5．1．3　化学管理

1）水質管理基準とユニット運転中の水質分析値

マラヤ発電所における１号機及び２号機の水質管理基準とユニット運転中の水質分析値（1994年３月から８月までの６ヶ月間の毎日の記録の平均値）はTables 5-5, 5-6及び5-7に示すとおりである。

Table 5-5　給水の水質基準値と分析値

項目＼ユニット		基準値		分析値	
		１号機（貫流ボイラ）	２号機（ドラムボイラ）	１号機	２号機
エコノマイザー入口給水					
	pH	９．２－９．４	９．２－９．４	9.2	9.2
	導電率（μS/cm）	０．３以下	０．３以下	0.08	0.3
	全　鉄（ppb）	１０以下	１０以下	6	5
	全　銅（ppb）	５以下	５以下	ﾃﾞｰﾀなし	ﾃﾞｰﾀなし
	シリカ（ppb）	２０以下	２０以下	10	20
	溶存酸素（ppb）	７以下	７以下	6	6
	ヒドラジン(ppb)	３０－７０	４０－７０	55	56
ボイラー水					
	pH	—	８．９－９．２	－	9.2
	導電率*（μS/cm）	—	２０以下	－	9
	シリカ（ppb）	—	２００以下	－	63
	ﾘﾝ酸塩又はﾘﾝ酸ｲｵﾝ (PO_4)，(ppm)	—	１～２	－	－

＊陽イオン樹脂未通過

Table 5-6　軸受冷却水水質基準（純水使用）

項　目	基準値
pH	８．５　－９．０
ヒドラジン(ppm)	０．０５－２．０

Table 5-7　純水の水質基準値と分析値

項　目		基準値	分析値
導電率	25℃におけるμS/cm	0.20以下	0.08
シリカ	SiO_2ppmとして	0.02以下	0.004

2）ユニット運転中の系統水の水質管理状況

a．一　　般

マラヤ発電所におけるユニット運転中の系統水の水質管理状況はTables 5-8, 5-9に示すとおりである。

Table 5-8　水質試験の項目と頻度（1次処理）

試　　料	項　　目	1号機, 2号機共通
原　水（深井戸水）	pH	W
	導電率	W
	シリカ	W
	全アルカリ	W
	塩化物	W
	硬　度	W
ろ過水タンク	pH	W
	導電率	W
	シリカ	W
	全アルカリ	W
	塩化物	W
	硬　度	W
純水装置	導電率	D
	シリカ	D
	溶存酸素	E
純　水	導電率	E
	シリカ	E
復水タンク	溶存酸素	E
軸受冷却水	pH	W
	薬品濃度	W
湖水（放水路出口）	残留塩素	W

D：毎日（4時間毎）　　W：毎週

M：毎月　　E：異状時

Table 5-9　水質試験の項目と頻度（2次処理）

試　　料		項　　目	1号機	2号機
復　水		pH	D	D
		導電率	D	D
		シリカ	D	D
		鉄	W	W
		銅	W	W
		ナトリウム	D	D
		溶存酸素	D	−
給水（エコノマイザー入口）		pH	D	D
		導電率	D	−
		シリカ	D	D
		ヒドラジン	D	D
		鉄	W	W
		銅	W	W
ボイラー水		pH	−	D
		導電率	−	D
		シリカ	−	D
		塩化物	−	D
		リン酸イオン	−	D
主蒸気		pH	D	D
		導電率	D	−
		シリカ	D	D
復水脱塩装置	入　口	鉄	E	−
	出　口	鉄	E	−

D：毎日（4時間毎）　　W：毎週

M：毎月　　E：異状時

特長としては毎日，1号機，2号機合せて8試料のpH，導電率，シリカ，塩化物，リン酸イオン，ヒドラジン，ナトリウムイオンなどの項目を4時間毎（1日6回）に採取し，分析を行うことになっているが，実際には完全には実施されていないようである。

日本では，一般に，毎日の分析頻度は1日1回（土，日，祭日は分析しない）であるが，確実に実施されている。

分析の頻度など，今後十分に検討すべき問題である。

Tables 5-5, 5-6, 5-7に示すように日常の水質分析値はほぼ水質管理基準値を満足している。但し，銅の分析は実施していない。

b．原水（深井戸水）

現在，原水として深井戸水を使用している。深井戸は７本あるが，この内２本は使用されていない。

第一次現地調査で採取し，日本で分析した深井戸（№５と№６の混合水）の水質分析結果をTable 5-10に示す。

Table 5-10　深井戸水の水質分析結果

項　　目	単　位	分　析　値
pH	—	7．6
導電率	μs／cm	795
TSM	mg／ℓ	521
浮遊物質	〃	＜2
Na	〃	63．3
K	〃	16．2
Ca	〃	47．7
Mg	〃	24．8
全Fe	〃	0．20
Cl^-	〃	124
HCO_3^-	〃	247
NO_3^-	〃	0．042
CO_3^-	〃	＜1
SO_4^{2-}	〃	19．1
全シリカ	〃	93．9
コロイダルシリカ	〃	3．2
溶存シリカ	〃	90．7

c．純水装置

純水装置は，Organo（27㎥／h×2）とPermutit（15.4㎥／h×2）の４系列があるが，Organoで十分補給水がまかなえるため，Permutitは使用していない。

Organo純水装置を設置した当時は，補給水としての深井戸水不足のため，濁度の高いラグナ湖水を使用していた。その後，掘削で再び深井戸水を使用することになり，現在，除濁装置はバイパスさせている。

深井戸水の中にコロイダルシリカが存在すると，純水装置では除去できないため，純水中にシリカが混入するので注意する必要がある。

また，純水装置出口に監視計器シリカ計が設置されているが，１年以上故障で稼働していない。現在，サンプリングして手分析でシリカを測定している。シリカ計は水質管理上，重要な計器なので，直ちに修理すべきである。

なお，陽イオン，陰イオン交換樹脂は，共に，年間５～10%補給されている。純水タンクは６基あり，その容量は合計4,080トンである。

d．復水脱塩装置

1号機は，貫流ボイラーのため，復水脱塩装置が設置されている。

復水脱塩装置の運用状況は良好である。

e．薬品注入

薬品注入は，1号機（貫流ボイラ）でヒドラジン（N_2H_4）とアンモニア（NH_4OH），2号機（ドラムボイラ）でリン酸（水素）ナトリウム（Na_3PO_4，Na_2HPO_4）とヒドラジン（N_2H_4）を注入している。また，コンデンサーの冷却水には，次亜塩素酸ナトリウム（NaCℓ O）を注入している。薬品注入の状況は，Table 5-11に示すとおりである。

Table 5-11　薬品注入の状況

ユニット	種　　類	薬品注入点	目　　的
1号機	N_2H_4及びNH_4OH	アンモネックス出口	pH管理及び溶存酸素
2号機	N_2H_4	脱気器	同　上
	Na_3PO_4及び Na_2HPO_4	ドラム	pH管理及びコンデンサーリーク対策
1号機 2号機	NaCℓ O*	ロータリースクリーン後	有機物の処理

注）＊注入方法：2日間に30分間　　濃　　度：6 ppm　　残留塩素：0.2～0.5 ppm

3）コンデンサーチューブリーク対策

マラヤ発電所は，1号機，2号機ともに運転開始以来コンデンサーチューブリークに悩まされている。

例えば，1982年のJICA調査団の報告によれば2号機のコンデンサーチューブの閉栓率（メクラ率）は23%（1号機は3%）と驚異的な数値で，いかにコンデンサーチューブリークが頻発したかを示している。

その後，コンデンサーチューブ材質の変更などでチューブリークの頻度は減少しているが，現在でも，年間数回のコンデンサーチューブリークが発生している。

コンデンサーチューブリークは早期に発見し，直ちに処置を講じないと塩素イオンによるボイラーチューブの腐食，塩類によるボイラーチューブスケールの生成などの要因でボイラーチューブが噴破し，ユニット停止に至る事故の原因となる。

マラヤ発電所では，コンデンサーチューブリークの早期発見のため，1号機では復水ポンプ出口に，2号機ではコンデンサーホットウェルA側，B側に導電率計（カチオンパス）を設置している。更に，毎日4時間毎にサンプリングをして塩素イオンとナトリウムイオンの分析を行いチェックを実施している。

日本ではコンデンサーチューブリークが非常に少ないため，日常分析で塩素イオンとナトリウムイオンを分析することはない。

マラヤ発電所でも導電率計（サンプリングシステムを含む）の信頼性を高めること及び警報システムの充実によって塩素イオンとナトリウムイオンの日常分析を省略することが可能である。但し，導電率計が異常値を示した場合は頻繁に塩素イオン濃度の分析を行いリークの傾向を把握する必要がある。

第一次現地調査で停止中の１号機のコンデンサーホットウェル及び水室リターン側点検を実施した。その点検結果をTable 5-12に示す。

Table 5-12　１号機のコンデンサホットウェル及び水室リターン側点検結果

点検箇所	点検結果
コンデンサーホットウェル	内部はきれいで，溶接片，スラッジ，チューブの小片等の異物がわずかに認められた以外は良好であった。
水室リターン側	大量のビニール，プラスチック，小さな貝殻及びスラッジが見られ，非常に汚染していた。細管の内部もスライムで汚れていた。 一般にリータン側は汚れが少ないのが普通である。 入口側の汚染は更にひどいと想定される。

上記のような異物（貝類，プラスチック，ビニール等）がコンデンサーに入ることはロータリースクリーンの水洗圧力が低いため異物が除去されないものと考えられる。早急に水圧を高める必要がある。

なお，コンデンサーに異物が入ると次のトラブルが発生する可能性がある。

a．ビニール等がチューブを閉塞し，冷却効率が悪くなると同時に，他チューブの管内流速が増加し，チューブリークの要因となる。
b．異物がチューブ入口につまるとインレットアタックの要因となる。
c．異物がチューブ内にとどまると渦流をおこし，チューブが潰食しチューブリークの要因となる。
d．貝殻などがチューブ内部を通過する際にチューブ内部を傷つけチューブリークの要因となる。

上記のほかにコンデンサーのチューブリークには，空気冷却部のアンモニアアタック，バクテリヤなどの有機物による局部腐食，スライムの固形化などによるデポジットアタック等多くの要因がある。現在，実施している次亜塩素酸ナトリウム(NaClO)の注入で効果が上がっているかどうかなどを含め，今後詳細な調査検討が必要であり，コンデンサーチューブリーク対策が必要と考えられる。

4）ユニット停止中の機器腐食防止方法

ユニットの停止中の腐食防止は，運用指針によって実施されている。

ユニットの各機器は停止中に空気と接触すると急速に腐食する。これを防止するため機器の保全対策は重要である。実施に当っては，ヒドラジン，アンモニアの注入濃度，N_2（窒素）消費量などの記録を残して置くべきである。

5）起動時の水質基準値及び水処理

１号機（貫流ボイラ）と２号機（ドラムタイプボイラ）の起動時の各ステップ毎に水質基準値があり，それによって運用を行っている。

ユニットの起動時の水処理は運転中の給水処理と同じように重要である。各ステップ毎に十分なフラッシングを行い，各ステップの基準値以下になったことを確認して次のステップへと進めなければならない。

このためにはユニットの起動前に，フラッシングに必要な十分な純水を確保しなければならない。

例えば日本では，長期停止後のユニットの起動時は1,000～2,000トンの純水を使用している。また，ユニット起動準備から全負荷までの所要時間は30～48時間と長時間で，十分なフラッシングを実施している。不十分なフラッシングはボイラーチューブ付着物増加の要因となり，ボイラーチューブ噴破の原因となる。

起動時の水質分析記録は，運転中の毎日の水質分析記録とは別に作成すべきである。この記録には各ステップ毎に各基準値に対する水質分析値を記録し，合せて各ステップ毎に時間の経過記録も必要である。また，フラッシング終了までの純水の消費量も記録に残して置くべきである。

6）定修時の検査

火力発電所の化学要員にとって定修時の検査は最も重要な業務である。

これまでに記載した運転中の水質管理，停止中の機器の保管及び，起動時の水処理が実際に良く運営されているかどうかの最終判断は，この検査の結果によって判明するからである。

例えば，タービンブレードにシリカや塩化物のスケールが付着していたり，脱気器やドラムに腐食生成物が多い等の場合では給水処理において何らかの問題があり，付着生成物によるボイラーチューブ噴破事故の原因となる可能性もある。

検査個所としては，コンデンサーホットウェル及び水室，脱気器，高圧ヒーター，フラッシュタンク（１号機），ドラム（２号機），タービンブレード等は必ず定修毎に実施すべきだと考える。

点検結果が良くない場合は，どこに問題があるか，すべての化学管理記録をチェックし原因を究明すべきである。また，各点検記録（スケール，マッド，スラッジの量，及び分析データ），観察記録，写真撮影を残し，次回以降の点検結果との比較資料としなければならない。

7）ボイラー化学洗浄

マラヤ発電所における最近のボイラー化学洗浄は，１号機：1987年５月，２号機：1994年２月に実施されている。

２号ボイラー水冷壁管の噴破は，水素ぜい化（水素によるダメージ）が原因であると考えられる。水素ぜい化は，下記の要因で起こることがある。

a．コンデンサーチューブリーク

b．ボイラー化学洗浄時の残留塩酸

ボイラー化学洗浄には，大変危険が伴うので，迅速でかつチームワークがとれ，しっかりした命令系統のもとでの作業が要求される。したがって，ボイラー化学洗浄は，専門技術者の指導のもとで行わなければならない。

ボイラー化学洗浄において，不首尾や怠惰な行動は，ボイラーに重大なダメージを与える原因となることもある。

日本においても電力会社のボイラー化学洗浄は，殆どすべて専門技術者がいる会社に委託して実施している。

8）化学計器とサンプリングラック

火力発電所において化学計器は重要な監視計器である。化学計器が十分に，その機能を果していれば，連続して正確なデータを得ることができる。また，運転中の給水処理の異常（例えばコンデンサーチューブリーク，薬品注入異常，純水装置の再生不良他）を迅速に発見し，処置をとることが可能である。

化学計器の信頼性を向上することによって，現在，マラヤ発電所の化学グループが実施している４時間毎の試料採取，分析業務を大幅に削減することが可能である。例えば日本における重油火力発電所(375MW及び500MW)の化学要員は５名である。この５名で平日に１日１回手分析と化学計器類のパトロールを実施している。化学要員は平日の昼間勤務のみである。中央制御室には化学計器として，特に重要な警報の機能を持つ導電率及びｐＨの記録計があり，運転員が監視を行っている。

なお，純水装置，復水脱塩装置の監視・操作及び薬品注入等は，化学要員ではなく運転員の業務となっている。

上記のようにマラヤ発電所の化学の要員及び業務内容と日本のそれらと同じように比較することは出来ないが，化学計器の信頼性を高めることはユニットの安定運転の向上及び化学業務量の低減のためにも検討の必要があると考える。

マラヤ発電所の化学計器の稼働状況をTable 5-13及びTable 5-14に示す。

純水装置のシリカ計が１年前から故障し稼働していない。１号機の化学計器及びサンプリングラックの稼働状況は良好であるが，２号機の方は両者とも非常に悪い。設備の取替が必要と考られる。

Table 5-13　化学計器の稼働状況（純水）

試料採取場所	導　電　率	シ　リ　カ	備　　考
原　水	○	－	
陰イオン交換樹脂出口Ａ	○	－	
陰イオン交換樹脂出口Ｂ	○	－	
ＭＢ－Ｐ出口　Ａ	○	×	１年前より故障中
ＭＢ－Ｐ出口　Ｂ	○	×	同　上

○　稼働中　　×　故障中

9）燃料油と潤滑油

マラヤ発電所では，燃料油として重油とディーゼル油（軽油）があり，燃料の受入れ時にAPI（American Petroleum Institute）の測定方法で比重，動粘度，発熱量，硫黄分を分析している。

第一次現地調査で現在消費している燃料油（重油）を採取し日本へ持ち帰った。その分析結果をTable 5-15に示す。

Table 5-14 化学計器の稼働状況（ユニット系統水）

試料採取場所＼ユニット・計器		1号機 導電率	1号機 pH	1号機 溶存酸素	1号機 ヒドラジン	2号機 導電率	2号機 pH	2号機 溶存酸素	2号機 ヒドラジン
コンデンサー	Main	○	○	○	－	CP出口 ○	×	－	－
ＣＰ出口	Aux.	○							
コンデンサー	A	－	－	－	－	○	－	－	－
ホットウェル	B	－				○			
脱気器入口		－	○	－	○	×	×	×	×
エコノマイザー入口		○	○	－	○	×	×	×	×
主 蒸 気		○	－	－	－	×	×	－	－
再熱蒸気	高温	○	－	－	－	×	×	－	－
	低温	○				×			
ボイラー水（ドラム）		－	－	－	－	×	×	－	－
過熱蒸気		－	－	－	－	×	×	－	－

○ 稼働中　× 故障中

Table 5-15 重油の分析結果

試料項目		単位	重油
性状試験	比重	15／4℃	0．951
	動粘度	cSt(50℃)	483．6
	水分	Vol%	0．46
	残留炭素	wt%	11．1
	灰分	wt%	0．02
	総発熱量	kg／cm²	10，240
元素分析	炭素	%	85．09
	水素	%	11．02
	硫黄分	%	3．59
	窒素分	%	0．24
	バナジウム	mg／kg	35

マラヤ発電所使用の重油は日本の一般的な重油の品質より劣っている。特に粘度が高く，燃焼に際しては注意が必要である。バナジウムは高い方ではない。

潤滑油は運転課の要請で年に３～４回，APIの測定方法で粘度，引火点，水分その他を分析している。また，１～２年に１回Petron社（国営）の分析データをもらっている。

10）その他

２号ボイラは，約14トン/H（約 336トン／日）連続ブロー（ボイラーブロー）を行っている。この数値は，ボイラー蒸発量の約 1.2%に相当する非常に大きなブロー量である。

このブローを必要とする理由がはっきりとしていない。凝集沈殿装置をバイパスさせているのでコロイダルシリカが純水装置を通過し，給水中のシリカが上昇するため，ブローが必要となるとも考えられる。いずれにしても損失が大きいので理由をはっきりさせる必要がある。また，このブローが必要な場合はブロー水の熱源を利用して逆浸透装置（RO）の設置に代わる，深井戸水の蒸発方式による脱塩も可能と思われる。

5．1．4　発電所及び関連運営・管理組織

1）マラヤ発電所組織

a．マラヤ発電所組織の現状と組織改正案

マラヤ発電所組織の現状と改訂案をFigure 5-3及びFigure 5-4に示す。

なお，この組織改訂の概要は次のとおりである。

現行組織	組織改訂案
・運転部門	・運転部門
発電所運転 →	発電所運転
燃料グループ →	
化　学 →	化　学
ガスタービン／変電所運転 →	ガスタービン／変電所運転
・発電所長スタッフ	効率管理グループ
効率管理グループ →	
	・発電所長スタッフ
	安全・品質管理グループ（新設）
・保修部門	・保修部門
計画・工程担当グループ →	計画・工程担当グループ
機械・電気・計装制御・全般 →	機械・電気・計装制御・全般
・サポート・サービス	・サポート・サービス
総務・経理・資材 →	総務・経理・資材

a）技術系は運転，保修部門の２部門に区分されている。

b）事務系は発電所全体のサポートサービスが主な役割で，総務，経理，資材の３セクションがある。

c）運転部門

・運転マネージャーは発電所長を補佐し，運転部門の全セクション，グループを統括管理する。また，他の部門やグループとの連絡・調整にあたる。

・運転当直は発電所運転とガスタービン／変電所運転に分けられている。直員構成については5.1.1 3)の運転当直体制に述べているとおりである。

・化学は運転部門に統合され，化学課長（Chemical Superintendent）及び化学副長（Principal Chemical Engineer B）以外は，５直３交替制の当直勤務に編入され，化学管理が強化されている。

・バージから燃料油を受入れる業務はNPCからPPCへ移管されたので，燃料グループは不要となり，発電所運転の欠員に補充された。
PPCから，NPCの燃料油貯蔵タンクへの受入れは，発電所運転のブースターポンプ運転員が担当する。

・発電所長スタッフの効率管理グループを運転部門に統合する組織改正案が提案されている。これは，プラントの性能試験や運転実績のデータを直ちに入手出来るので，行動が早いという理由からである。

d）保修部門

・保修マネージャーは発電所長を補佐し，保修部門の全セクション，グループを統括管理する。

・計画・工程担当グループは，保修工事の計画，工程管理を担当する。

・保修セクションは，機械，電気，計装制御，全般の４グループから成り，日常保修と補助機器の修理を担当している。
定期修理や大型機器の修理はMSDの担当となっている。復水器冷却管の交換，ガスダクトの修理，空気予熱器及び蒸気式空気予熱器の修理／オーバーホール，集じん装置の修理，給水加熱器の修理等もMSDが実施する。

e）発電所長スタッフ

・所長直轄グループとして，安全・品質管理グループを新設し，安全と品質管理に関する業務を担当させる組織改正案が提案されている。

b．マラヤ発電所組織の問題点と対策

a）運転部門

・効率管理グループは，現在発電所長スタッフとなっているので，ボイラ性能試験，ボイラリークテスト，AH性能試験，燃料消費量，振動測定等の記録を入手するのに時間がかかっている。
運転部門に所属させることで，性能管理，運転管理の行動が早くなるものと期待される。

・運転マネージャーには，運転マニュアルの改訂，運転方法の検討，教育計画・教育資料作成，当直勤務表の作成などの管理業務がある。日勤の当直長や当直副長は，これらの管理業務を分担して，運転マネージャーをサポートするべきである。また，技術検討課題については，他の部門のエンジニアと協力して処理し，プラントの効率と信頼度向上を図る必要がある。

b）保修部門

・NPCにおける火力発電所の保修業務はMSDと発電所の保修部門で業務を分担している。MSDは定期修理と大型機器の修理を担当し，発電所の保修部門は，日常保修と補助機器の修理を担当している。

・NPCの保修工事は直営工事が主体である。保修要員，保修工具，工作機械等はMSDに集中している。
このため各発電所における保修工事は，MSDの保修スケジュールとマンパワーに左右される。計画された定検スケジュールがMSDの実際の能力に適合しないため，工事が計画工期通りに実施出来ないケースが時々ある。

・発電所保修部門の組織は現状で問題ないと思われるが，MSDの組織構成及び要員の数と能力については再検討する必要がある。

Figure 5-3 マラヤ発電所の組織（現状）

OFFICE OF THE PLANT MGR	-2
EFFICIENCY CONTROL	-8
SUPPORT SERVICES	-18
OPERATIONS	-161
MAINTENANCE	-105
TOTAL	294

294 (2)

OFFICE OF THE PLANT MGMT	SG
1-GROUP MANAGER	27
1-ADM.SVCS.ASST.A	12

8 (8)

EFFICIENCY CONTROL	SG
1-PRINCIPAL ENGINEER A	22
2-PRINCIPAL ENGINEER C	20
2-SR.ENGINEER A	16
2-RECORDS OFFICER C	12
1-DATA ENCODER-CONTROLLER	10

18 (18)

SUPPORT SERVICES

1-ADM/GEN.SVCS.CHIEF A	21	FINANCE		PROPERTY	
ADMINISTRATION		1-SR.FIN'L PLNG.ANALYST	15	1-SR.PROP/SUPPLY OFFICER	16
1-IRD/IRM OFFICER A	15	1-CASHIER B	14	1-PROP/SUPPLY OFFICER A	14
1-IRD/IRM ASST A	10	1-FIN'L PLNG.ANALYST	13	1-PROP/SUPPLY OFFICER B	12
1-SR.IND'L NURSE	14			1-DATA ENCODER-CONTROLLER	10
1-PROCUREMENT OFFICER B	15			2-CLERK-PROCESSOR A	8
1-HSEKG.SVCS.HEADMAN	11				
1-CLERK-PROCESSOR A	8				
2-DRIVER-MECHANIC B	7				

161 (2)

OPERATIONS	SG
1-DEPT.MANAGER B	25
1-DATA ENCODER-CONTROLLER	10

105 (2)

MAINTENANCE	SG
1-DEPT.MANAGER B	25
1-DATA ENCODER-CONTROLLER	10

(22)

CHEMICAL SERVICES	SG
1-PRINCIPAL ENGINEER A	22
1-PRIN.ENGR.B(CHEM)	21
5-PRIN.ENGR.C(CHEM/CHEMIST)	20
15-PLANT EQPT.OPTR.B	14

(23)

GAS TURBINE/SUBSTATION(OPNS)	SG
1-OPN/MAINT.SUPT.A	23
GAS TURBIN	
3-PRIN.ENGINEER B	21
4-SR.CTRL.OPTR B	17
4-PLANT EQUIP.OPTR B	14
2-SR.PLANT ELECT'N	14
SUBSTATION	
1-PRIN.ENGR B	21
4-SR.CTRL.OPTR.B	17
4-ELECT'L.CONT.OPTR.B	14

(105)

SHIFT OPERATIONS	SG
5-OPN/MAINT.SUPT.A	23
10-OPERATION PRIN.ENGR.B	21
BOILER	
10-SR.CTRL.OPTR.B	17
15-PLANT EQPT.OPTR.B	14
20-PLANT EQPT.OPTR.C	12
TURBINE	
10-SR.CTRL.OPTR.B	17
15-PLANT EQPT.OPTR.B	14
5-PLANT EQPT.OPTR.D	11
ELECTRICAL CONTROL	
5-SR.CTRL.OPTR.B	17
5-ELECT'L.CONT.OPTR.B	14
5-SR.PLANT ELECT'N	14

(9)

FUEL GROUP	SG
1-PLT.EQPT.OPTR.B	14
4-PLT.EQPT.OPTR.C	12
4-PLT.EQPT.OPTR.D	11

MECHANICAL MAINTENANCE	SG
1-OPN/MAINT.SUPT.A	23
Rotating	
1-PRIN.ENGR.B	21
2-MECH.MAINT.HEAD A	18
12-SR.PLANT MECHANIC	14
4-PLANT MECHANIC A	12
Stationary	
1-PRIN.ENGR.B	21
3-MECH.MAINT.HEAD B	16
14-SR.PLANT MECHANIC	14
6-PLANT MECHANIC A	12
ELECTRICAL MAINTENANCE	
1-OPN/MAINT.SUPT.A	23
1-PRIN.ENGR.B	21
3-ELECT MAINT.HEAD A	18
9-SR.PLANT ELECTRICIAN	14
5-PLANT ELECTRICIAN A	12
2-PLANT ELECTRICIAN B	10

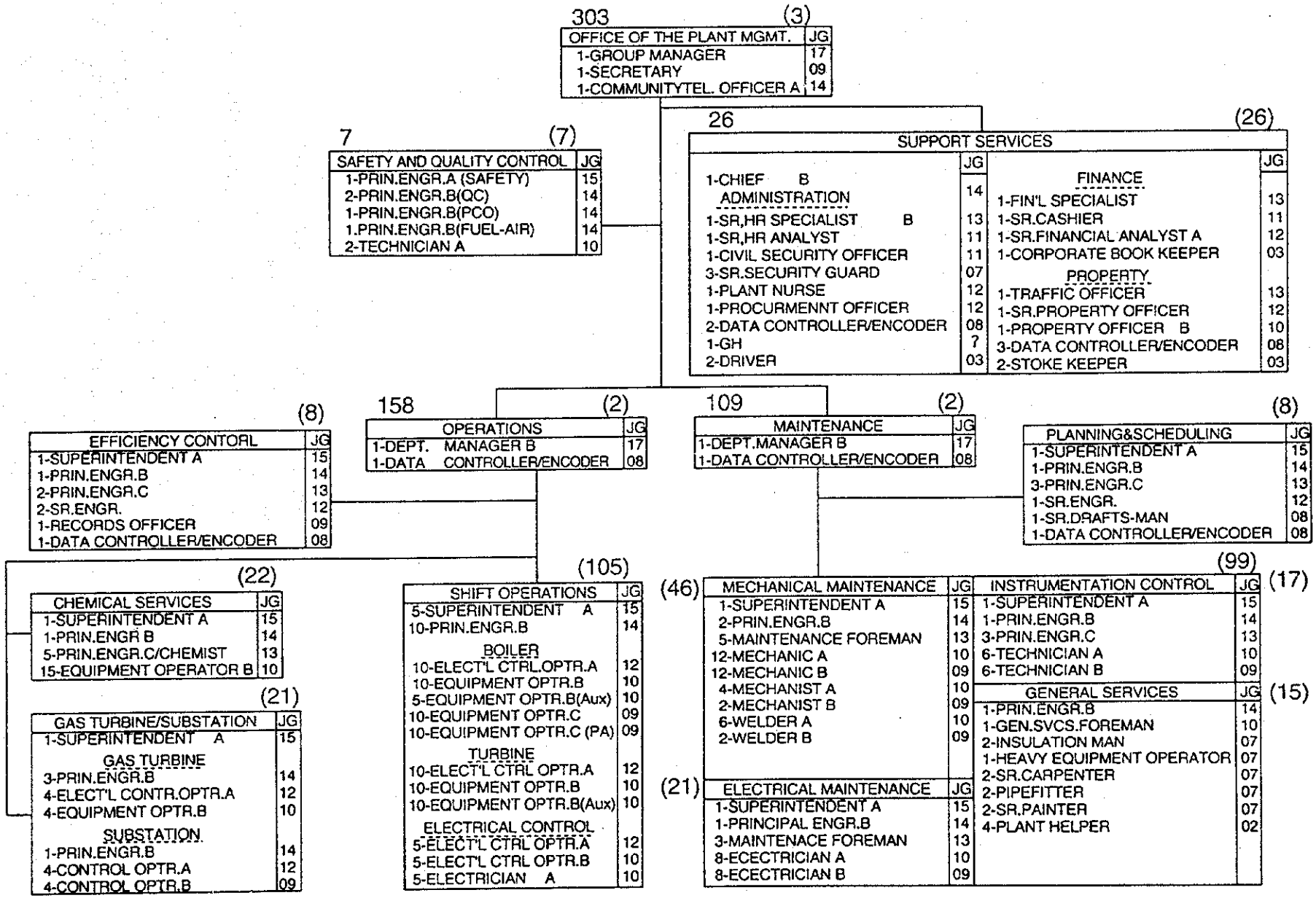
(96)

INST & CONTROL	SG
1-OPN/MAINT.SUPT.A	23
1-PRIN.ENGR.B	21
3-PRIN.ENGR.C	20
6-SR.PLANT MECHANIC	14
4-PLANT MECHANIC A	12
GENERAL SERVICES	
1-PRIN.ENGR B	21
1-ADM/GS OFFICER A	16
2-SR.INSULATION MAN	9
1-HEAVY EQUIPT.OPTR	9
2-SUPVG.CARPENTER	9
2-PIPE FITTER B	8
3-SUPVG.PAINTER	9
4-PLANT HELPER B	6

(7)

PLANNING & SCHEDULING	SG
1-PRINCIPAL ENGINEER A	22
3-PRINCIPAL ENGINEER C	20
1-SR.ENGR.A	16
1-SR.DRAFTSMAN	11
1-DATA ENCODER-CONTROLLER	10

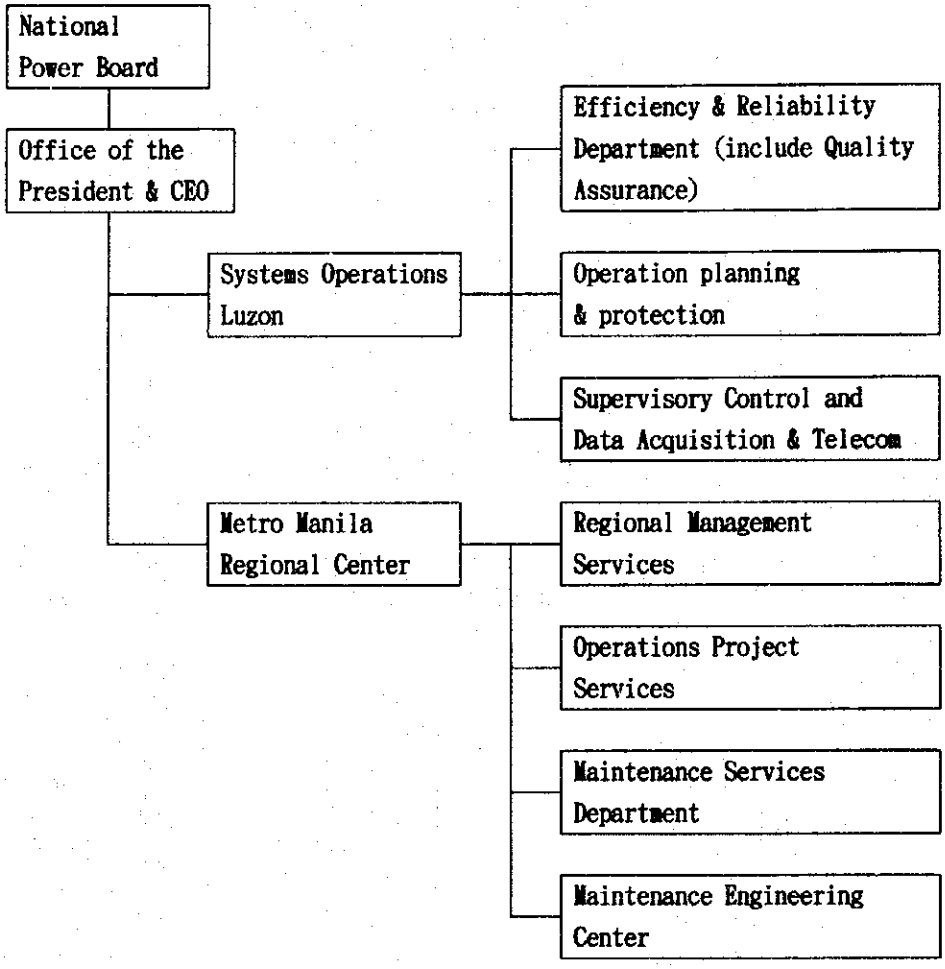
Figure 5-4 マラヤ発電所の組織（改訂案）



2）本社及びMMRCにおける運営・管理組織

NPCの全体組織の中で火力発電所の運営・管理に関係したところは，下記の部門である。

Figure 5-5　発電所の運営・管理に関するNPCの組織



a．NPC本社／Systems Operation Department (SOD)

発電所の運転に関連する部門であり，下記のセクションがある。

a）Efficiency & Reliability Department. (ERD) (Quality Assuranceを含む)

プラントの運転状況管理，性能評価，効率並びに信頼性の改善の研究

プラントの性能テスト並びに同診断についての指導，トラブル，事故停止，保修活動などのモニター，並びに発電所に対しリコメンドを行う。

b）Operation Planning & Protection

系統運用計画を行うセクションであり，各発電所の定修実施時期を公式に決定する権限をもっている。

c) Supervisory Control and Data Acquisition & Telecom.

運転中のユニットに対し給電指令を行うセクションである。

b. MMRC

ルソン島内の全火力発電所の運転保守を管理しており，Figure 5-6の組織となっている。

MMRC管轄発電所の年間の開放点検スケジュールは，各発電所からの申請をMMRCのOPS部門で統合し，NPC本社のSODと調整し決定する。

又，定修，保修，改良などに必要な物品の購入手配を行う。

c. Maintenance Services Department (MSD)

MMRCに直轄し，各発電所とは分離した保修工事専門部門である。

定修，保修，改良などの工事において，タービン，発電機，ボイラ耐圧部，空気予熱器，復水器，ガスダクト，所内ボイラなどの主要又は大型機器の分解点検並びに修繕工事を各発電所に出向いて実施する。

ポンプ，ファン類，スートブロア，弁類などのプラント補機類は発電所の保修グループで工事を担当する。

d. Maintenance Engineering Center (MEC)

発電所に係る輸入品の部品を極力国産化すること，並びにその他点検修理を行うことを目的として1988年に設立されたMMRCの直轄機関である。

工場，エンジニアリング，品質管理，サポートサービスの４つの部門がある。

a) 工　場

タービンのリブレード及びバランシング，ボイラチューブの加工，パネルの成形，空気予熱器エレメントの成形組立，水車，水門の修理，大型軸受のリバビッティングなど，発電所の部品及び構成機器の修繕，並びに製作等を行っている。

b) エンジニアリング部門

生産技術，非破壊検査／材料検査，化学実験室グループがあり，生産計画の立案，製作図，組立図の作成，技術改善についての計画，設計，非破壊検査，材料検査，分析業務などを行っている。

3）責任，権限体制

a．購買権限

発電所の修繕費その他の年度予算の配分権限は，MMRCが持っている。

物品，工事の購買権限は，下記のとおり。

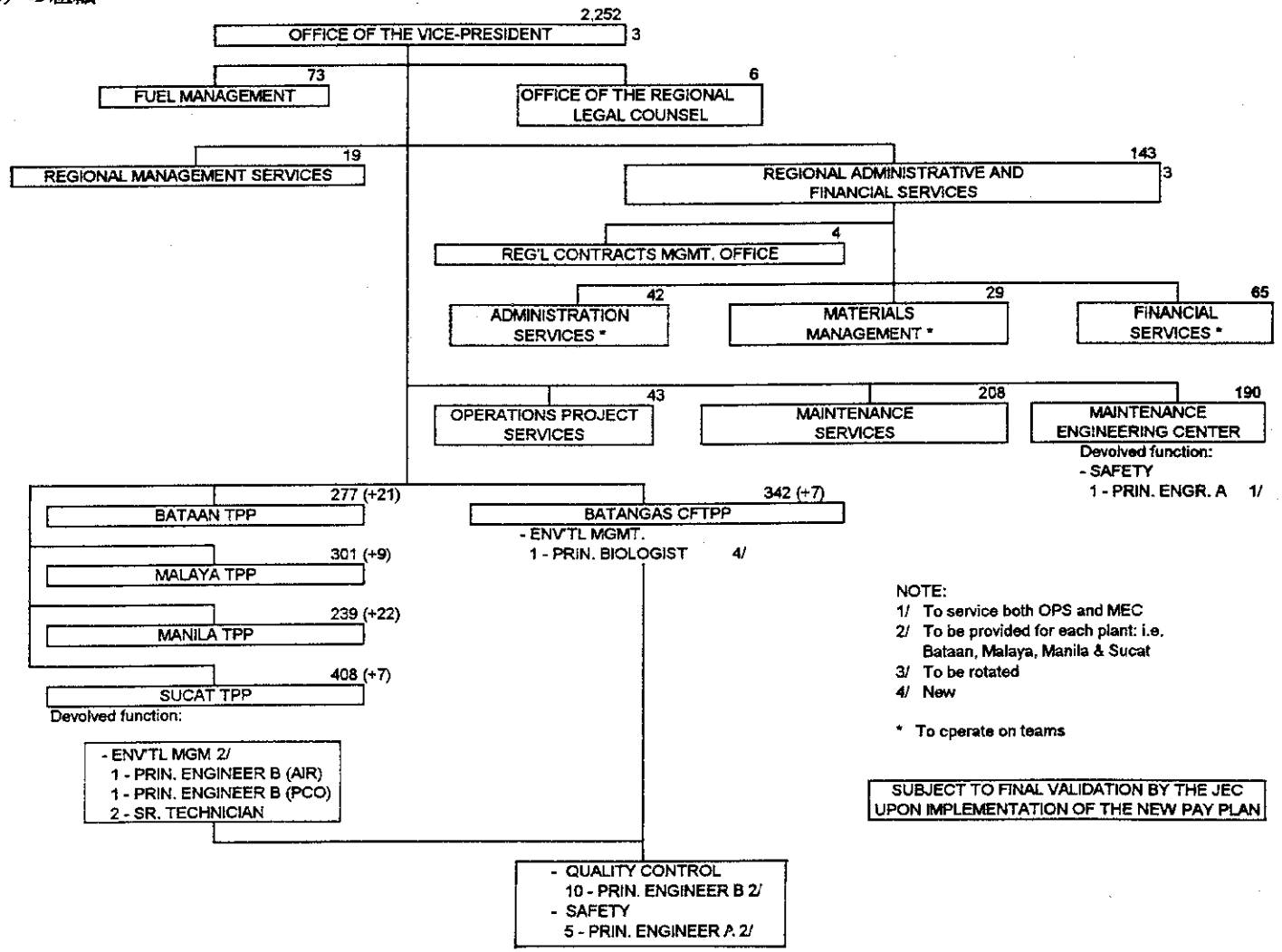
b．定修時期の決定権

MMRCが所轄の発電所の定修計画を集約したものを，NPC System Operation Departmentが公式に決定する。

Figure 5-6　メトロマニラ支店（MMRC）の組織

SUMMARY:

OVP	-	3
FUEL MGMT.	-	73
ORLC	-	6
REG'L MANAGEMENT SVCS.	-	19
ADMIN. & FIN'L SVCS.	-	143
IMMEDIATE OFF	-	3
REG. CONT. MGMT.	-	4
ADMIN. SERVICES	-	42
MATERIALS MANAGEMENT	-	29
FINANCIAL SERVICES	-	65
OPTNS. PROJ. SVES.	-	43
MAINTENANCE SVCS.	-	208
MAINT. ENG'G. CENT.	-	190
BATAAN TPP	-	277
MALAYA TPP	-	301
MANILA	-	239
SUCAT	-	408
BATANGAS	-	342
TOTAL	-	2,252



NOTE:
1/ To service both OPS and MEC
2/ To be provided for each plant: i.e. Bataan, Malaya, Manila & Sucat
3/ To be rotated
4/ New

* To operate on teams

SUBJECT TO FINAL VALIDATION BY THE JEC UPON IMPLEMENTATION OF THE NEW PAY PLAN

5．1．5　資機材購入・管理

1）資機材購入

a．NPCの資材発注方法

a）一般的な購入手続き

NPCの資材購入方法は，社内規定の調達マニュアル（Procurement Manual）に従って行われている。

現時点はNPC全体組織のちょうど変革期にあり，資材部についてはこれまで本社の資材部MMD（Material Management Dept.）で購入していた百万ペソ以上の購入品についてもMMRCの資材部で購入することになった。

同時に総裁の承認を要する，価格が５百万ペソ～５千万ペソの物品，NP Boardの承認が必要な５千万ペソを超える物品についても，本社のMMDを通さずMMRCより直接総裁，又はNP Boardへ承認申請を行うことができる様になり，MMRCの権限が以前に較べ大きく強化されている。（Figure 5-7参照）

資材購入の手続きは，概略次の様に行われている。

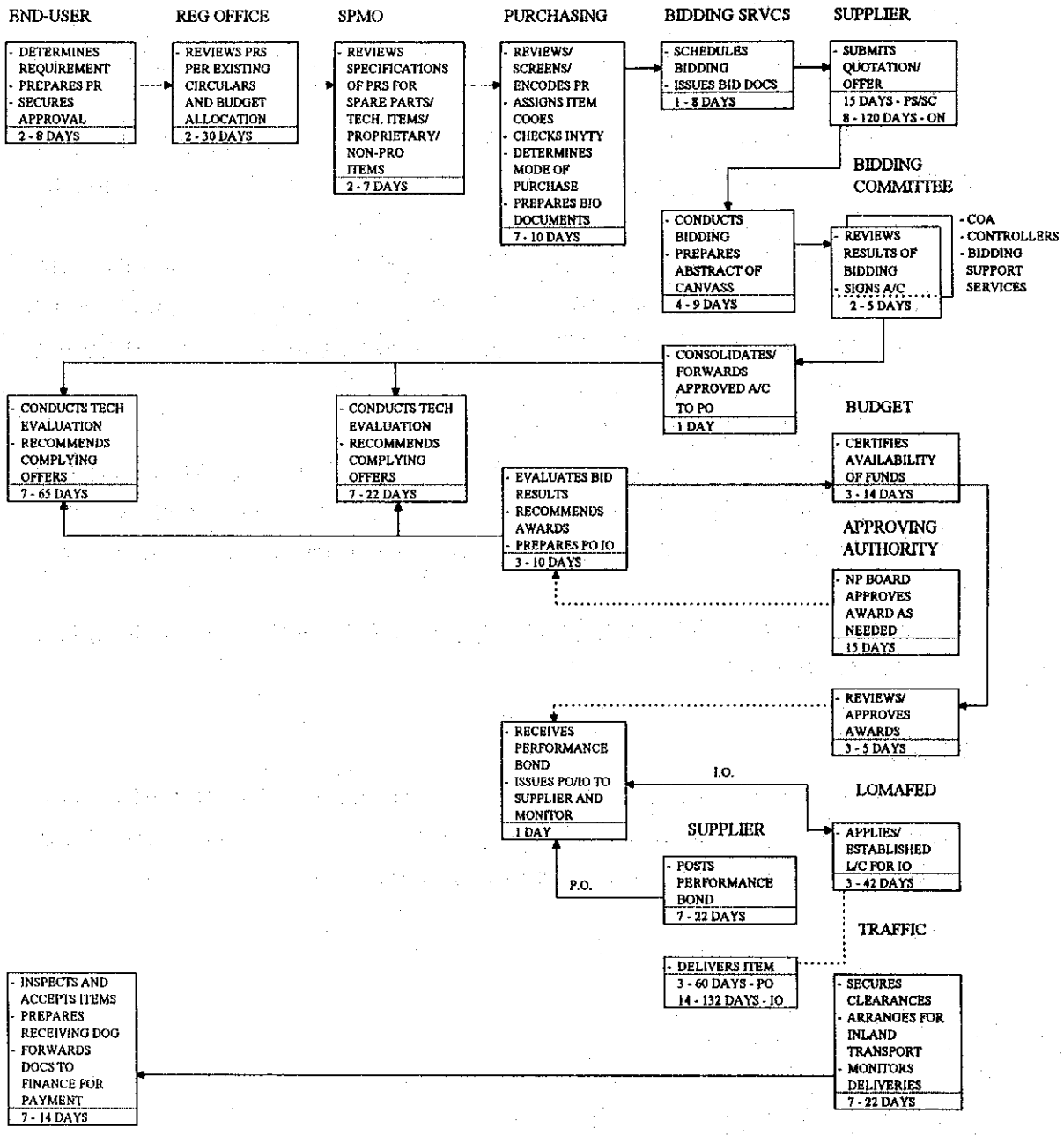
発電所の保修部門の機械，電気，計装制御セクション，その他の物品購入請求元（End user）が購入依頼票 PR（Purchase Requisite）を発行し，発電所長の承認を得た後，予定金額が５万ペソを超えるPRはMMRCの資材部（Material Management Division：MMD）へ送られる。

MMRCのMMDでは各購入金額に応じ所要レベルの承認を取得し，次項に述べる発注方法により一連の購入作業を行う。

b）発注方法

発注方法としては，公開入札（Public Bidding），封印見積り引き合い(Sealed Canvass)，特命発注（Direct Negotiation），同種契約再発注（Repeat Order）の４種があり，その他に購入長期契約（単価契約制度：Open Purchase / Indent Order System）がある。

Figure 5-7　調達システム



b．発注から納入までに要する期間

NPCは電力公社という，その性格上一般の民間企業に比較し，手続きが複雑である。物品の購入には長期間を要するため，発電所の保守・定修に必要な部品・材料の購入はそれぞれの購入手続き及び所要納期を考慮し，購入計画を立案する必要がある。

NPCの資材部では，購入請求元の手続きが遅れない様PR発行から購入品納入までに要する標準期間を定めて関連部署へ周知させている。

c．機械発注用技術仕様書作成及び関連技術業務

発電所で作成するPR添付用技術仕様書作成及び関連の技術業務，すなわち発注前のメーカープロポーザルの技術評価，発注後のメーカー設計・図面のチェック等は発電所の発注元（End user：機械，電気，計装制御セクション等）が実施している。

これは日本の発電所も同様である。

これらの作業を行う技術者には設計・エンジニアリング能力が不可欠であり，これらの能力を持つ技術者の継続的な養成が重要である。

d．検査・検収

工場試験立会が必要な発注品については，原則として上記発注元（End user）が立会している。

納入品の検収も同様である。

これらについては，要求仕様が満足されているか詳細なチェックが行える体制が必要である。

e．既設発電設備機器用部品の発注方法

過去のNPCの経験から照しても，主要機器の部品をオリジナルメーカー以外へ発注することはかなりのリスクを伴い，多少価格が高くてもオリジナルメーカーの純正部品を購入する方がより経済的であると考えられる。

NPCにおいてもこのことは最近良く理解されており，Circular No.88-34の５項“Exemption to the General Policies on Procurement”及び６項“Modes of Negotiated Purchase”により，主要機器の部品は条件を満たせばオリジナルメーカーへ発注できることが明記されている。

したがって，今後，発電所の既設設備の保修用部品購入に際しては，これらの規定を有効に活用し，購入部品の不適正な品質が原因で発電設備の信頼性低下が生じない様留意することが重要である。

2）資機材管理

a．定修時の主機・補機の部品取替え状況

定修並びに日常整備用の必要部品は，予備品として開放点検の結果に基づき，３年分の長期購入計画を各セクション（機械，電気，計装制御）の課長が取りまとめ，発電所長へ提出・承認後，MMRC所長へ申請する。

予備品の基準は，メーカー取扱説明書に記載されている全ての物品について，定修２年前に購入計画が出されている。又，年次点検の場合は１年前に計画を提出している。

このメーカー推奨予備品の中には，消耗品（ベアリング，Ｏリング等）も含まれており，全て一括購入されている。

メーカー推奨の予備品見直しは全く実施されていないが，使用頻度の多いもの（ベアリング，Ｏリング，ガスケット等），機器の重要度（ボイラ過熱器パネル・ポンプインペラ等），納入までの期間などを考慮し，余分な部品購入を防ぐため，購入数量の見直しが必要である。

b．倉庫・在庫品の管理方法

大型倉庫内は，入口側からと思われる雨水の侵入があり，保管機材の腐食等の原因となりそうで対策が必要である。又，取替後の古い部品・機器（モーター，ケーブル等）が放置されている。不用品は処分することを考えるべきである。

在庫品はコンピュータカード方式で管理されている。更に，物品は仕様別にタグが取付けられ，棚に整理されている。

大物品（例えばボイラの過熱器パネル）の購入については，納入時期と作業工程との調整が必要で，屋外での保管期間を極力少なくなる様に作業工程の必要時期に合わせた納入を考える必要がある。

在庫品の数量については，使用頻度等の実績，耐候性，納入期間を考慮し基準の見直しが必要である。

特にベアリング，ガスケットパッキン，Ｏリング等は，開放点検の時期に合わせて発注するようにすれば，在庫品の数量を減らすことができる。

c．在庫管理組織・体制

在庫品管理は機械・電気グループは予備品を共通の倉庫に保管し，計装・化学グループはそれぞれ個別に倉庫を持って管理している。

日本の場合，化学グループでは，弁類・パッキン等の在庫品を持ってないが，マラヤ発電所では持っている。その他については大差ない。

発電所の在庫品は年１回（毎年10月頃）MMRCへレポートを提出し，数量の把握を行っている。

5．1．6　職員の採用・教育・訓練

1）職員の採用

a．現　状

a）採用方針

- NPCは承認された組織表に従って，各部課のポジション毎の定員を定めている。ポジションに欠員が生ずる場合に補充するのがフィリピン政府（Department of Budget and Management：DBM，及びCivil Service Commission：CSC）の指針である。

- MMRC管轄下の各事業所の職員はMMRCが採用する。

b）採用計画

- MMRC及び火力発電所の従業員数は，組織表に各ポジションのグレイドと共に表示されている。各発電所等は欠員が生じると，当該ポジションの補充をMMRCに要求する。MMRCはこれ等の要求を集め，必要に応じて随時採用し，各発電所等に配属する。

- ポジション毎の必要資格が資格基準に定められている。

- 運転及び保修要員として，新人を採用する場合には，その学歴が次の要件を満たす必要がある。
  - 大学でテクニカル・コース２年以上履修又は
  - 職業専門学校卒以上
  - NPCは，運転員は１年以上の経験年数が必要であるという現行の採用条件は不適切であるとして，経験のない新卒者も運転員として採用できるように資格基準を見直そうとしている。

- マシンショップ要員や溶接工には，職業専門学校で技能を習得したものが採用される。

c）採用方法

- MMRCは採用の度に，採用人員数，応募者の有すべき資格や経験，年令などの条件を公表して，応募者を受付ける。

- 応募者は，MMRCで行うIQテスト及び筆記試験（テクニカルテスト）を受ける。

  運転・保修要員については，面接が発電所で行われる。
  MMRCは，試験及び面接の結果に基づいて合格者を決定する。

d）採用状況

- MMRCにおける近年（1989年から1994年）の新規採用の実績は，年間11人（1992年）ないし175人（1993年）というように，年によって大きな開きがある。Table 5-16はマラヤ発電所での最近の採用実績を抜粋したものである。ここでも，年により大きな変動が見られる。

Table 5-16　マラヤ発電所における採用実績

区分		1989	1990	1991	1992	1993	1994*2
事務所	CL	—	—	1	—	—	4
電　気	CL	11	4	1	—	12	1
機　械	CL	18	1	1	—	10	—
化　学	CL	1	—	1	—	—	—
土　木	CL	—	—	—	—	—	—
その他*1	VS	1	2	—	—	11	7
合　計		31	7	4	0	33	12

注）：*1　その他：職業専門学校その他コース
　　*2　1994年6月30日現在
　　CL：大学卒レベル
　　VS：職業専門学校卒レベル(MIE/ECE)

e）要員の充足状況

－　マラヤ発電所の定員に対する在籍要員の比率（充足率）

定員296人に対して，現在員 259人，充足率は87.5%である。例えば，火力発電所運転員の充足率は88.6%であるが，臨時要員が19人いる。彼等は社員ではあるが，ポジション見合いの要件，特に資格要件を満たしていないことを意味している。

対策として，運転員，保修員の能力を高める継続的な教育・訓練が必要である。

f）見習エンジニア・プログラム

NPCは副社長の下に10以上の見習エンジニアのポジションを設ける予定である。見習エンジニアは，空席のある発電所で集中訓練を受けた後，配属される。この見習エンジニアは，従来のNPC見習プログラムの修了者から採用される。

b．要員の採用に関する問題点

a）採用方針及び採用計画

下記の問題点を考慮して定員を見直し，採用の方針を変えるのがよいと思われる。

－　採用人員数が年によって頻繁かつ大幅に変わるのは次の理由から好ましくない。

運転・保修要員が一人前になるには少なくとも数年を要する。採用の政府指針に従って新人あるいは経験未熟者が一度に多数入ってくると全体としての技能レベルが低下することになる。その一方で，彼等にとっては昇進が難しくなる。

また将来，彼等が退社する時には，再び大幅な補充が必要となる。こうして人事管理上の難しさも生じる。

教育・訓練の計画的な実施をする上でも，採用者の大幅な変化は好ましくない。

したがって，年間の採用数をできるだけ平均化するために，長期的な採用計画の検討・作成が必要である。

b）採用方法及び採用状況

－ 空席を補充するには，手続き上，３～４か月を要する。採用人員数が多く，年に数回に分けて補充する場合，手続きに要する仕事量つまり人手及び時間も増える。

－ 発電所は新入運転員あるいは保修要員のため，オリエンテーションや基礎的な技術教育を実施する必要がある。これは各発電所共通の課題であるから，集合教育で実施するのが適当と考えられ，発電所もそう希望している。
しかし，現在の政府指針に基づく採用方法では，この集合教育の実施は容易でない。この点からも，年一回まとめて採用することと，年間の採用数の平均化が望ましい。

－ 発電所の運転あるいは保修要員の面接試験は，担当の課長と担当のマネージャーが行っている。

－ MMRCでの筆記試験結果と発電所での面接試験結果とを総合して，採否の第一次評価をするのは，妥当と考えられる。

2）教育・訓練

a．運転部門の現状

a）新入社員集合教育

MMRCで新規採用された人達を対象として，赴任前に全員を一個所に集めて行ういわゆる集合教育，例えばオリエンテーションや基礎教育は行われていない。

新規採用者は，それぞれの配属先すなわち発電所へ直接赴任し，OJTにより訓練を受ける。

c）運転員のポジション教育

<u>ポジション教育の方針</u>

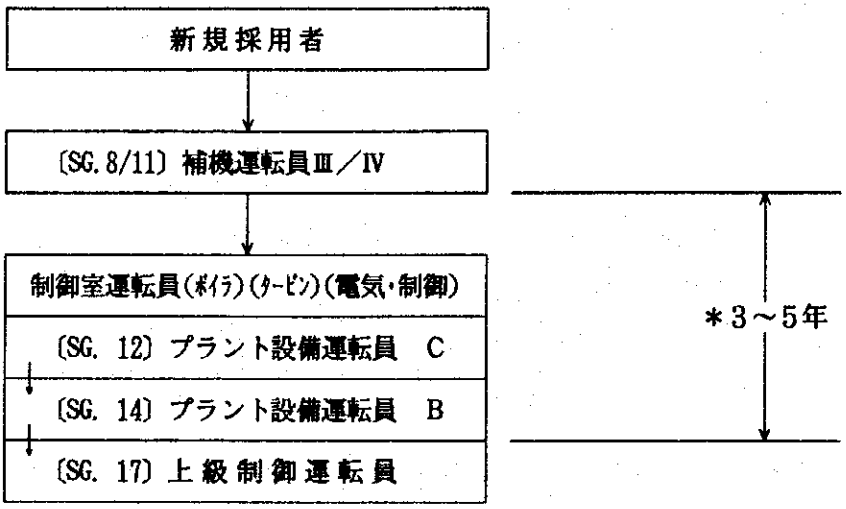
ある運転員のポジションが空く時，この補充のために，一部の運転員のポジションを変える必要が生じる。その際，その補充されるべきポジションへ指名される候補者は，現行の資格基準（Qualification Standards:QS）の要件を満たす必要がある。それ故，候補者は補充ポジションに関する経験を少なくとも１～２年積んだものの中から選ばれる。

選ばれた候補者に対しQSに定められた最低限以上のトレーニングを行う。もし，運転員（ボイラ，タービン，電気制御）が，自らの現ポジション以外のポジションの習得を希望すれば，それも可能である。

運転員の昇進と経験年数

運転員は，ポジションを次のようなステップで習得し，昇進する。

運転員の昇進



＊補機運転員から上級制御運転員になるまでに，通常，大学卒の場合は，3年ないしそれ以上，職業専門学校卒の場合は，5年ないしそれ以上かかるといわれるが，個人の能力や，ポジションの空き具合によって変わる。

ポジション在任期間とポジション教育

QSによれば，各ポジションの最低在任期間は次のようになる。

	ポジション名	当ポジションまでの必要最少経験年数
昇	補機運転員	3 年
	プラント設備運転員 C	1～2 年
進	プラント設備運転員 B	2 年
↓	上級制御運転員 B	3 年

つまり，各運転員は，上記の期間中に現在のポジションについての技能の向上は勿論であるが，次のステップを目指してのOJTによる技能の習得，トレーニングを受けることが要求される。

これは，運転部門内の異動つまり昇進を円滑に行うためにも必要である。

b．運転員教育の問題点と対策

a）新入社員の集合教育

現在NPCでは新入社員の集合教育が実施されていない。新入社員の集合教育は以下に述べるように重要な課題の一つである。

集合教育の目的は大別して次の２つがある。

- NPCの社員としての役割と使命を認識させると共に，社会人，組織人としての基本的な心構えを与える。

- 基礎的知識・技能を与えることによって職場赴任後の早期戦力化を図る。

新入社員教育の必要性については，今回調査で訪れた各所の管理職はすべてその必要性を認めている。しかし，この問題はMMRCで採用される新入社員だけの問題ではなく，またMMRCだけで解決できる問題でもないであろう。この問題については，やはり，NPC本社が対処方針及びその実施計画を決定すべきと思われる。
当面の検討課題としては次のようなことが考えられる。
MMRCでの採用者を対象とし，MMRCの管轄下にある適当な場所において，本社の応援を得て実施する。

日本での集合教育の例

- 教育を受ける人数の予測　　年１回定期採用するが，その全員（大学卒，高校卒を含む）が対象となる。火力部門は40～50名

- 場所，施設の準備　　社員研修所があり，合宿する。

- 講師，教材の手配　　人事部，社員研修所が担当する。

- 期　間　　入社（毎年４月１日）後３か月（火力部門）

- 所要経費（予算）の確保　　人事部が予算を確保する。

- 教育内容
  - ・基礎教育（共通教育）
    - 意識・態度…学生生活から社会生活への円滑な転換をはかると共に，社会人・組織人としての意識の高揚を図る。
    - 知識・技能…電気事業及び会社に関する知識並びに仕事の基本的進め方に関する技能を付与する。

・専門教育——業務遂行に必要な専門知識・技能を幅広く実務に即して付与する。

なお，新入社員用のテキストが準備されている。

b）発電所における新入社員の教育

前述の集合教育がないので，いきおい，発電所がそれを実施しなければならない。

新入社員は早速，運転員として最初のポジションである補機運転員としてのOJT教育に入る。前述の基礎教育（共通教育及び基礎的専門教育）をこの実務教育期間に実施できればよいが，新入社員教育を担当する指導員も集合教育を受けてないであろうから，彼に実務教育以外のそうした基礎教育を期待することはむずかしいであろう。しかし，基礎的専門教育は，ある程度発電所で対応可能であろう。

日本における新入社員教育の例

新 入 社 員：火力部門のために採用されたすべての技術系新人は，運転員としての教育を受ける。これが会社の方針である。従って，各発電所に来る技術系新入者は，すべて運転課に入る。
将来は，保修課その他の部課，他発電所，あるいは本社へ異動する者がでてくる。

スケジュール：新入社員の発電所における見習いの期間は6か月である。その後は正式にパトロール要員となる。

Table 5-17 教育スケジュール

	4月～6月	7月～12月	1月～3月
社員研修所での集合教育	3か月		
発電所での実務教育		9か月	
		6か月見習い	3か月パトロール要員となる

教育内容（見習い期間6か月における）

- 発電所設備全般について，概要を知る。

- パトロール員* としての実務教育を受ける。（全ユニットについて）

  *NPCの補機運転員に相当すると考えられる。しかし，パトロール員の定位置は中央制御室であり，この点，NPCの場合と異なる。

- 運転要項（マニュアル）が整備されていて，これがテキストになる。

- 新入社員用のテキスト（集合教育にも使用される）が利用される。

c）運転員教育（ポジション教育）の推進

1994年7月31日現在で，運転当直の要員充足率は正社員が72%，臨時が19名いる。これを入れた要員充足率88.6%と成っている。

臨時運転員は，いわば見習であり，ポジション教育が必要である。更に，「運転部門の特徴」で述べたように，上級制御運転員以下の運転員は，複数ポジションの習得をしていない。この推進が是非とも必要である。

運転員のポジション教育は，空席補充の異動と無関係に，基本方針によって実施し，全員が複数のポジション習得をするのが良い。同一ポジションに長くいると，モラルの低下になりがちである。

火力発電所運転員教育が，①退職などによる空席を埋めるための異動に関連して実施されるか，又は②本人の希望によって実施されるという現状は，改革されるべきであろう。

また，運転員教育は，各火力発電所に共通の基本方針に基づいて実施されるべきである。それ故，基本方針は本社の人事部門がMMRCや火力発電所と協議して決定することが望まれる。既存の運転員教育は，新人教育と整合性をとって，定期的に実施されるべきである。

d）業務ローテーションの実施

習得したポジションについては，業務ローテーションを実施するのが良い。

<u>日本における業務ローテーションの例</u>

運転員は原則として，ボイラ，タービン及び電気制御の3つのポジションをOJTによって習得する。習得したポジションについては，適当な期間，インターバルで交代する。

これを業務ローテーションと言っており，運転員の退職や転出とは無関係に実施される。

業務ローテーションの目的を３つ挙げると

①より広い知識と経験が得られる。

②昇進のチャンスを公平に与える。

③空席を埋めるのが容易である。

すなわち会社にとっても運転員にとってもメリットがある。

e）運転員の技能向上／事故処置訓練

無事故運転達成は，一つには運転員のミス・オペレーション防止にかかっている。特に異常事態が発生した時に，適切な運転操作がタイムリーにできるかどうかが重要である。

事故処置訓練は，運転シミュレータによるのが一番である。

NPCでは，バタンガス２号機の建設プロジェクトで，同所にシミュレータを設置する計画が進んでいる。

宿泊施設のある社員研修所（新入社員の集合教育などにも使用される）を設けてそこに運転シミュレータを据付けるのが理想的である。

若い運転員の早期戦力化と全ての運転員の事故処置訓練の推進に必要である。

f）従業員教育の必要性

- 1988年から1990年にかけて，サウジアラビアなどへNPCから大量の技術者が流出した。その補充のため，NPCは多数の新規採用を余儀なくされ，その増員は主として，運転・保修部門においてであった。その後，今日までの新規採用者を含めて，新入社員に対するNPC社員としての意識教育が不十分であったとのこと。

- 1988～1990年の採用者を含む従業員が，今までに受けた教育は不十分なものである。最近，バターン発電所では，発電所運転の基礎教育が行われている。同様な教育は，他の発電所でもすぐに実施可能である。

- 1992年５月にJICAはルソン系統電力設備修復・維持管理改善計画調査の報告書（いわゆるRehabilitation Master Plan Study）を提出した。この中でJICAは，これらの大量入社者の教育・訓練が今後の重要課題であると指摘した。そして対策として次の２つをあげた。
  - 中堅者の知識，技能，経験を高め，その層を厚くする。
  - 新入社員の教育・訓練を充実させる。

- 運転員教育の現状は，既に述べたとおりであるから，JICAは２年前の調査で提案したこれらのことが今もその意味を失っていないことを強調したい。
- 現在，上述の大量採用時の人達は入社後５～６年を経過している。その昇進の早い運転員は，プラント設備運転員Ｂ又はＣになっており，運転部門の将来はその双肩にかかっている。

  NPC経営層も，これら団塊世代の教育の推進が重要との認識に立ち，その実施計画を作成中である。

  ・優先順位１は1991年から1993年入社者

  ・優先順位２　1988年から1990年入社者

なお，この外に技術者及びマネージャー・監督者の教育プログラムを作成し，この方は既に完成している。

g）運転員の訓練計画

発電所の無事故運転達成は，一つには運転員のミス・オペレーション防止にかかっている。特に異常事態が発生した時に適切な運転処置がなされることが肝要である。

<u>対応策</u>

運転員のミスを最小限にするために，NPCがとるべき対策には次の２つがある。

- その１：運転シミュレータによる訓練
- その２：運転員の技能，経験の評価

<u>日本での運転員教育・訓練の例</u>

日本での運転員の教育・訓練大綱のポイントは次のとおりである。

- 入社後２～３年間にポジション教育を行う。その一方で，

- 火力発電所運転シミュレーターによる運転研修を社員研修所で入社２年目の運転員から始める。

火力発電所運転シミュレーター研修には，４つのコースがある。

なお，自習用シミュレーター（パソコンタイプ）が開発され，発電所での自主研修に使用されている。

- 火力基礎技能研修を全運転員（入社３年目の者）に受けさせる。

- 火力保修技術研修のうち，安全管理，品質管理などを含むコースを，中堅運転員に受けさせる。

c．保修部門の現状

a）新入社員集合教育

運転員の場合と同様，集合教育は行なわれておらず，OJTのみである。

b）保修員の教育

保修員のポジションが空く時，この補充のために一部保修員のポジションを変える必要が生ずる。その際，その補充さるべきポジションへ指名される候補者は現行の資格基準（QS）の４つの条件を満たす必要がある。

それ故，候補者は補充ポジションに係わる経験を少なくとも１～２年積んだものの中から選ばれる。選ばれた候補者に対し，QSに定められた時間以上の教育を行う。

d．保修員教育の問題点と対策

a）新入社員の集合教育

運転員と同じく集合教育は行われていない。その目的及び必要性は運転員と同様であるから，両者を同時に新入社員教育を実施すべきである。

b）発電所における保修員教育

保修部門及びその職員は発電所の無事故運転達成の一翼を荷なっており，その業務の良否が発電所の信頼性を左右する。運転員教育（ポジション教育）の推進で述べたことが，ここでも言える。1994年７月31日現在で保修部門の要員充足率はグループによって異なるが73%から97.6%であり，機械，電気及び計装／制御夫々２名の臨時員がいる。若年層（保修経験の少い）は勿論，各階層での教育が必要である。

日本の例

日本の場合は，保修作業は専門業者に委託して実施しているため，保修員の教育はNPCと全く事情が異なる。

それでも保修課員に対して，次のような研修が社員研修所及び社外で行われている。

Table 5-18 保修課員の研修

コース	研修内容	対象者
火力基礎技能研修 年に３～４回 １回５日間	ポンプ，バルブの知識と実習 保修の基礎知識と溶接実習	保修経験が ３年以内の者
火力保修技術研修 年に３～４回 １回５日間	・経理及び資材調達の知識，設計積算 ・工程管理，非破壊検査 ・安全管理，設計基準	保修課員
メーカ技術研修 年１回，１回５日間	ボイラ，タービン，発電機 コンピュータ，リレー，制御技術 その他	保修課員

5．1．7　ソフトウェアに係わる問題点の集約

1）運転，保守要項

- 運転要項，保守要領書の整備
- OMPプロジェクトの発足－Operating Proceduresの作成
- MMPプロジェクトによる保守要領書の充実
- 発電所員の居住設備，通勤手段の改善
- 化学管理方法の再検討

2）日常巡視点検及びルーチン業務

- 月間ルーチン表及びルーチンパトロール・チェックシートの見直し（点検項目，頻度の検討）
- Preventive Maintenance Work Orderの点検項目，頻度の検討

3）定修及び予防保全計画

- 定修計画，定修準備方法の見直し
- 開放点検内容の充実／輸入品手配に万全を期すこと
- 経年劣化調査の実施とその管理／長期点検計画表の作成
- 余寿命診断の実施
- 定修記録の整備

4）作業要領及び組織

- 定修工事管理体制の明確化
- 分解点検要領書の充実／MSD所掌工事の分解点検要領書MMP化（標準化）

5）図面・資料管理方法

- 図面・資料管理センターの管理方法改善

6）予備品管理方法

- 倉庫在庫品管理方法の見直し（整理整頓，屋外保管方法の改善）

7）発電所の組織

- 性能試験，運転データ管理方法の見直し（迅速化）
- 経年劣化その他のデータ管理担当の明確化

8）修理やオーバーホールに必要な部品の購入思想・方法

- 購入手続き，ルートが複雑で時間がかかる，一層の合理化
- 主要機器の部品購入をオリジナルメーカー以外へ競争入札で発注するのは冒険である。

9）権限・責任体制

- 定修工事実施時期の決定／責任体制の確立（定修実施時期，期間は計画決定したら守る）
- MMRC／発電所長の権限で定例的な作業発注可能とする。

10）定修・予防保全工事の外注方法

- オリジナルメーカーの有効活用（重要機器修理の外注もしくはスーパーバイザーの雇用）

11）本社及びMMRCにおける運営・管理

- MSDの組織，要員数などについて再検討が必要である。
- 要員及び技能工の数及び技術力の不足，外注及び臨時雇用でカバーしているが不十分

12）職員の採用，教育，訓練

- 採用指針：空席ができて採用するので，年によって採用者数が大幅に変動する。
  また，年に数回に分けて採用することもある。
- 新入社員の集合教育がない。人事異動及び業務のローテーションが稀である。
- 運転員ポジション教育の実施が必要（空席補充の都度でなく計画的に）
- 運転シミュレータ研修の実施が必要
- 職場モラールの高揚が必要

5．2　改善計画の提言

5．2．1　運転管理

1）運転要項

a．運転要項の整備

NPC標準の起動・停止要領書はフローチャート方式で，概要編のみ作成されているが，各機器毎の運転要項は製造者の取扱説明書を寄せ集めそのまま使用している。火力発電所のシステム及び設備は非常に複雑であり，高度の知識を必要とする運転員への要項としては不十分である。

これらの運転要項は上級制御運転員以上に配布されているのみで全員には配布されていないが，運転員全員に配布または貸与すべきである。

また，起動停止時のスケジュールや主要な運転指示は，当直長が経験や実績をもとに出しており，標準的な運用基準が作成されていない。

運転方式の統一と，効率的な運転のためにも，データブックのような総合運用基準を作成し，経験が不足する運転員でも容易に運転計画が立てられるようにすべきである。

b．OMPプロジェクトの発足

最近，Operations Management Program(OMP)プロジェクトが始まり，バターン火力発電所やマクバン地熱発電所では，すでに運転要項の作成が完了している。

マラヤ発電所でもOMPプロジェクトを発足させ，運転要項の作成に早急に着手すべきである。

2）日常巡視点検・ルーチン業務

a．運転員による日常巡視点検

日本の発電所ではデータロガー，監視計器，警報装置が完備し，運転員の数も少ないので，現場巡視点検は直２回程度としている。この場合，パトロール範囲も広いので，パトロールルートを決め，パトロール・チェックシートを使って確実に実施している。また運転員及び保修員によるクロスチェックを実施している。

マラヤ発電所では，中央制御室内で監視・操作を担当する上級制御運転員と，現場での操作・巡視点検に当るプラント設備運転員に，それぞれ当直パトロール・チェックシートが与えられ，毎時間，巡視点検を実施している。マラヤ発電所の設備は老朽化し，監視計器，警報装置も不十分なので，異常状態の早期発見のためにも，１時間毎の巡視点検は欠かせないが，巡視項目については，合理化し，重点パトロールすることは可能である。

安全で確実な巡視点検を実施するためにパトロール通路の整備，照明設備の改善，ガス・蒸気リーク個所の修理を実施し，故障個所を長期間放置することがないよう努力すべきである。

b．予備機切替テスト等の定期ルーチン操作

ユニット補機の予備機切替テストや，タービンルーチンテストのインターバルについては，現状で問題ないと思われる。

定期ルーチン操作は，操作手順と注意事項を説明したチェックシートが作成されていないため，運転員の経験と実績をもとに実施されているが，誤操作防止と切替時の運転実績記録のために，ルーチン操作チェックシートを作成する必要がある。また，定期ルーチン業務の総括的な管理のために，月間ルーチン表を作成し，定められたルーチン操作を，確実に実行する必要がある。

3）運転当直体制

a．運転要員及び直員構成

マラヤ発電所は中央制御方式であるが，データロガーもなく，発電設備の自動化，省力化も進んでいない。

また，ガスタービン発電所及び230kV変電所の制御室が別の場所にあり，それぞれ専任の運転員が配置されているので，多数の運転員が必要なことは理解出来る。

直員構成については，現状で問題ないと思われるが，要員数については，起動停止時に運転員を増員することを条件に，通常運転時は，ボイラー，タービン，化学から各１名，計３名程度の要員削減は可能と思われる。

b．当直勤務態様と通勤バスの運行

マラヤ発電所従業員の殆んどが，メトロマニラ地区に居住し，通勤バスにより長距離通勤している。

また，通勤バスの深夜運行が不可能な現状では，当直スケジュール及び通勤バスの運行スケジュールは現状で行かざるを得ない。

メトロマニラの交通渋滞は益々深刻化し，通勤時間の短縮は望めないので，通勤バスの増便と道路整備を行い，通勤に伴う苦労を減らす必要がある。根本的対策として，マラヤ発電所近辺に社宅，寮を建設することを推奨する。

5．2．2　保守管理

1）保守作業要領書

管理関係要領書，技術関係要領書とも項目不足である。一層の充実を図るべきである。

2）日常保守

発電所の保修グループが実施するPreventive Maintenance Work Order (PMWO) を月間ルーチン表の形に整理すると使いやすい。

又，PMWOの項目が不十分なので，一層の充実を図るべきである。

3）定修・予防保全計画

a．定修インターバルの遵守

給電事情により定修の延期をくり返すようでは，信頼度の向上は望めない。定修インターバルを遵守する事が重要である。

b．定修着工時期並びにマンパワー

今回のマラヤ１号ユニットの定修着工に際しては，MSDのマンパワー不足のため，MSDのマラヤ発電所への入所が遅れていた。

1995年の定修計画案によれば，１年を通じてほとんどが２ユニット以上を重複してオーバホールを実施する計画であり，内，２ヶ月は４ユニット以上が重複しているという過密スケジュールである。

この計画が少しでもずれると更に過密なスケジュールとなることは十分予想される。決められた各発電所の着工時期は，よほどの事情がない限り遵守すべきである。計画的な準備があって始めて完全な定修が望めるものであり，着工時期がふらつく様では，十分な準備すら出来なくなる事も危惧される。また，Figure 5-8に示す様に，現状でもMSDのマンパワー不足は明瞭であり，今後MSDのマンパワー増強を考えて行く必要がある。

c．定期修理記録の整備

定期修理，一般修繕，改良工事などの記録を，更に機器履歴台帳として経時的に整理する。これにより経年劣化の進行程度が予測され，今後の修理計画も予測出来る。

d．余寿命診断の実施

マラヤ発電所については，累積運転時間が10万時間を越えているので，余寿命診断の必要性がある。

4）定修要領・実施体制

機器の開放点検を行う主たる目的は，事故を未然に防止するために機器内部を詳細に点検することである。タービン，ボイラー等の重要機器についての点検インターバル，点検要領に関する事項として，下記のことを提案する。

a）定期点検基準等の作成

NPCには定期点検項目についての基準が無い。

発電設備の信頼性を維持するため，Preventine mintenanceを基本方針とするからには，定期点検項目，点検要領などの基準の作成は必須である。

現在 MSDがメンテナンスを担当しているボイラ，タービン，発電機などの重要機器の分解点検要領書は，上記の趣旨に添って内容の充実を図ると共に，発電所のMMPに加えることを推奨する。

b）重要機器開放検査時の立会基準を設定する。

－誰が検査に立会うのか，誰が検査結果を承認するのか

c）工事用機材，工具類について，不足分を充足するとともに，その管理方法を確立する。

d）MSDをはじめ，定修応援要員に対して宿泊施設，通勤手段等を完備する。

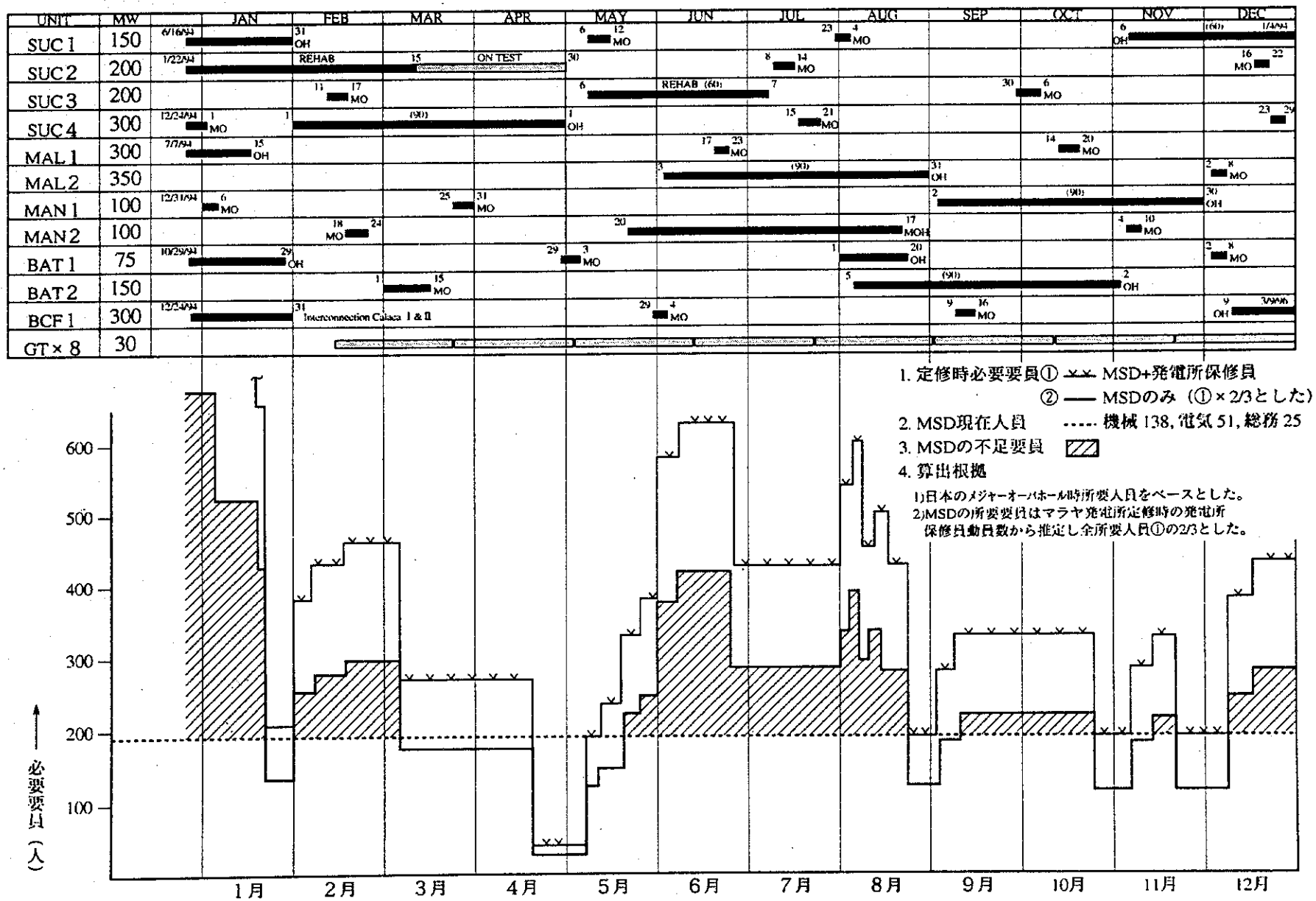
5）定修・予防保全工事外注方法

タービン，ボイラー，発電機など重要機器の修理については，オリジナルメーカーへの外注や指導員の雇用等の範囲を拡大することも保証の面から検討に値する。

6）図面・資料管理

図面資料管理基準を制定し，台帳を作成し検索が容易にできる様な管理体制を確立するべきである。また，資料については，保存年限に従って整理処分して資料の軽減を図るべきである。

Figure 5-8　1995年定修計画による必要要員の検討



5．2．3　化学管理

1）運転中の水質

a．給水中のシリカが高い。

コロイダルシリカが原因と考えられる。純水装置除濁槽の再使用を検討する必要がある。

b．銅の分析を実施する必要がある。

c．溶存酸素量が高い。

基準以下となっているが，ゼロにすることが望ましい。復水器まわりの空気混入個所を調査する。

2）分析頻度

4時間毎に分析を実施しており，頻度が非常に高い。対策として復水器チューブリークが減少するようにあらゆる調査検討を行なう必要がある。化学計器の信頼性を高める。（メンテナンス要員の教育，予備品の補給）

3）深井戸（原水）

導電率が高く，水量も不安定である。

対策として深井戸または，ラグナ湖の水を逆浸透膜法または蒸発方式によって脱塩することを検討する必要がある。これは，再生薬品コストの低減にもなる。

4）純水装置

a．シリカメーターを早急に修理稼働させる。

b．コロイダルシリカの流出に注意する。

5）薬品注入

復水器冷却水に注入している次亜塩素酸ナトリウム（NaClO）が現在の注入濃度で効果があるのかどうか確認テストを行う必要がある。例えば，一定期間，注入濃度・頻度を変化させて，その効果を復水器水室内の状況で点検する方法などもある。

6）復水器チューブリーク対策

a．定期修理時に，リークしたチューブを抜管して，リークの原因を究明し，対策を検討する。

b．ラグナ湖と同じような水質の水を復水器冷却水としている諸外国の例について文献調査する。

c．ロータリースクリーンの水洗圧力を高める。

水洗圧力を高めた後は異物の除去効果の確認テストを実施する。また，除去した異物の再循環防止対策を検討する。

7）ユニット停止時の機器保管の記録をとり保存する。

8）ユニット起動時の水質について各ステップ毎の記録をとり保存する。

9）定修時の検査

a．復水器のホットウェル及び水室，脱気器，フラッシュタンク（1号機），ボイラドラム（2号機），タービン翼の点検を実施する必要がある。

b．点検結果は記録し，保存する。

c．点検結果で悪いところがあれば原因を究明し対策を講じる。

10）ボイラーの化学洗浄

経験ある専門家がいる会社に委託することが望ましい。

11）化学計測機器とサンプリング・ラック

a．化学計測機器の信頼性を高める。

－ 全発電所共通の，計測機器のメンテナンス要員の教育養成を推奨する。
（この教育養成のため日本への派遣を検討されてはどうか）

b．計測機器の購入に際して，故障のことを十分に考慮した部品，消耗品，アクセサリー等を納入させる。

c．計測機器の購入に際して，故障時の処置方法を詳細に記載した取扱説明書を要求する。

d．2号機の化学計測機器およびサンプリング・ラックは全面的な取替が必要と考える。

12）2号ボイラの連続ブロー

2号ボイラは約14T/Hのブローをほぼ連続的に行なっている。この多量のブローが必要な原因を調査検討する必要がある。原因としては，復水器のチューブリーク及び補給水中のコロイダルシリカによるボイラ水質の低下が考えられる。

5．2．4　発電所及び関連運営・管理組織

1）マラヤ発電所の組織

a．運転部門

・効率管理グループは，現在発電所長スタッフとなっているが，ボイラ性能試験，ボイラリークテスト，AH性能試験，燃料消費量，振動試験等の記録を入手するのに時間がかかっている。運転部門に所属させることで，性能管理，運転管理の行動が早くなるものと期待される。

・運転マネジャーには，運転マニュアルの改訂，運転方法の検討，教育計画・資料作成，当直勤務表の作成などの管理業務があるが，日勤の当直長や当直副長に協力させ，有効活用を図る。また，技術検討課題については，他の部門のエンジニアと協力して処理し，プラントの効率と信頼度向上を図る必要がある。

b．保修部門

・NPCにおける火力発電所の保修業務はMSDと発電所の保修部門で業務を分担しており，MSDは定期修理と大型機器の修理を担当し，発電所の保修部門は，日常整備とプラント補機の修理を担当している。

・NPCの保修工事は直営工事が主体で，多数の従業員を保有し，MSDには保修要員，保修工具，工作機械等を集中化している。
このため定期修理などにおいてはMSDの保修スケジュール，マンパワーに左右され，計画工期通りに実施出来ないケースが時々あり，全体的に遅れている。

・発電所保修部門の組織は現状で問題ないと思われるが，MSDの組織，要員については再検討する必要がある。

2）本社及びMMRCにおける運営・管理組織

a．定修時の責任分担

NPCでは，定修時の責任分担が下記の様に分かれている。

・主要機器のオーバホール計画および実施はMSD
・その他の機器のオーバホール計画および実施は発電所の保修部門。
・定修全体のスケジュール作成は発電所。
・定修に必要な部品及び工事の発注はMMRC（但し10万ペソ迄は発電所）
・品質保証はNPC本社のERD

しかし，定修の総括責任は，あくまでも発電所長にあり，例えばMSDが実施した工事についても，その後の責任は発電所長にある。又，MMRC副総裁は総括的に発電所に関する全責任を持たされている。

b．MSDの能力

現在MSDの人員は機械 138，電気 51，サポートサービスを合せて合計 210名程度である。最近の定修におけるMSDの人員構成をみると，多くの臨時雇用者がいるが，その大部分がヘルパーであることから，MSDのマンパワー，特に熟練作業員が不足していると考えられる。

以上のことから，NPCに対し下記の提言をしたい。

c．MSD，MECに関する提言

a）MSD要員の増強

現在のMSD要員では，本格定検１件と簡易点検１件を行うだけの能力しか無い。MSDのマンパワー不足は明瞭であり，今迄の様に外注又は臨時雇用でこれを補っていたのでは，技術力の低下は否めない。今後，下記について検討すべきである。

・MSD要員の増強

特にタービン本体の分解など，特殊な技術を要するものは，MSD正規要員だけで必要グループ数確保できるよう増強する必要がある。

・下請業者の育成

特定した作業について専門的に信頼できる技量を備えた下請業者を育成する。

・他発電所から保修要員の応援

発電所保修要員を交替で定修応援にまわし，あな埋めは臨時雇用でまかなう。

b）MSD技術力の向上

・分解点検要領書の整備

定修時にMSDが担当する機器は，タービン本体，発電機などの重要機器であるが，その分解点検要領書は要約版程度のものか，もしくは，要領書が無く，人の経験に頼っているものも多い。全ての重要機器について，詳細な要領書を作成する必要がある。

・技量の維持，向上

OJT，並びに専門分野に分けた特定の集合教育を行うなどして，熟練工の育成に努める。

・機材，工具，車輌の整備

MSDとして必要な機材，工具，車輌を完備すると共に，その管理の徹底を図る。

c）MSDの民営化

MSDの管内発電所の定修に必要なマンパワーを増やし，技術力を育成するには，民営化も有効な手段である。

一方，発電所側から見れば，従来のMSDではなく，民営の請負業者となるので，指示，命令系統が明確になり，責任の所在がはっきりする。

d）MECの民営化

民営化による一般的なメリットは，企業としての利益の追求と，同業者との競争に勝つための企業努力によって得られる。

製作工場の場合，事業内容の多角化によって遊休設備・遊休労働力をなくし，理想的な稼働率を実現すれば経営が安定する。このためにMECをNPCから分離し，民営化することも検討に値する。

3）責任，権限体制

a．発電所長の購買権限の拡大

発電所長の購買権限を定例的日常整備作業などをその責任で実施出来るよう，増額する方向で検討すべきである。

これに係る購買業務（含工事請求及び緊急時）の迅速化を図る。

5．2．5　資機材購入及び管理

1）資機材購入

a．主要な問題点

従来から指摘されて来た機器・部品・材料購入の問題点としては，下記のものが挙げられる。

a）購入手続き期間が長過ぎる。

b）主要機器の部品がオリジナルメーカ以外のメーカから発注され，あとから大きな問題を起こしたケースがある。

c）価格が入札評価の大きな要素となっているため，要求仕様に合わないものや低品質のものが購入されることがある。

d）購入依頼票（Purchase Requisite, PR）に添付される仕様書の不備のため，不具合品が納入されるケースがある。

b．対　策

NPCでは上記の問題解決のため種々の努力がなされているが，さらに改善が必要なところもあるので，既に行われたNPCの改善努力を含め今後の対策について次に述べる。

a）MMRC購買権限金額の増額

購入手続き期間が長すぎる問題は，従来２百万ペソ以上の価格のものはMMRCから本社の資材部（Material Management Dept.）へ承認申請が出され，そこのチェックを受けていたが，今後はMMRCから直接社長室へ提出されることになり，同時にMMRCの権限金額も封緘入札では５百万ペソ，公開入札では10百万ペソへ増額されたため，大巾な購入手続き期間の短縮が期待できる。

b）購入手続き期間の短縮

しかし，NPCの公社としての性格上，社内手続きにある程度の時間が必要なことはやむをえない。したがって，その条件のもとで，できるだけ部品・材料の購入期間を短縮し，また予定の納期通りに入荷する様なシステムを確立する必要がある。具体的な対策としては下記が考えられる。

- 発電所の定修計画部門(Planning & Scheduling）において現在作成されている定修計画中の部品・材料購入計画をできるだけ正確なものとし，部品納入のためリードタイムを充分考慮して早めにP.R.を発行する。これを可能とするには毎年の定修を確実に実施し，次回を含む３年位先までの定修時の主要工事項目及び，必要部品，材料を明確にしておくことが必要である。

－ したがって，発電所の定修計画部門は保修部門及びMSD （Maintenance Services Dept.）と協力して上記の定修計画，購入計画を立案すると共に部品の購入手続きのフォローアップ及び発注後の納期管理をMMRCの資材部（Material Management Dept.）と緊密な連絡を取りながら実行する。

c）オリジナルメーカへの発注

また，主要機器の部品がオリジナルメーカ以外のメーカへ発注されるケースが多い問題も，これを避けるための規定がCircular No. 88-34で新しく定められ，これを有効に運用することにより，同種の問題が起こることを防止する様努力してゆく必要がある。

d）適切な部品や材料の購入

仕様が不適切な部品や材料が購入される問題に対する対策としては下記のものが考えられる。

－ 定修（Overhaul）用部品の購入計画にもとづいて準備される購入依頼票及びそれらに添付する技術仕様書は現場の実務及び設計業務に精通した技術者が作成するか，あるいは，同様な技術者が充分それらをチェックできる様に発電所の組織を考える。

－ その様な技術者を確実に育成するためにOJTを実施すると共にMMRC及びNPC本社のエンジニアリング部門との業務ローテーションを行う。

2）資材管理

a．主要な問題点

資材管理の主要な問題点としては下記のものが考えられる。

・定修用部品は主要機器メーカの推奨品を全て購入保管している。

・在庫品が多過ぎる様に見受けられる。

・大型部品が屋外へ放置され風雨にさらされているものがある。

b．対　策

上記問題に対する対策としては下記が考えられる。

・余分な部品・材料の購入を避けるため，定修実績などをもとにメーカ推奨品の部品項目及び数量を見直し，不要部品の削除，数量の削減，汎用品による代替等の余地がないか検討する。

・上記と関連して総合的な在庫品目・数量の適正化を検討する。

・大型部品・材料（スーパーヒーターパネル，コンデンサチューブ等）の屋外保管を極力避けるため，購入時期はできるだけ必要時期の直前になる様調整する。

5．2．6　職員の採用・教育・訓練

1）職員の採用

a．採用ガイドライン

空席が生じてから採用するという現行のガイドラインを変更し，年一回，もし，困難なら年２回の定期採用とする。

MMRCの全発電所について，現行の必要定員数の見直しを行う。この場合，発電所内の各課・係についてはどうするか，下記の諸点を考慮して検討する。

・発電所のタイプの違い：石炭火力，重油火力等
・発電所の自動化や遠方制御の範囲，レベルの違い
・業務量に応じた適正な定員の調整（発電所以外の部門も含む）

定員見直し後は，新定員は充足率100%で運用される。そして，定期採用者は見習い期間中定員外で教育・訓練を受ける。

b．要員長期見通し

上記採用ガイドラインに基づき，今後の要員見通し，長期採用計画及び社員教育・訓練計画を作成する。

c．臨時雇用

定期点検・修理などに必要な臨時雇用はやめ，恒久対策として，当該工事を外注する方向で対処する。

d．採用の方法

現状では，本社技術部など発電所に係わりのある部門，MMRCおよび，発電所間の人事交流が殆どないというのが現状である。その結果，本社技術部などには，発電所で実際に運転や保修を経験した人が極めて少い。他方，MMRC，発電所では火力発電所の設備計画などエンジニアリング業務を経験した人は稀という結果を生んでいる。つまり，それぞれの部門が弱点を持っている。

これを解決するには，相互に人事の交流を図ること，およびその出発点として，新規採用の方法を変える提言をしたい。

火力部門での大学卒の採用については，MMRCと本社で分離せず，例えば本社で一括採用する。ただし，次の条件付とする。

・採用者の決定に当っては，MMRC及び本社の関係副総裁の同意が必要。
・採用された全員（火力部門）は各発電所に分散配属し，一定期間のトレーニング受けさせる。

2）教育・訓練

a．新入社員教育（集合教育）

新入社員教育を先に提案した定期採用と合せて実施する。

この方針決定のため，社内において検討委員会を設けて検討する。

・NPCは全国的な拡がりを持っているので，実施上の便宜を考えると，各支店単位で実施するのがよいと思われる。

・本社は地理的な関係からMMRCとの組合せとする。

以上の各単位で新入社員の集合教育を実施する場合の計画を作成し，全社レベルでの調整・オーソライズをする。

話題となっているNPCの民営化との関係についても検討する必要がある。

b．発電所における新入社員教育

発電所においても，「新入社員の集合教育」を定期採用時に実施する。

・この方針決定はMMRCの副総裁に一任される。

・各支店単位での集合教育が実施されることになれば，発電所での教育は各発電所固有のオリエンテーションだけでよくなる。

例えば，発電所長の訓話，各課副長クラスによる業務体制，服務規定，設備概要，各課業務内容，分担，事務処理などの概略説明と所内見学を行う。

c．運転員ポジション教育

ポジション教育は，運転員の退職などによる空席を埋めるための異動に関連して行うのではなく，こうした異動と関係なく，運転員の教育計画を作成して，それに従って計画的に行う。

特に若手運転員の教育を目的として，その実施計画を作成する。以下はその計画大綱作成のための試案である。

a）目　　的

－　新入社員の早期戦力化

－　複数ポジションの習得

b）対 象 者

入社後２年から４年目の運転員。

原則として全員を対象とする。

c）習得するポジション

－　ボイラー，タービン及び電気制御の３ポジションを習得することを目標とする。

－　1，2号機両方について習得する。
　既に習得済のポジションは除外する。

d）期　　間
　2年間またはそれ未満を目標とする。

e）実施計画
　当直長は，当直副長と協議して，部下（直員）の対象者について，教育実施計画を作成する。
　なお，各直間で計画がバラバラにならないよう，事前に共通的な実施方針を決めておく。

f）評　　価
　トレーニング結果の評価については，人事部が作成中のトレーニング計画との調整をする。

d．運転訓練用シュミレーターの設置
　バタンガス2号機の建設プロジェクトで，同所にシミュレーターを設置する計画が進んでいる。
　集合教育のできる宿泊施設のある社員研修所に運転シミュレーターを設備する計画はないとすれば，他発電所を含めた運転シミュレーター研修センターとしてバタンガス発電所の関連施設及び要員を拡充することが望まれる。

e．業務のローテーション
　運転員の業務のローテーションを実施する。
　いわゆる空席補充の異動とは関係なしに，これを実施する。
　これは若い人達のモラルの向上にもなるだろう。
　先述のポジション教育を実施することによって，ローテーションが可能になる。

第６章　　環境に関する調査

第6章　環境に関する調査

6．1　フィリピンの環境行政

6．1．1　監督機関

マラヤ発電所の運転に関係する環境関係の主要監督機関は次の三つである。

・環境天然資源省（DENR）
・ラグナ湖開発公社（LLDA）
・フィリピン電力公社（NPC）

これら監督機関の機能について，以下に概要を述べる。

1）環境天然資源省（DENR）

DNERは環境および天然資源に関する法律・規制を実施する政府機関で，多くの部局から構成されている。このうち，環境を担当する主要部署を以下に示す。

・地方事務所（全国12地区およびメトロマニラ首都圏地区と，中部ルソン北部の山岳部族地域に各1）
・環境管理局（EMB）
・公害裁定委員会（PAB）

a．環境管理局（EMB）

EMBはマニラ首都圏に位置し，DENR大臣にたいして環境管理・保全・汚染防止に関する勧告を出す。また，環境への影響が大きいプロジェクトや，DENRが指定した環境重点地域内でのプロジェクト提案者から提出される環境影響調査報告書を審査する。（注記：DENRは，10MW以上の電源開発を環境への影響が大きいプロジェクトとしている。）環境基準の制定・更新もEMBの主要業務である。

b．DENR地方事務所

各地方事務所はRegional Executive Director (RED)のもとに置かれている。5名のRegional Technical Director (RTD) がそれぞれの分野（環境・保護地区，鉱山・地質学，天然資源調査）でREDを補佐している。マラヤ発電所はリサール地方のピリリァに位置し，DENR-Region IVの管轄下にある。

環境・保護区本部(EMPAS)は，DENRの大気・水質基準の執行部門である。
環境部（Environmental Quality Division）はEMPASの一部門で，環境監査と汚染監視を行う。

c．公害裁定委員会（PAB）

PABはDENR大臣の下に1987年に設置された。PABは，DENR大臣を長とし，DENR大臣が任命する次官（２名），EMB局長，他にDENR大臣が任命する３名から構成される。

PABの主な業務は，汚染事件の違法性の裁定である。EMBがPABの事務局となっており，PABが発布した規則・規制に関するPABの権限・機能は，DENR地方事務所によって代行される。

2）ラグナ湖開発公社（LLDA）

LLDAは，ラグナ湖（東南アジア最大の湖で面積900km^2）とその関連資源の最適利用のため，1968年に設立された。LLDAには，1982年のＥ．Ｏ．927以来，大気汚染，騒音，その他に関する権限も与えられている。しかし，最近は水質管理に重点が置かれ，他のモニターはDENR-Region IV地方事務所が担当している。

環境保護局（EPD）は，水質検査・監視の実施部門として1979年にLLDA内に設置された。LLDAは準司法当局であり，法律により流域全体の管轄権を与えられている。しかし，他の政府機関の管轄と重複するため，湖および周辺における全ての活動・プロジェクトを管理するわけではない。

3）フィリピン電力公社（NPC）

ほとんどの発電プラントの運用者として，環境に悪影響を及ぼさない方法で確実にプラントを運転する事がNPCの方針である。NPCの環境管理部（EMD）は，発電プラントやプロジェクトに影響する環境関係事項について，NPC首脳に助言する。また，プラントの運転部門に対して，環境に関する技術支援を行う。

現在，EMD部長は開発・技術サービスグループの部長に報告し，開発・技術サービスグループ部長は技術担当副総裁に報告する体制となっている。

EMDの人員は現在79人である。環境影響調査部（EIAD）は，環境影響報告書，およびDENRとの汚染管理システムの建設許可・操業許可にたいする検討・申請書の作成に責任を持つ。環境計測部（EMSD）はDENRが認定した主要電源開発プロジェクトにおける，環境応諾証書（Environmental Compliance Certificate）の要求条件の適用・実施に責任を負う。運転中の発電プラントにおけるモニタリングとサンプリングは，以前はEMSDの仕事だったが，昨年からプラント・レベルに移されている。プラント・レベルでは，DENRは様々な環境／汚染コントロールのため汚染管理者（PCO）を任命する。マラヤ発電所では，化学課長が汚染管理者を兼任している。

6．1．2　フィリピンの環境規制・基準

リサール地方のピリリァに位置するマラヤ発電所の運転継続には，以下の環境規制・基準が関係する。

1）排出ガス規制

a．DENR Administrative Order NO.14

DENR Administrative Order No.14（DAO 14）は1993年４月24日に施行され，工場等からの排出ガスに対する最大排出量規制と大気質環境基準から成る。マラヤ発電所については，二酸化硫黄（SO_2），窒素酸化物（NO_2換算），一酸化炭素（CO），煤塵，煤煙が規制対象となる。

一般に，新環境基準は1978年に国家公害規制委員会（NPCC）が制定した基準よりも厳しくなっている。

b．DENR Memorandum Circular No.29

DENR Memorandum Circular No.29（1994年５月31日）は，1994年８月上旬にNPCに通知された。これは郊外に立地する既存の火力・地熱発電所に対するDOA 14の排出規制（前述）の適用を事実上免除している。そのかわりにDENRは，一定条件のもとに，国家環境大気質基準（National Ambient Air Quality Standards, NAAQS）だけ守れば良いとしている。

Table 6-1に，工場等の排出ガスに対する新NAAQSを示す。

Table 6-1　工場からの大気汚染物質に対する国家環境大気質基準

汚染物質（a）	濃度 μg/N cm	濃度(c) ppm	平均時間 min.	測定・分析方法（b）
1．アンモニア	200	0.28	30	ネッスラー試薬処理／Indo Phenol
2．二硫化炭素	30	0.01	30	Tischer Method
3．塩素および塩素化合物（Cl_2換算）	100	0.30	5	メチルオレンジ
4．ホルムアルデヒド	50	0.04	30	Chromotropic acid法またはMBTH-比色法
5．塩化水素	200	0.13	30	ヨード液によるホルハルト滴定
6．硫化水素	100	0.07	30	メチレンブルー
7．鉛	20		30	AAS[b]
8．二酸化窒素	375 260	0.20 0.14	30 60	Griess-Saltzman
9．フェノール	100	0.03	30	4－アミノアンチピリン
10．二酸化硫黄	470 340	0.18 0.13	30 60	パラロザリン比色法
11．浮遊粉塵				
TSP	300	－	60	重量分析
PM-10	200	－	60	重量分析

注記(a) アンチモン，砒素，カドミウム，石綿，硝酸，硫酸ミストについては，1978 NPCC規則の該当する環境基準が目安になる。
(b) DENRが承認した同等な他の方法を使用してもよい。
(c) 25℃，１気圧で測定した，30分間サンプリングの98パーセンタイル

c．国家環境大気質基準（NAAQG）と規準

Table 6-2のNAAQGは，自動車，商業・工業地区の工場自治体設備からの排出ガスを規制する大気保全計画の策定，および改善された交通システムの利用促進と，住民の健康・福祉・財産を守るために制定された。

Table 6-2　基準汚染物質に対する国家環境大気質基準（NAAQG）

汚染物質	短期(a)			長期(b)		
	μg/Ncm	ppm	平均時間	μg/Ncm	ppm	平均時間
浮遊粉塵(e)						
TSP	230(f)		24時間	90	−	1年(c)
PM-10	150(g)		24時間	60	−	1年(c)
二酸化硫黄(e)	180	0.07	24時間	80	0.03	1年
二酸化窒素	150	0.08	24時間	−	−	−
光化学オキシダント	140	0.07	1時間	−	−	−
（オゾン換算）	60	0.03	8時間	−	−	−
一酸化炭素	35mg/Ncm	30	1時間	−	−	−
	10mg/Ncm	9	8時間	−	−	−
鉛(d)	1.5	−	3時間(d)	1.0	−	1年

注記 (a) 98パーセンタイルで表された最大値が，1年に2回以上越えないこと。

(b) 算術平均

(c) 年間幾何平均

(d) 24時間平均値を暦の過去3ヶ月にわたって平均した値が，このガイドラインの値を越えてはならない。

(e) 通常の方法では，SO_2と浮遊粉塵は6日に1回試料採取する。3ヶ月間に12回以上，1年間に48回以上の試料採取を行うこと。将来，連続分析が可能になれば毎日採取してもよい。

(f) 質量中央径25～50μm未満の総浮遊粉塵に対する制限値。

(g) 質量中央径10μm未満の浮遊粉塵について，適切なガイドラインの設定に十分なデータが集まるまでの暫定基準。

2）排水規制

1990年３月，DENR Administrative Order No.34とNo.35（DAO 34, 35）が制定され，水の使用区分，水質基準および排水規制が更新された。

マラヤ発電所については，pH，温度，油・グリース，BOD，DO，COD，塩分，導電度が水質汚染に関する主な物理的項目である。燃料油や排水処理に関係するクロム等の重金属，銅，水銀，砒素，微量元素，その他の有毒物質も，主な放流先であるラグナ湖に影響する。

ラグナ湖は養漁場，灌漑，工業用冷却水，燃料／原材料／製品の輸送路として，多目的に利用されている。また，この湖には流域の工場，住宅地，農地からの排水が流入してくる。

ラグナ湖の現在の水質は，おおむね，クラスＣに適合している（A.C.S.Borja, 1991）。したがって，マラヤ発電所からの排水は，DAO 35のクラスＣを満足する必要がある。DAO 34（1990年３月）によれば，クラスＣの水は漁業用水（養殖，その他の水産資源），娯楽用水クラスII（船遊び等），工業用水クラスＩ（水処理後に製造工程で使用）として使用できる。

内陸部の水クラスＣについてTable 6-3は特定有害物質の排水基準，Table 6-4は通常の汚染物に関する排水基準を示す。これらの表は，既存工場（OEI）および計画／新規工場（NPI）（水処理プラントを含む）の両方について基準を示す。

Table 6-3　排水基準に関する内陸部の水クラスCの毒物および有害物質
（住民健康保護のための最大許容値）

物　質	単位	内陸部の水，クラスＣ	
		OEI	NPI
砒素	mg/L	0.5	0.2
カドミウム	mg/L	0.1	0.05
クロム（六価）	mg/L	0.2	0.1
シアン化合物	mg/L	0.3	0.2
鉛	mg/L	0.5	0.3
全水銀	mg/L	0.005	0.005
PCB	mg/L	0.003	0.003
ホルムアルデヒド	mg/L	2.0	1.0

注記：・別に規程が無い限り，本表およびDAD 35, Section 4に示された全ての制限値が上限であり，これらを越えてはならない。
・OEIは，既存工場（Old or Existing Industry）の意味。
・NPIは，新設／計画中の工場（New/Proposed Industry）または建設予定の水処理プラントを指す。

Table 6-4　通常の汚染物に関する内陸部の水クラスCの排水基準

Parameter	Unit	Inland Waters, Class C	
		OEI	NPI
Color	PCU	200	150
Temperature ℃ rise(max, rise in degree Celsius in RBW)	℃	3	30
pH		6.0-9.0	6.5-9.0
COD	mg/L	150	100
Settleable Solids(1-hour)	mg/L	0.5	0.5
5-DAY 20℃ BOD		80	50
Total Suspended Solids	mg/L	90	70
Oil/Grease(Petroleum Ether Extract)	mg/L	10.0	5.0
Phenolic Substances	mg/L	0.5	0.1
Total Coliforms	MPN/100ml	15,000	10,000

注記：(a) 色に関して排水により混合した水が異状な変色をしてならない。

(b) CODの制限値は通常，生活排水処理設備の排水に適用される。工業排水についてはCODの制限値は処理後のCOD-BOD比をもとにその都度考慮される。
それぞれの排水により，この比が確定されていない期間についてはBODの制限値が要求される。

3）騒音規制

NPCC規制（1978 Rules and Regulation of the National Pollution Control Commission）のSection 78は，地域区分毎に騒音基準を規定している。

Table 6-5は，区分別の最大許容騒音レベルを示す。マラヤ発電所で職務中に騒音にさらされる人は，タービンとその周辺の騒音によって健康を害する可能性が有る。ポンプ，モーター，空気予熱器，蒸気発生設備でも，職員が高い騒音レベルに直接かつ連続的にさらされる可能性がある。フィリピンの労働安全衛生規則は，職務中に騒音にさらされる場合の防音具の装着を規定している。

Table 6-5 一般地域における騒音基準

地域の分類	昼 間	朝 夕	夜
AA	50 dB	45 dB	40 dB
A	55 dB	50 dB	450dB
B	65 dB	60 dB	55 dB
C	70 dB	65 dB	60 dB
D	75 dB	70 dB	65 dB

注記：(a) 一般地域の区分

クラスAA－学校，看護学校，病院，老人ホームの周囲100mの地域のように静穏を求められる地区あるいはそれに接する地域。

クラスA－居住専用目的の地区あるいはそれに接する地域。

クラスB－商業専用目的の地区あるいはそれに接する地域。

クラスC－軽産業地域として決められている地区。

クラスD－重工業地域として決められている地区。

(b) 上記基準は，各地域の最大騒音レベル地点における少なくとも7つの測定値における等差中央値に対して適用される。

(C) 1日24時間の区分

朝 － 5:00A.M. ～ 9:00A.M.

昼間－ 8:00A.M. ～ 10:00P.M.

夕 － 6:00A.M. ～ 10:00P.M.

夜 －10:00P.M. ～ 5:00P.M.

(D) 固定の騒音源については，騒音レベルは工場又は設立物の境界で，或いは，建設現場の境界の最小30mのところで測定しなければならない。

4）廃棄物処理

マラヤ発電所から出る水処理排水，廃油，フライアッシュ，すす，その他の化学物質を含んだ廃棄物は，ラグナ湖に放流される際にクロムや銅等の有害物質を含んでいる可能性がある。六価クロムは魚，動物，人間にとって毒性が高い。

DENRA dministrative Order No.29 (DAO 29) は，Republic Act 6969の実施規則・規制を定めており，また，Toxic Substances and Hazardous and Nuclear Wastes Control Act of 1990として知られている。これによると，廃棄物の生成者は，生成する廃棄物の種類と量を，四半期毎の報告と同様にDENRへ報告しなければならない。廃棄物生成者の義務と責任については，DAO 29のSection 26に詳細に示されている。

5）NPCとLLDAの環境基準

一般に，NPCはフィリピンで最も権威あるDENRの環境基準・規制に従う。また，ラグナ湖の水質管理を管轄するLLDAは特にDENRのDAO 34，DAO 29に従うことを要求している。

6．2　マラヤ発電所周辺の環境の現状

6．2．1　土地利用と人口統計

1）マラヤ発電所周辺の土地利用の現状

マラヤ発電所から半径15kmの調査範囲には，リサール（Rizal）およびラグナ（Laguna）地方の14自治体が含まれる。これには，リサール地方のピリリャ（Pililla）とハラハラ（Jala-jala）の全部，ビナンゴナン（Binangonan），カルドナ（Cardona），タナイ（Tany），モロン（Morong），バラス（Baras）のそれぞれ一部が含まれる。ラグナ地方ではマビタク（Mabitac）の全部および，次の自治体のそれぞれ一部が調査範囲に含まれる。：

ファミィ（Famy），シニロアン（Siniloan），パンギル（Pangil），パキル（Pakil），ルンバン（Lumban）サンタクルス（Sta. Cruz）

マラヤ発電所から半径15kmの調査範囲内の土地利用の現状について以下に概要を述べる。

この調査範囲の土地利用は，大きく７つに分けられる。すなわち，市街地，稲作地，果樹園，森林，雑木林，草原，沼／湿地である。

市街地は住宅，商業地，工業地およびその他の都市機能のために開発されたもので，推定総面積は17.62km^2，全体の5.04%である。調査範囲内の市の中心街や町が，市街地を形成している。

当地域の農地は，稲作地と混合果樹園に大別される。稲作地は約96.26km^{2}で，７つの土地利用区分では最大の面積を占める。稲作地の大半は低地だが，高地にも点在する。低地と異なり，高地の稲作地は雨水によるか灌漑設備が無い。

混合果樹園は約21.98km^{2}を占め，大半がココナツと果樹である。ほとんどの果樹園はリサール地方のピリリャの丘陵地，およびラグナ地方のマビタク，ファミィ，シニロアン，パンギルに位置している。

調査範囲内の丘陵・山岳地帯における土地利用は，３つに分けられる。森林は101.28km^{2}で最も大きく，次いで雑木林が66.24km^2，草原は34.60km^{2}である。森林はハラハラ，ピリリャ，およびタリム（Talim）島のカルドナに，主に見られる。

雑木林は，低木と茂みからなる肥沃な土地を含む。これらは，タリム島，ハラハラ，ピリリャ及びタナイの森林の近隣にあり，ハラハラとピリリャでは草原が所々見られる。

沼／湿地は，ラグナ地方のサンタクルス，ルンバン，マビタク，シニロアン，パンギル，およびリサール地方のバラスの沿岸に位置する。その面積は13.42km^{2}と推定されている。

2）人　　口

1990年の人口調査によると，15km圏内の推定人口は223,223人で，そのうち60.27%がリサール地方に住んでいる。

リサール地方の総人口（980,194）とラグナ地方の総人口（1,370,232）のうち調査範囲内に居住するのは，それぞれ13.72%，6.47%である。リサール地方のタナイ，ピリリャ，ビナンゴナンに住民の大部分が住み，ラグナ地方のルンバンとパキリは僅かな部分しか15km圏内に含まれないため，調査範囲内の人口は最も少ない。

世帯数は合計35,066と推定される。世帯人口は合計222,969なので，１世帯当たりの人数は6.36となる。この値は，1990年の人口調査に示されたリサール及びラグナ両地方の人口と世帯数に基づく推定値5.158及び5.08よりも若干大きい。

面積は349.4km^{2}と推定されるので，人口密度は約638.88人／km^{2}となる。

3）マラヤ発電所周辺におけるラグナ湖の水域利用

ラグナ湖は多目的に利用されている。マラヤ発電所では，冷却水を湖から取水している。

マラヤ発電所に隣接するフィリピン石油会社（PPC）の潤滑油精製所では，冷却とプロセス水に湖水を利用している。養魚場（fishpen, fishcage）もマラヤ発電所の周辺で見られる。

ラグナ湖は稲作地の灌漑用水，マラヤ発電所への燃料油の水上輸送路としても利用されている。マラヤ発電所とPPCからの処理排水，および周辺の住宅地からの排水は最終的にラグナ湖に流入する。

LLDAの湖沼学者Ms. Adelina Santos-Borjaによれば，JICA調査団がLLDAを最近訪れた期間中の湖水はほぼ中性（pH７）で，溶存酸素（DO）は1970年代前半の測定開始以来ほぼ一定（７～８mg/L）であった。BODの変動もLLDAによって数年間モニターされてきた。現在，30ヶ所の河川／湖サンプリング・ステーションがLLDAの管轄下にある。

4）マラヤ発電所周辺の汚染源

マラヤ発電所の他に，隣りのフィリピン石油会社（PPC）が，二酸化硫黄（SO_2），窒素酸化物，煤塵，一酸化炭素（CO），炭化水素等の汚染ガスや廃油の潜在的排出源である。この２つのプラント周辺には，他に大きな潜在的汚染源は無い。今のところ，この地域における交通量は少ないため，交通機関による汚染は小さいと考えられる。マラヤ発電所付近には，それ以外に大きな汚染ガス排出源となる工場は無い。

5）マラヤ発電所周辺の稀少動植物調査

ガスタービン発電所（3×30MW）計画の際にNPCが作成した1988年環境影響調査報告書には，調査地域に現存する動植物の種類が詳細に示されている。NPCの1988年の調査では，稀少種や絶滅のおそれがある動植物は調査地域内には発見されなかった。マラヤ発電所の周辺地域でも，同様の状況であると考えられる。

6．2．2 大気汚染

1）発電所周辺の概要

マラヤ発電所は，リサール地方ピリリャ，マラヤ村，ラグナ湖の東岸に位置し，マニラから約70km東南にある。発電所周辺の地形は，北ー西ー南方向がラグナ湖の水域であり，陸域は北ー東ー南方向で，発電所の西はセンブラノ山（Mt.SEMBRANO,743m）を最高とする山脈が南北に走っている。陸域の内，平坦なところはラグナ湖に沿った幅にして１～４km程度の狭い範囲に水田や居住地などが散在している。従って，発電所の背後地は前述の山脈の裾野がラグナ湖水域近くまで迫っている。発電所周辺の主風向は，近隣に気象観測所がないため正確なデータは得られなかったが，発電所所員の話しによれば，「北東方向（山から湖へ）及び南西方向（湖から山へ）の風が主風向である」とのことであった。また，現地調査の期間中（約１ヶ月），目視による排煙の観察を行ったが，北東方向及び南西方向が主風向であった。

マラヤ発電所以外の大気の汚染源としては，発電所の南側に近隣してPPCの潤滑油精製所（燃料油消費量276ton/日，燃料中の硫黄分3.5%）がある。大気汚染の原因となる車両は非常に少ない。

2）発電所から発生する大気汚染物質

a．排出諸元

マラヤ発電所１号機300MW，同２号機350MWが定格運転した場合，排ガスの諸元はTable 6-6に示すとおりである。

Table 6-6 煙突排出ガスのデータ

Unit		M－1	M－2	Gas Turbine
Plant Capacity	(MW)	300	350	30×3
Fuel		Bunker C Residual		Light Oil
Fuel Consumption	(t/h)	71.27	80.80	約10
Sulfur Content in Fuel	(%)	3.8	3.8	0.68
Flue Gas Flow Average Dry Wet	(m^3N/h) (m^3N/h)	934×10^3 $1,064\times10^3$	$1,059\times10^3$ $1,186\times10^3$	――
Flue Gas Temperature Average	(℃)	155	149	――
SO_2 Concentration *1	(Dry Base ppm)	2,030	2,030	――
SO_2 Emission	(m^3N/h)	1,896	2,151	48
NO_x Concentration	(ppm)	na	na	――
Fly Ash : Soot	(mg/m^3N)	363 *2	300 *3	――
Stack Height	(m)	90	90	――
Stack Inside Diameter	(m)	4.57	4.57	――
Stack Outlet Emission Speed	(m/s)	17.7	20.1	――

注） *1 計算値
*2 ２回測定値の平均
*3 ５回 〃

b．排出状況

a）SO_2排出

SO_2の排出濃度はTable 6-6に示すように2,030ppmである。これに対してフィリピンの火力発電所のSO_2排出規制は1987年制定された時点では250mg/m³N（87.5ppm）と厳しい値であったが，1993年4月23日改正され，メトロマニラ以外の火力発電所の使用燃料油中の硫黄含有量は3.8%以下（有効期間：1993年7月1日～1996年1月1日）に緩和された。但し，大気拡散シミュレーション及び大気中SO_2の測定が義務付けられている。

b）NO_2排出

NO_2の排出濃度は測定していない。NO_2の排出規制値は1,500mg/m³N（730ppm）で諸外国の排出基準（250～520mg/m³N）と比較すると高い値である。マラヤ発電所の消費重油中の窒素含有量は，0.24%である（一般に重油中の窒素含有量は0.1～0.5%）。排ガス中のNOxを測定し，排出基準値以下であることを確認する必要がある。

c）ばいじん排出

ばいじんの排出濃度は測定値の平均で，マラヤ発電所1号機は363mg/m³N，2号機は300mg/m³Nである。これに対して既設の発電所の排出基準は500mg/m³Nであり，基準値を満足している。

c．大気環境濃度

発電所周辺のSO_2，NO_2，浮遊粉じんの環境濃度の測定を2地点において実施している。

大気環境濃度の測定結果では，2地点ともSO_2，NO_2の環境濃度は測定不能のレベルであり，SPM（浮遊粉じん）も47～88μg/scmで環境基準値250μg/scmを大幅に下回っている。

d．SO_2拡散予測シミュレーション

a）概　要

マラヤ発電所（1号機及び2号機）についてSO_2の大気拡散予測シミュレーションを行った。

拡散予測計算には，1号機 300MW，2号機 350MWが定格運転した場合のTable 6-7に示す諸数値を使用した。

拡散予測は短期（1時間値）濃度予測及び長期（年平均）濃度予測を実施した。

Table 6-7 排 出 諸 元

Unit No.		1 号 機	2 号 機
plant capacity	(MW)	300	350
Fuel consumption	(t/h)	71.27	80.80
Sulfur content in fuel	(%)	3.8	3.8
Flue gas flow average Dry	(m^3N/h)	934×10^3	$1,059\times10^3$
Flue gas flow average Wet	(m^3N/h)	$1,046\times10^3$	$1,186\times10^3$
SO_2 concentration Dry base	(ppm)	2,030	2,030
SO_2 emission	(m^3N/h)	1,896	2,151
Stack height	(m)	90	90
Stack inside diameter	(m)	4.57	4.57
Stack outlet emission speed	(m)	17.7	20.1
Stack height	(m)	90	90
Stack effective emission height	(m)	299	307

b）短期（1時間値）の拡散予測

短期（1時間値）の拡散予測は次の2つのモデルを用いた。

- プルーム式（平坦地）
- ERTモデル

ERTモデル(PSDM)

このモデルは地形による気流の上昇・下降に伴う煙流の軸の変化を考慮したものである。

c）長期（年平均）濃度の拡散予測

拡散式

年平均濃度の拡散予測では，次の拡散式（プルーム長期平均式及び，パフ式）を用いた。

- 有風時：風速0.5m/s以上
  拡散計算式は「プルームの長期平均式」を用いる。

- 無風時：風速0.4m/s以下
  拡散計算式は「パフ式」を用いる。

d）拡散計算条件

－ 短期（1時間値）の拡散計算

－ 風　向

SWの風向とする。

－ 風　速

地上風2.5m/s，煙突高さの上空風はベキ指数0.25(P)で補正した。

$$Uz = Us(Z / Zs)^{P}$$

－ 長期年平均値の拡散計算

－ 排出諸元

排出諸元は，Table 6-7の条件でマラヤ発電所1号機及び2号機が1年間定格運転するものとした。

－ 気象条件

年間の気象条件は，現地の観測値がないため，現地の風向風速を参考に日本の観測データを使用した。

観測データは，地形条件が似た海岸部を選定し，現地の風向条件はNE:SW＝7:5，平均風速2.5m/sなので，風向は出現頻度が類似し，角度を変えることにより現地の風向を満たすような地点を選定した。

風速については平均風速（年平均1.8m/s）が現地の平均風速2.5m/sに合うように地上風を補正し，上空の風はベキ乗則0.25で推定した。

f．計算結果

計算結果は，Tables 6-8，6-9に示す通りである。また，SO_2の濃度コンタはFigures 6-1，6-2及び6-3に示す通りである。

Table 6-8　1時間値の計算結果

計算モデル	風　向	風　速 (m/s)	上空風速 (m/s)	最大着地濃度 (ppm)	最大着地濃度出現距離(m)
プルームモデル	SW	2.5	4.3	0.091	NE 17,800
ERTモデル	SW	2.5	4.3	0.501	NE 5,100

Table 6-9　年平均値の計算結果

計算モデル	最大着地濃度 (ppm)	最大着地濃度出現距離(m)
プルーム・パフモデル	0.026	NNE 1,100m

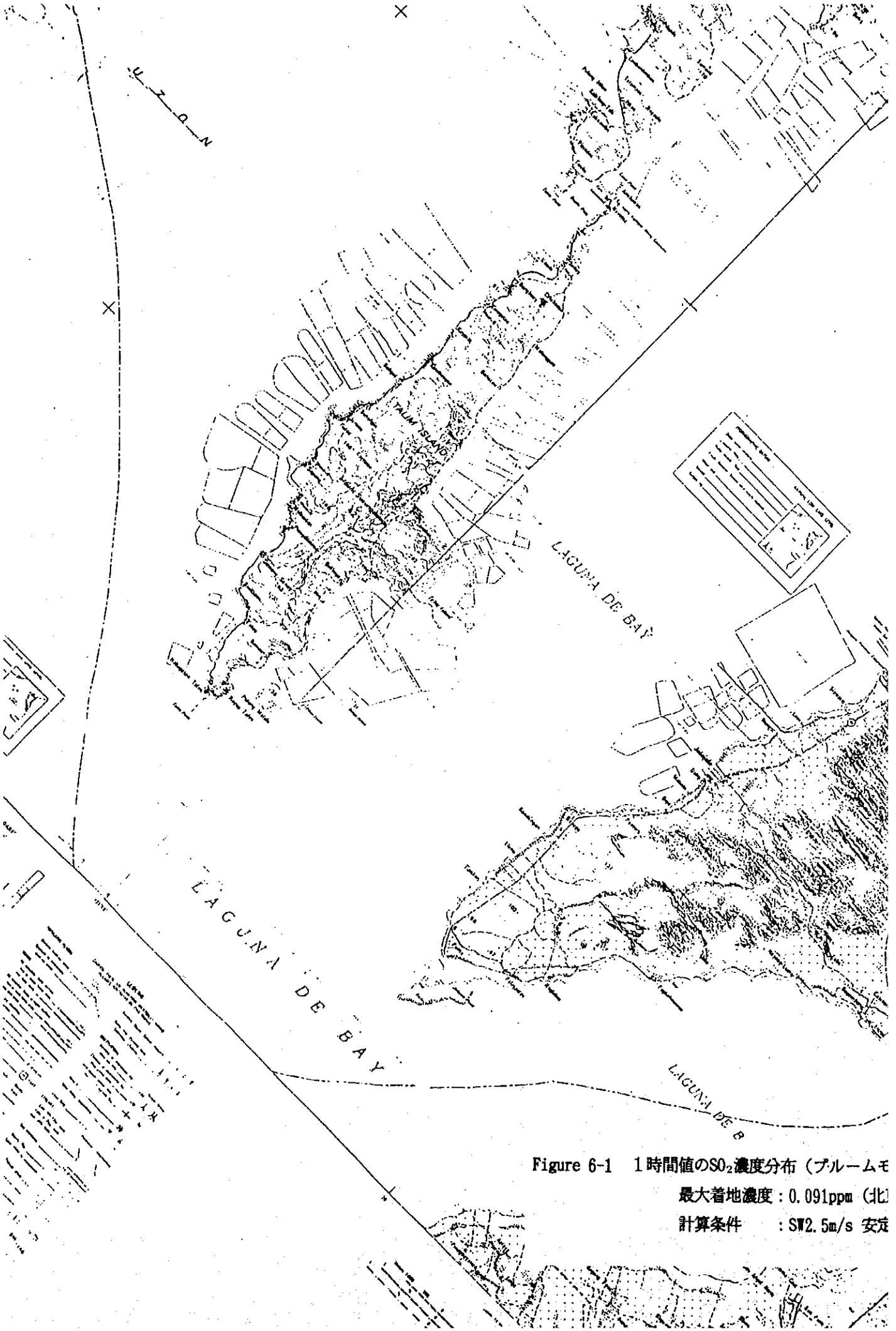


Figure 6-1　1時間値のSO_2濃度分布（プルームモ

最大着地濃度：0.091ppm（北

計算条件　　：SW2.5m/s 安定

LAGUNA DE
0.01
0.03
0.05
0.07
0.08
0.09
8km)

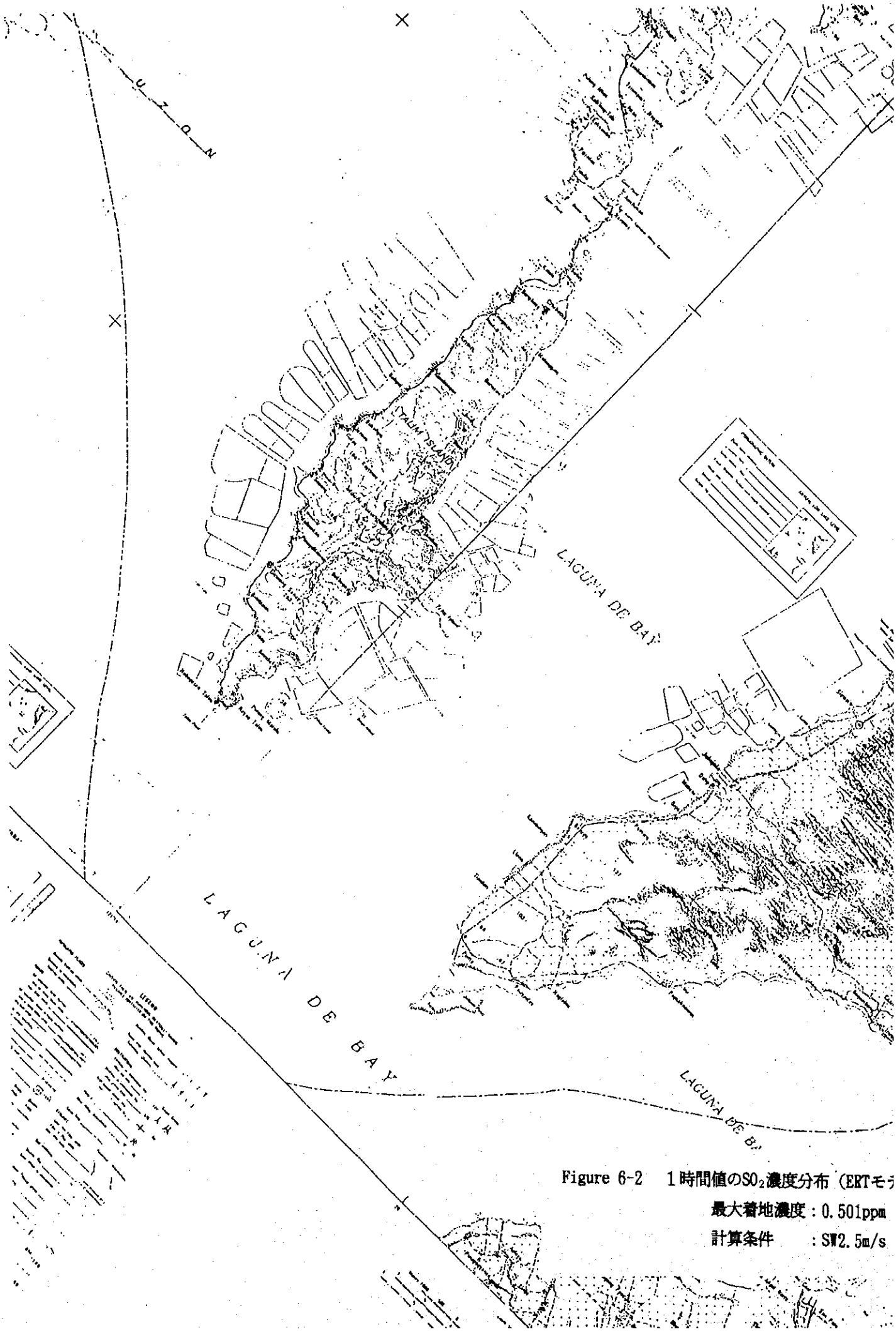


Figure 6-2　1時間値のSO_2濃度分布（ERTモデ

最大着地濃度：0.501ppm

計算条件　　：SW2.5m/s

: 5.1km)

D

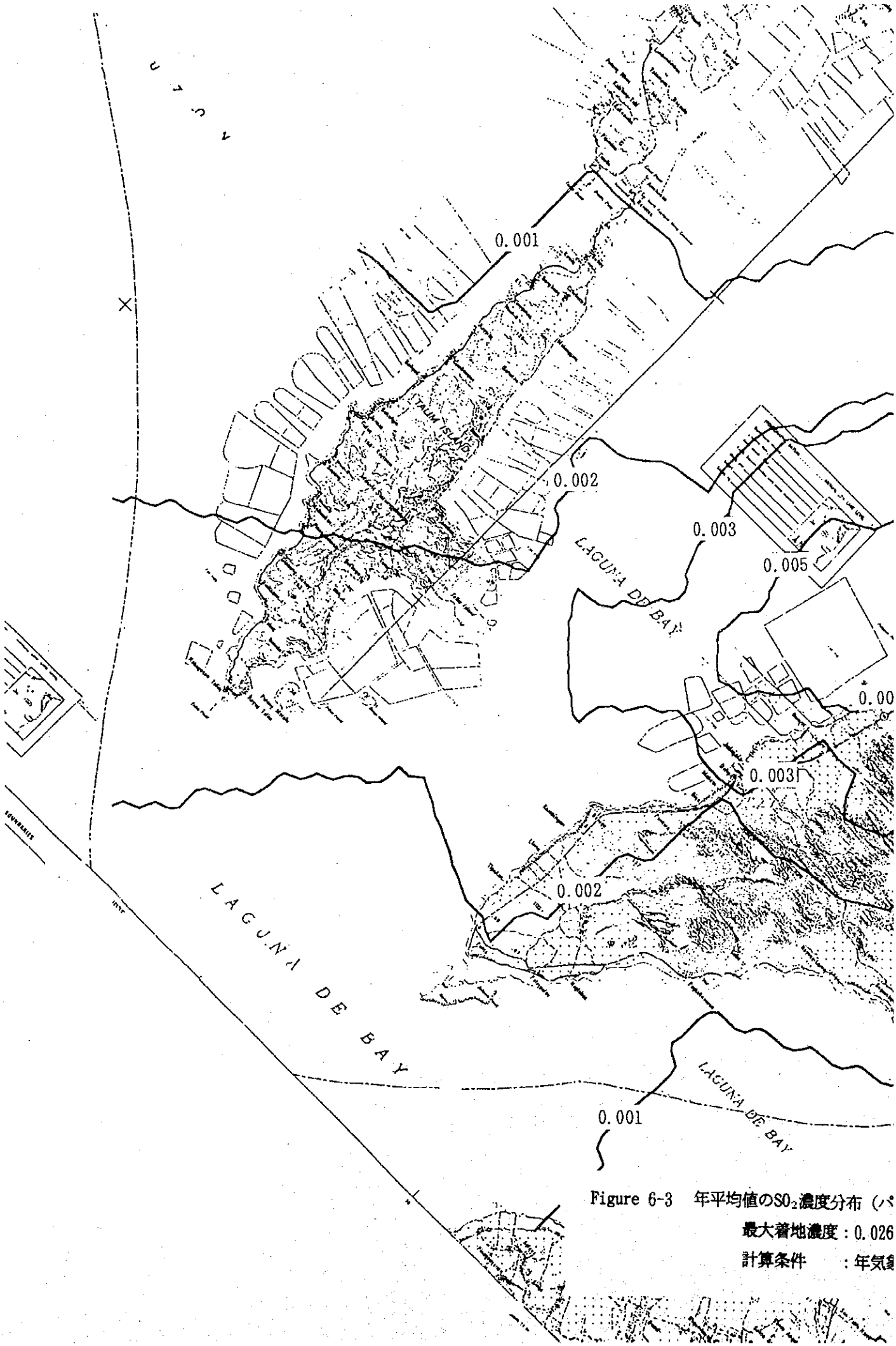
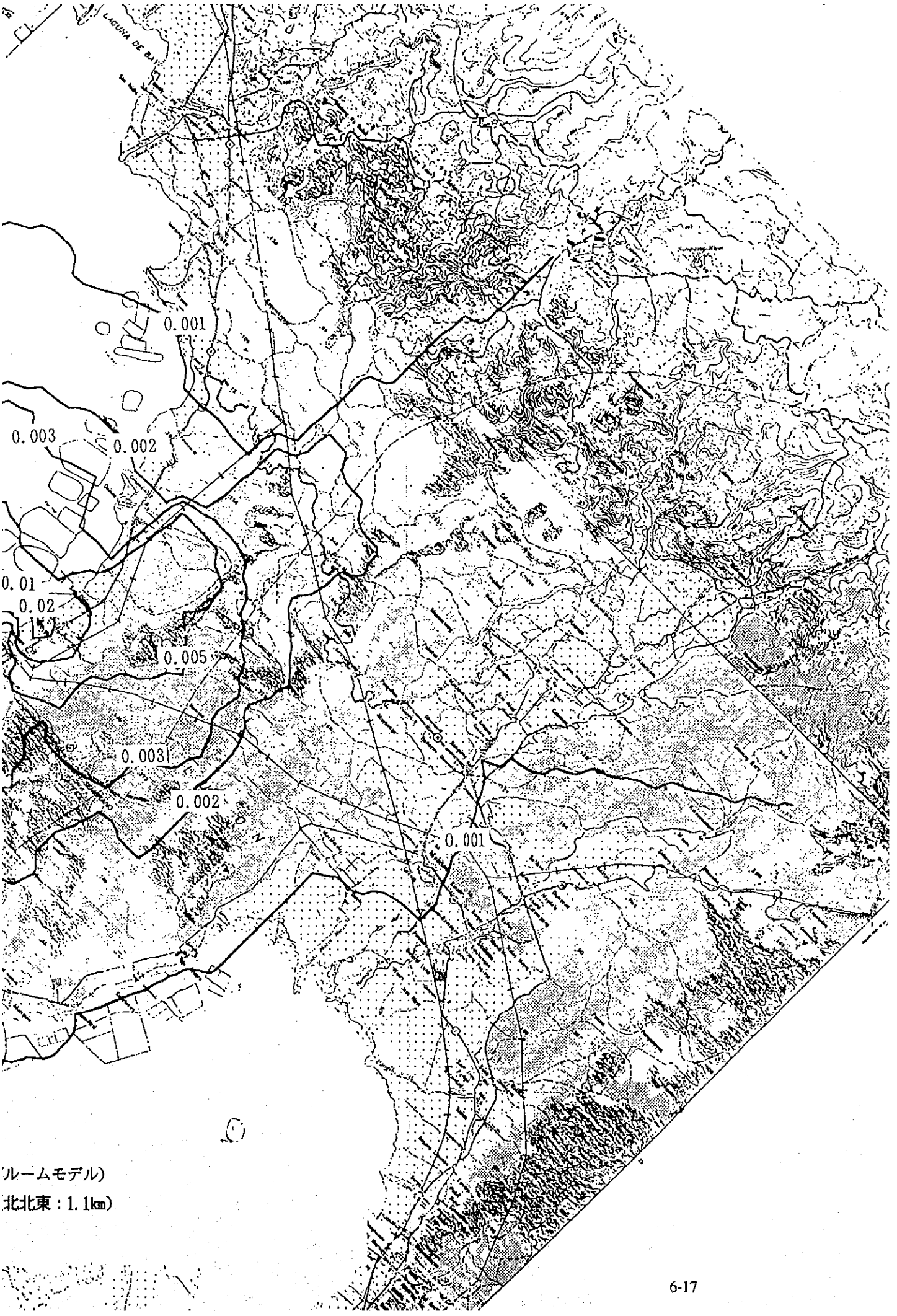


Figure 6-3　年平均値のSO_2濃度分布（パ

最大着地濃度：0.026

計算条件　　：年気象



ルームモデル)

北北東：1.1km)

6．2．3　水質汚濁

1）発電用水と排水の現状

マラヤ発電所の発電用水は，７本の深井戸から補給され，河川からの採水はない。

復水器の冷却水は１号機14.4㎥/s，２号機20.1㎥/sの水量をラグナ湖より取水し，Δｔ＝５℃上昇後再び放水路からラグナ湖へ戻している。（Δｔ：復水器入口と出口の温度差）

発電用水の排水量は，約840㎥/日で苛性ソーダによる中和処理後，沈殿池を経由して冷却水放水路へ排水している。発電所の排水を日本に持ち帰り水質調査を行った結果をTable 6-10に示す。

Table 6-10　発電所排水分析結果

Item		Unit	Analytical Data	Effluent Standards	Right ○ Wrong ×
pH	(25℃)		2.5	6.0～9.0	×
COD	(Chemical Oxygen Demand)	mg／ℓ	72.7	150	○
SS	(Suspended Solids)	mg／ℓ	823	90	×
TSM		mg／ℓ	4,210	——	——
Conductivity		μS/cm	3,660	——	——
V_2O_5	(Vanadium Pentaoxide)	mg／ℓ	20.0	——	——
T－Hg	(Total Mercury)	mg／ℓ	＜ 0.0005	0.005	○
pb	(Lead)	mg／ℓ	2.16	0.5	×
Cr^{6+}	(Chromium Hexavalent)	mg／ℓ	1.23	0.2	×
As	(Arsenic)	mg／ℓ	0.022	0.5	○
Cd	(Cadmium)	mg／ℓ	0.001	0.1	○
Turbidity		Degree Kaoline	910	——	——

発電所の排水は重油灰により懸濁しており，また，苛性ソーダで中和しているが，pH 2.5で排水基準値6.0以下であった。また，pH，SS，pb and Cr^{6+}の項目が排出基準値に適合していない。発電所内の廃油はAPI油分離装置で油を分離処理後，放水路へ排出している。

2）ラグナ湖の現状

a．ラグナ湖の概要

ラグナ湖は東南アジア最大の湖で，表面積が900km²，湖岸線220km，全保水量32億㎥，平均水深は2.8mである。

b．湖水利用

ラグナ湖は，多目的に利用されている資源である。現在，広範囲に渡って養魚場として利用されており，1970年代の後半にその漁獲高は最大でメトロマニラ及び周辺地域の淡水魚の需要の３分の２以上を供給していた。また，15,000以上の小規模な漁師が釣漁により生計を立てていた。

湖水はまた灌漑用水としても利用されている。現在，約30,000haの灌漑用地がある。12,000ha以上がポンプによる灌漑用水を受けており，Cavite Friar Lands Projectが完工すれば，さらに13,000haの灌漑用地が増える予定である。

いくつかの工業も湖水を冷却用水，発電及び燃料，原材料，製品の輸送に利用している。湖岸及びタリム（Talim）島の住民の多くは交通手段としてボート及び小舟を利用している。また，1994年の早い時期に湖水をマニラ首都圏の上水道源として利用する計画が進行中である。これらの全ての水利用は湖水の水質次第であるが，残念ながら，湖は周辺の工業，住民及び農業の廃棄物の投棄場としても使用されている。

c．ラグナ湖の水質

ラグナ湖開発公社（LLDA）はラグナ湖をⅠ西域（West Bay），Ⅱ東域（East Bay），Ⅲ南域（South Bay），Ⅳ中央（Central Bay）の４区分にして，水質調査を1970年代より毎月２回の頻度で実施している。Table 6-11にラグナ湖の水質を示す。

Table 6-11　ラグナ湖の水質

Parameters (Annual Average)	Stations				Class C Standard (1979 NPCC Rules and Regulations)
	West Bay	Central Bay	East Bay	South Bay	
Ammonia(μg/ℓ)	47.5	36.5	37.2	25.9	
Nitrate(μg/ℓ)	150	198	151	145	
Inorganic Phosphate(μg/ℓ)	88.4	104	91.7	91	
Dissolved Oxygen(mg/ℓ)	7.4	7.5	7.6	7.3	5
pH	8	8	8	8.2	6.5-8.5
Temperature(℃)	29	29.1	29.2	29.6	
Turbidity (mg/ℓ SiO_2)	42	38	38	33	
Total Dissolved Solids (mg/ℓ)	389	384	295	323	1000
MPN Coliform (Thousand/mℓ)	1.29	2.75	1.29	4.72	5
Net Primary Production (cc/m²/day)	0.66	0.69	0.6	0.67	

Source: Water Quality Data on the Laguna de Bay and the Tributaries, Vol.5, LLDA, 1988

ラグナ湖の主な汚染源としては次のようなものがある。

- 漁業

  約15,000人の漁業従業者がおり，1,300のFishpenが操業している。

- 工業

  湖の集水域には1,075の工場がある。（1990年）

- 生活廃棄物

  湖の集水域には９百万人近くの住民がいる。

  全世帯の60%が液状または固形廃棄物を放出している。

- 農業

  1989年の産業調査では，畜産の生産高がトップであった。

- 水域周辺の無秩序な開発

  1966年から1977年までの間に，この地域の土地の約54,000haが伐採された。これらの大部分，全面積の16%以上は非生産性の草地となっている。

また，日本へ持ち帰ったサンプルの分析結果をTable 6-12に示す。

参考データとして日本の琵琶湖（測定点 47）の水質データをTable 6-13に示す。

ラグナ湖の水質は琵琶湖に比較して化学的酸素要求量（Chemical Oxygen Demand）が非常に高い。（ラグナ湖 6.8mg／ℓ　琵琶湖 2.7mg／ℓ）。また，SS(Suspended Solids)も琵琶湖 3.9mg／ℓ の値に対してラグナ湖 46mg／ℓ と非常に汚染している。

Table 6-12 ラグナ湖水分析結果

Item	Unit	Laguna Lake Water at the Malaya TPP	Class C Standard
pH	——	7.2	6.5～8.5
Conductivity	μS／cm	1,060	
Ca^{2+}	mg／ℓ	12.3	
Mg^{2+}	〃	20.6	
T－Fe	〃	2.42	
HCO_3^-	〃	57.4	
CO_2	〃	<1	
SO_4^{2-}	〃	30.2	350
Cl^-	〃	261	
T－N	〃	1.49	
T－P	〃	0.254	
COD (Chemical Oxygen Demand)	〃	6.8	
SS (Suspended Solids)	〃	46	
DO (Disolved Oxygen)	〃	7.2	5.0
pb	〃	<0.005	0.05
Cr^{6+} (Hexavalent)	〃	<0.04	0.01
Cd	〃	<0.001	
As	〃	0.001	0.05
TSM (Total Suspended Matter)	〃	666	
T－Hg	〃	<0.0005	0.002
CN	〃	<0.1	0.05
T－SiO_2	〃	18.7	
Colloidal SiO_2	〃	0.3	
n－Hexane Extract	〃	<0.5	2

Table 6-13 琵琶湖の水質

Item	Unit	Water Quality	
		Range (Min.～Max.)	Average
pH		7.2 ～ 9.4	——
Dissobled Oxygen	mg／ℓ	7.7 ～13	9.9
Chemical Oxygen Demand	mg／ℓ	1.6 ～ 5.0	2.7
Suspended Solids	mg／ℓ	<1 ～25	3.9
MPN Coliform	MPN/100ml	0.0 ～13,000	319

6．2．4 騒　音

1）発電所周辺の状況

マラヤ発電所の敷地境界は北側が冷却水の放水路を隔てて約500mに亘って民家が多数隣接している。東側は道路を隔てて発電所の№1燃料油タンクの敷地となっており，居住地はない。西側はラグナ湖である。南側はフィリピン石油会社PPC (Philippine Petroleum Company)の敷地境界と接している。

従って，騒音が環境上問題となるのは発電所の北側敷地境界沿いの居住地である。

発電所の騒音はこの北側の民家へ影響を与えると思われる。主な騒音源はガスタービン（30MW×3），1号機ボイラー及び2号機ボイラーである。

今回の現地調査で発電所の北側敷地境界で騒音の測定を行った。その測定結果をTable 6-14に示す。

Table 6-14　発電所北側境界線及びガスタービン付近における騒音測定結果

Meassuring Point	Noise Level (db)	Main Sources of Noise
1	62	Gas Turbine
2	55	
3	55	
4	57(62)	(　) ページング中
5	57	
6	59	
7	65	Oil Heater Steam
8	90	Steam Trace Leakage
9	66	2号機ボイラー
10	56	
Gas Turbine Area	90～95	

Meassuring Date　Sept. 7, 1994　　Time　14:00～14:55

1号機：停止中　2号機：運転中　ガスタービン(30MW×3)：運転中

フィリピンの騒音の環境基準では，マラヤ発電所はクラスD地域，即ち重工業地域に該当する。Table 6-15にクラスDの基準値を示す。

Table 6-15　クラスD地域の騒音基準値

	Day Time	Morning & Evening	Night Time
Class D	75 dB	70 dB	65 dB

現地調査結果は55～66dBであり，おおむね環境基準値(Class D Daytime)75dBを下回っている。

6．2．5　重油灰処理

1）重油灰処理の現状

マラヤ発電所では１号機及び２号機が定格運転すれば約20T/Dの重油灰（Unburnt Carbon Ash）が発生する。マラヤ発電所は両ボイラとも粉じん対策として集じん装置を設置している。この集じん器は機械方式（マルチサイクロン）である。集じん器の灰ホッパーに設置されている一連のノズルから，定期的にたまった灰を水で洗い出すようになっている。灰輸送システムから出る排水は中和され，沈殿池を経てラグナ湖へ排水される。

2）重油灰の成分及び重油灰処理排水の水質

現地調査の際，２号ボイラーの集じん器灰ホッパーから重油灰のサンプリングを行った。Table 6-16にその分析結果を示す。

重油灰処理の排水は，苛性ソーダで中和され，また，沈殿池で濁度成分を除去することになっている。

Table 6-16　重油灰分析結果

Item	Unit	Unburnt Carbon Ash (2号機)
pH (1g Ash/100ml Water)	—	2.78
C	%	74.21
H	%	<0.3
N	%	0.83
S	%	5.74
V	%	0.47
SO_3	%	2.78
Calorlfic Value	kcal／kg	5,700
pb	mg／ℓ	2.74
Cr (VI)	mg／ℓ	0.57
Cd	mg／ℓ	<0.001
As	mg／ℓ	0.207
T－Hg	mg／ℓ	<0.0005
CN	mg／ℓ	<0.1

重油灰の発熱量は，5,700kcal/kgと非常に高カロリーである。また，pHは2.78と低く，排水前に中和剤として高価な苛性ソーダが多量に必要である。

6．3　環境影響評価と問題点

6．3．1　大気汚染

1）排　　出

マラヤ発電所の１号機及び２号機が定格運転した場合に排出するSO_2の濃度は2,030ppm，SO_2排出量は4,047㎥N/hと大量の放出となる。

しかしながら，現在は排出規制の緩和措置としてメトロマニラ以外の地域の既設設備は，燃料中の硫黄含有量3.8%以下及び周辺の大気環境濃度が基準値を下回れば容認することになっている。

NOx（窒素酸化物）は排ガス中のNOxの測定が行われていないので，NOx濃度は不明であるが，NOx排出基準はNO_2として1,500mg/scm（730ppm）以下であり，恐らくこの排出基準値を上回ることはないと思われる。

粉じんの測定値は１号機が平均363mg/scm（max.393mg/scm），２号機が平均300mg/scm（max.369mg/scm）で，いずれも粉じんの排出基準値500mg/scmを下回っている。

火力発電所以外のSO_2発生源としては，発電所内のガスタービンがあるが，SO_2発生量は48㎥N/hで，火力発電所のSO_2発生量の１%程度である。また，発電所に隣接しているフィリピン石油会社PPCがある。PPCのSO_2発生量は282㎥N/hで，火力発電所SO_2発生量の約７%程度である。

また，発電所周辺の車輌は非常に少ないので発電所周辺の大気環境に及ぼす影響は殆どないものと考える。

2）発電所周辺の大気環境

マラヤ発電所には気象の観測設備がないので，推測によらねばならないが，発電所従業員の話では，「主風向は南西風（ラグナ湖から山側へ吹く風）及び北東風である。」

南西風及び北東風の風下の地域には居住地や大気汚染に影響されるような農作物は殆どない。

発電所の北側及び南側（いずれも居住地がある）の地点で大気環境の測定が行われてた結果でもSO_2，NO_2の測定値はND（検出なし）であり，SPM（浮遊粉じん）は47～88μg/scmで，環境基準値250μg/scmを大幅に下回っている。

3）大気拡散予測シミュレーション

SO_2について，拡散予測計算を行った。短期（１時間値）予測では，陸域側の主風向の風下（発電所の北東方向）に向けて行った。

プルームモデル（地形が平坦な場合）では，発電所の北東17.8km地点に最大着地濃度0.091ppmが現れる。ERT（Environmental Research Technolgy Inc.）モデル（煙軸方向に高い山などが存在する場合）では発電所の北東5.1km地点に最大着地濃度0.501ppmが現れている。

注）ERTモデルはPSDM（the Point Source Diffusion Model）とも呼ばれている。

マラヤ発電所周辺の地形は，北東方向が山地となっているので，プルームよりもERTモデルの値の方が現実に近いと考える。即ち，排煙は上昇拡散し山の斜面に着地するため，比較的近距離地点に高濃度が出現する。これは肉眼の排煙観察とほぼ一致する。

National Ambient Air Quality Standards for Source Speciffic Air Pollutants from Industrial Sources/OperationではSO_2の基準値は0.1ppmとなっている。従って，プルームモデルの0.091ppmは基準値以内となるが，ERTモデルでは0.501ppmとなるため，大幅に基準値を超えることになる。しかし，この最大着地濃度地点は山岳の森林地域であり，人あるい家畜などはいない。従って，環境上全く問題ないと考える。また，マラヤ発電所は既設で，すでに15年以上経過しており，排煙により森林が被害を受けている状況もないようである。長期（年間平均値）予測では，発電所の北東1.1km地点に最大着地濃度0.0262ppmが出現している。

一方，National Ambient Air Quality Guideline for Criteria PollutantsではSO_2濃度の基準値として長期（年間平均値）が0.03ppmとなっている。最大着地濃度地点は，このSO_2基準値（0.03 ppm）を下回っている。

しかしながら，今回の大気拡散予測は，この地域を代表する気象データが全くなく，日本における類似の気象データをインプットして実施したものであることを考慮に入れなければならない。

短期および長期拡散予測結果を総合すると，現状ではSO_2による大気環境汚染を懸念する必要はないと考える。ただし，新規に火力発電所を増設する場合は，この地点で１年間の気象を観測し，その気象データをインプットした大気拡散予測が必要と考える。

6．3．2　水質汚濁

発電所の排水としては復水器冷却水，発電用水排水（純水装置再生排水，機器洗浄水，生活排水等），重油灰処理排水，油分離槽排水が主なものである。

復水器冷却水の水量は，１号機及び２号機の合計34.5㎥/sと大きいが，水温が５℃上昇するのみで，水質的には問題ないと考える。

発電用水排水と重油灰処理排水は共に沈殿池（30m×80m×深さ不明，殆ど堆積物で埋まっている）に入り，沈殿池の一端からラグナ湖へ排水している。

6.2.3 Table 6-10に示されているようにpH，SS，Pb及びCr^{6+}の項目が排出基準値に適合していない。排出基準を遵守するように努めて頂きたい。

発電所で生じる廃油はAPI油分離槽（46m×11m）によって分離除去され，油を分離した水がラグナ湖へ排水されている。

この油分離槽の出口には油検知器が設置されていない。油の流出事故，あるいは豪雨などの災害に対処するため油検知器の設置あるいは監視パトロールを強化し，ラグナ湖への油漏洩防止が必要である。発電所の排水先のラグナ湖は非常に汚染が進行しているようである。水質の汚染源は多数あり，一つの発電所からの汚染物質の排出は，汚染源の総量から見るとごくわずかなものと考えるが，しかし，ラグナ湖の水質汚濁防止は国家的な見地からも重要事項である。従って，水質汚濁発生源の各分野で国の規制を守る姿勢が必要と考える。

6．3．3 騒　音

マラヤ発電所の騒音が環境問題となるのは，発電所北側の敷地境界（約500m）が居住地とブロック塀を隔てて隣接していることである。他の敷地境界は隣接した居住地がないので騒音の環境問題はないと考えられる。

北側の敷地境界線での騒音レベルは55～66dBであった。（但し，１号機停止中時に測定）。これらの値は騒音の環境基準値，クラスD昼間75dBを下回っている。昼間の環境騒音はあまり問題にはならないと考える。

夜間及びユニットの起動時の騒音レベルのデータがないので総合的な評価は出来ない。

なお，発電所内の騒音レベルを測定したデータが多数あったが，所内の騒音レベルの高低は発電所従業員の安全衛生の問題であり，周辺住民に対する環境影響とは切り離して考えるべきである。

6．3．4 重油灰処理

マラヤ発電所の重油灰処理は湿式で処理されているため，環境問題としては排水処理が機能していない場合，水質汚染の問題となる。

マラヤ発電所の重油灰発生量は650MW定格運転として約20T/Dである。この発生量を日本の重油火力発電所（375MW，500MW，合計850MW）の重油灰発生量約8.4T/D，650MW換算で約6.2T/Dと比較すると約３倍である。また，日本の発電所では重油灰を乾式（重油灰焼却装置）で処理しており，排水処理上の問題にはなっていない。

重油灰が多い要因は燃料（Bunker C Residual）の劣質のためと考えられる。

重油灰処理の対策としては，

a．ボイラ燃焼改善による重油灰発生量の軽減化

b．重油灰処理方法の改善

c．使用燃料の良質化（低粘度，低硫黄の重油）

が考えられる。次節で改善提案を記載する。

6．4　環境に関する調査結果からの改善提案

6．4．1　大気汚染

1）燃料油硫黄計の購入（価格 約 400万円）

燃料油硫黄計（蛍光X線硫黄分析装置）は3～5分の分析時間で燃料重油中の硫黄含有量の測定が可能である。

a．国の規制対象となっている燃料油中の硫黄含有量を管理することが出来る。

b．排ガス中のSO_2濃度を計算で求めることが出来る。

（計算値は実測値にほぼ一致する）

計算式は次式によって求めることができる。

$$SO_2\ ppm = \frac{0.7S}{Vd + (m-1)A_0} \times 10^6$$

$$m = \frac{21}{21-(O_2)}$$

ここに

S　：燃料油硫黄含有量（wt%）

Vd　：重油1kg当り燃焼ガス量㎥N≒10.0㎥N/1kg-fuel

（O_2）：空気予熱器出口煙道における酸素（vol.%）

A_0　：重油1kg当り理論空気量㎥N≒10.6㎥N/1kg-fuel

m　：空気比

なお，硫黄計はNPCとして1台購入し，マラヤ，マニラ及びスーカットの各発電所の消費重油中の硫黄分測定に利用することが望ましい。

2）排ガス中NOxの測定の実施

発電所の排ガスについては年1回SO_2，ばいじんの測定がMMRCによって実施されているが，NOxの測定は実施していない。国の排出規制もあるので，是非，測定を実施すべきである。なお，NOxは燃料NOxとサーマルNOxの合量であるため，簡単にNOx濃度を推定することは出来ない。

3）風向，風速連続測定装置（10mのポール及び記録計を含む）の購入

フィリピン政府は既存の汚染源及び新汚染源の環境影響調査（EIA, Environmetal Impact Assessment）で拡散予測計算を要求しているが，当該地における気象データ（特に風向，風速のデータ）がないので拡散予測計算は出来ない。

NPCとして1～2セットの風向，風速計を購入し，各火力発電所及び新規火力発電所設置計画地点における1年間の連続の気象データを取る必要がある。

6．4．2　水質汚濁

1）排水処理中和タンク設置位置の変更及び中和槽の設置

マラヤ発電所では，現在，沈澱池に入る前の重油灰処理排水が流れている側溝で苛性ソーダ（NaOH）を注入し中和を行っている。

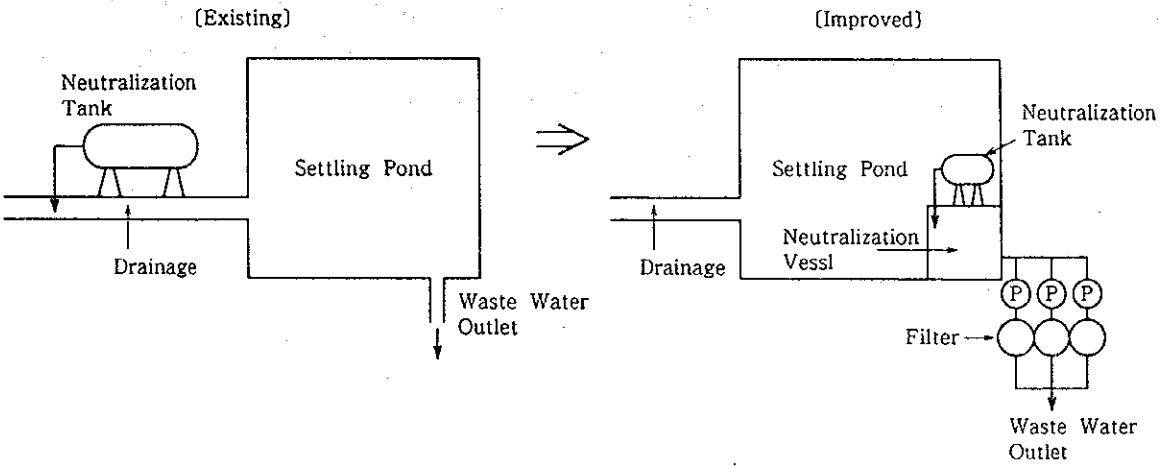
この方法は中和が不確実である。今回の調査でも排水口出口のpHは5.29で，排水規制値6.0を下回っていた。Figure 6-4に示すように，排水出口直前に中和槽を設置し，ここで完全に中和して排水する必要がある。

2）排水除濁装置の設置

高濃度の重油灰が排水と共にラグナ湖へ排出されている。排水除濁装置を設置し，水質汚濁を防止する必要がある。

なお，コスト節減のため除濁装置として既設の使用していない純水装置（Permutit）の利用（イオン交換樹脂をろ過材に変える）も検討してみてはどうか。

Figure 6-4　排水処理方法の提案例



3）API油分離槽からの油漏れ

油の流出はラグナ湖の汚染への影響が非常に大きい。

事故や豪雨などの災害に備えて油検知器の設置，又はパトロール頻度を増加し，油の流出を防止しなければならない。

6．4．3 騒　音

発電所の北側敷地境界及び発電所周辺（敷地境界から約 500m以内の居住地）の騒音測定を実施されたい。

測定時の条件：

1）1号機及び2号機通常運転中の夜間（北側敷地境界）

2）ユニット起動時（北側敷地境界及び発電所周辺の民家）

6．4．4 重油灰

6.3.4節に述べたように劣質な燃料のために多量の重油灰が発生している。マラヤ発電所で使用されている重油は，日本で一般に使用されている重油燃料に比べて粘度がかなり高い（マラヤ発電所：483.6cSt(50℃)，日本81～138cSt(50℃)）。重油灰発生量の低減のためには燃焼を改善する必要がある。

低粘度の良質燃料を使用すれば，ボイラーの燃焼状態が改善されて，重油灰の発生量が低減できる。また，低粘度の重油は硫黄含有率も少なくなるので排ガス中のSO_2濃度も小さくなる。

また，燃料に添加剤を加えることにより，燃焼を改善し，重油灰の量を低減する方法もある。しかしこの場合は，経済性の検討も十分に実施する必要がある。

6．5　安全防災管理の改善提案

6．5．1　安全防災管理の必要性

環境管理と安全防災管理とは区別して対策を講じるのがよいと考える。前者は連続して汚染物質を大気へ放出したり，湖や海へ汚染物質を放流する行為がどのように発電所周辺の環境に影響を及ぼすかどうかを調査検討し，必要に応じて対策を講ずる問題である。後者の安全防災管理は絶対に起こってはならない事故を防止することであり，例えば，人身事故，火災発生，爆発事故，漏油事故などを防止することである。又，万一事故が発生した場合は，その被害を最小限にとどめることである。今回，マラヤ発電所において不幸にして発生したオイル漏洩事故は基本的には安全防災管理上の問題であり，それが発電所周辺の環境に影響を与えるという環境問題になったと考えるべきである。

人身，火災，爆発，漏油などの大きな事故が発生した場合，人命の損失，事故による電力供給の停止，修理・修繕費の増大，更に環境問題となればその補償費等，いずれも貴重な人命及び莫大な金額の損失となる。従って，安全防災管理による事故の防止は発電運用業務と全く同様に重要な業務として扱うべきではないかと考える。

NPCには全社的な安全防災管理委員会のもとに各支店，発電所レベルの小委員会が設置されており，安全管理の業務を実施する組織がある。この機会に，6.5.2項に示す事項に関して再確認の上，安全防災管理を周知徹底し実施される様リコメンドする。

6．5．2　具体的な改善提案

安全防災管理の実施方法について次の事項を提案する。

1）本部安全防災管理委員会（NPC本社又はMMRCに設置）

a．NPCの幹部を委員会の議長とし，数名の専属者（又は兼務者）で委員会を構成する。

b．主な業務

a）各発電所の安全防災管理状況の報告を取りまとめ，上層部へ報告すると共に各発電所へ他発電所の状況及び上層部の指示事項等を伝達する。

b）各発電所が実施する安全防災訓練の立会，及び各発電所の安全防災管理状況を視察する。

c）各発電所の安全防災管理委員会の委員を召集して安全防災に関するセミナーを開催する。

d）国内外で発生した災害事故例を調査解説し，各発電所へ周知させると共に類似の災害の発生の可能性について発電所に検討を要請する。

e）各発電所から要請される安全防災設備・機器（例えばオイルフェンス，漏油検出器，消火設備，火災報知器その他）の購入設置について検討する。

f）事故発生時における支援体制について検討する。

g）その他

2）火力発電所安全防災委員会（各火力発電所）

a．委員会は発電所長を議長として課長全員及び各課より１～２名選出し，委員会を構成する。

b．主な業務

a）委員会において安全防災パトロールのルート，点検箇所※1)，パトロール頻度※2)パトロール実施者※3)，チェックシート様式等について検討し，本部安全防災管理委員会の了承を得て実施する。

注記：※1）人身事故，火災，爆発，油その他危険薬品の流出等の事故が発生する可能性のある箇所を選定する。
また，ユニットの運転中及び定修作業中（危険作業の監視を含む）の各々について点検箇所を選定する。

※2）台風，地震の発生後についてはパトロール頻度を増加させる。

※3）パトロール実施者は発電所長及び課長を含めることが望ましい。

b）安全防災処置訓練（例えば漏油発生，火災発生など）を立案し，実施する。（年１～２回）

c）本部安全防災管理委員会が主催するセミナーに出席すると共に，発電所の安全防災状況について発表する。

d）委員会において本部安全防災委員会より送付される安全防災に関する資料に基づき，発電所における類似の災害の発生の可能性について検討し，本部委員会へ報告する。

e）委員会において防災設備・機器の購入設置の必要性について検討し，必要ならば本部委員会へ要請する。

f）事故発生時は本部委員会へ直ちに報告し，支援等を要請する。

g）その他