

Table 6-4-7 TRANSMISSION LINE FAULT RECORDS IN 1990 (1)
(230kV)

Transmission Lines	No. of Circuit	Circuit Length (km) A	Frequency B	Duration (hours) C	B/A × 100	C/B
Ambuklao-Bayombong	1	62.34	3	123.00	4.8	41.0
Ambuklao-Binga	2	17.62	3	312.80	17.0	104.3
Ambuklao-Santiago	1	105.01	20	159.60	19.0	8.0
Balintawak-Mexico	1	55.03	1	1.10	1.8	1.1
Balintawak-San Jose	1	30.18	2	0.40	6.6	0.2
Batangas-Makban	2	70.24	1	100.80	1.4	100.8
Bauang-La Trinidad	2	71.76	2	97.70	2.8	48.9
Bauang-San Esteban	1	95.17	1	49.10	1.0	49.1
Bayombong-Santiago	1	42.68	5	86.50	11.7	17.3
Binan-Calaca	2	122.94	5	2.00	4.1	0.4
Binan-Makban	2	65.48	6	39.40	9.2	6.6
Binga-La trinidad	2	23.92	5	331.40	20.9	66.3
Binga-San Manuel	2	68.60	17	316.50	24.8	18.6
BTPP-Hermosa	1	37.19	3	34.60	8.1	11.5
BTPP-PNPP	1	40.03	2	11.40	5.0	5.7
Cabanatuan-Mexico	1	67.31	2	1.40	3.0	0.7
Cabanatuan-Pantabangan	1	52.47	8	38.40	15.2	4.8
Concepcion-Mexico	1	37.42	3	6.70	8.0	2.2
Concepcion-San Manuel	1	79.66	11	307.70	13.8	28.2
Dolores-Malaya	2	78.00	2	0.20	2.6	0.1
Dolores-San Jose	2	76.68	2	0.20	2.6	0.1
Gumaca-Kalayaan	2	188.22	15	79.40	8.0	5.3
Gumaca-Labo	2	177.92	3	760.50	1.7	253.5
Hermosa-Mexico	2	75.30	6	4.60	8.0	0.8
Hermosa-PNPP	1	27.19	2	1.70	7.4	0.9
Hermosa-San Jose	2	149.96	3	40.90	2.0	13.6
Kalayaan-Makban	2	83.80	9	17.60	10.7	2.0
Kalayaan-Malaya	2	57.74	3	1.60	5.2	0.5
Labo-Naga	2	198.18	7	134.50	3.5	19.2
Magat-Santiago	2	30.74	6	219.10	19.5	36.5
Mexico-San Jose	1	54.04	2	20.70	3.7	10.4
Naga-Tiwi	2	118.60	4	269.50	3.4	67.4
Pantabangan-San Manuel	1	66.22	4	13.10	6.0	3.3
Santiago-Tuguegarao	1	116.29	3	0.40	2.6	0.1
Others		396.36	—	—		
TOTAL		3,040.29	171	3,584.50	5.6	21.0

Table 6-4-7 TRANSMISSION LINE FAULT RECORDS IN 1990 (2)
(115kV)

Transmission Lines	No. of Circuit	Circuit Length (km) A	Frequency B	Duration (hours) C	B/A × 100	C/B
1. STEEL TOWER						
Angat-San Jose	2	34.78	3	0.5	8.6	0.2
Balintawak-San Jose	2	59.64	1	3.3	1.7	3.3
Binan-Sucot	2	30.98	4	6.5	12.9	1.6
Binan-Dasmaringas	2	28.92	—	—		
Sub-Total		154.32	8	10.3	5.2	1.3
2. WOODEN POLE						
Angat-San Jose	1	16.00	12	153.1	75.0	12.8
Laoag-San Esteban	1	120.87	24	150.7	19.9	6.3
Dasmaringas-Tagaytay	1	24.80	1	0.3	4.0	0.3
Dasmaringas-Ternate	1	26.15	2	5.2	7.6	2.6
Novaliches-San Jose	1	13.50	3	2.7	22.2	0.9
Sub-Total		201.32	42	312.0	20.9	7.4
3. 115kV TOTAL						
		355.64	50	322.3	14.1	6.4

Table 6-4-7 TRANSMISSION LINE FAULT RECORDS IN 1990 (3)
(69kV)

Regional Centers	Area Offices	Circuit Length (km) A	Frequency B	Duration (hours) C	B/A × 100	C/B
NLRC	Area 1	182.57	49	38.00	26.8	0.78
	Area 2	354.94	224	1,334.74	63.1	5.96
	Area 3	397.29	145	849.18	36.5	5.86
	Area 4	443.54	396	7,401.39	89.3	18.69
	Area 5	272.10	158	266.86	58.1	1.69
	Area 6	269.65	94	374.61	34.9	3.99
	Area 7	65.00	12	114.80	18.5	9.57
SLRC	Area 1	—	NA	NA	—	—
	Area 2	261.38	157	417.08	60.1	2.66
	Area 3	467.94	352	350.16	75.2	0.99
Total		2,714.41	1,587	11,146.82	58.5	7.02

Table 6-4-7 SUBSTATION / SWITCHYARD FAULT RECORDS IN 1990 (4)
(230kV & 115kV)

Equipment		Frequency	Duration (hours)	
Ambuklao	52MVA	2	68.10	
Bayombong	40MVA	2	21.30	
Binan	300MVA (T3)	3	19.90	
Binan	300MVA (T4)	4	7.90	
Binga	30MVA	1	53.20	
Botolan	50MVA	1	44.70	
Cabanatuan	50MVA	1	0.90	
Concepcion	50MVA	3	0.70	
Hermosa	50MVA	1	0.40	
Kalayaan	230kV Bus	1	0.40	
Mexico	100MVA (T1)	1	0.60	
Mexico	100MVA (T2)	1	0.60	
Mexico	50MVA	1	0.60	
PNPP	50MVA	1	0.50	
San Jose	300MVA	1	0.80	
Santiago	40MVA	2	3.20	

Table 6-4-7 TRANSMISSION LINE FAULT RECORDS IN 1990 (5)

(69kV)

Transmission Line	Frequency B	Outage Duration (Hours)	Causes	Damaged Facilities					Circuit Length (km) A	B/A X 100
				Wood Pole	Cross Arm	X Brace	Insulator	Conductor		
Tuguegarao-Camalaniugan	58	4.96	Transient							
	11	89.39	Row Obstruction							
	12	248.34	Grass Fire	11	3					
	13	215.32	Broken	6	7					
	6	693.71	Typhoon	279	5	11				
	3	28.80	Flashover				16			
	103	1,280.52		296	15	11	16		78.25	131.6
	23	1.61	Transient							
	7	65.45	Row Obstruction							
	3	67.80	Grass Fire		3					
Camalaniugan-Sta Ana	3	55.97	Broken	2	1					
	8	2,586.84	Typhoon	310	11	17				
	2	32.06	Flashover				10			
	46	2,809.73		315	12	17	10		53.29	86.3
	38	3.23	Transient							
	23	192.07	Row Obstruction							
Magapit-Lucban	11	204.80	Grass Fire	9	4					
	12	188.54	Broken	7	5					
	6	1,003.36	Typhoon	136	8					
	4	31.76	Flashover				21			
	94	1,623.76		152	17		21		44.72	210.2

Table 6-4-7 TRANSMISSION LINE FAULT RECORDS IN 1990 (6)
(69KV)

Transmission Line	Frequency B	Outage Duration (Hours)	Causes	Damaged Facilities				Circuit Length (km) A	B/A X 100
				Wood Pole	Cross Arm	X Brace	Insur ator		
Tuguegarao-Solana-Piat	17	1.02	Transient						
	5	28.43	Row Obstruction						
	3	37.78	Grass Fire	3					
	3	20.94	Broken	2	1				
	4	296.71	Typhoon	45					
	9	718.58	River Flood					9	
	3	19.35	Flashover				15		
	44	1,122.81		50	1		15	9	37.51
	37	2.52	Transient						
	6	26.76	Row Obstruction						
Solana-Tabuk	8	100.29	Grass Fire	8	2				
	3	37.59	Broken	3					
	5	234.74	Typhoon	54	2				
	1	8.75	Flashover				5		
	60	410.65		65	4		5		46.14
	173	13.34	Transient						130.0
Cagayan Total	52	402.10	Row Obstruction						
	37	659.01	Grass Fire	34	9				
	34	518.36	Broken	20	14				
	29	4,815.36	Typhoon	824	26	28			
	9	718.58	River Flood					9	
	13	120.72	Flashover				67		
	347	7,247.47		878	49	28	67	9	259.91
								133.5	

Table 6-4-8 TRANSMISSION LINE DEVELOPMENT PROGRAM (1)

Voltage (kV)	Comm Year	Section	Structure	Length (km)	Conductor (MCM)	Financing Source	Description
500	1992	San Jose-Kalayaan	ST-DC	80.0	4-795	OECF	EHVS Stage II
	1993	Naga-Kalayaan	ST-DC	245.0	4-795	None	Rehabilitation
	2000	San Jose-Munoz	ST-DC	120.0	4-795	"	EHVN Stage I
		Coal B-Munoz	ST-DC	120.0	4-795	"	Coal B Asso.
	2002	Coal D cut-in to Naga-Kalayaan	ST-DC	15.0	4-795	"	Coal D Asso.
	2003	Mexico cut-in to Munoz-San Jose	ST-DC	48.0	4-795	"	Coal E Asso.
	2004	Coal F-Coal D	ST-DC	15.0	4-795	"	Coal F Asso.
		Coal F-Binan	ST-DC	88.0	4-795	"	
	Circuit Length Total				1,462.0		

D C ± 350	1997	Tongonan-Naga Overhead	ST-DC	406.0		None	Tongonan Geo Asso.
		" Submarine Cable	ST-DC	23.0		"	
	Circuit Length Total				858.0		

230	1992	Manito-Daraga	ST-DC	32.0	1-795	IBRD	Bacman I Asso.
	1993	Botong-Bacman I	ST-DC	6.0	1-795	"	Bacman II Asso.
		Cauayan cut-in to Botong-Bacman I	ST-DC	3.0	1-795	"	
		Limay-Hermosa	ST-DC	38.0	2-795	Bid with Financing	Combined Cycle Asso.
	1994	Mexico-Asia Pacific	ST-DC/I	8.5	1-795	None	
		Sucat-Araneta-Balintawak	SP-SC	34.0	2-795	KFW	
		Calaca-Dasmariñas	ST-DC	57.0	2-795	OECF	
		Dasmariñas-Zapote	ST-DC	10.0	2-795	None	
		"	SP-DC	11.0	2-795	"	
		Balintawak-San Jose	ST-DC	21.0	4-795	IBRD	

Table 6-4-8 TRANSMISSION LINE DEVELOPMENT PROGRAM (2)

Voltag (kV)	Comm Year	Section	Structure	Length (km)	Conductor (MCM)	Financing Source	Description	
230	1995	Del Gallego-Labo	ST-DC	20.0	1-795	None	Del Gallego GEO Asso.	
		Masinloc-Botolan	ST-DC	38.0	2-795	"	Masinloc Coal Asso.	
		Botolan-Hermosa	ST-DC	81.0	2-795	"		
		Hermosa-Mexico	ST-DC	41.0	2-795	"		
		Mexico-san Jose	ST-DC	46.0	2-795	"		
		Pagbilao-Kalayaan	ST-DC	60.0	4-795	"	Hopewel BOT Asso.	
		Kalayaan-Binan	ST-DC	73.0	4-795	"		
		Bulusan-Bacman I	ST-SC	53.0	1-795	"		
		1996	Bulusan-Bacman I	ST-SC	53.0	1-795	"	Bulusan GEO Asso.
		1997	Binan-Dasmarinas	ST-DC	15.0	4-795	"	Hopewel II BOT Asso.
	1999	Sual-Labrador	ST-DC	11.0	2-795	"	Coal A Asso.	
		Labrador-Botolan	ST-SC	74.0	1-795	"		
		Botolan-Olongapo	ST-SC	77.0	1-795	"		
	2000	Casecnan-Munoz	ST-DC	27.0	1-795	"	Casecnan Asso.	
	2001	San Manuel-Munoz	ST-DC/I	60.0	1-795	"	Uprating of EHVN Asso.	
			Circuit Length Total		1,506.5			
	138	1993	P. Princesa-Narra	WP-SC	95.0	1-336.4	IBRD	Palawan Island
Narra-Brooke's PT			WP-SC	102.0	1-336.4	"		
			Circuit Length Total		197.0			
115	1993	San Esteban-Bantay-Laoag	WP-SC	121.0	1-795	IBRD		
	1994	Dasmarinas-Rosario	ST-DC	15.0	1-795	None		
			Circuit Length Total		151.0			

Table 6-4-8 TRANSMISSION LINE DEVELOPMENT PROGRAM (3)

Voltage (kV)	Comm. Year	Section	Structure	Length (km)	Conductor (MCM)	Financing Source	Description
69	1992	Bantay-S. Domingo	WP-SC	20.0	1-336.4	ADB	
		Cabaruguis-Casiguran	WP-SC	50.0	1-336.4	"	
		Tabuk-Lubuagan	WP-SC	45.0	1-336.4	"	
		Gamu Tap-San Maria	WP-SC	25.0	1-336.4	"	
		Concepcion-Tarlac Ind. Center	WP-SC	20.0	1-336.4	None	
		La Union-Poro	WP-SC	4.0	1-336.4	"	
		Cauayan-Ind. Center	WP-SC	1.0	1-336.4	"	
		Legaspi Tap-Ind. Center	WP-SC	4.0	1-336.4	"	
		Sta Ana(Tap)-Cagayan Ind. Center	WP-SC	8.0	1-336.4	"	
		Mamburao-Calapan	WP-SC	86.0	1-336.4	IBRD	
		Calapan-Bansud	WP-SC	64.0	1-336.4	"	Mindoro Island
		Bansud-San Jose	WP-SC	107.0	1-336.4	"	
	1993	P. Princesa-Taytay	WP-SC	170.0	1-336.4	"	Palawan Island
		Virac-Viga	WP-SC	30.0	1-336.4	"	Catanduanes Island
		Virac-San Sndres	WP-SC	22.0	1-336.4	"	
		Masbate-Cataingan	WP-SC	54.0	1-336.4	"	
		Masbate-Sn Juan	WP-SC	34.0	1-336.4	"	Masbate Island
		Masbate-Aroroy	WP-SC	28.0	1-336.4	"	
		Marcopper-BOAC	WP-SC	23.0	1-336.4	"	Marinduque Island
		Marcopper-Torrijos	WP-SC	34.0	1-336.4	"	
		Mabalacat-Angeres	WP-SC	10.0	1-336.4	"	
		Mabalacat-Dau	WP-SC	8.0	1-336.4	"	
		Maibarara-Makban A	WP-SC	11.0	1-336.4	"	Maibarara GEO Asso.
		Maibarara-Calamba	WP-SC	5.0	1-336.4	"	

Table 6-4-8 TRANSMISSION LINE DEVELOPMENT PROGRAM (4)

Voltage (kV)	Comm Year	Section	Structure	Length (km)	Conductor (MCM)	Financing Source	Description
69	1993	Bulalo 2-Makban A	WP-SC	4.5	1-336.4	None	Makban Binary GEO Asso.
		Bulalo67-Makban A	WP-SC	1.5	1-336.4	"	
	1994	Cabanatuan-Sn Isidro	WP-SC	16.0	1-336.4	"	
		Cabanatuan-Talavera	WP-SC	16.0	1-336.4	"	
		Balayan-Calatacan	WP-SC	22.0	1-336.4	"	
		Tuguegarao-Cabagan	WP-SC	25.0	1-336.4	"	
		Santiago-Cauayan (Second Circuit)	WP-SC	73.0	1-336.4	"	
	2000	Luzon-Marinduque	WP-SC	36.0	1-336.4	"	
		Sub Cable		24.0	4-195SQMM	"	
		Luzon-Masbate	WP-SC	27.0	1-336.4	"	
		Sub Cable		42.0	4-195SQMM	"	Island Interconnection
		Luzon-Catanduanes	WP-SC	81.0	1-336.4	"	
		Sub Cable		12.0	4-195SQMM	"	
		Luzon-Mindoro	WP-SC	23.0	1-336.4	"	
	Sub Cable		18.0	4-300SQMM	"		
	Masiway-Munoz	WP-SC	16.0	1-336.4	"	Casecnan Asso.	
	Circuit Length Total			1,300.0			

Table 6-4-9 SUBSTATION DEVELOPMENT PROGRAM (1)

Voltage (kV)	Comm Year	Substation	Transformer		Circuit Breaker				Financing Source	Description	
			kV	MVA	500kV	230kV	115kV	69kV			MV
500	1997	Naga	500/230	3 - 600	8					None	Upgrading of EHVS
		Kalayaan	500/230	600	8					"	
	2001	San Jose	500/230	3 - 600	8					"	Coal C Asso.
		Sual	500/230	2 - 600	4	4				"	
	2002	Munoz			4					"	Upgrading of EHVN
		Munoz	500/230	2 - 600	6					"	
		San Jose	500/230	2 - 600	6					"	
		Coal D			3					"	
	2003	Kalayaan	500/230	600	2	2				"	Coal E Asso.
		Mexico	500/230	600	8	2				"	
	2004	Coal F			2					"	Coal F Asso.
		Binan	500/230	2 - 600	6	4				"	
	2005	Binan	500/230	600	2	2				"	Coal G Asso.
		Total		10,800	67	14					
D C ±350	1997	Tongonan								None	Converter Station
		Naga								"	

Table 6-4-9 SUBSTATION DEVELOPMENT PROGRAM (2)

Voltage (kV)	Comm Year	Substation	Transformer		Circuit Breaker					Financing Source	Description		
			kV	MVA	500kV	230kV	115kV	69kV	MV				
230	1992	Mexico				(12)					ADB	Luzon Trans Rehab.	
		San Manuel				8					"	"	
		Solano				2					"	"	
	1993	Daraga				5					IBRD	Bac-Man I Asso.	
		Hermosa				4					Bid With Financing	Combined Cycle Asso.	
		Balintawak				2					KFW	Sucat-Araneta-Balintawake Proj.	
	1994	Araneta	230/115	3 - 300							"	"	
		Sucat	230/115	3 - 300		9	9				"	"	
		Dasmariñas				6					OECF	Calaca II Asso.	
		Zapote	230/115	(2 - 230)		6	4				None	Ir from Binan	
		Balintawak				3					IBRD	Balintawak-San Jose	
		San Jose				4					"	"	T/L
Olongapo		230/ 69	50 → 100		1			3		"	"		
Dasmariñas		230/115	2 - 100		6					"	"	Dasmariñas S/S	
Binan					3					"	"	Uprating	
1994	Mabalacat	230/ 69	100		5			5		"	"		
	San Manuel	230/ 69	50		2			3		"	"		
	Concepcion	230/ 69	50		2			3		"	"		
	San Esteban	230/115	100		2	2				"	"		
	Binan	230/115	100 → 300		6	6				"	"		
	Bauang	230/ 69	50		2			3		"	"		
1994	Dolores	230/115	300		2	3				"	"		
	Naga	230/69/138	50		2			3		"	"		

Table 6-4-9 SUBSTATION DEVELOPMENT PROGRAM (3)

Voltage (kV)	Comm Year	Substation	Transformer		Circuit Breaker					Financing Source	Description
			kV	MVA	500kV	230kV	115kV	60kV	MV		
230	1994	Batangas Mexico	230/69/138	100		2			3	1BRD	230kV 4-50MVA Capacitors
		Cruz-Na-Daan	230/ 69	100		2			3	"	
		Daraga	230/ 69	50		2			3	"	
		Santiago	230/ 69	50		2			3	"	
	1995	Del Gallego				6				"	Del Gallego Geo Asso.
		Botoian				8				"	
		Hermosa				6				"	Masinloc Coal Asso.
		Mexico				8				"	
		San Jose				4				"	
		Kalayaan				6				"	Hopewell I BOT Asso.
		Binan				4				"	
	1996	Bacman I				2				"	Bulusan GEO Asso.
		Dasmariñas	230/115	300		2	2			"	
	1997	Binan				2				"	Hopewell II BOT Asso.
		Dasmariñas				4				"	Asso.
	Mabalacat	230/ 69	100		2			3	"		
	San Manuel	230/ 69	50		2			3	"		
1998	La Trinidad	230/ 69	100		2			3	"		
	Concepcion	230/ 69	50 → 100		2			3	"		
	Hermosa	230/ 69	50		2			3	"		
1999	Mexico	230/ 69	100		2			3	"		

Table 6-4-9 SUBSTATION DEVELOPMENT PROGRAM (4)

Voltage (kV)	Comm Year	Substation	Transformer		Circuit Breaker					Financing Source	Description	
			kV	MVA	500KV	230KV	115kV	69kV	MV			
230	1999	Batangas	230/ 69	50 → 100		2			3		None	
		Cabanatuan	230/ 69	50		2			3		"	
		Labrador				5					"	
		Botolan				3					"	Coal A Asso.
		Olongapo				2					"	
	2000	Batangas	230/ 69	50		2			1		"	
		Munoz				3					"	
		San Jose	230/115	300		3	1				"	EHVN Stage I
		Munoz	230/ 69	50		11			5		"	Casecnan Asso.
		Munoz				3					"	Coal B Asso.
	2001	Bataan	230/ 69	50		2			3		"	
		Olongapo	230/ 69	50 → 100		2			3		"	
			Makban	230/ 69	50		2			3		"
	2003	Tuguegarao	230/ 69	50		2			3		"	
		Botolan	230/ 69	50		2			3		"	
		Labrador	230/ 69	50		2			3		"	
	2004	Mexico	230/ 69	100 → 300		2			3		"	
Total			5,000		204	27		83				

Table 6-4-9 SUBSTATION DEVELOPMENT PROGRAM (5)

Voltage (kV)	Comm Year	Substation	Transformer		Circuit Breaker					Financing Source	Description
			kV	MVA	500KV	230KV	115KV	69KV	MV		
115	1993	San Esteban					1			IBRD	
		Laoag					1			"	
		Bantay	115/ 69	20			4	2		"	Ilocos T/L Proj.
	1994	San Jose	115/34.5	50					2	"	Balintawak-San Jose T/L
		Rosario	115/34.5	50			3		4	None	
		Dasmariñas					3			"	
		Laoag	115/ 69	20			1	3		"	
	1998	San Jose	115/34.5	50			2		2	"	
	1999	San Esteban	115/ 69	20			1	3		"	
	2003	Dasmariñas	115/34.5	50			2		3	"	
		Total		260			18	7	11		

Table 6-4-9 SUBSTATION DEVELOPMENT PROGRAM (6)

Voltage (kV)	Comm Year	Substation	Transformer		Circuit Breaker				Financing Source	Description	
			kV	MVA	500KV	230kV	115kV	69kV			MV
69	1993	Calapan	69/13.8	10				3	1	IBRD	Mindoro Island
		San Jose	69/13.8	10				1	1	"	
		Mamburao	69/13.8	5				1	1	"	
		Bansud	69/13.8	10				3	1	"	
		P.Princesa	69/13.8	20				1	1	"	
		Narra	69/13.8	5				1	1	"	
		Brooke's Pt.	69/13.8	5				1	1	"	
		Roxas	69/13.8	5				1	1	"	
		Taytay	69/13.8	5				1	1	"	
		Virac	69/13.8	5				3	1	"	
		Masbate	69/13.8	5				3	1	"	
		Marcopper	69/13.8	5				3	1	"	
		Makban A						1		"	
		Calamba						1		"	
Makban A						2		None			
	1994	Cruz-Na-Daan							"	69kV 5MVAR Switched Cap.	
		Total		90			26	12			

Table 6-4-10 TOWERIZATION PLAN OF TRANSMISSION LINE

Regional Center	Area Office	Transmission Line	River Crossing	Main Road Crossing	Others	Remarks
N L R C	Area 3	San Manuel - Bayambang	1			Agno River
		San Manuel - Binga			1	230kV
	Area 4	Santiago - Cauayan	1			#258-259
		Cauayan - Ilagan	1			#612-613
		Tap Gamu - Roxas	1			#237-238
	Tuguegarao - Solano - Tabuk	1			#84-85	
	Area 5	Botoian - Castillejos	2			#394-395, #398-399
S L R C	AREA 3	Mexico - Bataan	3	1		Pasig-Potrero River Gumain River, Valdez River
		Mexico - Angeles	1	1		Abacan River
		Mexico - Apalit	1	1		Pampanga River
		Mexico - CND	1			Pampanga River
		Mexico - CIGI		1		
		Naga - Pili	4	1		#12-13, #17-18, #30-31, #33-34 #1-2
		Pili - Iriga	1	1		#50-51, #47-48
		Naga - Tinambac	1	1		#154-155, #156-157
		Naga - Capucnasan - Libmanan	1	2		Minalabac River #83-84-85
Total			20	9	1	

Table 6-4-11 REPLACEMENT PLAN OF 230kV SUBSTATION CIRCUIT BREAKERS (1)

Name of Substation		System Voltage (kV)	Number of Existing Circuit Breakers				Number of Breakers to be Replaced by GCB			
			GCB	OCB	ACB	Total	GCB	OCB	ACB	Total
<u>(NLRC)</u>										
AREA-1	Bauang	230	7	-	3	10	-	-	3	3
		115	-	-	1	1	-	-	-	-
		69	-	5	-	5	-	-	-	-
	San Esteban	230	5	-	-	5	-	-	-	-
		115	1	-	2	3	-	-	2	2
		69	-	-	3	3	-	-	-	-
AREA-2	La Trinidad	230	9	-	-	9	-	-	-	-
		69	-	8	-	8	-	2	-	2
AREA-3	San Manuel	230	-	-	(5)	5	-	-	-	-
		69	-	1	2	3	-	1	2	3
	Cabanatuan	230	-	-	(2)+2	4	-	-	2	2
		69	-	3	-	3	-	-	-	-
	Labrador	230	6	-	-	6	-	-	-	-
		69	-	4	-	4	-	-	-	-
AREA-4	Tuguegarao	230	1	-	-	1	-	-	-	-
		69	-	5	-	5	-	-	-	-
	Santiago	230	9	-	-	9	-	-	-	-
		69	-	6	-	6	-	-	-	-
	Bayombong	230	3	-	-	3	-	-	-	-
		69	-	5	-	5	-	-	-	-
AREA-5	Hermosa	230	4	12	-	16	-	12	-	12
		69	-	3	-	3	-	-	-	-
	Olongapo	230	1	-	4	5	-	-	4	4
		69	-	5	-	5	-	5	-	5
	Botolan	230	5	-	-	5	-	-	-	-
		69	4	-	-	4	-	-	-	-
AREA-6	Concepcion	230	5	-	-	5	-	-	-	-
		69	-	4	-	4	-	-	-	-
	Mexico	230	-	(13)	-	13	-	-	-	-
		69	-	14	-	14	-	9	-	9

[Note] 1. () Shows Number of Breakers Under Replacement by GCB

2. * Shows Insufficient Breaking Capacity

Table 6-4-11 REPLACEMENT PLAN OF 230kV SUBSTATION CIRCUIT BREAKERS (2)

Name of Substation		System Voltage (kV)	Number of Existing Circuit Breakers				Number of Breakers to be Replaced by GCB			
			GCB	OCB	ACB	Total	GCB	OCB	ACB	Total
AREA-7	San Jose	230	8	4	-	12	*2	4	-	6
		115	14	-	-	14	-	-	-	-
	Dolores	230	11	-	-	11	-	-	-	-
		115	1	5	-	6	-	*5	-	5
NLRC Total		230	74	29	16	119	2	16	9	27
		115	16	5	3	24	-	5	2	7
		69	4	63	5	72	-	17	2	19
		Total	94	97	24	215	2	38	13	53
<u>(SLRC)</u>										
AREA-1	Batangas	230	4	-	-	4	-	-	-	-
		69	-	2	4	6	-	-	-	-
AREA-2	Binan	230	16	-	-	16	*4	-	-	4
		115	2	6	-	8	-	-	-	-
	Gumaca	230	5	-	-	5	3	-	-	3
		69	-	6	-	6	-	1	-	1
AREA-3	Labo	230	5	-	-	5	-	-	-	-
		69	-	4	-	4	-	-	-	-
	Naga	230	13	-	-	13	1	-	-	1
69		-	6	-	6	-	-	-	-	
	Daraga	230	3	-	-	3	-	-	-	-
		69	2	3	-	5	-	-	-	-
SLRC Total		230	46	-	-	46	8	-	-	8
		115	2	6	-	8	-	-	-	-
		69	2	21	4	27	-	1	-	1
		Total	50	27	4	81	8	1	-	9
TOTAL		230	120	29	16	165	10	16	9	35
		115	18	11	3	32	-	5	2	7
		69	6	84	9	99	-	18	2	20
		Total	144	124	28	296	10	39	13	62

[Note] 1. () Shows Number of Breakers Under Replacement by GCB
 2. * Shows Insufficient Breaking Capacity

Table 6-4-12 REPLACEMENT PLAN OF HYDRO POWER CIRCUIT BREAKERS

Name of HEP	System Voltage (kV)	Number of Existing Circuit Breakers				Number of Breakers to be Replaced by GCB			
		GCB	OCB	ACB	Total	GCB	OCB	ACB	Total
<u>(NLRC)</u>									
Magat	230	5	-	-	5	-	-	-	-
Ambuklao	230	7	-	-	7	-	-	-	-
Binga	230	3	8	-	11	-	8	-	8
"	69	-	1	-	1	-	-	-	-
Pantabangan	230	4	-	-	4	-	-	-	-
Masiway	69	-	1	-	1	-	-	-	-
Angat	115	1	-	10	11	-	-	10	10
NLRC Total	230	19	8	-	27	-	8	-	8
	115	1	-	10	11	-	-	10	10
	69	-	2	-	2	-	-	-	-
	Total	20	10	10	40	-	8	10	18
<u>(SLRC)</u>									
Kalayaan	230	19	-	-	19	-	-	-	-
Caliraya	115	-	1	-	1	-	1	-	1
"	69	-	2	-	2	-	-	-	-
Botocan	115	-	3	-	3	-	-	-	-
Barit		-	-	-	-	-	-	-	-
Cawayan		-	-	-	-	-	-	-	-
SLRC Total	230	19	-	-	19	-	-	-	-
	115	-	4	-	4	-	1	-	1
	69	-	2	-	2	-	-	-	-
	Total	19	6	-	25	-	1	-	1
TOTAL	230	38	8	-	46	-	8	-	8
	115	1	4	10	15	-	1	10	11
	69	-	4	-	4	-	-	-	-
	Total	39	16	10	65	-	9	10	19

第7章 維持管理・運転保守改善計画

第7章 維持管理・運転保守改善計画

7.1 総論

7.1.1 現状と問題点

1. 維持管理改善計画の意義

今回の調査において維持管理（運転管理及び保守管理）が課題としてとりあげられた。これは、次の理由あるいは認識に基づいている。

第1：「リハビリテーション／リノベーションを実施しても、維持管理すなわち運転管理、保守管理が悪ければその効果は長続きせず、従って、その投資効果もまた、不満足な結果に終るだろう。換言すれば、メンテナンスの効率を改善する必要がある。

第2：運転及び保守管理の担当部署は、電力供給の信頼性、効率性を支える目立たないけれども最も重要な業務を荷なっている。従って、各部署における業務努力を評価し、改善への取組みを奨励し、また支援する必要がある。

以上の趣旨から、タスクフォース及び関係者が本調査に熱意をもって参加し、改善計画の検討に真剣に取り組むことが求められた。

今回の調査は、NAPOCORの全面的な協力の下で実施され、その結果が改善提言への手がかりになった。タスクフォース及び関係者の継続的な努力が、それを意義あるものとするだろう。

2. 現状と問題点

ルソン系統電力設備の現状は、次の2つに象徴されている。

- 電力供給信頼度の低下
 - －供給制限（いわゆるブラウンアウト）及び事故停電の頻発
- 電力供給の質の低下
 - －電圧の低下、周波数の不安定 など

Fig. 7-1-1は、上記の現状の原因として、現地調査訪問先で聞かれた“生の声”をアレンジしたものである。

明らかに供給力不足が根本にある。しかし、1990年現在のルソン系統発電設備容量は合計 4,321MW、これに対して最大電力は 2,973MW（設備容量の69%相当）であり、約31%の予備供給力がある筈である。

結局、供給力不足には2面があり、一つは新規電源開発の遅れであり、もう一つは、上述の予備供給力が十分に能力を発揮していないことがうかがわれる。

この両者は、少くとも現状では鶏と卵の関係にある。問題の予備供給力を甦らせるためには、既設設備の大幅なリハビリテーションが必要である。それは運転停止を必要とし、これをカバーするには新しい電源が必要という訳である。

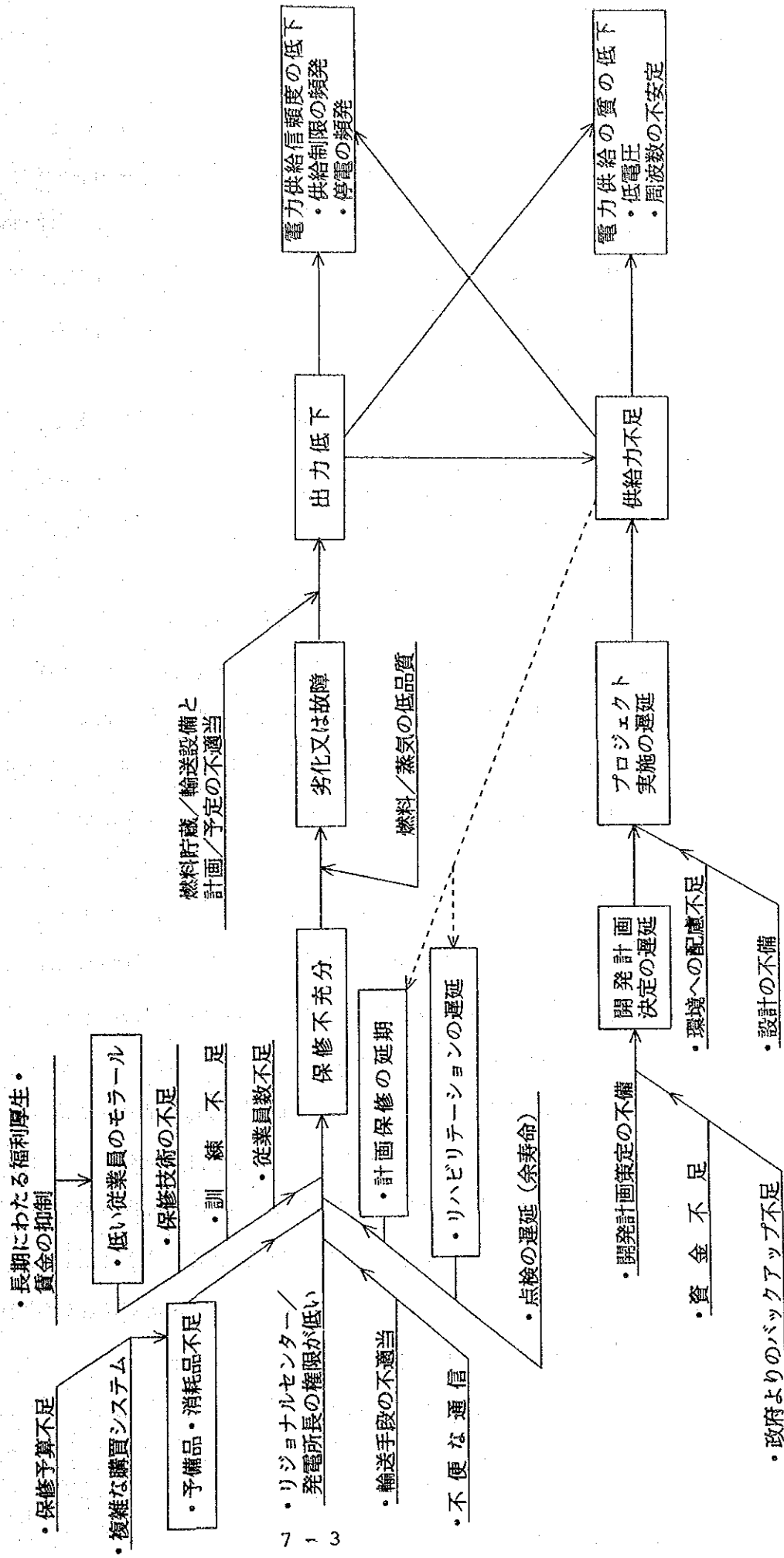
Fig. 7-1-1から明らかなように、電力設備（ハードウェア）の現状の問題点の背後には、運転・保守管理（ソフトウェア）に係わる数多くの問題が存在する。これらの問題点への取組み方から入りたい。

Fig. 7-1-1 要因解析図

現 状

電力設備

原 因



(1) 問題点とその改善へのアプローチ

a. 問題点の整理

Table 7-1-1 ~ 7-1-3は、Fig. 7-1-1 における原因、すなわち問題点を更に細かく分析し整理したものである。運転・保守に係わる問題に限っても、問題点は広範囲にわたっており、また相互に関連する多くの要素を含んでいることがわかる。

b. アプローチの手がかり

問題点へのアプローチの手がかりは、次のとおりである。

- ・ 今回の調査で入手した資料及び情報
- ・ NAPOCOR本社 品質保証部(Q.A) が実施した1990年度年次監査報告書 (Annual Audit Report)
- ・ ADB が実施した運転・保守管理調査報告書 1987年

c. 管理体制(Management and Administration System)の調査

今回の調査において、訪問した多くの発電所等で聞かれた問題点の一つに、「物品の調達が遅延」があった。NAPOCOR もこれを重要な問題の一つとして受止めている。このことは、先述のQ.A が出した報告書によっても明白であり、この種の問題改善のためには、業務の管理体制の調査も必要である。

JICA事前調査団は、NAPOCORとの間で同意した "Implementing Arrangement" の中で、『本調査はNAPOCORの管理体制 (Management and Administration System)の改善の検討を含む』と述べている。

d. 改善計画の調査項目

- (a) 入手した手がかりを基に、整理された問題点の中から重要と思われるものをとりあげ、その現状の調査と改善対策を検討した。インセプションレポートに述べた項目についても、一通りの調査と検討を実施した。
- (b) 全社大の問題については、この7.1 総論で扱うこととし、リージョナルセンター及び地方の発電所などについての問題は、組織も含め 7.2項以降に述べる。

(c) 全社大の問題としては、次の項目をとりあげた。

- NAPOCORの本社組織
- 機器資材購買システム
- 要員計画
- 教育訓練計画
- 従業員のモラル

(2) NAPOCOR本社組織

a. 現 状

NAPOCORは、本調査の期間中に当る1991年8月から11月にかけて全社大の組織の見直しを実施した。

1991年8月に社長を含むトップマネジメントの交代があり、その下で本社組織・機構の改正が実施された。改正前と改正後とを比較してみると、組織の構成が機能的に再編成され、よりスッキリとしたものになっている。

(Table 7-1-4、7-1-5 参照)

運転・保守管理に係わる主な改正点は次のとおりである。

エンジニアリング部

(a) Plant Betterment Services 部が提案されている。

JICAは中間報告書において、水力・送変電設備の保守を総括する部門を設置するのがよいと提案した。この新しい部は、内容的にJICAの提案とは違っている。従来、プロジェクトチームとして独立していたManaged Maintenance Program(MMP)担当をエンジニアリング部に移す一方、元来、エンジニアリング部に所属していた原子力発電所担当及びリハビリ工事担当を加えて、この3つの担当をもって新しい部を作っている。

(b) オペレーション部とエンジニアリング部に夫々あった品質管理部(Quality Assurance)をエンジニアリング部に統合し、これに、従来独立していたSafety & Security部を加えて一つの部になっている。

(c) 従来、水力、火力、送電部に分れていたが、これを計画／設計部と建設部に編成替えしている。前者は、機械、電気、土木、建築等職能別のエンジニアグループに分けられており、後者は、プロジェクト（地区別）グループ及び資材の調査及び試験担当グループに分けられている。この考え方の背景には、限られた（不足している）エンジニアをできるだけ活用できるように、つまり部内で融通できるようにするのが狙いと思われる。

オペレーション部

(a) Senior Vice Presidentは1名であったが、ルソン担当とビサヤス及びミンダナオ担当の2名となり、後者が独立して、オペレーション部は2つの系統に分れた。

ルソン担当オペレーション部に限って言えば、ビサヤス及びミンダナオ両地区が管轄外となって、身軽になった。

(b) Systems Operation 部内の編成替え及び従来独立していたEfficiency & Reliability 部のSystem Operationへの統合が見られる。

その他

Corporate Affairs のSenior Vice President の下にあった計画部、財務部、監査部、総務部、人事部が独立して、社長室直属になった。

b. 問題点

(a) 企画部門の強化

計画部は元来、全社大の基本計画（但し、人事に関する事項を除く）を取りまとめるのが仕事であり、その責任がある。同部が作成した計画はBoardの承認を得て、全社大の経営方針、基本計画となる。このことは、裏をかえして言えばその方針や計画は、実際的なもので実現可能なものでなければならない。従って、その作成の過程で多くの関係部門との調整を伴うものである。

運転、保守改善計画の面から言えば、既設発電設備や送変電設備の改善、修理及び廃止計画は、電源開発計画や発電計画と合せて検討されるべきである。

これらの重要な業務を実施するため、計画部は陣容の強化を図る必要がある。

(b) 運転・保守管理総括部の設置

運転部に運転・保守管理を統括する部門が無いというのが、改正前の組織に対するJICAの意見であった。

再編成後の組織にはUtility Managementという部ができています。

第7.2章以降で述べるいろいろな問題点は、全社大の方針や計画に従って改善していく必要があります、その実施をコントロールするいわば総司令部は本社に置くべきである。

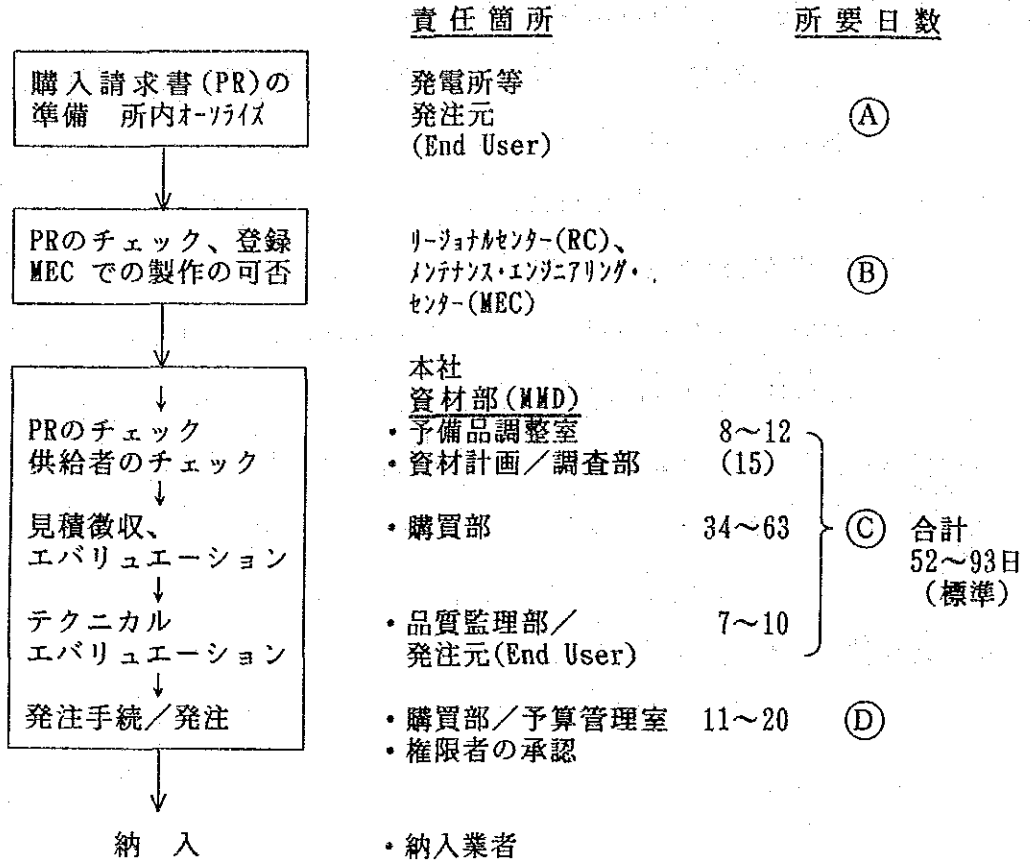
この意味で、Utility Management部のようなものが、運転・保守管理について設けられることが望ましいと思われる。

(3) 機器・資材購買システム

a. 現状

購買プロセスを非常に単純化して描くと次のとおりになる。

(Table 7-1-6, 7-1-7 参照)



b. 問題点

(a) 現場からの声やQAの指摘によると、問題は次のようなものである。

- ・機器、資材の購買システムが複雑である。

一購買手続きに時間がかかりすぎ、結果として、請求物品の納入が遅延する。

- ・ 保守予算の不足

- ー 予算の不足から計画した機器、資材の購入がむずかしい。

- ・ 予備品や消耗品の不足

- ー タイムリーに予備品の入手ができない。

- ー 現場が希望するメーカーの製品（主に輸入品）が購入されない。

これらの問題は、すべて本社購買のポリシー及びシステムに係わる問題であり、本社の関係部課で実状の調査及び意見の交換を行った。

(b) 調査結果

調査の結果により、問題点を整理すると次のようになる。

i) 請求元に係わる問題点

- ・ 請求書に記載された納期が所要期間 $(A)+(B)+(C)+(D)$ を満足していないケースがある。

- ・ 購入仕様書が不十分で購買部と請求元との間で調整に時間がかかることがある。

- ・ 地元で、例えば所長の権限で購入できる範囲は極く限られている。

ii) リージョナルセンターに係わる問題

- ・ リージョナルセンターは、発電所等から集ってくる多くの請求書の処理に追われている。また担当者が少く時間もかかる。

- ・ リージョナルセンターのエンジニアリング担当部又は請求元担当は、メーカーの設計上の問題点をチェックする必要がある。

iii) 本社の関係箇所に係わる問題

- ・ 本社内の購買に係わる事務所が多く、プロセスが複雑であり、それだけに所要日数も長くなる。

- ・ 発電所など地元で調達できるものは、極く限られたものである。

このために実際にはマニラで購入手配が行われる。全社から集ってくる多数の請求書の処理に追われ時間がかかる。

iv) 購買方針・権限に係わる問題

- ・既設設備のリハビリテーション／メンテナンスに必要な工事や物品の購入において、重要なものでも「安いことが決め手」となって、オリジナルメーカー以外からの調達が採用されているようで、結果的には品質が悪く相当な損失を出しているケースがある。
- ・多くの物品や発注の決裁がTop managementにゆだねられるため、所要納期が長くなる。

これらの問題について、一つ一つ追跡し、裏付調査をすることはできなかった。従って、具体的な改善案を提言できるところまでは行かないが、参考意見をもって提言としたい。

(4) 要員計画

a. 現状

過去10年間の人員の推移及び1991年における人員構成は、下図のとおりである。1989年及び1990年の2年間で急激に人員が増加している。

この増員は、主として運転・保守部門で生じている。

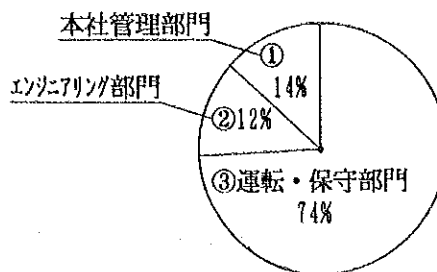
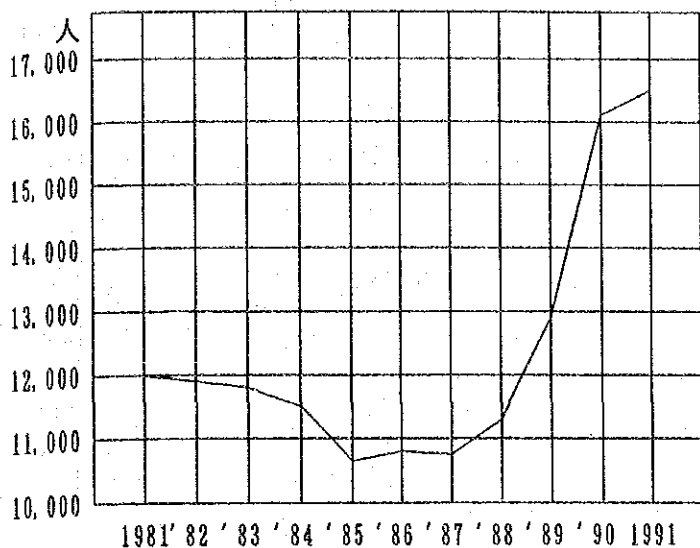
その一方で、中堅運転・保守要員の退職（実は転職）が生じつつある。この要因は、給与標準化令(Salary Standardization Law, Republic Act No. 6758 in August 1989)によるNAPOCOR社員給与の頭打ちに加えて、BOTによる私企業の電力供給業への参入が運転、保修の経験者を必要としていることにあると思われる。従って、この傾向は今後も続くと考えなければならない。

b. 問題点

その意味するところは、運転・保守員の中に経験の浅い人員が増え、相対的にベテランの人数が少くなるということである。これは放置できない重要な問題である。

今後、電源開発が進めば、所要の運転・保守員は更に増加する。それ故、新人採用を含め、これらの要員の確保を計画的に進める一方、既設発電所員の退職防止も考える必要がある。

人員の推移（含む常用労務者）



1991年6月現在の社員数

- ① 1,404人…Management/Support Service (14%) 本社管理部門
 - ② 1,186人…Engineering Service (12%) エンジニアリング部門
 - ③ 7,389人…Operations (74%) 運転・保守部門
- 計 9,979人 (100%)

(5) 教育・訓練計画

a. 問題点

上述の要員計画の項で述べた事情から、運転・保守員の教育・訓練は、今後の重要な課題の一つである。

特に新入社員、未熟練者の教育・訓練と中堅社員の養成はゆるがせに出来ない。

b. 対策

- ・中堅者の知識、技能、経験を高め、中堅者の層を厚くする。
- ・新入社員の教育・訓練を充実させる。

この2点を目標に、現在の教育・訓練を見直すことが望まれる。

(6) 従業員のモラル

a. 問題点

従業員の間には、給与標準化令に基づく10年間にも及ぼうという給与凍結に対して、不満があるようである。この法令の下では、たとえ昇進しても給与は上らないという厳しい現実がある。

従業員の自らの仕事に対する意欲が非常に低下しているように見えるのも、こうした状況の下ではやむを得ないことかもしれない。

b. 対策

給与標準化令の解消は、NAPOCOR 独自の力では厳しい問題である。

NAPOCOR 自身で実施可能なモラル向上対策を検討することから始めるしかない。

Table 7-1-1 停電頻発の諸原因一覧表

1. 電源不足

(1) 電源開発不足

- a. 開発計画策定の不備
- b. 開発計画決定の遅延
- c. 工事の遅延
- d. 資金の不足

(2) 既存発電設備能力低下

a. 設備不良 (NAPOCORの責任でない場合もある)

- (a) 設計不良
- (b) 機材不良
- (c) 施工不良

b. 計画保守の遅延

(a) 電源不足による工事中断

(b) 保守資材不足

- ・ 資金不足
- ・ 予備品在庫管理 (貯蔵/取扱) の不備
- ・ 保守資材入荷遅延

— 予備品購入計画の不備

— 長期の調達期間

複雑な購買システム

現場の低権限

仕様書不備

・ 不良品・中古品購入

— 検収態勢不備

— 仕様書不備

— 最低価格物品購入の偏重

c. 保守作業不良

(a) 保守管理体制の不備

- ・組織不備
- ・資料整備不良
- ・定期点検不実施
- ・記録管理、診断の活用不十分
- ・現場巡回不十分

(b) 対策、処置の不適正

- ・事故原因究明の不足
- ・対策実施の遅延

(c) 施工不良

- ・工事不実施
- ・工事方法の不適
- ・工事の質の悪さ
- ・使用材料の不適

d. 緊急時、異常事態に対応できる十分経験のある運転員、指導員の不足

2. 送電系統弱体 (原因は電源不足に同じ)

3. 故障頻発 (原因は既存発電設備能力低下と同じ)

(1) 設備不良

(2) 保守不良

(3) 運転不良 (粗悪燃料、乱暴／不安全運転、保護装置のバイパスなど)

Table 7-1-2 電圧、周波数変動過大の原因

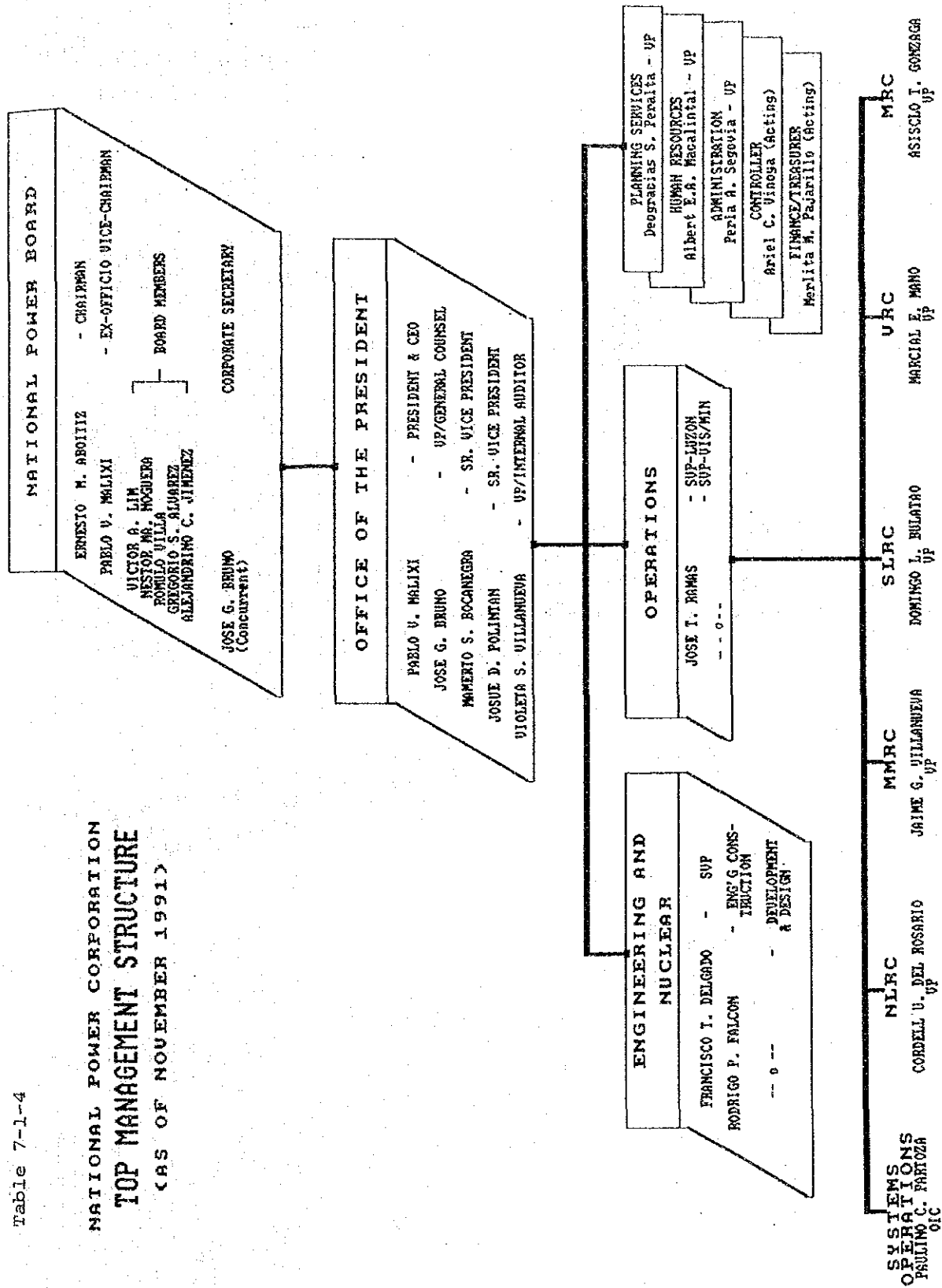
1. 電圧低下過大
 - (1) 送電系統容量不足
 - (2) 調相能力不足
 - (3) 運用不良
2. 周波数変動過大
 - (1) 調整能力不足
 - (2) 運用不良

Table 7-1-3 各種問題点の共通的原因

1. 事務処理能力不足
 - (1) 人員不足
 - (2) モラル低下
2. 技術力不足（訓練不足）
 - (1) 人材不足
 - (2) 教育不備
3. 運用方法不良
 - (1) 資料整備不足
 - (2) 各部門間の連絡不足
 - (3) 人事交流の不足
 - (4) 系統運用方法不良

Table 7-1-4

**NATIONAL POWER CORPORATION
TOP MANAGEMENT STRUCTURE
(AS OF NOVEMBER 1991)**



(SOURCE: ORGANIZATIONAL & MANPOWER PLANNING DIVISION/OHRSSB)

**REORGANIZED
NPC SET-UP**

Table 7-1-5

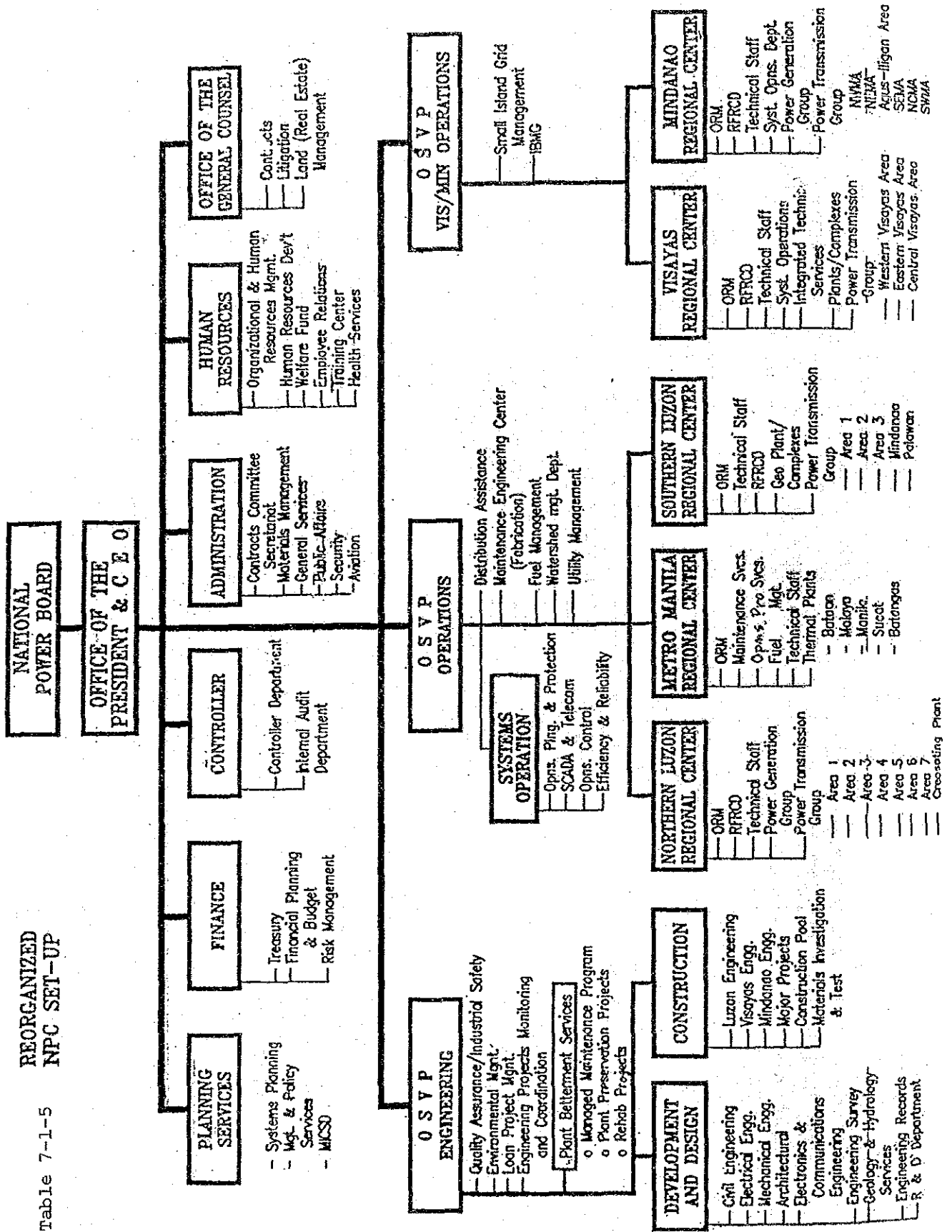


Table 7-1-6

ORGANIZATION FOR PROCUREMENT
H.O. PROCUREMENT

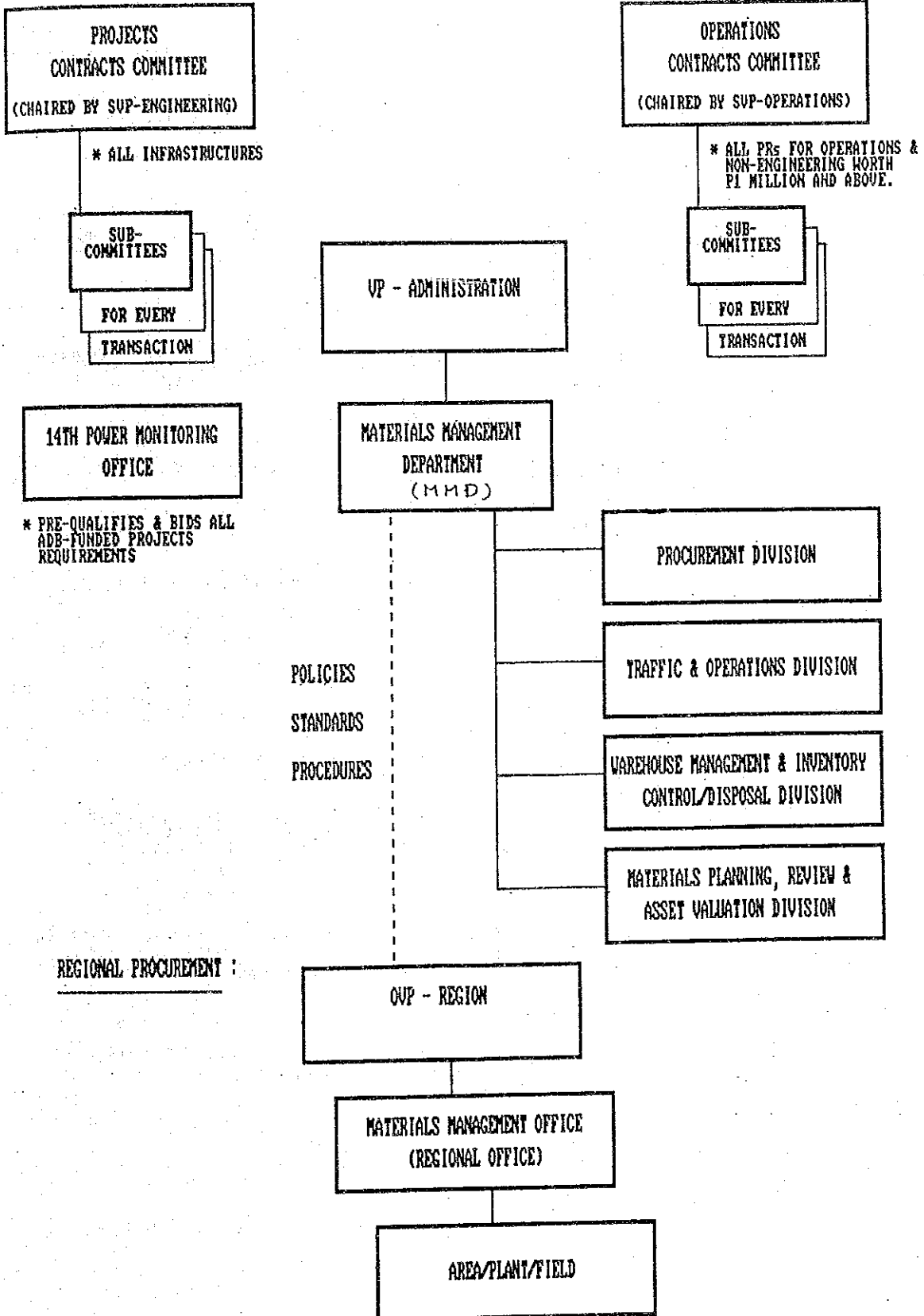
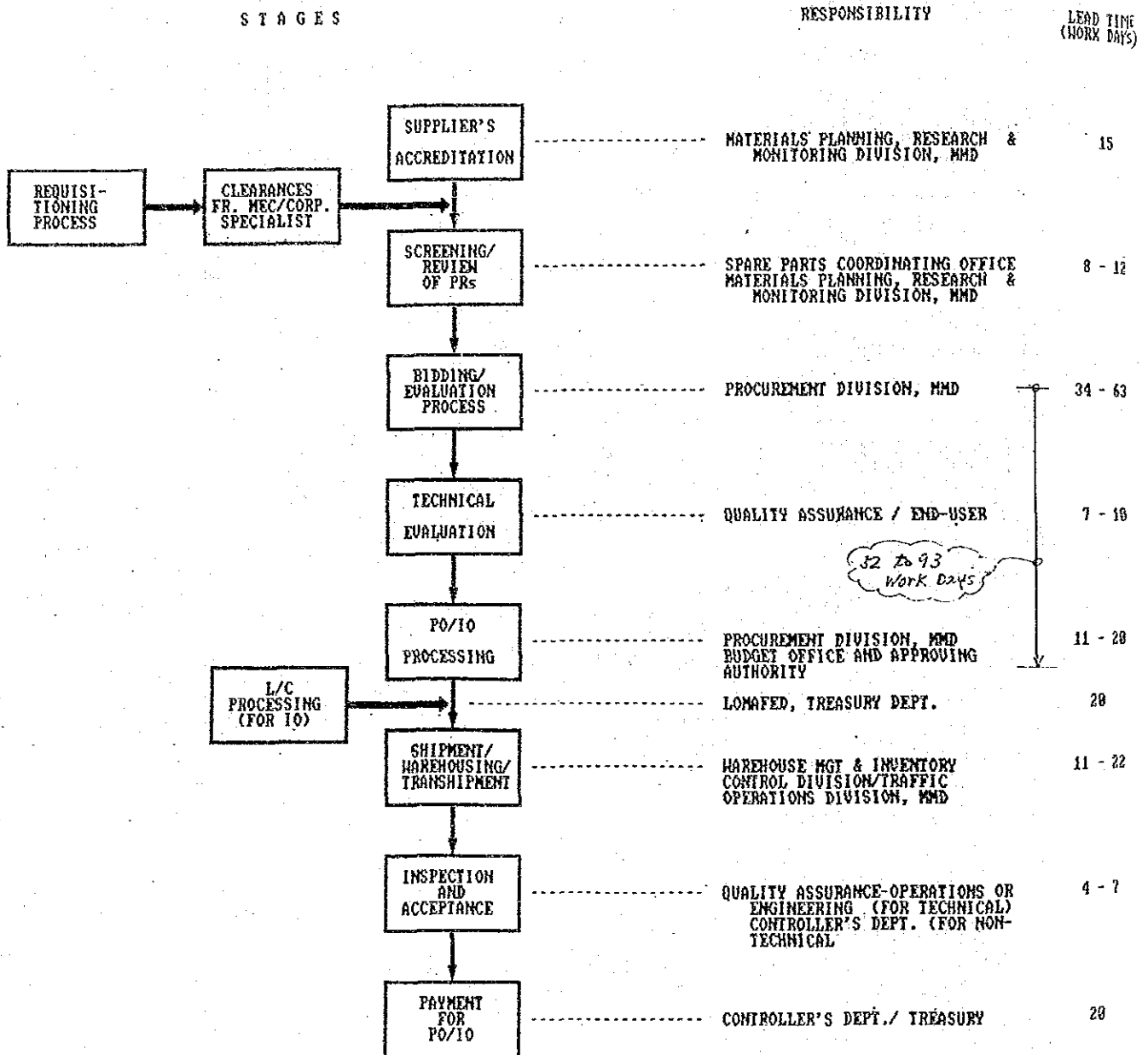


Table 7-1-7

OVERVIEW OF THE PROCUREMENT PROCESS



SUMMARY OF LEAD TIME :

1. Receipt of PR by Proc. Div. to Placement of Order : 52 to 93 W.D. (2.4 to 4.2 mos.)
2. Receipt of PR to Payment :
 - a. PO - 87 to 142 W.D. (4 to 6.4 mos.)
 - b. IO - 107 to 162 W.D. (4.8 to 7.3 mos.)

7.1.2 本社組織及びシステムに関する改善提案

維持管理（運転管理及び保守管理）改善の見地からJICAの意見を述べると以下の通りである。

1. 本社組織

(1) 企画部門の強化

- a. 全社大の経営方針、基本計画（但し、人事関係は除く）は、計画部がとりまとめるものとする。

各部門は、この方針、計画に従って、その責任において実施計画（案）を作成することとなる。

- b. 計画部は、上記の責任を果すことができるように権限や陣容を強化する。

特に、本調査の目的である維持管理改善に関して、計画部の業務に次の事項を含める。

- (a) 既設の主要リハビリテーション及び運転計画と電源開発計画との調整（含む廃止計画）

- (b) 既設電源のリハビリテーションを考慮に入れた中・長期発電計画の経済性評価

- (c) 主要リハビリテーション計画を実施するための適当な外貨所要額の策定
前述の主要リハビリテーション及び運転計画は、将来の電源開発計画と密接な関係があるので、これらの(a)、(b)、(c)は計画部でまとめるのがよい。

(2) 保守部門の設置案

- a. リージョナル・センターが夫々担当している電源設備の保守全般を統括する部門を運転グループに設置する。

Utility Management部との関係については、調整が必要であろう。

- b. 本社決裁の購買案件について、この部門は発注元に代って購入請求書(PR)発行以前に本社購買部(MMD)と事前打合せすることができる。また、購入請求書が本社購買部に来たあと、書類の処理状況のチェックも可能である。

2. 機器・資材購買システム

(1) 重要機器・資材（特に国外調達分）の計画的事前手配

a. 発電所など、発注元は、承認された設備保守実施計画に基づいて、購入請求書を発行する以前に下記のような準備を実施する。

－所要納期の再確認

－納期及び購入請求書発行時期の設定

－購入仕様書の作成、添付又は参照図面、データ類の準備

この過程で、メーカーへの照会、必要ならば打合せを実施する。

－オリジナルメーカーの製品を購入する場合、その理由書の作成

なお、この段階でリージョナルセンター及びMECの意見を聞く。

購入請求書発行後に、これらの部署で書類がストップして、時間がかからないよう、事前に打合せをしておく。

b. 購入請求書の発行を設定した日より遅くならないように実施する。

(2) 現場購買権限の拡大

a. 今回の組織改正で、リージョナルセンター及び発電所の購買業務はすべて本社で実施されることになった。その理由は、納入業者の事務所がマニラにあるため、そうならざるを得ないということであった。事務の効率化の観点からもその方が実際的であるならば、反対する理由は無い。

b. しかし、発電所長、リージョナルセンター長の購買権限は、今よりも増額する方向で検討すべきで、その理由は次のとおり。

(a) 各所長が例えば定例的日常保守作業などをその責任で実施できるようにする。

(b) これに係わる購買業務（含工事請求及び緊急時）の迅速化をはかる。

(3) 購買業務の迅速化

- a. 前項と関連して、次のプロセスは夫々大幅に簡素化し、業務効率をあげる。
 - (a) 各所長の権限で購入する場合の事務処理（特に本社における）プロセス
 - (b) リージョナルセンター長の権限で購入する場合の事務処理（特に本社における）プロセス
- b. 本社決裁権限に係わる購買案件についても、先に提案した本社保守部門の働きで実際に購入請求書が本社購買部に来た後の業務処理の迅速化をはかる。

3. 要員計画

(1) 短期／長期要員計画の策定

特に運転・保守部門について、今回の組織改正に伴う所要人員と現在人員とのアンバランスをチェックする。また、各職場における要員の年令構成や経験年数をチェックして、その面からのアンバランスの有無をチェックする。これらのデータを基に今後の短期及び長期要員計画を策定する。

(2) 人事異動の計画的実施

運転・保守部門における各職場の年令構成や経験年数の調整結果を参考にし、各職場の能力を高めるために適切な人事異動を計画的に実施する。

4. 教育・訓練計画

(1) 運転・保守部門については、特に中堅者及び新人や経験の浅い従業員のため、教育訓練体制を整備する。

その方法を検討するため、NAPOCOR はまず現状の点検をする。次表はそのチェックシートである。

(2) 訓練センター計画実現の推進及び運転シミュレータの導入促進

(3) 人事部スタッフの強化

項 目	担当責任箇所		
	本 社	RC	発電所等
a. 各部門別のマスタープランの制定 社内／社外／国外研修	○	指示	指示
b. 同上に基づく年度実施計画	○	← とりまとめ	← 作成
c. 同上の実施に必要な予算の確保	○	通知	通知
d. カリキュラム制定、教材準備	○	協力	協力
e. 教育・訓練の実施	○	○	○
f. 要員の研修経歴モニタリング/コントロール	○	← 報告	← 報告
g. 研修施設(全社:訓練センター/シミュレータ)の準備	○	利用	利用
h. 同上講師、指導者の配置	○	× OJT	× OJT
i. 関係参考書、用具の備付	○	○	○

5. モラルの向上

次のようなことが対応策として考えられる。

- (1) 給与、福利厚生面の改善について、関係先への働きかけを続ける。
- (2) 教育・訓練の機会を（国内及び国外を含めて）より多くの従業員（特に技術者）に公平に与える。
- (3) 本人の実際の経験やその年数を他の所要条件に加味して、昇進の機会を公平に与える。
- (4) コスト節約や業務効率改善について、実施可能な提案を職場のグループで提案する制度を採用する。
- (5) 従業員の職場環境／条件を改善する。
- (6) 従業員の業務に必要な安全対策を実施する。
- (7) その他、従業員にやる気を起こさせるようなことを採用する。

7.2 火力発電所

7.2.1 運転保守の現状と問題点

1. 運転保守体制

火力発電所の運転保守体制は、全火力発電所を統括するMetro Manila Regional Center (MMRC) の組織改正と並行して改正されている。その狙いのひとつは、本社品質保証部(QA)が出した火力発電所に関するAudit Reportによる指摘事項を含めて、運転保守業務の効率化を図ることである。

その実現のため、新組織は機能的に再編成され、簡素化されている。

今後の問題は

- ①新組織の特徴を生かし業務の効率的運用要領を早急に確立する。
- ②人材を確保し、適切な配置を行う。

ことであろう。

(1) Metro Manila Regional Center (MMRC)

ルソン島では、現在、5箇所の火力発電所が稼働している。Southern Luzon Regional Center (SLRC)区域内にあるBatangas発電所も含めて、全火力発電所の運転保守はMMRCが管轄管理している。

MMRCの新組織をTable 7-2-1 ~Table 7-2-5 に示す。

a. 主な改正点

運転保守に関連する改正点は次の通りである。

- (a) Central Maintenance/Technical Services (CM/TS)部に代えて、運転プロジェクト・サービス部(Operation Project Services)及びメンテナンス・サービス部(Maintenance Services)に再編成されている。

・運転プロジェクト・サービス部(Table 7-2-3参照)

火力発電所の設計・技術検討及び運転計画調整並びに運用管理を担当する。

機械、電気、化学、コンピュータサービス及び効率管理・データマネジメントの5つのディビジョンで構成されている。

・メンテナンス・サービス部(Table 7-2-4参照)

火力発電所の点検、修理、メンテナンスの実施を担当する。

機械、電気及びサポート・サービスの3つのディビジョンで構成されている。

機械ディビジョンは更に、ボイラ、タービン、補機の3セクションから成る。電気ディビジョンは、発電、変電所、リレー、試験/計器の4セクションに分れている。

b. 改正の特徴

- (a) MMRCは、組織上、全ての既設火力発電所の技術的問題を統合的に管理できる体制（運転プロジェクト・サービス部）を持つこととなった。
- (b) メンテナンス・サービス部は、CMとTSとに分れていた各セクションを統合・再編成した結果、よりスッキリした体制になった。
- (c) 購買業務は、全て本社に移管された。これは、購買システムの合理化になっている。

c. 問題点

(a) 旧組織の問題点と今回の組織改正

我々は中間報告書において、「本社に、保守を統括する部門を設けるのが良い」との意見を述べた。その理由は、我々の目には、それが無いと見えたからである。水力、送変電部門だけでなく、火力、地熱部門についても同様である。

これは、日本の電力会社の組織と大きく相違する点の一つである。

我々は、保守管理の効率的な統制ある運営を行うには、本社に、いわば総司令部が必要で、それが無いのは問題であると考えた。

今回の組織改正は、火力発電設備の保守管理に関する限り、我々のこの意見が半分だけ実現したとの印象が強い。それは、「総司令部」が本社ではなく、MMRC内に実現したことによる。

(b) 今後の問題

- ・新組織の下での業務運営要領を早急に確立することが望まれる。
- ・人材の確保と、適切な配置を行うことが必要である。

例えば、保守や修理に必要な機械や資材の購入について：

下記の業務は、購買業務が全て本社に移管された後でも、MMRCが実施す

べき立場にあると思われる。

〔修繕費、改良工事費の計画と決定〕

i) 全火力発電所の計画（年度計画、長期計画を含む）を集め、全体案を作成する。

ii) 全体案（予算を含む）を本社関係部に提出し、本社の承認を受ける。

iii) 承認された計画（予算）を、発電所に通知する。

これは、ほんの一例にすぎない。要するに、全火力発電所の総括をする立場上、この種の総括管理（計画、実施、結果を含む）は、MMRCの任務と考えられる。

新組織の中で、どの部、セクションあるいはグループが、これらを担当するのか明らかにする必要がある。

(2) 火力発電所

各火力発電所の組織も、変更されている。その新組織をTable 7-2-6 ~ Table 7-2-10(1)、(2) に示す。

a. 主な改正点

(a) 旧組織の6セクションは、下記のように再編されている。各ディビジョンにはその部門の全責任を負うマネジャーが配置されている。

旧 組 織	新 組 織
・運 転 (1セクション)	・運転部門 (1ディビジョン)
・化 学 (1セクション)	・効率管理グループ (1グループ) (新設)
・技術・制御 (1セクション)	・保守部門 (1ディビジョン)
・保守機械/電気 (2セクション)	・計画・工程担当グループ (新設)
・MMP (1セクション)	・サポート・サービス (1セクション)
・サポート・サービス (1セクション)	計 2ディビジョン+1セクション+1グループ
計 6セクション	

(b) 効率管理グループが所長の下に新設されている。

(c) 保守部門に、計画及び工程を担当するグループが新設されている。

(d) Managed Maintenance Program (MMP)

1990年7月~1992年12月の期間特別のプロジェクトとして、MMRC及び各

火力発電所にManaged Maintenance Program (MMP) 担当チームが設置された。

このチームは、メンテナンスマネージャーのスタッフ的なポジションにあった。その役目は、開発されたシステムにより、火力発電所の運転、保守、資材購入、貯蔵品（含予備品）について、各々のデータの登録、統計、資料の作成及び関係帳票の作成や、資機材の出入庫状況等を全てコンピュータ処理して、一元管理ができるデータベースを完成させ、その運用を始めることである。全火力発電所でそれが実働に入れば、このプログラムは火力発電所の近代的な管理に大きく貢献することが期待される。

b. 改正の特徴

(a) 新組織は、機能的に再編成され、簡素化されている。

- ・効率管理グループ（新設）は、その名前が象徴するように、発電所の効率的な運用を推進する。

旧技術・制御セクションから、制御関係業務を保守部門へ移している。

エンジニアリング業務は独立し、効率管理グループに吸収されている。

- ・化学セクションは、運転部門に統合され、交替勤務のシフトに編入されて、化学管理が強化されている。

(b) 新組織は、指揮・命令系統及び責任区分をより明確にしている。

- ・運転、保守については、所長に代って夫々のマネージャーが責任者となる。

これは権限の移譲でもある。運転、保守マネージャーは、配下の全セクション、グループを統括し管理する。また、他の部門やグループとの連絡、調整を実施する。

これは、保守責任者が、より実務レベルに近づいたことを意味する。各セクションの長が、いちいち所長へ話をする必要はなくなる。

結果として、業務の効率はよくなり、管理もよりキメ細かく実施できることになる。各セクションの長も、仕事がやり易くなる。

- (c) 新組織は発電所が自力で保守業務を実施できるように、保守部門の陣容を再編成、強化する狙いがうかがえる。

c. 問題点と組織改正の効果

(a) 旧組織の問題点

- 発電所及びリージョナルセンターにおけるエンジニアリング業務を補強する必要がある。
- 環境問題を担当するグループが明らかでない。
- 保守の各セクションが直接所長の下に配置されている。これでは保守管理の統括がうまくできないのではないか。
- また、保守計画やスケジュールは勿論、予算作成、工事計画立案などの点で、各セクションをとりまとめる担当が必要ではないか。

(b) 今回の組織改正と問題点

今回の組織改正は、旧組織の問題点を考慮した解決案として評価できる。
しかし、環境問題を担当する部署が明らかでない。

(c) 今後の問題

- 新組織の下での業務運営要領を早急に確立すること。
- 人材の確保と適切な配置を行うこと。

(3) Maintenance Engineering Center (MEC)

a. MEC は、NAPOCOR の保守体制の重要な一翼を荷なっている。

その組織体制はTable-7-2-11に示す通りである。

MEC は1988年に設立され Sucat発電所に隣接した場所に事務所及び工場が新築され、更に拡充整備が進行中である。この間技術者や設備の拡充に伴い、MEC は大型部品の点検・修理、一部部品の改良や国産化を担当するようになってきている。現在、タービンのリブレード、バランスング、ボイラのパネルチューブの加工、成形、AHエレメントの成形組立、水車、水門の修理、大型軸受のリビッティングその他を実施中である。

また、非破壊検査や渦流探傷検査、材料検査器具を設備中で、将来は、化学洗浄も計画している。

なお、ボイラチューブ、耐圧容器その他の製作、加工についてMECはBHPI (Babcock-Hitachi Philippines INC.)の技術協力及びサブコントラクターとしての協力を受けている。

(4) 定期修理の体制

a. 従来の定期修理体制

定期修理の体制は、本社のQAグループ、MMRCのCM/TS部、火力発電所のメンテナンス担当課、メーカ、各種の下請業者で構成され、定修コーディネーターは運転当直長が、その都度輪番でこれに当たっていた。混成組織であるため、業務の総括、工程管理及び責任の所在、その他に問題があったようである。

b. 組織改正後の体制

MMRCのメンテナンスサービス部及び火力発電所のメンテナンス部は、既述のように、夫々再編成されている。一方、火力発電所の定期修理は、これら両グループが中心となり、関係者が協力して実施される点において、基本的に変りはない。しかし、そこに何か新しい効果、例えば工程のよりスムーズな進捗や、より確実な保修の遂行などを期待したい。

c. 今後の問題

新組織の下でも、発電所長が定期修理の最高責任者であろう。

メンテナンス部マネージャーは、所長の代理として事実上の責任者になると考えられる。

新しい組織の下での、定期修理の体制をレビューする必要があるだろう。

現在の直営工事体制を、請負工事体制へ切替えることも検討の対象とすべきである。

- 例えば、保修工事を専門とする協力会社を設立して、工事をここに委託する。この会社は、現在NOPOCORがかかえている保修技術者、技能者（MMRCのメンテナンス・サービス部や発電所の保守部門に在籍している）を母体とする。外部からの専門技術者、技能者も直接あるいは、下請けの形で参加する。

メンテナンス・エンジニアリングセンタ（MEC）がこの会社のエンジニアリング部門として加わることも一案であろう。

- BOTなど新しい形体による、他社火力発電所も生れることも考えればこの保修工事専門会社のニーズは単にNOPOCOR内にとどまらない。

NOPOCOR の新設発電所建設工事やリハビリテーション工事も勿論、この会社の活躍の場となる。

- この体制変更の趣旨は①NOPOCOR自体の組織の簡素化、②保修工事管理・運営の効率化、③保修体制の拡充、④要員問題の解決などに役立つことである。

METRO MANILA REGIONAL CENTER

TABLE OF ORGANIZATION

Table 7-2-1

SUMMARY:	1992
OPP	4
TECHNICAL STAFF	8
REFCD	19
MAINT. SVCS.	197
OPERATIONS PROJECT SVCS.	41
FUEL MGMT.	74
OFFICE OF THE RES. MGR.	4
FINANCE	36
ADMINISTRATION	36
ORLEC	3
BATAAN TPP	268
MALAYA TPP	287
MANILA TPP	221
SUCAY TPP	404
BAYANGAS CTTPP	348
TOTAL	1942

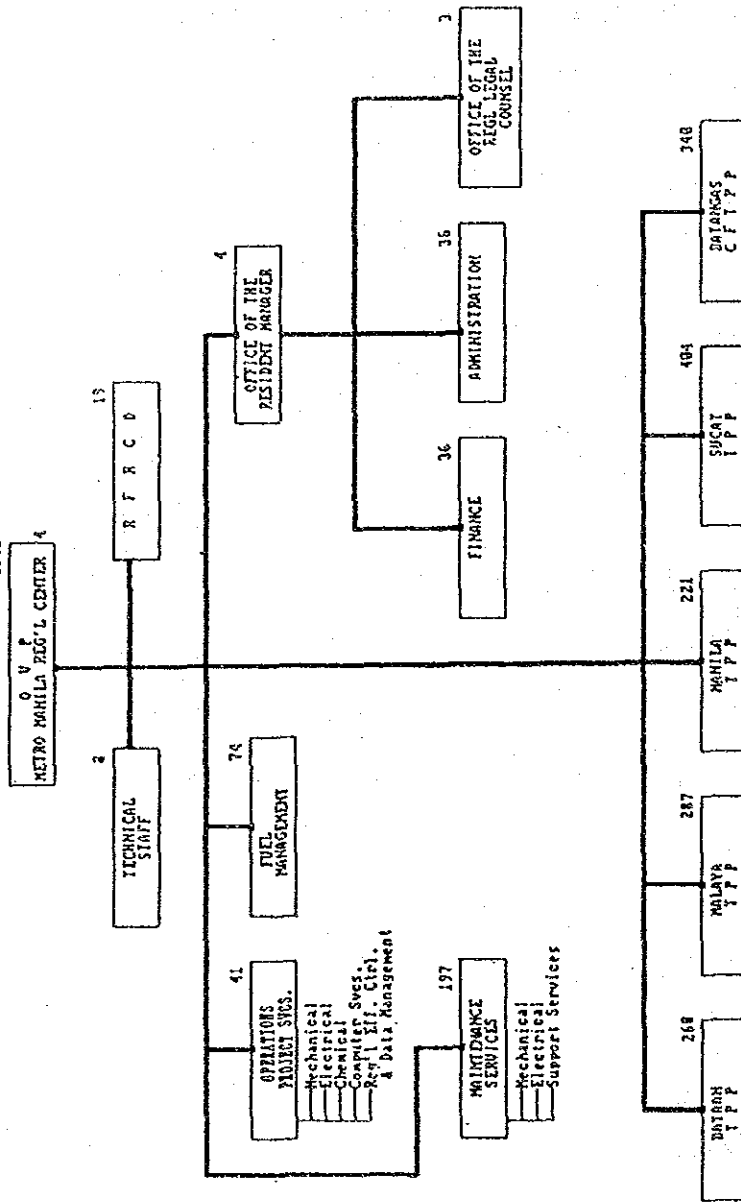
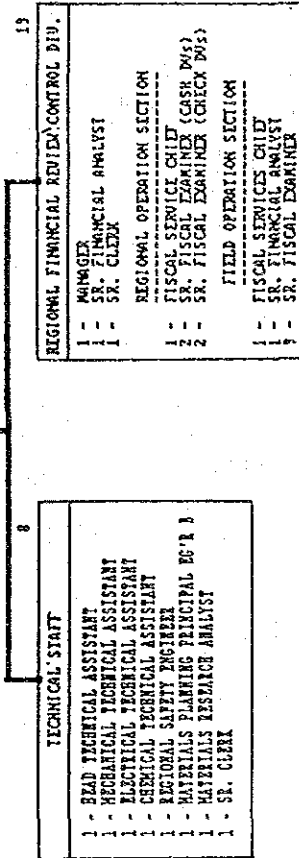


Table 7-2-2 OFFICE OF THE VICE-PRESIDENT
TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY:

OVP - 1
 Tech. Staff - 8
 RFRCD - 19
 Total - 31

IMMEDIATE OVP - MRC	
1 -	VICE-PRESIDENT
1 -	STAFF ASSISTANT
1 -	SECRETARY
1 -	DRIVER



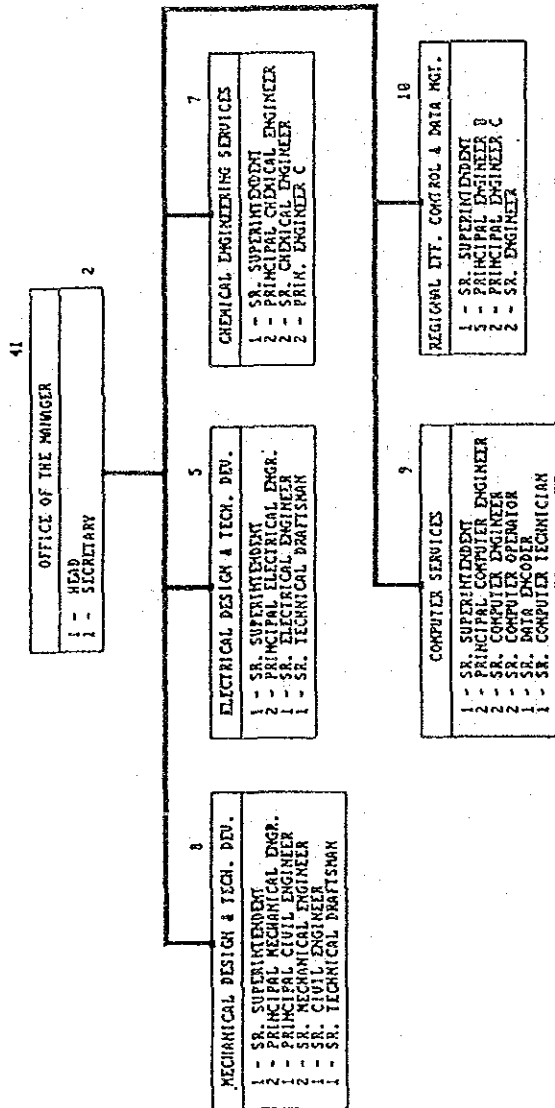
OPERATIONS PROJECT SERVICES

TABLE OF ORGANIZATION

Table 7-2-3

SUMMARY:

OM	2
MD 4 1 DIV.	8
ED 4 1 DIV.	7
CP 4 1 DIV.	9
REC & DM	18
Total.....	41

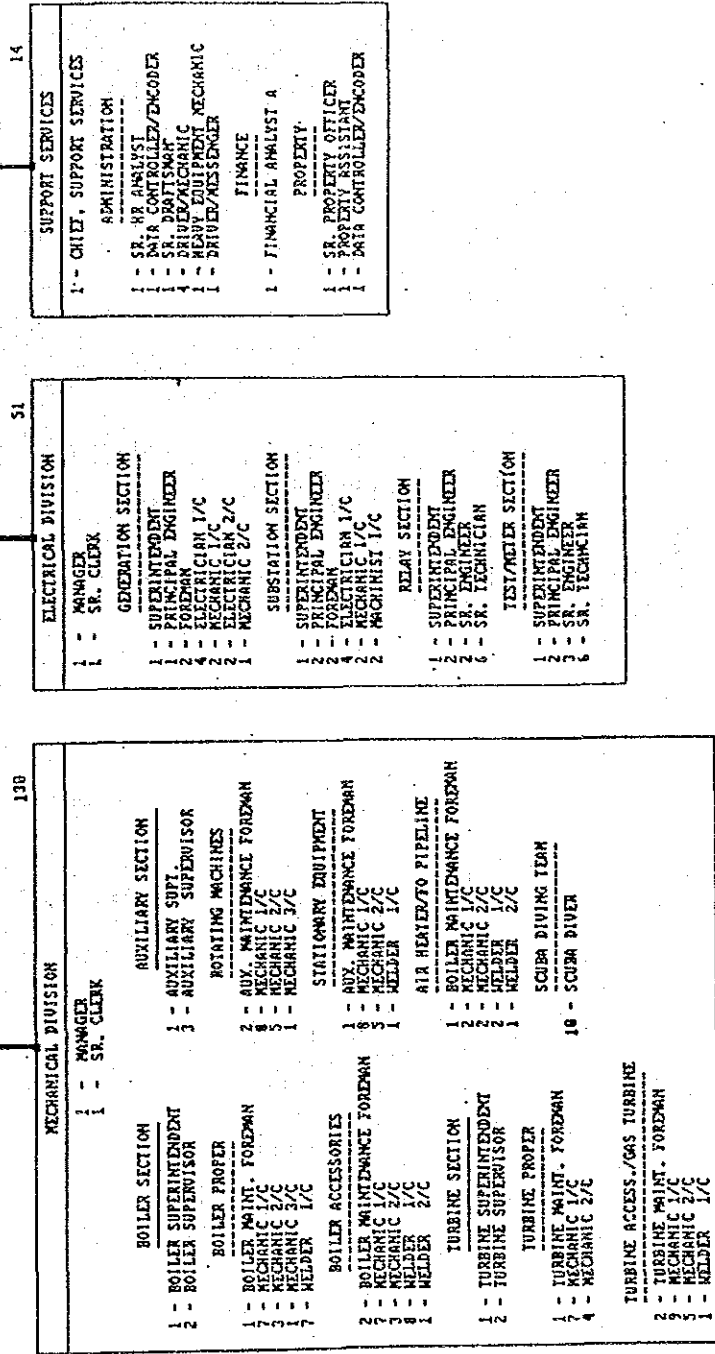


MAINTENANCE SERVICES
TABLE OF ORGANIZATION

Table 7-2-4

SUMMARY:
OH
MECHANICAL DIV - 138
ELECTRICAL DIV - 31
SUPPORT SCS. - 14
Total..... 187

OFFICE OF THE MANAGER
1 - HEAD
1 - SECRETARY



FUEL MANAGEMENT

Table 7-2-5

SUMMARY
 OFFICE OF THE MANAGER - 2
 FUEL CONTROL - 12
 FUEL OPS. & CUSTODIANSHIP - 60
 TOTAL - 74

TABLE OF ORGANIZATION

OFFICE OF THE MANAGER		74	
OFFICE OF THE MANAGER	SG		
1 - DEPT. MANAGER	25		
1 - REL. SVCS. ASST. A	12		

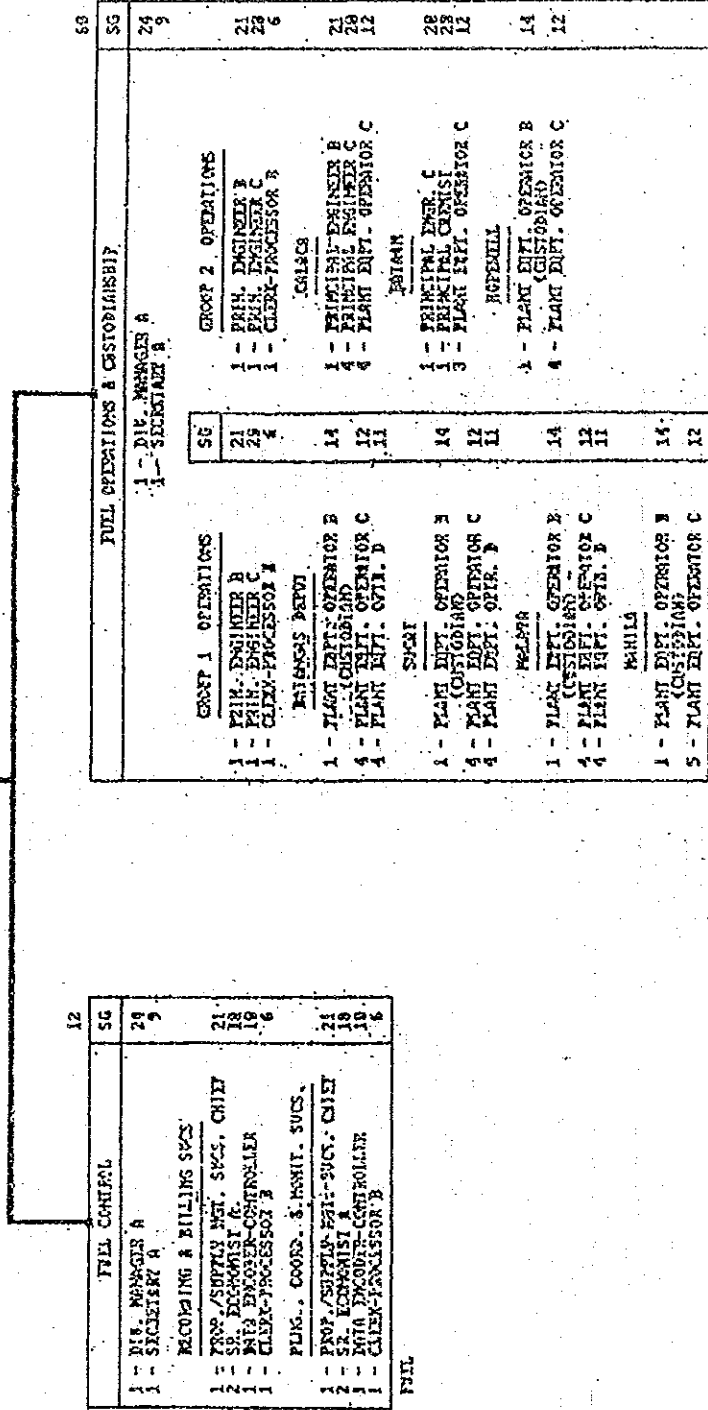
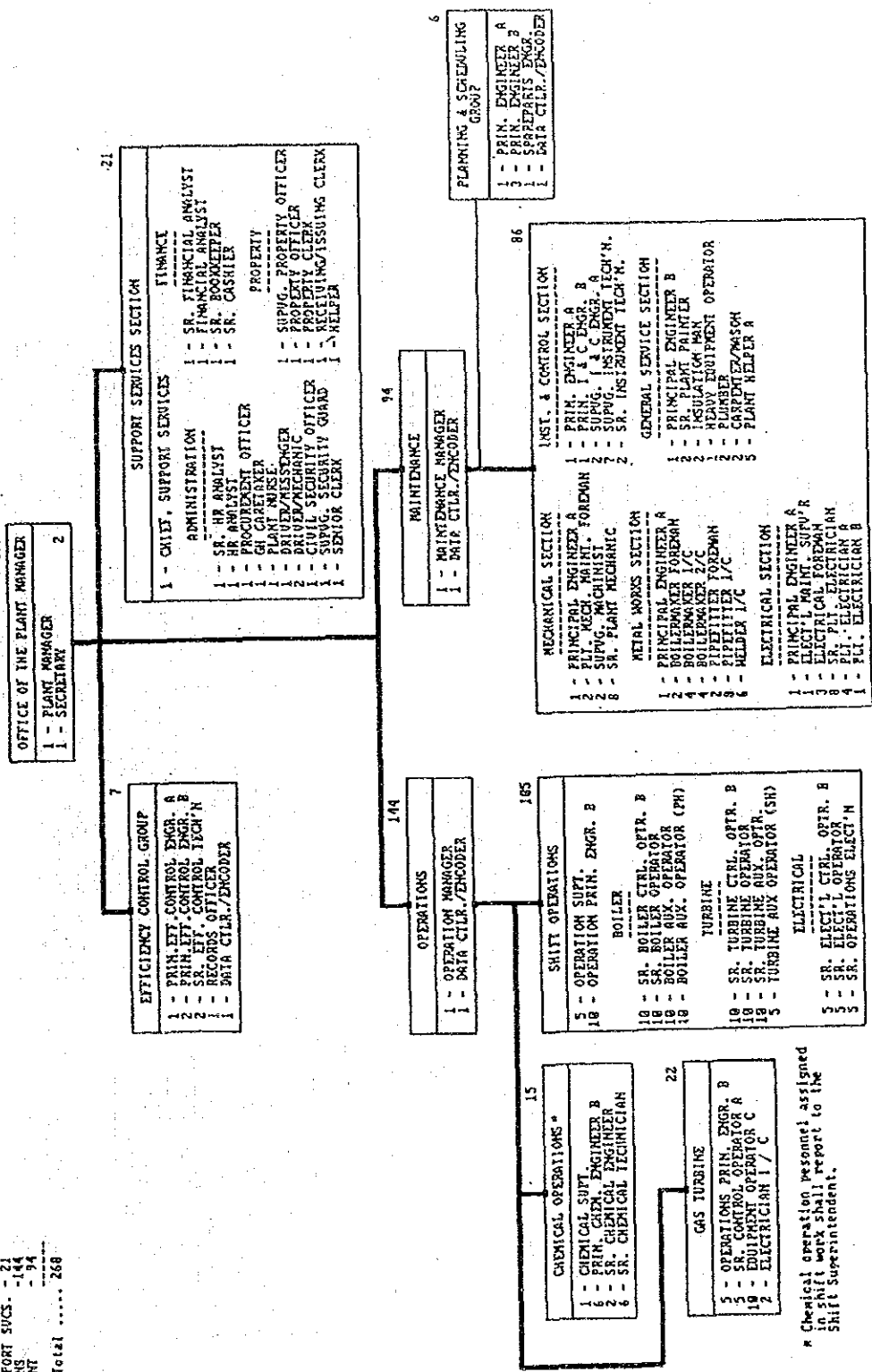


Table 7-2-6 BATAAN THERMAL POWER PLANT
TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY:
 CH. CTR. - 2
 SUPPT SVCS. - 21
 OPERNS. - 144
 MAINT. - 94
 Total 268



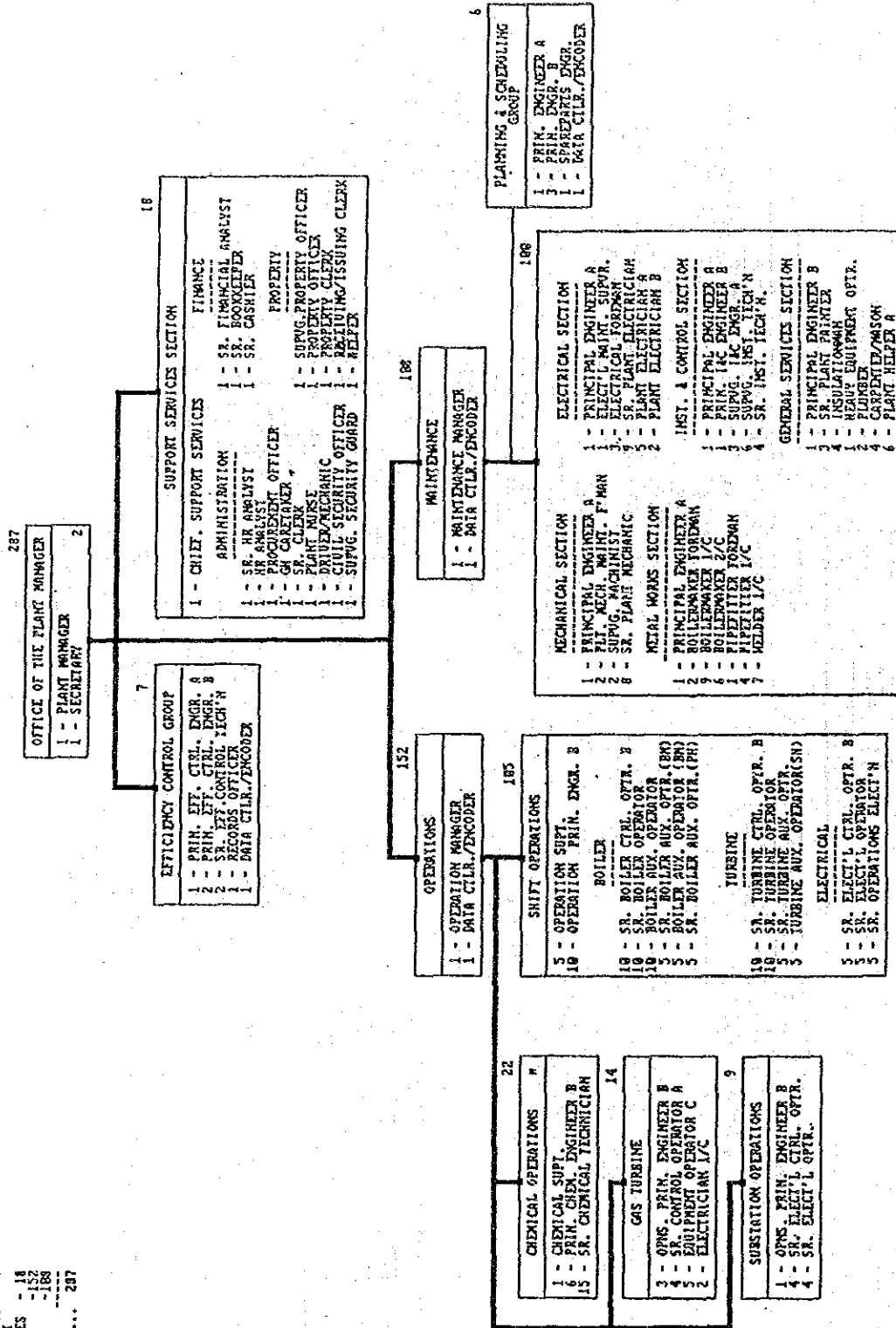
* Chemical operation personnel assigned in shift work shall report to the Shift Superintendent.

Table 7-2-7

MALAYA THERMAL-POWER PLANT

TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY:
 ON EFF. CTRL. - 7
 SUPPORT SERVICES - 18
 OPNS - 152
 MAINT - 188
 Total ... 287



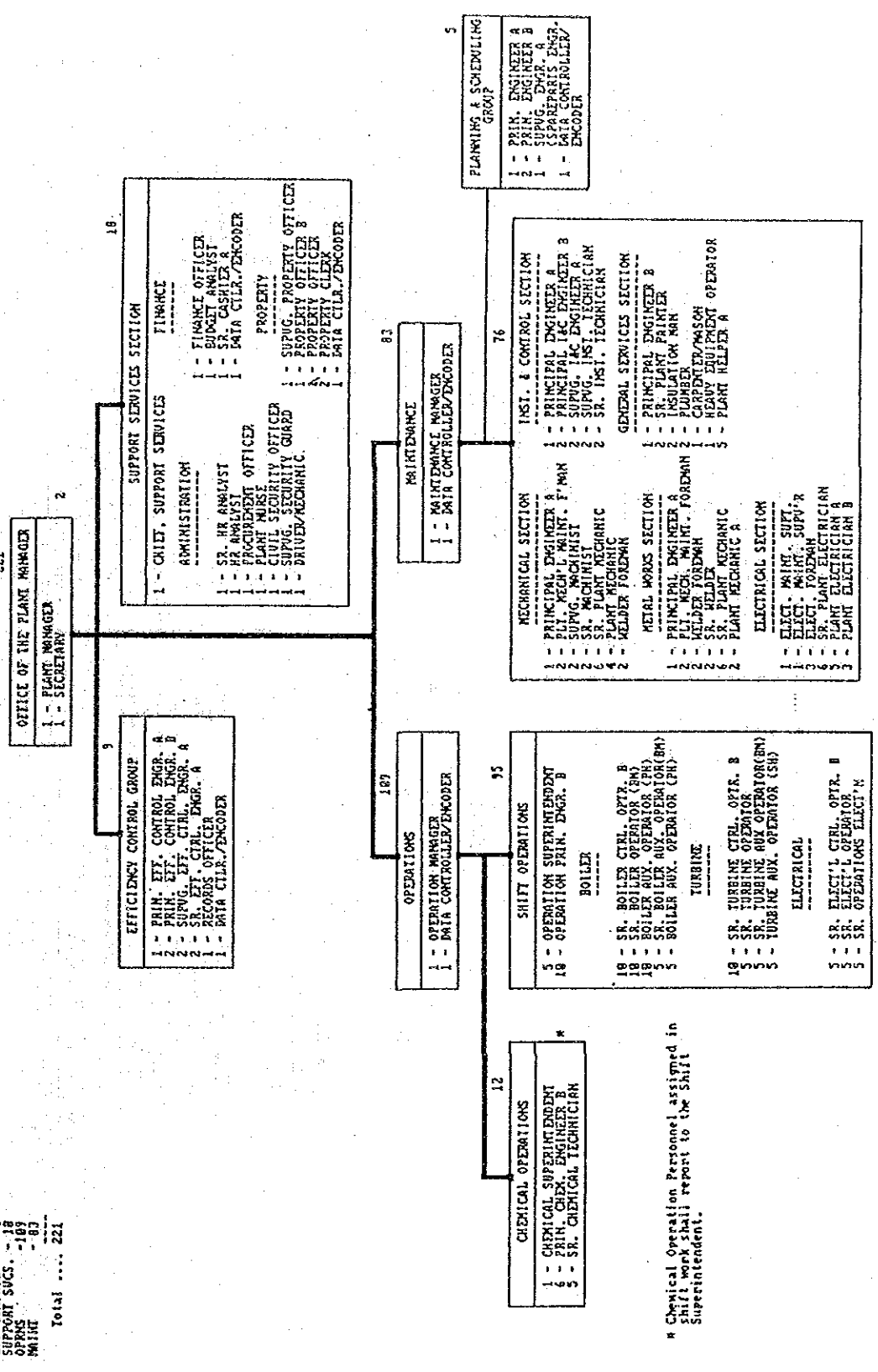
* Chemical Operations Personnel assigned in shift work shall report to the Shift Superintendent.

MANILA THERMAL POWER PLANT

Table 7-2-8

TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY:
 CNL CONTROL - 2
 SUPPORT SVCS. - 18
 OPNS - 189
 MAINT - 83
 Total 221



* Chemical Operation Personnel assigned in Shift work shall report to the Shift Superintendent.

SUCAT THERMAL PLANT

TABLE OF ORGANIZATION

Table 7-2-9

SUMMARY:

EFFICIENCY CONTROL	2
SUPPORT SVCS.	11
OPERATIONS	243
MAINTENANCE	128
TOTAL	484

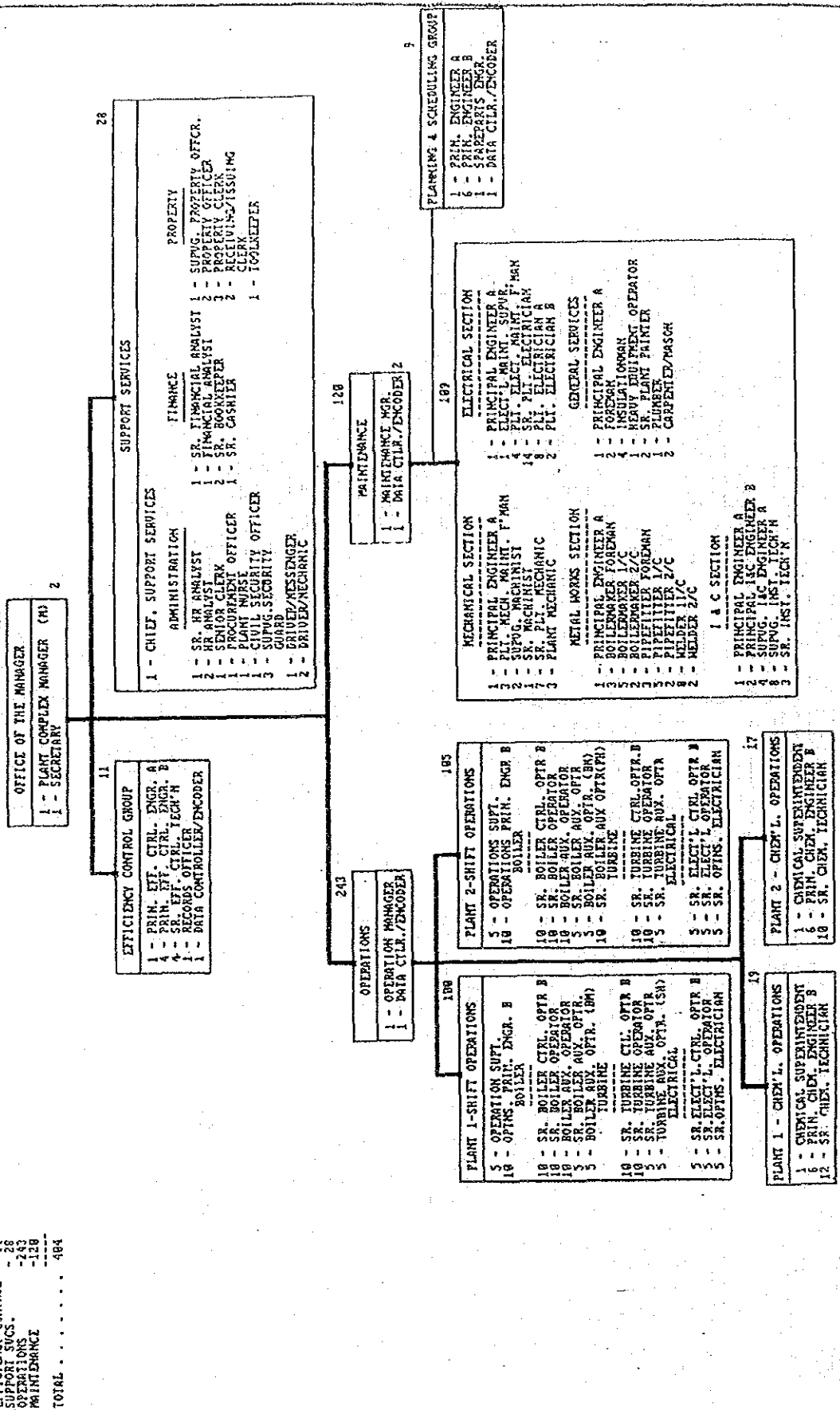
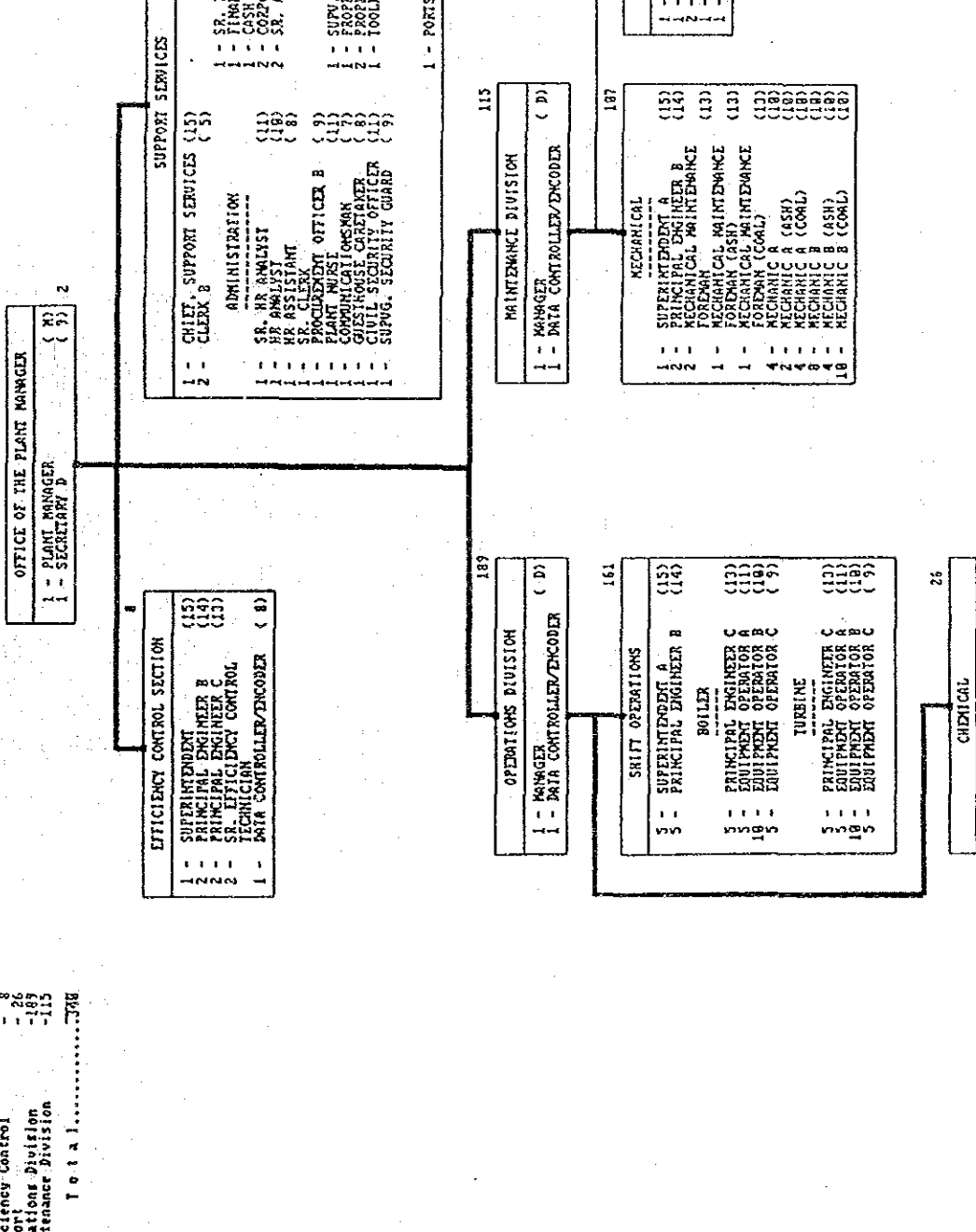


Table 7-2-10 (1) BATANGAS COAL-FIRED THERMAL POWER PLANT

TABLE OF ORGANIZATION 3/48

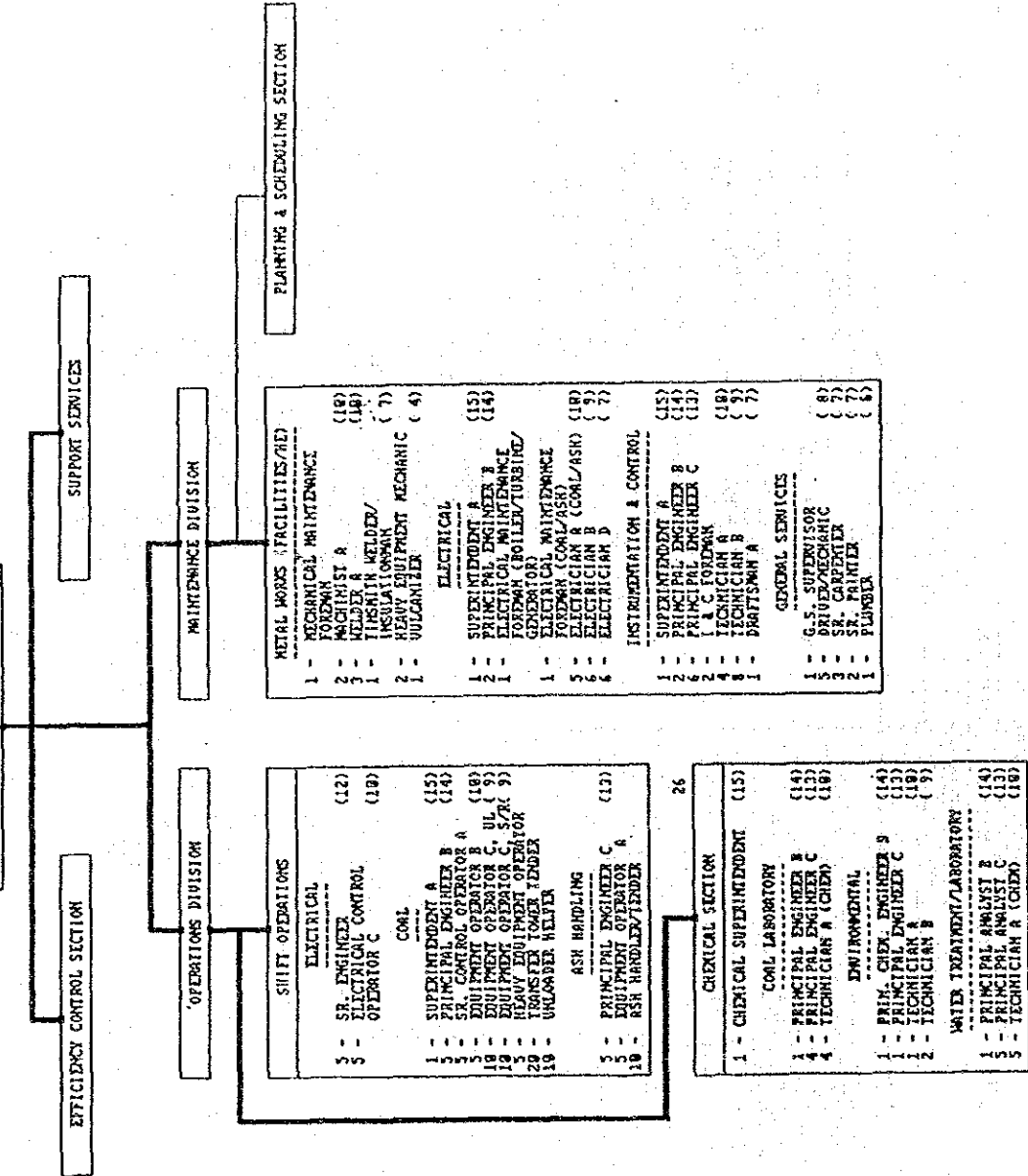
SUMMARY:
 Office of the Plant Manager - 2
 Efficiency Control - 8
 Support - 26
 Operations Division - 189
 Maintenance Division - 115
 Total - 370



SUMMARY: Table 7-2-10 (2)

BATANGAS COAL-FIRED THERMAL POWER PLANT

TABLE OF ORGANIZATION
OFFICE OF THE PLANT MANAGER

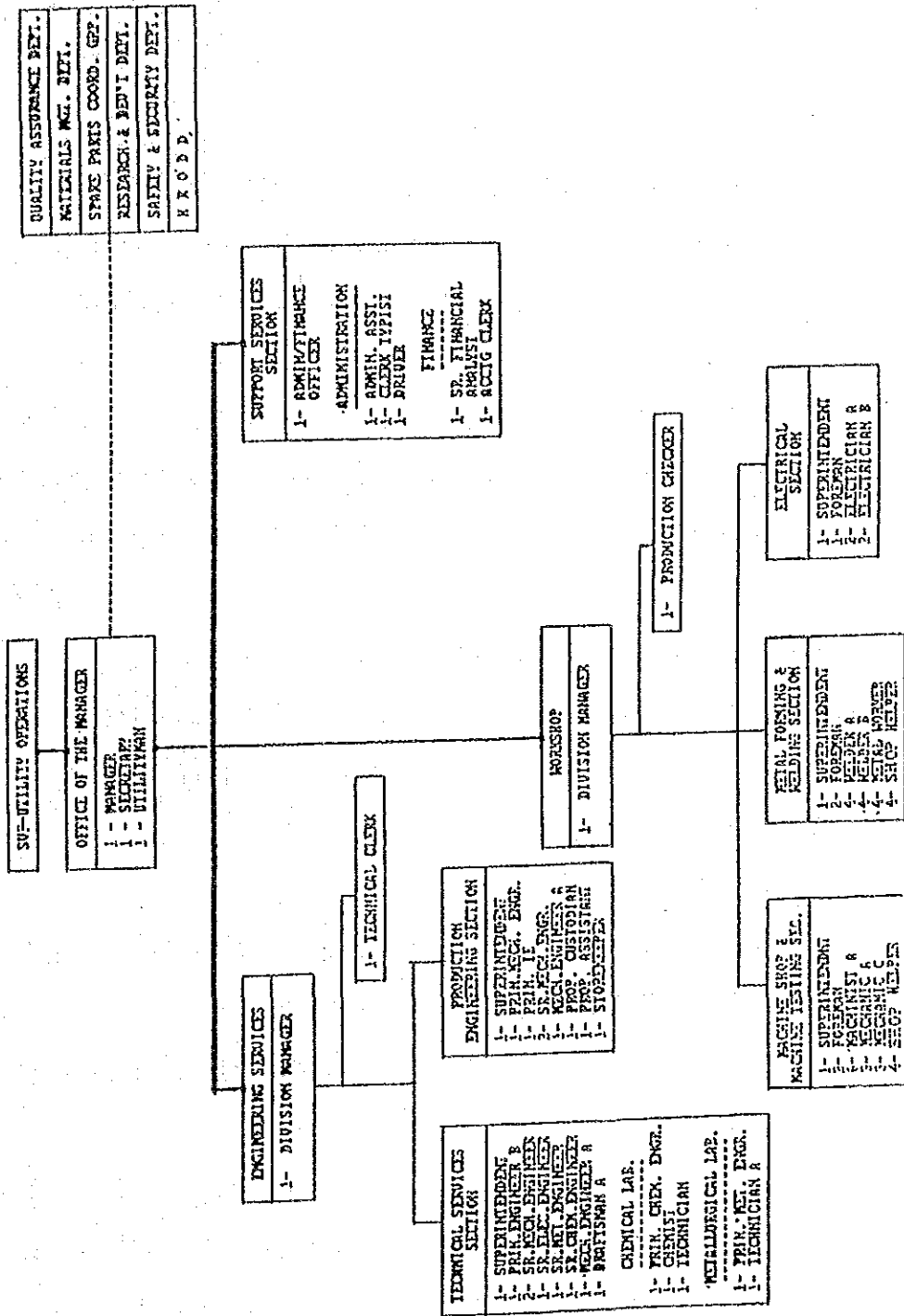


MAINTENANCE ENGINEERING CENTER

1985-1992 TRANSITIONAL
TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY

OFFICES OF THE MGR.	3
SUPPORT SUCC.	6
ENG. & SUCC.	23
WORKSHOP	41
TOTAL	73



NOTE: ALL POSITION TITLES & JOB LEVELS ARE SUBJECT TO FINAL EVALUATION BY THE JOB EVALUATION COMMITTEE

2. 運転保守の実施方法

(1) 運 転

a. 巡回点検

日常の運転で、最も大切なことは、運転要領を熟知しておくことと共に、運転中の各機器の運転状況を把握し、監視しておくことである。このためには、現場の巡回点検が確実に励行されなければならないのに、あまり効果的に励行されていない。その原因と対策の検討は根本的な問題である。

b. チェックリスト

そのためには、監視計器の異常値が容易に見え、誰もが判断できるような方法、巡回点検のチェックリストの改善等、具体的な措置の検討がなされるべきであろう。

要するに運転員に自分の職業としての運転業務に、興味と、意欲と、責任感を持たせることが必要である。

c. ルーチンテスト

またルーチンの巡視点検、ルーチンテストの励行も不十分で、異常状態の発見が遅れる例が多いようである。

d. 保 修 依 頼 票

運転機器の異常、水、蒸気、油類の漏洩等、異常が発生したときの保修理頼票の発行が確実に励行されていないようである。

この結果、小さな異常が大きな損傷や事故の要因にもなり、保修理の増大にもつながっている。

e. 化学業務

これらのことは化学関係の日常業務の実施についても同様で、データの解析、診断が適時適切に行なわれ、処置されるべきであろう。

(2) 保 守

発電所出力低下の最大の原因として、不十分なメンテナンスが挙げられる。

以下保守の主要な事項についての問題点を列挙する。

a. 日常保守

ルーチン点検の励行が不十分である。また運転の実施するルーチンテストの立会いが不明確で、マニュアルの再チェックが必要と思われる。

b. 保守依頼票の処理

運転課から発行された保守依頼票の保守課に於ける処理状況は、各発電所によって非常に差があるが、更に速かな処理が望まれる。

しかし、予備品、部品の不足または納期遅れによって、適時適切な保守が実施できないという事情が存在するので、これについては別途対策が必要である。

c. 定例機器診断

運転中の機器の運転状況は、振動、圧力、温度、騒音、流量等について、日常、定期的に且つ継続して計測されるデータをチェックすることによって、その良否または要注意の程度が診断されるものである。

これ等の定期的な機器診断業務について

- (a) 定期的な計測の実施
- (b) 計測されたデータの管理
- (c) 管理されたデータによる診断
- (d) 診断された結果の報告
- (e) 報告された結果に対する対策の決定

が適切に実施されていないようである。

これらの対策については組織上、教育上からの対策見直しが必要であろう。

d. 定期修理

定期修理は、発電所を長期連続して安定運転を維持するために、最も重要な工事である。

これを有効に実施するためには、次のような事項に留意しておく必要がある。

- (a) ボイラについては、原則的に毎年実施することを目安とする。
- (b) タービンについては、原則的に2年毎に簡易点検、4年毎に精密点検を実施することを目安とする。

- (c) 定期修理に必要な部品、資材の在庫確認と購入手配を確実に実施する。
- (d) 輸入品については、詳細な機器の仕様により購入し、納期を確保する。
- (e) 必要な運搬、吊揚、移動器具及び、車輛の点検、整備を行い、数量を確保する。

例：天井クレーン、ウィンチ、大型トラック、フォークリフト等

- (f) 特殊な分解用機材及び工具を点検、整備し、数量を確保する。

例：ワイヤロープ、タービン分解組立て用特殊工具等

- (g) 特殊なパッキン、油脂、薬品の確保
- (h) 必要な消耗品のチェックと数量の確保
- (i) 信頼性のある各種試験の実施のための検査体制の確立、器具の準備
- (j) 必要な純水量の確保
- (k) 必要な安全対策の実施
- (l) 必要な環境保全対策の実施
- (m) 作業環境の整備（整理、整頓、清掃）

これらの事項についての万全の準備及び実施が不十分なために、工事実施中に、不必要な空白期間が生じたり、また突発的な事態が発生した時の対応措置の決定が遅れて、工期が大巾に遅延する事態がしばしば発生しているようである。

更に、他発電所の突発的な停止によって電源確保のために、定修そのものが年単位で長期延期され、発電用機器が酷使されて、機器の劣化を早める結果にもなっていることは重大な問題である。

これらは、NAPOCOR の需給計画及び運用上の致命的な欠陥であり、抜本的な対策が必要とされる。

3. 研修・教育

- (1) 火力発電所の運転保守についての研修・教育計画は本社で作成されているが、実績の確認はなされていない。発電所では新入社員の場合、簡単なオリエンテーションの後、直ちに各々の職場に直接配属されて、日常の業務をOJT(On the Job Training)で実務教育されているのが実態のようである。

その他に運転員の場合、直単位での勉強会が行われているようである。

- (2) 従って、発電所の運転及び保修要員にとって必要な基礎教育／訓練と、事故または故障に対する基本的技術教育・研修が十分とは言えないであろう。基礎的な知識、基本的な手順等の理解が不十分で、特に運転関係については、事故発生時に事故原因の判断、適切な事故処置が実施できるように、また保修関係においては、故障原因の解明、適切な復旧、修理及び事故や故障の再発防止対策が適切にアレンジできるように、教育・研修コースを設け、実施する必要がある。

(3) 安全管理、教育

本社に安全担当課があり、基本的な安全マニュアルや教育資料は備えられているが、予算不足、要員不足、用具不足のために殆ど実効が上っていないのが実状である。

4. 資機材の調達・管理

(1) 資機材の調達

a. 資機材の発電所への納入遅延

発電所の保守に係わる問題点のうち、最も重要なものの一つが、これである。

我々の調査で明らかになった要因のうち、発電所にその責任があると思われるものとしては次のようなものがある。

- ・購入請求書の発行が遅く、必要な事務手続きの時間や納期が確保されていなかった。
- ・購入仕様書の内容に不備があり、購買手続きの過程で余分な時間がかかった、など。

b. 今後の問題

上記の問題は今回の組織改正で解決される性質のものではないように思われる。その原因として考えられることは次のようである。

(a) 購入実施計画が杜撰である。

- ・購入しようとする物品の納期について、事前に調査していなかった。

- ・納期は知っていたが、請求するのが遅れた、など。

これらは事前に年間、月間などの実施計画をたて、それをチェックしながら業務を進めれば防げる問題であろう。業務が多ければ、多いほど計画的な実施が必要である。

(b) エンジニアリング又はメンテナンス担当が弱体である。

本来、購入物品については、発電所の担当者がもっとも熟知しているべきである。しかし、このような問題が生ずる原因を考えると、次のようである。

- ・物品についての手持ち仕様書などが不十分であった。
- ・メーカーに詳しい仕様書を要求するなどの手間と時間を惜しんだ。
- ・標準仕様書（記載すべき事項を示したもの）など、参照図書がなかった。

もし、これらの問題があるとすれば、今回の組織改正を機会に今後の課題として取組む必要があるだろう。

すなわち、まず、どの部、どのセクションが、これらを担当するかをはっきりさせることから始めるとよい。

(2) 燃料の調達

a. 主な改正点

燃料の管理（受入れ、輸送を含む）は、火力発電所の運転に係わる重要な業務である。

今回の組織改正において、新しく燃料管理部(Fuel Management)がMMRCの中に設けられた。

新しい体制をTable 7-2-5 に示す。

b. 改正の特徴

(a) 火力発電所で使用する重油、軽油、及び石炭については、MMRCの燃料管理部が調達から、受入れ輸送まで担当し、管理する。

(b) 各発電所で、燃料油の受入れ、貯蔵に従事する係員は、この燃料管理部の所属となる。

- ・燃料係員は、従来、発電所に所属しているものの、業務上の指示はMMRCから受けるという状態にあったが、今回の組織改正で、このチクハグな

面は解消された。

しかし、発電所側との業務上の連絡など、実務作業は今迄と変わらない。

c. 今後の問題

Batangas発電所における国内炭の(Run of Mine)の品質低下と異物混入は、発電所の運転障害、環境汚染の原因となっている。

石炭運搬船の容量アップも検討すべきであろう。

(3) 資機材の管理

a. 在庫量管理

- ・発電所における在庫管理の担当は、保守部門の計画・工程グループである。出入庫数量の管理をコンピュータ処理で実施しても、現品在庫量の確認と、その管理責任の所在は明確にしておかなければならない。

b. 購入計画

(a) 予備品購入計画

本社のMaterials Management Dept.において、予備品購入計画を統括している。

在庫予備品の品種と数量は、過去の使用実績を充分考慮して見直す必要がある。他発電所との共通予備品の調整も必要である。

高価な、大型予備品が使用されないまま10年以上も経過して劣化している例も散見される。

c. 検収責任

納入された物品、設備の検収責任の所在が明確でないようである。そのために仕様書との喰い違い、不良品、附属品の不足等によって、使用不能のまま放置される例が多い。

d. 保管方法

予備品及び資機材の在庫品、特に特殊材質、精密器具、薬品等が保管方法の不良によって、使用不能になる例が多い。又、使用済／欠陥部品、廃棄部品が未使用の部品と一緒に貯蔵されている場合もある。

e. 購入の権限

購入品の決済権限は

発電所 2万ペソ以下 (10万円以下)

MMRC 2万ペソ～ 100万ペソ (10～ 500万円)

本 社 100万ペソ以上(500万円以上) 含すべての輸入品

である。発電所長権限が異常に低額である。このため、購入伝票は殆どMMRCに持込まれ処理されていた。今回の組織改正で、MMRCの購買部門が全て本社に吸収されシステムの簡素化が図られたようである。

購買の実務的な処理は本社で実施されるとしても、決裁権限は見直してよいと思われる。

5. 性能・効率管理

日常の機器の性能管理については、定期的に、機器の特性値を計測し、そのデータを保管し、更にそのデータを検討して、機器の状態を診断し、対策措置を実施しなければならない。

またプラントの効率管理については、毎日の主要データによるチェックによって診断し、異常があれば、更に詳細なチェックを実施して対策措置を実施しなければならない。特に定期修理の前後、または1年毎にプラントの性能テストを実施し、確実にプラントの状態を把握しておかねばならない。現状は、日常の性能管理も、プラントの正確な性能管理も充分とは言えないようである。

系統負荷のために正規の試験が不可能な場合でも、そのユニットにかかっている現在の負荷で性能試験を実施し、そのデータを特性曲線上にプロットすることによって性能チェックを行うべきである。

7.2.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

7.2.1 で述べた現状の問題点を解消し、改善を図るために、各項目について基本的に次の提言をする。

1. 運転保守管理体制

(1) MMRC

- a. 新組織の下での運転プロジェクト・サービス部及びメンテナンス・サービス部の業務運営要領を早急に確立すること。

特に発電所との間で、夫々が実施する範囲について協議し、とりきめるよう推奨したい。

b. 人材の確保と適切な配置を行うこと。

(2) 発電所

a. 効率管理グループ

このグループは、発電所の運転・保守に関する改善の推進母体として、積極的に活動するものとする。

このために、次のことを提言したい。

(a) グループの担当業務を具体的に記述した技術要項を作成する。

・グループの各人は、自分は何をするのが任務であるかを、明確に知ることが出来る。

・定例的な業務について、その種類や実施時期、作成書類、提出先など記載する。

・業務によっては、本社やMMRCの運転プロジェクト・サービス部との連絡や協力が必要であろう。このような点についても明確にする。

(b) 発電所内の運転・保守部門は勿論、サポート・サービス・セクションとも、定期的な連絡、打合せをする。

本グループは、その打合せのコーディネータを務める。

(c) 環境問題の担当部署としての役目も持たせてはどうだろうか。

b. 保守部門

(a) 保守部門内に新設された計画・工程グループの担当業務を具体的に記述した保守要項を作成する。その中に記載する事項については、前述の効率管理グループ (a)項に準じること。

c. 人材の確保と適切な配置を行うこと。

2. 運転保守の実施方法

(1) 日常運転管理の改善

a. 毎日、毎週及び毎月の巡回点検の確実な励行

- b. 毎日、毎週及び毎月の定例テストの確実な励行
- c. 異常発見時の迅速な連絡及び報告
- d. 早期、適切な対策の実施
- e. 保修依頼票の早期発行

(2) 日常保守管理の改善

- a. 監視計器に制限値、許容範囲等のマーキング
- b. 記録用紙、チェックシートへの制限値の記載
- c. 全ての機器、配管バルブに名称の表示
- d. 定期的な機器のデータの計測
- e. 計測したデータの統計的な管理と診断
- f. 保修依頼票の早期処理

このように、身近な問題から全員に関心を持たせて、積極的に行動させる方法を作り出すべきである。

(3) 定期修理の施工管理の改善

定期修理は、プラントの機器の保全、効率改善のために、慎重に計画し、且つ確実に実行されなければならない。そのために現行のように、定修毎に組織される定修の管理体制について、次の事項が完全に実施できるように改善すべきである。

a. 定期修理実施組織の責任体制の見直し

発電所長が最高責任者（プロジェクトマネジャー）であるが、所長の代理として、メンテナンス部マネジャーが事実上の責任者になる体制を検討すべきである。

- b. 発電所とMMRC及び Q. Aとの緊密な関係と責任の明確化
- c. 万全な事前準備
 - ・工事用機材の点検、整備
 - ・資機材の確保
- d. 各種の検査結果、試験結果に対する迅速正確な判断
- e. 必要時点での監督者と施工者の立会確認

- f. 作業時の職場環境の整備
 - ・安全対策
 - ・機器保全対策
- g. MECの有効活用及びBHPIその他業者との協力態勢の推進
- h. 各種の検査体制及び検査の信頼性の向上
- i. 資機材の購入システムの改善

(4) 運転及び保守マニュアル

各発電所で若干の差はあるが、殆んどが運転開始時にメーカーから提出されたマニュアルを流用している状態である。

設備や系統の変更に対する改訂や経験に基づく見直し補足を実施すべきである。

(5) MMPの機能向上

MMPの組織化は非常に有効である。その機能に

- ・プラント及び装置の性能を診断する性能管理機能
- ・異常値及び異常傾向を発見する監視機能

等の機能の拡充を図り、異常発生時には、速かにその原因を発見して対策を講ずるよう、積極的にその活用を図るべきである。

3. 研修及び安全教育

- (1) 運転、保守の技術系職員だけでなく、事務系職員に対しても、明確な教育カリキュラム及びスケジュールを作成し、レベルの向上を図ることが必要である。
- (2) 教育・訓練は、新入社員だけでなく、経年社員の再教育にも適用すべきである。

特に新入社員のための基礎教育訓練と、中堅社員養成のための教育、研修を充実させる。また、運転員にオールポジション習得をさせるためのローテーションシステムを導入すべきである。

- (3) 運転・保守要員の基礎教育及び基本的技術研修のため、パターン原子力発電所構内に計画中の訓練センタの計画実現の推進及び訓練修了証明プログラム、特に運転シミュレータの導入促進が望まれる。

- (4) トップを含めた管理層に対する新技術の紹介や、品質管理思想の導入について検討する必要がある。
- (5) 発電所内における事故検討会の開催や事故処置訓練等の実施も有効な手段である。
- (6) 一般従業員の所内、外の人事交流もある程度検討すべきであろう。

4. 資機材の調達及び管理体制の改善

(1) 予備品、備品、消耗品等の購入システムの改善

- a. 発電所長の決裁権限枠を大巾に増額して、極力納期の短縮を図るべきである。
- b. 標準購入仕様書の作成も検討すべきである。
- c. 発注業者の登録制度を採用し、併せて実績も考慮した業者審査基準も作成すべきである。
- d. 特殊機器、部品の発注及び緊急を要する発注の場合で強力な経済的正当性／評価が提出された場合には、特命発注方式の適用を容易にすべきである。

(2) 検収方法の改善

購買のシステムに応じて、検収の担当部署及び責任の所在を明確にすべきである。

このために、Q.A を有効に活用するのも一方法ではないだろうか。

(3) 在庫品の保管方法の改善

- a. 出入庫のコンピュータデータと現品との照合は定期的に必ず実施する。
- b. 他発電所との共通の予備品の保管方法、即ち中央／地方倉庫の設置を検討する。
- c. 特殊材質、精密器具、薬品等の保管方法を改善する。

これらについては、具体的な措置をマニュアル化し、実行すべきである。

(4) 石炭の受入品質の向上

Batangas発電所に納入される石炭（国産）の中に異物の混入が目立つ。これは石炭納入者の非常に劣悪な品質管理を物語るものである。この対策に発電所は大きな費用を払わされている。またその品質低下が、出力低下、環境

汚染の原因にもなっている。 納入炭の品質確保について納入業者に強硬に申入れるべきである。

5. その他の改善推奨事項

- (1) 本社品質保証部の指示事項の早期実施（全所）
- (2) 通信システムの改善強化（全火力発電所／燃料管理部）
- (3) 油タンク、水タンクの底板の検査及び保修（全火力発電所／燃料油貯蔵所）
- (4) 排水処理装置、沈殿池の整備、強化又は新設（全火力発電所）
- (5) 取水口の点検浚渫（全火力発電所、特にBatangas発電所）
- (6) 化学分析室の分析機器、器具の整備（全火力発電所）

6. 外部機関への要望

- (1) 石炭納入業者へ品質確保を申入れる
- (2) 石炭運搬船の容量アップの検討を申入れる

7. 特記事項

1989年、JICA植林プロジェクトの調査報告書がフィリピン政府の環境天然資源省(Department of Environment and Material Resources)に提出されている。

その中に、Laguna湖に近接するMalaya発電所が、土石流による被害の危険性が予告され、防災対策が提案されている。

早急に、詳細調査の上、政府とも協議し、対策を講ずるべきである。

7.3 地熱発電所

7.3.1 運転保守の現状と問題点

1. 運転保守体制

地熱発電所の運転保守体制は、地熱発電所を統括するSLRCの組織改正と並行して見直しされている。

その狙いのひとつは、本社品質保証部(QA)が出したAudit Reportによる指摘事項を含めて、運転保守業務の効率化を図ることである。

その実現のため、新組織は機能的に再編成され、簡素化されている。

今後の問題は

- ① 新組織の特徴を生かし、業務の効率的運用要領を早急に確立する。
- ② 人材を確保し、適切な配置を行う。

ことであろう。

(1) Southern Luzon Regional Center(SLRC)

ルソン島では、現在2箇所の地熱発電所が稼働している。Tiwi及びMak-Ban 両発電所とも、SLRCの管轄下にある。SLRCの新組織をTable 7-3-1 及びTable 7-3-2 に示す。

a. 主な改正点

地熱発電所に関係のある主な改正点は、次の通りである。

(a) SLRCに所属の CM/TSの廃止

b. 改正の特徴

- (a) 地熱発電所は、従来より独自で保守・定期修理を実施し、必要に応じて、CM/TS の協力を得ていた。今回の組織改正で、CM/TS が廃止されても特に問題はない。これまで同様に MECの応援を受けながら、今回の改正で再編成されるメンテナンス部で対処する。

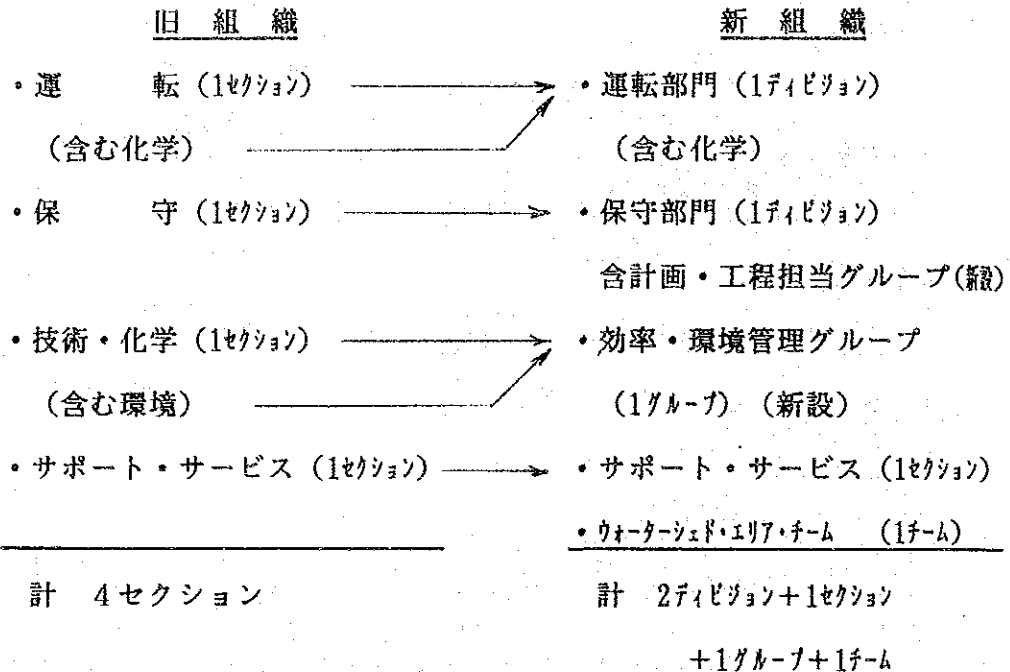
(2) 地熱発電所

地熱発電所の組織も、変更されている。その新組織をTable 7-3-3 及びTable 7-3-4 に示す。

a. 主な改正点

(a) 旧組織4セクションは、下記のように再編されている。

各ディビジョンには、その部門の全責任を負うマネジャーが配置されている。その構成は基本的に火力発電所と同じとなっている。



(b) 効率・環境管理グループが所長の下に新設されている。

(c) 保守部門に、計画及び工程を担当するグループが新設されている。

b. 改正の特徴

火力発電所の場合と同様のことが言える。

(a) 新組織は、機能的に再編成され、簡素化されている。

(b) 新組織は、指揮・命令系統及び責任区分をより明確にしている。

(c) 新組織には自力で、保守業務を実施できるように、保守部門の陣容を再編成・強化する狙いがうかがえる。

c. 問題点と組織改正の効果

(a) 旧組織の下での問題点(火力発電所の項で述べた)は、今回の組織改正で考慮されており、解決案として評価される体制となっている。火力発電所との相違点は、環境担当(化学)が従来から配置されている点である。

(b) 今後の問題

- ・新組織の下での業務運営要領を早急に確立すること。
- ・人材の確保と適切な配置を行うこと。

2. 運転保守の実施方法

(1) 運 転

火力発電所の項に同じ。

(2) 保 守

火力発電所の項に同じ。

3. 研修・教育

火力発電所の項に同じ。

4. 資機材の調達・管理

火力発電所の項に同じ。

5. 性能・効率管理

火力発電所の項に同じ。

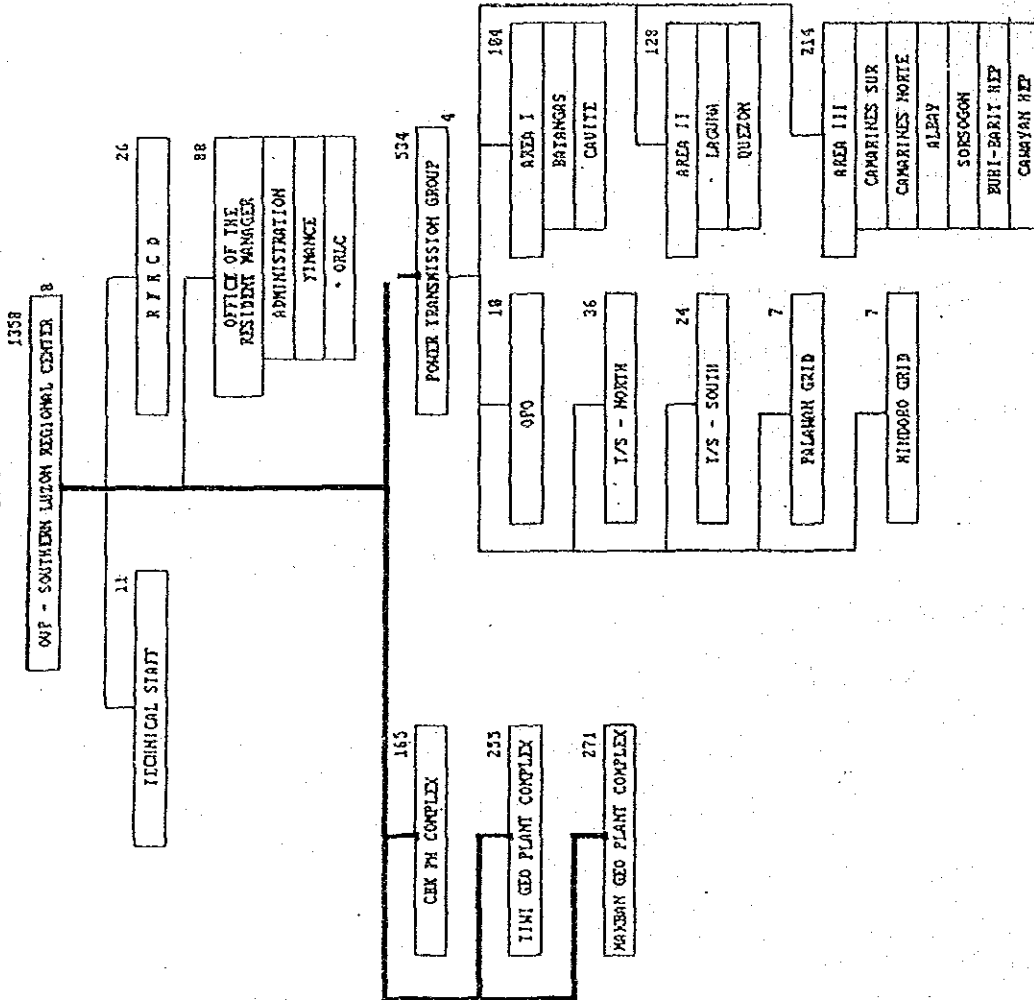
SOUTHERN LUZON REGIONAL CENTER

Table 7-3-1

SUMMARY:

TECHNICAL STAFF	11
RYRCD	26
OFFICE OF THE RESIDENT MANAGER	88
PLANTS	691
POWER TRANSMISSION GROUP	534
TOTAL	1338

TABLE OF ORGANIZATION

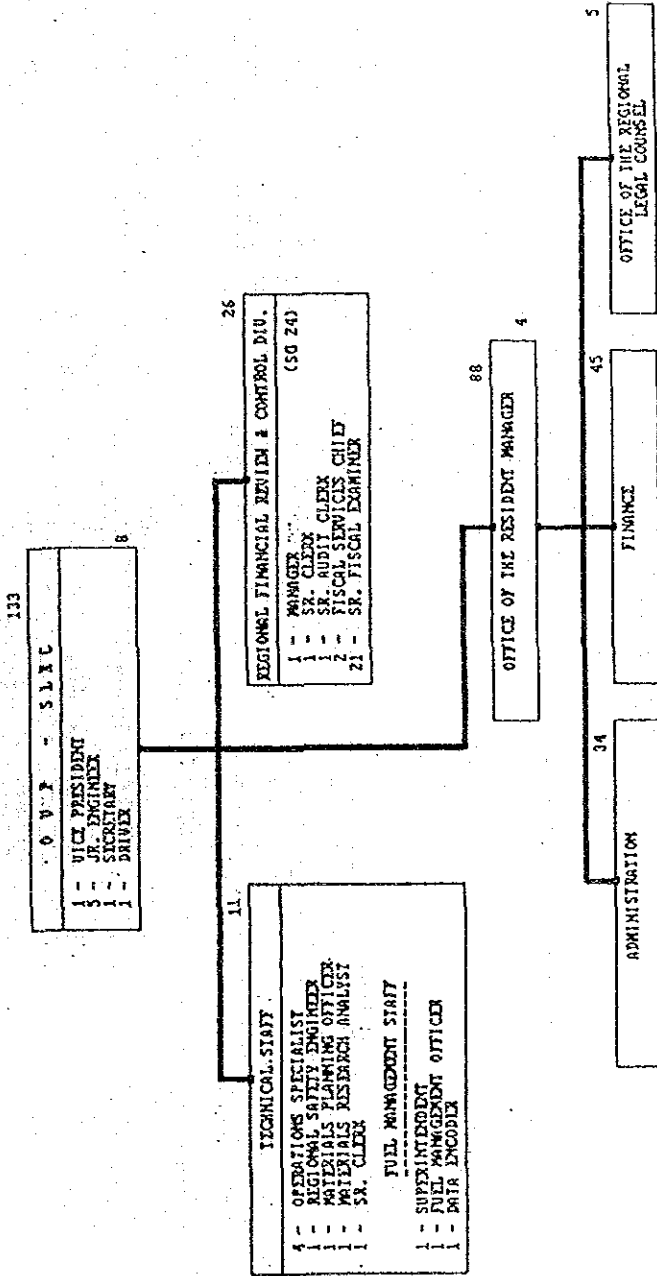


OFFICE OF THE VICE-PRESIDENT

TABLE OF ORGANIZATION

Table 7-3-2

SUMMARY:
 CUP - 8
 TECHNICAL STAFF - 11
 OFFICE - 26
 O&M - 88
 Total.....133

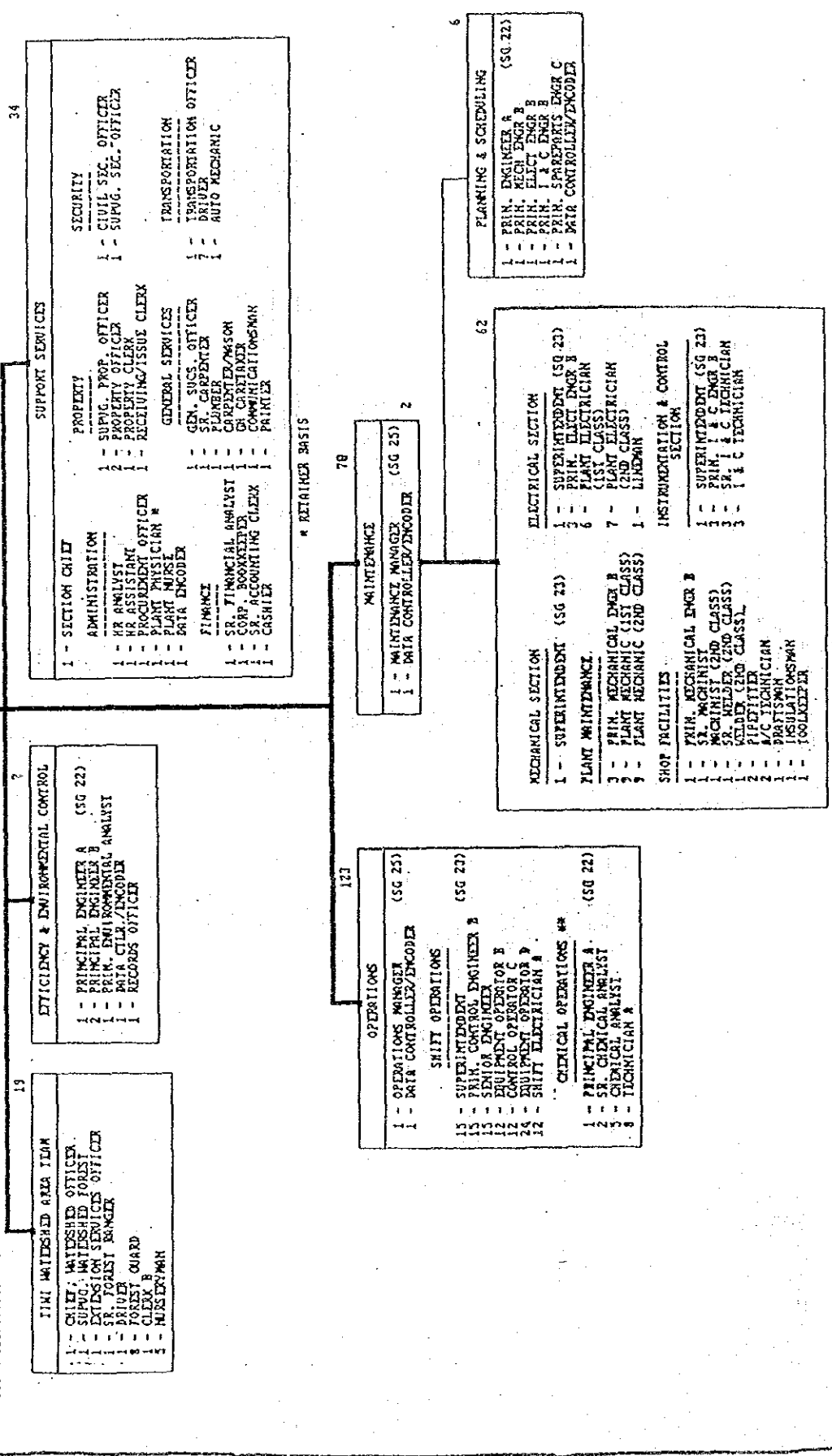


TIMI GEOTHERMAL POWER PLANT

Table 7-3-3

TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY:
 OFFICE OF THE COMPLEX MANAGER 255
 1 - MANAGER (SG 27)
 1 - SECRETARY 2
 TOTAL 257



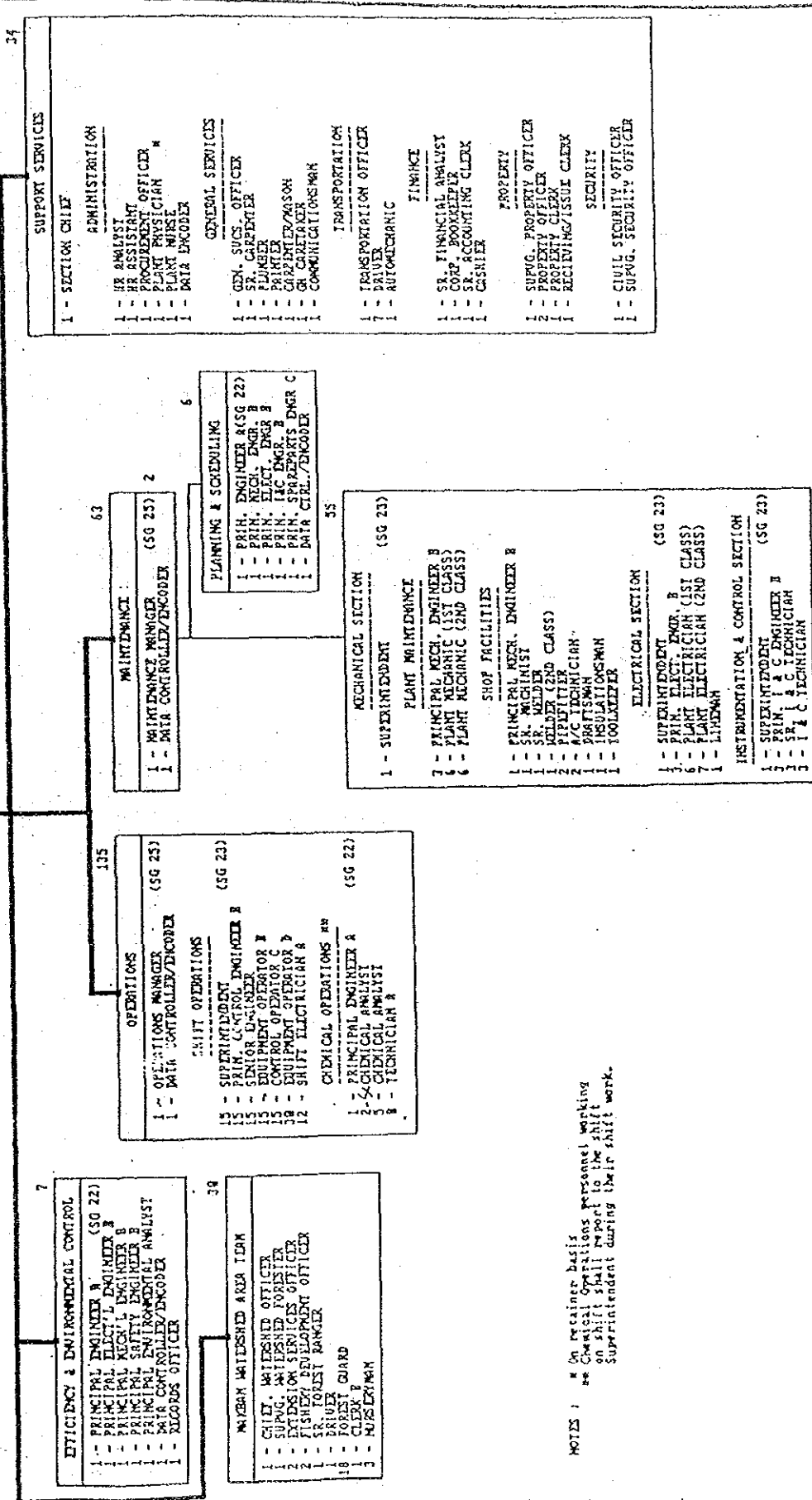
MAKBAN GEOTHERMAL POWER PLANT

Table 7-3-4

TABLE OF ORGANIZATION

SUMMARY:

OFFICE OF THE COMPLEX MANAGER	2
EFFICIENCY & ENVIRONMENTAL CONTROL	7
SUPPORT SERVICES	34
OPERATIONS	135
MAINTENANCE	63
WATERESHED AREA TEAM	39
Total	271



NOTES: * On recainer basis
** Chemical Operations personnel working on shift shall report to the shift Superintendent during their shift work.

7.3.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

前項で述べた現状の問題点を解消し改善を図るために各項目について次の提言をする。

1. 運転保守管理体制

(1) 管轄の検討

地熱発電所は発電所ユニットの規模、システム、運転管理の体制及び保守・定期修理の方法が火力発電所と類似しているので、Tiwi及びMak-Ban地熱発電所をSLRCに所属していたBatangas火力発電所と同様に、MMRCの管轄にする案も考えられた。

しかし、すでに地熱専門の保守チームが育っており、技術面からはMMRC管轄下に移す理由はない。従って、地理的により近いSLRCの所属のままの方が管理運用は効率的であろう。

(2) 体制等の拡充

Mak-Ban地熱発電所の増設計画など、今後予想される増設プロジェクトも考慮すると、設備数は現状ですでに12ユニットあり、1年1回としても定修は、毎月連続的に実施する必要があるので、発電所の保守体制及び陣容、工専用機器や車輛などの拡充・強化が必須の状況である。

現在の直営工事体制を、請負工事体制へ切替えることも検討の対象とすべきである。

2. 運転保守の実施方法

(1) 日常運転管理の改善

火力発電所の項に同じ。

(2) 日常保守管理の改善

火力発電所の項に同じ。

(3) 定期修理の施工管理の改善

火力発電所の項に同じ。

(4) 運転及び保守マニュアル

火力発電所の項に同じ。

3. 研修及び安全教育

火力発電所の項に同じ。

4. 資機材の調達及び管理体制の改善

火力発電所の項に同じ。

7.4 水力発電所

7.4.1 運転保守の現状と問題点

1. 運転保守体制

- (1) ルソングリッドでは、Northern Luzon Regional Center (NLRC) と Southern Luzon Regional Center (SLRC)が水力発電所、地熱発電所、送電線及び変電所の運転保守を担当している。担当区域は、大略、メトロマニラの北部、南部に分かれている。
- (2) NLRC及びSLRCの組織及び要員数は、それぞれ、Table 7-4-1 及び 7-4-2に示すとおりである。この組織は本調査期間中の1991年11月に改正された新組織である。

NLRCでは、運転保守関係の組織は Power Generation Group (PGG) と Power Transmission Group (PTG)に分かれ、PGG が発電所を、PTG が Operations Project Office, Technical Services及び Area Officeをそれぞれ統括している。SLRCには PGGと PTGは設置されていない。また、Technical Staff が Vice Presidentを補佐している。

事務系の組織は Regional Financial Review & Control Division (RFRCD) と Office of the Resident Manager(ORM)からなり、ORM は Administration, Finance 及び Office of the Regional Legal Counsel を統括している。RFRCD は組織改正によって本社から Regional Centerへ移管され、ORM は新設された組織である。Administration と Finance が資材の購入・管理、予算作成等を行っているが、いずれも従来より組織的に強化されている。

(3) Regional Center

Regional Center における水力発電所、送電線及び変電所の運転保守の統括は、PGG, PTG 及び Technical Staffが担当すると考えられるが、技術者数は10名程度に過ぎず、また、土木技術者は配置されていない。今後、水力発電所の設備管理及び保守計画・実施管理の充実・改善を図るためには、現行体制では不十分で、Regional Center に保守担当の組織が必要である。

NLRCは、担当区域、発電所数、Area Office 数、設備規模の点で SLRC の約 2 倍の規模であり、その管理スパンは大き過ぎると考えられる。また、NLRC 事務所の所在地 Baguio は、立地条件が悪く、台風時にしばしば道路が閉鎖されている。NLRC を 2 分割し、事務所を移転することが望ましい。

Operations Project Office (OPO)は、組織改正によって新設され、送変電設備の Engineeringを担当している。要員数は NLRC が17名、SLRCが10名で、電気、機械、土木、地質技術者が配置されている。OPO は、今後、保守作業の設計、実施管理に活用できると考えられる。

(4) Technical Services (T S)

T S には、Relay, Meter, Test, Communication, Mechanical Test (NLRCのみ)、Satelite (TS-North-NLRCのみ) の各セクションがあり、発・変電所を巡回して、保護装置、計器（取引用計器を含む）、電力機器および通信機器の予防保全（試験、校正、修理、トラブル調査）を実施している。Mechanical Test は従来 Central Maintenance (C M)が実施していた試験を引き継いだものであり、Satelite Sectionは Cagayan地域の試験のため今回新設された。

T S は北と南に分かれ、NLRCの場合は Bauang と Bulacanに、SLRCの場合は Calamba と Legazpiにそれぞれ事務所がある。要員数は、NLRCが 116名、SLRCが 60 名、合計 176名である。

(5) 水力発電所

水力発電所の組織は運転、保守、Watershed Area Team, Efficiency Control & Planning & Scheduling Group (ECPS) 及び Support Services セクションに分かれ、Manager と Assistant Manager が統括している。Kalayaan, Caliraya, Botcan 発電所の組織は、Caliraya - Botocan - Kalayaan Plant Complex と呼ばれ、Plant Manager, Operation Manager, Maintenance Managerが各発電所を統括している。Masiway 発電所は Pantabangan発電所の管轄下であり、Barit発電所及び Cawayan発電所は SLRC の Area 3 Officeの管轄下にある。

運転セクションは 4 グループで構成され、保守セクションは電気、機械、計装制御、General Servicesグループで構成されている。

組織改正による主な改正事項は次のとおりである。

- C M の要員を発電所へ配置した。
- 発電所の保守計画、予備部品計画、運転効率を向上するために ECPS を新設した。
- Watershed Area Team を本社から発電所へ移管した。
- 資材および資産管理を改善するため、資材部門 (Property Unit) を強化した。

以上の改正により、今後、保守作業の計画および実施、予備部品の管理等の改善が期待できる。

2. 運転保守の実施方法

(1) 運 転

水力発電所の運転は 3 直 4 交替で 1 直の運転員は 5~8 名である。運転員は、給電指令所 (Power Management Center) の指令と定められた運転手順書に従って運転を行っている。

運転日誌は数葉からなり、各運転員が多数の項目について時間毎のデータを記録しているが、記録頻度は減少が可能と考えられる。特に夜間直においては、出来るだけ業務を簡素化することが望ましい。

(2) 保 守

水力発電所の保守セクションが発電所の保守を、T S が保護装置、計器、電力機器及び通信機器の予防保全をそれぞれ担当している。

T S が実施している予防保全は変電所の場合と同じであるため、7.5.1 の 2 で述べる。

水力発電所では、運転員がパトロールチェックを実施している。チェック頻度は各直、日、半週、週、半月、月、四半期、半期、年毎に分けているが、その必要性を再検討し、チェック頻度を減少する必要がある。

保守セクションは、年間予防保全計画及び運転セクションが発行するトラブル報告書に基づいて保守作業を実施している。作業の結果については保守報告書により、作業内容、使用材料等が報告されている。

保守計画については、発電所が T Sと協議の上、年間予防保全計画を作成し、Regional Center を通じて本店へ提出している。

発電所では、Table 6-3-3 に示すように、同じ種類の事故が繰り返し発生している。例えば Binga発電所での弱点ピンの折損、Magat 発電所での励磁用変圧器の焼損及び1ユニット事故による全停の発生等である。これは故障原因の徹底的追求及び適切な改善を図らないためと思われる。Magat 発電所での全停の原因としてはリレーの設定不良も考えられる。従って、今後、運転日誌の記録及び設備の定例点検等を簡素化して、事故原因の究明、事故記録の集約整備、適切な改善対策の検討等を行い、効果的な設備保全を推進すべきと考えられる。

土木設備については、定例的保守は発電所で実施されているが、定期点検は実施されていない。堆砂測定、水圧鉄管の管厚測定及び水路点検を定期的実施する必要がある。

3. 運転保守マニュアル及び手順書

(1) 運転マニュアル

発電所の運転については、全社大で標準化された起動停止手順書 (Start-up / Shutdown Procedure) が制定されている。各発電所では、現場に適した手順書をそれぞれ作成しているが、記載範囲が発電所の沿革から日常の運転まで非常に広いものがあり、これらは日常運転に限った項目に限定することが望ましい。

主要機器については、メーカーが作成した仕様書、取扱説明書等が運転保守のために使用されている。

(2) 保守マニュアル

a. 予防保全ガイド

機器毎のチェック項目、内容、頻度とパトロールチェックリストの様式が規定されている。前項 2 で述べたとおり、チェック頻度の見直しが必要である。また、スイッチヤード機器のチェック項目等が 7.5.1 の 3 で述べる変電所パトロールチェックのそれと差があるので統一する事が望ましい。

b. 土木設備保守マニュアル

貯水池の堆砂測定、水圧鉄管の管厚測定及び水路点検の保守マニュアルを作成する必要がある。

4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

(1) 運転記録

ユニット毎の発電量、水車・発電機及び補機、油圧、水圧、スイッチヤードの機器、送電線等の諸データが時間毎に記録されている。運転記録は数葉にわたっている。

(2) 事故停電報告書

発電所は、日報及び月報を Regional Center 及び本社に報告している。報告内容は機器名、日付、発生時間、復帰時間、保護装置の動作、原因等である。原因については、故障した部品名を記入したケースが多い。一次原因を調査し、設備保全に反映すべきである。月報は日付順に羅列されているが、号機毎、原因毎に集約すべきである。また、号機毎、原因毎に集約した年報を作成し、設備保全の管理資料として活用すべきである。

(3) 故障報告書、作業指令書及び完成報告書

故障報告書は運転セクションで発行され、作業指令書及び完成報告書は保守セクションで発行されている。完成報告書には作業内容、作業時間、使用材料等が記入されているので、これを集約して保守作業管理の資料として活用すべきであろう。

5. 予備部品の保有レベルと管理体制

水力発電所の予備部品は、多種多様で数量も多いが、発電所においては部品毎によく管理されており、長期計画を作成している発電所もあった。しかし、部品によっては長期間保管されているものもあり、基準数に達していないものもある。

また、不明確な購入仕様書、リードタイムの不足、入札業者の選定方法等が部品納入遅延の原因となっている。

組織改正により予備部品の管理体制が強化されたので、今後次の検討を推進する必要がある。

- ・ 部品別使用数量統計の整備
- ・ 機器の事故統計の整備
- ・ 部品入手の可能性調査
- ・ 予備部品の基準数のレビュー
- ・ 仕様書の標準化
- ・ 適正なリードタイムと発注時期
- ・ 購買手順の簡素化（入札手順、購買権限の下部委譲等）
- ・ 本社及び Regional Centerにおける管理体制の強化

以上の検討を行った後、電算機による管理システムを検討することが望ましい。

6. 技術資料、図面等の整備

古い発電所においては、建設時の仕様書、図面等は保管されていない。水車及び発電機のオーバーホールに必要な図面やメーカーが作成した機器の仕様書、図面、取扱説明書等が、運転保守のために保管されている。

単線図は作成されているが、その記載内容が発電所毎に異なり、定期的に修正が行われていない。

7. 試験用計測器、ワークショップの設備・修理用装置

試験用計測器は T S に整備されているので、発電所には設備保守に必要な Oscilloscope, Frequency Generator, Frequency Counter, Capacitance Tester, Ground Resistance Tester, Oil Tester, Infrared Tester, Megger, Multi-Tester, Clamp-Meter 等が備え付けられている。

各発電所にはワークショップがあり、Lathe Machine, Boring Machine, Power Saw, Shaper, Grinder, Drilling Machine, Welding Machine, Soldering Gun, Hydraulic Press, Pipe Threader/Cutter, Lubricating Oil Pump, Mechanical Gas Pump 等の修理用装置が備え付けられている。

最近、水力発電所の部品についても一部、MEC (Maintenance Engineering Center) で修理が行われているが、今後、部品修理を効率的に実施するため、MEC を活用することも必要であろう。

8. 水力発電所・送電線・変電所運転保守要員の研修

技術教育は集合教育と OJTにより実施されている。NAPOCOR には研修センターがなく、集合教育はゲストハウス等を利用して行われているが、研修施設がないため、研修内容が不十分で、また、頻度も少ない。Table 7-4-3 に水力発電所・送電線・変電所の運転保守研修コースの参加者数を示すが、実施されていないコースもあり、また、殆どのコースが継続して実施されていない。Table 7-4-4 に各コースの内容を示す。

技術研修については、5.3 で述べたとおり、研修体制を強化し、効果的な研修を推進する必要がある。

- Technical Training 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。
- 研修センター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。

7.4.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

7.4.1 で述べた運転保守上の問題点を解決するため、以下に述べる改善計画を検討し実施するよう提言する。

1. 運転保守体制

(1) NLRCの2分割及び事務所の移転

現在の NLRC の管理スパンは大き過ぎるので、NLRC (Area Office 1~4) と CLRC (Central Luzon Regional Center, Area Office 5~7)に分割し、NLRCの事務所を平野部に移転する。

(2) Regional Center に保守担当組織を設置

水力発電所(土木設備を含む)、送電線及び変電所の設備管理及び保守計画実施管理を担当する保守担当組織を設置する。

2. 運転保守の実施方法

(1) TS の予防保全

7.5.2 の2で述べる。

(2) 運転日誌の記録

時間毎に記録している水車・発電機及び補機、油圧、水圧、スイッチヤードの機器、送電線等の諸データの必要性を再検討し、記録頻度を減少する。

(3) パトロールチェックの頻度

各直、日、半週、週、半月、月、四半期、半期、年毎に実施しているパトロールチェックの必要性を再検討し、チェック頻度を減少する。

(4) 土木設備の定期点検

a. 貯水池の堆砂測定

堆砂の状況を定期的に測定し、将来の予測を行って、適切な対策を実施する。測定頻度は、Ambuklao 及び Bingaが毎年1回、その他が3年に1回程度が適当と考えられる。そのために測定器を整備する必要がある。

b. 水圧鉄管の管厚測定

水圧鉄管の取替時期を決定するため、設置後30年を経過した水圧鉄管に

対し5年に1回程度管厚の測定を行う。そのために測定器を整備する必要がある。

c. 水路点検

コンクリートのクラック、漏水、水路内の堆砂状況等をチェックするため、2年に1回程度内部点検を行う。

(5) 事故減少対策の推進

本節4項で述べる事故統計に基づいて、事故減少計画を作成し、各対策の優先度を設定して、事故減少対策を効果的に推進する。

3. 運転保守マニュアル及び手順書

(1) 予防保全ガイド

パトロールチェックの頻度を見直し、予防保全ガイドの改正を行う。

(2) 土木設備保守マニュアル

貯水池の堆砂測定、水圧鉄管の管厚測定及び水路点検のマニュアルを作成する。

4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

(1) 事故停電報告書

- 原因の分類を全社大で統一する。また、事故防止対策の資料として活用するため、出来る限り一次原因を究明する。
- 原因とは別に被害設備を記入する。
- 月報及び年報は号機別、原因別、故障設備別に集約して Regional Center 及び本社へ提出する。

(2) 保守作業報告書

現行の保守作業完成報告書から、作業内容、作業時間及び使用材料を集約し、月報及び年報を作成して Regional Center 及び本社へ報告する。

(3) 土木設備定期点検報告書

貯水池の堆砂測定、水圧鉄管の管厚測定及び水路点検の結果を年報として Regional Center 及び本社へ報告する。

5. 予備部品の保有レベルと管理体制

7.4.1 の5でのべたとおり、今後、次の検討を推進する。

- 部品別使用数量統計の整備
- 機器事故統計の整備
- 部品入手の可能性調査
- 予備部品の基準数のレビュー
- 仕様書の標準化
- 適正なリードタイムと発注時期
- 購買手順の簡素化（入札手順、購買権限の下部委譲等）
- 本社及び Regional Centerにおける管理体制の強化

以上の検討を行った後、電算機による管理システムを検討する。

6. 技術資料、図面等の整備

建設時の仕様書、図面等の保管をルール化し、既設発電所については、同上資料を作成し、Regional Center 及び発電所に配布する。

単線図については、その様式を標準化し、定期的修正をルール化する。

7. 試験用計測器、ワークショップの設備・修理用装置

- (1) 貯水池の堆砂測定装置及び水圧鉄管の管厚測定装置を整備する。
- (2) Maintenance Engineering Center (MEC)を活用して修理作業を効率的に実施する。

8. 水力発電所・送電線・変電所運転保守要員の研修

7.4.1 の8で述べたとおり、研修体制を強化し、効果的な研修を推進する。

- Technical Training 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。
- 研修センター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。

Table 7-4-1 ORGANIZATION STRUCTURE OF NLRC (1)

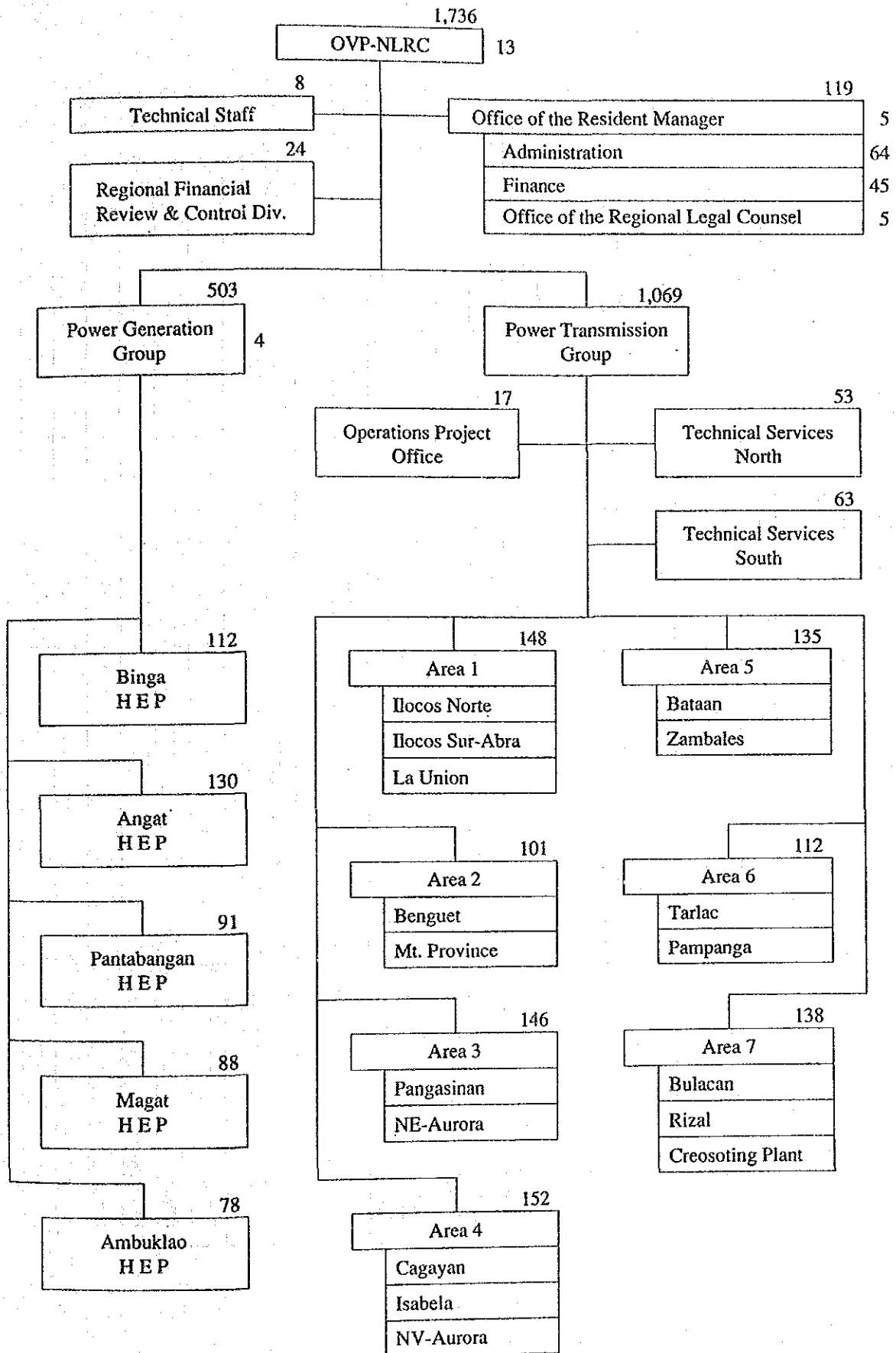


Table 7-4-1 ORGANIZATION STRUCTURE OF NLRC (2)

Technical Services		Manager Office		Relay Section	Meter Section	Test Section	Communication Section	Mechanical Test	Satellite Section
North	South	Manager	Staff	Section	Section	Section	Section	Section	Section
53	63	1	1	9	9	9	9	9	6
		1	1	17	13	13	9	9	—

Area Offices	Manager Office		Substation		Transmission Line		Support Services	Creosoting Plant	
	Manager	Staff	Manager	Operation	Manager	Maintenance			
Area 1	1	2	1	32	1	13	70	28	—
Area 2	1	2	1	19	1	13	44	20	—
Area 3	1	2	1	35	1	13	68	25	—
Area 4	1	2	1	35	1	15	70	27	—
Area 5	1	2	1	35	1	13	60	22	—
Area 6	1	2	1	22	1	11	52	22	—
Area 7	1	2	1	20	1	13	60	22	18
Total	7	14	7	198	7	91	424	166	18

Power Plants	Manager Office		Operation		Maintenance	ECPS	Watershed	Support Services
	Manager	Asst. Mgr.	Staff	Staff				
Binga	1	1	1	30	35	4	21	19
Angat	1	1	1	34	41	4	29	19
Pantabangan	1	1	1	34	32	4	—	18
Magat	1	1	1	25	38	4	—	17
Ambuklao	1	—	1	13	19	—	33	11
Total	5	4	5	137	165	16	83	84

ECPS : Efficiency Control & Planning & Scheduling