

第5章 レイテ・ミンダナオ送電計画

第5章 レイテ・ミンダナオ送電計画

5.1 電力系統の現状と基本的考察

本プロジェクトのフィジビリティを立証するにあたっては、Luzon電力系統、Leyte - Samar電力系統およびMindanao電力系統の将来に亘る電力系統間における常時および事故時の本送電線の有効利用状況を明らかにする必要がある。

調査団は現在NAPOCORが前述の3電力系統について行った電力需要想定と電源開発計画をもとに各電力系統の電力需給バランスを明らかにすると共に、さらにLeyte - Mindanao連系送電線の電力汐流について検討を加えるものとする。

5.1.1 Luzon電力系統の需給バランス

1982年2月にNAPOCORに提出されたLuzon - Leyte送電計画調査報告書によればTiwi地熱開発およびDaklan地熱開発計画が1990年までに合計440MW追加投入される予定であったが、地熱探査の結果、その開発が中止されている。

また電力需要も1995年時点で5,645MWであったのが、1983年3月現在で見直した結果は5,430MWとやや低めの値に修正された。

Luzon電力系統の電力需給バランスをFig 5-1およびFig 5-2に示すが、前述のTiwiおよびDaklan地熱の開発計画のとりやめにより、既設石油火力の運転を余儀なくされることになる。

なおLuzon電力系統の電力需給バランスの中には、レイテ島のTongonan地熱開発計画のNo.7ユニットより、No.22ユニットまでの合計880MWが組込まれている。

Table 5-1にLuzon電力系統の電力需給バランスを示す。

5.1.2 Leyte - Samar電力系統の需給バランス

NAPOCORの予想によれば、電力需要の中に占める工業用電力需要の比率は大きく、PASAR (33MW)、PHILPHOS (30MW)およびLSADA (6MW)、この3プロジェクトだけで69MWで1986年の最大電力需要128MWのうち50%を占める。

一方レイテ島のTongonan地域では、地熱開発可能出力は1,000MW、うち確認された地熱エネルギーは448MWであり、BiliranおよびBurauenを含めば1,000MW以上の地熱エネルギーがあるものと思われる。

Table 5-2に示す如く、Tongonan地熱発電計画のうち6号機までの総設備出力はパイロットプラント (3.0MW)を含めて228MWであり、電力需要の大きさに比し、供給力が大きい。

Fig 5-3 および Fig 5-4 に kW および kWh バランスを示す。

5.1.3 Mindanao 電力系統の需給バランス

Mindanao 電力系統の供給力は 1987 年までは水力で構成され、それ以降は水力と石炭火力とが交互に開発される予定である。1990 年の最大電力需要は 1,004 MW で総設備出力は 1,636 MW である。

Table 5-3 に Mindanao 電力系統の電力需給バランスを示す。

Fig 5-5 および Fig 5-6 に kW および kWh バランスを示す。

なお Fig 5-5 に示す如く、石炭火力である Bislig No 3 および No 4 ユニットの開発をとりやめ、代わりに Leyte - Mindanao 送電線により Luzon 電力系統より受電することが可能となる。

5.1.4 Leyte 地熱発電計画

フィリピン国の 5 ヶ年エネルギー開発計画 "Five Year Energy Program 1981-1985" によれば、フィリピンの地熱エネルギーは世界で最も大きいものの一つであり、フィリピン政府は自国のエネルギー事情を勘案し、地熱エネルギーの開発に最優先順位を付している。このことは、NAPOCOR が開発する地熱発電所の建設計画にも現われている。すなわち、1982 年末における NAPOCOR の地熱発電所は 498 MW であるが、1990 年には 1,328 MW に達する。このうち、Leyte - Mindanao 連系送電計画とも密接に関連するレイテ島の地熱発電計画は次のとおりである。

レイテ島 Tongonan 地熱発電計画

運転開始年	ユニット 設備出力 (MW)	ユニット数	総設備出力 (MW)
May 1983	37.5	1	37.5
July 1983	37.5	1	75.0
Sep. 1983	37.5	1	112.5
Mar. 1986	37.5	1	150.0
Jun 1986	37.5	1	187.5
Sep. 1986	37.5	1	225.0
1988	55.0	2	335.0
1989	55.0	4	555.0
1991	55.0	4	775.0
1992	55.0	4	995.0
1993	55.0	2	1,105.0
計	—	22	1,105.0

1979年11月に作成された“Tongonan地熱開発計画予備調査報告書”(Further Tongonan Geothermal Development, Leyte Prefeasibility Study Report by KRITA)によればMahiao Malitbog地域で最小18,000 MWe-年の地熱エネルギーが賦存するものと想定されている。さらにその外側を含めるとその埋蔵エネルギーは25,000 MWe-年と云われている。

1979年11月現在でdrillingによって確認された地熱エネルギーは11,200 MWe-年である。これらの地熱エネルギーを機器の耐用年数である^{*}25年で評価すればTongonan地域で720 MW~1,000 MWの発電設備の建設が可能であることを示している。

さらにレイテ島にはTongonan地域以外にBiliranおよびBurauen地点に広範囲に亘って噴気等の地熱の兆候がみられ、substantialな開発が可能と云われている。現在PNOCによってBiliran地域では3つの調査井の掘削が進行中で、200 MW程度の地熱エネルギーがあるものと推定されている。Burauenについても1983年から調査井の掘削が始められる。

このようにレイテ島内の地熱エネルギーは、非常に豊富であり、その開発が待たれているが、そのエネルギーを輸送するための手段としてLuzon-Leyte送電計画およびLeyte-Mindanao送電計画が密接に関係してくる。すなわち、送電計画と地熱エネルギーの開発は不可分であり、相互に開発の時期等を調整しながら協調のとれた開発プランを立案すべきである。

5.1.5 Leyte-Mindanao送電電力

Leyte-Mindanao送電計画を立案するにあたっては、既に述べたLuzon電力系統、Leyte-Samar電力系統およびMindanao電力系統の電源開発計画と電力需要を基本に、3電力系統が連系された場合に、本送電線が、どのように有効利用されるかを予測することにある。勿論このような予測は、現在立案されている3電力系統の電源開発計画および電力需要想定を基に行われるが、後述するようにレイテ島の地熱開発計画が、1,000 MW程度まで開発されるならばLuzon電力系統およびMindanao電力系統の電源開発計画に小幅な変更(電源構成および開発の時期)があっても、本プロジェクトの技術的・経済的な妥当性は立証されたと考えて良い。本プロジェクトの送電線の有効利用の度合を計かる尺度は以下に述べるLuzon電力系統とMindanao電力系統間の予備力の相互融通と、Mindanao電力系統において開発が予定されている石炭火力発電所の建設をLuzon電力系統内でstand-byする予定の石油火力発電所の運転と置換ることによる両系統の間の経済融通とに分けられる。

(1) 予備力融通電力(供給予備力の節減効果)

2つの異なった電力系統と連系することによるメリットは経済融通電力を除けば次の3項目からなる予備力融通メリットがある。

※ 経済評価および財務分析では耐用年数20年として評価

- i) 事故時の応援融通電力
- ii) 両電力系統間の出水の不等時性による融通電力
- iii) 電力需要の不等時性による設備の有効利用

この外に電源のスケール・メリット，広域開発，系統の総合運用，系統の安定性向上，常時の周波数変動巾の縮小および天災異常事態における相互応援等があるが，これらは金額評価が困難であるので評価の対象からは除き上記3項目からなる評価を行うものとする。

i) 事故時の応援融通電力

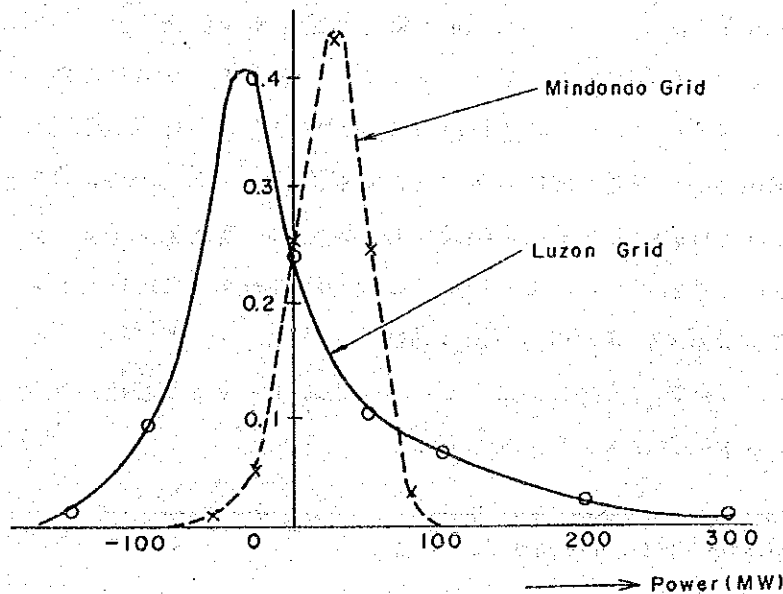
電力系統内の電源設備は一般に機種別に固有の事故停止率を有する。NAPOCORが電力需給上使用している標準値は次のとおりである。

機 種	ユニット別事故停止率
水 力	1.5 %
スチーム石油	3.0 ~ 8.0 % (実績による)
石炭	7.0 %
地熱	3.0 %
原 子 力	14.0 %

ii) 両電力系統間の出水の不等時性による融通電力

ルソン島とミンダナオ島の降水の不等時性は非常に著しい。すなわちルソン島は11月から5月までは乾期であるがミンダナオ島はルソン島のそれとは逆に10月から4月までは雨期である。したがって両電力系統の間には出水の不等時性由来する予備力融通が期待される。

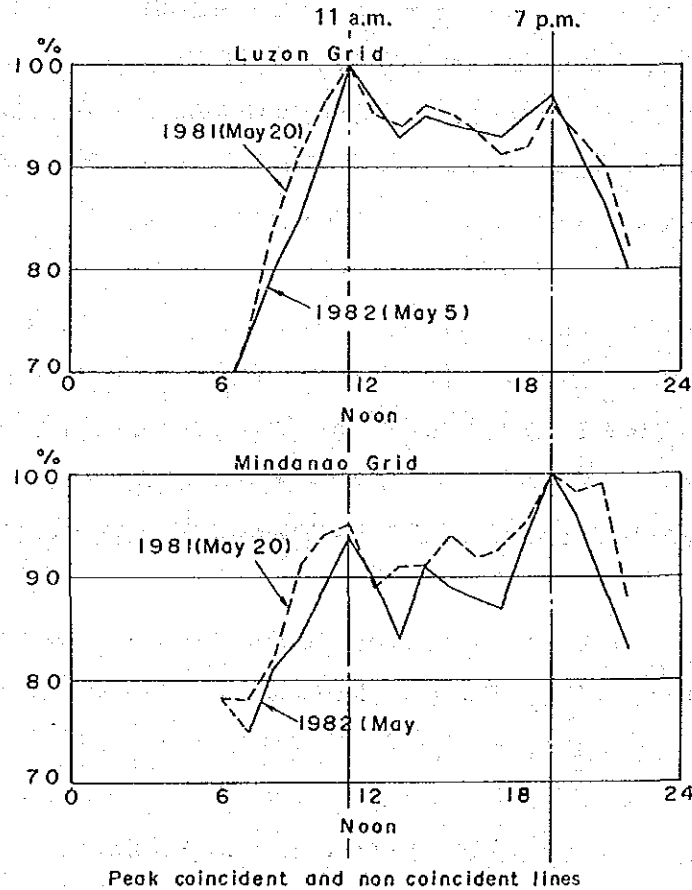
調査団は Luzon および Mindanao 電力系統の既設水力発電所の1971年より1979年までの5月の発電実績より Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統の間の水力供給力の確率分布を求めた。この結果は次のとおりである。



すなわち、Luzon 電力システムの年間をとおして最大の電力需要が現われる 5 月の水力供給力は、Luzon 電力システム内では確率的にみて水力の供給力が負になる確率が大きいのに比較し、Mindanao 電力システムは正になる確率が高いことを示している。

iii) 電力需要の不等時性による設備の有効利用

Fig. 5-7 Load Diversity



	Luzon	Mindanao
Luzon		5 %
Mindanao	3 %	

Fig 5-7 に示す如く、Luzon 電力システムの年間を通しての最大電力は 5 月の午前中ピークである 11 時に記録されている。一方 Mindanao 電力システム内のピーク電力は点灯ピーク時の 19 時である。このように両電力システムはピークの出る時間が異っており、このことは両電力システム内の予備力を相互に有効利用の出来ることを示している（月別負荷曲線については Fig 5-9 参照のこと）。

以上3つの項目は、両電力系統の供給信頼度と Leyte-Mindanao 連系送電線の連系容量をパラメーターに、1990年、1995年および2000年の3断面について Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統との間の予備力融通電力の確率分布を求めた結果 Table 5-4 に示す値を得た。

2000年時点で評価すれば200MW連系の場合、予備力融通による本送電線の有効利用度は Mindanao から Luzon 電力系統への場合2.46%、Luzon 電力系統から Mindanao 電力系統へのそれは10.74%であることを示す。すなわち連系によるメリットの恩恵は Mindanao 電力系統が、Luzon 電力系統と比較し、4倍大きい。

なお予備力融通電力による送電線の有効利用度は低いが、本送電線の建設により、両電力系統共相互に200MWを受電する確率は残されており、このことは両電力系統の予備力を最大200MWまで削減可能であることを意味する。

(2) 経済融通電力

既に述べた如く Mindanao 電力系統には1988年より石炭火力発電所の投入が予定されている。石油火力と石炭火力の1kWhの燃料費だけを比較すれば石炭火力の方が安い。しかしstand-byしている Luzon 電力系統の石油火力の燃料費と石炭火力を建設した場合の1kWh当りの発電コストを比較すれば石油火力の燃料費の方が安い。このような前提のもとに Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統との間の経済融通電力を検討した結果を Table 5-5 に示す。

この結論からは1992年以降に両電力系統を連系するのが好しいことが判かる。1991年以前は Mindanao の石炭火力の電力を Luzon 電力系統に送電することになるが、送電損失を考慮すると Luzon 電力系統の石油火力の増の方が妥当である。

以上 Leyte-Mindanao 連系送電線の有効利用の度合を両電力系統の発電設備計画と電力需要をベースに想定したものであるが、1992年以降の連系送電線の送電容量と設備利用率の関係を示せば次の如くなる。

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
設備容量 (MW)		200	200	200	200	200	400	400	400
設備利用率	予備力融通 (%)	4.9	4.5	4.2	3.7	3.4	7.1	6.6	6.4
	経済融通 (%)	26.4	23.1	30.2	12.4	24.8	70.8	64.4	38.6
	計 (%)	31.3	27.6	34.4	16.1	28.2	77.9	71.0	45.0

5.1.6 Leyte-Mindanao 送電計画の開発の時期

本プロジェクトの開発時期については、5.1.5(2)で述べた如く Luzon 電力系統と Mindanao

電力系統と連系したと仮定した場合、Luzon-Leyte送電計画(第2期)が完成した後、本プロジェクトを完成させるべきでありLuzon-Leyte・Samar-Mindanao連系送電計画の開発ステージは次の如く示される。

Luzon-Leyte送電計画

第1期(HVDC±175 kV, 450 MW) : early 1988

第2期(HVDC±350 kV, 900 MW) : early 1991

Leyte-Mindanao送電計画

第1期(HVDC+350 kV, 200 MW) : early 1992

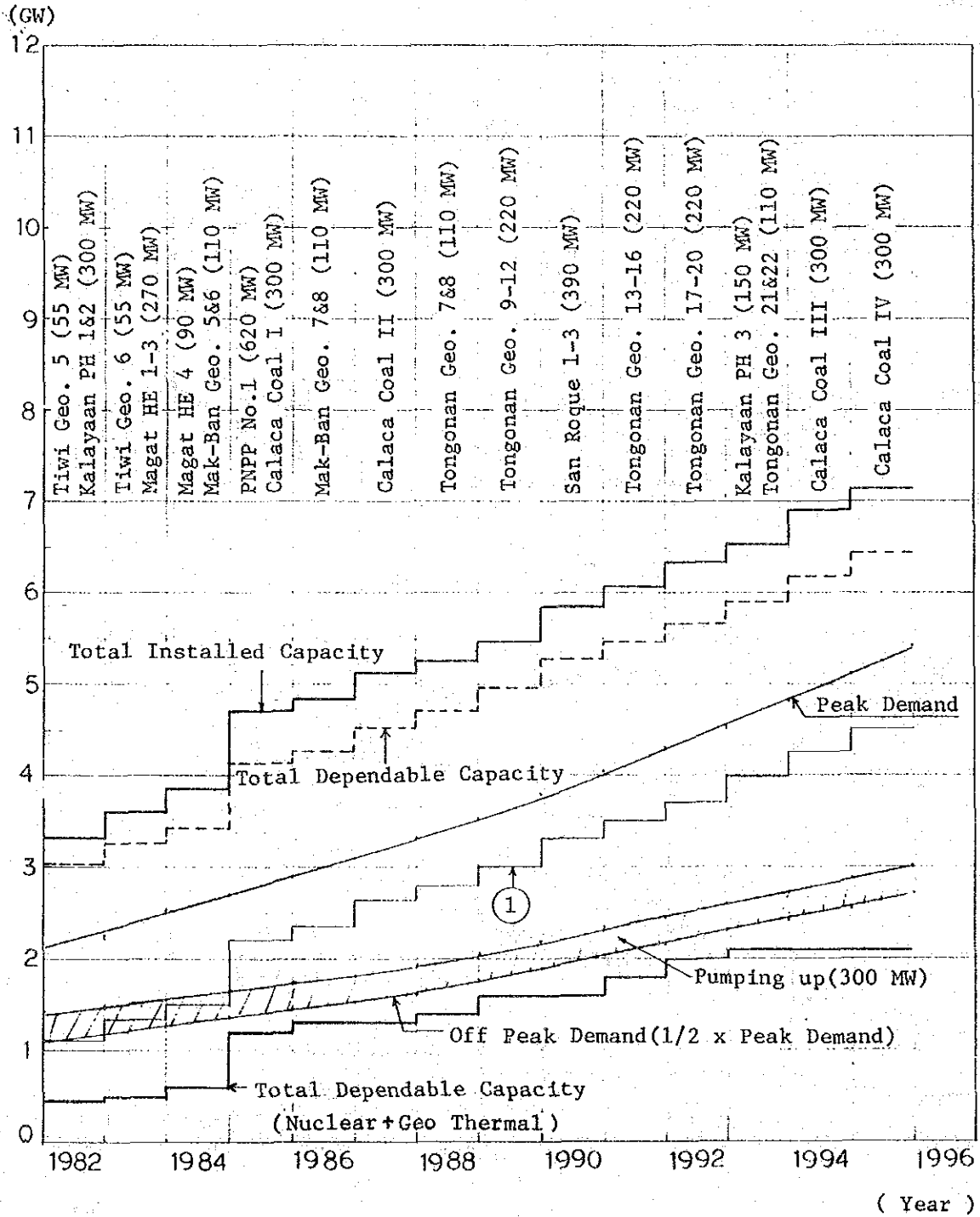
第2期(HVDC±350 kV, 400 MW) : early 1997

なお本プロジェクトの詳細設計および入札書類の作成は1988年には開始する必要がある。

Table 5-1 Luzon Grid Generation Expansion Program On-going, Firm and Probable Projects

Year of comm. (month)	Plant addition	Plant cap. (MW)	Installed capacity							Energy capability & requirement											
			Hydro (MW)	Geo. (MW)	Coal therm. (MW)	Nucl. (MW)	Oil therm. (MW)	Total (MW)	Dep. cap. (MW)	Peak demand (MW)	Reserve capacity (MW)	(%)	Avail. energy (GWh)	Hydro (GWh)	Geo. (GWh)	Coal therm. (GWh)	Nucl. (GWh)	Oil therm. (GWh)	Total (GWh)	Gen. level (GWh)	Surplus (def.) (GWh)
1982/1	Existing hydro	554	854	495	0	0	1,925	3,274	3,016	2,263	313	13	2,098	2,273	3,441	0	0	13,510	19,224	14,481	4,743
	1 Existing geo.	440											3,110								
	1 Existing thermal	1,925											13,510								
	3 Tiwi geo. 5	55											397								
	5 Kalayan PH2	150											150								
	7 Kalayan PH1	150											150								
1983/1	Tiwi geo. 6	55	1,124	550	0	0	1,925	3,599	3,255	2,525	404	16	397	2,674	3,904	0	0	13,510	20,088	15,495	4,593
	7 Magat HE-1	90											275								
	9 Magat HE-2	90											276								
	11 Magat HE-3	90											276								
1984/1	Magat HE-4	90	1,214	660	0	0	1,925	3,799	3,437	2,705	392	14	276	3,501	4,301	0	0	13,510	21,312	16,580	4,732
	7 Mak-Ban Geo 5 & 6	110											794								
1985/1	PNPP No. 1	620	1,214	660	300	620	1,925	4,719	4,107	2,890	817	28	3,910	3,501	4,698	1,989	1,684	13,510	25,382	17,740	7,642
	1 Calaca coal I	300																			
1986/1	Mak-Ban geo. 7 & 8	110	1,214	770	300	620	1,925	4,829	4,257	3,100	707	23	794	3,501	5,492	1,989	3,367	13,510	27,859	18,980	8,879
1987/1	Calaca coal II	300	1,214	770	600	620	1,925	5,129	4,577	3,315	762	23	1,989	3,501	5,492	3,978	3,639	13,510	30,120	20,310	9,810
1988/1	Tongonan geo. 7 & 8	110	1,214	880	600	620	1,925	5,239	4,727	3,545	632	18	794	3,501	6,286	3,978	3,856	13,510	31,131	21,730	9,401
1989/1	Tongonan geo. 9-12	220	1,214	1,100	600	620	1,925	5,459	4,967	3,790	587	15	1,588	3,501	7,874	3,978	3,910	13,510	32,773	23,250	9,523
1990/1	San Roque 1-3	390	1,604	1,100	600	620	1,925	5,849	5,255	4,060	605	15	1,153	4,654	7,874	3,978	3,910	13,510	33,926	24,880	9,046
1991/1	Tongonan geo. 13-16	220	1,604	1,320	600	620	1,925	6,069	5,455	4,300	565	13	1,588	4,654	9,462	3,978	3,910	13,510	35,514	26,370	9,144
1992/1	Tongonan geo. 17-20	220	1,604	1,540	600	620	1,925	6,289	5,655	4,560	505	11	1,588	4,654	11,844	3,978	3,910	13,510	37,102	27,955	9,147
1993/1	Kalayan PH3	150	1,754	1,650	600	620	1,925	6,549	5,905	4,835	480	10	150	4,804	11,844	3,978	3,910	13,510	38,046	29,630	8,416
	1 Tongonan geo. 21 & 22	110											794								
1994/1	Calaca coal III	300	1,754	1,650	900	620	1,925	6,849	6,175	5,125	460	9	1,989	4,804	11,844	5,967	3,910	13,510	40,035	31,410	8,625
1995/1	Calaca coal IV	300	1,754	1,650	1,200	620	1,925	7,149	6,445	5,430	425	8	1,989	4,804	11,844	7,956	3,910	13,510	42,024	33,295	8,729
2000																					
	Annual increase	(%)	5.7	9.7	-	-	0	6.2	6.0	6.4	-	-	-	5.9	10.0	-	-	0	6.2	6.2	-

Fig. 5-1 Luzon Grid Power Balance (kW Balance)



① Total Dependable Capacity minus - Oil Thermal Capacity

Fig. 5-2 Luzon Grid Energy Balance (kWh Balance)

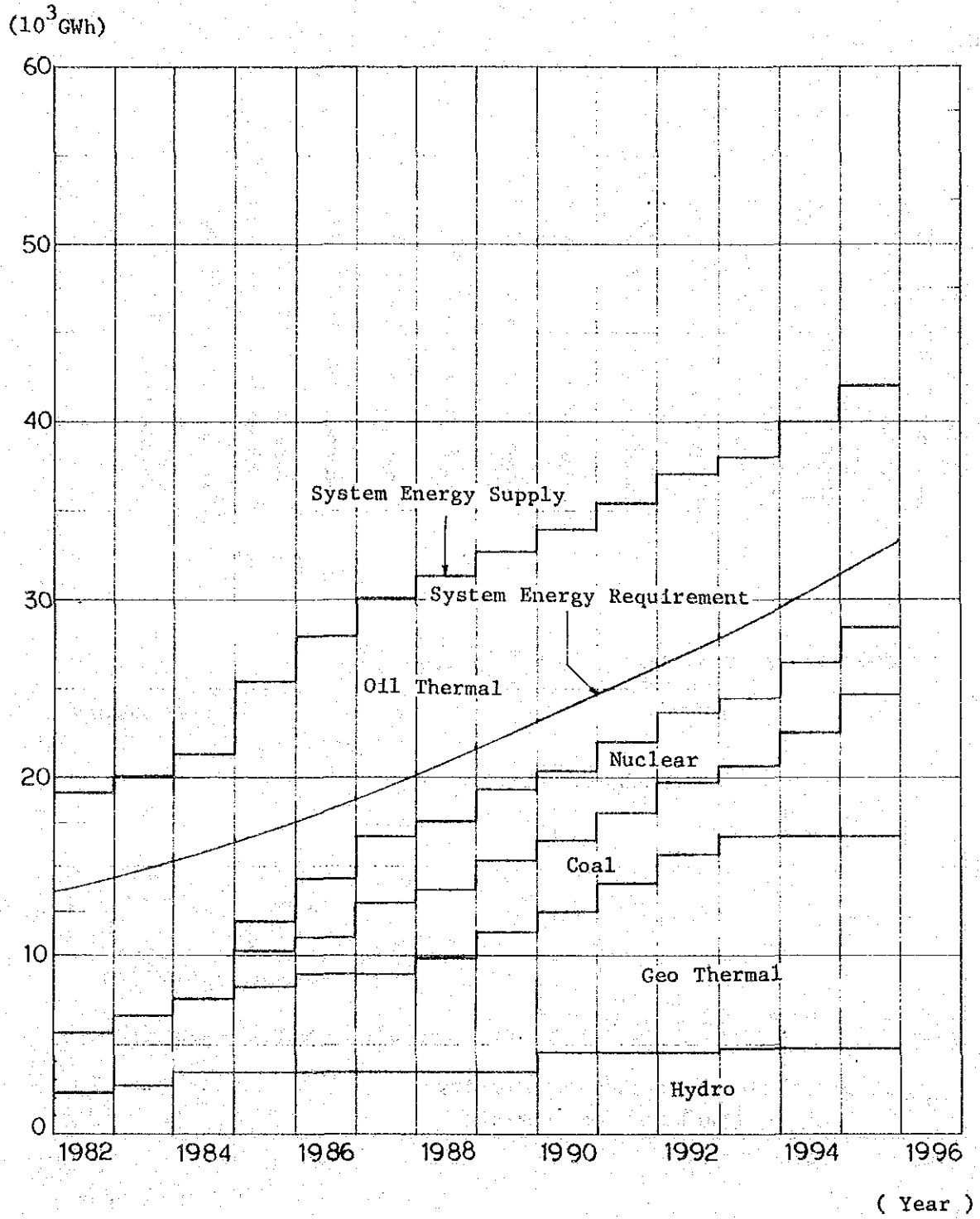


Table 5-2 Leyte-Samar Grid Generation Expansion Program On-going, Firm and Probable Projects

Year of comm. (month)	Plant addition	Plant cap.	Installed capacity					Energy capability & requirement											
			Hydro	Geo.	Power barge	Diesel	Total	Dep. cap.	Peak demand	Reserve capacity		Avail. energy	Hydro	Geo	Power barge	Diesel	Total	Gen level	Surplus (def.)
			(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
1982/ 1	Tongonan geo.	3.0	0	3.0	32.0	20.0	55.0	44	21	16	70	20	0	20	131	83	234	45	189
1	Leyte Coop. D	20.0										83							
5	Power Barge No.1	32.0										196							
1983/ 5	Tongonan geo. 3	37.5	0	115.5	32.0	20.0	167.5	151	46	69	150	271	0	427	196	83	706	239	467
7	Tongonan geo. 2	37.5										271							
9	Tongonan geo. 1	37.5										271							
1984/ 1	Power Barge No.2	32.0	0	115.5	64.0	20.0	199.5	179	76	68	89	196	0	833	392	83	1,308	355	953
1985/ 7	SAMELCO No.1 & No.2	5.7	0	115.5	64.0	25.7	205.2	184	112	37	33	31	0	833	392	99	1,324	680	644
1986/ 3	Tongonan geo. 4	37.5	0	228.0	64.0	25.7	317.7	291	128	127	99	271	0	1,307	392	114	1,813	848	965
6	Tongonan geo. 5	37.5										271							
9	Tongonan geo. 6	37.5										271							
1987	-	0	0	228.0	64.0	25.7	317.7	291	131	125	95	0	0	1,646	392	114	2,152	867	1,285
1988	-	0	0	228.0	64.0	25.7	317.7	291	134	122	91	0	0	1,646	392	114	2,152	938	1,214
1989	-	0	0	228.0	64.0	25.7	317.7	291	155	101	65	0	0	1,646	392	114	2,152	1,020	1,132
1990	-	0	0	228.0	64.0	25.7	317.7	291	169	87	51	0	0	1,646	392	114	2,152	1,101	1,051
1991/ 1	Pull out barge No.1	32.0	0	228.0	32.0	25.7	285.7	263	175	53	30	196	0	1,646	196	114	1,956	1,145	811
1992	-	0	0	228.0	32.0	25.7	285.7	263	184	44	24	0	0	1,646	196	114	1,956	1,196	760
1995									201									1,307	
2000									233									1,527	
	Annual in crease (%)		-	-	-	-	17.9	19.6	14.3	-	-	-	-	-	-	-	23.6	21.6	-

Fig. 5-3 Leyte-Samar Grid Power Balance (kW Balance)

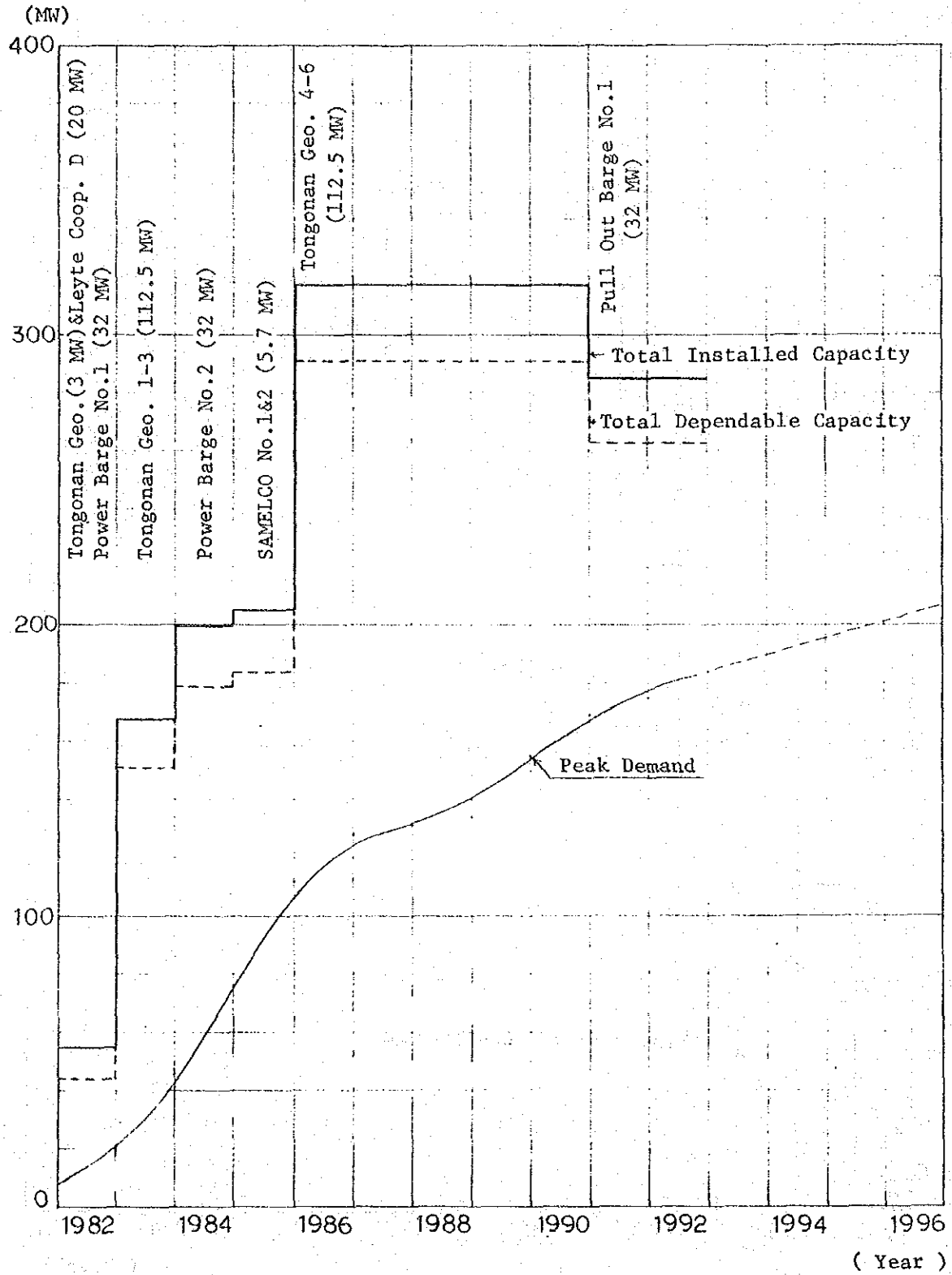


Fig. 5-4 Leyte-Samar Grid Energy Balance (kWh Balance)

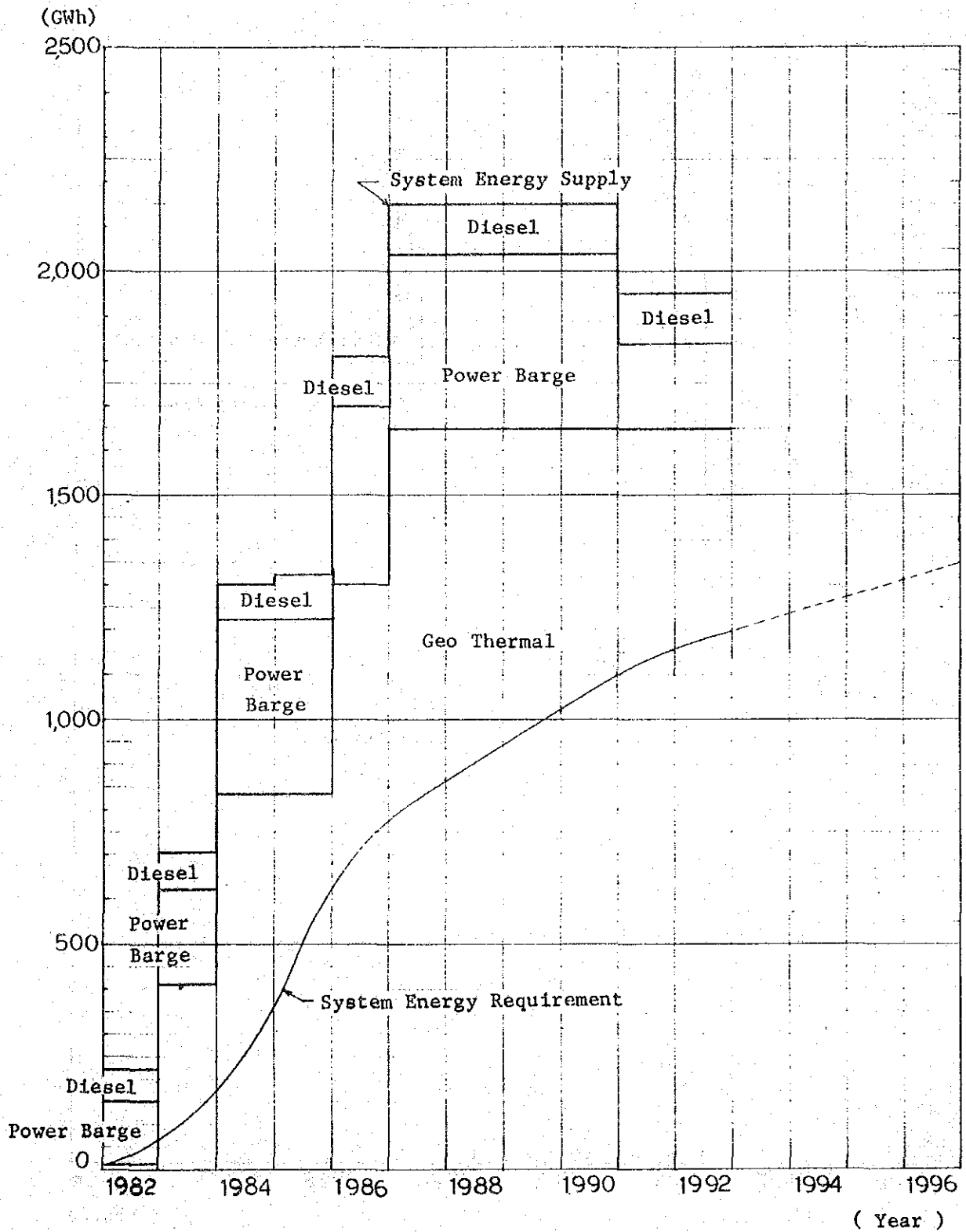


Table 5-3 Mindanao Grid Generation Expansion Program On-going, Firm and Probable Projects

Year of comm.	Month	Plant addition	Plant cap. (MW)	Installed capacity								Energy capability & requirement							
				Hydro	Diesel	Coal Therm.	Geo.	Total	Dep. cap.	Peak demand	Reserve cap	Hydro	Diesel	Coal therm.	Geo.	Total	Gen. level	Surplus (def.)	
				(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
1982	1	Existing hydro	382	409	177	0	0	586	480	357	123	35	1,952	1,164	0	0	3,116	2,101	1,015
		Existing diesel	177																
	11	Agus VII 2	27																
1983	1	Agus VII 1	27	436	199	0	0	635	506	452	54	12	2,132	1,236	0	0	3,368	2,763	605
	7	G. Santos D	21.9																
1984	1	Agus V 1	27.5	721	199	0	0	920	696	554	142	26	3,433	1,308	0	0	4,741	3,512	1,229
	2	Agus I 1	40																
	3	Agus I 2	40																
	3	Agus V 2	27.5																
	5	Agus IV 3	50																
	7	Agus IV 2	50																
	9	Agus IV 1	50																
1985	1	Zamboanga D	36	976	235	0	0	1,211	878	645	233	36	4,389	1,544	0	0	5,933	4,044	1,889
	3	Pulangi IV 1	85																
	5	Pulangi IV 2	85																
	7	Pulangi IV 3	85																
1986			0	976	235	0	0	1,211	927	779	148	19	4,717	1,544	0	0	6,261	4,844	1,417
1987			0	976	235	0	0	1,211	939	799	140	18	4,717	1,544	0	0	6,261	4,985	1,276
1988	1	Bislig 1	100	976	235	100	0	1,311	1,025	863	162	19	4,717	1,544	656	0	6,917	5,466	1,451
1989	1	Bislig 2	100	976	235	200	0	1,411	1,118	946	172	19	4,717	1,544	1,316	0	7,577	5,988	1,589
1990	1	Agus III	225	1,201	235	200	0	1,636	1,263	1,004	259	26	5,809	1,544	1,316	0	8,669	6,340	2,329
1991			0	1,201	235	200	0	1,636	1,274	1,111	163	15	5,809	1,544	1,316	0	8,669	7,047	1,622
1992	1	Bislig 3	100	1,201	235	300	0	1,736	1,380	1,197	183	15	5,809	1,544	1,972	0	9,325	7,587	1,738
1993	1	Bislig 4	100	1,423	235	400	0	2,058	1,576	1,321	255	19	6,685	1,544	2,628	0	10,857	8,405	2,452
	1	Bul Batang	222																
1994	1	Cagayan	160	1,583	235	400	0	2,218	1,684	1,441	243	17	7,318	1,544	2,628	0	11,490	9,163	2,327
1995	1	Pulangi III	90	1,673	235	400	110	2,418	1,887	1,554	333	21	7,623	1,544	2,628	720	12,515	9,877	2,638
	1	Geothermal	110																
1996	1	Tagoloan	178	1,851	235	400	110	2,596	1,980	1,673	307	18	8,177	1,544	2,628	720	13,069	10,648	2,421
1997	1		0	1,851	235	400	110	2,596	2,010	1,797	213	12	8,177	1,544	2,628	720	13,069	11,454	1,615
2000										2,201									
		Annual increase (%)		10.6	1.9	-	-	10.4	10.0	12.9	-	-	10.0	1.9	-	-	10.0	12.0	-

Fig. 5-5 Mindanao Grid Power Balance (kW Balance)

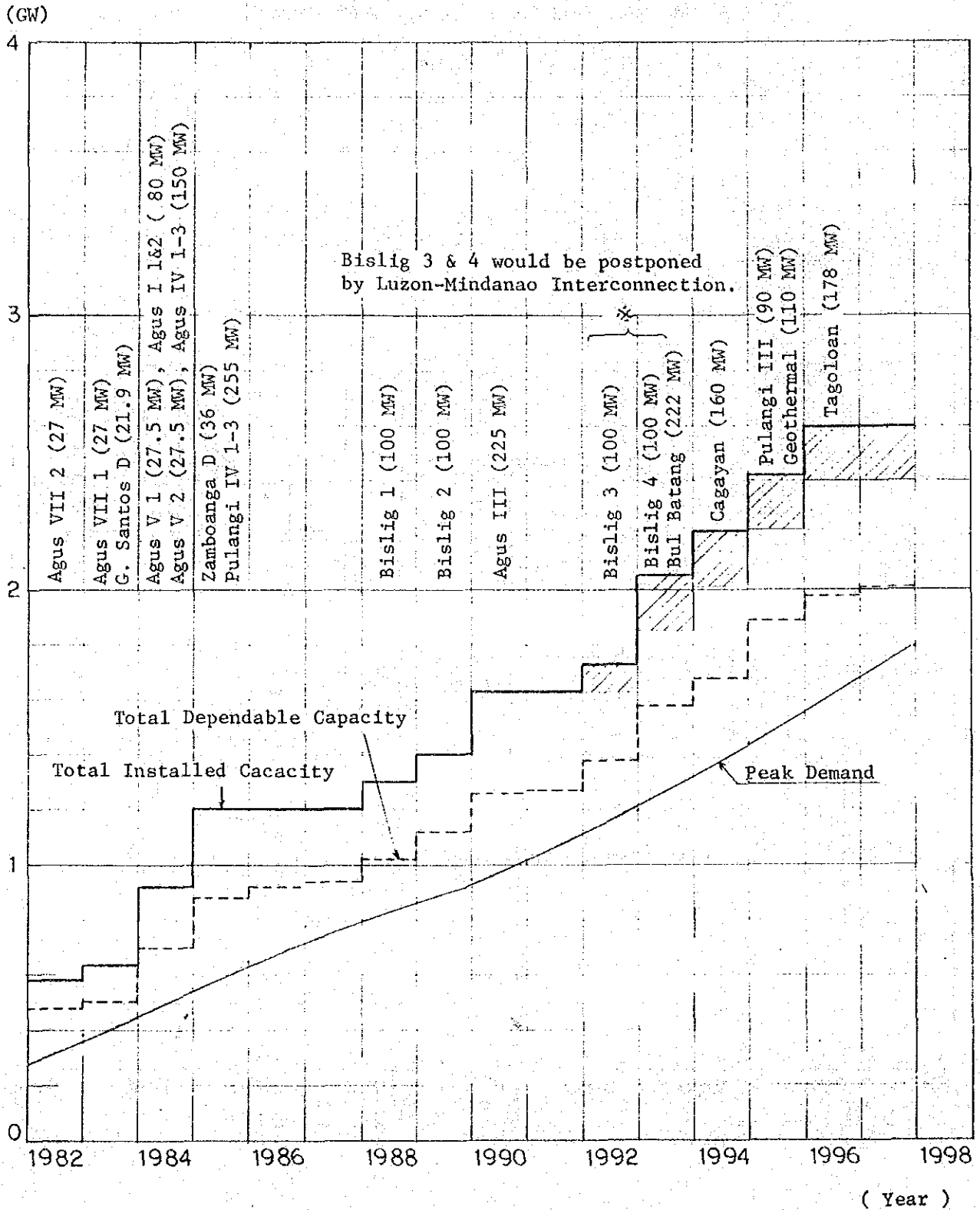


Fig. 5-6 Mindanao Grid Energy Balance (kWh Balance)

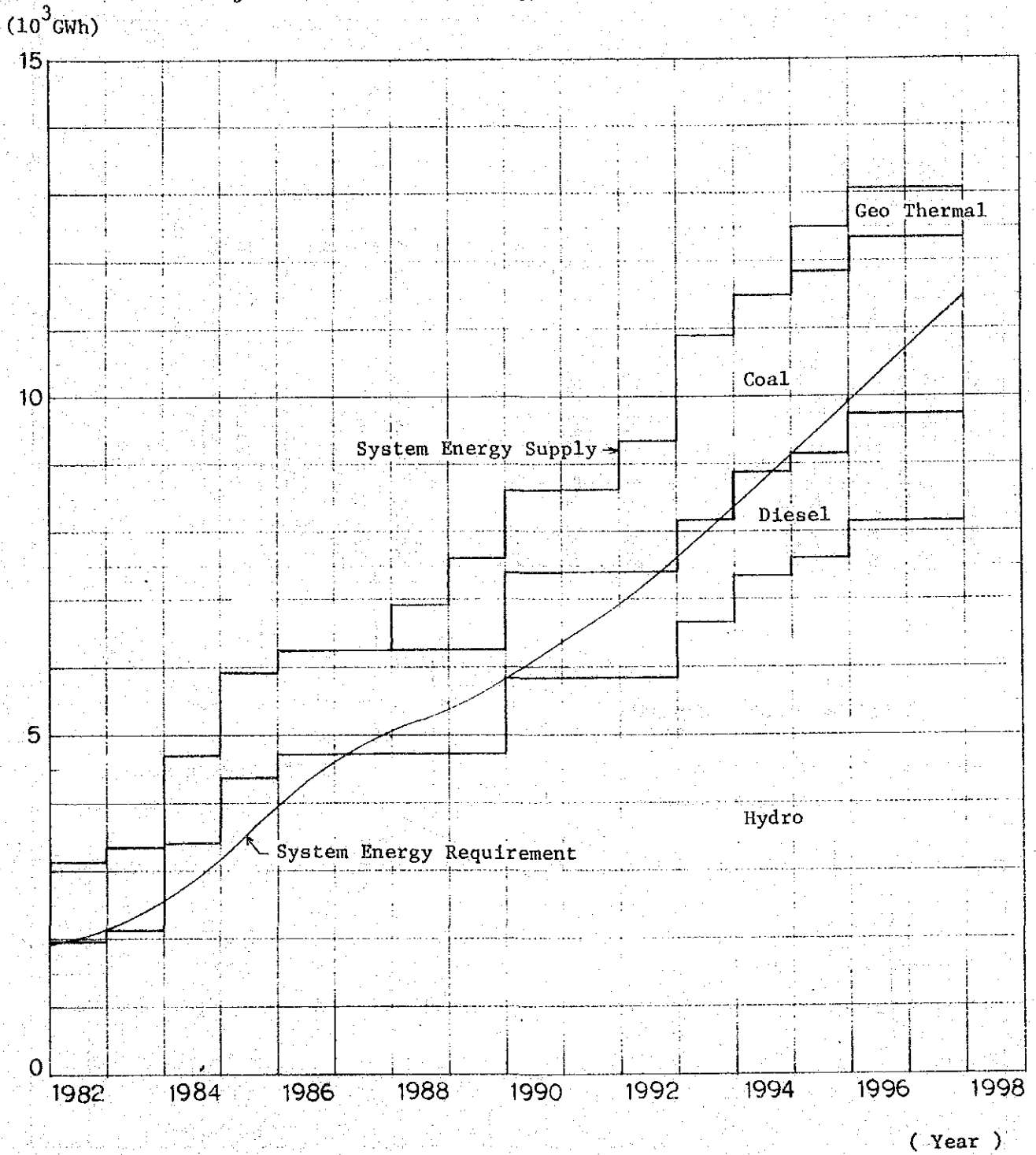


Table 5-4 Probability of Power Interchange between Luzon and Mindanao Power Grids

Year	1990		1995		2000	
	Mindanao to Luzon	Luzon to Mindanao	Mindanao to Luzon	Luzon to Mindanao	Mindanao to Luzon	Luzon to Mindanao
50 MW Interconnection						
Power flow range.						
0-0 MW	0.9828	0.9517	0.9826	0.9826	0.9821	0.9678
1-25 MW	0.0031	0.0254	0.0030	0.0030	0.0035	0.0128
26-50	0.0141	0.0229	0.0143	0.0143	0.0143	0.0194
100 MW Interconnection						
Power flow range						
0-0 MW	0.9825	0.8873	0.9796	0.9262	0.9786	0.9362
1-25 MW	0.0040	0.0503	0.0036	0.0289	0.0033	0.0236
26-50 MW	0.0029	0.0310	0.0032	0.0190	0.0031	0.0154
51-75 MW	0.0034	0.0173	0.0028	0.0121	0.0028	0.0108
76-100 MW	0.0073	0.0140	0.0107	0.0138	0.0122	0.0139
150 MW Interconnection						
Power flow range						
0-0 MW	0.9856	0.8046	0.9797	0.8812	0.9760	0.9076
1-25	0.0032	0.0783	0.0045	0.0425	0.0041	0.0312
26-50 MW	0.0035	0.0519	0.0027	0.0303	0.0034	0.0230
51-75 MW	0.0040	0.0317	0.0031	0.190	0.0035	0.0147
76-100 MW	0.0028	0.0184	0.0026	0.0127	0.0025	0.0102
101-125 MW	0.0006	0.0086	0.0024	0.0068	0.0026	0.0059
126-150 MW	0.0002	0.0066	0.0051	0.0075	0.0079	0.0074
200 MW Interconnection						
Power flow range						
0-0 MW	0.9859	0.7676	0.9826	0.8387	0.9754	0.8926
1-25 MW	0.0032	0.0906	0.0029	0.0550	0.0042	0.0354
26-50 MW	0.0023	0.0604	0.0033	0.0386	0.0034	0.0265
51-75 MW	0.0040	0.0380	0.0029	0.0273	0.0037	0.0170
76-100 MW	0.0027	0.0235	0.0027	0.0171	0.0025	0.0120
101-125 MW	0.0006	0.0112	0.0034	0.0111	0.0026	0.0072
126-150 MW	0.0002	0.0053	0.0013	0.0058	0.0022	0.0043
151-175 MW	-	0.0022	0.0008	0.0032	0.0023	0.0023
176-200 MW	-	0.0012	-	0.0031	0.0037	0.0026

Fig. 5-8 Required Reserve Capacity in 1990

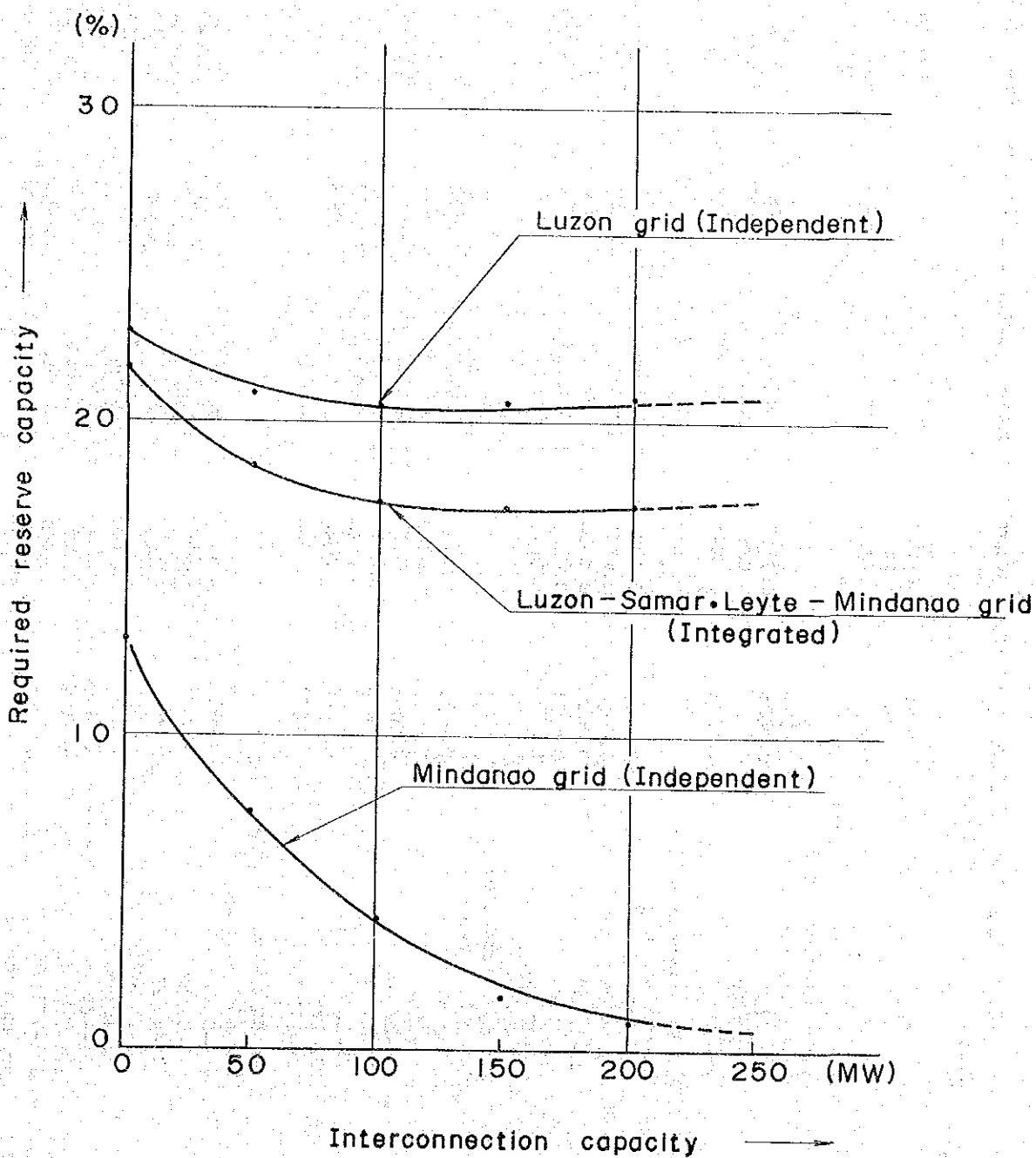
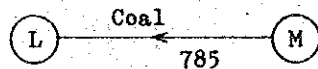
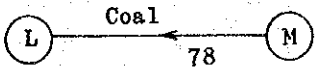
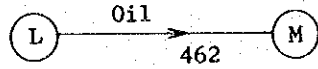
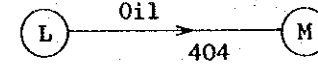
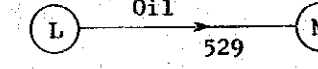
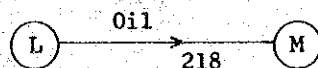
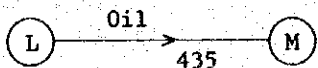
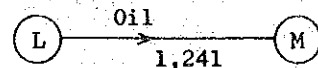
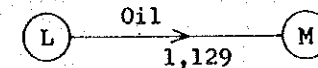
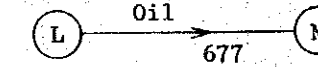


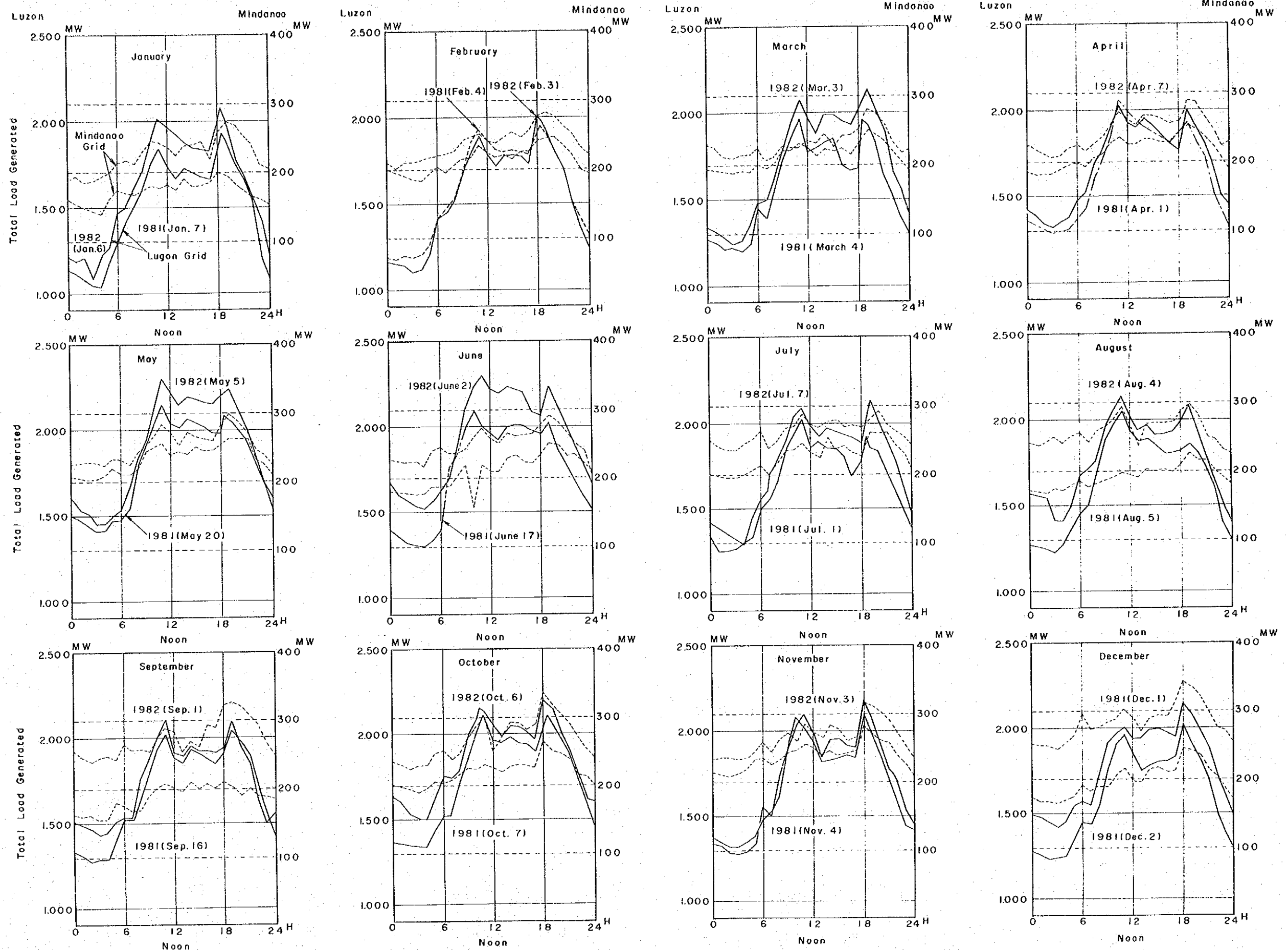
Table 5-5 Energy Exchange between Luzon and Mindanao Grids

Unit : GWh

	1990			1991			1992			1993			1994		
	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total
(1) Energy demand	25,981	6,340	32,321	27,515	7,047	34,562	29,151	7,587	36,738	30,862	8,405	39,267	32,679	9,163	41,842
(2) Energy capability															
Hydro	4,654	5,809	10,463	4,654	5,809	10,463	4,654	5,809	10,463	4,804	6,685	11,489	4,804	7,318	12,122
Geo thermal	9,520	0	9,520	11,108	0	11,108	12,696	*1 0	12,696	13,490	*2 0	13,490	13,490	0	13,490
Coal	3,978	1,316	5,294	3,978	1,316	5,294	3,978	1,316	5,294	3,978	1,316	5,294	5,967	1,316	7,283
Nuclear	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910
Sub-total	22,062	7,125	29,187	23,650	7,125	30,775	25,238	7,125	32,363	26,182	8,001	34,183	28,171	8,634	36,805
Diesel	506	1,544	2,050	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854
Oil-fired thermal	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510
Sub-total	14,016	1,544	15,560	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364
Total	36,078	8,669	44,747	37,470	8,669	46,139	39,058	8,669	47,727	40,002	9,545	49,547	41,991	10,178	52,169
(3) Energy flow															
	1995			1996			1997			1998			1999		
	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total	Luzon & Leyte	Mindanao	Total
(1) Energy demand	34,602	9,877	44,479	36,306	10,648	46,954	38,095	11,454	49,549	39,971	12,256	52,227	41,941	13,114	55,055
(2) Energy capability															
Hydro	4,804	7,623	12,427	6,281	8,177	14,458	7,434	8,177	15,611	7,964	9,091	17,055	8,768	10,401	19,169
Geothermal	13,490	720	14,210	13,490	720	14,210	13,490	720	14,210	13,490	720	14,210	13,490	720	14,210
Coal	7,956	1,316	9,272	7,956	1,316	9,272	7,956	1,316	9,272	7,956	1,316	9,272	7,956	1,316	9,272
Nuclear	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910	3,910	0	3,910
Sub-total	30,160	9,659	39,819	31,637	10,213	41,850	32,790	10,213	43,003	33,320	11,127	44,447	34,124	12,437	46,561
Diesel	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854	310	1,544	1,854
Oil-fired thermal	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510	13,510	0	13,510
Sub-total	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364	13,820	1,544	15,364
Total	43,980	11,203	55,183	45,457	11,757	57,214	46,610	11,757	58,367	47,140	12,671	59,811	47,944	13,981	61,925
(3) Energy flow															

*1 *2 : Bislig 3 & 4 units would be postponed by Luzon-Mindanao interconnection.

Fig. 5-9 Daily Load Curve Weekdays 1981 & 1982 in Luzon & Mindanao Grids



5.2 送電計画

5.2.1 送電可能な直流および交流送電パターン

本プロジェクトの送電容量を1期200 MW、2期400 MWとした場合の可能な送電方式として、以下の3案について検討した (Table 5-6)。

- a) 直流3端子送電方式 (DC ± 350 kV)
- b) 直流2端子送電方式 (DC ± 250 kV)
- c) 交流送電方式

(1) 直流3端子送電方式 (DC ± 350 kV)

第1期は送電線を全て施工し、DC+350kV単極導体帰路1回線とする。レイテ島の変換所はLuzon-Leyte送電計画で計画されたJaro変換所を共用し、Mindanao電力系統内の変換所はButuan変電所隣接地に建設し、交流138 kV送電線でButuan変電所と連系する。第2期はButuan変換所に片極分の変換装置を増設し双極1回線とする。またこのとき直流設備の安定運転対策のため適当量の同期調相機あるいはSVC (Static Var Compensator) を設置する。

本案は海底ケーブル2区間を含む直流送電の利点を良く示しており、他の送電方式と比較して経済的である。

(2) 直流2端子送電方式 (DC ± 250 kV)

第1期は送電線を全て施工し、DC250kV単極導体帰路1回線とする。レイテ島の変換所はLuzon-Leyte送電計画のJaro変換所隣接地に建設し、Luzon-Leyte送電計画とはAC138kVで連系する。また、Mindanao電力系統内の変換所は直流3端子送電方式と同様にButuan変電所隣接地に建設し、AC138kV送電線でButuan変電所と連系する。

第2期はJaro、Butuan変換所共、片極分の変換装置を増設し双極1回線とする。また、このとき3端子送電方式と同様の安定運転対策を行う。

3端子送電方式と比較すると、送電電圧が低い分送電線の建設費は低廉となるが、Jaro地点に変換所を建設せねばならないので全体の建設費は高くなる。

(3) 交流送電方式

採用電圧は送電容量からNAPOCORの標準電圧である230 kVを採用するのが妥当である。第1期ではJaroとButuan間230 kV 2回線1ルート、海底ケーブルは1回線1ルートとした。

第2期では架空線2回線2ルート、海底ケーブルは1回線2ルートとした。

本案は、他の案と比較して建設費が高くなる。

以上、直流3端子送電方式がJaro変換所を共用出来るメリットを持ち他の案と比べて最も経済的である。

Luzon-Leyte 送電計画は最終ステージの 1991 年始めに DC ± 350 kV, 900 MW 設備となるので、本プロジェクトが 1992 年に運転開始すれば直流 3 端子送電方式の採用は時機的に可能である。

以上から、Leyte-Mindanao 送電計画の送電方式は経済的である直流 3 端子送電方式について検討することとした。

なお、直流 3 端子送電方式は技術的にも充分可能である。

5.2.2 直流 3 端子送電パターン

上述の直流 3 端子送電方式の種々の送電パターンについて経済比較を行った結果は、以下の通りである (Table 5-7)。

(1) パターン 1

第 1 期は片極 200 MW 設備とし、片極分の送電線を建設して海水帰路送電方式 (Sea Return-Mode) とする。第 2 期は片極 200 MW 変換設備および片極分の送電線を増設し、双極 1 回線構成とする。

本案は Luzon-Leyte 送電計画を含めて 3 端子システム全ての電極に常時直流電流が流れるので、電極の保守が問題となる。また、ケーブル事故時は送電が一時ストップするので、送電信頼度は他のパターンに比較して低下する。

(2) パターン 2

第 1 期は片極変換設備および送電線は電極を含め全て施工し、2 期送電線を帰路回路とする導体帰路送電方式 (Metallic Return Mode) を採用する。第 2 期は変換設備のみを増設して双極 1 回線構成とする。

本案はパターン 1 と比較して送電ロス約 2 倍となるが、電極の保守は Luzon-Leyte 送電計画の Jaro および Naga 変換所の電極のみとなり送電電力に対して制御上の工夫を行えば、電極に流れる直流電流を軽減出来る。また、ケーブル線事故に対しては一時的に健全ケーブルを使用して海水帰路送電方式とすれば、パターン 1 より送電信頼度の向上が図れる。

(3) パターン 3

第 1 期から双極 1 回線構成とし、第 2 期は双極 200 MW の変換設備を既設と並列に設備する。

Luzon-Leyte 送電計画を含めて電極保守上の問題は無くなるが、第 2 期でサイリスタ・バルブ等の機器数増加に伴い変換所の保守が問題となる。また、変換器容量 (片極 100 MW × 2) に対して送電電圧が高いため変換器のコストは上昇し、経済的でない。

(4) パターン 4

第 1 期時点で 400 MW の双極設備とする。

送電信頼度は向上するものの初期投資の増大、さらには本プロジェクトの開発計画に対して妥当なパターンとは言えない。

以上まとめると、

一 開発計画に対しての妥当性

パターン4は第1期で全設備を施行するので、妥当なパターンとは言えない。

一 経済性

パターン1が最も経済的であり、以後パターン2, 3, 4と続くが第1期, 第2期全体で見るとパターン1, 2共それほど大きな差となって表れない。また、パターン3は変換装置が割高となる。

一 保守性

第1期でパターン2はLuzon-Leyte送電計画のJaroおよびNaga変換所の電極、パターン1はButuan変換所を含めた全システムに対して電極保守に問題があるが、パターン2は運転電力に対して制御上の工夫を施せば電極に流れる直流電流を軽減できる。

パターン3, 4は当初から双極構成となるため電極保守に対する問題は無いが、パターン3では第2期でサイリスタ・バルブ等の機器増加に対する保守が問題となる。

一 送電信頼度

パターン3, 4が当初から双極構成となるため最も信頼度が高い、また、パターン2は比較的長時間停止を強いられるケーブル事故に対しては送電信頼度の向上が図れる。

パターン1は送電信頼度が最も低くなる。

以上から、開発計画に対しての妥当性、経済性、保守性、送電信頼度からパターン2を今回の検討対象とした。

5.2.3 Mindanao電力系統との連系地点

Mindanao電力系統との連系地点としてIliganおよびCagayan de Oro工業地帯の電力消費地に近いTagoloan変電所(変換所位置はKirahon)とレイテ島に最も近く、Mindanao電力系統の環状送電線の中にあるButuan変電所(変換所位置は変電所隣接地)の2箇所を連系地点の候補地とした。

連系地点を選ぶ条件として、Leyte-Mindanao連系送電設備と連系してもMindanao電力系統内の送電線に送電容量不足が生じないような地点、或いは送電容量不足が生じてもその対策費が小さいこと、さらに変換所設置場所の交流系統の短絡容量が直流出力の3倍程度必要となるので、これらの条件を満足する地点を選定する必要がある。

単独系統の場合のMindanao電力系統の潮流および短絡容量等の計算を1990年、1995年断面で行い、その結果潮流計算ではNAPOCORが計画した1990年時点の送電線に潮流ネットワークのないことが確認された。

なお、Bislig 石炭火力発電所の安定運転のためには Butuan-Davao 間を 1 回線増設して 2 回線とする必要がある。

さらに、Butuan, Tagoloan 変電所に Leyte-Mindanao 送電計画から 1990 年に 200 MW, 1995 年に 400 MW の送電があった場合、Mindanao 電力系統内の送変電設備の容量は充分であることを確認している。

変換設備の安定運転の目安となる短絡容量は 1990 年では Tagoloan 1,160 MVA, Butuan 641 MVA, 1995 年では Tagoloan 1,940 MVA, Butuan 795 MVA である。安定運転上の目安を短絡容量/変換設備容量 = 3 程度とすると、Butuan 連系 2 期ではかなり不足する。

しかし、Tagoloan と Butuan の双方を比較した場合、建設工事費は直流送電線路の短い Butuan 地点の方が有利であり、同期調相機または SVC (Static Var Compensator) 設置による短絡容量増強対策の費用を見込んでも Butuan 地点の方が安くなるので、経済的見地から Butuan 地点を Mindanao グリッドの連系地点とした (Table 5-8)。

5.3 Leyte-Mindanao 送電計画の概要

(1) 送電方式 (Fig. 5-10)

Luzon-Leyte HVDC システムと一体化した直流 3 端子送電方式

第 1 期 直流単極導体帰路送電方式

第 2 期 直流双極送電方式

(2) 設備容量

第 1 期 200 MW (DC ± 350 kV, 570 A)

第 2 期 400 MW (DC ± 350 kV, 570 A)

(3) 連系区間

a) 架空線

Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ ~ Hinundayan 115 km

Balete Cove ~ Kantiasay 55 km

Lipata ~ Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ 123 km

計 293 km

b) 海底ケーブル

Hinundayan ~ Balete Cove 33 km

Kantiasay ~ Lipata 16 km

計 49 km

合計 342 km

c) 電極線

Jaro HVDC $\frac{5}{8}$ ~ Managasnas 28 km

Butuan HVDC $\frac{5}{8}$ ~ Carmen 30 km

(4) 電圧と電線サイズの選定

定格直流電圧は3端子送電とする関係上、Luzon-Leyte送電計画と同一電圧であるDC ± 350 kVを採用する。

電線サイズについては、コロナ障害を考慮した最少サイズである $610 \text{ mm}^2 \times 2$ を採用する。

Table 5-6 AC and DC System Cost Comparison (Direct Cost)

Plan	First Stage (1992)	Second Stage (1997)	Direct Construction Cost
DC±350kV 1st stage: 200 MW 2nd stage: 400 MW	<p>to Naga HVDC S/S</p> <p>Tongonan P/S Jaro HVDC S/S DC±350kV Butuan HVDC S/S</p> <p>115km 55km 123km</p> <p>33km 16km</p> <p>DC±350kV</p> <p>Construction Cost: $136,152 \times 10^3$ US\$</p> <p>Transmission line : 342 km Converter station : 200 MW Tele. facilities : 4 Micro R/S</p>	<p>to Naga HVDC S/S</p> <p>Tongonan P/S Jaro HVDC S/S DC±350kV Butuan HVDC S/S</p> <p>115km 55km 123km</p> <p>33km 16km</p> <p>DC±350kV</p> <p>Construction Cost: $21,330 \times 10^3$ US\$</p> <p>Transmission line : 342 km Converter station : 400 MW Tele. facilities : 4 Micro R/S</p>	$157,482 \times 10^3$ US\$ (100%)
DC±250kV 1st stage: 200 MW 2nd stage: 400 MW	<p>to Naga HVDC S/S</p> <p>Tongonan P/S Jaro HVDC S/S DC±250kV Butuan HVDC S/S</p> <p>DC±250kV</p> <p>Construction Cost: $142,722 \times 10^3$ US\$</p> <p>Transmission line : 342 km Converter stations : 200 MW each Tele. facilities : 4 Micro R/S</p>	<p>to Naga HVDC S/S</p> <p>Tongonan P/S Jaro HVDC S/S DC±250kV Butuan HVDC S/S</p> <p>DC±250kV</p> <p>Construction Cost: $33,982 \times 10^3$ US\$</p> <p>Transmission line : 342 km Converter stations : 400 MW each Tele. facilities : 4 Micro R/S</p>	$176,704 \times 10^3$ US\$ (112%)
AC230kV 1st stage: 200 MW 2nd stage: 400 MW	<p>to Naga HVDC S/S</p> <p>Tongonan P/S Jaro HVDC S/S AC230kV Butuan S/S</p> <p>AC230kV</p> <p>Construction Cost: $138,504 \times 10^3$ US\$</p> <p>Transmission line : 342 km Substations : 300 MVA each Tele. facilities : 4 Micro R/S</p>	<p>to Naga HVDC S/S</p> <p>Tongonan P/S Jaro HVDC S/S AC230kV Butuan S/S</p> <p>AC230kV</p> <p>Construction Cost: $80,773 \times 10^3$ US\$</p> <p>Transmission line : 342 km Substations : 600 MVA each Tele. facilities : 4 Micro R/S</p>	$219,277 \times 10^3$ US\$ (139%)

Note * : Cost discounted to the price in 1992 at discount rate 10% per year, No price escalation

Table 5-7. Comparison for HVDC Operating Alternative Plans

Item		Pattern 1 Monopolar sea return mode	Pattern 2 Monopolar metallic return mode	Pattern 3 Bipolar mode, parallel addition	Pattern 4 Bipolar mode, No addition
1st Stage Construction					
	2nd Stage Construction				
		Naga Jaro Butuan	Naga Jaro Butuan	Naga Jaro Butuan	Naga Jaro Butuan
Evaluation	Technical Appropriateness	A	A	A	C
	Economic advantage	A	A'	B	C
	Maintenance advantage	C	B	C	A
	Power transmission reliability	C	B	A	A
Direct Construction Cost	1st Stage	102,948 × 10 ³ US\$	136,152 × 10 ³ US\$	144,161 × 10 ³ US\$	168,809 × 10 ³ US\$
	2nd Stage	48,295 × "	21,330 × "	24,761 × "	—
	Total	151,243 × "	157,482 × "	168,922 × "	168,809 × "

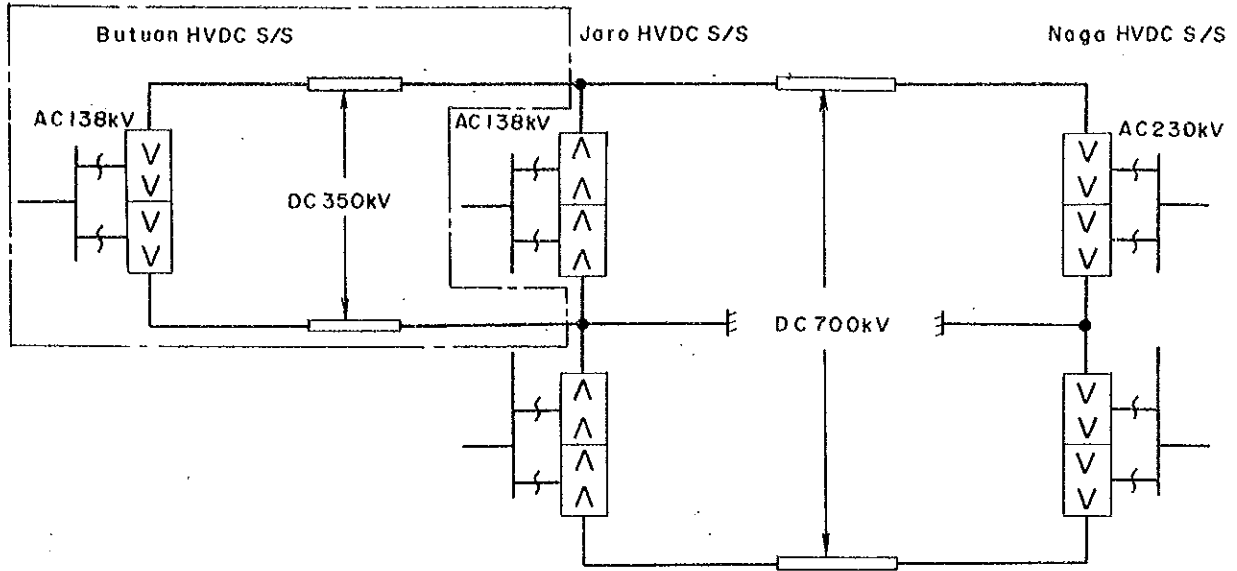
Table 5-8 Comparison of Direct Construction Cost

unit; ×10³ US\$, (); Cost converted at 1992, 10% Discount rate

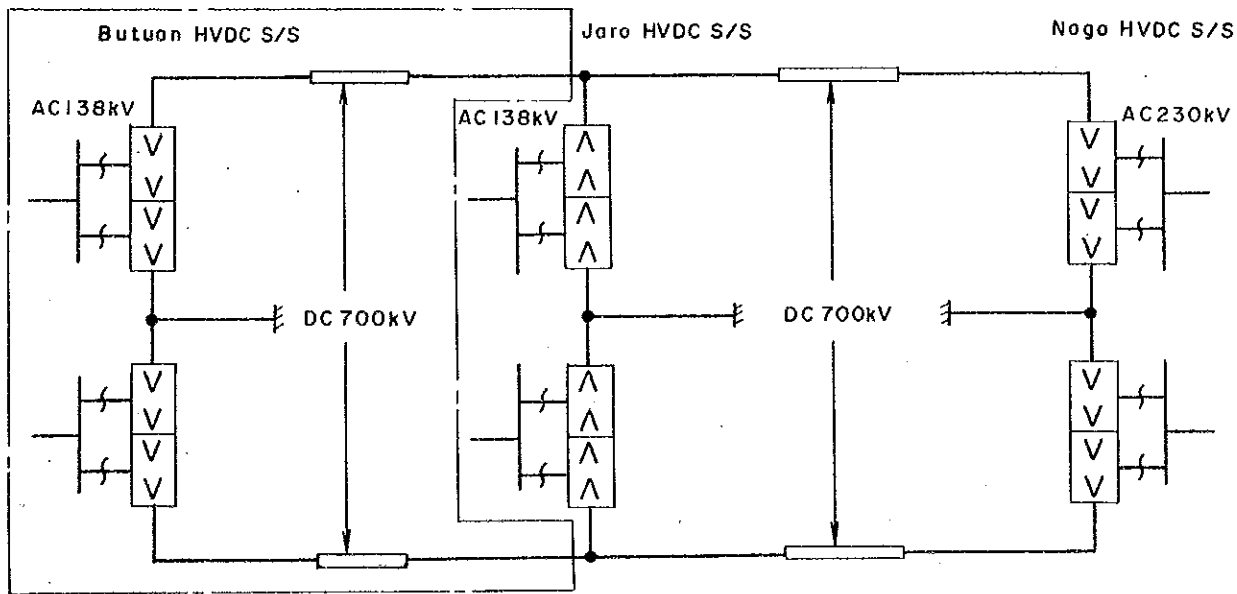
	Case of Butuan HVDC S/S Installation						Case of Kirahon HVDC S/S Installation					
	DC ± 350 kV Three Terminal		DC ± 250 kV Two Terminal		AC 230 kV Transmission System		DC ± 350 kV Three Terminal		DC ± 250 kV Two Terminal		AC 230 kV Transmission System	
	1st Stage	2nd Stage	1st Stage	2nd Stage	1st Stage	2nd Stage	1st Stage	2nd Stage	1st Stage	2nd Stage	1st Stage	2nd Stage
Transmission Lines	101,460	-	85,713	-	113,157	113,157 (70,270)	115,091	-	96,557	-	130,504	130,504 (81,043)
HVDC S/S	29,996	34,348 (21,330)	52,313	54,721 (33,982)	20,652	16,913 (10,504)	30,148	26,500 (16,457)	52,465	46,874 (29,104)	20,652	16,913 (10,504)
Telecommunication Facilities	4,696	-	4,696	-	4,696	-	5,568	-	5,565	-	5,565	-
Sub-total	136,152	34,348 (21,330)	142,722	54,721 (33,982)	138,504	130,070 (80,773)	150,804	26,500 (16,457)	154,587	46,874 (29,104)	156,722	147,417 (91,548)
Total	170,500 (157,482)	197,443 (176,704)	268,574 (219,278)	177,304 (167,261)	201,461 (183,696)	304,139 (248,270)						
%	100 (100)	116 (112)	158 (139)	104 (106)	118 (117)	178 (158)						

Fig. 5-10 Main Circuit Diagram (Preliminary) (Three Terminal HVDC Transmission)

LEYTE-MINDANAO POWER TRANSMISSION PROJECT



(a) First Stage (200MW)



(b) Second Stage (400MW)

5.4 通信システム

本プロジェクトは Luzon-Leyte 送電計画と連結し、直流 3 端子方式を形成してフィリピンの主要グリッドである Luzon ~ Leyte-Samar ~ Mindanao 電力系統間を送電連系するものであり、レイテ島の Tongonan 地熱発電所の発生電力をこの HVDC システムを通じて Luzon および Mindanao の消費地に送るとともに、連系送電の持つ利点を利用した運用方法が考えられる。この HVDC システムには高信頼性が要求されるので、Luzon-Leyte 送電計画においては、Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ ~ Naga HVDC $\frac{3}{8}$ 間にマイクロ波回線を構成し HVDC システムの制御・保護等のための情報伝送を行うが、本プロジェクトにおいても、同じ仕様のマイクロ波回線を Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ ~ Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ 間に施設し、HVDC 3 端子方式を可能にする高速度で高信頼性の制御・保護用情報伝送回線を構成するものである。

本プロジェクトのマイクロ波回線を施設することにより、マニラから Butuan まで約 1,000 km の長距離マイクロ幹線が完成する。このマイクロ波回線は将来ミンダナオ島の NAPOCOR 主要施設に延長し接続することが可能であり、この大容量高信頼度のマイクロ回線を利用することにより、電気設備の保守性の向上、業務の迅速化、効率化等に寄与することができる (Fig 5 - 11 参照)。

5.4.1 所要通信回線

Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ ~ Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ 間に必要な通信回線は 4 中継局と 2 端末局からなるマイクロ波回線により構成される。Jaro ~ Tongonan 間の通信回線は Luzon-Leyte 送電計画により建設されているものとして、本計画では考慮しない。また、両変換所間の非常用予備回線は、別に計画されている他機関のマイクロ波回線の一部を借用して構成するものとする。

本プロジェクトの通信システムに要求される通信回線は以下の通りである (Fig 5 - 12 参照)。

(1) Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ ~ Butuan HVDC $\frac{3}{8}$

- a) 制御, 保護用高速情報伝送回線
- b) 変換設備監視用低速情報伝送回線
- c) 保守用, 電話回線
- d) 給電連絡用電話回線

(2) Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ ~ Butuan $\frac{3}{8}$

- a) 情報伝送用低速回線
- b) 保守用, 保安用電話回線
- c) 給電連絡用電話回線

(3) ケーブルヘッド回線

4ヶ所のケーブルヘッド地点と両変換所間に次の通信回線が必要である。

- a) 保守用電話回線
- b) 監視用回線
- (4) 送電線保守用回線
直流送電線の保守用電話回線（移動業務）が必要である。
- (5) 非常用予備回線
両変換所間に、マイクロ波回線に対する最低限の非常用予備回線が必要である。

5.4.2 通信設備の概要

(1) マイクロ波無線設備

Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ ～ Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ 間のマイクロ波無線設備は中継局4局と端末局2局の合計6局で構成する。両端末局およびVHF中継局兼用のDinagat局には搬送端局装置を設置する。各マイクロ波局には通信回線保守用の打合せ・監視装置を設置する。

マイクロ波回線の使用周波数帯は、既設設備との関連および当地の気象条件等を考慮して2GHz帯が適当であると考えられるが、最終的にはLuzon-Leyte送電計画で採用する周波数を使用するものとする。

Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ には他機関のマイクロ波回線と接続するため、小容量マイクロ波回線1対向分の設備を設置する。Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ における他機関のマイクロ波回線への接続は、Luzon-Leyte送電計画で構成した回線を利用して行う。

(2) 情報伝送設備

a) 制御、保護用情報伝送設備

制御、保護用高速情報伝送装置をJaro HVDC $\frac{3}{8}$ およびButuan HVDC $\frac{3}{8}$ にそれぞれ設置する。

b) 監視用情報伝送設備

変換設備の監視用低速情報伝送装置を両変換所に設置する。

(3) 光通信設備

Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ ～ Butuan $\frac{3}{8}$ 間には光ファイバケーブルによる小容量デジタル通信回線を構成する。

(4) 保守用および給電連絡用通信設備

両変換所およびButuan $\frac{3}{8}$ に保守用および給電連絡用電話回線に必要な設備を設置する。

(5) ケーブルヘッド用通信設備

各ケーブルヘッド局およびDinagat中継局にVHF回線による保守用電話および監視用設備（テレメータ）を設置する。VHF回線は各局共通に1回線とし、これを電話とテレメータで共用する。両変換所に、各ケーブルヘッドとの通話およびケーブルヘッドよりの監視データ受信のための端末装置を設置する。

(6) 送電線故障点標定装置

HVDC送電線用の故障点標定装置を両変換所に設置する。

(7) 送電線保守用VHF無線設備

両変換所に送電線保守用のVHF無線設備を設置する。ただし、Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ の基地局はLuzon-Leyte送電計画により設置されるものを共用する。

また、両変換所の基地局でカバーされない送電線のエリアについては、既設のMt. Kitanglad基地局などを利用するものとする。

(8) 電話交換設備

業務用電話に必要な電話交換機をButuan HVDC $\frac{3}{8}$ に設置する。Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ においては、Luzon-Leyte送電計画で設置される交換機を共用するものとする。

(9) ページング装置

Butuan HVDC $\frac{3}{8}$ に構内連絡用のページング装置を設置する。Jaro HVDC $\frac{3}{8}$ においては、Luzon-Leyte送電計画により設置したページング装置を増設して使用するものとする。

(10) 電源設備

a) 変換所用電源装置

両変換所の通信設備に必要な電源設備は浮動充電装置と蓄電池より構成される直流無停電電源方式とする。

b) マイクロ波中継局およびケーブルヘッド局用電源装置

マイクロ波中継局およびケーブルヘッド局の電源装置については、商用電源またはディーゼル機関発電装置による電源供給は建設費が増大し、かつ保守用運用上も困難であるため、太陽電池電源装置により供給する。

しかしながら、詳細設計の段階で、太陽電池電源喪失時に自動起動出来るディーゼル発電機の設置を検討する。

Fig. 5-11 Microwave Radio Link Route

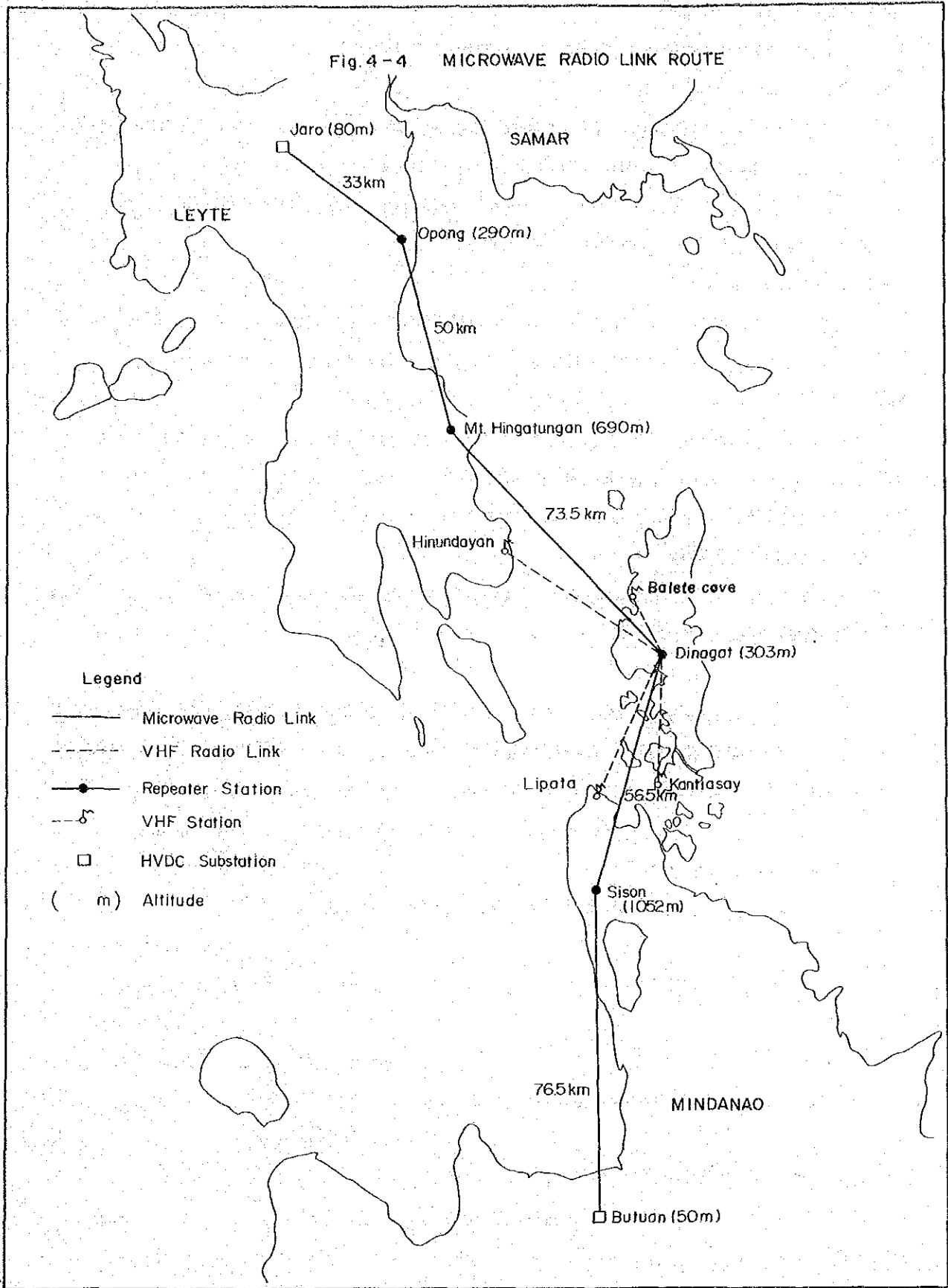
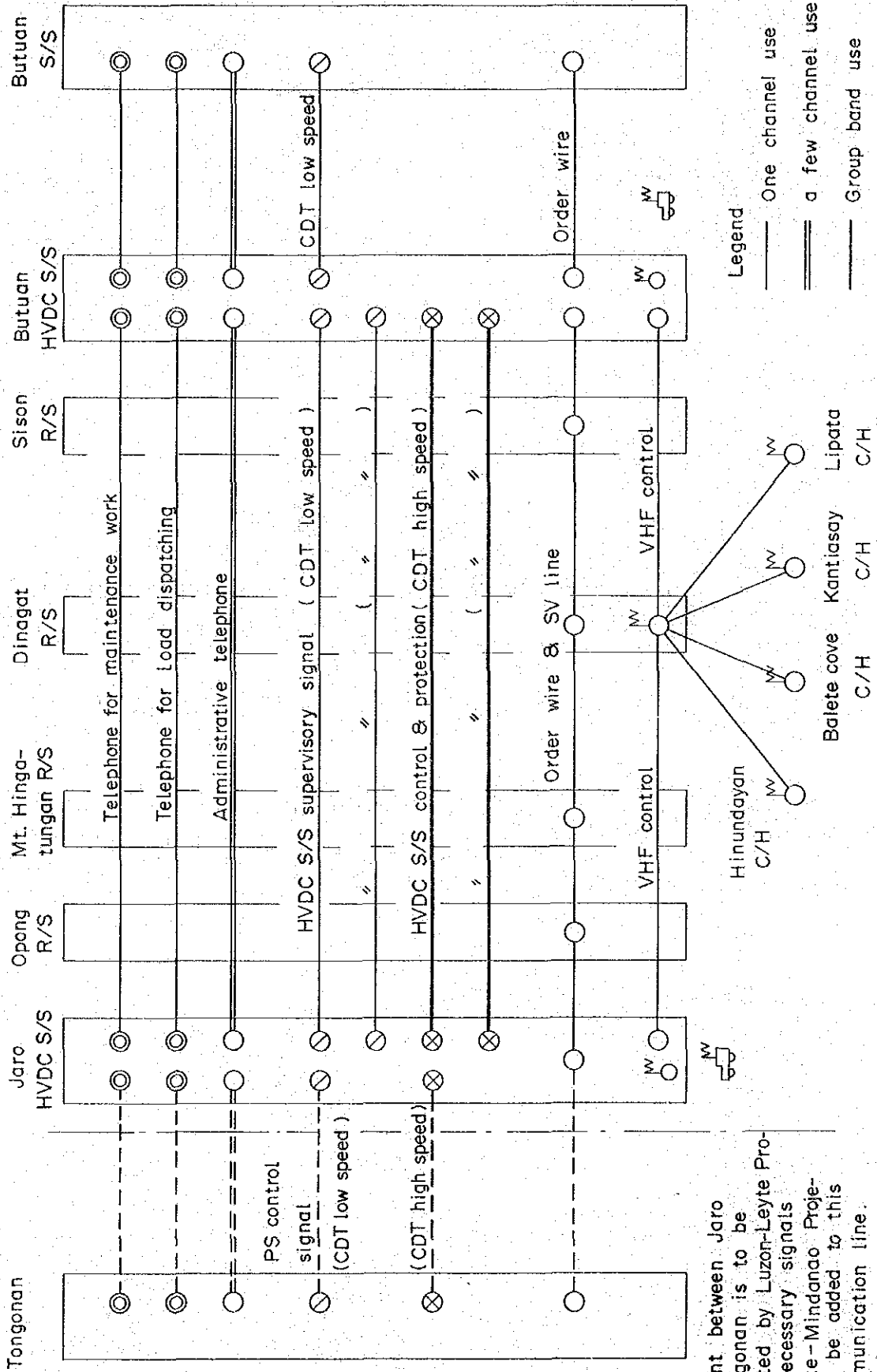


Fig. 5-12 Telecommunication Circuit



第6章 系統解析

第6章 系統解析

第5章で示された送電計画，送電方式をもとに，主にHVDC連系時の定常時の潮流および電圧面の検討と変換所至近端交流系統事故時の安定運転について，Mindanao電力系統1990年および1995年断面での検討を行った。

検討の結果，直流2端子，3端子送電共1992年，200MW送電は問題なく，また，1997年，400MW送電についてはButuan変換所に適切な短絡容量増強対策を施せば可能であることがわかった。

6.1 前提条件

6.1.1 系統条件

(1) 検討年度

1990年

1995年

(2) 電力系統

Mindanao電力系統の構成をFig. 6-1に示す。

LuzonおよびLeyte電力系統については，Luzon-Leyte送電計画調査報告書の電力系統構成を前提に対象年までの新規計画分を追加した。

(3) 負荷需要

変電所各々の電力需要をTable 6-1のように想定した。

負荷力率は95%とし，負荷を変圧器一次側で模擬した。

(4) 発電機の出力分担の優先順位は，次の通りとした。

①水力，②地熱，③原子力，④石炭火力，⑤石油火力，⑥ディーゼル火力

6.1.2 計算条件

(1) 線路定数

138 kV (795MCM) 1回線

$$Z = 0.045 + j 0.256 \% / \text{km}$$

$$Y/2 = -j 0.0318 \% / \text{km}$$

(2) 許容電圧変動幅

138 kV，69 kV母線端で定格電圧100%±5%以内であること。

潮流計算上，電圧条件が上記に収まらない主要変電所，末端変電所には所要の調相設備が設置されているとして計算した。(Fig. 6-2, 6-3の※印)

(3) 短絡容量

- 発電機リアクタンスは過渡リアクタンス (X_d') を使用した。
- 負荷および直流系統の背後インピーダンスは無大と仮定した。

(4) 事故保護条件

a) 事故系統

- Mindanao 電力系統
Butuan ~ Aplaya 間送電線の Butuan 至近端 1 回線 3 LG-0
- Luzon 電力系統
Naga 変換所出口 EHV 500 kV 送電線の 1 回線 3 LG-0

b) 故障除去時間

0.1 sec (6 Hz)

c) 直流系統の応動

停止 — 再起動 (無電圧時間 0.2 ~ 0.3 sec)

(5) 判定条件

- 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。
- 故障除去時、電圧、周波数が大きく変動しないこと。

6.2 検討結果

6.2.1 Mindanao 電力系統単独での検討結果

Leyte-Mindanao 送電計画の前提条件として NAPOCOR が策定している Mindanao 電力系統の電源開発計画、送電計画をもとに 1990 年、1995 年の 2 断面における潮流計算、安定度計算を行い、Mindanao 電力系統単独での既設設備増強等の問題点を検討した。

計算結果を Fig. 6-2, 6-8 に示す。

- (1) Butuan ~ Bislig ~ Davao 間 1 回線では Bislig 2 台運転でも安定度上問題があり、Bislig 石炭火力運開時点で 2 回線とする必要がある。(Fig. 6-6)
- (2) Bislig 火力 (4 台)、地熱ユニット (2 台) は安定度対策上 PSS 付き超速応 AVR を設置する必要がある。
- (3) Butuan ~ Davao 間が 2 回線であることを前提に Mindanao 電力系統の潮流計算を行ったが 1990 年、1995 年いずれも過負荷となる送電線はない。

さらに、連系時を想定して 1990 年 200MW、1995 年 400MW の連系線潮流が重畳した場合の潮流計算を行ったが既設設備に潮流ネックはない。(Fig. 6-4 および 6-5)

なお、連続送電容量、短時間送電容量は下記によった。

138 kV, 795 MCM 1 回線

連続送電容量 : 187.3 MW (825 A)

短時間送電容量 : 252 MW (1,110 A)

- (4) 1990年, 1995年断面でのMindanao電力系統短絡容量の計算を行ったが, シャ断容量としては特段問題なくIEC規格レベルで充分裕度がある。(Fig. 6-7および6-8)

6.2.2 Leyte - Mindanao 連系時の電力系統解析

第5章の送電計画では, 連系時期, 規模として下記の案が考えられている。

第1期計画 1992年, 200MW

第2期計画 1997年, 400MW

連系時の電力系統解析においては, 概略の見通しを把握するため1990年 200MW, 1995年 400MW 連系をベースとして技術的検討を取り進めることとした。

最終案の連系計画については, 別途必要あれば連系時期における潮流計算, 安定度計算を行うこととする。

連系方式については, 交流連系, 直流2端子および3端子連系方式のそれぞれで検討を行った。

また, 連系地点はいずれのケースもButuan地点である。

(1) 交流連系時の検討結果

第5章の送電計画から, 交流連系時の諸元を次のように設定した。

線路定数 230 kV, 2 cct, 亘長 285 km (100 MVA ベース)

$$Z = 6.63 \times 10^{-3} + j 0.069 \% / \text{km}$$

$$Y / 2 = -j 0.116 \% / \text{km}$$

ケーブル定数 OFケーブル 1000 mm² 亘長 45 km

$$Z = 3.4 \times 10^{-3} + j 0.0356 \% / \text{km}$$

$$Y / 2 = -j 6.58 \times 10^{-4} \% / \text{km}$$

連系規模 200 MW, 400 MW, 検討断面 1990年, 1995年時点の安定度計算結果を Fig. 6-9および6-10に示す。

a) 計算条件

(i) 事故点

— 138 kV Mindanao 電力系統入口

Butuan ~ Bislig間 1 cct, 3 LG-0

— 230 kV 連系系統架空線区間 Jaro側出口 1 cct, 3 LG-0

(ii) 潮流条件

連系設備が Full稼働時の検討として, Mindanao電力系統の Bislig 石炭火力は所要

ユニット分を停止することとした。

b) 200MW連系時 (Fig. 6-9)

- 138 kV Mindanao 電力系統入口端での事故の場合は安定であるが、230 kV 連系区間の場合、安定度を維持するには回線数をさらに1, 2回線増強する必要がある。
- Tongonan 発電機はPSS付き超速応AVRを付加する必要がある。
- Mindanao 電力系統事故の場合は、Luzon 電力系統との間がHVDCで分割されているので、Luzon 電力系統の発電機はいずれも安定であり、何等影響を受けない。

c) 400MW連系時 (Fig. 6-10)

Mindanao 電力系統にベース潮流の他、事故時の応援潮流が重畳した場合を想定した。(Bislig 石炭火力は4台共停止しているものとした。)

- 安定度計算結果では230 kV連系線4cctでも特に、Tongonan 発電機が安定度上厳しい状態であり、もう1回線増強するか電圧を格上げし、500 kVクラスの交流連系を考慮すべきであろう。

しかし、5章のプロジェクト経済比較の検討結果を踏まえると、技術面、経済面の両面にわたって交流連系パターンは他の2案より下位であると判断して差しつかえない。

(2) 直流2端子連系

a) 200MW連系時 (Fig. 6-11)

Butuan HVDC S/Sが逆変換器運転でMindanao 電力系統の交流系統事故時に潮流的に最も厳しいButuan ~ Aplaya間送電線のButuan HVDC S/S至近端3LG-0について検討を行った。

その結果、変換器が一旦停止し再起動を行っても交流系、直流系共安定である。

b) 400MW連系時 (Fig. 6-12)

200MW連系時と同様の交流系統事故に対して検討を行った。

逆変換器運転では、連系点の短絡容量増強対策を行えば交流系、直流系共安定運転が可能である。

(3) 直流3端子連系

a) 200MW連系時 (Fig. 6-13)

2端子と同様の事故点でButuan HVDC S/Sのみを停止し再起動させた。このとき、Tongonan 発電機の出力は一定としている。

変換器が一旦停止し再起動を行ってもLuzon, Leyte, Mindanao のそれぞれの交流系統のみならず直流系統も安定である。

b) 400MW連系時 (Fig. 6-14, 6-15 および 6-16)

2端子と同様な解析を行った結果、

— 逆変換器運転では、短絡容量増強対策を行えば、交流系統、直流系統とも安定に運転出来る。(Fig. 6-14)

— 順変換器運転は最大 200MW まで可能であるが、同様の事故点で変換器を停止・再起動させても、交流系統・直流系統共安定である。(Fig. 6-15)

なお、この時 Mindanao 電力系統の水力発電機はほぼ Full 運転であり、このため、Tagoloan S/S ~ Aplaya S/S 間はかなり重潮流となり、今回の計算では定格を若干オーバーしている。

従って、実施設計に当たってはより現実的な電力系統において詳細な検討が必要となる。

— 逆変換器運転で Mindanao 島向け 400MW, Luzon 島向け 500MW の潮流条件下で Naga 変換所出口 500 kV 送電線 1 回線 3 LG-0 事故の場合も、Jaro 変換所側に若干の電圧変動が生じるものの安定運転可能である。(Fig. 6-16)

なお、本プロジェクトの第 2 期完成時に短絡容量増強対策として変換所に設置した同期調相機の容量については、1990 年、1995 年の代表年度における検討にとどまっております。最終容量の決定にあたっては SVC の適用をも含めてより現実的な電力系統に対応させて将来さらに検討すべきである。

6.3 まとめ

(1) Mindanao 電力系統について

- a) Mindanao 電力系統は Luzon - Mindanao 連系があるなしにかかわらず、Bislig 石炭火力 2 台運転時には安定度上 Butuan ~ Davao 間を 1 回線増強して 2 回線とする必要がある。
- b) 今後建設される火力 (Bislig および地熱) は安定度対策上 PSS 付き超速応 AVR を設置する必要がある。
- c) 200MW, 400MW 連系時でも既設設備に潮流ネックはない。
- d) 既設しゃ断器のしゃ断容量は特段問題なく、IEC 規格レベルで充分である。

(2) Leyte - Mindanao 連系時

- a) 交流連系 (AC 230 kV) 案は安定度上回線数増設などの膨大な対策を必要とし経済的ではない。
- b) 直流連系では本プロジェクトの第 2 期完成時安定運転対策として Butuan 変換所の短絡容量を増強する必要性から適量の同期調相機あるいは SVC を設置する必要がある。
- c) 直流 2 端子、3 端子の方式上の違いは特段なく、系統解析面からはいずれの方式も採用しうる。

Fig. 6-1 Mindanao Grid Impedance Map in 1995
 (% at 100MVA base) In case of 3 terminal HVDC Transmission System

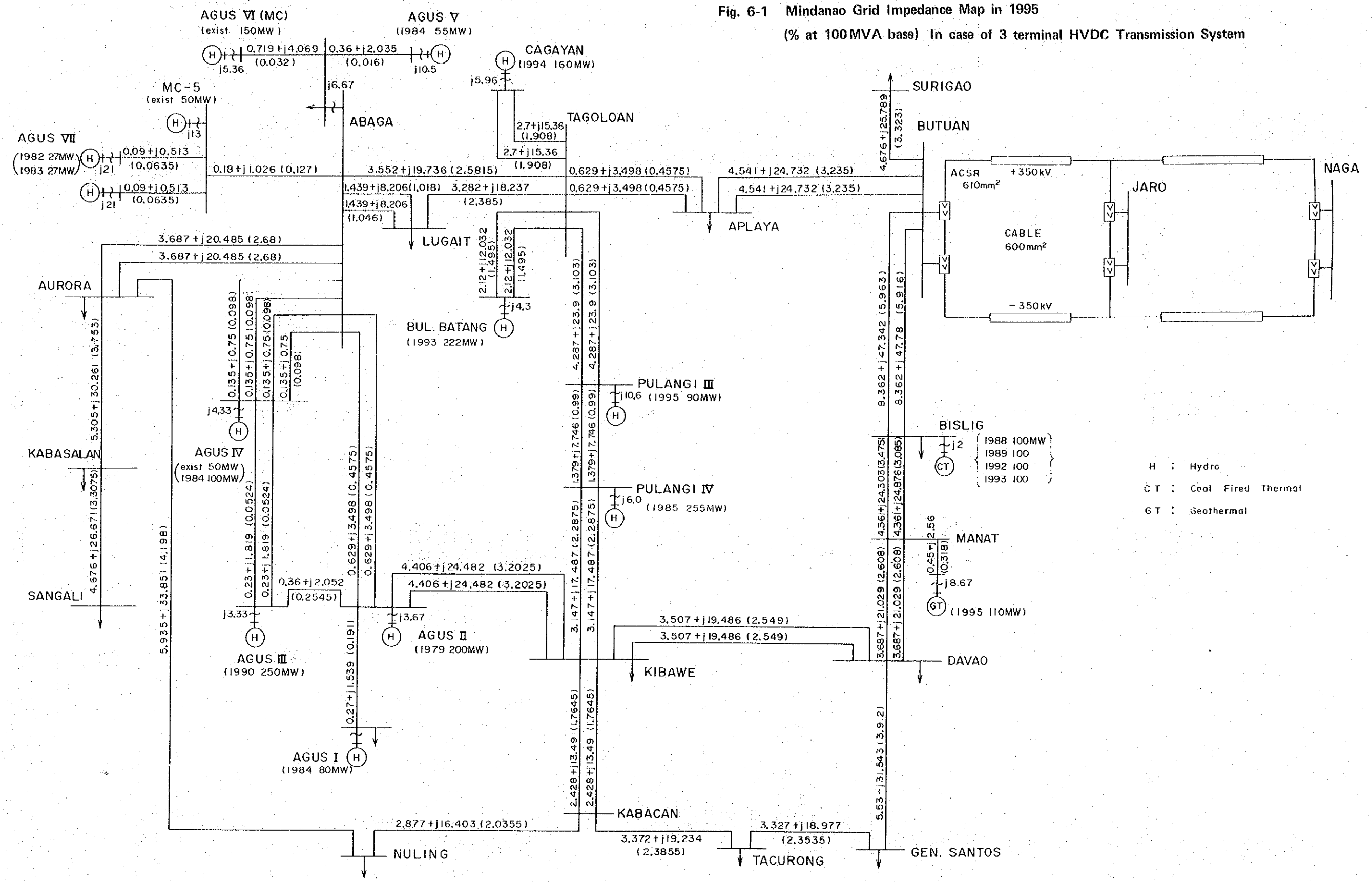


Fig. 6-2 Peak Power Flow in 1990

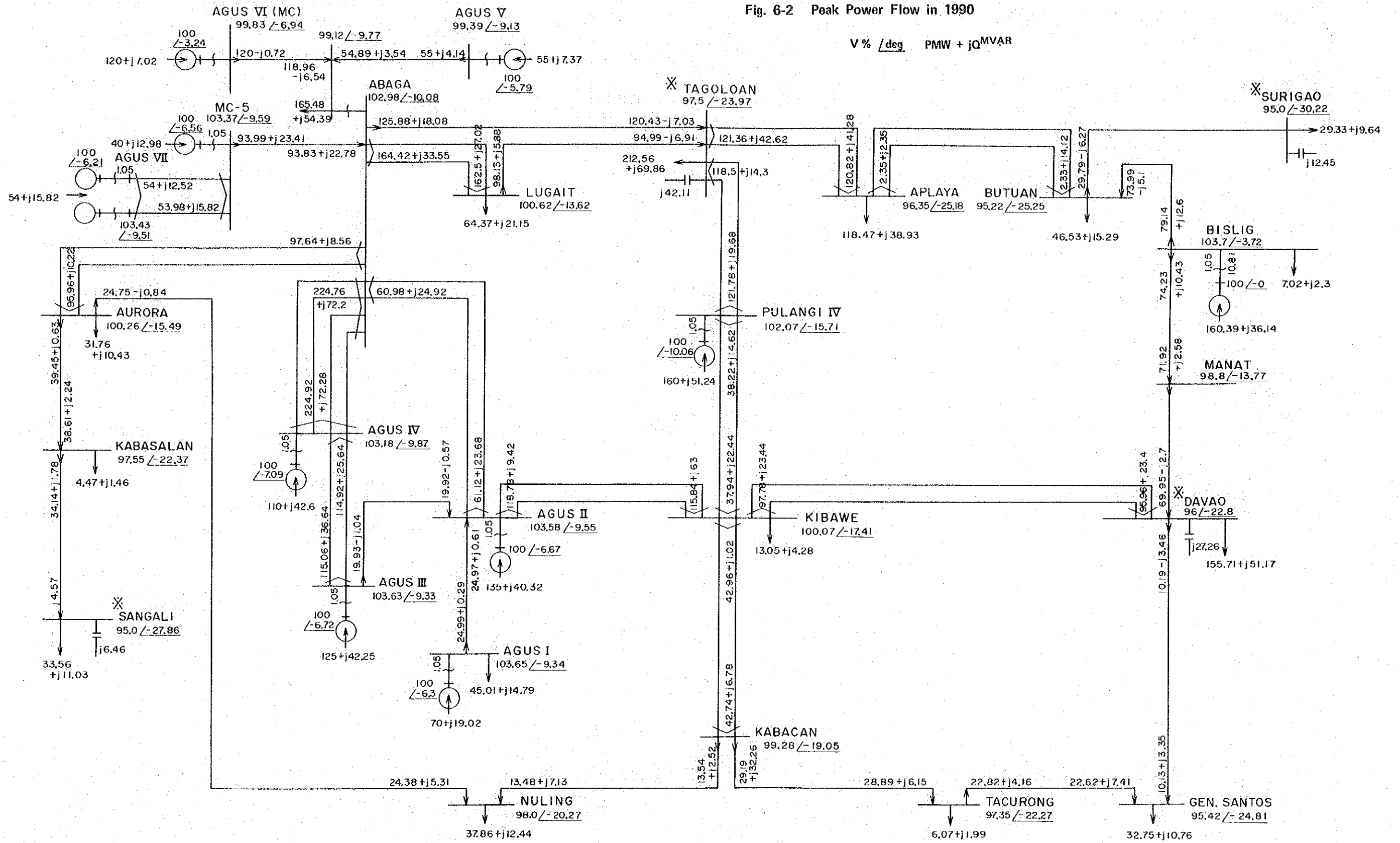


Fig. 6-3 Peak Power Flow in 1995

V % /deg PMW + jQ^{MVAR}

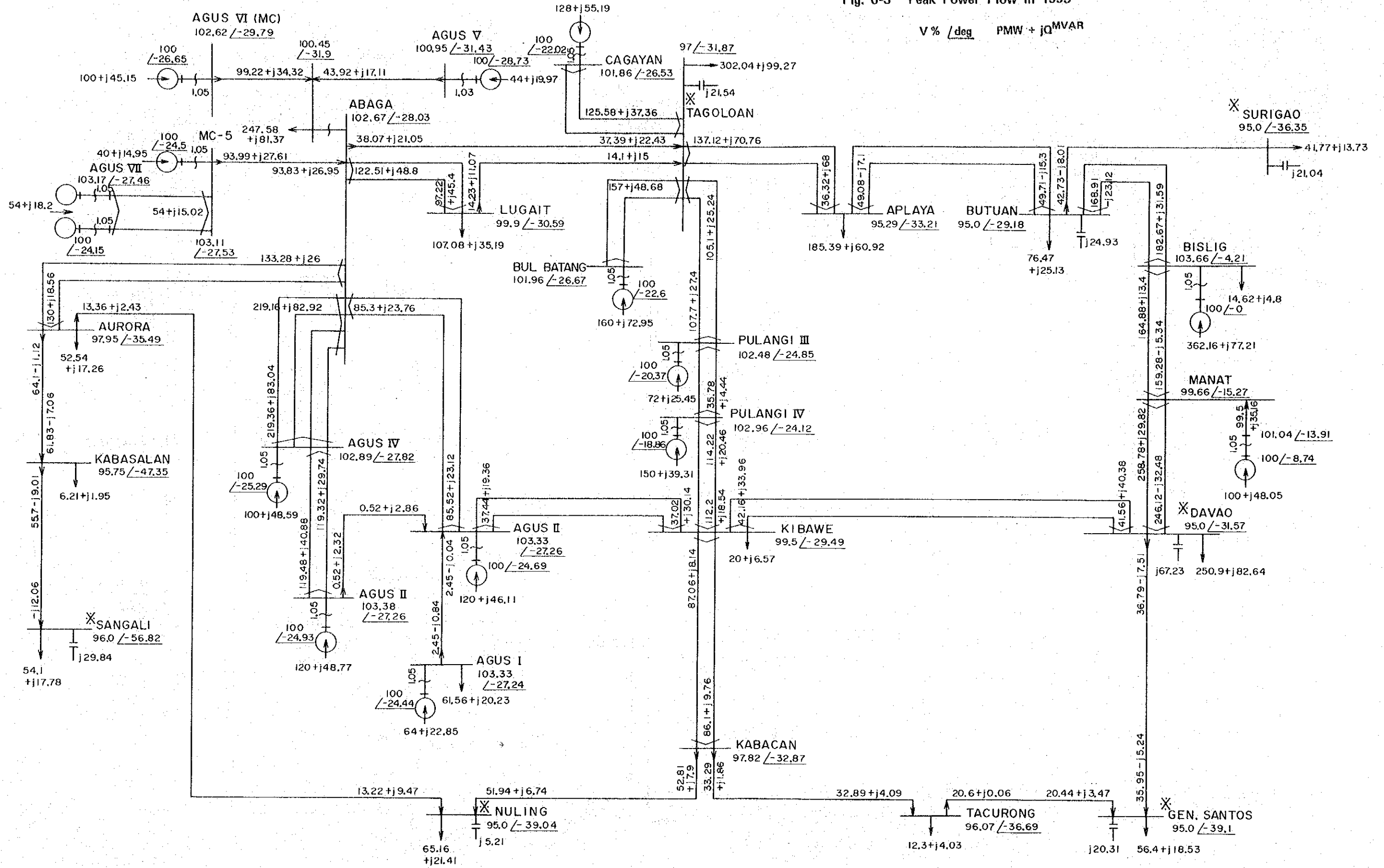


Fig. 6-4 Peak Power Flow in 1990
 in the case of interconnection of 200 MW PMW + jQ^{MVAR} V% /deg

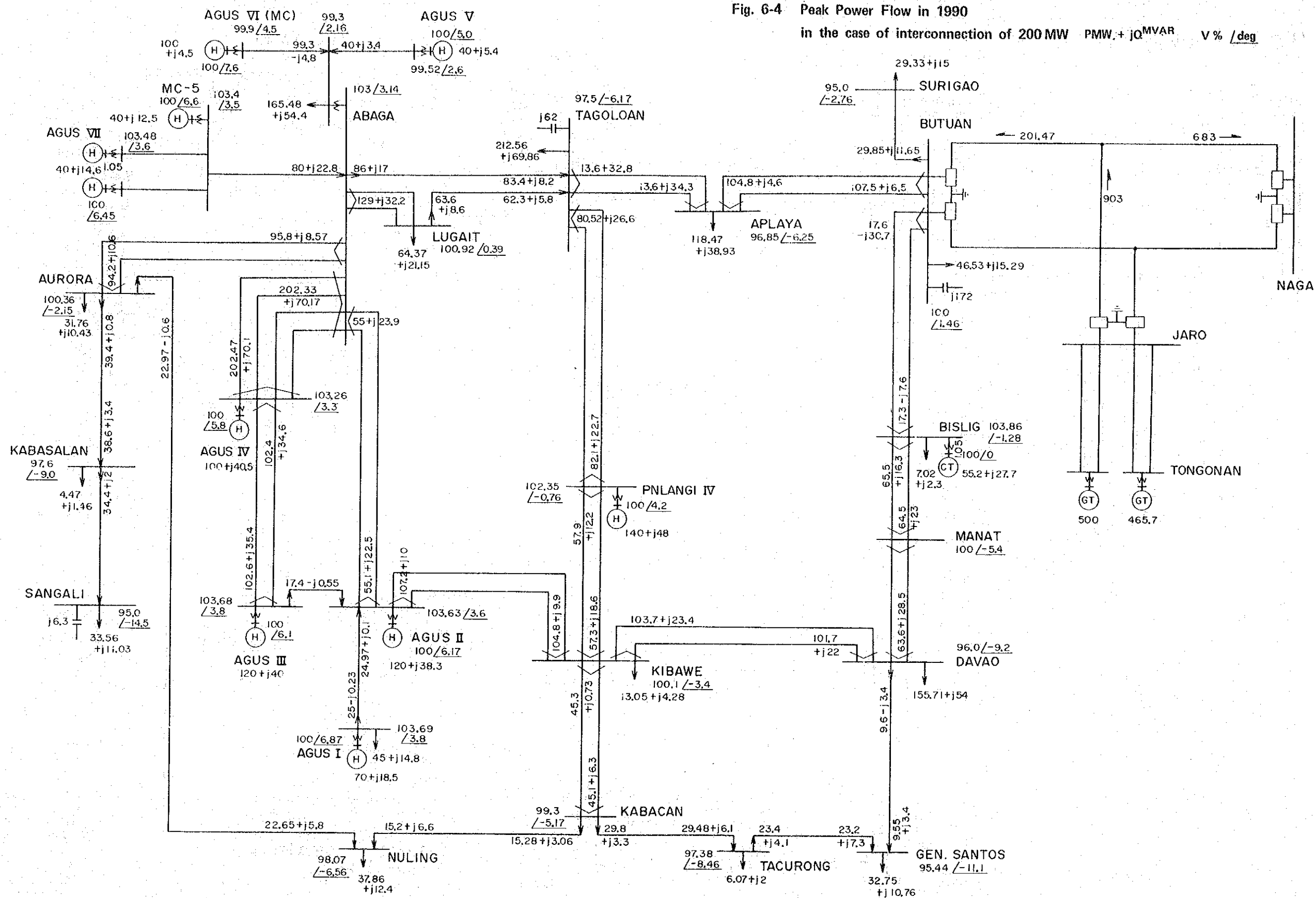


Fig. 6-5 Peak Power Flow in 1995
in the case of interconnection of 400 MW V % /deg PMW + jQ MVAR

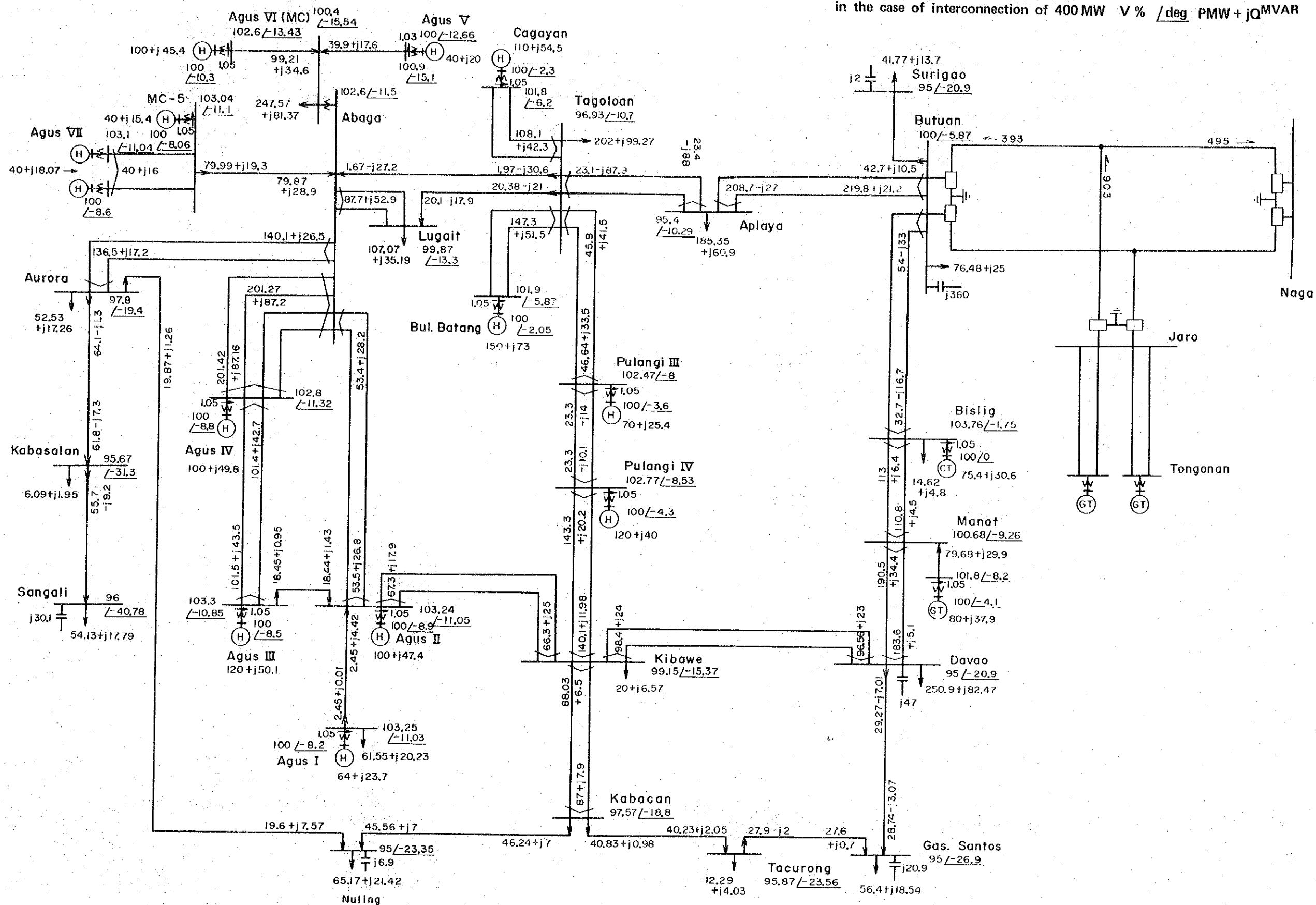
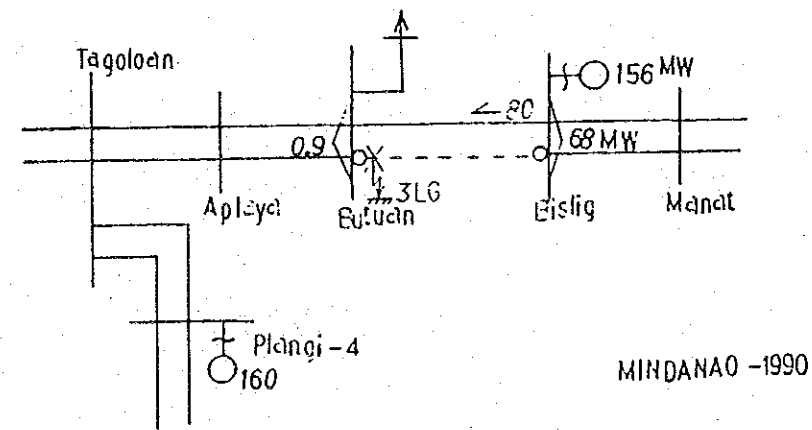
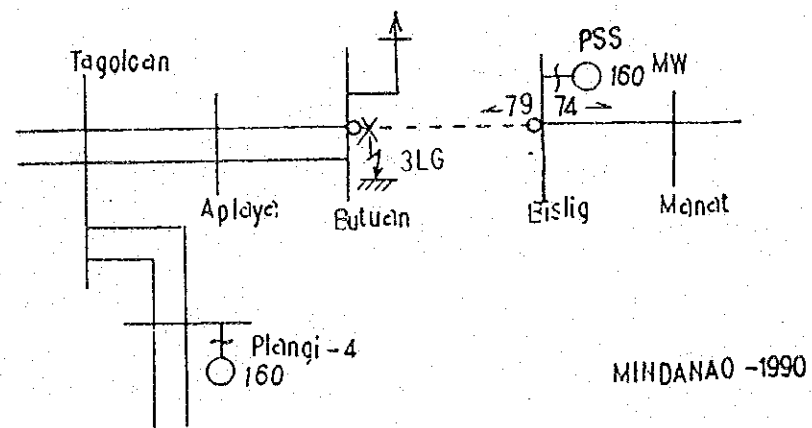
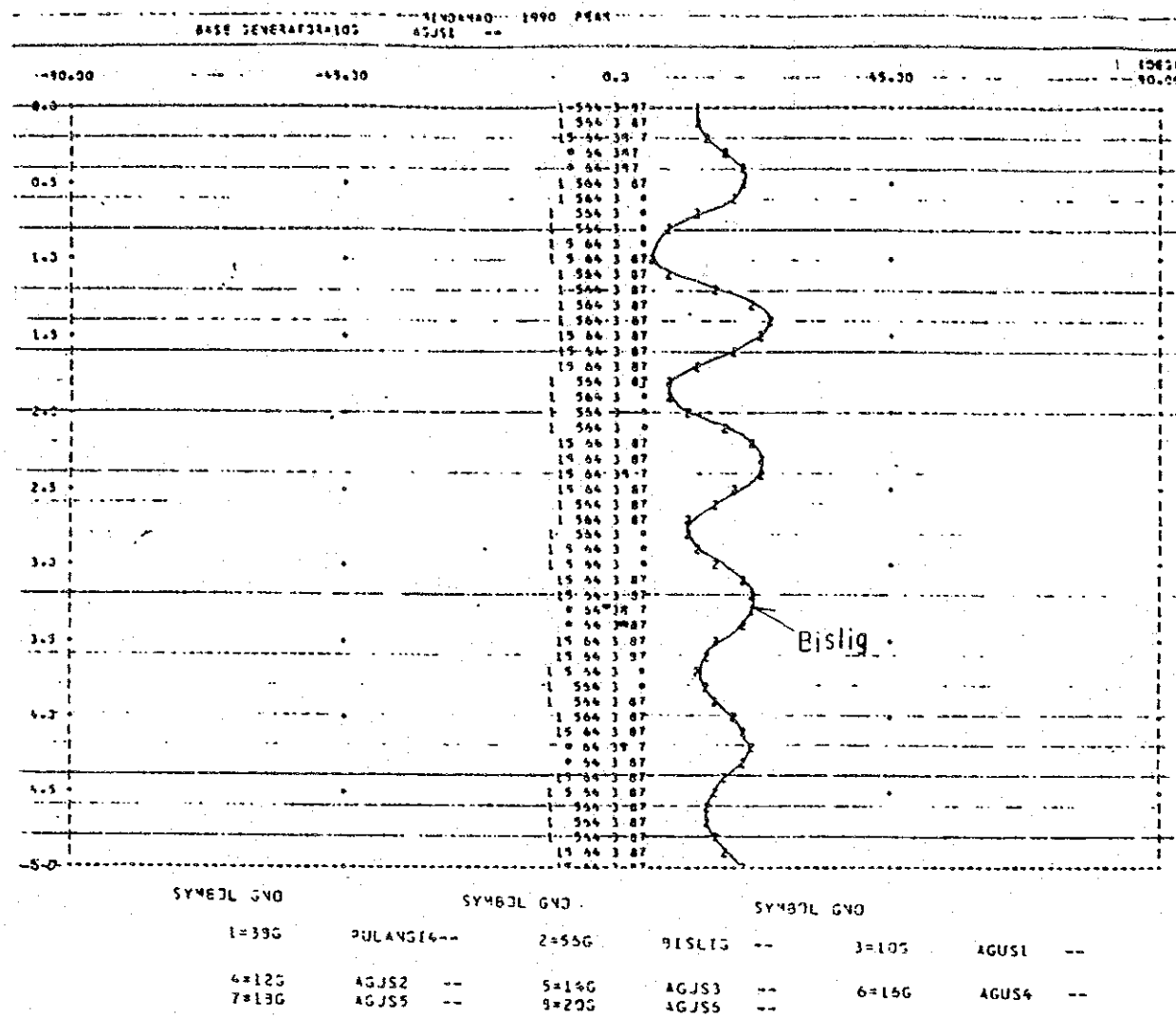
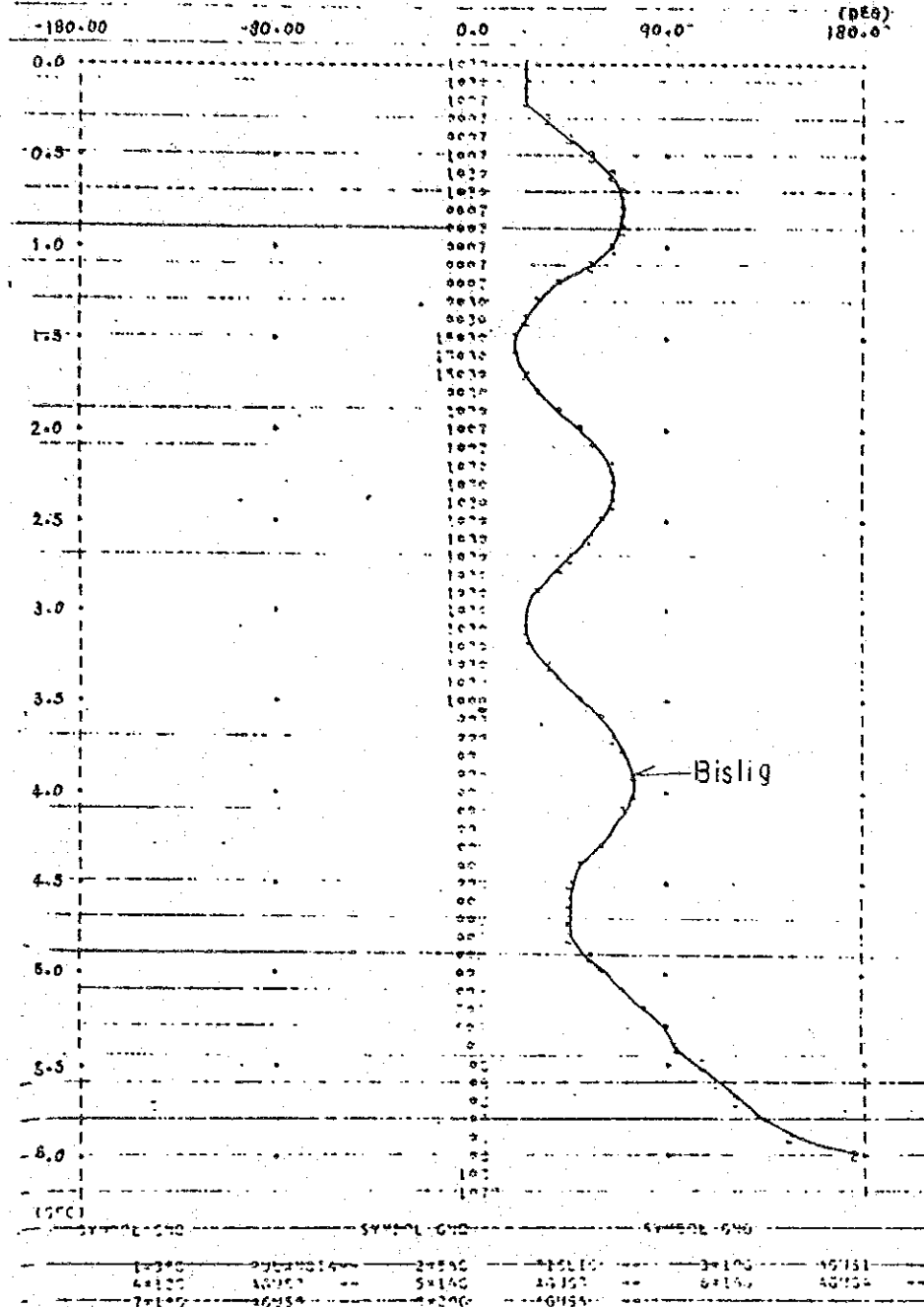


Fig. 6-6 Stability in 1990



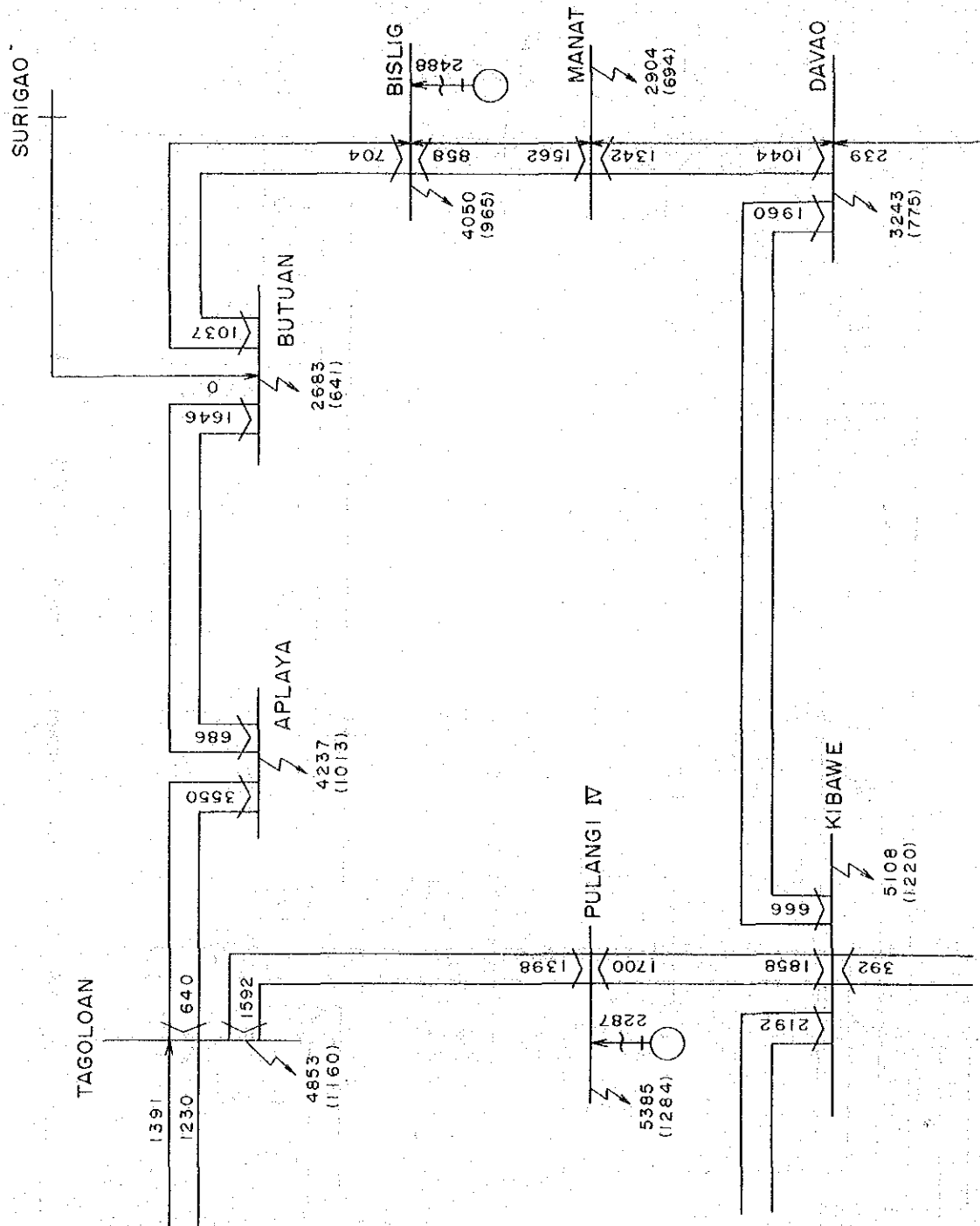


Fig. 6-7 Short Circuit Current and Capacity in 1995 A (MVA)

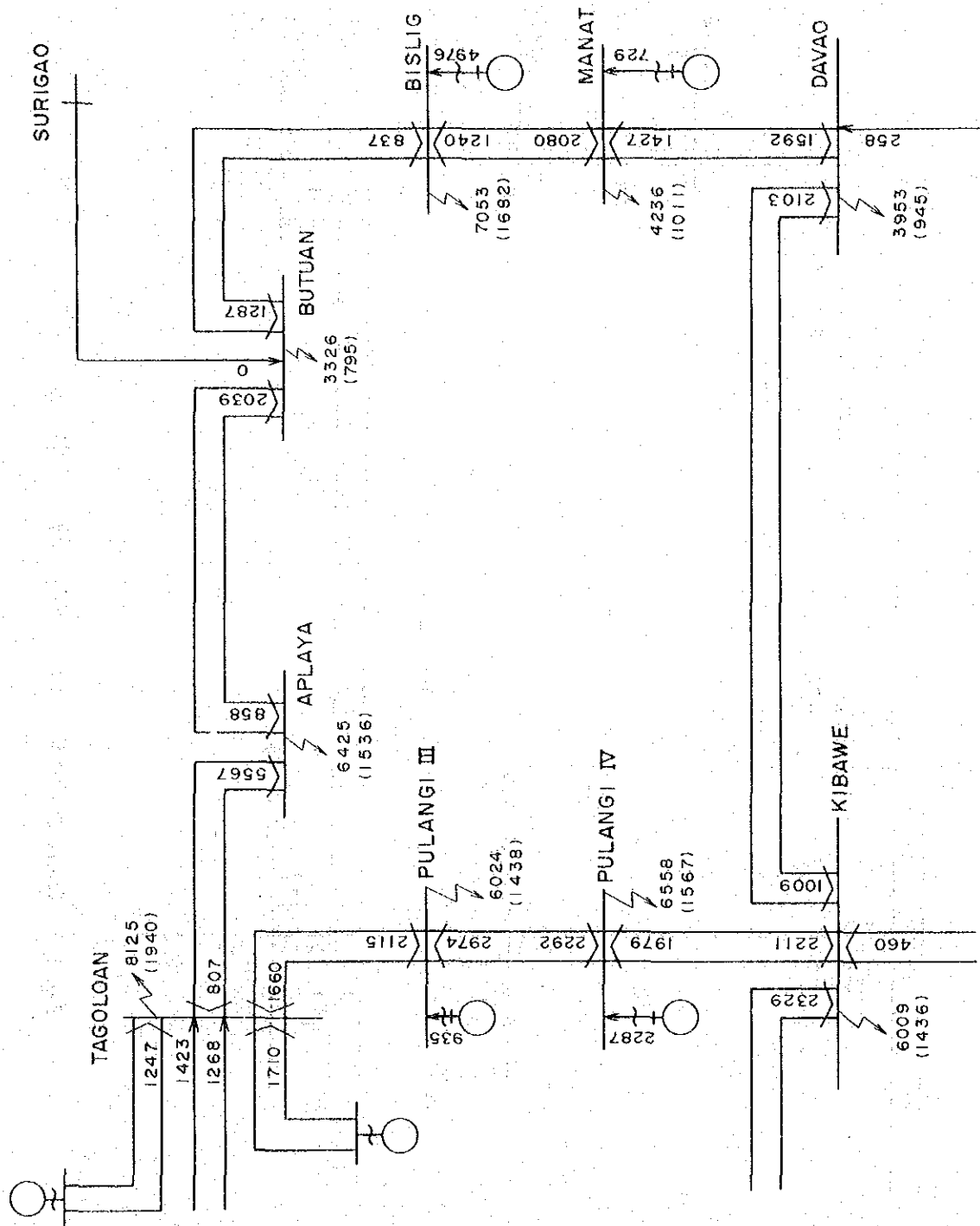
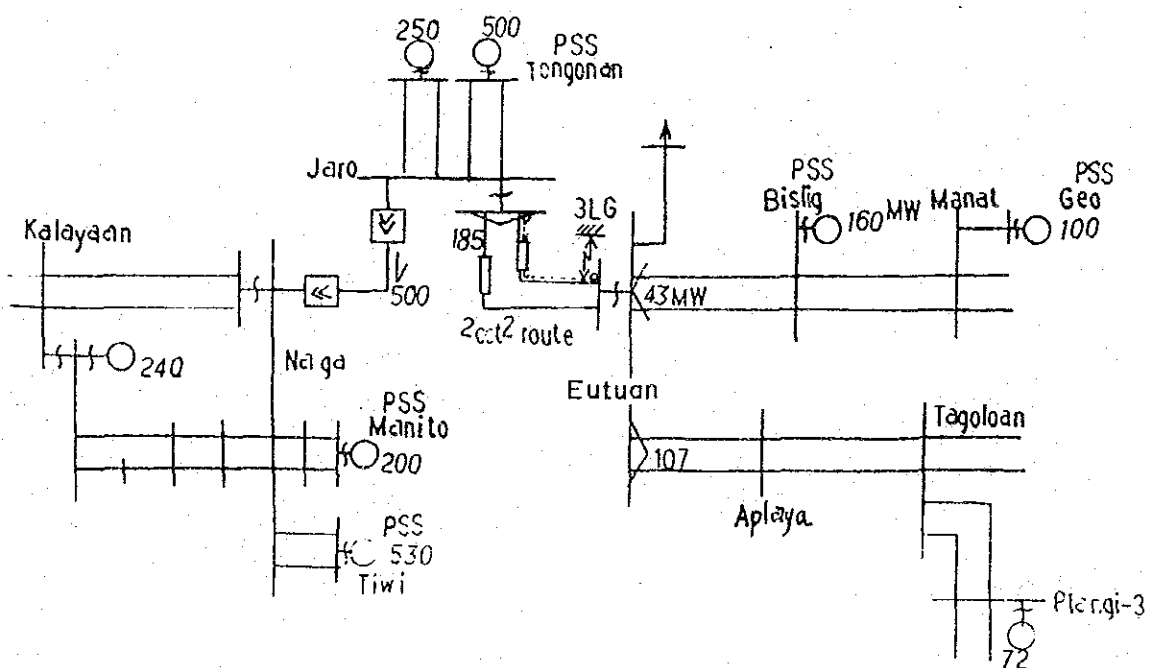
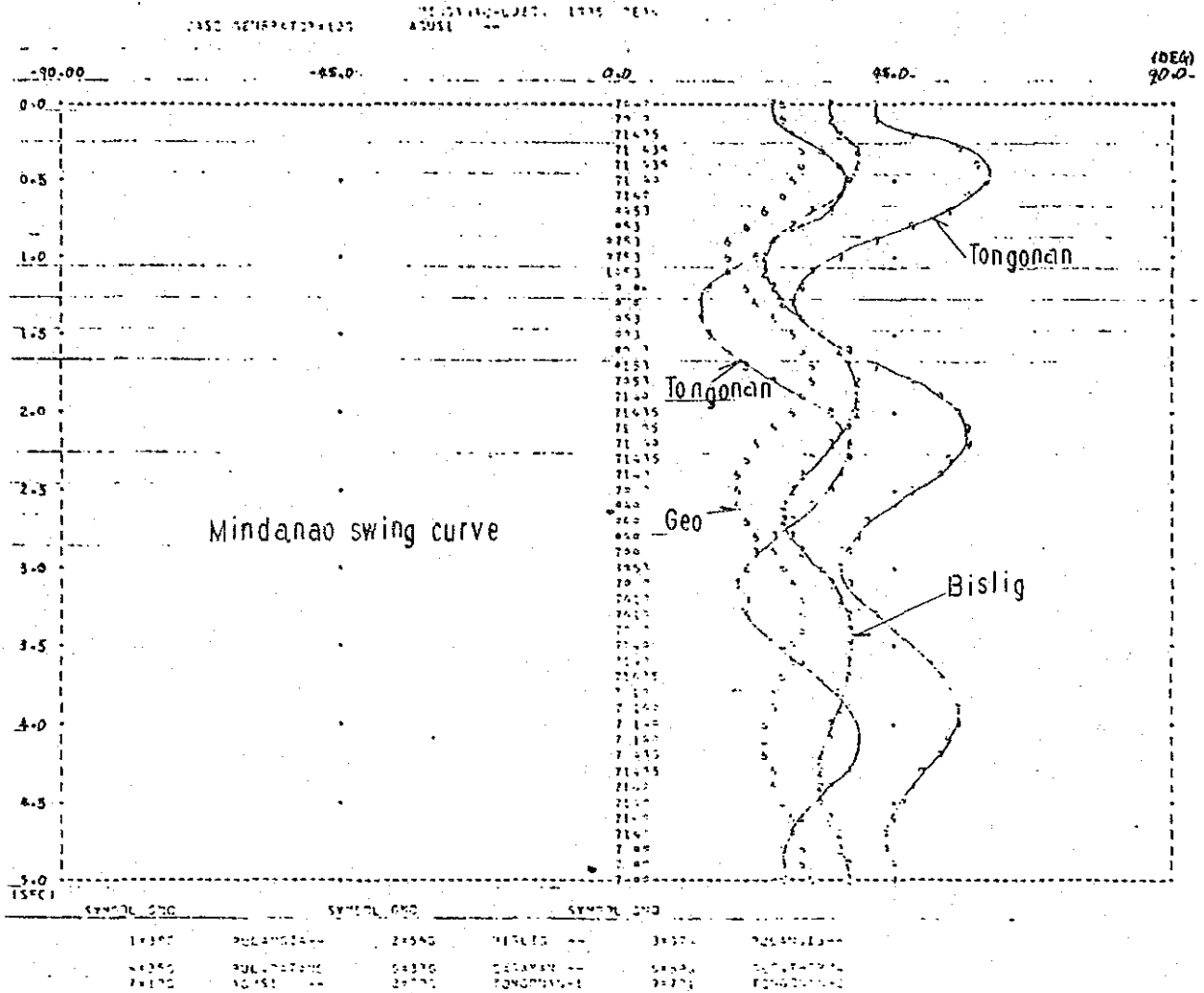
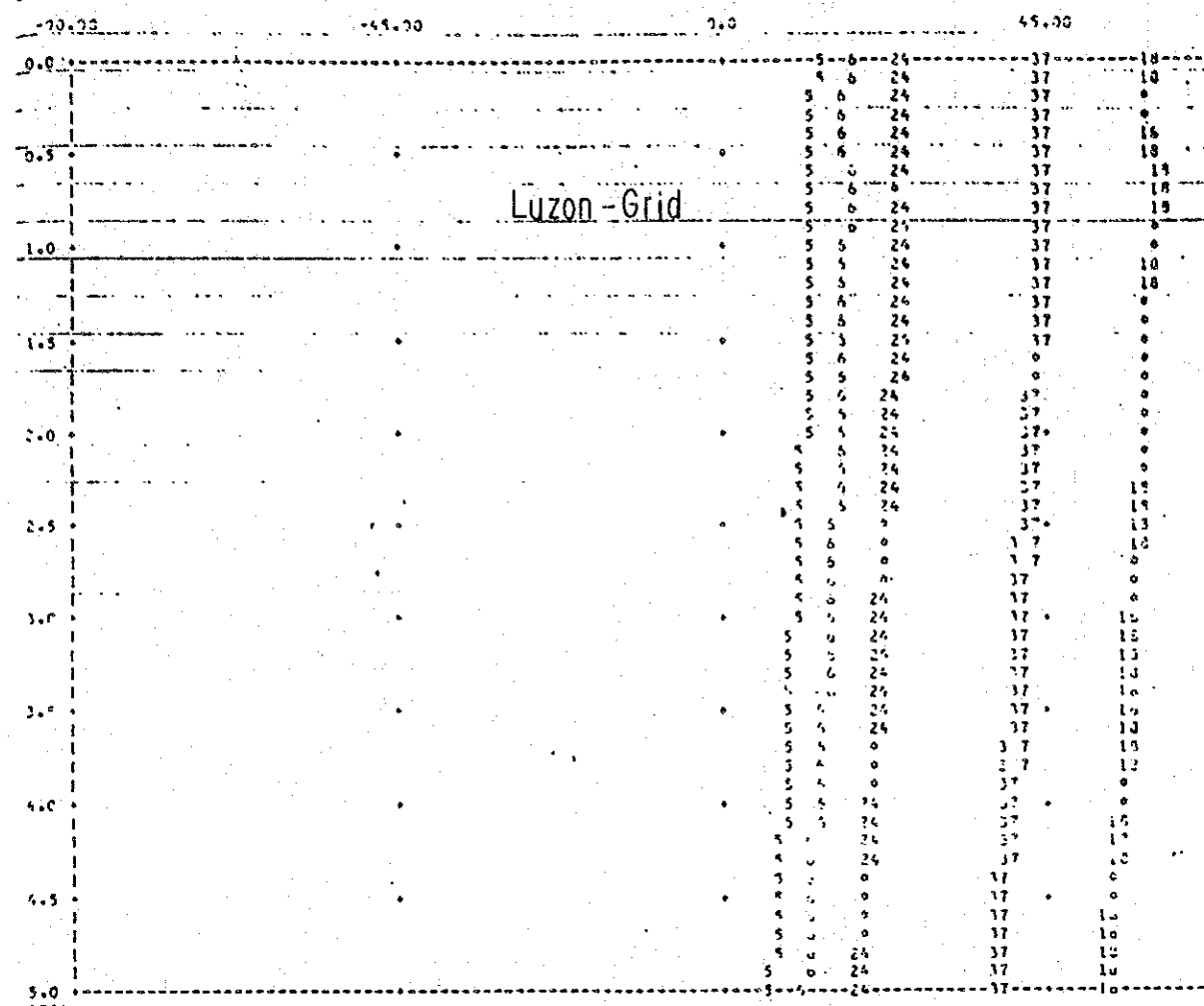


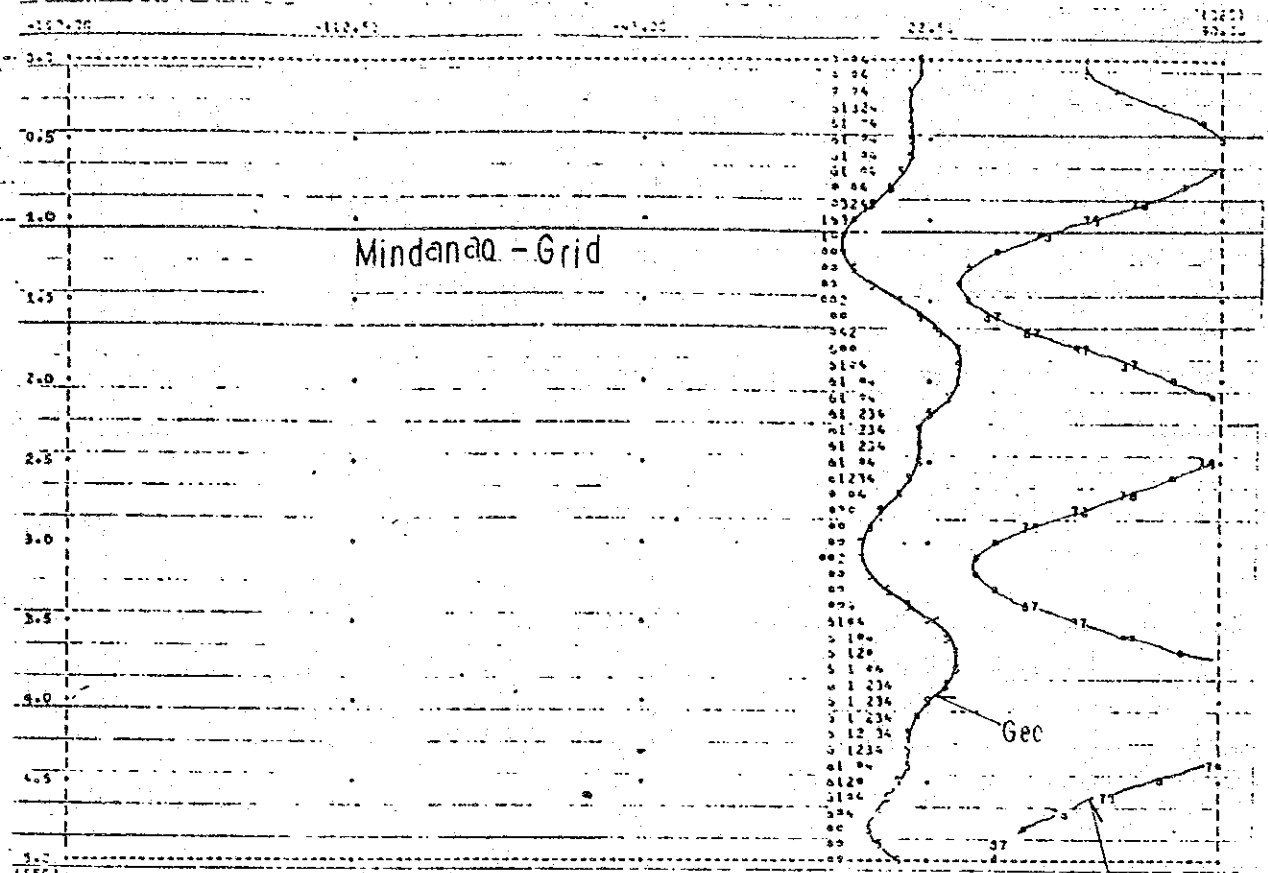
Fig. 6-8 Short Circuit Current and Capacity in 1990 A (MVA)

Fig. 6-9 Stability of AC 230 kV Transmission System Interconnection of 200 MW





SYMBOL GND	SYMBOL GND	SYMBOL GND	SYMBOL GND	SYMBOL GND
1=3	2=4	3=5	4=6	5=7
6=8	7=9	8=10	9=11	10=12



SYMBOL GND	SYMBOL GND	SYMBOL GND	SYMBOL GND	SYMBOL GND
1=375	2=375	3=375	4=375	5=375
6=375	7=375	8=375	9=375	10=375

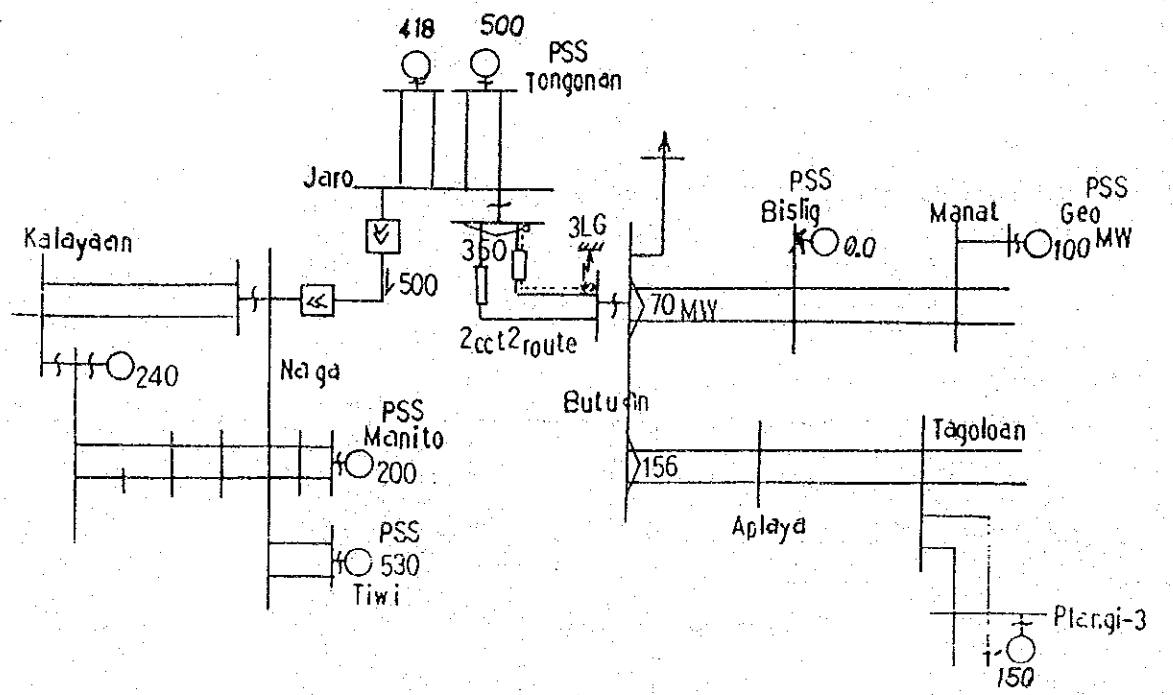
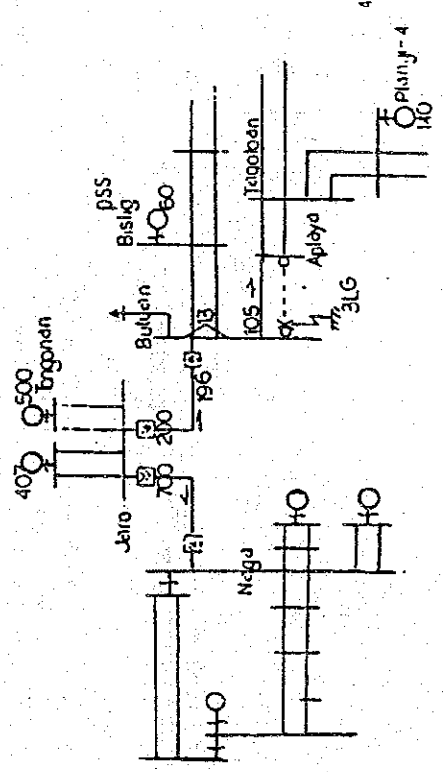
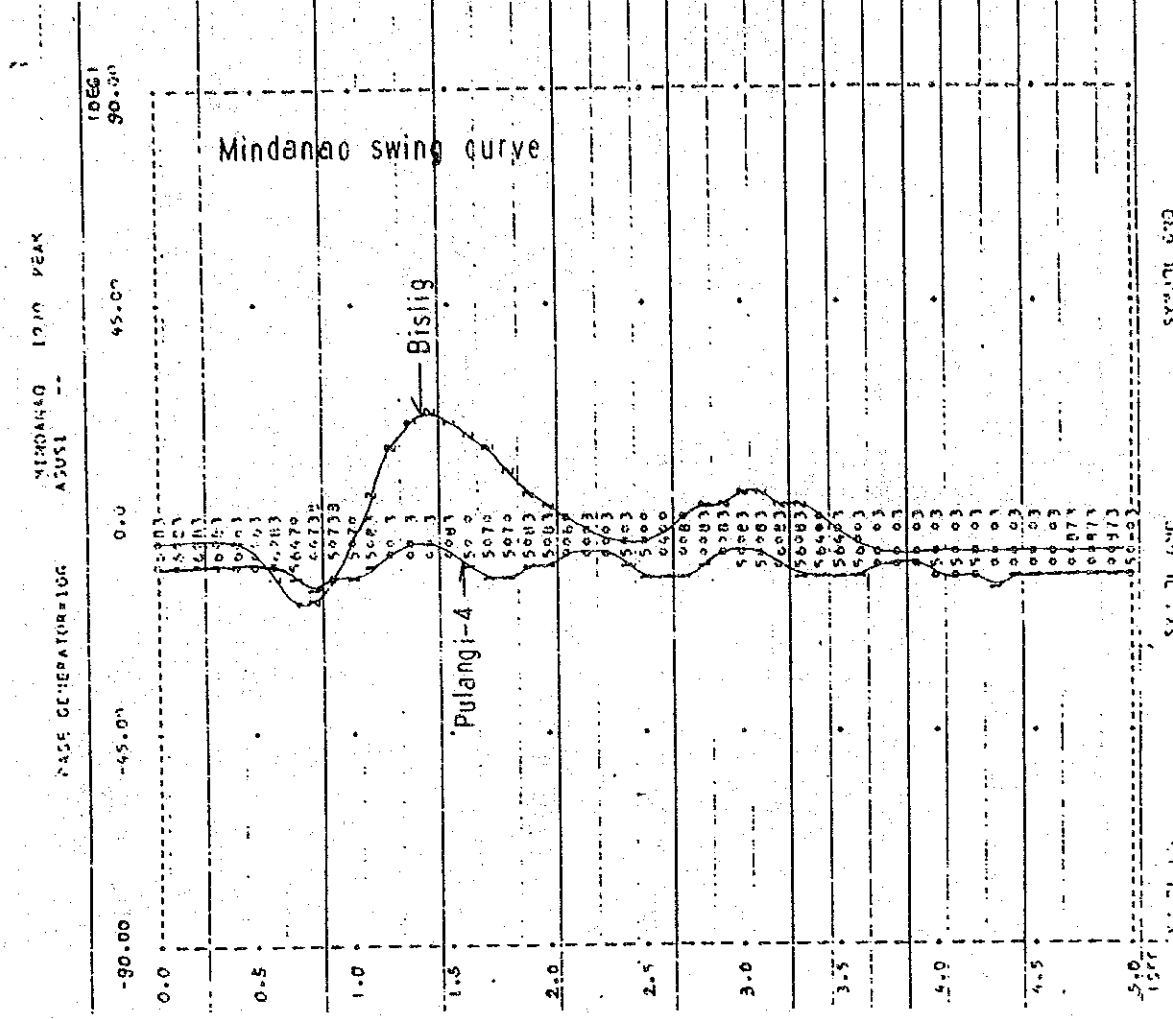


Fig. 6-10 Stability of AC 230 kV Transmission System Interconnection of 400 MW

Fig. 6-11 Stability in 1990
 2 terminal HVDC Transmission System
 3LG-O Line Fault on Mindanao AC Grid



Case	Generator	Log	Delta	Angle	Speed
5-120	AGUS2	--	5-140	AGUS3	--
7-110	AGUS5	--	8-200	AGUS6	AGUS4

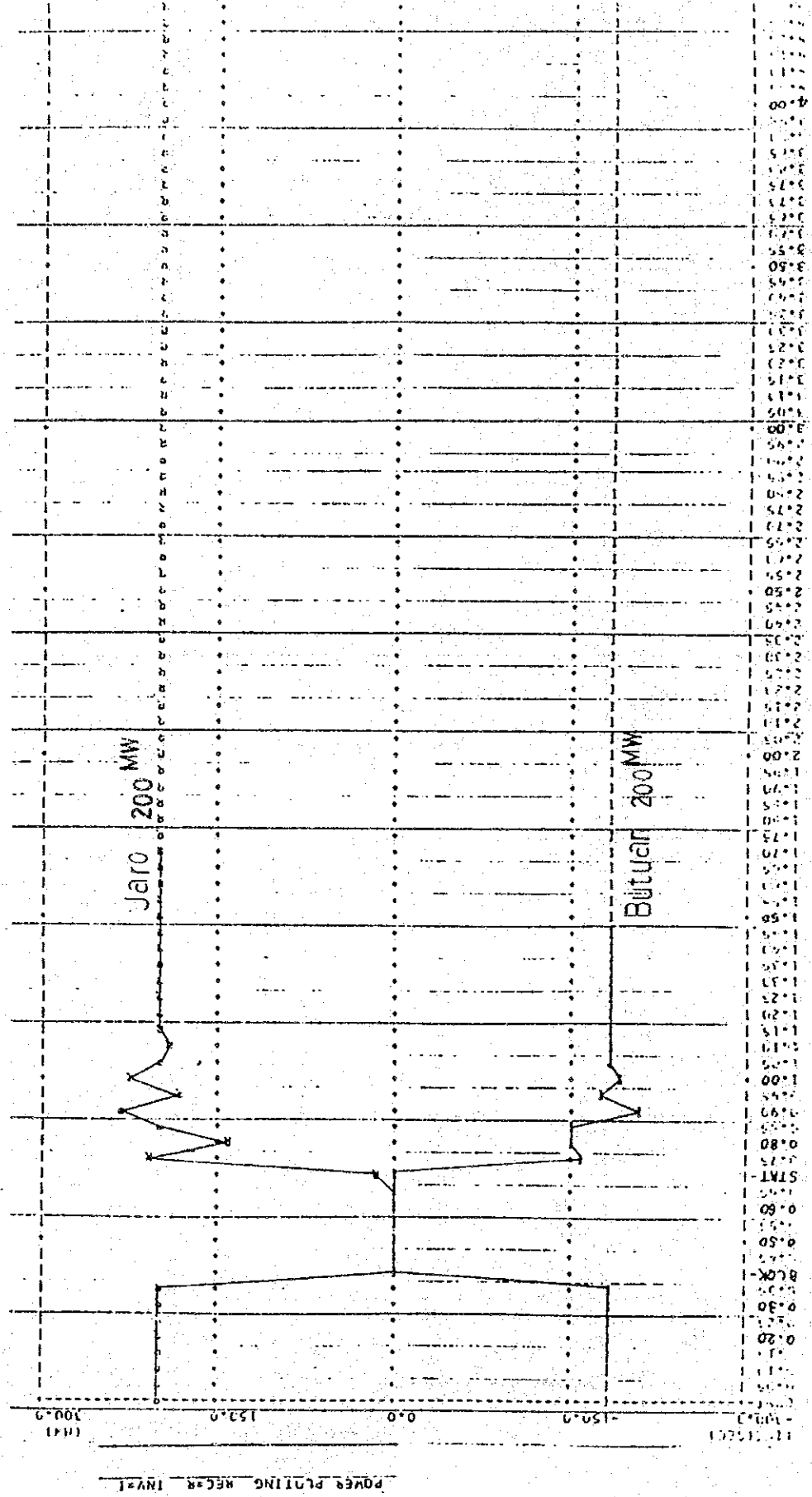
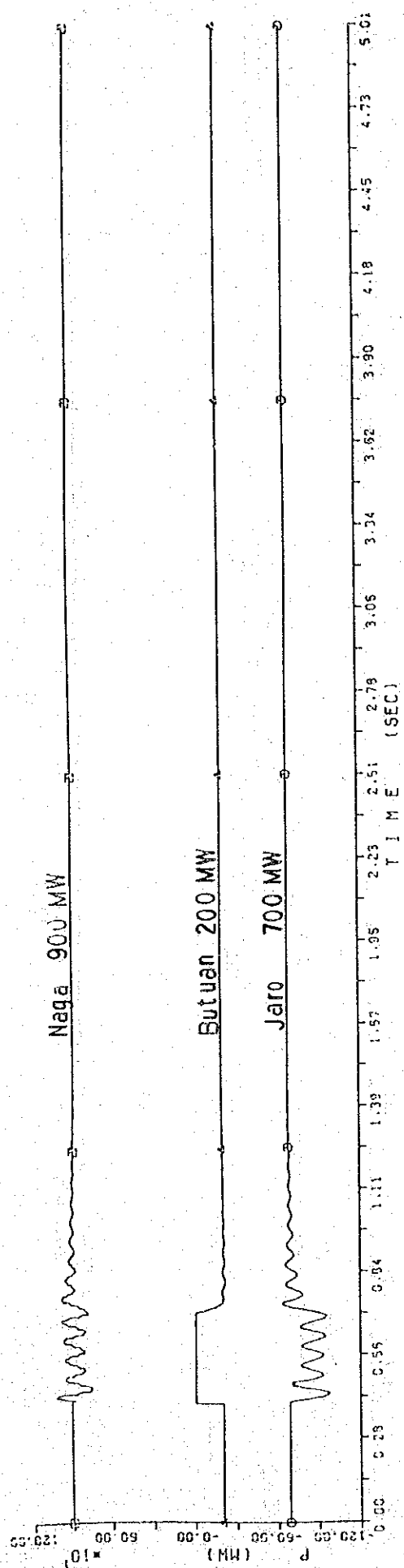


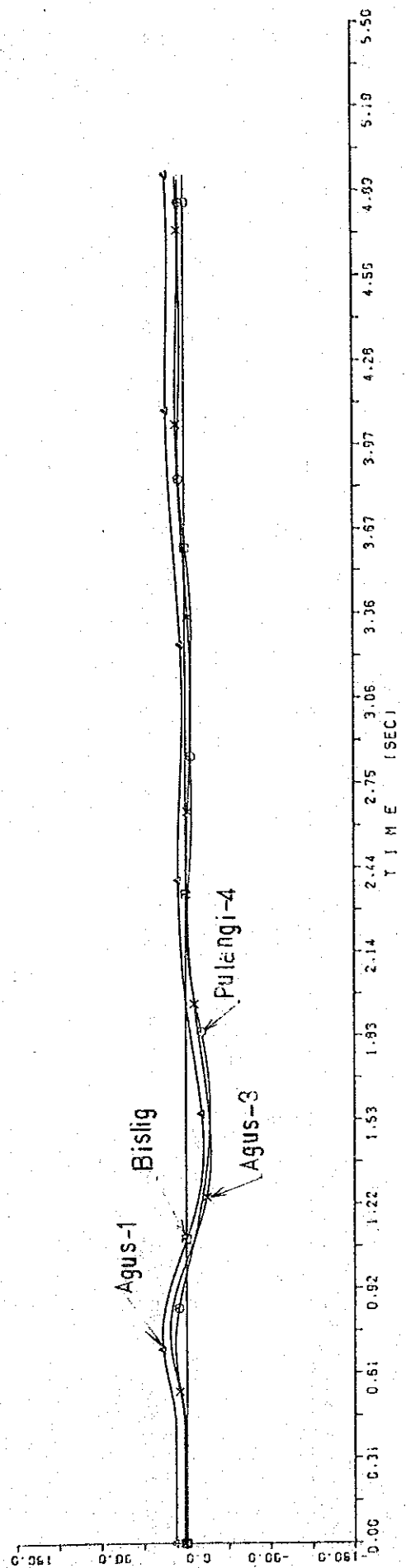
Fig. 6-13 Stability in 1990
3 Terminal HVDC Transmission System
3LG-O Line Fault on Mindanao AC Grid

ND	INV	MAX	MIN
27	-631.5	-631.5	-983.3
N520	0.0	0.0	-215.0
77	1022.9	1022.9	747.3
	REC		



MINDANAO SWING CURVE
MINDANAO-LUZON-1990 PEAK (DC-)

CASE	NAME	IB & S	MAX	MIN
1	550	ANG	0.0	0.0
2	350	ANG	12.4	-25.5
3	100	ANG	26.5	-18.7
4	140	ANG	18.2	-26.2



LUZON SWING CURVE
MINDANAO-LUZON-1990 PEAK (DC-)

CASE	NAME	IB & S	MAX	MIN
1	2	ANG	37.1	30.8
2	3	ANG	35.6	30.3
3	4	ANG	-1.8	-7.6
4	5	ANG	18.9	10.0
5	11	ANG	0.0	0.0

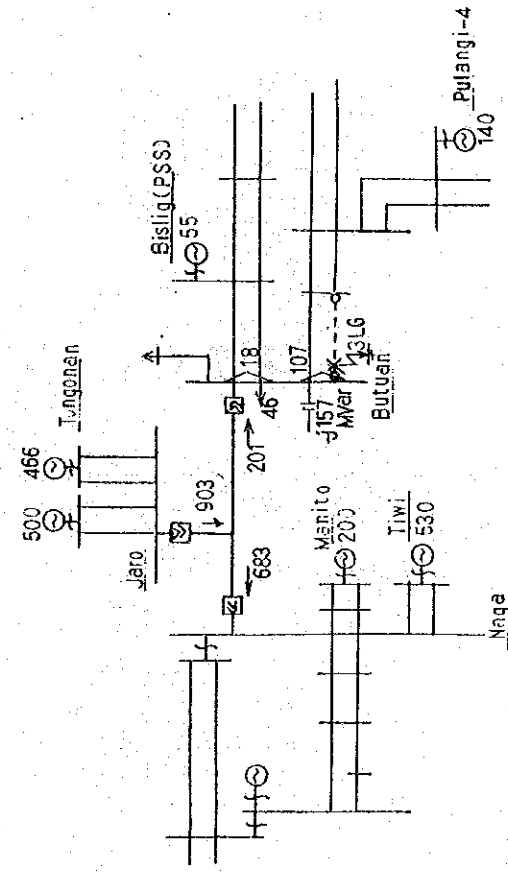
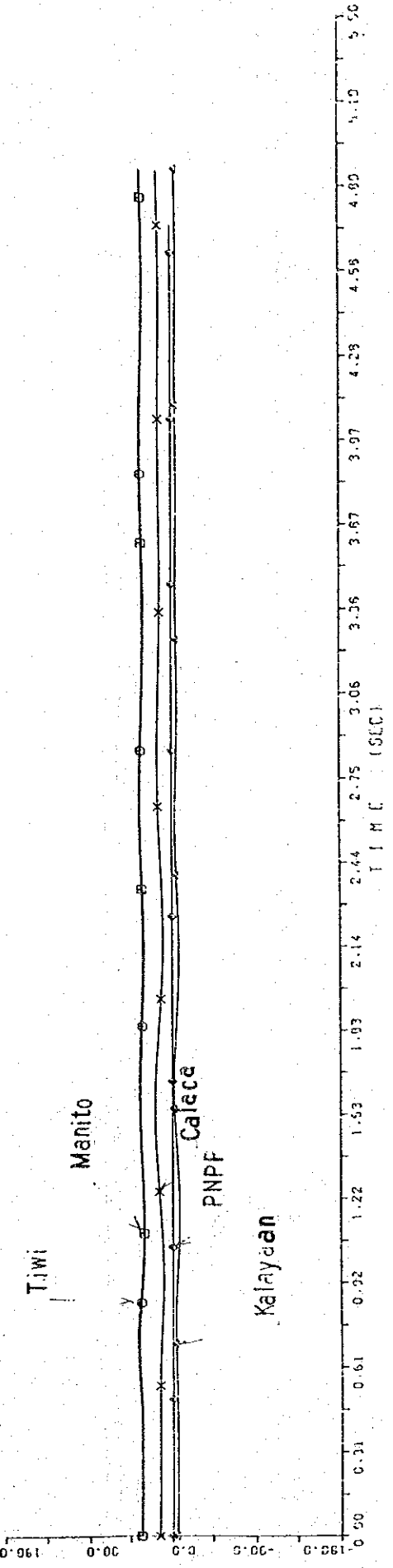
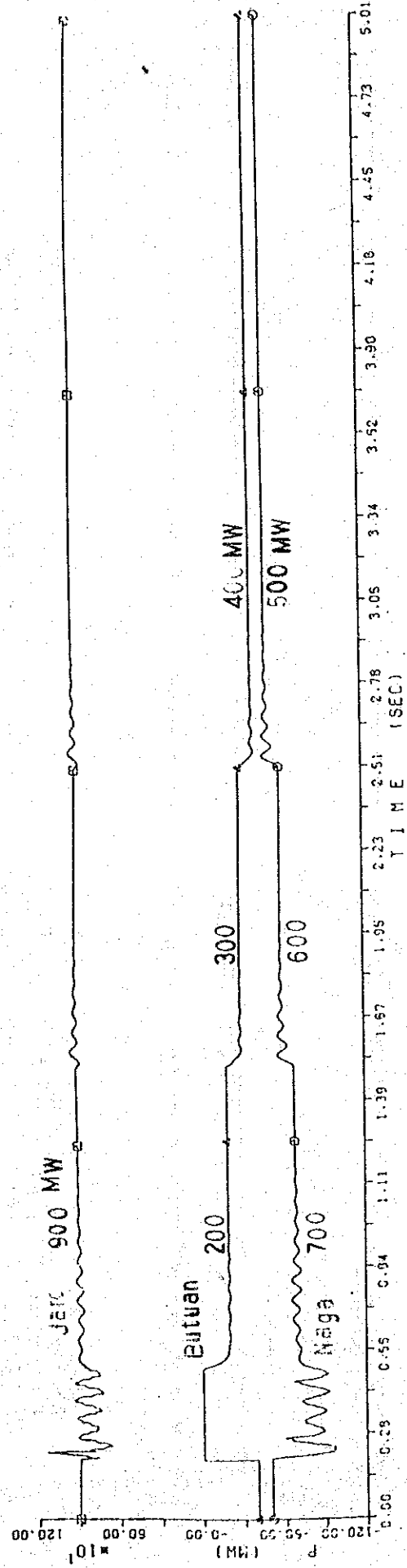


Fig. 6-14 Stability in 1995
3 Terminal HVDC Transmission System
3LG-O Line Fault on Mindanao AC Grid

MIN	MAX
-975.8	-457.6
-406.7	0.0
670.4	1147.3

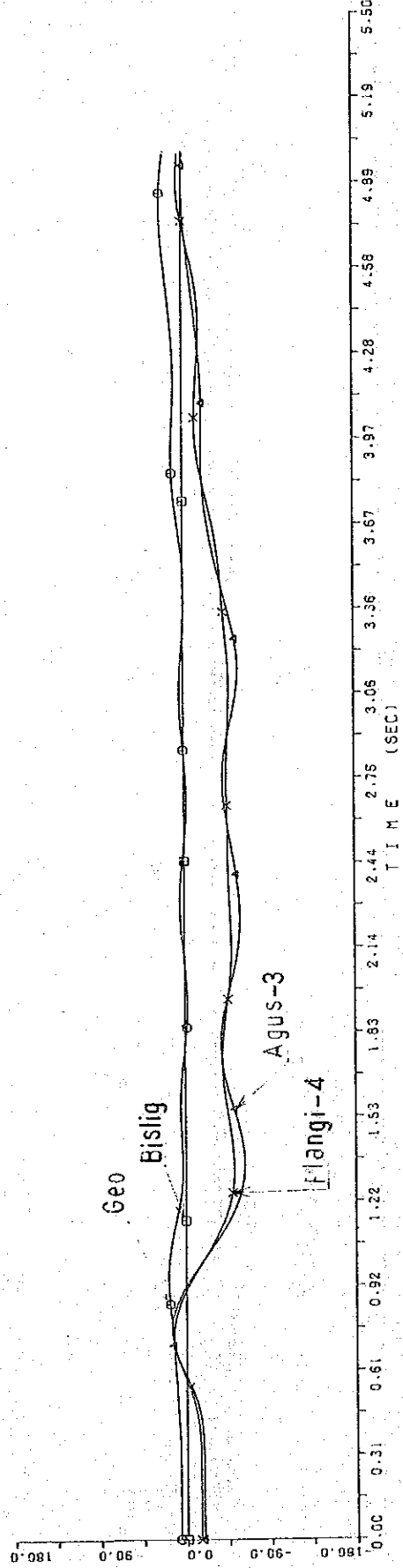
ND	INV	MAX
27	N520	-457.6
	INV	0.0
	REC	1147.3



MINDANAO-GRID SWING CURVE

MINDANAO-LUZON 1995 PEAK (DC)

CASE	NAME	SEC	MB S	MAX	MIN
1	S5C	1	ANG	0.0	0.0
2	S9C	1	ANG	23.7	-2.7
3	L4C	1	ANG	15.7	-62.6
4	38C	1	ANG	13.4	-51.4



LUZON-GRID SWING CURVE

MINDANAO-LUZON 1995 PEAK (DC)

CASE	NAME	SEC	MB S	MAX	MIN
1	3	1	ANG	20.9	11.6
2	4	1	ANG	-16.8	-22.1
3	5	1	ANG	4.7	-10.7
4	6	1	ANG	-15.3	-30.8

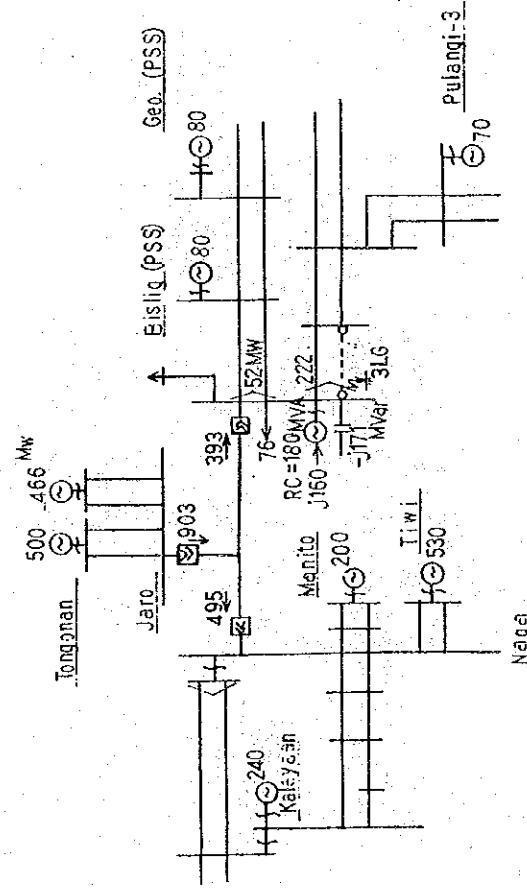
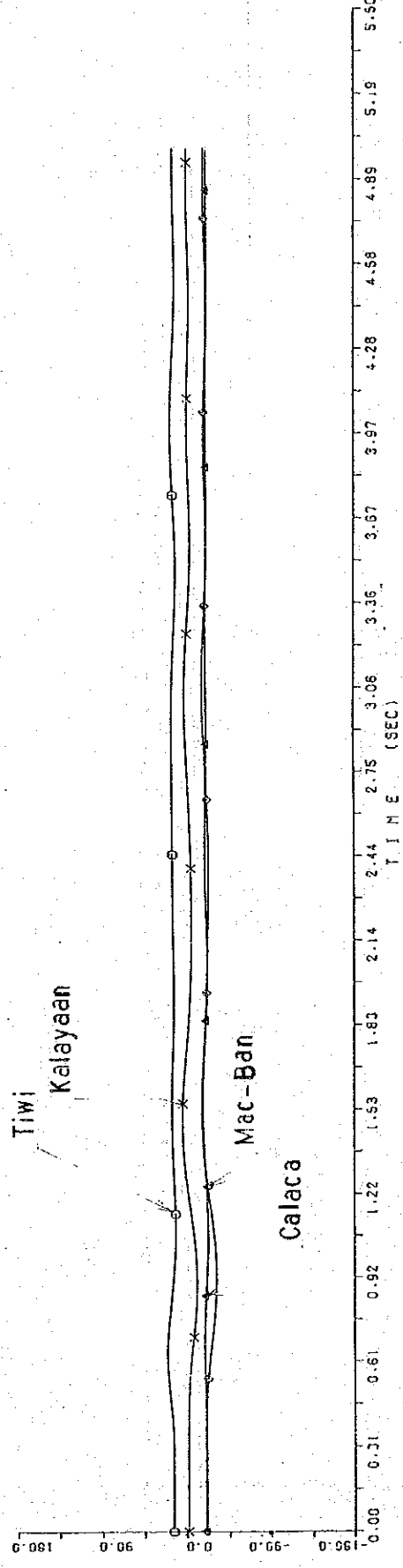
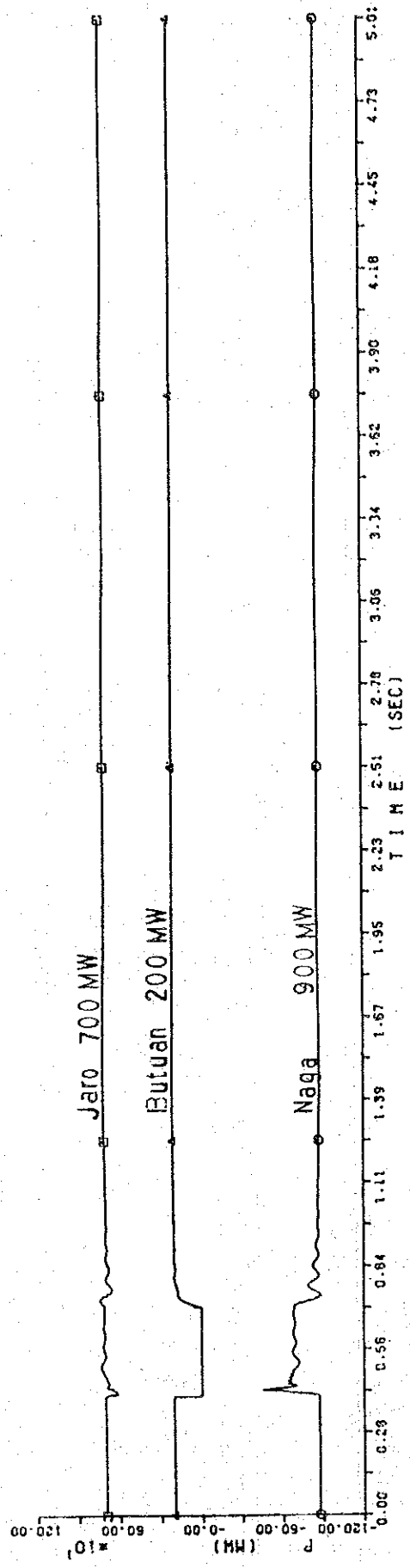
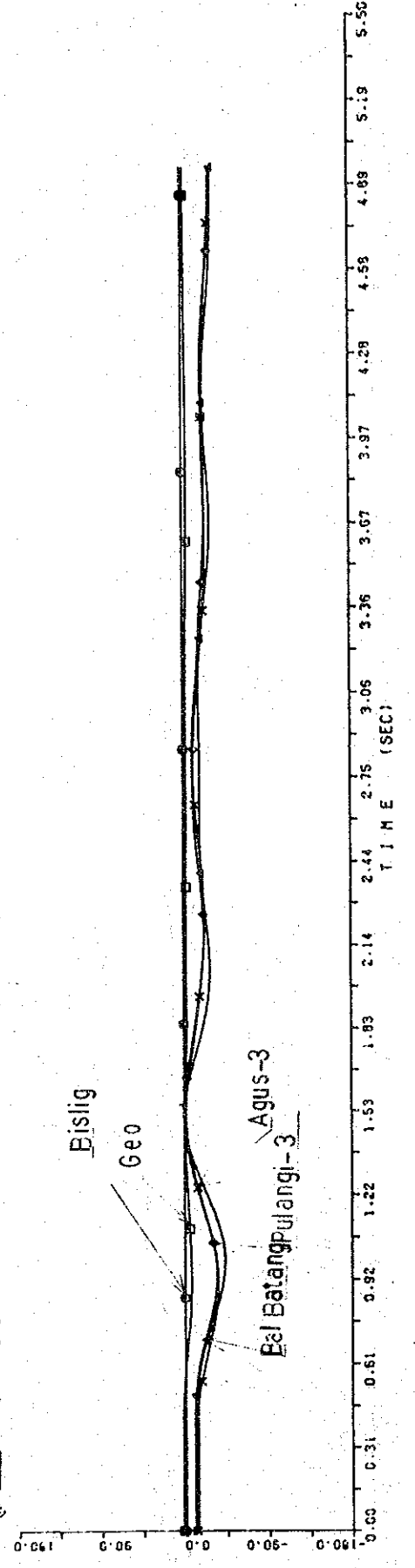


Fig. 6-15 Stability in 1995
3 Terminal HVDC Transmission System

ND	MIN
27	-868.0
N520	0.0
REC	610.0
77	
INV	MAX
REC	-452.9
	207.1
	736.8



MINDANAO-LUZON 1995 PEAK (DC)		M B &		MIN	
CASE	NAME	ANG	ANG	ANG	ANG
1	590	0.0	2.5	7.5	
2	580	0.0	0.0	0.0	
3	350	-2.2	-0.0	-43.5	
4	140	0.1	0.1	-36.1	
5	370			-35.1	



LUZON SWING CURVE		PEAK (DC)		MIN	
CASE	NAME	ANG	ANG	ANG	ANG
1	2	63.1	51.6	51.6	
2	3	61.3	50.4	50.4	
3	4	20.1	9.5	9.5	
4	5	40.8	27.7	27.7	
5	11	0.0	0.0	0.0	

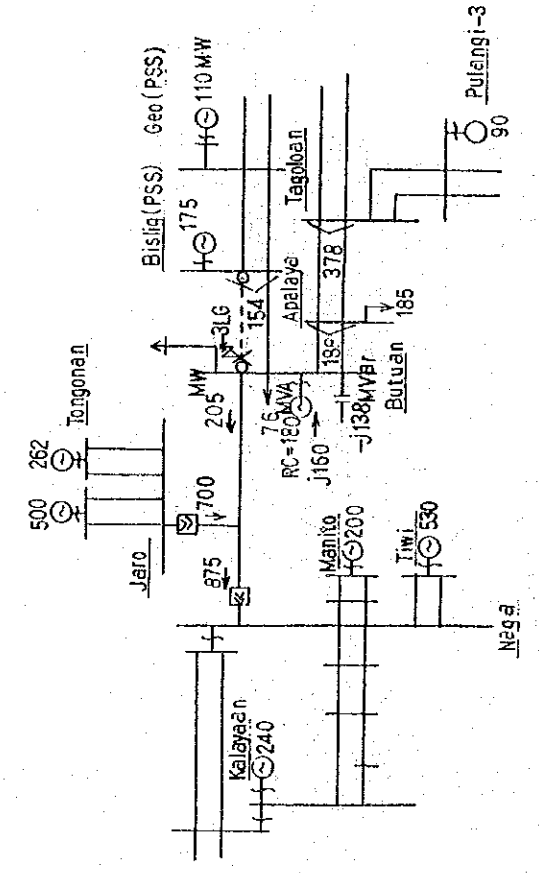
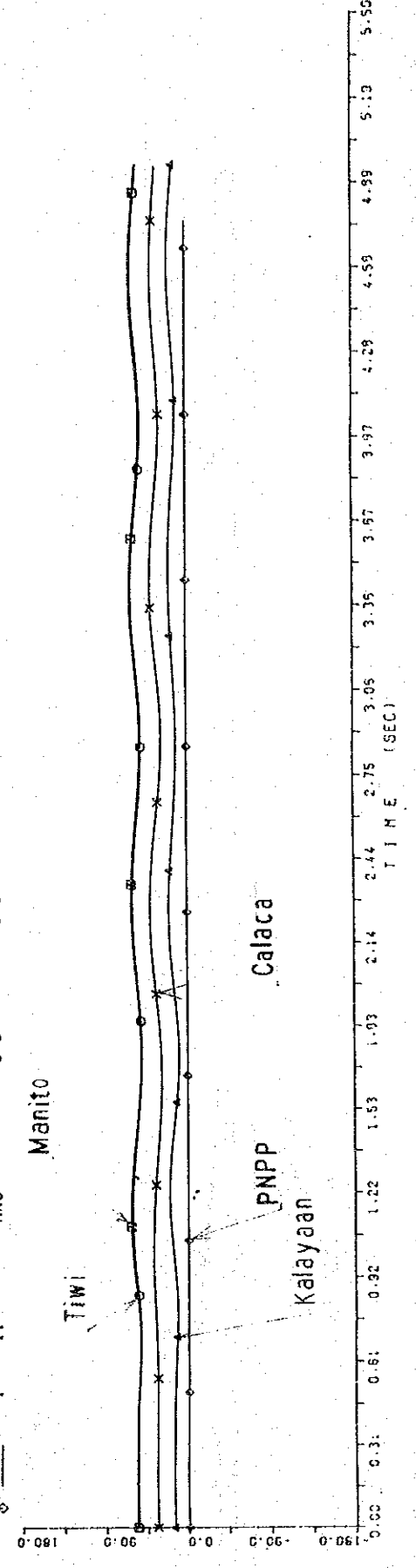
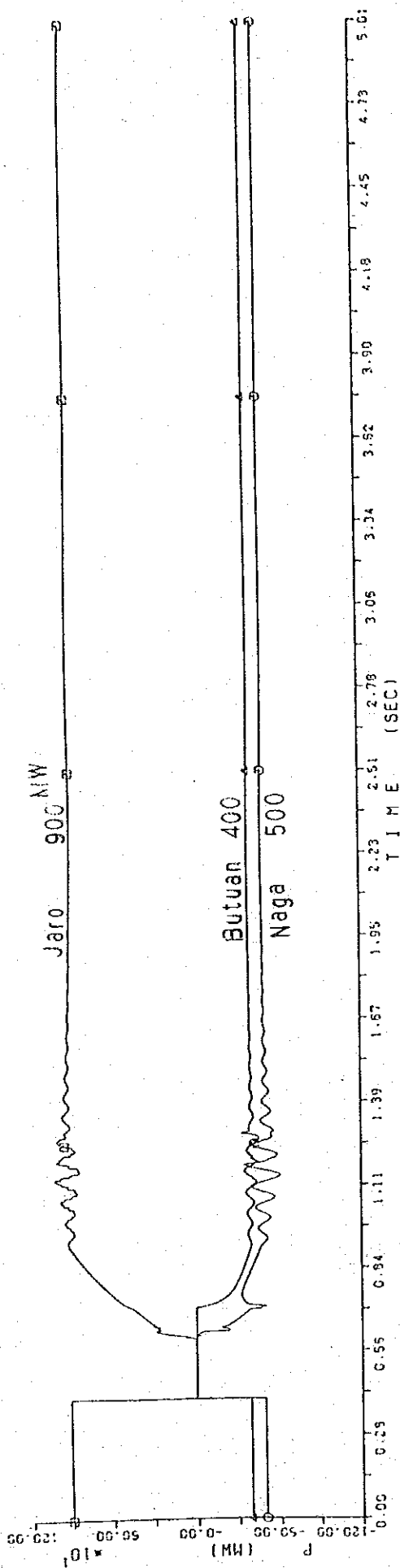


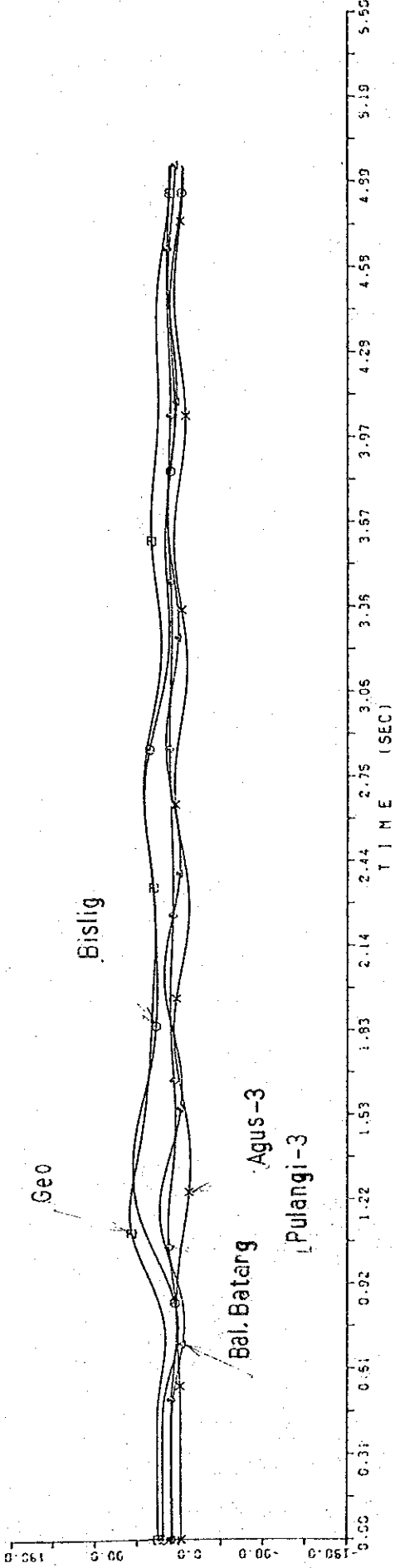
Fig. 6-16 Stability in 1995
 3 Terminal HVDC Transmission System
 3LG-O Line Fault on Luzon AC Grid

MAX 0.0
 MIN -616.7
 INV 0.0
 REC 1017.3
 INV -462.6
 REC 0.0

ND 27
 N520
 77



CASE	NAME	PERK (DC-)	MAX	MIN
1	500	ANG	52.2	0.4
2	550	ANG	49.1	-3.4
3	350	ANG	20.6	-5.9
4	140	ANG	5.9	-12.2
5	370	ANG	13.1	2.3



CASE	NAME	PERK (DC-)	MAX	MIN
2	2	ANG	35.2	15.2
3	3	ANG	34.4	14.2
4	4	ANG	-18.5	-21.6
5	5	ANG	10.8	-5.0
11	11	ANG	0.0	0.0

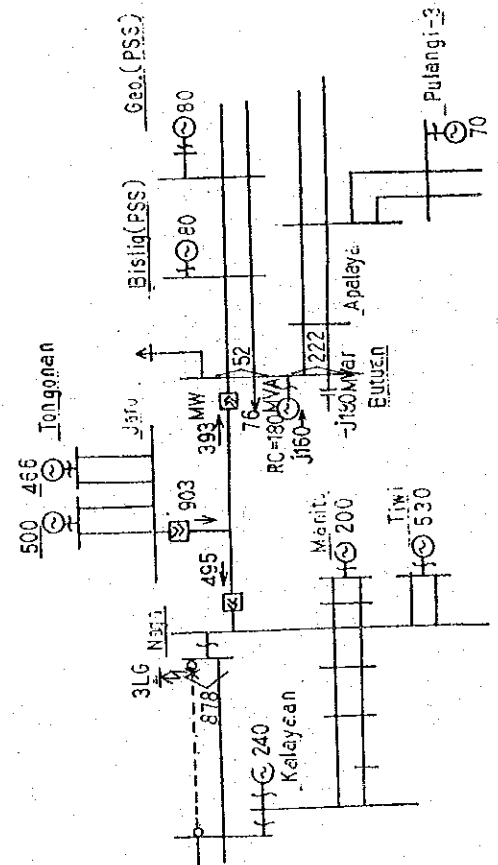
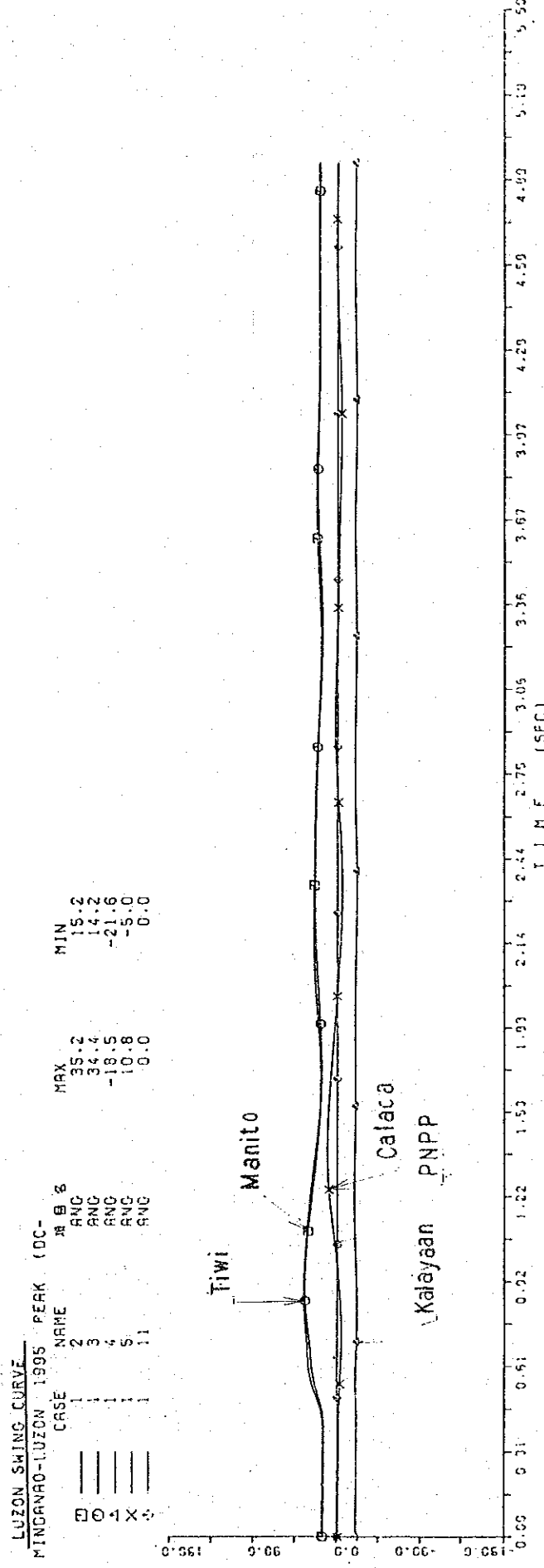


Table 6-1 Peak Load at Bulk Substations

Substations	1990 (MW)	1995 (MW)
Aurora	31.7	52.5
Kabasalan	4.4	6.0
Sangali	33.5	54.1
Lugait	64.3	107.0
Aplaya	118.4	185.3
Kibawe	13.0	20.0
Butuan	46.5	76.4
Davao	155.7	250.9
Abaga	165.4	247.5
Tagoloan	212.5	302.0
Bislig	7.0	14.6
Agus I	45.0	61.5
Surigao	29.3	41.7
Gen. Santos	32.7	56.4
Tacurong	6.0	12.2
Nuling	37.8	65.1
Total	1004.0	1554.0

