

en græddig i sagallækele en en glennigtelekelet skelet til en en geligt til kræde kelet en i til ellegskare sk Det fredtig i sagallækelet en en gjelse en skelet skrivet en en gjeligt skrivet ek ellegt en gjækare skrivet e	
도 있어 한다. 그렇게 되는 것이 되는 것이다. - 그렇게 하는 것이 말을 하는 것이 되는 것이 - 그렇게 하는 것이 말을 하는 것이 되는 것이 되었다.	- 1
	- 1 - 1
- 젊은통일은 사람들의 회장 있는 사람들은 물리는 가능한 의학으로 하는 것은 가는 것이라고 하는데	
그 살이 되지 않는 그는 그들은 살을 모양을 하면 되는 말을 보면 하는 것이 없는 말을 통한다면 다.	
도 하시 해보는 보고 있었다. 그는 사람들은 이번 경험에 되는 것이 되었다. 그는 사람들이 되었다는 것이 되었다. 그는 것이 되었다는 것이 되었다. - 사람들은 사람들이 되었다는 것이 많은 것이 되었다. 그는 사람들이 되었다. 그는 사람들이 되었다. 그는 사람들이 되었다. 그는 것이 되었다. 그는 사람들이 되었다.	. "
	34
그렇고 그 가능하다는 그들은 사람들이 된 학교들은 그 그는 그들은 사이를 하다고 했다.	
그 책임으로 이렇게 하고 있을 것 같아요. 그는 경기 나는 사람들은 그 사람들은 일이 되었다.	i. Eye
- 보고, 현실, 프로그램, 프로그램, 인터트, 스크램, 프로그램, 스크램, 프로그램,	- 124
그들 맛이 보는 사람들이 하다 하는 것이 되었다면 하는 사람들이 되었다. 그는 나는 것은 것이 없는 것이 없는 것이 없다면	
그럼 그리ુ 빨릴 하고도 좀 내일에서 보다. 그 병원 전체 종일 보호되는 얼굴에 모르는 이 보다	
등로 없이 한번 이 그림 생각이 되면 하는 그는 말을 받는데 그를 모양을 하는데 하는데 하는데 다른데 되었다.	
	<i>,</i>
그런 사람은 얼마는 아름다면 하는데 모든 사람이 되었다. 그리고 그는 그는 그는 그를 보고 있다는 것이 되었다.	
이 살으면 하다 살아가는 다시 그리고 살아왔다. 화살화 살아를 만들는 살으면 하였다.	
- 현실 하는 마음에 가는 사람은 모든 등에서 불러들이 들어났다. 사람들은 함께 하는 바람들은 바람들은 바람들은 다른 사람들이 되었다. 그 사람들이 되었다. - 한 사람들은 마음에 들어나는 사람들은 사람들이 되었다. 그는 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들이 되었다.	
- 발생님은 보면 그는 마음에서 이 말이고 있다. 그런 그런 그는 그는 그는 그는 그는 그는 그를 보니 그는 그를 보니 그는 그를 보니 그	
- 레틴리트를 잃었다. 불통을 하는 사는 물로 불통하고 있다. 등 사람이 많을 모든 다음을 만족했다.	
그 등하는 것은 사람이를 들어 가게 하고 있는데 가게 되었다. 그는 사람들이 가는 사람들이 되었다.	
그를 보고 불러 살아보는 한 경우를 하고 있다. 그는 그는 그는 그는 것은 이 글로를 살으면 다.	
	ż
그는 사람들이 얼마 여름을 살고 있는데 말이 되었다. 그는 사람들이 되는데 되었다. 그 하는데	
그들은 사용으로 바로 살을 살아도 살았다. 한다는 하는 하는 하는 이 하는 것은 사람들이 되는 것이다.	
그렇게 얼굴 하는 하면 있다. 하는 하는 하는 사람들이 보고 있는데 하는 하는데 되었다. 그는 아니라 다른데 하는데 하는데 하는데 하는데 하는데 하는데 하는데 하는데 하는데 하는	
- 항상하는 사실하다 하다 하는 것은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들은 사람들	
는 다양하는 생물이 생각하는 사람들은 이 사람들이 되고 있다. 그는 사람들이 그 사람들이 되는 생각이 되었다. - 선생님은 사람들이 되었다. 나를 보는 사람들이 되었다. 전문 보고 있는 사람들이 되었다. 그 사람들이 되었다.	syll Na
으로 하는 중에 되었다. 그런 이 이 마시 아들이 되었다. 그는 이 마시 아이에 보는 그는 것이라는 이 것이다. 그는 것이 되었다. 그는 것이다. 그는 것이 되었다. - 사람들은 이 마시 등을 보고 있다. 그는 것이 되었다.	
o de aprovinción de de destación de destación de destación de destación de el Edición de abbeil de destación d Totales de la composição de destación de destación de destación de la composição de la composição de destación	4 P.

Table 1-1 List of JICA Experts and NAPOCOR Counterparts

Name	Speciality/Position
(JICA Experts)	
Mr. Makoto TSUDA	Team Leader
Mr. Shuhei NISHIOKA	Senior Geologist
Mr. Mitsuharu YAKO	Geologist
Mr. Toshiharu NISHINA	Geophysicist
Mr. Hiroyuki KITO	
Mr. Michimasa MENJO	Soil Mechanic Engineer
Mr. Koichi MIKI	Photogrametrist
Mr. Satoshi NOGUCHI	Topo Survey Expert
Mr. Katsuhiko CHIKIRA	- do -
Mr. Akio KATAYAMA	Hydrologist
Mr. Saburo SUZUKI	Electrical Engineer
Mr. Yoshio MIZUHARA	Civil Engineer
Mr. Shonosuke EZOE	Environment Engineer
Mr. Toshikazu TAI	Project Economist
Mr. Masaru TATEISHI	Coordinator
(NAPOCOR Countouront)	
(NAPOCOR Counterparts) Mr. Eduardo P. Abesamis	Manager, Project Development Department
Mr. Narciso V. Angeles	Manager, Materials Investigations
Mr. Narciso v. Angeres	and Tests Division
Mr. Bernardo E. Acuna	Manager, Materials Investigations
	and Tests Division
Mr. R. V. Geroso	Chief, Luzon Engineering Laboratories
Mr. Z. P. Santos, Jr.	Chief, Geodesy & Cartography Division
Mr. R. A. Almero	Chief, Geology & Geotechnics Division
Mr. Geminiano A. Wi	Hydrology Specialist
Mr. M. Arroyo	Geologist
Mr. M. D. Edjawan	Chief, Transmission Project Planning
Mr. Eduardo F. Cruz, Jr.	Specialist A
Mr. Mario Baile	Economist
Mr. H. B. Alba	Field Investigation Engineer
Mr. William R. Orola	Civil Engineer
Mr. Ernest C. Esmerio	Supervising Biologist
Mr. Cornelio Garde	Engineer II, MITD

Table 3-1 List of Existing Power Stations in Luzon

HIDRO ELECTRIC PLANT

,	No. Plant	No. & Cap. OP GEN.	CROSS HEAD	EFFECTIVE STORAGE CAP. OF RESERVOIR 10 ⁶ m ³	TOTAL INSTALLED CAPACITY MW	EPPECTIVE CAPABILITY MW	ANNUAL AVAILABLE ENERGY GVE	YEAR COMM.
1	1. Caliraya	8 x 4	27.1	43.8 8.8	32 75	32 75	192 459	1945/50
	2. Amburtau 3. Lak Buhi-Barit	1 × 1.8	19.2 Er.	Run of River	8.1	80	173	1957
٠.	4. Cawayan	1 x 0.4	77.2 Ef.	Run of River	4.0	۰ کا ۱	3.1	1959
	5. Singa 6. Angat	4 4 50	667	630	3		2	
		3 x 6	119		218	218	505	1967
	7. Patanbangan	2 x 50	91	208.3	700	3	477	7367
	. 1	1 x 0.96			16.96	15.0/1	60.09	1946
	Total capacity of Hydro Electric Plant				544.16	542.2	2,065.1	
1								
F	THERMAL POWER PLANT INCLUDING DIESEL PLANT		•					. :
1	1	No. & Cap. of Gen.	Capaci.	Boiler Pressure	TOTAL INSTALLED		Annual Available	(
*	No. PLANT	No. x MW	No. Ton/H	Temp. kg/cm ²	CAPACITY	Capability MW	Energy GWH	lear Comm.
i	1 Bock well	5 x 25	5 125	482 61.5			574	1950-1958
	1.	3 x 60	3 204	538 129.4	305	315	985 1 248	1960-1963
	z. regen 3. Lizao	2 x 1.5	ĵ,	1	3.0	3.0	17.0	1
•		1 x 150	1 507	540 130	350	165	920	1968 1970
	5. Sayder		1 726			220	1,248	1971
•	6. Batsan	1 x 300 1 x 75	1 1,032	4	200	75	473	1972
			1,		225	150	940	1977
	7. Malaya	1 x 350	1 1,205	540 175	350	38.	2,491	1979
		5 x 0.5		Diesel	2.5	2.5	4.76	1975
Ŧ	9. Tiwi Geothermal	2 X X 35			110	110	. 1 2	1979
ı								_

/1: The effective capability of Batocan with all three units operating as full load is reduced to 15,000 kW by age. Source. Statistics data of NAPOCOR operating plant NAPOCOR Jan. 1978, and MERALCO generating capability 1947-1976

17,545.86 GWE 15,480.76

2,640.5 3,182.7 MW

2,999.66 MM

Total of Plant

Total capacity of Thermal Power Plant

110 2,455.5

Table 3-2 Historical Growth of Electricity Sales in Luzon Mainland

		4 G 44		(16)					0	15.0						8,5	:	ć	, ,		4.7			
	·	Total	EAS	(15)	1.649	1.924	2,235	2,525	2,919	3,209	3.672	4,136	4.762	5.449	5,826	6,414	6,881	7,530	7.598	8.391	8.963	9.481	10,217	
		Self	GWH/3	(14)	53	26	84	42	82	2.8	130	175	506	- 225	240	273	293	8	323	357	381	404	430	,
			GWH (7)	(13)	1.596	1,868	2,151	2,446	2,837	3,122	3,542	3,961	4,556	5, 224	5,586	6,141	6,588	7,210	7, 275	8,034	8,582	9,077	9,787	
		Total	GWE	(12)	1,462	1,688	1,939	2,175	2,493	2,721	3,055	3,431	3,853	4,372	4,555	4,894	5,101	5,567	5,439	5,891	6,313	6,895	7,433	
		Transpor-	GWH	(11)		ı	ı,	•		1			1	i	1	1	1	1		i,		ŧ	1	•
	٠.	Resale	GWE	(01)	7,	69	86	95	102	86	124	149	174	181	177	201	210	225	216	228	252	281	318	
5	,	Street	HAD	(6)	엄	11	13	11	23	56	ဂ္ဂ	7,	35	37	36	56	Ç	4	4	45	47	Š	23	
	MERALCO 4	Industrial	HMD	(8)	516	631	748	854	926	1,073	1,187	1,354	1,523	1,634	1,708	1,884	1,964	2,202	2,248	2,386	2,571	2,764	3,000	
	- 14 - 14.	Commercie.	# 6	(7)	424	470	514	269	929	723	825	935	1,084	1,299	1,372	1,433	1,522	1,649	1,629	1,814	1,958	2,177	2,349	
		Residential	GWH	(9)	458	-507	578	640	737	801	688	626	1,037	1,221	1,262	1,287	1,362	1,447	1,302	1,418	1,485	1,623	1,713	
		Total	GWH.	(5)-	134	180	212	271	344	401	487	530	703	852	1,031	1,307	1,487	1,643	1,836	2,143	2,269	2,182	2,354	
	Ky Sales	Miscel-	EAS	(4)	ľ	•	∞0	14	33	39	36	36	84	2.2	53	183	230	341	8	469	496	392	4	
	NAPOCOR Energy Sales	Industrial	CHYR	(3)	74	16	88	111	135	158	506	503	307	394	530	631	657	929	791	883	296	6	841	1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1
		Utilities	GWH.	(2)	?	83	106	146	176	204	242	285	348	401	448	493	540	626	2,	162	908	889	1,072	
	• 1.	Year	:	(T)	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	

Power System Luzon Generation Expansion Study (December 1977) until 1971, from the growth rate over previous year is assumed to be the same as that of the sum of NAPOCOR and MERALCO after 1972. Source: // Actual NAPOCOR Demand and Energy Sales Luzon (NAPOCOR System Planning Section)
/2 Utility Economic Forecast Date Nov. 1978 MERALCO
/2 Power System Luzon Generation Expansion Study (December 1977) until 1971, from

/4 AGR: Annual Average Growth Rate

Table 3-3 Sales Revenue of Electric Power, NAPOCOR

Seremine Fine Energy Av. Value Revenue Energy Av. Value Sales Sale	Revenue Energy Av. Value Revenue Energy Av. Value Fevenue Energy Bales Forth (106p) (GWh) (PkWh) (106p) (GWh) (PkWh) (106p) (GWh) (GWh) (FkWh) (106p) (GWh) (GWh) (GWh) (FkWh) (106p) (GWh)		: .											
Revenue Energy Av. Value Revenue Energy Av. Value Revenue Energy Av. Value Revenue Energy Sales Sales Av. Value Revenue Energy Av. Value Revenue Energy 106P) (GWh) (P/kWh)	Revenue Energy Av. Value Sales Sales Sales Av. Value Revenue Energy Av. Value Sales Sales Av. Value Sales Sales Av. Value Sales Sales Av. Dales Complex Comp			MOSTYT			VISAVAS			TINDANAO			TOTAL	
1,227 1,228		Year	Revenue	Energy Sales		Revenue (106p)			စ္ခ	Energy Sales (GWb)		Revenue (10 ⁶ P)	Energy Sales (GWb)	Av. Value (P/kWb)
80.4 1,377 0.058 0.7 9 0.082 9.7 9 60.027 90.8 1742 101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.085 10.8 396 0.027 113.2 2,011 0.8 0.063 0.6 7 0.088 12.9 506 0.027 113.2 2,011 177.4 1,718 0.103 0.8 9 0.088 12.9 506 0.027 113.2 2,011 1.5 8 0.110 1.4 8 495 0.029 237.4 2,491 222.1 1,988 0.111 1.5 8 0.180 14.8 495 0.029 237.4 2,491 395 0.180 1.5 0.181 15.0 51 0.192 37 868 0.043 347.0 3,024 27.8 1.8 0.180 0.180 1.8 1 214.7 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 Erom 1976 Calendar Year is used. Project Planning, NAPOCOR (1962-1977) Erom 1976 Calendar Year is used starting in July and ending in June.	80.4 1,377 0.058 0.7 9 0.082 9.7 356 0.027 90.8 1,742 101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.088 12.9 56 0.027 90.8 1,742 101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.088 12.9 566 0.027 113.2 2,011 17.4 1,718 0.103 0.8 9 0.088 12.9 566 0.027 113.2 2,011 17.4 1,718 0.103 1.5 8 0.180 14.8 495 0.025 191.1 2,233 131.4 2,269 0.140 1.4 10 0.142 22.2 745 0.030 342.0 3,024 395 2,182 0.181 15.0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 738.7 3,731 0.198 68.81 214.7 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 Eroject Planning, NAPOCOR (1972-1977) Brown 1976 Calendar Fear is used starting in July and ending in Jume.	0901	(JOT)	(3,4,5)	77,50	\ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \ \) 			1	37.9	1,288	0.029
80.4 1,377 0.058 0.7 9 0.082 9.7 356 0.027 90.8 1,742 101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.085 10.8 396 0.027 113.2 2,011 101.8 1,608 0.063 0.8 9 0.088 12.9 506 0.025 113.2 2,011 177.4 1,718 0.103 0.8 9 0.088 12.9 506 0.025 19.11 2,233 177.4 1,718 0.111 1.5 8 0.181 1.5 8 0.088 1.2 9.009 19.1 2,233 18.4 2,269 0.140 1.4 10 0.142 22.2 745 0.039 342.0 3,024 395 2,182 0.181 15.0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 221.1 1,988 0.113 15.0 51 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 Froject Planning, NAPOCOR (1972-1977) Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) Froject Planning, NaPocoR (1969-1971)	80.4 1,377 0.058 0.7 9 0.082 9.7 356 0.027 90.8 1,742 101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.085 10.8 396 0.027 113.2 2,011 101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.085 10.8 396 0.027 113.2 2,011 101.8 1,608 0.103 0.8 9 0.189 12.9 506 0.025 137.4 2,491 101.8 1,508 0.110 1.5 8 0.180 1.8 0.180 1.4 8495 0.029 137.4 2,491 101.8 1.5 0.181 1.5 0.192 37 868 0.043 447.0 3,024 101.8 1.5 0.198 68.81 214.7 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 Erom 1976 Calendar Year is used Before 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in June.	1970	ı j			ı	1	1	1	1. 1	1 1	46.3	1,738	0.027
101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.085 10:8 396 0.027 1.13.2 2,011 177.4 1,718 0.103 0.8 9 0.088 12.9 506 0.025 191.1 2,233 177.4 1,718 0.103 1.5 8 0.088 12.9 506 0.025 191.1 2,233 17.1 1,988 0.111 1.5 8 0.140 0.142 22.2 745 0.030 342.0 3,024 235 2,182 0.181 15:0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 295 2,182 0.181 15:0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 Project Planning, NAPOCOR (1972-1977) Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) From 1976 Calendar Year is used starting in July and ending in June.	101.8 1,608 0.063 0.6 7 0.085 10.8 396 0.027 11.5.2 5,011 17.4 1,718 0.0103 0.8 9 0.088 12.9 506 0.025 191.1 2,233 17.4 1,718 0.113 1.5 8 0.180 14.8 495 0.029 237.4 2,491 221.1 1,988 0.111 1.5 8 0.180 12.9 506 0.029 237.4 2,491 2395 2,182 0.181 15.0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 295 2,182 0.181 15.0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 295 2,182 0.181 15.0 51 0.322 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 Erogect Planning, NAPOCOR (1969-1971) Erom 1976 Calendar Fear is used starting in July and ending in June.	1971 1972	80.4	1,377	0.058	0.7	וס	0.082	7.6	356	0.027	8.06	1,742	0.052
221.1 1,988 0.111 1.5 8 0.180 14.8 495 0.029 237.4 2,491 2318.4 2,269 0.140 1.4 10 0.142 22.2 745 0.030 342.0 3,024 395 2,182 0.181 15.0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 238.7 3,731 0.198 68.81 214.7 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) From 1976 Calendar Year is used. Before 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in June.	211. 1,988 0.111 1.5 8 0.180 14.8 495 0.029 237.4 2,491 318.4 2,269 0.140 1.4 10 0.142 22.2 745 0.030 342.0 3,024 2,269 0.140 1.4 10 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 295 2,182 0.18 68.81 214.7 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 recipient Planning, NAPOCOR (1969-1971)	1973	101.8	1,608	0.063	9.0 0.0	- 6	0.085	10.8	396 506	0.027	191.1	2,233	0.086
318.4	12 318.4 2,269 0.140 1.4 10 0.142 22.2 745 0.030 342.0 3,024 395 2,182 0.181 15.0 51 0.292 37 868 0.043 447.0 3,101 318.7 3,731 0.198 68.81 214.7 0.32 114.05 996.5 0.114 921.56 4,942.2 ce: Annual Report, NAPOCOR (1972-1977) Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) Project Planning in July and ending in June.	1975	221.1	1,988	0.111	ъ. С	· ∞	0.180	14.8	495	0.029	237.4	2,491	0.095
295 2,182 0.181 12.0 517 0.292 37 96.5 0.114 921.56 4,942.2 Annual Report, NAPOCOR (1972-1977) Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) m 1976 Calendar Year is used. ore 1976, Riscal Year is used starting in July and ending in June.	295 2,182 0.181 15.0 21. 0.292 3(0.014) Annual Report, NAPOCOR (1972-1977) m 1976 Calendar Year is used starting in July and ending in June.	1976/1	318.4	2,269	0.140	4.	10	0.142	22.2	745	0.030	342.0	3,024	0.113
Annual Report, NAPOCOR (1972-1977) Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) m 1976 Calendar Year is used. ore 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in	Annual Report, NAPOCOR (1972-1977) Project Planning, NAPOCOR (1969-1971) m 1976 Calendar Year is used. ore 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in	1977 1978	395 738.7	2,182 3,731	0.181		214.7	0.32	114.05	996.5	0.114	921.56		0.186
From 1976 Calendar Year is used. Before 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in	From 1976 Calendar Year is used. Before 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in	Source		Report, 1 t Planning	NAPOCOR (197 5, NAPOCOR (2-1977) 1969-1971								
			om 1976 Ca	alendar Y. Fiscal J	ear is used. Tear is used	starting	in July							
									i :					
	《《《··································											٠.		

Table 3-4 Historical and Projected Energy Sales, Generation and Peak Demand Luzon Grid

Calendar Year	Consolidated Sales	Energy Req't	Peak Load	Load Factor
Tear			Att and the state of the state of	
(1)	(GWh) (2)	(GWh)	(MW) (4)	(%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Actual				
1968	4,996	5,387	903	68.1
1969	5,639	6,087	1,020	68.1
1970	6,046	6,386	1,111	65.6
1971	6,596	7,048	1,205	66.8
1972	7,131	7,555	1,331	64.8
1973	7,723	8,212	1,335	70.2
1974	7,804	8,240	1,379	68.2
1975	8,585	9,014	1,513	68.0
1976	9,453	9,626	1,659	66.2
1977	9,813	10,357	1,709	69.2
1978	10,414	11,223	1,780	71.9
$1969-1978\frac{/1}{}$	7.6%	7.6	7.0	
Forecast				
1979	11,140	12,010	1,960	70.0
1980	11,925	12,850	2,100	70.0
1981	12,760	13,750	2,240	70.0
1982	13,650	14,710	2,400	70.0
1983	14,605	15,740	2,565	70.0
1979-1983/1	7.0%	7.0	7.6	70.0
1984	15,630	16,840	2,745	70.0
1985	16,725	18,020	2,940	70.0
1986	17,900	19,280	3,145	70.0
1987	19,145	20,630	3,365	70.0
1988	20,485	22,075	3,600	70.0
1989	21,920	23,620	3,850	70.0
1990	23,455	25,275	4,120	70.0
1984-1990 <u>/1</u>	7.0%	7.0	7.0	
1979-1990 <u>/1</u>	7.0	7.0	7.0	

^{/1} Average annual compound growth Excludes pumping requirements

Source: NAPOCOR Expansion Program on June 1980

Table 3-5 Projected Power Consumption and Peak Demand
in Luzon Mainland

Year	Consolidated Sales (GWh) (2)	Loss (%) (3)	Net Energy Production (GWh) (4)	Load Factor (%) (5)	Peak Power Demand (MW) (6)
(1)	(4)	(2)	(4)	(2)	(0)
1070	10.062	7 5	13.9EA	69	1,060
1979	10,963	7.5	11,850	in the second of the second	1,960
1980	11,760	7.5	12,710	69	2,100
1981	12,600	7.5	13,620	69	2 , 250
1982	13,490	7.5	14,580	69	2,410
1983	14,610	7.0	15,710	70	2,560
1984	15,830	7.0	17,020	70	2,780
1985	17,140	7.0	18,430	70	3,000
1986	18,540	7.0	19,940	70	3,250
1987	20,070	7.0	21,580	70	3,520
1988	21,690	6.5	23,200	70	3,780
1989	23,450	6.5	25,080	70	4,090
A SECTION TO A SECTION			27,110	그 그의 그런 사람이 그	4,420
1990	25,350	6.5		70 70	
1991	27,320	6.5	29,220	70	4,760
1992	29,460	6.5	31,510	70	5,140
1993	31,750	6.5	33,960	70	5,540
1994	34,230	6.5	36,610	70	6,970
1995	36,900	6.5	39,460	70	6,430

Table 4-1 Mortar and Concrete Strength Test

Mortar Strength

Sample	<u>Unwa</u> :	shed	Wasl	(kg/cm ² ned
pempre	7 days	28 days	7 days	28 days
A sand	240	385	240	387
D "	241	437	252	443
STM	271	425	282	446
\mathbf{F}	252	461	274	465
$\hat{\mathbf{p}}$	221	371	250	376
F	240	347	250	410
F + STM (1:1)	341	526	347	536
			<u> </u>	
Mean	258	472	271	438

A,D,F sand derived from river deposit, STM sand from Santa Monica beach, location of sources shall be referred to Fig. 4-7.

Concrete Strength

Water cement r	entio	7 days	strength	28	days stren	gth
(w/c)	av10		Mea	.n		Mean
47.0 %		(181, 193)		(291	, 294, 267)	284
41.3 %		(213, 206,	233) 217	(291	334, 301)	309
39.1 %		(255, 255,	257) 256	(318	, 342, 354)	338

Benefit Cost Analysis of Agos River Development Plans (million US dollars) Table 5-1 Ben

				 2 :								<u>:</u> -		
ນ/ສ			4 84		1.48	1.26	1.27	1.27	- 1	1.32	1-33	1.32	113	1.47
2/8 2-8			1,581.91 1,095.38, 486.53	,051.18 499.27	493.55	87.13	1,851,28 1,460.11 -391.17	1,821.45 1,431.97 389.48	375.76	25.52	84.00 74.54 1,045.50 2,046.24 1,541.39 504.85	98.73	482.25	572.33 1,541.93 1,050.63 491.30 1.47
7			85 8 4 8 4 8	18 4	68	33	11 3	97		78, 4	39	21.		63
	0		.,095	1,051	1,034.68	1.494.	1,460	1,431.	1,415.	1.566.	1,541.	7	1,546.80	1,050.
Total			.91	.45		.18	28	. 45	1,791.75 1,415.99	.42	. 24	2	.05	6
	M		1,58]	1,550.45	1,528	1.88	1,85	1,82	1,79	2.06 06	ý. 9	2 2	2,029.05	1,54
	Sub- total (18)		72.33		•	1.094.52	ŧ			38.45	45.50	33.76	1,066.83	72.33
	ดี ∓ั		'n			1.0				1.0	0,1	0 1 8		in
λ⊤da	Frergy cost		1 . 1	í			ſ	1	T.	67.4	74.5	81.88	89.77	
Water supply	Kaliwa P.S E									34.06	8.8	34.92	0. 10.	
#	, a .					522.19				314.63				
	a Kan		1 1			100			₹.;;		11.	*		
	Kaliwa Kanan Kaliwa pump P.S Energy (14) (15) (16) (17)		572.3	r	•	399.53 572.33	÷	E .	£	528.33 572.33	*	*	-	478.30 572.33
	Sub- total		523.05	478.85	462.35	9.53	365.59	337:45	321.47	3.33	495.89	491.45	479.97	30
		4.	52 4	47	46	N.		ä	32			4	47	4.7
K G	(tay III (12)		1 1	1		29.3	t	Ē	F	29.37	±	Ė	•	
Energ	Pantay I (11) (1		49.85	1		49.85 29.37	•	ź	्र इ.	19.85		•	=	19.85
Power & Energy	Kanan (10)		128.8	154.0	158.5					80 80	286.37 130.3 "	24.0	158.5	428.45 49.85
Ăl			2 2 2 2 2 2	8	8	31	37	23	- 52	31 12	37 13			4
텕	Agos (9)		344.	275	254.00	320.	286.37	258	242.25	320	58 8	258.23	242.25	1
BENERIT	Sub- total		829.70 344.50 I	=	F	69.22	•	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		69.22	‡ :	- -		829.70
Xtaan			∞			1,3				1.3				80
Water supply	Kanan (7)		• •	1	1	539.5		• · · • ·	£	539.5) 	=	•	
3	Kaliwa Kanan (6) (7)		9.70		*	76.96 52.86 511.96 829.70 539.52 1.369.22				180.13 76.96 52.86 691.20 829.70 539.52 1.369.22		_		9.70
			752.21 829.70	'n	5	16 82	œ	5	č.	δ 282	2	2	ຼ	712.23 829.70
	Sub- total		752.2	720.75	698.53	511.9	482.06	452.23	422.53	691.2	677.02	674.72	659.83	712.2
벏	្គដ⊛		1 1	1		2.86	`.	=	=	2.86	£		.	
Power & Energy	Pentay I]		96.			86				96				96
over &			180.13 76.96		£ 26	76	ŧ	₽/ 1 (, 2 (,	•	13 76		្ឋា		635.27 76.96
ᆏ	Kanan (2)		180.	223.13	237.87					180.1	195.71	223.13	237.87	635.2
	\$0.8		5.12	420.66	383.70	2.14	352.24	2.41	292.71	. 25	351.49	1.77	292.14	erioria Status Status
	¥ 5		290 495.12	300 420		295 382	5.	31	10	0 383	290 351	32.		0
H.C.	of Feat	(m) (m)	25 25 25 25 25 25	55.30	145 30	175 29	55 295	55 29	145 295	75 29	4-3 165 290	55 30	15 300	260
		ا ت	175	; -i	Ä	1	. 165 2	1,	ž	1.1	3.16	<u> </u>	145	ا ص

All the costs and benefits are discounted to Jan. 1989

Table 6-1 Main Feature of Alternative Scheme
Agos Hydropower Project

	Al	ternativ	e Scheme	
	AG-175	AG-165	AG-155	AG-145
Reservoir				
HWL (m)	175.0	165.0	155.0	145.0
LWL (m)	135.0	128.0	120.8	113.8
Live storage $(x10^6 m^3)$	695.0	550.0	438.0	336.0
Main dam				
Crest Elevation (m)	182.0	172.0	162.0	152.0
Crest length (m)	810.0	780.0	735.0	695.0
Dam height above foundation (m)	182.0	172.0	162.0	152.0
Dam volume incl. cofferdams $(x10^6 m^3)$	20.21	17.03	14.31	11.91
Spillway				
Design discharge (m ³ /sec)		10.	600	
Type	14.0		$I \times 4 \text{ nos}$. gated
			i 2 lanes	
			de chanr	
Diversion tunnels				
Design discharge (m ³ /sec)		5.	210	
Number			2	na Latin Turkan
Diameter (m)			9.0	
Length (m)		816	5/817	
Power tunnel				
Maximum discharge (m ³ /sec)	163.86	163.45	162.97	161.36
Diameter (m)			6.2	
Length (m)			226	
Penstock line				
	_			
Type	Embed	lded in		
Number			$\frac{1}{5.1}$	
Diameter of penstock (m) Length (m)	370	350	330	310
being oir (iii)	210			710
Power house			in grant fait.	
Installed capacity (MW)	152	140	128	116
Number of unit	±) &	T-10	2	110
Rated head (m)	110.1	101.6	93.2	85.3
Tail water level (m)			1.5	
그들 때 이글로그린 장면 그렇는데 일어가 하였다.				

Table 6-2 Summary of Project Cost of Alternatives

Agos Hydropower Project

(million US dollars)

	a mandrata de la calenta de			(million U	
			Alternati	ve Scheme	
		AG-175	AG-165	AG-155	AG-145
1. 2. 3.	어떻게 하는데 있는데 그리를 하는데 없었다. 그는 그를 이어가 되었습니다. 그는 그 이 그리는 그를 하는데 하는데 그리는 그를 하는데 하는데 그리는데 그리는데 그리는데 그리는데 그리는데 그리는데 그리는데 그리	3.2 13.48 9.08	2.7 11.57 9.08	2.3 10.33 9.08	1.95 9.61 9.08
4. 5.	Main & cofferdams Spillway	148.42 24.15	125.54 24.15	105.86 25.66	88.28 34.74
6. 7.	(1 - 5) Intake & power tunnel Penstock line	(198.33) 1.97 0.32	1.92 0.32	(153.23) 1.85 0.32	(143.66 1.80 0.32
8. 9. 0.	Powerhouse and switchyard Tailrace Architectural work	3.08 1.53 2.20	2.92 1.53 2.14	2.76 1.53 2.07	2.60 1.53 1.99
	(7 - 10)	(9.10)	(8.83)	(8.53)	(8.24
1. 2. 3.	Electro-mechanical work Transmission line Hydro-mechanical work	31.46 3.45 10.05	29.42 3.38 10.00	27.26 3.31 9.95	25.17 3.28 9.90
l4.	(11 - 13) Contingency (10 %)	(44.96) 25.24	(42.80) 22.47	(40.52) 20.23	(38.35 19.03
15.	Engineering and administration Grand Total	16.66 294.29	14.83 261.97	13.35 235.86	12.56 221.83
)pei	ration and Maintenance Cost	23.23	21.38	19.75	18.67
Rep.	lacement Cost	1.60	1.52	1.44	1.36
	lacement Cost	1.60	1.52	1.44	1.36

Table 6-3 Financial Construction Cost

(million US dollars)

	Work Item	F.C.	L.C.	Total
1.	Land acquisition		2.70	2.70
2.	Preparatory works	11.44	2.01	13.45
3.	Diversion tunnels	7.70	3.75	11.45
4.	Cofferdams	9,23	1.05	10.28
5.	Main dam	109.53	19.32	128.85
6	Spillway	29.84	2.48	32.32
	(Sub total 1-6)	167.74	31.31	199.05
7.	Power tunnel	2.37	0.57	2.94
8.	Powerhouse and tailrace	5.02	0.54	5.56
9.	Switchyard	0.40	0.05	0.45
10.	Architectual works	1.94	0.77	2.71
	(Sub total 7-10)	9.73	1.93	11.66
11.	Generating equipment	22.02	2.93	24.95
12.	Transmission line and substation	5.81	2.04	7.85
13.	Hydro-mechanical equipment	7.83	2.15	9.98
	(Sub total 11-13)	35.66	7.12	42.78
14.	Physical contingency	21.31	4.04	25.35
15.	Engineering and administration	14.07	2.66	16.73
16.	Price contingency	125.60	35.40	161.00
	Total	374.11	82.46	456.57

on Cost Exchange rate: US\$1 = \$250 = Peco 7.5 (thousand UB dollars)	1986 1987 1988 FC LG LG		42,000 6,700 36,300 5,700 30,200 4,700 2,800 500 4,300 900 1,000 200 44,800 7,200 40,600 6,600 31,200 4,900	8,000 1,500 6,800 3,000 7,800 500 500 1,100 5,100 600 100 500 8,500 2,600 11,900 3,600 7,900 1,000	5,300 1,000 5,200 1,100 3,900 600	2,100 500 2,100 500 1,600 300 60,700 11,300 59,800 11,800 44,600 6,800 30,394 8,719 36,226 11,195 32,031 7,776	91,094 20,019 96,026 22,995 76,631 14,576	
of Financial Constructi	1984 1985 FC LC FC LC	006	13,600 3,200 20,800 4,200 24,900 4,100 500 1,000 1,100 200 13,600 3,200 21,300 4,300 26,000 4,300	5,200 2,100 7,300	2,200, 400 3,200 600	800 200 1,300 300 24,300 5,800 37,800 5,200 7,552 2,692 15,217 3,175	31,852 8,492 53,017 8,375	
4 Disbursement Schedule of Financial Construction Cost	1981 1982 1983 LC FC LC PC LC	006	13,600 3,200		1,500	2,100 300 3,500 500 600 100 2,100 300 3,500 1,400 15,700 4,500 147 30 507 294 3,533 1,490	2,247 330 4,007 1,694 19,233 5,990	
Table 6-4	Total FC FC FC	2,700	167,800 28,600 9,700 1,900 177,500 30,500	27,800 5,000 7,800 2,200 35,600 7,200	21,300 4,000	14,100 2,700 2,100 248,500 47,100 2,100 125,607 35,370 147	374,107 82,470 2,247	
	Tree a	1. Land acquisition	(1) De and appurtenant structures (2) Power facility works Sub total	. tenerating equipment and metal works (1) Generating equipment (2) Metal works Sub total	4. Physical contingency	5. Engineering Service and government administration Total 6. Price contingency	Total Financial Cost	

	Table 7-1 Economic Con	struction C	öst	
		(m	illion US	dollars)
	Work Item	F.C.	L.C.	Total
1.	Land acquisition		2.70	2.70
2.	Preparatory works	9.72	1.86	11.58
3.	Diversion tunnels	5.67	3.42	9.09
4.	Cofferdams	7.61	1.00	8.61
5.	Main dam	98.31	18.62	116.93
6.	Spillway	21.75	2.40	24.15
	(Sub total 1-6)	143.06	30.00	173.06
7.	Power tunnel	1.69	0.54	2.23
8.	Powerhouse and tailrace	3.58	0.53	4.11
9.	Switchyard	0.28	0.05	0.33
10.	Architectual works	1.43	0.71	2.14
:	(Sub total 7-10)	6.98	1.83	8.81
11.	Generating equipment	22.02	2.93	24.95
12.	Transmission line and substation	5.81	2.04	7.85
13.	Hydro-mechanical equipment	7.83	2.04	9.98
	(Sub total 11-13)	35.66	7.12	42.78
14.	Physical contingency	18.57	3.90	22.47
15.	Engineering and administration	12.26	2,57	14.83

	1988 5 1.0		25,800 4,500 700 200 26,500 4,700		100 500	3,400 600	1,400 300	,200 6,600 .45,800	
US\$1 = \$250 = Peso 7.5	7 52 52		free and the second			4 (5)		39	
0 1	1987 PC 1		31,000		5,100 3,000	4,600	.1,800 500	52,400 11,300 63,700	
en g	1986 LC		21,200 3,900 35,800 6,400 800 200 2,000 500 22,000 4,100 37,800 6,900		1,100	1,000	200 500	52,700 11,000 63,700	
tion Co	I <u>S</u>		900 35,80 200 2,00 100 37,80		8, 8 80, 8	600 4,600	300 1,800	1.0	
Construction Cost	1985 PC LC		21,200 3,900 800 200 22,000 4,100		2,200 2,100 3,000		1,100	33,200 5,000 38,200	
Yearly Disbursement of Economic (1984 FC LC	006	4,000 100 4,100			1,900 400	700 200	20,700 5,600 26,300	
nt of B		86	3,100 17,700 400 3,100 18,100			300	81		
ourseme	1983 PC LC		11,600 3,100			1,300	200	13,400 4,400	
rly Dis	1982 PC LC	8					100 400	300 3,100 1,300	
Table 7-2 Yea	1981 PC LC						1,800 300 3,100	1,800 300 3,	
Tab	Total FC LC	2,700	143,100 27,300 7,000 1,800 150,100 29,100	2.5		35,600 7,200 18,600 3,900	12,200 2,600]	216,500 45,500 1 262,000	
	Item	1. Lend acquisition 2. Civil works	(1) Dem and appurtenant 143 structures 7 (2) Power facility works 7 Sub total 150	p¢	ipment	Sub total 35 Physical contingency 18	5. Engineering service and government administration 12	John 246	

Table 7-3 Power Benefit Estimate

Tear Power Power 1989 140.0 92 140.0 92 140.0	Charge				Power Benef	÷ ÷	(LIGORGEE OS GOTTBES)	0 0011813)
	Dest Tree	A section of the sect	kw Benefit 12	e de la companya de l	A CONTRACTOR AND A CONT	A TOTAL OF THE REAL PROPERTY.	Total Benefit	
	(dw)	, c.	Discount Rate	4 A	kwh Benefit). A	Discount Rate	14 4
		2						2
	709.66	26.02	30.08	34.62	16.61	42.63	46.70	51.23
	674.82	26.02 26.02	60.00	34.62	15.79	42.22	45.29	20.05 14.05
	657.40	26.02	30.08	34.62	15,38	41.40	45.47	8.8
	639.98	26.02	30.09	34.62	14.98	41.00	45.07	49.60
	622.56	26.02	30.09	34.62	14.57	40.59	3,	49.19
	596.82	26.02	30.09	34.62	13.97	39.99	4 : 8 :	48.59
95 140.0	545.33	26.02	50-08 00-08	34.62	12.76	38.78	45.45	47.38
	519.58	26.02	30.09	34.62	12,16	38.18	42.25	46.78
	493.84	26.02	30.09	34.62	11.56	37.58	41.65	46.18
	468.10	26.02	30.09	34.62	10.95	36.97	41.04	45.57
	457.37	25.95	30.00	34.52	10.70	36.65	6.70	45.22
	445.65	25.89	29.94	44.44	10.45	36.34	40.39	
7.20.7	435.92	25.82	29.87	34 34	10.20	36.02	50.05	4 :
	467-60	25.69	20.10	74 27	0.70	27.03	75 72	72 64
	409.73	25.72	29.75	34.22	9.59	35.35	36.38	43.81
	404.98	25.76	29.79	34.27	9.48	35.24	39.27	43.72
	400.24	25.80	29.83	34.32	9.37	35.17	39.20	43.69
139.3	395.49	25.89	28	34.44	3,25	35.14	39.19	43.69
			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·					
								<u> </u>
2038	>	>	>	>		*	>	>

. Construction period of coal-fired thermal plant is assumed to be 4 years.

and 1 Cost Project (G. Flow Table 7-4 Cash

	(၁	(Case III) 14%	- 5.61	-10.31	-36.59	-8.43	-88.39	48.90	46.22	34 97	30.42	26.46	23.01	17.25	14.94	12.93	11.19	8.43	7.33	0 . v	4.83	4.23	3.25	2.85		0.52	0.0	Š	8	-21.97	
	Discounted (B -	(Case II) 12%	- 4.91	- 9.19	-33.20	-56.80	75.56	48.47	42.35	37.46	29.32	25.94	22.92	17 77	15.64	13.76	12.10	9.42	8.34	6.53	5.78	5.16	4.09	3.65		98.	29.0		0.14	8.24	
다 다	ΣC	(Case I) 10%	- 4.29	8.18	-30.07	-53.33	-80.84 73.45	-13.4y -48.04	38.85	34.99	28:31	25.48	22.92	18.35	16.41	14.68	13.12	10.56	9.52	7.72	6.95	6.31	5.19	4.71	• • •	1:37	1.13		oo	46.03	
and Benefit		Case III	-2.1	4.4	-17.8	-38.2	-63.7	. 54 . 8	49.35	48.94	48.12	47.72	47.31	40-71	45.50	44.90	5.4.30	43.24	43.01	42.32	41.99	41.93	41.81	41.81			41.81	- -	41.81	A second of transfer of transfer	
Project Cost	ນ ເ	Case II	- 2.1	4.4	-17.8	-38.2	-63.7	-45.8	44.82	44.41	43.59	43.19	42.78	44,16	40.97	40.37	39.77	38.82	38.51	37.84	37.52	37.50	37.32	37.31		-> [37.31		57.31		
low of Pro		Case I	- 2.1	4.4	-17.8	-38.2	-63.7	-63. <i>t</i>	40.75	70.57	39.52	39.12	38.71	78.II	36.83	36.30	35.70	34.77	34.46	33.31	33.51	33.47	33.29	33.26		> ;	33.26		33.26		
Cash Flo	1.t	case III							51.23	50.82		49.60	49.19	48.39 87.89	47.38	46.78	46.18	45.22	44.89	1 1 4 8	43.87	43.81	43.69	43.69							
Table 7-4	Project Benefit	Discount Rate Case II							46.70	46.29	45.47	45.07	44.66	4.04	42.85	42.25	41.65	07.04	40.39	30.05	39.40	39.38	39.27	39.19							
		Case I							42.63	42.22	41.01	41.00	40.59	39.99	38.78	38.18	37.58	36.65	36.34	36.02	35.39	35.35	35.24	35.14					>		
	Sost	Total	F 62	4	17.8	38.2	63.7	63.7 45.8	1.88					.i., ►													1.88 2.88		1.88		
	Project Cost	4.00		ન હો	ø	n 0	L -1	1 -0	1.88					>		i.											8 1.88 —	→	1.88		
		Const		i d	17.	, e	5.69	63.	•												3 2						23 42.8 0		0	Total	

and Financing Plan and]

				Construction		Period			Total
Description	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1000
. Investment cost									
1.1 Detailed design cost Foreign Local	2.40	3.50							7.30 5.60 1.70
1.2 Price escalation for 1.1 Foreign Local	0.18 0.03	0.80 0.51 0.29							0.98
1.3 Construction cost Foreign Local			20.20 15.70 4.50	30.10 24.30 5.80	43.00 37.80 5.20	72.00 60.70 11.30	71.60 59.80 11.80	51.40 44.60 6.80	288.30 242.90 45.40
1.4 Price escalation for 1.3 Foreign Local			5.02 3.53 1.49	10.24 7.55 2.69	18.39 15.22 3.17	39.11 30.39 8.72	47.42 36.23 11.19	39.81 32.03 7.78	160.00 124.95 35.05
1.5 Interest during construction Foreign	0.10	0.36	1.35	3.52	7:13	13.25	21.20	28.54	75.45
1.6 Commitment charges Foreign	0.04	0.00	3.49	3.17	2.64	1.73	77.0	0.00	11.82
1.7 Total investment cost Foreign Local	2.71 0.33	6.06 4.37 1.69	30.06 24.07 5.99	47.03 38.54 8.49	71.16 62.78 8.37	126.09 106.07 20.02	140.99 118.00 22.99	119.75 105.17 14.58	543.85 461.38 82.47
<pre>II. Financing plan 2.1 International loans 2.2 Government contribution</pre>	2.71 2.25 0.47	6.06 4.01 2.06	30.06 19.23 10.82	47.03 31.85 15.18	71.16 53.02 18.14	126.09 91.09 35.00	140.99 96.03 44.97	119.75 76.63 43.12	543.85 374.11 169.75

			Table	7-6 <u>Inc</u> c	ome Stat	ement			
Yeer	Revenue	Expen O & M	Depreci-	Operating Income	Interest	Ne t Income	Project Cost	(million l Surplus	US dollars) Cumulated Surplus
	(1)	(2)	ation (3)	(4) (1)-(2)	(5)	(6) (4)-(5)	(7)	(8) (1)-(2)	(9)
1981 1982 1983 1984 1985 1986 1987				<u>-(3)</u>			2.58 5.70 25.22 40.34 61.39 111.11 119.02 91.21	-(7) -2.58 -5.70 -25.22 -40.34 -61.39 -111.11 -119.02 -91.21	-2.58 -8.28 -33.50 -73.84 -135.23 -246.34 -365.36 -456.57
1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008	86.73 84.61 82.48 80.35 78.22 76.09 72.94 69.80 66.65 63.50 60.36 57.21 55.90 54.59 53.28 51.97 50.66 50.08 49.50 48.92 48.34	4.17 4.17 4.17 4.17 4.17 4.17 4.17 4.17	10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88 10.88	71.69 69.56 67.43 65.30 63.17 61.05 57.90 54.75 51.61 48.46 45.31 42.17 40.86 39.55 38.23 36.92 35.61 35.03 34.45 33.87 33.87	31.80 31.14 30.43 29.65 28.82 27.90 26.92 25.84 24.68 23.42 22.05 20.56 18.95 17.20 15.30 13.24 11.01 8.58 5.95 3.10	39,89 38,42 37,00 35,65 34,36 33,14 30,98 28,91 26,93 25,04 23,27 21,61 21,91 22,35 22,93 23,68 24,61 26,45 28,50 30,78 33,29		82:57 80:44 78:31 76:18 74:05 71:92 68:78 65:63 62:48 59:34 56:19 53:04 51:73 50:42 49:11 47:80 46:49 45:91 45:91 45:91 45:33	-374.00 -293.56 -215.25 -139.07 -65.02 -6.90 -75.68 141.31 203.79 263.13 319.32 372.36 424.09 474.51 523.62 571.42 617.91 663.82 709.15 753.90 798.07
2022 2023 2024	48.34 48.34 48.34	4.17 4.17 4.17	10.88 10.88 10.88	33,29 33,29 33,29		33.29 33.29 33.29	78.69 ^{/1}	44.17 -34.52 44.17	1,372.28 1,337.76 1,381.93
2038	48.34	4.17	10.88	33.29		33.29		44 .17	2,000.31
Total	2,743.92	208.35	543.85	1,991.72	416.54	1,575.18	535.26	2,000.31	
	eplacement co. FIRR Calcula Discounted a Discounted a PIRR = 11.45	tion by Su t 10% 82 t 11% 23 t 12% -30	.65 x 10 ⁶ i	US\$ US\$ US\$					

Table 7-7 Cash Flow Statement

	<u> </u>	Cash Infl	DV.			Cash (outflow		Surplus	Cumulated
Year	External Sources Loan Government A & B Contribution	Operation	nsh Generation Depreciation	Total	Investment Cost	Debt Se Intorest	Principal	Total	Burprus	Surplus
. : سننيند	(1) (2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1981	2.25 0.47	·		2.71	2,71		- 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1	2.71		
1982	4.01 2.06			6,06	6,06			6.06		
1983	19.23 10.82		100	30.06	30.06	and the first	100	30.06		
1984	31.85 15.18		A STORY	47.03	47.03		the Base	47.03		
1985	53.02 18.14		the state of the	71.16	71.16		and the	71.16		
1986	91,09 35,00			126.09	126,09		et gotte falle	126.09	Ar Johnson	April Maria
1987	96.03 44.97	4.5		140.99	140.99			140.99		
1988	76.63 43.12	100		119.75	119.75			119.75	San San	
155										
1989		71.69	10.88	82.57	i in in in	31.80	7.73	39.53	43.05	43.05
1990		69.56	10.88	80.44		31.14	8.39	39.53	40.91	83.96
1991		67.43	10.88	78.31		30.43	9.10	39.53	38.78	122.74
1992	San Tarage Care Barrier	65.30	10.88	76.18		29.65	9.88	39.53	36.65	159.39
1993		63.17	10.88	74.05		28.82	10.72	39.53	34.53	193.92
1994		61.05	10.88	71.92	Sa farte de se	27.90	11.63	39.53	32.39	226.31
1995		57.90	10.88	68.78		26.92	12.62	39.53	29.25	255.56
1996		54.75	10.88	65.63	200	25.84	13.69	39.53	26.10	281.66
1997		51.61	10.88	62.48	Professional Control	24.68	14.85	39.53	22.95	304.61
1998		48.46	10.88	59.34	in the second	23.42	16.11	39.53	19.82	324.4
1999	g Part Markey (1997) and a	45.31	10.88	56.19		22.05	17.48	39.53	16.66	341.09
5000		42.17	10.88	53.04	Q 187 (1 18)	20.56	18.97	39.53	13.51	354,60
2001	other facilities of the control of the	40.86	10.88	51.73		18.95	20.58	39.53	12.20	366.80
2002		39.55	10.88	50.42		17.20	22.33	39.53	10.89	377.69
5003	the contract of the second	38.23	10.88	49.11		15.30	24.23	39.53	9.59	387.28
2004		36.92	10.88	47.80		13.24	26.29	39.53	8.27	395.55
2005		35.61	10.88	46.49		11.01	28.53	39.53	6.96	402.51
2006		35.03	10.88	45.91		8.58	30.95	39.53	6.38	408.89
2007		34.45	10.88	45.33		5.95	33.58	39.53	5.80	414.69
5008		33.87	10.88	44.75		3.10	36,44	39.53	5.23	419.92
5000	John Bridger Garage	33.29	10.88	44.17	The Control		100		44.17	464.09
. •				•		and the second	for the second			
					North State					
2023		33.29	10.88	44.17			* 1	11 20 10		1,038.32
2023		33.29	10.88	44.17	78.69	- 1		78.69	-34.51	
2024		33.29	10.88	44.17					44.17	1,047.98
						1.00	4 th 1 cm			
: annae		33.29	10.88	44.17					44.20	444.34
2038		33.29	10.00	44.11					44.18	1,666.39
										
To tal	374.11 169.75	1,991.72	543.85	3,079.42	622.39	416.54	374.11	1,413.03	1 666 39	

Note: (5) = (1) + (2) + (3) + (4)

(9) = (6) + (7) + (8)

(10) = (5) - (9)

Debt service ratio (D.S.R.):

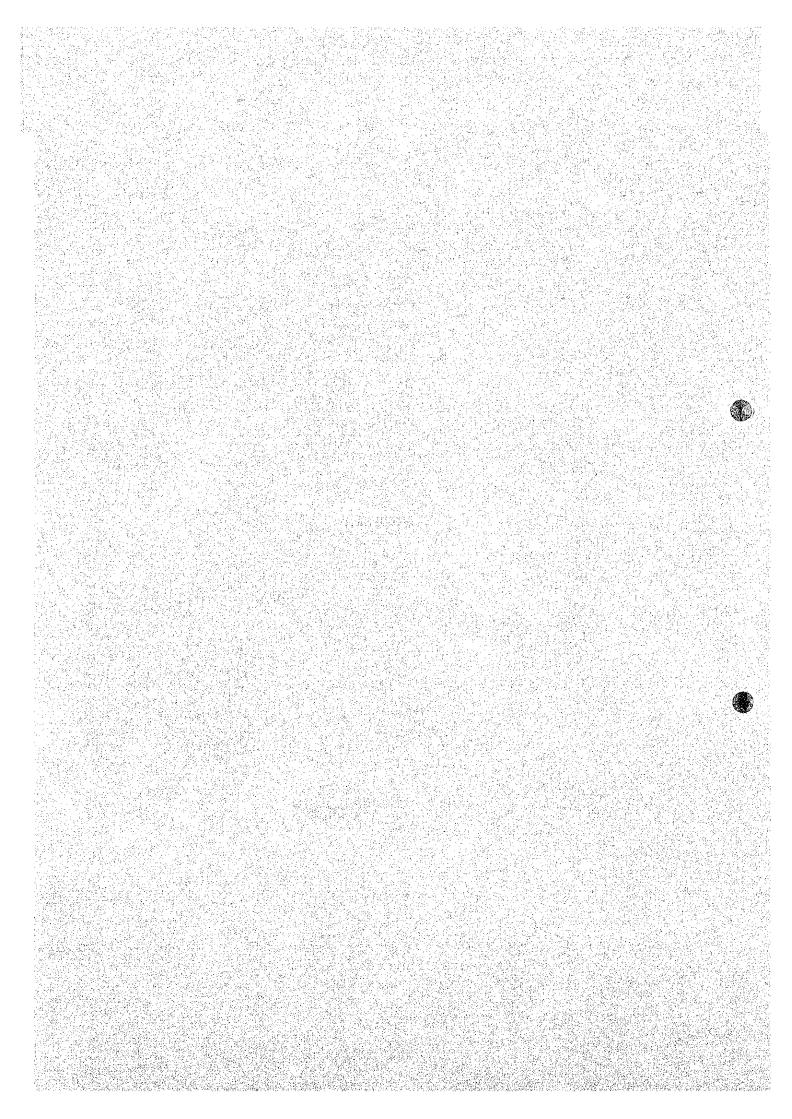
-D.S.R. = ((3) + (4))/((7) + (8))

- D.S.R. in 1989 is 2.09 while 1.13 in 2008.

- Average D.S.R. is 1.53 for the 20 years' debt service period.

그리트 그 시험에 나는 그는 사람들을 가능할 수 있는 하루 만든 목록 보인 이 분들이 되었다.	
그 웹트웨티 나는 그 전환 환경을 잃었다. 그는 작품은 공연에 가득한 경기를 하고 있다.	
그램 프로젝트는 로그리아 빨리 하고 있는 생활 본 만든 것들은 하는 물이 불어보였다.	
그는 이 말이 있는 그들은 이 말을 하는데 하는 것을 하고 말했다. 그 그 아니라 이 사는 모양이 하고	
그런 이 경우님 살아왔다는 것이 되는 것이 그리고 그렇게 살아왔다. 그렇게 그렇게 되었다는 것 같아.	i di Santa
그리는 아님은 이 하는 사람은 이 전통에 그렇게 된 것이 되었는 학생들로 집회가 되는 것이다. 그 수 없는 이 없는	er die State Gebeure
그 회장통학교 하다고 있는 사람이 작가를 하는 것이 하는 사람이 나를 가지 않는 것이다.	
그램에 사고 있을 내용하는 아들이 모르겠다는 그는 사이를 하고 하는 것이 되었다.	
그렇게 얼마를 가는 하는 것이 살아 있다는 것은 사람들은 말을 가면서 되었다.	
이 높았다. 그렇게 살으면 모면 그는 지역에 다른 사람들이 아니라는 사람들이 모르는데 그리다.	1 1 1 1
[대한 화환경임도 발생님께서 그 프랑스 보는	
그렇지를 사용했다. 일시시작 아이스트를 되는 그리는데 모든 그들은 바로워진데 모든데 그리는 그	
그림께서 있는 그리를 모르는 것은 그렇게 보냈다면 하나 아니라 있는데 그렇게 되었다.	
그림봇하다 하루 그루지? 왕는 동안 네트를 받는데 그리고를 못 잃었다. 하시아는 모든 그래요	
그게 외복 여름 방법이 그들이 그렇게 그렇게 보이 된 밤에 그리고 한 밤을 가고 되었다.	
그래픽 그의 무섭하는 그 이번에 있다. 하는데 하는데 그를 다고 하고 있다고 있는데 다른 말은	
그림은 발표를 보는 사람은 얼마를 가는 것이 되었다. 그런 우리 학생들은 보이 없어요? 그리다 나는 사람이 되었다.	
· 프리미막 네트슨, 티스 티트 스크로트 한 문제를 본 트립스스 프통과 트리트 등 상으로 하는데 스	
그 문문에 가루를 가격되었다. 등에 가는 그를 가졌다면 보는데 모든 다는 그런다는 그리다 않다.	
그렇면 쓸 때 보다 보다 하는데	
그런 사람들이 되는 것들이 말이 되었다는 그들은 사람들이 하는 사람들은 사람들이 되었다. 본	
그는 사람들이 있는 아이가 그렇게 되는 것들이 사람이라는 살이 되는 것이 되는 것들이 되었다.	
그것 회사는 이 호텔을 가고 있는 소요한다. 물건 그리다는 한 보는 하는 모습으로 한 모든 수 없는 것 같아.	
그렇게 하는 사람들 없는 그 그 집에 하는 사람들이 제한 사는 이 맛나고 말하면 여덟 아버지는 것 같다.	
그는 사용하고 말로는 생각이 그는 사람들에게 하고 하는 이 그를 맞는 것을 하는 생각을 했다.	
- 발생활임및 여행 얼굴 - 프로그램의 이 그는데 시장은 그리고 바람이 바람이 보고 맞는데 살다.	
그렇게 사용하게 살아 이 그리다는 그는데 내가 하고 하는 것이 나는데 그렇게 되었다.	
HRP : [설립 프리프트 라마스트 - 프리트 - Color - C	
그렇게 하는 사람들이 얼마나 하나는 사람들 이 없는 이 나는 사고를 모르는 남은	
그를 불발하는 사람들을 모으면 하는 물들이 보고를 하는데, 함께 하여 나는 물이 들어 먹어?	141.44
그녀는 물로 보냈다는 그 아름은 그림을 모르는 것 같아. 그들은 말로 그리고 하고 있는데 보다 있다.	
그렇 살 보고를 쫓겨들의 물란다는 사람이다고 생각을 잃었다면 하고 그 사람들이 되었다.	
그림으로 많아 날개한 방향으로 보겠다는데, 사람들 회사를 받았다는 그녀는 물리를 받아 하나 보다 하나 하다.	
그렇다 하고 있다. 그는 아들 때문에 가는 그는	
그렇게 만큼 그렇게 내용할 때 모양된다. 나는 하루, 현실 속이 얼마나 하는 이 얼마나 나는 아니라 하는데 먹다.	
그림중합하다면 얼마를 하고 말라고 한 번째 다른 바로의 한 경우가 한 경우를 되었다. 그는 하는 본인	
	<u> Albyan</u>

FIGURES



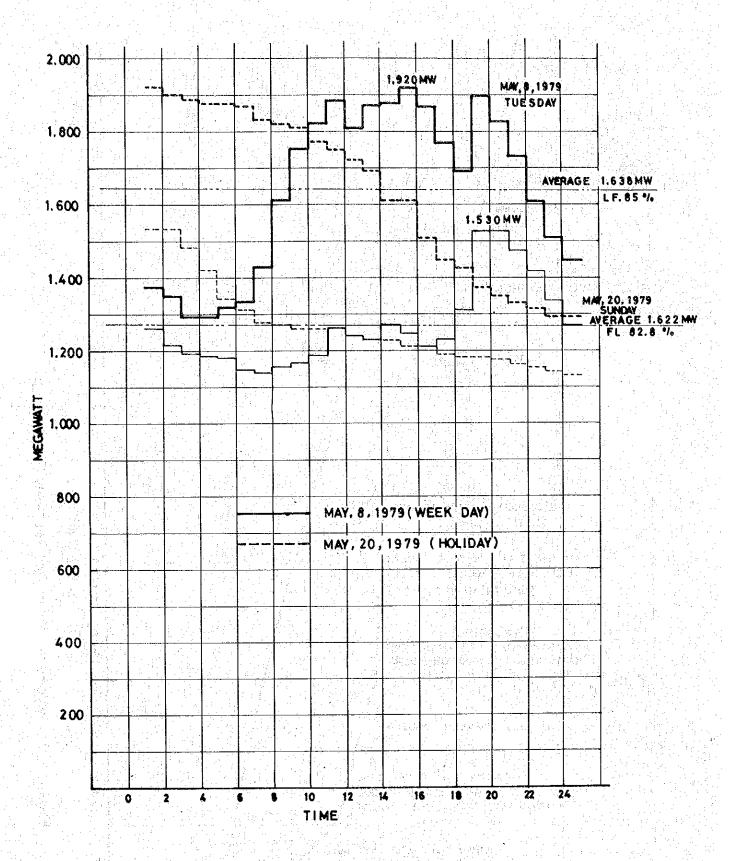
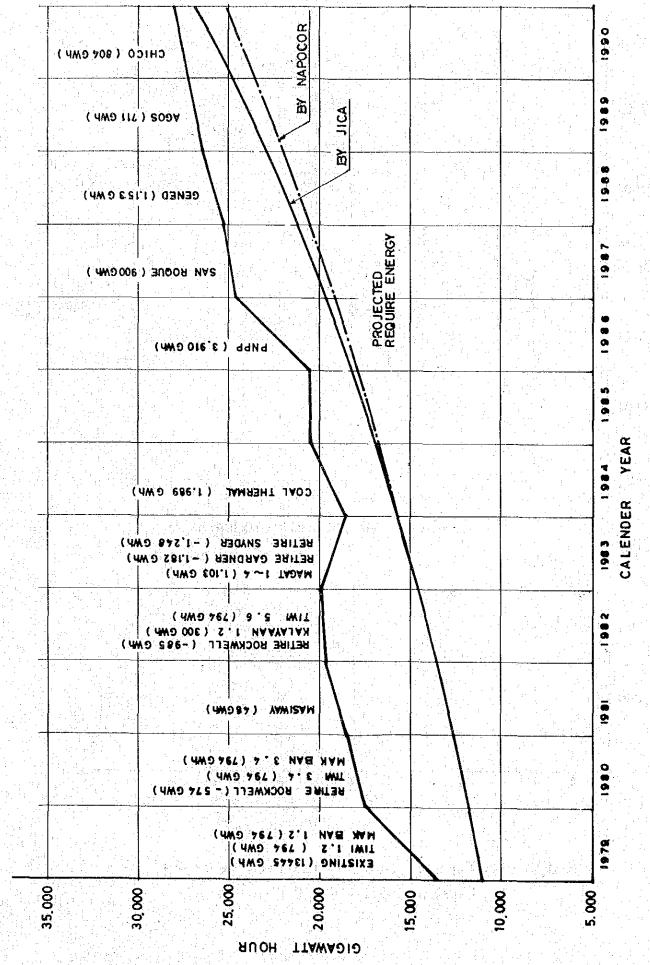
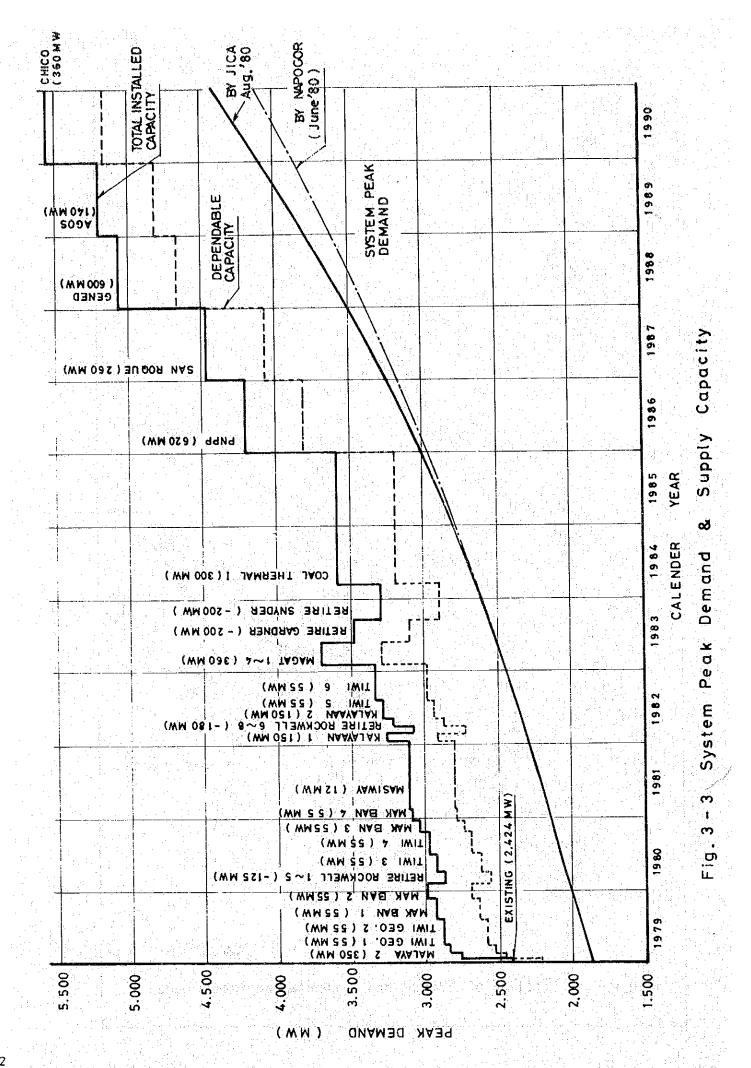
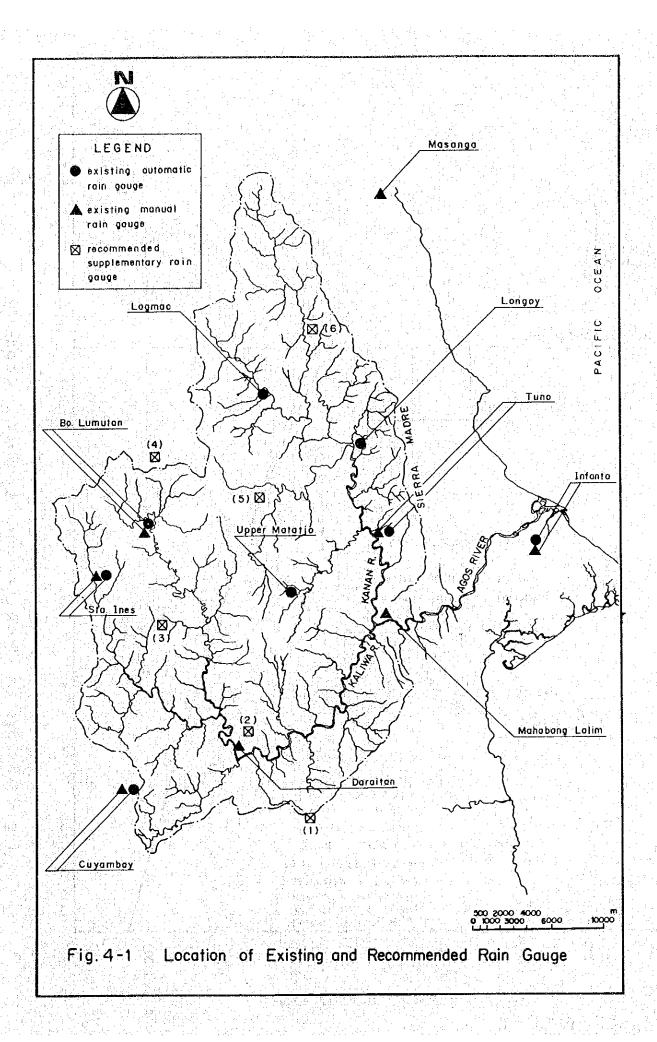


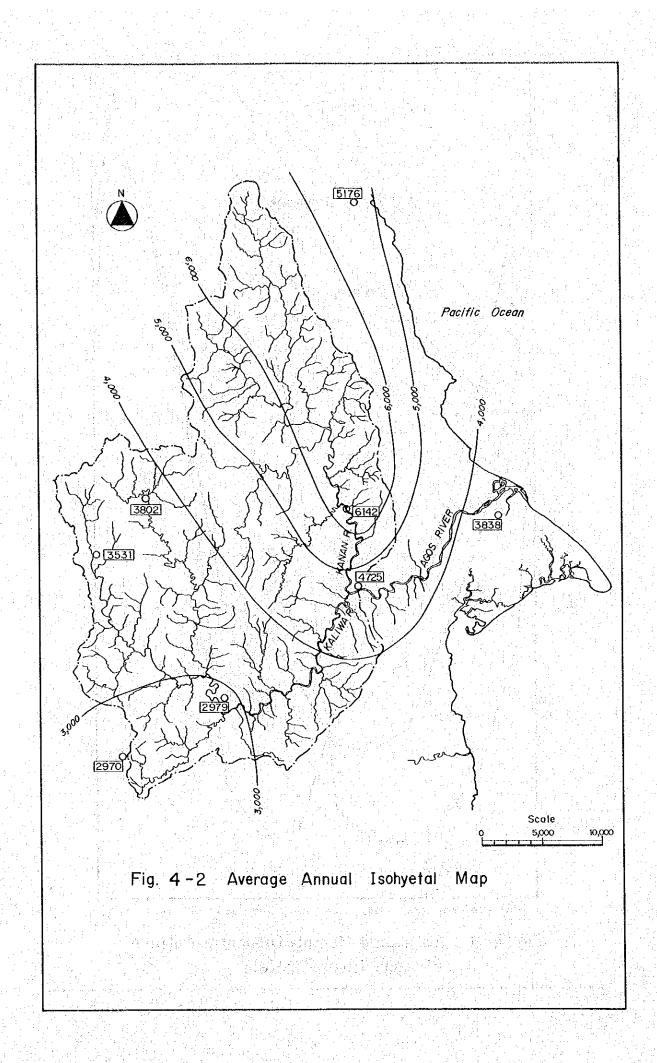
Fig. 3-1 Typical Load Duration Curves
Luzon Grid

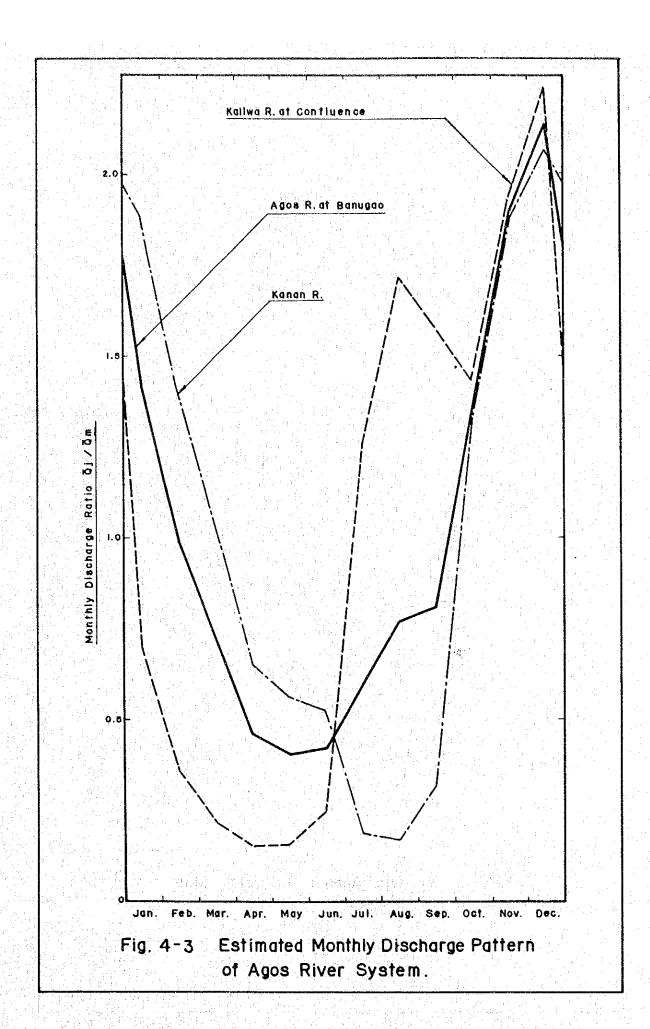


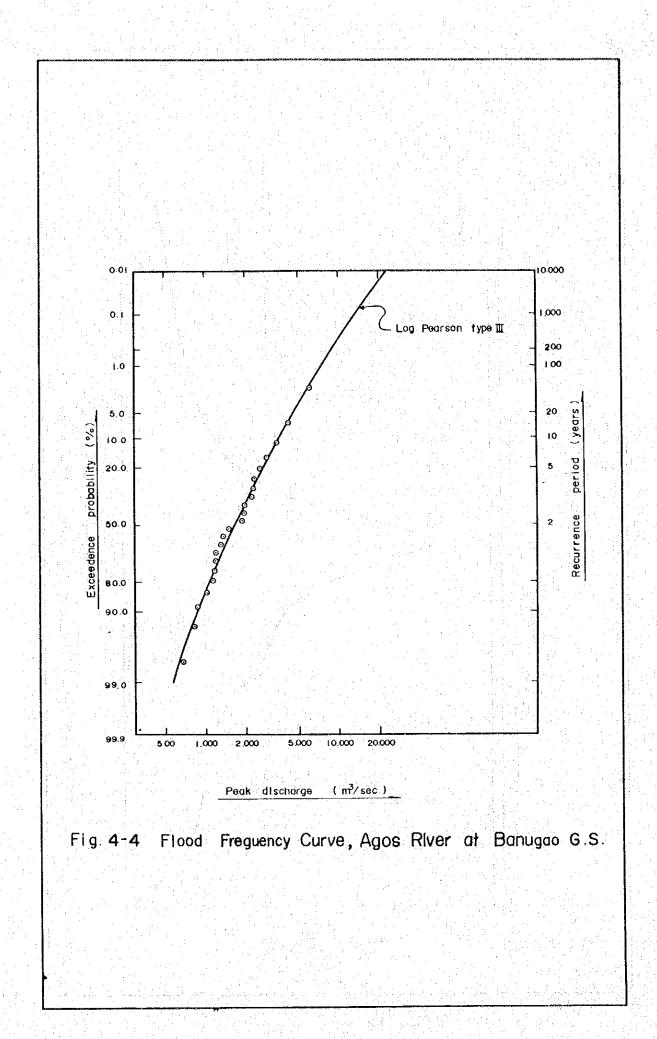
Curve Supply Energy Requirement & System က Fig

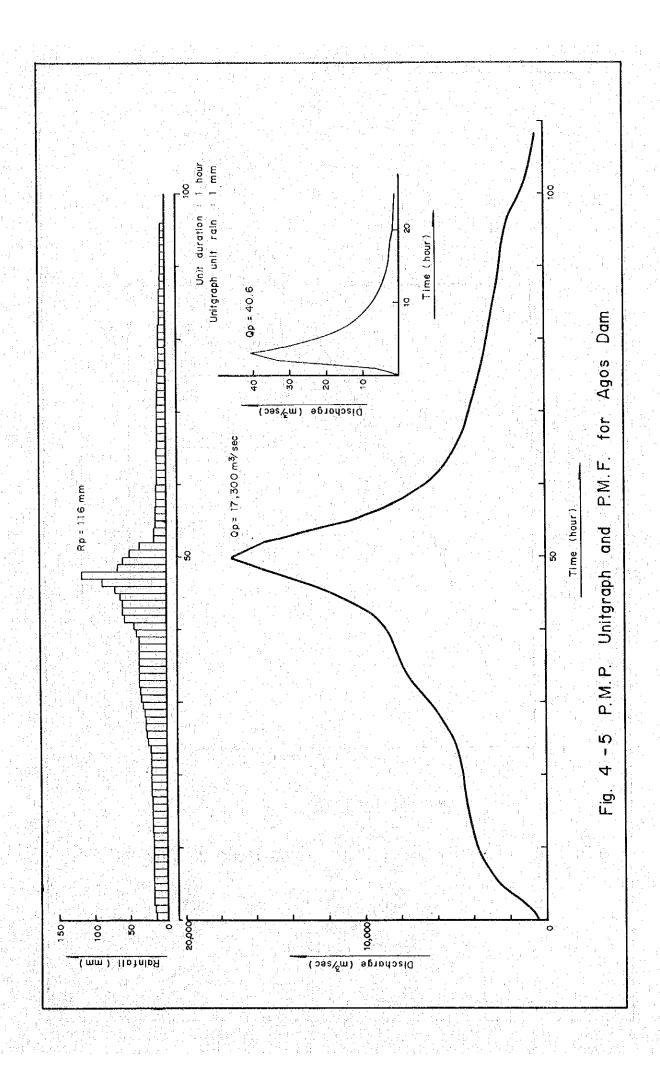


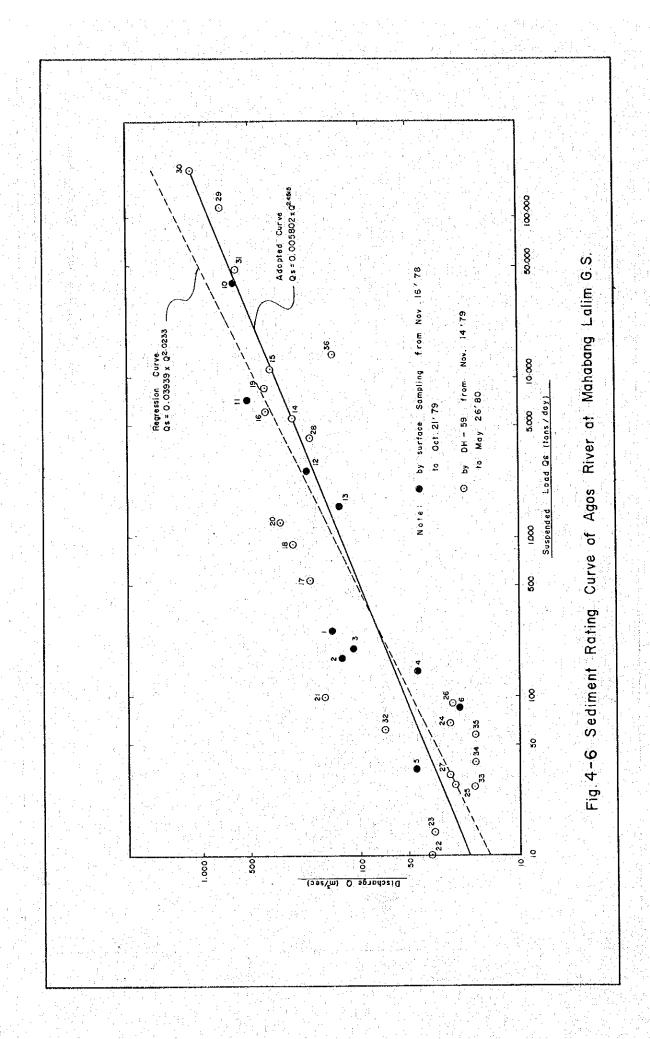


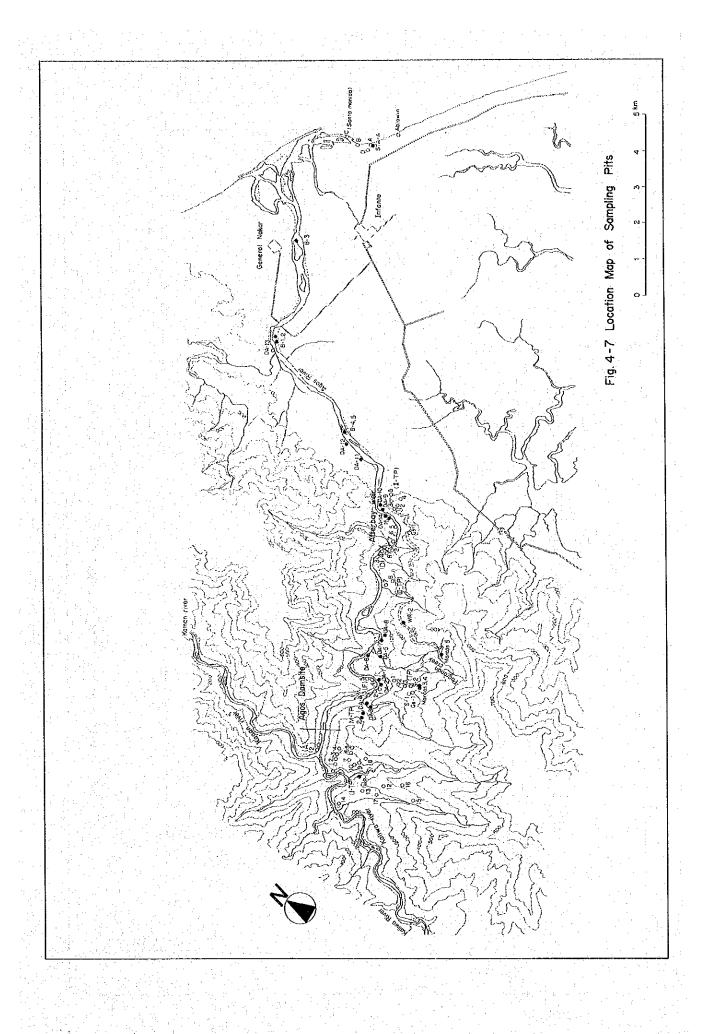


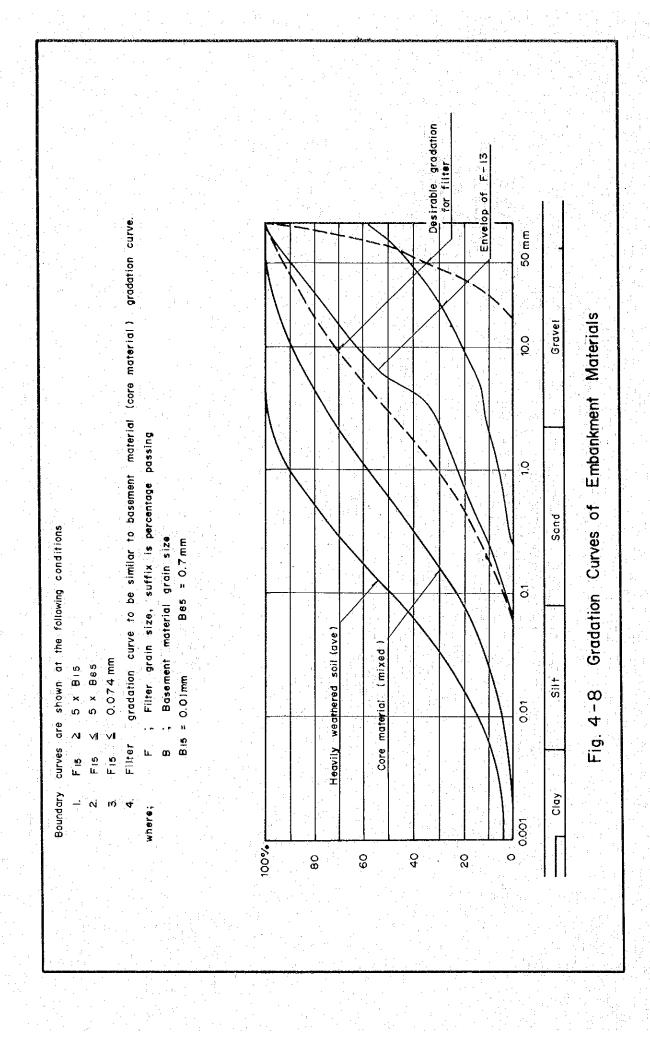


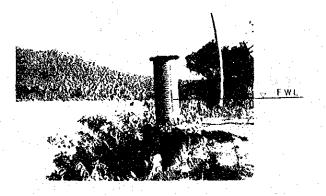














Eroded bank around the Banugao Stream Gauging Station during the flood on Oct. 26, 1978

the flood height

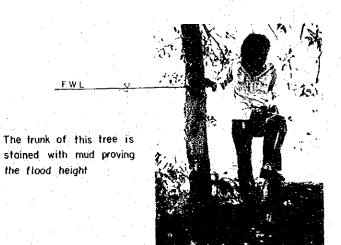
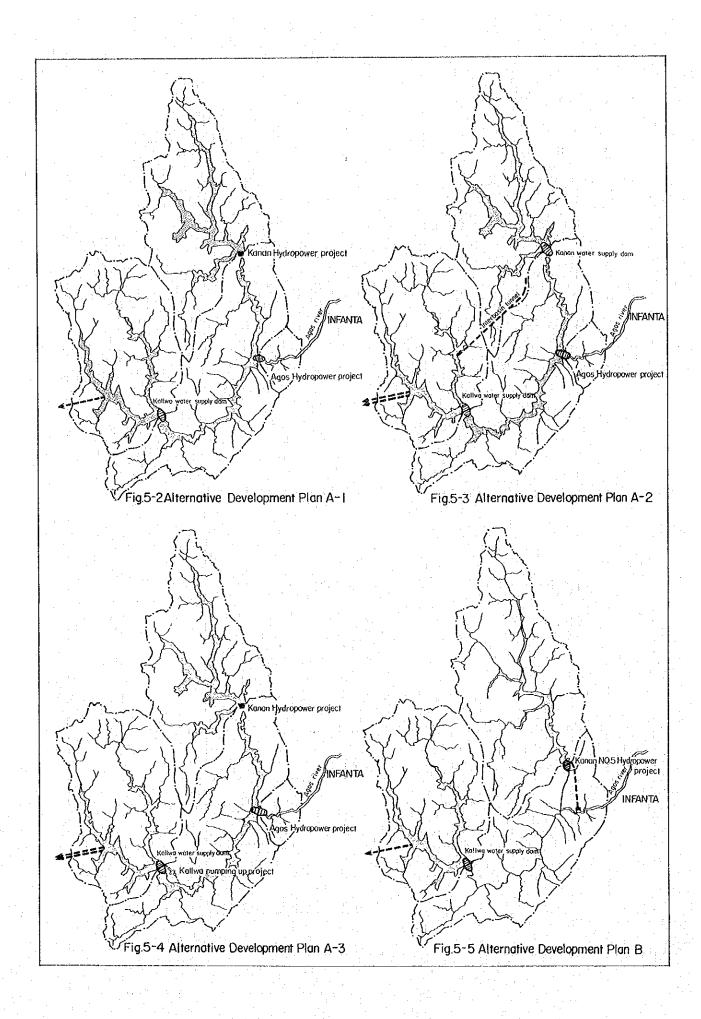
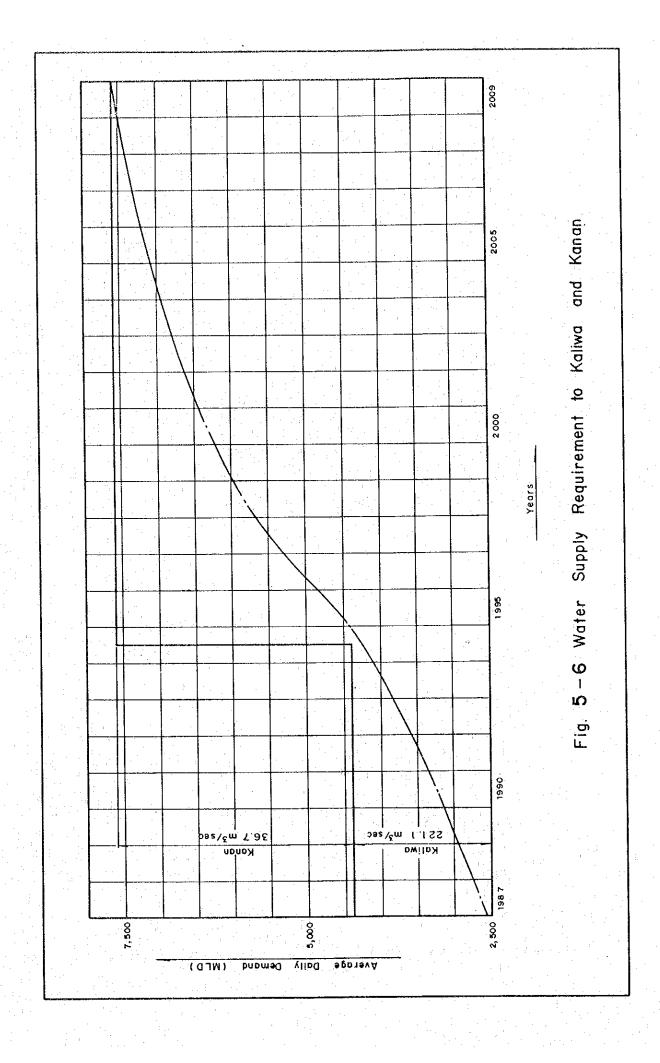
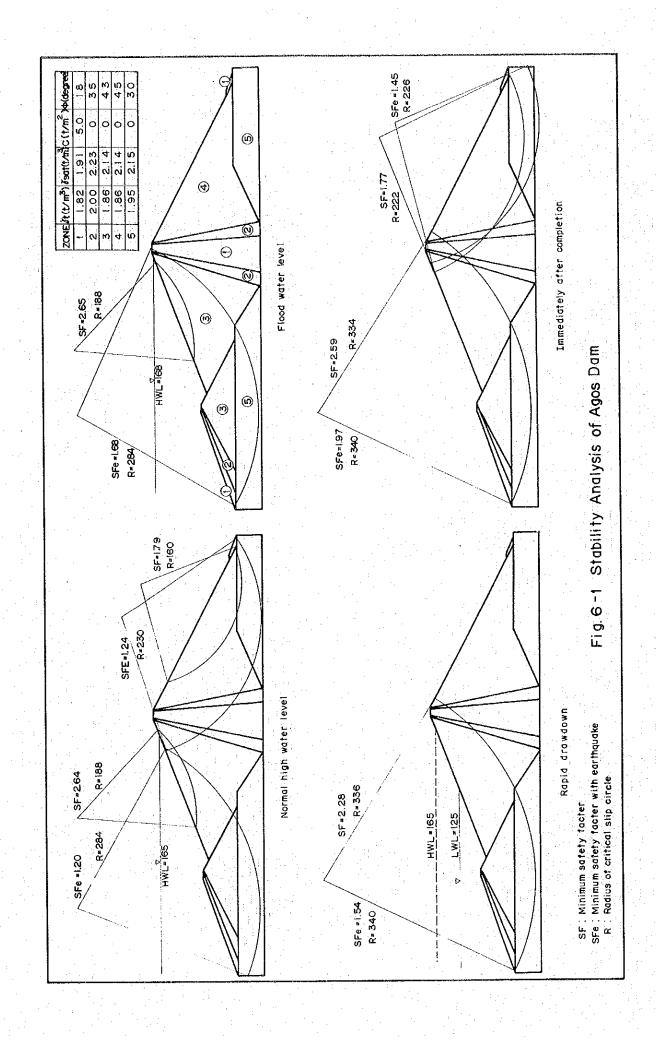




Fig.5-1 Flood Marks at Banugao on Agos River caused by the Typhoon Kading Oct. 26, 1978 (Photographs taken on March 9, 1979)

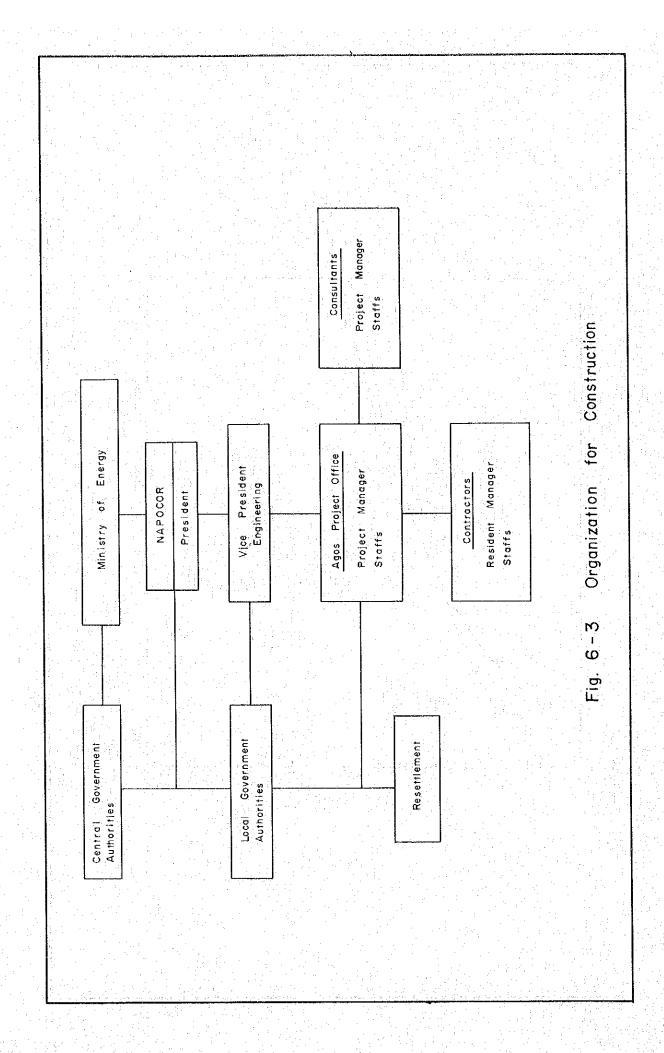


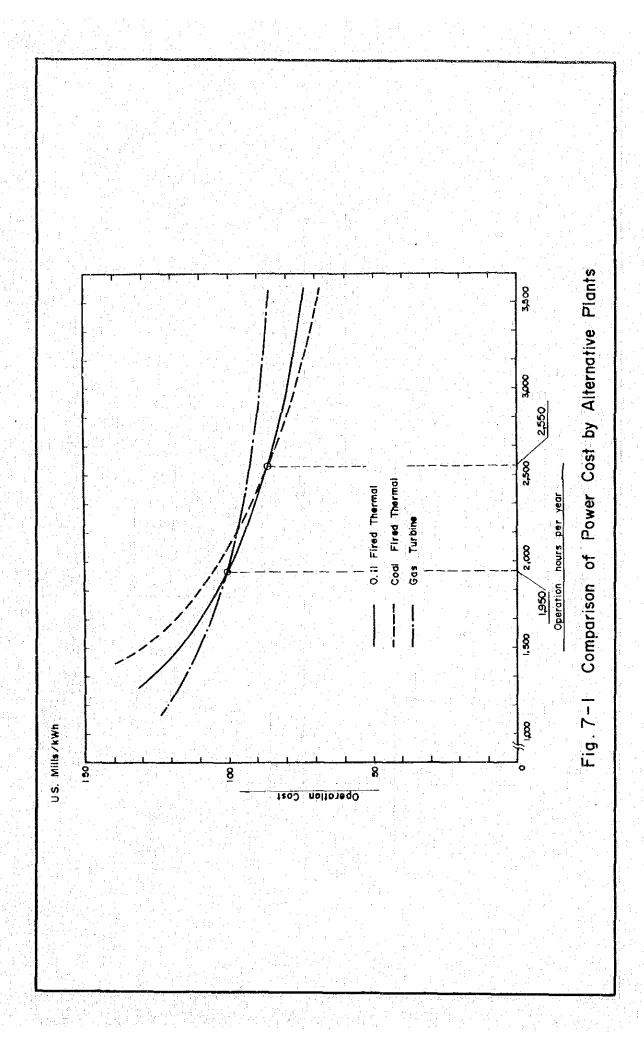


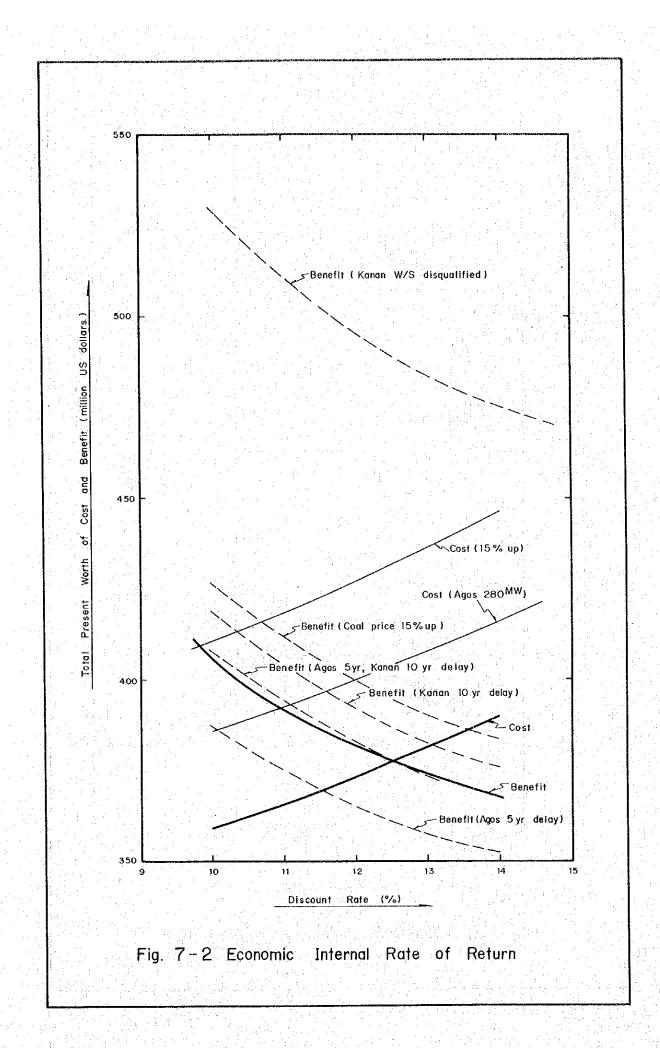


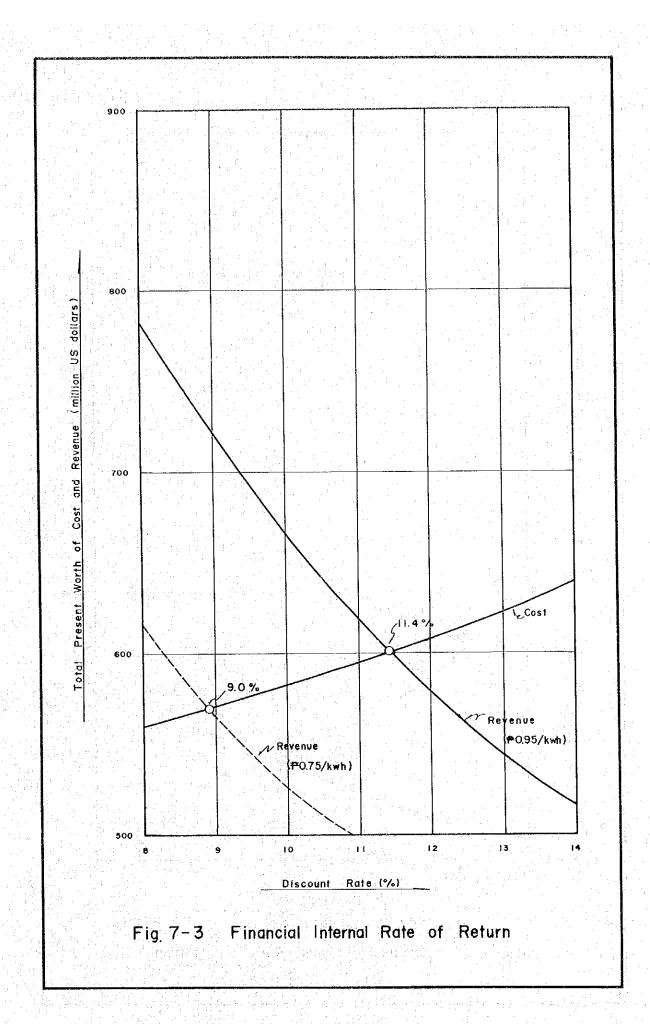
		1008	9
	YORK THE	1981 1962 1983	DASIONE
		Y I FINANCIA LA SONIO LI PRANCIA POR DE LA PROPERTA DEL PROPERTA DEL PROPERTA DE LA PROPERTA DEL PROPERTA DEL PROPERTA DE LA PROPERTA DEL PROPERTA DEL PROPERTA DE LA PROPERTA DE LA PROPERTA DE LA PROPERTA DE LA PROPERTA DEL PROPERTA DEL PROPERTA DEL PROPERTA DE LA PROPERTA DE	
DETAIL ED. DESIGN			
		Fire-bodger	
TENDERING AND CONTRACT	Section 1		
The second of th			
2 Y	1		
I	305		Ŧ
	ED m/m		
POWER SUPPLY SYSTEM	- 400k	Other	
TELECOMMUNICATION: SYSTEM	17 cm New 37 cm		
AGGREGATE AND BUTCHER PLANTS	<u>\$</u>		
ŀ	000		
OLGARAY AND BORROW PITS (STRIPPING)	- 0.70 - 5		
the same of the sa			-
DIVERSION WORKS			
	. 1		
	2	SOO	
	2 (7)		
			-
DIVERSION TUNNEL NO.2			
1	\$ 10 m	Social State of Colorador	
	To . 72,63		
	m ³ 26.60		
	m3 1512.00		. []]]
	93,00		
4	100		
i			
	m3 2,844,00		
	8	006	
	34.12		
	B 23.72		
	1941 SE		- -
	m 1210,30	0200	
	m3 12,266,70	0,000	
Excovation	m3 8,407, 20	7,200 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
	00,5€I 5m	ζ, σος (1) 11 11 11 11 11 11 11 11 11 11 11 11 1	
	ton Mendenda		
	1.46	0967	
Operation water			T
TOWER WELLCOMM			
Т	E 02 02		
Т	200	342	
Т	1112		
T	4		
T			
T	1]
10 Miles			
Т	E		1
Т	168		I
1	35		
Г			
			I
SAMES UNITED AND TAIL DACE			
Evenueion	m3 182,00		
Contains and remon of sterroof	m3 23.50		T
anipuducing	m ³ 2.72		
Control of a service C	m ³ 16.00		
	00000		
Control of the contro	9		1
	30		
	300		
	300		
Electrical equipment	I LS		
i i i i i i i i i i i i i i i i i i i			
١			
Tronsmission line	Ē	45	
	2		

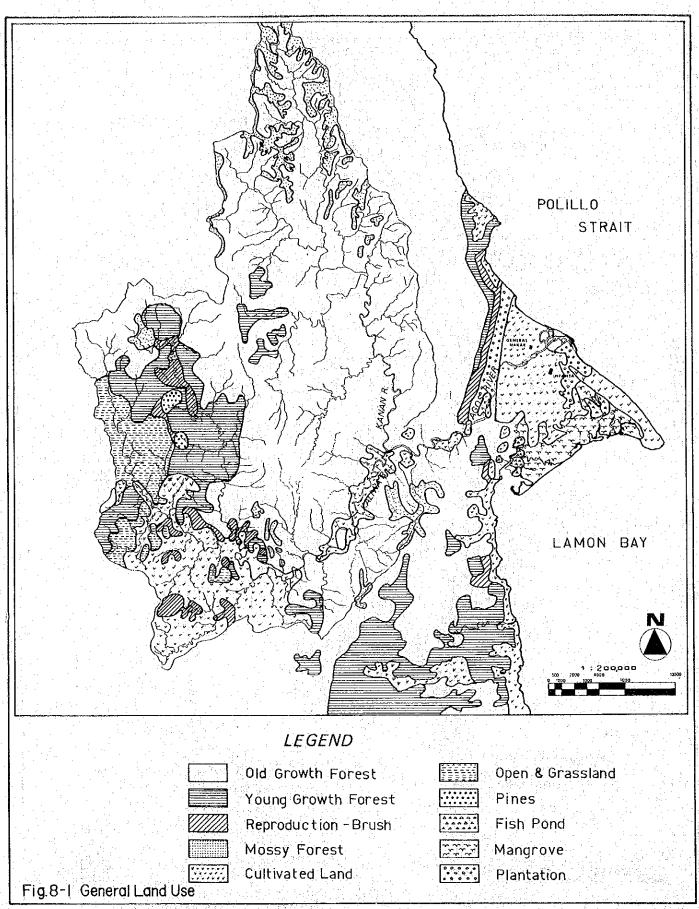
Fig. 6-2 Construction Time Schedule



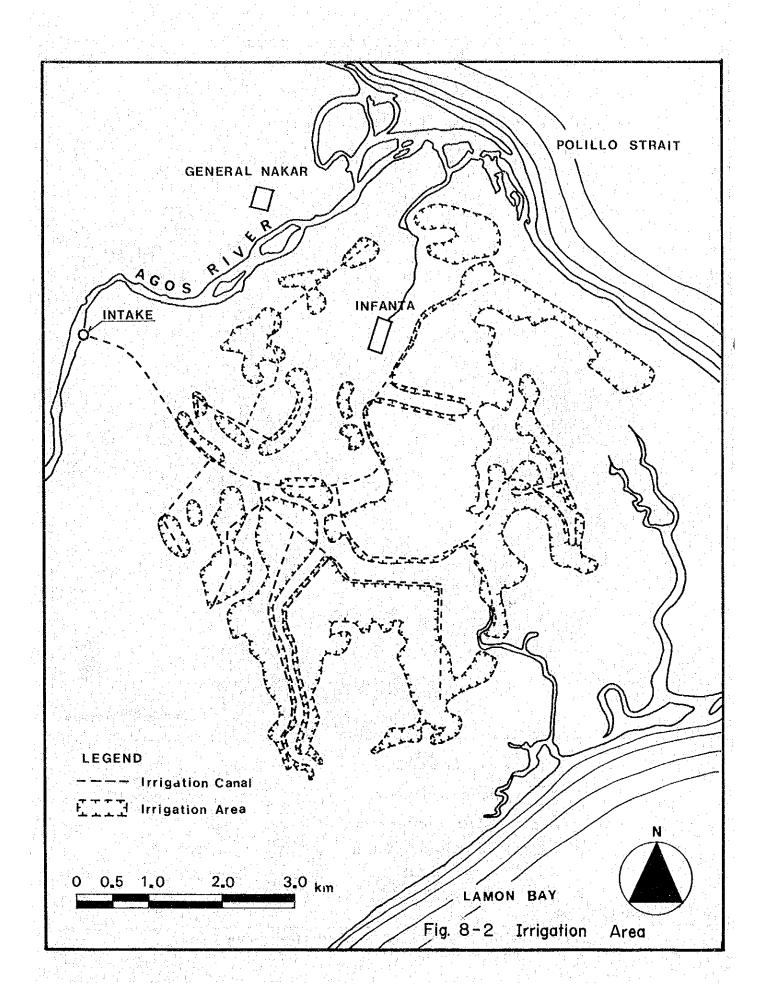








SOURCE: FOREST RESOURCES CONDITION MAP OF 1969



DRAWINGS

