

## 6.15 電気及び制御設備

### 6.15.1 電気設備

#### 6.15.1.1 変圧器

##### (1) 検討条件

(a) 各ユニット毎、主変圧器、所内変圧器をもつ外、ユニット共通として起動変圧器（補助変圧器）1台が必要である。起動変圧器はR-1号ユニット建設時に設置するものとし、容量は40MVA程度が適当と考えられる。

(b) 主変圧器の定格容量は発電機と同じとし、若し、所内変圧器が不具合の場合も起動変圧器より所内電力を供給し、発電機の出力を送電可能とする。

所内変圧器の定格容量は、必要所内負荷容量、力率、所内率、利用率より決定する。

(c) 起動変圧器はR-1号及びR-2号ユニットに共通1台として開閉所母線より降圧し、所内回路に電源を供給する。ユニット通常運転中、起動変圧器は発電所の共通負荷に電源を供給し、所内変圧器故障時はそのバックアップ電源とする。

従って、最大定格容量は発電所共通負荷と、1ユニットの所内負荷を供給出来る容量とする。

(d) しかしながら、実際の負荷は最大定格容量に比べ非常に小さいので、二重定格とし油入自冷又は油入風冷を採用する。

定格容量は、2台のユニットの時間差起動が充分可能なものとする。

##### (e) 保護継電器

保護継電器誤不動作により変圧器事故が重大事故に発展しないようにするため、220kV以上の変圧器については比率差動継電器およびCTを二重化することを推奨する。

##### (2) 変圧器防災対策設計

火力発電所の油入変圧器（主変圧器、起動変圧器、所内変圧器、励磁変圧器など）に対する、防災対策について設計上の基本事項を次のとおりとする。

##### (a) 設計の基本方針

漏油はできるだけ小範囲に限定し、河川やダムなど発電所構外へは絶対に流出させないようにする。万一、火災が発生した場合は、被害をその変圧器だけにと

どめ、隣接変圧器や建物には類焼させないようにする。

(b) 漏油対策

- ① 変圧器の放圧装置は、動作時油を飛散させないように、変圧器基礎土を避けて地表砂利面上30cm程度まで、排油管を設ける。
- ② 変圧器周囲には砂利を厚さ30cm程度敷いて漏油を吸収させる。
- ③ 特に主変圧器等油量の大きな変圧器については、周辺へ流出しないよう防油堤を設け、かつ地下に漏油収納用の地下タンクを設置して、防油堤内の油を地下タンクへ回収する。
- ④ 防油堤の高さは0.5m以上とするが、溢流箇所を限定できるよう一部分、例えば前面を若干低くする。  
防油堤は変圧器本体から可能な限り離して設置し、容積は変圧器油量の50%以上とする。
- ⑤ 地下タンクは複数変圧器に対して共用し、容量は最大油量変圧器の100%油量以上を標準とする。地下タンクには排水ポンプを設け、手動運転にて排水する。
- ⑥ 排水ポンプの排水は油分離槽へ接続する。

(c) 防火壁

変圧器を周辺に近接して配置する場合は、変圧器間にコンクリート製の防火壁を設ける。

防火壁の位置や高さは、隣接変圧器が互いに類焼しないようNEK設計基準により定める。

(d) 消火設備

- ① 220kV以上の変圧器には、水噴霧式消火装置および補助消火栓を設ける。  
水噴霧式消火装置はクーラを含めた変圧器上面をカバーするものとし、噴霧量は $8 \sim 10 \text{ l} / \text{m}^2 / \text{分}$ 以上とする。  
操作は遠方直接操作および現場手動操作が可能なものとする。
- ② 110kV以下の変圧器には、消火栓および可搬型粉末式消火装置を設置する。

(e) 防油堤内のマンホール

防油堤内にはマンホール等を設置してはならない。

やむを得ず設置する場合は、漏油がマンホール内に入らないよう対策を実施すること。

(3) 検討結果

(a) 主変圧器仕様

型式 : 屋外用、三相、送油風冷式

容量 : 275 MVA

一次電圧 : 14.7 kV

二次電圧 : 220 kV

結線法 :  $\Delta$ - $\Delta$

(b) 所内変圧器仕様

型式 : 屋外用、三相、油入風冷式

容量 : 35 MVA

一次電圧 : 14.7 kV

二次電圧 : 6.9 kV

結線法 :  $\Delta$ - $\Delta$

(b) 起動変圧器

型式 : 屋外用、三相、油入風冷又は自冷

容量 : 40 MVA

一次電圧 : 220 kV

二次電圧 : 6.9 kV

結線法 :  $\Delta$ - $\Delta$

(d) 励磁電源変圧器仕様

型式 : 屋外用、三相、油入自冷

容量 : 18 MVA

一次電圧 : 14.7 kV

二次電圧 : 770 kV

結線法 :  $\Delta$ - $\Delta$  混触防止板付

## 6.15.1.2 発電所内電源構成

### (I) 所内回路

- (a) 所内回路は信頼性の高いユニットシステムを採用した。

このシステムはユニット起動時に開閉所母線に接続された起動変圧器より電力を受電し、発電機が系統並列後、発電機回路に接続された所内変圧器より、所内電力を供給する回路である。

- (b) ME-1火力発電所の所内回路電圧は次の値とする。

高圧回路 : 6 kV

低圧回路 : 400V, 220V, 110Vおよび直流 (DC) 220V, 110V

所内回路の短絡容量は、起動変圧器、所内変圧器のインピーダンスを基に、電圧降下および電動機コントリビューションを考慮して詳細設計後に決める。

- (c) 所内電源設備として、高圧メタルクラッドスイッチギヤ (メタクラ) は、火力発電所構内の建屋共通動力電源あるいは全発電設備を運転するために必要な補機動力電源を供給する所内群の、2系統より構成される高圧系統の開閉装置である。

- (d) 高圧メタルクラッドスイッチギヤから更に動力変圧器を介し、低圧開閉装置へ電力を供給する。低圧開閉装置は、補機の容量区分 75kW~200kW程度を440Vパワーセンター、これ以下を440Vコントロールセンターとする。

- (e) 補機電動機以外の例えば照明、制御あるいは作業用電源装置として、低圧 (200V級、100V級) の分電盤が設置される。分電盤はノーフェーズブレーカを収納している。

- (f) 既設 3.4号ユニット運転のため所内電源 6 kVブスは遮断器を介して、起動トランス系統と接続するラインをつける。

## 6.15.2 制御設備

DCS制御システム採用の有効性を下記に示す。

### (1) DCS制御システム（DCS：Distributed Control System：分散制御）の必要性

- (a) 世界的すう勢として、火力プラントは脱石油化が推進され、新しく設置される火力の殆どが石炭燃焼、又はLNG（液化天然ガス）燃焼となって来た。
- (b) 限られた燃料を有効利用するため、特に燃料費が高い国においては、プラント高効率運転の要求が一層強くなって来た。
- (c) 火力プラントはブルガリアにとって電力事業を支える最大の柱であり、電力供給をする上で信頼性の確保は勿論、合理的運転員の配置、環境規制への対応、発電所運営の合理化などのニーズに対し努力しなければならない。
- (d) 火力プラントを長期に亘り、安定的な運転とするための寿命管理は、ボイラ・タービンの熱応力低減が大きな課題であり、応力監視は重要な項目である。
- (e) 石炭火力は、給炭機・クラッシャーを含む燃料系の応答遅れが大きいので、負荷要求に対して、少ない熱応力、小さい寿命消費で急速に、安定的にボイラとタービンが追従することを要求される。
- (f) プラントに要求される高い信頼性は、制御装置の信頼性の向上、プラント保全の容易化、デジタル技術のもつ固有信頼性の向上、冗長化によるコントロールシステム信頼性の向上、性能監視の異常診断による運用の向上により実現可能となる。
- (g) 自動制御化範囲の拡大、複雑な制御の実施、マンーマシン関係の向上、大量データの高速処理、運転状況のグラフィック化による監視・運転の容易化が可能となる。
- (h) このような火力プラントをとりまく諸情勢を考慮すると、プラント制御システムに要求される技術課題は、多面的かつ高度なものである。

### (2) DSC制御システムの機能

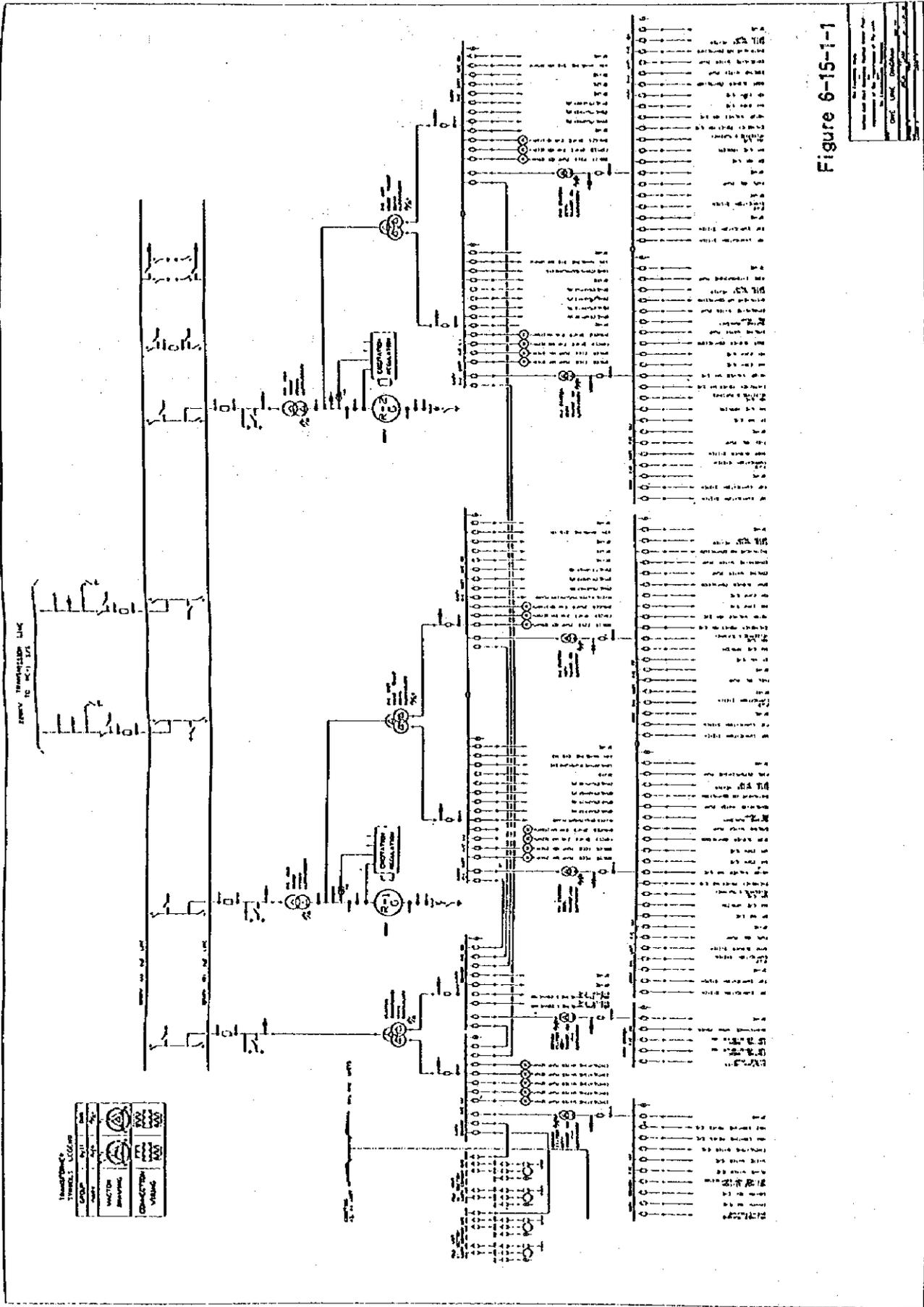
デジタル技術の高度化、多様化を Figure 6-15-2-1 に示す。従来の記録、監視、制御のそれぞれ対応する日誌作表、CRTによる監視情報の提示、自動化・計算機直接制御といった機能が、計算機関連技術の進歩を背景してプラント運転に係わる

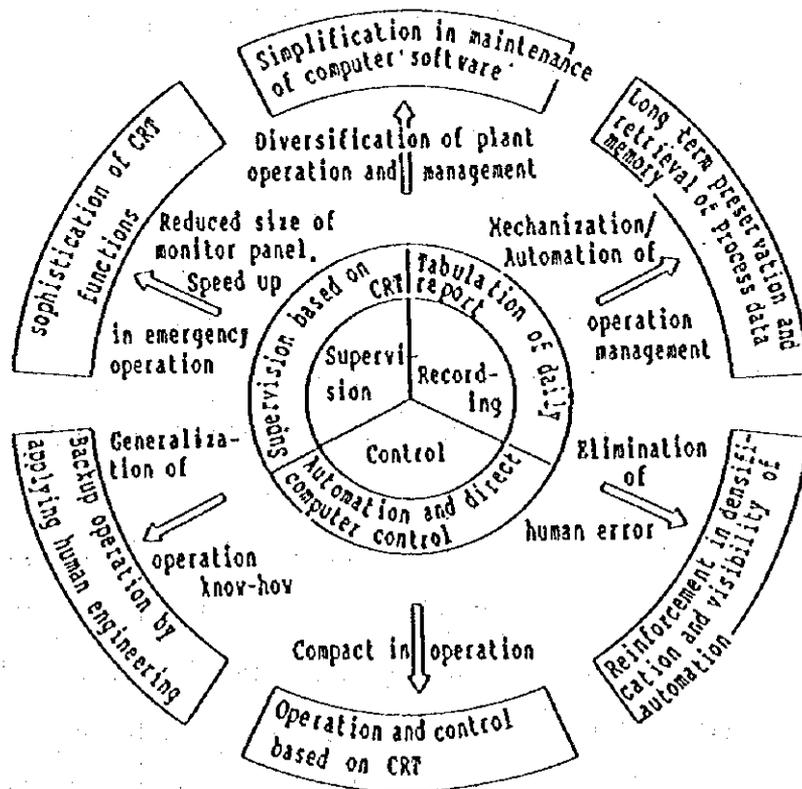
より高度な要求に対応し拡大してきた。特に下記の3項目は、従来のユニットDCSの機能にはない新たなものである。

- ① CRTによる運転操作（CRTオペレーション）
- ② 知識工学応用による運転支援
- ③ プラントデータの長期保存及びその検索・有効利用

### (3) プラント制御システムの構成

デジタル技術の進展に伴い、プラントの信頼性、制御システムの信頼性はともに上昇した。このデジタル技術はシステム毎に分散して設けた制御機能を統括して、全体を制御する分散制御システムを可能にした。分散した制御システムはネットワーク通信回線で結ばれ、全体として統括制御され、システムネットワーク（データウェイ）は2重化しかつ各 $\mu$ -Processorで構成されるモジュールも同期2重化システムとしている。





CRT: Cathode Ray Tube

Figure 6-15-2-1 SOPHISTICATION OF THE ROLES AND EXPANSION IN APPLLLICATION OF COMPUTER FOR THERMAL POWER PLANT

## 6.16 開閉所及び変電所設備

### (1) マリツァ・イースト第1火力発電所・屋外開閉所

屋外開閉所機器については、旧5号機、旧6号機用屋外機器跡地を利用して新設機器の据付を行うものとする。Figure 6-16-1 に単線結線図、Figure 6-16-2 及び 6-16-3 に機器配置図を示す。主な機器仕様は以下の通りとする。

- (a) 回路方式は、本計画の系統上における重要性を考慮し、供給信頼度の高い二重母線方式とする。
- (b) 主要変圧器及び起動用変圧器と並列用遮断器間は連絡架空線によって結ぶものとする。
- (c) 母線はアルミ線とする。
- (d) 遮断器はブルガリア側との協議によりガス遮断器とし、所要数量は発電機側3組、線路側2組、そしてブスタイ用1組とする。

定格事項はIEC標準品とし、定格電圧 245kV、定格電流 1,250A、定格遮断電流は20kAとする。

- (e) 遮断器は、ブルガリア国基準により全台共、設置開閉器付とする。

所要数量は発電機側6組、線路側6組、そしてブスタイ用2組とする。

定格事項はIEC標準品とし、定格電圧 245kV、定格電流 1,250Aとする。

- (f) 計器用変成器は、線路保護用、ブス保護用、変圧器保護用、そして計測用として、計器用変流器を12組、計器用変圧器を4組とする。仕様等については、保護方式、制御方式の検討が必要となる。
- (g) 屋外機器の保護用として避雷器を避電線側と変圧器側の2箇所に設ける。
- (h) 送電線保護方式は表示線保護方式とし、表示線を新たに発電所～変電所間に布設する。

### (2) マリツァ・イースト第1変電所（ガラボヴォ）

R1、R2機用の屋外機器は既設の屋外機器を撤去し、跡地に新設することとする。撤去範囲は避電線引込口から220kV母線引出口までとする。

Figure 6-16-4 に単線結線図、Figure 6-16-5 に機器配置図を示す。

主な機器仕様はマリツァ・イースト第1火力発電所・屋外開閉所と同様とする。

所要数量は、遮断器3組、断路器11組、計器用変流器6組、計器用変成器2組、そして線路側に避雷器を2組とする。

### (3) 送電設備

#### (a) 送電設備の概要

マリツァ・イースト第1火力発電所周辺の送電系統図を Figure 6-16-6 に示す。また、送電線ルート図を Figure 6-16-7 に示す。

旧5号機、6号機停止以前の送電設備は、4ルート6回線であり、送電線は全て発電所から約5km離れたガラボヴォ変電所に接続している。

4ルートのうち3ルート(1号機～旧5号機用送電線)は発電所からロソフクラネツ湖を直進し、変電所と接続している。残りの1ルート(旧6号機用送電線)は発電所からみて湖の右岸側を経由して、変電所と接続している。

1号機～4号機に接続している送電線の電圧は110kV、旧5号機、旧6号機に接続している送電線の電圧は220kVである。

旧5号機、旧6号機停止以後、発電所出口とガラボヴォ変電所入口にて接続変更が行われ、現在の送電線運用は以下の通りとなっている。

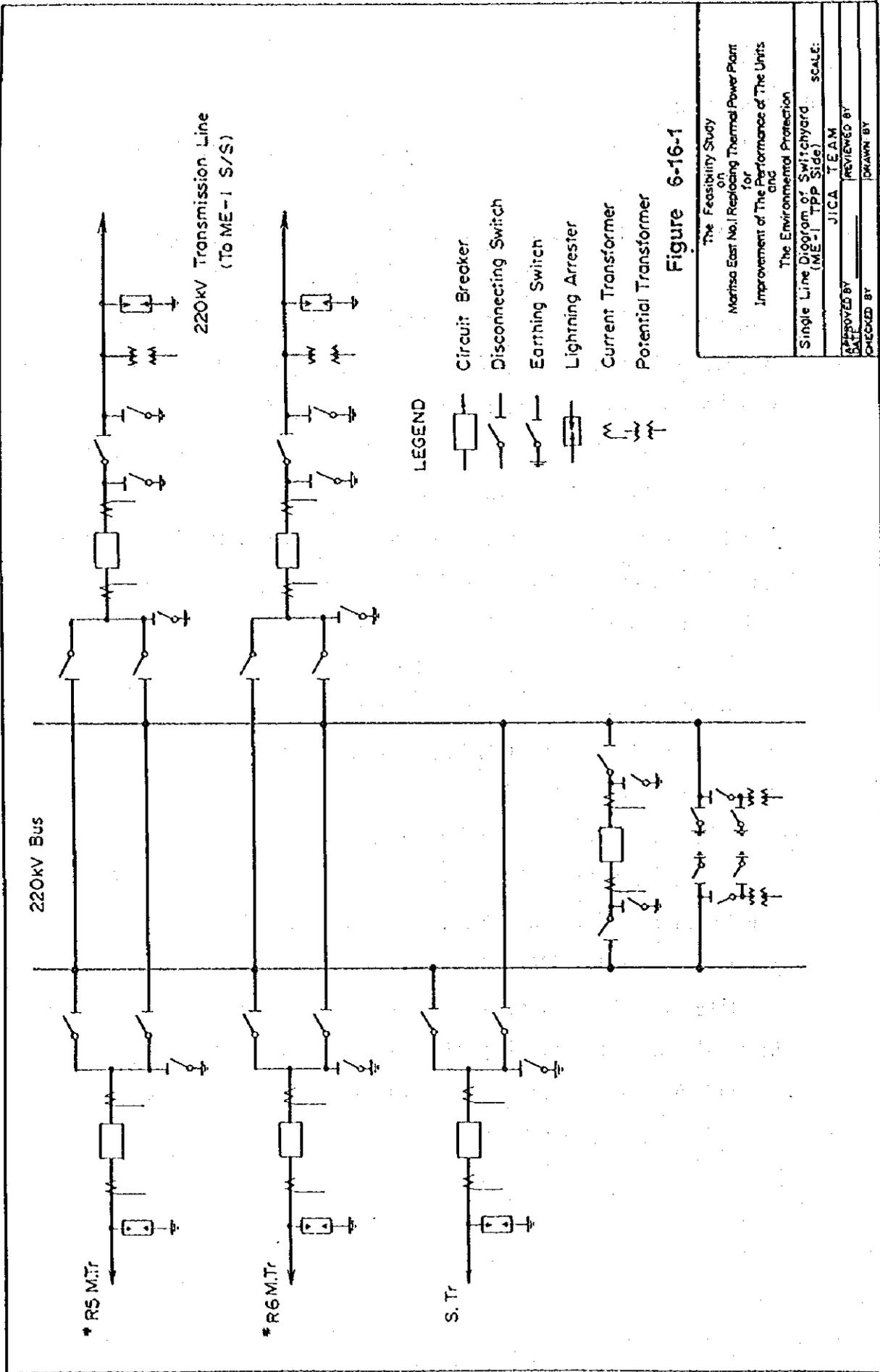
- 1号機用送電線 → 1号機用送電線使用
- 2号機用送電線 → 3号機用送電線使用
- 3号機用送電線 → 旧5号機用送電線使用
- 4号機用送電線 → 旧6号機用送電線使用
- 5号機用送電線、4号機用送電線 → 休止中

#### (b) 5号機、旧6号機再建後の送電線の運用について

旧5号機、6号機用送電線をそのまま再利用するものとする。しかしながら、送電線設備は建設後、約35年が経過している上に、保守管理状況があまりよくないため、全般的に状態は良くない。

具体的には、碍子の汚れ、地線が途中切断している部分などがあり、特に、旧第6号機用送電線鉄塔数基の基礎部の状態はかなり悪い。

このため、再利用にあたっては、基礎部の詳細な調査、碍子取替え、地線の架設などの補修作業が必要である。



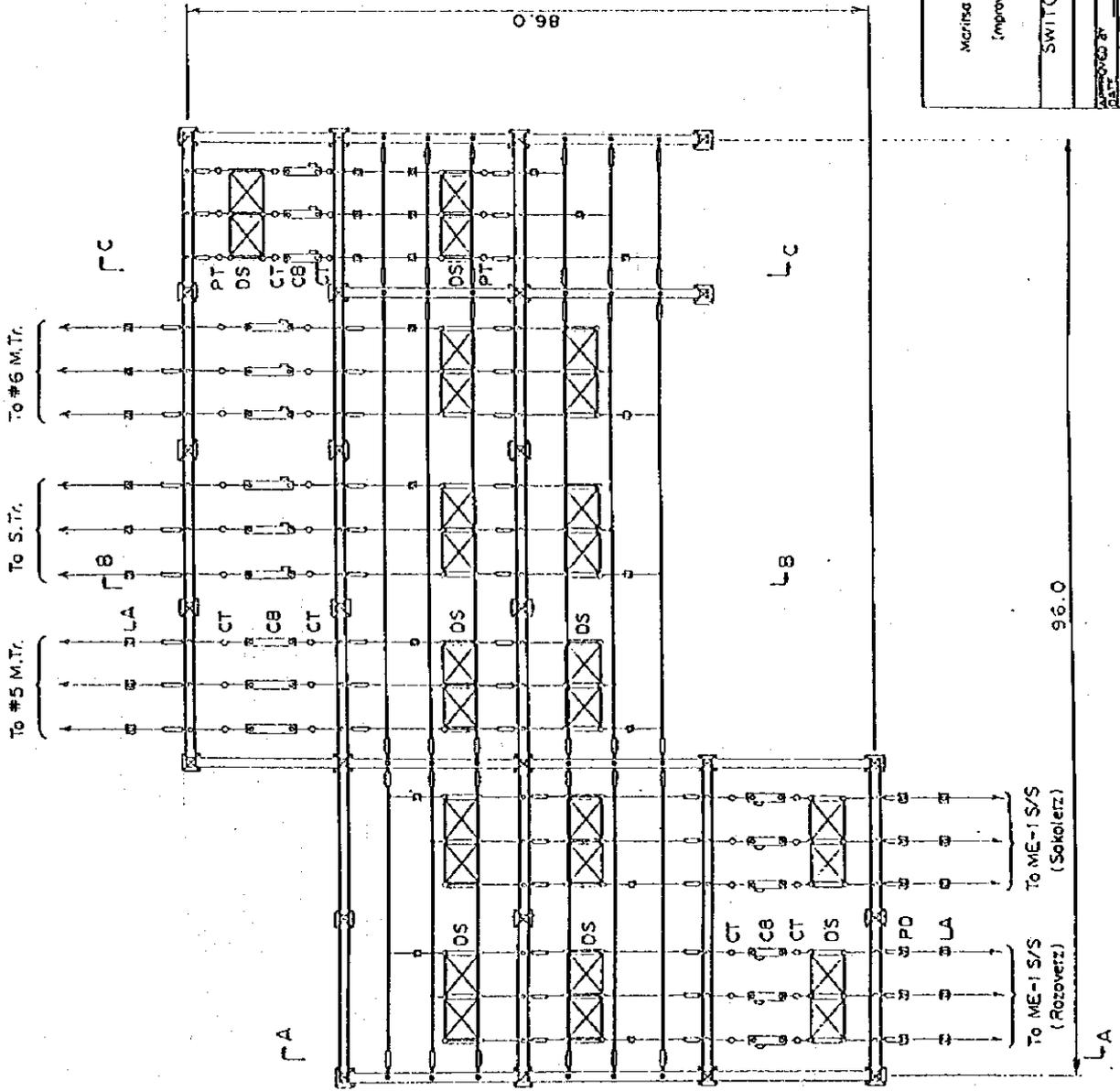


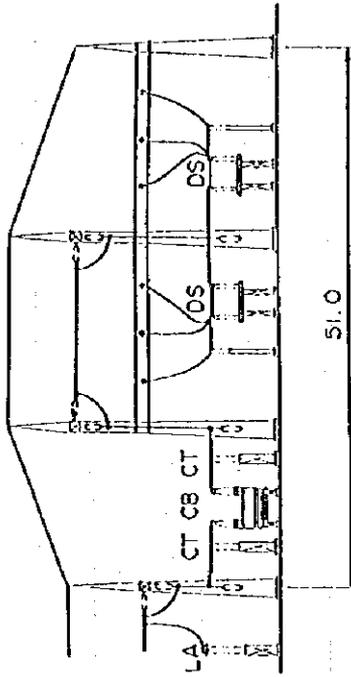
Figure 6-16-2

The Feasibility Study  
 on  
 Replacing Thermal Power Plant  
 for  
 Improvement of The Performance of The Units  
 and  
 The Environmental Protection

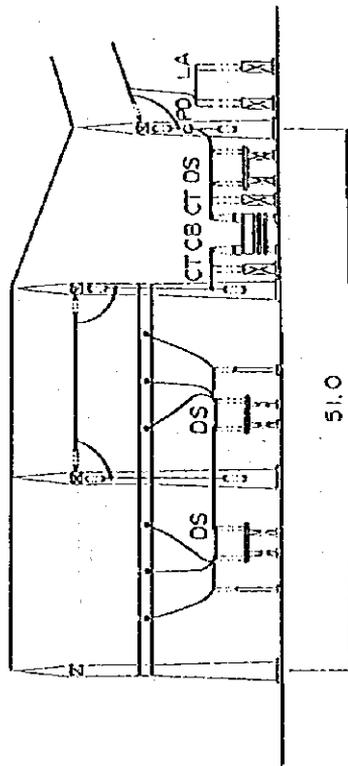
SWITCHYARD PLAN  
 (ME-1 TPP Side) SCALE:

DESIGNED BY JICA TEAM  
 CHECKED BY  
 REVIEWED BY  
 DRAWN BY

SECTION B-B



SECTION A-A



SECTION C-C

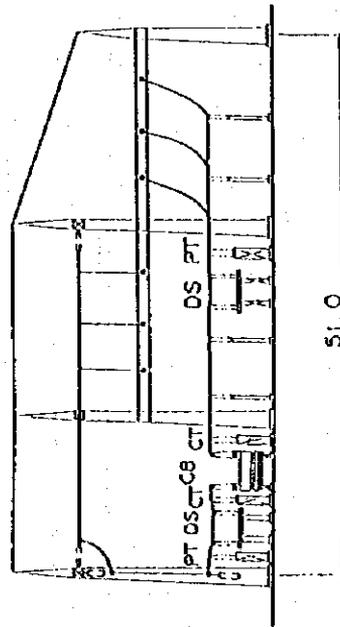
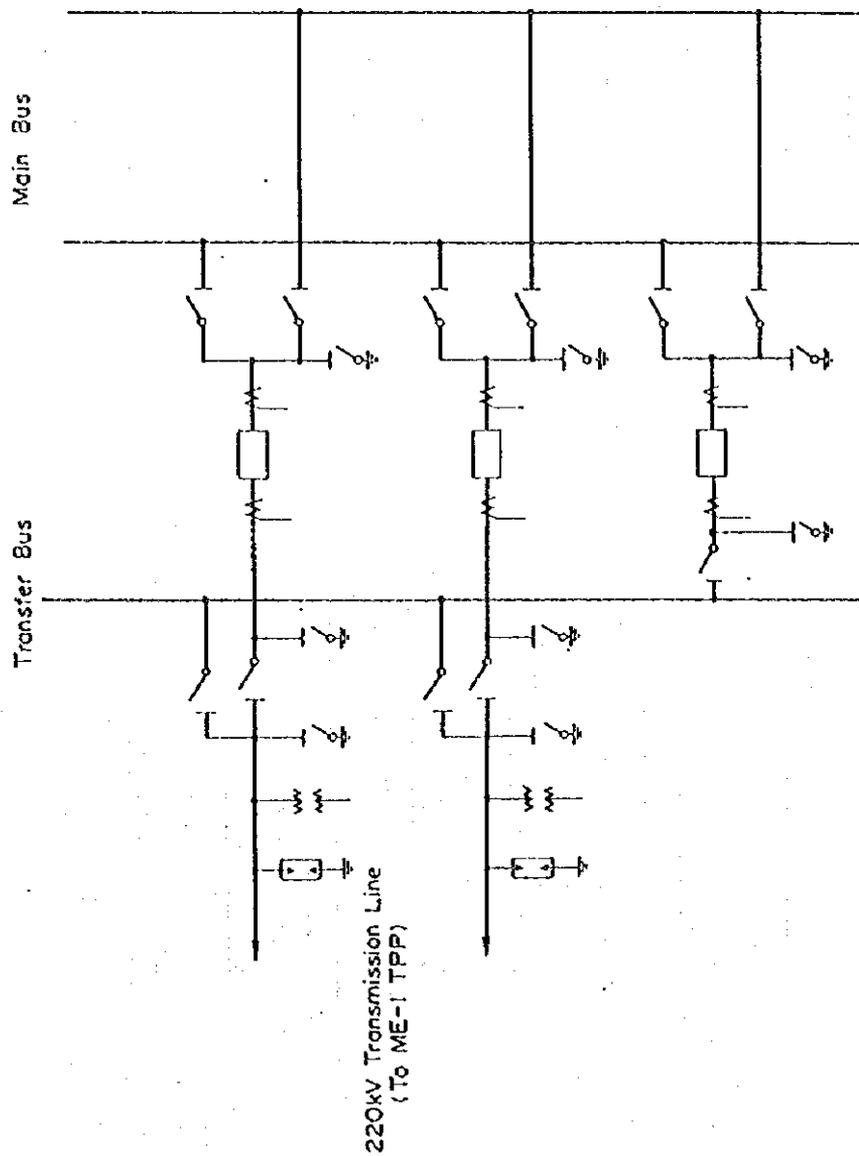


Figure 6-16-3

The Feasibility Study on Morrisa East Not Replacing Thermal Power Plant for Improvement of The Performance of The Units and The Environmental Protection	
SWITCHYARD SECTION (ME-1 Top Side)	
SCALE:	JICA TEAM
APPROVED BY	DRAWN BY
CHECKED BY	DATE



LEGEND

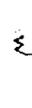
-  Circuit Breaker
-  Disconnecting Switch
-  Earthing Switch
-  Lightning Arrester
-  Current Transformer
-  Potential Transformer

Figure 6-16-4

The Feasibility Study	
Moritso East No.1 Replacing Thermal Power Plant	
for	
Improvement of The Performance of The Units	
and	
The Environmental Protection	
Single Line Diagram of Switchyard	
(ME-1 S/S Side)	
SCALE:	JICA TEAM
DESIGNED BY	REVIEWED BY
CHECKED BY	DRAWN BY

SECTION A - A

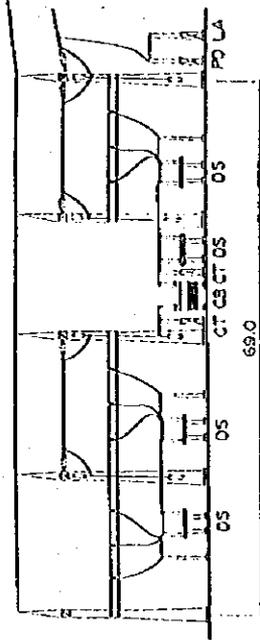
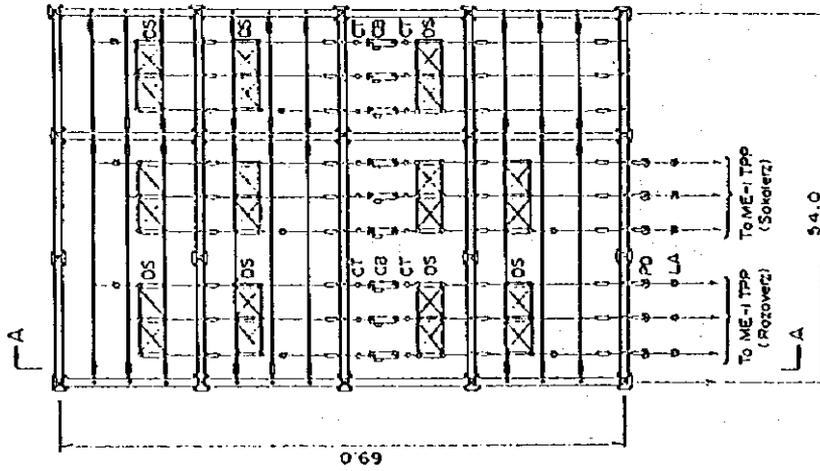


Figure 6-16-5

The Feasibility Study	
ON	
Meritsa East No.1 Replacing Thermal Power Plant	
or	
Improvement of The Performance of the Units	
and	
The Environmental Protection	
PLAN OF SWITCHYARD	
(ME-1 S/S Side)	
SCALE	
JICA TEAM	
DESIGNED BY	REVIEWED BY
DATE	DATE

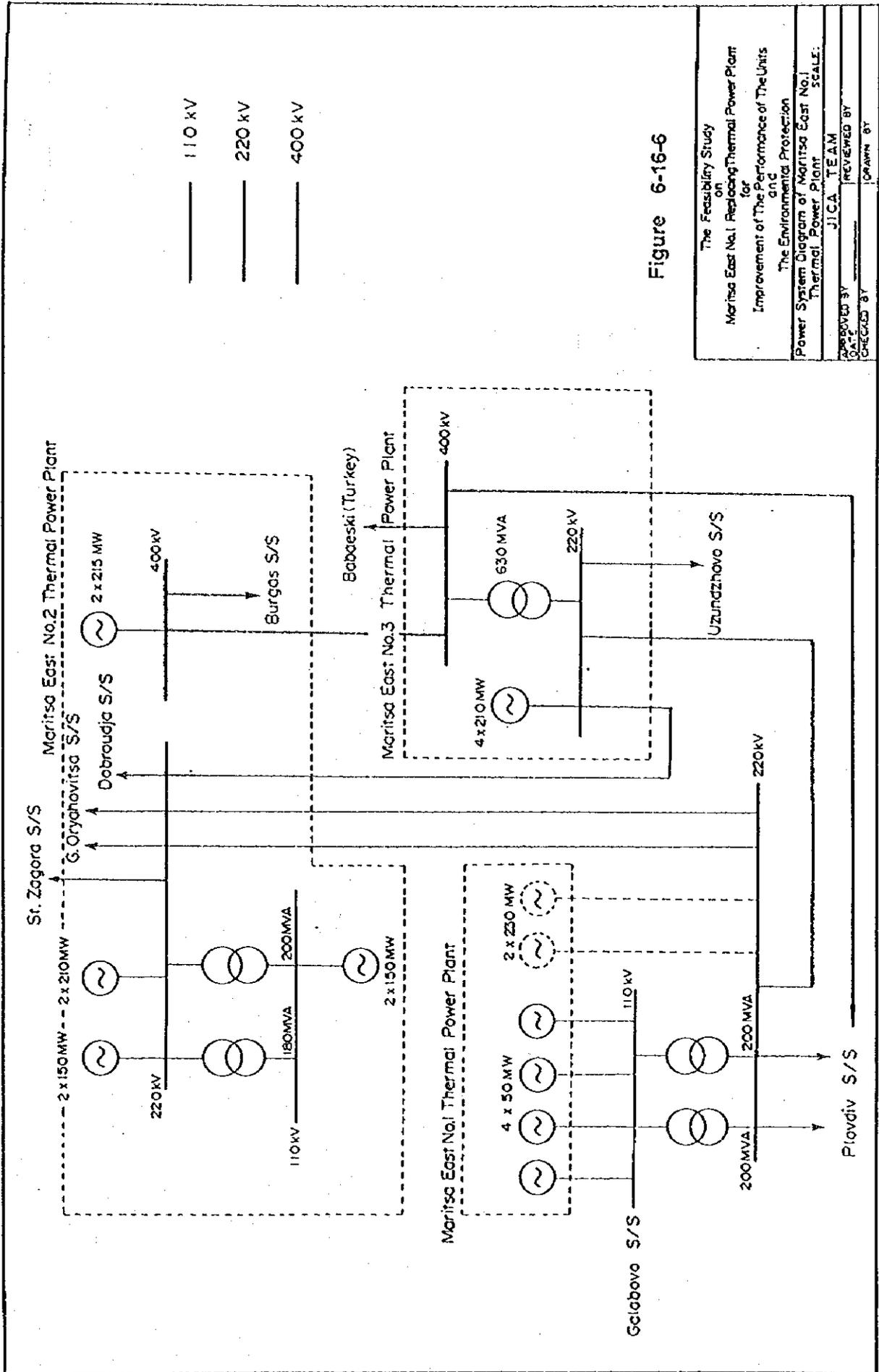


Figure 6-16-6

The Feasibility Study on Maritsa East No.1 Replacing Thermal Power Plant for Improvement of The Performance of The Units and The Environmental Protection	
Power System Diagram of Maritsa East No.1 Thermal Power Plant SCALE:	
APPROVED BY	JICA TEAM
DATE	REVIEWED BY
CHECKED BY	DRAWN BY

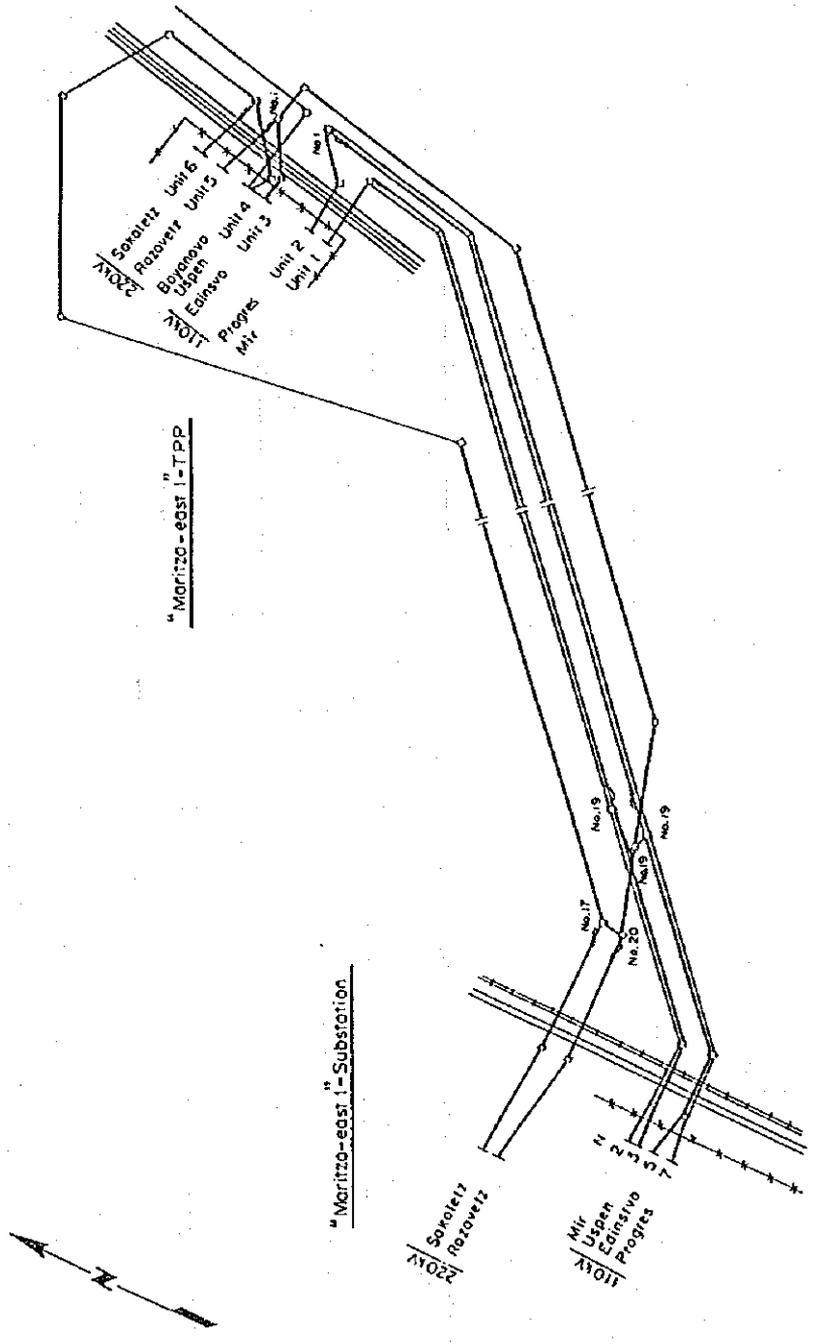


Figure 6-16-7

The Feasibility Study  
 on  
 Moritso East No.1 Replacing Thermal Power Plant  
 for  
 Improvement of The Performance of the Units  
 and  
 The Environmental Protection

TRANSMISSION LINES ROUTE OF  
 ME-1 - TPP SCALE:

APPROVED BY JICA TEAM

REVIEWED BY

DRAWN BY

## 6.17 建築物及び煙突

### 6.17.1 建築物

#### (1) 検討条件

建築物の規模、形状、構造を決定するために、機器の配置などの条件を検討した。

#### (2) 検討結果

- 各建物の規模、構造については、Table 6-17-1 にまとめた。
- タービン室、ボイラー室の図面は Figure 6-17-1~4 にまとめた。
- 今回計画のうち重量建築物は、地表面より深さ約10m以深の固結シルト層に直接支持させるものとする。軽量建築物は、上層のN値15程度の砂層に直接支持させるものとする。
- 地震力Qは計算によると、次式の値となる。

$$Q = (0.081 \sim 0.142) \times W \quad (W : \text{建物重量})$$

### 6.17.2 煙突

#### (1) 検討条件

煙突の形状を決定するために、排出ガスの条件を検討した。

#### (2) 検討結果

- 内筒を2本設け、外力に対しては、鉄筋コンクリート造の外筒で抵抗する構造とした。
- 地業は、地盤調査の結果より、地表面より約10mの深さの固結シルトに直接支持させるものとする。
- 代表的な煙突の図面を Figure 6-17-5 に示した。

#### (3) 計画実行に伴う考慮事項

- 煙突直下での地盤調査を行い、地業を決定する必要がある。

Table 6-17-1 建築物リスト (基礎リストを含む)

名 称		数	構造	幅	長さ	高さ	備 考
I. 建築物リスト							
1	タービン室	1	S	50.2	154.2	26.8	ディレータを含む
2	ボイラー室	2	S	66.0	57.0	70.0	バンカー、ヒーターを含む
3	中央操作室	1	S	24.5	43.9	17.5	2階建て
4	貯炭場上屋	1	S	260.0	355.0	38.0	
5	石灰石貯蔵上屋	1	S	53.0	355.0	32.0	
6	トリッパー建屋	1	S	5.0	280.0	13.0	
7	灰処理制御室	1	RC	21.0	26.0	12.0	2階建て
8	石炭・石灰石運搬制御室	1	RC	20.0	20.0	12.0	2階建て
9	純水装置室	1	S	29.0	39.0	13.0	2階建て
10	排水処理室	1	RC	20.0	30.0	13.0	2階建て
11	水素発生装置室	1	RC	4.0	6.0	5.0	屋根は鉄骨
II. 基礎リスト							
1	EP基礎	2		34.0	23.0	t=1.2	
2	トランス基礎(R1)	1		10.0	30.0	t=2.0	主変、所変、起変
	トランス基礎(R2)	1		10.0	20.0	t=2.0	主変、所変
3	煙道基礎	18		5.0	1.6	t=1.0	L=90m @5m
4	FDF基礎	4		5.5	10.0	t=1.5	
5	IDF基礎	4		5.5	10.0	t=1.5	
6	アッシュストレージサイロ基礎	1		19.0	37.0	35.3	RC架構 (2層)
7	アッシュトランジットタンク基礎	1		19.0	37.0	29.3	RC架構 (2層)
8	アッシュローディングサイロ基礎	1		19.0	37.0	32.3	RC架構 (2層)
9	コンベヤー基礎 (石炭)	125		4.8	1.8	t=1.0	L=1, 250m @10m
	コンベヤー基礎 (石灰石)	30		4.8	1.8	t=1.0	L=300m @10m (240mは既設地下洞道)
10	パイプラック基礎(灰)	120		4.8	1.8	t=1.0	L=1, 200m @10m
11	純水装置基礎	1					一式
12	排水処理設備基礎	1					一式



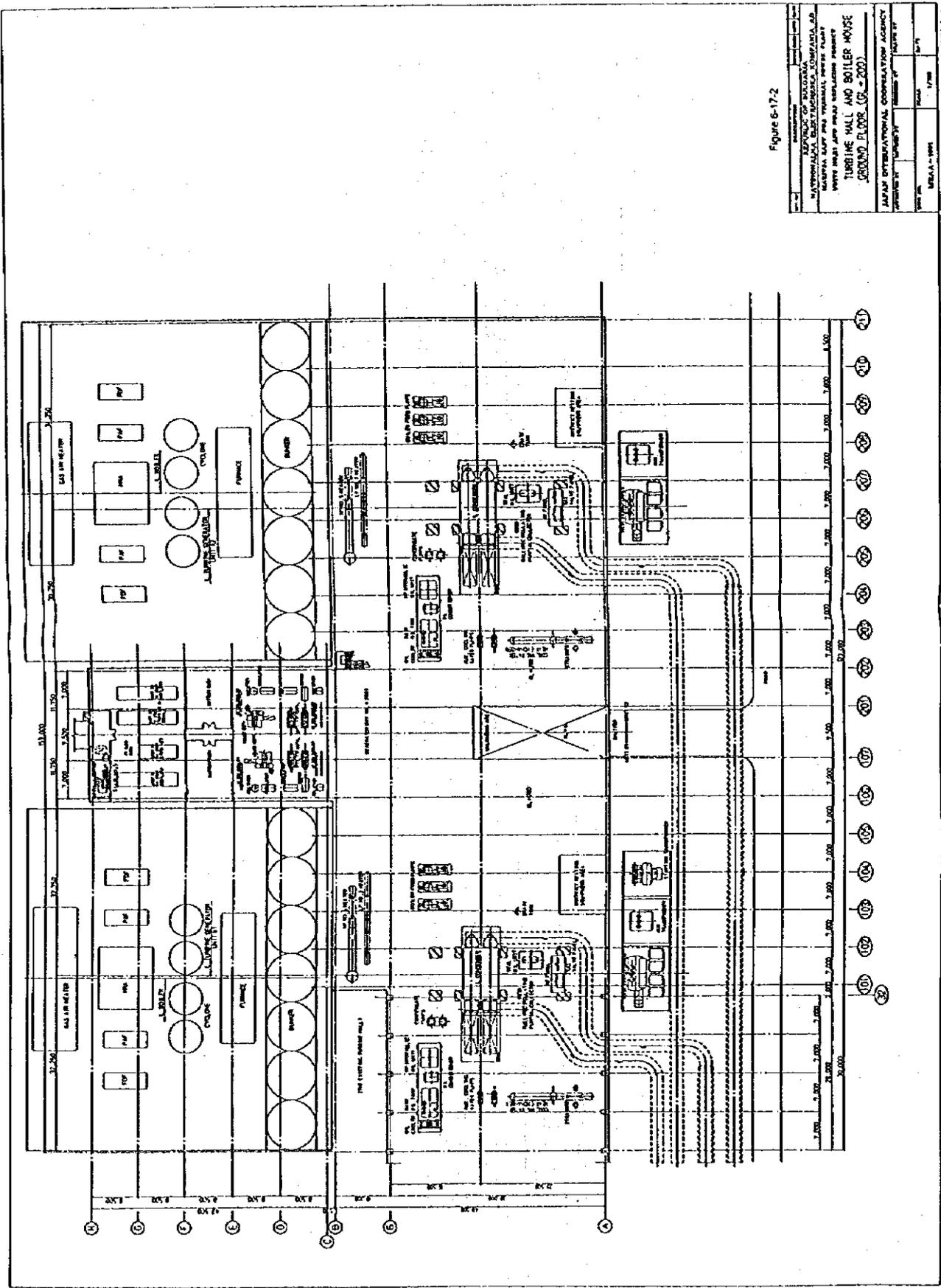


Figure 6-17-2

PROJECT NO.	17-1
DATE	1/78
SCALE	1/8" = 1'-0"
DRAWN BY	W. J. H. / J. H. S.
CHECKED BY	W. J. H. / J. H. S.
APPROVED BY	W. J. H. / J. H. S.
PROJECT TITLE	TURBINE HALL AND BOILER HOUSE SECOND FLOOR (S. 200)
CLIENT	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
LOCATION	OSAKA UNIVERSITY
PROJECT NO.	17-1
DATE	1/78
SCALE	1/8" = 1'-0"
DRAWN BY	W. J. H. / J. H. S.
CHECKED BY	W. J. H. / J. H. S.
APPROVED BY	W. J. H. / J. H. S.
PROJECT TITLE	TURBINE HALL AND BOILER HOUSE SECOND FLOOR (S. 200)
CLIENT	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
LOCATION	OSAKA UNIVERSITY

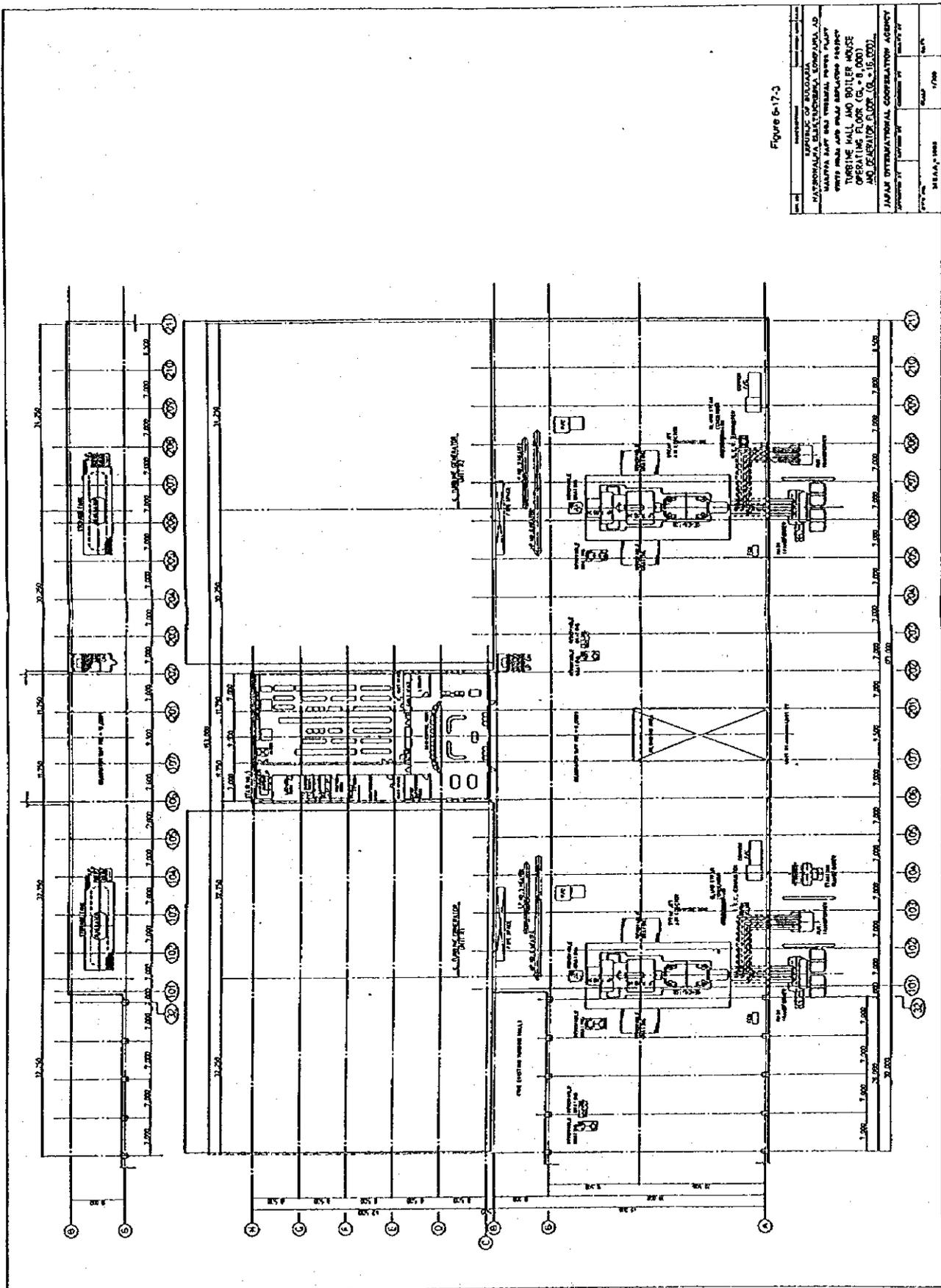


Figure 6-17.3

PROJECT:	MAKASSAR INTERNATIONAL COGENERATION PLANT
CLIENT:	MAKASSAR INTERNATIONAL COGENERATION PLANT
DESIGNER:	MAKASSAR INTERNATIONAL COGENERATION PLANT
DATE:	1998
SCALE:	1/50
PROJECT NO.:	MAKASSAR-1998
DESIGNER NO.:	MAKASSAR-1998
DATE OF ISSUE:	1998
DATE OF REVISION:	1998
DATE OF APPROVAL:	1998
DATE OF CLOSURE:	1998
DATE OF COMPLETION:	1998
DATE OF AS-BUILT:	1998
DATE OF FINAL:	1998

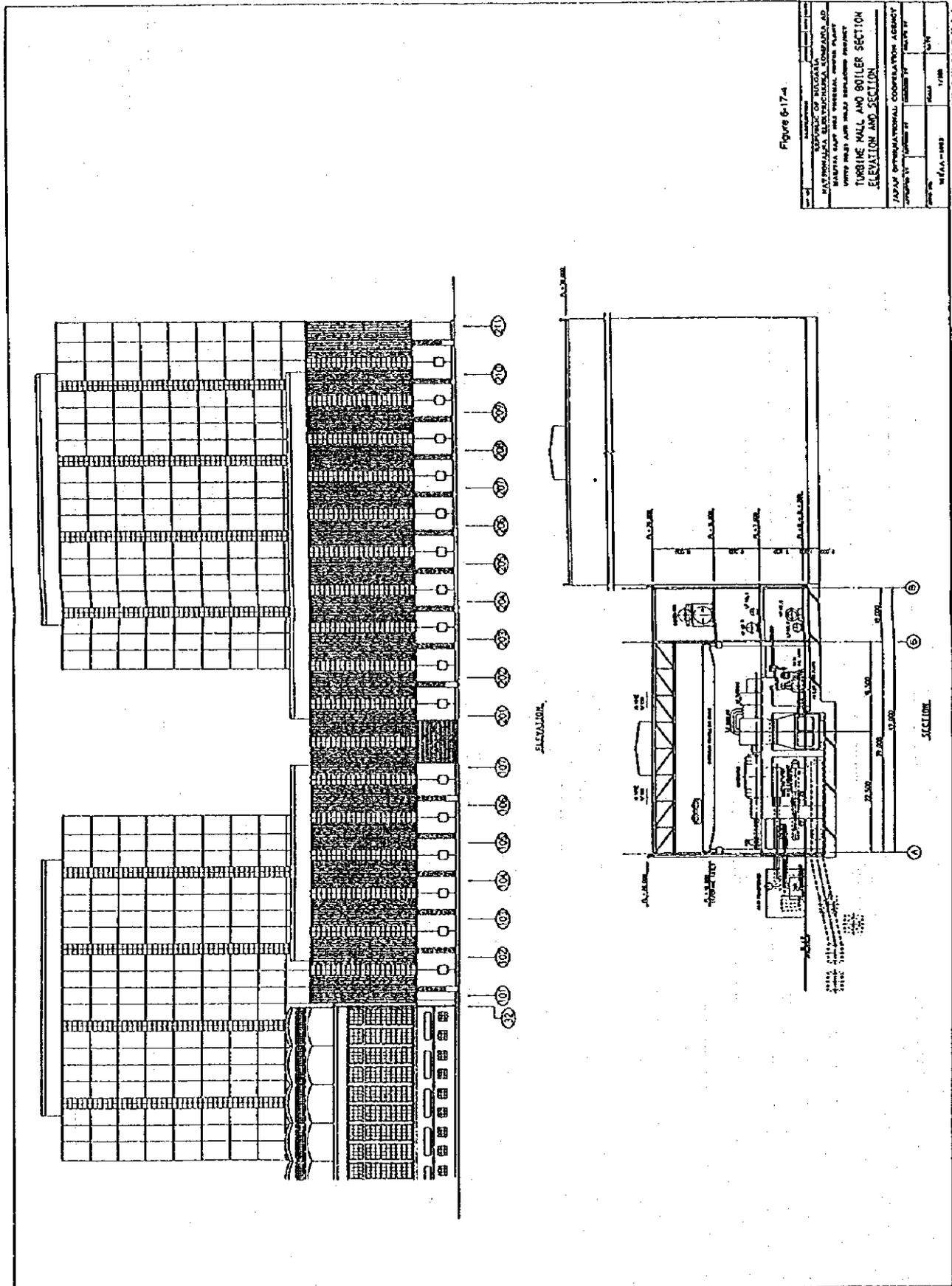


Figure 6-17-4

REPUBLIC OF BURUNDI		DATE: 1984	
NATIONAL ELECTRICAL COMMISSION		SCALE: 1/200	
BUREAU DE RECHERCHES ET D'ETUDES ELECTRIQUES		SHEET NO: 1/10	
<b>TURBINE HALL AND BOILER SECTION ELEVATION AND SECTION</b>			
JAMAF INTERNATIONAL CORPORATION, AGENT		PROJECT NO: 1000	
ADDRESS: 1000		CITY: KIGALI	

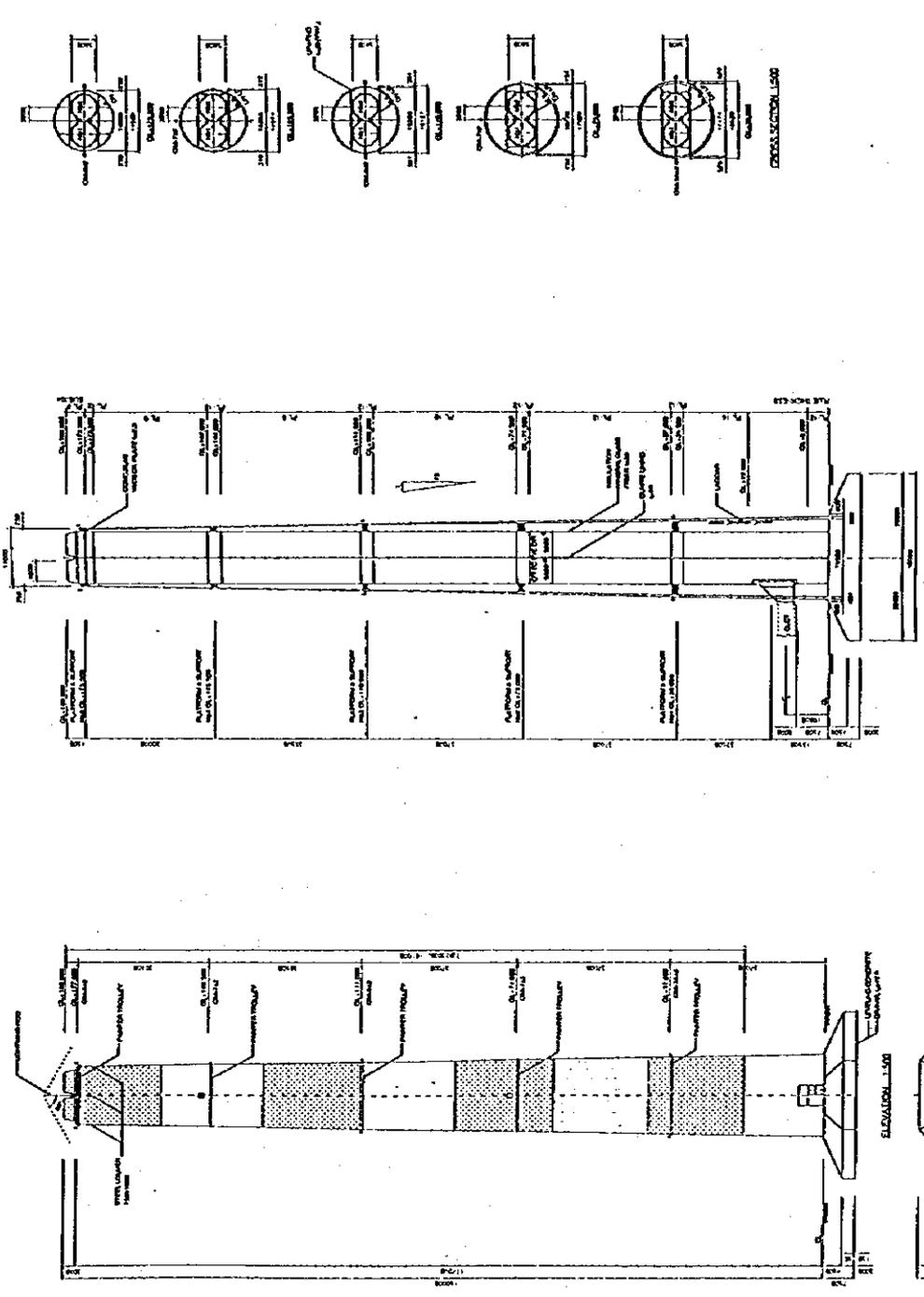


Figure 6-17.5

Project No.	11500
Sheet No.	11500-1
Scale	1/4" = 1'-0"
Author	J. H. ...
Checked	J. H. ...
Date	...
Project Name	...
Client	...
Contract No.	...
Revision	...
Notes	...

## 第7章 施工計画

## 第7章 施工計画

### 7.1 契約形態

#### 7.1.1 契約形態の基本的考え方

契約の形態及びプロジェクトの実施部隊の組織を明確に確立しておくことは非常に重要なことで、プロジェクトの起案の時点で契約形態の方針を定めそれをよく理解しておくこと、その後の計画が円滑に進められる。

まず、プロジェクトの実施にはプロジェクトの所有者と契約者とはその立場において厳格に峻別されなければならない。

従って、契約者の立場のものは部分的であっても、所有者の立場に立ったり代行する立場に立ったりすることは許されない。

しかし、所有者側に十分な数の人材が不足したり、技術や資金調達上の経験などが不十分な場合は、所有者は外部よりコンサルタントを雇用してその不足分を補うことが出来る。

ブルガリアの電力庁（NEK）の場合は通常大きなプロジェクトを実施する場合はPIU（Project Implementation Unit）という一種のタスク・フォース（Task Force）が作られ、NEKを代表してプロジェクトマネジメントを実行するシステムがある。

#### 7.1.2 契約の区分け

- (1) 契約の区分けは大きく分けて2種類ある。一つは発電プラントを全て一括して一つの組織に発注する方式（これは Full Turn Key Contract と称する）で、もう一つは全業務、供給を複数の契約に分ける方式である（これは Separate Contract と称する）。
- (2) 前者は責任の所在が一つであるため、所有者としては唯一の組織のみをコントロールしていればよいため、所有者にとっても極めて楽なやり方といえる。但し、1組織で何もかも一流の製品を安く作れる企業は存在しないので必ずしも優秀で安い機器や新しい技術の導入は期待されないし、高いものにつくことが多い。
- (3) 後者は責任の所在が多数あるため、それぞれをうまくコントロールすると同時に、各契約間の技術上のインターフェイスや業務のコーディネーションに多大の労力を費やす必要があり、またそれ相応の管理能力と技術力が要求される。但し、世界中

から品質がよくて安い物を選択し、購入できる。

(4) 従って、プロジェクトの性格、要求されている事項、国情、所有者の能力経験、金額、建設期間などを有機的、総合的に考慮して、契約は次の4つのアイランド（島）に区分けするのが適当と判断される。

(a) ボイラ・アイランド

(b) タービン・アイランド

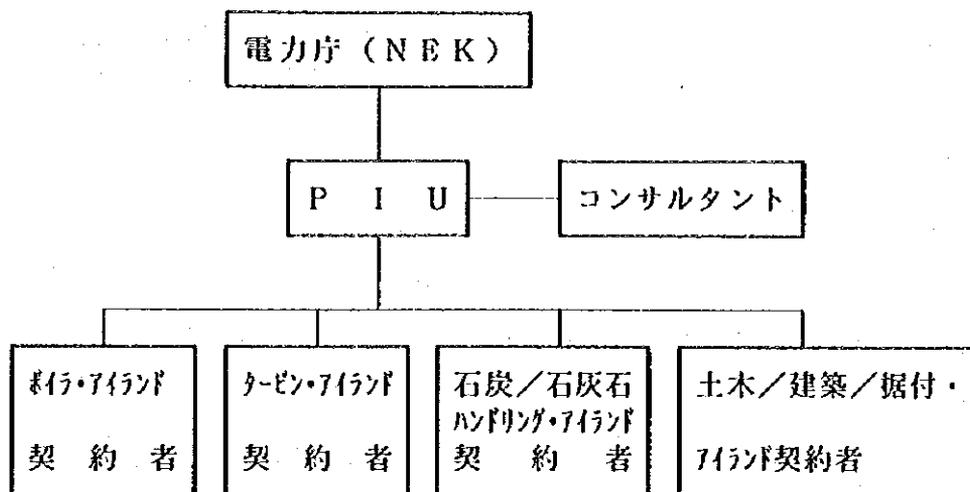
(c) 石炭／石灰石ハンドリング・アイランド

(d) 土木／建築／据付・アイランド

上記の(a)～(c)迄は該当する機器の供給と据付・試運転指導員の派遣を含み、(d)は(a)から(c)までの全ての土木、建築、据付工事を含むものとする。

尚、コンサルタントには、基本的には資金調達、入札、評価、契約折衝、プロジェクトの実施、性能試験等上でのエンジニアリング・サービスとアドミニストレーション／コマーシャル・サービスが期待される。

以上を総合して図式化すると、次のようになる。



### 7.1.3 各アイランドの役割・任務及び供給範囲

各アイランドの役割・任務及び供給範囲は概略次の通り。

#### (1) ボイラ・アイランド

ボイラ及び全ての関連補機器、計装・制御装置、ボイラ鉄骨、灰捨場迄の灰処理装置。計装・制御に関しては他のアイランドとのインターフェイスの取りまとめ業務も含む。

#### (2) タービン・アイランド

タービン及び全ての関連補機器、熱供給設備、計装・制御装置、電気設備、緊急用ディーゼル発電機、水処理、排水処理、開閉所、送電線・変電所（限定された範囲の）

#### (3) 石炭・石灰石ハンドリング・アイランド

鉄道の引込み線、石炭貨車の荷卸し装置、スタッカー、リクレーマー、粉碎機、ベルト・コンベアー等を含む石炭ハンドリング設備。

トラックにて搬入されてきた石灰石の受入れ以降の石灰石ハンドリング設備。

#### (4) 土木／建築／据付・アイランド

上記3つのアイランドに関連する、並びにそれらに直接関連しなくとも敷地内で再建プロジェクトに直接関連するすべての土木、建築、据付業務。現地に車上渡しされた機材の荷卸し、保管作業。

既設設備の撤去工事、撤去後の敷地のレベリングは含まない。

## 7.2 建設工程

本建設工程を作成するに当たって、特にクリチカル・パスとなる以下の点に注目する必要がある。

- (1) 予算措置に要する期間
- (2) コンサルタント選定及びコンサルタントの業務内容
- (3) 基本設計及び詳細設計並びに入札仕様書の作成期間
- (4) 入札の評価及び発注までの期間
- (5) 上物から提出されるL/D (Loading Data) に基づくCivilの設計期間
- (6) 承認申請書のチェック及び承認に要する期間
- (7) Siteでの工程管理、施工管理及び安全管理体制の構築
- (8) 試運転及び調整期間

以上の項目の内、(1)~(2)については、NEKの効率性ある業務推進に期待されるところが大きい。また、(3)~(8)については、実力のある誠実で強力なコンサルタントが選択されることが重要である。

上記の点を踏まえて、過去の同規模の計画と実績から建設計画を策定すると次の通りである。(Figure 7-2-1)

(1) フィージビリティ・スタディ終了	1996年8月末
(2) 予算措置終了	1997年6月末
(3) コンサルタント選定終了	1997年1月初
(4) 基本設計・詳細設計及び入札仕様書作成終了	1997年8月末
(5) 入札評価終了及び発注	
• Civil	1998年4月初
• Boiler, Turbine, C/H	1998年6月初
(6) Civil 工事開始	1998年4月初
(7) 機器据付開始	1999年8月初
(8) ボイラ水圧テスト	2000年9月初
(9) 受電及び試運転開始	2000年12月初
(10) ボイラ火入れ	2001年4月初
(11) 発電機初併入	2001年7月初
(12) 営業運転開始 (R-1 unit)	2001年10月初

但し、R-2 unitの営業運転開始は、6ヶ月のIntervalとする。

建設工程を検討するにあたり、下記項目を考慮した。

- (1) 営業運転開始は、需給バランス等から、2001年初頭の出来る限り早い時点とした。
- (2) R-1とR-2の据付工程は、技術面および経済性から6ヶ月のIntervalとした。  
このことにより、建設時の機材搬入及び据付要員のピークを低く抑えることが出来る。
- (3) ボイラ水圧テスト時期は、ボイラ材質の低温脆性を招く厳寒期を避けることとした。
- (4) 循環水ポンプ及び取水路・放水路の切替え工事による既設プラントの負荷抑制と停止期間は、可能な限り短くすることを考慮した。
- (5) 冬期間も夏期間と同様に据付工事は可能とした。  
但し、厳寒期の作業能率低下については考慮する必要がある。

Figure 7-2-1 MARITSA EAST NO. 1 REPLACING POWER PLAN [Unit R-1 & R-2] IMPLEMENTATION SCHEDULE

- 1. INITIAL TRNG
- 2. STAKE ADJUSMENT
- 3. SYNCHRONIZATION
- 4. CONSTRUCTION OF RELIABILITY RSN
- 5. CONDUCTION OF OPERATION

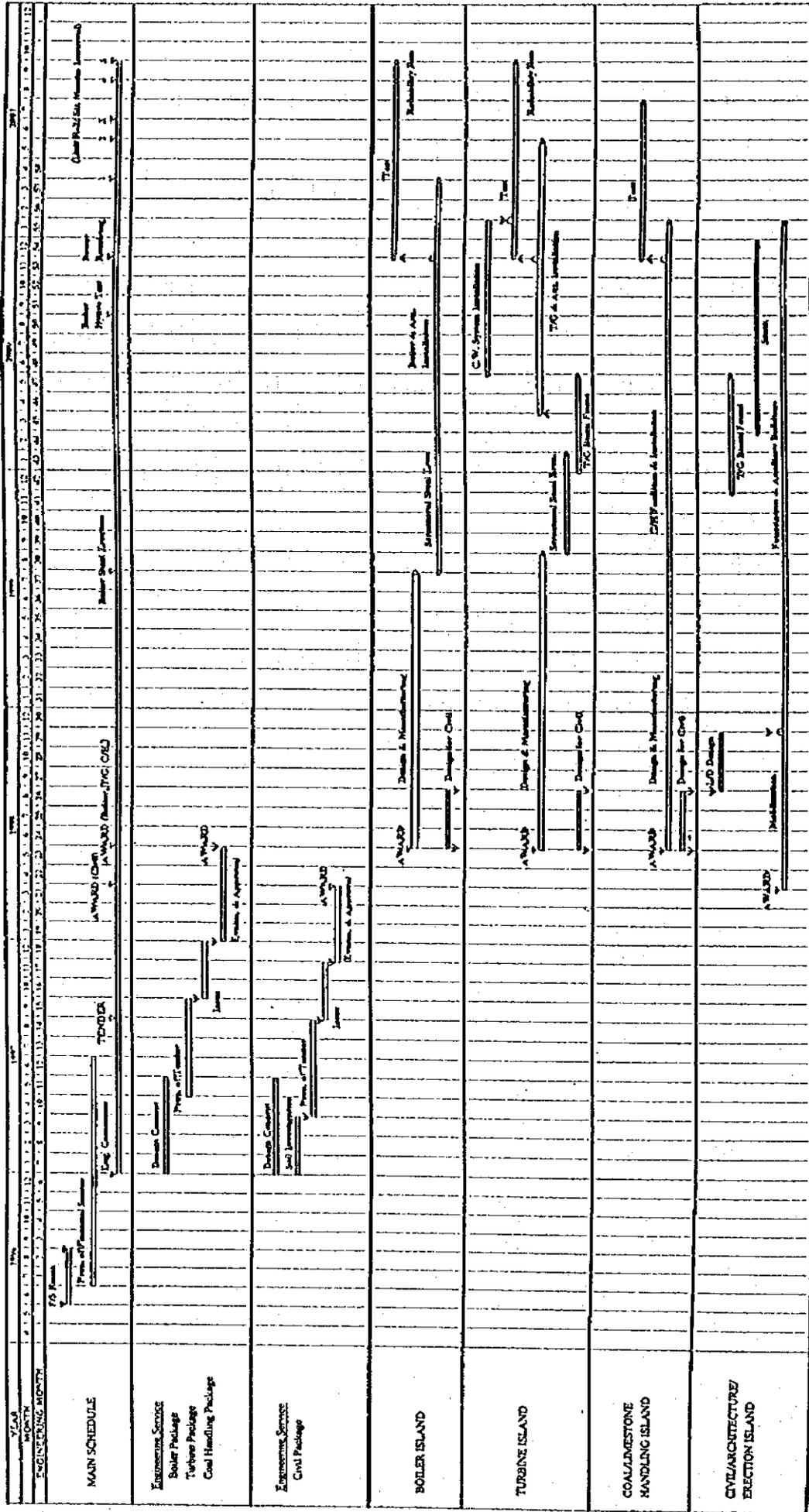
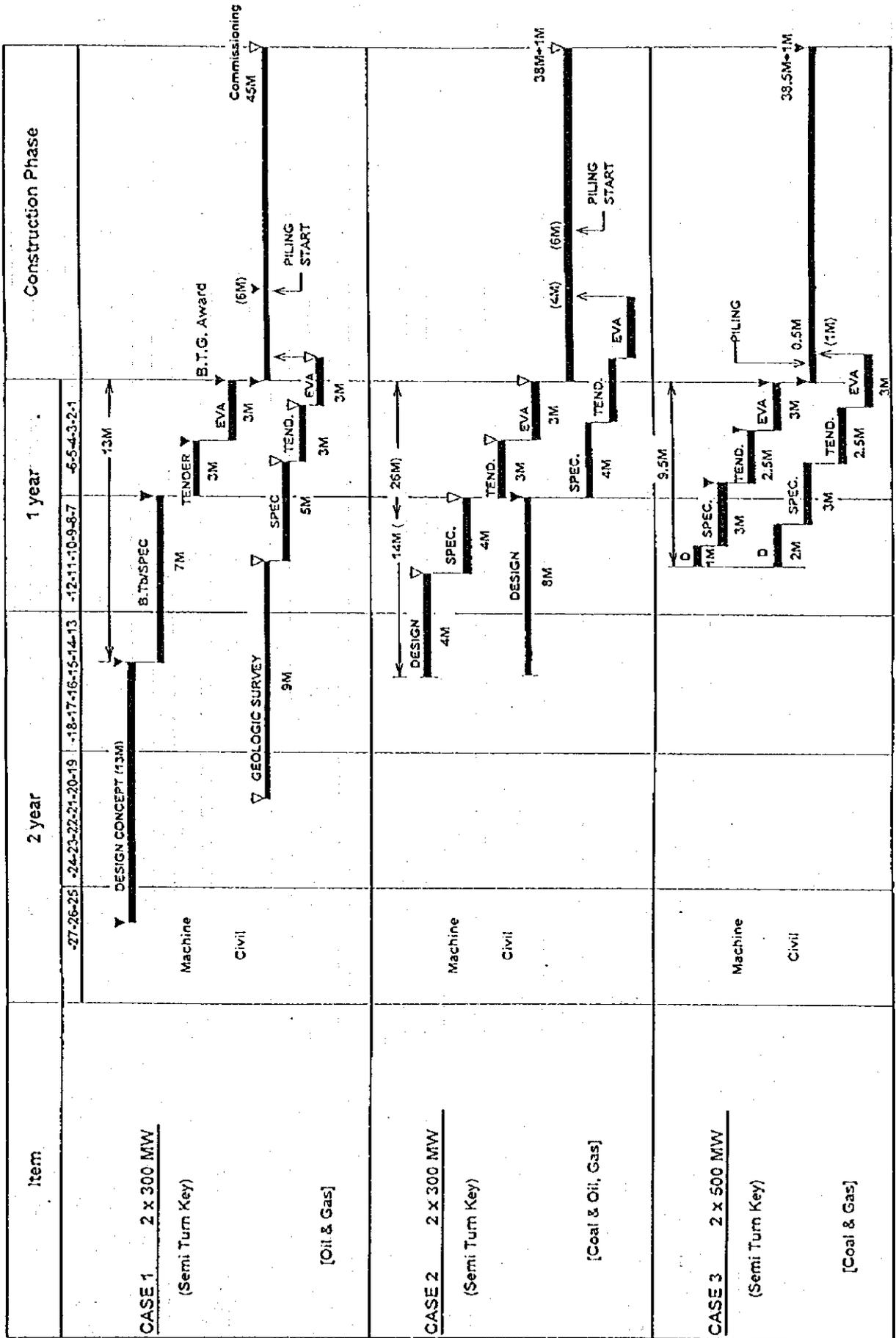
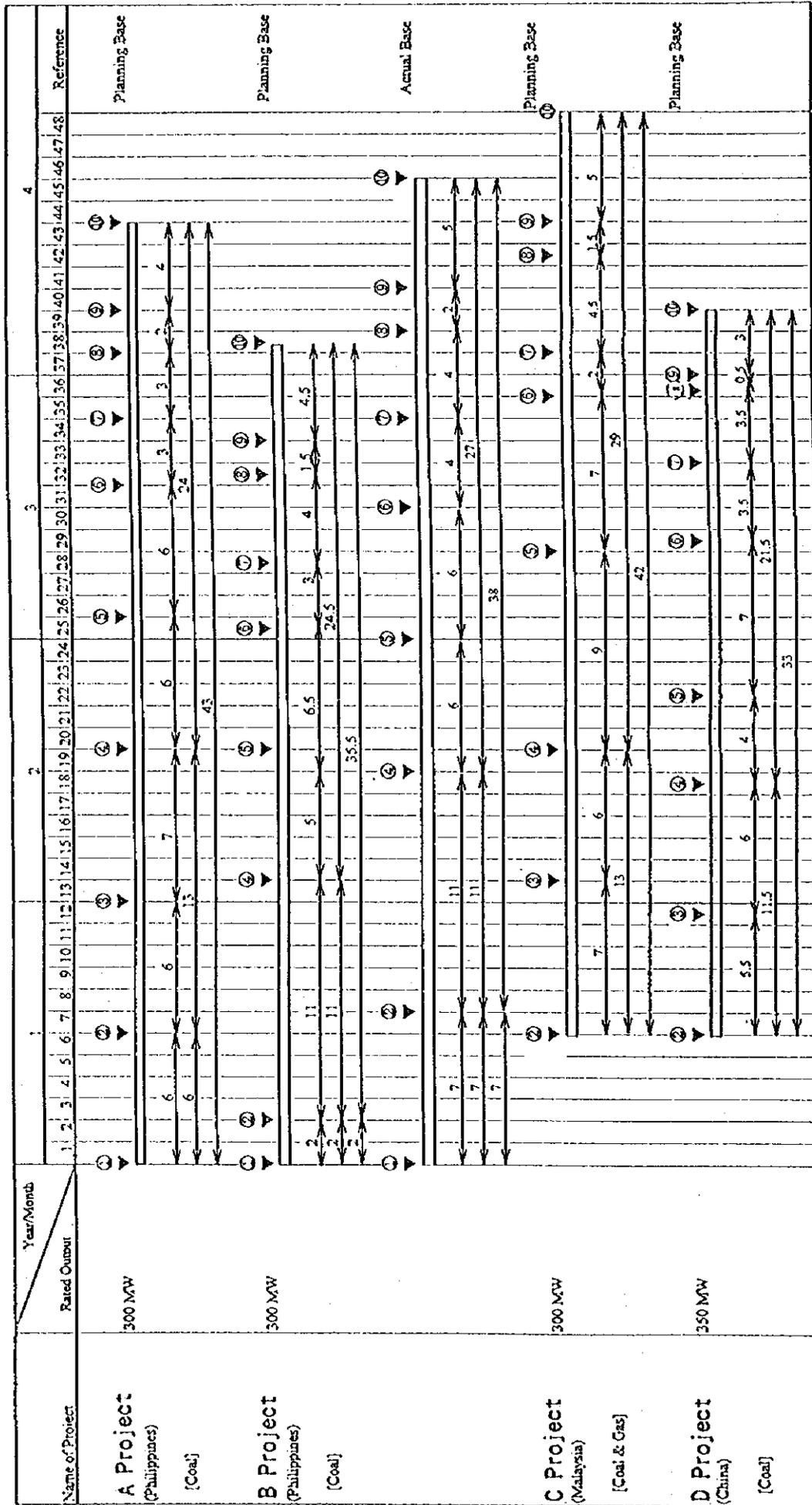


Figure 7-2-2 DESIGN STAGE (For Example)

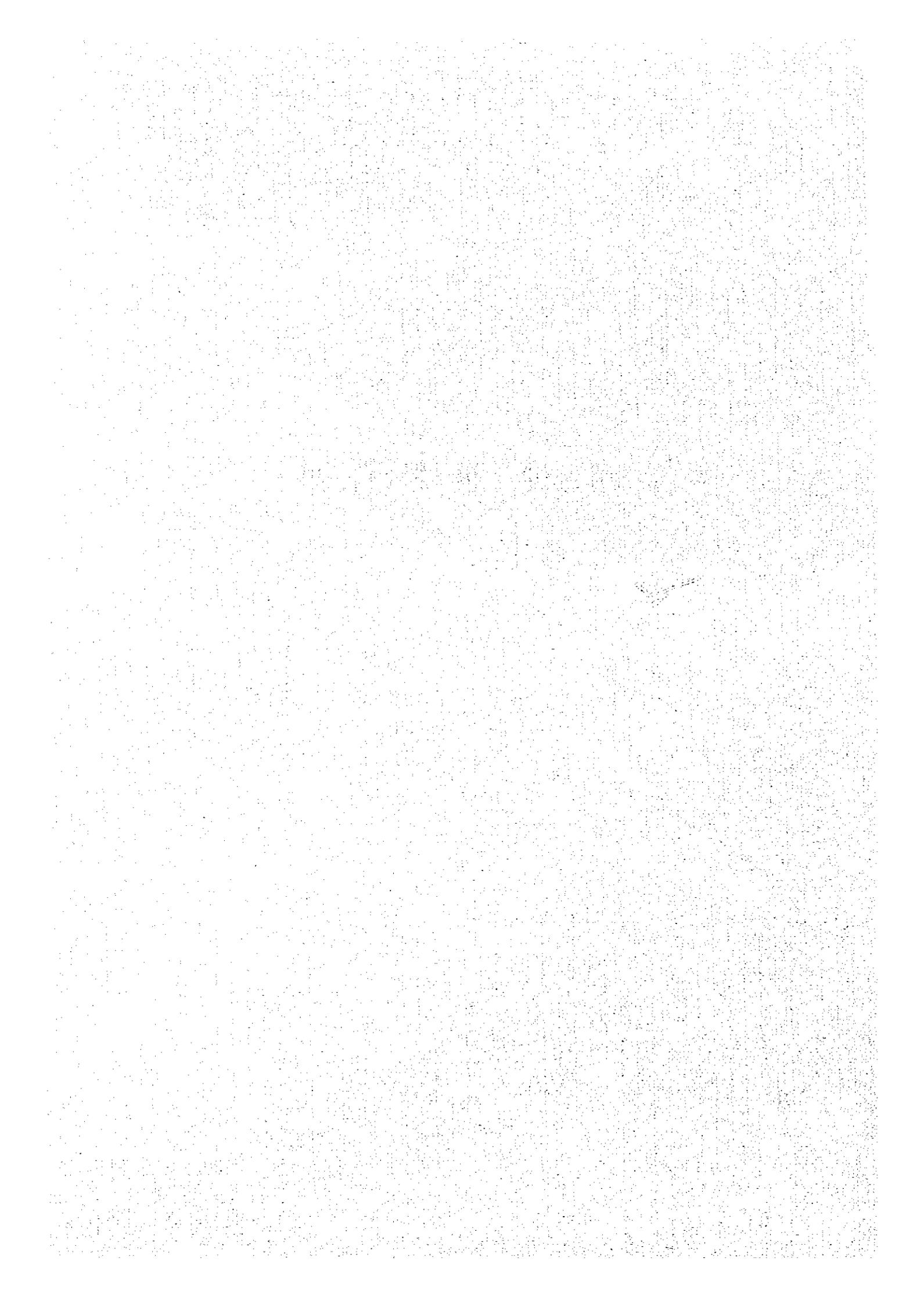


- ① Award of Contract
- ② Civil Mobilization
- ③ Commencement of Civil
- ④ Boiler Steel Erection
- ⑤ Boiler Drum Lift
- ⑥ Boiler Hydro Test
- ⑦ Power Receiving
- ⑧ Initial Firing
- ⑨ Steam Admission
- ⑩ Commercial Operation

Figure 7-2-3 CONSTRUCTION SCHEDULE (For Example)



## 第 8 章 再 建 費 用



## 第8章 再建費用

### 8.1 算定の基本的考え方

#### 8.1.1 再建費用の算定上の前提条件

(1) 再建に係る業務のうちプラントの機器を供給、据付、試運転する業務を“第7章 施工計画 7.1 契約形態”にて推奨しているように、次の4つのアイランド（島）に区分けする。

(a) ボイラ・アイランド

(b) タービン・アイランド

(c) 石炭／石灰石・ハンドリング・アイランド

(d) 土木／建築／据付・アイランド

ここで、アイランド(d) はアイランド(a) から(c) までの全て、及びそれ以外で再建業務に係る土木、建築、据付の作業を全て実施するものとする。但し、アイランド(a) から(c) までの契約者はアイランド(d) の契約者が必要とする情報・データ・（場合によっては）設計を提供すると同時に、据付工事及び試運転に必要とする指導員を派遣するものとする。

(2) (a) から(c) までの各アイランドの契約者は、国際競争入札により、アイランド(d) の契約者はブルガリア国内業社が請負うものとし国内競争入札により決定されるものとする。

(3) (a) から(c) までの各アイランドのコストは基本的には輸入品をベースに産出し、現地調達により発生するコスト低減を少なめに反映した。

コスト低減とブルガリア国の工業の活性化に貢献する現地調達を積極的に動機付けするために、現地調達優遇条項 (LOCAL PREFERRED CLAUSE) を入札仕様書に記載する手法が推奨される。

(4) 各アイランドの機器、機材は現地迄の保険付き現地車上渡しとし、現地に於ける荷卸しはアイランド(d) の契約者により行なわれるものとする。

(5) 現在ある設備で不要な設備の撤去工事費は本プロジェクト・コストには含めないものとする。

(6) 輸入品の関税や契約者への所得税等ブルガリア国で適用される全ての税金は免除されるものとして、プロジェクト・コストに入れられないものとする。

- (7) 工事に必要な電力および水は無償にて各契約者に供与されるものとする。
- (8) コンサルタントは融資機関が承認した外国のコンサルタントが採用されるものとする。
- (9) プロジェクト・コストは1996年1月現在で算出したもので、1年間は有効なものとする。

#### 8.1.2 プロジェクト・コスト算定基準

- (1) プロジェクト・コストの算定に当たり、まず米国の技術書に記載された瀝青炭焚火力用データを基準にしてリグナイト焚火力のコストを見積った。  
また機器の中で調整を要するものは日本及び海外での実績をベースに見積もった。  
尚、最終的な数字は過去15年間の価格変動傾向とも比較し、その妥当性を検討した。
- (2) コンサルタント・フィーは業務範囲・内容・期間により変動が大きいため、一般にプロジェクト・コストの3～5%計上されているのを考慮して、本F/Sでは20MMUS\$をランプ・サム計上した。
- (3) 予備費として20MMUS\$をランプ・サム計上した。
- (4) PIUにて発生するコストは本来NEK自身が算出し、負担すべきコストにつき本章では省略する。

## 8.2 建設工事費

### 8.2.1 各アイランドの供給範囲

第7章 施工計画 7.1.3 参照方。

### 8.2.2 プロジェクト・コスト

プロジェクト・コストのブレイクダウンは下記の表の通り。

(単位：百万米国ドル)

	外 貨	内 貨	合 計
1. ボイラ・アイランド	192.1	33.9	226.0
2. タービン・アイランド	90.1	15.9	106.0
3. 石炭/石灰石ハンドリング・アイランド	75.7	13.4	89.1
4. 土木/建築/据付・アイランド	62	82.2	144.2
小 計	419.9	145.4	565.3
5. コンサルタント費	20.0	—	20.0
6. 予 備 費	15.0	5.0	20.0
合 計	454.9	150.4	605.3

### 8.3 年度別所要資金

本再建プラントの年度別所要資金の算出にあたっては、海外の火力発電プラントの一般的な支払条件を参考に以下の通り、各年毎の外貨、内貨別所要資金を展開した。

#### (1) 機器代

- ① ボイラー、タービンアイランドについては、初年次0%、2年次40%、3年次50%、運開年次10%
- ② 石炭、石灰石ハンドリングアイランドについては初年次0%、2年次25%、3年次55%、運開年次20%

#### (3) 土木・建築工事

- ・契約額の90%を出来高払いとし、完成時10%

算出結果を Table 8-3-1 に示す。建中利子 (I. D. C) は 91.9 M\$となり、プロジェクト・コスト 605.3 M\$の約15%となった。

Table 8-3-1 Disbursement Schedule

ME-1 TPP

	1998			1999			2000			2001			Total		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
	Unit: Million US \$														
<b>I. Direct Cost</b>															
1. Civil / Erection Island	18.6	24.7	43.3	13.0	17.3	30.3	15.5	20.5	36.0	14.9	19.7	34.6	62.0	82.2	144.2
2. Boiler Island	0.0	0.0	0.0	76.8	13.6	90.4	96.1	17.0	113.1	19.2	3.3	22.5	192.1	33.9	226.0
3. Turbine Island	0.0	0.0	0.0	36.0	6.4	42.4	45.1	7.9	53.0	9.0	1.6	10.6	90.1	15.9	106.0
4. Coal / Limestone Handling Island	0.0	0.0	0.0	18.9	3.3	22.2	41.7	7.4	49.1	15.1	2.7	17.8	75.7	13.4	89.1
Total of Construction Cost (I-10)	18.6	24.7	43.3	144.7	40.6	185.3	198.4	52.8	251.2	58.2	27.3	85.5	419.9	145.4	565.3
<b>II. Indirect Cost</b>															
1. Contingency	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.0	3.0	20.0
2. Engineering fee	2.0	0.0	2.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	20.0	0.0	20.0
Total of Indirect Cost	2.0	0.0	2.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0	6.0	37.0	3.0	40.0
Sub - Total (I + II)	20.6	24.7	45.3	150.7	40.6	191.3	204.4	52.8	257.2	81.2	30.3	111.5	456.9	148.4	605.3
<b>III. Interest During Construction</b>															
	0.8	1.2	2.0	7.7	4.5	12.2	21.9	9.2	31.1	33.3	13.3	46.6	63.7	28.2	91.9
Grand Total (I+II+III)	21.4	25.9	47.3	158.4	45.1	203.5	226.3	62.0	288.3	114.5	43.6	158.1	520.6	176.6	697.2

Final: Ads. cost not included.  
 Contin. 20 mil.\$  
 Eng. Fee. 20 mil.\$  
 IDC: F/P 8%, L/P 10%

## 8.4 運転保守費

### 8.4.1 運転保守費の試算

本再建プラントC-FBC230MW×2基の年間の運転経費を Table 8.4.1 に示す。運転経費の試算条件は以下の通りである。

- (1) 石炭および石灰石等のユーティリティ使用量は本プラントの設計条件に基づいて算出した。
- (2) ユーティリティ単価は、現地調査により得たNEKのデータを基に算定した。
- (3) 労務費に関する単価及び人数は、NEKの計画案によった。
- (4) 修繕費は、建設費の3%を織り込んだ。

再建プラントの燃料費は、年間  $30,312 \times 10^3 \$$  となり、kWh当りのコストは 1.1 ㇵ相当となる。また、石灰石等のユーティリティ費用および労務費、修繕費の合計は  $25,052 \times 10^3 \$$  となり、1.0ㇵ/ kWhと算定される。

### 8.4.2 発電コストの試算

8.4.1 で得られた本再建プラントの運転保守費を基に、発電コストを試算した。その結果を Table 8.4.2 に示す。

発電所耐用年(30年)の資本コストは 2.8ㇵ/kWh、また燃料費を含むO.Mコストは 2.1ㇵ/kWhと試算され、発電コスト(送電端)は 4.9ㇵ/kWhとなった。

Table 8-4-1 運転保守費 (2ユニット分)

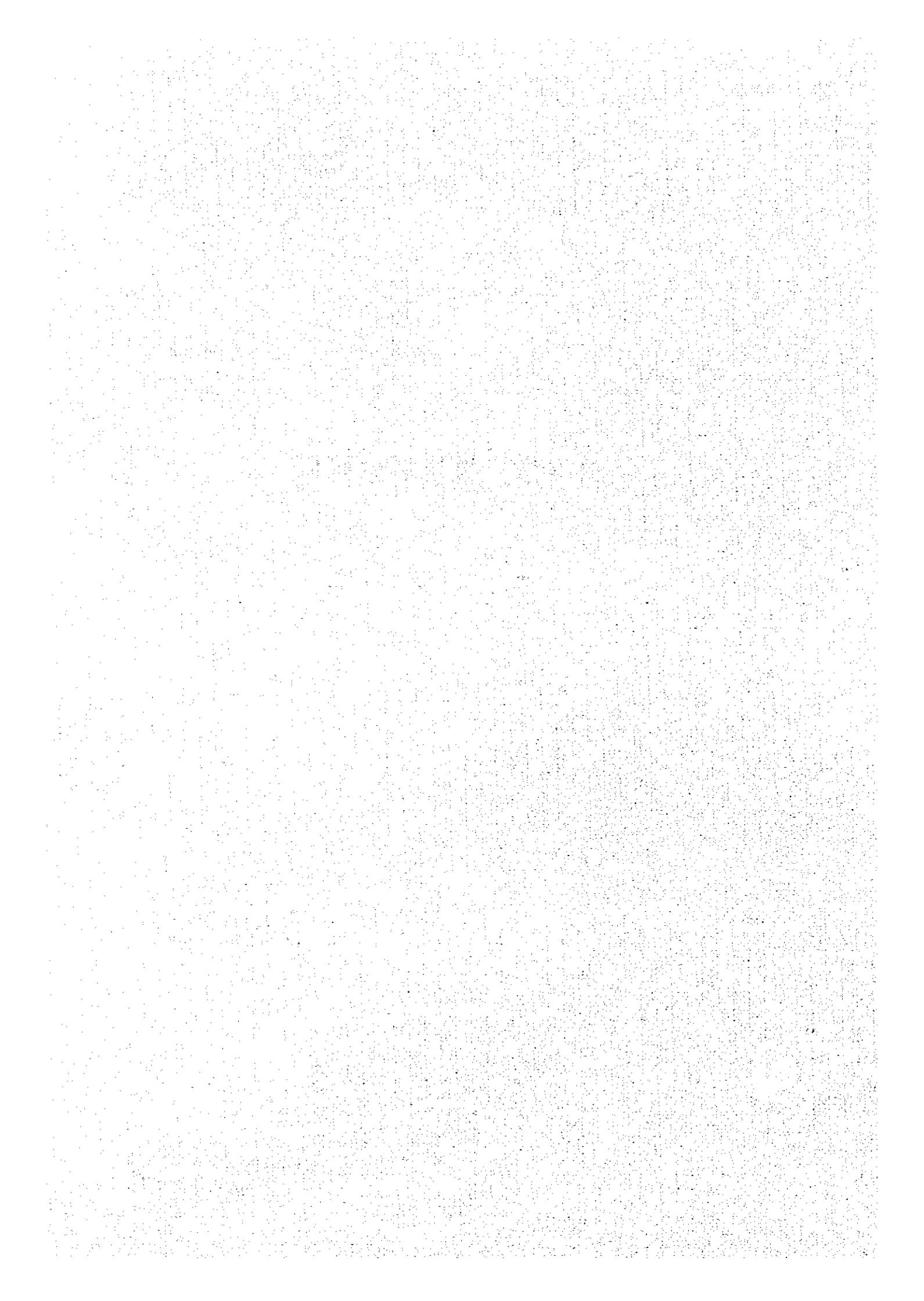
項 目	数 量 (年間)	単価 (\$)	費 用 (\$)	備 考
1. 燃料費 石炭	$2 \times 2,526 \times 10^3 \text{ ton}$	6	$30,312 \times 10^3$	• 単価には開発輸送費 1 \$ 相当を含む。
2. 材料費				
1) 石灰石	$2 \times 521 \times 10^3 \text{ ton}$	7	$7,294 \times 10^3$	• 単価には開発輸送費 1 \$ 相当を含む。
2) 重油	660 ton	97	$64 \times 10^3$	• 単価はNEK資料。
3) LPG	$80 \ell \times 14$		307	• 20,600 Leva/年
4) 工水	$2 \times 448 \times 10^3 \text{ ton}$	0.0003	269	• 単価はNEK資料。
3. 労務費	300 人	2,450	$735 \times 10^3$	• 単価および人数はNEK計画案による。 • $164 \times 10^3 \text{ Leva/人} \approx 2,450 \text{ \$/人}$
4. 修繕費	建設費 $\times$ 3 %		$16,959 \times 10^3$	• 建設費 : 565.3 <sup>MM</sup>
2~4. 小 計			$25,052 \times 10^3$	O/M Cost
合 計			$55,364 \times 10^3$	

注) 年間発電々力量 (送電端) :  $2 \times 230,000 \text{ kW} \times 24 \times 365 \times (1-0.07) \times 0.7 = 2,623 \times 10^6 \text{ kWh}$

Table 8.4.2 Trial Calculation of Generation Cost

Item	Unit	Cost	Note
1. Total Construction Cost	M\$	697.2	Project cost 605.3M\$ I.D.C. 91.9M\$
2. Life Time	Years	30	
3. Discount Rate	%	10	
4. Capital Recovery Factor	%	10.6	
5. Annual Capital Cost	M\$	74	
6. Annual Generation kWh	kWh	2,623 x 10 <sup>6</sup>	Sending End
7. Capital Cost per kWh	C/kWh	2.8	
8. O/M Cost per kWh	C/kWh	1.0	25,052 x 10 <sup>3</sup> \$/year
9. Coal Price	\$/ton	6.0	
10. Coal Calorie	kcal/kg	1,686	(wet, H.H.V.)
11. Thermal Efficiency	%	28.5	(wet, H.H.V.)
12. Heat Rate	kcal/kWh	3,018	
13. Coal Consumption for kWh	kg/kWh	1.79	
14. Fuel Cost per kWh	C/kWh	1.1	
15. Generation Cost	C/kWh	4.9	Sending End

## 第 9 章 環境影響評価



## 第9章 環境影響評価

### 9.1 環境法規制

- (1) ブルガリアにおける環境関係法は、「環境保護法」を基本法に定めている。本法は、環境管理に関する基本原則を明らかにし、他の環境関連法規に対する基本的な指針となるものである。
- (2) ブルガリアの排出基準は、既設発電所と新設発電所に分けて規制されており、既設発電所のみ基準値を越えた場合は、ペナルティーを支払うことで、発電所の運転継続が認められている。
- (3) マリツァ・イースト第1火力発電所は、SO<sub>2</sub>、ばいじんの排出に対して、第2、3発電所は、SO<sub>2</sub>の排出に対してペナルティーをかけられている。
- (4) ブルガリア政府は、EU加盟に備えてEUのガイドラインに従うことを表明している。EUにおける環境政策は、「指令」という手法をとることが多く、ブルガリアにも同手法がとられた。「指令」は、加盟国がそれぞれの国内法において制度化の義務を負うものである。
- (5) 本再建計画の大気排出基準として、SO<sub>2</sub>はブルガリア基準値(650mg/m<sup>3</sup>N)またはEU基準(高S分燃料の使用時は脱硫効率90%以上)のどちらかを満足すること。NO<sub>x</sub>、ばいじん、COはブルガリア基準(各々600mg/m<sup>3</sup>N、100mg/m<sup>3</sup>N、250mg/m<sup>3</sup>N)を満足するように計画する。
- (6) ブルガリアには、発電所の排水出口を直接規制する基準がまだ設けられていない。つまり、公共用水域を使用目的別に3つに分類(I:水道水、II:灌漑用水、魚の養殖用水、III上記以外)し、事業場の下流を測定して分類別の基準値と比較することにより事業者を規制している。本計画地点周辺の河川は分類IIIに指定されている。そこで、再設プラントの排水基準は、分類IIIの基準値以下を保全目標とした。この基準は、公害対策の経験をもつ他国の基準と同程度の水質値であり、環境を保全するうえで十分なものと考えられる。
- (7) ブルガリア国においては、敷地境界での騒音規制ではなく、作業環境としての騒音レベルがブルガリア国基準で、また衛生基準の中で居住区での騒音レベルが定められている。(昼間 70db(A)、夜間 60db(A))

## 9.2 環境の現状

### (1) 周辺状況

計画地点は、海拔100mのトラキア平原にあり、その周囲は農耕地として利用されている。その地点は、ガラボヴォ地区に位置し、その人口は、約17,000人で住宅、学校、病院等がある。

リツァ・イスト第1火力発電所の南にはロソクフラネツ湖がある、その北にはサズリーカ川がながれている。

### (2) 気象

ブルガリアの気候は比較的温暖で、四季の区別がはっきりしている。リツァ・イスト第1火力発電所周辺地域は、温暖多湿の地中海性気候である。同発電所南西1kmのロソクフラネツ湖畔に設置されている気象観測所で1983年から1992年までに観測されたデータによると、年平均気温12.5℃、年平均大気圧1003.5hPa、平均降水日数42日/年、平均降雪日数14日/年、平均相対湿度73%、年間最多風向は北東、年間平均風速2.5m/sである。

### (3) 大気

リツァ・イスト第1火力発電所ボイラーからの排煙は、SO<sub>2</sub>が未処理のため排出基準を大きく超えている。石炭乾燥設備もサイクロン式集塵装置のみが設置されているだけで、排出基準を大きく超えている。

ブルガリアにおける環境政策は、環境省が統括している。環境省が設置した、本計画地点周辺の固定観測所（ガラボヴォ、ポルスキグラデツ、メディニカルボ）の大気環境濃度測定データによると、SO<sub>2</sub>とばいじん濃度について高い傾向がみられ、環境基準を越えているときもある。

### (4) 水質

リツァ・イスト第1火力発電所は、排水処理設備を設置していない。発電所内の排水は全て灰捨場に処分している。発電所周辺湖川の水質測定データによると、窒素や磷などの栄養成分が高い傾向にある。これは、周辺地域からの生活排水によるものと思われる。有害物質は、ほとんど検出されていない。

### (5) 騒音

敷地境界での騒音基準がないため、居住区での騒音レベルと比較した場合でも、数箇所でわずかに超えるだけで、距離減衰を考えれば居住区では基準内となる。

### 9.3 環境影響予測と評価

#### (1) 大気汚染

リッファース第2, 3火力発電所の影響も極めて大きいですが、これは別途検討されるものとして、リッファース第1火力発電所に関する限り、適切な排煙対策を講じることから、汚染物質の最大着地濃度の予測結果は、硫黄酸化物と窒素酸化物及びばいじんのいずれもブルガリアの環境基準を満足している。よって、環境への影響は少ないものと考えられる。

むしろ、再建計画が実現すると、既設1～4号機が廃棄されることになっているので、リッファース第1火力発電所の硫黄酸化物とばいじんの総排出量は、現状に比べ大幅に減少する。したがって、本再建計画の環境に対する貢献度は非常に大きい。

#### (2) 騒音

敷地境界での基準がないため、居住区での基準を比較評価した場合でも、再建後の敷地境界での騒音予測結果は特に問題となるレベルではない。

### 9.4 湖水温度調査

リッファース第1火力発電所に近接する、ロゾクフラネツ湖は、発電用の冷却湖として使用される。この湖が、冷却湖としての機能を満足しているかどうかの検討のために温排水拡散解析などを行ったところ、いずれも支障がないという結果が得られた。

### 9.5 環境保全計画

本計画の建設に伴って発生が予想される環境影響を防止もしくは軽減し、環境を保全する対策を講ずる。

すなわち、発電所が排出するばい煙については、循環流動層ボイラの炉内脱硫による硫黄酸化物の抑制、電気式集じん装置の採用によるばいじん対策などにより、その排出量を極力少なくする。一般排水等については排水処理装置等により適切な処理を行って排水することにより水質汚濁の防止に努める。騒音、振動の発生源となる機器については、建屋内収納、低騒音機器の採用、基礎を強固にするなどの対策を行い騒音、振動の低減をはかる。

## 9.6 環境監視計画

### (1) ばい煙

ばい煙のモニタリングの基本方針は、煙道に測定座を設置し、定期的にSO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじんとCO濃度を測定する。

### (2) 一般排水

水質汚濁に係わる一般排水の監視として、発電所に設置する排水処理装置の出口の水質について、水素イオン濃度及び濁度を定期的に測定する。

## 9.7 総合評価

リツヴァース第1火力発電所再建計画は、ブルガリアにおける将来の電源供給の一翼を担うとともに、国内の主要なエネルギー源であるリグナイトを有効に使用する計画としている。

再建計画に際しては、周辺の自然環境及び社会環境を十分に考慮し、環境保全に万全を期することとする。よって、リツヴァース第1火力発電所再建計画による周辺環境への影響は、少ないものと考えられる。

さらに、再建計画が実現するとばいじん及び硫黄酸化物の総排出量は、現状に比べ大幅に減少する。また、電化及び地域熱供給が促進されることにより、家庭用の熱源として使用されているブリケット（褐炭より作られた）燃焼による環境汚染の低減も期待できる。

したがって、本再建計画の環境に対する貢献度は非常に大きいと結論づけられる。

**Table 9-1-1 Air Quality Standard in Bulgaria**

(Unit:mg/m<sup>3</sup>N)

Pollutant	30 Minutes Average	24 Hours Average	Annual Average
SO <sub>2</sub>	0.50	0.15	0.05
NO <sub>2</sub>	0.60	0.10	0.10
NO <sub>x</sub>	0.60	0.06	---
Dust	0.50	0.25	0.15
H <sub>2</sub> S	0.008	0.008	0.008

**Table 9-1-2 Emission Standard in Bulgaria**

(Unit:mg/m<sup>3</sup>N)

Fuel type	The existing Power Plants commissioned up to 1992				New Power Plants			
	Dust	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	Dust	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO
Domestic coal	200	3,500	1,000	250	100	650	600	250
Imported coal	150	2,500	1,300	250	80	650	600	250
Liquid fuel	50	2,500	700	170	50	650	450	170
Gaseous fuel	10	—	500	100	10	—	300	100

**Table 9-1-3 SO<sub>2</sub> Emission Level and Its Reduction Percentages in Bulgaria**

	SO <sub>2</sub> Emission Level per year	SO <sub>2</sub> Target Emission Level per year	Emission Reduction Percentage (base year 1980)
1980	2,050kt	—	—
2000	—	1,374kt	33%
2005	—	1,230kt	40%
2010	—	1,127kt	45%

**Table 9-1-4 SO<sub>2</sub> Emission Limit from New Plant in the EU(Solid fuels)**

NWth	Emission Limit Value (mg/m <sub>3</sub> N)	Desulphurization rate(%)
50~100	[2,000]	—
100~500	2,000~400 (liner decrease)	40%:100~167NWth 40-90%:liner increase 167~500NWth
>500	400	90

Note:Should the emission limit not be met with high sulphur coal/solid fuels fire, the percentage reduction rates or maximum limit of 650mg/m<sub>3</sub>N shall be applied.

**Table 9-1-5 The Water Quality Standard of Bulgaria**

Indicators and Standards for Assessment of the Admissible Pollution Rates of Various Categories of Running Surface Waters

Item No.	Indicators	Measure Unit	Category:		
			I	II	III
1	2	3	4	5	6
<b>Group A. General Physics and Inorganic Chemistry Indicators</b>					
1.	Temperature	°C	Not exceeding the average seasonal temperature by more than 3°C.		
2.	Colour		No visible additional colouring at 20°C.		
3.	Smell	Force	2	3	3
4.	Active reaction	pH	6,5-8,5	6,0-8,5	6-9
5.	Oxygen saturation	%	75	40	20
6.	Electric conductivity	mkC	700	1300	1600
7.	Dissolved oxygen	mg/dm <sup>3</sup>	6	4	2
8.	Dissolved substance	"	700	1000	1500
9.	Suspended matter	"	30	50	100
10.	Total hardness	mgckv/dm <sup>3</sup>	7	10	14
11.	Chlorine ion	mg/ dm <sup>3</sup>	200	300	400
12.	Sulphate ion	"	200	300	400
13.	Hydrogen sulphide (free)	"	n.a.		
14.	Iron (total)	"	0,5	1,5	5
15.	Manganese (total)	"	0,1	0,3	0,8
16.	Nitrogen (ammonia)	"	0,1	2	5
17.	Sodium nitrogen	"	0,002	0,04	0,06
18.	Nitrate nitrogen	"	5	10	20
19.	Phosphate (PO <sub>4</sub> )	"	0,2	1	2
20.	Phosphorus (total content as PO <sub>4</sub> )	"	0,4	2	3
21.	Selenium	"	0,01	0,01	0,01
22.	Beryllium	"	0,0002	0,0002	0,002
23.	Vanadium	"	0,1	0,01	1
24.	Molybdenum	"	0,5	0,5	3
25.	Barium	"	1	1	4
26.	Boron	"		n.a.	
27.	Silver	"	0,001	0,01	0,01
28.	Uranium	"	0,6	0,6	0,6
29.	Radium 226	mBk/ dm <sup>3</sup>	150	150	150

**Group B. General Indicators of Organic Pollutants**

30. Organic non-dissolved matter	mg/dm <sup>3</sup>	5	15	25
31. Oxdizability (permanganatic)	"	10	30	40
32. HPK (bichromate)	"	25	70	100
33. BPK5	"	5	15	25
34. Dissolved organic carbon	"	5	12	20
35. Extractable species (with tetrachloromethane)	"	0,5	3	5
36. Organic Nitrogen	"	1	5	10

**Group C. Indicators of Inorganic Industrial Pollutants**

37. Mercury	mg/dm <sup>3</sup>	0,0002	0,001	0,003
38. Cadmium	"	0,005	0,01	0,02
39. Lead	"	0,02	0,05	0,2
40. Arsenic	"	0,02	0,05	0,2
41. Copper	"	0,05	0,1	0,5
42. Chromium (trivalent)	"	0,1	0,5	1
43. Chromium (hexavalent)	"	0,02	0,05	0,1
44. Cobalt	"	0,02	0,05	0,1
45. Nickel	"	0,02	0,05	0,1
46. Zinc	"	1	5	10
47. General beta-activity	mBk/ dm <sup>3</sup>	750	750	750
48. Cyanide (highly degradable)	mg/dm <sup>3</sup>	n.a.	0,05	0,1
49. Cyanide (total)	"	n.a.	0,5	1
50. Fluoride (total)	"	0,5	1,5	3
51. Free active Chlorine	"	n.a.	0,05	0,1

**Group D. Indicators of Industrial Organic Pollutants**

52. Anionoactive detergent	mg/dm <sup>3</sup>	0,5	1	3
53. Phenoles (volatile)	"	0,01	0,05	0,1
54. Oil product	"	n.a.	0,3	0,5
55. Aldrine	"	0,0002	0,0002	0,0002
56. Pyridine	"	0,2	0,2	0,5
57. Xanthogenate	"	0,001	0,01	0,1
58. Saponine	"	0,2	0,2	1
59. Styrene	"	0,1	0,2	0,5
60. Benzene	"	0,5	0,5	1

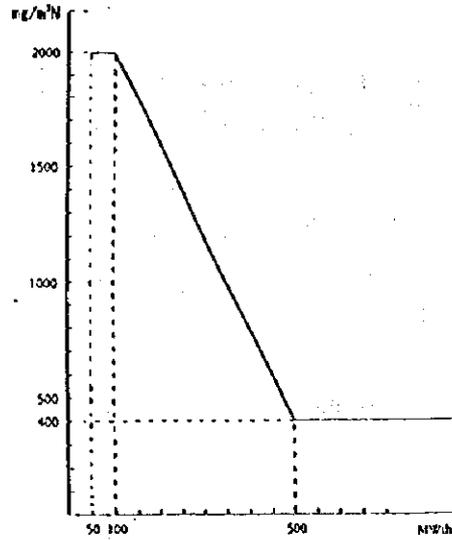
61. Formaldehyde	mg/dm <sup>3</sup>	0,5	0,5	1
62. Caprolactam	"	1	1	1
63. Phthalic acid	"	0,1	1	5
64. Phenitrothione (Agria 1050)	"	0,0001	0,0001	0,3
65. Zolone (Agria 1060)	"	0,0001	0,0001	0,002
66. Saturnine	"	0,1	0,1	1
67. Atrazine (Ceazine)	"	0,25	0,25	2,5
68. Lasso	"	0,3	0,3	0,5
69. 2,4 D	"	1	1	5
70. Sevine (Decarban)	"	0,002	0,002	0,1
71. Vinyl chloride	"	0,01	0,01	0,01
72. Dichloroethane	"	1,5	1,5	1,5
73. Ashalone	"	0,5	1	1
74. Pathorane	"	0,2	2	2
75. Dimyde	"	1	1	5
76. Ranrod	"	0,5	0,5	1
77. Treflane	"	1	1	5
78. Propanide	"	0,1	1	2
79. Diphenzoquate	"	0,2	1	5
<b>Group E. Biological Indicators</b>				
80. Saprobacity		olygo	beta-mezo	alfa-mezo
Pantle-Book Index		< 1,5	< 2,5	< 3,2
Zelenika-Marvan-Rotstein Index		> 60	> 40	> 25
81. Species variety of the macro-zoobentos (by Shannon)		> 3	> 2	> 1
82. Macrozoobentos equalization degree		> 0,7	> 0,6	> 0,5
83. Macrozoobentos domination degree		< 0,2	< 0,3	< 0,5
84. Micro-organism total (direct) count		6	6	6
85. Total coli-titre	cm <sup>3</sup>	< 0,1	< 0,1	< 0,001
86. Escherichia-coli-titre-thermoresistant	"	< 1,0	< 1,0	< 0,01
87. Patogenic micro-organisms		- Not admissible -		

**Table 9-1-6 Permission Noise Level (BSS 14478-82)**

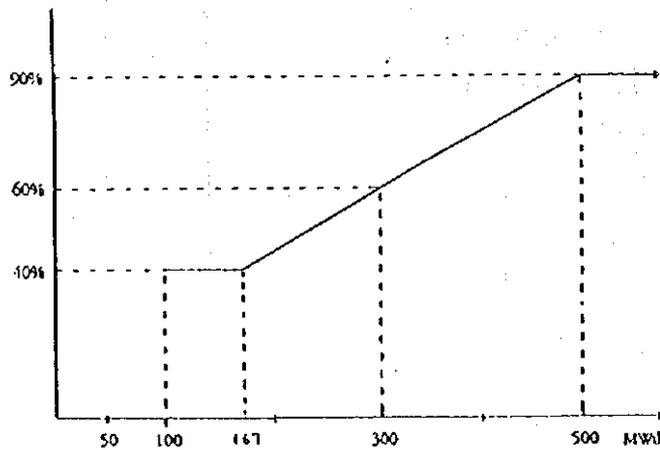
Working place	Equivalent should level dB(A)	Level of sound pressure octave frequency lane - Hz							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Production rooms at enterprise site	85	99	92	86	83	80	78	76	74
Penalize and cabins for survey and remote control: laboratories without phone extension	80	95	87	82	78	75	73	71	69
In control rooms, typist offices and direct telephone contact	65	83	74	68	63	60	57	55	54
Management office (administration)	60	79	70	63	58	55	52	50	49
Designer offices, programmers, theoretical work	50	71	61	54	49	45	42	40	38
Drivers and service personnel of agricultural transport and load vehicles	85	99	92	86	83	80	78	76	74

**Table 9-1-7 Highest admissible noise levels  
in different residential areas and zones**

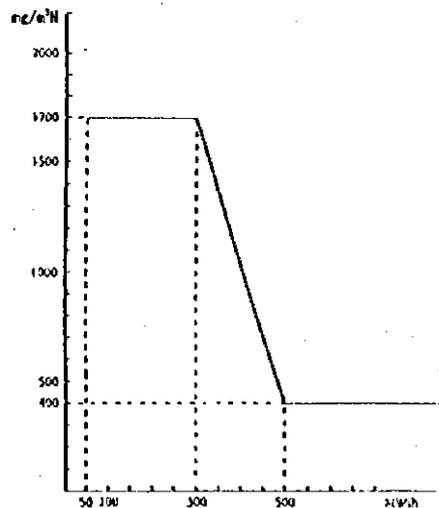
Residential areas and zones	Noise level -dB(A)	
	Day-time	Night
<b>1. Residential areas and zones</b>		
a) existing urban districts	55	45
existing urban districts next to major communication facilities	60	50
b) new districts	50	40
new districts next to major communication facilities	55	45
<b>2. Central urban regions</b>	60	50
<b>3. Industrial districts and zones</b>	70	60
<b>4. Public and Individual recreation area</b>	45	35
<b>5. Hospital, sanatorium and other medical establishments' estate</b>	45	35
<b>6. R&amp;D and educational zones</b>	45	35



**Figure 9-1-1 New Plant Emission Limit Values for SO<sub>2</sub> In the EU in mg/m<sup>3</sup>N(Solid fuels)**



**Figure 9-1-2 Rates of Desulfurization in the EU**



**Figure 9-1-3 New Plant Emission Limit Values for SO<sub>2</sub> In the EU in mg/m<sup>3</sup>N(Liquid fuels)**

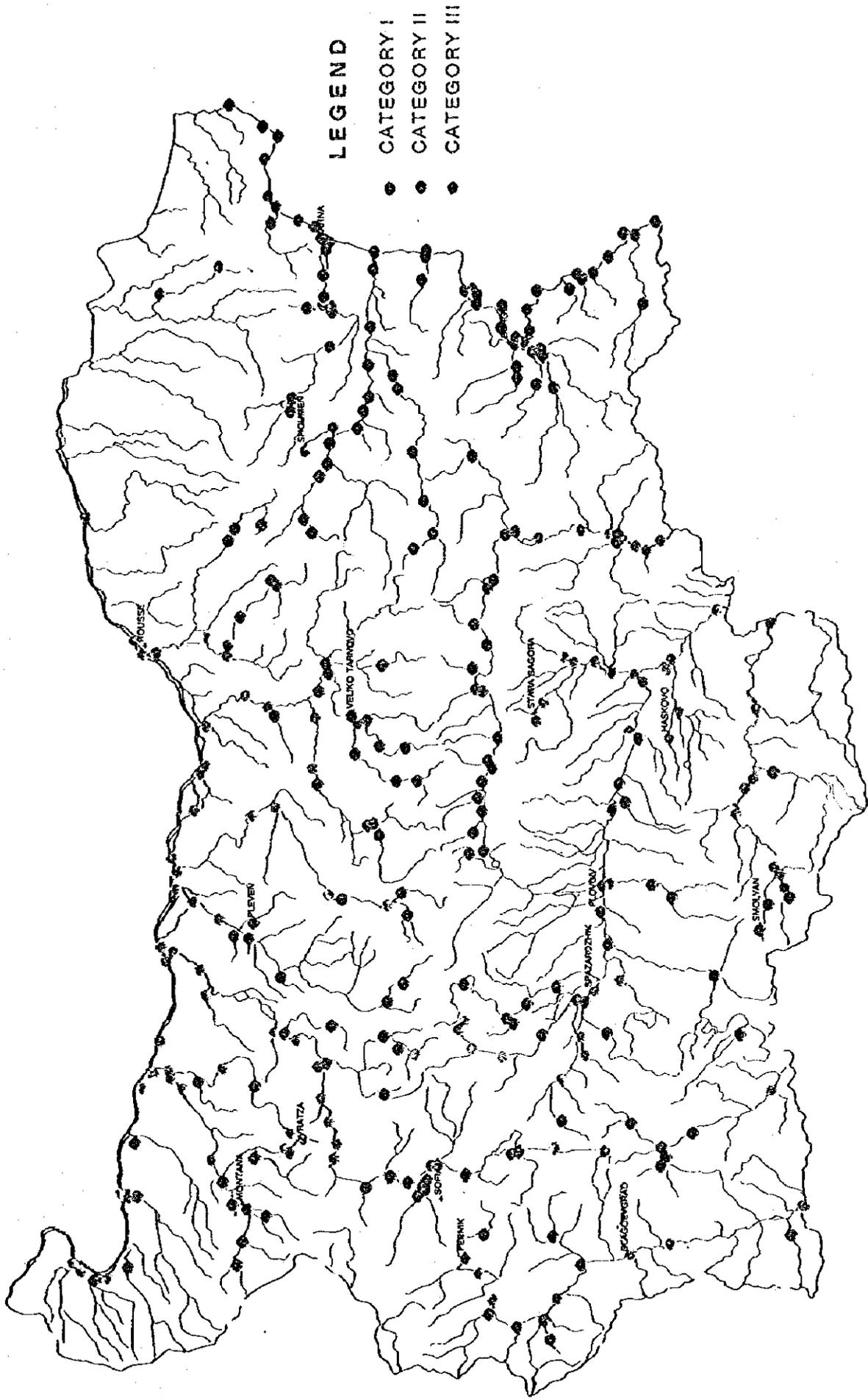


Figure 9-1-4 Water Quality Sampling Sites at River Network in Bulgaria



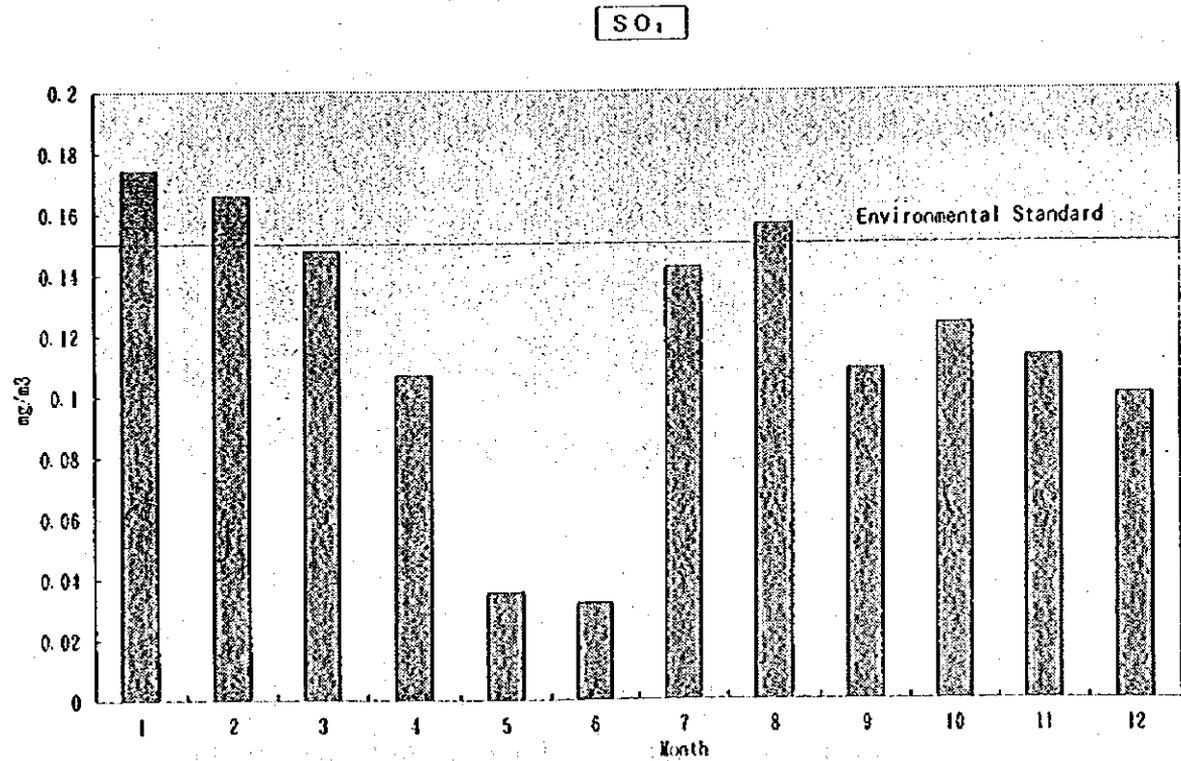
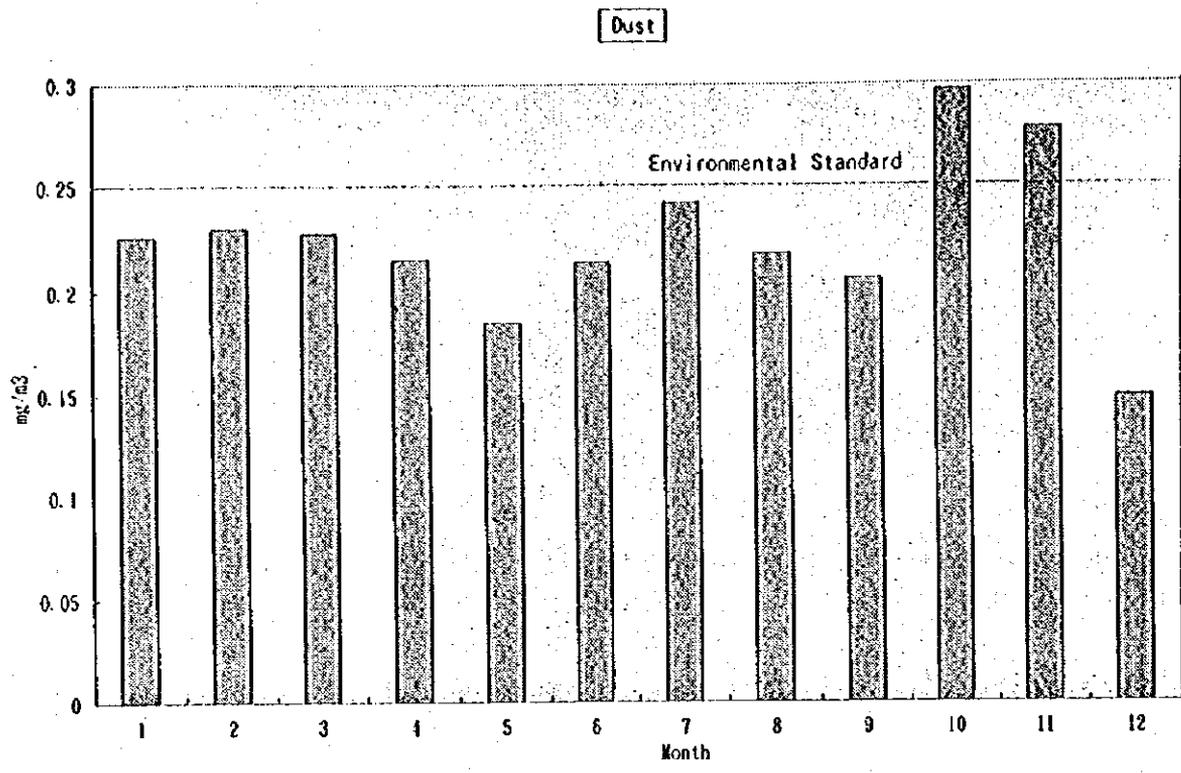


Figure 9-2-1 Monitoring Record (Galabovo, 1993)

NO<sub>x</sub>

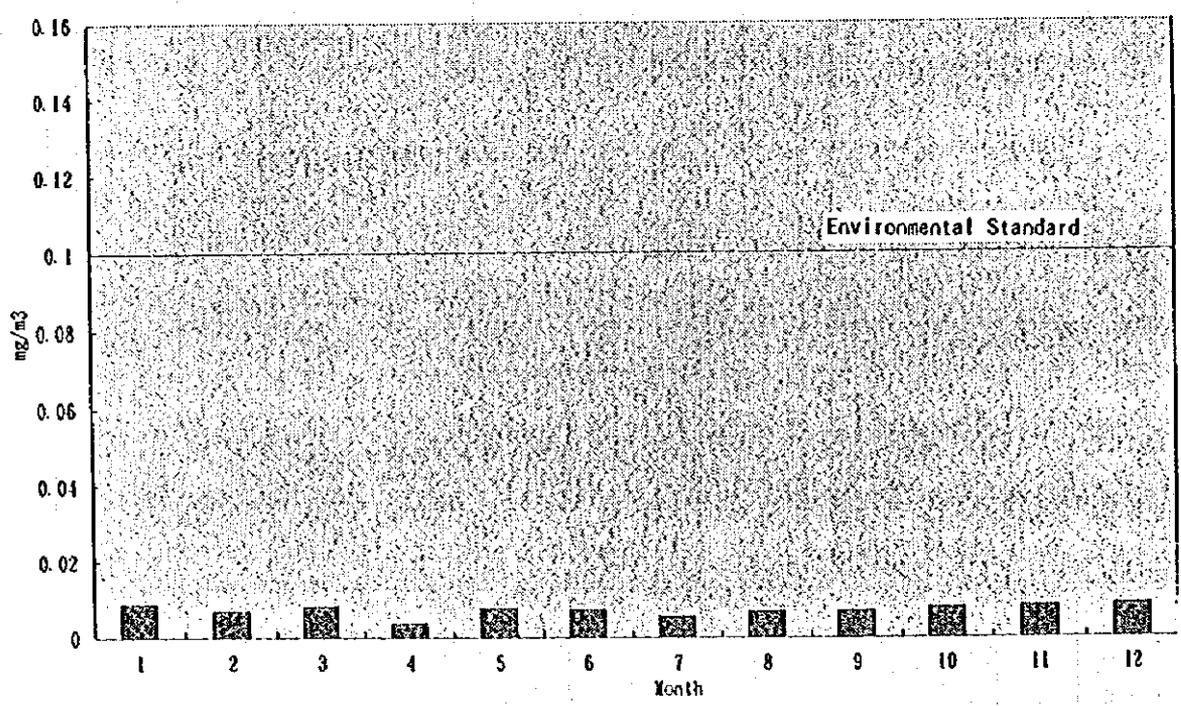


Figure 9-2-2 Monitoring Record (Galabovo, 1993)

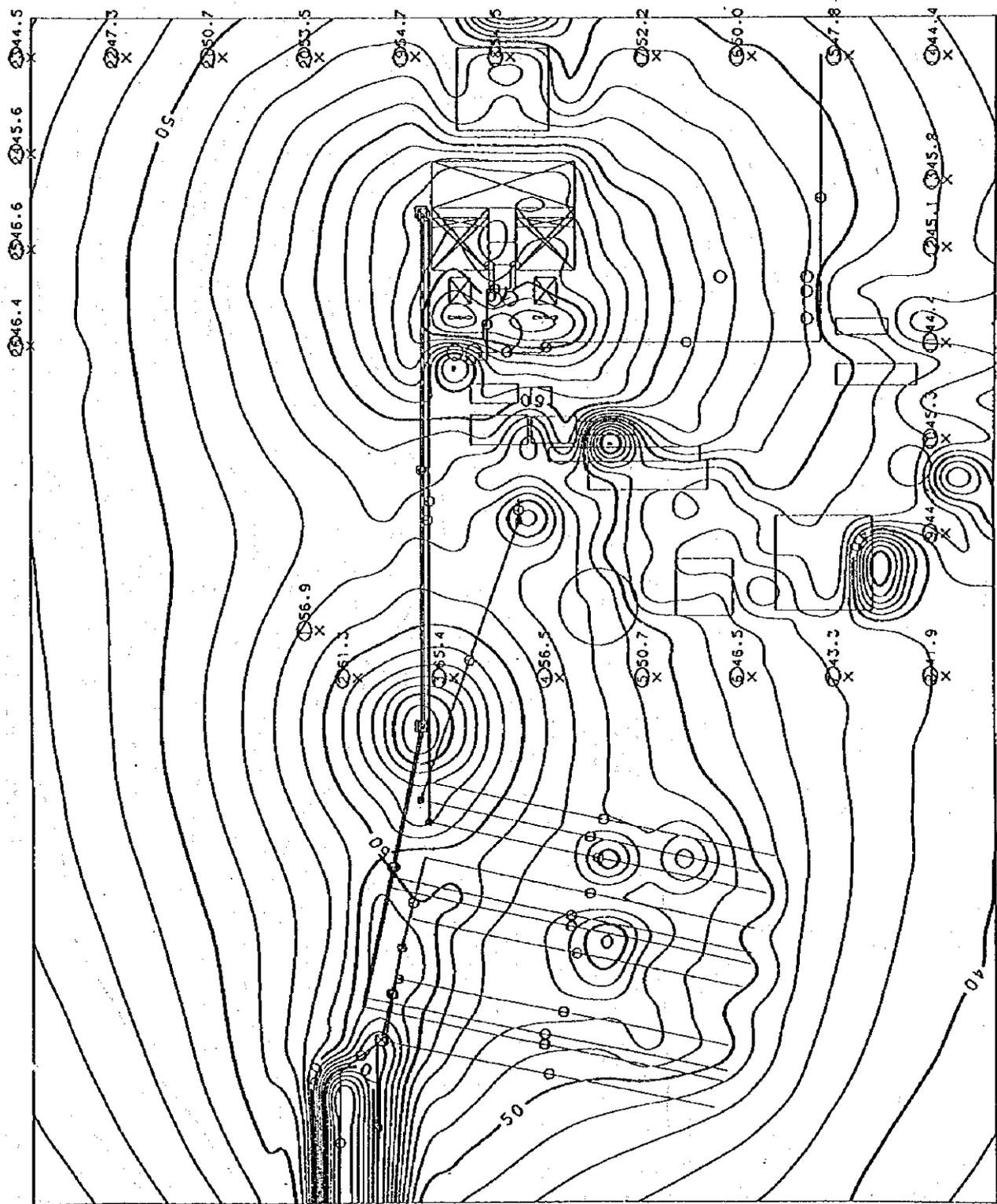


Figure 9-3-1 Contour Map based on replaced equipment (Daytime)



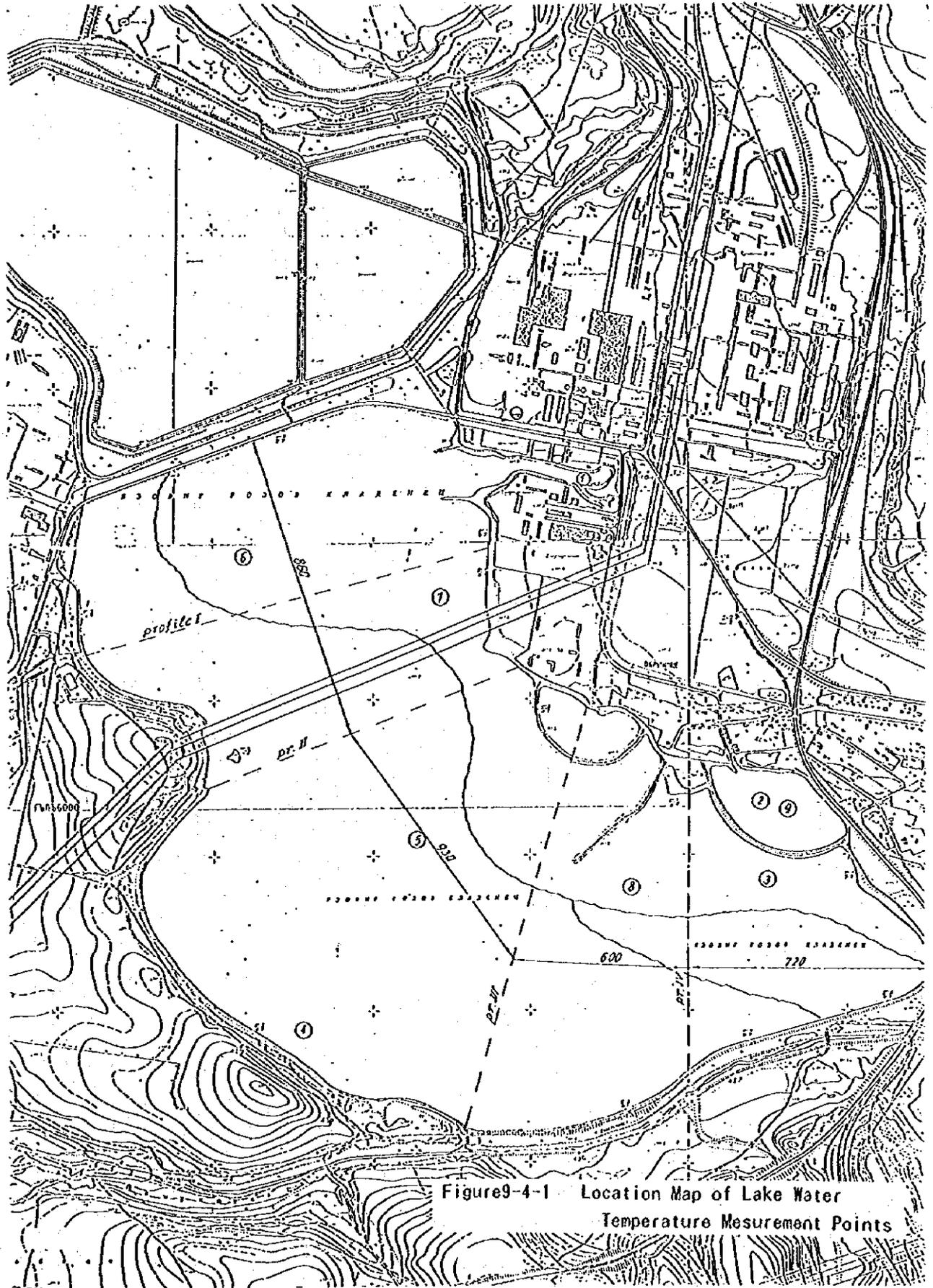


Figure 9-4-1 Location Map of Lake Water Temperature Measurement Points

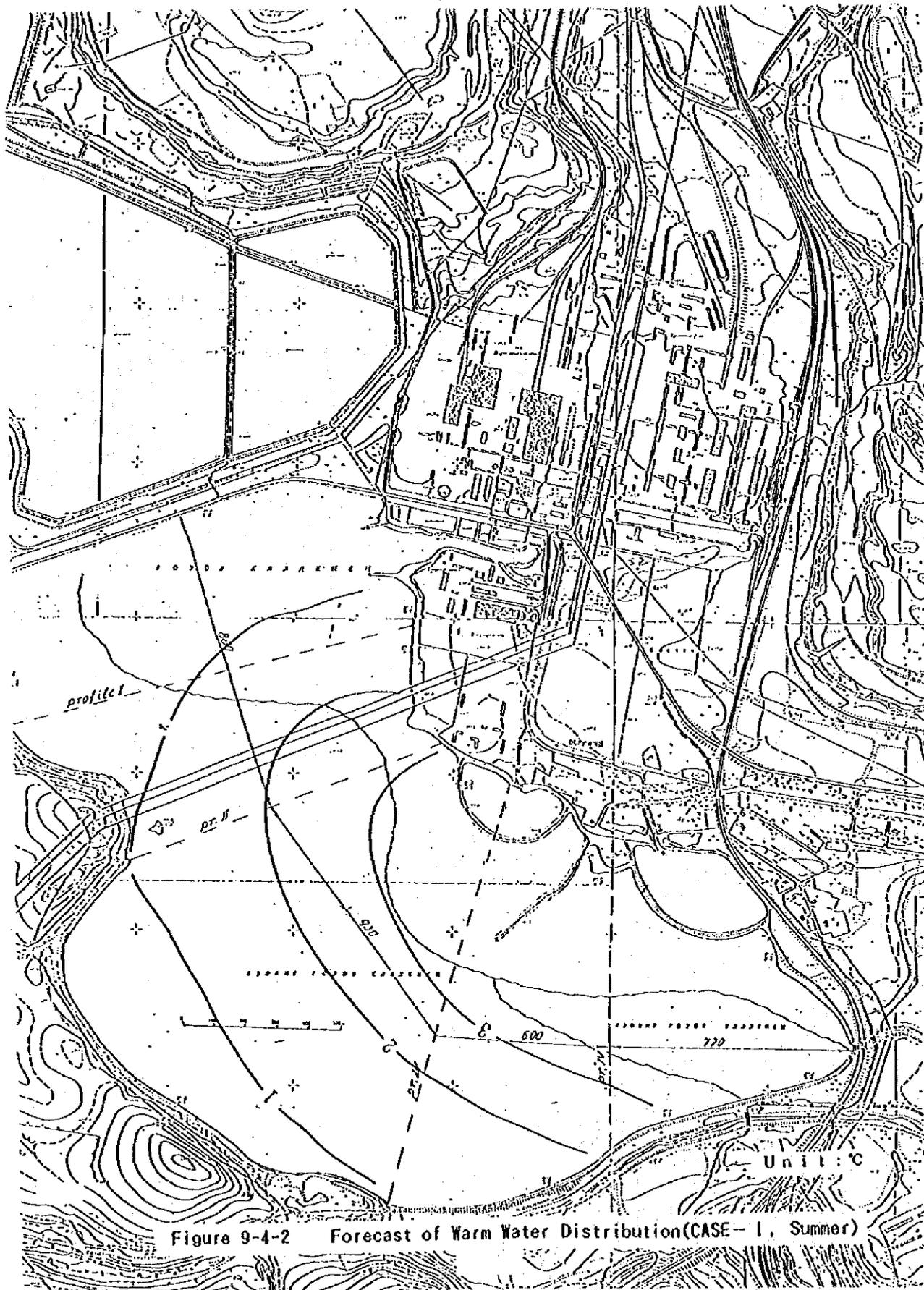


Figure 9-4-2 Forecast of Warm Water Distribution(CASE-1, Summer)

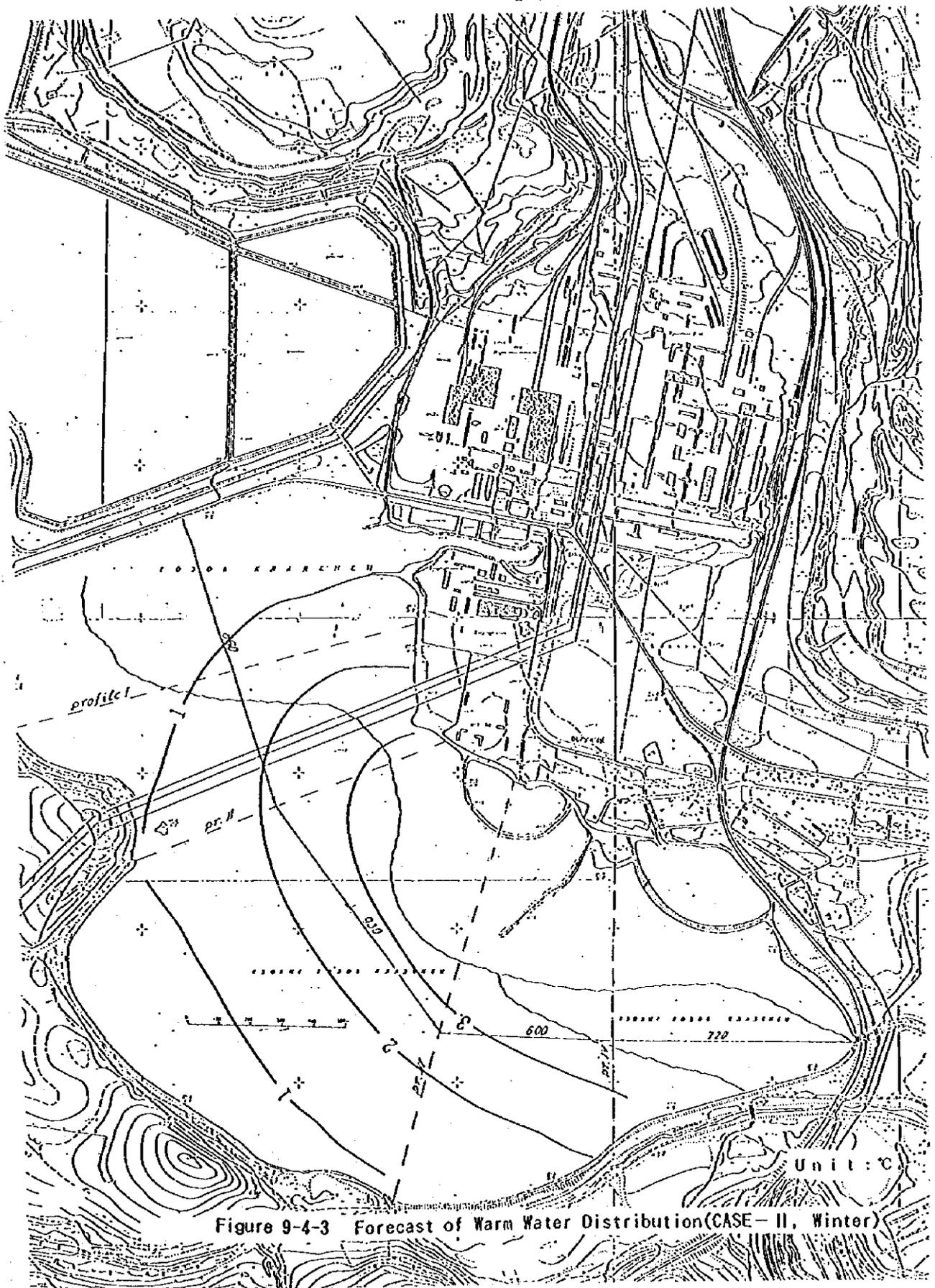


Figure 9-4-3 Forecast of Warm Water Distribution(CASE- II, Winter)

## 第10章 經濟・財務分析

## 第10章 経済・財務分析

### 10.1 経済分析

#### (1) 経済分析の方法

本計画では「代替設備アプローチ法」を採用した。本計画はベースロード発電所となることから、代替プロジェクトについても本計画と同等のサービスを供給し、環境排出基準をクリアしうる輸入炭火力発電設備を代替プロジェクトとして設定する。本計画の建設費、運転維持費等を費用とし、代替案のそれを便益とし、純現在価値（ $B - C$ ）、便益・費用比率（ $B / C$ ）および経済的内部収益率（EIRR）を求めることにより経済分析・評価を行うこととする。

#### (2) 本計画の経済的費用

本計画の初期投資額、運転維持費、燃料費の合計額を本計画の経済費用とする。市場価格で積算された上記費用を基に、移転項目を除外し、標準変換係数を適用して算出した。

#### (3) 本計画の経済的便益

本計画では代替設備アプローチ法を採用し、便益として本計画と同等のサービスを供給しうる輸入炭火力発電設備を設定し、その初期投資額・運転維持費・燃料費の合計額を便益とみなすこととした。

#### (4) 本計画の経済評価

本計画と代替プロジェクトの費用及び便益のフローを Table 10-1-8 に示す。

評価の結果、本計画の経済性を  $B - C$  及び  $B / C$  から判断すると、本計画を実施し運用することは、輸入炭火力発電所よりも、費用面でははるかに優位であり、また資本の機会費用を反映する社会的割引率が25.3%に達するまでこの優位性が維持されるといえる。

EIRR	25.3%
$B - C$	$110,447 \times 10^3 \text{US\$}$
$B / C$	1.14

## (5) 感度分析

本計画の感度分析を建設費の上昇、割引率の条件変化、燃料価格を変動した場合について実施した。感度分析結果は、Table 10-1-9 に示すとおりであり、本計画の優位性が維持されることが判明した。

## 10.2 財務分析

### (1) 財務分析の方法

本計画の財務分析は、費用として計画を実施するのに必要な建設費、運転維持費、燃料費を計上し、便益としてその計画が生産する電気ならびに地域暖房用蒸気の販売収入を計上し、現金割引フロー法 (Discount Cash Flow : DCF) により財務的内部収益率 (FIRR) を求め分析・評価する。

財務分析を実施するに当たっての基本条件は以下のとおりである。

#### — 資金調達条件 —

外貨分 : 利率8%、Commitment Charge は考慮しない。  
運開後元利均等20年払いとする。

内貨分 : 利率10%、Commitment Charge は考慮しない。  
運開後元利均等15年払いとする。

### (2) 本計画の財務的費用および便益

本計画の財務的費用は市場価格による初期投資額、運転維持費、燃料費とする。

本計画の財務的便益は、2001年時点の標準電気料金 (4.5 円/kWh)、蒸気料金 (31.4 円/Gcal) とし、将来とも変更しないという条件で算出した。

### (3) 本計画の財務評価

評価の結果、財務的内部収益率は Table 10-2-3 に示すとおり 8.8% であり、国際金融機関からの借入金返済は外貨分に対し支障は無いが、10%の市場割引率のもとでは厳しい状況となる。一方、調達資金の返済条件、営業収支バランスより Cashflow Sheet の示すとおり、資本コストは運転開始年から第6年目に収入が回収される。(Table 10-2-4~10-2-6 参照)

### 10.3 新電気料金体系の算定

- (1) ブルガリア国の電気料金は産業用、民生用の2つがあり、電気料金(最終需要家価格)ならびに地域暖房用各料金はエネルギー委員会を経て内閣承認される。

電気料金は、1989年以降の市場経済への移行に伴い、国内インフレ、為替レート等の影響を受け、1994年から1995年にかけて、ここ2年間で家庭用は30%~50%の値上げ、産業用は約30%~40%の値上げを推移した。

1995年の需要家別平均電気料金は、産業用が3.01セント/kWh(約3円/kWh)、民生用が2.33セント/kWh(約2.3円/kWh)となっている。Table 10-3-1に現在の水準を示す。

- (2) 最終需要家に供給する価格は、各発電所のコストを各地域支部毎(マリツァ・イースト第1発電所地域等)にコストを積み上げて価格設定がなされ、管理されている。しかし、いずれの段階においても、最終需要家向け価格の設定に際し、政府補助が行われ、事業者及び需要家の負担を軽減しているため、トータルな電気料金制度としてはコストを反映した市場原理に基づくものとはなっていない。

従って現在の料金制度は、最終需要家料金が政策的に決定される構造であるため、原価主義的料金体系とは、大きく乖離している。

- (3) 1994年以降、政府は料金制度改訂上、インフレ、為替レート等の変動要素を電気料金に反映させるべく料金見直しを行い、繰り返し値上げが行われている。しかし、均衡的な収支構造となっておらず、長期資金を借受けて大規模の投資を行うための適正な料金収入が必要である。従って今後適正投資の資本費(金利と減価償却費)を発電所地域支部毎でなく、各発電プラント毎に管理し、いかに継続的に料金に反映させてゆくかが制度上の問題である。

- (4) 2001年標準売電単価をベースとし、2001年までの年平均伸び率5%(3.8セント/kWh)、11%(5.0セント/kWh)の2つの単価を想定し、本計画の財務評価および採算制の観点からCash Flow分析を行った。

利潤の回収はその投資コスト及び維持運転費用が売電および暖房用蒸気販売において回収される料金設定とする。

所要資金借入れ条件は、第10.2の財務分析上の借入金返済計画と同様の前提として算定した。

(5) 検討の結果、各ケース別のCash Flow 分析を Table 10-3-2~10-3-3 に示す。

売電単価 3.8 ㇵ/kWhの場合、財務評価およびCashflow statementをみる限りにおいては、外貨に対する金利 8.0%、20年間返済、内貨に対する金利10%、15年間返済という条件のもとでは、2001年時点の標準電気料金・蒸気供給料金を将来とも変更しないで収支をBalanceさせ、返済を行うことは好ましくない。

従って、以上に述べた同様の融資条件のもとでは 5.0ㇵ/kWhのケースが最も実行可能な水準である。また国際金融機関からの有利な借入れ条件を検討し、所要資金調達のコスト低減をはかる必要がある。

#### 10.4 社会・経済的影響評価

(1) 日本では戦後の経済復興の過程において、企業の環境対策投資は企業の整備投資において3%程度のウェイトを占めるに留まっていた。

当時の日本では、公害抑制への姿勢が公害立法においても明確では無く、公害行政を担当する省庁も存していなかった。

高度成長期の最盛期にあたる1970年頃、公害は全国的な問題になった。このため公害関係立法の成立が相次ぎ、1971年には環境庁が創設されて公害行政の一元化が図られ、環境対策の強化が進むこととなる。

電力部門でも規制体系の整備が進むとともに、排煙処理技術の導入も進んだ。石炭火力への排煙脱硫設備の設置も1975年の電源開発(株)高砂火力発電所を皮切りに、現在までに殆ど全ての石炭火力並びに高硫黄重油火力の合計68基 23,450kW に行われている。

(2) 環境対策実施による社会・経済的影響をマクロ経済的に評価する手法は十分に確立されていないが今までに

- 1982年のローマクラブ東京大会で茅陽一東大教授が極めて大胆な仮定に基づき硫黄酸化物対策費用が1年あたり4,800億円に対し、被害総額6兆円と推定しており、また
- 1977年版環境白書では、1965年から1975年までの環境対策の実施にもかかわらず、実質GNPを0.9%増加させるなど良い影響もあり環境対策はマクロ経済的には殆ど影響がなかったとしている。
- 諸外国における経験もほぼ同様で、OECDでは「公害防止投資が国民総生産に与える影響は中立的ないしは無視できる程度である」としている。

(3) ブルガリア国の発電所において環境基準をクリアーする発電設備の導入がもたらすマクロ経済的影響を上記の分析を基に行うと、次の通りとなる。

- 投資増に基づく経済波及効果/雇用力の拡大
- 電気料金への影響は吸収可能
- 環境対策関連技術の産業育成

ブルガリア国の技術水準においては、リグナイトの燃焼技術経験をもっており、

炉内脱硫設備の生産、運転技術をキャッチ・アップしていくには、それほど長い時間は要さないと見られる。ブルガリア国は1995年にEU加盟申請を行ったことから、石炭火力の新規開発に伴う、あるいは既設発電所への排煙脱硫設備の設置・普及は引き続き大きなニーズが予想される。従って、国内での普及に対し、発電所用および産業用ボイラーの環境対策設備の比較生産費のメリットを活かし、排煙脱硫機器等環境対策関連技術の産業育成の大きな柱に位置づけることも可能である。

**Table 10-1-1 Initial Investment Cost of ME-1 Replacing Thermal Power Plant  
(Market Price Basis)**

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	18,600	13,000	15,500	14,900	62,000
	LC	24,700	17,300	20,500	19,700	82,200
Boiler Island	FC	0	76,800	96,100	19,200	192,100
	LC	0	13,600	17,000	3,300	33,900
Turbine Island	FC	0	36,000	45,100	9,000	90,100
	LC	0	6,400	7,900	1,600	15,900
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	18,900	41,700	15,100	75,700
	LC	0	3,300	7,400	2,700	13,400
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	3,000	3,000
Total	FC	20,600	150,700	204,400	81,200	456,900
	LC	24,700	40,600	52,800	30,300	148,400
<b>Total (FC + LC)</b>		<b>45,300</b>	<b>191,300</b>	<b>257,200</b>	<b>111,500</b>	<b>605,300</b>

(Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.

2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-2 Initial Investment Cost of ME-1 Replacing Thermal Power Plant  
(Economic Price Basis)**

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	18,600	13,000	15,500	14,900	62,000
	LC	23,959	16,781	19,885	19,109	79,734
Boiler Island	FC	0	76,800	96,100	19,200	192,100
	LC	0	13,192	16,490	3,201	32,883
Turbine Island	FC	0	36,000	45,100	9,000	90,100
	LC	0	6,208	7,663	1,552	15,423
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	18,900	41,700	15,100	75,700
	LC	0	3,201	7,178	2,619	12,998
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	2,910	2,910
Total	FC	20,600	150,700	204,400	81,200	456,900
	LC	23,959	39,382	51,216	29,391	143,948
<b>Total (FC + LC)</b>		<b>44,559</b>	<b>190,082</b>	<b>255,616</b>	<b>110,591</b>	<b>600,848</b>

- (Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.
2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-3 Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant  
(Market Price Basis)**

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	16,800	11,800	14,000	13,500	56,100
	LC	22,300	15,600	18,600	17,900	74,400
Boiler Island	FC	0	59,100	73,900	14,800	147,800
	LC	0	10,500	13,000	2,600	26,100
Turbine Island	FC	0	30,000	37,600	7,500	75,100
	LC	0	12,900	16,100	3,200	32,200
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	13,700	30,100	10,900	54,700
	LC	0	5,800	12,900	4,700	23,400
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	3,000	3,000
Total	FC	18,800	120,600	161,600	69,700	370,700
	LC	22,300	44,800	60,600	31,400	159,100
<b>Total (FC + LC)</b>		<b>41,100</b>	<b>165,400</b>	<b>222,200</b>	<b>101,100</b>	<b>529,800</b>

- (Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.
2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-4 Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant  
(Economic Price Basis)**

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	16,800	11,800	14,000	13,500	56,100
	LC	21,631	15,132	18,042	17,363	72,168
Boiler Island	FC	0	59,100	73,900	14,800	147,800
	LC	0	10,185	12,610	2,522	25,317
Turbine Island	FC	0	30,000	37,600	7,500	75,100
	LC	0	12,513	15,617	3,104	31,234
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	13,700	30,100	10,900	54,700
	LC	0	5,626	12,513	4,559	22,698
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	2,910	2,910
Total	FC	18,800	120,600	161,600	69,700	370,700
	LC	21,631	43,456	58,782	30,458	154,327
<b>Total (FC + LC)</b>		<b>40,431</b>	<b>164,056</b>	<b>220,382</b>	<b>100,158</b>	<b>525,027</b>

(Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.

2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-5 Basic Condition for Economic Evaluation**

1. The 1 US\$ = 67Lv is the exchange rate of average 1995, which is adopted in the economic and financial evaluation to convert into the unit price.
2. Basic price point for evaluation is assumed to be the prices as of January, 1996.
3. Other Parameter and Data

Item	Assumed Data and Conditions
1) Method of Analysis	Alternative Plant Approach (Imported coal-fired plant)
2) Study Period	30 year plus construction period
3) Discount Rate	10%
4) Opportunity Cost of Capital	10%
5) Selection of Benefit	Cost of Imported coal-fired TPP
6) Standard Conversion Factor (SCF)	0.97

Table 10-1-6 Basic Factors for Economic Evaluation

Item	Maritsa East No.1 Replacing Plant	Alternative Plant
1. Capacity	230 MW x 2 Units	230 MW x 2 Units
Heat supply	25 Gcal/H	25 Gcal/H
2. Site	Maritsa East-1 site	Maritsa East 1 site
3. Annual Utilization	70 %	70 %
4. Plant efficiency	28.5 %	38.3 %
Boiler	68.3 %	93.8 %
Turbine	45.0 %	45.0 %
In-house ratio	7.0 %	9.0 %
Plant loss	0.3 %	0.3 %
5. Annual production (GWh)	2,821	2,821
6. Net annual production [at sending end] (GWh)	2,623	2,567
7. Fuel calorific value [LHV]	1,686 kcal/kg 7,058 kJ/kg	5,898 kcal/kg 24,689 kJ/kg
8. Fuel consumption (t/year)	5,052 x 10 <sup>3</sup>	994 x 10 <sup>3</sup>
9. Fuel cost (unit cost)		
- Economic cost	6.6 \$/T	60.0 \$/T
- Financial cost	6.0 \$/T	60.0 \$/T
10. Annual O'M cost (US\$/year)	22,030 x 10 <sup>3</sup>	18,960 x 10 <sup>3</sup>
11. Plant life	30 years	30 years

**Table 10-1-7 Net Present Values and Benefit-Cost Ratio**

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

	ME-1 Thermal Power Plant		Alternative Thermal		Difference		
	Total Cost	Present Value (C)	Total Cost	Present Value (B)	Total	(B-C)	(B/C)
	2,183,334	804,823	2,896,367	915,270	713,034	110,447	1.14

Table 10-1-8 Economic Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant ( 1,000 US \$ )

No.	YEAR	Maritsa East No.1 Replacing PROJECT				A. Alternative Thermal Power PROJECT ( Imported Coal-fired )				(B) TOTAL COST	(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	TOTAL COST	Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	TOTAL COST		
1	1998	44,559			44,559	40,431			40,431	-4,128	
2	1999	190,082			190,082	164,056			164,056	-26,026	
3	2000	255,616			255,616	220,382			220,382	-35,234	
4	2001	110,591			110,591	100,158			100,158	-10,433	
5	2002		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
6	2003		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
7	2004		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
8	2005		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
9	2006		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
10	2007		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
11	2008		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
12	2009		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
13	2010		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
14	2011		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
15	2012		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
16	2013		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
17	2014		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
18	2015		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
19	2016		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
20	2017		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
21	2018		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
22	2019		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
23	2020		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
24	2021		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
25	2022		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
26	2023		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
27	2024		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
28	2025		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
29	2026		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
30	2027		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
31	2028		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
32	2029		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
33	2030		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
34	2031		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295	
TOTAL		600,848	673,126	909,360	2,183,334	525,027	582,140	1,789,200	2,896,367	713,034	
Present Value I = 10%					804,823				915,270	110,447	
										N.P.V. E.I.R.R. B/C	
										25.3% 1.14	

**Table 10-1-9 Sensitivity Analysis**

		B-C (10 <sup>3</sup> US\$)	B/C	EIRR (%)
Case - 1	Construction cost (20% up)	17,411	1.02	11.2
Case - 2	Discount rate (8%)	142,607	1.15	22.6
	Discount rate (12%)	78,468	1.11	25.3
Case - 3	Fuel cost (5% up)	100,867	1.12	24.2

**Table 10-2-1 Basic Conditions for Financial Evaluation**

<b>Item</b>	<b>Assumed Data and Conditions</b>
1) Revenue for Financial Evaluation	4.5 cent/kWh (Electricity) 31.4 US\$/Gcal (Heat) These are estimated average tariff as of 2001 for NEK
2) Study Period	30 years plus construction period
3) Method of Repayment	Principal & Interest in equal installment
5) Escalation	Not considered
6) Depreciation	Straight line method/zero residual value

**Table 10-2-2 Revenue from Sales of Electricity and Heat**

	Electricity	Heat
Annual net energy	2,624 GWh/year	100,000 Gcal/year
Electricity price (cent / kWh)	4.5	-
Annual electricity revenue (10 <sup>3</sup> US\$)	118,059	-
Heat price (US\$ / Gcal)	-	31.4
Annual heat revenue (10 <sup>3</sup> US\$)	-	3,140

(1) Basic assumption for Salable Annual Electricity and Heat Supply

1) Electricity

R<sub>1</sub> unit: [230MW x 12 months]

$$230\text{MW} \times 24 \text{ h} \times 365 \text{ day} \times 0.7 \times (1 - 0.07)$$

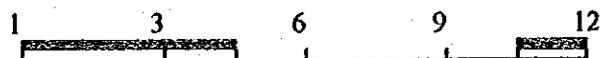
R<sub>2</sub> unit: [230MW x 6 months; 200MW x 6 months (During Heat Supply)]

$$230\text{MW} \times 24 \text{ h} \times (365 \text{ day}/2) \times 0.7 \times (1 - 0.07)$$

$$200\text{MW} \times 24 \text{ h} \times (365 \text{ day}/2) \times 0.7 \times (1 - 0.07)$$

2) Heat

a) The period of supply: 6 (months)



b) Average annual operating period: 4,000 (hours)

c) Total supply heat: 100,000 (Gcal/year)

**Table 10-2-3 Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant**

( Unit : 1,000 US \$ )

No.	YEAR	Marista East No.1 PROJECT				(B) REVENUE		(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	FUEL	(C) TOTAL COST	POWER SALES	HEAT SALES	
1	1998	45,300			45,300			-45,300
2	1999	191,300			191,300			-191,300
3	2000	257,200			257,200			-257,200
4	2001	111,500			111,500			-111,500
5	1 2002		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
6	2 2003		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
7	3 2004		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
8	4 2005		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
9	5 2006		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
10	6 2007		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
11	7 2008		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
12	8 2009		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
13	9 2010		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
14	10 2011		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
15	11 2012		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
16	12 2013		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
17	13 2014		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
18	14 2015		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
19	15 2016		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
20	16 2017		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
21	17 2018		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
22	18 2019		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
23	19 2020		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
24	20 2021		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
25	21 2022		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
26	22 2023		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
27	23 2024		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
28	24 2025		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
29	25 2026		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
30	26 2027		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
31	27 2028		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
32	28 2029		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
33	29 2030		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
34	30 2031		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
<b>TOTAL</b>		<b>605,300</b>	<b>678,360</b>	<b>909,360</b>	<b>2,193,020</b>	<b>3,425,933</b>	<b>94,050</b>	<b>1,326,963</b>

Base case: 4.5 cent/kWh

F.I.R.R.

8.8%

Table 10-2-4 Fund Requirement and Repayment

( Unit : 1,000 US \$ )

No.	FUND REQUIREMENT			REPAYMENT SCHEDULE																		
	Foreign	Local	Total	FOREIGN FOR FOREIGN CONSTRUCTION			FOREIGN FOR LOCAL															
				Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance											
1	20,600	24,700	45,300	( )																		
2	150,700	40,600	191,300	( 824 )																		
3	204,400	52,800	257,200	( 7,676 )																		
4	81,200	30,300	111,500	( 21,880 )																		
5				( 33,304 )				522,752													178,990	
6				41,820	11,423	53,243	511,329	17,899	5,633	23,532											173,357	
7				40,906	12,337	53,243	498,992	17,336	6,197	23,532											167,160	
8				39,919	13,324	53,243	485,667	16,716	6,817	23,532											160,343	
9				38,853	14,390	53,243	471,277	16,034	7,498	23,532											152,845	
10				37,702	15,541	53,243	455,736	15,284	8,248	23,532											144,597	
11				36,459	16,785	53,243	438,952	14,460	9,073	23,532											135,524	
12				35,116	18,127	53,243	420,824	13,552	9,980	23,532											125,544	
13				33,666	19,578	53,243	401,247	12,554	10,978	23,532											114,566	
14				32,100	21,144	53,243	380,103	11,457	12,076	23,532											102,490	
15				30,408	22,835	53,243	357,268	10,249	13,283	23,532											89,207	
16				28,581	24,662	53,243	332,606	8,921	14,612	23,532											74,595	
17				26,608	26,635	53,243	305,971	7,459	16,073	23,532											58,522	
18				24,478	28,766	53,243	277,205	5,852	17,680	23,532											40,842	
19				22,176	31,067	53,243	246,138	4,084	19,448	23,532											21,393	
20				19,691	33,552	53,243	212,586	2,139	21,393	23,532											0	
21				17,007	36,237	53,243	176,349															
22				14,108	39,136	53,243	137,214															
23				10,977	42,266	53,243	94,947															
24				7,596	45,648	53,243	49,299															
24				3,944	49,299	53,243	0															
Total	456,900	148,400	605,300	542,117	522,752	1,064,869		173,997	178,990	352,987												

Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Funds to be required do not include the amount of interest

Remarks: Repayment condition

Foreign currency : 8.00% ( 20 Year )  
 Local currency : 10.00% ( 15 Year )  
 Grace Period : 4 years (construction period including preparation)

Table 10-2-5 Profit and Loss Statement

No.	( Unit : 1,000 U.S. )									
	Operating Revenue (A)		Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*		Total* (D)	Net Income (E)=C-D
	O & M	Depreciation					F.C.	L.C.		
1							( 0 )	( 0 )	( 0 )	
2							( 824 )	( 1,235 )	( 2,059 )	
3							( 7,676 )	( 4,500 )	( 12,176 )	
4							( 21,880 )	( 9,170 )	( 31,050 )	
5							( 33,304 )	( 13,325 )	( 46,629 )	
6	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	41,820	17,899	59,719	18,086	
7	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	40,906	17,336	58,242	19,563	
8	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	39,919	16,716	56,635	21,170	
9	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	38,853	16,034	54,888	22,917	
10	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	37,702	15,284	52,987	24,818	
11	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	36,459	14,460	50,919	26,887	
12	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	35,116	13,552	48,669	29,137	
13	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	33,666	12,554	46,220	31,585	
14	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	32,100	11,457	43,556	34,249	
15	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	30,408	10,249	40,657	37,148	
16	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	28,581	8,921	37,502	40,303	
17	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	26,608	7,459	34,068	43,737	
18	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	24,478	5,852	30,330	47,475	
19	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	22,176	4,084	26,261	51,545	
20	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	19,691	2,139	21,830	55,975	
21	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	17,007	0	17,007	60,798	
22	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	14,108	0	14,108	63,697	
23	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	10,977	0	10,977	66,828	
24	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	7,596	0	7,596	70,209	
25	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	3,944	0	3,944	73,861	
Total	2,346,755	452,240	338,413	790,653	1,556,102	542,117	173,997	716,114	839,988	

\*Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Operating revenue :

Electricity :	2,537.73 GWh /Year x	0.045	US\$/kWh=	114,198	Thousand US\$/year
Heat :	100,000 Gcal /Year x	31.40	US\$/Gcal=	3,140.0	Thousand US\$/year
				117,338	Thousand US\$/year

Table 10-2-6 Cash Flow Sheet

No.	CASH INFLOW				CASH OUTFLOW				( Unit : 1000 US \$ )		
	Fund Re-quirement	Net Income	Depreci-ation	Total (A)	Construc-tion Cost	Principal Repayment		I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	BALANCE Accumulation
						F.C.	L.C.				
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	45,300	0	0	45,300	45,300	0	0	2,059	47,359	-2,059	-2,059
3	191,300	0	0	191,300	191,300	0	0	12,176	203,476	-12,176	-14,235
4	257,200	0	0	257,200	257,200	0	0	31,050	288,250	-31,050	-45,285
5	111,500	0	0	111,500	111,500	0	0	46,629	158,129	-46,629	-91,914
6	0	18,086	16,921	35,007	0	11,423	5,633	0	17,057	17,950	-73,964
7	0	19,563	16,921	36,484	0	12,337	6,197	0	18,534	17,950	-56,014
8	0	21,170	16,921	38,090	0	13,324	6,817	0	20,141	17,950	-38,065
9	0	22,917	16,921	39,838	0	14,390	7,498	0	21,888	17,950	-20,115
10	0	24,818	16,921	41,739	0	15,541	8,248	0	23,789	17,950	-2,165
11	0	26,887	16,921	43,807	0	16,785	9,073	0	25,857	17,950	15,785
12	0	29,137	16,921	46,057	0	18,127	9,980	0	28,107	17,950	33,755
13	0	31,585	16,921	48,505	0	19,578	10,978	0	30,556	17,950	51,685
14	0	34,249	16,921	51,169	0	21,144	12,076	0	33,220	17,950	69,634
15	0	37,148	16,921	54,069	0	22,835	13,283	0	36,119	17,950	87,584
16	0	40,303	16,921	57,224	0	24,662	14,612	0	39,274	17,950	105,534
17	0	43,737	16,921	60,658	0	26,635	16,073	0	42,708	17,950	123,484
18	0	47,475	16,921	64,396	0	28,766	17,680	0	46,446	17,950	141,434
19	0	51,545	16,921	68,465	0	31,067	19,448	0	50,515	17,950	159,384
20	0	55,975	16,921	72,895	0	33,552	21,393	0	54,946	17,950	177,333
21	0	60,798	16,921	77,719	0	36,237	0	0	36,237	41,482	218,816
22	0	63,697	16,921	80,618	0	39,136	0	0	39,136	41,482	260,298
23	0	66,828	16,921	83,749	0	42,266	0	0	42,266	41,482	301,780
24	0	70,209	16,921	87,130	0	45,648	0	0	45,648	41,482	343,263
24	0	73,861	16,921	90,782	0	49,299	0	0	49,299	41,482	384,745
<b>Total</b>	<b>605,300</b>	<b>839,988</b>	<b>338,413</b>	<b>1,783,701</b>	<b>605,300</b>	<b>522,752</b>	<b>178,990</b>	<b>91,914</b>	<b>1,398,956</b>	<b>384,745</b>	

**Table 10-3-1 Trend of Electricity and Heat Price**

Year (Month)		Electricity (Lv/kWh)			Heating (Lv/GCal)	
		Households		Industry	Households	Buildings
		Day time	Night time -			
February	1991	0.167	0.088	0.314	50	202
June	1991	0.284	0.150	0.534	85	343
April	1992	0.383	0.202	0.721	115	463
December	1992	0.440	0.233	0.793	149	509
May	1993	0.660	0.350	0.837	238	610
April	1994	0.850	0.450	1.138	450	705
March	1995	1.250	0.660	1.461	810	n.a.
September	1995	1.560	0.830	2.016	810	n.a.

Source: NEK

Table 10-3-2(1) Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)

( Unit : 1,000 US \$ )

No.	YEAR	Marista East No.1 PROJECT				(B) REVENUE		(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	FUEL	(C) TOTAL COST	POWER SALES	HEAT SALES	
1	1998	45,300			45,300			-45,300
2	1999	191,300			191,300			-191,300
3	2000	257,200			257,200			-257,200
4	2001	111,500			111,500			-111,500
5	1 2002		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
6	2 2003		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
7	3 2004		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
8	4 2005		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
9	5 2006		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
10	6 2007		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
11	7 2008		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
12	8 2009		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
13	9 2010		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
14	10 2011		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
15	11 2012		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
16	12 2013		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
17	13 2014		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
18	14 2015		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
19	15 2016		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
20	16 2017		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
21	17 2018		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
22	18 2019		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
23	19 2020		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
24	20 2021		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
25	21 2022		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
26	22 2023		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
27	23 2024		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
28	24 2025		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
29	25 2026		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
30	26 2027		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
31	27 2028		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
32	28 2029		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
33	29 2030		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
34	30 2031		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
TOTAL		605,300	678,360	909,360	2,193,020	2,893,010	94,050	794,040

Case 1: 3.8 cent/kWh

F.I.R.R.

5.9%

Table 10-3-2(2) Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)

( Unit : 1000 US \$ )

No.	CASH INFLOW					CASH OUTFLOW					BALANCE	
	Fund Re- quirement	Net Income	Depreci- ation	Total (A)	Construc- tion Cost	Principal Repayment			I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation
						F.C.	L.C.	Subtotal				
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	45,300	0	0	45,300	45,300	0	0	0	2,059	47,359	-2,059	-2,059
3	191,300	0	0	191,300	191,300	0	0	0	12,176	203,476	-12,176	-14,235
4	257,200	0	0	257,200	257,200	0	0	0	31,050	288,250	-31,050	-45,285
5	111,500	0	0	111,500	111,500	0	0	0	46,629	158,129	-46,629	-91,914
6	0	322	16,921	17,243	0	11,423	5,633	17,057	0	17,057	186	-91,728
7	0	1,799	16,921	18,720	0	12,337	6,197	18,534	0	18,534	186	-91,543
8	0	3,406	16,921	20,326	0	13,324	6,817	20,141	0	20,141	186	-91,357
9	0	5,153	16,921	22,074	0	14,390	7,498	21,888	0	21,888	186	-91,171
10	0	7,054	16,921	23,975	0	15,541	8,248	23,789	0	23,789	186	-90,985
11	0	9,122	16,921	26,043	0	16,785	9,073	25,857	0	25,857	186	-90,800
12	0	11,572	16,921	28,293	0	18,127	9,980	28,107	0	28,107	186	-90,614
13	0	13,821	16,921	30,741	0	19,578	10,978	30,556	0	30,556	186	-90,428
14	0	16,485	16,921	33,405	0	21,144	12,076	33,220	0	33,220	186	-90,242
15	0	19,584	16,921	36,304	0	22,835	13,283	36,119	0	36,119	186	-90,057
16	0	22,539	16,921	39,460	0	24,662	14,612	39,274	0	39,274	186	-89,871
17	0	25,973	16,921	42,894	0	26,635	16,073	42,708	0	42,708	186	-89,685
18	0	29,711	16,921	46,632	0	28,766	17,680	46,446	0	46,446	186	-89,499
19	0	33,780	16,921	50,701	0	31,067	19,448	50,515	0	50,515	186	-89,314
20	0	38,211	16,921	55,131	0	33,552	21,393	54,946	0	54,946	186	-89,128
21	0	43,034	16,921	59,955	0	36,237	0	36,237	0	36,237	23,718	-65,410
22	0	45,933	16,921	62,854	0	39,136	0	39,136	0	39,136	23,718	-41,692
23	0	49,064	16,921	65,985	0	42,266	0	42,266	0	42,266	23,718	-17,973
24	0	52,445	16,921	69,366	0	45,648	0	45,648	0	45,648	23,718	5,745
24	0	56,097	16,921	73,018	0	49,299	0	49,299	0	49,299	23,718	29,463
Total	605,300	484,706	338,413	1,428,419	605,300	522,752	178,990	701,742	91,914	1,398,956	29,463	

Table 10-3-3(1) Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)

( Unit : 1,000 US \$ )

No.	YEAR	Marista East No.1 PROJECT				(B) REVENUE		(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	FUEL	(C) TOTAL COST	POWER SALES	HEAT SALES	
1	1998	45,300			45,300			-45,300
2	1999	191,300			191,300			-191,300
3	2000	257,200			257,200			-257,200
4	2001	111,500			111,500			-111,500
5	1 2002		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
6	2 2003		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
7	3 2004		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
8	4 2005		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
9	5 2006		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
10	6 2007		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
11	7 2008		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
12	8 2009		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
13	9 2010		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
14	10 2011		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
15	11 2012		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
16	12 2013		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
17	13 2014		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
18	14 2015		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
19	15 2016		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
20	16 2017		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
21	17 2018		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
22	18 2019		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
23	19 2020		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
24	20 2021		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
25	21 2022		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
26	22 2023		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
27	23 2024		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
28	24 2025		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
29	25 2026		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
30	26 2027		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
31	27 2028		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
32	28 2029		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
33	29 2030		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
34	30 2031		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
<b>TOTAL</b>		<b>605,300</b>	<b>678,360</b>	<b>909,360</b>	<b>2,193,020</b>	<b>3,806,592</b>	<b>94,050</b>	<b>1,707,622</b>

Case 2: 5.0 cent / kWh

F.I.R.R.

10.6%

Table 10-3-3(2) Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)

( Unit : 1000 US \$ )

No.	CASH INFLOW				CASH OUTFLOW				BALANCE		
	Fund Re- quirement	Net Income	Depreci- ation	Total (A)	Construc- tion Cost	Principal Repayment		I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation
						F.C.	L.C.				
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	45,300	0	0	45,300	45,300	0	0	2,059	47,359	-2,059	-2,059
3	191,300	0	0	191,300	191,300	0	0	12,176	203,476	-12,176	-14,235
4	257,200	0	0	257,200	257,200	0	0	31,050	288,250	-31,050	-45,285
5	111,500	0	0	111,500	111,500	0	0	46,629	158,129	-46,629	-91,914
6	0	30,775	16,921	47,695	0	5,633	17,057	0	17,057	30,638	-61,276
7	0	32,252	16,921	49,172	0	6,197	18,534	0	18,534	30,638	-30,637
8	0	33,858	16,921	50,779	0	6,817	20,141	0	20,141	30,638	1
9	0	35,606	16,921	52,527	0	7,498	21,888	0	21,888	30,638	30,640
10	0	37,507	16,921	54,428	0	8,248	23,789	0	23,789	30,638	61,278
11	0	39,575	16,921	56,496	0	9,073	25,857	0	25,857	30,638	91,917
12	0	41,825	16,921	58,746	0	9,980	28,107	0	28,107	30,638	122,555
13	0	44,273	16,921	61,194	0	10,978	30,556	0	30,556	30,638	153,194
14	0	46,937	16,921	63,858	0	12,076	33,220	0	33,220	30,638	183,832
15	0	49,836	16,921	66,757	0	13,283	36,119	0	36,119	30,638	214,471
16	0	52,992	16,921	69,912	0	14,612	39,274	0	39,274	30,638	245,109
17	0	56,426	16,921	73,346	0	16,073	42,708	0	42,708	30,638	275,748
18	0	60,164	16,921	77,085	0	17,680	46,446	0	46,446	30,638	306,386
19	0	64,233	16,921	81,154	0	19,448	50,515	0	50,515	30,638	337,025
20	0	68,663	16,921	85,584	0	21,393	54,946	0	54,946	30,638	367,663
21	0	73,487	16,921	90,408	0	36,237	36,237	0	36,237	54,171	421,834
22	0	76,386	16,921	93,306	0	39,136	39,136	0	39,136	54,171	476,005
23	0	79,517	16,921	96,437	0	42,266	42,266	0	42,266	54,171	530,176
24	0	82,898	16,921	99,819	0	45,648	45,648	0	45,648	54,171	584,347
24	0	86,550	16,921	103,470	0	49,299	49,299	0	49,299	54,171	638,518
Total	605,300	1,093,761	338,413	2,037,474	605,300	522,752	178,990	701,742	91,914	1,398,956	638,518







JICA