

## 第 8 章 建設費及び運転経費



## 第8章 建設費及び運転経費

	頁
8.1 見積建設費 .....	8-1
8.2 建設費の見積条件 .....	8-5
8.3 見積範囲 .....	8-5
8.4 コンサルタントのエンジニアリング費用 .....	8-6
8.5 運転経費 .....	8-7

## List of Tables

	Page
Table 8.1-1 (1) FGD Plant Construction Cost for Part II .....	8 - 3
Table 8.1-1 (2) FGD Plant Construction Cost for Part III .....	8 - 4
Table 8.5-1 Operation Cost for FGD Plants .....	8 - 8



## 第 8 章 建設費及び運転経費

第 6 章の排煙脱硫装置概念設計に基づく、Part III 500MW容量 1 基と Part II 110MW容量 (80%排ガス処理容量) 4 基の排煙脱硫装置の建設費及び運転経費を以下に示す。

### 8.1 見積建設費

メルニーク発電所排煙脱硫装置の建設費の見積額を下記に示す。

また、各装置毎の見積り額のブレイクダウンを Table 8.1-1 に示す。

[Part II]

	$\times 10^3$ k c s	$\times 10^3$ US \$
(1) 脱硫装置本体及び関連設備	1,865,455	67,151
(2) 輸送費	55,921	2,013
(3) 据付費	187,209	6,739
(4) 土木建築工事	318,164	11,453
(5) 既設設備改造	140,317	5,051
(6) 予備品	37,364	1,345
(7) 試運転経費	38,003	1,368
(8) 輸入税	134,955	4,858
[直接工事費] (1)~(8)	[ 2,777,388 ]	[ 99,978 ]
(9) 技術費 [直接工事費の 5%]	138,900	5,000
(10) 予備費 [ " ]	138,900	5,000
(11) 管理費 [ " ]	138,900	5,000
[総工事費] (1)~(11)	[ 3,194,088 ]	[ 114,978 ]
[kW当り建設費]	[ 7,259kcs/kW]	[ 261.3 US\$/kW]

[Part III]

	<u>×10<sup>3</sup> k c s</u>	<u>×10<sup>3</sup> U S \$</u>
(1) 脱硫装置本体及び関連設備	1,949,239	70,167
(2) 輸送費	58,505	2,106
(3) 据付費	195,627	7,042
(4) 土木建築工事	360,890	12,991
(5) 既設設備改造	15,112	544
(6) 予備品	39,086	1,407
(7) 試運転経費	39,725	1,430
(8) 輸入税	133,677	4,812
[直接工事費] (1)~(8)	[ 2,791,861 ]	[ 100,499 ]
(9) 技術費 [直接工事費の5%]	139,595	5,025
(10) 予備費 [ " ]	139,595	5,025
(11) 管理費 [ " ]	139,595	5,025
[総工事費] (1)~(11)	[ 3,210,646 ]	[ 115,574 ]
[kW当り建設費]	[ 6,421kcs/kW]	[ 231.1 U\$/kW]

Table 8.1-1 (1) FGD Plants Construction Cost for Part II

Unit:  $\times 10^3$ US\$

	Item	Foreign Portion	Local Portion	Total
1	Absorber System	4,423	9,600	14,023
2	Limestone Slurry Supply System	31	3,133	3,164
3	Gypsum Dewatering & Recovery System	1,446	4,213	5,659
4	Draft System	12,258	11,154	23,412
5	Miscellaneous	39	1,010	1,049
6	Air Supply System	0	241	241
7	Electrical System	0	5,449	5,449
8	Control System	14,154	0	14,154
[9]	[Equipment Cost]	32,351	34,800	67,151
10	Transportation	0	2,013	2,013
11	Construction	1,368	5,371	6,739
12	Civil Work	1,391	10,062	11,453
13	Modification of Existing Facilities	0	5,051	5,051
14	Spare Parts	1,345	0	1,345
15	Start-up & Commissioning	1,368	0	1,368
16	Import Tax	0	4,858	4,858
[17]	[Direct Construction Cost]	37,823	62,155	99,978
18	Engineering Fee	5,000	0	5,000
19	Contingency	1,891	3,109	5,000
20	Administration Fee	0	5,000	5,000
[21]	[Total Construction]	44,714	70,264	114,978

- Note (1) Spare Parts : Equipment Cost  $\times$  2%  
 (2) Import Tax : Foreign Portion  $\times$  15%  
 (3) Engineering Fee : Direct Construction Cost  $\times$  5%  
 (4) Contingency : Direct Construction Cost  $\times$  5%  
 (5) Administration Fee: Direct Construction Cost  $\times$  5%



Table 8.1-1 (2) FGD Plants Construction Cost for Part III

Unit:  $\times 10^3$ US\$

	Item	Foreign Portion	Local Portion	Total
1	Absorber System	5,293	9,911	15,204
2	Limestone Slurry Supply System	47	2,791	2,838
3	Gypsum Dewatering & Recovery System	1,578	4,804	6,382
4	Draft System	17,357	13,447	30,804
5	Miscellaneous	47	878	925
6	Air Supply System	0	233	233
7	Electrical System	0	6,016	6,016
8	Control System	7,765	0	7,765
[9]	[Equipment Cost]	32,087	38,080	70,167
10	Transportation	0	2,106	2,106
11	Construction	1,430	5,612	7,042
12	Civil Work	1,966	11,025	12,991
13	Modification of Existing Facilities	0	544	544
14	Spare Parts	1,407	0	1,407
15	Start-up & Commissioning	1,430	0	1,430
16	Import Tax	0	4,812	4,812
[17]	[Direct Construction Cost]	38,320	62,179	100,499
18	Engineering Fee	5,025	0	5,025
19	Contingency	1,916	3,109	5,025
20	Administration Fee	0	5,025	5,025
[21]	[Total Construction]	45,261	70,313	115,574

- Note (1) Spare Parts : Equipment Cost  $\times$  2%  
 (2) Import Tax : Foreign Portion  $\times$  15%  
 (3) Engineering Fee : Direct Construction Cost  $\times$  5%  
 (4) Contingency : Direct Construction Cost  $\times$  5%  
 (5) Administration Fee: Direct Construction Cost  $\times$  5%

## 8.2 建設費の見積条件

(1) 見積時点 1992年7月31日

(2) 通貨換算レート

- ① 1 kcs = 4.634 円
- ② 1 US\$ = 27.76 kcs
- ③ 1 US\$ = 128.7 円

## 8.3 見積範囲

直接工事費の見積範囲は下記項目であり、Part III 500MW容量1基およびPart II 110MW容量4基の排煙脱硫装置本体及び付属装置の機器代、据付調整、試運転、既設設備改造、土木、建築工事、予備品、輸送費及び輸入税を含む。

見積範囲には下記項目が含まれる。

(1) 脱硫装置本体

- ① 吸収設備
- ② 石灰石受入れ、前処理およびスラリー供給設備
- ③ 石膏脱水および一時貯蔵設備
- ④ 通風設備
- ⑤ 関連設備
- ⑥ 空気供給設備
- ⑦ 電気設備
- ⑧ 制御装置

(2) 既設設備改造

- ① IDF出口共通ダクト改造（費用は通風設備に含む）
- ② 電気、計装設備改造
- ③ 熱水供給管および灰流し管移設
- ④ 石炭列車解凍トンネルおよびメンテナンス用倉庫の移設
- ⑤ 鉄道線路撤去
- ⑥ その他埋設、架空配管、電線等、移設

(3) 土木、建築工事

- ① 脱硫装置基礎
- ② 関連建物（電気・制御室、石灰石貯蔵・前処理室、石膏サイロ、石膏脱水室  
酸化空気ブロウ・コンプレッサ室、等）
- ③ 関連建物基礎
- ④ 煙突耐酸ライニング
- ⑤ 副生品捨場防水工事（Part IIからの副生品量12.5年分相当容量）
- ⑥ 副生品輸送コンベヤの基礎
- ⑦ 取水ポンプ場
- ⑧ 排水処理設備

(4) 予備品

(5) 輸送費

(6) 輸入税

#### 8.4 コンサルタントのエンジニアリング費用

コンサルタントのエンジニアリング費用は下記の業務範囲を基に直接工事費の5%を見込んだ。

- (1) 購入仕様書作成
- (2) 入札手続き
- (3) 入札評価
- (4) 承認図、承認図書チェック
- (5) 建設工事スーパービジョン
- (6) 引取性能試験立合

## 8.5 運転経費

### (1) 年間運転経費

1992年の労務単価、ユーティリティ単価をベースに想定した年間の運転経費を下記に示す。また、運転経費のブレイクダウンを Table 8.5-1 に示す。

#### [Part II]

	<u>k c s</u>	<u>U S \$</u>
a) ユーティリティ費用	24,711,000	889,525
b) 人件費	2,275,000	81,893
c) 補修費	95,823,000	3,449,352
d) 副生品処理費	9,175,000	330,274
[ 合計 ]	[ 131,984,000 ]	[ 4,751,044 ]

#### [Part III]

	<u>k c s</u>	<u>U S \$</u>
a) ユーティリティ費用	22,186,000	798,632
b) 人件費	1,553,000	55,904
c) 補修費	96,319,000	3,467,207
[ 合計 ]	[ 120,058,000 ]	[ 4,321,743 ]

### (2) 運転経費の見積条件

運転経費の見積条件は下記の通りである。

- a) 人件費とユーティリティ費用は1992年ベースである。
- b) 労務費用とユーティリティ費用は、現地調査により得たチェッコ・スヴァキアでの単価を参考に算出した。
- c) 排煙脱硫装置の利用率は100%負荷換算で、

Part II : 5,081 時間運転相当の 58 %

Part III : 4,468 時間運転相当の 51 %

と想定した。

Table 8.5-1 Operation Cost for FGD Plants

Part II

Item	Quantity (Per Year)	Unit Price (kčs/Unit)	Annual Cost ( $\times 10^3$ kčs/Year)
1. CaCO <sub>3</sub> (96%)	46,526 (Tonns)	130	6,048
2. Electric Power	30,486 (MWh)	477	14,542
3. Make-up Water	574,153 (Tonns)	0.54	310
4. By-product Disposal	77,756	118	9,175
5. Steam	30,486 (Tonns)	125	3,811
[Sub-total]			[33,886]
6. Labor Cost	30.5 (man-year)	-	2,275
7. Maintenance Cost	-	-	95,823
[Grand total]			[131,984]
8. Cost/kWh	0.059 (kčs/kWh)		

Part III

Item	Quantity (Per Year)	Unit Price (kčs/Unit)	Annual Cost ( $\times 10^3$ kčs/Year)
1. CaCO <sub>3</sub> (96%)	54,713 (Tonns)	130	7,113
2. Electric Power	30,163 (MWh)	436	13,151
3. Make-up Water	455,736 (Tonns)	0.54	246
4. Steam	13,404 (Tonns)	125	1,676
[Sub-total]			[22,186]
5. Labor Cost	20.5 (man-year)	-	1,553
6. Maintenance Cost	-	-	96,319
[Grand total]			[120,058]
7. Cost/kWh	0.0537 (kčs/kWh)		

- Note
1. All of prices are based on July, 1992.
  2. Carolific value of coal is to be 3,620 kcal/kg (Air Dry base).
  3. Sulphur content of coal is to be 1.5% (Dry base).
  4. Capacity factor is assumed to be 58% for Part II (5,081 hr. operation at full load) and 51% for Part III (4,468 hr. operation at full load).
  5. Maintenance Cost: 3% of Direct Construction Cost



## 第 9 章 運転方法及び保守要領





## 第9章 運転方法及び保守要領

	頁
9.1 運転方法 .....	9-1
9.2 保守要領 .....	9-11

## List of Tables

Table	Description	Page
Table 9.1-1	Format of Operation Log Sheet .....	9 - 6
Table 9.2-1	FGD System Check List .....	9 - 13
Table 9.2-2	定期保守作業表 .....	9 - 14
Table 9.2-3	定期点検保守作業内容 .....	9 - 15

## List of Figures

Table	Description	Page
Fig. 9.1-1	FGD Plant Start up Shut Down Timing Chart .....	9 - 7
Fig. 9.1-2	Flow Chart of Start up Procedure (1/2) .....	9 - 8
	Flow Chart of Start up Procedure (2/2) .....	9 - 9
Fig. 9.1-3	Flow Chart of Shut Down Procedure .....	9 - 10
	(Short Term Stop Mode)	



## 第9章 運転方法及び保守要領

### 9.1 運転方法

排煙脱硫装置の起動停止は、通常発電プラントの起動停止と連系して行われる。発電プラント1基に排煙脱硫装置1基のユニット方式においては、通常発電プラント起動初期に起動し、石炭専焼へ移行する前にサービスインする。また、停止はボイラパージ後に行う。またシステムの起動順序は吸収系統 → 通風系統 → 石膏処理系統の順で行い、停止は通風系統 → 吸収系統 → 石膏処理系統の順で行う。

Fig. 9.1-1 にユニット方式の場合の起動、停止タイミングを示す。

#### 9.1.1 起動要領

##### (1) 起動前の準備

- ① 吸収剤、補給水等のユーティリティが確保されていることを確認する。
- ② 各タンク、ピットの液レベルが規定値であることを確認する。また各ポンプ類の水漲・空気抜が完了していることを確認する。
- ③ GGH、BUF等の軸受潤滑油が確保されていることを確認する。
- ④ pH計、SO<sub>2</sub>計、レベル計等の計器類の校正が終了していることを確認する。
- ⑤ 各系統のバルブ・ダンパの開閉をチェックし、系統が形成されていることを確認する。
- ⑥ 各補機の電源が確保されていることを確認する。

##### (2) 起動要領

FGD制御室内より遠隔操作により起動する。制御盤CRTオペレーションにより各系統毎にシーケンシャルに起動する。予想される補機の起動順序をフローチャートにて Fig. 9.1-2 に示す。

## 9. 1. 2 停止要領

停止操作は起動時と同様に制御室よりCRTオペレーションにてシーケンシャルに行われる。

また停止状態は短期停止モードと長期停止モードに分かれ、短期停止モードでは配管の詰まり防止の為、循環ポンプ以外のスラリー系ポンプは起動したままで、循環運転とする。長期停止モードでは全ての補機を停止するとともに、ポンプ類はスラリーの堆積、固着を防止する為、清水にて置換する。また定検前の停止においては系内の液は全てブローする。

Fig. 9.1-3 に短期停止モードの補機の停止手順をフローチャートにて示す。

## 9. 1. 3 各系統の働きと通常運転要領

### (1) 吸収系統

#### ① 概要

排煙脱硫装置の中心となる系統であり、石灰石サイロ、湿式石灰石ミル、ハイドロサイクロン、石灰石スラリータンク、石灰石スラリー供給ポンプから成る石灰石スラリー供給装置と、吸収塔、吸収塔循環ポンプ及び酸化空気ブロー等から成る吸収酸化装置より構成される。

石灰石サイロより払い出された石灰石は、湿式石灰石ミルにより微粉碎されハイドロサイクロンにおいて分級された後、石灰石スラリータンク内で回収水又は補給水と混合攪拌され、一定濃度の石灰石スラリーに調節される。このスラリーは石灰石スラリー供給ポンプにより、流量調整弁を介して吸収塔へ送られる。

吸収塔では、塔下部に貯留されているスラリーを循環ポンプにより塔上部より噴霧・循環し、排ガスに対して対向接触させることにより排ガス中の硫黄酸化物を吸収すると共にばいじんを除去する。また、硫黄酸化物を吸収した石灰石は亜硫酸カルシウムを生成し、吸収塔下部において酸化用空気ブローからの空気と接触・混合され石膏となる。

この吸収工程において、運転上脱硫性能を決定する最も大きな要因は、排ガス量に対するスラリー循環量と循環スラリーのpH値である。

## ② 吸収塔循環スラリー量と循環ポンプ運転台数

所要脱硫及び脱じん効率を達成する為には、必要な液ガス比 (L/G) を満足する量のスラリーを噴霧循環することが必要である。本計画の設計液ガス比は、吸収部において Part II では  $17.1 \ell / \text{m}^3 \text{N}$ 、Part III では  $16.1 \ell / \text{m}^3 \text{N}$  である。

定格運転時の循環ポンプ運転台数は、以下の通り。

Part II、Part III 共に上中下段各 1 台及び冷却段 1 台の計 4 台

但し、低負荷時においてはこの液ガス比を満足する範囲で所内動力の低減の為にポンプ運転台数を減らすことができる。増負荷時においては過渡的な効率低下を防止する為、先行的に循環ポンプを起動し、負荷カーブに先行し循環量を増加する必要がある。

また、長期間同じ段のポンプを停止すると、スプレーノズルの閉塞等が起こる恐れがあるので、定期的な停止段の切替えが必要がある。

## ③ 吸収塔循環スラリー pH 制御及び監視

脱硫性能は吸収塔循環スラリーの pH により影響を受け、pH を低くすると脱硫効率は低下する。逆に pH を高くすると脱硫効率は向上するが、未反応石灰石が増加するなどの影響がでる。通常吸収塔循環スラリーの pH 値は、本システムに採用の 1 塔式塔内酸化方式では 5.5 を目標とし、5.4~5.6 の範囲で運転を行う。また、運転中は出入口の  $\text{SO}_2$  濃度を監視し、所定の脱硫効率を得られる様に pH 制御を行う。pH 制御は石灰石スラリー供給ラインの調整弁により石灰石スラリー供給量を調整する。

## ④ 吸収塔内ガス温度の監視

ガス温度上昇時は、吸収塔及び煙道のライニング保護のため、緊急スプレーを行い、更に上昇する場合は、BUF を停止しガスの流入を遮断しなければならない。

ガス温度上昇の原因としてスラリースプレー量の低下が考えられるので、吸収スラリー循環ポンプ運転台数の確保、及びスラリースプレー量の監視が必要である。

又、緊急スプレー弁のステイック防止及びスプレーノズルの閉塞防止のため、定期的に弁の開閉テストを行う事が有効である。

## (2) 通風系統

### ① 概要

未処理の排ガスを吸収塔へ導き、さらに吸収塔内で処理された排ガスを再加熱し煙突へ戻す系統であり、BUF、GGH、バイパスダンパ及びこれらを連絡する煙道により形成される。

IDF出口の未処理排ガスは、BUFによりGGHを経由して吸収塔に送り込まれる。(Part IIにおいてはBUFに導かれる排ガスとバイパスダンパを通り、煙突へと向かう排ガスに別れる。)吸収塔内で冷却、脱じん、脱硫処理されたガスは、吸収塔出口のミストエリミネータでガス中のミストを除去された後、主にダクト及び煙突の腐食防止のためGGHにて高温の未処理側ガスと熱交換され、Part IIでは90℃以上、Part IIIでは100℃以上に再加熱され煙突入口側へ戻される。Part IIにおいては、バイパスラインを通った未処理ガスと処理ガスが混合され、煙突入口で100℃以上になる。

### ② ドラフト制御及び監視

通常通風系統のドラフトはBUF入口ダンパ開度にて制御される。Part IIIではBUF入口ガス量(ボイラ負荷)をベースとし、系内での圧力損失等の補正を加え、バイパスダンパ前後の差圧が一定となる様制御される。Part IIでは、処理ガスと未処理ガスが混合する点のSO<sub>2</sub>濃度が所定値以下となるようにBUFで吸引するガス量を制御する。

ミストエリミネータやGGHが詰まってくると系内圧力損失が大きくなるので、常時排煙脱硫装置の入口、出口の差圧に注意する必要がある。

### ③ GGHの運転

GGHの運転で注意すべきことは、ミストやダストの付着による汚れ、詰まりとこれに伴うGGH出入口差圧の上昇、伝熱効果の低下である。従って、常時差圧を監視し、定期的にスートブロウを実施する必要がある。

#### ④ 排煙脱硫装置バイパスダンパ

排煙脱硫装置運転不可能又は不要な場合は、バイパスダンパを全開して発電プラントの運転を継続する。本ダンパの緊急時動作が確実に行えるよう定期的に関閉テストが必要である。

### (3) 石膏処理系統

#### ① 概要

吸収塔より  $\text{SO}_2$  と反応して生成された石膏スラリーを抜き出した後、脱水して保管し、有効利用または廃棄のために払い出す系統である。ブリードポンプ、脱水機より成る脱水系統と石膏サイロ、リクレイマー、石膏輸送コンベヤーより成る払出系統により構成される。

#### ② 脱水系統の運転

ブリードポンプ、脱水機共に連続運転である。脱水機へのスラリーの供給量は調整弁で調整される。脱水機入口で約20%のスラリーを約90%濃度まで脱水する。脱水された水は回収水ピットに貯えられ、吸収塔又は石灰石スラリーピットへ補給水として再利用される。石膏は、石膏サイロにおいて一時保管され払い出される。

#### ③ 払出系統の運転

1992年7月時点では、年間約100,000tonの石膏（含水石膏）を近接の石膏ボード工場にて有効利用し、残りを廃棄する計画である。石膏サイロからの払い出しは、有効利用分、廃棄分とも共通のコンベヤーを使用する。

### 9.1.4 性能管理

日常の運転における性能管理については、性能に関する項目及び運転状況を判定するために必要な項目を定めた運転日誌を作成し、これにより行うことが必要である。

これにより異常の発見・対策に資することが出来る。

Table 9.1-1 に運転日誌の様式例を示す。



Table 9.1-1 Format of Operation Log Sheet

	発電機出力	処理ガス量	SO <sub>2</sub> 濃度			脱硫率	ガス度		ドラフト (GGH)		吸収塔 pH
			脱硫入口	脱硫出口	煙突入口		脱硫入口	脱硫出口	未処理差圧	処理差圧	
単位											
1											
2											
3											
⋮											

	消費電力量	石灰石使用量	石こう生成量	ユーティリティ			
				水	空気	蒸気	薬品
単位							
時積算値							
日精算値							
月積算値							

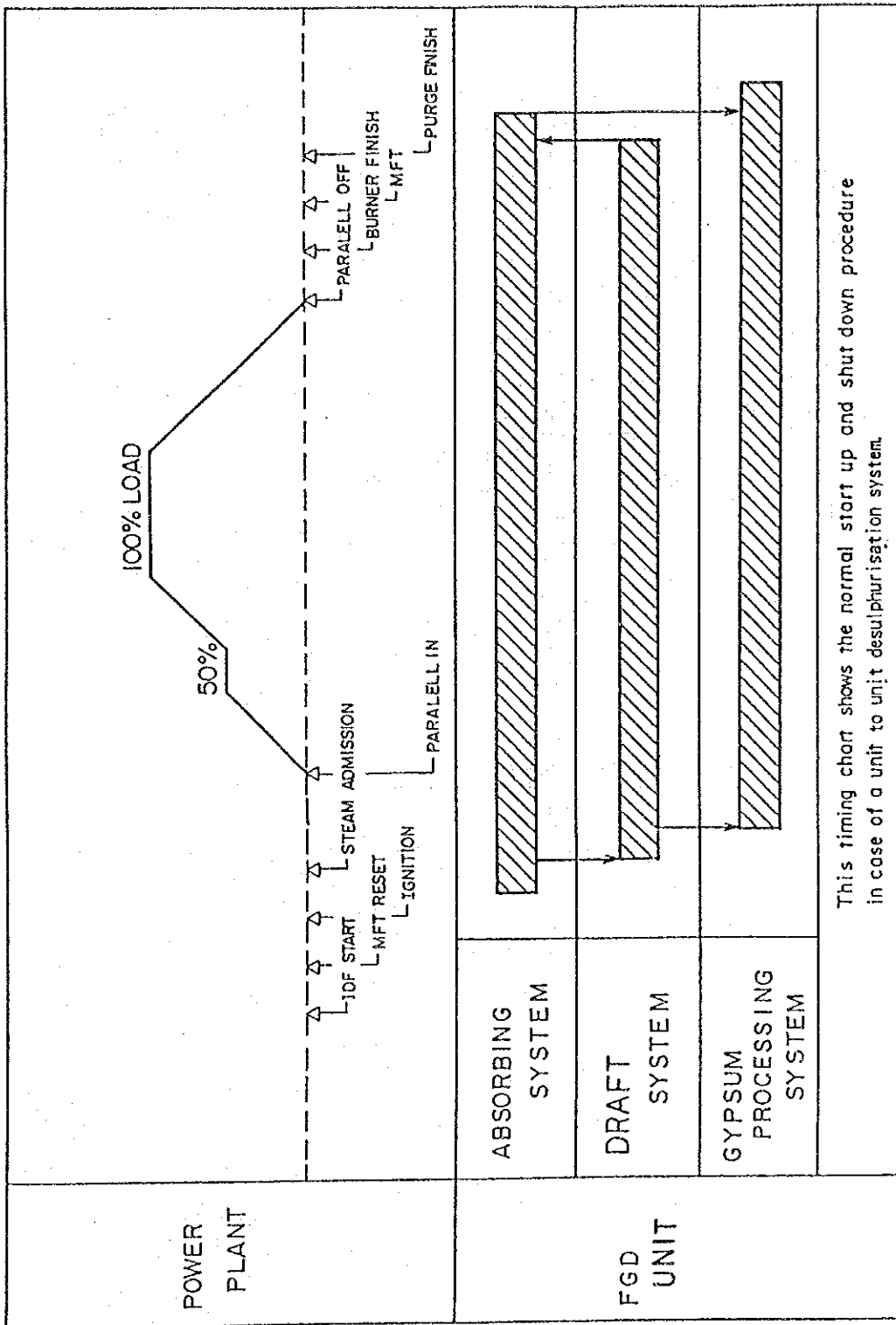


Fig.9.1-1 FGD UNIT START UP SHUT DOWN TIMING CHART

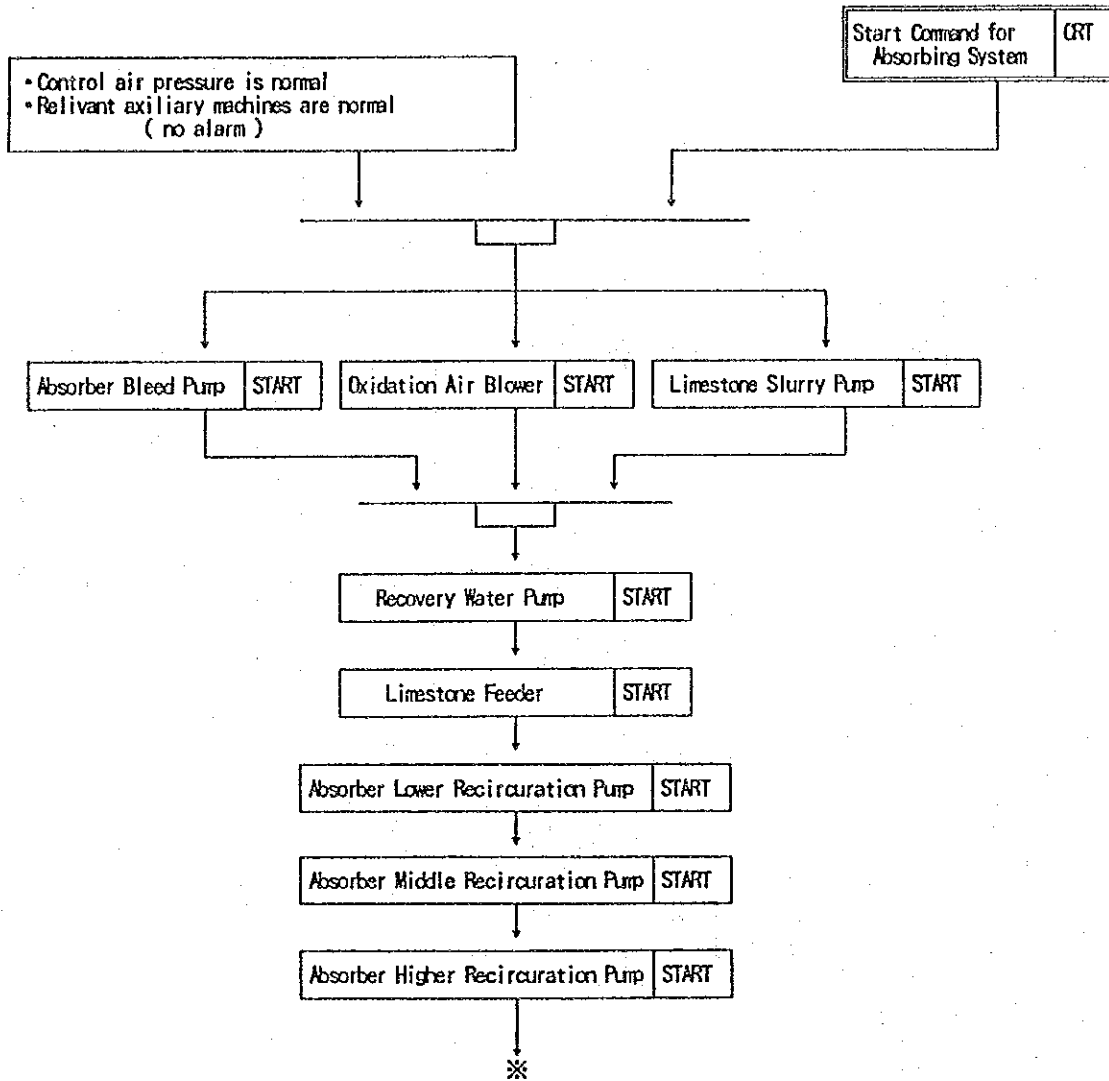


Fig. 9. 1-2 FLOW CHART OF START UP PROCEDURE (1/2)

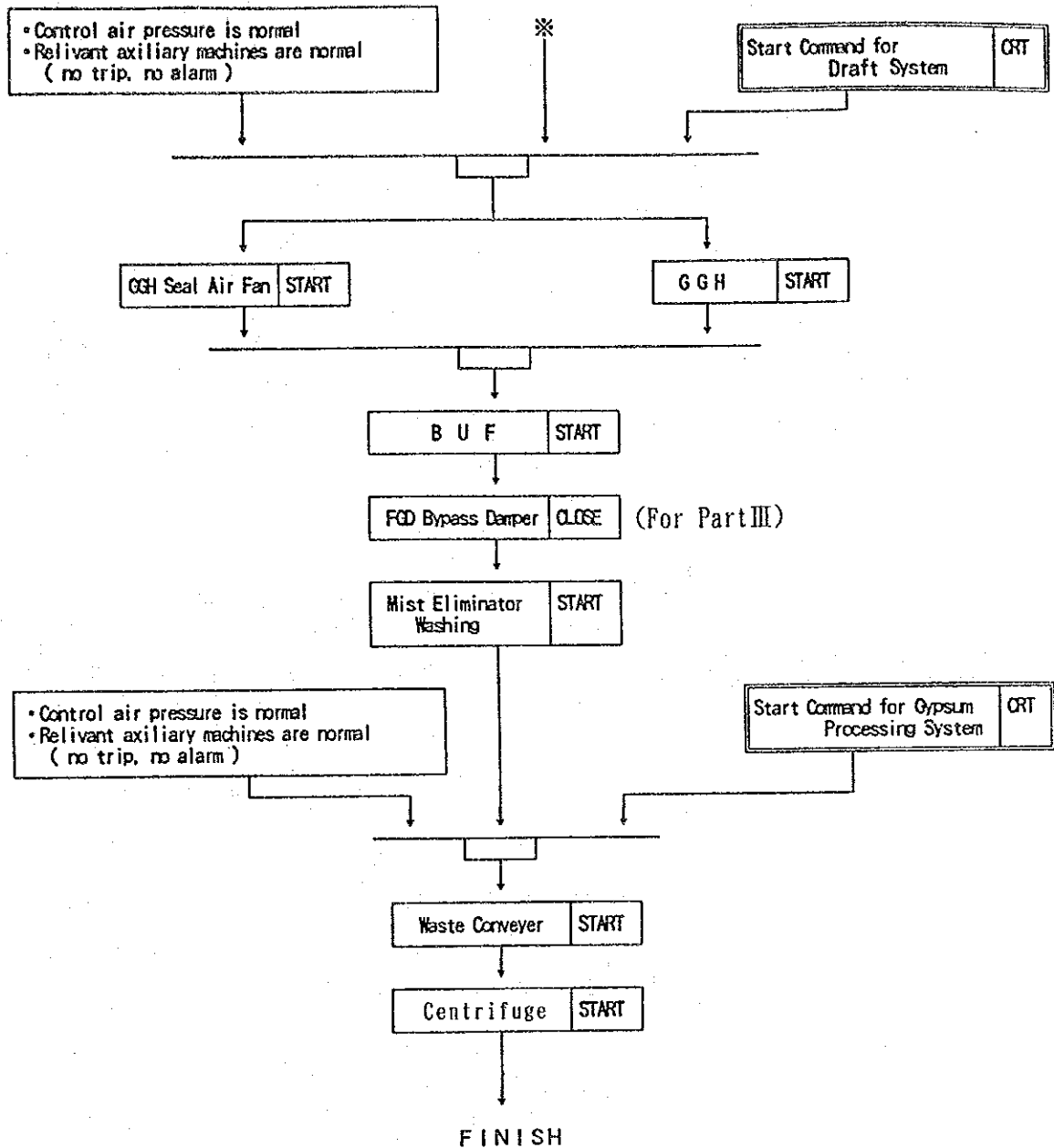


Fig. 9. 1-2 FLOW CHART OF START UP PROCEDURE (2/2)

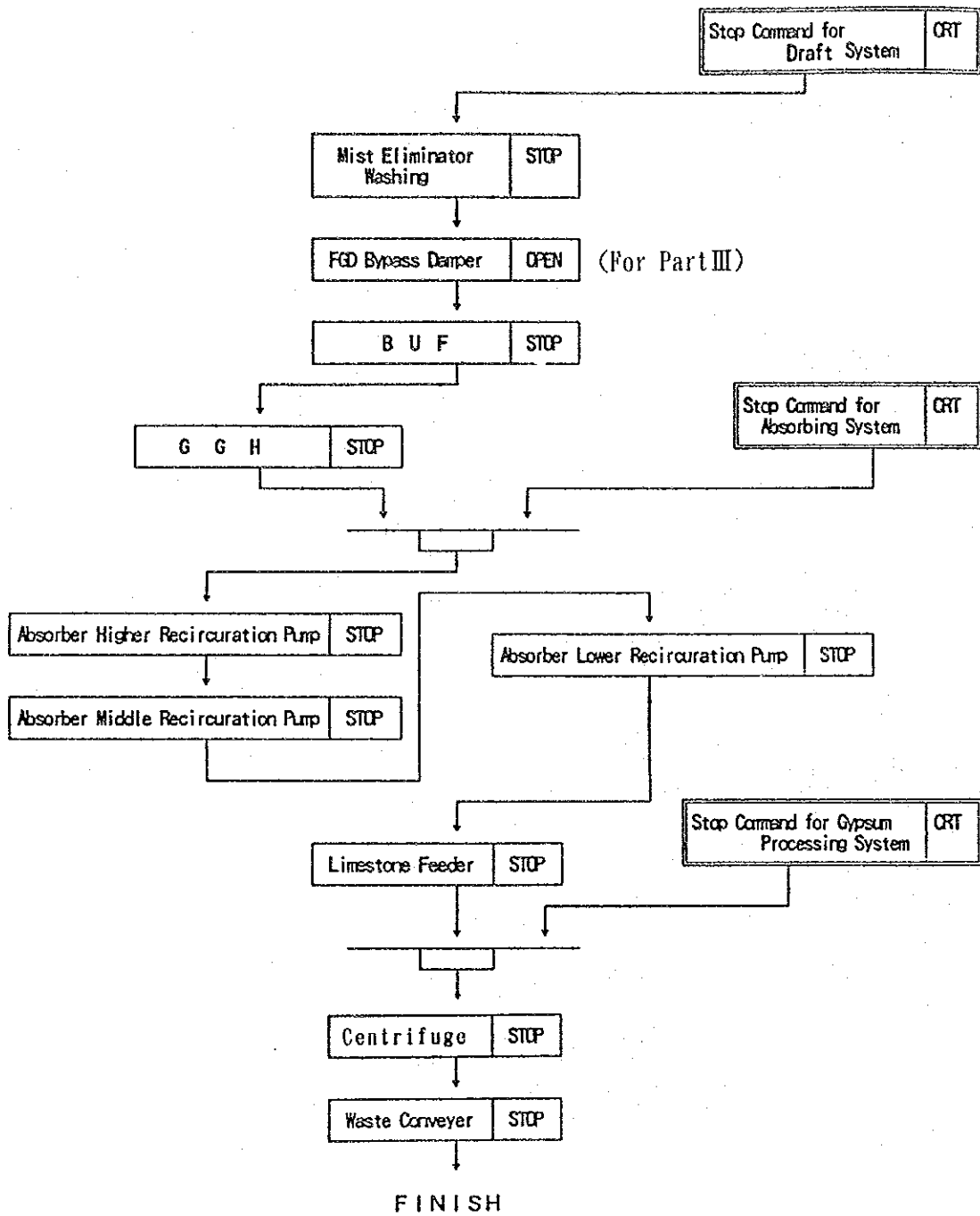


Fig. 9. 1-3 FLOW CHART OF SHUT DOWN PROCEDURE  
(SHORT TERM STOP MODE)

## 9.2 保守要領

常時制御室より運転状態を監視すると共に、各直毎に現場をパトロールし、機器の異常の有無をチェックすることが望ましい。パトロールに当たっては機器の点検経路、周期、箇所、着眼点等を整理し、チェックシートを作成しそれに従い実施することが望ましい。Table 9.2-1 にチェックシートの例を示す。

また、排煙脱硫装置を停止し、年1回定期点検を行う必要がある。特に湿式排煙脱硫装置では塔、槽類、ホンプ、配管等における石膏の固着やつまりが発生することがあるので各機器のオーバーホールと併に固着物の除去、清掃を行うことが重要である。

### 9.2.1 通常運転時の保守

通常運転時の保守としては制御室にて運転状態を監視するだけでなく、各直毎に現場パトロールを実施し、常に各機の運転状態をチェックすること、及び週1回あるいは月1回など期間を決めて定期的に通常動かない補機の動作テストやpH計やSO<sub>2</sub>計の校正などを行うことが必要である。

日常の運転監視及びパトロールにおいては特に以下の点に注意する。

(1) 配管類のスケーリング、詰りなど、特に吸収剤スラリーのpHが高いと未反応石灰石が増え、スケーリングが起りやすくなるので注意する。

(2) 特に吸収塔スプレーノズルや配管の詰りに注意する。

スプレーノズルや配管に詰りが発生すると、吸収剤スラリーの循環量が低下し、脱硫性能が低下する。従って、吸収剤スラリーの循環量を注意深く監視する。

(3) 吸収塔出口ミストエリミネーターのスケールの付着等に注意する。

ミストエリミネータにスケールが多く付着するとドラフトロスが多くなり、BUFの負荷が大きくなる。従って吸収塔の出入口差圧に常時注意し、詰まりが予想される時はミストエリミネータの洗浄回数を多くする等の処置を行う。

(4) BUFの軸振動に注意する。

軸振動の発生原因としては、排ガス中のダストによるBUFブレードの摩耗あるいはダストの付着などがある。

また、定期的実施すべき保守作業の主な項目とその実施内容・周期をTable 9.2-2に示す。

### 9.2.2 定期点検時の保守

年1回排煙脱硫装置を停止し、各機器のオーバーホールを実施する必要がある。定検時には排煙脱硫装置を停止し、脱硫装置出入口ダンパを閉めて、完全にボイラ側と縁切する必要がある。定期点検の標準的な項目と内容はTable 9.2-3の通りである。

また、点検補修の終了した機器は、試運転を行う。試運転の順序としては単体試運転、系統試運転、全体試運転と段階的に行い、最後にボイラ側との取合も含めたインターロック試験を行いサービスインとなる。

Table 9.2-1 FGD System Check List

No.	Name	Spare	Set Value	1	2	3
1	Absorber					
2	FGD Make-up Water Pump					
3	Absorber Lower Recirculation Pump					
4	Absorber Upper Recirculation Pump					
5	Absorber Bleed Pump					
6	GGH Inlet Mist Eliminator Recovery Pump					
7	Absorber Mist Eliminator					
8	GGH Inlet Mist Eliminator					
9	Absorber Agitator					
10	GGH Inlet Mist Eliminator Recovery Pit Agitator					
11	Boost Up Fan (BUF)					
12	BUF Variable Speed Joint					
13	BUF Cooling Oil Pump					
14	BUF Cooling Oil Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )		3.0			
15	BUF Control Oil Pump					
16	BUF Control Oil Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )		9.0			
17	GGH					
18	FGD Inlet Damper					
19	FGD Outlet Damper					
20	Duct					
21	Limestone Mill					
22	Limestone Crusher					
23	Limestone Feeder					
24	Limestone Slurry Service Pump					
25	Limestone Conveyor					
26	Oxidizing Gypsum Tank					
27	Centrifuge Filtrate Pump					
28	Centrifuge					
29	Gypsum Dehydrator Oil Pump					
30	Oxidizing Air Compressor					
31	Gypsum Dehydrator Vent Gas Fan					
32	Oxidizing Tower Service Pump					

No.	Name	Spare	Set Value	1	2	3
33	Neutralization Tank Service Pump					
34	Gypsum Conveyor					
35	Blow Down Pump					
36	Gypsum Dehydrator Service Pump					
37	FGD Sulfuric Acid Pump					
38	Oxidizing Tower Service Tank Agitator					
39	Oxidizing Tower Atomizer					
40	Neutralization Tank Agitator					
41	Gypsum Dehydrator Service Tank Agitator					
42	Gypsum Dehydrator Discharge Liquid Pit Agitator					
43	Make Up Water Tank					
44	Caustic Soda Pump					
45	GGH Washing Water Pump					
46	GGH Washing Water Drain Pump					
47	Emergency Blow Down Tank Feed Pump					
48	Absorption System Drain Pump					
49	Gypsum System Drain Pump					
50	FGD Reagent Yard Drain Pump					
51	GGH Washing Water Pit Agitator					
52	FGD Emergency Blow Down Tank Agitator					
53	Absorption System drain Pit Agitator					
54	Gypsum System Drain Pit Agitator					
55	FGD Control Air Compressor					
56	FGD Shaft Sealing Fan					
57	Process Pipes					
58	Make-up Water Pipes					
59	Waste Water Treatment System					
60	Control Air Pipes					
61	Service Air Pipes					
62	Service Water Pipes					
63	Sealing Water Flow					
64	M/C, P/C, C/C, Switch Gears					



Table 9.2-2 定期保守作業表

項目	点検周期	点検内容	備考
1) pH計点検校正	1回/2W	a. スケーリングの除去・洗浄 b. 校正 c. 試料水流量の調整 d. 試薬の補給	スケーリング防止の為自動洗浄装置を装備する。
2) ガス流量計点検、清掃	1回/3M	a. 石膏/ダスト等の除去・清掃 b. 損傷(摩耗/腐食等)部品の交換 c. パージ空気/洗浄機能の点検調整	詰まり防止の為パージ装置を装備する。
3) サイロレベル計点検清掃	1回/3M	a. 清掃 b. 校正	
4) ガスドラフト検出管パージ	1回/1M	a. 検出配管のパージ清掃 b. エアパージ装置の流量調整	
5) スラリー濃度計点検校正	1回/1M	a. スケーリングの除去・清掃 b. 校正	
6) SO <sub>2</sub> 計点検校正	1回/1W	a. カタリング機構の詰まり除去・清掃 b. 消耗部品の取り替え c. 動作不良部品の取り替え d. 校正用標準ガス残量確認 e. 校正	
7) 液面計点検清掃	1回/1M	a. 検出配管のパージ清掃 b. パージ水量の調整	カ-リング防止の為水パージ装置を装備する。
8) ハイパスバルブ開閉テスト	1回/2W	a. 実動作させ異常時に確実に開することを確認する。	常時閉運用。
9) 吸収塔緊急スル-弁開閉テスト	1回/2W	a. 短時間実動作させ、異常時に確実に動作することを確認する。	常時閉運用。

Table 9.2-3 定期点検時保守作業内容

項 目	作 業 内 容
1. 機械設備 (1) 吸収塔・タンク・槽類	a. 液抜き、マンホール開放 b. 内部点検（堆積物の付着、損傷、亀裂、摩耗、浸食変形等）及び補修 c. 内部清掃 d. マンホール等のパッキン類の交換 e. 内部付属機器の点検・補修 f. ライニングの点検・補修 g. ノズル類の点検・清掃
(2) ポンプ類	a. 分解、開放点検、清掃 b. ストレーナの点検・清掃 c. 軸受の交換 d. パッキン、Oリング、オイルシール等の交換 e. 油脂類の交換
(3) 煙 道	a. マンホール開放 b. 内部点検（堆積物の付着、損傷、亀裂、摩耗、浸食、変形等）及び補修 c. 各部の灰出し（必要に応じ水洗いを実施） d. エキスパンション部の点検・清掃
(4) ダンパー	a. 点検・清掃 b. 油脂類の交換
(5) 昇圧通風機	a. 車室の分解点検 b. 動翼の分解点検 c. カップリングの開放・点検 d. 軸受の分解点検、必要に応じ交換 e. 油圧ユニットの分解点検 f. 油タンクの油抜き、内部清掃 g. 潤滑油の交換 h. パッキン、シール類の交換 i. その他各部の摩耗、損傷、クラック等の点検・補修

項 目	作 業 内 容
(6) 再加熱装置	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 各層のエLEMENTの灰付着、損傷状況の点検</li> <li>b. ELEMENTの水洗</li> <li>c. ELEMENTの抜取・点検</li> <li>d. 内部点検（バスケット、シール部、ラックギヤ等）</li> <li>e. 潤滑油装置の分解点検・清掃</li> <li>f. 潤滑油系統のパッキン類の交換</li> <li>g. 駆動装置の分解点検</li> <li>h. エアモータの分解点検</li> <li>i. スーツプロワの分解点検</li> </ul>
(7) 配管類 (吸収剤スラリー石膏系)	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 配管外し内部点検</li> <li>b. オリフィスの寸法検査</li> <li>c. ストレーナーの清掃</li> </ul>
(8) 空気駆動弁	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. バルブ、エア駆動部を分解し、Oリング、パッキン、プッシュ等必要な部分の交換</li> <li>b. 弁体とシャフトの結合部及びシート面の点検</li> <li>c. 油脂類の補給</li> <li>d. 各部の点検、調整、清掃</li> </ul>
(9) 電動弁	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 外部点検、調整、清掃</li> <li>b. 弁体、シャフトの結合部、シート面の点検</li> <li>c. アクチュエータのリミットスイッチの調整</li> </ul>
(10) コンベヤ	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 点検箇所の清掃</li> <li>b. シュート、ベルト、各ローラー、スクレーパー、ベルトクリーナー、スカートゴム等の摩耗、腐食の点検</li> <li>c. 油脂類の交換</li> </ul>
(11) 酸化用空気プロワ	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 本体及び潤滑油系統の分解点検</li> <li>b. 増速機の入力歯車軸の傷、摩耗、歯当りの点検</li> <li>c. 放風弁の設定、動作状況の点検</li> <li>e. 油脂類の交換</li> </ul>
(12) サイロ類	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 内部点検、清掃</li> <li>b. 払出装置の分解点検</li> <li>c. パッキン類の交換</li> <li>e. 潤滑油脂類の交換</li> </ul>
(13) 湿式ミル	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. 分解点検、清掃</li> <li>b. 駆動装置軸受の点検、交換</li> <li>c. 潤滑油脂類の交換</li> <li>d. ミルボールの磨耗度合点検、交換</li> </ul>

項 目	作 業 内 容
(14) その他機械	a. 分解点検、清掃 b. 軸受の点検、交換 c. パッキン、Oリング、シール類の交換 d. 潤滑油脂類の交換
2. 電気設備 (1) 開閉装置	a. 内部点検、清掃 b. 絶縁物の異常有無点検 c. 摺動部の摩耗、変形、損傷等点検、注油 d. 接点の摩耗点検 e. 端子ボルト類の増締め f. リレーの動作チェック
(2) 変圧器	a. 各部の点検清掃 b. ボルトの緩み点検、増締め c. 絶縁チェック
(3) 電動機	a. 分解、点検、清掃 b. 軸受交換 c. 絶縁チェック
(4) バッテリー	a. 外部点検清掃 b. 液レベル、電圧、液比重測定
(5) その他盤類	a. 内部点検清掃 b. 端子ボルト増締め c. 絶縁チェック
3. 計測制御装置 (1) 指示記録計	a. 消耗部品の交換 b. 校正
(2) 発信器、検出器分析計	a. 点検、清掃 b. 校正 c. その他通常運転時の保守に順ずる
(3) 制御装置	a. 盤内部点検清掃 b. 端子、プラグインコネクタの点検 c. 電源ユニットのチェック d. 制御チューニング

## 第 10 章 社会・経済的影響評価



## 第10章 社会・経済的影響評価

	頁
10.1 電気料金への影響評価 .....	10- 1
10.2 経済評価 .....	10-10
10.3 社会・経済的影響評価 .....	10-18

## List of Tables

Table	Description	Page
Table 10.1-1	Total Construction Cost (Part II) .....	10-4
Table 10.1-2	Total Construction Cost (Part III) .....	10-5
Table 10.1-3	Calculation of Tariff (Part II, 工事費最大ケース) .....	10-6
Table 10.1-4	Calculation of Tariff (Part II, 工事費最小ケース) .....	10-7
Table 10.1-5	Calculation of Tariff [Part III, 工事費最大ケース] .....	10-8
Table 10.1-6	Calculation of Tariff [Part III, 工事費最小ケース] .....	10-9
Table 10.2-1	Economic Evaluation .....	10-15
Table 10.2-2	Economic Evaluation .....	10-16
Table 10.2-3	Economic Evaluation .....	10-17
Table 10.3-1	費用試算結果 .....	10-24
Table 10.3-2	民間公害防止投資の経済的影響 .....	10-25

## List of Figures

Figure	Description	Page
Fig. 10.2-1	Flow Chart of Economic Evaluation .....	10-14





## 第10章 社会・経済的影響評価

### 10.1 電気料金への影響評価

#### 10.1.1 評価の手法及び基本条件

##### (1) 評価の手法

一般に設備投資を行った場合、その投資コストはその投資を回収するに必要となる維持運転費用並びに適切な利潤とともに回収されなければならない。特に公共事業たる電気事業の場合、健全な企業経営を維持する観点からこの原則が遵守されることが必要である。

本プロジェクトにおいては設置される排煙脱硫装置が利益を生み出すものでないことから、利潤の回収は必要でなくその投資コスト及び維持運転費用が売電において回収される料金設定とすればよい。

投資に関連する費用としては、減価償却費及び返済金利が挙げられ、維持運転費用としては排煙脱硫装置運転に係わる人件費、修繕費、薬品費などの経費が挙げられる。これらの費用の年当たりの支出額を算定し、その総額を発電所の年間発生電力量で除したものが本プロジェクトに適用される料金となる。

##### (2) 建設費及び維持運転費の算定

###### ① 資金調達

上記の通り、本プロジェクトは利潤を生まないプロジェクトであることから、資金調達コストは可能な限り低利であることが望ましい。

この観点から外貨部分については、海外の政府金融機関の資金を利用することが必要と考えられる。

一方内貨部分については、CEZが国立銀行より借入している長期借入金利（残高平均）が15～17%であること、また今後国内金融市場の拡大・充実とインフレーションの鎮静化により、金利の低下が期待できることから、ここでは10～15%の金利を前提に資金調達を考えるものとする。

なお、CEZでは、環境対策、原子力建設のための自己資金があることから（1991年税引後利益としては、104億KCS計上）この一部を利用して、調達コストを引き下げることも検討する必要がある。

## ② 建設費の算定

第8章で算定された工事費を年度別に展開し、内貨／外貨別の資金展開に上記の金利を適用し、また外貨部分については所定の関税を加え建設中金利を含む総工事費を算定する。

この際、建設期間中のインフレーションは考慮しない。

この結果、海外の政府金融機関からの借入を想定して建設中利子を含む総工事費を算定すると Table10.1-1, 1-2 の通りとなる。

## ③ 費用の算定

運転期間は25年とする。また、償却費については、脱硫装置の減価償却基準が設定されていないため、化学プラントの償却期間12.5年によるものとし、残存価値0の定額法により、各年の償却額を算定する。

返済金利については、借入金利を期間中変更なしで算定する。

(海外からの借入れについては据置き7年、25年返済。内国調達については完成後10年返済とする。)

維持運転費用については、第8章で算定された維持運転費用を用いる。この際建設費と同様運転期間中のインフレーションは考慮しない。

なお、修繕費については、長期の運転を可能とするため総工事費の3%を見込んだ。

また発電所が徴収される負荷金は発電所本体が負担するものであり、本プロジェクトの費用として算定していない。

なおこの計算では、費用が支出と一致するため、法人税の支払いは発生しない。

### (3) 発電所に関する基本条件

第4章で前提とされた発電状況は、本評価で採用する期間中メルニーク発電所の同レベルで維持されるものとする。

そのために必要とされる追加設備投資は発電所本体の料金で回収されるものとし、本プロジェクトの料金には影響を及ぼさないものとする。

#### 10.1.2 影響評価

上記の前提に基づく総工事費のうち最大額のものと同最小額のものから各年の排煙脱硫装置設置に伴う料金上の負担の推移を Table 10.1-3 ~ Table 10.1-6 に示す。

これによれば、メルニーク発電所Part II で最大0.28~0.36kCS/kWh (1.35~1.70円/kWh) の負担増、又Part III で最大0.26~0.32kCS/kWh (1.25~1.53円/kWh) の負担増となるため、これを回収するための料金引き上げが必要と考えられる。

Table 10.1-1 Total Construction Cost [Part II]

(1,000 US\$)

Interest for Local Loan	Interest for Foreign Loan	5.0%			8.0%		
		Local Portion	Foreign Portion	Total	Local Portion	Foreign Portion	Total
10.0%	C.C.	70,264	44,714	114,978	70,264	44,714	114,978
	I.D.C.	12,955.39	4,294.84	17,250.23	12,955.39	7,047.25	20,002.64
	Total	83,219.39	49,008.84	132,228.23	83,219.39	51,761.25	134,980.64
15.0%	C.C.	70,264	44,714	114,978	70,264	44,714	114,978
	I.D.C.	20,156.08	4,294.84	24,450.92	20,156.08	7,047.25	27,203.33
	Total	90,420.08	49,008.84	139,428.92	90,420.08	51,761.25	142,181.33

Note:

C.C. : Construction Cost

I.D.C. : Interest during Construction

Table 10.1-2 Total Construction Cost [Part III]

(1,000 US\$)

Interest for Foreign Loan	5.0%			8.0%			
	Local Portion	Foreign Portion	Total	Local Portion	Foreign Portion	Total	
10.0%	C.C.	70,313	45,261	115,574	70,313	45,261	115,574
	I.D.C.	9,295.38	3,176.78	12,472.16	9,295.38	5,144.80	14,440.18
	Total	79,608.38	48,437.78	128,046.16	79,608.38	50,405.80	130,014.18
15.0%	C.C.	70,313	45,261	115,574	70,313	45,261	115,574
	I.D.C.	14,164.55	3,176.78	17,341.33	14,164.55	5,144.80	19,309.35
	Total	84,477.55	48,437.78	132,915.33	84,477.55	50,405.80	134,883.35

Note:

C.C. : Construction Cost

I.D.C. : Interest during Construction

Table 10.1-3 Calculation of Tariff  
 [Part II, Case of Maximum Construction Cost]

Year after Completion 0&10	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Disposal Cost	Total	Tariff (Yen/KWh)	Tariff (KGS/KWh)	Tariff (¢/KWh)
1	5572.622	5943.578	444.763	40.947	1750.54	185.137	13917.583	0.48	0.05	0.31
2	5572.622	5253.180	444.763	40.947	1750.54	165.137	12557.183	0.38	0.03	0.30
3	11374.506	10885.916	889.525	81.893	3449.34	330.274	27011.454	1.55	0.33	1.21
4	11374.506	13440.464	889.525	81.893	3449.34	330.274	28566.002	1.70	0.36	1.32
5	11374.506	11054.113	889.525	81.893	3449.34	330.274	27978.651	1.61	0.34	1.25
6	11374.506	10267.762	889.525	81.893	3449.34	330.274	26993.300	1.52	0.32	1.18
7	11374.506	8681.411	889.525	81.893	3449.34	330.274	24806.949	1.43	0.30	1.11
8	11374.506	7095.060	889.525	81.893	3449.34	330.274	23220.598	1.34	0.28	1.04
9	11374.506	5508.709	889.525	81.893	3449.34	330.274	21634.247	1.24	0.26	0.97
10	11374.506	3922.357	889.525	81.893	3449.34	330.274	20047.895	1.15	0.24	0.90
11	11374.506	2336.004	889.525	81.893	3449.34	330.274	18461.542	1.05	0.22	0.83
12	11374.506	2070.450	889.525	81.893	3449.34	330.274	18195.988	1.05	0.22	0.83
13	8588.185	1840.400	889.525	81.893	3449.34	330.274	15178.627	0.87	0.18	0.68
14	5801.885	1610.350	889.525	81.893	3449.34	330.274	12163.265	0.78	0.15	0.54
15	2909.942	1380.300	889.525	81.893	3449.34	330.274	9032.274	0.52	0.11	0.40
16	0.000	1150.250	889.525	81.893	3449.34	330.274	5901.232	0.34	0.07	0.26
17	0.000	920.200	889.525	81.893	3449.34	330.274	5671.232	0.32	0.07	0.25
18	0.000	690.150	889.525	81.893	3449.34	330.274	5441.182	0.31	0.07	0.24
19	0.000	460.100	889.525	81.893	3449.34	330.274	5211.132	0.30	0.06	0.23
20	0.000	230.050	889.525	81.893	3449.34	330.274	4981.082	0.29	0.06	0.22
21	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
22	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
23	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
24	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
25	0.000	0.000	889.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.21
26	0.000	0.000	444.763	40.947	1698.30	165.137	2349.646	0.87	0.01	0.05
27	0.000	0.000	444.763	40.947	1698.30	165.137	2349.646	0.87	0.01	0.05

Annual Operation Hour 5081  
 Annual Load Factor 58  
 Auxiliary Loss  
 Annual Net Generation(KWh) 242564000

Table 10.1-4 Calculation of Tariff  
[Part II, Case of Minimum Construction Cost]

Year after Completion	95/10	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Disposal Cost	Total	Tariff (Yen/kWh)	Tariff (RGS/kWh)	Tariff (c/kWh)
1	5251.146	3702.110	444.763	40.947	1750.54	165.137	11394.642	0.33	0.07	0.25	
2	5251.146	3290.765	444.763	40.947	1750.54	165.137	10943.297	0.31	0.07	0.24	
3	10578.259	6667.054	899.525	81.893	3449.34	330.274	21956.945	1.27	0.27	0.98	
4	10578.259	8149.167	899.525	81.893	3449.34	330.274	23478.457	1.35	0.28	1.05	
5	10578.259	7180.937	899.525	81.893	3449.34	330.274	22510.128	1.30	0.27	1.01	
6	10578.259	6212.507	899.525	81.893	3449.34	330.274	21541.758	1.24	0.26	0.96	
7	10578.259	5244.178	899.525	81.893	3449.34	330.274	20573.489	1.18	0.25	0.92	
8	10578.259	4275.848	899.525	81.893	3449.34	330.274	19605.129	1.13	0.24	0.88	
9	10578.259	3307.519	899.525	81.893	3449.34	330.274	18636.898	1.07	0.23	0.83	
10	10578.259	2339.189	899.525	81.893	3449.34	330.274	17668.480	1.02	0.21	0.79	
11	10578.259	1782.205	899.525	81.893	3449.34	330.274	17111.426	0.98	0.21	0.77	
12	10578.259	1225.221	899.525	81.893	3449.34	330.274	16554.512	0.95	0.20	0.75	
13	7952.686	1089.065	899.525	81.893	3449.34	330.274	13792.803	0.79	0.17	0.62	
14	5327.113	952.950	899.525	81.893	3449.34	330.274	11021.084	0.63	0.13	0.49	
15	2663.556	816.814	899.525	81.893	3449.34	330.274	8231.403	0.47	0.10	0.37	
16	0.000	680.678	899.525	81.893	3449.34	330.274	5431.710	0.31	0.07	0.24	
17	0.000	544.543	899.525	81.893	3449.34	330.274	5295.575	0.30	0.06	0.29	
18	0.000	408.407	899.525	81.893	3449.34	330.274	5159.439	0.30	0.06	0.29	
19	0.000	272.271	899.525	81.893	3449.34	330.274	5023.303	0.29	0.06	0.28	
20	0.000	136.136	899.525	81.893	3449.34	330.274	4887.168	0.28	0.06	0.27	
21	0.000	0.000	899.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.26	
22	0.000	0.000	899.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.26	
23	0.000	0.000	899.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.26	
24	0.000	0.000	899.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.26	
25	0.000	0.000	899.525	81.893	3449.34	330.274	4751.032	0.27	0.06	0.26	
26	0.000	0.000	444.763	40.947	1698.60	165.137	2349.646	0.07	0.01	0.05	
27	0.000	0.000	444.763	40.947	1698.60	165.137	2349.646	0.07	0.01	0.05	

Annual Operation Hour 5081  
 Annual Load Factor 53  
 Auxiliary Loss  
 Annual Net Generation(kWh) 2225640000



Table 10.1-5 Calculation of Tariff  
[Part III, Case of Maximum Construction Cost]

Year after Completion	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Fuel Cost	Total	Tariff (Yen/Kwh)	Tariff (KCS/Kwh)	Tariff (¢/Kwh)
1	10790.669	11404.470	798.632	55.904	3467.22	0.000	25516.894	1.53	0.32	1.13
2	10790.669	10137.306	798.632	55.904	3467.22	0.000	25249.731	1.45	0.31	1.07
3	10790.669	8870.143	798.632	55.904	3467.22	0.000	24982.568	1.38	0.29	1.07
4	10790.669	7602.980	798.632	55.904	3467.22	0.000	24715.405	1.33	0.28	1.07
5	10790.669	6335.817	798.632	55.904	3467.22	0.000	24448.242	1.27	0.27	1.05
6	10790.669	5068.654	798.632	55.904	3467.22	0.000	24181.079	1.22	0.26	1.05
7	10790.669	3801.491	798.632	55.904	3467.22	0.000	23913.916	1.17	0.25	1.05
8	10790.669	2534.328	798.632	55.904	3467.22	0.000	23646.753	1.12	0.24	1.05
9	10790.669	1267.165	798.632	55.904	3467.22	0.000	23379.590	1.07	0.23	1.05
10	10790.669	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	23112.427	1.02	0.22	1.05
11	10790.669	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	22845.264	0.97	0.21	1.05
12	10790.669	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	22578.101	0.92	0.21	1.05
13	5395.334	1792.206	798.632	55.904	3467.22	0.000	11509.237	0.66	0.14	0.52
14	0.000	1568.101	798.632	55.904	3467.22	0.000	5889.937	0.34	0.07	0.26
15	0.000	1344.155	798.632	55.904	3467.22	0.000	5665.911	0.33	0.07	0.25
16	0.000	1120.209	798.632	55.904	3467.22	0.000	5441.885	0.31	0.07	0.24
17	0.000	896.263	798.632	55.904	3467.22	0.000	5217.859	0.30	0.06	0.23
18	0.000	672.317	798.632	55.904	3467.22	0.000	4993.833	0.29	0.06	0.22
19	0.000	448.371	798.632	55.904	3467.22	0.000	4769.807	0.27	0.06	0.21
20	0.000	224.425	798.632	55.904	3467.22	0.000	4545.781	0.26	0.05	0.20
21	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
22	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
23	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
24	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
25	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19

Annual Operation Hour 4468  
 Annual Load Factor 51  
 Auxiliary Loss  
 Annual Net Generation(KWh) 222400000

Depreciation Straight Method  
 Residual Value 0  
 Term /Year 12.5  
 Total Value 124600.357

Table 10.1-6 Calculation of Tariff  
 [Part III, Case of Minimum Construction Cost]

Year after Completion	Depreciation	Interest	Utility Cost	Personnel Cost	Repair Cost	Fuel Cost	Total	Tariff (Yen/Kwh)	Tariff (KCS/KWh)	Tariff (¢/Kwh)
1	10243.692	7164.754	798.632	55.904	3467.22	0.000	21730.202	1.25	0.26	0.97
2	10243.692	6268.670	798.632	55.904	3467.22	0.000	20934.119	1.21	0.25	0.94
3	10243.692	5572.587	798.632	55.904	3467.22	0.000	20138.035	1.16	0.24	0.90
4	10243.692	7053.942	798.632	55.904	3467.22	0.000	21629.931	1.25	0.26	0.97
5	10243.692	6133.209	798.632	55.904	3467.22	0.000	20698.657	1.19	0.25	0.93
6	10243.692	5282.576	798.632	55.904	3467.22	0.000	19768.624	1.14	0.24	0.88
7	10243.692	4371.943	798.632	55.904	3467.22	0.000	18837.991	1.08	0.23	0.84
8	10243.692	3341.309	798.632	55.904	3467.22	0.000	17906.758	1.03	0.22	0.80
9	10243.692	2410.676	798.632	55.904	3467.22	0.000	16976.125	0.98	0.21	0.76
10	10243.692	1480.043	798.632	55.904	3467.22	0.000	16045.492	0.92	0.19	0.72
11	10243.692	1345.494	798.632	55.904	3467.22	0.000	15910.942	0.92	0.19	0.71
12	10243.692	1210.944	798.632	55.904	3467.22	0.000	15776.393	0.91	0.19	0.71
13	5121.846	1075.395	798.632	55.904	3467.22	0.000	10516.997	0.61	0.13	0.47
14	0.000	941.846	798.632	55.904	3467.22	0.000	5293.802	0.30	0.06	0.24
15	0.000	807.296	798.632	55.904	3467.22	0.000	5129.952	0.30	0.06	0.23
16	0.000	672.747	798.632	55.904	3467.22	0.000	4994.502	0.29	0.06	0.22
17	0.000	538.198	798.632	55.904	3467.22	0.000	4929.954	0.28	0.06	0.22
18	0.000	403.648	798.632	55.904	3467.22	0.000	4725.494	0.27	0.06	0.21
19	0.000	269.099	798.632	55.904	3467.22	0.000	4590.955	0.26	0.05	0.21
20	0.000	134.549	798.632	55.904	3467.22	0.000	4456.305	0.26	0.05	0.20
21	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
22	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
23	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
24	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19
25	0.000	0.000	798.632	55.904	3467.22	0.000	4321.756	0.25	0.05	0.19

Annual Operation Hour 4460  
 Annual Load Factor 51  
 Auxiliary Loss  
 Annual Net Generation(MWh) 203400000

Depreciation Straight Method  
 Residual Value 0  
 Term (Year) 12.5  
 Total Value 128046.155

## 10.2 経済評価

### 10.2.1 経済評価の手法及び基本条件

#### (1) 経済評価の手法

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合に、実現しなかった場合に比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えたかを測定することを目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用をDiscounted Cash Flow法を用いて産出した純現在価値、便益・費用比率及び経済的内部収益率等の指標が用いられる。

プロジェクトの便益・費用を求める場合、市場価格には、租税、補助金、輸入規制、関税、公共料金、最低賃金等様々な政策的介入や独占価格による歪みが存在するので、これらの市場価格を真の便益と費用に変換することが必要である。世界銀行等においては、この解決策として国際市場価格を用いて、プロジェクトにかかる便益と費用を評価する方法が採用されている。

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、概ね次のプロセスを経て行われる。

- Phase-1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。
- Phase-2 市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等項目別に計算価格への変換を行う。
- Phase-3 計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較する。
- Phase-4 更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、Phase-3迄のプロセスを踏むこととする(Fig 10.2-1 参照)。

通常の電力開発プロジェクトの経済評価では、便益の計上が可能なお場合には、長期限界費用法や料金体系を用いて、本プロジェクト自体に帰属する便益・費用を計測・比較するのが本来的である。

今回のプロジェクトでは、すでに発電所は運転しており、本プロジェクトが実現しないときには、規制遵守のために削減される電力（便益に相当する）を賄うための何らかの投資又は発電所に対し規制遵守に必要な追加投資が必要であり、具体的には、発電所の新規建設又は既存発電所の改造が必要となる。

発電所の新規建設に比し、既存発電所の改造は追加投資が少なくすむことから今回はこの発電所改造に基づき、経済評価をおこなう。

## (2) 国際市場価格（経済コスト）への変換

第8章に示された本計画の工事費の国際市場価格への変換は、以下の条件に従って行う。

### ① 輸入税及び建設中利子の排除

第8章に示された本計画工事費の外貨部分には、一律15%の輸入税が含まれており、経済コストの算定に当たってはこの輸入税を除外する。また同表の建設中利子についても除外する。

### ② 内貨部分の国際市場価格への転換

国内市場価格で表されている内貨部分の国際市場価格への転換に当たっては、調査実施時点（1992年7月末）で適用していた為替レートを採用する。

$$1 \text{ US\$} = \text{¥} \quad 128.65$$

$$1 \text{ US\$} = \text{KCS} \quad 27.76$$

$$1 \text{ US\$} = \text{DM} \quad 1.4740$$

## (3) 火力発電所改造

本計画の経済評価を実施するうえで便益となる火力発電所の改造については、改造費が最も安価でかつ「新大気浄化法」による排出基準をクリアしうる天然ガス火力（ガスコンバインドサイクル）による。

天然ガス火力への改造は、本計画と同出力、同発生電力量の発電所への改造を想定した。

この改造に関する基本諸元は以下の通りである。

総工事費	612.66×10 <sup>9</sup> kCS	(約 2,891百万円)
耐用年数	25年	
建設期間	4年	(Part II 7,8号機は6年)
維持運転費	(年当たり)	
・修繕費	現在の発電所に比して	
	Part II 1基当たり	3.53×10 <sup>9</sup> kCS の減 (約 16.66百万円の減)
	Part III	16.04×10 <sup>9</sup> kCS の減 (約 75.7 百万円の減)
・人件費	現在の発電所に比して	
	Part II 1基当たり	0.04×10 <sup>9</sup> kCS の減 (約 0.2百万円の減)
	Part III	0.2 ×10 <sup>9</sup> kCS の減 (約 0.9百万円の減)
・燃料費	現在の発電所に比して	
	Part II 1基当たり	680.53×10 <sup>9</sup> kCS の増 (約 3,211.7百万円の増)
	Part III	2,643.48×10 <sup>9</sup> kCS の増 (約12,475.6百万円の増)

#### (4) その他の基本条件

本計画の経済評価を実施するに当たってのその他の基本条件は以下のとおりである。

##### ① 本計画の維持運転費用

第8章の維持運転費用を採用

##### ② 排煙脱硫装置の耐用年数 25年

今までの日本での経験から判断して、十分な補修を行っておればこの期間中安定した運転を行うことができると判断した。

##### ③ 割引率

割引率は 10%とする。

### 10.2.2 経済評価

上記の前提に基づき算定した便益及び費用のフローをTable10.2-1 に示す。

これにより、本計画の超過便益(B-C)、便益・費用比率(B/C)及び等価割引率（いわゆる経済的内部収益率：EIRR）を計算すると以下の通りとなる。

B - C	23,322,426 × 10 <sup>6</sup> kCS
B / C	4.929
E I R R	39.54 %

本計画の経済性をB-C及びB/Cから判断すると、本計画を建設し運用することは、同等の便益を提供しうる発電所の改造よりも費用面ではるかに優位であり、また資本の機会費用を反映する割引率が39.54%に達するまではこの優位性が維持されると言える。

### 10.2.3 感度分析

本計画の感度分析を以下の条件により実施した。

Case-1 建設費の20% 上昇

Case-2 維持運転費の20% 増加

これによる便益及び費用のフローを Table10.2-2、Table10.2-3 に示す。

この結果における、EIRR、B-C、B/Cは下記の通りであり、いずれにおいても本プロジェクトが極めて優位であることが示されている。

	Case-1	Case-2
B - C (×10 <sup>6</sup> kCS)	22,407.844	23,049.944
B / C	4.271	4.713
E I R R (%)	35.15	39.31

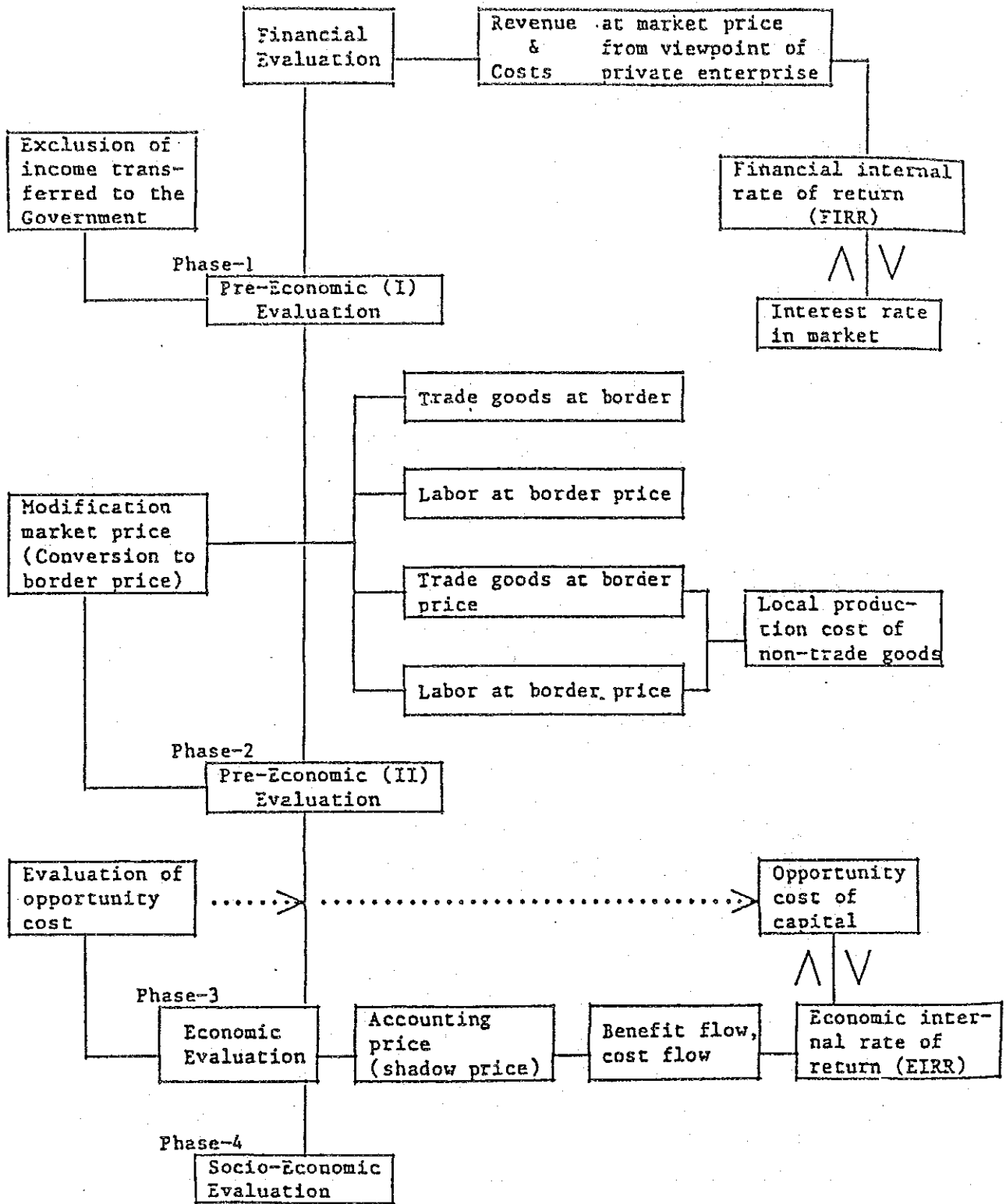


Figure 10.2-1 Flow Chart of Economic Evaluation

Table 10.2-1 Economic Evaluation

No. Year	Costs					Benefits					Total Benefit-Penalty (H.P.V.)	Total Benefit-Penalty (Million \$/yr)
	Investment	Coal Cost	OMR Cost	Total Cost (N.P.V.)	Investment	OMR Cost	Fuel Cost	Total Benefit (H.P.V.)	Total Benefit-Penalty (H.P.V.)			
1	150.531			150.531	15.317			15.317	13.924	-133.215		
2	2436.346			2436.346	247.898			247.898	204.874	-2182.438		
3	1868.629			1868.629	200.110			200.110	150.346	-1768.579		
4	675.132			675.132	68.695			68.695	48.919	-606.437		
5	645.778	0.000	65.992	711.770	441.950			1419.700	722.522	1156.166		
6	146.768	0.000	65.992	212.760	120.997			1362.926	772.723	5083.026		
7		0.000	252.042	252.042	129.337			5335.068	2737.733	5083.026		
8		0.000	252.042	252.042	117.579			5335.068	2428.849	5083.026		
9		0.000	252.042	252.042	106.820			5335.068	2262.590	5083.026		
10		0.000	252.042	252.042	97.173			5335.068	2056.900	5083.026		
11		0.000	252.042	252.042	88.529			5335.068	1869.903	5083.026		
12		0.000	252.042	252.042	80.883			5335.068	1699.917	5083.026		
13		0.000	252.042	252.042	73.002			5335.068	1545.379	5083.026		
14		0.000	252.042	252.042	66.371			5335.068	1404.990	5083.026		
15		0.000	252.042	252.042	60.337			5335.068	1277.173	5083.026		
16		0.000	252.042	252.042	54.932			5335.068	1161.066	5083.026		
17		0.000	252.042	252.042	49.505			5335.068	1055.515	5083.026		
18		0.000	252.042	252.042	45.232			5335.068	959.559	5083.026		
19		0.000	252.042	252.042	41.211			5335.068	872.328	5083.026		
20		0.000	252.042	252.042	37.404			5335.068	793.024	5083.026		
21		0.000	252.042	252.042	34.059			5335.068	720.931	5083.026		
22		0.000	252.042	252.042	30.992			5335.068	655.292	5083.026		
23		0.000	252.042	252.042	28.105			5335.068	595.811	5083.026		
24		0.000	252.042	252.042	25.508			5335.068	541.646	5083.026		
25		0.000	252.042	252.042	23.292			5335.068	492.405	5083.026		
26		0.000	252.042	252.042	21.143			5335.068	447.641	5083.026		
27		0.000	252.042	252.042	19.225			5335.068	406.947	5083.026		
28		0.000	252.042	252.042	17.477			5335.068	369.951	5083.026		
29		0.000	252.042	252.042	15.889			5335.068	336.320	5083.026		
30		0.000	186.050	186.050	10.662			3861.076	223.150	3795.026		
31		0.000	186.050	186.050	9.683			3861.076	207.409	3795.026		
Total	6021.243	0.000	6301.050	10322.292	5935.313	610.660	134140.000	133969.359	23257.723	121667.635		

Discount Rate 10.00%

Benefit  
 EOR  
 8-C/O Discount Rate=10%  
 P/C/O Discount Rate=10%

39.541  
 23222.456  
 4.929



Table 10.2-2 Economic Evaluation

No. Year	Costs				Benefits			Total	
	Investment	Coal Cost	O&M Cost	Total Cost (M.P.V.)	Investment	O&M Cost	Fuel Cost	Total Benefit Total (M.P.V.)	Net Benefit (M.P.V.)
1	100.000	0.000	0.000	100.000	15.317	-7.068	100.000	15.317	15.317
2	293.615	0.000	65.992	359.607	247.890	-7.068	1361.960	247.890	240.822
3	288.026	0.000	252.042	540.068	200.110	-30.532	5385.000	200.110	169.578
4	810.150	0.000	252.042	1062.192	60.695	-30.532	5385.000	60.695	30.163
5	774.934	0.000	252.042	1026.976	14.934	-30.532	5385.000	14.934	-15.598
6	176.121	0.000	252.042	428.163		-30.532	5385.000		-30.532
7		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
8		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
9		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
10		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
11		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
12		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
13		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
14		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
15		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
16		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
17		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
18		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
19		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
20		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
21		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
22		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
23		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
24		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
25		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
26		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
27		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
28		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
29		0.000	252.042	252.042		-30.532	5385.000		-30.532
30		0.000	186.050	186.050		-22.464	4004.540		3779.076
31		0.000	186.050	186.050		-22.464	4004.540		3779.076
Total	2225.422	0.000	6301.050	13526.472	612.680	-768.301	18410.000	13398.259	12642.917

Discount Rate 10.0%

Benefit

612.68

IRR 8.00 (Discount Rate=10%)  
B/C (Discount Rate=10%)

35.15%  
2247.217  
4.271

Table 10.2-3 Economic Evaluation

No. Year	Costs				Benefits				(Million Kcs)	
	Investment	Coal Cost	OMC Cost	Total Cost (M.P.Y.)	Investment	OMC Cost	Fuel Cost	Total Benefit (M.P.Y.)	Total Benefit (M.P.Y.)	Costs
1	150,531			150,531	15,317			15,317	15,317	-15,317
2	2436,346			2436,346	2013,500			247,292	247,292	-2169,492
3	1986,689			1986,689	1477,802			200,110	200,110	-1786,579
4	675,132			675,132	481,124			68,695	68,695	-606,437
5	645,778		75,290	724,969	458,149		1361,060	1412,700	321,522	894,751
6	146,758		79,190	225,958	137,548		1391,060	1368,926	772,733	1142,967
7			302,450	302,450	155,205		5365,600	5335,068	2737,733	5032,618
8			302,450	302,450	141,075		5365,600	5335,068	2488,849	5032,618
9			302,450	302,450	138,268		5365,600	5335,068	2262,590	5032,618
10			302,450	302,450	116,882		5365,600	5335,068	2056,800	5032,618
11			302,450	302,450	106,007		5365,600	5335,068	1868,909	5032,618
12			302,450	302,450	87,603		5365,600	5335,068	1693,917	5032,618
13			302,450	302,450	78,845		5365,600	5335,068	1545,379	5032,618
14			302,450	302,450	72,404		5365,600	5335,068	1404,030	5032,618
15			302,450	302,450	65,822		5365,600	5335,068	1277,173	5032,618
16			302,450	302,450	59,836		5365,600	5335,068	1161,066	5032,618
17			302,450	302,450	54,398		5365,600	5335,068	1055,515	5032,618
18			302,450	302,450	49,452		5365,600	5335,068	953,559	5032,618
19			302,450	302,450	44,957		5365,600	5335,068	872,326	5032,618
20			302,450	302,450	40,870		5365,600	5335,068	792,024	5032,618
21			302,450	302,450	37,155		5365,600	5335,068	720,921	5032,618
22			302,450	302,450	33,777		5365,600	5335,068	655,322	5032,618
23			302,450	302,450	30,700		5365,600	5335,068	595,011	5032,618
24			302,450	302,450	27,915		5365,600	5335,068	541,648	5032,618
25			302,450	302,450	25,377		5365,600	5335,068	492,405	5032,618
26			302,450	302,450	23,070		5365,600	5335,068	447,641	5032,618
27			302,450	302,450	20,970		5365,600	5335,068	408,947	5032,618
28			302,450	302,450	19,066		5365,600	5335,068	369,951	5032,618
29			302,450	302,450	17,395		5365,600	5335,068	328,328	5032,618
30			302,450	302,450	15,922		5365,600	5335,068	283,107	5032,618
31			302,450	302,450	11,022		5365,600	5335,068	207,409	5032,618
Total	5021,242	0,000	7561,260	13,582,502	6207,795	-763,381	134140,000	133959,359	25257,739	120406,555

Discount Rate 10.00%

Benefit

612.46

308

3/0 (Discount Rate=10%)

39,212

23093,244

4,710

## 10.3 社会・経済的影響評価

### 10.3.1 基本的な考え方

環境対策の実施に伴う、マクロフレームでの社会・経済的影響を評価する手法は、まだ十分に確立されておらず、学問的にも今後の課題である。

従って本項では、わが国の環境対策技術導入の沿革を述べた後、これまで行われた試算の幾つかを紹介し、チェッコ・スロヴァキア連邦共和国における排煙脱硫技術導入の社会経済的影響を推察した。

なおこれまでのわが国での経験から、環境対策実施に伴う便益、損失としては以下のようなものが想定されている。

(便益)

- ・国民の健康被害・疾病の減少
- ・生活環境、社会環境、自然環境の改善
- ・環境設備投資に伴う経済成長の実現、雇用力の強化
- ・健康被害損失補償額の軽減

(損失)

- ・環境対策投資のコスト転化による物価の上昇とこれに伴う国民の購買力の低下

### 10.3.2 わが国での環境対策の沿革

わが国は戦後の経済復興において、生産力の拡充を優先させ、戦後10年で経済は戦前の規模を回復し、その後も1950年代後半は8.8%、1960年代前半は9.3%、1960年代後半は12.4%の実質経済成長率を記録した。特にわが国の場合、工業製品の輸出と生産設備に対する投資が、経済成長の牽引車であったことから、生産額1単位当たりの環境汚染の大きな重化学工業化により環境の悪化が進捗した。しかしながら1965年時点での企業の設備投資に占める環境対策投資の割合は3%にとどまっていた。

1950年代後半以降いくつかの公害対策立法が行われたが、例えば「生活環境の保全に当たっては、経済の健全な発展との調和を図る。」との規定が置かれていた等公害抑制への姿勢はまだ鮮明ではなく、厳しい規制は定めにくい仕組みであり、公害行政を一元的に担当する省庁も存しなかった。

高度成長の最盛期に当たる1970年頃公害は全国的に広がり、社会経済問題の中でも重要視されるに至った。1970年末14本の公害関係立法が成立し、公害対策基本法に

あった「経済の発展との調和を図りながら環境を守る」という規定も削除された。

1971年には、環境庁が創設されて公害行政が一元化され、その後急速にわが国の環境対策は強化された。

### 10.3.3 電力部門における環境対策

こうした環境法制、行政制度の整備に伴い、電力部門においても規制体系の整備が進んでいった。大気関係についても、1974年硫黄酸化物等に関する環境基準を定めた「大気の汚染に関する環境基準」が、1978年には「二酸化窒素に係る環境基準」が施行された。

排出物対策技術の導入も進み、排煙脱硫設備については1972年頃から重油等火力への設置が行われ、石炭火力についても1975年の電源開発(株)高砂火力発電所への設置を皮切りに、各発電所に設置が進んだ。現在ではほとんど全ての石炭火力並びに高硫黄重油等を燃料とする石油火力を中心に、68基、23,450MWの発電設備に排煙脱硫装置が導入されており、現在建設中の石炭火力6基、3,500MWにも排煙脱硫設備設置が予定されている。

一方脱硝設備についても乾式アンモニア接触還元法を中心に1970年代後半から導入が始まり、石炭火力についても1982年に電源開発(株)竹原火力発電所に始めて導入された。現在では、都市近郊に立地された重油、石炭、LNG 火力発電所を中心に、122基、44,000MWに設備導入がなされている。

わが国の硫黄酸化物、窒素酸化物に関する環境基準、排出基準は世界で最も厳しいものであることから、こうした火力発電所における環境対策設備の導入状況、技術水準も世界で最も進んだものとなっている。

### 10.3.4 環境対策実施による社会・経済的影響試算

10.3.1に述べたように、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まだ十分に確立していないが、幾つかの試みがなされているので、ここではそのなかから2つを紹介する。

(1) 公害被害額と公害防止対策費用との比較

茅陽一東大教授は1982年のローマクラブ東京大会で発表した論文で、硫黄酸化物対策のために工場等の発生源で投じられた1年間当たりの公害防止対策費用と、対策を全く行わなかった場合に生じたものと推計される公害被害額との比較を、極めて大胆な仮定に基づき試算している。Table 10.3-1 に示した費用試算結果に見るとおり、公害対策を全く講じなかった場合に生じたと思われる被害の大きさ（年額約6兆円；約450億ドル；1976年価格）は、公害対策に実際に要したと推計される費用（年額約4,800億円；約37億ドル；1976年価格）をはるかに超えるものとなっている。

## (2) 公害防止投資の経済的影響の試算

公害防止投資が経済に与える影響については、大きな枠組みとして、投資に伴う費用増が価格に与える影響と、投資のための需要増が所得面に与える影響の2つの側面が考慮されなければならない。

第1の価格面に与える影響については、製品の需給関係によって異なるものの、公害防止投資による費用増加はその製品価格に影響を及ぼすこととなる。これは、この製品を部品又は原材料として購入する産業の製品価格に影響を与え、更に最終消費財の価格にまで影響が波及する。これらの価格が上昇すると、各財の需要の価格弾力性（価格の変化に対する需要の変化の割合）に応じて、それぞれの需要を減少させる。この結果、各産業における設備投資を減少させ、それが供給力の低下要因となる。

第2の所得面に与える主要な影響は、公害防止投資がその投資をした産業の費用となると同時に、その投資を受注した産業の需要増加となることである。更に、公害防止産業における需要増は、公害防止投資の資材、部品等の需要増となり、関連産業の投資を増大させ、供給力の増大要因となる。

以上、見てきたように、第1の効果は実質国民総生産を減少させる要因（価格効果）であるのに対し、第2の効果は実質国民総生産を増加させる要因（所得効果）である。

1977年版環境白書は、この2つの効果に焦点を当て、1965年から1975年までの10年間に行われた、環境対策のマクロ経済的影響を試算している。これによれば、この期間の民間公害防止設備投資は5.3兆円（約400億ドル：1970年価格）であり、この投資がなかった場合とあった場合とを1975年時点で比較すると次の数字となる。

実質GNP	約 0.9%増加
実質個人消費	約 0.4%増加
実質民間設備投資	約 7.4%増加
実質海外経常余剰	約 3,000 億円減少（1970年価格）
消費者物価指数	約 1.2%上昇
卸売物価指数	約 1.7%上昇

実質GNPは公害対策を行った方がそうでない場合より若干増加したものと推計されるなど、厳しい公害対策の実施にもかかわらずマクロ経済上の悪影響はほとんど生じなかったものと分析されている。

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。（OECD “The State of The Environment” 1991 参照）

経済的影響の試算を Table 10.3-2 に示す。

### 10.3.5 チェッコ・スロヴァキア連邦共和国での社会経済的影響予測

上記の分析等を背景に、チェッコ・スロヴァキア連邦共和国発電所における排煙脱硫設備の導入がもたらすマクロ経済的影響を検討してみると、以下の通りである。

(1) 投資の増に基づく、経済波及効果、雇用力の拡大が期待される。

本プロジェクトの実施計画においても、可能な限り国内での資材調達を図っているが、この生産、流通を国内の企業、機関等が的確に実施してゆくことにより、GNPの拡大等かなり大きな経済波及効果、雇用力の拡大が期待される。

(2) 電気料金への影響は吸収しうる。

投資に係るコスト回収は電気料金の形で行われなければならないが、その割合は決して大きなものとは言えず、また適切な原価回収システムを取れば、経年的に料金通減効果も期待できるものである。現在チェッコ・スロヴァキア連邦共和国では、政府補助の見直しを行い原価を反映した電気料金制度の見直しへの過程にあることから、この見直し作業の中に的確に環境設備コストを織り込んでゆくことが可能である。

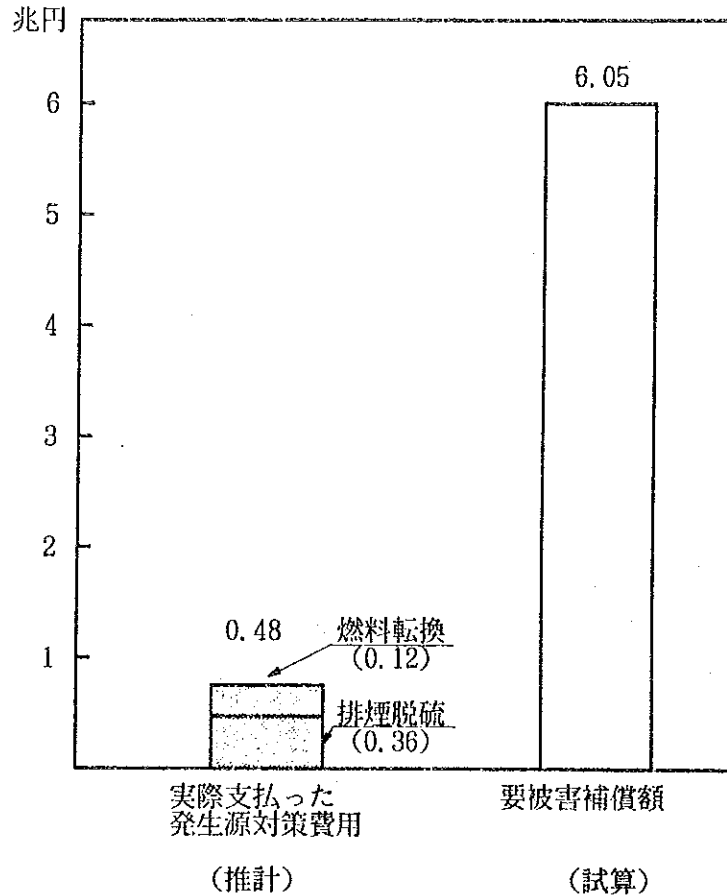
(3) 輸出波及も期待しうる。

チェッコ・スロヴァキア連邦共和国の技術水準においては、排煙脱硫設備の生産、運転技術をキャッチ・アップしてゆくには、それほど長い時間は要しないと見られる。チェッコ・スロヴァキア連邦共和国の近隣諸国、ソ連、東欧諸国をはじめ、ドイツ等OECD諸国においても、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は引き続き大きなニーズが予想されることから、比較生産費のメリットを活かした排煙脱硫機器の輸出等を将来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 10.3-1 費用試算結果

硫黄酸化物に係る発生源対策費用と対策を行わなかった場合の補償額等との比較（1年当りの費用等は1976年価格で表示）



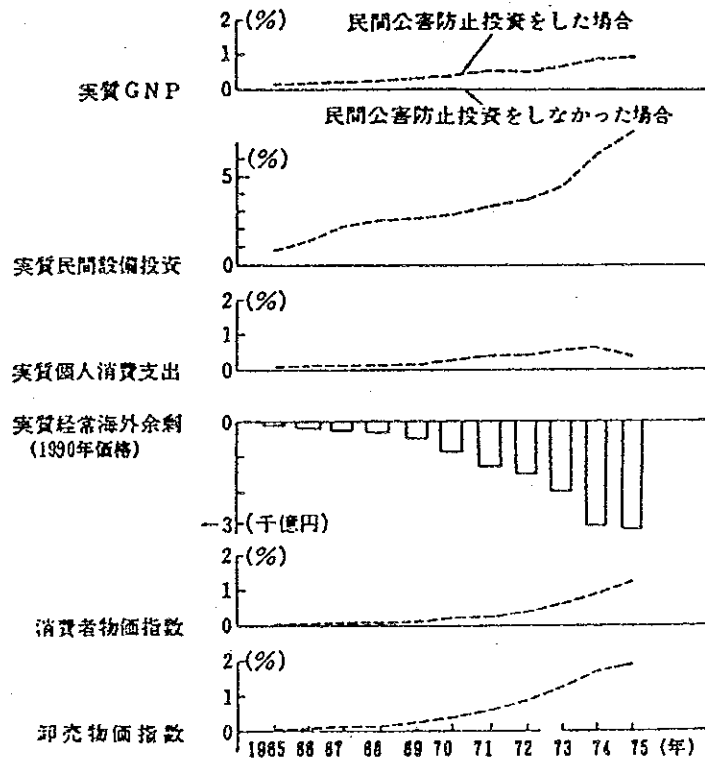
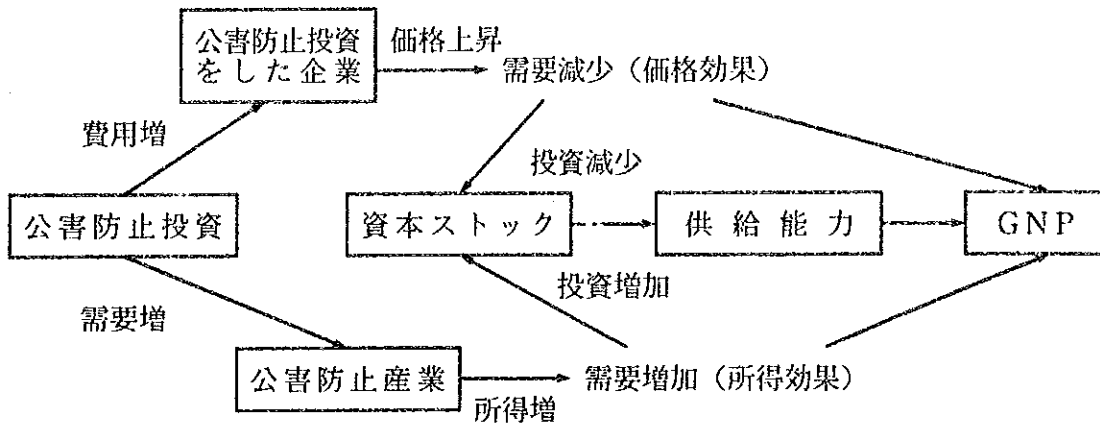
注) ローマクラブ東京大会に提出された茅陽一氏の論文から

原論文の(注)

公害防止対策費用の計算は環境庁等の公表資料に基づき、それぞれ次のような方法で行った。なお試算の時点として1976年を選んだ理由は、この年に関し多くのデータが入手可能であったからである。

- ① 燃料転換費用は、硫黄酸化物対策が本格的には実施されていなかった1965年に灯油が一次エネルギー供給に占めていたシェアと1976年の実際の灯油のシェアを比較し、増加分を硫黄酸化物対策のために燃料転換を行ったことに対応する灯油消費増と考え、この灯油量と同熱量の重油量との費用差を実際の燃料転換策の費用とした。
- ② 排煙脱硫装置に要した費用の推計では、実際に設置された排煙脱硫装置の基数に平均的規模の同装置の1年当りの減価償却費と運転費用を乗じた額を用いた。
- ③ 補償額は、1965年から1976年までの1次エネルギー供給量の伸び率に比例して、硫黄酸化物の環境濃度が増加すると仮定して求められる想定環境濃度の下では、全国の主要な工業地帯の人口集団の15%が公害患者として認定されるものと仮定して、1976年時点の一人当りの補償等費用に想定患者数を乗じて得た額を用いた。

Table 10.3-2 民間公害防止投資の経済的影響



(備考)

1. 1977年版環境白書より。
2. 1965～1975年の民間公害投資をした場合としなかった場合のシミュレーションを行い、両者の差を比率または実績で表したもの。
3. 公害防止投資については、通商産業省「民間における産業公害防止設備投資の動向」による。

