

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
主報告書

1995年3月

西日本技術開発株式会社

資源調査

JR

95-086

JICA LIBRARY



111958213

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
主報告書

1995年3月

西日本技術開発株式会社

鉦調資

JR

95-086

国際協力事業団

27630

序 文

日本国政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、マラヤ発電所信頼度向上計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成6年8月から平成7年3月までの間、3回にわたり、西日本技術開発株式会社の小川晃正氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

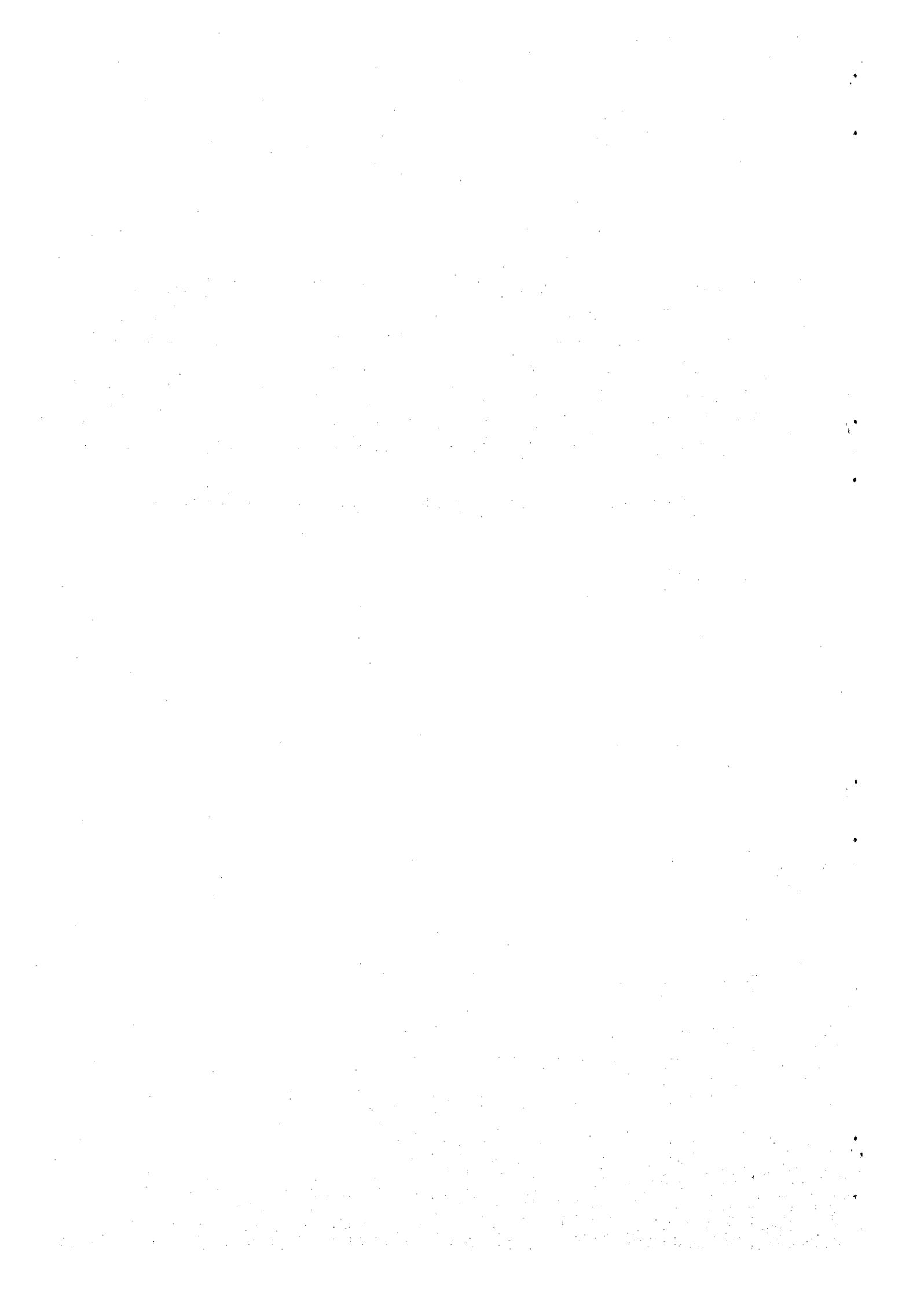
調査団はフィリピン共和国政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における調査を実施し帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものであります。

おわりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成7年3月

国際協力事業団
総裁 藤田公郎



平成 7 年 3 月

国際協力事業団
総裁 藤田 公 郎 殿

伝 達 状

拝啓

フィリピン共和国マラヤ発電所信頼度向上計画調査に関する最終報告書を提出致します。本報告書にて提案致しております信頼度向上計画は、日本国各関係機関並びに貴事業団の御意見を賜わり策定致しております。同時に、本報告書はフィリピン国のエネルギー省及び電力公社とマニラにて、本報告書(案)について協議した結果も反映しております。

本報告書に提案している発電所の信頼度向上のための改善計画は、ハードウェア(発電設備)のリハビリテーション計画とソフトウェア(運転・保守管理)の改善との組み合わせによって構成されており、5年間にわたって並行実施されるものです。改善計画は次の三つに分けられています。I)設備の余寿命診断を含む発電設備のリハビリテーションと計画的な定期点検の実施、II)定期点検の計画及び実行に係わる方法・体制の改善並びに安全・確実な運転の徹底。そして、III)職員の採用・教育・訓練の改善並びにモラルの向上であります。

発電所の運転を信頼のおける確実なものにするには、発電設備のリハビリテーションのみならず、ソフトウェアの改善が不可欠であり、前述のように両者の改善を同時に実施することが肝要です。改善計画-Iは、請負者による従来のリハビリテーションプロジェクトと同様な方法によって実施できると考えられます。改善計画-II及びIIIについては、フィリピン電力公社が早急に各関係部門によって構成されるタクスフォースを組織して、具体的な改善策の検討と実施を推進されるよう提唱致します。その際、改善計画-IIのフィージビリティスタディを実施し、その規模と内容の詳細を明確にすることが必要と考えられます。

この機会に、貴事業団、外務省、通商産業省はじめ関係省庁各位のご助言、ご支援に対して、心より御礼申し上げますと共に、調査実施中にご協力とご配慮をいただいたフィリピン共和国の電力公社、エネルギー省、国家開発庁並びにその他の関係各機関の各位に対し深く感謝の意を表します。

敬 具

フィリピン共和国
マラヤ発電所信頼度向上計画調査
団長 小川 晃 正

•

•

•

•

•

•

•

•



写真-1 フィリピン電力公社 (NPC) 本社



写真-2 NPCメトロマニラ支店 (MMRC)

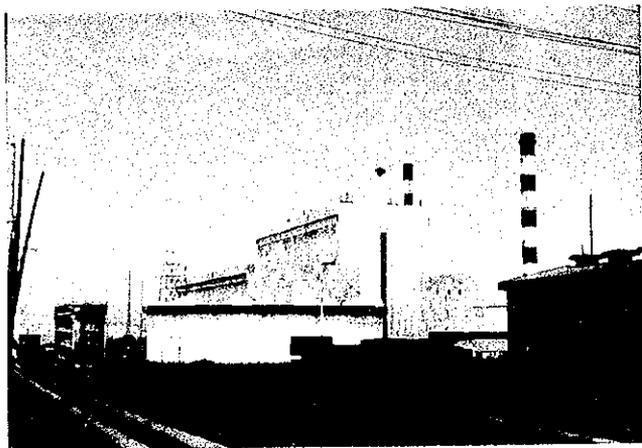


写真-3 マラヤ発電所



写真-4 Maintenance Engineering Center (MEC)、
発電所に係わる部品の設計・製作、種々の試験
・検査を行っている。

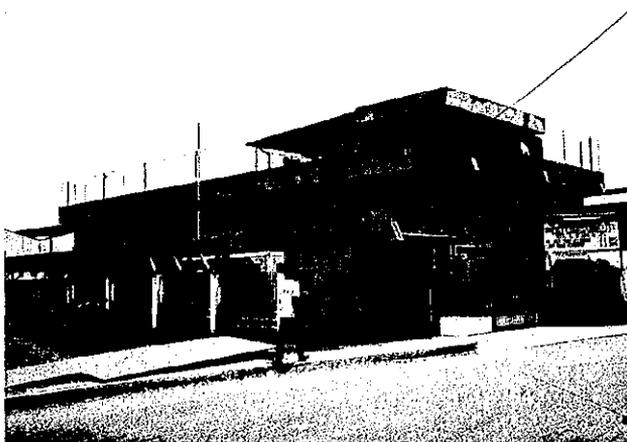


写真-5 Maintenance Service Department (MSD)、
発電所の主要・大型機器の分解点検並びに
修繕工事を担当している。

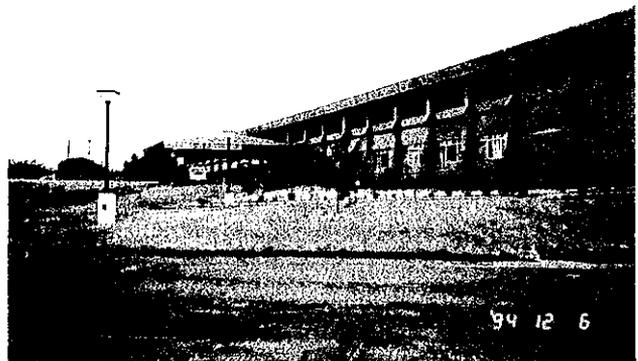


写真-6 バターンにあるNPCのトレーニングセンター





写真-7 MEC工場、空気余熱器のエレメントプレス
機械

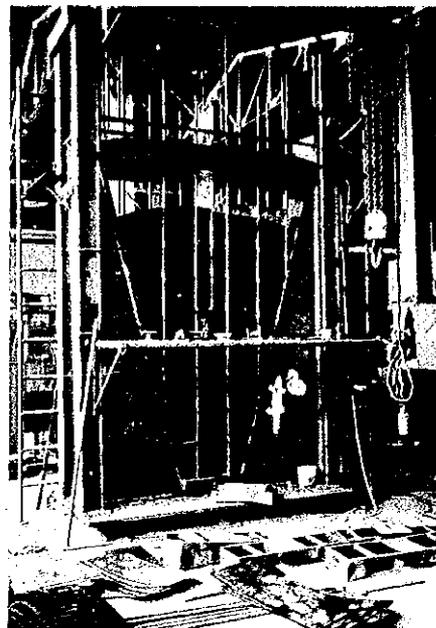


写真-8 MEC工場、空気余熱器エレメントの製作

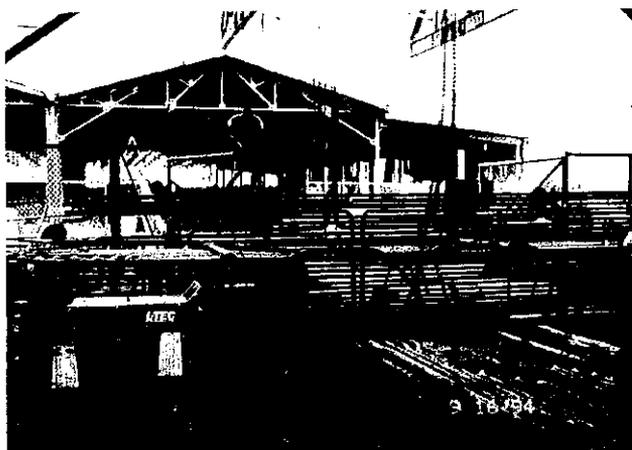


写真-9 MEC工場、ボイラーチューブパネルの製作

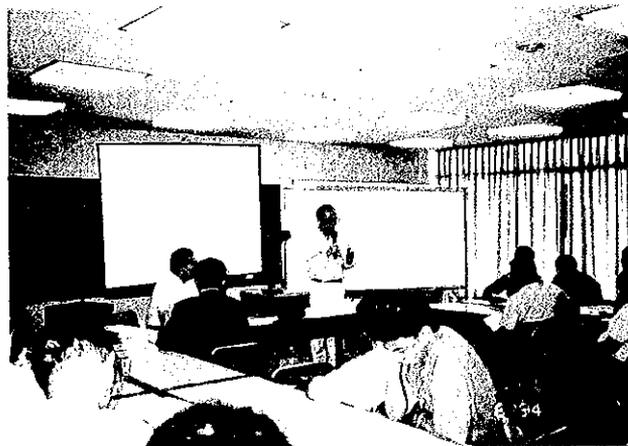


写真-10 第一回セミナー、NPCのパターン
トレーニングセンターにて



写真-11 第一回セミナーの参加者、NPCのパターン
トレーニングセンターにて



写真-12 第二回セミナー、マカティ市にて、
JICA調査団

•

•

•

•

•

•

•

•



写真-13 第二回セミナー参加者、マカティー市内にて



写真-14 第二回セミナー、グループ討議の様子、マカティー市内にて



写真-15 ファイバースコープの取り扱い説明



写真-16 超音波探傷器の現場での利用状況



写真-17 ファイバースコープの現場での利用状況



写真-18 ポータブル水質チェッカーの現場での利用状況

Vertical text or markings along the right edge of the page, possibly a page number or reference code.



写真-19 NPCのカウンターパートとの協議、MMRCにて、左から2人目がタスクフォースマネージャーの Mr. A. O. Nerona

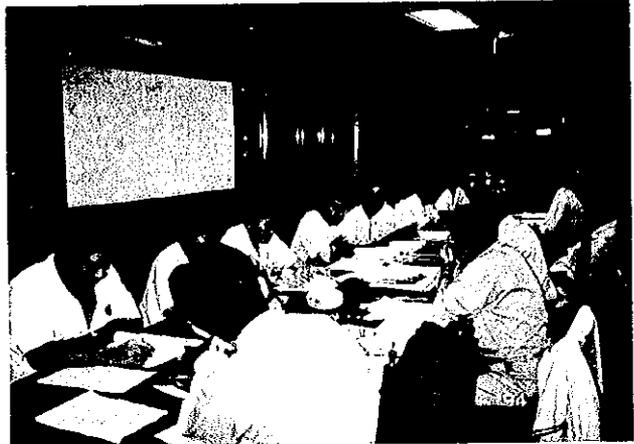


写真-20 NPCのカウンターパートとの協議、マラヤ発電所にて、左から4人目が発電所所長 Mr. O. P. Mendoza

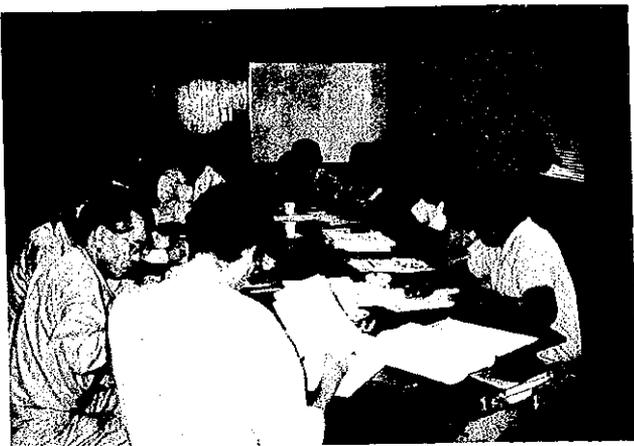


写真-21 NPCのカウンターパートとの協議、MECにて、右端がMECマネージャー代行の Mr. E. L. Ampat



写真-22 NPCのカウンターパートとの協議、MSDにて、左から4人目がMSDマネージャーのMr. V. C. Almazan

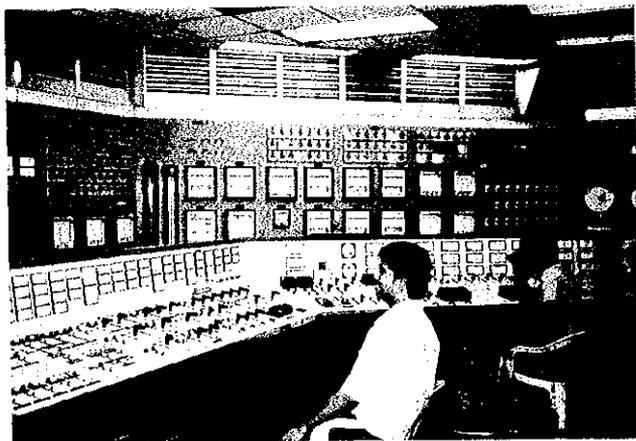


写真-23 マラヤ発電所2号機の中央制御盤

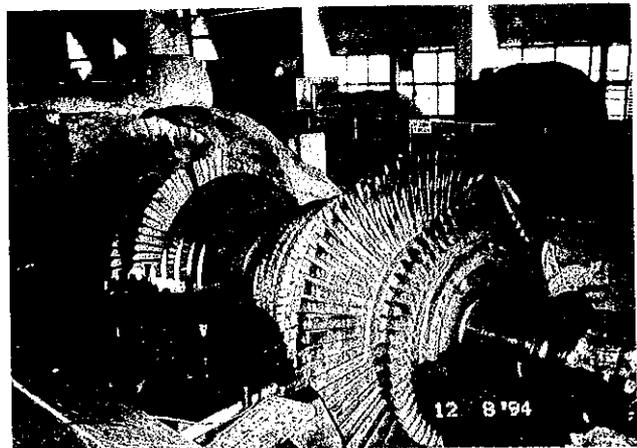


写真-24 オーバーホール中のマラヤ発電所1号機低圧タービン、最終の2段の動翼が切断されている。



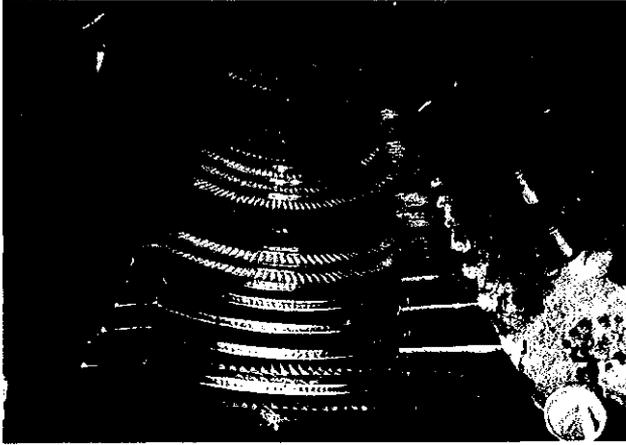


写真-25 マラヤ発電所1号機のボイラ給水ポンプ
タービン下半ケーシング、オーバーホール中



写真-26 マラヤ発電所1号機ボイラーの2次過熱器の
筒所に堆積した灰

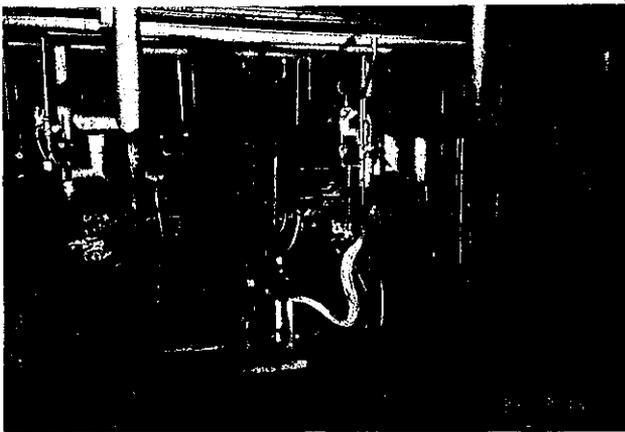


写真-27 マラヤ発電所1号機ボイラーのバーナー室

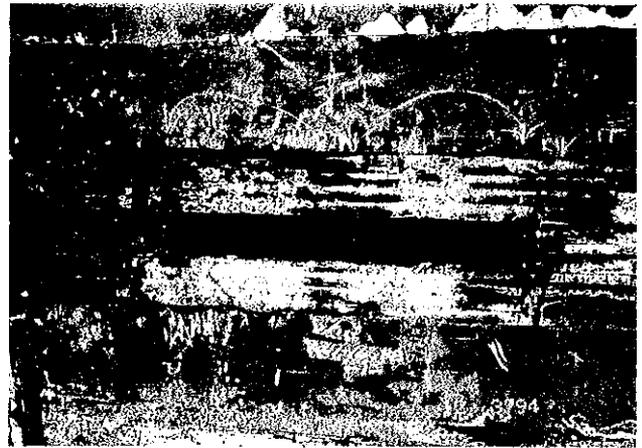


写真-28 マラヤ発電所1号機ボイラーのサンプル
チューブ採取箇所



写真-29 マラヤ発電所1号機の空気予熱器エレメント低温腐食のため損傷が激しい



写真-30 マラヤ発電所1号機ボイラー、ガスリーク箇所
のケーシング修理中

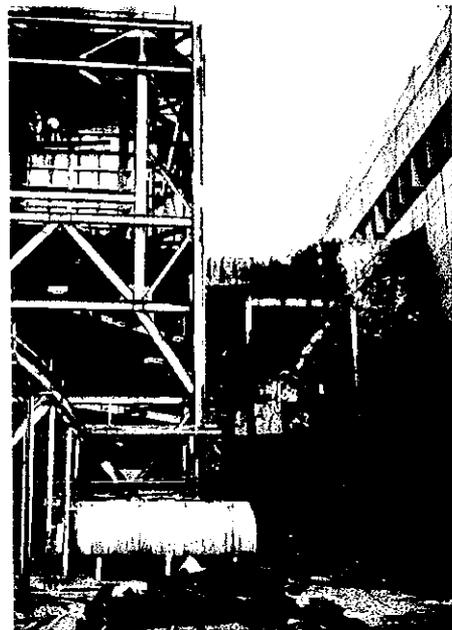


写真-31 腐食の激しいマラヤ1号機屋外ガスダクト及び
煙突ホッパー

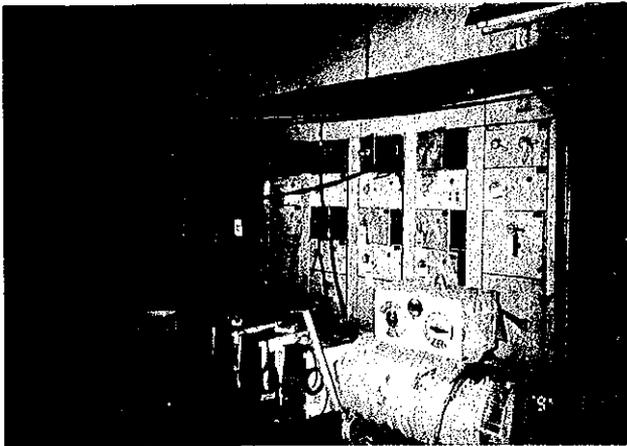


写真-32 マラヤ発電所1号機電源盤、オーバーホール工
事のための仮設電源取出し状況

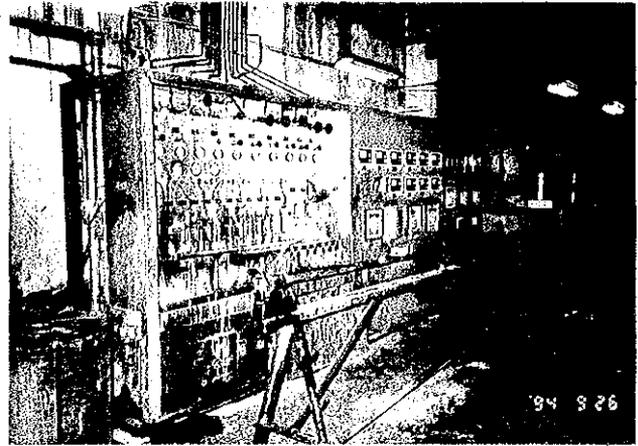


写真-33 マラヤ発電所2号機サンプリングラック、劣化
のため取替が必要



写真-34 マラヤ発電所、復水器チューブの屋外保管状況

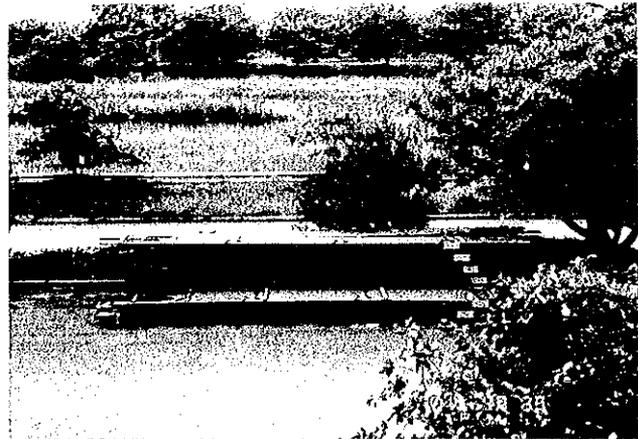
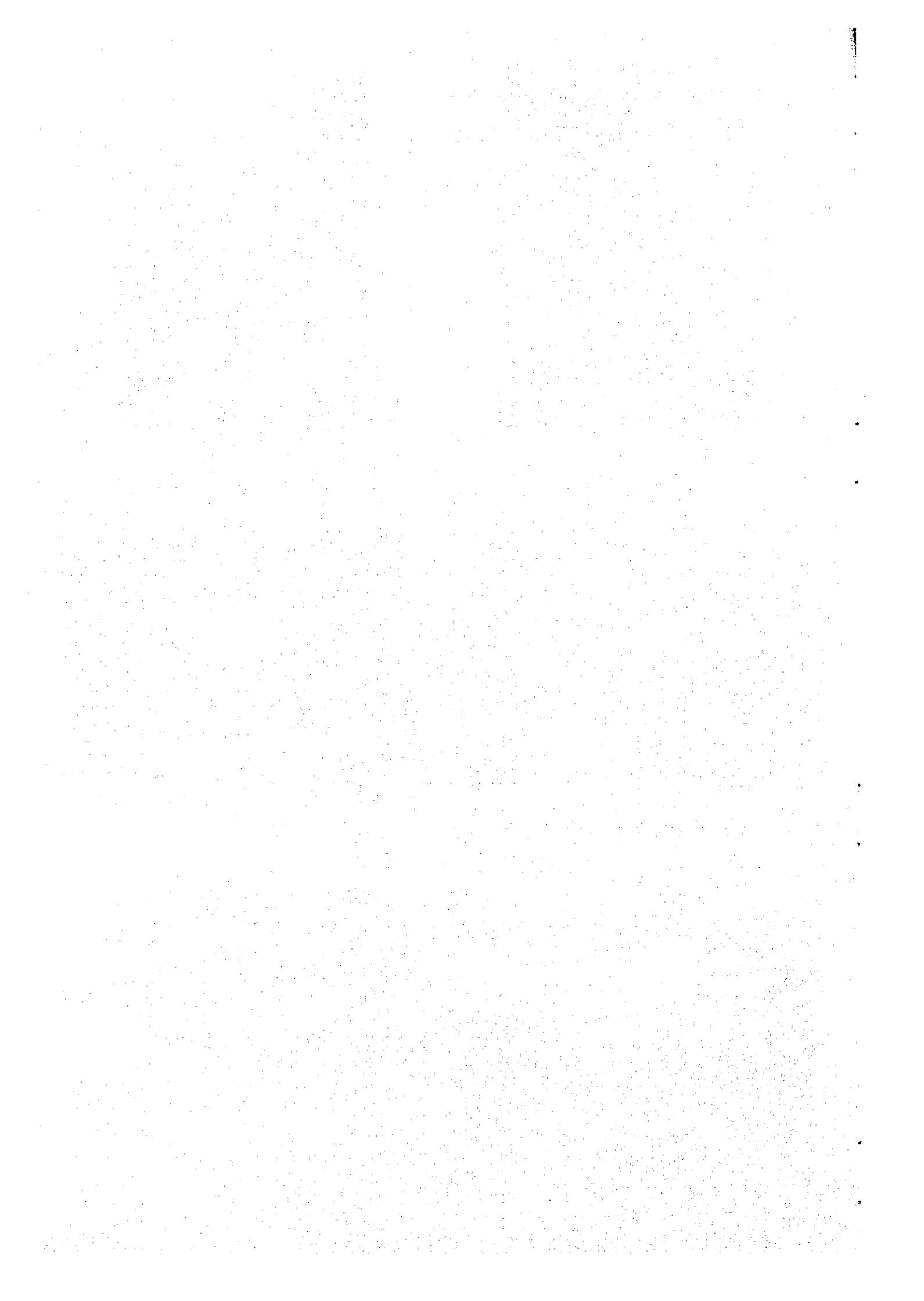


写真-35 マラヤ発電所1号機ボイラーの取替用2次過熱
器パネル



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- 7
1. 6 NPCタスクフォース/カウンターパート	1- 8
1. 7 調査日程	1-11
1. 8 面談者リスト	1-16
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- 3
3. 3 従業員数の推移	3- 4
3. 4 経 理 状 況	3-10

3. 5 電力料金	3- 12
3. 6 民 営 化	3- 13
3. 7 ROMスキーム	3- 13
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- 36
4. 2. 3 計装制御設備	4- 44
4. 2. 4 化学関係設備	4- 53
4. 3 リハビリテーションと5ヵ年定検計画	4- 57
4. 3. 1 プロジェクト概要	4- 57
4. 3. 2 プロジェクト実施計画	4- 59
4. 3. 3 プロジェクト調達計画	4- 62
4. 3. 4 工事費及び支出計画	4- 62
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- 26
5. 1. 4 発電所及び関連運営・管理組織	5- 50
5. 1. 5 資機材購入・管理	5- 66
5. 1. 6 職員の採用・教育・訓練	5- 76

5. 1. 7	ソフトウェアに係わる問題点の集約	5-102
5. 2	改善計画の提言	5-104
5. 2. 1	運 転 管 理	5-104
5. 2. 2	保 守 管 理	5-106
5. 2. 3	化 学 管 理	5-110
5. 2. 4	発電所及び関連運営・管理組織	5-112
5. 2. 5	資機材購入及び管理	5-116
5. 2. 6	職員の採用・教育・訓練	5-118
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- 9
6. 2	マラヤ発電所周辺の環境の現状	6- 20
6. 2. 1	土地利用と人口統計	6- 20
6. 2. 2	大 気 汚 染	6- 25
6. 2. 3	水 質 汚 濁	6- 47
6. 2. 4	騒 音	6- 56
6. 2. 5	重油灰処理	6- 59
6. 3	環境影響評価と問題点	6- 61
6. 3. 1	大 気 汚 染	6- 61
6. 3. 2	水 質 汚 濁	6- 62
6. 3. 3	騒 音	6- 63
6. 3. 4	重油灰処理	6- 63
6. 4	環境に関する調査結果からの改善提案	6- 64
6. 4. 1	大 気 汚 染	6- 64
6. 4. 2	水 質 汚 濁	6- 65
6. 4. 3	騒 音	6- 66
6. 4. 4	重 油 灰	6- 66

6. 5	安全防災管理の改善提案	6- 67
6. 5. 1	安全防災管理の必要性	6- 67
6. 5. 2	具体的な改善提案	6- 67
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- 7
7. 3	運転保守管理（ソフトウェア）の改善計画	7- 9
7. 3. 1	完全な定修計画の策定（重点実施項目, I）	7- 9
7. 3. 2	完全な定修の実施（重点実施項目Ⅱ）	7- 26
7. 3. 3	安全・確実な運転（重点実施項目, Ⅲ）	7- 31
7. 3. 4	職員の採用及び教育・訓練（重点実施項目, IV）	7- 33
7. 3. 5	モラルの向上	7- 37
7. 4	実施方法	7- 40
7. 4. 1	計画内容	7- 40
7. 4. 2	プロジェクトの実施	7- 41
7. 4. 3	支出計画	7- 42
第8章	経済評価	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	代替案	8- 2
8. 1. 4	評価想定条件	8- 3
8. 1. 5	評価結果	8- 5
8. 2	財務評価	8- 13
8. 2. 1	評価方法	8- 13
8. 2. 2	評価想定条件	8- 13
8. 2. 3	評価結果	8- 15

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- 10
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- 5
Table 3-3 職位別人員数, 1993年現在	3- 6
Table 3-4 本社・支店別人員数, 1993年現在	3- 6
Table 3-5 1993年度経理概況	3- 11
Table 3-6 平均電力料金	3- 12
Table 3-7 ROM契約内容	3- 14
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 現状, 問題点及び対策 (1号機機械設備)	4- 14
Table 4-7 現状, 問題点及び対策 (2号機機械設備)	4- 29
Table 4-8 現状, 問題点及び対策 (共通機械設備)	4- 35
Table 4-9 現状, 問題点及び対策 (1号機電気設備)	4- 38
Table 4-10 現状, 問題点及び対策 (2号機電気設備)	4- 41
Table 4-11 現状, 問題点及び対策 (共通電気設備)	4- 43
Table 4-12 現状, 問題点及び対策 (1号機計装制御)	4- 46
Table 4-13 現状, 問題点及び対策 (2号機計装制御)	4- 51
Table 4-14 現状, 問題点及び対策 (1号機化学設備)	4- 54
Table 4-15 現状, 問題点及び対策 (2号機化学設備)	4- 56

Table 4-16	マラヤ1号機リハビリテーション工事	4- 64
Table 4-17	マラヤ2号機リハビリテーション工事	4- 71
Table 4-18	共通設備リハビリテーション工事	4- 78
Table 4-19	工 事 費	4- 63
Table 4-20	支 出 計 画	4- 63
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	MMPを実施している事業所	5- 9
Table 5-6	Preventive保守とCorrective保守の比較	5- 13
Table 5-7	マラヤ発電所1号機定修の責任分担	5- 22
Table 5-8	給水の水質基準値と分析値	5- 26
Table 5-9	軸受冷却水水質基準(純水使用)	5- 26
Table 5-10	純水の水質基準値と分析値	5- 26
Table 5-11	水質試験の項目と頻度(1次処理)	5- 27
Table 5-12	水質試験の項目と頻度(2次処理)	5- 28
Table 5-13	化学課日常定検項目	5- 29
Table 5-14	深井戸の用途及び導電率	5- 30
Table 5-15	深井戸水の水質分析結果	5- 30
Table 5-16	純水タンク容量	5- 31
Table 5-17	純水の分析値	5- 32
Table 5-18	1号機復水脱塩装置データシート	5- 33
Table 5-19	薬品注入の状況	5- 34
Table 5-20	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- 35
Table 5-21	Equipment Preservation Methods	5- 38
Table 5-22	Start-up Water Quality Standard of M-1(Once through Boiler)	5- 44
Table 5-23	Start-up Water Quality Standard of M-2(Drum Type Boiler)	5- 45
Table 5-24	化学計器の稼働状況(純水)	5- 47

Table 5-25	化学計器の稼働状況 (ユニット系統水)	5- 48
Table 5-26	重油の分析結果	5- 48
Table 5-27	日本における重油性状実績例	5- 49
Table 5-28	MSDのマンパワー投入例	5- 64
Table 5-29	承認マニュアル	5- 69
Table 5-30	第一段階発注方法	5- 71
Table 5-31	第二段階発注方法	5- 71
Table 5-32	購入品納入までの標準期間	5- 72
Table 5-33	MMRCにおける新規採用実績	5- 77
Table 5-34	マラヤ発電所における採用実績	5- 78
Table 5-35	マラヤ発電所の要員充足状況	5- 79
Table 5-36	プラント運転に関する資格基準	5- 85
Table 5-37	マラヤ発電所運転員の経験年数	5- 87
Table 5-38	教育スケジュール	5- 90
Table 5-39	運転員教育・訓練大綱の比較	5- 96
Table 5-40	運転員のシミュレータ研修	5- 97
Table 5-41	マラヤ発電所保修員の資格基準	5- 99
Table 5-42	保修課員の研修	5-101
Table 6-1	石油火力発電所に関する排ガス排出基準 及び燃料油硫黄含有率の実施スケジュール	6- 11
Table 6-2	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- 12
Table 6-3	基準汚染物質に対する国家環境大気質基準 (NAAQG)	6- 13
Table 6-4	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	6- 14
Table 6-5	通常の汚染物に関する内陸部の水クラスCの排水基準	6- 15
Table 6-6	一般地域における騒音基準	6- 16
Table 6-7	マラヤ発電所から半径15km圏内の土地利用の現状	6- 21
Table 6-8	半径15km以内の地区別人口・世帯数	6- 23
Table 6-9	煙突排出ガスのデータ	6- 25
Table 6-10	煙突排出ガスのばいじん濃度	6- 26

Table 6-11	発電所周辺の大气環境測定結果	6- 27
Table 6-12	排出諸元	6- 32
Table 6-13	Pasquill-Gifford線図	6- 33
Table 6-14	静穏時に係る拡散パラメータ	6- 36
Table 6-15	風速階級区分	6- 37
Table 6-16	大気安定度区分	6- 37
Table 6-17	風向別・風速別発生頻度	6- 40
Table 6-18	風向別・大気安定度頻度	6- 41
Table 6-19	1時間値の計算結果	6- 43
Table 6-20	年平均値の計算結果	6- 43
Table 6-21	ポータブル水質チェッカーによる発電所排水の水質測定結果	6- 49
Table 6-22	発電所排水分析結果	6- 49
Table 6-23	ラグナ湖の水質	6- 52
Table 6-24	ポータブル水質チェッカーによるラグナ湖水質測定結果	6- 53
Table 6-25	ラグナ湖水分析結果	6- 54
Table 6-26	琵琶湖の水質	6- 55
Table 6-27	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- 58
Table 6-28	クラスD地域の騒音基準値	6- 58
Table 6-29	重油灰分析結果	6- 60
Table 7-1	ソフトウェア改善計画	7- 5
Table 7-2	定期点検区分の基準案(参考用)	7- 17
Table 7-3	標準期定期点検の場合(例)	7- 18
Table 7-4	長期使用期定期点検の場合(例)	7- 18
Table 7-5	標準所要定修日数(日本の例, 参考用)	7- 20
Table 7-6	標準定修日数(目標案)	7- 21
Table 7-7	分解点検所要日数の内訳	7- 21
Table 7-8	定修に係わる業務の分担	7- 25
Table 7-9	支出計画	7- 42
Table 8-1	マラヤ発電所運転実績	8- 7

Table 8-2	マラヤ発電所運転コスト	8- 8
Table 8-3	マラヤ発電所運転状況	8- 9
Table 8-4	経済的内部収益率	8- 10
Table 8-5	利用率, プロジェクトコストに対するEIRR感度	8- 11
Table 8-6	財務的内部収益率	8- 17
Table 8-7	返済計画表	8- 20
Table 8-8	インカムステートメント	8- 21
Table 8-9	資金の流れ分析表	8- 21

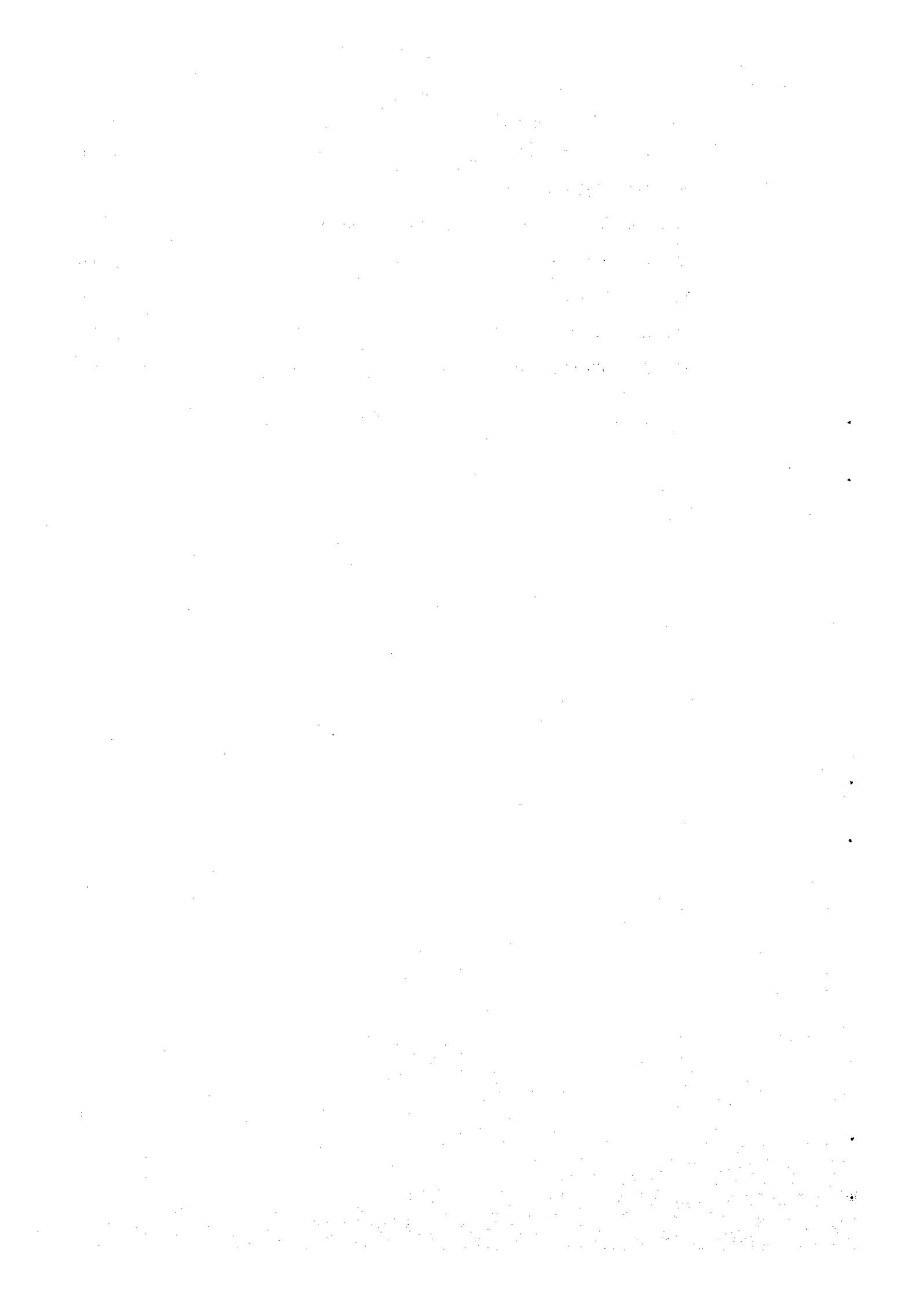


Figure リスト

目 次

	頁
Figure 1-1 ルソングリッド電力系統図	1- 5
Figure 1-2 調査手順フローチャート	1- 6
Figure 1-3 NPCタスクフォース/カウンターパートの体制	1- 9
Figure 1-4 作業工程表	1- 12
Figure 1-5 第一次現地調査工程表	1- 13
Figure 1-6 第二次現地調査工程表	1- 14
Figure 1-7 第三次現地調査工程表	1- 15
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 発電所容量と最大需要電力	3- 2
Figure 3-2 総人員数の推移	3- 4
Figure 3-3 人 員 構 成	3- 5
Figure 3-4 NPC 組 織 図 (1994年5月16日現在)	3- 7
Figure 3-5 NPC 組 織 図 (1991年11月現在)	3- 8
Figure 3-6 NPC 組 織 図 (1991年2月現在)	3- 9
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ヵ年定検のスケジュール	4- 61
Figure 5-1 通勤バス運行スケジュール	5- 7
Figure 5-2 通勤バス運行ルート	5- 7
Figure 5-3 マラヤ発電所1号機定修の体制	5- 21
Figure 5-4 M-1 Condenser Water Box Conditions	5- 36

Figure 5-5	マラヤ発電所の組織 (現状)	5- 53
Figure 5-6	マラヤ発電所の組織 (改訂案)	5- 54
Figure 5-7	発電所の運営・管理に関するNPCの組織	5- 55
Figure 5-8	メトロマニラ支店 (MMRC) の組織	5- 59
Figure 5-9	メトロマニラ支店副総裁室 (Office of The Vice President) の組織	5- 60
Figure 5-10	Operation Projects Services (OPS) の組織	5- 61
Figure 5-11	Maintenance Service Department (MSD) の組織	5- 62
Figure 5-12	Maintenance Engineering Center (MEC) の組織	5- 63
Figure 5-13	火力発電所定修時の組織 (日本の例)	5- 65
Figure 5-14	調達システム	5- 68
Figure 5-15	発注フロー	5- 74
Figure 5-16	在庫管理体制	5- 75
Figure 5-17	採用における選択フローチャート	5- 81
Figure 5-18	運転当直組織	5- 83
Figure 5-19	運転当直組織 (実際)	5- 83
Figure 5-20	運転員の昇進	5- 86
Figure 5-21	運転員訓練計画	5- 94
Figure 5-22	1995年定修計画による必要要員の検討	5-108
Figure 5-23	火力発電所保修の概念 (Concept of Thermal Power Plant Maintenance)	5-109
Figure 6-1	環境天然資源省(DENR)の組織	6- 3
Figure 6-2	環境管理局(EMB)の組織	6- 4
Figure 6-3	DENR地方事務所の組織	6- 5
Figure 6-4	環境保護正本部 (EMPAS) の組織	6- 6
Figure 6-5	LLDA環境保護部 (EPD) の組織	6- 7
Figure 6-6	NPC環境管理部の組織	6- 8
Figure 6-7	マラヤ発電所周辺の土地利用状況	6- 22
Figure 6-8	マラヤ発電所周辺の地形	6- 28
Figure 6-9	View from Malaya TPP(1)	6- 29

Figure 6-10	View from Malaya TPP(2)	6- 29
Figure 6-11	View from Malaya TPP(3)	6- 30
Figure 6-12	View from Malaya TPP(4)	6- 30
Figure 6-13	Vicinity Map Malaya Thermal Power Plant	6- 31
Figure 6-14	ERT モデルによる煙軸と地形の関係	6- 34
Figure 6-15	風 配 図	6- 39
Figure 6-16	風向別大気安定度出現頻度	6- 42
Figure 6-17	1時間値のSO ₂ 濃度分布 (ブルームモデル)	6- 44
Figure 6-18	1時間値のSO ₂ 濃度分布 (ERTモデル)	6- 45
Figure 6-19	年平均値のSO ₂ 濃度分布 (パフ・ブルームモデル)	6- 46
Figure 6-20	沈 殿 池	6- 47
Figure 6-21	中和タンク	6- 48
Figure 6-22	排 水 口	6- 48
Figure 6-23	ラグナ湖水質調査地点	6- 51
Figure 6-24	マラヤ発電所北側敷地境界	6- 56
Figure 6-25	騒音測定点	6- 57
Figure 6-26	灰処理システム	6- 59
Figure 6-27	排水処理方法の提案例	6- 65
Figure 7-1	設備の信頼度, 経年劣化及び余寿命	7- 2
Figure 7-2	発電所の現状と問題の所在	7- 4
Figure 7-3	定修計画 (定修予算決定までの業務フロー)	7- 10
Figure 7-4	定修予算決定までの業務フロー詳細	7- 11
Figure 7-5	MSD の工事能力改善	7- 28
Figure 7-6	定期採用制度の採用と新入社員集合教育の実施	7- 35
Figure 7-7	マラヤ発電所信頼度向上計画スケジュール	7- 43
Figure 8-1	利用率に対するEIRR感度	8- 12
Figure 8-2	プロジェクトコストに対するEIRR感度	8- 12
Figure 8-3	利用率に対するFIRR感度	8- 18
Figure 8-4	プロジェクトコストに対するFIRR感度	8- 18

Figure 8-5	燃料費に対するFIRR感度	8- 19
Figure 8-6	売電単価に対するFIRR感度	8- 19

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実施されたが、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なった。

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なった。また、定検中の機器を現場で調査を行なった。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、設備の最適なりハビリテーション計画を策定しその経済的、財務的評価を行なった。

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、技術移転を行なった。

1. 4. 2 調査手順

1) 調査実施手法

a. 国内準備作業

- a) 関連の既存レポート・資料の収集・整理及びレビュー
- b) インセプションレポートの作成
- c) 質問票及びデータシートの作成

b. 第一次現地調査

- a) インセプションレポートの説明及び調査方法についての協議
- b) マラヤ1, 2号機について発電設備の現状調査, 資料収集 (但しマラヤ2号機は運転中)
- c) 発電所運転・保守管理 (ソフトウェア) の現状調査, 資料収集
- d) 環境関係調査
- e) 経済財務評価関連資料収集

c. 第一次国内作業

- a) 発電設備の資料分析, 改善計画の立案
- b) 発電所運転・保守管理の資料分析, 改善計画の立案
- c) 環境関連資料分析, 対策立案
- d) 経済資料分析, 検討
- e) インテリムレポート作成
- f) 第一回セミナー実施計画作成

d. 第二次現地調査

- a) インテリムレポートの説明・協議
- b) 第一回セミナーの実施 (主として日本の運転・保守方法の紹介)
- c) 必要な追加調査, 資料収集

e. 第二次国内作業

- a) 第二次現地調査で入手した追加資料の分析及びそれにもとづく各改善計画、対策の見直し
- b) 経済財務評価検討の見直し
- c) ドラフトファイナルレポートの作成
- d) 第二回セミナー実施計画作成

f. 第三次現地調査

- a) ドラフトファイナルレポートの説明・協議
- b) 第二回セミナーの実施
作成した運転・保守管理改善計画を中心に総合的なセミナーを実施する。

g. ファイナルレポート作成（日本国内）・提出

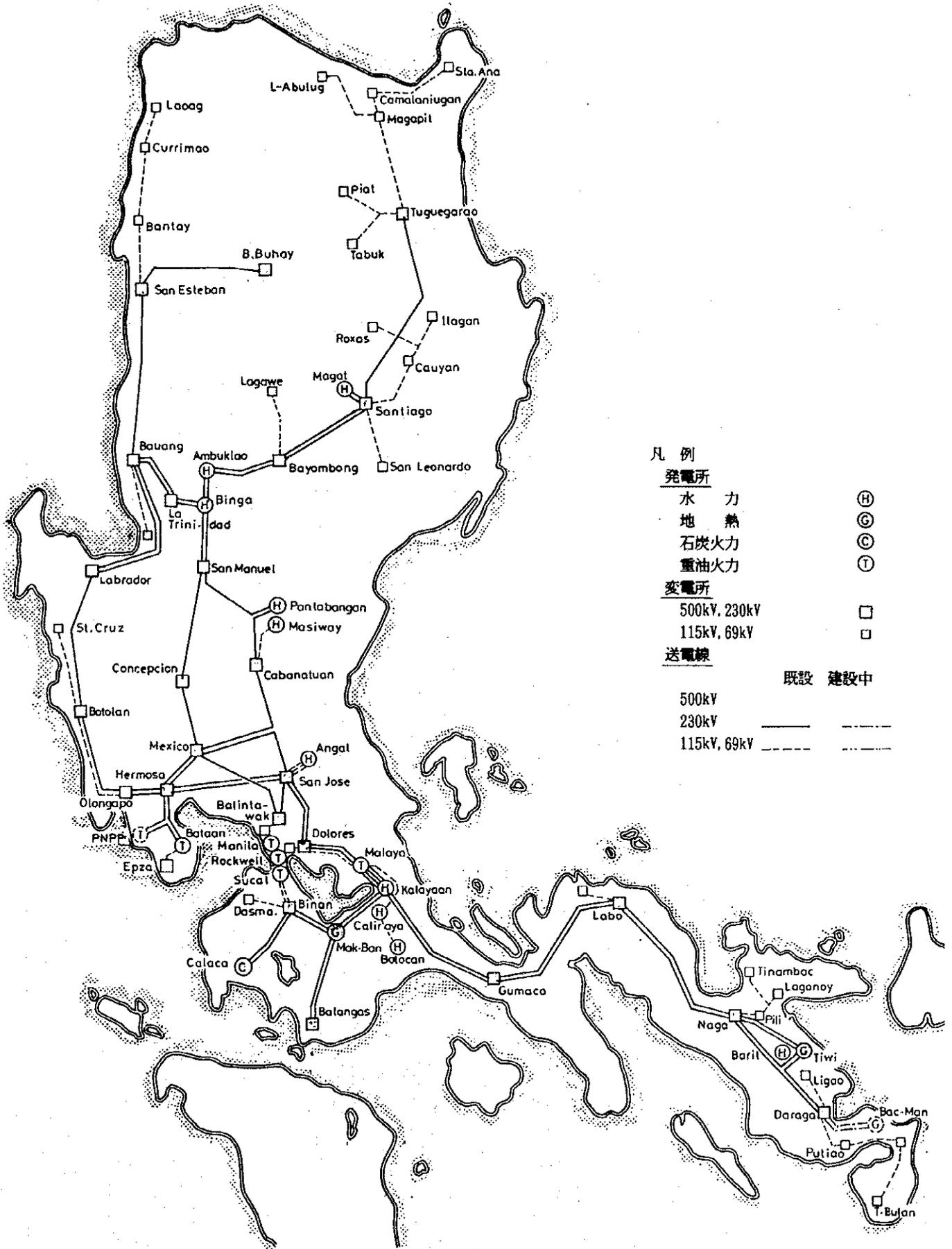
2) 調査手順フローチャート

以上に述べた一連の作業手順をFigure 1-2 の調査手順フローチャートに示す。

3) 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、指導を行なった。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MMRC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。

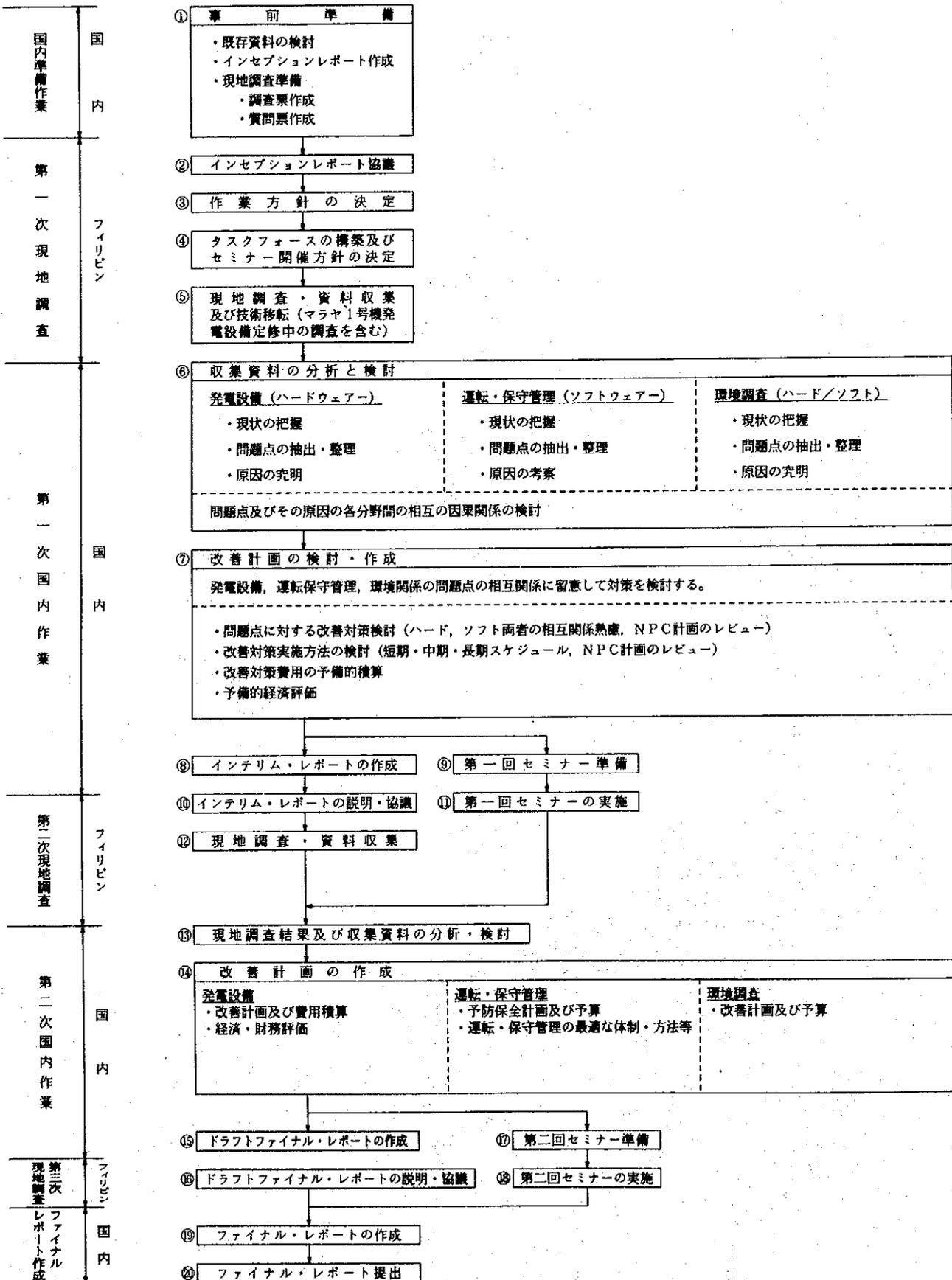
Figure 1-1 ルソングリッド電力系統図



凡例

<u>発電所</u>		
水力	(H)	
地熱	(G)	
石炭火力	(C)	
重油火力	(T)	
<u>変電所</u>		
500kV, 230kV	□	
115kV, 69kV	□	
<u>送電線</u>		
		既設 建設中
500kV	——	——
230kV	——	----
115kV, 69kV	----	----

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。

2) タスクフォース/カウンターパートの体制及び構成

Figure 1-3 及び Table 1-1 にタスクフォース/カウンターパートの体制及び構成を示す。タスクフォース/カウンターパートの構築に当っては、次の条件に基づいて行なわれるよう事前にNPCに要請した。

- a. タスクフォース及びカウンターパートの最高責任者（チェアマン）は、事前調査時の打合議事録へのNPC側署名人であるMMRCのVice President, Mr. Mañoとする。
- b. ソフトウェア、ハードウェア両部門を含むタスクフォース及びカウンターパート全体のまとめ役として、チェアマンの下にタスクフォースマネージャーを置くものとする。
- c. ソフトウェア、ハードウェア両部門に、調査の分野と項目に応じたグループを組み、各々の責任者としてグループコーディネーターを置き、グループの構成員は、NPCの管理職及び主任クラスより選定されるものとする。
- d. タスクフォース/カウンターパート内の相互連絡は、チェアマン、タスクフォースマネージャー及び各コーディネーターを通じ、緊密に行なう。又、調査団とタスクフォース/カウンターパートの相互連絡についても同様の方法で行なう。

Figure 1-3 NPCタスクフォース/カウンターパートの体制

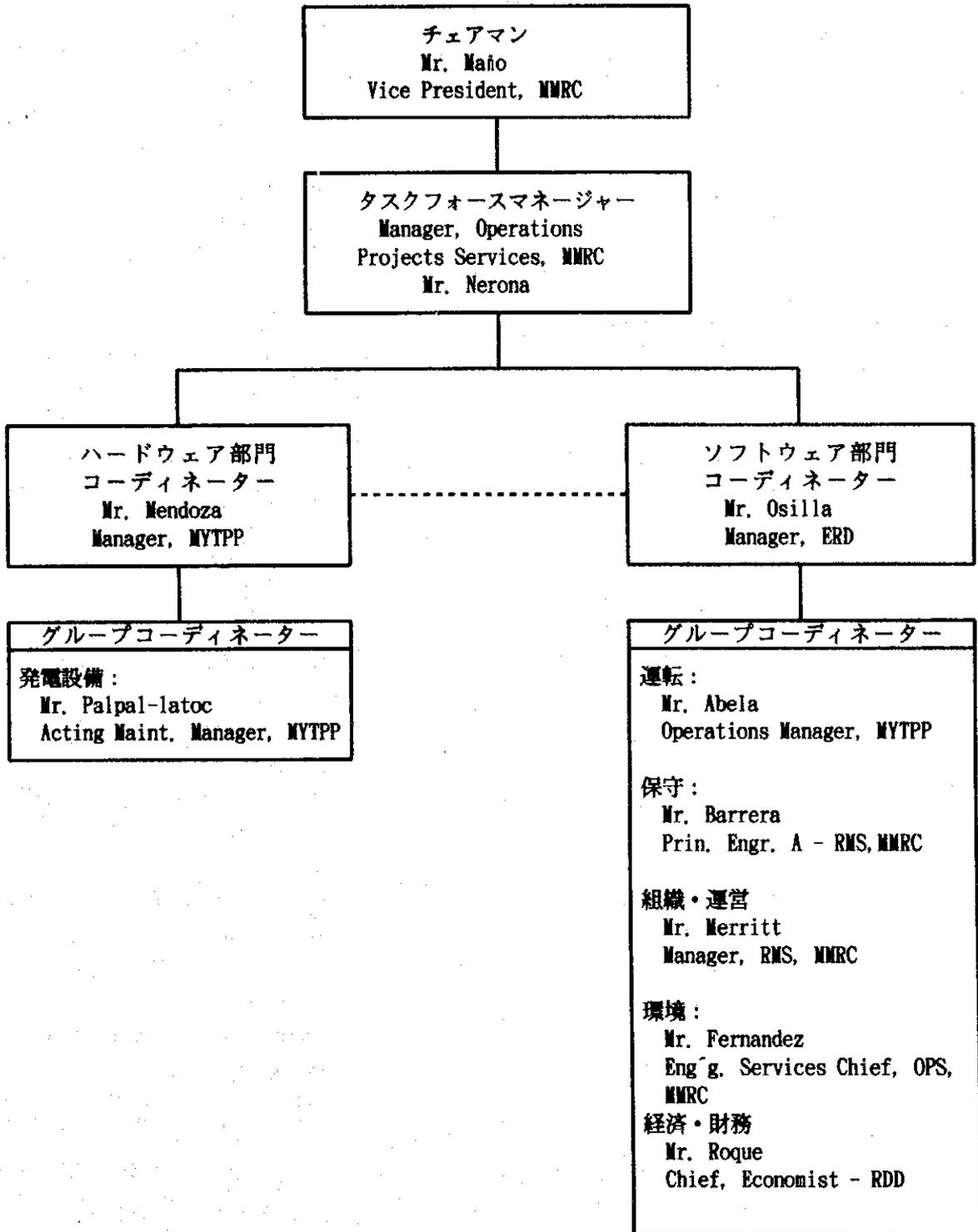


Table 1-1 NPCタスクフォース/カウンターパートの構成

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 • Mr. Mendoza (Manager, MYTPP)
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 	グループコーディネーター • 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 • Mr. Osilla (Manager, ERD)
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 	グループコーディネーター • Mr. Abela (Operations Manager, MYTPP) • Mr. Lunawag (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 	グループコーディネーター • 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 	グループコーディネーター • 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 	グループコーディネーター • 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	グループコーディネーター • Mr. Roque, Chief Economist - RDD

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。

1) 事前準備

第一次現地調査に先立ち、次の様な事前準備作業を実施し、本調査業務の円滑かつ能率的な遂行を計った。

- ・既存資料の検討
- ・インセプションレポート作成
- ・現地調査票、質問票等の作成

2) 第一次現地調査 (1994年8月31日から1ヵ月)

マラヤ1号機の90日間の定修実施時期に合わせて各担当分野（経済担当除く）の調査団員9名（業務調整団員1名含む）を現地へ派遣し、まずインセプションレポートについてNPCと協議し、作業方針、タスクフォースの構築、セミナー開催方針、カウンターパートの研修方法を決定した。

また、改善計画の検討・策定に必要な各担当分野に関する現地調査、資料収集を行なった。

Figure 1-5「第一次現地調査工程表」参照。

3) 第一次国内作業

収集した資料・情報を分析・検討し、問題点の抽出とその原因を究明し、その解決策を検討・計画した。これまでの調査をとりまとめてインテリムレポートを作成した。

また、第一回セミナーの準備を行なった。

4) 第二次現地調査 (1994年11月30日から0.5ヵ月)

調査団員7名を現地に派遣してインテリムレポートの説明・協議を実施し、各改善計画の骨子を決定した。予備的経済評価についても協議した。また、その他必要な追加資料・情報の収集も実施した。NPCのスタッフに対して運転・保守管理に関する第1回のセミナーをNPCのトレーニングセンターに於いて実施した。

5) 第二次国内業務

インテリムレポートの協議の結果、追加現地調査結果及び追加収集資料の検討分析を反映して、改善計画の最終案を作成し、ドラフトファイナルレポートにまとめた。

第二回セミナーの準備作業を行なった。

6) 第三次現地調査 (1995年2月2日から0.5ヵ月)

調査団員4名を派遣してドラフトファイナルレポートの説明・協議をNPCと行ない、改善計画を決定した。

第二回セミナーを実施した。

7) ファイナルレポートの作成・提出

ドラフトファイナルレポートの協議の結果を反映して、ファイナルレポートを完成し、1995年3月20日、JICAに提出した。

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				(第一次現地調査)													
(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																	
詳 細 工 程																	
(1) 事前準備・インセプションレポート作成																	
(2) 現地調査、資料収集、打合せ、報告書説明・協議																	
(3) 資料の分析・検討																	
(4) 発電設備の改善計画の検討・作成																	
(5) 運転・保守管理の改善計画の検討・作成																	
(6) 改善計画工程及び費用積算																	
(7) 経済・財務評価																	
(8) 環境調査																	
(9) 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。△.....△報告書等の説明。..... その他の作業。

Figure 1-5 第一次現地調査工程表

	Sep. 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			
	We	Th	Fr	Sa/Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa/Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa/Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa/Su	Mo	Tu	We	Th	Fr		
JICA Study Team Activity:		Arrived at Manila by TG621	JICA Study Team Internal Meeting																										
Visit/Meeting:		Resident Representative, Mr. Hashimoto																											
DOE		Undersecretary, Mr. Salazar																											
NEDA		Assistant Director, Mr. Inocentes, III																											
NPC, Head Office		President, Dr. Viray																											
NPC, MMFC		Vice President, Mr. Mañoc																											
NPC, MYTPP		All JICA Member Kick-off Meeting																											
NPC, MEC, MSD, etc.																													
Group Activity:																													
1. Harbore Division																													
Div. Coordinator: Mr. Mendoza (MYTPP)																													
1) Rehab. Group																													
Messrs. Melisio and Funakoshi Group Coordinator: Mr. Palpakotoc (MYTPP)																													
2. Software Division																													
Div. Coordinator: Mr. Osilla (ERD)																													
1) Operation Group																													
Messrs. Tomokiyo and Shimoda Group Coordinator: Mr. Abela (MYTPP)																													
2) Maintenance Group																													
Messrs. Morimura, Goto and Eguchi Group Coordinator: Mr. Barrera (MMFC)																													
3) Management Group																													
Messrs. Ogawa, Tomokiyo and Matsuo Group Coordinator: Mr. Merritt (MMFC)																													
4) Environmental Group																													
Messrs. Harguchi, Otani and Ms. Hernandez Group Coordinator: Mr. Fernandez (MMFC)																													
5) Economic/Financial Group																													
Group Coordinator: Mr. Roque (FDD)																													

Figure 1-6 第二次現地調査工程表

	Nov. 29 Mon.	Nov. 30 Wed.	Dec. 1 Thu.	Dec. 2 Fri.	Dec. 3/4 Sat/Sun.	Dec. 5 Mon.	Dec. 6 Tue.	Dec. 7 Wed.	Dec. 8 Thu.	Dec. 9 Fri.	Dec. 10/11 Sat/Sun.	Dec. 12 Mon.	Dec. 13 Tue.	Dec. 14 Wed.	Dec. 15 Thu.	Dec. 16 Fri.	Dec. 17/18 Sat/Sun.
JICA Study Team Activity:	Study in Japan	Study Team arrived in Manila by TG821		Study Team Internal Meeting	Study Team Internal Meeting			JICA 16:00 Leave for Japan by JL 742		Study Team Internal Meeting				Study Team left for Japan by NPO25			
Mr. Morimura, JICA H.O.		Arrived in Manila by JL741											JICA 16:00 EOJ 17:00				
Visit/Meeting:																	
JICA Philippines Office, EOJ		JICA 9:00 EOJ JICA 17:00						JICA 16:00					JICA 16:00 EOJ 17:00				
Authorities concerned																	
NPC, Head Office													13:00				
NPC, MMRC																	
NPC, MYTPP																	
NPC, MEC, MSD, etc.												MSD					
Group Activity:																	
1. First Seminar																	
2. Hardware Division																	
Div. Coordinator: Mr. Mendoza (MYTPP)																	
1) Rehab. Group																	
Messrs. Matsuo and Funakoshi																	
Group Coordinator: Mr. Papatoo (MYTPP)																	
3. Software Division																	
Div. Coordinator: Mr. Oshii (ERD)																	
1) Operation Group																	
Messrs. Tomokyo and Shimoda																	
Group Coordinator: Mr. Abe (MYTPP)																	
2) Maintenance Group																	
Mr. Goto																	
Group Coordinator: Mr. Barera (MMRC)																	
3) Management Group																	
Messrs. Ogawa, Tomokyo and Matsuo																	
Group Coordinator: Mr. Merrill (MMRC)																	
4) Environmental Group																	
(Mr. Haseguchi)																	
Group Coordinator: Mr. Fernandez (MMRC)																	
5) Economic/Financial Group																	
Mr. Fuji																	
Group Coordinator: Mr. Roque (RDD)																	

Figure 1-7 第三次現地調査工程表

	Jan. 31 Tue.	Feb. 1 Wed.	2 Thu.	3 Fri.	4/5 Sat/Sun.	6 Mon.	7 Tue.	8 Wed.	9 Thu.	10 Fri.	11/12 Sat/Sun.	13 Mon.	14 Tue.	15 Wed.	16 Thu.	17 Fri.	18/19 Sat/Sun.	20 Mon.
JICA Study Team Activity	Study in Japan		△ Study Team arrived in Manila by TG621		Study Team Internal Meeting					△ Leave for Japan	Study Team Internal Meeting				△ Study Team leave for Japan by NAW026			
Mr. Nomura, JICA H.O.			△ Arrived in Manila by JL741											JICA/EOJ				
Visit/Meeting																		
JICA Philippines Office, EOJ			△ JICA/EOJ 16:00/17:00															
Authorities concerned (DOE, NEDA, etc.)																		
NPC, Head Office																		
NPC, MMRC																		
NPC, MYTPP																		
NPC, MEC, MSD, etc.																		
Group Activity:					Preparatory Works		Second Seminar at M.M.											
1. Second Seminar																		
2. Hardware Division																		
Div. Coordinator: Mr. Mendoza (MYTPP)																		
1) Rehab. Group																		
Mr. Matsuo Group Coordinator: Mr. Falgoutoc (MYTPP)																		
2) Operation Group																		
Div. Coordinator: Mr. Osilla (ERC)																		
1) Operation Group																		
Messrs. Ogawa and Tomokyo Group Coordinator: Mr. Abela (MYTPP)																		
2) Maintenance Group																		
Messrs. Ogawa and Tomokyo Group Coordinator: Mr. Barrera (MMRC)																		
3) Management Group																		
Messrs. Ogawa, Tomokyo and Matsuo Group Coordinator: Mr. Merrit (MMRC)																		
4) Environmental Group																		
Mr. Haraguchi Group Coordinator: Mr. Fernandez (MMRC)																		
5) Economic/Financial Group																		
Mr. Ogawa (Mr. Fujii) Group Coordinator: Mr. Roque (ROD)																		

1. 8 面談者リスト

1) 在フィリピン日本大使館

中 沢 則 夫
一等書記官

2) JICAフィリピン事務所

橋 本 明 彦
所長

町 田 哲
次長

小 林 伸 行
所員

有 吉 和 利
JICAエキスパート

水 野 文 忠
JICAエキスパート

3) エネルギー省 DOE (Department of Energy)

Mr. Mariano S. Salazar
Under Secretary

4) 国家開発庁 NEDA (National Economic and
Development Authority)

Mr. Eugenio B. Inocentes, III
Assistant Director
Public Investment Staff

Mr. August Pagkalinawan
Infrastructure Engineer

Ms. Alley A. Bernardo
Chief Economic Development
Specialist, ASPAC Division

Ms. Cristina C. Santiago
Economic Development Specialist
ASPAC Division

5) 環境天然資源省 DENR (Department of
Environment & Natural Resource)

Mr. Sixto E. Tolentino, Jr. Ph. D
Regional Technical Director
Environmental Management and
Protected Areas Services, Region IV-A

6) ラグナ湖開発公社

LLDA (Laguna Lake Development Authority)

Mr. Alejandro E. Santiago
General Manager

Mr. Floro R. Francisco
Assistant General Manager

Ms. Adelina C. Santos Borja, M. Sc.
Freshwater Biologist Limnologist

Mr. Ceazar H. Natividad
Civil/Sanitary Engineer

7) フィリピン電力公社

NPC (National Power Corporation)

a. NPC本社

Dr. Francisco L. Viray
Former President, Secretary DOE

Mr. Guido A. Delgado
President

Ms. P. A. Segovia
Vice President, Human Resource

Mr. A. Macalintal
Vice President, Administration

Mr. L. F. Osilla
Manager, Efficiency and Reliability
Dept. (ERD)

Ms. M. R. L. Petel
Manager, Environmental Management Dept.

Mr. L. F. Ramos
Manager, Fuel, Corplan

Mr. P. B. Anido
Manager, Operation & Maintenance, Corplan

Mr. M. L. Marcelo, Jr.
OIC, Reliability & Availability
Improvement, ERD

Mr. R. V. Guarin
Efficiency Control Division, ERD

Mr. M. M. Austria
Office of the President

Mr. J. Alcantara
Operation Training Division

Mr. G. Feliciano
Operation Training Division

Mr. R. Plan
Operation Training Division

Mr. H. T. Roque
Chief, Economist, RDD

b. メトロマニラ支店
MMRC (Metro Manila Regional Center)

Mr. M. E. Maño
Vice President, Metro Manila Regional
Center

Mr. A. O. Nerona
Manager, Operations Project Services (OPS)

Mr. P. L. Merritt Jr.
Manager, Regional Management Services

Ms. E. S. Delos Reyes
Manager, Administration

Mr. I. E. Barrera
Regional Management Services

Mr. R. L. Dannang
Regional Management Services

Mr. A. B. Lumawag Jr.
Chief, Engineering Services, MEDTD, OPS

Mr. P. R. Fernandez
Chief, Engineering Services, Chemical, OPS

c. マラヤ発電所

Mr. J. B. Enriquez
Operations Project Dept.

Ms. E. C. Tapia
Administration Dept.

Mr. O. P. Mendoza
Plant Manager

Mr. J. T. Abela
Operations Manager

Mr. A. S. Palpal-latoc
Acting Maintenance Manager

Mr. J. A. Marte
Mechanical Maintenance Superintendent

Mr. J. R. Galingan
Instrument & Control Maintenance
Superintendent

Mr. F. R. Flores
Chemical Superintendent

Mr. E. T. Labadan
Operations Superintendent

Mr. W. Fajardo
Efficiency Control Superintendent

Mr. T. Villona
Schedule/Planning Superintendent

d. Maintenance Engineering Center (MEC)

Mr. E. L. Ampat
Manager, MEC

Mr. Eduardo D. Ligayo
Manager, Engineering Dept.

Mr. Manuel Espeleta
Manager, Machine Shop

Mr. Rogelio L. Panlilio
Manager, Metal Forming & Welding Div.

Mr. Chamberlain F. Nagma
Manager, Production Engineering Div.

Mr. L. Tuazon
Quality Control

Mr. Constantino J. Castillo
Chemical Laboratory

Ms. Cordelia Rodriguez
Materials Laboratory

e. Maintenance Service Department (MSD)

Mr. V. C. Almazan
Manager, MSD

Mr. R. S. Volante
Manager, Mechanical

Mr. R. F. Conocono
Manager Electrical

Mr. R. R. Ortañez
Superintendent, Boiler

Mr. E. D. Vergara
Superintendent, Turbine

Mr. A. T. Delos Santos
Superintendent, Auxiliary

Mr. N. N. Gensoli
Superintendent, Generator

Mr. A. M. Rivera
Superintendent, Relay Services

Mr. R. R. Mabaylan
Superintendent, Test/Meter Services

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と言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、工事实施機関（MSD）の補強、工事要員の訓練、工事支援態勢（定修用部品供給、工事中機械・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	<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) ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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 (Figure 2-1, B-4)

- 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 (Figure 2-1, A-4, A-5)

- 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
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

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られる。

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ため、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、その対象を拡げる。

- 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	本格定検 本格定検	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 通常定検	本格定検 本格定検
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 a. 定修計画方法・体制 の改善 b. 定修実施方法・体制 の強化 a)定修実施に関する 社規制定等 b)MSDの強化対策 ・要員及び体制 ・定修用工具、機 械車輛等の購入 ・設備の建設等 (各発電所事務所、資料ヤ ク、研習所、等) c)各種マニュアルの 整備 c. 安全、確実な運転の ための対策	第一段階 詳細検討 タスクフォース	第二段階 詳細検討 タスクフォース 準備 同上 同上	増員・訓練 購入 建設等	実施 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 2)モラル向上対策	詳細検討計画 タスクフォース 同上 タスクフォース			実施 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) 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、純粋に原建設費、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
 Subject: EIRR
 File Name: Basic\valarr_2
 Date: 11/24/94
 Rev: 1/21/95

Table 2-1 經濟的内部收益率

Year	WITH REHABILITATION				WITHOUT REHABILITATION				Supply by Other Power Sources (P/MWh)													
	Project Cost Thous \$	M-1 Capacity MW	Efficiency %	Annual Energy GWh	Fuel Consump. Mill. B.	Fuel Cost Thous \$	With Total Cost	WFO Capacity MW	Efficiency %	Annual Energy GWh	Fuel Consump. Mill. B.	Fuel Cost Thous \$	Grid Average	Oil Based	Coal	Geo-thermal	Gas Turbine	Non NPC Average	NPC Oil	Non NPC Coal	NPC Gas T.	
0	1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,079	1,051	1,126	1,052	2,088	1,878	1,609	1,574	2,520	0
1	1995	1,815	0	1,815	0	0	1,815	0	0	0	0	1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815	-1,815
2	1996	15,746	0	15,746	0	0	15,746	0	0	0	0	15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746	-15,746
3	1997	55,315	0	55,315	0	0	55,315	0	0	0	0	55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315	-55,315
4	1998	30,373	0	30,373	0	0	30,373	0	0	0	0	30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373	-30,373
5	1999	1,814	300	1,839.60	33.27%	488.30	48,216	300	47.50%	1,248.30	371.30	36,663	11,188	10,535	12,290	10,569	34,119	29,343	24,861	22,434	43,964	49,080
6	2000	0	300	1,839.60	33.19%	488.46	48,332	300	46.16%	1,213.08	371.33	36,666	14,361	13,660	15,477	13,696	38,648	33,588	28,839	26,267	48,080	52,272
7	2001	0	300	1,839.60	33.11%	490.66	48,449	300	44.86%	1,178.92	371.30	36,663	15,650	14,921	16,937	14,969	41,272	35,985	30,927	28,216	52,272	56,385
8	2002	0	300	1,839.60	33.03%	491.85	48,566	300	43.85%	1,145.55	371.25	36,658	16,914	16,148	18,160	16,168	43,830	38,224	32,962	30,114	56,385	60,493
9	2003	0	300	1,839.60	32.95%	493.04	48,684	300	42.96%	1,113.22	371.26	36,659	18,138	17,336	19,444	17,379	46,309	40,442	34,935	31,965	58,403	62,511
10	2004	0	300	1,839.60	32.87%	494.24	48,802	300	41.17%	1,081.95	371.35	36,668	19,329	18,493	20,690	18,536	48,711	42,592	36,848	33,739	61,226	64,169
11	2005	0	300	1,839.60	32.79%	495.45	48,922	300	40.01%	1,051.46	371.42	36,675	20,462	19,612	21,698	19,658	51,047	44,681	38,706	35,472	64,169	67,116
12	2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	2009	105,063	0	12,877.20	0	3,443	339,971	445,034	8032.48	2599.21	256,652	4,844.72	12,804	7,458	21,507	7,736	200,687	161,556	124,829	104,948	281,350	312,800
EIRR =										26.65%												
EIRR =										25.47%												

Year	WITH REHABILITATION				WITHOUT REHABILITATION				Supply by Other Power Sources (P/MWh)													
	Project Cost Thous \$	M-2 Capacity MW	Efficiency %	Annual Energy GWh	Fuel Consump. Mill. B.	Fuel Cost Thous \$	With Total Cost	M-2 WFO Capacity MW	Efficiency %	Annual Energy GWh	Fuel Consump. Mill. B.	Fuel Cost Thous \$	Grid Average	Oil Based	Coal	Geo-thermal	Gas Turbine	Non NPC Average	NPC Oil	Non NPC Coal	NPC Gas T.	
0	1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,079	1,051	1,126	1,052	2,088	1,878	1,680	1,574	2,520	0
1	1995	1,596	0	1,596	0	0	1,596	0	0	0	0	1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596	-1,596
2	1996	5,862	0	5,862	0	0	5,862	0	0	0	0	5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862	-5,862
3	1997	30,464	0	30,464	0	0	30,464	0	0	0	0	30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464	-30,464
4	1998	1,067	350	1,146.20	34.90%	543.06	53,625	350	60.00%	1,839.60	502.50	49,618	7,668	7,330	8,219	7,347	19,558	17,062	14,758	13,499	24,863	28,524
5	1999	1,067	350	1,146.20	34.82%	544.33	53,748	350	57.85%	1,773.07	487.84	48,151	8,841	8,428	9,511	8,451	20,297	17,469	15,938	14,520	28,524	32,185
6	2000	0	350	1,146.20	34.74%	545.58	53,872	350	55.74%	1,647.06	479.28	46,350	10,015	10,532	12,978	11,560	21,439	19,207	17,623	16,125	29,720	33,490
7	2001	0	350	1,146.20	34.66%	546.84	53,996	350	53.72%	1,527.57	465.79	44,018	12,082	12,591	14,999	13,402	22,770	20,439	18,930	17,425	30,949	34,800
8	2002	0	350	1,146.20	34.58%	548.10	54,121	350	49.91%	1,407.06	452.58	42,714	13,095	13,479	15,952	14,263	24,099	22,027	20,412	18,930	22,720	27,114
9	2003	0	350	1,146.20	34.50%	549.38	54,247	350	48.10%	1,287.45	440.21	41,444	14,046	14,366	16,811	15,058	25,171	23,071	21,481	20,412	24,819	29,270
10	2004	0	350	1,146.20	34.42%	550.65	54,372	350	46.38%	1,171.45	427.28	40,217	15,817	16,117	18,571	16,719	26,368	24,289	22,726	21,481	24,819	29,420
11	2005	0	350	1,146.20	34.34%	551.93	54,498	350	44.66%	1,056.88	409.25	39,025	17,418	17,695	20,143	18,031	27,575	25,575	23,962	22,726	24,819	29,561
12	2006	0	350	1,146.20	34.26%	553.22	54,626	350	43.06%	941.22	383.52	37,870	18,156	18,411	20,869	18,725	28,848	26,829	25,071	23,962	24,819	29,692
13	2007	0	350	1,146.20	34.18%	554.52	54,754	350	41.46%	826.22	367.20	36,720	19,418	19,655	22,500	19,999	30,125	28,071	26,071	24,819	29,823	30,821
14	2008	0	350	1,146.20	34.10%	555.82	54,883	350	40.00%	711.22	351.26	35,672	20,509	20,725	23,411	21,225	31,361	29,071	27,071	25,071	29,952	31,051
15	2009	40,028	0	25,754.40	0	6,800.58	651,755	691,781	18,171.58	5,140.26	507,562	7,453	130,672	122,303	144,292	122,741	424,740	365,482	306,010	274,892	550,953	599,842
EIRR =										25.53%												
EIRR =										24.73%												

Project: Malaya Reliability Improvement Project
 Subject: FIRR
 File Name: firr.xls
 Date: 11/24/94
 Rev: 1/21/95

Table 2-2 財務的内部收益率

M-1 & M-2 Combined FIRR = 29.74%

Year	WITH REHABILITATION										WITHOUT REHABILITATION										FIRR = 16.06%	
	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	Benefit Energy	Balance of Fuel Sale	Energy Cost	Benefit	Cost Balance				
	Thous \$	MW	%	GWh	%	Mil. lit.	Thous \$	MW	%	GWh	%	Mil. lit.	Thous \$	GWh	Thous \$	Thous \$	Thous \$	Thous \$				
0	1994																					
1	1995	1,815					1,815						1,815					-1,815				
2	1996	15,746					15,746						15,746					-15,746				
3	1997	55,315					55,315						55,315					-55,315				
4	1998	30,373					30,373						30,373					-30,373				
5	1999	1,814	300	70%	1,839.60	33.27%	488.30	300	47.50%	1,248.3	29.69%	371.30	33,721	591.30	-10,625	35,765	23,326					
6	2000		300	70%	1,839.60	33.19%	489.48	300	46.16%	1,213.08	28.85%	371.33	33,723	626.52	-10,730	37,895	27,165					
7	2001		300	70%	1,839.60	33.11%	490.66	300	44.86%	1,178.92	28.04%	371.30	33,721	660.68	-10,840	39,961	29,121					
8	2002		300	70%	1,839.60	33.03%	491.85	300	43.59%	1,145.55	27.25%	371.25	33,716	694.05	-10,953	41,979	31,026					
9	2003		300	70%	1,839.60	32.95%	493.04	300	42.36%	1,113.22	26.48%	371.26	33,717	726.38	-11,060	43,935	32,875					
10	2004		300	70%	1,839.60	32.87%	494.24	300	41.17%	1,081.95	25.73%	371.35	33,725	757.65	-11,161	45,826	34,665					
11	2005		300	70%	1,839.60	32.79%	495.45	300	40.01%	1,051.46	25.00%	371.42	33,731	788.14	-11,265	47,670	36,405					
12	2006																					
13	2007																					
14	2008																					
15	2009																					
Total		105,063			12,877.20		3,443	312,688		8032.48		2599.21	236,054	4844.72	-76,634	283,031	111,334					

Year	WITH REHABILITATION										WITHOUT REHABILITATION										FIRR = 46.67%	
	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	Benefit Energy	Balance of Fuel Sale	Energy Cost	Benefit	Cost Balance				
	Thous \$	MW	%	GWh	%	Mil. lit.	Thous \$	MW	%	GWh	%	Mil. lit.	Thous \$	GWh	Thous \$	Thous \$	Thous \$	Thous \$				
0	1994																					
1	1995	1,586					1,586						1,586					-1,586				
2	1996	5,862					5,862						5,862					-5,862				
3	1997	30,464					30,464						30,464					-30,464				
4	1998	1,057	350	70%	2,146.20	34.90%	543.08	350	60.00%	1,839.60	32.33%	502.50	45,636	306.6	-3,685	18,545	13,803					
5	1999	1,057	350	70%	2,146.20	34.82%	544.33	350	57.93%	1,773.07	32.11%	487.64	44,286	373.13	-5,149	22,569	16,363					
6	2000		350	70%	2,146.20	34.74%	545.58	350	55.74%	1,708.99	31.89%	473.26	42,980	437.21	-6,568	26,444	19,876					
7	2001		350	70%	2,146.20	34.66%	546.84	350	53.72%	1,647.06	31.67%	459.28	41,711	499.14	-7,952	30,190	22,238					
8	2002		350	70%	2,146.20	34.58%	548.10	350	51.78%	1,587.57	31.45%	445.79	40,486	558.63	-9,291	33,789	24,498					
9	2003		350	70%	2,146.20	34.50%	549.38	350	49.91%	1,530.24	31.24%	432.58	39,286	615.96	-10,607	37,256	26,649					
10	2004		350	70%	2,146.20	34.42%	550.65	350	48.10%	1,474.75	31.03%	419.72	38,118	671.45	-11,891	40,612	28,721					
11	2005		350	70%	2,146.20	34.34%	551.93	350	46.36%	1,421.40	30.82%	407.29	36,989	724.80	-13,136	43,839	30,703					
12	2006		350	70%	2,146.20	34.26%	553.22	350	44.68%	1,369.89	30.61%	395.22	35,893	776.31	-14,349	46,955	32,606					
13	2007		350	70%	2,146.20	34.18%	554.52	350	43.06%	1,320.22	30.40%	383.52	34,830	825.98	-15,530	49,959	34,429					
14	2008		350	70%	2,146.20	34.10%	555.82	350	41.50%	1,272.39	30.19%	372.20	33,802	873.81	-16,676	52,852	36,176					
15	2009		350	70%	2,146.20	34.02%	557.13	350	40.00%	1,226.40	29.98%	361.26	32,809	919.80	-17,788	55,634	37,846					
Total		40,026			25,754.40		6,601	599,448		18,172		5140.26	466,826	7582.82	-132,622	458,644	285,996					

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。

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. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100.

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

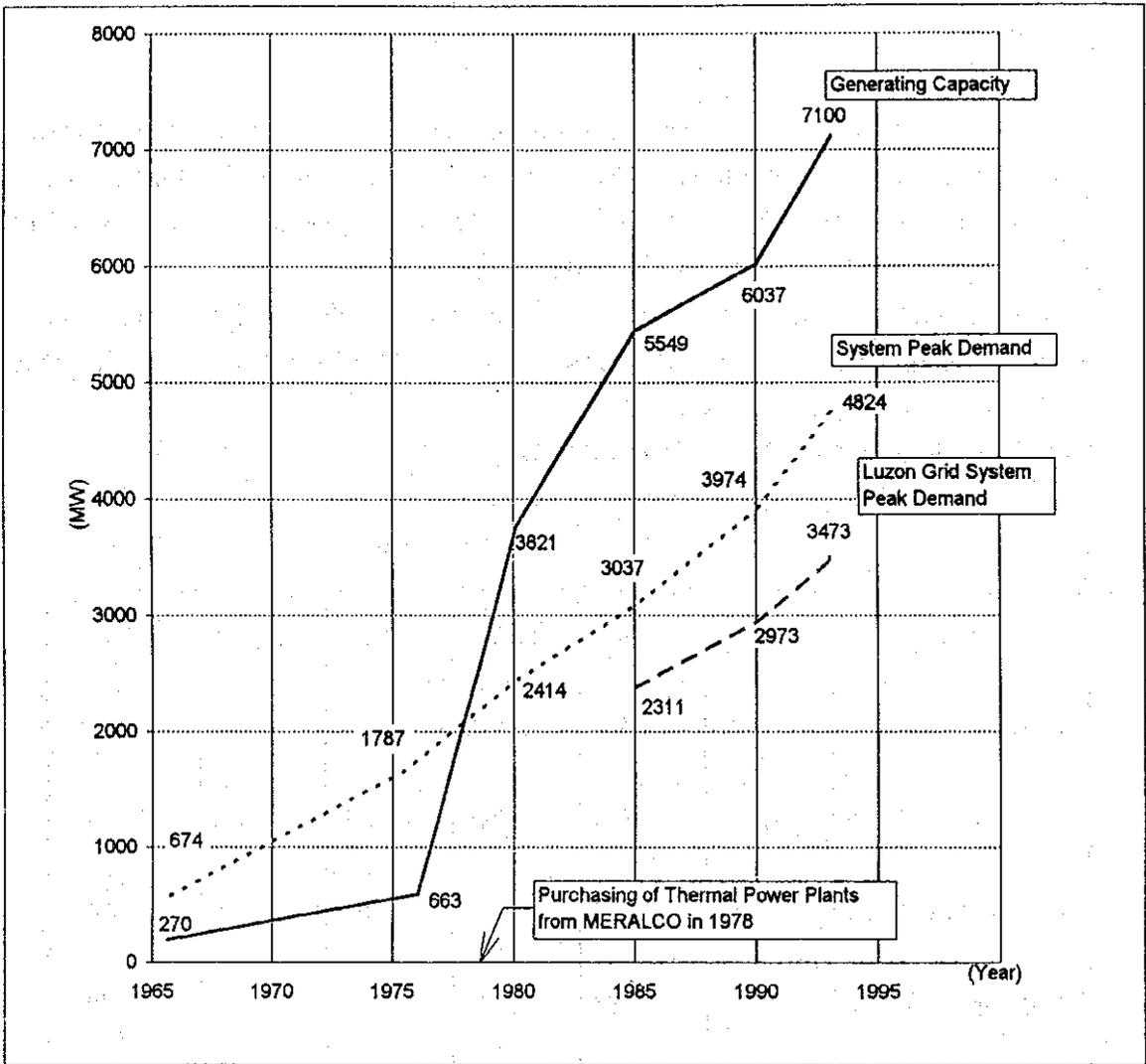
| | 1966 | 1976 | 1980 | 1985 | 1990 | 1993 |
|------------|-------|-------|--------|------------------|------------------|---|
| 発電電力量 GWh | 1,425 | 3,140 | 15,086 | 18,757 | 24,799 | 23,654* ¹
2,808* ² |
| 販売電力量 GWh | 1,310 | 2,966 | 14,033 | 17,140 | 22,915 | 24,805 |
| 最大需要電力 MW | 674 | 1,787 | 2,414 | (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

() : ルソン系統最大需要電力

*2 邦NPC

Figure 3-1 発電所容量と最大需要電力



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り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 3-4, 3-5及び3-6に新旧の組織表を示す。

新旧の組織及び業務に関して相違点を3つだけ挙げると次のとおりである。

- 本社の組織から3つのSenior Vice Presidentのポジションが廃止された。
- 結果として、本社内の各グループの長及び各支店 (Regional Center) の所長 (副総裁) がいずれも総裁に直結することになった。MMRCの所長も総裁直結となった。
- ルソン島の既設火力発電所の運営の責任はすべてMMRCへ移された。例えば、既設火力発電所が必要とする機器・資材の調達やオーバーホール工事の発注・付託業務は、本社資材部などの所掌であったが、現在ではすべてMMRCの責任で実施される。

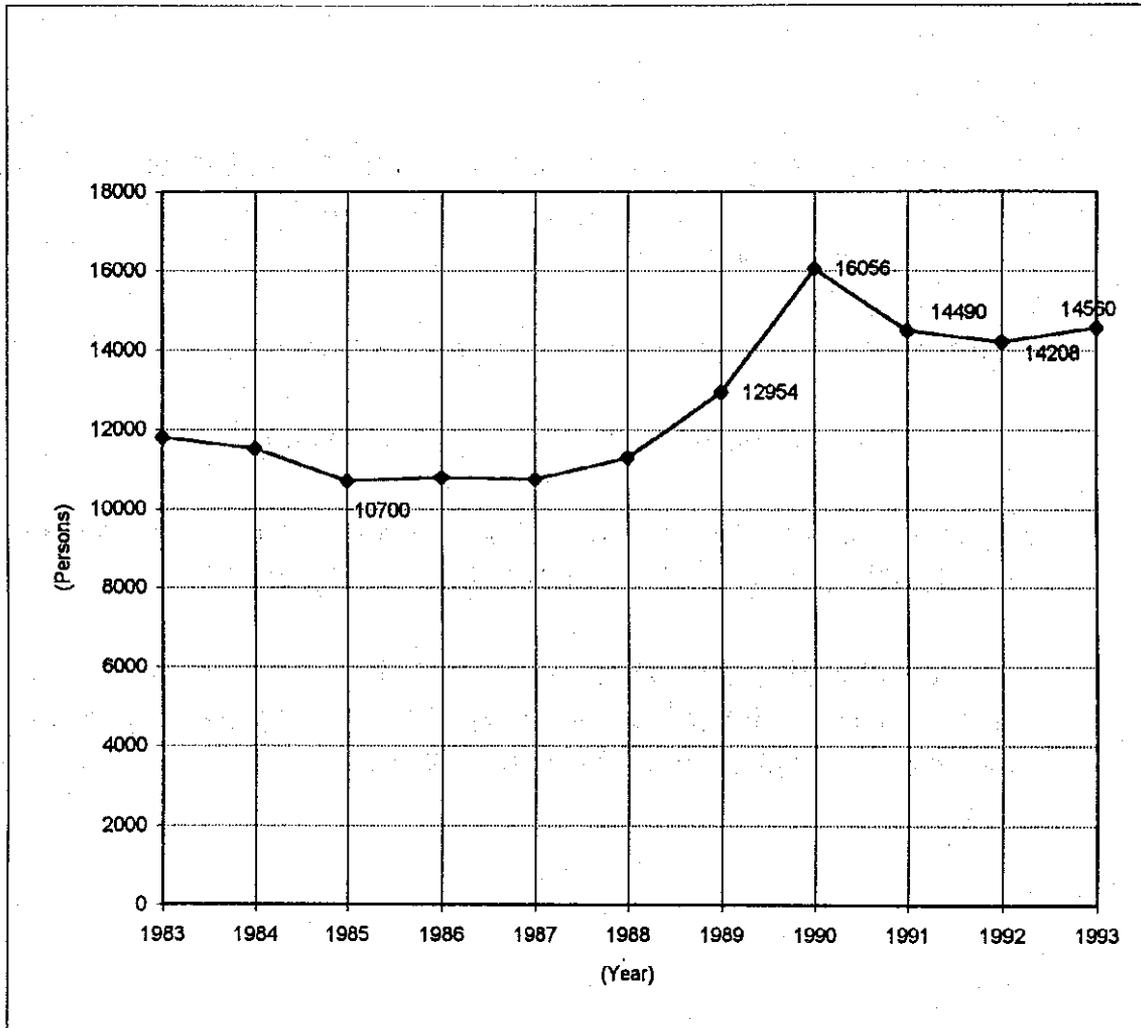
3. 3 従業員数の推移

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1983年から11年間の人員の推移をFigure 3-2に示す。

Figure 3-2 総人員数の推移



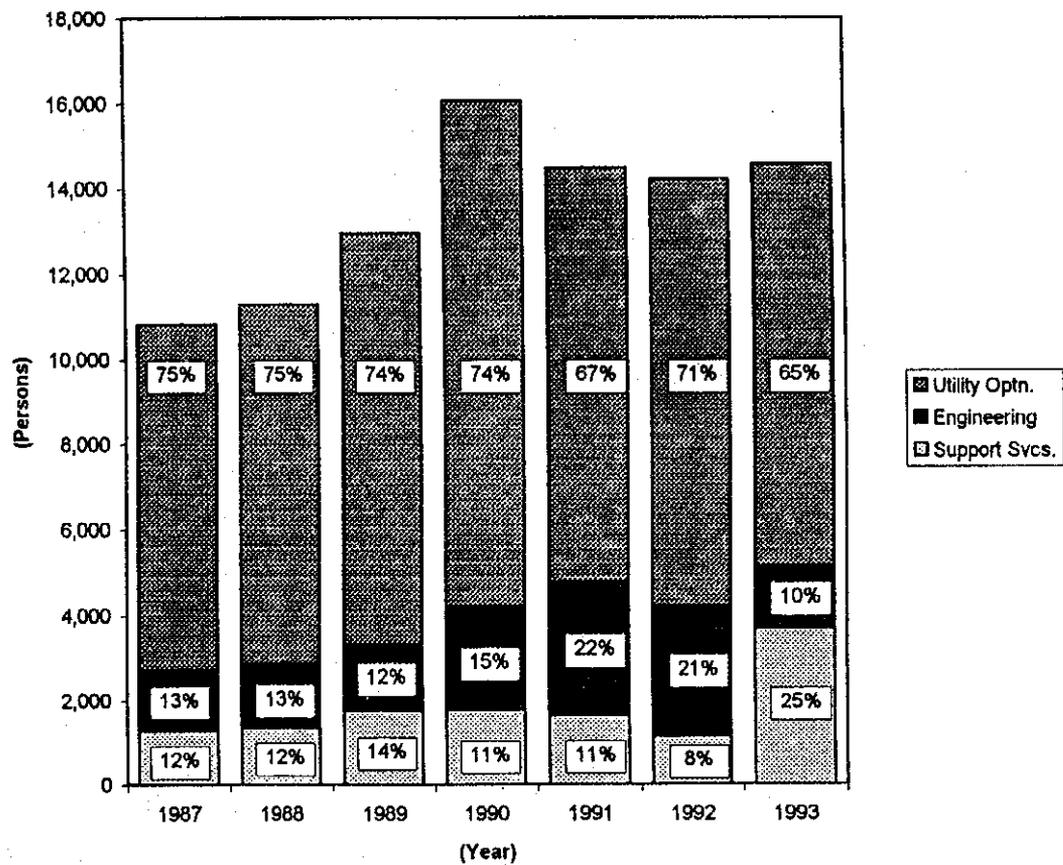
2) 人員構成

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 3-3 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 %) |

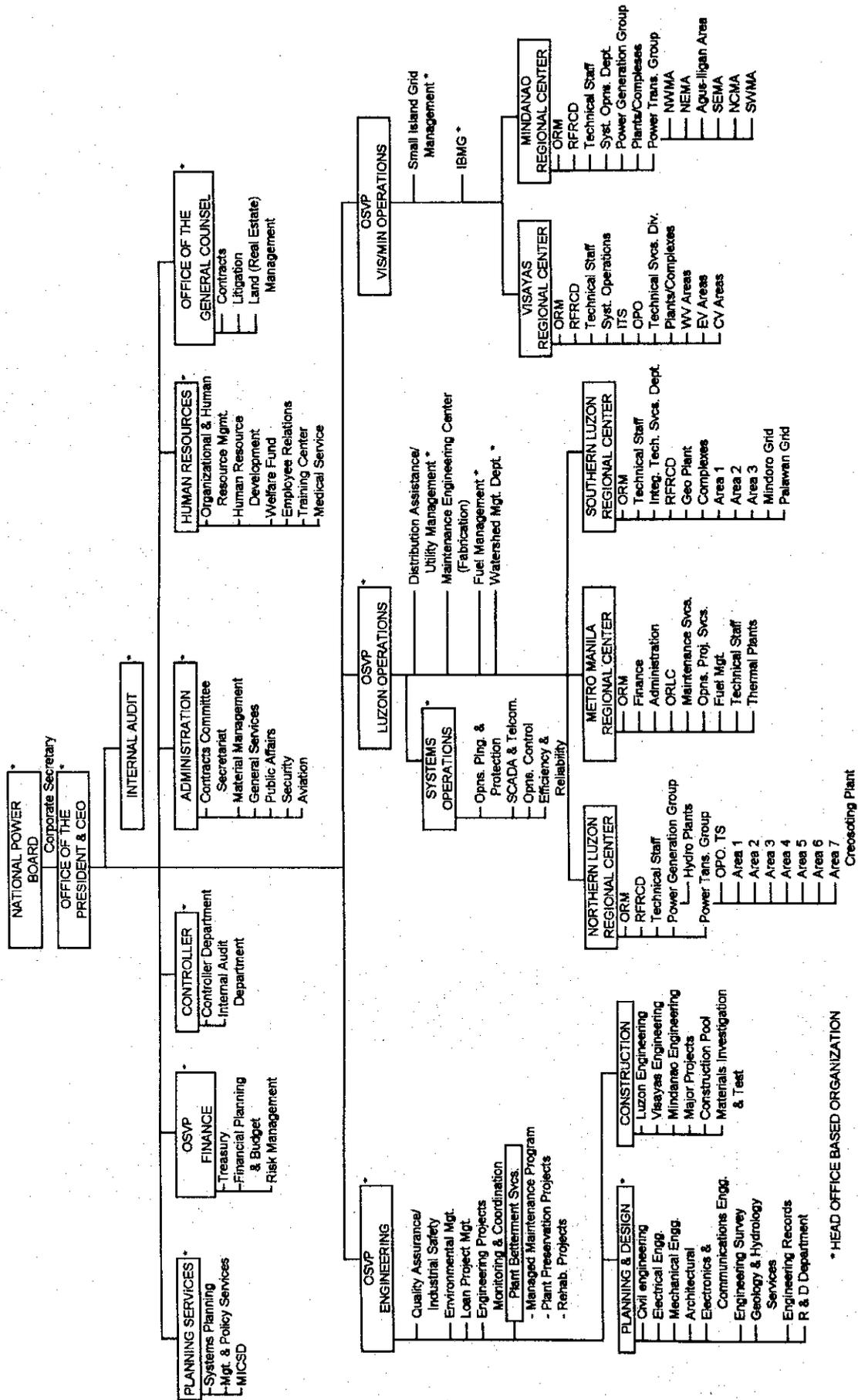
* 正規社員のみ

4) Table 3-4 本社・支店別人員数, 1993年現在

| | | |
|--------------|--------|----------|
| 本社 | 5,366人 | (36.8%) |
| MMRC (トヨタ支店) | 1,786 | (12.3%) |
| NLRC (北部支店) | 1,648 | (11.3%) |
| SLRC (南部支店) | 1,426 | (9.8%) |
| VRC (ダイハツ支店) | 1,792 | (12.3%) |
| MRC (ミツバ支店) | 2,542 | (17.5%) |
| 合計* | 14,560 | (100 %) |

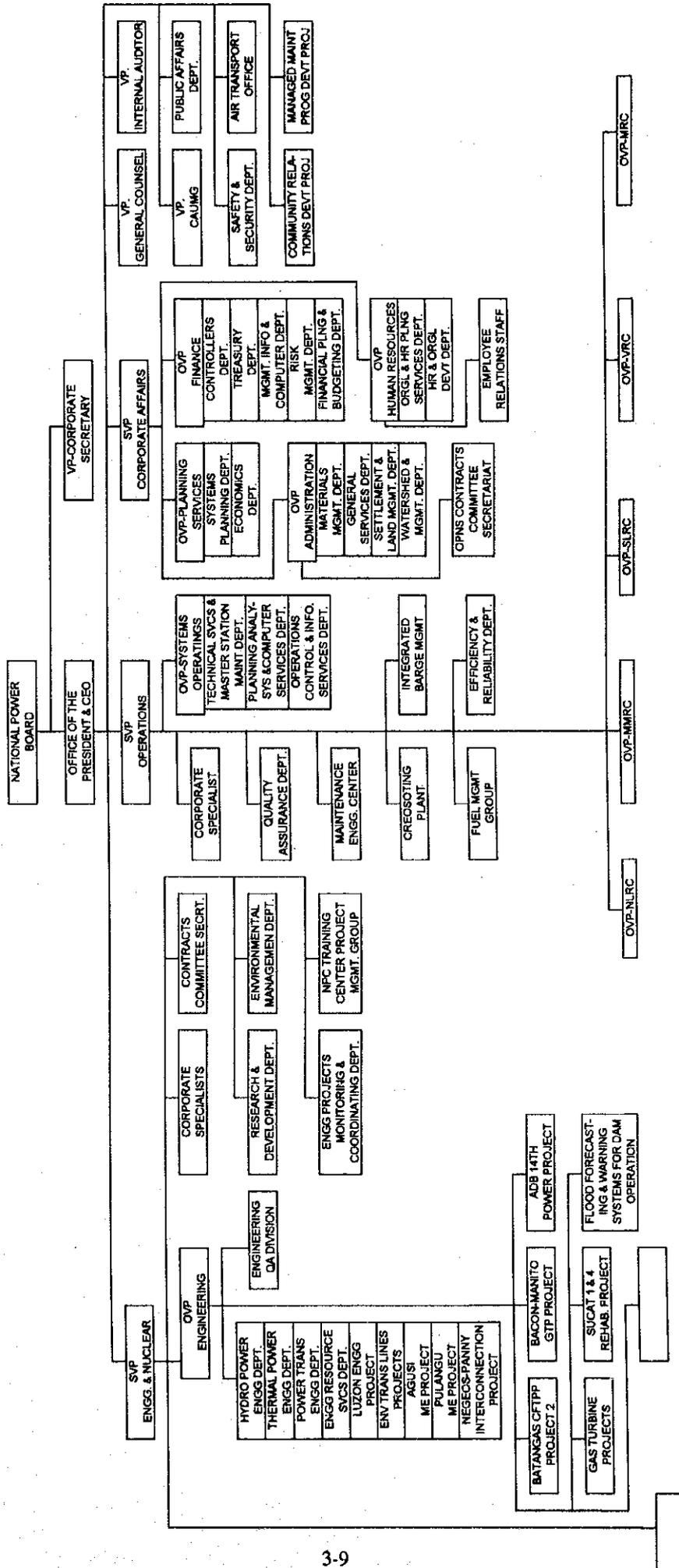
* 正規社員及び非正規社員を含む。

Figure 3-5 NPC 組織図 (1991年11月現在)



* HEAD OFFICE BASED ORGANIZATION

Figure 3-6 NPC 組織図 (1991年2月現在)



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年度経理概況

| 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 | P Million | 21,478 | 27,559 | 28.3 |
| | Under Construction
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セツタ/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ビ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及び残渣油) |
| 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 | 全閉水素冷却式3相交流発電機 |
| 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,
送油風冷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 | $\Delta-Y/Y$ |
| 中性点接地方式(高圧側) | 直接接地 |
| 冷却方式 | 送油風冷式 |
| 製 造 者 | 日立製作所 |

2) マラヤ2号機

a. ボイラ

| | |
|-------------------|--|
| 型 式 | 単胴エルパソ輻射屋内型 |
| 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3相交流発電機 |
| 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,
送油風冷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 | 送油風冷式 |
| 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
Power Generation after Rehabilitation

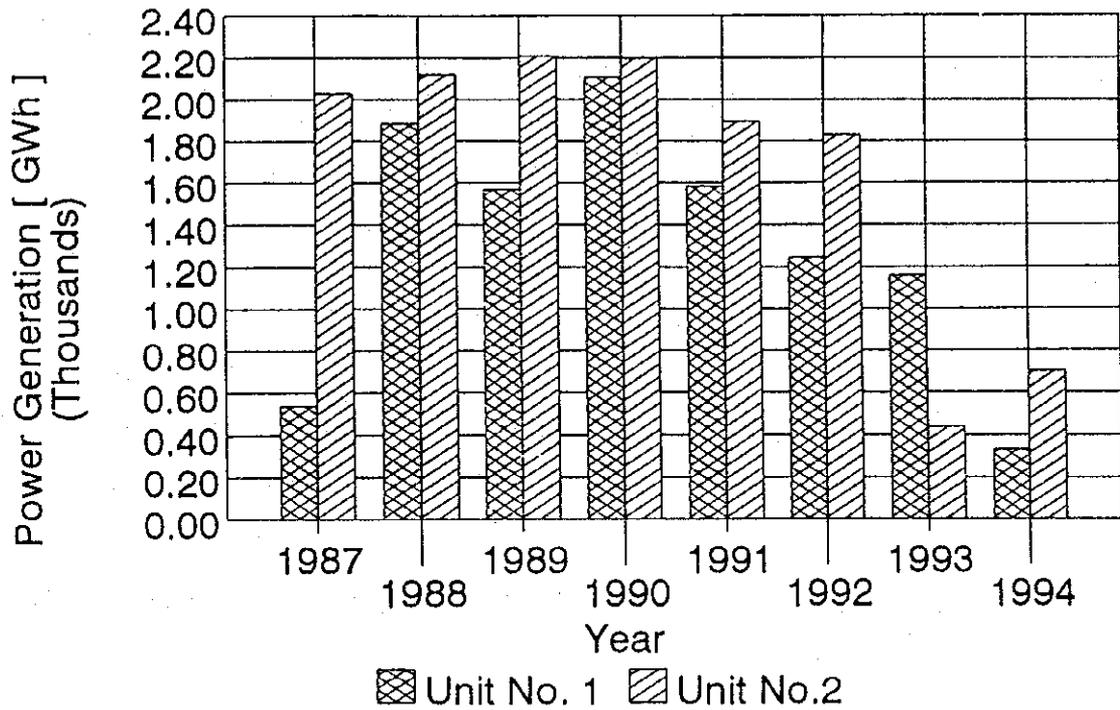


Figure 4-2 リハビリテーション後のマラヤ発電所の利用率
Capacity Factor after Rehabilitation

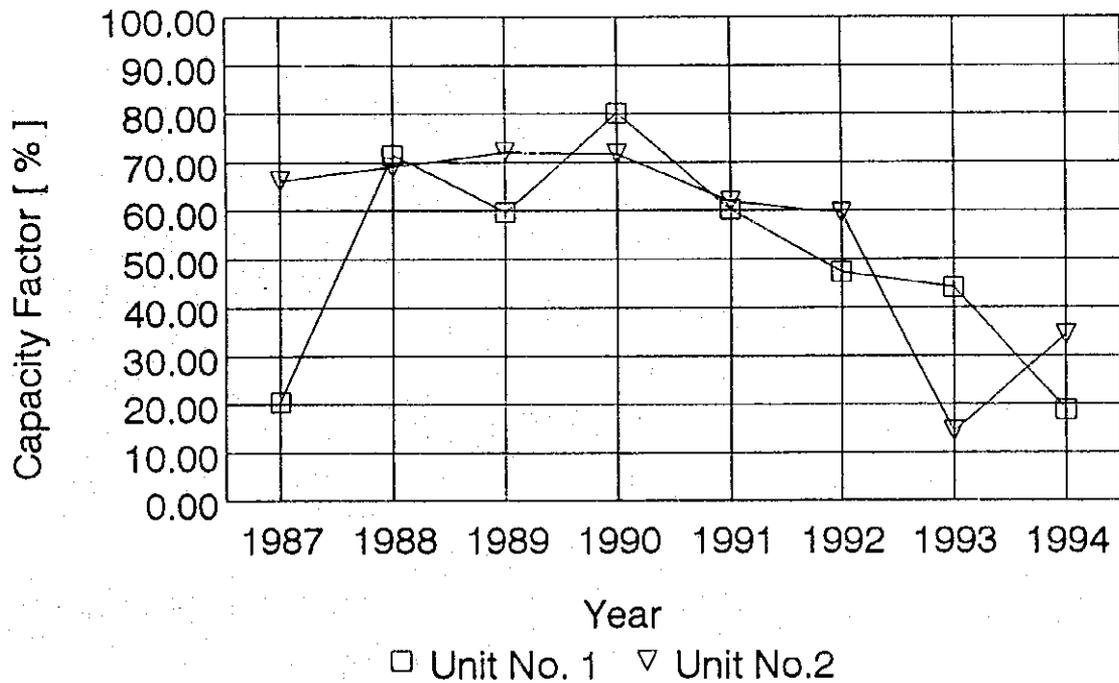


Figure 4-3 リハビリテーション後のマラヤ1号機の運転時間
Operating Hours after Rehabilitation

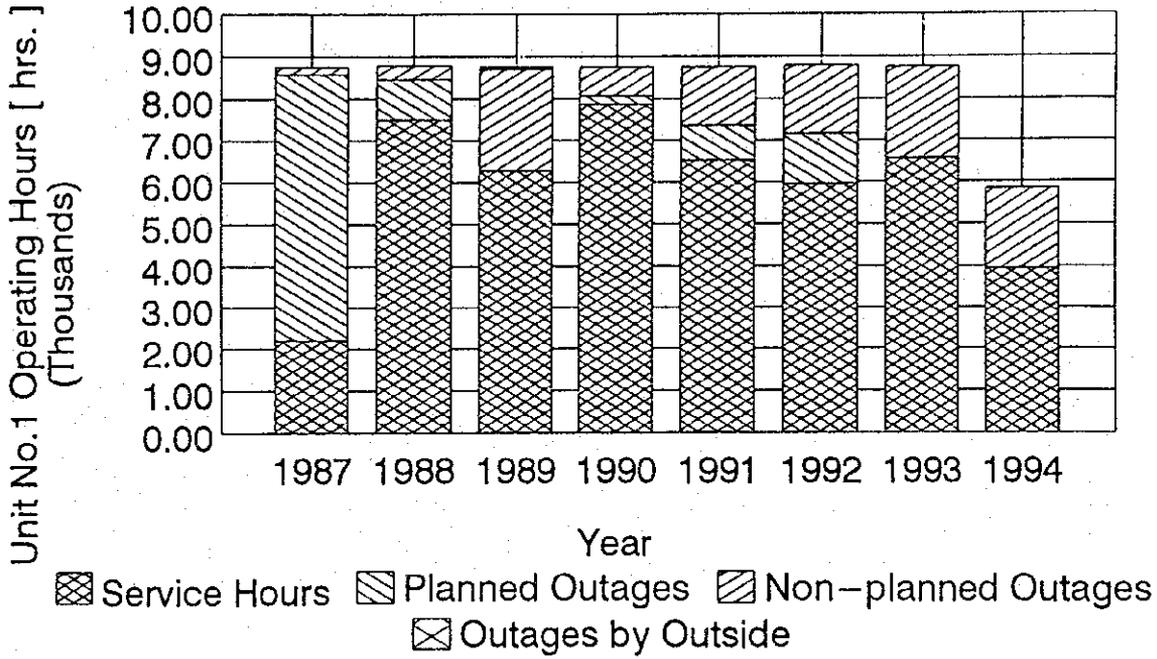


Figure 4-4 リハビリテーション後のマラヤ2号機の運転時間
Operating Hours after Rehabilitation

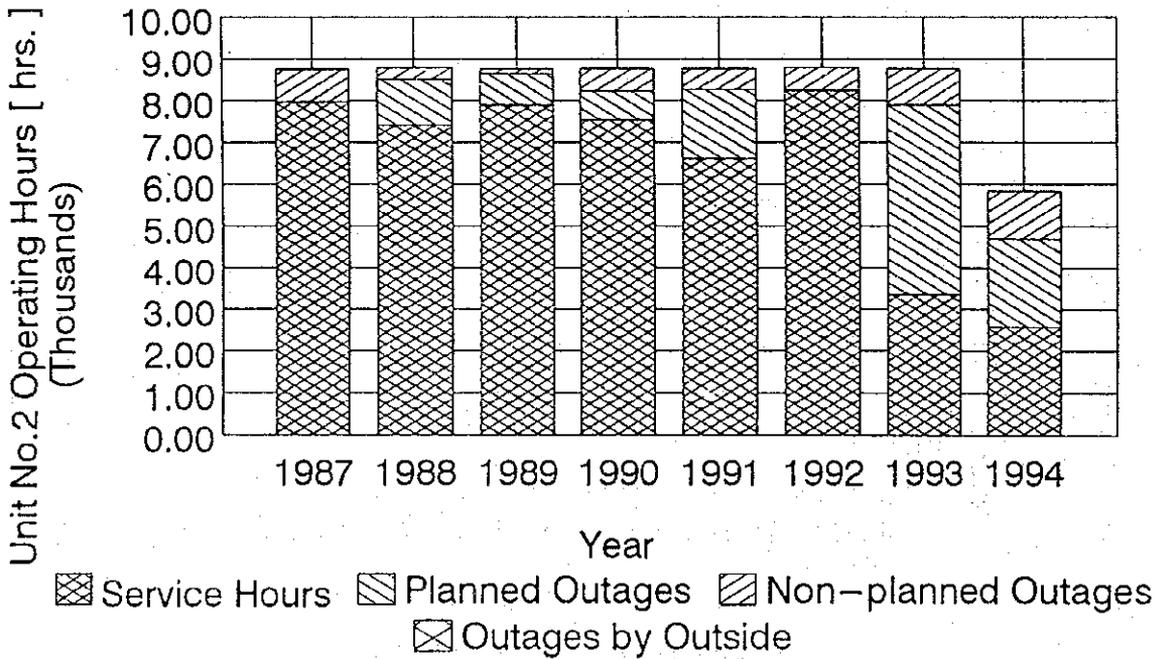


Figure 4-5 リハビリテーション後のマラヤ発電所平均出力
Average Load after Rehabilitation

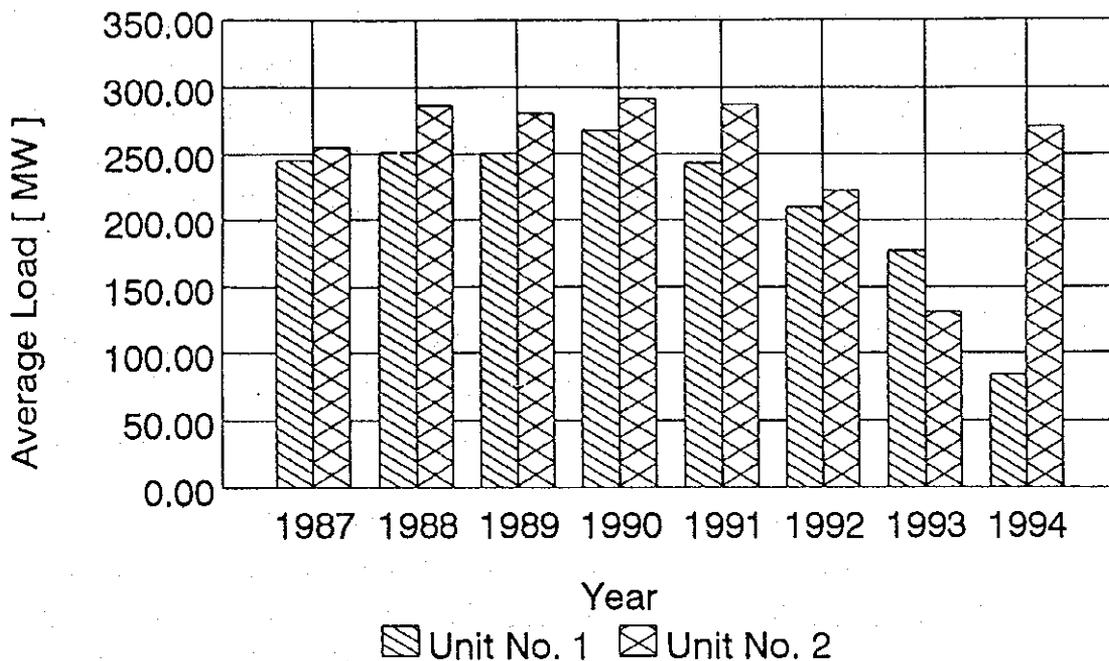


Table 4-5 マラヤ発電所発停回数
No. of Start-up & Shutdown

| | 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見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 | COMMISSIONING
8/15 V | 10/19 12/16 11/13 12/19 | 11/13 12/19 (37) | | | 2/22 7/9 (139) | | | 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 11/16 (40) | | | 3/18 4/21 (35) | 9/22 11/16 2/9 (51) (86) | 11/11 | (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) | | | | |