

Fig. 6-10 Single Line Diagram
Pulupandan Substation

(NOTE)
----- FUTURE

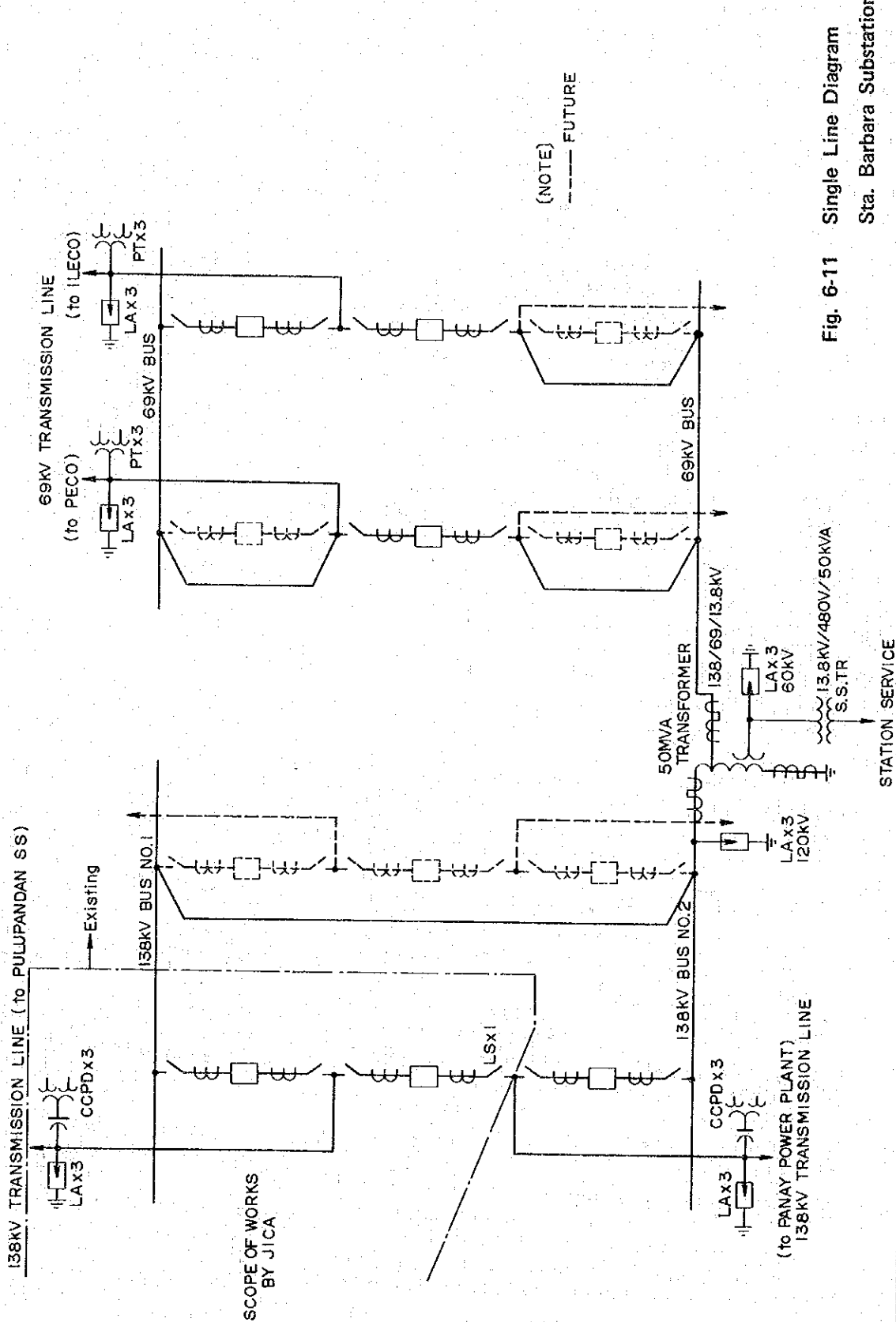


Fig. 6-11 Single Line Diagram
Sta. Barbara Substation

Fig. 6-12 Naga Power Plant Switchyard Enlargement Plan

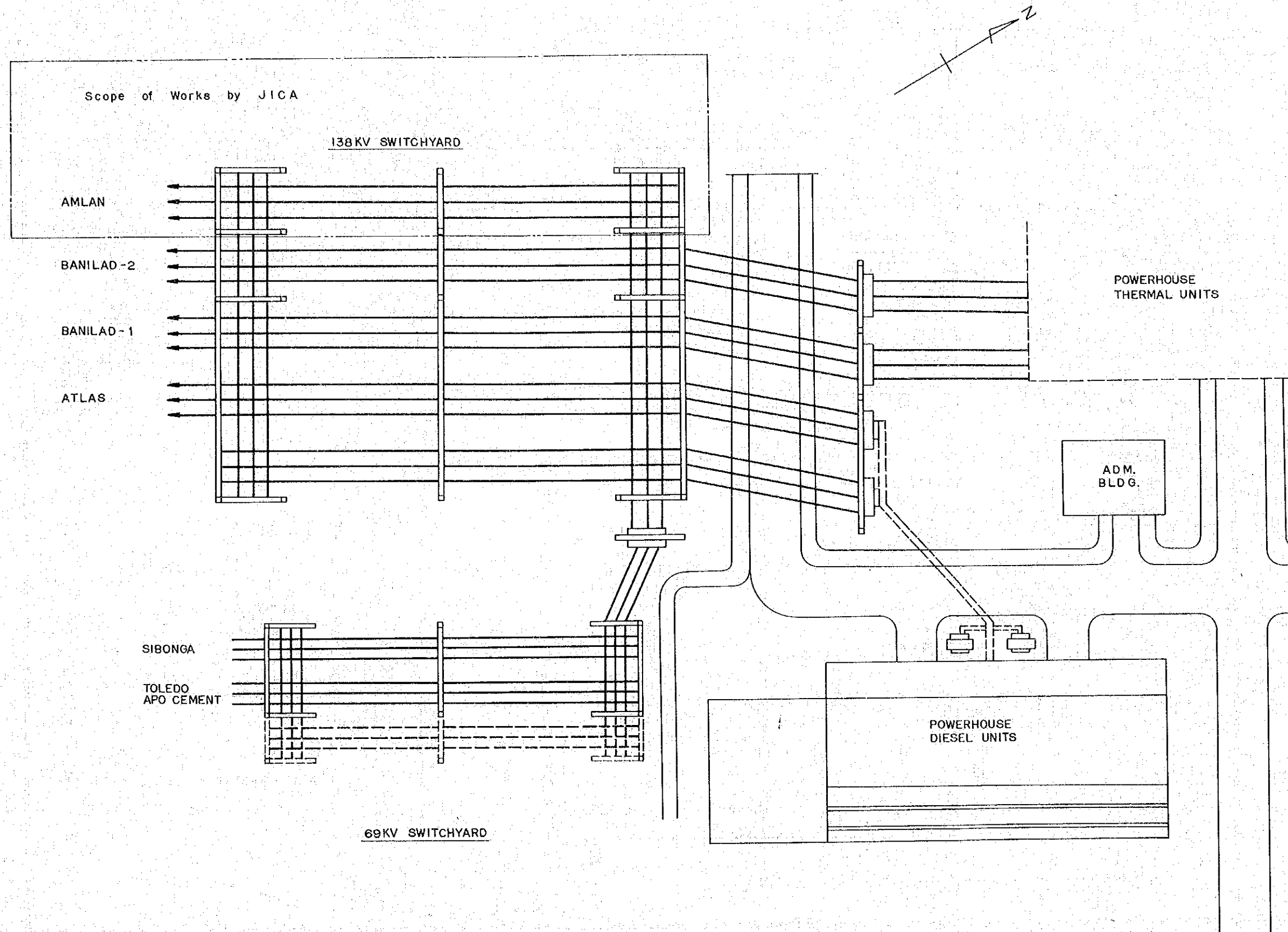


Fig. 6-13 Amlan Power Plant Switchyard Enlargement Plan for 138 kV Structure (Refer to NAPOCOR Original Drawing)

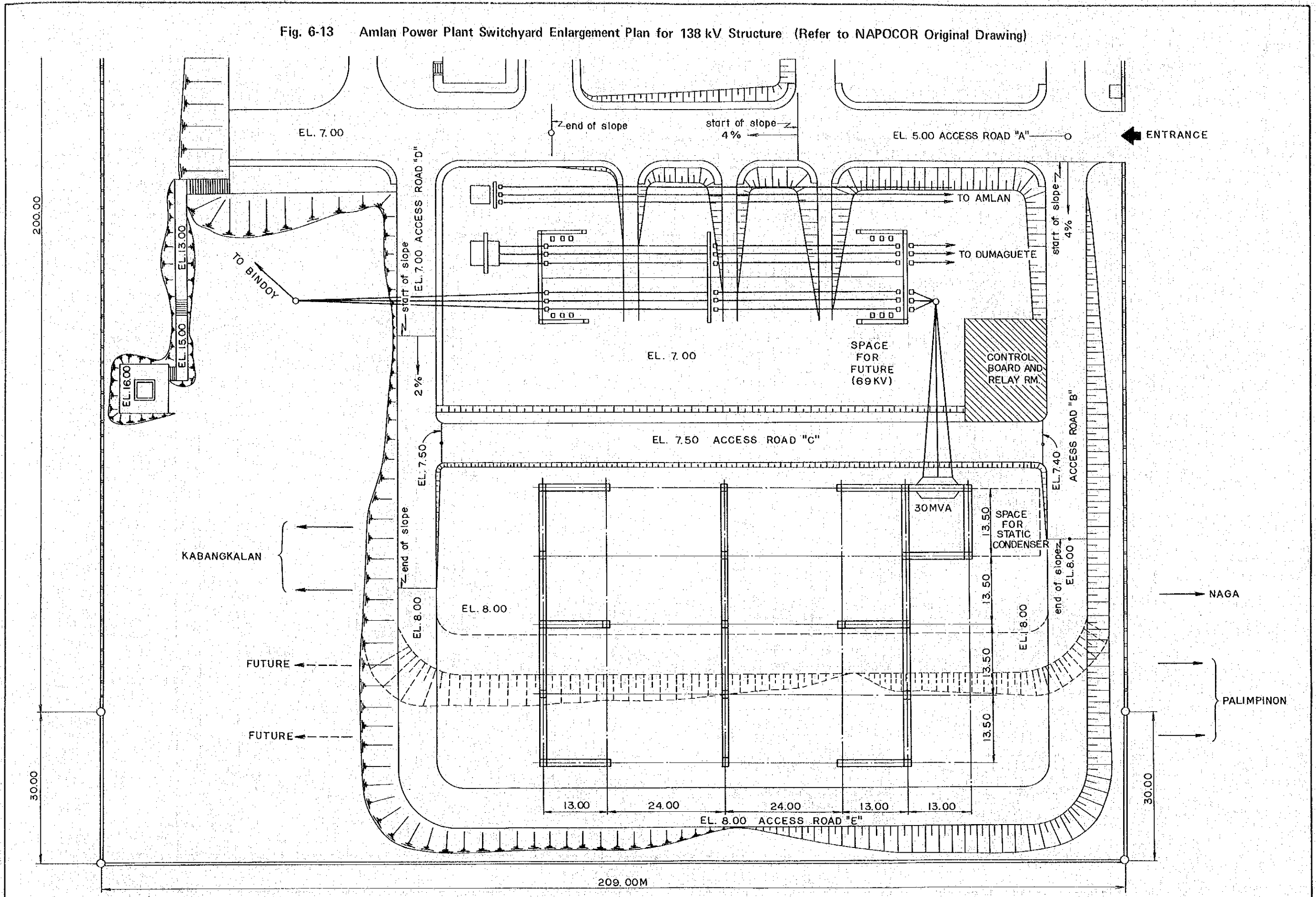


Fig. 6-14 Kabangkaran Substation Steel Structure Arrangement

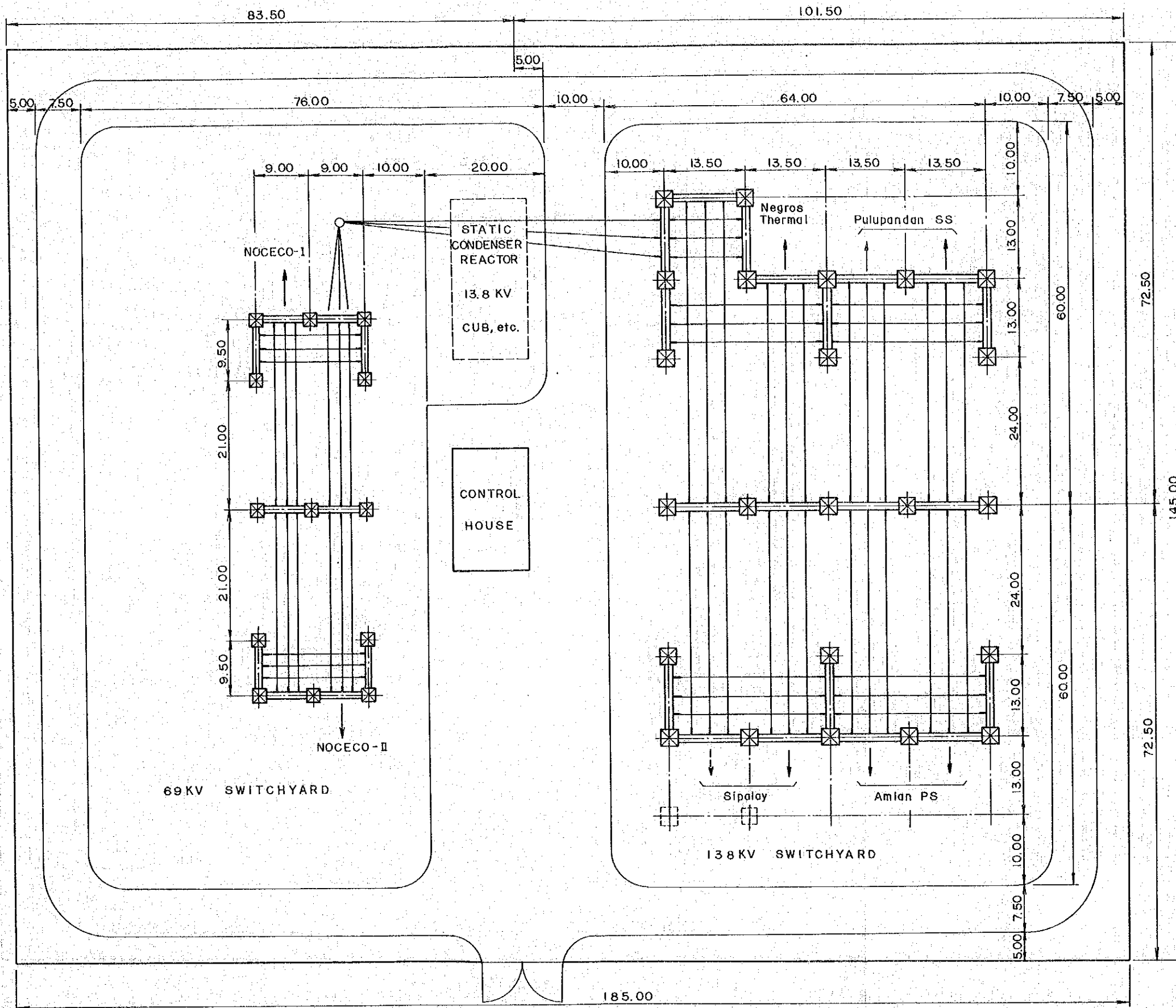


Fig. 6-15 Pulupandan Substation Steel Structure Arrangement

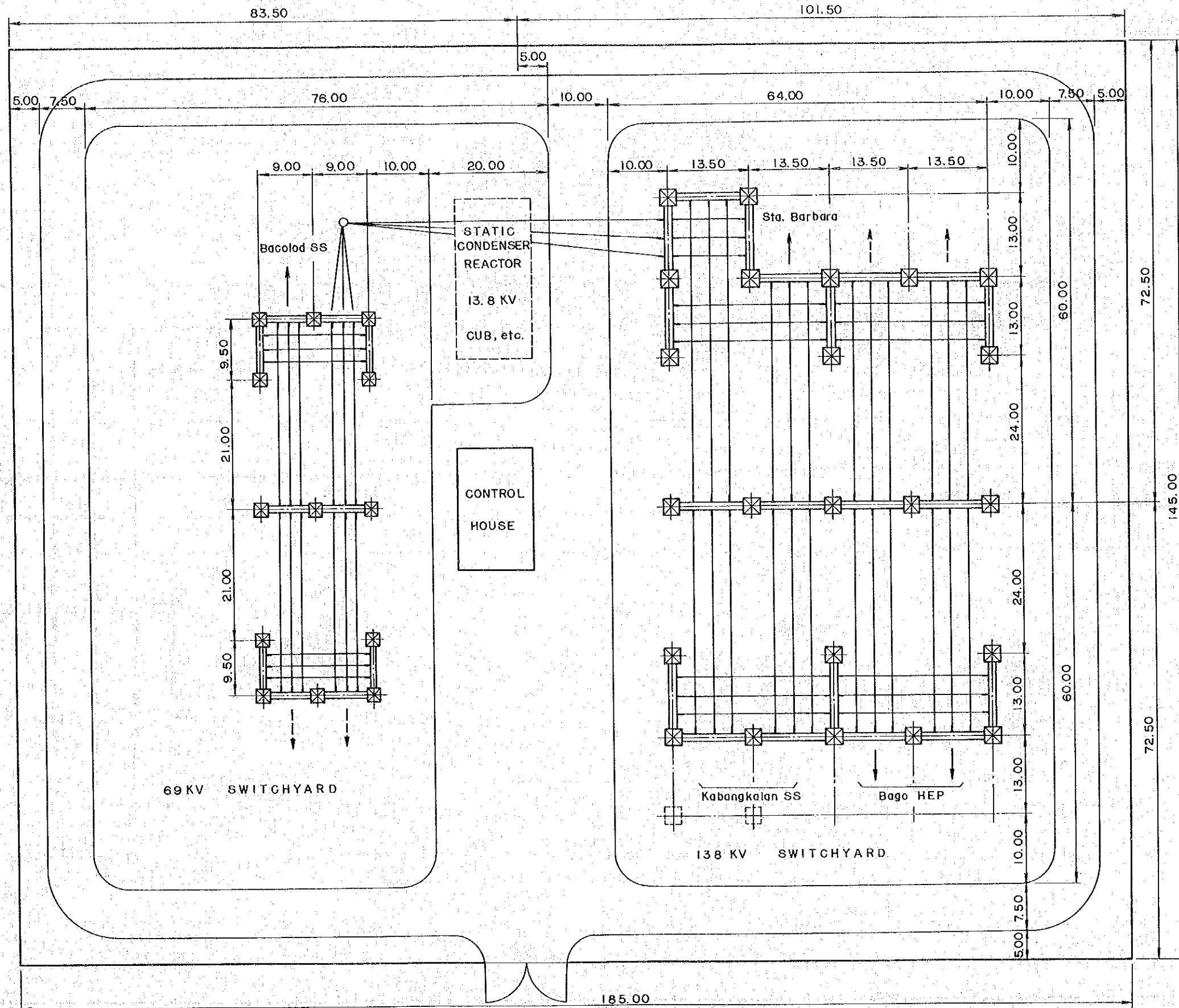


Fig. 6-16 Sta. Barbara Substation Enlargement Plan (Refer to NAPOCOR Original Drawing)

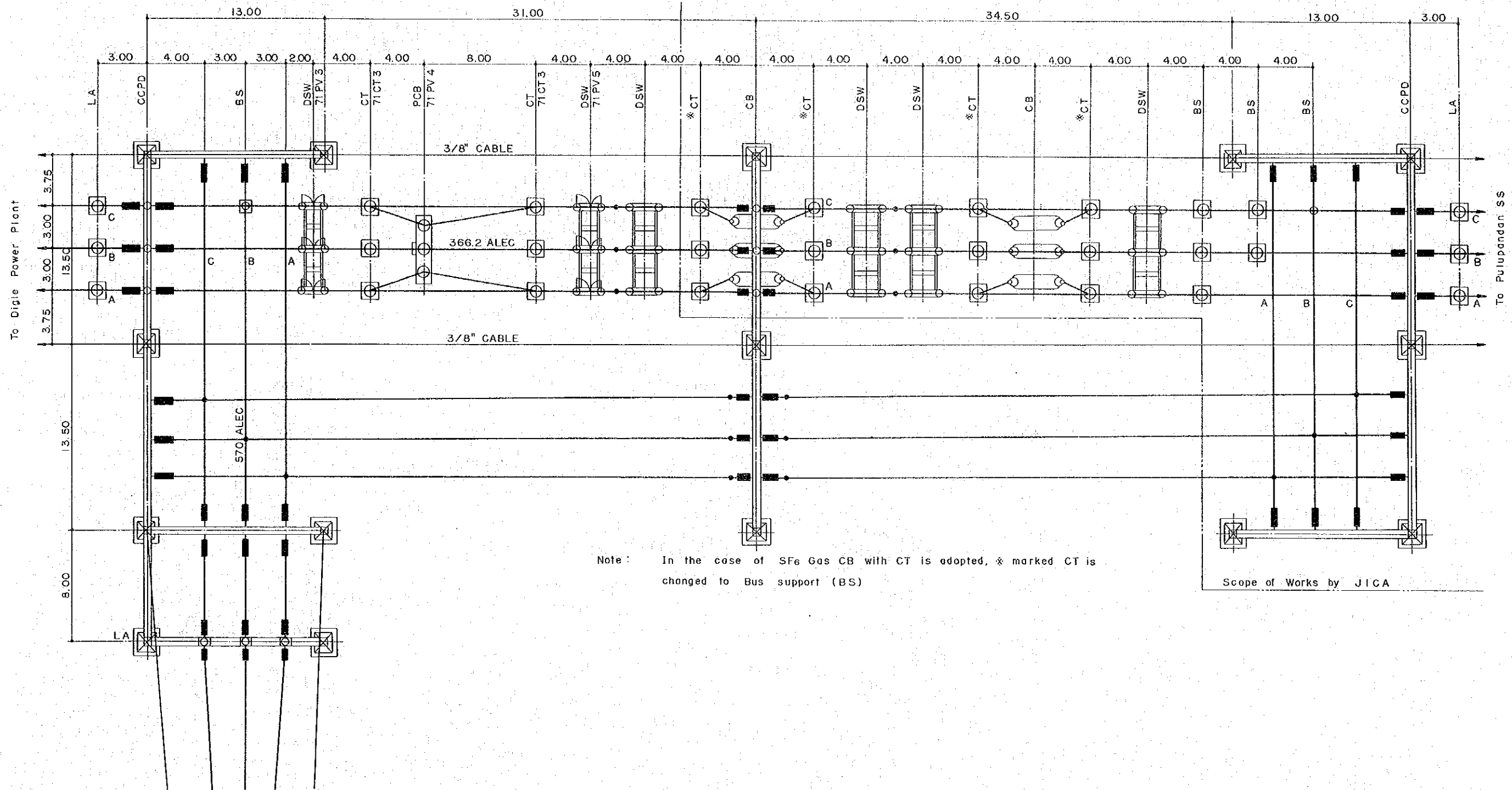


Fig. 6-17 Ref. Drawing for CT Connection on 1.5 CB Bus System (I)

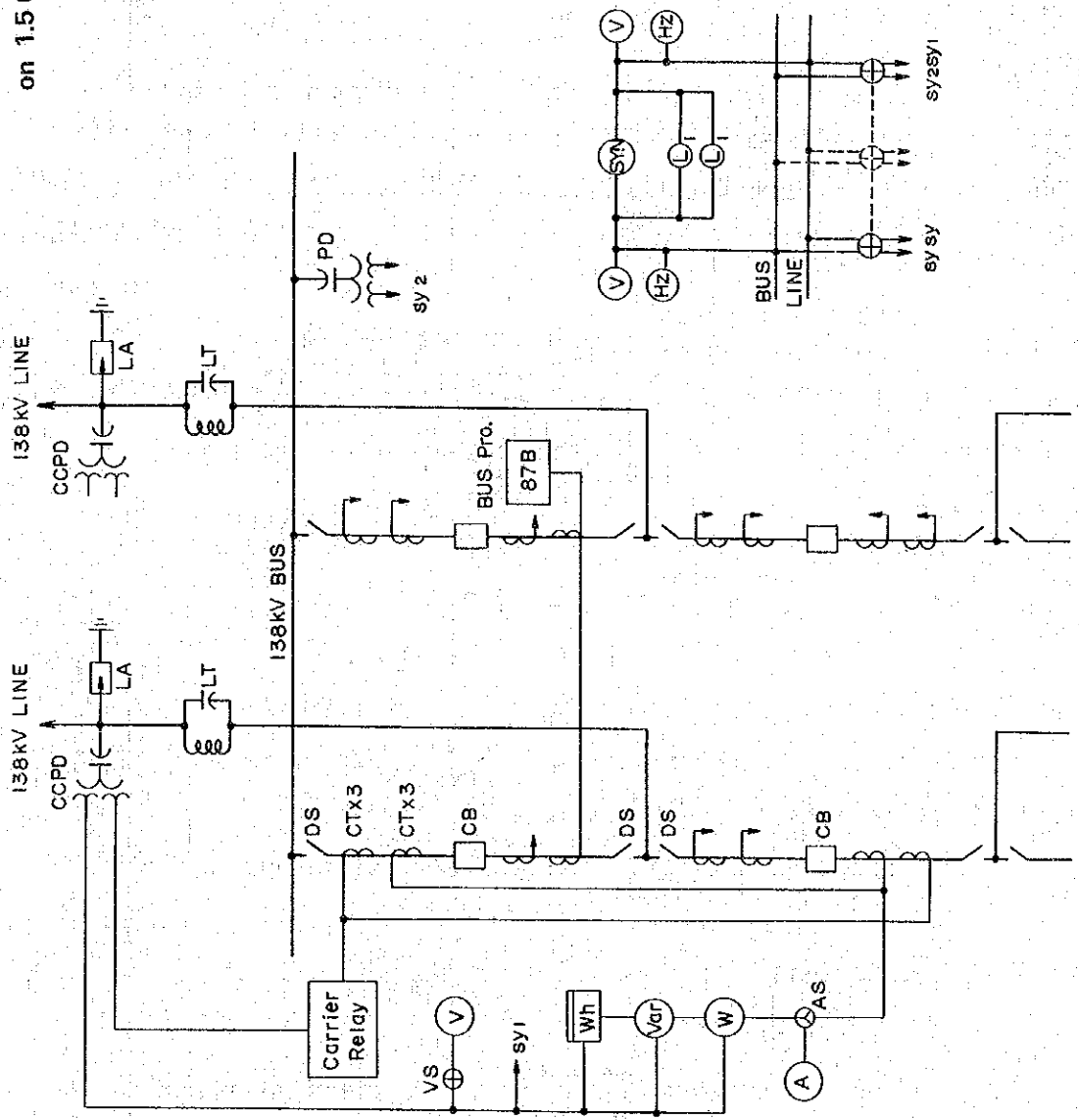
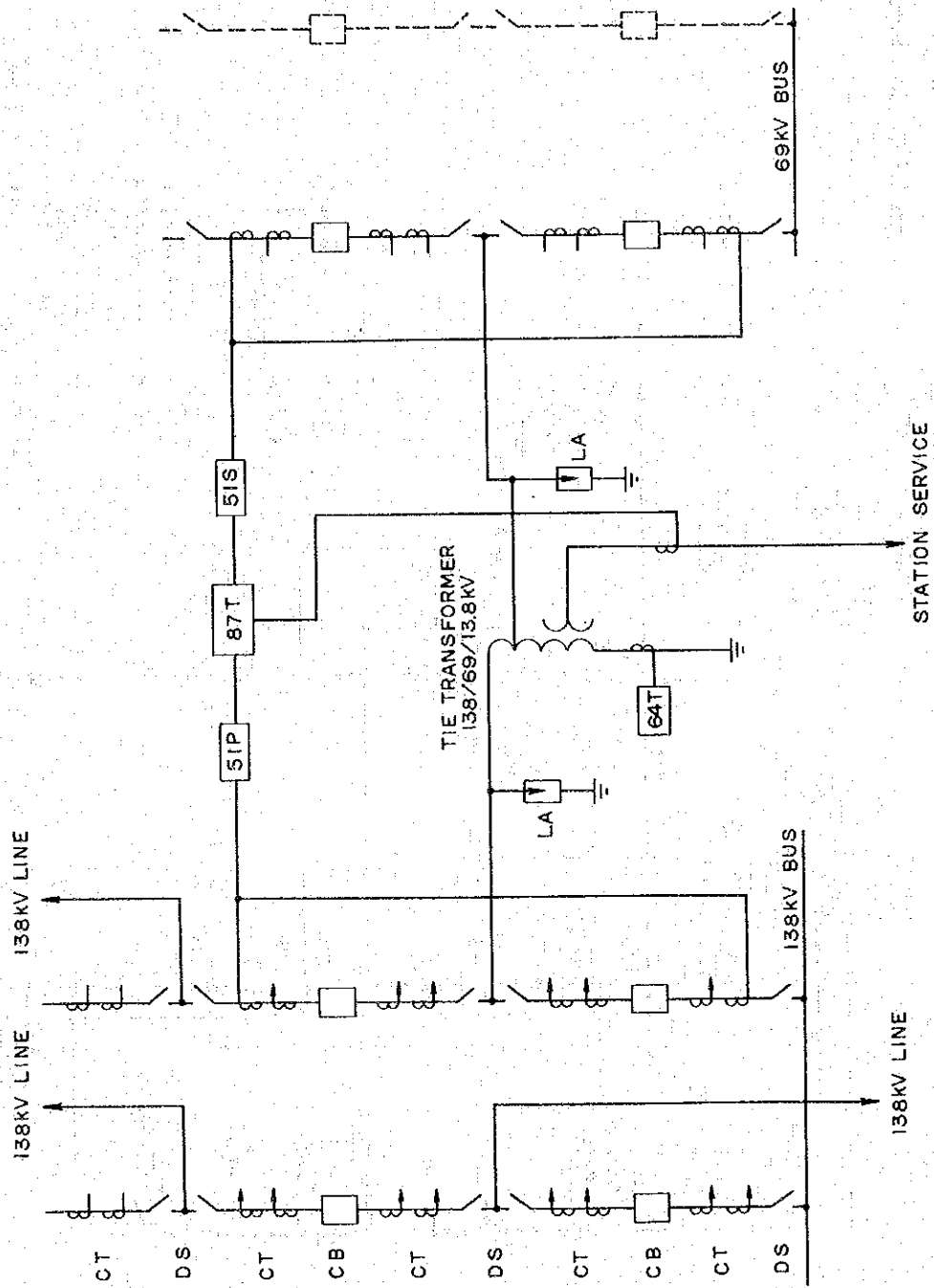


Fig. 6-18 Ref. Drawing for CT Connection
on 1.5 CB Bus System (1f)



6.2.4 通信設備の予備設計

本連系送電線および変電所設備を効果的かつ確実に運用し、維持管理するために必要な通信設備は次の通りである。

- 給電電話
- 保安用電話
- 保線用電話
- キャリア・リレー
- ケーブル故障区間判別用信号伝送装置
- フォルト・ロケータ

上記の要求を満足するための通信回線は Fig.6-19 および Fig.6-20 に示すように電力線搬送端局装置および UHF 多重無線装置を使って Naga 発電所から Sta. Barbara 変電所間に通信回線を構成する。バナイ・ネグロス・セブ 3 島の通信システムを以下に示す。

(1) 給電電話システム

給電電話システムは、連系送電線システムを効果的に運用し、また系統事故時に迅速に対応するための給電運用業務専用電話回線であり、Naga-Amlan-Kabangkalan-Pulupandan-Sta.Barbara の各発電所を相互に選択呼出しができるようなトーンリング電話方式で回線構成する。

(2) 保安電話システム

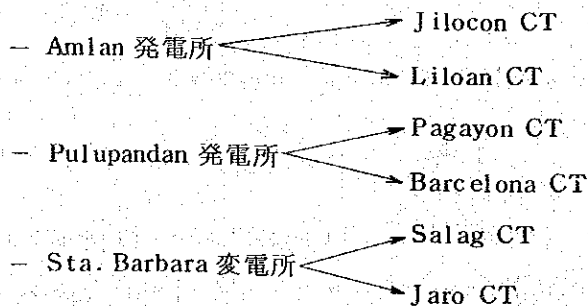
保安電話は、電力設備の維持および管理業務を効率的に行なうために次の通り自動交換システムおよびケーブル・ターミナル保安用電話設備を設備する。

i) 自動交換システム

Amlan, Kabangkalan および Pulupandan の各発電所に自動交換機を設置し、これらの自動交換機および Naga と Sta. Barbara 変電所の自動交換機を相互に接続し自動電話回線網を構成する。但し、これについては Naga 発電所および Sta. Barbara 変電所には既設の自動交換機があるものとして計画した。

ii) ケーブル・ターミナル (CT) 保安電話

各ケーブル・ターミナル (CT) 設備を保守するための電話設備はスピーカー呼出し方式としてつぎの通り構成する。



(3) 移動無線電話システム

送電線保安用電話として Naga 発電所， Amlan 発電所， Kabangkalan 変電所， Pulupandan 変電所および Sta. Barbara 変電所に VHF 局を設備し， 移動無線電話システムを構成する。又これらの発電所に車載 VHF 移動局を配備する。

(4) キャリア・リレー

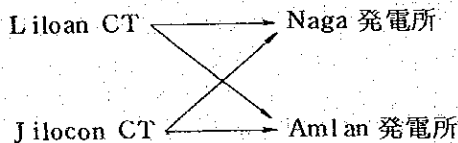
キャリア・リレーは次の区間に設置する。

- Naga 発電所～Amlan 発電所 1 cct
- Amlan 発電所～Kabangkalan 変電所 2 cct
- Kabangkalan 変電所～Pulupandan 変電所 2 cct
- Pulupandan 変電所～Sta. Barbara 変電所 1 cct

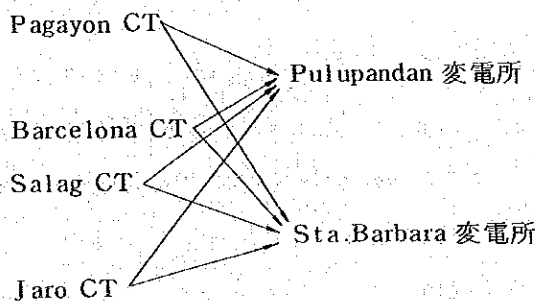
(5) ケーブル故障区間判別用信号伝送システム

Naga～Amlan および Pulupandan～Sta. Barbara 間の送電線は， 海底ケーブルが含まれているので， 線路故障時にはケーブル保護のためその線路故障がケーブル区間か架空送電線区間か判別する必要がある。このためケーブル・ターミナル点の故障検出情報を次のように伝送する。

i) Naga 発電所～Amlan 発電所間



ii) Pulupandan 変電所～Sta. Barbara 変電所



(6) フォルト・ロケータ (FL)

送電線の故障時に故障点を標定するためにフォルト・ロケータを設置する。

i) Naga 発電所フォルト・ロケータ

Naga～Liloan 間の故障点を標定するため， Naga 発電所にフォルト・ロケータを設置する。

ii) Kabangkalan 変電所フォルト・ロケータ

Kabangkalan～Amlan 間の 2 回線および Kabangkalan～Pulupandan 間の 2 回線の故障点を標定するため， Kabangkalan 変電所にパルス・レーダー方式のフォルトロケータを設置する。

(7) 通信電源方式

通信装置への電源の供給はすべて浮動充電方式による直流無停電電源方式とする。このため下記方式によって電源供給を行うこととする。

- i) 変電所に設置された通信装置の電源は変電所の所内電源によって供給される。
- ii) ケーブル・ターミナルに設置される UHF, VHF 通信装置についてはケーブル・ターミナルの架空送電線引出し位置に接続される電圧変成器 (P・D) から電源供給を行う。
- iii) Guimaras 島の UHF 中継局については 138 kV 送電線に電源供給用電圧変成器を接続し、これより電源供給を行なうこととする。

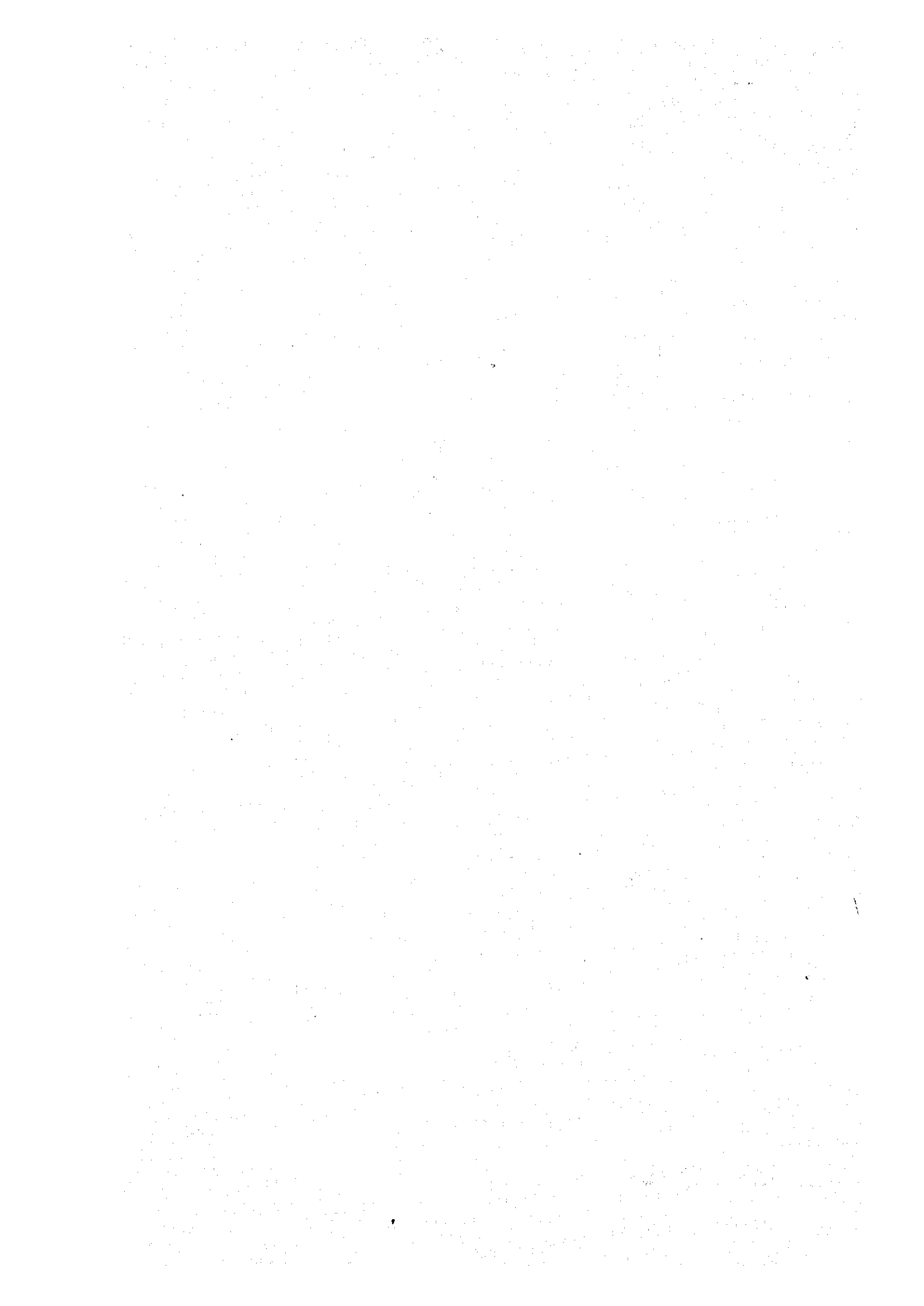


Fig. 6-19 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project Telecommunication System

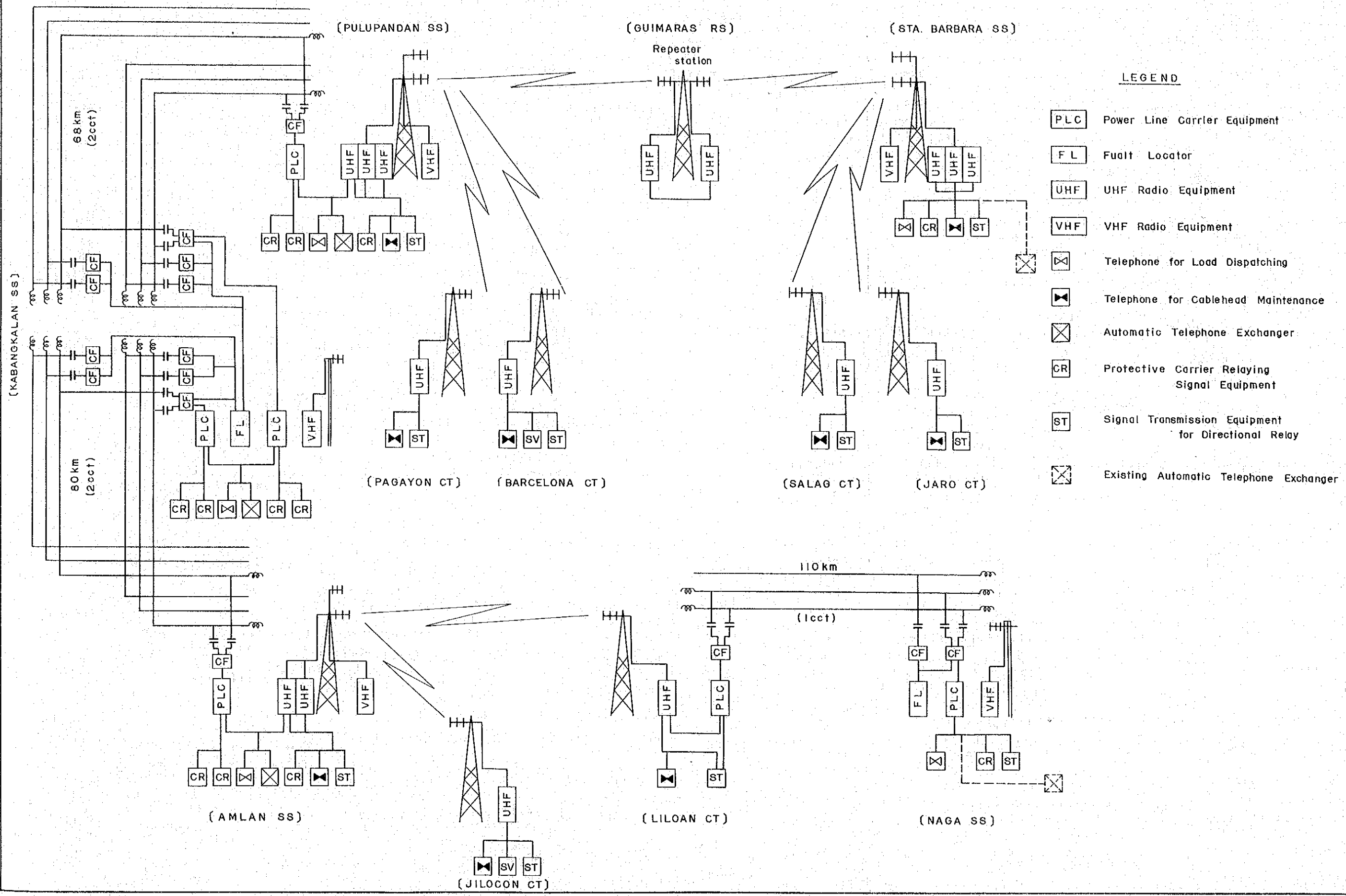
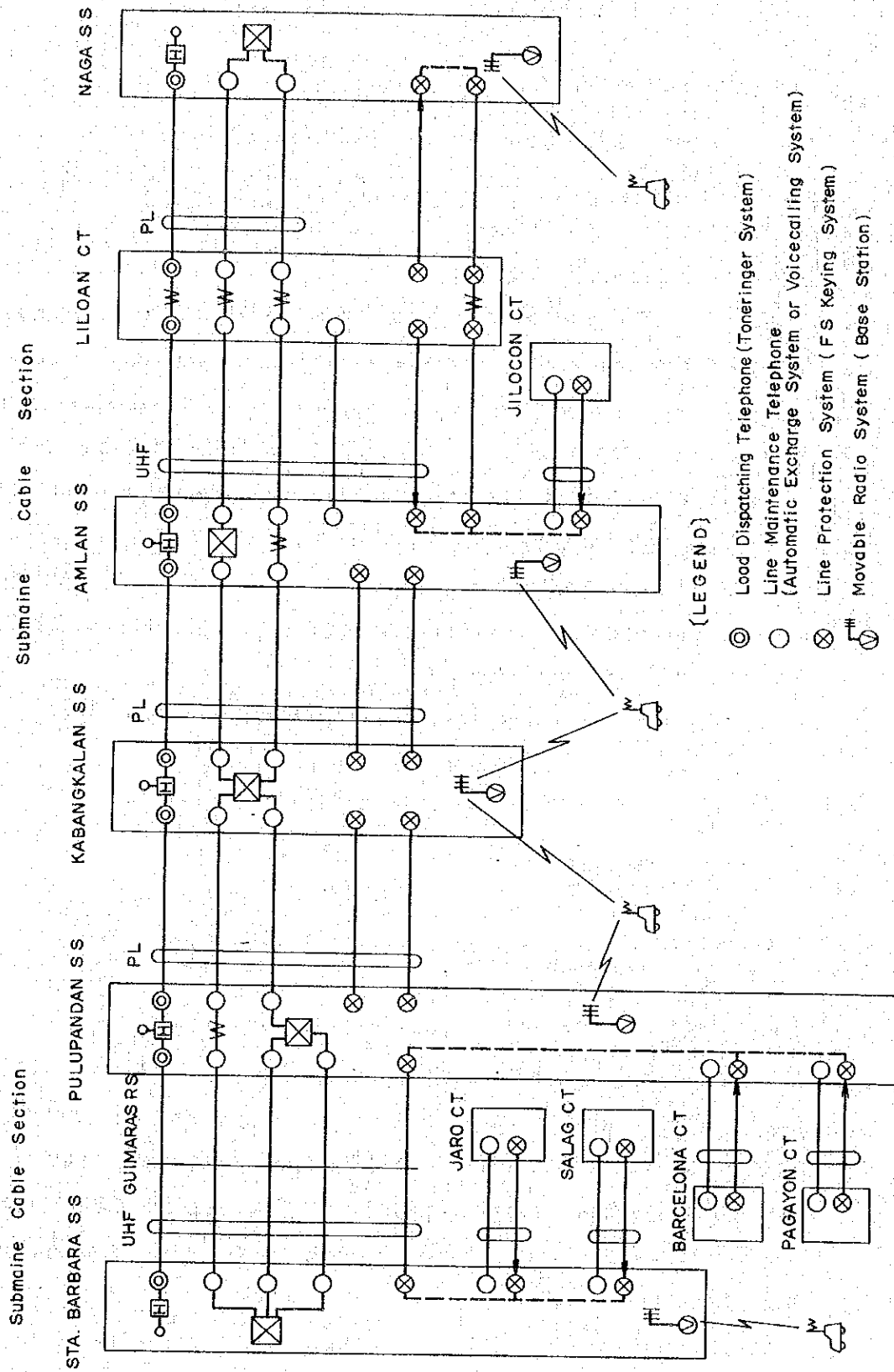


Fig. 6-20 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project.
Telecommunication System Diagram



(LEGEND)

- ⊙ Load Dispatching Telephone (Tonering System)
- Line Maintenance Telephone (Automatic Exchange System or Voicecalling System)
- ⊗ Line Protection System (FS Keying System)
- ⚡ Movable Radio System (Base Station)

6.3 レイテ・サマール電力系統

6.3.1 架空送電線

(1) 架空送電線のルート

レイテ・サマール連系送電線についても、NAPOCORは計画ルートを有しており、既に一部区間の地形測量に着手している。今回のフィジビリティ・スタディは、このNAPOCOR計画ルートに沿って実施した。

調査ルートはFig 6-21に示す通りである。

Tongonan 地熱発電所から約 5 km 南下して既設林道沿いに東進し、レイテ島中央部の山脈をこえ、更に San Juanico 海峡横断地点に至る。この区間の約 40% は山地であり、山脈をこえる部分は原始林であるため、送電線の線下の樹木の伐採にはかなりの困難が伴うと思われる。また、標高は 1,100 m 近くに達しており、特に一部区間 約 3 km は近接する道路が全くないので工事用道路を新設する必要がある。この地域は、本プロジェクトの送電線ルート中最も建設が困難な地域である。国道 2 号線との交叉点附近は平地であってココナツ林および水田が広範囲に広がっている。

San Juanico 海峡横断地点から Wright 変電所までは国道 1 号（日比友好道路）に沿ったルートであり、概ね丘陵地を経過する。

Tongonan 地熱発電所～Wright 変電所間の送電線亘長は次の通りである。

レイテ島内	64 km
サマール島内	49 km
海峡横断部	2 km
計	115 km

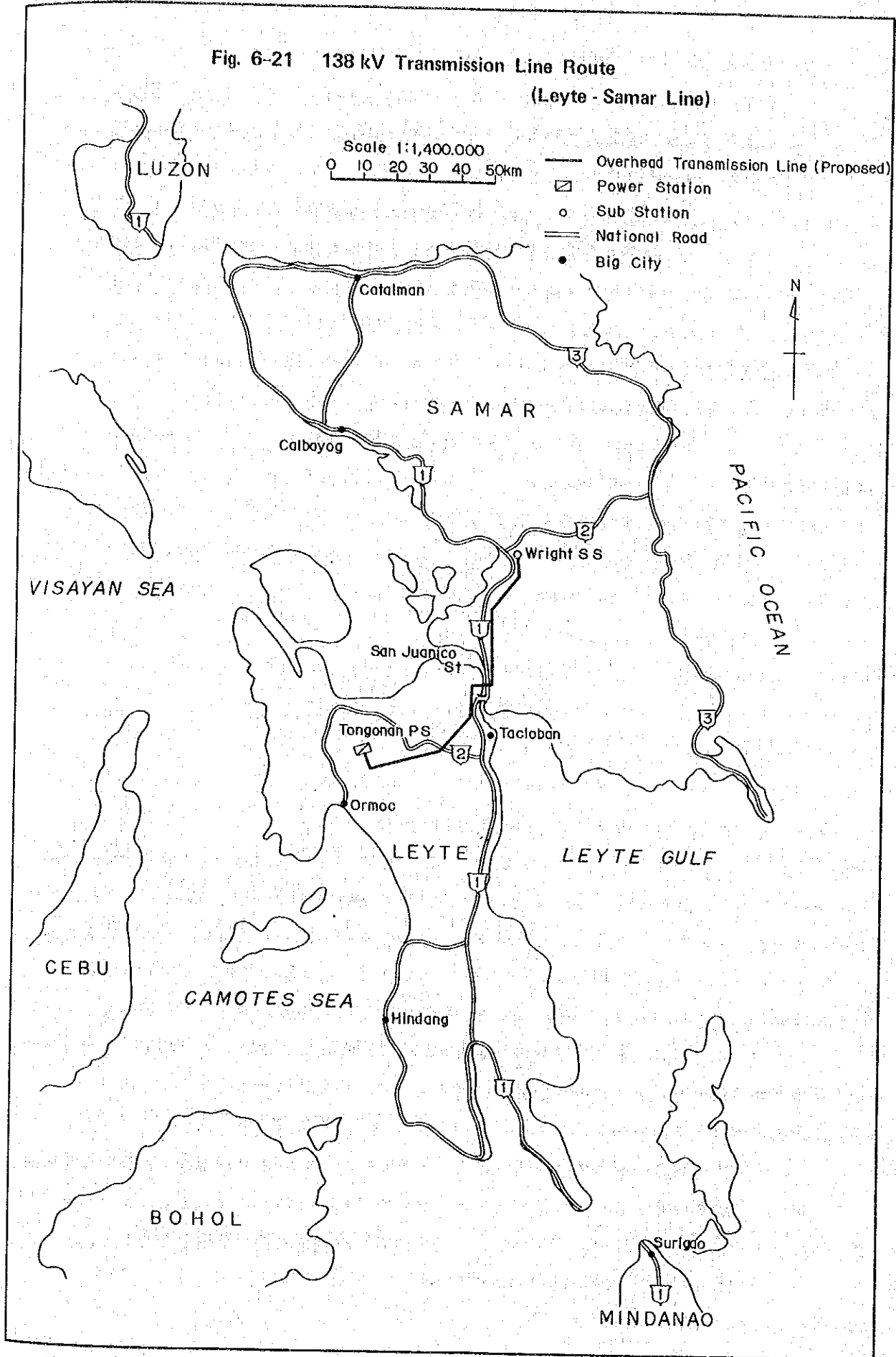
(2) 予備設計の概要

1) 電線

本連系送電線の電力潮流は第 5.3.1 項で述べたように、1990 年断面において 15MW と、当面は比較的少量の潮流しか予想されない。したがって電線サイズはコロナ障害の面から制限される最小サイズのものを使用するものとし、NAPOCORの計画と同じく、336.4 MCM ACSR を採用する。この場合の電線表面電位傾度は 14 kV/cm である。一方、台風時の最低気圧 950 mb（海面位）および標高 1,100 m を考慮したときのコロナ臨界電位傾度は約 15 kV/cm であり、コロナ障害の面から 336.4 MCM ACSR の採用は可能である。

電線の架線条件は第 6.2.1 項(2) i) に準ずるものとし、最大水平張力については 2,300 kg 程度とすればよい。また、電線の微風振動対策として、ダンパーならびにアーマードロッドを取付ることとする。

Fig. 6-21 138 kV Transmission Line Route
(Leyte - Samar Line)



ii) その他

碍子、クリアランス、耐雷設計ならびに支持物については、パナイ・ネグロス・セブ 3 島連系送電線の設計に準ずることとし、それぞれ第 6.2.1 項(2) ii) ~ V) の各項による。

なお、支持物の種類についても、本送電線が将来のサマール島全域における電力供給の要として高い信頼度を確保すべきであること等を考慮し、3 島連系送電線と同様にアングル鉄塔を使用することとし、その形状は Fig 6-2 に 1 cct 鉄塔として示したものを準用することができる。

(3) 架空送電線の設計概要

レイテ・サマール連系送電線の設計概要は以下のとおりである。

亘 長	115 km (海峡横断部を含む)
電 圧	AC 138 kV
電気方式	3 相 3 線式, 60 Hz
回 線 数	1 回線
電 線	336.4 MCM ACSR
架空地線	70 mm ² GSC, 1 条
碍 子	250 mm 懸垂碍子, 8 個連または 10 個連
支 持 物	アングル式鉄塔
基 礎	コンクリート製床板式基礎

6.3.2 海峡横断架空送電線

レイテ島とサマール島の間にある San Juanico 海峡は巾 1~3 km, 長さ約 20 km の細長い海峡であり、既に Marcos bridge によって両島間の交通が自由になっている。この海峡には浅瀬が至る所であって、潮流は Uban Pt で平均約 1.5 kt, 最高 3 kt であり、海峡内では 4~5 kt に達するところがある。しかし、喫水 5 m の水路が確保されており、Tacloban~Manila 間の比較的大型の内航旅客船等の航路として利用されている。

San Juanico 海峡を架空送電線で横断するには、長径間の横断となるので、その経済性および信頼性を考慮し、特別な設計を採用する。

(1) 海峡横断ルートを選定

海峡横断送電線の経済性は径間長によって強く支配されるので、地図上において比較的短径間で横断可能な多くの候補地点を選定して検討し、これらのうち実現性が高いと思われる下記の 3 ルートについて現地踏査を実施し鉄塔設置位置の地形確認を行った。

(a) Pangabaton Island ルート

(b) Uban ルート

(c) Marcos Bridge ルート

各横断ルートは Fig 6 - 22 に示すとおりである。

Pangabaton Island ルートは海峡内の島を利用して径間長を短縮しようとする案であって、最大径間長約 1,000 m で 3 ルート中最も短径間であり、各鉄塔地点の地形も適している。このルートでは全亘長 2,100 m、鉄塔 5 基である。NAPOCOR 案は本ルートにおいて、島の中間鉄塔で屈曲するルートであったが、非常に高い引留鉄塔を要し、鉄塔重量が重くなり、また電線架線工事にも困難が伴うので、直線ルートに変更すべきであると考えられる。

Uban ルートは離島を利用せずに直接横断するルートであり、最大径間長は Pangabaton Island ルートよりも長く約 1,200 m となる。しかし全亘長 1,700 m、鉄塔は 4 基と Pangabaton Island ルートの場合より少なくてよい。また、兩岸の鉄塔とも陸上から建設資機材の搬入が可能であり、工事に重機械を使用できること等の利点がある。

Marcos Bridge ルートは象徴的な送電線となるルートであるが、その反面環境問題となるおそれもある。最大径間長約 1,200 m、全亘長 2,400 m となり、鉄塔基数も多いので他ルートと比較して経済的に不利であると思われる。なお、Marcos Bridge にケーブルを添架して横断する方法も検討したが総延長 2,700 m 以上となり経済的には非常に不利であると目される。

次に、横断ルートを選定するため Pangabaton Island と Uban ルートの両案について概略設計のうえ経済比較を行った。この結果では、Pangabaton Island ルートと Uban ルートの最高鉄塔の高さはそれぞれ約 90 m、約 115 m となり、鉄塔全基の総重量においては Pangabaton Island ルートの方が 15% 程度少ない。しかし、電線碍子類は 25% 多いので、資材費として Pangabaton Island ルートは 8% 安いだけである。一方、工事費についてみると、Pangabaton Island ルートの場合には離島における工事を要するので、その建設資機材の運搬のために、棧橋、陸揚機械等の仮設備、運搬用船、積込、積降の役荷その他の費用が余分にかかるだけでなく、作業能率の低下など工事費が高くなる要因が多い。よって、総合的な経済性としては Uban ルートの方が約 3% 有利であると判断された。

以上のとおり、San Juanico 海峡横断ルートは、経済性ならびに設備使用開始後の保守の容易さを勘案し、Uban ルートを採用するのが妥当であると考えられる。

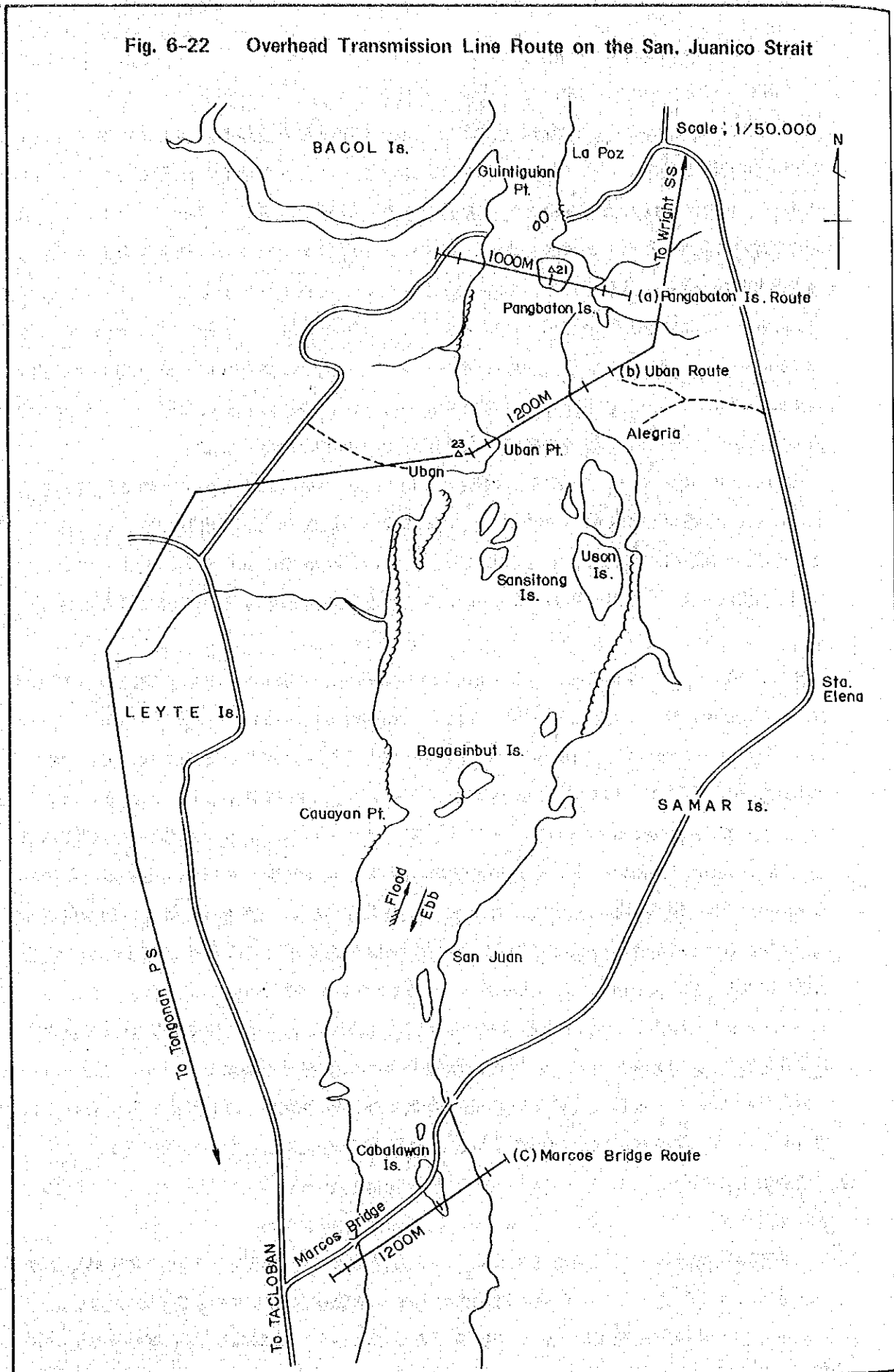
本ルートについて、最終設計のために電波距離測、三角測量等によって精密な測量を行う必要がある。また、鉄塔設置地点の地形ならびに地質調査を入念に実施すべきである。

(2) 予備設計の概要

1) 電線

海峡横断個所のように長径間であり、しかも平地における送電線では非常に高い鉄塔を使用しなければならないため、建設費の中で支持物関係費の占める割合が大きい。すなわち、一般の送電線では 50 ~ 60 % であるのに対し、海峡横断送電線では 70 ~ 80

Fig. 6-22 Overhead Transmission Line Route on the San. Juanico Strait



％にも達する。したがって、より経済的な海峡横断送電線を設計するには、抗張力の高い電線を使用して可能な限り鉄塔高を低減することが肝要である。

上述の理由から、San Juanico 海峡横断送電線には特強鋼心アルミ合金撚線 (AACSR) を採用するものとする。この電線は、ACSC と類似の構成のアルミ線と鋼線との複合撚線であるが、心線として引張強さ 180 kg/mm^2 級の高張力鋼線を使用し、外層のアルミ部には引張強さ 31 kg/mm^2 級のアルミ合金線を使用しており、平均引張強さ 54 kg/mm^2 程度となって通常の ACSR の強度よりも 56 % 強化されている。

また、本横断地点は外洋から奥まった地点であって、海面の風浪は小さく、電線の腐食条件としては左程苛酷ではないと思われるが、本送電線の重要性を考慮して、軽防食型の電線を適用することとする。すなわち、電線の内層部分にのみ防食グリースを含ませた電線を使用する。

電線サイズは電流容量からきめるが、一般区間の電線 336.4 MCM ACSR の電流容量 445 A と同等以上のもとし、 $200 \text{ mm}^2 \text{ AACSR}$ を使用することとする。

ii) 碍子

懸垂および引留個所いずれにも 2 連装置を使用して信頼性を十分に確保することとし、碍子取付個数については海塩による碍子汚損を考慮して、第 6.2.1 章(2)ii) 節に準じ 250 mm 懸垂碍子を 10 個連結するものとする。

iii) クリアランス

標準絶縁間隔および最小絶縁間隔は、第 6.2.1 項(2) iii) 節に準じてそれぞれ 100 cm および 75 cm とする。

IV) 耐雷設計

本地域は多雷地帯に属しており、また鉄塔が高いため雷撃サージに対する等価インピーダンスが高くなることを考慮して、架空地線 $70 \text{ mm}^2 \text{ GSC}$ 1 条を架設するものとする。

V) 鉄塔

陸上送電線は当面 1 回線のみ計画であるが、海峡横断部は経済性を考慮し、将来の増強分を含めて 2 回線を同時建設することとする。

鉄塔は、電線が海上交通の支障とならない様な高さにしなければならない。電線海上高は Marcos bridge の海上離隔に合わせて 30 m とすれば良いと考えられる。これより、鉄塔の最下電線支持点の高さは次のとおりである。

海上離隔	30 m
電氣的保安距離	1 m
電線張度	88 m

罫子連長	2 m
潮位変化	1 m
鉄塔位置の標高	- 20 m
電線支持点高	102 m

本送電線のプロフィールを Fig 6-23 に示す。

注： Marcos bridge のナビゲーション・クリアランスは高さ 23m ×巾 116m であるが、アーチストラクチャーは海上 30m の高さがある。

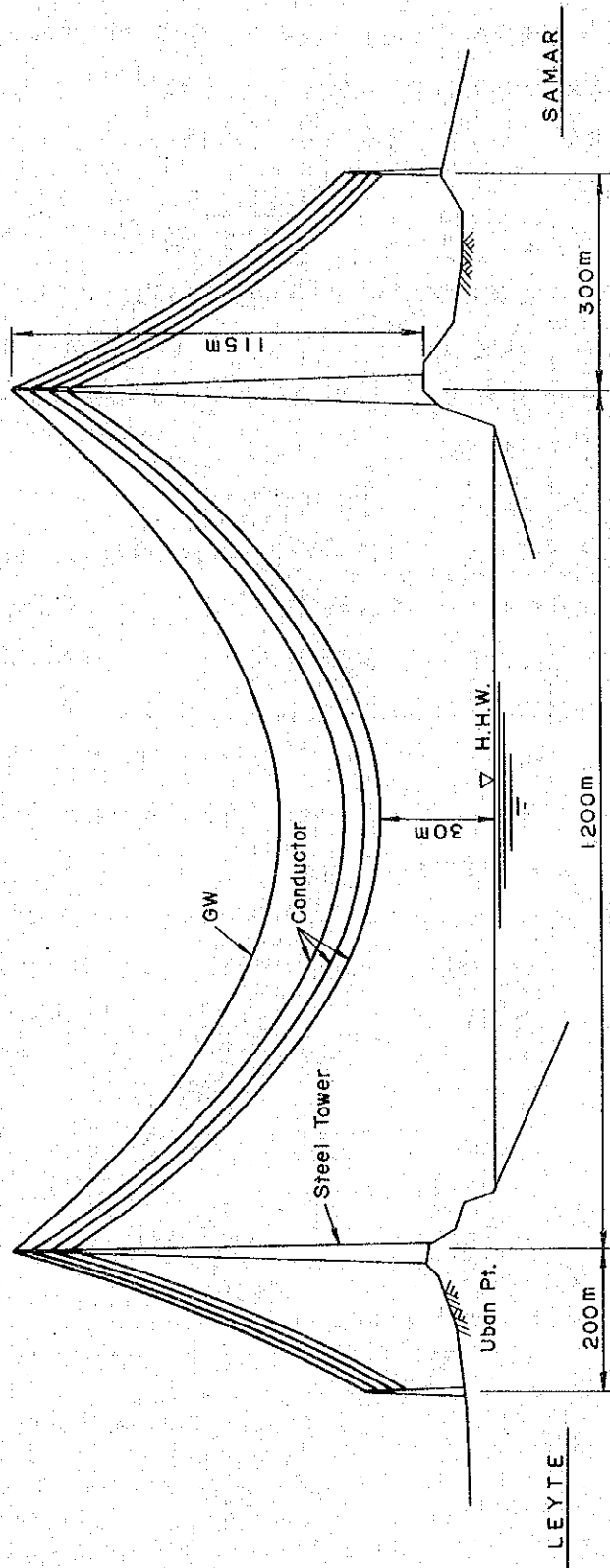
(3) 海峡横断送電線の設備概要

亘長	1,700 m (Uban ルート)
電圧	138 kV
電気方式	3相3線式, 60 Hz
回線数	2回線
最大径間長	1,200 m
電線海上高	30 m (最高潮位から)
電線	200 mm ² AACSR (High tension, 軽防食)
罫子	250 mm 懸垂罫子 10 個連結, 2 連装置
架空地線	70 mm ² GSC 1 各
鉄塔	懸垂; 2 基, 耐張; 2 基, 計 4 基
	最高塔高 約 115 m
	総重量 約 120 ton

Fig. 6-23 138 kV Overhead Transmission Line of the San Janico Strait Crossing

(Uban Route)

Scale Horizontal ; 1/10,000
Vertical ; 1/2,000



6.3.3 変電所

(1) 本プロジェクト(レイテ・サマール連系)は Fig.6-24 の如く連系され関連する変電所は Wright 変電所のみであり、設備の概要は次の通りである。

- (a) 138 kV 送電線引出口設備…………… 1 回線
- (b) 138 kV-69 kV 連系設備…………… 1 回路
- (c) 主要変圧器…………… 1 群
- (d) 69 kV 送電線引出口設備…………… 3 回線

— 主要変圧器	138 kV/69 kV/13.8 kV	30 MVA 単巻	1 台
— シャ断器	145 kV	3,140 MVA CT付	3 台
— シャ断器	72.5 kV	1,600 MVA CT付	6 台
— 断路器	145 kV		6 台
— 断路器	72.5 kV		12 台

(2) Wright 変電所はサマール島中部の小さな町 Wright の郊外約 4 km 地点に新設する。変電所予定地点はなだらかな丘陵となっており、ここを敷地造成し、屋外開閉所ならびに変電所本館を建設する。Wright 変電所は 138 kV 連系送電線によって、レイテ島にある Tongonan 地熱発電所と連系され、文字通りレイテ・サマール電力系統の背骨を構成することになり、地熱エネルギーの低廉な電力を供給することにより、サマール島の開発に大きな期待がよせられていることから、非常に重要な位置を示める変電所であると言える。これらのことにより Wright 変電所の予備設計にあたり、変電所を構成する主要な部分についての基本的な考え方(例えば、主要変圧器、母線方式、絶縁設計等)は前述 6.2.3 項バナイ・ネグロス・セブ電力系統の中で述べたものと同様とする。

(3) Wright 変電所の構成については、Fig.6-25 に単線結線図を示したので参照されたい。

Fig. 6-24 Leyte - Samar Interconnected Transmission Line Project Connection Diagram

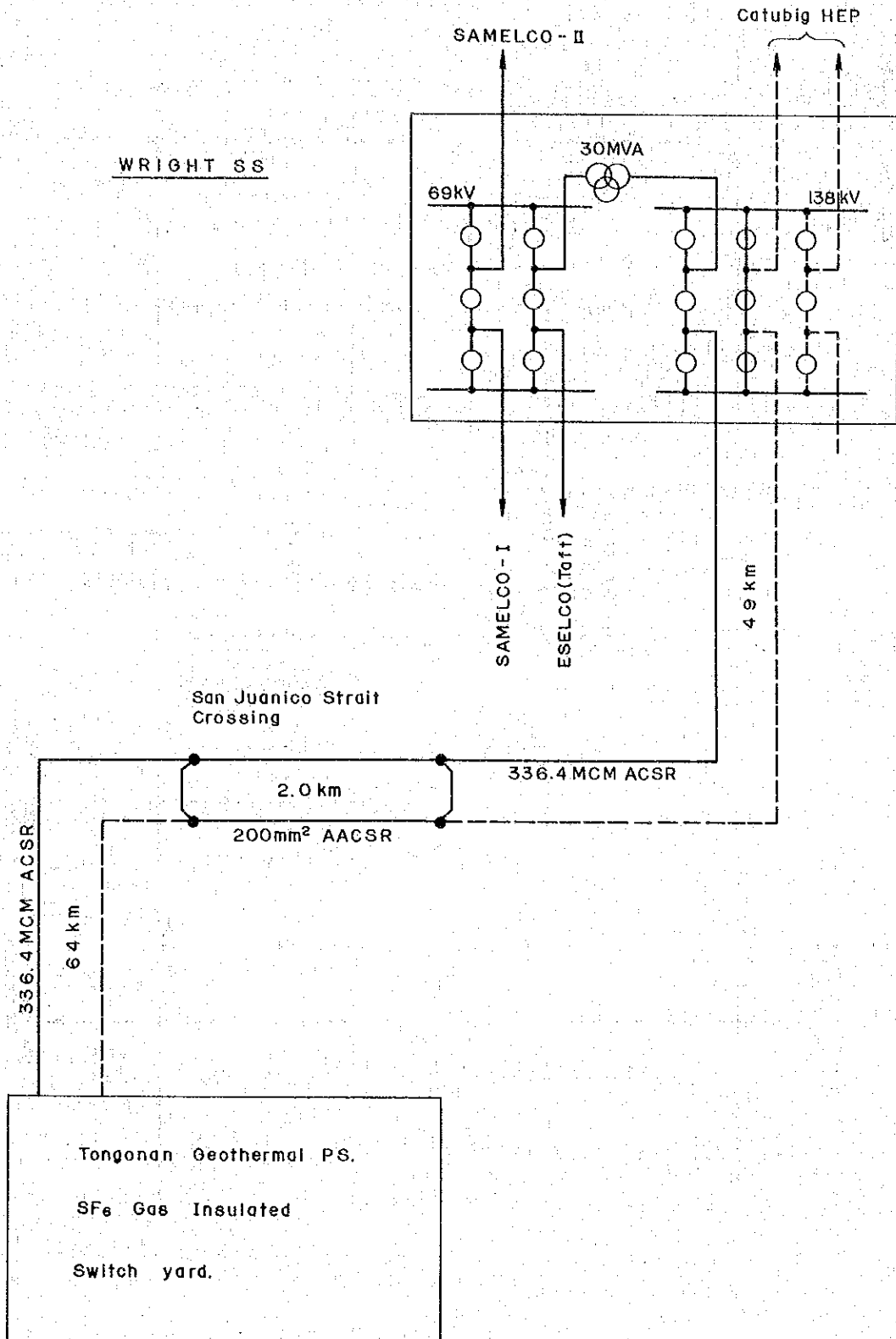
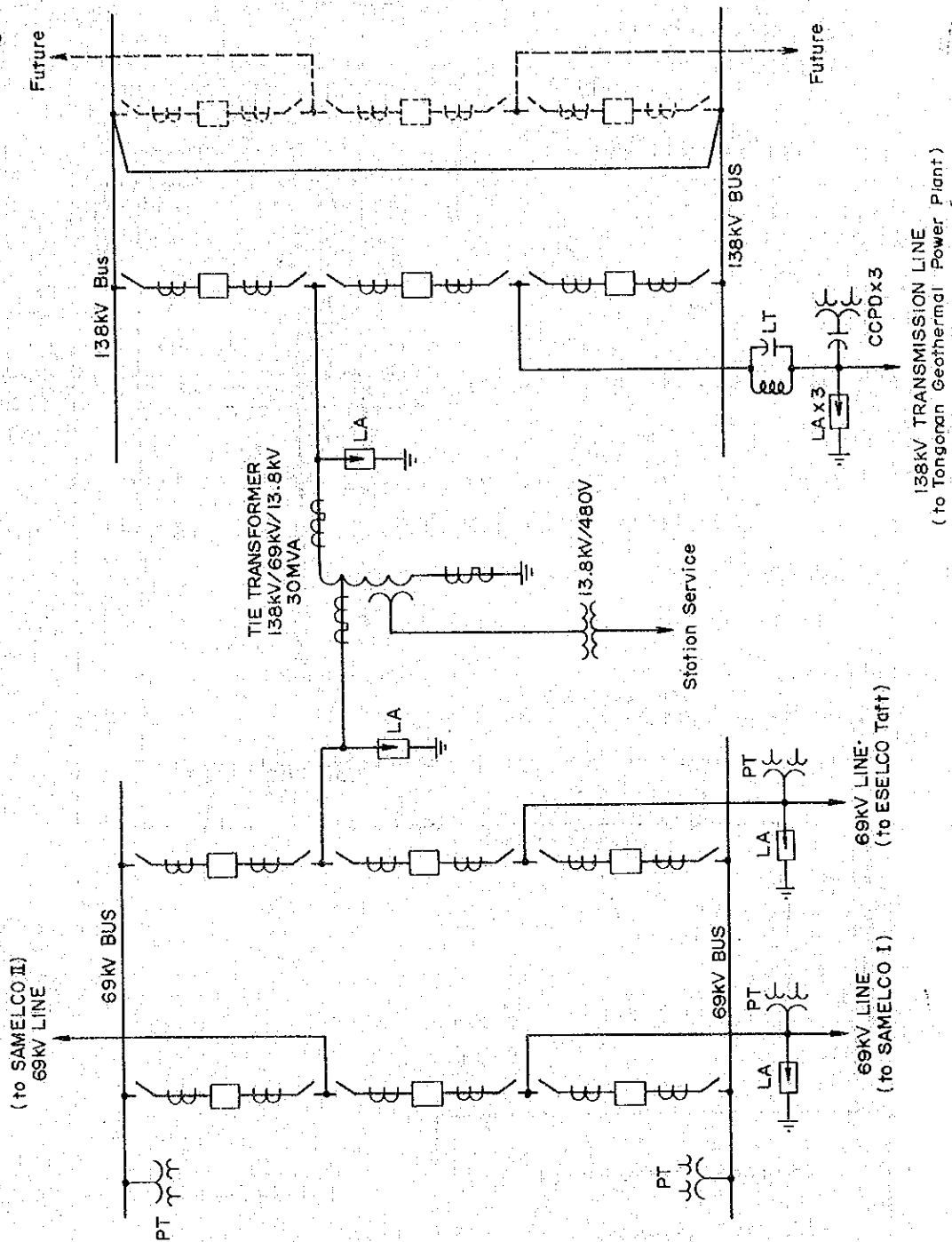


Fig. 6-25 Single Line Diagram
Wright Substation



6.3.4 通信設備

本連系送電線および変電所はレイテ島 Tongonan 地熱発電所の電力をサマール島に輸送するための最重要設備であるから、これを効果的かつ確実に運用するためには通信設備は不可欠のものであって、次の設備により構成される。

(1) 給電電話システム

Tongonan 地熱発電所と Wright 変電所の間に電力線搬送によるトーンリング電話回線を構成する。

(2) 移動無線電話システム

Tongonan 地熱発電所、Wright 変電所に夫々 VHF 基地局を設置し、送電線保守ならびに保安のための車載 VHF 移動局の間に通信回線を構成する。

(3) キャリア・リレー

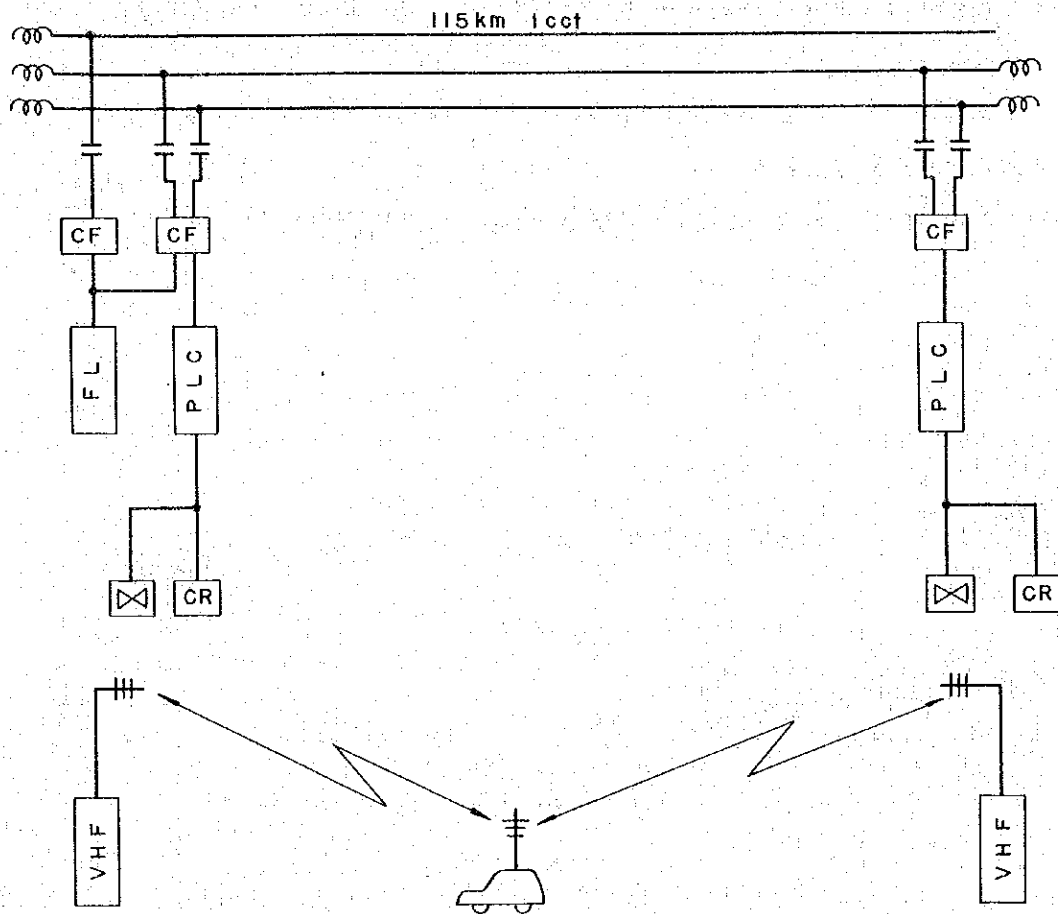
本連系線を高信頼度で運用するため、单相再閉路方式による送電線の保護を行う。このための信号伝送装置を Tongonan 地熱発電所および Wright 変電所に設置する。

(4) フォルト・ロケータ

Tongonan 地熱発電所にパルス・レーダー方式のフォルト・ロケータを設置し、本連系送電線の故障点標定を行う。

以上の通信回線を構成するための系統図を Fig. 6-26 に示す。

Fig. 6-26 Leyte - Samar Interconnected Transmission Line Project
Telecommunication System Diagram



第7章 電力系統解析

第 7 章 電力系統解析

7.1 供給信頼度と予備力	163
7.1.1 供給信頼度	164
7.1.2 供給予備力	164
7.1.3 供給信頼度と必要供給予備力の具体的計算手順	167
7.1.4 計算結果と結論	176
7.2 電力系統解析	179
7.2.1 系統解析のための前提条件	179
7.2.2 電力潮流計算の結果	181
7.3 安定度	184
7.3.1 系統じょう乱条件	184
7.3.2 安定度計算の結果	185
7.4 短絡容量	186
7.4.1 前提条件	186
7.4.2 短絡容量計算の結果	186
7.5 要約と提言	188
7.5.1 バナイ・ネグロス・セブ電力系統	188
7.5.2 レイテ・サマル電力系統	188

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 financial reporting and auditing. The text notes that incomplete or inaccurate records can lead to significant errors and legal consequences.

2. The second part of the document outlines the various methods and tools used for data collection and analysis. It mentions the use of spreadsheets, databases, and specialized software to manage large volumes of information. The text also discusses the importance of data security and privacy, highlighting the need for robust protocols to protect sensitive information from unauthorized access and breaches.

3. The third part of the document focuses on the integration of different data sources and the use of analytics to derive meaningful insights. It describes how data from various departments and systems can be combined to provide a comprehensive view of organizational performance. The text also touches upon the challenges of data integration, such as inconsistent formats and missing data, and offers strategies to overcome these issues.

4. The fourth part of the document discusses the role of technology in modern data management and analysis. It highlights the advancements in cloud computing, artificial intelligence, and machine learning, which have significantly enhanced the capabilities of data processing and analysis. The text also mentions the importance of staying updated with the latest technological trends to maintain a competitive edge.

5. The fifth part of the document addresses the human element of data management, emphasizing the need for skilled professionals to interpret and act on the data. It discusses the importance of training and development programs to ensure that staff are equipped with the necessary skills to handle complex data systems. The text also notes the role of data governance in ensuring that data is used ethically and in compliance with relevant regulations.

6. The sixth part of the document concludes by summarizing the key points discussed and reiterating the importance of a data-driven approach in today's business environment. It encourages organizations to embrace data as a strategic asset and to invest in the resources needed to maximize its value. The text also provides a call to action for readers to implement the best practices discussed in the document.

第 7 章 電力系統解析

本計画は送変電計画であるが、電力系統を構成する上で背骨にあたる基幹送電線であるので発電設備計画と密接に関係する。また電力系統解析の上でも発電設備計画は不可欠である。

NAPOCORは1979年12月にビサヤス地域の発送変電設備の見直しを行い1993年までの開発計画を決定した。この発電設備計画をFig.7-1に示す。ビサヤス地域の発電設備計画の特徴は、火力発電設備の比率が非常に高いことである。

1985年および1990年断面における機種別の構成比を示せば次の如くなる。

Table 7-1 Type of Power Plant

Unit: MW

Type of plant	Panay-Negros-Cebu		Leyte-Samar		Remarks
	1985	1990	1985	1990	
Thermal					
Coal	175.0	285.0	0	0	Breakdown shown Table 7-2.
Diesel	303.2	288.2	0	0	
Geothermal	115.5	190.5	153.0	228.0	
Sub-total	593.7	763.7	153.0	228.0	
Hydro	0.8	80.8	0	30.0	
Total	594.5	844.5	153.0	258.0	

バナイ・ネグロス・セブ島電力系統内の最大ユニット容量は石炭火力で予定されている55MWである。地熱発電所のそれは37.5MWでディーゼル発電所のそれは18MWである。一方レイテ・サマル電力系統内で考慮されている発電設備は地熱発電設備と水力で、地熱で予定されているユニット容量37.5MWが最大である。

7.1 供給信頼度と予備力

既に述べた如くNAPOCORはバナイ・ネグロス・セブ3島の連系計画およびレイテ・サマル2島の連系を前提に発送変電計画を立案し、開発計画を進めている。前者の3島連系は島間を138kV海底ケーブルで連系しようとするものであり、後者は2島間を138kV架空送電線により連系しようとするものである。

本項で述べる供給信頼度と予備力に関する検討はバナイ・ネグロス・セブ3島の系統についてのみ行うものである。なおレイテ・サマル系統の供給信頼度と予備力については電源構成とそのユニット数からみて検討対象外とした。

7.1.1 供給信頼度

本項で述べる供給信頼度は1985年および1990年時点における3島連系系統の供給信頼度と、もしNAPOCORがこの3島を海底ケーブルで連系すること無しに^{※1}単独で開発した場合の供給信頼度を検討するものとする。

一般に供給信頼度の概念は停電時間や停電回数などの具体的な尺度で表わされる。しかしここで扱う供給信頼度は1985年および1990年時点の電源の総供給能力と電力需要をもとに、電源の機種別、^{※2}単機容量別の事故停止率から見込まれる供給支障確率より算定しようとするものである。また、供給信頼度の算定にあたっては一般に、水力の出水変動確率、電力需要の変動確率と上述の機種別、単機容量別停止確率の3者の合成確率によって評価されるが、3島連系系統の電源構成の中に占める水力の比率が小さいことから出水変動率を、また電力需要変動確率は過去のデータ不足のため想定することが困難なことより、いずれも供給信頼度計算からは除外した。

7.1.2 供給予備力

ここで云う供給予備力というのは偶発的な需給変動に対処して安定な電力を供給するために電源設備計画を行う段階で見込んでおく予備の供給力、すなわち想定した最大電力に対する電源設備の裕度を指す。NAPOCORはビサヤス地域の発電計画を立案するに当って発電設備の定期点検のための停止を除いて、電力系統内の最大ユニット容量かまたは最大電力需要の15~20%に相当する予備力のいずれか大きい予備力を確保することとして発電設備計画を立案している。

したがって、本論で述べる供給予備力と供給信頼度の関係はNAPOCORが考えている予備力基準を一応の目安として検討するものとした。

註：豊富、良質な電気を供給することが、必要な予備力の所要量をきめる基準となるが、この基準は直接発電設備の総容量を決めることになる。NAPOCORは上述のような予備力基準を決めているが、一般論としては、電力供給の信頼性の尺度を定めこの水準を維持するよう供給予備力の所要量を定めるのが普通である。日本では年間最大需要月（その他の月は十分な予備力があることが前提）の1カ月間の供給支障日数（見込不足日数）0.3日（供給力不足確率 $0.0125=0.3\text{日}/24\text{日}$ ）を維持しようとする予備力を確保すべく電源設備計画が進められている。後で詳述するがNAPOCORの予備力基準では日本における供給信頼度基準に置換えてみると供給支障日数は1.0日程度となる。すな

※1 同一の供給信頼度で、必要な予備力の差が、3島連系のメリットである。なお、第9章経済評価で述べるごとくネグロス島の非石油エネルギーの他島への送電によるメリットが別にある。

※2 同一機種であってもユニット容量の相違から事故停止率は異なる。しかしビサヤス電力系統を構成する発電設備については、機種別のみで停止率を決めた。

Fig. 7-1 National Power Corporation Visayas Region General Development Plan

PANAY GRID		
UNIT	CAP/GEN	YEAR
1-2	PANAY DIESEL 14.6 MW / 83 GWH	1979
3-4	14.6 MW / 83 GWH	1980
1	AKLAN HE 20 MW / 44 GWH	1990
1	PANAY THERMAL I 55 MW / 305 GWH	1986
1	55 MW / 305 GWH	1992

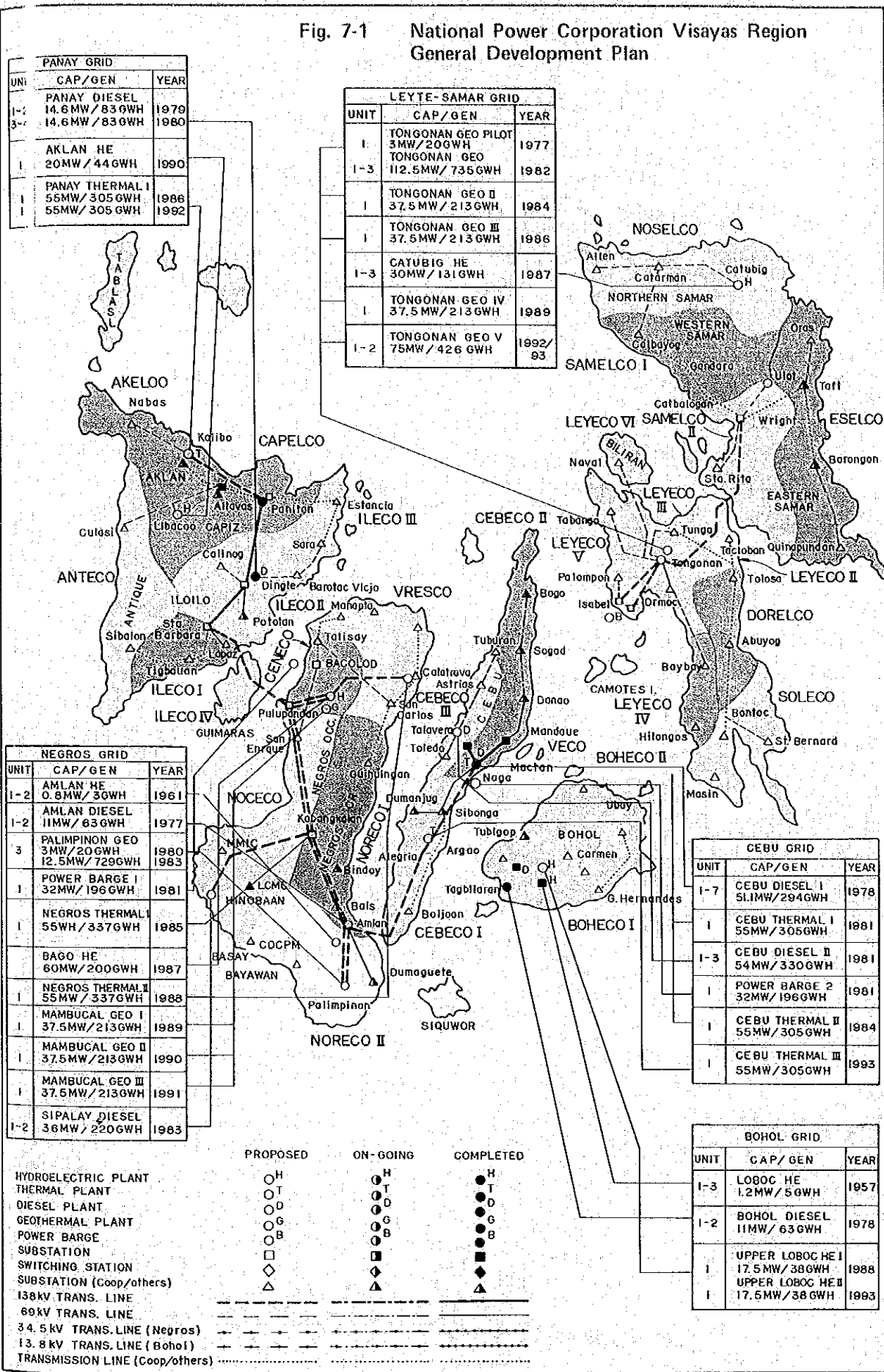
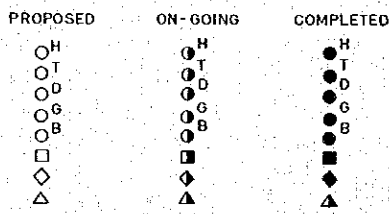
LEYTE-SAMAR GRID		
UNIT	CAP/GEN	YEAR
1	TONGONAN GEO PILOT 3 MW / 20 GWH	1977
1-3	TONGONAN GEO 112.5 MW / 735 GWH	1982
1	TONGONAN GEO II 37.5 MW / 213 GWH	1984
1	TONGONAN GEO III 37.5 MW / 213 GWH	1986
1-3	CATUBIG HE 30 MW / 131 GWH	1987
1	TONGONAN GEO IV 37.5 MW / 213 GWH	1989
1-2	TONGONAN GEO V 75 MW / 426 GWH	1992/83

NEGROS GRID		
UNIT	CAP/GEN	YEAR
1-2	AMLAN HE 0.8 MW / 36 WH	1961
1-2	AMLAN DIESEL 11 MW / 63 GWH	1977
3	PALIMPINON GEO 3 MW / 20 GWH	1980
3	12.5 MW / 729 GWH	1983
1	POWER BARGE I 32 MW / 196 GWH	1981
1	NEGROS THERMAL I 55 WH / 337 GWH	1985
1	BAGO HE 60 MW / 2006 GWH	1987
1	NEGROS THERMAL II 55 MW / 337 GWH	1988
1	MAMBUCAL GEO I 37.5 MW / 213 GWH	1989
1	MAMBUCAL GEO II 37.5 MW / 213 GWH	1990
1	MAMBUCAL GEO III 37.5 MW / 213 GWH	1991
1-2	SIPALAY DIESEL 36 MW / 220 GWH	1983

CEBU GRID		
UNIT	CAP/GEN	YEAR
1-7	CEBU DIESEL I 51.1 MW / 294 GWH	1978
1	CEBU THERMAL I 55 MW / 305 GWH	1981
1-3	CEBU DIESEL II 54 MW / 330 GWH	1981
1	POWER BARGE 2 32 MW / 196 GWH	1981
1	CEBU THERMAL II 55 MW / 305 GWH	1984
1	CEBU THERMAL III 55 MW / 305 GWH	1993

BOHOL GRID		
UNIT	CAP/GEN	YEAR
1-3	LOBOC HE 1.2 MW / 56 WH	1957
1-2	BOHOL DIESEL 11 MW / 63 GWH	1978
1	UPPER LOBOC HE I 17.5 MW / 38 GWH	1988
1	UPPER LOBOC HE II 17.5 MW / 38 GWH	1993

HYDROELECTRIC PLANT
THERMAL PLANT
DIESEL PLANT
GEOTHERMAL PLANT
POWER BARGE
SUBSTATION
SWITCHING STATION
SUBSTATION (Coop/others)
138 kV TRANS. LINE
69 kV TRANS. LINE
34.5 kV TRANS. LINE (Negros)
13.8 kV TRANS. LINE (Bohol)
TRANSMISSION LINE (Coop/others)



わち最大需要月以外の月は十分な予備力があるとみなされるので1日/年の供給力不足と見て良い。

7.1.3 供給信頼度と必要供給予備力の具体的計算手順

連系系統内の電源信頼度を検討する場合、連系線の連系容量内で自己の系統内に余力がある場合は他系統へ供給し、逆に他系統に余力があり自系統内に供給力不足がある場合は連系送電線の容量内で受電すれば供給力不足は解消する。すなわち系統の電源信頼度は連系によって向上する。

(i) 計算の前提条件

計算の対象年度は1985年および1990年とし3島単独開発と3島連系開発の場合の電源開発計画をTable 7-2の如く想定した。なお3島連系開発計画の電源開発計画は1979年12月にNAPOCORがレビューし決めたものであるが、3島単独開発は、上述のNAPOCORの3島連系開発計画を基本的に必要な発電設備(ディーゼル)を追加し調査団が想定したものである。

なお電力系統の最大電力は1985年および1990年の各島別の最大電力を使用し、これらの最大需要は6月から12月までは同じ最大需要であるとした。(各島によって最大電力の発生する月に差があるが6月から12月までの間の差は小さい)

i) 3島の連系容量

供給予備力の算定は、連系容量を種々変化させたケースについて行いが、3島の電力系統の規模を考慮し次の4ケースとした。なお連系容量を決めるための基本的な考え方については第5章 連系送電計画の5.2.2項 連系容量を参照されたい。

	Interconnected			Interconnected		
	Island	Capacity (MW)	Island	Capacity (MW)	Island	
Case 1	Panay	25	Negros	25	Cebu	
Case 2	Panay	50	Negros	50	Cebu	
Case 3	Panay	50	Negros	75	Cebu	
Case 4	Panay	50	Negros	100	Cebu	

ii) 機種別ユニットの事故率

一般に事故率Pは次式によって算定される。

$$P = \frac{O}{R + O}$$

但し O = 事故停止時間

R = 運転時間

Table 7-2-(1) Generating Units in 1985

Isolated island development plan						Inter-island interconnected development plan					
Type of unit	Unit capacity (MW)	No. of unit	Total capacity (MW)	Forced outage rate (%)	Remarks	Type of unit	Unit capacity (MW)	No. of unit	Total capacity (MW)	Forced outage rate (%)	Remarks
a) Cebu Island						a) Cebu Island					
Coal-fired	5.0	2	10.0	6.0	Max. demand : 180 MW * except one (1) unit	Coal-fired	5.0	2	10.0	6.0	Max. demand : 180 MW * except one (1) unit
Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0		Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0	
Diesel	3.4	2	6.8	6.0		Diesel	3.4	2	6.8	6.0	
Diesel	5.0	4	20.0	6.0		Diesel	5.0	4	20.0	6.0	
Diesel	7.3	6	43.8	6.0		Diesel	7.3	6	43.8	6.0	
Diesel	8.0	4	32.0	6.0		Diesel	8.0	4	32.0	6.0	
Diesel	18.0	3	54.0	6.0		Diesel	18.0	3	54.0	6.0	
Sub-total	-	22	221.6	-		Sub-total	-	22	221.6	-	
b) Negross Island						b) Negros Island					
Hydro	0.4	2	0.8	1.5	Max. demand : 215 MW * except one (1) unit * except one (1) unit	Hydro	0.4	2	0.8	1.5	Max. demand : 215 MW * except one (1) unit * except one (1) unit
Geothermal	1.5	2	3.0	3.0		Geothermal	1.5	2	3.0	3.0	
Geothermal	37.5	3	112.5	3.0		Geothermal	37.5	3	112.5	3.0	
Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0		Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0	
Diesel	3.6	1	3.6	6.0		Diesel	3.6	1	3.6	6.0	
Diesel	5.5	5	27.5	6.0		Diesel	5.5	5	27.5	6.0	
Diesel	8.0	3	24.0	6.0		Diesel	8.0	3	24.0	6.0	
Diesel	18.0	2	36.0	6.0		Diesel	18.0	1	18.0	6.0	
Sub-total	-	19	262.4	6.0		Sub-total	-	18	244.4	-	
c) Panay Island						c) Panay Island					
Hydro		0			Max. demand : 54 MW * except one (1) unit	Hydro		0			Max. demand : 54 MW * except one (1) unit
Coal-fired		0				Coal-fired		0			
Diesel	5.5	4	22.0	6.0		Diesel	5.5	2	11.0	6.0	
Diesel	7.3	6	43.8	6.0		Diesel	7.3	3	21.9	6.0	
Sub-total	-	10	65.8	-		Sub-total	-	5	32.9	-	
Total	-	51	549.8	-	Max. demand : 449 MW Reserved cap. : 22.4%	Total	-	45	498.9	-	Diversity factor : 1.02 Max. demand : 440 MW Reserved cap. : 13.5%

Note : Asterisk * means scheduled outage of the unit for maintenance.

Table 7-2-(2) Generating Units in 1990

Isolated island development plan						Inter-island interconnected development plan					
Type of unit	Unit capacity (MW)	No. of unit	Total capacity (MW)	Forced outage rate (%)	Remarks	Type of unit	Unit capacity (MW)	No. of unit	Total capacity (MW)	Forced outage rate (%)	Remarks
a) Cebu Island					Max. demand : 255 MW	a) Cebu Island					Max. demand : 255 MW
Coal-fired	5.0	2	10.0	6.0		Coal-fired	5.0	2	10.0	6.0	
Coal-fired	55.0	2	110.0	6.0	* except one (1) unit	Coal-fired	55.0	2	110.0	6.0	
Diesel	3.4	2	6.8	6.0		Diesel	3.4	2	6.8	6.0	
Diesel	5.0	4	20.0	6.0		Diesel	5.0	4	20.0	6.0	
Diesel	7.3	6	43.8	6.0	* except one (1) unit	Diesel	7.3	6	43.8	6.0	* except one (1) unit
Diesel	8.0	5	40.0	6.0		Diesel	8.0	4	32.0	6.0	
Diesel	18.0	4	72.0	6.0	* except one (1) unit	Diesel	18.0	2	36.0	6.0	* except one (1) unit
Sub-total	-	25	302.6	-		Sub-total	-	22	258.6	-	
b) Negros Island					Max. demand : 276 MW	b) Negros Island					Max. demand : 276 MW
Hydro	0.4	2	0.8	1.5		Hydro	0.4	2	0.8	1.5	
Hydro	10.0	1	10.0	1.5		Hydro	10.0	1	10.0	1.5	
Hydro	50.0	1	50.0	1.5		Hydro	50.0	1	50.0	1.5	
Geothermal	1.5	2	3.0	3.0		Geothermal	1.5	2	3.0	3.0	
Geothermal	37.5	4	150.0	3.0	* except one (1) unit	Geothermal	37.5	3	112.5	3.0	* except two (2) units
Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0	* except one (1) unit	Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0	* except one (1) unit
Diesel	3.6	1	3.6	6.0		Diesel	3.6	1	3.6	6.0	
Diesel	5.5	5	27.5	6.0		Diesel	5.5	5	27.5	6.0	
Diesel	8.0	3	24.0	6.0	* except one (1) unit	Diesel	8.0	3	24.0	6.0	* except one (1) unit
Diesel	18.0	1	18.0	6.0	* except one (1) unit	Diesel	18.0	1	18.0	6.0	* except one (1) unit
Sub-total	-	21	341.9	-		Sub-total	-	20	304.4	-	
c) Panay Island					Max. demand : 67 MW	c) Panay Island					Max. demand : 67 MW
Hydro	10.0	2	20.0	1.5		Hydro	10.0	2	20.0	1.5	
Coal-fired		0				Coal-fired	55.0	1	55.0	6.0	
Diesel	5.5	7	38.5	6.0	* except one (1) unit	Diesel	5.5	1	5.5	6.0	* except one (1) unit
Diesel	7.3	6	43.8	6.0	* except one (1) unit	Diesel	7.3	3	21.9	6.0	* except one (1) unit
Sub-total	-	15	102.3	-		Sub-total	-	7	102.4	-	
Total	-	61	746.8	-	Max. demand : 598 MW Reserved cap. : 24.9%	Total	-	49	665.4	-	Diversity factor : 1.02 Max. demand : 586 MW Reserved cap. : 13.5%

Note: Asterisk * means scheduled outage of the unit for maintenance.

調査団は現地調査において事故停止率の実績調査を行った。が Bataan 火力発電所を除いて適切な資料を収集することは困難であった。しかし NAPOCOR は 1980 年の運転指標の 1 つとして次の値を示しており、機種別の事故停止率は次の値を採った。

Type of Plant	Forced Outage Rate in Percent
Thermal	6.0
Diesel	6.0
Hydro	1.5
Geothermal	3.0

なお Bataan 火力の No.1 ユニット (75MW) および No.2 ユニット (150MW) の過去の平均事故停止率は内部事故に起因するものが夫々 8.4% および 9.6%, 外部事故に起因するもの夫々 0.6% および 0.4% であった。

iii) 3 島間の負荷曲線の相違からくる相互融通

3 島間の負荷の不等率については各島を代表する PECO (パナイ島), CENECO (ネグロス島) および VECO (セブ島) の 1971 年および 1979 年の電力需要が最大となった日の負荷曲線より求めた。

Fig. 7-2 に示す如くパナイ電力系統とネグロス電力系統との間はピークの出現は同時刻であり相互に電力融通することは不可能である。しかし、セブ電力系統には両島に対し 7~10% の供給余力がある。また、逆にセブ電力系統にピークが現れる時刻にパナイ電力系統には 3~5%, ネグロス電力系統には 10~15% の供給余力がある。

したがってこのような各島間の負荷の不等率が必要予備力計算の上で考慮された。

各島間の負荷の不等率による供給力は次の如く定めた。

	Panay	Negros	Cebu
Panay		0	5%
Negros	0		5%
Cebu	5%	15%	

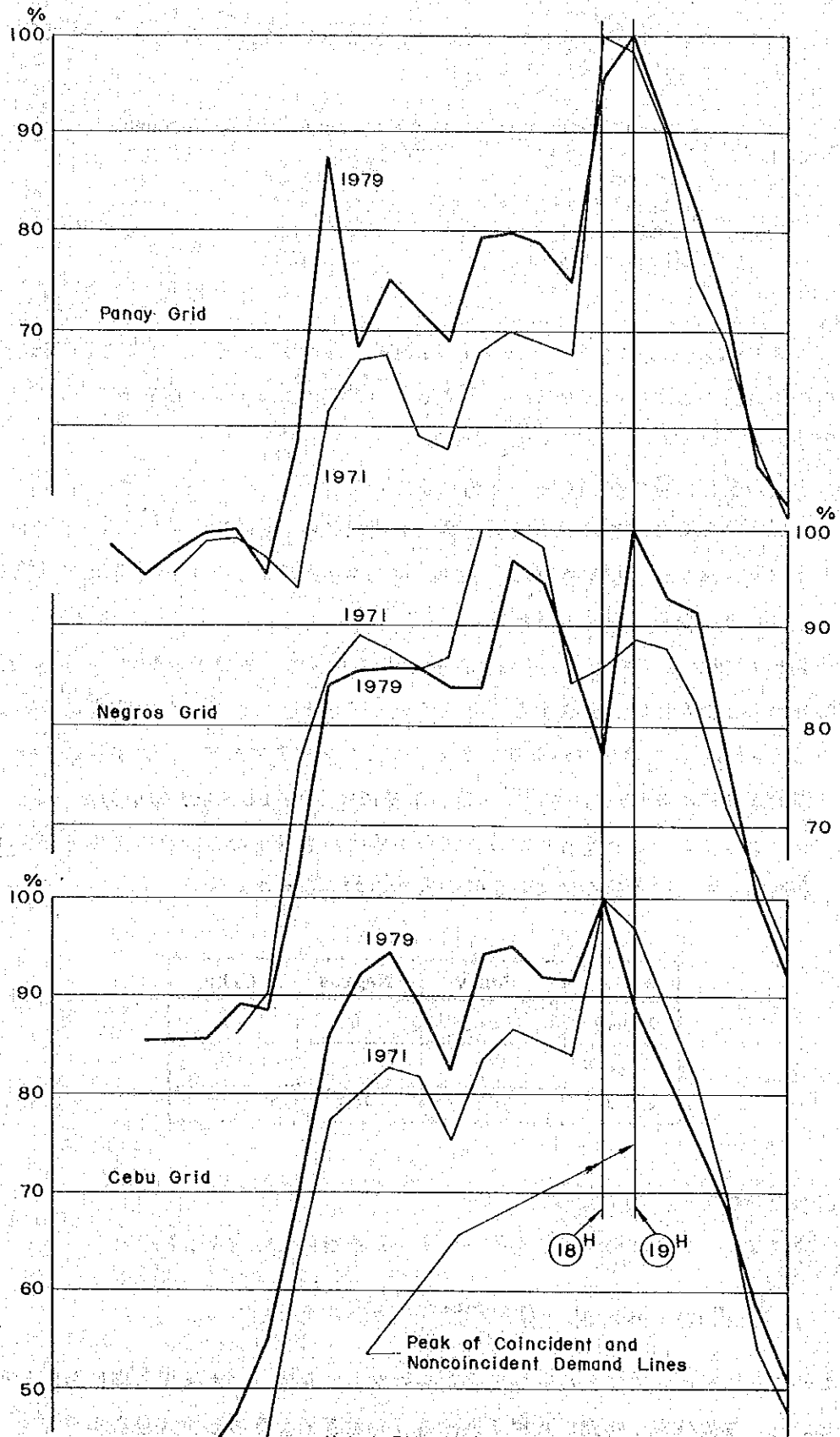
(2) 計算の手法

一般にグループ分けされた n 台のうち r 台が事故となる確率 $P(r)$ は

$$P(r) = nC_r \cdot P_r \cdot (1 - P)^{n-r} \quad \text{として求められる。}$$

このようにグループごとに事故確率と事故出力を算定し、事故出力別に確率分布を作成する。この事故確率を相互に乗積すれば各島別に系統全体の出力変動確率分布 (一般に正

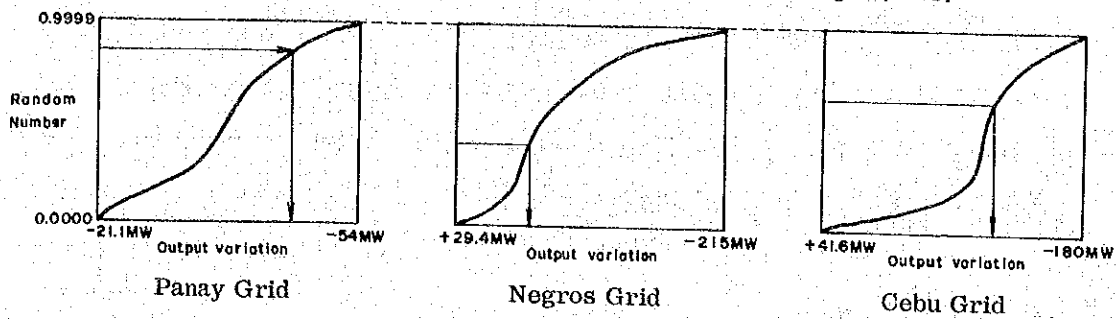
Fig. 7-2 Load Diversity



Note: Please Refer to Appendix A-2

規分布に近い形状となる)が求まる。

Fig. 7-3 Cumulative Probability Distribution of Outage (1985)



この出力変動確率分布を Fig. 7-3 に示すような累積確率分布に変換し、乱数計算(モンテカルロ法)により出力変動をサンプリングし、これに供給予備力を加えて各島の供給力の過不足を算出し、さらに他島からの応援電力(フロー法によって算出される)を求めた後、各島別の見込不足日数を Fig. 7-4 に示す負荷持続曲線より求める。こうした計算を或る回数(5,000回程度のサンプリング)だけ行って求めた見込不足日数の和を計算回数で割った値が所与の目標値になる各島の必要供給予備力(M)を求める。

Fig. 7-4 Load Duration Curve (by Island)

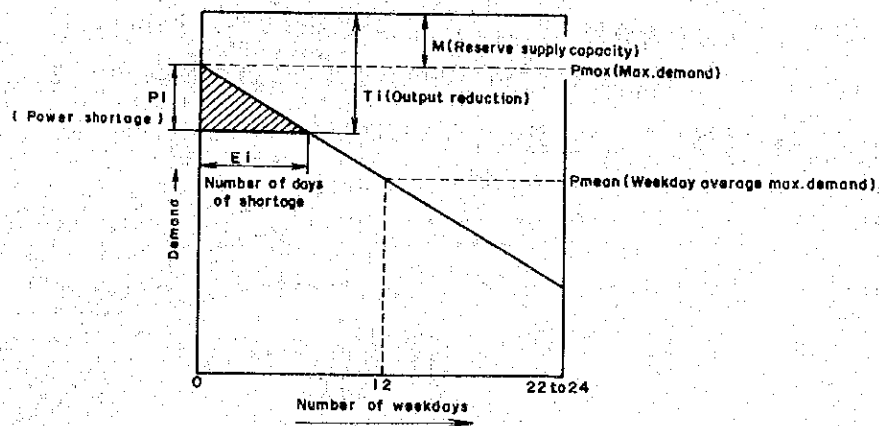


Fig. 7-4 図において、いま出力減少を T_i 、その確率を P_i 、供給予備力を M とするとき、電力需要曲線より供給力に不足を生ずる日が1カ月に何日あるかを求める。この不足日数を E_i とすれば見込不足数は次のように定義される。

$$\sum_i E_i \cdot P_i = \text{見込不足日数}$$

不足日数は供給予備力Mの大きさに関係し、供給予備力が増加すると見込不足日数は減少する。

3島連系系統の予備力計算に当たっては、Table 7-2の3島連系の場合の開発計画より、予備力を仮定し（初期値）夫々3島の見込不足日数を求める。この計算結果が、所与の見込不足日数より小さい電力系統については予備力を増やし予備力の変化に対する見込不足日数の変化率を求め、所与の見込不足日数（各島同一基準）になるよう取れん計算を行い、最後に3島連系に必要な予備力を求めた。

7.1.4 計算結果と結論

一般に連系系統の予備力としての必要容量は両系統が同一規模である場合、10%程度あれば充分であるとされている。このことはTable 7-3に示す如く3島連系においては連系容量（海底ケーブルの連系容量）が50MW以上に大きくなっても必要予備力の低減降下が小さいことから明らかである。

一方3島連系の必要予備力を供給信頼度との関連で考察するとNAPOCORの必要予備力基準を15%とすれば供給力不足日数は0.30日となり、日本の供給信頼度と同じ値となる。しかし、この必要予備力計算では電力需要の変動確率を考慮していないことを考えると、（電力需要変動による必要予備力の割合はかなり大きいと推定される）実質的には1.0日の供給力不足日数と推定される。

Fig. 7-5の連系容量（海底ケーブルの送電容量）と3島連系による予備力節減量の関係から明らかな如く電力系統の拡大によって予備力節減量は増加する。

なおTable 7-3には各島単独開発の場合の必要予備力が算定されているが、これは3島連系による予備力節減メリットを算定するためのものである。

Fig. 7-5 Relation between Saving Reserve Capacity and Interconnection Capacity

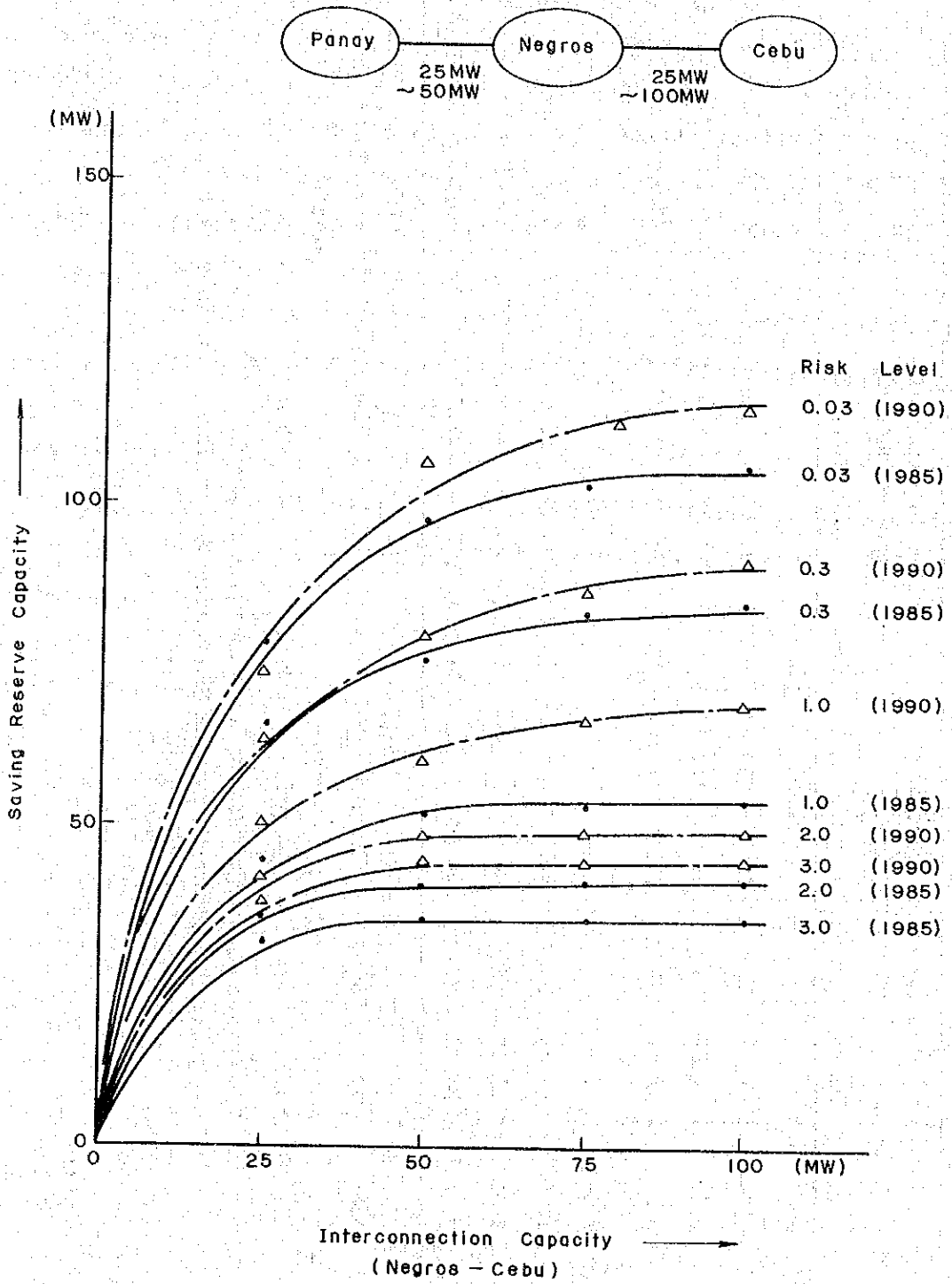


Table 7-3 Required Reserve Generating Capacity

* Risk Level	Unit: MW											
	Development without interconnection			Development with interconnection				Merit of interconnection				
	Panay	Negros	Cebu	Total	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
In 1985												
1.00	8.70	31.96	29.17	69.83	25.04	18.16	16.66	16.33	44.79	51.67	53.17	53.50
0.30	13.67	53.95	54.50	122.12	55.18	47.72	38.67	37.52	66.94	74.40	83.45	84.60
0.03	21.04	85.92	77.92	184.88	105.75	87.01	81.47	78.94	79.13	97.87	103.41	105.94
In 1990												
1.00	10.43	32.73	39.35	82.51	30.62	23.03	15.20	13.17	51.89	59.48	67.31	69.34
0.30	15.56	55.01	64.06	134.63	70.22	54.85	48.71	42.96	64.41	79.78	85.92	91.67
0.03	24.12	92.05	98.06	214.23	141.28	107.18	102.31	98.17	72.95	107.05	111.92	116.06

Note: Case 1: Panay — Negros — Cebu (25 MW) (25 MW) (75 MW)
 Case 2: Panay — Negros — Cebu (50 MW) (50 MW) (100 MW)
 Case 3: Panay — Negros — Cebu
 Case 4: Panay — Negros — Cebu

* Expected number of days that peak load is not served.
 Figures in parenthesis mean an interconnection capacity of submarine cable.

7.2 電力系統解析

第5章の連系送変電計画をもとに次に詳述する電力潮流、安定度、短絡容量の検討を行った。結論的には、現在NAPOCORによって立案されている発送変電計画では、潮流上送電容量を超える送電線はなく、安定度および短絡容量上も特に問題となることはない。

しかしながら、本プロジェクトの送電線は典型的な長距離串型系統の一部を構成するもので、この電力系統に接続する下位69kV送電線網は島々の海岸沿いにかなり長距離にわたって放射状に延びる。このような系統構成から電力系統の適正な電圧保持には問題がある。すなわち、69kV系統をある基準巾(100%±5%)におさめるためには、発電機の無効電力供給だけでは負荷の無効電力消費分を充足させることが困難で、本計算では主要な負荷に直結した69kV変電所にタップ付変圧器または電力用コンデンサー等の電圧調整装置を設置して電圧を維持することとして計算を行った。

しかしながらこの系統電圧の検討は1985および1990年時点での計算であり、将来調相設備の設置を検討する場合には、更により現実的な電力系統に対応させて検討すべきである。

バナイ、ネグロス、セブ3島の連系運転は種々の利点を有しているが、一方、一般論として長距離串型電力系統は系統の一部に発生したじょう乱が全系統に波及し、場合によっては電力系統の全停に至るような危険性も有している。これを検証するため今回の検討では重潮流を想定した安定度計算も行った。その結果は安定であり本プロジェクトの系統は電氣的に充分強固な系統であると言える。

7.2.1 電力系統解析のための前提条件

電力系統解析に必要な基礎的諸元は下記によった。

- 対象年：1985年，1990年
- 対象電力系統の構成
 - i) バナイ・ネグロス・セブ電力系統：Fig.7-6参照
 - ii) レイテ・サマール電力系統：Fig.7-7参照

電力系統の解析を行うにあたって、13.8kVおよび69kVの発電・送電・変電設備をFig.7-6，Fig.7-7のように模擬した。

-変電所端における電力需要

- i) ピーク・ロード：Fig.7-6，Fig.7-7参照

ただし同図にはkW負荷のみを表示してある。

- ii) オフ・ピークロード(深夜)

オフ・ピークロードは、鉱山需要についてはピーク・ロードと同一とし非鉱山需要についてはピークロードの30%と仮定して算出した。

-負荷力率：0.9

－供給力稼働の優先順位

発電機の出力分担の優先順位は次の通りとした。

i) 最大需要時

①水力 ②地熱 ③石炭火力 ④ディーゼル火力と発電船

ii) 深夜需要時

①地熱 ②石炭火力 ③ディーゼル火力と発電船

－火力発電所所内率

ディーゼル火力 5%

発電船 3%

地熱 5%

石炭火力 7.5%

－発電機力率

ディーゼル火力 0.8%

発電船 0.8%

地熱 0.8%

石炭火力 0.85%

－機器定数：Appendix Table A-3-(2)参照

－線路定数

i) 138kV

(a) 2回線： $Z_1 = 0.0962 + j0.256\%/km/cct$

$Z_{00} = 0.443 + j1.472\%/km/cct$

$Y_1 = 0.0642\%/km/cct$

$Y_{00} = 0.1218\%/km/cct$

(b) 1回線： $Z_1 = 0.1 + j0.265\%/km/cct$

$Z_0 = 0.212 + j1.465\%/km/cct$

$Y_1 = 0.0632\%/km/cct$

ii) 69kV

(a) 1回線： $Z_1 = 0.4038 + j0.9855\%/km/cct$

$Z_0 = 0.987 + j3.15\%/km/cct$

$Y_1 = 0.0176\%/km/cct$

%インピーダンスは100MVAベース

－許容電圧変動巾

69kV母線端で100%±5%以内であること。

なおパナイ・ネグロス・セブ電力系統の潮流計算については、主要な負荷を持つ69kV

変電所には負荷力率100%となるような調相設備が設置されているとして計算した。

7.2.2 電力潮流計算の結果

1985年、1990年の需要想定にもとづいてピーク時と深夜のオフピーク時の潮流計算を行った。その結果をFig.7-8, 9, 10, 11に示す。なお、レイテ・サマール電力系統については重負荷となる1990年についてのみ検討した。その結果はFig.7-12, 13に示す。

[パナイ・ネグロス・セブ電力系統]

(1) 電力潮流

i) 1985年時点 (Fig.7-8, 9 参照)

主要幹線 (Naga-Sta. Barbara (変)間) の潮流はピーク時、オフピーク時とも Naga から Sta. Barbara 変電所へ 17~100MW 程度の電力が流れ、最も重潮流となるのは、Kabangkalan-Amlan 間で 100MW 程度である。

ii) 1990年時点 (Fig.7-10, 11 参照)

Sta. Barbara から Kabangkalan へ 20~75MW 程度流れ、Amlan から Kabangkalan へはピーク時は 2MW 程度と軽いが、深夜のオフピーク時には 50MW 程度流れる。また Amlan から Naga へは 40~70MW 程度流れる。

(2) 潮流ネック

i) 送電線

パナイ・ネグロス・セブ電力系統は1985年、1990年においてループ系統となる箇所はないことから、2回線送電線は1回線停止のときを想定し検討した。

その結果、全ての送電線において1985年、1990年いずれも過負荷となる送電線はない。

なお1回線連続送電容量は下記の値によった。

138kV 240mm² ACSR : 135MVA

69kV 336.4MCM ACSR : 57MVA

ii) 変圧器

変圧器については各変電所において常時潮流状態において過負荷となるか検討した。

その結果、1985年、1990年とも全ての変電所において過負荷となる変圧器はない。

(3) 電圧調整

電圧調整は無効電力のバランスをいかに調整するかであり、発電機、調相設備、変圧器のタップにより電圧調整が行われる。

しかし、パナイ・ネグロス・セブ電力系統における1990年時点の無効電力バランス

(Appendix Table A-3-(3)参照) が示しているように、138kV 送電線からは多少無効

電力(5MVar)が発生するが、69kV送電線においては逆に35MVar程度不足しており、全体としては170MVar程度不足している。

このようにバナイ・ネグロス・セブ電力系統においては、大きな負荷を持つ一部の変電所近くには電圧を維持できるに十分な無効電力発生源がないこと、69kV送電線が長いため電圧降下が大きいことなどから、138kV母線に連系されている発電機と変圧器のタップによる調整に頼らざるを得ない。

しかし、発電機の無効電力は供給能力として230MVar程度あるが、69kV変電所の低圧側の電圧を95%以上にするため発電機から無効電力を供給すると発電機端の電圧を105%以内に維持できず、結果的には発電機による無効電力を有効に活用出来ないということになる。

そこでこの不足分の無効電力源をどこに設置するかであるが、一般的には大きな負荷を持つ138kV変電所に設置する場合、または主要な69kV変電所に電圧改善用調相設備を設置する場合が考えられる。

138kV変電所に調相設備を設置すると負荷変電所までの無効電力損失を補償する大きな容量の設備を必要とすること、ピーク、オフピーク時の制御が必要となることなどから、今回は大きな負荷をもつ69kV変電所に負荷力率100%相当の調相設備が設置されているものとして電圧計算を行った。

以下に検討結果を述べる。

i) セブ電力系統

(a) 1985年および1990年ピーク時点

1985年、1990年ピーク時においては、Naga 138kV母線電圧を100~103%程度になるようにNaga発電所にて調整し、Banilad変電所の変圧器タップを135kV/69kVのタップで使用すれば、69kV変電所の2次側電圧を95~105%に維持できる。

(b) 1985年および1990年オフピーク時点

オフピーク時は負荷が軽いため電圧はやや高目となるが、Naga 138kV母線電圧を103%以下にすればBanilad変電所のタップ操作をしなくても電圧を105%以下に維持できる。

ii) ネグロス電力系統

(a) 1985年ピーク時点

1985年ピーク時はCDCP変電所の電圧調整のために、Sipalay変電所のタップを131kV/69kVにしてSipalay 69kV母線電圧を103%程度にする必要がある。またAmlan変電所138kV母線電圧をPalimpinon発電所で調整して101%程度にし、Pulupandan変電所のタップを131kV/69kVに設定し、かつTalisayの69kV

母線電圧を98%以上になるように Talisay Diesel 発電所の変圧器タップを調整すれば、全ての69kV変電所で電圧を95~105%以内に維持できる。

(b) 1990年ピーク時点

1990年ピーク時は1985年ピーク時に比べ負荷が重くなるため CDCP, Bayawan, Cadiz, Victorias 変電所の電圧が低下する。これら変電所の電圧を95%以上にするには、Amlan 138kV母線を103~104%程度、Sipalay 138kV母線を97%以上に維持し、Talisay 69kV母線電圧が100%以上となるように10MVA程度の調相設備を Talisay 発電所に設置すれば、1985年ピーク時の変圧器タップ位置を変更することなく電圧を±5%以内に維持できる。

(c) 1985年オフピーク時点

1985年ピーク時に比べ、全体的に電圧はやや高目となるが、Sipalay 変電所に連系されている69kV変電所は近くに電圧調整個所が少ないため逆に低目となる。そのため Amlan 138kV母線電圧を101~103%に維持する必要がある。

また Pulupandan 138kV母線電圧を100%程度にすれば、ピーク時の変圧器タップを変更することなく、全ての69kV変電所で±5%以内に電圧を維持できる。

(d) 1990年オフピーク時点

1990年のオフピークは1985年のオフピークと傾向は似ているが、Sipalay 変電所に連系されている変電所の電圧は1985年よりさらに低下する。そのため Amlan 138kV変電所の電圧を103~105%にする必要がある。一方 Pulupandan 変電所に連系する変電所の電圧はやや高目であるので、Pulupandan 138kV母線電圧を100%程度にし、Pulupandan 変圧器タップを調整して Pulupandan 69kV母線電圧を100%程度にすれば69kV変電所の電圧を±5%以内に維持できる。

iii) バナイ電力系統

(a) 1985年および1990年ピーク時点

1985年ピーク時は Dingle 138kV母線を97~105%になるよう Dingle Diesel 発電機で電圧調整すれば69kV変電所の電圧を±5%に維持できる。

1990年ピーク時には Calinog 変電所の電圧維持のため Panitan 変電所 138kV母線電圧を100~103%程度に維持するようバナイ火力発電所で電圧調整する必要がある。

(b) 1985年および1990年オフピーク時点

1985年オフピーク時はネグロスの Pulupandan 変電所の電圧が100%程度に維持できればバナイ全島の発電機が停止していても電圧調整の問題はない。

1990年オフピーク時には Panitan 138kV母線電圧を101~103%程度になるようバナイ火力発電所で調整すれば、69kV変電所の電圧を±5%以内に維持できる。

〔レイテ・サマル電力系統〕

(1) 電力潮流

潮流計算の結果は Fig. 7-12, 13 の通りであり、主要幹線 (Tongonan - Wright (変間)) の潮流は 5~10MW 程である。全系統の送電線、変圧器において 1990 年の時点で過負荷となる設備はない。

なお 1 回線送電線の連続容量は下記の値によった。

138kV 336.4MCM ACSR : 106.2MVA

69kV 336.4MCM ACSR : 56.8MVA

(2) 電圧調整

レイテ・サマル電力系統を構成する Wright - Quinapundan までの 69kV 送電線は約 240km, Tongonan - Maasin までの 69kV 送電線は約 210km と長距離送電線であり、電圧降下が大きくなる。そのため電力系統の運用に際しては下記に述べる電圧調整が必要と考えられる。

i) 1990 年ピーク時点

ピーク時は Wright 変電所の変圧器タップを 131kV/69kV タップにし、Tongonan 地熱発電所で調整すれば、69kV 変電所の電圧を ±5% 以内に維持できる。

ii) 1990 年オフピーク時点

オフピーク時はピーク時に比べて軽負荷であることとフェランチ効果のためにサマル島の 69kV 変電所の電圧が高目となる。そのため Wright 変電所の変圧器タップをオフ時には 142kV/69kV とし、Tongonan 138kV 母線電圧を 100% 程度に調整すれば、全ての 69kV 変電所の電圧を ±5% に維持できる。

7.3 安定度

7.3.1 系統じょう乱条件

(1) バナイ・ネグロス・セブ電力系統

バナイ・ネグロス・セブ電力系統においては Pulupandan - Kabangkalan 間, Kabangkalan - Sipalay 間, Kabangkalan - Amlan 間および Naga - BaniIad 間が 2 回線区間であることから、各区間の 1 回線 3 相短絡事故を想定し、事故発生後 5 サイクルで事故除去し、2 秒間過渡安定度の計算を行い、全発電機が脱調しなければ安定運転が可能であると判断した。また Amlan - Naga 間は 1 回線であることから、この区間における 1 相地絡事故を想定し、過渡安定度計算を行った。なお再閉路方式は单相再閉路とし無電圧時間は 2.5 サイクルとした。

また定常状態での安定度を確認するため、Naga 火力発電機に小外乱を与えて定態安定

度計算を行い、発電機の相差角動揺が単調発散または振動発散でなければ安定運転が可能であると判断した。

(2) レイテ・サマール電力系統

レイテおよびサマール電力系統は1985年時点ではTongonan地熱発電所のみが運転し、1990年はTongonan地熱発電所とCatubig水力発電所が運転するため、安定度的には1990年しか問題とならない。

1990年系統においては最もきびしいと考えられるTongonan地熱発電所至近端での3相短絡事故を想定して、事故発生後5サイクルで事故を除去し、事故発生後2秒間過渡安定度計算を行い、全発電機が脱調に至らなければ安定運転が可能であると判断した。

7.3.2 安定度計算の結果

(1) バナイ・ネグロス・セブ電力系統

安定度計算結果はTable 7-4に示し、スィングカーブはAppendixのFig.A-3-(1)からFig.A-3-(8)に示す。

Table 7-4 Result of Transient Stability

Item Year	Fault line or generator	Kind of fault	Fault clearing time (sec)	Judgment
1985 Peak	Pulupandan-Kabang- kalan S/S	3LG-O	0.08	Stable
"	Kabangkalan - Sipalay S/S	3LG-O	0.08	"
"	Kabangkalan - Amlan S/S	3LG-O	0.08	"
"	Naga - Bamilad S/S	3LG-O	0.08	"
"	Naga (T) Generator	$\Delta\theta G$	—	" *
1990 Peak	Pulupandan - Kaban- gkalan S/S	3LG-O	0.08	"
"	Kabangkalan - Amlan S/S	3LG-O	0.08	"
"	Naga - Banilad S/S	3LG-O	0.08	"
"	Naga (T) Generator	$\Delta\theta G$	—	" *
"	Amlan - Naga P/P	1LG-O-C	0.08-0.42	"

Note *1: Inherent steady state stability

以上より1985年、1990年のいずれも安定であり、安定運転が可能である。さらに電力系統の安定度上の強さを検討するため、1990年ピーク時の潮流に上乗せ分としてBago変電所に仮定として100MW発電所を増設しNaga変電所で100MW受電することを模擬して、主要幹線の潮流を重くしたケースについても、過渡安定度および定態安定度計算を行ったがいずれも安定であった。

なおそのスィングカーブはAppendix Fig.A-3-(3)およびFig.A-3-(8)に示す。

(2) レイテ・サマール電力系統

結果はTable 7-5に示す。またスィングカーブはAppendix Fig.A-3-(9)に示す。

Table 7-5 Result of Transient Stability

Year	Kind of Fault	Fault clearing time (sec)	Judgment
1990 Peak	Tongonan -Pasar S/S 3LG-O	0.08	Stable

なお定態安定度計算は行っていないがAppendixのFig.A-3-(9)よりTongonan発電機端子とCatubig発電機端子電圧の相差角が22°とパナイ・ネグロス・セブ電力系統の1990年ピーク時の発電機端子相差角より小さいことなどから安定運転が可能と推定される。

7.4 短絡容量

7.4.1 前提条件

1990年ピーク時点での3相短絡容量をTable 7-6に示す。なお発電機リアクタンスはXd'を使用し、すべての発電機が系統に入っているものとして計算を行った。

7.4.2 短絡容量計算の結果

検討結果は138kV変電所の138kV側母線での短絡容量は約6kA(1,500MVA)であり、69kV変電所の69kV側母線では5kA(600MVA)以下である。よって採用するしゃ断器容量としては

138kV用しゃ断器	3,140 MVA (IEC規格 145kV, 12.5kA)
69kV用しゃ断器	1,600 MVA (IEC規格 72kV, 12.5kA)

とすれば充分裕度がある。

Table 7-6 Fault Current in 1990

(1) Panay-Negros-Cebu Grid

Fault Position		3 ϕ S (kA)	1 ϕ G (kA)
Banilad	138 kV bus	3.6	3.9
VECO	138 kV bus	3.3	3.7
Naga	138 kV bus	4.8	5.6
Naga	69 kV bus	3.8	4.7
Talavera	138 kV bus	3.3	3.6
Amlan	138 kV bus	4.4	4.0
Amlan	69 kV bus	2.8	3.5
Kabangkalan	138 kV bus	4.5	4.0
Sipalay	138 kV bus	3.4	3.8
Pulupandan	138 kV bus	5.0	4.9
Bago	138 kV bus	4.9	5.2
Sta. Barbara	138 kV bus	2.8	2.8
Dingle	138 kV bus	2.5	2.8
Panitan	138 kV bus	2.1	1.9

(2) Leyte-Samar Grid

Substation		3 ϕ S (kA)
Wright	138 kV bus	1.2
Tongonan	138 kV bus	3.4
Isabel	138 kV bus	2.5

7.5 要約と提言

7.5.1 パナイ・ネグロス・セブ電力系統

- (1) 1985年, 1990年時点とも潮流が過負荷となる送電線, 変圧器はない。また定態, 過渡安定度上も問題はない。
- (2) Amlan-Naga間は138kV 1回線であるが, 安定度上单相再閉路方式で十分安定であったので, 供給信頼度面からも1回線送電線を採用することができる。
- (3) 電圧調整面では, 主要な69kV負荷変電所に負荷時電圧調整器あるいは電力用コンデンサーを設置して電圧を維持する必要がある。
- (4) 138kVしゃ断器容量は3,140MVA程度, 69kVしゃ断器容量は1,600MVA程度の仕様のものを採用すべきである。

7.5.2 レイテ・サマール電力系統

- (1) 1990年時点の電力系統のみが検討対象であるが, 潮流上, 安定度上とも問題はない。
- (2) 電圧調整面ではWright変電所, Tongonan発電所の変圧器を負荷時タップ切換装置付変圧器とすれば, 1990年時点の電圧調整には対応できる。
- (3) しゃ断器容量はパナイ・ネグロス・セブ電力系統と同一の仕様のものを採用すべきである。



Fig. 7-6 Inter Island Power System (Panay-Negros and Cebu) in 1985 and 1990

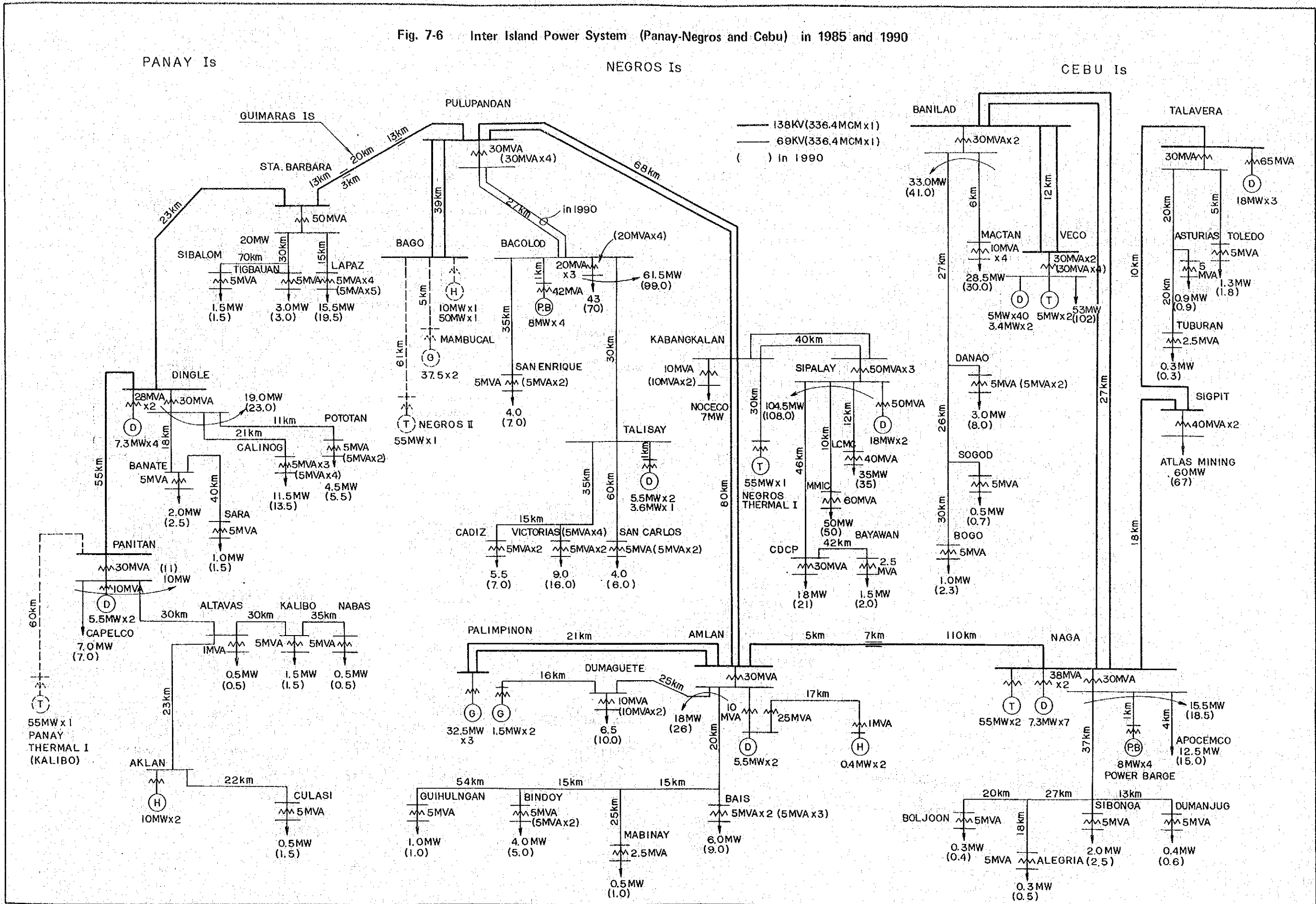


Fig. 7-8 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1985
(Panay - Negros - Cebu Grid)

NOTE P+JQ ; (MW), (MVAR)
 $\nabla | \theta$; % | deg
 $\frac{1}{\text{Tap}}$; (p.u)
 Tap

Total P Loss = 16 MW
 Q Loss = 28 MVAR

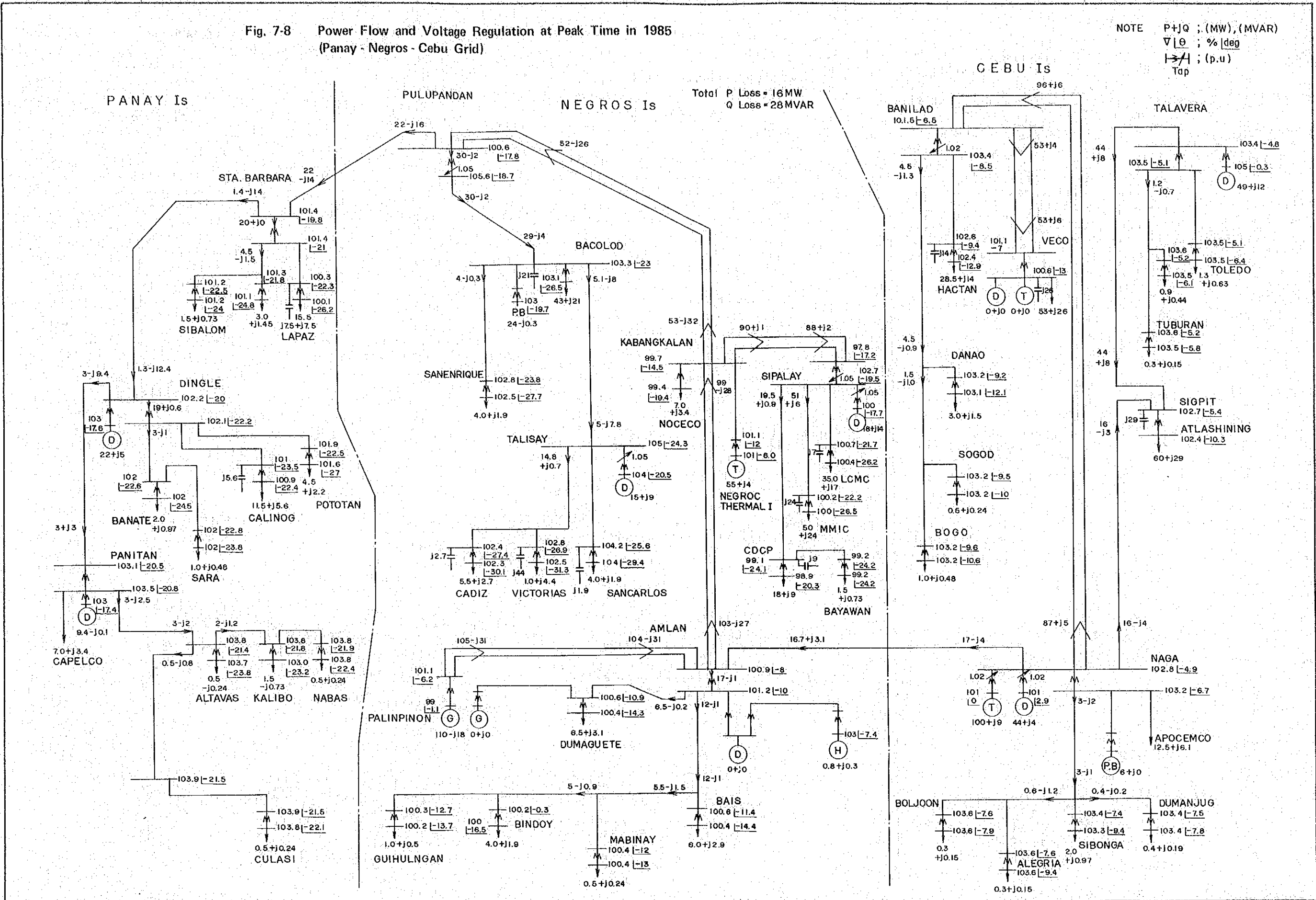


Fig. 7-9 Power Flow and Voltage Regulation at Off Peak Time in 1985
(Panay - Negros - Cebu Grid)

NOTE P+jQ ; (MW), (MVAR)
 $\nabla \theta$; % deg
 $|z|$; (p.u)
 Tap

Total P Loss= 13MW
 Q Loss= 12MVAR

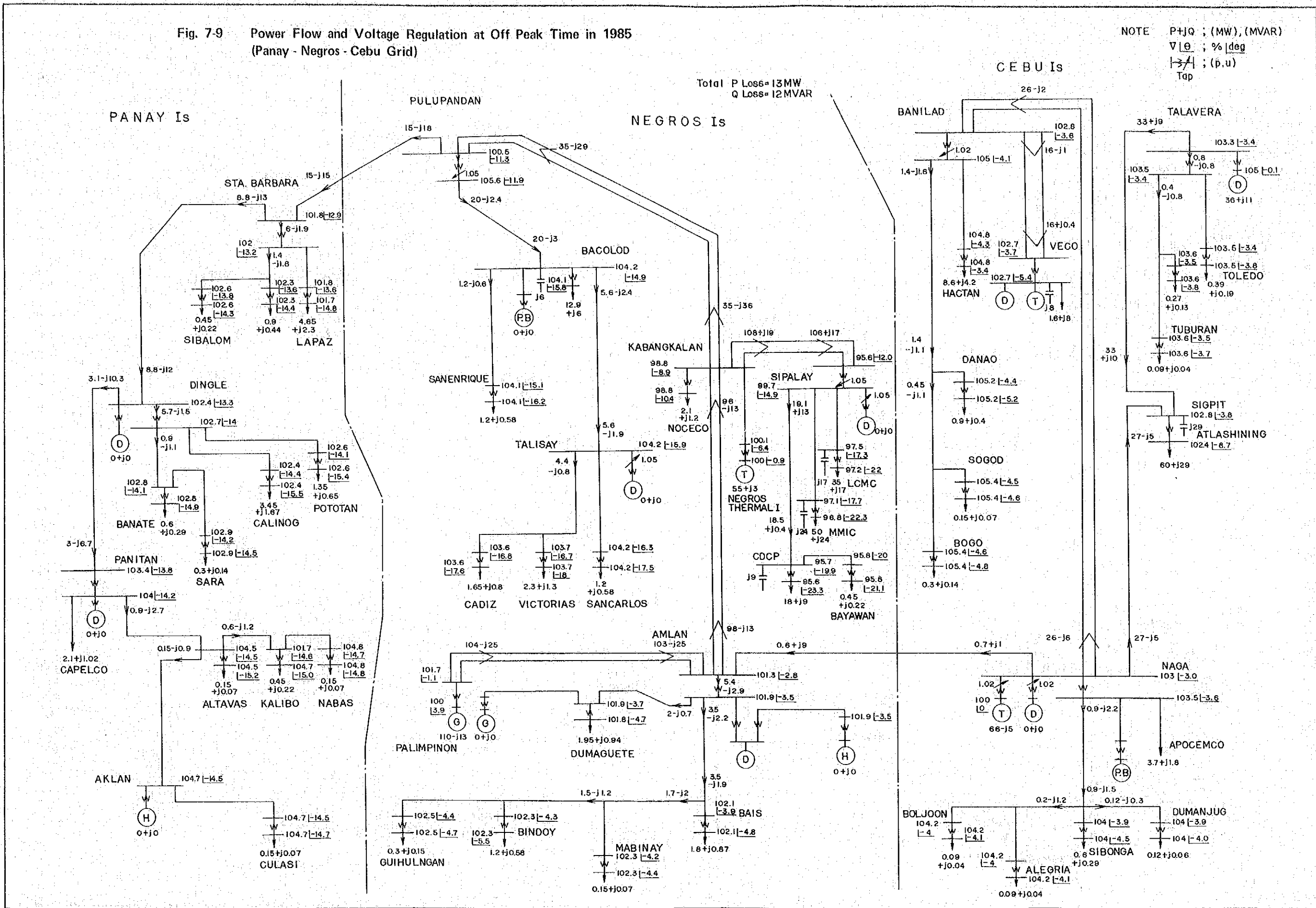


Fig. 7-10 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1990
(Panay - Negros - Cebu Grid)

NOTE P+jQ ; (MW), (MVAR)
 $\nabla |V|$; % [deg]
 $\frac{P}{S}$; (p.u)
 Tap

Total P Loss = 42 MW
 Q Loss = 132 MVAR

