

## 7. 試験用計測器、ワークショップの設備・修理用装置

試験用計測器は T S に整備されており、発電所には設備保全に必要な計測器が備え付けられている。

各発電所にはワークショップがあり、修理用装置が備え付けられている。

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

## 8. 水力発電所・送電線・変電所運転保守要員の研修

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

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

### 7.4.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

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

#### 1. 運転保守体制

- (1) NLRC の 2 分割及び事務所の移転
- (2) Regional Center に保守担当組織を設置

## 2. 運転保守の実施方法

### (1) TSの予防保全

7.5.2の2で述べる。

### (2) 運転日誌記録頻度の減少

### (3) パトロールチェック頻度の減少

### (4) 土木設備の定期点検

- a. 貯水池の堆砂を、Ambuklao及びBingaについては毎年1回、その他について3年に1回程度測定する。
- b. 設置後30年を経過した水圧鉄管に対し5年に1回程度管厚の測定を行う。
- c. 2年に1回程度水路の内部点検を行う。

### (5) 事故減少対策の推進

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

## 3. 運転保守マニュアル及び手順書

### (1) 予防保全ガイドの改正

パトロールチェック頻度を見直す。

### (2) 土木設備保守マニュアル作成

## 4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

### (1) 事故停電報告書のレビュー

- a. 原因の分類を全社大で統一する。
- b. 月報及び年報は号機別、原因別、故障設備別に集約してRegional Center及び本社へ提出する。

### (2) 保守作業報告書の作成

### (3) 土木設備定期点検報告書の作成

5. 予備部品の保有レベルと管理体制

次の検討を推進する。

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

以上の検討を行った後、電算機による管理システムを検討する。

6. 技術資料、図面等の整備

- (1) 建設時の仕様書、図面等の保管をルール化し、既設発電所に関する同上資料を整備する。
- (2) 単線図を標準化し、定期的修正をルール化する。

7. 試験用計測器、ワークショップの設備・修理用装置

- (1) 貯水池の堆砂測定装置及び水圧鉄管の管厚測定装置を整備する。
- (2) 部品修理に MEC を活用する。

8. 水力発電所・送電線・変電所運転保守要員の研修

- (1) Technical Training Division の要員を増加し、研修内容の向上、カリキュラムの充実、研修コース実施頻度の増加を図る。
- (2) 研修センタープロジェクトを早急に実施し、研修内容の充実、向上を図る。

## 7.5 送電線及び変電所

### 7.5.1 運転保守の現状と問題点

#### 1. 運転保守体制

##### (1) Regional Center 及び T S

7.4.1 の1で述べたとおり。

##### (2) Area Office

Area Office は変電所及び送電線の運転保守を担当している。その組織は変電所運転・保守、送電線保守及び Support Services セクションに分かれ、Area Manager, Substation Manager, Transmission Managerが統括している。Area Office は NLRC に7箇所、SLRCに3箇所、合計10箇所あり、26 Province をカバーしている。(Table 7-4-1 及び 7-4-2参照)

組織改正による主な改正事項は次のとおりである。

- Area Office 6 箇所と Sub-Area Office 24 箇所をArea Office 10箇所に統合した。これにより、保守作業の効率的実施が可能になる。
- Substation Managerと Transmission Manager の新設により両セクションの管理体制を強化した。
- 変電所運転員を減少し、変電所及び送電線の保守セクションを強化した。

以上の改正により、今後、保守作業の計画及び実施面での改善が期待できる。

#### 2. 運転保守の実施方法

##### (1) 変電所の運転

主要変電所(230kV及び115kV)の運転は3直4交替方式で1直の運転員は230kV 変電所が2名、115kV 変電所が1名である。運転員は、給電指令所の指令と所定の運転手順書に従って運転を行っている。

運転日誌には毎日時間毎のデータが記録されているが、記録頻度の減少が可能と考えられる。

## (2) 変電所の保守

Area Office の変電所保守セクションが変電所の保守を、T S が主要機器の予防保全を、それぞれ担当している。

Area Office では、変電所の運転員及び保守員が、パトロールチェックと保守作業を実施している。パトロールチェックは各直毎に行われ、その結果はパトロールチェックリストに記入保管されている。パトロールチェックの頻度は減少が可能である。

保守計画については、Area Office が、T S と協議の上、年間予防保全計画を作成し、T S 分を含めた予算を Regional Center を通じて本店へ提出している。

T S が実施している予防保全の頻度は全般的に多いと考えられるので、試験結果を検討して見直す必要がある。

## (3) 送電線の保守

Area Office の送電線保守セクションが送電線の保守を担当している。同セクションは、1～3グループに分かれ、各グループは概ね Province ごとに配置されている。各グループは保守班2～5班で構成されており、保守班は Forman 1名、Lineman 6名、Driver 1名、合計8名の構成である。NLRC 及び SLRCには11の送電線保守セクション、22のグループがあり、保守班は72班である。各保守班に作業車が、各グループにクレーン付トラック1台が整備されている。

保守班は送電線のパトロールチェックと保守作業を実施している。パトロールチェックにおいては、巡視と点検は通常同時に実施されており、線下用地伐採を同時に実施している Area Office もある。パトロールチェックの結果はパトロールチェックリストに記入保管されている。

保守計画については、Area Office が年間予防保全計画を作成し、予算を Regional Center を通じて本店へ提出している。

送電線のパトロールチェックは、ROW (Right of Way) 及び目視調査を目的としたパトロールと、鉄塔、木柱、碍子、電線等の点検を目的とした点検とに分けて実施するのが効果的と考えられる。

NAPOCOR の送電系統では事故が多発しているため、事故原因を究明し、事故減少対策を推進する必要がある。また、碍子に起因する事故を減少するため、不良碍子の活線検出を実施すべきである。

保守作業のなかで、伐採が大きなウェイトを占めている。伐採のような単純作業は臨時人夫に委託し、保守員は設備保全業務に専任すべきである。

### 3. 運転保守マニュアル

#### (1) 運転マニュアル

変電所の運転については、全社大で標準化された送電線・変電所起動停止手順書が制定され、各変電所では、現場に適した手順書をそれぞれ作成している。

#### (2) 保守マニュアル

##### a. 変電所パトロールチェックリストガイドライン

変電所の機器毎のチェック項目、頻度とパトロールチェックリストの様式が定められている。前項 2 で述べたとおり、チェック頻度の見直しが必要である。また、バッテリーのチェック項目の中に、技術的に問題のある項目（同ガイドラインの 4.1.b）がみられるので再検討を要する。

##### b. 送電線パトロールチェックリスト

鉄塔、木柱等のチェック項目とパトロールチェックリストの様式が定められているが、頻度は規定されていない。前項 2 で述べたとおり、パトロールチェックの実施方法、チェック項目及び頻度の検討が必要である。

### 4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

#### (1) 変電所運転記録

線路毎の電圧、電力、無効電力、各相電流が毎時間記録されている。

#### (2) 事故停電報告書

Area Office は、日報を Regional Center へ、月報を Regional Center 及び T S へ報告している。報告内容は線路名、停電月日、停電時間、停電電力量、原因等である。

事故停電報告書についての問題点は次のとおりである。

- a. 原因に "unknown"や "transient"が多い。雷、風、雨等一次原因を記入する。
- b. 被害設備自体を原因欄に記入しているケースがある。
- c. Area毎に原因の分類が異なる。
- d. 月報には事故停電、計画停電、非計画停電が日付順に羅列されている。停電種別毎、線路毎、原因毎に集約する。

(3) 保守作業予定及び実績報告書

これ等の報告書は、週間単位で作成されている。記載内容は、日付、支持物番号、作業内容、工事者等である。実績報告書は、作業内容と Man-Monthを集約することにより、保守作業管理の資料として活用すべきである。

5. 予備部品の保有レベルと管理体制

(1) 送電線

台風等で長時間停電した送電線があるので、過去の使用数量実績に基づいて計画外の所要資材数量を予測し、Regional Center または Area Office レベルで予備資材を保有する必要がある。

(2) 変電所

変電所では、次の理由で予備部品の不足するケースが発生している。

- ・各国の各メーカーから多種類の機器が納入されていること
- ・古い機器については、部品の製造が中止されていること
- ・部品の購入に長期間を要すること
- ・不明確な購入仕様書、リードタイムの不足、入札業者の選定方法等のため、部品の納入が遅延していること

一方、今後 GCBのオーバーホール等高度な技術を要する修理が増加の傾向にある。

予備部品の保有は今後とも必要であるが、上記の理由から標準仕様の予備機器を保有することも必要と考えられる。

## 6. 技術資料、図面等の整備

建設時の仕様書、図面等は、Area Office に保管されていない。これ等の資料は本社の Engineering Department に保管されているが、古い設備については紛失しているケースもある。

変電所では、メーカーが作成した仕様書、図面、取扱説明書等が保管されている。単線図は保管されているが、その記載内容が Area Office 毎に異なり、また、定期的に修正が行われていない。

送電線については、ルートの詳細図及び断面図、鉄塔設計図、クリアランスダイアグラム等は殆ど保管されていない。木柱線路については、装柱、スパン等を記入した資料を作成している Area Office もある。

## 7. 試験用計測器、ワークショップの設備・修理用装置

試験用計測器は TS に整備されており、Area Office には定例保守に必要な計測器が備え付けられている。

Area Office のワークショップには、Grinder, Welding Machine, Soldering Gun, Hand Drill, Wrench, Power Saw 等の修理工具しか備え付けられていないが、今のところ問題はない。

## 8. 運転保守要員の研修

7.4.1 の 8 で述べたとおり。

## 9. 給電指令システム及び通信系統

### (1) 給電指令システム

NAPOCOR では、各発電所及び送変電設備の運用は中央給電指令所からの指令によって行なっている。系統運用のための情報は一部はテレメータで自動的に送られているが、大部分は電話によって収集されている。また、給電指令は総て電話で行なっている。

給電業務実施の補助として計算機を設置しているが、通信回線が貧弱なため各所の瞬時の情報収集が不十分で、計算機システムが満足に機能しているとは

言えない状態である。

周波数の変動が非常に大きい、NAPOCOR の現在の系統容量、調整能力ではこれ以上の改善は無理であると思われる。今後負荷変動の状況の調査及び発電機の調整容量を十分検討し、最適の実施方法を検討する必要がある。

電圧調整については、無効電力の調整装置の容量が不十分で、火力停止時には首都圏の、また北部系水力停止時には北部系の電圧が非常に低下している。早急に電力用コンデンサの設置を検討、実施する必要がある。また、首都圏の電圧保持のために MERALCO と無効電力供給の責任分担をはっきりさせ、双方で必要な調相設備を設置する必要がある。

事故等が発生した際の緊急事態時の処置については、現在の貧弱な通信設備では複雑な事故の際のスピーディな処理は不可能と思われ、効果的な故障処置法の制定とともに通信回線の強化が必要であると思われる。

## (2) 通信系統

現在の NAPOCOR の給電用の通信回線はマイクロ回線と電力線搬送が主体である。何れも小容量タイプの設備であるので回線数が不足し、満足な給電運用が不可能な状態である。

給電用の現場情報を収集する RTU (Remote Terminal Unit) も不十分であり、今後通信回線の強化とともに RTU の強化も必要である。

また、通信回線は給電用を優先しているために、業務用回線が不足している。今後業務の合理化のための計算機化を実施するためにも一層の通信回線の強化が必要である。

## 7.5.2 維持管理・運転保守改善計画の提言

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

### 1. 運転保守体制

7.4.2 の1で述べたとおり。

### 2. 運転保守の実施方法

#### (1) TSによる予防保全の頻度及び試験項目のレビュー

予防保全頻度については、電力機器が3年に1回、GCBが6年に1回、取引用計器が1年に1回、積算計器が2年に1回、指示計器は必要の都度でよいと思われる。試験項目については、変圧器の巻数比、巻線抵抗、励磁電流試験は不必要と考えられる。

#### (2) 変電所運転日誌記録頻度の減少

ピーク負荷時間帯に時間毎の記録をとり、その他の時間帯では2～3点の記録をとれば十分と考えられる。

#### (3) 変電所パトロールチェック頻度の減少

チェックの頻度は、設備の現状からみて、昼間帯において週に1回で十分と考えられる。

#### (4) 送電線パトロールチェック実施方法のレビュー

##### a. 送電線パトロールチェックは、パトロールと、点検とに分けて実施する。

軽微な保守作業はパトロールと同時に実施し、点検は単独で実施するのが望ましい。なお、頻度については、パトロールが年間2～3回、点検が2～3年に1回を標準とする。

##### b. 碍子に起因する事故を減少するため、不良碍子の活線検出を実施する。

#### (5) 単純作業の委託化

#### (6) 事故減少対策の推進

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

### 3. 運転保守マニュアル

- (1) 変電所パトロールチェックリストガイドラインの改正  
パトロールチェック頻度及びチェック項目を見直す。
- (2) 送電線パトロールチェックリストガイドラインの改正  
パトロールチェックの実施方法、チェック頻度及びチェック項目を見直す。

### 4. 運転保守関係記録、報告書及び報告システム

- (1) 事故停電報告書のレビュー
  - a. 原因の分類を全社大で統一する。
  - b. 月報及び年報は、線路別、原因別、被害設備別に集約して、Regional Center 及び本社へ提出する。
- (2) 保守作業実績報告書の作成

### 5. 予備部品の保有レベルと管理体制

#### (1) 送電線

使用資材を計画分と非計画分に分けて記録し、非計画分の所要資材数量を予測して、Regional Center 又は Area Office レベルで予備資材を保有するシステムを検討する。

#### (2) 変電所

次の検討を推進する。

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

## 6. 技術資料、図面等の整備

### (1) 送電線

- a. 鉄塔線路建設時のルート平面図及び断面図、鉄塔設計図（基礎を含む）、クリアランスダイアグラム等の保管をルール化し、既設線路に関する同上資料を整備する。
- b. 木柱線路の線路調書及び線路図を整備する。

### (2) 変電所

- a. 建設時の仕様書、図面等の保管をルール化し、既設変電所に関する同上資料を整備する。
- b. 単線図を標準化し、定期的修正をルール化する。

## 7. 試験用計測器、ワークショップの設備・修理用装置

- (1) GCB のオーバーホール等高度な技術を要する点検修理の実施方法及びワークショップの整備について検討する。
- (2) GCB のオーバーホールに MEC を活用する。

## 8. 運転保守要員の研修

7.4.2 の 8 で述べたとおり。

## 第8章 環境管理



## 第8章 環境管理

### 8.1 フィリピン共和国の環境管理

#### 8.1.1 フィリピンの環境行政

フィリピンの環境行政は、1978年大統領布告によって制定された国家汚染管理委員会 (NPCC: National Pollution Control Commission) の規制基準によって管理され、大気質、水質、騒音についてその基準及び汚染防止に関する規制が示されている。

1979年には環境影響評価制度 (EIS: Environmental Impact Statement System) が制定された。

1987年アキノ政権となり、NPCCは天然資源環境省 (DENR: Department of Environment and Natural Resources) の下に統合され、1990年にはDENRによって水質汚染防止に関する水質基準及び排水規制が改正された。

#### 8.1.2 環境の現状

メトロマニラは、工業化、人口の集中に伴って多くの問題点をかかえている。

##### 1. 固形廃棄物

固形廃棄物は、現在 3,600トン/日であるが、2000年には 5,000トン/日に達すると推定される。

毒性、有害物質の処理を含めて廃棄物処理が検討されている。

##### 2. 大気汚染

大気汚染の発生源は、交通機関60%、工場からの排煙は40%である。マニラ市内のSO<sub>2</sub>濃度は、0.05ppmでNPCCの規制値0.14ppmを下廻っている。交通機関、ディーゼル車からの排気が主な汚染発生源と考えられている。

##### 3. 汚水処理

現在マニラの人口の約12%が下水回収処理を使用しているにすぎない。

多くの廃棄物、汚水が河川、運河に放棄され、河川水質の汚染が進行している。

#### 4. 自然環境

フィリピン政府は、自然環境保全のため、国立公園内の不法な移住や樹木の伐採防止を図っている。

フィリピン特有の動物、キツネザル、フィリピンワシ、フィリピンワニ等の保護についても留意している。

### 8.1.3 発電所における環境管理の現状と提言

#### 1. 大気質

##### (1) 煙突からの排出ガス

重油火力発電所（スーカット、マラヤ、マニラ及びバターン発電所）の現状は硫黄分 2.5～4.0 %の重油を使用しているため、亜硫酸ガス（SO<sub>2</sub>）濃度は 1,500～2,500ppmとなり、規制値を越えたSO<sub>2</sub>が放出されている。

排出基準250mg/scm（87.5PPM as SO<sub>2</sub>）を保持するためには、硫黄分0.16%の低硫黄重油の使用が必要となる。

現在重油火力発電所では、排ガス中のSO<sub>2</sub>、SO<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>及びばいじん等の濃度測定が定期的に行われていない。

排出ガスの試料を採取し、煙道ガス濃度を測定して、将来は連続測定計器を設置すべきである。

##### (2) 二酸化硫黄（SO<sub>2</sub>）周辺濃度

最近の測定記録によると、NPCCのSO<sub>2</sub>地表濃度規制値 369 μg/scm(0.14ppm) 24時間値、850 μg/scm(0.3ppm) 1時間値を上回ることはない。

##### (3) 気象観測

バタンガス石炭火力発電所には気象塔があり、気象観測がなされていたが、計器が故障し修理が計画されている。各発電所において地上気象観測を実施し、排煙拡散に関する環境影響調査を実施することを提言する。

## 2. 水 質

スーカット、マラヤ火力発電所の冷却水は、ラグナ湖水を使用している。火力発電所では、純水装置、復水脱塩装置からの再生用排水、空気予熱器の洗浄排水などの酸性又はアルカリ性の排水が放出される。

各発電所は、DENRの排水基準を満足するような排水中和処理装置を設置すべきである。

## 3. 騒 音

重工業地域に適用されるD地域のNPCCの騒音規制値は、昼間75dB、朝・夕70dB、夜間65dBである。

火力、地熱発電所の測定記録によると発電所境界線において規制値を越えるレベルはないが、規制値に示すとおり、昼間、朝・夕、夜間の時間帯に分けて、騒音レベルを測定し、記録しておくこと、主な騒音源の騒音レベルを測定し、距離による減衰を求めておくこと、発電所構内における騒音レベルの等値線図を作成することが望ましい。

## 8.2 環境対策の改善に関する提言

### 8.2.1 PCB 管理技術と除去方法

#### 1. PCB 管理の現状

ポリ塩素化ビフェニール(PCB)は、塩素を含む化合物の同族体で通常油状の液体化合物である。PCBは安定性、電気絶縁性、他優れた性能を有しているため、変圧器を含めた電気機器に使用されてきた。しかし、その毒性が明らかとなって、日本では1984年通産省の指示により、PCB使用電気機器の取扱いについて厳しい保管管理が実施され、一方除去のための高温熱分解試験が実施された。

NAPOCORにおいては、環境部ESDにおいて「Progress Report on the Survey of PCB」が作成され、PCBの健康被害、取扱管理法、PCB含有機器のリストを示し、この対策に努力している態度が見られる。

しかしながら、発電所のPCB管理の現状は必ずしも十分なものではない。

ドラム缶入りのPCB含有油が屋外に放置されている発電所があり、そこでは

PCB の毒性について、新しい運転員は理解していない。

又、PCB 入りドラム缶や機器には、表示ラベルも貼布されていなかった。

## 2. PCB 管理に関する提言

PCB の管理についてNAPOCOR の現状を考慮して次の通り提言する。

### (1) 保管管理

小型のPCB 含有機器、PCB 含有油ドラム缶は、指定した倉庫にまとめて保管し、大型の機器は発電所保管とする。保管台帳に機器の経歴等を記録し、使用中、保管中のPCB 機器にはラベルを貼布する。ラベルは本社で一括作成し、各所に配布する。

### (2) 管理責任者

管理責任者を選定し、PCB 移動時、除去時の立合い及び定期的な点検を行って漏洩事故の防止を図る。

### (3) PCB の検出法

NAPOCOR 所有のガスクロマトグラフにより測定法を検討すること。

(JIS K 0093 参照。)

### (4) 取扱い方法

PCB の漏洩に注意し、他の生物への被害防止を考慮して取扱う。作業は規定の作業衣、手袋を着用して実施すること。

## 8.2.2 火力発電所大気汚染モニタリング方法

### 1. 大気汚染モニタリングの現状

スーカット、マラヤ、マニラ、バターの4重油火力発電所では、煙突入口での排ガス中のSO<sub>2</sub>、SO<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>の濃度測定は実施されていない。

また、発電所周辺におけるSO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじんの大気汚染モニタリングも定期的に実施されていない。

### 2. 排ガス拡散予測

1989年の燃料油硫黄分及びボイラ製造者の技術資料より、重油火力発電所の排ガス(硫黄酸化物)拡散予測を求めると次の通りである。

Table 8-2-1 火力発電所の排ガス拡散予測結果

発電所	ユニット	最大着地濃度 Cmax(ppm)	距離 Xmax (m)
スーカット	1号+2号	0.039	11,703
	3号+4号	0.042	13,609
	総合	0.081	約13km
マラヤ	1号	0.068	9,308
	2号	0.064	10,515
	総合	0.132	約10km
マニラ	1号	0.047	5,817
	2号	0.047	5,817
	総合	0.094	約6km
バターーン	1号	0.058	4,879
	2号	0.075	6,261
	総合	0.129	約6km
バタンガス	1号	0.0045	8km

### 3. モニタリングの方法

火力発電所のモニタリングについて次の方法を提言する。

#### (1) 気象観測の実施

各発電所構内の風向、風速、安定度等の観測

#### (2) 発生源（煙突）のSO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじんの測定

#### (3) SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじん等の地表濃度測定

モニタリングステーション

移動測定車

モニタリングステーション設置の目的は、測定されたデータがテレメータ装置により中央監視センタに連絡され、NPCC規制値の下に総合管理されることにある。

従って将来はテレメータ装置の設置が望まれる。

### 8.2.3 地熱発電所の硫化水素低減対策

#### 1. 環境の現状

現在Tiwi発電所から排出される硫化水素濃度は、プラントA、B、Cに使用される蒸気非凝結ガスの比率及び成分比より求めると次の通りである。

プラントA 1,748ppm

プラントB 884ppm

プラントC 1,203ppm

H<sub>2</sub>S 排出規制値 (NPCC, 1978.6.23) 10ppm

#### 2. 硫化水素低減対策

現在プラントメーカーが既に対策を進めているとおり、エゼクターより放出されている硫化水素 [H<sub>2</sub>S] を冷却塔に導く方法が最適の方法である。

Mak-Ban とTiwi地熱発電所について日本の地熱発電所と比較するとTable 8-2-2の通りである。これら二つのフィリピンの地熱発電所から排出される H<sub>2</sub>S 濃度は八丁原発電所と同等である。

八丁原発電所の風洞実験結果より考慮すると、冷却塔出口の H<sub>2</sub>S 濃度の同様な減少が、Mak-Ban、Tiwi地熱発電所に期待される。

Table 8-2-2 硫化水素濃度比較表

		八丁原 地熱発電所		森 地熱発電所		Mak-Ban 地熱発電所	Tiwi 地熱発電所
出力	MW	55MW		50MW		55MW	55MW
ファンの運転状況		4台	3台	4台	3台	6台	6台
排出湿空気量 $\times 10^3 \text{ Nm}^3 / \text{h}$		8,159	6,344	8,100	4,100	12,391	12,391
排出湿空気温度	°C	38.5	27.5	39.2	36.6	36	36
排出湿空気速度	m/s	11.2	11.2	7.5	7.5	9.5	9.5
排出口の高さ	m	17.7	17.7	24	24	19.9	19.9
排出口の直径	m	9	9	10.8	10.8	9.75	9.75
硫化水素排出量	$\text{Nm}^3 / \text{h}$	65	65	267	267	148	116
H <sub>2</sub> S	ppm	8	10.3	33	66	11.9	9.4
風洞実験結果							
最大着地距離	km	0.1	0.1	西 0.3 北東 0.25 南西 0.35	0.25  0.1	—	—
最大着地濃度  H <sub>2</sub> S	ppm	0.0048	0.0051	西 0.003 北東 0.099 南西 0.007	0.03  0.326	—	—
風速	m	6	6	6	6		

### 8.3 発電所の環境影響要因のマトリックス調査

近年、環境問題が国際的にも一層重要になってきている状況を踏まえて、環境配慮が効果的に行われることが希望される。

開発援助における環境配慮の目的は、開発途上国が自助努力により、環境保全上健全な方策で開発し、又は運用することを支援するものである。

具体的には、持続的な開発の観点から開発と環境の調和を重視し、公害防止の規則・基準が存在する場合には、その基準が遵守されることが、環境配慮の判断基準となる。又、国際条約に定められた規定の遵守、貴重な動・植物の保護、既存の環境に著しい影響を及ぼさないよう措置すること等が基準となっている。

環境影響要因の調査に先立って、環境影響調査要綱の概要を述べると次の通りである。

環境影響調査の目的は、発電所の立地に伴ない環境に及ぼす影響を十分に把握することにより、発電所の設置場所、工事場所及びその周辺における環境の保全を図ることにある。

調査内容は次の通りである。

- 環境影響調査の実施

  - 発電所の計画概要

  - 環境の現況

- 環境保全のために講じようとする対策

- 環境影響の予測及び評価

- その他環境保全のために講じようとする対策、環境監視計画等

- 総合評価

### 8.3.1 火力発電所

火力発電所をとりまく環境構成要素と、その影響についてはTable 8-3-1の通りである。

参考として、環境の現状の調査内容と対比して各火力発電所の現況を見ると、大気、水質、騒音に関しては既に8.1.3 環境管理の現状で述べた通りである。

貴重な植物及び動物は発電所周辺には存在しない。

重要な歴史的、文化的遺産も少なく影響は考えられなかった。

但し、マニラ発電所はメトロ・マニラの中心部にあり、歴史的な寺院、建物が近くにあるため大気汚染防止に留意すべきである。

Table 8-3-1 火力発電所インパクト・影響マトリックス調査  
運 転 時

環境構成要素	環境影響要因							
	冷却水の取水	温排水	排ガス	排熱	燃料受入	廃棄物	生活廃水	起動停止
大気質 ばいじんの飛散 SO <sub>2</sub> の" NOxの" 気象 気象風況の変化 騒音 悪臭			◎ ◎ ◎	◎			◎	◎
水質 有機物 酸性化 流況 底質 水温	◎ ◎	○ ○ ◎	○				◎	
海岸地形 地形水 振動	○ ◎	○						◎
植物 陸生動物 水生動物		△	△		△		△	△
景観 視程障害			◎	○				
利用環境			○			○	○	○

注 ◎ 直接影響を及ぼすもの  
○ 間接的に影響を及ぼすもの  
△ 関係が予想されるもの

### 8.3.2 地熱発電所

地熱発電所をとりまく環境構成要素とその影響については、Table 8-3-2 の通りである。

参考として環境の現況の調査内容と対比して調査すべきである。

大気質については、高濃度の硫化水素ガスをエゼクター放出口より排出されている状況であるが製造メーカーとも十分に協議して、冷却塔に導いて希釈放出することが望ましい。

NAPOCOR からの資料によると

貴重な植物及び動物は存在しない。

重要な歴史的、文化的遺産はない。

Table 8-3-2 地熱発電所インパクト・影響マトリックス調査  
運 転 時

環境構成要素	環境影響要因						
	蒸気・熱水の採取	温排水	硫化水素の放出	水蒸気の放出	熱水の地下還元	冷却水の取水	起動停止
大気質 硫化水素の飛散 日照障害 騒音 悪臭	◎		◎	◎			◎
水質 ひ素, ほう素水銀 酸性化 水温の変化	◎	◎ ◎ ◎	◎				
地形 地盤沈下の誘発 土壌の酸性化 土温の変化 地下水の変化 振動	△ ◎ △		◎		△ ◎ △		◎
植物 陸生動物 水生動物	△ △	△	△ △	◎	△		△
景観 視程障害				◎			
利用環境	◎		○	○			○

注 ◎ 直接影響を及ぼすもの  
○ 間接的に影響を及ぼすもの  
△ 関係が予想されるもの

## 8.4 環境管理に関する提言

### 8.4.1 環境管理体制の強化

NAPOCOR の環境部は、環境影響アセスメント(EIAD)、環境サービス(ESD) の2部より構成され、業務の推進に努力している。

この運用について、更に効果的に実施するよう次の通り提言する。

環境業務は、多岐に亘る専門知識を必要とする。これらの調査を推進するには、大学教授、学者及び研究所の専門家の指導を受け、正しい結果をまとめるなければならない。

今後の方針として、

#### 1. 調査専門の関係会社を育成する。

- ・大気質、水質、土壌及び悪臭の化学分析を専門とするもの
- ・騒音・振動の測定、防音、防振対策及び予測の音響学を専門とするもの
- ・地質、地盤沈下、陸水の調査を専門とするもの
- ・気象の観測及び大気拡散予測を専門とするもの

#### 2. 政府機関、大学、研究所の協力を求める

- ・海象及び魚類、卵、プランクトンの海生生物の調査
- ・植生、動物の陸生生物調査
- ・自然保護及び人口、産業、交通、教育、地域財政など政府機関の統計資料の調査

本社の環境影響アセスメント部(EIAD)は、調査結果をまとめて、環境保全対策について、関係官庁への説明と地域住民への対応、苦情の解決につとめ、電力需要に応じた電源開発がスムーズに推進されるよう努力すべきである。

### 8.4.2 環境測定方法の充実

現在環境サービス部(ESD)の要員は僅か30名である。環境測定の全てが数少ないESDで実施されている。

その対策として次の方法を提言する。

- 環境担当課長（専任又は兼任）を各発電所及びリージョナルセンタにおき  
地域対策、苦情処理及び環境業務の推進にあたる。
- 測定業務の一部をリージョナルセンタ又は発電所を実施する。

## 第9章 工事实施計画、工事費及び年度別支出計画



## 第9章 工事实施計画、工事費及び年度別支出計画

### 9.1 総括

#### 9.1.1 工事实施計画

##### 1. 工事内容

火力、地熱、水力発電所及び送電線、変電所のリハビリテーション項目は、第6章及び第9.2章以下の各設備の項に記述のとおりである。

リハビリテーション工事は、所要の手順を考えると、その着手は1994年以降になると予想される。従って、リハビリテーション項目に含まれないその他の項目は、ここ数年の間 NAPOCORによって、通常の保守作業の中で計画的に処置されることが望まれる。

##### 2. リハビリテーション/リノベーション工事契約の方式

###### (1) 火力/地熱発電所

リハビリテーション工事は既設機器の保守である。多くの場合オリジナル主機製造者を契約者とすることが、もっとも信頼出来る方式である。

特に火力/地熱発電所の場合、リハビリテーションを他の製造者にゆだねることは推奨出来ない。予見出来ない技術上のトラブルを生ずる可能性があるからである。他の製造者は、当該機器の設計・製作図面を持たず、仮りにそれを入手したとしても図面からは知り得ないノウ・ハウまで入手することは出来ない。

この理由から、リハビリテーション工事はオリジナル主機の製造者を中心とする最小限のパッケージとし、試運転、調整渡しとすることによって、コントラクターの責任を明確にすることが望ましい。

NAPOCOR 自身が実施する直営工事は、リハビリテーションから除外する。しかし、作業はリハビリテーションのコントラクターとの協調によって進められる。

###### (2) 水力発電所/送変電設備

水力発電所の機器設備については、火力発電所の場合と同様のことが言える。

送変電設備は、主要な単体機器や資材から構成される。従って、それらの機器や資材は、必ずしもオリジナル製造者の製品、資材である必要はない。この理由から、送変電設備については、事前審査に合格したコントラクタ（製造者）による競争入札で発注する。

### 3. エンジニアリング・サービス

リハビリテーション／リノベーションは、NAPOCORの管理下で実施されるものとする。しかし、リハビリテーション／リノベーション案件が多く、また広範囲にわたるため、NAPOCORの業務を補佐するコンサルタントが必要と思われる。

購入仕様書作成から工事監理までのエンジニアリング・サービスを外部コンサルタントに委託するものとする。

### 4. 工事実施時期

資金ソース、その他今後詰めるべき問題があるが、工事実施時期は、次のように設定する。（Table 9-1-1 参照）

#### (1) 準備期間 1992年～1993年

（状況によっては延長する必要があると考えられる）

- a. 資金計画
- b. フィジビリティ・スタディ
- c. 調達計画（コンサルタント雇用、購入仕様書作成、テナダリング）
- d. 発注手続（エバリュエーション、ネゴシエーション、関係機関の承認ほか）

#### (2) 工事期間 1994年から5年間

但し、マニラ発電所については、その運転開始後の経過年数が、30年を越えないうちに、リハビリテーションを完了するため、1993年8月からを目途とする。

Table 9-1-1 リハビリテーション工工程

計画	項目	年					期						
		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
火力発電所	・資金計画(共通)												
	・F/S												
地熱発電所	・調達計画												
	・発注手続												
水力発電所	*マニラ発電所 1, 2号												
	*パターン発電所 1, 2号												
送変電設備	・F/S												
	・調達計画												
送変電設備	・発注手続												
	*各所												

9.1.2 工事費及び資金調達

1. 工事費

(1) 工事費算出の基本条件

- a. 工事実施期間中の物価上昇率 3%/年とする。
- b. 見積りは1991年12月現在で行い、通貨交換レートは下記とする。  
 $1\text{US\$} = \text{Y}130$  (Y129.85をラウンドアップ)  
 $1\text{US\$} = \text{P.}27$
- c. 輸入関税は免除、法人税その他各種公租公課は考慮しない。
- d. 資金 (F.C., L.C.とも) はすべて外貨とし、原則として全額借入とする。
- e. 現地事務所用地及び電気・工事用水は、NAPOCORから無償供与とする。

(2) 工事費

リハビリテーション/リノベーション工事費(総括表)は、Table 9-1-2のとおり。

2. 資金調達

工事実施期間は、前述のとおり、1994年以降5年間とする。

これを考慮して、資金調達は次のケースで検討する。

設 備	リハビリ工事実施時期	資 金 調 達
火力発電所	第1年目着工	ケース1
地熱発電所	第2年目着工	ケース2
水力発電所	第1年目着工	ケース1
	第2年目着工	ケース2
送変電設備	第1年目着工	ケース1
	第2年目着工	ケース2

金 利                      返済期間

- ケース1            7.5%                      8年(据置期間6か月を含む)
- ケース2            3%                         25年(据置期間10年を含む)

注: ケース1 輸出入銀行ローン

                    ケース2 ODA など

### 9.1.3 年度別支出計画

年度別支出計画総括表は、Table 9-1-3のとおり。

### 9.1.4 実 施 工 程

実施工程は、9.2章以降に記述の各設備実施工程表のとおり。

Table 9-1-1-2 リハビリテーション工事費 (総括)

単位：千米ドル

計 画	項 目	工 事 費		摘 要	
		F. C.	L. C.		合 計
火力発電所	Manila発電所	99,298	16,202	115,500	Manila 1, 2号機
	Bataan発電所	66,402	12,998	79,400	Bataan 1, 2号機
	計	165,700	29,200	194,900	
地熱発電所	Mak-Ban発電所	46,768	1,340	48,108	Mak-Ban 1 ~6 号機
	Tiwi発電所	48,140	1,490	49,630	Tiwi 1 ~6 号機
	計	94,908	2,830	97,738	
水力発電所	Ambuklao発電所	12,522	6,828	19,350	取水口改造
	Magat発電所	192	12	204	励磁変圧器取替え
	計	12,714	6,840	19,554	
送電線及び変電所	送電線	1,551	812	2,363	} 架空地線の取替え、河川又は道路横断面の鉄塔化、復旧作業困難区間のルート変更
	変電所	14,350	528	14,878	
	計	15,901	1,340	17,241	
合 計	計	289,223	40,210	329,433	

Table 9-1-3 リハビリテーション年度別支出計画 (総括)

単位：千米ドル

計	画	前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	合計
火力発電所	F.C.	26,365	36,644	44,228	50,673	7,790	—	165,700
	L.C.	2,089	3,884	8,108	11,776	3,343	—	29,200
	計	28,454	40,528	52,336	62,450	11,133	—	194,900
地熱発電所	F.C.	—	7,016	17,046	30,342	26,202	14,302	94,908
	L.C.	—	201	504	903	790	482	2,830
	計	—	7,217	17,550	31,245	26,992	14,784	97,738
水力発電所	F.C.	—	663	6,332	3,479	2,240	—	12,714
	L.C.	—	1,711	3,305	1,284	540	—	6,840
	計	—	2,374	9,637	4,763	2,780	—	19,554
送電線及び変電所	F.C.	—	3,147	2,996	3,468	3,440	2,850	15,901
	L.C.	—	228	324	445	230	113	1,340
	計	—	3,375	3,320	3,913	3,670	2,963	17,241
合計	F.C.	26,365	47,470	70,601	87,962	39,672	17,152	289,223
	L.C.	2,089	6,024	12,241	14,408	4,903	545	40,210
	計	28,454	53,494	82,842	102,370	44,575	17,697	329,433

## 9.2 火力発電所

### 9.2.1 工事費

火力発電所のリハビリテーション工事費は、Table 9-2-1に示すとおりで、要約すると次のとおりである。

単位：千米ドル

計 画	F.C.	L.C.	合 計
マニラ発電所 1、2号機	99,298	16,202	115,500
バターン発電所 1、2号機	66,402	12,998	79,400
計	165,700	29,200	194,900

### 9.2.2 工事工程

火力発電所リハビリテーション工事工程をTable 9-2-2に示す。

### 9.2.3 年度別支出計画

火力発電所リハビリテーションの年度別支出計画をTable 9-2-3に示す。

Table 9-2-1 火力発電所リハビリテーション工事費 (総括)

単位：千米ドル

計 画	項 目	工 事 費		摘 要
		F.C.	L.C.	
マニラ発電所 1、2号機	工 事 費	89,500	8,400	97,900
	コンサルタント費	4,900	(F.C.に含む)	4,900
	コンティンゼンシー	4,898	7,802	12,700
	計	99,298	16,202	115,500
バター ン 発電所 1号機	工 事 費	28,877	3,854	32,731
	コンサルタント費	1,638	(F.C.に含む)	1,638
	コンティンゼンシー	1,612	3,176	4,788
	計	32,127	7,030	39,157
バター ン 発電所 2号機	工 事 費	30,947	2,808	33,755
	コンサルタント費	1,688	(F.C.に含む)	1,688
	コンティンゼンシー	1,640	3,160	4,800
	計	34,275	5,968	40,243
バター ン 発電所	計	66,402	12,998	79,400

Table 9-2-2 マニラ発電所リハビリテーション工事工程

計画	画面	項目	目	前2年度	前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	
マニラ発電所		調達計画 (ビidding)	発注手続 (コントラクティング)	〇	〇					
				〇	〇					
		工事	1号機 2号機		▽契約	〇	〇	〇		
						〇	〇	〇	〇	
バタワン発電所		調達計画 (ビidding)	発注手続 (コントラクティング)			〇	〇			
						〇	〇	〇		
		工事	1号機 2号機				〇	〇	〇	
							〇	〇	〇	〇

 設計、製作、輸送  
 現地工事 (ユニット停止)

調達計画 : コンサルタント雇用、職人仕様書作成、テンダリング  
 発注手続 : エバリュエーション、ネゴシエーション、関係機関の承認

Table 9-2-3 火力発電所リハビリテーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	合 計	備 考
	マニラ発電所 1、2号機	F.C. 26,365 L.C. 2,089 計 28,454	35,314 3,844 39,158	23,857 5,808 29,665	13,762 4,461 18,223			
バタワン発電所 1、2号機	F.C. L.C. 計	1,330 40 1,370	20,370 2,300 22,670	36,912 7,315 44,227	7,790 3,343 11,133		66,402 12,998 79,400	
合 計	F.C. L.C. 計	36,644 3,884 40,528	44,227 8,108 52,335	50,674 11,776 62,450	7,790 3,343 11,133		165,700 29,200 194,900	
備 考								

### 9.3 地熱発電所

#### 9.3.1 工事費

地熱発電所のリハビリテーション工事費は、Table 9-3-1に示すとおりで、要約すると次のとおりである。

単位：千米ドル

計 画	F.C.	L.C.	合 計
マクバン発電所 1～6号機	46,768	1,340	48,108
ティウィ発電所 1～6号機	48,140	1,490	49,630
計	94,908	2,830	97,738

#### 9.3.2 工事工程

地熱発電所リハビリテーション工事工程をTable 9-3-2に示す。

#### 9.3.3 年度別支出計画

地熱発電所リハビリテーションの年度別支出計画をTable 9-3-3に示す。

Table 9-3-1 地熱発電所リハビリテーション工事費 (総括)

単位：千米ドル

計 画	項 目	工 事 費			摘 要
		F.C.	L.C.	合 計	
Mak-Ban地熱発電所 1～6号機	工 事 費	42,518	1,220	43,738	
	コンサルタント費	2,125	60	2,185	
	コンディンゼンシー	2,125	60	2,185	
	計	46,768	1,340	48,108	
Tiwi地熱発電所 1～6号機	工 事 費	43,759	1,355	45,114	
	コンサルタント費	2,190	68	2,258	
	コンディンゼンシー	2,191	67	2,258	
	計	48,140	1,490	49,630	
合	計	94,908	2,830	97,738	

Table 9-3-2 地熱発電所リハビリテーション工事工程

計 画	前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	備 考
Mak-Ban 発電所 ・1～4号機 調達注工 画統事 達注工							
・5、6号機 調達注工 画統事 達注工							
Tiwi 発電所 ・1～6号機 調達注工 画統事 達注工							

設計、製作・輸送     
 現地工事（ユニット停止）     
 現地工事（ユニット運転）

Table 9-3-3 地熱発電所リハビリテーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	前1年度	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	合 計	備 考
Mak-Ban地熱発電所 1～6号機	F.C.	7,016	9,824	15,902	9,352	4,674	46,768	
	L.C.	-	281	456	268	134	1,340	
	計	7,217	10,105	16,358	9,620	4,808	48,108	
Tiwi地熱発電所 1～6号機	F.C.	-	7,222	14,440	16,850	9,628	48,140	
	L.C.	-	223	447	522	298	1,490	
	計	-	7,445	14,887	17,372	9,926	49,630	
合 計	F.C.	7,016	17,046	30,342	26,202	14,302	94,908	
	L.C.	-	504	903	790	432	2,830	
	計	7,217	17,550	31,245	26,992	14,734	97,738	
備 考								

## 9.4 水力発電所

### 9.4.1 工事費

水力発電所のリハビリテーション工事費は Table 9-4-1 に示すとおりで、要約すると次のとおりである。

単位：千米ドル

計 画	F. C.	L. C.	合 計
Ambuklao 発電所取水口改造	12,522	6,828	19,350
Magat 発電所励磁変圧器取替	192	12	204
合 計	12,714	6,840	19,554

### 9.4.2 工事工程

水力発電所のリハビリテーション工事工程を Table 9-4-2 に示す。

### 9.4.3 年度別支出計画

水力発電所リハビリテーションの年度別支出計画を Table 9-4-3 に示す。

Table 9-4-1 水力発電所リハビリテーション工事費 (1)

単位：千米ドル

計画	項目	数量	工事費			摘要
			F.C.	L.C.	合計	
Ambuklao発電所 取水口改造	工事用道路	500 m		970	970	掘削:5,000m <sup>2</sup> , 切入碎石:26,000m <sup>3</sup> のり面保護:500m <sup>2</sup> , 舗装コンクリート:700m <sup>3</sup>
	作業場	1 式		200	200	岩盤切取り:25,000m <sup>3</sup>
	ケーソン工事	1 式	471	1,229	1,700	掘削:5,000m <sup>2</sup> , コンクリート:1,100m <sup>3</sup> 仮設
	堅坑工事	88.7 m	1,091	2,819	3,910	掘削:7,000m <sup>2</sup> , コンクリート:3,100m <sup>3</sup> 仮設
	本坑プラグ工事	12.0 m	74	276	350	
	ストッププラグ	1 式	353	167	520	
	取水塔工事	1 式	10,533	1,167	11,700	取水塔、スリッガー、巻上機、管理橋
	計	-	12,522	6,828	19,350	
	励磁変圧器	4 台	192	12	204	1,400kVA, 13,800/940V 乾式鉄心型
	合計	-	12,714	6,840	19,554	

Table 9-4-1 水力発電所リハビリテーション工事費 (2)

計 画	項 目	数 量	F.C. ¥ million	L.C. P 1,000	合 計 P 1,000	摘 要	
Ambuklao 発電所 取水口改造	工 事 用 道 路	500 m		25,782	25,782	掘削:5,000m <sup>2</sup> , 切入碎石:26,000m <sup>2</sup> のり面保護:500m <sup>2</sup> , 舗装:700m <sup>2</sup>	
	作 業 場	1 式		5,316	5,316	岩盤切取り:25,000m <sup>2</sup>	
	ケ ー ソ ン 工 事	1 式	61.2	32,665	45,184	掘削:5,000m <sup>2</sup> , コングリート:1,100m <sup>2</sup> 仮設	
	堅 抗 工 事	88.7 m	141.7	74,926	103,924	掘削:7,000m <sup>2</sup> , コングリート:3,100m <sup>2</sup> 仮設	
	本坑プラグ工事	12.0 m	9.6	7,336	9,303		
	ス ト ッ プ ロ グ	1 式	45.8	4,439	13,821		
	取 水 塔 工 事	1 式	1,367.7	31,017	310,974	取水塔、スリット、巻上機、管理橋	
	計	-	1,626.0	181,481	514,304		
	Magat 発電所 励磁変圧器取替	励磁変圧器	4 台	24.8	320	5,422	1,400kVA, 13,800/940V 乾式F型
	合 計	-	1,650.8	181,801	519,726		

Table 9-4-2 水力発電所リハビリテーション工事工程

計 画	項 目	第 1 年 度	第 2 年 度	第 3 年 度	第 4 年 度	第 5 年 度	備 考
Ambuklao発電所 取水口改造	工事用道路 作業場	▬					
	ケーソン工事	▬					
	堅坑工事		▬				
	本坑プラグ工事 ストッププラグ			▬			
	取水塔工事		▬	▬	▬		
	励磁変圧器	□					
Megat 発電所 励磁変圧器取替							

Table 9-4-3 水力発電所リハビリテーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	項 目	年度					合 計	備 考
		第 1 年度	第 2 年度	第 3 年度	第 4 年度	第 5 年度		
Ambuklao 発電所 取水口改造	工 事 用 道 路	F.C.						
		L.C.	970					970
	作 業 場	F.C.						
		L.C.	200					200
	ケ ー ソ ン 工 事	F.C.	471					471
		L.C.	529	700				1,229
	堅 坑 工 事	F.C.		1,091				1,091
		L.C.		2,209	610			2,819
	本坑プラグ工事	F.C.			74			74
		L.C.			276			276
ス ト ッ プ ロ グ	F.C.			353			353	
	L.C.			167			167	
取 水 塔 工 事	F.C.		5,241	3,052	2,240		10,533	
	L.C.		396	231	540		1,167	
計	F.C.	471	6,332	3,479	2,240		12,522	
	L.C.	1,599	3,305	1,284	540		6,828	
Magat 発電所 励磁変圧器取替	F.C.	192					192	
	L.C.	12					12	
合 計	F.C.	663	6,332	3,479	2,240		12,714	
	L.C.	1,711	3,305	1,284	540		6,840	
	計	2,374	9,637	4,763	2,780		19,554	

## 9.5 送電線及び変電所

### 9.5.1 工事費

送電線及び変電所のリノベーション工事費は Table 9-5-1 に示すとおりで、要約すると次のとおりである。

単位：千米ドル

計 画	F. C.	L. C.	合 計
架空地線の取替	785	362	1,147
遮断容量不足遮断器の取替	1,663	52	1,715
230kV 遮断器の取替	7,406	209	7,615
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	603	393	996
復旧作業困難区間のルート変更	163	57	220
不良碍子検出器の整備	85	0	85
115kV, 69kV 遮断器の取替	2,249	95	2,344
断路器の取替	2,346	172	2,518
予備遮断器の整備	601	0	601
合 計	15,901	1,340	17,241

### 9.5.2 工事工程

送電線及び変電所のリノベーション工事工程を Table 9-5-2 に示す。

### 9.5.3 年度別支出計画

送電線及び変電所リノベーションの年度別支出計画を Table 9-5-3 に示す。

Table 9-5-1 送電線及び変電所リノベーション工事費 (1)

単位：千米ドル

計 画	数 量	工 事 費			摘 要
		F.C.	L.C.	合 計	
架空地線の取替	566 km	785	362	1,147	アルミ覆鋼線 55mm <sup>2</sup>
遮断容量不足遮断器の取替	230kV	1,201	34	1,235	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
	115kV	462	18	480	GCB, 120kV, 2,000A, 40kA
	計	1,663	52	1,715	
230kV 遮断器の取替	37 台	7,406	209	7,615	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	河川	441	290	731	69kV, 336.4 MCM 1 回線 350m
	道路	162	103	265	69kV, 336.4 MCM 1 回線 250m
	計	603	393	996	
復旧作業困難区間のルート変更	10 km	163	57	220	69kV, 木柱, 336.4 MCM 1 回線
不良碍子検出器の整備	22 ヶ所	85	0	85	
115kV, 69kV 遮断器の取替	115kV	1,201	46	1,247	GCB, 120kV, 2,000A, 25kA
	69kV	1,048	49	1,097	GCB, 72kV, 2,000A, 20kA
	計	2,249	95	2,344	
断路器の取替	230kV	1,656	108	1,764	D.S. 240kV, 2,000A
	115kV	444	33	477	D.S. 120kV, 2,000A
	69kV	246	31	277	D.S. 72kV, 2,000A
計	162 台	2,346	172	2,518	
予備遮断器の整備	3 台	601	0	601	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
合 計		15,901	1,340	17,241	

Table 9-5-1 送電線及び変電所リノベーション工事費 (2)

計 画	数 量	F.C. ¥ million	L.C. P 1,000	合 計 P 1,000	摘 要
架空地線の取替	566 km	101.9	9,621	30,486	アルミ覆銅線 55mm <sup>2</sup>
遮断容量不足遮断器の取替	230kV	156.0	904	32,825	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
	115KV	60.0	478	12,758	GCB, 120kV, 2,000A, 40kA
	計	216.0	1,382	45,583	
230kV 遮断器の取替	37 台	961.7	5,555	202,400	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	河川	57.3	7,708	19,429	69kV, 336.4 MCM 1 回線 350m
	道路	21.0	2,738	7,044	69kV, 336.4 MCM 1 回線 250m
	計	78.3	10,446	26,473	
復旧作業困難区間のルート変更	10 km	21.2	1,515	5,847	69kV, 木柱, 336.4 MCM 1 回線
不良碍子検出器の整備	22 ヶト	11.0	0	2,259	
115kV, 69kV 遮断器の取替	115kV	155.9	1,223	33,144	GCB, 120kV, 2,000A, 25kA
	69KV	136.1	1,302	29,157	GCB, 72kV, 2,000A, 20kA
	計	292.0	2,525	62,301	
断路器の取替	230kV	215.0	2,871	46,886	D.S. 240kV, 2,000A
	115kV	57.7	877	12,678	D.S. 120kV, 2,000A
	69kV	31.9	824	7,362	D.S. 72kV, 2,000A
計	304.6	4,572	66,926		
予備遮断器の整備	3 台	78.0	0	15,974	GCB, 240kV, 2,000A, 40kA
合 計		2,064.7	35,616	458,249	

Table 9-5-2 送電線及び変電所リノベーション工事工程

計 画	第 1 年 度	第 2 年 度	第 3 年 度	第 4 年 度	第 5 年 度	備 考
架空地線の取替	〃	〃				
遮断容量不足遮断器の取替	〃	〃				
230kV 遮断器の取替	〃	〃	〃	〃	〃	
河川又は道路横断箇所鉄塔化			〃	〃		
復旧作業困難区間のルート変更			〃			
不良碍子検出器の整備				〃	〃	
115kV, 69kV 遮断器の取替				〃	〃	
断路器の取替	〃	〃	〃	〃	〃	
予備遮断器の整備					〃	

Table 9-5-3 送電線及び変電所リノベーション年度別支出計画

単位：千米ドル

計 画	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	第5年度	合 計	備 考
架空地線の取替	F.C.	283	502				785
	L.C.	130	232				362
遮断容量不足遮断器の取替	F.C.	801	862				1,663
	L.C.	23	29				52
230kV 遮断器の取替	F.C.	1,601	1,201	2,402	1,401	801	7,406
	L.C.	45	34	68	39	23	209
河川又は道路横断箇所の鉄塔化	F.C.			441	162		603
	L.C.			290	103		393
復旧作業困難区間のルート変更	F.C.			163			163
	L.C.			57			57
不良碍子検出器の整備	F.C.				85		85
	L.C.				0		0
115kV, 69kV 遮断器の取替	F.C.				1,201	1,048	2,249
	L.C.				46	49	95
断路器の取替	F.C.	462	431	462	591	400	2,346
	L.C.	30	29	30	42	41	172
予備遮断器の整備	F.C.					601	601
	L.C.					0	0
合 計	F.C.	3,147	2,996	3,468	3,440	2,850	15,901
	L.C.	228	324	445	230	113	1,340
	計	3,375	3,320	3,913	3,670	2,963	17,241



## 第10章 經濟評估



## 第10章 経済評価

### 10.1 総論

#### 10.1.1 経済評価の方法

評価の方法としては、便益／費用(B/C)比率法及び等価割引率法を使用した。バターン火力発電所、マクバン及びティウィ両地熱発電所は、リハビリテーション後の寿命が10年前後又はそれ以上と長く、又、工事内容・規模から見ても新規建設プロジェクトと比較するのは適当でないと考えられる。従って、代替案として対象発電設備のリハビリテーションを実施せず、従来通りの状態で運転を継続するものとし、リハビリテーション工事により得られる発電量増分は、ルソン電力系統の他の発電設備が補充するとした場合の総費用を便益として評価を実施した。(WITH-WITHOUT Method)

又、フィリピン国内の機会費用を反映する割引率としては、National Economic Development Authority (NEDA)のガイドラインに示す15%を採用している。

### 10.2 各電力設備に対する評価

#### 10.2.1 重油火力発電設備

第6章にて述べている様に、今回のマスタープランの対象となるのは、マニラ発電所及びバターン発電所である。

##### 1. 代替プロジェクト

両発電所の代替プロジェクト(代替案)は、それぞれ下記とする。

##### (1) マニラ火力発電所

当発電所は1号機が1995年、2号機が1996年に、それぞれ一般に火力発電所の耐用年数とされる運開後30年に達するため、重油焚コンバインドサイクルの新設を代替プロジェクトとして考慮した。

##### (2) バターン火力発電所

バターン火力発電所は、1号機が2002年、2号機が2007年に、それぞれ耐用年数の30年に到達するが、マニラと比較しまだ寿命があるため、評価方法としては10.1.1で述べたWITH-WITHOUT Methodによるものとした。

## 2. 工 事 費

各工事費には、工事期間中の利子は含まないものとする。

マニラ火力発電所リハビリテーション	:	115,500×10 <sup>3</sup> US\$
代替コンバインドサイクル発電設備	:	*155,000×10 <sup>3</sup> US\$
パターン火力発電所リハビリテーション	:	79,400×10 <sup>3</sup> US\$

\*但しコンバインドサイクルの建設費はマニラ発電所のリハビリ後の寿命15年と、新設コンバインドサイクルの寿命20年との差を考慮して調整した数値を示す。

## 3. 運転保守費・管理費

既設発電所については NAPOCORの1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-1(1) 参照)

代替プロジェクトとしてのコンバインドサイクルの運転保守費及び管理費はそれぞれ建設費の4%及び0.5%を考慮した。

## 4. 系統補充電力の費用

WITHOUT ケースにおいて採用される系統からの補充電力の原価は、今後の予備力を主として形成する石炭火力の発電原価を採用する。(Table 10-1(1)参照)

## 5. 分析結果

B/C 比率及び経済的等価割引率即ち経済的内部収益率(E. I. R. R.)は、下記となり充分経済的にフィージブルと考えられる。

	B / C比率	E. I. R. R.
マニラ火力発電所	: 1.063	N. A.
パターン火力発電所	: 1.022	15.63%

## 10.2.2 地熱発電設備

地熱発電所の場合、今回のマスタープランの対象となるのは、ティウイ地熱発電所及びマクバン地熱発電所である。

### 1. 代替プロジェクト

ティウイ及びマクバン両地熱発電所とも、未だ運開後10数年しか経過しておらず、新設の代替プロジェクトを便益とするのは適当ではないと考えられるので WITH-WITHOUT Method により評価を行なった。

### 2. 工事費

下記に示すリハビリテーション工事費は、裸建設費とする。

ティウイ地熱発電所リハビリテーション :  $49,630 \times 10^3$  US \$

マクバン地熱発電所リハビリテーション :  $48,108 \times 10^3$  US \$

### 3. 運転保守費・管理費

ティウイ・マクバン両地熱発電所の1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-1(2) 参照)

### 4. 系統補充電力の費用

WITHOUT ケースにおいて採用される系統からの補充電力の原価は、今後の予備力を主として形成する石炭火力の発電原価を採用する。(Table 10-1(2) 参照)

### 5. 分析結果

B/C 比率及びE. I. R. R. は、それぞれ下記となり経済的にフィージブルである。

	B / C比率	E. I. R. R.
ティウイ地熱発電所	: 1.131	31.46%
マクバン地熱発電所	: 1.071	29.23%

### 10.2.3 水力発電所

今回のマスタープランでその対象に取り上げているのはアンプクラオ水力発電所のみである。

#### 1. 代替プロジェクト

経済評価のための代替プロジェクトとしては、水力と同様基底負荷発電所として稼働し、且つ工期もリハビリテーション工事の様に短い（既に地熱資源が開発済とした場合）地熱発電所の新設プロジェクトを採用し、その総費用を便益とする評価を行なった。

#### 2. 工事費

下記に述べる工事費は、裸建設費とする。

アンプクラオ水力リハビリテーション(マグマ発電所を含む)	:	$19.554 \times 10^3$ US\$
代替地熱発電所建設費	:	$85.000 \times 10^3$ US\$

#### 3. 運転保守費・管理費

アンプクラオ発電所については、1991年実績をベースにエスカレーションを考慮して算定した。(Table 10-1(3) 参照)

代替地熱発電所の場合の運転保守費及び管理費は、それぞれ建設費の2%及び0.5%を採用した。

#### 4. 代替地熱発電所の蒸気井掘削準備費

ルソン島の既設地熱発電所の実績値を参考に算定した。(Table 10-1(3) 参照)

#### 5. 分析結果

B/C比率及びE. I. R. R. は、下記となり経済的に大変有利なプロジェクトと言える。

	B / C比率	E. I. R. R.
アンプクラオ水力発電所	: 1.861	N. A.

#### 10.2.4 送変電設備

電力系統のリノベーションプロジェクトの経済評価については、下記理由により実施しなかった。

- (1) 送変電設備は、電力の生産を行うものではないが、電力の輸送分配を行うものであり、良質の電力を安定して供給するためには不可欠のものである。この目的を果す手段は他になく送変電設備の信頼性維持は電力会社の使命と考えられる。
- (2) 今回調査の対象となった送変電設備は、一部老朽化している機器はあるが、全体として今後とも長期にわたって使用されるものであり、取り替えのために直ちに代替の送変電設備を建設する必要はない。

Table 10-1(1) 経済・財務評価データ表

火力発電所

項目	マニラ火力発電所 1・2号機		バタワン火力発電所 1・2号機		備考	
	リハビリテーション	代替案		WITHOUT REHAB.		
		コンバインドサイクル	現	状		系統補充電力
定格出力 [MW]	200	189	225	225	1US\$=¥130 1US\$=P27	
年間稼働率 [%]	70	70	70	65	(1US\$=P30 in 1995 & 1996)	
年間発電量 [GWh]	1,226.4	1,159.3	1,379.7	1,281.1		
所内動力 [%]	6.7	1.3	6.0	6.0		
送・変電損失 [%]	0.5	0.5	0.5	0.5		
年間売電量 [GWh]	—	—	—	—		
電気料金 [P/kWh]	2.040	2.040	2.120	2.120		
工事費 [10 <sup>3</sup> US\$]	115.500	155.000	79.400	—		
運転保守費 [P/kWh]	0.0516	建設費の 4%	0.0475	0.0475		
燃料種別	Bunker C	Bunker C	Bunker C	Bunker C		
発熱量 [MBTU/bbl]	6.23	6.23	6.23	6.23	ルソン系統 石炭火力 発電原価	
熱消費率 [BTU/kWh]	9,322.8	7,844.0	9,348.3	9,509.3		
(熱効率) [%]	(36.6)	(43.5)	(36.5)	(33.8)	2.11 [P/kWh]	
燃料単価 国際価格 [US\$/bbl]	16.39	16.39	17.05	17.05		
国内価格 [US\$/bbl]	22.50	22.50	23.40	23.40		
管理費 [P/kWh]	0.075	建設費の 0.5%	0.078	0.078		

Table 10-1 (2) 経済・財務評価データ表

地熱発電所

項目	マクバン地熱発電所 1～6号機		ティウイ地熱発電所 1～6号機		備考
	リハビリ後	WITHOUT REHAB. 現 状	リハビリ後	WITHOUT REHAB. 現 状	
定格出力 [MW]	330 (55MW×6units)	330 (55MW×6units)	330 (55MW×6units)	330 (55MW×6units)	1US\$=¥130 1US\$=P27  (1US\$=P30 in 1995 & 1996)
年間稼働率 [%]	91.7	79.2	87	63.2	
年間発電量 [GWh]	2,650.0	2,288.6	2,390.3	1,827.2	
所内動力 [%]	5.6	5.6	6.2	6.2	
送・変電損失 [%]	0.5	0.5	0.5	0.5	
平均負荷 [MW]	52.25	50	50	43.6	
年間売電量 [GWh]	—	—	—	—	
電気料金 [P/kWh]	2.040	2.040	2.120	2.120	
リハビリ工事費 [10 <sup>3</sup> US\$]	48,108	—	49,630	—	
運転保守費 [P/kWh]	0.1055	0.1055	0.1097	0.1097	
蒸気代 [P/kWh]	0.505	0.505	0.525	0.525	
蒸気井掘削準備費 [MP/Year]	262	262	313	313	
送変電設備諸経費 [P/kWh]	0.0399	0.0399	0.0399	0.0399	
管 理 費 [P/kWh]	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	
系統補充電力				2.11 [P/kWh]	ルノン系統 石炭火力 発電原価

Table 10-1 (3) 経済・財務評価データ表

水力発電所

項目	アンブクラオ水力発電所 1.2.3号機		代替案 (地熱発電所)		備考
	リハビリ後		項目	新設	
定格出力 [MW]	75		定格出力 [MW]	55	IUS\$=¥180 IUS\$=P27 (IUS\$=P30 in 1995 & 1996)
年間稼働率 [%]	-		年間稼働率 [%]	-	
年間発電量 [GWh]	-		年間発電量 [GWh]	-	
所内動力 [%]	0.5		所内動力 [%]	5.5	
送・変電損失 [%]	1.7		送・変電損失 [%]	0.5	
年間売電量 [GWh]	-		年間売電量 [GWh]	-	
電気料金 [P/kWh]	2.205		電気料金 [P/kWh]	2.205	
工事費 [10 <sup>3</sup> US\$]	19,554		建設費 [10 <sup>3</sup> US\$]	85,000	
運転保守費 [P/kWh]			運転保守費 [%]	建設費の 2%	
管理費 [P/kWh]		0.762	蒸気代 [P/kWh]	0.546	
			蒸気井掘削準備費 [MP/Year]	37.3	
			送変電設備諸経費 [P/kWh]	0.1510	
			管理費 [%]	建設費の 0.5%	

## 第11章 財務評価



## 第 11 章 財 務 評 価

### 11.1 財務分析の方法

各リハビリテーションプロジェクトの財務分析は、リハビリテーション工事の現価換算された総費用と、リハビリテーション工事後の発電量増加に伴う現価換算された売電収益増分が等しくなる様な等価割引率を求め、それとフィリピン国内の機会費用を反映する社会的割引率（15%）と比較してプロジェクトの財務的健全性を検討した。

### 11.2 財務評価のための条件

#### (1) 物 価 上 昇

リハビリテーション完工後、各発電所の運転保守費及び売電収入のベースとなる電気料金は、当然年とともに上昇するが、物価上昇は収入・支出の両面に同等に影響すると考え、リハビリテーション完工時点以降の物価上昇は考慮していない。

#### (2) 費 用

##### a. 建設費及び支出計画

建設費及び支出計画は、第9章及び第10章に示すものを使用する。

##### b. 運転保守費及び管理費

運転保守費及び管理費は第10章のTable 10-1(1)～Table 10-1(3)に示す通りとする。

#### (3) その他財務分析に必要なデータ

その他の財務分析に必要なデータは全て第10章Table 10-1(1)～Table 10-1(3)を参照のこと。

### 11-3 財務分析の結果

(1) 各リハビリテーションプロジェクトの財務分析の結果は下記の通りである。

Table 11-1 財務分析の結果

プロジェクト名	財務的内部収益率 (F. I. R. R.) [%]
1) マニラ火力発電所リハビリプロジェクト	23.77
2) バターン火力発電所リハビリプロジェクト	13.40
3) ティウィ地熱発電所リハビリプロジェクト	43.88
4) マクバン地熱発電所リハビリプロジェクト	24.94
5) アンクラオ水力発電所リハビリプロジェクト	44.46
6) 送変電設備リノベーションプロジェクト	27.04

## (2) 結 論

Table 11-1に示す様に計画したリハビリテーションプロジェクトの内部財務収益率は、バターン火力発電所を除いて、フィリピン国内の社会的割引率（15%）より高い数値となり、各リハビリテーションプロジェクトは財務的に充分健全であることが示されている。

バターン火力発電所についても、F. I. R. R. が13.4%ということは、これより低い金利の資金が借りられれば、財務的には成り立つということなので、充分実施可能と考えられる。







JICA