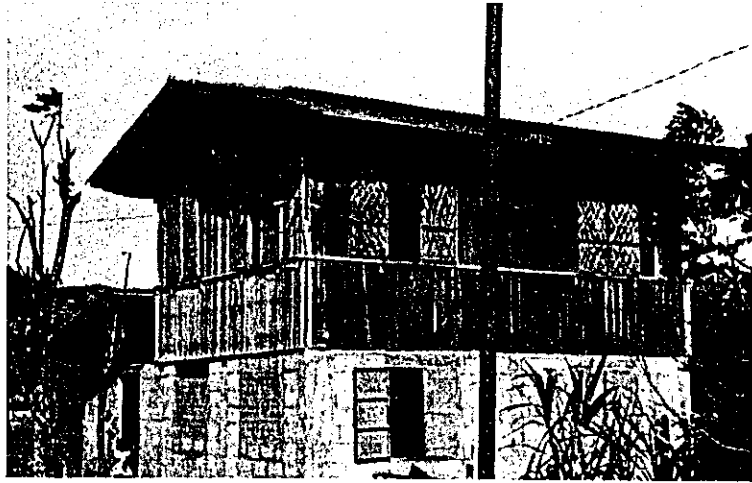


Magat River Crossing Point Between
Solano and Quezon



Capitol of Nueva Vizcaya at Bayombong

13



Wooden House



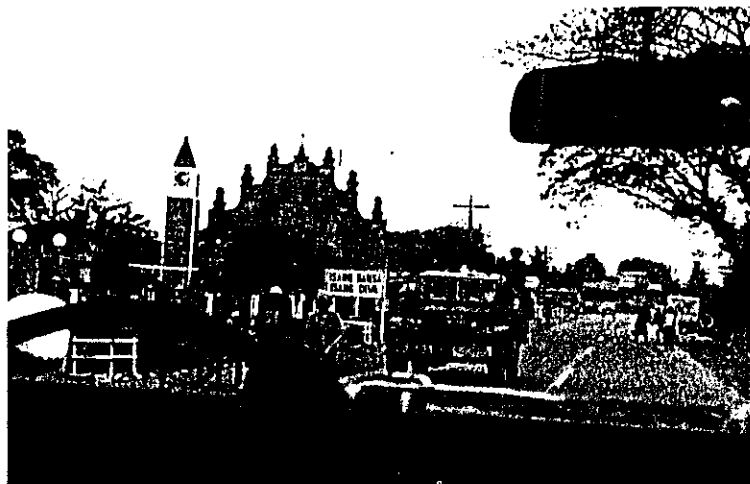
Farmer's House

67

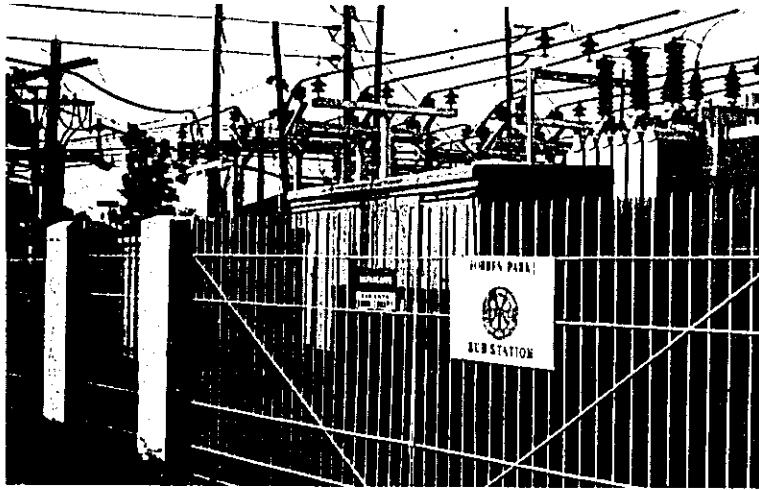


Market at Alicia

(5)

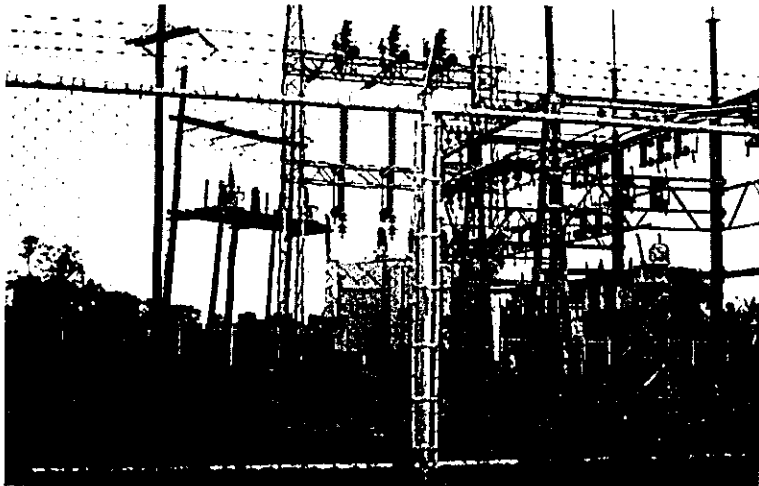


Japan-Philippine Friendship Road at Alicia

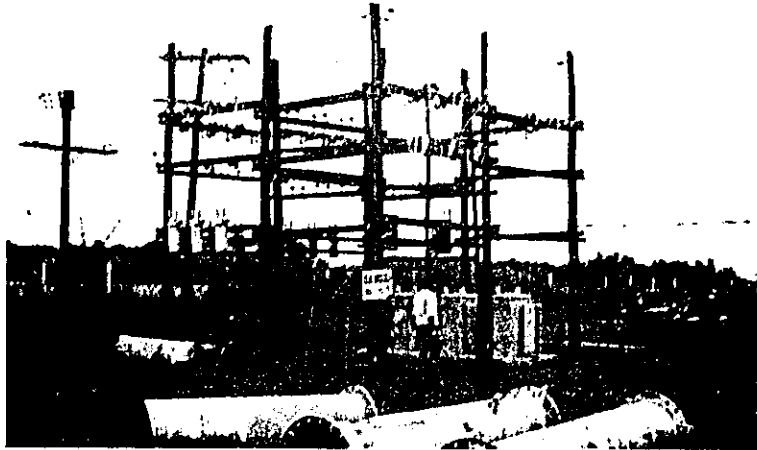


69KV Metal-clad Substation at Manila

(6)



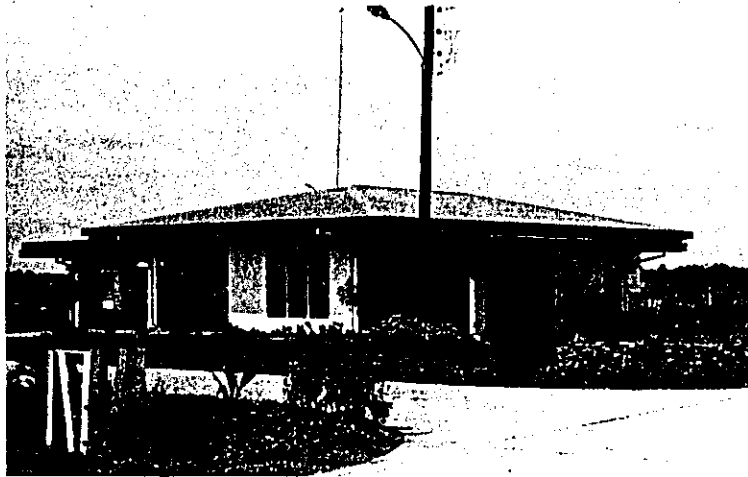
69KV Substation at Batangas



Distribution Switch Yard at ISELCO



Construction Work of Distribution Line
at Jones Line (ISELCO)

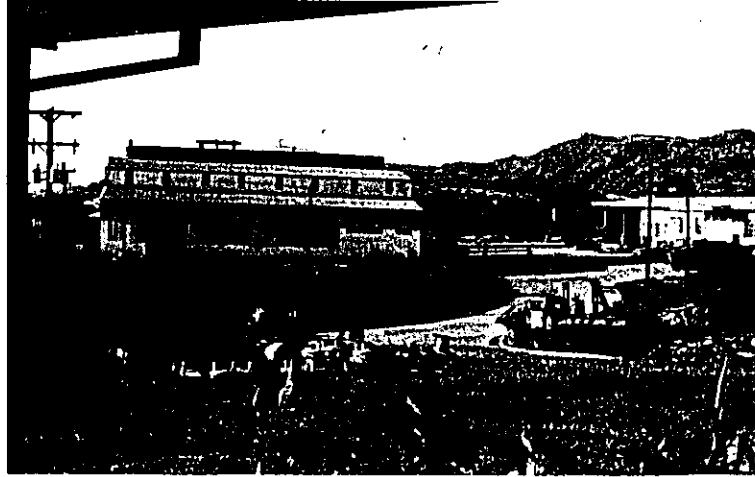


Manager House at ISELCO

(8)

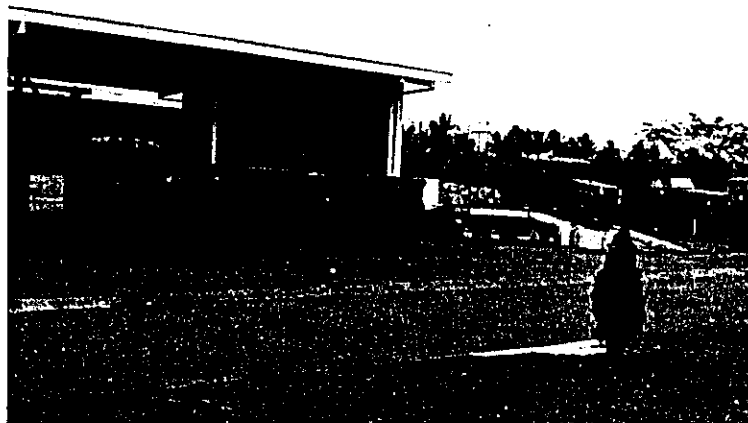


Multi-purpose House at ISELCO

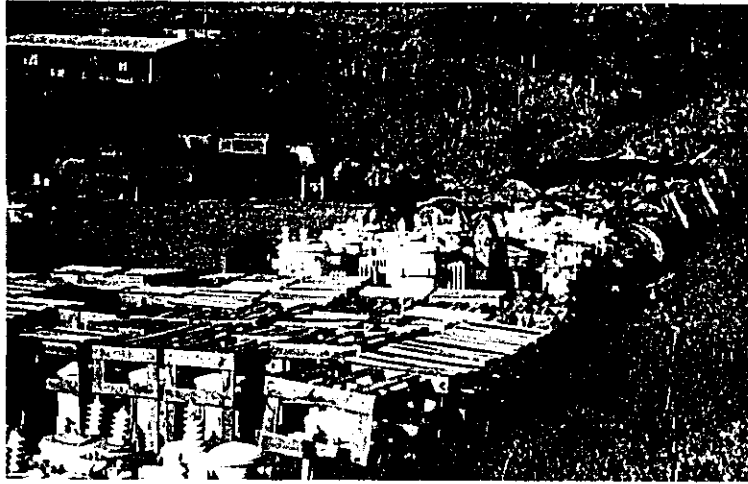


Diesel Power Plant and Warehouse at CAGELCO

(9)



Maintenance House at Batangas



Stock of Pole Transformer at CAGELCO

(10)

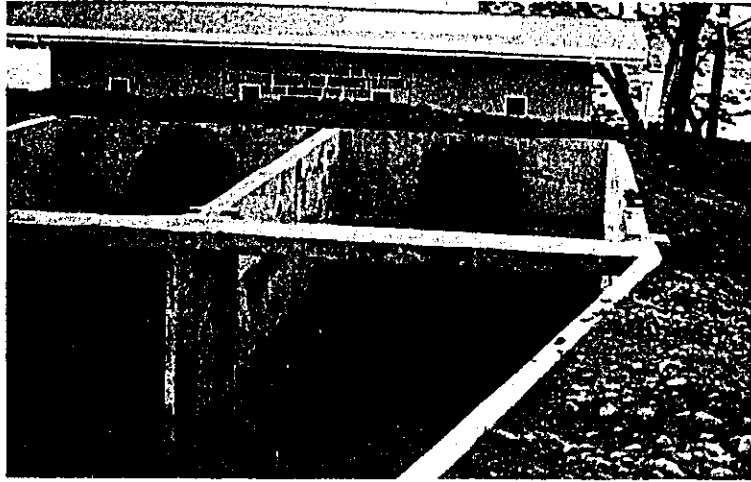


Inside of Warehouse at ISELCO

(11)

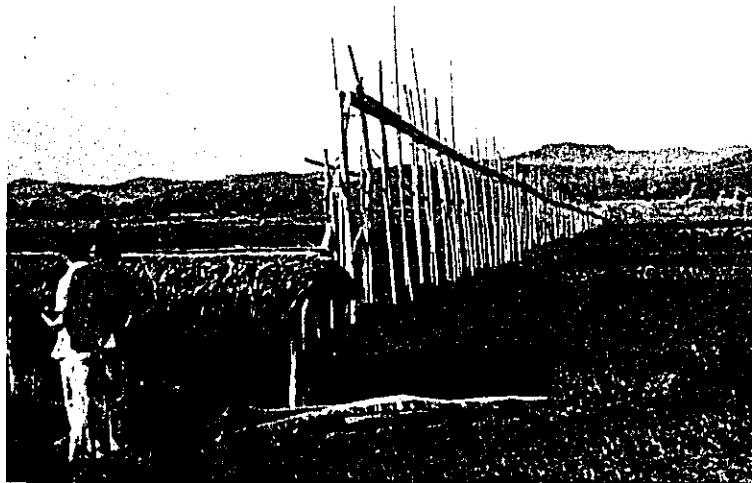


Dam for Irrigation at Ramon (Magat River)



Outlet of Solana Irrigation Pump Site
(Cagayan Province)

(12)



Private Well Pump up Irrigation at Solana
(Cagayan Province)

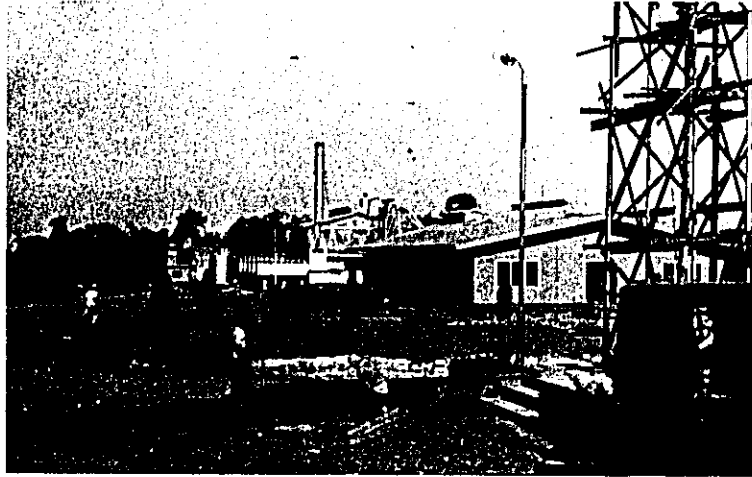


Site of Camalanuigan S/S

(13)



Site of Tuguegarao S/S



Tropical Plywood Factory at Magapit
(Cagayan Province)

(14)



Site of Santiago S/S

用 語 集

<u>計量単位</u>	<u>単 位</u>	<u>記 号</u>
長 さ	ミリメートル millimeter	mm
	センチメートル centimeter	cm
	メートル meter	m
	キロメートル kilometer	km (10^3m)
面 積	平方ミリメートル square millimeter	mm ²
	サーキュラーミル circular mil	CM (0.000567mm^2)
	キロサーキュラーミル kilo circular mil	KCM (1000CM $= 0.567\text{mm}^2$)
	平方センチメートル square centimeter	cm ²
	平方メートル square meter	m ²
	平方キロメートル square kilometer	km ² (10^6m^2)
	ヘクタール hectare	ha (10^4m^2)
体 積	立方センチメートル cubic centimeter	cm ³
	立方メートル cubic meter	m ³

	<u>単 位</u>	<u>記 号</u>
時間	時 hour	h
	分 minute	min
	秒 second	sec
質量	グラム gram	g
	キログラム kilogram	kg
	メトリックトン metric ton	mt
速度	メートル毎秒 meter per second	m / sec
	マイル毎時 miles per hour	mph (0.297 ^m / sec)
流量	立方メートル毎秒 cubic meter per second	m ³ / sec
動力	馬力 horsepower	HP (0.75KW)
温度	摂氏 centigrade degree	$c = \frac{5}{9} (F - 32)$
	華氏 fahrenheit degree	$F = \frac{9}{5} c + 32$

電力

	<u>単 位</u>	<u>記 号</u>
電力量	ワットアワー watt hour	WH
	キロワットアワー kilowatt hour	KWH (10^3 WH)
	メガワットアワー megawatt hour	MWH (10^6 WH)
	ギガワットアワー gigawatt hour	GWH (10^9 WH)
電力	ワット watt	W
	キロワット kilowatt	KW (10^3 W)
	メガワット megawatt	MW (10^6 W)
	ギガワット gigawatt	GW (10^9 W)
皮相電力	キロボルトアンペア kilovolt ampere	KVA
	メガボルトアンペア megavolt ampere	MVA
電圧	ボルト volt	V

	<u>単 位</u>	<u>記 号</u>
電 流	キロボルト kilovolt	KV
	アンペア ampere	A
	キロアンペア kilo ampere	KA
周波数	ヘルツ herz	Hz
	メガヘルツ megahertz	MHz
割合	百分率 percentage	%
<u>通貨</u>	円 Yen	¥
	ペソ Peso	₱
	US ドル US dollars	US \$
<u>換算率</u>	1 US\$ = 277¥ = 7.5₱	

シンボル

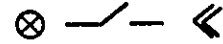
そく流コイル
Line Trap



しゃ断器
Circuit Breaker



断路器
Disconnecting Switch



変圧器
Transformer



Y 結線
Y Connection



デルタ結線
Delta Connection



結合コンデンサ
Coupling Capacitor



保護継電器
Protective Relay



電圧変成器
Potential Transformer



変流器
Current Transformer



避雷器
Lightning Arrester



電力線搬送電話装置
Power Line Carrier



同調装置
Line Tuning Unit



搬送保護継電装置
Carrier Relaying Protection



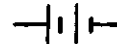
自動交換器
Automatic Exchange



整流器
Rectifier



電池
Battery



省略記号

機 関

A & E	Architects & Engineer	技術コンサルタント
BCS	Bureau of Census and Statistics	統計局
BISA	Barrangai Irrigation Service Association	農村かんがい協同組合
CAGELCO	Cagayan Electric Cooperative	カガヤン電化組合
CB	Central Bank of the Philippines	フィリピン中央銀行
COOP	Electric Cooperative	電化組合
DPH	Department of Public Highway	道路庁
FSDC	Farm System Development Committee	農地開発委員会
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行
ISELCO	Isabela Electric Cooperative	イザベラ電化組合
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力事業団
LTC	Land Transportation Commission	陸上交通委員会
MERALCO	Manila Electric Company	マニラ電力会社
MITI	The Ministry of International Trade and Industry in Japan	通商産業省
MORESCO	Misamis Oriental Rural Electric Cooperative Inc.	ミサミス オリエンタル電化組合
NEA	National Electrification Administration	国家電化事業庁
NEDA	National Economic and Development Authority	国家経済開発庁
NIA	National Irrigation Administration	国家かんがい庁
NPC	National Power Corporation	国家電力公社
NUVELCO	Nueva Vizcaya Electric Cooperative	ヌエバビスカヤ電化組合

OECE	Overseas Economic Cooperation Fund in Japan	海外経済協力基金
REA	Rural Electrification Administration	アメリカ合衆国内務省 地方電化庁
USAID	United States Agency for International Development	アメリカ合衆国 国際開発局

經濟用語

CY	Calendar Year	曆年
DC	Domestic Currency	內貨
E/L	Export Licence	輸出許可
FC	Foreign Currency	外貨
FY	Fiscal Year(from Jan. to Dec. in Philippines)	會計年度
GDP	Gross Domestic Product	國內總生產
IP	Implementation Program	實施計畫
IRR	Internal Rate of Return	內部收益率
L/A	Loan Agreement	借款契約
L/C	Letter of Credit	取消不能信用狀
NDP	National Development Product	國民總生產

技術用語

ACSR	Aluminium Cable Steel Reinforced	鋼しんアルミ線
BC	Blocking Coil	そく流コイル
BIL	Basic Impulse Insulation Level	基準衝撃絶縁強度
ch	Channel	チャンネル(通信線)
CB	Circuit Breaker	しゃ断器
cct	Circuit	回線(送電線)
CCPD	Coupling Capacitor Potential Device	結合コンデンサ型電圧変成器
CRP	Carrier Relaying Protection	搬送保護継電
EL	Elevation Level (meter)	標高
EX	Automatic Exchange	自動交換器
FM	Frequency Modulation	周波数変調
HV	High Voltage	高電圧
LV	Low Voltage	低電圧
LT	Line Trap	そく流コイル
LTC	Load Tap Changer	負荷時電圧補償装置
LTU	Line Tuning Unit	同調装置
OCB	Oil Circuit Breaker	油入しゃ断器
OLTC	On Load Tap Changer	負荷時電圧調整器
P/S	Power Station	発電所
S/S	Substation	変電所
SSB	Single Side Band	端側帯波
SVR	Step Voltage Regulator	電圧調整器
PD	Condenser Type Potential Divider	コンデンサ型分圧器
PLC	Power Line Carrier	電力線搬送電話装置

T/L	Transmission Line	送電線
Tr.	Transformer	變压器
VHF	Very High Frequency	高周波
WHM	Watt Hour Meter	積算電力計

特殊用語

Region:	An administrative control division (composed of several provinces)	Philippines の行政上の区画
Province:	An administrative division	州
Municipal:	Towns and counties in a province	町または郡
Capital:	Capital town of a province	州都である町または郡
Town:	Seat of town or county office (Locally called "Poblacion")	町または郡の役場所在地
Rural:	A town or village without town or village hall	役場所在地でない町村
Barrio:	A division of a town or village division	町村の中の集落

目 次

は し が き

伝 達 状

Ogayan Valley 地域 (Region II) の一般図

計 画 概 要

写 真 集

用 語 集

I. 総 括		頁
1. 調 査 の 概 要		
1-1	調査の背景と目的	1
1-2	調査団の構成および調査期間	5
1-3	調査のための基礎資料	7
2. 結 論		
2-1	電化のための現地状況	8
2-2	Region II地区の電化計画	9
2-3	建設工事費	19
2-4	経 済 性	20
2-5	230KV 送電線増強計画について	21
3.	勸 告	23
II. 調 査 成 果		
第 1 章 Philippines の経済情勢		
1-1	Philippines の1973年までの一般経済情勢	1-1
1-2	1974年～1977年国土開発4ケ年計画について	1-6
1-3	Philippines の経済の現況	1-7
第 2 章 Philippines における電力事業の現況と将来計画		
2-1	Philippines の電力系統	2-1

	頁
第 3 章 Region II (Cagayan Valley 地域) の電化	
3-1 国策としての地方電化	3-1
3-2 Region II 内の現在の電力事情	3-2
3-3 Region II 電化の方法	3-5
第 4 章 Region II (Cagayan Valley 地域) について	
4-1 Region II の Outline	4-1
4-2 Region II の社会環境	4-14
4-3 Region II の産業	4-18
4-4 Region II の Irrigation 工事の現況	4-29
4-5 Region II の個人所得および消費について	4-30
第 5 章 NEA, COOP および NPC について	
5-1 NEA について	5-1
5-2 COOP について	5-6
5-3 NEA と COOP との業務の関係	5-12
5-4 NPC について	5-12
第 6 章 需 要 想 定	
6-1 電化対象区域	6-1
6-2 住宅用需要電力の想定	6-3
6-3 一般動力需要の想定	6-9
6-4 公共用その他の需要	6-12
6-5 工業用大口電力	6-12
6-6 想 定 結 果	6-14
第 7 章 開 発 計 画 の 策 定	
7-1 計画の基本構想	7-1
7-2 開 発 計 画	7-9
7-3 開発計画についての技術上の諸条件	7-33
7-4 資機材の調達区分	7-38

	頁
第 8 章 建設工事費（第 1 段階について）	
8-1 総工事費	8-1
8-2 直接工事費の算定	8-1
第 9 章 施工計画（第 1 段階について）	
9-1 基本工程	9-1
9-2 施工態勢	9-2
9-3 施 工	9-6
9-4 工事工程	9-9
第 10 章 第 2 段階以後の計画概要	
10-1 第 2 段階工事	10-1
10-2 第 3 段階工事	10-2
10-3 建設工事費	10-5
第 11 章 NPC 関係 230KV 系統増強計画	
11-1 Luzon 島の電力需給	11-1
11-2 Luzon 島 NPC の工事計画と外資関係	11-2
11-3 Magat 発電所建設に伴う Ambuklao - Santiago 間の 230KV 送電線の 2 回線化の必要性について	11-4
11-4 系統構成および安定度の検討	11-4
11-5 2 回線化に伴う工事計画の概要	11-10
11-6 建設工事資金	11-13
11-7 工事工程	11-15
第 12 章 電化計画の経済性	
12-1 Region II の COOP の運営経費について	12-1
12-2 IRR の計算	12-6

APPENDIX

1 . 総 括

1. 調査の概要

I 総 括

調査の概要・結論および勧告

1. 調査の概要

1-1 調査の背景と目的

1976年 Philippines 共和国の National Electrification Administration (NEA) から Cagayan Valley 地区、地方電化計画の Feasibility survey の申し入れが日本国政府にあった。すなわち、調査対象地区は、Luzon島の東北部にある行政区画 Region II (Fig.1 参照) と呼ばれている Cagayan, Isabela, Quirino, Kalinga Apayao, Ifugao, Nueva Vizcaya の 6 州を主としたものである。この Region II は Philippines 国内における重要な立地を持ち乍ら全国でも最も電化がおこなわれている地区である。

本調査団の目的は、現在日本の援助資金により、同地区に、1979年運開を目標に建設準備がすすめられている National Power Corporation (NPC) の 230KV, 69KV 送電幹線及び変電所の建設計画をベースとして、地方電化のための具体的配電系統計画を調査し策定することにあつた。

Philippines 政府による地方電化は、NEA の下部に地方毎の電化組合 (Electric Cooperative, 略称 COOP) を設置して実施されている。

この調査対象地域である Region II の COOP は、1977年1月現在 Cagayan 州に CAGELCO I (Cagayan Electric Cooperative I), Isabela 州に ISELCO I (Isabela Electric Cooperative I) がある。この2つの COOP にそれぞれ 1,000KW のディーゼル発電所があつて、時間制限による配電を行なっている。その外一部の町で、小規模の公営、私営の電気事業が約 20 ある。Region II の電化率は 1975年調査によると 5 % で全国最下位である。

同地区は現在農業が主たる産業で特に米は毎年20万トンを超える移出を行ない、Philippinesの穀倉として重要な地位を占めている。将来の増加する人口に対して、Region IIの農業の生産性を高めるため、大容量のPump式を含む大型灌漑計画が推進されている。又近代式工場の進出も行なわれつつあるが、現在のところ電源は自家用火力ならびにディーゼル発電機によって賄われている。

これらの産業を発展させて生産性を高め、雇用を促進して生活水準の向上を計るには、公共設備の拡充を行なう必要がある。その一つとして、特にRegion IIが他のRegionよりおこなっている電化を普及させることがNEAの急務であり、当面課せられた至命である。

本調査団は、これらの要求を満たすためのCagayan Valley地域の電化計画を以下の様に作成した。

調査対象区域について

一般的に Philippines 地方行政は、下記の区分により行なわれている。

- Region : Philippines の行政上の区画 (いくつかの州を統合)
- Province : 州
- Municipal : 町または郡
- Capital : 州都である町または郡
- Town : 町または郡の役場所在地 (現地の呼び名 : Poblacion)
- Rural : 役場所在地でない町村
- Barrio : 町村の中の集落

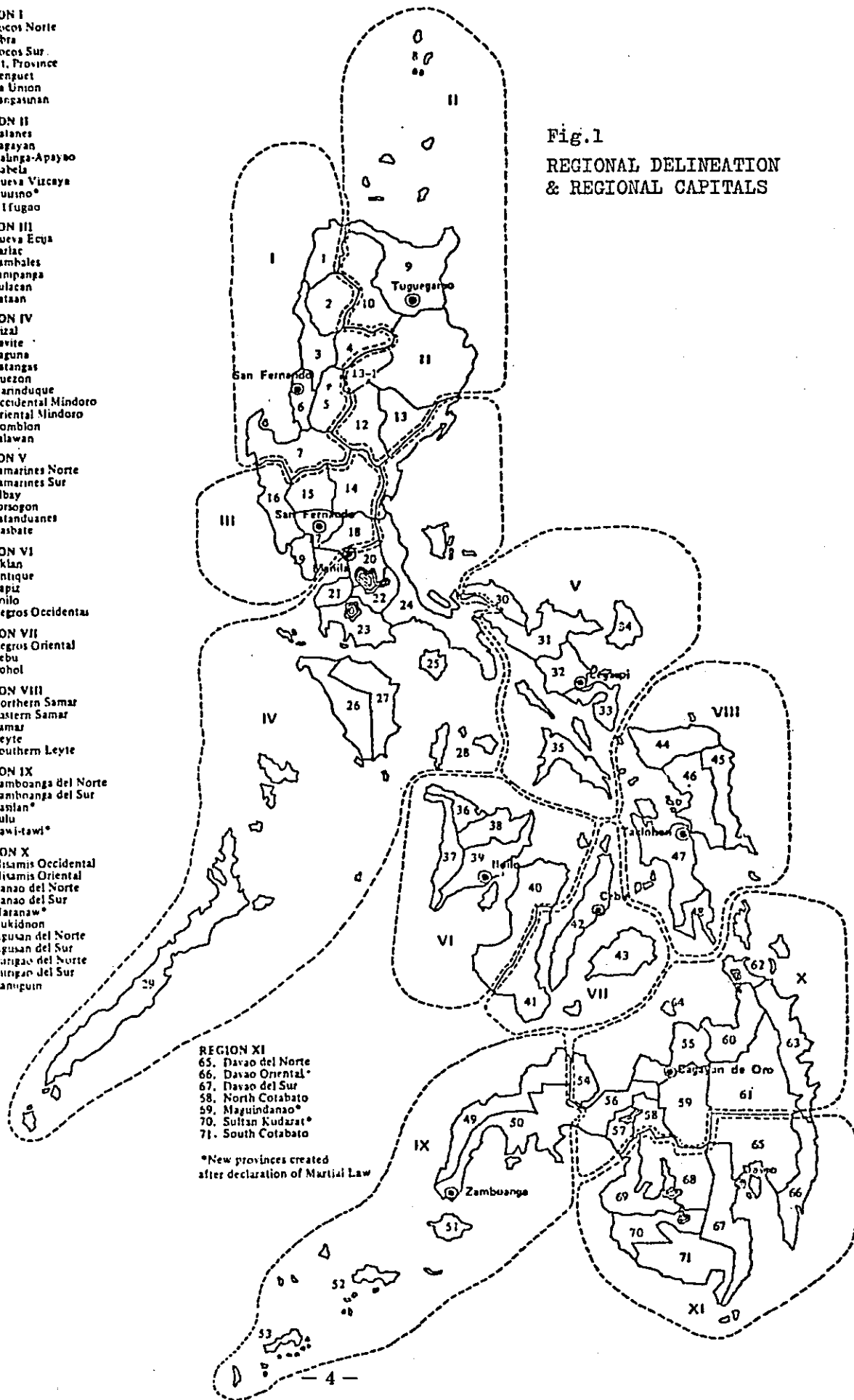
このような、地方行政区分において、俗に云う Cagayan Valley 地区は前述のとおり、Region II に属する 6 州であり、この Project の調査範囲は下記のとおりである。

<u>Region</u>	<u>Province</u>	<u>Regional Capital</u>
Region II	Cagayan	Tuguegarao
	Isabela	
	Quirino	
	Nueva Vizcaya	
	Ifugao	
	Kalinga Apayao	
Region I	Mountain Province の Rural	
	Paraceris	

これらの調査対象となる Municipal は 104 である。

- REGION I**
- 1. Ilocos Norte
- 2. Abra
- 3. Ilocos Sur
- 4. Mt. Province
- 5. Benguet
- 6. La Union
- 7. Pangasinan
- REGION II**
- 8. Batanes
- 9. Cagayan
- 10. Kalunga-Apsyao
- 11. Isabela
- 12. Nueva Vizcaya
- 13. Quisno*
- 13-1 Ifugao
- REGION III**
- 14. Nueva Ecija
- 15. Tarlac
- 16. Zambales
- 17. Pampanga
- 18. Bulacan
- 19. Bataan
- REGION IV**
- 20. Rizal
- 21. Cavite
- 22. Laguna
- 23. Batangas
- 24. Quezon
- 25. Marinduque
- 26. Occidental Mindoro
- 27. Oriental Mindoro
- 28. Romblon
- 29. Palawan
- REGION V**
- 30. Camarines Norte
- 31. Camarines Sur
- 32. Albay
- 33. Sorsogon
- 34. Catanduanes
- 35. Masbate
- REGION VI**
- 36. Aklan
- 37. Antique
- 38. Capiz
- 39. Iloilo
- 40. Negros Occidental
- REGION VII**
- 41. Negros Oriental
- 42. Cebu
- 43. Bohol
- REGION VIII**
- 44. Northern Samar
- 45. Eastern Samar
- 46. Samar
- 47. Leyte
- 48. Southern Leyte
- REGION IX**
- 49. Zamboanga del Norte
- 50. Zamboanga del Sur
- 51. Basilan*
- 52. Sulu
- 53. Tawi-tawi*
- REGION X**
- 54. Misamis Occidental
- 55. Misamis Oriental
- 56. Lanao del Norte
- 57. Lanao del Sur
- 58. Maranaw*
- 59. Bukidnon
- 60. Agusan del Norte
- 61. Agusan del Sur
- 62. Surigao del Norte
- 63. Surigao del Sur
- 64. Comoguin
- REGION XI**
- 65. Davao del Norte
- 66. Davao Oriental*
- 67. Davao del Sur
- 58. North Cotabato
- 59. Maguindanao*
- 70. Sultan Kudarat*
- 71. South Cotabato

Fig.1
REGIONAL DELINEATION
& REGIONAL CAPITALS



*New provinces created after declaration of Martial Law

1-2 調査団の構成及び調査期間

このProjectのFeasibility surveyに関する比国政府要請にもとづき、日本国際協力事業団(JICA)は、下記の調査メンバーを編成して、1977年1月25日～3月20日にわたり、NEA, NEDA及び、関係機関との打合せ、意見交換を行ない、Region IIの、対象地区内の各種調査を実施した。Feasibility Reportは1977年3月20日帰国後現地調査資料を基礎として主に需要想定、開発計画、予備基本設計、施工計画、工事費と資金計画、経済性などについて検討作成した。

団 長	まつ 松	もと 本	ゆたか 茂	
	総括および計画			
	西日本技術開発株式会社 工務部長			
団 員	なが 長	はた 畑	さだ 貞	ゆき 之
	業務調整			
	国際協力事業団(JICA)			
団 員	すず 鈴	き 木	しげ 茂	みつ 光
	技術調整			
	通商産業省(MITI)			
団 員	なべ 鍋	しま 島	ち 千	ひろ 尋
	建設計画			
	西日本技術開発株式会社 工務部長代理			
団 員	くり 栗	ばやし 林	ひで 英	つら 行
	計画および需要想定			
	西日本技術開発株式会社 工務部配電課長			
団 員	お 小	やま 山	かず 一	たみ 民
	建設計画			
	西日本技術開発株式会社 工務部配電課長代理			
団 員	くわ 桑	ばら 原	すすむ 進	
	送電系統との技術調整			
	西日本技術開発株式会社 嘱託顧問			
	株式会社 EPDO インターナショナル取締役			

調 査 日 程

行 事	1977 年			
	1 月	2 月	3 月	4 月
	24 31	7 14 21 28	7 14 21	
1977年1月25日Manila着	25	4		
Region IIの南部地区現地調査		5 24		
Region IIの北部地区現地調査			25 10	
Manilaにおける打合せ及び現地調査中間報告書作成				11 20
				3月11日～3月17日 NEA, NPC との打合せ 日本大使館との打合せ 3月18日NEAに中間報告書提出

1-3 調査のための基礎資料

この Feasibility Report 作成にあたって、使用した基礎資料は、以下の通りである。

資料分類	番号	資 料 名
総 括	1.	The Essential Reference Work on the Philippines for 1975. -Philippine ALMANAC & HANDBOOK of facts-
	2.	Journal of Philippine Statistics 1st~3rd Quarter 1976.
	3.	Socio Economic Profile Region II Part 1・Part 2.1976.
	4.	Socio Economic Profile, Province ISABELA, CAGAYAN, QUIRINO, KALINGA-APAYAO
	5.	Population Density of Region II. 1975.
	6.	Development Digest Region II. 1976.
	7.	List of Small industry. Isabela
	8.	Consumer Price Index for the PHILIPPINES. 1957~1976.
	9.	PRESIDENTIAL DECREE 269.
地 図	10.	NEA Region II Project Map
	11.	Region II Municipal Map 98 Sheets.
NPC関係	12.	PHILIPPINE-JAPAN Project LOAN Assistance Program PLAN & SPECIFICATION vol. 1~vol. 7
IRRIGATION	13.	NPC: Power Expansion Program.
	14.	BISA Program: ISABELA. CAGAYAN.
NEA	15.	Progress Report 1976, 1975.
	16.	An Evaluative Study of the MISAMIS Oriental Rural Electric Service Cooperative Inc (MORESCO) 1975.
COOP	17.	Monthly Report Dec 1976. CAGELCO. ISELCO
	18.	ESTIMATED OPERATIONAL BUDGET Jan.~Jun. 1977. CAGELCO. ISELCO.
Enginee- ing	19.	Rural Line Manual NEA
	20.	Specification & Drawings for 34.5KV and 69KV Transmission Line Construction. NEA.
	21.	Specification & Drawings for 7.62/13.2KV Line Construction.

2. 結 論

2-1 電化のための現地状況

Philippinesの主要な電源と送電系統は、前述の如くNPCが、担当している。具体的電化促進のための配電部門は、NEAが主軸となり、今迄に点在したLocalの中小電気事業を吸収統合して、より安く、安定した、良質の電力を広範囲に普及するために、NPCの幹線系統の拡張と連繋して、配電幹線網を拡充して、急速な全国的電化を計りつつある。

NEAによる全国に及ぶ具体的電化促進の方法は、各行政州毎に地元民で構成されたNEA直系の電化組合(Electric Cooperative)を設置する。このCOOPはNEAの直接指導と資金その他の援助により育成され、自分自身の地方の発展のためにお互のCOOPが競って電化促進と、合理的運用と経営に努力する態勢を確立しつつある。

全国Region数11に対して、1976年末COOPの数は63(州数71)と、1974年以来急速に普及して来たが、今回のProject対象区RegionⅡは、重要な立地条件を有し乍ら、6州に対して、COOP2という立遅れを示している。これは、Philippinesの主都Manilaを有するLuzon島としては、主都圏中心の発展と社会的安定が先づ優先的に実施されたため、今後は、RegionⅡの発展を計るべく、政府はRegionⅡに、下記の如く、COOPの拡充を行っている。

州 別	COOP 名	対 象 地 区
Cagayan	CAGELCO I (増強)	Tuguegarao 等, 州南部地区と Kalinga Apayao 州 Conner を含む。
	CAGELCO II (新設)	Aparri 等, 州北部地区
Isabela	ISELCO I (増強)	Santiago 等, 州南部と Ifugao 州 Potia を含む。
	ISELCO II (新設)	Ilagan 等州北部地区と Mountain 州 Paraceris。但し Palanan を除く。
Quirino	Quirino (新設)	Quirino 州
Kalinga-Apayao	Kalinga-Apayao I(新設)	Tabuk 等州南部
	Kalinga-Apayao II(新設)	Luna 等州北部。但し Conner を除く。
Ifugao	Ifugao (新設)	Potia, Lamut を除いた州全部
Nueva-Vizcaya	NUVELCO (新設)	州全部および Ifugao 州 Lamut

2-2 Region II 地区の電化計画

この調査において、Region II 地区の電化を、具体的に促進するための運用機関が、上表に示す如く、6州に対して9つの COOP を拡充することが確認され、この Project の基本的実施の可能性を裏付けることが出来た。このような、Region II 地区（一部 Region I の Rural, Paraceris を含む。ISELCO II 担当区）の各 COOP の Head Office の所在地を中心に、電化普及の第1段階として必要な範囲を調査設定し、かつ、NPC によって現在実施中の同地区への 230 KV 及び 69 KV 送電系統建設計画との経済的連繫を考慮して、慎重に電化計画を立案した。

電化計画の立案にあたっては、電化普及速度と、建設の経済性との間に相反する関係があり、したがって、先ず、電化の核になる設備を建設して、電化の実をあげ乍ら、逐次電化普及を浸透させることが望ましいと考える。すなわち、具体的電化計画としては、以下のような段階で開発されるものとした。

開発の第1段階 1979～1980年

1980年までにCapitalまたはTownへの13.2KV配電幹線の完成。この配電幹線の両側約500m以内にあるBarrioの世帯数の35～40%を電化。Capital或いはTownは40%～65%電化。

1981～1982年

1980年までに電化した地区のBarrio以外の残りのBarrioの1/2のBarrioについて、その世帯数の35～40%を電化。また1980年までに電化した地区のBarrioの電化率を45～50%に高める。

CapitalまたはTownの電化率は、50～75%に高める。(総合電化率33.6%)

開発の第2段階 1982～1984年

1984年までに全てのBarrioに配電線を導入する。CapitalまたはTownは60～85%の電化率とし、1982年までに電化したBarrioは45～60%に電化率を高め、1982年より電化を開始したBarrioは30～35%電化を進める。(総合電化率50.0%)

開発の第3段階 1985～1990年

Capital or Town, すべてのBarrioを含み、Region II内の100%電化を達成する。

かくして、需要家別の負荷想定を下記の如く行なった。特にRegion IIの主要産業であるIrrigation(灌漑)の開発に伴う電力需要の増大と共に重要な電化目的としてResidential(家庭)の電化があげられる。

Residentialの電化は、重要な地区を優先的に実施し、逐次段階的に拡充する方法を採用した。前述のごとく、第1段階として、1982年を目途として9つの各COOPにおいて夫々が分担するMunicipal全世帯数のうち、最も普及効果が高く、かつ投資効率のよいBarrioに対して配電するものとした。

このProjectの第1段階におけるResidentialの電化は、1982年におけるRegion IIの全世帯数約384,069世帯のうち、33.6%にあたる129,227世帯の電化を実現することになる。また、この時配電線網がカバーする世帯数は全世帯数の70%、すなわち、271,615世帯に達している。(参照Table 6-14-1)

各COOP別のResidentialの電化計画は次表のとおりとなる。

電化率の推移 (Region II) Electrification rate by year in Region II

Coop 名	1980 年			1982 年			1984 年		
	電化戸数	電化率	総戸数	電化戸数	電化率	総戸数	電化戸数	電化率	総戸数
N VIZCAYA	11,743	26.5	44,320	19,164	40.6	47,196	27,782	55.3	50,262
IFUGAO	1,905	9.8	19,504	4,813	23.7	20,299	9,280	44.0	21,112
QUIRINO	2,097	14.9	14,096	4,678	30.4	15,397	7,943	47.2	16,811
ISELCO I	15,577	19.9	78,396	28,284	34.5	81,911	43,420	50.8	85,497
ISELCO II	10,813	19.0	56,814	20,535	34.6	59,361	31,309	50.5	61,960
CAGELCO I	9,790	15.6	62,736	21,242	32.6	65,134	33,010	48.8	67,646
CAGELCO II	10,996	18.2	60,461	20,533	32.7	62,772	32,057	49.2	65,193
K-APAYAO I	3,643	17.5	20,769	7,187	32.4	22,165	11,581	49.0	23,649
K-APAYAO II	1,218	13.2	9,215	2,791	28.4	9,834	4,835	46.1	10,492
計	67,782	18.5	366,311	129,227	33.6	384,069	201,217	50.0	402,622

その外の主なる需要としては、Irrigation があげられるが、この事業は以下のように大別される。

- (1) 国家事業として NIA が実施している灌漑区
- (2) 地方自治が実施している区域
- (3) 地方の私企業として実施している区域

この Project の第 1 段階の 1982 年までに要する主な Irrigation 用電力としては、

Cagayan 州北部 Camalaniugan S/S : magapit Irrigation

(Lower Cagayan 農業総合開発 Project)

4,800 KW

Cagayan 州南部 Tuguegarao S/S : Solana NIA

1,500 KW

Tuguegarao NIA

500 KW

があげられ、その他各地区に小規模の Irrigation Pump が散在している。

生産工場としては、Camalaniugan S/S の負荷として Tropical Plywood 2,500 KW, Piat S/S に Piat 精糖工場 1,500 KW があげられる。また、Rice Mill, Saw Mill などの工場負荷、町村の公共用需要が考えられ、これらを総合して年度別に需要想定すると以下の表のとおりである。

(1) 需要家別電力量

電力量の想定 (MWH)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Residential	32,536	52,036	79,086	113,433	164,192	206,262	557,495
Ricemill	12,240	17,952	23,664	29,376	35,088	40,800	44,880
Others	6,994	10,558	14,947	20,218	27,367	31,476	36,513
Irrigation BISA Private	9,965	13,340	17,143	21,262	25,790	29,167	44,851
# 大型(NIA)	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300
Irrigation Subtotal	37,265	40,640	44,443	48,562	53,090	56,467	72,151
Industry	28,080	29,808	29,808	21,168	21,168	31,968	31,968
総計	117,115	150,994	191,948	232,757	300,905	366,973	743,007

BISA: Barrangai Irrigation Service Association

農村灌漑協同組合 (NIA の下部組織)

NIA: National Irrigation Administration

国家灌漑庁

(2) Maximum Power Demand at Substation Sending End, by Year

(For User Category)		(Kw)								
Item	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990			
Residential	11,076	16,966	24,740	34,550	48,729	59,681	157,379			
Ricemill	5,100	7,480	9,860	12,240	14,620	17,000	18,700			
Public and Others	1,619	2,444	3,460	4,680	6,335	7,286	8,452			
Irrigation	BISA	3,529	4,107	4,727	5,325	5,956	6,849			
	Private	2,007	3,304	4,797	6,487	8,372	18,068			
	NIA	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775			
	Subtotal	13,311	15,186	17,299	19,587	22,103	23,979	32,692		
Large Industry	6,900	6,900	6,900	4,900	4,900	7,400	7,400			
Loss	3,801	4,898	6,226	7,597	9,670	11,534	22,463			
Total	41,807	53,874	68,485	83,554	106,357	126,880	247,086			

(3) COOP's Maximum Power Demand, at Substation Sending End, by year

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
N. VIZCAYA	3,189	4,646	6,434	8,565	11,409	13,621	28,227
IFUGAO	645	1,102	1,670	2,477	3,595	4,390	10,678
QUIRINO	656	1,069	1,596	2,253	3,158	3,907	9,939
ISELCO I	9,705	12,739	16,330	18,310	23,689	27,775	53,648
ISELCO II	5,080	7,291	9,911	12,891	16,718	19,813	38,878
CAGELCO I	8,455	10,352	12,693	15,298	18,784	21,479	40,476
CAGELCO II	12,518	14,230	16,313	18,864	22,276	27,679	46,047
K. APAYAO I	1,145	1,768	2,534	3,478	4,748	5,790	13,313
K. APAYAO II	414	677	1,004	1,418	1,980	2,426	5,880
TOTAL	41,807	53,874	68,485	83,554	106,357	126,880	247,086

(KW)

(4) Substation's Maximum Power Demand , by Year (KW)

Substation	Capacity (KVA)	1980 (KW)	1981 (KW)	1982 (KW)	1983 (KW)	1984 (KW)	1985 (KW)
Solano S/S (4)	15,000	3,834	5,748	8,104	11,042	15,004	18,011
Santiago S/S (4)	15,000	6,931	8,887	11,233	11,924	15,647	18,474
Cauayan S/S (3)	10,000	3,430	4,921	6,693	8,639	11,200	13,208
Ilagan S/S (4)	15,000	5,060	7,291	9,911	12,891	16,718	19,813
Tuguegarao S/S (4)	15,000	5,793	6,610	8,122	9,740	11,750	13,425
Piat S/S (2)	15,000	2,662	3,742	4,571	5,558	7,034	8,054
Tabuk S/S (2)	10,000	1,145	1,768	2,534	3,478	4,748	5,790
Camalaniugan S/S(4)	15,000	2,398	3,225	4,158	5,351	7,169	8,057
Abulug S/S (3)	15,000	2,096	3,068	4,131	5,395	7,045	8,449
Magapit SS (3)	15,000	8,438	8,614	9,028	9,536	10,042	13,599
Total Load 10 S/S		41,807	53,874	68,485	83,554	106,357	126,880
Total Capacity 10 S/S		140,000	140,000	140,000	165,000	180,000	180,000
Total Load/Total Capacity (%)		30	38	49	51	59	70

Number of Substations: NPC Project 6, NEA Project 4
 () : Number of feeders, Number of total feeders: 34
 New construction of Substation at 2nd Stage: (1983 - Ifugao (10,000 KVA), Roxas (15,000 KVA)
 1984 - Echague (15,000 KVA)

以上の電化方針に基き、以下の如く開発計画を策定した。すなわち、第一段階は、1982年までにすべてのMunicipalを13.2KVの配電幹線で連繫（一部6.9KVの送電線と、変電所を設置する）し、その地区の主たるBarrioで、かつ投資効率のよい部分に低圧配電線を延長する。（家庭電化率33.6%）

第2段階は、1984年までに全Barrioに配電線を網羅して家庭電化率50.0%まで高めると共に、その後発展が予想される灌漑、農産物加工、製氷、製糖、製材などの一般生産業用電力及び公共施設用電力などの供給設備を拡充する。またSolano, Santiago, Cauayan, Ilaganの各S/Sの容量に不足が生ずるのでその設備拡充を計るために、3ヶ所のS/S新設が必要である。また、Tuguegarao S/Sの230/69KVのTrが1984年には容量不足となるのでTr1基を追加する。

第3段階は、1990年までにRegion II全域の家庭電化率ほぼ100%とし、増大する灌漑用電力需要、各種産業の発展に伴う電力需要、教育、スポーツ、交通機関などの公共用設備拡充に伴う電力需要、また、観光などの三次産業需要などのために送電線の延長、変電所の新設または増強、配電線網の拡充などを行ないRegion IIの社会的近代化の達成を計る。変電所としては、5ヶ所新設せねばならないであろう。

以上3段階の開発において、最も重要な初期的電力系統運用を確立させるための第1段階について、このFeasibility Reportは主眼をおき、実施可能調査を行なった。その成果を以下に詳述した。

このProjectの第1段階における設備概要を示すと下記のとおりである。

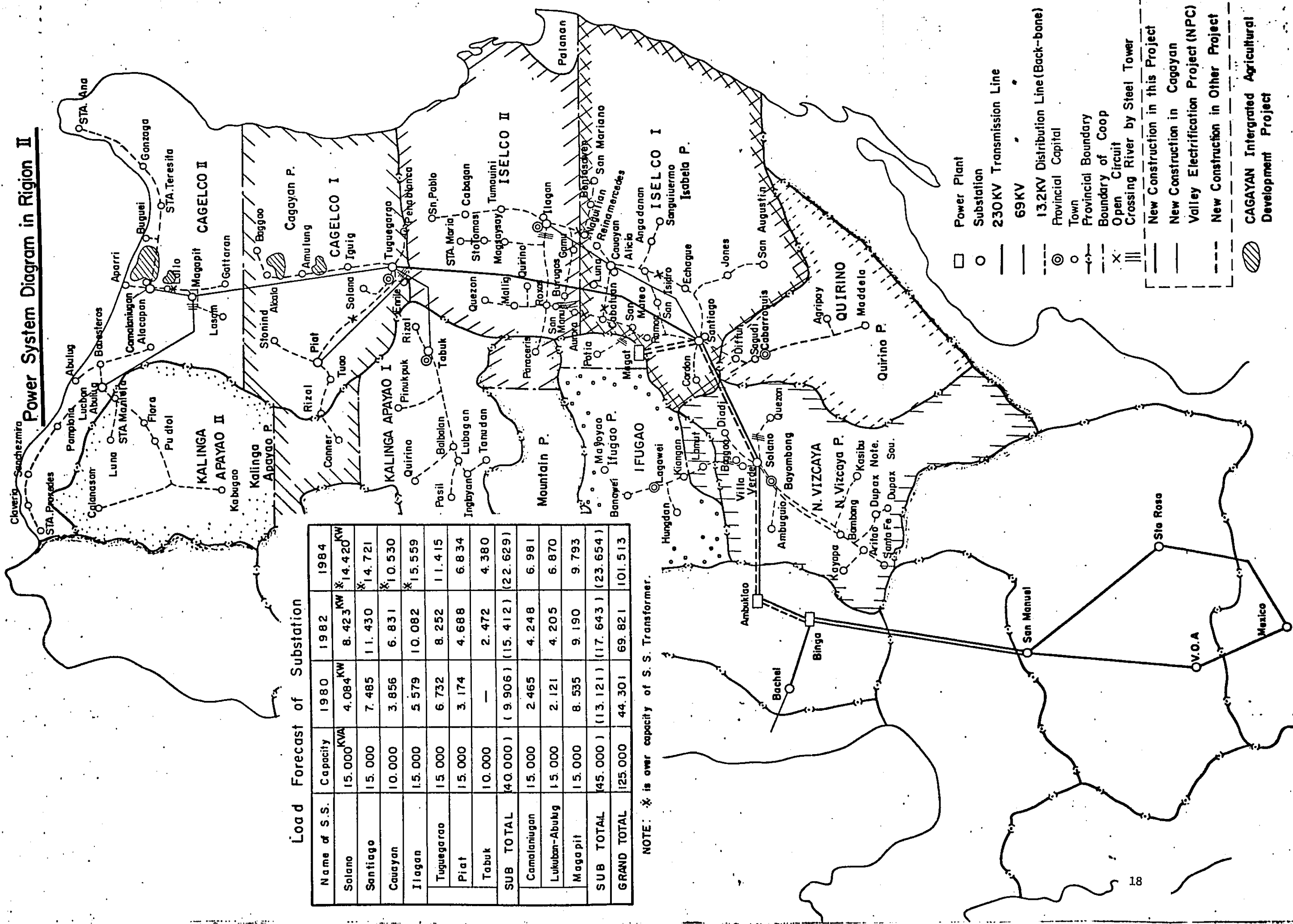
1) 送変電設備

69 KV 変電所 4ヶ所	Lucban-Abulug(15MVA)	
計 55 MVA	Magapit(15MVA), Piat(15MVA)	
	以上3ヶ所 Cagayan 州	
	Tabuk(10MVA), Kalinga Apayao 州	
	引出し 計 15回線	
69 KV 送電線	Magapit-Lucban Abulug	1 cct 46 Km
計 148 Km	Tuguegarao-Piat	1 cct 66 Km
	同 Tabuk 分岐線	1 cct 36 Km

2) 配電設備

132 KV 高圧配電線	1 cct	3,487 Km
240 V 低圧配電線		3,824 Km
柱上変圧器	6,320 台	93,530 KVA
電圧調整器	37 台	83,000 KVA
積算電力計	130,596 個	(高圧計器 17 を含む)
その他機器機材		一式

Power System Diagram in Region II



Load Forecast of Substation

Name of S.S.	Capacity	1980	1982	1984
Solano	15,000 KVA	4,084 KW	8,423 KW	* 14,420 KW
Santiago	15,000	7,485	11,430	* 14,721
Cauayan	10,000	3,856	6,831	* 10,530
Iligan	15,000	5,579	10,082	* 15,559
Tuguegarao	15,000	6,732	8,252	11,415
Piat	15,000	3,174	4,688	6,834
Tabuk	10,000	—	2,472	4,380
SUB TOTAL	(40,000)	(9,906)	(15,412)	(22,629)
Comalanguan	15,000	2,465	4,248	6,981
Lukuban-Abukig	15,000	2,121	4,205	6,870
Magapit	15,000	8,535	9,190	9,793
SUB TOTAL	(45,000)	(13,121)	(17,643)	(23,654)
GRAND TOTAL	(25,000)	44,301	69,821	101,513

NOTE: * is over capacity of S. S. Transformer.

2-3 建設工事費

2-2のRegion IIにおける電化計画に概説したとおり、1990年までに100%の電化を行なうことを目途に、このProjectは、3段階にわけて開発されるべきであろう。

この3段階のうち、最も重要な意義を持つ第1段階は早急に建設すべきもので、今回の調査の主目的であり、基本設計—所要機材数量—建設費の精度を高めて算出した。

第1段階～第3段階の所要工事費を示す。

1st Stage (1978年～1982年) …直接工事費は1977年基準で年率5% 1980年価格

F.C ¥9,385,000,000 (US\$33,881,000)

D.C P 166,030,000 (US\$22,137,000)

equivalent total P 420,130,000 (1US\$=277¥=7.5P)

(US\$56,018,000)

2nd Stage (1982年～1984年) …直接工事費は1977年基準で年率5% 1983年価格

F.C ¥ 5,101,000,000

D.C P 80,420,000

equivalent total P 218,530,000

3rd Stage (1985年～1990年) …1983年価格(将来再評価を要する)

F.C ¥ 9,540,000,000

D.C P 134,110,000

equivalent total P 392,420,000

1980年価格に引き直した金額で考えると、第1段階より第3段階までの総額は $\{ 420,130 + \frac{218,530 + 392,420}{1.15} \} \times 10^8 P = 951,390 \times 10^8 P$ となる。したがって、第1段階の工事資金の $P 420,130 \times 10^8$ は、総額の44%に相当する大きな部分を受けもつことになる。

2-4 経済性

第1段階の電化工事の工事費内訳は次表に示す如くである。

先に想定した電力量により、この電化工事の経済性を試算すると次表のような電力販売単価およびIRR(Internal Return Rate)の値をとる。

Cagayan Valley 地区の販売電力単価は、NPO よりの卸売実績による受電単価を 0.239 P/KWH とすると、1982年には 0.414 P/KWH、1984年には 0.410 P/KWH となる。

これは現行のディーゼル発電による ISELCO I の 0.63 P/KWH よりも 30% 低い値で、経済的にも効果がある。

また、25ヶ年間の期間でのIRRを販売電力料金を 0.45 P/KWH として求めると、9.1% となる。

従って、Cagayan Valley 地区農村電化工事計画は、十分に経済的に引き合うものであり、同地区の経済基盤強化のため、かつ民生の向上のためにも実施するに値いするものであると考えられる。

総工事費一覧表

項目	外貨 (F.O) 10 ³ yen	内貨 (F.O) 10 ³ P	合計 10 ³ P
(1) 送電設備	760,000	7,020	27,600
(2) 変電設備	723,000	2,870	22,450
(3) 通信設備(電搬)	108,000	270	3,190
(4) 配電設備	6,045,000	104,820	268,490
(5) 事務所用設備	525,000	20,000	34,210
A. 直接工事費	8,161,000	134,980	355,940
B. 予備費(A×0.1)	*816,000	13,500	35,590
C. 小計(A+B)	8,977,000	148,480	391,530
D. 管理費D.C.(A×0.07)	—	9,450	9,450
E. 技術料 F.C. { A×0.05 } D.C. { A×0.06 }	408,000	8,100	19,150
F. 総工事費(C+D+E)	9,385,000	166,030	420,130
円換算(概算)	9,385,000	6,132,000	15,517,000

注：1 US\$ = 277 ¥ = 7.5 P

* 予備費には技術料の予備費を含む。

2-5 230KV 送電線増強計画について

今回の配電計画調査に追加して、230KV 送電線 Ambuklao～Santiago 間の増架工事についての調査を行った。

本件は目下 NPO が世銀借款にて建設中の Magat 水力発電所（出力第 1 期工事分 360 MW 1983 年運開）の送電対策として、230KV 送電線の増架工事が必要になったものである。すなわち、Magat 水力発電所は Santiago S/S の西北部に位置し、その発生電力は 230KV 送電線 2 回線により Santiago S/S に送電され、更に Solano, Ambuklao を経由して Manila 周辺の負荷を賄うこととなる。

Santiago～Ambuklao 間は、目下 NPO が第 4 次円借款によって 230KV 送電線 1 回線（2 回線装柱）を建設準備中であるが、この 1 回線の送電線では Magat P/S の全出力運転時送電容量が不足するので、1 回線の増架を必要とする。

なお、本件については 1974 年 JIOA 調査時、既に Magat P/S の計画があり（当時の計画出力 300 MW）Ambuklao～Santiago 間については、Magat P/S 完成までに 2 回線化することを前提として、2 回線装柱が採用されたものである。

(I) 工事計画の概要

送 電 線

巨 長	Ambuklao～Santiago間	107 km
電 圧		230KV
電 線		405mm ² (795MOM) ACSR
碍子装置		250mm ボールソケット型懸垂碍子 14 個連
支持物		鉄塔（増架工事のため鉄塔工事なし）

変 電 所

送電線増架工事に関連し、Ambuklao P/S および Solano, Santiago S/S に 230KV 送電線引出設備増設。

Ambuklao P/S	230KV しゃ断器 2 台ほか、関連機器および PLO 継電装置増設
Solano S/S	230KV しゃ断器 1 台ほか関連機器および PLO 継電装置増設
Santiago S/S	230KV しゃ断器 3 台ほか関連機器および PLO 継電装置増設

(2) 建設工事費 (直接工事費は1977年基準で年率5%の1979年価格)

F.C. ¥ 1,380,000,000 (US\$ 4,980,000)

D.O. ₪ 11,320,000 (US\$ 1,510,000)

Equivalent total ₪ 48,690,000

(US\$ 6,490,000)

3. 勧 告

(1) 前述のとおり、Cagayan 地区は、Luzon 島において、経済的にまた社会構造の面で、立遅れている。

この電化計画は、同地区の発展の基盤を作り、産業開発と雇用の促進、公共施設の拡充、家庭電化による生活向上など先進地区との格差を是正し、民生の安定を計る極めて、意義深い Project であり、またこの配電系統計画は、技術的にも経済的にも、Feasible である。

(2) この Project の完成に伴う Region II の平均電力料金は、NPC より約 0.239 P/KWH の卸売価格で COOP が買い、COOP の販売料金は、平均 0.44 P/KWH となる見込である。先進地区の料金と比較すると、電灯負荷が多い Region III の例で現在平均 0.378 P/KWH となっているので、やや高い料金で販売することになる。しかし、Region II の従来の Diesel Power Plant による独立電源で運用されている現在料金は平均約 0.63 P/KWH であるから、約 30% 程度料金が改善されることになる。

(3) この Project の運用のための組織については、Region II の各地区 9 つの COOP が設立されることになっているが、1977年3月現在3つのCOOPがすでに設立され運用している。本年度中に残り6つのCOOPが設立される予定で目下 NEA で準備中である。この Project の運用の直接の母体は、COOP であるので、早急に各 COOP が、この Project を受入れられるよう充実した組織を構成することが必要であろう。

(4) 工事を実施するにあたっては、下記の点を留意せねばならない。

I 69KV送電線のCagayan 川越し鉄塔2ヶ所、および高圧配電線川越し地点4ヶ所については、直前に基礎地点調査を行うこと。

II 通信施設発注前に周波数帯の配分を確認のこと。

III 配電用柱上変圧器タップ運用指針の整備を行ない、COOP技術員の教育をすること。

IV 変電所地点の確保は、保守面の運用を考えて決めること。特にMagapit S/S については、NPC 69KV 送電線と立地上の調整をとること。

V 高圧配電線の川越しは、(I)項の4ヶ所以外で、橋梁を利用する所があるが、それらについて、関係道路事業所の承認を早くとること。

VI 新設変電所関連の電化率の進捗は、変電所工事工程と充分協調すること。

Ⅱ. 調 査 成 果

第 1 章 Philippines の経済情勢

II 調査成果

第1章 Philippines の経済情勢

1-1 Philippines の1973年までの一般経済情勢

1973年の比国の国民総生産はTable 1-1に示す如く非常に好調で、対前年比1.25倍、実質成長率9.8%/年という実績であった。また貿易面においても1973年は10年振りに大幅な出超という実績をあげた。

各部門別の年度毎の推移をTable 1-2に示しているが、各部門共1973年は1971年に比して増加しており、特に農林業部門は14億Peso、対1971年比で17%増と好調であった。

しかし、Region毎の生産を見ると、依然としてManila周辺のRegion IVが全国の45.3%を占めている。また、他のRegionとの差の絶対値は大きく、すなわち1971年、1973年共第2位のRegion VI（西Visaya）との差は1971年11.5億Pが、1973年には14.1億Pと開いてきている。（参照Table 1-3）

また、比国の経済情勢には上記のRegion毎の生産性格差の他に次の如き問題点がある。

Table 1-1 輸出入、国民総生産の推移（1US\$=7.5P=277yen）

基準年：1967年

項目 \ 年度	1970	1971	1972	1973
国民総生産（10億P）	40.7	54.1	56.9	71.3
（対前年比）		（1.32）	（1.05）	（1.25）
（実質成長率）	（4.6%）	—	（4.2%）	（9.8%）
輸出（百万P）	7,961	8,814	9,696	16,027
輸入（百万P）	8,087	9,146	10,143	13,574

The Statistical Report NEC
National Income Series NEDA

Table 1 - 2 Gross Domestic Product in the Philippines by industry CY. 1971 and 1973.
(at.1967 prices , in million P)

Item	Year		
	1967	1971	1973
Agriculture Forestry	7,091	8,045	9,442
Mining	457	970	1,047
Manufacturing	6,025	7,682	8,326
Construction	915	1,355	1,875
Trans Comm Storage	1,549	1,717	1,931
Commerce	4,992	7,861	8,855
Service	5,688	6,191	6,548

Table 1 - 3 Gross Regional Domestic Product by Region
CY 1967, 1971 and 1973
(at constant prices, in million pesos)

Region	Year	1967		1971		1973	
		Value	%share	Value	%share	Value	%share
Philippines		27,617.0	100.0	33,820.7	100.0	38,023.8	100.0
Region I		1,404.0	5.1	1,807.8	5.4	1,911.9	5.2
(Cagayan Valley)	II	664.0	2.4	908.2	2.7	816.7	2.2
	III	2,033.0	7.4	3,042.4	9.0	3,267.3	8.6
	IV	12,950.0	46.9	14,767.5	43.7	17,239.6	45.3
	V	1,070.0	3.9	1,227.2	3.6	1,343.5	3.5
	VI	2,241.0	8.1	3,120.4	9.5	3,125.5	9.8
	VII	1,575.0	5.7	2,173.4	6.4	2,455.7	6.5
	VIII	848.0	3.1	1,029.5	3.0	1,052.2	2.8
	IX	779.0	2.8	1,465.2	4.3	1,135.0	3.0
	X	2,067.0	7.5	1,912.1	5.6	2,309.0	6.1
	XI	1,986.0	7.2	2,277.0	6.7	2,766.7	7.3

Source of basic: National Income Accounts Staff, NEDA

1) 比国の人口増による雇用の拡大

1960年27百万の人口が1965年32百万,1970年37百万,1975年42百万人と毎年100万人の人口増加を続けている。労働人口と失業人口の推移をTable 1-4に示すが、90万人前後の失業人口がある。毎年増加する人口に対して、雇用機会の拡大により、失業人口の縮少を計ることが重要な課題である。

Table 1-4 労働人口推移 (単位1000人)

項目 \ 年度	1969	1970	1971	1972
労働人口	11,229	11,355	11,627	13,217
失業人口	817	942	661	983
失業率(%)	7.3	8.3	5.7	7.4

Source of data - BCS. Survey of Households. Bulletin.

2) Rural 地区の所得向上対策

1965年、1971年の家族収入、支出調査結果からPhilippine 全国平均、Manila 周辺都市、Region II 地区の経緯を Fig1-1 に示している。逐年縮少の傾向にはあるが、都市部と地方の格差は Table 1-5 のとおり存在している。

従って、製造業の分散、農業基盤整備に基く農業生産性の向上等によって格差の縮少を計る必要がある。

Fig. 1-1 Comparison of income between Region II, National average and Manila by income class

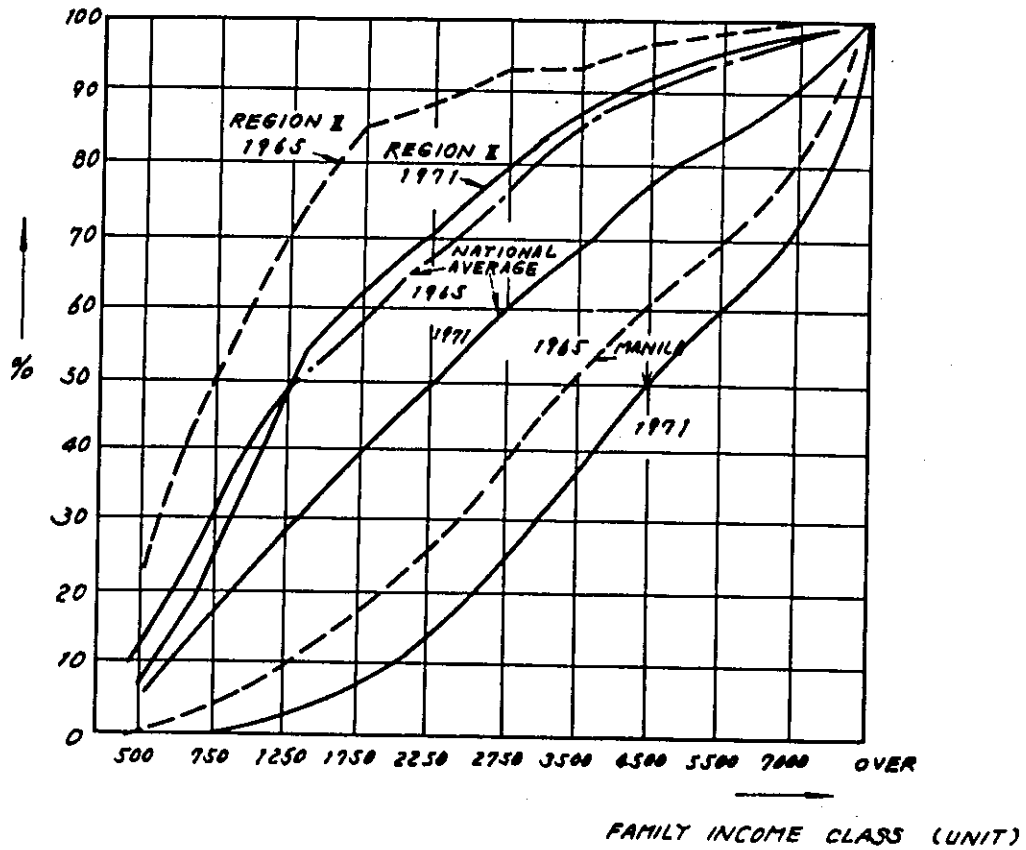


Table 1-5 Comparison of 50% cumulative income

Item	Year		1965	1971	1971/1965
	A	B			
Manila	A		₱ 3,500	₱ 4,500	1.29
National average	B		1,250	2,250	1.80
	(B/A)		(35.7%)	(50%)	
Region II	C		750	1,250	1.66
	(C/A)		(21.4%)	(27.8%)	

3) 実質賃金の低下

インフレの昂進と賃金上昇率との unbalance から実質賃金は低下気味である。この関係を示すと Table 1-6 の如くである。

1972年から1973年初めまで、消費者物価指数の上昇率は安定化しかけ、実質賃金の低下も留まるかに見えたが、1973年後半の石油 Crisis による物価の急上昇がおこり実質賃金の大幅な低下が始まった。このインフレをどう対処するかが民生安定上重要な点である。

Table 1-6 Purchasing power of the peso, Wage rate Index of laborers in Manila

Period	Consumer price index	purchasing power of the Peso	wage rate skilled	real wage rate
1965	100	100	100	100
67	112.0	89.3	109.9	98.1
69	116.9	85.5	125.0	106.9
70	133.7	74.8	132.8	99.3
71	153.2	65.3	139.7	91.3
72	168.9	59.2	146.6	86.8
73M	171.2	58.4	151.5	88.5
73D	213.8	46.8	157.3	73.6
74M	235.5	41.9	168.2	71.4

Source : Central Bank of the Philippines

1-2 1974年～1977年国土開発4ケ年計画について

前述の如き諸問題の解決を計るため、1974～1977年の国土開発4ケ年計画は1973年実績で生産の実質成長率9.8%、貿易黒字25億Pという好調な情勢から積極的に取り組んだもので、次の如き目標を掲げている。

1. 雇用の促進
2. 経済成長率の向上
3. 公平な所得配分
4. 地域振興と工業化
5. 社会発展の促進
6. 物価の適正水準の保持、財政の安定化

上記目標を達成するため、外資導入による工業化、産業基盤整備のための Infrastructure 建設、農地改革による自作農設立、地方電化の推進などが取りあげられた。

Table 1-7 Projected all Funds Expenditures by Functions
*(Fiscal Years. In Million Pesos)

Item \ Year	FY 1974 Estimated	FY 1975 Projected	FY 1976 Projected	FY 1977 Projected
Economic Development	3,414 (39.6) [%]	2,989 (33.7)	3,355 (33.9)	3,663 (30.9)
Social Development	2,442 (28.4)	2,598 (29.3)	2,916 (29.4)	3,193 (29.3)
National Defense	1,373 (16.0)	1,559 (17.5)	1,745 (17.6)	1,927 (17.7)
General Government	855 (10.0)	1,177 (13.3)	1,312 (13.2)	1,516 (13.9)
Debt Service	522 (6.0)	551 (6.2)	577 (5.9)	585 (5.3)
Total Expenditures	8,606	8,874	9,905	10,884

* Fiscal Year は、1月から12月

Table 1-8 Four-year Infrastructure Program
(Fiscal Years In Million Pesos)

Description	FY 1974 Estimated	FY 1975 Projected	FY 1976 Projected	FY 1977 Projected
Highway Transportation	7967(45.9%)	1,0074(510)	9259(470)	1,0885(495)
Telcommunication	191(10)	304(15)	380(19)	276(13)
Electric Power	2256(13.0)	1948(99)	2142(109)	2223(101)
Irrigation	2387(13.7)	2699(13.7)	2707(13.7)	3015(13.7)
Water Supply	136.2(7.8)	1234(6.2)	1488(75)	194.4(8.8)
School Buildings	466(2.8)	848(4.3)	748(3.8)	643(2.9)
Flood control & Drainage	1619(9.4)	1814(9.2)	1922(9.8)	1905(8.6)
Others	1114(6.4)	840(4.2)	1070(5.4)	1120(5.1)
Grand Total	1,7362(100)	1,9761(100)	1,9716(100)	2,2011(100)

Source: Philippine Almanac & Handbook of facts

Table 1-7 に 4 ケ年計画における国家予算配分案, Table 1-8 にその中での Infrastructure 関係の項目別分類予算を示している。

即ち, 国家予算中社会開発関連予算は 1974 年 24.4 億 ₱ から 1977 年 31.9 億 ₱ と大幅な支出が計画されている。また経済開発に 30 ~ 36 億 ₱ が毎年支出される計画となっている。Infrastructure も毎年予算の約 20 % が支出され, 道路, 電力, 灌漑, 洪水調整などが大きな金額を占めている。

1-3 比国の経済の現況

然し乍ら, 石油危機による原油の値上り, 世界経済不況による輸出の伸び悩みなどから, 1974, 1975, 1976 年の貿易実績では 4 億 US\$, 11 億 US\$, 10 億 US\$ と赤字が増大した。然し, 1974 年は観光その他資本収入を入れた総合では 1.1 億 US\$ の

黒字となったが、総合収支でも1975年には5億US\$の赤字となったが1976年には1.6億US\$の赤字と縮少した。10億US\$水準の外貨準備を保持するために外貨借入れをふやしたため、対外債務が1976年末で50億US\$（対前年17億US\$増）に達した。

Table 1-9 国民総所得勘定（1972年価額基準）
（NDP）

（単位 Million ₱）

項 目	1971	1972	1973	1974	1975	1976
1. 農 林 漁 業	15,457	16,040	17,026	17,465	18,116	19,114
2. 製 造 業	16,222	17,442	19,586	20,630	22,638	24,537
a 鉱 業	1,282	1,346	1,400	1,403	1,423	1,457
b 工 業	12,611	13,388	15,252	15,981	16,537	17,464
c 建 設 業	1,889	2,240	2,433	2,665	4,060	4,952
d 電 気 ガ ス	440	468	501	581	618	664
3. サービス部門	21,847	22,593	24,319	25,813	27,368	28,802
a 運 輸 倉 庫	2,184	2,418	2,657	2,933	3,263	3,491
b 商 業	12,484	12,688	13,589	14,200	14,985	15,786
c サ ー ビ ス	7,179	7,487	8,073	8,680	9,120	9,525
4. G D P	53,526	56,075	60,931	63,908	68,122	72,483
（外国よりNET収入）	(605)	(549)	(50)	600	169	93
5. G N P	52,921	55,526	60,881	64,508	68,291	72,576
6. 輸出(10 ⁹ \$)	1,136.4	1,105.5	1,837.2	2,725.0	2,294.5	2,518.0
7. 輸入(10 ⁹ \$)	1,186.0	1,229.6	1,596.6	3,143.2	3,459.2	3,593.0

source : 1977 Philippine Statistical Year Book : NEDA
Report on the Philippine Economy 1976 : NEDA

一方、国民総生産は1975年実質5.9%、1976年実質5.7%の伸びを達成している。

また安定した主要食料事情とからTable 1-10に示す如く、消費者物価上昇率は1975年7.4%、1976年5.6%と安定した動きを示している。1977年の予想は7%台になるのではないかと見られている。

Table 1-10 物価指数の推移 (1965年=100)

項目 \ 年度	1973	1974	1975	1976
卸売物価指数	218.4	337.5	347.2	372.4
(対前年比)		(1.545)	(1.029)	(1.072)
消費者物価指数	194.5	271.9	292.1	308.3
(対前年比)		(1.398)	(1.074)	(1.056)

Source : CB Review

また、失業人口も減少して75年末には3.6%約40万人までになっている。しかし資金面からの制約から4ヶ年計画の Infrastructure 関連予算の実施は大幅に繰りのべられるものが出てきているので、今後の失業対策が重要課題であり、可能な限り、外資の導入などにより、民生安定、産業基盤の整備、製造工場の新設などに努めている。参考のため、Table 1-11に外国投資の主要国別導入状況を、Table 1-12に外国援助受入(約束額ベース)を示す。

Table 1-11 外国投資額と主要国別分類(1970年2月~1975年3月末)

(許可額)

(単位 million US\$)

	合計	米 国	日 本	英 国	カナダ
金額	290.6	158.2	48.2	25.3	24.0
(%)	(100)	(54.4)	(16.6)	(8.7)	(8.3)

Source : NEDA Development Digest

Table 1-12 外国援助受入（約束ベース）1974年

	合 計	米 国	日 本	世 銀	亜 銀
金 額	443.1	60	59.1	244	58.3
(%)	(100)	(13.5)	(13.3)	(55.0)	(13.1)

Source : NEDA Development Digest

第2章 Philippinesにおける電力事業の現況と将来計画

第2章 Philippines における電力事業の現況と将来計画

2-1 Philippines の電力系統

2-1.1 Philippines の電力事業の現況

Philippines の電力事業は現在、Manila 周辺都市部に電力供給を行なう私営の Manila Electric Company (MERALCO)がある。その地区は、私営、公営の中小電力事業、NEA (National Electrification Administration) の下部機関 Electric Cooperative (COOP) がそれぞれ配電事業を行なっている。これらの配電会社に電力を卸売する発送電担当は National Power Cooperation (NPC) が行なっている。

1973年6月現在で 659 の電力事業体があり、その経営体制も私企業(193社)、公営(277社)、他事業兼営(179社)となっている。

又発電設備は1973年で総計約295万KWで、火力が61.2%、水力20.5%、ディーゼル18.3%である。(参照Table 2-1)

又、発電機台数では1,000KW未満のものが845台(87%)を占めている。即ち各所に小容量機(主としてディーゼル)が分散していることを示している。(参照Table 2-2)

Table 2-1 発電設備容量(1973年6月現在)

企 業 体	発電機容量	割 合
N P C	6 6 5.5 MW	2 2.6 %
公 営	2.2.4 MW	0.8 %
M E R A L C O	1, 5 2 1 MW	5 1.6 %
そ の 他	7 3 8.6 MW	2 5.0 %
計	2, 9 4 7.5 MW	1 0 0 %

Table 2-2 容量別台数分布(1973年6月現在)

	火力	水力	内燃力	計
50KW未満	1	-	257	258
50~ 100未満	-	1	248	249
100~ 500 "	2	4	269	275
500~ 1,000 "	4	2	57	63
1,000~ 5,000 "	9	5	64	78
5,000~10,000 "	1	-	16	17
10,000以上	8	6	12	26
計	25	18	923	966台
容量(MW)	1,803.2 (61.2%)	606 (20.5%)	538.3 (18.3%)	2,947.5 (100%)

1976年の NPC. MERALCO. COOP の所有発電設備は Table 2-3 の如くである。

Table 2-3 主要企業の発電設備(1976年)

	(単位MW)			計
	水力	火力	ディーゼル	
NPC Luzon 島	521.4	225	5.5	751.9
NPC Visaya 地区	2.0	-	-	2.0
NPC Mindanao 地区	205.1	-	-	205.1
MERALCO	15	1,802	-	1,817.0
COOP	-	-	50	50
計	743.5 (26.3%)	2,027 (71.7%)	55.5 (2.0%)	2,826 (100%)

合計 2,826MW でそのうち、MERALCO が 1,817MW(64.3%)を占めている。

又、Table 2-1 の 1973 年時点と 1976 年末現在を比較すると、NPC、MERALCO が各々 300MW ずつ増加している。公営、私営のディーゼル発電機が 1973 年時点で 760 MW あるが、その後の伸びが約 100MW 程度あると考えると総容量で約 860MW となり、1976 年における全国の主要電力企業の総設備容量は 3,700 MW 程度である。

(うち水力 20.1%, 火力 5.50%, ディーゼル 24.9%)

Table 2-4 Philippens, Luzon 島の発電々力量の推移 (10⁶ KWH)

	全 国					Luzon 島			負荷率
	水 力	火 力	ディーゼル	自家発	計	NPC	MERALCO	計	
1970	2,091	4,539	571	1,460	8,666				
1971	1,877	3,861	1,425	1,982	9,145				
1972	2,133	4,561	1,450	2,254	10,398	1,571	5,645	7,216	62%
1973	-	-	-	-	11,000 (1.085/年)	1,799	6,082	7,881	67%
1974					-	1,979	5,646	7,625	59%
1975					-	2,228	6,493	8,721	66%
1976					-	2,415	6,782	9,197	66%
					-				(1.05/年)

Table 2-5 Luzon島NPC-MERALCO系最大電力MW

	<u>NPC</u>	<u>MERALCO</u>	<u>計</u>	<u>対前年伸び率</u>
1972	317	1,054	1,330	—
1973	332	1,042	1,333	0.2%
1974	389	1,132	1,475	10.6%
1975	438	1,122	1,513	2.6%
1976	476	1,158	1,585	4.8%
				平均……4.0%

Luzon島のNPCの系統はLuzon本島内のCOOPと私営、Municipal 公営の電力会社に送電しているが統計資料不足のため細かい状況は不明である。

Luzon島のCOOPは大部分NPCから受電しているがNEAの1976年の運営年報から集計すると約3.2億KWHを受電している。

Luzon島内のNPC、MERALCOの電力量は自家発を含めた比国全土の電力量に対して、1972年69.4%（約72億KWH）1973年71.6%（79億KWH）と大半を占めている。全国の1970年～1973年までの伸びは1.085/年であるが、Luzon島のNPC、MERALCO合計の1972～1976年の伸びは1.05/年と低下している。

最大電力の伸びもLuzon島のNPC、MERALCOの系統で、1976年では1,585 MWとなっている。

電力量の伸び率は	西 Malaysia	1968～1972年の伸び率	8.9%/年
	Indonesia	1968～1972年の伸び率	9%/年
	Thailand	1969～1973年の伸び率	13%/年

と比較すると、1973年までは大体東南アジア諸国と同じ位の伸び率にあることが判る。（Philippines 1970～1973年の伸び率8.5%/年）

2-1.2 Philippines の電力開発計画

現在 NPC は増大する電力需要に対して、各島の実情に合った発電方式で、発電所を建設すると共に、230KV, 138~110KV 主幹系統の連系送電線の建設を計画または工事中である。送電系統の概要を Fig 2-1 に示し又、各島部の電力需要の動向を Table 2-6 に示す。

即ち、Philippines 全土で1977年1,971MWの負荷が1980年2,977MW, 1984年4,550MWと増加が予測されている。この中で Luzon 島の負荷は1977年1,722MW(うち、MERALCO 1200MW)であるが1980年2,331MW 1984年3,110MWと増加してくる見込みである。(1977~1984年までの伸び率9%/年)

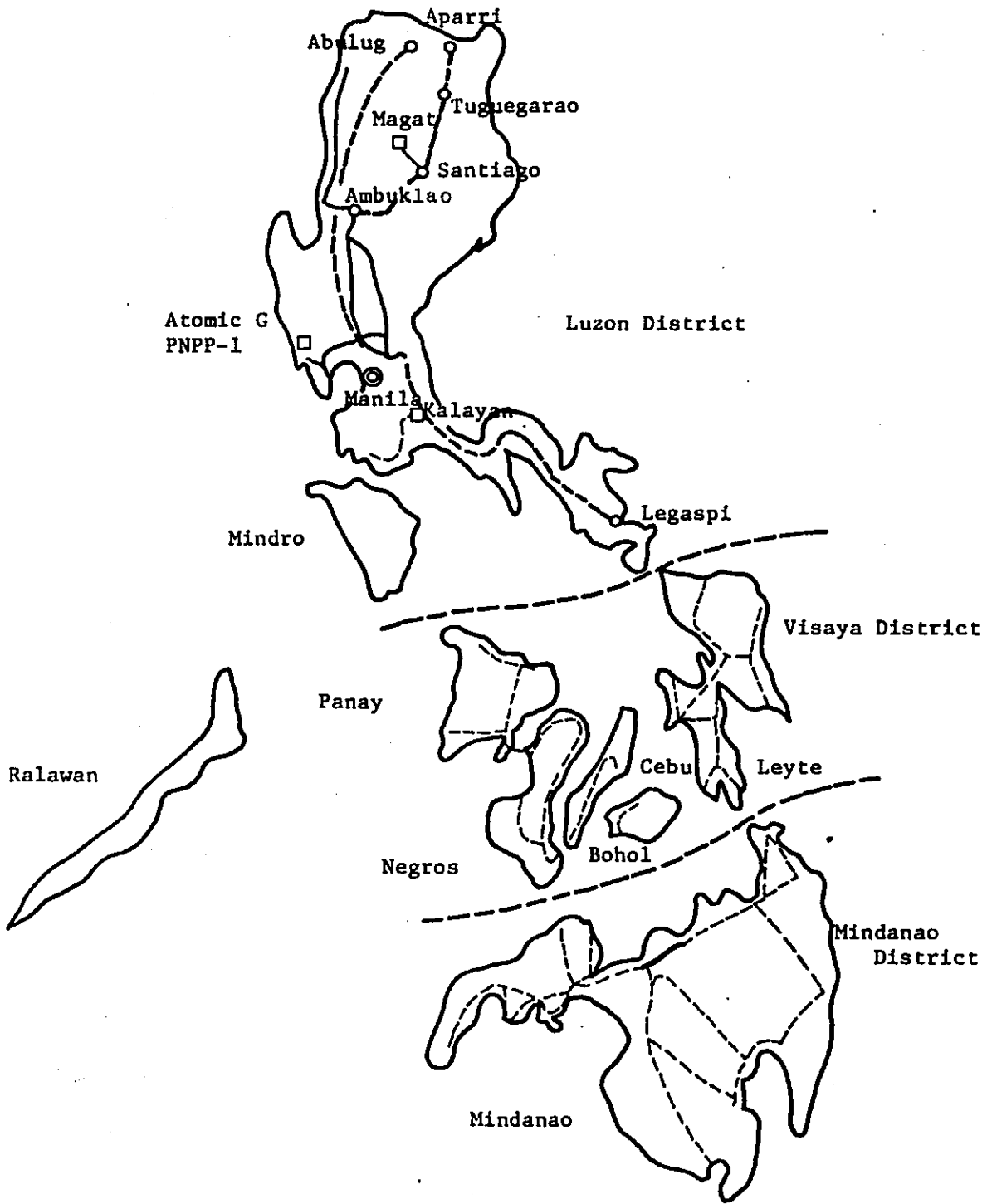
Luzon 本島地区の電力需要ならびに電源開発計画は Table 2-7a に示す如くである。Philippines 全体の発電設備は1976年度の構成比率で水力(20.1%), 火力(50%), ディーゼル(24.9%)と火力発電の比率が高い。

それで Philippines 政府は石油危機を契機に電源開発は火力発電の依存度を低下させるため、現在工事中の火力以後火力建設の計画を中止して、中部・北部地区の水力、南部の地熱と中部地区の原子力(600MW)の開発を行う計画である。

送電幹線としては、既設230KV送電線が、Luzon 島北西部に681Kmあるが、今後更に230KV送電線がLuzon 島南端に至る迄全島に亘り延長され、Luzon 島全島を結ぶ230KV送電系統として連繫運転される計画である。

この Project の対象地区である Region II (Cagayan Valley 地区)の230KV(亘長230Km), 69KV(亘長140Km)送電線と6変電所の新設(1979年運開予定)計画が、OEOF Loan により実施中であるが、この系統も Luzon 島の南北を結ぶ230KV主幹系統の北東部を構成する重要な役割をはたすものである。

Fig. 2-1 Projected Trunk Transmission Lines in the Philippines



	Inoperation	Planning
230 KV	————	-----
138 KV	————	-----

Table 2-6 Philippines の電力需要想定

(単位:MW)

名称 \ 年度	1977	1980	1984	1987
Luzon 島系	1,722	2,331	3,110	3,735
Visaya系(Negros, Ponay, Leyte島など)	46	74	382	457
Mindanao 系	203	572	1,058	1,507
計	1,971	2,977	4,550	5,694

Table 2-7a Luzon島電力需給KWバランスと電源開発計画

年度	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
最大需要 MW	1,722	1,887	2,111	2,331	2,577	2,797	2,941	3,110
発電可能 最大MW	2,195	2,250	2,660	2,715	3,033	3,535	4,004	3,879
予備力 MW	473	363	549	384	456	738	1063	769
電源開発計画	水力	Panta Bangen 100MW				Kalayan 1,2 360MW		Magat 1~4 360MW
	火力	BatlanII 150MW		Malaya2 300MW				Pockwell 廃止 △125MW
	原子力					PNPPI 600MW		
	地熱		Tiwi 1 55MW	Tiwi 2 55MW Maka Ban12 110MW			Tiwi3,4 110MW MakaBan3 55MW	MakaBan 4 55MW

Table 2-7. b Luzon島における主要送電系統の建設の
経緯と計画 (Project と資金)

IBRD Loan	USAID Loan	OECF Loan
<p>第5次 Ilocos, Zambales, Central Luzon, Laguna - Batangas, Southern Luzonの電化計画 1976年完成</p>	<p>南部地区送電系統の増強 計画 1978年完成予定</p>	<p>Cagayan Valley 送電系 統新設工事 1979年完成予定</p>
<p>第6次 Maka Ban 地熱送電線新設工事 1978年完成予定 既設電力系統の送電線増強、南北 Luzon連系線、Tiwi 地熱関連送電 線の新設 1979年完成予定</p>		<p>※ Magat水力建設に伴う 送電系統の増強</p>
<p>第7次 (交渉中) 原子力関連主幹系統新設、水力開発 に伴う系統新設、69KV送電系統増 強計画</p>		

※ Region II 地内、すなわち、Cagayan Valley 地域にMagat 水力が建設され、したがって、現在建設準備中のCagayan Valley 送電系統Project に属するAmbuklao - Santiago間の送電系統及び、Ambuklao, Santiago 各変電所のそれぞれの増強が必要となる。

Magat 水力の運転開始は1983年が予定されていて、Cagayan Valley 送電系統建設中に上記の増強を行なわねばならないので現在日本政府に Request 中である。

2-1.3 Philippines の電化率、電化の目標・使用電圧について

Philippines では、従来、私営、公営の電力事業で都市部、町部の電化を行っており、1970年の電化率は24%であったが、その後NEA-COOP の設立により地方電化を積極的にすすめてきている。これを行政区画による Region 別にみると、Table 2-8の如くである。

1970年より1975年までの電化戸数は COOP が22万8千戸既設電力事業によるもの26万4千戸で、1975年より1976年の1年間の電化戸数は20万7千戸で COOP による電化戸数増が大半を占めている。電化率も1970年、24%、1975年30%、1976年(推定)35%と進捗してきている。然し、Region II は1976年末で6.3%と比国内で一番低位の電化率を示している。

東南アジア諸国の電気事業は発送変配にわたって、国営が主流となっているが、比国では民間主体で、フランチャイズ制のもとで運営されてきた。

先に述べた如く、1973年6月30日現在比国内には659の電力企業が、営業権をもって配電事業を行っている。しかし、経営が非常に苦しい企業が多く、これらの営業権の範囲内にある Barrio は15,715であるが、現実には一部でも配電している Barrio は2,915で約18.5%にすぎない状態であった。

Table 2-8 比国の電化率実績 Region別

Year	1970			1975			1976				
	No. of Households	No. of Consumer	Electri-fied Ratio	No. of Consumer			No. of Consumer				
				NEA	Others	Total	NEA	Others	Total		
I	524259	77928	15%	36818	87116	123934	24%	84664	87116	171784	32.8%
II	302590	12070	4	-	15654	15654	5	7047	11943	18990	6.3
III	600592	229199	38	78113	222013	300126	50	157778	215000	372778	62.1
IV	1168940	586687	50	43106	777319	820425	70	68117	777319	845436	72.3
Manila	215213	203575	95	-	215288	215288	100				
V	482442	38845	8	9587	45932	55519	12	26423	45932	72355	15.0
	Above Luzon Island										
VI	603408	67563	11	20483	63656	84139	14	33800	59656	93456	15.5
VII	461590	64294	14	864	85139	86003	19	3849	85139	88988	19.3
VIII	416948	19692	5	13050	16309	29359	7	21741	14309	36050	8.6
IX	308942	27416	9	8961	18605	27566	9	13549	16100	29649	9.6
X	499122	47788	10	17289	77920	95209	19	27850	77920	105770	21.2
XI	509482	62714	12	-	77050	77050	15	9665	77050	86715	17.0
Total	6093528	1437771	24	228271	1702001	1930272	30	454483	1682776	2137259	35.0

このことから、積極的に地方電化を推進するために、これらの企業体を NEA - COOP に吸収して政府の援助で電化を積極的にすすめることになった。

なお、24時間配電を行っているのは、Manila周辺都市とその他ごく一部であるため、電化の目標は電化率の向上と共に、全地域の24時間配電が大きな目標となっている。

農村部の電化については、当初からの方針として、NEAは1980年までに各Municipalの郡部(Town)を結ぶ高圧配電幹線を建設し、1984年までに全Barrioを結ぶ高圧配電線の建設を完了し、更に1990年までに全戸に配電することを長期計画の目標としてかかげており、したがって、政府はこれら地方電化の母体となるCOOPの整備育成に努めている。また、道路、橋の建設工事も電化工事との協調をはかって工事をすすめるよう総合的な調整も行われている。

1972年COOPの一部が初めて配電を行って以来、逐年、配電を行っているCOOPの数がふえ1976年末現在、Luzon島のCOOP数は63に達している。

なお、NEAによるCOOP設立のための融資が確定しているものを含めると、86に達し、COOPの普及は著しいものがある。

Fig 2-2には、配電を行っているCOOP数の地区別の分布状況を示しているが、全国にわたりCOOP結成が進捗していることがわかる。

ただ、COOPの結成が特に遅れている個所として、Mindanao島のRegion X、Region XIと本プロジェクトの対象である、Luzon島のRegion IIがある。

全国のCOOP数はFig 2-3に示す如く1974年以後急速に増加してきており、このことは、Table 2-9のNEAの融資状況の各年の推移からも裏付けられる。Table 2-9には、NEAからCOOPへの融資状況を示しているが、1973年には44百万P(約5.87百万US\$)であったものが、1974年には167百万P(約22.27百万US\$)、1976年には310百万P(約4.133百万US\$)と、大幅に増加している。

電圧は主として、230KV、69KVの直接接地系統を送電系統として採用している。配電高圧電圧は13.8KVの中性線多重接地の3相4線式が標準である。

低圧側は地方電化では、240V/480Vを使用している。

配電線は、各電柱に接地線を取りつけ、又、柱上変圧器には保護用避雷器を附設している。

需要家は、定額電灯はなく、メーターを各戸毎に取り付け配電している。

Fig. 2-2 Region 別 COOP 結成図

(as of DEC. 1976)

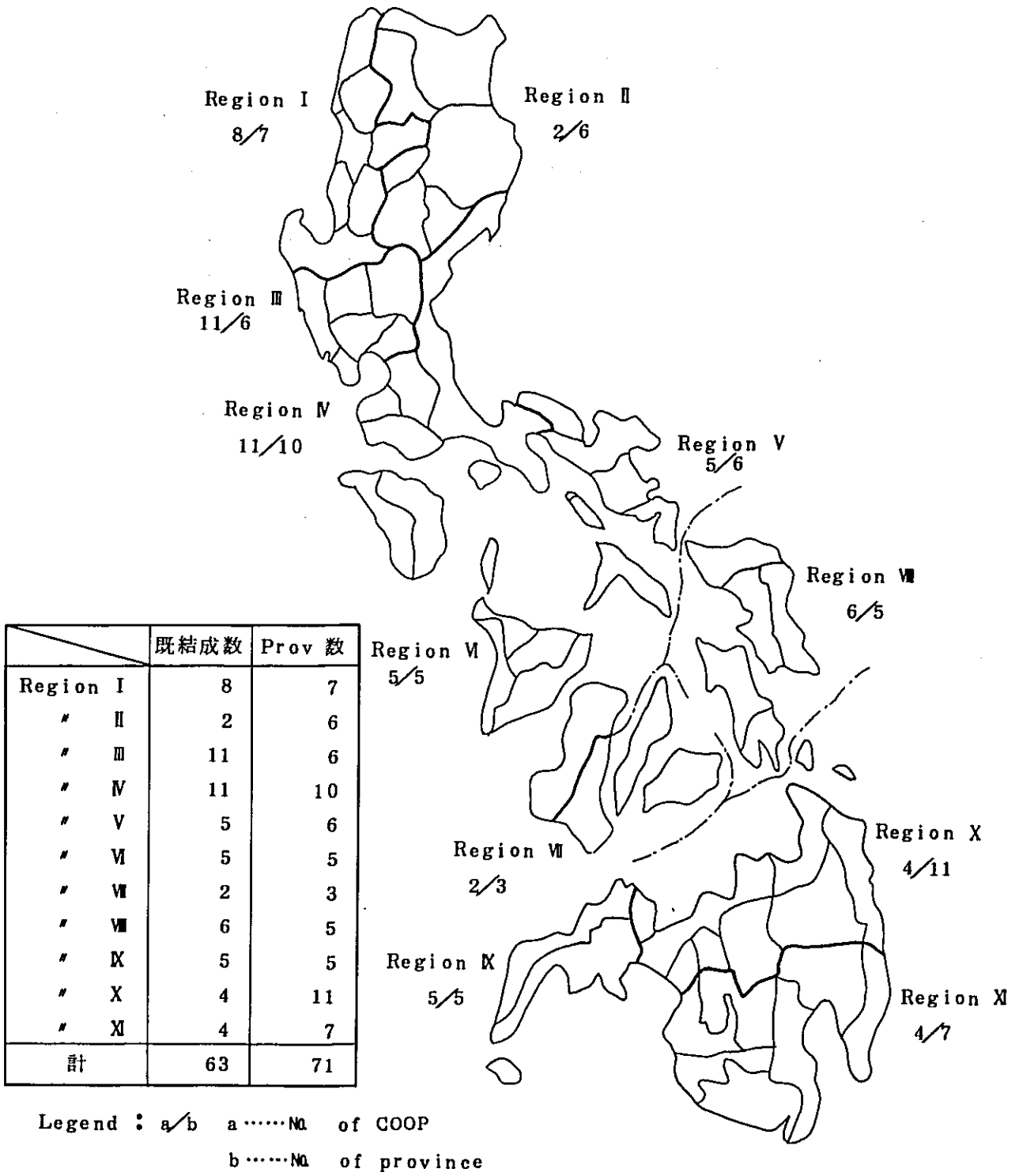


TABLE 2-9

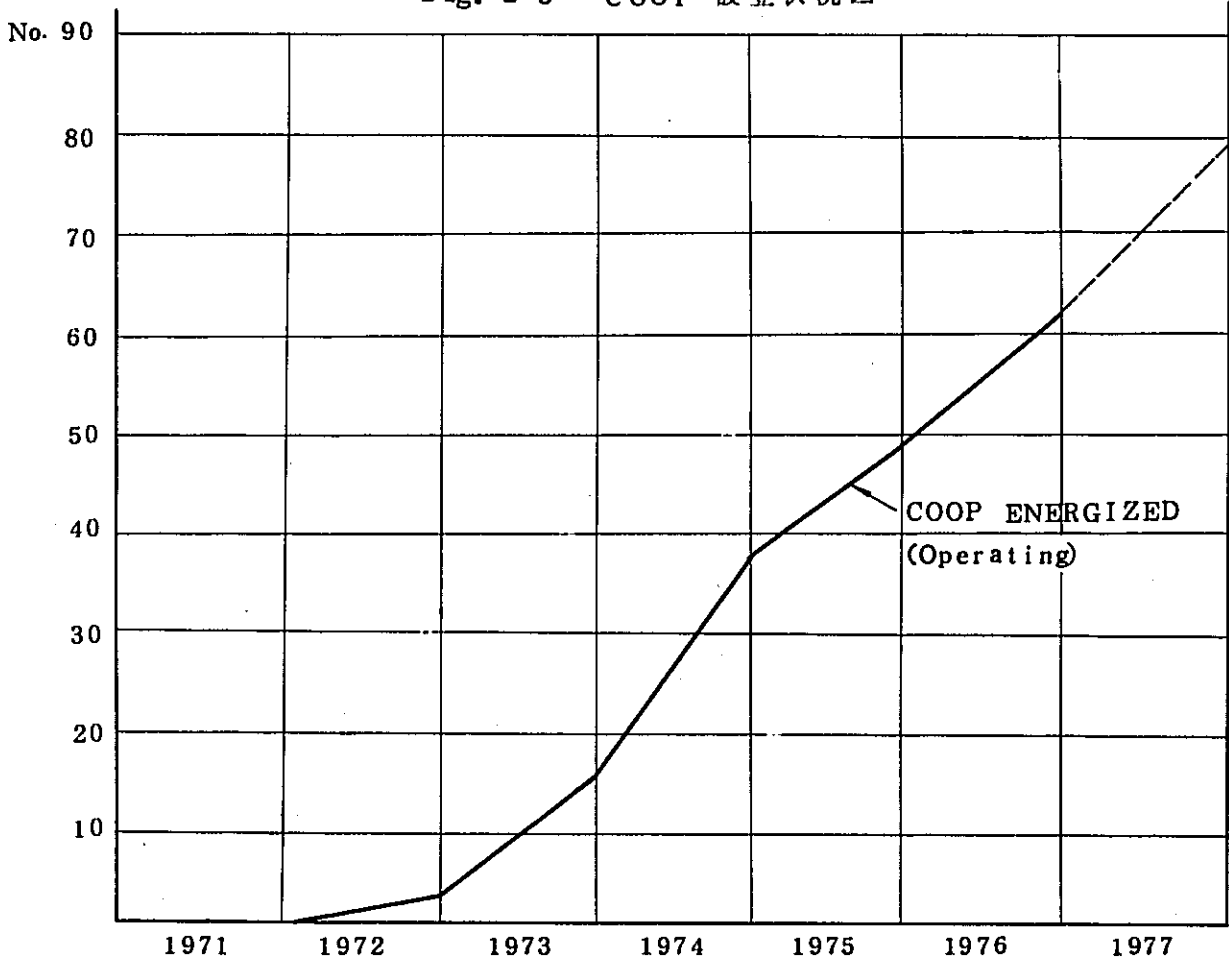
NEA FUNDING HISTORY F.Y 1970-1976 (In thousand Pesos)

Item \ Year	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	Total
Current (NEA In-House)	1,100	1,300	2,000	3,900	5,600	11,000	15,000	39,900
Capital Outlay	-	-	2,200	40,100	161,400	227,000	295,000	725,700
D.C (Peso)	-	-	2,200	5,400	90,000	69,000	134,000	300,600
F.C (10 ³ US\$ ≠ 10 ³ Peso)	-	-	-	5,000	9,600	21,100	21,500	57,200
				(34,700)	(71,400)	(158,000)	(161,000)	(425,100)
TOTAL	1,100	1,300	4,200	44,000	167,000	238,000	310,000	765,600

* Letters of Credit Opened

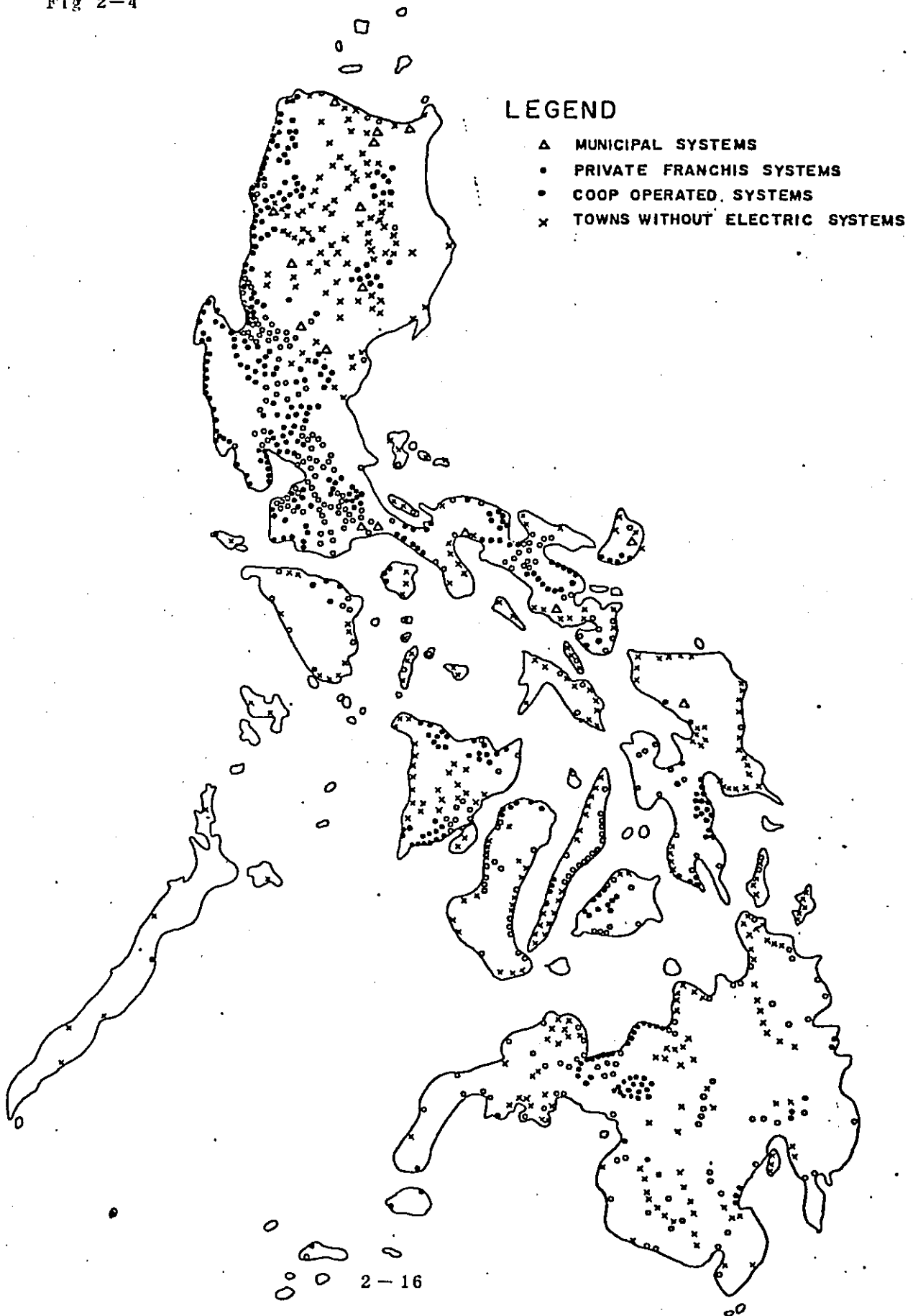
Source : NEA. Annual Report 1976

Fig. 2-3 COOP 設立状況図



STATUS OF ELECTRIC SYSTEMS

Fig 2-4



第3章 Region II (Cagayan Valley 地域) の電化

第3章 Region II (Cagayan Valley 地域) の電化

3-1 国策としての地方電化

Philippines の地方電化をすすめるために 1969年 8月共和国法律第 6038号により National Electrification Administration (NEA) ならびに Electric Cooperatives (COOP) が設立された。その後の運用実績により 1972年 11月大統領令 40号でその権限、責任について一部修正が行なわれた。翌 1973年 8月大統領令 269号で National Policy としての全国の具体的電化方針の宣言がなされ、それに伴う NEA-COOP の責任、権限ならびに資金面の裏付けなどが立法化された。

大統領令 269号での電化方針の国策として次の目標がうたわれている。

- (1) 全国を全面的に電化することは、民生上および国の健全な発展のために重要なことであるので、秩序ある精力的な方法で、全電化をすすめることを国策として採用する。電化の中心体として COOP を活用し、その活動を全面的に支援する。
- (2) 負荷密度の小さな地域、従って比較的電化コストの高くなる地区の電化は、負荷密度の大きい地区と組み合わせて電化コストを下げるようにしなければ全土の電化という目標は達成できない。
- (3) 公共事業体も、全地域の電化という国策の線に沿って、既存電気事業の営業区域の発展的解消に協力する。

以上の3点を達成するため NEA の資金も 10億 P を国家資金から 10ヶ年以内に支出されることとしている。また、NEA に 5億 US\$ を限度とする外資を受け入れる権限があたえられている。

また、COOPの運営も大統領令 269号の第 39条、40条に、税制面の優遇措置、National Power Corporation (NPC) の供給面からの全面的支援 などの助成措置がとられることとなった。そのため 1974年以降 COOP の活動が非常に活発となり、地方電化の実績が驚異的に向上してきている。

3-2 Region II内の現在の電力事情

1977年1月現在、Region II内には小容量の内燃力発電所による独立した高圧配電系統が散在している程度で、送電系統は全く存在していない。

Region IIの将来の開発計画としては、Cagayan川の支流であるMagat, Chico, Sifuの各河川や、北部のAbulug川など、有望な大容量の水力地点があり、Magat 1～4号機(360MW)の建設が1983年運開目標で着工される予定である。

又、送変電系統に対しては、既設Ambuklao発電所(75MW)が、230KV送電線でManila電力系統と連繫されているが、これらの電源からRegion IIに電力を供給するため、OEOF資金でAmbuklao発電所からSolano-Santiago-Tuguegaraoを結ぶ230KV送電幹線1回線230Kmと、69KV送電線2回線、ならびに変電所6ヶ所が、1979年運開を目標に建設準備が行なわれている。

他方1976年12月現在のRegion IIの電化状況は、2COOPによる配電約7千戸、小さな公営、私営電力事業による配電が12千戸でRegion IIの全戸数に対し、約6.3%の電化率である。(1977年1月現在既設COOP: ISELCO I, CAGELCO I)

その他、ごく僅かであるが、現在の各電気事業の配電区域外で一部の工場あるいは資産家が小さな発電設備で、自家用として使用しているものがある。

各Municipalの電化状況をTable 3-1に示す。

Region IIにおけるCOOPの結成率は全国で最低でわずかISELCO I, CAGELCO I 2 COOPがあるだけである。これらのCOOPは各々1000KWのディーゼル発電所を持ち、夫々20時間、12時間配電を行っている。

現在、両発電所とも、2,500KW×2台を増設工事中で、それぞれ、1977年5月、1977年4月に運開するが、増設後は待望の24時間配電を行えると共に、需要家戸数、供給範囲も拡大することとなる。

これらの配電設備は13.2KVの配電線を幹線としている。

Table 3 - 1

Capacity of existing electric plants in Region II

Plant	Capacity (MW)		Remark
	1973	1977	
Cagayan Province			
1. Aparri	0.298	0.700	
2. Ballesteros	0.070	0.070	
3. Claveria	0.070	0.045	
4. ENRILE	0.045	-	Take off in 1976
5. Tuguegarao	0.040	-	Fired in Dec. 1976
6. Gonzaga	1.335	0.070	
7. Lal-lo	- -	0.100	
8. Camalaniugan	- -	0.100	
9. CAGELCO I	- -	1.0	3.5 MW in Apr. 1977
10. Tropical Ply Wood	- -	2.5	6.0 MW at end of 1977 Open in Mar. 1977
11. Piat Sugar	- -	2.0	Will open in 1977
Isabela Province			
1. Alicia	0.050	-	Take off in 1976
2. Cauayan	0.405	0.405	Will take off in 1977
3. Echague	0.210	0.210	Will take off in 1977
4. Ilagan	0.211	0.211	
5. Naguilian	0	0	Served by other
6. Roxas	0.035	0.035	
7. San Mateo	0.200	0.200	Will take off in 1977
8. ISELCO I	-	1.0	3.5 MW in May 1977 6.0 MW at end of 1977
Ka.Ap. Province			
1. Tabuk	0.105	0.105	
N. Vizcaya Province			
1. Bambang	0.080	0.080	
2. Bayombong	0.035	0.035	
3. Solano	0.316	0.700	
Quirino Province			
1. Diffun		0.030	
2. Maddela		0.030	
Total	3.435	9.626	

註 1975年実績電力量

Cauayan

1006 MWH

Solano

549 MWH

Bayombong

558 MWH

Ilagan

504 MWH

1976年実績

ISELCO

1637 MWH (11ヶ月)

CAGELCO

133 MWH (6ヶ月)

(5.126) Residential use

(4.500) Industries

Region IIにおけるMunicipalの公私営の電力事業では、Solanoが24時間配電をしているが、その他は初夜の4～6時間配電である。

ディーゼル発電所の容量は40KW～700KWでTownの一部への供給能力しかなく、かつ設備も低圧(200V)配電、かまたは、2000V配電電圧を使用している実情である。

電力料金も割り高でTable 3-2に示す如く、COOPでも0.6～0.7 P/KWHでその他は、1.0 P/KWH(約37円)以上である。一般に、主系統より供給されているRegionにおけるCOOPの料金は0.3～0.35 P/KWH程度であるので、これに比較するとRegion IIの現在の電力料金は2～8倍と割り高である。

またRegion IIにおけるCOOPの結成率も全国的にみて、最低で6州中COOPが2つだけである。

Table 3-2 Region IIの電力使用状況 (Feb 1977)

	供給範囲	電 源	供給方法	料 金
ISELCO	Municipal と配電線通 過 Barrio	1,000KWディーゼル 現 在 2,500KW×2増設中	13.2KW配電線 20時間配電 近く24時間配電	0.63～0.65 P/KWH
CAGELCO	同 上	同 上	13.2KV配電線 12時間配置 近く24時間配置	0.70 P/KWH
Solano電力	Solanoの Townのみ		2KV配電 24時間配電 (電灯のみ)	1.0 P/KWH
Aparriその他 民営によるもの	所在地の Townのみ	30～100KVA	夜間のみ(4～6h) 2KV配電	1.5～2.7 P/KWH
Bonzagaなど 公営によるもの	同 上	同 上	夜間のみ(4～6h) 低圧配電	1.0 P/KWH以上

3-3 Region II 電化の方法

3-3.1 地方電化の効用

PhilippinesのXavier大学のMindanao文化研究所が、Mindanao島北部のMisamis Oriental Rural電化組合(MORESCO)について、地方電化の需要家から調査した結果をTable 3-4に示す。

同地域は、家族収入が比国平均に比して著しく低い所であるが、電化の良い点は夜間、農作業の準備あるいは、品物の整理ができること。また、女は、家事が夜間に出来るために、昼間、農作業に時間を充分あてられることというのが、約58%を占めていることは、重要なことである。

日が暮れると、ランプの燃料代節約を気にして、殆んど活用されていなかった時間帯が、2時間~3時間有効に使えることは、生活レベルの向上と共に、生産性の向上という面への意義も大きいということを示している。

又、電化前後の光熱費の比較が同じ調査で行われているので、その結果を第3-4表に示している。

電化後、灯油の使用量は減っているが、供給の値段が高くなっているのは使用前の実績が石油ショック前の値であるため、その後の石油の価格の上昇、および電化後の点灯使用時間に相当する時間だけ、ランプ使用時間が多くなることを考えて比較すると、石油使用をする場合の費用はP 25.4となり、電気の使用前よりも、67%程度高くなると試算されている。

Table 3 - 3

Major use of Electricity for MORESCO Users

<u>Thing done with electricity that can not be done without it</u>	<u>Percentage of response mentioning</u>
1) Night-time Agricultural processing and other productive work	18.7% (38)
2) Night time work doing household chares	39.4% (80)
3) Use of household appliances	11.8% (24)
4) Lighting of house	17.7% (36)
5) Reading/Studying	10.8% (22)
6) Use and enjoyment of entertainment facilities(radio, stereo, etc.)	18.2% (37)
7) Adequate water supply	3.7% (7)
8) Lighting of farm buildings	3.0% (6)
9) Others	3.9%
10) No response	7.4% (15)
Total number of respondents	(203)

Table 3 - 4

Alternative Household Energy Sources and Costs among Users
Before and After Electrification

<u>Before Electrification</u>			
Energy Source	Percent Using (%)	Average Monthly Cost (P)	Percent of Total Cost (%)
Candles	1.0	0.02	0.2
Kerosene	95.6	7.22	65.6
Gas (LPG)	10.3	1.31	11.9
Charcoal	10.8	0.43	3.9
Wood	2.0	0.06	0.5
Batteries	50.7	1.96	17.8
Total		11.00	
<u>After Electrification</u>			
Candles	0.5	0.01	0.1
Kerosene	44.3	2.73	18.0
Gas (LPG)	6.9	1.27	8.4
Charcoal	6.9	0.28	1.8
Wood	-	-	-
Batteries	31.5	1.89	12.4
Electricity (34.7 kwh user)		9.0	59.3
Total		15.18	

:After and Before, actual increase in prices not been adjusted

3-3.2 主幹系統計画（1974年JICAのCagayan Valley地域電化計画のための Feasibility surveyによる。）

電化設備は、長期的にみて、もっとも料金が安く、普及効率がよく常に安定した供給がなされ、かつ、需要増に対して容易に設備増強しうることが大切である。このような観点から、Region IIへの主幹系統の設置が先づ必要となる。

すでに、OECD Loanにより、1979年完成予定で、以下の送変電設備建設の準備が着手されている。この主幹系統Projectは、Luzon島における現在の電力系統の最北端にある水力発電所AmbukulaoからFig 11-1に示す如く、Region II地内に向ってN. Vizcaya州のSolanoを經由し、Isabela州のSantiagoまで、230KV 2回線設計の1回線架線、距離107Km、SantiagoからCagayan州のTuguegaraoまでは230KV 1回線、距離120Kmの主幹線を延長する。SantiagoからさらにCauayanを通りIlaganに至る69KV送電線1回線（70Km）、Tuguegaraoから、Camalaniuganに至る69KV 1回線送電線（70Km）が架設される。

この、主幹系統によりRegion II内の各主要地区に対して電力を供給するためにSolano（230KV/13.8KV）、Santiago（230KV/69KV/13.8KV）、Tuguegarao（230KV/69KV/13.8KV）の各変電所および69KVから13.8KVに降圧するCauayan、Ilagan、Camalaniuganの各変電所が設置される。

以上が、主幹系統計画の概要であって、これらは、NPCによって実施され、これによってRegion IIの本格的電化のための主系統の基本が構成されることになる。（変電所は、N. Vizcaya州1ヶ所、Isabela州3ヶ所Cagayan州2ヶ所）

3-3.3 配電系統計画と主幹系統(230KV)の一部増強(今回の調査対象Project)

3-3.3 a 配電系統計画

前述の如く、国家方針による、電化促進の配電部門における基本計画は、NEAによって具体的に検討され、1977年1月～3月JICA調査団が現地を訪れNEAとの基本計画打合せ時に、NEAよりRegion II内の電化方針が示された。そこで、前記NPCの主幹系統計画に連繋したRegion II 6州の電化のための配電系統計画を調査検討し、立案した。

この電化計画を実施するためには、先づ電化の母体となるCOOPをTable 3-5の如く既設COOPの拡充と、新たな設置を行なうことが必要であり、これらは、ほぼ1977年内完了されることが、確認されている。また、これらCOOPは、NEAの管理下において、それぞれ自分自身が住んでいる地区のために電化普及、配電計画、建設工事、設備運用、料金徴収、需要家サービスなど一切の配電会社としての業務を行なうことになっている。

Table 3-5 州別COOP一覧表

州名	Cagayan	Isabela	NVizcaya	Quirino	Kalinga-Apayao	Ifugao
COOP名	CAGELCOI (南地区) (拡充)	ISELCOI (南地区) (拡充)	NUVELCO (新設)	Quirino (新設)	K. Apayao I (南地区) (新設)	Ifugao (新設)
	CAGELCOII (北地区) (新設)	ISELCOII (北地区) (新設)			K. Apayao II (北地区) (新設)	

電化の方針として、全国における供給方針に従い、先づ1980年までに各MunicipalのTown(中心町)を結ぶ13.2KW(3φ4線式)の配電幹線を完成させ、この配電幹線に沿って逐次、配電線を拡張し、1990年迄に受電希望の全

需要家へ100%供給を行う設備を建設することを目標としている。

このようなことから、配電系統計画は、主幹系統計画(NPC)の69KV系統を3ヶ地点において延長すること、及び69KV/13.8KVの4変電所(Magapit, Lucban Abulug, Piat, Tabuk)を含む配電系統Projectとし、建設は3段階にわけて実施されるものとした。特に1978~1982年に実施する第1段階は、Region II電化の基礎となる重要な意義を持つものとして、重点的調査対象とした。

第2段階は1982~1984年、第3段階は、1985~1990年とした。

3-3.3 b 主幹系統(230KV)の増強計画

3-3.2に示す1974年JICAによるCagayan Valley地域(Region II)電化Project(主幹系統計画)は、前述のとおり、現在NPCによって推進されているが、このたびのJICAによる配電計画調査時に、以下のとおり、Region II主幹系統(230KV)の一部増強計画に関して比国政府から要請があり、追加調査したものである。

1983年に原子力PNPP 1号(600MW)が、Battán半島に設置されるため20%以上の予備力を保持する水力電源として当初1982年運開予定地点としてChico水力4号(300MW)の開発と、主都圏内のMexico S/Sまで新系統幹線を拡充する計画であったが、現地の用地問題から、早期開発が困難となったため、着工可能なMagat発電所(360MW)建設の予定を繰り上げて、1983年完成に変更されたものである。

Magat発電所は、Ifugao, Isabelaの州境に位置し、その送電線は、Santagoを經由して、現在OECF loanによる主幹系統Projectとして建設準備中のSantiago-Ambuklao間の送電線に架設されることになっている。

Magat発電所は多目的Magatダムを利用して発電を行なうものであって、年間発生電力は約10億KWH、3時間ピーク発電所として設計されている。

すなわち、この発電所は、ルソン島の電力需給KWバランス上必要なもので、この規模の発電所が1983年に運開されていないと、ルソン島内の何れかの発電所が事故を起すと、ピーク電力の供給力が不足し、負荷制限を行わねばならなくなる。

また豊水期には24時間運転を行うことが出来るし、Region II内の需要に対しても供給されることになる。このように、Region IIを含むLuzon島全体の電力の安定供給上不可欠の電源であり、この度の調査において、Santiago-Ambuklao間の230KV一回線増架と、Santiago, Solano, Ambuklao各S/Sの増強を調査し、実施可能な計画を立案した。

第4章 Region 11(Cagayan Valley 地域)について

第 4 章 Region II (Cagayan Valley 地域) について

4-1 Region II の Outline

4-1.1 地 勢

Cagayan Valley は行政上、比国では Region II と称し、Battanes, Cagayan, Isabela, N. Vizcaya, Quirino, Ifugao, Kalinga-Apayao の 7 州からなっている。

本電化区域の対象は離島の Battanes を除く Luzon 島北東部の 6 州が考えられている。対象の 6 州は北は Babuyan 海峡に面し、東は急峻な Sierra Madre 山脈が太平洋におちこんだ海岸線を形成している。西は Luzon 島北部中央を走っている 2000 m をこす Cordillera 山脈により西海岸部と分離されている。南部は Caraballo 山脈により Luzon 中部平野と分離されている。総面積 36,000 平方 Km で北緯 16° から 18° にまたがる熱帯地方の北部である。Cagayan 川は、同地区南端 N. Vizcaya 州に源を発し、Quirino 州、Isabela 州、Cagayan 州を北流し、Babuyan 海峡に流出している。また、N. Vizcaya 州を南北に縦断して Isabela 州に入り、Cagayan 北部で Cagayan 川に合流する Magat 川がある。

また、Ifugao 州を北より南に縦断する Ibulao 川が Ifugao, Isabela, N. Vizcaya 3 州の州境で Magat 川に合流しており、Kalinga-Apayao 州の南部を北流する Chico 川が Cagayan 川の Alacala の北で Cagayan 川に合流している。東部の山脈から Cagayan 川に合流する支流は西部の上記の支流に比べて比較的小さいが、Ilagan で合流する Ilagan 川、Tuguegarao で合流する Pinacauan 川などは大きなものである。また、別水系で、Kalinga-Apayao 州北部を北流して Babuyan 海峡に流入する Abulug, pamplona 川などがある。これら水系図を Fig 4-1 に示す。

Cagayan 川は河口から 100 km の Tuguegarao で、EL. 20 m, 200 km 以上離れた Echague で、EL. 65 m の標高しかない緩流河川である。下流部分では右岸側は 5~10 m の粘土質の切り立った岸壁をなし、左岸側は緩やかな傾斜を持った砂質性粘土層である。Ilagan 周辺より南の中流付近は両岸共粘土質の 5~10 m の切り

たった岸壁である。川幅は、河口で2km位に広がっているが、Magapit 周辺で300m位の縮流状態を示し、再び上流は広くなり、Tuguegarao で約1kmの幅がある。また、Isabela 州の北部で300m位 Echague 付近で200m位の川幅となっている。流量は Tuguegarao で豊水期は $5,000\sim 6,000\text{ m}^3/\text{sec}$ 、渇水期は約 $80\text{ m}^3/\text{sec}$ 程度である。Tuguegarao～Solana間に鉄橋があり、それより下流 Magapit には現在、日本の援助で約300mの吊橋が建設中である。(日比友好道路は Cauayan の北で鉄橋により横断している)

Cagayan 本流では Tuguegarao 付近の2カ所で揚水ポンプによる4,000haの国営灌漑工事が近く完成する予定である。中流より上流部では組合によるもの(BISA)個人営によるものなどの小ポンプ式灌漑が行なわれている。近く、Aparri 周辺の灌漑のため、日本の援助で Magapit 付近に大型揚水ポンプ場が計画されている。また、国営によるポンプ灌漑(2,000ha)が Solana 北部の左岸で計画されている程度で、本流の上流部には大型灌漑が少ない。他方、支流では Magat 川で、N. Vizcaya 平野部あるいは Isabela 南西部にて重力式灌漑が行なわれている。Isabela 州における Cagayan 川西部地区の平野部の灌漑は Magat, Sifu 川等の利用で国営で大々的に行なわれている。その状況を Fig 4-3 に示す。これらは1983年完成の Magat Dam により更に拡張される計画である。その他 Chico 川, Palanan 川等の重力式灌漑利用が国営によってすすめられている。特に水量豊かな Chico 川は付近に高原草地を控えているため、将来灌漑による開発が大きく期待されている。

上記河川沿いに平野部が発達していて農業活動が活発化しており、新しく灌漑により開拓される原野も多く、人口移動も平野部において著しいものがある。

都市部も Cagayan 川沿いに、上流部の左岸に Echague, Cauayan 等があり中流以下では右岸に Ilagan, Tuguegarao, Lallo, Aparri 等が発達している。平野部の中心には農作物の集散地として Santiago, San Mateo, Roxas, Piat 等が発達している。現在最大の Town は Santiago で、次いで Tuguegarao, Aparri, Solano 等である。

また、東の Sierra Madre 山脈、西の Cordillera 山脈の各々の中心部は森林地帯であるが、平野部近い所は裸の草山である。

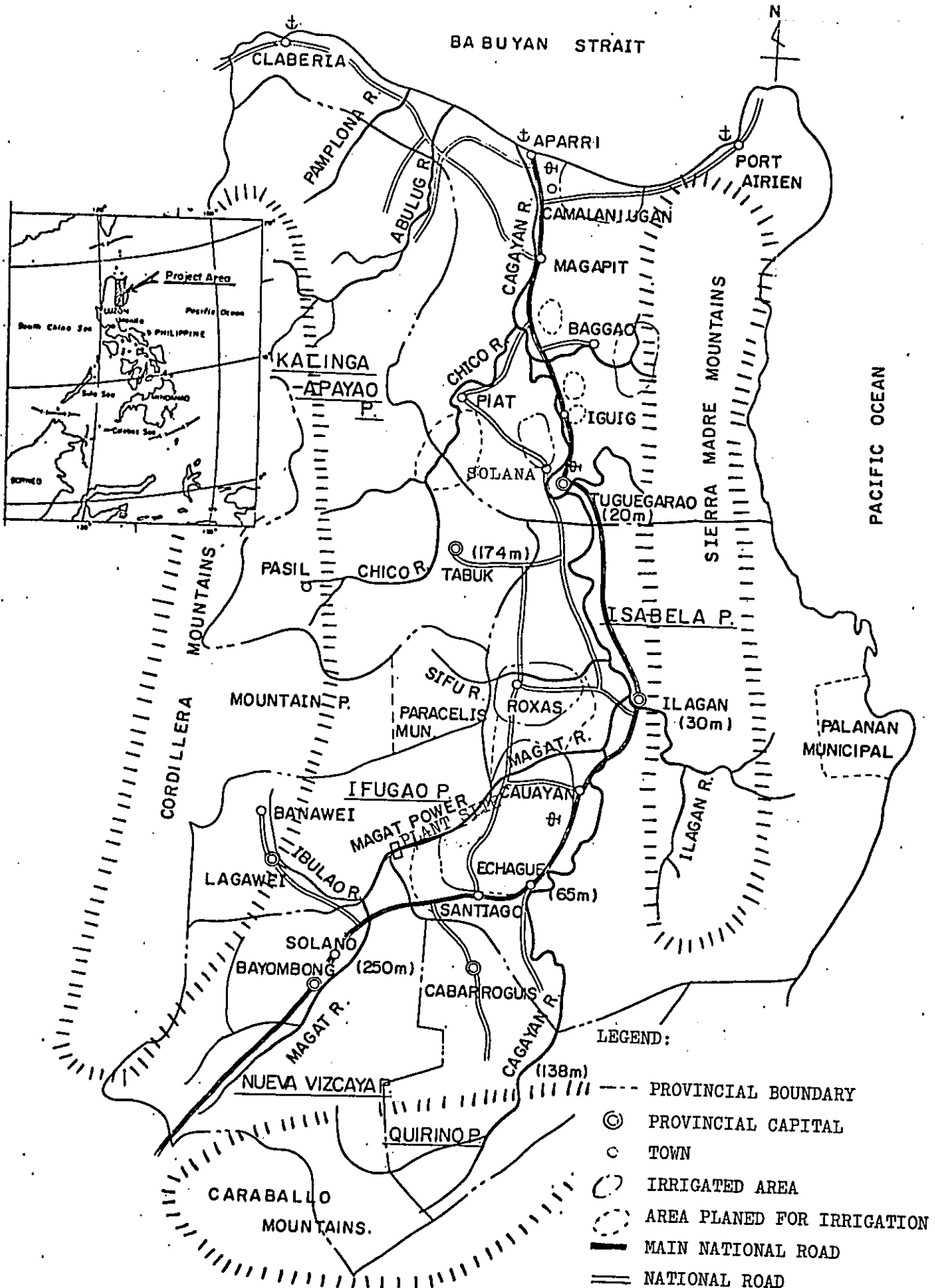


Fig. 4-1 Map of Region II

- LEGEND:
- PROVINCIAL BOUNDARY
 - ⊙ PROVINCIAL CAPITAL
 - TOWN
 - ⊖ IRRIGATED AREA
 - ⊘ AREA PLANNED FOR IRRIGATION
 - == MAIN NATIONAL ROAD
 - == NATIONAL ROAD
 - ⊕ AIR PORT
 - ⊕ SEA PORT
 - (m) Elevation Height

Fig. 4-2.1 Land Classification of Region II

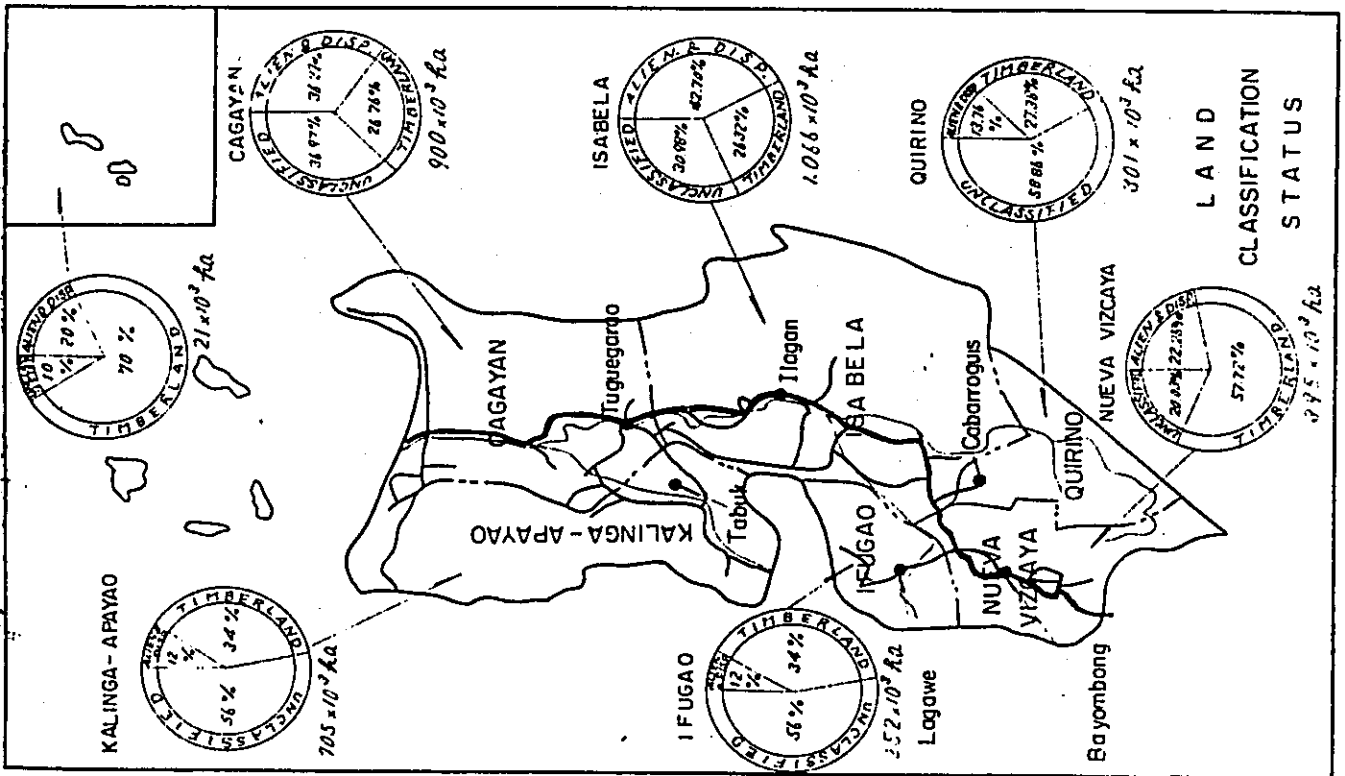


Fig. 4-2.2 Slope Map of Region II

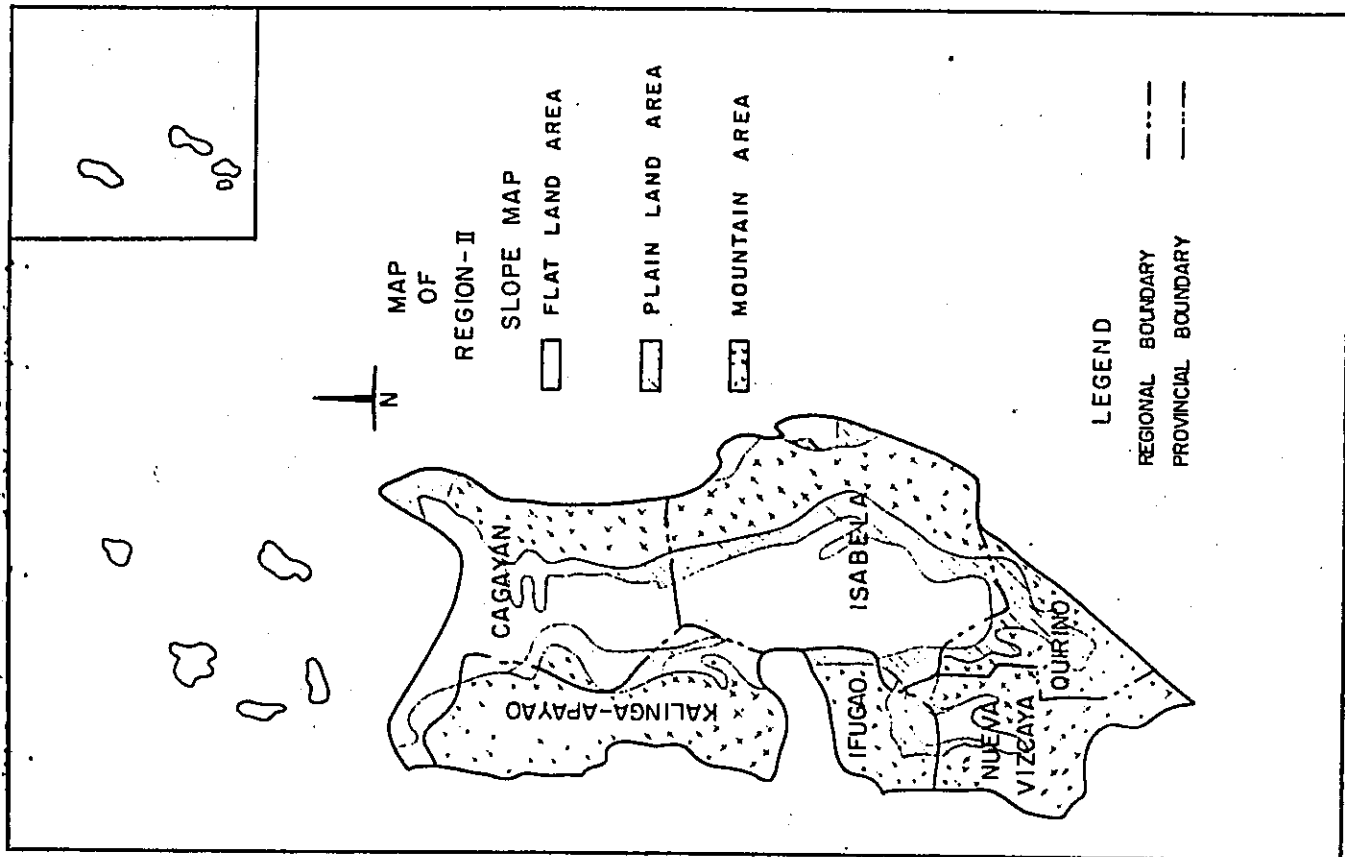
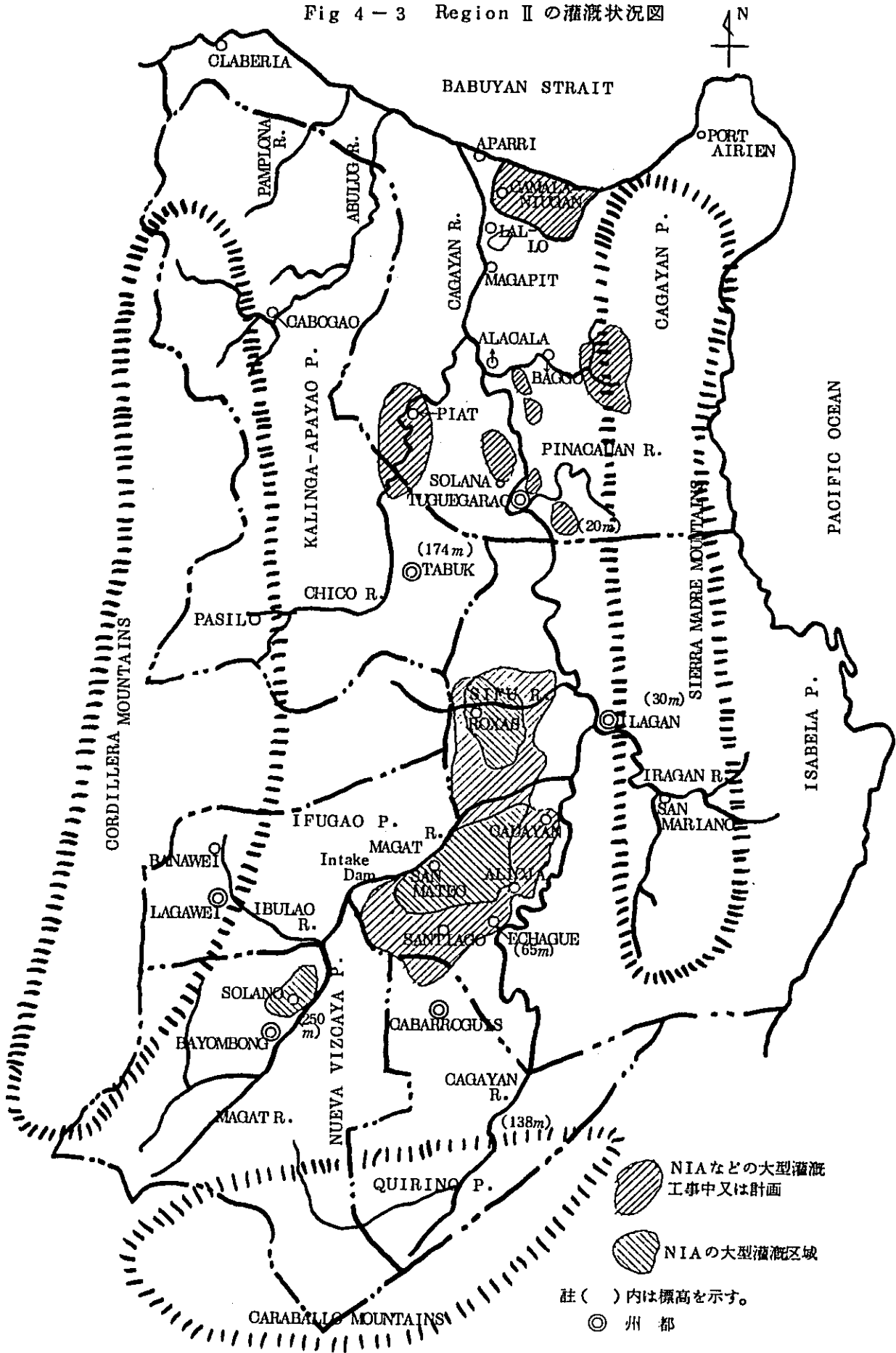


Fig 4-3 Region II の灌溉状況図



4-1.2 気 候

Kalinga Apayao 州の東北部は9月から1月までは雨期である。州の他の部分は特に判然した差はないが、2月から5月までは比較的雨が少ない季節といえる。その他の Region II の大部分は12月から3月までは比較的雨が少なく、他の月は平均的に降雨があり、年間雨量は地区によって異なるが2,000mm~1,800mm の降雨量がある。颱風が多い時で4~5回/年あって、時により多量の雨をもたらすこともある。風速は Region II の東海岸を除く大部分では90mph(40m/sec)で設計すればよい。(NEA, Rural Line Manual) 温度は Tuguegarao 周辺の内陸部が高く、3月~10月までは最高30℃を越すが、1,2月には朝晩の最低12~3℃まで下がる。雷は夏に発生を見るが、その頻度は30日~45日である。(Fig 4-4, 4-5)

4-1.3 人口、住宅

Region II の人口は1975年の人口調査時193万人で、同年度におけるフィリピン総人口が42百万人である。Region II は全国の4.6%を占めている。Region II で人口が多いのは Cagayan 州および Isabela 州で、両州の人口合計で同地域人口の約71%を上廻っている。1960年からの人口増を州別に見ると、Table 4-1の如くである。1960年~1970年までの人口増が著しいのは1960年~1970年の間に他地域からの移入が3万2千人あったため、この分の影響を除くと1960年~1970年の伸び率は1970年~1975年の伸び率と殆んど等しくなる。

また、特異なことは Cagayan 州のみが約2万人他州への転出を見ていて、これらは Isabela, Nueva Vizcaya, Quirino の諸州の農村へ転入していることである。

住宅は1970年の統計によるとTable 4-3の如き分類になっている。農業その他の所得の増加、中央官公庁の出先機関の設立などで、この分布は大きく変化しつつあり、またいわゆるニッパハウスから板壁の家に、さらにブロック建築の家、Town ではコンクリート建へと変化しつつある。

特に Aparri, 1976年冬に大火のあった Tuguegarao 中心部, Cauayan, San Mateo などの商店街は、2階建、3階建のコンクリートビルが新築されている。新築の民家は3室以上の大型化の傾向が農村部でも目立っている。Town,

Barrio は#条法で区画されて、各住宅敷地は 500m²前後で仕分けられている所が大部分である。樹木が防風林も兼ね、植えられている。Barrio などには植木鉢を飾っている農家が多く生活のゆとりが感じられる。

4-1.4 交 通

Region II は Manila と Aparri, Tuguegarao, Cauayan の 3 都市が、各々毎日一往復の航空便で結ばれている。この航空便によりこれらの地区に毎朝 Manila の朝刊が送られ販売されている。

河川の航行は中流以下で吃水の浅い船や竹筏による貨物の運搬がなされるだけで陸路の整備により衰退している。ただ日比友好道路以外で Cagayan 川あるいは、その支流などの川幅の広い所での橋梁未整備箇所では人や車輛を運ぶフェリーが活躍している。

道路は Fig 4-1 に示す如く南北を貫通する日比友好道路が基幹として活躍し Manila からの長距離定期バスあるいは大型貨物車の運行により Manila ~ Region II 間の連絡を 5~8 時間で行なっている。また、Region 内の Town 間を結ぶ中距離バス、ジープが活躍している。現在、地内の各種自動車は Table 4-5 に示す如く 1 万 4 千台を越している。(1974 年現在)

また、友好道路より分岐して各 Municipal の Town を結ぶ国道、州道がある。その普及状況は Table 4-4 の如く 0.2km/Km²である。

現在、農道、各 Barrio 間の道路の建設や橋の建設などが地内各所で行なわれている。なお、道路、橋梁の建設に当っては電化計画も充分考慮して、総合的なインフラストラクチャーの開発が行なわれつつある。

海運では Aparri, Clabaria などの港があるが遠浅のため小型船しか接岸できなかった。1977年2月に北東部の Port Irien の築港が出来上り、水深 12 m の棧橋が整備された。

棧橋は将来さらに一カ所増強される予定であるが、日比友好道路からは未舗装の道路で 2 時間近くかかるのが難点であり、将来その道路の整備が望まれている。

RAINFALL IN MILLIMETERS

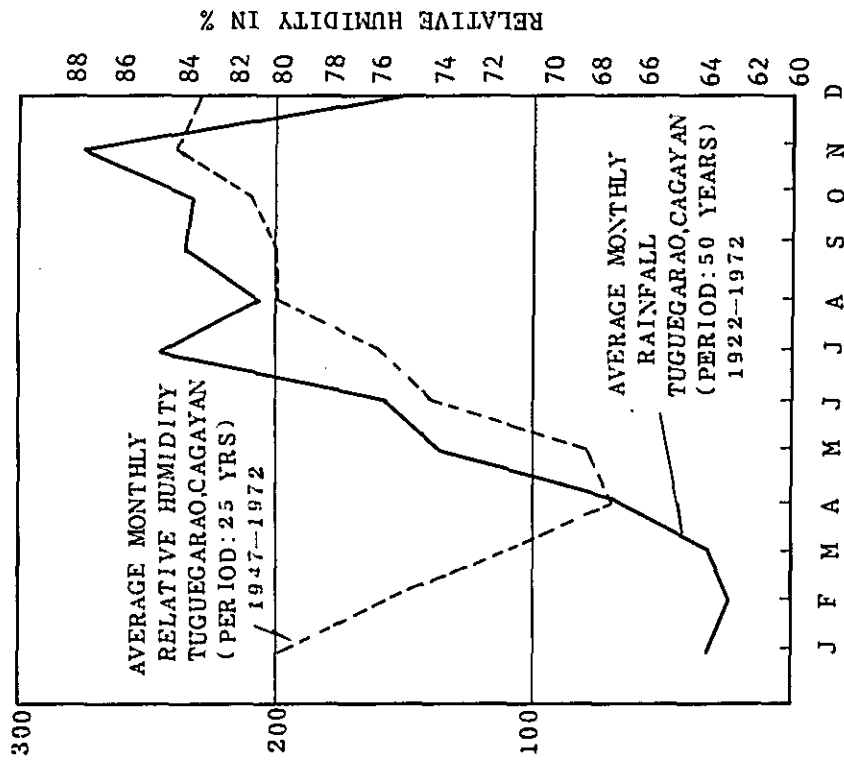


fig 4-4 AVERAGE MONTHLY RAINFALL AND HUMIDITY TUGUEARAO, CAGAYAN

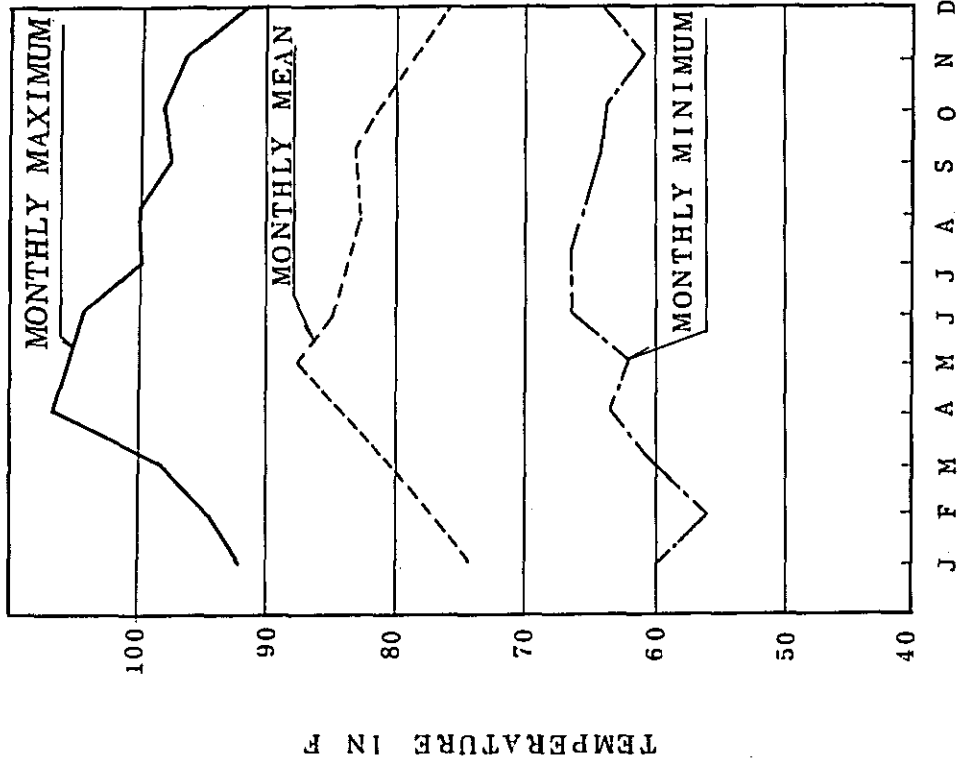


fig 4-5 TEMPERATURE DATA ALAMINAO RESERVOIR TUGUEGARAO, CAGAYAN (PERIOD: 9 YRS) 1957-1965

Table 4-1. Number of Population in Region II by Province

	(10 ³ persons)									
	1960	1970	1970/1960	1975	1975/1970	1980	1985	1990	Area 1,000 ha	Pop./ km ²
N. Vizcaya	113.8	172.2	5.1 %/Y	211.3	4.5 %/Y	263	327	407	394.9	53.5
Ifugao	76.8	93.0	2.1	104.6	2.5	118	133	150	251.8	41.5
Quirino	24.3	49.8	10.0	65.8	6.4	89	121	165	301.2	21.8
Isabela	442.1	648.1	4.7	735.9	2.7	840	959	1,095	1,066.5	69.0
Cagayan	445.3	581.2	3.0	638.1	2.0	704	777	857	900.3	70.9
Kalinga - Apayao	89.5	136.2	5.2	162.9	3.9	197	238	288	704.8	23.1
Total	1,191.8	1,680.5	4.1	1,918.6	2.8	2,211	2,555	2,962	3,640.3	52.7

Table 4-2. Number of Households in Region II by Province

	Unit: 10 ³ Houses					
	1970	1975	1975/1970	1980	1985	1990
N. Vizcaya	30.0	36.1	1,203	42.5	50.9	60.7
Ifugao	20.1	21.1	1,047	22.3	23.7	25.6
Quirino	8.6	11.3	1,313	14.3	18.7	24.8
Isabela	108.2	115.0	1,063	126.6	139.1	154.0
Cagayan	100.7	111.9	1,111	126.6	139.1	154.0
Kalinga - Apayao	24.0	27.1	1,129	31.0	37.0	43.0
Total	291.7	322.5	1,129	360.5	400.6	446.2

Table 4 - 3 House Type in Region II : by Province
1970 : unit 10³ houses

	Total	Concreet	Wood	Bamboo and others
Cagayan	99.4	3.4	33.0	63.1
Ifugao	20.1	0.1	12.8	7.2
Isabela	115.2	4.9	36.1	74.2
Kalinga-Apayao	23.9	0.5	14.6	8.8
N.Vizcaya	38.1	1.5	14.2	22.4
Region II	296.7	10.4	110.6	175.6

Table 4 - 4
Road Kilometerages per Square Kilometer:
by Province, as of June 30, 1973, Region II

Province	Road kilometerages	Area (sq. km.)	Road kilometerages per sq. km.
Batanes	148.97	209.3	0.7
Cagayan	1961.39	9002.7	0.2
Ifugao	764.32	2517.8	0.3
Isabela	2584.86	10664.6	0.2
Kalinga-Apayao	551.19	7047.6	0.1
N.Vizcaya	1195.69	6969.1	0.2
Quirino	—	—	—

Source : DPH (Department of Public Highway)

Table 4-5. Motor Vehicles Registered by Province: According to Type, as of June 30, 1974, Region II

Type	Total	Cagayan	Ifugao	Isabela	Kalinga - Apayao	N. Vizcaya	Quirino
Cars number %	4,110 29.1	1,089 26.1	31 13.6	1,970 33.2	257 26.6	598 28.9	165 31.4
Jeepneys number %	1,132 8.0	328 7.8	7 3.1	464 8.6	183 19.0	100 4.8	50 9.5
Buses number %	500 3.5	279 6.7	19 8.4	111 2.1	40 4.1	33 1.6	18 3.4
Trucks number %	5,594 39.8	1,645 39.4	117 51.5	2,166 40.1	355 36.8	1,086 52.6	225 42.8
Motorcycles number %	1,705 12.1	740 17.7	53 23.3	530 9.8	115 11.9	203 10.5	64 12.2
Trailers number %	1,061 7.5	96 2.3	- -	338 6.3	15 1.6	44 2.1	3 0.6
Total number %	14,102 100.0	4,177 100.0	227 100.0	5,399 100.0	965 100.0	2,069 100.0	525 100.0

Source: LTC (Land Transportation Commission)

4-1.5 通 信

Region II内の各地間あるいは Manila への連絡は有線、無線電話、電信が主である。広大な地域でかつ山岳部分が両側にあるという地形的関係から、無線の使用が広く行なわれている。

有線電話の普及は著しくおくれていて、Nueva Vizcaya 州の Bayombong—Solano間あるいは極く一部の Town 内のみで使用されている状況で、一般の連絡は自動車、ジープあるいは郵便によるしかない。従って、配電線事故の一般からの通報は殆んど期待できない。また停電予告などの連絡も人を派遣しなければならないなど情報連絡に困難がある。TVは現在 Baguio (Bengnet 州)にある中継局の放送が Isabela 州の中南部付近で視聴できるだけである。ラジオは Cagayan, Isabela, Nueva Vizcaya 各州内に2ないし4の民間放送局が開局して放送している。

4-2 Region II の社会環境

4-2.1 行政組織

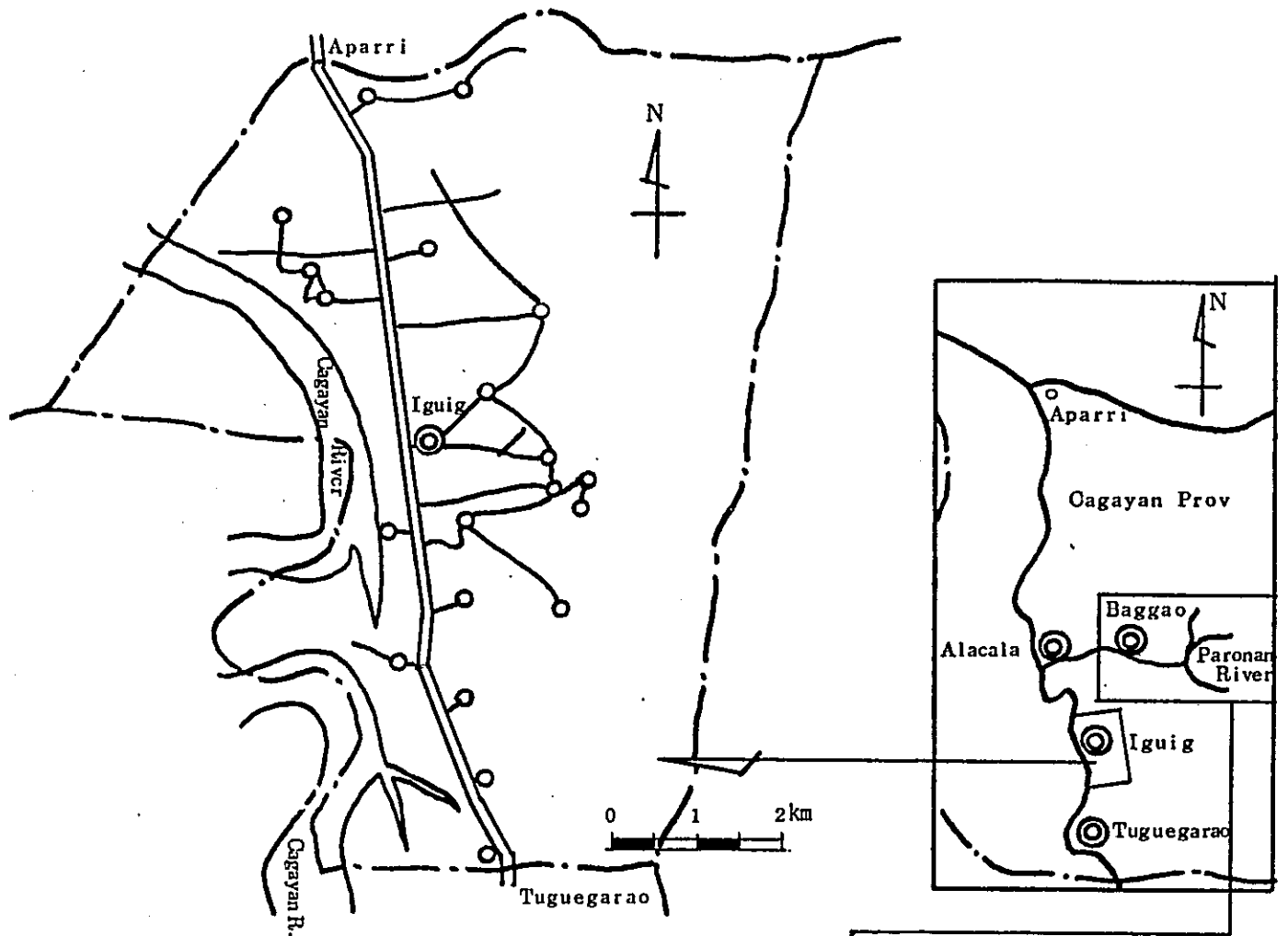
現在広域行政システムをとっているため、Region II に国の各種行政機関の出先官庁がある。Region II の Capital とし、Cagayan 州の州都 Tuguegarao が選ばれ、合同庁舎内に経企庁、農林省その他の機関がまとまっている。然し、現業的性格が強い道路関係、国営灌漑庁 (NIA) などの機関は、用地問題から Solana, Cauayan などに出先機関をおいているし、Region II の軍司令部は Isabela 州の Echague に置かれている。Region 全体の各種連絡調整会議が、これら関係出先機関と州自治体とで構成され、Region としての動きが活発である。

各州自治体の Capital は夫々の州都におかれているが、Isabela 州は、Iligan と Cauayan に分駐している形となっている。Region II の人口が少ないこともあり、自治体の職員も少なく、各種統計資料の整備は充分できてない。各州の経済的状況から、各 Capital もその建物、施設に差がある。N. Vizcaya, Cagayan の州庁建物規模は、州の豊かさを誇示している。特に Cagayan は歴史博物館を保有し、Region 唯一のものとしてその施設を誇っている。

州の下部自治体として Municipal があり、Town の行政を行なう Hall (合同庁舎) を有している。Region 内の平野部の古い Town では Town Hall の前に広場があり、必ず建国の英雄リサル (Rizal) の像が建っていて、教会がすぐ側にある。

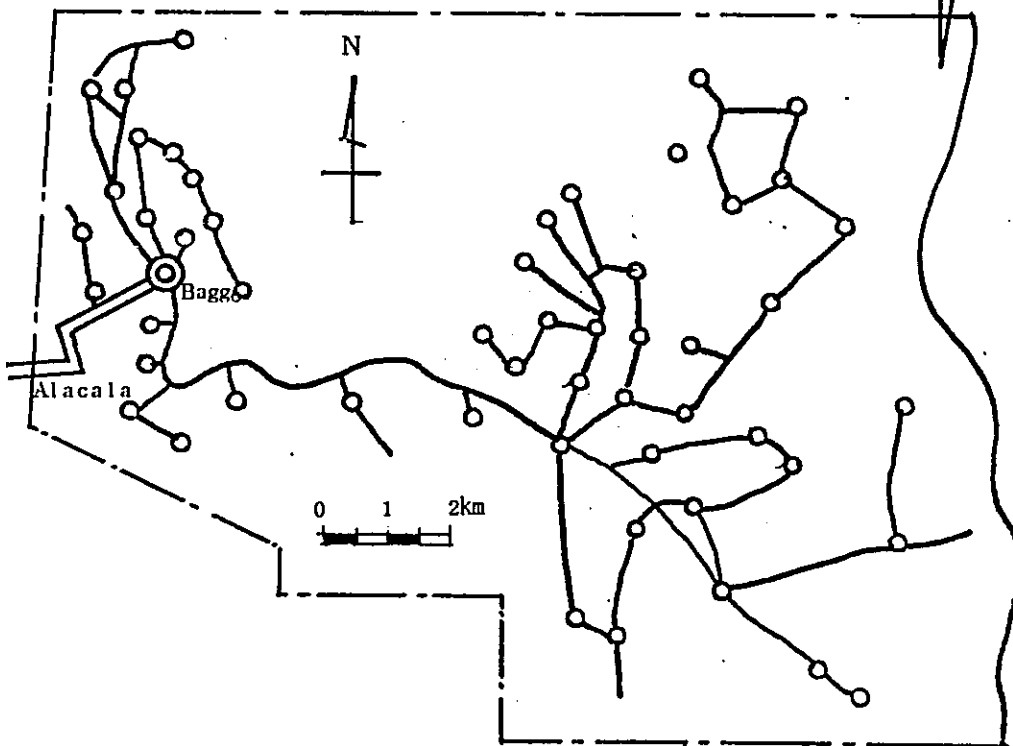
Town Hall の役人は数少なく、日常の業務連絡、指導に大変なようである。

Municipal 内には 10~20 の Barrio があり各々 Captain を選出している。典型的な Municipal の Barrio 構成を Fig 4-6 に示す。(1) 図は平野部の例で中央部を日比友好道路もしくは国道が通っていて、Barrio はその幹線道路をはさんで分布している。(2) 図は各州の東部西部の丘陵地帯の例である。他の Municipal の Town との連絡道路は僅かしか地内を走っていない。そして Municipal の奥に、河川に沿った平坦部に田畑が広がり Barrio も放射状系に分布している。



(1) Municipality Map of Iguig 1/80,000

- LEGEND**
- ==== National or Provincial Road
 - Rural Road
 - ⊙ Town
 - Barrio



(2) Municipality Map of Baggao 1/120,000

Fig 4-6 Example of Location of Town in Municipal
4-14

4-2.2 教 育

文盲率は24%でPhilippine全土の16.6%に比してやや多い。

初等教育は6才から6年間を義務教育として行なわれている。Region II に約2300校あり、大部分が公立である。(1976年現在)就学率は約75%である。

高校教育は公立92校、私立100校、計192校があり、約7万2千人が就学していて、同一年代層の約26%が進学している。

大学は国立、州立カレッジが3校、その他私立が10数校設けられており、現在の在學生は16,000人である。

初等、高校教育では、コミュニティ意識の教育実習に重点がおかれ、学校周辺の園、州道の集団清掃や、校庭の美化作業などの集団作業が実施されている。軍事教育は高校教育以上では男女共必修で、特に大学の卒業資格は、陸海空何れかの予備士官認定に合格できねば与えられないことになっている。

4-2.3 衛 生

風土病の撲滅などの衛生関係の環境改善は進み、平野部のTownでは、マラリヤなどは過去の話となっていた。各Townは深井戸ポンプの揚水による水道などが建設されている。今後は人口増による廃棄物処理施設の拡充、新設が取上げられつつある。

幼児死亡率の低下をさせるために、定期的な乳幼児の検診が医師の巡回指導で行なわれている。

医療機関は、公営病院29、私立病院29がある。公営病院の施設概要はTable 4-6に示す。

それに公営のHealth CenterがMunicipalに約230(医師250人)設けられている。

Table 4 - 6 Public Hospitals in Region II, 1974

	Hospital	Beds	Physician	Nurse	Dentist	Others
Cagayan	9	425	38	26	7	92
Ifugao	2	100	6	9	—	19
Isabela	7	325	31	38	7	56
Kalinga-Apayao	7	250	14	35	1	44
N.Vizcaya	1	50	1	5	—	7
Quirino	3	150	11	11	3	13
Total	29	1300	101	124	15	231

4-3 Region II の産業

4-3.1 労働人口分布

Region II の Development Council の資料によると、Table 4-7 に示す如く 1972 年来の実績をふまえて、将来の Region の G.D.P の Vision を想定している。1987 年の Vision と 1974 年実績とを見ると、農業部門の Weight が 16% 低下し、サービス関係の第三次部門が 10%、第二次産業部門が 6% 増加している。

他方 Isabela 州の 70 年、75 年の人口統計資料より部門別労働人口の変化を、Table 4-8 に示している。これによると農業人口の増加は平均的な伸びを示しているが、第三次産業部門は平均を上廻る伸びを示している。将来は農業生産量の大幅な伸びが期待されているが、これは非灌漑田の灌漑化による生産性の向上、肥料その他農法改善による生産量の増加などの計画によるものである。これらの生産性向上には、合理化を計ることであり、特に大きな規模の拡大がない限り、人口増の大きな原因とはならないものと考えられる。製造業の増加は今後地域内への工場誘致に伴って増加するものと考えられる。電力面からすると、これは、販売電力量の増加に大きく影響するし、又従業員家庭を中心とした電力量の増加も考えられる。

他方サービス業の大幅な増加は業務用電灯需要の増加を伴って行くものと考えられる。

Table 4-7 Gross Domestic Product, Region II
(In 1972 Prices)

Item	Year				
	1972	1973	1974	1987	2000
GDP (million pesos)	1,603	1,602	1,653	4,315	10,096
Percentage					
Total (%)	100	100	100	100	100
Agriculture (%)	63.9	61.4	60.1	43.3	22.5
Manufacturing (%)	5.5	5.3	5.3	9.7	17.4
Mining (%)	0.0	0.0	0.1	0.5	2.0
Construction (%)	6.0	8.0	9.3	11.4	14.1
Utilities (Electricity gas, water) (%)	0.1	0.1	0.1	3.0	5.0
Transport, communication, storage (%)	1.1	1.2	1.1	4.0	6.0
Commerce (%)	14.7	14.4	14.0	16.0	18.0
Services (%)	8.7	9.6	10.0	12.2	15.0

Table 4-8 Sectoral Labor Forces by Province

	Total	Agricul- tural	Mine	Manufac- ture	Ele. gas. water	Constru- ction	Commerce	Transport	Service	Others
Cagayan	200,000	148,600	89	11,800	234	4,433	7,625	5,568	20,270	1,365
Ifugao	43,600	38,600	78	2,300	43	301	277	174	1,878	
Isabela	222,700	171,600	50	11,200	111	4,065	8,907	4,832	19,386	2,556
Ka.-Ap.	58,600	52,500	70	700	45	546	715	281	3,361	372
N. Vizcaya (Include Quirino)	74,600	56,500	21	3,400	118	1,580	3,059	1,712	7,604	808
Region-II	599,700	467,800	300	29,400	551	10,925	20,583	12,567	52,500	5,101
Isabela										
1975	244,100	188,400	57	12,200	102	4,439	9,779	5,239	23,785	
1975/1970	1.096	1.098	1.14	1.090	0.919	1.09	1.098	1.10	1.146	

(注) 上から6段まではRegion IIの1970年の部門別労働人口を示す。

下から2段はIsabela州の1975年の部門別労働人口と1970年との対比を示す。

4-3.2 農 業

適当な降雨量に恵まれたRegion IIはPhilippinesの食糧基地として、各種農産物が生産されている。以下に主要農産物について述べる。

1) 米

Region IIの田の面積の推移をTable 4-9に示す。1975年の全面積は 337.9×10^3 haである。これは1971年と比較すると11%の増となっている。また、1975年度時点では、46.4%が灌漑されていて、1971年以来灌漑田は年率で7.2%増加している。

非灌漑田の面積は余り変化していないが、然し州別の非灌漑田、灌漑田の変化を比較すると、73年から74年にかけて灌漑田が23,000 ha 増えているが、非灌漑田は1,300 ha しか減っていない。このことは、灌漑により、従来の畑地や草原であったものが、灌漑田化していることを示している。

従って今後灌漑工事により、現在の非灌漑田を灌漑田に切り替え得る可能性があり、将来の比国の人口増に対処する食料供給の増加に対処し得ることを示している。

木のha当りの生産量の年間毎の変遷をTable 4-12に示している。灌漑田の生産量は農法の改善によりha当りの生産量が1971年2.55 ton、1974年、1975年は3.0 tonで、約20%の向上をしている。

木の生産量を精米換算し、毎年Region IIの米のバランスの推移をTable 4-13に示す。米の移出量は1975年は1971年に比して2.4倍の21万tonとなっている。

2) コーン

耕地面積は1971年の23万3千haから27万9千haと増加しているが、収穫量はかえって1971年の32万tonから1973年21万tonに減少する傾向にある。一つは地味豊かな部分が田に変更されること、新規開拓地が地味がやせているなどが原因となっているものと思われる。然し、それでも地内消費を除いた移出は1973年時点で8万8千tonある。(Table 4-14)

3) 煙草

煙草は73年時点で耕地面積は比国内の31%26,000haで、生産量は39%の25,100 tonを産出している。

Isabela 州が 70%、Cagayan 州が 25% と両州で大部分を産出している。

Region II では葉煙草の集荷、選別を行なう為、各所に Ware House を設け、Manila 地区に積み出している。

4) 砂糖キビ

砂糖キビの生産は 1971 年 718 ha 1973 年には 180 ha に減少し、粗糖生産も 1971 年で 1.9 千 ton 近くであったが 1973 年には大巾に減少した。然し、Cagayan 州の Piat に Cagayan Sugar Coop が設立され、粗糖精糖生産工場が 1977 年運転開始目標で建設しているので、再び作付面積が Cagayan、Kalinga Apayao 州を中心に拡張するものと考えられている。

5) ピーナツ

ピーナツの生産は、耕地面積は 73 年度で 1 万 ha、Philippines 全土の 30% を示めているが、生産量は 29% の 5,300 ton を産出している。

ピーナツはピーナツ油としての需要が強いので、価格も 4 当り米と匹敵するため今後共此の程度の生産量を維持してゆくものと考えられている。

6) 家畜家禽

家畜の種類別数を Table 4-15 に示す。Carabao (水牛)、Cattle (牛) は役牛として農家に飼育されるものが大部分である。水牛は約 50% が Cagayan 州で約 30% が Isabela 州で飼育されている。牛は上記両州で 50%、Nueva Vizcaya、Kalinga Apayao 両州で 30% が飼育されている。牛は肉牛あるいは乳牛として商業的に飼育されているものは僅か 6% である。

馬も主として馬車用の小型のもので Cagayan 州で 60%、Isabela 州で 30% が飼われているが、單車、ジープなどの交通機関に圧迫されて減少傾向にある。

豚その他家禽類も主として農家で飼育されるもので、養鶏、養豚業で飼われているものは極く僅かである。

Table 4-9 Rice Paddy Area in Region II, 1971 to 1975

(ha)

	1971	1972	1973	1974	1975
Irrigated	116,510	130,508	131,161	154,259	156,382
Non-Irrigated	173,127	168,927	167,158	165,839	166,416
Upland	14,593	14,598	14,557	14,604	14,668
Total	304,230	314,033	312,876	334,702	337,466

Table 4-10 Irrigated Rice Paddy Area by Province
in Region II, 1971 to 1975

(ha)

Province	1971	1972	1973	1974	1975
Batanes	-	-	-	-	-
Cagayan	31,525	38,063	38,039	38,192	40,303
Ifugao	8,500	8,600	9,200	9,549	9,549
Isabela	52,400	56,760	56,760	76,375	76,375
Kalinga-Apayao	8,384	8,384	8,461	10,288	10,288
N. Vizcaya	16,900	16,900	16,900	16,900	16,912
Quirino	1,801	1,801	1,801	2,955	2,955
Region II	119,510	130,508	131,161	149,259	156,382

Source: Bureau of Agricultural Extension Region II.

Table 4-11. Non-irrigated Rice Paddy Area by Province in
Region II 1971~1975
(ha)

Province \ Year	1971	1972	1973	1974	1975
Batanes	-	-	-	-	-
Cagayan	58,817	55,417	56,617	56,639	56,941
Ifugao	1,200	1,200	1,250	2,390	1,390
Isabela	92,170	91,370	88,153	86,130	86,130
Kalinga-Apayao	4,360	4,360	4,500	5,000	5,000
N. Vizcaya	11,400	11,400	11,400	11,430	11,430
Quirino	5,100	5,180	5,258	5,250	5,525
Region II	173,047	168,927	167,178	166,839	166,416

Table 4-12-1 Paddy Production in Region II 1971 to 1975

(mt)

Year	Irrigated	Non-Irrigated	Upland	Total
1971	297,655	285,537	14,992	598,124
1972	345,656	250,309	10,659	606,324
1973	342,966	257,110	11,299	611,375
1974	455,824	272,248	12,964	741,036
1975	486,794	244,672	12,631	744,102

Source: Bureau of agricultural extension region II.

Table 4-12-2 Average Yield of Riceland in Region II,
1971 to 1975, Unit ton/ha;

Year	Irrigated	Non-Irrigated	Upland	Average
1971	2.55	1.63	1.01	1.97
1972	2.64	1.50	0.40	1.93
1973	2.60	1.54	0.79	1.96
1974	2.95	1.63	0.88	2.21
1975	3.12	1.45	0.88	2.20

Table 4-13. Rice Supply and Recommended Food Allowance for all Cereals, in Region II, 1971 to 1975 :

(mt)

Item \ Year	1971	1972	1973	1974	1975
Available Rice Supply	293,846	344,692	347,524	422,758	437,723
Recommended Food Allowance for Cereals *	205,231	211,047	217,051	223,348	227,807
Surplus	88,615	133,645	130,473	199,410	209,916

* 324 grams/capita/ day, Food and Nutrition Research Center, Philippine Journal of Nutrition, Vol. XXII, No. 2, 1969

Table 4-14. Shell Corn Production and Uses in Region II, 1971 to 1973 (mt)

Year	Crop area (hectares)	Production	Seeds	Animal feed	Available supply
1971	233,500	324,010	1,670	48,602	273,738
1972	268,300	252,983	1,771	37,947	213,265
1973	279,500	216,326	1,514	32,449	182,363

Table 4-15 Livestock and Poultry Population

Item \ Year	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Carabao	3 39.9	3 99.3			4 72.0	4 30.7
Cattle	1 10.4					1 97.1
Swine(pig)	5 05.9			6 06.3		7 49.8
Horse	2 8.2					
Goat	2 2.9					
Chicken						3,0 72.6
Duck						3 47.1

7) 農家の土地利用状況

現在各種耕作に使われている土地の延利用面積は、Table 4-16 に示す如くである。即ち、米作田として、33万8千 ha で全体の47.6%を占めている。次いでコーン28万 ha で39.4%である。

これら耕作地を1972年時点で灌漑、非灌漑別の全国と対比させたものを、Table 4-17 に示している。Region II の耕作面積は全国の耕作地面積の6.7%であるが、灌漑地の面積は、対全国比で13.8%となって比較的灌漑事業の進んだ地域といえる。

我々の廻った所では Ifugao の Potia 地区、Isabela 北部の Cagayan 川西岸、Kalinga-Apayao と Cagayan 州境、或いは Isabela 州の Cagayan 川東部丘陵地帯など、灌漑工事の進捗で耕作地として有効利用出来る箇所がまだ多く残されているように見受けられた。

Table 4-16 耕作地現況

(ha)

作物	面積	調査年	作物	面積	調査年
米 灌 漑	156,382	(1975)	砂 糖 キ ビ	718	(1971)
米 非 灌 漑	181,084	(1975)	ビ ー ナ ッ	10,750	(1973)
米 小 計	337,466	(1975)	豆 類	3,400	(1973)
コ ー ン	279,500	(1973)	コ ー ヒ ー	3,320	(1973)
野 菜	21,171	(1973)			
果 樹	16,350	(1973)			
煙 草	26,280	(1973)			
コ コ ナ ッ	4,390	(1973)	総 計	703,345	

(註) 耕作延面積である。

Table 4-17 Irrigated and Non-Irrigated Farmland

Region II Phil. 1972

	Irrigated Farmland		Unirrigated Farmland		Total Farmland	
	ha	%	ha	%	ha	%
Region II	130,508	25.56	380,174	74.44	510,682	100
Philippines	947,447	12.45	6,661,570	87.55	7,609,017	100
Region II / Phil.	13.8 %		5.7 %		6.7 %	

4-3.3 漁 業

漁業は Cagayan 州北部の海岸線と Isabela 州東海岸の Palanan で行われているが、大規模な冷凍、加工工場もないので小規模の沿岸漁業で、あまり盛んとはいえない。養魚も小規模である。

4-3.4 工業

工場といわれる大企業は、合板工場2、砂糖工場1、清涼飲料1である。清涼飲料工場は Isabela 州 Ilagan に他は Cagayan 州に点在している。小工場は 1972 年現在で Table 4-18 に示す如き分布を示している。

但し、その後精米所の数は、例えば Isabela 州では 1972 年 264、1976 年には 428 に増加している。精米所は 10~50HP のものが大部分で平均 20HP である。米の生産量と精米所能力の Isabela 州の値からチェックすると Cagayan 州の 1972 年度の精米所の数が 842 と著しく多い。これは小精米所が、道路網不備の時代に立したのではないかと考えられるので負荷想定にあたって此の点を考慮した。

Carindaria (自動車修理工場) は各州の自動車普及度に比例したものであるが、熔接電源として現在、トラクターエンジン等で 5KW 程度の発電機を廻して使用している。Sawmill は、大規模で (75HP~100HP) 程度もあり伐採した木材を工場迄運搬するのにトラック、トレーラーを 10 数台所有している。比較的、計画配電線の末端近くに存在しているものが多いので電化後電圧面で問題のおこらないように配慮する必要がある。

Tailor Shop, Dress Shop はいずれも数人の縫子で経営されているもので電力負荷としては、照明以外の需要は余り考えられない。

4-3.5 林業

1974 年の実績で $82.61 \times 10^3 m^3$ の木材が搬出され、大部分が Region II 内の製材、合板工場で加工されて出荷されている。この量は比国全体の 8% に当る。現在、伐採について制限が厳しくなり、かつ伐採後の再植樹も義務づけられてきている。林野の伐採可能な保有量は $517 \times 10^3 m^3$ といわれていて、約 50% が Kalinga-Apayao 州にある。

4-3.6 鉱業

銅、鉄鉱石、石灰などの埋蔵が Region II の各州から報告されているが、大々的な開発は行なわれていない。Isabela 州の Palanan 地区 Kalinga - Apayao 州の Pasil 地区での銅の開発の準備のための探鉱が現在精力的に行なわれている。Kalinga-Apayao 州当局の話では、Pasil 地区にはウラン鉱の存在の可能性があるので探鉱中とのことである。

Table 4-18. Number of Selected Manufacturing Establishments by Province
1972, Region II

Industry description	Cagayan	Ifugao	Isabela	Ka.-Ap.	N. Vizcaya	Quirino	Total
Rice Mill.	842	7	264	210	81	35	1,439
Rice Mill (1976)	-	-	(428)	-	-	-	-
Bakery	22	2	40	7	15	5	91
Tailor shop	153	6	229	43	63	22	516
Dress shop	93	2	70	11	33	3	212
Welding shop	101	9	200	11	67	10	398
Sawmill	24	5	15	10	5	5	64

4-4 Region II の Irrigation 工事の現況

国土開発 4 ケ年計画では民生安定、産業基盤整備という点から Infrastructure 予算が重要視されている。Irrigation 計画も農村の所得向上、食糧増産面から Infrastructure 予算の中の 12.7% を占める。総額は、10 億 ₱ (85 百万 \$) が計上されている。

しかし、石油危機後、貿易収支の悪化に伴い、4 ケ年計画で計上された計画は大幅な遅延を見せている。Region II 地区の 1974 年計画当時の NIA 直営の大型灌漑事業計画と、1977 年 1 月現在現地での調査結果とを対比してみると次の Table 4-19 の如くである。

Table 4-19 Large Irrigation Plans of NIA in 1974, in Region II

Plan's Name	Area (ha)	plan		Condition on Jan. 1977
		Starting year	Complete year	
1. Magat multi purpose dam (for irrigation)	(NEW) 5 0 0 0 0 (Imp) 4 0 0 0 0	1975		starting:1977 1982 compl.
2. Tnmauni	6 1 0 0	74	1976	no work
3. Sinundungan	3 2 0 0	74	75	ditto
4. Addalam	1 0 0 0 0	75	77	ditto
5. Bawn	3 0 0 0	75	76	ditto
6. Lanog	2 0 0 0	75	76	ditto
7. Dumnon	3 0 0 0	76	77	ditto
8. Mallig	2 5 0 0	76	77	ditto
9. Magat West extention	5 6 0 0	77	79	ditto
10. Magsaysay (pump)	2 0 0 0	77	79	ditto
11. Pared river (pump)	1 5 0 0	77	78	1978 will start
12. Pinacanawan river	1 6 0 0	77	78	92%
13. Alacala west (pump)	6 0 0	77	unknown	OECF plan
14. Iguig (pump)	8 0 0	77	ditto	ditto
15. Chico east	1 4 0 0	77	ditto	0.85%
16. Solana-Tuguegarao (pump)	4 2 3 0	74	77	70%
17. Baggao	4 0 0 0	no plan	at first	74%
18. Lower Cagayan (pump)	1 1 2 0 0	ditto		OECF plan

即ち、大型灌漑プロジェクトは大幅に工事着工がおくれている。現在工事中4ヶ所、工事着手(1977年度)可能のもの5ヶ所である。未着工は9ヶ所であるがその内 pump 動力を必要とするものは1ヶ所である。

1974年JICA調査報告で灌漑動力として配電計画に重要なウエイトを占めていた Communal 灌漑は、現在BISA(Barrangai Irrigation Service Association)によって運用されている。BISAは、関係州のFSDC(Farm System Development Committee)が統轄しており、NIA資金でFSDCの指導員がBISAの幹部の教育、運転員の育成も含めて行なっている。

Table 4-20に示す如くBISA数は、1974年調査時点より1977年1月時点では縮小されている。

Table 4-20 BISA (中規模灌漑) の現況

	1974年時点		1977年1月現在		将来計画	
	%	面積 (ha)	%	面積 (ha)	%	面積 (ha)
Cagayan	32	5,550	10	985	7	550
Isabela	66	15,465	22	2,656	10	不明
N-Vizcaya	24	3,775	-	-	-	-
Quirino	6	700	-	-	-	-
Ifugao	-	-	-	-	-	-
Kalinga-Apayao	-	-	-	-	-	-
	128	25,490	32	3,641	17	不明

他方、比較的少額の施設費でできる5~15Hpの小さな灌漑ポンプ資金の援助をNIAは数戸~10戸程の農家群を単位に行なっている。例えば1977年1月現在、Cagayan州約500ヶ所、Isabela州は約1800ヶ所、Kalinga Apayao州279ヶ所、Ifugao州98ヶ所、Quirino州60ヶ所、N-Vizcaya約100ヶ所という様に実施されている。

4-5 Region I の個人所得および消費について

1975年の所得調査結果が出ていないので1971年の所得調査を紹介する。

世帯の平均収入および支出のRegion I と、全国平均との対比をTable 4-21に示す。

収入の格差は 1957 年以来開く一方であって、1965 年には全国平均の 52.0% まで低下したが 1971 年には 64% と上昇し始めている。したがって、支出面でも 1971 年時点で 58.6% と低く、Region II における個人収支の Philippines 平均との格差はますますひらく傾向をましている。しかし、我々が現地を廻ってみて、市場の活況や各農家の生活レベルから考えると Region II 地区も生活水準そのものは向上しつつあり、これは、日比友交道路の持つ流通経済効果が顕著に表われはじめたものと思われ、今後電化が進めば格差は縮まる方向に向って行くのではないかと思われる。

所得ランク別世帯数分布(1971年現在)における Region II と全国平均、及び Mindanao 島北部の MORESCO (1975 年調査分) とを比較すると Table 4-21, 4-22 に示すとおりである。この表にみられる如く所得は、MORESCO の 1975 年より Region II の 1971 年の方が高い。また、MORESCO の電化は最低所得階層でも相当数電化されている。従って電化普及は MORESCO よりも上廻りこそすれ、下廻ることはないと考えられる。

なお統計調査庁による 1975 年/8 月の給与賃金所得者の収入と 1977 年 2 月現在の ISELCO I, CAGELCO I の COOP 従業員と公務員などの平均給与所得を Table 4-23 に示す。

1977 年 2 月の公務員管理職 2000 P/mo. は COOP では所長級で、1000 P/mo. は課長級である。平均でも 1975 年の全国統計の管理職の給与に比較すると 50% 程度上昇している。

公務員給与も 1975 年換算 ₱ 4,576 が 1977 年には ₱ 6,000 と云われているので、約 33% 上昇している。従ってその他賃金労働者の賃金も 20~30% 程度上昇しているのではないかと思われる。

Table 4 - 2 1 Average Family Income, Region II & Philippines

(Unit; PESO)

	Phil.	Reg. II	Differences	Reg. II / Phil.
1957	1,471	1,273	198	86.5%
1961	1,804	1,189	615	65.9
1965	2,541	1,322	1,219	52.0
1971	3,736	2,390	1,346	64.0

Average Family Expenditure, Region II & Philippines

	Phil.	Reg. II	Difference	Reg. II / Phil
1957	1,285	1,092	193	85.0
1961	1,793	1,284	509	71.6
1965	2,877	1,828	1,049	63.5
1971	4,479	2,626	1,853	58.6

Table 4 - 2 2

Families Income Class, 1971. (MORESCO) (1975)
Number of Families Percent.

Income Class	All Philis.	Region II	MORESCO
Unter P 500	5.2	5.6	53.0
5500- 999	12.1	15.4	27.2
1000-1499	12.2	23.6 (622)	9.5
1500-1999	11.8 (509)	17.6	4.4
2000-2499	9.6	9.8	1.2
2500-2999	8.1	6.7	2.0
3000-3499	12.5	8.2	0
3500-3999	7.5	4.7	0.4
over-4000	21.1	8.2	2.4

Note: Consumer Price Index. 1971=100, 1975=182, 1976=192

Table 4 - 23 給与賃金所得者の収入

単位：Peso

	(統計調査庁による収入)	(ISELCO, CAGELCO, Region II 公務員の平均収入)	
	August, 1975 week/year	Feb. 1977	
Agriculture, forestry, fishing	34 / 1,768		
Manufacturing	54 / 2,800		
Electricity, Gas, Water	79 / 4,108 395/mo	4,740/年
Government, Community	88 / 4,576		6,000/年
Administrative, Executive and Managerial Workers	182 / (9,464) 2,000/mo	24,000/年
Section Heads	 1,000/mo	12,000/年

第5章 NEA, COOPおよびNPCについて

第5章 NEA・COOP およびNPCについて

5-1 NEAについて

3-1で述べた如く、1969年8月、共和国法律第6038により、地方電化をすすめる事業体として、NEAおよびCOOPが設立された。

その後の運用実績から、電化を積極的にすすめ易いように、1972年11月、大統領令第40号によりNEAの権限の拡充が行われた。

ついで、大統領令269号が1973年8月に発布されて、国策として地域全般の電化が民生安定上、ならびに工業化推進上から重要なものであるとして、権限、資金面の優遇措置が講じられた。また、NEA、COOPの新発足も規定された。(第3章参照)

即ち、1973年8月大統領令№269により、全国の地方配電を達成するため、実施機関であるElectric Cooperative(COOP)に対する金融機関であり、育成のための教育、指導機関でもある組織としてNEDA(National Economic and Development Authority)内にNational Electrification Administration(NEA)が新しく発足した。その組織はTable 5-1の如くである。

NEAの最高議決機関はBoard of Administratorsで建設運輸通信大臣が長となり、NEA、NPC等の各機関に長5名を配し強大な指導を行っている。

組織としては、Administratorの下に本社に543名、地方訓練所、倉庫関係に292名の職員が勤務している。務している。

発足にあたりNEAは長、中、短期に分けて次の如き電化促進の目標(Objective)を掲げ鋭意その達成に努めている。

- | | |
|------|--|
| 長期目標 | 1990年に全国の全電化を達成する。そのため1984年まで全Barrioに配電線を建設する。(電化率100%を目指す。) |
| 中期目標 | 1980年に全国の配電幹線系統を完成する。(Back bone Line) |
| 短期目標 | 1977年までに各州にCOOPを設立する。(Region IIは、2COOPを9COOPにする。) |

NEAの任務は大統領令№269に詳述されているが、

- ① COOPの資金配分を行う。
- ② COOPの設立のための Feasibility Study その他の助成をする。
- ③ COOPの料金、運営を監査する。
- ④ COOPの電灯、電力負荷助成のために学校、農業組合、漁業組合、中小企業組合に対して、COOPを通じて金融を行う。
- ⑤ COOPの幹部、従業員のための教育指導を行う。
- ⑥ COOPの配電機材、需要家の屋内配電線機材の単価を下げるため購買業務をCOOPに代り一括取り扱う。

等が主な任務となっている。

これらの活動の中で訓練と資材購入の実績についてのべる。

NEAは7ヶ所の教育訓練所をもち、配電員、発電員の各種技術訓練、営業々務、会計業務などの各方面にわかれて、各COOPの職員の訓練を行なっている。特に新設のCOOPに対しては、徹底的な訓練が行なわれている。

1976年度の実績では、訓練コース開催128回、被訓練員4653名で、当初からの累計では、総数19,000名を越している。

資材の購入は、一括NEAで発註、検収を行って、各COOPに配給している。例えば、木柱は国内生産をしているが、規格に適合するよう生産工場の指導をしているし、主材料のアピトン（樹令20年）より、生育の早い樹種の開発なども行なっている。1972年2,000本、1976年約7万本など累計14万本の購入と配給を行なっている。

また、各COOP間の機材の互換性をもたせるため、米国のREA(Rural Electrification Administration)規格を採用して、納入機材の仕様の統一を行っている。これにより、各COOPの配電員の作業の標準化をはかり、教育の単純化をも図っている。

また、NEAの各COOPへの融資状況は、1975年度までの累計をTable 5-1に示す。これによると全国のCOOPはLoan契約の32%程度の実施率となっていて、Luzon島が39%、Visaya地区が32%、Mindanao22%程の実績である。Region毎に見てもRegion II

は12%程度で、大きくおこなわれている。

又、年次毎のNEAの資金運営総括表は先の第2章Table 2-9に示した通りである。

Fig. 5-1 NATIONAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION ORGANIZATION CHART (1977)

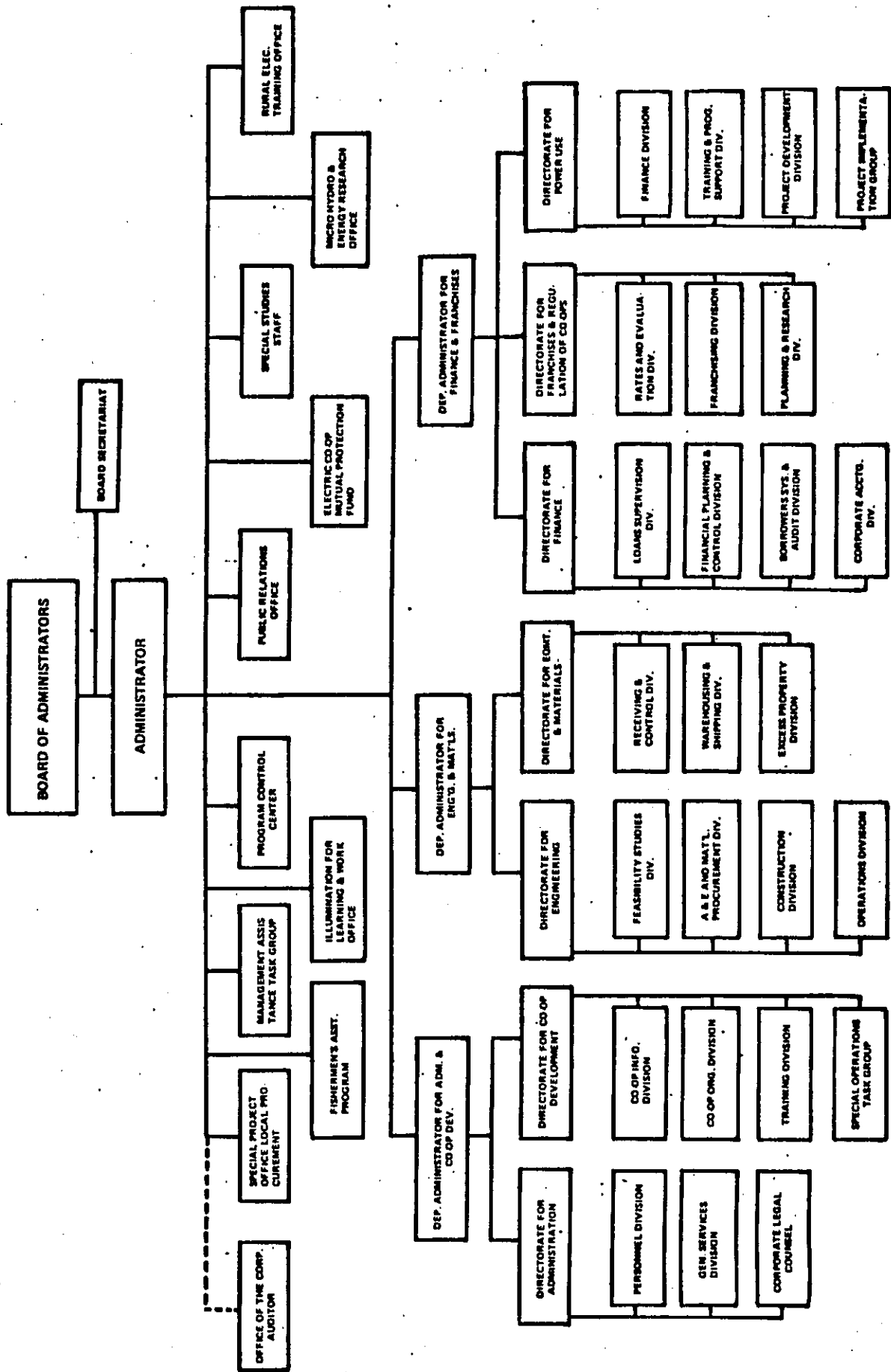


Table 5-1 Status of NEA Loans to COOP

As of Jun. 30, 1975

Unit 10³ ₱

Area	Approved Loan	Total Releases A=B+C	Administrative (1)	Construction (2)	Take Over Cash (3)	Charge Non-cash (4)	Total Peso Fund Releases B=(1)+(2)+(3)+(4)	USAID Loans (5)	Japanese Reparations (6)	India Importation (7)	Excess Property (8)	Loan Total C=(5)+(6)+(7)+(8)
Luzon	387,396	151,703 39.1%	4,644	56,872	17,796	3,847	83,159	45,799	17,550	1,228	3,967	68,544
Visaya	238,286	74,957 31.5%	2,434	38,327	7,047	605	48,413	15,093	9,039	484	1,928	26,544
Mindanao	237,367	52,983 22.3%	2,791	31,560	-	-	34,351	10,391	6,614	251	1,376	18,632
Total	863,049	279,643 32.4%	9,869	126,759	24,843	4,452	165,923	71,283	33,203	1,963	7,271	113,720
Region II	58,868	15,174 25.8%	-	-	-	-	9,135	-	-	-	-	6,039

5-2 COOPについて

Electric Cooperative (COOP) は、地方電化の運営機関として組織され、配電系統の建設、地方電化工事の推進、電力販売業務を行なう役割を課せられている。

第2章 Fig 2-2 に示す如く 1976年12月現在で 63の COOP が配電業務を行っている。COOPの設立準備から NEA と COOP との Loan 契約 — COOP 設立 — 工事設計委託 — 実施設計 — 工事施工 — 運転開始に至るまでの工程を Fig 5-2 に示す。地元と了解が成立してから COOP が組織され NEA と L/A ができるまでに約 7ヶ月、さらに工事が竣工し、配電を開始するまで約 27ヶ月、計約 34ヶ月を要することとなっている。

COOP は Non Profit, Non Stock の Membership Cooperation として運営されているもので、設立されてより Loan の償却が行なえるまでは特に厳しい指導監督が NEA よりなされている。COOP 業務の執行は COOP の Member から選出された 5~9名の Board を承認機関として自主経営を行なうようになっている。Board は常駐ではなく、月1~数回の Board 会議が招集されている。日常の運営は Board が選任した General Manager が最高責任者となって運営されている。General Manager は設立当初、適当な人材が得られない場合は NEA より、課長級が派遣されることもあるが適当な人材が得られれば NEA で管理者教育を施した上で COOP の Board に承認を求めている。参考までに ISELCO I の組織を Fig 5-3 に示す。

従って、Manager の考え方で各 COOP の日常運営は差があり、互いに成績を競合する仕組みになっており、Region II の既設立の ISELCO I, CAGELCO I 共 Table 5-4 に示す如く人員の差もあり、事務所の雰囲気も異なっている。しかし、共通していえることは非常に経営合理化の意欲が強いことである。例えば ISELCO I の Manager は人員が多いので、今後増大する需要に伴って集検針員を増やさない方法について、また CAGELCO I では負荷の少ない深夜時の発電所運転について、また A&E の Cagayan 地区担当の Ander Wilson 社

の Engineer は川越し配電線の経済的な設計などについて真剣に検討を行っており建設費ならびに運営維持費の低減に努めている。

また、電気料金も各 COOP 自体が算出した料金について NEA が審査を行なって認可している。Region 別の代表例を Table 5-2 に示している。また、ISELCO I と CAGELCO I を Table 5-3 に対比している。

具体的な内容について述べると次のとおりである。

① NPC よりの各 COOP の受電電力料金は NPC よりの受電系統の差により異なっている。

Region I で $0.172 \text{ P/}\text{KWh} \sim 0.195 \text{ P/}\text{KWh}$ と異なる。

② 販売電力料金も異なっている。これは COOP 地内に大口消費の需要家があるかないか等

によって KWh あたりの営業費が異なることが大きな原因となっている。Region I の Be-

nguet は営業経費が $0.014 \text{ P/}\text{KWh}$ であるし、販売電力量の比較的少ない Ilocos Norte は

$0.099 \text{ P/}\text{KWh}$ となっている。従って料金も $0.241 \text{ P/}\text{KWh}$, $0.352 \text{ P/}\text{KWh}$ と両 COOP で差が生じ

ている。

③ System loss は COOP により 10% ~ 34% と大幅に差があるが原因は不明である。

④ ISELCO I, CAGELCO I は Residential の料金でも 15 KWh の最低料金が前者で 10

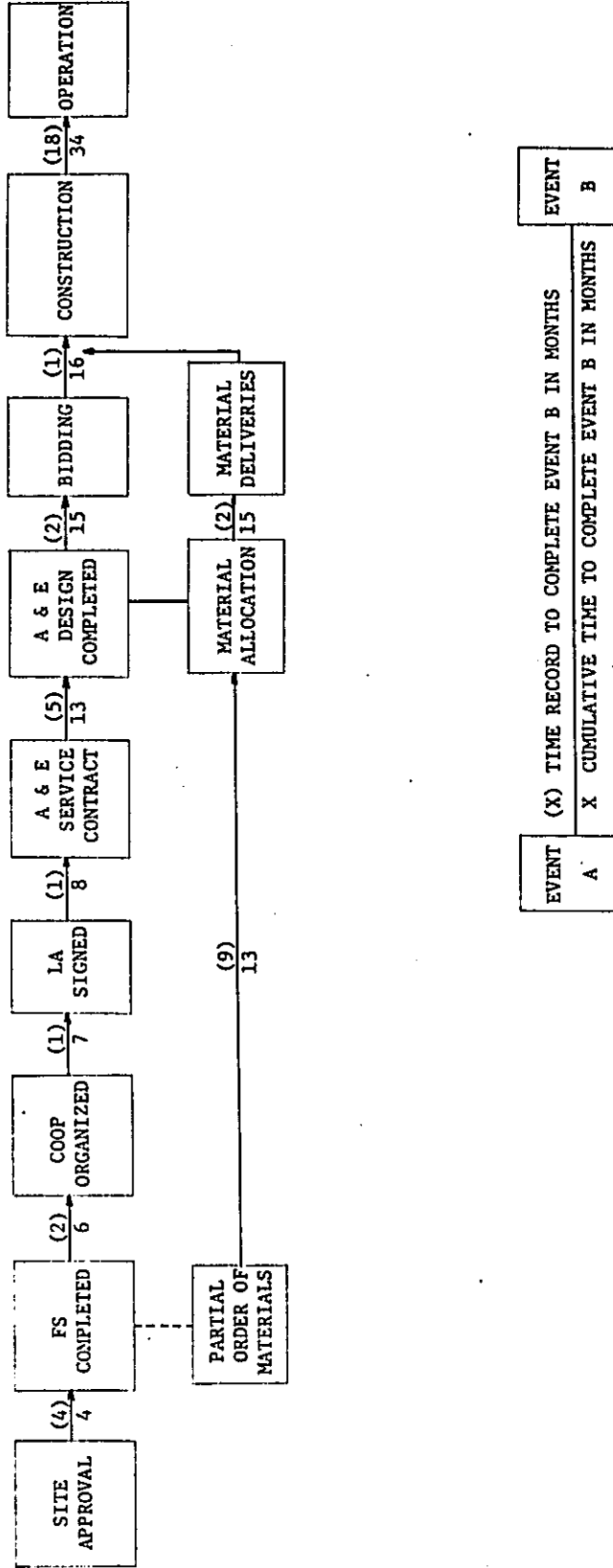
P , 後者で 8 P と異なり、15 KWh を超過する KWh 当りの料金も前者が $0.63 \text{ P/}\text{KWh}$, 後者が

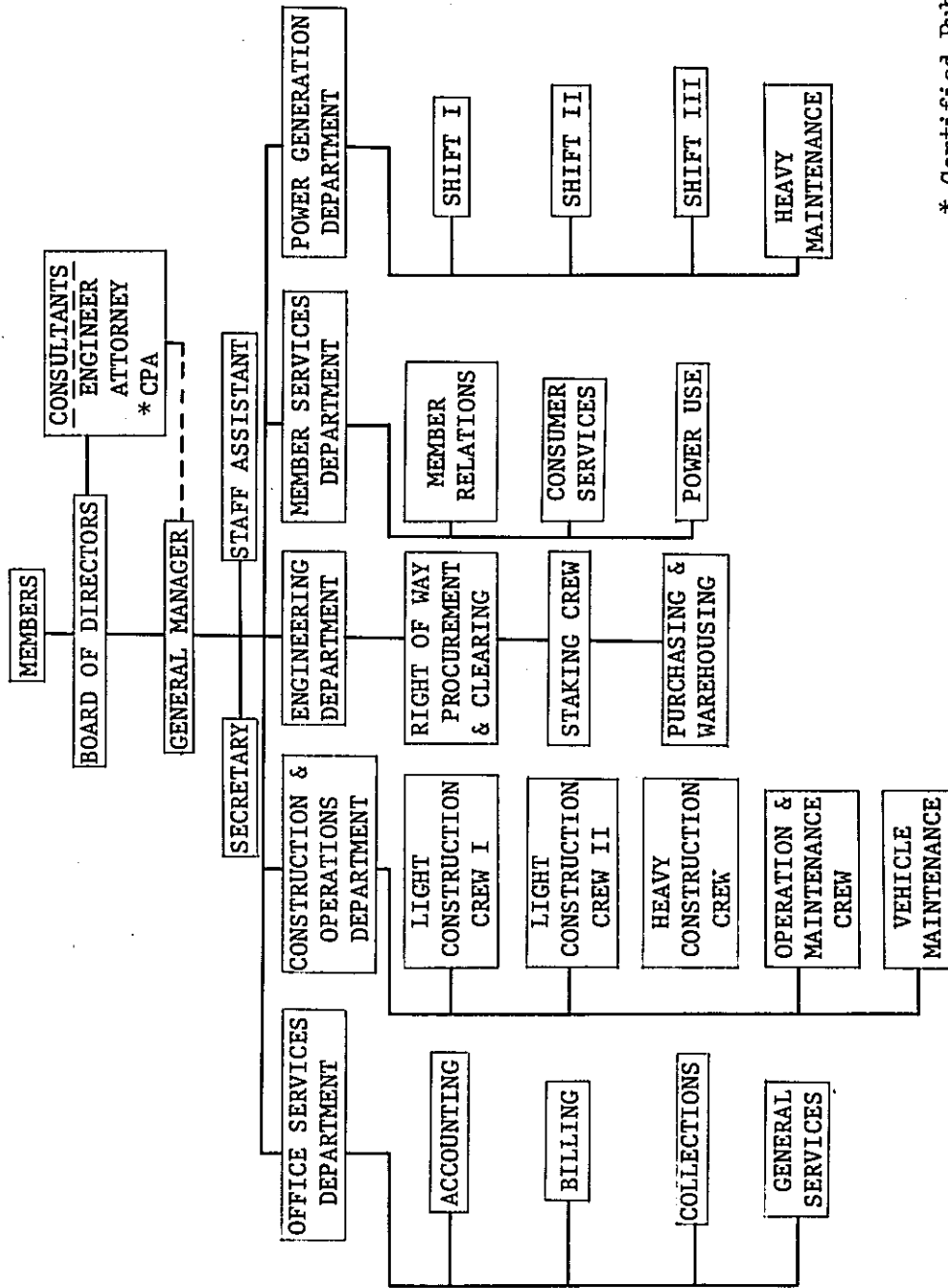
$0.77 \text{ P/}\text{KWh}$ と異なった値を使っている。

なお、料金の未収率については Region II の 2 つの COOP について調べた結果 3% 前後で比較的的良好である。

Fig. 5-2 FLOW CHART

ELECTRIC COOPERATIVE PROJECT





* Certified Public Accountant

Source: Prepared by First Isabela Electric Cooperation Inc.

Fig. 5-3 Organization Chart of Electric Cooperative

Table 5-2 Example of COOP's power rate and cost

Region	Name of COOP	Rate in Mills/KWH (1/1000 Peso)			System loss 1/1000 ₱	No. of houses	Sold MWH
		System rate	Power cost	Other cash marg.			
I	ILCOS NORTE	352	195	99	58	19	5,846
	BENGUET	241	172	14	55	18	68,612
	MT. PROVINCE	600	651	726	-777	34	178
II	CAGELCO (6Mo.)	810	1,163	229	-581	13	133
	ISELCO	893	814	209	-130	10	1,637
III	NEUVA ECIJA I	378	215	90	75	28	13,314
	BATANGAS	300	146	82	72	13	7,750
IV	PALAWAN	955	755	94	106	17	1,269
	CAMALINES SUR	584	621	160	-197	10	1,073
X	MORESCO	141	39	79	23	10	8,659

Table 5-3 Billing rate example, ISELCO and CAGELCO

	<u>ISELCO I</u>		<u>CAGELCO I</u>	
RESIDENTIAL	Minimum bill	1st 15 KWH	10.0 ₪	8.0 ₪
	Next	35	0.63 ₪/KWH	Over 15 KWH
	Next over		0.57 ₪/KWH	0.77 ₪/KWH
COMMERCIAL	Medium	1st 30 KWH	20.0 ₪	1st 30 KWH
	Next	35	0.63 ₪/KWH	over
Industrial	Demand		13.5 ₪/KW	0.83 ₪/KWH
	Watthour reading		0.55 ₪/KWH	13.5 ₪/KW
PUBLIC BUILD.	Minimum bill	30 KWH	20.0 ₪	15 KWH
	Next	35 KWH	0.63 ₪/KWH	over
STREET LAMP	over		0.57 ₪/KWH	0.79 ₪/KWH
	Vapor lamp		35.0 ₪/mo.	35.0 ₪/mo.

Table 5-4 Comparison of employee, ISELCO I and CAGELCO I

	<u>ISELCO I</u>	<u>CAGELCO I</u>
NO. OF EMPLOYEE	130	51
CONSTRUCTION	44	14
ENGINEER	15	9
AVERAGE PAYROLL	460 ₪	331 ₪..... Feb. 1977

5-3 NEAとCOOPとの業務の関係

NEAは地方電化を推進するため、COOPの所要資金の調達、融資を主体業務とし、COOPにかわって機材を一括購入、COOP業務の監督、料金審査、COOP職員の教育訓練を行っている。COOPは配電設備の建設と保守及び電力販売営業業務など配電実務に従事している。今までに行なって来た小規模の配電設備建設における標準的業務のFlow ChartはFig. 5-4に示すとおりである。すなわち、COOPがNEAとのLoan契約内の工事を行なう時にはNEAに半期毎の予算を申請する。それと同時にCOOPは設計に着手し、設計完了と共に所要機材の数量をNEAに配給依頼を申請する。NEAはそれに基づき製造業者から購入しCOOPに配給する。

COOPは工事業者に入札を求めそれをNEA立会のもとに開封し、業者を選定して工事契約をする。工事期間中は工事施工についてCOOP技術者の監督監査を受ける。工事施工後、COOPはNEA立会のうえ検収を行なう。また、これまでの建設には、設計から工事完了までにProject毎に地元コンサルタントA&Eと契約して、援助をえている。工事経験が豊富になってくるとCOOP自体で直営工事も行なう部分が多くなると考えられる。

5-4 NPCについて

The National Power Corporation (NPC)は1936年設立され、Philippinesの経済、産業の発達に不可欠な低廉かつ安定した電力の確保供給を目的として、Philippines全土の水力開発促進のために設けられた。その後、大統領令第380号でNPCは大統領府の直轄機関となり、送変電幹線、大規模水火力発電所などの計画、建設、運用を行なうこととなった。その組織図はFig 5-5に示す。最高議決機関はBoard of Directorsであり、その下にGeneral Manager 以下関係部およびStaffが業務を分担している。

主なる部としてはAdministration Department, Accounting Department, Treasury Department, Engineering and Construction Department, Special Projects Groupがあり、またLuzon島, Visaya島, Mindanao島の各地域には夫々Regional officeが設けられ、当該地域内の電力設備の建設、保守、運営に当たっている。

Fig. 5-4 Flow Chart between NEA, COOP, A & E and CONTRACTOR

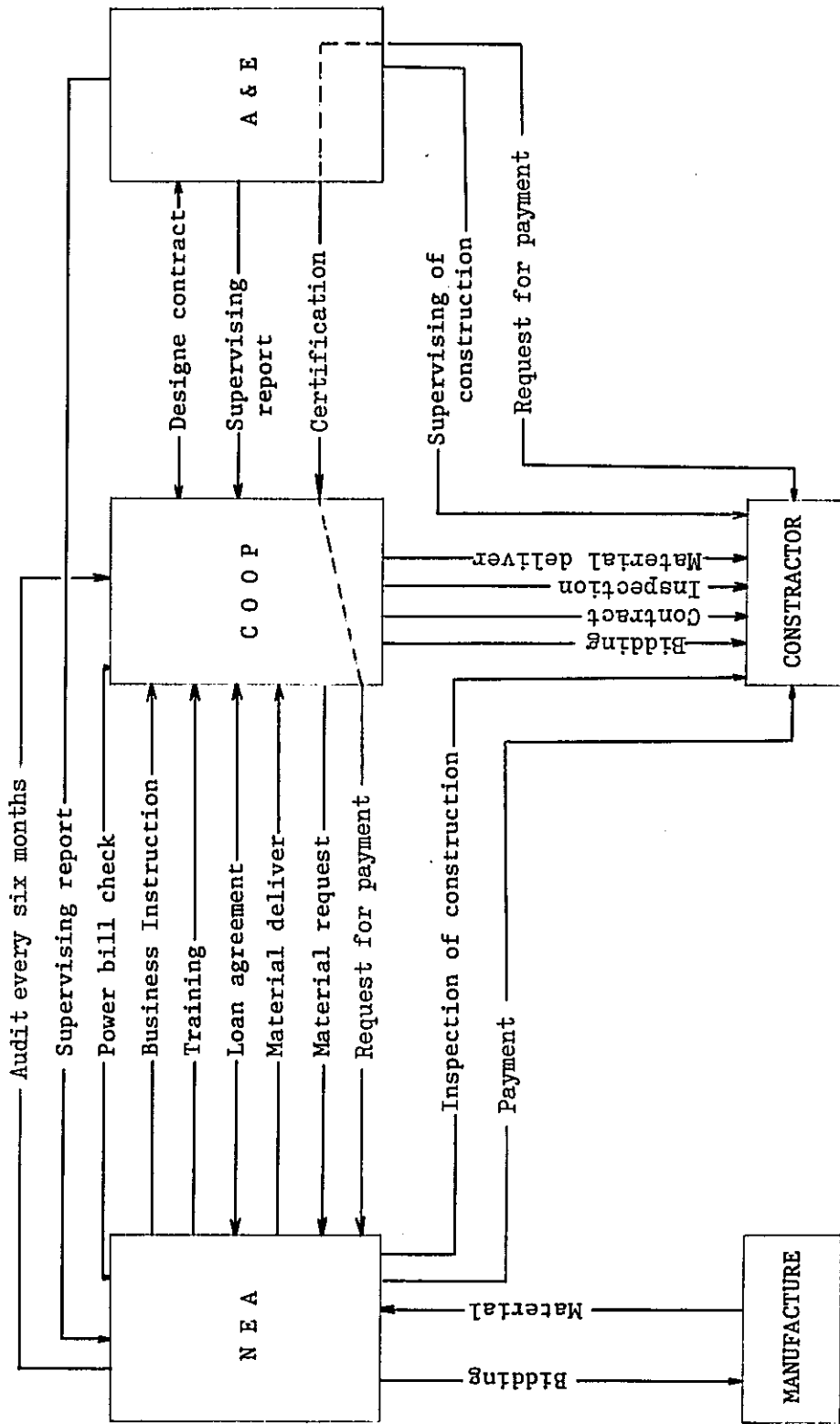
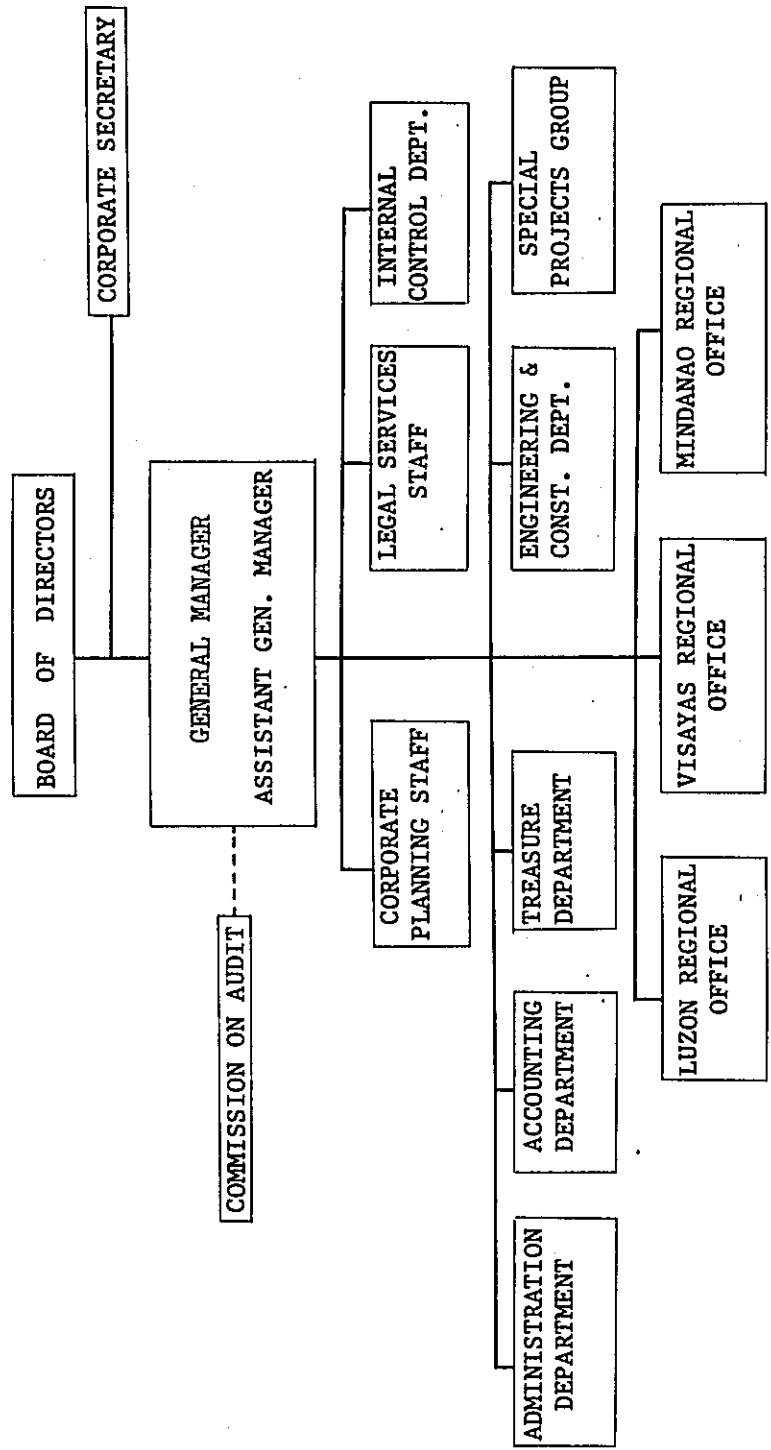


Fig. 5-5 NATIONAL POWER CORPORATION
 ORGANIZATION CHART
 (AS OF FEBRUARY 1977)



第 6 章 需 要 想 定

第 6 章 需 要 想 定

6-1 電化対象区域

本電化対象区域は Region II のうち Batans 州を除く 6 州でその概要は Table 6-1 に示すとおりである。

Table 6-1 Region II の本電化対象区域

(1975年)

州 名	Municipal	Barrio	人口 (千人)	面積 (10 ³ ha)	人口密度 Per Km ²	備 考
Cagayan	28	757	638	900	70.9	
Isabela (Palananを除く)	33	1024	*736	*1066	*69.0	但し*印は Palanan を含む値である。
N. Vizcaya	14	195	211	395	53.4	
Quirino	5	101	66	301	21.9	
Kalinga Apayao	16	236	163	705	23.1	
Ifugao	7	148	104	252	41.3	
Paracelis (Mountain州)	1	9	8			
計	104	2470	1,926	3619 (除く Paracelis)	53.0	

これらを 9 つの COOP に分けて配電を行なうが、1977年1月現在では、ISELCO I、CAGELCO I の 2 COOP が運用中で、N. Vizcaya が 3 月迄に、他の 6 つの COOP は、1977年末迄に設立される予定である。

但し、各 Municipal の立地上、上表行政区域と COOP の供給区域は、多少異なっている。

Table 6-2 COOP 別の供給区域

(1975年)

COOP 名	供給区域	Municipals 数	世帯数
CAGELCO I	Tuguegarao など Cagayan 州南部 (Kalinga Apayao 州 Conner を含む)	13	57,085
CAGELCO II	Aparri など Cagayan 州北部	16	55,015
ISELCO I	Santiago など Isabela 州南部 (Ifugao 州の Potia を含む)	19	70,310
ISELCO II	Iligan など Isabela 州北部 (除く Palanan, Mountain 州 Paracelis を含む)	16	50,954
Kalinga-Apayao I	Tabuk など Kal-Apa 州南部	9	17,661
Kalinga-Apayao II	Luna など Kal-Apo 州北部	6	7,836
N. Vizcaya	Buyombong など N. Vizcaya 州	15	37,848
Ifugao	Lagawei など Ifugao 州 (除く Potia)	5	17,667
Quirino	Cabarroguis など Quirino 州	5	11,313
	計	104	325,689

6-2 住宅用需要電力の想定

6-2.1 需要想定の手法

需要想定の手法は需要数，原単位法を採用し想定期間は1980年より1985年までの6年とし，1990年も想定した。

需要数，原単位法は当地区のように電灯需要が大きくなウエイトを占める場合に一般に採用される手法で，人口或いは世帯数を予測し，これに想定電化率を乗じて需要家数を求め，又一需要家当りの使用電力量（原単位）を想定して，両者を乗じて電力量を算出する。更にこの電力量と想定負帯率とによって最大電力（KW）を算出する。

6-2.2 世帯数と世帯数伸び率

COOP別の世帯数はTable 6-2に示すとおりである。9 COOPの供給区域の全世帯数は1975年において325,689で平均世帯規模は5.92人である。

各Town及びBarrioの世帯数は1975年の数値が分っているので，これをベースとして将来の世帯数を想定した。平均の世帯規模は想定期間中に大きく変化することは考えられないので一定と考えると世帯数の伸び率は人口増加率と同じと考えた。

各州別の人口増加率はRegion IIのSocio-Economic ProfileによるとTable 6-3のようになっている。

Table 6-3

Province	Population (10 ³)			Average Annual Growth Rate (%)		
	1960	1970	1975	1960-1970	1970-1975	1960-1975
Cagayan	445.3	581.2	638.1	3.0	2.	2.9
Ifugao	76.8	93.0	104.6	2.1	2.5	2.4
Isabela	442.1	648.1	735.9	4.7	2.7	4.4
Kalinga-Apayao	89.5	136.2	162.9	5.2	3.9	5.5
Nueva Vizcaya	113.8	172.2	211.3	5.1	4.5	5.7
Quirino	24.3	49.8	65.8	10.0	6.4	11.4
Batanes	10.3	11.4	11.8	1.0	0.8	1.0
Region II	1,202.1	1,691.4	1,930.7	4.1	2.8	4.0
Philippines	27,088.0	36,684.5	41,831.0	3.5	2.8	3.6

上表を参考として，1975年以降の各州別の人口増加率（世帯数伸び率）を下表のようにきめた。

COOP 名	{ CAGELCO I " II	{ K. Apayao I " II	Ifugao	Quirino	N. Vizcaya	{ ISELCO I " II
世帯数の 伸び率(%)	1.9	3.3	2.0	4.5	3.2	2.2

これによると対象全地域の平均人口増加率は約 2.4% となる。この値は東南アジアでは平均的な値であり、他方 Table 6-3 によると人口増加率が 1960~1970 年 4.1%、1970~1975 年 2.8% と逡減してきていることも考慮して妥当な数値と考えた。

6-2.3 電化率

第 7 章の 7-1 開発計画の基本構想に述べる如く、電化は段階的に進めてゆく、即ち先づ 1980 年までにすべての Town を結ぶ配電幹線を建設してこれを電化し、Barrio の電化はこの幹線の近くから順次に行い、1984 年までにすべての Barrio を結び 1990 年までに Region 内の 100% 電化を達成する。具体的には Town および Barrio を次のように分類して逐次電化を進めてゆく。

種別	class 別	説 明	初年度 電化率
Town	1st class	州都および、これに準ずる大きな Town (1980 年に電化)	65%
	2nd "	1st class および 3rd class 以外の Town (")	45
	3rd "	人口および人口密度の低い山岳地帯の Town など (")	40
Barrio	A	Town を結ぶ配電幹線沿いで 1979 年に電化する Barrio	40
	B	" " " 1980 年に "	35
	C	配電幹線より比較的近距离で 1981 年に "	35
	D	" " " 1982 年に "	35
	E	" " 遠 " 1983 年に "	30
	F	" " " " 1984 年に "	30

各 class 別の初年度電化率は、上表のとおりであるが、電化後は毎年 5% ずつ電化率が向上してゆくものとした。但し 1990 年には全域 100% の電化率になるものとした。

なお、既に一部電化された Town の電化計画は、その Town の総世帯数から既電化戸数を差し引いた戸数に対して各年度の計画電化率を乗じて算定した。この既電化戸数は設備が良好で今回の電化に際して改修の必要のないものを対象とした。

Table 6-4 Electrification Class of Capital or Town

COOP.	No. of Town	Name of Town () : % of Town		
		1st Class	2nd Class	3rd Class
CAGELCO I	13	(1) Tuguegarao	(12) Baggao, Alcala, Amulung, Iguig, Penablanca, Enile, Solana, Plat, Stanind, Tuao, Rizal, Connel	
CAGELO II	16	(3) Aparri, Lallo Claveria	(13) Sta Ana, Gonzaga, Sta Teresita, Buguei, Camalaluigan, Gattaran, Lasam, Alacapan, Baresteros, Abulug, Pamplona, Sanchezmira, Sta Praxedes	
ISELCO I	19	(5) Cauayan, Alicia, Echangué, Santiago, San Mateo	(11) San Mariano, Naguilian, Reina Mercedes, Angadanan, Jones, San Augustin, Cordon, Ramon, San Isidoro, Luna, Cabatuan	(3) San Guilimo, Potia, Bentesolven
ISELCO II	16	(2) Ilagan, Roxas	(13) Sn Pablo, Cabagan, Tumauni, Sta Maria, Sto Tomas, Magsaysay, Gamu, Quezon Mallig, Quirino, Burugos, San Manuel, Aurora	(1) Paraceris
K. APAYAO I	9	(1) Tabuk	_____	(8) Rizal, Pinkpuk, Quirino, Balbalan, Lubagan, Pasil, Inglayan, Tanudan
K. APAYAO II	6	_____	_____	(6) Luna, Sta Manlera, Flora, Pudtal, Kabugao, Calanasan
N. VISCAYA	15	(3) Solano, Bayombong, Bambang,	(9) Diadi, Baggabag, Villaverde, Quezon, Dupax-N, Dupax-S, Alitao, Santa-Fe, Lamut	(3) Kayapa, Kasibu, Ambuguio
IFUGAO	5	(1) Lagawe i	_____	(4) Mayayao, Banawe i, Hungdan, Kiangan
QUIRINO	5	_____	_____	(5) Diffun, Sagudi, Agripay, Cabarroguis, Maddela
TOTAL	104	16	58	30

Town を 1 st class , 2 nd class , 3 rd class 別に分類したものを Table 6-4 に示す。

また、各年度の Class 別の電化率を示すと Table 6-5 のとおりとなる。

Table 6-5 年度別電化率

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Town 1st class	65%	70%	75%	80%	85%	90%	100%
2nd class	45	50	55	60	65	70	100
3rd class	40	45	50	55	60	65	100
Barrio A(1979)	40%	45%	50%	55%	60%	65%	100%
B(1980)	35	40	45	50	55	60	100
C(1981)	—	35	40	45	50	55	100
D(1982)	—	—	35	40	45	50	100
E(1983)	—	—	—	30	35	40	100
F(1984)	—	—	—	—	30	35	100

上記の Barrio の Class 別は 5 万分の 1 の地図上から分類し 1975 年の夫々の世帯数を集計して、municipal 別に、各 Class (A, B, …… F 別) の世帯数を求めた。

6-2.4 原単位

当地域はTownおよびBarrioが広大な平野に分散して存在しているところが大部分で、Townも大きな都市の形態ではなく、Table 6-7に示す如くTown、Barrio間に生活レベルの大きな差異は見当らない。さらに、需要想定作成の目的がこの分散された負荷に供給するための配電計画策定に対するものであることから、原単位はTownおよびBarrioを一括して考えることで充分である。

年度別の原単位の想定値を示すと下記Table 6-6のとおりである。

Table 6-6

年度	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
原単位	40	45	51	58	68	76	100

この想定値の算出根拠を次に説明すると、

(1) 住宅classの分布率 (%)

NEAが1973年にRegion IIについて住宅をX class (比較的大きな住宅)、Y class (中型家屋)、Z class (小家屋) の3種に分類してこれらの戸数を実態調査しているが、そのうちからランダムに抽出したものをTable 6-7に示す。

Table 6-7 住宅class別戸数

分類	Town, Barrio 名	X	Y	Z	計	備考
Town	San Manuel	7	133	644	784	
	Cabagan	85	201	431	717	
	St Tomas	15	43	249	307	
	Cauayan	43	332	398	773	
	Luna	22	68	152	242	
	Alicia	76	249	417	742	
	Echague	34	233	520	787	
	Jones	58	179	344	581	
	Santiago	189	711	697	1597	
	San Mateo	38	264	778	1080	
	合計 (%)	567 (7.5)	2413 (31.7)	4630 (60.8)	7610 (100)	
Barrio	Harana	7	28	82	117	Cauayanの附近
	Bani	2	40	82	124	Angadananの附近
	Loria	—	45	145	190	Echagueの附近
	Nangartugut	58	179	344	581	Jonesの附近
	Napaliong	—	76	150	226	San Agstinの附近
	Ozariz	12	50	176	238	Ramonの附近
	Rizal centro	7	103	478	588	Santiagoの附近
	Sanjose	—	2	66	68	" の "
	Bagong Tanza	2	45	172	219	Auroraの附近
		合計 (%)	88 (3.8)	568 (24.2)	1695 (72.0)	2351 (100)

上表を参考として、第4章4-13に述べてあるように建築構造が高級化しつつある現実面も考慮して、主要年度の住宅classの分布率を次のとおり想定した。

Table 6-8

項目 Class	1979		1982		1984		1990	
	Town	Barrio	Town	Barrio	Town	Barrio	Town	Barrio
X class	8	4	10	6	12	8	18	10
Y //	32	25	35	30	40	35	55	40
Z //	60	71	55	64	48	57	27	50

(2) 住宅class別の原単位

住宅class別の原単位を次のTable 6-9の如く想定した。

Table, 6-9 class別の原単位 (KWH/月)

年度 class	1980	1982	1984	1990	備考
X class	70	95	120	180	X classの原単位を W_x と表わす
Y //	50	65	80	120	Y // // W_y //
Z //	32	40	50	70	Z // // W_z //

(注) Z classの原単位が1980年32 KWH, 1984年50 KWHとなっているが、これらは当地域より生活レベルが低いMORESCOの1975年の実績, Town 40 KWH, Barrio 24 KWHより見ると妥当な値であると考えられる。

(3) TownおよびBarrioの総合原単位の求め方

X, Y, Zの百分率を夫々 α, β, γ , とし, TownおよびBarrioの別をSuffix T, Bを付して表わす。

TownおよびBarrioの総合の原単位は次式より求める。

$$\{ (W_x \alpha_T + W_y \beta_T + W_z \gamma_T) + (W_x \alpha_B + W_y \beta_B + W_z \gamma_B) \times m \} / (1 + m)$$

但し W : 原単位 KWH/月

m : BarrioとTownとの電化世帯数の比で後述のTable 6-14-1によると

Region IIの合計で1980年約100%, 1982年200%, 1984年300%, 1990年500%であるが、州によってはこれより小さい値もあるので安全側に考えて、1980年50%, 1982年150%, 1984年200%, 1990年500%と仮定した。

この計算結果より総合原単位は1980年40 KWH, 1982年51 KWH,

1984年68 KWH, 1990年100 KWH となったので, 他の年度はこの傾向線に沿って求め, Table 6-6 に示すとおりとした。

6-2.5 負荷率

住宅用需要電力は当初は電灯負荷が大部分で而も全戸が従量電灯であるので負荷率が悪く1979年は33%と想定した。

将来は生活必需品として扇風機, テレビ, 冷蔵庫などの普及が相当期待され, 更に生活程度の向上に伴い冷房, 温水器の普及も考えられるので負荷率は逐次良くなり1984年には39%になるものと想定した。

各年度の負荷率の想定値は下表に示すとおりである。

年 度	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
負荷率%	34	35.5	37	38	39	40	41

6-3 一般動力需要の想定

6-3-1 灌漑用動力

かんがい用動力については, 第4章4-4項に記載してあるがNIAの直轄大型ポンプ所, BISAと称する中規模灌漑および小規模な灌漑に大別できる。

NIAの直轄大型ポンプ所は当初より電力を使用する計画であるが, その他の灌漑用動力の電化についてはその方針が決定されていない。

これらの灌漑用動力需要は下記のとおり想定した。

(1) NIA直轄大型かんがい用動力

a Cagayan 農業総合開発ポンプ所

CAGELCO I管内に Iguig (225KW), Alcala-Amulung (750KW)

CAGELCO II管内に Lower-Cagayan (4,800KW) の3箇所合計で

5,775KWである。

運用開始は1980年で運転時間4,000時間/年(年間負荷率46%)である。

b Solano ポンプ所

CAGELCO I管内に1,500KWおよび500KWの2箇所合計2,000

KWである。運用開始は1,980年で運転時間は2,100時間/年(年間負荷率

24%)である。

以上のポンプ用動力は灌漑期には毎日24時間フル運転する計画であるので最大電力は上記の計画電力をそのままとり入れ、電力量は運転計画時間に見合う値をとった。

(2) その他の灌漑用動力

(a) BISA

Cagayan州にかんがい面積、約1,000haに対し11ヶ所、Isabela州に灌漑面積、約2,600haに対し22ヶ所のBISA組織があり、この動力は50HP~100HP(37~75KW)のものが多。

この1部は目下建設工事中のものも含まれている。将来計画としてはCagayan州に550haが確定しているがその他については確定したものはない。

(b) その他の小型灌漑

NIAの融資によって単独又は数戸共同の農家の小規模なディーゼルポンプによるかんがいが行われており、一部の例外を除いて7.5HP(5.6KW)のポンプを使用している。その設置台数および将来計画は下記のとおりとなっている。

	設置台数	将来計画(年間)
Cagayan州	500台	100台
Isabela州	1,800	200
k, Apayao州	279	27

Ifugao 州	98 台	15 台
Quirino 州	60	20
N.Vizcaya州	100	30
合計	2,837	392

(c) 需要想定

B I S A は所在Municipal 毎の分布が判っているので、それらに対して1980年には70%電化し1984年までに100%電化することとした。詳細はTable 6-16-1に示す。

その他の小型灌漑については所在が判らないので各Municipalに均等に分布するものとして考えた。電化の進捗は将来計画分も含めて1980年は10%とし1985年まではこの率を毎年5%ずつ高くし、1990年は50%とした。

詳細はTable 6-16-2に示す。

運転時間は年間100日程度24時間連続運転する地域と毎日10時間程度、年間約150日運転する地域に大別出来るので、この平均値をとり年間1,800時間運転とした。

6-3-2 Rice Mill の動力

当地域は穀倉地帯であるため多数の精米所が各地に点在しており、精米所数は1972年で1,400戸であるが州によって小容量のものが多数あるところがあるので20KW規模で考えて州別の戸数を次表の如くきめた。

州名	N.Vizcaya	Ifugao	Quirino	ISELCO I	ISELCO II	CAGELCO I	CAGELCO II	k-Apayao I	k-Apayao II
戸数	105	26	24	232	166	123	119	40	15

地点別の潜在需要はMunicipal 別の分布が分っている州はそれにより、Municipal 別の分布が分っていない州は上表の精米所数を耕地面積に按分して求めた。

電化の進め方としては1980年までに30%が電化され残りの70%は1985年までに電化することとした。

運転時間は Isabela 州における実態調査の結果をもとに毎日 8 時間月間 25 日稼動とした。将来の需要増加は 1985 年より 1990 年までに 10 % あるものとした。

6-4 公共用その他の需要

公共用その他の需要としては

- (1) 公共用、商店、病院および街路灯などの需要
- (2) Saw Mill の動力

当地域には 1972 年で 64 ケ所の製材所があり、この平均馬力数は 80HP (60 KW) である。

- (3) その他の小動力

当地域にはその他の小動力として小規模の修理工場、木工所および熔接工場等の小動力工場が 1972 年で 398 ケ所あり、平均 5 KW の設備を有している。

これらの需要は地域によって分布状況が異り、需要を予測し得る資料も入手できなかったため今回の調査では住宅需要および Rice Mill の需要合計の 10 % を公共用その他の需要として見込んだ。

但し、1985 年より増加が頭打ちされてくると考え、上記により算出した値の 1985 年には 95 %、1990 年には 48 % とした。

6-5 工業用大口動力

当地域に現在操業中もしくは新設中の大口電力は下記のとおりである。

- (1) Tropical Plywood 工場 (Cagayan 州 Magapit 附近 CAGELCO II)

工場設備は現在 2,500 KW で所要電力は 2,500 KW 自家用ディーゼル発電所により供給されている。操業時間は 1 日 16 時間、月間 25 日操業である。1985 年には工場設備の拡張に伴い更に 2,500 KW の需要増が見込まれている。工場側は既設 2,500 KW 発電機を廃止して COOP からの受電を希望しているので、1980 年 2,500 KW、1985 年 5,000 KW 受電と想定した。

- (2) Piat 製糖工場 (Cagayan 州 Piat 附近 CAGELCO I)

1977 年 2 月現在既に工場設備は殆んど完成しており、5,000 KW の自家用火力発電所および 1,500 KW の自家用ディーゼル発電所を有している。

12月～3月までの粗糖生産中はしほり粕を燃料とした火力発電所を運転し、4月～11月の精製期間中は、運転経費の高いディーゼル発電機を予備として常時稼働用電力の受電を希望しているので、1980年より1,500KWを見込んだ。受電期間中は3交替による連続運転の計画であるため、受電期間中の負荷率を90%と想定した。

(3) Magatダム工事用動力 (Ifugao州、ISELCO I)

1983年第1期工事(360MW)竣工を目標に建設が行われるもので工事用最大電力2,000KWが予定されており、負荷率は1980年は40%、1981～1982年50%とした。

受電期間は1980年より1982年までとした。

(4) Port Airen 荷役設備 (Cagayan州 Gonzaga 東部、CAGELCO II)

国際港として開発されたもので10,000t級船舶の接岸が可能である。目下この港に通ずる国道が建設中で之が完成すればLuzon島北部の要港になると思われる。最大使用電力500KW負荷率20%として1980年より需要に見込んだ。

(5) Claveria 製材工場 (Cagayan州 Claveria 附近 CAGELCO II)

5,000KW自家用火力発電所および300KWディーゼル発電機を有する大型の製材工場である。専用港を有し、製品の大部分を輸出している。5,000KW火力発電機は製材屑を使用しているため将来共運転される見込である。運転経費の高いディーゼル発電機については受電を希望しているので、最大電力200KW(負荷率70%)を1980年より需要に織り込んだ。

(6) Lallo 製材工場 (Cagayan州 Aparri の附近 CAGELCO II)

200KWディーゼル自家用発電機を有している。前記と同じ理由により1980年より最大電力200KW(負荷率50%)受電を希望している。

(7) その他 I lagan 附近にセメント工場設立や鉱山開発などのビジョンもあるが、はっきりした受電希望がなかったため本計画にはとり上げなかった。

上記の大口電力を年度別に示すと Table 6-17-2 の如くなる。

6-6 想定結果

6-6.1 住宅用需要

住宅用需要の算出表としてCOOP別をTable 6-14-2～Table 6-14-10に、集計表をTable 6-14-1に示す。これらを要約すると、

(1) 電化率の推移

COOP別に見た住宅の電化率の推移をTable 6-10に示す。

1980年には約20%、1982年には約35%、1984年には約50%の電化率となる。各COOP別に見ると、N・Vizcaya州が1980年26.5%、1982年40.6%と一番高く、Ifugao州が1980年9.8%、1982年23.7%と一番低い。

Table 6-10 電化率の推移 (Region II) Electrification rate by year in Region II

COOP 名	1980年			1982年			1984年		
	電化戸数	電化率	総戸数	電化戸数	電化率	総戸数	電化戸数	電化率	総戸数
N VIZCAYA	11,743	26.5	44,320	19,164	40.6	47,196	27,782	55.3	50,262
IFUGAO	1,905	9.8	19,504	4,813	23.7	20,299	9,280	44.0	21,112
QUIRINO	2,097	14.9	14,096	4,678	30.4	15,397	7,943	47.2	16,811
ISELCO I	15,577	19.9	78,396	28,284	34.5	81,911	43,420	50.8	85,497
ISELCO II	10,813	19.0	56,814	20,535	34.6	59,361	31,309	50.5	61,960
CAGELCO I	9,790	15.6	62,736	21,242	32.6	65,134	33,010	48.8	67,646
CAGELCO II	10,996	18.2	60,461	20,533	32.7	62,772	32,057	49.2	65,193
K・APAYAO I	3,643	17.5	20,769	7,187	32.4	22,165	11,581	49.0	23,649
K・APAYAO II	1,218	13.2	9,215	2,791	28.4	9,834	4,835	46.1	10,492
計	67,782	18.5	366,311	129,227	33.6	384,069	201,217	50.0	402,622

注 1976年末現在のISELCO I, CAGELCO Iなどの既電化9368戸も含む。

(2) 最大電力および年間電力量

最大電力の合計は1980年に11,076kW、1982年に24,740kW、1984年に48,729kWと2年間で夫々倍増している。

Table 6-11 Power Demand and Annual Power Consumption by Coop. by years
(Receiving End) (for Residential)

年度 項目 COOP名	1980年		1982年		1984年	
	最大電力kW	年間電力量 MWH	最大電力kW	年間電力量 MWH	最大電力kW	年間電力量 MWH
N. VIZCAYA	1,919	5,637	3,669	11,728	6,728	22,670
IFUGAO	311	914	921	2,946	2,247	7,572
QUIRINO	343	1,007	896	2,863	1,924	6,481
ISELCO I	2,545	7,477	5,415	17,310	10,515	35,431
" II	1,767	5,190	3,931	12,567	7,582	25,548
CAGELCO I	1,600	4,699	4,067	13,000	7,994	26,936
" II	1,797	5,278	3,931	12,566	7,763	26,159
K-APAYAO I	595	1,749	1,376	4,398	2,805	9,450
K-APAYAO II	199	585	534	1,708	1,171	3,945
計	11,076	32,536	24,740	79,086	48,729	164,192

6-6.2 総需要(動力およびその他需要を含む)

(1) 変電所二次端の最大電力

変電所二次端の最大電力はCOOP別を、Table 6-12-1に、業種別をTable 6-12-2、変電所別をTable 6-12-3に示す。配電損失はモデル系統について計算した結果10%とした。1980年に4.2MW、1982年に6.9MW、1984年10.6MWとなっている。COOP別に見ると大型灌漑ポンプ、大型工場の進出のあるCAGELCO IIが一番大きく、1980年1.3MW、1982年1.7MW、1984年2.3MWとなっている。ISELCO IもCAGELCO IIとほぼ同じで1984年には僅か大きくなっている。一番少ないのはKalinga-Apayao IIで、1980年0.4MW、1982年1.0MW、1984年2.0MWとなっている。又、1984年を見る

と ISELCO I および II、CAGELCO I および II の 4 COOP で 77 % を占め、他の COOP に比して断然大きい。

業種別に見ると住宅需要は 1980 年 11.0 MW (29.1 %)、1982 年 25 MW (39.7 %)、1984 年 49 MW (50.4 %) と年々比重が大きくなっている。灌漑は 1980 年 13 MW (35.0 %)、1982 年 17 MW (27.8 %)、1984 年 22 MW (22.9 %) となっている。

変電所別を見ると、変圧器利用率は 1982 年で 49 % となり、10 変電所のままとしておくと 1983 年には 59.7 % となる。全般的にはまだ変圧器量に余裕があるように見えるが、Solano、Cauayan、Ilagan の 3 変電所が局部的に窮屈となる。故に、第 2 期工事として 1983 年に Ifugao (10,000 kVA) および Roxas (15,000 kVA) を 1984 年に Echague (15,000 kVA) の 3 変電所を新設し、夫々 Solano、Cauayan および Ilagan 変電所の負荷をとることとする。

なお、1982 年灌漑期における日負荷曲線を Fig 6-1 に示す。

負 荷 曲 線 算 定 要 領

Residential	平均 9,151 KW, 最大 24,740 KW, 負荷率 37 %
Rice Mill	最盛期ピーク時間 10 時間, 立ち上り午前 1 時間, 午後 1 時間, 深夜, 昼休みは電灯その他のみとした。
Public & others	Street light は夜間 12 時間, 点灯 3770 基を考えた。 Public 昼間 9 時間 140 KW の官公庁用夜間 5 時間学校, Public Hall の使用 200 KW を考え, 深夜は保安灯のみを考えた。 others は商店その他小工業 15 時間 2,580~1,300 KW で変動すると考え, 深夜は保安灯のみとした。
灌 漑	<ul style="list-style-type: none"> • BISA は夜間帯のみ 10 時間運転 • Private は 24 時間 full 運転と考えた。 • NIA の Solana, Tuguegarao は 24 時間連続と考えた。 • Lower Cagayan は Magapit pump 所は汐の干満により運転時間が制約されるとして, 干汐時合計 10 時間に全負荷運転すると考えた。他の 2ヶ所は 24 時間全負荷運転と考えた。
大 工 場	<ul style="list-style-type: none"> • Sugar 工場は 24 時間運転と考え, 交替時間のみ 1,350 KW に下ると考えた。 • Wood factory は 10 時間全負荷運転と考え, 深夜は保安灯のみと考えた。 • Magat 工事用は昼間 11 時間全負荷運転, 昼休みなどは 600~1,000 KW まで下ると考え, 深夜は保安用動力, 電灯を 400 KW と考えた。 • Plywood は 16 時間操業と考え, 深夜は保安灯, 保安用動力のみであると考えた。

注 昼休みは 2 時間~3 時間を考えた。

Fig.6-1 1982年 濁水(1月~6月)
 代表日負荷曲線 in Regin 2
 Loadfactor 50.9%
 (without Irrigation, 39.7%)

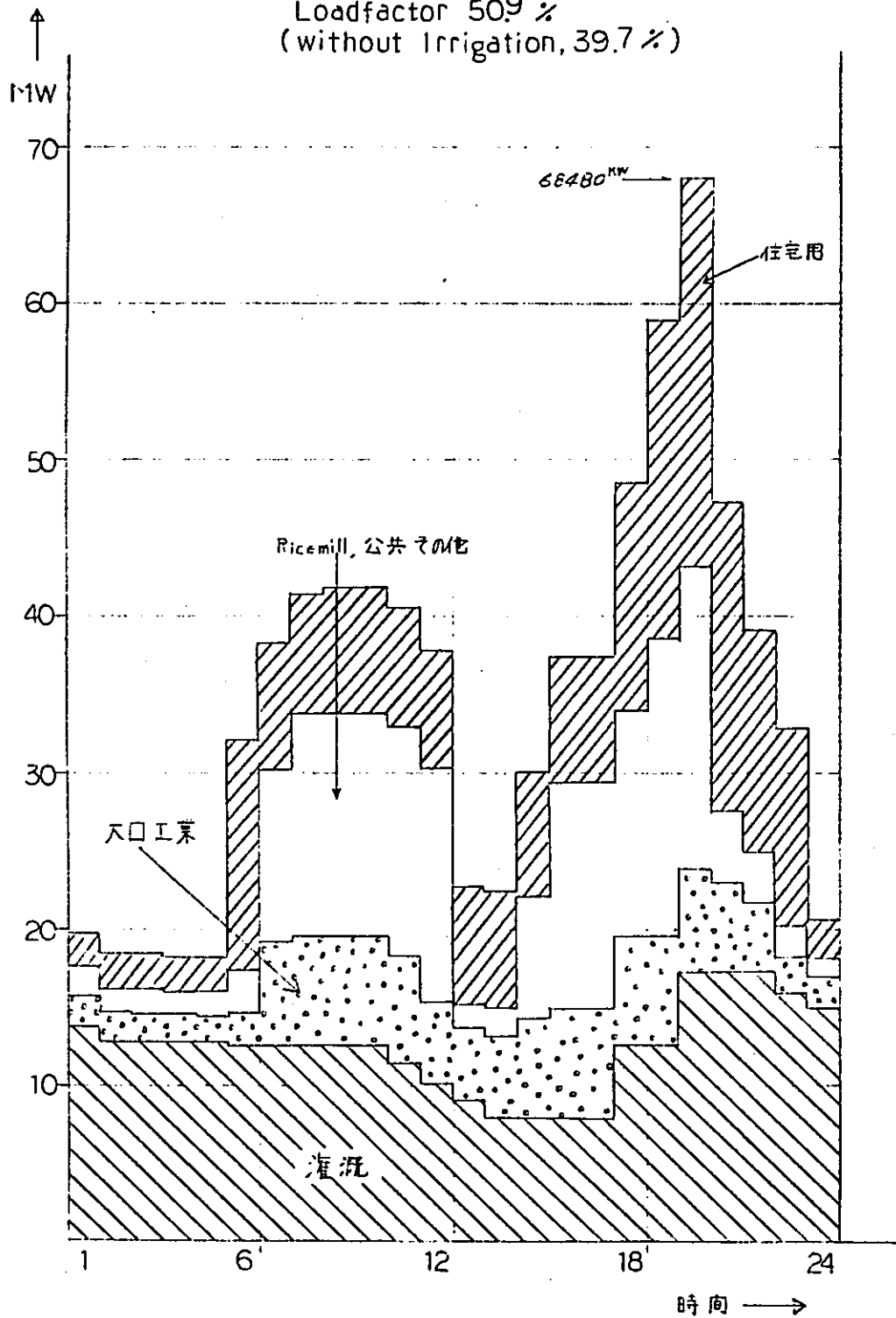


Table 6-12-1 COOP's Maximum Power Demand, at Substation Sending End (KW)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
N. VIZCAYA	3,189	4,646	6,434	8,565	11,409	13,621	28,227
IFUGAO	645	1,102	1,670	2,477	3,595	4,390	10,678
QUIRINO	656	1,069	1,596	2,253	3,158	3,907	9,939
ISELCO I	9,705	12,739	16,330	18,310	23,689	27,775	53,648
ISELCO II	5,080	7,291	9,911	12,891	16,718	19,813	38,878
CAGELCO I	8,455	10,352	12,693	15,298	18,784	21,479	40,476
CAGELCO II	12,518	14,230	16,313	18,864	22,276	27,679	46,047
K. APAYAO I	1,145	1,768	2,534	3,478	4,748	5,790	13,313
K. APAYAO II	414	677	1,004	1,418	1,980	2,426	5,880
TOTAL	41,807	53,874	68,485	83,554	106,357	126,880	247,086

Table 6-12-2 Maximum Power Demand at Substation Sending End, by Year

(For User Category)		(KW)								
		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990		
Item		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990		
Residencial		11,076	16,966	24,740	34,550	48,729	59,681	157,379		
Ricemill		5,100	7,480	9,860	12,240	14,620	17,000	18,700		
Public and Others		1,619	2,444	3,460	4,680	6,335	7,286	8,452		
Irrigation	BISA	3,529	4,107	4,727	5,325	5,956	5,956	6,849		
	Private	2,007	3,304	4,797	6,487	8,372	10,248	18,068		
	NIA	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775		
	Subtotal	13,311	15,186	17,299	19,587	22,103	23,979	32,692		
Large Industry		6,900	6,900	6,900	4,900	4,900	7,400	7,400		
Loss		3,801	4,898	6,226	7,597	9,670	11,534	22,463		
Total		41,807	53,874	68,485	83,554	106,357	126,880	247,086		

Table 6-12-3 Substation's Maximum Power Demand (KW), by Year

Substation	Capacity (KVA)	1980 (KW)	1981 (KW)	1982 (KW)	1983 (KW)	1984 (KW)	1985 (KW)
Solano SS (4)	15,000	3,834	5,748	8,104	11,042	15,004	18,011
Santiago SS (4)	15,000	6,931	8,887	11,233	11,924	15,647	18,474
Cauayan SS (3)	10,000	3,430	4,921	6,693	8,639	11,200	13,208
Ilagan SS (4)	15,000	5,080	7,291	9,911	12,891	16,718	19,813
Tuguegarao SS (4)	15,000	5,793	6,610	8,122	9,740	11,750	13,425
Piat SS (2)	15,000	2,662	3,742	4,571	5,558	7,034	8,054
Tabuk SS (2)	10,000	1,145	1,768	2,534	3,478	4,748	5,790
Camalaniugan SS (4)	15,000	2,398	3,225	4,158	5,351	7,169	8,057
Abulug SS (3)	15,000	2,096	3,068	4,131	5,395	7,045	8,449
Magapit SS (3)	15,000	8,438	8,614	9,028	9,536	10,042	13,599
Total Load 10 SS		41,807	53,874	68,485	83,554	106,357	126,880
Total Capacity 10 SS		140,000	140,000	140,000	165,000	180,000	180,000
Total Load/Total Capacity (%)		30	38	49	51	59	70

Number of Substations: NPC Project 6, NEA Project 4 Number of total feeders: 34
 (): Number of feeders
 New construction of Substation at 2nd Stage: 1983 - Ifugao (10,000 KVA), Raxas (15,000 KVA)
 1984 - Echague (15,000 KVA)

(2) 電力量

電力量の想定を Table 6-13 に示している。Industry が 1983 年、1984 年に低くなったのは Magat dam の工事が終り工事用動力が 0 となったためである。

1985 年に再び Industry がふえたのは Tropical Plywood (合板) の増加を見たためである。

新規の工場の建設を全然見込まないところで想定しているので 1983 年以降の電力量想定は低目である。この想定によれば、住宅の電力量は 1980 年に 32.5 百万 KWH (27.8%)、1982 年 79.1 百万 KWH (41.2%)、1984 年 164 百万 KWH (54.6%) と年々その Weight が大きくなっている。

Irrigation は 1980 年、37.3 百万 KWH (31.8%)、1982 年 44.4 百万 KWH (23.2%)、1984 年 53.1 百万 KWH (17.6%) となり、年々 Weight が低下している。

Table 6-13 電力量の想定 (MWH)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Residential	32,536	52,036	79,086	113,433	164,192	206,262	557,495
Ricemill	12,240	17,952	23,664	29,376	35,088	40,800	44,880
Others	6,994	10,558	14,947	20,218	27,367	31,476	36,513
Irrigation BISA Private # 大型(NIA)	9,965	13,340	17,143	21,262	25,790	29,167	44,851
Irrigation Subtotal	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300
Industry	37,265	40,640	44,443	48,562	53,090	56,467	72,151
Industry	28,080	29,808	29,808	21,168	21,168	31,968	31,968
総計	117,115	150,994	191,948	232,757	300,905	366,973	743,007

Residential Demand

Total

Table 6-14-1

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Potential Households	Grand House holds	325,689	366,311	374,538	384,069	393,248	402,622	412,280	464,579	
	Town	1st (A)	21,133	23,924	24,518	25,147	25,776	26,423	27,088	30,707
		2nd (B)	23,108	25,781	26,348	26,940	27,535	28,144	28,765	32,116
		3rd (C)	6,832	8,059	8,331	8,615	8,909	9,211	9,529	11,284
	Subtotal	51,073	57,764	59,197	60,702	62,220	63,778	65,382	74,107	
	Barrio	A	40,135	45,104	46,166	47,274	48,396	49,539	50,720	57,094
		B	40,022	44,948	46,037	47,141	48,260	49,400	50,576	56,935
		C	49,504		56,914	58,276	59,655	61,062	62,511	70,350
		D	49,456			58,222	59,595	61,001	62,447	70,282
		E	47,731				57,582	58,942	60,346	67,930
F		47,731					58,900	60,298	67,881	
Subtotal	274,616	90,052	149,117	210,913	273,488	338,844	390,472	464,579		
planned to serve Households	total (P)	325,689	147,816	208,314	271,615	335,708	402,622	412,280	464,579	
	Town	1st (A)		7,591	7,591	7,591	7,591	7,591	7,591	7,591
		2nd (B)		1,777	1,777	1,777	1,777	1,777	1,777	1,777
		Subtotal		9,368	9,368	9,368	9,368	9,368	9,368	9,368
	Town	1st (A)		10,616	11,849	13,167	14,547	16,007	17,548	23,116
		2nd (B)		10,802	12,287	13,841	15,455	17,138	18,890	30,339
		3rd (C)		3,224	3,750	4,309	4,901	5,525	6,194	11,284
	Subtotal		24,642	27,886	31,317	34,903	38,670	42,632	64,739	
	Barrio	A		18,041	20,774	23,638	26,618	29,725	32,969	57,094
		B		15,731	18,415	21,214	24,133	27,170	30,345	56,935
C				19,922	23,311	26,843	30,534	34,380	70,350	
D					20,379	23,838	27,450	31,226	70,282	
E						17,276	20,630	24,138	67,930	
F							17,670	21,106	67,881	
Subtotal		33,772	59,111	88,542	118,708	153,179	191,849	390,472		
total(Connecting)		58,414	86,997	119,859	153,611	191,849	216,796	455,211		
Grand total (Q)		67,782	96,365	129,227	162,979	201,217	226,164	464,579		
Electricity % (Q/Px100)		185	257	336	414	549	500	549	100	
Unit Consumption KWH/mo		40	45	51	58	68	76	76	100	
Annual		32,536	52,036	79,086	113,435	164,192	206,262	557,495		
Load factor %		34	355	37	38	39	40	41		
Demand KW		11,076	16,966	24,740	34,550	48,729	59,681	157,379		

Residential Demand
N. VIZCAYA

Table 6-14-2

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Potential Households	Grand House holds	37848	44320	45720	47196	48710	50262	51852	60708	
	Town	1st (A)	6612	7743	7987	8245	8510	8780	9058	10606
		2nd (B)	3078	3604	3718	3838	3961	4088	4217	4937
		3rd (C)	326	382	394	406	420	433	447	523
		Subtotal	10016	11729	12099	12489	12891	13301	13722	16066
	Barrio	A	4434	5192	5356	5529	5707	5888	6075	7112
		B	4424	5181	5344	5517	5694	5875	6061	7096
		C	4992	-	6030	6223	6425	6629	6839	8007
		D	4983	-	-	6214	6413	6618	6827	7993
		E	4495	-	-	-	5785	5969	6158	7210
F		4504	-	-	-	-	5982	6170	7224	
	Subtotal	27832	10373	16730	23485	30024	36961	38130	44642	
	total (P)	37848	22102	28829	35974	42915	50262	51852	60708	
Planned to serve Households	with electricity	Town	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806
		Barrio	115	115	115	115	115	115	115	115
		Subtotal	2921	2921	2921	2921	2921	2921	2921	2921
		Subtotal	3209	3209	3627	4079	4563	5078	5627	7800
	Connecting Households	Town	1570	1570	1802	2048	2308	2582	2871	4822
		Barrio	153	177	177	203	231	260	291	523
		Subtotal	4932	5606	5606	6330	7102	7920	8789	13745
		A	2077	2410	2410	2765	3139	3533	3949	7112
		B	1813	2138	2138	2483	2847	3251	3637	7096
		C	-	2111	2111	2490	2891	3315	3761	8007
D	-	-	-	2175	2565	2978	3414	7993		
E	-	-	-	-	1736	2089	2463	7210		
F	-	-	-	-	-	1795	2160	7224		
	Subtotal	3890	6459	6459	9913	13178	16941	19384	44642	
	total(Connecting)	8822	12265	12265	16243	20280	24861	28173	57787	
	Grand total (Q)	11743	15186	15186	19164	23201	27782	31094	60708	
	Elec.ratio % (Q/Px100)	265	332	332	406	476	553	599	100	
	Unit Consumption KWH/mo	40	45	45	51	58	68	76	100	
	Annual MWH	5637	8200	8200	11728	16148	22670	28358	72850	
	Load factor %	34	35.5	35.5	37	38	39	40	41	
	Demand KW	1919	2674	2674	3669	4918	6728	8205	20565	

Residential Demand
IFUGAO

Table 6-14-3

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Potential Households	Grand House holds	17,667	19,504	19,893	20,299	20,706	21,112	21,536	23,780
	Town	494	545	556	568	579	590	602	665
Barrio	2nd (B)	-	-	-	-	-	-	-	-
	3rd (C)	949	1,048	1,069	1,090	1,112	1,134	1,157	1,277
	Subtotal	1,443	1,593	1,625	1,658	1,691	1,724	1,759	1,942
	A	1,381	1,525	1,555	1,587	1,619	1,650	1,684	1,859
	B	1,378	1,491	1,552	1,583	1,615	1,647	1,680	1,855
	C	2,712	-	3,054	3,116	3,178	3,241	3,306	3,650
	D	2,709	-	-	3,113	3,175	3,237	3,302	3,646
	E	4,024	-	-	-	4,716	4,809	4,905	5,416
	F	4,020	-	-	-	-	4,804	4,900	5,412
	Subtotal	16,224	3,016	6,161	9,399	14,303	19,388	19,777	21,838
	total (P)	17,667	4,609	7,786	11,057	15,994	21,112	21,536	23,780
	Planned to serve Households	with electri city							
Town									
Town									
1st (A)			354	389	426	463	502	542	665
2nd (B)									
3rd (C)			419	481	545	612	680	752	1,277
Subtotal			773	870	971	1,075	1,182	1,294	1,942
Barrio									
A			610	700	794	890	990	1,095	1,859
B			522	621	712	808	906	1,008	1,855
C			-	1,069	1,246	1,430	1,621	1,818	3,650
D			-	-	1,090	1,270	1,457	1,651	3,646
E		-	-	-	1,415	1,683	1,962	5,416	
F		-	-	-	-	1,441	1,715	5,412	
Subtotal		1,132	2,390	3,842	5,813	8,098	9,249	21,838	
total (Connecting)		1,905	3,260	4,813	6,888	9,280	10,543	23,780	
Grand total (Q)		1,905	3,260	4,813	6,888	9,280	10,543	23,780	
Elec. ratio % (Q/Px100)		9.8	16.4	23.7	33.3	44.0	49.0	100	
Unit Consumption KWH/mo		40	45	51	58	68	76	100	
Annual MWH		914	1,760	2,946	4,794	7,572	9,615	28,536	
Load factor %		34	35.5	37	38	39	40	41	
Demand KW		311	574	921	1,460	2,247	2,782	8,056	

Residential Demand
QUIRINO

Table 6-14-4

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Potential Households	Grand House holds	11,313	14,096	14,730	15,397	16,087	16,811	17,569	21,891
	Town								
Barrio	1st (A)								
	2nd (B)								
	3rd (C)	2,249	2,802	2,928	3,061	3,198	3,342	3,493	4,352
	Subtotal	2,249	2,802	2,928	3,061	3,198	3,342	3,493	4,352
	A	1,045	1,302	1,361	1,422	1,486	1,553	1,623	2,022
	B	1,043	1,300	1,358	1,420	1,483	1,550	1,620	2,018
	C	1,761	-	2,293	2,397	2,504	2,617	2,755	3,407
	D	1,758	-	-	2,393	2,500	2,612	2,730	3,402
	E	1,729	-	-	-	2,459	2,569	2,685	3,346
	F	1,728	-	-	-	-	2,568	2,683	3,344
	Subtotal	9,064	2,602	5,012	7,652	10,432	13,469	14,076	17,539
	Total (P)	11,313	5,404	7,940	10,693	13,630	16,811	17,569	21,891
Planned to serve Households	with electricity								
	Town								
	1st (A)								
	2nd (B)								
	Subtotal								
	Barrio								
	1st (A)								
	2nd (B)								
	3rd (C)	1,121	1,121	1,318	1,531	1,759	2,005	2,270	4,352
	Subtotal	1,121	1,121	1,318	1,531	1,759	2,005	2,270	4,352
	A	521	521	612	711	817	932	1,055	2,022
	B	455	455	543	639	742	853	972	2,018
C	-	-	803	959	1,127	1,309	1,504	3,407	
D	-	-	-	858	1,000	1,175	1,365	3,402	
E	-	-	-	-	738	899	1,074	3,346	
F	-	-	-	-	-	770	939	3,344	
Subtotal	976	976	1,958	3,147	4,424	5,938	6,909	17,539	
total(Connecting)	2,097	2,097	3,276	4,678	6,183	7,943	9,179	21,891	
Grand total (Q)	2,097	2,097	3,276	4,678	6,183	7,943	9,179	21,891	
Elec.ratio % (Q/Px100)	14.9	14.9	21.6	30.4	38.4	47.2	51.88	100	
Unit Consumption KWH/mo	40	40	45	51	58	68	76	100	
Annual	1,007	1,007	1,769	2,863	4,303	6,481	8,371	26,269	
Load factor %	34	34	35.5	37	38	39	40	41	
Demand KW	343	343	577	896	1,311	1,924	2,422	7,416	

Residential Demand
ISELCO I

Table 6-14-5

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Potential Households	Grand House holds	70310	78396	80083	81911	83669	85497	87396	97450	
	Town	5995	6685	6828	6984	7134	7290	7452	8309	
planned to serve Households	2nd (B)	5299	5908	6036	6173	6306	6444	6587	7344	
	3rd (C)	922	028	1050	1075	1097	1121	1146	1278	
	Subtotal	12216	13621	13914	14232	14537	14855	15185	16931	
	A	8409	9376	9578	9796	10607	10225	10452	11655	
	B	8342	9301	9502	9718	9927	10144	10369	11562	
	C	10287	-	11717	11984	12242	12509	12787	14258	
	D	10276	-	-	11972	12228	12496	12773	14243	
	E	10394	-	-	-	12369	12639	12920	14406	
	F	10386	-	-	-	-	12629	12910	14395	
	Subtotal	58094	18677	30797	43470	56773	70642	72211	80519	
with electricity	total (P)	70310	52298	44711	57702	71310	85497	87396	97450	
	1st (A)	2471	2471	2471	2471	2471	2471	2471	2471	
	2nd (B)	532	532	532	532	532	532	532	532	
	Subtotal	3003	3003	3003	3003	3003	3003	3003	3003	
	Town	1st (A)	2730	3050	3050	3385	3750	4096	4483	5838
	2nd (B)	2419	2752	2752	3103	3464	3843	4239	6812	
	3rd (C)	411	473	473	538	603	673	745	1278	
	Subtotal	5569	6275	6275	7026	7797	8612	9467	13928	
	Barrio	A	3750	4310	4310	4898	5504	6135	6794	11655
	B	3255	3801	3801	4373	4964	5579	6255	7033	11562
C	-	4101	4101	4794	5509	6255	7033	80519		
D	-	-	-	4190	4891	5623	6387	14243		
E	-	-	-	-	3711	4424	5168	14406		
F	-	-	-	-	-	3789	4519	14395		
Subtotal	7005	12212	12212	18255	24579	31805	36122	80519		
total(Connecting)	12574	18487	18487	25281	32376	40417	45589	94447		
Grandtotal (Q)	15577	21490	21490	28284	35379	43420	48592	97450		
Elec.ratio % (Q/Px100)	199	268	268	345	423	508	556	100		
Unit Consumption KWH/mo	40	45	45	51	58	68	76	100		
Annual MWH	2477	11605	11605	17310	24624	35431	44316	116940		
Load factor %	34	35.5	35.5	37	38	39	40	41		
Demand KW	2545	3783	3783	5415	7500	10515	12823	33012		

Residential Demand
ISELCO II

Table 6-14-6

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Potential Households	Grand House holds	50954	56814	58037	59361	60635	61960	63336	70622	
	Town	1st (A)	3458	3856	3939	4029	4115	4205	4298	4793
		2nd (B)	5030	5608	5729	5860	5986	6116	6252	6971
		3rd (C)	118	132	134	137	140	144	147	164
		Subtotal	8606	9596	9802	10026	10241	10465	10697	11928
	Barrio	A	6855	7643	7808	7986	8157	8336	8521	9501
		B	6848	7636	7800	7978	8149	8327	8512	9492
		C	7600	-	8656	8854	9044	9242	9447	10533
		D	7594	-	-	8847	9037	9234	9439	10525
		E	6731	-	-	-	8010	8185	8367	9329
F		6720	-	-	-	-	8171	8353	9314	
	Subtotal	42348	15279	24264	33665	42597	51495	52639	58694	
	Total (P)	50954	24875	34066	43691	52638	61960	63336	70622	
planned to serve Households	with electricity	1st (A)	-	-	-	-	-	-	-	
		2nd (B)	-	-	-	-	-	-	-	
		Subtotal	-	-	-	-	-	-	-	-
	Town	1st (A)	2506	2757	3022	3292	3592	3775	3868	4793
		2nd (B)	2524	2865	3223	3590	3993	4486	5002	5539
		3rd (C)	53	60	69	77	86	96	107	164
		Subtotal	5083	5682	6314	6961	7635	8340	8971	11928
		A	3057	3514	3993	4486	5002	5539	6116	6971
		B	2673	3120	3590	4075	4580	5107	5694	6533
	Barrio	D	-	3030	3542	4068	4621	5196	5869	6971
E		-	-	3096	3615	4222	4922	5713	6971	
F		-	-	-	2403	2865	3347	3929	4793	
Subtotal		5730	9664	14221	18647	23674	2924	3514	4298	
total(Connecting)		10813	15346	20535	25608	31309	35173	4298	5107	
Grand total (Q)		10813	15346	20535	25608	31309	35173	4298	5107	
Electricity (Q/Px100)	190	264	346	422	505	555	644	764		
Unit Consumption KWH/mo	40	45	51	58	68	76	86	100		
Annual MWH	5190	8287	12567	17823	25548	32078	40746	51074		
Load factor %	34	35.5	37	38	39	40	41	41		
Demand KW	1767	2702	3931	5429	7582	9282	11928	15279		

Residential Demand
CAGELCO I

Table 6-14-7

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Potential Households	Grand House holds	57085	62736	63479	65134	66390	67646	68901	75695	
	Town	1st (A)	2205	2423	2470	2516	2564	2613	2661	2924
		2nd (B)	4383	4817	4909	5001	5097	5194	5290	5812
		3rd (C)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Subtotal	6588	7240	7379	7517	7661	7807	7951	8736	
	Barrio	A	6474	7115	7251	7387	7529	7672	7814	8585
		B	6464	7104	7240	7375	7518	7660	7802	8571
		C	10573	-	11842	12064	12296	12529	12762	14020
		D	10571	-	-	12062	12294	12526	12759	14017
		E	8211	-	-	-	9549	9730	9911	10888
F		8204	-	-	-	-	9722	9902	10878	
Subtotal	50497	14219	26333	38888	49186	59839	60950	66959		
with electric city	total (P)	57085	21459	33712	46405	56847	67646	68901	75695	
	Town	1st (A)	1157	1157	1157	1157	1157	1157	1157	1157
		2nd (B)	565	565	565	565	565	565	565	565
		Subtotal	1722	1722	1722	1722	1722	1722	1722	1722
	Town	1st (A)	823	823	919	1019	1126	1238	1354	1767
		2nd (B)	1913	1913	2172	2440	2719	3009	3306	5247
		3rd (C)	-	-	-	-	-	-	-	-
		Subtotal	2736	2736	3091	3459	3845	4247	4660	7014
	Connecting Households	A	2846	2846	3263	3694	4141	4603	5079	8585
		B	2486	2486	2896	3319	3759	4213	4681	8571
C		-	-	4145	4826	5533	6265	7019	14020	
D		-	-	-	4222	4918	5637	6380	14017	
E		-	-	-	-	2865	3406	3964	10888	
F		-	-	-	-	-	2917	3466	10878	
Subtotal	5332	5332	10304	16061	21216	27041	30589	66959		
Grandtotal (Q)	total(Connecting)	8068	8068	13395	19520	25061	31288	35249	73973	
	Grandtotal (Q)	9790	9790	15117	21242	26783	33010	36971	75695	
Elecratio % (Q/Px100)		156	156	238	326	403	488	537	100	
Unit Consumption KWH/mo		40	40	45	51	58	68	76	100	
Annual MWH		4699	4699	8163	13000	18641	26936	33718	90834	
Load factor %		34	34	35.5	37	38	39	40	41	
Demand KW		1600	1600	2661	4067	5678	7994	9756	25642	

Residential Demand
CAGELCO II

Table 6-14-8

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1985	1990
Potential Households	Grand House holds	55,015	60,461	61,617	62,772	63,982	65,193	66,403	66,403	72,950
	Town	1,476	1,622	1,653	1,684	1,716	1,749	1,781	1,781	1,957
	2nd (B)	5,318	5,844	5,956	6,068	6,185	6,302	6,419	6,419	7,052
	3rd (C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Subtotal	6,794	7,466	7,609	7,752	7,901	8,051	8,200	8,200	9,009
Barrio	A	8,007	8,800	8,968	9,136	9,312	9,488	9,665	9,665	10,617
	B	7,997	8,789	8,957	9,125	9,301	9,476	9,652	9,652	10,604
	C	7,851	-	8,793	8,958	9,131	9,303	9,476	9,476	10,410
	D	7,842	-	-	8,948	9,120	9,293	9,465	9,465	10,398
	E	8,266	-	-	-	9,613	9,795	9,977	9,977	10,961
	F	8,258	-	-	-	-	9,787	9,968	9,968	10,951
	Subtotal	48,221	17,589	26,718	36,167	46,477	57,142	58,203	58,203	63,941
with electric city	total (P)	55,015	25,055	34,327	43,919	54,378	65,193	66,403	66,403	72,950
	Town	1,476	1,622	1,653	1,684	1,716	1,749	1,781	1,781	1,957
planned to serve households	2nd (B)	5,318	5,844	5,956	6,068	6,185	6,302	6,419	6,419	7,052
	Subtotal	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722
Connecting Households	1st (A)	302	302	347	395	447	503	562	562	800
	2nd (B)	2,376	2,376	2,696	3,027	3,372	3,729	4,098	4,098	6,490
	3rd (C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Subtotal	2,678	2,678	3,043	3,422	3,819	4,232	4,660	4,660	7,287
	A	3,520	3,520	4,035	4,568	5,122	5,693	6,282	6,282	10,617
	B	3,076	3,076	3,583	4,106	4,651	5,212	5,791	5,791	10,604
Barrio	C	-	-	3,078	3,583	4,109	4,652	5,212	5,212	10,410
	D	-	-	-	3,132	3,648	4,182	4,733	4,733	10,398
	E	-	-	-	-	2,884	3,428	3,991	3,991	10,961
	F	-	-	-	-	-	2,936	3,489	3,489	10,951
	Subtotal	6,596	6,596	10,696	15,389	20,414	26,103	29,498	29,498	63,941
	total(Connecting)	9,274	9,274	13,739	18,811	24,233	30,335	34,158	34,158	71,228
Elec.ratio % (Q/Px100)	Grandtotal (Q)	10,996	15,461	15,461	20,533	25,955	32,057	35,880	35,880	72,950
		182	251	251	327	406	492	54	54	100
Unit Consumption KWH/mo	Annual	40	45	45	51	58	68	76	76	100
	Load factor %	5,276	8,349	8,349	12,566	18,065	26,159	32,723	32,723	87,540
Demand KW	%	34	35.5	35.5	37	38	39	40	40	41
	KW	1,797	2,722	2,722	3,931	5,502	7,765	9,468	9,468	24,712

Residential Demand
K - APAYAO - I

Table 6-14-9

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Potential Households	Grand House holds	17,661	20,769	21,458	22,165	22,906	23,649	24,442	28,734	
	Town	1st (A)	893	1,050	1,085	1,121	1,158	1,196	1,236	1,453
		2nd (B)	-	-	-	-	-	-	-	-
		3rd (C)	1,580	1,623	1,677	1,732	1,790	1,848	1,910	2,245
		Subtotal	2,273	2,673	2,762	2,853	2,948	3,044	3,146	3,698
		A	2,622	3,083	3,186	3,291	3,401	3,511	3,629	4,266
		B	2,620	3,081	3,183	3,288	3,398	3,503	3,626	4,263
	Barrio	C	2,503	-	3,041	3,141	3,246	3,352	3,464	4,072
		D	2,501	-	-	3,139	3,243	3,349	3,461	4,069
		E	2,573	-	-	-	3,337	3,445	3,561	4,186
F		2,569	-	-	-	-	3,440	3,555	4,180	
Subtotal		15,388	6,164	9,410	12,859	16,625	20,605	21,296	25,036	
Subtotal		17,661	8,837	12,172	15,712	19,573	23,649	24,442	28,734	
Planned to serve Households	with electric city	1st (A)	-	-	-	-	-	-	-	
		2nd (B)	-	-	-	-	-	-	-	
		Subtotal	-	-	-	-	-	-	-	-
	Town	1st (A)	683	760	841	841	926	1,016	1,112	1,453
		2nd (B)	-	-	-	-	-	-	-	-
		3rd (C)	649	755	866	866	985	1,108	1,241	2,245
		Subtotal	1,332	1,515	1,707	1,707	1,911	2,124	2,353	3,698
	Connecting Households	A	1,233	1,434	1,645	1,645	1,871	2,107	2,359	4,266
		B	1,078	1,273	1,480	1,480	1,699	1,929	2,176	4,263
		C	-	1,064	1,256	1,256	1,461	1,676	1,905	4,072
D		-	-	1,099	1,099	1,297	1,507	1,730	4,069	
E		-	-	-	-	1,001	1,206	1,424	4,186	
F		-	-	-	-	-	1,032	1,244	4,180	
Subtotal	2,311	3,771	5,480	5,480	7,329	9,457	10,838	25,036		
total(Connecting)	3,643	5,286	7,187	7,187	9,240	11,581	13,191	28,734		
Grandtotal (Q)	3,643	5,286	7,187	7,187	9,240	11,581	13,191	28,734		
Electricity (Q/Px100)	17.5	24.6	32.4	32.4	40.8	49	54.0	100		
Unit Consumption KWH/mo	40	45	51	51	58	68	76	100		
Annual MWH	1,749	2,854	4,398	4,398	6,431	9,450	12,030	34,481		
Load factor %	34	35.5	37	37	38	39	40	41		
Demand KW	595	931	1,376	1,376	1,959	2,805	3,481	9,734		

Residential Demand

K. APAYAO II

Table 6-14-10

		1975 (a)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Potential Households	Grand House holds	7,836	9,215	9,521	9,834	10,163	10,492	10,845	12,749
	Town	-	-	-	-	-	-	-	-
Barrio	1st (A)	-	-	-	-	-	-	-	-
	2nd (B)	-	-	-	-	-	-	-	-
	3rd (C)	888	1,044	1,079	1,114	1,152	1,189	1,229	1,445
	Subtotal	888	1,044	1,079	1,114	1,152	1,189	1,229	1,445
	A	908	1,068	1,103	1,140	1,178	1,216	1,257	1,477
	B	906	1,065	1,101	1,137	1,175	1,213	1,254	1,474
	C	1,225	-	1,488	1,537	1,589	1,640	1,695	1,993
	D	1,222	-	-	1,534	1,585	1,636	1,691	1,989
	E	1,345	-	-	-	1,744	1,801	1,862	2,188
	F	1,342	-	-	-	-	1,797	1,857	2,183
	Subtotal	6,948	2,133	3,692	5,348	7,271	9,303	9,616	11,304
	total (P)	7,836	3,177	4,771	6,462	8,423	10,492	10,845	12,749
Planned to serve Households	with electri city								
	Town								
	Subtotal								
	Town								
	1st (A)								
	2nd (B)								
	3rd (C)		418	486	557	634	713	799	1,445
	Subtotal		418	486	557	634	713	799	1,445
	A		427	496	570	648	730	817	1,477
	B		373	440	512	588	667	752	1,474
C		-	521	615	715	820	932	1,993	
D		-	-	537	634	736	846	1,989	
E		-	-	-	523	630	745	2,188	
F		-	-	-	-	539	650	2,183	
	Subtotal		800	1,457	2,234	3,108	4,122	4,742	11,304
	total(Connecting)		1,218	1,943	2,791	3,742	4,835	5,541	12,749
	Grand total (Q)		1,218	1,943	2,791	3,742	4,835	5,541	12,749
	Elec.ratio % (Q/Px100)		132	284	284	368	461	511	100
	Unit Consumption KWH/mo		40	45	51	58	68	76	100
	Annual MWH		585	1,049	1,708	2,604	3,945	5,053	15,299
	Load factor %		34	35.5	37	38	39	40	41
	Demand KW		199	342	534	793	1,171	1,462	4,319

Table 6-15 Maximum Power Demand at the Substation Sending End, by Year
(Details for COOP)

(KW)

Item		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
N. VIZCAYA	Residential	1,919	2,674	3,669	4,918	6,728	8,205	20,565	
	Ricemill	630	924	1,218	1,512	1,806	2,100	2,310	
	Public and Others	255	360	489	643	853	979	1,098	
	Irrigation	BISA	--	101	223	363	520	520	598
		Private	95	165	250	350	465	579	1,090
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	95	266	473	713	985	1,099	1,688
	Large Industry	--	--	--	--	--	--	--	
	Loss	290	422	585	779	1,037	1,238	2,566	
Total	3,189	4,646	6,434	8,565	11,409	13,621	28,227		
IFUGAO	Residential	311	574	921	1,460	2,247	2,782	8,056	
	Ricemill	156	229	302	374	447	520	572	
	Public and Others	47	80	122	183	269	314	414	
	Irrigation	BISA	--	--	--	--	--	--	--
		Private	72	119	173	235	305	375	665
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	72	119	173	235	305	375	665
	Large Industry	--	--	--	--	--	--	--	
	Loss	59	100	152	225	327	399	971	
Total	645	1,102	1,670	2,477	3,595	4,390	10,678		
QUIRINO	Residential	343	577	896	1,311	1,924	2,422	7,416	
	Ricemill	144	211	278	346	413	480	528	
	Public and Others	49	79	117	166	234	276	381	
	Irrigation	BISA	--	--	--	--	--	--	--
		Private	60	105	160	225	300	374	710
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	60	105	160	225	300	374	710
	Large Industry	--	--	--	--	--	--	--	
	Loss	60	97	145	205	287	355	904	
Total	656	1,069	1,596	2,253	3,158	3,907	9,939		

(KW)

Item		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
ISELCO I	Residential	2,545	3,783	5,415	7,500	10,515	12,823	33,012	
	Ricemill	1,392	2,042	2,691	3,341	3,990	4,640	5,104	
	Public and Others	394	583	811	1,084	1,451	1,659	1,830	
	Irrigation	BISA	1,860	2,146	2,453	2,745	3,052	3,052	3,510
		Private	632	1,027	1,475	1,975	2,527	3,076	5,315
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	2,492	3,173	3,928	4,720	5,579	6,128	8,825
	Large Industry	2,000	2,000	2,000	--	--	--	--	
Loss	882	1,158	1,485	1,665	2,154	2,525	4,877		
Total	9,705	12,739	16,330	18,310	23,689	27,775	53,648		
ISELCO II	Residential	1,767	2,702	3,931	5,429	7,582	9,282	23,923	
	Ricemill	996	1,461	1,926	2,390	2,855	3,320	3,652	
	Public and Others	276	416	586	782	1,044	1,197	1,324	
	Irrigation	BISA	1,011	1,126	1,242	1,343	1,444	1,444	1,660
		Private	568	923	1,325	1,775	2,273	2,769	4,785
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	1,579	2,049	2,567	3,118	3,717	4,213	6,445
	Large Industry	--	--	--	--	--	--	--	
Loss	462	663	901	1,172	1,520	1,801	3,534		
Total	5,080	7,291	9,911	12,891	16,718	19,813	38,878		
CAGELCO I	Residential	1,600	2,661	4,067	5,678	7,994	9,756	25,642	
	Ricemill	738	1,082	1,427	1,771	2,116	2,460	2,706	
	Public and Others	234	374	549	745	1,011	1,161	1,361	
	Irrigation	BISA	456	509	561	606	652	652	750
		Private	184	310	460	632	828	1,022	1,862
		NIA	2,975	2,975	2,975	2,975	2,975	2,975	2,975
		Subtotal	3,615	3,794	3,996	4,213	4,455	4,649	5,587
	Large Industry	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	
Loss	768	941	1,154	1,391	1,708	1,953	3,680		
Total	8,455	10,352	12,693	15,298	18,784	21,479	40,476		

(KW)

Item		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
CAGERCO - II	Residential	1,797	2,722	3,931	5,502	7,763	9,468	24,712	
	Ricemill	714	1,047	1,380	1,714	2,047	2,380	2,618	
	Public and Others	251	377	531	722	981	1,126	1,312	
	Irrigation	BISA	202	225	248	268	288	288	331
		Private	216	365	540	743	972	1,201	2,188
		NIA	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800
		Subtotal	5,218	5,390	5,588	5,811	6,060	6,289	7,319
	Large Industry	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	5,900	5,900	
	Loss	1,138	1,294	1,483	1,715	2,025	2,516	4,186	
Total	12,518	14,230	16,313	18,864	22,276	27,679	46,047		
K. APAYAO - I	Residential	595	931	1,376	1,959	2,805	3,481	9,734	
	Ricemill	240	352	464	576	688	800	880	
	Public and Others	84	128	184	254	349	407	509	
	Irrigation	BISA	--	--	--	--	--	--	--
		Private	122	196	280	373	474	576	980
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	122	196	280	373	474	576	980
	Large Industry	--	--	--	--	--	--	--	
	Loss	104	161	230	316	432	526	1,210	
Total	1,145	1,768	2,534	3,478	4,748	5,790	13,313		
K. APAYAO - II	Residential	199	342	534	793	1,171	1,462	4,319	
	Ricemill	90	132	174	216	258	300	330	
	Public and Others	29	47	71	101	143	167	223	
	Irrigation	BISA	--	--	--	--	--	--	--
		Private	58	94	134	179	228	276	473
		NIA	--	--	--	--	--	--	--
		Subtotal	58	94	134	179	228	276	473
	Large Industry	--	--	--	--	--	--	--	
	Loss	38	62	91	129	180	221	535	
Total	414	677	1,004	1,418	1,980	2,426	5,880		

BISA Irrigation Power Demand, by COOP (Unit: kW)

Table 6-16-1 (COOP別のBISA灌漑電力) (数値はkWを示す)

COOP 別	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
N. Vizcaya	-	130	260	390	520	520	598
I SELCO-I	2,657	2,752	2,852	2,952	3,052	3,052	3,510
I SELCO-II	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,660
CAGELCO-I	652	652	652	652	652	652	750
CAGELCO-II	288	288	288	288	288	288	331
計	5,041	5,266	5,496	5,726	5,956	5,956	6,849
電化率(%)	70	78	86	93	100	100	100
電化 kW	3,529	4,107	4,727	5,325	5,956	5,956	6,849

(注) N. Vizcaya 州の BISA 計画は不明であるが、1981年に130kW 1個所
 1982年130kW×2個所、1983年130kW×3個所、1984年130kW×
 4個所となるものと想定した。
 又、1990年には灌漑地点の増加を見込んで1985年の15%増とした。

Table 6-16-2 Small Irrigation Power Demand by COOP (Unit: kW)

COOP 別	既設 Pump (1977)	増設 Pump 数/年	各年度の Pump 数 ※						
			1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
N. Vizcaya	100	30	190	220	250	280	310	331	436
Ifugao	98	15	143	158	173	188	203	214	266
Quirino	60	20	120	140	160	180	200	214	284
I SELCO-I	950	105	1,265	1,370	1,475	1,580	1,685	1,758	2,126
I SELCO-II	850	95	1,135	1,230	1,325	1,420	1,515	1,582	1,914
CAGELCO-I	230	46	368	414	460	506	552	584	745
CAGELCO-II	270	54	432	486	540	594	648	686	875
K Apayao-I	190	18	244	262	280	298	316	329	392
" II	89	9	116	125	134	143	152	158	189
計	2,837	392	4,013	4,405	4,797	5,189	5,581	5,856	7,227
電化率(%)	-	-	10	15	20	25	30	35	50

(注1) 各年度の Pump 数(※印)は1978年より7年間は上記の増加数で増加してゆくが、
 その後の6年間は増加数が70%に抑えられるものとして求めた。

(注2) Pump 1台当りの容量は5kW/台とした。

Table 6-17-1 Power Consumption by Irrigation and Public & Others

Item	Load Condition h/Year	Unit	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Irrigation	Cagayan Agricultural Development 4,000	KW	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775	5,775
		MWH	23,100	23,100	23,100	23,100	23,100	23,100	23,100
	Solano Irrigation 2,100	KW	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
		MWH	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200
	Subtotal	KW	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775	7,775
		MWH	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300	27,300
BISA Irrigation 1,800	KW	5,536	7,411	9,524	11,812	14,328	16,204	24,917	
	MWH	9,965	13,340	17,143	21,262	25,790	29,167	44,851	
Total	---	KW	13,311	15,186	17,299	19,587	22,103	23,979	32,692
	---	MWH	37,265	40,640	44,443	48,562	53,090	56,467	72,151
Rice Mill 2,400	KW	5,100	7,480	9,860	12,240	14,620	17,000	18,700	
	MWH	12,240	17,952	23,664	29,376	35,088	40,800	44,880	
Public & Others LF 50%	KW	1,619	2,444	3,460	4,680	6,335	7,286	8,452	
	MWH	6,994	10,558	14,947	20,218	27,367	31,476	36,513	

Table 6-17-2 Power Consumption by Large Industry

Name of Large Industry	Item	Max. Power (KW)	Load Condition	Power Consumption (MMH)	Annual Power Consumption (MMH)							
					1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	
Magat Dam Const. Power	1980	2,000	LF 40%	6,912	8,640	8,640	---	---	---	---	---	---
	1981	2,000	LF 50%	8,640	8,640	---	---	---	---	---	---	---
	1982	2,000	LF 50%	8,640	8,640	---	---	---	---	---	---	---
Piat Sugar Factory		1,500	5,760 h/Year LF 90%	7,776	7,776	7,776	7,776	7,776	7,776	7,776	7,776	7,776
			4,800 h/Year LF 90%	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	21,600	21,600
Tropical Plywood Factory		2,500		864	864	864	864	864	864	864	864	864
		5,000		21,600	21,600	21,600	21,600	21,600	21,600	21,600	21,600	21,600
Port Airen Lift		500	LF 20%	864	864	864	864	864	864	864	864	864
Claveria Wood Factory		200	LF 50%	864	864	864	864	864	864	864	864	864
Lal-lo Wood Factory		200	LF 50%	864	864	864	864	864	864	864	864	864
Total		---	---	28,080	29,808	29,808	21,168	21,168	21,168	31,968	31,968	31,968

第 7 章 開発計画の策定

第 7 章 開発計画の策定

7-1 計画の基本構想

第 6 章の需要想定において述べたように、Region II の都市-部落の構成上、電化は段階的に開発されるべきであろう。

開発計画の基本的要素は下記のとおりである。

- (1) 1974 年 JICA 報告書をベースに、今回の調査で新に NEA より示された電化計画を参考にして、経済的かつ電化効率の高い計画を策定する。
- (2) 当地域は州都とその周辺を除けば、いわゆる過疎地域であり、需要の密度は極めて低い。

したがって、初期の開発段階は変電所数を最小限にして、長距離配電幹線網を形成する。この場合、電圧降下が考えられるので、自動電圧調整器を必要ヶ所に設置して一定電圧を維持させる。

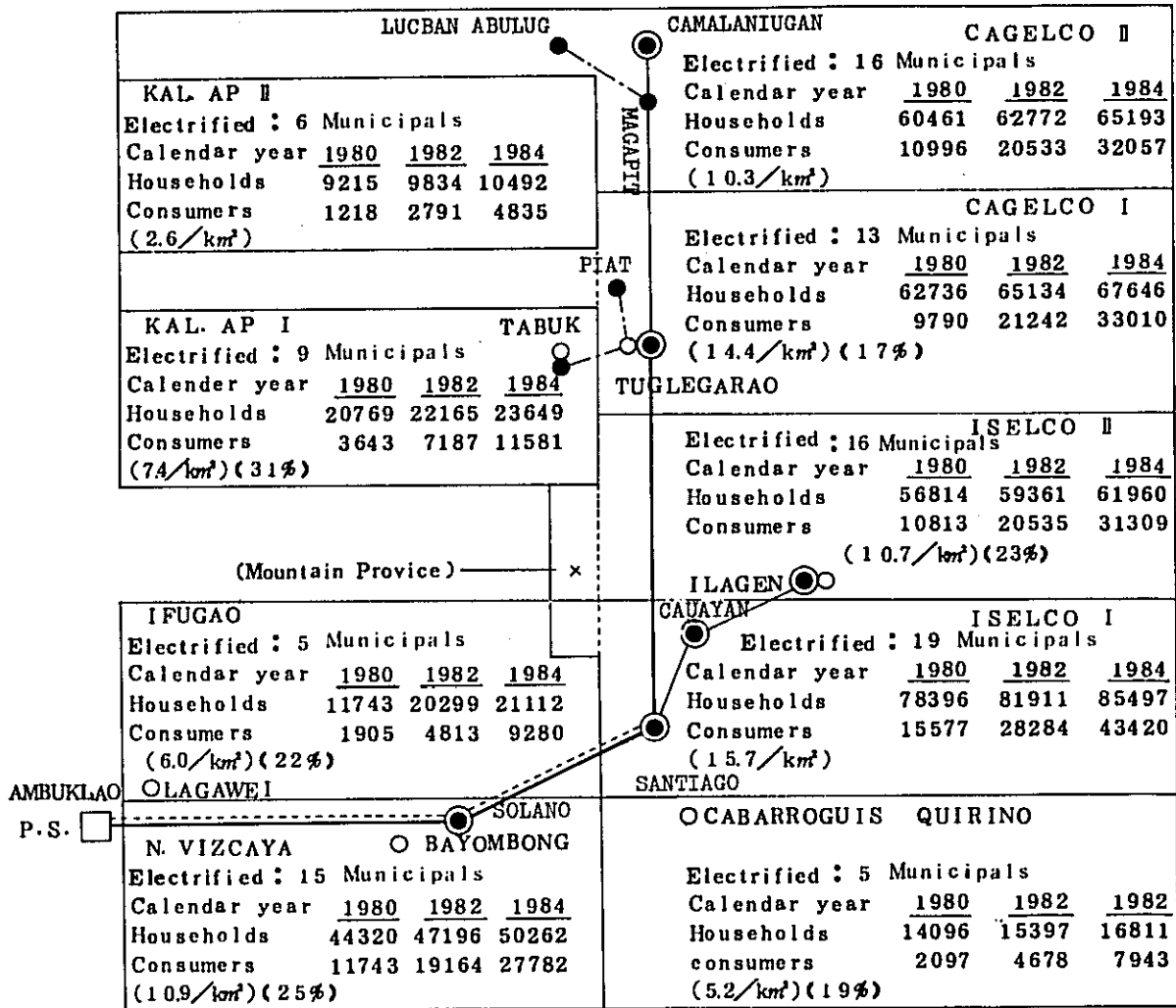
その後需要が増大するのを見計らって、逐次送電系統及び変電所の拡充を行なうことが、経済的で望ましいと考えられる。

- (3) この基本的な構想にもとづき、次の図表化した、電化 pattern の基本形により、開発計画を具体化するものとする。

Table 7-1

開発計画の基本形

(i) 送電系統を主軸とした COOP 別、年度別電化戸数



- Substations for Transmission System Project (NPC)
- Substations for this project
- 230kv line for Transmission System Project.(NPC)
- 69kv line for Transmission System Project (NPC)
- 69kv Transmission Line for this project
- Capital of province
- () Household density (Household/km²) in 1980
- () % $\frac{\text{Prov. Capital households}}{\text{Total households in COOP}}$

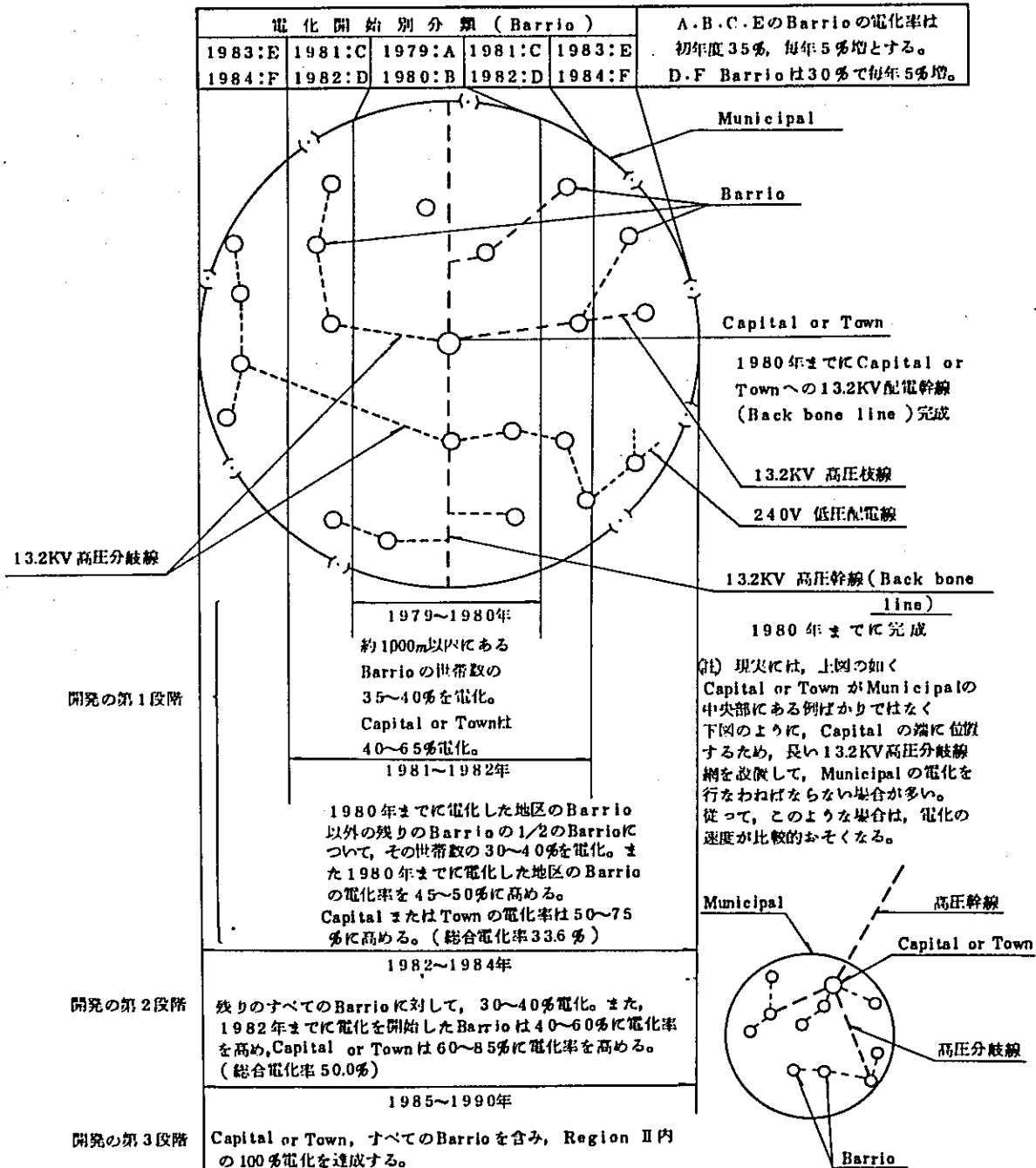
Table 7-2 Number of electrified municipals

COOP 名	供給区域	Municipal 数	供給変電所
CAGELCO I	Tuguegarao など Cagayan 州南部 (Kalinga Apayao 州 Conner を含む)	13	Tuguegarao S/S より配電
CAGELCO II	Aparri など Cagayan 州北部	16	Camalaniugan S/S Magapit S/S Lucban-Abulug S/S より配電
ISELCO I	Santiago など Isabela 州南部 (Ifugao 州の Potia を含む)	19	Santiago S/S Cauayan S/S より配電
ISELCO II	Ilagan など Isabela 州北部 (除く Palanan, mountain 州 Paracelis を含む)	16	Ilagan S/S より配電
Kalinga Apayao I	Tabuk など Kal.-Apa. 州南部	9	Tabuk S/S より配電
Kalinga Apayao II	Luna など Kal.-Apa. 州北部 (ただし Conner を除く)	6	Lucban-abulug S/S より配電
N・Vizcaya	Bayombong など N.Vizcaya 州 (Ifugao 州の Lamut を含む)	15	Solano S/S より配電
Ifugao	LagaweI など Ifugao 州 (除く Potia, Lamut)	5	Solano S/S より配電
Quirino	Cabarroguis など Quirino 州	5	Santiago S/S より配電

(ii) Municipal の標準電化方法

Fig 7-1

Municipal のほ程中央に、Capital or Town がある理想的電化体形を持つ場合、下図の如くなる。



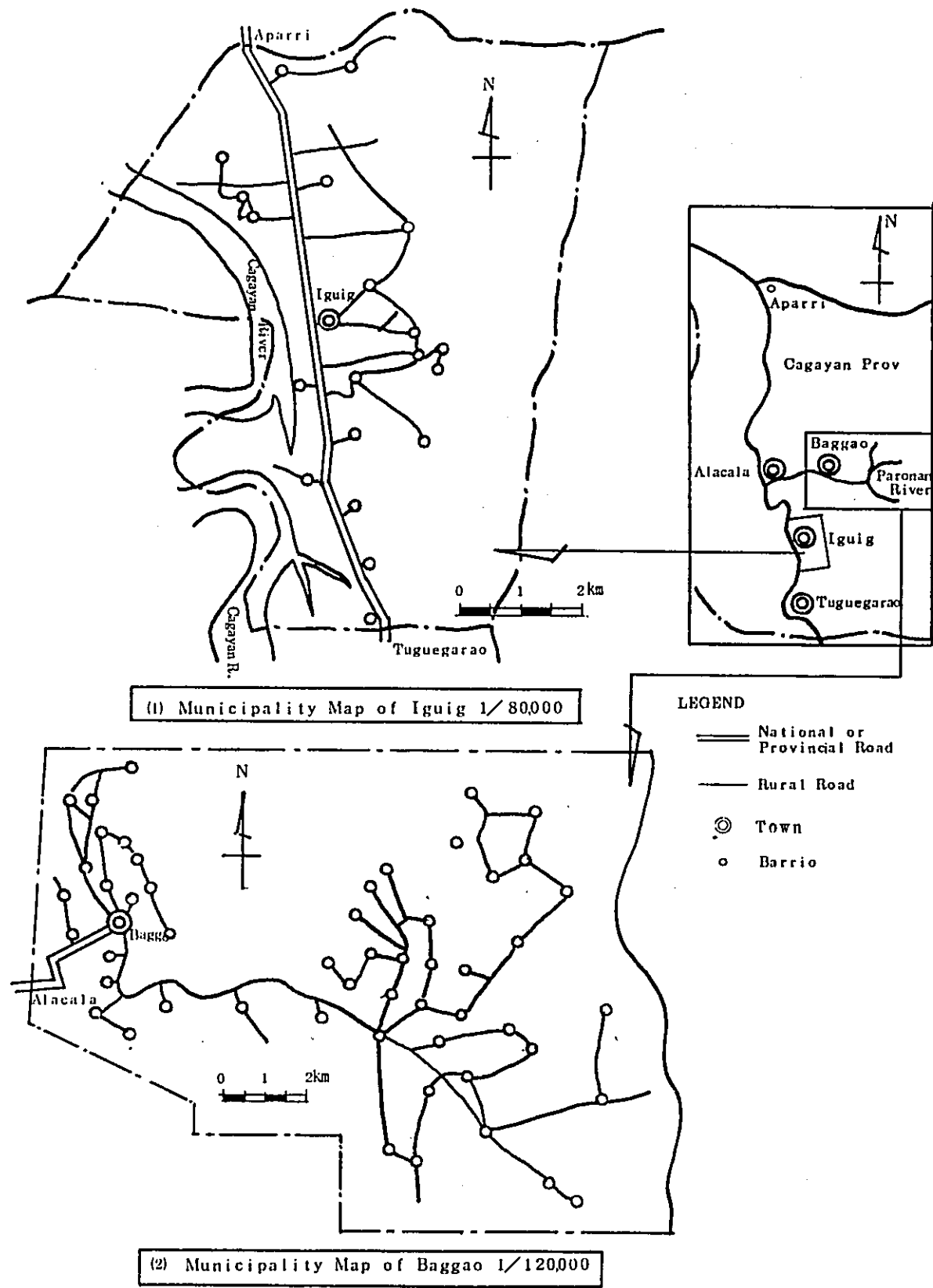


Fig 7 -2 Example of Location of Town in Municipal

(4) このような開発に関する基本形にもとづき概要下記のような要領で開発計画をたてた。

すでに NPC によって建設準備中の Region II 内 230KV-69KV 送電系統と、6ヶ所の変電所を主軸としてこの配電計画は、第1段階として、先づ NPC 系統ラインから遠融地域 OAGELCO II の西地域、OAGELCO I の Kalinga Apayao 州に接する地域及び Kalinga Apayao I 地域の各 Municipal に対して、69KV 1cct の送電線（計148km）を、NPC 系統線から分岐延長し、69KV/13.8KV の変電所4ヶ所（Magapit, Lucban Abulug, Piat, Tabuk）を設ける。

かくして、各 COOP 毎に 13.2KV 3相4線の配電幹線を各州の Capital または、Municipal の Town に延長する。（合計延長1,274km）次に、先づ、この配電幹線沿いの両側各500mの範囲に位置する Barrio 群に対して、13.2KV 単相、または V 相の高圧分岐線を延長し、この第1段階の完成期である1982年までにさらに、前記配電幹線両側各500mを拡張して残りの Barrio 群の半数に対し、13.2KV 単相または V 相の高圧分岐線を延長する。（13.2KV 単相または、V 相の合計延長2,213km）13.2KV 配電系統が、架設された各 Capital または、Town、および主なる Barrio 群から、各需要家に対して、240V の低圧配電線（一部480V 配電）を施し具体的に電化を行う。（電化率は、平均33.6%、240V または480V の合計延長3,824km）

また、灌漑用大型ポンプ所、製糖工場、製材工場などの電力需要家に対しては、13.2KV 3相4線で給電する。（6ヶ所、延長は配電幹線に含まれている。）

(5) この Project から除外される事項

(a) 日本の援助によって建設準備中の OAGELCO I 及び II 地内に位置する Cagayan 農業総合開発 Project（Aparri-Lallo-Buguey にある、Lower Cagayan 地区、Alacala-Amulung 地区及び Iguig 地区の3地区）に対する電力供給のための専用線は、農業総合開発 Project の中に含まれているので、本 Project から除外した。

（最大電力：Lower Cagayan 4,800KW, Alacala-Amulung 750KW）

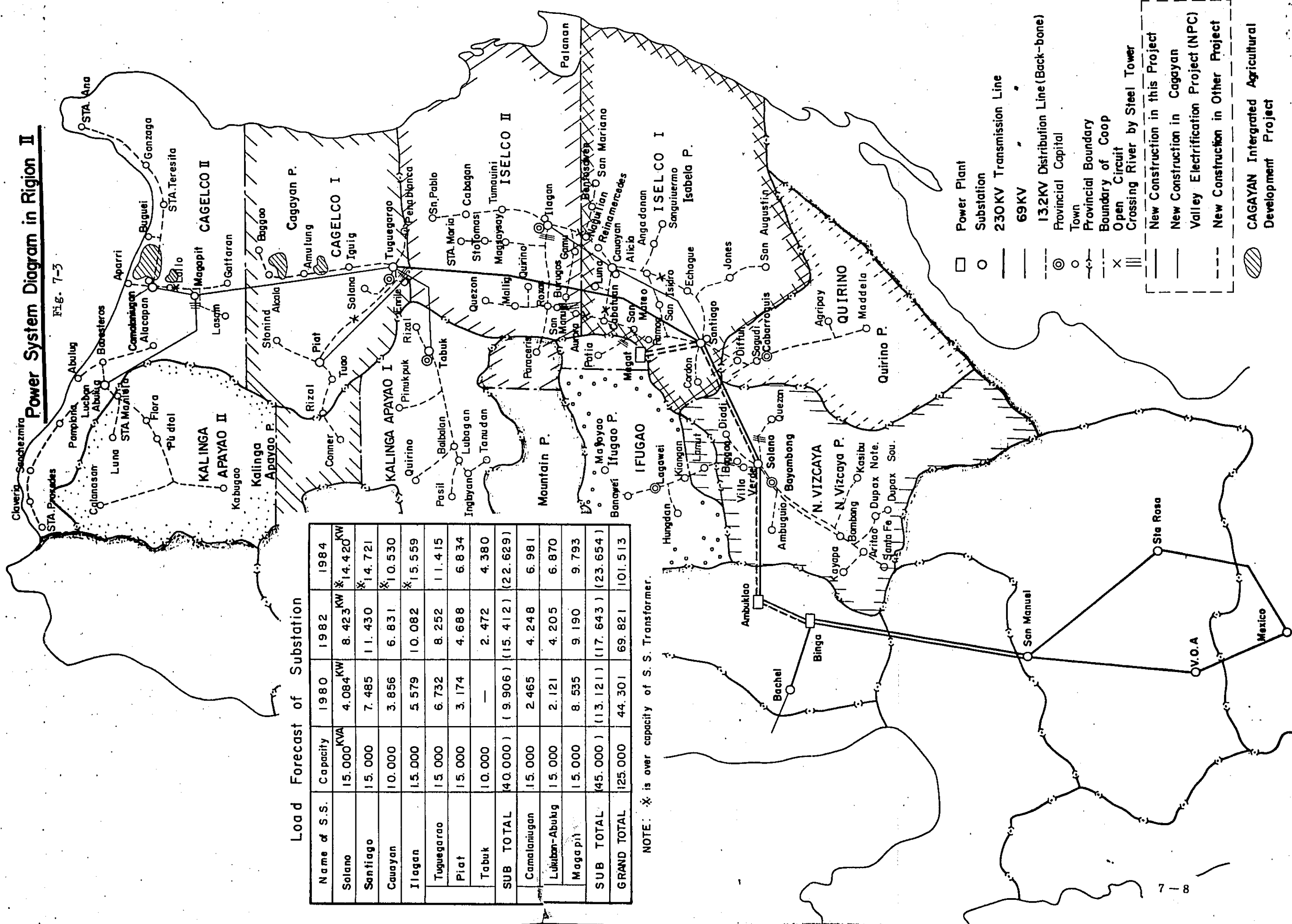
IGUIG 225KW)

- (b) ISELCO I管内の Santiago S/Sからのびている配電幹線と低圧線の一部 (高圧: 180.5Km, 低圧125.6Km) 及び, CAGELCO I管内の Tuguegarao S/S の配電幹線と低圧線の一部 (高圧: 124km, 低圧101km)については,すでにCOOPによって,完成または建設中であるので,本Project から除外する。

以上に述べた開発の基本構想を集約するとFig7-3のとおりとなる。

Power System Diagram in Region II

Fig. 7-3



Load Forecast of Substation

Name of S.S.	Capacity	1980	1982	1984
Solano	15,000 KVA	4,084 KW	8,423 KW	14,420 KW
Santiago	15,000	7,485	11,430	14,721
Cawayan	10,000	3,856	6,831	10,530
Iligan	15,000	5,579	10,082	15,559
Tuguegarao	15,000	6,732	8,252	11,415
Piat	15,000	3,174	4,688	6,834
Tabuk	10,000	—	2,472	4,380
SUB TOTAL	(40,000)	(9,906)	(15,412)	(22,629)
Camalaniugan	15,000	2,465	4,248	6,981
Lukban-Abukug	15,000	2,121	4,205	6,870
Magapit	15,000	8,535	9,190	9,793
SUB TOTAL	(45,000)	(13,121)	(17,643)	(23,654)
GRAND TOTAL	125,000	44,301	69,821	101,513

NOTE: * is over capacity of S. S. Transformer.

- Power Plant
- Substation
- 230KV Transmission Line
- 69KV
- 13.2KV Distribution Line (Back-bone)
- ⊙ Provincial Capital
- Town
- Provincial Boundary
- - - Boundary of Coop
- × Open Circuit
- || Crossing River by Steel Tower

- New Construction in this Project
- New Construction in Cagayan Valley Electrification Project (NPC)
- - - New Construction in Other Project

⊕ CAGAYAN Integrated Agricultural Development Project

7-2 開発計画

以下具体的な開発計画を示すが、このRegion II 電化計画のうち特に緊急度の高い第1段階電化計画について述べることにする。

7-2.1 設計条件

Philippines の現行基準および日本の現行基準に準拠して、下記の設計条件を採用する。
なお、主要な機器および資材のうち外資分によって供給されるものについての適用規格は原則的に日本の規格によるが一部については米国規格を採用する。

1. 電圧の種別等

送電線 (NEA基準および1974年JICA報告書に準拠)

69 KV

配電線 (NEA基準に準拠)

高圧 7.6/13.2KV 3相4線式

中性点多重接地方式

低圧 電灯 240V单相2線式または

480V单相3線式

動力 240V3相3線式または

480V3相3線式

2. 気象条件

比国の気象統計を参考にして下記のとおりとする。

(1) 周囲温度

最高 40℃

最低 5℃

平均 30℃

(2) 湿度

平均 79%

(3) 最大風速 40 m/sec

(4) 地震力(水平係数) 0.2 G

3. 架渉線の高さの制限(NEA基準に準拠)

Table 7-3

項目	69 kV 送電線	13.2 kV 高圧配電線	低圧配電線 (含中性線)	引込線
幹線道路上	8.8m (29')	6.1m (20')	5.5m (18')	5.5m (18')
地方道路上	7.6m (25')	6.1m (20')	4.6m (15')	3.7m (12')
道路沿い	7.0m (23')	6.1m (20')	4.6m (15')	—
その他 (耕地など)	6.1m (20')			

注:()内はフィート

4. 安全率

木柱 2以上

基礎 2以上

7-2.2 送変電設備

A 送電線・変電所計画の概要

7-1項に述べた基本構想に従い、先ず6変電所(Solano, Santiago,

Tuguegarao, Cauayan, Ilagan, Camalaniugan)より13.2KV配電線により電

化を計ることによって計画したが、配電幹線の直長が長いことため途中でSVRを設置しても電圧条件を満たさない配電線が生じ、また変電所主要変圧器が過負荷となる地域が生じた。これらの地域の供給対策として経済比較を行なった結果変電所を新設する案が有利と考えられるケースが生じた。即ち、

(1) Lucban-Abulug S/S

この変電所は Cagayan 州の北西部および Kalinga-Apayao 州の北部（今回新たに追加された区域）の供給のため新設するものでその理由は下記の通りである。

a Camalaniugan S/S より変電所の新設地点まで80Km、更に配電線末端まで80Km、合計160Kmの距離があり、13.2KV 配電線2回線を建設しても1980年における配電線の末端までの電圧降下は5,040Vで、SVRによって電圧改善を行なっても安定供給が望めない。

b 変電所を新設しない場合、Camalaniugan S/S の主変圧器の負荷は1981年に15,300KWが見込まれるので、経済比較の結果、変電所を新設して対処することとした。

(2) Piat S/S

Cagayan 州の南西部および Kalinga-Apayao 州南部の一部を供給するため計画したもので理由は下記のとおりである。

a Piat の付近に製糖工場が新設中で、（工場設備は殆んど完成している）5000KWの自家発電設備を有するが年間のうち約3分の2近くは自家発電設備を停止して精製のため1500KWの受電を希望している。この1500KWの季節動力を供給することで考えると、Tuguegarao S/S よりこの方面の末端までの距離は70Kmあり、この間の電圧降下は1980年に5746Vに達する。

b また一方、変電所を新設しない場合、Tuguegarao S/S の変圧器の負荷は 1982 年において 15500KW に達し過負荷となる。従って後述する Tabuk S/S と総合的に検討した結果、変電所新設が有利であるとの結論に達した。

(3) Tabuk S/S

主として Kalinga-Apayao 州南部の供給のための新設を計画したもので理由は下記のとおりである。

a Tuguegarao S/S より 13.2KV 配電線によって供給する場合、配電線の亘長は 120Km に達し、電圧降下は 1980 年において 3746V に達し、SVR による電圧改善を計っても対処できない。

b 上記 Piat S/S と併せ変電所新設と配電線増架工事と比較検討した結果、変電所新設が有利であるとの結論に達した。

(4) Magapit S/S

主として Magapit 付近の大口需要とその周辺の電化のため新設を計画したものでその理由は下記のとおりである。

a Magapit 付近には Cagayan 農業総合開発プロジェクト (1976 年 JICA 調査報告書) により 4800KW の灌漑が計画され、またこの付近に Tropical Plywood Co. の合板工場が新設されて既に 2500KW の自家発 (ディーゼル) により稼動中で、将来 (1985 年頃) 5000KW に増強が計画されており買電に切替を希望している。従って、この地区の大口負荷は 7300KW (将来 9800KW) に達し、この大口負荷および一般電灯電力の供給に 13.2KV 配電線を建設すると Camalaniugan S/S より亘長 20Km 3 回線を必要とし、電圧降下も 1985 年において 3056V に達する。

b Camalaniugan S/S の変圧器は 1985 年に過負荷となる。また、Tuguegarao-Camalaniugan 間の 69KV 送電線が Magapit を通過するので 69KV 送電線新設を伴わない。変電所を新設する案 (この場合配電線は 1 回線によ

い)と配電線3回線により供給する案について比較検討した結果、変電所新設が有利であるとの結論に達した。

注(1) 上記の4変電所は1980年運転開始を目途し建設することとした。

(2) Fig 7-4に系統増強の一覧図を、またFig 7-5に今回計画した送変電設備のルート図を示す。

B 送電線の予備設計

B-1 予備設計の概要

(1) 送電線ルートの選定

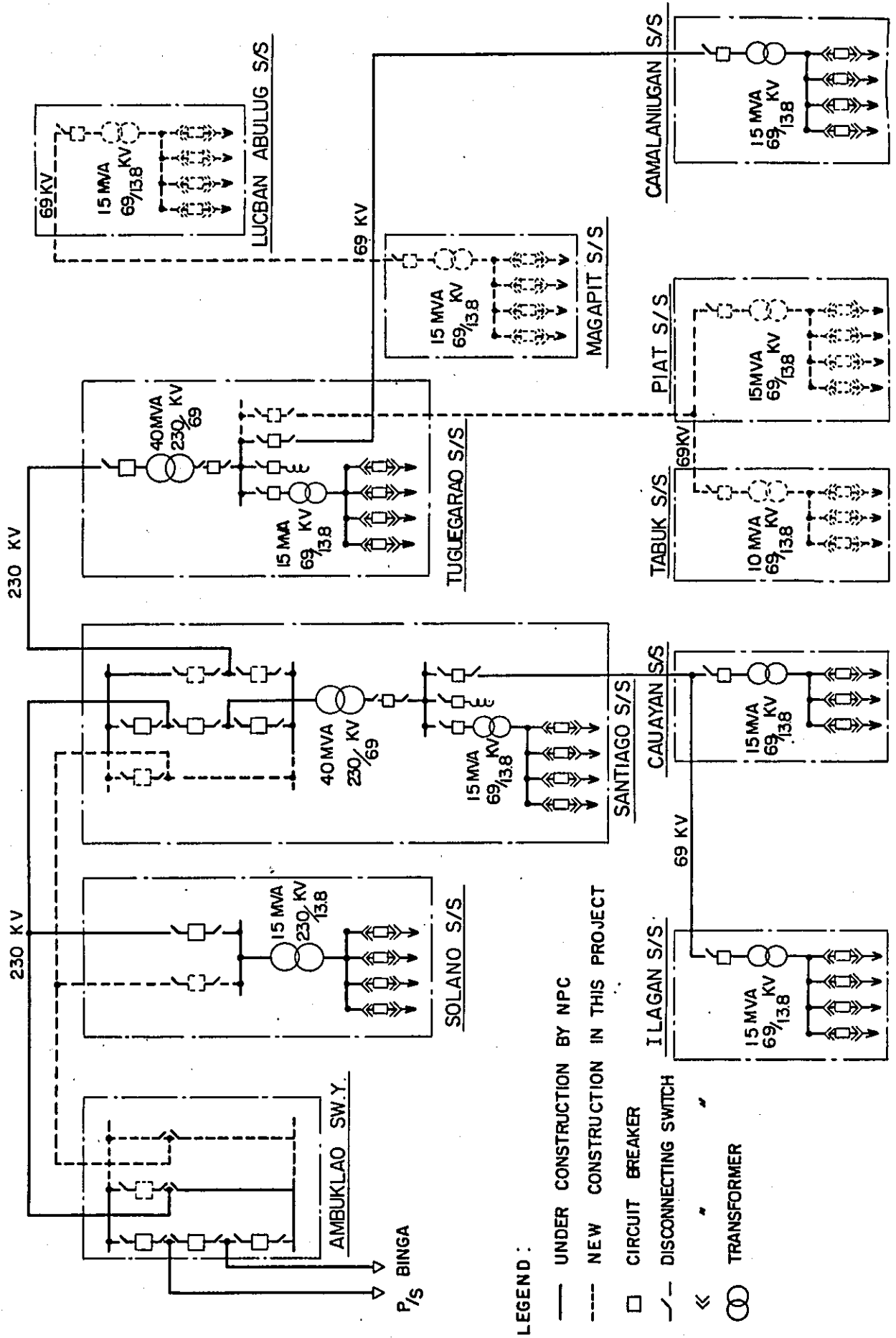
今回新設する送電線はCagayan Valleyの平坦部を通過するのでルートの選定は容易であるが Cagayan River の渡河地点の選定が問題となる。Lucban-Abulug S/S を結ぶ送電線はMagapit 付近に渡河地点を選べば径間400m以内で渡河可能である。

Piat および Tabuk S/S を結ぶ送電線は Tuguegarao 西部付近に渡河地点を選べば好都合であるが、径間が1,500m程度となるので送電線直長は13Km長くなるが Cagayan, Isabela の州境近くで径間400mにて渡河することとした。

注 Tuguegarao ~ Solano 間の鉄橋にケーブルを添架した場合と工事費は殆んど同額で将来の保守を考慮すれば送電線を迂回させた方が有利である。

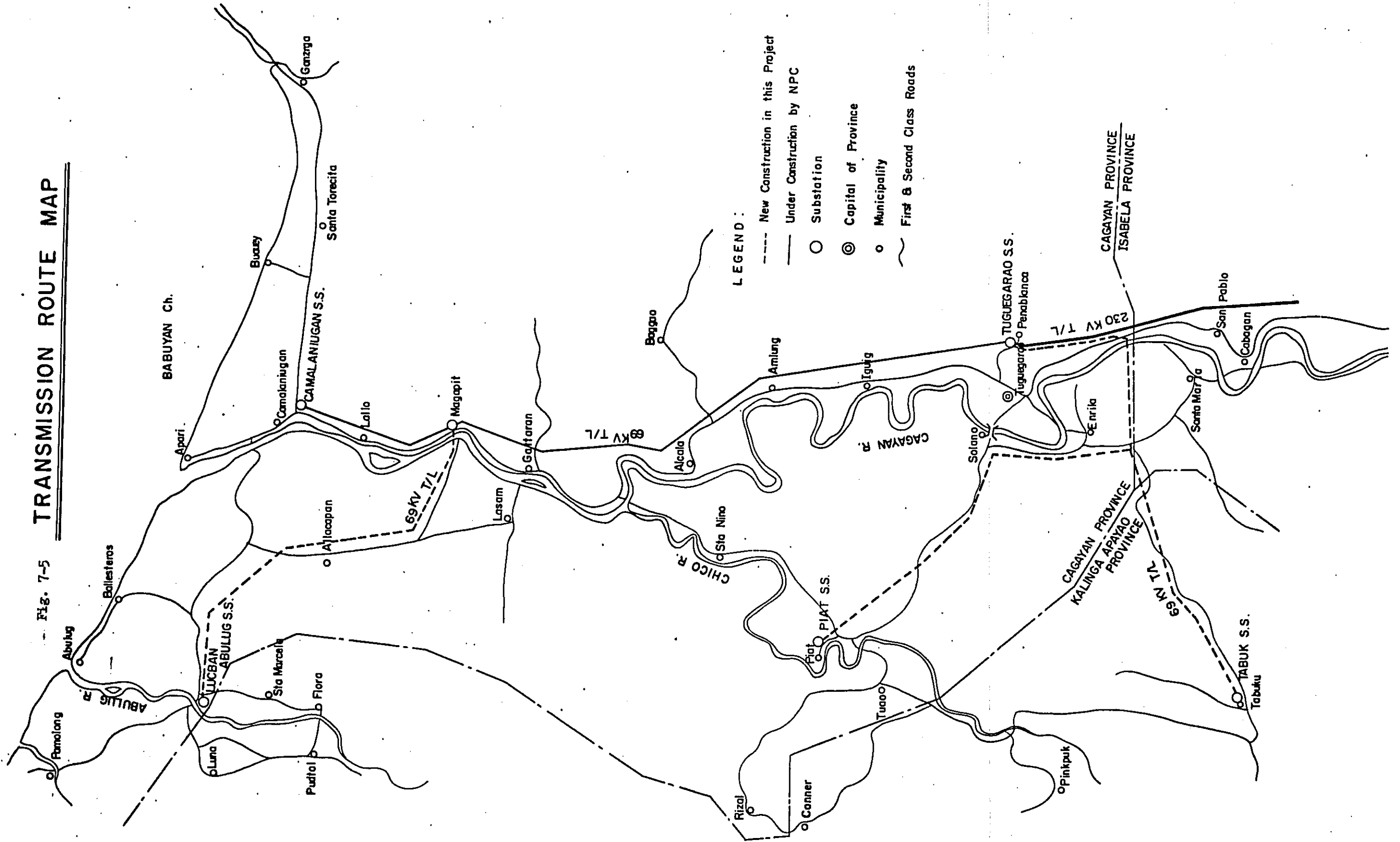
なお、送電線ルートは将来の保守を考慮して道路に添ってなるべく直線状のルートを選んだ。

Fig. 7-4 230KV & 69KV SYSTEM DIAGRAM



TRANSMISSION ROUTE MAP

Fig. 7-5



(2) 電 線

電線は 170mm^2 ACSR (33 6.4 KCM) を使用することとする。

この理由は下記のとおりである。

- a 許容電流は 580 A であり、将来の需要増加を見込んで適切である。
- b 破断抗張力は 6360 kg で最大使用張力は 2300 kg にて安全率は 2.8 が得られる。
- c 現在 NPC によって建設中の 69KV 送電線も上記電線を使用するので予備品、付属品および工具の互換性が計られる。

また、電線取付点の保護のためアーマーロッドを取りつけることとした。

(3) 絶縁設計

69KV 送電系統に生ずる内部異常電圧は 172 KV で絶縁低下係数を見込んだ所要絶縁強度は 206 KV となる。この絶縁強度を満たすがいし所要数は 3 個で保守に必要な個数 1 個を見込み取付がいし数は 250mm 標準がいし 4 とした。また今回送電線を新設する区域は海岸線に最も近い所で 13 Km 離隔しているので塩害対策については特に考慮しなかった。

(4) 耐雷設計

当地域の年間発雷日数は統計によれば Aparri 地区 45 日、Tuguegarao 地区 35 日で、日本の強雷地区に相当する。従って雷しゃへのため架空地線 1 条を架渉することとした。

(5) 支持物

支持物は初期投資の軽減と比国生産品の活用のため木柱を使用することとし、河川越しの長径間個所 2ヶ所のみ鉄塔を使用することとした。

設計風圧は前述したとおり最高風速 40m/sec として下記のとおりとする。

木 柱	80 kg/m ²
鉄 塔	290 kg/m ²
がいし装置	140 kg/m ²
架渉線	100 kg/m ²

B-2 送電線の設備概要

(1) Lucban-Abulug 送電線

区 間	Camalaniugan 送電線より分岐し Lucban- Abulug S/S に至る間
亘 長	4.6 Km
電 圧	69 KV
電気方式	3相3線式 60 Hz
回線数	1回線
電 線	170 mm ² (33.64 KCM) ACSR
架空地線	55 mm ² (3/8") 亜鉛鍍鋼より線
碍 子	254 mm懸垂碍子 4個連結
支持物	木 柱

河川越については鉄塔使用(2基)

(2) Piat 送電線

区 間	Tuguegarao ~ Piat S/S 間
亘 長	6.6 Km
電 圧	69 KV
電気方式	3相3線式 60 Hz
回線数	1回線
電 線	170 mm ² (33.64 KCM) ACSR
架空地線	55 mm ² (3/8") 亜鉛鍍鋼より線

碍子 254mm懸垂碍子 4個連結
 支持物 木柱
 河川越については鉄塔使用(2基)

(3) Tabuk 送電線

区間 Piat 送電線より分岐し Tabuk S/S に
 至る間
 亘長 36 Km
 電圧 69 KV
 電気方式 3相3線式 60 Hz
 回線数 1回線
 電線 170 mm² (33.6.4 KCM) ACSR
 架空地線 55 mm² (3/8") 亜鉛鍍鋼より線
 碍子 254 mm懸垂碍子 4個連結
 支持物 木柱

注 Magapit S/S に対する送電線は Camalaniugan 送電線の直
 下に新設することが可能であるので分岐送電線は必要ない。

C 変電設備の予備設計

C-1 予備設計の方針

(1) 変電所容量の選定

変電所の予想負荷、変圧器の輸送重量等を勘案して変電所容量を15
 MVAおよび10MVAに選定した。この選定に当っては建設後少くとも5
 ケ年間は増設の必要がないことも併せて検討した。また、将来変圧器過負
 荷となる場合について概略の検討結果では、変圧器増設よりも新たに変電
 所を新設するのが経済的となるケースが多いが、変圧器を増設することも
 ありうると考えられるので1台の増設は可能であるよう配慮した。

(2) 絶縁設計

送電線との絶縁協調を考慮し変圧機器の絶縁強度を下記のとおり選定した。

69KV機器	BIL	350KV
13.2KV機器	BIL	110KV

避雷器の定格電圧は69KV用60KV, 13.2KV用12KVを採用することとした。

なお, 対雷設計としては架空地線によりしゃへいすることとした。

C-2 主要機器の仕様

(1) 主要変圧器

当地域は送電線の亘長が長く受電端の電圧変動が大きいため電圧調整設備が必要である。このため主要変圧器に±10%の負荷時電圧調整装置を設けることとし, 13.2KV配電線は多重接地方式を採用するので主要変圧器の結線方式は△-Yとした。また, 3相式変圧器を使用することとした。

(2) しゃ断器

しゃ断器の定格しゃ断電流は故障計算の結果ならびに標準より下記のとおりとした。

69KV	12.5KA	(1600MVA)
13.2KV	12.5KA	(500MVA)

(3) 13.2KV配電線用機器

13.2KV配電線引出用機器は建物の縮少, 据付工事の簡易化を計るため屋外キュービクルを採用することとした。

なお, 配電線は1回再閉路を実施する。

C-3 変電所の設備概要

Table 7-4

	Lucban- Abulug S/S	Piat S/S	Tabuk S/S	Magapit S/S	Tugue- garao S/S
(1) 69kV 送電線引込設備	1 回線	1 回線	1 回線	1 回線	1 回線
72kV 125kA OCB	1 台	1 台	1 台	1 台	1 台
72kV 断路器	1 台	1 台	1 台	1 台	2 台
(2) 69/132kV 主要変圧器 (3相, ±10% OLTC 付)	1 台	1 台	1 台	1 台	—
容量	15MVA	15MVA	10MVA	15MVA	
(3) 13.2kV 配電線引込設備 (屋外キュービクル方式と し, シャ断器, 断路器, 計 器, 継電器内蔵)	4 回線	4 回線	3 回線	4 回線	—
(4) 所内電力設備 (屋外キュービクル方式と し, フューズ付断路器, 所 内用変圧器, 開閉器類内蔵)	1 式	1 式	1 式	1 式	—

注 13.2kV 配電線引出設備は将来の負荷増加に対応するための予備回線1回線分を含む。

D 変電所間の通信設備の予備設計

D-1 予備設計の方針

変電所間の給電用通信および送変電設備の保安通信回線として電力線搬送電話を構成することとした。

また, 設備の簡素化および初期投資を抑制することを考慮して次の方式を採用することとした。

(1) 結合方式

伝送ロスを計算の結果別紙のとおり1線大地間結合方式でも充分であると考
えられるので、1線大地間結合方式を採用する。(Tuguegarao ~ Camala-
niugan 間はNPC計画の2線間結合方式のまゝとする。)

(2) チャンネル数および電搬方式

今回新設する送電系統には電力線搬送継電装置およびテレメーターの設備の
必要はないので1チャンネル方式とし、また工事費の軽減をはかるため多端局
電搬を採用することとした。

D-2 設備概要

(1) Tuguegarao S/S

Lucban-Abulug およびMagapit 向け1ch 電力線搬送電話 1組

Piat およびTabuk 向け電力線搬送電話 1組

(2) Magapit S/S および Lucban-Abulug S/S

1 ch 電力線搬送電話 各1組

(3) Piat および Tabuk S/S

1 ch 電力線搬送電話 各1組

7-2.3 配電設備

A 基本計画

(1) 電圧および配電方式

高 圧 線 7.62 / 13.2 KV 3相4線式 中性点多重接地方式

低 圧 線 電 灯 240V 単相2線式

または480V 単相3線式

電 力 240V 3相3線式

または480V 3相3線式

(2) 配電系統における電圧降下の限度

高 圧 線 10%

低 圧 線 電 灯 6%

動 力 10%

(3) 電圧調整

変電所に設置する負荷時電圧調整装置(OLTC),高圧配電線に取りつける自動電圧調整(SVR)による電圧調整および柱上変圧器の2.5%タップ付採用によって電灯需要家の電圧変動を±6%以内に保持するようにする。

(4) 供給信頼度向上対策

- a リクローザーを1回線に2~3台取りつけて事故時の再投入および事故区間の自動排除を行なう。また,分岐配電線にはラインフューズを取りつけて幹線への事故波及を防止する。
- b 耐雷保護のため変圧器,リクローザーその他の機器には避雷器を取りつける。
なお,架空地線はとりつけないこととした。

B 予備設計の概要

(1) 支 持 物

- a 電柱は長径間等特殊個所を除いて木柱を使用する。標準径間は高圧90m,低圧60mとし,5径間毎に風圧支線,10径間毎に縦支線を設けることとし

た。なお径間長300m以上の河川越ヶ所には鉄塔を使用する。

- b クロスアームは腕木を使用する。
- c 高圧ピン碍子は中突碍子とし耐張碍子は2ヶ連結とする。
- d 高圧線は原則として水平配列，低圧線は縦配列とする。

(2) 電 線

- a 高圧幹線は3相4線式7.62/13.2kvとし負荷の状況に応じ ACSR 120 mm² (237 KCM)，58 mm² (114 KCM) および 25 mm² (49.3 KCM) の裸線を使用する。中性線は58 mm² および 25 mm² の2種とする。高圧幹線については大部分を現地踏査，1部は5万分の1地図によってルートを選定し工事量を算定した。
- b 高圧分岐線はV相3線式とし，電灯，電力双方に供給できる形態をとり電線は ACSR 58 mm² (114 KCM) および 25 mm² (49.3 KCM) の裸線を使用する。高圧分岐線は全数5万分の1地図により数量を算定した。
- c 高圧枝線は Town または Barrio 内の変圧器設置点までの高圧線で動力用についてはV相，電灯用については単相とし電線は25 mm² (49.3 KCM) ACSR 裸線を使用することとした。工事数の算出はモデル地区の実態調査による設計，ISELCO, CAGELCO の設計済の図面(8ヶ所)をモデルとし需要家数と工事数の関係を求め相関式により各 Municipal 単位に算出した。また，V相と単相の比率は需要構成からV相17%，単相83%とした。

d 低圧線

低圧線には58 mm² および 25 mm² ACSR, OW(Out-door Weather Proof Polyvinyl Chloride Insulated Wires)を使用することとした。
(中性線は25 mm² ACSR 裸線)

工事数の算出は高圧枝線と同様にモデル地区の実態調査による設計および ISELCO, CAGELCO の設計図をモデルとし各 Municipal 単位に工事数を算定した。また，変圧器容量と低圧線サイズとの関係はモデル計算の結果から

5 ~ 10 KVAについては单相2線式25 mm² , 15 ~ 30 KVAについては单相3線式25 mm² , 50 KVA以上については单相3線式58 mm² を使用することとした。この結果、低圧線の構成は单相2線式25 mm² 13.5% , 单相3線式25 mm² 7.7% , 单相3線式58 mm² 9.5% となった。

(3) 変 圧 器

- a 容量は5KVA, 10KVA, 15KVA, 20KVA, 30KVA, 50KVAおよび100KVAを標準容量とし单相変圧器を使用することとした。
- b 無負荷切替タップ(2.5%, 5tap)を設けることとした。
- c 変圧器の容量別構成比はモデル計算の結果下記のとおりとした。

5 KVA	13.4%
10 KVA	37.8%
15 KVA	18.8%
20 KVA	18.1%
30 KVA	8.9%
50 KVA } 100 KVA }	3 %

- d 所要数の算出は各COOP毎の負荷想定より大規模な灌漑ポンプ所等高压受電となるKWを差引いた負荷について、次式にて算定した。

$$\text{各 Tr の容量別台数} = \text{負荷 KW} \times \frac{1}{0.48} \times \text{Tr の容量別構成比}$$

注 0.48: 1982年における電化対象区域内の電化戸数と同区域全世帯数の比。

1990年には電化率および原単位の増大により変圧器別利用率は160%程度になる。

(4) 積算電力計

- a 低圧電灯用、動力用別に需要家数に応じて数量を算定した。
- b 高圧需要家用およびCOOP間の取引用として高圧計器を見込んだ。
- c 数量は需要家の変動（家屋改築による引込変更など）を考慮10%の余裕を見込んだ。

(5) 街路灯

- a Town, は需要家30戸毎に1灯の割合で取りつける。
- b Barrio は1 Barrio 2灯を見込む。

(注) NEA では街路灯の灯具を Town, および Barrio に貸付けることとして運用している。

(6) その他の配電用機器

a リクローザー

高圧幹線の途中および距離の長い分岐線に1フィーダー当たり2～3個をとりつける。

定 格 電 圧 15KV

定 格 電 流 50～200A

再 閉 路 回 数 4 回

b ラインフューズ

高圧分岐線にとりつける。

c 気中開閉器

高圧幹線および高圧分岐線に負荷分割および保守作業時の停電区間縮少のため適当な地点に気中開閉器をとりつける。

d コンデンサ

柱上変圧器のリアクタンス分補償用として50KVAコンデンサを一般負荷2000KW程度に1台を配置することとした。

e 自動電圧調整器 (SVR)

相電圧の電圧降下760Vを超過するフィーダーにはSVRによって電圧改善を行なうこととした。

仕様は±760V(15タップ付)とし容量は1000KVA, 2000KVAおよび3000KVAとした。

(7) 引込線

a 電 灯

2.0mm² 2個燃りDV線(Polyvinyl Chloride Insulated Drop Service Wires)を使用する。

b 動 力

2.0mm², 2.6mm², 3.2mm², 4mm² および5mm² 3個燃りDV線を使用する。電線種類ごとの構成はISELCOの動力需要の実態をモデルに検討の結果次の値とする。

2.0 mm ²	30%
2.6 mm ²	20%
3.2 mm ²	2.0%
4.0 mm ²	15%
5.0 mm ²	15%

c 1需要家当りの引込線の長さはISELCOの実績より35mを平均長とする。

d 需要家の変動(家屋改築による引込変更など)を考え10%の余裕を見た。

C 設備概要

配電設備の工事数量はTable 7-5のとおりである。

Table 7-5 設備概要

項	目	単位	数 量	摘 要
1.高圧配電線	3相120mm ² ACSR	Km	565.5	3相小計 1,273.9Km
	" " " (添架)	"	132.6	
	" 58mm ² ACSR	"	505	その他小計 2,213.1Km
	" 25mm ² "	"	70.8	
	V相58mm ² "	"	792.6	
	" 25mm ² "	"	906.8	
	单相 " "	"	513.7	
	(小計)	"	3,487	
	鉄塔	基	8	河川横断4ヶ所
	変電所引出ケーブル	回線	34	
2.高圧用機器	リクローザ	台	69	50KVA/台
	コンデンサー	"	39	
	気中開閉器	"	138	
	ラインフェーズ	"	138	
	SVR1000KVA	"	4	
	2000KVA	"	20	
	3000KVA	"	13	
3.柱上変圧器		"	6,320	総容量 9,3530KVA
4.低圧線	高圧線共架	Km	1,330	
	新設分	"	2,494	
	(小計)	"	3,824	
5.計器	低圧 单相用	個	128,276	
	" 3相用	"	2,303	
	高圧 "	"	17	
	(小計)	"	130,596	
6.街路灯		"	3,764	
7.引込線	2線式	個所	128,276	
	3線式	"	2,314	
	(小計)	"	130,590	

注1. 上表の数字は ISELCO I, CAGELCO Iの現有設備(拡張工事中のものを含む)およびCagayan 農業綜合開発プロジェクトCagayan Integrated Agricultural Development Project による実施数量を除く。

2. 需要家屋内設備は内貨にて賄われるものとし本表に含まない。

Table 7-6

	I SELCO I	CAGELCO I	農業綜合開発	合計
高 圧 配 電 線	180.5 Km	124 Km	60.5 Km	365 Km
低 圧 線	125.6 Km	101 Km	140 Km	366.6 Km
変 圧 器	282 台	135 台	70 台	487 台
	(6277KVA)	(2355KVA)	(1050KVA)	(9682KVA)
積 算 電 力 計	5702	2843	6000	14,545

COOP 別工事概要を Table 7-7 に示す。

なお、内貨分として工事が実施される引込線の工事数量は、下記の通りである。

COOP	2 線式	3 線式
N. VIZCAYA	21,910 箇所	184 箇所
I FUGAO	4,853 #	12 #
QUIRINO	5,124 #	64 #
I SELCO I	24,914 #	544 #
I SELCO II	22,981 #	415 #
CAGELCO I	20,979 #	452 #
CAGELCO II	16,549 #	456 #
K・APAYAO I	7,913 #	152 #
K・APAYAO II	3,053 #	35 #
合 計	128,276 #	2,314 #

Table 7-7 Coop 別配電設備工事概要

項目	目	単位	N-VIZKAYA	IFUGAO	QURINO	ISABELA ・I	LSABELA ・II	CAGAYAN ・I	CAGAYAN ・II	K-PAYAKK ・I	APAYAO ・II	合計	
1. 高圧配電線	3相 120mm ² ACSR	km	46.5	4.4	15.8	35.2	154.7	23.4	131.8	7.0	44.1	565.5	
	” ” (漆架)	”	39.2	-	-	3.5	23.2	30.8	35.9	-	-	132.6	
	” 58mm ² ACSR	”	141.4	21.4	13.4	42.3	38.6	38.5	71.5	95.9	42	505	
	” 25mm ² ”	”	9.2	1.61	10.4	9.2	-	6.0	-	4.6	15.3	70.8	
	V相 58mm ² ”	”	95.0	42.8	37.7	162.4	111.2	132.7	105.2	63	42.6	792.6	
	” 25mm ² ”	”	110.6	46.8	42.4	186.8	129.7	152.8	122.9	69.5	45.3	906.8	
	单相 ” ”	”	75.6	21.4	22.4	93.5	90.7	79.1	85.6	32.2	13.2	513.7	
	小計	”	517.5	192.5	142.1	532.9	548.1	463.3	552.9	335.2	202.5	3,487	
	リクローザー	台	11	4	3	16	10	7	10	4	4	4	69
	コンデンサー	”	4	1	1	12	6	6	6	2	1	1	39
2. 高圧用機器	気中開閉器	”	22	8	6	32	20	14	20	8	8	138	
	ライオンフェーズ	”	22	8	6	32	20	14	20	8	8	138	
	SVR 1000KVA	”	1	1	-	-	2	-	-	-	-	4	
	2000KVA	”	2	1	1	3	3	4	5	1	-	20	
	3000KVA	”	1	1	-	4	3	3	1	-	-	13	
	小計	”	81.5	19.8	20.9	156.2	127.3	91.6	90.2	31.6	12.9	632.0	
3. 柱上変圧器	高圧線共架	km	207.8	59.3	61.7	261	238.8	209.5	162.3	90.5	39.1	1,330	
	新設分	”	375.8	108.7	112.6	469.9	410.1	400.5	342.7	168.8	77.9	2,494	
	小計	”	2,191.0	4,853	5,124	24,914	22,981	20,979	16,549	7,913	3,053	128,276	
5. 計器	低圧单相用	個	184	12	64	533	415	452	456	152	35	2,302	
	低圧3相用	”	1	-	-	2	-	7	7	-	-	17	
	高圧3相用	”	378	156	162	907	687	575	595	208	96	3,764	
6. 街路灯	”												

7-2.4 COOP 設備

A 事務所

NEA は General plant と称する COOP の統轄事務所を各 COOP に設置する計画をもっており、既に CAGELCO および ISELCO については建設を終っている。従って残る 7 COOP についても General plant を建設することとした。

事務所	(Headquarter)	1 棟 (計 7 棟)
倉庫	(Warehouse)	1 # (計 7 #)
修理所	(Maintenance)	1 # (計 7 #)
マネージャー宿舎	(GM Residence)	1 # (計 7 #)
集会所	(Multi-Purpose office)	1 # (計 7 #)

なお、上記は何れもコンクリートブロック平家建とした。

B 通信設備

(i) NEA-COOP 間の通信設備

当地域は一部の都市を除いて公衆電話があまり発達していないため、当分の間は NEA と COOP 間の通信連絡の手段としては電報に頼らざるを得ない現状である。建設工事および一般運営上の業務を円滑に推進するためには NEA と COOP 間に通信系統を構成する必要がある。

この通信設備としては NEA-COOP 間の距離が遠距離にあること、また現状では通話以外のデーター伝送は必要でないと考えられるので建設費が安く、また取扱簡単な卓上式の SSB 無線電話を採用することとした。

仕様の概要

周波数帯	短波帯 (4 ~ 23 MHz) 1 ch
通信方式	プレストーク方式
使用側帯波	上側帯波

送信機出力	100W
受信機出力	3W
数量	9組（アンテナおよび非常電源設備を含む）

(2) COOP内の通信設備

事故時および作業時の通信連絡のためCOOPと車両および携帯局間の通信設備として卓上型のVHF/FM無線電話装置を採用することとした。

仕様の概要

周波数範囲	142～162MHz
通信方式	プレトーク方式
送信出力	50W
受信出力	0.5W
数量	
固定局	9局（各COOPに1局）
移動局	54局（6局）

なお、このVHF/FM無線装置の通話可能距離は地形により異なってくるが20～50KmであるためCOOP内の全地域をカバーすることはできない。また将来主要Townに設けるCOOPの出張所とCOOP間の通信設備も必要となるものと思われる。このための中継局の設置や移動局および携帯局の増設が必要になるが、これ等の増設は第2期工事に行なわれるものとし、今回の計画から削除した。

C 輸送設備

工事および保守用として下記の車輛を整備することとした。

配電工事車	14台	主要5 [*] COOPに2台あて、他の4COOPに1台あて
トラック(大型)	9	各COOPに1台
トラック(小型)	14	主要5COOPに2台あて、他の4COOPに1台あて
ジープ	18	各COOPに2台
サービスカー	9	各COOPに1台

* CAGELCO I, II, ISELCO I, III, N. Vizcaya の5 COOP

D 計測器および工具

工事および保守用として必要な計測器および工具を整備する。

主要品目は下記のとおり

(1) 計測器

電圧計, 電流計, メッガー, WHM試験器, 油試験器, 活線電流計, 接地抵抗測定器など

(2) 工具

油圧器, 架線工具, チェーンブロック, チェーンソウなど

E 事務用機械

料金調定用として会計計算機を主要COOPに2台あて、他の4COOPに1台あて配置する。

また複写機を各COOPに1台あて配置する。

7-3. 開発計画についての技術上の諸条件

7-3.1 送電線および配電線のルートについて

当地域は東部、西部および南部を山に囲まれた広大の平原で、送電線および配電線のルートの選定は比較的容易である。

また、当地域の土質は主として砂質粘度又は粘度によって構成されており全般的に土質は堅固であるので、木柱線路については地盤支持力上問題となる個所はないものと思はれる。

今回の調査は K. Apayao 州は軽飛行機によったが、その他の第 1 期工事に含まれる全地域をジープによって調査を行った。その結果、線路の建設上特に大きな問題点はなく、資機材の輸送も比較的容易である。

詳細設計の際、ルートの選定上配慮すべき事項は下記のとおりである。

- (1) N. Vizcaya 州の一部 (Kayapa, Kasibu および Ambuguió), Ifugao 州 Banawei および K. Apayao 州の山岳部を通過する配電線ルートの中に、急峻な斜面を通過し配電線の建設が困難な地域がある。これ等の地点におけるルートの決定にあたっては、熟練した技術者の指導が必要である。
- (2) 当地域のほぼ中央部を南北に Cagayan 河およびその支流の Magat 河が流れており、送電線および配電線がこの河を横断する個所がある。この渡河地点のうち鉄塔による渡河地点 (次項参照) については経間長、洪水位等の再調査および土質調査を行った上有利な渡河地点を選ぶ必要がある。

また、配電線の渡河地点のうち国道に架設された鉄橋に添架する個所が 5 ケ所あるので、これ等の個所については DPH と鉄橋添架についての交渉を行う必要がある。

7-3.2 鉄塔による河川横断個所

送電線および配電線の渡河地点のうち下記の 6 ケ所については鉄塔による河川横

断が必要である。

(渡河地点の見取り図を Appendix-6 に示す)

送電線

Magapit - Looan 間	径間長	350 m
Tuguegarao - Sta Maria 間	"	380 m

配電線

Roman - Potia 間	径間長	270 m
Ilagan - Magsaysay 間	"	410 m
Cabatuan - Aurora 間	"	300 m
Solano - Quezon 間	"	300 m

上記の渡河地点については平面縦断面測量および地質調査を行って渡河地点を決定する必要がある。

また、この渡河地点のうち Tuguegarao ~ Sta Maria 間については、略図に示す地点より更に下流側に移動することが出来れば送電線の亘長を短縮することができるので再調査を行う必要がある。

今回行った河川横断鉄塔の予備設計の概要は下記のとおりである。

- (1) 横断鉄塔を耐張型とするか或は直線型鉄塔として別に耐張型鉄塔を設けるかについては、他の支持物がすべて木柱を使用するため横断鉄塔を耐張型とする方が鉄塔重量が1横断個所について約2t減少し、有利である。
- (2) 横断鉄塔は下記の3種の設計条件によって概略設計を行った。

項目	I 型	II 型	III 型	摘要
径間長	380m	400m	350m	将来1回線増架可能
回線数	2回線	2回線	2回線	
電線	170mm ² ACSR	120mm ² ACSK	120mm ² ACSR	
架空地線 (又は中性線)	55mm ² GSW	120mm ² ACSR	120mm ² ACSR	
水面上高さ	8m	8m	8m	
風圧荷重 鉄塔	290 kg/cm ²			
がいし	140 "			
架渉線	100 "			
最大使用張力	2210kg	2000kg		

この結果、鉄塔塔体は何れも日本電力用規格の3V-3型鉄塔が適合し、鉄塔脚部長さの増減によって調整することで予備設計を行った、Fig 7-12は上記I型に使用する鉄塔の外形図を示す。(鉄塔重量8.1t)

基礎については上部層の土質は良好であるが深部の土質は不明のため、鉄塔数の半数について20mの鋼管杭を1基について8本打設することとし、その他は直接基礎(許容地耐力40t/m²)として予備設計を行った。

注1) 数ヶ所についてCone Penetro Meterによって土質調査を行ったが、

Tuguegarav ~ Sta Maria 間渡河地点のデータは下記のとおりである。

深さ	粘着力 (kg/cm ²)
95cm	5 kg/cm ²
195cm	5.5 kg/cm ²
276cm	5.8 kg/cm ²

ii) 鉄橋架設地点の土質データ収集のため各Highway officeを訪問したがデータが得られなかった。

iii) Magapit 附近に鉄橋が建設中であり、現地技術者に聞いた処では左岸側のみ鋼管杭(30m)を打設し基礎工事を行ったとのことであった。

Ⅳ) 各渡河地点を調査した処では各地点とも土質は大體良好で、特に右岸側が左岸側よりも良好であると判断した。

Ⅴ) 地下水位は一般的に低く川の傍の民家の井戸を調査した処では6 m又はそれ以上であった。

7-3.3 既設配電線路および他のプロジェクトにて計画中の配電線路について

Region II 地域には Table 3-1 は示したように約 9,626 KW のディーゼル発電機があり、それぞれ高圧又は低圧配電線によって需要家に供給されている。

これ等の配電線のうち ISELCO I および CAGELCO I の配電線は設備も新しく、また設計基準も本報告書と殆んど同一であるから改修を行うことなくそのまま受入れ可能である。その他の私企業の配電線の配電々圧は 2000V 又は低圧を採用しており、また設備も不良なものが多いので本プロジェクトに受入れることはできない。また、Cagayan 州の Cagayan 河沿いの地域に日本の経済援助による Cagayan Integrated Agricultural Development Project によってポンプ所および一般電化のための配電線が計画されている。

これ等の既設配電線および他のプロジェクトによって計画中の配電線については下記のとおり対処することとした。

(1) ISELCO I および CAGELCO I の配電線

ISELCO I および CAGELCO I の配電線は前述したとおり、そのまま受入れ可能であるので、1977年3月現在の既設々備の全部および確定した建設計画分を今回の工事範囲から除外する。

この設備概要は Table 7-6 に示しているが、高圧配電線の亘長は ISELCO I 180.5 Km CAGELCO I 124 Km である。

(2) Cagayan Integrated Agricultural Development Project

このプロジェクトによって計画された配電線の設計基準は本報告書と殆んど同一の

ものが採用されているのでこのプロジェクトにて計画されている配電線の計画数量を本報告書の工事数量から削除した。

この設備概要は Table 7-6 に示しているが高圧配電線の亘長は 60.5 Km である。

(3) その他の既設配電線

その他の既設配電線は前述したように電圧も異りまた、設備の維持状態も悪いので受入れることが出来ない。

従って本報告書では既設の配電線より受電している需要家を含めて供給することで計画した。

7-4. 資機材の調達区分

本報告書で計画した工事に必要な資機材の調達は下記によることとした。

設 備	外 貨	内 貨	摘 要
69KV送電線	(1) 鋼製プレス (2) ボルト、ナット その他装 柱用鋼製品 (3) 電線架空地線および附属 金物 (4) がいしおよび附属金物 (5) 接地用導体および附属金 物 (6) 支線材料 (7) 鉄塔および鋼管杭 (8) 架線工具	(1) 木 柱 (2) 腕 木 (3) 木製プレス (4) 根 か せ (5) 基礎用資材 セメント、鉄筋、砂、砂利 (6) 工具および雑材料の うち現地調達可能なも の	
変電所および 電力線搬送電 話	(1) 変圧器、しゃ断器その他 すべての機器 (2) 電線がいしおよび附属金 物（制御ケーブルなどを含 む） (3) 接地工事用材料 (4) 屋外鉄構 (5) 工具および計測器	(1) 建物（給排水、フェ ンス等附属設備を含む） (2) 基礎工事用資材 （送電線と同じ） (3) 工具および雑材料の うち現地調達可能なも の	
配電設備	(1) 鋼製プレス (2) ボルト、ナットその他装 柱用鋼製品 (3) 電線および附属金物 (4) がいしおよび附属金物 (5) 接地導体および附属金物 (6) 柱上変圧器 (7) 開閉器避雷器などの機器 (8) S V R (9) 支線材料 (10) 鉄塔および鋼管杭	(1) 木 柱 (2) 腕 木 (3) ボルト、ナット類の 1 部 (4) 木製プレス (5) 根 か せ (6) 引込線用絶縁電線 (7) 基礎工事用資材 (8) 工具および雑材料の うち現地調達可能なも の	
事務所設備	(1) 無線通信機 (2) 自動車輛 (3) 工具および計測器 (4) 会計計算機および複写機	(1) 建 物 （給排水、フェス等附 属設備を含む） (2) 工具のうち現地調達 可能なもの (3) 事務所用什器類	

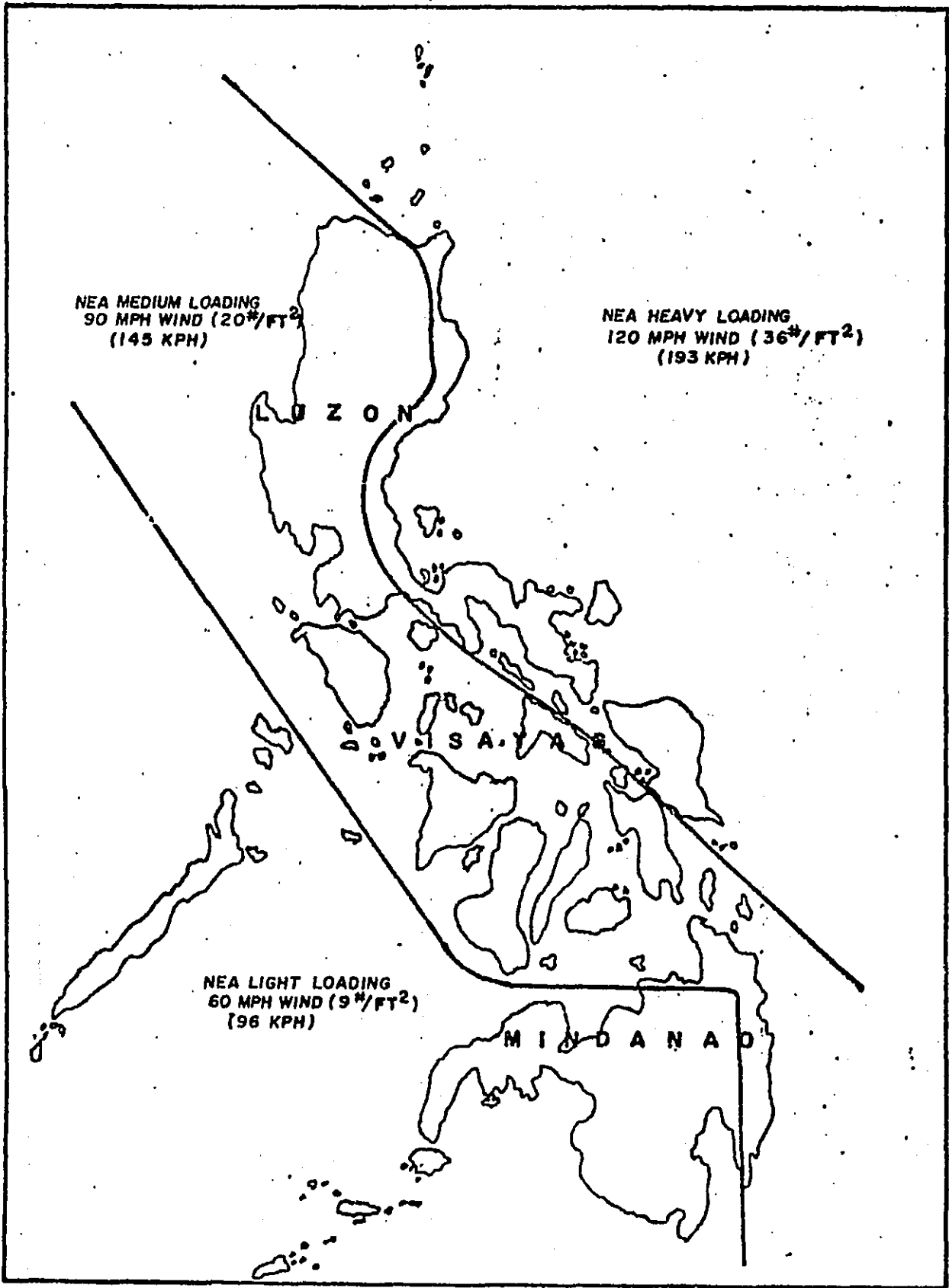
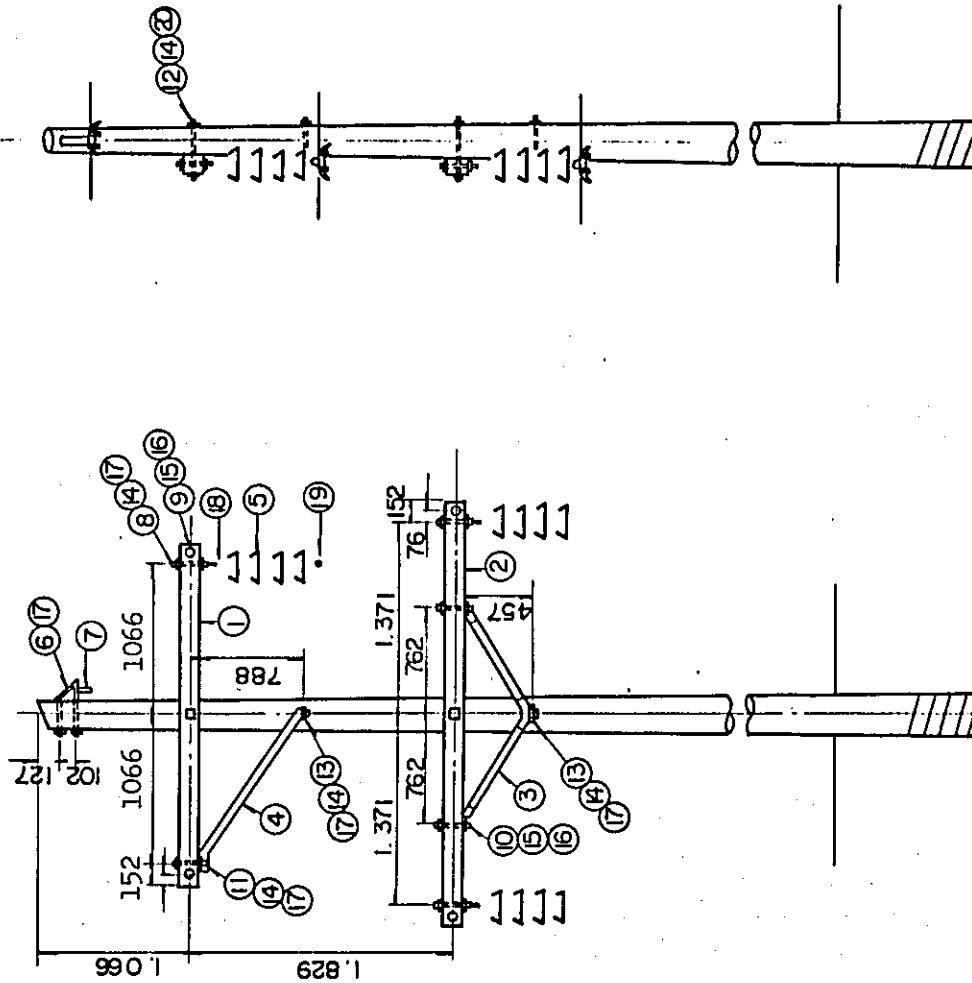


Fig. 7-6 MAP SHOWING WIND LOADING DISTRICTS IN THE PHILIPPINES

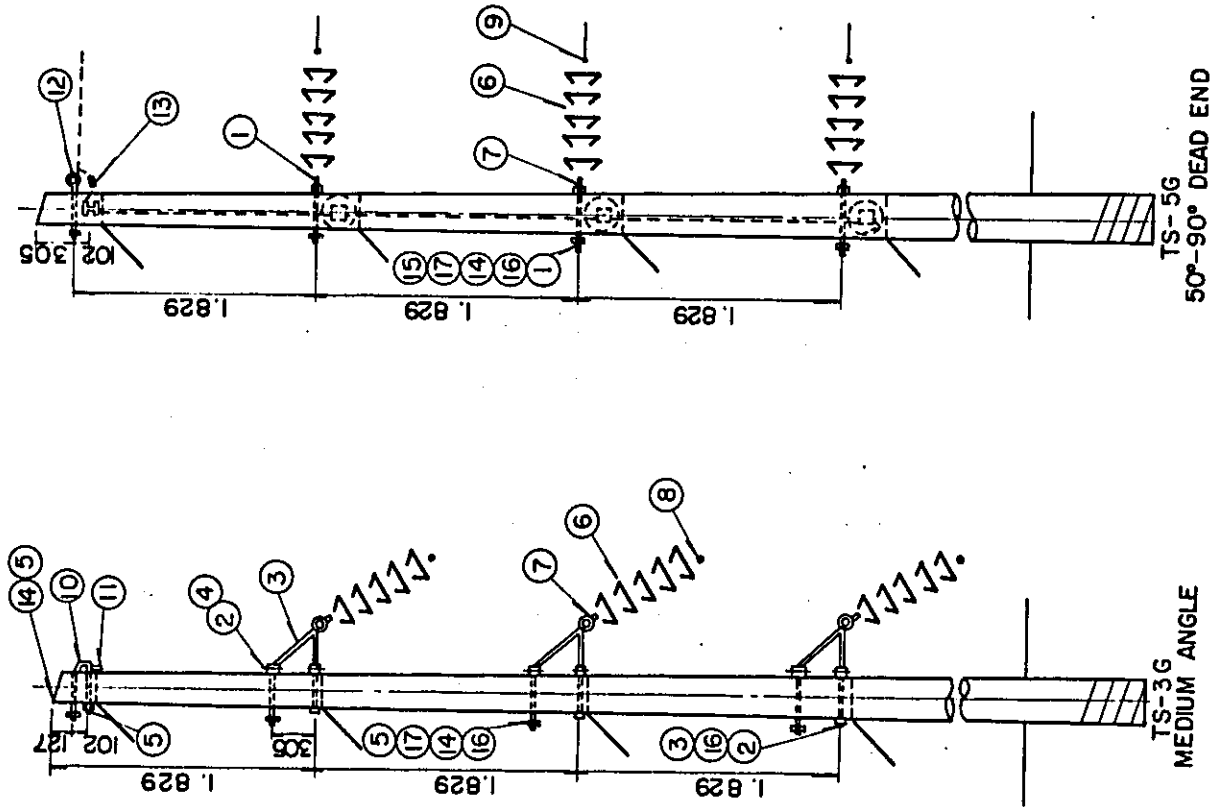
Fig. 7-7



LIST OF MATERIALS	
DRG. REF.	DESCRIPTION
1	45/8" x 55/6"x8'-0" Wood Crossarms
2	45/8" x 55/6"x10'-0" Wood Crossarms
3	60" Wood Crossarm Brace
4	48" Alby Arm Brace
5	53/4" x 10" Suspension Insulator
6	Ground Wire Cable Support
7	Ground Wire Suspension Clamp
8	5/8" x 8" Eye Bolt
9	1/2" x 6" Machine Bolt
10	1/2" x 8" Machine Bolt
11	5/8" x 8" Machine Bolt
12	3/4" x 18" Machine Bolt
13	5/8" x 14" Machine Bolt
14	2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" Galv. Sq. Washer, 13/16" Hole
15	13/8" Galv. Round Washer 9/16" Hole
16	Locknuts for 1/2" Bolt
17	Locknuts for 5/8" Bolt
18	Suspension Hook
19	Suspension Clamp and Connecting Piece
20	Locknuts for 3/4" Bolts
21	Armor Rod - Single Support

TRANSMISSION LINE TANGENT STRUCTURE
69 KV. SINGLE POLE SUSPENSION

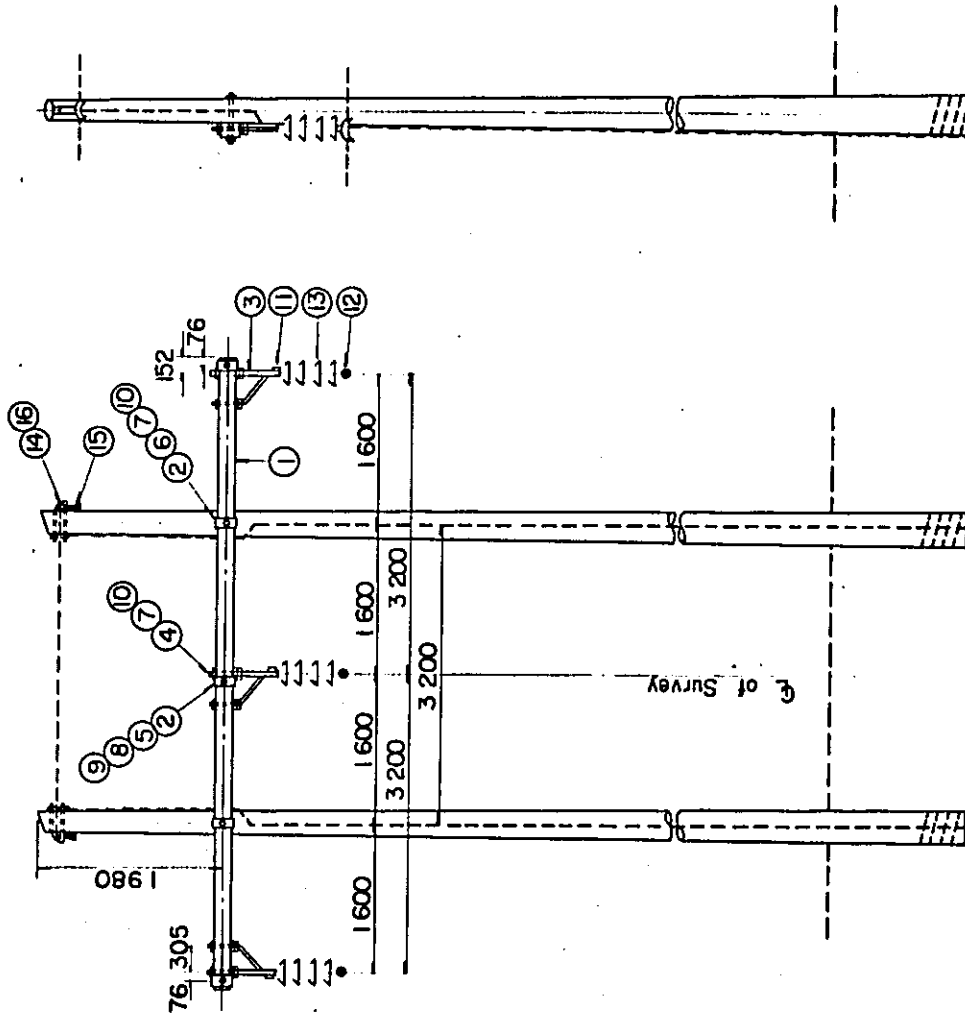
Fig. 7-8



DRG REF.	REQUIRED TS-3G/TS-5G	DESCRIPTION
1	8	3/4" Shoulder Eye Bolt, x 14"
2	6	5/8" Claws Bolt, x 14" and 16"
3	3	3/4" Angle Bracket
4	6	2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" Galv. Sq. Washer, 3/16" Hole
5	8	Locknuts for 5/8" Bolt
6	15	5 3/4" x 10" Suspension Insulator
7	3	Suspension Hook
8	3	Suspension Clamp & Connecting Piece
9	6	Dead End Clamp & Connecting Piece
10	1	Ground Wire Cable Support
11	1	Ground Wire Suspension Clamp
12	2	Ground Wire Dead End Clamp
13	1	6-3 Bolt Clamp
14	4	Ground Wire Clamp
15	8	Locknuts for 3/4" Bolt
16	6	Washer, Square, Curved, 4" x 4" x 1/4" x 13/16" Hole
17	3	Spring Washer
18	3	Armor Rod Single
19	3	Compression Connector

TRANSMISSION LINE VERTICAL STRUCTURES
69 KV. SINGLE POLE SUSPENSION WITH OVERHEAD GR'D

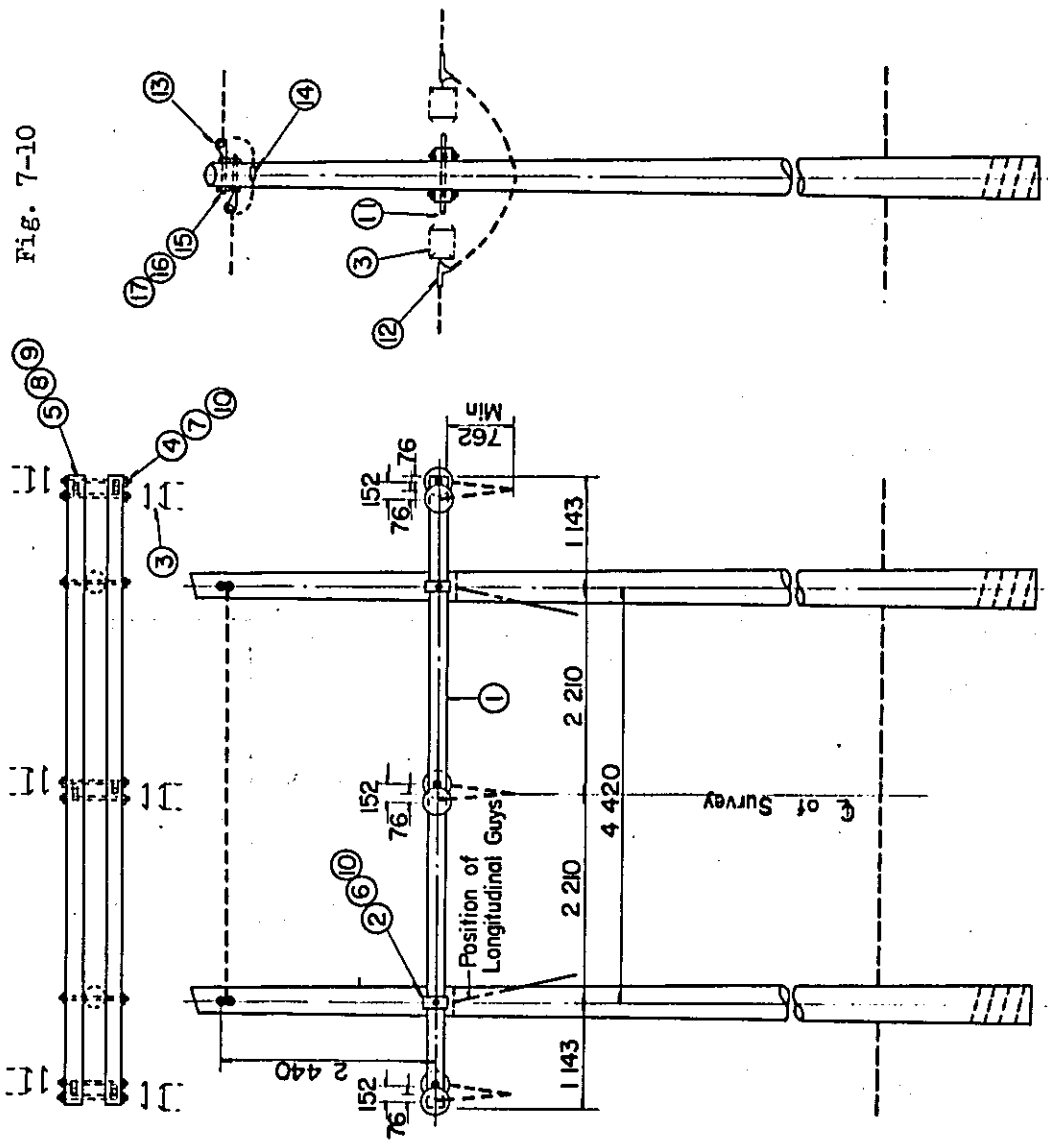
Fig. 7-9



Q&A REF	Q&A REQD	DESCRIPTION
1	1	55/8"x75/8"x22'-0" Wood Crossarm
2	8	Reinforcing Plate for 8" Crossarm
3	3	3/4" Angle Bracket
4	6	3/4"x10" Clevis Bolt
5	3	1/2"x8" Machine Bolt
6	2	3/4"x18" Machine Bolt
7	14	4"x4"x3/16" Galv. Sq. Washer, 13/16" Hole
8	6	13/8" Galv. Round Washer 9/16" Hole
9	3	Locknuts for 1/2" Bolt
10	8	Locknuts for 3/4" Bolt
11	3	Suspension Hook
12	3	Suspension Clamp & Connecting Piece
13	12	53/4"x10" Suspension Insulator
14	3	Armor Rod Single
15	2	Ground Wire Cable Support
16	2	Ground Wire Suspension Clamp
17	4	Locknuts for 5/8" Bolt

TRANSMISSION LINE TANGENT STRUCTURE
69 KV. H-FRAME SUSPENSION-TWO POLE-BRACKETS

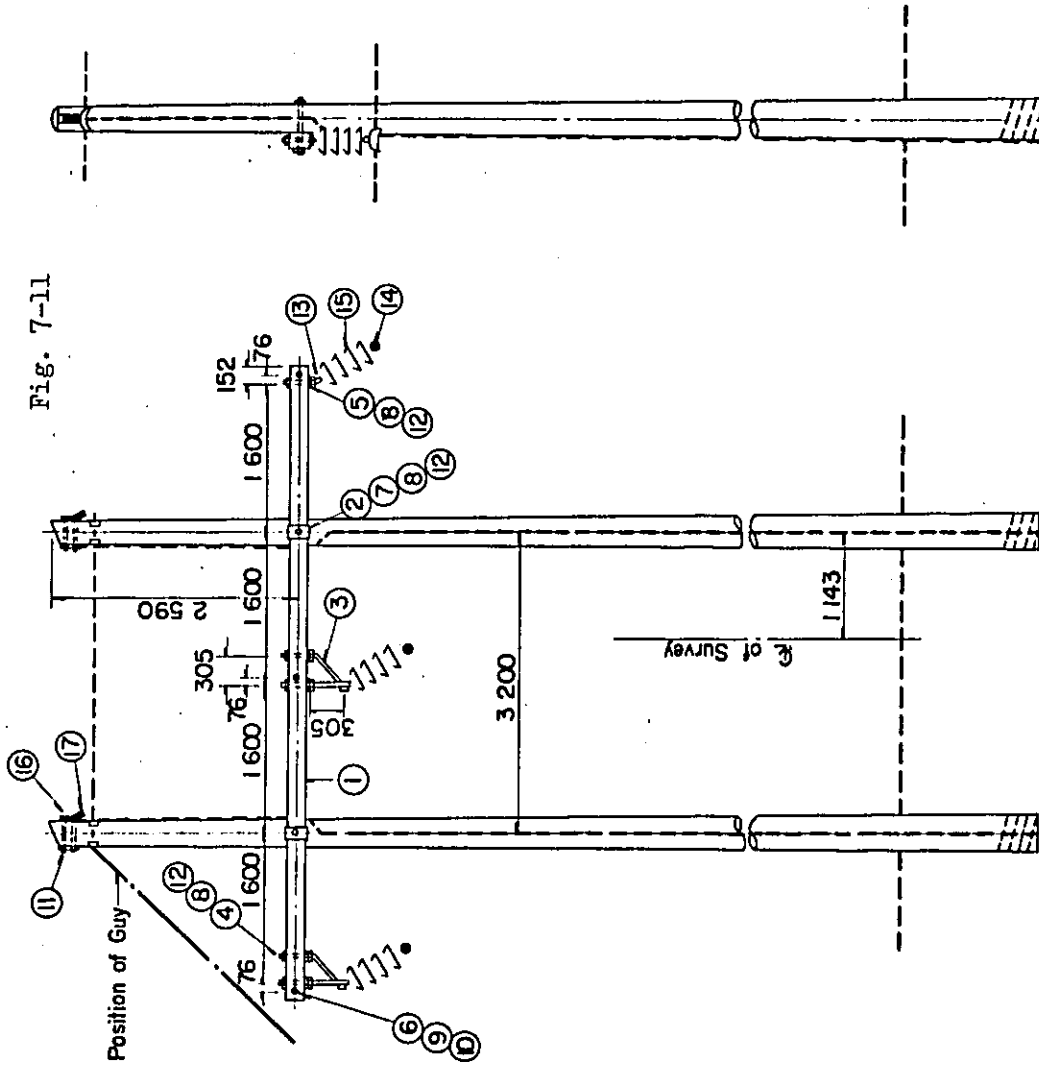
Fig. 7-10



LIST OF MATERIAL	
ORG REF	DESCRIPTION
1 2	55/8"x75/8" Wood Crossarm x 22'-0"
2 4	Reinforcing Plate for 8" Crossarm
3 36	53/4"x10" Suspension Insulator
4 6	3/4"x26" Double Arm Eye Bolt
5 6	5/8"x10" Machine Bolt
6 2	3/4"x20" Machine Bolt
7 24	4"x4"x3/16" Galv. Sq. Washer, 13/16" Hole
8 12	2 1/4"x2 1/4"x3/16" Galv. Sq. Washer, 13/16" Hole
9 6	Locknuts for 5/8" Bolt
10 8	Locknuts for 3/4" Bolt
11 6	Suspension Hook
12 6	Dead End Clamp & Connecting Piece
13 4	Ground Wire Dead End Clamp
14 2	6"-3 Bolt Clamp
15 4	5/8"x14" Eye Bolt
16 8	4"x4"x1/4" Galv. Sq. Washer, 13/16" Hole
17 4	Locknuts for 5/8" Bolt

TRANSMISSION LINE DEAD END STRUCTURE
 69 KV. TWO POLE DOUBLE DEAD END

Fig. 7-11



LIST OF MATERIAL		DESCRIPTION
DRG REF	REQD	
1	1	55/8" x 75/8" x 22'-0" Wood Crossarm
2	1	Reinforcing Plate for 8" Crossarm
3	2	3/4" Angle Bracket
4	4	3/4" x 10" Clevis Bolt
5	1	3/4" x 10" Eye Bolt
6	3	1/2" x 8" Machine Bolt
7	2	3/4" x 18" Machine Bolt
8	12	4" x 4" x 3/16" Galv. Sq. Washer, 3/16" Hole
9	6	2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" Galv. Sq. Washer, 9/16" Hole
10	3	Locknuts for 1/2" Bolt
11	4	Locknuts for 5/8" Bolt
12	7	Locknuts for 3/4" Bolt
13	3	Suspension Hook
14	3	Suspension Clamp & Connecting Piece
15	15	53/4" x 10" Suspension Insulator
16	2	Ground Wire Cable Support
17	2	Ground Wire Suspension Clamp
18	3	Armor Rod Single

TRANSMISSION LINE MEDIUM ANGLE STRUCTURE
69 KV. H. FRAME SUSPENSION-TWO POLE W/BRAKETS

Fig. 7-12 69KV TOWER CONSTRUCTION FOR RIVER CROSSING

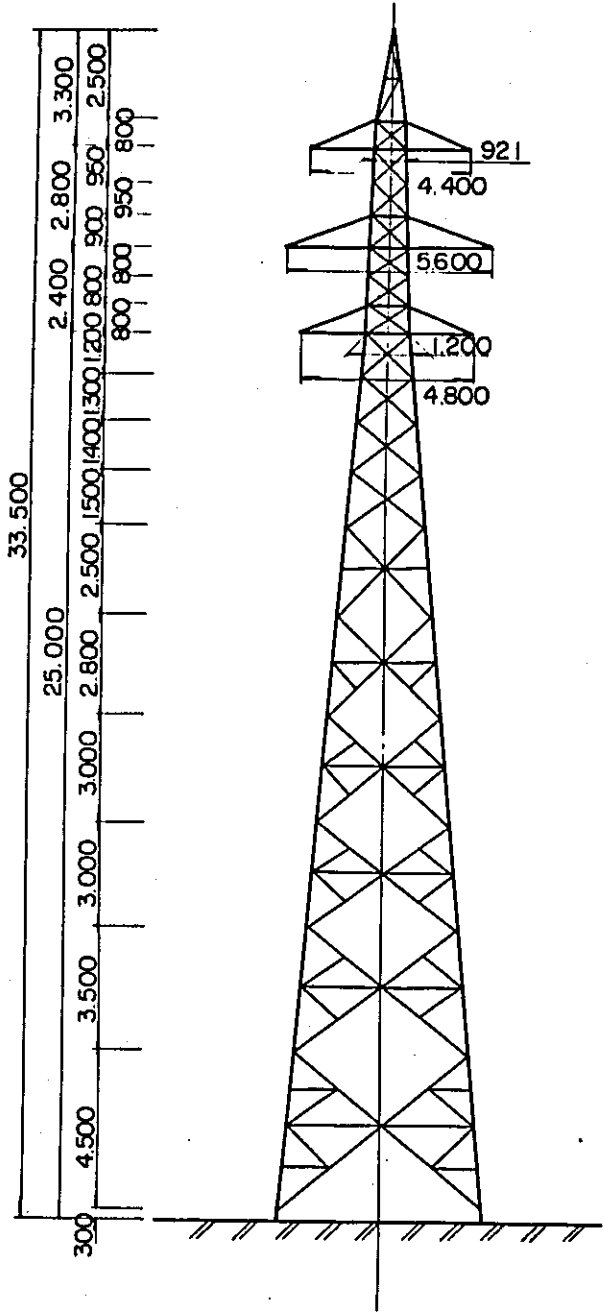
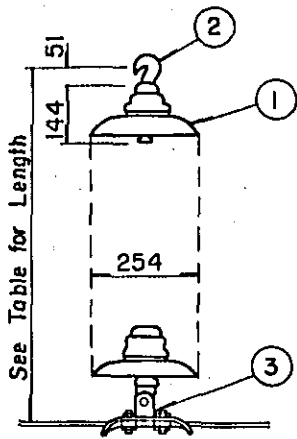
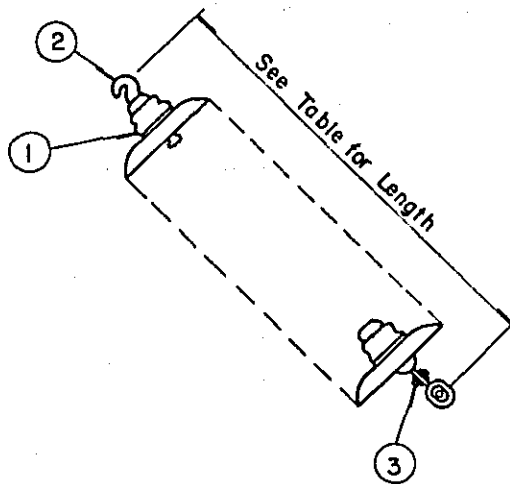


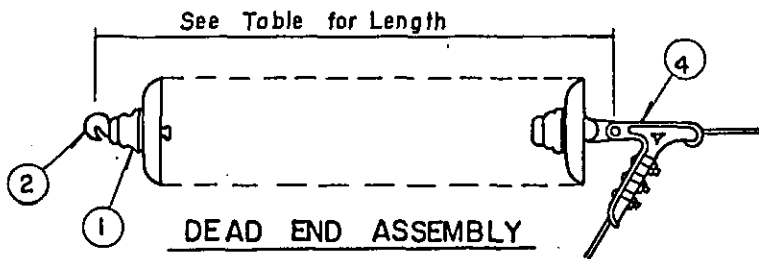
Fig. 7-13



TANGENT ASSEMBLY



ANGLE ASSEMBLY



DEAD END ASSEMBLY

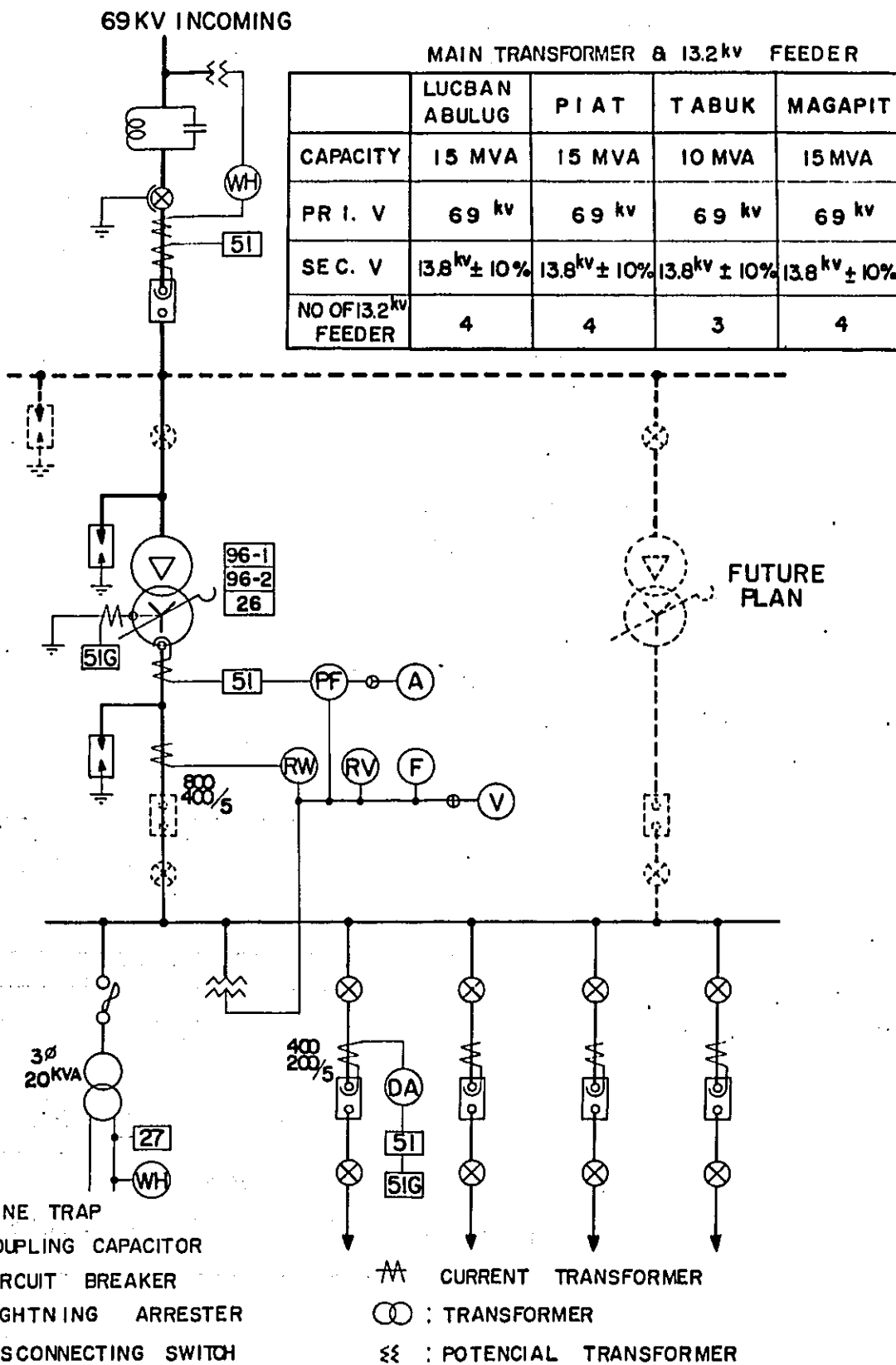
Voltage Class	TANGENT		ANGLE		DEAD END	
	Units	Length	Units	Length	Units	Length
69 KV	4	762	5	914	6	1096
						356

LIST OF MATERIAL

REQ'D	REQ'D	DESCRIPTION
1		5 3/4" x 10" Suspension Insulator
2	1	Suspension Hook
3	1	Suspension Clamp & Connecting Piece
4	1	Dead End Clamp & Connecting Piece

GUIDE TO
INSULATOR STRING ASSEMBLIES

Fig. 7-14 SINGLE LINE DIAGRAM OF 69/13.8kv SUBSTATION

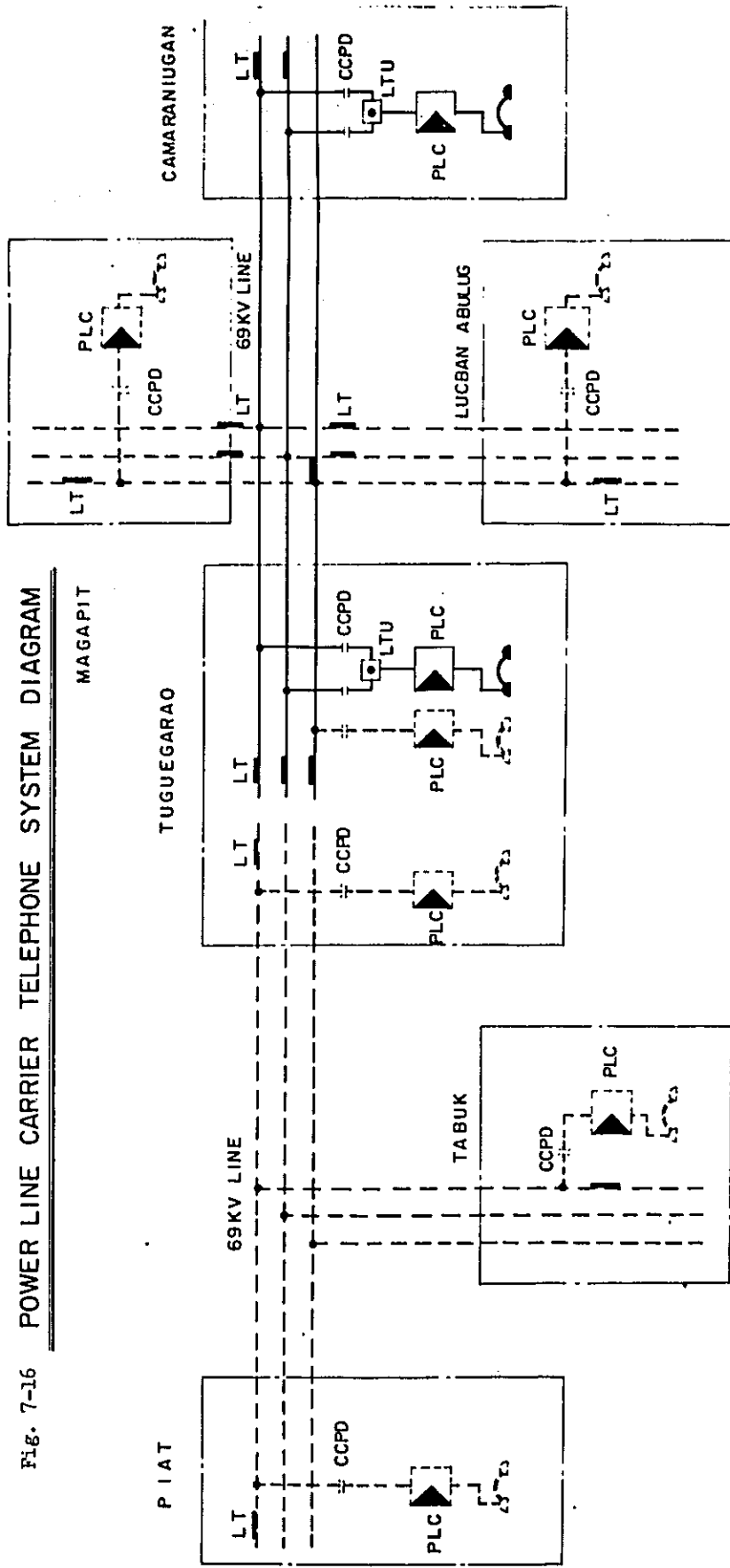


電力線搬送電話回線設計書

Table 7-8

	項 目	区 間					
		Tuguegarao Tabuk	Tuguegarao Piat	Tabuk Piat	Tuguegarao Luclan-Abulug	Tuguegarao Camalaniugan	Tuguegarao Magapit
送 信	分波ろ波器損失						
	給電線損失	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	結合装置損失	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	BC挿入損失	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	その他 (計)	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
線 路	線路損失	9.3	10.2	11.4	14.1	7.0	9.5
	分岐損失	6.0	6.0	6.0	6.0	3.0	6.0
	ブリッジ損失 (計)	15.3	16.2	17.4	20.1	10	15.5
受 信	BC挿入損失	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	結合装置損失	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	給電線損失	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	分波ろ波器損失						
	その他 (計)	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	伝送損失合計	20.9	21.8	23.0	25.7	15.6	21.1
	装置出力	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0
	受信入力	6.1	5.2	4.0	1.3	11.4	5.9
	線路雑音(雨天時)	35	35	35	35	35	35
	S/N(雨天時)	41.1	40.2	39.0	36.3	46.4	40.9
	S#(晴天時)						
	周波数	200KHz	200KHz	200KHz	200KHz	200KHz	200KHz
	線路亘長	58Km	67Km	79Km	106Km	70Km	50Km
	伝送回路方式	アースリターン	アースリターン	アースリターン	アースリターン	メタリック	アースリターン

Fig. 7-16 POWER LINE CARRIER TELEPHONE SYSTEM DIAGRAM



LEGEND :

- LT : Line Trap
- CCPD : Coupling Capacitor Potencial Device
- PLC : Power Line Carrier Equipment
- LTU : Line Tuning Unit
- : New Construction in This Project

Fig. 7-17 Distribution System - 7.62/13.2 kV, 3 Phase, 4 Wire, Common Neutral
Multiple Grounding System.

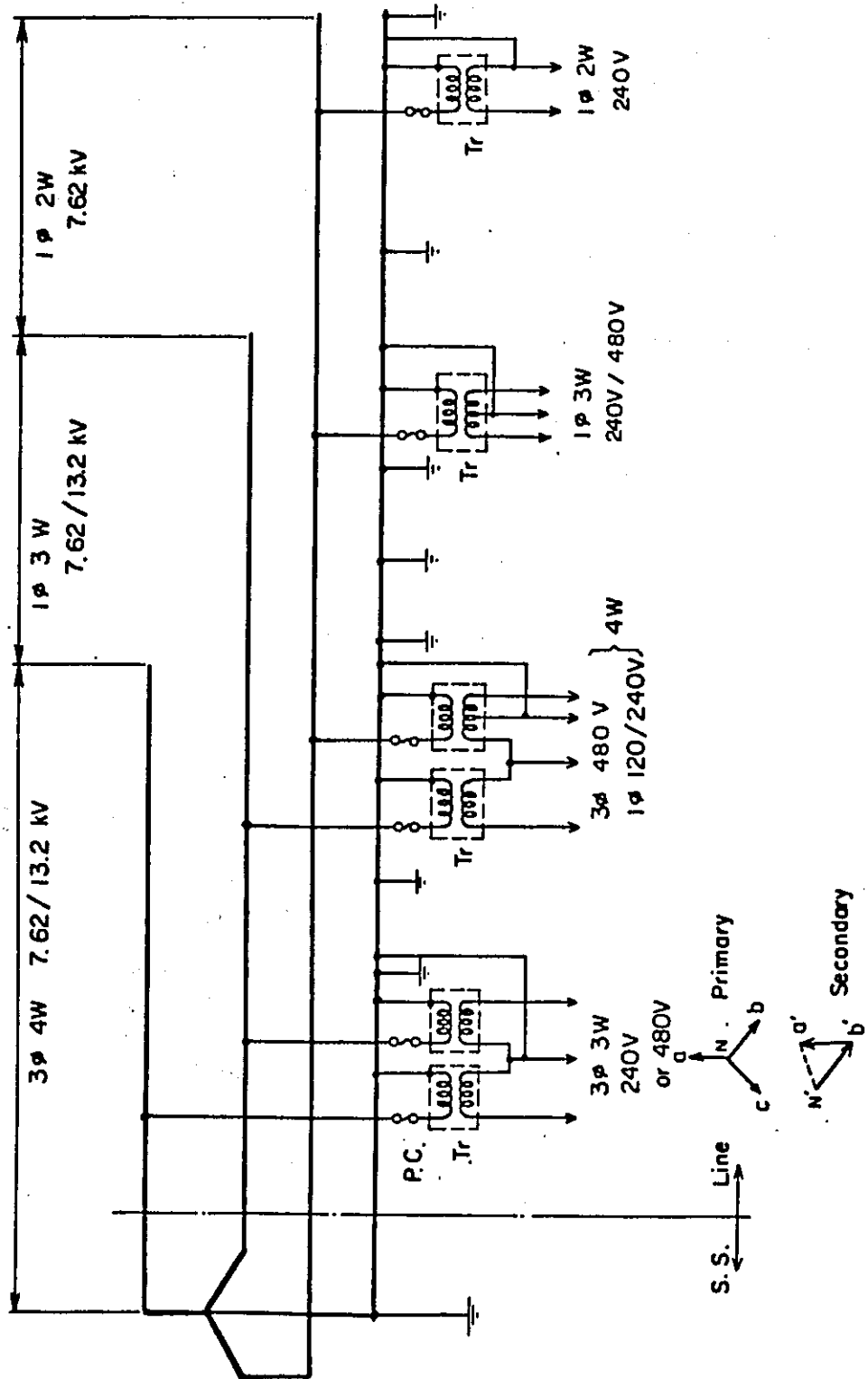
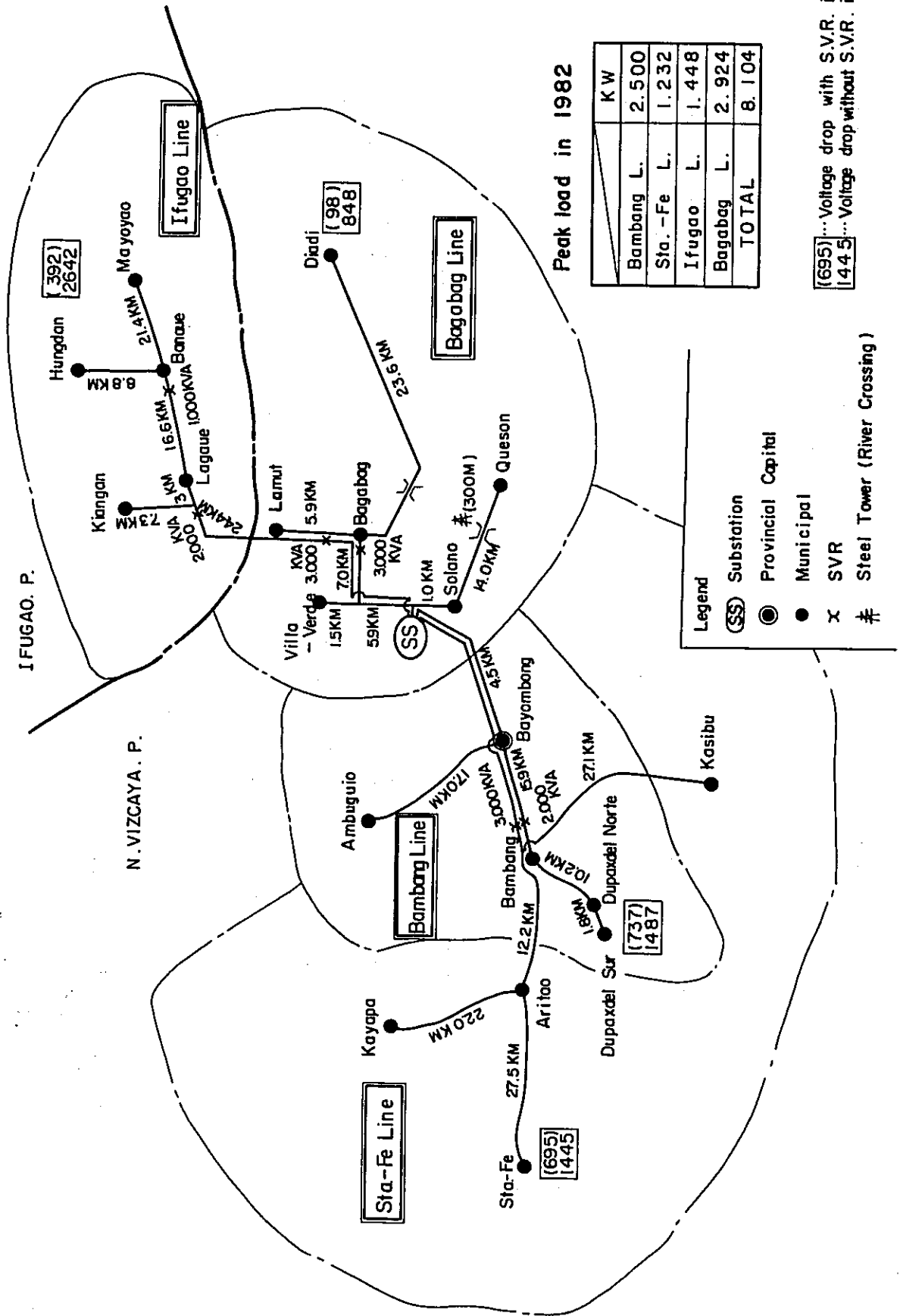


Fig. 7-18 SOLANO S S BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

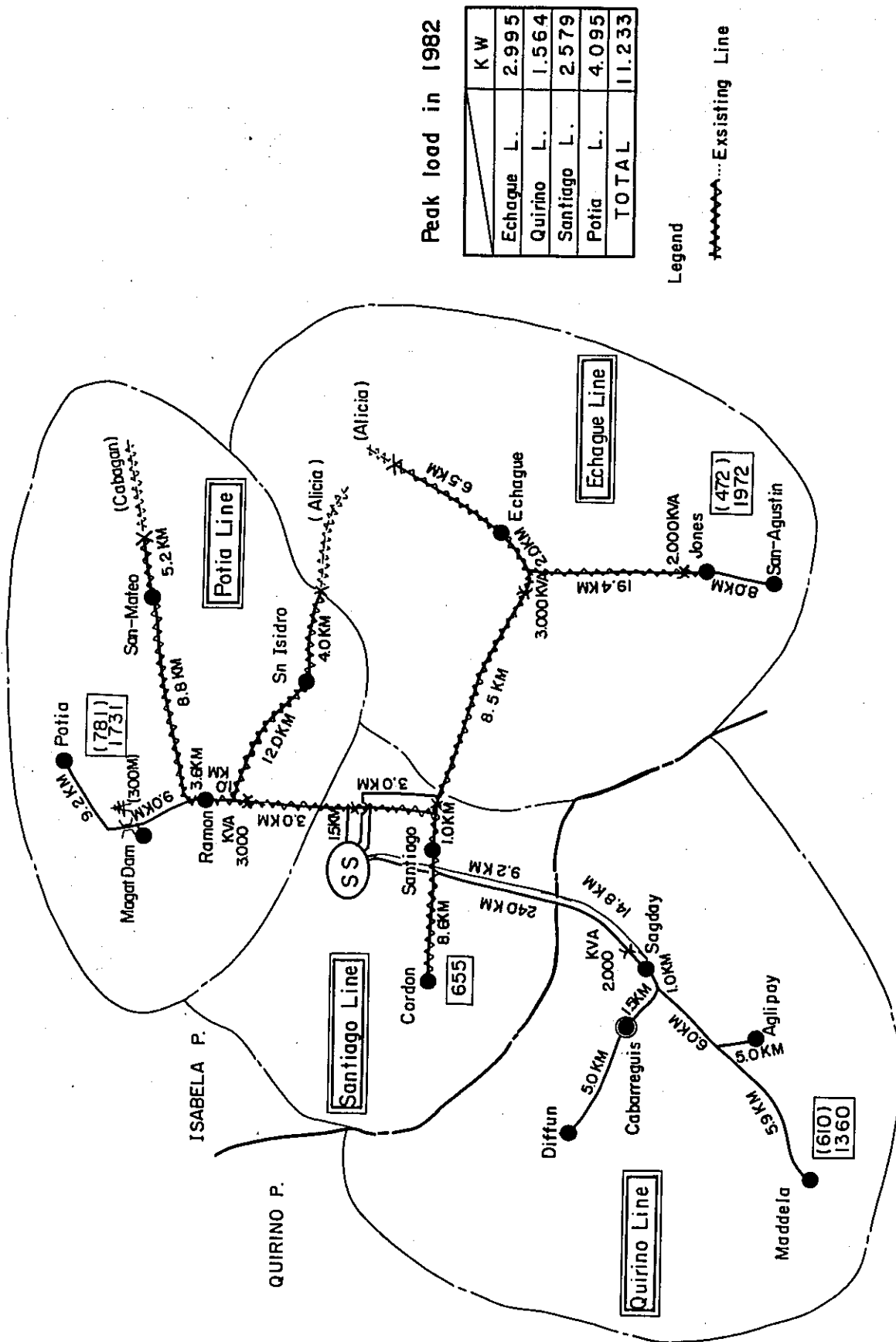
	KW
Bambang L.	2,500
Sta.-Fe L.	1,232
Ifugao L.	1,448
Bagabag L.	2,924
TOTAL	8,104

Legend

- (SS) Substation
- Provincial Capital
- Municipal
- x SVR
- # Steel Tower (River Crossing)

(695) ... Voltage drop with S.V.R. in 1982
 (1445) ... Voltage drop without S.V.R. in 1982

FIG. 7-19 SANTIAGO SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

	K W
Echague L.	2.995
Quirino L.	1.564
Santiago L.	2.579
Potia L.	4.095
TOTAL	11.233

Legend

----- Existing Line

FIG. 7-20 CAUYAN SS BACK-BONE LINE MAP

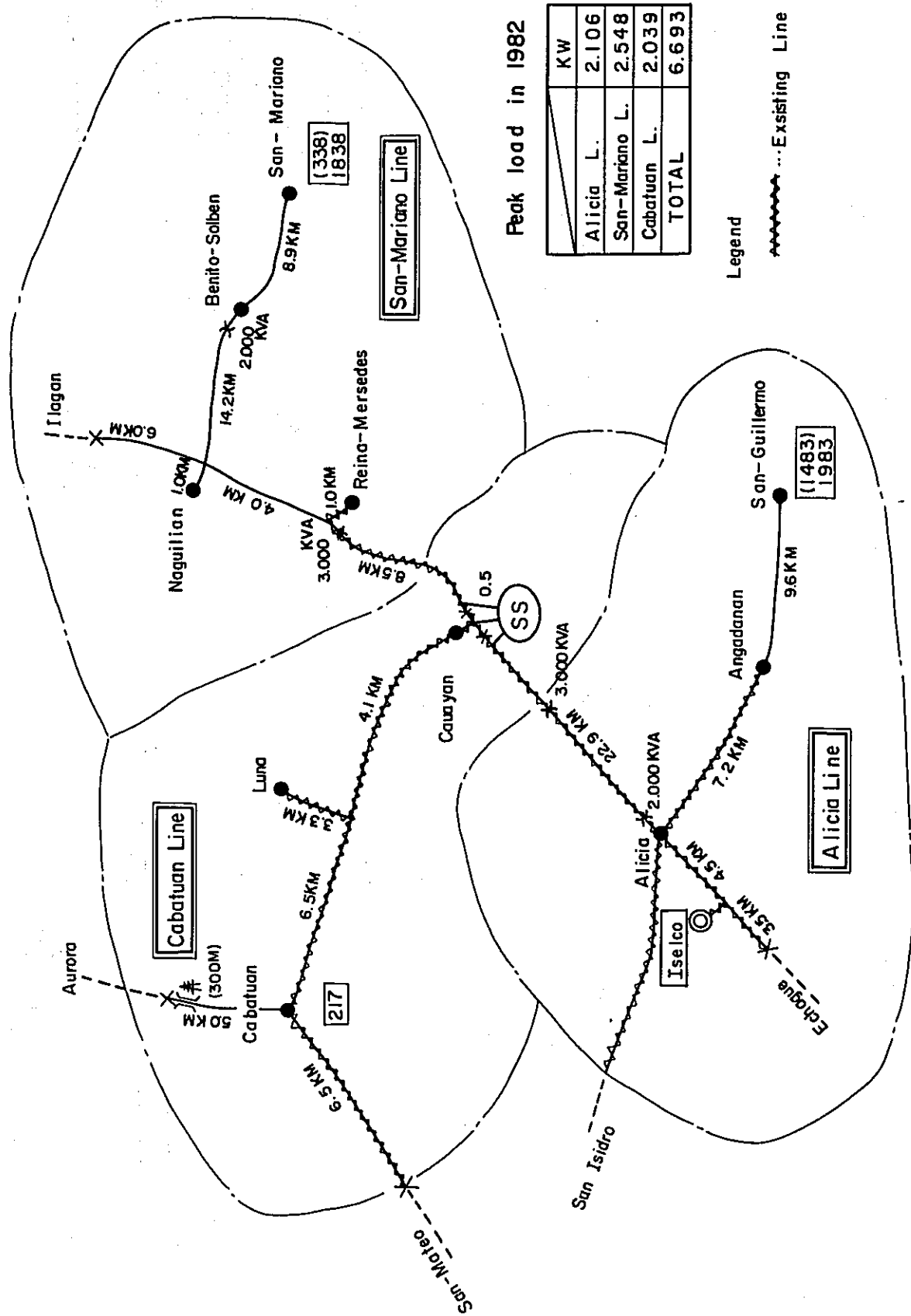
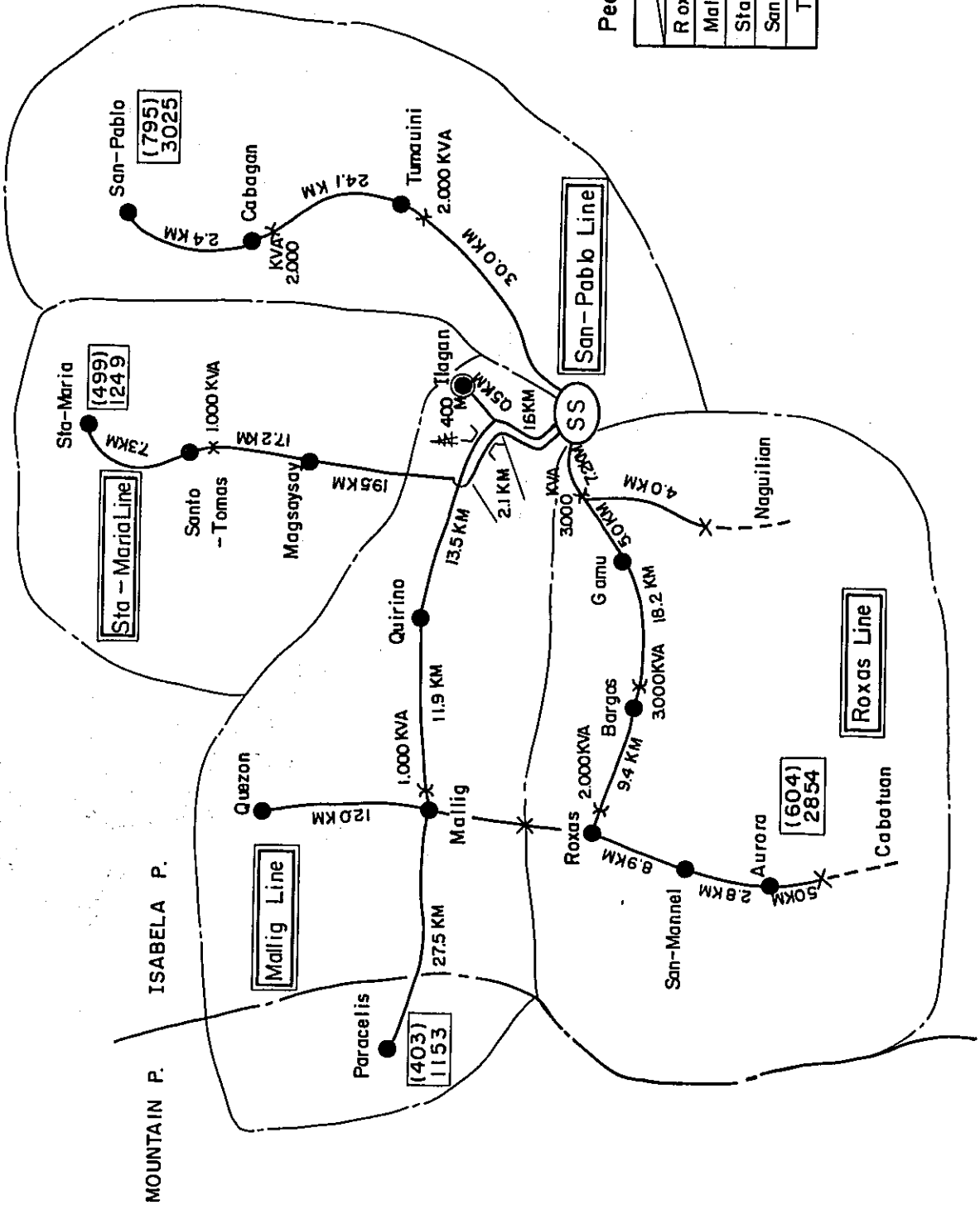


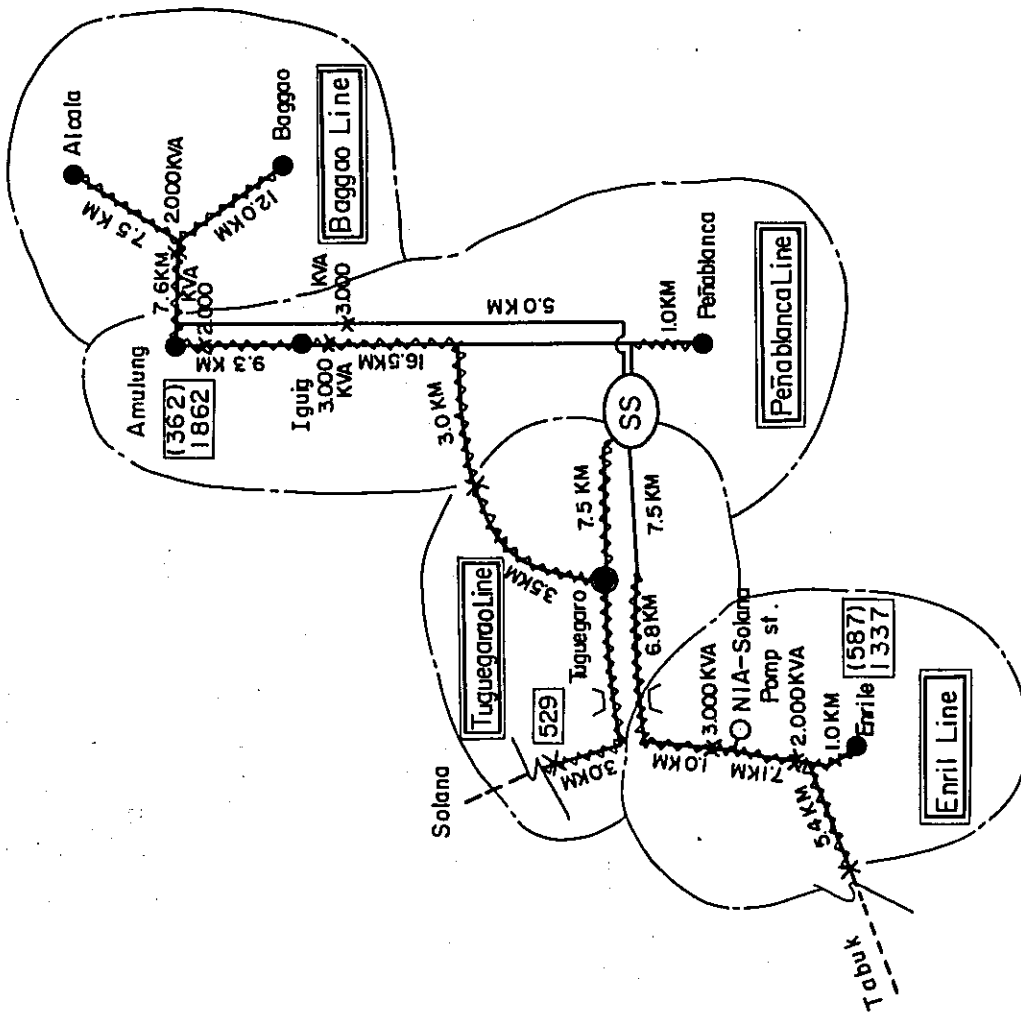
FIG. 7-21 ILAGAN SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

	KW
Roxas L.	3,006
Mallig L.	3,474
Sta-Maria L.	1,039
San-Pablo L.	2,392
TOTAL	9,911

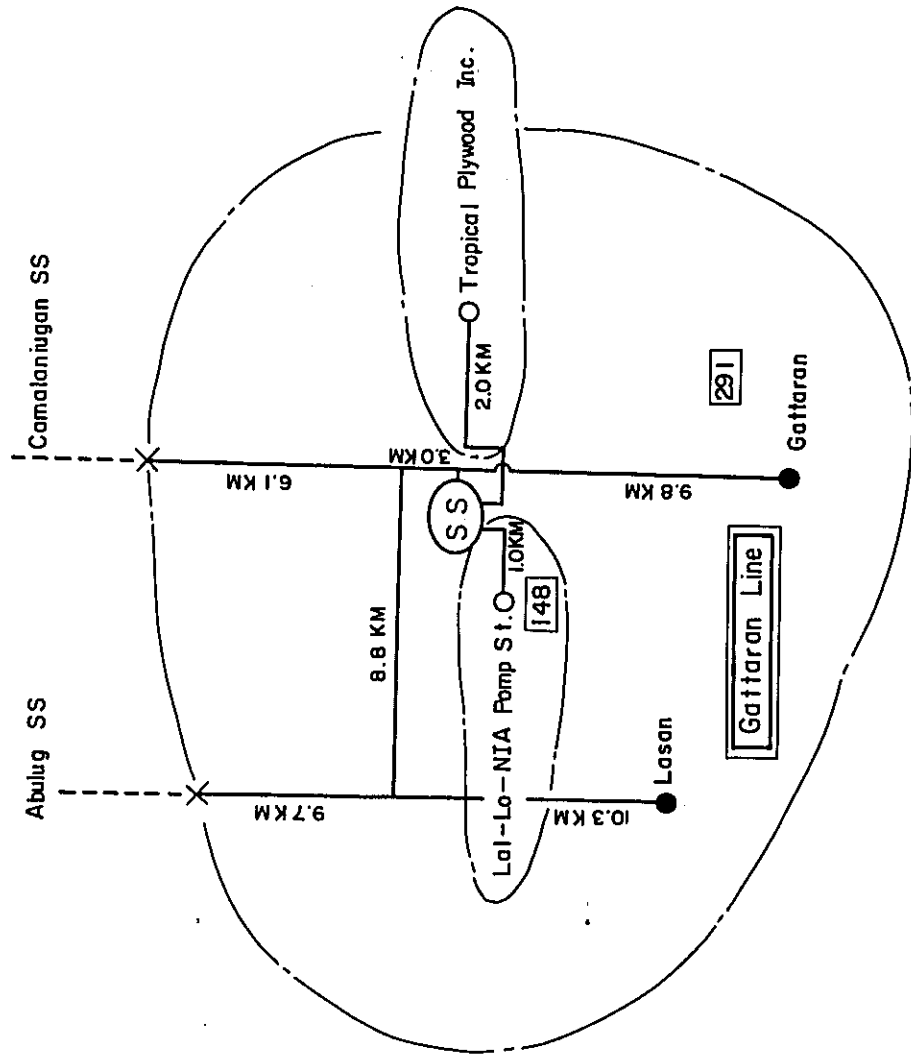
Fig. 7-22 TUGUEGARAO SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

	KW
Enrile L.	2.221
Tuguegarao L.	2.110
Peña Blanca L.	2.507
Baggao L.	1.284
TOTAL.	8.122

Fig. 7-23 Magapit SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

	KW
Gattaran L.	1.140
Lal-Lo-NIA L.	5.187
Tropical Wood L.	2.701
TOTAL	9.028

Fig. 7-24 CAMALANIUGAN SS BACK-BONE LINE MAP

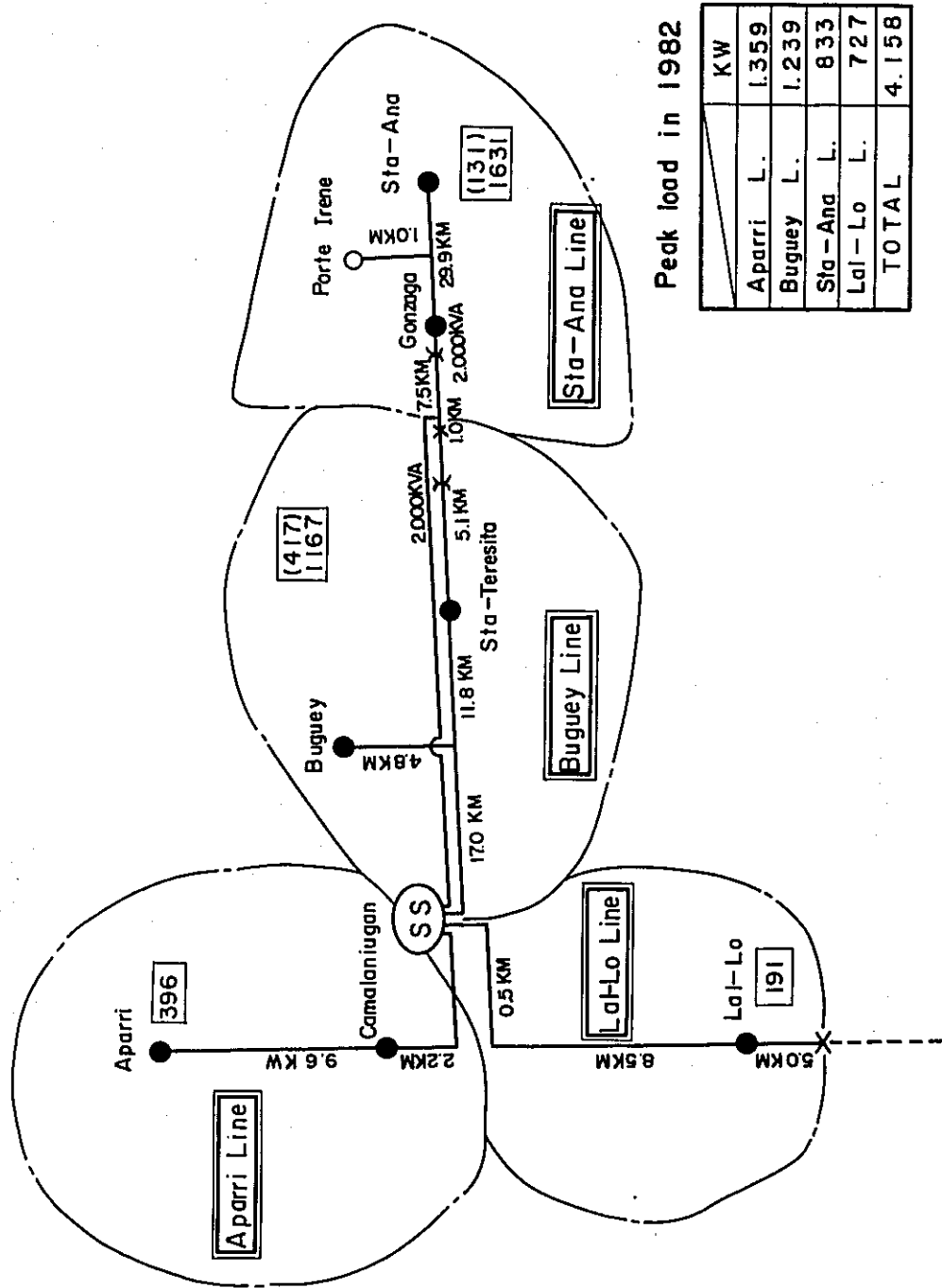
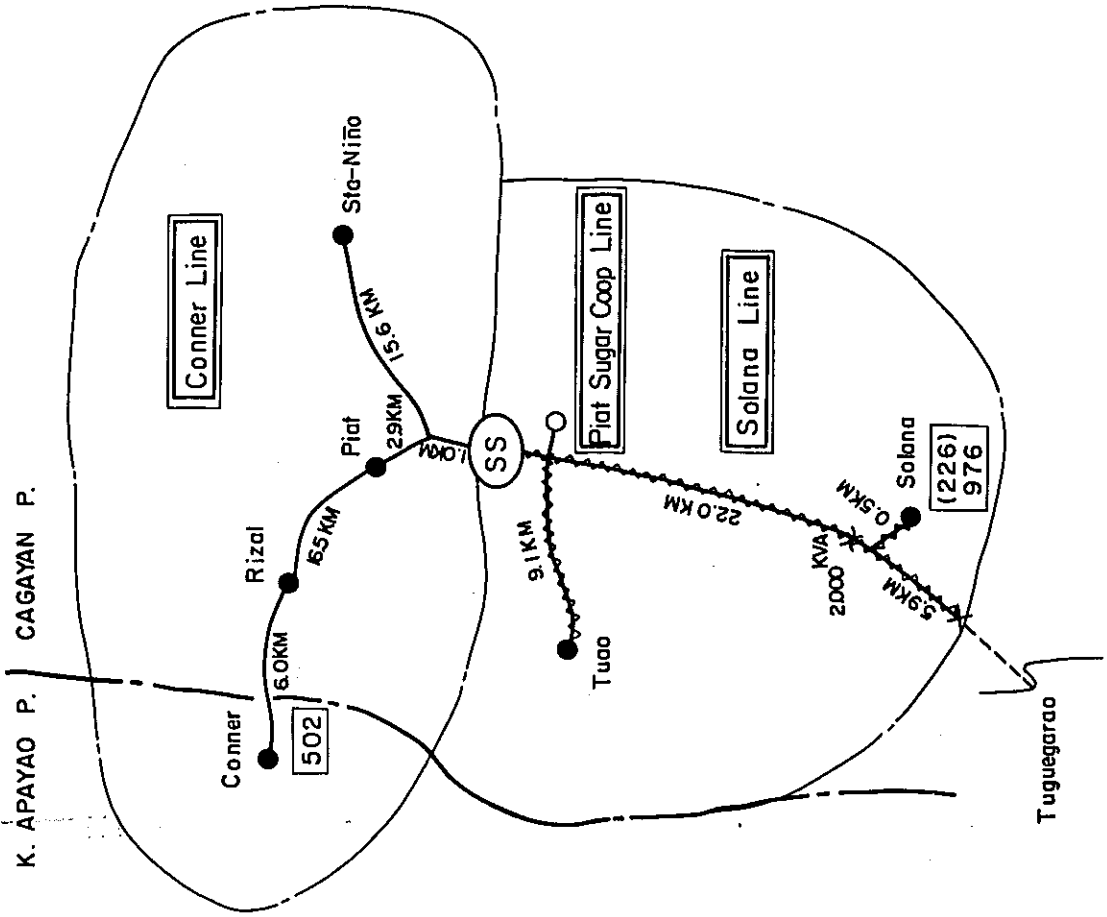


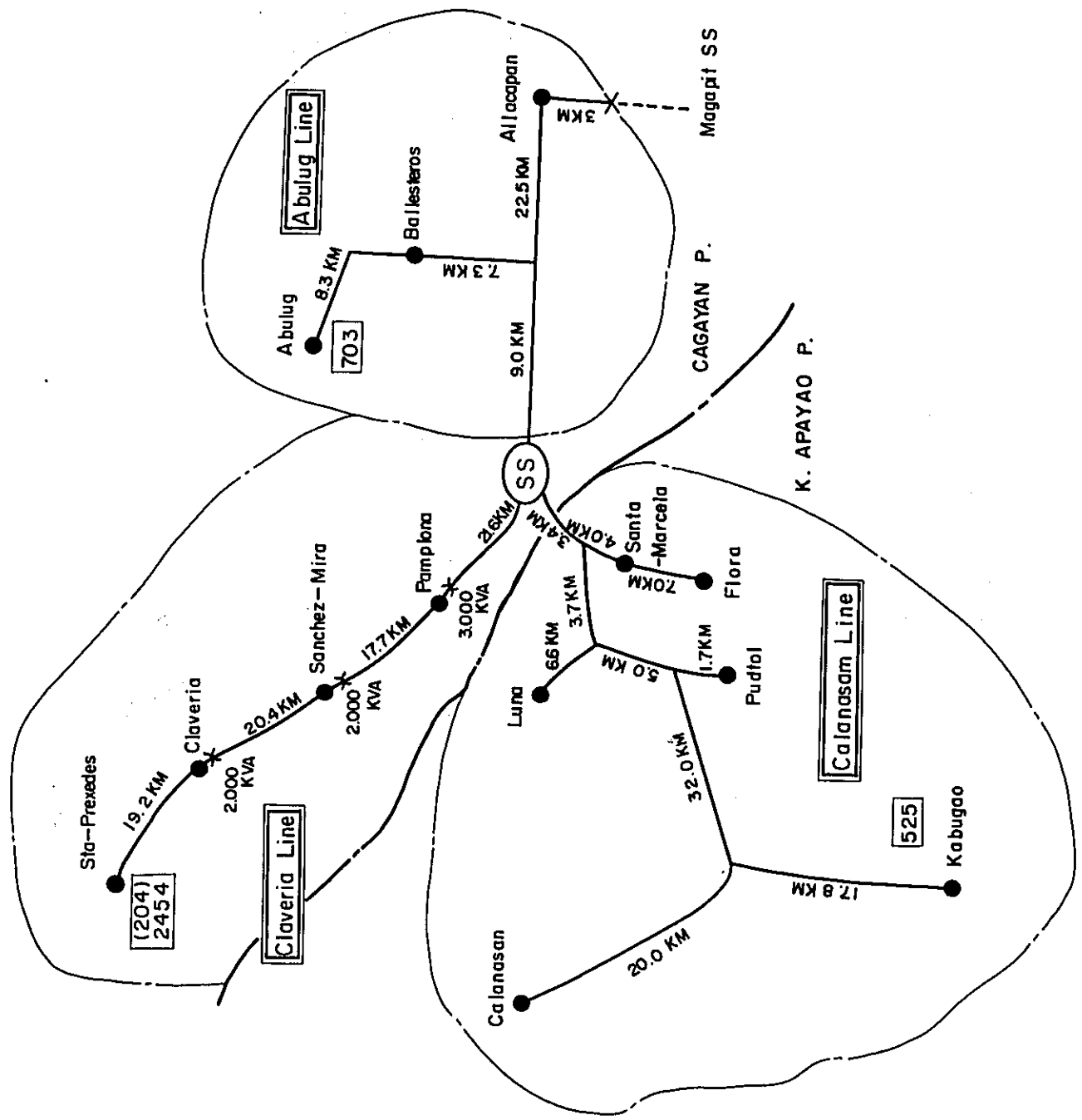
Fig. 7-25 PIAT SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

	KW
Solana L.	1.956
Conner L.	1.071
Piat Sugar Coop L.	1.544
TOTAL	4.571

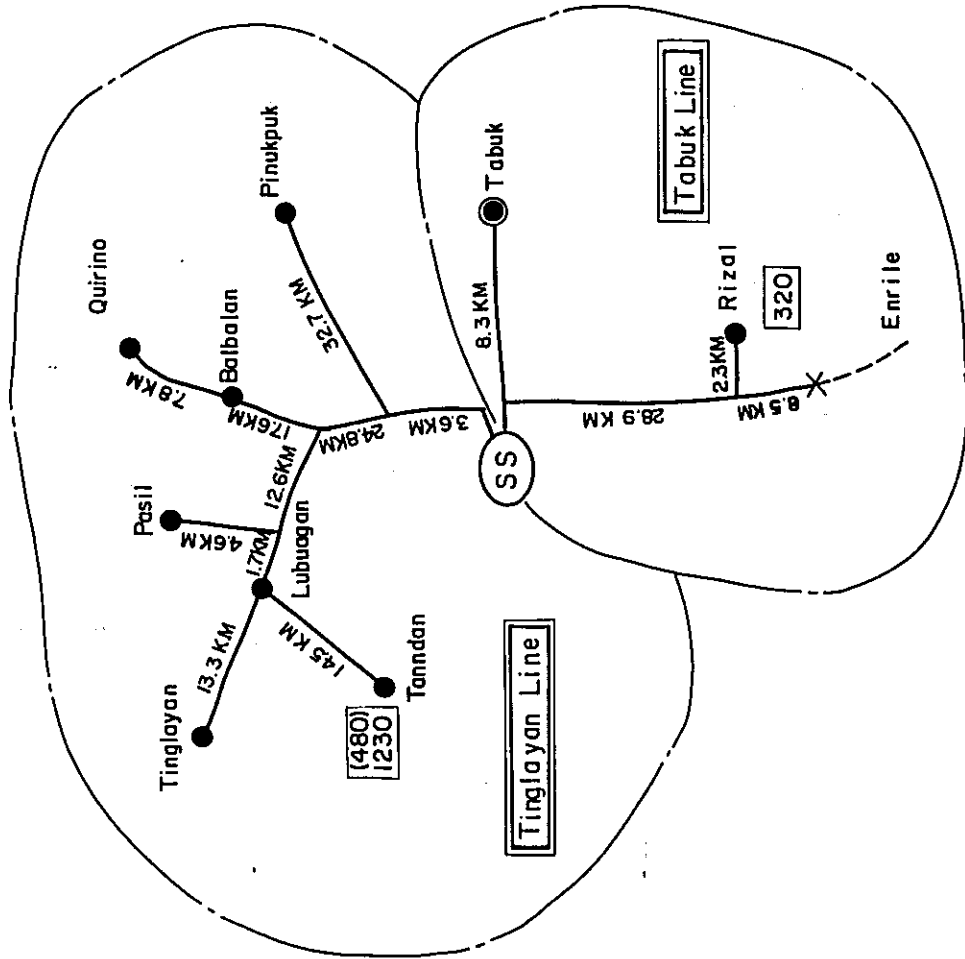
Fig. 7-26 LUCBAN-ABULUG SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

	KW
Abulug L.	1.324
Claveria L.	1.842
Calanasam L.	965
TOTAL	4.131

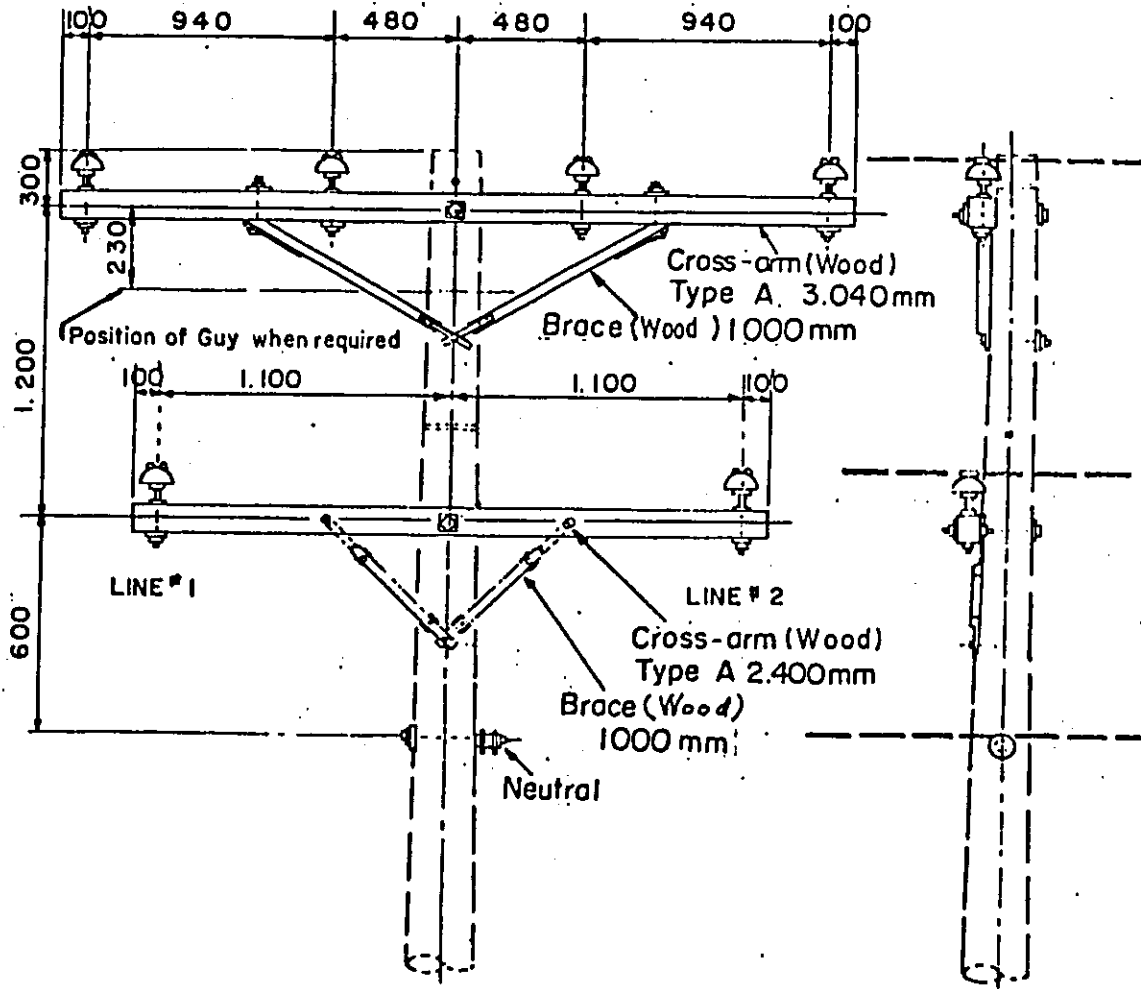
Fig. 7-27 TABUK SS BACK-BONE LINE MAP



Peak load in 1982

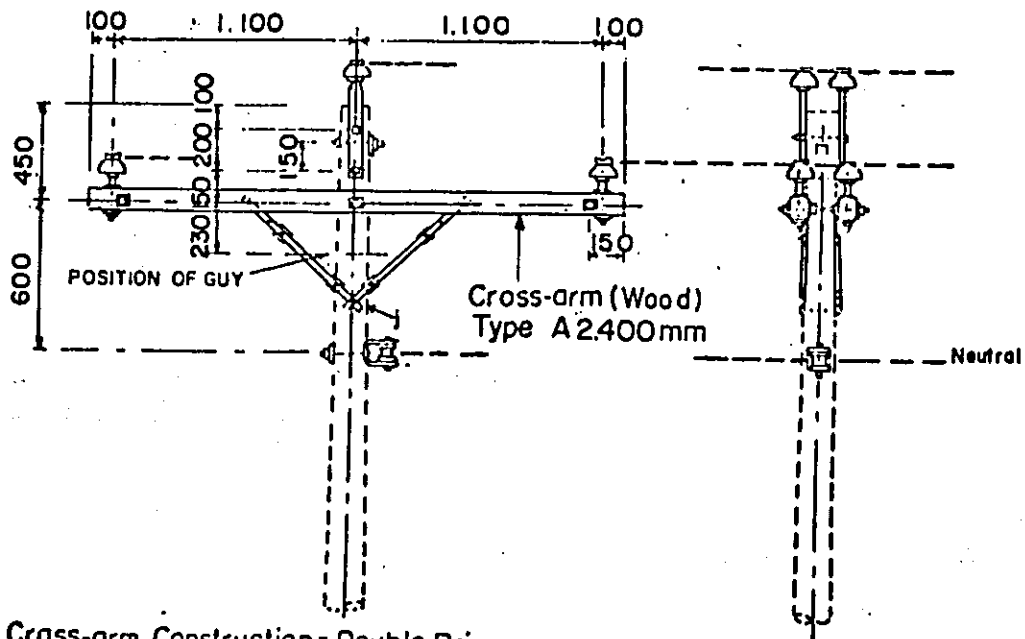
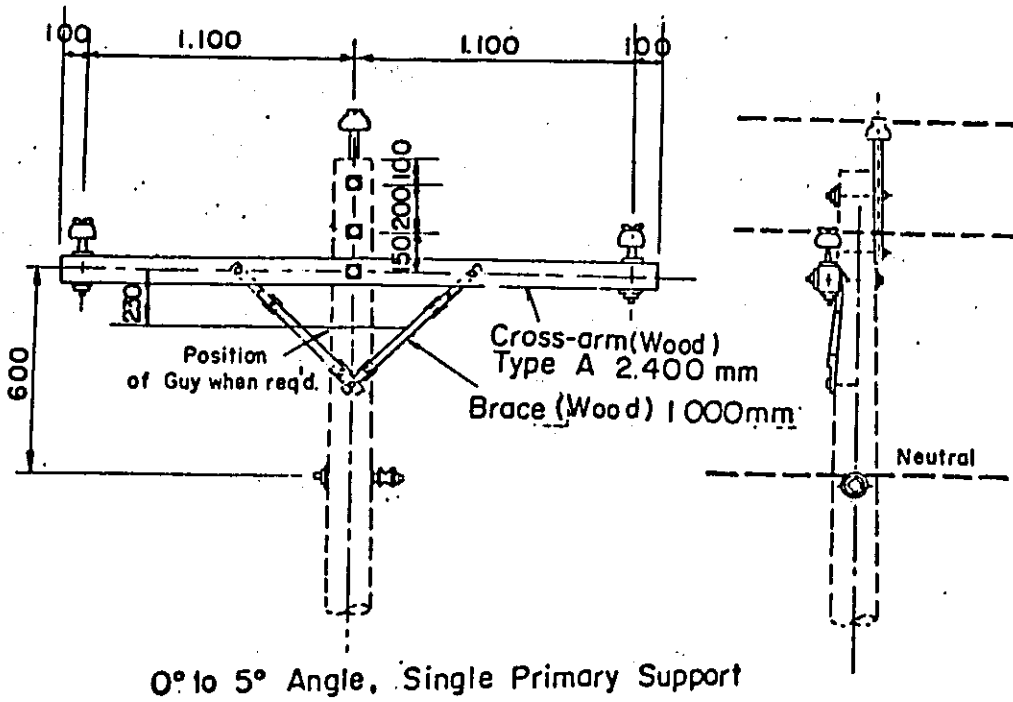
	KW
Tabuk L	1.211
Tinglayan L.	1.323
TOTAL	2.534

Fig. 7-28 Details of Pole Dimension Diagram .
 (7.62 / 13.2 kV, 3 - phase)



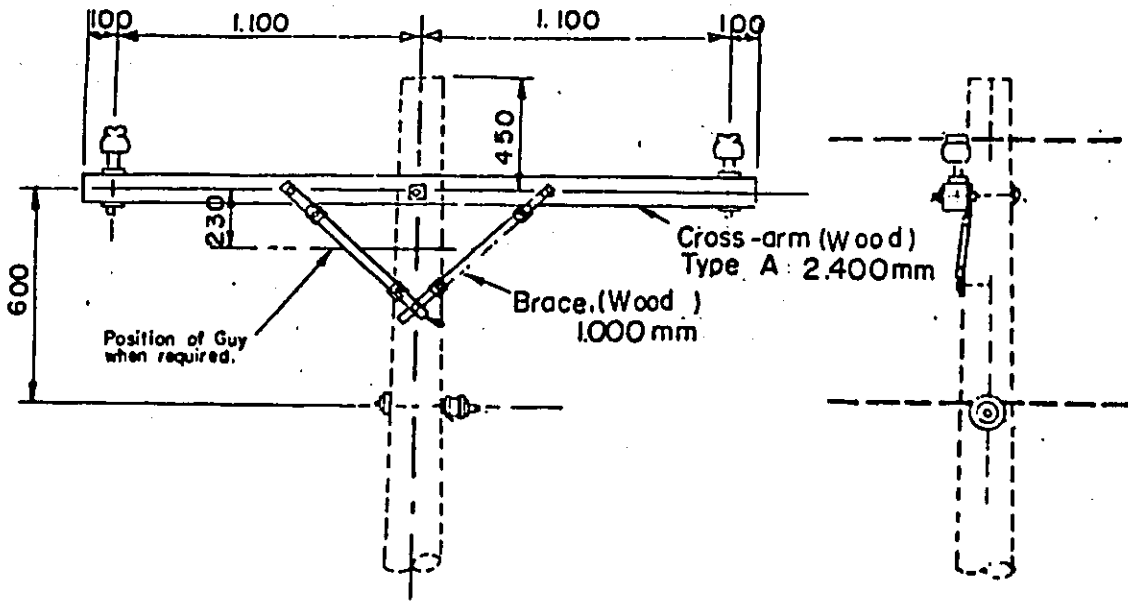
Cross-arm Construction - Double Circuit
 Single Primary Support at 0° to 5° Angle.

Fig. 7-29 Details of Pole Dimension Diagram.
 (7.62/13.2 kV, 3-phase)

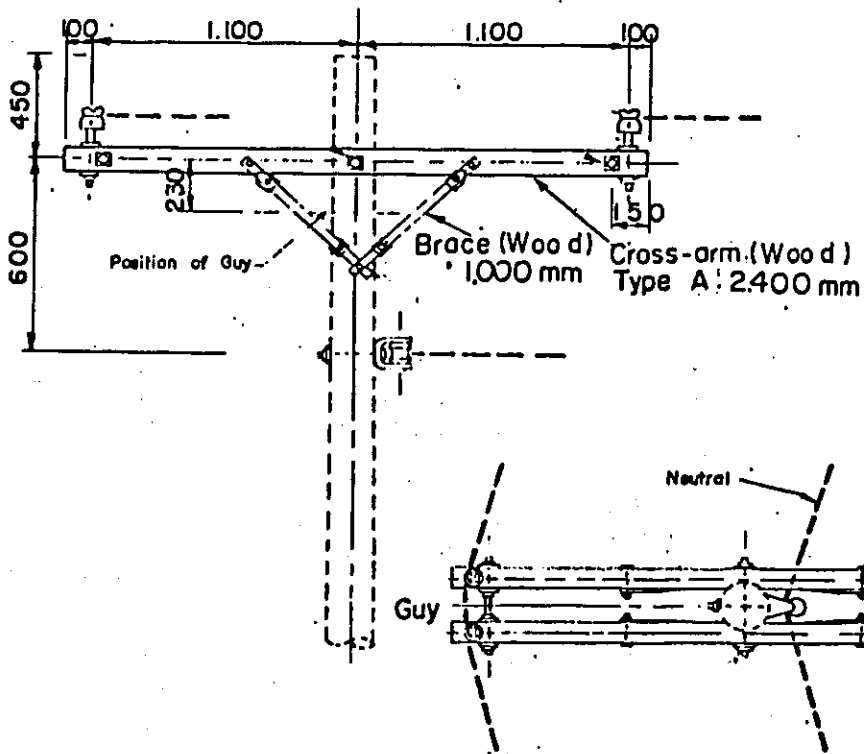


Cross-arm Construction - Double Primary
 Supports (5° to 30° Max. Angle)

Fig. 7-30 Details of Pole Dimension Diagram.
 (7.62 / 13.2 kV, 3-phase.)

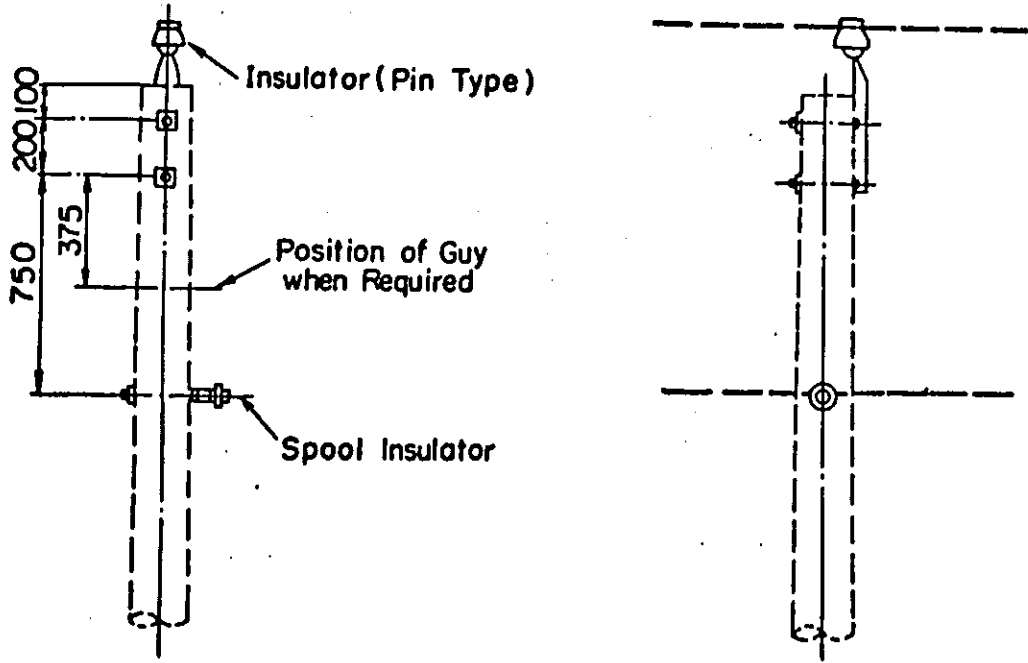


0° to 5° Angle, Single Primary Support.

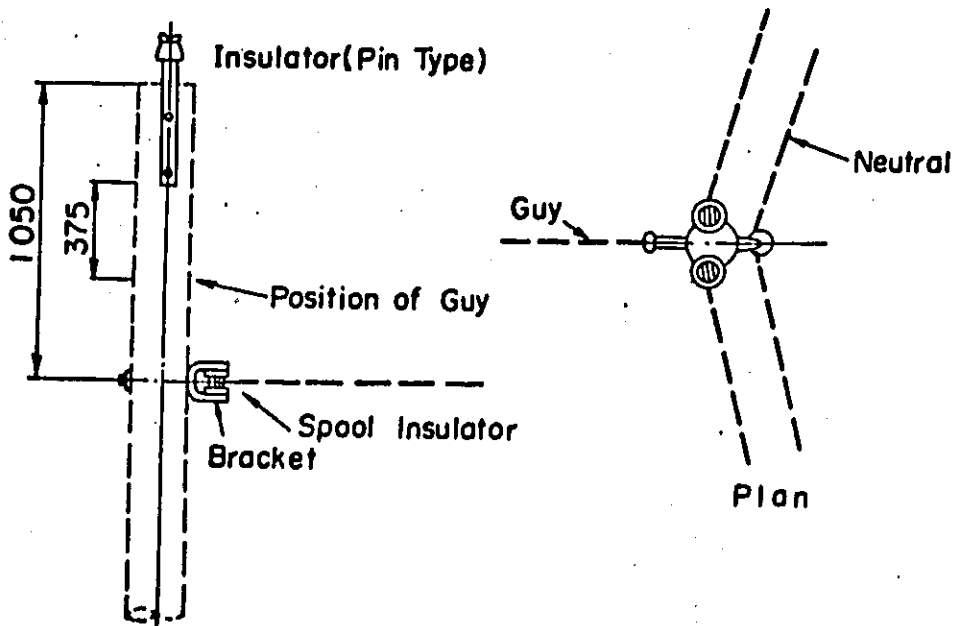


Cross-arm Construction - Double
 Primary Supports
 (5° to 30° Max. Angle)

Fig. 7-31 Details of Pole Dimension Diagram.
 (7.62 / 13.2 kV, Single phase.)



0° to 5° Angle . Single Primary Support



5° to 30° Maximum Angle, Double Primary Supports

Fig. 7-32 Details of Pole Dimension Diagram.

(7.62 / 13.2kV, Two Transformers on 3-phase.)

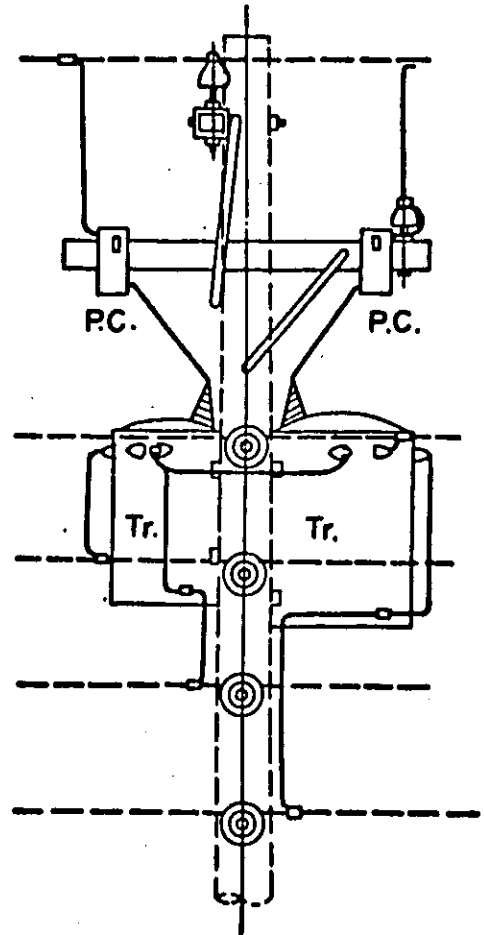
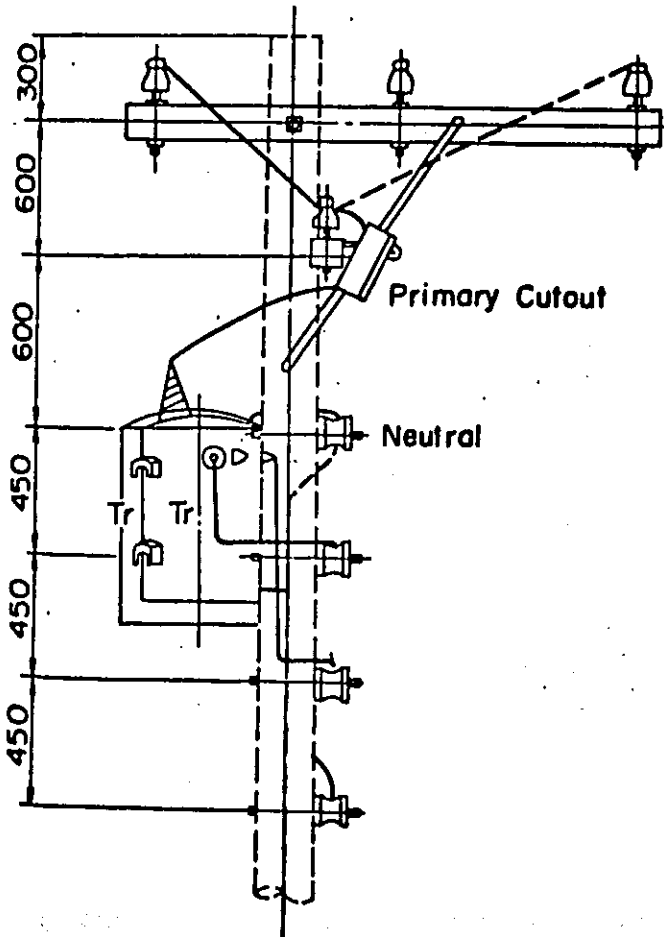
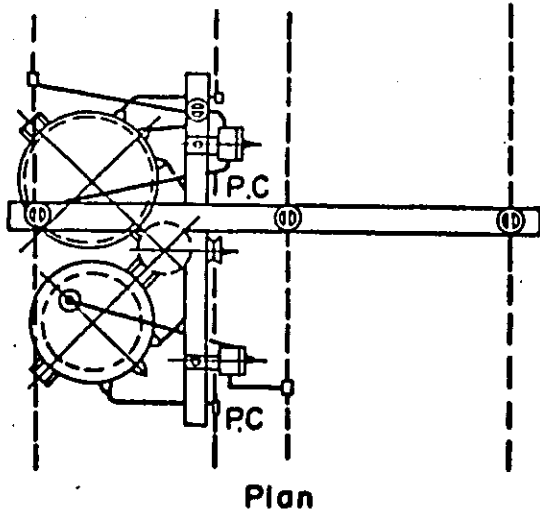
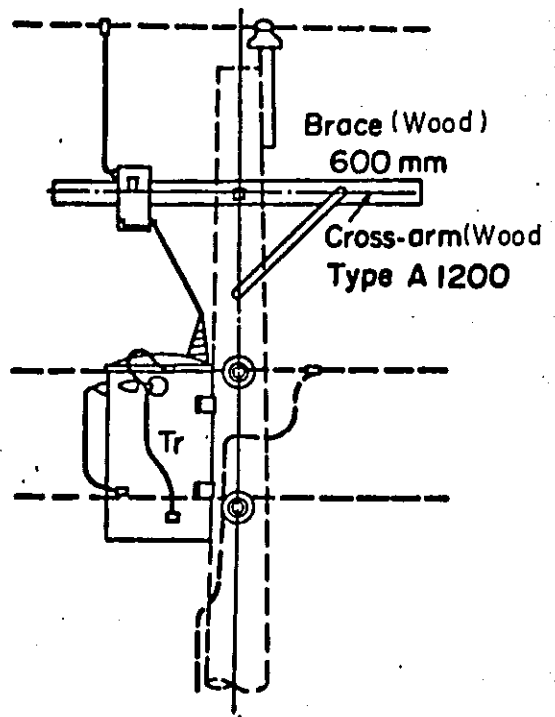
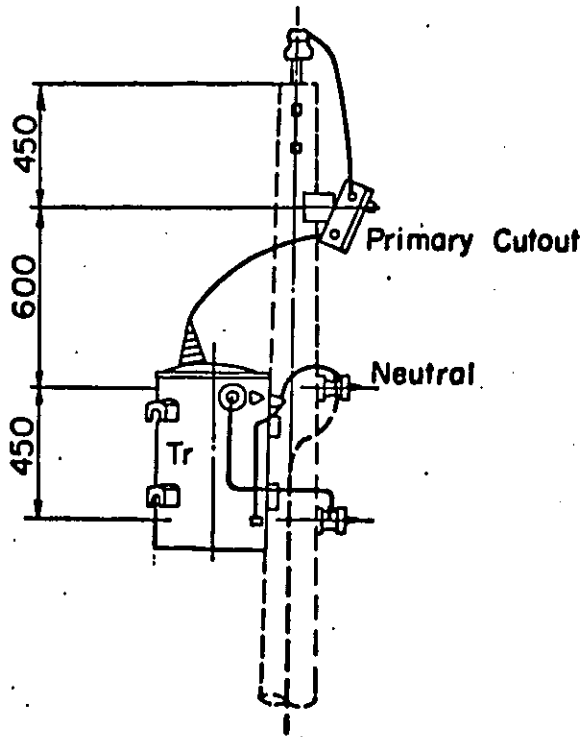
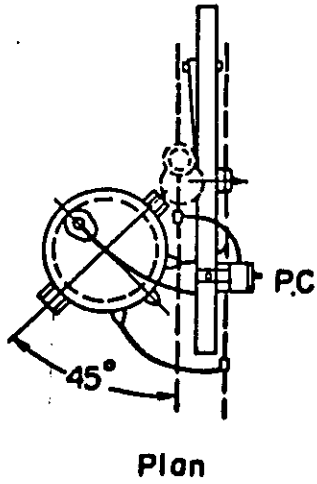


Fig. 7-33 Details of Pole Dimension Diagram
(7.62 / 13.2 KV, Single Phase Transformer)



第 8 章 建設工事費

(第 1 段階について)

第 8 章 建設工事費

(第1段階について)

8-1 総工事費

工事費は送電線、変電所、通信(電搬)配電および事務所用設備ごとに直接工事費を算定し、得られた合計額に予備費、管理費および技術料をそれぞれ加算した。

Table 8-1 に総工事費を示す。但し直接工事費は1977年を基準とした年率5%の1980年価格である。

Table 8-1 総工事費一覧表

項 目	外 貨 (F. C) 10 ³ yen	内 貨 (D. C) 10 ³ ¥	合 計 10 ³ ¥
(1) 送 電 設 備	760,000	7,020	27,600
(2) 変 電 設 備	723,000	2,870	22,450
(3) 通 信 設 備 (電搬)	108,000	270	3,190
(4) 配 電 設 備	6,045,000	104,820	268,490
(5) 事 務 所 用 設 備	525,000	20,000	34,210
A. 直接工事費	8,161,000	134,980	355,940
B. 予 備 費 (A×0.1)	* 816,000	13,500	35,590
C. 小 計 (A+B)	8,977,000	148,480	391,530
D. 管理費 D.C. A×0.07	-	9,450	9,450
E. 技術料 F.C. A×0.05 D.C. A×0.06	408,000	8,100	19,150
F. 総工事費 (C+D+E)	9,385,000	166,030	420,130
円 換 算	9,385,000	6,132,000	15,517,000

注：1 US \$=277 ¥=7.5 ¥

8-2 直接工事費の算定

*

予備費には技術料の予備費を含む。

8-2.1 外貨、内貨の区分

外貨、内貨の調達区分は下記のとおりとした。

(1) 外 貨

a 鋼製品

i) 電柱装柱用鋼製プレス, ボルトナット, 支線, 接地材料など

ii) 河川越鉄塔用鋼材, 変電所屋外鉄構など

(基礎工事用鉄筋を除く)

b 電線および架空地線(金具を含む)

(引込線および屋内配線用絶縁電線を除く)

c がいし装置(金具を含む)

d 機 器

変圧器, シャ断器, 開閉器, 通信機具など

e 工具および備品

計器, 工具, 車輛などのうち主要なもの

(2) 内 貨

a 建 物

建物(机, いす, その他の伴器類を含む)給排水, 外構など

(変電所建物を含む)

b 資材のうち下記のもの

i) 電柱など

木柱, 腕木, プレス, 根枷など木製品

ii) 基礎工事用材料

セメント, 鉄筋, 砂, 砂利など

iii) 工具備品および工事用諸材料のうち現地において調達可能なもの

iv) 金具類

c 引込線

2線式 128,276個所 (延べ4,490 Km)

3線式 2,314個所 (延べ 81 Km)

8 - 2.2 設備別工事費の算定

(1) 送電設備

送電線路別工事費は下記のとおりである。

Table 8 - 2

線 路 名	亘長 Km	外貨 10 ³ ¥	内貨 10 ³ P
Lucban-Abulug	46	244,500	2,230
Piat	66	337,100	3,120
Tabuk	36	178,400	1,670
合 計	148	760,000	7,020

(2) 変電設備

変電所別直接工事費は下記のとおりである。

Table 8 - 3

Substations	FC 10 ³ ¥	DC 10 ³ P
Magapit	183,700	644
Piat	177,100	644
Lucban-Abulug	177,100	644
Tabuk	155,100	633
Tuguegarao	30,000	305
合 計	723,000	2,870

(3) 通信設備

Table 8-4

	FC 10 ³ Y	DC 10 ³ P
結合装置	46,500	-
搬送電話装置	47,500	-
直流電源装置	14,000	-
工事費	-	270
合計	108,000	270

(4) 配電設備

高圧線，高圧機器，柱上変圧器，低圧線，積算電力計の工事費は下記のとおりである。

Table 8-5

項 目	単 位	数 量	工 事 費	
			F.C. 10 ³ ¥	D.C. 10 ³ ¥
高圧線 3φ 120 _{mm} ACSR 新設	km	566	703,538	9,049
" " " 共架	"	133	136,591	484
" 58 _{mm} "	"	505	390,365	7,840
" 25 _{mm} "	"	71	39,547	997
Vφ 58 _{mm} "	"	793	440,908	11,452
" 25 _{mm} "	"	907	375,498	12,232
1φ " "	"	514	136,724	6,352
鉄 塔	基	8	50800	272
引出ケーブル	回線	34	62,429	249
(小 計)		3,489	2,336,400	48,927
高圧機器 コンデンサー (50KVA)	台	39	20,124	14
リクローザー	"	69	67,206	162
エアスイッチ	"	138	58,650	43
ラインフューズ	"	138	6,486	3
SVR 1000KVA	"	4	13,560	22
" 2000KVA	"	20	83,000	109
" 3000KVA	"	13	72,020	71
(小 計)			321,046	424
変圧器	台	6,320	1,181,840	1,067
低圧線 (添架)	km	1,330	27,6640	1,078
(新設)	"	2,494	788,104	32,547
(小計)	"	3,824	1,064,744	33,625
WHM 1φ L.V.	個	128,276	833,794	1,746
3φ L.V.	"	2,303	46,060	24
3φ H.V.	"	17	29,240	7
(小計)	"	130,596	909,094	1,777
街路灯	個	3,764	231,876	-
引込線 2線式	個所	128,276	-	18,050
3線式	"	2,314	-	950
(小計)	"	130,590	-	19,000
合 計			6,045,000	104,820

(5) COOP事務所設備

COOP事務所建設に要する工事費および通信設備、車輛および計器工具の整備に要する工事費は下記のとおりである。

Table 8-6

	FC(10 ³ ¥)	DC(10 ³ ¥)
事務所	-	17,680
通信機械	204,100	-
車輛	226,400	-
計測器および工具	33,000	1,120
事務用機器	61,500	1,200
合計	525,000	20,000

(6) 年度別所要資金

年度別所要資金は Table 8-7のとおりである。

Table 8-7 年度別所要資金一覽表

FC: 10³ Y
DC: 10³ 米

項目	合計			1978			1979			1980			1981			1982		
	FC	DC	計	FC	DC	計	FC	DC	計	FC	DC	計	FC	DC	計	FC	DC	計
	(1) 送電設備	740000	7020	27600	-	1500	1500	360000	2520	12270	400000	3000	13630	-	-	-	-	-
(2) 変電設備	723000	2870	22450	-	300	300	290000	580	8430	433000	1990	13720	-	-	-	-	-	-
(3) 通信設備(電線)	108000	270	3190	-	10	10	25000	20	690	83000	240	2490	-	-	-	-	-	-
(4) 配電設備	6045000	104320	268493	1000000	12100	44180	2418000	22900	82370	2627000	22600	93720	-	22000	22000	-	20220	20220
(5) 事務所設備	525000	20000	34210	125000	10000	13360	400000	10000	20830	0	-	0	-	-	-	-	-	-
A 直送工事費小計	8161000	134980	355940	1125000	28910	59370	3493000	36020	130590	3543000	27830	123760	-	22000	22000	-	20220	20220
B 予備費	816000	13500	35590	-	-	-	-	-	-	218000	2870	8770	219000	3870	9800	379000	6760	17020
C 小計(A+B)	8977000	148480	391530	1125000	28910	59370	3493000	36020	130590	3761000	30700	132530	219000	25870	31800	579000	26980	37240
D 管理費	-	9450	9450	-	2490	2490	-	2030	2030	-	-	2030	-	1600	1600	-	1300	1300
E 技術料	408000	8100	19150	131000	2130	5680	87000	1700	4060	87000	1690	4050	53000	1330	2760	50000	1250	2600
F 総工事費(C+D+E)	9385000	164030	420130	1256000	33530	67540	3580000	39750	136680	3848000	34420	138670	272000	26800	34160	429000	29530	41140

第 9 章 施 工 計 画

(第1段階について)

第9章 施工計画（第1段階について）

9-1 基本工程

前述のとおり、Philippines 国政府の電化は、Region II 地区を100%電化することにある。

すなわち、1982 年迄に全域の33.6%を電化し、

1984 年迄に全域の50.0%を電化、

1990 年迄に全域100%の電化を達成する、

所謂、開発用途を3段階にわけて実施するもので、とりわけ電化普及の核となる第1段階（1982年用途）の建設が重要であり、早期着手が望まれる。

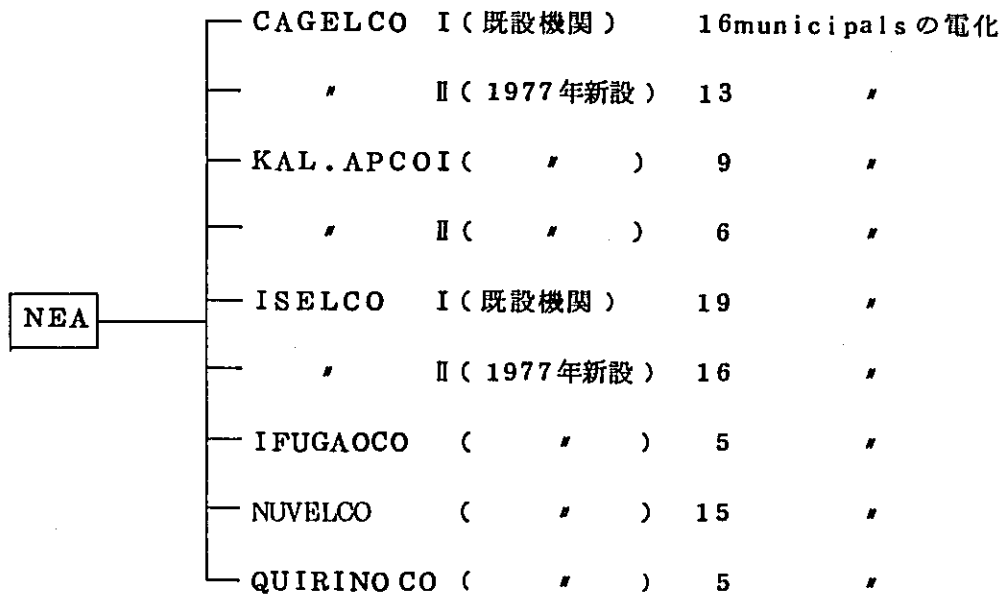
第1段階の基本工程は、ほぼ下記の如く考えられる。

- Project IP (Engineering も含む) 1977年12月
～L/A
- Engineering 契約～現地調査 1978年 8月
～詳細設計～発注書
(主要設備)
- 発注書の Fund 承認 " 10月
- 一部内貨分の発注～着工 1979年 2月
実質着工
- 入札発表～入札書審査 1979年 3月
～契約(業者決定) " 4月
- メーカーによる機器設備設計開始 " 4月
- 契約書の Fund 承認 " 5月
- メーカー製作開始 " 6月
- 業者の現地準備工事開始 " 7月
外貨分の着工

- 業者のL/C受領 1979年 8月
- " E/L受領と輸送開始 " 9月
- 全工事完了引渡し 1982年11月

9-2 工事態勢

NEA を主幹として、9つのCOOP によって、建設が進められる。



原則的に各COOPはProjectを実施するに当り次の業務を主に行なっている。

- (1) 設 計
- (2) 所要機材調査
- (3) 工事発注書
- (4) 工事発注
- (5) 工事管理
- (6) 立会試験, 受取検査

それに対して、NEAは主として次の業務を行っている。

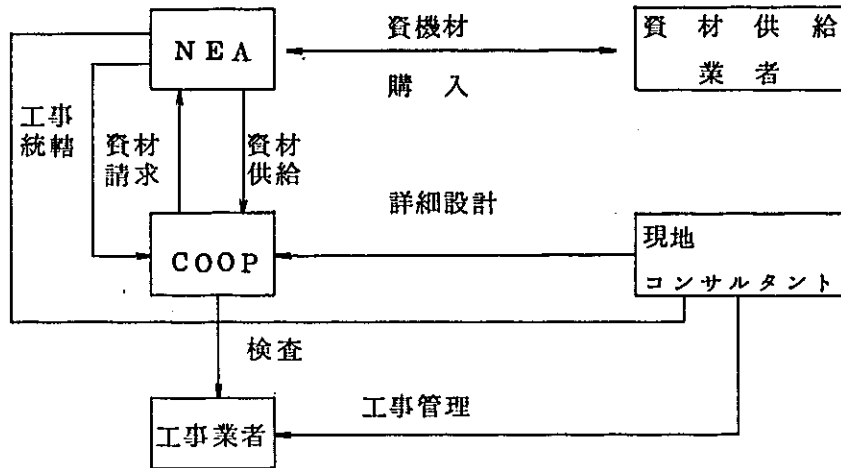
- (a) COOPが行なった(1)設計の最終チェック
- (b) COOPが要求する(2)所定機材調書の最終チェックと発注仕様書作成

購入-貯蔵管理-COOPとの供給

- (c) COOPが作成した(3)工事発注書の最終チェック
- (d) 各COOPの所要工事賃金の検討と資金貸与
- (e) 各COOPの工事の統轄管理
- (f) 各COOPの主なる(6)完成試験, 受取検査の立会

なお, COOPにはA&Eと称する現地のEngineering会社がいる, 設計, 工事管理の援助を行なうようにしている。

Fig 9-1



ISELCO IおよびCAGELCO Iの実情を見たところでは, 現在, 詳細設計は, COOPにて実施してA&EからReviewを行う程度まで成長し, 工事管理もある程度COOPで実施しており工事業者の能力も向上しているようである。

そこで今回のようにRegion II地域の本格的電力系統による電化Projectを実施する上で前述のNEA-COOPの工事運用体形を基本として次のような方法により工事を, 実施するものとする。

1) 現態勢を補促せねばならない留意点

- i) 今迄の電化は, 地区単位の独占系統であり, 公益性の高い配電幹線Network

の本格的配電方式の設計を行なわねばならない。

- ii) 2つのCOOPは既に運用されているが、残り9つがこれから設立されるので、このprojectの総合工程を円滑に運用するためには、人材、組織、運営などの点に不足する部分が考えられる。
- iii) 各COOPがRegion II地域に一貫した配電システムを設置するために、お互いの連系が必要であり、工事工程、所要機械、工事仕様、労務者の稼働融通などの協議調整を要する。
- iv) 69KV送電線と、変電所の建設については、COOPとしては、実施したことがない。

(2) Projectを実施する態勢

(1)にのべた点を勘案し、これを補促して、公益性の高いこのProjectを、安全かつ円滑にその目的を達するために、Table 9-1に示す工事運用分担表(案)のような態勢で実施すれば、充分限られた総合工程内で実施可能であると思う。

Table 9-1 工事運用分担表(案)

○:実施主体

	借取手続 及 各種承認手続	調査 及 設計	所要機材発注		工事発注		工事管理			試験及受取			
			機材調書	発注	(国内)発注	機材	工事	単体試験	系統別試験	受取検査			
			海外発注	国内発注									
NEA (企業主体)	○	Final check & Approval	○ Supply only	○	Final check & Approval	○ Supply only	○	Inspection	Witness	Witness	○		
Consultant		Check & review Design of special structures Assist & guidance	Draft tender documents Assist. in Tendering		Check & review Arrangement of each COOP's spec. Assist & guidance	Assist. in approval of design, drawings, schedule and neces- sary items	Assist. in arrangement of const. schedule, supervision and other necessary items	Witness	Preparation of test program Assist. in tests	Assist. in			Assist.
COOP and A & E		○											

(註) 2nd stage以降の建設業務をさらに円滑化するため、各Coop、特に新設CoopのEngineersの養成を、1st stageの建設時に
行なう必要がある。

その外、特にEngineers養成が必要なものとして電圧調整(SVR)の運用、配電系統運用方式がある。

9-3 施 工

9-3.1 送電線系統

(a) 69KV/L, 及び, 変電所のルート, 立地調査完了後直ちに所定地の確保を, NEA 一担当区 COOP によって買収または, 借地され, 必要な地元補償がなされる。

(b) 資材管理

Turnkey base の場合, 請負者により, 輸入機材は, Manila 港に陸揚げされ, 国道(日比友好道路)を經由して, NEA が指定した, 現地資機材置場および, 倉庫に納め, 請負者の責任において管理し, 工事用受渡しなどの運用がなされるが, NEA-COOP, また Consultant の Inspector による Check を受ける。また, Turnkey base の請負者が, 国内で調達する資材についても, 請負者の責任で管理する。

NEA によって, 別途調達される機材については, NEA によって管理され, NEA が, 指定する場所で請負者に受渡される。

(c) 運搬

Manila-Site 間は, 国道が整備され輸送能力は充分。変圧器などの重量物, 木柱, 鉄構材料, 電線, 碍子類の現場への運搬は, Cagayan 川に架設された数ヶ所橋梁と, 各 Municipal に通ずる Provincial road により, 充分に安全運搬しうる。

(d) 施工

(i) 1 ルート当り, 送電線は, 1 ヶ月に約 15 Km の建設が可能と思われる。

したがって, 3 ルートの建設は, 正味約 1 ヶ年あれば完了すると思われる。

(ii) Cagayan 川の渡河地点(2ヶ所)については, 鉄塔構造となるが, 1ヶ所につき, 基礎-鉄塔-架線の各工事に約 4 ヶ月を要すると考えられる。

(iii) 変電所数 4ヶ所でいずれも平坦地に, その立地が考えられるので, 施工に特に

問題はない。

1ヶ所の変電所の建設は、土木-屋外鉄構-配電盤室-Tr など機器据付に要する工程は正味約10ヶ月で充分と考える。

9-3.2 配電設備

(a) 資材管理

機材はNEAにより一括購入されることになっている。

輸入機材については、Manila港にて陸揚げされ、Manila-Siteは、国道(日比友好道路)により、NEAが設置した資機材置場、または、倉庫に運搬され、NEA-COOPによって、保管、工事用受渡しなどの管理業務がなされる。

NEA資機材置場からの受渡しは各COOPに行ない、各COOPは、COOPの資機材置場に保管し、さらに工事請負者に所要量を受渡す。請負者は自己の責任において、その機材を管理し、工事に使用する。

若し、川越鉄塔などの特殊構造物で機材供給と工事を一括発注する場合は、資材管理一切を請負者によって行なうものとする。

(b) 運搬

特に配電線の場合、各MunicipalのBarrioに配電せねばならないので、Provincial road沿いの場合は問題ないが主に、Kalinga Apayao, Ifugao, N. Vizcayaの一部ルートでは、主要道路からはずれているので、木柱、電線、碍子などを水牛などで、小運搬する必要がある。

また、いくつかの渡河地点があるが、主にフェリーボートにより運搬される。

主なる資材の運搬は、乾期に行なわねばならない所もある。

(c) 施工

原則的に各COOP単位で工事は、実施される。

一般的な地形におけるルートの13.2KV幹線の建柱架設は、1ヶ月約15Km～

20Km の建設が可能である。

したがって、13.2KV幹線は、1COOPが、最大550Kmであるので、正味、建設期間は約27ヶ月程度と考えられる。

240KVの低圧は、電化目途にあわせて、1st stageの達成時期である1982年10月までに逐次配線工事を行えばよい。

9-4 工事工程

現在NPCによって建設中のCagayan Valley 230KVおよび69KV送変電工事は1979年4月運開を目途としている。

従って上記送変電工事完成時までには主要配電幹線の建設を完成させることが最も好ましいが、これは工期的に見て極めて困難である。しかし送変電工時竣工時にはたとえ1部であっても点灯させることが望ましいと思われるので、これを目標にしてTable 9-2のとおり工程表を作成した。この工程を達成するためには円借款の手続きなどについての関係機関の協力を得ることは勿論、入札および工事契約のための設計および仕様の作成などについて迅速な業務処理が必要と思われる。

第10章 第2段階以降の計画概要

第10章 第2段階以降の計画概要

10-1 第2段階工事(1982~1984年)

1983年以降の開発計画については1980年にすべてのTownおよびMunicipalが電化された時点で再検討されるべきであるが、今回の調査によって取りまとめた想定需要に基づき工事の概要を述べると下記のとおりである。

10-1 第2段階工事(1982~1984年)

10-1.1 送変電関係

(1) Ifugao S/S 新設

Ifugao 州の負荷増加対策として Ifugao S/S (69/13.8KV, 10MVA) を新設し、送電線は Solano ~ Ifugao 間に 69KV 1 回線 (亘長 40Km) を新設する。

(2) Roxas S/S 新設

Isabela 州の西部地区の負荷増加対策として Roxas 付近に Roxas S/S (69/13.8KV, 15MVA) を新設し、送電線は Ilagan-Roxas 間に 69KV 1 回線 (亘長 30Km) を新設する。

(3) Echague S/S 新設

Santiago S/S 変圧器負荷対策および Echague 方面の負荷増加対策として Echague 付近に Echague S/S (69/13.8KV, 15MVA) を新設する。

送電線は Santiago ~ Cauayan 間送電線より分岐する。(亘長 1 Km)

(4) Tuguegarao S/S 230/69KV 変圧器増設

230/69KV, 変圧器が 1984 年において過負荷となるので、その対策として 230/69KV, 50MVA 変圧器 1 台を増設する。

10-1.2 配電関係

第1段階工事にとり残された50%のBarrioを結ぶための高圧分岐線の新設およ

び電化の拡大のための配電線工事を実施する。

高圧線	Vφ 58mm ² ACSR 新設	1024.7	Km
	" 25mm ² " "	1077.5	"
	1φ " " "	257.8	"
高圧機器	コンデンサー(50KVA)	29	台
	リクローザー	0	"
	エアスイッチ	94	"
	ラインフューズ	94	"
	SVR(1000~4000KVA)	34	"
変圧器		3,569	"
低圧線	添架	663.5	Km
	新設	1,100.9	"
引込線	2線式	83,138	ヶ所
	3線式	1,242	"
WHM	単相	83,138	台
	3相	1,242	"
街路灯		2,184	灯

なお、第2段階工事完了時点における電化率は50%となる。

10-2 第3段階工事(1985年~1990年)

10-2.1 送変電関係

(1) Bambang S/S新設

N. Vizcaya 州南部の負荷増加対策としてBambang 付近に Bambang S/S

(69/13.8KV, 10MVA)を新設し,送電線はSolano ~ Bambang間 \times 69KV 1回線(亘長20Km)を新設する。

(2) Quirino S/S新設

Quirino州の負荷増加対策としてCabarroguis付近 \times Quirino S/S(69/13.8KV, 10MVA)を新設し,送電線はSantiago ~ Quirino間 \times 69KV 1回線(亘長25Km)を新設する。

(3) Cabagan S/S新設

Isabela州北部の負荷増加対策としてCabagan付近 \times Cabagan S/S(69/13.8KV, 15MVA)を新設し,送電線はTuguegarao ~ Cabagan間 \times 69KV 1回線(亘長25Km)を新設する。

(4) Alacala S/S新設

Cagayan州中部の負荷増加対策としてAlacala付近 \times Alacala S/S(69/13.8KV, 15MVA)を新設し,送電線はTuguegarao ~ Camalaniugan間送電線より分岐する。(亘長2Km)

(5) Claveria S/S新設

Cagayan州北西部の負荷増加対策としてはClaveria付近 \times Claveria S/S(69/13.8KV, 10MVA)を新設する。送電線はLucban - Abulug S/Sより69KV 1回線(亘長50Km)を新設する。

(6) 主要変圧器の増設

変圧器過負荷対策として下記の増設工事を行なう。

Solano S/S	69/13.8KV	15MVA
Santiago S/S	69/13.8KV	15MVA
Cauayan S/S	69/13.8KV	15MVA
Ilagan S/S	69/13.8KV	15MVA
Tuguegarao S/S	69/13.8KV	15MVA

(7) 送電線の増強

a Tuguegarao ~ Camalaniugan間 69KV 送電線過負荷および供給安定対策としてTuguegarao ~ Magapit間に 69KV送電線 1回線(亘長55Km)を新設する。

b Santiago ~ Ilagan間 69KV 送電線過負荷および供給安定対策として Santiago ~ Ilagan間に 69KV送電線 1回線(亘長70Km)を新設する。

(8) Santiago S/S 230/69KV 主要変圧器の増設

Santiago S/S 230/69KV 主要変圧器の過負荷対策として230/69KV 50MVA 主要変圧器 1台を増設する。

10-2.2 配電関係

第2段階工事によってすべてのBarrioは連系されるが、とり残された部落への供給および電化率の向上のための高圧枝線の新設変圧器および低圧線などの工事を実施する。

高圧線	Vφ 25mm ² ACSR 新設	2,000 Km
	1φ " " "	1,000 KM
高圧機器	コンデンサー (50 KVA)	30 台
	リクローザー	0 "
	エアスイッチ	0 "
	ラインフューズ	100 "
	SVR (1000 ~ 4000)	25 "
変圧器		6,000 台
低圧線	添架	1,200 Km
	新設	1,800 "
引込線	2線式	210,000ヶ所
	3線式	1,000 "
WHM	単相	210,000 台
	3相	1,000 "
街路灯		2,000 灯

なお、第3段階工事完了時点における電化率は85%となる。

10-3 建設工事費

上述した第2段階工事および第3段階工事に要する概算工事費は下記のとおりである。

10-3.1 第2段階工事

Table 10-1

	FC (10 ⁸ ¥)	DC (10 ⁸ ₪)	合計 (10 ⁸ ₪)
送 変 電	1,483,000	7,290	
配 電	3,618,000	73,130	
合 計	5,101,000	80,420	218,530
換算円	5,101,000	2,970,000	8,071,000

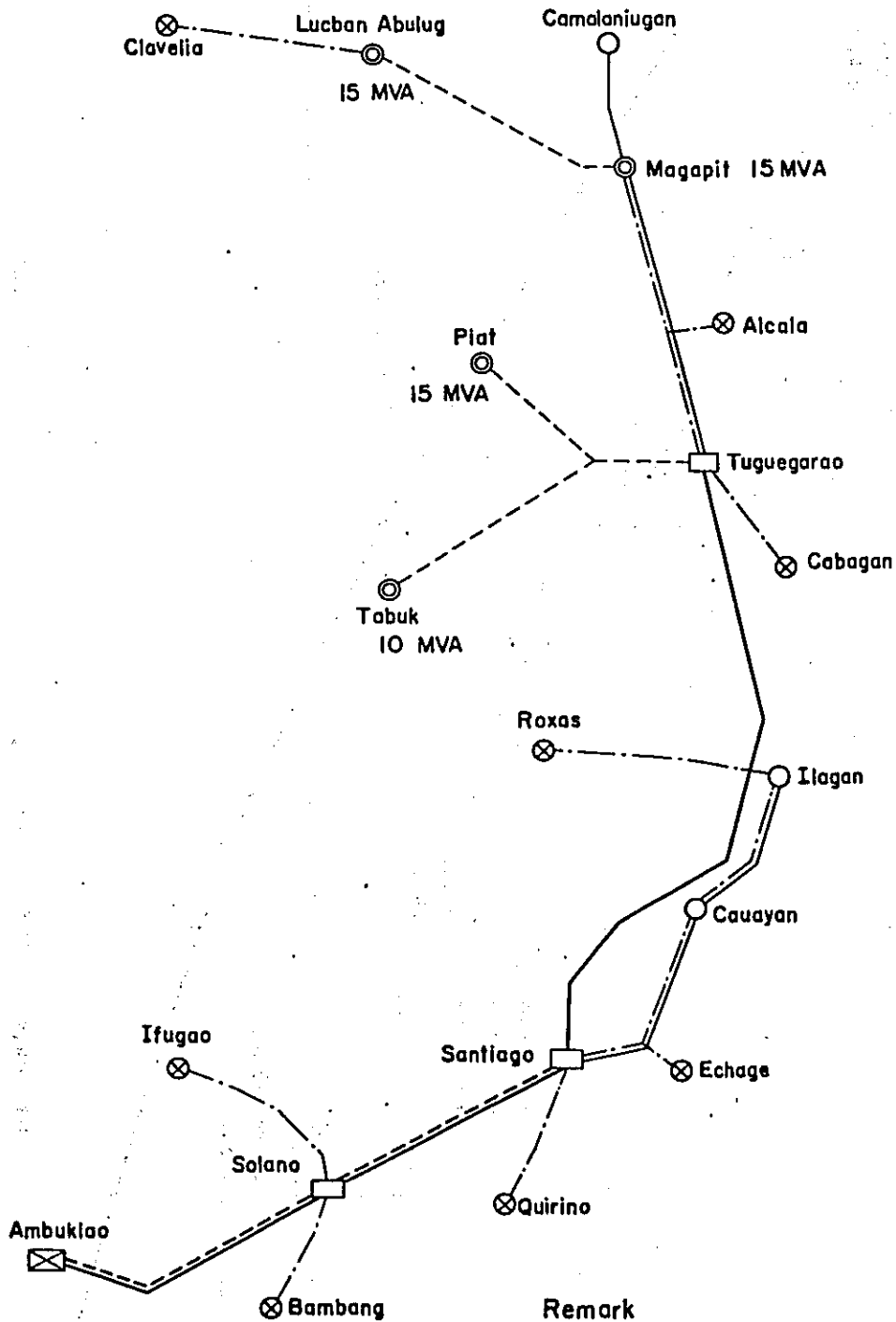
10-3.2 第3段階工事

Table 10-2

	FC (10 ⁸ ¥)	DC (10 ⁸ P)	合計 (10 ⁸ P)
送 変 電	4,180,000	20,110	
配 電	5,360,000	114,000	
合 計	9,540,000	134,110	392,420
換 算 円	9,540,000	4,953,000	14,493,000

第3段階工事までの送電線、および変電所の建設計画を図示すると Fig 10-1 のとおりとなる。又各年度の系統最大電力と配電用変圧器の全容量との関係を図示すると Fig 10-2 のとおりとなる。

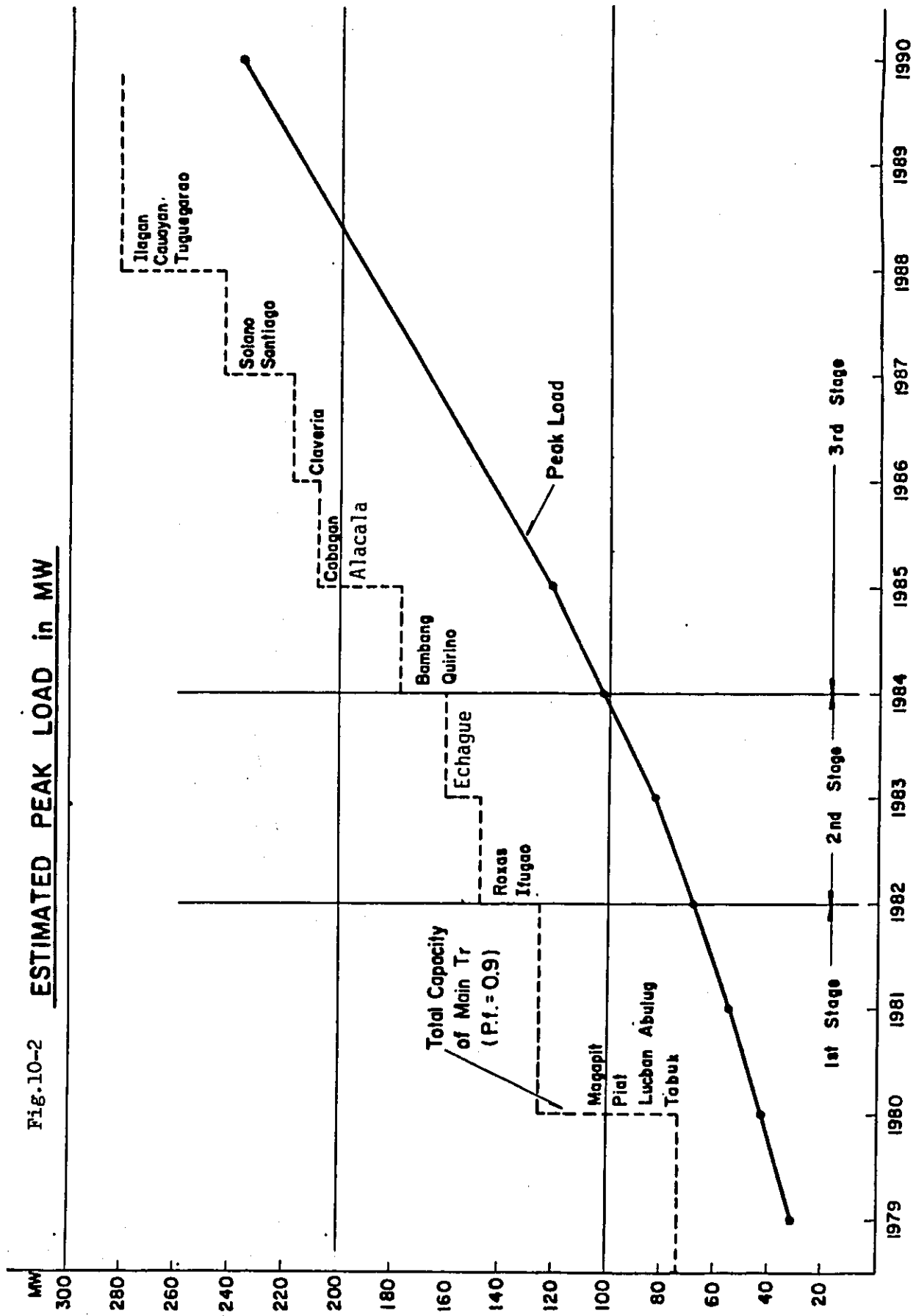
Fig.10-1 230KV & 69KV POWER SYSTEM MAP



Remark

- Under Construction by NPC
- - - - New Construction in This Project
- · - · New Construction in 2nd or 3rd Stage
- ○ Under Construction by NPC
- ⊙ New Construction in This Project
- ⊗ " " in 2nd or 3rd Stage

Fig. 10-2 ESTIMATED PEAK LOAD in MW



第 11 章 NPC 關係 230KV 系統增強計畫

第 11 章 NPC 関係 230KV 系統増強計画

11-1 Luzon 島の電力需給

Manila 周辺の都市部の電力需要と農村電化の COOP の電力需要との増加により、Luzon 本島の電力需要は KW で 1977~1982 年間は年率 10%、1983~1987 年間は年率 6% の伸びを示して、1982 年に 280 万 KW、1987 年に 370 万 KW になる。この需要を賄うため現在設備容量 217 万 KW (ピーク常時可能 175 万 KW) の電源の増強を行なわねばならない。将来の電源開発は現在開発工事を行なっている火力を除き、火力の石油使用量を増大させないことを前提として火力の開発、Luzon 南部地区の地熱開発それに原子力の導入を中心に長期計画が立てられている。また 1982 年 60 万 KW の原子力を開発するに伴って 1982 年以降の予備力を従来の 10% から 20% 保持することを目標として開発計画を Table 11-1 の如く考えている。1982 年に原子力 PNPP-1 (60 万 KW) を Battan 半島に設置する時点で水力地点として Chico 4 号 (30 万 KW) の開発を予定していたが、現地の用地問題から早期開発が困難となったため、用地事情その他から早期着手可能な Magat 発電所工事を予定の 1985 年より繰り上げて 1982 年末完成に変更することとした。

Table 11-1

電力需給 MW バランスと電源開発計画

年度	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
最大需要 MW	1720	1890	2110	2330	2560	2800	2940	3110
発電可能最大 MW	2190	2250	2660	2720	3030	3540	4000	3880
予備率	21%	16%	20%	14%	15%	20%	26%	20%
電源 開発 計画	水力	Punta Bangan 100 MW				Kalayan 1,2 300 MW		Magat 1-4 360 MW
	火力	Battan II 150 MW		Malaya 2 300 MW				Rock well 廃止 △125 MW
	原子力					PNPP 1 600 MW		
	地熱		Tiwi 1 55 MW	Tiwi 2 55 MW Maka Ban 1,2 110 MW			Tiwi 3,4 110 MW Maka Ban 3 55 MW	Maka Ban 4 55 MW

11-2 Luzon島NPCの工事計画と外資関係

NPC のLuzon本島電力系統の送変電，発電計画は従来次のごとく外資の援助を受けて行なわれている。

1) 第五次 IBRD loan

Ilcos, Zambales, Central Luzon, Laguna-Batangas, Southern Luzon の各所の電化計画 1976年 完了

2) 第六次 IBRD loan

既設電力系統の送変電線増強，南北ルソン連系線，Tiwi 地熱関連送電線の新設 1979年 完成予定

3) USAID loan

南部地区送電系統の増強計画 1978年 完成予定

4) OECF loan

Cagayan Valley 送変電系統新設工事 1979年 完成予定

5) Maka Ban 地熱送電線新設工事 1978年 完成予定

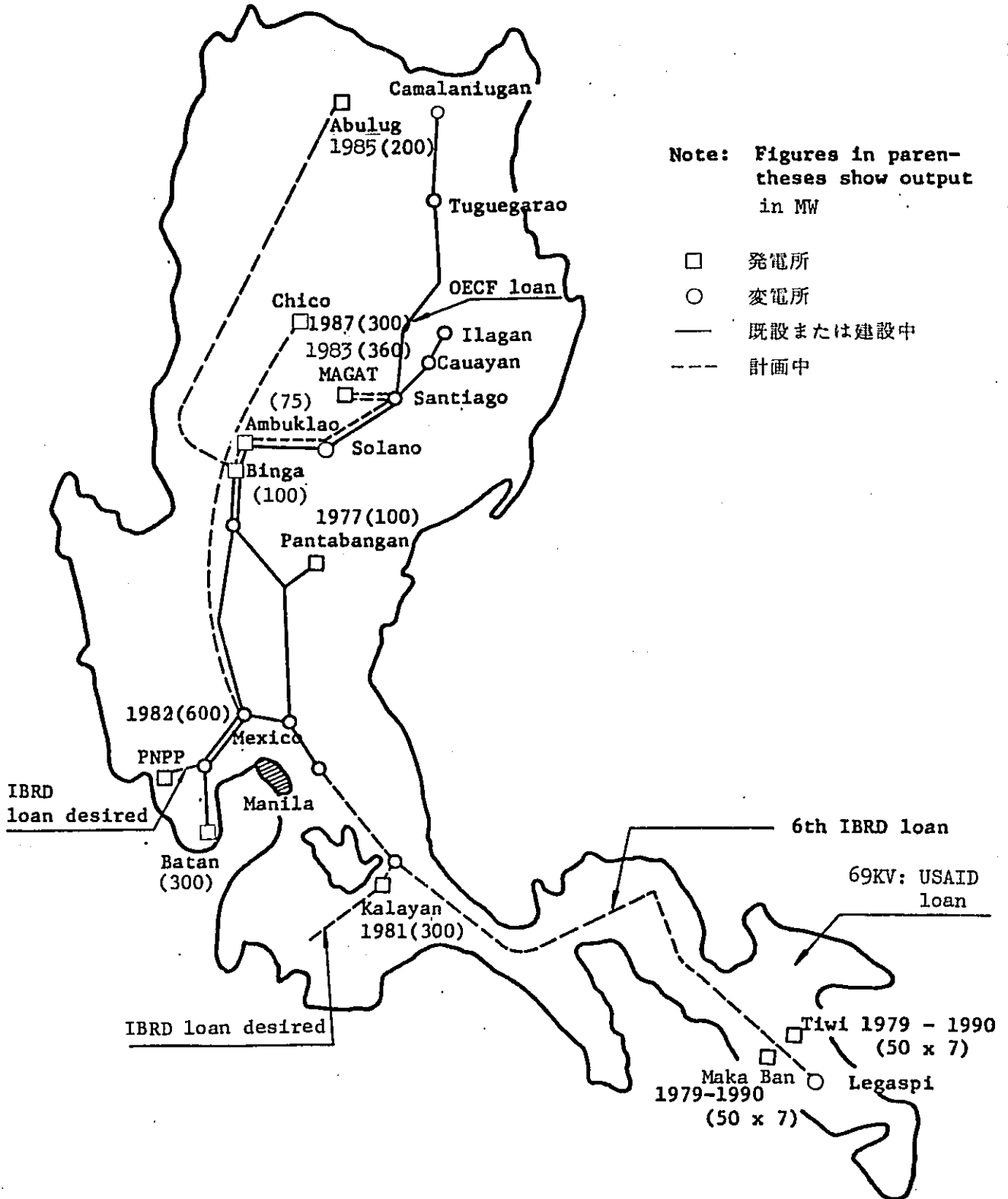
6) 原子力関連主幹系統新設

7) その他水力開発に伴う系統新設 69KV 送電系統増強計画

6) 7) は第7次 IBRD loan として交渉中。

即ち1978年よりの6), 7) などの工事は NPCはIBRD loan として交渉を行なっている。しかし，Magat 発電所開発に伴う Ambuklao-Santiago 間の送電線増強と Ambuklao, Solano, Santiago 各変電所の引出設備増強計画は，OECF loan でのCagayan Valley 送電系統新設工事期間中に建設する必要があるので，この工事計画の資金援助を日本に求めている。

Fig. 11-1 NPC's Main Power Systems and Power Resources Development Sites in Luzon



11-3 Magat 発電所建設に伴う Ambuklao-Santiago 間の 230KV 送電線の 2 回線化の必要性について

Magat 発電所は多目的 Magat ダムを利用して発電を行なうものである。Magat 発電所の年間発生電力量は約10 億 KWH で3 時間ピーク発電所として設計されている。同上発電所は Table 11-1 に示す如く Luzon 島の電力需要 KW バランス上 1983 年に必要である。すなわち この発電所が建設されていないと 1983 年 Luzon 島の予備率は 12% となり原子力発電所の運転不調の際、大幅な負荷制限を行なわねばならなくなる。Magat 発電所が開発されれば水力発電所としてピーク負荷時に常時運転されるし、豊水期には 24 時間運転を行なうこととなる。全出力運転した時の汐流の濁水期ピーク時を Fig 11-2 に示しているが Santiago ~ Ambuklao 間は 28 万 KW に達している。(230KV 送電線 1 回線で電力送電量は約 30 万 KW) 従って豊水期あるいはピーク時以外の Cagayan Valley の電力負荷の軽い時には 230KV 1 回線安全汐流を Over する。また、Magat 発電所が運転している時に送電線事故がおこった場合、水力発電機の安定度から 1 回線では運転上支障をきたす。以上の理由から Ambuklao ~ Santiago 間の 230KV 1 回線送電は Magat 発電所運開前 1982 年までに 2 回線化する必要がある。

11-4 系統構成および安定度の検討

上述したように、2 回線化の必要性はあるが、2 回線化に当り、次の項目について検討する必要がある。

- a Magat P/S の最大出力は 540 MW が予定されているが系統安定度上から見て 540 MW 送電は可能であるか。
- b Solano S/S を T 分岐とするか π 分岐とするか。

これらの検討のため過渡安定度計算を行った。

(1) 過渡安定度計算結果の概要

a 前提条件

系 統 Fig. 11-2 の電力汐流図及び Fig. 11-3 のインピーダンスマップのとおり。

事 故 Santiago 至近端における 3 相地絡

b 結果の概要

Table 11-2 (低速度再閉路による結果) ○: 安定, ×: 不安定

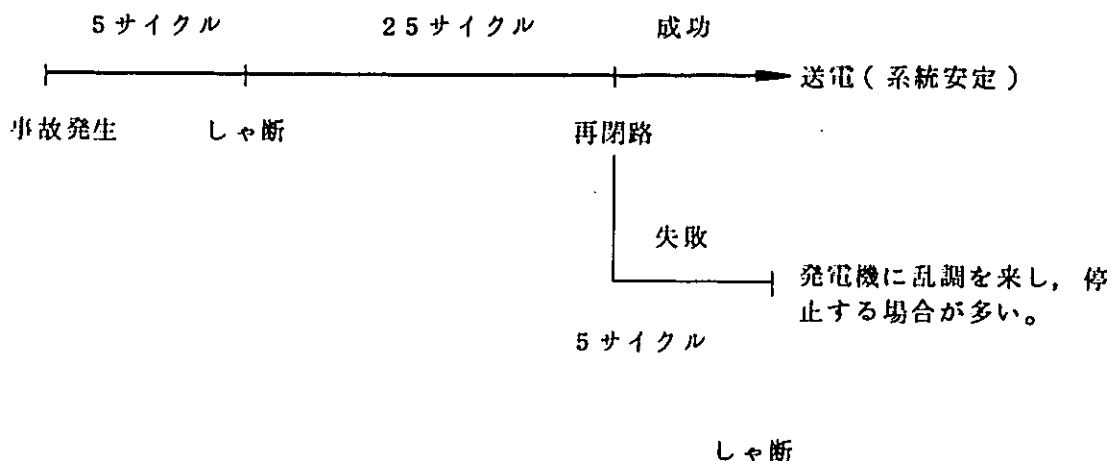
系 統 構 成	Solano T分岐		Solano π 分岐	
	Magat 出力	360 MW	540 MW	360 MW
クリア時間(サイクル)	5	5	5	5
再閉路成功	○	×	○	×
再閉路失敗	○	×	○	×
再閉路なし	○	×	○	×

先づ、高速度と低速度の二つの再閉路式について検討を行なった。

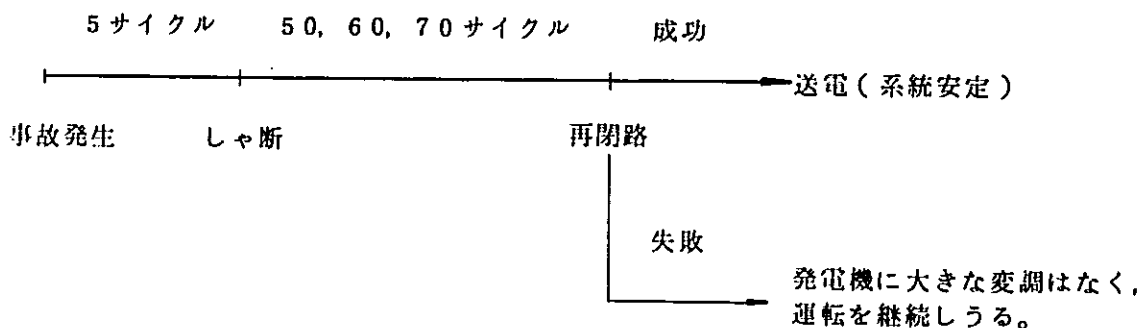
高速度再閉路(無電圧時間 25 サイクル)によって安定度計算を行なった結果, Magat 出力 360MW においては, 再閉路を失敗すると系統不安定となるケースが生じた。

次に Magat 出力 360MW において低速度再閉路(無電圧時間 50, 60, 70 サイクルの 3 ケース)にて再計算を行なった結果, すべてのケースにおいて系統安定であることが確認された。

(高速再閉路の場合)



(低速再閉路の場合)



低速度再閉路の場合の安定検討結果の概要

Fig. 11-4 および Fig. 11-5 に代表的な計算結果を示す。

a) Fig. 11-4 は Magat P/S 出力 540MW Solano S/S π 分岐の系統条件で Santiago S/S 付近にて事故 (3 相地絡) が発生した場合の^{*} 代表地点の発電機状態を示したものである。この図で明らかなように事故点に近い Magat (図中 M) Ambuklao (図中 A) は動揺がはなはだしく脱調 (系統じょう乱のため発電機がしゃ断される) に至ることを示している。このことから Magat P/S 出力 540MW の場合においては安定した供給が望めず, Santiago S/S を π 分岐にしても系統安定に対する寄与が少ないことを示している。

b) Fig. 14-5はMagat P/S 出力360MW Solano S/S T分岐の系統条件でSantiago S/S 付近にて事故(3相地絡)が発生した場合、5サイクルにてシャ断後、低速度再閉路(無電圧時間60サイクル)をなし、事故継続のため、再び5サイクル後シャ断した場合の^{*}代表地点発電機の状態を示したものである。この図ではMagat (図中M) Ambuklao (図中A)をはじめ各発電機ともじょう乱が治まって安定した送電を継続できることを示している。このことからMagat P/S 出力360MW の場合はSantiago S/S はT分岐のままでも低速度再閉路を採用すれば安定した供給を継続することができる。

* 代表地点: Ambuklao (75MW), Magat (360MW), Binga (100MW), Pantabongan (100MW) の各発電所

(2) 結 論

上記の計算結果から次のことがいえる。

a. Magat P/S 第1期工事の360MW は、Ambuklao~Santiago間の2回線化により、安定した送電が継続されるが、第2期工事540MW は、系統事故によって脱調現象を生ずる恐れが充分あるので、安全供給は望めない。従って、Magat P/S 第2期工事の送電系統については、将来当地区に建設予定のAbulug および Ohico P/S の送電対策と併せて総合的に検討するべきである。

b. Solano S/S は当面T分岐とする。

π 分岐とすれば、ばく大な工事資金を要し、また、 π 分岐による安定度向上に対する寄与が少ない。また、Solano S/S は負荷も少なく、重要負荷もないので当分の間は π 分岐の必要はなく、T分岐として常時1回線受電として運用してよいと考えられる。

Fig. II-2 POWER FLOW DIAGRAM in 1983 of PEAK TIME

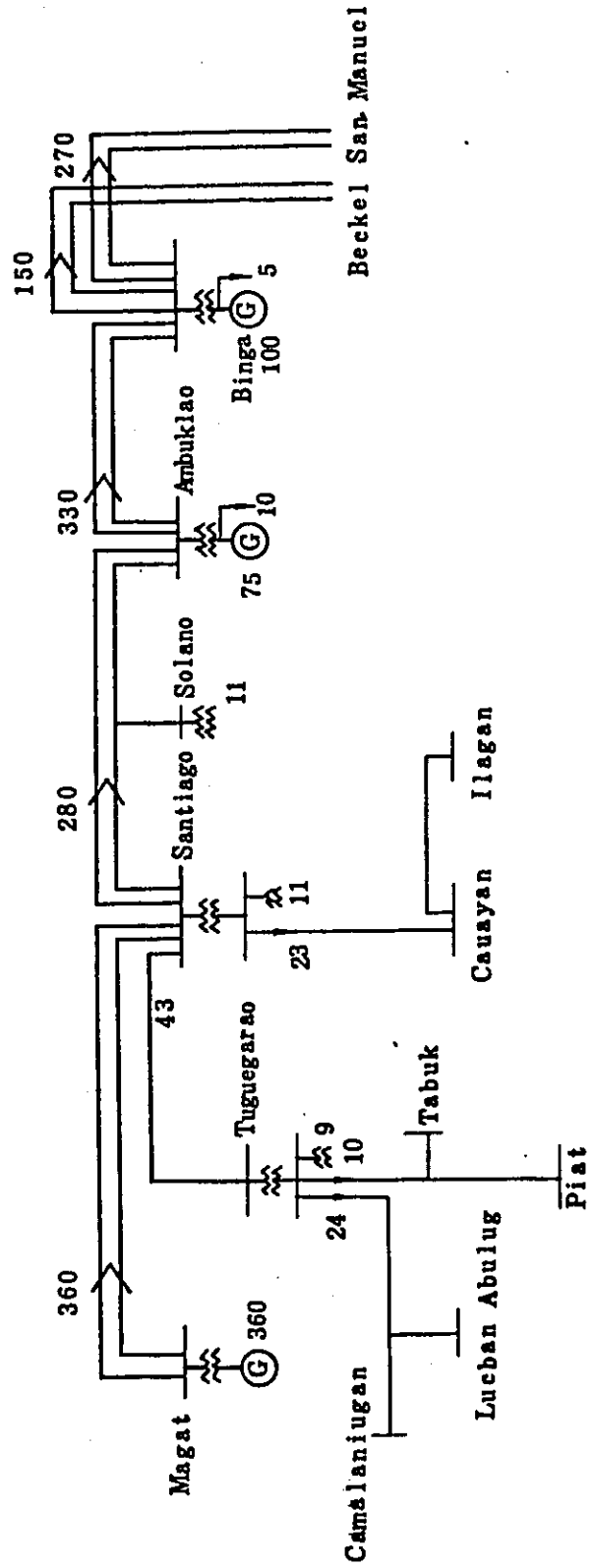


Fig. 11-3 Northern Luzon Power System in 1987
 Impedance Map, 100 MVA, 345 kV, 230 kV Base.

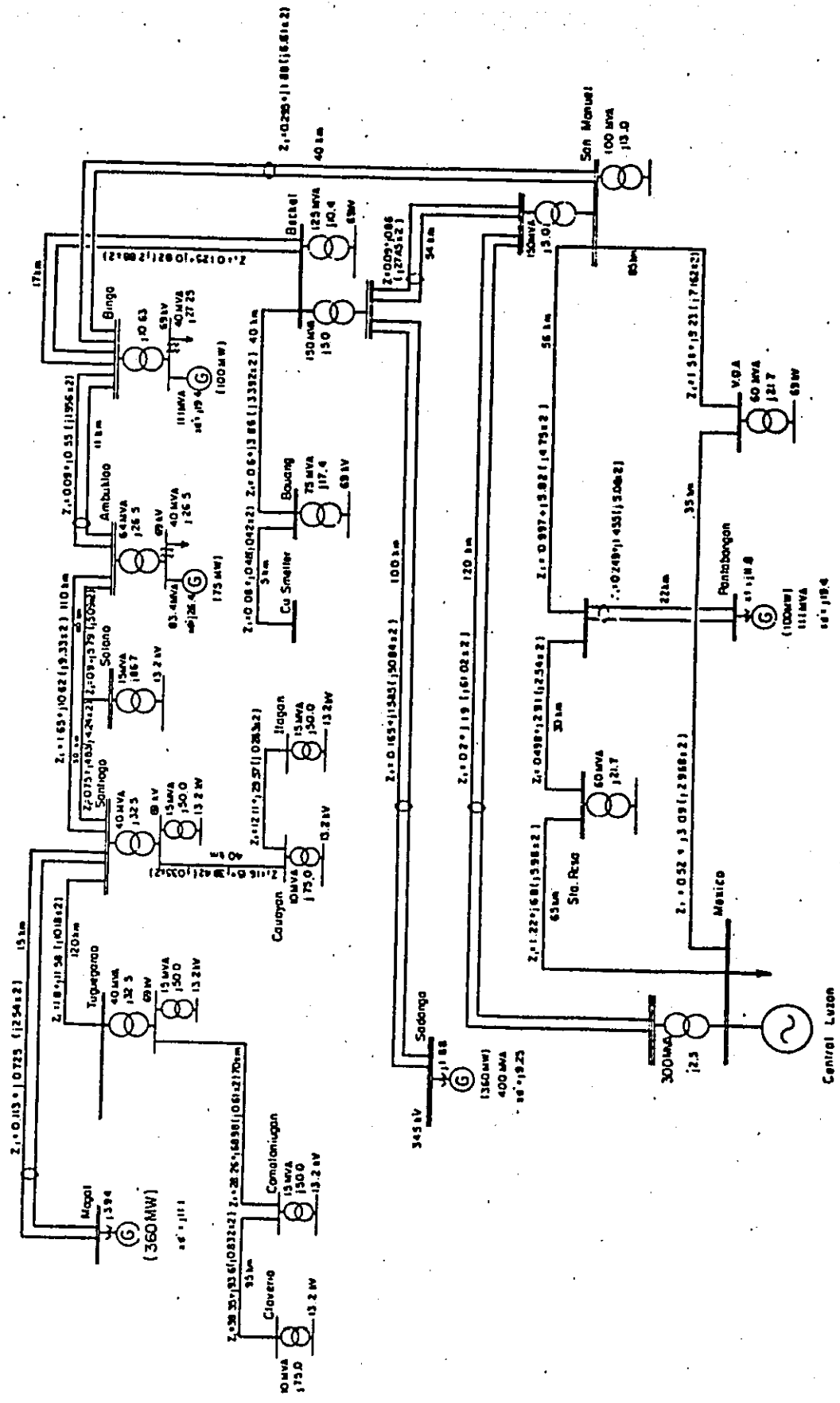


FIG. 11-4 TRANSIENT STABILITY CALCULATION DATA

MAGAT OUTPUT : 540 MW SOLANO : 7 π BRANCH
 FAULT POINT : SANTIAGO 3LG CLEAR TIME : 5 CYCLES

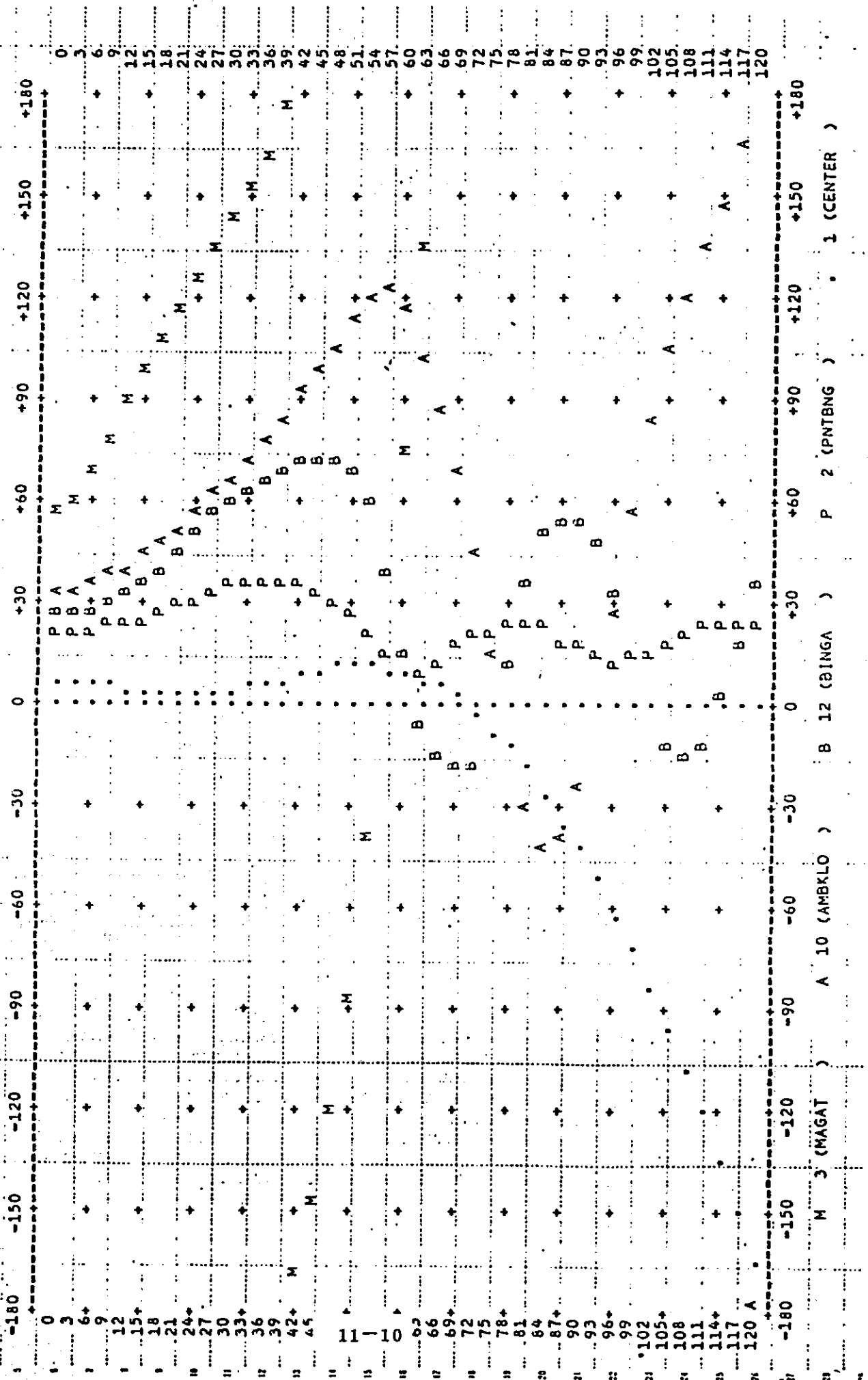
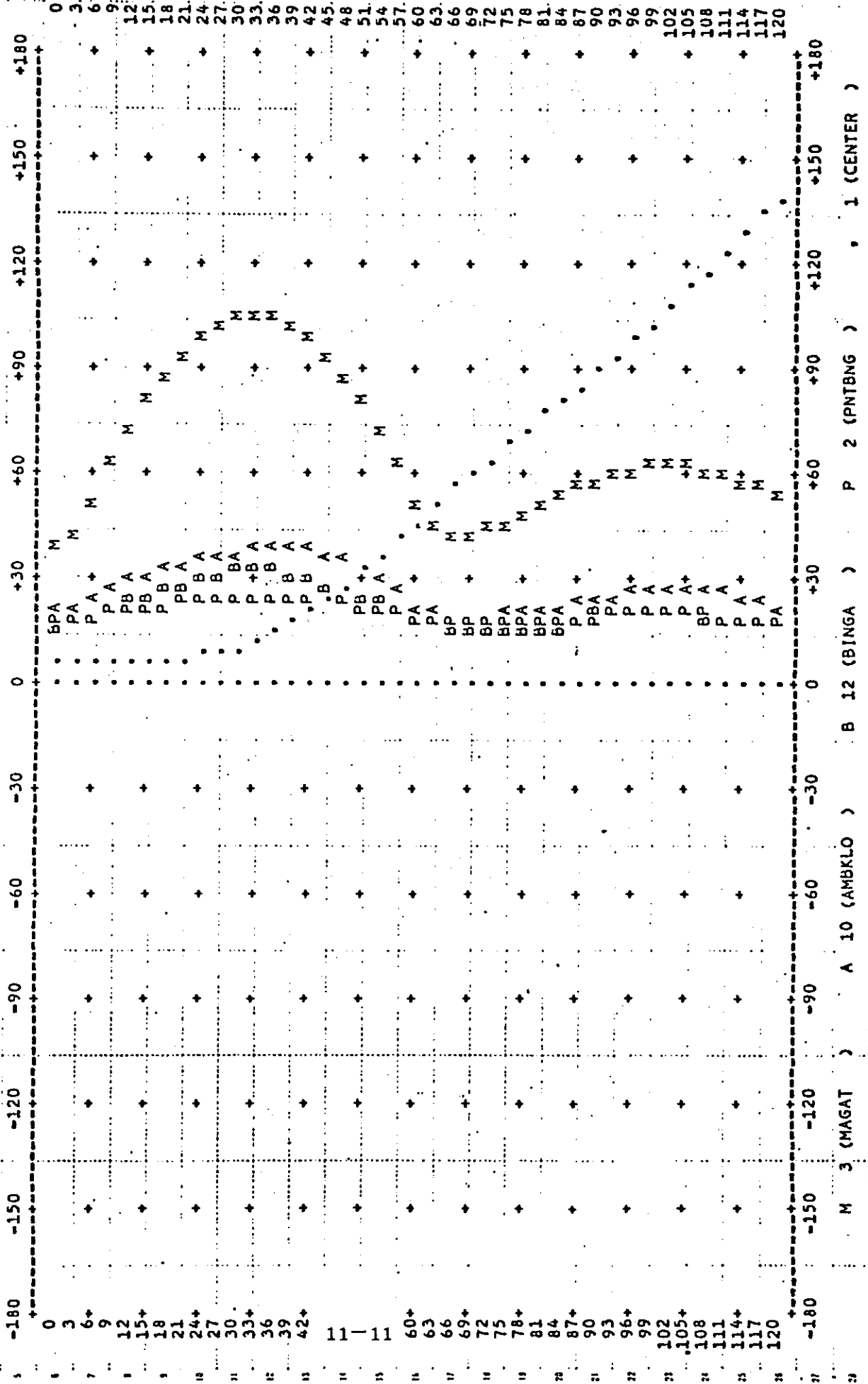


Fig. 11-5 TRANSIENT STABILITY CALCULATION DATA

MAGAT OUTPUT : 360 MW SOLANO : T BRANCH
 FAULT POINT : SANTIAGO 3 LG CLEAR TIME : 5 CYCLES
 RECLOSE TIME : 60 CYCLES RECLOSE : FAILED (O-C-O)



M 3 (MAGAT) A 10 (AMBKLO) B 12 (BINGA) P 2 (PNTBNG) 1 (CENTER)

したがって、Solano S/S の π 分岐に関しては、前述のとおり Magat P/S 第 2 期工事、Abulug および Chico P/S 開発時に、総合的に系統の安定解析を行ない、改善すればよいと考える。

11-5 2回線化に伴う工事計画の概要

(1) 送電線

Ambuklao ~ Solano ~ Santiago 間 230 KV 送電線 1 回線を増架する。

亘 長	Ambuklao ~ Solano 間 6.3 Km
	Solano ~ Santiago 間 4.4 Km - 計 10.7 Km
電 圧	230 KV
回 線 数	1 回線
支 持 物	鉄 塔 (2 回線設計)
電 線	405 mm ² (795 KCM) ACSR
碍子装置	250 mm ² ボールソケット型 懸垂碍子 14 個連 (耐張型 15 個連)

(2) 変電所

送電線 1 回線増加工事に関連し、送電線引出口増設を行う。

所別の増設主要機器の仕様および数量は Table 11-3 のとおりである。

Fig 11-6 230 KV TRANSMISSION ROUTE MAP

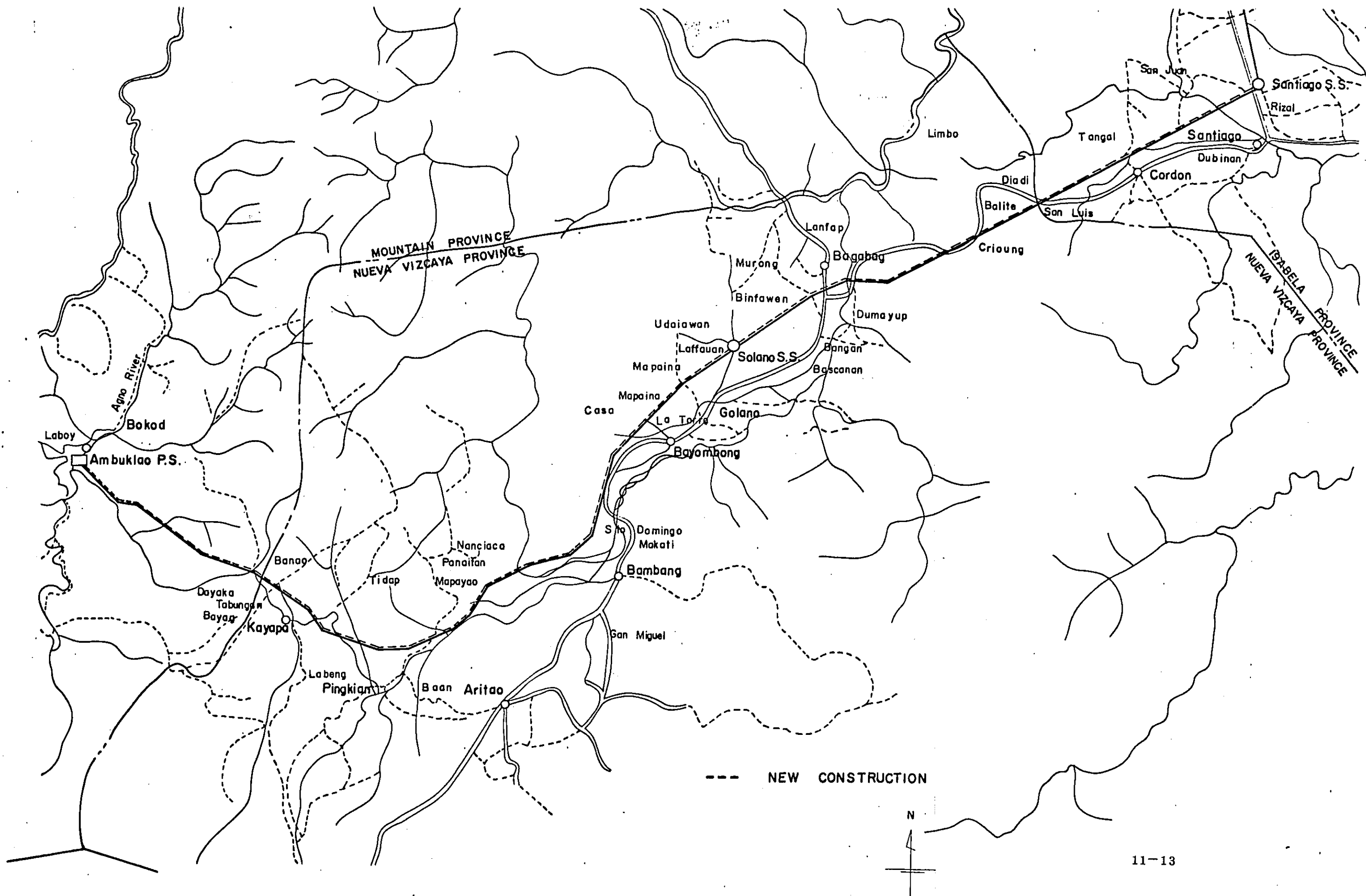


Table 11-3

品名	仕様	単位	数量			
			AMBUKLAO	SOLANO	SANTIAGO	合計
しゃ断器	230KV 1200A 25kA 38	台	2	1	3	6
断路器	230KV 1200A	台	6	3	8	17
変流器	230KV 1200/5A 4core	台	6	3	9	18
P D	$\frac{230}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}}$ 275VA 2core	台	3	3	5	11
避雷器	192 KV	台	3	3	3	9
Line Trap	800A	台	2	2	2	6
PLC 継電器	距離方向比較方式	式	1	1	1	—
PLC 装置		組	1	2	1	4
制御盤		式	1	1	1	—
継電器盤		式	1	1	1	—
電線 端子		式	1	1	1	—

(3) 工事計画についての補足説明事項

- a 機器の仕様はすべて NPC によって、現在建設中のものと同一仕様とした。
- b 系統保護方式について

保護方式は NPC において、建設中のものと同一仕様の距離方向比較電力線搬送保護方式とした。また、3相再閉路は低速再閉方式を推奨する。なお、Solano S/S は当面2回線T分岐として運用されるが、保護方式上常時は1回線のみより受電する方式とすることが望ましい。

11-6 建設工事資金

(1) 総所要資金

230KV 1回線増架による工事所要資金は下記のとおりである。

Table 11-4

(1979年の価格)

項 目	外 貨 10 ³ yen	内 貨 10 ³ ₪	合 計 10 ³ ₪
送 電 設 備	482,000	5,950	19,000
変 電 設 備	772,000	3,880	24,780
小 計	1,254,000	9,830	43,780
予 備 費 F.C 5% D.C 10%	63,000	980	2,690
小 計	1,317,000	10,810	46,470
技 術 料 5%	63,000	510	2,220
合 計	1,380,000	11,320	48,690
円換算	1,380,000	418,000	1,798,000

註 (1) この工事費は NPC において実施中の Cagayan Valley プロジェクトの追加工事として見積ったものである。

(2) 直接工事費は1977年を基準とした年率5%の価格である。

(3) 1 US\$ = 2.77円 = 7.5 ₪

(4) 建設利息は含まない。

(2) 年度別所要資金 (Tentative)

Table 11-5

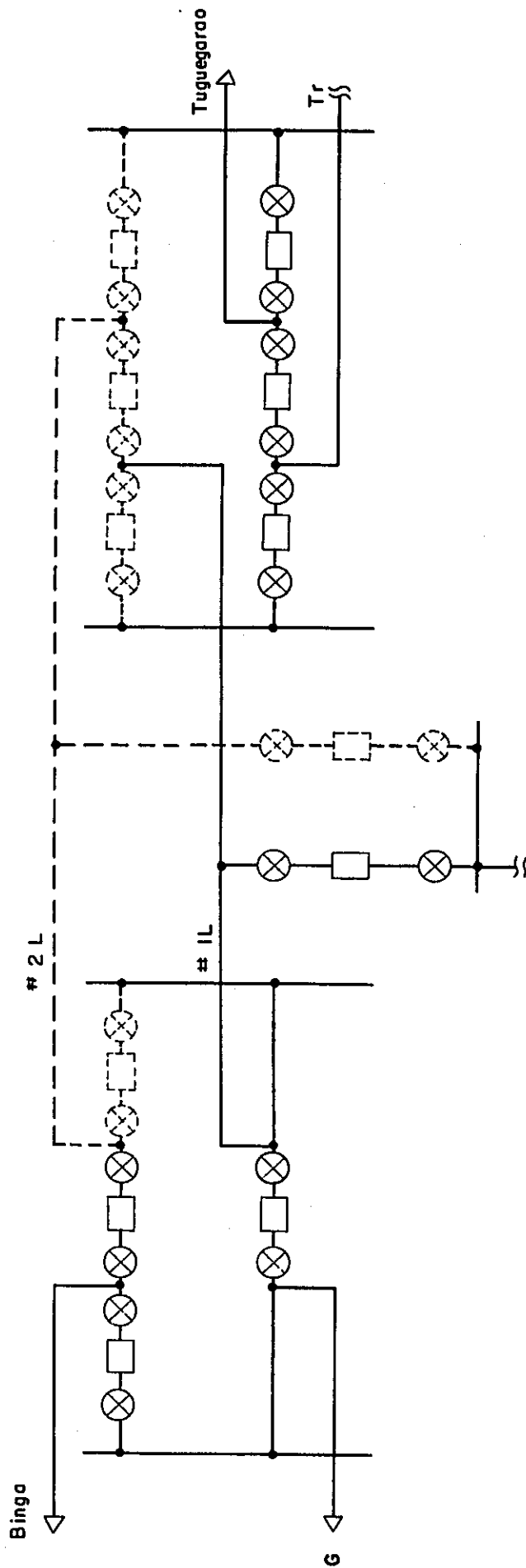
項 目	総 額	1978年	1979年	1980年
外 貨 (10 ³ ¥)	1,380,000	20,000	750,000	610,000
内 貨 (10 ³ ₪)	11,320	300	6,500	4,520

11-7 工事工程

NPC によって目下建設工事の Cagayan Valley 電化プロジェクトは1979年4月を完成目途としており、NPC としては今回の増架工事と同時に施工することを強く希望している。

しかし、同時に施工することは困難であると思われるので、約1年間遅れて1980年5月完成を目途として別紙に示す工程表を作成した。

Fig. 11-7 SINGLE LINE DIAGRAM (ORIGINAL PLAN BY NPC)



AMBUKULAO P/S

SOLANO S/S

SANTIAGO S/S

LEGEND

— UNDER CONSTRUCTION

- - - NEW CONSTRUCTION IN THIS PROJECT

□ CIRCUIT BREAKER

⊗ DISCONNECTING SWITCH

Fig 11-8

SINGLE LINE DIAGRAM

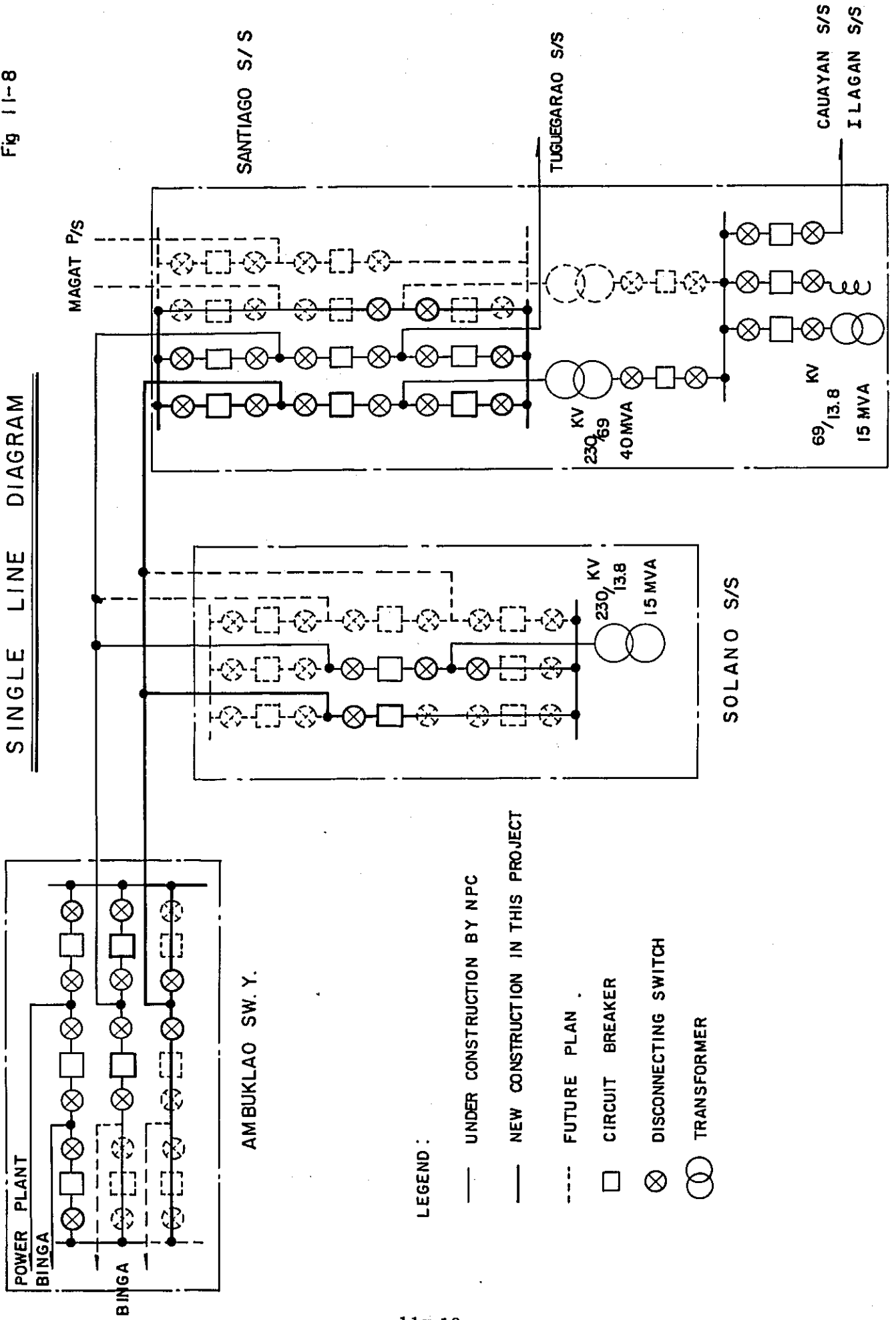
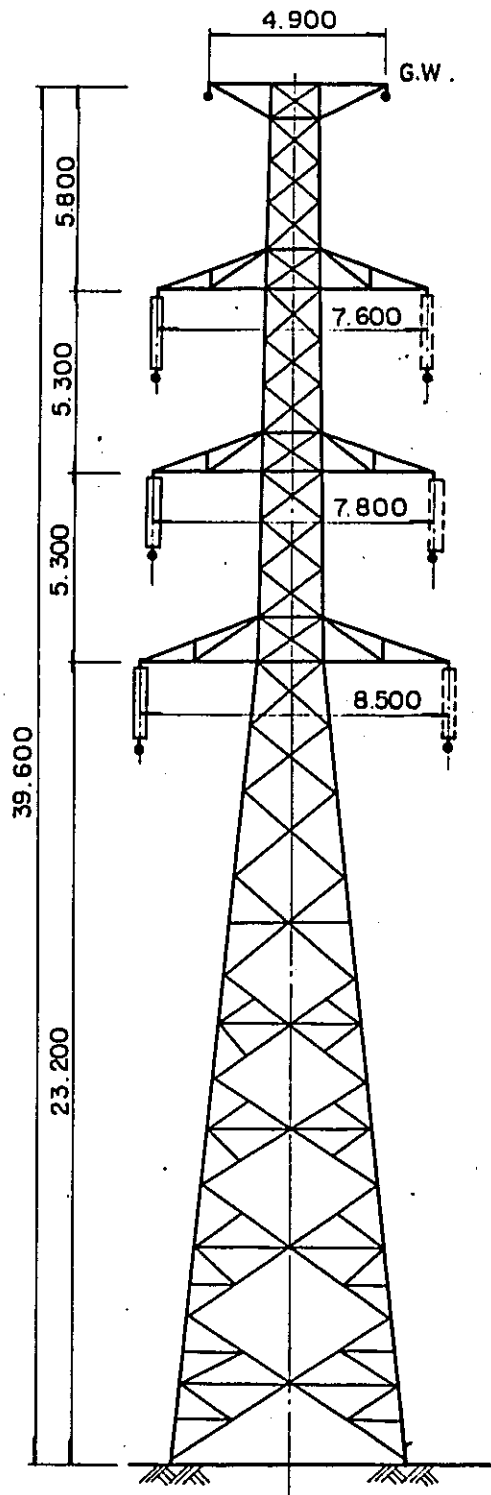


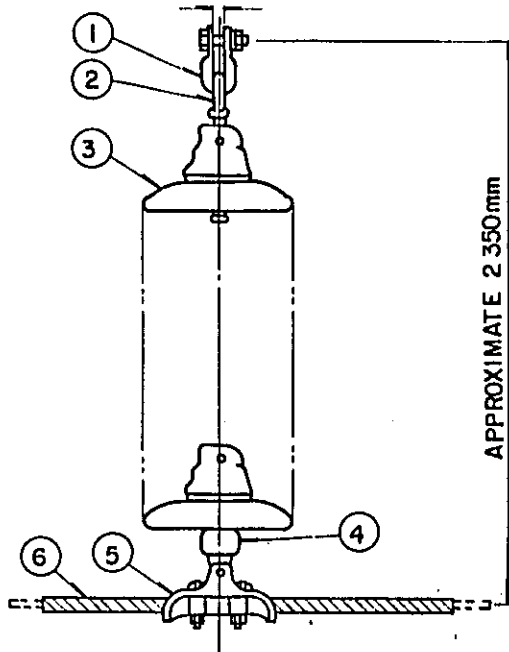
Fig. 11-9

230 KV 2 cct STANDARD SUSPENSION TOWER



Normal Span 400 (m)

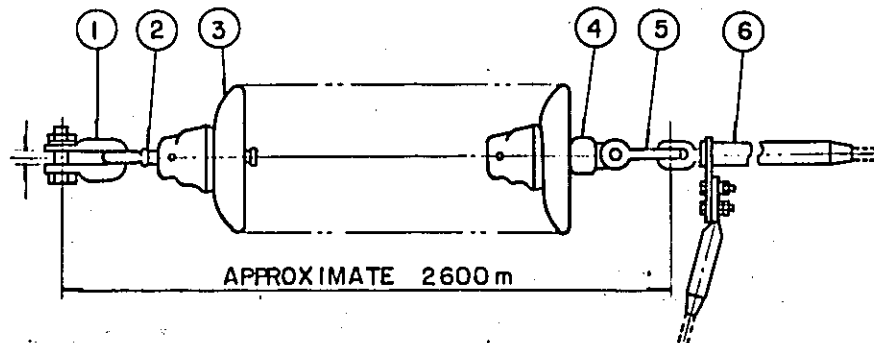
Fig. 11-10 SUSPENSION INSULATOR STRING TYPE "S"



ITEM	DESCRIPTION	QTY
①	Anchor Shackle Bolt Type	1
②	Ball Eye	1
③	Insulator ANSI 52-3	14
④	Socket Eye	1
⑤	Suspension Clamp	1
⑥	Preformed Armor Rod	1 Set

MIN. BREAKING STRENGTH :
7.000 kg

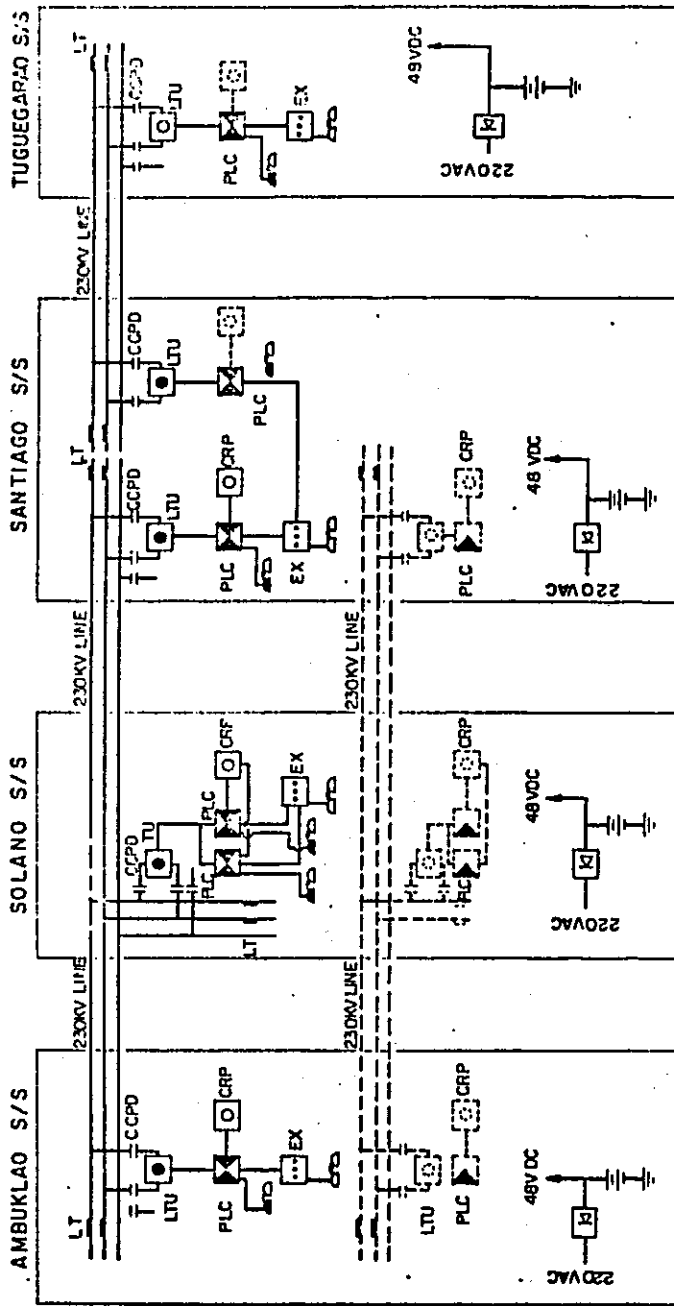
DEAD END INSULATOR STRING TYPE "D"



ITEM	DESCRIPTION	QTY
①	Anchor Shackle Bolt Type	1
②	Ball Eye	1
③	Insulator ANSI 52-5	15
④	Socket Eye	1
⑤	Anchor Shackle	1
⑥	Compression Dead End Clamp	1

MIN. BREAKING STRENGTH : 12.000 kg
(WITHOUT COMPRESSION DEAD
END CLAMP)

Fig. 11-11 POWER LINE CARRIER SYSTEM FOR 230KV SYSTEM



LEGEND :

- LT — LINE TRAP
- CCPD — COUPLING CAPACITOR POTENTIAL DEVICE
- LTU — LINE TUNING UNIT
- PLC — 2-CHANNEL TYPE PLC EQUIPMENT
- PLC — 1-CHANNEL TYPE PLC EQUIPMENT
- CRP — CARRIER RELAYING PROTECTION
- EX — AUTOMATIC EXCHANGE
- TEL SET — TELEPHONE SET
- TEL SET — TONE RINGER PARTY LINE TEL. SET
- RECTIFIER & BATTERY
- NEW CONSTRUCTION

Fig. 11-12 CONSTRUCTION SCHEDULE (Tentative)

I T E M	1977				1978				1979				1980				REMARKS																
	J	S	N	D	J	M	J	A	J	M	J	A	J	M	J	A		J	S	O	N	J	A	S	O	D							
	A	S	O	D	M	A	J	A	F	A	M	J	F	A	M	J		F	A	M	J	F	A	M	J	F	A	M	J				
A. Survey																																	
B. Detailed Design																																	
C. Preparation & Review of Specifications																																	
D. Bidding & Award of Contract																																	
E. Delivery of Equipment & Materials																																	
F. Installation Works																																	
G. Taking-over																																	

第12章 電化計画の経済性

第12章 電化計画の経済性

12-1 Region II の COOP の販売経費について

12-1-1 COOP の運営経費の想定

COOP 別の概略の供給面積、配電設備をTable 12-1に示している。これによると1982年時点で、各COOPの規模は大略A, B, Cの三種に大別される。

A種……供給面積、配電設備共大きいもの、ISELCO I, II

B種……供給面積は広く、高低圧線は長いが、Tr. 台数が800台以下のもの

N. Vizcaya, CAGELCO I, II

C種……配電設備が比較的小さいもの、Ifugao, Quirino, Kal-Apa I, II

1976年末時点での既存のCOOPの設備、人員を同じくTable 12-1の下段に記載しているが、その活動状況からみると、上記のC種は、現在のISELCO程度の人員で充分運営可能である。B種はC種の1.5倍、A種はC種の2倍程度の人員で充分運営可能であろう。従って、営業経費の1984年時点での見積りは9COOP合計で現在のISELCOの12倍の規模で考えてよいと思はれる。

Table 12-1 COOP 別 配 電 設 備 概 要

COOP 名	供給面積 10 ³ Km ²	1982年時点の設備				人 員	
		高圧線Km	低圧線Km	Tr 台数	メーター数	総人員	配電関係
N.VIZCAYA	39	518	584	717	22,095	B	
I F U G A O	25	192	168	175	4,865	C	
Q U R I N O	30	142	174	184	5,188	C	
I S E L C O I	50	550	785	1,299	25,694	A	
I S E L C O II	50	548	649	1,117	23,396	A	
C A G E L C O I	40	463	610	788	21,670	B	
C A G E L C O II	40	553	505	786	17,006	B	
K A L - A P A I	30	335	259	282	8,065	C	
K A L - A P A II	30	202	117	118	3,088	C	
TOTAL	—	3,504	3,851	5,466	131,067		
ISELCO ^{dec} ₁₉₇₆	30	157	126	310	4,250	130	59
CAGELCO ^{dec} ₁₉₇₆	30	124	101	115	2,800	51	23

註：現ISELCOの人員をCとする。 B=1.5C A=2Cと考えた。

他方 ISELCO の 1977 年 JAN ~ JUN の半期の運転予算書 (OPERATING EXPENSE BUDGET) の概要を Table 12-2 に示している。この中で現在ディーゼル発電機を運転しているための Generation Expense と、 Depreciation Expense を除いた Operating Cost を見ると総計、 721,352 円 となる。

従って ISELCO の 1977 年 1 年間の営業経費は

$721,352 \text{ 円} \times 2 = 1,442,704 \text{ 円}$ となるので概略 1,450,000 円 と考えられる。

よって 1984 年時点 (配電幹線の建設がほぼ完成する時点である。) での COOP の運転経費は、諸経費のエスカレーションを 7% と仮定すると

$$1,450 \times 10^3 \times 12 \times 1.6 = 278 \times 10^6 \text{ 円} \dots\dots(1)$$

1985 年以降の分も 7% のエスカレーションを考えるが 1983 年以前は配電系統が拡張中であるので、1984 年時点の経費を 100 として次の如く考えた。

COOP 営業経費

1984 年	100%
1983 年	90%
1982 年	80%
1981 年	70%
1980 年	65%

TABLE 12-2 ISELCO'S OPERATING EXPENSE

Jan ~ Jun 1977

	Account (¥)	%
Office supplies & Expenses	16,620	1.013
Transportation Expenses	207,600	12.66
Travelling Expense	22,020	1.34
Security service	13,680	0.83
Salaries & wages	411,915	25.12
sss, medicate & sif	23,017	1.40
Generation Expenses	858,706	52.36
Depreciation Expenses	60,000	3.66

Sales	Discounts	4,000	0.24
Others		22,500	1.37
Total		1,640,058	100.0

12-1-2 販売経費単価の計算

1978年～1982年までの工事費の支出は Table 8-7 に示してあるが、再録すると

		1978年	1979年	1980年	1981年	1982年
F・C	¥ 10 ⁶	1,256	3,580	3,848	272	429
D・C	₱ 10 ⁶	33.53	39.75	34.42	28.8	29.53

である。また、全 Barrio に配電線が通る時点は 1984 年を目標としている。仮りに 1983、1984 年の工事費が均等に支出されるものとして、工事費の経費を算定し、各年度の想定電力量より、販売電力の粗単価を計算したものを Table 12-3 に示す。計算にあたって、NPC よりの購買電力量は販売電力量に loss 分 10% を加味して考え、その単価は先の NPC カガヤン電化計画の I・P・の想定原価 0.239 ₱/KWH をとって考えた。

償還計画は、F・C・については年利率 3.25%、7 年すえ置き の 18 年割賦償還とした。D・C・については年利率 3% 5 年すえ置き ののち、利子分を加えた元金を 6 年目より 25 ヶ年間同一額償還（修正元金の 5.74%）とした。

その結果、1982 年 0.421 ₱/KWH、1984 年 0.414 ₱/KWH、1986 年 0.410 ₱/KWH と徐々に低下している。

Table 12-4 に示す如く、ルソン島内の各 COOP の電力単価 (System rate) は 0.378 ₱/KWH ~ 0.300 ₱/KWH の範囲にある。

これと比較すると、約 0.1 ₱/KWH 大きい。

また現在の ISELCO の電力単価の 0.63 ₱/KWH に比較すると約 0.2 ₱安くなっている。

勿論実際には D・C・の償却は NEA の COOP に対する料金政策により変更されることが考えられる。従って、実際の電力単価は 0.44 ₱/KWH より大巾に下がるものと考えられる。

Table 12-3 Operating Cost Per KWH, Region II (1st stage)

(1 \$=₱277=₱7.5)

Year	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
no.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Construction Fund										
F·C· (10 ⁶ ₱)	1256	3580	3948	272	429	25505	25505			
Total	1256	4836	8684	8956	9385	119355	14486	14486	14486	14486
D·C· (10 ⁶ ₱)	3353	3975	3442	288	2953	4021	4021			
Total	3353	7328	1077	1365	16603	20624	24645	24645	24645	24645
Repayment										
F·C· Interest (10 ⁶ ₱)	408	1570	2822	2911	3050	3879	47080	4708	4708	4708
F·C· Amortization (10 ⁶ ₱)								5214	5214	5214
Sub Total	408	1570	2822	2911	3050	3879	47080	9922	9922	9922
Change to Peso (10 ⁶ ₱)	1.10	425	7.64	7.88	826	1050	1275	2686	2686	2686
D·C· interest (10 ⁶ ₱)	100	119	103	086	089	121	121			
D·C· (Loan Subsidy)								3957	331	3398
Total								12380	1569	19088
D·C· Repayment								711	901	1096
Repayment Sub Total	1.10	425	7.64	7.88	826	1289	1758	3397	3587	3782
COOP Operating Cost N (10 ⁶ ₱)			180	194	222	250	278	297	318	340
SOLD Power (10 ⁶ ₱) O			1171	1510	1919	2328	3009	3670	4600	5500
Received Power from										
NPC (10 ⁶ ₱)			1288	1661	2110	256	331	4037	5060	6050
Power Cost (10 ⁶ ₱)			308	397	504	612	791	965	1209	1446
Cost Grand Total (10 ⁶ ₱) R=L+N+Q			5644	6698	8086	9909	12448	16017	18857	21642
Cost (₱) Per kWh			0.482	0.444	0.421	0.426	0.414	0.436	0.410	0.393

Note: F·C·Term 25 Years, Interest.....325%/Year.

Term underdeemed 7 Years, and 18 Years amortization.

D·C·Term 30 Years, Interest.....5%/Year. Term underdeemed 5 Years, from 6th Year, accumulated interest and Capital are repaid with the ratio 5.74%/Year.

TABLE 12-4 COOP'S Powercost in Luzon Island, 1976,

NAME of COOP	Rep Ort Mo.	COST			mils/KWH		System loss %	Connected No of Houses		SOLD MWH	KWH	
		System rate	Power cost	Others cost	Gross Margine	As of DEC. '76		As of DEC. '75	House-Mo		Total House	
Region I												
ILOCOS NORTE	11	352	194	99	58	19	15,918	10,446	5,846	40.3	24.2%	
ILOCOS SUR	11	352	204	81	67	24	13,000	7,295	5,620	50.3	18.3%	
Benguet **	11	241	172	14	55	18	17,148	15,380	68,612	383	51.9%	
Region III												
Zambales	9	372	237	67	68	9	15,673	9,447	8,567	75.8	26.6%	
Bataan	11	319	199	51	69	28	24,692	20,674	21,784	87.4	72.6%	
Nueva Ecita I	11	378	215	90	75	28	21,578	17,471	13,314	61.9	31.7%	
Bulacan	11	362	334	69	41	27	30,478	20,704	13,042	46.9	49.9%	
Tarlac	10	360	198	120	42	25	9,745	6,628	4,235	47.0	不	
Region IV												
Batangas	11	300	146	82	72	13	12,903	5,420	7,750	76.9	24.8%	
Laguna	10	316	196	69	51	23	13,722	13,448	7,580	55.8	72.2%	
Region II ***												
CAGELCO	6	810	1163	229	-581	13	2,796	144	133	15	5.6%	
ISELCO	11	893	814	209	-130	10	4,251	1,286	1,637	53.7	7.7%	

NOTE: * KWH/Hous-Mo 383 larger than others. This COOP sends Power to many Large industries.

*** Use Diesel Generator

12-2 IRRの計算

第1期工事(1978年~1982年)までの工事のIRRを求めるために次の前提条件で考えた。

- 1 計算期間は1978年~2002年の25年間とした
- 2 工事費は第1期分のみ。(Table 8-7)
- 3 需要電力量は1979年より1982年まではTable 6-13の想定をとり1983年以降は、住宅需要のみ、1982年の需要家数で一定として、月使用電力量を毎年3KWH /戸づつふえるものとした。
- 4 粗収入は0.45円 /KWHの単価を想定電力量にかけたものとした。
- 5 NPCの卸売価額は0.239円 /KWHとした。

現価率10%の場合の計算結果をTable 12-5に示している。

現価率10%のときのCostの現在価値 331.4×10^6 円に対して粗収益の現在価値換算の合計は 361.61×10^6 円となりIRRは10%以下であることを示している。現価率8%、12%の場合を同様にして求めた結果は次の如くなる。

現 価 率	8%	10%	12%
粗 収 益 (10^6 円)	405.17	331.4	275.64
工 事 費 用 (10^6 円)	371.83	361.61	351.95

故にIRRは9.1%となる。

従って、本プロジェクトは充分経済的に引き合ひもので、需要の増加があれば、さらにIRRが10%をこす高い値をとることとなる。このことは将来さらに、電力単価を0.45円/KWHよりも大きく下げ得る可能性の大きいことを示している。

フィリピン共和国

カガヤンバレイ地域配電計画

調査報告書

(APPENDIX)

昭和52年9月

国際協力事業団

CONTENTS

Appendix - 1	Presidential Decree No. 269	A - 1
Appendix - 2	Milestones	A - 20
Appendix - 3	Distribution System Design	A - 22
Appendix - 4	高圧支線および低圧線亘長の算出方法	A - 55
Appendix - 5	Construction Cost	A - 59
Appendix - 6	Rough Scketch of River Crossing points	A - 66
Appendix - 7	230KV 系統過渡安定度計算	A - 67
Appendix - 8	営業、保守運営の現況について	A - 74

Appendix-1

Presidential Decree No. 269

Presidential Decree No 269

Chapter I -- Policy and definitions

Section 1. Title

Section 2. Declaration of National policy.

Section 3. Definitions

Chapter II -- The National Electrification Administration

Section 4. NEA Authorities, Power and Directives.

Section 5. National Electrification Administration;
Board of Administrators; Administrator.

Section 6. Capital Stock.

Section 7. Loan Standards.

Section 8. Contracting Indebtedness: Conditions, Privileges,
Exemptions, Sinking Fund, Guarantees.

Section 9. Authority to Extend Loans and Release or Subord-
inate Securities.

Section 10. Enforcement Powers.

Section 11. Execution of Public Works Acts.

Section 12. Conflict of Interest.

Section 13. Supervision over NEA; Power Development Council.

Section 14. Exemption from All Taxes, Fees, Duties, Imposts
and Other Changes by Government Instrumentalities.

Chapter III -- Electric Cooperatives

Section 15. Organization and Purpose.

Section 16. Powers.

Section 17. Name.

Section 18. Incorporators.

Section 19. Articles of Incorporation.

Section 20. By-laws.

Section 21. Members.

Section 22. Meeting of Members.

Section 23. Waiver of Notice.

Section 24. Board of Directors.

Section 25. Districts.

Section 26. Officers.

Section 27. Amendment of Articles of Incorporation.

Section 28. Change of Location of Principal Office.

Section 29. Consolidation.

- Section 30. Merger
- Section 31. Effect of Consolidation or Merger
- Section 32. Conversion of Existing Corporation
- Section 33. Dissolution
- Section 34. Filing of Articles and Certificates
- Section 35. Non-profit, Non-discriminatory, Area Coverage Operation and Service
- Section 36. Disposition of Property
- Section 37. Non-liability of Members for Debts of Cooperative
- Section 38. Limitation of Actions
- Section 39. Assistance to Cooperative; Exemption from Taxes, Imposts, Duties, Fees; Assistance from the National Power Corporation
- Section 40. Exemption from Board of Power and Water Works and Securities Exchange Commission

Chapter IV. --- Franchises; Regulation of Cooperatives

- Section 41. Applicability
- Section 42. Repeat of Franchise Powers of Municipal, City and Provincial Governments
- Section 43. Franchising Powers Delegated to the NEA
- Section 44. Preference to Cooperatives
- Section 45. Furnishing Service without a Franchise Prohibited
- Section 46. Additional Regulation of Cooperatives by the NEA
- Section 47. Hearing and Investigations
- Section 48. Parties and Intervenors in NEA's Proceeding
- Section 49. NEA Rules and Regulations
- Section 50. Notices
- Section 51. Hearings Conducted by Board of Administrator or Any Member Thereof
- Section 52. Compensation
- Section 53. Hearing Rules; Contempt

Section 54. Subpoenas; Contempt

Section 55. Testifying

Section 56. Depositions

Section 57. Service

Section 58. Reconsideration

Section 59. Court Review

Section 60. No Stay

Section 61. NEA Counsel

Chapter V ----- Transitory Provisions

Section 62. Existing NEA Continued

Section 63. Separability of Provisions

Section 64. Effect on Other Acts.

Section 65. Effectivity

PRESIDENTIAL DECREE No.269

CREATING THE " NATIONAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION" AS A CORPORATION, PRESCRIBING ITS POWERS AND ACTIVITIES, APPROPRIATING THE NECESSARY FUNDS THEREFORE AND DECLARING A NATIONAL POLICY OBJECTIVE FOR THE TOTAL ELECTRIFICATION OF THE PHILIPPINES ON AN AREA COVERAGE SERVICE BASIS, THE ORGANIZATION, PROMOTION AND DEVELOPMENT OF ELECTRIC COOPERATIVES TO ATTAIN THE SAID OBJECTIVE, PRESCRIBING TERMS AND CONDITIONS FOR THEIR OPERATIONS, THE REPEAL OF REPUBLIC ACT NO. 6038, AND FOR OTHER PURPOSES.

.....

,.....

CHAPTER I POLICY AND DEFINITIONS

Section 1. Title. — This Decree shall be referred to as the "National Electrification Administration Decree."

Sec. 2. Declaration of National Policy. — The total electrification of the Philippines on an area coverage basis being vital to the welfare of its people and the sound development of the Nation, it is hereby declared to be the policy of the State to pursue and foster, in an orderly and vigorous manner, the attainment of this objective. For this purpose, the State shall promote, encourage and assist all public service entities engaged in supplying electric service, particularly electric cooperatives, which are willing to pursue diligently this objective.

Because of their non-profit nature, Cooperative character and the heavy financial burdens that they must sustain to become effectively established and operationally viable, electric cooperatives, particularly, shall be given every tenable support and assistance by the National Government, its instrumentalities and agencies to the fullest extent of which they are capable; and, being by their nature substantially self regulating and Congress having, by the enactment of this Decree, substantially covered all phases of their organization and operation requiring or justifying regulation, and in order to further encourage and promote their development, they should be subject to minimal regulation by other administrative agencies.

Area coverage electrification cannot be achieved unless service to the more thinly settled areas and therefore more costly to electrify is combined with service to the most densely settled areas and therefore less costly to electrify. Every public service entity should hereafter cooperate in a national program of electrification on an area coverage basis, or else surrender its franchise in favor of these public service entities which will. It is hereby found that the total electrification of the Nation requires that the laws and administrative practices relating to franchised electric service areas be revised and made more effective, as herein provided. It is therefore hereby declared to be the policy of the State that franchises for electric service areas shall hereafter be so issued, conditioned, altered or repealed, and shall be subject to such continuing regulatory surveillance, that the same shall conduce to the most expeditious electrification of the entire Nation on an area coverage basis.

Sec.3. Definitions _____

CAPTER II — THE NATIONAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION

SEC.4. NEA Authorities, Powers and Directives.—The NEA is hereby authorized, empowered and directed to promote, encourage and assist public service entities, particularly cooperatives, to the end of achieving the objective of making service available throughout the nation on an area coverage basis as rapidly as possible; and for such purpose it is hereby, without limiting the generality of the foregoing and in addition to other authorizations, powers and directives established by this decree, specifically authorized, empowered and directed:

(a) To have a continuous succession under its corporate name until otherwise provided by law;

(b) To prescribe and thereafter to amend and repeal its by-laws not inconsistent with this Decree;

(c) To adopt and use a seal and alter it at its pleasure;

(d) To sue and be sued in any court, Provided, that NEA shall, unless it consents otherwise, be immune to suits for ex delicti;

(e) To make contract of every name and nature and to execute all instruments necessary or convenient for the carrying on of its business;

(f) To make loans to public service entities, with preference to cooperatives, for the construction or acquisition, operation and maintenance of generation, transmission and distribution facilities and all related properties, equipment, machinery, fixtures, and materials for the purpose of supplying area coverage services, and thereafter to make loans for the restoration, improvement or enlargement of such facilities; Provided, that the public service entity applying for a loan, if neither a cooperative nor a local government, must be in operation at the time of application;

(g) To promote, encourage and assist public service entities and government agencies and corporations having related functions and purposes, with reference to cooperatives, in planning, developing coordinating, establishing, operating, maintaining, repairing and renovating facilities and systems to supply area coverage service, and for such purpose to furnish, to the extent possible and without charge therefor, technical and professional assistance and guidance, information, data and the results of any investigation, study, or report conducted or made by the NEA;

(h) To approve or disapprove any loan from other lenders to public service entities which at the time are borrowers from NEA under sub-paragraphs (f) or (i) of this section, and thereafter, pursuant to Section 10 (b) to disapprove advances of loans from other lenders;

(i) To make loans for the purpose of financing the wiring of premises of persons served or to be served as a result of loans made under sub-paragraph (f) of this Section, and for the acquisition and installation by such persons of electrically-powered appliances, equipment, fixtures and machinery of all kinds for residential, recreational, commercial, agricultural and industrial uses, such loans to be made directly (1) to public service entities which have received loans under sub-paragraph (f) of the section, which entities shall in turn relend such funds to persons served or to be served by them, or (2) to any person served or to be served by public service entities which have received loans under sub-paragraph (f) of this section: Provided, that at no time shall the total loans made under this sub-paragraph (i) to a public service entity and/or to persons served or to be served by such entity exceed twenty-five (25%) per centum of the outstanding loans to such entity made under sub-paragraph (f) of this section;

(j) To cooperate, coordinate and exchange such information, studies and reports with, and to seek such cooperation and coordination from, other departments, agencies and instrumentalities of the National Government, including NPC, as will most effectively conduce to the achievement of the purposes of this Decree;

(k) To borrow funds from any source, private or government, foreign or domestic, and, not inconsistently with section 8, to issue bonds or other evidences of indebtedness therefor and to secure the lenders thereof by pledging, sharing or subordinating one or more of the NEA's own loan securities;

(l) To

SEC. 5. National Electrification Administration; Board of Administrators Administrator. (a) For the purpose of administering the provisions of this Decree, there is hereby established a corporation to be known as the National Electrification Administration. All of the powers of the corporation shall be rested in and exercised by a Board of Administrators, which shall be composed of a Chairman and four(4) members, one of whom shall be the Administrator as ex-officio member. The Chairman and the three other members shall be appointed by the President of the Philippines to serve for a term of six years.

Sec. 6. Capital Stock.--The authorized capital stock of NEA is one bill pesos (P1B) divided into ten (10) million shares having a par value of one hundred (P100.00) pesos each, which shares are not to be transferred, negotiated, pledged, mortgaged, or otherwise given as security for the payment of any obligation. The sum of fifty million pesos (P50M) of the capital stock has been subscribed and paid wholly by the Government of the Philippines in accordance with the provisions of Republic Act numbered Twenty-seven hundred seventeen, and Republic Act numbered Sixty hundred thirty-eight.

The remaining nine hundred fifty million pesos (P950M) shall be wholly subscribed by the Government of the Philippines and shall be paid as follows:

(a) The sum of one hundred ninety five million pesos (P195M) worth of goods and services from Japanese Reparations for the eighteenth, nineteenth, and twentieth year schedule, which is hereby allocated to NEA;

(b) The sum of ten million pesos (P10M) for the fiscal year 1973 and the same amount each year for the next two fiscal years making a total sum of thirty million pesos (P30M) representing proceeds of the sale of reparation goods, which are hereby allocated to NEA;

(c) The sum of fifty three million five hundred thousand pesos (P53.5M) for the fiscal year 1973 and the same amount each year for the next nine (9) fiscal years from the general revenue, which are hereby appropriated;

(d) The sum of one hundred thirty million pesos (P130M) representing fund or physical assets which NEDA-PS may make available to the NEA for loan purposes;

(e) The sum of sixty million pesos (P60M) representing proceeds corresponding to the share of the National Government in all franchise taxes paid by electric service entities; and

(f) Such sums as may be appropriated and/or allocated by the President or the National Assembly, when it comes into existence, from time to time as the financial needs of the NEA shall require until the authorized capital stock is fully paid up.

Sec. 7. Loan Standards.--In making a loan authorized in Section 4, the Board of Administrators is hereby authorized, empowered and directed:

(a) Before making such loan, to determine and certify that (1) the project or projects being financed thereby are financially feasible for the purpose of, and will result in, area coverage in the area or areas to be affected thereby; (2) funds are or will be available for the total advance of such loans to the borrower on the schedule contemplated by the loan agreement; and (3) in the NEA's judgment the security for such loan is reasonably adequate and the principal of and interest upon such loan will be repaid on schedule and within the time agreed;

(b) To require that such loan be self-liquidating within a term to be fixed by the NEA;

(c) To impose upon the loan principal an interest charge to be fixed by the NEA;

(d) To fix the schedule for repayment of the principal of and the interest upon such loan in installments recurring not more than every quarter, which installments may be in unequal

amounts and larger in the later years of the loan term than in the earlier years;

(e) To require in the loan agreement that the borrower's rates, charges, rules and regulations, policies and all other terms and conditions affecting its extension and furnishing of service shall be such as to assure achievement of the loan purposes, and that the same shall be filed with and for such purpose approved by the Board of Administrators before being put into effect or changed by the borrower; and

(f) Subject to the foregoing, to establish and require compliance with such procedures, rules and regulations as the Board of Administrators may determine to be necessary or appropriate to assure that the purposes of such loan will be timely achieved and that the loan agreement and the provisions of this Decree will be complied with.

Sec. 13. Supervision over NEA; Power Development Council.

--The NEA shall be under the supervision of the Office of the President of the Philippines. All orders, rules and regulations promulgated, and all appointments made by the NEA as well as transactions subject to the authority and jurisdiction of the NEA involving more than five hundred thousand (P500,000.00) pesos shall be subject to the approval of the Office of the President of the Philippines.

In order to achieve cordination and cooperation among different agencies and sectors having to do with electrification and power development, there is hereby created a Power Development Council whose Chairman shall be a person or official designated by the President of the Philippines, and its members shall be

the manager of the NPC, the NEA Administrator, the Director General of the NEDA, the Chairman of the Board of Power and Waterworks, a representative of electric cooperatives to be chosen by a national association of electric cooperatives, and a representative of the Private sector.

The Council shall have a Secretariat to be headed by an Executive Secretary and staffed by such number of personnel as may be determined by the Council. In order to augment the expertise necessary in the performance of its functions, the council may secure the detail of personnel, either on a part-time or full-time basis, as well as other forms of assistance from other government offices and agencies, including government-owned or controlled corporations. The qualifications and compensation of the personnel of the Secretariat shall be determined by the Council, but their appointment shall be made by the Chairman.

The salaries, expenses, operating expenses and such other necessary financial outlays for PDC shall be provided for from a special annual assessment to be determined by the Chairman of PDC and paid by the NEA and NPC.

The Council shall adopt an integrated plan of electrification and power development, coordinate the activities and operations of all sectors involved in electrification, and recommend such policies and measures to the proper authorities and parties concerned as it may deem necessary to achieve the total electrification objective declared in this Decree.

Sec. 15. Organization and Purpose.--Cooperative non-stock, non-profit membership corporations may be organized, and electric cooperative corporations heretofore formed or registered under the Philippine non-Agricultural Co-operative Act may as hereinafter provided be converted, under this Decree for the purpose of supplying, and of promoting and encouraging the fullest use of, service on an area coverage basis at the lowest cost consistent with sound economy and the prudent management of the business of the business of such corporations.

Sec. 16. Powers.--A cooperative is hereby vested with all powers necessary or convenient for the accomplishment of its corporate purpose and capable of being delegated by the President or the National Assembly when it comes into existence; and no enumeration of particular powers hereby granted shall be construed to impair any general grant of power herein contained, nor to limit any such grant to a power or powers of the same class as those so enumerated. Such powers shall include, but not be limited to, the power:

- (a) To sue and be sued in its corporate name;
- (b) To have existence for a period of fifty years;
- (c) To adopt a corporate seal and alter the same;
- (d) To generate, manufacture, purchase, acquire, accumulate and transmit electric power and energy, and to distribute, sell supply and dispose of electric energy to persons who are its members and to other persons not in excess of ten per centum of the number of its members; Provided, however, that a cooperative may furnish electric cold storage or processing plant service to nonmembers without limitation; and Provided, further,

that a cooperative which acquires existing electric facilities may continue service from such facilities without requiring such persons to become members, but such persons may become members upon such terms as may be prescribed in the cooperative's by-laws;

(e) To assist persons to whom service is or will be supplied by the cooperative in wiring their premises and in acquiring and installing electrically powered appliances, equipment, fixtures and machinery for agricultural, commercial and industrial uses by the financing thereof or otherwise, and in connection therewith to wire, or cause to be wired, such premises, and to purchase, acquire, lease as lessor or lessee, sell, distribute, install and repair such electrically-powered appliances, equipment, fixtures and machinery;

(f) To assist persons to whom service is or will be supplied by the cooperative in constructing, equipping, maintaining and operating electric cold storage or processing plants, by the financing thereof or otherwise;

(g) To construct, purchase, lease as lessee, or otherwise acquire, and to equip, maintain, and operate, and to sell, assign, convey, lease as lessor, mortgage, pledge, or otherwise dispose of or encumber, electric transmission and distribution lines or systems, electric generating plants, lands, buildings, structures, dams, plants and equipment, and any other real or personal property, tangible or intangible, which shall be deemed necessary, convenient or appropriate to accomplish the purpose for which the cooperative is organized;

(h) To purchase, lease as lessee, or otherwise acquire, and to use, and exercise and to sell, assign, convey, mortgage, pledge or otherwise dispose of or encumber franchises, rights,

privileges, licenses and easements;

(i) To borrow money and otherwise contract indebtedness, and to issue notes, bonds, and other evidence of indebtedness, and to secure payment thereof by mortgage, pledge, or deed of trust of, or any other encumbrance upon, any or all of its then owned or after-acquired real or personal property, assets, franchises, or revenues; Provided, That any borrowing from, or any encumbering of its properties as security in favor of, any lending sources other than the NEA shall require the prior approval of the NEA Administrator and his certification that such is in furtherance of the purposes and is consistent with the provisions of this Decree, and that such borrowing and/or encumbering will not diminish the security of, or of the ability of the cooperative to repay, any then outstanding indebtedness of the cooperative to the NEA or any other lending source below the level of such security and ability were such additional borrowing not being undertaken;

(j) To construct, maintain and operate electric transmission and distribution lines along, upon, under and across publicly owned lands and public thoroughfares, including, without limitation, all roads, highways, streets, alleys, bridges and cableways; Provided, that such shall not prevent or unduly impair the primary public uses to which such lands and thoroughfares are otherwise devoted;

(k) To exercise the power of eminent domain in the manner provided by law for the exercise of such power by other corporations constructing or operating electric generating plants and electric transmission and distribution lines or systems;

(l) To become a member of other cooperatives or Corporations

or to own stock therein, provided such cooperatives or corporations are engaged in a business or activities germane to or having a reasonable relation to the business or activities of the cooperative, its members, its directors, or its employees;

(m) To conduct its business and exercise its powers within or without the province or provinces in which it supplies service;

(n) To adopt, amend and repeal by-laws;

(o) To fix, maintain, implement and collect rates, fees, rents, tolls and other charges and terms and conditions for service; Provided, that by appropriate rules and regulations the NEA shall require that such shall be in furtherance of the purposes and in conformity with the provisions of this Decree; and

(p) To do and perform any other acts and things, and to have and exercise any other powers which may be necessary, convenient or appropriate to accomplish the purpose for which the cooperative is organized.

Sec. 21. Members.--Each incorporator of a cooperative shall be a member thereof, but no other person may become a member thereof unless such other person agrees to use services furnished by the cooperative when made available by it. Membership in a cooperative shall not be transferable, except as provided in the by-laws. The by-laws may prescribe additional qualifications and limitations with respect to membership.

The provision of any law or regulation to the contrary notwithstanding, an officer or employee of the government shall be eligible for membership in any cooperative if he meets the

qualification therefor and he shall not be precluded from being elected to or holding any position therein, or from receiving such compensation or fee in relation thereto as may be authorized by the by-laws; Provided, that elective officers of the government, except barrio captains and councilors, shall be ineligible to become officers and/or directors of any cooperative. For this purpose, individual permission need not be obtained from the proper head of office; Provided, however, that this authority shall not be construed as a permit to the government officer or employee concerned to devote official time to the affairs of the cooperative.

Sec. 25. Districts.--The by-laws may provide for the division of the territory served or to be served by a cooperative into two or more districts for any purpose, including, without limitation, the nomination and election of directors. The by-laws shall prescribe the boundaries of the districts, or the manner of establishing such boundaries, the manner of changing such boundaries, and the manner in which such districts shall function.

Sec. 39. Assistance to Cooperative; Exemption from Taxes, Imposts, Duties, Fees; Assistance from the National Power Corporation.--Pursuant to the national policy declared in section 2, the Congress hereby finds and declares that the following assistance to cooperatives is necessary and appropriate:

(a) Provided that it operates in conformity with the purposes and provisions of this Decree, a cooperative (1) shall be permanently exempt from paying income taxes, and (2) for a period

ending on December 31; of the thirtieth full calendar year after the date of a cooperative's organization or conversion hereunder, or until it shall become completely free of indebtedness incurred by borrowing, whichever event first occurs, shall be exempt from the payment (A) of all National Government, local government and municipal taxes and fess, including any franchise, filing, recordation, license or permit fees or taxes and any fees, charges, or costs involved in any court or administrative proceeding in which it may be a party, and (B) of all duties or imports on foreign goods acquired for its operations, the period of such exemption for a new cooperative formed by consolidation, as provided for in section 29, to begin from as of the date of the beginning of such period for the constituent consolidating cooperative which was most recently organized or converted under this Decree; Provided, that the Board of Administrators shall, after consultation with the Bureau of Internal Revenue, promulgate rules and regulations for the proper implementation of the tax exemption provided for in this Decree.

(b) The National Power Corporation shall, except with respect to the National Government, give preference in the sale of its power and energy to cooperatives, and shall otherwise provide the maximum support of and assistance to cooperatives of which it is capable, including assistance in developing dependable and reliable arrangements for their supplies of bulk power, either from itself, or from other sources. In pursuance of the foregoing policy, the National Power Corporation shall not, except upon prior written agreement approved by the cooperative's board, compete in the sale of power and energy which without regard to the location of the point of delivery thereof,

will be utilized and consumed within any area franchised to a cooperative.

Sec. 40. Exemption from Board of Power and Waterworks and Securities Exchange Commission.--(a) Cooperatives shall be exempt from regulation by the Board of Power and Waterworks.

(b) The provisions of the Securities Act shall not apply to any note, bond or other evidence of indebtedness issued by any cooperative or to any mortgage, deed of trust, indenture or other instrument executed to secure the same. The provisions of said Act shall not apply to the issuance of membership certificates or any other evidence of member or patron interest by a cooperative.

Sec. 42. Repeat of Franchise Powers of Municipal, City and Provincial Governments.--The powers of municipal, city and provincial governments to grant franchises, as provided for in Title 34 of the Philippines Statutes or in any special law, are hereby repealed: PROVIDED, that this section shall not impair or invalidate any franchise heretofore lawfully granted by such a government or repeal any other subsisting power of such governments to require that electric facilities and related properties be so located, constructed, operated and maintained as to be safe to the public and not to unduly interfere with the primary use of streets, roads, alleys and other public ways, buildings and grounds over, upon or under which they may be built.

Appendix-2

Milestones

MILESTONES

1962

The Electrification Administration (EA) was created under Republic Act No. 2717. Rural electrification then was characterized by small generating units (30-60KW capacity) serving only one poblacion on a dusk-to-midnight basis and generally for lighting purposes only. Limited funding, mostly loaned to private and municipal franchises, hampered the development of the program.

1964

The United States Agency for International Development (USAID) conducted a survey of the country's power industry. The study estimated that a 20-year program designed to achieve 40% electrification of the Philippines would require some P750million. It also recommended the adoption of the rural electric cooperative system developed in the United States.

1966

During President and Mrs. Marcos' state visit to Washington, arrangements were made for USAID assistance in Philippine rural electrification.

A contract with the National Rural Electric Cooperatives Association (NRECA) of the United States was then signed for assistance in the preparation of feasibility studies of pilot projects.

1968

The Team of NEA, NRECA, and USAID conducted actual surveys of some twenty possible sites. Two pilot projects were finally set up: the Misamis Oriental Rural Electric Service Cooperative (MORESCO) in Mindanao; and the Victorias-Manapla-Cadiz Rural Electric Service Cooperative (VRESCO) in Negros Occidental.

1969

President Marcos signed Republic Act No. 6038 abolishing the EA and creating in its stead the National Electrification Administration. A new era dawned in the rural electrification program with the adoption of the area coverage concept and the emphasis on electric cooperatives as the primary medium in the program implementation.

1971

The MORESCO and VRESCO electric systems were energized. The success of these pilot projects has paved the way for the subsequent establishment of electric cooperatives throughout the country.

1972

An initial loan of \$ 20 million was granted by USAID to the Philippine government with the latter providing its counterpart amount. The loan was used to finance the foreign material requirements of 36 electric coops originally chosen.

With the proclamation of martial law on September 21, 1972, two electrification decrees were issued : Presidential Decree No. 40 stipulates the basic policies for the nation's power development program on an integrated basis; Letter of Instruction No. 38 on the other hand directs the NEA to establish procedures for the integration of small private and municipal systems into electric cooperatives.

1973

President Marcos signed PD 269 repealing RA 6038 and converting the NEA into a public corporation. The additional powers and funding granted the electrification agency have resulted in a significant shift from institutional building to actual construction of coop electric facilities.

1974

An \$18 million additional loan was granted the NEA by USAID. At this stage, seven electric coops (MORESCO, VRESCO, Capiz, Albay, Lanao Sur, Ilocos Norte and Leyte) had completed their original backbone systems while 19 other coops were already serving portions of their assigned areas.

1975

NEA received a third USAID loan worth \$20 million. Also acquired was a \$2.3 million World Bank loan for the development of small industry cooperatives in the energized areas and an \$18 million loan from a consortium of French banks for the purchase of generating units.

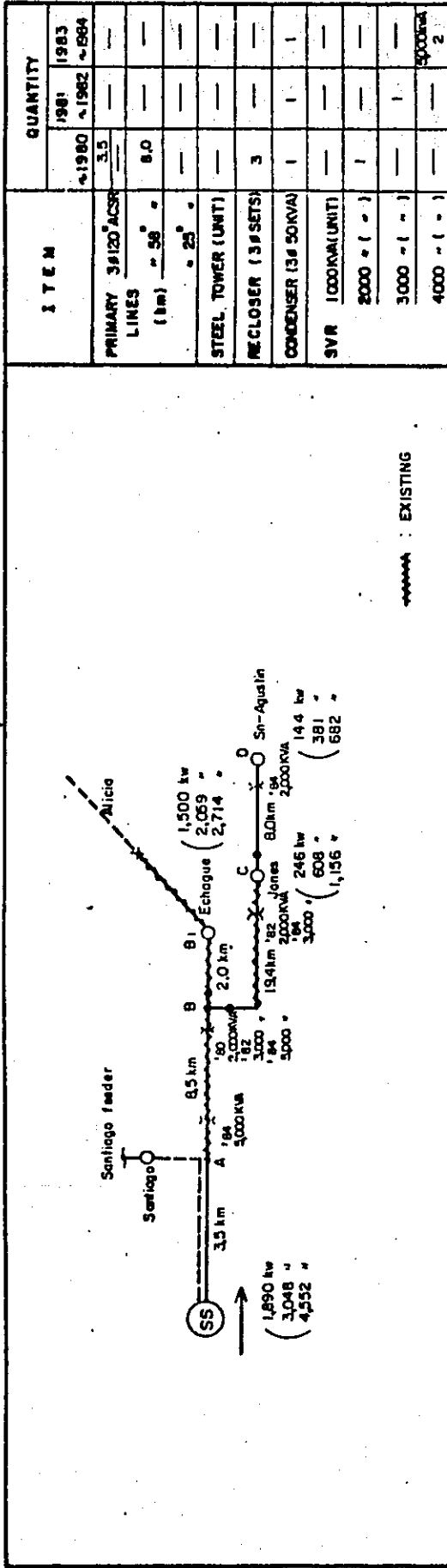
As of the end of the year, 51 of the 75 coops already organized have been made operational serving some 300,000 rural families in 301 municipalities.

Appendix-3

Distribution System Design

Appendix 3-2-1
 SUBSTATION : Santiago
 FEEDER : Echague

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN



----- : EXISTING

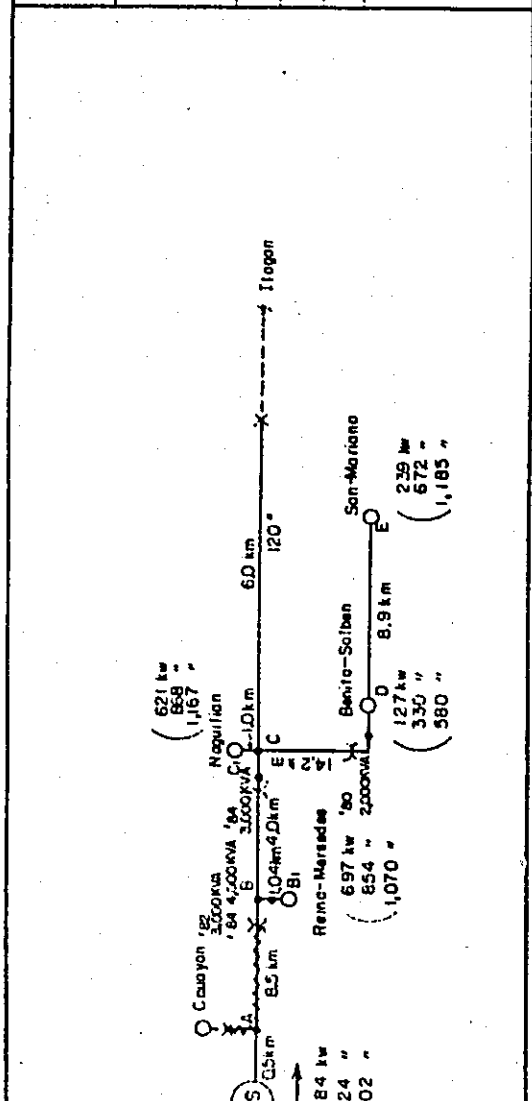
VOLTAGE DROP

SECTION	LINE				1980		1982		1984	
	PHASE	CONDU- CTOR SIZE (mm ²)	VOLTAGE DROP FACTOR (D.F.)	LENGTH of SECTION (km)	LOAD (KW)		VOLTAGE DROP		VOLTAGE DROP	
					SECTION -BRANCH (Head of Sect)	TOTAL	SECTION	TOTAL	SECTION	TOTAL
S - A	3#	120	0.0341	3.5	1,890	225	3,048	364	4,552	543
A - B	3/0	370	0.0329	8.5	1,500	2,059	3,048	852	4,552	1,273
B - C	3/0	370	0.0329	19.4	390	249	3,048	631	4,552	1,173
C - D	3#	98	0.0410	8.0	144	47	3,048	125	4,552	224
B - B1	3/0	370	0.0329	2.0	1,500	99	3,048	136	4,552	1,399

SUBSTATION : Cauayan
FEEDER : San - Mariano

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN

ITEM	QUANTITY	1981				1983			
		1980	1982	1983	1984	1981	1982	1983	1984
PRIMARY LINES (km)	3#120'ACSR	10.5	26.1						
STEEL TOWER (UNIT)									
RECLOSER (3#SETS)		3							
CONDENSER (3# 50KVA)		1							
SVR 1000KVA(UNIT)									
2000 - (")		1							
3000 - (")		1							
4000 - (")		1							



VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	CONDU - SIZE (mm.2)	VOLTAGE DROP FACTOR (D.F.)	LENGTH of SECTION (km)	D.F. x k m (% / km kw)	1980			1982			1984			
						LOAD (KW)		LOAD (KW)		LOAD (KW)		LOAD (KW)		LOAD (KW)	
						SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL	SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL	SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL	SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL	SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL
S - A	3φ	120	0.0281	0.5	0.01405		1,684	24	2,724	38	4,002		56		
A - B	1	3/0	0.0329	8.5	0.27965	697	1,684	471	2,724	762	4,002	1,070	1,119		
B - C	1	120	0.0281	4.0	0.1124	621	987	111	1,870	210	2,932	1,167	1,119		
C - D	1	58	0.0410	14.2	0.5822	127	356	330	1,002	583	1,769	580	1,028		
D - E	1	58	0.0410	8.9	0.3649	239	239	87	672	245	1,185	1,185	432		
														1,219	
B - B1	1	58	0.0410	1.0	0.0410	697	697	29	854	35	1,070	1,070	44	1,219	
C - C1	1	58	0.0410	1.0	0.0410	621	621	25	868	36	1,167	1,167	48	1,693	

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN

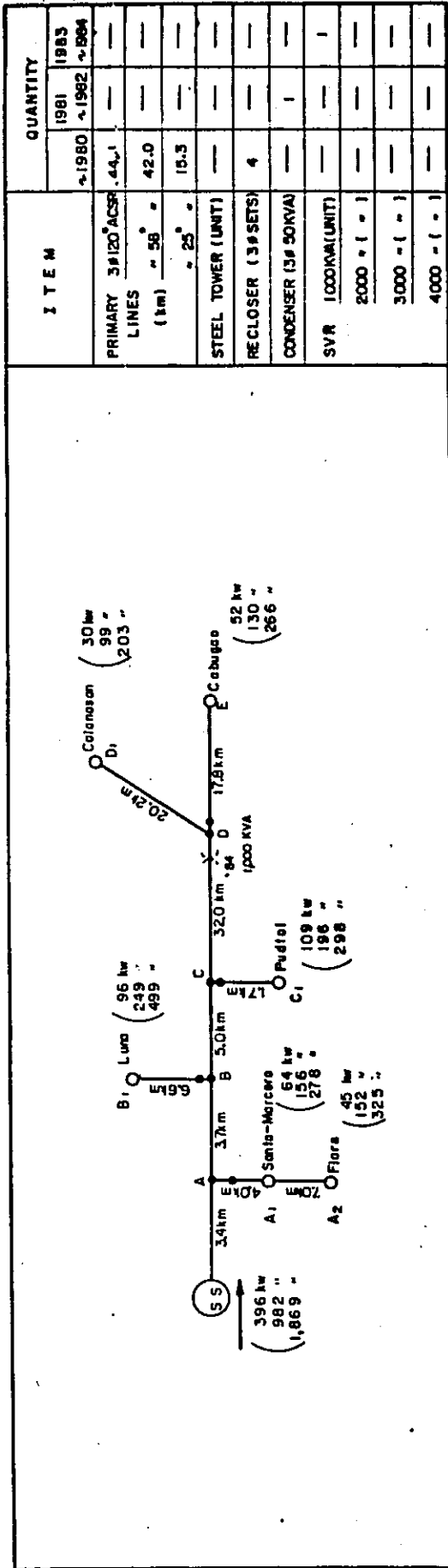
ITEM	QUANTITY	
	1981 ~1982	1983 ~1984
PRIMARY 3Ø120 ACSR LINES (km)	58.7	—
STEEL TOWER (UNIT)	—	—
RECLOSER (3ØSETS)	2	—
CONDENSER (3Ø 50KVA)	1	—
SVR 1000KVA(UNIT)	—	—
2000 - (-)	1	—
3000 - (-)	—	1
4000 - (-)	—	—

Segment	Length (km)	Conductor Size (mm²)	Capacity (kVA)	Load (kw)	D.F.	Loss (kw)
A-B	17.7	120	3,000	281	0.60696	166
B-C	20.2	120	3,000	166	0.49737	437
C-D	19.2	120	3,000	587	0.57324	901
Total	57.1	120	9,000	1,034	0.57324	1,307

VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	CONDU -CTOR SIZE (mm²)	VOLTAGE DROP FACTOR (D.F.)	LENGTH of SECTION (km)	D.F. x k m (r/km kw)	1980		1982		1984	
						SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL	SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL	SECTION -BRANCH (Head of Sect.)	TOTAL
S - A	3 Ø	120	0.0281	21.5	0.60696	281	1,070	465	1,875	698	2,821
A - B	Ø	120	0.0281	17.7	0.49737	166	789	437	1,410	701	2,123
B - C	Ø	120	0.0281	20.4	0.57324	587	623	901	973	1,307	1,422
C - D	Ø	68	0.0410	19.2	0.7872	36	36	72	72	115	115
						TOTAL	1,426	5767	2,352	3,674	3,674

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN



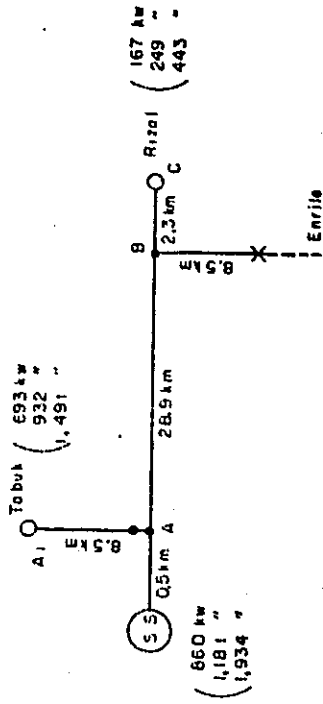
ITEM	QUANTITY	
	1980-1982	1981-1983
PRIMARY 3Φ 120 AC SR LINES (km)	44.1	-
" 58 "	42.0	-
" 25 "	15.3	-
STEEL TOWER (UNIT)	-	-
RECLOSER (3Φ SETS)	4	-
CONDENSER (3Φ 50KVA)	-	1
SVR 1000KVA (UNIT)	-	-
2000 " (-)	-	-
3000 " (-)	-	-
4000 " (-)	-	-

VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	LINE				1980		1982		1984			
		CONDU - CTOR SIZE (mm ²)	VOLTAGE DROP FACTOR (D.F.)	LENGTH of SECTION (km)	D.F. x km (μV/km.kw)	LOAD (KW)		VOLTAGE DROP		VOLTAGE DROP			
						SECTION - BRANCH	TOTAL (Head of Sect.)	SECTION	TOTAL	SECTION	TOTAL		
S - A	3 Φ	120	0.0281	3.4	0.09554	109	396	38	94	603	1,869		
A - B	"	120	0.0281	3.7	0.10397	96	287	30	70	499	1,266		
B - C	"	120	0.0281	5.0	0.1405	109	191	27	60	298	767		
C - D	"	120	0.0281	32.0	0.8992	30	82	74	206	203	469		
D - E	"	58	0.0410	17.8	0.7298	52	52	38	95	266	266		
A - A1	"	58	0.0410	4.0	0.1640	64	109	18	51	278	603		
A1 - A2	"	25	0.0732	7.0	0.5124	45	45	23	78	325	325		
B - B1	"	25	0.0732	6.6	0.48312	96	96	46	120	499	499		
C - C1	"	25	0.0732	1.7	0.12444	109	109	14	24	298	298		
D - D1	"	58	0.0410	20.2	0.8282	30	30	25	62	203	203		
											TOTAL		1,035
											TOTAL		4,455
											TOTAL		652
											TOTAL		456
											TOTAL		1,008

DISTRIBUTION SYSTEM DESIGN

I T E M	Q U A N T I T Y			
	1980	1981	1982	1983
PRIMARY 3Ø120 ACSSR LINES (km)	29.0			
" 25 "	8.3			
" 25 "	2.3			
STEEL TOWER (UNIT)				
RECLOSER (3ØSETS)	1			
CONDENSER (3Ø 50KVA)		1		
SVR (1000VA/UNIT)				
2000 "(")				
3000 "(")				
4000 "(")				



VOLTAGE DROP

SECTION	PHASE	CONDU-CTOR SIZE (mm ²)	VOLTAGE DROP FACTOR (D.F.)	LENGTH of SECTION (km)	D.F. x km	1981			1982			1984					
						L O A D (K W)		V O L T A G E D R O P		L O A D (K W)		V O L T A G E D R O P		L O A D (K W)		V O L T A G E D R O P	
						SECTION -BRANCH	TOTAL	SECTION	TOTAL	SECTION -BRANCH	TOTAL	SECTION -BRANCH	TOTAL	SECTION -BRANCH	TOTAL		
S - A	3Ø	120	0.0281	0.1	0.00281	693	860	2		932	1,181	3		1,491	1,934	6	
A - B	Ø	120	0.0281	28.9	0.81209		167	136			249	202			443	360	
B - C	Ø	25	0.0732	2.3	0.16836	167	167	28	166	249	249	42	247	443	443	75	440
A - A1	Ø	ØØ	0.0410	Ø.3	0.3403	693	693	236	238	932	932	317	320	1,491	1,491	507	512

Appendix-4

高圧支線および低圧線亘長の算出方法

高圧枝線および低圧線亘長の算出方法

高圧枝線および低圧線の亘長は代表地点のサンプリング調査を行い、需要家戸数と低圧線亘長の相関を求め、この相関式によって亘長を算出した。

1. サンプリング調査

ISELCO Iにおける設計例のうちから下記のTownおよびBarrioを選び、高圧枝線および低圧線の亘長を算出した。

(1) Luna	戸数	198
(2) Angadanan	"	155
(3) San Mateo	"	538
(4) Cordon	"	792
(5) Cauayan	"	1264
(6) Santiago	"	3307

注 Angadananの地図をFig A-1に示す。

2. 亘長と需要家戸数の相関式の算出 (Fig A-2 参照)

6ヶ所のサンプリングヶ所の需要家数と配電線の亘長から次の相関式を求めた。

(1) 高圧配電線

$$y = 0.0025x$$

(2) 低圧配電線

戸数300戸以上の場合

$$y = 0.075x + 2.5$$

戸数300戸未満の場合

$$y = 0.017x$$

x : 需要家戸数

y : 線路亘長 (Km)

なお、高圧枝線および低圧線の亘長をMunicipal単位に算出するために補正係数Kを求めた。

この補正係数は下式によって算出した。

$$K = \frac{\sum \text{Municipal 内の Town および Barrio ごとに上式により算出した配電線亘長}}{\text{Municipal 総戸数によって上式に算出した配電線亘長}}$$

この補正係数は下記のも Municipal を選んで算定した。

Municipal 名	Town, Barrio 数	戸数 (1984年)
Gamu	13	3034
Magsaysay	28	3374
Reina Mercedes	17	2431
San Mariano	34	5163
Jones	40	5575
San Isidoro	10	2659

上記の計算の結果、補正係数は

高圧枝線の場合

$$k = 1.0$$

低圧線の場合

$$k = 1.85 \text{ となった}$$

3. Municipal ごとの高圧枝線および低圧線の亘長の算出

(1) 高圧枝線

$$y = 0.0025x$$

(2) 低圧線

$$y = 1.85 (0.075x + 2.5)$$

y : 線路亘長 (Km)

x : Municipal の電化される Barrio の合計戸数

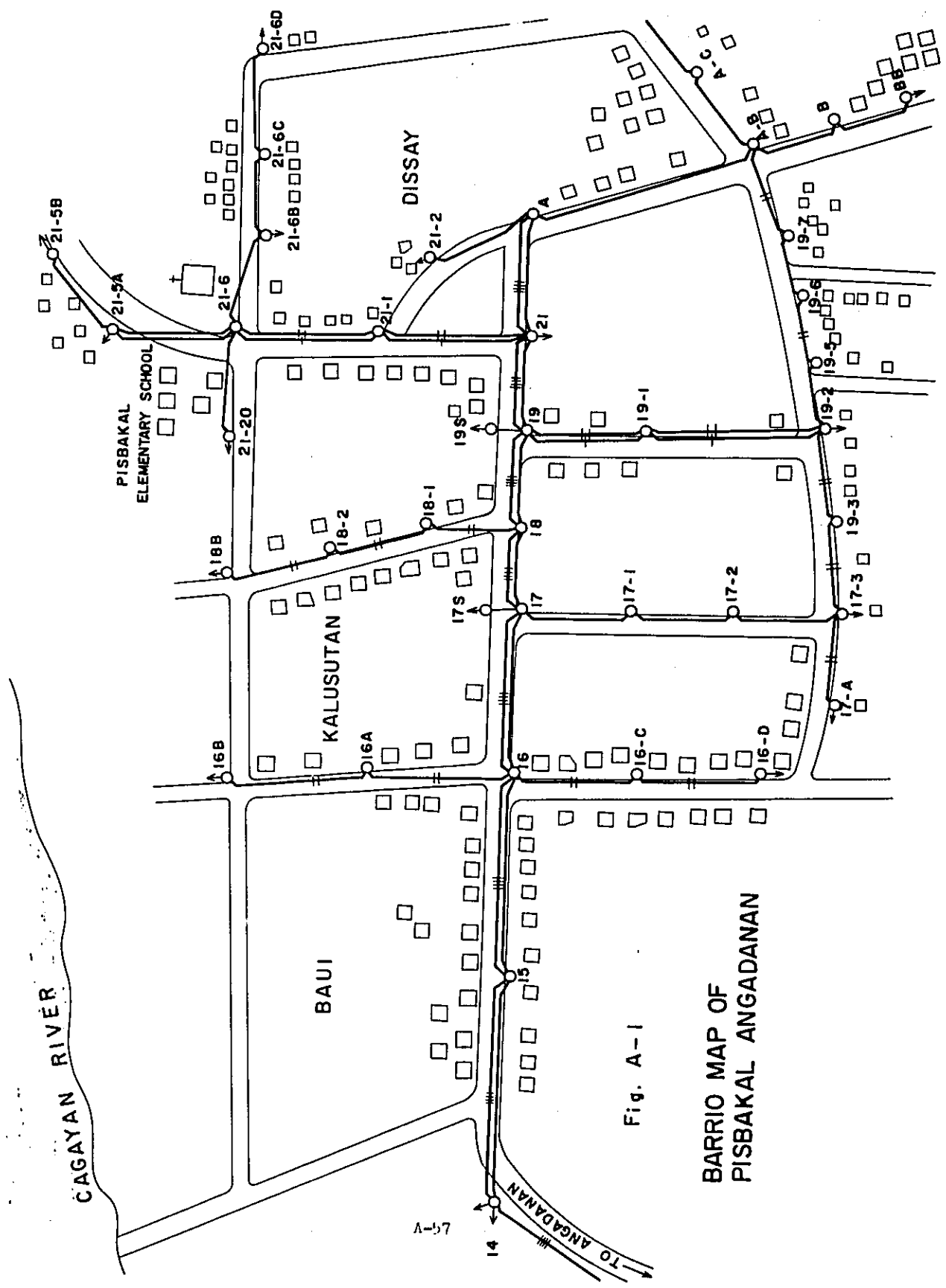
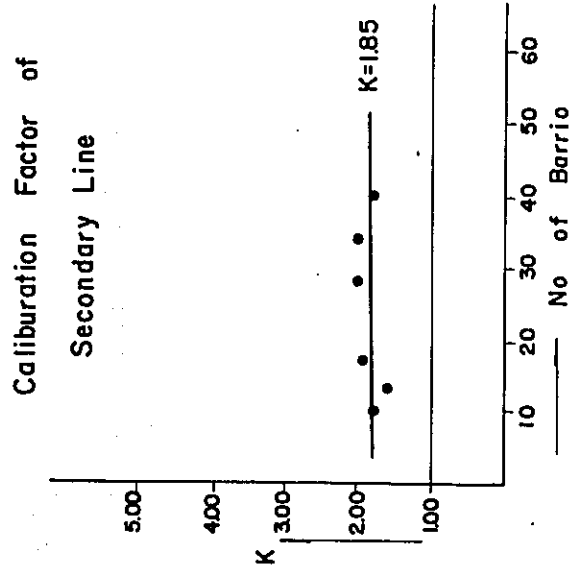
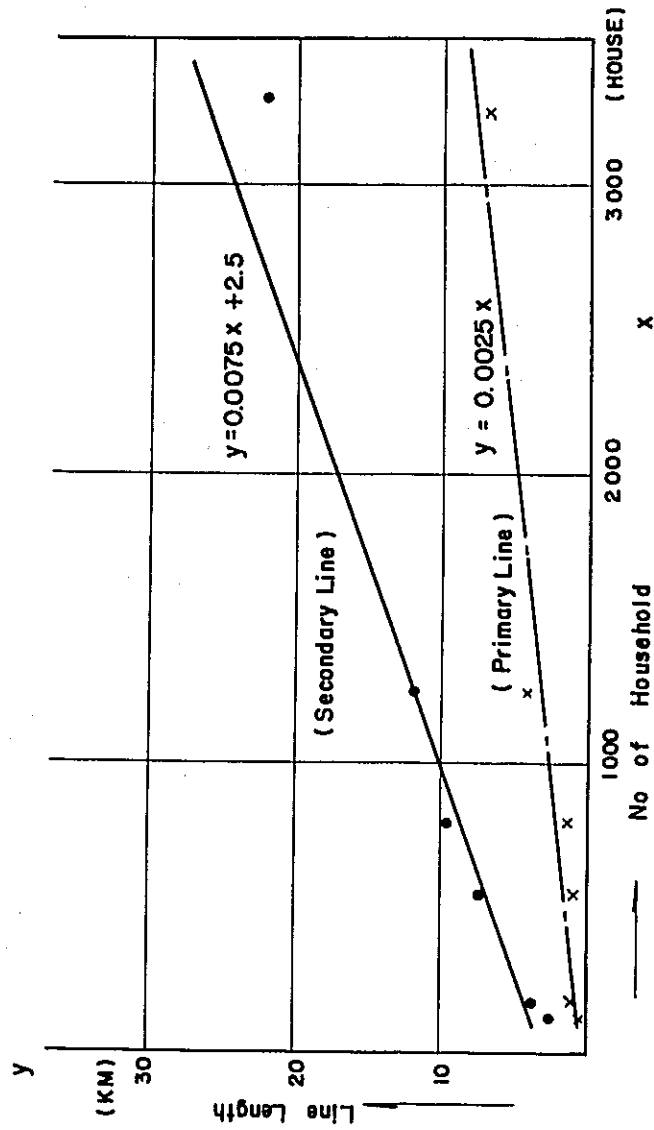


Fig. A-1

BARRIO MAP OF PISBAKAL ANGADANAN

Fig A-2

LINE LENGTH CALCULATION DIAGRAM



Appendix-5

Construction Cost

69 KV Transmission Line Construction Cost

Unit FC 10³ yen
DC 10³ peso

	Lucban-Abulug L.		Piat L.		Tabuk L.		Total	
	FC	DC	FC	DC	FC	DC	FC	DC
1. Construction Cost (Woodpole section)	17,940	1,886	257,400	2,706	140,400	1,476	577,200	6,068
2. Construction Cost of Steel Tower	11,100	67	11,000	67	-	-	22,200	134
3. Cost of construction Tools	15,400	20	18,400	20	15,000	20	48,800	60
4. Sub-Total (1 + 2 + 3)	205,900	1,973	286,900	2,793	155,400	1,496	648,200	62,62
5. Freight & Insurance	31,400	177	43,000	247	23,000	154	97,400	578
6. Guidance Engineer	7,200	60	7,200	60	-	-	14,400	120
7. Temporary Facilities	-	20	-	20	-	20	-	60
8. Total (4 + 5 + 6 + 7)	24,450	2,230	337,100	3,120	178,400	1,670	760,000	7,020

Substation Construction Cost (DC portion)

10³ peso

Item	Unit	Unit Cost		Magapit		Piat		Lucban-Abulug		Tabuk		Tuguegarao		Total Cost
		Cost	Q'ty	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	
Land	m ²	0.005	1,600	1,600	8	1,600	8	1,600	8	1,600	8	—	—	32
Ground leveling	m ²	0.008	1,600	1,600	128	1,600	128	1,600	128	1,600	128	600	4.8	56
Building	m ²	1.6	66	66	105.6	66	105.6	66	105.6	66	105.6	—	—	422.4
Fence	L S		1	1	27	1	27	1	27	1	27	1	10	118
Foundation works	m ²	2.16	70	70	151.2	70	151.2	70	151.2	70	151.2	40	86.4	691.2
Installation of 15MVA Tr	L S	232	1	1	232		232		232			—	—	696
" " 10MVA Tr	"		—	—						1	212	—	—	212
" " 69KV SW gear	"	157	1	1	157	1	157	1	157	1	157	1	28	908
" " 15KV SW Cubicle	Set	4	5	5	20		20		20	4	16	—	—	76
" " Steel structure	L S	135	1	1	135		135		135		135		16	70
Other miscellaneous works	L S		1	1	28		28		28		28		328	1448
Sub-total					405		405		405		399		178	1,792
Freight & Insurance					165		165		165		160		90	745
Guidance Engineer	L S		1	1	74		74		74		74		37	333
Total					644		644		644		633		305	2870

Appendix 5-5

Unit Cost of Distribution Line

Item			Unit	Unit Cost	
				FC 10 ³ ₹	DC 10 ³ ₹
High Voltage line	3 φ	120 mm ² ACSR New Const	Km	1,243	15.99
	"	" mm ² " Under-built	"	1,027	3.64
	"	58 mm ² " New Const	"	773	15.53
	"	25 mm ² " "	"	557	14.04
	V φ	58 mm ² " "	"	556	14.44
	"	25 mm ² " "	"	414	13.49
	1 φ	25 mm ² " "	"	266	12.36
		Steel Tower	each	6,350	34.00
	Out-going Cable	set	1,836	7.32	
High Voltage Equipmunt	Static Condencer (50KVA)		each	516	0.36
	Recloser		"	974	2.35
	Air Switch		"	425	0.31
	Line Fuse		"	47	0.02
	SVR 1000KVA		"	3,390	5.50
	" 2000KVA		"	4,150	5.50
" 3000KVA		"	5,540	5.50	
Pole Transformer			Unit	187	0.17
Low Voltage Line	Under - built		Km	208	0.81
	New Construction		"	316	13.05
Service Drop Wire	2 Conductor		each	-	0.14
	3 Conductor		"	-	0.41
W H M	1 φ	L . V	each	6.5	0.014
	3 φ	L . V	"	20	0.01
	3 φ	H . V	"	1,720	0.41
Street Light			each	61.6	-

Unit Cost of High Voltage Line per Km

	Material Cost						Construction Cost						Total	
	FC (yen)			DC (peso)			FC (yen)			DC (peso)			FC	DC
	Unit Cost	Qty	Amount	Unit Cost	Qty	Amount	Unit Cost	Qty	Amount	Unit Cost	Qty	Amount	(yen)	(peso)
1. Supporter														
Wood Pole			0	579	11	6,369			0	224	11	2,464	0	8,833
			0	41	11	451			0			0	0	451
Dressing			0	63	12	756			0	22	12	264	0	1,020
		LS	10,940		LS	225			0		LS	44	10,940	269
		LS	13,860		LS	0			0		LS	0	13,860	0
Insulator	2200	252	55,440			0			0			0	55,440	0
	1300	376	48,880			0			0		LS	127	48,880	127
		LS	7,750			0			0		LS	44	7,750	44
Guy		LS	9,140		LS	408			0		LS	313	9,140	721
	4340	3Sets	13,020			0			0	91	3Sets	273	13,020	273
2. Conductor														
Energized	225	3060m	688,500			0			0	73	33Span	2409	688,500	2,409
		LS	36,450			0			0			0	36,450	0
Neutral	113	1000m	113,000			0			0	73	11Span	803	113,000	803
3. Grounding	3,550	11Sets	39,050			0			0			0	39,050	0
4. Miscel laneous		LS	44,970		LS	320			0			0	44,970	320
Sab - Total			1,081,000			8529			0			6,741	1,081,000	15,270
Freight & Insurance			162,000			0			0			720	162,000	720
Total			1,243,000			8,529			0			7,461	1,243,000	15,990

Unit Cost of Low Voltage Line per Km

	Material Cost						Construction Cost						Total		
	FC (yen)			DC (peso)			FC (yen)	DC (peso)	Unit Cost	Q'ty	Amount	FC (yen)	DC (peso)	FC (yen)	DC (peso)
	Unit Cost	Q'ty	Amount	Unit Cost	Q'ty	Amount									
1. Suporter															
Wood Pole			0	397	16	6,352	0	150	16	2,400	0	8,752	0	8,752	
			0	41	16	656	0			0	0	656	0	656	
Dressing		LS	11,100			0	0			275	11,100	275	11,100	275	
		LS	11,100			0	0			0	11,100	0	11,100	0	
Insulator	243	48	11,660			0	0			0	11,660	0	11,660	0	
Guy			0	41	4	164	0			0	0	164	0	164	
		4Sets	17,360			0	0	81	4Sets	324	17,360	324	17,360	324	
2. Conductor															
Energized	76	1,675m	127,300			0	0	29	26Span	754	127,300	754	127,300	754	
	153	190m	29,070			0	0	73	3Span	219	29,070	219	29,070	219	
		LS	1,100			0	0			0	1,100	0	1,100	0	
Neutral	54	1,000m	54,000			0	0	29	16Span	464	54,000	464	54,000	464	
3. Miscellaneous			12,310			360	0			0	12,310	0	12,310	360	
Sub-Total			275,000			7,532	0			4,366	275,000	4,366	275,000	11,968	
Freight & Insurance			41,000			0	0			1,082	41,000	1,082	41,000	1,082	
Total			316,000			7,532	0			5,518	316,000	5,518	316,000	13,050	

Substation Construction Cost (F. C. portion)

10³ yen

Item	Unit	Unit Cost		Magapit		Piat		Lucban-Abulug		Tabuk		Tuguegarao		Total Cost
		Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	
15MVA Transformer 69/138KV	Unit	1	45,000	1	45,000	1	45,000	1	45,000	-	-	-	-	135,000
10MVA Transformer 69/138KV	Unit	-	-	-	-	-	-	-	-	1	35,000	-	-	35,000
OCB 72KV 12.5KA	Unit	1	4,800	1	4,800	1	4,800	1	4,800	1	4,800	1	4,800	24,000
DS 72KV 600A	Set	1	2,500	1	2,500	1	2,500	1	2,500	1	2,500	2	5,000	15,000
CT 72KV $\frac{400}{200}/5A$	Set	1	2,600	1	2,600	1	2,600	1	2,600	1	2,600			10,400
PD 69/138KV $\frac{110}{\sqrt{3}}$	Unit	2	3,600	2	3,600	2	3,600	2	3,600	2	3,600			14,400
LA 60KV	Set	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800			7,200
132KV SW. cubicle (feeder)	Set	4	39,200	4	39,200	4	39,200	4	39,200	3	29,400			147,000
132KV " (house use)	Set	1	9,500	1	9,500	1	9,500	1	9,500	1	9,500			38,000
Control board	L.S	1	2,500	1	2,500	1	2,500	1	2,500	1	2,500	1	5,000	15,000
D. C. Power source	L.S	1	5,500	1	5,500	1	5,500	1	5,500	1	5,500	-	-	22,000
Conductor	L.S	1	1,100	1	1,100	1	1,100	1	1,100	1	1,100	1	500	4,900
Insulator & Hardware	L.S	1	600	1	600	1	600	1	600	1	600	1	400	2,800
Steel structure	L.S	1	4,500	1	4,500	1	4,500	1	4,500	1	4,500	1	2,200	20,200
Miscellaneous Material	L.S	1	4,700	1	4,700	1	4,700	1	4,700	1	4,700	1	1,200	20,000
Spare Parts	L.S	1	7,300	1	7,300	1	7,300	1	7,300	1	7,300	1	1,900	31,100
Sub-total			135,200		135,200		135,200		135,200		115,400		21,000	542,000
Construction Tools	L.S	1	15,000				9,400		9,400		9,400		-	43,200
Freight & Insurance	L.S	1	22,500				21,500		21,500		19,300		3,500	88,300
Guidance Engineer	L.S	1	11,000				11,000		11,000		11,000		5,500	49,500
Total			183,700		177,100		177,100		177,100		155,100		30,000	723,000

Appendix-6

Rough Scketch of River Crossing points

ROUGH SKETCH OF RIVER CROSSING POINTS

	Crossing Point	River Width	Span Length	Section	Plan
Distribution Line	(1) Ramon-Potia	228 m	270 m		
	(2) Ilogan-Magaysay	370 m	400 m		
	(3) Cabatuan-Aurora	270 m	300 m		
	(4) Soleno-Quezon	250 m	300 m		
Transmission Line	(5) Magapit-Loodm	300 m	350 m		
	(6) Tuguegarao-Sta Maria Cone Penetration Meter Data at (A)	336 m	380 m		

Appendix-7

230KV系統過渡安定度計算

230KV 系統過渡安定度計算

1. 系統条件

発電機定数 $x'd$ 背後電圧一定
 負荷 定インピーダンス
 系統 FigA-3 のとおり
 事故 Santiago 至近端 1cct 3LG

2. 計算条件

系統構成	Case A		Case B
	Solano T分岐	Solano π 分岐	Solano T分岐
Magat 出力	360MW, 540MW	360MW, 540MW	360MW
クリア時間	4, 5, 6 \sim	4, 5, 6 \sim	5 \sim
再閉路(無電圧)時間	25 \sim	25 \sim	50, 60, 70 \sim

3. 計算結果(39 ケース)

(1) Case A

系統構成	Solano T分岐						Solano π 分岐					
	360MW			540MW			360MW			540MW		
クリア時間(\sim)	4	5	6	4	5	6	4	5	6	4	5	6
再閉路成功	○	○	○	×	×	×	○	○	○	×*	×	×
再閉路なし	○	○	×	×	×	×	○	○	○	×*	×	×
再閉路失敗	×	×	×	×	×	×	○	○	×	×	×	×

(2) Case B

系統構成	Solano T分岐		
Magat 出力	360MW		
クリア時間(\sim)	5		
再閉路時間(\sim)	50	60	70
再閉路失敗	○*	○*	○*

注 (1) ○: 安定 ×: 不安定

(2) *印についてのスイングカーブを FigA-4~FigA-8 に示す。

Fig A-3

IMPEDANCE & POWER FLOW DIAGRAM (1983)

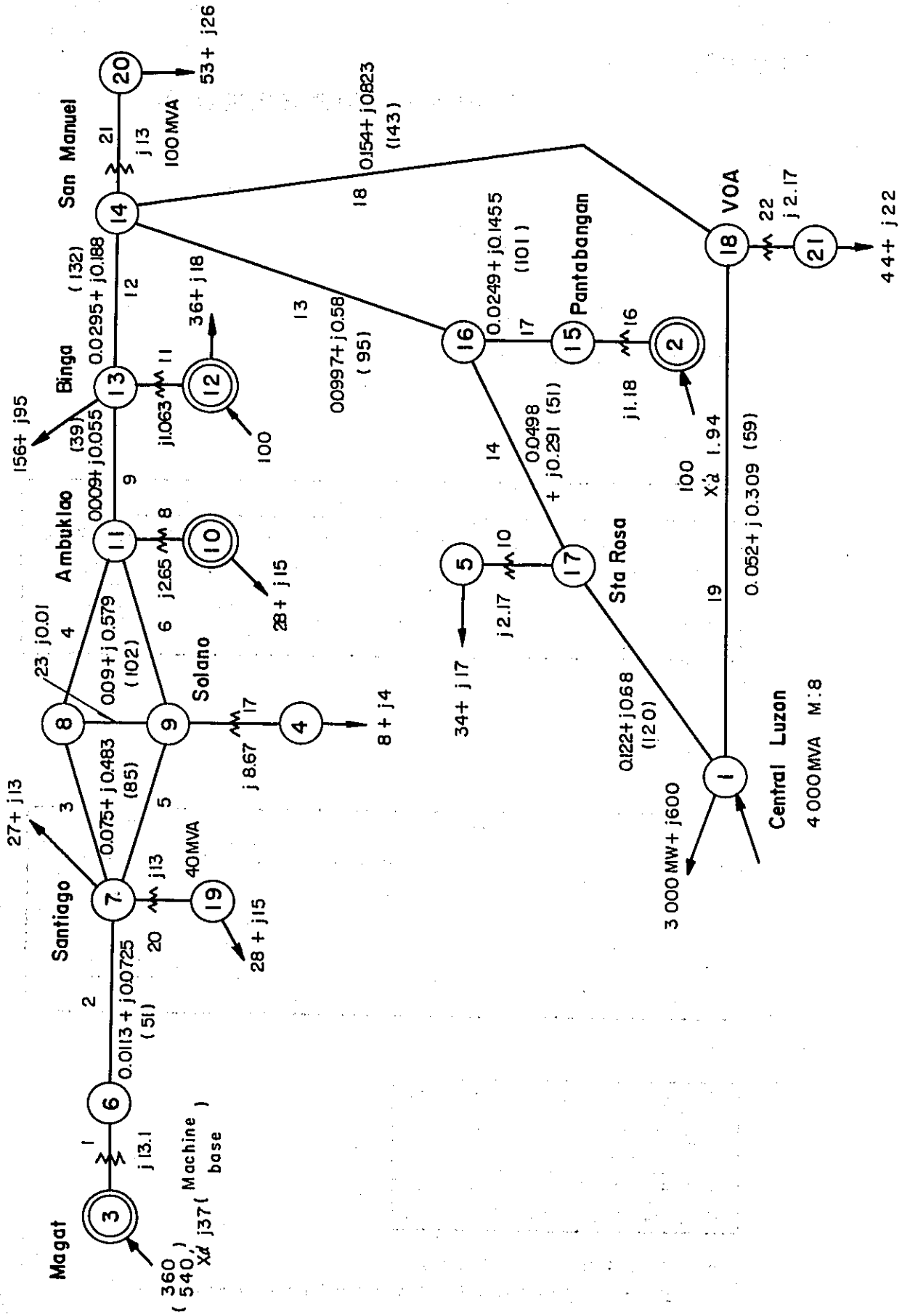
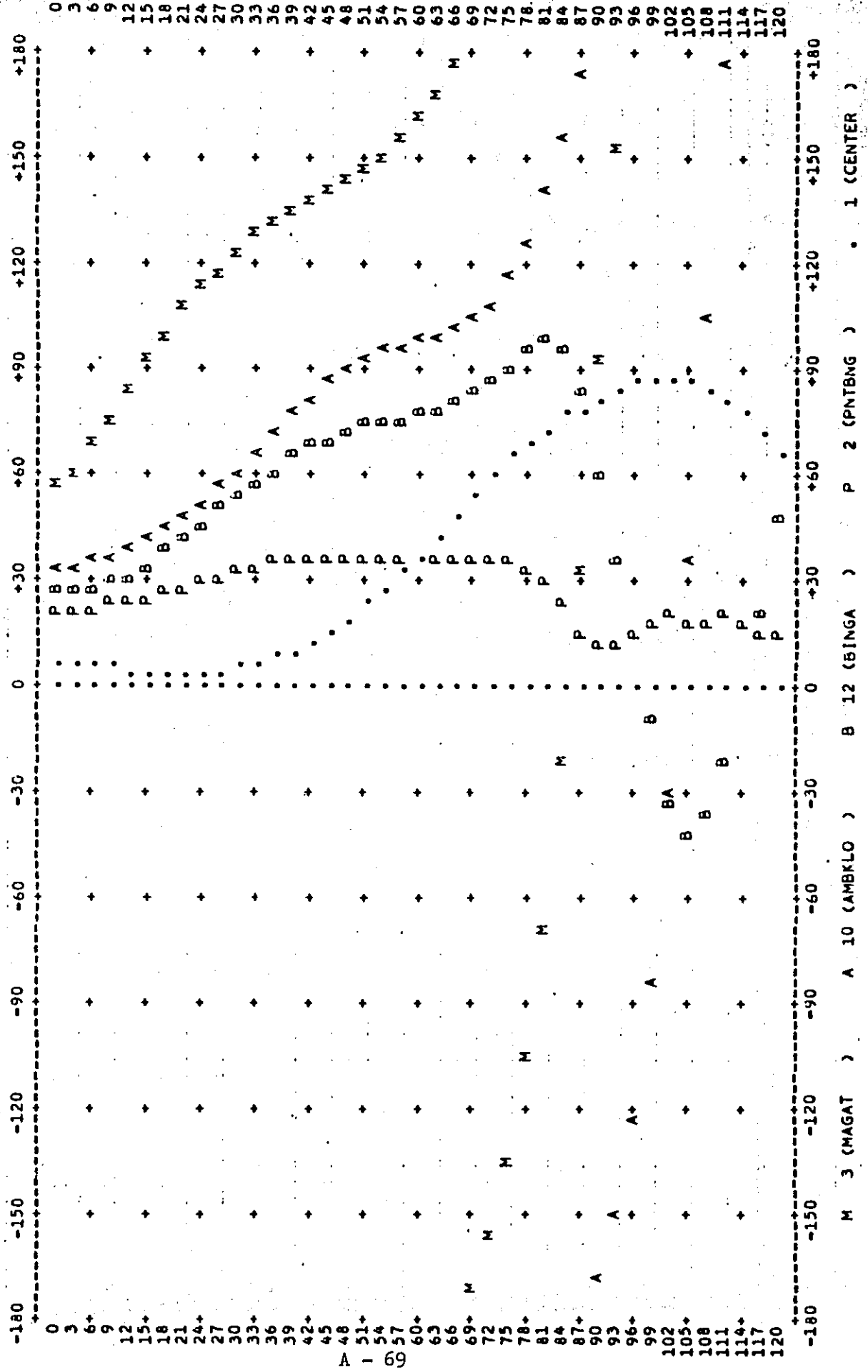


Fig A-4

SOLANO - BRANCH MAGAT 540 MW
 SANTIAGO 3LG 4 ~ 0 - 25 ~ C

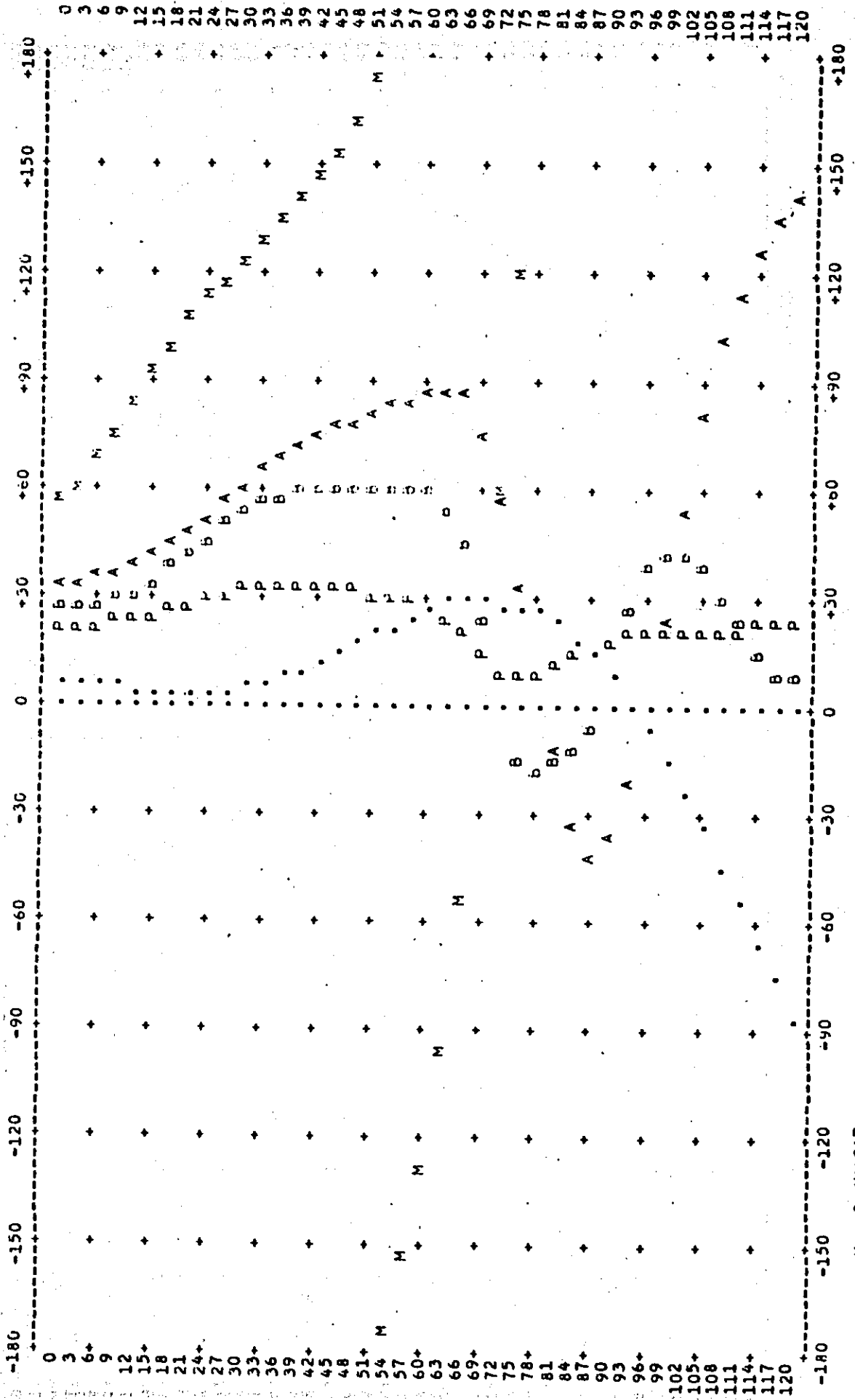


M 3 (MAGAT) A 10 (AMBKLO) B 12 (BINGA) P 2 (PNTBNG) . 1 (CENTER)

Fig A-5

SOLANO π -BRANCH MAGAT 540MW

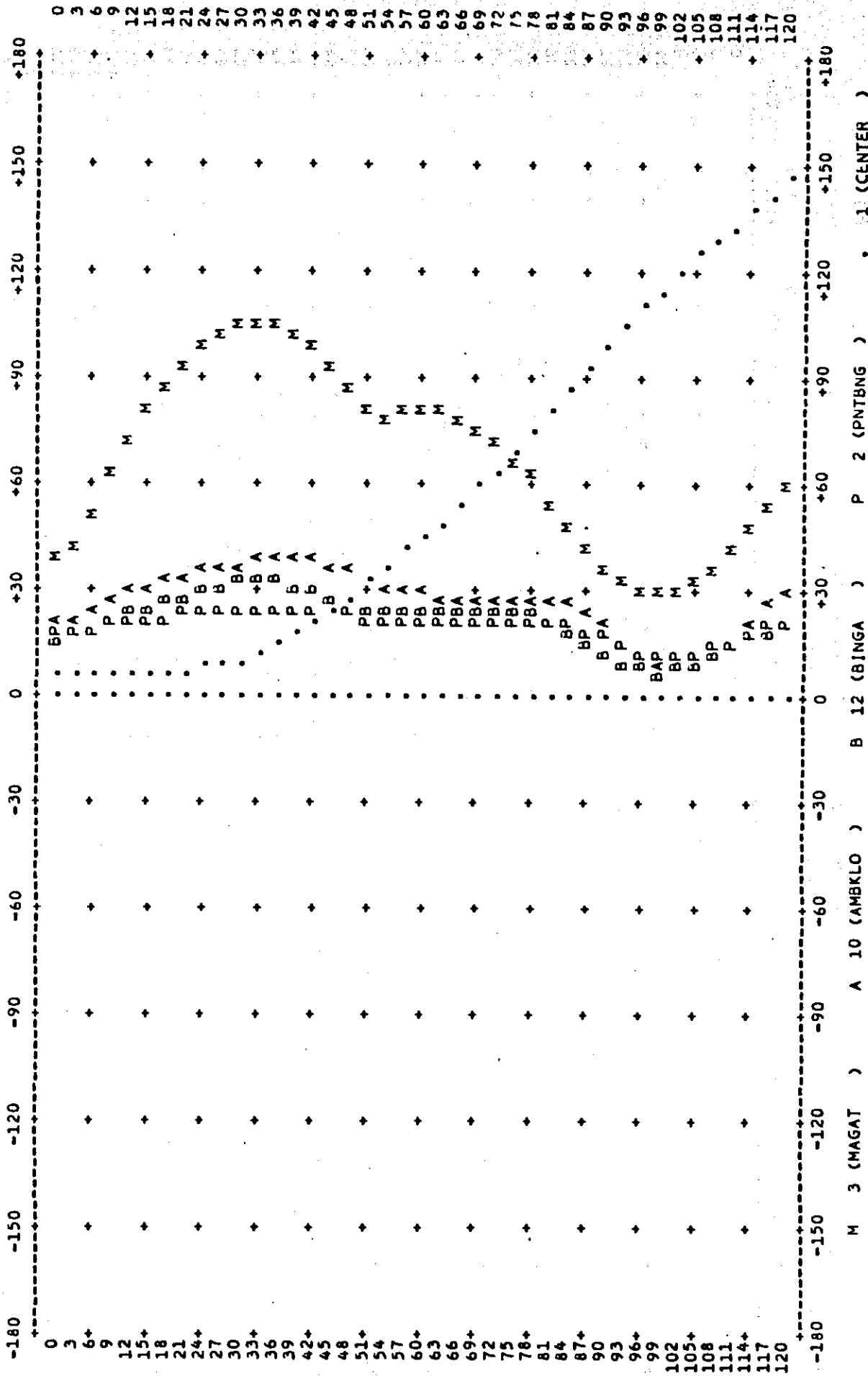
SANTIAGO 3LG 4 ϕ 0



A 1 70

Fig A-6

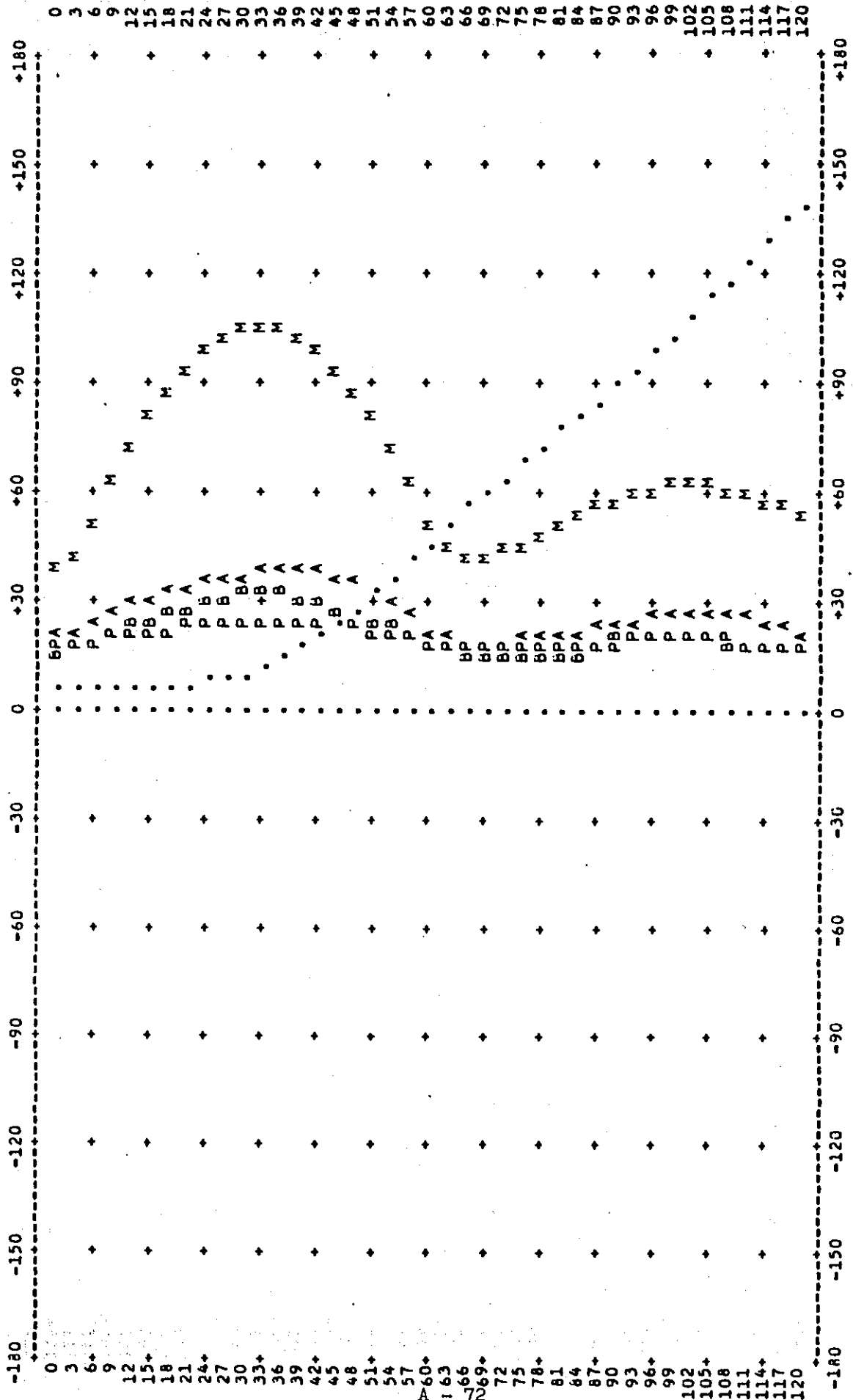
SOLANO T-BRANCH MAGAT 360 MW
 SANTIAGO 3 LG 5 0 - 50 C-5 0



M 3 (MAGAT) A 10 (AMBKLO) B 12 (BINGA) P 2 (PNTBNG) 1 (CENTER)

Fig A-7

SOLANO T-BRANCH MAGAT 360MW
 SANTIAGO 3LG 5φ O-60φC-5φO



M 3 (MAGAT) A 10 (AMBKLO) B 12 (BINGA) P 2 (PNTBNG) . 1 (CENTER)

Appendix-8

営業、保守運営の現況について

営業、保守運営の現況について

1. 営業運営について

COOPの営業運営は、申し込みの受付、検針集金、普及活動の諸部門に分かれている。

料金体系については、NEAの指導の下で、各COOPが独自に決定している。一般に電灯、大口電灯、動力、街路灯などに分けて料金は決められている。定額料金は街路灯のみで、電灯、大口電灯は従量制で、動力はダイヤモンド料金とエネルギー料金とを組み合わせているが、いずれも通減料金制である。

また、電灯は15KWHまでは定額で、それ以上は従量制となっている。

NEAのCOOPに対する料金審査は、次の如き考えで行なわれている。初年度は購買電力料金（あるいは発電所費用）と、COOPの運営費とをすべて賄えるように電力料金を定める。

第2年度から第5年度までは、その他に投資工事資金の償還ならびに利子の額の15%を第2年度、50%を第5年度に償還できる料金を考える。

これらの償還の内の25%は再投資資金としてCOOPは確保し、第6年以降償還、利子の支払い100%を行なった上、総収入の2～5%相当額が自己資金として、系統増強に確保できるような料金体系を維持できるよう指導している。

普及活動は、農・漁・小工業の電化のPR、配線工事業者の技能向上、あるいは少年団などを中心に家庭の配線の適正運用PRなど多角的な活動をしている。現在35%の住宅電化率の状況である段階である為、重点は電気の正しい取り扱い方への普及に重点がおかれている。

2. 工事体制について

各COOPはArchitects and Engineerと契約して技術的指導を受けているが、COOPによっては直営工事を行なっている所もある。COOPを設立して、電化を始めにあたって、NEAはCOOP内のMunicipal毎に約5名の配電技能者を訓練センターで6ヶ月の実技訓練を施している。これらの訓練終了者がCOOPの配電線建設のSkilled workerとして中心になっている。配電線建設終了後は、大半がCOOPの配電

技術員として保守運用、計画にあたるようにしている。

最近では、69KV送電線、変電所の建設も一部のCOOPでは行なっている。送電線の建設は送電元のCOOPが建設を分担するが、変電所はその所在のCOOPが建設にあたることを原則としている。

送電線、配電線の建設にあたっては、建柱、電柱設計などに米国のREAの規準を参考としてRural Line Manual part I, part II, Specifications and Drawings for 34.5KV and 69KV Transmission line Construction, for 7.62/13.2KV Line Constructionなどが作られ、各配電員に配布され、活用されている。

3. 保守運営について

配電の保守運営はOperation and MaintenanceのChiefが毎日の作業計画に従って、人員、車輛の配車を指揮している。事故時は復旧作業規模により、Contractorも使用して復旧にあっている。

1975年よりCOOPの拡大に伴ない、NEAは、Engineering Bulletin ENG-E…… Seriesを各COOPに配布して、保守管理、新しい保守機器の使用などのManualの整備につとめている。

ISELCO, CAGELCOでは、調査の時点(1977年1~3月)では保修員の宿直制はとっていない。但し、COOP敷地内に独身寮を建設してあって、其処に数人の単身者が在住していて、夜間の緊急時の第一要員をかねていた。作業時の保修員とCOOPとの連絡は、比国では電話の普及が低いので、無線連絡が主で、各COOPに基地局と7移動局の設置を基準として整備につとめている。

車輛整備工場が少ないので、COOPの車輛の整備のため、設備ならびに数人の整備員を確保している。

なお、69KVは、変電所の69KV側にNPCとの取引用メーターが設置されるのが原則であるが、またそこがNPCとCOOPの資産分界点ともなっている。現在69KV側の取引点、分界点も、NPC側は1COOP1地点を希望しているので、将来、COOP内の69KV送電線変電所のヶ所数がふえると、69KV側送電線も、ある所ではCOOP側の資産となってくる所もある。

現在の所、これらの69KV側設備の保修については、COOPからNPCに委託料金を支払って、NPC側で保修をして貰っている。然し、将来69KV側施設の数がCOOPでも多くなると、当然COOP自体で保修を行なうようになる考えをNEAはもっている。

