

サマール地域における開発の展望

比国発展5ヶ年計画(1978-82)¹⁾によれば、レイテ・サマール地域の開発は全国12地域の中で最高の成長率を記録することが期待されている。同計画によれば、当地域の1人当り産出高は1978-87年の間に平均年率6.6%で伸びると計画されているが、これは12地域の最高値である。(Table 4-10)

この急成長は当地域が未開発資源、例えば農耕適地、漁業資源、地熱ポテンシャルなどに恵まれていることによるものである。特に、3.4節に述べたレイテ島及びBiliran島の地熱電力資源は、レイテ島に予定されている工業団地への電力を供給することによって、当地域の工業化を促進するものと期待される。

当地域の工業化計画の明細は、地域別開発5ヶ年計画にのっとってNEDAにより作成された。1981-85年地域別投資計画²⁾に示されている。それによると、次に示すように「11大工業プロジェクト」のうちで、7計画が当地域に集中することとなっている。

「11大工業プロジェクト」

レイテ・サマール地域に予定

1. Copper Smelter (under construction)
2. Phosphate Fertilizer (under land preparation stage)
3. Aluminum Smelter (under study)
4. Integrated Pulp and Paper Factory (under planning)
5. Alcogas Plant
6. Coconut-related Chemicals (under study)
7. Heavy machinery

他地域に予定

8. Diesel Engine Factory
9. Integrated Steel Mill
10. Cement Factory
11. Petro-chemical Complex

1): Five-Year Philippine Development Plan, 1978 - 1982, Regional Development Framework, NEDA, Nov. 1977

2): Regional Development Investments Program, 1981 - 1985, NEDA

Table 4-10 Projected Regional Per Capita Output (1978-1987)

Unit: Px10³

	1978	1979	1980	1981	1982	1987	Annual increase rate for 1978-1987 (%)
Luzon	2,108	2,193	2,279	2,391	2,495	3,148	4.6
Visayas	1,569	1,663	1,751	1,841	1,938	2,523	5.4
Eastern Visayas	990	1,052	1,115	1,185	1,282	1,764	6.6
Mindanao	1,333	1,394	1,463	1,533	1,629	2,115	5.3
Total Philippines	1,804	1,885	1,967	2,064	2,163	2,756	4.8

Source: Five-year Philippine Development Plan, 1978-1982, Regional Development Framework, NEDA, Nov. 1977.

この野心的な「11大工業プロジェクト」は、比国工業の近代化をねらい、国内市場対象の軽工業から輸出指向の重工業へ脱皮することを目的とするものであり、既に若干の計画は実施されつつある。

上記の投資計画によれば、レイテ・サマール地区への投資は1981-85年の間に18,800百万ペソ（US \$ 2,500百万相当）に達する見込である。その詳細はTable 4-11に示す。この投資額のうち、46%に相当する8,700百万ペソ（US \$ 1,200百万相当）はレイテの工業部門に投資されることになっている。但し、このような工業化は漸進的であるべきこと及び原料の存在次第であることを注記している。

レイテ・サマール地区に予定されている11大工業プロジェクトのうち、銅精練プロジェクト及び燐酸肥料プロジェクトは既に実施中であり、その概要は以下の如くである。

銅精練プロジェクト (PASAR Project)

場 所	北部レイテ, Isabel	
用地面積	23ヘクタール	
建設期間	1980年4月着工 1983年4月竣工予定	
試 運 転	1983年4月-12月	
商業運転	1983年12月開始	
精練能力	130,000トン/年	
副 製 品	硫酸, 金, 銀, セレン, 硫化ニッケル	
建 設 費	資本金	US \$ 306.2 × 10 ⁶
	内容 プラント機器	US \$ 213.1 × 10 ⁶
	工事費	57.5 × 10 ⁶
	建設中金利	14.4 × 10 ⁶
	関連インフラ	21.1 × 10 ⁶
実施企業体	Philippine Associated Smelting and Refining Corporation (PASAR)	
従 業 員	職員	200人
	労務者	600人

1981年3月現在、建設工事はIsabelにて進展中である。

工事用電力は、プロジェクト内のディーゼル発電機（2MW）及びIsabel沿岸に係留の電力バージ船（8MW×4=32MW）から供給される。Tongonan 地熱電力は精練所の試運転開始時即ち1983年4月から供給される予定である。

本プロジェクトの所要電力は33MW（常時）、年間246GWhと見積られている。

Table 4-11 Investment Requirement of the Leyte-Samar Region for 1981-1985

Sector	Unit: P x 10 ⁶	
	1981-1985	%
1. Agriculture	644	3
2. Industry, Trade & Tourism	10,401	55
3. Social Service	4,865	26
4. Infra/Utilities	2,928	16
5. Government	0.2	0
Total	18,838	100

Breakdown of Industry, Trade & Tourism Sector

Location	Industry	Trade	Tourism	Unit: P x 10 ⁶	
				Total	(%)
1. Leyte	8,701	1	11	8,713	(84)
2. Southern Leyte	19	1	2	22	(0)
3. Biliran	87	0	0	87	(1)
4. Samar	1,516	1	8	1,525	(15)
5. Eastern Samar	21	15	3	39	(0)
6. Northern Samar	13	1	1	15	(0)
Total	10,357	19	25	10,401	(100)

リン酸肥料プロジェクト (PHILPHOS Project)

場 所	北部レイテ, Isabel (PASARプロジェクトに隣接)	
用地面積	180ヘクタール	
現 況	用地造成工事中	
運転開始	PASARプロジェクトと平行	
リン供給源	モロッコ, ナウル, 北米, ヨルダン	
硫酸供給源	PASARより440,000トン/年, 国内黄鉄 鉱山より917,000トン/年	
製 品	硫安	153,000トン/年
	粒状NPK(ちっ素・磷・カリウム混合肥料)	
	15-15-15	72,000 トン/年
	14-14-14	55,000 "
	16-20-0	126,000 "
	リン酸一アンモニウム	169,000トン/年
リン酸二アンモニウム	508,000 "	
建 設 費	資本費	US \$ 342×10 ⁶
	内容	プラント機器 US \$ 283.3×10 ⁶
		建屋構造物 8.9×10 ⁶
		その他 21.2×10 ⁶
		財務費用 28.6×10 ⁶
		保守費 US \$ 8.59×10 ⁶ / 年 (100% 操業時)
	運転費 US \$ 38×10 ⁶ / 年 (1986年 100% 操業時)	
実施企業体	Philippine Phosphate Fertilizer Corporation (PHILPHOS)	
従 業 員	職員	70人
	労務者	650人

工事用電力は Isabel 沖の電力バージ船 (32MW) から供給される。リン酸肥料用の硫酸の一部は PASAR プロジェクトの副製品を使うこととしているので、PHILPHOS プロジェクトは PASAR プロジェクトと同時竣工することが望まれる。

本プロジェクトの所要電力は 30MW (常時), 年間 236GWh と見積られている。

4.3.3 レイテ・サマル系需要予測

レイテ・サマル地域の負荷予測は Table 4-12 に示すように NAPOCOR が行っている。負荷 (発電端) は 1981年の 20MW から 1984年には 105MW と年率 73.8% という高率で伸びる

Table 4-12 Leyte-Samar Sub-Grid-Load Pick-Up Forecast

Year	PHILPHOS		PASAR		LSADA		TOTAL INDUSTRIES		TOTAL MISC.		TOTAL UTILITIES		GRAND TOTAL (SALES LEVEL)		GRAND TOTAL (GENERATION LEVEL)	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
1981	0.5	1	4	2	3	4	7.5	7	0.7	1	14	29	22	37	20	40
1982	3	8	7	26	6	32	16	66	1	3	23	102	40	171	36	186
1983	7	22	33	175	6	32	46	229	3	10	37	160	86	399	80	434
1984	30	59	33	246	6	32	69	337	3	10	40	173	112	520	105	565
1985	30	236	33	246	6	32	69	514	3	11	43	186	115	711	108	773
1986	30	236	33	246	6	32	69	514	3	11	46	201	118	726	110	789
1987	30	236	33	246	6	32	69	514	3	11	49	215	121	740	113	804
1988	30	236	33	246	6	32	69	514	3	12	53	230	125	756	117	822
1989	30	236	33	246	6	32	69	514	3	12	56	248	128	774	120	841
1990	30	236	33	246	6	32	69	514	3	13	60	268	132	795	123	864
Average Growth Rate (%)																
1981-1984							109.5	263.8	62.4	115.4	41.9	81.4	72.0	141.3	73.8	141.7
1984-1990							0.0	7.3	0.0	4.5	7.0	7.6	2.8	7.3	2.7	7.3
1981-1990							28.0	61.2	17.6	33.0	17.6	28.0	22.0	40.6	22.4	40.7

NOTES:

1981 MW Generation Level = MW Sales Level ÷ 1.12

1982 MW Generation Level = MW Sales Level ÷ 1.10

1983-1990 Mw Generation Level = MW Sales Level ÷ 1.07

GWH Generation Level = GWH Sales Level ÷ 0.92

PASAR: Philippine Associated Smelting and Refining Corporation
 PHILPHOS: Philippine Phosphate Fertilizer Corporation
 LSADA: Leyte Sub-A Development Authority

Source: NAPOCOR, Aug. 1981

と予測されている。これはPASARやPHILPHOS, LSADAなどの諸プロジェクトの運転が1983年から1984年にかけて開始されるためである。この3プロジェクトだけで69MWの負荷と予想され、これは1984年需要105MWの66%に相当する。それ以後は、この3プロジェクトの拡張が予定されていないので、工業用需要は一定のまま推移し、エネルギー需要のみが年率7.3%で増加するとしている。一方、家庭用や中小工業用需要は1984-90年の間に年率7.0%で増加すると予測している。

上記NAPOCOR予測(1990年迄)をFig. 4-2(尖頭負荷), Fig. 4-3(発電量)に示す。

本調査においては、現地調査によって収集した資料と情報及びレイテ・サマール地区の社会経済的検討に基づいて吟味した結果、上記のNAPOCOR 1981-90年予測を採用することとする。尚、工業用需要予測はPASAR, PHILPHOS, LSADAの3プロジェクトの実施工程に適合していることを附記する。

NAPOCOR予測によれば、家庭用及び中小工業用需要は1984-90年の間、年率7.0%で増加するが、これは1978-87年のレイテ・サマール地域長期開発計画(4.3.2節参照)に設定された一人当たり成長率(6.6%1年)に匹敵するものである。

この1990年迄のNAPOCOR予測を本調査用に2000年まで外挿延長するが、その際次のことを考慮に入れた。

- a) レイテ・サマール地域は社会、経済的に急成長の初期にあり、10年を越えるような長期予測は信頼性に乏しく、それに基づいて送電計画を論ずるのは困難である。
- b) レイテ・サマール地域の経済は農業基盤経済として性格づけられているので、電力需要は主として大規模工業によって急激に喚起されよう。その大規模工業は4.3.2節に述べたように投資計画に設定されているが、その実現性は未だ確定的でなく、場所や規模、資金手当て、実施時期ははっきりしていない。

このような状況にあるので、予測の延長はNAPOCOR予測を単に外挿延長するに止める。即ち、1984-90年のNAPOCOR予測、年増加率2.7%をそのまま2000年まで適用することとする。換言すれば、家庭用、商業用、中小工業用などの一般需要は年率7.0%で増加し、大工業その他は一定レベルのまま想定した。

Table 4-13, Fig. 4-2及びFig. 4-3に2000年までのレイテ・サマール地域の負荷予測を示す。2000年での尖頭負荷は161MW(発電端)と予測した。所要発電量は1991-2000年の負荷率を80%として、2000年では1,128GWhとなる。

4.3.4 レイテ・サマール系の余剰電力

NAPOCOR作成の最新版電源開発計画によると、レイテ島及びBiliran島の地熱開発はTable 4-14に示す通りである。本調査では、Tongonan地熱が1986年までに11ユニット合計設備容量552.5MW開発されるものとし、Biliran, Burawen及びAnahawan地熱は1993

Fig. 4-2 Leyte-Samar kW Balance

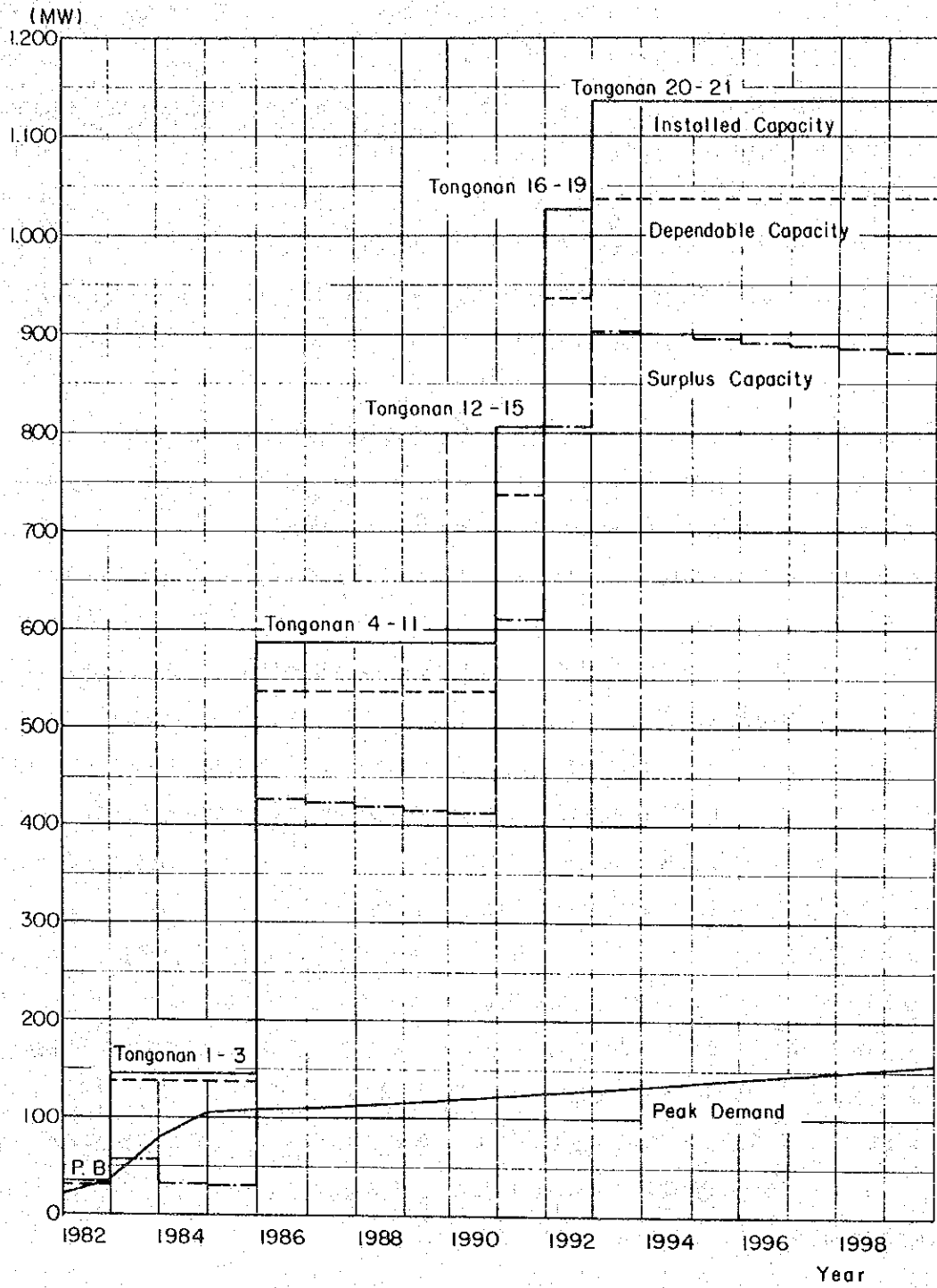


Fig. 4-3 Leyte-Samar kwh Balance

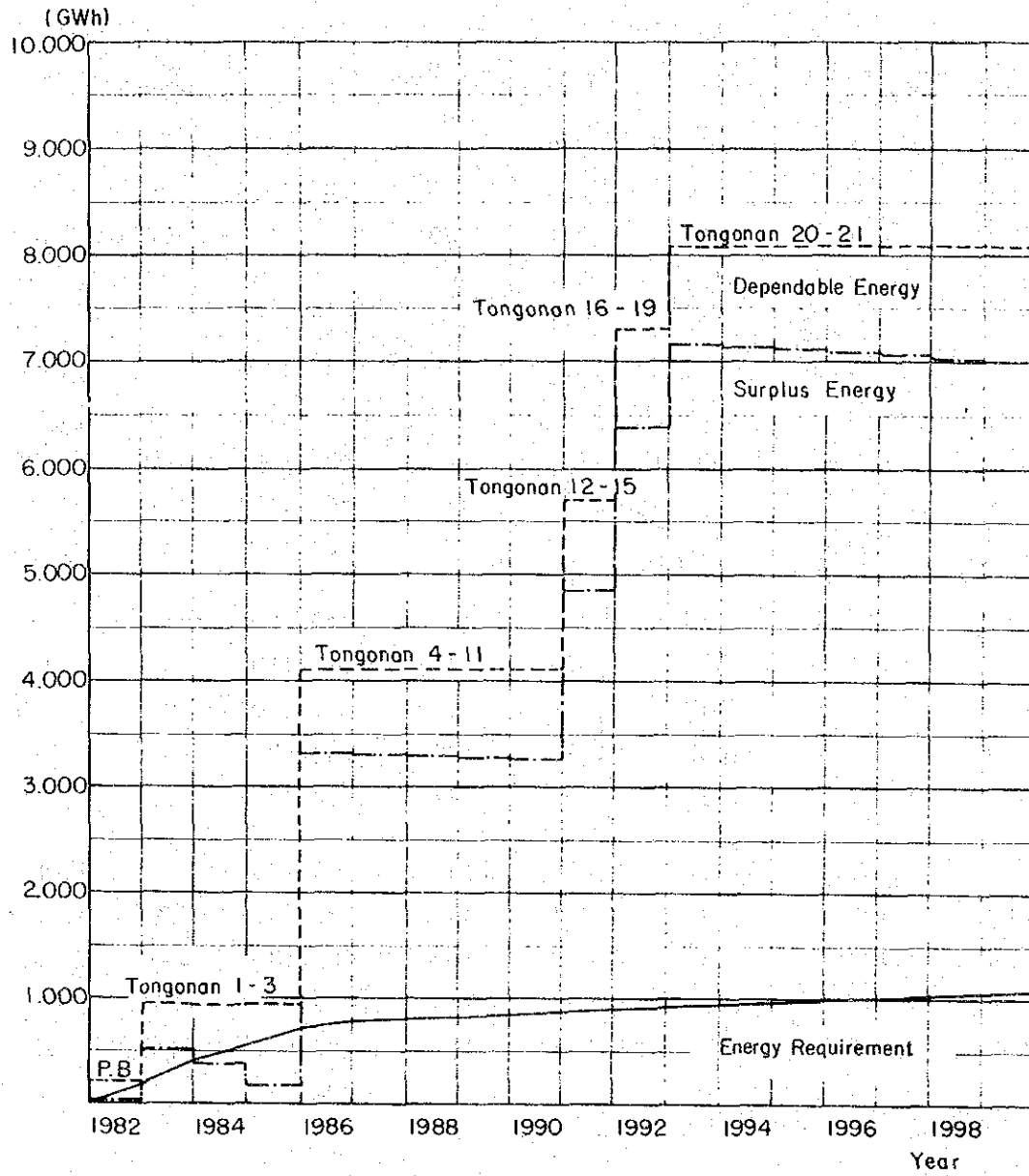


Table 4-13 Load Forecast and kW/kWh BalanceLeyte-Samar Grid

Year	Power Supply			Load			Surplus	
	Installed (MW)	Dependable		Generation Level			MW	GWh
		MW	GWh	MW	GWh	(L.F.%)		
1981	35	30.5	216	20	40	(23)	-	176
1982	35	30.5	216	36	186	(59)	-	30
1983	147.5	137	951	80	434	(62)	57	517
1984	147.5	137	951	105	565	(61)	32	386
1985	147.5	137	951	108	577	(61)	29	374
1986	587.5	537	4,127	110	789	(82)	427	3,338
1987	587.5	537	4,127	113	804	(81)	424	3,323
1988	587.5	537	4,127	117	822	(80)	420	3,305
1989	587.5	537	4,127	120	841	(80)	417	3,286
1990	587.5	537	4,127	123	864	(80)	414	3,263
1991	807.5	737	5,715	126	883	(80)	611	4,832
1992	1,027.5	937	7,303	130	911	(80)	807	6,392
1993	1,137.5	1,037	8,097	133	932	(80)	904	7,165
1994	1,137.5	1,037	8,097	137	960	(80)	900	7,137
1995	1,137.5	1,037	8,097	141	988	(80)	896	7,109
1996	1,137.5	1,037	8,097	144	1,009	(80)	893	7,088
1997	1,137.5	1,037	8,097	148	1,037	(80)	889	7,060
1998	1,137.5	1,037	8,097	152	1,065	(80)	885	7,032
1999	1,137.5	1,037	8,097	156	1,093	(80)	881	7,004
2000	1,137.5	1,037	8,097	161	1,128	(80)	876	6,969

Average Annual Growth Rate (%)

1981-1984	73.8	141.7
1981-2000	11.6	19.2
1984-1990	2.7	7.3
1984-2000	2.7	4.4

Note: (1) Load forecast was made by NAPOCOR for 1981-1990 and by JICA for 1991-2000.

(2) Estimate of energy requirement (GWh) for 1991-2000 was made by JICA by assuming the load factor of 80%.

Table 4-14 Development Schedule of Power Supply
Leyte-Samar Grid

<u>Year of Commission</u>	<u>Power Plant</u>	<u>Installed Capacity</u>	
		<u>MW</u>	<u>Accumulated</u>
1977 (July)	Tongonan Pilot Plant	3	3
<u>To be scheduled</u>			
1981	Power Barge	32	35
1983	Tongonan #1-#3	112.5	147.5
1986	Tongonan #4-#11 ¹	440	587.5
1991	Biliran & Others #1-#4	220	807.5
1992	Biliran & Others #5-#8	220	1,027.5
1993	Biliran & Others #9-#10	110	1,137.5

Remarks: ¹ tentatively assumed as Biliran, Burawen and Anahawan geothermal

Source: NAPOCOR

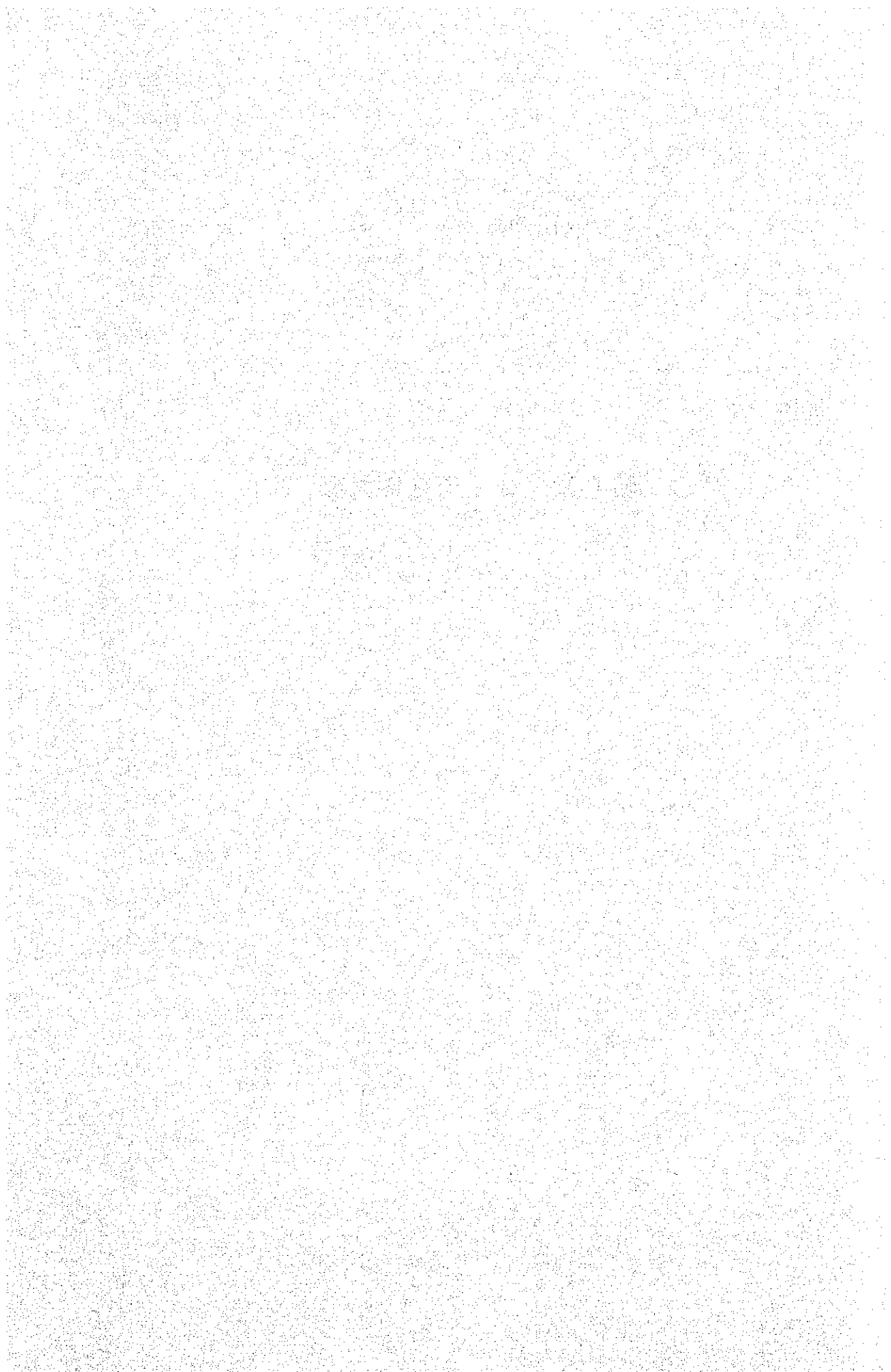
年までに10ユニット合計550MWが開発されるものとする。

この開発計画及び4.3.3節の需要予測とから、レイテ・サマール系には多大の余剰電力が生ずることになる。常時出力(Dependable Supply)から予測負荷を差し引いたkWバランスとkWhバランス(発電端レベル)をTable 4-13に示す。

1986年には、Tongonanの11ユニットの運開によって余剰電力は427MWに達する。その後レイテ・サマール系統内負荷の増加に伴って漸減するが1991年にはBiliran地熱の4ユニット(又はレイテ島内の他の地熱)が運開して余剰電力は又増加し始め、1993年には最高904MWに達する見込である。

従って、本調査においては、他系統へ送電し得る電力をレイテ・サマール系統負荷に若干の余裕をとり、或いは負荷予測の若干の変更を考えて、1986年からは450MW、1991年からは900MWと想定することとした。

第5章 レイテ送電計画



第5章 レイテ送電計画

5.1	レイテ送電計画の送電々力	83
5.1.1	ルソン系統の需給バランス	83
5.1.2	レイテ地熱発電計画	83
5.1.3	レイテ送電計画による送電々力	83
5.2	レイテ送電計画の開発時期	93
5.3	送電計画	93
5.3.1	交流送電と直流送電	93
5.3.2	直流送電パターン	96
5.4	HVDCシステム	101
5.4.1	レイテ直流送電計画の概要	101
5.4.2	電圧及び電線サイズの選定	103
5.5	通信システム	108
5.5.1	通信回線の構成	108
5.5.2	通信設備の概要	108

[The page contains extremely faint and illegible text, likely due to low contrast or scanning quality. The text is arranged in multiple paragraphs across the page, but no specific words or phrases can be discerned.]

第5章 レイテ送電計画

5.1 レイテ送電計画の送電々力

5.1.1 ルソン系統の需要バランス

フィリピン国政府 (NAPOCOR) により策定されたルソン系統の電源開発計画及び当送電網の需要バランスは Table 5-1, Fig.5-1, Fig.5-2 に示すとおりである。

電源開発計画は、石油に代わるエネルギー源の開発という政策に基いたものである。若しこの計画に従って原子力、石炭火力、地熱発電、水力発電などが開発されたならば、現在の石油火力発電所は殆んどが系統の予備力として使用できることになる。

石油火力発電所は、石油焚き以外の発電所の定期補修点検、緊急事故あるいは予想外の負荷増などに備え運用されることになり、その運転特性、経済性など総合的に検討し Cold Reserve, Hot Reserve あるいは、Spinning Reserve としての役割を担うことになる。

石油火力を除いた系統の供給力は需要とほぼ等しいだけの容量を有するものとなるが、なお、需要を完全に満たすためと、系統の電圧、汐流を制御するために2、3の石油火力ユニットの運転が必要であろう。

エネルギーバランスの面からは、Fig.5-2に示すように電力系統は、系統のエネルギー需要に対して十分な供給能力を有する。

オフピーク時には、原子力と地熱発電のみで需要を賄うことができるが、原子力、地熱発電、石炭火力および揚水発電などの非石油火力発電を総合的、効果的に使い、電力系統の経済的な運用を図ることが望ましい。

5.1.2 レイテ地熱発電計画

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。

5.1.3 レイテ送電計画による送電電力

NAPOCORの電源開発計画によれば、レイテからルソンへ電力を供給する発電ユニットの全設備容量は下記の通りとなる。

Table 5-1 Luzon Grid Generation Expansion Program On-Going, Firm and Probable Project

Year of Comm.	Plant Addition	Installed Capacity (MW)						Dep. Cap.	Peak Demand	Res. Cap.	Res.	Available Energy (GWh)	Energy Capability and Requirement (GWh)							
		Hydro	Geo.	Coal Ther.	Nuc.	Oil Ther.	Total						System Capability						Generation Level	Surplus (Dep.)
													Hydro	Geo.	Coal Ther.	Nuc.	Oil Ther.	Total		
1980	Existing	542	440			2,230	3,212	2,880	2,070	470	23	19,097	2,050	2,283			13,871	18,204	13,113	5,091
1981	Masiway (1 x 12)	554	440			2,105	3,099	2,816	2,240	235	11	48	2,098	3,176			13,297	18,571	13,750	4,821
1982/7	Tiwi Geo 5-6 (110)	854	550			1,925	3,329	3,066	2,400	325	14	794	2,248	3,672			13,510	19,430	15,080	4,350
1982/5	Kalayaan 1 (150)											150								
1982/8	Kalayaan 2 (150)											150								
1983/9	Magat 1-4 (360)	1,214	605			1,925	3,744	3,387	2,565	482	19	1,103	3,042	4,036			13,510	20,588	16,140	4,448
1983/11	Mak-Ban Geo 5 (55)											397								
1984/2	Mak-Ban Geo 6 (55)	1,214	660	300		1,925	4,099	3,707	2,745	622	23	397	3,501	4,731	830		13,510	22,572	17,240	5,332
1984/8	Coal Ther. I (300)											1,989								
1985	PNPP 1 (620)	1,214	770	300	620	1,925	4,829	4,157	2,940	1,067	36	3,910	3,501	5,558	1,989	1,684	13,510	26,242	18,420	7,822
	Tiwi Geo 7-8 (110)											794								
1986	Coal Ther. II (300)	1,214	1,265	600	620	1,925	5,624	4,927	3,145	1,382	44	1,989	3,501	9,131	3,978	3,367	13,510	33,487	19,680	13,807
	Tongonan 4-11 (440)											3,176								
	Daklan 1 (55)											397								
1987	Manito Geo 1-2 (110)	1,214	1,375	600	620	1,925	5,734	5,127	3,365	1,262	38	794	3,501	9,925	3,978	3,639	13,510	34,553	21,030	13,323
1988	Tiwi Geo 9-10 (110)	1,214	1,540	600	620	1,925	5,899	5,327	3,600	1,177	33	794	3,501	11,116	3,978	3,356	13,510	35,961	22,475	13,486
	Daklan 2 (55)											397								
1989	San Roque (390)	1,604	1,650	600	620	1,925	6,399	5,755	3,850	1,315	34	1,153	4,654	11,910	3,978	3,910	13,510	37,962	24,020	13,942
	Tiwi Geo 11-12 (110)											794								
1990	Manito 3 & 4 (110)	1,604	1,870	600	620	1,925	6,619	5,955	4,120	1,245	30	794	4,654	13,498	3,978	3,910	13,510	39,550	25,675	13,875
	Mak-Ban 7 & 8 (110)											794								
1991	Tongonan 12-15 (220)	1,647	2,090	600	620	1,925	6,882	6,177	4,390	1,175	27	1,588	4,853	15,086	3,978	3,910	13,510	41,337	27,320	14,017
	Bonga (43)											199								
1992	Tongonan 16-19 (220)	1,646	2,310	600	620	1,925	7,101	6,377	4,670	1,117	24	1,588	4,853	16,674	3,978	3,910	13,510	42,925	29,070	13,855
1993	Mak-Ban 9-10 (110)	1,756	2,530	600	620	1,925	7,431	6,654	4,975	1,089	22	794	5,373	18,262	3,978	3,910	13,510	45,033	30,930	14,103
	Tongonan 20-21 (110)											794								
	Tabu (110)											520								
1994	Magat 5-6 (180)	2,251	2,530	900	620	1,925	8,226	7,419	5,300	1,529	29	-	6,330	18,262	5,967	3,910	13,510	47,979	32,915	15,064
	Diduyon (345)											957								
	Luzon Coal III (300)											1,989								
1995	Abra III-B (300)	2,551	2,530	900	620	1,925	8,526	7,516	5,645	1,281	23	825	7,155	18,262	5,967	3,910	13,510	48,804	35,030	13,774
1996	Gened (600)	3,711	2,530	900	620	1,925	9,686	8,434	5,985	1,859	31	1,153	9,642	18,262	5,967	3,910	13,510	51,291	37,105	14,186
	Abra II (200)											530								
	Chico IV (360)											804								
1997	Chico II (250)	3,961	2,640	900	620	1,925	10,046	8,731	6,340	1,801	28	1,050	10,692	19,056	5,967	3,910	13,510	53,135	39,310	13,825
	Batangas Geo 1-2 (110)											794								
1998	Luzon Coal IV (300)	3,961	2,750	1,200	620	1,925	10,456	9,101	6,725	1,786	26	1,989	10,692	19,850	7,956	3,910	13,510	55,918	41,645	14,273
	Zamcales Geo 1-2 (110)											794								
1999	Cagayan Geo 1-2 (110)	4,641	2,860	1,200	620	1,925	11,246	9,731	7,125	2,016	28	794	12,242	20,644	7,956	3,910	13,510	58,262	44,120	14,142
	Agos Kanan (280)											875								
	Agbulu (400)											675								
2000	(300)	4,641	2,860	1,500	620	1,925	11,546	10,001	7,555	1,856	25	1,989	12,242	20,644	9,945	3,910	13,510	60,251	46,740	13,511

Fig.5.1 Luzon Grid Power Balance (kW Balance)

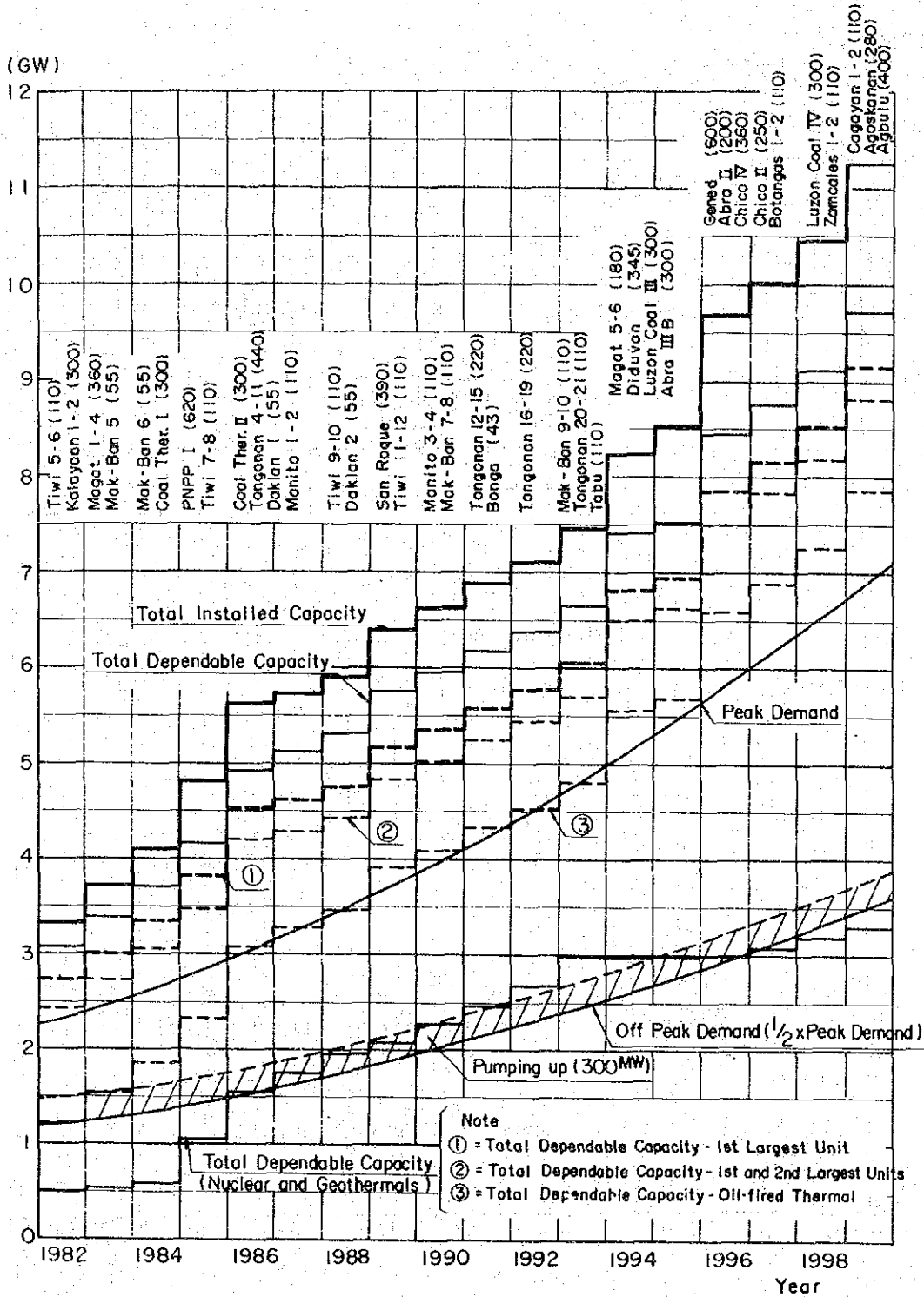
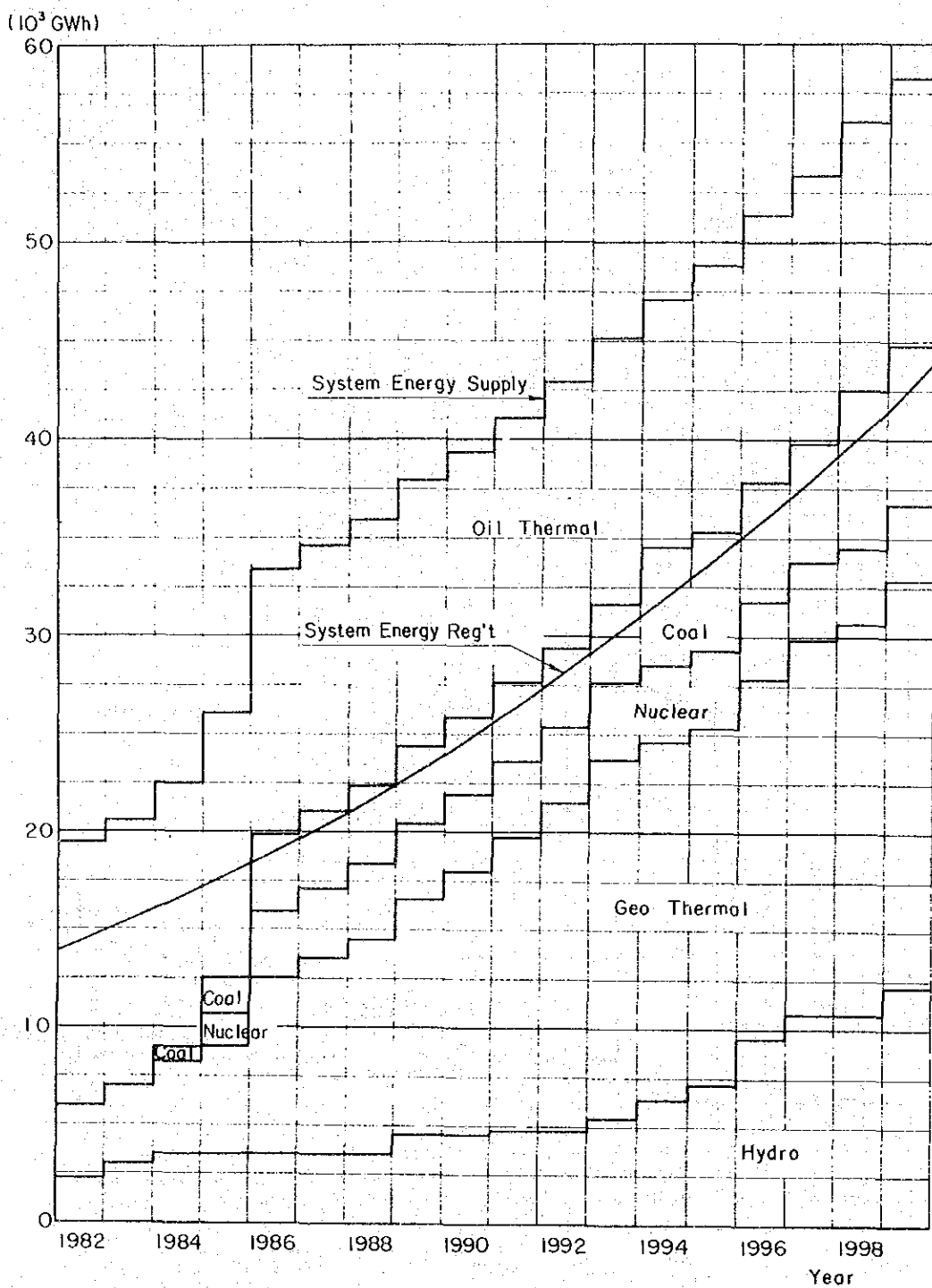


Fig. 5.2 Luzon Grid Energy Balance (kWh Balance)



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	587.5
1991	807.5
1992	1027.5
1993	1137.5

上記の設備容量よりレイテ・サマル系統内の電力需要を差引くと当 gridの余剰電力は下記のように想定される。

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

以上の詳細は Table 5-2, Table 5-3 および Fig. 5-3 に示す。

上記のレイテ・サマル系統の余剰電力は国内エネルギー資源の有効活用のために, 出来る限りルソン系統に送り, ルソンの石油火力ユニットの運転を幾らかでも減らすことを考えることが出来る。

従って, レイテー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すべきである。

Table 5-2 Load Forecast and kW/kWh BalanceLeyte-Samar Grid

Year	Power Supply			Load		Surplus	
	Installed (MW)	Dependable		Generation Level		MW	GWh
		MW	GWh	MW	GWh (L.F.%)		
1981	35	30.5	216	20	40 (23)	-	176
1982	35	30.5	216	36	186 (59)	-	30
1983	147.5	137	951	80	434 (62)	57	517
1984	147.5	137	951	105	565 (61)	32	386
1985	147.5	137	951	108	577 (61)	29	374
1986	587.5	537	4,127	110	789 (82)	427	3,338
1987	587.5	537	4,127	113	804 (81)	424	3,323
1988	587.5	537	4,127	117	822 (80)	420	3,305
1989	587.5	537	4,127	120	841 (80)	417	3,286
1990	587.5	537	4,127	123	864 (80)	414	3,263
1991	807.5	737	5,715	126	883 (80)	611	4,832
1992	1,027.5	937	7,303	130	911 (80)	807	6,392
1993	1,137.5	1,037	8,097	133	932 (80)	904	7,165
1994	1,137.5	1,037	8,097	137	960 (80)	900	7,137
1995	1,137.5	1,037	8,097	141	988 (80)	896	7,109
1996	1,137.5	1,037	8,097	144	1,009 (80)	893	7,088
1997	1,137.5	1,037	8,097	148	1,037 (80)	889	7,060
1998	1,137.5	1,037	8,097	152	1,065 (80)	885	7,032
1999	1,137.5	1,037	8,097	156	1,093 (80)	881	7,004
2000	1,137.5	1,037	8,097	161	1,128 (80)	876	6,969

Average Annual Growth Rate (%)

1981-1984	73.8	141.7
1981-2000	11.6	19.2
1984-1990	2.7	7.3
1984-2000	2.7	4.4

Note: (1) Load forecast was made by NAPOCOR for 1981-1990 and by JICA for 1991-2000.

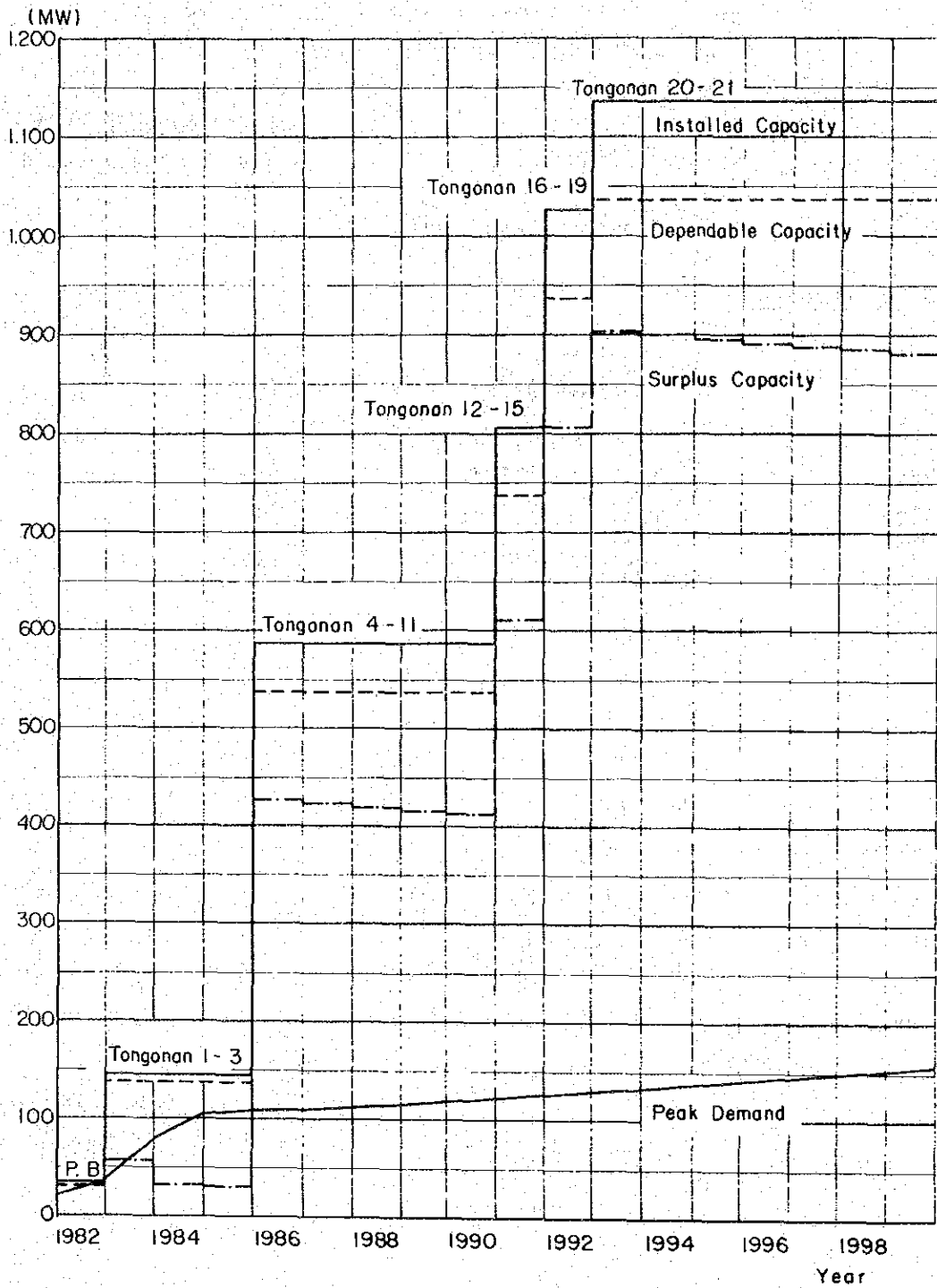
(2) Estimate of energy requirement (GWh) for 1991-2000 was made by JICA by assuming the load factor of 80%.

Table 5-3 Development Schedule for Power Supply
Leyte-Samar Grid

<u>Year of Commission</u>	<u>Power Plant</u>	<u>Installed Capacity</u>	
		<u>MW</u>	<u>Accumulated</u>
1977 (July)	Tongonan Pilot Plant	3	3
<u>To be scheduled</u>			
1981	Power Barge	32	35
1983	Tongonan #1-#3	112.5	147.5
1986	Tongonan #4-#11	440	587.5
1991	Tongonan #12-#15	220	807.5
1992	Tongonan #16-#19	220	1,027.5
1993	Tongonan #20-#21	110	1,137.5

Source: NAPOCOR

Fig. 5-3 Leyte-Samar kW Balance



5.2 レイテ送電計画の開発時期

レイテ・ルソン送電線は 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1段階で最終設備容量の50%の設備を建設し，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
1段階	1986	450MW
2段階（最終）	1991	900MW

5.3 送電計画

5.3.1 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～サマル島間の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 の需要中心まで約800kmの長距離送電線の計画となる。一般的に云って，交流送電の送電容量は次の2つの条件のうち小さい方で決定される。すなわち

- a) 導体の許容電流で決まる送電々力（熱的容量）
- b) 系統安定度によって決められる送電々力

また大ざっぱに云って，架空送電線の場合，その送電距離が100km以内であれば送電容量は導体の許容電流で決まり，送電距離が100kmを超えると系統安定度など他の要因で決まるとみることができる。500kV送電線2回線の安定度によって決まる送電容量の計算例をFig.5-4に示すが，送電距離が長くなるに従い，ほぼそれに逆比例して送電容量が減少することがわかる。

海底ケーブルが使用されている場合にはケーブルの充電電流が流れるため，距離による送電々力の減少は架空送電線の場合と比較するとはるかに大である。Fig. 5-5にこの概要を示す。

結局，海底ケーブルを含む交流の長距離送電線では，同程度の送電容量をもつ短距離送電線と比較して，送電ルート数を増やすとか送電電圧を高めるなどといった送電設備の大規模

Fig.5-4 Example of limit of Transmission Power due to Transient Stability

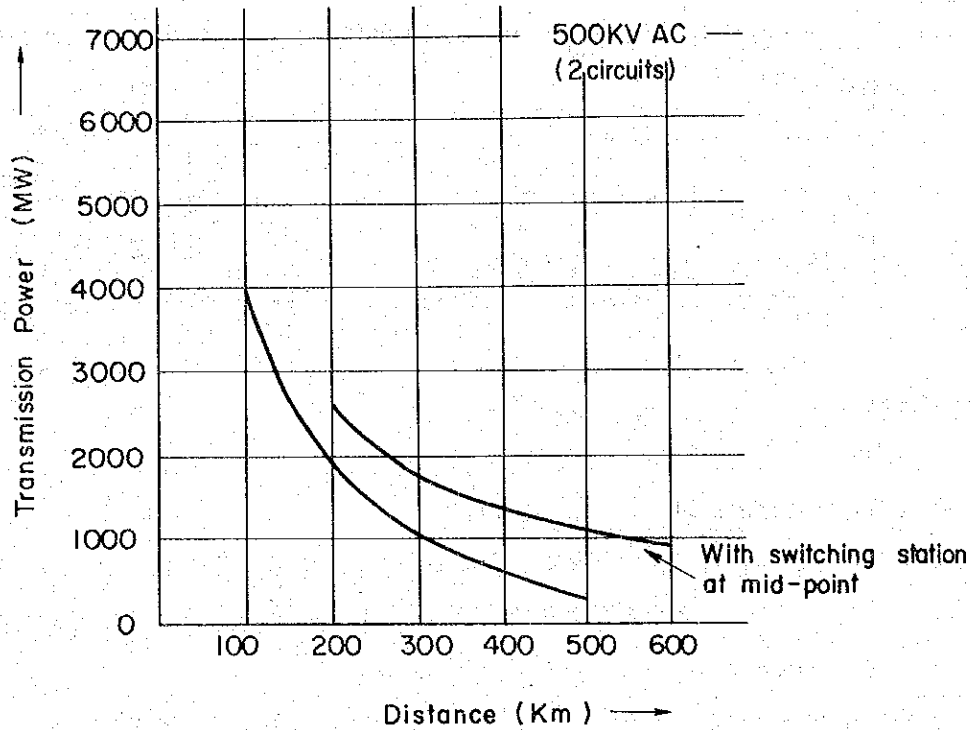
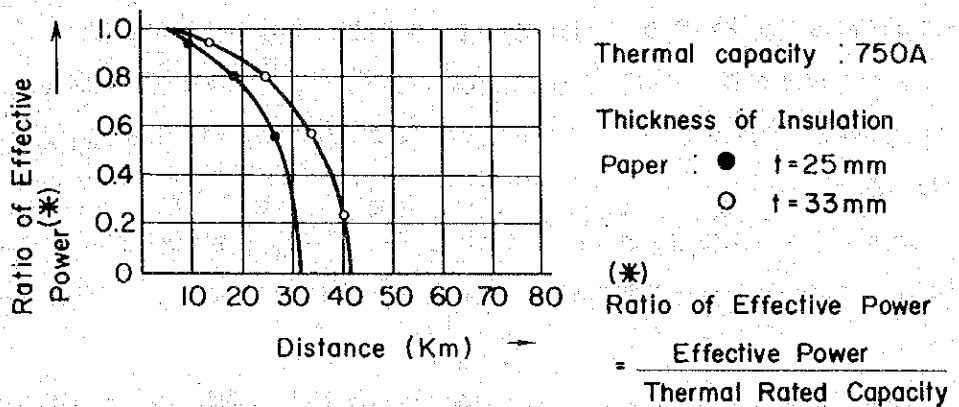


Fig.5-5 Relationship between Transmission Distance and Effective Power (A.C.500KV OF Cable)



化が必要となり、結果として送電線建設費がかなり高くなる。

これに対し、直流送電線は系統安定度や充電々流などの影響を受けない特性を有している
ので、その送電容量は導体の許容電流で決まり、従って長距離送電線の場合でも、送電距離
に影響されずほぼ一定の電力を送ることが出来る。

直流送電の場合にはAC-DC変換所の建設に多大な投資が必要となるが、長距離送電線や
海底ケーブルを含む送電線では送電線の建設費が安くなるので、直流送電が交流送電より有
利となることが考えられる。

以上のような観点から、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。この詳細は後で述べる。

HVDCの開発方式としては、当初から双極構成とし、才2段階で同容量の変換装置を直列
に増設して送電容量を倍増させる方法がConventionalであるのでこれを検討した。

(1) AC 500kV 送電

- i) 才1段階の400MWは500kV送電線の1回線でTongonanからNagaへ送ることが出来
る。NagaからSan JoseまでのEHV送電線は500kVで運用する。
- ii) 最終段階の900MWはTongonanとNaga間の500kV送電線を1回線から2回線に増設
することにより送電可能である。
- iii) この案は建設費が非常に高くなり、加えて500kV電力ケーブルは海底ケーブルとして
使用された実例がなく、この面での技術開発が必要である。

(2) AC 230kV 送電

- i) 400MW送電の才1段階ではTongonanとNaga間を230kV2回線送電線2ルート、即
ち4回線で接続することになる。NagaからSan JoseまでのEHV送電線は500kVで運用
する。
- ii) 最終段階の900MW送電時にはTongonan～Naga間の230kV送電線を4回線から6
回線に増強する必要がある。
- iii) AC500kV送電案と比較すると、この案は建設費の面で大幅に有利である。しかしな
がら230kV送電線が最終的に3ルートとなるので、土地利用等の面から問題を生ずる可
能性がある。

(3) HVDC±350kV案

- i) HVDCは才1段階の400MW送電時にはDC±175kV双極1回線とする。AC-DC変換所
はレイテ島のJaroとルソン島のNagaに建設される。NagaからSan JoseまでのEHV
送電線は230kVで運用可能である。地熱発電所で発生した電力はTongonanからJaro変
換所まで138kV2回線の送電線によって送られる。
- ii) 最終段階では、変換所の変換装置を直列に増設してDC±350kV双極1回線のHVDCを構

成する。ルソン南部から Kalayaan, San Jose へ送られる電力は Tiwi, Manito の増設も含め約 1,200MW となり, Tiwi, Manito などルソン南部に存在する電源の安定度上から, Naga-San Jose 間の EHV 送電線は 500kV で運用する必要がある。

iii) 本案は海底ケーブルを含む長距離 HVDC 送電線の利点を良く示しており, Tongonan-Naga 間の送電線工事費(変換所設備を含む)を比較しても交流 500kV 案, 交流 230kV 案などよりも安い。

しかも, 当初 400MW 送電時にルソン系統の EHV 送電線を 230kV で運用することが出来るので, この送電線の 230kV から 500kV への昇圧を遅らせることができる。このためルソン系統の昇圧費用も含めた工事費の比較では Table 5-4 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小でき, 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. 5-6 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。

次項以降で直流送電方式のいくつかのパターンについて更に検討し, 適正な HVDC 案を作成する。

5.3.2 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。(Table 5-5)

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。

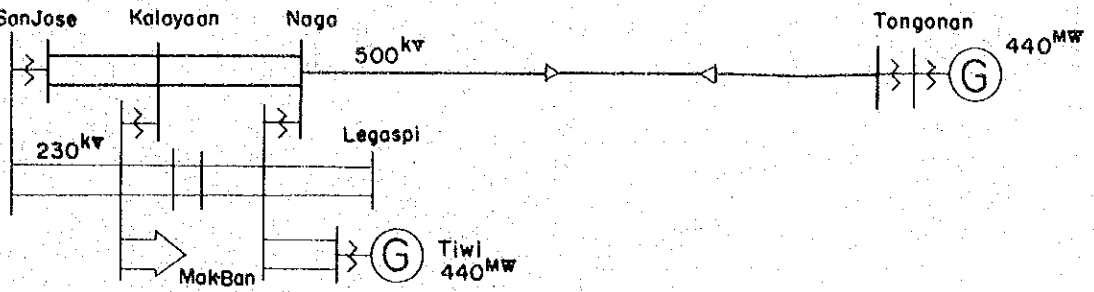
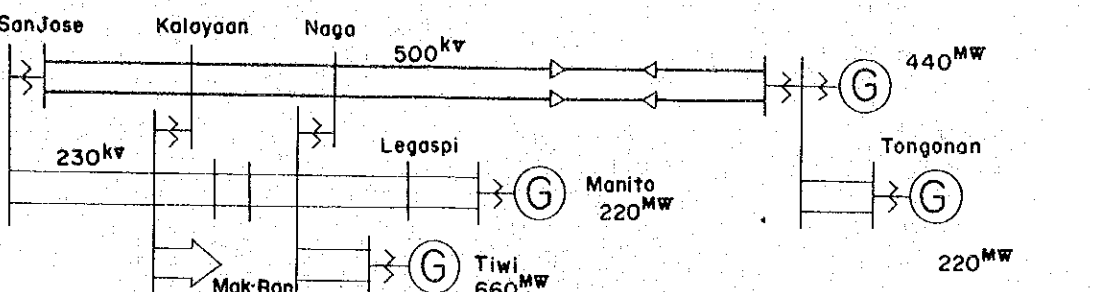
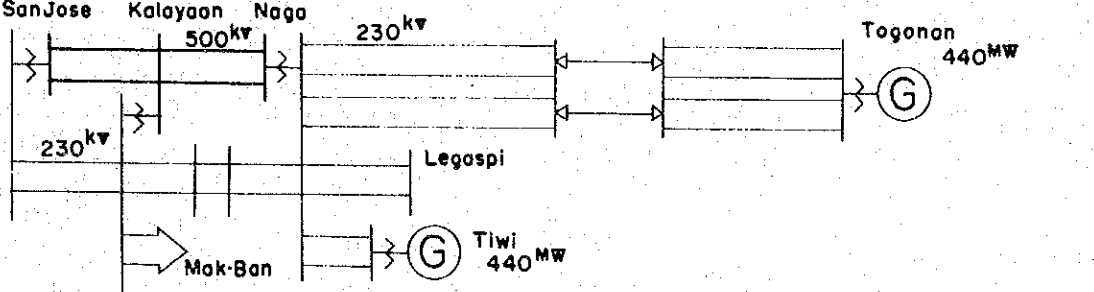
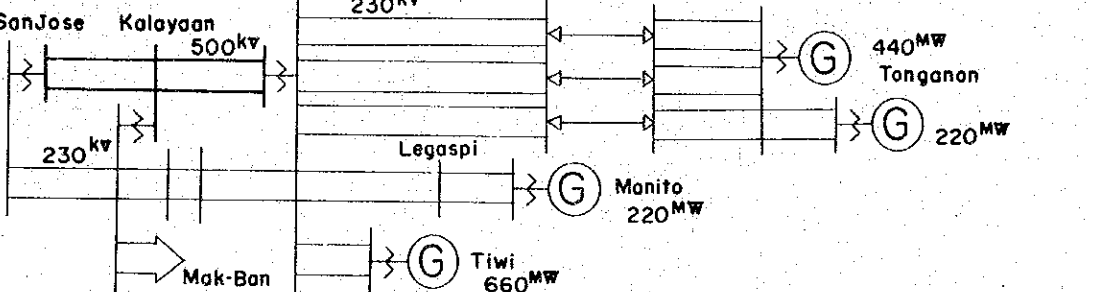
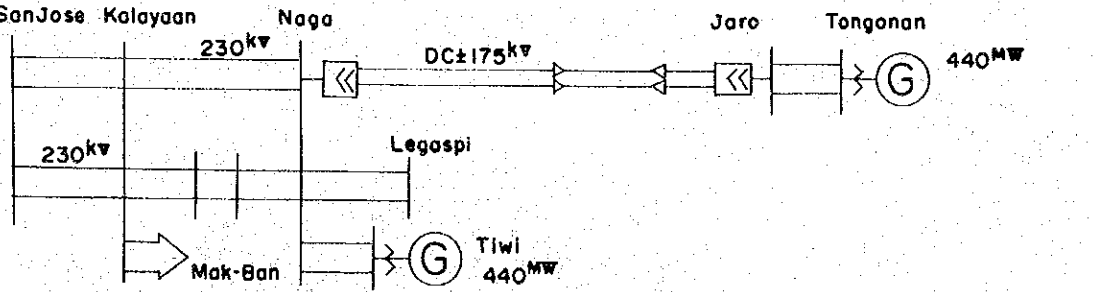
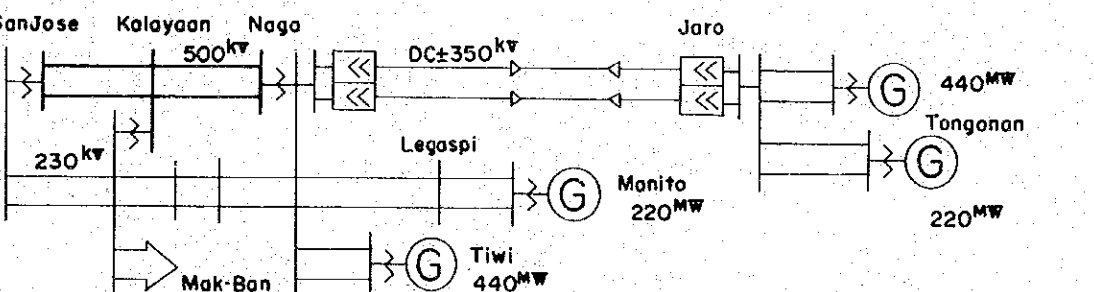
パターン 2: 1986 年に 450MW の双極設備を建設し, 1991 年には, 更に 450MW の AC-DC 変換設備を既設設備に並列増設する。

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。

上記の各々のパターンは, 最初の段階から双極方式である。従って DC 送電線の地絡事故で 1 極停止の期間中であっても他の 1 極によって 50% の送電容量を確保できると共に, 発電機回転子のスピードを許容範囲内に減らすことができる。

上記 3 パターンについての比較を Table 5-5 に示す。パターン 1 は, 最も建設費が安く技術的な問題もない。よってこのパターンが適当である。

TABLE 5 - 4 AC · DC ECONOMICAL COMPARISON (DIRECT COST)

PLAN	1ST STAGE (1986)	2ND STAGE (1991)	Total Const-ruction Cost Δ
AC 500kV	 <p>Construction Cost US \$ 419×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 500^{kV} T/L 1/2cct (including submarine cable) • SanJose, Kalayaan, Naga, 230^{kV} → 500^{kV} step up cost 	 <p>Construction Cost US \$ 133×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 500^{kV} T/L 1/2cct (including submarine cable) • Tongonan 138^{kV} T/L 2cct 80^{km} 	US \$ 552×10^6
AC 230kV	 <p>Construction Cost US \$ 307×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 230^{kV} T/L 2cctx2route (including submarine cable) • SanJose, Kalayaan, Naga 230^{kV} → 500^{kV} step up cost 	 <p>Construction Cost US \$ 103×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tongonan~Naga 230^{kV} T/L 2cct (including submarine cable) • Tongonan 230^{kV} T/L 2cct 80^{km} 	US \$ 410×10^6
HVDC ± 350 kV	 <p>Construction Cost US \$ 213×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jaro~Naga HVDC ± 175^{kV} bipolar system (including submarine cable) • Tongonan Jaro 138^{kV} T/L 2cct 26^{km} 	 <p>Construction Cost US \$ 107×10^6</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jaro~Naga HVDC System DC Voltage ± 175^{kV} → ± 350^{kV} • Tongonan 138^{kV} T/L 2cct 80^{km} • SanJose, Kalayaan, Naga 230^{kV} → 500^{kV} step up cost 	US \$ 320×10^6

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

Fig.5-6 COMPARISON OF R.O.W OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES

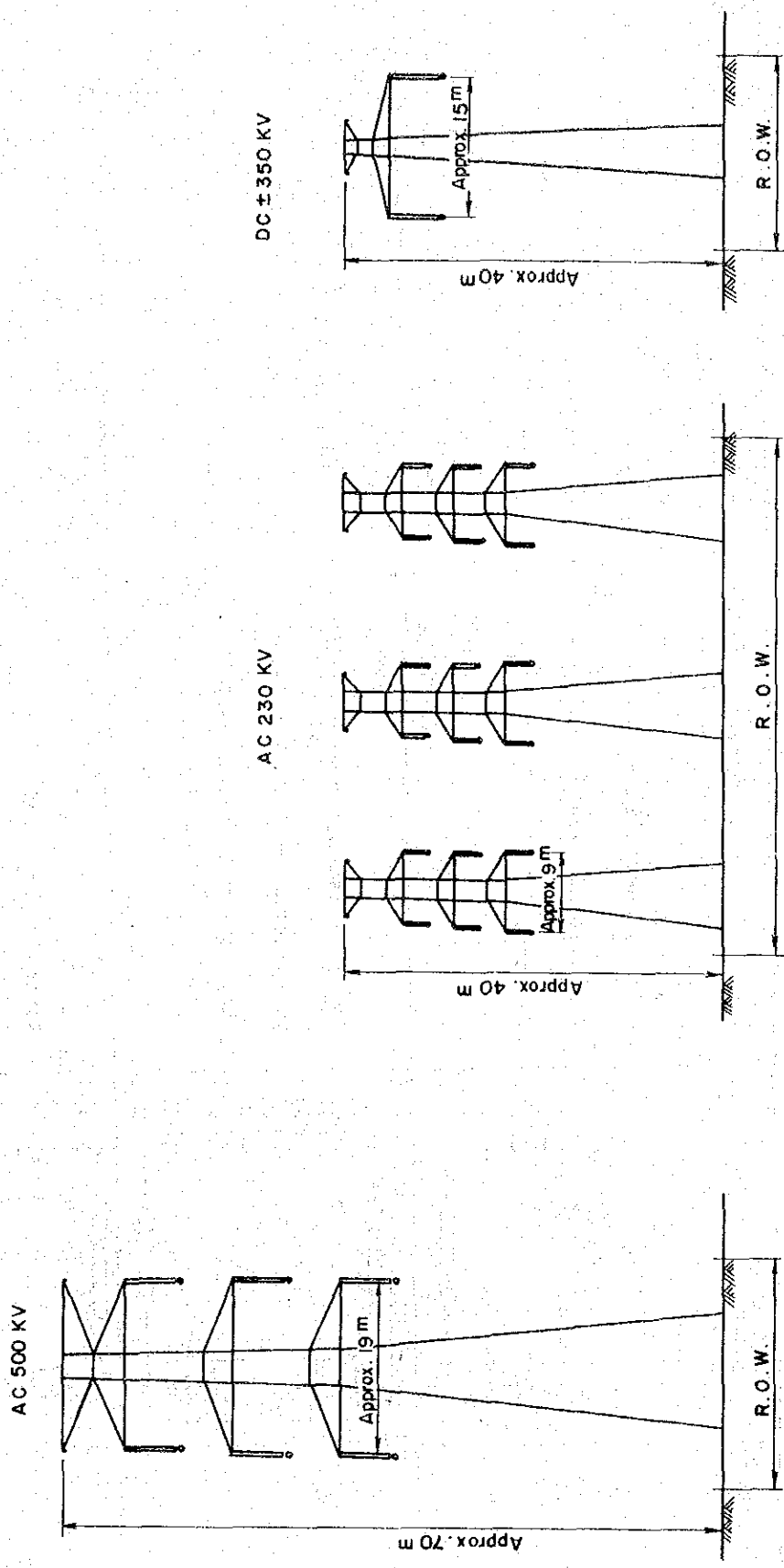
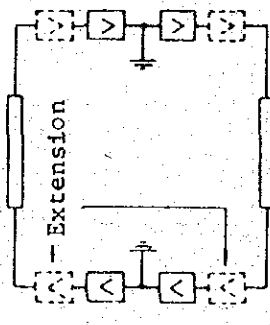
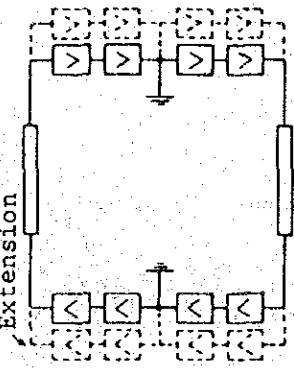
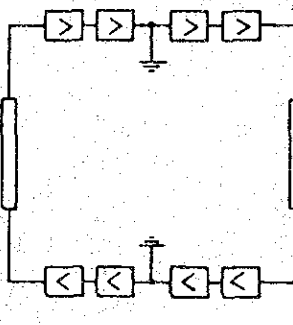


Table 5 - 5 Comparison of HVDC Patterns

Pattern	HVDC Schemes	Technical Items	Total Construction Cost (%)
1		<ul style="list-style-type: none"> • This extension is common method in the world. • Operates in 6-pulse during the other pole's failure. 	100
2		<ul style="list-style-type: none"> • Parallel extension means new technology of multi-terminal HVDC System, and can be adopted for this project. 	115
3		<ul style="list-style-type: none"> • No additional work 	110

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

5.4 HVDC システム

5.4.1 レイテ直流送電計画の概要

(1) 送電区間 (Fig. 5-7 参照)

送電線

送電区間	種類	亘長 (km)
Tongonan S/Y ~ (Jaro C/S)	AC 138kV 架空線	26
Jaro C/S ~ (サマール側ケーブルターミナル)	DC±350kV 架空線	220
San Bernardino (海峡横断)	DC±350kV 海底ケーブル	23
ルソン側ケーブルターミナル (~Naga C/S)	DC±350kV 架空線	186
Naga C/S ~ (Naga S/S)	AC 230kV 母線	短距離 (同一構内)
総 亘 長 (km)		455

電極線

区 間	亘 長 (km)
Jaro C/S ~ (Managasnas 電極)	28
Naga C/S ~ (Pasacao 電極)	32
総 亘 長 (km)	60

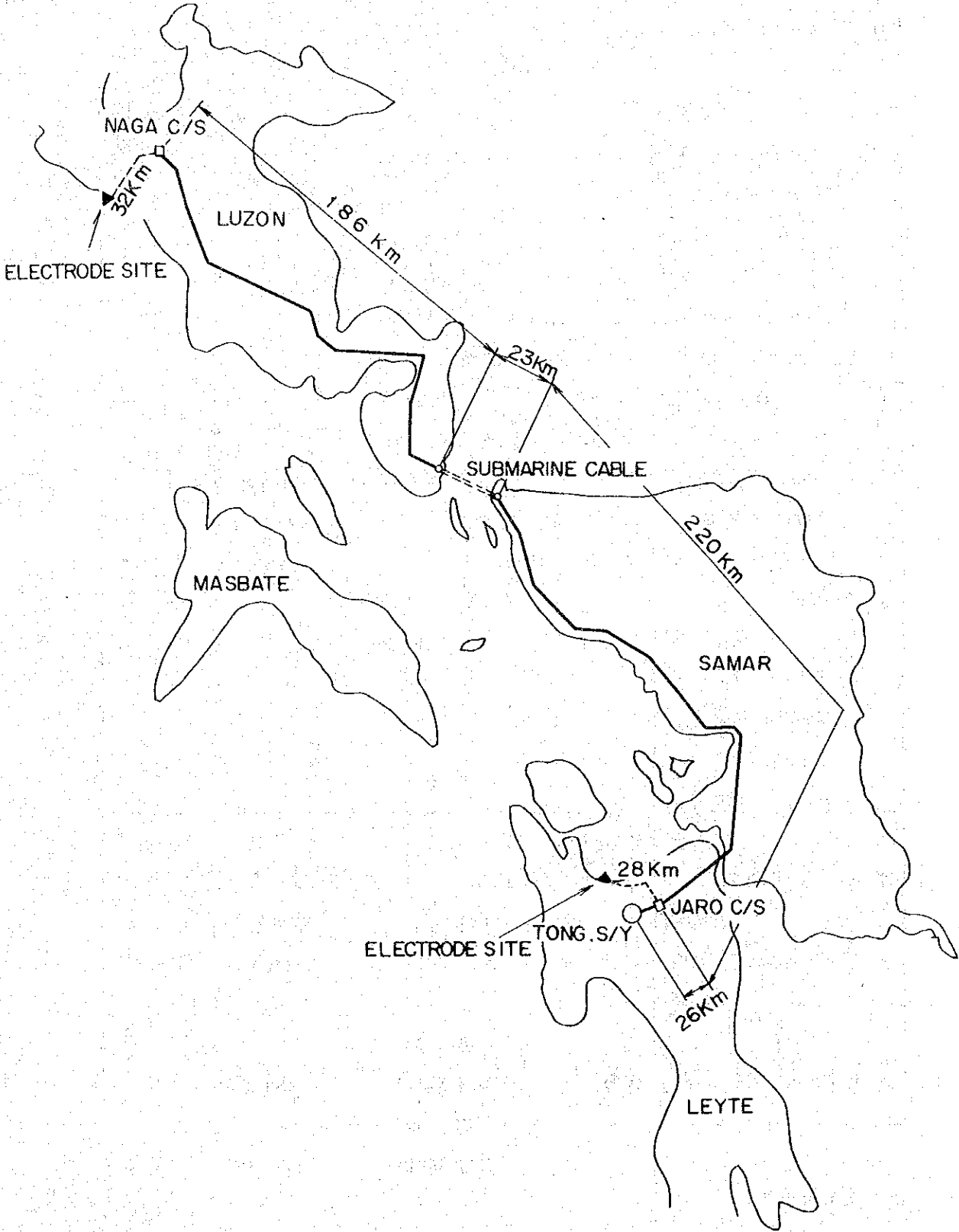
(2) 送電容量

送電区間	電 圧	送電容量
Tongonan S/Y ~ (Jaro C/S)	AC 138kV	440 MW
(Jaro C/S ~ Naga C/S)	第 1 期 DC±175kV	450 MW
	第 2 期 DC±350kV	900 MW

(3) 送電方式

- a) Tongonan S/Y ~ Jaro C/S 交流 2 回線送電

Fig. 5-7 LENGTH OF TRANSMISSION LINE AND ELECTRODE LINE (PRELIMINARY)



- b) Jaro C/S~Naga C/S 直流双極1回線送電
- (4) 主回路構成 (Fig.5-8 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
(Tongonan S/Y~Jaro C/S)
電圧, 周波数: AC 138kV, 60 Hz
架空線: AC SR 610mm² × 2, 2 回線
- b) 直流送電線
(Jaro C/S~Naga C/S)
電 圧: 第 1 期 DC±175kV
第 2 期 DC±350kV
架空線: 本 線 AC SR 810mm² × 2
AACSR 520mm² × 2 海峡横断部のみ
電極線 AC SR 410mm² × 2
海底ケーブル: OF 1000mm² 2 条
- (7) 変換所
- a) サイリスタ変換装置
第 1 期 : DC±175kV, 450MW (225MW × 2)
第 2 期 : DC±350kV, 900MW (225MW × 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。

5.4.2 電圧及び電線サイズの選定

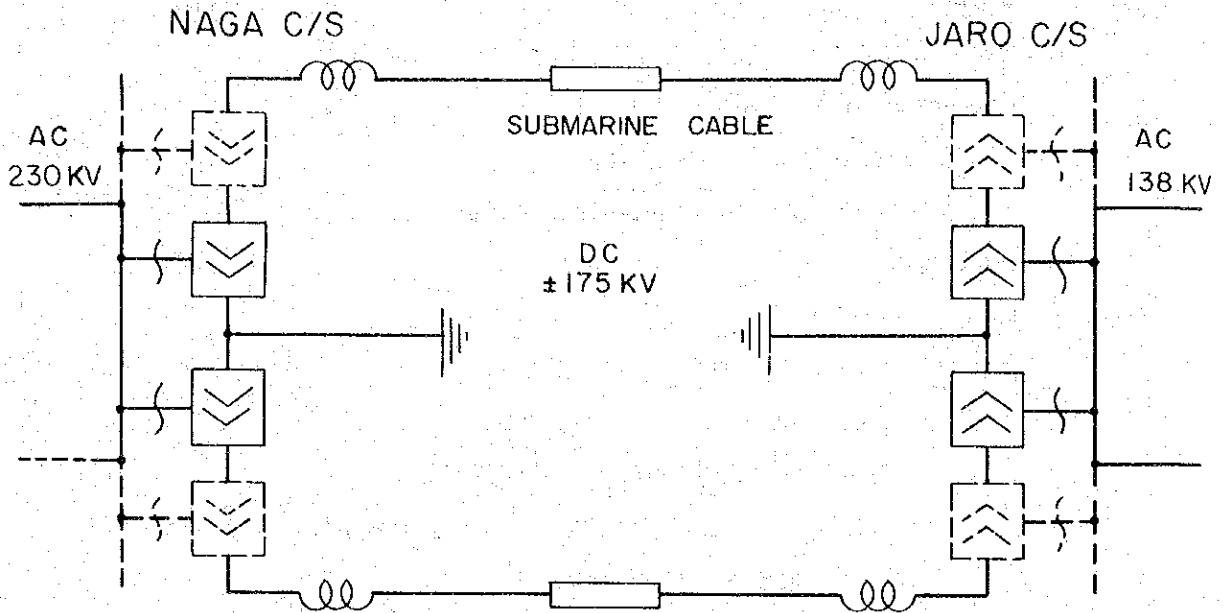
電圧及び電線サイズは送電計画の経済性に大きな影響を持つので, その選定は, 送電計画の策定に於て重要な要素の一つである。

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。

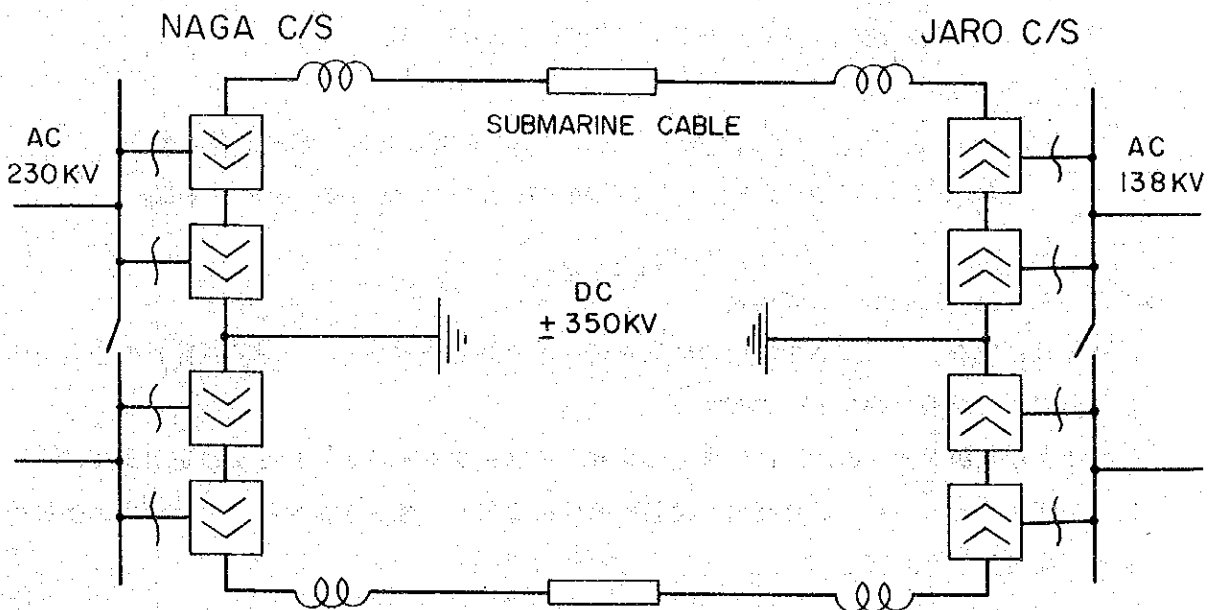
- (1) 前提条件
- a) 送電方式

Fig.5-8 MAIN CIRCUIT DIAGRAM (PRELIMINARY)

(a) FIRST STAGE (450MW)



(b) FINAL STAGE (900MW)



双極1回線送電(中性点両端接地方式)

b) 設備容量及び送電電力

設備容量： 第1期 (1986) 450MW

第2期 (1991) 900MW

送電電力：1986-1990年 400MW

1991 600MW

1992 800MW

1993年以降 900MW

c) HVDC設備建設費

建設費は1981年3月現在価格とし下記設備の直接工事費を使用した。尚建設費のエスカレーションは考慮しない。

送電区間：Jaro C/S~Naga C/S

設備概要：変換所 2ヶ所

送電線 429km

接地電極 2ヶ所

電極線 60km

d) HVDC設備の年経費率

変換所 13.6%

架空送電線 12.6%

ケーブル 10.6%

電極・電極線 13.6%

e) 電力損失費

電力損失量

変換所電力損失量と送電線電力損失量の合計

平均負荷率 80%

kWhロス単価

石油燃料費(US\$ 32/Barrel)に見合うkWh単価を使用

f) 評価期間

総経費は評価期間を30年間として比較した。

g) 電圧及び電線サイズ

比較検討の対象とした電圧及び電線サイズは送電容量、サイリスタバルブ定格及び電線の電気的特性等から概略選定を行い、この結果から次の範囲とした。

電圧 250kV-450kV

電線 ACSR 410mm²×2, ACSR 610mm²×2

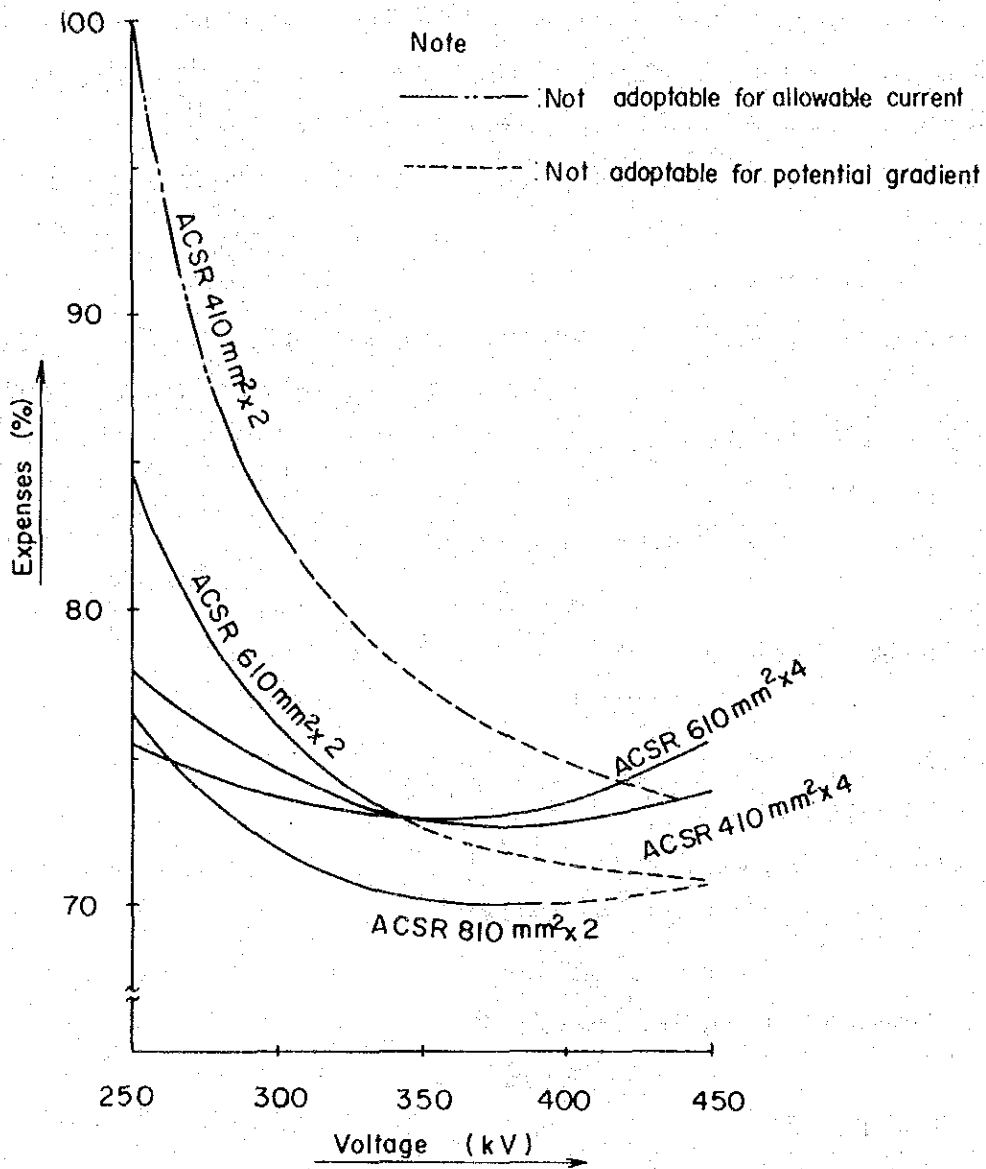
ACSR 810mm²×2, ACSR 410mm²×4

ACSR 610mm²×4

h) 検討結果

経済比較結果を(Fig.5-9)に示す。これより電線サイズACSR 810mm²×2, 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350kV, 電線サイズACSR 810mm² 2 導体とした。

Fig. 5-9 Comparison of Expenses on Voltages and Conductors



5.5 通信システム

直流送電システムの運用には、Jaro C/S～Naga C/S間、並びにJaro C/S～Tongonan S/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並びに送電線の保線用電話等が必要である。

したがってNaga C/S～Jaro C/S～Tongonan S/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.5-10, 5-11)

5.5.1 通信回路の構成

本計画に於ける所要通信回線はNaga C/S～Tongonan S/Y間をマイクロ波中継方式(中継局6局, 端末局3局, 周波数7GHz帯)から成るマイクロ波無線回線により構成するものとし、必要な通信回線は次の通りである。

- (1) Naga C/S～Jaro C/S間
 - a) 変換設備の制御, 保護用の情報伝送回線
(高速度伝送)
 - b) 変換設備監視用の情報伝送回線
(低速度伝送)
 - c) 保安用電話回線
 - d) 給電用電話回線
- (2) Jaro C/S～Tongonan S/Y間
 - a) Tongonan S/Yの制御用情報伝送回線
(高速度伝送)
 - b) Tongonan S/Yの監視用情報伝送回線
(低速度伝送)
 - c) 保安用電話回線
 - d) 給電用電話回線
- (3) 保線用移動無線電話回線

5.5.2 通信設備の概要

- (1) マイクロ無線設備

Naga C/S～Jaro C/S～Tongonan S/Y間に途中中継局(6局)並びに反射板(2面)を設置し、マイクロ無線設備を構成する。

- (2) 制御保護用情報伝送装置

Fig.5-10 MICRO WAVE RADIO LINK ROUTE (Preliminary)

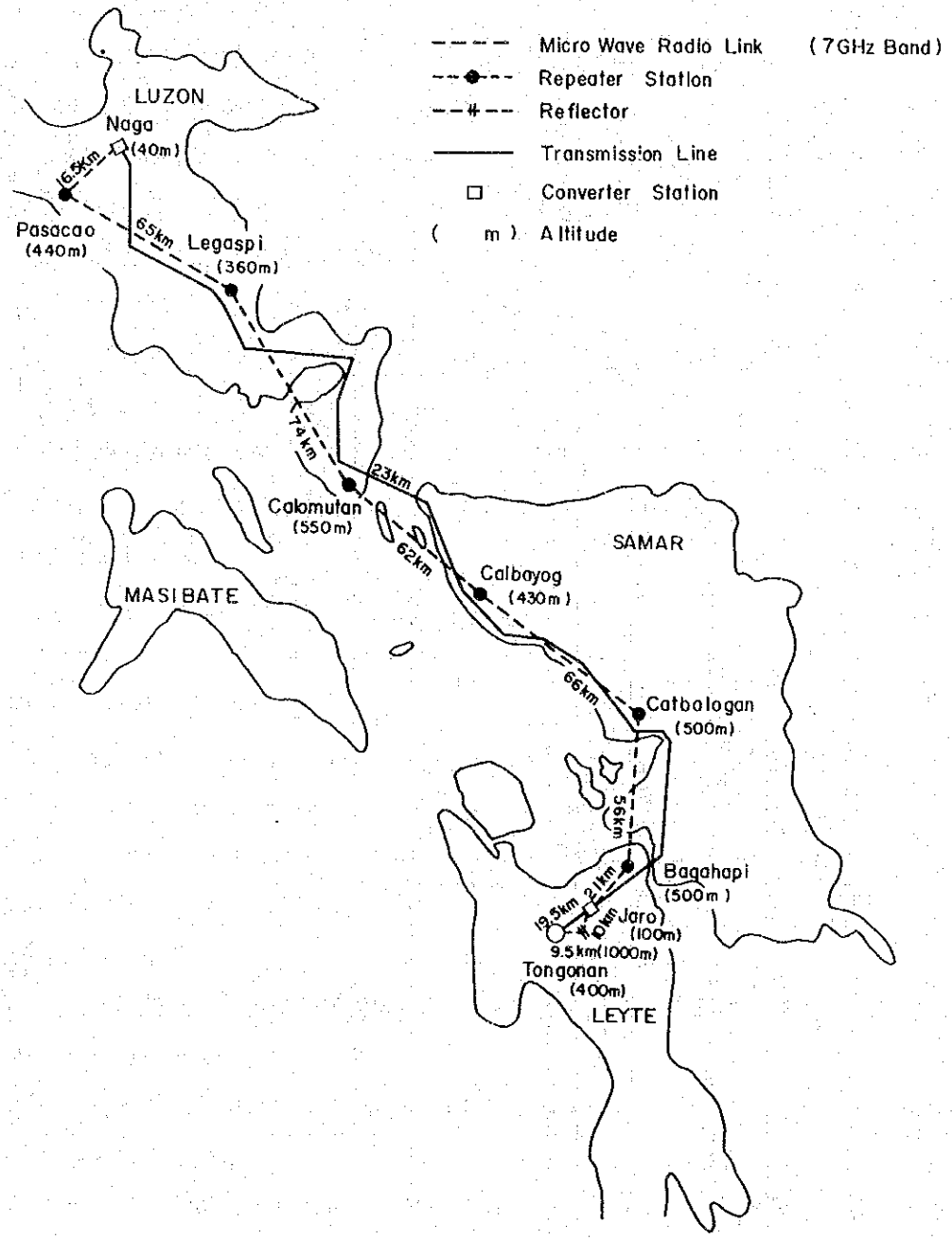
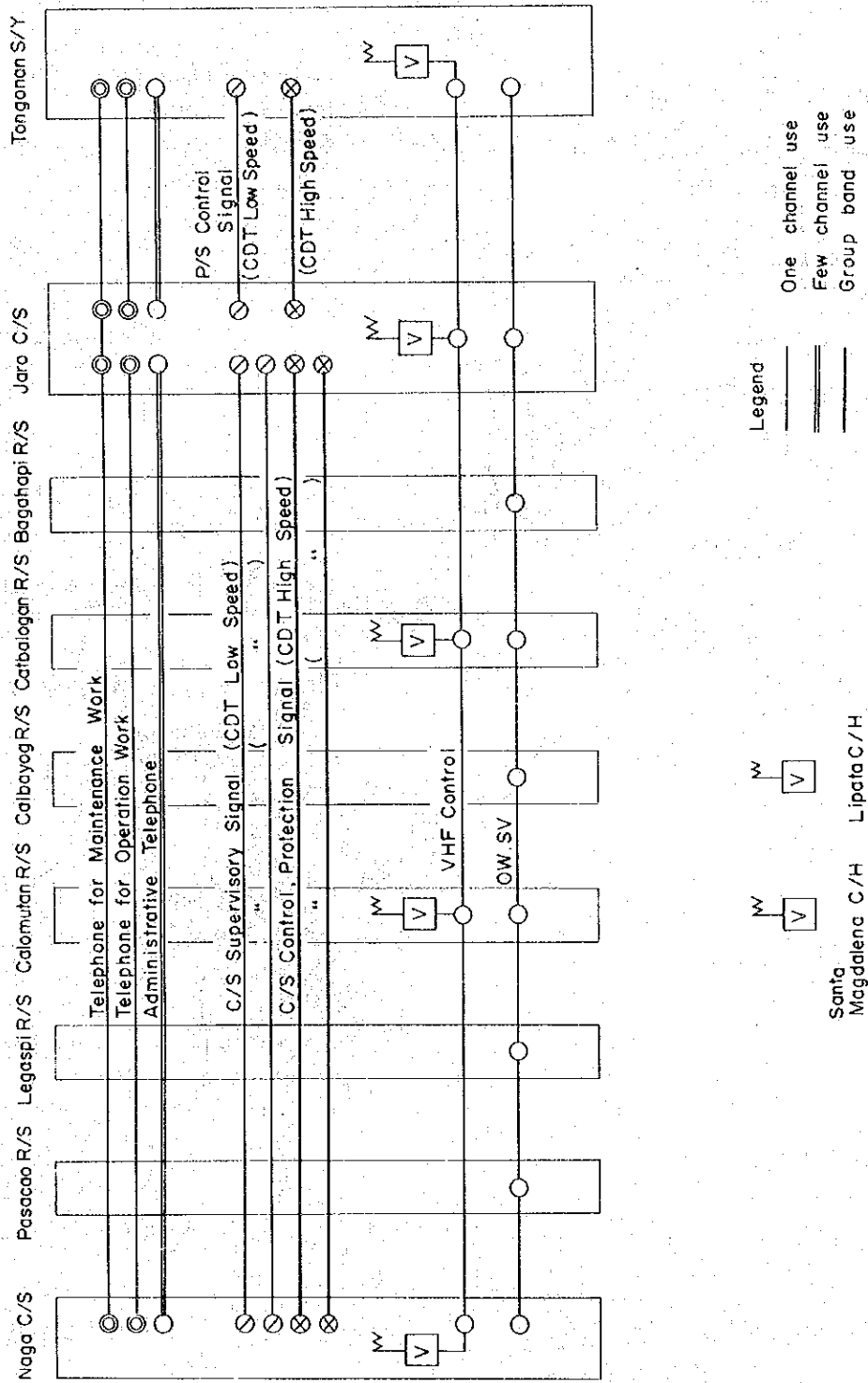


Fig 5-11 TELECOMMUNICATION CIRCUIT (Preliminary)



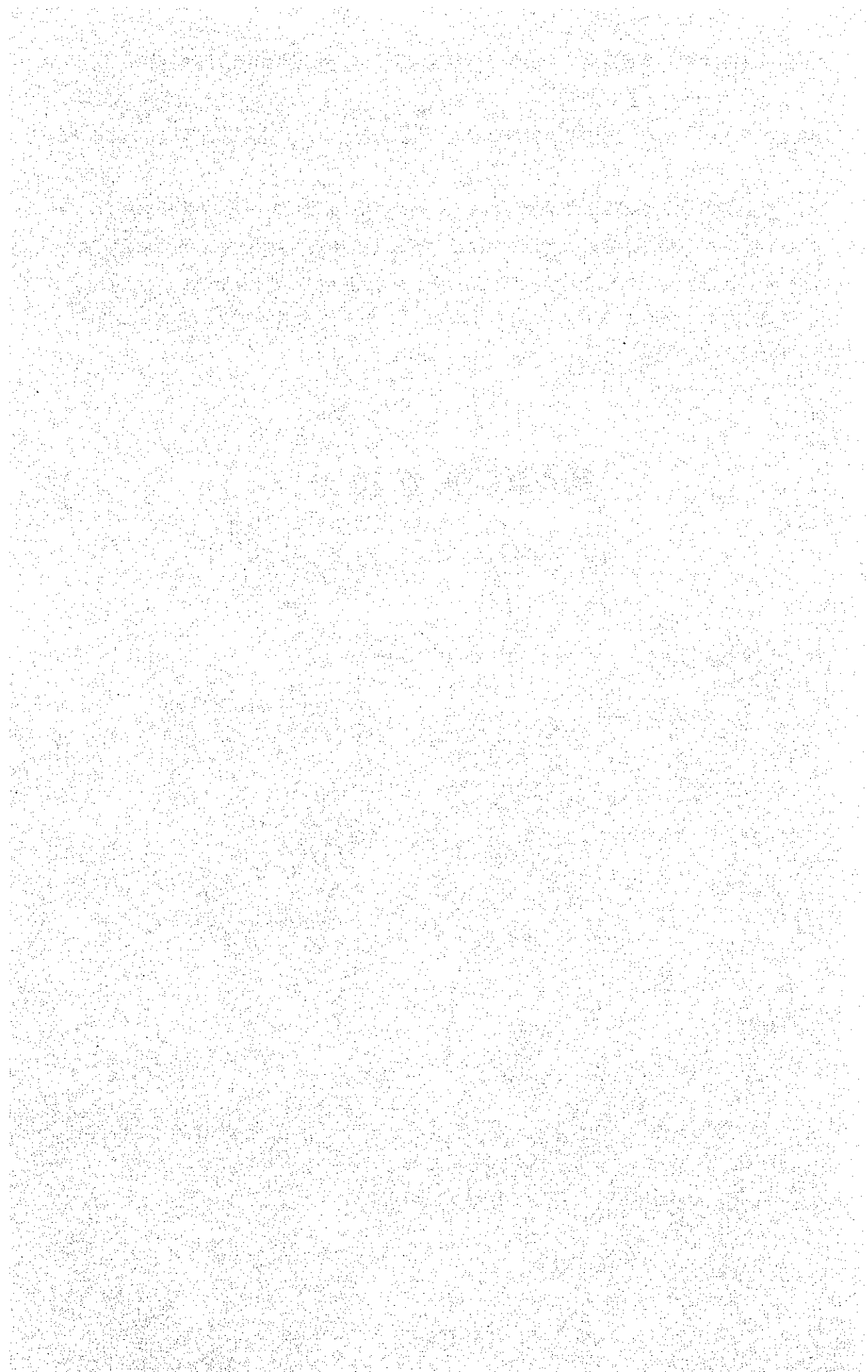
- a) 変換所相互間の制御、保護に必要な情報を伝送するため、Naga C/S 及び Jaro C/S に情報伝送装置を設置する。
- b) Tongonan S/Y の制御に必要な情報を伝送するため、Tongonan S/Y 及び Jaro C/S に情報伝送装置を設置する。
- (3) 監視用情報伝送装置
変換所並びに Tongonan S/Y の状態監視に必要な情報を相互に伝送するため Naga C/S ~ Jaro C/S 間並びに Jaro C/S ~ Tongonan S/Y 間に情報伝送装置を設置する。
関連電気所間の監視として Naga C/S ~ Jaro C/S 間並びに Jaro C/S ~ Tongonan S/Y 間に必要な情報を伝送するため各電気所に情報伝送装置を設置する。
- (4) 保守管理用電話設備
直流送電システムの保守に必要となる保守管理用電話設備を Naga C/S ~ Jaro C/S ~ Tongonan S/Y 間に構成する。
- (5) 送電線故障点標定装置
送電線の事故復旧の迅速化を図るため架空送電区間の事故点を標定する送電線故障点標定装置を設置する。
- (6) 海底ケーブル油圧監視装置
海底ケーブルの油圧状態を監視する装置を設置する。
- (7) 保線用移動無線電話設備
Tongonan S/Y ~ Naga C/S 間の送電線地域をサービスエリアとする保線用移動無線回線を構成するため Tongonan S/Y ~ Naga C/S 間に保線用 VHF 基地局を設置する。
なお、当 VHF 基地局はマイクロ波無線中継局に設置し、Naga C/S, Jaro C/S 及び Tongonan S/Y より制御する。
- (8) 通信用電源装置
a) 電気所の通信機器への電源装置は浮動充電方式による直流無停電電源方式とし、充電器と蓄電池により構成する。
b) 中継局の電源装置は太陽電池と蓄電池により構成する。
- (9) 給電指令用通信設備
需給電力の変動に対応して電力の需給状態を常に監視し、電力系統を安全に運転するために関係箇所間で適切な指令あるいは情報交換を行う必要がある。
このため直流送電系統を効果的に運用し、また系統事故時に迅速に対応するための給電運用専用の電話システムを関係電気所間に構成する。
なお、給電運用上、中央給電指令所と各電気所間に給電情報伝送システムが必要となるが、別途 NAPOCOR にて計画中の中央給電指令システムと協調させる必要があり、今回の計画より除外することとする。

但し、当システムの構成に必要な伝送路は今回のマイクロ回線により容易に構成出来るものとする。

(10) Tongonan P/S～Tongonan S/Y間のマイクロ無線設備及び制御・保護用、監視用情報伝送装置

地熱発電機と変換装置と協調運転を行うために、地熱発電機側から、運転出力、出力限度、運転、停止、トリップ信号などを変換装置に伝送し、変換装置側からはトリップ信号などを地熱発電機に伝送する必要があるが、別途NAPOCORにて計画中のTongonan 地熱発電所開発計画に含まれるものとして、今回の計画より除外することとする。

第6章 予備設計



第 6 章 予 備 設 計

6.1	予備設計の考え方	113
6.1.1	第1期のシステム構成	113
6.1.2	増設の方法	113
6.1.3	第1期, 第2期の施行範囲	115
6.1.4	HVDCシステムの運転形態	115
6.1.5	HVDCシステムの運転	116
6.2	送電線	117
6.2.1	気象条件	117
6.2.2	直流架空送電線	119
6.2.3	海峡横断架空送電線	125
6.2.4	直流海底ケーブル	130
6.2.5	138 kV 交流架空送電線	144
6.3	接地電極および接地電極線	149
6.3.1	大地帰路	149
6.3.2	接地電極および接地電極線	150
6.4	変換所	159
6.4.1	適用規格	159
6.4.2	気象条件	159
6.4.3	信頼度目標値	160
6.4.4	連系交流系統の系統条件	160
6.4.5	変換所の概略設計	160
6.4.6	絶縁協調	176
6.4.7	変換所のレイアウト	177
6.4.8	変換所設備	183
6.5	通信システム	184
6.5.1	設計条件	185
6.5.2	必要設備	186

第6章 予備設計

6.1 予備設計の考え方

6.1.1 第1期のシステム構成

本送電計画における送電々力は、ルソン島においてベース電源の役割を担い、電力需給上からも高い比重を占めている。従って長距離大電力輸送のためのHVDCシステムの設計は、以下の事項を考慮する必要がある。

- ① 供給信頼度の確保
- ② 連系交流系機器に悪影響を与えないこと。
- ③ 保守点検時の供給確保

これらを第1期に、単極構成及び双極構成にした場合について比較するとTable 6-1に示す様になる。

Table 6-1 主回路構成の比較

比較項目	単極	双極
供給信頼度 (片極事故時の場合)	事故復旧迄、全送電々力がストップする。	健全極で1/2の送電が出来る。
交流系機器への影響(直流送電線事故時に送電端発電機に与える影響)	変換器が停止～再起動の間送電々力がストップするので発電機の大巾な速度上昇は避けられず、機器寿命に与える影響は大である。	事故極が停止～再起動の間健全極にて適切な制御を行えば発電機の速度上昇を小さくおさえることが可能。
保守点検 (定期点検の場合)	全送電々力を停止する必要がある。	片極毎行えば送電々力の1/2は確保出来る。

以上の検討から供給信頼度の確保、交流機器に与える影響及び、保守点検等の有利となる双極構成を採用することとした。

6.1.2 増設の方法

本プロジェクトは、第1期450 MW、第2期900 MW(450 MW増設)となるが、当初から双極構成とする。システムでは以下の増設方法を採用出来る。

- (1) 直列増設：第1期は片極6相運転を行ない定格電圧の1/2、定格電流で運転する。

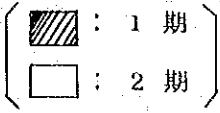
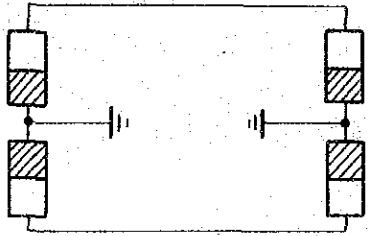
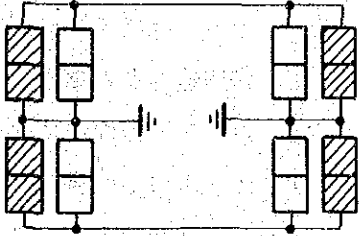
第2期に直列に6相バルブを増設する。

(2) 並列増設：第1期から両極共12相運転を行ない定格電圧，1/2の定格電流で運転する。

第2期に並列に12相バルブを増設する。

上記の2つの増設方法について比較するとTable 6-2の様になる。

Table 6-2 主回路増設の比較

比較項目	直列増設	並列増設
増設ステップ 		
保守性	最終2システムの為保守は並列に比較して容易。	最終4システムとなるので直列と比較して複雑。
増設	<ul style="list-style-type: none"> システムとしては1期で調整 2期はバルブ，Trのみであるから試験調整が容易。 	<ul style="list-style-type: none"> 2期時には更にシステム追加 試験調整に時間を要する。
線路ロス	当初から定格電流を流すので第1期の線路ロスは並列より増加する。	当初電流は定格の1/2とするので，線路ロスは少なくなれる。
建設コスト	6相運転を行行為建設コストは片極のみ12相とするより若干割高となるが，並列増設と比較してかなり割安。	12相運転とするので，フィルタのコストは安くなるが，機器の台数が，直列と比較して約2倍となるのでコストが，かなり割高。

以上から本プロジェクトは，最終連系時に，保守性，増設の容易さ及び建設コストが安くなる直列増設を採用することとした。

すなわち

第1期 450 MW (DC ± 175 kV, 1,290 A)

第2期 900 MW (DC ± 350 kV, 1,290 A)

とすることとした。

6.1.3 第1期，第2期の施行範囲

(1) 直流送電線，電極及び電極線

当初から双極構成とするため，第1期で全て施行する。

(2) 変換所

a) 第1期

双極構成とするに必要な変換装置直流主回路の機器（DCR，DCF，Arr，DCPCT等）及び制御盤は第1期に施行する。

b) 第2期

バルブ，変換器用変圧器及びフィルタ，調相設備等を増設する。これにより，増設設備の試験のために，1極当たり約1ヶ月の停止を必要とする。その間他極は運転可能である。

(3) 通信装置

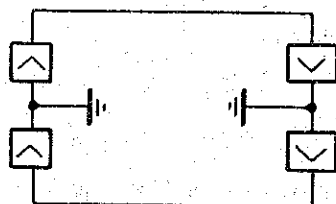
当初から双極構成とするため，第1期で全て施行する。

6.1.4 HVDCシステムの運転形態

第1期，第2期共，下記の運転形態となる。

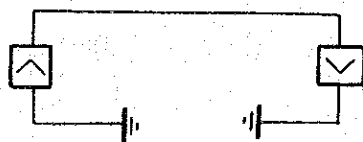
(1) 第1期（450 MW時）

a) 定常運転（12相運転）



450 MW

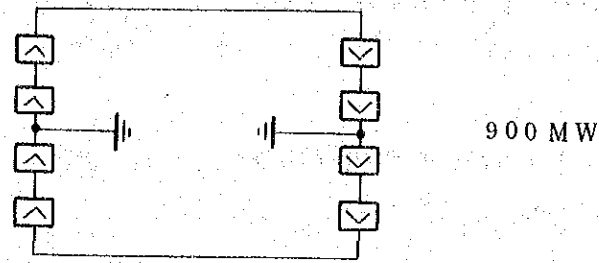
b) 片極事故時及び点検時（6相運転）



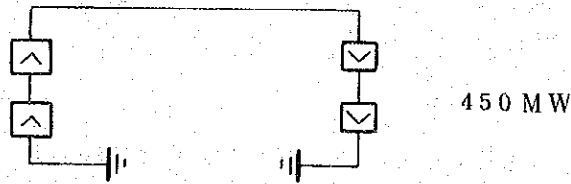
225 MW

(2) 第2期(900 MW時)

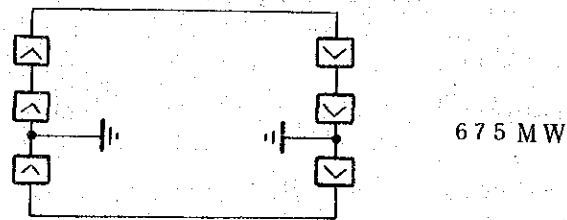
a) 定常運転(12相運転)



b) 片極事故及び点検時(12相運転)



c) 1群事故時等(12相+6相運転)



更に(1)の a), b) の形態でも運転可能となる。

尚(2)の a) の状態から, (1)の a), b), (2)の c) に変更する場合, 当該極を一旦停止して行うものとする。

6.1.5 HVDC システムの運転

(1) システム構成

単極単位で1システムを構成し, 可能な限り, 独立させ信頼度の向上を図る。

(2) 送電方向

両方向送電が可能なこととする。但し当面は片方向送電(JaroC/S→NagaC/S)となる。尚NagaC/SからJaroC/Sに送電する場合, Jaro側の短絡容量は直流送電々力の約3~5倍を必要とする。

(3) 直流定格出力

直流定格出力は送電端変換所の直流リアクトル線路側とする。

(4) 最少直流連続出力

最少直流連続出力は、定格出力の10%を目標とし、1群運転時22.5 MW、2群運転時は45 MWとなる。

但し、起動、停止時には Tongonan P/S出力との協調運転を行う為、短時間の Zero Power Factor 運転を行う。

(5) 基本制御方式

i) 順変換器側 (Jaro C/S) が電力を制御し、逆変換器側 (Naga C/S) は直流電圧を制御する。

ii) 電力設定値は、基準電力設定器 (PSS) とこれに Tongonan 発電機出力と協調をとる為、Jaro C/Sの周波数一定制御からの出力を付加した値とする。

iii) 電力設定値は Jaro C/S で計算し、高速 CDT を介して Naga C/S へ送られる。

(6) 直流送電線事故 (地絡) 時の運転

事故極を一旦停止し、再起動させるが、この期間はバルブの許容出来る範囲で健全極を過負荷運転させ Tongonan 発電機の速度上昇を抑制する。

(7) 連系交流系事故時の運転

電圧低下を検出して両極共電力変換を一旦停止し電圧回復後、すばやく事前の状態に戻すこととする。

尚、送電端事故時は可能な限り、運転を継続させる。

(8) 交流フィルタ事故時の運転

i) 第1期

a) 11,13,HP フィルタ事故時は停止する。

b) 5,7 フィルタ事故時は6相運転時のみ変換器を停止する。

ii) 第2期

a) 11,13,HP フィルタ2ユニットの内1ユニット事故時は50%の運転を確保する。

b) 5,7 フィルタ事故時は6相運転を行っている極を停止する。

(9) Jaro C/S ~ Tongonan S/Y 間送電線事故時

1回線事故時でも HVDC の100%運転を確保する。

(10) Jaro C/S を HVDC システムを運用する為の主制御所とする。

6.2 送電線

6.2.1 気象条件

送電線の設計において、その地域の風速、気温などの気象条件の把握は重要であり、この内風速は、送電線の経済性および信頼性に大きな影響を及ぼし極めて重要である。

フィリピン諸島は低緯度に位置しているため、熱帯気候の特色を示し、年間の温度変化に乏しく、高温、多湿、季節風の影響を受け降雨量も一般に多い。台風の影響頻度も多く、年平均約20個の台風がフィリピンへの影響圏に入っている。

本計画地域の気象観測データなどから送電線の設計に採用する風速、気温、雷雨日数などについて検討した。その概要は以下の通りである。

(1) 風速

本計画に伴う送電線は、レイテ島北部に位置する Tongonan 開閉所を起点とし、サマール島の西端部経過し、ルソン島南部に位置する Naga 変換所に至る亘長約455 km、この内架空部分約432 kmの長距離送電線である。この経過地は、フィリピン諸島でも台風の影響の大きい地域で、特にサマール島北部、ルソン島南端部は強風の発生頻度が多いと同時に、高い値の風速が観測されている。

高信頼度が要求される様な重要送電線では少なくとも風速の再現期間50年を考慮するのが一般的であり、ここでも近傍観測地点の過去の年間最大風速データおよび NAPOCOR の設計標準から再現期間50年の風速を推算した。

この結果、送電線の鉄塔が耐え得る極値風速(突風)は、観測地点 Catobalogan, Cartarman および Legaspi で約226 KPH, Tacloban で約187 KPHと推察される。この値は、NAPOCOR がルソン島で計画している AC 230 kV 架空送電線の設計風速(突風) 185 KPH との比較でも、本送電線の経過地は台風の多い地域であること、更に、本送電線の信頼度の面からもほぼ妥当な値と考えられる。

以上の結果から、Jaro 変換所から Naga 変換所間の架空送電線(San Juanico 海峡横断架空送電線は除く。)には、設計風速(突風) 220 KPH、又、San Juanico 海峡横断送電線および 138 kV 送電線(Tongonan 開閉所～Jaro 変換所)には、観測地点 Tacloban での推算結果を重視して設計風速(突風) 185 KPH とする。

(2) 気温

本計画地域の最高、最低気温は、それぞれ観測地点 Legaspi で 37.2℃、16.4℃である。地域差、標高差等を考慮すると、この地域としては最高40℃、最低10℃程度の気温であると考えられる。

NAPOCOR の設計標準では最高温度 48.9℃、最低温度 7.2℃としており、本計画の送電線の設計にもこれに合わせ最高温度 48.9℃、最低温度 7.2℃を採用する。

(3) 雷雨日数

雷雨日数は、Tacloban 市 69.5 日、Legaspi 市 35.5 日であり、本計画の送電線には雷雨日数 55 日を採用する。

6.2.2 直流架空送電線

(1) 架空送電線のルート

本計画の中で直流架空送電線は、レイテ島北部に位置するJaro変換所から、サマール島西端部を通過しルソン島南部に位置するNaga変換所に至る亘長429 kmの送電線である。このJaro変換所からNaga変換所に至る送電線には、各島内の陸上部を経過する他、San Juanico海峡（レイテ島～サマール島）およびSan Bernardino海峡（サマール島～ルソン島）を横断することとなり、この形態は、陸上の架空線部分、海峡横断架空線部分および海底ケーブル部分に分けられる。

これ等の内、レイテ島、サマール島およびルソン島の架空送電線ルートの概要は以下の通りである。送電線の調査ルートをFig. 6-1に示す。

レイテ島内のJaro変換所からSan Juanico海峡横断地点に至る区間のルートは、レイテ州とTacloban市の境界の山岳地を除きほぼ平坦地である。送電線の建設、保守を容易にするため、この山岳地は標高の比較的低い南側へ迂回することとなるがやむを得ないものと思われる。また、平坦地には水田地帯、ココナツ林が広範囲に広がっておりここでは水田地帯を避けることはできない。

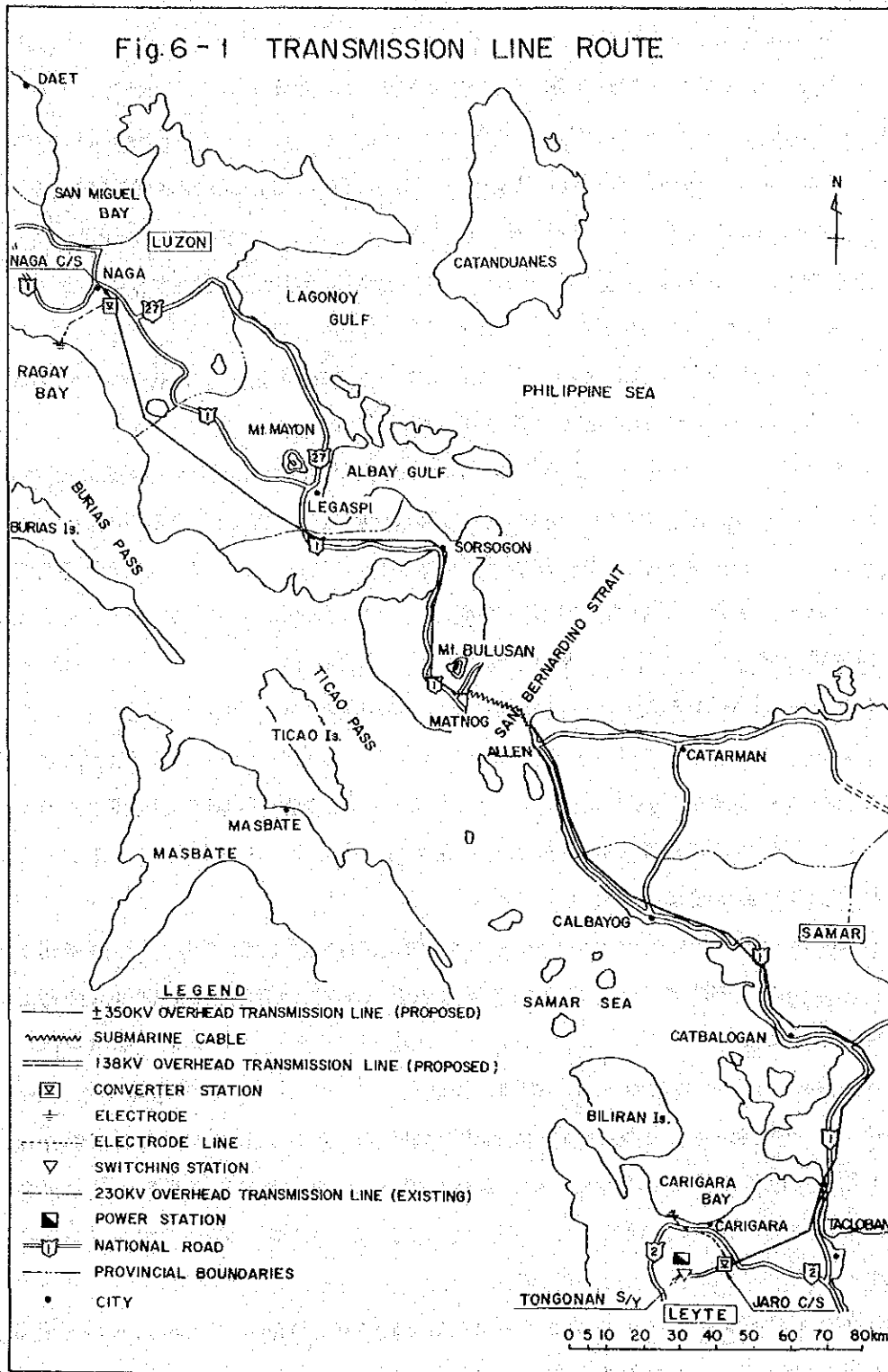
San Juanico海峡のサマール島側の海峡横断地点から、San Bernardino海峡の海底ケーブル・ターミナル地点Lipataに至るサマール島内のルートは、ほぼ国道1号線に並行し、概ね丘陵地を経過する。ここでのルートは、海岸に近接する区間が大部分であるので、送電線の碍子に対する海塩汚損の観点から可能な限り内陸側とするか、あるいは標高の高い地域を選定する。

Calbayogから海底ケーブル・ターミナル地点Lipataの間では、岩の露頭が見受けられる。土質図から判断すると、この地域には主として安山岩、玄武岩類から成っているものと推定される。

San Bernardino海峡のルソン島側の海底ケーブル・ターミナル地点から、Naga変換所間のルソン島内のルートは、ルソン島南端部に位置するBulusan火山の西側を迂回する国道1号線にほぼ並行し、Sorsogon州の北部Putiao地点よりほぼ直線に進み、Bato湖の西側を迂回してNaga変換所に至るものである。この区間は、概ね丘陵地あるいは平坦地を経過する。

海底ケーブル・ターミナル地点よりSorsogon市の区間は、Bulusan火山の西側を迂回するルートの他、これの東側を迂回するルートが考えられる。ルソン島南端部はフィリピン諸島でも台風の影響の大きい地域に属し、しかも、Bulusan火山の東側を迂回するルートは大太平洋に面するため、強風時には、送電線の碍子に対して海塩による汚損の恐れが特に多いと推定されるので、汚損条件の面ではこのルートは不利である。一方、Bulusan火山の西側を迂回するルートは亘長で約10 km程度長くなり、経済性の面で不利となるが、本

Fig-6-1 TRANSMISSION LINE ROUTE



送電線の信頼度の面からこれを重視し、このルートを選定する。

Jaro 変換所から Naga 変換所に至る直流架空送電線のルートは、海岸に近接する区間が多い。このため、ルート選定では建設、保守面を考慮する他、送電線の碍子に対する海塩汚損の観点から可能な限り、内陸側あるいは標高の高い地点を経過することとなるが、強風時には海塩による碍子汚損によって、その絶縁低下が発生することが予想される。これは、送電線の電氣的信頼度の面から極めて重要なことで、現地において碍子汚損条件を調査測定し、そのデータに基づいて設計を行う必要がある。

本送電線のルートには、地質図から判断すると、大小の断層が存在するものと推定される。万一、断層上に送電線支持物を設置すると、将来その支持地盤が移動する恐れがある。鉄塔はそれ自体構造物として信頼度の高いものであるが、支持地盤の変化に対しては僅少な偏位でも意外に弱い特性があるので、送電線の信頼度を低下させるばかりでなく、支持地盤の移動が実際に発生するとその動きを止めることは不可能であり、鉄塔移設等の大規模な対策工事が必要となる。従って、送電線予定ルートに鉄塔位置を選定するにあたって、断層を避けるべく注意することが極めて重要である。

(2) 予備設計の概要

i) 電圧および電線

電圧および電線は、第 5.4.2 項に述べたとおり、電圧 DC \pm 350kV、電線 ACSR 810mm²、2 導体とする。

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 7.2℃ 220 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、最大水平張力を 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モロットを取付けることとする。

ii) 碍子

本送電線の経過地は前節で述べたとおり、海岸線に近接している区間が多い。海面から吹く潮風によって塩が附着して絶縁性能が低下するため、この影響を考慮して碍子の取付個数を決定する必要がある。

直流送電線の場合には碍子の汚損物附着量は、直流課電による集塵作用により海塩による直接的な影響がない様な内陸部の軽汚損地域でも、交流の場合に比べその影響は大きく、海塩を直接に受ける様な重汚損地域では、強風時の急速汚損によって塩分附着が支配されるのでその影響は小さい。

碍子の塩分附着量は気象条件や測定地点によって大きく変化するので、或る地域における碍子汚損状況を把握するには、その地域の多くの地点でしかも 2～3 年の長期間に亘る調査測定を継続しなければならない。今後、送電線予定ルートにおいて十分な調査

を実施して、碍子汚損状況を把握し、それに基づいて碍子取付個数を決定する必要がある。

本計画地域は年間降雨量が多く、かつ周期的に降雨があるので碍子の洗滌効果が期待できること、およびNAPOCORの230 kV送電線の碍子取付個数から塩分附着量を概略推定すると、海岸附近で 0.12 mg/cm^2 程度、海岸附近以外の一般地域で 0.03 mg/cm^2 程度ではないかとみられる。この汚損条件に対して、常規電圧350 kVに耐えるのに必要な碍子個数は、海岸地域で250 mm耐霧碍子46個(表面もれ距離 5.65 cm/kV)、一般地域で同じく29個(表面もれ距離 3.56 cm/kV)である。今回の予備設計では、この碍子個数を取付けるものと想定する。

直流送電線では、直流 \oplus 課電時に碍子のピンが漏洩電流により電蝕を受けてやせる恐れがあり、これにより碍子としての機械的強度が低下することが考えられる。この対策として亜鉛スリーブ付ピンを採用するのが一般的であり、本送電線の碍子の機械的信頼度の面からも亜鉛スリーブ付ピンを使用する碍子を採用する。

iii) クリアランス

直流送電線のクリアランス検討は、所要の絶縁強度は内部異常電圧を対象として決定し、雷に対しては、事故の発生をある程度許容することとする。これは、交流送電線の場合と基本的に同じである。

所要クリアランスの大きさ検討に当っては、下記の条件を想定した。

- 一 内部異常電圧の大きさは、1極事故時の健全極に発生する過電圧を対象として1.7 puとする。
- 一 地絡電流が交流系統に比しかなり小さく、碍子の耐アーク性能で充分カバーが出来るため、碍子連にはアーキングホーンを取付けない。
- 一 碍子連長は汚損設計上長大なものとなるため、通常状態では絶縁強度が非常に高く、鉄塔に対する気中ギャップと碍子連との絶縁協調をはかることは著しく不経済となる。このため、鉄塔への閃絡発生もある程度許容することとし、標準絶縁間隔は、耐雷設計上から決定する。

線路の最高許容電圧を350 kVとし、上記の諸条件を考慮してクリアランスを検討した場合、所要クリアランスの大きさは、標準絶縁間隔320 cm、最小絶縁間隔185 cmである。

iv) 耐雷設計

本計画地域での年間雷雨日数は55日前後であり、多雷地域とすることができる。このため、送電線への雷襲は100 km当り年間120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 mm^2 GSC 2条を電線に対する遮蔽角が 25° 以下になる様に架設し

て、97%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、鉄塔の接地抵抗は20Ωを目標として低減させる。

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1.4回程度になると予想される。

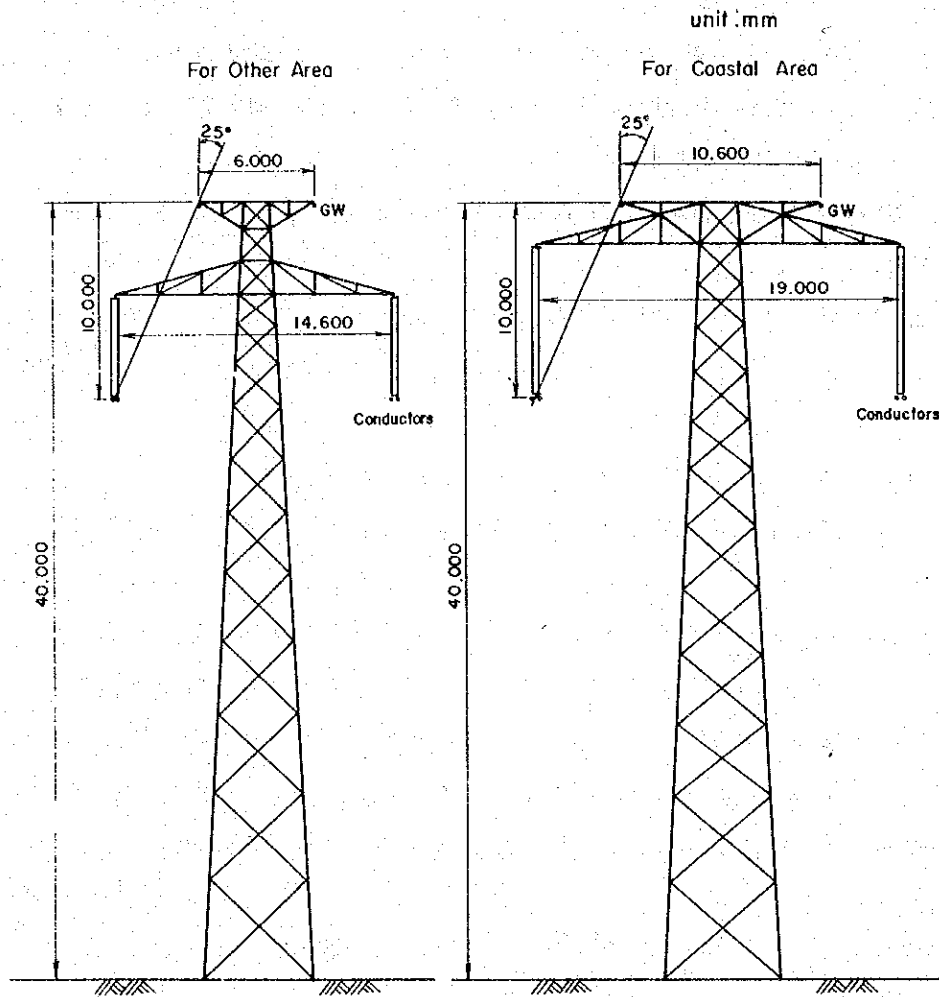
V) 支持物

本送電線は電源送電線として高い信頼度が要求されること、台風の襲撃を受ける地域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.6-2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。水田地帯、湿地帯に対しては、地質調査のデータによっては杭等による補強が必要となることも考えられる。

鉄塔の設計風速(突風)は第6.2.1項で述べた通り220 KPH(61.1 m/s)によるものとする。

Fig6-2 DC± 350KV TRANSMISSION LINE STANDARD TYPE SUSPENSION TOWER



(3) 直流架空送電線の設備概要

レイテ島、サマル島およびルソン島の島内部分の本送電線の設備概要は次の通りである。

巨 長	レイテ島内	32 km
	サマル島内	188 km
	ルソン島内	186 km
	計	406 km

(含 San Juanico 海峡横断部分)

電 圧	DC ± 350 kV
電気方式	双極送電, 中性点両端接地
回線数	1回線
電 線	810 mm ² ACSR, 2 導体
碍 子	250 mm 耐霧碍子 (垂鉛スリーブ付) 29 個連または 46 個連
架空地線	70 mm ² GSC 2 条
支持物	アングル鉄塔
基 礎	コンクリート製床板式基礎

6.2.3 海峡横断架空送電線

レイテ島とサマル島の間にある 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, 浅瀬が至る所にあつて, 潮流は Uban pt. 沖では平均流速約 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。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, 長径間での横断となるので, 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。

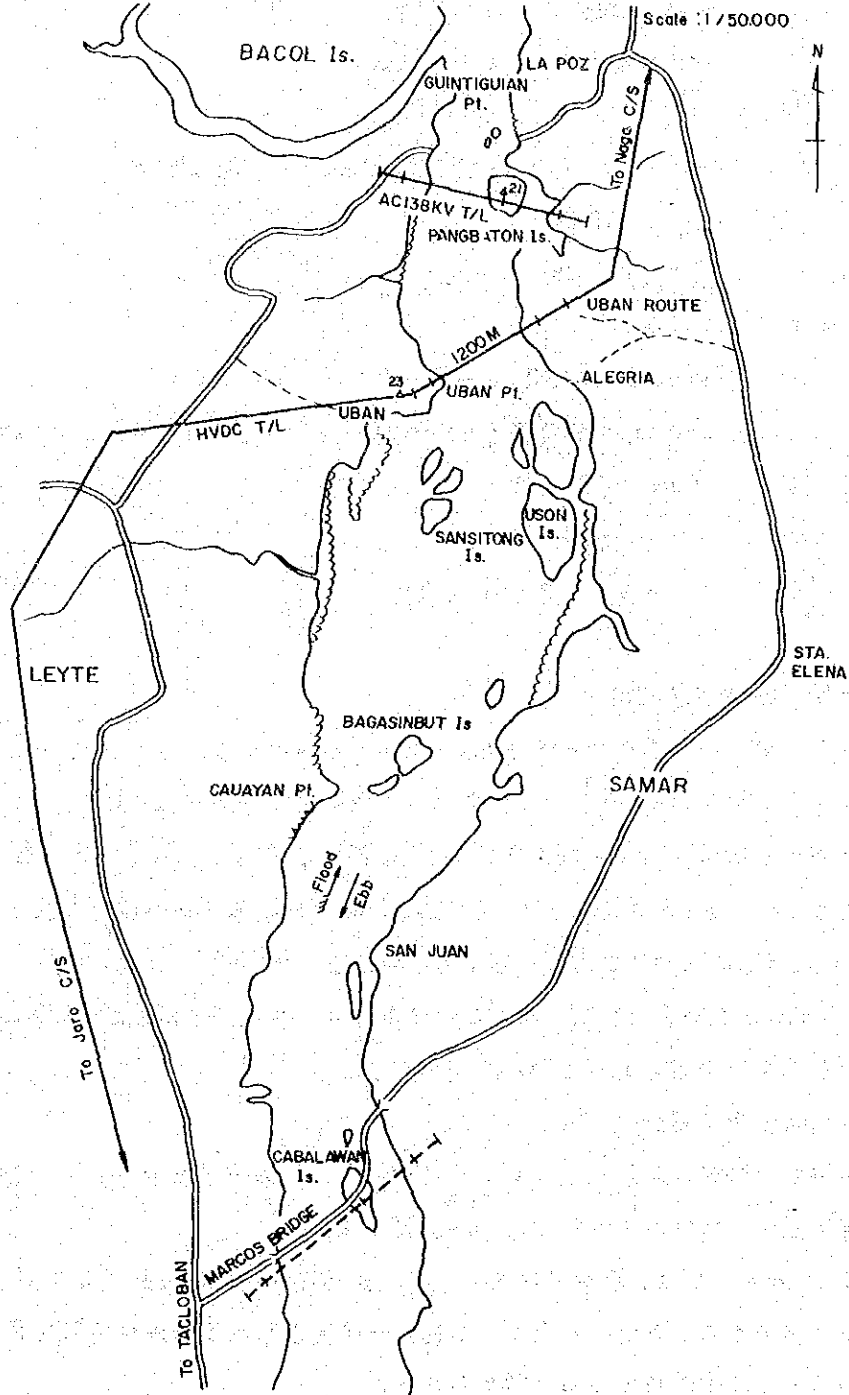
(1) 海峡横断架空送電線のルート

本送電線の海峡横断地点は, レイテ島 Uban pt. から直接サマル島側に横断するルートを選定した。横断ルートを Fig. 6-3 に示す。

この Uban ルートは, 両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他, 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てもほぼ妥当であると考えられる。

海峡横断地点は, この Uban ルートの他, Pangbaton Island ルート, Marcos Bridge ルートが考えられるが, これらはいずれも島を利用することとなるため, 建設資機材等の費用がかかるばかりでなく, 作業能率の低下など工事費の高くなる要因が多い。また, Pa-

Fig. 6-3 DC±350kV OVERHEAD TRANSMISSION LINE ROUTE ON THE SAN JUANICO STRAIT



ngbaton Island ルートは、138 kV レイテ・サマール連系送電線の海峡横断地点として調査、測量を進めており、このルートに送電線を並行して建設することは Pangbaton Island のスペース等技術的に問題があること、Marcos Bridge ルートは環境問題の恐れがあること等の理由により Uban ルートを選定した。

本送電線は高い信頼度を要求されるばかりでなく、鉄塔設置地点の選定は、その経済性に大きく影響するもので、この Uban ルートについて、最終設計のために電波測距、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

i) 電 線

長径間で、しかも平坦地における海峡横断送電線では、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。このため、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。

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、電線の腐食はそれほど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、電線の内層部分にのみ防食グリースを塗布させた軽防食型の電線を使用する。

電線サイズは電流容量および電線表面電位傾度から、 520 mm^2 AACSR、2 導体を使用することとする。一般区間では、電力損失も含めた経済評価より ACSR 810 mm^2 、2 導体を使用するが、本区間は亘長が短いため電力損失も僅かで、これの経済評価での影響は無視できることおよび一般区間と同じ 810 mm^2 ACSR、2 導体の電流容量と同等の電線を使用することは、設備の規模も大きくなり本区間の経済性の面で不利となることから、 520 mm^2 AACSR、2 導体を使用することとする。

ii) 碍 子

碍子種類は電線の機械的強度に見合う 320 mm 耐霧碍子を使用し、懸垂および耐張個所いづれにも 2 連装置を使用して信頼性を充分確保することとする。碍子個数については海塩による碍子汚損を考慮して、第 6.2.2 項(2) ii) 節に準じ 320 mm 耐霧碍子を 36 個(表面もれ距離 5.66 kV/cm) 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 6.2.2 項(2) iii) に準じてそれぞれ 320 cm 、 185 cm とする。

IV) 耐雷設計

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 70mm² アルミ覆鋼より線 1 条を架設するものとする。

V) 鉄塔

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。電線の海上高は Marcos Bridge の海上離隔に合わせ 30 m とすれば良いと考えられる。この場合鉄塔の電線支持点の高さは約 130 m となる。

この地域での鉄塔設計風速(突風)は、第 6.2.1 項に記載のとおり 185 KPH を採用すれば送電線の信頼度の面からは妥当であるが、本鉄塔は、塔高約 140 m と高鉄塔となるため高さによる風速の増を考慮して 240 KPH を想定する。

(3) 海峡横断架空送電線の設備概要

亘長	1,700 m (Uban ルート)
電圧	DC ± 350 kV
電気方式	双極送電, 中性点両端接地
回線数	1 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	AACSR 520 mm ² 2 導体 (高強度電線, 軽防食型)
碍子	320mm 耐霧碍子 36 個連結, 2 連装置
架空地線	70 mm ² アルミ覆鋼より線, 1 条
鉄塔	懸垂; 2 基, 耐張; 2 基, 計 4 基

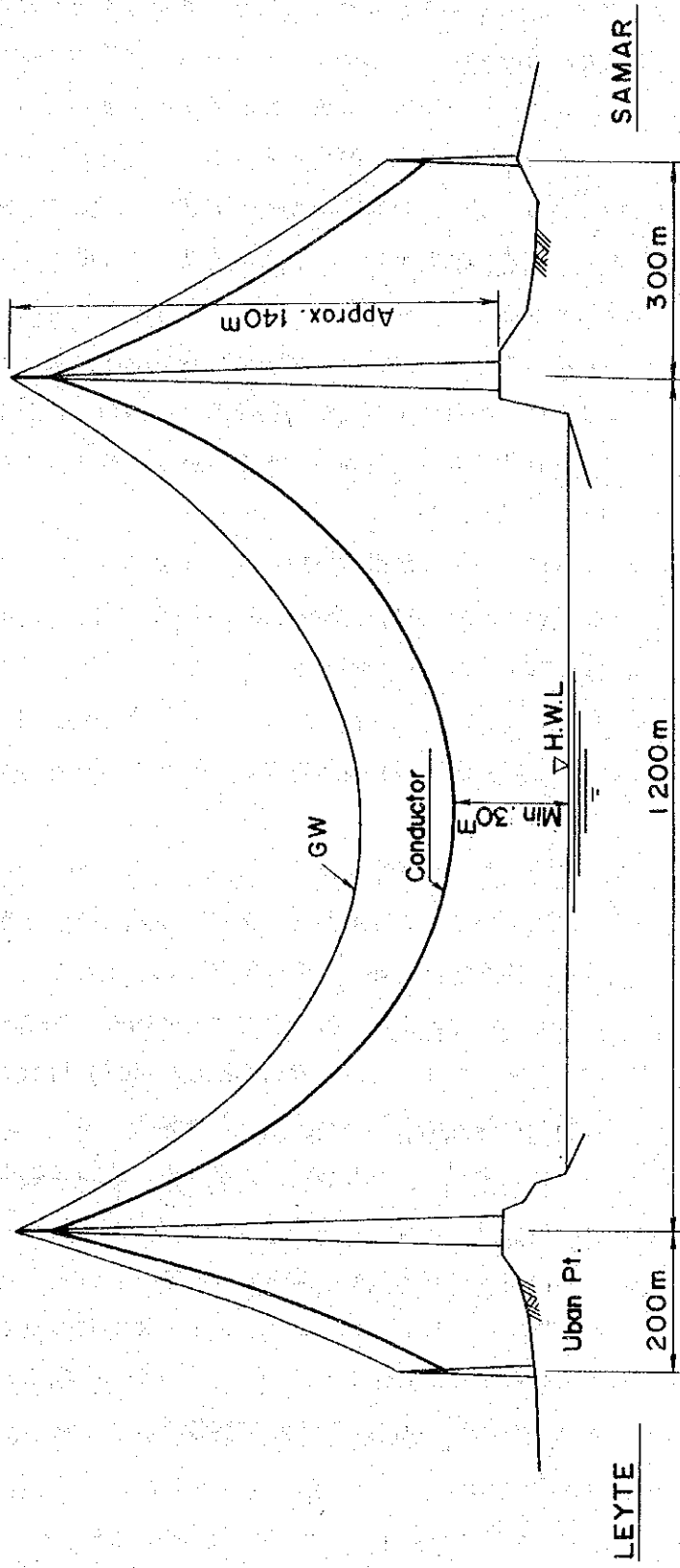
本海峡横断個所の概略縦断を Fig.6-4 に示す。

Fig. 6-4 DC±350kV HVDC Transmission Line of the San Juanico Strait Crossing

(Urban Route)

Scale Horizontal : 1 / 10,000

Vertical : 1 / 2,000



6.2.4 直流海底ケーブル

(1) 海底ケーブル・ルートとケーブル・ターミナルの選定

1) 選定方針

海底ケーブル路線の計画を作成するに当たり、その経済性ととも信頼性を重視すべきことは他の電力設備の場合と変りないが、特に後者をなおざりにすることはできない。すなわち、何らかの原因によって海底ケーブルに事故が発生した場合に、その復旧のために数ヶ月の期間を要することがあり、この間の電力供給に支障を来たすおそれがあるからである。

また、ケーブル・ルートの選定は海底ケーブル線路自身の経済性および信頼性を支配する最も重要な要件であって、多面的且つ詳細な調査によってケーブル・ルートを決定することが肝要である。調査すべき主要項目を挙げ、これ等について以下に述べる。

a) ケーブル亘長

海底ケーブル線路の建設コストは主にケーブル亘長によって支配され且つ架空送電線路のその10倍程度にも当るので、ケーブル亘長がより短い程、経済性がより有利となる。また、OFケーブルの場合に、ケーブル亘長があまり長いと給油の面にも影響する。

従って、ケーブル亘長が可能な限り短くなる様なケーブル・ルートを第1に選定すべきである。

b) 海底地形および底質

海底の地形および底質は、ケーブル線路の信頼性を確保するために重要な事項である。底質が砂質であり、且つ平坦であることがケーブル・ルートとして最も適している。

ケーブル・ルートに小規模の起伏(間隔数m~数10m)があると、そこでケーブルがブリッジして、波浪や潮流の影響を受け機械的に疲労して損傷が発生する。また、急傾斜の部分があるとケーブルの熱伸縮に伴って長年月の間にケーブル自身が長手方向に移動することがあり、その部分のケーブル張力が増大して好ましくない状態となる。

海底地質が砂質であれば、一般的に起伏は少ないのでケーブルに損傷が発生することは無く、またケーブルを埋設するのに必要な費用も比較的安い。

なお、泥質の場合には、ケーブルの機械的損傷の面では問題ないが、泥の熱伝導度が小さいため、ケーブルの送電容量を減少させるので必ずしも好ましい地質条件とはいえない。

c) 水深

海底の水深はケーブル・ルートとして必ずしもクリティカルな要件ではないが、経済性やケーブル布設工事などの難易に関連し重要な事項である。

ケーブル自体の設計やケーブル布設工事などの面から、ケーブル・ルートとして好ましい水深は20m～30mと言われており、また海岸が遠浅の場合には、埋設費用の増大、ケーブル陸揚作業の困難などがあるため、遠浅の海岸はケーブル・ルートとして好ましい条件でない。

d) 潮流、波浪、天候

波浪等の海象はケーブルに機械的損傷が発生する原因となり得るが、地形および底質が適切なケーブル・ルートを選定し、且つ浅海部でのケーブル防護が充分になされていれば、ケーブル自体の信頼性を大きく支配することはないであろう。しかし、ケーブル布設工事や事故復旧工事の難易に大きな影響を与える事項で、波浪、潮流の海象がより厳しい地点であるほど、ケーブル・ルートをより慎重に選定すべきであり、且つ波浪、潮流の発生状況および天候を十分に調査してケーブル布設工事等の時期を設定することが必要である。

e) ケーブル・ターミナル

ケーブル線路と架空線路との接続点であるケーブル・ターミナルには

①ケーブル・エンドボックス、②ケーブル保護用避雷器、③架空線引出鉄塔および④通信装置その他附帯設備、ならびにOFケーブルの場合には給油装置が設置され、これらの施設のために必要なスペースは約50m×60m程度（給油装置の大きさによって所要スペースが変化する。）である。

この所要スペースの範囲が平坦な地形であり、且つ各機械の基礎の設置に適した地質である地点を選定することを要する。

ケーブル・ターミナル位置は、地中ケーブルの巨長を短くするため可能な限りケーブル揚陸点に近い方が良いが、あまり近いと、海水の飛沫を直接受け碍管の海塩附着による絶縁低下、各種装置の腐食の恐れがある。

地中ケーブル・ルートはなだらかな地形であり、且つ埋設工事が容易な地質であることが望ましく、崖や急傾斜の段差がある場所は避けなければならない。

更に、ケーブル・ターミナルの位置選定に当っては、接続架空送電線、資機材の運搬条件、電源用配電線の引き込み等多面的な配慮を要することは云うまでもない。

ii) San Bernardino 海峡の調査結果

本計画に於て、本海峡横断は海底ケーブルによらなければならないが、また、海底ケーブル布設の可能性は本計画自体の可否にもかかわる極めて重要な事項である。更には、海底ケーブル線路の信頼性と経済性を確保するのに海底地形、底質等の海底状況の調査が極めて重要である事は、既に6.2.4項(i)において述べた通りである。

このため、今回のフィジビリティ調査では、海図等による検討の他、測量機器等を使用して海底状況について現地調査を実施した。これ等調査結果の概要は以下の通りで

ある。

a) 海底地形

海底地形調査は、測深機の測深記録から水深、起伏等を詳細に解析し海底地形図を作成した。これを Fig.6-5 に示す。

本海峡は、両島の汀線附近より海峡中央部に向かって斜面、平坦地と交互に変化する地形で、サマル島より約1/3 地点でSW-NE 方向に巾約5 m、水深120m~160 mのほぼ平坦な凹地を有している。調査海域での最大水深はこの地点で約160 mである。

サマル島 Calarayan 沖合約0.5 km 地点に急傾斜面(最大斜度22°)が見受けられるが、全体的に見れば斜面部分の傾斜も比較的緩やかである。

また、調査海域にはサウンド・ウェーブ地帯が見受けられた。(Fig.6-5) 今回の調査は短期間であるのでサウンド・ウェーブの性状については、確認されなかったが、一般には移動するものと言われている。この地帯にケーブルを布設した場合に、ケーブルのブリッジによる機械的疲労、あるいは礫、砂などによるケーブル自体の摩耗損傷が生ずる恐れが考えられることなどにより、ケーブルの信頼度の面からも好ましくない地帯である。

調査海域の海底地形状況からは、サウンド・ウェーブの地帯および一部の急傾斜面地点を除けば、ケーブルの布設は可能で、また、ケーブルに支障を来たすような傾斜、起伏も比較的少ないと推定される。

b) 底 質

調査海域についての底質の採取結果を Fig.6-5 に示す。この結果では、ルソン島 Santa Magdalena、Talaonge の汀線附近で細かい砂(fs)が採取された他は、殆どどの採取地点で、サンゴ(Co)、貝殻片(sh)およびこれらがまじったもの(Co,sh)であった。また、転石などは採取されなかった。

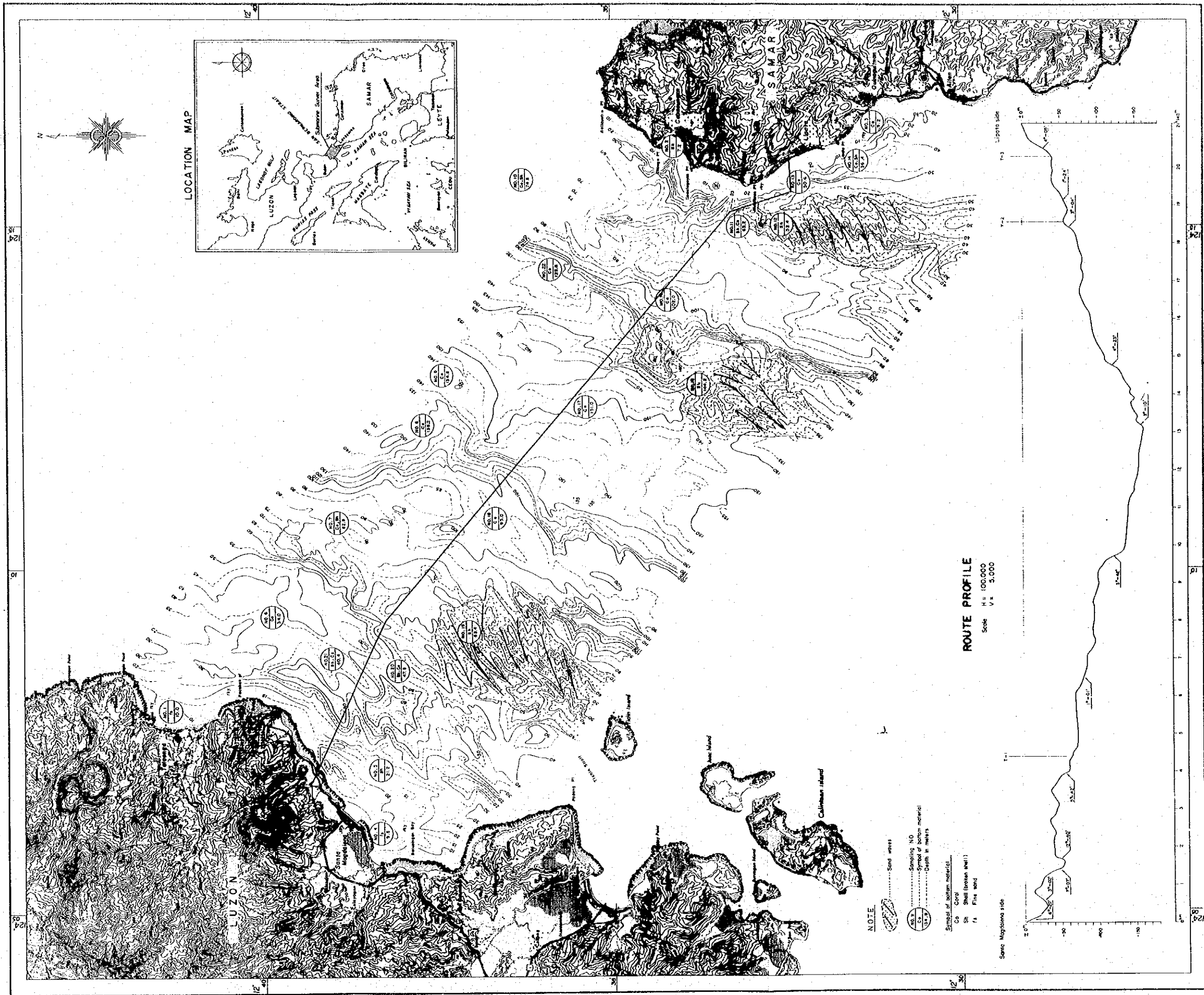
本海峡の底質は、概ねサンゴ、貝殻で構成され、しかも、転石なども少なく、これ等から推定するとケーブル支障を来たす様な状況ではないと考えられる。

c) 潮 流

本海峡の潮流は、現地潮流予報値では、大潮時最大6~7 kt に達し、比較的潮流の速い海峡である。この予報値は、海峡中央部とされ、両島の沿岸附近では、土地の形状、海底地形の状況などに影響されることが多く、湾口、瀬戸等では特に著しい。

潮流が速い海域は、布設工事の安全性、予定したケーブル・ルートに沿った操船などの面から不適當である。このため、ケーブル・ルートは潮流の速い海域を可能な限り避ける他、布設工事時期は潮流表を使用して潮流の比較的遅くなる小潮時あるいは転流時を選定する必要がある。

Fig. 6-5 PLAN AND PROFILE OF SUBMARINE CABLE ROUTE IN THE SAN BERNARDINO STRAIT
 (LUZON - SAMAR)



iii) ケーブル・ルートの選定

本海峡の海底地形、底質等の現地調査結果および両島海岸附近の踏査結果により、6.2.4項(1)の選定方針に基づいてケーブル・ルートを選定した。

これを Fig. 6-5 に示す。

ケーブル・ルートは、現地調査結果からサウンド・ウェーブ地帯および沿岸附近で潮流の速い海域を避ける他、錨地を避けて選定した。すなわち、水路誌によれば、サマール島、Lipata の南東方約 1.6 km、Quinaguitman の沖の小さい湾内は、北東季節風期間中の好錨地、又、ルソン島 Balusingan Bay の湾浜から約 0.8～1.1 km 沖合は錨地となっているので、可能な限りこれ等の海域をさけた。

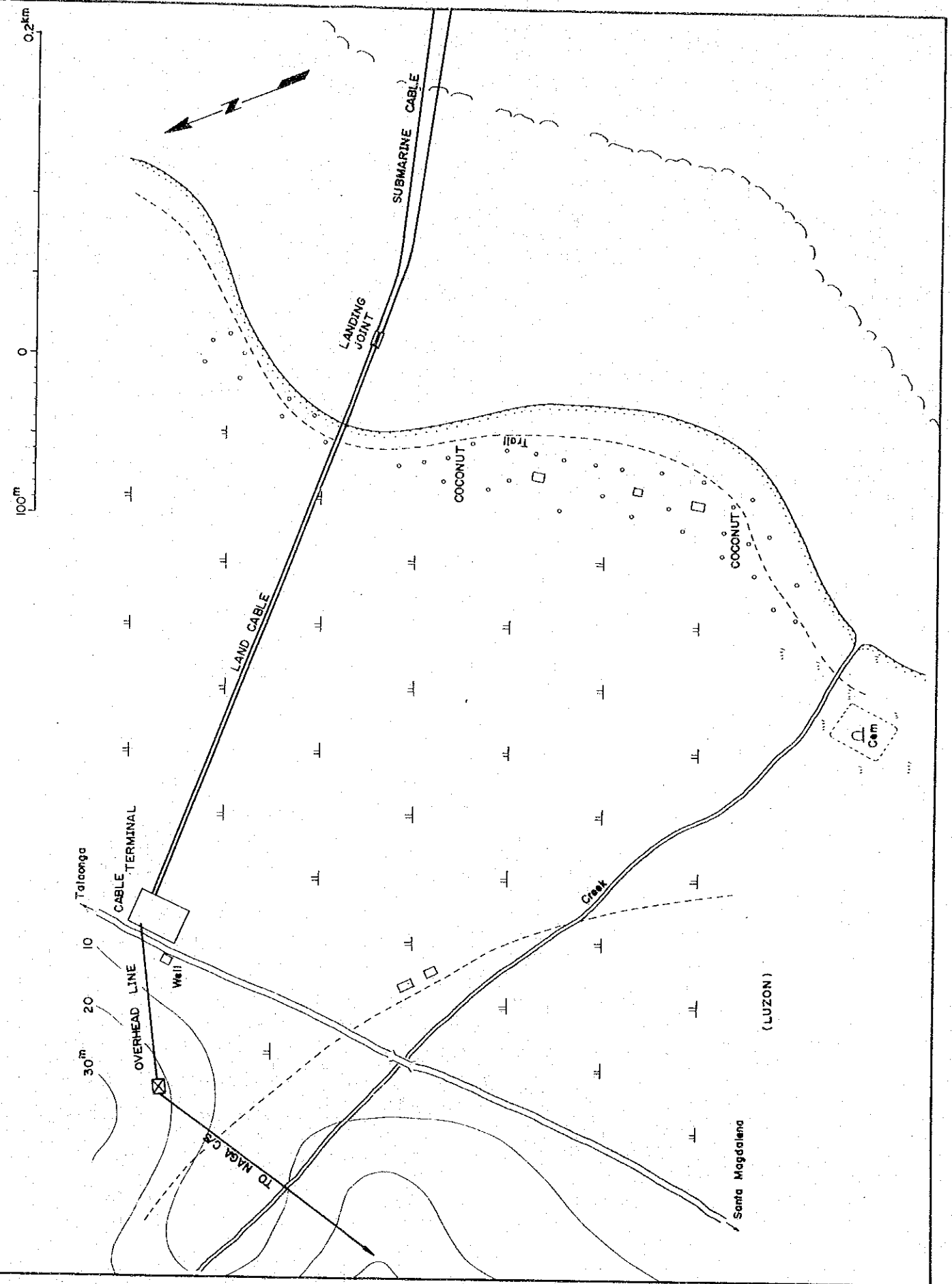
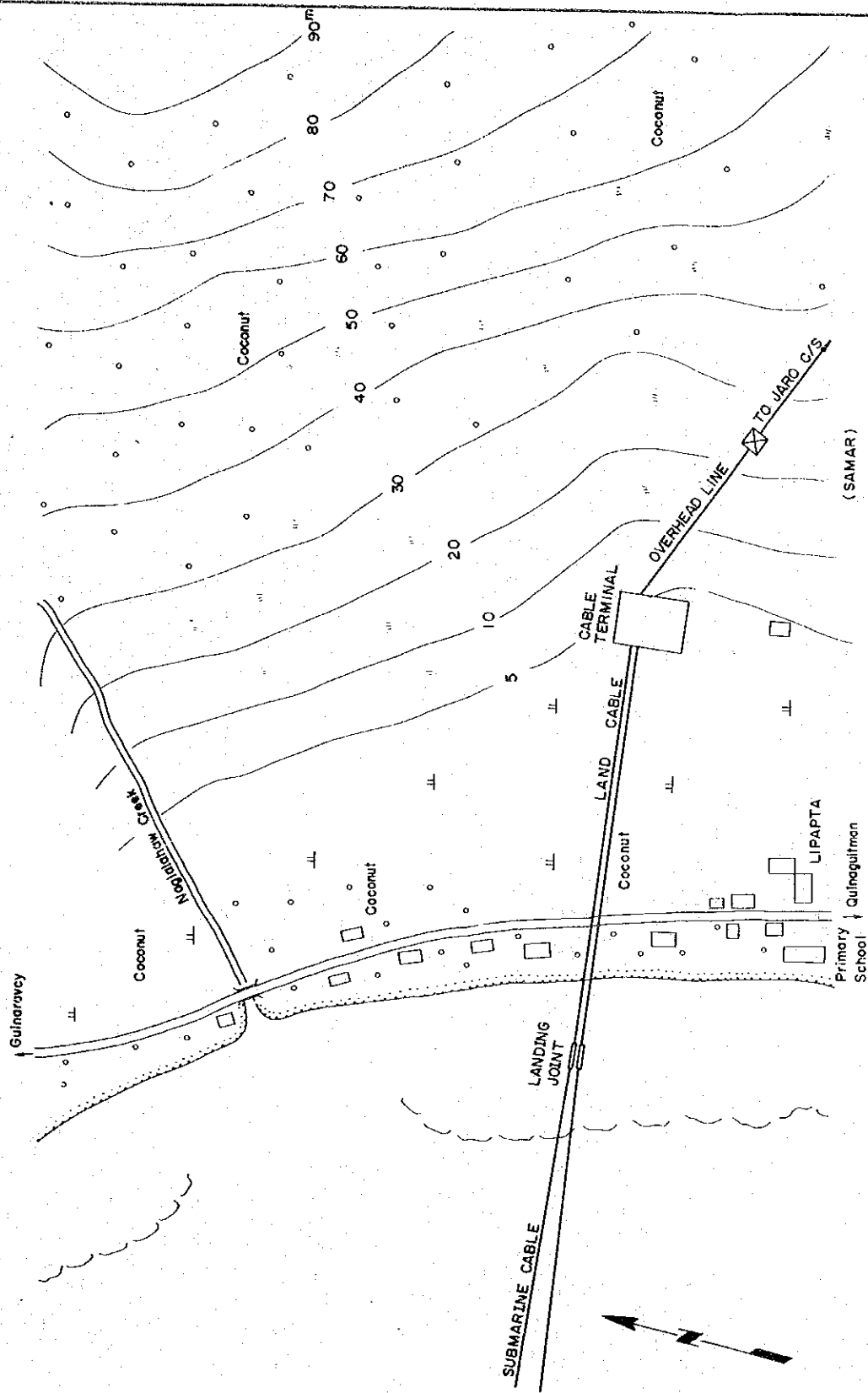
ケーブル揚陸点は、サマール島側は Lipata 部落北側約 300 m の地点、ルソン島側は Santa Magdalena の北東約 1.4 km 地点を選定した。これ等揚陸地点の海岸は、サンゴ片の混った砂で、地質、地形ともケーブル揚陸に適しており、ケーブル・ターミナルおよび接続送電線にも適地があり道路に接近している。これを Fig. 6-6 に示す。

本海峡のケーブル・ルートの概要は Table 6-3 に示す通りである。

Table 6-3 General Condition of Submarine Cable Route

Section	Lipata-Santa Magdalena
Length	23.0 km
Depth	Max. 161 m
Geographical Condition	Almost plane
Geological condition	Coral partially coral reef
Current speed	6 - 7 kt
Fishery	Private fishing
Cable terminal sites	Land wark is required at the both sites

Fig 6-6 CABLE LANDING SITE AND CABLE TERMINAL SITE



今回の調査は、フィジビリティ・スタディとしての調査であり、その時間的な制約もあるため、ケーブル・ルート調査としては不十分なものである。このため、海底ケーブルの最終計画を策定するのに先行し、出来る限り早い時期に、計画ルートに沿って海底状況を初めとする必要な事項に関し詳細な調査を実施すべきである。

海底ケーブル・ルート調査の必要な調査項目は以下の通りである。

ケーブル巨長

水 深

海底地形、漂砂等による変化状況

底質（特に転石、岩礁）、熱伝導率（特に泥）

潮流（底流および表層流）、潮位、潮汐および転流

水温、水質、水中微生物

気象（気温、風速、風向、霧、その他）

波浪の高さ、発生頻度、発生時間

障害沈設物（既設ケーブル、沈船、漁床等）

船舶の航行、投錨

漁法および漁具

揚陸地点およびケーブル・ターミナル

地形、スペース、地質、海岸からの距離

碍管汚損条件、陸上送電線の引出ルート

所内電源用配電線の引込み

工事基地、港湾、工船用船舶の調査

他の工事計画（護岸、浚渫）

電力ケーブル、海上工事等の関係法令

(2) 予備設計の概要

1) ケーブル種類の選定

本海底ケーブルに採用するケーブル種類としては、ソリットケーブルおよびOFケーブルを検討する。

電力用ケーブルとしては、これらの外にGFケーブル、XLPEケーブル等がある。GFケーブルは、信頼性の面でOFケーブルにはおよばないが、ソリットケーブルより優れており、また、温度変化に伴う圧力変化が少ないので、長距離の海底ケーブルに適しているが、特殊な製造技術を要するため、世界的にみても使用例はあまり多くない。XLPEケーブルは、交流138 kV程度まで実用上の性能はほぼ確立したものと見て良いが、直流用としてはその性能を実証しうるものは得られていない。また、既設の直流用ケーブルとしての実績も皆無である。

ソリットケーブルは、絶縁層の油抜けの問題があり、OFケーブルやGFケーブルに比べ信頼性の点で劣るが、給油装置や給ガス装置が不要なので一般にDC±250kV級以下の電圧でよく使用されている。また、ソリットケーブルは、深海になると海水の外圧による影響があり、導体の楕円構造にするなどの設計上の配慮が必要である他、このケーブルは、給油設計が困難である様を極めて長距離の海底ケーブル以外は、多く採用されていないのが実情である。

OFケーブルは、加圧給油することによって、絶縁特性を向上させるものであって、信頼度が最も高く、高電圧電力ケーブルのほとんどに使用されている。OFケーブルは給油装置を必要とし、これの保守点検を要する。

San Bernardino 海峡横断の海底ケーブル亘長は約23km、最大水深約160mであり給油設計の面で大きな問題はなく、また静止型の給油装置を使用することが可能であると思われるので、保守点検面での負担はあまり大きくない。

本計画の送電線は大容量電源線であり、海底ケーブル事故時の停止による経済的損失は極めて大きく、海底ケーブル自体高い信頼度を確保することが必要である。

したがって、海底ケーブル種類は、本計画のHVDCシステムの信頼性を大きく左右するもので、これ等を考慮してケーブルの信頼性の面で最も優れているOFケーブルを採用することとする。

ii) ケーブルサイズおよび布設条数

ケーブルの電流容量は、ケーブルが布設されている状態での周囲の土壌の熱伝導率によって支配される。海底ケーブルの場合にも海岸附近の埋設部で電流容量が制限され、同じく土壌の熱伝導率が問題となる。

ケーブルサイズは、送電電力900MW(第2期)に見合うものとして、土壌の固有熱抵抗 $100\text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{w}$ 以下であれば 1000 mm^2 を使用可能である。しかし、今回は現地の固有熱抵抗が不明であるので、海底の詳細調査によって固有熱抵抗が把握された後に海底ケーブルサイズを決定すべきである。なお、落部からケーブル・ターミナルまでの間の陸上ケーブルの所要サイズも海底ケーブルと同様、最終設計で検討する必要がある。

海底ケーブルの信頼度を向上させるために、事故発生時に使用する予備ケーブル1条を含めて3条布設することが考えられるが、今回は以下の理由から2条のケーブルを布設することとする。

本海峡は、大型船舶の通過も比較的多く、両島の湾口附近には投錨海域もあるが、投錨禁示海域に指定することも可能であること、また、海底ケーブル事故の原因となり易い漁撈についても個人的な漁法程度のものが多く、大型トロール漁は殆んど操業されていない。ケーブル自身についても後節で述べるように可能な限りの防護措置を施すこととしているので、ケーブル事故が発生する可能性は小さいものと推定される。HVDCシ

システムの主回路構成は、双極一回線、中性点両端接地方式を採用することとしているので、海底ケーブル1条事故時でも健全極で定格電力の1/2の電力を送電することが可能であることなどの他、建設費を削減することをも考慮して、ケーブル2条を布設することとした。

iii) 絶縁設計

直流ケーブルの絶縁設計の基本的な考え方は、一般交流ケーブルの場合と変わる所はない。すなわち、経年変化や温度依存性などを含めて使用絶縁材料の特性を把握し、これと、運転電圧、試験電圧及び異常電圧が加わった場合に絶縁体内に生ずる電位、電界分布との両者から絶縁体の構成が設計される。

交流ケーブルにおいては絶縁体内の電位傾度分布は静電容量によって定まり、その値は温度などによって変化することなく、電圧と構造が定めれば常に一定となる。これに反して直流ケーブルにおいては電位傾度分布は絶縁抵抗によって定まるが、この絶縁抵抗が温度ならびに電位傾度そのものによって変化するため、電位傾度分布は負荷条件によって複雑に変化することになるし、更に直流ケーブルに特有の極性反転の現象もある。これらの点が直流ケーブルの絶縁設計における交流ケーブルのそれと大きな相違である。

直流ケーブルでは誘電正接の問題が無いため、高密度の絶縁紙を使用することが出来このことにより絶縁特性の向上が期待出来る。OFケーブルの場合、絶縁紙の最大使用電位傾度は既設OFケーブルの実績からおおよそ下記の値である。

交流ケーブル	10～15 kV/mm
直流ケーブル	25～35 kV/mm

絶縁紙の厚さは、上記の値に製造および布設上の裕度を見込んで設計される。

本計画の海底ケーブルの定格電圧を350kV、BILを1050kVとし、また、直流ケーブルでの実績等を考慮して、絶縁厚さを21.0mmとする。

ケーブル・ターミナル地点は海岸に至近しており、ケーブル終端接続部用碍管の海塩附着による性能低下が考えられる。このため、碍管には耐汚損設計を考慮する他、乾季には碍管を洗浄することを考慮する。

他方、本地域は多雷地帯であることを考慮して、ケーブル両端のケーブル・ターミナルにおいて避雷器を取付け、雷撃時の侵入サージに対してケーブルを保護するものとする。

iv) 給油設計および給油装置

OFケーブルは、内部が絶縁油で満たされているので、負荷の投入遮断等に伴うケーブルの温度変化に対して油量の増減や油圧の変化を補償し、油圧を常にある正油圧範囲に維持する必要がある。

油通路は単心OFケーブルの場合は導体中心部に設けられている。絶縁油の移動による圧力変化をなるべく少なくするため、油通路径をできるだけ大きくし、またなるべく

低粘度の絶縁油を使用することが必要である。

このような理由から本計画の海底 OF ケーブルには、油通路径 25.0 mm、ソフト型アルキルベンゼン系合成油を使用することとし、ケーブル両端から給油するものとして、海底ケーブル亘長 23.0 km、最大水深 161 m、更に負荷の投入遮断等を考慮して検討した結果、使用油圧範囲は概ね $7 \text{ kg/cm}^2 \sim 12 \text{ kg/cm}^2$ であると推定される。

給油槽型式は駆動電源を必要とせず、保守、管理の容易な外ガス型圧力油槽を使用し、これに油圧監視装置を取付ける。

外ガス型圧力油槽の設置場所は屋内とする。

V) ケーブルの鎧装および防護方法

ケーブルには、錨害の防止ならびに布設張力に対する機械的補強を目的として、8mm φ 鉄線 1 層の鎧装を施すこととする。

海底ケーブルの断面構成を Table 6-4 および Fig. 6-7 に示す。

Table 6-4 Construction of OF Submarine Cable

Conductor	Nominal cross-sectional area	mm ²	1,000
	Outer diameter	mm	49.8
Hollow oil duct	Inner diameter	mm	25
	Steel tape thickness	mm	1.5
Inner-carbon black screen layer		mm	0.3
Insulation layer		mm	21.0
Outer-carbon black screen layer		mm	0.15
Lead sheath thickness		mm	4.6
Reinforcement layer		mm	1.0
Corrosion protection layer		mm	4.5
Outer-bedding layer		mm	1.5
Steel armor wire		mm	8.0
Outer covering jute		mm	4.75
Finished outer diameter		mm	150
Approximate weight		kg/m	65

海底ケーブルの防護の目的は、錨害および波浪によるケーブルの損傷を回避することであり、その具体的な方法は海底地形や底質に応じて検討しなければならない。海底状況

Fig.6-7 Cross Section of Submarine Cable

