の詳細調査の結果に基づいて具体的防護方法を決定することになるが，本報告書では次のとおり想定することとした。

海岸から水深約50mまでの範囲のケーブルを主としてジェット埋設方法によって海底に埋設する。この区間のうち海岸側の水深約20mの区間については鋳鉄製防護管を取付けるものとする。なお，両島の浅海部にはサンゴ礁が発達しているので，ケーブル布設に先行して海中土木機械によりトレンチを堀っておき，その中にケーブルを布設した後に砂袋またはコンクリートによって蔽う工法とした。

VI) ケーブル・ターミナル

各ケーブル・ターミナルにはケーブルの終端接続箱および架台，給油装置，引出送電線のための鉄塔が設置される他，ケーブル保護用避雷器が設置される。また，通信回線が必要であり，これ等の電源として太陽電池，蓄電池および配電線を引込むこととなる。

ケーブル・ターミナルのレイアウトの1案をFig.6－8に示す。

VII) ケーブル布設工事

ケーブルを海外の工場で船積し，現地へ輸送してそのままケーブルを布設する。布設船としては約6,000～8,000 ton級の船舶を要し，海外からの航海には外洋型船舶が望ましい。

海底ケーブル布設は，海象が最も安定している4月～6月に実施するのが望ましいが，本計画の工事工程から比較的安定している11月～12月に布設工事，これに先行して予備的土木工事，ケーブルターミナル関連工事を，また布設後にケーブル防護工事等をそれぞれ数ケ月にわたって実施することになる。

(3) 海底ケーブルの設備概要

亘　　長	23.0 km
電　　圧	DC±350 kV
海底ケーブル	1,000 mm² 単心OFケーブル （鉛被，8 mm φ 鉄線1重鎧装）
布設条数	2条
防　　護	海底埋設，防護管取付
ケーブル・ターミナル	終端接続箱，架台，引出鉄塔，ケーブル保護用避電器，太陽電池，蓄電池

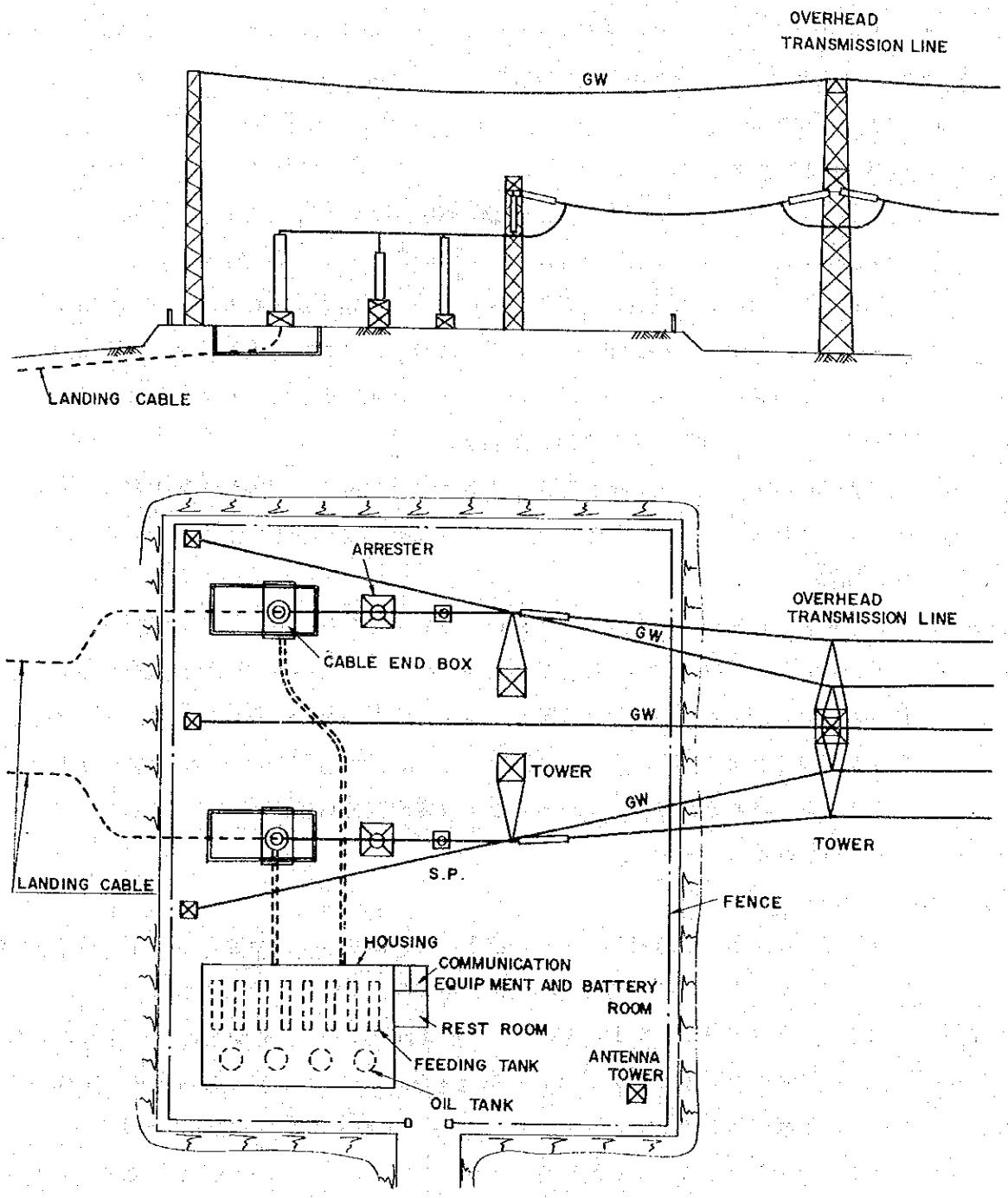
6.2.5 138 kV 交流架空送電線

(1) 架空送電線のルート

NAPOCORはTongonan地区に散在して建設する地熱発電所の発生電力を1地点に集中させるため，同地区に開閉所を新設することとしている。本送電線はこの開閉所地点から

Fig. 6 - 8 CABLE TERMINAL ARRANGEMENT

SCALE 1:500



約8 km南下して既設林道沿いに東進し，レイテ中央部の山脈をこえJoro変換所に至る送電線で，NAPOCORが建設することで予定しているAC 138 kV レイテ・サマール連系送電線と並行するルートとなる。送電線の調査ルートをFig.6－1に示す。この区間の大部分は山地であり，山脈をこえる部分は原始林であるため，送電線の線下の樹林の伐採はかなり困難が伴うと思われる。また標高は1,000 m近くに達しており，特に一部区間約3km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ろう。また，地質図から判断すると，この山脈に沿って断層が存在するものと推定されるので，鉄塔位置選定にあたっては，6.2.2項(1)に述べたとおり注意することが重要である。

(2) 予備設計の概要

i) 電　線

本送電線の電力潮流は，Tongonan地熱発電所の4号機から11号機の発生電力に見合う440 MWと推定される。

電線サイズは，電力潮流に見合う電線の電流容量から，NAPOCORの基準に基づいて算定すると，ACSR 610 mm²，2導体相当となる。この場合，送電区間は約26 kmと短いため，送電損失も約1.2％と小さい。また，電線の表面電位傾度は約5 kV/cmと低い値であり，コロナ障害に関して何等問題ない。

電線ACSR 610 mm²，2導体を採用すれば2回線の内1回線に事故が発生した場合，残り健全回線で約400 MW送電可能であり，電源送電線としてはほぼ妥当なものと考えられる。

従って，本送電線にはACSR 610 mm²，2導体を採用するものとした。

電線の架線条件は，常時（気温15℃，無風）の電線張力を破断強度の22％以下とし，且つ台風時を対象とした最悪条件時（気温7.22℃，185 KPH風速（突風），風速低減率0.6）のそれを40％以下にするものとし，最大水平張力6,000 kg程度とすればよい。

また，電線の微風振動の防止対策として，電線支持点にはダンパーならびにアーマロットを取付けることとする。

ii) 絶縁設計

本送電線の経過地は内陸部であり，塩害の恐れはないと判断されるので，碍子取付個数およびクリアランスは，開閉サージ電圧がこれの決定する要因である。

線路の最高許容量電圧を154 kVとし，各電気所において有効接地を行うものとして開閉サージ電圧の大きさを2.8 pu と想定する。また，台風時の最低気圧950 mb（海面位），最高標高1,000 mを考慮して，25％の絶縁低下があり得るものとする。

開閉サージ電圧に対して必要な碍子個数は7個である。NAPOCORの標準設計では懸垂部；8個，耐張部；9個を取付けることとしており，これは，塩分付着量0.05 mg/cm²程度考慮しても，常規対地電圧80 kV（＝138 kV/√3に耐える碍子個数である。本予備

設計では，NAPOCORの標準設計の耐張部の碍子取付け個数に合せ，懸垂部，耐張部共9個と想定する。

所要クリアランスの大きさは，標準絶縁間隔100cm，最小絶縁間隔75cmである。

iii) 耐雷設計

年間雷雨日数は，Tacloban市で69.5日であり本地域は多雷地域と言うことができる。このため，送電線への雷撃は100 km当り年間150回にも達することが予想されるので，雷害対策を講ずることとする。

架空地線として70 mm² GSC 1条を電線に対する遮蔽角が30°以下になる様架設して，95%の雷撃から電線を遮蔽する。

鉄塔または架空地線へ雷撃があったとき，電線への逆閃絡事故の発生を出来るだけ少なくするため，鉄塔の接地抵抗を20 Ωを目標として低減させる。

また，逆閃絡発生時の碍子破損を防ぐため碍子連にアーキングホーンを取付けることとし，そのホーンギャップは90cmとする。

以上の耐雷設計により，雷害事故率を推定すると100 km当り年間12回程度になると予想される。

iv) 支　持　物

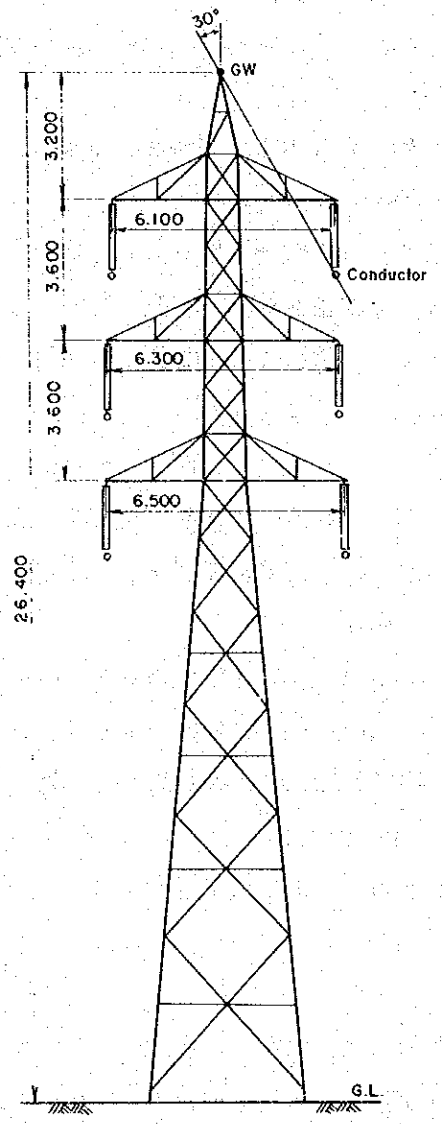
本送電は電源送電線として高い信頼度が要求されること，線路経過地の大部分は山地であることなどを考慮し，支持物にはアングル鉄塔を使用することとする。鉄塔の代表的な形状をFig.6－9に示す。

鉄塔の基礎についても同じく信頼性の面から，通常の床板を有するコンクリート基礎とした。

鉄塔の設計風速（突風風速）は，第6.2.1項で述べた通り185 KPH（51.4m/s）によるものとする。

Fig. 6-9 138KV TRANSMISSION LINE STANDARD TYPE SUSPENSION TOWER

Unit : mm



(3) 架空送電線の設備概要

Tongonan 開閉所から Jaro 変換所の交流架空送電線の設備概要は以下のとおりである。

亘　　長	26 km
電　　圧	AC 138 kV
電気方式	3相3線式，60 Hz
電　　線	ACSR 610 mm², 2導体
架空地線	70 mm² GSC，1条
碍　　子	250 mm 懸垂碍子，9個連
支 持 物	アングル鉄塔
基　　礎	コンクリート製床板式基礎

6.3 接地電極と接地電極線

6.3.1 大地帰路

本計画の直流送電線は，大容量の電源送電線の基幹をなすもので，その信頼度の面から主回路構成は双極1回線送電，中性点両端接地方式を採用することは既に，第5.3.2項で述べたとおりである。

この方式は送電線両端の順，逆変換所の近くに設置した電極で接地するものであり，常時＋側，－側の変換器用変圧器のインピーダンスや制御角のアンバランスなどにより，数%以下のアンバランス電流のみ大地に流れる。

片極故障時には健全極を利用し大地帰路回路で1/2の電力を送電することができるが，この場合，大地または海水に流れる電流によって埋設金属物体の電食，磁気コンパスおよび通信回路線等に対する影響を十分検討する必要がある。

埋設金属物体の電食，通信回路線等に対する影響は接地電極設置地点の選定で十分配慮すべきである。

他方，本計画では，サマール島とルソン島間の San Bernardino 海峡に海底ケーブルを布設するため，磁気コンパスを使用している船舶のそれに対しコンパス誤差を生じる恐れがある。

磁気コンパスへの影響の程度は，往路回路の有無，直流電流の大きさ，ケーブルの水深，ケーブル布設の方向，ケーブルの布設間隔，船舶の通行方向および磁気の水平分力などによるが，ケーブルが南北に布設され，船舶がその直上をケーブルと平行に進む場合が最大となる。

San Bernardino 海峡に布設する海底ケーブルの直流電流（1,290 A）により影響を受ける磁気コンパスの誤差は概略推定によると，ケーブル布設間隔100 m，水深100 m，地磁気

の水平分力0.38エルステットの場合，海表で双極運転時には約2°，片極大地帰路運転時には約4°である。

磁気コンパスの誤差に対する規制値は，国際的に見当らないが一般に無視することは出来ない。San Bernardino海峡は，国際航路および諸島内航路として重要な役割を果しており，海底ケーブルの選定，布設間隔決定には十分注意する事はもちろん，船舶の磁気コンパスの使用状況調査，関係個所との調査等を十分行う必要がある。

6.3.2 接地電極および接地電極線

(1) 接地電極設置場所と接地電極線ルートの選定

i) 選定方針

接地電極は，HVDC送電システムの信頼性の面でその果たす役割は重要であると同時に，又，接地電極から大地中または海中に流入する帰路電流による電食等の影響が大きい。このため，接地電極設計はもちろんの事，接地電極設置点の選定は最も重要な要件であって，詳細な調査によって設置点を決定することが肝要である。調査すべき事項の中の主要な項目を挙げ，これについて以下に述べる。

a) 大地固有抵抗

大地固有抵抗の把握は，接地電極設置点の選定はもちろん，接地電極の設計においても重要である。

固有抵抗の低いところでは接地電極を小さくすることができ，用地面積も小さくなり経済的となる。

陸上電極の場合，広範囲に大地固有抵抗が一様であり，かつ，季節による変化，経年変化がないのが望ましく，海岸に設置する接地電極の場合は，海岸線の背後地，海底の固有抵抗が大きい事が望ましい。

b) 土壌の水分

大地固有抵抗は，土壌の含水率によって非常に支配されるので，特に陸上接地電極の場合，電極の信頼性および経済性に大きく影響する。大地固有抵抗と同様季節による変化，経年変化がないのが望ましい。

c) 埋設金属物，電話線など

埋設金属の電食，単線式電話線，鉄道信号に与える影響，AC系統への廻り込み，転送電圧など帰路電流による影響は多大であるため広範囲に，これ等施設の状況（位置，設備の概要，重要性etc.）を調査する必要がある。

接地電極との距離を大きくすれば影響が小さくなり，又，海岸または海中に設置する場合，帰路電流の大部分は海中に流れるため，陸上接地電極に比べかなりその影響は小さい。

d) 人畜接近の可能性

電極近傍での電位上昇，電位勾配により人畜などに対する影響を考慮しなければならない。このため，人家等と比較的離れており，かつ人畜など接近する恐れがない場所が望ましい。特に陸上接地電極の場合には広い敷地が必要である。

e) 変換所との距離と搬入

変換所と接地電極との間に接地電極線を要するため，経済性の面より変換所と出来る限り近いことが望ましい。

接地電極の設置工事には，多量の資機材を運搬するための運搬条件や，設備管理，接地電極取替，万一事故が発生した場合にその復旧等のための進入路の設置等考慮しなければならない。

ii) 接地電極設置場所と接地電極線ルート

接地電極設置点の調査は地形図および海図によって推定し，候補地点について踏査ならびにヘリコプターによる観察を行った。

接地電極の設置は，陸上，海岸または海中に考えられるが，経済性，施工性，設備管理面等総合的に検討の上決定すべきである。海岸または海中に設置する場合，他施設に与える影響が少ないこと，狭い場所にコンパクトに設備することが可能であるなどの理由により，変換所が海に近い場合には，一般的に接地電極を海岸または海中に設置することが多い。

本計画で変換所を予定しているJaro（レイテ島北部），Naga（ルソン島南部）地点は，両地点とも比較的に海に近いため，上記の理由により海岸に主眼を置き調査し，Carigara 湾，Ragay 湾の調査地点をFig. 6－10に示す。

a) Managasnas 電極（Jaro C/S側）

Carigara 湾の西岸部にあるManagasnas 附近を電極候補地点として選定した。この地点は遠浅であり，しかも海岸線が地域住民の通行路として使用されているなど，必ずしも電極地点としては適していない面もあるので，これを考慮して電極を設計する必要があろう。

b) Pasacao 電極（Naga C/S側）

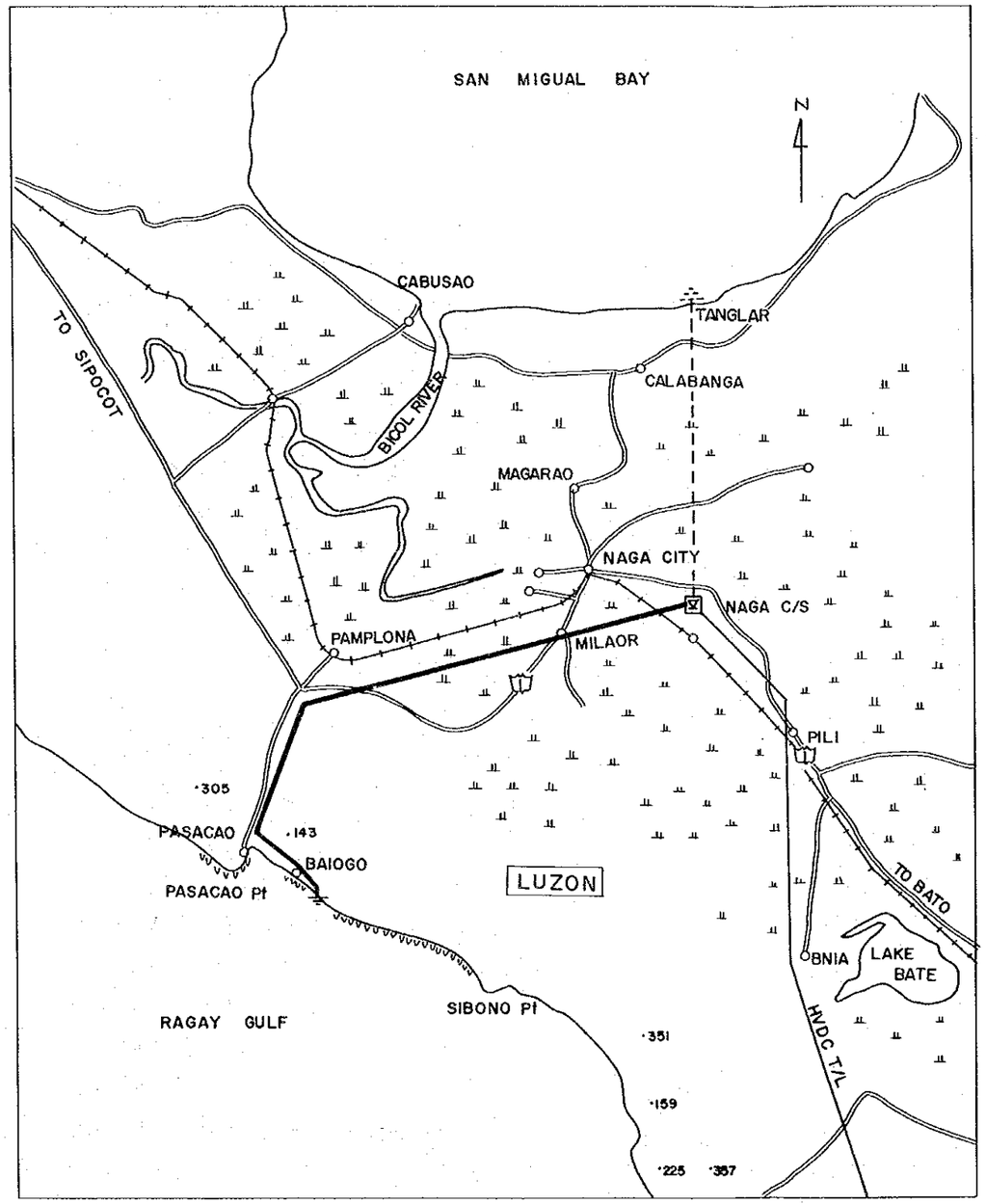
Naga 変換所側の電極候補地点として，Ragay 湾のPasacao の南東約4 km 地点と，San Migual 湾のTanglar 地点とを選定した。前者のPasacao 地点は周囲環境の問題はないが，電極線がより長いこと，約1 kmの進入路新設を要するなどの短所がある。一方，Tanglar 地点は，電極線が比較的短かくて良く，既設道路が利用できるものの，海底が遠浅なので，電流密度が大きく広範囲の立入禁止を要し，しかも附近は住民の好漁業地となっているので，環境的には問題がある。

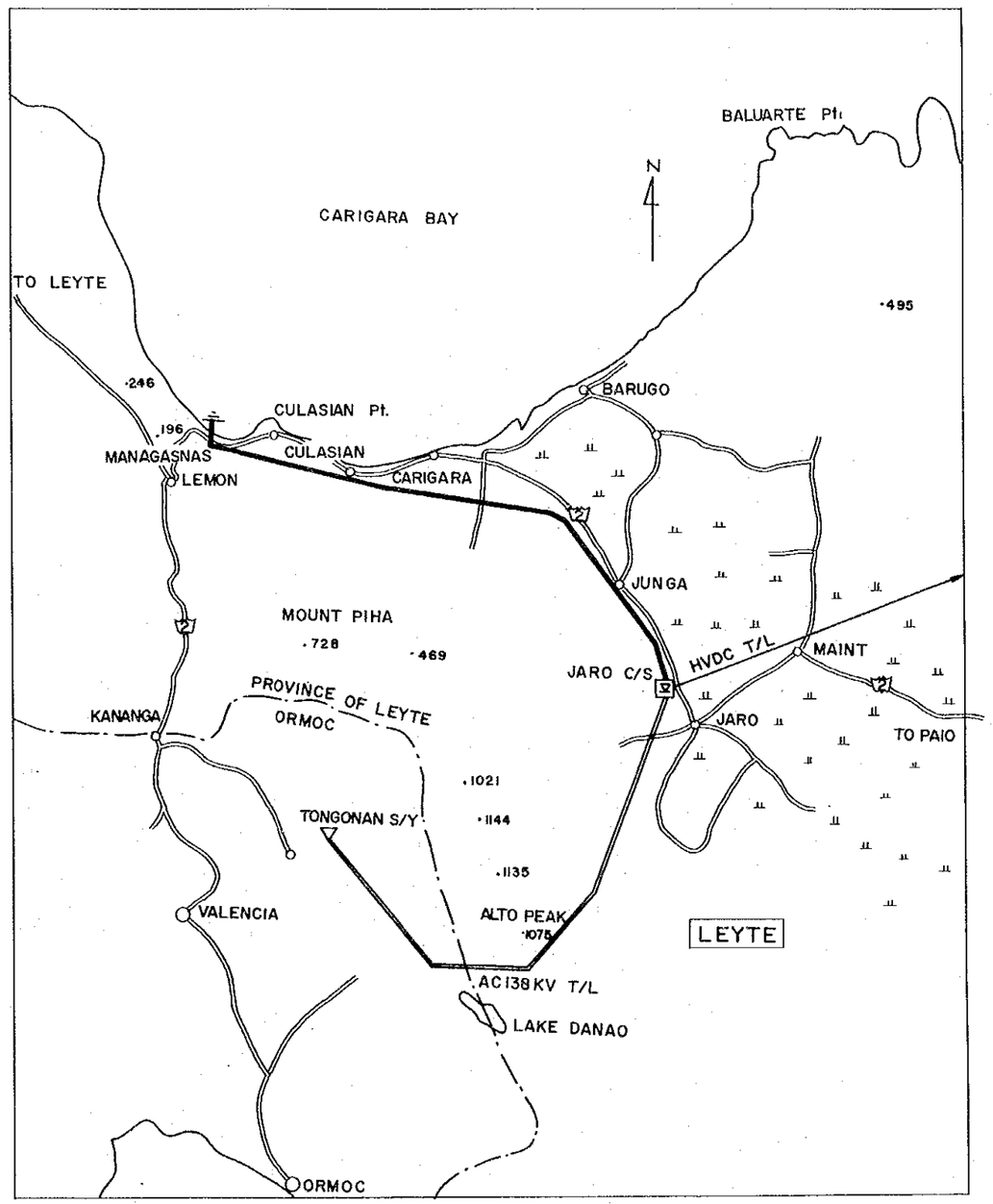
本フィジイビリティスタディでは，環境条件を重視し，Pasacao 地点をNaga 変換

Fig. 6-10 ELECTRODES AND ELECTRODE LINES

LEGEND
- ELECTRODE (PROPOSED)
- ELECTRODE LINE (PROPOSED)
- HVDC TRANSMISSION LINE
- AC138KV TRANSMISSION LINE

SCALE 1:250,000
0 5 10 15 20





所側の電極設置場所とするが，詳細設計の段階で更に検討し，海岸の立入り禁止措置が可能であればTanglarに電極を設置することも考えられる。

電極線設置ルートはこれらの電極地点から出来るだけ道路に沿ってそれぞれの変換所に至るルートとする。

現時点における電極設置地点は以上に述べた通りであるが，大地固有抵抗，海岸地形などについて詳細調査を実施して電極設置点を最終的に決定すべきである。なお，併せて陸上地点についても調査し，電極設置の可能性について検討する必要がある。

接地電極はHVDCシステムの信頼性の面で重要であると同時に，短時間あるいは長時間地中または海中に流入する帰路電流により，電食等他施設に与える影響は大きい。このため，接地電極設置点の詳細調査が極めて重要であることは，既に6.3.2(1)に述べた通りである。しかしながら，今回のフジィビリティスタディでは時間的な制約もあるため，地形図，海図に頼っており，実施した現地調査は海岸附近のみに限っていて，接地電極設置点調査としては不充分なものである。

接地電極の最終計画を策定するのに先行して，出来る限り早い時期に，大地固有抵抗の分布，他設備の状況等必要な項目について詳細な調査を実施すべきである。

なお，具体的な実施方法としては，NAPOCORが重要項目について予備調査を行って概略の状況を把握し，その後更に詳細な調査をコントラクターに行わせることが考えられる。

接地電極設置点調査の必要な調査項目は以下の通りである。

- 大地固有抵抗の分布および変化（季節変化，経年変化）
- 大地温度，熱伝導率，含水率
- 地形，地質，底質
- 埋設金属体
- 通信線，AC系統，鉄道および信号方式
- 家屋，集落の状況
- 気　　象
- 潮流，潮位，波浪
- 水温，水質，水中微生物，魚類
- 漁業，養魚地，海水浴場
- 進　入　路
- 接地電極線のルート，亘長
- 他の工事計画

(2) 接地電極および接地電極線の予備設計の概要

i) 接地電極の予備設計の概要

接地電極を設計するにあたっては，それぞれの設置地点の現地条件に合わせて，最適の設計をすることが肝要である。

陸上電極の場合には，接地抵抗値，大地温度上昇，電極周辺の電位勾配等が重要な事項となるが，海岸または海中電極の場合には，充分に低い接地抵抗値が容易に得られるので，これ等の事項はあまり重要でない。むしろ，電極自身の耐食性，保守，交換の難易，漁業に対する影響（海中の魚類が電極の近くに集まってくる性質がある。）等が重要な課題となる。

電極が陽極として使用されるとき，電流の流出に伴って電極材料が消耗するのは避けられず，その速度は電極の材料と電極表面流密度に支配されるので，経済性，電極交換周期等を考慮して検討する必要がある。電極材料としては，種々考えられるが，耐食性が比較的良く，且つ安価に得られるグラファイトを使用するものとする。また，電極形状は表面電流密度を考慮して約10*cm*（直径）×約2m（長さ）の棒状の構造の電極とし，これに1本当り50Aの電流を通すものとして，1個所の電極桿は26本（負荷電流1,290A）で構成する。これらの電極の配置をFig.6－11に示す。

a) Managanas 電極（Jaro C/S側）

前述のようにこの地点は渚部が附近の住民の交通路として使用されており，且つ遠浅の海岸地形であるので，海岸から300m程度沖合の水深約3m位の場所に電極を設置する。

電極を数本収納したコンクリート製ケースを電流分布をより均一になるように円形状に配置する。電極と陸上の電極線ターミナルとの間は海底ケーブルで接続する。

それぞれのコンクリート製ケースを波浪から防護するため，コンクリートブロックやテトラポットで埋設するか，海水が自由に出入できるような構造としておくことが必要である。また，電極全体の周囲には，人や魚類の接近を防ぐためにフェンスを張りめぐらす。

b) Pasacao 電極（Naga C/S側）

この地点は，海岸電極場所として，比較的理想的な地形をしている。

電極を干潮時にも海水中に位置するように，海岸線に沿って一列に配置して埋設する。バックフィルは海水が自由に出入するよう玉石および粗い砂利を使用する。

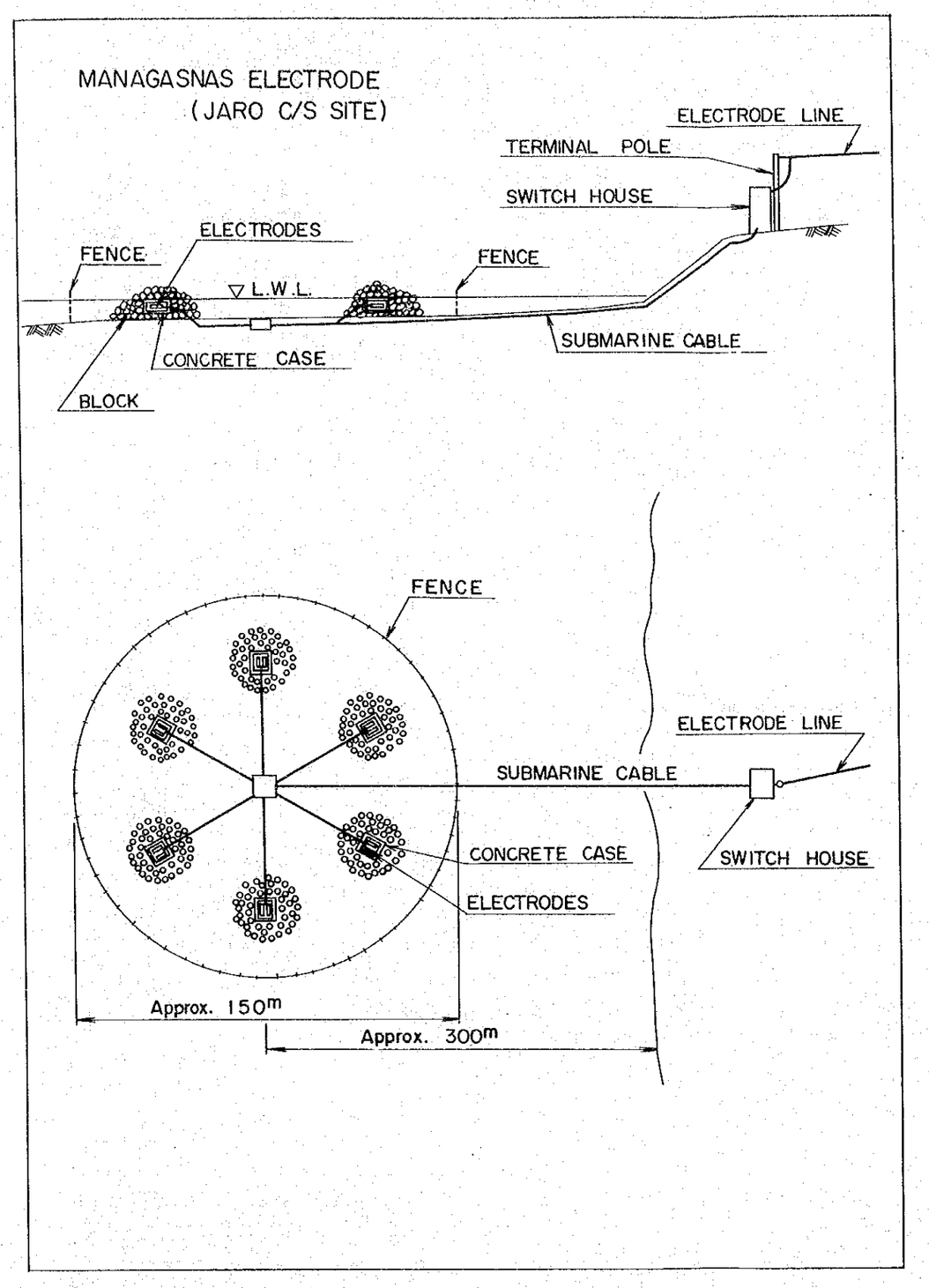
陸側および海側とも，人畜や魚類の接近を阻止するためにフェンスを設置する。

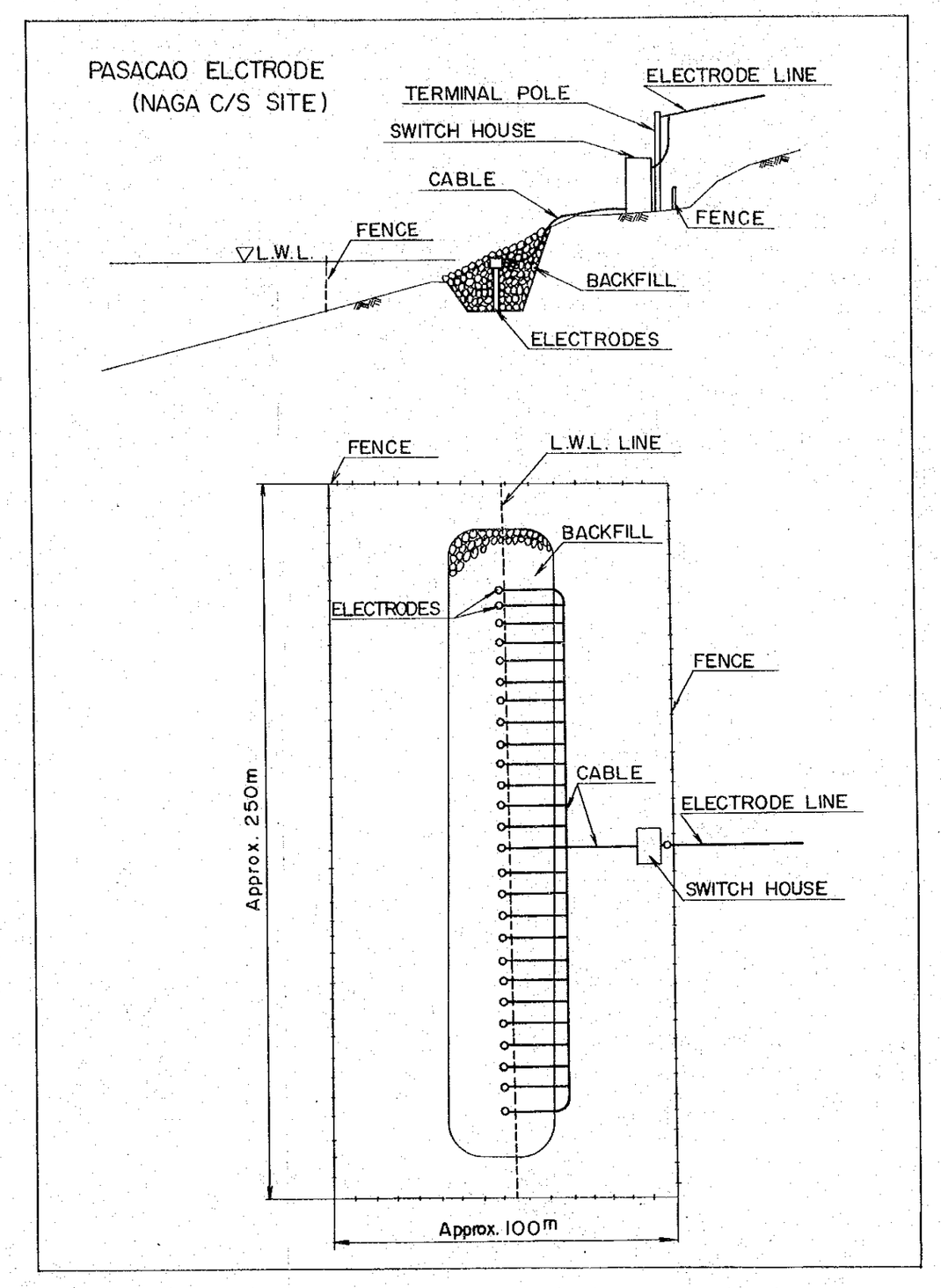
本フィジィビリティスタディでは以上のような電極を使用することを想定するが，詳細設計の段階で，更に詳細に現地条件を調査して，より適切な接地電極を設計する必要があろう。

ii) 接地電極線の予備設計の概要

電線は直流電流1,290Aに見合うサイズである他，電力損失を考慮してACSR 410mm,

Fig. 6-11 ELECTRODES ARRANGEMENT





2導体とする。

碍子連結個数は，本地域は多雷地帯であることを考慮して，耐雷設計の面より250 mm耐霧碍子（亜鉛スリーブ付）2個とする。

支持物は，鉄柱および木柱とし，接地電極から数kmの区間は電食の面より木柱を使用する。

iii) 接地電極および接地電極線の設備概要

接地電極地点

Jaro C/S側　Managasnas（Carigara湾）

Naga C/S側　Pasacao（Ragay湾）

亘　長

Jaro C/S～Managasnas電極　28 km

Naga C/S～Pasacao電極　32 km

電　線　410 mm² ACSR 2導体

碍　子　250 mm 耐霧碍子（亜鉛スリーブ付），2個連

支持物　鉄柱および木柱

6.4 変換所

6.4.1 適用規格

交流機器：ANSI

直流機器（サイリスタ・バルブ）：IEC

6.4.2 気象条件

		Jaro C/S	Naga C/S
(1)	標高	1,000 m 未満	1,000 m 未満
(2)	最高気温	40 ℃	40 ℃
(3)	清浄度	clean	clean
(4)	最大風速	40 m/sec	40 m/sec
(5)	汚損	0.01 mg/㎠	0.01 mg/㎠
(6)	冷却水	NAPOCORより供給されるものとする。	
(7)	地震（静的水平）	0.2 G	0.2 G
		（ただし，サイリスタ・バルブは動的設計を行う。）	
(8)	輸送条件	指示による	
(9)	大地抵抗	1 Ω以下	1 Ω以下

6.4.3 信頼度目標値

変換所の信頼度は97％以上を目標とする。

信頼度（％）

$$= \frac{8760 - (\text{事故及び計画停止時間})}{8760} \times 100$$

6.4.4 連系交流系統の系統条件

(1) 関連交流系統

Fig. 6－12 に第1期の直流システムが運転開始したときの関連交流系統を示す。この系統において直流システムは定格450 MWの運転が可能である。

(2) 系統周波数変動（目標値．Jaro．Naga C／S共）

60 Hz ± 0.3 Hz 連続

－1.5 Hz 1分間

但し，Jaro側は地熱発電機と協調をとることとする。

(3) 系統電圧変動（目標値）

Jaro：138 kV ± 5％ 連続

Naga：230 kV ± 5％ 連続

但し，運転可能な過渡電圧変動は，定格電圧に対して＋20％～－40％とする。

(4) Jaro C/S～Tongonan C/Y間送電線の保護システム

NAPOCORの標準より

保護 Ry：方向比較Ry

しや断方式：事故回線3相しや断方式

（自動再閉路せず）

6.4.5 変換所の概略設計（Fig.6－13）

(1) 基本事項

i) 直流主回路は第1期より双極構成となる。

ii) 直流システムは単極当り1システム構成となる。

iii) 変換器は以下のステップで増設される。

第1期：6相変換器×2 Units/片端

1極当り1 Unit

第2期：6相変換器×4 Units/片端

（片極当り1 Unitを直列に接続）

1極当り2 Unit

Fig. 6-12 SINGLE LINE DIAGRAM OF THE NEIGHBOURING A.C SYSTEM (FIRST STAGE)
(PRELIMINARY)

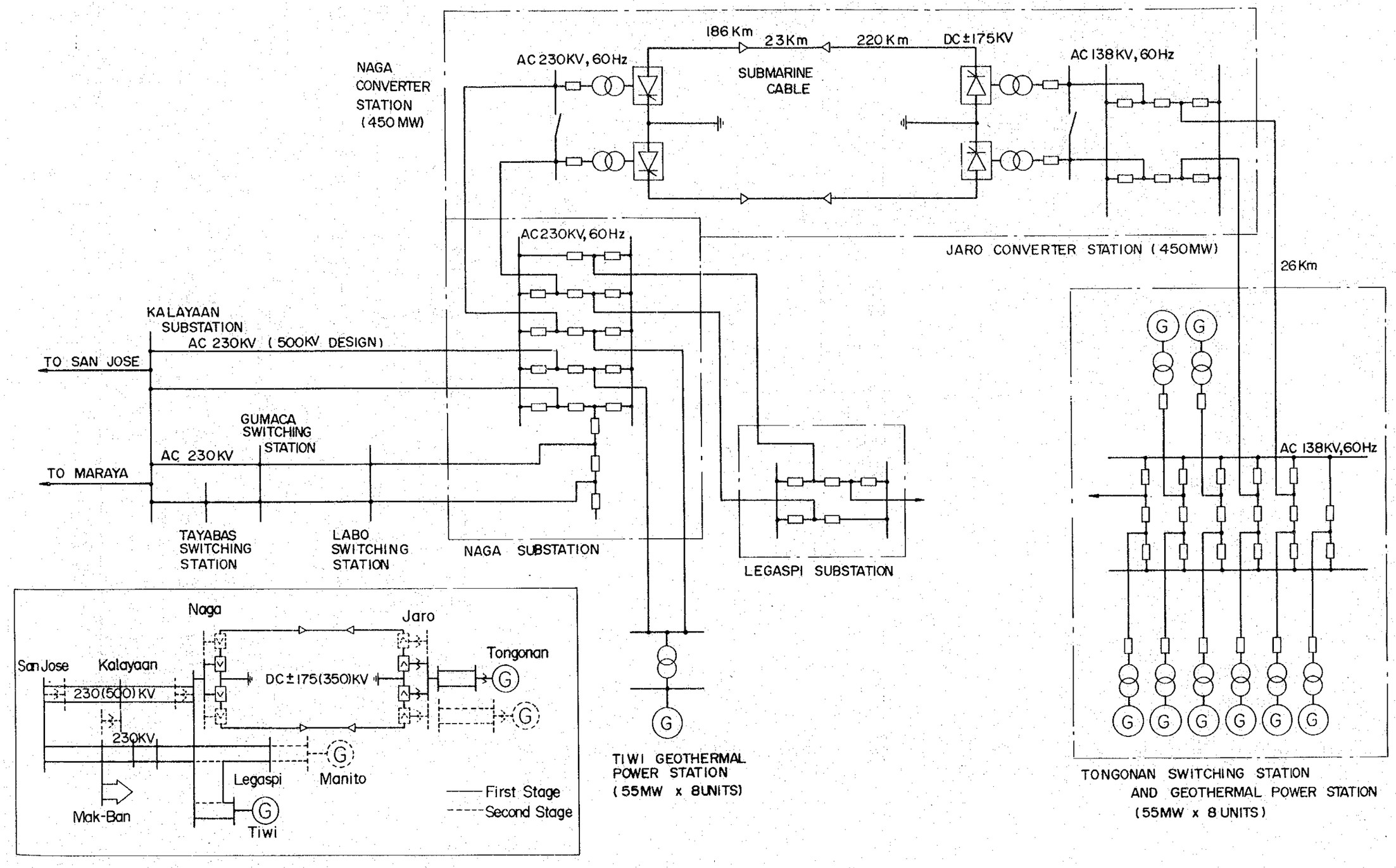
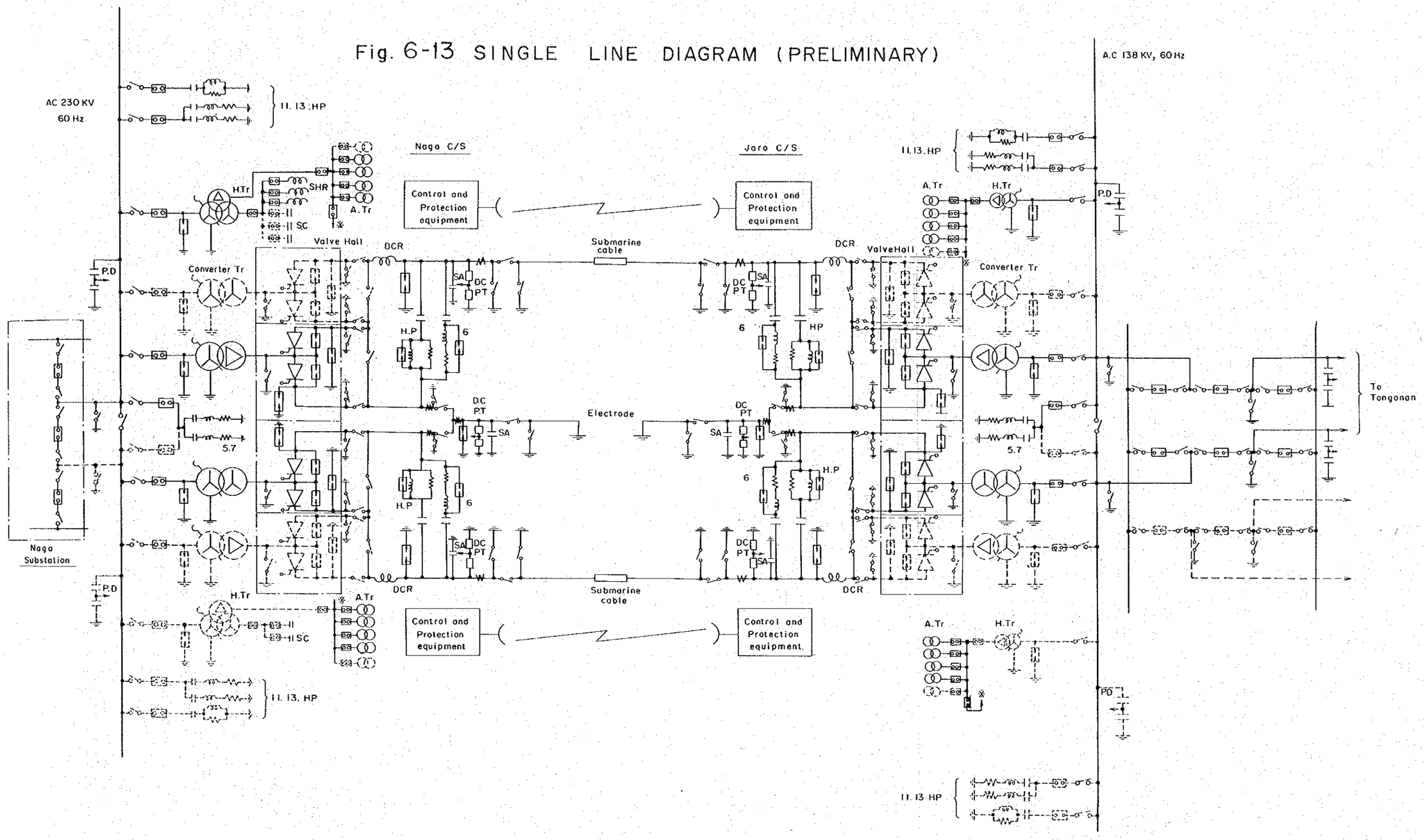


Fig. 6-13 SINGLE LINE DIAGRAM (PRELIMINARY)



iv) 変換器1Unit当りの容量は225 MWである。

v) 第1期では常時12相運転とする。

尚，片極事故及び点検時には6相運転を行う。

この時の送電容量は225 MWとなる。

(2) 交流側主回路

i) 引込み送電線の交換所側接続

Jaro 側：Tongonan S/Y側からの138 kV 2回線引込みは1 ½ CB 母線をへて変換所単一母線に接続される。

Naga 側：Naga S/S 側からの230kVフィダー引込みは直接変換所単一母線に接続される。

ii) 変換所の母線は1極当り1母線となる。

iii) AC フィルタは5次，7次，11次，13次，High−Pass (HP)により構成される。

iv) 5次，7次 フィルタは1，2極共用であり，11次，13次，High−Pass (HP)は極毎にそれぞれ，1Unit具備される。

v) 第2期ではAC フィルタを11次，13次，HP のみ増設する。

vi) 所内負荷は母線に接続された所内変圧器の2次（Jaro側），3次（Naga 側）より供給される。

vii) 無効電力供給設備は，上記変圧器の2次側に接続される。

(3) 直流主回路

i) バルブ及びバルブ保護用アレスタ

ii) 変換器用変圧器

結線は第1期より12相運転を行う為，人−△，人−人が採用されている。

iii) 直流高圧出力側は，極毎に以下の機器が設置される。

a) DC リアクトル…… 直流電流平滑用

b) 直流フィルタ…… 6次，HP

c) アレスタ，サージキャパシタ…… 直流側より侵入するサージ保護用

d) 直流変成器 (DCCT, DCPT) …… 制御保護用

iv) 電極線には以下の機器が設置される。

a) アレスタ，サージキャパシタ…… 過電圧，サージ抑制用

b) 直流変成器 (DCCT, DCPT) …… 制御保護用

(4) 短絡容量の必要性

一般的に

− 瞬時電圧変動による系統電圧上昇

− HVDC システムの電圧安定性

— 交流系統電圧のひずみ

などの点から受電端交流系統の短絡容量は直流定格出力の約5倍程度あることが望ましいが，適切な制御を行えば3倍程度にすることは可能である。

(5) 無効電力供給の必要性

i) 無効電力を必要とする理由

a) 電圧．電流を点弧位相によって制御している為，交流側から見れば，強制的に交流電流の位相を遅らせているので，この位相変化に対応した無効電力を供給する必要がある。

b) 転流中の重り期間は交流側から見れば線間短絡現象と同じであり，この期間の無効電力を供給する必要がある。

以上は全て遅れの無効電力である為，変換所は進みの無効電力供給設備を設備する必要がある。

ii) 無効電力必要量

定格直流電力の約60%を必要とする為，第1期約270MVA第2期約540MVAとなる。

iii) 無効電力供給設備

a) AC フィルタ

b) 電力用コンデンサ

c) 発電機

が無効電力を供給出来る。

Jaro 側はAC フィルタとTongonan発電機

Naga 側はAC フィルタと電力用コンデンサにより必要とする無効電力を供給する。

(6) HVDC システムの基本制御（Fig.6－14，6－15）

i) 両方向送電が可能なこととする。但し，受電端交流系統の短絡容量は上記のごとく大きくなければならない。

ii) 電力設定器（PSS)及び送電端（Jaro C/S）の交流側周波数一定制御を基本運転方式とする。

iii) 尚PSSは以下のルートで調整される。

中央給電指令所→Tongonan発電所→Jaro 変換所

iv) 上記PSSと周波数制御出力を加味した電力設定値は通信回線によってNaga C/S へ伝送される。

v) Jaro C/S は本直流システムを制御する主制御所となる。

vi) 以下に述べる制御も詳細設計の段階で検討するのが望ましい。受電端（Naga C/S）の周波数が大幅に変動した場合，発電機と協調をとり，直流電力を制御する発電端側周波数制御。

Fig.6-14 OUTLINE OF HVDC CONTROL & PROTECTION SYSTEM DIAGRAM (PRELIMINARY)

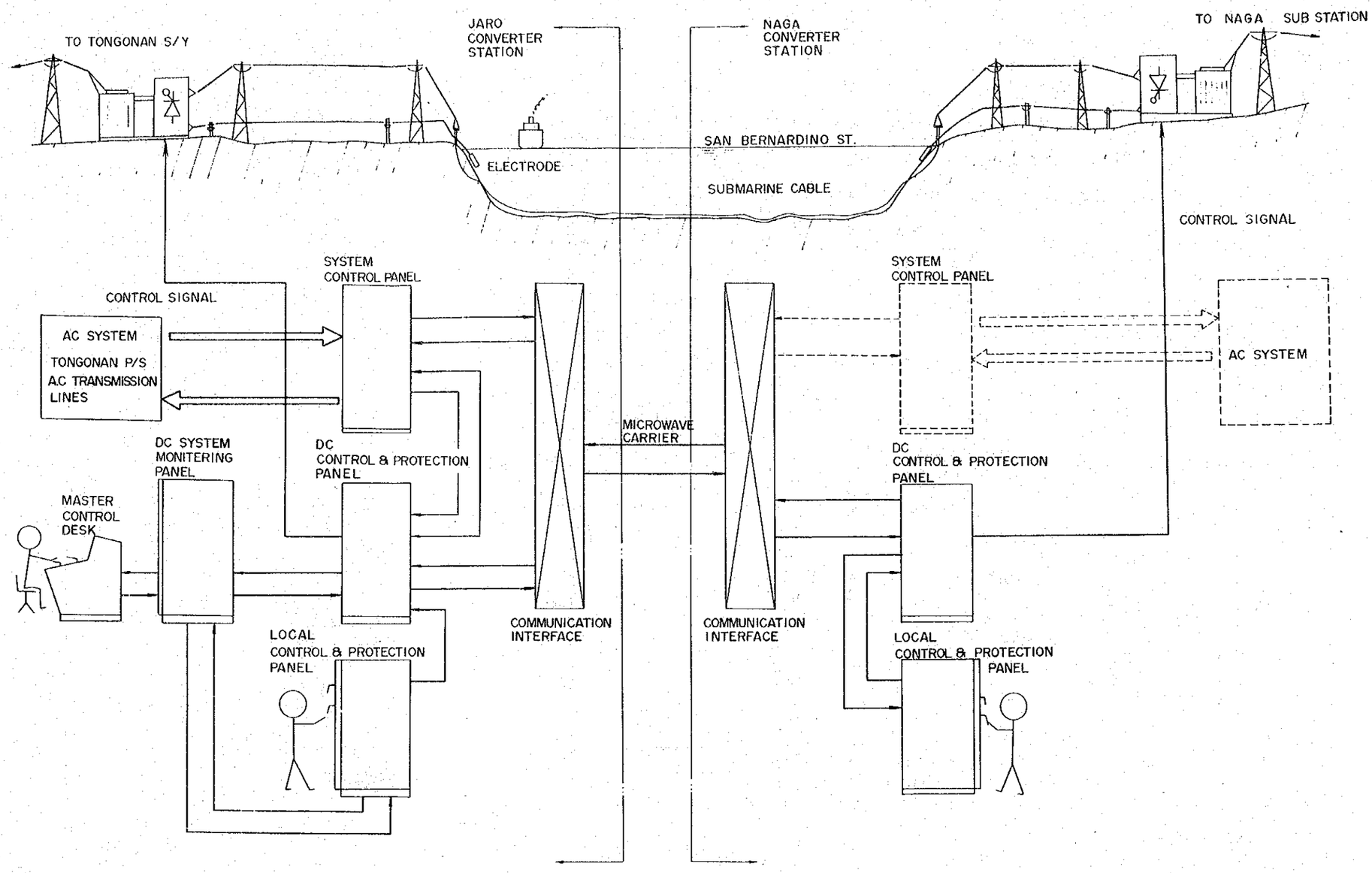
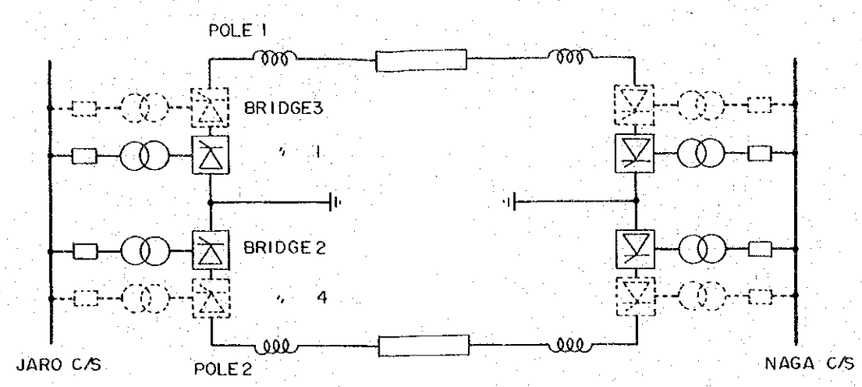


Fig.6-15 HVDC SYSTEM CONTROL BLOCK DIAGRAM (PRELIMINARY)



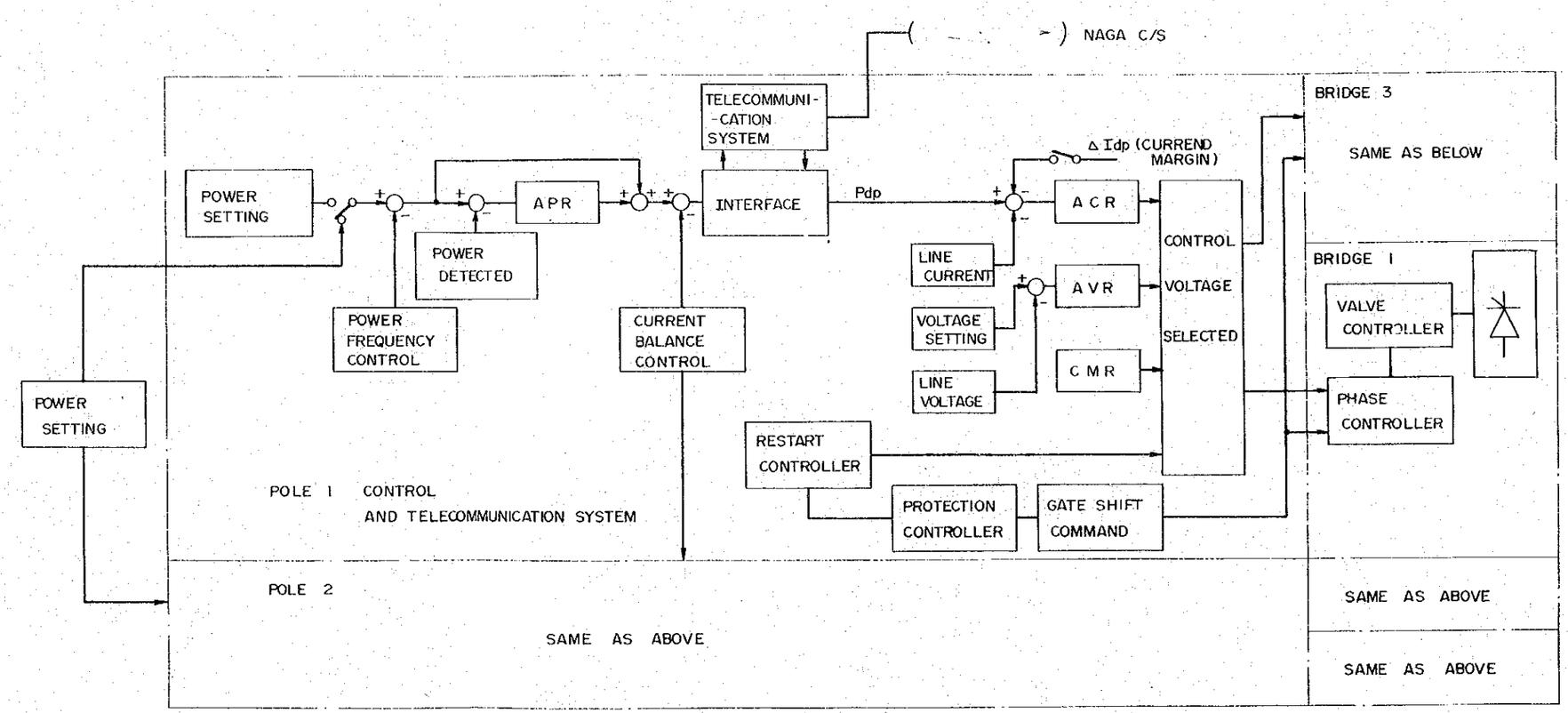
APR : AUTOMATIC POWER REGULATOR

ACR : AUTOMATIC CURRENT REGULATOR

AVR : AUTOMATIC VOLTAGE REGULATOR

CMR : CONSTANT MARGIN ANGLE REGULATOR

Pdp : POWER REFERENCE



vii) 基本制御機能（APR.ACR.AVR.CMR.AFC）はシステムの信頼性，保守性，向上を図る為可能な限り，極単位に分割する。

viii) 直流送電線片極地絡時には，事故極の変換器を一旦停止し，碍子の絶縁回復后再起動するが，この期間は健全極変換器が許容出来る範囲で過負荷運転を行い，発電機の速度上昇を抑制する。

ix) 双極運転時極間電流のアンバランスを補正する機能も具備する。

x) JaroとNaga 変換所間に設置された高信頼度の通信回線によって両変換所間の協調的な制御保護が行なわれる。

xi) 交流系の電圧調整機能はTonganan やNagaに接続される発電機などによってはたされるものとし，HVDCシステムは，これを行なわない。

(7) HVDC システムの保護方式（Fig. 6－16）

i) 交流側機器及び母線保護

標準化された保護方式を採用する。

－ 交流母線（Naga C/S～Naga S/S含む）

差動保護

－ 所内変圧器

過電流及び差動保護

－ 電力用コンデンサ

過電流及び電圧差動保護

－ 20kV 及び 3.3kV 母線

過電流及び差動保護

ii) HVDC システム保護

a) フィルタ

－ ACフィルタ

過電流及び差動保護

－ DCフィルタ及びサージキャパシター

過電流保護

b) バルブ，変換器用変圧器及び直流主回路

－ 変換器用変圧器

過電流及び差動保護

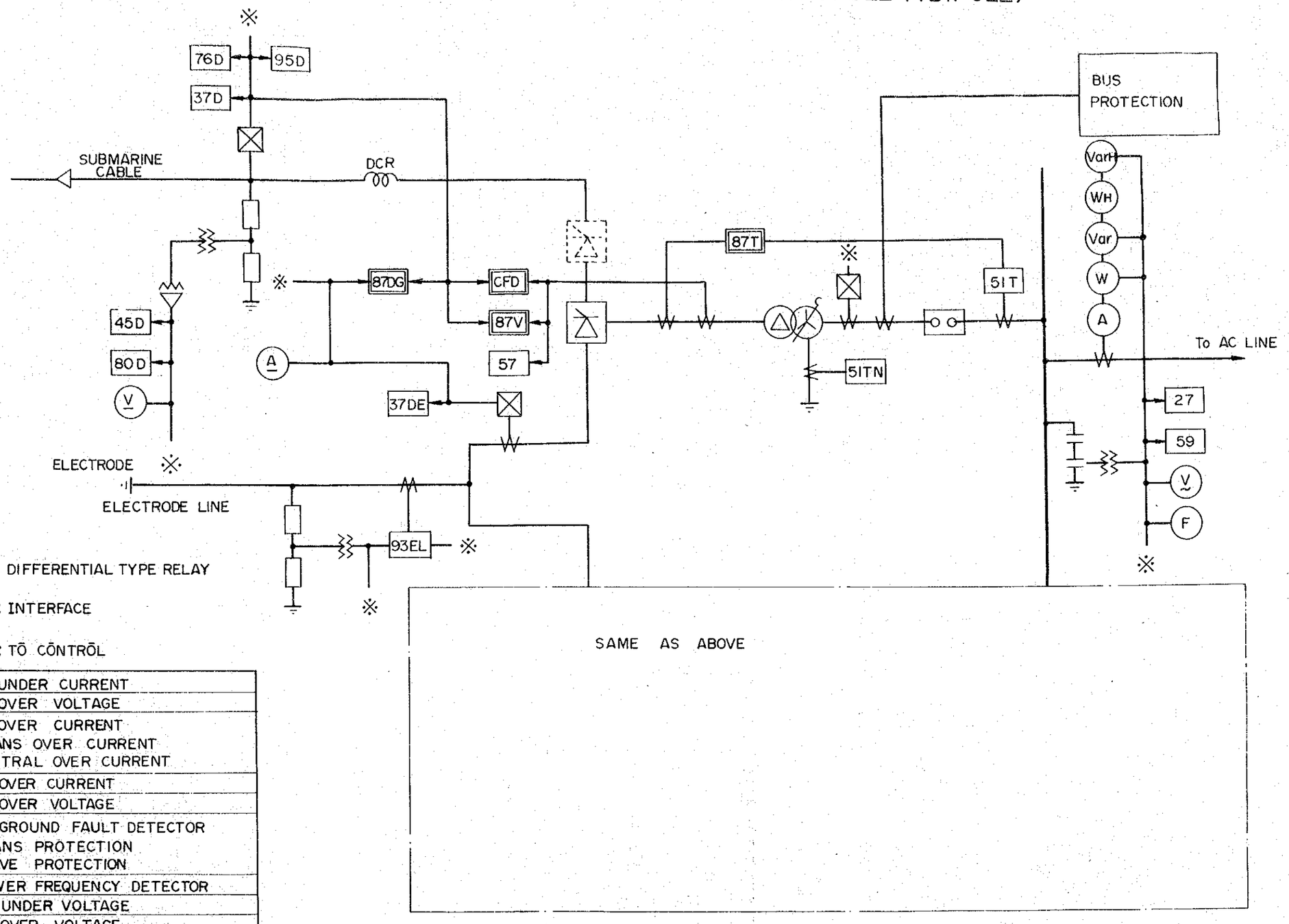
－ バルブ短絡地絡

過電流保護

－ 転流失敗

差動保護及び余裕角検出保護

Fig.6-16 HVDC SYSTEM PROTECTION BLOCK DIAGRAM (MONOPOLE)(BIPOLE)



37D,37DE	DC UNDER CURRENT
45D	DC OVER VOLTAGE
51 51T 51TN	AC OVER CURRENT TRANS OVER CURRENT NEUTRAL OVER CURRENT
76D	DC OVER CURRENT
80D	DC OVER VOLTAGE
87DG 87T 87V	DC GROUND FAULT DETECTOR TRANS PROTECTION VALVE PROTECTION
95D	POWER FREQUENCY DETECTOR
27	AC UNDER VOLTAGE
59	AC OVER VOLTAGE
CFD	COMMUTATION FAILURE DETECTOR
93EL	OPEN CIRCUIT DETECTOR

— バルブ出力側地絡

過電流保護

— 構内地絡

差動保護

— パルス異常

パルス欠相保護

c) 制御システム異常

— 電流制御異常

過電流及び不足電流保護

— 電圧制御異常

過電圧及び不足電圧保護

d) 直流送電線及び電極線

— 直流送電線

地絡，断線保護

— 電極線

主に断線保護

(8) ACフィルタの運転

i) 変換所は第1期に5次，7次，11次，13次，HP，第2期は11次，13次，HP，が増設される。

ii) フィルタを設置する目的は

— 変換器より発生した高調波電流の吸収

— 変換器の必要とする無効電力の一部を発生する。

iii) フィルタ分路の数はフィルタのフィルタ効果によって決められる。

iv) 変換所母線の波形歪みDはHVDC計画の実際的値から

$$D = \frac{\Sigma Uf}{U_1} \leqq 3 \sim 4\ \%$$

Uf ：高調波電圧

U_1 ：基本波電圧

そして単一の高調波電圧に対しては

$$\frac{Uf}{U_1} \leqq 1\ \%$$

これらの値は任意の変換器負荷及びAC系統の連続周波数変動が仮に±0.2Hz以内であれば十分満足しうる値である。

(9) DCフィルタの運転

i) 変換所は第1期に6次，HPフィルタが設置され，これが最終設備となる。

ii) フィルタを設置する目的は

— 変換器より直流側へ発生する高調波の吸収

ACフィルタと同等なフィルタ効果を得るために直流送電線に流れ込む高調波電流（P. S. O）は日本のHVDC計画の実際的値と同様として

$$PSO = \sqrt{\Sigma (X_f + I_f)^2} \leq 1 \sim 2\ A$$

X_f ：CCITT 規格で決められた重み係数

I_f ：高調波電流

6.4.6 絶縁協調

(1) 過電圧の発生源

i) 交流側に発生する過電圧

- 送電線のサージ
- 線路，交流フィルタなどの開閉による開閉サージ
- AC系とACフィルタ及びTrの開閉による鉄共振過電圧
- HVDC システムの極瞬時停止による過電圧

ii) 直流側に発生する過電圧

- 直流線路のサージ
- 転流失敗等による過電圧

iii) 変換器から発生する過電圧

- バルブ運転に伴って発生する通常のスウイッチングサージ
- 転流失敗等によって発生する過電圧
- 変換器出力側の短路，地路によって発生する過電圧

(2) アレスタ配置

i) 変圧器1次側のアレスタ

AC側から侵入する雷及び開閉サージの制限と変圧器，フィルタ，母線等交流側機器の保護

ii) バルブアレスタ

AC及びDC側からの雷サージと変換器DC側での開閉サージの制限及びサイリスタバルブの保護

iii) バルブブリッヂアレスタ

雷及び開閉サージの制限と上記バルブアレスタと協調したDC母線及び変圧器の保護

iv) 直流線路アレスタ

DC側からの雷及び開閉サージの制限及びDCリアクトル線路側，DCフィルタ，DC母線等直流側機器の保護

v) 電極線アレスタ

電極線からの雷サージの制限及び電極線側直流機器の保護

vi) DCリアクトルバルブ側アレスタ

AC及びDC側からの雷及び開閉サージの制限とDCリアクトルバルブ側の保護等。

6.4.7 変換所のレイアウト（Fig. 6－17, 6－18）

(1) レイアウト

i) Jaro C/Sの敷地は，第1期，第2期を含めて約62,000㎡程度である。Naga C/Sは約65,000㎡程度である。

ii) 第1期では制御室をはさんで2つのバルブホールが設置される。第2期には更に2つバルブホールが追加となる。

iii) 交流側及び直流側機器は中央の制御室及びバルブホールによりそれぞれ分離される。

iv) 変換器用変圧器はバルブホールの壁に接して設置される。

(2) バルブホール

i) バルブホール内の機器はバルブ，バルブ保護用アレスタ，接地装置及び変換器用変圧器2次側ブッシングである。

ii) バルブホール内の空気は清浄とし，かつ正圧とする必要がある。

iii) バルブは空気絶縁空気冷却の2アーム直列構成である。

iv) 変換器から発生するラジオノイズの屋外放出を防止する為，バルブホールの内側にはデッキプレートを敷きつめてシールドをほどこす。

v) 地下にはバルブ冷却ファン等の冷却装置が設置される。バルブ冷却システムは空気－冷却水－空気系統とするのが適当と考えられる。

(3) 制　御　室

i) 以下の構成となる。

- 制御室
- 配電盤室
- 通信機械室
- 補機室
- ケーブル処理室

ii) 通信機械室は鉄板によりシールドを敷す。

(4) 所内システム

i) 所内系統は極毎に分けられる。

ii) エンジン発電機はJaro変換所側では，所内が停電している間の緊急時の電力を供給する。Naga側はNaga変電所より応援を受ける。

制御及び通信用のDC電源は，整流器及び変換所バッテリーにより供給する。

iii) 変換所バッテリーは約1時間の間，非常，保安用負荷に供給可能であり，エンジン発

Fig.6-17 LAYOUT OF JARO CONVERTER STATION (FIRST STAGE)

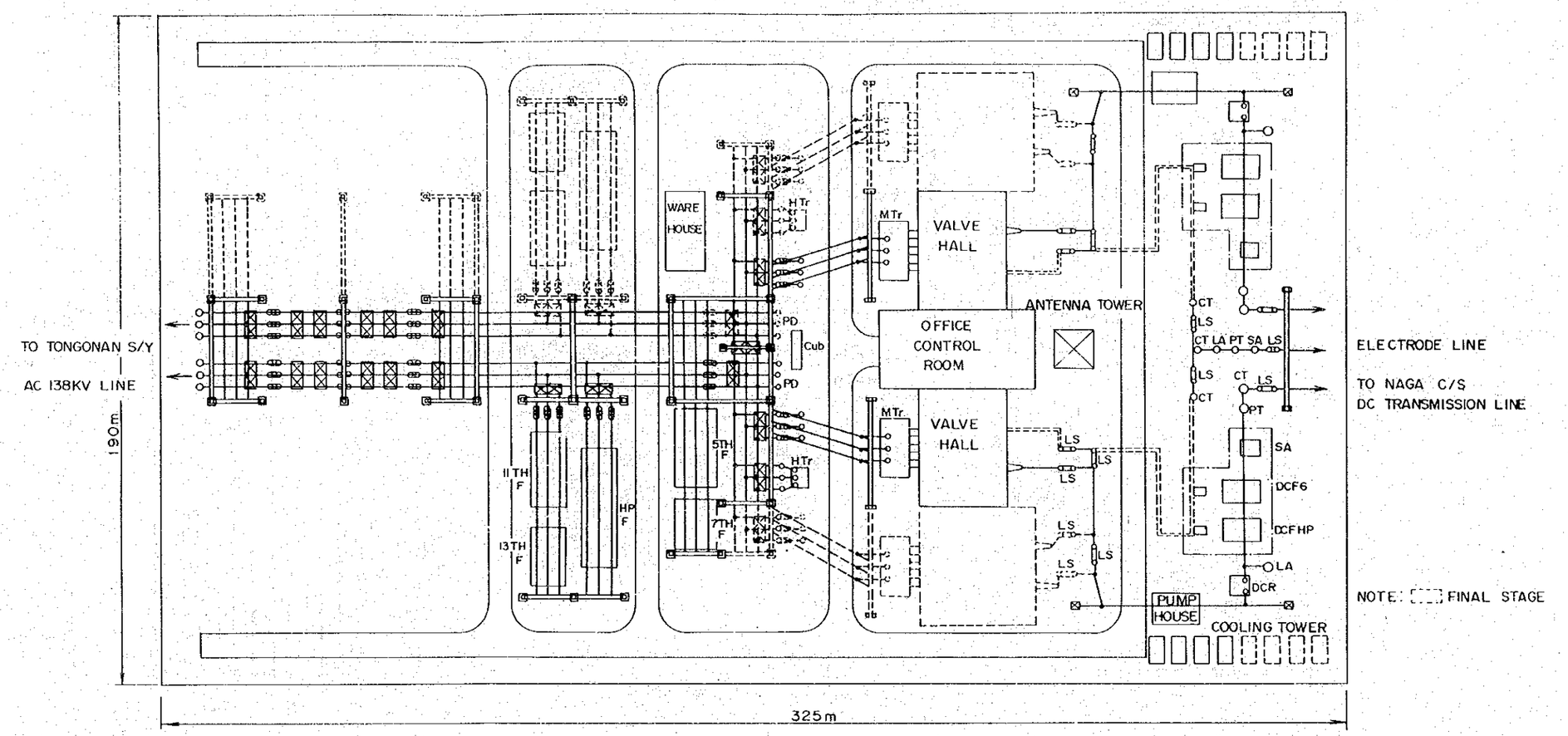
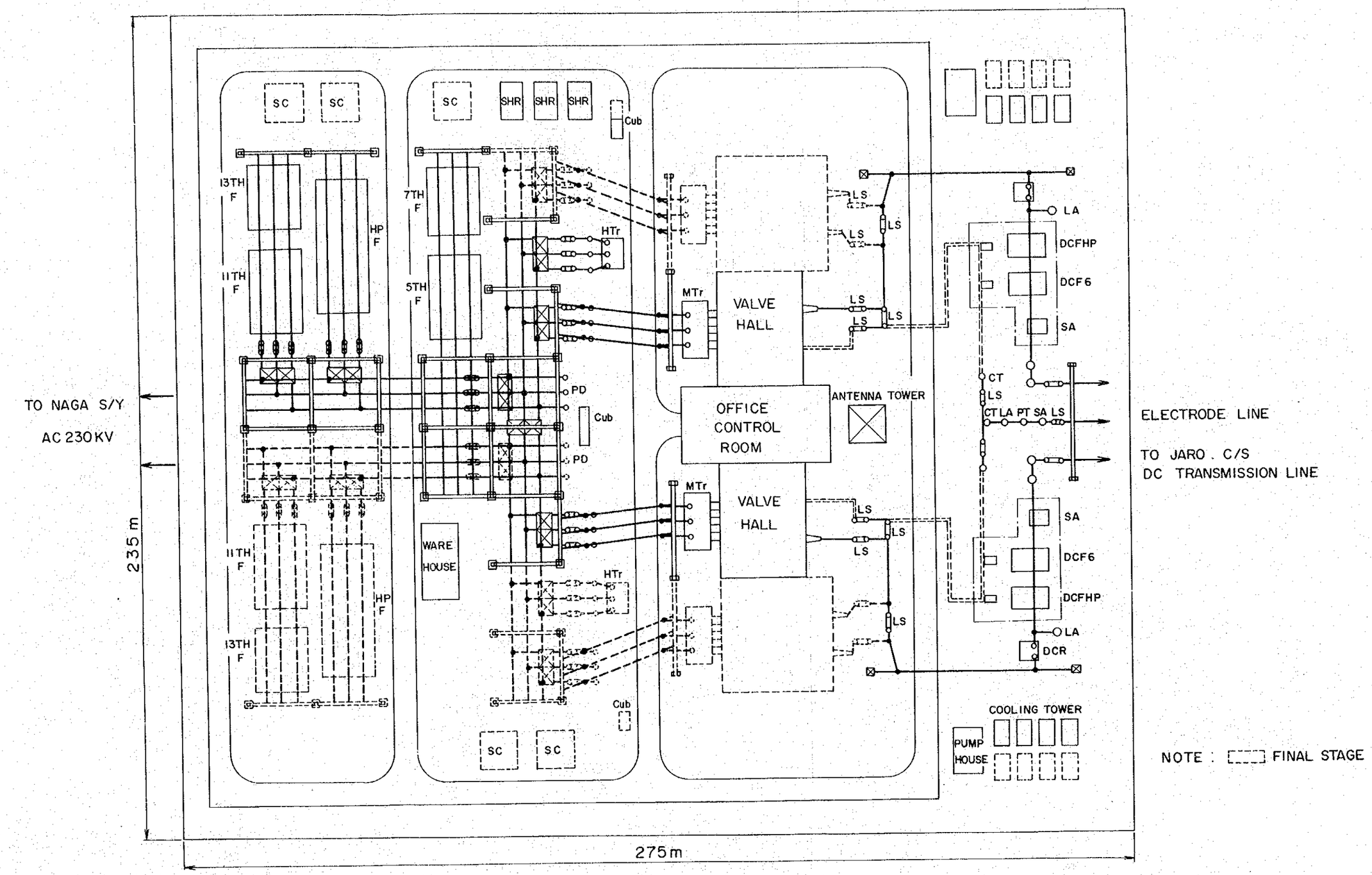


Fig.6-18 LAYOUT OF NAGA CONVERTER STATION (FIRST STAGE)



電機の起動用にも使われる。

(Ⅳ) 補機用変圧器は用途によって分けている。

6.4.8 変換所設備

(1) 主要機器の定格（第1期）

i) サイリスタバルブ

― 台　数	:	12台／片端（2アーム積層）
― 形　式	:	空気絶縁風冷式
― 構　造	:	2アーム積層
― 定格直流電圧	:	175 kV／1アーム
― 定格直流電流	:	1,290 A
― 定格直流出力	:	225 MW／群×2
― 冷却方式	:	強制循環　風冷／水冷

ii) 変換器用変圧器

― 台　数	:	2台／片端
― 形　式	:	3相屋外送油風冷式　負荷時タップ切替装置付
― 定格電圧	:	Jaro　138 kV／154 kV
		Naga　230 kV／154 kV
― 定格電流	:	Jaro　1,145 A／1,053 A
（1次／2次）		Naga　687 A／1,053 A
― 定格容量	:	280 MVA／280 MVA（インピーダンス20％のとき）
（1次／2次）		

iii) 直流リアクトル

― 台　数	:	2台／片端
― 形　式	:	屋外送油風冷式
― 定格電圧	:	DC 350 kV
― 定格電流	:	1,290 A
― インダクダンス	:	約0.8 H

iv) 交流フィルタ

― 構　成	:	5次，7次，11次，13次，HP構成
― 定格回路電圧	:	Jaro　138 kV
		Naga　230 kV
― 定格進相容量	:	Jaro C/S　　Naga C/S

5次 7次 11次 13次 HP	135MVA	仝　左

V) 直流フィルタとサージキャパシタ

- 構　成　：　6次，HP及びサージキャパシタ／片端
- 定格回路電圧　：　DC 350 kV

VI) 分路リアクトル

		Jaro C/S	Naga C/S
台　数	：	ナ　シ	3　台
定格電圧	：	ナ　シ	約 20 kV
定格遅相容量	：		30MVA／台

VII) 所内用変圧器

- 台　数　：　2台／片端
- 形　式　：　屋外3相送油風冷式　負荷時タップ切替装置付
- 定格電圧　：　（1次／2次／3次）
  Jaro C/S　138 kV/3.3 kV
  Naga C/S　230 kV/20 kV/3.3 kV
  （Naga C/S用は2次側に電力用リアクトルが接続される）
- 定格容量　：　（1次／2次／3次）
  Jaro C/S　3MVA/3MVA
  Naga C/S　90MVA/90MVA/3MVA

VIII) 交流しゃ断器

		Jaro C/S	Naga C/S
台　数	：	11台	6台
形　式	：	GCB	GCB
定格電圧	：	145kV	245kV
定格しゃ断電流	：	20kA	25kA

6.5　通信システム

直流送電システム全体の工事は，1期と2期に分けて施行されるが，通信システムの工事を分けて施行した場合，2期工事としては情報伝送装置の増設のみであり，通信システムは1期工事時にすべてを完成させる事とする。

6.5.1 設計条件

本計画に必要な通信設備については，以下の条件に基づき設計する。

(1) マイクロ無線設備

— 使用周波数については地形気象等を考慮して7GHz帯の周波数を使用する。

また，電波の伝搬路が海岸沿いまたは海上の区間ではフェージングの発生確率が高いためダイバーシティ方式を採用する。

— 直流送電システムの制御保護用信号伝送に必要な信頼度を確保するため，通信回線の不通率は 1×10^{-4} 以下とする。

— 将来の回線増設等を考慮して充分な回線容量をもたせるものとし，汎用として使用される300CH 回線容量のものを使用する。

(2) 制御保護用情報伝送装置

— 制御及び保護の信号伝送には高速伝送が必要となるため伝送速度を42kbits／secとする。

— 変換所間の伝送には特に高信頼度が要求されるため2系列化を計る。

(3) 監視用情報伝送装置

— 伝送速度については特に高速を必要としないが，両変換所間の伝送には，高信頼度が要求され，情報量も多いため，伝送速度1,200bits／secの2系列化とする。

またTongonan S／Y～Jaro C／S 間については，伝送速度200 bits／secの1系列とする。

(4) 送電線故障点標定装置

— 送電線故障点の標定はNaga C／S～Jaro C／S 間の架空送電線区間のみとし，Jaro C／S～Tongonan S／Y間についてはTongonan S／Y側にて引込まれる他の送電線と一括して標定する方が望ましいため，別途計画とし本計画から除外する事とした。

(5) 通信用電源装置

i) 中継局用

中継局地点は配電線が無い場所であり，経済性，保守の簡便性を配慮し太陽電池の組合せによる電源装置とする。電源容量については，個々の地点の日射量（ラングレ／日）により設計する事が望ましいが，ここでは，類似のデータを参考にして，曇，雨天等に於いても電源供給に支障とならないものとした。

ii) Tongonan S／Y，Naga C／S，Jaro C／S 浮動充電方式による直流無停電電源方式とし，所内停電時にも給電用並びに保安用連絡回線を確保する。

(6) その他

i) 中継局の位置選定

本計画ではPasacao，Legaspi，Colomutan，Calbayog，Catbalogan及びBagohapi に

中継局を設置し，Naga C/S ～ Jaro C/S 間を結ぶ事としたが，中継局の位置選定に当っては，現地調査を踏まえ地図上で行った。

しかしながら，実際の位置選定に当っては，さらに地形，道路状況及び見透し等の現地調査が必要である。

ii) Tongonan P/S の制御保護及び監視をするため，Tongonan P/S ～ Tongonan S/Y 間に情報伝送装置を設置する必要があるが，別計画により行なわれるものとし，本計画から除外した。

6.5.2 必要設備

本計画に必要な設備は Table 6－5 に示す通りであるが，各設備の概要仕様は以下の通りである。

(1) マイクロ無線設備

i) マイクロ波無線装置

周波数	7GHz帯
送信出力	0.1W, 0.5W
回線容量	300CH
冗長方式	Twin Path 方式

ii) 搬送端局装置

多重化方式	周波数分割方式

iii) 空中線

パラボラアンテナ	3mφ，4mφ

iv) 反射板

6 m × 8 m	2 面

v) 中継局

局　数	6 局

中継局概要は Fig. 6－19 の通り

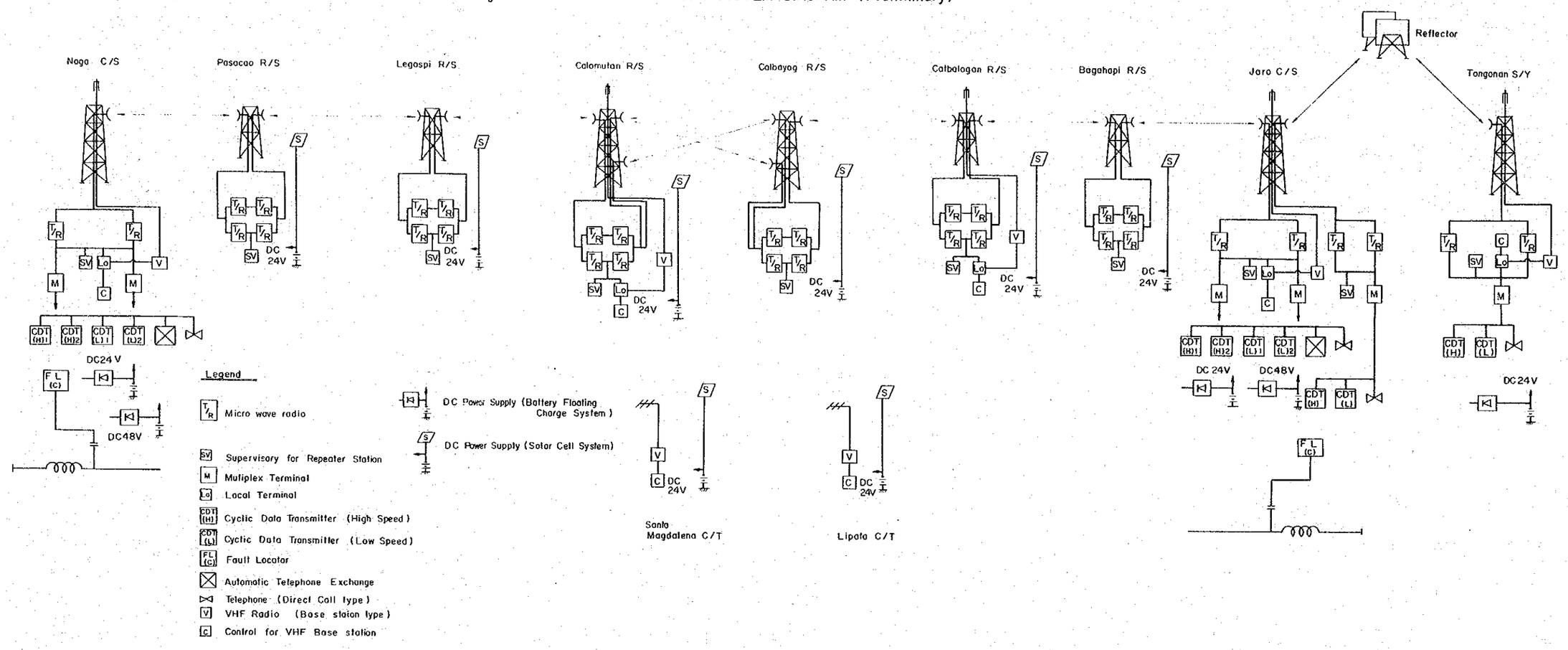
(2) 制御保護用情報電送装置

伝送速度	42kbits/sec
信号方式	FS
ワード数	
(Naga C/S → Jaro C/S)	11 ワード
(Jaro C/S → Naga C/S)	11 ワード
(Jaro C/S → Tongonan S/Y)	11 ワード
(Tongonan S/Y → Jaro C/S)	11 ワード

Table 6-5 TELECOMMUNICATION EQUIPMENT LIST (Preliminary)

Use of Communication	Teleconmunication Equipment	Naga C/S	Pasacao R/S	Legaspi R/S	Calamutan R/S	Santa Magdalena C/T	Lipata C/T	Calbayog R/S	Catbalogan R/S	Bagahapi R/S	Jaro C/S	Tongonan S/Y	Equipment Specification
Communication Circuit for Telephone, Signal Transmission	Micro wave Radio Equipment (Terminal type)	2									4	2	7GHz band, 300ch Twin-Path Heterodyne Repeating Transmitting output 0.1 ~0.5W With Antenna Wave guide.
	(Repeating type)		4	4	4			4	4	4			
	Multiplex Terminal Equipment	2									3	1	Frequency Division Multiplex System
	Local Terminal Equipment	1			1				1		1	1	
Repeater Statior Supervision	Supervisory Equipment	1	1	1	1			1	1	1	1	1	With Order Wire Telephone
Mobile Radio Telephone	VHF Radio Equipment (Base Station Type)	1			1	1	1		1		1	1	150 MHz band Press to talk System Transmitter output Base, Mobile 10W Portable 1W With Antenna Cable
	(Mobile Type)	4									4		
	(Portable Type)	10									10		
	Base Station Control Equipment	1			1	1	1		1		1	1	
Telephone for Maintenance, Operation Work	Telephone set	2									3	2	Party Line System Common Battery System.
Administrative Telephone	Autmatic Telephone Exchange	1									1		Subscribers Capacity 20L
Control, Protection Signal Transmission for Converter Station, Power Station and AC Transmission Line	CDT Equipment (High Speed Type)	2									3	1	Cyclic Degital Transmission System Transmission Speed High Speed 42 kb/s Low Speed 1200 b/s 200 b/s
	(Low Speed Type)	2									3	1	
DC Power Suppiy for Telecommunication Equipment	Battery and Battery Charger	2									2	1	DC 24V DC 48V
	Solar Cell and Battery		1	1	1	1	1	1	1	1			DC 24V
Other Necessary Contrnc ts	Antenna Tower	1	1	1	1			1	1	1	1	1	Self-Supporting Type
	Repeater Station Building		1	1	1			1	1	1			Floor Space 4 x 4 m^2
	Reflector											2 (6x8m^2)	
	Fault Locator	1									1		Pulse rader Type
	Line Trap	2									2		
	Coupling Capacitor	2									2		

Fig. 6-19 TELECOMMUNICATION SYSTEM DIAGRAM (Preliminary)



(3) 監視用情報伝送装置

伝送速度　　1,200bits/sec or 200bits/sec

信号方式　　FS

ワード数

(Naga C/S→Jaro C/S)　　31ワード

(Jaro C/S→Naga C/S)　　31ワード

(Jaro C/S→Tongonan S/Y)　　6ワード

(Tongonan S/Y→Jaro C/S)　　12ワード

(4) 保守管理用電話設備

i) パーティライン電話

設置個所　　Naga C/S, Jaro C/S, Tongonan S/Y

ii) 自動交換機

容　量　　20回線

(5) 架空送電線故障点標定装置

標定方式　　パルスレーダー方式

標定区間　　Naga C/S～Santa Magdalena C/T

及び Jaro C/S～Lipata C/T

(6) 海底ケーブル油圧監視装置

i) VHF無線機

周波数　　150MHz

出　力　　10W

ii) 同上電源装置

太陽電池　　DC 24V　100W

蓄電池　　170AH

(7) 保線用移動無線電話設備

周波数　　150MHz帯

出　力　　基地局　10W

車載用　10W

携帯用　1W

通話方式　　プレストーク方式

(8) 通信用電源装置

i) 中継局用

太陽電池　　DC 24V　300W　400W

蓄電池　　800AH　1,200AH

ii) Naga C/S, Jaro C/S, Tongonan S/Y

充 電 器	24 V	150 A	Jaro C/S
		100 A	Naga C/S
		75 A	Tongonan S/Y
	48 V	30 A	Jaro C/S Naga C/S
蓄 電 池	24 V	700 AH	Jaro C/S
		500 AH	Naga C/S
		400 AH	Tongonan S/Y
	48 V	210 AH	Jaro C/S Naga C/S

(9) 給電指令用通信設備

CB 方式

設置個所　Naga C/S − Jaro C/S

Jaro C/S − Tongonan S/Y

第7章　系統解析

第7章　系　統　解　析

7.1　前　提　条　件 …… 193
7.1.1　系　統　条　件 …… 193
7.1.2　計　算　条　件 …… 193
7.2　計　算　結　果 …… 200
7.2.1　1986年 …… 200
7.2.2　1991年 …… 201
7.2.3　1993年 …… 201
7.3　要　　約 …… 213

第7章 系 統 解 析

レイテ地熱電源の電力をルソン系統へ安定に送電するため，HVDC連系々統の定常時の潮流，電圧面の検討と送電線地絡事故時の安定度について検討した。

レイテ地熱電源をHVDCシステムで送電する場合レイテ地熱電源とルソン系統間には本質的に同期運転上の安定度問題はない。

しかしこのHVDCシステムの受電側であるNaga変換所は，ルソン南部のTiwi, Manito地熱電源を送電するEHV 500kV 送電系統の山側に位置している。

このためレイテ地熱電源の電力はTiwi, Manitoの電力と共にKalayaanを経由してSan Joseまでの約300kmをEHV500kV（230kV）系統で送電されることになる。

したがってTiwi, Manitoなどルソン南部系統の安定度によりHVDCシステムの送電々力は決まる。系統解析の結果Tiwi, Manitoなどに安定度向上対策を実施することにより1986年に400MW，1993年に900MWの電力がHVDCシステムにより安定に送電できることがわかった。

7.1 前提条件

7.1.1 系統条件

(1) 電力系統

ルソン・サマール・レイテ系統（Fig. 7－1）

(2) 負荷需要

NAPOCOR 提示の需要想定とした。（Table 7－1，7－2参照）

負荷力率は一率に95%とした。

(3) 電力供給

電源の優先投入準位は次のとおりとした。

①水力 ②原子力 ③地熱 ④石炭 ⑤油炎き火力

(4) 検討年度

－1986年	HVDC送電々力	400MW
－1991年	〃	600MW
－1993年	〃	900MW

7.1.2 計算条件

(1) 潮流計算

－電圧は各母線で100±5%を満足すること。

－発電機が所定の力率を超えないこと。

Fig. 7-1 Luzon Grid Single Line Diagram ~ 1993

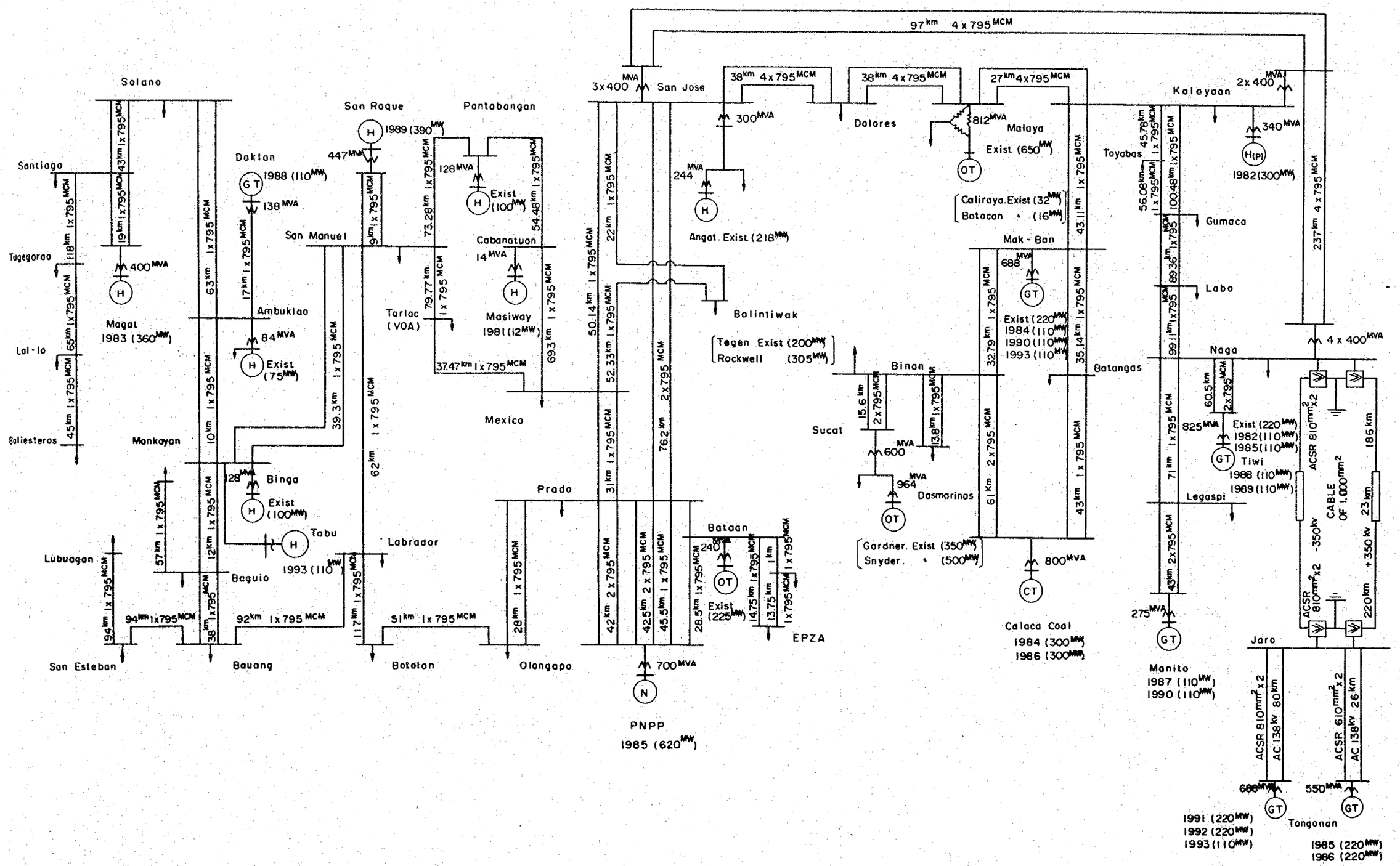


Table 7-1.(1) Bulk Substation Forecasted Load (NAPOCOR Area)

(MW)

Substations	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Ballesteros										9.5	10	10.5	11	12	13	14	14
San Estaban	-	-	30	37	43	49	56	64	72	82	93	96	102	109	116	123	132
Bauang		43	22	24	25	27	29	41	44	52	66	81	86	92	98	104	111
Baguio		65	70	77	78	83	91	98	102	108	110	111	117	124	132	141	150
Ambukiao *(Beckel)		30	30														
Mankayan	-	-	-	41	48	50	53	53	54	56	58	58	62	66	70	75	80
Lubagan	-	-	9	9	9	9	10	12	15	20	25	37	40	42	45	48	51
Lal-Lo	-	-	-	3	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8
Tuguegarao	-	-	9	10	13	15	19	23	25	16	16	14	15	16	17	18	19
Santiago	-	-	13	17	17	19	20	18	19	21	22	24	26	27	29	31	33
Solano	-	-	1	2	3	3	3	3	6	8	9	11	12	12	13	14	15
San Manuel		48	51	35	36	39	42	43	42	44	46	49	52	56	59	63	67
Labrador		-		22	25	27	30	33	36	40	44	49	52	56	59	63	67
Botolan		-	9	10	12	14	15	16	17	18	18	19	20	22	23	24	26
Olongapo		93	91	93	94	95	101	102	104	105	106	108	115	122	131	139	148
Prado		24	24	25	26	28	29	31	33	34	36	38	41	43	46	49	52
BTPP		32	33	34	35	36	37	39	40	41	43	44	47	50	53	57	60
EPZA		20	23	27	31	34	36	38	40	41	44	45	48	51	55	58	62
Mexico		83	88	92	94	100	104	111	116	123	131	139	148	158	168	179	191

Table 7-1.(2) Bulk Substation Forecasted Load (NAPOCOR Area)

(MW)

Substations	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Terlac		28	29	30	31	33	34	36	38	40	42	44	47	50	53	57	60
Cabanatuan		36	41	46	50	57	66	76	89	105	123	146	155	166	177	188	200
Angat (34.5 kW)		36	-	-	-												
San Jose (34.5 kV)		40	42	43	45	47	49	50	57	54	56	58	62	66	70	75	80
Kalayaan		-	-	15	16	17	19	20	22	23	25	27	29	31	33	35	37
Caliraya		7	10	-	-	-											
Mak-Ban		18	19	20	21	23	24	25	27	39	32	35	37	40	42	45	48
Dasmarinas		20	23	25	28	30	32	36	39	43	45	50	53	56	60	64	69
Batangas		42	45	49	50	54	58	61	66	72	81	90	96	102	109	116	123
Gumaca		6	7	8	9	9	10	11	12	13	15	15	16	17	18	19	21
Labo		4	4	7	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	15	15	17
Naga		17	18	20	21	23	26	29	31	34	36	40	44	45	48	51	55
Lagaspi		20	22	24	26	24	27	29	32	34	37	41	44	46	50	53	56
NAPOCOR Total		699	763	845	899	958	1034	1113	1189	1282.5	1387	1497.5	1595	11698	1809	1926	2052

Table 7-2 Bulk Substation Forecasted Load (MERALCO Area)

(MW)

Substation \ Year	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Total Load	2100	2240	2400	2565	2745	2940	3145	3365	3600	3850	4120	4390	4670	4975	5300	5645
NAPOCOR Load	699	763	845	899	958	1034	1113	1189	1282.5	1387	1497.5	1595	1698	1809	1926	2052
MECO Load	1401	1477	1555	1666	1787	1906	2032	2176	2317.5	2463	2622.5	2795	2972	3166	3374	3593
Sucat group Balibago, Calauan Cardner, Malibay Rockwell, Taguig	505	529	551	591	631	669	713	760	808	861	921	981	1045	1118	1185	1262
San Jose group Balintawak, Bocaue Malinta, N-Port Novaliches, Sta Mesa Tegen	630	672	709	762	819	875	934	1006	1070.5	1136	1202.5	1283	1362	1446	1548	1648
Dolores group Dolores, Marikina Rosario, St. Antony Teresa	235	244	257	272	293	313	331	350	373	396	424	451	480	512	545	580
Malaya group Malaya, Botocan	31	32	33	36	38	43	47	53	58	62	66	71	75	80	85	91
Toyabas	-	-	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11	12

－送電線，変圧器の熱容量を超過しないこと。

(2) 短絡容量

－発電機リアクタンスは過度リアクタンス（Xd′）を使用した。

－負荷及び直流系の背後インピーダンスは無限大と仮定した。

(3) 安定度

i）事故保護条件

○逆変換器端（Naga）でのEHV，500kV設計送電線の1回線3LG。

○故障除去時間　0.1秒（6∽）

○直流系停止－再起動（300ms）

○高速再閉路　実施しない。

ii）安定運転条件

－すべての発電機のスウィングカーブが減衰傾向にあること。

－直流系統がハンチングしないこと。

－事故除去後電圧周波数が大きく変動しないこと。

なお電源容量，変電所容量及び線路亘長についてはFig. 7－1ルソン系統のインピーダンスマップはFig.7－2参照のこと。

7.2 計算結果

7.2.1 1986年

1986年のピーク汐流及び短絡容量をFig,7－3と，Table 7－4に示す。熱容量，しゃ断容量とも問題ない。

一方Kalayaan－Naga間EHV 500kV設計送電線の1回線3相地絡事故時の安定度計算結果はFig. 7－5に示す通り安定である。

事故中交流電圧の低下によりHVDCシステムは一時停止するが事故除去後交流電圧が回復すると再び元の400MWを送電する。このように1986年にはEHV 500kV送電線を230kV運転しても送電可能である。なお事故中HVDCシステムの送電々力が制約される間，レイテ地熱電源の周波数は大きく上昇するので事故除去後HVDCシステムを数秒間過負荷運転するなどレイテ電源とHVDCシステムの協調制御を行う必要がある。

なおルソン系統の安定運転上この時点から計画中のCalaca，Coal，Tiwi，Mak－Banの各発電所にPSS(Power System Stabilizer)を導入することが望ましい。

（TongonanにはPSS不要）

7.2.2 1991年

1991年にHVDCシステムの送電容量は900MW（双極DC±350kV）に増加するがレイテ地熱電源の開発量は660MWと見込まれるため，実際のHVDC送電々力は600MW程度となる。安定度計算結果をFig. 7－6に示すがKalayaan－Naga間の500kV設計EHV送電線は500kVに昇圧する必要がある。

7.2.3 1993年

1993年にHVDCシステムで900MW送電したときの汐流図をFig. 7－7に示す。

Kalayaan－Naga間のEHV 500kV送電線の1回線3相故障時の計算結果はCalaca，Coal，Tiwi，Mak－Banの他さらにManitoにもPSSを付ければ安定となる。

なおこの時点ではTongonanは単独運転に近いのでPSSは特に必要ない。

Fig. 7-2 Impedance Map In 1993

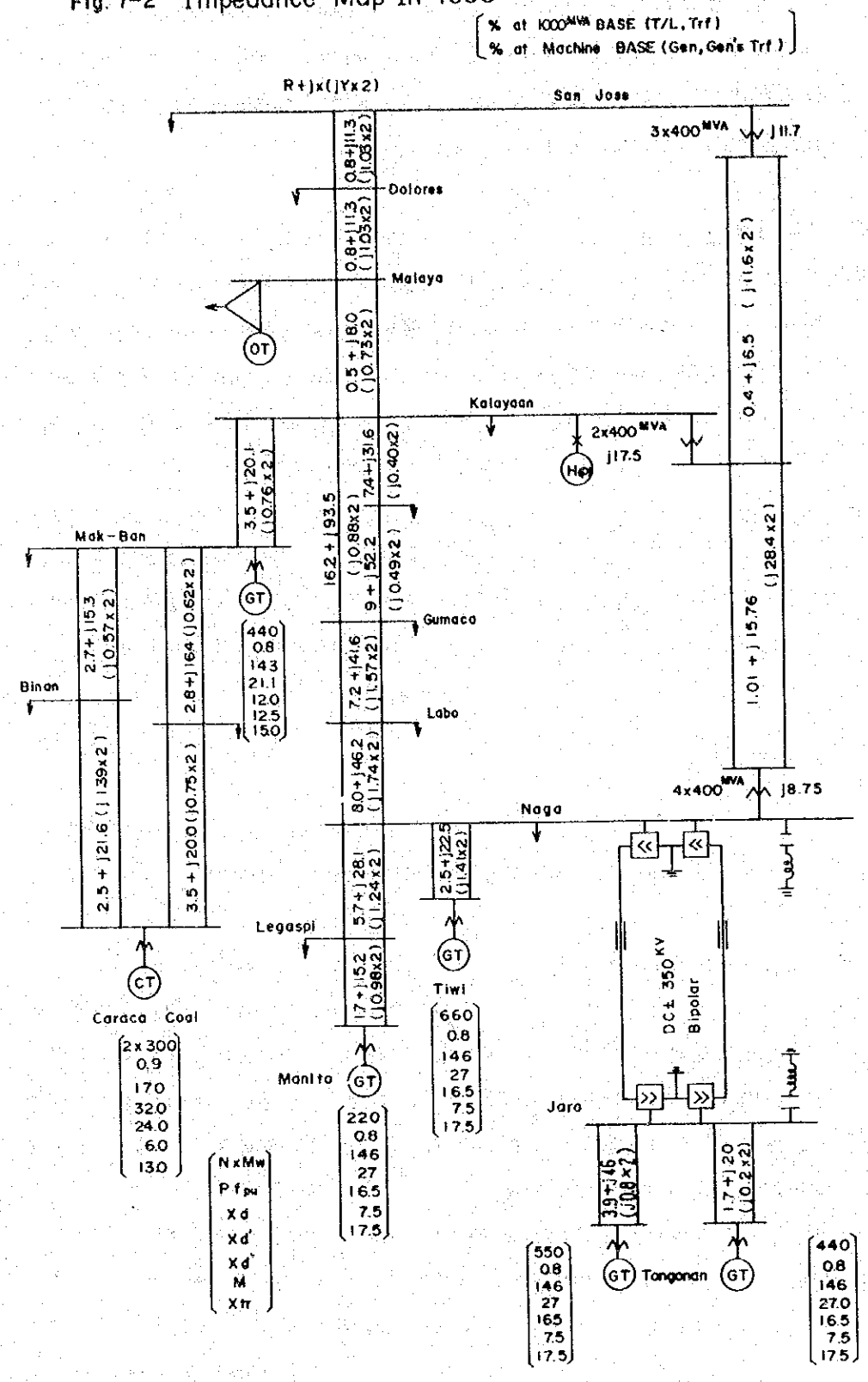


Fig. 7-3 Peak Power Flow In 1986

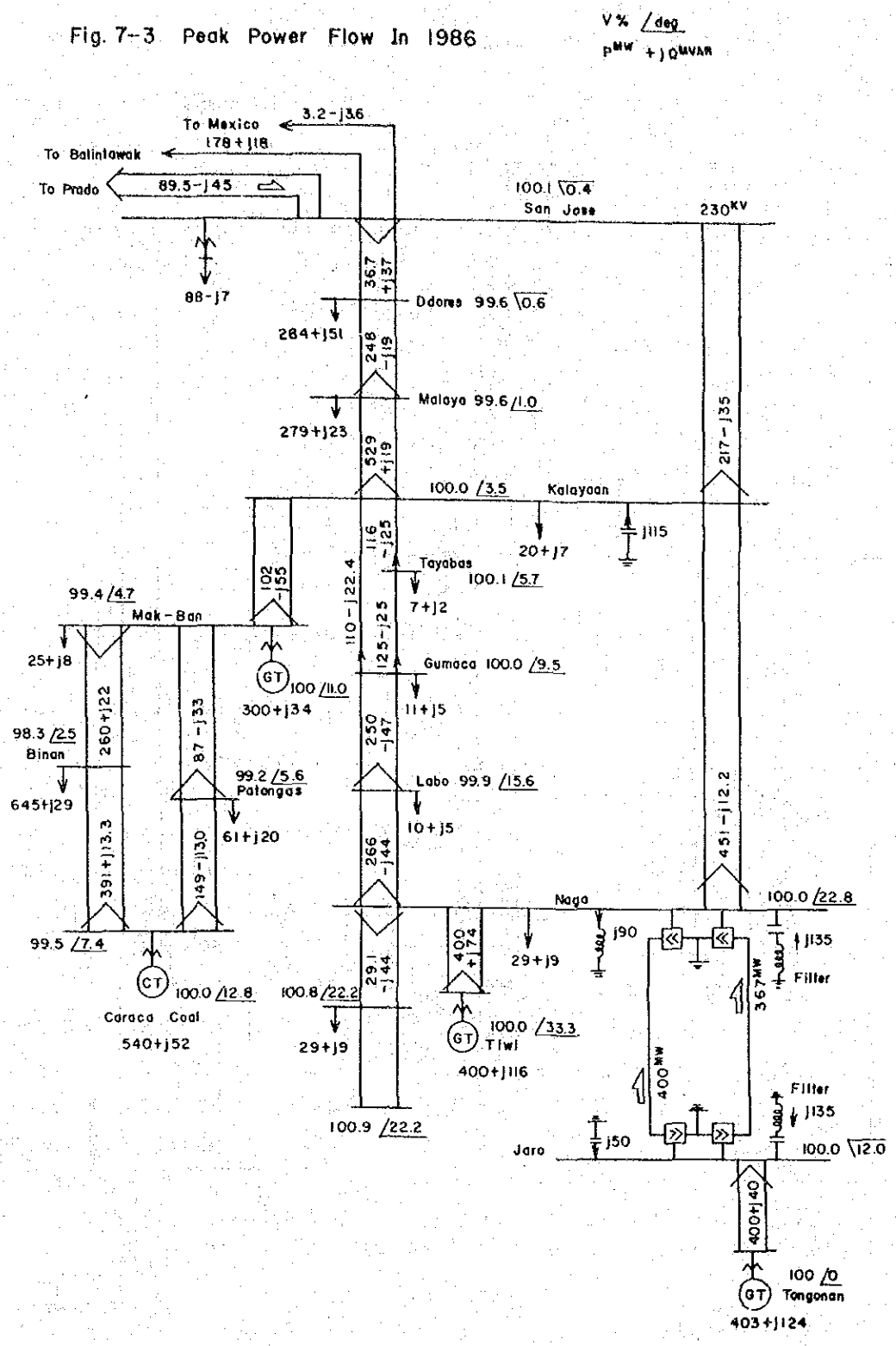


Fig. 7-4 Short Circuit Current In 1986 (A)

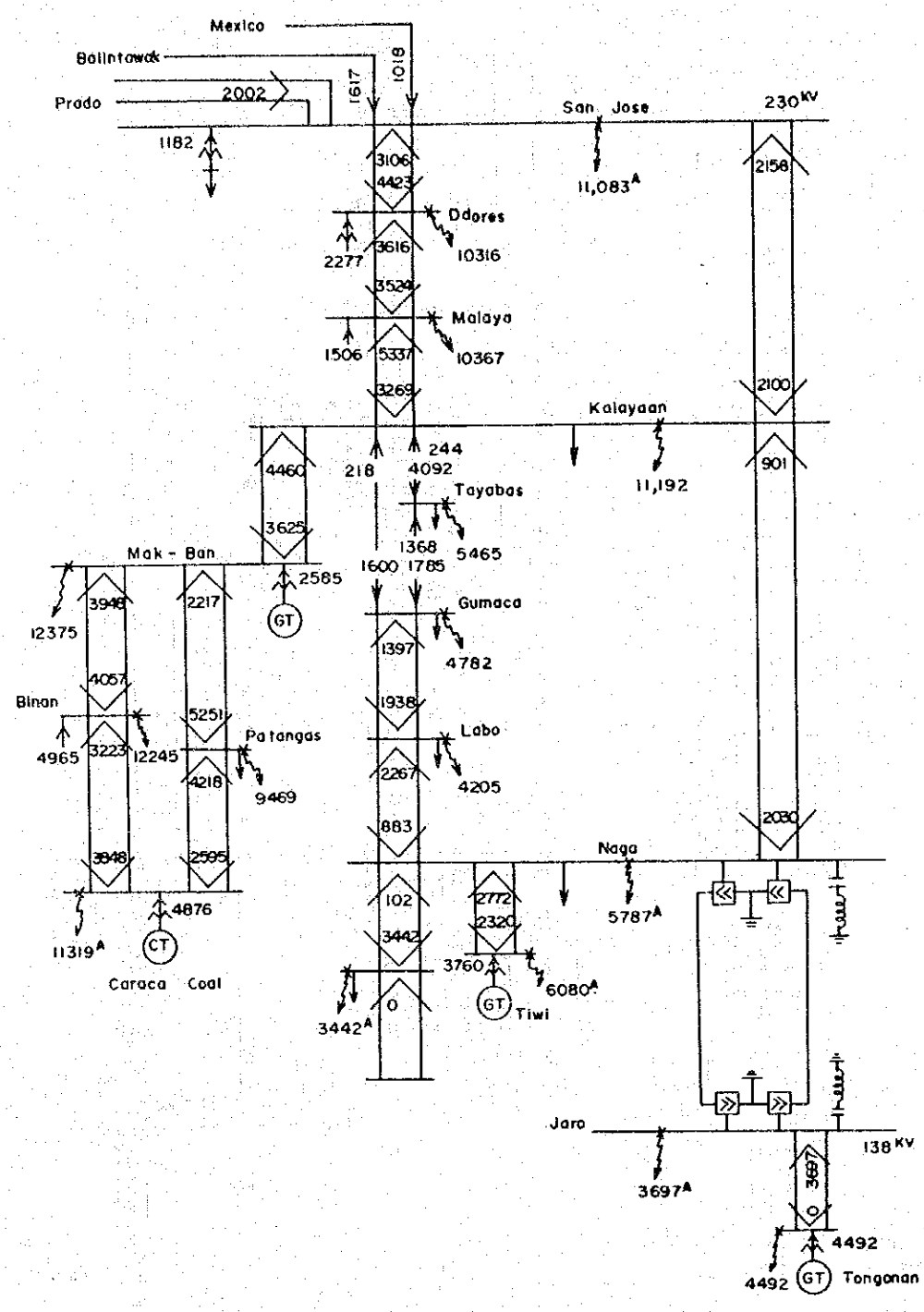


Table 7-3 Capacity of Phase Modifire at C/S MVA
(Filter MVA)

Approx. value*

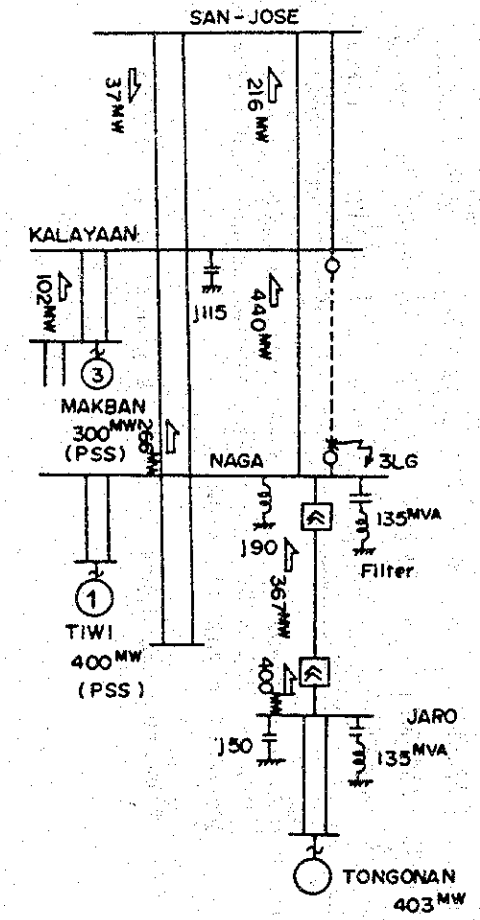
Site \ Year	1986	1991	1993
Naga C/S	(135) Filter -90 (Reactor)	(225) -50 (Reactor)	(225) 150 (Condenser)
Jaro C/S	(135)	(225)	(225)
Tongonan Pf = 0.9	50	80	100
Pf = 0.95	90	140	180

Table 7-4 Short-circuit Capacity at Majar C/S MVA (KA)**

Site \ Year		1986		1993	
San Jose	500 kV	-		5,000 MVA	(5.8 KA)
"	230 kV	4,400 MVA	(11.0 KA)	5,100	(12.8)
Kalayaan	500 kV	-		5,000	(5.8)
"	230 kV	4,500	(11.3)	5,000	(12.6)
Naga	500 kV	-		3,600	(4.2)
"	230 kV	2,300	(5.8)	3,600	(9.0)
Mak-Ban	230 kV	4,900	(12.3)	5,200	(13.1)
Binan	230 kV	4,900	(12.3)	5,000	(12.6)
Rockwell	115 kV	4,400	(22.1)	4,500	(22.6)
Jaro	138 kV	900	(3.7)	1,900	(8.1)

Note: * Required capacity in Jaro C/S will change by power factor of Tongonan P/S HVDC System is assumed to operate under rated power at night and peak.

** Transient reactance is used as generator reactance.



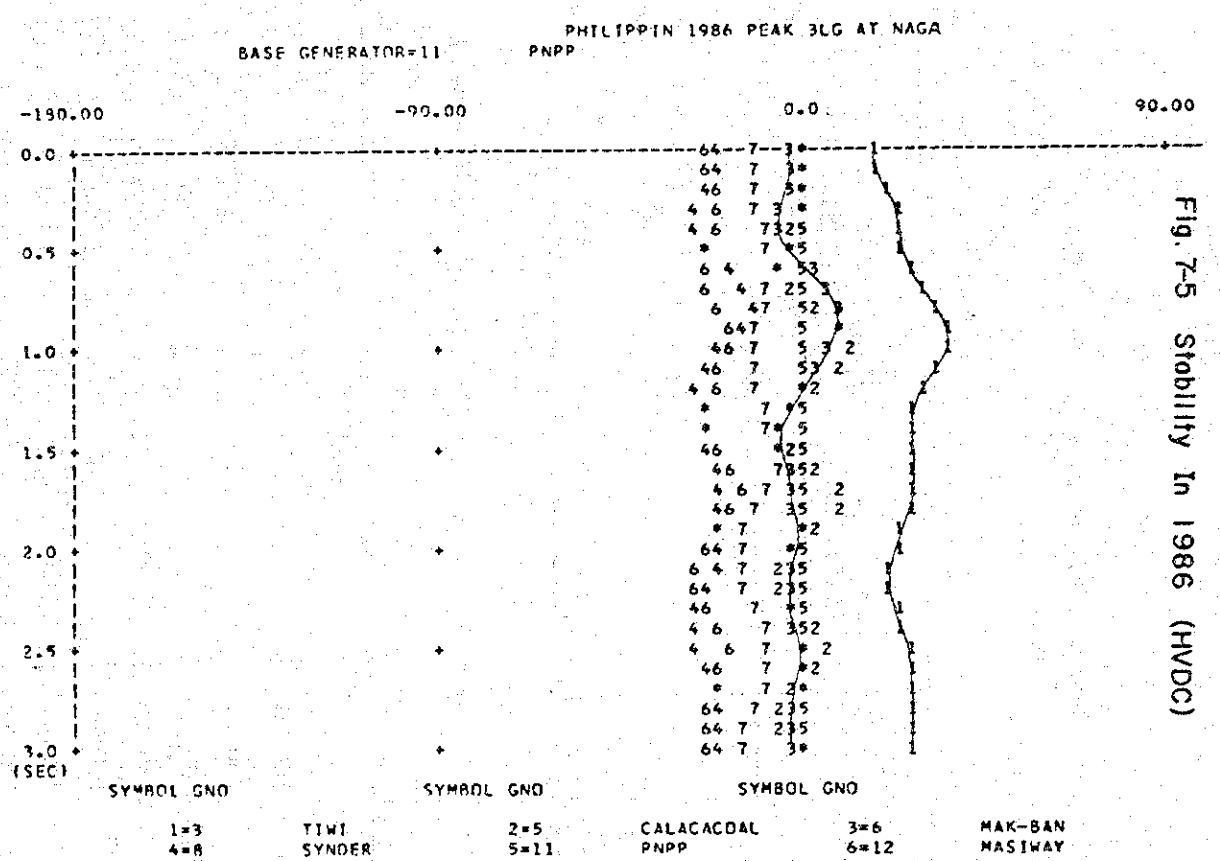


Fig. 7-5 Stability In 1986 (HVDC)

Fig. 7-6 Stability In 1991
(EHV 230kv Operation)

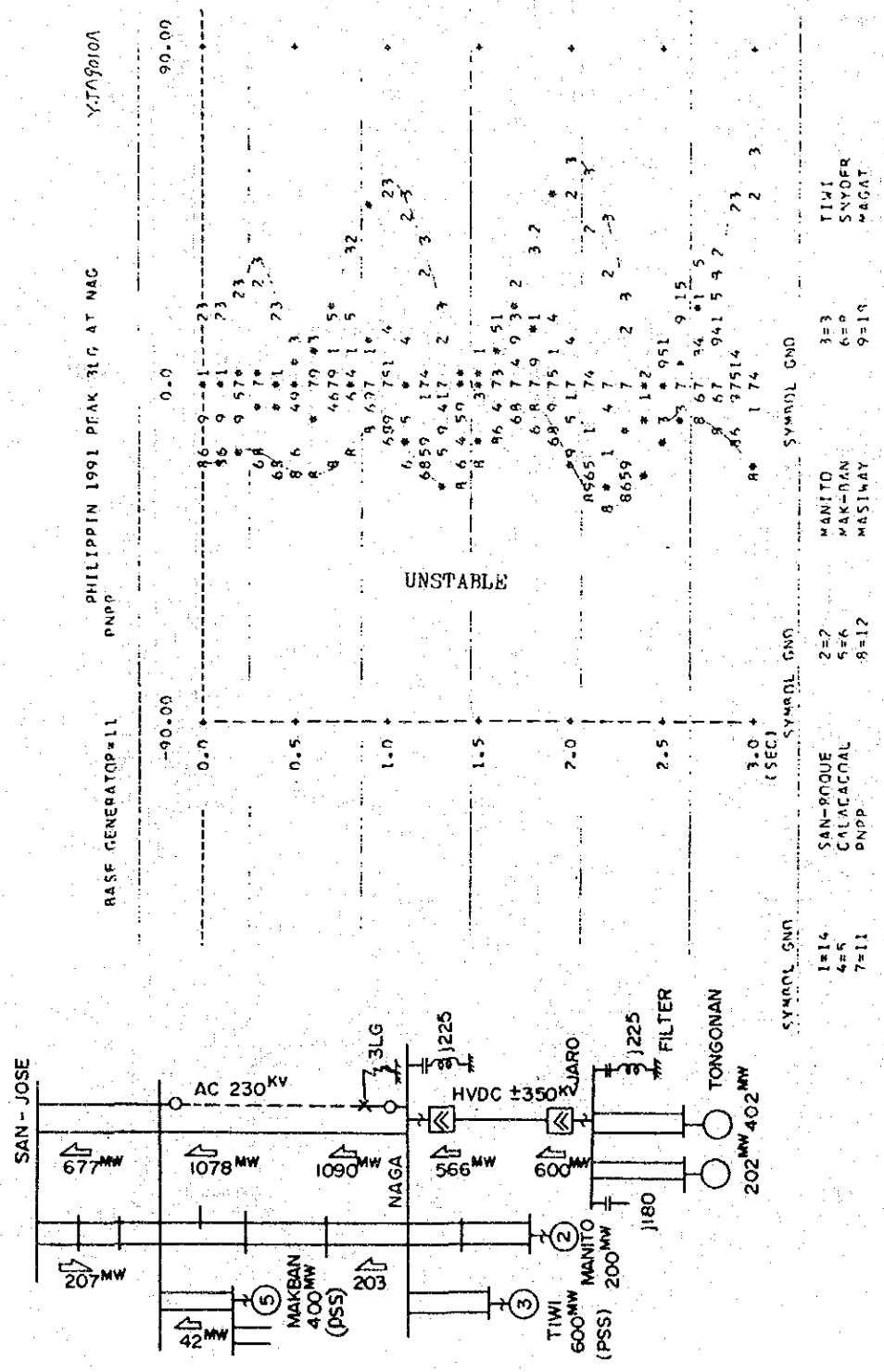


Fig. 7-7 Peak Power Flow In 1993

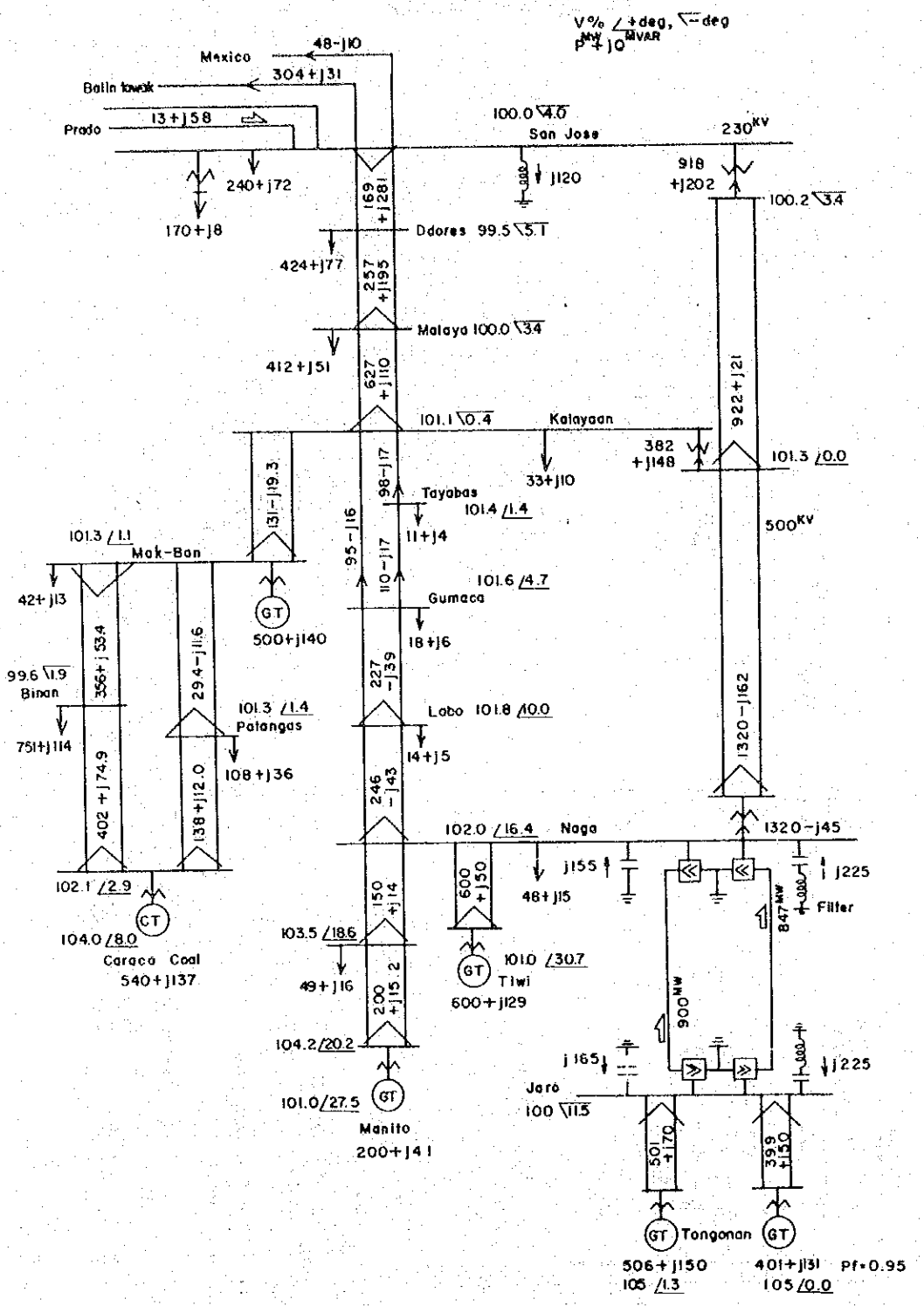


Fig. 7-8 Short Circuit Current In 1993 (A)

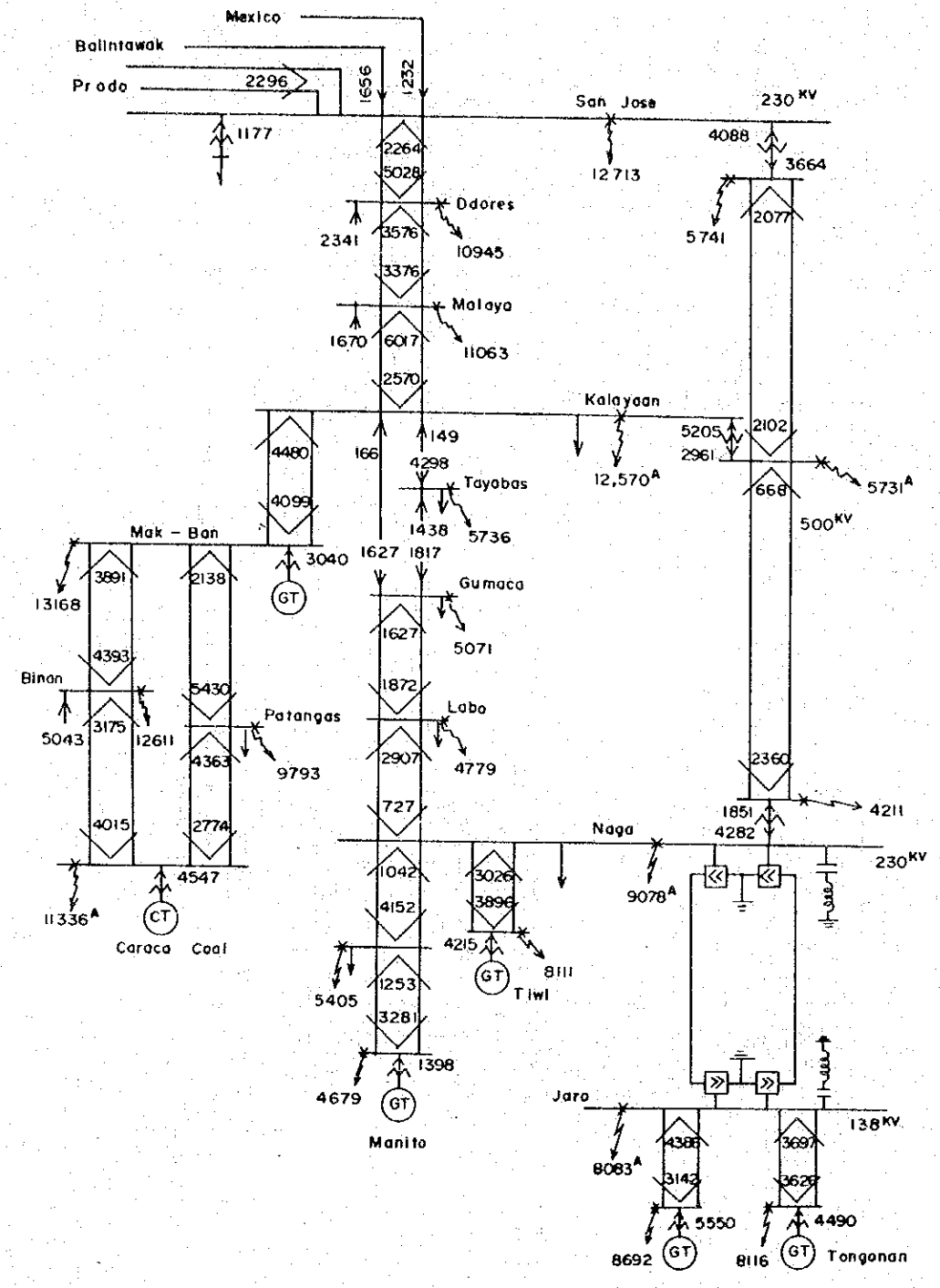
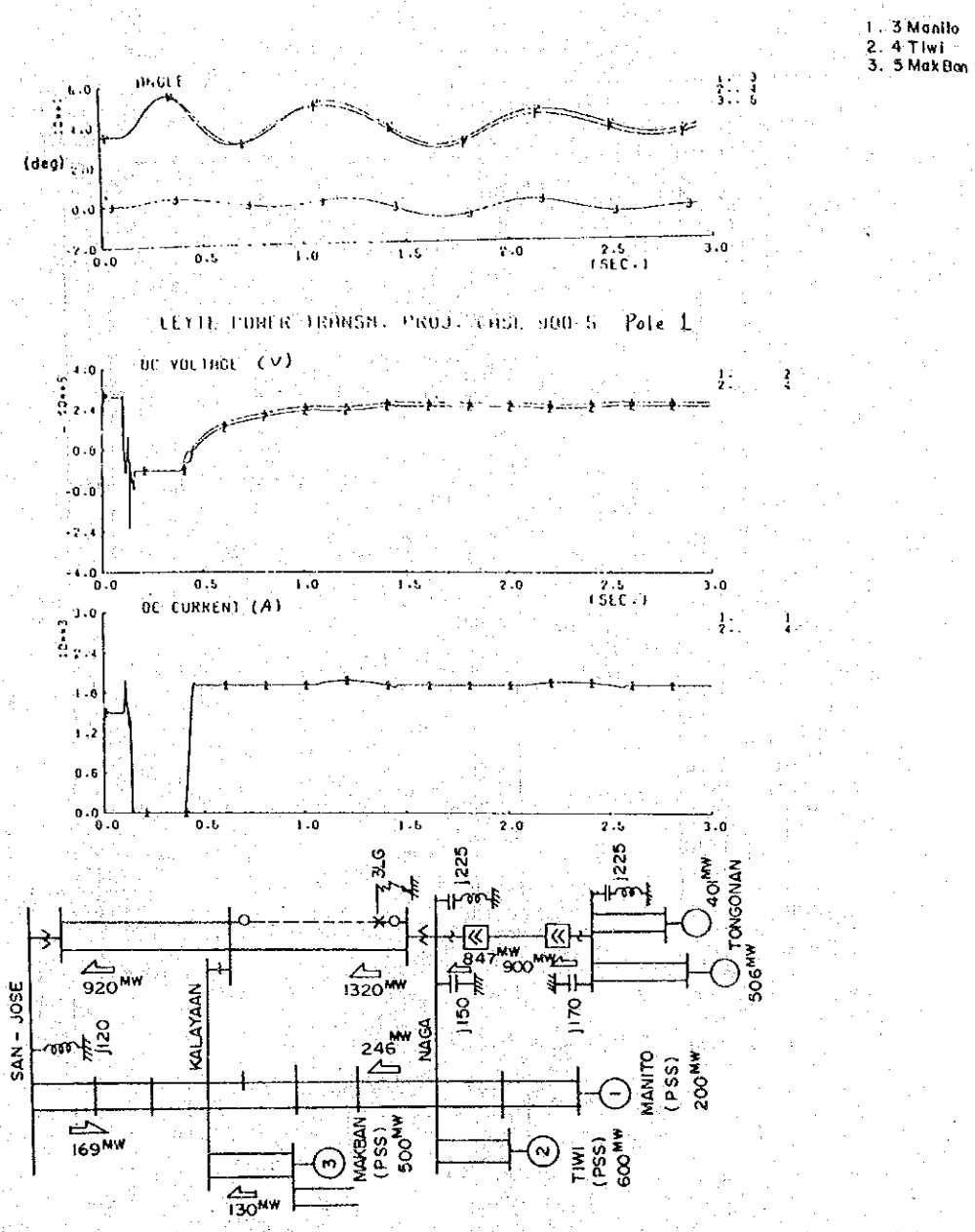


Fig. 7-9 Stability In 1993 (HVDC)



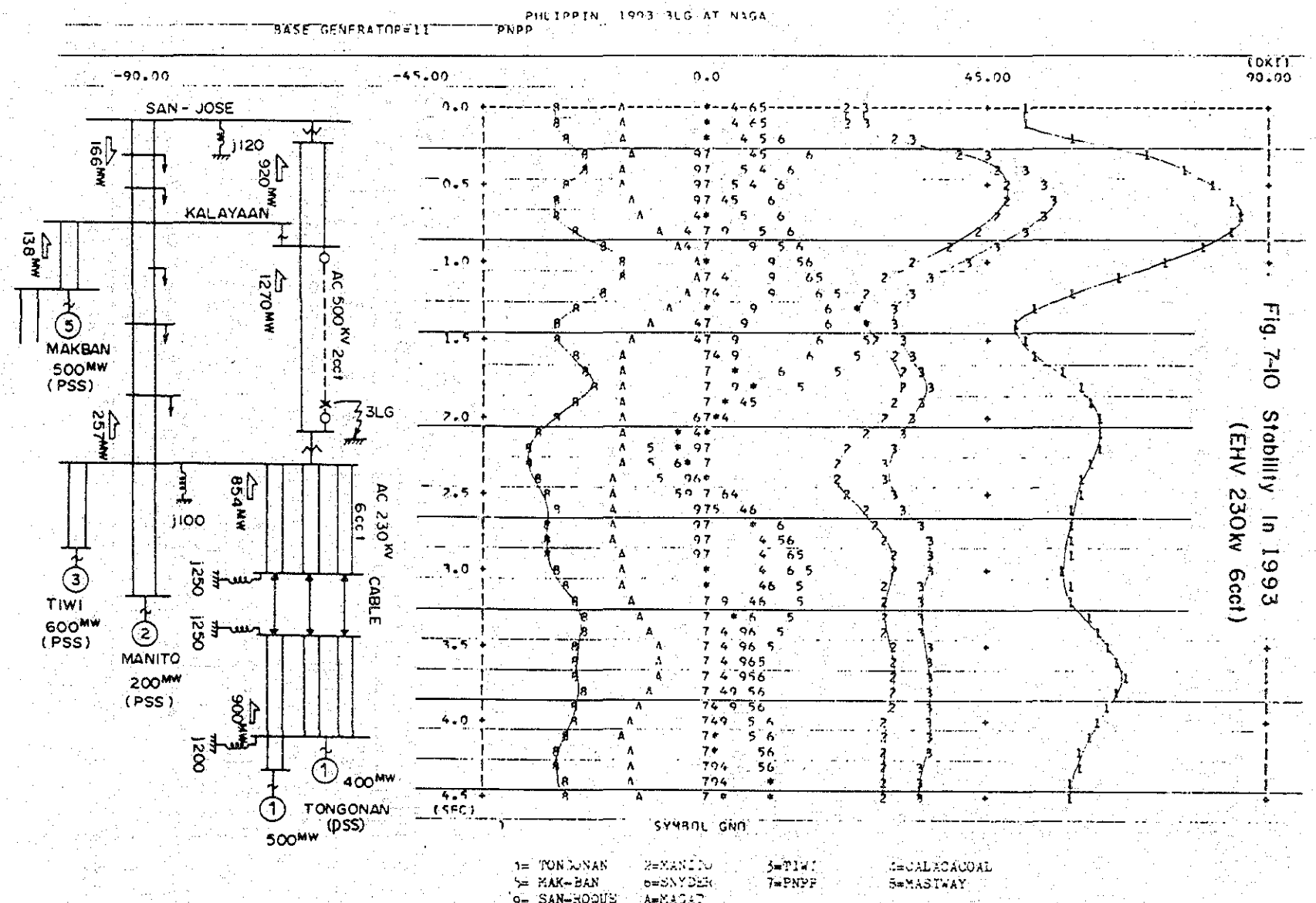
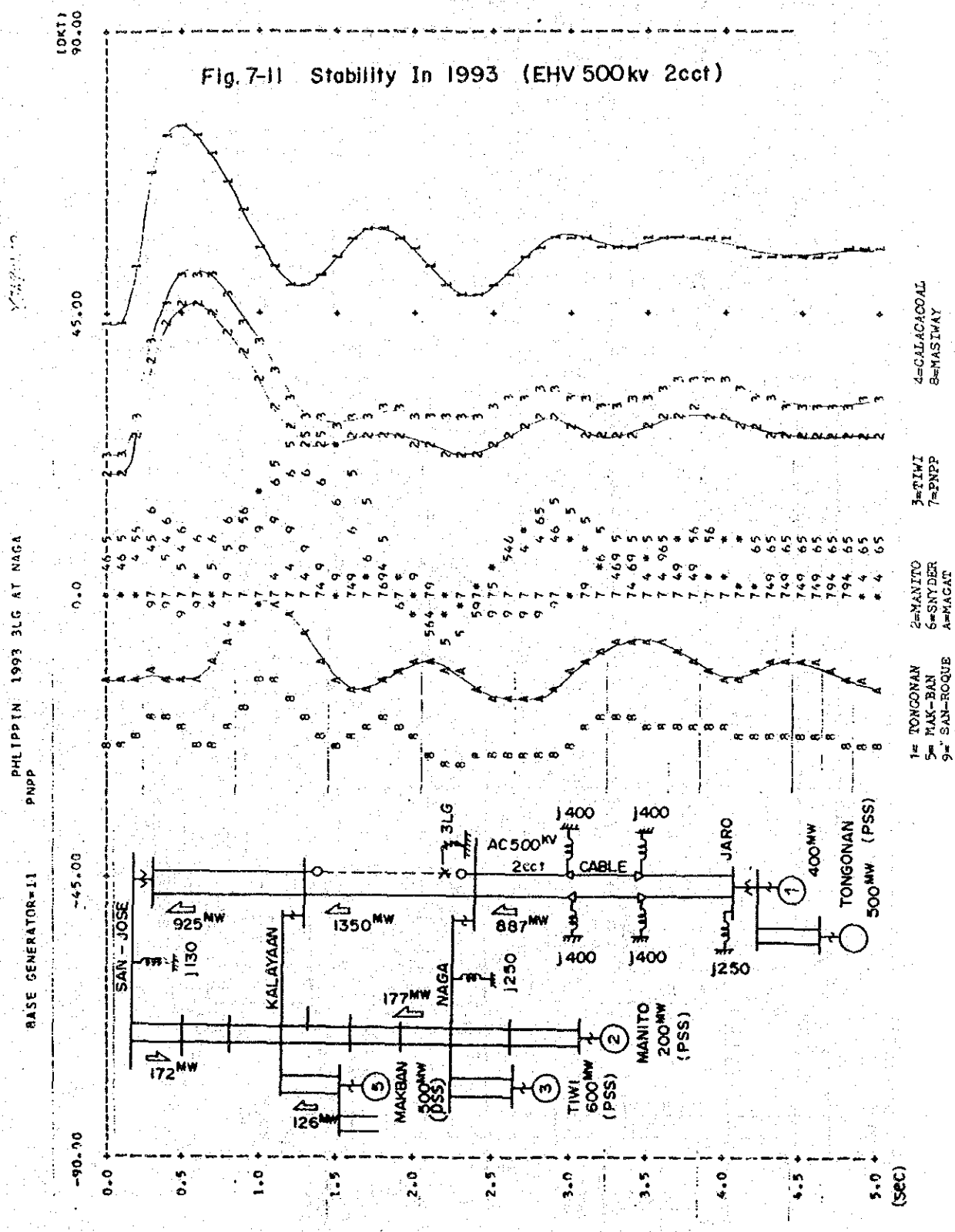


Fig. 7-10 Stability in 1993 (EHV 230kv 6cct)

Fig. 7-11 Stability In 1993 (EHV 500kv 2cct)



7.3 要　約

(1) レイテHVDCシステムによる第1期1986年の400MW送電はNAPOCOR計画の系統構成で何ら支障なく送電できる。San Jose－Kalayaan－NagaのEHV 500kV 設計送電線は，230kV 運用で十分である。

(2) 第2期1991年の600MW送電時には，Tiwi 660MW, Manito 220MWとレイテ地熱電力の660MWを合わせ，電源側で約1400MWがルソン南部からKalayaan, San Joseへ送電されることになるため，安定度上から500kV 設計送電線は1991年以後500kV に昇圧する必要がある。

(3) Tiwi, Manitoなど山側電源の安定度を向上させるため1986年以後PSS(Power System Stabiliger)をTiwi,Monito,Mak－Ban及びCalaca Coalの各発電機に付けることが望ましい。少なくとも今後運開するTiwi, Manito電源にはPSS付超速応AVRを付ける必要がある。

(4) Tiwi, Manito, Mak－Ban以外の今後運開する新らしい電源にも可能なかぎりPSSを付けるべきである。当初からPSSを付ける場合，そのコストは発電機本体に較べ略無視できる上，一般に安定度向上効果が大きいからである。なおTongonan は当面単独電源とみなせるので安定度上の問題はなくPSSは必要ない。

(5) HVDC システムの平常時，および事故時の制御はレイテ地熱電源と十分協調をとったものとし，レイテ・サマール系統の周波数変動，電圧変動をレイテ地熱電源にとり許容できるものとしなければならない。このため詳細検討段階では，レイテ地熱電源のAVRやガバナー，保護装置の特性と十分協調した検討を行うべきである。

(6) Tongonan開閉所でレイテ・サマール系統とHVDCシステムを連系できるようにすべきである。このことにより，運転予備力をルソン系統と，レイテ・サマール系統で共同できることになりレイテ・サマール系統の余剰地熱電力の有効活用（ルソン系統への送電）もはかることができる。

(7) マニラ市内および周辺の石油火力の運用あるいは廃止は原子力（620MW),石炭火力(300MW)などの大容量ユニット電源あるいはレイテHVDCシステムの保修停止，事故停止時の予備力としての検討を，また電力系統の定常時，事故時の電力汐流，電圧面などの十分な検討を行って決めるべきである。

特に115kV 系統の送電線過負荷対策，電圧低下対策にこれら石油火力を適切に運用することが115kV 系統の対策を行うまで必要であろう。

(8) ルソン，レイテ・サマールEHV系統の短絡容量は1993年時点で最大5,000MVA程度である。Naga C/S 230kV 及びJaro C/S 138kV の短絡容量はそれぞれ3,600MVA，1,900MVAでしゃ断容量上何ら問題ない。

第８章　工事費と建設スケジュール

第8章　工事費と建設スケジュール

8．1　工　事　費 …… 215
8．2　建設スケジュール …… 223

第8章　工事費と建設スケジュール

8.1 工　事　費

(1) 基本的条件

i) 一　般

レイテ送電計画の工事費を積算するにあたっては架空送電線と海底ケーブルのルート，海底ケーブルの揚陸地点とケーブル・ターミナル予定地点，電極予定地点と電極線のルートや変換所予定地点の自然条件および地域条件を考慮して1981年3月時点の労務費，物価に基づき算定した。

工事費についてはフィリピン国内において調達可能なものに要する費用を内貨とし，それ以外のものについては外貨に計上した。

ii) 工事費の計上範囲

工事費の積算範囲は次に示す通りであり，本計画の予備設計に基づき各工事数量を計算するとともに，これら請負契約方式を考慮した直接費用のほかに，本プロジェクトを遂行するために必要な間接費を含めて計上した。

なお，本プロジェクトは第1期，第2期と施行されるため，それぞれについて施行範囲を定め工事費を算定した。

a) 工事費の積算範囲

	第1期施行範囲	第2期施行範囲
— AC 138 kV 架空送電線	26 km	80 km
— DC±350 kV 架空送電線	406 km	—
— DC±350 kV 海底ケーブル	23.0 km	—
— 変換所	Jaro C/S および Naga C/S の新設	Jaro C/S および Naga C/S 増設
— 電極	Managanas 電極および Pasacao 電極	—
— 電極線	60 km	
— 通信設備	Tongonan S/Y から Naga C/S までのマイクロ回線他	—

b) 電気機器類の費用

変換所機器（サイリスタバルブ，変圧器，フィルタおよび開閉器などの変換所機器，通信機器等）および送電線資材（鉄塔，電線，碍子，海底ケーブル，電極等）はすべて外国において製作され供給されるものとし，これら輸入資材の費用は国際的

に競合しうる日本におけるFOB価格と海上輸送費，保険料は外貨分に計上し，フィリピン国内での積卸費，陸上輸送費，現地で調達できる資材および据付工事費等は内貨に計上した。海底ケーブル，変換所機器，電極および通信機器等は据付調整渡しとし，これらの据付調整に必要な外国メーカの技術者等の費用ならびに，特殊建築物（バルブ室，制御室）の設計，これの特殊資材等の費用は外貨に計上し，土地造成，建屋等にかかる費用は内貨にそれぞれ計上した。

c) 仮設備費他

本プロジェクトの施工監理に要する仮建物および車輛などの費用は内貨として計上した。

d) 技術費および管理費

技術費および管理費としては今後に行われる本プロジェクトの実施設計（D/S）やコンサルタントによる施工管理（SV）に要する費用を外貨とし，NAPOCOR による建設工事の管理に必要な費用は内貨として計上した。なお，実施設計（DS）のための海底ケーブルルートおよび電極地点の詳細調査に要する費用を外貨として計上した。

e) 研修費

NAPOCOR 技術者に対して行う直流システムの運用，管理などの研修に必要な費用を外貨として計上した。

f) 予備費

本プロジェクトの DC±350kV 直流送電線（含む海底ケーブル），AC 138kV 架空送電線，変換所，電極，電極線および通信設備など，外貨分に対し 5 %，内貨分に対しては 15 % 相当額を計上した。

g) 工事中利息

本プロジェクト建設に要する資金の利息としては，外貨分によるものは利子率 3 %／年，内貨分については利子率 10 %／年として計上した。

h) 建設費のエスカレーション

本プロジェクトの建設費想定に当っては，NAPOCOR との打合せ結果から 1981 年の直接工事費に対し外貨分および内貨分のそれぞれに次のエスカレーションを考慮した。

年	外貨分	内貨分
1981	10%	15%
1982	9%	15%
1983	8%	15%
1984	7%	15%
1985	7%	15%
	↓	↓
1986	以下同じ	以下同じ

(2) 総建設費と年度別工事費

第1期および第2期の建設スケジュール，施工計画，工事費の積算条件より求めた。

1981年価格における総建設費は次のとおりである。

(Unit：×10^3 US$)

	外貨分	内貨分	計
第1期	185,365	67,502	252,867
第2期	86,923	21,795	108,718
計	272,288	89,297	361,585

本プロジェクトの建設期間は第1期4年，第2期3年であるが，外貨分および内貨分の支払条件を次の如く想定し，上述の総建設費を分配した。(Table 8－1，8－2)

〔外貨分〕	契約時	FOB時	到着時	竣工時
架空送電線および電極線用資機材	10%	60%	30%	—
海底ケーブル，電極	10%	60%	—	30%
変換所機器，通信機器	10%	80%	—	10%
〔内貨分〕				
資材および労務費	出来高払い			

技術費，管理費，研修費，予備費および建設中利息から成る間接費は，第1期41,988千USドル，第2期16,418千USドル，総額で58.406千USドルであり，直接工事費の総額に対する比率は19.3%である。本プロジェクトの建設工事が順調に進捗し，第1期1985年末，第2期1990年末それぞれ完成するものとすれば，この間のインフレーションによる建設費の上昇は1981年価格での各期別の総建設費に対し，それぞれ39.4%，114.9%が予想される。すなわちエスカレーションを考慮した場合の総建設費は，第1期352,425千USドル，第2期233,584千USドルである。またこれらの外貨分および内貨分の内訳では，第1期各々243,258千USドル，109,167千USドル，第2期各々160,626千USドル，72,958千USドルである。

Table 8-1 Fund Requirement at First Stage

Unit: 1,000 U.S. Dollars

Item	1982			1983			1984			1985			Construction cost		
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total
A. Convertor stations															
Naga Station															
DC equipment	—	—	—	3,224	0	3,224	25,786	0	25,786	3,224	0	3,224	32,234	0	32,234
AC equipment	—	—	—	400	0	400	3,186	0	3,186	400	0	400	3,986	0	3,986
Civil works & building	—	—	—	124	1,567	1,691	862	3,119	3,981	0	1,071	1,071	986	5,757	6,743
Installation & others	—	—	—	29	29	58	1,657	1,276	2,933	1,043	471	1,514	2,729	1,776	4,505
Jaro Station															
DC equipment	—	—	—	3,162	0	3,162	25,286	0	25,286	3,162	0	3,162	31,610	0	31,610
AC equipment	—	—	—	214	0	214	1,714	0	1,714	214	0	214	2,142	0	2,142
Civil works & building	—	—	—	133	1,790	1,923	862	3,214	4,076	0	1,271	1,271	995	6,275	7,270
Installation & others	—	—	—	29	29	58	1,676	1,314	2,990	1,076	495	1,571	2,781	1,838	4,619
Sub-total				7,315	3,415	10,730	61,029	8,923	69,952	9,119	3,308	12,427	77,463	15,646	93,109
B. Transmission lines															
DC line															
DC 350 kV overhead line															
Materials	—	—	—	8,207	0	8,207	29,102	0	29,102	3,954	0	3,954	41,263	0	41,263
Installation	—	—	—	432	3,467	3,899	1,722	18,881	20,603	256	5,190	5,446	2,410	27,538	29,948
DC 350 kV submarine cable															
Materials	—	—	—	2,800	0	2,800	16,803		16,803	8,487	0	8,487	28,090	0	28,090
Installation	—	—	—	148	0	148	883	381	1,264	442	143	585	1,473	524	1,997
AC 138 kV line															
Materials	—	—	—	390	0	390	3,492	0	3,492	0	0	0	3,882	0	3,882
Installation	—	—	—	20	0	20	184	1,000	1,184	0	1,005	1,005	204	2,005	2,209
Electrode & electrode lines	—	—	—	286	0	286	1,210	999	2,209	348	538	886	1,884	1,537	3,381
Sub-total				12,283	3,467	15,750	53,396	21,261	74,657	13,487	6,876	20,363	79,166	31,604	110,770
C. Telecommunication facility	—	—	—	606	73	679	1,843	66	1,909	3,013	590	3,603	5,462	729	6,191
D. Temporary facility & others					271	271		271	271		267	267		809	809
Direct cost (A+B+C+D)				20,204	7,226	27,430	116,268	30,521	146,789	25,619	11,041	36,660	162,091	48,788	210,879
E. Contingency				1,010	1,084	2,094	5,813	4,578	10,391	1,281	1,656	2,937	8,104	7,318	15,422
F. Engineering & adm. costs	2,152	100	2,252	1,400	952	2,352	1,780	952	2,732	1,752	952	2,704	7,084	2,956	10,040
G. NPC's engineer educational cost	—	—	—	—	—	—	78	0	78	78	0	78	156	0	156
Sub-total	2,152	100	2,252	2,410	2,036	4,446	7,671	5,530	13,201	3,111	2,608	5,719	15,344	10,274	25,618
Total cost (A through G)	2,152	100	2,252	22,614	9,262	31,876	123,939	36,051	159,990	28,730	13,649	42,379	177,435	59,062	236,497
H. Interest during the construction	32	5	37	404	473	877	2,602	2,739	5,341	4,892	5,223	10,115	7,930	8,440	16,370
Indirect cost (E+F+G+H)	2,184	105	2,289	2,814	2,509	5,323	10,273	8,269	18,542	8,003	7,831	15,834	23,274	18,714	41,988
I. Total construction cost in 1981 price	2,184	105	2,289	23,018	9,735	32,753	126,541	38,790	165,331	33,622	18,872	52,494	185,365	67,502	252,867
J. Escalation	269	21	290	5,041	3,651	8,692	39,101	22,537	61,638	13,482	15,456	28,938	57,893	41,665	99,558
K. Total cost required (I+J)	2,453	126	2,579	28,059	13,386	41,445	165,642	61,327	226,969	47,104	34,328	81,432	243,258	109,167	352,425

Table 8-2 Fund Requirement at Second Stage

Unit : 1,000 U.S. Dollars

Item	1988			1989			1990			Construction cost			Total (1st & 2nd)		
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total
A. Convertor stations															
Naga Station															
DC equipment	2,519	0	2,519	20,176	0	20,176	2,519	0	2,519	25,214	0	25,214	57,448	0	57,448
AC equipment	424	0	424	3,419	0	3,419	424	0	424	4,267	0	4,267	8,253	0	8,253
Civil works & building	19	76	95	1,048	2,428	3,476	0	214	214	1,067	2,718	3,785	2,053	8,475	10,528
Installation & others	14	9	23	1,376	1,086	2,462	852	367	1,219	2,242	1,462	3,704	4,971	3,238	8,209
Jaro Station															
DC equipment	2,495	0	2,495	19,967	0	19,967	2,495	0	2,495	24,957	0	24,957	56,567	0	56,567
AC equipment	124	0	124	976	0	976	124	0	124	1,224	0	1,224	3,366	0	3,366
Civil works & building	19	76	95	1,048	2,352	3,400	0	214	214	1,067	2,642	3,709	2,062	8,917	10,979
Installation & others	14	9	23	1,352	1,105	2,457	857	367	1,224	2,223	1,481	3,704	5,004	3,319	8,323
Sub-total	5,628	170	5,798	49,362	6,971	56,333	7,271	1,162	8,433	62,261	8,303	70,564	139,724	23,949	163,673
B. Transmission lines															
DC line															
DC 350 kV overhead line															
Materials	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	41,263	0	41,263
Installation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,410	27,538	29,948
DC 350 kV submarine cable															
Materials	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,090	0	28,090
Installation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,473	524	1,997
AC 138 kV line															
Materials	1,371	—	1,371	8,234	0	8,234	4,113	0	4,113	13,718	0	13,718	17,600	0	17,600
Installation	72	—	72	433	2,834	3,267	216	4,254	4,470	721	7,088	7,809	925	9,093	10,018
Electrode & electorde lines	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,844	1,537	3,381
Sub-total	1,443	0	1,443	8,667	2,834	11,501	4,329	4,254	8,583	14,439	7,088	21,527	93,605	38,692	132,297
C. Telecommunication facility	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5,462	792	6,191
D. Temporary facility & others	—	71	71	—	71	71	—	67	67	0	209	209	0	1,018	1,018
Direct cost (A+B+C+D)	7,071	241	7,312	58,029	9,876	67,905	11,600	5,483	17,083	76,700	15,600	92,300	238,791	64,388	303,179
E. Contingency	354	36	390	2,901	1,482	4,383	580	822	1,402	3,835	2,340	6,175	11,939	9,658	21,597
F. Engineering & adm. costs	961	576	1,537	890	476	1,366	876	476	1,352	2,727	1,528	4,255	9,811	4,484	14,295
G. NPC's engineer educational cost	—	—	—	26	0	26	26	0	26	52	0	52	208	0	208
Sub-total	1,315	612	1,927	3,817	1,958	5,775	1,482	1,298	2,780	6,614	3,868	10,482	21,958	14,142	36,100
Total cost (A through G)	8,386	853	9,239	61,846	11,834	73,680	13,082	6,781	19,863	83,314	19,468	102,782	260,749	78,530	339,279
H. Interest during the construction	126	43	169	1,180	677	1,857	2,303	1,607	3,910	3,609	2,327	5,936	11,539	10,767	22,306
Indirect cost (E+F+G+H)	1,441	655	2,096	4,997	2,635	7,632	3,785	2,905	6,690	10,223	6,195	16,418	33,497	24,909	58,406
I. Total construction cost in 1981 prices	8,512	896	9,408	63,026	12,511	75,537	15,385	8,388	23,773	86,923	21,795	108,718	272,288	89,297	361,585
J. Escalation	6,103	1,582	7,685	52,753	27,286	80,039	14,847	22,295	37,142	73,703	51,163	124,866	131,596	92,828	224,424
K. Total cost required (I+J)	14,615	2,478	17,093	115,779	39,797	155,576	30,232	30,683	60,915	160,626	72,958	233,584	403,884	182,125	586,009

8.2 建設スケジュール

第1期，第2期の建設スケジュールをそれぞれFig. 8－1，Fig. 8－2 に示す。

本プロジェクトは石油依存度の低減，天然資源の活用等の見地から，1日も早い推進が望まれており，Tongonan 地熱発電所の開発計画に合わせ，本プロジェクトの竣工時期をそれぞれ第1期1985年，第2期1990年としている。

建設工期は，詳細設計および仕様書作成開始から，工事の竣工まで第1期では45ケ月，第2期では36ケ月とした。変換所工事は，契約から据付，試験の完了まで約33ケ月を見込み，これの工事期間中に送電線，電極，電極線および通信設備の設計，製作，輸送，据付試験等を完了させなければならない。

建設工程を決めるにあたって考慮した基本事項は下記の通りである。

(1) 架空送電線工事工程

第1期では，AC 138kV AC 架空送電線（亘長 26km）およびDC±350kV 架空送電線（亘長 406km）の工事は並行して行なわれるものとする。

i）工事数量および建設工程

工事区間，工事数量は下記の通り。

工事区間		工事数量
138kV AC 架空送電線	1区間	26 km
DC±350kV 架空送電線（レイテ・サマール島内）	2区間	218 km
DC±350kV 架空送電線（ルソン島内）	2区間	186 km
DC±350kV San Juanico 海峡横断	1区間	1.7km

建設工程を検討した結果，1ケ月につき約 6 km の割合で進捗するものとすれば，レイテ，サマール島内のDC±350kV 架空送電線で竣工検査を含め約20ケ月を要する。

ii）資機材の輸送期間

鉄塔材，電線，碍子などの資機材は全て輸入するものとし，海上輸送と陸上輸送で2ケ月を要する。

iii）鉄塔の製造能力

鉄塔メーカーが鉄塔製作を受注してから，製造開始まで約3ケ月必要である。この3ケ月の間に設計，材料手配，モデル建柱，これらに対する試験などが実施される。

所要鋼材重量は約 16,000 ton と想定され，製作を月平均約 1,000 tonとすれば，工場での製作期間は約16ケ月を必要とする。

(2) 海底ケーブル建設工事工程

DC±350kV 海底ケーブルの建設は第6章予備設計において述べられている様に特殊工事であり，海底地質の精密調査結果にもとずき，最終的な海底ケーブル・ルートおよび布設工事工程が決まる。

但し，海底ケーブル布設地点の海象，海底状況などの詳細調査をあらかじめ実施し，海底ケーブルの布設ルート，ケーブル・ターミナル地点の位置，ケーブルの種類等の基本事項を決定しておくものとする。

i) 現地調査と最終設計

海底ケーブル建設業者はNAPOCOR の工事仕様書によって工事を受注した後，指示されたケーブル・ルート，ケーブル・ターミナル地点について補足調査を実施し，これによって布設工事の最終設計を行い，またケーブルのテストピースを製作してNAPOCOR の承認を受けるものとする。このための期間を10ケ月とした。

但し，海底地質調査は4月から6月にかけて実施することが，海象条件，気象条件上望ましい。

ii) ケーブル製造工程

ケーブルは2,000 mを単位長として製造され，ケーブル布設区間の亘長により所要数の接続を行う。接続作業は接続1ケ所につき7日を必要と想定すると，単芯ケーブル2条布設するものとすれば，工場での接続等のための必要期間は約7ケ月となる。

iii) ケーブル布設工事

ケーブルの布設に先立って，ケーブルの陸上げ地点ならびにケーブル・ターミナル地点の準備工事は5ケ月必要である。ケーブルの布設作業は比較的海象条件の良い11月に実施するが,試航回数その他を考慮してケーブル布設作業期間を1ケ月とした。

ケーブル布設後のケーブル防護，ケーブル・ターミナルへの接続ならびにケーブルの結合テストの期間を4ケ月とした。従って,ケーブル布設工事工程としては10ケ月必要である。

(3) 電極および電極線の建設工程

電極の建設は第6章予備設計において述べられている様に特殊工事であり，電極予定地点の精密調査結果にもとずき，最終的な電極方式（陸上，海中）および電極地点が決まる。

但し，電極予定地点の詳細調査はあらかじめ，実施され，電極方式，電極地点および電極の型式などは決定しておくものとする。

電極および電極線工事は，Jaro C/S 側，Naga C/S 側それぞれシリーズに行なわれるものとし，工事の竣工時期は送電線工事に合わせた。

(4) 変換所の建設工程

直流連系設備の建設のうち，変換所関係の建設には，大きく分けて土木建築関係工事と電気関係工事とになり，最も長期間を要するのは変換機器を主とする電気関係設備の工事

であり，全体工程はこれによって決まる。外国に於いて製造を終えた機器が現地に到着するまでに機器を収容する建物，屋外設備を準備しておくことが出来るので，設備全体の計画は直流機器の設計，製造，輸送，据付，試験によって決定される。

i）設　計

機器の納入契約決定後直ちに設計に入るが，その所要期間は機器によってかなり異なり，サイリスタバルブ，変圧器類で4～6ケ月，制御保護設備については10～12ケ月を必要とする。

ii）製　造

最も長期間を要するのは製造であって，サイリスタバルブ12～15ケ月を要し，変換トランス,直流リアクトル等の機器で8～10ケ月，配電盤開閉器類で8～12ケ月程を必要とする。何れも充分なる環境のもとで，行き届いた品質管理の下で製造されなければならない。

iii）輸送・据付

個々の機器についてそれぞれ据付工程を確実に把握して輸送を行ない，現地に於ける無駄のないよう充分留意する必要がある。輸送については特にJaro C/Sへの重量物輸送については事前調査のうえ計画的に実施することが大切である。据付についてもサイリスタバルブ等半導体製品が多く，品質を落さないよう充分な管理が必要である。据付工程としては3～5ケ月を見込んだ。

iv）現地試験

機器の据付後，各種の試験が行なわれる。個々の機器についての単独の試験を行い，変換所内の試験を終えたあと，直流送電設備全体の試験を行ない，全体としての設備の調整，設定をし性能の確認をする。そのため，試験に必要な電力の確保は工事工程維持のため非常に重要なこととなる。

計画通りにすべての工事が進捗したとして試験のための所要日程として6ケ月を見込んだ。

(5) 通信設備の建設工事

通信設備の設計，製造，据付および試験は変換所の建設に合わせて行ない，プロジェクトの竣工に合わせて1985年に完成させる。但し，マイクロ回線に関わるフィリピン国内の認可手続き等はNAPOCORの責任に於いて行なわれるものとし，工事工程には充分間に合わせるものとする。又，中継所の位置については更に調査を必要とし,中継所間の障害物の確認，中継局舎の設置の可否について調査されなければならない。

(6) 第2期工事の工事工程

1990年竣工の予定としている第2期工事に於いて主たるものは直流主回路の直列増設でDC±350kV，900MWの最終設備となる。それと関連して必要となるAC 138kV開閉設備

交流フィルタ，調相設備，および，AC 138 kV 送電線の増設が予定され，その工程については第1期工事に準じて計画した。

Fig. 8-1 Schedule Leyte Power Transmission Project (First Stage)

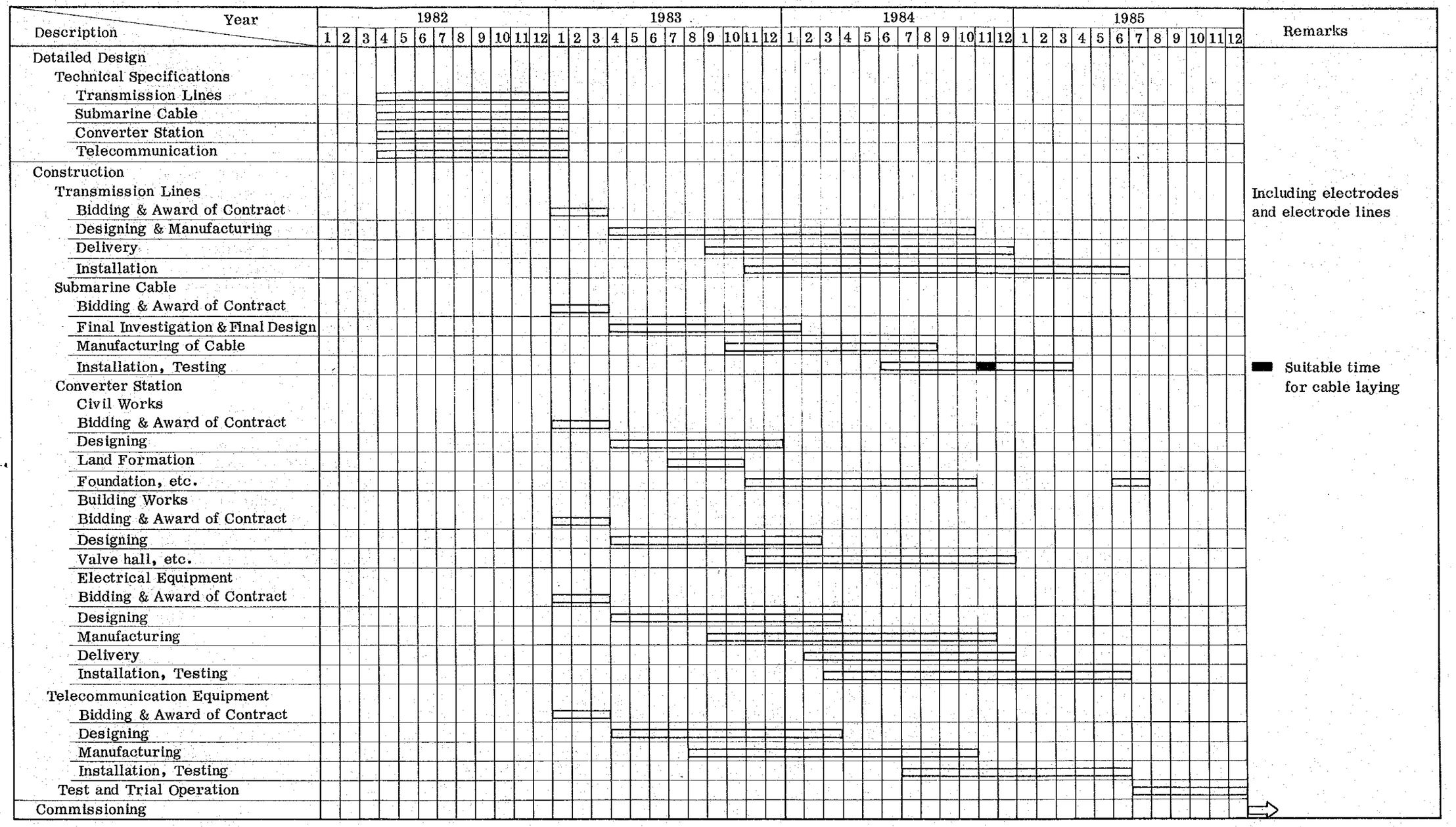


Fig. 8-2 Schedule Leyte Power Transmission Project (Second Stage)