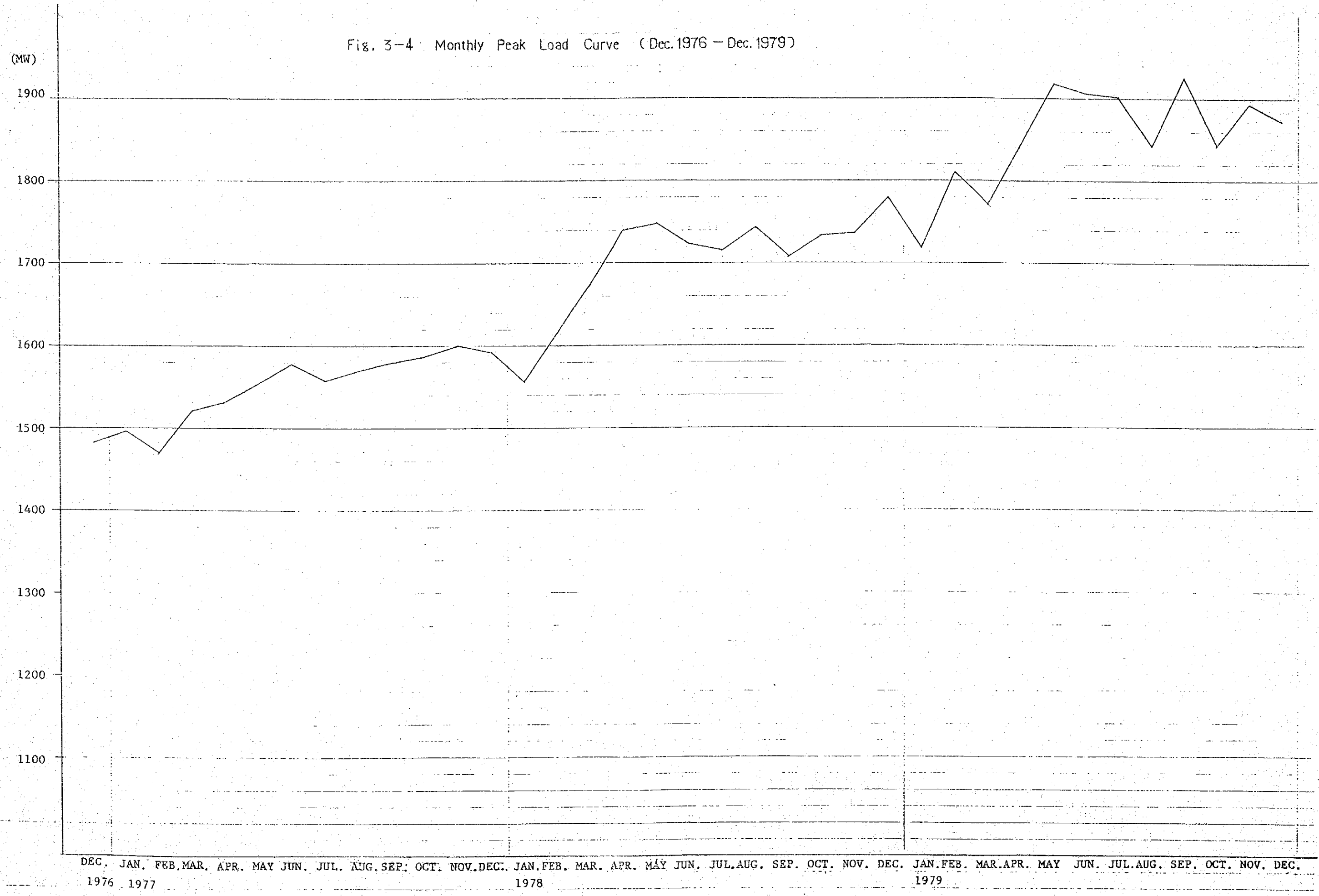


Fig. 3-4 Monthly Peak Load Curve (Dec. 1976 - Dec. 1979)



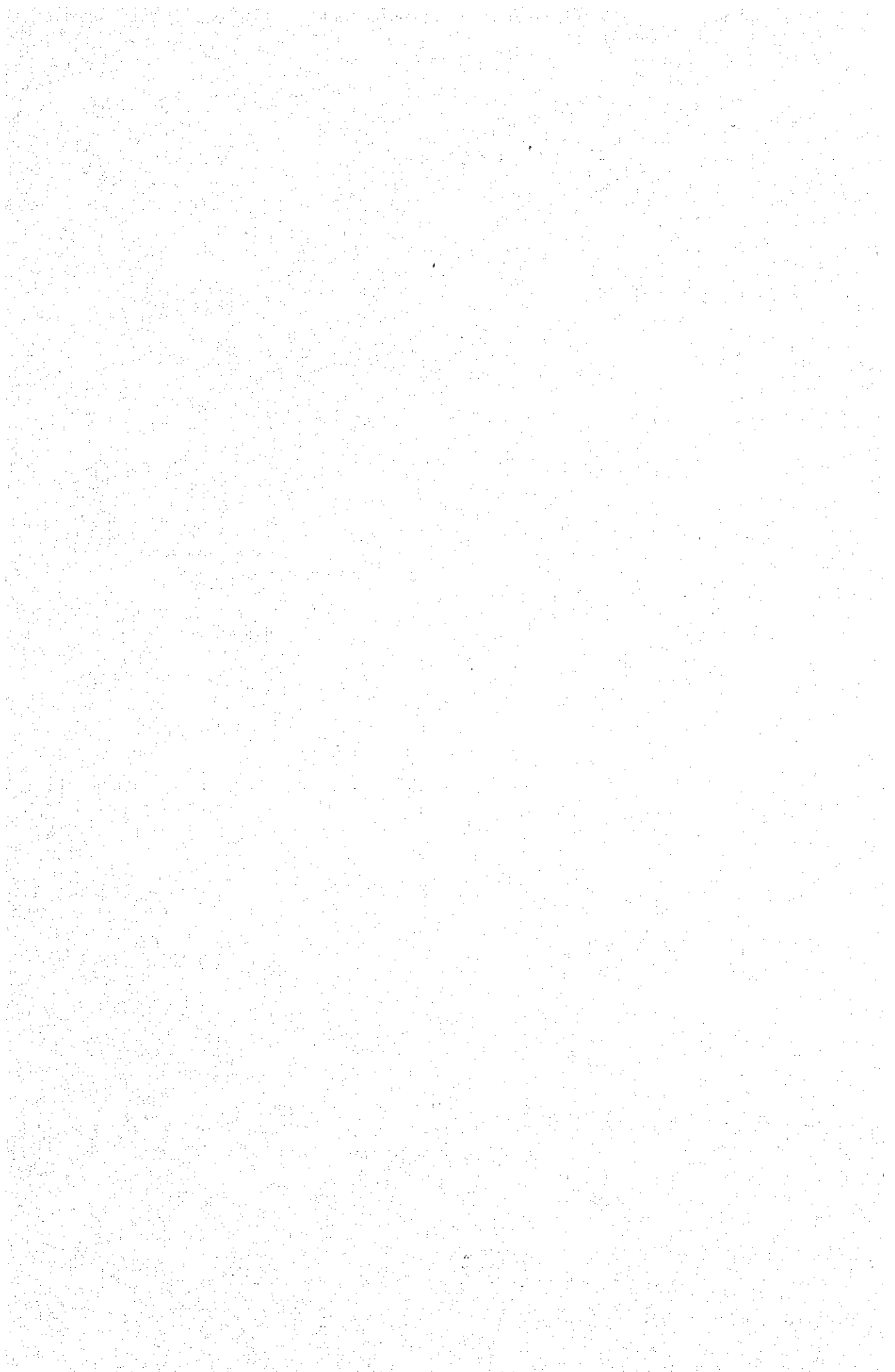


Fig. 3-5 Correlation between Electricity Consumption and GDP, per capita, as seen in the World

Source: Statistical Year Book, U.N., 1975

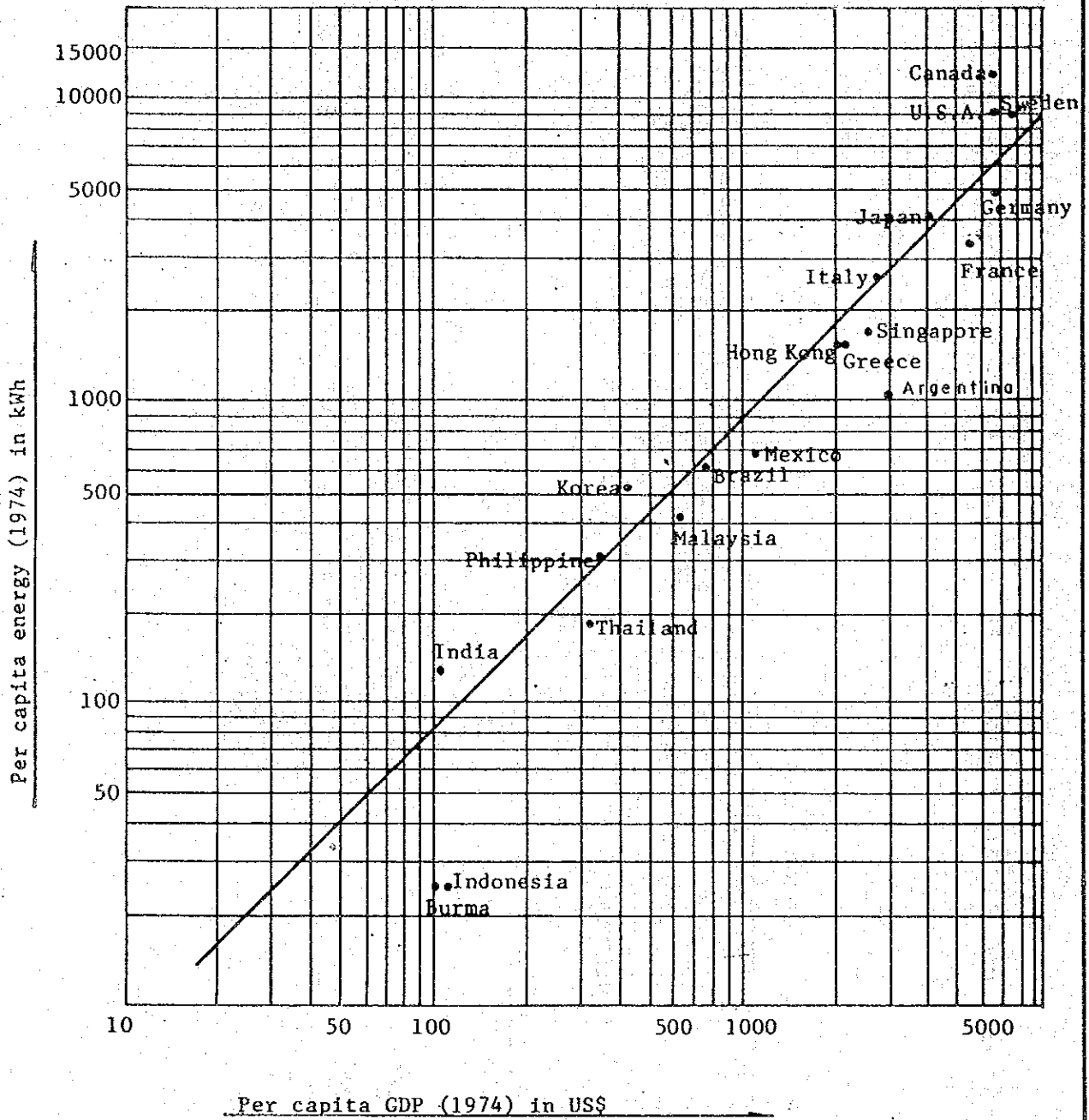
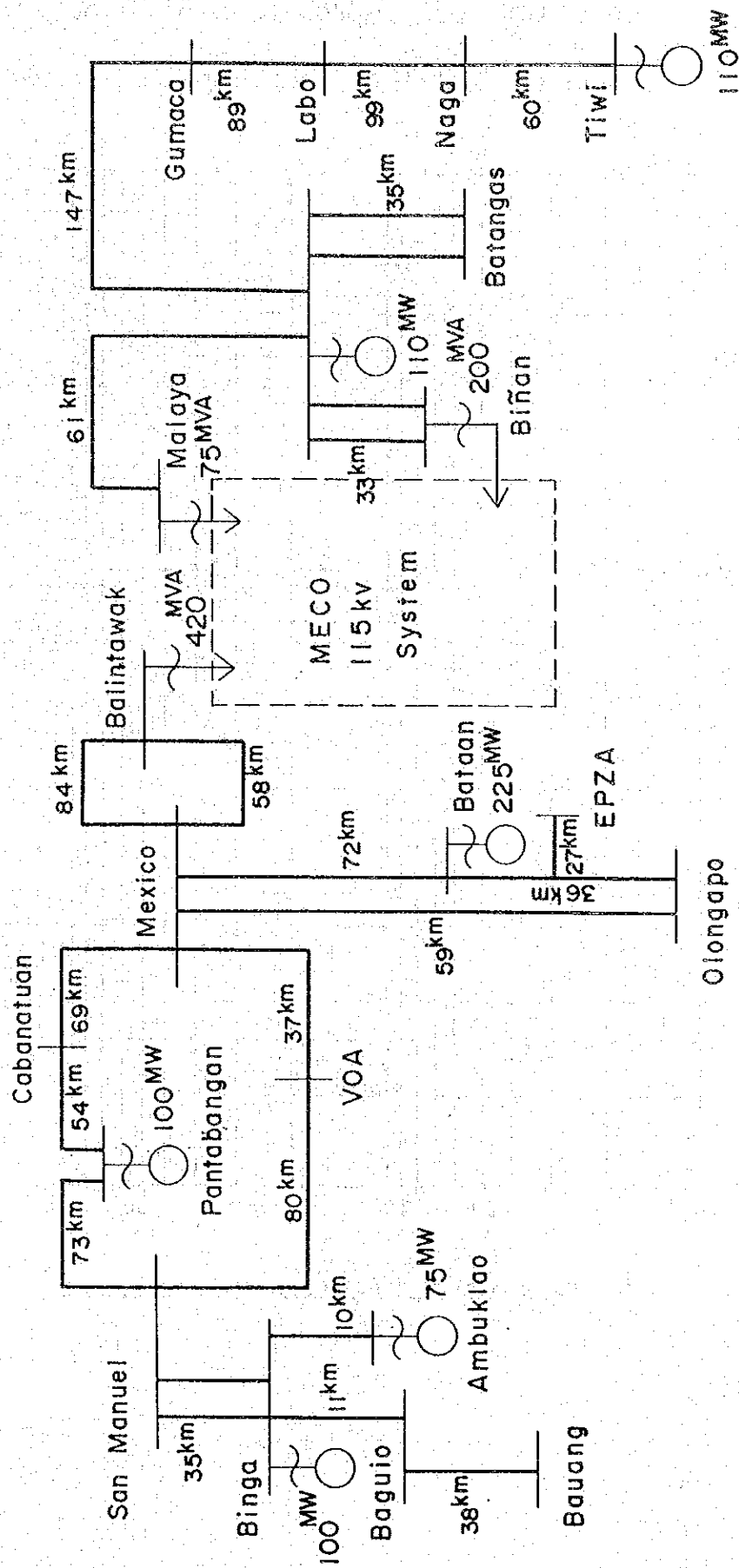


Fig 3-6 Existing Luzon Grid Outline (End of 1979)



1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in the context of public administration and government operations. The text highlights how detailed records can help identify inefficiencies, prevent fraud, and ensure that resources are used effectively.

2. The second part of the document focuses on the role of technology in modern record-keeping. It explores how digital systems and software solutions can streamline the process of data collection, storage, and retrieval. The author notes that while technology offers significant advantages, it also presents challenges such as data security, system integration, and the need for staff training. The document suggests that a balanced approach, combining traditional methods with modern technology, is often the most effective solution.

3. The third part of the document addresses the legal and ethical considerations surrounding record-keeping. It discusses the importance of ensuring that records are maintained in accordance with applicable laws and regulations. The text also touches on the ethical implications of data collection and storage, particularly regarding privacy and the potential for misuse of information. The author argues that organizations must have clear policies and procedures in place to address these concerns and ensure that they are acting in a responsible and lawful manner.

4. The fourth part of the document provides practical advice for implementing a robust record-keeping system. It offers a series of steps and best practices that organizations can follow to ensure the success of their record-keeping efforts. These include conducting a thorough assessment of current practices, setting clear goals and objectives, selecting the right technology and tools, and establishing a strong culture of record-keeping. The author also emphasizes the importance of ongoing monitoring and evaluation to ensure that the system remains effective and up-to-date.

5. The final part of the document concludes by reiterating the importance of record-keeping and the potential benefits of a well-implemented system. It encourages organizations to take a proactive approach to record-keeping and to view it as a key component of their overall operational strategy. The text ends with a call to action, urging readers to take the steps necessary to improve their record-keeping practices and to ensure the long-term success and integrity of their organizations.

Fig 3-10 Luzon Grid Single Line Diagram

1982 Peak Power Flow

Case A

X: Not Completed

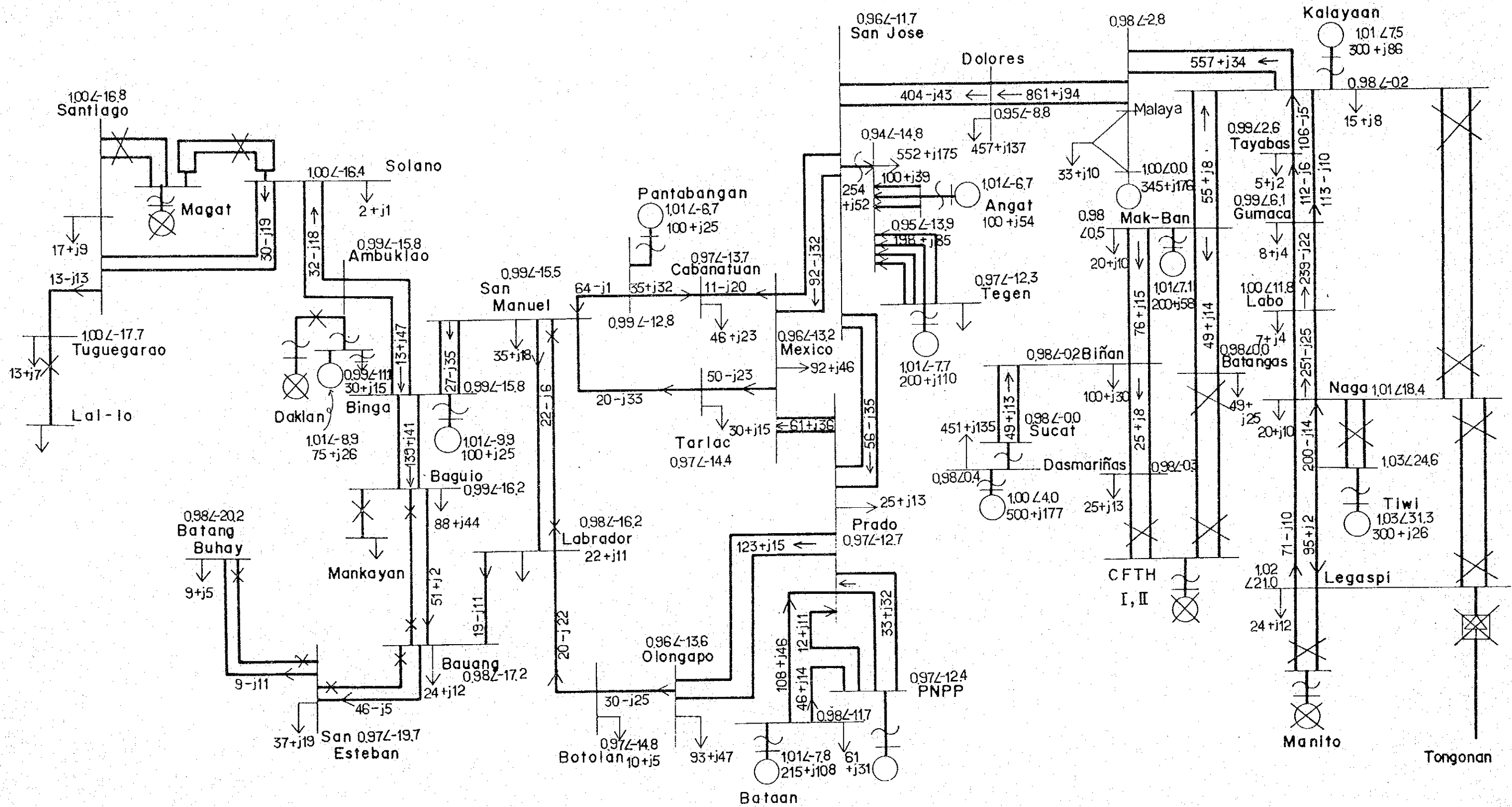


Fig 3-11 Luzon Grid Single Line Diagram

Case B

1982 Peak Power Flow

X: Not Completed

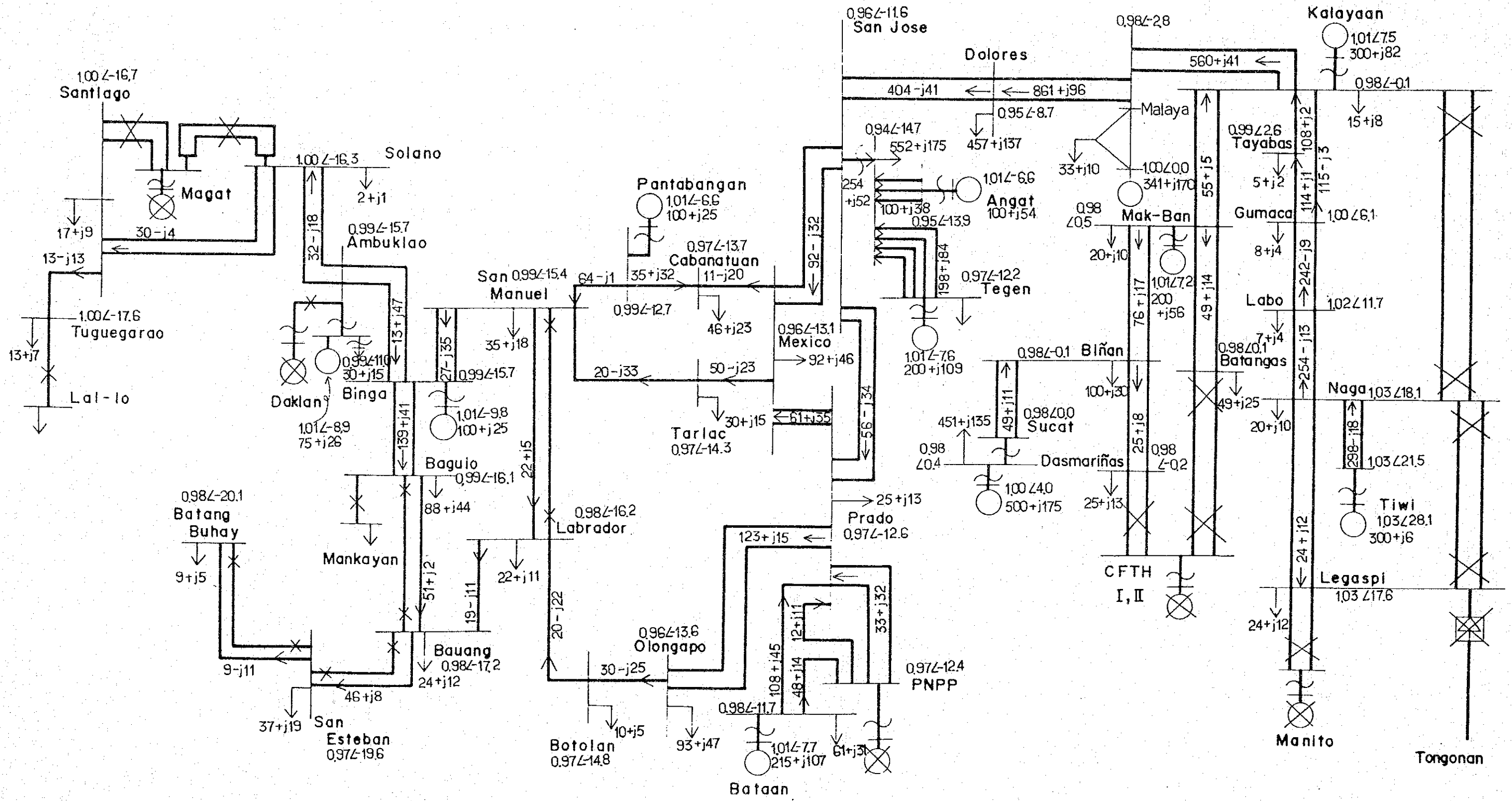


Fig 3-12 Luzon Grid Single Line Diagram

Case C,D 1985 Peak Power Flow

X : Not Commissioned

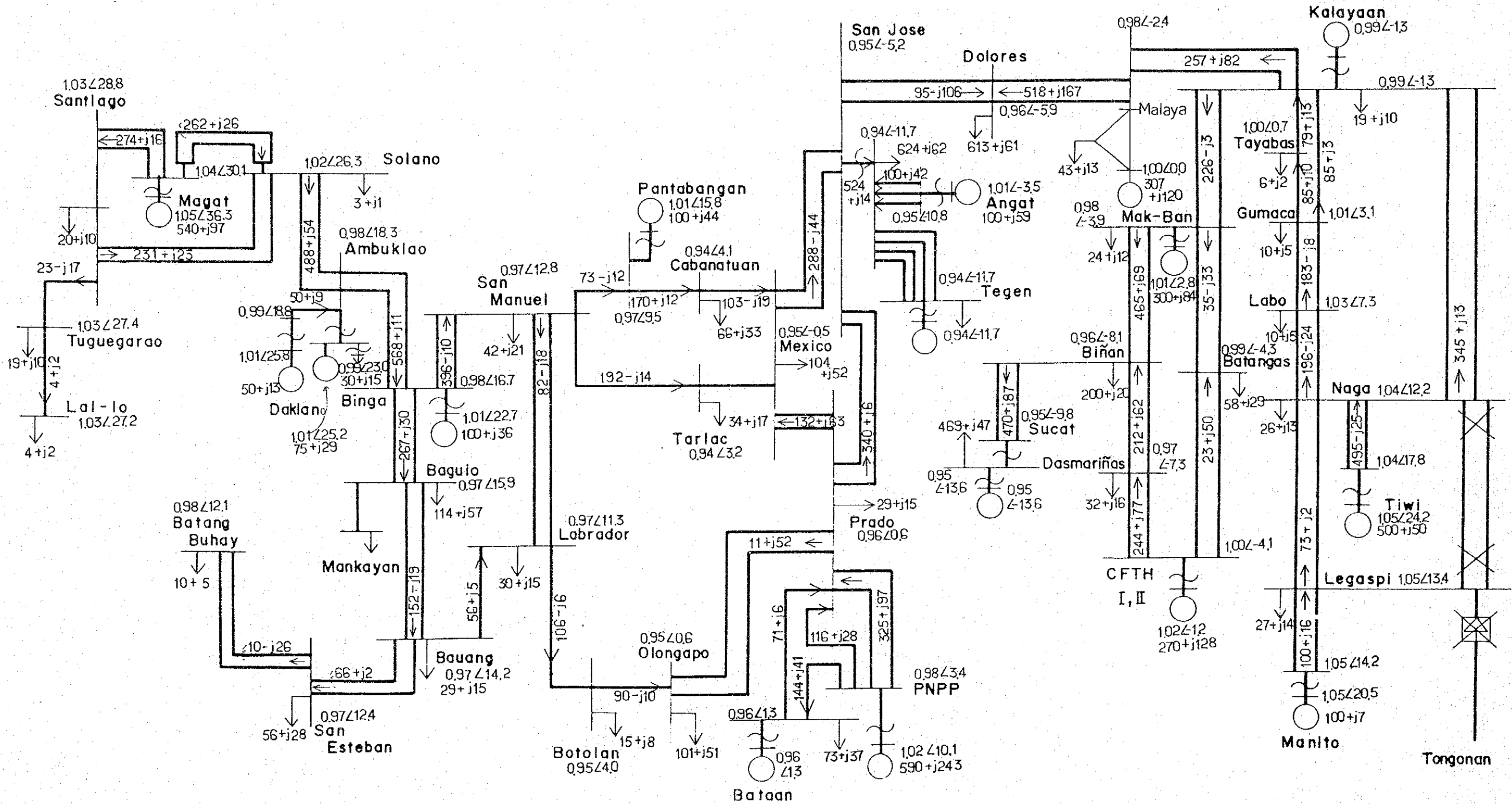


Fig 3-14 Luzon Grid Single Line Diagram

Case F 1988 Peak Power Flow

⊗ : Normal open

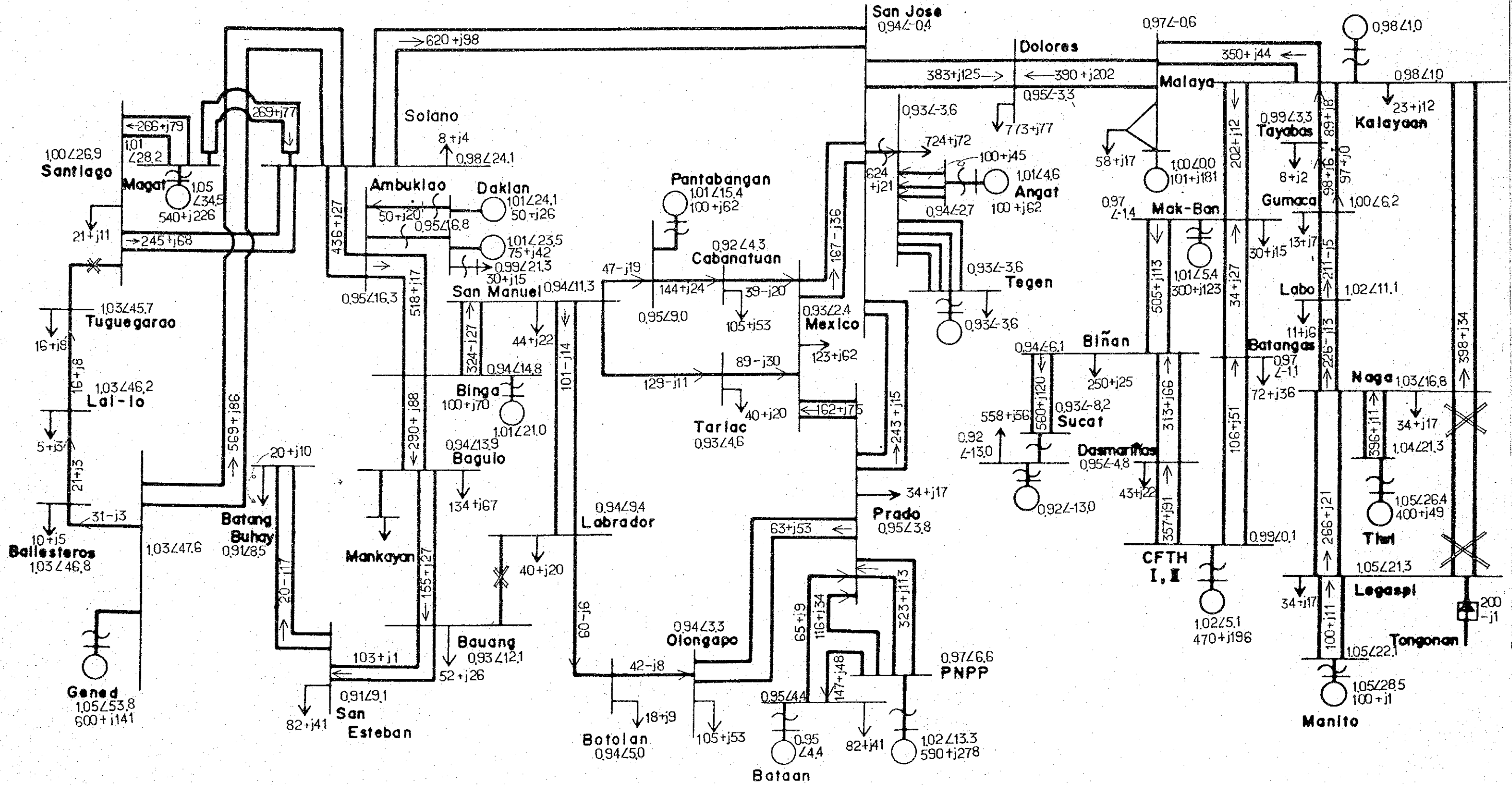


Fig 3-17 Luzon Grid Single Line Diagram

Case H, K-I 1995 Peak Power Flow

⊗ : Normal Open

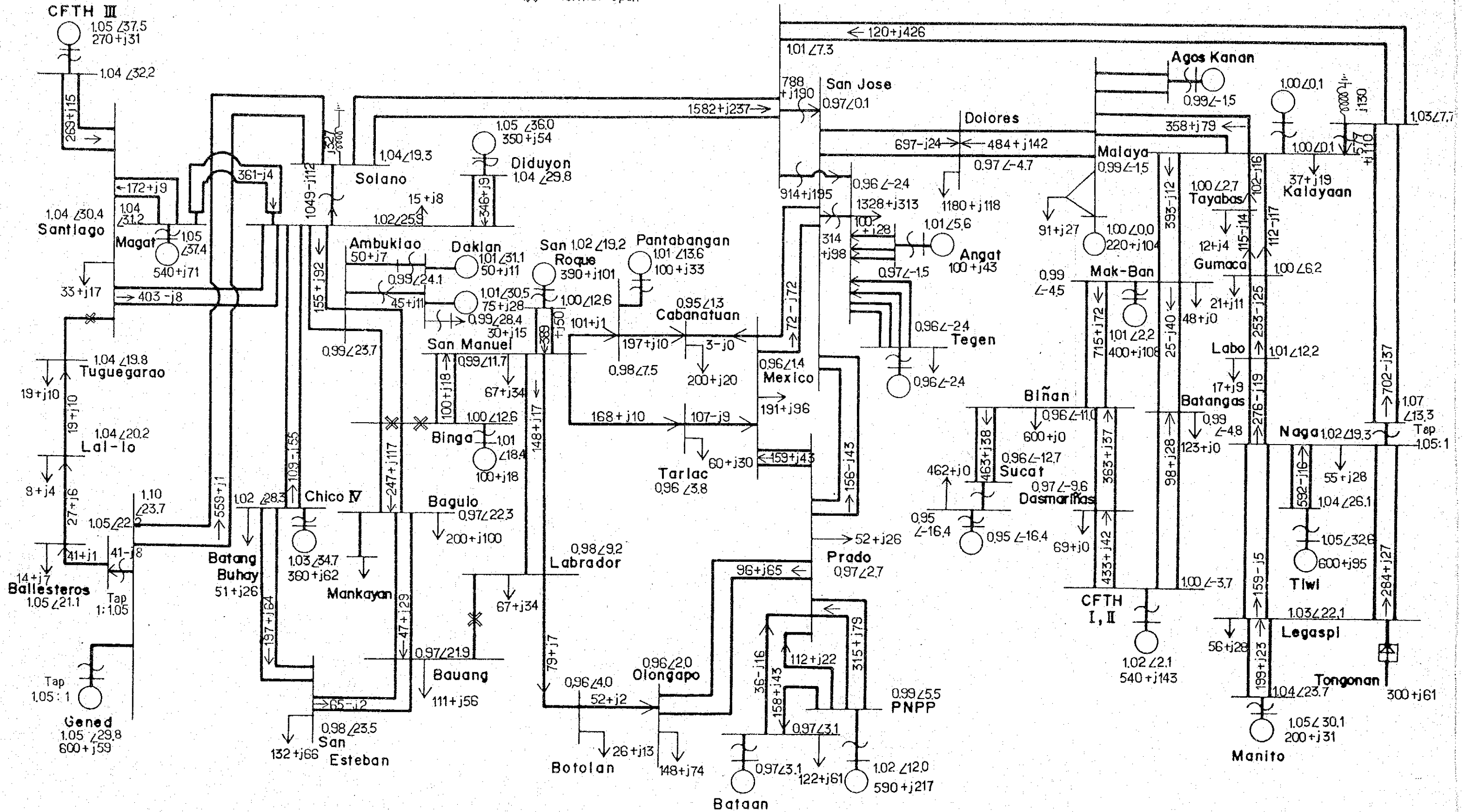


Fig 3-18 Luzon Grid Single Line Diagram

1995 Night Power Flow

⊗ : Normal open

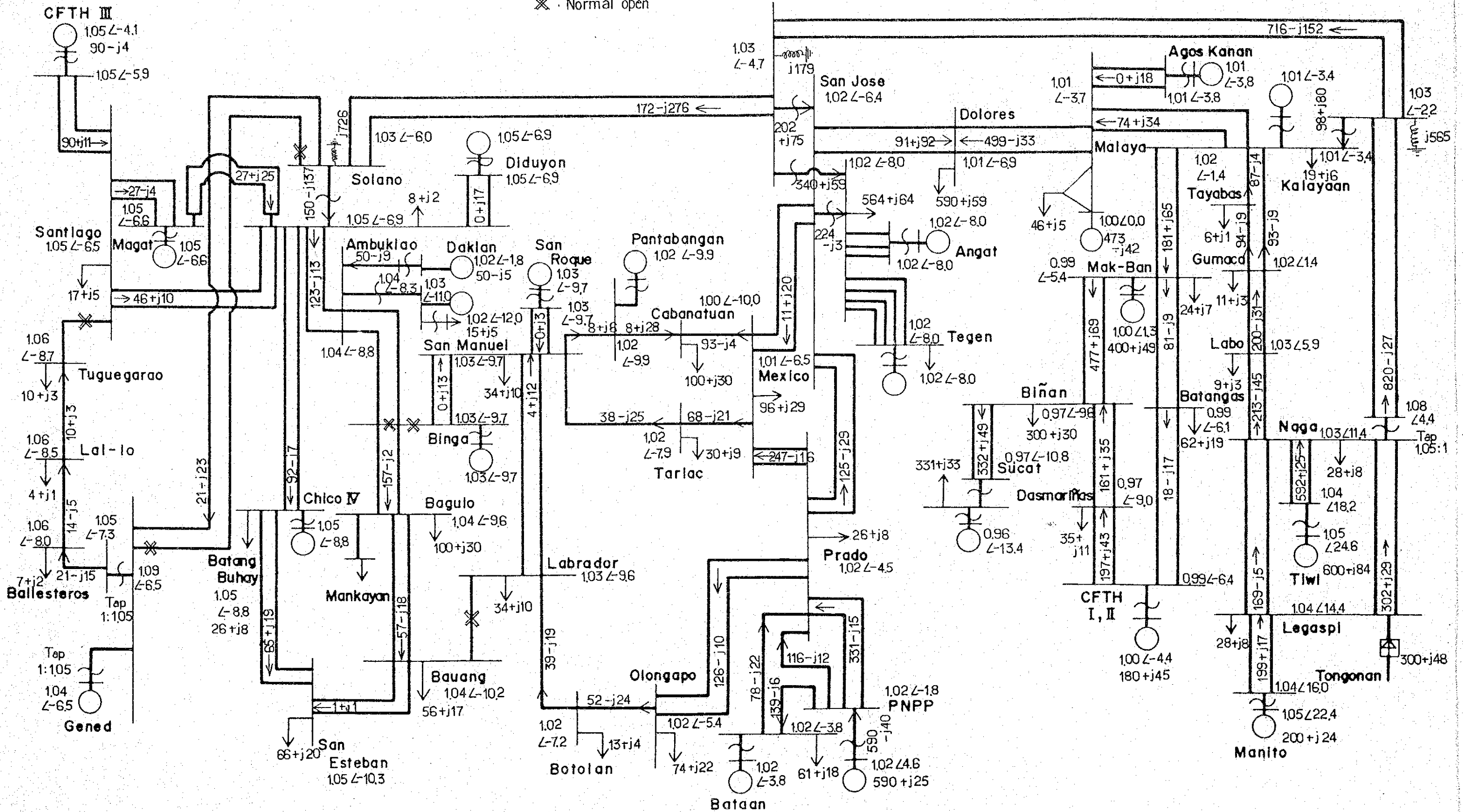


Fig 3-19 Luzon Grid Single Line Diagram

(Unit MVA)

1995 Fault Level

⊗: Normal open

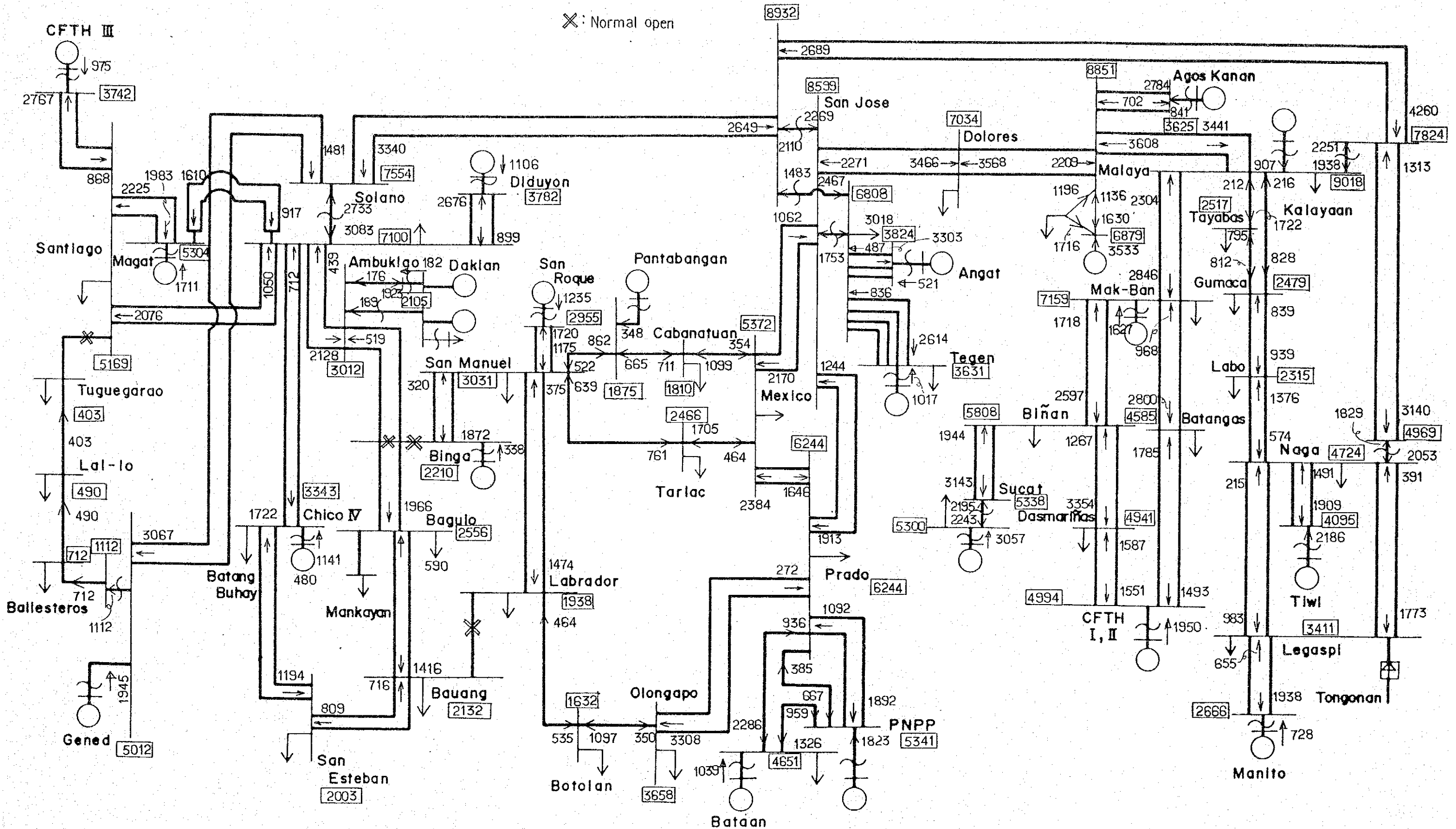
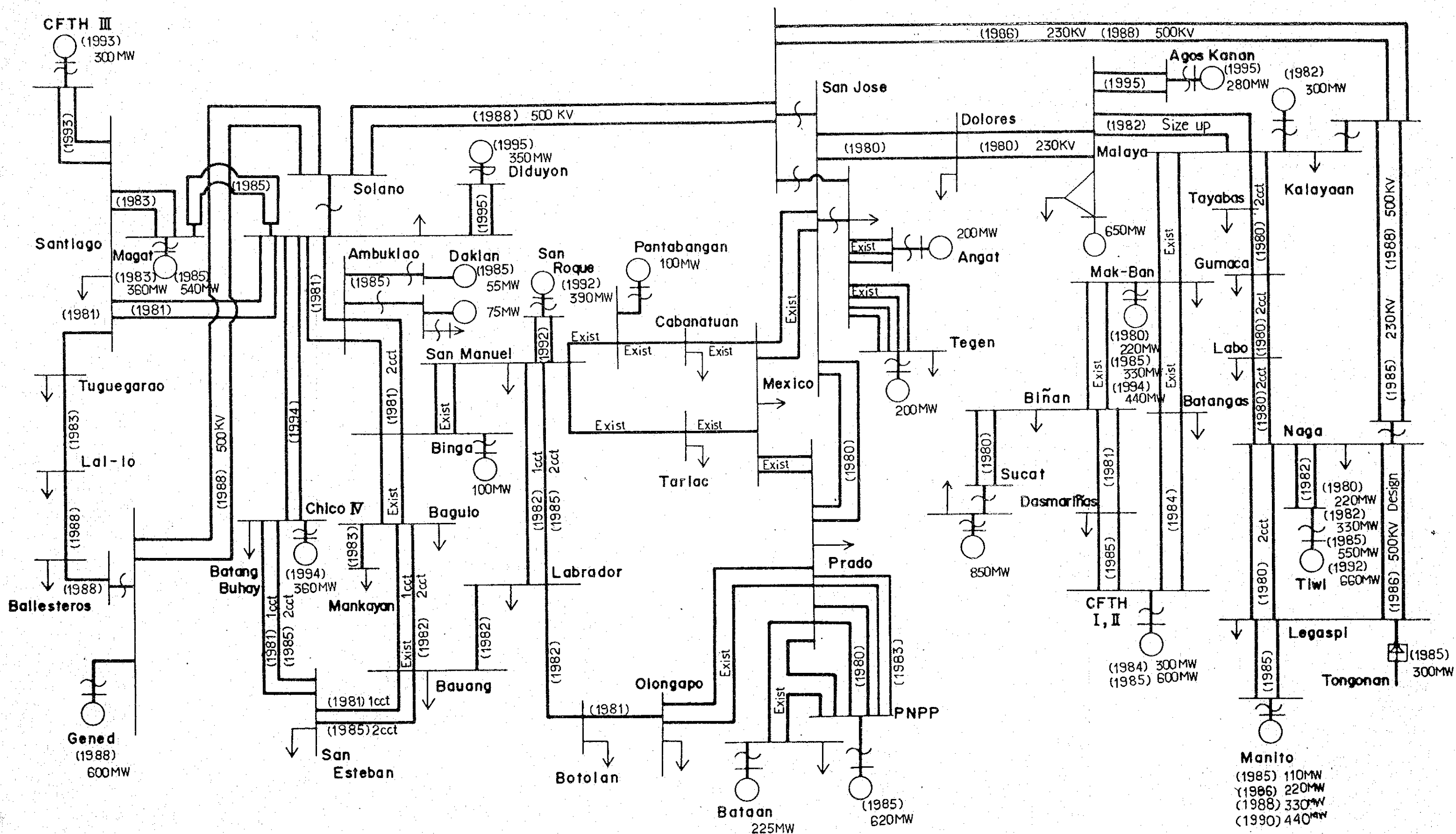


Fig 3-20 Luzon Grid Single Line Diagram

Final Expansion Program

Changed from Initial Program



第 4 章 計画地域の位置と概要

4-1 計画地域の位置

北部ルソン計画地域はRizalおよびLaguna州からなるRegion IV、BulacanおよびNueva Ecija州からなるRegion III、BatanesとQuirinoを除きNueva Viscaya、Ifugao、Isabela、CagayanおよびKalinga ApayaoからなるRegion IIの大部分の範囲を含む。計画地域合計9州の面積は44114 km²であり国土総面積の約15%、ルソン島総面積の約42%を構成している。この地域の輸送網はマニラからApariに至る亘長595 kmの舗装されたフィリピンハイウェイ(国道5号線)で代表され、主要港は建設中のCasambalanganである。又農業がこの地域の経済の基盤となっている。

先に述べた通り、マニラ首都圏とその隣接地域がルソン島全負荷の3分の2を消費する一方、北部ルソンの負荷は大容量変電所単位で見積って1990年で450 MWのオーダーであり1995年で約610 MWに増加する。よって、この計画関連設備で輸送される大部分の電力は首都圏周辺への供給用にあてられることになる。従って本計画は北部ルソン区域のみならず、マニラ首都圏を含む中部ルソンへの供給を勘案したものである。

4-2 計画地域の気象と地形

(1) 気象

送電線設計に影響を与える主な気象要因は、風、気温、襲雷日数および地震である。

風 送電線および変電所鉄構にかかる風圧は設計にもっとも大きく影響する。送電線設計に際しては再現期間50~100年の風速を適用するのが望ましいが、風速データとしてはここではTable 4-1に示された観測地点の過去の最大風速しかえられない。記録の最大値は258 kphでありこの値に対し突風率を考慮してえられた最大風速は172kphである。一方230KV系で用いられている設計風速は185kphである。よって本計画における風圧は上記の風速値185kphを基として上空風速の逡増を考慮に入れて決定した。

気温 Table 4-2にルソン島の平均気温を示す。表から最高と最低気温はそれぞれ41.5℃および16.1℃である。しかしながら設計用には技術基準で地上高チェック時の温度として規定されている120°F(48.8℃)を最高設計温度として、45°F(7.2℃)を最低設計温度として採用した。この値は230KV系の設計と同じである。

襲雷日数 Table 4-3にルソン島における各地方の襲雷日数を示す。この表で年平均襲雷は60日である。従って国際的に使用されているIKLとして60を使うこととした。この

I K L 60 は 230 KV 系設計でも使用されているものであり、世界の I K L 地図からみても適切な値である。

地震 フィリピンはフィリピン海溝と多くの火山を有する地震地域である。過去の記録はマグニチュード 4 ~ 6 の範囲の地震が頻発している。従って変電所機器に対しては 0.3 G の水平地震力を使用する事を提案する。

降雨 ルソン島の年平均降雨量は 2494 mm が記録されている。Table 4-4 に各測候所における年平均降雨量の記録を示す。相対湿度は高く 76 ~ 84% であり年平均相対湿度は 81% である。

(2) 地形

北部ルソン EHV 計画の経過地の地形を見る場合は大別して 2 つの地域に分けられる。既に Nueva Viscaya 州から北部の山岳、丘陵を主体とした地域および Nueva Ecija 州から南部の平地、丘陵を主体とした地域である。北部について述べると山岳では Dalton Pass 周辺の山岳地が最も険しく標高も 1,000 m 近くに達する。山容は一般に荒地を伴った山が多く Santa Fe 付近では大規模な表層地すべりがみられる。その他の山については、特記すべきものはないが建設前に接近道路の可能性の調査を実施しておく必要がある。

丘陵地平地は、Isabela 州と Cagayan 州両部の州境付近にみられ田園および牧場等を伴った地帯となっている。

南半分では峻険な山はなく殆どが田園を伴った平地と非常になだらかな丘陵地である。北部、南部を通じて送電線ルートはルソン島の中央部を通過するため、海岸からの距離は最低マニラ付近で 20 km 程度以上が確保でき塩害設計の必要はないものと考えられる。

主要河川では、Chico川、Magat川、Panpanga川が経過地付近にみられる。川中が広いため洪水を考慮した渡河点の選定が必要である。

道路は国道 5 号線を主体として全般に整備されており、送電線ルートは 5 号線およびこれからの支線周辺に設定され概して接近可能である。ただし、Gened 発電所付近、Magat ダム付近および Dalton Pass 付近については、詳細調査が推奨される。次に San Jose 変電所地点付近および Cabanatuan 市東部付近で一部住宅地の密集している地帯がみられ計画との調整が必要と思われる。

地質は概して山岳、丘陵および比較的標高のある田園であり、低湿地帯はみられず、地耐力は比較的高いものと推定されるが、荒廃した山もみられ、又 EHV の信頼度も要求されることから要所での地質調査を行うことが推奨される。

Table 4 - 1

Highest Wind Speed in and around Luzon (Kph)

NAME OF PLACE	RECORDS OF HIGHEST WIND SPEED
Baguio	167 SE, 1974
Laoag	145 N, 1968
Vigan	159 SSW, 1968
Dagupan	202 WNW, 1974
Basco	222 NE, 1969
Tuguegarao	169 SSE, 1967
Aparri	209 NNE, 1967
Iba	167 SE, 1972
Cabanatuan	108 S, 1973
Manila	200 WNW, 1970
Alabat	258 SW, 1970
Virac	241, SSE, 1970
Legaspi	204 S, 1972
Masbate	185 SSW, 1967

Source : PAGASA

Table 4 - 2

Atmospheric Temperature in Luzon (°C)

NAME OF PLACE	AVERAGE TEMPERATURE *			TEMPERATURE	
	AVERAGE	MAXIMUM	MINIMUM	MAXIMUM	MINIMUM
Cagayan, Tuguegarao	27.6	33.1	22.1	39.5	17.3
Dagupan City, Pangasinan	27.9	32.5	23.1	36.7	18.6
Cabanatuan City, Nueva Ecija	27.3	32.5	22.1	36.7	16.1
Iba, Zambales	27.1	31.6	22.4	35.0	17.6
Manila Airport	27.6	31.5	23.6	36.5	19.5
Diliman, Quezon City	26.7	31.8	21.6	36.4	17.2
Infanta, Quezon	26.8	30.2	23.4	41.5	19.9
Batangas	27.4	31.7	23.1	36.0	20.6
Daet, Camarines Norte	27.2	31.0	23.3	34.4	20.2
Legaspi, Albay	27.2	31.1	23.2	34.6	19.2
AVERAGE	27.3	31.7	22.8	-	-

* Average value of each year from 1952-1973.

Source : PAGASA

Table 4 - 3
Frequency of Thunderstorm in Luzon

NAME OF PLACE	ANNUAL FREQUENCY OF THUNDERSTORM
Baguio, Benguet	87
Laoag, Ilocos Norte	95
Vigan, Ilocos Sur	23
Dagupan, Pangasinan	95
Aparri, Cagayan	46
Banaue, Ifugao	69
Cagayan, Cagayan	27
Tuguegarao, Cagayan	32
Cabanatuan, Nueva Ecija	63
Iba, Zambales	71
Port Area, Metro Manila	53
MIA, Pasay City	73
Diliman, Quezon City	61
Alabat, Quezon	16
Balintawak, Quezon City	66
Legaspi, Albay	54
Daet, Camarines Norte	79
Casiguran, Quezon	63
Infanta, Quezon	57
Lucena, Quezon	55
San Francisco, Quezon	79
AVERAGE	60

Source : PAGASA

Table 4 - 4 Annual Average Rainfall in Luzon

Name of the Place	Annual Average Rainfall 1952 - 1973 (MM.)
Iba, Zambales	3,619
Castilla, Sorsogon	2,806
Diliman, Quezon City	2,185
Infanta, Quezon	3,948
Manila International Airport	1,999
Cabanatuan, Nueva Ecija	1,818
Dagupan, Pangasinan	2,368
Daet, Camerines Norte	3,751
Tuguegarao, Cagayan	1,656
Ambulong, Batangas	1,824
Lagaspi. Albay	3,371

第 5 章 送電線の基本設計

5-1 設計基準ならびに結果の要約

従来フィリピンにおいては上位系統の送電電圧として 230 KV が採用されてきた。この度 EHV 送電系統のフィージビリティスタディを行うに当たり必要な設計基準は、基本的にはこの国で行われている 230 KV 設計基準を延長して差支えないと考えられる。

しかしながら基準の適用にあたっては送電線の大型化、高電圧に伴う諸条件、たとえば高鉄塔化に伴う設計風速の遡増、高電圧化に伴う静電誘導およびコロナ現象等を十分に考慮して行う必要がある。以下に検討した設計内容のうち主なものについて要約する。

5-1-1 静電誘導に対する電線地上高

静電誘導に対する電線地上高のとり方は線下の物体等に誘起された電圧が人体に悪影響をおよぼさない様考慮して下表に示す値を採用する。

区 分	適 用 地	電界強度 v/cm ※	地上高 m
A	人の往来の頻繁な場所 公道・農地・鉄道・住居地域	50	16
B	人の往来の殆どない場所 山地・森林	80	12

※ 地上 1 m における電界強度

5-1-2 絶縁設計

がいし個数は標準地域では開閉サージ倍数を 2.0 倍として、また塩害地域では等価塩分付着量を 0.06 mg/cm^2 (軽汚損) として評価した。塔体に対しては確保すべきクリアランスも含めて示すと下記の通りである。

標準設計	がいし個数	254 mm 懸垂がいし…………… 23 個 280 mm // …………… 20 個 320 mm // …………… 18 個
	絶縁間隔	最小絶縁間隔…………… 1.300 間隔 標準絶縁間隔…………… 3.600 間隔
塩害設計	がいし個数	254 mm 懸垂がいし…………… 35 個 280 mm // …………… 30 個 320 mm // …………… 27 個
	絶縁間隔	最小絶縁間隔 } 標準設計に同じ 標準絶縁間隔 }

こゝで北部ルソン地域には標準設計を適用する。塩害設計は主として南部ルソンに適用されるが、経過地の地形、海岸からの距離等を検討したうえで適用する必要がある。

5-1-3 耐雷設計

電線と架空地線との離隔距離

径間中央での雷による逆閃絡を最小にする値である12mを採用する。

架空地線の線種、サイズ

地絡故障時に環流する電流に対して耐えうるアルミクラッドより線の7No.6 AWg (ASTM規格, 9.3 mm²)を採用する。

架空地線の遮蔽角

遮蔽失敗による雷の導体直撃を極力防止するため上相導体に対して0°を採用する。

5-1-4 電力線サイズおよびがいし装置

電力線はコロナ障害の防止の面からACSR795MCM "CONDOR" 4導体を採用し、最大使用張力は鉄塔重量を軽減するため許されうる最大値の5100kg/条(抗張力×40%をラウンドアップした値)を採用する。がいし装置は機械特性(安全率2.5)および経済性を考慮して下記のものを採用する。

耐張装置	320mm懸垂がいし2連耐張装置
懸垂装置	280mm懸垂がいし1連, 2連懸垂装置

5-1-5 鉄塔設計

設計風速, 風圧

鉄塔高が200ftを超過するため従来の設計風圧に対し1.15倍の増加係数をみた値を採用する。

	従来値	採用値
設計風速 kph	185	198
設計風圧 Kg/m ²	264	304

鉄塔型と設計条件

下表を標準とする。

鉄塔型	水平角度	風圧スパン
EDQ 懸垂	0° - (1°)	400 m
EDR ₁ "	0° - 5°	600
EDR ₂ 耐張	0° - 5°	400
EDS "	5° - 15°	"
EDT "	15° - 30°	"
EDU "	30° - 90°, D.E.	"

5-1-6 基礎設計

現在 NAPOCOR で採用されている設計基準をそのまま EHV 設計に適用できる。各基礎型の標準的な適用地域は下記の通りである。

基礎型	地耐力	適用地域
I	30,000 Kg/m ² 以上	山地, 丘陵地, 森林, 畑
II	20,000 - 30,000 Kg/m ²	田圃, 河川又は田圃付近の畑
III	10,000 - 20,000 Kg/m ²	河川付近の田圃, 沼沢地
IV	10,000 Kg/m ² 以下	沼沢地

5-2 北部ルソン地域における送電線ルート決定

5-2-1 EHV 送電線のルート概略調査結果

5-2-1-1 調査の目的および区間

1980年11月24日から12月6日に亘って北部ルソン地域の500KV送電線通過予定ルート周辺の概略現地調査(reconnaissance)を実施した。今回の調査目的は道路上から知りうる限りでの地形の把握ならびに予定ルートの主要道路横断部付近の状況把握によって概略の送電ルートを構成することを目的とした。従って測量の実施に際してはその前段階で精密踏査を行い障害物、地形の確認を行い、更に効率的なルートを選定する必要がある。今回概略調査を行った区間は次に示すとおりである。

San Jose 変電所サイト ~ Solano (Bayombong) 変電所サイト

Solano (Bayombong) 変電所サイト～Gened 地点

これらの区間のルートのご要はFig.5-1に示すとおりである。

また選定したルートは1/250,000地図に記入して巻末に添付したので参照されたい。

5-2-1-2 San Jose s/s～Solano (Bayombong) s/s間のルートの状況

この区間のルートはDalton Pass越えの国道沿いに北上するAルートとこれをショートカットして東部の山岳地を北上するBルートが考えられる。以下に各ルートの特長を示す。

Aルート

マニラ市東北部に存在するSan Jose変電所サイトの北側では広範囲に宅地造成の進行している地帯がある。又密集した住宅地も処々にみられるためこの地域の宅地造成計画との調和もしくは回避が必要である。San Jose s/s北部のNorzagarayからNueva Ecija州San Jose市付近まではなだらかな起伏を交えた広範な田園地帯になっておりほぼ直線に近いルート構成が可能である。しかし乍らCabanatuan市東部付近では道路沿いに人家の密集している部分が多くPampanga川等川中の広い河川も存在するため測量に際しては適切な道路および河川横断箇所を選定する必要がある。

海岸からこのルートまでの最短距離は西側のマニラ湾に対して約20 km、ルソン島東海岸に対して約35 kmである。従ってSan Jose s/sより北部のルートに対する絶縁設計としては塩害対策を考慮しない標準絶縁設計で対処することが推奨される。

次にルートはNueva Ecija州San Jose市東南部に存在する飛行場付近から国道沿いにDalton Pass越えのルートをとる。Dalton Pass南部では通常のルート構成が可能と考えられる。

しかし峠北部のSanta Fe付近では国道東側の山地で広範囲に表層ごりの発生がみられる地帯があるため測量時点でこの地域を部分的に回避するルートを検討する必要がある。この地点通過後は現在建設中の230KV Ambuklao-Solano線に平行してSolano s/sに至るルートをとるのが適当と考えられる。

Bルート

AルートはDalton Pass越えに多少の迂廻ルートとなるため、これをショートカットするルートが考えられる。このルートはPantabangan西部の山地を真直ぐ北上してSolano s/sに至るものである。途中でNueva Ecija州とNueva Viscaya州の境界に峻険な山岳地を越えるため工事用の資材運搬、保守に対しては相当の困難を伴うものと考

えられる。又標高も海拔 1,000m を越えてくるため気圧の低下に耐えうる様特別の絶縁設計を考慮する事が必要となる。

以上の結果から設計、工事、保守上比較的難点の少い A ルートを選定するのが適当と考えられる。

5-2-1-3 Solano (Bayombong) s/s ~ Gened p/s 間のルートの状況

この区間のルートは Tuguegarao 市西南部に存する Tabuk の東側を通過する A-1, A-2 の 2 のルートと Tabuk の西側をショートカットする B ルートの 3 案が考えられる。各ルートの特長は次の通りである。

A-1 ルート

Solano s/s 地点から Isabela 州 Santogo 市西部までの約 40 km の区間は現在建設中の 230KV Solano - Santiago 線に平行する。この区間では既設線に平行するため工事、保守の面で有利と考えられる。ルートはその后 Ramon 西部で Magat 川を横断する。現在この付近で Magat ダムが建設中であり 230KV 送電線を Santiago s/s へ引込むことが予定されている。従って Magat 川の渡河点はこの 230KV 送電線の横断とダムサイトとの位置関係を考慮して定める必要がある。Magat 川横断後はルートの西側の丘陵地帯と東側の田園地帯の境界付近を北上して Tabuk の東側を通過し Chico 川の渡河点に至る。この部分は Roxas, Mallig, Quezon を通る道路沿いのルートであるため工事および保守上好都合と考えられる。またルートの Magat 川, Cagayan 川の洪水による浸水の可能性については比較的標高の高い地域を通過しているので問題はないものと思われる。次に Chico 川の渡河点は川巾の狭い Batani 付近に選定した。ルートはこれ以后山岳地を越えて Gened p/s に至る。この間約 30 km は道路が見当たらないがこれ以外のルート構成は考えられない。

A-2 ルート

Magat 川左岸沿いに A-1 ルートをショートカットするルートである。この部分は Magat 川沿いの山岳地帯に入り込むため付近に道路はない。アクセス道路の建設が安価に行える様であれば検討に値するルートである。又ルート構成を行う場合はダム建設後の湛水に留意する必要がある。

B ルート

このルートは Kalinga Apayao 州から Ifugao 州にかけての高山地帯の東側を北上し

Tabuk の西を通過して Gened p/s に至るルートである。このルートが3つのルート中最短である。しかし乍ら全面的に山岳地帯に入るためアクセシブルな道路の取付は難しく工事用資材運搬および保守の最も困難なルートである。また治安上の問題もありこのルートは避けるべきである。

上述した3つのルートの中では工事、保守上難点のない A-1 ルートが最も適切と考えられる。A-2 ルートについては検討に値するので測量前の精密踏査の段階でアクセス道路の可能性、採算性を検討し、何れのルートを選定するかを決定するのがよいと思われる。

5-2-2 EHV 送電線の電線地上高および離隔距離

EHV 送電線に対して確保すべき地上高は法令等による基準を満足すると同時に静電誘導現象による人体への影響を考慮して定める必要がある。

5-2-2-1 静電誘導に対する地上高のとり方の検討

超高圧送電線から生じる電界はその線路付近にある物体に誘導電圧を生じさせるが、この現象は電圧が 200 KV を超えるあたりから人体の感知の範囲内に入ってくる。誘導電圧の程度は送電線と物体との距離、つまりは電線地上高によって異ってくるのでルートの決定にあたっては周囲の状況に応じた地上高の選定が必要である。以下に日本およびアメリカでの静電誘導対策例を示し然る后地上高のとり方を示す。

(a) 静電誘導対策の実施例

日本での対策例

日本では全国的にかさによる人体への不快感の感知度で決定している。1例を示すと Table 5-1 の通りである。

この例では Fig. 5-2 に示すかさを使用した場合の送電線下における感知度合を考慮したうえで、Fig. 5-3 に示す電線地上高と電界強度との関係から地上高が定められている。しかしながらかさによる人体への流入電流は 500 KV 級の電圧の線下では非常に小さく 10 分の数ミリアンペア程度のオーダーであり Table 5-2 に示す人体に対する影響と比較すると人体に対する危険性という観点からは十分に余裕のあり過ぎる数値といえる。これは日本における人口および国土の特殊性から生じた結果であり建設経済面からは不利な結果をもたらすものである。

アメリカでの実施例

アメリカにおいては75 v/cm程度が通例といわれておりB.P.Aでは電線直下で80v/cm、線路用地端で60 v/cmが採用されている。さらに最近では90 v/cmが採用されたという報告もみられる。

(b) 静電誘導に対する地上高の推奨案

ここでは人体に対する不快感から地上高を決定するのは建設経済面から不利を蒙るのは明らかである。ルソン島のEHV送電線経過予定地の特性から判断すると殆ど人口密度の散漫な地域を通過するので、地上高はアメリカ並にするのが合理的と考えられる。従って経済性を重視してTable 5-3に示す基準を推奨する。

Table 5-3において人の往来の頻繁な場所においては電界強度目標を50 v/cmとした。Fig. 5-3により50 v/cmに対する地上高は16mが必要である。一方線下にある非接地物体に人体が接触した場合の安全性について検討すると、Fig. 5-4より地上高16mの場合の大型バスの接地電流は2 mAとなる。実際には分流効果により人体への流入電流はこれより減少するので、この状態はTable 5-2に示す3の段階に相当すると考えられ安全と考えられる。人の往来の殆どない場所においては電界強度目標値を80 v/cmとしてFig. 5-3より地上高12mを採用する。なお、この表は静電誘導に対する一般的な地上高のとり方の標準を示したものであってこれ以外の特殊な場所等ではその都度適宜状況を検討して適用するのが好ましい。

次にFig. 5-5に相配列を逆相とした場合の線下の電界強度計算結果のプロファイルを示す。この図でみると電線直下付近で最大値を示す。この最大値を各電線地上高についてグラフ上にプロットするとFig. 5-3がえられる。なお雨天の場合についてもこの値が特に変化するものではない。

5-2-2-2 Philippine Electrical Codeによる電線地上高

静電誘導を考慮しない場合の電線地上高はPhilippine Electrical Codeに定められている。これによって電圧550KVに対する電線地上高を求めた結果を示すとTable 5-4のとおりである。

5-2-2-3 所要電線地上高

電圧550KVに対する所要地上高即ち静電誘導ならびに Philippine Electrical Code の両者を満足する地上高を示すと Table 5-5 のとおりである。ルソン島における EHV 送電線の地上高の基準として本表を採用することを推奨する。

5-2-2-4 通信線，橋梁，建造物との離隔距離

Philippine Electrical Code に基くそれぞれの離隔距離を示す Table 5-6，Table 5-7 のとおりである。

5-2-2-5 樹木との離隔距離

最低値として8m確保することを推奨する。樹木の成長が予測される場合は10年程度の成長があらかじめ見込む必要がある。

5-3 絶縁設計

5-3-1 標準絶縁設計

この章では内陸部における塩害設計を考慮しなくてもよい地域に適用すべき標準的な絶縁設計について検討する。検討に際しては経済的、物理的見地から雷撃によるせん絡はある程度許容せざるをえないが、内部異常電圧ではせん絡を許容しないという考え方に基き評価を行った。内部異常電圧としては、開閉サージにより設計した値がよりシビアとなるので、開閉サージを主体に評価を行う。

5-3-1-1 がいし個数

開閉サージに対する250mm ϕ ，280mm ϕ ，320mm ϕ 各がいしの所要個数を求める。まず250mmがいしの所要個数を求めれば Table 5-8 のとおりである。次に同様にして280mmがいしおよび320mmがいしの所要個数を求める。一般にがいし連長が3m程度以内では同一のがいし連結長に対して同一のせん絡特性とみなして差支えない。従って所要個数は Table 5-9 のとおりである。

次に持続性異常電圧に対する検討を行う。持続性異常電圧のうち最も一般的なものは1線地絡時の健全相の電圧上昇でありこれに対して250mm懸垂がいし個数を評価すれば Table 5-10 のとおりである。

Table 5-10の結果からわかるように開閉サージに対する250 mm懸垂がいしの所要個数22個と比較すれば十分小さく安全側である。また280 mm, 320 mmがいしについても結果は同様である。従って絶縁設計においては以後開閉サージに対してのみ検討を行う。

以上の結果から開閉サージに対する取付がいし個数として

250 mm懸垂がいし	23個
280 mm懸垂がいし	20個
320 mm懸垂がいし	18個

が得られた。この個数は内陸部における汚損のない地域に適用さるべき基本的な個数である。

5-3-1-2 アークホーン間隔

がいし装置にアークホーンもしくはシールドリングを取付けた場合の開閉サージに対する所要間隔の検討を行う。

結果はTable 5-11のとおりである。この結果からホーン間隔は最低値として2,600 mmが必要である。なお標準絶縁区間における防絡設計としては経済性の見地からライン側にはコロナ防止を目的としたシールドリングを、又アース側には簡単な招弧角を採用する方法が推奨される。この場合の招弧角とシールドリングの間隔は3,200 mm程度となるので3,200 mmをホーン間隔として採用する。

5-3-1-3 クリアランス

電線鉄塔間ならびに電線相互間の所要クリアランスについて検討する。

(a) 電線鉄塔間クリアランス

開閉サージに対する所要間隔

Table 5-12に示すとおり2,700 mmが必要とする。

商用周波電圧に対する所要間隔

Table 5-13に示すとおり1,300 mmが必要である。この間隔は電線の最大横振時における電線-鉄塔間隔に適用される。

標準絶縁間隔

この間隔は鉄塔が被雷した場合にがいし又はホーン間ではせん絡するが、電線鉄塔間で

はせん絡しない必要最小の間隔であり次式で与えられる。

$$\ell_s = 1.115Z + 0.021$$

ここで

ℓ_s : 求めるべき電線鉄塔間隔(m)

Z : アークホーン間隔 (m)

ホーン間隔は前章で検討した通り 3.200 m とするので求めるべき標準絶縁間隔は、

$$\ell_s = 1.115 \times 3.2 + 0.021 = 3.589 \text{ m} \sim 3.6 \text{ m}$$

となり 3.600 m が必要である。

(b) 電線相互間のクリアランス

開閉サージに対する所要間隔を求めると Table 5-14 のとおり 4,300 mm が必要である。

5-3-2 汚損設計

5-3-1 においては汚損を考慮しない標準設計についての検討を行ったが、ここでは塩分汚損を受ける区間のがいし個数およびクリアランスの検討を行う。

5-3-2-1 がいし個数

IEEEの Transactions on Power Apparatus and Systems (Vol.1 PAS-98, No.5 1979) に塩分汚損設計に関する一般的な設計手法が示されているので、これにより必要がいし個数の評価を行うと Table 5-15 の通りである。ここに示された汚損区分の適用にあたっては経過地における雰囲気の調査、既設 230 KV 系統の事故実績を考慮のうえ決定さるべきであるがここでは既設 230 KV 系統に塩害らしきものの事故実績が見当たらないことからがいし個数を類推してみる。既設送電線のがいし個数 14 個および 15 個に対する 1 個あたりの負担電圧はそれぞれ、

$$\frac{230 \times 1.1}{\sqrt{3}} / 14 = 10.4 \text{ kv/個} \longrightarrow 71.2 \text{ kv/m}$$

$$\frac{230 \times 1.1}{\sqrt{3}} / 15 = 9.7 \text{ kv/個} \longrightarrow 66.4 \text{ kv/m}$$

これに相当する塩分付着密度はそれぞれ 0.05 mg/cm², 0.06 mg/cm² となる。従ってこの

汚損状態は Table 5-15 に示された区分では Light (0.03~0.06mg/cm²) の区間に相当しがいし個数として、

3200mmがいし	27個
2800mmがいし	30個
2500mmがいし	35個

がえられる。

5-3-2-2 クリアランス

塩害を考慮した設計においては標準設計と比較して、がいし連が必然的に長くなる結果クリアランスもこれにつれて増大する。これをおさえる方法として防絡を兼ねてアークホーンを取付ける方法が考えられるので裸がいし連とホーン付がいし連の場合の両者について標準絶縁間隔の検討を行う。

がいし連にホーンを取付けない場合の標準絶縁間隔

ホーンのせん絡電圧は次の式で与えられる。

$$V = 550\ell + 80$$

ここで

V : 棒-棒間隙の50%衝撃せん絡電圧 (KV)

ℓ : 間隙長 (m)

2500mm懸垂がいし35個の50%衝撃せん絡電圧 Fig. 5-13 より 2,925KVであるからこれに相当するホーン間隔は

$$\ell = (2,925 - 80) / 550 = 5.17\text{m}$$

従って標準絶縁間隔は

$$\ell_s = 1.115 \times 5.17 + 0.021 = 5.79\text{m}$$

この値は標準設計の場合の標準絶縁間隔 3.6mと比較すると約2m程度長く鉄塔が大型化するるので、ホーンを取付けてクリアランスを縮小する方法が得策と考えられる。

がいし連にホーンを取付けた場合の標準絶縁間隔

標準設計では間隔 3,200mmの小突起とシールドリングを取りつけ標準絶縁間隔 3,600mmとしたのでこれをそのまま塩害区間にも適用し絶縁レベルの協調をはかる。防絡設計においては通常 Z をホーン間隔、Z₀ をがいし連結長として Z/Z₀ を 75% 以下におさえれば被雷の際のアークによるひだ欠けを十分に防止することができる。Z を 3,200mm とし

た場合の Z/Z_0 は、

$$Z/Z_0 = 3,200 / (146 \times 35) = 63\%$$

となるので上記間隔を塩害地区にも適用するものとする。

その他の絶縁間隔

商用周波，開閉サージに対する絶縁間隔は標準設計の場合と同じである。

5-4 耐雷設計

5-4-1 電力線と架空地線の間隔

架空地線と電力線との間隔ならびに径間逆せん絡による雷害事故率の関係を評価することにより合理的な垂直間隔を定める。

5-4-1-1 雷撃電流

径間逆せん絡を発生する雷撃電流は次式で与えられる。

$$I = \frac{V-E}{(1-K)Z}$$

ここで $V = V_{50} \times \eta \times 1/1.1$

V_{50} : 平行導体の50% IFOV (Fig. 5-14)

η : 波形補正係数，波頭長4 μ S波に対し1.18

1.1 : 気象条件による絶縁低下係数

E : 系統の対地電圧波高値

K : 結合率 0.3

Z : 雷撃点の電位上昇インピーダンス

5-4-1-2 雷撃点の電位上昇インピーダンス

径間中央に雷撃が発生したものとして雷撃点の電位上昇インピーダンスを格子図計算法により求める。鉄塔高7.0m，塔脚抵抗10～30 Ω ，径間長40.0mとした場合の雷サージに対する反射係数，透過係数の計算例をFig. 5-15に，また格子図による波形計算例をFig. 5-16に示す。この計算結果から次の値がえられる。

塔脚抵抗値 R_T Ω

電位上昇インピーダンス Z_T Ω

10

7.7

20

8.0

30

8.2

5-4-1-3 径間逆せん絡事故率

上記の電位上昇インピーダンスを用いて各垂直間隔に対し逆せん絡を発生する雷撃電流値との関係を示すと Fig. 5-17 のとおりである。次に Fig. 5-17 ならびに雷撃電流頻度曲線 (Fig. 5-18) を用いて垂直間隔と径間逆せん絡事故率との関係を求めた結果を Table 5-16 に示す。

5-4-1-4 架空地線と電力線との間隔

Table 5-16 に示した垂直間隔ならびに雷電流と事故率の関係をみると垂直間隔が 1.1 ~ 1.2 m より小さくなると径間逆せん絡事故率が急激に増加しはじめ、又これより間隔を広げても事故の減少は余り期待できないものと考えられる。Fig. 5-18 の雷撃電流頻度曲線をもても 120 kA 以上の領域では電流値の増大に拘らずその頻度はほぼフラットになっており垂直間隔をこれ以上広げるのは得策でない。よって径間中央での架空地線と電力線の間隔としては 1.2 m を採用するものとする。

次に鉄塔支持点における電力線と架空地線の間隔を求める。架空地線は電力線弛度の 80 % となる様緊線するのでこの分だけ 1.2 m から数値を減らすことが可能である。ここで 45° F 無風時における架空地線の弛度差を求めると 1.5 m 程度となるので鉄塔支持点では 1.05 m (1.2 m - 1.5 m) を採用する。

5-4-2 架空地線の線種およびサイズの選定

想定される線種として亜鉛めっき鋼より線とアルミクラッド鋼より線の 2 種が考えられる。一方サイズを決定する要素としては機械的強度および地絡故障時の瞬時電流があるが一般に機械的強度についてはかなり小サイズでもこれを満足するので瞬時電流容量の面について検討しておけば十分と考えられる。架空地線の瞬時電流容量は次式によって計算することができる。

$$I = K \cdot S / \sqrt{T}$$

ここで I : 瞬時電流容量 (A)

S : 架空地線の断面積 (mm²)

T : 通電時間 (sec)

K : 定数 亜鉛めっき鋼線 49

アルミクラッド鋼線 85

この式をもとにして亜鉛めっき鋼線ならびにアルミクラッド線の双方について t をパラメータとした I と S の関係を求めると Fig. 5-19 のとおりである。一方系統の最大地絡電流は 2 万アンペア程度が予想され、またしゃ断時間は保護リレーの後備保護整定予定値の 0.5 秒程度とする予定である。

次に地絡故障時に地絡電流の全部が架空地線に集中するものと仮定すると地線 1 条あたり一万アンペア流れるので Fig. 5-19 より $t = 0.5 \text{ sec}$ に対する必要最小断面積としてアルミクラッド鋼線に対して 83 mm² が得られる。亜鉛めっき鋼線に対しては 144 mm² となりサイズが大きくなり過ぎで非現実的であり又塩分に対する腐食の面からも不利なのでアルミクラッドより線を用いるものとして、サイズは ASTM B416-69 に示された 83 mm² に最も近いサイズの 7 No. 6 AWG (93 mm² 相当) を採用する。

5-4-3 雷害事故率

EHV 送電線の信頼度は保守が完全になされている場合にはほぼ雷事故によって決定されるので、その評価の目安となる雷害事故率についての概算を行った。

5-4-3-1 雷撃電流および電位上昇インピーダンス

塔頂および径間で逆せん絡を発生する雷撃電流 I (KA) は次式で与えられる。

$$I = \frac{V - E}{(1 - K) \cdot Z \cdot k}$$

ここで V : がいし連又は地線導体間のせん絡電圧 (kV)

E : 系統の対地電圧波高値 (kV)

K : 結合率 0.3

Z : 雷撃点の電位上昇インピーダンス (Ω)

k : 塔頂電位とがいし連電位の比

塔頂雷撃の場合 0.8

径間雷撃の場合 1.0

電位上昇インピーダンスを 5-4-1 で示したのと同様にして求めると Fig. 5-20 の結果がえられる。

5-4-3-2 雷害事故率の計算

前述の式により雷撃電流 I を求め Fig. 5-18 を参照すればそれに相当する事故率が求められる。なおこの際しゅう雷は塔頂に 50%、径間に 50% でくるものとして計算する。

またがいし連および地線電線間のせん絡電圧は次のとおりである

$$\text{がいし連 } V = (550 \times 3.2 + 80) \times 1.18 / 1.1 = 1,974 \text{ kV}$$

$$\text{電線-地線 } V = 7,350 \times 1.18 / 1.1 = 7,885 \text{ kV (Fig. 5-14 による)}$$

これによる EHV 送電線の事故率は Table 5-17 のとおりである。

5-4-3-3 ルソン島における雷害事故率

5-4-3-2 で検討した事故率は $I.K.L = 25 \sim 30$ 程度の地域の概略の事故率である。一方ルソン島における雷頻度は Table 4-3 から判断して $I.K.L = 60$ 程度と見做し Table 5-17 の数値を $60/30 = 2$ 倍すればルソン島における事故率がえられる。この結果を Table 5-18 に示す。

5-4-3-4 接地抵抗低減目標値

5-4-3-3 で得られた結果を図示すると Fig. 5-21 のとおりである。

この図でみると接地抵抗値が 40Ω から 10Ω までの範囲では抵抗値を減少させるにつれてほぼ比例的に事故率が減少してくるが 10Ω 以下では抵抗値の減少によってせん絡電流値が増加してもその電流値における雷撃頻度は減少せず、これ以上接地抵抗値を減少させても事故率の低下はあまり期待できない。従って接地抵抗低減目標値は 10Ω とするのが妥当と考えられる。

5-4-4 遮蔽角の選定

EHV 送電線では 230 KV 級に比較すると絶縁レベルが高いため逆せん絡事故を起す雷撃電流値は $80 \sim 140 \text{ kA}$ 程度と相当大きい為逆せん絡の機会は少くなるが、一方において鉄塔高が増大し線路側面からの遮蔽失敗による直撃雷を受ける機会が増大する。遮蔽失敗によりせん絡を起す雷電流値は線路の絶縁強度を 1,840 kV 電線のサージインピーダンスを 350Ω として $1,840 \text{ kV} / 350 \Omega / 2 = 1.05 \text{ kA}$ と非常に小さいためこの小電流領域の遮蔽が EHV 設計では事故減少に対する要素となってくる。ここでは Armstrong White-head の理論に基き遮蔽失敗の場合の事故率を計算により求めた。結果は Fig. 5-22 のとお

りである。一方今回の EHV 送電線の上線平均地上高は、

静電誘導 A 地区で 4 7.2 m

静電誘導 B 地区で 4 3.2 m

であり約 4 5 m 前後である。従って Fig. 5-22 から遮蔽失敗による事故率を 0 におさえる為には電力線上線地上高 4 5 m に対して 0° が必要である。

なお Armstrong Whitehead 理論については別に Appendix として巻末に付す。

5-5 電力線の選定ならびに特性

5-5-1 コロナ特性

送電線の電線表面の電位傾度が空気の絶縁耐力より大きくなるとそこに局部的な絶縁破壊が生じコロナ放電が発生する。この放電によって生じる高周波雑音をコロナノイズというがこれが送電線付近のラジオや無線局に受信障害を与える可能性があり、又コロナ放電に伴う電力損失を発生する。コロナ雑音を抑制する方法は周知の通り電線の表面電位傾度を小さくすればよい訳であるが微弱電波地域においては更に線下付近のコロナ雑音レベルについて検討を加えておく必要がある。以下に電線の表面電位傾度、コロナ雑音レベル、コロナ損失についての検討を行い電線サイズを決定する。

5-5-1-1 電線の最大表面電位傾度

単導体、複導体等一般に n 導体の最大表面電位傾度は次式により求められる。

$$G_{\max}(1) = \frac{0.4343V}{r \log D/r}$$

$$G_{\max}(2) = \frac{0.4343V(1+2r/\epsilon_0)}{2r \log D/\sqrt{r\epsilon_0}}$$

$$G_{\max}(3) = \frac{0.4343V(1+4r/\epsilon_0 \cdot \sin \pi/3)}{3r \log D/(r^{1/3} \cdot \epsilon_0^{2/3})}$$

$$G_{\max}(4) = \frac{0.4343V(1+6r/\epsilon_0 \cdot \sin \pi/4)}{4r \log D/\{r^{1/4} \cdot (2^{1/6}\epsilon_0)^{3/4}\}}$$

$$G_{\max}(n) = \frac{0.4343V\{1+2(n-1) \cdot r/\epsilon_0 \cdot \sin \pi/n\}}{n \cdot r \log D/(r^{1/n} \cdot \epsilon_0^{(n-1)/n})}$$

ここに n : 素導体数

V : 電線の対地電圧 (kV)

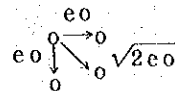
D : 等価線間距離 (cm)

r : 電線半径 (cm)

e_0 : 素導体間隔 (cm)

e : 等価素導体間隔 (cm)

4 導体では $e = \sqrt[3]{\sqrt{2}e_0^3} = 2^{1/6} e_0$



次に電波障害を発生しない電線の表面電位傾度としては経験上から 15 kV/cm 以下ではまず問題にならないことが知られている。そこでルソン島における既設の送電線のうち最も最大電位傾度の高いと考えられる 230 kV ACSR 795 MCM 単導体の表面電位傾度を計算すると $D = 6.5M$ として

$$G_{\max}(1) = \frac{0.4343 \times 230 / \sqrt{3}}{1.39 \times \log 650 / 1.39} = 15.5 \text{ kV/cm}$$

がえられる。この値は前記経験上の値とほぼ一致する。即ちルソン島の 230 kV 送電線は丁度コロナ障害の発生する限界に位置している。一方同様の方法によって各種サイズの ACSR の表面電位傾度を計算すると Fig. 5-23 のとおりである。又同時に 15.5 kV/cm のラインも図上に示した。

5-5-1-2 電線サイズの検討

従ってこれらの計算結果からルソン島において EHV 送電線の表面電位傾度を既設 230 kV の状態 (15.5 kV/cm) よりも悪化させないという考え方をとる方法が推奨される。

Fig. 5-23 から表面電位傾度 15.5 kV/cm を下まわるサイズとして "CONDOR" 4 導体 (ACSR 795 MCM), "BUNTING" 3 導体 (1192.5 MCM), "THRASHER" 2 導体 (2312 MCM) 等が考えられるが既設 230 kV で広く実績があり、工具貯蔵品の共用など工事、保守面でメリットのある ACSR 795 MCM "CONDOR" 4 導体を採用する。"CONDOR" 4 導体は又経済性の面からも最有利である。即ち建設費で比較すると "CONDOR" $\times 4$ 1.00 に対し "THRASHER" $\times 2$ は 1.02 となる。なお素導体間隔は 230 kV 系で実績のある 45.7 cm (18") を採用する。

5-5-1-3 コロナノイズ

コロナノイズについては5-5-1-2で最大表面電位傾度の面から検討を行ったが個々には線路周辺の放送波の強さSと雑音の強さNとの比S/Nで障害の程度が定まるので放送波の弱い地域では下記の手順により検討を加えルートを受信点から離すよう考慮する必要がある。S/Nの必要レベルとしては30dB程度以上が必要と考えられる。

電線下におけるコロナ雑音電界強度

2回線垂直配列型送電線の下相導体直下10mの地点におけるコロナ雑音電界強度は次式で求められる。

晴天時におけるコロナノイズレベル

$$N_i = (3.7 G_{max} - 12.2 + KD) \pm 3.0$$

G_{max} : 最大表面電位傾度 (kV/cm)

$$KD = 40 \log(2r/2.53) \text{ (dB)}$$

$2r$: 電線直径 (cm)

晴天時におけるコロナノイズレベル

$$N'_i = (N_m - N_o) / (\alpha / R + 1) + N_o \text{ (dB)}$$

$$N_m = \begin{cases} -(G_{max}/2 \cdot K)^2 + 10.5 G_{max} K - 31 + KD & (G_{max} \leq 17 \text{ kV/cm}) \\ -(G_{max}/4 \cdot K)^2 + 17.5 (G_{max}/4 \cdot K) + 19.5 + KD & (G_{max} > 17 \text{ kV/cm}) \end{cases}$$

$$N_o = -0.16 (G_{max} K)^2 + 9.5 G_{max} K - 50.5 + KD$$

$$\alpha = -0.16 G_{max}/K + 3.72$$

K : 係数, 単導体 1

複導体 $1/(1+2r/S)$

3導体 1 (逆配列)

4導体 $(1+r/S \cdot 3)(1+r/S \cdot 3\sqrt{2})$

S : 素導体間隔 (cm)

R : 雨量 (mm/H)

この式を用いて各種電線に対するコロナノイズレベルを試算すればTable 5-19のとおりである。この結果でみると前に決定したCONDOR[®] 4導体に対し雨天時のコロナ雑音レベルは既設230kV[®] CONDOR[®] 単導体のレベルとほぼ同等の雑音レベルとなる。

送電線と直角方向への雑音電界強度の減衰量

前述のコロナ雑音レベルを求める式は電線直下10mの点でのものであり送電線から直角方向に遠ざかる場合は次の減衰量を考える。

$$A = 20 \log_{10} (1 + X^2 / H^2) \quad (\text{dB})$$

ここに X : 水平離隔距離 (m)

H : 電線地上高 (m)

なおこれを図示すると Fig・5-24 のとおりである。この図から必要減衰量に対する人家集落との離隔距離を知ることができる。また Fig・5-25 に実際の線路でのコロナ雑音レベルを示す。

5-5-1-4 コロナ損

コロナ損の計算式

試験線路での実測に基づくコロナ損の計算式は次のとおりである。

$$P = 0.087 n r^2 \rho^{0.52 E} \times 10^{-3} \quad (\text{kw/km} \cdot 1\phi)$$

ここに P : 雨量 1 mm / 時間におけるコロナ損

n : 素導体数

r : 素導体半径 (cm)

E : 最大表面電位傾度 (kv/cm)

また晴天のコロナ損は 1 mm / 時間降雨時の 10%、高湿度時は 20% 程度である。

年間コロナ損電力量計算式

年間コロナ損電力量計算式は次のとおりである。

$$W = P_1 T_1 + P_2 T_2 + P_3 R \quad (\text{kw h / km} \cdot 1\phi)$$

P_1, P_2 : 晴天時および雨天時コロナ損 (kw/km・1φ)

P_3 : 降雨量 1 mm / 時間時のコロナ損 (kw/km・1φ)

T_1, T_2 : 晴天時および雨天時の年間時間 (h)

R : 年間総降雨量

以上の式に基き各種導体のコロナ損を試算した結果を Table 5-20 に示す。

5-5-2 電流容量

5-5-2-1 連続許容電流容量

(a) 計算式

連続許容電流容量の計算式は次式で表される。

$$I = \sqrt{\frac{\{ h_w + (h_r - W_s / \pi \cdot \theta) \eta \} \pi \cdot d \cdot \theta}{R_{20} \{ 1 + \alpha (\theta + T - 20) \}}} \quad (A)$$

ここで

d : 電線外径 (cm)

θ : 温度上昇 ($^{\circ}\text{C}$)

α : 導体の抵抗温度係数 ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

T : 周囲温度 ($^{\circ}\text{C}$)

η : 放射率

R_{20} : 20 $^{\circ}\text{C}$ における導体抵抗 (Ω / cm)

h_w : 対流熱放散係数 ($\text{W} / ^{\circ}\text{C} \cdot \text{cm}^2$)

$$h_w = \frac{0.0572}{(27.3 + T + \theta/2)^{0.123}} \sqrt{\frac{V}{d}}$$

V : 風速 (m / S)

h_r : 放射熱放散係数 ($\text{W} / ^{\circ}\text{C} \cdot \text{cm}^2$)

$$h_r = 0.000576 \frac{\left(\frac{27.3 + T + \theta}{100} \right)^4 - \left(\frac{27.3 + T}{100} \right)^4}{\theta}$$

W_s : 日射量 (W / cm^2)

(b) 計算条件ならびに計算結果

次に示す条件により各種電線の電流容量を計算した結果は Fig. 5-26 の通りである。

計算条件 $\theta = 50^{\circ}\text{C}$, $T = 40^{\circ}\text{C}$, $\eta = 0.9$, $W_s = 0.1 \text{ W} / \text{cm}^2$

$V = 0.5 \text{ m} / \text{sec}$, $\alpha = 0.0040 / ^{\circ}\text{C}$

5-5-2-2 短時間許容電流容量

2 回線送電線においてその 1 回線がトリップした場合、系統切換等の給電操作中は残り 1 回線に全負荷がかかり、電線温度は過負荷となった瞬間から急速に上昇し始める。ACSR では数分～十数分程度の短時間の許容電線温度は 120 $^{\circ}\text{C}$ でありこの間許容される電流容量

を短時間許容電流容量という。送電線の短時間許容電流容量と許容時間を知ることは系統運用上重要である。短時間許容電流容量の計算は複雑であるからその手順は別に Appendix として別にまとめた。これにもとづき ACCR 795 MCM² CONDOR² の通電時間と許容電流値の関係を示すと Fig. 5-27 の通りである。この図により 1 回線事故時の残り回線における許容通電時間を求めることができる。

5-5-2-3 瞬時許容電流容量

短時間の故障電流など数秒間程度までの通電を考えた電流容量を瞬時電流容量といひ次の式で表すことができる。

$$I = K \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (\text{A})$$

ここに

t : 通電時間 (秒)

S : 導体断面積 (mm²)

K : 定数 ACSR においては K = 93

上式により各種 ACSR の瞬時電流容量を求めれば Fig. 5-28 に示すとおりである。主保護および後備保護リレーの整定時間はこの範囲内で整定する必要がある。

5-5-3 最大使用張力

電線の最大使用張力は建設経済に影響するファクターの一つである。ここでは各鉄塔の概算重量がえられているので、これをもとに種々の張力における鉄塔重量の見積を試みた。

結果は Table 5-21 のとおりである。この結果でみると張力の大きい方が若干有利な結果がえられる。また従来フィリピンにおいては 230KV 系では最大使用張力として電線抗張力の 40% (CONDOR では 5,182 kg) が採用されてきている。

従って EHV 設計においても同様の張力を採用する。また張力値は 5,182 kg をラウンドにした 5,100 kg にするものとする。尚最大使用張力は高い範疇に属するが 4 導体では微風振動のエネルギー吸収効率がよいため振動吸収ダンパーの取り付けは一般に不要である。

5-6 がいし装置の特性

5-6-1 懸垂がいし装置

懸垂がいし装置に加わる垂直荷重は次式により求めることができる。

$$G = \sqrt{\left\{ W \cdot S_m + T \cdot \left(\frac{h_1 + h_2}{S_1 + S_2} \right) + I \right\}^2 + \left\{ Ww S_m \cos^2 \frac{\theta}{2} + 2 T \sin \frac{\theta}{2} + Iw \right\}^2}$$

ここに G : 懸垂がいし連に加わる荷重 (kg)

W : 電線の単位長重量 (kg/m)

S_m : 荷重径間長 (m)

h_1, h_2 : 支持点高低差 (m)

S_1, S_2 : 径間長 (m)

I : がいし装置重量 (kg)

Iw : がいし装置風圧 (kg)

Ww : 電線単位長風圧 (kg/m)

θ : 水平角度

T : 電線張力 (kg)

この式を変形すると

$$\frac{h_1 + h_2}{S_1 + S_2} = \frac{\sqrt{G^2 - \left(Ww S_m \cos^2 \frac{\theta}{2} + 2 T \sin \frac{\theta}{2} + Iw \right)^2}}{T} - \frac{W \cdot S_m + I}{T}$$

がえられる。この式にもとづき各種がいしの許容強度を

$$250 \text{ mm がいし } G = 16,500 \text{ kg} / 2.5 = 6,600 \text{ kg}$$

$$280 \text{ mm がいし } G = 21,000 \text{ kg} / 2.5 = 8,400 \text{ kg}$$

$$320 \text{ mm がいし } G = 30,000 \text{ kg} / 2.5 = 12,000 \text{ kg}$$

として各がいし連の適用限界曲線を描くと Fig. 5-29 がえられる。この図でみると 250 mm 1 連懸垂装置では $\Delta h / S$ が 0 の場合で径間長 500 m 迄しか適用できない。一方 280 mm 1 連懸垂装置では 650 m 迄適用可能である。即ち 250 mm 1 連は平地・丘陵地向きのがいし装置であり山地では 250 mm がいしを使えば 2 連が一般に必要である。280 mm がいしの場合には 1 連で山地でも広く適用できるのでより経済的である。Fig. 5-30 に経済性の比較を図示したが平地に対する山地の比率が 30% 以上では 280 mm がいしが有利である。従ってここでは強度上の裕度が大きくかつ経済的な 280 mm がいし装置を懸垂装置として採用する。320 mm がいし装置については経済性はえられない。

5-6-2 耐張がいし装置

耐張がいし装置の強度は電線の支持点張力により定まる。

電線の支持点張力は一般に次の式で求めることができるのでこれによりがいし装置の強度を検討する。

$$T_B = T + W q d_H$$

$$d_H = d (1 + h / 4 d)^2$$

ここで T_B : 電線の支持点張力 (kg)

T : 電線の水平張力 (kg)

W : 電線の単位長重量 (kg/m)

q : 負荷係数

d_H : 高支持点側からみた弛度 (m)

d : 斜弛度 (m)

h : 支持点高低差 (m)

上式により支持点張力を計算した結果は Fig. 5-31 のとおりである。また同時に下記の耐張がいし連の適用限界を図上に示した。

$$250 \text{ mm } 4 \text{ 連耐張装置 } \quad 16,500 \text{ kg} \times 4 \text{ strings} / 4 \text{ conductors} / 2.5 = 6,600 \text{ kg}$$

$$280 \text{ mm } 3 \text{ 連耐張装置 } \quad 21,000 \text{ kg} \times 3 / 4 / 2.5 = 6,300 \text{ kg}$$

$$320 \text{ mm } 2 \text{ 連耐張装置 } \quad 30,000 \text{ kg} \times 2 / 4 / 2.5 = 6,000 \text{ kg}$$

Fig. 5-31 によれば何れの装置でも EHV 線路に十分適用可能である。がいし装置の価格の比較では下記の通りである。

$$250 \text{ mm } 4 \text{ 連耐張装置 } \quad 1.04 / \text{連}$$

$$280 \text{ mm } 3 \text{ 連耐張装置 } \quad 1.10 / \text{連}$$

$$320 \text{ mm } 2 \text{ 連耐張装置 } \quad 1.00 / \text{連}$$

320 mm 2 連耐張装置が最有利である。250 mm 4 連耐張装置は連数が多く取扱いが不便であり又 280 mm 3 連耐張装置では腕金構造が複雑になると共に横振時のがいし連張力が不均等になる等の欠点がある。従って耐張用には 320 mm 2 連耐張装置を採用する。

5-6-3 がいし装置図例

Fig. 5-32 に推奨さるべきがいし装置図の 1 例を示す。

懸垂装置、耐張装置とも夫々腕金への特別な取付金物を介して取付けられる。即ち懸垂用

取付金物では水平力および磨耗に対する補強が加えられているし耐張用取付金物では4導体による大きな荷重を1点支持で腕金先端に効率よく取付けると共にジャンパー線の横振れによるねじり力に対する補強、カテナリー角、水平角の変化に対する追隨の容易性がえられる構造となっている。又図では耐張クランプに楔型クランプを採用している。この型のクランプは圧縮作業が不要であり緊線作業の短縮化をはかる事ができると共に後の補修作業にも便である。

5-7 鉄塔設計

5-7-1 鉄塔設計条件

5-7-1-1 鉄塔型と設計条件の概要

EHV用鉄塔は系統の重要性から2回線運用が望ましい。1回線2ルートは2回線鉄塔に比べて工事費が140%になるので、EHV2回線鉄塔を推奨する。鉄塔型ならびに主なる設計条件は次の通り。

Tower Type	EDQ	EDR ₁	EDR ₂	EDS	EDT	EDU
Anqle(°)	0~1	0~5	0~5	5~15	15~30	30~90
Span (m)	400	600	400	400	400	400

次にTable 5-2 2に既設230kV用の鉄塔型と設計条件の1例を示す。EDR型は従来のDQ型と同じ概念であり平地や山地の標準的な径間に最も多く採用される。EDR₁およびEDR₂型は懸垂、耐張共用型であった従来のDR型を夫々角度懸垂用と耐張用に分離したものである。これは共用型にすると架空地線と導体間の距離を一定に保つことが困難であることによる。EDR₁型はWind Span値を600mとした。これは山地における中長径間にも適用可能となる様に考慮したためである。次にEDS型は従来のDS型が懸垂耐張共用であったものを耐張専用とした。これは大型送電線での重角度懸垂は好ましくなく又架空地線と導体との間隔を懸垂、耐張共に一定に保つことが困難なためである。更に従来のDT型が耐張(30°)および重角度引留共用であったものを耐張(30°)用のEDT型と重角度引留用のEDU型に分離した。これはEDT型の使用頻度がかなりあるものと想定される反面共用設計にした場合には大型鉄塔であるため重量の増加が顕著であり経済設計上好ましくないためである。なお標準設計地区に対して塩害地区ではがいしの増結に伴いtower configurationがかなり増大するので同一設計条件での塩害地区用鉄塔が必要である。

5-7-1-2 上空風速の逓増

EHV 鉄塔設計では塔高が増大するので設計風速および風圧の逓増を考慮する必要がある。即ち A.S.C.E の guide for design of steel transmission towers においては支持物の高さが 200 ft を超えるものについては高さを増加した時に起る風圧の増加を考慮するよう推奨している。EHV 送電線では支持物の高さが 200 ft を越えてくるのでこの場合の風圧のとり方について検討する。

ASCE 送電用鉄塔設計指針のうち上空風速に対する適用の方法については「構造物に加わる風圧力標準」に示されており次の通りである。

海岸地方においては基準風速値に次の X 乗法則を適用する。

$$V = V_{30} \left(\frac{Z}{30} \right)^X$$

ただし V : 求めるべき風速 (mph)

V_{30} : 30 ft における基準風速 (mph)

Z : 支持物高さ (ft)

X : $X = 0.3 \sim 0.143$ であって

$V_{30} = 60 \text{ mph}$ のとき $X = 0.3$

$V_{30} = 130 \text{ mph}$ のとき $X = 0.143$

この方法を用いて風速および風圧の増加係数を求める。

フィリピンでの鉄塔設計用基準風速値は 116 mph であるから

$$X = 0.3 - \frac{0.3 - 0.143}{130 - 60} (116 - 60) = 0.174$$

$$V_{30} = \frac{V_z}{(Z/30)^X} = \frac{116}{(200/30)^{0.174}} = 83.4 \text{ mph}$$

即ち 30 ft における基準風速値として 83.4 mph が得られる。

これから 300 ft 以下における適用風速を求めると

$$V_{300} = V_{30} \left(\frac{Z}{30} \right) = 83.4 \left(\frac{300}{30} \right)^{0.174} = 124.5 \text{ mph}$$

従って風速増加率は $124.5 / 116 = 1.073$, 風圧増加率は $(1.073)^2 = 1.151$ がえられる。一方 B P A 設計基準に採用されている鉄塔高と鉄塔風圧値の関係グラフを Fig. 5-33 に示した。これによれば塔高 200 ft 風圧値 33 lb/ft^2 , 300 ft で 38 lb/ft^2 でありその増加係数は $38/33 = 1.152$ ほぼ前記の検討と一致する。以上の結果から鉄塔設計風圧の増加係数として 1.15 を採用する。風速と風圧値は次のとおりである。

塔 高	設計風速 (kph)	鉄塔設計風圧 (kg/cm ²)
60m以下	185	264
60m以上	198 (185 $\times\sqrt{1.15}$)	304 (264 $\times 1.15$)

5-7-1-3 鉄塔継足および片継足の決定

鉄塔継足 (Body extension)

Fig. 5-34 に例証的に示すとおり 6 m 4 段とする。

片 継 足 (Leg extension)

Fig. 5-35 に鉄塔根開きと必要片継足の関係を示す。既設 230 kv 系では片継足最大値 4.5 m が採用されてきたが EHV では根開きが増大するため更に増加する必要がある。ここでは根開き 1.3 m 程度で 30° の傾斜に適用可能な様にするものとして片継足最大値を 7.5 m とし 1.5 m 5 段とする。

5-7-1-4 水平線間距離

トーマス・パーシー式による所要水平線間距離の計算結果を Table 5-23 に示す。EHV 鉄塔設計では鉄塔との所要クリアランスから定まる水平線間距離は約 20 m 前後であり、一方 Table 5-23 の計算結果では 9.06 m であることから、水平線間距離については十分余裕のある値であるといえる。

5-7-1-5 腕金設計荷重

電線によって生じる腕金荷重は次の式で示すことができる。

$$V = W S_m + T \left(\frac{h_1}{S_1} + \frac{h_2}{S_2} \right)$$

ここで V : 電線支持点での垂直荷重 (kg)

W : 電線単位長重量 (kg/m)

S_1, S_2 : 両側の径間長 (m)

h_1, h_2 : 両側の支持点高低差 (m)

S_m : $(S_1 + S_2) / 2$ (m)

これを電線単位長重量あたりのスパンで表わすと

$$V / W = S_m + T / W (\Sigma h / S)$$

EHV 設計では $S_m = 300m \Sigma h / S = \pm 0.5$, $S_m = 400m \Sigma h / S = \pm 0.45$, $S_m = 500m \Sigma h / S = 0.4$ の各条件を夫々満足する程度の値として weight span の最大値を 2,000m uplift span の最大値を 1,600m として設計する。各型の設計値は次のとおりである。

Tower type		Wind span	Weight span	Uplift span
EDQ	Suspension	400 m	1000 m	—
EDR ₁	Suspension	600 m	2000 m	—
EDR ₂	Strain	400 m	500 m	500 m
EDS	Strain	400 m	1500 m	1000 m
EDT	Strain	400 m	2000 m	1600 m
EDU	Strain	400 m	1000 m	500 m

5-7-2 クリアランスダイヤグラム

絶縁設計でえられた絶縁間隔ならびに横振角を組合せると Fig. 5-36 に示すクリアランスダイヤグラムがえられる。絶縁間隔としては通常横振時にはがいし連の雷インパルス強度に協調した標準絶縁間隔を対応させた。また最大横振時には商用周波絶縁強度である最小絶縁間隔を対応させた。

次に懸垂鉄塔におけるがいし連横振角度は次によった。

$$\theta_1 = \tan^{-1} \frac{2 \cdot T \sin \theta / 2 + W e}{W \cdot S_{\min} + I / 2}$$

ここで θ_1 : 懸垂がいし連の平常時最大横振角度

W : 電線単位長重量 (kg/m)

S_{\min} : $0.6 \times (\text{weight span})$

I : がいし連重量 (kg)

T : 電線張力 (kg)

θ : 水平角度

W_e : 15° の横振に相当する風圧荷重 (kg)

$$\text{また } \theta_2 = \tan^{-1} \frac{2 \cdot T \cdot \sin \theta / 2 + W_w + I_w / 2}{W \cdot S_{\text{min}} + I / 2}$$

ここで θ_2 : 最悪時横振角度

W_w : 最悪時電線風圧荷重 (kg)

I_w : 最悪時がいし連風圧荷重 (kg)

Table 5-24 にクリアランスダイヤグラムの基準となる各寸法を示す。

5-7-3 鉄塔構造図

5-7-1 および 5-7-2 の結果をもとにして作成した鉄塔構造図を Fig. 5-37 に例として示す。また鉄塔重量の試算カーブを Fig. 5-38 に示す。

なお V 吊方式についても検討を加えたが経済性はえられなかった。即ち水平線間距離は若干の減少が可能であるが、Right-of-Way が 65 m の一定巾で設定される反面、腕金長、垂直線間距離の増大をきたし鉄塔重量が増大するうえ高価な V 吊懸垂装置が必要となり不経済である。従って V 吊方式はここで推奨できない。

5-7-4 基礎設計およびその適用

基礎の設計基準は既に 230 kV デザインで使用されているものが存在するがこれをそのまま EHV 設計に十分適用できうるものと考えられる。従ってここでは詳細は割愛し Table 5-25 にその現場適用基準を示す。

5-8 誘導障害および電波障害

さきにコロナ雑音についてその特性ならびに電線サイズについて検討を行った。又送電線下の静電誘導についても地上高の検討を行った。これ以外に送電線が周囲におよぼす類似の問題として通信線等への電磁誘導障害および静電誘導障害があり又送電線にテレビ電波が反射または遮断されることによるテレビ受信障害がある。これらの障害は比較的電圧の低い送電線ではあまり問題にならないが EHV 送電線のように大型化高電圧化されるに

伴ってその影響が比較的顕著に生じてくる。静電誘導障害については通信事業者との関わりが生じてくるし、電波障害についても一般聴視者および放送局の苦情発生を伴うケースがあり問題化する要素を含んでいる。従ってこれらのうち影響の大きいものについては検討が必要と考えられる。ここではこれらの問題についての一般的性質、対策方法について述べる。

5-8-1 電磁誘導障害

送電線に地絡故障が生じた場合に大地を帰路とする零相故障電流が流れる。この電流が付近の通信線に電磁誘導電圧を発生させ通信障害が生じる場合がある。以下に誘導電圧の予測計算式、制限電圧値、制限電圧を超過した場合の対策方法について記す。

5-8-1-1 電磁誘導電圧予測計算式

弱電流電線路に誘起される電磁誘導電圧は次の式で計算することができる。

$$V_m = \mu (\sum \ell \cdot Z_m) I, \quad Z_m = j 2\pi f M$$

ここに V_m : 電磁誘導電圧 (V)

Z_m : 両線間の大地帰路相互インピーダンス (Ω/km)

M : 両線間の大地帰路相互インダクタンス (H/km)

ℓ : 両線路の並行こう長 (km)

μ : シャヘイ係数

f : 起誘導電流の周波数 (Hz)

上記の式中の相互インピーダンス ($\sum \ell \cdot Z_m$) は以下の式 Z_M により求める。

$$Z_M = \sum (\ell_p \cdot Z_{mp}) + \sum (\ell_c \cdot Z_{mc})$$

ここに ℓ_p : 平行区間の弱電流電線の送電線への投影長 (km)

ℓ_c : 交さ区間の弱電流電線の送電線への投影長 (km)

Z_{mp} : 交さ区間の相互インピーダンス (Ω/km)

Z_{mc} : 平行区間の相互インピーダンス (Ω/km)

Z_{mp} , Z_{mc} は Fig. 5-39 により求める。

5-8-1-2 電磁誘導電圧の制限値

電磁誘導電圧が下記の値を超過するものについて必要な対策を行う必要がある。

一般電力線 430 V

高安定送電線 650 V

この制限電圧値は国際電話諮問委員会(C.C.I.T.T)の勧告に基き通信線の耐圧、人体に対する影響を考慮して定められたもので米国、英国、フランス等がこれを適用しておりフィリピン国内でも650vの適用が適切と考えられる。ただし通信事業者との協議を要する事は勿論である。

5-8-1-3 電磁誘導電圧の軽減対策

電磁誘導電圧が制限値を超えると予測された場合の電圧軽減対策は通信事業者と協議のうち最も合理的な方法で対策を行う必要がある。考えうる主な対策として次のものがある。

(a) 架空送電線における対策

- o ルートを変更する。
- o 架空地線を導電率の高いものに張りかえる。

(b) 弱電流電線側における対策

- o ルートを変更する。
- o 中継線輪により誘導電圧を分割する。
- o 遮蔽率のよいケーブルに張りかえる。
- o 鋼鉄又は铸铁管による地中化。
- o アレスターの取付け。

これらの対策のうちアレスターによる方法が一般的には最も経済的な方法と考えられる。またアレスターは信頼度の高いものが開発されており諸外国でもこの方法が通常採用されている。(b)の方法は通信事業者との協議を要する問題である。

5-8-2 静電誘導障害

送電線が電話線と接近又は交さする場合に送電線と電話線との微小容量を通じて電話線に充電電流が流れこれが受話器に流入して受信障害を起すことがある。以下これについての予測計算式、制限値と対策方法について述べる。

5-8-2-1 静電誘導電流の予測計算式

送電線から電話線に流れる静電誘導電流は次式により求められる。

$$I_T = V_K \cdot D_1 \times 10^{-9} (0.33n + 2.6 \sum \ell_{12} / b_1 b_2)$$

ここで I_T : 受話器に流れる誘導電流 (mA)

V_K : 送電線の使用電圧 (kV)

D_1 : 送電線の線間距離 (m)

n : 交差点の数

b : 送電線と電話線の離隔距離 (m)

ℓ : 電話線のこう長 (m)

以上の状況を Fig. 5-40 に示す。

5-8-2-2 静電誘導電流制限値

国際的には電磁誘導問題の如く世界的に共通の制限値もない模様であり英国で電界強度 10 kV/m 以下、フランスが電流値 15 mA 以下、西独、スイス、米国等は制限値はない模様である。日本では受話器に流れる誘導電流を 3 μ A 以下に制限している。

5-8-2-3 静電誘導電流軽減対策

静電誘導電流が制限値を超過すると予測される場合の対策は次のとおりである。

(a) 架空送電線における対策

- o ルートを変更する。
- o 遮蔽線を施設する。

(b) 電話線における対策

- o ルートを変更する。
- o 遮蔽線を施設する。
- o 遮蔽層を有するケーブルに張り替える。

以上のものがあるが世界的にみれば対策の行われている場合とない場合があるので、既述のような現象があることを念頭におきながら送電線のルート選定を行うのがよいと思われる。

5-8-3 テレビ受信障害

テレビ送信所や受信アンテナの近傍に大型送電線が建設されるとこれがテレビ電波を反射または遮蔽する事によりテレビ受信障害が発生する事がある。障害には遮蔽障害と反射によるゴースト障害がある。遮蔽障害は送電線により電波が遮断され受信レベルが落ちる現象である。ゴースト障害は希望波 D に対して反射波 U が遅れて到着するためにテレビ受信器の像にずれが生じる現象である。ゴーストが問題にならないためには $D/U = 24 \text{ dB}$ 程度以上にとる必要があるとされており又反射波の強度は受信点背後の送電線が大きい程又それが接近する程強くなりゴーストが発生しやすくなる。送電線の障害の範囲は送電線の規模や電波到来方向と電線のなす角度、地形などに関係しその正確な予測は困難であるが一般には画質の改善対策を必要とする範囲は約 2 km 程度に限定されると考えられる。しかしこれ以外の範囲でも複雑な障害がみられるケースのある事を特筆しておく。次にテレビ障害が発生した場合の対策として次のものがある。

- 受信アンテナの方向調整、位置変更
- 高性能受信アンテナへの取替
- 共同聴取（障害を受けない場所にアンテナを設置し、これからフィーダーにより障害世帯へ分布する方法）

送電線ルートを選定にあたっては送電線とテレビ電波の到来方向、付近の受信世帯との位置関係、既設 230 kV での障害の発生程度等を念頭におきながら進める必要があるものと考えられる。又障害が発生した場合に送電線建設前の受信状態が必要となるケースが予想される場合は受信状態の事前調査を行う方法もある。

5-8-4 金属性物件に対する接地について

かさ、人体、自動車等不特定の物件に対する地上高のとり方についてはさきに検討を行った。この節では地上に恒久的に設置された特定の物件、即ち金属性の屋根標識類の接地のとり方について検討する。

5-8-4-1 金属物の対地静電容量

$$C = 4\pi\epsilon_0 r(1+m+m^2+m^3)$$

ここに C : 対地静電容量 (F)

ϵ_0 : 誘電率 (F/m)

r : 金属物件の表面積 (m²)

$$m = \frac{r}{2(h+r)}$$

h : 金属物件と大地との間隔

この式を用いて金属物の対地静電容量を求めラウンドアップすると次の表がえられる。

h(m)	比較的大きい金属物件	比較的小さな金属物件		
	100 m ²	1 m ²	2 m ²	3 m ²
2	—	50 PF	70 PF	90 PF
3	700 PF	—	—	—

5-8-4-2 金属物件の蓄積エネルギー

静電誘導を受けた金属物件に人体に接触すると人体抵抗および接触抵抗によって定まる大きさの過渡電流と定常電流の和が流れる。接触時の感知の程度は主として過渡電流によって定まり実験によれば Fig・5-41 に示すとおりである。

次に金属物件の蓄積エネルギーは次で表わされる。

$$E = \frac{1}{2} CV^2$$

ここに E : 蓄積エネルギー (Joule)

C : 金属物の対地静電容量 (F)

V : 金属物の誘導電圧 (V)

Fig・5-41 には感知の度合から定めた許容エネルギーの曲線、即ち $E = 2.5 \times 10^{-4}$ Joule の曲線を示した。

5-8-4-3 金属物件の誘導電圧および接地の範囲

Fig・5-41 に示した許容エネルギーと金属物件の静電容量から感知の限界となる誘導電圧を求めることができる。

金属物件は一般に大地との間で漏れ抵抗を有するため誘導電圧は軽減される。即ち比較的大きい金属物件の誘導電圧は約 20% に、比較的小さいものの誘導電圧は約 60% 程度に低減する。これらの事を考慮して地表上の許容電界強度を計算した。またこの値にもと

づき接地をとるべき金属物件の線路中心からの距離を求めた。結果は下表のとおりである。

	比較的大きい 金属物件	比較的小さい金属物件			
	100 m ²	1 m ²	2 m ²	3 m ²	
対地間距離 (m)	3	2	2	2	(A)
静電容量 (PF)	700	50	70	90	
誘導電圧 (v)	4225	5270	4455	3928	(B)
許容電界強度 (V/cm)	14.1	26.4	23.3	19.6	(B)/(A)×100
接地すべき物件の 線路中心からの距離 (m)	2.8	2.2	2.4	2.5	Fig.5-5 参照

5-9 鉄塔建設用ならびに架線用工具

ルソン島 EHV 計画のうち送電線の建設部門では亘長合計 423 km の大規模工事となる。鉄塔建設では 1 基あたり重量 30 トン～80 トンのものを大量に建設する必要がある。また架線工事においては電力線地線合計 26 条の延緊線を効率よく限られた工期で行う事が是非必要になってくる。また工事規模の大型化に伴い鉄塔材の吊上重量は増大するし延線緊線の工具の能力も従来以上のものが要求され、一方においてルソン北部の峻険な山岳地が工事の効率的な進捗を阻む要素となっている。このため EHV 送電線建設においては工事を安全かつ効率的に進めるため掘さく、鉄塔組立、架線工事に機械力を導入することが推奨される。具体的には詳細設計の段階を決定さるべきであるがここでは例として Fig. 5-42 にせり上げ式デリックを使用した鉄塔建柱工具を、Table 5-26 に 3 輪金車を使用した線交しなし 2 線引延線用工具の例を示した。

Table 5-1.

Sample of Ground Clearance in Japan^{/2}

<u>Designation</u>	<u>Electric Field</u> ^{/1} <u>Intensity (V/cm)</u>	<u>Clearance</u> <u>from Ground</u>	<u>Application</u>
A	30	> 22 m	Flat terrain
B	40	> 18 m	Hilly terrain
C	50	> 15 m	Mountainous terrain

/1 The electric field intensity measured at the point one (1) meter above the ground.

/2 Standard of Kansai Electric Power Co., Inc.

Table 5-3. Proposed Clearance against Electrostatic Induction

<u>Designation</u>	<u>Application</u>	<u>Electrical</u> ^{/1} <u>Intensity (V/cm)</u>	<u>Minimum</u> <u>Clearance</u>
A	Places having frequent traffic, public roads, agricultural fields.	50	16
B	Place of very sparse traffic, mountains, forests	80	12

/1 The intensity at the point 1 m above the ground.

Table 5-2 Influence on Human Body by Electric Current

Influence	Current (mA)							
	DC		60 Hz		10,000 Hz			
	Male	Female	Male	Female	Male	Female	Male	Female
1. No sensation on hand	1	0.6	0.4	0.3	7	5		
2. Slight tingling perception threshold	5.2	3.5	1.1	0.7	12	8		
3. Shock-not painful and muscular control not lost	9	6	1.8	1.2	17	11		
4. Painful shock-painful but muscular control not lost	62	41	9	6	55	37		
5. Painful shock-let-go threshold	76	51	16.0	10.5	75	50		
6. Painful and severe shock muscular contractions, breathing difficult	90	60	23	15	94	63		
7. Possible ventricular fibrillation from short shocks								
a) Shock duration 0.03 sec	1,300	1,300	1,000	1,000	1,100	1,100		
b) Shock duration 3.0 sec	500	500	100	100	500	500		
c) Ventricular fibrillation	1,375	1,375	275	275	1,375	1,375		

Table 5-1. Sample of Ground Clearance in Japan^{/2}

<u>Designation</u>	<u>Electric Field</u> ^{/1} <u>Intensity (V/cm)</u>	<u>Clearance</u> <u>from Ground</u>	<u>Application</u>
A	30	> 22 m	Flat terrain
B	40	> 18 m	Hilly terrain
C	50	> 15 m	Mountainous terrain

/1 The electric field intensity measured at the point one (1) meter above the ground.

/2 Standard of Kansai Electric Power Co., Inc.

Table 5-3. Proposed Clearance against Electrostatic Induction

<u>Designation</u>	<u>Application</u>	<u>Electrical</u> ^{/1} <u>Intensity (V/cm)</u>	<u>Minimum</u> <u>Clearance</u>
A	Places having frequent traffic, public roads, agricultural fields.	50	16
B	Place of very sparse traffic, mountains, forests	80	12

/1 The intensity at the point 1 m above the ground.

Table 5-2 Influence on Human Body by Electric Current

Influence	Current (mA)							
	DC		60 Hz		10,000 Hz			
	Male	Female	Male	Female	Male	Female	Male	Female
1. No sensation on hand	1	0.6	0.4	0.3	7	5		
2. Slight tingling perception threshold	5.2	3.5	1.1	0.7	12	8		
3. Shock-not painful and muscular control not lost	9	6	1.8	1.2	17	11		
4. Painful shock-painful but muscular control not lost	62	41	9	6	55	37		
5. Painful shock-let-go threshold	76	51	16.0	10.5	75	50		
6. Painful and severe shock muscular contractions, breathing difficult	90	60	23	15	94	63		
7. Possible ventricular fibrillation from short shocks								
a) Shock duration 0.03 sec	1,300	1,300	1,000	1,000	1,100	1,100		
b) Shock duration 3.0 sec	500	500	100	100	500	500		
c) Ventricular fibrillation	1,375	1,375	275	275	1,375	1,375		

Table 5-4 Vertical Clearance of Wires above Ground or Rails for 550 kV Line
(Philippine Electrical Code 232 A.B)

Nature of ground or rails	Vertical clearance 15,000-50,000 volts	Additional clearance for 550,000 volts	Total clearance
Track rails of railroads handling freight cars on top of which men are permitted	30 feet	19 3 feet inches	49 3 feet inches (15.01 m)
Track rails of railroads not included above	22		41 3 feet inches (12.57 m)
Public streets, alleys or roads in urban or rural districts	22		41 3 feet inches (12.57 m)
Driveways to residence garages	22		41 3 feet inches (12.57 m)
Spaces or ways accessible to pedestrians only	17		36 3 feet inches (11.05 m)

Details on Additional clearance is shown in Table 5-4-1

Table 5-4-1 Additional Clearance (Philippine Electrical Code 232.B)

(1) For span length greater than 250 feet

span (m)	300	400	500	600	700	800
Final unloaded sag at 85°F no wind (m) (A)	6.30	11.59	18.44	26.82	36.73	48.17
Final loaded sag at 45°F 20 psf wind (m) (B)	6.87	12.21	19.08	27.47	37.39	48.83
Final unloaded sag at 120°F no wind (m) (C)	7.06	12.42	19.30	27.70	37.63	49.08
(C) - (A) (m) (D)	0.76	0.83	0.86	0.88	0.90	0.91
0.85 x (D) (m)	0.65	0.71	0.73	0.76	0.77	0.77

$$0.77m = 30.31" \neq 31" = 21'7"$$

(2) For voltages exceeding 50,000 volts
 $(550 \text{ kV} - 50 \text{ kV}) \times 0.4 = 200 = 16'8"$

(3) Total sag increase
 $2'7" + 16'8" = 19'3"$

Table 5-5 Required Vertical Clearance of Wires above Ground or Rails for 550 kV Line

Nature of ground or rails	Vertical clearance necessary by		Vertical clearance required
	Philippine Electrical Code	Electrostatic induction	
Track rails of railroads handling freight cars on top of which men are permitted	15.01 m	16 m	16 m
Track rails of railroads not included above	12.57 m	16 m	16 m
Public streets, alleys or roads in urban or rural districts	12.57 m	16 m	16 m
Driveways to residence garages	12.57 m	16 m	16 m
Spaces or ways accessible to pedestrians only	11.05 m	12 m	12 m

Table 5-6 Clearances at Crossing of Wires for 550 kV Line (Philippine Electrical Code 233.)

Nature of wires crossed over	Clearance 8,700-50,000 Volts	Additional clearance for 550,000 Volts	Total clearance
Communication, including cables and messengers	feet 6		feet inches 25 3 (7.70 m)
Supply cables having effectively grounded continuous metal sheath or insulated conductors supported on and cabled together with an effectively grounded messenger, all voltages; messengers associated with such cables	4	feet inches 19 3	feet inches 23 3 (7.09 m)
Open supply wires : 0 to 50,000 volts	4		feet inches 23 3 (7.09 m)
Trolley contact conductors	6		feet inches 25 3 (7.70 m)
Guys, span wires, lightning protection wires, service drops 0 to 750 volts	4		feet inches 23 5 (7.09 m)

Details on Additional clearance is shown in Table 5-4-1

Table 5-7 Clearances from Buildings and Bridges (Philippine Electrical Code 234C, 234D)

Clearances from buildings	
Horizontal & vertical clearances for spans 0 to 150 feet	26 ^{ft} 8 ⁱ *1
Increased clearance for spans exceeding 150 feet	2 ^{ft} 7 ⁱ *2
<u>Total clearance</u>	<u>29^{ft} 3ⁱ</u> (8.92 m)
<p>Where buildings exceed three stories (or 50 feet) in height, overhead lines should be arranged where practicable so that a clear space or zone at least 6 feet wide will be left, either adjacent to the building or beginning not over 8 feet from the building, to facilitate the raising of ladders where necessary for fire fighting.</p>	
Clearances from bridges	
<u>Clearances from bridges for conductors not attached to bridge</u>	<u>28^{ft} 8ⁱ *3</u> (8.74 m)

*1. $10' + 0.4'' (550-50) = 26'8''$

*2. refer to Table 5-4-1

*3. $12' + 0.4'' (550-50) = 28'8''$

Table 5-8

Required 250 mm Insulator Units for Switching Surges

Maximum allowable voltage	550 kV	
Voltage to ground	449 kV	$550 \times \sqrt{2}/3$
Multiplier of switching surge	2.0	Note (1)
Switching surge voltage	898 kV	
Insulation deterioration factor	1,265	Note (2)
Necessary insulation strength	1,136 kV	898×1.265
Required no. of insulators [A]	22 units	Fig.5-6
Total no. of insulators [B]	23 units	[B] = [A] + 1, Note (3)

Note (1) - The initial practice in Japan was the multiplier of 2.2. However, owing to application of resistance circuit breakers and proper selection of resistance value, the multipliers of switching surge for EHV system is adequate to be 2.0 to ground and 1.8 between phases.

(2) - Estimated insulation deterioration below the elevation of 1,000 m - 1.10 plus margin for other 1.15 = 1.265

(3) - Include one spare insulator for maintenance purposes.

Table 5-9

Required Insulator Units of 280 mm and 320 mm
for Switching Surges

Necessary length of insulator string for switching surge	3,212 mm	146 x 22
Required no. of 280 mm insulators [A]	19 units	$3.212/170$
Total no. of 280 mm insulators [B]	20 units	$[B] = [A] + 1$
Required no. of 320 mm insulators [A]	17 units	$3.212/195$
Total no. of 320 mm insulators [B]	18 units	$[B] = [A] + 1$

Table 5-10

Required 250 mm Insulator Units
for Continuous Abnormal Voltage

Maximum allowable voltage	550 kV	
Effective voltage to ground	318 kV	$550/\sqrt{3}$
Multiplier of abnormal voltage	1.3	
Abnormal voltage	413 kV	318×1.3
Insulation deterioration factor	1.2	
Required insulation strength	496 kV	413×1.2
Required no. of insulators	16 units	Fig. 5-7

Table 5-11

Necessary Arc Horn Gap Length for Switching Surges

Maximum allowable voltage	550 kV	
Voltage to ground	449 kV	$550 \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$
Multiplier of switching surge	2.0	
Switching surge voltage	898 kV	449×2.0
Insulation deterioration factor	1.2	
Required insulation strength	1,078	898×1.2
Required gap	2,600 mm	Fig. 5-8

Table 5-12

Necessary Clearance for Switching Surges

Switching surge voltage	898 kV	
Insulation deterioration factor	1.1	
Required insulation strength	988 kV	898×1.1
Required insulation strength for 50% F.O.V.	1,162 kV	$988/0.85$
Required clearance	2,700 mm	Fig. 5-9

Table 5-13

Necessary Clearance for Commercial Frequency Voltage

Effective voltage to ground	318 kV	$550/\sqrt{3}$
Insulation deterioration factor	1.1	
Required insulation strength	350 kV	318×1.1
Required clearance	1,300 mm	Fig. 5-10

Table 5-14

Necessary Gap between Conductors for Switching Surge

Multiplier of switching surges between conductors	1.8	
Switching surge voltage between phases	1,400 kV	$550 \times 1.8 \times \sqrt{2}$
Insulation deterioration factor	1.1	
Required 50% F.O.V.	1,812 kV	$1,400 \times 1.1/0.85$
Necessary gap	4,300 mm	Fig. 5-11

Table 5-15 Required Number of Insulator Units in Contamination Area

Voltage (kV)	Contamination Severity (mg/cm ²)	Withstand voltage ** (kV/m)	String length (m)	Required number of insulator units *		
				250mm	280mm	320mm
349 (550/√3 x 1.1)	Very light 0.03 (<0.03)	86.9	4.02	28	24	21
	Light 0.06 (0.03 ~ 0.06)	67.5	5.17	35	30	27
	Moderate 0.1 (0.06 ~ 0.1)	59.3	5.89	40	35	30
	Heavy 0.3 (>0.1)	49.3	7.08	48	42	36

* Insulator units to be counted as one fractions of 0.5 and over, and to be cut away those of less.

** Refer to Fig. 5-12.

Table 5-16

Outage Rate Caused by Midspan Flashover

L	$R_T = 10 \Omega$		$R_T = 20 \Omega$		$R_T = 30 \Omega$	
	$Z_T = 77 \Omega$		$Z_T = 80 \Omega$		$Z_T = 82 \Omega$	
	I	O	I	O	I	O
9 m	102 kA	0.8	98 kA	0.9	96 kA	1.0
10	114	0.55	109.5	0.65	107	0.7
11	126	0.4	121	0.45	118	0.5
12	137.5	0.3	132.5	0.3	129	0.35
13	149	0.3	144	0.3	140	0.3

L : Distance between conductor and ground wire

I : Lightning current

O : Outage rate/100 km·year

Table 5-17

Outage Rate (for I.K.L. = 25 ~ 30)

R_T (Ω)	I (kA)		Outage rate / 100 km ² Year		
	Tower top	Midspan	Tower top	Midspan	Total
0	182	142	-	0.15	-
10	143	138	0.15	0.15	0.30
20	105	133	0.35	0.15	0.50
30	88	130	0.65	0.18	0.83
40	80	128	0.9	0.18	1.08

 R_T : Footing resistance

I : Lightning current

Table 5-18

Outage Rate in Luzon (I.K.L. = 60)

Footing Resistance Ω	Outage rate / 100 km ² year		
	Tower top	Midspan	Total
0	-	0.30	-
10	0.30	0.30	0.60
20	0.70	0.30	1.00
30	1.30	0.36	1.66
40	1.80	0.36	2.16