No. 15

フィリピン共和国

レイテ送電計画

調査報告書

(大　略)

1982年2月

国際協力事業団

鉱計資
J R
82 − 4

フィリピン共和国

レイテ送電計画

調査報告書

（大　　略）

JICA LIBRARY
1045988[1]

1982年2月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入月日 '84. 3. 22	118
	64.4
登録No.01266	MPN

ま　え　が　き

日本政府は，フィリピン共和国政府の要請に基づき同国のレイテ送電計画のフィジビリテイ・スタディを行うこととなり，その実施を国際協力事業団に委託した。当事業団は，電源開発株式会社・北沢　仁氏を団長とする調査団を編成し，1981年3月2日より30日間にわたり10名を，7月5日から21日間にわたり3名を，また10月7日より15日間にわたって4名をそれぞれ現地へ派遣した。

同調査団は，プロジェクトの基本的諸条件について，フィリピン共和国政府関係者と意見を交換し，ルソン，レイテおよびサマール地区の建設予定地の実地踏査を行った。帰国後，同現地調査によって得られた結果及び資料に基づき，さらにデータの検討，解析を行い，予備設計を実施した。

本報告書はこれらの成果を取りまとめたものである。

本報告書が本計画を一層押し進め，両国間の友好関係の促進に貢献できれば幸いである。

終りに，本調査に際し，多大の協力をいただいたフィリピン共和国政府，在フィリピン日本大使館，外務省及び通商産業省の関係各位に対し心から謝意を表するものである。

1982年2月

国際協力事業団

総裁　有田圭輔

報告書の構成

本報告書は，フィリピン共和国政府の要請にもとづき日本政府が国際協力事業団（JICA）に委託し実施した"フィリピン共和国レイテ送電計画"の調査・研究結果の要点をとりまとめたものでありますが，同時に本文を参照して頂くならば，本プロジェクトのより良い理解が可能であります。

本プロジェクトに関する報告書は，次の3分冊からなります。

Volume Ⅰ ： Summary（大略）

Volume Ⅱ ： 本　文

Volume Ⅲ ： Appendix

1982年2月

フィリピン共和国レイテ送電計画

団長　北沢　仁

目　　次

はしがき

報告書の構成

1. 調査の目的と範囲 …… 1
2. プロジェクトの概要 …… 4
3. 工事費および建設スケジュール …… 22
4. 経済評価 …… 26
5. 財務分析と資金計画 …… 28
6. 勧　　告 …… 32

1. 調査の目的と範囲

レイテ島に於いて1970年代の始めより地熱の開発が進められ，Tongonan地区においてはすでに1977年7月には3000kWのテストプラントが運転を開始し，現在は37.5MW×3台の工事中であり，1983年にはレイテ島Isabel工業団地を含む，レイテ・サマール地区に電力を供給することになっている。

更にTongonan地区に於いては440MWの地熱開発が確認され，1985年までにその建設を実施し1990年からは更に550MWの開発がNAPOCORにより計画されている。

これらの電力は何れも首都マニラ地区に送ることにより石油の節約に大きく貢献しようというものである。

レイテ島Tongonan地区から，マニラ首都圏までは途中に海底ケーブルによるSan Bernardino海峡横断を含み約800kmにも及ぶ長距離送電線である。

本調査の目的は事前調査団によって調印された合意書に基づき，事前調査団作成の「レイテ送電線計画事前調査報告書」および日本工営作成の「レイテ送電計画プレリミナリフィジビリティスタディ」を参考にして，レイテ送電計画の妥当性について技術的，経済的に調査検討することである。

現地調査は次の項目について行われた。

(1) 海底ケーブル調査

(2) 変換所地点調査

(3) 電極および電極線調査

(4) 架空送電線ルート調査

(5) 無線中継所地点調査

(6) 各種資料収集

尚，調査団の調査対象となった送電設備の位置関係を示すものとしてFig. 1−1を，設備範囲を示すものとしてFig. 1−2を添付したので参照されたい。

Fig. 1-1 LENGTH OF TRANSMISSION LINE AND ELECTRODE LINE (PRELIMINARY)

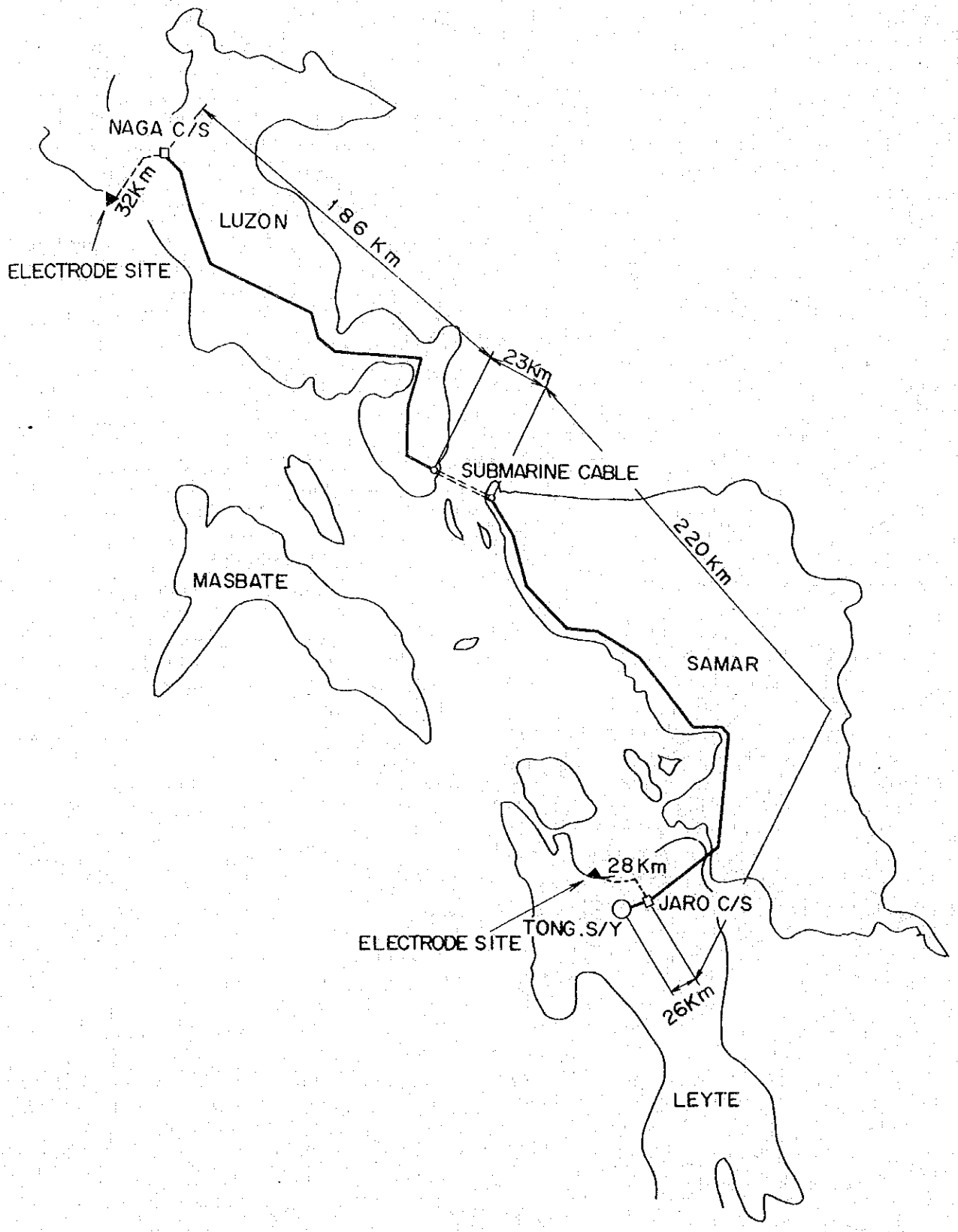
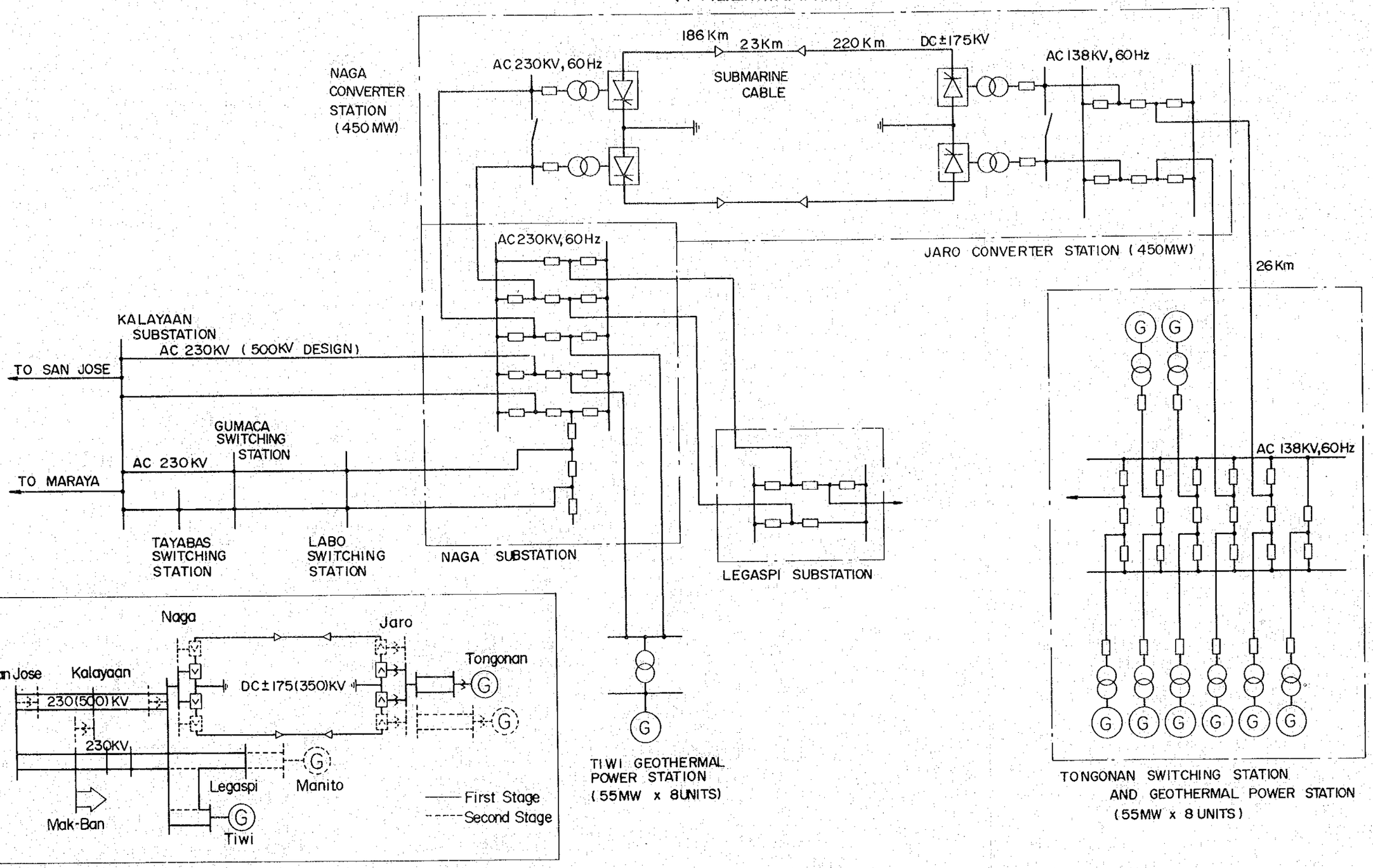


Fig.1-2 SINGLE LINE DIAGRAM OF THE NEIGHBOURING A.C SYSTEM (FIRST STAGE)
(PRELIMINARY)



2. プロジェクトの概要

2.1 レイテ地熱発電計画とレイテ送電計画による送電々力

NAPOCORの電源開発計画によれば，1986年に地熱発電プラントの8ユニット440MWが開発され，その後1991年に4ユニット（220MW）1992年から1993年に更に6ユニット（330MW)が追加されることになっている。

これらのユニットにより発電された電力は主要な電力需要地のルソン系統に送られることになっている。

年	ユニット数	設備容量（MW.)
1986	8	440
1991	12	660
1992	16	880
1993	18	990（最終）

上記の外にTongonanの№1～№3ユニット，パイロットプラントおよびパワーバージを加えればレイテ・サマール系統内の全発電設備容量は下記のようになる。

年	設備容量（MW）
1986	587.6
1991	807.5
1992	1027.5
1993	1137.5

上記の設備容量により，レイテ・サマール系統内の電力需要を差引くと本系統の余剰電力は下記のように想定される。

年	レイテ・サマール系統の余剰電力（MW）
1986～1990	414～427
1991	611
1992	807
1993～2000	876～904

従ってレイテ－ルソン送電線の送電容量はこの余剰電力に見合ったものとした。

2.2 レイテ送電計画の開発時期

レイテ－ルソン送電設備はTongonan地熱発電所の初期設備容量，最終設備容量，開発所要期間などを考えれば2段階に分けて建設すべきである。

すなわち第1段階で最終設備容量の50％の設備を建設し第2段階の建設で最終設備容量と

する。

この送電線の運転開始時期はTongonan地熱発電所の開発計画に合わせると1986年になる。従って当送電線の開発計画は下記の通りとなる。

	年	設備容量（MW）
第一段階	1986	450
第二段階（最終）	1991	900

2.3 送電計画

2.3.1 交流送電と直流送電

Tongonan 地熱発電所で発生した電力を送るレイテ送電線は南ルソン地域に計画されている500kV 送電線のターミナル変電所まで建設されなければならない。

これにはルソン島ーサマール島間の約23kmの海底ケーブルが含まれる。

上記地熱発電所の電力はTiwi，Manitoなど南ルソンに存在する発電所で発生した電力と共に，さらに需要地の中心部に位置するSan Jose変電所まで送られることになる。

従ってこの送電計画はレイテよりSan Jose 変電所まで約800kmの長距離送電線の計画となる。

レイテ送電計画では交流送電と直流送電を比較検討するが交流送電についてはフィリピン国で使用している電圧である500kV，230kVの2つを選定し，直流送電では技術的，経済的見地からDC±350kVを選定した。

ルソン系統の昇圧費用も含めた工事費の比較ではTable 2－1に示すように，HVDC送電案が最も有利となる。

また本案は交流送電のパターンにくらべ架空送電線の鉄塔の大きさおよびその用地幅がかなり縮少でき従って社会環境上受け入れ易いものであると考える。

鉄塔および用地幅の概略比較をFig.2－1に示す。

海底ケーブルについてもその布設本数は500kV 送電では2回線で6条，230kV 送電では3回線9条に対しHVDC送電ではわずかに2条ですむ。

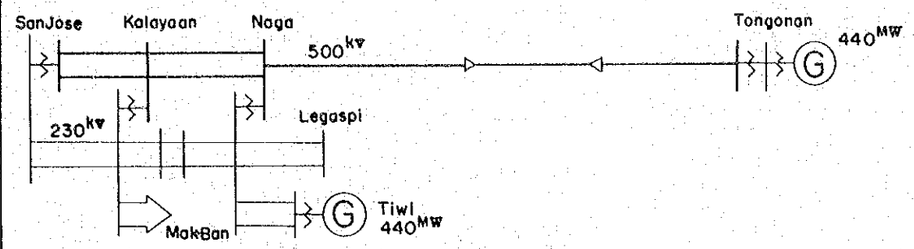
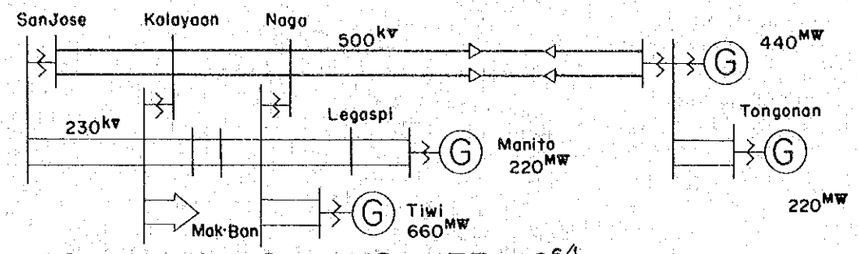
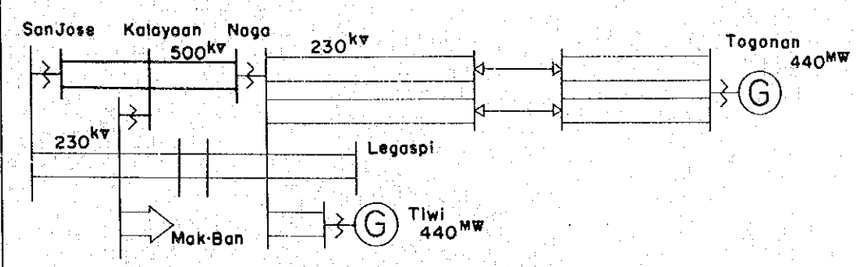
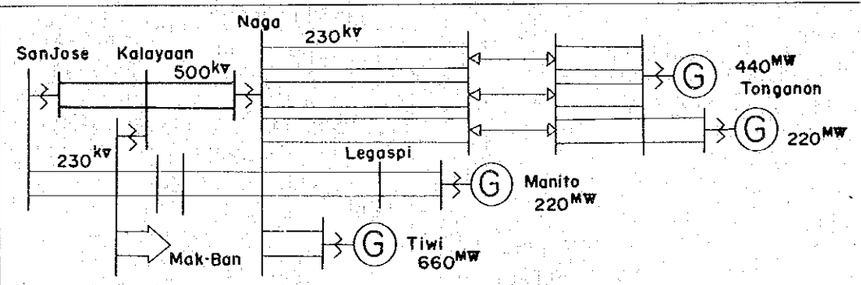
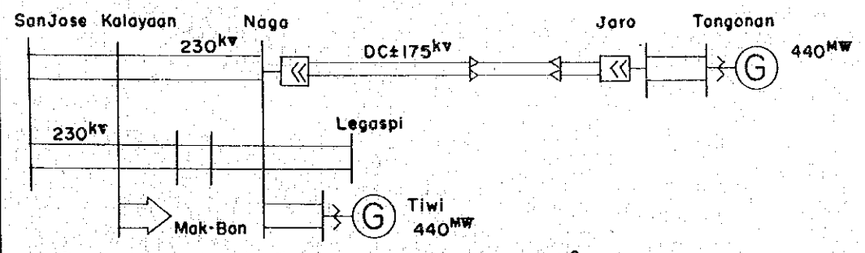
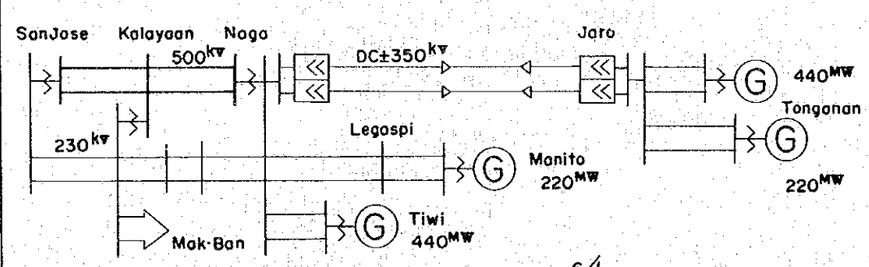
上記3案を比較した結果，経済的，技術的，社会環境上（用地上）から最も有利であると考えられるHVDCによる送電方式をレイテ送電計画として採用することとした。

2.3.2 直流送電パターン

レイテ地熱電源のルソン系統への送電ステップを考慮して次の3案を比較した。

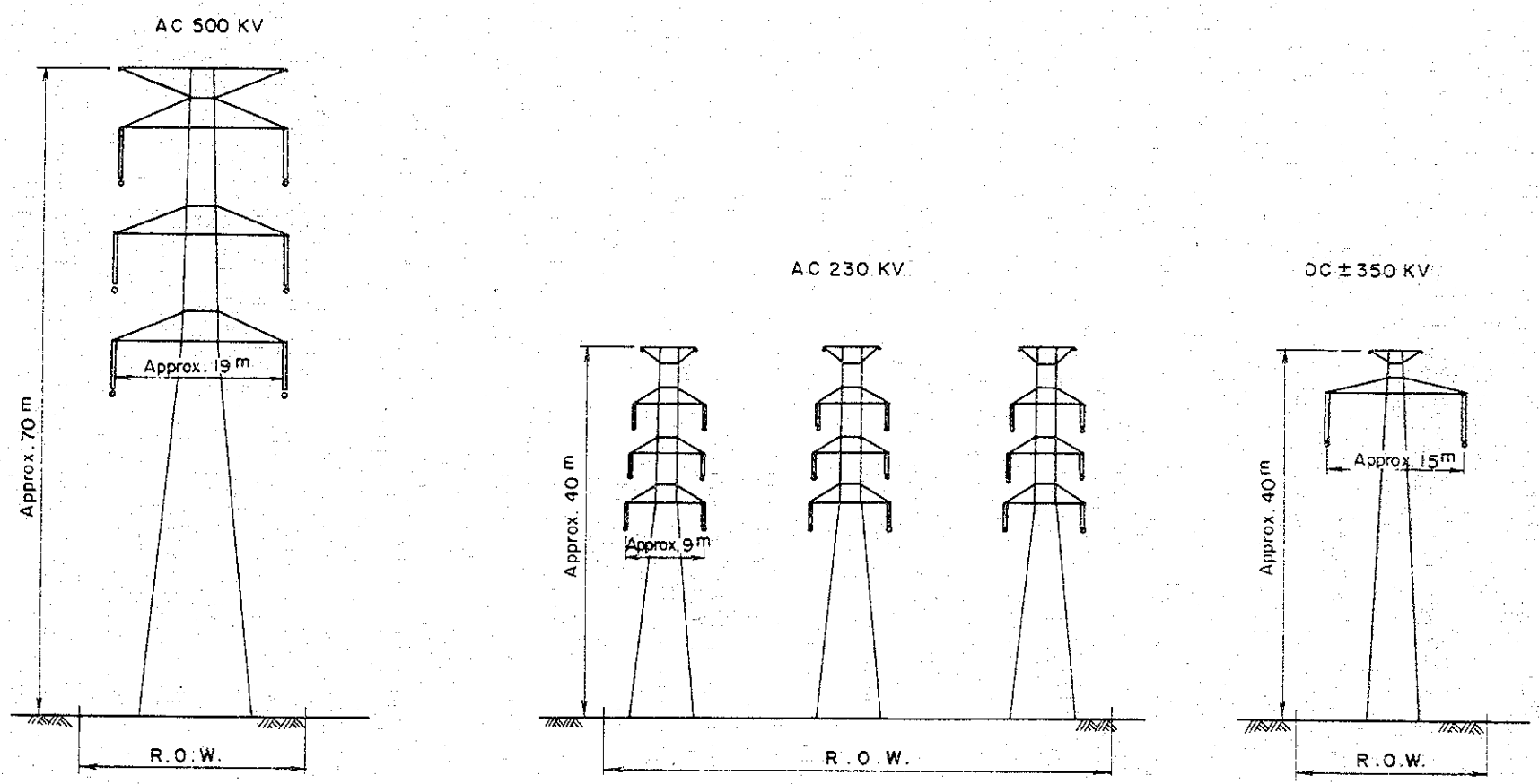
パターン1：1986年に400MWを送電する時には，双極450MW設備によって運転し，1991年にAC－DC変換設備を直列増設することにより双極900MWの設備として増強する。

TABLE 2-1 AC · DC ECONOMICAL COMPARISON (DIRECT COST)

PLAN	1ST STAGE (1986)	2ND STAGE (1991)	Total Construction Cost △1
AC 500kV	 Construction Cost US $ 419×10⁶ • Tongonan~Naga 500kV T/L 1/2cct (including submarine cable) • SanJose, Kalayaan, Naga, 230kV→500kV step up cost	 Construction Cost US $ 133×10⁶△4 • Tongonan~Naga 500kV T/L 1/2cct (including submarine cable) • Tongonan 138kV T/L 2cct 80km	US $ 552 x 10⁶
AC 230kV	 Construction Cost US$ 307×10⁶ • Tongonan~Naga 230kV T/L 2cct×2route (including submarine cable) • SanJose, Kalayaan, Naga 230kV→500kV step up cost	 Construction Cost US $ 103×10⁶△4 • Tongonan~Naga 230kV T/L 2cct (including submarine cable) • Tongonan 230kV T/L 2cct 80km	US $ 410 x 10⁶
HVDC ±350kV	 Construction Cost US$ 213×10⁶ • Jaro~Naga HVDC±175kV bipolar system (including submarine cable) • Tongonan Jaro 138kV T/L 2cct 26km	 Construction Cost US $ 107×10⁶△4 • Jaro~Naga HVDC System DC Voltage ±175kV→±350kV • Tongonan 138kV T/L 2cct 80km • SanJose, Kalayyaan, Naga 230kV→500kV step up cost	US $ 320 x 10⁶

Note △1 Price in year 1986, Discount rate 10%/year, NO Price escalation.

Fig.2-1 COMPARISON OF R.O.W. OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES



パターン２：1986年に450MW の双極設備を建設し，1991年には450MWのAC−DC変換設備を既設設備に並列増設する。

パターン３：1986 年の当初から最終送電容量 900MW双極設備を建設する。

上記３パターンについて比較検討した結果をTable 2−2に示す。

この表から各ケース共技術的に問題はなく，パターン１が最も経済的である。

よってHVDC送電パターンはパターン１が適当である。

2.3.3 電圧及び電線サイズの選定

電圧および電線サイズは送電計画の経済性に大きな影響を持つので，その選定は送電計画の策定に於て重要な要素の一つである。

電圧及び電線サイズの選定には多くの比較パラメータがあるがレイテ送電計画では最小費用法によるものとし，総合経費（建設年経費＋電力ロス経費）を比較して電圧及び電線サイズを選定した。

経済比較結果をFig.2−2に示す。

これにより電線サイズACSR 810㎟，２導体で電圧350 kVが総合経費で最小費用を与える事となり，本プロジェクトの最経済性の範囲と考えられることから電圧350 kV，電線サイズACSR 810㎟，２導体とした。

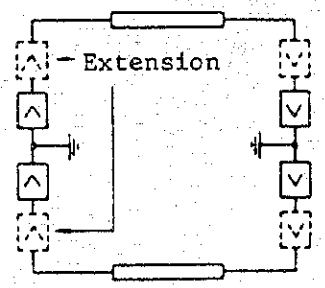
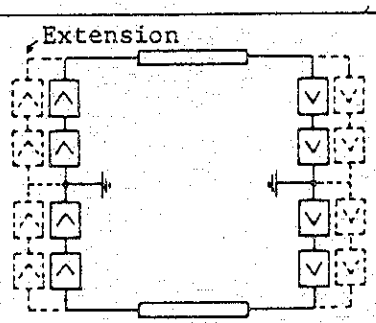
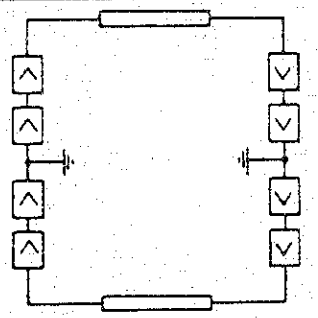
2.4 HVDCシステム

(1) 送電区間（Fig.1−1参照）

送電線

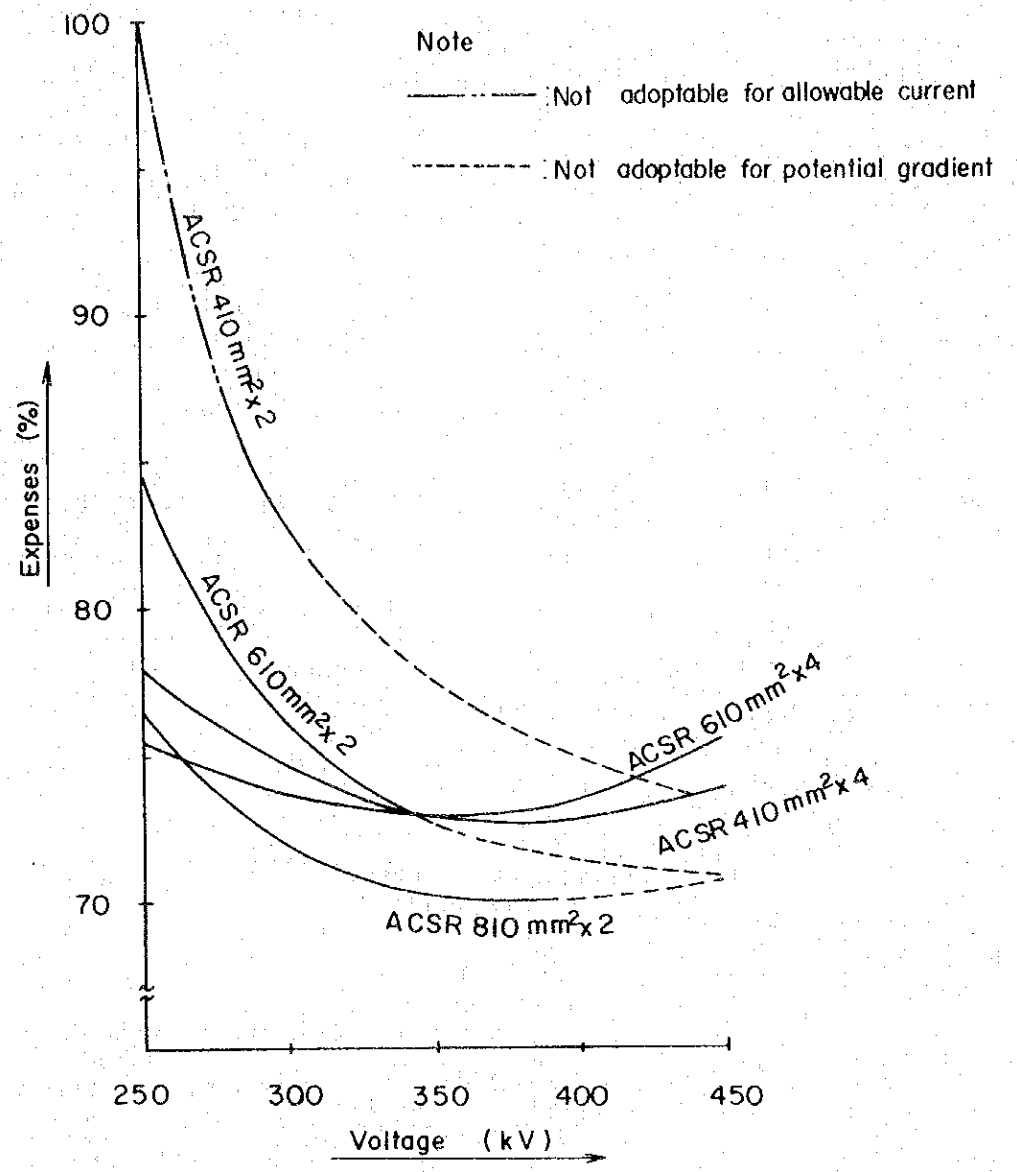
送電区間	種類	亘長 (km)
TongonanS/Y ～JaroC/S	AC138kV 架空線	26
JaroC/S～ サマール側ケーブル・ターミナル	DC± 350 kV 架空線	220
San Bernardino 海峡横断	DC± 350 kV 海底ケーブル	23
ルソン側ケーブル・ターミナル ～NagaC/S	DC± 350 kV 架空線	186

Table 2 - 2 Comparison of HVDC Patterns

Pattern	HVDC Schemes	Technical Items	Total Construction Cost /1 (%)
1		∘ This extension is common method in the world. ∘ Operates in 6-pulse during the other pole's failure.	100
2		∘ Parallel extension means new technology of multi-terminal HVDC System, and can be adopted for this project.	115
3		∘ No additional work	110

Note: /1 Price in year 1986. Discount rate 10%. No price escalation.

Fig. 2-2 Comparison of Expenses on Voltages and Conductors



NagaC/S～	AC 230 kV	短距離
NagaS/S	母線	（同一構内）
	総亘長	455

電極線

区間	亘長（km）
JaroC/S～	28
Managasnas 電極	
NagaC/S～	32
Pasacao 電極	
総亘長	60

(2) 送電容量

送電区間	電圧	送電容量
TongonanS/Y ～JaroC/S	AC 138 kV	440 MW
JaroC/S～ NagaC/S	第 1 期 DC ± 175 kV	450MW
	第 2 期 DC ± 350 kV	900MW

(3) 送電方式

a） TongonanS/Y～JaroC/S　　交流 2 回線送電

b） JaroC/S～NagaC/S　　直流双極 1 回線送電

(4) 主回路構成（Fig.2－3 参照）

(5) 主回路接地方式

a） 交流系統　　中性点直接接地方式

b） 直流系統　　中性点両端接地方式

(6) 送　電　線

a） 交流送電線（TongonanS/Y～JaroC/S）

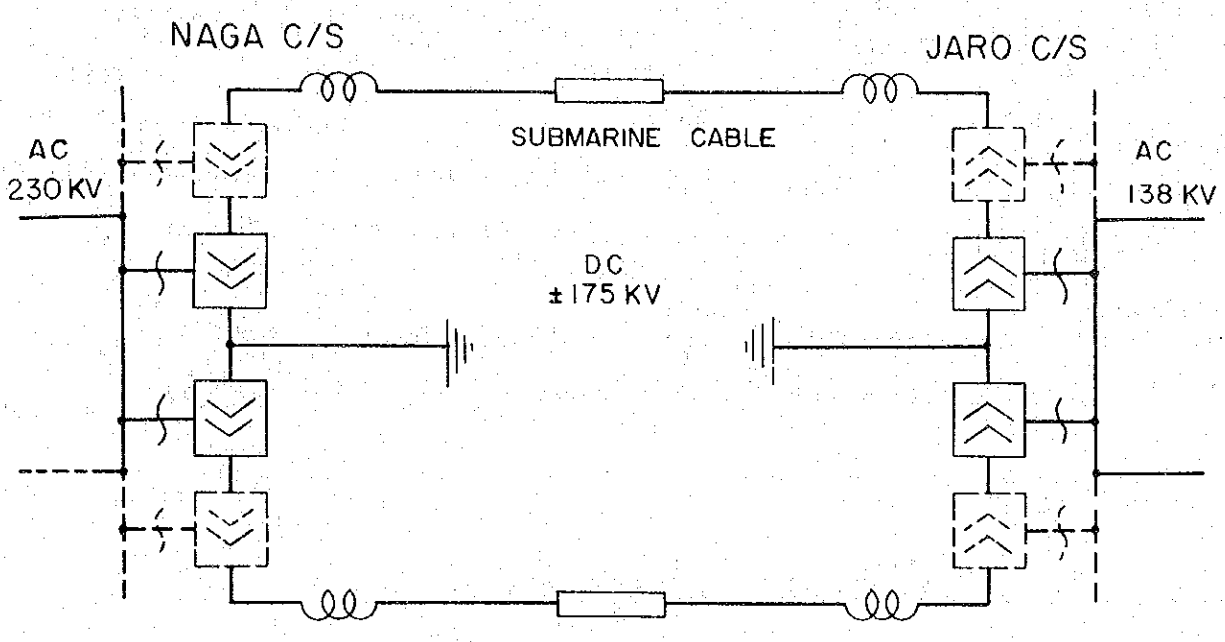
電圧・周波数：AC 138 kV，2 回線，60 Hz

電　　線：ACSR610㎟×2，

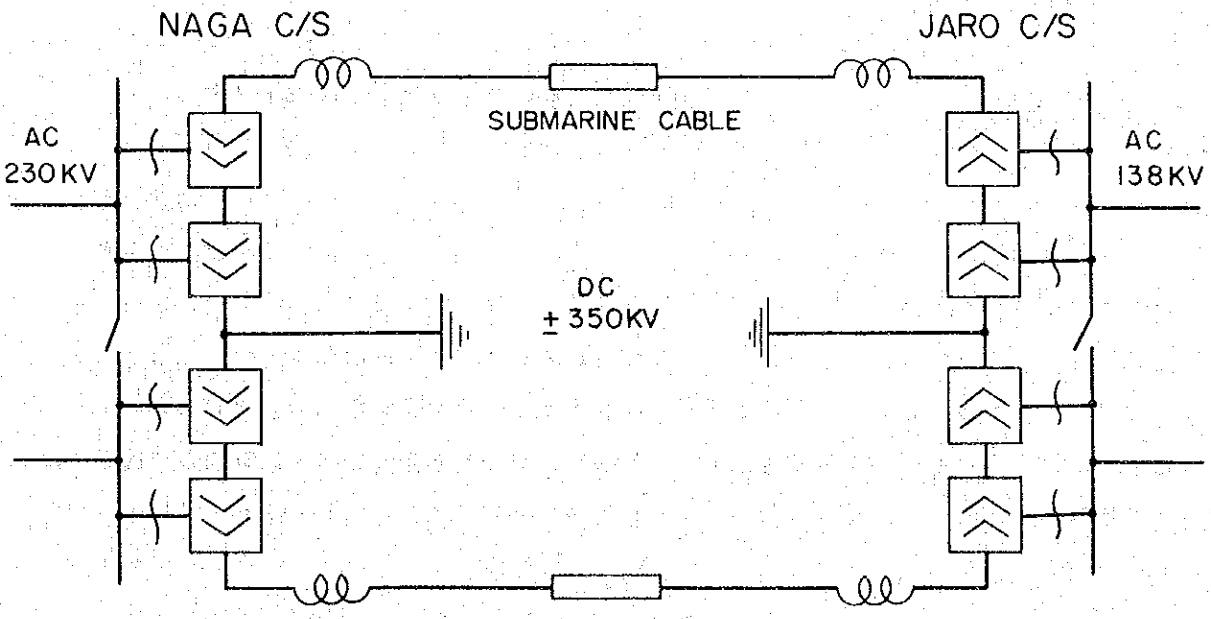
b） 直流送電線（JaroC/S～NagaC/S）

Fig.2-3 MAIN CIRCUIT DIAGRAM (PRELIMINARY)

(a) FIRST STAGE (450MW)



(b) FINAL STAGE (900MW)



電　　圧：　第 1 期　　DC ± 175 kV

第 2 期　　DC ± 350 kV

架　空　線：本線　ACSR 810 mm² × 2

AACSR 520 mm² × 2（海峡横断部のみ）

電極線　ACSR 410 mm² × 2

海底ケーブル：OF 1000 mm²，2 条

(7) 変換所

a) サイリスタ変換装置

第 1 期　：DC ± 175 kV　450 MW（225 MW × 2）

第 2 期　：DC ± 350 kV　900 MW（225 MW × 4）

b) 無効電力供給方式

Jaro 変換所：交流発電機及び交流フィルタにより無効電力を供給する。

Naga 変換所：交流フィルタ及び調相設備により無効電力を供給する。

2.5 予備設計

(1) 予備設計の考え方

供給信頼度の確保，連系交流機器に対する影響などを考えて，第 I 期から双極構成とした。

又，保守性，増設の容易さ建設コストなどを考えて，第 II 期時には直列増設することとした。（Fig. 2－3）

Jaro C/S を主制御所とし定電力制御（Constant Power Control）によって，両方向送電が可能なものとした。

但し変換所母線では十分な短絡容量が必要である。

Tongonan P/S とは，十分協調をとった運転が必要である。

(2) 直流送電線

a) 架空送電線

送電線経過地は，海岸に近く台風の影響を受けやすいことから，塩害に対して十分考慮を払い，碍子は防蝕対策を施した耐霧型を使用することとした。

支持物は信頼性，機械的強度などを考慮し，鉄塔を使用することとした。

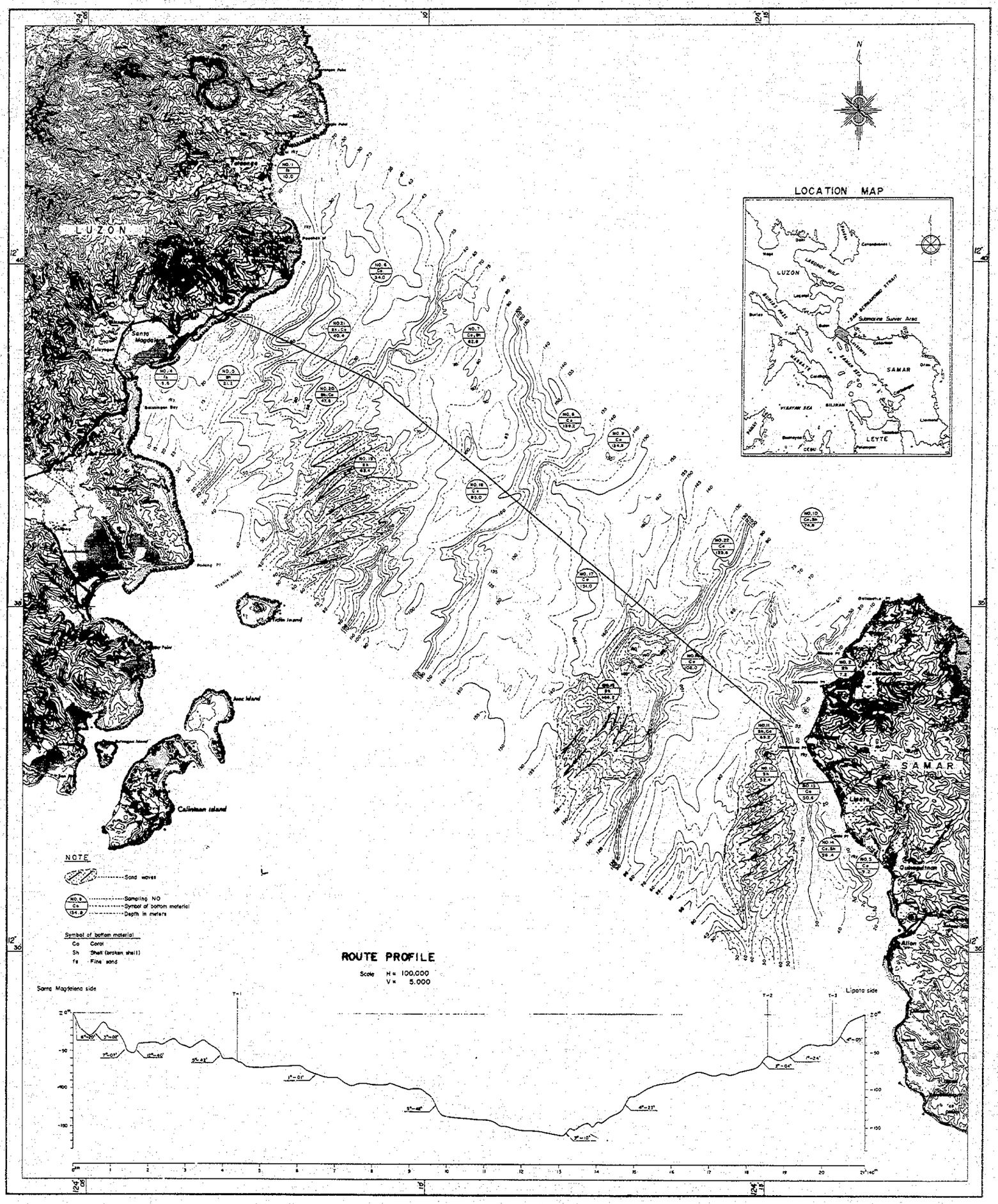
海峡横断部は電線の強度を上げて，弛度を小さくし，鉄塔の高さを低くして経済性を図った。又，電線サイズ（AACSR 520 mm² × 2）は，許容電流，ノイズ障害から決めた。

b) 海底ケーブル

ケーブルルートは現地調査の結果から選定した。（Fig. 2－4）

海底ケーブルの種類については，信頼性などを考え OF ケーブルを採用することとし

Fig. 2-4 PLAN AND PROFILE OF SUBMARINE CABLE ROUTE IN THE SAN BERNARDINO STRAIT
(LUZON - SAMAR)



た。又導体サイズ（1000㎟）は送電容量（900MW)に見合ったものとした。

給油装置は，保守性を考え静止型とした。

又油圧異常監視は通信回線を介して変換所で行うものとした。

c）電極及び電極線

電極の位置は，周囲に対する影響を考慮して選定を行い，海岸に設けるものとした。

電極はグラファイトを使用し1,290A 連続通電可能なものとした。

電極線の電線サイズ（ACSR410㎟×2）は，通電々流と送電損失の点から決めた。

支持物については，電極近傍は電蝕の点から木柱とし，他は信頼性の点から鉄柱とした。

(3) 変換所

a）直流系統単線結線図（Fig.2－5）

変換器の基本的運転形態は，12 相運転とした。

しかし，第1期から双極構成となるので1極事故時には他極は6相運転を行えるようにした。

これにより交流フィルタは11次,13次，HP分路の他に5次,7次も設置し，直流フィルタはHP分路の他に第6次も設置することとした。

JaroC／S は将来数回線の交流送電線が引込れる予定なので開閉所と変換所を組合せた構成とした。

変換装置の心臓部にはサイリスタバルブを採用することとし，保守性を考えて空気絶縁風冷式とした。

変換装置の必要とする無効電力供給設備はJaro側は交流フィルタ（第1期：約135 MVA，第2期：約225MVA）とTongonan 発電機によるものとし，Naga 側は，交流フィルタ（Jaro側と同じ）と調相設備によるものとした。

変換装置から発生する高調波は交流フィルタ，直流フィルタによって吸収することとし，高調波が送電線に流出するのをできるだけ少なくする。

直流送電線地絡時には，ブロック→再起動を行い，供給信頼性の向上を図る。

b）機器配置（Fig.2－6，2－7）

JaroC／S の敷地は第1期，第2期を含めて約62,000㎡である。NagaC／Sは約65,000㎡程度である。

運転，保守上から機器配置は極単位に分離してある。

バルブを屋内に収納するため，シールドされた建屋が設けられる。

(4) 通信システム

直流送電システムの運用にはJaroC／S～NagaC／S間並びにJaroC／S～TongonanS／Y間に大量かつ高速の制御保護用の各種情報伝送が必要であり，また各電気所間に保安用電話

Fig. 2-5 SINGLE LINE DIAGRAM (PRELIMINARY)

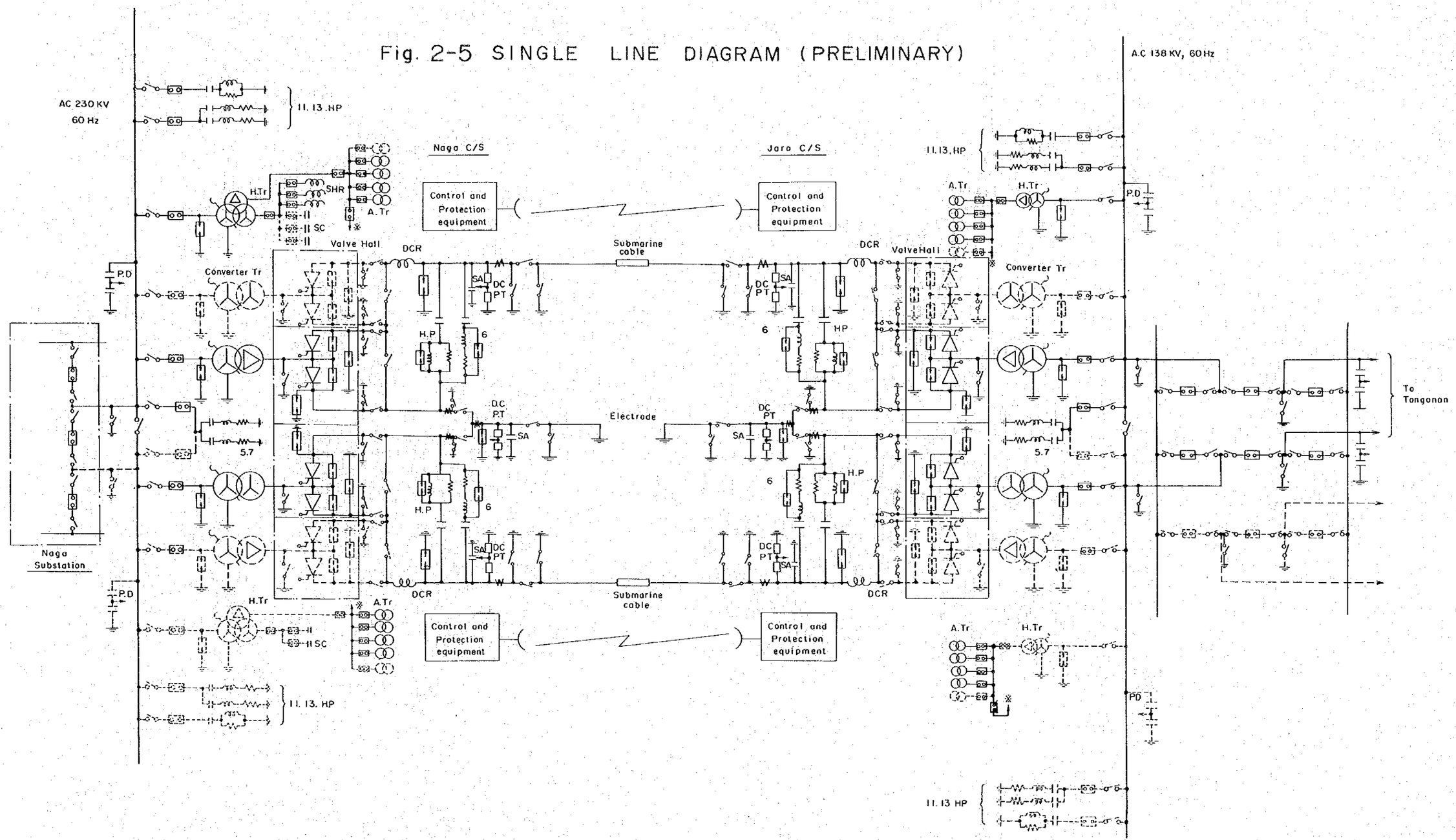


Fig.2-6 LAYOUT OF JARO CONVERTER STATION (FIRST STAGE)

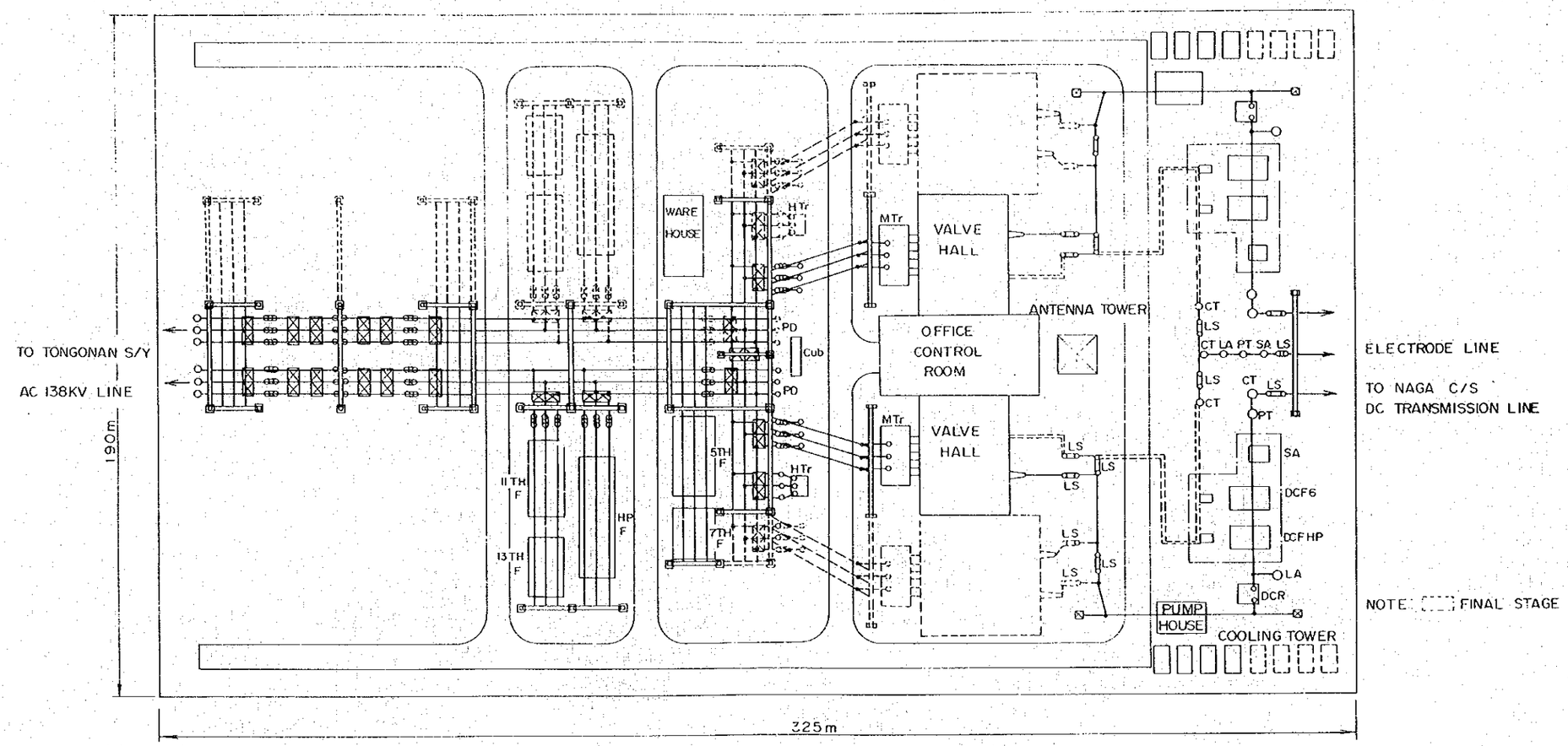
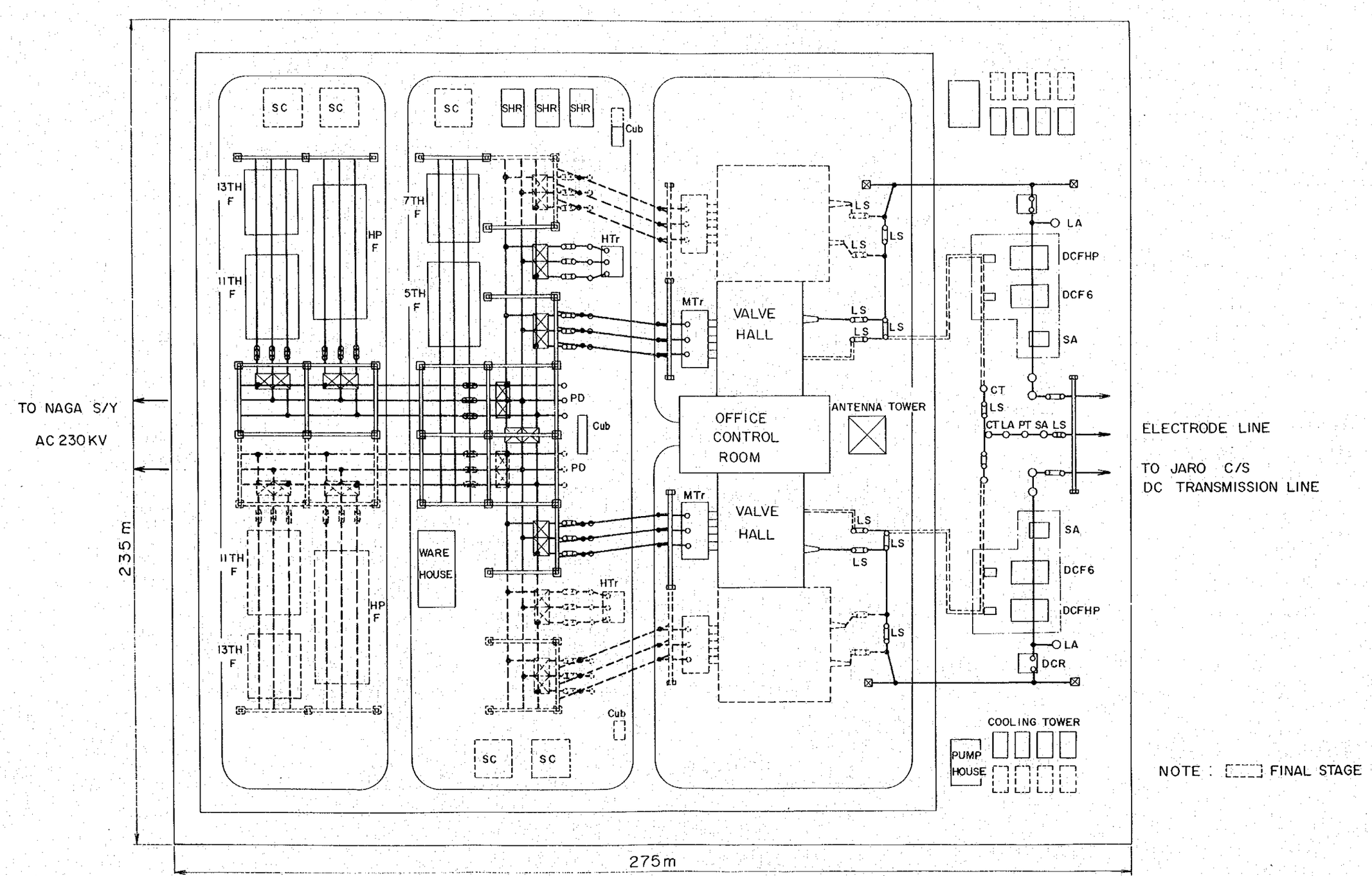


Fig.2-7 LAYOUT OF NAGA CONVERTER STATION (FIRST STAGE)



並びに送電線の保線用電話等が必要である。

したがってNagaC/S～JaroC/S～TongonanS/Y間は亘長約500kmに及ぶ長距離区間であり，この間に重要な情報を確実かつ安定に伝送できる通信方式としては，信頼度が高く，大量の情報が伝送可能なマイクロ波無線方式が最適であり，また，経済的にも有利である。

このため本計画に於ける通信回線は当方式により構成する。（Fig.2－8）

なお，中央給電指令所とJaroC/S及びTongonanP/S間の給電情報伝送システム及びTongonanP/SとTongonanS/Y間の制御，保護，監視用情報伝送システムはレイテ送電計画にとって必要なものであるが，夫々NAPOCORが現在計画中の給電計画及びTongonan地熱発電所開発計画に含まれるものとして本計画には含まれない。

2.6 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の，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。

レイテ地熱電力を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地熱電力を送電する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EHV 500kV（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。

(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。

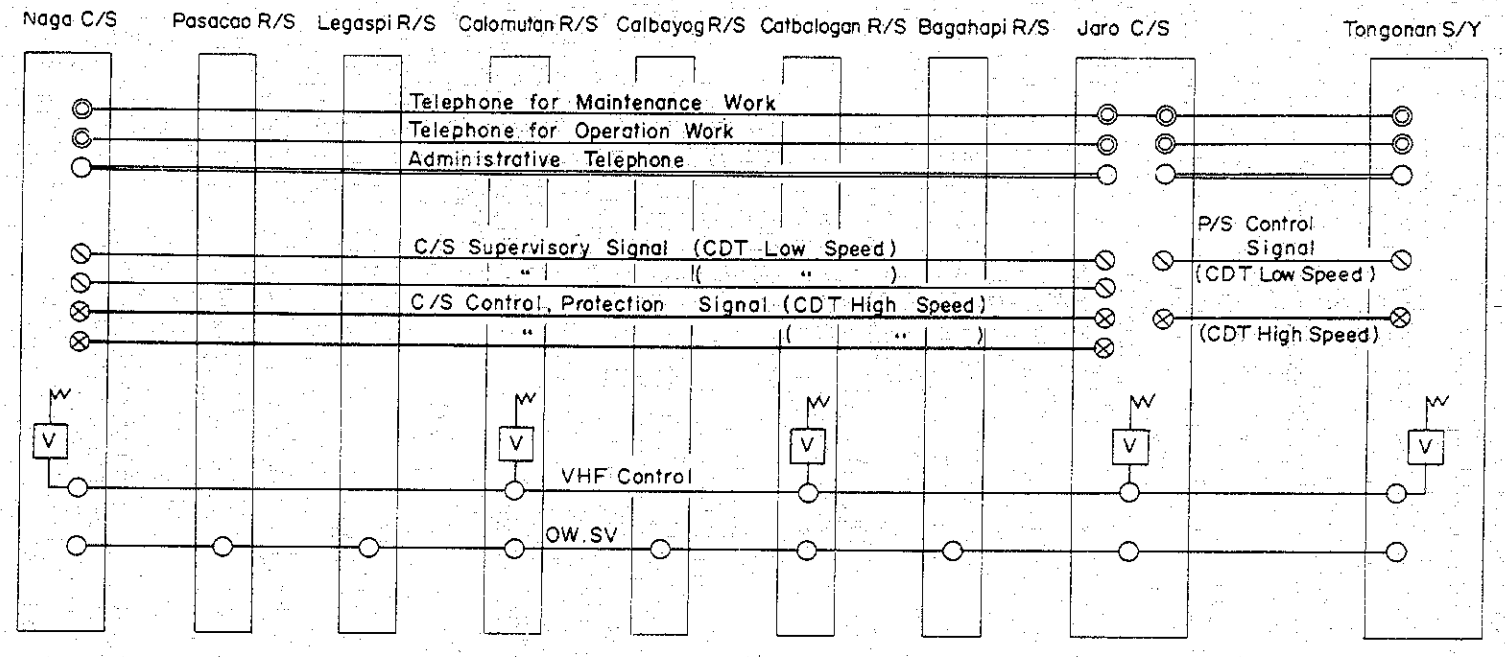
(2) 第2期1991年の600MW送電時にはTiwi 660MW，Manito 220MWとレイテ地熱電力の660MWを合せ，電源側で約1400MWがルソン南部からKalayaan，San Joseへ送電されることになるため，安定度上から500kV設計送電線は1991年までに500kVに昇圧する必要がある。

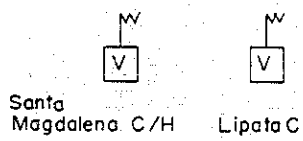
(3) Tiwi，Manito電源の安定度を向上させるため1986年以後PSS（Power System Stabi－lizer）をTiwi，Manito，Mak－Ban及びCalaca Coalの各発電機に付けることが望ましい。

少くとも今後運開するTiwi，Manitoの電源には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

Fig. 2 - 8 TELECOMMUNICATION CIRCUIT (Preliminary)





Legend

One channel use

Few channel use

Group band use

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て無視できる上，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HVDCシステムの補修停止，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，潮流，電圧面など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。

NagaC/S 230kV及びJaroC/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。

3. 工事費および建設スケジュール

3.1 工 事 費

本プロジェクトの工事費積算に当っては陸上部の架空送電線，海底ケーブルルート，海峡横断部の大型高鉄塔の位置等の自然条件，変換所計画地点，電極，電極線およびマイクロ中継局地点の地域条件などを考慮し，1981年3月現在の労務費，機器資材の価格に基づき算定した。

なお，工事費は外貨，内貨別に分けられているが，フィリピン国内において調達可能な労働力および資材は内貨とし，それ以外のものについては外貨に区分し計上した。

この結果本プロジェクトの送変換設備の総建設費は1981年3月現在の価格で次の通りである。

Unit: US$

	F.C.	D.C.	Total
First Stage	185,365,000	67,502,000	252,867,000
Second Stage	86,923,000	21,795,000	108,718,000
Total	272,288,000	89,297,000	361,585,000

本プロジェクトの完成予定年（第1期1985年末，第2期1990年末）までの期間のコスト上昇分を毎年外貨分について1981年10％，1982年9％，1983年8％および1984年以降7％，内貨分について15％とすると完成時の推定建設費は，それぞれ第1期352，425千USドル，第2期233，584千USドル，第1期と第2期の合計では586，009千USドルとなる。Teble 3－1に工事費の内訳を示す。なお，Teble 3－1の間接費は建設中利息，予備費，NAPOCORの管理費，研修費およびコンサルタントの技術費からなる。

3.2 建設スケジュール

本プロジェクトの完成予定年（第1期1985年末，第2期1990年末）に合せ詳細設計を含む機器購入，据付仕様書の作成から工事の竣工まで，第1期45ケ月，第2期36ケ月とした。特に第1期での変換所建設に当って土木工事，建屋工事および電気工事等が輻輳するためそれぞれの工事の進捗の支障とならない様な工事工程管理を行う必要がある他，変換所用地の取得は工事着手前にNAPOCORの責任のもとで終了していなければならない。（Fig.3－1，Fig.3－2）

また，海底ケーブル布設地点，ケーブル・ターミナル地点および電極地点はあらかじめ詳細調査を建設工事の契約以前に実施し，これ等の地点の位置，ケーブルの種類，電極の型式などを決定しておくものとする。

Table 3-1 Construction Cost

Unit : 1,000 U.S. dollars

Item	Construction cost						Total construction cost (1st & 2nd)		
	First stage			Second stage					
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total
– Converter stations									
Jaro C/S	37,528	8,113	45,641	29,471	4,123	33,594	66,999	12,236	79,235
Naga C/S	39,935	7,533	47,468	32,790	4,180	36,970	72,725	11,713	84,438
Sub Total	77,463	15,646	93,109	62,261	8,303	70,564	139,724	23,949	163,673
– Transmission lines									
DC ± 350 kV overhead T/L	43,673	27,538	71,211	–	–	–	43,673	27,538	71,211
DC ± 350 kV submarine cable	29,563	524	30,087	–	–	–	29,563	524	30,087
AC 138 kV overhead T/L	4,086	2,005	6,091	14,439	7,088	21,527	18,525	9,093	27,618
Electrode & electrode lines	1,844	1,537	3,381	–	–	–	1,844	1,537	3,381
Sub Total	79,166	31,604	110,770	14,439	7,088	21,527	93,605	38,692	132,297
– Telecommunication facility	5,462	729	6,191	–	–	–	5,462	729	6,191
– Temporary facility & others	–	809	809	–	209	209	–	1,018	1,018
Total of direct cost	162,091	48,788	210,879	76,700	15,600	92,300	238,791	64,388	303,179
– Indirect cost	23,274	18,714	41,988	10,223	6,195	16,418	33,497	24,909	58,406
Total construction cost	185,365	67,502	252,867	86,923	26,795	108,718	272,288	89,297	361,585
Escalation	57,893	41,665	99,558	73,703	51,163	124,866	131,596	92,828	224,424
Grand total	243,258	109,167	352,425	160,626	72,958	233,584	403,884	182,125	586,009

Fig. 3-1 Schedule Leyte Power Transmission Project (First Stage)

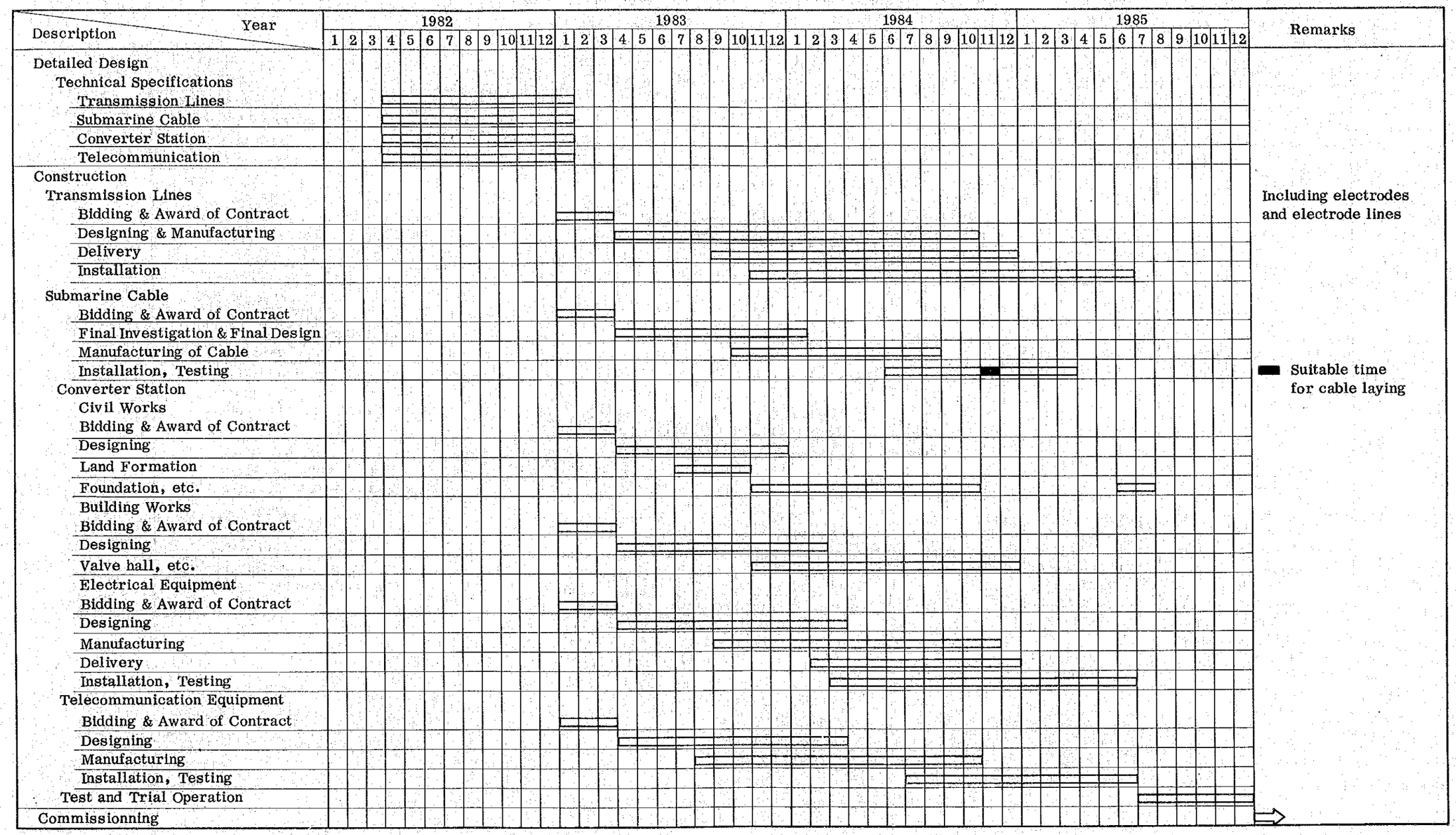
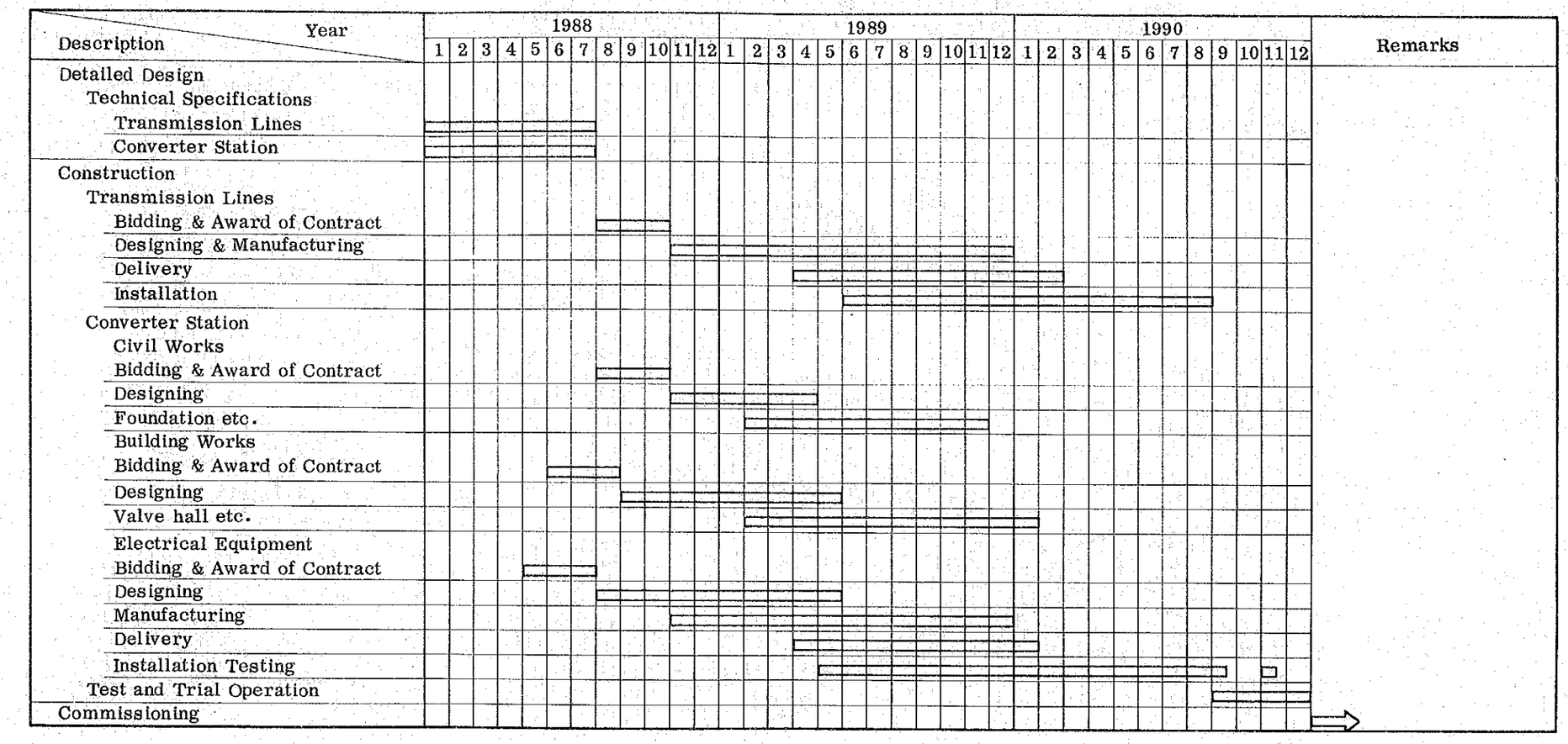


Fig. 3-2 Schedule Leyte Power Transmission Project (Second Stage)



4. 経 済 評 価

2.3.1項の送電計画において述べた如くTongonan地熱発電所のエネルギーをルソン島の電力需要の中心地であるSan Jose変電所まで送電する方法としてはAC500kV，AC230kVおよびHVDC送電方式の3案が考えられる。

調査団は建設費においてAC500kV送電計画案はAC230kV案に比し約135%，HVDC送電計画案において約170%と高く明らかに不利であるので詳細な経済比較の対象からは除外した。

4.1 経済比較のための基本的な条件

Tongonan地熱発電所から送電される電力はマニラ郊外のSan Jose変電所まで送電されるので138kV Tongonan 開閉所からSan Jose変電所までの約800Kmの送電設備が対象となる。しかしSan Jose変電所からNaga変換所までの約340Kmの区間はAC500kVで送電線の建設が決定しているので，評価のための対象からは除外するものとする。たゞしHVDC送電計画案は，AC230kV送電計画案に対しSan JoseからNaga間をTongonan地熱発電所の電力を送電開始する1986年初めからAC500kV運転を必要とするのに対し，HVDC案では1991年に昇圧すれば良い。このようにAC500kV送電計画案の昇圧時期の差によるコストの差異は評価の対象とする。なおAC500kV案とHVDC案との間にはTongonan開閉所からSan Jose変電所までの送電損失に差異があるのでこの評価も考慮する。

4.1.1 建 設 費

Tongonan開閉所よりSan Jose変電所までの建設費は次のとおりである。たゞし建設費は

Unit: 10^6 US$

Item	HVDC		AC 230kV	
	1st Stage	2nd Stage	1st Stage	2nd Stage
Direct const. cost	213.0	*172.3	* 307.0	167.0
Physical contingency	16.0	7.0	23.0	12.5
Engineering & adm.	10.2	4.5	7.0	4.0
NAPOCOR's Eng.education	0.2	0.1	0	0
Total	239.4	183.9	337.0	183.5

Note: including voltage step up costs from AC 230kV to AC 500kV

1981 年3月価格で，建設中利息およびエスカレーションは考慮していない。

4.1.2 送電損失

一般に送電損失の評価についてはkWとkWhとに分けて評価される。しかし本プロジェクトによって送電される電力は既設石油火力に置換るものであり，従って評価としては kWh のみを評価するのが妥当である。石油燃料価格は経済評価の基準時点である 1981 年3月価格を採用するものとし次の如く想定した。

送電損失コスト：50USmills/kWh

但し　32.0US$/Barrel

4.1.3 資本の機会費用と割引率

割引率としては10%/年を採ったが，この割引率は資本の側からみた資本の機会費用とみなされ，通常世界銀行が貸付する場合に期待されるプロジェクトの最低の報酬率である。したがってHVDC計画案とAC230kV代替案のキャッシュ・フロー（コスト・フロー）を資本の機会費用で割引いた上で両案のコスト比較を行うものとする。

4.1.4 評価の期間

Tongonan 地熱発電所は1986年に4号機から11号機まで，引続き1993年までに 21 号機までの建設が予定されている。地熱発電プラントの耐用年数は20年と定められている。一方HVDC送電計画およびAC230kV送電計画とも送電線（海底ケーブルを含む）の耐用年数は 50 年であるのに対し，変電設備（変換設備を含む）は 25 年である。

このように設備によって耐用年数が異なるがキャッシュ・フローの展開は運転開始の1986年より 30 年間を評価対象とする。

4.2 経済評価の結果

HVDC案およびAC230kV案の両案について，建設費，運転維持費および送電損失コストを含めたキャッシュ・フローを資本の機会費用である10% で割引いた結果，便益・費用比率は次の如くなった。

B　便益（AC230kVのコスト）：786.9×10^6 US$

C　費用（HVDC　のコスト）：711.2×10^6 US$

$$B/C = 786.9 \times 10^6 \text{ US\$} / 711.2 \times 10^6 \text{ US\$}$$
$$= 1.106$$

5. 財務分析と資金計画

財務分析および資金計画を行なうにあたっては幾つかの仮定を必要とする。

a) 電気料金

財務分析はプロジェクトのインカムステートメントおよびキャッシュ・フローに示されており，適正な収益率を求めるために電気料金を色々変えて計算している。

b) コスト

コストの範囲は San Jose 変電所から Naga 変換所までの AC500 kV送電線工事費の一部（アロケーション），本プロジェクトの工事費および Tongonan 地熱発電所の発電コストからなるものとした。

c) 評価期間

インカムステートメント，キャッシュ・フローステートメントは共に本プロジェクトの運転開始後 25 年間とした。

5.1 財務分析

インカムステートメントの電力料金に対する感度およびキャッシュ・フローの利率に対する感度をそれぞれ Table 5－1，5－2 に示す。

これによれば平均電気料金を 75 U.S mills/kWh とした場合の収益率は運転開始後数年で 8 % 位となることが予想される。

又，借入れ外資の利率を 6 %に想定した場合，運転開始直後の赤字は徐々に回復し，10 年後にはかなりの内部留保が可能になる。

5.2 資金計画

本プロジェクトを実施するためには巨額の費用が必要である。下記はプロジェクトの直接費間接費に更にエスカーレーションを加えた合計所要資金の表である。

Unit: 10^6 US$

Items	First Stage			Second Stage			Total
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	Total	
Direct cost	162.1	48.8	210.9	76.7	15.6	92.3	303.2
Indirect cost	23.3	18.7	42.0	10.2	6.2	16.4	58.4
Price escalation	57.9	41.6	99.5	73.7	51.1	124.8	224.4
Total cost required	243.3	109.1	352.4	160.6	73.0	233.6	586.0

これらの費用のうち外貨分については財務分析の結果からみてできるだけ低利で，償還期間の長い資金の調達が必要である。

又内貨分については，フィリピン政府による出資が望ましいが，困難な場合には，外貨と同様，低利で償還期間の長い資金調達の道をさがすことが大事である。

なお本プロジェクトを実施するためには早急にデフィニットスタデイを実施しなければならないが，これに必要な資金は2,252千US ドルを見込んであり，本プロジェクトのスケジュールを確保するためには，フィリピン政府の早急な資金調達手続の開始が望まれる。

Table 5-1 Sensitivity of Return Rate on Average Power Rate

Unit: %

Year \ Power Rate (US Mill/kWh)	65	70	75	80
1986	3.28	5.21	7.09	9.09
1987	3.10	5.10	7.10	9.10
1988	2.94	5.01	7.08	9.15
1989	2.75	4.90	7.04	9.19
1990	2.50	4.73	6.95	9.18
1991	3.40	5.57	7.75	9.92
1992	3.91	6.18	8.46	10.73
1993	3.98	6.33	8.67	11.02
1994	4.14	6.59	9.05	11.50
1995	4.28	6.85	9.41	11.97
1996	4.51	7.21	9.91	12.61
1997	4.76	7.61	10.46	13.31
1998	5.05	8.07	11.09	14.11
1999	5.37	8.58	11.79	15.00
2000	5.73	9.15	12.58	16.01
2001	6.14	9.81	13.49	17.16
2002	6.62	10.58	14.54	18.50
2003	7.18	11.47	15.79	20.06
2004	7.84	12.53	17.22	21.91
2005	8.64	13.80	18.97	24.13

Table 5-2 Sensitivity of "Increase in Cash" on the Interest Rate

Unit: 10^6 US$

Year \ Interest Rate (%)	4	6	8	10
1982	0	0	0	0
1983	-1.2	-1.8	-2.4	-3.1
1984	-7.8	-11.8	-15.7	-19.6
1985	-9.7	-14.6	-19.5	-24.3
1986	73.1	68.2	63.3	58.5
1987	71.2	66.2	61.4	56.6
1988	68.4	63.2	58.1	52.9
1989	61.5	54.0	46.5	39.0
1990	57.6	49.6	41.5	33.4
1991	107.9	99.9	91.8	83.7
1992	148.4	140.4	132.3	124.2
1993	157.6	149.5	141.5	133.5
1994	155.1	147.3	139.4	131.6
1995	154.3	146.7	139.1	131.5
1996	154.8	147.4	140.1	132.7
1997	154.7	147.5	140.4	133.3
1998	149.3	142.4	135.6	128.7
1999	148.5	142.0	135.5	129.1
2000	149.2	143.1	137.1	131.0
2001	150.0	144.4	138.7	133.0
2002	150.9	145.6	140.3	135.0
2003	151.7	146.8	141.9	137.1
2004	152.5	148.0	143.6	139.1
2005	153.3	149.3	145.2	141.1

6. 勧　　告

(1) 詳細設計の実施について

第1期工事を1985年末までに竣工させるためには遅くとも1982年中に詳細設計を終了し，技術仕様書を含む入札書類の準備を完了し，1983年始めには入札が行われなければならない。そのためには詳細設計をできるだけ早く開始する必要がある。

(2) 工事資金の確保

本プロジェクトの建設に必要な資金の調達についてはできるだけ早い機会に関係機関と打合せを行ない，プロジェクト実現のため精力的な努力を行なうこと。

(3) 海底ケーブル布設ルート調査

海底ケーブルの布設ルートの詳細調査については，調査団が1981年3月実施した調査結果を参考にしてケーブルの入札前までに行なう必要がある。

(4) 接地電極地点の調査

Jaro,Naga両変換所の接地電極について，地点選定のための調査および詳細設計のための調査を行なう必要がある。

(5) 塩害調査について

塩害は直流設備にとって特に重要な検討項目であり，計画区域全般について碍子の塩分附着量調査を実施して詳細設計の資料とすること。

(6) 用地取得業務の早期開始について

変換所，送電線，マイクロ無線局等の用地取得については工事工程に遅れを来たさないよう充分余裕をみて早期に実施すること。

(7) マイクロ回線について

直流送電には変換所相互間の情報伝送は不可欠であり，伝送速度の早いものが要求されるため，マイクロ回線が必要となる。周波数割当を含む関係当局との打合せ等をできるだけ早く実施して，機器発注に支障がないようにしなければならない。又中継局位置の選定についても早い機会に現地詳細調査を実施して詳細設計を確定させることが必要である。

(8) ターンキー方式の採用について

変換所機器，海底ケーブル，電極および通信機器は工程確保，責任体制等の点から据付調整渡しのターンキー方式の発注が最も望ましい。

(9) 予備ケーブルについて

予備設計では第1期工事でケーブル2条を布設し，予備ケーブルは布設しないことで考えている。しかしながらレイテ送電線はルソン系統に取って非常に重要な電源線であって更に高い信頼度を要求する場合には，あえて予備ケーブルを布設しておくことも考えられるが，その場

合は慎重な検討を要する。

(10) 運転保守とトレーニングについて

HVDCシステムの運転保守は新技術による所が多く，高度な技術が要求される。

1986年の運転開始時までに運転保守にたづさわる技術者に充分なる訓練を行ない。相当数のHVDCシステム技術者を養成しておかなければならない。NAPOCORの技術レベルの向上にもつながるので，充分な時間的余裕と計画とにより精力的に実施することが必要である。

(11) 協調運転について

Tongonan地熱発電所の発電機とHVDCシステムの運転は極めて密接な協調が要求される。増設の際には，それらを充分考慮した設計となるよう気を配る必要がある。

(12) PSSの設置

HVDCシステムを含む全系統の安全運転のため新設，既設の発電所にもPSSを設置する必要があることが系統解析の結果判っており，安定運転確保のため是非必要である。

(13) EHVの昇圧時期

系統解析の結果Naga～San Jose間のEHV送電線は1991年までに500kVに昇圧する必要がある。

JICA