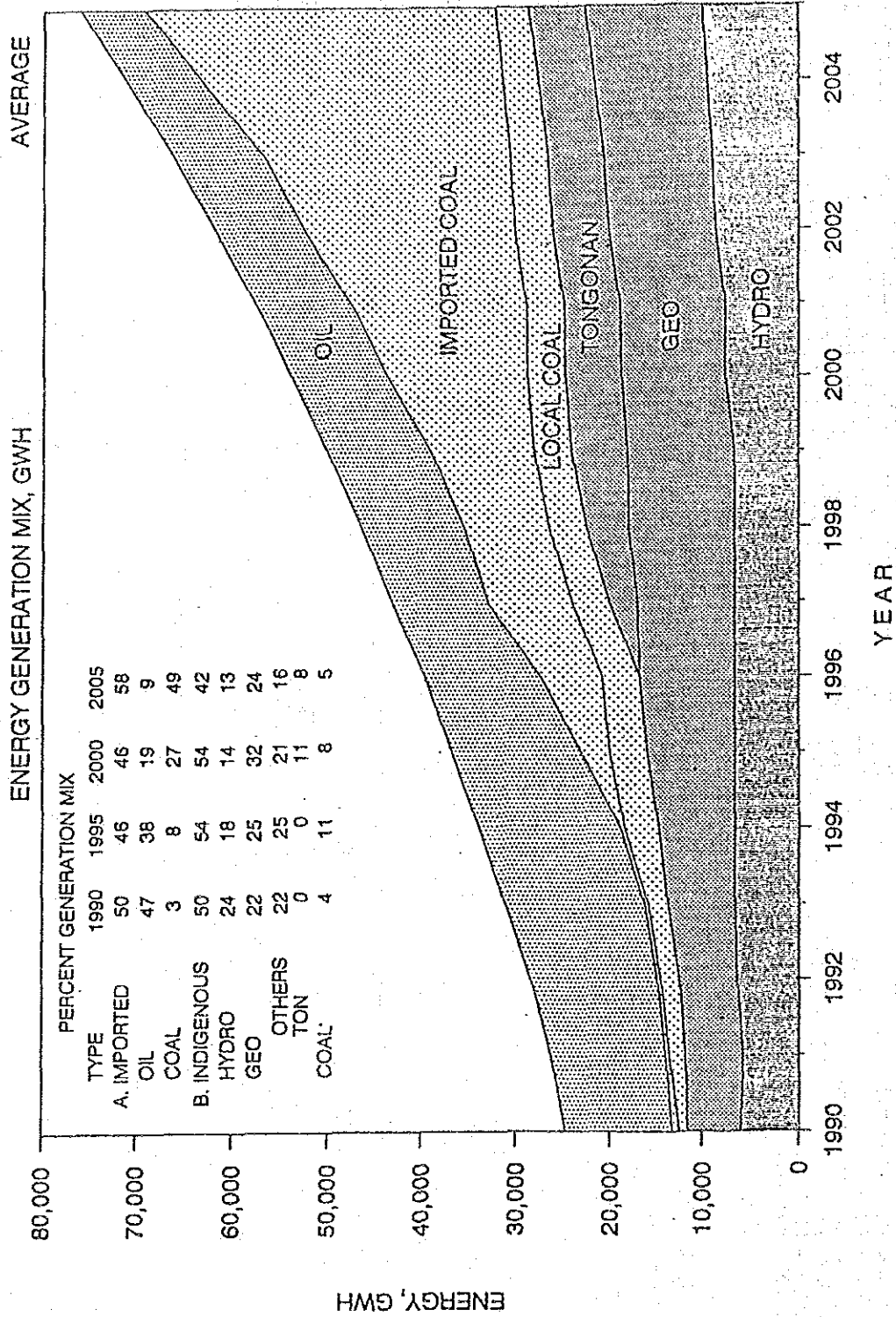


1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

YEAR	LUZON			VISAYAS			MINDANAO			TOTAL			
	MO.	POWER PLANT	TYPE	MW	MO.	POWER PLANT	TYPE	MW	MO.		POWER PLANT	TYPE	MW
1991	JAN	HOPEWELL GT #2	GT	70	FEB	ABB-LBGT#1	GT	28	FEB	PBGT-MT#8	GT	30	447
	MAR	PBGT-JB#1	GT	30	FEB	PBGT-MT#7	GT	30	MAR	PBGT-MT#9	GT	30	
	MAR	HOPEWELL GT #3	GT	70	APR	ABB-LBGT#2	GT	28	AUG	PBGT-JB#2	GT	30	
	JUN	PBGT-JB#3	GT	30	OCT	BDPP UH#1 5	DSL	6					
	OCT	PBGT-JB #4	GT	30	DEC	JANOPOL MH	HYDRO	5					
1992	JUL	PBGT-JB #5	GT	30									165
	JUL	LBGT - SUCAT	GT	30	OCT	CDPP II-U4	DSL	19	JUL	AGUS I	HYDRO	80	
1993	JAN	BATAAN CC-STAGE 1	CC	210	JAN	CEBU-NEGROS INTERCONNECTION			JUL	SMPB-12	DSL	36	755
	MAR	MAKBAN BINARY	GEO	12	JUL	PALINPINON II-1	GEO	20	FEB	DAVAO CC STAGE 1	CC	140	
	MAY	BACMAN II	GEO	40	SEP	PALINPINON II-2	GEO	20	NOV	DAVAO CC STAGE 2	CC	70	
	JUN	BACMAN I	GEO	110	NOV	PALINPINON II-3	GEO	20					
	SEP	BATAAN CC-STAGE 2	CC	100									
1994	OCT	MAIBARARA BINARY	GEO	13	JAN	PALINPINON II-4	GEO	20					326
	MAR	CALACA II	COAL	300	JAN	BOHCL DIESEL	DSL	6					
1995	JAN	DEL GALLEGO	GEO	120									630
	MAY	MASINLOCT	COAL	300					JAN	MT. APO A	GEO	60	
	JUN	HOPEWELL I-BOT	COAL	350					JAN	MT. APO B	GEO	60	
1996	JAN	MASINLOCT II	COAL	300	JAN	MAMBUCAL A	GEO	40					460
	JAN	BULUSAN	GEO	60									
1997	JAN	LUZON-LEYTE INTERCONNECTION			JAN	LEYTE-CEBU INTERCONNECTION			JAN	LEYTE-MINDANAO INTERCONNECTION			790
	JAN	HOPEWELL II-BOT	COAL	350	JAN	LEYTE A	GEO	440					
1998					JAN	LEYTE B1	GEO	220					346
					JAN	BOHOL DIESEL	DSL	6	JAN	MT. APO C	GEO	120	
1999	JAN	COAL	COAL	300	JAN	LEYTE B2	GEO	220					520
	JAN	COAL	COAL	600									
	JAN	CASECNAH	HYDRO	268									
2000	JAN	LUZON-MINDORO INTERCONNECTION			JAN	CEBU-BOHOL INTERCONNECTION							868
	JAN	COAL	COAL	600	JAN	MAMBUCAL B1	GEO	20					
2001	JAN	KALAYAAN	HYDRO	150	JAN	MAMBUCAL B2	GEO	20					770
	JAN	COAL	COAL	600	JAN	LEYTE C1	GEO	20	JAN	AGUS III	HYDRO	223	
2002	JAN	COAL	COAL	600	JAN	LEYTE C2	GEO	20	JAN	SMALL HYDRO STAGE 1	HYDRO	105	875
	JAN	COAL	COAL	600	JAN	LEYTE C3-5	GEO	60					
2003	JAN	COAL	COAL	600	JAN	LEYTE C6-8	GEO	60					1134
	JAN	KALAYAAN	HYDRO	150					JAN	SMALL HYDRO STAGE 2	HYDRO	106	
2004	JAN	COAL	COAL	900					JAN	SMALL HYDRO STAGE 3	HYDRO	68	1110
	JAN	COAL	COAL	900					JAN	BULANOG-BATANG	HYDRO	150	
2005	JAN	COAL	COAL	900									1308
TOTAL				7623				1328					10259

PHILIPPINES

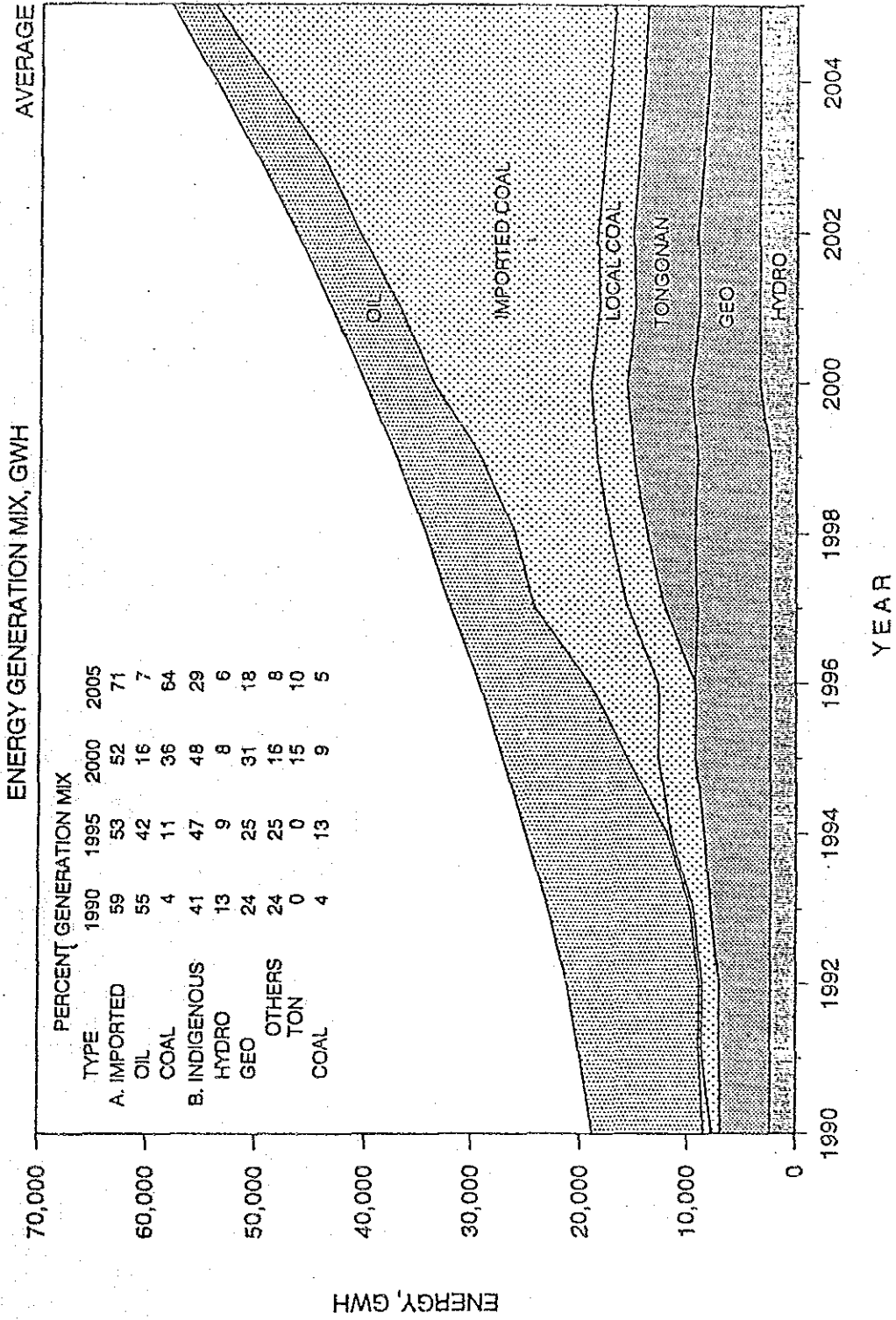
Fig. 4-1



PGMREVAV.DRW
RPD3.5-5

LUZON GRID

Fig. 4-2

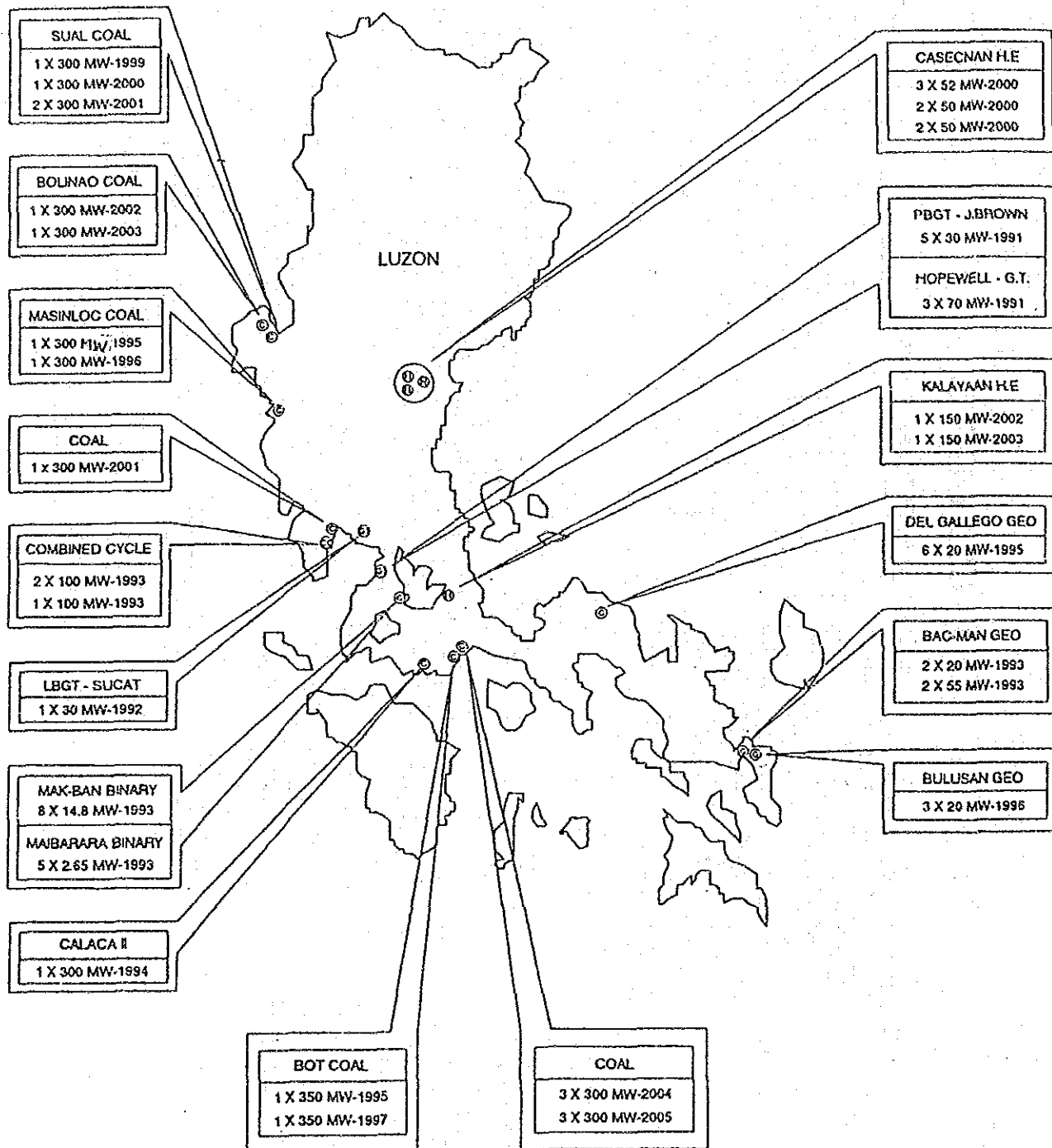


LGMREVAV.DRW
RPO3.5-5

LUZON GRID

PROPOSED GENERATION PROJECTS 1991 POWER DEVELOPMENT PROGRAM

Fig. 4-3



LUZPROG/CR'91
SPD

第5章 フィリピン電力会社の概要

第5章 フィリピン電力会社の概要

5.1 フィリピン電力会社の歴史

フィリピン電力会社（National Power Corporation : NAPOCOR）は、1936年に設立された100%政府出資の国営電力会社で、発送変電設備の建設・運転を担当し、マニラ電力会社（Manila Electric Company : MERALCO）ほかの電力会社や電化協同組合（Electric Cooperative）へ電力を卸売供給するとともに、一部の大口需要家へも直接売電している。

NAPOCOR はもともと水力発電およびその他天然資源による電力事業の開発を目的として設立されたが、1972年に事業範囲を拡大し、1978年には MERALCOから火力発電設備を買収して、それ以降、発送変電設備の運営を一貫して行っている。NAPOCOR の事業規模の推移をみると次のとおりである。

		1966	1976	1980	1985	1990
発電電力量	GWh	1,425	3,140	15,086	18,757	24,799
販売電力量	GWh	1,310	2,966	14,033	17,140	22,915
最大電力	MW	674	1,787	2,414	3,037	3,974
発電所容量	MW	270	663	3,821	5,549	6,037
送電線回線延長	km	2,398	3,682	7,152	11,832	14,060
変電所容量	MVA	916	2,180	7,598	13,307	14,381

5.2 組織

NAPOCOR は大統領直轄のエネルギー局（Office of Energy Affairs : OEA）とエネルギー規制局（Energy Regulatory Board : ERB）の監督下であり、その最高決議機関は国家電力委員会（National Power Board : NPB）である。

本社組織は、技術部門が Engineering, Luzon Operations, Visayas/Mindanao Operations に分かれ、管理部門が Administration, Finance, Human Resources, Planning Services, Controller, Office of the General Counsel に分かっている。

地方組織は、ルソン島の Northern Luzon Regional Center (NLRC), Southern

Luzon Regional Center (SLRC), Metro Manila Regional Center (MMRC), ビサヤス地域の Visayas Regional Center (VRC), ミンダナオ島の Mindanao Regional Center (MRC) に分かれている。

NAPOCOR は、職務の合理化、統合化を目的とした組織改正を実施中で、このなかには早期退職奨励制度も含まれている。1991年11月に大幅な改正が実施されたが、新組織への完全な移行は終わっていない。Table 5-1 に新組織を、Table 5-2 に旧組織をそれぞれ示す。両表を比較すると、職務の統合により組織が合理化され、また、簡素化されていることがわかる。

運転保守関係の組織については、第7章で詳しく述べる。

5.3 人員及び社員研修

過去10年間の人員の推移をみると、1981年から1985年にかけては減少傾向にあったが、1985年以降は増加傾向を示し、1990年には 3,102名増加している。1981年から1990年にかけての人員の推移は次のとおりである。

1981年	12,062	1986年	10,821
1982年	11,978	1987年	10,819
1983年	11,837	1988年	11,294
1984年	11,523	1989年	12,954
1985年	10,564	1990年	16,056

1990年における人員構成は、Operations が 74%, Engineering が 15%, 管理部門が 11%となっており、運転保守要員が大半を占めている。1990年には、増加するプロジェクトへ対処し、また運転保守を強化するため、Engineering へ 1,469 名、Operations へ 1,633名を増員している。

NAPOCOR では、Human Resources が社員研修を担当し、人材開発、技術・技能の向上に努力している。1986年から1990年にいたる5ヵ年間の実績によると、研修コースの年平均受講者数は 4,071名で、その内訳は、管理・監督者コースが 875 名 (21.5%)、運転保守コースが 717名 (17.6%)、Engineering・電算機コースが 1,104名 (27.1%)、Administrationコースが 1,375名 (33.8%)となっている。

運転保守要員の研修については第7章で述べるが、上記の717名は12,000名を超える運転保守要員に対しあまりにも少ないと考えられる。

Human Resources & Organizational Development Department の Technical Training Division が技術研修を担当しているが、要員が少なく、研修の実施に支障を来している。同 Division の要員を増加し、研修内容の向上、カリキュラムの充実、研修コース実施頻度の増加を図る必要がある。

研修センタープロジェクトはADBローンにより実施されることになっていたが、1991年10月にキャンセルされた。その理由は同ローンで実施中の Bac-Man地熱発電所の建設コストのエスカレーションによるものである。Bidding Document は既に作成されている。候補地点は Bataan Province の Bagac にある NAPOCOR の Housing Compound である。同 Compound は PNPP 建設時に使用したもので、ホテル、アパートメント、住宅、スポーツ施設等が完備しており、用地も広大である。現在レクチュアを主体とした研修の一部が実施されている。本プロジェクトを早急に実施し、研修内容の充実、向上を図る必要がある。

5.4 財務事情

Table 5-3 に1990年の財務概況を示す。

販売電力量は 22,915GWh となり対前年比 3.02% の増加に止まったが、電力料金値上げのため、営業収入は 25,779 百万ペソとなり、対前年比 25.08% の増加となった。

一方、運転経費は、湾岸危機による原油価格の上昇と諸物価上昇のため、21,660百万ペソとなり、対前年比 41.47% の増加となった。特に、発電経費が対前年比 56.17% の増加となり、1 kWh 当りの石油価格は対前年比 98.32% の増加を示した。

この結果、営業利益は前年より 22.27% 減少して、4,119 百万ペソとなり、65 百万ペソの差引経常損失を計上するにいたった。

総資産は 160,460百万ペソ、稼働中の電力設備 (Net Utility Plant) は 78,144百万ペソとなり、それぞれ、対前年比 17.14%、19.10% の増加となった。資産の再評価は1987年以来行われていなかったが、1991年に実施された。

レートベース利益率 (Return on Rate Base) は 6.02%であったが、再評価後のレートベースに対しては 2.7% になると報告されている。 デットサービスレシオは 1.4、自己資金調達比率 (Self-Financing Ratio) は 0.3% であった。

1991年には、湾岸戦争による石油価格の上昇及びペソの切下げにより財務事情は更に悪化すると予想され、差引経常損失 2,941百万ペソ、レートベース利益率 3.5%、デットサービスレシオ 0.6と試算されている。

NAPOCOR は、世界銀行等の融資条件であるレートベース利益率 8%、デットサービスレシオ 1.5を達成すべく、料金値上げと経営効率化による財務改善対策を計画している。

5.5 電力料金

NAPOCOR の電気料金は国家電力委員会によって決定されている。 燃料費と為替の変動による自動更改制度は1992年に承認される予定である。

電力料金は、発電原価に基づいて算定されているため、グリッド毎の電源構成の違いを反映し、グリッド間に格差が見られる。 水力が多くを占めるミンダナオグリッドの平均販売単価は火力を主体とするルソングリッド、ビサヤスグリッドの約 58%となっている。

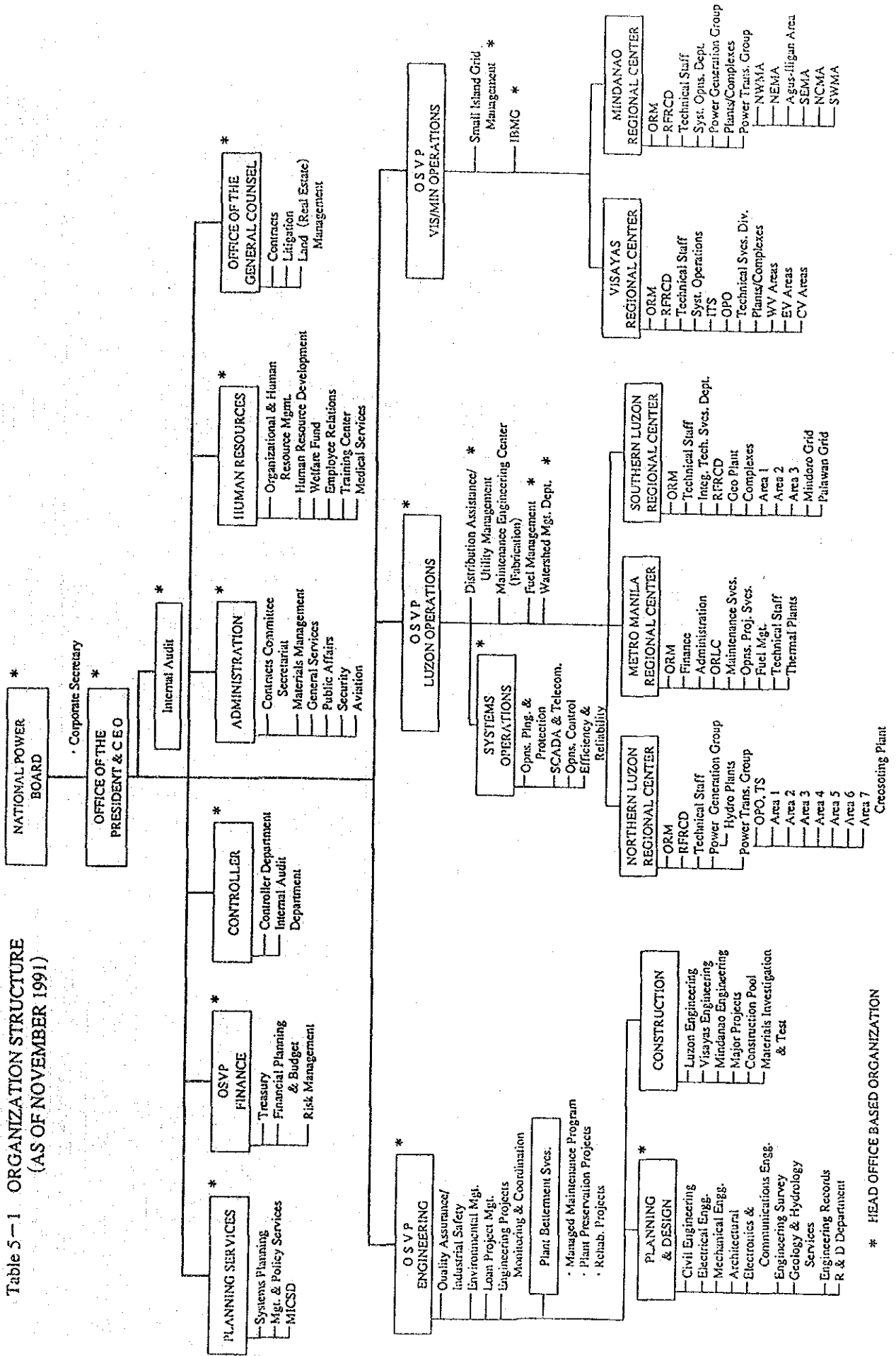
また、供給先によっても異なり、電化協同組合向けの料金は地方電化促進の配慮から割安に設定されている。

Table 5-4 に平均販売単価の推移と想定を示す。

1986年以降は、OPEC総会決裂後の原油価格の下落を反映して、販売単価も下降傾向にあったが、1990年には、湾岸危機による原油価格上昇のため料金値上げが行われ、販売単価は 20.1%の上昇となった。 1990年における料金値上げ率は、ルソングリッド 41.4%、ビサヤスグリッド 39.4%、ミンダナオグリッド 16.9%、合計 38.5%であったが、料金値上げは7回にわたって実施されたため、その効果は1990年と1991年の両年にわたって表われることになる。

1992年以降の料金値上げは、5.4 で述べたとおり、財務事情の改善を目的としたもので、1992年から1994年にかけて年平均 12.1%の値上げが計画されている。

Table 5-1 ORGANIZATION STRUCTURE
(AS OF NOVEMBER 1991)



* HEAD OFFICE BASED ORGANIZATION

Table 5-2 ORGANIZATION STRUCTURE
(AS OF FEBRUARY 1991)

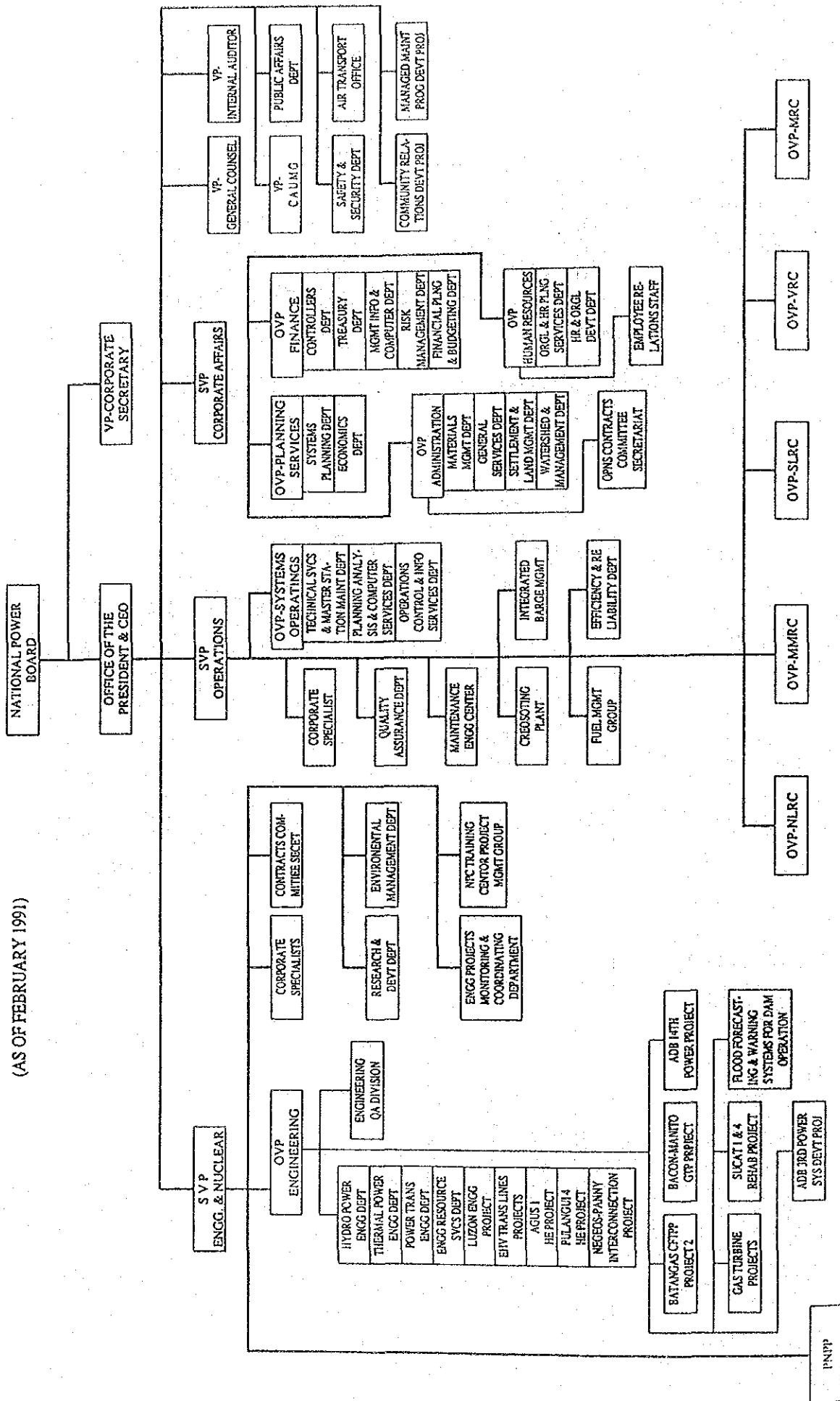


Table 5-3 FINANCIAL PERFORMANCE IN 1990

Items		Unit	1990	1989	Inc(Dec) %	
Energy Sales		GWh	22,915	22,244	3.02	
Average Power Rate		P/kWh	1.1263	0.9381	20.06	
Net Operating Revenue		P Mn	25,779	20,610	25.08	
Operating Expenses		"	21,660	15,311	41.47	
Generation		"	15,141	9,695	56.17	
Transmission and Distribution		"	489	382	28.01	
Administrative and General		"	538	434	23.96	
Depreciation		"	4,613	3,856	19.63	
Depletion		"	489	492	(0.61)	
Provision		"	30	109	(72.48)	
Other Operating Expenses		"	360	343	4.96	
Operating Income		"	4,119	5,299	(22.27)	
Net Income		"	(65)	1,661	(103.91)	
Rate Base		"	68,409	66,901	2.25	
Return on Rate Base		%	6.02	7.92	(23.99)	
Cost of Service		P/kWh Sold	1.1263	0.9381	20.06	
Fuel Cost		"	0.4248	0.2142	98.32	
Steam Cost		"	0.1326	0.1252	5.91	
Coal Cost		"	0.0482	0.0522	(7.66)	
Depreciation and Depletion		"	0.2229	0.1979	12.63	
Manpower Related Expenses		"	0.0535	0.0543	(1.47)	
Other Operating Expenses		"	0.0643	0.0531	21.09	
Non-Other Operating Expenses		"	0.1828	0.1655	10.45	
Net Income		"	(0.0028)	0.0757	(100.37)	
Assets	Total	P Mn	160,460	136,976	17.14	
	Utility	Under Construction	"	22,151	17,027	30.09
	Plant	Operating(Net)	"	78,144	65,660	19.01
Proprietary Capital		"	32,912	35,537	(7.39)	
Long Term Debt		"	69,108	52,740	31.04	
Capital Expenditures		"	11,182	6,609	69.19	
Funding Sources	Foreign Loans	"	7,735	3,789	104.14	
	Net Internal Cash Generation	"	4,239	1,890	124.28	
	Equity Advance from the National Government	"	598	0	-	
	Others	"	(1,390)	930	(249.46)	

Table 5-4 AVERAGE POWER RATES

(Unit: P/kWh)

Year	Luzon	Visayas	Mindanao	Phillipines	Annual Increase Rate(%)
1980	0.3641	0.4078	0.1644	0.3423	
1981	0.4480	0.4982	0.1800	0.4166	21.7
1982	0.4670	0.5444	0.1859	0.4299	3.2
1983	0.6152	0.7244	0.2966	0.5790	34.7
1984	0.9740	0.9980	0.3740	0.8754	51.2
1985	1.2082	1.0401	0.5205	1.0835	23.8
1986	1.0552	0.9063	0.5086	0.9548	-11.9
1987	0.9793	0.8671	0.5657	0.9038	-5.3
1988	1.0031	0.9252	0.6252	0.9354	3.5
1989	0.9877	1.0385	0.6669	0.9381	0.3
1990	1.2049	1.2424	0.7043	1.1263	20.1
1991				1.3900	23.4
1992				1.6600	19.4
1993				1.8800	13.3
1994				1.9600	4.3

第6章 電力設備5ヵ年リハビリテーション／リノベーション計画
(マスタープラン)

第6章 電力設備5ヵ年リハビリテーション/リバーション計画
(マスタープラン)

6.1 火力発電所

6.1.1 火力発電設備の現状と問題点

1. 火力発電所の概要

(1) 火力発電所数及び合計設備容量(ユニット数)

ルソン系統の火力発電所は全てMetro Manila Regional Center (MMRC) の管内にあり、1991年8月現在の概要は次のとおりである。

汽力発電所	5カ所	2,225MW (11ユニット)
ガスタービン発電所	2カ所	210MW (7ユニット)
合計	7カ所	2,435MW (18ユニット)

上記の内訳はTable 6-1-1 のとおりである。

Table 6-1-1 火力発電所一覧表 (1991年8月現在)

発電所	地点	設備出力 (MW)	ユニット No.	ユニット 容量 (MW)	運開年	運転年数
Bataan	Limay, Bataan	225	1	75	1972	19
			2	150	1977	14
Sucat	Muntinglupa Metro Manila	850	1	150	1968	23 *1)
			2	200	1970	21 *2)
			3	200	1971	20 *2)
			4	300	1972	19 *1)
Manila	Ermita, Manila	200	1	100	1965	26
			2	100	1966	25
Malaya	Pililla, Rizal	650	1	300	1975	16 *3)
			2	350	1979	12 *4)
<u>重油火力計</u>		<u>1,925MW</u>	<u>10 ユニット</u>			
Batangas	Calaca, Batangas	300	1	300	1984	7
<u>石炭火力計</u>		<u>300MW</u>	<u>1 ユニット</u>			
Bataan ガスタービン	Limay, Bataan	120	1	30	1989	2
			2	30	1989	2
			3	30	1989	2
			4	30	1989	2
Malaya ガスタービン	Pililla, Rizal	90	1	30	1989	2
			2	30	1989	2
			3	30	1989	2
<u>ガスタービン計</u>		<u>210MW</u>	<u>7 ユニット</u>			
<u>火力合計</u>		<u>2,435MW</u>	<u>18 ユニット</u>			

注: リハビリテーションプロジェクト

- *1) 1990年実施済
- *2) 1992年及び1993年実施予定
- *3) 1987年実施済
- *4) 1986年実施済

(2) 火力発電所設備概要

概要は、Table 6-1-12 "Summary of Thermal Power Plant Facilities" に示す通りである。

2. 火力発電所の現状

(1) 火力発電所出力の低減

Table 6-1-2に示すように、火力発電所現在出力は、定格出力の合計を100%として、1991年11月現在、約83%に低下している。

Bataan 1号、Sucat 2号及びMalaya 1号に大きな出力低減が見られる。

Table 6-1-2 定格出力 対 現在出力 (1991年11月現在)

	発電所 ユニットNo	定格出力	現在出力	B/A	運 開 年 及び (運転年数)	累計運転 時間 (Hr)
		A(MW)	B(MW)	(%)		
重 油 火 力	Bataan No. 1	75	*50	67	1972(19)	120,772
	Bataan No. 2	150	*130	87	1977(14)	91,305
	Manila No. 1	100	90	90	1965(26)	200,505
	Manila No. 2	100	95	95	1966(25)	185,935
	Sucac No. 1 *1)	150	120	80	1968(23)	149,739
	Sucac No. 2 *2)	200	*150	75	1970(21)	121,946
	Sucac No. 3 *2)	200	160	80	1971(20)	118,427
	Sucac No. 4 *1)	300	300	100	1972(19)	96,634
	Malaya No. 1 *3)	300	210	70	1975(16)	96,954
	Malaya No. 2 *4)	350	290	83	1979(12)	83,405
石炭 火力	Batangas No. 1	300	260	87	1984 (7)	43,301
	合 計	2,225	1,855	83		

注: リハビリテーションプロジェクト *1) 1990年実施済
 *2) 1992年及び1993年実施予定
 *3) 1987年実施済
 *4) 1986年実施済
 *5) 1990年末現在

* 保修前の出力

(2) 火力発電所の熱消費率の増加（熱効率の低下）

Fig. 6-1-1は、Table 6-1-3 火力発電所の熱消費率一覧表から熱効率をプロットしたものである。すべてのユニットの熱消費率（又は熱効率）が経年劣化のため、設計値又は保証値よりも悪くなっている。（Table 6-1-3、c/a 参照、c=現在値、a=設計値又は保証値、いずれも熱消費率）

ワースト 3は、Sucac 3号 (c/a=1.483)、Bataan 1号 (c/a=1.226)及びSucac 2号 (c/a=1.214)である。

Fig. 6-1-1 火力発電所熱効率の現状 (1991年6月現在)

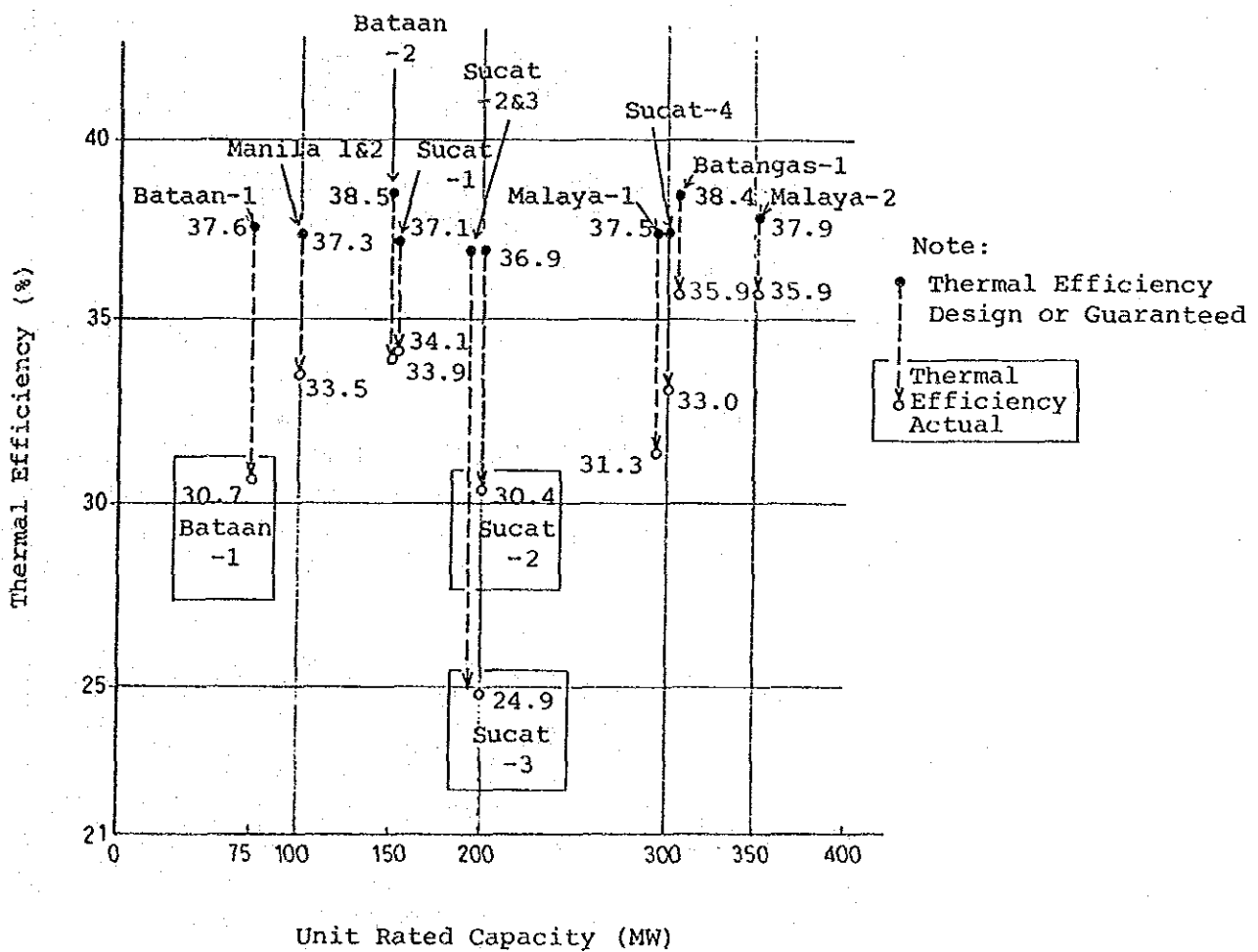


Table 6-1-3 火力発電所熱消費率一覧表

(1991年6月現在)

発電所 ユニットNo	定格 出力 (MW)	熱消費率 (BTU/KWH)・熱効率 (%)					
		設計/ 保証値 (a)	受取試験 (b)	定修前 (c)	定修後 予想 (d)	(c/a)	(d/a)
Bataan No. 1	75	37.6% 9,070	37.1% 9,190	30.7% 11,120	33.4% 10,200	1.226	1.125
Bataan No. 2	150	38.5% 8,850	38.6% 8,840	33.9% 10,070	35.5% 9,620	1.138	1.087
Manila No. 1	100	37.3% 9,138	37.6% 9,060	33.5% 10,185	34.9% 9,775	1.115	1.070
Manila No. 2	100	37.3% 9,138	38.1% 8,955	33.5% 10,190	34.8% 9,800	1.115	1.072
Sucat No. 1	150	37.1% 9,190	*37.1% (1990)	34.1% 9,990	34.9% 9,770	1.087	1.063
Sucat No. 2	200	36.9% 9,239	*36.9% (予想)	30.4% 11,220	32.0% 10,650	1.214	1.153
Sucat No. 3	200	36.9% 9,239	*36.9% (予想)	24.9% 13,700	29.1% 11,725	1.483	1.269
Sucat No. 4	300	37.5% 9,104	*37.2% (1990)	33.0% 10,320	33.8% 10,095	1.134	1.109
Malaya No. 1	300	37.5% 9,104	*35.9% (1987)	31.3% 10,885	32.5% 10,505	1.196	1.154
Malaya No. 2	350	37.9% 8,998	*37.4% (1986)	35.9% 9,490	36.6% 9,330	1.055	1.037
Batangas No. 1	300	38.4% 8,876	39.0% 8,760	35.9% 9,520	37.0% 9,220	1.073	1.039

Note:

- * リハビリ後の受取試験結果
- a 製造者の設計/保証性能
- b 建設後の受取試験結果
- c 1991年5月の実際性能
- d 定修後の予想性能

・c/a, d/aを右欄に示している。

・表中の%は熱消費率から換算した熱効率である。

1kcal = 3.96832BTU
860kcal 3.413BTU として計算している。

(3) 火力発電所の事故停止回数

最近5ヵ年間(1986~1990)の事故停止回数をグラフ化したものがFig. 6-1-2である。特徴的な知見を列挙すれば次のとおり。

a. 年間事故停止回数が5年間を通じて比較的が多い発電所

・重油火力発電所の Bataan 1号及び2号、Malaya 1号及び2号

Malaya 1号はリハビリ後、事故停止回数が多い。

またMalaya 2号は1990年から1991年にかけて事故が多く発生した。

・石炭火力発電所の Batangas 1号

石炭火力の場合、重油火力に比較して、事故停止回数が多い。これは燃料の相違によるものであると考えられ、いわゆる経年劣化とは区別して考える必要がある。

b. 年間事故停止回数が5年間を通じて比較的に少ない発電所

・重油火力発電所の Sucat 1号及び2号

c. 1990年は、Manila 1号及び2号を除いて、他発電所ユニットの年間事故停止回数が例年より多くなっている。

(4) 火力発電所の保修停止時間

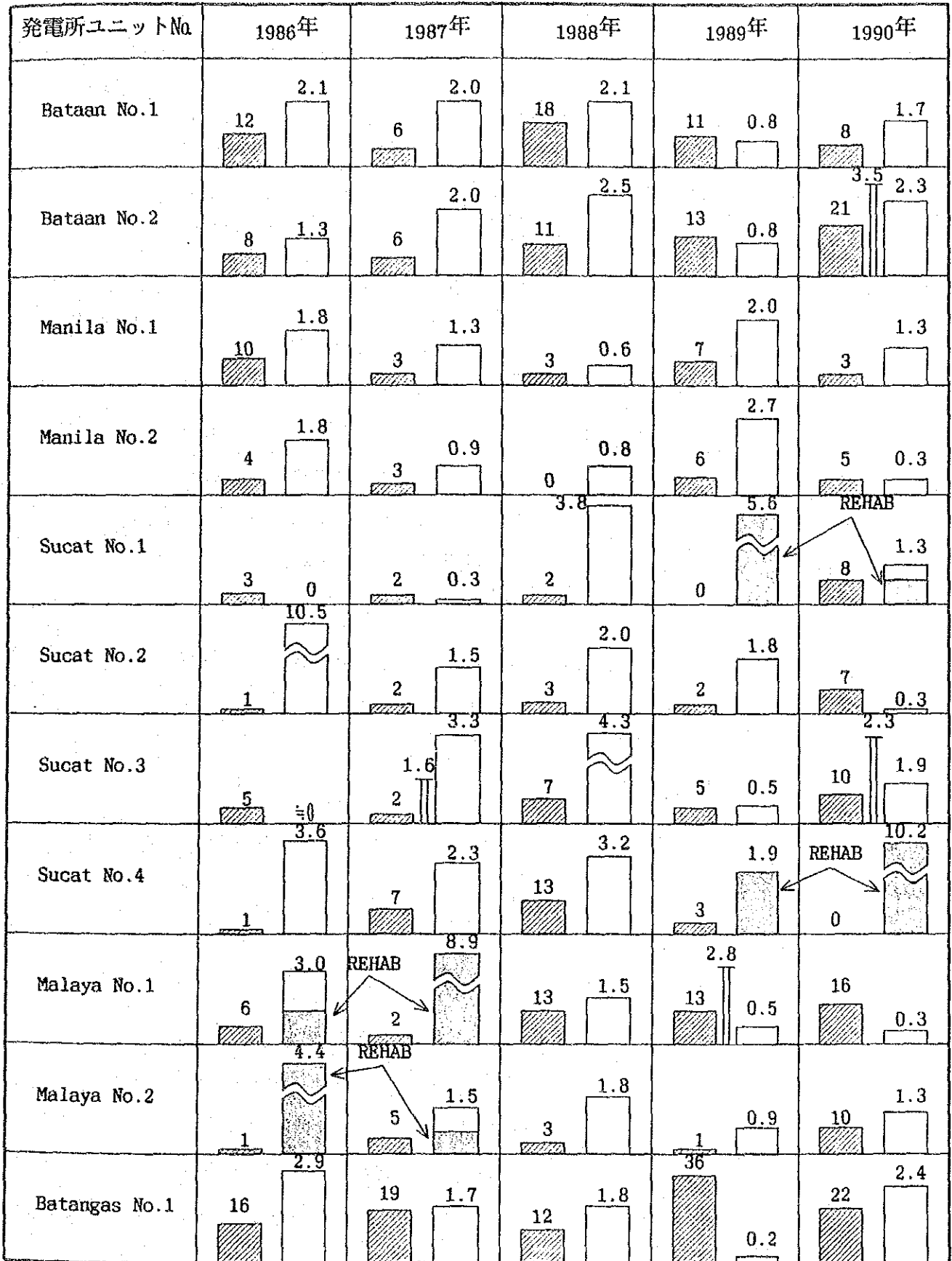
最近5ヵ年間の保修停止時間(含む計画停止)を月数に換算して、Fig. 6-1-2に示している。

定期点検修理(年に1回)は、NAPOCORの計画においては、従来型(ドラム型)ユニットでは40日、貫流型ユニット及び石炭火力では60日が平均日数である。従って図表上における年間保修停止時間が1.3ヵ月~2.0ヵ月の間であれば各ユニットの運転年数を考え合わせると、特に異常とは言えない。これを超える年間保修停止を経験しているユニットは、事故や経年劣化に起因する修理を必要としたと言える。

特徴的な知見を列挙すれば次のとおり。

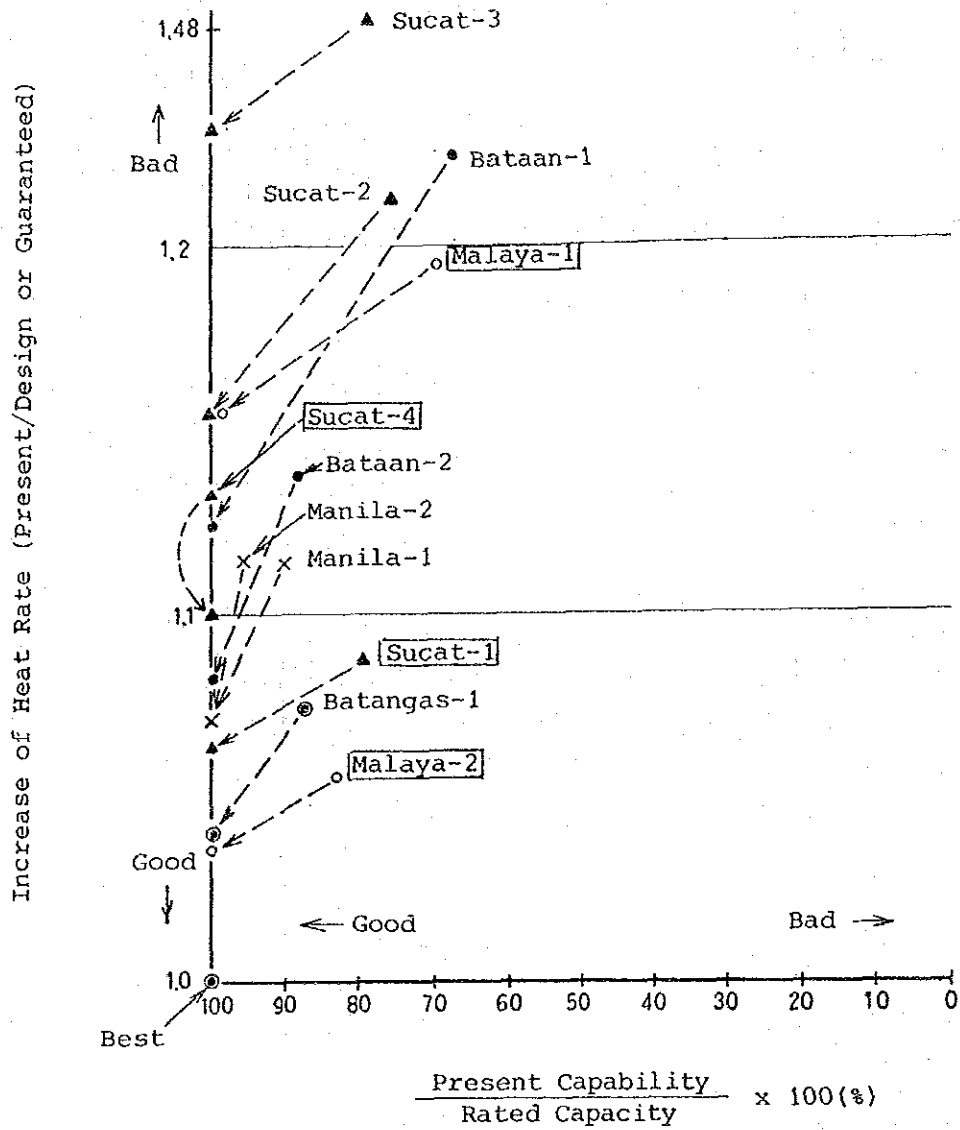
- a. Bataan 2号は、事故停止回数が増加傾向にあり、保修停止時間も長くなる傾向が見られる。
- b. Sucat 2号及び3号は、年間保修停止時間が3ヵ月を超えた年がある。また、それまで比較的少なかった年間事故停止回数が増加する兆候が見える。

Fig. 6-1-2 年間事故停止回数及び保守停止時間 (月数で表示)



注: 年間事故停止回数
 年間保守停止時間 (月数で表示)
 リハビリ停止
 年間事故停止時間 (月数で表示)

Fig. 6-1-3 火力発電所の現状 (出力及び熱消費率)



注： □ リハビリテーション実施済の発電所ユニット
 ● ←----- 定修後の熱消費率 (予想値)

(5) 各火力発電所の現状の総括

- a. 火力発電所ユニットの寿命（耐用年数）は、一般に30年と言われる。これによれば、既設ユニットは総じていわば中年を過ぎている。中には老年期に入っているものもある。

Batangas 1号の 7年を除けば、他ユニットは10年を超えており、特に Manila及び Sucat発電所の各ユニットは19～26年を経過している。より具体的には、11ユニット中6ユニットが運転時間10万時間を超えている。中でも Manila 1号は運転時間20万時間を超えている。

これらのユニットは、全般的に経年劣化が進行しており、適切なリハビリテーション又は計画保守が必要である。

- b. Fig. 6-1-3は、前述の出力低減及び熱消費率の増加の両観点から各ユニットの現状をマクロ的に見たものである。

リハビリテーション又は計画保守の実施には、これらを実施した後の成果についての予想も考慮して、その実施順位を決める方が良い。（詳しくは Fig. 6-1-3に述べる）

- c. Fig. 6-1-3の知見に加えて各ユニットの年間事故停止回数及び保守停止時間の過去5 ヶ年にわたる実績を総合すると次のように総括される。

(a) Sucat 2号及び3号は、最優先的にリハビリテーションを実施した方がよい。現にリハビリ工事が1992年及び1993年に実施されることとなっている。既に工事実施業者（コントラクター）は決定され、コンサルタントによるメーカ提出図面のチェック及びレビューが進行中である。

(b) Malaya 2号及びSucat 1号は、夫々、リハビリ実施後約5年及び1年経過しているが、全ユニットの中では相対的によい状態にある。

(c) Batangas 1号（石炭火力）も低品位炭使用の目的からやむを得ない多くの困難と戦いながら、相対的によい状態にある。

(d) Manila発電所の両ユニットは運転年数が25年以上に達している割には相対的によい状態にある。それ故に今後10年間その合計出力 200MWが是非必要であれば、残された耐用年数内（つまり今後 5～6 年以内）にリハビリテーションを実施するのが望ましい。（Fig. 6-1-4参照）

Fig. 6-1-4 火力発電所の現状の総括

- 下記の3つの要素によってマクロ的に総括した。
 主要設備の具体的な経年劣化状況その他によって最終判定の必要がある。
- ① 出力低減及び熱消費率の増加 (Fig. 6-1-3 参照)
- ② 累計運転時間 (Table 6-1-2 参照)
- ③ 年間保守停止時間 (Fig. 6-1-2 参照)
- 順位は上記①、②及び③の各要素について悪い方からとする。

順位	①	②	③	総 合
1	Sucac No. 3	Manila No. 1	Bataan No. 2	Sucac No. 3
2	Bataan No. 1	Manila No. 2	Sucac No. 3	Sucac No. 2
3	Sucac No. 2	Sucac No. 1	Sucac No. 2	Manila No. 1
4	Malaya No. 1	Sucac No. 2	Bataan No. 1	Manila No. 2
5	Bataan No. 2	Bataan No. 1	Manila No. 1	Bataan No. 1
6	Sucac No. 4	Sucac No. 3	Manila No. 2	Bataan No. 2
7	Manila No. 1	Malaya No. 1	Malaya No. 1	* Malaya No. 1
8	Manila No. 2	Sucac No. 4	Malaya No. 2	* Malaya No. 2
9	Sucac No. 1	Bataan No. 2	Sucac No. 1	* Sucac No. 1
10	Malaya No. 2	Malaya No. 2	Sucac No. 4	* Sucac No. 4
11	Batangas No. 1 (Batangasは石炭火力であるため除外)			

(注) *Sucac No. 1及びNo. 4はリハビリが終了して1年経過している。
 Malaya No. 1 及びNo. 2はリハビリ終了して4年経過している。

3. 火力発電所の問題点と対策

(1) 火力発電所の出力低減の理由と対策

Table 6-1-4に出力低減の理由及び対策をリストアップしている。

(2) 設備上の問題点と対策

各発電所ユニット毎の設備上の問題点と基本対策をTable 6-1-5～Table 6-1-11に示している。

現地調査時に収集した問題点をタービン(T)、ボイラ(B)、電気(E)、計装・制御(IC)及びその他(M)に分類し、分類毎の問題点件数を集約すると次のとおりである。

発電所・ユニット	表	問題点件数					計	
		T	B	E	IC	M		
Bataan	No.1	6-1-5	10	15	17	12	3	57
	No.2	6-1-6	11	11	8	13	3	46
Manila	No.1	6-1-7	8	16	9	14	5	52
	No.2		8	16	9	14	5	52
Sucat	No.1	6-1-8	2	1	—	—	—	3
	No.2		9	19	10	39	8	85
	No.3		10	18	9	39	8	84
	No.4		3	2	2	1	—	8
Malaya	No.1	6-1-9	6	5	4	11	2	28
	No.2	6-1-10	5	5	2	10	2	24
Batangas	No.1	6-1-11	4	22	3	—	—	29

T : タービン

B : ボイラ

E : 電気

IC: 計装・制御

M : その他

Table 6-1-4 定格出力対現在出力

(1991年11月現在)

発電所ユニット	定格出力 A (MW)	現在出力 B (MW)	B/A×100 (%)	出力低減/負荷制限の理由	対策(実施状況/計画)
Bataan No1	75	*50	67	空気予熱器エレメントの劣化・腐蝕による燃焼空気の不足及びガスダクトリーク	定修(15日)実施中 (1991年10月5日から12月18日)
Bataan No2	150	*130	87	蒸気圧力の低下, 給水のシリカ高, 及び空気予熱器エレメント, シールの劣化	発電機ロータ修理後の試運転時に異常振動が発生したため, 再修理後試運転の予定。
Manila No1	100	90	90	復水器管の汚れによる真空低下	定修(40日)予定(1992年1月13日~2月21日)
Manila No2	100	95	95	復水器管の汚れによる真空低下	定修(40日)予定(1992年5月30日~7月8日)
Sucacat No1	150	120	80 *1	空気予熱器シールの漏洩及びタービン制御弁故障	1992年1月に保修予定
Sucacat No2	200	*150	75 *2	<ul style="list-style-type: none"> ボイラチューブの損耗で圧力を下げて運転中 FDF2Aモータの軸受温度高によって定格以下で運転しているため, 燃焼用空気不足 復水器チューブリーク大(盲栓率大) 空気エゼクター(主, 副共)連続運転, ボイラ補給水大 	<ul style="list-style-type: none"> 定修実施中(1991年8月16日~12月5日) その時に復水器のチューブを入れ替える リハビリ実施予定(1993年5月から開始)
Sucacat No3	200	160	80 *2	<ul style="list-style-type: none"> ボイラチューブの損耗で圧力を下げて運転中 タービンスラストベアリング温度高 	<ul style="list-style-type: none"> 定修(75日)及びAHリハビリ実施済 (1991年5月26日~8月7日) リハビリ実施予定(1992年7月から開始)
Sucacat No4	300	300	100 *1		1990年にリハビリ実施済
Malaya No1	300	210	70 *3	発電機ステータコアの温度高で出力制限	1992年の定修にて発電機ステータコアエンドを点検する
Malaya No2	350	290	83 *4	ボイラチューブ(W/W, SH, RH)の損耗より圧力を下げて運転中	定修(90日)予定 (1992年8月30日~1992年11月27日)
Batangas No1	300	260	87	ボイラチューブの損耗, ドラム安全弁誤動作, 石炭ミルの損耗, 復水器チューブリークの兆候, その他	定修(60日)予定(1992年2月20日~4月19日)

注: リハビリテーション プロジェクト *1 1990年実施済
*2 1992及び1993年実施予定
*3 1987年実施済
*4 1986年実施済

* 保修前の出力

Table 6-1-5 Problem and Basic Countermeasure

Plant : Bataan Unit No. 1 (1/5)					
No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>					
T1	HIP Turbine Rotor - Aged deterioration	. Non-destructive inspection to confirm the reliability and remaining life	1	o	
2	LP Turbine Rotor - Aged deterioration	. Non-destructive inspection to confirm the reliability and remaining life	1	o	
3	Condenser Tubes Leaking	. Complete replacement of condenser tubes			o 1993
4	HP #1 Feed Water Heater Leaking	. Complete replacement of HP #1 feed water heater	1	o	
5	HP #2 Feed Water Heater Leaking	. Complete replacement of HP #2 feed water heater			o 1996
6	Deaerator Tray	. Replacement of tray			o 1993
7	Boiler Feed Pump - Water emulsifies with oil passing through bearing standby period - Pump does not build-up pressure	. Replacement of pump rotor with floating mechanical seal . Replacement of hydraulic coupling	1	o	
8	Circulating Water Pump - Aged deterioration	. Replacement of circulating water pump parts	1	o	
9	HSCC Heat Exchanger - Heat exchanger leaking - Pump vibration	. Replacement of - Heat exchanger tubes - Pump shaft and impeller - Butterfly valves	1	o	
10	Intake Marine Pipe - Intake steel pipe is corroded. - Common used for No. 1 and No. 2 units	. Additional installation of marine pipes Length: 2.4 mø x 500 m - 2 lines	1	o	

Note: T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control, M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Boiler Pressure Part - Aged deterioration	.Overhaul, inspection of remaining - Boiler drum, header, furnace wall tubes, economizer tubes, SH tubes, RH tubes	1	o	
2	Secondary SH Tubes - Deterioration of tubes	.Complete replacement of secondary SH tubes	1	o	
3	Reheater Tubes - Deterioration of tubes	.Complete replacement of reheater tubes	1	o	
4	SH and RH Attemperator Spray Nozzles	.Replacement of spray nozzles	1	o	
5	Safety Valves for Drum, SH, RH	.Replacement/overhaul of safety valves			o 1993
6	Boiler Casing - Aged deterioration and leaking	.Replacement/repair of boiler casing	1	o	
7	Gas and Air Ducts - Aged deterioration and leaking	.Replacement/repair of gas and air ducts	1	o	
8	Gas and Air Duct Expansion Joints - Leaking & corrosion	.Replacement of gas and air duct expansion joints			o
9	Gas and Air Duct Dampers - Sticking & corrosion	.Replacement/repair of gas and air duct dampers			o
10	Fuel Oil Firing System	.Replacement/repair of FO burners, ignitors, FO tanks, FO pumps, FO heaters, etc.	1	o	
11	Sootblower - Aged deterioration	.Replacement of the existing sootblowers with new type	1	o	
12	Smoke stack	.Inspection and repair of smoke stack			o
13	Steam Coil Air Heater - Aged deterioration	.Replacement of existing SCAH with new ones	1	o	
14	Air Preheater - Fire inside the rotor 2 times in 1990 and low temp. part in bad alignment.	.Complete replacement of heating elements, seals, diaphragms and others	1	o	
15	Insulation and refractory - Aged deterioration	.Replacement/repair of insulation and refractory	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prt'y	Reh	OH
	<u>Electrical Equipment</u>				
E1	Generator Stator Coil - Aged deterioration	. Replacement of stator coil	1	o	
2	Generator Rotor - Aged deterioration	. Replacement of rotor with new rotor	1	o	
3	Generator Stator Terminal Board - Aged deterioration	. Replacement of terminal board with new type	1	o	
4	Generator Lead Bushing - Aged deterioration	. Replacement of lead bushing with dry type condenser bushing	1	o	
5	Generator Brush Holder	. Improvement of slip ring brush holder with cartridge type	1	o	
6	Seal Oil Vacuum Pump - Vacuum pump overheat and oil leakage	. Replacement of seal oil vacuum pump	1	o	
7	Generator H2 Gas Dryer - Aged deterioration	. Replacement of H2 gas dryer	1	o	
8	Generator Gas Supply System - Aged deterioration	. Replacement of H2 and CO2 gas supply system	1	o	
9	Generator AVR - Aged deterioration	. Replacement of AVR from magnetic amplifier type to thyristor type AVR	1	o	
10	15 kV Cable - Aged deterioration	. Replacement of 15 kV cable and pothead for Gen. bus to Unit Aux. Tr.	1	o	
11	69 kV Switchyard Equipment - Deterioration of ACE and OCB	. Replacement of 69 kV switchyard equipment - 69 kV Gas circuit breaker, 10 sets	1	o	
12	Lightning Arrester - Aged deterioration	. Replacement of 69 kV and 230 kV LA			o
13	4,160 V Switchgear - Aged deterioration of ASGEN's latch	. Replacement of 3 sets with VCB			o 1993
14	480 V Power Center - Corrosion of terminal board and relay due to HCl pipe leakage	. Replacement of corroded terminal, wire and relay			o 1993
15	UPS (Uninterruptible Power System)	. Replacement of MG set with UPS			o
16	Substation Air Compressor	. Replacement of air compressor ATLAS: 1 set			o 1992
17	Communication Facilities	. Additional installation and improve- ment of communication facilities			o

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Instrument and Control</u>				
IC					
1	Drum Water Level Gauge and Indicator - Out of order	. Replacement of drum water level gauge and remote indicator			o
2	Furnace Monitoring TV	. Replacement of furnace monitoring TV			o
3	Smoke Monitoring TV	. Installation of smoke monitoring TV			o
4	Furnace Gas Temperature Measurement	. Replacement of furnace gas temperature measuring equipment			o
5	Generator H2 Purity Meter	. Replacement of generator H2 purity meter			o 1993
6	Automatic Boiler Control - Obsolete, no more spare parts	. Replacement/modification of boiler control system - Pneumatic control into digital control system	1	o	
7	Flue Gas O2 Meter - Out of order and no spare parts due to old type	. Replacement of the existing meter with new type	1	o	
8	Chemical Monitoring Instrument	. Replacement of chemical monitoring instrument - pH, Conductivity, instrument for Demi-plant			o 1993
9	Fuel Oil Flow Meter - Out of order - Aged deterioration	. Replacement of the existing meter with new type	2	o	
10	Turbine Supervisory Instruments - Aged deterioration	. Replacement of turbine supervisory instruments with new model	1	o	
11	Control Room Board Recorders - Aged deterioration - No spare parts due to old type	. Replacement of control room board recorders with new model	1	o	
12	Local Control System - Aged deterioration	. Replacement of local control system - Steam temp. control - SCAH control - FO flow control, FO heater control - FDF air flow control - Sootblower steam press. control - Deaerator water level control - Condenser level control - HP, LP Heater level control	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Miscellaneous and Chemical Equipment</u>					
M1	Elevator - Out of order and obsolete	.Replacement of elevator			o
2	Control Room Air Conditioner - 3 sets of 10 sets are out of order (15 T)	.Overhauling/repair of air conditioner			o 1992
3	Oil Water Separator - Not existing	.Installation of new facilities			o 1992

Table 6-1-6 Problem and Basic Countermeasure

		Plant : Bataan Unit No. 2 (1/5)			
No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>					
T1	HP Turbine Rotor, Blade, and Casing - Aged deterioration	. Non-destructive inspection to confirm the reliability and remaining life	1	o	
2	IP Turbine Rotor, Blade, and Casing - Aged deterioration	. Non-destructive inspection to confirm the reliability and remaining life	1	o	
3	LP Turbine Rotor, Blade - Aged deterioration	. Non-destructive inspection to confirm the reliability and remaining life	1	o	
4	Turbine Bearing	. Replacement of #2 bearing bush	1	o	
5	Turbine Main Valves (MSV/MCV & RSV/ICV) - Aged deterioration	. Non-destructive inspection to confirm the reliability and remaining life . Replacement of main valve parts	1	o	
6	Turbine Control and Protection Device	. Replacement of electrical parts for EH Governor	1	o	
7	Condenser Tubes Leaking	. Complete replacement of condenser tubes			o 1993
7A	Condenser, no device for backwashing the tubes	. Installation of on-line tube cleaning and debris filter system			o 1993
8	CWP Outlet Valve - Actuator driven by oil piston	. Modification of actuator from oil piston type to motor-operated type			o
9	BFP Outlet Valve - Packing gland leaking	. Replacement of BFP outlet valve (Motor-operated type)	1	o	
10	HSCC Heat Exchanger - 2 pumps & 2 heat exchangers have to be operated in summer	. Installation of additional plate type heat exchanger for No. 1 and 2 units			o
11	Circulating Water Pump - Aged deterioration	. Replacement of circulating water pump parts	1	o	

Note: T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control, M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Boiler Pressure Part - Aged deterioration	. Overhaul, inspection of - Boiler drum, header, furnace wall tubes, SH tubes, RH tubes	1	o	
2	Secondary SH Tubes - Deterioration of tubes	. Complete replacement of secondary SH panels	1	o	
3	Reheater Tubes - Deterioration of tubes	. Complete replacement of reheater panels	1	o	
4	SH Attemperator Spray Nozzles	. Replacement of spray nozzles	1	o	
5	Safety Valves for Drum, SH, RH	. Replacement/overhaul of safety valves			o
6	Boiler Casing - Aged deterioration and leaking	. Replacement/repair of boiler casing including insulation and refractory	1	o	
7	Gas and Air Ducts - Aged deterioration and leaking	. Replacement/repair of gas and air ducts including expansion joints and dampers	1	o	
8	Fuel Oil Firing System	. Replacement/repair of FO burners, torchs, FO pumps, FO heaters, FO tanks, etc.	1	o	
9	Sootblower - Aged deterioration	. Replacement of the existing sootblowers with new type	1	o	
10	Gas Recirculation Fan - Bearing damaged - Bearing cooling system defective design - Rotor and shaft sealing insufficient	. Improvement of bearing cooling system and sealing system			o
11	Air Preheater - Erosion/corrosion of elements and parts - Guide bearing is overheating.	. Replacement of heating elements, rotor seal plates, and guide bearings	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Electrical Equipment</u>					
E1	Generator Stator Coil - Aged deterioration	. Replacement of stator coil	1	o	
2	Generator Rotor	. Replacement of rotor with new rotor	1	o	
3	Generator Bearing	. Replacement of generator bearing metal	1	o	
4	Generator Gas Supply System - Aged deterioration	. Replacement of H2 and CO2 gas supply system	1	o	
5	Generator AVR - Aged deterioration	. Replacement of generator AVR with new model	1	o	
6	AOP Motor	. Rewinding of AOP motor	1	o	
7	230 kV Switchyard Equipment - Deterioration of ACB and OCB	. Replacement of 230 kV switchyard equipment - 230 kV Gas circuit breaker, 5 sets	1	o	
8	Lightning Arrester - Aged deterioration	. Replacement of LA - MT 2A & MT 2B of 230 kV switchyard	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Instrument and Control</u>				
IC					
1	Drum Water Level Gauge and Indicator - Out of order	. Replacement of drum water level gauge and remote indicator			o 1992
2	Furnace Monitoring TV	. Replacement of furnace monitoring TV			o
3	Smoke Monitoring TV	. Installation of smoke monitoring TV			o
4	Furnace Gas Temperature Measurement	. Replacement of furnace gas temperature measuring equipment			o
5	Generator H2 Purity Meter	. Replacement of generator H2 purity meter	1	o	
6	Generator H2 Gas Control Panel	. Replacement of H2 gas control panel including switches and instruments	1	o	
7	Automatic Boiler Control - Obsolete, no more spare parts	. Replacement/modification of boiler control system - Electrical control into digital control system	1	o	
8	Flue Gas O2 Meter - Out of order and no spare parts due to old type	. Replacement of the existing meter with new type	1	o	
9	Chemical Monitoring Instruments - Out of order and obsolete	. Replacement of chemical monitoring instruments - Silica, pH, Conductivity meter			o 1993
10	Turbine Supervisory Instruments - Aged deterioration	. Replacement of turbine supervisory instruments with new model	1	o	
11	Light Oil Flow Meter - Aged deterioration	. Replacement of the existing meter with new type			o 1993
12	Control Room Board Recorders - Aged deterioration - No spare parts due to old type	. Replacement of control room board recorders with new model	1	o	
13	Alarm and Annunciator	. Modification of - First cause annunciator - Event sequence monitoring system	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Miscellaneous and Chemical Equipment</u>				
M1	Elevator - Out of order and obsolete	.Replacement of elevator			o
2	Sampling Rack System - Aged deterioration	.Replacement of sampling rack system	1	o	
3	Hydrochloric Acid Tank (HCl Tank) - Aged deterioration	.Replacement of HCl tank for Demi-plant	1	o	

Table 6-1-7 Problem and Basic Countermeasure

		Plant : Manila Unit No. 1 & 2		(1/5)	
No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>				
T1	HIP Turbine Rotor and Blades - Aged deterioration	.Replacement of HIP turbine rotor and blades	1	o	
2	HP, IP Turbine Inner-Casing - Aged deterioration	.Replacement of HP, IP turbine inner-casing	1	o	
3	Main Condenser Retubing - Air cooling zone ammonia attack	.Replacement of condenser tubes (No. 1 unit)	1	o	
3A	Condenser, no device for backwashing the tubes	.Installation of on-line tube cleaning and debris filter system			o 1993
4	Feed Water Heaters . #3 LP Heater - Tube leaking . #6 HP Heater - Tube leaking	.Replacement of #3 LP heater (No. 2 Unit) .Replacement of #6 HP heater (No. 2 Unit)	1 1	o o	
5	HSCC Heat Exchanger - Corrosion and poor heat transfer	.Replacement of HSCC heat exchanger	2	o	
6	Circulating Water Pump - Aging Erosion/corrosion	.Replacement of parts			o 1993
7	Travelling Screen	.Replacement/overhauling	1	o	
8	Valves, Pipes and Hangers 1) Hanger 2) Valves 3) Piping	.Inspection and adjustment .Replacement - Turbine main stop valves .Inspection and Repair - Main steam, RH steam - Condensate, FW - CWP line - HSCC line	1 1 1	o o o	
9	Condensate Water Pump - Casing crack No. 1 A - Casing crack No. 2 A	.Replacement of pump .Replacement of pump			o o

Note: T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control,
M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prt'y	Reh	OH
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	High Pressure/Temperature Part of Boiler - Aged deterioration	1) Inspection and overhaul of drum 2) Inspection of waterwall tubes - Cutting of tube sample & inspection 3) Inspection of economizer tubes - Cutting of tube sample & inspection 4) Inspection of primary superheater tubes - Cutting of tube sample & inspection 5) Hydrostatic pressure test of boiler	1 1 1 1	o o o o	
2	Secondary Superheater - Aged deterioration	1) Replacement of 2nd. SH tubes (except SUS tube banks) and tube support 100% 2) Inspection of 2nd. SH tubes	1	o	o
3	Reheater - Aged deterioration	1) Replacement of reheater tubes (inlet bank only) and tube supports 100% 2) Inspection of reheater tubes	1	o	o
4	Gas and Air Ducts	. Repair/replacement of gas and air ducts	1	o	
5	Gas Duct Dampers - Very bad condition	1) Replacement 11 sets 2) Repair others	1 1	o o	
6	Gas and Air Duct Expansion Joints - Leakage & corrosion	. Replacement all sets	1	o	
7	SH and RH Attenuator Spray Nozzles	. Replacement of spray nozzles	1	o	
8	Fuel Oil Firing System	. Replacement/repair of FO burners, FO heaters, FO pumps	1	o	
9	Air Preheater - Erosion/corrosion of cold end element and seal	. Replacement of cold end element and seals	1	o	
10	SCAH - Not installed	. Additional installation of SCAH (No. 1 & No. 2 Units)	1	o	
11	Sootblower - Reliability down with sticky motion	. Overhauling of retractable soot blowers	1	o	
12	FDF and Air Duct - Vibration	. Transfer/replacement of FDF and modification of air duct	1	o	
13	Smoke Stack - Damage of gunite lining	. Inspection and repair	2	o	
14	Dust Collector and Hoppers - Erosion/corrosion	. Repair/replacement of dust collector and hoppers	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
B15	Ash Handling System - Aged deterioration	.Modification/replacement of ash handling system	1	o	
16	Auxiliary Steam System - Aged deterioration	.Modification/replacement of auxiliary steam system	1	o	
<u>Electrical Equipement</u>					
E1	Generator Rotor - Generator rotor winding insulation deteriorated	.Replacement of generator rotor	1	o	
2	Generator Stator - Generator stator winding insulation deteriorated	.Inspection of generator stator	1	o	
3	BFP Motor - Aged deterioration	.Rewinding	1	o	
4	CWP Motor - Aged deterioration	.Rewinding	1	o	
5	Condensate Water Pump Motor - Aged deterioration	.Rewinding for No. 1 unit 2 sets .Rewinding for No. 2 unit 2 sets	1 1	o o	
6	Power Cables - Aged deterioration	.Replacement of 4,160 V power cables	2	o	
7	Battery - Aged deterioration	.Replacement of battery			o 1993
8	4,160 V/480 V Transformer	.Replacement of 4,160 V/480 V transformer (From PCB oil to mineral oil)	2	o	
9	Communication Facilities	.Additional installation and improvement of communication facilities			o

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prt'y	Reh	OH
	<u>Instrument and Control</u>				
IC					
1	Automatic Boiler Control - Obsolete, no more spare parts	.Replacement/modification of boiler control system - Pneumatic control into micro processor control system	1	o	
2	Smoke Stack Monitoring TV	.Addition of smoke stack monitoring TV	1	o	
3	Flue Gas O2 Meter	.Replacement of flue gas O2 meter	1	o	
4	Turbine Aux. Level Controls	.Replacement/overhaul of level control for deaerator, condenser hotwell, feedwater heater drain and LTR drain	2	o	
5	Mercury Type Float, Temp. and Pressure Switches - No more spare parts due to obsolescence	.Replacement of mercury type float, temp. and pressure switches	2	o	
6	Draft Gauges	.Total replacement of draft gauges	2	o	
7	Interlock Relay	.Addition of interlock relay	2	o	
8	Sootblower Control System	.Replacement of sootblower control system	2	o	
9	Control Room Board Recorders	.Replacement of control room board recorders	2	o	
10	Hydrogen Purity Meter	.Replacement of generator hydrogen purity meter	2	o	
11	Boiler Drum Level Gauge	.Installation of BAILEY boiler drum level gauge (Bi-color, YARWAY to be replaced)			o 1993
12	Chemical Monitoring Instruments	.Additional of chemical monitoring instruments	2	o	
13	Fuel Oil Flow Meter and Integrator	.Replacement of fuel oil flow meter and integrator			o 1993
14	Feedwater Control Valve	.Replacement of feedwater control valve			o 1993

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Miscellaneous and Chemical Equipment</u>				
M1	Chemical Injection System - Aged deterioration	. Replacement of chemical injection system	1	o	
2	Screen Wash Pump - Aged deterioration	. Replacement of wash pump (3 sets) for travelling water screen	1	o	
3	Ventilation Fan - Aged deterioration	. Repair/overhaul of ventilation fans for boiler/turbine buildings	1	o	o
4	Boiler Building Roof	. Repair of waterproof for boiler building roof			o 1992
5	Sampling Rack System - Aged deterioration	. Replacement of sampling rack system	2	o	

Table 6-1-8 Problem and Basic Countermeasure

		Plant : Sucat Unit No. 1	(1/10)		
No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>					
T1	Feed Water Heater - HPH #6 Tube leaking	.Replacement of tubes for HPH #6			o 1992
2	HSCC Heat Exchanger - Tube leaking	.Replacement with plate type heat exchangers (2 sets)			o 1993
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Fuel Oil Heater - Tube leaking	.Replacement of fuel oil heaters (3 sets)			o 1993

Note: T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control,
M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>				
T1	HP Turbine Rotor and Blades - Aged deterioration	.Replacement of HP turbine rotor and blades	1	o	
2	IP Turbine Rotor and Blades - Aged deterioration	.Replacement of IP turbine rotor and blades	1	o	
3	HP and IP Turbine Inner Casing - Aged deterioration	.Replacement of HP and IP turbine inner casing	1	o	
4	LP Turbine Blades - Aged deterioration	.Reblading of LP turbine blades (No. 3 Unit)	1	o	
5	Main Steam Condenser - Tube leaking	.Retubing of main steam condenser (No. 2 Unit)			o 1991
		.Partial retubing of main steam condenser (No. 3 Unit)	1	o	
6	Air Ejector - Aged deterioration	.Replacement of air ejectors (2 sets for main condenser and 2 sets for auxiliary condenser)	1	o	
7	Condensate Pump	.Overhaul of condensate pumps			o
8	Circulating Water Pump	.Overhaul of circulating water pumps			o
9	Feed Water Heater and Drain Cooler - Tube leaking	.Replacement of feed water heater and drain cooler - HPH #6A and #6B (No. 3 Unit) - HPH #5A and #5B (No. 2 Unit) - LPH #3 (No. 3 Unit) - Drain cooler (No. 3 Unit)	1 1 1	o o o	o 1992
10	HSCC Heat Exchanger - Tube leaking	.Replacement of plate type heat exchanger (2 sets)(No. 2 Unit) .Overhaul of plate type heat exchanger (No. 3 Unit)	1	o	o 1992

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Water Wall Tubes - Deterioration of tubes	.Replacement of all front and rear walls, side walls, burner zone panels, and corner tubes.	1	o	
2	Secondary SH Panels - Deterioration of tubes	.Replacement of 60 panels of secondary SH	1	o	
3	Pendant RH Panels - Deterioration of tubes	.Dismantling/removal of all pendant RH panels .Installation of new pendant RH panels	1	o	
4	SH and RH Attenuator Spray Nozzles	.Replacement of spray nozzles SH ... 2 pcs RH ... 1 pc	1	o	
5	Boiler Casing - Aged deterioration and leaking	.Replacement/repair of boiler casing	1	o	
6	Gas and Air Ducts - Aged deterioration and leaking	.Replacement/repair of gas and air ducts	1	o	
7	Boiler Bottom Ash Hopper - Aged deterioration	.Comprehensive repair of bottom ash hoppers	1	o	
8	Air Preheater - Erosion/corrosion of elements and parts	.Replacement of heating elements and parts	1	o	
9	Steam Coil Air Heater - Aged deterioration	.Replacement of existing SCAH with new ones	1	o	
10	Dust Collector and Ash Handling System - Aged deterioration	.Replacement of dust collector hoppers and ash handling system	1	o	
11	Gas Recirculation Fan	.Overhaul of gas recirculation fans			o
12	Forced Draft Fan	.Overhaul of forced draft fans			o
13	Motor Driven Boiler Feed Pump	.Overhaul of motor driven boiler feed pumps			o
14	Turbine Driven Boiler Feed Pump	.Overhaul of turbine driven boiler feed pumps			o
15	Sootblower System - Unreliable due to sticky motion	.Replacement/rehabilitation of sootblower system	1	o	
16	Fuel Oil Firing System and Fuel Oil Heater	.Replacement of fuel oil burners with the new design steam atomizing Y-jet burners .Replacement of fuel oil heaters (2 sets)	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
B17	Light Oil Firing System	.Modification of light oil firing system	1	o	
18	Smoke Stack - Damage of inner steel lining & insulation	.Rehabilitation of smoke stack (Common for Sucat 1 and Sucat 2)	1	o	
19	Boiler Piping	.Replacement of start-up bypass target pipes and supports .Modification of auxiliary steam system	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Electrical Equipment</u>				
E1	Generator Stator and Rotor	.Overhaul of generator stator and rotor			o
2	Exciter and AVR	.Replacement of exciter and AVR - Brushless exciter to Static exciter (ABB) (No. 2 Unit) .Repair of exciter (No. 3 Unit) - Replacement of AVR	1	o	
3	480 V Switchgear and MCC	.Overhaul of existing 480 V SWGR .Replacement of motor control centers with new ones - Turbine MCC - Boiler MCC - Station service MCC - Vent fan MCC (No. 3 Unit only) - Power receptacle panel .Replacement of 480 V power cables	1	o	o
4	4,160 V Motor	.Overhaul of all 4,160 V motors			o
5	4,160 V Power Cable	.Replacement of 4,160 V power cables - MBFP, FDF, P/C Tr	1	o	
6	CVCF	.Additional installation of CVCF	1	o	
7	Sootblower Electrical Control System	.Replacement of sootblower electrical control system	1	o	
8	Protective Relay	.Replacement of reverse power relay (No. 2 Unit only)	1	o	
9	115 kV Switchyard Equipment - Deterioration of DS and OCB	.Replacement of 115 kV switchyard equipment - 115 kV disconnecting switch, 2 sets - 115 kV gas circuit breaker, 2 sets	1	o	
10	Communication Facilities	.Additional installation and improvement of communication facilities			o

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Instrument and Control</u>				
IC 1	Auxiliary Steam System	.Modification of auxiliary steam system .Replacement of control valve	1	o	
2	SCAH Control System	.Replacement/modification of SCAH control system	1	o	
3	Fuel Oil Heater Control	.Replacement/modification of fuel oil heater control system	1	o	
4	Fuel Oil Control	.Replacement/modification of fuel oil control system - Fuel oil pressure control - Atomizing pressure/temperature control	1	o	
5	Fuel Oil Flow Meter and Integrator	.Replacement of fuel oil flow meter	1	o	
6	Light Oil Control	.Replacement/overhaul of light oil control system - Light oil pressure control - Ignitor control system	1	o	o
7	Control Air Back-up Valve	.Installation of control air back-up valve	1	o	
8	Dust Collector By-Pass Control	.Replacement of dust collector by-pass control system	1	o	
9	GRF Control System	.Replacement of GRF control system - GRF cooling and sealing air damper control - GRF outlet damper control - GRF inlet damper control	1	o	
10	FDF Control System	.Replacement of FDF control system - FDF flow control from Siemens motor type to Bailey pneumatic type - FDF cooling and sealing air damper control	1	o	
11	AH Gas Inlet Damper Control	.Replacement of AH gas inlet damper control from Siemens motor type to Bailey pneumatic type	1	o	
12	Automatic Boiler Control - Obsolete, no more spare parts	.Replacement/modification of automatic boiler control system with Bailey Network-90 for reliable operation	1	o	
13	Steam Temperature Control	.Replacement of steam temperature control system - SH and RH spray control valve - SH and RH spray shut-off valve	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
IC 14	Start-up By-Pass System	. Replacement of start-up by-pass system including transmitter, H/A station and control valve	1	o	
15	Boiler Metal Temp. Measurement	. Replacement of temperature recorder and sensors	1	o	
16	Furnace Gas Temp. Measurement	. Replacement of probe tube and sensors	1	o	
17	Closed Circuit Television System	. Replacement of closed circuit television system for boiler furnace flame monitoring and smoke stack monitoring	1	o	
18	Sootblower Control System	. Replacement of sootblower steam pressure control and AH sootblower shut-off valve	1	o	
19	Flue Gas Oxygen Measurement	. Replacement of flue gas oxygen analyzer and recorder	1	o	
20	Deaerator Control System	. Replacement of deaerator control system - Deaerator pressure control - Deaerator storage tank level control	1	o	
21	Turbine Local Control System	. Replacement of turbine local control system - Hotwell level and condensate recirculation control - HPH #6A and #6B drain control - HPH #5A and #5B drain control - LPH #3 drain control - LPH #2 drain control - LPH #1 drain control - House service closed cycle cooling water control	1	o	
22	Low Temperature Cold Reheat Drainer	. Replacement of low temperature cold reheat drainer	1	o	
23	Sequence of Event Recorder	. Addition of sequence of event recorder (36 points)	1	o	
24	Condenser Recorder	. Addition of recorder for condensate make-up, condensate flow and vacuum measuring system	1	o	
25	Local Gauges	. Replacement of local gauges - Pressure gauge 103 + 33 pcs - Temp. gauge 63 + 19 pcs	1	o	
26	Mercury Type Float, Temp. and Press. Switches	. Replacement of mercury type float, temp. and press. switches	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
IC 27	Draft Gauge Indication	.Replacement of draft gauge indication with Bailey multi-pointer gauge type PG	1	o	
28	Interlock Relay	.Replacement/modification of interlock relay with new model	1	o	
29	Control Board Recorder	.Replacement of control board recorder for boiler air/gas, boiler steam/water, condensate, feed water, T/G bearing and turbine metal casing temperature	1	o	
30	B/T Board Indicator and Transmitter	.Replacement of B/T board pressure/temperature indicators and transmitters	1	o	
31	Alarm and Annunciator	.Addition of alarm and annunciator	1	o	
32	TBFP Recorder	.Replacement of TBFP recorder for bearing temperature and other operating parameters	1	o	
33	Turbine Hydraulic Control and Steam Seal Control	.Complete replacement of Electro-hydraulic (EHG) control system and steam seal control	1	o	
34	Turbine Supervisory Instruments	.Replacement of turbine supervisory instruments with new model	1	o	
35	Turbine Valve Position Indication	.Replacement of the position transducer for control valve and extraction valves including indicators	1	o	
36	Minimum Flow Valve for BFP	.Modification of minimum flow valve control system	1	o	
37	Hydrogen Purity Meter	.Replacement of hydrogen purity meter	1	o	
38	TBFP Hydraulic Control	.Replacement/overhaul of TBFP hydraulic control	1	o	
39	Turbine Wall Stress Evaluator	.Replacement of turbine wall stress evaluator with new hardware system	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Miscellaneous and Chemical Equipment</u>					
M1	Chemical Feed System	.Replacement of chemical feed system	1	o	
2	Condensate Polishing Plant	.Replacement/overhaul of condensate polishing plant	1	o	o
3	Condensate Magnetic Filter	.Additional installation of condensate magnetic filter	1	o	
4	Flushing Lines	.Rehabilitation of preboiler flushing lines for start-up purpose of unit	1	o	
5	Demineralizing Plant	.Replacement/overhaul of existing demineralizing plant	1	o	o
6	New Demineralizing Plant	.Additional installation of new Organo demineralizing plant (54 t/h, 1 train)	1	o	
7	Sampling Rack	.Replacement of sampling rack	1	o	
8	Chemical Preservation System for Sucat 2 and 3	.Additional installation of boiler preservation system	1	o	

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>					
T1	LP Turbine Casing - Casing crack	.Replacement of LP turbine casing			o 1994
2	Deaerator	.Modification of deaerator from Siemens type to Tray type			o 1994
3	Raw Water Pump	.Replacement of raw water pump			o 1992
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Water Wall Tubes - Deterioration of tubes	.Replacement of boiler corner tubes			o 1992
2	FDF Suction Silencer	.Replacement of expansion joint			o 1994
<u>Electrical Equipment</u>					
E1	CWP Motor - Aged deterioration	.Replacement of 4A CWP motor			o
2	115 kV Switchyard Equipment - Deterioration of OCB	.Replacement of 115 kV switchyard equipment - 115 kV gas circuit breaker, 2 sets (For generator CB)			o 1994
<u>Instrument and Control</u>					
IC 1	Boiler Control Valve - Aged deterioration	.Replacement of boiler control valves (CV-107, CV-109, MV-1)			o 1994

Table 6-1-9 Problem and Basic Countermeasure

		Plant : Malaya Unit No. 1		(1/5)
No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>				
T1	IP Turbine Rotor - Many balancing weight	. Replacement of IP rotor		o 1993 (MO)
2	Aux. Condenser - Plugged tubes 6.18%	. Retubing (Replacement with tubes that are already available)		o 1992
3	Feed Water Heater . HPH #5A & 5B - Plugged tubes 1.96% for 5B . LPH#3 - Plugged tubes over 35%, bypass operation due to tube leaking	. Installation of strainer* along the extraction steam line to HPH #5A & #5B. * Fabricated by MEC. . Replacement of tubes* for HPH #5A & #5B and LPH #3. * Fabricated by MEC.		o 1992 o 1993
4	House Service Cooling Water Heat Exchanger - Tube leakage 9.46% with #A 10.64% with #B	. Replacement of #B cooling water heat exchanger with plate type heat exchanger (Additional) Note: 1) Existing H.S. cooling water heat exchangers #A and #B are tube type. 2) In the last 1991 overhaul, the new plate type heat exchanger was installed.		o 1993
5	Weak T-BFP Turbine Blades - Deterioration of blades	. Reblading of T-BFP turbine		o 1993
6	LP Turbine Rotor - Deterioration of blades	. Reblading of LP turbine rotor for generator side only		o 1993

Note: T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control, M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>				
B1	Air Preheater - Excessive corrosion of heating elements and parts	.Replacement of heating elements* and parts * Intermediate temperature elements fabricated by manufacturer: 1 lot .If found the fule oil additive was effective, no replacement of elements will be necessary in 1992.			o 1992 or 1993
2	Secondary SH Tubes - Sec. SH tube panels are misaligned	.Adjustment/realignment of tubes and panels. .Installation of tube-clamps			o 1992
3	Stack - Inner plate Lining is corroded	.Inspection and partinal repair			o 1993
4	Gas Duct - Gas duct is leaking due to excessive corrosion	.Modification of gas duct between boiler and stack, as same as NO.2 unit (Insulation inside the duct)			o 1993
5	Retractable Soot Blowers for Secondary SH - Not operable due to deterioration	.Replacement/repair of retractable soot blowers ... 2 sets			o 1993

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Electrical Equipment</u>					
E1	Generator Stator - Core end temperature high (287 F = 142 C)	.Generator core end inspection by "ELCID" test to be done during the OH.			o 1992
		.Depending on the result of test by "ELCID", repair/replace of generator core end similar Sucat-4 will be evaluated.			o 1993
2	Exciter - Exciter failure, burned stator winding (2-times)	.Replacement of exciter from Brushless type to Static type (Refinement under ABB Contract)			o 1992
3	Emergency Diesel Generator - Obsolete, no more spare parts - Insufficient generating capacity	.Replacement of emergency diesel generator Existing 300 KW to 500-600 KW new one			o 1993 (MO)
4	Communication Facilities	.Additional installation and improvement of communication facilities			o

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prt'y	Reh	OH
	<u>Instrument and Control</u>				
IC 1	GRF Inlet/Outlet Damper Control - Pneumatic actuators are already old and spare parts are obsolete.	.Replacement with new type actuators			o 1993
2	Boiler Metal Temp. Measurement - Malfunction of sensors	.Replacement of defective sensors			o 1992
3	Control Air Compressor - Insufficient control air system	.Installation of additional control air compressor (ATLAS)			o 1992
4	Low Temp. Reheater Drain Control - Defective and used in manual only	.Improvement of hammering of pipes .Replacement of spare parts			o 1992
5	Boiler Metal Temp. Measurement - Recorder is obsolete and difficult to buy spare parts	.Replacement of existing old and obsolete recorder with new model. (Electronic type) .Replacement of defective sensors.			o 1993
6	Mercury Type; Float, Temp. and Press. Switch - Aged deterioration	.Replacement of defective switches with new model (Micro switch type)			o 1992
7	Control Room Board Recorder - Difficult to buy spare parts	.Replacement of existing old, obsolete model with new model. (Electronic type)			o 1993
8	Boiler/Turbine Board Indicator & Transmitter - Difficult to buy spare parts	.Replacement of existing old, obsolete model with new model. (Electronic type)			o 1993
9	Turbine valve Position Indicator - Transmitter is deteriorated	.Replacement of defective transmitter with new one; more durable one			o 1993
10	Air Conditioner for Control Room - Existing package type system is not enough.	.Replacement with redesigned centralized air conditioning system.			o 1992
11	Manual Burner Firing System	.Modification of burner firing system to automatic operation at control room			o 1993

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	Micellaneous and Chemical	Equipment			
M1	Boiler Room Ventilation (Roof Fans) - Not operable due to deterioration - Difficult to do maintenance and repairing during operation of the boiler	.Modification/repair of ventilation facilities - Modification of ventilation penthouse : 6 sets - Removal of existing fans and motors : 6 sets - Installation of new ventilation fans and ducts : 6 sets			o 1992 or 1993 (MO)
2	Sewage Treatment Plant	.Rehabilitation of sewage treatment plant			o 1992

Table 6-1-10 Problem and Countermeasure

		Plant : Malaya Unit No. 2		(1/4)	
No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>					
T1	HP Turbine Rotor - 6th. stage blades, cracked	.Replacement of 6th. stage blades. - 96 blades and 96 sets of shrouds of HP turbine, 6th stage.			o 1992
2	LP Turbine Rotor - 16 th. stage blades, cracked	.Replacement of 16th. stage blades. - 9 blades and 9 sets of shrouds of LP turbine, 16th. stage.			o 1992
3	Feed Water Heater . LPH #2 . LPH #3 - Plugged tubes - Cracked tubes at desuperheating zone	.Replacement of tubes.			o 1992
4	Cold Reheat Steam Line - A hanger is out of order	.Modification of hangers			o 1992
5	Raw Water Pump - Errosion of pump rotor/ casing due to deterioration	.Replacement with a new pump vertical type ... 1 set only			o 1992

Note: T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control,
M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prtv	Reh	OH
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Water Wall Tubes - Deterioration of tubes - Steam pressure derated from 169 kg/cm2 to 140 kg/cm2 to preclude tube failure forced outages	. Complete retubing of all front and rear walls, and partial retubing of side walls			o 1992
2	Secondary SH Tubes - Deterioration of tubes	. Partial replacement of thinned tubes			o 1992
3	Reheater Tubes - Deterioration of tubes	. Complete replacement of inlet coil			o 1992
4	Air Preheater - Excessive corrosion of heating elements and parts	. Replacement of heating elements* and parts * Intermediate temperature elements fabricated by MEC.: 1 lot			o 1992
5	Smoke Stack - Inner plate lining is corroded.	. Inspection and partial plate repair			o 1992
<u>Electrical Equipment</u>					
E1	Generator Neutral Bushing - Neutral bushing heating	. Inspection/repair/replacement of generator neutral bushing			o 1992
2	Circulating Water Pump Motor - Pump vibration due to damaged cutless bearing	. Replacement of motor with the spare motor: 1 set			o 1992

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prt'y	Reh	OH
<u>Instrument and Control</u>					
IC					
1	Aux. Steam Control system - C.V. is not used, but bypassed in operation due to high press. drop.	.Replacement of control valve (C.V.)			o 1992
2	SCAH Control - C.V. response is sometimes slow; C.V. positioner is of old model.	.Replacement of control valve (C.V.) positioner.			o 1993
3	FDF Air Flow Control - Malfunction always happens in changing control mode from auto to manual. - No spare parts due to obsolete model.	.Replacement/modificaiton of control system; - Pneumatic to micro processor base control			o 1993
4	GRF Inlet/outlet Damper Control - Operable only in manual mode. - High vibration in auto mode.	.Replacement of control system or possible replacement of obsolete components			o 1993
5	Automatic Boiler Control - Slow response, and can not follows auto frequency control.	.Replacement/modification of boiler control system; - Pneumatic contorl into micro processor control system (NETWORK-90 system)			o 1993
6	Condenser Recorder - Some sensors are defective.	.Replacement of thermocouple, R.T.D and sensors.			o 1993
7	Boiler Metal Temp. Measurement - Recorder is obsolete and difficult to buy spare parts.	.Replacement of existing old and obsolete recorder with new model.			o 1993
8	Control Room Board Recorder - Difficult to buy spare parts.	.Replacement of old and obsolete model with new model.			o 1993
9	Boiler/Turbine Board Indicator & Transmitter - Difficult to buy spare parts.	.Replacement of existing old, obsolete ones with new model.			o 1993
10	Turbine Governor Control System	.Modification of turbine governor control system (Mechanical governor to Electro hydraulic governor)			o 1992

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
	<u>Miscellaneous and Chemical</u>	<u>Equipment</u>			
M1	Chemical Injection System	. Installation of automatic chemical injection of boiler water system			o 1992
2	Sampling Rack - Aged deterioration	. Replacement of sampling rack			o 1992

Table 6-1-11 Problem and Basic Countermeasure

Plant : Batangas Unit No. 1

(1/4)

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Turbine and Turbine Auxiliary Equipment</u>					
T1	Condenser Tubes - Tube leaking	.Total replacement of Al-Cu tubes .Replacement of failed titanium tubes			o 1992
2	Condenser Discharge Pipe - Damaged rubber lining - Corrosion of steel pipe	.Inspection and repair of condenser discharge pipe			o 1992
3	Condensate Pump - Low performance	.Replacement of pump parts			o 1992
4	Gantry Crane for CWP - Crashed by typhoon	.Reinstallation of the crane			o 1992

Note T = Turbine, B = Boiler, E = Elect. Equip, IC = Instrument/Control,
M = Misc. and Chemical
Prty = Priority, Reh = Rehabilitation, OH = Overhaul

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
<u>Boiler and Boiler Auxiliary Equipment</u>					
B1	Primary SH Tubes - Sootblowing steam erodes tube wall.	. Inspection/testing of tubes wall thickness by ultrasonic thickness indicator (UTI) . Replacement of tubes, if found below allowable thickness			o 1992
2	Reheater Tubes - Sootblowing steam erodes tube wall.	. Inspection/testing of tubes wall thickness by UTI . Replacement of tubes, if found below allowable thickness			o 1992
3	Poor Performance of Mills - Wear of mill internal components, speed reducer bearing, burner shut-off valves, dampers, etc.	. Replacement/repair of worn out components . To conduct periodic inspection every 2,500--3,000 hrs.			o 1992
4	Coal Burners and Coal Conduits - Erosion by pulverized coal flow	. Replacement/repair of coal burners and coal conduits			o 1992
5	Gas and Air Ducts - Aged deterioration and leaking	. Replacement of gas and air ducts and expansion joints			o 1992
6	Air Preheater - Erosion and leaking	. Replacement/repair of heating elements and parts			o 1992
7	Primary Air Insufficient - AH and air ducts leaking	. Repair of AH and air ducts . Repair of mill, primary air fans, dampers, controls			o 1992
8	Sootblower - Several SB out of commission	. Repair/replacement of damaged parts			o 1992
9	Coal Silos Clogging - Sticky Semirara coal	. Final acceptance still pending . Under study by contractor	1	o	1990
10	Transfer Tower Hopper Clogging - Sticky Semirara coal	. Provisional acceptance still pending . Still under discussion with contractor	1	o	1990

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
B					
11	Spontaneous Combustion at Coal Stockyard - Semirara coal prone to spontaneous combustion due to high VCM moisture moisture	. Control of coal inventory at coal yard - Stock of pile height limited to 10 m . Compaction of coal stockpile - Two new bulldozers already delivered . Use of heavy equipment to remove, transfer and cool hot coal at the stockyard			o
12	Conveyor System - Rapid deterioration of conveyor system components	. Replacement of all deteriorated system components and worn out conveyors			o 1992
13	Flying Dust at Coal Stockyard - Strong winds	. Installation of windbreak fence (No. 2 Unit construction stage)	1	o No2U	o
14	Flooded Coal Yard during Heavy Downpour - Uncemented coal yard floor absorbs water. Coal saturated with water covers drainage canal making it difficult to restore water flow to the sedimentation pond.	. Cementing of all stockpile floor and enlargement of drainage canals. Each 3 stockpile coal yard has an area of 50 x 250 meters. (Under study)			o
15	Transfer Tower Structure Deteriorated - Constant contact with coal and water	. Rehabilitation of transfer tower structure			o 1993
16	Boiler Feed Pump - Low performance	. Replacement of worn out pump components			o 1992
17	Station Service Air Compressor - Deterioration/breakdown of air compressor	. Repair of existing station service air compressor . Additional installation of station service air compressor			o 1992
18	Pressure Blower for Transfer of Ash - Inadequate air	. Additional installation of new pressure blower . Overhaul of old pressure blower			o 1992
19	Ash Handling Plant - Erosion/corrosion of plant components	. Replacement/repair of worn out components			o 1992
20	Stacker and Reclaimer Rails	. Realignment of the rails			o 1992

No.	Problem	Basic Countermeasure	Prty	Reh	OH
B					
21	Stacker and Reclaimer Water Spray	. Installation of coal dust water spray			o 1991
22	Unloader Water Spray	. Installation of coal dust water spray			o 1991
	<u>Electrical Equipment</u>				
E1	Electrostatic Precipitator (EP) - Erosion/corrosion of parts	. Overhaul/repair of EP			o 1992
2	Sootblower Control system - PLC breakdown	. Repair of PLC (Programmable Logic Controller)			o
3	Communication Facilities	. Additional installation and improvement of communication facilities			o

Table 6-1-12 (1)

SUMMARY OF THERMAL POWER PLANT FACILITIES

POWER PLANT	PLANT OUTPUT kW	UNIT No.	BOILER						TURBINE						GENERATOR					
			TYPE	EVAPORATION t/h	STEAM PRESSURE kg/cm ²	STEAM TEMPERATURE °C	FUEL	MANUFACTURER	TYPE	RATED OUTPUT kW	STEAM PRESSURE kg/cm ²	STEAM TEMPERATURE °C	VACUUM mmHg	SPEED rpm	MANUFACTURER	RATED CAPACITY kVA	VOL-TAGE kV	FREQUENCY Hz	MANUFACTURER	COMMISSIONING
BATAAN	225,000	1	NATURAL CIRCULATION	240.0	133.0	541/541	H.O	MITSUBISHI HEAVY INDUSTRY	TANDEM-COMPOUND REHEAT CONDENSING	75,000	127.0	538/538	700.0	3,600	MITSUBISHI HEAVY INDUSTRY	93,750	13.8	60	MITSUBISHI ELECTRIC	MAY 1972
		2	DO	490.0	147.0	541/541	H.O	DO	DO	150,000	140.0	538/538	704.8	3,600	FUJI ELECTRIC	187,500	13.8	60	FUJI ELECTRIC	FEB 1977
MANILA	200,000	1	NATURAL CIRCULATION	326.6	134.1	541/541	H.O	BABCOCK-HITACHI	DO	100,000	126.8	538/538	709.2	3,600	HITACHI	128,000	13.8	60	HITACHI	SEP 1965
		2	DO	326.6	134.1	541/541	H.O	DO	DO	100,000	126.8	538/538	709.2	3,600	DO	128,000	13.8	60	DO	OCT 1966
SUCAT	850,000	1	NATURAL CIRCULATION	483.1	153.3	541/541	H.O	BABCOCK-HITACHI	DO	150,000	126.8	538/538	709.2	3,600	GE	188,000	18.0	60	GE	JUL 1968
		2	ONCE-THROUGH BENSON	760.0	194.8	541/541	H.O	DO	DO	200,000	190.2	538/538	709.2	3,600	SIEMENS	245,000	14.4	60	SIEMENS	OCT 1970
		3	DO	760.0	194.8	541/541	H.O	DO	DO	200,000	190.2	538/538	709.2	3,600	DO	245,000	14.4	60	DO	APR 1971
		4	DO	1,031.6	194.8	541/541	H.O	DO	DO	300,000	189.8	538/538	709.2	3,600	DO	370,000	21.0	60	DO	JUN 1972
MALAYA	650,000	1	ONCE-THROUGH BENSON	1,033.7	194.8	541/541	H.O	BABCOCK-HITACHI	DO	300,000	189.8	538/538	709.2	3,600	SIEMENS	370,000	21.0	60	SIEMENS	DEC 1974
		2	NATURAL CIRCULATION	1,305.4	204.6	541/541	H.O	DO	DO	350,000	168.7	538/538	700.3	3,600	HITACHI	438,000	21.0	60	HITACHI	MAR 1979
BATANGAS	300,000	1	NATURAL CIRCULATION	1,033.2	200.4	541/541	P.C H.O	FOSTER WHEELER	DO	300,000	169.0	538/538	696.5	3,600	TOSHIBA	355,000	22.0	60	TOSHIBA	NOV 1984

Table 6-1-12 (2)

SUMMARY OF GASTURBINE POWER PLANT FACILITIES

POWER PLANT	PLANT OUTPUT kW	GASTURBINE								GENERATOR				COMMISSIONING	
		UNIT No.	TYPE	RATED OUTPUT kW	TURBINE INLET PRESSURE ata	TURBINE INLET TEMPERATURE C	SPEED rpm	FUEL	MANUFACTURER	RATED CAPACITY kVA	VOLTAGE kV	FREQUENCY Hz	SPEED rpm		MANUFACTURER
BATAAN	120,000	1	OPEN CYCLE	30,000	9.41	360	5,100	DISTILLATE	ALSTHOM	38,600	13.8	60	3,600	ALSTHOM	NOV 1989
		2	DO	30,000	9.64	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989
		3	DO	30,000	9.92	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989
		4	DO	30,000	9.41	360	5,100	DO	DO	38,600	13.8	60	3,600	DO	NOV 1989
MALAYA	90,000	1	OPEN CYCLE	30,000	9.70	356	5,100	DISTILLATE	HITACHI	38,740	13.8	60	3,600	HITACHI	AUG 1989
		2	DO	30,000	9.70	356	5,100	DO	DO	38,740	13.8	60	3,600	DO	AUG 1989
		3	DO	30,000	9.70	356	5,100	DO	DO	38,740	13.8	60	3,600	DO	AUG 1989

6.1.2 火力発電所5ヵ年リハビリテーション計画の策定（マスタープラン）

1. 実施中のリハビリテーション

NAPOCORは現在 Sucat 2号及び3号のリハビリテーションを実施中である。

その実施項目概要はTable 6-1-8に示すとおりである。

また、その実施時期は次のように予定されている。（Fig. 6-1-5 工程表参照）

Sucat 2号 1993年 5月 ～ 1994年 4月

Sucat 3号 1992年 7月 ～ 1993年 5月

なお、既に下記発電所ユニットのリハビリテーションは実施済である。

<u>発電所ユニット</u>	<u>実施時期</u>
Malaya 1号	1986年11月 7日 ～ 1987年10月19日
Malaya 2号	1986年 7月 7日 ～ 1987年 1月29日
Sucat 1号	1989年 7月16日 ～ 1990年 1月26日
Sucat 4号	1989年10月 1日 ～ 1990年12月 3日

2. リハビリテーション項目の選定基準

リハビリテーション項目は、Table 6-1-5からTable 6-1-11にリストアップされた問題点から選ぶものとする。

その選定基準は次のとおりである。

(1) 今後数年のうちに、その耐用年数が限界に到達する設備の更新

この場合、主要機器（ボイラ耐圧部、タービン発電機本体、主変圧器など）の耐用年数（実績的には30年程度）があと何年残っているかをチェックして、更新設備の寿命が主要機器の余寿命に十分対応することが望ましい。

(2) 万一、故障して停止した場合、その修理が重要かつ甚大なコストを必要とするばかりでなく、復旧に長期間を要するような設備は前もって更新する。

(3) 設備の公害防止または環境改善上必要な改善

(4) 現に又は将来予備品の入手が困難となる旧式の設備で、安全運転上欠くことのできないものの事前の更新

(5) 将来にメンテナンスを延ばした場合、多額の費用と多くの時間を必要とする部品の更新または供給

3. リハビリテーションの効果（または目的）

この基準によって選定された項目のリハビリは、既述の現状の問題点の解決に寄与するであろう。そして結果的に

- (1) 発電所出力の回復
- (2) 熱効率の回復又は改善
- (3) 耐用年数又は寿命の延長もしくは確認
- (4) 信頼性（運転の）回復または改善
- (5) 環境対策（公害防止、環境保全）など

の目的が達成される。

4. リハビリテーション項目の選定

Table 6-1-5～Table 6-1-11にリハビリテーション項目の選定結果（案）を示す。同表において、リハビリテーション項目と定修工事で実施する項目とに分けて記載されている。最終的には工事費も考慮の上、リハビリテーション項目を決定する。

5. Batangas 1号の問題と基本対策

(1) 懸案事項

Table 6-1-11に示すように3つのリハビリテーション項目がある。いずれも石炭の揚運炭設備に係わる懸案の問題である。従って今回のリハビリテーション項目には入れない。このうち2つは実施済改造工事の懸案事項であり、残り1つは貯炭場における石炭粉塵飛散防止対策で、今後2号機増設工事で実施されるのがよい。

(2) 定格出力回復対策

出力が定格出力の300MWから260MWに下がっている。(1991年11月現在)

その理由は、Table 6-1-4に記述のとおりである。

特にボイラのチューブ損耗の原因が、磨耗など石炭品質に係わる問題であれば、定期修理で対応するしか方法はない。他の問題も当面は定期修理で解決できると考えられる。

(3) 基本対策

a. 国内炭の使用量(混炭割合)の増加でその品質が極めて悪いために、揚運炭設備など石炭関係設備の改善後も損傷、トラブルが断えないようである。

発電所では国内炭使用増加の国策と、その石炭の低品質に起因するさまざまな問題、保修作業量の増大との板ばさみにあって、多大の苦勞をしている。

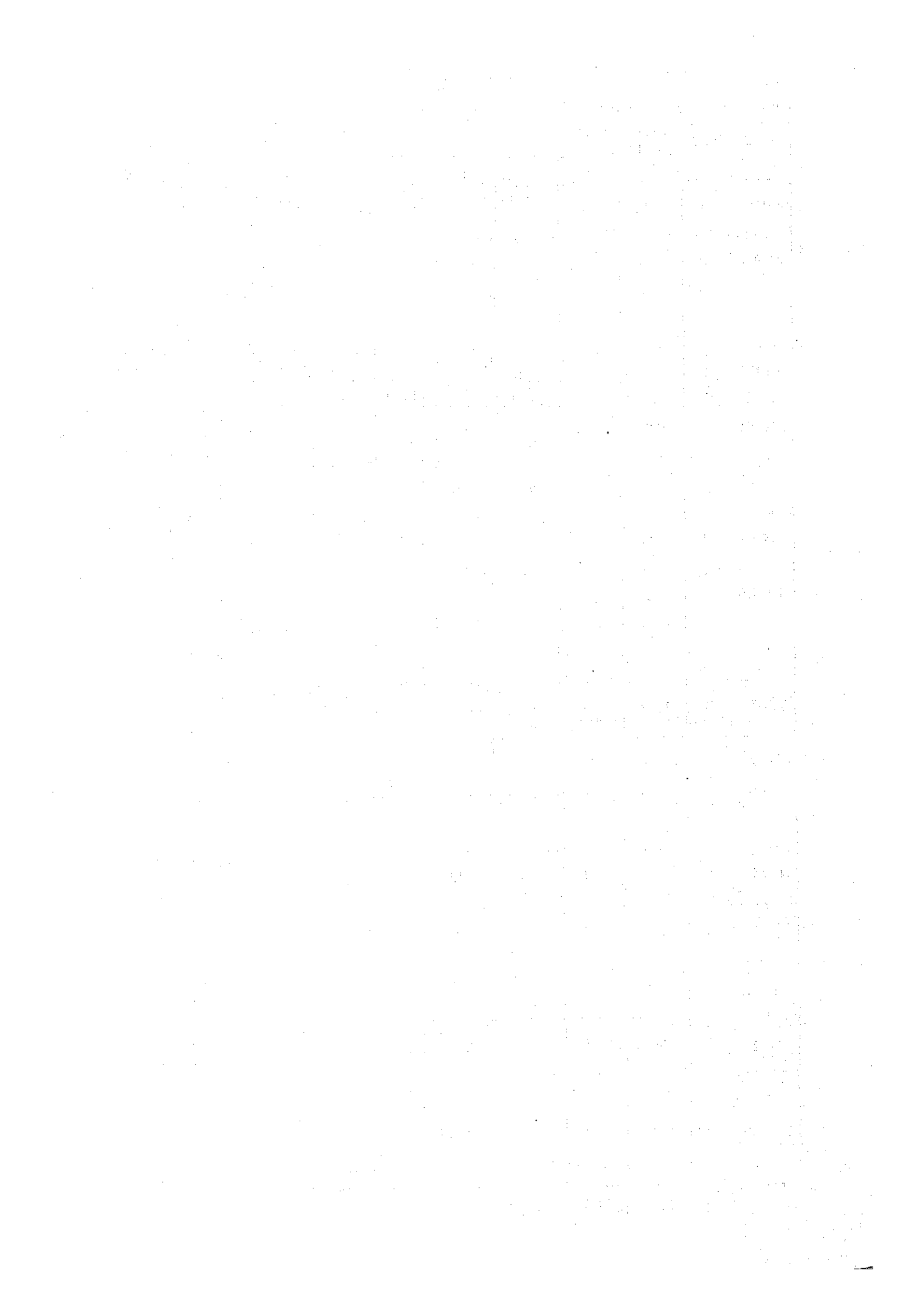
b. ボイラ設備、環境対策の両面で生じている多くの問題は、国内炭の問題でもあると言える。基本対策としては、国内炭の品質改善とその最大使用量(海外炭との混炭割合)を、合理的なレベルにおさえることが重要であろう。

1988年にJICAが提出した提案は、そのガイドラインであった。

6. 5ヵ年マスタープラン工程表

Fig. 6-1-5に5ヵ年マスタープラン工程表を示す。

これは、6.1.3項でのリハビリテーション実施順位の検討結果に基づいている。

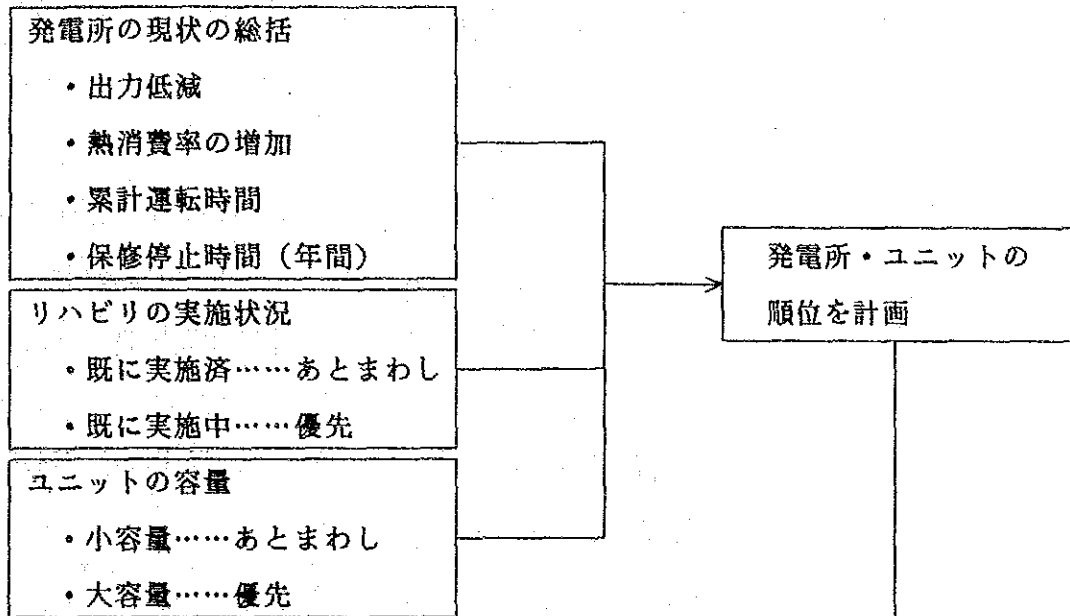


6.1.3 リハビリテーションにおける優先順位

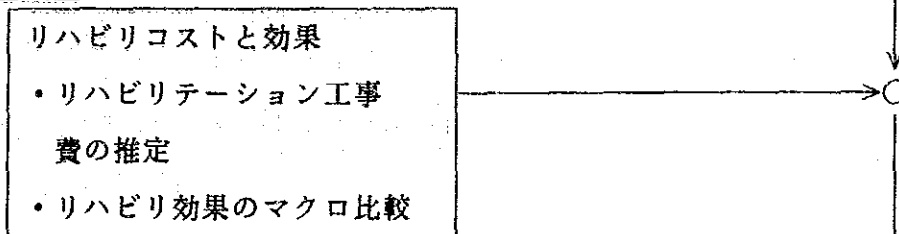
1. 発電所・ユニットの優先順位の検討方法

検討の手順は以下のとおりである。

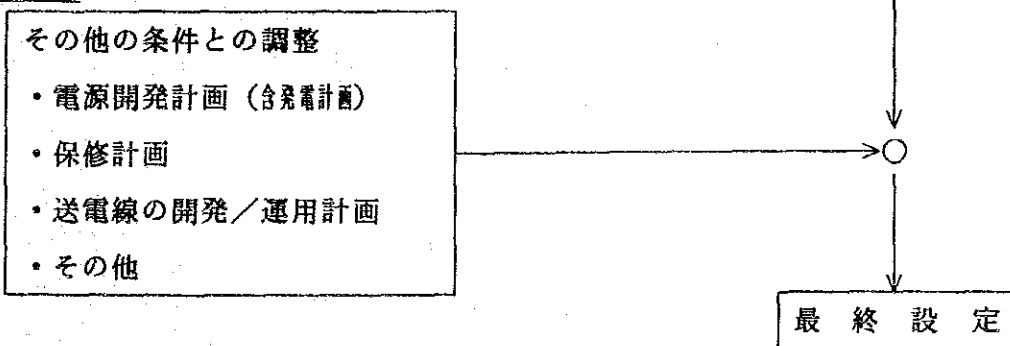
第1段階



第2段階



第3段階



2. 優先順位の検討結果

(1) 第1段階の結果

第1段階の検討結果は下記のとおりである。順位は、前述のFig. 6-1-4火力発電所の現状の総括に示した順位と同じである。

順位	発電所・ユニット／出力	備 考
1.	Sucacat No.3/200MW	リハビリテーションプロジェクト進行中
2.	Sucacat No.2/200MW	
3.	Manila No.1/100MW	耐用年数30年を目安として、1996年4月頃までにリハビリを終了させる必要がある。
4.	Manila No.2/100MW	
5.	Bataan No.1/ 75MW	累計運転時間 120,772Hr
6.	Bataan No.2/150MW	91,305Hr
7.	*Malaya No.1/300MW	96,954Hr
8.	*Malaya No.2/350MW	83,405Hr
9.	*Sucacat No.1/150MW	149,739Hr
10.	*Sucacat No.4/300MW	96,634Hr

注：*印は、リハビリテーション実施済のユニットを示す。

これらのユニットにおいては、問題点を定修工事の際、計画的に改善していくことが望ましい。

(2) 第2段階の結果

a. リハビリテーション工事費の推定

Manila 1,2号及びBataan 1,2号のリハビリ工事費の推定結果は次のとおりである。なお、Sucat 2,3号のリハビリ工事費は、既に締結済の契約額の概略換算値である。

<u>発電所・ユニット</u>	<u>リハビリ工事費</u> (含むコンサルタント・フィー)
Manila 1号	US\$ 110,000 × 10 ³
Manila 2号	
Bataan 1号	US\$ 37,500 × 10 ³
Bataan 2号	US\$ 79,500 × 10 ³
Sucac 2号	US\$ 74,468 × 10 ³ (¥ 10,500 × 10 ⁶)
Sucac 3号	US\$ 92,624 × 10 ³ (¥ 13,060 × 10 ⁶)

(交換レート ¥141/US\$1)

[参考] 実施済プロジェクトリハビリ工事費 (概略) (含むコンサルタント・フィー)

Malaya 1号	US\$ 36,525 × 10 ³ (¥ 9,131 × 10 ⁶)
Malaya 2号	US\$ 12,647 × 10 ³ (¥ 3,162 × 10 ⁶)

(交換レート ¥250/US\$1)

Sucac 1号	US\$ 46,747 × 10 ³ (¥ 6,077 × 10 ⁶)
Sucac 4号	US\$ 83,693 × 10 ³ (¥ 10,880 × 10 ⁶)

(交換レート ¥130/US\$1)

(a) リハビリテーション工事費の推定方法

Manila 1,2号及びBataan 1,2号のリハビリテーション工事の kWh 当りコストは、Fig. 6-1-6により概略推定する。

Fig. 6-1-6は次の要領で作成されている。

- (i) Sucat 1号及び4号のリハビリテーション工事費 (含むコンタクト・フィー) をリハビリテーション終了後3年間の予想平均年間発電量 (利用率70%及び60%) で割り、この値 (US\$/kWh) の横軸に平行な線を引く。
また、工事費を出力 (MW) で割り、この値 (US\$/MW) の縦軸に平行な線を引く。
両線の交点にプロットする。(⊗及び・印)

- (ii) 同様の方法でSucat 2,3号及びMalaya 1,2号の値を図上にプロットする。

- (iii) これらのプロットされた点は、おおよそ一直線上に並んでいる。

- Sucat 1号及び4号のリハビリは同じ時期に実施されている。
- Sucat 2号及び3号のリハビリとSucat 1号及び4号のリハビリの間には、3年の経過があるので、Sucat 2,3号のコストはSucat 1,4号より高くなっている。
- Malaya 1,2号はSucat 1,4号よりさらに3年前に実施されているので、相対的にそのkWhあたり工事費は安くなっている。
- 同じ時期に実施された工事で、ユニットによってコストが異なるのは、工事内容の差に基づく工事費の差が原因である。

(b) Manila 1,2号のリハビリテーションコストの推定

工事実施時期は、着工がSucat 3号より2~3年後と予想されるので、工事コストは、Fig. 6-1-6に描かれた線の延長線上にくると想定される。なお、kWh 当りのコストをUS\$ 0.9×10^{-2} /kWhに仮に設定すると、MW当りコストはUS\$ 550/MWとなる。

工事費総額は、2ユニットでUS\$ $110,000 \times 10^3$ である。

Manila 1,2号のリハビリテーションについては、耐用年数30年が近く到来する。このため、リハビリの内容は、主要機器本体の大幅なリプレイスが必要となるので、kWh 当りコストも高くなる。

なお、Manila 1,2号については、別途行われているFeasibility studyの結果、(工事費予想)も参照した。

(c) Bataan 1,2号のリハビリテーション・コストの推定

工事実施時期は1号の着工がSucat 3号より4年程度後に、2号の着工は5年程度後になると予想される。一方、工事範囲については、Sucat 2,3号なみと考え、ユニット容量の差による工事費の修正を加味して仮定の計算をする。

1号機 (75MW) :

MW当り工事費の修正

$$\begin{array}{l} \text{Sucat3号のMW当り工事費} \\ \downarrow \\ \text{US\$460} \times 10^3 / \text{MW} \times \left(\frac{75}{200}\right)^{3/4} \doteq \text{US\$220} \times 10^3 / \text{MW} \end{array}$$

KWH当り工事費の修正

$$\begin{array}{l} \text{US\$220} \times 10^3 / \text{MW} \text{ に対する KWH 当りコスト} \\ \downarrow \\ \underline{0.36} \times 10^{-2} \times \left(\frac{200}{75}\right)^{3/4} \doteq 0.75 \times 10^{-2} \text{US\$ / KWH} \end{array}$$

着工時期に対するエスカレーション

$$0.75 \times 10^{-2} \times (1+0.03)^4 = \underline{0.84} \times 10^{-2} \text{US\$ / KWH}$$

MW当り工事費

$$\underline{\text{US\$500}} \times 10^3 / \text{MW}$$

工事費総額

$$\text{US\$500} \times 10^3 / \text{MW} \times 75 \text{MW} \doteq \underline{\text{US\$37,500}} \times 10^3$$

2号機 (150MW) :

MW当り工事費の修正

$$\text{US\$460} \times 10^3 / \text{MW} \times \left(\frac{150}{200}\right)^{3/4} \doteq \text{US\$371} \times 10^3 / \text{MW}$$

KWH当り工事費の修正

$$\begin{array}{l} \text{US\$371} \times 10^3 / \text{MW} \text{ に対する KWH 当りコスト} \\ \downarrow \\ \underline{0.62} \times 10^{-2} \times \left(\frac{200}{150}\right)^{3/4} \doteq 0.77 \times 10^{-2} \text{US\$ / KWH} \end{array}$$

着工時期に対するエスカレーション

$$0.77 \times 10^{-2} \times (1+0.03)^5 = \underline{0.89} \times 10^{-2} \text{US\$ / KWH}$$

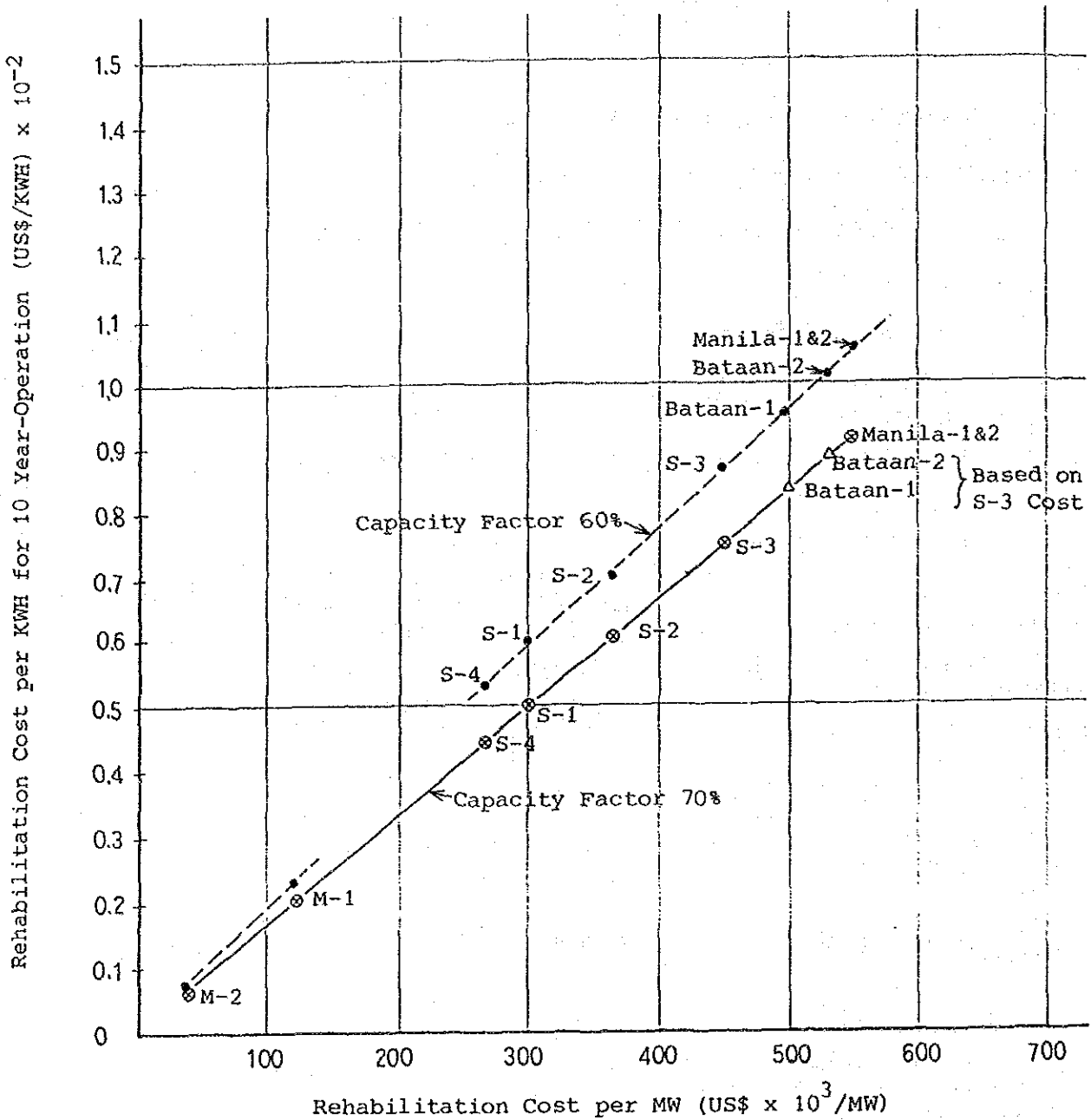
MW当り工事費

$$\underline{\text{US\$530}} \times 10^3 / \text{MW}$$

工事費総額

$$\text{US\$530} \times 10^3 / \text{MW} \times 150 \text{MW} = \underline{\text{US\$79,500}} \times 10^3$$

Fig. 6-1-6 工事費の概略推定



(Note) M-1, 2 : Malaya No. 1 & No. 2 Unit
S-1, 2, 3 & 4: Sucat No. 1 - No. 4 Unit

b. リハビリ効果のマクロ比較

(a) リハビリ効果のマクロ比較の方法

- ・リハビリテーションの実施は、結果としてプラント効率の回復をもたらす。

Fig. 6-1-7はその回復予想を示している。

プラント効率の回復によって得られる燃料節約額を試算し、kWh当り工事費との差額によりリハビリテーション効果のマクロ比較を試みた。

その結果をTable 6-1-13に示している。

- ・リハビリ効果のマクロ比較の結果、効果の大きい方から次の順位となった。

<u>リハビリ効果の試算結果</u>	<u>第1段階の結果</u>
Sucacat 3号	Sucacat 3号
Sucacat 2号	Sucacat 2号
Bataan 1号	Manila 1号
Manila 1号	Manila 2号
Manila 2号	Bataan 1号
Bataan 2号	Bataan 2号

c. 第2段階の結果

第1段階の結果と上記の結果を総合して順位は第1段階のままとする。

その理由は、

- (a) 人員、機材の動員及び外人技術者及びコンサルタントの派遣が有効に行われるようにBataan 1号と2号は、続けてリハビリテーションを実施した方がよい。
- (b) Sucacat 2号リハビリテーション終了後、引続いてManilaのリハビリテーションを実施しないと、これらの2ユニットは運転年数が30年をオーバーしてしまう。

Fig. 6-1-7 リハビリ又は定期修理によるプラント効率の回復 (1991年6月)

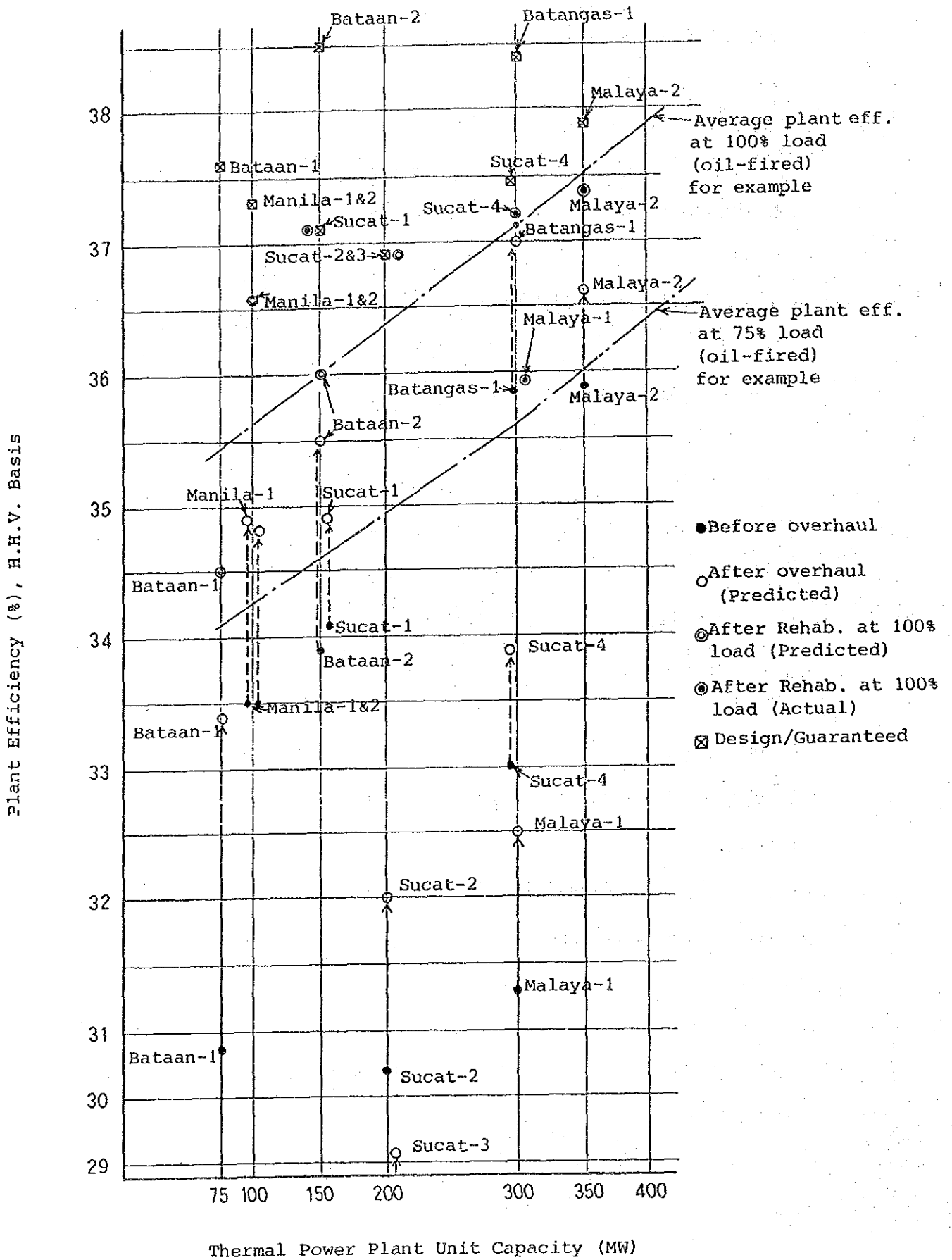


Table 6-1-13 燃料費の改善の試算

発電所	ユニット No.	定格出力 (MW)	プラント熱効率 ηp			燃料発熱量 (H.H.V.) H h (Kcal/l)	燃料消費率 $E = \frac{860}{d}$ (l/kWh)			燃料消費改善 e (l/kWh) (b'又はc') - a'	燃料節約額 f (¥/kWh) 燃料単価 (¥18.87/l)	リハビリテーション効果 リハビリコスト D_2 - 燃料節約額 f (¥/kWh) ±0 : Good - : Very good	順位	
			定修前	定修後	リハビリ 後		定修前	定修後	リハビリ 後					
			a (%)	b (%)	c (%)		a'	b'	c'					
Bataan	1	75	30.7	33.4	34.5	10,190	0.275	0.253	0.2446	b' - a' c' - a'	-0.022 -0.0304	0.415 0.574	1.06 - 0.415 = 0.645 1.06 - 0.574 = 0.486	3
Bataan	2	150	33.9	35.5	36.0	10,190	0.249	0.238	0.2344	b' - a' c' - a'	-0.011 -0.0146	0.208 0.276	1.12 - 0.208 = 0.912 1.12 - 0.276 = 0.844	6
Manila	1	100	33.5	34.9	36.6	10,190	0.252	0.242	0.2306	b' - a' c' - a'	-0.01 -0.0214	0.189 0.404	1.17 - 0.189 = 0.981 1.17 - 0.404 = 0.766	4
Manila	2	100	33.5	34.8	36.6	10,190	0.252	0.243	0.2306	b' - a' c' - a'	-0.009 -0.0214	0.170 0.404	1.17 - 0.170 = 1.00 1.17 - 0.404 = 0.766	5
Sucac	1	150	34.1	34.9	*37.1	10,190	0.247	0.242	-	b' - a'	-0.005	0.094	0.66 - 0.094 = 0.566	
Sucac	2	200	30.4	32.0	36.9	10,190	0.2776	0.264	0.229	b' - a' c' - a'	-0.0136 -0.0486	0.257 0.917	0.85 - 0.257 = 0.593 0.85 - 0.917 = -0.067	2
Sucac	3	200	24.9	29.1	36.9	10,190	0.339	0.290	0.229	b' - a' c' - a'	-0.049 -0.11	0.925 2.075	1.06 - 0.925 = 0.135 1.06 - 2.075 = -1.015	1
Sucac	4	300	33.0	33.8	*37.2	10,190	0.2557	0.250	-	b' - a'	-0.0057	0.107	0.59 - 0.107 = 0.483	
Malaya	1	300	31.3	32.5	*35.9	10,190	0.2696	0.260	-	b' - a'	-0.0096	0.181	0.5 - 0.181 = 0.319	
Malaya	2	350	35.9	36.6	*37.4	10,190	0.235	0.2306	-	b' - a'	-0.0044	0.083	0.15 - 0.083 = 0.067	
Batangas	1	300	35.9	37.0	-	10,190	0.235	0.228	-	b' - a'	-0.007	0.132		

注：プラント熱効率 Table 6-1-3 参照

$$d = \frac{\eta p}{100} \times H h$$

*：リハビリ後の受取試験結果

燃料単価
US \$ 23/BL. ≒ ¥18.87/l

Table 6-1-14 リハビリテーションコスト (kWh 当り)

発電所	ユニット No	定格出力 (MW)	リハビリ実施時期 (期間実績/契約) (月)	総工事費 A		年間平均発生電力量 B (GWh/年)	利用率 C B/定格出力×8760 × 100 (%)	リハビリコスト D = 総工事費 A / (B × 10 ⁶) × 10年	
				¥ × 10 ⁶	< ¥ / 交換レート > US\$ × 10 ³			D ₁ (US\$/kWh) × 10 ⁻²	D ₂ (¥/kWh)
Malaya	1	300	1986.11.7 ~ 1987.10.19 (11.3/6.5ヵ月)	(74.3%) ¥.8,913 ¥.218 >	(¥.9,131 × 10 ⁶ /250) ≒ US\$.36,525	1988...1,884 1989...1,568 1990...2,106 } 1,853	$\frac{1,853}{2,628} \times 100 \approx 70$ 60	0.2 0.23	0.5 (¥250/US\$1)
Malaya	2	350	1986.7.7 ~ 1987.1.29 (6.5/7.0ヵ月)	(25.7%) ¥.3,087 ¥.75 >	(¥.3,162 × 10 ⁶ /250) ≒ US\$.12,647	1987...2,029 1988...2,122 1989...2,209 1990...2,197 } 2,139	$\frac{2,139}{3,066} \times 100 \approx 70$ 60	0.06 0.07	0.15
Sucat	1	150	1989.7.16 ~ 1990.1.26 (6.3/5.5ヵ月)	(35.8%) ¥.5,962 ¥.115 >	(¥.6,077 × 10 ⁶ /130) ≒ US\$.46,747	1991... 920 1992... 935 1993... 894 } 916	$\frac{916}{1,314} \times 100 \approx 70$ 60	0.51 0.60	0.66 (¥130/US\$1) 0.77
Sucat	4	300	1989.10.1 ~ 1990.12.3 (14.1/8.0ヵ月)	(64.2%) ¥.10,674 ¥.206 >	(¥.10,880 × 10 ⁶ /130) ≒ US\$.83,693	1991...2,078 1992...2,003 1993...2,066 } 2,049	$\frac{2,049}{2,628} \times 100 \approx 78$ 70	0.525 0.41 0.45	0.68 (¥130/US\$1) 0.53 0.59
Sucat	2	200	1993.5. ~ 1994.4 (- / 10.5ヵ月)	¥.10,500	US\$.74,468	1987~1990... 772 (44%) (4年間) 1994~ ...1,226 (70%)	$\frac{1,226}{1,752} \times 100 \approx 70$ 60	0.6 0.7	0.85 (¥141/US\$1) 0.99
Sucat	3	200	1992.7. ~ 1993.5 (- / 10.5ヵ月)	¥.13,060	US\$.92,624	1986~1990... 679 (39%) (5年間) 1993~ ...1,226 (70%)	$\frac{1,226}{1,752} \times 100 \approx 70$ 60	0.75 0.87	1.06 1.23
Bataan	1	75	Fig. 6-1-5参照 (6ヵ月)		US\$.37,500	460	$\frac{460}{657} \times 100 = 70$	0.815	1.06 (¥130/US\$1)
		394				$\frac{394}{657} \times 100 = 60$	0.95	1.24	
Bataan	2	150				920	$\frac{920}{1,314} \times 100 = 70$	0.86	1.12
		788				$\frac{788}{1,314} \times 100 = 60$	1.01	1.31	
Manila	1	100	Fig. 6-1-5参照 (10ヵ月)		合計 US\$. 110,000 2 ユニット US\$. 55,000 1 ユニット	613	$\frac{613}{876} \times 100 = 70$	0.9	1.17 (¥130/US\$1)
Manila	2	100				525	$\frac{525}{876} \times 100 = 60$	1.05	1.36

注 : *1 コンサルタント費 (比例配分)
Malaya (合計) ¥293,033. × 10³

(3) 第3段階の検討結果

a. 電源開発計画（含発電計画）との調整

5ヵ年リハビリテーション計画マスタープランは1994年から1998年までとする。

2005年までの電源開発計画及び発電計画はTable 4-1 ~ Table 4-5及びTable 6-1-15、Fig. 6-1-8 のとおりである。これらの表から明らかなように、既設火力発電所は、年間利用率（平均）70%での運転が必要と見込まれる。

b. 保修計画との調整

Sucat2、3号のリハビリテーション実施時期はFig. 6-1-5に示すように計画されている。

そこで、第2段階の検討結果を踏えてその他の発電所ユニットのリハビリテーション計画をアレンジした。

各発電所の定修計画も、年に一回の実施を原則として考慮する必要があり、また極力定修発電所の重なりが少く、かつその定修合計出力が大きくならぬように計画する必要がある。

最終的なリハビリ工程は、第2段階現地調査においてNAPOCOR と打合せFig. 6-1-5のように策定した。

Table 6-1-15 POWER DEVELOPMENT AND PEAK LOAD IN LUZON GRID

Year	OIL THERMAL		COMBINED CYCLE		GAS TURBINE		COAL THERMAL		GEO THERMAL		HYDROPOWER		TOTAL		PEAK LOAD FORECAST (MW)
	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	NEW PLANT (MW)	INSTALLED CAPACITY (MW)	
1988		1,925	0	210		300		660					0	4,321	2,782
1990		1,925	0	280	(HOPEWELL #1: 70 X 1)	300		660					70	4,391	2,888
1991		1,925	0	540	280 (HOPEWELL #2, 3: 70 X 2) PBT (UB) #1, 3, 4, 5: 30 X 4	300		660					260	4,651	3,013
1992		1,925	0	570	30 (SUCAT: 30x1)	300		660					30	4,681	3,218
1993		1,925	310	570		300		835	175 (MAKIAN-BINARY: 12) MABARARA BINARY: 13) BACMAN I #1, 2: 55 X 2) BACMAN II #1, 2: 20 X 2)				485	5,166	3,481
1994		1,925		570		300		835					0	5,166	3,765
1995		1,925	310	570		600	300 (CALACA #2: 300)	955	120 (DEL GALLEGO GEO: 120)				420	5,586	4,072
1996		1,925	310	570		1,250	650 (MASINLOC #1: 300) HOPEWELL #1: 350)	1,015	60 (BULLUSAN GEO: 60)				710	6,296	4,405
1997		1,925	310	570		1,550	300 (MASINLOC #2: 300)	1,455	440 (TONGONAN A: 440)				740	7,036	4,764
1998	(LUZON - LEYTE INTERCONNECTION)	1,925	310	570		1,900	350 (HOPEWELL #2: 350)	1,675	220 (TONGONAN B1: 220)				570	7,606	5,153
1999		1,925	310	570		2,200	300 (COAL A: 300)	1,895	220 (TONGONAN B2: 220)				520	8,126	5,574
2000		1,925	310	570		2,800	600 (COAL B: 600)	1,895		268 (CASECNAV)			868	8,994	6,029
2001		1,925	310	570		3,400	600 (COAL C: 600)	1,895		150 (KALAYAAV)			750	9,744	6,490
2002		1,925	310	570		4,000	600 (COAL D: 600)	1,895					600	10,344	6,965
2003		1,925	310	570		4,600	600 (COAL E: 600)	1,895		150 (KALAYAAV)			750	11,094	7,485
2004		1,925	310	570		5,500	900 (COAL F: 900)	1,895					900	11,994	8,045
2005		1,925	310	570		6,400	900 (COAL G: 900)	1,895					900	12,894	8,647