

国際協力事業団

フィリピン共和国
フィリピン電力公社

マラヤ発電所信頼度向上計画調査

最終報告書
(要約)

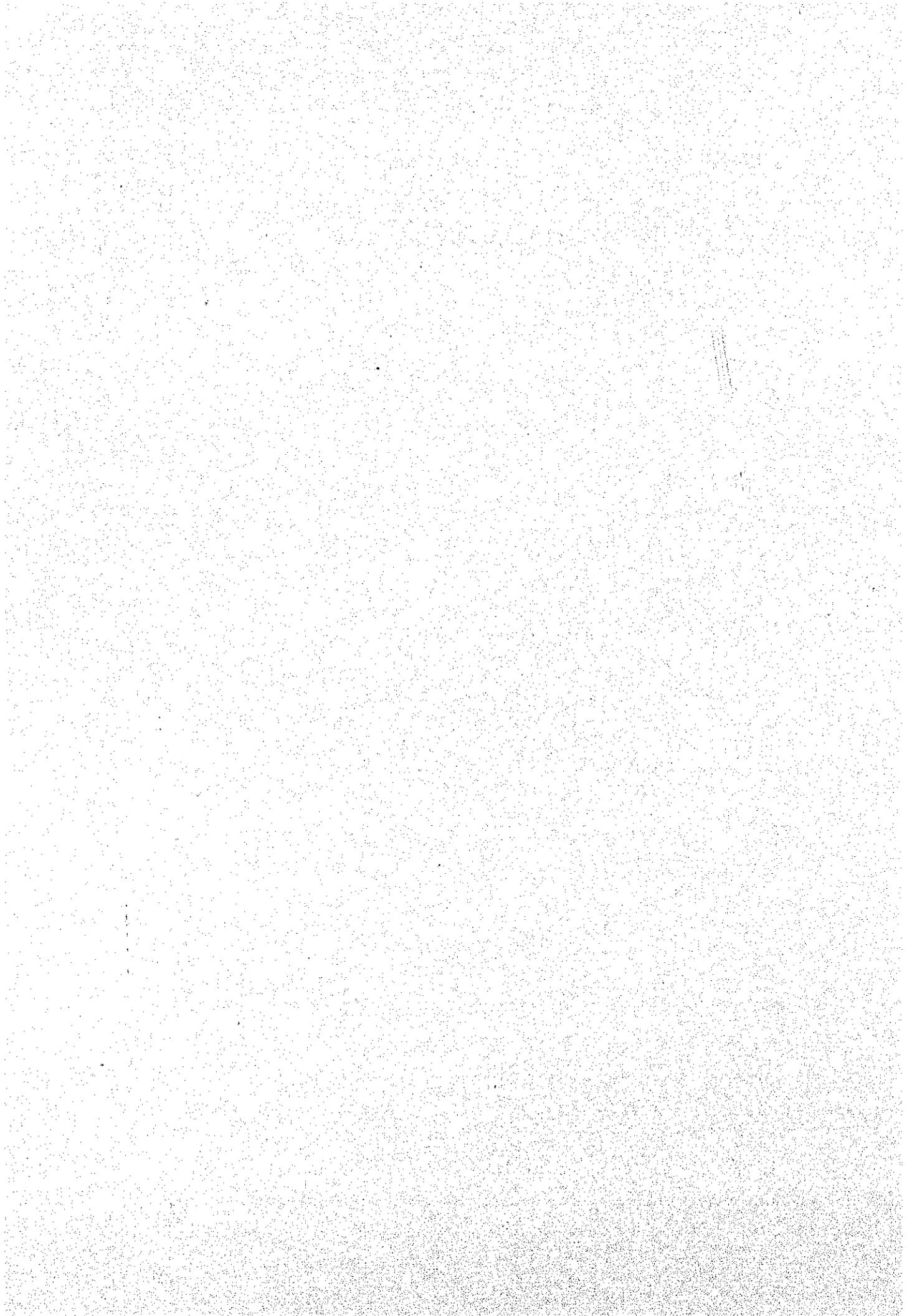
1995年3月

西日本技術開発株式会社

鉦調資

JR

95-088



JICA LIBRARY



1119563131

国際協力事業団

フィリピン共和国
フィリピン電力公社

マラヤ発電所信頼度向上計画調査

最終報告書
(要約)

1995年3月

西日本技術開発株式会社

鉦調査

JR

95-088

国際協力事業団

国際協力事業団

国際協力事業団



国際協力事業団

27611

フィリピン共和国
マラヤ発電所信頼度向上計画調査（本格調査）

目 次

	頁
第1章 総 論	1- 1
1. 1 本調査の背景	1- 1
1. 2 調査の目的	1- 1
1. 3 調査対象地域及び設備	1- 1
1. 4 調査の範囲と方法	1- 2
1. 4. 1 調査の範囲	1- 2
1. 4. 2 調査手順	1- 3
1. 5 調査団員の分担業務内容	1- 6
1. 6 NPCタスクフォース/カウンターパート	1- 7
1. 7 調査日程	1- 7
第2章 結論と勧告	2- 1
2. 1 概 要	2- 1
2. 2 改善計画	2- 3
2. 2. 1 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画	2- 3
2. 2. 2 運転・保守管理（ソフトウェア）改善計画	2- 8
2. 2. 3 実施方法	2- 13
2. 2. 4 経済財務評価	2- 16
2. 2. 5 環境に関する改善提案	2- 21
第3章 フィリピン電力公社（NPC）の概要	3- 1
3. 1 NPCの歴史	3- 1
3. 2 NPCの組織	3- 2
3. 3 従業員数の推移	3- 2
3. 4 経 理 状 況	3- 6

3. 5 電力料金	3- 8
3. 6 民 営 化	3- 9
3. 7 ROMスキーム	3- 9
第4章 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画	4- 1
4. 1 マラヤ発電所の概要	4- 1
4. 1. 1 発電設備の概要	4- 1
4. 1. 2 運 転 実 績	4- 3
4. 1. 3 保 修 記 録	4-10
4. 2 現状、問題点及び対策	4-12
4. 2. 1 機 械 設 備	4-12
4. 2. 2 電 気 設 備	4-13
4. 2. 3 計装制御設備	4-15
4. 2. 4 化学関係設備	4-17
4. 3 リハビリテーションと5ヵ年定検計画	4-18
4. 3. 1 プロジェクト概要	4-18
4. 3. 2 プロジェクト実施計画	4-20
4. 3. 3 プロジェクト調達計画	4-22
4. 3. 4 工事費及び支出計画	4-23
第5章 運転、保守に関する発電所維持管理（ソフトウェア）改善計画	5- 1
5. 1 現状と問題点	5- 1
5. 1. 1 運 転 管 理	5- 1
5. 1. 2 保 守 管 理	5- 8
5. 1. 3 化 学 管 理	5-14
5. 1. 4 発電所及び関連運営・管理組織	5-24
5. 1. 5 資機材購入・管理	5-33
5. 1. 6 職員の採用・教育・訓練	5-37
5. 1. 7 ソフトウェアに係わる問題点の集約	5-47

5. 2	改善計画の提言	5- 49
5. 2. 1	運 転 管 理	5- 49
5. 2. 2	保 守 管 理	5- 51
5. 2. 3	化 学 管 理	5- 54
5. 2. 4	発電所及び関連運営・管理組織	5- 56
5. 2. 5	資機材購入及び管理	5- 59
5. 2. 6	職員の採用・教育・訓練	5- 61
第6章	環境に関する調査	6- 1
6. 1	フィリピンの環境行政	6- 1
6. 1. 1	監 督 機 関	6- 1
6. 1. 2	フィリピンの環境規制・基準	6- 3
6. 2	マラヤ発電所周辺の詳細の現状	6- 9
6. 2. 1	土地利用と人口統計	6- 9
6. 2. 2	大 気 汚 染	6- 11
6. 2. 3	水 質 汚 濁	6- 18
6. 2. 4	騒 音	6- 22
6. 2. 5	重油灰処理	6- 23
6. 3	環境影響評価と問題点	6- 24
6. 3. 1	大 気 汚 染	6- 24
6. 3. 2	水 質 汚 濁	6- 25
6. 3. 3	騒 音	6- 26
6. 3. 4	重油灰処理	6- 26
6. 4	環境に関する調査結果からの改善提案	6- 27
6. 4. 1	大 気 汚 染	6- 27
6. 4. 2	水 質 汚 濁	6- 28
6. 4. 3	騒 音	6- 29
6. 4. 4	重 油 灰	6- 29

6. 5	安全防災管理の改善提案	6- 30
6. 5. 1	安全防災管理の必要性	6- 30
6. 5. 2	具体的な改善提案	6- 30
第7章	マラヤ発電所信頼度向上計画	7- 1
7. 1	総 論	7- 1
7. 2	発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画	7- 6
7. 3	運転保守管理（ソフトウェア）の改善計画	7- 8
7. 3. 1	完全な定修計画の策定（重点実施項目, I）	7- 8
7. 3. 2	完全な定修の実施（重点実施項目II）	7- 20
7. 3. 3	安全・確実な運転（重点実施項目, III）	7- 25
7. 3. 4	職員の採用及び教育・訓練（重点実施項目, IV）	7- 26
7. 3. 5	モラルの向上（重点実施項目, V）	7- 29
7. 4	実施方法	7- 30
第8章	経済財務評価	8- 1
8. 1	経済評価	8- 1
8. 1. 1	評価方法	8- 1
8. 1. 2	マラヤ発電所運転状況	8- 1
8. 1. 3	適用した代替案	8- 2
8. 1. 4	評価想定条件	8- 2
8. 1. 5	評価結果	8- 2
8. 2	財務評価	8- 7
8. 2. 1	評価方法	8- 7
8. 2. 2	評価想定条件	8- 7
8. 2. 3	評価結果	8- 8

Table リスト

目 次

	頁
Table 1-1 NPCタスクフォース/カウンターパートの構成	1- 9
Table 2-1 経済的内部収益率	2- 19
Table 2-2 財務的内部収益率	2- 20
Table 3-1 NPCの事業規模の推移	3- 1
Table 3-2 人 員 構 成	3- 3
Table 3-3 職位別人員数, 1993年現在	3- 4
Table 3-4 本社・支店別人員数, 1993年現在	3- 4
Table 3-5 1993年度経理概要	3- 7
Table 3-6 平均電力料金	3- 8
Table 3-7 ROM契約内容	3- 10
Table 4-1 マラヤ1号機の運転時間	4- 4
Table 4-2 マラヤ2号機の運転時間	4- 5
Table 4-3 リハビリテーション後のマラヤ1号機運転実績	4- 6
Table 4-4 リハビリテーション後のマラヤ2号機運転実績	4- 6
Table 4-5 マラヤ発電所発停回数	4- 9
Table 4-6 工 事 費	4- 24
Table 4-7 支 出 計 画	4- 24
Table 5-1 発電所運転の直員構成	5- 4
Table 5-2 ガスタービン/変電所運転の直員構成	5- 5
Table 5-3 当直勤務表 (1994年10月)	5- 6
Table 5-4 MMP開発状況	5- 8
Table 5-5 給水の水質基準値と分析値	5- 14
Table 5-6 軸受冷却水水質基準 (純水使用)	5- 14
Table 5-7 純水の水質基準値と分析値	5- 14

Table 5-8	水質試験の項目と頻度（1次処理）	5- 15
Table 5-9	水質試験の項目と頻度（2次処理）	5- 16
Table 5-10	深井戸水の水質分析結果	5- 17
Table 5-11	薬品注入の状況	5- 18
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	5- 19
Table 5-13	化学計器の稼働状況（純水）	5- 21
Table 5-14	化学計器の稼働状況（ユニット系統水）	5- 22
Table 5-15	重油の分析結果	5- 22
Table 5-16	マラヤ発電所における採用実績	5- 38
Table 5-17	教育スケジュール	5- 42
Table 5-18	保修課員の研修	5- 46
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	6- 4
Table 6-2	基準汚染物質に対する国家環境大気質基準（NAAQG）	6- 5
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 （住民保護のための最大許容値）	6- 6
Table 6-4	通常の汚染物質に関する内陸部の水クラスCの排水基準	6- 7
Table 6-5	一般地域における騒音基準	6- 8
Table 6-6	煙突排出ガスのデータ	6- 11
Table 6-7	排出諸元	6- 13
Table 6-8	1時間値の計算結果	6- 14
Table 6-9	年平均値の計算結果	6- 14
Table 6-10	発電所排水分析結果	6- 18
Table 6-11	ラグナ湖の水質	6- 19
Table 6-12	ラグナ湖水分析結果	6- 21
Table 6-13	琵琶湖の水質	6- 21
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	6- 22
Table 6-15	クラスD地域の騒音基準値	6- 22
Table 6-16	重油灰分析結果	6- 23

Table 7-1	ソフトウェア改善計画重点実施項目	7- 4
Table 7-2	定期点検区分の基準案 (参考用)	7- 12
Table 7-3	標準期定期点検の場合 (例)	7- 13
Table 7-4	長期使用期定期点検の場合 (例)	7- 13
Table 7-5	標準所要定修日数 (日本の例, 参考用)	7- 15
Table 7-6	標準定修日数	7- 16
Table 7-7	分解点検所要日数の内訳	7- 16
Table 7-8	定修に係わる業務の分担	7- 19
Table 7-9	支出計画	7- 31
Table 8-1	発電量と発電原価	8- 2
Table 8-2	経済的内部収益率	8- 5
Table 8-3	財務的内部収益率	8- 10
Table 8-4	返済計画表	8- 13
Table 8-5	インカムステートメント	8- 14
Table 8-6	資金の流れ分析表	8- 14

Figure リスト

目 次

	頁
Figure 1-1 ルソングリッド電力系統図	1- 4
Figure 1-2 調査手順フローチャート	1- 5
Figure 1-3 NPCタスクフォース/カウンターパートの体制	1- 8
Figure 1-4 作業工程表	1-10
Figure 2-1 マラヤ発電所信頼度向上計画スケジュール	2-15
Figure 3-1 人員構成	3- 3
Figure 3-2 NPC組織図(1994年5月16日現在)	3- 5
Figure 4-1 リハビリテーション後のマラヤ発電所の発電量	4- 7
Figure 4-2 リハビリテーション後のマラヤ発電所の利用率	4- 7
Figure 4-3 リハビリテーション後のマラヤ1号機の運転時間	4- 8
Figure 4-4 リハビリテーション後のマラヤ2号機の運転時間	4- 8
Figure 4-5 リハビリテーション後のマラヤ発電所平均出力	4- 9
Figure 4-6 マラヤ発電所定検の実績	4-11
Figure 4-7 リハビリテーションと5年定検のスケジュール	4-25
Figure 5-1 通勤バス運行スケジュール	5- 7
Figure 5-2 マラヤ発電所1号機定修の体制	5-13
Figure 5-3 マラヤ発電所の組織(現状)	5-27
Figure 5-4 マラヤ発電所の組織(改訂案)	5-28
Figure 5-5 発電所の運営・管理に関するNPCの組織	5-29
Figure 5-6 メトロマニラ支店(MMRC)の組織	5-32
Figure 5-7 調達システム	5-34
Figure 5-8 1995年定修計画による必要要員の検討	5-53
Figure 6-1 1時間値のSO ₂ 濃度分布(ブルームモデル)	6-15
Figure 6-2 1時間値のSO ₂ 濃度分布(BRTモデル)	6-16

Figure 6-3	年平均値のSO ₂ 濃度分布 (パフ・ブルームモデル)	6- 17
Figure 6-4	排水処理方法の提案例	6- 28
Figure 7-1	発電所の現状と問題の所在	7- 3
Figure 7-2	定修計画 (定修予算決定までの業務フロー)	7- 9
Figure 7-3	MSD の工事能力改善	7- 22
Figure 7-4	定期採用制度の採用と新入社員集合教育の実施	7- 27
Figure 7-5	マラヤ発電所信頼度向上計画スケジュール	7- 32
Figure 8-1	利用率に対するEIRR感度	8- 6
Figure 8-2	投資額に対するEIRR感度	8- 6
Figure 8-3	利用率に対するFIRR感度	8- 11
Figure 8-4	プロジェクトコストに対するFIRR感度	8- 11
Figure 8-5	燃料費に対するFIRR感度	8- 12
Figure 8-6	売電単価に対するFIRR感度	8- 12

第1章 総論

第1章 総論

1. 1 本調査の背景

1994年現在、ルソン系統の電力事情は、フィリピン電力公社 (National Power Corporation, 以下「NPC」という。) 及びフィリピン政府の努力により大幅に改善されつつある。しかし、1991年から1993年にかけて、ルソン系統は恒常的な電力供給力不足、慢性的な停電に見舞われた。この原因は、大別して二つあり、一つは電源開発計画の遅れ、もう一つは既存発電設備の性能低下であった。

電力供給力の不足の主な原因であった電源開発計画の遅れは、Fast Trackと呼ばれる計画の推進で急速に補われた。しかしながら、もうひとつの原因すなわち、発電設備の現状の運転・保守方法 (ソフトウェア) に起因する問題点については依然として解決されずに残されている。

また、マラヤ発電所は、1986年から1987年にかけてリハビリテーション工事を実施したが、4年後の1991年及び1992年に1、2号機とも大事故が相次いで発生した。これらの修理は既に行われたが、なお、経年劣化による新たな発電設備 (ハードウェア) 上の問題も発生しているようであった。

これ等の問題に対するハードウェア及びソフトウェア面の改善計画を作成するため、フィリピン政府は日本政府に対し、マラヤ発電所のリハビリテーション (Phase II) 及び運転・保守管理の改善計画に関する調査を要請した。

これに対し、国際協力事業団 (以下「JICA」という。) は1994年2月に事前調査団を派遣し、本件に関するImplementing Arrangement及び議事録に署名交換した。(1994年3月1日) これを受けてJICAは、1994年9月と1994年12月及び1995年2月の3回に亘って本格調査団を派遣した。

1. 2 調査の目的

本調査の目的は、下記の改善計画を作成し、マラヤ発電所の信頼度を改善することである。

- マラヤ発電所の既設設備リハビリテーションに関する技術的、経済的及び財務的に最適な改善計画の作成
- 運転・保守管理改善計画の作成、並びにNPCに対する最適な技術移転

1. 3 調査対象地域及び設備

マラヤ発電所、メトロマニラ支店 (Metro Manila Regional Center, 以下「MMRC」という。) NPC本社、及びエネルギー省 (Department of Energy, 以下「DOE」という。) である。

1. 4 調査の範囲と方法

JICAは専門家をフィリピン国ルソン島へ派遣し、NPC等の協力を得ながら入念な調査と改善のための資料収集を行ない、これらをもとに分析検討し、発電設備（ハードウェア）のリハビリテーション計画の策定及び運転・保守管理（ソフトウェア）に係わる種々の改善策に関する提言を行った。

1. 4. 1 調査の範囲

調査の範囲は以下の通り。

1) 発電設備（ハードウェア）

過去の発電所の運転状況、すなわち事故記録、検査記録、保守記録、性能試験記録等の詳細な調査を行った。また、定検中の機器を現場で調査を行った。これらによって、予防保全の観点から発電設備の現状を評価して改善に必要な下記項目を抽出した。

- a. 主要機器を含む設備及び部品で、発電所出力の回復に必要なものの修理又は取替え
- b. 設備または部品で劣化の著しいもの、通常定修時に修理、取替えが困難なものまたは信頼度の回復が大きいものの修理または取替え

調査後向う5年間の定検計画に分けて、設備の最適なリハビリテーション計画を策定しその経済的、財務的評価を行った。

2) 発電所運転・保守（ソフトウェア）

良好な運転・保守を行ない且つ発電プラントにユニット停止事故が起こらない様にする改善方法提案のため、次のソフトウェア関連の調査を実施した。

- a. 運転・保守作業要領
- b. 日常巡視・点検方法
- c. 定修及び予防保全計画方法
- d. 定修作業要領及び組織
- e. 図面・資料管理方法
- f. 予備品管理方法
- g. 発電所の組織
- h. 発電所設備の修理やオーバーホールに必要な部品の購入思想及び方法
- i. 権限・責任体制
- j. 定修・保守作業の外注方法
- k. 本社及びMMRCにおける運転・保守組織
- l. 職員の採用、教育、訓練

調査により明らかになった問題点を整理分析し原因究明を行なった後、具体的な改善計画を作成した。

3) 技術移転

調査期間中のNPCカウンターパート/タスクフォースとの共同作業及び第二次及び三次現地調査の時に実施するセミナーを通じ、技術移転を行った。

1. 4. 2 調査手順

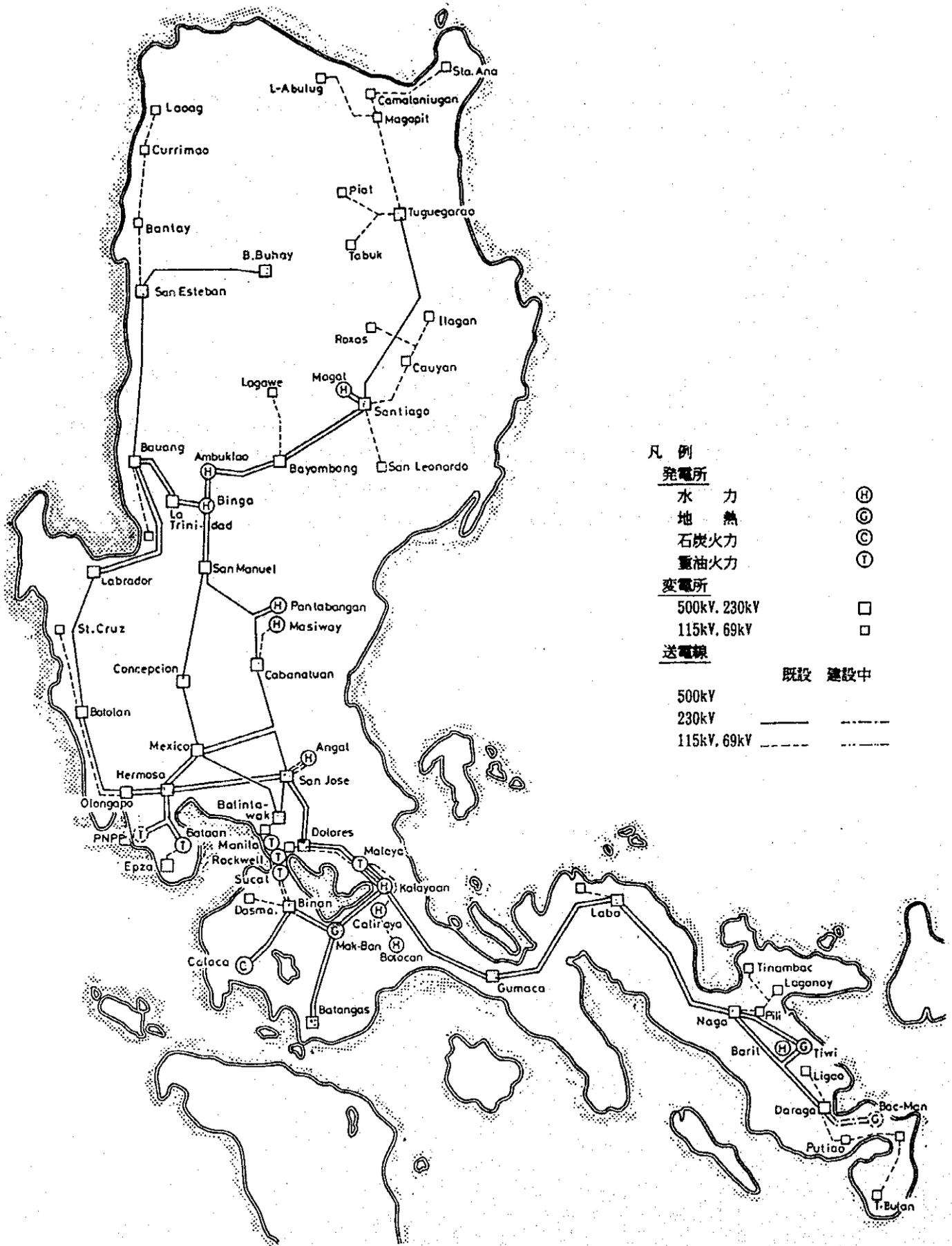
1) 調査手順

調査手順をFigure 1-2のフローチャートに示す。

2) NPCタスクフォース

本件調査の結果、作成したソフトウェアの改善計画は、フィリピンの実情にあった実行性の伴ったものでなければならない。そのためにはNPCの職員が自ら考え、作成していくことが重要であるため、調査団は日本の経験を活かし、これに助言、指導を行った。NPC側はこの主旨に添うべく本調査期間中タスクフォースを作りJICA調査に対応したが、調査終了後も長期的に運転・保守管理の改善計画を推進できる様MERC副総裁直轄の恒久的組織として位置付けることが切に望まれる。

Figure 1-1 ルソングリッド電力系統図



凡例

発電所

- 水力 (H)
- 地熱 (G)
- 石炭火力 (C)
- 重油火力 (T)

変電所

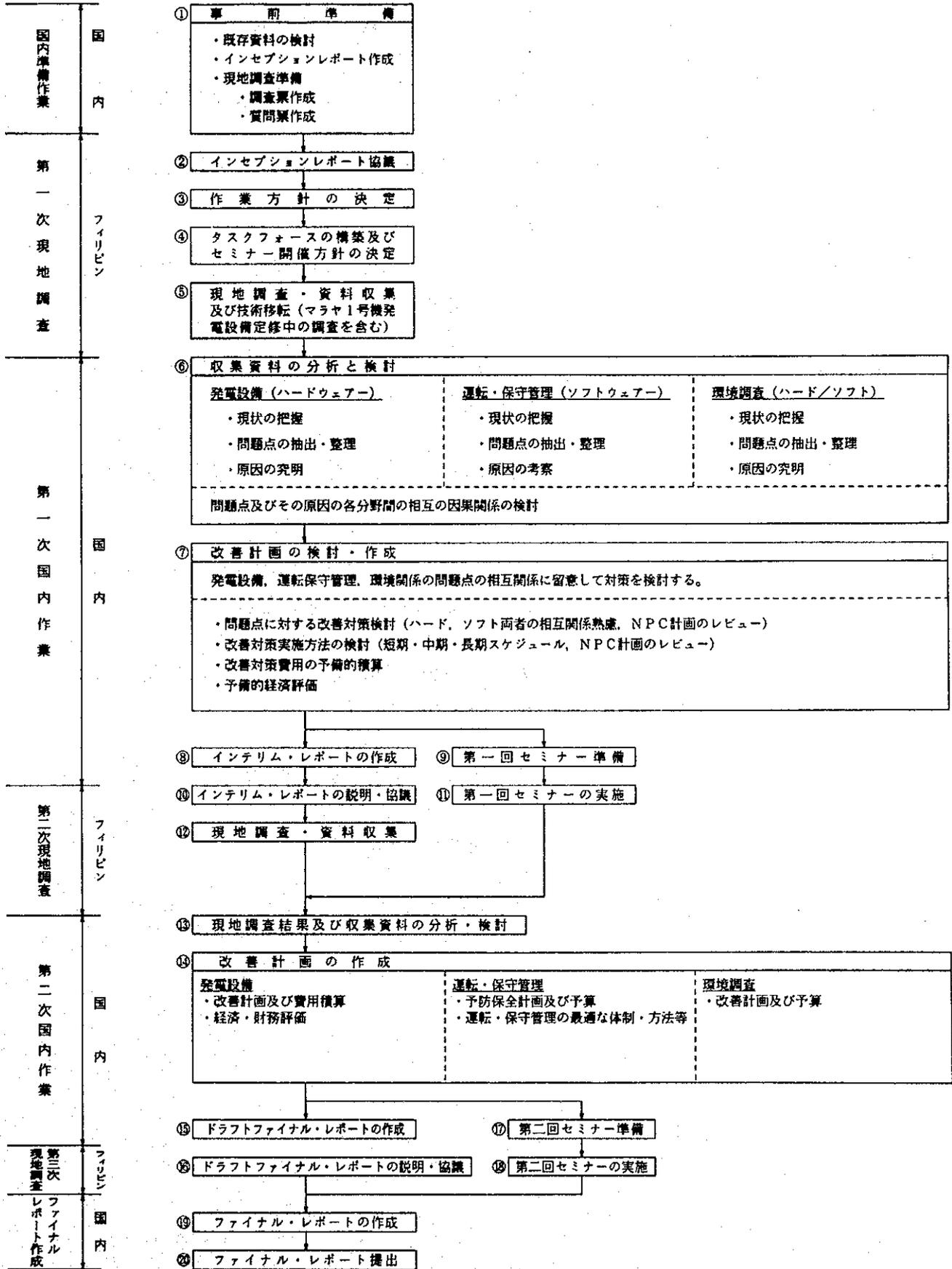
- 500kV, 230kV (□)
- 115kV, 69kV (□)

送電線

- 500kV (—)
- 230kV (—)
- 115kV, 69kV (---)

既設 建設中

Figure 1-2 調査手順フローチャート



1. 5 調査団員の分担業務内容

<u>氏名</u>	<u>担当</u>	<u>業務内容</u>
小川晃正	団長・総括	団長として、現地・国内での総括業務及び技術管理
友清謙次	組織・運営	NPC本社、MMRC組織・業務運営の問題点と組織・運営改善検討・立案
舟越好美	発電設備（機械）	火力発電設備（機械）の現状調査、問題点抽出、信頼度向上対策検討・立案
松尾銀次郎	発電設備（電気）	火力発電設備（電気）の現状調査、問題点抽出、信頼度向上対策検討・立案
下田幸男	運 転	火力発電設備の運転維持管理の現状調査、問題点抽出、信頼度向上対策検討・立案
後藤博文	保 守	火力発電設備の保守管理、予備品管理の現状調査、問題点抽出、信頼度向上対策検討・立案
江口義博	保 守	火力発電設備の保守管理、予備品管理の現状調査、信頼度向上対策検討・立案
原口信宏	環 境	環境に関する調査・検討（発電設備の化学管理を含む。）
藤井建次	経 済	経済・財務に関する調査・検討
大谷勝巳	業務調整団員	調査業務の円滑な実施に必要な業務調整、準備業務

1. 6 NPCタスクフォース/カウンターパート

1) タスクフォース/カウンターパートの構築

NPCは、調査時の効率的な技術及びノウハウの移転を円滑に行なうため、また、調査終了後も引き続きその改善計画の実行と達成のため、タスクフォース/カウンターパートを構築した。Figure 1-3及びTable 1-1参照。

1. 7 調査日程

本調査業務は1994年8月31日から第一次現地調査を開始し、1995年3月にファイナルレポートを提出するまで7ヵ月間で実施した。Figure 1-4参照。

Figure 1-3 NPCタスクフォース/カウンターパートの体制

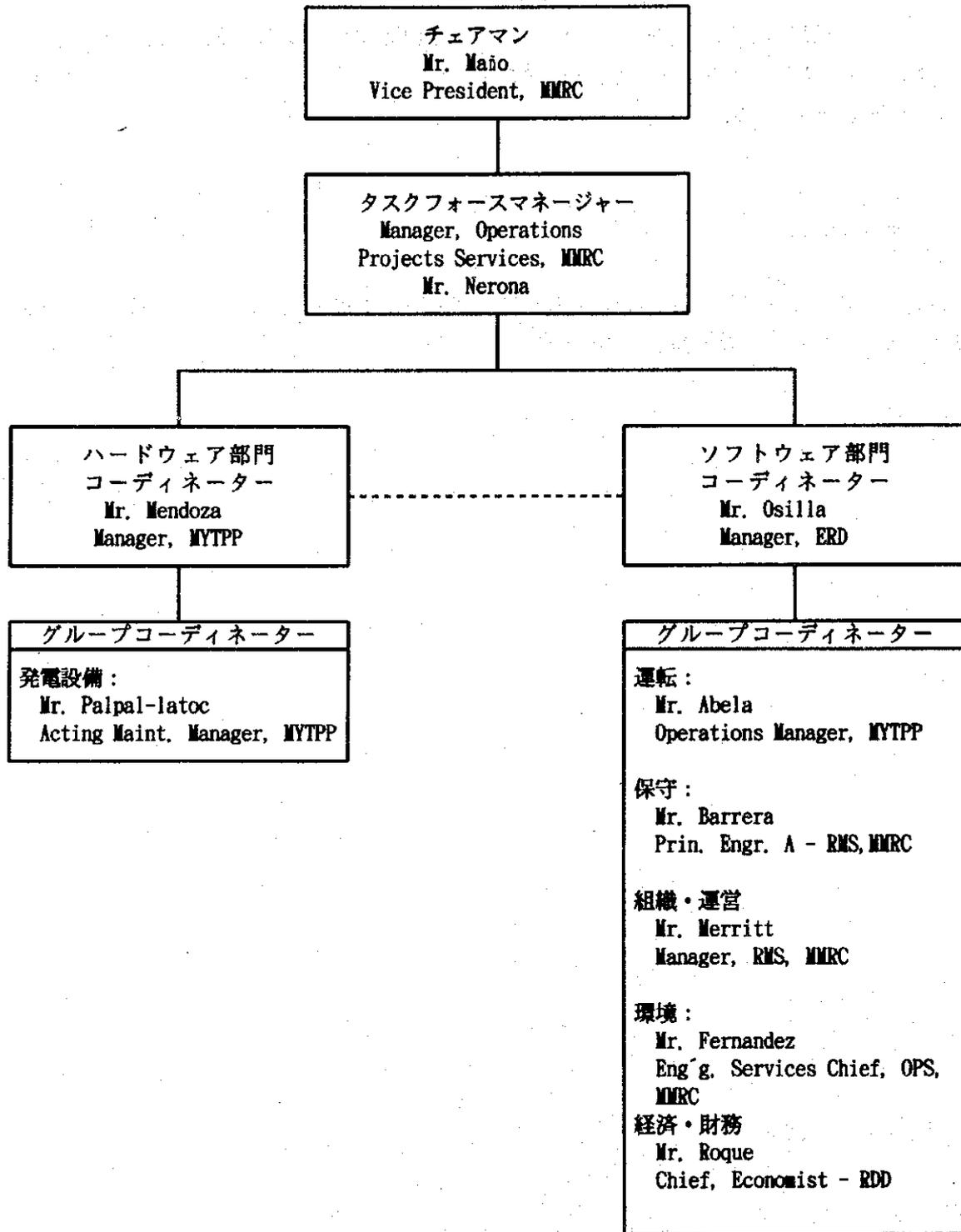


Table 1-1 NPCタスクフォース/カウンターパートの構成

分野	グループ	構成員
1. ハードウェア部門	リハビリテーション計画	コーディネーター
a) 発電設備	<ul style="list-style-type: none"> ・現状調査 ・定修状況調査 ・リハビリテーション計画 	<ul style="list-style-type: none"> ・Mr. Mendoza (Manager, MYTPP) ・Mr. Palpal-latoc (Acting Maint. Manager, MYTPP) ・Mr. Marte (Mech. Maint. Supt., MYTPP) ・Mr. Galingan (I & C Maint. Supt., MYTPP) ・Mr. Flores (Chemical Supt., MYTPP)
2. ソフトウェア部門	運転・保守改善計画	コーディネーター
b) 運転・保守	(I) 運転管理 <ul style="list-style-type: none"> ・運転要領 ・日常巡視点検 ・運転員の教育・訓練 	<ul style="list-style-type: none"> ・Mr. Osilla (Manager, ERD) ・Mr. Abela (Operations Manager, MYTPP) ・Mr. Lumawag (Eng'g Services Chief, OPS, MMRC) ・Mr. Labadan (Operations Supt., MYTPP) ・Mr. Flores (Chemical Supt., MYTPP)
	(II) 保守管理 <ul style="list-style-type: none"> ・日常保守要領 ・日常巡視点検 ・定修計画及び作業要領組織 ・図面, 予備品管理 ・発電所組織 ・工事物品発注 	<ul style="list-style-type: none"> ・Mr. Barrera (Prin. Engr. A - RMS, MMRC) ・Mr. Fajardo (Eff. Control Supt., MYTPP) ・Mr. Dela Cruz (Maint. Supt., Sucat TPP) ・Mr. Villona (Sched./Planning Supt., MYTPP) ・Mr. Ortañez (MSD Supt., MMRC)
	(III) 運転・保守管理 <ul style="list-style-type: none"> ・本社及びMMRCにおける組織 ・責任と権限 ・要員採用 ・教育訓練 	<ul style="list-style-type: none"> ・Mr. Merritt (Manager, RMS, MMRC) ・Mr. Guarin (Manager, ECD-ERD, NPC H.O) ・Mr. Ramos (Prin. Engr. A - QA/Operation) ・Ms. Delos Reyes (Admin. Manager, MMRC)
c) 環境調査	(IV) 環境 <ul style="list-style-type: none"> ・マラヤ発電所現状調査 ・改善事項検討 	<ul style="list-style-type: none"> ・Mr. Fernandez (Eng'g Services Chief, OPS, MMRC) ・Mr. Dannang (RMS, MMRC) ・Mr. Flores (Chemical Supt., MYTPP)
d) 経済・財務	(V) 経済・財務分析	<ul style="list-style-type: none"> ・Mr. Roque, Chief Economist - RDD

Figure 1-4 作業工程表

作業項目	1994年度												1995年度		
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5			
大工程															
(1) 現地調査・資料収集				△											
(2) 資料分析・検討, 改善計画検討・作成			(準備)												
(3) 現地再調査・追加資料収集															
(4) 報告書			△												
現地調査															
(1) 事前準備 (調査票, 質問票他)															
(2) 移動			▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽	▽		
(3) 関係機関表敬訪問															
(4) 調査方針の協議・決定															
(5) 現地調査・打合せ・報告・セミナー作成															
群細工程															
(1) 現地調査, 資料収集, 打合せ, 報告書説明・協議															
(2) 資料の分析・検討															
(3) 発電設備の改善計画の検討・作成															
(4) 運転・保守管理の改善計画の検討・作成															
(5) 改善計画工程及び費用積算															
(6) 経済・財務評価															
(7) 環境調査															
(8) セミナーの準備及び実施															

凡例：—— 事前準備期間。■ 現地調査期間。□ 国内作業期間。△.....△報告書等の説明。.....その他の作業。

第2章 結論と勧告

第2章 結論と勧告

既設発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画及び運転・保守に関する発電所維持管理（ソフトウェア）改善計画についての、本調査の結論と勧告事項は次のとおりである。

2. 1 概 要

- 1) 発電設備（ハードウェア）の信頼度は「定修の完全実施」如何にかかっていると云っても過言ではない。何よりもまず、「すべての面で完璧な定修を実施する」ことが必要である。これが第一の結論である。

発電所も人間と同じである。年をとれば何かと問題が生じるのは当然である。そこで定期健康診断とそれをフォローする治療が必要となる。また中年をすぎれば、特別な検査や治療つまり「リハビリ」も欠かせない。

これまで、発電設備（ハードウェア）の問題にどのように対応して来たか、また今後どう対応するかは、その信頼度を左右する。「完璧な定修」とは何か？ NPCのタスクフォースは勿論、関係者、皆に考えて欲しい課題である。ここで言う定修は、定期点検及び同時に実施する標準的な定期修理を総称している。

- 2) 完璧な定修実施のためには、定修規則、定修計画・準備体制の確立、工事実施機関（MSD）の補強、工事要員の訓練、工事支援態勢（定修用部品供給、工所用機械・工具の準備、要員・機材輸送手段、現場事務所、要員宿舍の整備など）が必要でこれらは基本的にはソフトウェアの問題である。（但し、工事支援態勢には前述の機械・工具・設備等のハードも含んでいる。）

これらソフトウェアの問題を改善すると同時に人にかかわる問題、すなわち、運転・保守要員の教育・訓練並びにモラル向上のための人事交流、昇進、昇給制度の改善なども不可欠である。

- 3) ソフトウェアの問題の多くは、ハードウェアのように、故障部分の取替えや修理で解決できるほど単純ではない。その改善は難しく、一朝一夕には行かない。と同時に、ソフトウェアの問題にはマラヤ発電所だけの問題と言うより、全火力発電所に共通の問題として考えるべきものが多い。それだけに、改善へのスタートに当って、全関係者に訴える一つの運動を起す必要がある。

その運動の目標として、また、スローガンとして、“No Forced Outage and No Accident”を提案する。

- 4) 結局発電所の信頼度向上を図るには、ハードウェアとソフトウェアの改善を併行して進めなければならない。

ハードウェアのリハビリテーションは、所要の諸準備を考慮すると、本調査完了後第3年目から第4年目にかけて実施されることになる。

そこで、改善計画の工程を次のように設定する。後述のFigure 2-1に全体工程を示す。

- a. 改善計画実施時期 1995年から1999年まで

- b. 期 間 5ヵ年間

- c. ハードウェア改善
 - a) プログラム I
 - ・リハビリテーションプロジェクト
 - 1号機 1997年から1998年にかけて10ヵ月間
 - 2号機 1997年 3ヵ月間

 - b) 定期点検・修理 1995年から1999年にかけて、毎年実施する。
但し、リハビリテーション工事を実施する年は、
定修も同時にその期間内に実施する。

- d. ソフトウェア改善
 - a) プログラム II
 - ・定修計画方法及び体制の改善
 - ・定修実施方法及び体制の強化
 - ・安全、確実な運転のための対策

 - b) プログラム III
 - ・職員の採用及び教育・訓練に関する改善
 - ・モラルの向上対策

- c. 事故停止0運動 5ヵ年全期間
("No Forced Outage and No Accident"運動)

2. 2 改善計画

2. 2. 1 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画

発電設備のリハビリテーション；プログラム I 及びその前後の定修と組合せた改善計画を立案する。

1) プロジェクトの効果

a. 定格出力の回復

ユニットの出力を1号機は300MW、2号機は350MWの定格出力に回復する。

b. プラント効率の回復

プラント効率は前回のリハビリテーションプロジェクト完了後の1988年のレベルまで回復する。

c. 信頼度の向上

信頼度が向上し、ユニットは前回のリハビリテーションプロジェクト完了後の1988年のレベルの利用率で運転出来るものとする。

d. 寿命

両ユニットとも当初計画されていた運開後30年である廃止時期の1号機 2005年、2号機 2009年まで運用される。

2) 主要工事範囲

前項に述べたプロジェクトの効果を達成するために各発電設備の詳細な本格定検に加えて、次に示す様な主要工事を実施する。

a. マラヤ1号機

設 備	主 要 工 事
ボイラ関係	<ul style="list-style-type: none">・ 火炉壁チューブの全面取替・ 化学洗浄・ 二次過熱器の点検・ ボイラケーシング、ガスダクトの完全修理・ 空気予熱器エレメントの取替・ 灰処理装置の改善・ 煙突内面ライニングのリハビリテーション・ 燃料添加剤の検討・ スートブロワーの追加設置

設 備

主 要 工 事

タービン関係

- ・余寿命診断
(高・中・低圧タービン, 主要弁, 主蒸気管, 再熱蒸気管)
- ・高圧タービン完全オーバーホール又は高効率タイプとの取替
検討
- ・中圧タービン完全オーバーホール
- ・中圧タービンローター取替
- ・低圧タービン完全オーバーホール及び切損翼の取替
- ・復水器チューブ渦流探傷検査
- ・低圧給水過熱器チューブ取替又は一式取替
- ・脱気器復水分配器の取替又はスプレー式脱気器の取替
- ・循環水ポンプの取替
- ・プレート式熱交換機の追加設置

電気関係

- ・発電機固定子コアエンドの修理
- ・4,160V予備キュービクルの据付
- ・480V予備コントロールセンターの据付

制御関係

- ・ボイラメタル温度計取替
- ・その他制御弁, 計器類の取替他
- ・ボイラ給水ポンプミニマムフロー制御システムの改善

化学関係

- ・復水器脱塩装置の自動運転復旧及び完全オーバーホール
- ・電磁フィルターの設置
- ・純水装置, 前処理装置の完全オーバーホール
- ・原水の安定供給対策
- ・化学分析室の器具類の整備

b. マラヤ2号機

設 備

主 要 工 事

ボイラ関係

- ・ボイラホッパーチューブの取替
- ・過熱器スプレーノズル取替
- ・節炭器入口給水弁取替
- ・ボイラケーシング, ガスダクトの完全修理
- ・ガス再循環ファンのローター取替
- ・空気予熱器エレメントの取替
- ・蒸気式空気予熱器劣化セクションの取替
- ・灰処理装置の改善

設 備	主 要 工 事
	<ul style="list-style-type: none"> ・煙突内面ライニングのリハビリテーション ・燃料添加剤の検討 ・主蒸気管，再熱蒸気管の余寿命診断
タービン関係	<ul style="list-style-type: none"> ・高・中・低圧タービン，主要弁の完全オーバーホール及び余寿命診断 ・復水器チューブ取替及び渦流探傷検査 ・軸冷クーラ用原水ポンプ取替
電気関係	<ul style="list-style-type: none"> ・480Vモーターコントロールセンター全面取替ほか
制御関係	<ul style="list-style-type: none"> ・ガス再循環（GRF）ファンダンパーコントローラー取替 ・ボイラ自動制御装置（ABC）の取替ほか
化学関係	<ul style="list-style-type: none"> ・試料採取分析装置の全面取替
共通設備	<ul style="list-style-type: none"> ・補助ボイラのチューブ全交換，腐食防止対策 ・コンクリート式取水口シートパイルの据付 ・ボイラ，タービン建屋内照明設備増設及び修理

3) 実施計画 (Figure 2-1参照)

a. 第1年目

- － 1, 2号機とも本格定検 (Major Overhaul) を実施する。
- － ボイラー，タービン及び発電機の余寿命診断を行う。

以上により，第2年目以降の定検及びリハビリテーション工事実施計画を作成する。

b. 第2年目

- － 1, 2号機とも定検を実施する。
工期は比較的短期とする。
- － 第1年目の定検で検査できなかった箇所，経年劣化の進行程度を点検する。その結果をリハビリテーション工事実施計画に反映させる。

c. 第3年目

- － リハビリテーションと定検を実施する。
- － リハビリテーション工事の主要項目は前項2)の通り，また詳細は，第4章4.3参照。

d. 第4年目

- リハビリテーション完了後、1年後に簡易定検を実施する。リハビリテーションで実施した修繕、取替、改善箇所の点検を行う。なお、第3年目に実施できなかった事項があれば、これを行う。
- かくして、リハビリテーション及び第4年目までの定検で、不具合箇所を完全に無くす。

e. 第5年目

- リハビリ完了後2年目には、本格定検を実施する。
- 点検結果により今後の定検及び経年劣化調査の標準を策定する。
- もし、この第5年目の本格定検が、本計画期間の5年以内に入らない場合には、第4年目の簡易定検のときに本格定検を実施する。

4) 実施方法

a. リハビリテーション

- 主要機器のリハビリテーションは、コントラクター（含むオリジナルメーカー）にやらせる。コントラクターの責任を明確にするため、ターンキーベースとする。
なお、工事全体の監理はコンサルタントが助勢する。

b. 定 検

- 定検作業はNPCによって実施される。
- 余寿命調査及び経年劣化調査は、コンサルタントが計画・監理を助勢する。調査・工事はコントラクターが実施する。

c. コスト

- リハビリテーション及びポストリハビリテーションのコスト（工事費）はローンによって調達されるものとする。

5) 工事費

[単位：千US\$]

	1 号 機			2 号 機			合 計		
	外貨分	現地貨分	計	外貨分	現地貨分	計	外貨分	現地貨分	計
カボ外工事費	96,134	5,161	101,295	36,817	1,977	38,794	132,951	7,138	140,089
コンサルタント費用	3,580	188	3,768	1,170	62	1,232	4,750	250	5,000
合 計	99,714	5,349	105,063	37,987	2,039	40,026	137,701	7,388	145,089

6) 各年度支出計画

単位：千US\$

	1995	1996	1997	1998	1999	合計
1号機	1,815	15,746	55,316	30,373	1,814	105,063
2号機	1,586	5,862	30,464	1,057	1,057	40,026
合計	3,401	21,608	85,779	31,430	2,870	145,089

2. 2. 2 運転・保守管理（ソフトウェア）改善計画

運転・保守上の諸問題点を解決するため以下に述べる改善計画を検討し、実施するよう勧告する。

重点実施項目

- | | | |
|------------------|---|--------|
| I. 完全な定修計画の策定 | } | プログラムⅡ |
| II. 完全な定修の実施 | | |
| III. 安全、確実な運転 | | |
| IV. 職員の採用及び教育・訓練 | } | プログラムⅢ |
| V. モラルの向上 | | |

各重点実施項目の改善計画のポイントは、以下のとおりである。

プログラムⅡについては、より詳細な調査（F/S）が必要であると考ええる。

なお、改善計画に含まれていない勧告事項もある。第5. 2章を参照されたい。

1) 完全な定修計画の策定（重点実施項目Ⅰ）

a. 定修基準の作成／制定

- ・定期点検区分とインターバルの基準制定
 - － 年度実施計画を守る。
 - 特に工事時期・期間を簡単に変更しない。
- ・定修時に繰返し行う点検及び修理作業項目とその実施範囲の標準化

b. 各発電所ユニットの標準定修期間の設定

c. 定修計画策定機能の強化

- ・発電所及びMSDにおける定修計画担当箇所とその責任範囲の明確化
- ・経年劣化調査と重要機器の余寿命診断の計画

2) 完全な定修の実施（重点実施項目Ⅱ）

a. 定修基準による定修実施の義務づけ

- ・定期検査の実施を義務づける社規の制定
- ・同社規をサポートする何らかの法的措置の検討

b. MSDの工事能力改善計画

a) 必要要員と補充対策

- 必要なMSD要員数
- 要員補充は社内及び社外からの2本建で行う。
- 社内での要員補充方法

b) 工事支援体制の整備

- 工事中機械・工具の完備
- 要員・機材輸送用車輛の完備
- 要員用宿舎、発電所現場事務所、機材センター、研修所等の建設
- 通信設備の完備

c) 下請業者の育成

- 社外からの要員補充は、下請業者への外注で行う。

c. 定修工事の実施体制、責任体制を整える

a) 工期及び品質管理の推進

b) 発注品の納期管理

c) 経年劣化調査と重要機器の余寿命診断の実施

3) 安全・確実な運転（重点実施項目Ⅲ）

ポイント

1. 運転中の誤操作防止、異常状態又は個所の早期発見と措置
2. 若く経験の浅い運転員が担当することも考えて、所要の対策、体制を整える

a. 運転要項類の整備

- ・OMP-プロジェクトの趣旨に沿って、マニュアルを作成

b. 日常巡視点検・ルーチン業務の励行

a) 運転員による日常巡視点検

b) 予備機切替テスト等の定期ルーチン操作

- ・誤操作防止と記録のために、ルーチン操作チェックシートを作成 等

c. 運転当直体制の見直し

a) 運転要員及び直編成

- ・現在の発電所やMSDの定員が適切かどうかを全体として検討する必要があるので、運転当直の定員についても検討する。

b) 通勤バス運行の改善

- ・通勤バスの増便

4) 職員の採用及び教育・訓練 (重点実施項目Ⅳ)

ポイント

1. 種々な問題を解決するのは結局人であり、この人に係わる問題をそのままにしては、マラヤ発電所の信頼度向上は期待できない。
2. NPCにおいても、この問題の重要性を認め、新人養成のためのプログラムを準備するなど、改善策が検討されている。
3. これらNPC独自の改善策を補完・強化する改善策を早急に実施する必要がある。
4. モラルの向上

a. 職員の採用

a) 定員の見直し

- ・会社としての経営方針に基づいて、全体としての要員数を増やすことなく、業務の効率的な推進を図るため、現在の発電所、MSDなどの定員を見直す。
- ・予想される発電所の新增設、又は廃止など、組織の改訂に伴う定員の変化を予想

b) 長期要員計画作成

- ・前項の結果を参照して、長期要員計画を作成。その中で、毎年の採用者数の平準化を図る。

c) 採用方法の見直し

- ・欠員が生じて初めて新規採用を行うという現状の方式を改め、長期採用計画に基づいて、毎年定期に一括採用する。

b. 教育・訓練

a) 新入社員教育

- ・新採用の各発電所要員とMMRCの技術職員の集合教育を行う。
年一回の定期採用と合せて、NPCの研修所で実施する。
- ・研修所での集合教育後、各発電所で、着任した新入社員に対し、オリエンテーション及び訓練を実施する。

b) 経年社員教育

・運転員シミュレーター研修

- 入社後、2年目以降の若年及び中堅者及びリーダーの全員を対象に毎年、計画的に実施する。

・運転員ポジション教育

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、計画的に実施する。

複数ポジションの習得を全員に行わせる。

c) 人事異動、業務ローテーションとポジション教育

- ・複数ポジションの習得により、業務ローテーションが可能となる。
- ・複数ポジション習得者を優先的に昇進させることによって、人事異動、昇進のチャンスが増える。

d) 中堅運転員／保修員の海外研修

e) 運転・保修コンサルタントの受入れ

時 期	時 期 と 人 数	
	第 1 段 階	第 2 段 階
リハビリテーション前	2年間 2 名	—
リハビリテーション後	—	2年間 2 名

5) モラルの向上 (重点実施項目V)

a. 資格制度の採用の検討

- ・教育・訓練によって得た知識や技能及び日頃の自主的な勉強 (OJT) の成果を評価する資格制度を取り入れる。
- ・中堅一般職を対象として、一定のポジションにおける勤務年数を条件に定期的に実施する学科試験と実務 (又は実技) 試験を受けさせる。
試験に合格した者には、一定の資格を与え、優先的に昇進させる。
(運転員の資格制度は、現在NPCで検討中)

b. モラル向上のための教育・訓練の実施

順番に全発電所職員に受講させる。

c. 定期異動制度の採用の検討

同じ発電所の各職場間、可能な場合には、異なる発電所及びMMRCとの人事交流を制度化して、マンネリ化を防ぐ。

d. 報奨制度の実施

既に制度はあるようだが、その対象を広げる。

- QCサークルや類似のグループによる自主的な活動を奨励する。報奨制度と組み合わせ、職場全員が創意工夫の意欲を持つよう支援する。

2. 2. 3 実施方法

マラヤ発電所の信頼度向上計画の実施は、発電設備のリハビリテーション工事と運転・保守の改善計画を並行して行う必要があり、この考え方にに基づき下記のとおり勧告する。

1) 実施計画の分類

実施に際しては、下記の3つのプログラムに分けて行うものとする。

プログラムⅠ：発電設備リハビリテーションプロジェクト

プログラムⅡ： a. 定修計画方法及び体制の改善
b. 定修実施方法及び体制の強化
c. 安全・確実な運転のための対策

プログラムⅢ： a. 職員の採用、教育・訓練
b. モラルの向上

2) プロジェクトの実施

a. 実施方法

a) プログラムⅠ

従来の発電設備リハビリテーションプロジェクトと同様、業者の請負契約をベースに実施する。

b) プログラムⅡ

NPC本社、MMRC、発電所、MSD、MECなどの運転・保守関係者をメンバーとするタスクフォースを編成し、OMP及びMMPグループと協力しながら実施する。

このプログラムはMSDの強化の様なハード、ソフト両面の多岐に亘る詳細検討が必要である。従って、完全な定修計画及び安全・確実な運転方法のソフト検討と合わせて1つの調査プロジェクトを形成し、緊急にF/Sを実施したのち、その結果に従って改善計画を実施するのが適当と考えられる。

但し、プログラムⅡに含まれる項目の中には、下記に挙げる様な“安全・確実な運転”にかかわる問題など、早急な実施が必要で、且つNPCの体制が整い次第実行できるものもある。

- ・運転要項類の整備
- ・日常巡視点検・ルーチン業務の見直し
- ・運転当直体制の見直し など

したがって、これらをまとめてプログラムⅡ-第一段階とし、NPCのタスクフォースが中心となり、コンサルタントの支援のもとに前述のF/Sと並行して実施することを勧告する。

c) プログラムⅢ

NPC本社人事部、MMRC人事課が中心となり、発電所の関係者を交えてタスクフォースを編成し、当調査報告書の勧告により、具体的改善策を検討し実施する。

b. 実施スケジュール

上記3種のプログラム実施スケジュールは、次頁Figure 2-1に示す、マラヤ発電所信頼度向上計画実施スケジュールによる。

Figure 2-1 マラヤ発電所信頼度向上計画スケジュール

	第1年目 1995	第2年目 1996	第3年目 1997	第4年目 1998	第5年目 1999
1. プログラムI リハビリテーション 1号機 2号機	本機定検 機定検	通常定検 通常定検	リハビリテーション リハビリテーション	リハビリテーション 通常定検	本機定検 本機定検
2. プログラムII 1)プログラムIIについての フィジビリティ・ス タディー	_____				
2)プログラムIIの実施	第一段階		第二段階		
a. 定修計画方法・体制 の改善	詳細検討 タスクフォース		実 施		
b. 定修実施方法・体制 の強化	詳細検討 タスクフォース		実 施		
a)定修実施に関する 社規制定等	タスクフォース				
b)MSDの強化対策	タスクフォース		増員・訓練		
・要員及び体制	準備		同上		
・定修用工具、機 械車輛等の購入	同上		購入		
・設備の建設等 (各発電所事務所、資料セン ター、事務所、等)	同上		建設等		
c)各種マニュアルの 整備	準備		実 施		
c. 安全、確実な運転の ための対策	詳細検討 タスクフォース		実 施		
3. プログラムIII 1)職員の採用、教育・訓 練に関する改善	詳細検討計画 タスクフォース		実 施		
2)モラル向上対策	同 上 タスクフォース		実 施		

2. 2. 4 経済財務評価

1) 経済評価

リハビリテーションプロジェクトを実施することにより、出力の回復、信頼性の改善その他のメリットがあると結論づけた。このメリットにより、マラヤ火力発電所のリハビリテーションを実施した後、同等の役務を社会に対して提供可能な代替プロジェクト (Without Project) とを比較することにより、本プロジェクト (With Project) の経済的実行可能性を評価するものである。経済的内部収益率を求め、これとフィリピンにおける電源開発プロジェクトに用いられる割引率 (ディスカウントレート) と比較することにより、プロジェクトの経済性を評価した。プロジェクトを実施した場合の経費 (プロジェクトコストと燃料費) をプロジェクトのコストと捕え、プロジェクトを実施しなかった場合の経費 (燃料費と補充電力供給もしくは購入) をプロジェクトの便益ととらえた。運転維持費、利息返済、その他本社経費は両ケースに掛かるものとして考慮しなかった。両ユニットがリハビリ工事を実施することになっている1997年にどのような運転状況にあるかを予測することは極めて困難なことである。本経済評価は予測に基づいて実施されているため、このリハビリプロジェクトに関し管理者が企業的な判断を下す際には実際の稼働状況とリハビリ対象項目、それらの見積金額等を見直すことを勧告する。

2) 経済評価結果

a) 発電量と発電原価

WithとWithoutの発電量及び平均発電原価の比較表を下記に示す。

	1号機		2号機	
	With	Without	With	Without
発電量 (GWh)	12,877	8,032	25,754	18,172
発電単価 (P/kWh)	1.3108	1.2249	1.0024	1.0383

発電量比較については、Withoutの場合利用率の低下が当然のごとく大きく影響し、Withの場合と比べて1号機で約60%、2号機で70%にまで落ち込んでいる。これらの不足分を他社からの購入に頼らざるをえないとすると、この観点からのWithの経済的な意義は大きい。

一方、Withの発電原価は多額のリハビリ工事のための投資によりWithoutより高くなるが、それでもなおNPCのルソン系統平均売電単価である1.8505ペソ/kWh以内であり、かつ、他社からの購入原価を下回っている。

b) EIRR (ベースケース)

内部収益率計算過程をTable 2-1に示す。補充電源別のベースケース (Withケースの場合利用率70%, 燃料価格15US\$/bbl.) の場合の1号機のみ, 2号機のみ, 及び1・2号機総合した, 各ケースの経済的内部収益率を下表に示す。

	1号機のみ	2号機のみ	1・2号機総合
NPCルソン系統			
-平均	2. 27%	26. 65%	12. 32%
-石油火力	1. 34%	25. 47%	11. 35%
-石炭火力	3. 74%	28. 52%	13. 86%
-地熱	1. 39%	25. 53%	11. 40%
-ガスタービン	25. 46%	58. 77%	37. 40%
他社より購入			
-平均	21. 57%	52. 97%	33. 06%
-石油火力	17. 60%	47. 23%	28. 69%
-石炭火力	15. 29%	43. 97%	26. 17%
-ガスタービン	32. 65%	69. 94%	45. 59%

c) 結 論

経済的利益の回収期間が1号機の場合7年と、プロジェクトコストの額に対して比較的短期間であることが、総合的な本プロジェクトの経済評価を低いものになっている。2号機の場合は投資額も少なく、利益回収期間も長いため、すべての代替案に対して15%のハードルレートを越え、2号機リハビリの経済的妥当性を示している。

フィリピンにおける本プロジェクト対象の単機容量同等の電源開発については、石炭火力の開発に集中しておりWithoutケースの場合、補充電力供給に石炭火力に依存することになると考えられ、この場合EIRRは13.86%となりNEDAの設定値15%をクリアしないまでも、現行のフィリピンの割引率12%は十分越えており、NPCの立場としての経済性はあると判断される。

補充電力を他社からの電力購入で賄う場合、すべての電源の場合において、NPCは経済的に本プロジェクトを実施した方がよいと結論付けられる。即ち補充電源として他社からの電力購入を増加させるより、NPCにてリハビリを実施し、マラヤ発電所を運転したほうが経済的であるということである。

3) 財務評価

リハビリを実施した場合のマラヤ発電所の財務的健全性、即ち、NPCによる当該発電所の運転に対する財務的健全性を内部的収益法により評価する。求められた財務的内部収益率（FIRR）は本プロジェクトの機会費用と比較するものとする。プロジェクトの財務的便益はWithとWithoutを比較した場合の電力量の差、従ってその売電収入の差となる。

更に、プロジェクトを実行した場合の財務諸表；資金の流れ分析表、インカムステートメント、借款返済表を作成した。

4) 財務評価結果（財務的内部収益率）

本プロジェクトの内部収益率は1号機単独で13.65%、2号機単独にて48.60%、両ユニット合わせた場合、28.36%と全ての場合において機会費用の5.8%を超え、更にNPCのレートベース（世銀指定の資産に対する利益償還率）8%を超え、本プロジェクトの財務的実行可能性が高いことを示す結果となった。今回の財務分析はWith/Withoutの収益の差を便益として計上したが、販売電力単価のうち減価償却費、利子相等分が差し引かれているので、純粹に原建設費、第1回のリハビリコストを考慮したWithケースのみの電力販売による収益率計算にても同様な結果が予測される。

技術的に計画された通りに機器設備の復旧が実現すれば本プロジェクトは財務的に十分実行可能と判断される。

Project: Malaysia Reliability Improvement Project
 EIRR: 11.35%
 File Name: Basic Model_2
 Date: 1/24/94
 Rev: 1/21/98

Table 2-1 經濟的内部收益率

No. 1 & No. 2 Combined EIRR = 12.32% 11.35% 13.86% 11.40% 37.40% 33.06% 28.89% 26.17% 45.59%
 EIRR = 2.27% 1.34% 3.73% 1.30% 25.49% 21.57% 17.60% 15.20% 32.63%

Year	WITH REHABILITATION				WITHOUT REHABILITATION				Supply by Other Power Sources (PAMM)				Non NPC				Non NPC						
	Project Cost	M-1 Capacity	Annual Energy	Efficiency	Fuel Consump.	Fuel Cost	With Total Cost	M-1 Capacity	Annual Energy	Efficiency	Fuel Consump.	Fuel Cost	With Total Cost	Oil Based	Coal	Gas Turbine	Average	Oil	Coal	Gas T.			
	Thous \$	MW	%	GWh	%	Mill R.	Thous \$	%	GWh	%	Mill R.	Thous \$	GWh	Average				Average					
0	1994	0				0	0				0	0	0	1.0797	1.051	1.1264	1.0525	2.066	1.876	1.8009	1.5742	2.5208	
1	1995	1,815				1,815	0				1,815	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	1996	15,746				15,746	1,815				15,746	1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	
3	1997	65,316				65,316	15,746				65,316	15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	
4	1998	30,373				30,373	65,316				30,373	65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	-65,316	
5	1999	1,814				1,814	30,373				1,814	30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	
6	2000	0	70%	1,639.60	33.27%	488.30	48,216	300	47.50%	1,248.30	28.89%	371.30	36,663	691.30	11,188	10,695	12,250	10,699	34,119	29,343	24,861	22,454	43,984
7	2001	0	70%	1,639.60	33.19%	488.48	48,332	300	44.16%	1,213.06	28.80%	371.33	36,668	626.52	14,351	13,690	15,477	13,696	36,648	33,598	28,538	26,267	49,090
8	2002	0	70%	1,639.60	33.11%	490.68	48,449	300	40.80%	1,178.92	26.04%	371.30	36,663	890.86	16,650	16,037	18,337	16,037	41,272	36,935	30,927	28,216	62,272
9	2003	0	70%	1,639.60	33.03%	491.85	48,568	300	43.59%	1,145.55	27.26%	371.25	36,658	894.06	18,914	18,148	18,180	18,180	43,830	38,224	32,982	30,114	58,385
10	2004	0	70%	1,639.60	32.96%	493.04	48,684	300	42.38%	1,113.22	26.48%	371.26	36,659	728.38	18,139	17,335	18,444	17,379	46,309	40,442	34,935	31,965	58,403
11	2005	0	70%	1,639.60	32.87%	494.24	48,802	300	41.17%	1,081.96	25.73%	371.35	36,668	757.65	19,329	18,483	20,680	18,536	48,711	42,962	38,946	37,736	61,328
12	2006	0	70%	1,639.60	32.79%	496.45	48,922	300	40.01%	1,051.48	25.00%	371.42	36,675	786.14	20,482	19,612	21,808	19,658	51,047	44,661	38,708	36,472	64,189
13	2007	0																					
14	2008	0																					
15	2009	0																					
Total		105,083		12,877.20		3,443	339,971		45,034		2,698.21	2,958,652	4,844,722	12,804	7,458	21,507	7,736	200,687	181,958	124,829	104,948	281,950	

Year	WITH REHABILITATION				WITHOUT REHABILITATION				Supply by Other Power Sources (PAMM)				Non NPC				Non NPC						
	Project Cost	M-2 Capacity	Annual Energy	Efficiency	Fuel Consump.	Fuel Cost	With Total Cost	M-2 Capacity	Annual Energy	Efficiency	Fuel Consump.	Fuel Cost	With Total Cost	Oil Based	Coal	Gas Turbine	Average	Oil	Coal	Gas T.			
	Thous \$	MW	%	GWh	%	Mill R.	Thous \$	%	GWh	%	Mill R.	Thous \$	GWh	Average				Average					
0	1994	0				0	0				0	0	0	1.0797	1.051	1.1264	1.0525	2.066	1.876	1.8009	1.5742	2.5208	
1	1995	1,586				1,586	0				1,586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	1996	5,862				5,862	1,586				5,862	1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	-1,586	
3	1997	30,464				30,464	5,862				30,464	5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	
4	1998	1,067				1,067	30,464				1,067	30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	
5	1999	1,067				1,067	1,067				1,067	1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	-1,067	
6	2000	0	70%	2,146.20	34.62%	543.06	53,825	350	60.00%	1,839.60	32.33%	602.50	49,618	306.00	7,668	7,330	8,219	7,347	19,556	17,062	14,758	13,499	28,663
7	2001	0	70%	2,146.20	34.74%	545.58	53,872	350	57.63%	1,773.07	32.11%	487.64	48,151	373.13	6,841	8,429	9,511	8,451	23,311	20,297	17,469	15,938	29,524
8	2002	0	70%	2,146.20	34.86%	548.84	53,968	350	53.74%	1,708.99	31.89%	473.26	46,731	437.21	11,015	10,632	11,800	10,558	27,970	24,439	21,125	19,330	34,290
9	2003	0	70%	2,146.20	34.59%	548.10	54,121	350	51.78%	1,587.57	31.45%	445.79	45,050	489.14	12,062	11,531	12,978	11,439	31,439	27,407	23,623	21,575	36,748
10	2004	0	70%	2,146.20	34.50%	549.35	54,247	350	49.91%	1,530.24	31.24%	432.58	42,714	615.96	14,046	13,396	14,779	14,069	32,511	28,702	25,012	23,750	41,090
11	2005	0	70%	2,146.20	34.42%	550.85	54,372	350	48.10%	1,474.75	31.03%	419.72	41,444	671.45	14,895	14,214	15,161	14,253	32,958	29,289	26,267	24,781	48,189
12	2006	0	70%	2,146.20	34.34%	551.93	54,498	350	46.38%	1,421.40	30.82%	407.29	40,217	724.80	15,817	15,017	17,119	15,058	43,925	38,071	32,978	29,602	52,174
13	2007	0	70%	2,146.20	34.26%	553.22	54,626	350	44.66%	1,369.89	30.61%	396.22	39,025	829.96	16,637	15,760	18,031	16,631	44,772	34,587	31,472	29,668	60,668
14	2008	0	70%	2,146.20	34.18%	554.52	54,754	350	43.06%	1,320.22	30.40%	383.52	37,870	829.96	17,416	16,505	18,900	16,552	49,448	42,777	36,516	33,126	63,201
15	2009	0	70%	2,146.20	34.10%	555.82	54,883	350	41.50%	1,272.39	30.19%	372.20	36,762	873.81	18,156	17,191	19,725	17,242	52,043	44,965	38,381	34,775	66,592
Total		40,028		26,754.40		6,600.58	651,795		651,781		5,140.26	507,562	7,563	130,672	122,303	144,292	122,741	424,740	363,462	306,010	274,882	560,893	

Table 2-2 財務的内部收益率

M-1 & M-2 Combined FIRR = 28.74%

Year	WITH REHABILITATION					WITHOUT REHABILITATION					FIRR = 16.06%					
	Project Cost Thous \$	M-1 Capacity MW	Annual Energy GWh	Efficiency %	Fuel Consump Mill. lit.	Fuel Cost Thous \$	With Total Cost Thous \$	M-1 Capacity MW	Annual Energy GWh	Efficiency %	Fuel Consump Mill. lit.	Fuel Cost Thous \$	Benefit Energy of Sale GWh	Balance of Cost Thous \$	Energy Benefit Thous \$	Cost Balance Thous \$
0	1,815					1,815										
1	1,815	300	1,839.60	33.27%	488.30	44,346	46,160	300	1,839.60	29.69%	371.30	33,721	591.30	-10,825	36,765	23,326
2	15,746	300	1,839.60	33.19%	489.48	44,453	44,453	300	1,839.60	28.85%	371.33	33,723	626.52	-10,730	37,895	27,165
3	55,315	300	1,839.60	33.11%	490.66	44,561	44,561	300	1,839.60	28.04%	371.30	33,721	660.68	-10,840	39,961	29,121
4	30,373	300	1,839.60	33.03%	491.85	44,669	44,669	300	1,839.60	27.25%	371.25	33,716	694.05	-10,953	41,979	31,026
5	1,814	300	1,839.60	32.95%	493.04	44,777	44,777	300	1,839.60	26.48%	371.28	33,717	728.38	-11,060	43,935	32,875
6		300	1,839.60	32.87%	494.24	44,886	44,886	300	1,839.60	25.73%	371.35	33,725	757.65	-11,161	45,826	34,665
7		300	1,839.60	32.79%	495.45	44,996	44,996	300	1,839.60	25.00%	371.42	33,731	788.14	-11,265	47,670	36,405
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
2008	105,063		12,877.20		3,443	312,688	417,751		8032.48		2599.21	236,054	4844.72	-76,634	293,031	111,334
Total																

FIRR = 45.87%

Year	WITH REHABILITATION					WITHOUT REHABILITATION					FIRR = 45.87%					
	Project Cost Thous \$	M-2 Capacity MW	Annual Energy GWh	Efficiency %	Fuel Consump Mill. lit.	Fuel Cost Thous \$	With Total Cost Thous \$	M-2 Capacity MW	Annual Energy GWh	Efficiency %	Fuel Consump Mill. lit.	Fuel Cost Thous \$	Benefit Energy of Sale GWh	Balance of Cost Thous \$	Energy Benefit Thous \$	Cost Balance Thous \$
0	1,586					1,586										
1	1,586	350	2,146.20	34.90%	543.08	48,321	50,378	350	2,146.20	32.33%	502.50	45,636	306.6	-3,685	18,545	13,803
2	5,962	350	2,146.20	34.82%	544.33	48,435	50,462	350	2,146.20	32.11%	487.64	44,286	373.13	-5,149	22,569	18,363
3	30,464	350	2,146.20	34.74%	545.58	48,548	49,548	350	2,146.20	31.89%	473.26	42,960	437.21	-6,586	26,444	19,878
4	1,057	350	2,146.20	34.66%	546.84	48,663	49,663	350	2,146.20	31.67%	459.28	41,711	499.14	-7,952	30,190	22,238
5	1,057	350	2,146.20	34.58%	548.10	48,777	49,777	350	2,146.20	31.45%	445.79	40,466	558.63	-9,291	33,789	24,483
6		350	2,146.20	34.50%	549.38	48,893	49,893	350	2,146.20	31.24%	432.58	39,266	615.96	-10,607	37,256	26,649
7		350	2,146.20	34.42%	550.65	49,009	50,009	350	2,146.20	31.03%	419.72	38,118	671.45	-11,891	40,612	28,721
8		350	2,146.20	34.34%	551.93	49,125	50,125	350	2,146.20	30.82%	407.29	36,989	726.90	-13,136	43,839	30,703
9		350	2,146.20	34.26%	553.22	49,242	50,242	350	2,146.20	30.61%	395.22	35,863	776.31	-14,349	46,955	32,806
10		350	2,146.20	34.18%	554.52	49,360	50,360	350	2,146.20	30.40%	383.52	34,830	825.98	-15,530	49,959	34,429
11		350	2,146.20	34.10%	555.82	49,478	50,478	350	2,146.20	30.19%	372.20	33,802	873.81	-16,676	52,852	36,178
12		350	2,146.20	34.02%	557.13	49,597	50,597	350	2,146.20	29.98%	361.26	32,809	919.80	-17,788	55,634	37,846
13																
14																
15																
2008	40,026		25,754.40		6,601	599,446	639,474		18,172		5140.26	486,876	7582.82	-132,622	450,644	285,998
Total																

2. 2. 5 環境に関する改善提案

1) 大気汚染

a. 燃料油硫黄計の購入

- 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できる。
- 排ガス中のSO₂濃度を計算で求めることができる。

b. 排ガス中NO_x測定の実施

- 発電所の排ガスについて、NO_x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。

c. 風向、風速連続測定装置の購入

- 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年間の連続気象データを取る必要がある。

2) 水質汚濁

a. 排水処理中和タンク設置位置の変更及び中和槽の設置

- 現在の苛性ソーダ注入による中和方法では中和が不確実であるので、沈殿池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。

b. 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。

c. API油分離槽からの油漏れ防止

- 事故や豪雨などの災害に備えて油検知器の設置、また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。

3) 騒音

- 発電所の北側敷地境界及び発電所周辺の騒音測定を実施する。

4) 重油灰

- マラヤ発電所では燃料油に劣質の重油を使用しているため、多量の重油灰が発生している。
- 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。
- そのためには、低粘度の良質燃料油の使用、添加剤の使用等について検討する必要がある。
- また、適切な対策を講じるには、なぜ重油灰の未燃炭素含有量が高いのか調査する必要がある。

第3章 フィリピン電力公社（NPC）の概要

第3章 フィリピン電力公社(NPC)の概要

3. 1 NPCの歴史

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

NPCはもともと水力発電及びその他天然資源による電力事業の開発を目的として設立されたが、1972年に事業範囲を拡大し、1978年にはMERALCOから火力発電設備を買収して、それ以降、発送変電設備の運営を一貫して行っている。

NPCの事業規模の推移をみると次のとおりである。

Table 3-1 NPCの事業規模の推移

	1966	1976	1980	1985	1990	1993
発電電力量 GWh	1,425	3,140	15,086	18,757	24,799	23,654* ¹ 2,808* ²
販売電力量 GWh	1,310	2,966	14,033	17,140	22,915	24,805
最大需要電力 MW	674	1,787	2,414	(2,311) 3,037	(2,973) 3,974	(3,473) 4,824
発電所容量 MW	270	663	3,821	5,549	6,037	7,100* ¹ 874* ²
送電線回線延長 km	2,398	3,682	7,152	11,832	14,060	14,951
変電所容量 MVA	916	2,180	7,598	13,307	14,381	14,788

注) *1 NPC
*2 新NPC

() : ルソン系統最大需要電力

3. 2 NPCの組織

1992年6月に成立したラモス政権は、同年12月にエネルギー省 (DOE) を設置し、旧来の大統領府エネルギー局 (OEA) を廃止した。以来NPCはDOEの監督下にある。

電力危機法 [(The Electric Power Crisis Act, RA7648) , 1993年4月に両議会を通過] は、懸案の停電の解消に効果的に取組むことができるようNPCを支援するものであったが、同時にNational Power Boardに対しNPCの組織の改正、業務の合理化をする権限を与えた。その狙いは、NPCを活性化することにあった。

1) 組織の改正

1991年11月の組織改正に続いて、上記電力危機法を背景に新総裁の下、組織の改正及び社内業務の強化・合理化が行われたが、現在も組織、業務の改善を目指した検討は続いている。

Figure 3-2は現在の組織を示す。

3. 3 従業員数の推移

1) 総人員数

NPCの1993年現在の総人員数は14,560人である。

NPCの1987年から7年間の人員の推移をTable 3-2に示す。

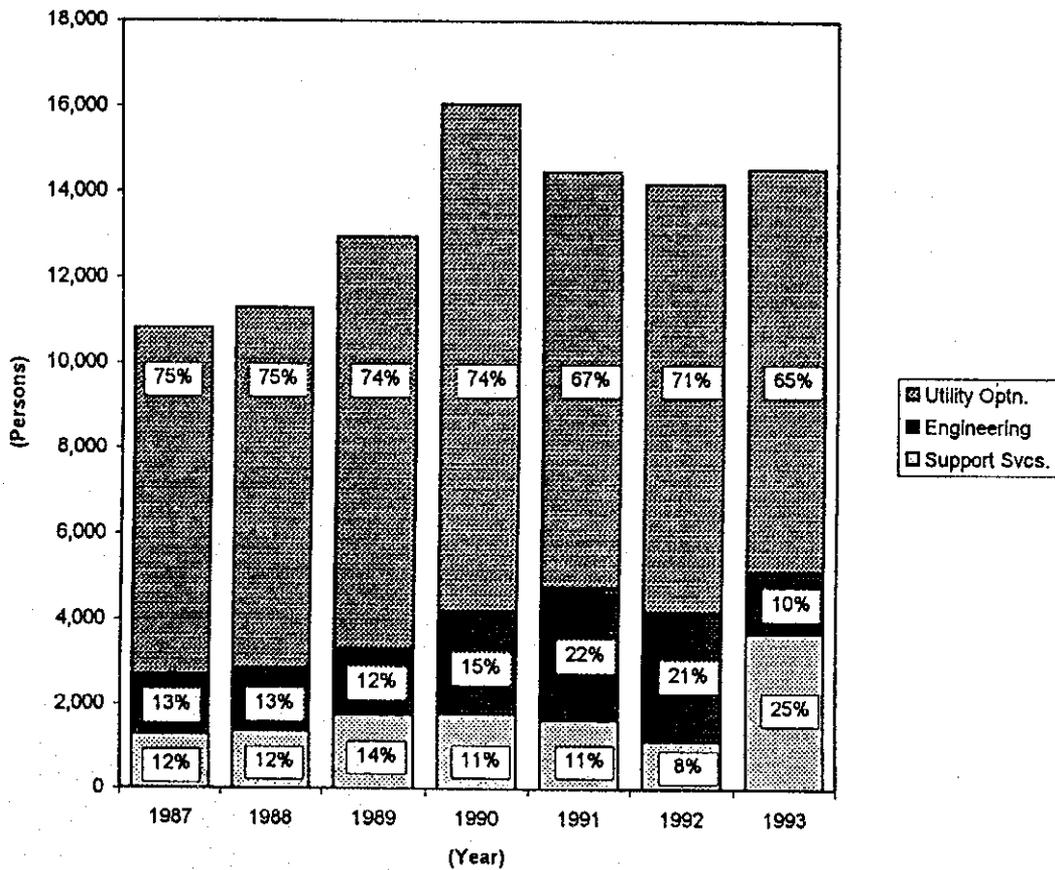
2) 人員構成

1993年の人員構成は、発送変電部門65%、エンジニアリング部門10%、及びサポート部門25%となっており、運転・保守要員の占める割合が大きい。

Table 3-2 人員構成

Year	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Utility Optn.	8,126	8,432	9,657	11,860	9,752	10,040	9,450
Engineering	1,423	1,494	1,541	2,402	3,095	3,023	1,418
Support Svcs.	1,270	1,368	1,756	1,794	1,643	1,145	3,692
Total	10,819	11,294	12,954	16,056	14,490	14,208	14,560

Figure 3-1 人員構成



3) Table 3-3 職位別人員数 1993年現在

経営幹部	19人	(1.6 %)
管理職 (部長レベル)	467	(3.86%)
管理職 (課長レベル)	1,011	(8.36%)
専門職/技能職 (上級)	6,015	(49.75%)
同上 (エントリ)	2,614	(21.62%)
一般職	1,965	(16.25%)
合計*	12,091	(100 %)

* 正規社員のみ

4) Table 3-4 本社・支店別人員数, 1993年現在

本社	5,366人	(36.8%)
MMRC (トロマニラ支店)	1,786	(12.3%)
NLRC (北部ミソ支店)	1,648	(11.3%)
SLRC (南部ミソ支店)	1,426	(9.8%)
VRC (ガイサス支店)	1,792	(12.3%)
MRC (ミソガサ支店)	2,542	(17.5%)
合計*	14,560	(100 %)

* 正規社員及び非正規社員を含む。

3. 4 経理状況

NPCの1993年度経理概況をTable 3-5に示す。

- 販売電力量は24,805GWhで前年比3.5%増加した。

- 営業収入は40,490百万ペソで前年比7.6%増加した。

この増加は主として販売電力量の増加、約3.5%によるものであるとともに、電力料金の値上がり、0.06ペソ/kWhの結果である。

- 営業費用は33,825百万ペソで、前年比11%増加した。

この増加は以下の理由による。

1) 購入電力量が(前年比)136%増加した。

2) 減価償却費の増大、その大部分は資本化された借入金の再計上及び新設発電所の運転開始によるものである。

3) その他の営業費用の増加、主として発電費、修繕費、及び税金の増加

4) 石炭費及び蒸気代の高騰

コストのより低い燃料によって、費用の更に大きな増加はおさえられた。

- 営業利益は、結局、(前年比)5.8%減少し、6,665百万ペソとなった。

この営業利益から、NPCは、1,365百万ペソの純益を得たが、これは前年の純益4,118百万ペソに比べて66.9%の減少となった。

Table 3-5 1993年度經理概況

Items		Unit	1992	1993	Inc. (Dec) %
Energy Sales		GWh	23,958	24,805	3.5
Average Power Rate		P/kWh	1.57668	1.6385	3.9
Net Operating Revenue		P Million	37,644	40,490	7.6
Operating Expenses		P Million	30,567	33,825	10.7
Generation		P Million	21,166	21,414	
Transmission and Distribution		P Million	579	671	
Administrative and General		P Million	878	937	
Depreciation		P Million	6,258	8,501	
Depletion		P Million	823	916	
Provision		P Million	53	32	
Other Operating Expenses		P Million	806	1,350	
Net Operating Income		P Million	7,078	6,665	(5.8)
Net Income		P Million	4,118	1,365	(66.9)
Rate Base		P Million	99,596	112,778	13.2
Return on Rate Base (Net O.I./Rate Base) x 100		%	7.11	5.91	(1.20)
Cost of Service		P/kWh	1.4746	1.5833	7.4
Fuel Cost		P/kWh	0.5840	0.4807	
Steam Cost		P/kWh	0.1404	0.1409	
Coal Cost		P/kWh	0.0494	0.0512	
Depreciation and Depletion		P/kWh	0.2966	0.3811	
Manpower Related Expenses		P/kWh	0.0598	0.0632	
Other Operating Expenses *1		P/kWh	0.1501	0.2517	
Non-Other Operating Expenses *2		P/kWh	0.1943	0.2145	
Net Income (Average power rate - cost)		P/kWh	0.1022	0.0552	(46)
Assets	Total	P Million	203,154	245,375	20.9
	Utility Plant				
	Under Construction	P Million	21,478	27,559	28.3
	Operating (Net)	P Million	104,725	135,160	29.1
Proprietary Capital (equity)		P Million	67,760	72,191	6.5
Long Term Debt (Net current portion)		P Million	67,306	96,004	42.6
Capital Expenditures		P Million	15,242	29,431	93.1
Funding Sources	Foreign Loans	P Million	10,156	19,815	95.1
	Net Internal Cash Generation	P Million	1,643	2,209	34.4
	Equity Advance from the National	P Million	410	4,678	1041.0
	Others (Grant + others)	P Million	3,033	2,729	(10)

Notes: *1 includes purchased power cost

*2 includes interest expenses

3. 5 電力料金

1993年4月2日、NPCは18セング/kWh (¢/kWh) の電力料金値上げをした。その内訳は基本料金の改訂が5.57¢/kWh、RCA (Retroactive Component Adjustment) によるものが12.42¢/kWhであった。

RCAは、1991年の17¢/kWhの料金値上げ及び1992年に予想された料金改訂が実施されなかったことに伴う減収を補って料金ベースで10%の収益を確保するための処置である。

Table 3-6 平均電力料金

(Unit : P/kWh)

Year	Luzon	Visayas	Mindanao	Philippines	Annual Increase Rate (%)
1980	0.3641	0.4078	0.1644	0.3423	
1981	0.4480	0.4982	0.1800	0.4166	21.7
1982	0.4670	0.5444	0.1859	0.4299	3.2
1983	0.6152	0.7244	0.2966	0.5790	34.7
1984	0.9740	0.9980	0.3740	0.8754	51.2
1985	1.2082	1.0401	0.5205	1.0835	23.8
1986	1.0552	0.9063	0.5086	0.9548	-11.9
1987	0.9793	0.8671	0.5657	0.9038	-5.3
1988	1.0031	0.9252	0.6252	0.9354	3.5
1989	0.9877	1.0385	0.6669	0.9381	0.3
1990	1.2049	1.2424	0.7043	1.1263	20.1
1991	1.4728	1.5293	0.9028	1.3953	23.9
1992	1.6576	1.6922	0.9644	1.5768	13.0
1993	1.7194	1.7343	1.1596	1.6385	3.9

3. 6 民営化

アキノ政権は、政府企業301社のうち、122社を対象に民営化を推進するため、5年間の時限措置に着手し（1991年に2年延長）、これに関する数多くの案件が、今なお国会で審議中である。

NPCに対しても、ルソン、ヴィサヤス及びミンダナオの3組織に分割する案など、最適資本構造、分割方法、資産の売却など諸種の検討がなされている。

3. 7 ROMスキーム

1) NPCにおいては、運転・保守業務を民間（Private Sector）に移管する試みがなされている。ROM（Rehabilitate-Operate-Maintain）と呼ばれ、ナガ火力発電所コンプレックス及びピンガ水力発電所に採用されている。マラヤ発電所にもROMが適用される。NPCはその応募者（予備審査PQをパスした）に対して、入札案内を出した。入札書類の提出期限／開封日は1994年12月28日となっている。

2) マラヤ発電所ROM契約内容

マラヤ発電所ROM契約内容は概略Table 3-7の通り。

Table 3-7 ROM契約内容

項 目	請 負 者	N P C
1. 設 備 (1) 300MW マラヤ1号機 350MW マラヤ2号機 補機を含む	設備(1)に含まれる全設備、但し、 設備(2)を除く、を占有する。	NPCはマラヤ火力発電所コンプレッ クスの全発電設備の所有権を保持 する。
(2) 3MWガスタービン 3台 Meralco スイッチャード NPC スイッチャード NPC 車 輛	(設備(2)については) ROMの範囲外である。	(設備(2)については) NPCが管理する。
2. 契 約 範 囲	設備(1)のリハビリ全般 (最小限実施すべきリハビリ項目) (を参照のこと)	
3. 協同運営期間	1)15年間 最初の4年間: 設備(1)の調査及びリハビリテー ションを実施 2)営業運転の開始 5年目 又は リハビリテーション工事の満足す べき完了後 いずれかの早い方とする。	
4. 権 利 と 義 務	設備(1)の占有権が与えられる	マラヤ火力発電所コンプレックスの 全発電設備の所有権を保持する。 同所の訪問及び試験室の使用の権利 を保持する。
(1) 燃 料	NPCの提供する燃料油を良質の電力 へ転換すること。	必要な燃料はすべて、NPCの負担で 供給する。
(2) 発生電力	・発生電力はすべてNPCへ供給する こと。 ・送電電力量を保証すること。	最低限の購入電力量を引受けるか、 又は支払うこと。 (Take or pay basis) で保証する。
(3) 全般的リハビリテーション	各ユニットを、その設計状態に復帰 させ、少なくともその寿命を経済的 に15年まで延長する目的で、工事を 実施すること。	_____
(4) 運 転	各ユニットの出力及び効率を保証 すること。	_____
(5) 雇 用	・少なくとも、マラヤ火力発電所の 現在人員から、必要とする人員の 90%を採用すること。 ・請負者の組織の規模は1人当りの 発電量(KWh)に関するLocal Industry Standardsに準拠する こと。	_____

第4章 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画

第4章 発電設備（ハードウェア）の信頼度向上計画

4. 1 マラヤ発電所の概要

マラヤ発電所は、メトロマニラの南東約70kmのリサール州、ピリリア地区マラヤ村のラグナ湖東岸に位置している。マラヤ発電所の総設備容量は740MWであり、2基の重油火力ユニット、1号機定格出力300MW、2号機定格出力350MWと3基のガスタービンユニット、定格出力各々30MWを有している。2基の重油火力ユニットが本調査の対象であり、以下にその概要を述べる。

4. 1. 1 発電設備の概要

マラヤ発電所1号機、2号機の主要設備の仕様は次の通り。

1) マラヤ1号機

a. ボイラ

型 式	貫流ベンソンボイラ
最大蒸発量	1,033.7tons/hr.
蒸気圧力(過熱器出口/再熱器出口)	194.8kg/cm ² g/38.3kg/cm ² g
蒸気温度(過熱器出口/再熱器出口)	541°C/541°C
燃 料	重油(バンカー油・C及び残査油)
製 造 者	バブコック日立

b. タービン

型 式	タンデムコンパウンド再熱抽気復水式
定格出力	300,000kW
蒸気出力	189.8kg/cm ² g
蒸気温度(主蒸気/再熱蒸気)	538°C/538°C
真 空 度	709.2mmHg
回 転 数	3,600rpm
製 造 者	シーメンス

c. 発 電 機

型 式	全閉水素冷却
定格容量	370,000kVA (45psigH ₂)
定格電圧	21,000V
周 波 数	60Hz
力 率	0.9
製 造 者	シーメンス

d. 主変圧器

型 式	AFOC-3AMN/Y5CP, 強制油循環強制空気冷却式屋外形単巻変圧器
容 量	370,000kVA
一次電圧	21kV
二次電圧 (高圧/低圧)	230kV/117.3kV
相	3相
結 線	Δ -Y/Y
中性点接地方式 (高圧側)	直接接地
冷却方式	強制油循環強制空気冷却
製 造 者	日立製作所

2) マラヤ2号機

a. ボイラ

型 式	単胴エルバソ輻射屋内型
最大蒸発量	1,305.4tons/hr.
蒸気圧力 (過熱器出口/再熱器出口)	173.8kg/cm ² g/32.7kg/cm ² g
蒸気温度 (過熱器出口/再熱器出口)	541°C/541°C
燃 料	重油 (バンカー油・C及び残査油)
製 造 者	バブコック日立

b. タービン

型 式	タンデムコンパウンド再熱4流抽気復水式 TC4F-26
定格出力	350,000kW
蒸気出力	168.7kg/cm ² g
蒸気温度 (主蒸気/再熱蒸気)	538°C/538°C
真 空 度	699.1mmHg
回 転 数	3,600rpm
製 造 者	日立製作所

c. 発 電 機

型 式	全閉水素冷却式 TFLQQ-KD
定格容量	438,000kVA
定格電圧	21,000V
周波数	60Hz
力 率	0.9
製 造 者	日立製作所

d. 主変圧器

型 式	AFOC-3MN/Y5CP, 強制油循環強制空気冷却式屋外形単巻変圧器
容 量	442,000kVA
一次電圧	21kV
二次電圧 (高圧/低圧)	230kV/117.3kV
相	3相
結 線	$\Delta - Y / Y$
中性点接地方式 (高圧側)	直接接地
冷却方式	強制油循環強制空気冷却
製 造 者	日立製作所

4. 1. 2 運転実績

マラヤ1号機は1974年12月20日に初併列し、1975年8月15日から営業運転を開始した。1994年8月25日現在、総運転時間は119,789.93時間（総暦日時間の69.4%）に達し、一方、総停止時間は52,726.22時間（同30.6%）となっている。また、ユニットの総発停回数は364回である。

Tables 4-1及び4-5参照。

マラヤ2号機は1979年3月10日に初併列し、同年4月21日から営業運転を開始した。1994年8月25日現在の総運転時間は104,162.91時間（総暦日時間の76.9%）、総停止時間は31,362.82時間（同23.1%）である。ユニットの総発停回数は206回である。Tables 4-2及び4-5参照。

1980年代に両ユニットの性能は著しく低下した。出力及び信頼性の低下は利用率の低下、発電量の減少を招く結果となった。両ユニットのリハビリテーションプロジェクトが実施され（1986年：2号機、1987年：1号機）、性能の回復が達成された。

リハビリテーション後の両ユニットの運転データをTable 4-3及びTable 4-4にまとめている。両ユニットともリハビリテーション後4～5年間は良好な運転実績を残している。しかし、それ以後は不十分なメンテナンスのために、再び性能が年々低下している。リハビリテーション後の回復した運転状況とその後の減衰状況をFigures 4-1, 4-2, 4-3, 4-4及び4-5に、総発電量、利用率、運転時間と停止時間及び平均出力を代表してグラフに表している。

以上に述べた両ユニットの運転実績は、適切なメンテナンスを実施すれば発電設備の性能は、回復、維持できるが、メンテナンスが不十分であるとその性能は容易に劣化してしまうことを明白に示している。

Table 4-1 マラヤ1号機の運転時間

Year	Operating Hours	Outage Hours	Period Hours
1974	35.98	244.17	280.15
1975	2,454.01	6,305.99	8,760.00
1976	6,338.14	2,445.86	8,784.00
1977	7,499.04	1,260.96	8,760.00
1978	7,764.46	995.54	8,760.00
1979	7,713.12	1,046.88	8,760.00
1980	4,546.26	4,237.74	8,784.00
1981	7,696.58	1,063.42	8,760.00
1982	6,876.75	1,883.25	8,760.00
1983	5,383.24	3,376.76	8,760.00
1984	5,412.61	3,371.39	8,784.00
1985	5,227.35	3,532.65	8,760.00
1986	6,039.11	2,720.89	8,760.00
1987	2,332.80	6,427.20	8,760.00
1988	7,510.51	1,273.49	8,784.00
1989	6,249.25	2,510.75	8,760.00
1990	7,781.12	978.88	8,760.00
1991	6,492.57	2,267.43	8,760.00
1992	5,932.29	2,851.71	9,784.00
1993	6,709.63	2,050.37	8,760.00
'94/Jan. 1 ~ Aug. 25	3,795.11	1,880.89	5,676.00
Total	119,789.93 (69.4%)	52,726.22 (30.6%)	172,516.15

Table 4-2 マラヤ2号機の運転時間

Year	Operating Hours	Outage Hours	Period Hours
1979	5,873.72	1,239.01	7,112.73
1980	6,158.81	2,625.19	8,784.00
1981	7,439.19	1,320.81	8,760.00
1982	6,505.49	2,254.51	8,760.00
1983	7,100.49	1,659.51	8,760.00
1984	7,991.54	792.46	8,784.00
1985	6,352.48	2,407.52	8,760.00
1986	5,464.71	3,295.29	8,760.00
1987	7,657.61	1,102.39	8,760.00
1988	7,368.85	1,415.15	8,784.00
1989	8,039.75	720.25	8,760.00
1990	7,483.95	1,276.05	8,760.00
1991	6,663.32	2,096.68	8,760.00
1992	8,073.63	710.37	8,784.00
1993	3,401.08	5,358.92	8,760.00
'94 Jan. 1 ~ Aug. 25	2,588.29	3,087.71	5,676.00
Total	104,162.91 (76.9%)	31,361.82 (23.1%)	135,524.73

Table 4-3 リハビリテーション後のマラヤ1号機運転実績

(As of August 25, 1994)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Rated Output (MW)	300	300	300	300	300	300	300	300
Average Load (MW)	245	251	250	268	243	209	177	84
Power Generation (GWh)	538.00	1,884.00	1,567.67	2,106.03	1,581.82	1,245.69	1,159.04	329.94
Service Hours (hr.)	2,194.42	7,495.65	6,265.34	7,863.42	6,521.29	5,949.17	6,553.64	3,939.46
Outage Hours (hr.)	6,565.58	1,288.35	2,494.66	896.58	2,238.71	2,834.83	2,206.36	1,895.54
-Planned Outage (hr.)	6,374.65	966.12	0.00	212.75	837.73	1,216.97	0.00	0.00
-Non-planned Outage (hr.)	190.93	322.23	2,429.33	683.83	1,400.98	1,617.86	2,206.36	1,895.54
-Outside Accident (hr.)	0.00	0.00	65.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capacity Factor (%)	20.47	71.49	59.65	80.14	60.19	47.27	44.10	18.86
Heat Rate (BTU/kWh)	10,458	10,256	10,431	10,883	10,934	11,494	11,575	16,787
Efficiency (%)	32.63	33.27	32.71	31.35	31.21	29.69	29.48	20.33
No. of Start-up/Shutdown	13	15	22	19	15	19	16	9

Table 4-4 リハビリテーション後のマラヤ2号機運転実績

(As of August 25, 1994)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Rated Output (MW)	350	350	350	350	350	350	350	350
Average Load (MW)	254	286	280	292	287	222	131	271
Power Generation (GWh)	2,028.00	2,121.00	2,209.31	2,197.69	1,897.06	1,828.97	440.50	701.48
Service Hours (hr.)	7,972.60	7,409.58	7,883.75	7,533.16	6,604.13	8,229.64	3,360.98	2,588.30
Outage Hours (hr.)	787.40	1,392.82	876.25	1,226.84	2,155.87	554.36	5,399.02	3,243.70
-Planned Outage (hr.)	0.00	1,093.38	750.97	694.21	1,658.20	0.00	4,524.42	2,113.18
-Non-planned Outage (hr.)	758.18	270.22	113.85	532.63	497.67	554.36	874.60	1,130.52
-Outside Accident (hr.)	29.22	29.22	11.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capacity Factor (%)	66.14	68.99	72.06	71.68	61.87	59.49	14.37	34.37
Heat Rate (BTU/kWh)	9,982	9,778	9,909	10,021	9,945	10,554	11,321	11,032
Efficiency (%)	34.18	34.90	34.43	34.05	34.31	32.33	30.14	30.93
No. of Start-up/Shutdown	11	12	7	10	7	8	9	7

Figure 4-1 リハビリテーション後のマラヤ発電所の発電量

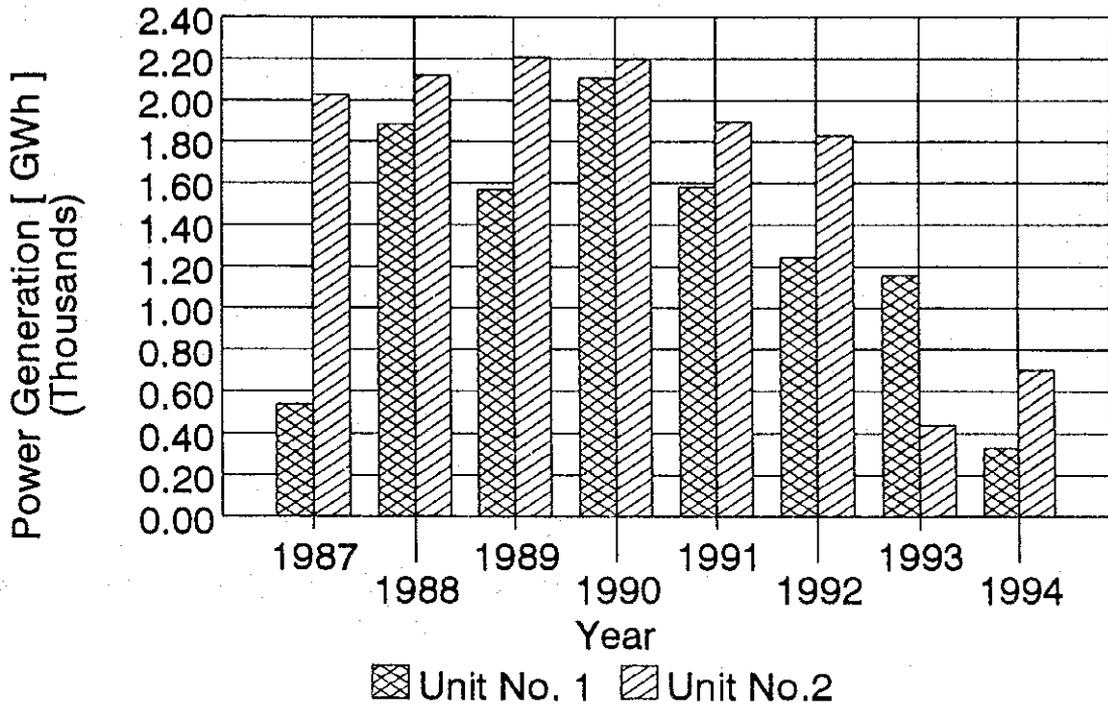


Figure 4-2 リハビリテーション後のマラヤ発電所の利用率

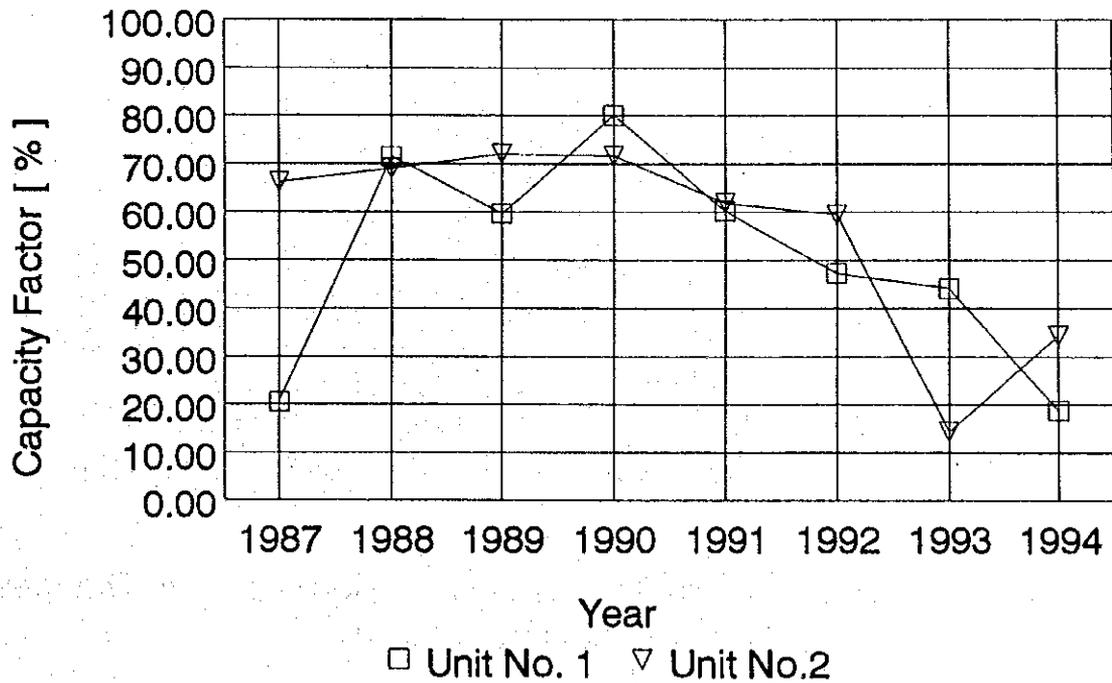


Figure 4-3 リハビリテーション後のマラヤ1号機の運転時間

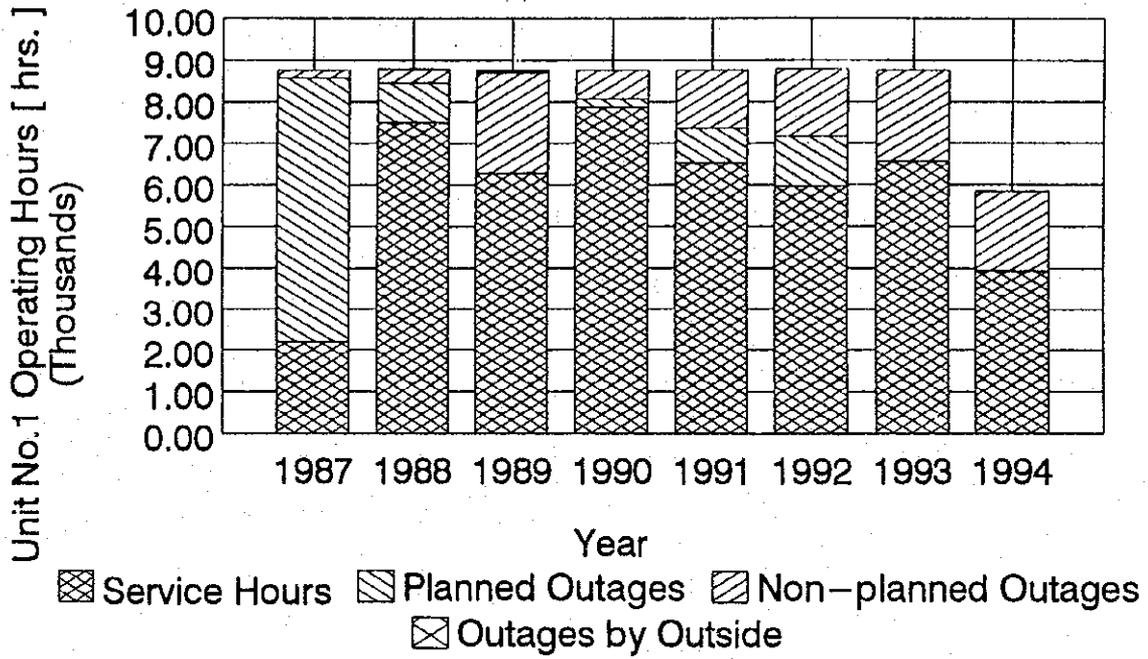


Figure 4-4 リハビリテーション後のマラヤ2号機の運転時間

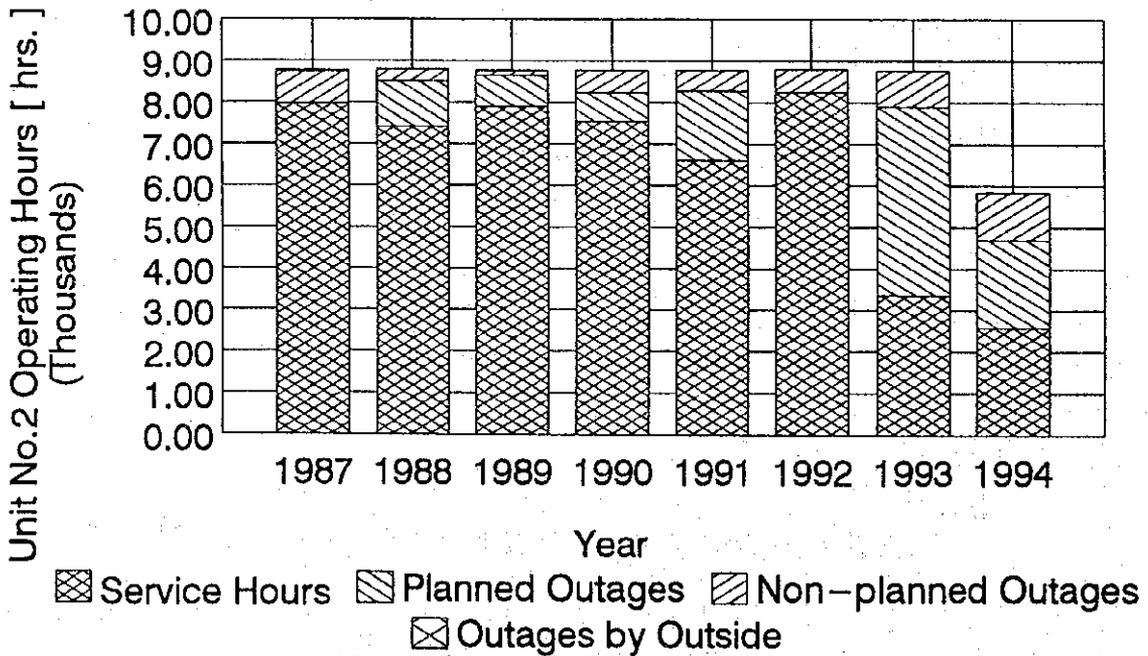


Figure 4-5 リハビリテーション後のマラヤ発電所平均出力

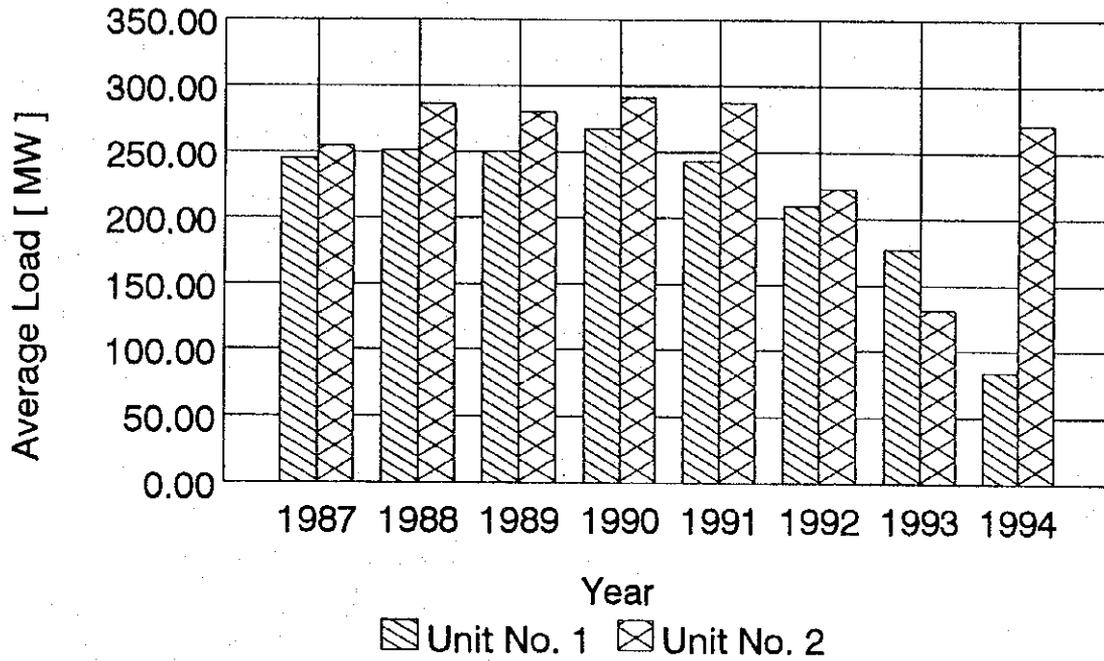


Table 4-5 マラヤ発電所発停回数

	Unit No. 1		Unit No. 2	
	No. of Start-up	No. of Shtdown	No. of Start-up	No. of Shtdown
1974	1	1	---	---
1975	18	18	---	---
1976	20	19	---	---
1977	21	21	---	---
1978	37	37	---	---
1979	15	15	29	29
1980	21	22	17	17
1981	24	24	4	3
1982	30	30	20	21
1983	19	18	12	11
1984	14	15	10	11
1985	10	10	25	24
1986	13	13	19	19
1987	13	12	10	11
1988	15	15	10	10
1989	21	21	7	6
1990	20	20	15	16
1991	14	14	7	6
1992	16	17	7	8
1993	15	14	8	8
1994	7	8	7	6
Total	364	364	207	206

4. 1. 3 保修記録

マラヤ発電所1号機及び2号機の定期点検 (Annual Overhaul, 以下「定検」という。) は運開以来Figure 4-6に示すようなスケジュールで実施されてきた。1号機は1975年の運開以来20年間で11回の定検が実施された。一方、2号機は1979年の運開以来16回の定検が実施されている。言い換えれば、両ユニット共、平均して約2年毎に定検が実施されたことになる。但し、定検は規則的な間隔では実施されておらず、定検の間隔が2～3年も延長されたことがしばしば見られる。

タービンを完全に開放点検する本格定検 (NPCはMajor Overhaulと呼んでいる) は、1号機に関しては、1975年の運開以来、1980年及び1986年の定検時に2回実施されているのみである。そのインターバルは4、5年、6年及び7年以上となっている。一方、2号機の場合は1979年の運開以来、1980年、1986年及び1993年の3回実施されており、そのインターバルは、1.5年、5.5年、6.7年となっている。

予防保修 (Preventive Maintenance) が上述の各定検の間に頻繁に行われている。予防保修はユニットの運転中に発見された欠陥箇所や動作不良のシステムのためにユニットの停止を余儀なくされるのを防ぐ目的で短期間の修理として実施される。しかしながら、現実的に実施されている予防保修は発覚した欠陥の対処療法的な修理の傾向が強く、いわゆる本来の予防的な処置とはなっていない。

定検は本来発電設備の性能と信頼性を維持するために毎年実施されなければならない。しかし、先に述べた様に、マラヤ発電所の両ユニットの定検は現実的には毎年実施されておらず、定検が不十分なため、ユニットの性能と信頼性の維持がなされていない。このような状況は、前節の運転データの記録をみればわかるように、性能及び信頼性の低下となって、顕著に現れている。

定検の実施が不十分であった原因については、次章のソフトウェアの部門で詳細な検討がなされている。

Figure 4-6 マラヤ発電所定検の実績

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
MALAYA UNIT NO.1	INITIAL S/Y COMMISSIONING 12/20 V	8/15 V	10/19 12/16 (59)	11/13 12/19 (37)			2/22 7/9 (199)			3/1 5/24 (85)	9/13 12/16 (95)	11/13 12/26 (44)
MALAYA UNIT NO.2					INITIAL S/Y COMMISSIONING 3/10 4/21 W		10/22 2/9 (111)		11/19 2/17 (91)		1/7 3/1 (54)	

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
MALAYA UNIT NO.1	11/8	REHAB. 8/12 (278)	9/28 11/6 (40)			3/18 4/21 (35)	9/22 11/16 11/11 (51) (86)		(9/1) 10/1 1/10 (102)			
MALAYA UNIT NO.2	REHAB. 7/7 10/21 (107)	12/18 2/9 (54)			12/29 3/9 (71)			6/19 3/7 (262)				

4. 2 現状、問題点及び対策

4. 2. 1 機械設備

マラヤ発電所の1, 2号機共通の問題点として、まず激しいガスリークがある。使用している燃料中の硫黄含有率が3~4%と非常に高いために、ボイラケーシング、空気予熱器、ガスダクト部での低温腐食がいたるところで発生して、甚しいガスリークを引起している。このリークしたガスが発電所建屋内にボイラ室のみならず、タービン室まで充満しており、周辺機器にいたるところで腐食の二次的な損傷を招いている。また、運転員の日常パトロールや保守要員の日常メンテナンスの大きな障害になっている。ガスリーク箇所を詳細に点検し、記録を整理してリーク箇所の修理の方法及びその頻度等を十分に検討し、定期的な修理を計画・実行する必要がある。

一方、低温腐食軽減のために、硫黄分の少ない良質燃料の調達について環境対策の面からも検討する必要がある。

1) マラヤ1号機

マラヤ1号機に関しては1987年のリハビリテーション以来、6年間本格的な定検が実施されていないため、発電設備全体の劣化が甚しい。一見して、1987年のリハビリテーション直前の状態とほぼ同様な程度に劣化している様である。

ボイラ火炉壁チューブは前回のリハビリテーションで不良部分の部分的な取替えが実施されたが、劣化がかなり進行していると予測されるので、サンプルチューブの分析、各部の外観、肉厚検査等を実施する必要がある。マラヤ発電所の前回のリハビリテーション及びスーカット発電所のリハビリテーションの経験から、火炉壁チューブの全面取替え及び化学洗浄が必要と推定される。

今回の調査で火炉水冷壁のサンプルチューブ1本を採取し、日本に持ち帰って、外観状況、寸法、断面マイクロ組織、硬さ、内面スケール等について検査を実施した。検査の結果、 Fe_3O_4 を主成分とする内面スケールが70mg/cm²付着しているのが認められた。このスケール付着量はボイラの化学洗浄が必要な状況にあることを示している。サンプルチューブ検査の詳細報告書については、Appendix 4-4に示す。今回のサンプルチューブ検査では前述の内面スケール以外は特に異状は認められなかった。しかし、今回のサンプル採取は一箇所のみに限られているため、より広範囲な抜管調査を計画的に実施し、ボイラチューブの経年劣化の把握及び水質管理の指針とすることを推奨する。

空気予熱器のエレメントが前述の低温腐食により平均2年の寿命しかない様である。

灰処理装置は現状水スラリーによる湿式を採用しているが、低温腐食のためかなり損傷している。水質汚濁防止の環境対策も考慮した改善が必要である。

煙突の内面ライニングが損傷している。内面ライニングの全面取替え、外面塗装完全なリハビリテーションが必要である。

高中圧タービンは1987年のリハビリテーション以来、本格的な開放点検が実施されていない。早急に詳細な開放点検を実施すべきである。また、中圧タービンのローターは、中央部にクラックが環状に生じており詳細検査が必要である。ローターを取替える必要があるかもしれない。

低圧タービンは動翼にクラックが発見されたため最終2段が短く切断されている。タービン翼のクラックは前回のリハビリテーション以前からの問題であり、オリジナルメーカーにも問合せ恒久的な対策を講ずる必要がある。

マラヤ1号機は運転時間が10万時間を超えているので主要機器について余寿命診断を実施する必要がある。

2) マラヤ2号機

マラヤ2号機は1993年6月から1994年3月にかけて本格定検と、広範囲のリハビリテーション工事が実施されたので、不具合点は比較的少ない。

低温腐食に関係する空気予熱器、灰処理装置、煙突等は1号機と同様な対策を検討する必要がある。また、2号機も運転時間が10万時間を超えているので主要機器の余寿命診断を実施する必要がある。

3) 共通設備

補助ボイラのマッドドラム部のチューブが堆積した灰のために外部から腐食して、リークが多発し、定格の性能が発揮できなくなっている。補助ボイラは2号機が停止中に1号機を起動するために必須であるから、早急に対策すべきである。

取水路の鋼製のシートパイルが腐食のため損傷しているので取替えが必要である。

4. 2. 2 電気設備

電気設備について全般的に言えることは、空調が完備している中央制御室及び電気室に設置してある機器、計器、継電器類以外は、ボイラ室、本館内とも電気設備は、ボイラ及びガスダクトからの漏洩ガスにさらされ、ダスト及びSO₂ガスの影響により、汚れ及び劣化が進んでいるものが多く見受けられる。早急に全ての電気機器について清掃及び詳細点検を実施し、劣化箇所の抽出、取り替え又は修理箇所の特定及び所要工事の計画実施が必要である。

又、長期的な対策としては、定期的な清掃点検をルーチン化すると共にボイラガスリーク箇所の修理及び防止策が不可欠である。

マラヤ発電所1号機及び2号機の電気関係主要問題点を以下に述べる。

1) マラヤ1号機

a. 発電機

マラヤ1号機の発電機は下記に述べる様なかなり大きな問題を抱えている。

特に固定子のホットスポット、鉄心端部過熱の問題は、前回のリハビリで予算不足により、該当箇所に温度センサーを設け、温度上昇の程度を監視できる様にしているが、励磁装置の故障や誤操作などにより、固定子コイルの制限温度値を超える可能性があり、できるだけ早い時点でスーカット4号機で実施したと同様の固定子改造工事を実施することが望ましい。

励磁装置はオリジナルとしては、シーメンス製のブラシレスタイプが採用されていたが、1987年の励磁機、ローター、バインド線切断事故が発生した際、静止型への改造が提案され、1989年改造工事が実施された。

しかし、改造後、運転中にスリップリングのスパーク等の問題が生じ、現在は静止型としては使用せず、改造前の状態に戻して運転中である。

自動電圧調整装置 (AVR: Automatic Voltage Regulator) も長期に亘り、ボイラからの漏洩ガスにさらされ劣化しているため、取り替える必要がある。

励磁機の故障は、マラヤ1号機の運開後10年を経過して生じており、又、同様の型式のものを採用しているスーカット4号機及びスーカット2、3号機の励磁機には問題が生じていないことから、設計に問題があるとは考えにくいと見做され、静止形に改造する前に十分な原因究明が必要と考えられる。

又、発電機回転子軸第8ベアリングジャーナル部に傷があり、軸のジャッキアップが不十分となる恐れがあるため、今回(1994年9月～11月)のOverhaulでの詳細検査及び修理が必要である。

b. 4,160Vメタルクラッド開閉装置及び480V開閉装置は現在予備の開閉器ユニットが既に使用されて予備がないため、増設が必要である。

c. 4,160V及び480Vモーター

DFDモータ、1A、1B(4,160V)のベアリング温度が高く、原因の究明と対策が必要である。

又、原水ポンプ1A、1B(480V)異常振動があるので対策が必要。

2) マラヤ2号機

マラヤ2号機の電気設備は大きな問題はない。改善を要する項目としては、下記のものがあげられる。

a. 4,160V及び480V開閉装置

特に大きな問題はないが、予備ユニットが既に他に使用されているので、予備ユニットの追設がそれぞれ4,160V及び480V開閉装置について必要である。

又、パワーセンター用の変圧器(2,000kVA)は冷却が不十分で、温度上昇する時があるため、既設変圧器に冷却ファンを付けるか、又は火災予防のためモールドトランスとの取り替えを検討する。

b. 4,160V及び480Vモーター

4,160V CWP-2Aモーターの固定子鉄心に損傷がある。モーターの取り替えが必要か、オーバーホール時に詳細調査・検討が必要。

480V固定子冷却水ポンプ用モーター2A、2Bの軸受温度が高いため、対策の検討が必要。

3) 共通設備

a. 230kV変電所

ディスコンスイッチは現在、現場での手動操作となっているが、変電所運用の省力化と安全性（特に雨天時）の向上のため、電動式とすることが必要である。

b. 所内照明

発電所内の照明設備も設備自身が不足していたり、又保守が不十分なため、暗くて所内パトロールによる点検や安全性の点から、問題がある箇所が多く見られる。特にボイラー室パトロール時の要点検部や通路部は早急な照明設備の見直し整備が必要である。

4. 2. 3 計装・制御設備

計装・制御設備の一般的な状況としては、電気設備と同様ボイラ及びガスダクトからの漏洩ガスによる腐蝕、汚損があり、早急な設備機器の清掃、不良箇所の発見及び修理が必要と考えられる。

しかし、1986～1988の間に実施されたリハビリテーション工事により、その当時の全ての不具合箇所について、修理・取り替え工事が実施され、さらに2号機については、1993年7月より約8ヵ月間の特別修理が施工されたため、今回の調査で明らかとなった不良箇所は比較的少なかった。

長期的には電気設備のところで述べた様に早急にボイラ及びガスダクトのガスリーク箇所の修理及び恒久的なガスリーク防止対策が必要である。

マラヤ1号機及び2号機の計装・制御設備主要問題点を以下に述べる。

1) 1号機

a. 蒸気式空気予熱器制御

空気温度が所定の温度に上昇しない。

原因を究明し、対策が必要。NPCの意見では蒸気コイルの取り替えが必要と言っているが、温度制御側に問題ないか、再度詳細な原因調査を実施したが良いと考えられる。

b. 制御空気配管ラインの腐蝕

1987年のリハビリテーション以前は、制御空気が充分乾燥しておらず、湿分が多かったため、制御空気管の内部に錆が生じていた。配管ラインは殆ど取り替えられていないため、制御空気に未だ錆が混入しており、この原因除去のため、配管ラインの取り替えが必要である。次回の工事ではどの部分を取り替えるか、いくつかの部分の配管サンプルを取り、調査後所要部分の取り替えを実施する。

- c. FDF 1B, 入口ベーン制御
50%以上のユニット負荷で高い振動が生じている。今回の定修で、原因調査をする必要がある。
- d. GRF入口/出口ダンパー制御アクチュエータ
入口/出口ダンパー制御用アクチュエータが老朽化し、動作不良なので取り替えの必要がある。
- e. 再熱器スプレー弁シートリーク
再熱器スプレー弁のシートリークがあるのでスーカット4号機で採用したシートリークの少ない新型のスプレー制御弁に取り替えることをリコメンドする。
- f. ボイラメタル温度測定装置
サーモカップル及び記録計共に老朽化し、取り替えの必要がある。
正確な温度の読み取り及び警報発信の面から考えて、記録計はハイブリッド型のものが望ましい。
- g. 煙突用監視テレビ
煙突用監視テレビが老朽化し、故障しているため、取り替えが必要である。
- h. スートブロー蒸気圧力制御
コントローラーが不調であるので取り替えが必要。
- i. タービン駆動ボイラ給水ポンプのミニフロー弁制御
ユニット起動時、M-BFPからT-BFPへ切り替える際、このミニフロー弁がON-OFF制御のため、弁作動時に大きくボイラへの給水量が変動し、ユニット出力もそれと共に変動するため、安定な運転ができなくなっている。従って、現在は手動コントロールのみにて使用している。
自動運転が可能となる様、制御システムの再検討が必要でスーカット4号機で採用した改造案を参考として新しい改善策を立案する。
- j. 第3低圧給水加熱器のドレーン弁制御
制御弁のグランドリーク、シートリークが大きいので、制御弁を取り替える。
- k. 低温再熱ドレーンレベル制御
この制御は、現在適用されておらず、手動となっている。自動制御装置を新設した方が良い。
- l. 所内用冷却水補給水レベル制御
自動水位制御が不調なので、原因を究明し必要な対策を講ずる。(ポジションナーの故障と考えられる。)

2) 2号機

a. ボイラ自動制御装置 (ABC)

現在設置してあるABCは空気式の旧型であり、予備品の入手が困難となってきたので新しいデジタル式のINFI-90システム (ペーレー社製) に取り替える。

b. 制御空気配管ライン

1号機と同様配管ライン内部の発錆があるので配管ラインの状態を調査の上、必要部分の取り替えを行う。

4. 2. 4 化学関係設備

1) マラヤ1号機

復水脱塩装置の自動運転が不能になっている。全装置のオーバーホールと共に自動運転を回復する必要がある。

水質管理向上のために電磁フィルターの設置を検討することを推奨する。スーカット発電所ではリハビリテーションプロジェクトで電磁フィルターを設置して、特にユニット起動時の鉄分の除去に威力を発揮している。

1987年のリハビリテーションで設置された純水装置と前処理装置は、以来本格的なオーバーホールが実施されていないので、詳細点検を実施すべきである。また、シリカ分析計が作動していないので早急に復旧すべきである。

純水装置への原水は、深井戸により現在まかなっているが、深井戸の水質は使用が長くなるにつれて低下する。また水量も減少していく。純水装置はラグナ湖の水も原水として使用できる様に設計されていたが、その後、潟水年にラグナ湖に海水を導水したために原水として使用するのが難しくなっている、原水の安定供給について検討・対策する必要がある。

2) マラヤ2号機

サンプリングラックが老朽化しており、正確な水質管理のために全面取替える必要がある。

4. 3 リハビリテーションと5ヵ年定検計画

4. 3. 1 プロジェクト概要

1) プロジェクトの効果

a. 定格出力の回復

ユニットの出力を1号機は300MW、2号機は350MWの定格出力に回復する。

b. プラント効率の回復

プラント効率は前回のリハビリテーションプロジェクト完了後の1988年のレベルまで回復する。

c. 信頼度の向上

信頼度が向上し、ユニットは前回のリハビリテーションプロジェクト完了後の1988年のレベルの利用率で運転できるものとする。

d. 寿 命

両ユニットとも当初計画されていた運開後30年である廃止時期の1号機2005年、2号機2009年まで運用される。

2) 工事範囲

前項に述べたプロジェクトの効果を達成するために各発電設備の詳細な本格定検に加えて、次に示す様な主要工事を実施する。

a. マラヤ1号機

設 備	主 要 工 事
ボイラ関係	<ul style="list-style-type: none">・ 火炉壁チューブの全面取替・ 化学洗浄・ 二次過熱器の点検・ ボイラケーシング、ガスダクトの完全修理・ 空気予熱器エレメントの取替・ 灰処理装置の改善・ 煙突内面ライニングのリハビリテーション・ 燃料添加剤の検討・ スートブロワーの追加設置
タービン関係	<ul style="list-style-type: none">・ 余寿命診断 (高・中・低圧タービン、主要弁、主蒸気管、再熱蒸気管)

設 備

主 要 工 事

- 高圧タービン完全オーバーホール又は高効率タイプとの取替
検討
 - 中圧タービン完全オーバーホール
 - 中圧タービンローター取替
 - 低圧タービン完全オーバーホール及び切損翼の取替
 - 復水器チューブ渦流探傷検査
 - 低圧給水過熱器チューブ取替又は一式取替
 - 脱気器復水分配器の取替又はスプレー式脱気器の取替
 - 循環水ポンプの取替
 - プレート式熱交換置の追加設置
- 電気関係
- 発電機固定子コアエンドの修理
 - 4,160V予備キュービクルの据付
 - 480V予備コントロールセンターの据付
- 制御関係
- ボイラメタル温度計取替
 - その他制御弁, 計器類の取替他
 - ボイラ給水ポンプミニマムフロー制御システムの改善
- 化学関係
- 復水器脱塩装置の自動運転復旧及び完全オーバーホール
 - 電磁フィルターの設置
 - 純水装置, 前処理装置の完全オーバーホール
 - 原水の安定供給対策
 - 化学分析室の器具類の整備

b. マラヤ2号機

設 備

主 要 工 事

- ボイラ関係
- ボイラホッパーチューブの取替
 - 過熱器スプレーノズル取替
 - 節炭器入口給水弁取替
 - ボイラケーシング, ガスダクトの完全修理
 - ガス再循環ファンのローター取替
 - 空気予熱器エレメントの取替
 - 蒸気式空気予熱器劣化セクションの取替
 - 灰処理装置の改善
 - 煙突内面ライニングのリハビリテーション
 - 燃料添加剤の検討

設 備	主 要 工 事
	<ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気管, 再熱蒸気管の余寿命診断
タービン関係	<ul style="list-style-type: none"> ・高・中・低圧タービン, 主要弁の完全オーバーホール及び余寿命診断 ・復水器チューブ取替及び渦流探傷検査 ・軸冷クーラ用原水ポンプ取替
電気関係	<ul style="list-style-type: none"> ・480Vモーターコントロールセンター全面取替ほか
制御関係	<ul style="list-style-type: none"> ・ガス再循環 (GRF) ファンダンパーコントローラー取替 ・ボイラ自動制御装置 (ABC) の取替ほか
化学関係	<ul style="list-style-type: none"> ・試料採取分析装置の全面取替
共通設備	<ul style="list-style-type: none"> ・補助ボイラのチューブ全交換, 腐食防止対策 ・コンクリート式取水口シートパイルの据付 ・ボイラ, タービン建屋内照明設備増設及び修理

4. 3. 2 プロジェクト実施計画

発電設備の信頼度向上計画は、JICA調査後5ヵ年で完成することを目指す。

大規模な改良・取替工事を含むリハビリテーションとその前後の通常定検(Annual Overhaul)を効果的に組合わせて、発電設備を健全な状態に復帰すると同時に、運転・保守方法の改善を含む総合的なソフトウェアの改善計画を実施することにより、発電所の信頼度の向上と維持が実現できる。プロジェクトのスケジュールをFigure 4-7に示す。

JICA調査完了後の最初の年は、本格定検 (Major Overhaul) を実施し、ボイラ、タービン、発電機を始めとする主要機器はもちろん、補機類についてもオーバーホールを実施し、不具合点を摘出する。主要機器についてオリジナルメーカーのエンジニアによる点検報告は有意義と考える。

また、1号機は運開以来20年、2号機は15年が経過している。両ユニット共運転時間は既に100,000時間を超えているので、機械設備の高温、高圧部、高応力部については、クリープ及び疲労強度等について、経年劣化、余寿命診断を実施する必要がある。余寿命診断の結果により、リハビリテーション時に取替が必要な主要機器 (タービンローター、ケーシング、タービン弁、主蒸気管、高温再熱蒸気管等) については、納期等も考慮して、早急に調達に取掛かるべきである。この第一回目の本格定検により、以降の通常点検及びリハビリテーションの工事内容とスケジュールがほぼ決定できるであろう。

第二回の定検はボイラーを主体とした比較的短期間の点検修理を実施する。第一回の本格定検で検査できなかった箇所及び劣化の進行の程度等を点検し、リハビリテーション実施の参考とする。

第三回目の定検をリハビリテーションとし、実施計画に従って、不具合点の完全修理、取替或いはシステムの改良工事を実施する。主要機器の工事はオリジナルメーカーによるリハビリテーションの実行によるのが、品質、信頼性、工程の面からも良策と考えられる。

リハビリテーション完了1年後に簡易定検を実施する。リハビリテーションで実施した修理、取替、改善箇所の点検を行う。また、リハビリテーション中、或いはその後に新たに発見された不具合箇所でもリハビリテーションに完全に処置できなかった箇所について対策を実施し、不具合箇所を完全になくす。

リハビリテーション2年後には本格定検を実施し、各部の開放点検を実施する。リハビリテーション1年後の定検で開放点検した場所も含めて、リハビリテーションで修理、取替した箇所の点検を行い、その後の状態を調べる。点検結果により、運転操作方法の改良、次回の定検の工事内容を検討する。

リハビリテーション2年後の定検が5ヵ年定検計画の期間中に入らなければ、リハビリテーション後1年の定検を本格定検として、上述の詳細点検を実施する。

上述の定検の実施と並行してプロジェクト資金の手続き、定検及びリハビリテーションのための資機材、機器の調達、購入手続き及び工事の実施計画を進める。

JICA調査完了後、プロジェクト実施計画書を作成してローンの申請をする。

P/O (Preliminary Offer) が出たら、直ちに購入仕様書を作成し、リハビリテーションプロジェクトの入札の準備をする。購入仕様書は、JICA調査後の第1回定検の点検伝票をベースに作成する。

リハビリテーションプロジェクトの契約は1996年の上半期には契約調印し、プロジェクトのための設計・製作期間を考慮すると、リハビリテーション工事は1997年下半年期～1998年上半年期にかけて実施されることになるであろう。リハビリテーション後の定検にもリハビリテーションを実施したコントラクターのエンジニアによる点検を実施し、リハビリテーション後の発電設備のアフターケアを考慮する。

また、プロジェクトの推進に当たって、コンサルタントにエンジニアリング業務を助勢させる。

第三回目の定検をリハビリテーションとし、実施計画に従って、不具合点の完全修理、取替或いはシステムの改良工事を実施する。主要機器の工事はオリジナルメーカーによるリハビリテーションの実行によるのが、品質、信頼性、工程の面からも良策と考えられる。

リハビリテーション完了1年後に簡易定検を実施する。リハビリテーションで実施した修理、取替、改善箇所の点検を行う。また、リハビリテーション中、或いはその後に新たに発見された不具合箇所でもリハビリテーションに完全に処置できなかった箇所について対策を実施し、不具合箇所を完全になくす。

リハビリテーション2年後には本格定検を実施し、各部の開放点検を実施する。リハビリテーション1年後の定検で開放点検した場所も含めて、リハビリテーションで修理、取替した箇所の点検を行い、その後の状態を調べる。点検結果により、運転操作方法の改良、次回の定検の工事内容を検討する。

リハビリテーション2年後の定検が5ヵ年定検計画の期間中に入らなければ、リハビリテーション後1年の定検を本格定検として、上述の詳細点検を実施する。

上述の定検の実施と並行してプロジェクト資金の手続き、定検及びリハビリテーションのための資機材、機器の調達、購入手続き及び工事の実施計画を進める。

JICA調査完了後、プロジェクト実施計画書を作成してローンの申請をする。

P/O (Preliminary Offer) が出たら、直ちに購入仕様書を作成し、リハビリテーションプロジェクトの入札の準備をする。購入仕様書は、JICA調査後の第1回定検の点検伝票をベースに作成する。

リハビリテーションプロジェクトの契約は1996年の上半期には契約調印し、プロジェクトのための設計・製作期間を考慮すると、リハビリテーション工事は1997年下半年～1998年上半年にかけて実施されることになるであろう。リハビリテーション後の定検にもリハビリテーションを実施したコントラクターのエンジニアによる点検を実施し、リハビリテーション後の発電設備のアフターケアを考慮する。

また、プロジェクトの推進に当たって、コンサルタントにエンジニアリング業務を助勢させる。

4. 3. 3 プロジェクト調達計画

プロジェクトはJICA調査後、5年間で完了する様実施する。プロジェクトはリハビリテーションの工事範囲決定の為の2回のリハビリテーション前定検とリハビリテーションのフォローアップのための、リハビリテーション後定検によって構成される。

リハビリテーション前後の定検はNPCが主体となって定検工事を実施する。但し、リハビリテーション後の定検には工事指導の為にコントラクターのエンジニアの派遣を含むこととする。リハビリテーション工事は入札により選定されたコントラクターによって“ターンキー”ベースで実施される。

リハビリテーション前の定検の費用は主要機器の余寿命診断のためのオリジナルメーカーから派遣されるエンジニアの費用も含めてNPCにより別途準備されるものとする。リハビリテーションとその後の定検の費用はローンにより調達される。検討のため本報告書では日本輸出入銀行を仮に融資先として想定する。

4. 3. 4 工事費及び支出計画

1) 工事費見積

本報告書の工事費は仮見積りである。また、ソフトウェアの費用は含んでいない。
工事費は外貨ポジションにより構成されるが、次に示す換算率を用いてUS\$で表示している。

USドル	日本円	フィリピンペソ
1	100	26.3132

2) エスカレーション

プロジェクトは4. 3. 2節に述べた様に本調査完了後、5年間を要すると見込まれるので、次に示すエスカレーションを考慮して費用を見積った。

	年平均
エスカレーション率 外貨分	3.0%
エスカレーション率 現地貨分	9.9% (1994年9月現在)

3) 工事費

プロジェクトの実施に必要な資金はTable 4-6に、その支出計画をTable 4-7に示す。見積りの条件は以下に述べる通りである。

a. 税

税に関しては、国家開発プロジェクトの性質上、輸入品については免税とした。

b. コンサルタント費用

購入仕様書作成、入札評価の助勢、リハビリテーション工事の工事管理のためにコンサルタントが雇用されるものとし、その費用を工事費の中に含めた。

c. 予備費

リハビリテーション工事は、フィージビリティスタディ又は購入仕様書作成時では予期できない追加の機器やサービスが通常発生する。このため総工事費の10%の予備費を考慮している。

Table 4-6 工 事 費

[単位：千USドル]

	1 号 機			2 号 機			合 計		
	外貨分	現地貨分	計	外貨分	現地貨分	計	外貨分	現地貨分	計
プロジェクト工事費	96,134	5,161	101,295	36,817	1,977	38,794	132,951	7,138	140,089
コンサルタント費用	3,580	188	3,768	1,170	62	1,232	4,750	250	5,000
合 計	99,714	5,349	105,063	37,987	2,039	40,026	137,701	7,388	145,089

Table 4-7 支出計画

[単位：千USドル]

	1995	1996	1997	1998	1999	Total
1 号 機	1,815	15,746	55,316	30,737	1,814	105,063
2 号 機	1,586	5,862	30,464	1,057	1,057	40,026
合 計	3,401	21,608	85,779	31,430	2,870	145,089

4) 資金調達

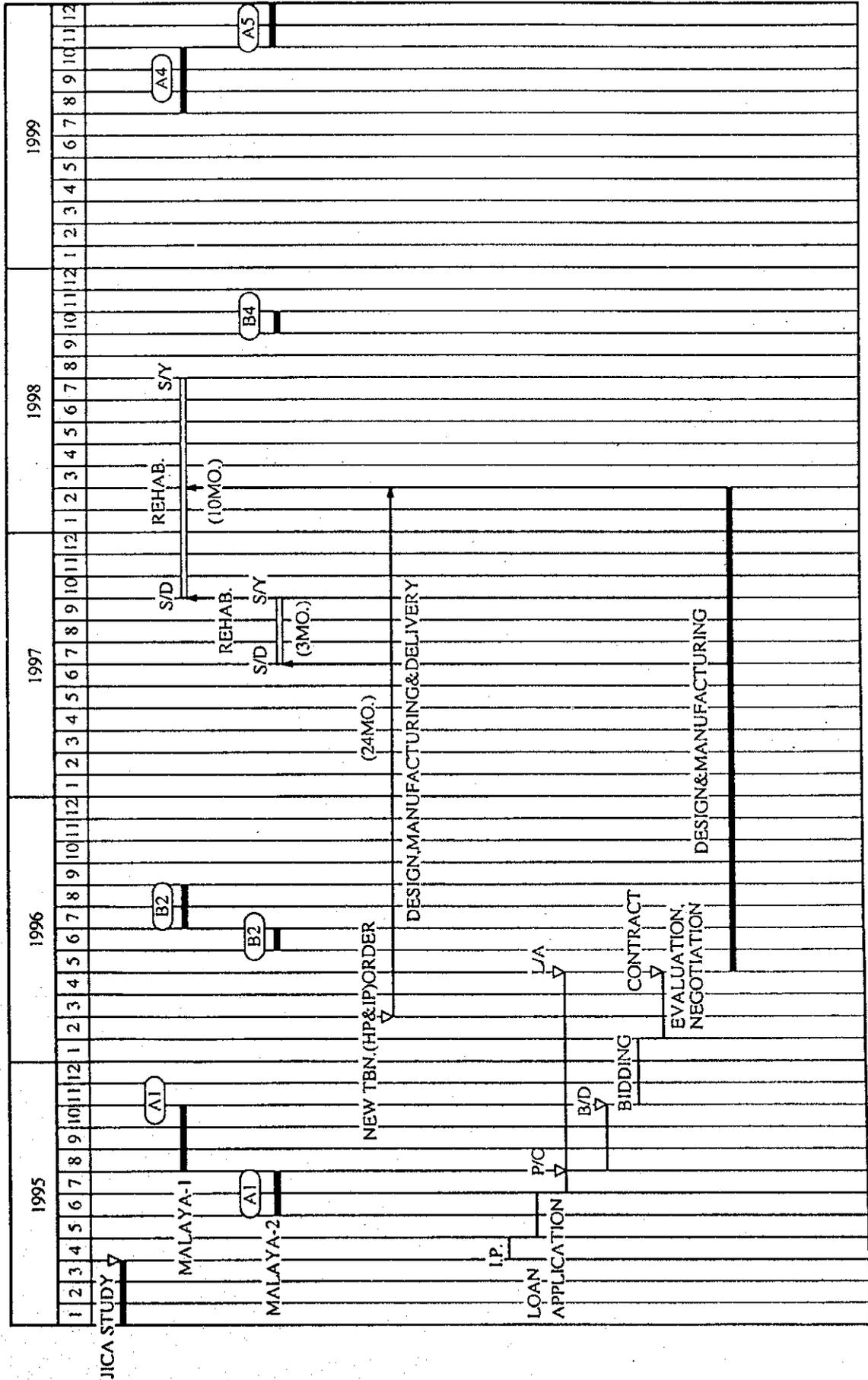
a. 調達方法

プロジェクトの資金融資元として、日本輸出入銀行を仮に想定する。

b. 融資条件

Source	Interest/Rate of Return	Repayment Period	Grace Period	Commit. Fee
Equity	8%			
Local Loan	NA (14% Inter Bank Rate as of July 1994)			
Exim Japan	5.8%	10 years	None	0.5%

Figure 4-7 リハビリテーションと5ヵ年定検のスケジュール



第5章 運転、保守に関する発電所維持管理(ソフトウェア)改善計画

第5章 運転、保守に関する発電所維持管理（ソフトウェア）改善計画

5. 1 現状と問題点

5. 1. 1 運転管理

1) 運転要項

a. 運転要項の必要性

発電所の運転管理は、運転目標値の適正管理が行われ運転性能の維持及び事故の未然防止を図ることから始まる。熟練した運転員が、理に適った操作を行い、常に事故、故障の予防に心掛けながら、運転を行うことが肝要である。

このためには、ユニットの起動・停止要領書、特殊運転要領書、各機器毎の運転要領書、事故処置要領書等が整備されている必要がある。

b. 運転要項の整備状況

a) ユニット起動・停止要領書

NPCの水力、火力、地熱、ディーゼル発電設備、変電所を対象とした Standard Operating Procedures (SOP)が作成済みである。火力関係は貫流ボイラユニットとコンベンショナル（ドラム）ボイラユニットに分かれ、フローチャート方式で、起動・停止要領の概要が記載されている。

b) 特殊運転要領書

マラヤ1号機の変圧運転要領書が作成されているのみで、他の特殊運転要領書は作成されていない。

c) 各機器毎の運転要領書

各機器毎の運転要領書は、製造者供給の取扱説明書をそのまま使用しており、発電所の関連機器やシステムを考慮してNPCで作成した運転要領書はない。

フローダイアグラム、ロジックダイアグラム、インターロックダイアグラム等も、製造者供給の図面をそのまま使用している。

これらの取扱説明書は、プラント固有のものよりも、一般的なものになっていることが多い。

d) 事故処置要領書

NPCの水力、火力、地熱、ディーゼル発電設備、変電所を対象としたEmergency System Standard Operating Proceduresが作成済みで、主要な事故処置要領の概要が記載されている。

マラヤ発電所の各機器について、NPCで作成した事故処置要領書はなく製造者の取扱説明書をそのまま使用している。

この取扱説明書には、各機器の事故処置要領が、記載されている。

e) ユニット起動停止曲線

ユニット起動曲線はコールド起動のみ作成されている。ウォーム起動、ホット起動の起動曲線は作成されていないが、コールド起動曲線を基準に、製造者の取扱説明書のフローチャートから、昇圧・昇温率、ローリング時間、昇速率、負荷変化率等を当直長 (Operations Superintendent) が決め、運転員に指示している。

各起動停止パターン毎の所要時間一覧表は作成されていない。

f) ユニット長期停止保管要領

MMRCで作成された“Equipment Preservation Methods”によりボイラ、脱気器、給水加熱器、復水器、タービン、発電機、電動機等の保管要領を、停止期間に応じて定めている。

2) 日常巡視点検・ルーチン業務

a. 日常巡視点検及びルーチン業務の目的

運転中機器の事故、故障の予防には、機器が常に健全な状態で運転されているか、圧力、温度、振動、音などに異常がないかを監視し、異常があれば早急に適切な措置を講じる必要がある。このためには、機器の巡視点検を怠るわけにはいかない。

日本の発電所においては、通常運転員及び保修員がそれぞれ専門的な立場で巡視点検を行い、クロスチェックにより万全を期している。

これらのパトロールは、ただ漠然と巡ることのない様、パトロール・チェックシートにより管理している。また機器への給油、重油バーナチップの掃除などの日常保修作業、予備機の定期的な切替テストなどのルーチン業務も、月間ルーチン表、ルーチン・チェックシートなどにより管理されている。

b. 日常巡視点検及びルーチン業務の実施状況

a) 運転員による日常巡視点検

運転員の15ポジション (M1/M2-配電盤, M1/M2-ボイラ×2, M1/M2-タービン×2, M1/M2-ベースメント, スクリーン, ブースタポンプ, 現場電気設備) それぞれに、当直パトロール・チェックリストが作成され、毎時間パトロール点検を実施している。

また、当直長と当直副長 (Operations Principal Engineer) には引継簿があり、直1回記入して引継ぐようになっている。

なお、保修員による日常巡視点検は行われていない。

b) 予備機切替テスト等の定期ルーチン操作

- 燃料油ポンプ等, 100%容量2台の場合は, 1台運転, 1台予備を原則とし, 主燃料油ポンプは, 月1回予備機と切替えている。復水ポンプ, 原水ポンプ, 軸受冷却水ポンプ, 空気圧縮機等は, 週1回切替えている。
- タービン・ルーチンテストとして, タービン保護装置テストは週1回実施し, 主要弁開閉テストは毎日実施している。
- その他の補機のルーチンテストやルーチン操作については, Preventive Maintenance Work Order(PMWO)により管理しているが, 月間ルーチン表, ルーチン操作チェックシートは作成されていない。

c) 機器への給油, 清掃

運転中機器への給油, 清掃は運転員が実施し, PMWOにより管理しており, 総合的な潤滑油給油管理表が作成されている。

d) 重油バーナチップの管理

マラヤ発電所では1週間インターバルでバーナーチップの分解点検及び掃除を実施している。

バーナチップは, 3種類のゲージで検査し, 不良品は新品と取り替えている。

3) 運転当直体制

a. 運転要員

マラヤ発電所は, 300MW及び350MWユニット各1台を有する合計出力650MWの重油火力発電所で, 1中央制御室から2ユニットの監視・制御を行っている中央制御方式である。また1989年, 発電所構内に30MW×3ユニット, 合計出力90MWのガスタービン発電所を増設したが, その制御室はガスタービン横に設置されている。

230kV変電所(NPC設備)及び115kV変電所(MERALCO設備)にもそれぞれ専用の制御室が設置されている。

ガスタービン発電所及び230kV変電所の運転員は, マラヤ発電所に所属している。

運転要員数(定員)は次の通りである。

a) 運転マネージャー室	2
b) 発電所運転	105
c) 化学	22
d) ガスタービン/変電所運転	23
e) 燃料	9
f) 合計	161名

各ポジション毎の要員数及び在籍数は, 次項の直員構成に示す通りである。

b. 直員構成

発電所運転及びガスタービン/変電所運転の直員構成は、Table 5-1 及び Table 5-2の通りである。

Table 5-1 発電所運転の直員構成

ポ ジ シ ョ ン	直要員	在籍/要員
Operations Superintendent A (当直長)	1	5/5
Operations Principal Engineer B (当直副長)	2	10/10
<u>ボイラ</u>		
Sr. Control Operator B (上級制御運転員)	2	10/10
Plant Equipment Operator B (プラント設備運転員B)	2	10/10
Plant Equipment Operator C (プラント設備運転員C)	2	9/10
<u>タービン</u>		
Sr. Control Operator B (上級制御運転員)	2	9/10
Plant Equipment Operator B (プラント設備運転員B)	2	10/10
<u>電気・制御 (配電盤)</u>		
Sr. Control Operator B (上級制御運転員)	1	5/5
Electrical Control Operator B (電気制御運転員B)	1	5/5
Sr. Plant Electrician (上級プラント電気員)	1	5/5
<u>補 機</u>		
Basement Operator B (1階運転員B)	2	10/10
Screen House Operator (スクリーン室運転員)	1	4/5
Booster Pump Operator (ブーストポンプ運転員)	1	5/5
Wharf Operator (埠頭運転員)	0	0/5
		(97/105)
<u>化 学</u>		
Principal Chemical Engineer C (上級化学員C)	1	4/5
Plant Equipment Operator B (プラント設備運転員B)	2	11/15
		(15/20)
合 計	23	112/125

注) ・直要員は2ユニット運転時の要員数を示す。

定修時等, 1ユニット運転時の予備要員は, 日常巡視点検, 日常保修業務を実施する。

- ・燃料油をスーカットからバージで受入れる場合, 以前はNPCで受入れていたが, 現在はPPC (フィリピン石油会社) で受入れ, NPCへ供給するようになったので, 燃料グループの要員は不要になった。PPCからの燃料油タンクへの受入れは, ブースターポンプ運転員が担当する。
- ・化学運転員は水質試料のサンプリング・分析, 給水処理装置の運転及び化学関係装置の日常整備業務を担当する。

Table 5-2 ガスタービン/変電所運転の直員構成

ポ ジ シ ョ ン		直要員	在籍/要員
<u>ガスタービン</u>			
Principal Engineer B*	(当直副長B)	1	4/4
Sr. Control Operator B	(上級制御運転員)	1	4/4
Plant Equipment Operator B	(プラント設備運転員B)	1	3/4
Sr. Plant Electrician	(上級プラント電気員)	1	2/3
<u>変電所</u>			
Principal Engineer B*	(当直副長B) (ガスタービンと兼務)	(1)	
Sr. Control Operator B	(上級制御運転員)	1	3/4
Electrician, Control Operator B	(電気制御運転員B)	1	2/4
合 計		6	18/23

c. 当直勤務態様

各直の勤務時間は一律に各8時間である。マラヤ発電所の特殊性として, 地域の治安状況が悪いので, 1989年以降, 深夜の通勤バスの運行を停止し, No.3シフトとNo.1シフトは連直勤務となっている。

No.1シフト (夜勤) 11:00PM - 7:00AM

No.2シフト (昼勤) 7:00AM - 3:00PM

No.3シフト (準夜勤) 3:00PM - 11:00PM

d. 当直スケジュール

当直勤務表の例（1994年10月）をTable 5-3に示す。

Table 5-3 当直勤務表（1994年10月）

日	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
曜	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月
A	×	3	1	2	3	1	×	×	3	1	3	1	2	×	×	2	3	1	3	1	×	×	3	1	2	3	1	×	×	3	1
B	2	2	3	1	×	×	2	3	1	3	1	×	×	3	1	3	1	2	×	×	2	2	3	1	×	×	2	3	1	3	
C	3	1	×	×	2	3	1	2	2	×	×	3	1	2	3	1	×	×	2	3	1	3	1	×	×	2	3	1	2	2	×
D	1	×	×	3	1	2	3	1	×	×	2	2	3	1	2	×	×	3	1	2	3	1	×	×	3	1	2	3	1	×	×
E	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2	○	○	○	○	×	×	2

注) ・ 1…夜 勤 (11PM - 7AM) 2…昼 勤 (7AM - 3PM)

3…準夜勤 (3PM - 11PM)

○…日 勤 (7:30AM - 4:30PM) ×…休 日

・当直体制は、5直3交替制で、内一つの直は、5ヵ月毎に日勤となり、土、日曜が休日、月曜は、昼勤となる。

・当直する4直は、5日連続して勤務し、2日連休となる。準夜勤-夜勤は地域の深夜の治安状況を考慮し、連勤する。

e. マラヤ発電所従業員の居住状況と通勤手段

a) マラヤ発電所の従業員は、メトロマニラ地区に約96%、町村地区に約4%居住しており、自宅が約70%、借家が約30%である。

マラヤ発電所の社宅はないが、ケソン市のNPC本社の社宅に30名程度居住している。

b) 通勤手段

NPCサービスの通勤バスで95%、自家用車、徒歩等5%で、殆んどの従業員が通勤バスでメトロマニラ及びラグナ湖沿岸の町村から通勤している。通勤バスの所要時間は1時間30分～2時間で、これに自宅から通勤バス出発地点までの通勤時間が加算される。

c) 通勤バス運行スケジュール

Figure 5-1 通勤バス運行スケジュール

	メトロマニラ		マラヤ発電所		メトロマニラ	
	出発		到着	出発		到着
No.1バス	5:50AM	○/M	7:30AM	8:00AM	○	9:30AM
	1:30PM	○	3:00PM	3:45PM	○	5:00PM
No.2バス	5:50AM	○/M	7:30AM	4:30PM	M	6:00PM

注) O: 運転グループが利用

M: 保修グループが利用

通勤バス: 大型バス2台レンタル, 乗車定員 65名/台

d) 通勤バス運行ルート

通勤バス2台の運行ルートは次の通り。

No.1バス

ケソン (車庫) → マラヤ発電所 → EDSA → マラヤ発電所 → EDSA → ケソン (車庫)

No.2バス

ケソン → EDSA → マラヤ発電所 → EDSA → ケソン (車庫)

ケソン: タンダン ソラ NPC ビレッジ

EDSA : マンダルヨン, EDSA(Epifanio De Los Santos Ave.)-SHAW交差点

5. 1. 2 保守管理

1) 保守作業要領書

a. Managed Maintenance Program (MMP) の現状

1994年9月現在、Table 5-4に示すように、一部の発電所を除き大部分の発電所のMMPは開発済である。火力発電所に関しては、全ての既設発電所で、既に実運用に入っている。

Table 5-4 MMP 開発状況

プラント区分	発電所数	現 状
火力発電所	6 ^(*)	開発完了
地熱発電所	4	
ディーゼル発電所	5	
水力発電所	10	
変電所及び発電船	6 + 6	1994年現在開発中

(*) バターン火力, マニラ火力, マラヤ火力
スーカット火力, バタンガス石炭火力, ナガ火力

b. マラヤ発電所におけるMMPの運用状況

MMPは次の3つのプログラムから構成されているが、マラヤ発電所については、予備品管理プログラムを除き、実際に使用されており、要領書は50%程度完成している。

Preventive Maintenance (PM) Program

Corrective Maintenance (CM) Program

Spare part Management (SM) Program

c. 保守作業要領書

a) 保守作業要領書の構成

現在作成されている保守作業要領書の構成は次の通り。

管理関係要領書

ADP: Administrative Procedures

技術関係要領書

MMP: Mechanical Maintenance Procedures

EMP: Electrical Maintenance Procedures

ICP: Instrument and Control Procedures

RTP: Results Testing Procedures

CAP: Chemical Analysis Procedures

TDC: Technical Document Control Procedures

b) マラヤ発電所保守作業要領書の検討結果

管理関係要領書

発電所に係わる管理手順は日本では、法律により規定されているものがあり、これらの中には設備の技術基準、点検要領なども定められている。

(例)

電気事業法

- 発電用設備の技術基準
- 定期検査など

NPC でも、これらの管理関係要領書を作る必要がある。今までに作成されている中にこれに相当するものは無い。

技術関係基準及び要領書

- MMP の殆どの要領書が分解点検要領、試験要領でしめられている。
- RTP の各種性能テスト要領は、日本とほぼ同様に作成されている。
- MSD も主要機器については要約した分解、組立要領書を作成している。
- 定期点検基準

日本では、ボイラ、タービン等は定期的に通産大臣による検査（定期検査）を受けなければならないことが法律で規定されており、通達にボイラ、タービン設備の定期検査の時期及び内容を記載した運用要領が示されている。

フィリピンでは、定期検査に係わる法律の規則がないこともあり、NPC は、定期点検手入れ基準を作成していない。

2) 日常保守

a. Preventive Maintenance (PM) と Corrective Maintenance (CM)

PM とは、設備及び構成部品を、本来の設計能力あるいは効率で使用できる状態に維持するために必要な日常の繰返し作業と定義している。

CM とは、劣化した設備及び構成部品を交換するなどして、設備及び構成部品本来の設計能力あるいは効率を同等の状態に回復させることである。

b. マラヤ発電所における MMP の検討結果

CM ワークオーダーについてはデータベースが入手出来なかった。PM スケジュールについての検討結果は次の通りである。

• ボイラ関係

FDF, GRF などの大型ファン、重油ポンプの PMWO がある。

さらに、ボイラ本体点検、バーナ廻り点検などの点検業務の追加が必要と考える。
点検頻度はマラヤ発電所と日本の発電所ではほぼ同等で、週間、月間に点検している。

・タービン関係

給水ポンプ、復水ポンプ、循環水ポンプなどの主要ポンプ類。
タービングランド蒸気、軸冷水ポンプ、スクリーン洗浄ポンプ、タービン排水ポンプ
などの PMVO がある。
さらに、タービン本体、潤滑油系統、主要弁などの点検業務の追加が必要と考える。

・電気関係

バッテリーと固定子冷却用ポンプのみ PMVO がある。
発電機、変圧器、高・低圧電動機の点検、主要機器の絶縁測定などの点検業務の追加が
必要と考える。

・計装・制御関係

レコーダの整備が主で、その他はフレームデテクター点検が有るのみである。
A B C 装置、バーナ制御装置、ローカル制御装置、タービン監視計器、現場制御盤など、
重要な点検整備が残っている。

c. マラヤ発電所における CM プログラムの運用状況

基本的には、日本における保修依頼票方式と同じである。発電所で処置出来ない保修作業
は MSD に依頼している。

3) 定修・予防保全計画

a. 定修計画の現状

NPC の火力発電所では毎年定期開放点検（以後定期点検という）を行うことにはなっている
が、実際には計画どおり行われていない。これは、日本の様な法的規制が無いため給電事情の
悪化に伴って延期をくり返しているのが実情の様である。又、定期点検時の点検項目について
も基準化されたものが無い。機器を長期的に管理して行くためには、完全な定修計画を行うた
めの基準やノウハウを整備して行く事が必要である。

b. 定期点検計画の担当部署

a) 発電所が立案。（作業内容、所要期間、実施時期等）

b) MMRCのOperations Projects ServicesがMMRC管轄の計画を集約。

c) NPC 本社のSystem Operation Department が定期点検時期を決定。

c. 定修準備

- a) 定修1ヵ月前に連絡調整打合せを行い、作業内容、工程、MSDの作業担当区分などの確認などを行う。

メンバーは、発電所の保修グループ、MSD、MEC、MMRCのOperation Projects Services NPC 本社のEfficency Reliability Departmentで構成する。

- b) 作業内容は下記の要素から決めている。

主要機器の定期点検計画スケジュール

CMWOなど運転グループからの情報

運転中問題個所の検討、運転データの検討

定修前の総合巡視点検

類似事故の情報

d. 予防保全計画

マラヤ発電所で過去に経年劣化検査を実施した例としては、1992年、1号ボイラ・チューブの硬度測定とUTを実施（MECが実施）、1993年～1994年、2号タービンの経年劣化検査を実施し、高温ボルトのUT検査、並びに異常あるものの取替を実施した例がある。

NPCでは、経年劣化検査に関する認識があまり無く、リハビリ時にメーカーが実施するものと考えている向きもある。従って、経年検査対称設備リストも作ってなく、経年検査記録もない。上記2件の経年検査記録は開放点検記録の中に残してある。

e. 保修経歴の管理状況

機器の事故、修理、改良などの記録は定期点検記録として残されてはいるが、機器1台毎の設備保修履歴台帳の様なものはない。唯一、主要回転機器について1992年から採用し始めたとのことである。

4) 定修要領・実施体制

a. 定修時の業務区分

定修時において、MSDと発電所保修グループとの業務区分は大別して、

MSD：主タービン、発電機、励磁機、ボイラ耐圧部、空気予熱器、復水器（チューブ洗浄）
ガスダクト、所内ボイラなどの主要機器並びに大型機器

発電所保修グループ：ポンプ、ファン類、スートブロー、弁類などの補機に分けているが、両者のマンパワーと作業量によって定修着工前に業務区分を調整している。

b. 主要機器の分解点検要領書

MMPの中に10項目ほどの機器分解点検要領書が作成されていた。主タービン、ボイラ耐圧部、給水ポンプ等の主要機器についてはMSDの所掌範囲であるため、発電所のMMPには含まれていなかった。

一方、MSD では次の機器について分解点検要領書が作成されている。

- ・発電機
- ・シーメンスのタービン
- ・循環水ポンプ
- ・ボイラ給水ポンプ
- ・2次過熱器
- ・ボイラ安全弁

これらは、概して要約版であり、日本のものほど詳しくない。又、安全対策、品質管理についての記述が欠如している様にみられた。又、上記機器以外の分解点検要領書は無いとのことで、あとは、人の経験に頼っているのが実情の様である。

c. 機器の点検手入作業内容及び作業範囲

日本では全国大で保修作業の標準化が進んでいるが、NPC ではまだ標準化されていない。NPC の点検作業計画は、それぞれの部門もしくは指導員の経験などから得られたノウハウにより作成されている。

d. 定修インターバルの実状と今後の計画

NPC の火力発電所は毎年、定期開放点検を実施する予定であったが、給電事情が悪かったため、計画通り実施されず、マラヤ発電所の1号機は本年迄の過去8年間に4回、2号機は過去9年間に3回しか実施されていない。今後は毎年実施する計画とのことである。

e. 定期点検記録の整備

メーカーから提出された記録を集大成したものが残されている。最近では、これらを参考に発電所でも作成している。

f. 定修工事組織及び体制

マラヤ発電所の定修時の組織は、定修時特有の体制を作っている。Figure 5-2参照

g. 定修工事の実状

実際はユニットが停止しているにもかかわらず MSD グループの来所が遅れ、定修の実質的着工が遅れていた。

原因は MMRC 管内発電所の定期点検ユニットが重複したため、MSD のマンパワーが不足し、マラヤ発電所への投入が遅れたとのことであった。

更に、機器分解工具を探すのに手間取ったことも着工が遅れた原因の一つとのことである。これも MSD が事前に準備する余裕が無かったためと思える。又、工事用機材、工具類、車輛なども大巾に不足している。

なお、MSD の現状のマンパワーとしては、本格定検1件と簡易定検1件が限界とのことである。

h. 外注の問題点

MSD はマンパワー不足を外注もしくは臨時雇用で補っている。しかし、一部の溶接工、半熟練工を除けば大多数がヘルパーであり、実質的に戦力となっているか問題がある。

また、MSD 及び下請の宿泊設備が準備されていない。このため殆どの人が長時間をかけて通勤しており、残業が出来ないなど労働意欲に影響を与えている。

Figure 5-2 マラヤ発電所1号機定修の体制

