

経済的及び現実的な観点から、昇圧変圧器の容量は2次回路で85MVAであることを推奨する。変圧器インピーダンスは Table 11-28 に示すように制作標準から10%を選ぶ。

Table 11-28 Practical Standard of Transformer Impedance

Nominal Voltage (kV)	Impedance Voltage (%)
66/77	7.5
110	10
154	11
187	12
220	13
275	14
500	14

(2) 所内変圧器の容量

所内補機の動力消費を Table 11-29 に示す。75MW FBCの電力消費は計6,830kWになる。Table 11-30 は日本の若松 (50MW) FBCプラントの電力消費量を参考に示す。○印は上込め給炭方式では不要な設備である。若松 (50MW) FBCプラントの所内率は発電機出力の9.5%になる。

若松FBCに比較し、シンブン プロジェクトは簡易リグナイト石灰石供給システムを採用しているため、所内率9.1%は適切な値と考える。

所内変圧器の容量を求めるに際し、下記条件を考慮した。

力率	0.85
余裕	20% (将来設備用)
所内変圧器容量	10MVA
インピーダンス	5% (標準値)

**Table 11-29 Power Consumption of House Load Auxiliary Equipment  
(at Rated Load 75 MW)**

Item	Power Consumption (kW or kVA)	
	Rated Value	Design Power Consumption
<u>6.6 kV Auxiliary (M/C)</u>		
CWP (Circulation Water Pump)	200 kW x 2	360 kW (at MSL)
BFP (Boiler Feed Water Pump)	1,500 kW	1,350 kW
FDF (Forced Draft Fun)	3,360 kW x 1	2,600 kW
IDF (Induced Draft Fun)	1,330 kW x 1	1,100 kW
<u>380 V Auxiliary (P/C)</u>		
Motor Load		80% of Rated Value
C.P. (Condensed Water Pump)	75 kW	60 kW
C.B.P. (Condensed Water Booster Pump)	132 kW	105 kW
T.A.C.P. (Turbine Auxiliary Cooling Water Pump)	160 kW	128 kW
B.C.P. (Boiler Circulation Pump)	190 kW	152 kW
Bag Filter	125 kW	100 kW
		545 kW
<u>480 V Auxiliary (C/C)</u>		
100% OF P/C Load		545 kW
<b>Total</b>		<b>6,500 kW</b>

Table 11-30a Actual Power Consumption Record for 50 MW A-FBC

	Actual Power Consumption	Remark
1. <u>Unit M/C</u>		
Sea Water Booster Pump	97	
Circulation Water Pump	240	
Condensate Water Pump	141	
Boiler Feed Water Pump	1,156	Utilizing the existing BFP
Induced Draft Fan	672	
Forced Draft Fan	1,275	
	0	
Soot Blower Compressor	255	o
Boiler Circulation Pump	149	
Coal Dryer Fan	130	o
Primary Air Fan	132	o
	0	
Bag Filter	88	
Dryer Induced Fan	63	o
440 V Power Center	375	
Sub-total	<u>4,773</u>	
2. <u>Common M/C</u>		
Ash Handling	4	
Coal Handling	116	
Common P/C	334	
Sub-total	454	
Total	5,227	

Note) O mark in the remark column is unnecessary load for Sin Pun project.

**Table 11-30b Actual Power Consumption of P/C and C/C for 50MW-A-FBC**

	Actual Power Consumption	Remark
1. <u>Power Center</u>		
APC Compressor	66	
Cooling Water Pump	68	
Ash Transportation Pump	70	o
Extract Fan for Coal Preparation System	13	o
	217	
2. <u>Control Center</u>	158	

(3) 起動変圧器容量

共通所内の電力消費を Table 11-31 に示す。起動変圧器の容量は以下の条件で設計した。

共通所内負荷+100% 1ユニット所内負荷 (後備)

上記のことから、起動変圧器容量は10MVAを推奨する。

**Table 11-31 Power Consumption of Station Load Auxiliary Equipment  
(at Rated Load 2x75MW Full Load)**

Item	Power Consumption	
	Rated Value	90% of Rated Value
<b>Common Auxiliary</b>		
Lignite-Limestone Receiving System	200 kW	180 kW
Lignite-Limestone Preparation System	100 kW	900 kW
Ash Handling System	400 kW	360 kW
Waste Water Treatment System	200 kW	180 kW
Demineralized Water System	100 kW	90 kW
Ash Disposal Area Water Removal Pump		100 kW
<b>Total</b>		<b>1,810 kW</b>
<b>Back up</b>		
100% Unit Back up		6,500 kW
<b>Total</b>		<b>8,310 kW</b>

#### 11.11.4 制御系統

##### (1) 基本条件

計算機技術者の賃金上昇及び制御の質向上から、近年制御装置の価格は全装置の6%から10%まで増え、大きな比重を占めるようになってきている。

特に、大容量機も小容量機もソフト設計及びハードの価格・数量に大差がないことから、小容量機にあっては制御系統の価格比重は非常に大きい。

そのため、Table 11-32 に示すように制御系統の価格を最適化させるため、手動操作も含めた単純制御系統とすることを推奨する。

Table 11-32 Control System Scheme

Item	
A-FBC System	Automatic Remote Control
Turbine-Generator	Automatic Remote Control
Lignite-Limestone Preparation System	Manual Remote Control
Ash Handling System	Manual Remote Control
Waste Water Treatment	Manual Remote Control
Demineralized Water System	Manual Remote Control
Switch Yard Equipment	Manual Remote Control
Data Acquisition System	FBC and Turbine-Generator only

Fig. 11-37 にボイラ・タービン発電機の自動制御系統の概要を示す。

##### (2) FBC制御

FBCボイラ応答は、流動床が大きな熱容量を含むこと、及び石炭粒径が大きいことから、微粉炭燃焼ボイラ(PCF)に比べ長い時間を要する。

Table 11-33 に示す通り、FBCボイラの応答は、PCFの約2倍長い。

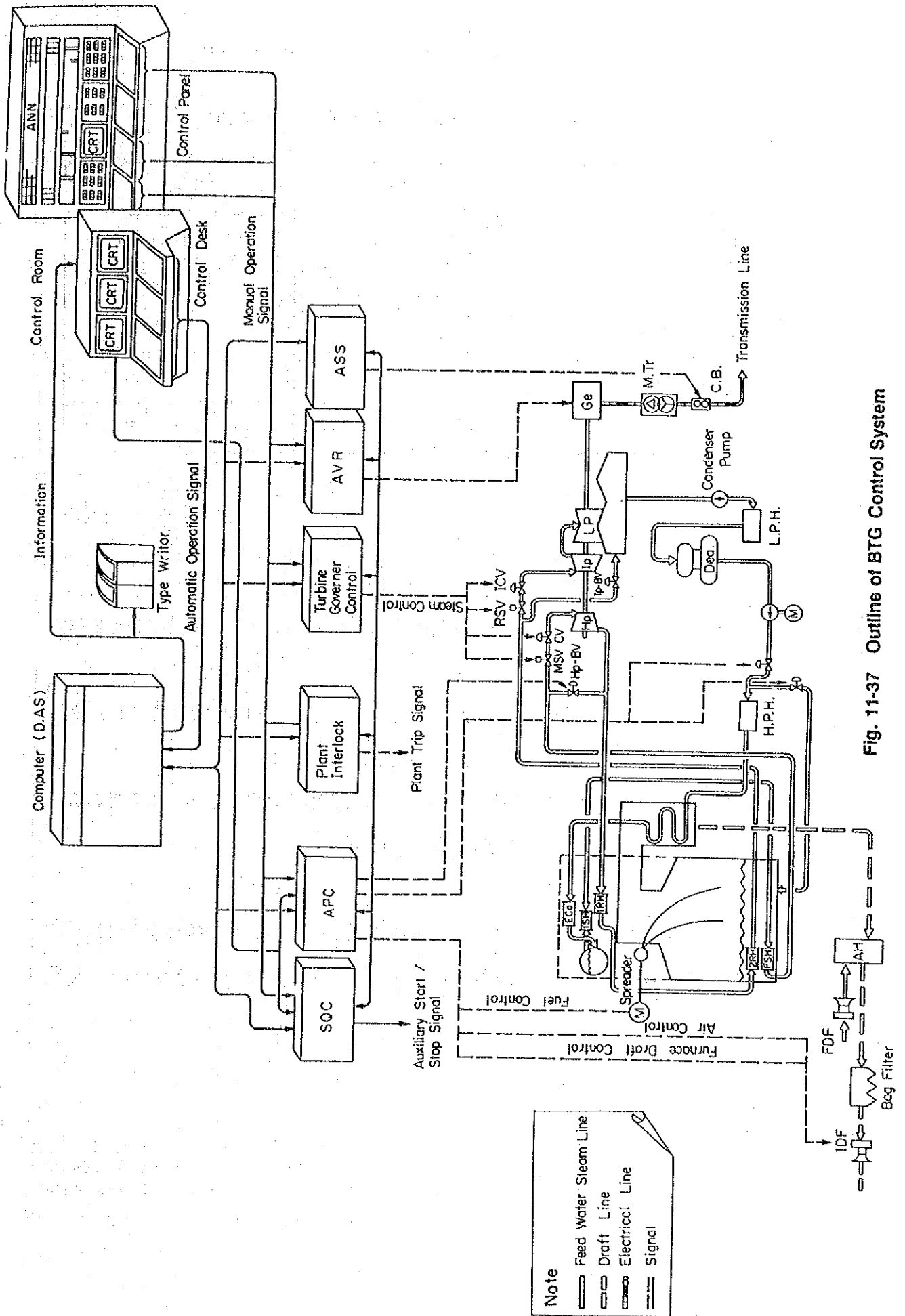


Fig. 11-37 Outline of BTG Control System

Table 11-33 Boiler Response Time of FBC and PCF

	FBC	PCF
Coal Combustion Time	2 - 4 min (5 mm size)	20 - 40 sec.
Time lag of Bed Material Temperature	abt. 1 min	---
Boiler Response Time	7 - 11 min	5 - 7 min
Total	abt. 10 - 16 min	abt. 6 - 8 min

この長い応答時間のため、経済的で単純な設計であるタービン追従型制御を推奨する。

日本でFBC用APCを開発するに際し、3億円以上のソフト開発費用を投じ、負荷パターンに見合う発電機出力が出るよう、予測制御技術を採用した。

このソフト開発はボイラと石炭の特性に合わせ各々開発されるべきものである。

Table 11-34 に上記2つの制御方法の違いを示す。

タイ国の系統は、予定負荷パターンと発電機出力の数MWの差を吸収するに足りる大きな系統であるため、経済設計の観点よりボイラ制御はタービン追従モードを採用する。



Table 11-34 Predicting Control and Turbine Follow Control

	Predicting Control	Turbine Follow Control
Circuit		
Boiler Demand Signal		
Generator Output		
Particular	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Load Patter can be changed according to the power demand.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fixed Load Pattern only be available</li> <li>• Generator out put is depend on the change of the fuel characteristic also.</li> <li>• This mode is available for base load power plant.</li> </ul>
Hardware cost and Software Development	Abt. +100 Million Yen	Base

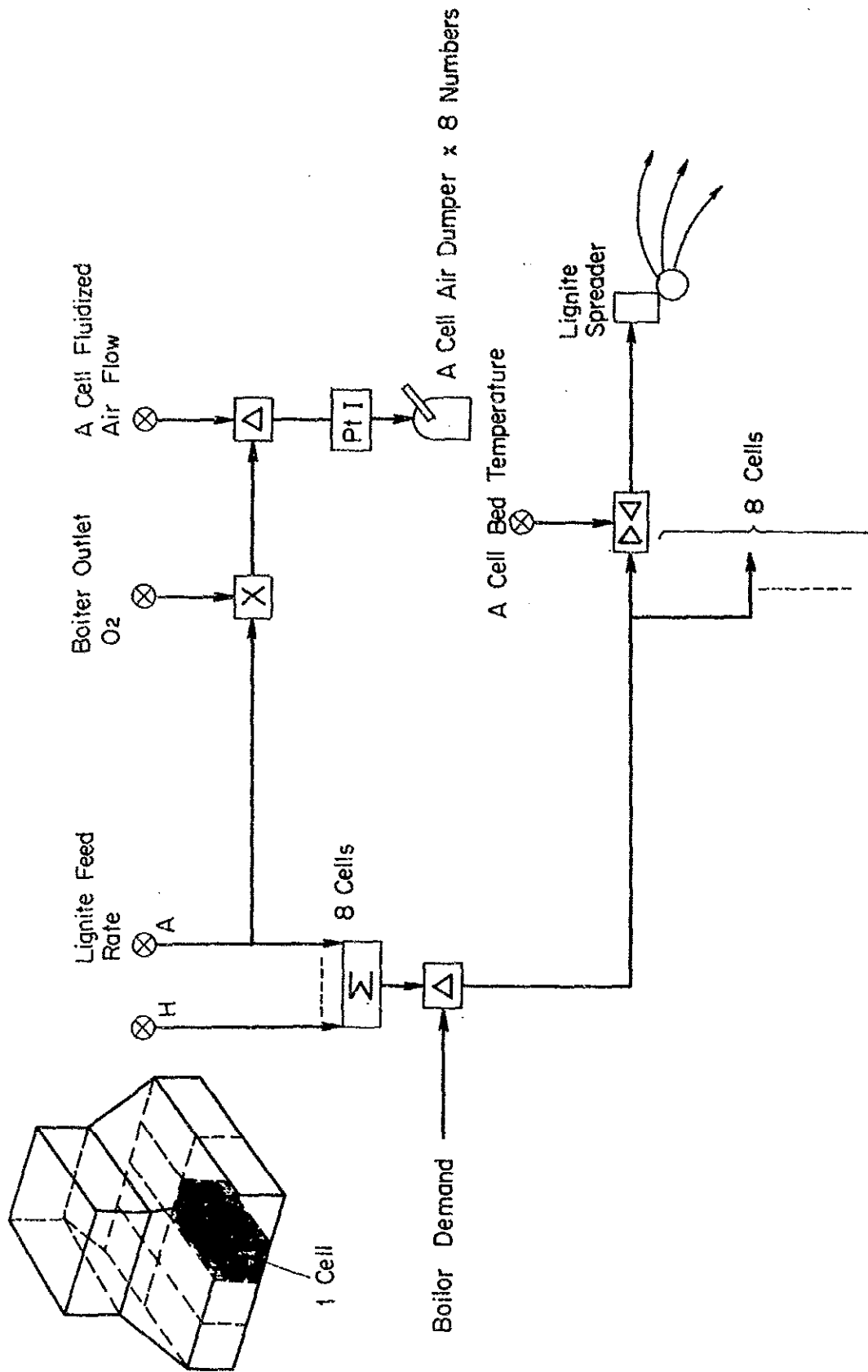


Fig. 11-38 FBC Control Diagram

## 11.11.5 遮断器

### (1) 115kV遮断器

Table 11-35 は115kV遮断器構成図を示す。

新しい送電線路ができるまではNo.1 は建設費を最小になる選択である。

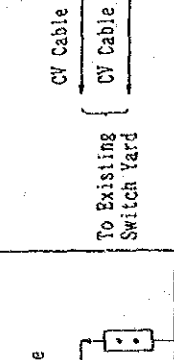
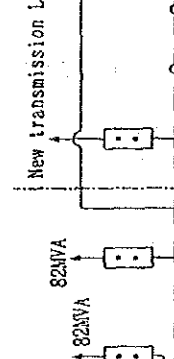
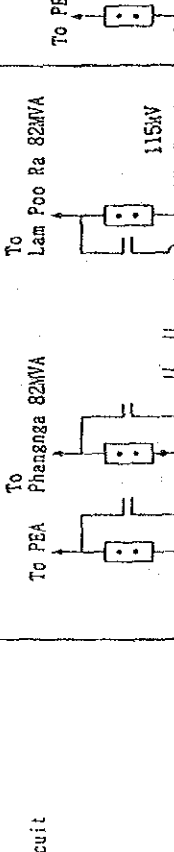
しかしNo.1 は、既設発電所の廃棄時期に完全に左右される。そのため、既設発電所が廃棄されるまでは、FBCプラントを接続する方法として仮計画（Tentative Plan）を推奨する。

仮計画を採用することにより、将来送電線が拡張された場合、2つの遮断器を節約できる。つまり、PEA向け遮断器と既設送電線遮断器が節約できる。

この仮計画は5号機の工程が遅れた場合、その遮断器なしでも運用できる。経済性と建設の現実性の両面からこの仮計画を推奨する。

Fig. 11-39 に仮計画の遮断器単線図、115kV遮断器と周辺機器配置及び115kV開閉所配置を示す。

Table 11-35 Comparison of Switch Yard Configuration

	No. 1	No. 2	Tentative Plan (Recommendation)
Circuit			
Number of Additional Switch	0	6	6
Condition			
- Additional Transmission Line	X	0	X (Tentative)
To Utilize Existing Switch Yard	0	0	0
Merit	No additional switch is requested.	Bus interconnect switch can be available as back-up switch. In applying new transmission line, the power station can be operated continuously when the transmission line fault happens. Unit 4 can be commissioned without the retirement of the existing units.	Before coming new transmission line, the existing transmission line to Lam Poo Ra will be connected to the new switch.
Demerit	<ul style="list-style-type: none"> <li>One of the unit shall be stopped when the transmission fault happens.</li> <li>Reconnection of the transmission line is depend on the retirement schedule of the existing power station.</li> </ul>	Additional cost for the transmission line and switch is requested.	

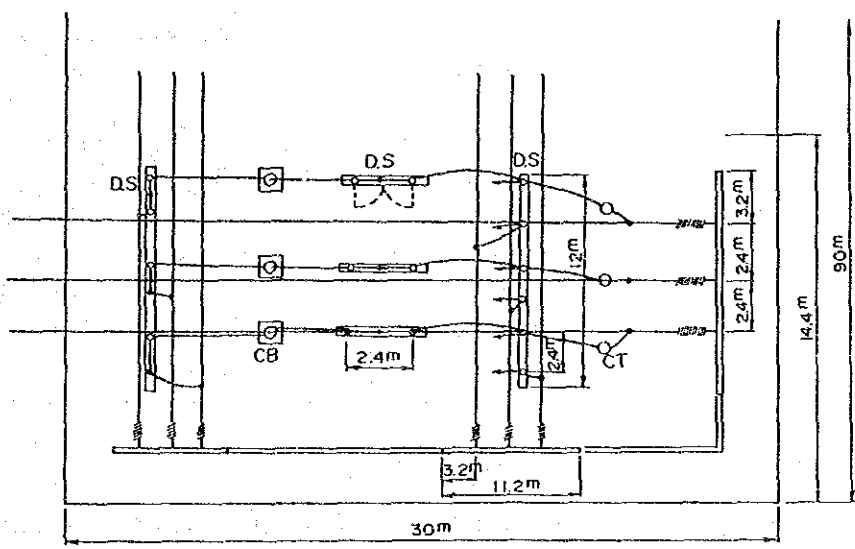
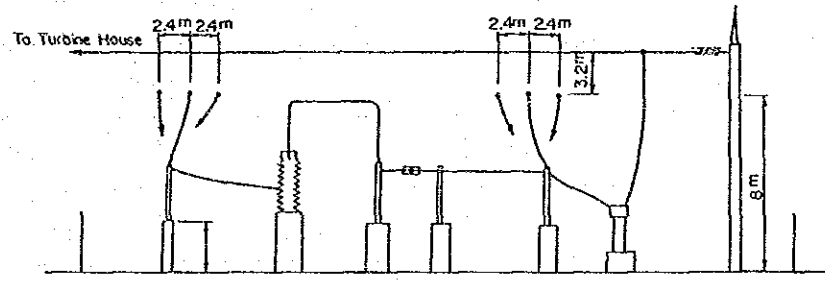
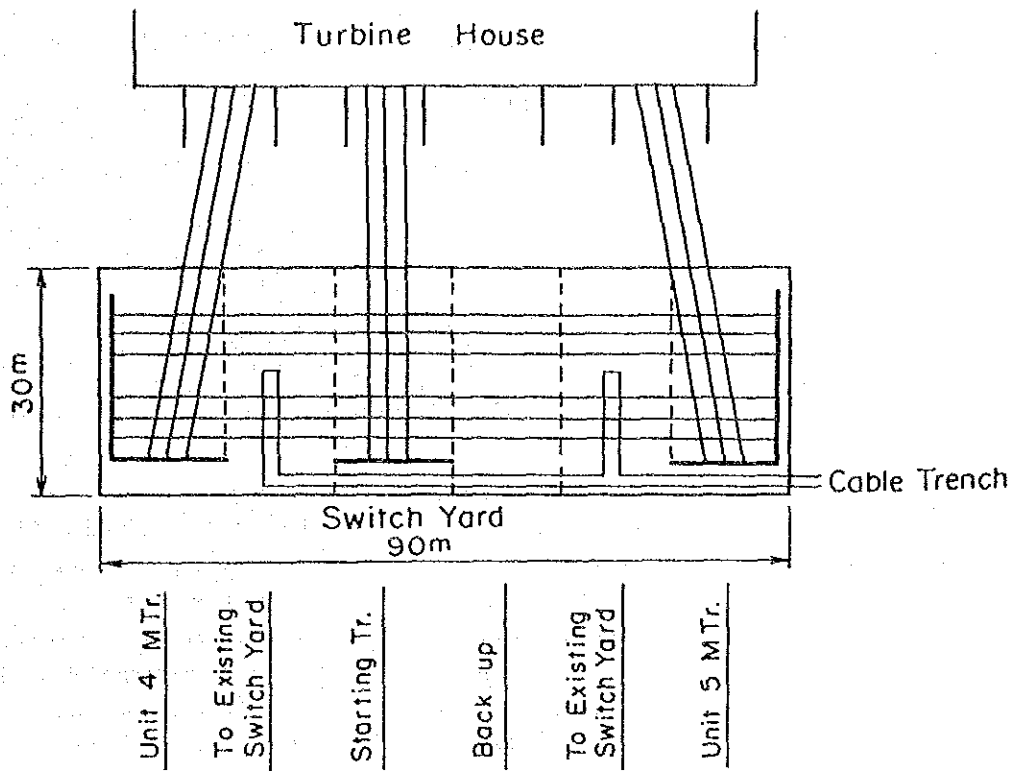


Fig. 11-39 115 kV Switch and Auxiliaries Arrangement (One Block)

(2) 6.6kV補機遮断器

200kW以上の主要補機は、V.C.B.又はG.C.B.型の6.6kV遮断器により電源が補給される。遮断器の数量を Table 11-36 に示す。

Table 11-36 6.6 kV Switches

Name of Auxiliaries	Number of Switches
C.W.P.	2 x 2 units = 4
B.F.P.	2 x 2 units = 4
F.D.F.	1 x 2 units = 2
I.D.F.	1 x 2 units = 2
Bus Receiving Switches	3
Power Center Feeder	3
Bus Interconnection Switches	4
Auxiliary Equipment Feeder	1
Total	

(3) 380V補機遮断器

200kW未満の補機モータは380V補機遮断器より供給される。380V補機遮断器は75MW以上をP/C、75MW未満をC/Cの2つに区分される。P/CにはACB、C/CはM.C.C.Bを採用する。

### 11.11.6 非常用電源

非常用電源は、ディーゼル発電機より供給される。1つのD.G.より2つのユニットに供給する。

Table 11-37 にA-FBC非常用電源の負荷を示す。

Table 11-37 Emergency Power Load

Item		
A.H. Lub. Oil Pump	1 kW x 2	2 kW
A.H. Motor	11 kW x 2	22 kW
Switchyard Compressor	40 kW	40 kW
Turbine Turning Oil Pump	10 kW x 2	20 kW
Turbine Turning Motor	7.5 kW x 2	15 kW
Main Oil Tank Extract Fan	2.2 kW	2.2 kW
Emergency Lighting	10 kVA	10 kVA
Elevator	22 kW	22 kW
Communication	10 kVA	10 kVA
Vacuum Pump	2.2 kW x 2	4.4 kW
M-BFP aux. oil pump	20 kW x 2	40 kW
M-BFP Turning Motor	2.2 kW x 2	4.8 kW
CVCF (Battery)	1.5 kW x 2	15 kW
T.V. Cooling Fan	4 kW x 2	8 kW
Total		195 kW + 20 kVA

P.F. of Motor	0.8	264 kVA
Margin	11%	300 kVA

## 11.12 灰処理設備

### 11.12.1 概 要

A-FBCは3種類の灰を発生する。つまりFBCベット材 (B.M.) 灰、サイクロン灰及びバグフィルター灰である。FBC, B.M. 灰は流動床高を維持するために抽出される灰である。サイクロン灰はA.H. の前で機械式サイクロン (M/C) に捕集される灰である。バグ灰はA.H. 後バグフィルターによって捕集される灰である。

各々の灰の化学分析値を Table 11-38 に示す。(Fig. 9-14 試番T-20参照)

Table 11-38 Chemical Analysis of Ash

		B.M. ash	M/C ash	Bag ash
CaO	z	31.71	24.67	10.16
CaCO <sub>3</sub>	z	4.22	6.87	1.84
CaSO <sub>4</sub>	z	56.14	36.70	41.43
SiO <sub>2</sub>	z	3.28	17.29	15.49
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	z	0.79	5.67	13.67
Na <sub>2</sub> O	z	0.01	0.03	0.08
Others	z	3.85	8.77	17.33

高CaO成分は雨水によりアルカリ性分を出すため、生活用水にアルカリ性水が浸透しないよう適切に捨てなければならない。



## 11.12.2 灰 量

パイロット燃焼試験から各々の灰のバランスは以下の通りである。

B.M	45%	} (1)
機械式サイクロン 灰	45%	
バグ灰	10%	

シンブーンクラブリグナイトの1基当り灰量は約50t/hである。

リグナイトからの灰 16.7 t/h

石灰石からの灰

非石灰質  $42.9 \times 0.1 = 4.3$  t/h (モル比3)

石灰質  $42.9 \times 0.9 \times \frac{56}{100} = 21.6$  t/h

石膏-石灰 6.2 t/h

計 49.2 t/h

9.5章で説明した通り、各灰及び石灰石の粒径分布は Fig.11-40 に示される。

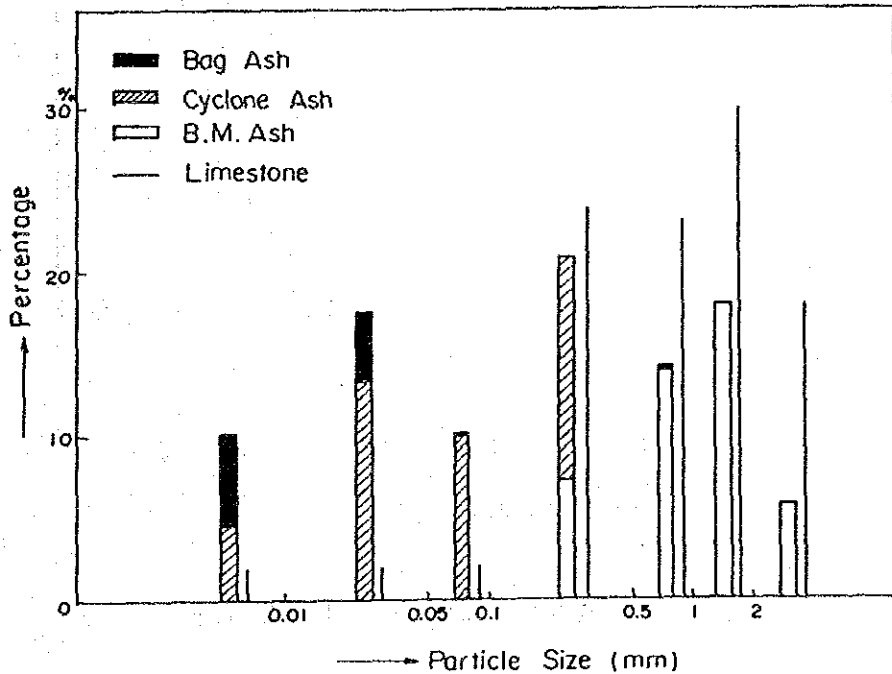


Fig. 11-40 Outline of Respective Ash Distribution and Limestone

そのため、2基分の各々の灰量は10%余裕を見て下記の通りとなる。

B.M. 灰	50 t/h	2基当り
M/C 灰	50 t/h	2基当り
バグ灰	10 t/h	2基当り

9.6章に示すように、石灰石粒径を小さくすることにより、B.M. 灰量を少なくすることを推奨する。Fig. 11-41 はハンマー破砕機によって石灰石の粒径分布の代案を示す。

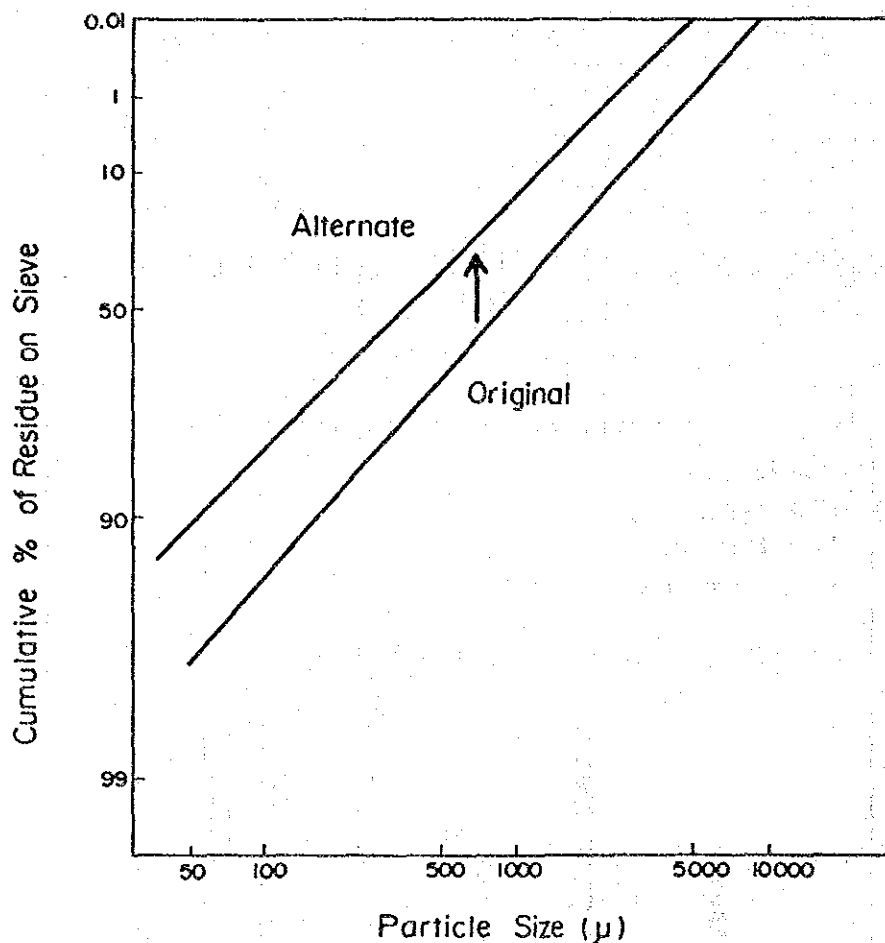


Fig. 11-41 Alternate Limestone Distribution

小粒径の石灰石を採用することにより、物質収支は Fig. 11-42 に変わるであろうと考える。

B. M. 灰            37 %  
 7717771            63 %

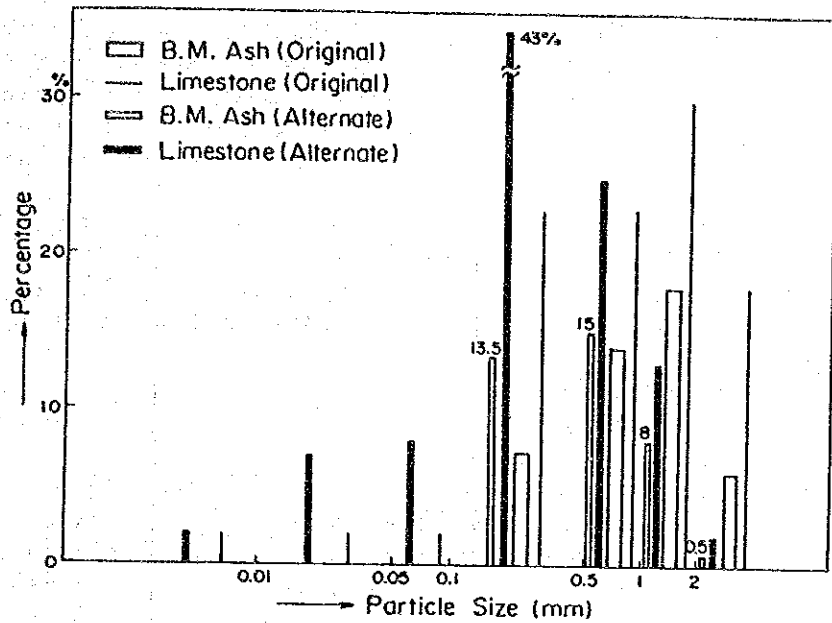


Fig. 11-42 Outline of Ash Distribution for Alternate Limestone

機械式サイクロンの性能を変えることにより、バグ灰を10%から40%に上げることができる。

B. M. 灰	37 %	} (2)
サイクロン灰	23 %	
バグ灰	40 %	

装置の設計に当り、各々の灰量は(1)と(2)の高い方で設計する。そのため、各々の灰量は10%余裕を見て下記の通りとする。

B. M. 灰	50 t/h	2 基当り
サイクロン灰	50 t/h	2 基当り
バグ灰	40 t/h	2 基当り

### 11.12.3 灰処理プロセス

灰処理プロセスは Table 11-39 に示すいくつかの通りかのプロセスがある。

Table 11-39 Ash Handling Process

	BM Ash	Cyclone Ash	Bag Ash
<p>High Grade</p> <p>Cost: +300 Million Yen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cool down B.M. ash from 830°C to 50°C by B.M. Cooler</li> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Slurry transportation to ash disposal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Slurry transportation to ash disposal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Slurry transportation to ash disposal</li> </ul>
<p>Medium Grade</p> <p>Cost: Base</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cool down B.M. ash from 830°C to 50°C by B.M. cooler</li> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Dump truck ash transportation to ash disposal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Dump truck ash transportation to ash disposal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Dump truck ash transportation to ash disposal</li> </ul>
<p>Economic Grade</p> <p>Cost: -700 Million Yen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cool down B.M. ash from 830°C to 300°C by the pneumatic cooler</li> <li>Hopper Receiving</li> <li>Special anti-heat dump truck for transportation to the ash disposal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dump truck transportation directly from the M/C hopper</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pneumatic ash transportation to ash silo</li> <li>Dump truck ash transportation to ash disposal</li> </ul>

ダンプトラックが本プロジェクトで褐炭・石灰石輸送において利用されているため、その回送に灰を輸送できる。そのため、高グレード系統は推奨しない。

中グレード及び経済的グレードの灰処理系統を Fig. 11-43 及び Fig. 11-44 に示す。下記理由により現時点では、経済的グレードの系統を推奨する。

- (1) 中グレードまで追加投資する程、ダンプトラック輸送費用にかかる人件費は高くない。
- (2) 環境規制に合った最適運転条件を追求する過程で、灰の物質収支は大きく変化する。そのため、灰処理装置の設計は数年の運転経験に基づき行った方が良い。
- (3) 灰はリグナイト消費の約37%も発生する。灰処理装置にかかる投資は非常に大きくなるため、中グレード系統を当初から採用した場合、初期における財務的実現可能性が薄くなる。

しかしながら、灰輸送人件費が見合う程高騰した時点で、中グレード系統を採用することを推奨する。そのため、本調査では中グレード系統の灰処理装置を将来装置として装置仕様に盛り込んだ。

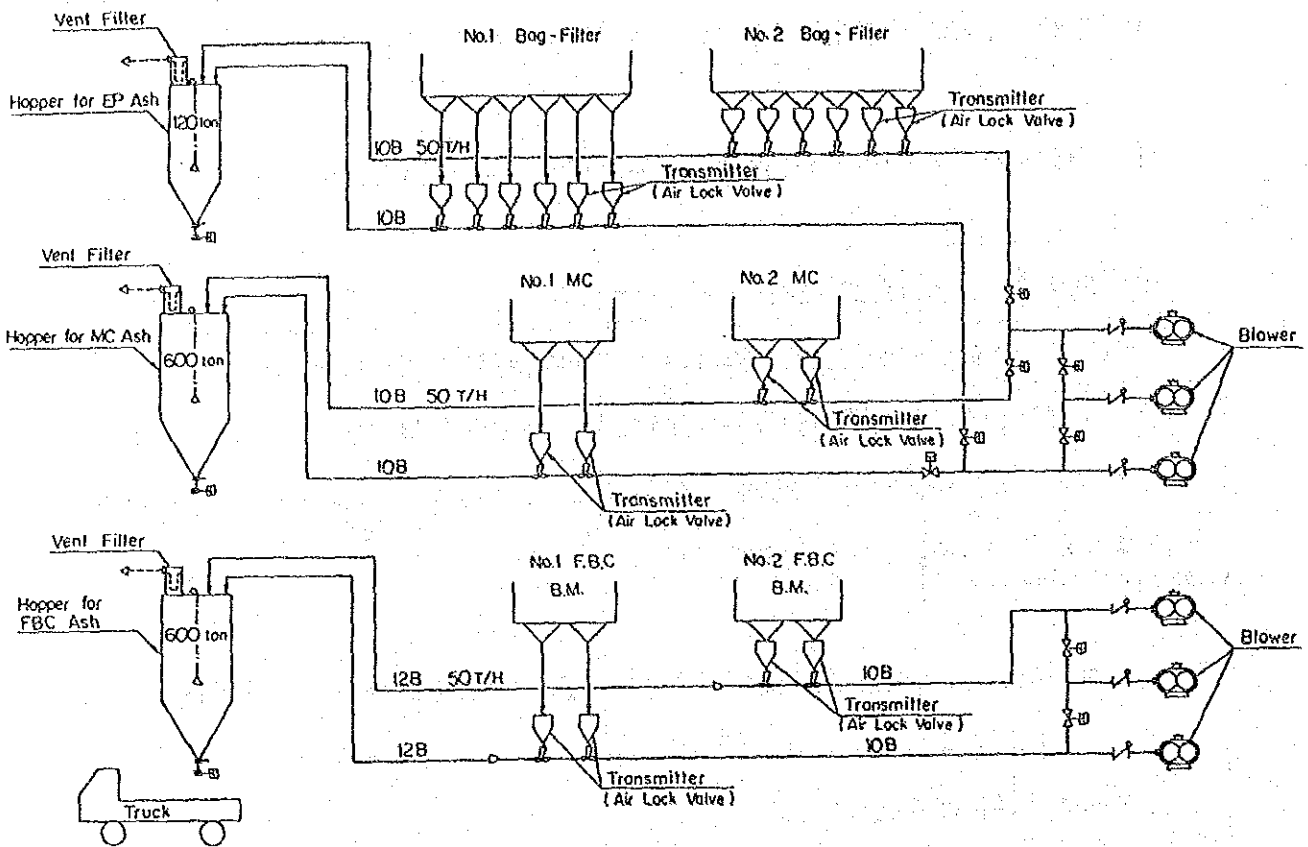


Fig. 11-43 Medium Grade Ash Handling System

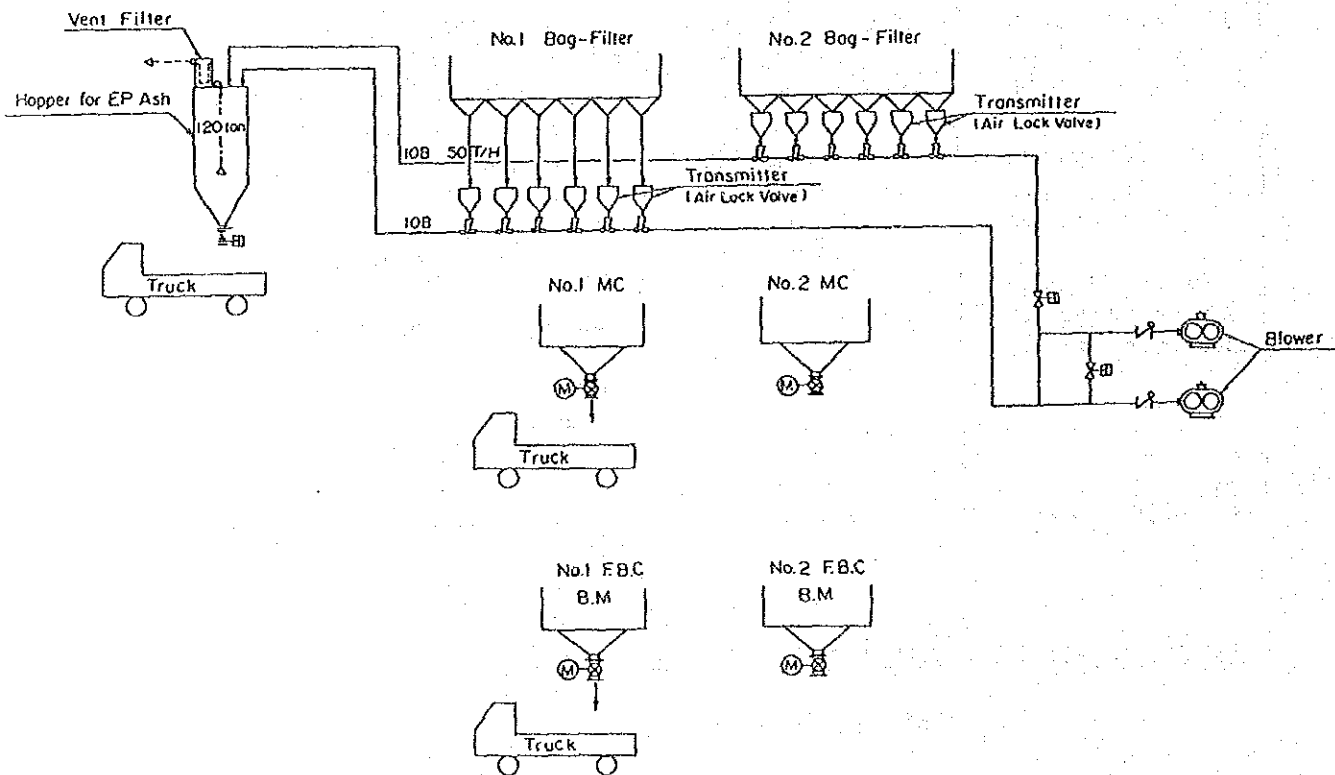


Fig. 11-44 Economic Grade Ash Handling System

## 11.12.4 灰捨場

### (1) 灰捨場位置

二つの既存の採炭ピット、すなわち、バン・プ・ダム炭鉱とクロン・ワイ・レク炭鉱を灰捨てピットとして利用することができる。

計画発電所地点から、これらの炭鉱への距離はそれぞれバン・プ・ダム炭鉱 (Fig. 11-45 中に "No. 1 Ash Disposal Area" として示す。) へは約1.5km、クロン・ワイ・レク炭鉱 (Fig. 11-45 中に "No. 2 Ash Disposal Area" として示す) へは約3kmである。

### (2) 灰捨場の容量

上述のNo. 1 およびNo. 2 灰捨場はそれぞれ、 $17 \times 10^6 \text{ m}^3$  および  $15 \times 10^6 \text{ m}^3$  の容量を持つ。

合計容量  $32 \times 10^6 \text{ m}^3$  は、25年間に発電所より発生する灰捨量およそ  $20 \times 10^6 \text{ m}^3$  を上回る十分な量である。

当然、運搬費の点からみて経済的となるNo. 1 灰捨場を当初20年間分の灰捨場として使用すべきである。

### (3) 灰の盛り立て

計画の発電所で発生する灰は、ダンプトラックにて灰捨場まで輸送・排出され、灰捨てピットの底部 (GL-50m) から順に周辺の地表面高さまで埋め立てられる。

灰の盛り立てならびに締固めにはブルドーザーが使用される。

最終段階では、捨て灰の表面は覆土され、地表面と同一面に均される。以前は、石炭の輸送用仮設道路として用いられ、現在も残っている道路を灰の輸送用にも使用できる。

### (4) 排水設備

灰捨場内の雨水と灰捨場外に降った雨水とは別々に処理される。

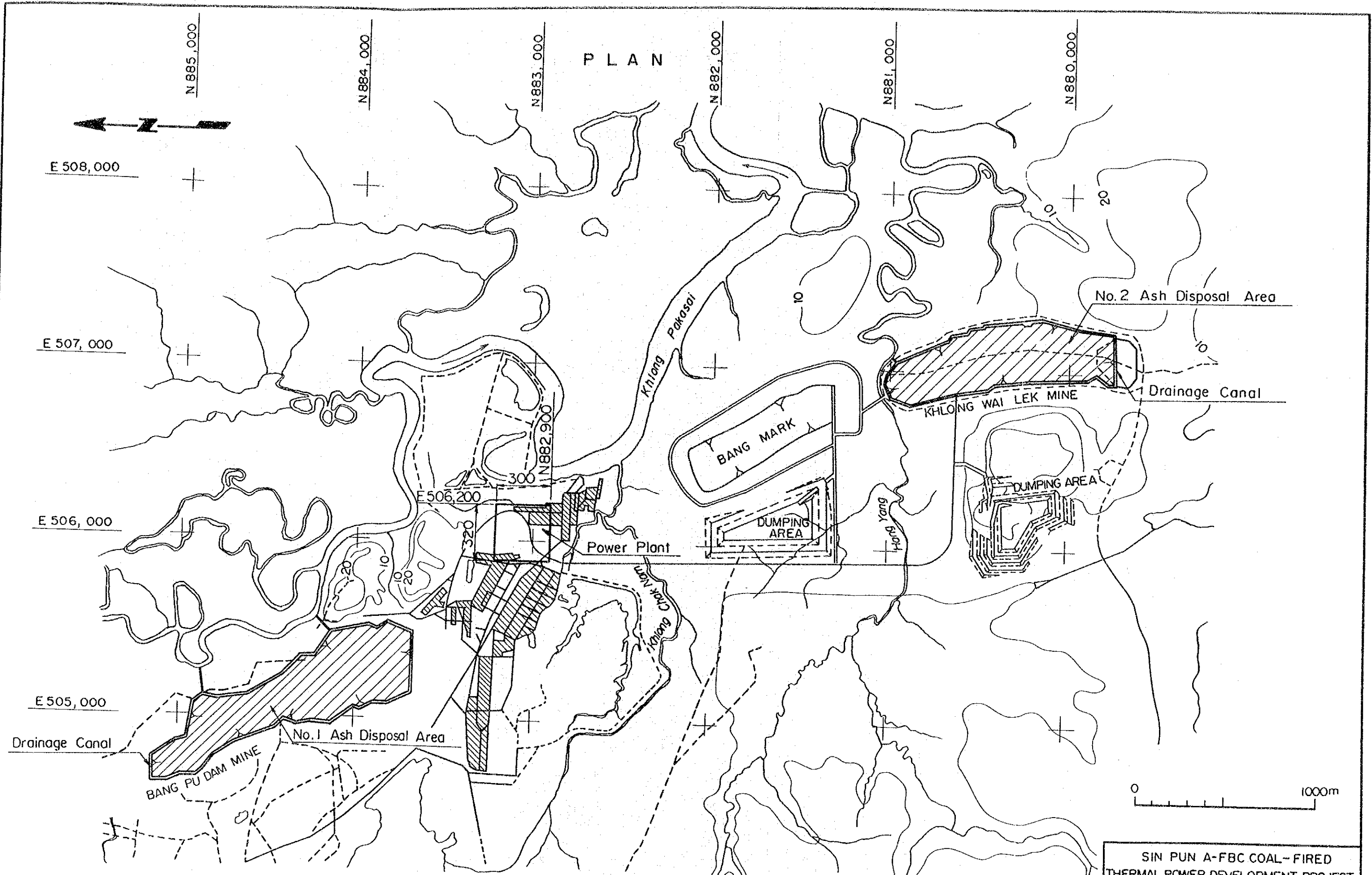
それぞれの排水設備の特徴は以下の通りである。

#### 1) 灰捨場内の雨水

灰捨場内の雨水、すなわち、灰捨てピット内に降った雨は、仮設







SIN PUN A-FBC COAL-FIRED  
THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT

ASH DISPOSAL AREA  
(2-1)

Fig. 11-45



の釜場に集められ、Fig. 11-46 に示す沈澱地までポンプにて揚水される。

このポンプは、月平均雨量の最大値に蒸発量を考慮した量を、1日当たり8時間の運転で排出できる能力を持つものとする。

沈澱池の容量は、8時間の滞留時間を考慮し、また、有効水深1.55 mに沈澱物用の余裕深度1 mを考慮して決定する。

従って、それぞれの沈澱池の容量は次のようになる。

- ・ No. 1 灰捨場用沈澱池 : 約 4,000 m<sup>3</sup>
- ・ No. 2 2 灰捨場用沈澱池 : 約 3,000 m<sup>3</sup>

沈澱処理後の雨水は沈澱池より越流させ、管路によって外部へ排出される。

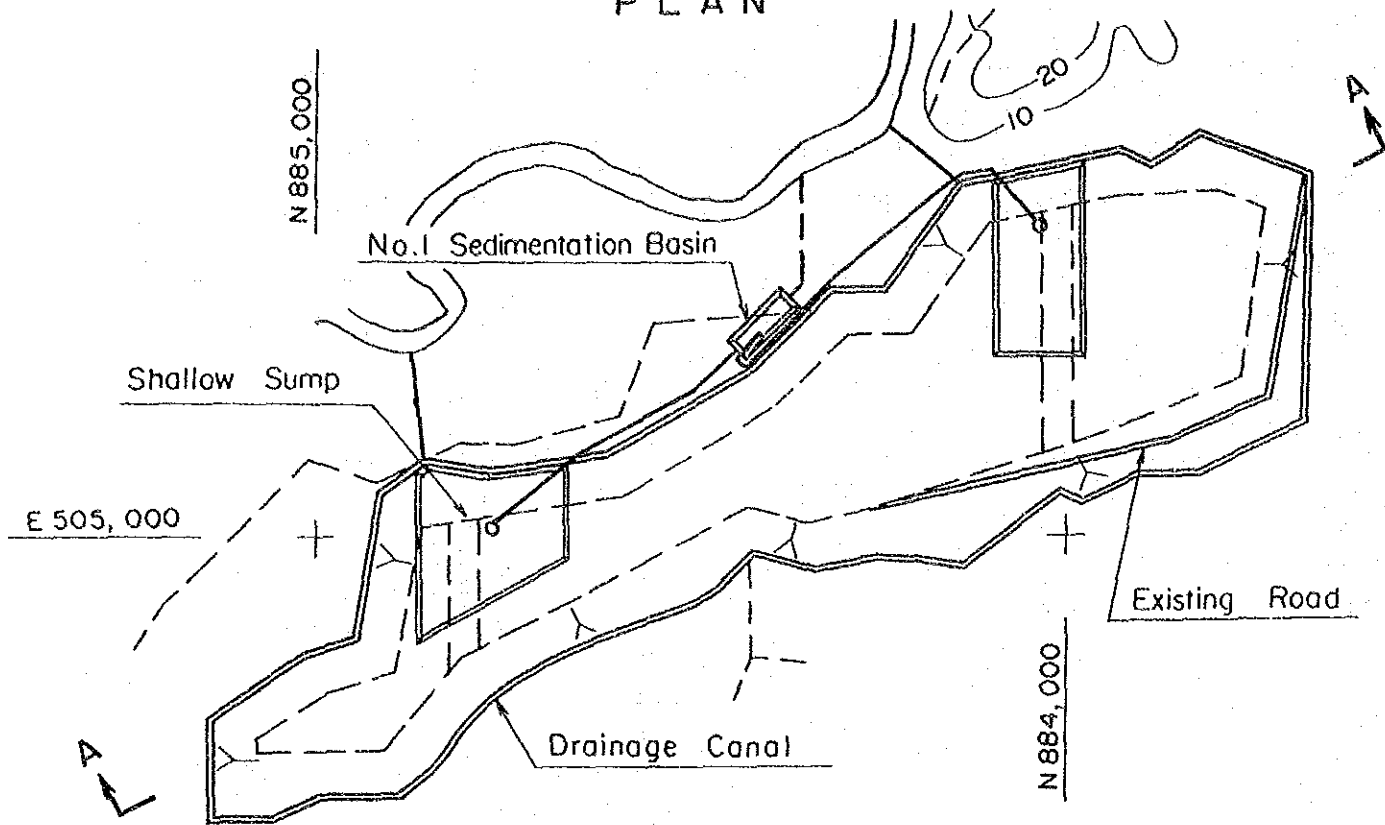
## 2) 灰捨場外の雨水

灰捨場の外側へ降った雨が灰捨てピットの中へ流れ込むのを防ぐため、雨水は、灰捨てピットの周囲に設けられる排水溝へ集められる。集められた雨水は、直接河川へ放流される。

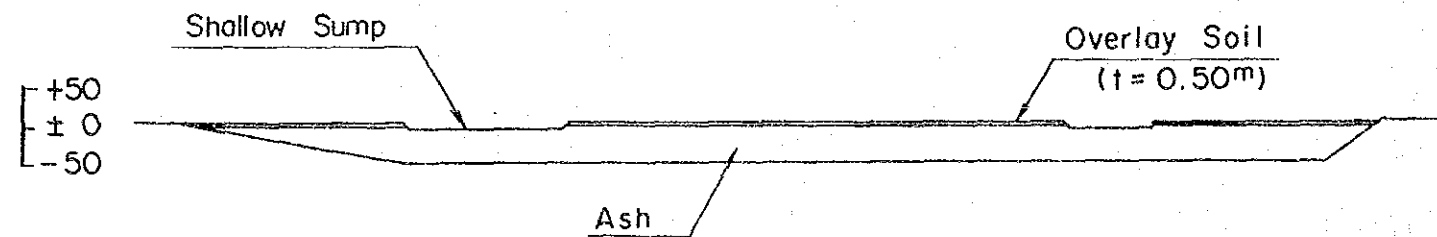


NO. 1 ASH DISPOSAL AREA

PLAN

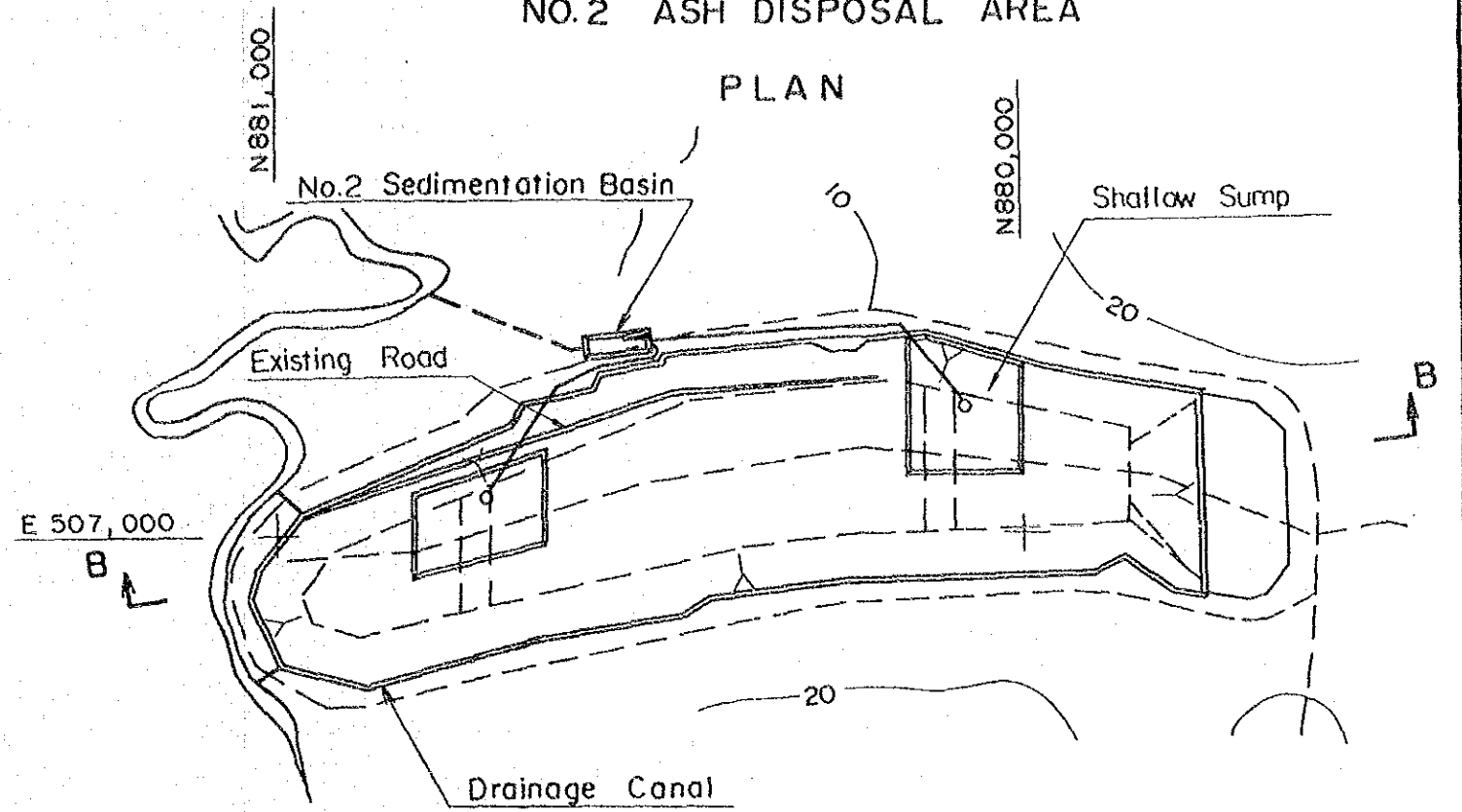


SECTION A - A

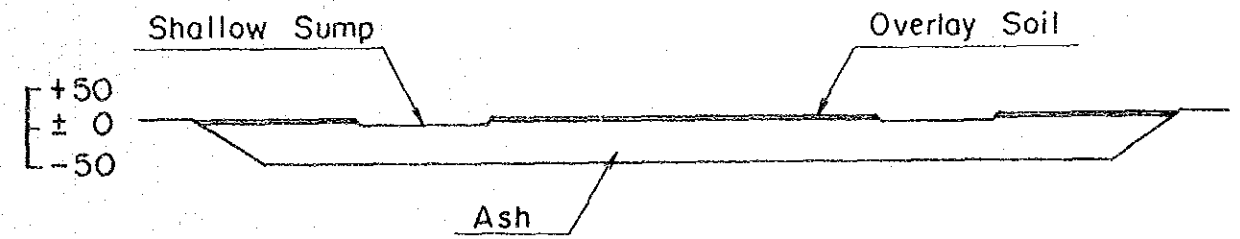


NO. 2 ASH DISPOSAL AREA

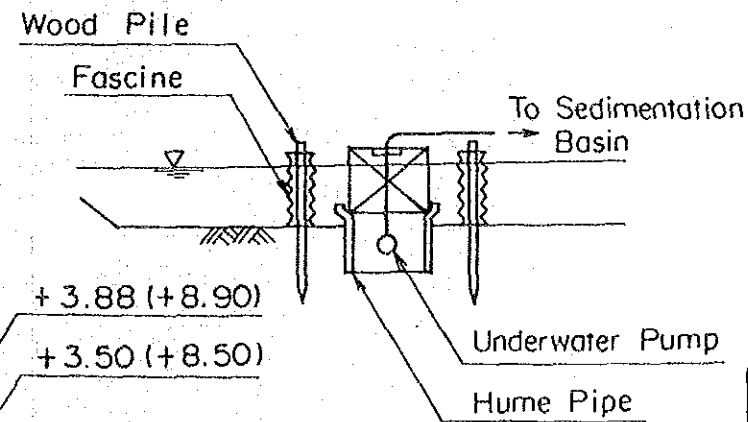
PLAN



SECTION B - B

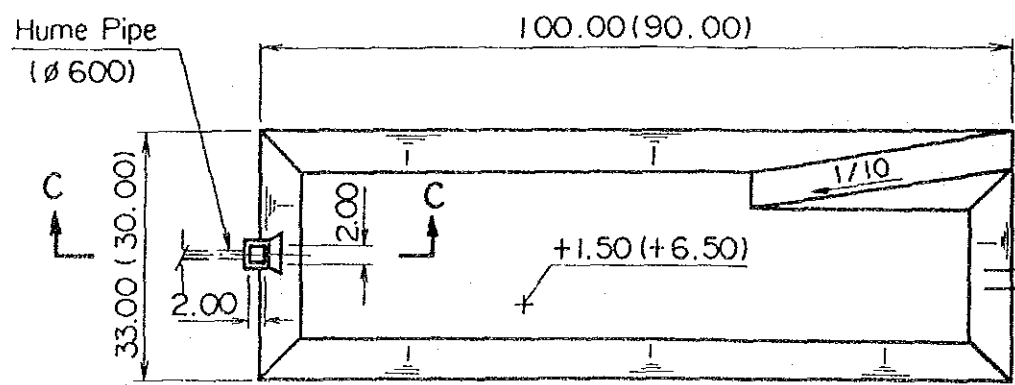


SHALLOW SUMP (non-scale)

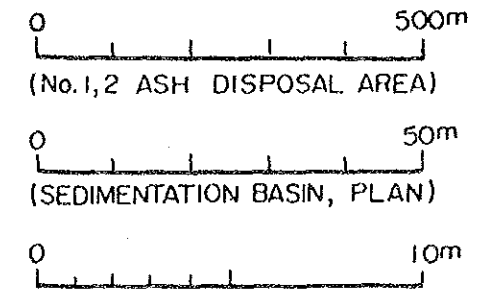
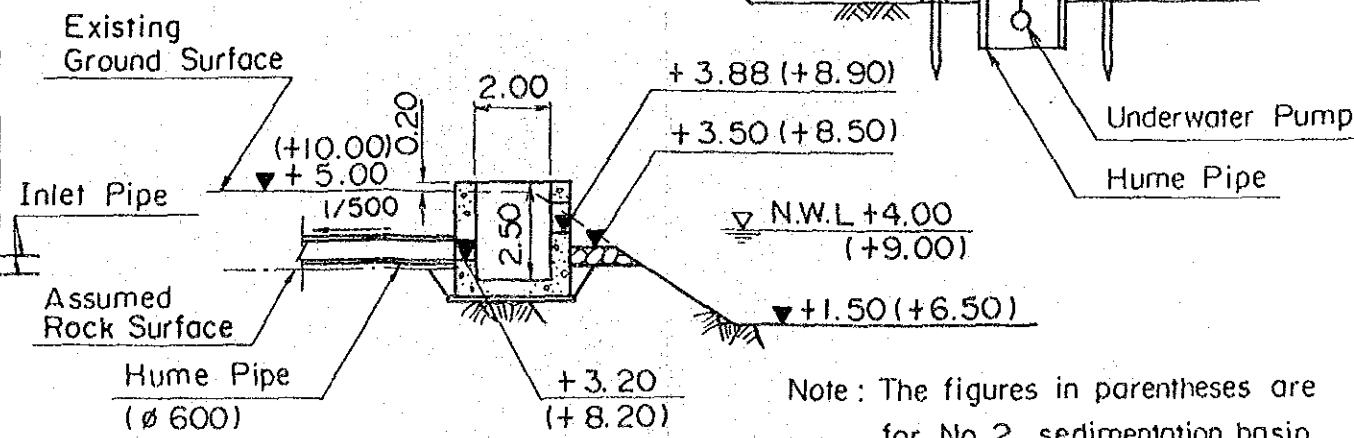


SEDIMENTATION BASIN

PLAN



SECTION C - C



SIN PUN A-FBC COAL-FIRED  
THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT

ASH DISPOSAL AREA  
(2-2)

Note: The figures in parentheses are  
for No. 2 sedimentation basin

Fig. 11-46



## 11.12.5 日本における灰の有効利用方法

### (1) 一般

日本の石炭灰は、電力産業部門より発生するものが1988年に年間およそ4百万トンであり、一般産業部門では、およそ百万トンと見積もられた。上記の5百万トンの石炭灰のうち、約1.8百万トンが有効利用され、残りの3.2百万は埋立材あるいは廃棄物として処分された。

灰の有効利用の内、主たるものは、セメント材料、セメントおよびコンクリートへの混和材、および道路用や壁材用の建設材料としての利用である。Fig.11-47に1987年の石炭灰の有効利用の内訳を示す。

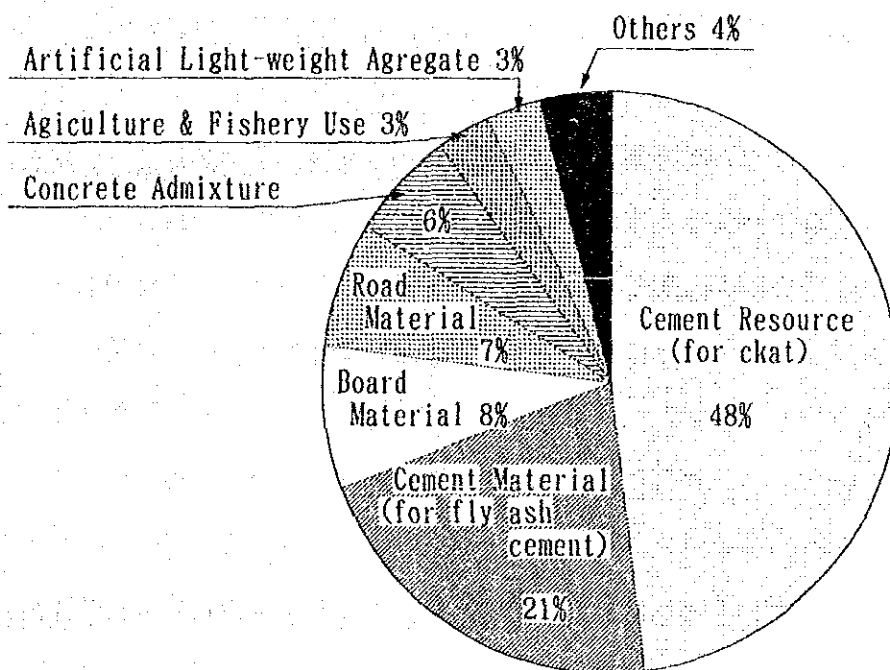


Fig.11-47 Utilization of Coal Ash in 1987

### (2) セメント材料

フライアッシュは、フライアッシュセメント用のセメント材料ならびに、コンクリート用混和材料として使用される。

モルタルあるいはコンクリートの性質は、フライアッシュを添加することにより改良される。

フライアッシュの添加方法には二つの方法がある。すなわち、“現場混入”と“プラント混入”である。前者では、モルタルやコンクリートが現場で練混ぜされ

る場合に、フライアッシュが添加され、後者では、工場でフライアッシュセメントが製造される段階でフライアッシュが添加される。

フライアッシュセメントを用いたモルタルあるいはコンクリートの長所は以下の通りである。

フライアッシュセメントの長所：

- ・中和熱の低減
- ・長期強度の増加
- ・耐水性の改善
- ・耐化学反応性の改善
- ・ワーカビリティの改善
- ・乾燥収縮の低減

また、フライアッシュの長所を発揮する下記の工法は、実用的な適用方法も見つけられ、現在、関係者の関心を呼んでいる。

- ・グラウト
- ・RCD工法（ローラーコンパクテッドダムコンクリート）
- ・プレパクトコンクリート

### (3) セメント原材料

石炭灰は以下に示すようないくつかの方法で、セメントの原材料として利用される。

#### 1) 普通ポルトランドセメント（混合材料）

JIS（日本工業規格）R5210では、普通ポルトランドセメントの製造方法を以下のとおり規定している。

「フライアッシュと石灰石は破砕前に混合するか、または、混合前に破砕するものとする。それらは、均質に混合された材料の総量はセメントの5%以下でなければならない。」

2) ポルトランドセメント用クリンカ（粘土の代替として）クリンカアッシュは、様々な種類のセメントよりなるポルトランドセメントの生産に使用される原料の主要なものの一つである。



### 3) 新合成セメント用クリンカ（粘土の代替として）

新合成セメント用クリンカとして用いられるフライアッシュは、粘土（セメント製造用主要原材料の一つ）、酸化鉄その他の材料をすべて完全にとって替わる材料である。

1984年から1986年の間、電力中央研究所により、それらの適切な評価を定めるため、その特性に関する調査ならびに実用化に関する試験が行われた。

フライアッシュの経済性により、新分野での利用が急速に進むことが期待されている。

### (4) 道路建設材料

石炭灰は以下に示すようないくつかの道路建設材料として利用される。

#### 1) アスファルト・フィラー

フライアッシュのフィラー材としての適性を決定するために行われた試験の結果によれば、フライアッシュの性質は、従来より用いられてきた石粉の性質と、粒度分布、フロー値、マーシャル安定度、硬さ、残留安定性、疲労抵抗、はぎ取り抵抗、およびすり減り抵抗の点で同等である。

#### 2) 路盤材

クリンカ・アッシュは既にいくつかの国で路盤材として実用化されてきているが、一方、日本においては1960年に基礎研究が始められた段階である。ようやく最近になって、この分野での利用が「アスファルト舗装要綱」に採用されたところである。

あらゆる試験結果を考慮したうえで、適切な品質管理と施工管理を行うことによって、公共道路工事へのクリンカアッシュの有効利用が可能となる。

さらに、クリンカアッシュのPHは8.2から10.8であり、セメントよりも低い値を示し、また、他の廃棄物規準にも十分適合することから、環境への影響のない材料として使用できる。

### (5) その他

上述の利用に加えて、以下に示すような多方面での石炭灰の利用が報告されている。

- ・内壁および外壁材
- ・肥料
- ・鉱山およびトンネルの填充材
- ・地盤改良材
- ・排水改良材            等

## 11.13 発電所本館

### 11.13.1 本館レイアウト

発電所本館はタービン棟、ヒーターベイ、コントロール棟より構成され、これらの建屋に隣接して屋外式のボイラー、バンカーを配置している。

タービン棟には蒸気タービンと発電機が同一中心線上に配置され、上部に点検・整備の為に天井走行クレーンを設置する。又、大物搬入口は定期点検従業員の利用性を考慮し、1, 2号機の間中部に配置する。

タービン室に隣接し、給水加熱器、脱気器等を配置するタービンがあり、ボイラ給水ポンプもこの一階にある。

コントロール棟は中央制御室、リレー及び計算機室、電気盤室、機器室他、プラント制御に要する諸室を2, 3階に配し、非常用ボイラ諸装置、薬注装置他を1階に配置した。

各建屋の配置計画に際し、1, 2号機を対象配置とし、コントロール室をユニットの間中部に配して機能的に制御系統を構成すると共に、各々のユニットの設備配置・配列が極力同一となるよう配慮した。配置計画を Fig. 11-48, 11-49 に示す。

### 11.13.2 基礎

発電所本館、ボイラー、バンカー等主要設備の基礎は、十分信頼に足る地盤に支持され、上部機器及び架構等の荷重を安全に基礎地盤へ伝達し、機器の振動による傷害を軽減する為に、十分な強度と剛性を有するものとした。

BGATの実施した地盤調査結果より、発電所本館エリアにおいては、支持岩盤層が浅いものと想定され、基礎構造は鉄筋コンクリートマットによる直接基礎とした。

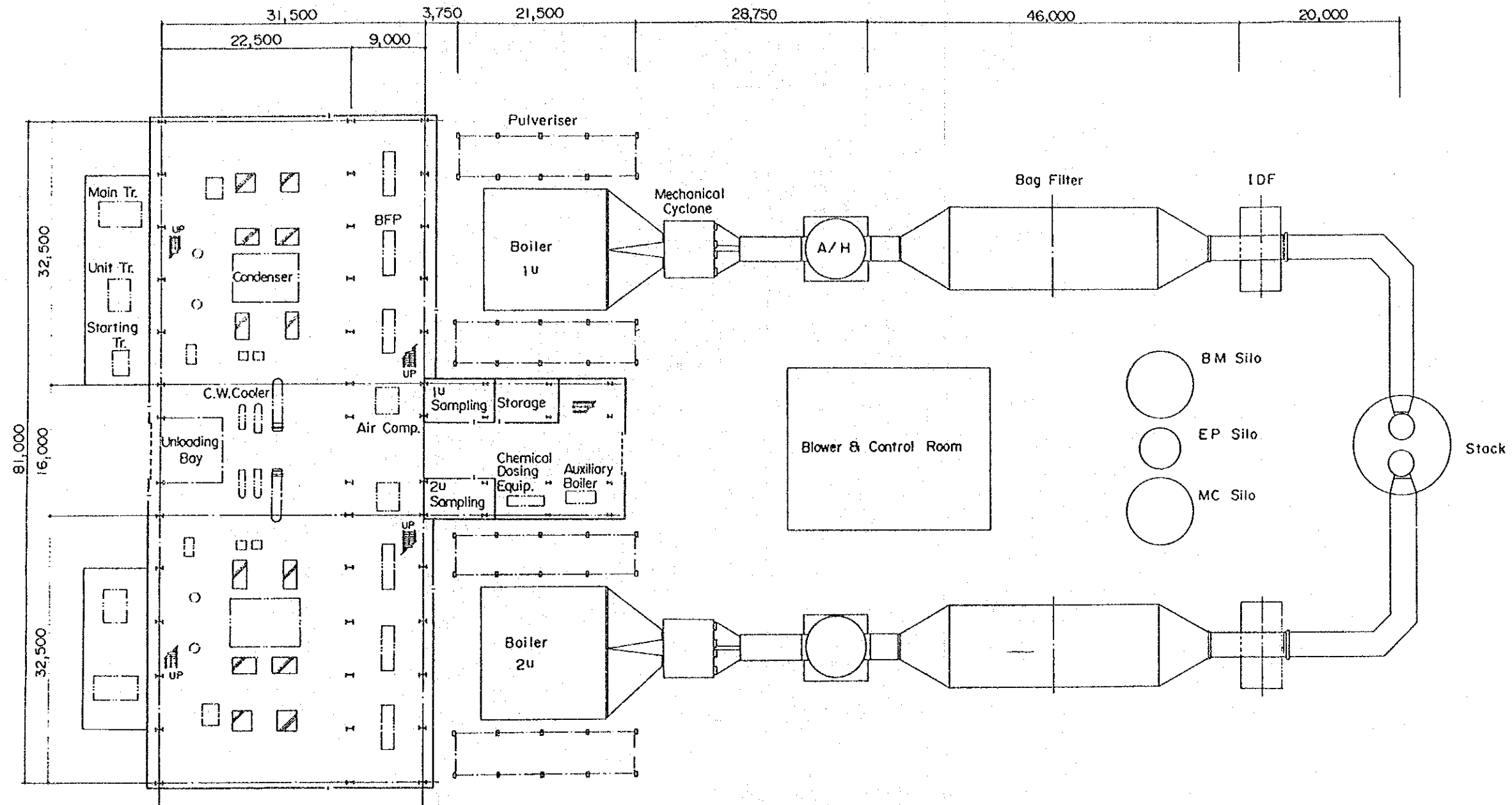
### 11.13.3 上部構造

大きな屋根スパンであること、機器据付の作業性、軽量化、工期の短縮を考慮して、主架構を鉄骨造とし、各階に鉄筋コンクリートスラブ床を配した。

オペレーティングフロアレベル (FL+10m) に据付けられるタービン、発電機は剛性の高い鉄筋コンクリート造の架台で支持する。

タービン室の換気方法は、機器の発熱による温度上昇を防止し、良好な室内環境を保持するために、外壁綿に吸気口を設け、屋根綿に自然排気口並びにピーク時対応用





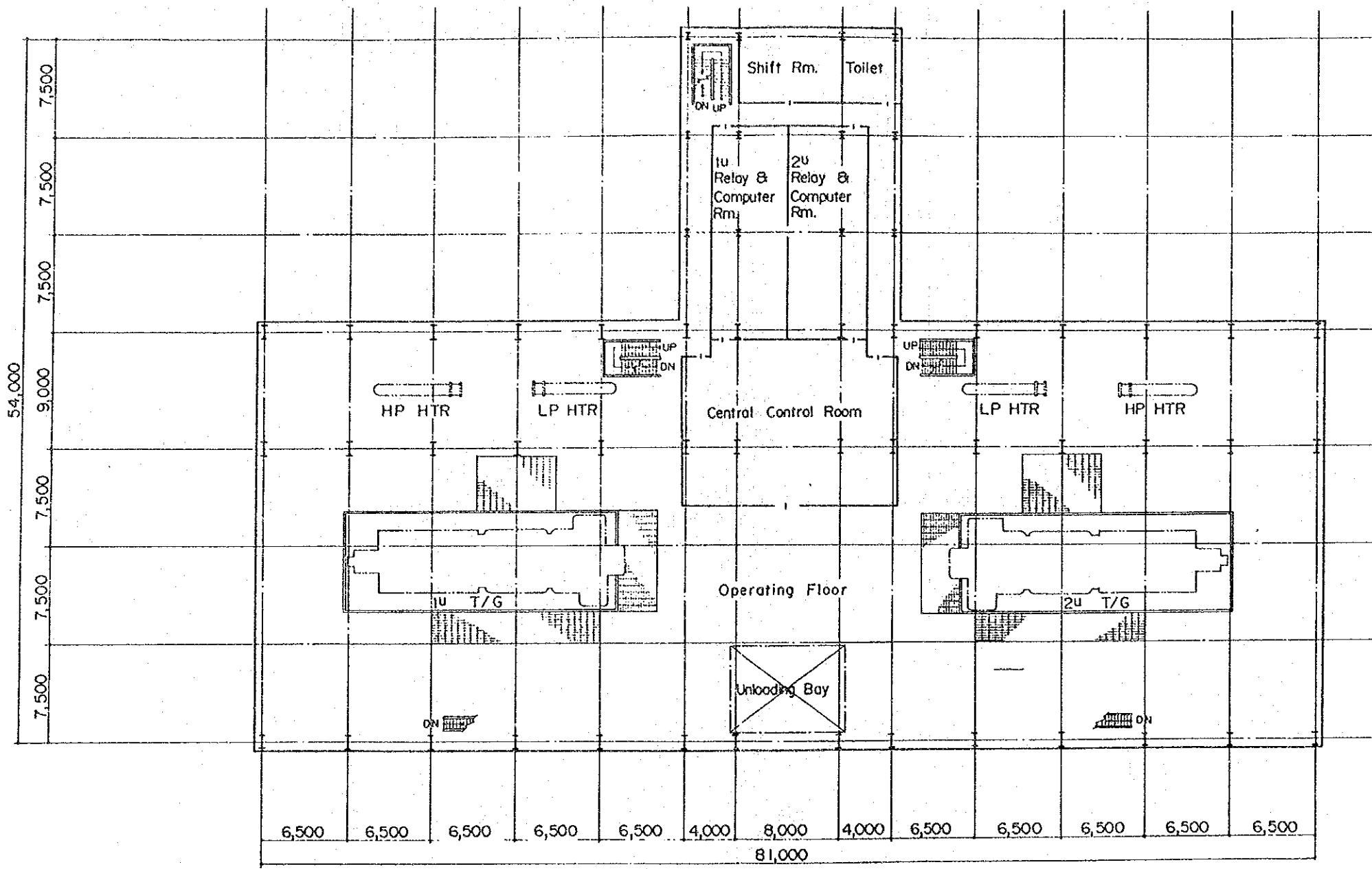
POWERHOUSE YARD

SIN PUN A FBC COAL FIRED  
 THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT

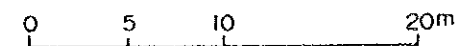
POWERHOUSE YARD  
 GENERAL ARRANGEMENT

Fig. 11 - 48





PLAN EL +10,000



SIN FUN A-FBC COAL-FIRED THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT	
POWERHOUSE	
PLAN EL +10,000	
Fig. II - 49	





の排気ファンを設置するものとした。

#### 11.13.4 建築設備

中央制御室、運転員控室等運転員が常駐する部屋及びリレー室、計算機室等の温度、湿度に敏感な精密機器が配置される部屋は空気調和設備、発熱のある電気盤が設置される部屋は機械換気設備を設置した。

その他の設備として、照明給排水衛生、消火、火災報知設備がある。

## 11.14 煙 突

### 11.14.1 設計条件

高 さ : 80m

排出がすのダウンウォッシュが及ぼす煙突近傍の諸建物への影響を考慮して、発電所本館の高さのおよそ2倍とした。

内筒径 : 頂部 2.5m 一般部 3.5m

排出ガスの吐出速度、量、温度並びに誘引通風機の吐出側ドラフト損出バランス等を考慮して決定した。

### 11.14.2 型 式

煙突の型式は下記項目により、2つの鋼製内筒と鉄筋コンクリート造の外筒で構成された鉄筋コンクリート造タイプとした。

- 鉄塔支持形鋼製煙突に比べ建設コストが安い。
- 鋼製タイプに比べ若干工期が短い。
- 筒身の集合化は、全体スペースの上で有利である。
- 2内筒身型であるので、各ユニットの定期点検時に筒身ライニング点検と補修を行うことができる。

## 11.15 付属建物

### (1) 管理事務所

管理事務所は発電所管理職員のうち、機器の運転員を除いた全日勤者を対象とした。所要室として、事務室、会議室、所長室、化学分析室、通信機械室、資料室、食堂、更衣室等を設けた。構造は鉄筋コンクリート造とする。

建築設備として、換気空調、照明、給排水衛生い、火災報知、消火設備を設ける。

### (2) その他建物

管理事務所以外の建物としては、雑品倉庫、石灰石貯蔵庫、守衛所がある。

### (3) 付帯設備

発電所構内には、環境整備のため造園緑化を施し、敷地の周囲には一般者の進入による事故を防ぐため境界柵を設ける。性格排水は浄化槽で処理した後海へ放流する。

11.16 環境対策設備

11.16.1 集じん装置

石炭火力発電用ボイラの排ガス処理装置として採用されている集じん装置は電気集じん器とバグフィルターに大別される。両者の比較を Table 11-41 に示す。

Table 11-41 Comparison of ESPs and Bag Filters for Coal Fired Power Plant

Item	ESP	Bag Filter
Dust-collecting performance	Dust-collecting performance sometimes depends on coal.	Dust-collecting performance is stable and does not depend much on coal.
Maintainability	Maintenance frequency of once a year may be sufficient.	The filter must be changed periodically.
Pressure loss	Low (About 20 mmH <sub>2</sub> O)	High (100 to 150 mmH <sub>2</sub> O)
Space for installation	Small	Large
Cases of use	Used much in Japan, US and Europe	Used in US and Australia

電気集じん器の集じん性能は、ダストの電気抵抗値に依存する。ダストの電気抵抗値が電気集じん器の集じん性に及ぼす影響を Fig. 11-50 に示す。

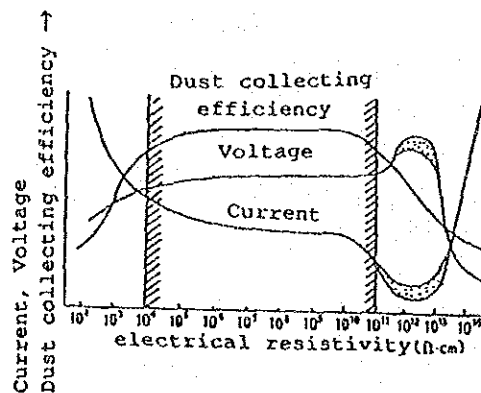


Fig. 11-50 Effects of Electrical Resistivity of Dust on dust Collecting Efficiency (1)

一般の電気集じん器の場合、ダストの電気抵抗率が  $5 \times 10^4 \sim 10^{11} \Omega \text{cm}$  の領域では良好な集じん性を示すが、それ以外の領域ではジャンピング現象 ( $< 5 \times 10^4$ )、荷重不安定 ( $10^{11} \sim 10^{12}$ )、逆電離現象 ( $> 10^{12}$ ) により集じん性は低下する。ダストの電気抵抗率は炭種、ガス温度等により異なるが、一般的には高硫黄炭は低硫黄炭に比べ電気抵抗率は低く、硫黄分 4 % 程度、ガス温度  $130^\circ\text{C}$  程度の場合の電気抵抗率は  $5 \times 10^9 \Omega \text{cm}$  程度と推定され、これは正常領域に含まれる。

しかしながら流動床燃焼の場合、微粉炭燃焼とはダストの性状が異なるため、その電気抵抗率も異なる。若松 50MW-FBC 実証試験の実績では、FBC 灰の電気抵抗率は  $10^{12} \sim 10^{13} \Omega \text{cm}$  の範囲にあり、一般の電気集じん器では逆電離現象により集じん性が低下する領域にある。この逆電離現象を抑制し、集じん効率を維持するためにはパルス荷電型の電気集じん器が有効であり、若松 50MW-FBC 実証試験での試験結果を受け、竹原 350MW-FBC プラントにもパルス荷電型電気集じん器を採用している。パルス荷電時、ダストの電気抵抗率が集じん性に及ぼす影響を Fig. 11-51 に示す。従来の荷電方式では捕集が困難であった高電気抵抗率ダストも捕集可能である。

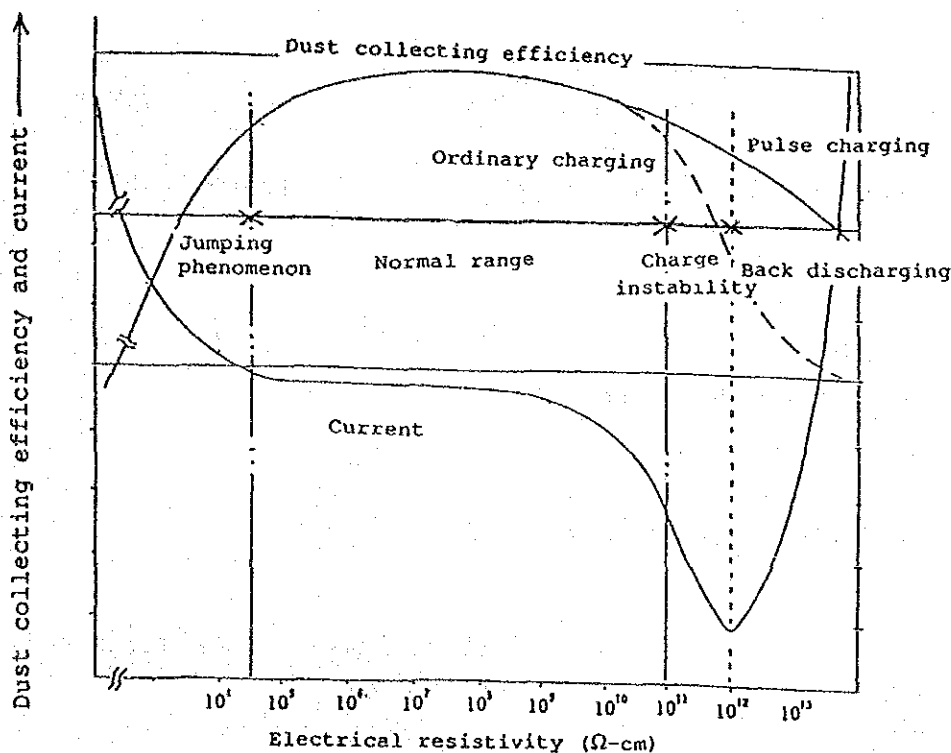
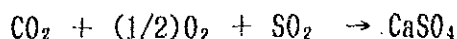


Fig. 11-51 Effects of Electrical Resistivity of Dust on Dust Collecting Efficiency (2)

以上より、パルス荷電式電気集じん装置、バグフィルターの何れにても、ばいじん排出濃度500mg/m<sup>3</sup>Nの達成は可能と見込まれる。

### 11.16.2 排煙脱硫装置

流動層燃焼の特長の一つは、流動媒体に石灰石を用いることによる炉内脱硫が可能なことである。この際、炉内で生じる反応は次の通りである。



脱硫効率は、一般的に燃焼温度、燃焼空気比、石灰石投入量等により異なるが、ベンチスケール及びパイロットスケールでの燃焼試験の結果では、これら因子の調整により94%以上の脱硫効率が得られる。タイ国の環境基準、排出基準を考慮した場合、この炉内脱硫のみで対応可能であり、後段への排煙脱硫装置設置は必要ないものと判断される。

### 11.16.3 発生ばい煙量等

#### (1) 使用燃料の種類とその割合

燃料使用方法	燃料使用割合 (乾炭)	ボイラ効率
石炭専焼	63 t/h (100%)	91.7%

#### (2) ボイラ使用燃料

項目	単位	値
発熱量	kcal/kg	2,716 (気乾ベース)
湿分	%	16.9 (無水ベース)
炭素分	%	43.5 (無水ベース)
水素分	%	3.4 (無水ベース)
酸素分	%	11.5 (無水ベース)
硫黄分	%	8.7 (無水ベース)
窒素分	%	0.8 (無水ベース)
灰分	%	21.08 (無水ベース)
全水分	%	32.67 (無水ベース)

### (3) 燃焼ガス量

#### 1) 燃料諸元 (使用時ベース)

・全水分  $W=32.67\%$

$$\text{炭素分 } C = \frac{C^1(100-W)}{100} = 29.28\%$$

$$\text{水素分 } H = \frac{H^1(100-W)}{100} = 2.29\%$$

$$\text{窒素分 } N = \frac{N^1(100-W)}{100} = 0.55\%$$

$$\text{硫黄分 } S = \frac{S^1(100-W)}{100} = 5.91\%$$

$$\text{酸素分 } O = \frac{O^1(100-W)}{100} = 7.74\%$$

ここに  $C^1 = \text{炭素分 (無水ベース)} 43.5\%$

$H^1 = \text{水素分 (無水ベース)} 3.4\%$

$N^1 = \text{窒素分 (無水ベース)} 0.8\%$

$S^1 = \text{硫黄分 (無水ベース)} 8.7\%$

$O^1 = \text{酸素分 (無水ベース)} 11.5\%$

#### 2) 理論空気量 ( $A_o$ )

$$A_o = 8.89C + 26.7 \left( H - \frac{O}{8} \right) + 3.33S = 3.153 \text{ m}^3\text{N/kg}$$

ここに  $C = \text{燃料 1 キログラム中炭素含有量 } 0.2928 \text{ kg/kg}$

$H = \text{燃料 1 キログラム中水素含有量 } 0.0229 \text{ kg/kg}$

$O = \text{燃料 1 キログラム中酸素含有量 } 0.0774 \text{ kg/kg}$

$S = \text{燃料 1 キログラム中硫黄含有量 } 0.0591 \text{ kg/kg}$

#### 3) 理論燃焼ガス量 ( $Q_o$ )

$$Q_o = 0.79A_o + 1.867C + 11.2H + 0.8N + 0.7S + 1.244W = 3.746 \text{ m}^3\text{N/kg}$$

ここに  $A_o = \text{理論空気量 } 3.153 \text{ m}^3\text{N/kg}$

$W = \text{燃料 1 kg中の全水分 } 0.3267\text{kg/kg}$

$N = \text{燃料 1 kg中窒素含有量 } 0.0055\text{kg/kg}$

4) 過剰空気率 ( $\lambda$ )

$$\lambda = \frac{21}{21 - O_2} = 1.2$$

ここに  $O_2$  = 排出口における排ガス中の酸素濃度 3.5 %

5) 実際燃焼ガス量 ( $Q$ )

$$\text{湿り } Q_w = Q_o + (\lambda - 1) A_o = 4.377 \text{ m}^3\text{/kg}$$

$$\text{乾き } Q_d = Q_w - 1.244 (9H + W) = 3.714 \text{ m}^3\text{/kg}$$

6) 燃料使用量 ( $F$ )

$$\text{燃料使用量 (湿炭) } F_{cw} = 63,000 \text{ kg/h}$$

$$\text{燃料使用量 (乾炭) } F_{cd} = 42,400 \text{ kg/h}$$

$$\text{ボイラ効率 } \eta_B = 91.7 \%$$

7) ボイラー出口ガス量 ( $Q$ )

$$\text{湿り } Q_w = Q_w \quad F_{cw} = 275,800 \text{ m}^3\text{/h}$$

$$\text{乾き } Q_d = Q_d \quad F_{cw} = 234,000 \text{ m}^3\text{/h}$$

ここに  $Q_w$  = 実際燃焼ガス量 (湿り) 4.377 m<sup>3</sup>/kg

$Q_d$  = 実際燃焼ガス量 (乾き) 3.714 m<sup>3</sup>/kg

$F_{cw}$  = 燃料使用量 (湿炭) 63,000 kg/h

8) 煙突より排出されるガス量 ( $Q_{(STACK)}$ )

$$\text{湿り } Q_{w(STACK)} = Q_w = 275,800 \text{ m}^3\text{/h}$$

$$\text{乾き } Q_{d(STACK)} = Q_d = 234,000 \text{ m}^3\text{/h}$$

9) 排出温度 ( $T$ )

$$T = t + 273 = 403^\circ \text{K}$$

ここに  $t$  = 排出温度 = 130°C

10) 排出速度 ( $V$ )

$$V = Q_{w(STACK)} \times \frac{T}{273} \times \frac{1}{3600} \times \frac{1}{\text{煙突頂部断面積}} = 27.3 \text{ m/s}$$

ここに  $Q_{w(STACK)}$  = 煙突出口湿りガス量 275,800 m<sup>3</sup>/h

煙突頂部断面積 4.15 m<sup>2</sup>

$T$  = 煙突出口ガス温度 = 403° K



11) 補正排出出口高さ (H<sub>o</sub>)

$$H_o = H_o + 0.65 (H_m + H_t) = 125 \text{ m}$$

$$H_m = \frac{0.795(Q_t V)^{1/2}}{1 + \frac{2.58}{V}} = 34.1 \text{ m}$$

$$H_t = 2.01 \times 10^{-3} \times Q_t (T-288) (2.31 \log J + \frac{1}{J} - 1) = 48.4 \text{ m}$$

$$\text{ただし } J = \frac{1}{(Q_t V)^{1/2}} (1460 - 296 \times \frac{V}{T-288}) + 1 = 30.6$$

ここに H<sub>o</sub> = 排出口の実高さ 80m

Q<sub>t</sub> = 15°Cにおける排出ガス量

$$= Q_{w(\text{stack})} \times \frac{273+15}{273} \times \frac{1}{3600} = 80.8 \text{ m}^3/\text{s}$$

V = 排出速度 27.3 m

T = 排出温度 403° K

12) 硫黄酸化物排出量

(a) ボイラーで発生する硫黄酸化物 (q<sub>b</sub><sup>1</sup>)

$$q_b^1 = 0.7 \times \frac{S}{100} \times F_{c.w} = 2,606 \text{ m}^3/\text{h}$$

ここに S = 燃料中に硫黄含有量 5.91 %

F<sub>c.w</sub> = 燃料使用量 (湿炭) 63,000 kg/h

(b) ボイラー出口硫黄酸化物排出量 (q<sub>b</sub>)

流動床ボイラーでは石灰石による炉内脱硫が行われ、脱硫効率 η<sub>s</sub> = 94.0%が見込まれるので、ボイラー出口の硫黄酸化物量は次の通りとなる。

$$q_b = q_b^1 \times (1 - \frac{\eta_s}{100}) = 156 \text{ m}^3/\text{h}$$

ここに q<sub>b</sub><sup>1</sup> = ボイラーで発生する硫黄酸化物の量 2,606 m<sup>3</sup>/h

(c) 排出口硫黄酸化物量 (q)

$$q = q_b = 156 \text{ m}^3\text{N/h}$$

(d) 排出口硫黄酸化物濃度 (x)

$$x = \frac{q}{Q_{d(\text{stack})}} \times 10^6 = 667 \text{ ppm dry}$$

ここに  $q$  = 排出口硫黄酸化物量 156  $\text{m}^3\text{N/h}$

$Q_{d(\text{stack})}$  = 煙突より排出される乾きガス量 234,000  $\text{m}^3\text{N/h}$

13) ばいじん排出量

(a) ボイラ出口ばいじん濃度 ( $d_b$ )

$$d_b = \frac{0.55 \times D \times 10^6}{Q_d} \times \frac{21-6}{21-O_2} = 82 \text{ g/m}^3\text{N}$$

ここに  $D$  = ボイラでのダスト発生量 40.61t/h

$Q_d$  = ボイラー出口ガス量 (乾き) 234,000  $\text{m}^3\text{N/h}$

$O_2$  = 排出口における排ガス中の酸素濃度 3.5 %

(b) サイクロン出口ばいじん濃度 ( $d_{o(\text{cy})}$ )

サイクロンでの集じん効率は、50MW-FBC実証試験実績から  $\eta_{\text{cy}} = 85.0\%$  と見込まれるので、サイクロン出口ばいじん濃度は次の通りとなる。

$$d_{o(\text{cy})} = d_b \times \left(1 - \frac{\eta_{\text{cy}}}{100}\right) = 12 \text{ g/m}^3\text{N}$$

ここに  $d_b$  = ボイラ出口ばいじん濃度 82  $\text{g/m}^3\text{N}$

(c) 集じん装置出口ばいじん濃度 ( $d_{o(\text{EP})}$ )

集じん装置の集じん効率は、50MW-FBC実証試験実績から  $\eta_d = 98.0\%$  と見込まれるので、集じん装置出口ばいじん濃度は次の通りとなる。

$$d_{o(\text{EP})} = d_{o(\text{cy})} \times \left(1 - \frac{\eta_d}{100}\right) = 0.24 \text{ g/m}^3\text{N}$$

ここに  $d_{o(\text{cy})}$  = サイクロン出口ばいじん濃度 12  $\text{g/m}^3\text{N}$

バグフィルターの場合、出口ばいじん濃度は更に低くなることが予測される。

(d) 排出口ばいじん濃度

$$d_o = d_{o(\text{EP})} = 0.24 \text{ g/m}^3\text{N}$$

14) [参考] 硫黄酸化物の地上最大濃度及びその地点 ( $C_{max}$ ,  $X_{max}$ )

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{q}{He^2} = 0.0172 \text{ ppm}$$

$$C_{max2} = 2 \times C_{max} = 0.0344 \text{ ppm}$$

$$C_{max2} = C_{max2} \times \frac{SO_2}{22.4} = 0.10 \text{ mg/m}^3\text{N}$$

$$X_{max} = 20.8 \times He^{1.143} = 5,186 \text{ m}$$

ここに  $C_{max1}$  = 地上最大濃度 (1ユニット稼働時)

$C_{max2}$  = 地上最大濃度 (2ユニット稼働時)

$C_{max2}$  = 地上最大濃度 (2ユニット稼働時)

$X_{max}$  = 地上最大濃度出現地点

$q$  = 硫黄酸化物の排出量 156  $\text{m}^3\text{/h}$

$He$  = 補正排出高さ 125 m

15) [参考] 排出口窒素酸化物濃度 ( $C_{NOX}$ )

燃焼試験結果より、窒素酸化物濃度は次の通りと見込まれる。

$$C_{NOX} = 150 \sim 350 \text{ ppm}$$

$$C_{NOX} = C_{NOX} \times \frac{NO_2}{22.4} = 310 \sim 720 \text{ mg/m}^3\text{N}$$

ここに  $NO_2$  = 二酸化窒素分子量 = 46 g/mol

16) [参考] 排出口一酸化炭素濃度 ( $C_{CO}$ )

燃焼試験結果より、一酸化炭素濃度は次の通りと見込まれる。

$$C_{CO} = 100 \sim 400 \text{ ppm}$$

$$C_{CO} = C_{CO} \times \frac{CO}{22.4} = 130 \sim 500 \text{ mg/m}^3\text{N}$$

ここに  $CO$  = 一酸化炭素分子量 = 28 g/mol

(4) 排出基準及び環境基準の遵守について

以上の結果及び排出基準、環境基準を Table 11-42 に示す。

Table 11-42 List of Estimated Emission Characteristics and Standards

Item	Standard	Estimated Value
Emission standards		
Dust	500 mg/m <sup>3</sup> N	240 mg/m <sup>3</sup> N
Carbon monoxide	1,000 mg/m <sup>3</sup> N	130-500 mg/m <sup>3</sup> N
Sulfur dioxide	700 ppm	667 ppm
Nitrogen oxides	1,000 mg/m <sup>3</sup> N	310-720 mg/m <sup>3</sup> N
Environmental standards		
Sulfur dioxide	0.30 mg/m <sup>3</sup> N	0.10 mg/m <sup>3</sup> N

以上の通り、各項目共、排出基準、環境基準を充分下廻っている。

#### 11.16.4 排水処理装置

本計画においては、発電所構内で発生する排水、排水処理装置にて処理を行ったのち、Phakasai川に放流するものとする。

##### (1) 装置入口排水性状

本装置入口排水量及び水質は、Table 11-43 の通りと予想される。

**Table 11-43 Estimated Volume and Characteristics of Waste Water at the Inlet of the Waste Water Treatment Facility**

Waste Water	Volume	pH	SS	Remarks
Regular waste water				
Plant waste water	120 m <sup>3</sup> /day	6-9.5	10 mg/ℓ	2 units
Water purifier regeneration waste water	60 m <sup>3</sup> /day	6-8	100 mg/ℓ	
Life waste water	30 m <sup>3</sup> /day	6-8.5	100 mg/ℓ	
Irregular waste water				
Boiler blow water	150 m <sup>3</sup> /blow	9-9.5	5 mg/ℓ	1 unit
Boiler wash water	500 m <sup>3</sup> /wash	6-9	100 mg/ℓ	1 unit
Deaerator wash water	90 m <sup>3</sup> /wash	6-9	100 mg/ℓ	1 unit

##### (2) 設備容量

定常的に排出される排水は、Table 11-16-3 より、プラント排水+純水装置再生排水+生活排水=210m<sup>3</sup>/日である。従って、排水処理設備容量は次の通りとする。

$$(210\text{m}^3/\text{日} \div 24\text{h}/\text{日}) \times 1.1 = 10\text{m}^3/\text{日}$$

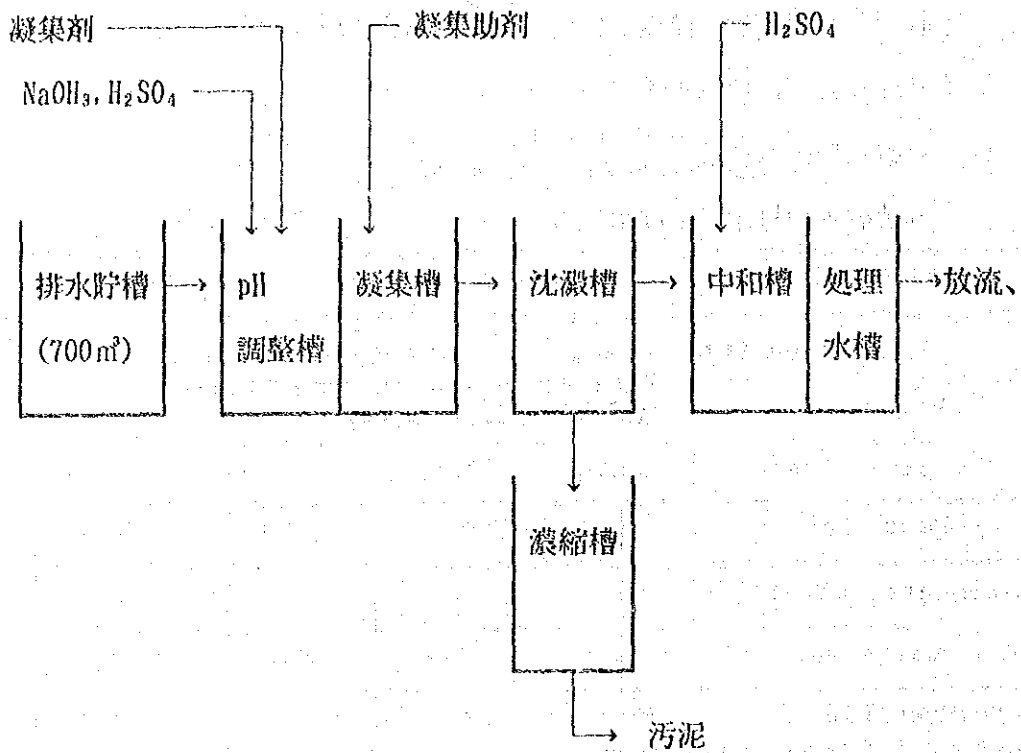
貯槽容量は、片ユニット運転、片ユニットボイラー水洗時を想定し次の通りとする。

$$\text{片ユニット排水 (片ユニット)} + \text{純水装置再生排水} + \text{生活排水} + \text{ボイラー水洗水} = 650\text{m}^3$$

これに若干の余裕を考慮し、700m<sup>3</sup>とする。

##### (3) 排水処理系統

通常の凝集・沈澱処理方式とし、系統は次の通りとする。



(4) 装置出口排水性状

本装置出口排水量、水質と排水基準値との比較を、Table 11-44 に示す。

**Table 11-44 Comparison of Waste Water Volume and Characteristics at Facility Outlet and Discharge Standards**

Waste Water	Volume	pH	SS
Discharge water	240 m <sup>3</sup> /day max.	6-8	< 25 mg/l
Discharge standards	---	5-9	30 mg/l max.

## 11.17 送電計画

本調査の前半に、EGATとJICA調査団の協議で合意された条件に沿って、サイト選定の為の総合的な経済評価を実施した。この経済評価の段階で送電線についても数ケースを提案した。しかしながら、最適なサイトがクラブに決定された事から、経済的に明らかに有利と判断される既設送電線の利用を、検討することとする。一般的に言って送電線の耐用年数は、発電プラントの2倍程度は問題ない事また送電線の大部分のルートの大気等環境に問題がないと思われることから、この検討の目的は電氣的事項に限って、行う事とする。具体的には、当該系統の将来予測に基づいて、過負荷など潮流計算結果のチェック、及び短絡電流の把握を行い直列機器の耐量に問題がないかを検討する。

潮流計算の結果から、この既設送電線の利用は仕様面から可能であるが、以下の運用制約または設備を考慮しなければならない。

### (1) 母線連絡用遮断器の設置

既設送電線の熱容量の関係から、通常の運転時には一回線に一台の発電機が接続される事となる。しかしながら、発電機の点検時等長期停止に備え母線連絡用遮断器を設置し、供給信頼度と運用の拡大を図れるようにする必要がある。尚、送電線の熱容量は、82MVAであり、発電設備の最大発生皮相電力は、負荷の力率の関係から80MVAとなる。

### (2) 運用制約及び関連設備

仮に、母線連絡用遮断器を設置しないとすれば、送電線の熱容量の関係から、送電線の過負荷発生時には発生電力に制限を行う装置が必要となる。しかしながらこの制御をおこなうことは、設備の有効利用上好ましくなく、経済的観点からも得策ではない。

この事から、JICA調査団は、母線連絡用遮断器の設置を、推奨することとしたい。

Fig.11- 52 に潮流計算の結果を添付する。

THAI SINPUN POWER SYSTEM 2001

P + jQ [% at 1000 MVA Base] VZB [%deq]

100.522.8

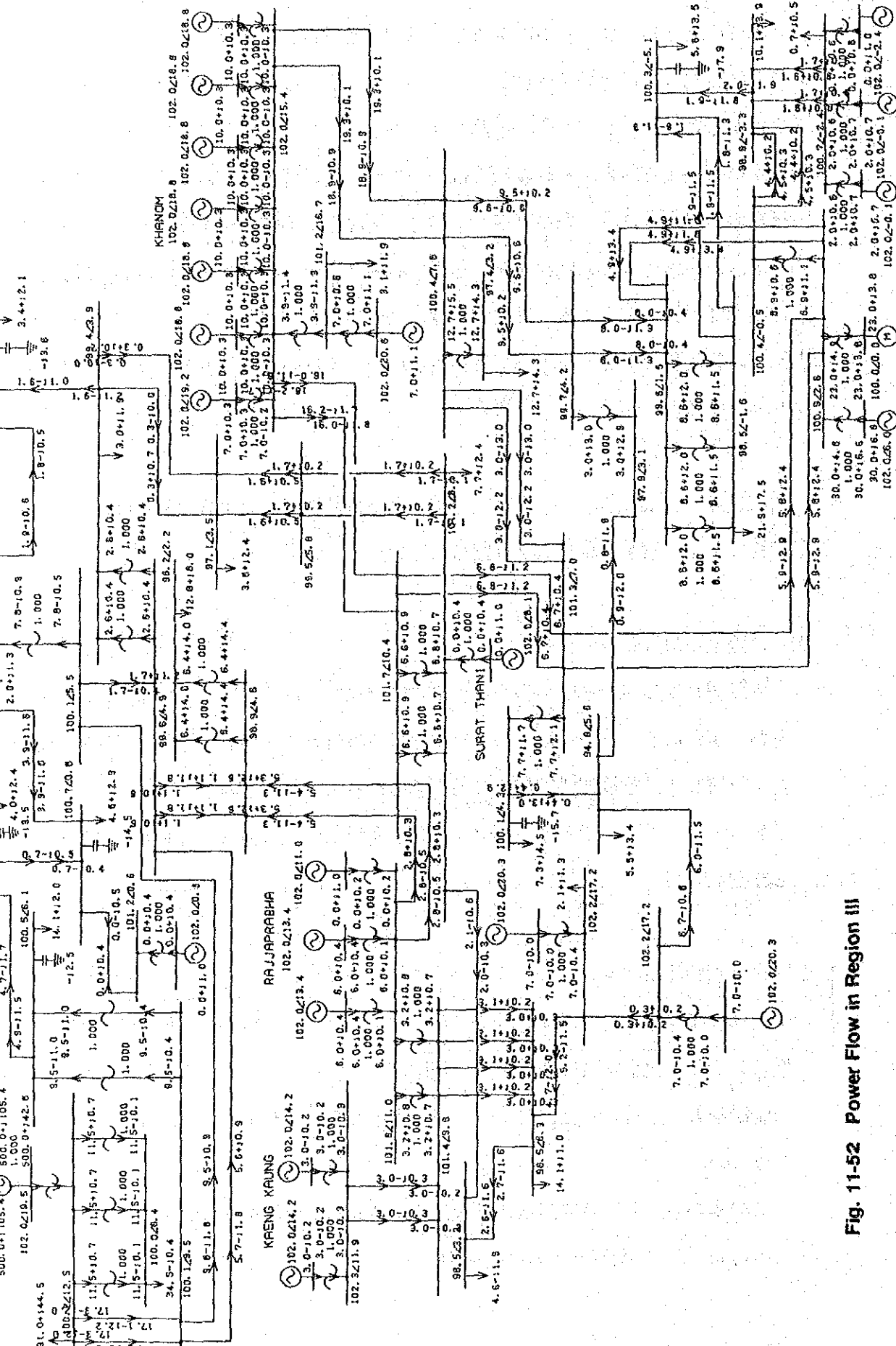


Fig. 11-52 Power Flow in Region III



## 第12章 建設工程と費用



## 第12章 建設工程と費用

	頁
12.1 建設工程 .....	12- 1
12.2 建設費 .....	12- 5
12.2.1 概    要 .....	12- 5
12.2.2 土木建築費 .....	12- 7
12.2.3 ボイラ設備 .....	12- 8
12.2.4 タービン発電機設備 .....	12- 9
12.2.5 補助設備 .....	12-10
12.2.6 管理費 .....	12-11
12.2.7 輸入税 .....	12-12
12.2.8 建中利子 .....	12-12
12.2.9 総建設費 .....	12-12



## List of Figures

- Fig. 12-1 Development Schedule of Sin Pun A-FBC
- Fig. 12-2 A-FBC Construction Schedule
- Fig. 12-3 Exchange Rate and Wholesale Price Index between Japan and United States

## List of Tables

Table 12-1	Increase of Wage and Salaries, Unit of Generation and Consumer Price Index
Table 12-2	Civil Construction Cost
Table 12-3	Boiler Facilities Cost
Table 12-4	Turbine Facilities Cost
Table 12-5	Miscellaneous Facilities Cost
Table 12-6	Allocation of Staff and Cost
Table 12-7	Total Construction Cost

12.1 建設工程

Sin Pun 鉞山開発概念調査書によると、開発初期の8年目までは鉞山運転費用の30%が人件費である。

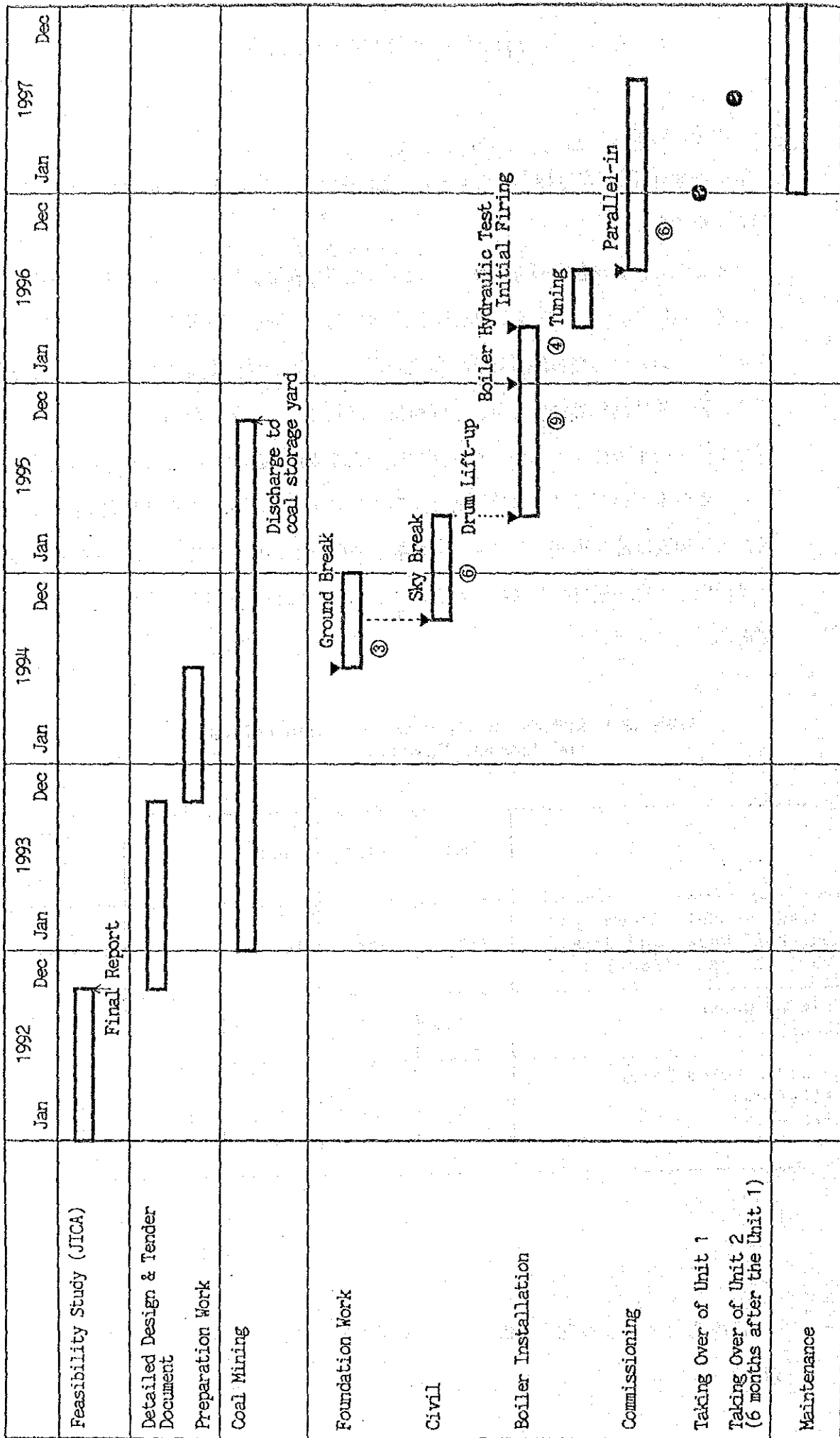
タイ国の人件費増加は近年高騰しており、褐炭生産価格に大きな影響を与えられと考えられる。Table 12-1 にタイ国の給与上昇、発電原価及び消費者物価指数の近年の推移を示す。この表から発電原価は1981年以降横ばいあるいは価格低下しているにもかかわらず、給与及び消費者物価は毎年6%前後上昇していることが解る。そのため、発電原価の上昇を最小限にするため、シンポン鉞山と発電所の開発を早急に進めることを推奨する。また本プロジェクトは環境対策型発電設備であり、地点もクラビ発電所構内にあるため用地取得及び環境アセスメントに要する時間を最小限にでき、環境問題及び地元住民の発電所立地反対の問題をかかえることもないため、早期実現の高いプロジェクトである。

Table 12-1 Increase of Wage and Salaries, Unit of Generation and Consumer Price Index

	1981	1986	1988	1989	Annual Increase Average
Average Monthly Income per Household Wages and Salaries (Whole Kingdom)(Baht)	903	1223	1411	-	6.58% (1981-88)
Unit of Generation (Baht)	1.30	1.33	1.26	1.25	-0.49% (1981-89)
Consumer Price Index (All Items) 1976 = 100	-	197.7	210.4	221.7	5.90% (1986-89) 6.32% (1976-89)

Fig12-1 にシンポンFBC 発電計画の最も早期にプロジェクト実現華能な場合の工程を示す。

Fig. 12-1 Development Schedule of Sin Pun A-FBC





A-FBC 1号機目の試運転完了目標は、1996年12月に置き、2号機目は試運転費用の最適化から6ヶ月遅れの工程とする。

Fig. 12-2 に発電所建設工程の詳細を示す。

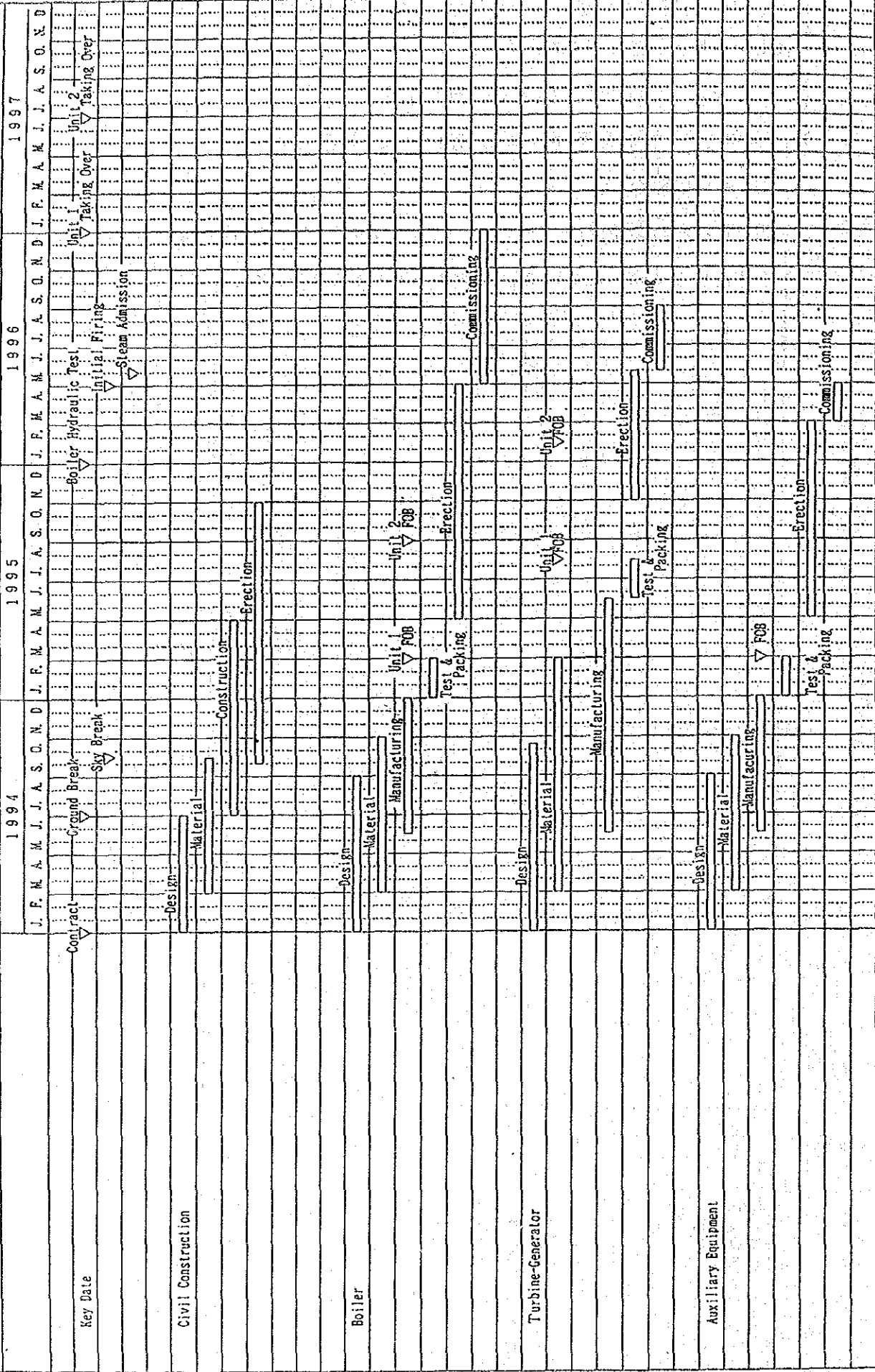
FBCボイラの試運転期間は、下記理由により従来のボイラより長くした。

- (1) A-FBC運転訓練
- (2) 石灰石最適使用量の確認と、その際の褐炭・石灰石粒径組み合わせの微調整  
全体として契約から1号機試運転完了まで3年を要する。

Nationality : Thailand

Name of Project : A-FBC Sin Pun

# A-FBC Construction Schedule



## 12.2 建設費

### 12.2.1 概 要

建設費は以下の項目で見積もった。

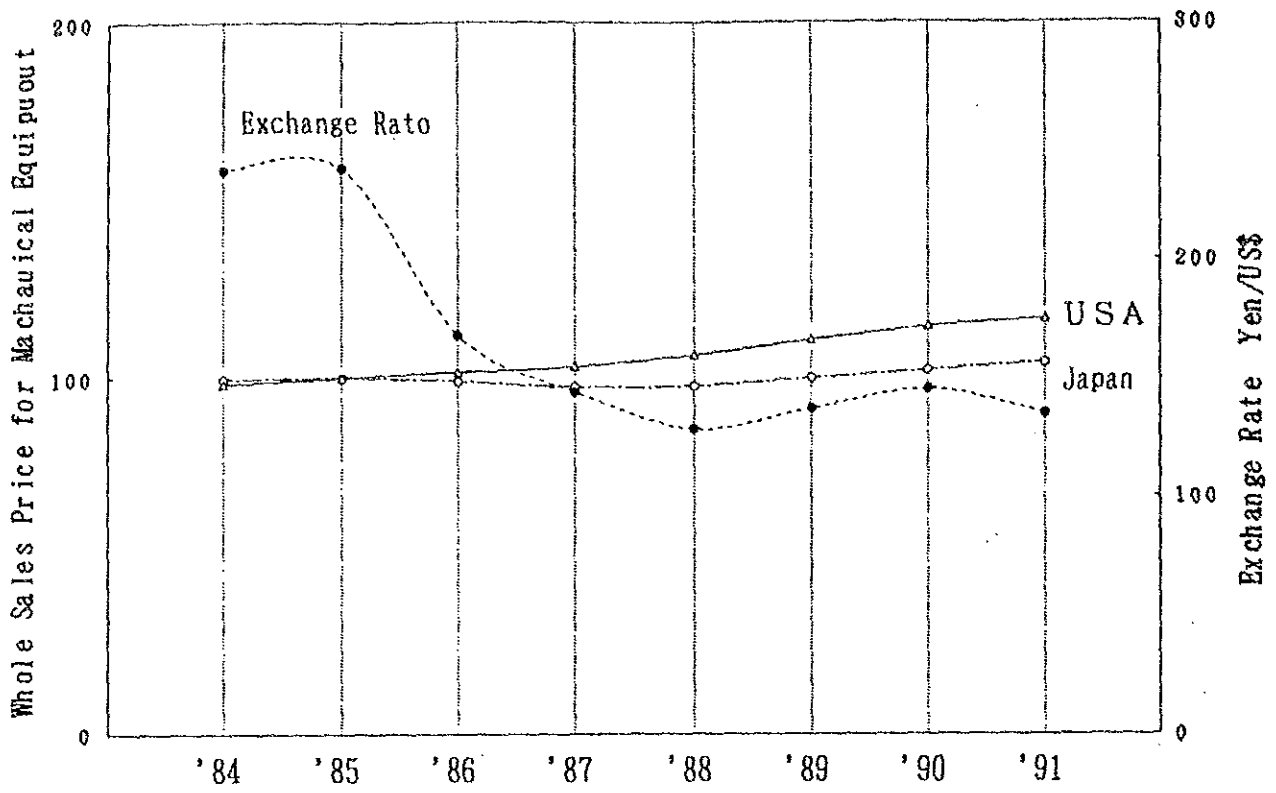
- (1) 土木、建築工事費
- (2) ボイラ設備
- (3) タービン発電機設備
- (4) 補助設備
- (5) 管理費
- (6) 建中利子
- (7) 輸入税

外貨部分は日本製品を基本として見積もった。日本円とタイバツの為替レートは5円/バツとし、日本円とUSドルは130円/US\$とした。

Fig. 12-3 に日本と米国の為替レート及び機械代の卸物価指数の1984年以降の近年の動きを示す。1985年から1988年の期間に、日本円の価値は米ドル（タイバツに対しても同様）に対し急激に高騰したにもかかわらず、機械卸売物価指数は1985年から6年間の間に10%以内の差を保っている。日本の購買力敵貨は現在、180円/U\$と考えられている。そのため、日本製品価格を現在の為替レート130円/U\$で換算すると世界市場において日本製品はまだ高い製品であると考えられる。

そのため、建設費を最適化するため、積算において軽負荷の鉄骨建造物や装置はできる限り現地調達を行うことで見積もった。

今後、これら社会的要因から、建設費は大きく変動することも予想されるが、本調査では、社会的要因による建設費の見方は、国際調達経験豊富なEGATに委ねることとし、現状の為替レートで、日本製品価格を基本とし建設費を積算した。



**Fig. 12-3 Exchange Rate and Wholesale Price Index between Japan and United State**

## 12.2.2 土木建築費

土木建築価格を Table 12-2 に示す。

Table 12-2 Civil Construction Cost

Item	Cost (Million Baht)	Remarks
Land	88	Land Reclamation
Building	417.4	Power House, Store House, Limestone storage House, Administration Building, P.R. Building and Gate House
Structure	466	Raw Water Tank, Cooling Water Intake, Cooling Water Pipes, Cooling Water Outlet and Outfall, Chimney, Rainproof storage yard and conveyor basement, Ash Disposal Facilities, Road and Drainage, Fence, Housekeeping
Foundation	84.6	Boiler foundation and others
Total	1056	Foreign: Domestic = 145.8:910.2

### 12.2.3 ボイラ設備

積算は日本製品と現地調達品を基本とした。褐炭・石灰石パンカ、空気・ガスダクト、圧縮空気配管、配管ラック、ケーブル工事材料を現地調達品目とした。

ボイラ設備の価格を Table 12-3 に示す。下記装置には、各々10%の予備費を含んでいる。

Table 12-3 Boiler Facilities Cost

Item	Cost (Million Baht)	Remarks
Steam Generator	963.6	A-FBC Boiler, Lignite Spreader, A.H., Ash Collecting Facilities, B.C.P.
Draft System	170.6	FDF, IDF, Duct, Mechanical Cyclone
Lignite-Limestone Receiving System	200.9	Conveyor Facilities, Lignite- Limestone Spreader Bunker
Light Oil Firing System	37.5	Start-up Burner, Pipes, and Tank
Pipes	53.1	Compressed Air Pipes
Chemical Dosing System	4.8	Chemical Dosing and Sampling System
Miscellaneous Equipment	24.4	Station Air Compressor
Electrical and C&I	349.8	All Cabling, Motor and Control & Instrumentation of the above. Instrument Compressor
Spare Part	25	
Total	1829.7	Foreign: Domestic = 1363:466.7

#### 12.2.4 タービン発電機設備

積算は日本製品と現地調達品を基本とした。潤滑油タンク、圧縮空気配管、配管ラック、低圧電源盤、及びケーブル工事材料を現地調達品目とした。

タービン発電機設備の価格を Table 12-4 に示す。下記装置には各々10%の予備費を含んでいる。

Table 12-4 Turbine Facilities Cost

Item	Cost (Million Baht)	Remarks
Steam Turbine and all Necessary Ancillary Plant	386.1	Steam Turbine, Valves, Lubricated Oil Equipment Turning Equipment, Grand Condensing Equipment and Supervisory Equipment
Condenser System Including CW Pumps	155.5	Condenser, CW Pump, Condenser Pump, Condenser Booster Pump
Feed Water System	88.2	Heaters (High No. 1, No. 2, Low No. 1, No. 2) Deareator
Boiler Feed Water Pump	74.8	BFP and Motor
Pipes	104.1	Main Steam Pipes and other pipes
Miscellaneous Plants Including Ceiling Crane	39.0	Auxiliary Cooling Water Pump, Cooler, Ceiling Crane
Generator and all Necessary Ancillary Plant	177.1	Generator, AVR, Exciter
I.P.B	25.3	
Electrical	101.0	6.6 kV C.B., 380 V C.B., D.C. Supply Cabling
Control and Instrument	207.9	Control Panel, CVCF, Instrumentation
Computer	153.7	
Transformer	90.2	Main Transformer, House Transformer, Stating Transformer
Spare Parts	20.8	
Total	1623.7	Foreign: Domestic = 1305:318.7

### 12.2.5 補助設備

積算は日本製品と現地調達品で行った。

バグフィルター、コンベヤ架台、通信設備及び防災設備の大部分を現地調達品目とした。

補助設備の価格を Table 12-5 に示す。

Table 12-5 Miscellaneous Facilities Cost

Item	Cost (Million Baht)	Remarks
Bag Filter	103.0	99% Dust Removed
Ash Handling System	100.5	Simplified Ash Handling System (Economical System) (Additional cost for the medium system in Chapter 11 is 700 million yen)
Lignite-Limestone Preparation System	209.7	Lignite Receiving & Dispatching System, Limestone Receiving & Dispatching System, Lignite-Limestone Crushing & Mixing System
Demineralized Water Treatment	39.0	Demineralized Water Treatment Facility
Waste Water Treatment	58.6	Waste Water Treatment Facility
Switchyard Switchgear	70.7	115 kV C.B., CT, PD, DS
Communication	49.7	Power Plant Communication Facility
Fire Fighting and Small Facility	106.7	Fire Fighting Facility, D.G.
Contingency (20%)	122	Contingency for Ash Handling System
Total	859.9	Foreign: Domestic = 547:312.9



## 12.2.6 管理費

75MW発電設備は、EGATの系統において比較的小規模であり、EGATスタッフは本プロジェクトの建設には十分な経験があると考えられる。

エンジニアリング費用の分布を Table 12-6 に示す。事務所、住居等の既設設備を建設期間中利用することとし、管理費の中には含めないこととする。

Table 12-6 Allocation of Staff and Cost

Man-year

Class of Staff (Salaries)	1993	1994	1995	1996	1997	Total
Class A (480,000 Baht/y)	2	3	3	3	1.5	13.5
Class B (Chief, Head) (360,000 Baht/y)	5	10	20	20	10	65
Class C (Engineer) (240,000 Baht/y)	30	40	80	80	20	250
Class D (Technician/Driver) (180,000 Baht/y)	20	30	80	80	20	230
Total Salaries (Million Baht)	13.56	20.04	40.24	40.24	12.72	126.8
Expense Rate	x 3.0	x 3.0	x 3.0	x 3.0	x 3.0	x 3.0
Total Administration Cost Round Value (Million Baht)	40	60	120	120	40	380

### 12.2.7 輸入税

輸入税は一律外貨の5%として計算した。

### 12.2.8 建中利子

工事費の内、外貨分の全てに8%の金利を適用する。また、内貨分は、国内から調達することとして、10%の金利を適用することとする。

### 12.2.9 総建設費

Table 12-7 に総建設費を示す。

Table 12-7 Total Construction Cost

(Million Baht)

	Foreign	Local	Total
Civil & Structure	145.8	910.2	1,056
Boiler	1,363	466.7	1,829.7
Turbine	1,305	318.7	1,623.7
Miscellaneous	547	312.9	859.9
Administration	0	380.0	380.0
Sub Total	3,360.8	2,388.5	5,749.3 (5,317.3)
Import Duty	0	183	183
Sub Total	3,360.8	2,758.5	6,119.3
IDC	515.3	454.7	970
TOTAL	3,876.1	3,026.2	6,902.3

Note: ( ) portion shows the subtotal without the contingency.

## 第13章 經濟・財務評估



## 第13章 経済・財務評価

	頁
13.1 経済評価 .....	13- 1
13.1.1 要旨 .....	13- 1
13.1.2 評価の方法 .....	13- 1
13.1.3 評価に用いる経済的費用及び経済的便益 .....	13- 2
13.1.4 評価の指標と基準 .....	13- 9
13.1.5 評価の結果 .....	13-11
13.2 財務評価 .....	13-15
13.2.1 要旨 .....	13-15
13.2.2 財務的内部収益率 (FIRR) .....	13-15
13.2.3 資金調達及び返済計画 .....	13-17
13.3 総合評価 .....	13-22
13.3.1 発電原価 .....	13-22
13.3.2 本計画の間接的効果及び総合評価 .....	13-22



## List of Tables

Table 13-1	Comparison of Basic Factors of the Project and Alternative Projects
Table 13-2	Comparison of West FGD (2 x 75 MW) for Sin Pun Project
Table 13-3-1	Construction Cost (Economic Cost) of the Project and Alternative Projects
Table 13-3-2	Construction Cost (Financial Cost) of the Project and Alternative Projects
Table 13-4	Comparison of Limestone Crushing
Table 13-5	Economic Evaluation [(1) Lignite Fired Plant (2) Oil fired Plant]
Table 13-6	Financial Evaluation
Table 13-7(1)	Fund Requirement and Repayment Schedule
Table 13-7(2)	Profit and Loss Statement
Table 13-7(3)	Cash Flow Sheet
Table 13-8	Production Cost [(1) Lignite Fired Plant (2) Oil Fired Plant]

## List of Figures

Figure 13-1	Flow Sheet of De Sox
-------------	----------------------





### 13.1 経済評価

#### 13.1.1 要旨

(1) 本計画の経済評価は、代替設備アプローチ法を採用することとし、本計画の経済的費用（建設費、燃料費、石灰石費用、運転維持管理費）と、本計画と環境面も含め同等のサービスを提供しうる代替火力発電所の経済的費用（建設費、燃料費および運転維持管理費）との比較により行った。

(2) 具体的には、本計画に必要な費用と、便益としての代替火力発電所（本計画と同一出力・発生電力量で、同一の燃料を通常の微粉炭ボイラーで燃焼させ脱硫装置により排出レベルを本計画と同一としたもの、及び重油を燃料とし同一の出力・発生電力量と排出レベルを持つもの）に必要な費用とを比較し、

① 便益、費用比率 (B/C)

② 純現在価値 (NPV) [又は便益・費用差 (B-C)]

を算定した。

(3) この結果、

① B/C は 微粉炭火力とでは 1.10、重油火力とでは 0.96

② NPV は 微粉炭火力とでは 885 百万バーツ

重油火力とでは -380 百万バーツ

となり、本プロジェクトは微粉炭火力との比較においては経済的にフィージブルであるとの結論が得られた。

#### 13.1.2 評価の方法

本計画の経済評価は、代替設備アプローチ法により、本計画に要する費用と本計画の実施によってもたらされる便益とを対比することにより行った。

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と実現しなかった場合とを比較して、当該プロジェクトの実施が、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るかを計測することを目的としている。

本計画の経済評価では、手法として、当該計画と同一の効果をもたらす代替計画を想定し、当該計画に要する費用と代替計画に要する費用とを比較して、当該計画の実施により代替計画の費用が節約されることをもって当該計画の「便益」とみなす「代替設備アプローチ法」を採用した。

評価に用いる費用及び便益の価格は下記 13.1.3 により算定した。

経済評価においてプロジェクトの費用、便益を求める場合、市場価格には関税、補助金等、様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在するので、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。本計画の経済評価における市場価格から計算価格への数字の変換については、BGAT側との協議により、輸入税のみを考慮の対象とし、費用側及び便益側双方から、それぞれ輸入税相当分を控除した。

### 13.1.3 評価に用いる経済的費用及び経済的便益

#### (1) 本計画の経済的費用

本計画の経済的費用は「第12章 建設工程と費用」の項で記述されている建設費及び、運転開始後必要となる燃料費、石灰石費用、運転維持管理費から得た。

#### (2) 本計画の経済的便益及び代替計画の選定

本計画の経済的便益は、BGATとの協議により、本計画と環境面も含め同等のサービスを提供しうる代替火力発電所に要する経済的費用（建設費、燃料費、運転維持管理費等）とした。

代替計画の選定にあたっては、本計画の大前提である「国産エネルギー源であるリグナイトの有効活用による外貨の節約」というタイの国策を勘案し、本計画と同一の燃料（シンパン及びクラビ炭鉱のリグナイト）を微粉炭ボイラーで燃焼させ脱硫装置により排出レベルを本計画と同一とした、同出力・同発生電力量の発電所を想定した。またBGAT側との協議により、本計画と同一の出力・発生電力量及び排出レベルを持つ重油火力も代替計画の一つに加えた。なお、位置は微粉炭火力、重油火力とも本計画と同じクラビとした。

#### (a) 代替計画及び本計画の諸元

Table 13-1 に比較対象となる代替計画設備及び本計画の諸元を示す。

**Table 13-1 Comparison of Basic Factors of the Project and Alternative Projects**

Item	Sin-Pun FBC Project	Alternative Thermal Projects	
		Lignite Fired Plant + De-Sox Facility	Oil Fired Plant
Capacity	150 MW (75 MW x 2)	150 MW (75 MW x 2)	150 MW (75 MW x 2)
Emission Level	below 700 ppm	below 700 ppm	below 700 ppm
Site	KRABI	KRABI	KRABI
Thermal Efficiency	36.9% (LHV)	38.0% (LHV)	35.8% (HHV) 38.0% (LHV)
Annual Plant Factor	80%	81.8%	78.7%
Station Service Ratio	9.5%	11.5%	8%
Net Annual Production (Sending End)	951,336 Mwh <sup>*1</sup>	951,336 Mwh <sup>*1</sup>	951,336Mwh <sup>*1</sup>
Fuel Calorific Value (Lower Heat Value)	2,556 kcal/kg (Lignite from Sin Pun and Krabi)	2,556 kcal/kg (Lignite from Sin Pun and Krabi)	9,194 kcal/ℓ <sup>*2</sup> (Fuel oil (1% Sulfur))
Fuel Consumption	958.5 x 10 <sup>3</sup> ton/year <sup>*3</sup>	951.71 x 10 <sup>3</sup> ton/year <sup>*4</sup>	254,554 x 10 <sup>3</sup> ℓ/year <sup>*5</sup>
Fuel Cost (Unit)	Baht/ton <sup>*6</sup>	Baht/ton <sup>*6</sup>	
Economic Cost	558.99	558.99	3.18 Baht/ℓ
Financial Cost	672.34	672.34	3.73 Baht/ℓ
Fuel Cost (Gross)	million Baht/year <sup>*7</sup>	million Baht/year <sup>*8</sup>	million Baht/year <sup>*9</sup>
Economic Cost	535.79	532.00	809.48
Financial Cost	644.44	639.87	954.58
Lime Stone Cost (Unit)	160 Baht/ton	325 Baht/ton	-
Lime Stone Cost (Gross)	64.14 million Baht/year <sup>*10</sup>	63.27 million Baht/year <sup>*11</sup>	-
Annual Operation and Maintenance Cost	Calculated on Japanese Example <sup>*12</sup>	Calculated on Japanese Example <sup>*12</sup>	40.71 million Baht/year <sup>*13</sup> (1st year)
Book Life	25 years	25 years	25 years

Exchange Rate : 1 US\$ = 26 Baht

Discount Rate for Evaluation : 10%

- \*1  
 $150 \text{ MW} \times 80\% \times (24 \text{ H} \times 365) \times (1-0.095)$   
 $\approx 150 \text{ MW} \times 81.8\% \times (24 \text{ H} \times 365) \times (1-0.115)$   
 $\approx 150 \text{ MW} \times 78.7\% \times (24 \text{ H} \times 365) \times (1-0.08)$   
 $\approx 951,336 \text{ MWh}$

\*2  $\text{HHV} : 9,746 \text{ kcal/l} \text{ (by EGAT)} \rightarrow \text{LHV} : 9,746 \times 1/1.06 = 9,194 \text{ kcal/l}$

\*3  $150 \text{ MW} \times 80\% \times (24 \text{ H} \times 365) \times \frac{860 \text{ kcal/kWh}}{2,556 \text{ kcal/kg} \times 36.9\%} = 958.5 \times 10^3 \text{ ton/year}$

\*4  $150 \text{ MW} \times 81.8\% \times (24 \text{ H} \times 365) \times \frac{860 \text{ kcal/kWh}}{2,556 \text{ kcal/kg} \times 38\%} = 951.71 \times 10^3 \text{ ton/year}$

\*5  $150 \text{ MW} \times 78.7\% \times (24 \text{ H} \times 365) \times \frac{860 \text{ kcal/kWh}}{9,194 \text{ kcal/l} \times 38\%} = 254,554 \times 10^3 \text{ l/year}$

\*6 **Economic:**  $\text{Sin Pun } [474.24 \text{ B/t } (18.24 \text{ US\$/t)} + 132 \text{ B/t}] \times 80\% + \text{Krabi } 370 \text{ B/t} \times 20\% = 558.99 \text{ B/t}$

**Financial:**  $\text{Sin Pun } [592.80 \text{ B/t } (22.8 \text{ US\$/t)} + 132 \text{ B/t}] \times 80\% + \text{Krabi } 462.5 \text{ B/t} \times 20\% = 672.34 \text{ B/t}$

$132 \text{ B/t: Transportation, Sin Pun} \rightarrow \text{Krabi} \quad 22.8 \text{ US\$/t: } 18.24 \text{ US\$/t} \times 1.25$

\*7 **Economic:**  $(958.5 \times 10^3) \text{ t/y} \times 558.99 \text{ B/t} \times 10^{-6} = 535.79 \text{ million Baht/year}$

**Financial:**  $(958.5 \times 10^3) \text{ t/y} \times 672.34 \text{ B/t} \times 10^{-6} = 644.44 \text{ million Baht/year}$

\*8 **Economic:**  $(951.71 \times 10^3) \text{ t/y} \times 558.99 \text{ B/t} \times 10^{-6} = 532.00 \text{ million Baht/year}$

**Financial:**  $(951.71 \times 10^3) \text{ t/y} \times 672.34 \text{ B/t} \times 10^{-6} = 639.87 \text{ million Baht/year}$

\*9 **Economic:**  $254,554 \text{ t/y} \times 10^3 \times 3.18 = 809.48 \text{ million Baht/year}$

**Financial:**  $254,554 \text{ t/y} \times 10^3 \times 3.75 = 954.58 \text{ million Baht/year}$

\*10  $160 \text{ B/t} \times 28.6 \text{ t/H} \times 2 \times (24 \text{ H} \times 365) \times 80\% = 64.14 \text{ million Baht/year}$

\*11  $325 \text{ B/t} \times (28.6 \text{ t/H} \times 1/2 \times 0.95) \times 2 \times (24 \text{ H} \times 365) \times 81.8\% = 63.27 \text{ million Baht/year}$

\*12\*13 **Operation and Maintenance Cost**

	Year of Operation	*12 1	*13 1
1st	: Investment		
	: x 0.015		40.71 million Baht/year
2nd	: 0.0171		40.71 x 0.0171/0.015
3rd	: 0.0193		40.71 x 0.0193/0.015
4th	: 0.0214		40.71 x 0.0214/0.015
5th	: 0.0236		40.71 x 0.0236/0.015
6th	: 0.0257		40.71 x 0.0257/0.015
7th	: 0.0279		40.71 x 0.0279/0.015
8th	: 0.0300		40.71 x 0.0300/0.015
9th	: 0.0321		40.71 x 0.0321/0.015
10th	: 0.0343		40.71 x 0.0343/0.015
11th	: 0.0364		40.71 x 0.0364/0.015
12th	: 0.0386		40.71 x 0.0386/0.015
13th	: 0.0407		40.71 x 0.0407/0.015
14th	: 0.0429		40.71 x 0.0429/0.015
15th - 20th	: 0.0450		40.71 x 0.045/0.015

(b) 代替計画における脱硫装置の選定

8,000ppm以上のSO<sub>x</sub>を95%近傍の脱硫率で脱硫できる装置としては、石灰-石膏法（ジェットバブル型）、水マグ方式（Mg-MgSO<sub>4</sub>型）の2種がある。両方式とも石炭焚きボイラでは、8,000ppmもの高SO<sub>x</sub>での実績はないものの、化学プラント又はオイルシェールプラントでは実績がある。石炭焚きボイラで10,000ppmものSO<sub>x</sub>を排出する実績は世界に類がないため、この代案はあくまでも調査のための案である。

Fig. 13-1 は上記代案の脱硫装置のフローシートを示す。

日本市場において水マグ方式は1~2%の硫黄分では100MW以下の規模において初期投資の低さから経済的利点がある。一方200MWの規模においては脱硫剤の経済性から石灰-石膏法の方が経済的利点がある。しかし、タイ国市場ではタイ国においてマグネシウム生産価格が石灰石生産価格に比べ非常に高いことから、高硫黄燃料に対し、水力マグ方式は経済的利点がない。Table 13-2 は上記2方式のSin Punプロジェクトにおける比較を示す。この表から、本Sin Punプロジェクトにおいては石灰-石膏法の方がはるかに経済性の高いことがわかる。そのため、本調査では石灰-石膏法を代案計画における脱硫装置として使用することとした。

なお、重油火力については、低硫黄重油を用いるため、脱硫装置は勘案しなかった。

(c) 代替計画及び本計画の建設費

Table 13-3-1 に代替計画及び本計画の建設費（経済的費用）を示す。

(d) 代替計画及び本計画の運転・維持管理費

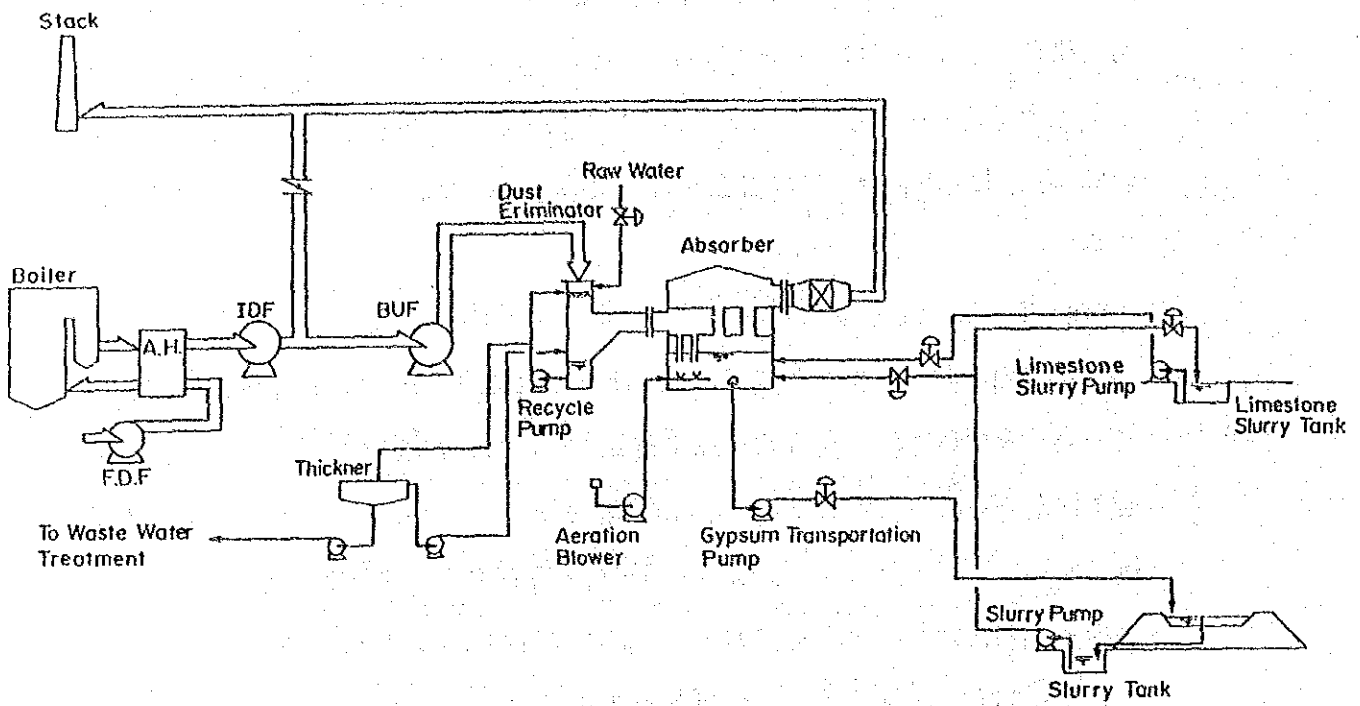
運転・維持管理費については、代替計画及び本計画とも日本における火力発電所の実績に基づいて、年毎に建設費に一定の率を乗じた額を計上した。

(Table 13-1 注\*12のとおり。)

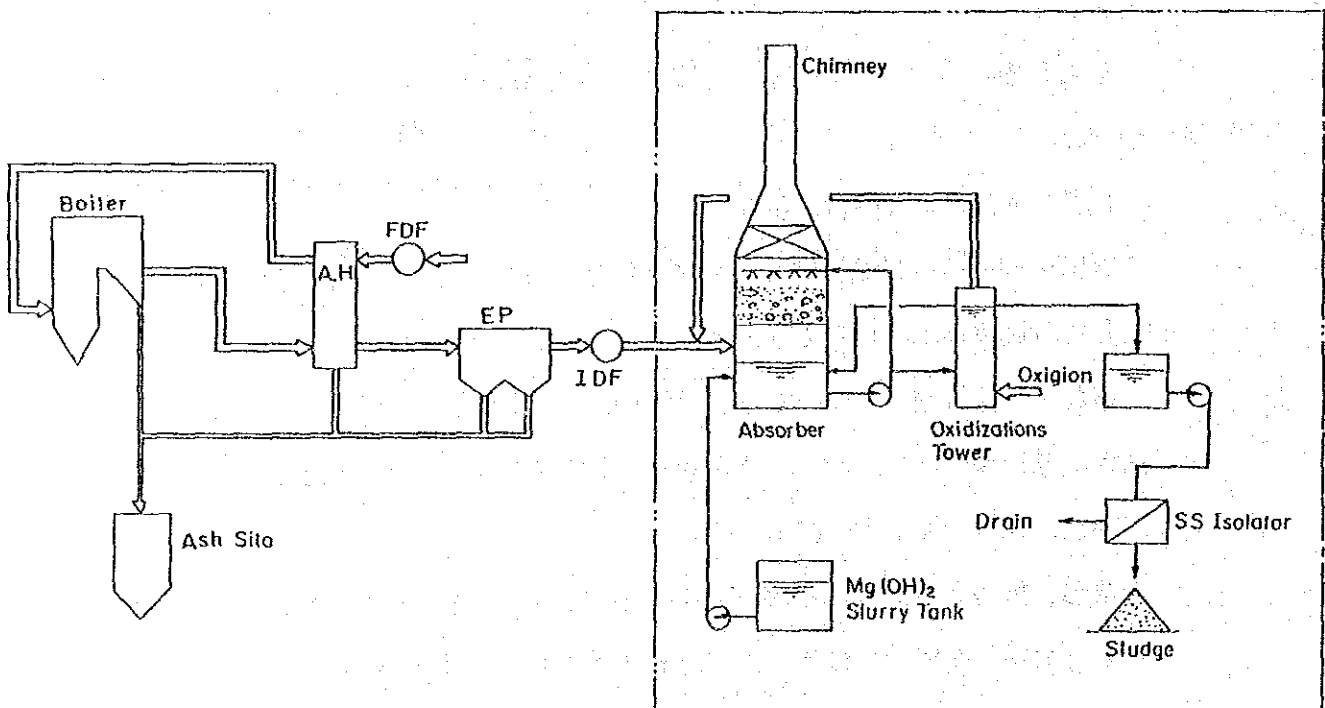
なお、重油火力については、EGATの実績である均等化費用（0.077Baht/kWh）をもとに初年度費用を設定し、微粉炭火力の運転・維持管理費を参考に、年毎に一定の率を乗じた額を計上し、25年間の均等化費用が前者の定額法と等価となるようにした。

(Table 13-1 注\*13のとおり。)

Fig. 13-1 Flow Sheet of De-Sox



Flow Sheet of Limestone - Gypsum Method



Flow Sheet of Mg-MgSO<sub>4</sub> Method

Table 13-2 Comparison of Wet FGD (2x75MW) for Sin Pun Project

	Limestone gypsum	Mg-MgSO <sub>4</sub>
Investment Million Yen (Million Baht)	6,200 (1,240)	2,730 (546)
Absorbent Unit Cost (Baht/t) Required Amount (t/year) Annual Cost (Million Baht)	325 (CaCO <sub>3</sub> 90% 325 mesh) 80,800 x 2 52.5	* <sup>(1)</sup> 9,884 (Mg(OH) <sub>2</sub> 100%) 48,750 x 2 963.6
Electricity Unit Cost (Baht/kwh) Required Amount (Gwh/year) Annual cost (Million Baht)	1.2 14.8 x 2 35.5	1.2 13.5 32.4
Required water	34 t/h	250 t/h
Total Evaluation	○	

\*<sup>(1)</sup> MgCO<sub>3</sub> 910 Baht/t Decarbonization MgO 910 x  $\frac{84}{40}$  x 5 times  
(Magnetite 910 Baht/t 1988)

$$\text{MgO} + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2 \quad \left(910 \times \frac{84}{40} \times 5 \text{ times}\right) \times \frac{40}{58} \times 1.5 \text{ times}$$

$$= 9,884 \text{ Baht/t}$$

**Table 13-3-1 Construction Cost (Economic Cost) of the Project and Alternative Projects**  
(FC: Foreign Currency, DC: Domestic Currency)

**Sin Pun A-FBC Project** (unit: Million Baht)

Year		1	2	3	4	5	Total
Civil and Architectural Works	FC		29	102	15		146
	DC		137	636	137		910
Electro-Mechanical Works	FC		418	2058	482	257	3215
	DC		55	439	439	165	1098
Engineering & Administration Cost	FC						
	DC	40	60	120	120	40	380
TOTAL	FC		447	2,160	497	257	3,361
	DC	40	252	1,195	696	205	2,388
FC + DC		40	699	3,355	1,193	462	5,749

**Alternative Project I (PCF Plant)** (unit: Million Baht)

Year		1	2	3	4	5	Total
Civil and Architectural Works	FC		34	119	17		170
	DC		140	650	140		930
Electro-Mechanical Works	FC		484	2381	558	298	3721
	DC		78	620	620	232	1550
Engineering & Administration Cost	FC						
	DC	40	60	120	120	40	380
TOTAL	FC		518	2,500	575	298	3,891
	DC	40	278	1,390	880	272	2,860
FC + DC		40	796	3,890	1,455	570	6,751

**Alternative Project II (Oil Fired Plant)** (unit: Million Baht)

Year		1	2	3	4	5	Total
Civil and Architectural Works	FC		23	80	11		114
	DC		107	498	107		712
Electro-Mechanical Works	FC		302	1485	348	185	2320
	DC		39	310	310	117	776
Engineering & Administration Cost	FC						
	DC	25	37	74	74	25	235
TOTAL	FC		325	1,565	359	185	2,434
	DC	25	183	882	491	142	1,723
FC + DC		25	508	2,447	850	327	4,157



(e) 代替計画及び本計画の燃料費

リグナイト単価は以下のとおりとした。

シンブン炭については、BGAT側より得た18.24US\$/t (474.24Baht/t) にクラビへの輸送費として132Baht/tを加えた単価を使用した。

クラビ炭については、370Baht/tを用いた。

なお、シンブン炭、クラビ炭の混炭については、シンブン炭80%、クラビ炭20%の比率とした。(Table 13-1 注\*6のとおり。)

なお、重油火力の燃料は、BGAT側より得た3.18Baht/ℓ (輸入税除く)を用いた。

(f) 代替計画及び本計画の石灰石費用

石灰石単価については、代替計画(微粉炭火力) 325Baht/t、本計画 160Baht/tを用いた。

Table 13-4 に本計画及び代替計画における脱硫剤の価格の比較を示す。表に示すように、本計画の脱硫剤は大粒径であることから、代替計画(湿式脱硫)の脱硫剤の49%~54%の価格である。

経済分析には物価上昇を考慮しない価格を使用した。

### 13.1.4 評価の指標と基準

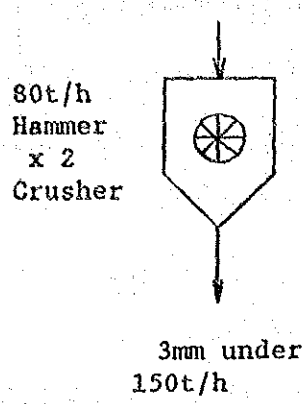
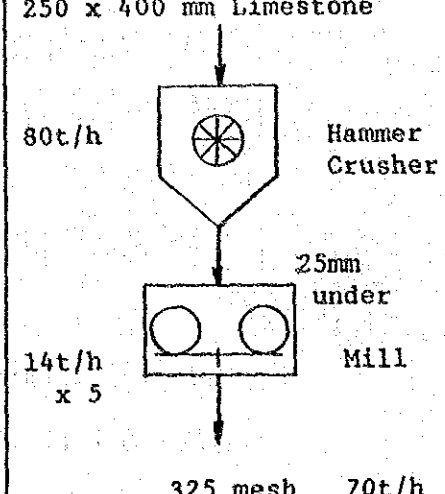
#### (1) 評価の指標

本計画の経済評価には、そのプロジェクトに必要な費用とプロジェクトが生み出す便益のそれぞれの価格を現在価値に換算することにより算出した便益・費用比率、純現在価値を指標として用いた。

#### 便益・費用比率 (B/C)

この指標は将来のプロジェクト・ライフ(着手時点から耐用年数末期に至るまでの期間)に発生する費用及び便益を一定の割引率(当該国における資本の機会費用を反映する社会的割引率)で割引いて、現在価値に直してから便益と費用の大小を比較した比率である。この比率が1より大きくなれば、このプロジェクトは経済的に妥当であると判断される。

Table 13-4 Comparison of Limestone Crushing

	3 mm under for FBC	325 mesh for FGD	
System Diagram	<p>250 x 450 mm Limestone</p>  <p>80t/h Hammer x 2 Crusher</p> <p>3mm under 150t/h</p>	<p>250 x 400 mm Limestone</p>  <p>80t/h Hammer Crusher</p> <p>14t/h x 5 Mill</p> <p>325 mesh 70t/h</p>	
Limestone Raw Material Cost (Including Transportation Cost) 4% Escalation	145 B/T	145 B/T	
Crusher Equipment 3.6% Escalation	60 Million Yen	30 Million Yen (Crusher) 840 Million Yen (Mill)	
Construction & Erection Cost (Including Transportation Cost) 4% Escalation	18 Million Yen (30% of Equipment Cost)	135 Million Yen (30% of Crusher Cost + 15% of Mill Cost)	
Electricity 3% Escalation	800 kW	Crusher 300 kW + Mill 1,350 kW	
Maintenance Cost/year 3.6% Escalation	1.8 Million Yen 3% of Crusher Cost	84.9 Million Yen 3% of Crusher Cost + 10% of Mill Cost	
Operation Cost 7% Escalation	2,818 KB/year	2,818 KB/year	
Levelized Cost 10% Discount Rate	With Escalation	282 B/t	531 B/t
	Without Escalation	160 B/t	325 B/t

Note: Electricity 1.2 B/kWh, 5 Yen = 1 Baht

## 純現在価値 (NPV) [又は便益・費用差 (B-C)]

この指標は、便益・費用比率 (B/C) と同じく、将来の費用及び便益を現在価値に直してからその差を求めるもので、便益が費用より大きければこのプロジェクトは経済的に妥当であると判断される。

### (2) 評価の基準：社会的割引率

上記評価における基準となるのは現在価値換算に用いる割引率、すなわちタイにおける資本の機会費用を反映する社会的割引率の値である。本計画では、EGAT側からの指示により10%を採用した。

### 13.1.5 評価の結果

Table 13-5 に上記方法による経済評価の結果を示す。

計算の結果、燃料費に応じB/Cは微粉炭火力とでは 1.10、重油火力とでは 0.96、NPV(B-C)は微粉炭火力とでは 885.4 百万バーツ、重油火力とでは -379.7 百万バーツとなった。この指標が示すように、同等のサービスを提供しうる代替微粉炭火力発電所を設置するよりも、本計画を建設、運転する方が経済的に優位であるとの結論が得られた。

(注) 一般に経済評価の指標としては、経済的内部収益率 (BIRR) が用いられることが多い。この指標は、当該計画の総費用と便益 (代替計画案の総費用) それぞれの現在価値換算額が等しくなるような割引率であり、これが当該国における資本の機会費用を反映する社会的割引率と比べて大きければ経済的に妥当であると判断される。

通常プロジェクトでは、初期の建設投資に対して運転開始後に生じる便益によって投資コストが回収されることになる。この場合、将来の便益を現在価値に割引く割引率が小さい程プロジェクトの現在価値は大きくなる。この割引率としては社会的割引率が用いられるので、プロジェクト成立のためには、社会的割引率がプロジェクトのBIRRを下廻ることすなわち、BIRRが社会的割引率を上廻ることが必要となる。

1	Economic Evaluation (1) Lignite Fired Plant		Lignite Fired Plant + De-Sox		N.P.V. (DCR=10%) Cost	Benefit	B - C
	Investment	Generation	Investment	Generation			
1	40.00	40.00	40.00	40.00	35.36	35.36	0.00
2	699.00	699.00	796.00	796.00	577.69	577.69	80.17
3	3355.00	3355.00	3890.00	3890.00	2520.66	2922.61	401.95
4	1193.00	1193.00	1455.00	1455.00	814.84	998.72	178.95
5	462.00	976.82	570.00	1092.40	606.41	878.30	71.89
6	64.68	401.84	75.95	399.00	327.32	393.18	5.85
7	86.24	535.79	101.27	582.00	337.32	393.18	5.85
8	98.31	535.79	115.44	582.00	337.32	393.18	5.85
9	110.95	535.79	130.29	582.00	337.32	393.18	5.85
10	123.03	535.79	144.47	582.00	337.32	393.18	5.85
11	135.68	535.79	159.32	582.00	337.32	393.18	5.85
12	147.75	535.79	173.50	582.00	337.32	393.18	5.85
13	160.40	535.79	188.35	582.00	337.32	393.18	5.85
14	172.47	535.79	202.93	582.00	337.32	393.18	5.85
15	184.54	535.79	216.71	582.00	337.32	393.18	5.85
16	197.19	535.79	231.56	582.00	337.32	393.18	5.85
17	209.26	535.79	245.74	582.00	337.32	393.18	5.85
18	221.91	535.79	260.59	582.00	337.32	393.18	5.85
19	233.98	535.79	274.77	582.00	337.32	393.18	5.85
20	246.63	535.79	289.52	582.00	337.32	393.18	5.85
21	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
22	268.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
23	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
24	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
25	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
26	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
27	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
28	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
29	258.71	535.79	303.80	582.00	337.32	393.18	5.85
30	64.68	133.95	75.95	133.00	12.30	27.67	15.37
Total	5749.00	13394.75	6751.00	23783400.00	8850.9533	9736.3805	885.43

Generation: Net Annual Production, Sending End  
 $150 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times (1-0.095) = 951336$   
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation = 5753990.0  
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost = 8850.9533  
 Production Cost (Baht/Kwh) = 1.5355601

Generation: Net Annual Production, Sending End  
 $150 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times (1-0.115) = 951336$   
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation = 5753990.0  
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost = 9736.3805  
 Production Cost (Baht/Kwh) = 1.6891731

Table 13-5 (2) Economic Evaluation (2) Oil fired Plant:  
Sin Pun FBC Project

1	Investment		Oil fired Plant		Oil Fired Plant		Limestone Total		Generation		B - C		N.P.V. (DCR=10%)	
	40.00	40.00	Investment	Fuel Cost	Investment	Fuel Cost	Investment	Fuel Cost	Generation	Generation	B - C	Cost	Benefit	B-C
2	699.00	699.00	508.00	809.48	508.00	809.48	0.00	607.11	713502	25.00	-15.00	35.36	22.73	-13.64
3	3358.00	3358.00	2447.00	809.48	2447.00	809.48	0.00	809.48	951336	308.00	-191.00	577.69	419.83	-157.85
4	1193.00	1193.00	850.00	812.03	850.00	812.03	0.00	812.03	951336	2447.00	-908.00	2520.66	1838.47	-682.19
5	462.00	462.00	327.00	812.03	327.00	812.03	0.00	812.03	951336	850.00	-543.00	814.84	580.56	-234.27
6	64.68	401.84	976.62	812.03	976.62	812.03	0.00	812.03	951336	954.64	-11.98	606.41	598.97	-7.44
7	36.24	535.79	636.17	812.03	636.17	812.03	0.00	812.03	951336	850.19	164.02	387.32	479.91	92.59
8	98.31	535.79	698.24	812.03	698.24	812.03	0.00	812.03	951336	855.89	157.63	358.31	439.21	80.50
9	110.95	535.79	710.89	812.03	710.89	812.03	0.00	812.03	951336	864.41	153.52	331.63	403.25	71.62
10	123.03	535.79	722.96	812.03	722.96	812.03	0.00	812.03	951336	870.11	147.15	306.61	369.01	62.41
11	135.68	535.79	735.61	812.03	735.61	812.03	0.00	812.03	951336	876.08	140.47	283.61	337.77	54.16
12	147.75	535.79	747.68	812.03	747.68	812.03	0.00	812.03	951336	887.52	139.84	262.06	311.07	49.01
13	160.40	535.79	760.33	812.03	760.33	812.03	0.00	812.03	951336	893.49	133.17	242.26	284.69	42.83
14	172.47	535.79	772.40	812.03	772.40	812.03	0.00	812.03	951336	898.54	126.14	223.74	260.27	36.54
15	184.54	535.79	784.47	812.03	784.47	812.03	0.00	812.03	951336	904.24	119.76	206.58	238.11	31.34
16	197.19	535.79	797.12	812.03	797.12	812.03	0.00	812.03	951336	912.75	115.63	190.82	218.51	27.58
17	209.26	535.79	809.19	812.03	809.19	812.03	0.00	812.03	951336	918.45	109.26	176.10	199.83	23.72
18	221.91	535.79	821.84	812.03	821.84	812.03	0.00	812.03	951336	924.42	102.58	162.60	182.89	20.30
19	233.98	535.79	833.91	812.03	833.91	812.03	0.00	812.03	951336	932.67	98.75	149.99	167.75	17.75
20	246.63	535.79	846.56	812.03	846.56	812.03	0.00	812.03	951336	938.64	92.08	138.42	158.48	15.06
21	258.71	535.79	858.64	812.03	858.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	127.63	140.75	13.12
22	268.71	535.79	868.64	812.03	868.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	116.03	127.95	11.93
23	278.71	535.79	878.64	812.03	878.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	105.48	116.32	10.84
24	288.71	535.79	888.64	812.03	888.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	95.89	105.75	9.86
25	298.71	535.79	898.64	812.03	898.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	87.17	96.13	8.95
26	308.71	535.79	908.64	812.03	908.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	79.25	87.39	8.15
27	318.71	535.79	918.64	812.03	918.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	72.04	79.45	7.40
28	328.71	535.79	928.64	812.03	928.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	65.49	72.23	6.73
29	338.71	535.79	938.64	812.03	938.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	59.54	65.56	6.12
30	348.71	535.79	948.64	812.03	948.64	812.03	0.00	812.03	951336	946.88	88.25	54.13	59.69	5.56
Total	5749.00	13394.75	4157.00	20489.09	4157.00	20489.09	0.00	20489.09	237834	27027.62	1235.62	8850.95	8471.25	-379.70

Generation: Net Annual Production, Sending End 8471.2519  
 $150 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times (1-0.095) = 951336$   
N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation 5763990.0  
N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost 8471.2519  
Production Cost (Baht/Kwh) 1.4698853

Generation: Net Annual Production, Sending End 8471.2519  
 $150 \times 0.787 \times 24 \times 365 \times (1-0.08) = 951336$   
N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation 5763990.0  
N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost 8471.2519  
Production Cost (Baht/Kwh) 1.4698853

しかしながら、本計画の場合は代替電源となる通常の微粉炭火力に対してFBCは初期投資コストが低く抑えられる替わり、運開後の費用が大きくなるという特性を有している。すなわち、プロジェクトの便益が初期投資の節約という形で建設期間中に発生し、逆に運転開始後に多額の費用が発生する形となる。

したがって、将来のコストを現在価値に割引く割引率が高い程、本計画の有利性が増すことになり、BIRRの概念が成立しないことになる。この場合、通常とは逆に、費用と便益が等価となる割引率（みかけのBIRR）が社会的割引率を下廻ることが条件となる。

このように通常の意味でのBIRRの考え方で本プロジェクトを評価することは適切でない。したがって、本プロジェクトの経済評価ではB/CおよびB-Cを評価基準として採用した。この結果によれば、タイの社会的割引率10%を適用した場合には、 $B/C > 1$ 、 $B-C > 0$ となり、初期投資の節減による便益が運開後のコストの現在価値を上廻っていることから、本計画は経済的にフィージブルであると結論される。

## 13.2 財務評価

### 13.2.1 要旨

本計画の財務評価は、まず、本計画に必要な費用を財務的費用とし、本計画が生産する電気の販売収入を財務的便益として両者の比較により財務的内部収益率につき検討を行った。

### 13.2.2 財務的内部収益率(FIRR)

本計画の財務評価は、まず本計画に必要な費用（建設費、燃料費、石灰石費用、運転維持管理費）を財務的費用とし、本計画の実施によってもたらされる電気の販売収入を財務的便益として、それぞれの合計を割引率10%で現在価値に換算した上で両者の比較により財務的内部収益率を求めた。

- (1) 財務的費用の価格算定にあたっては、EGAT側との協議により、経済評価で用いた本計画の経済的費用に、経済評価では勘案しなかった輸入税を加算し、市場価格とすることとした。Table 13-3-2に、財務的費用算出に用いる建設費を示す。なお、燃料費、石灰石費用、運転維持費については経済評価で用いたものと同様の方式で算出した。
- (2) 本計画の財務的便益は、本計画の実施に伴う本計画プロジェクトライフ間の販売電力料金収入とした。評価地点は送電端とし、本計画プロジェクトライフ間の年間発生電力量を販売可能電力量として、現在のEGATの平均売電単価1.21 B/kWhを基準に試算を行った。

**Table 13-3-2 Construction Cost (Financial Cost) of the Project and Alternative Projects**  
(FC: Foreign Currency, DC: Domestic Currency)

**Sin Pun A-FBC Project**

(unit: Million Baht)

Year		1	2	3	4	5	Total
Civil and Architectural Works	FC		29	102	15		146
	DC		137	636	137		910
Electro-Mechanical Works	FC		418	2058	482	257	3215
	DC		55	439	439	165	1098
Import Duty	FC						
	DC		21	108	25	29	183
Engineering & Administration Cost	FC						
	DC	40	60	120	120	40	380
TOTAL	FC		447	2,160	497	257	3,361
	DC	40	273	1,303	721	234	2,571
FC + DC		40	720	3,463	1,218	491	5,932

**Alternative Project I (PCF Plant)**

(unit: Million Baht)

Year		1	2	3	4	5	Total
Civil and Architectural Works	FC		34	119	17		170
	DC		140	650	140		930
Electro-Mechanical Works	FC		484	2381	558	298	3721
	DC		78	620	620	232	1550
Import Duty	FC						
	DC		26	125	28	31	210
Engineering & Administration Cost	FC						
	DC	40	60	120	120	40	380
TOTAL	FC		518	2,500	575	298	3,891
	DC	40	304	1,515	908	303	3,070
FC + DC		40	822	4,015	1,483	601	6,961

**Alternative Project II (Oil Fired Plant)**

(unit: Million Baht)

Year		1	2	3	4	5	Total
Civil and Architectural Works	FC		23	80	11		114
	DC		107	498	107		712
Electro-Mechanical Works	FC		302	1485	348	185	2320
	DC		39	310	310	117	776
Import Duty	FC						
	DC		16	78	18	25	137
Engineering & Administration Cost	FC						
	DC	25	37	74	74	25	235
TOTAL	FC		325	1,565	359	185	2,434
	DC	25	199	960	509	167	1,860
FC + DC		25	524	2,525	868	352	4,294



(3) 本計画の財務評価にあたっては、指標として、上記財務的費用と財務的便益の現在価値換算額が等しくなるような割引率（財務的内部収益率：FIRR）を求めた。

#### (4) 検討結果

Table 13-6 に現在のBGATの平均売電単価である1.21B/kWh をもとに試算したFIRRの計算結果を示す。これによれば、本計画のFIRRは0%となる。

本計画のFIRRの値が低くなるのは、売電単価に環境対策費用が加味されていないためと考えられる。

### 13.2.3 資金調達及び返済計画

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了して開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、そのかなりの部分を国際金融機関から、残りを国内金融機関から借入れることとし、以下の条件のもとに本計画実現のための適切な資金調達、返済計画を検討した。

- 金 利 : EGATと協議のうえ、外貨は8%、内貨は10%とした。
- 償還方法 : 外貨・内貨とも工事期間中据置。但しコミットメント・チャージは考慮しない。  
25年元本均等償還。
- 減価償却 : 耐用年数を25年とし、定額償却法を用い残存価格はゼロとする。

上記の条件にもとづき、資金返済計画、損益計算書、キャッシュフローを作成した。(Table 13-7)

これにより、本計画を財務的に成立させるためには、環境対策費に見合ったある程度の売電単価の値上げが必要であることがわかる。

Table 13-6 Financial Evaluation

N.P.V. (DCR=10%)

(Unit: Million Baht)

	C o s t			B e n e f i t			
	Investment	O & M	Fuel Cost	Limestone	Total	B - C	B - C
1	40.00				40.00	-40.00	0.00
2	720.00				720.00	-720.00	0.00
3	3463.00				3463.00	-3463.00	0.00
4	1218.00				1218.00	-1218.00	0.00
5	833.34	64.68	483.33	48.11	1087.11	-223.77	536.06
6	1151.12	86.24	644.44	64.14	794.82	356.30	649.78
7	1151.12	98.31	644.44	64.14	806.89	344.23	590.70
8	1151.12	110.96	644.44	64.14	819.54	331.58	537.00
9	1151.12	123.03	644.44	64.14	831.61	319.51	488.19
10	1151.12	135.68	644.44	64.14	844.26	306.86	443.81
11	1151.12	147.75	644.44	64.14	856.33	294.79	403.46
12	1151.12	160.40	644.44	64.14	868.98	282.14	366.78
13	1151.12	172.47	644.44	64.14	881.05	270.07	333.44
14	1151.12	184.54	644.44	64.14	893.12	257.99	303.12
15	1151.12	197.19	644.44	64.14	905.77	245.35	275.57
16	1151.12	209.26	644.44	64.14	917.84	233.27	250.52
17	1151.12	221.91	644.44	64.14	930.49	220.63	227.74
18	1151.12	233.98	644.44	64.14	942.56	208.55	207.04
19	1151.12	246.63	644.44	64.14	955.21	195.90	188.22
20	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	171.11
21	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	155.55
22	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	141.41
23	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	128.55
24	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	116.87
25	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	106.24
26	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	96.58
27	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	87.80
28	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	79.82
29	1151.12	258.71	644.44	64.14	967.29	183.83	72.57
30	287.78	64.68	161.11	16.04	241.82	45.96	16.49
Total	28777.91	5932.00	5044.75	16111.00	1603.50	28691.25	6974.43
		5749.00					-2668.40

Net Annual Production Energy . Sending End

951336

150 x 0.8 x 24 x 365 x (1-0.095) =

Tariff

1.21(Baht/KWh)

Benefit

951.336 x 1.21 = 1151.1165 Million Baht

FIRR 0.0011863

Table 13-7 (1) Fund Requirement and Repayment Schedule

(Unit: Million Baht)

No.	CONSTRUCTION COST		Foreign Currency			Domestic Currency			Balance	
	Foreign	Domestic	Total	Interest#1	Principal	Total	Interest#2	Principal		Total
1	0	40	40	(0)						
2	447	273	720	(18)						270
3	2,160	1,303	3,463	(122)						352
4	497	721	1,218	(228)						342
5	257	234	491	(55)						332
6				202	101	302	3,361	193	77	270
7				261	134	395	3,126	249	103	352
8				250	134	384	2,991	239	103	342
9				239	134	374	2,857	229	103	332
10				229	134	363	2,722	219	103	321
11				218	134	352	2,588	208	103	311
12				207	134	341	2,454	198	103	301
13				196	134	331	2,319	188	103	291
14				186	134	320	2,185	177	103	280
15				175	134	309	2,050	167	103	270
16				164	134	298	1,916	157	103	260
17				153	134	288	1,781	147	103	249
18				143	134	277	1,647	136	103	239
19				132	134	266	1,512	126	103	229
20				121	134	255	1,378	116	103	219
21				110	134	245	1,244	105	103	208
22				99	134	234	1,109	95	103	198
23				89	134	223	975	85	103	188
24				78	134	212	840	75	103	177
25				67	134	202	706	64	103	167
26				56	134	191	571	54	103	157
27				46	134	180	437	44	103	147
28				35	134	169	302	33	103	136
29				24	134	159	168	23	103	126
30				13	134	148	34	13	103	116
				3	34	36	-0	3	26	28
Total	3,361	2,571	5,932	3,919	3,361	6,554	3,699	2,494	5,643	

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

Interest#1 8 % for foreign currency

Interest#2 10 % for local currency

Only 3 month I.D.C. is considered for the 5th year.

Table 18-7 (2) Profit and Loss Statement

No.	(Unit:Million Baht)									
	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses		Total (D)	Net Income (E)=C-D	
		OM. Fuel. L. Stone	Depreciation			F. C.	D. C.			
1						0	2	2		
2						18	18	36		
3						122	96	219		
4						228	198	426		
5						55	43	98		
6	863	569	201	771	93	202	193	294	-302	
7	1.151	759	268	1.027	124	261	249	510	-386	
8	1.151	772	268	1.040	111	250	239	489	-378	
9	1.151	785	268	1.054	98	239	229	468	-371	
10	1.151	798	268	1.066	85	229	219	447	-362	
11	1.151	811	268	1.080	71	218	208	426	-355	
12	1.151	824	268	1.093	58	207	198	405	-347	
13	1.151	838	268	1.106	45	196	188	384	-339	
14	1.151	850	268	1.119	32	186	177	363	-331	
15	1.151	863	268	1.132	19	175	167	342	-323	
16	1.151	877	268	1.145	6	164	157	321	-315	
17	1.151	890	268	1.158	-7	153	147	300	-307	
18	1.151	903	268	1.172	-20	143	136	279	-299	
19	1.151	916	268	1.184	-33	132	126	258	-291	
20	1.151	929	268	1.198	-47	121	116	237	-283	
21	1.151	942	268	1.211	-60	110	105	216	-275	
22	1.151	942	268	1.211	-60	99	95	195	-254	
23	1.151	942	268	1.211	-60	89	85	174	-233	
24	1.151	942	268	1.211	-60	78	75	153	-212	
25	1.151	942	268	1.211	-60	67	64	131	-191	
26	1.151	942	268	1.211	-60	56	54	110	-170	
27	1.151	942	268	1.211	-60	46	44	89	-149	
28	1.151	942	268	1.211	-60	35	33	68	-128	
29	1.151	942	268	1.211	-60	24	23	47	-107	
30	1.151	942	268	1.211	-60	13	13	26	-86	
31	288	236	67	303	-15	3	3	5	-20	
Total	28.778	22.043	6.712	28.755	23	3.919	3.699	7.618	-6.815	

Table 13-7 (3) Cash Flow Sheet

(Unit: Million Baht)

No.	Cash		Flow		Total	Construction cost	Cash Outflow			Total	Yearly Balance	Accumulation
	Fund Requirement	Net Income	Depreciation	Flow			Principal Repayment	F.C.	D.C.			
1	40	0	0	40	40	40	0	0	0	2	42	-2
2	720	0	0	720	720	720	0	0	0	36	756	-36
3	3,463	0	0	3,463	3,463	3,463	0	0	0	219	3,682	-219
4	1,218	0	0	1,218	1,218	1,218	0	0	0	426	1,644	-426
5	491	0	0	491	491	491	0	0	0	98	589	-98
6	0	-302	201	-100	-100	0	101	77	176	0	178	-278
7	0	-386	268	-118	-118	0	134	103	237	0	237	-355
8	0	-378	268	-110	-110	0	134	103	237	0	237	-347
9	0	-371	268	-102	-102	0	134	103	237	0	237	-339
10	0	-362	268	-94	-94	0	134	103	237	0	237	-331
11	0	-355	268	-86	-86	0	134	103	237	0	237	-324
12	0	-347	268	-78	-78	0	134	103	237	0	237	-315
13	0	-339	268	-70	-70	0	134	103	237	0	237	-308
14	0	-331	268	-62	-62	0	134	103	237	0	237	-300
15	0	-323	268	-54	-54	0	134	103	237	0	237	-291
16	0	-315	268	-47	-47	0	134	103	237	0	237	-284
17	0	-307	268	-38	-38	0	134	103	237	0	237	-276
18	0	-299	268	-31	-31	0	134	103	237	0	237	-268
19	0	-291	268	-23	-23	0	134	103	237	0	237	-260
20	0	-283	268	-15	-15	0	134	103	237	0	237	-252
21	0	-275	268	-7	-7	0	134	103	237	0	237	-244
22	0	-254	268	14	14	0	134	103	237	0	237	-223
23	0	-233	268	35	35	0	134	103	237	0	237	-202
24	0	-212	268	56	56	0	134	103	237	0	237	-181
25	0	-191	268	77	77	0	134	103	237	0	237	-160
26	0	-170	268	98	98	0	134	103	237	0	237	-139
27	0	-149	268	119	119	0	134	103	237	0	237	-118
28	0	-128	268	140	140	0	134	103	237	0	237	-97
29	0	-107	268	161	161	0	134	103	237	0	237	-76
30	0	-86	268	183	183	0	134	103	237	0	237	-55
31	0	-20	67	47	47	0	34	26	59	0	59	-12
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	5,932	-6,815	6,712	5,829	5,932	5,932	3,361	2,571	5,932	780	12,644	-6,815

### 13.3 総合評価

#### 13.3.1 発電原価

今般の経済評価及び財務評価にあたっては、EGAT側との協議により本計画、代替計画双方の発電原価を計算し、その比較を行った。用いる建設費は、財務評価で用いたものと同じものとし、本計画プロジェクトライフ間の総費用及び総発生電力量を、割引率10%で現在価値換算した上で、費用を電力量で割って単価を算出した。

計算結果を Table 13-8 に示す。これによれば、本計画は 1.67 Baht/kWh、微粉炭火力は 1.83 Baht/kWh、重油火力は、1.61 Baht/kWh となり、微粉炭との比較においては本計画の方が原価上有利であるということがわかる。

#### 13.3.2 本計画の間接的効果及び総合評価

以上の経済、財務評価の結果に加え、本計画の実施に伴い派生する間接的効果及び実施に伴うメリットもいくつか挙げられる。ただし、これらは数量化が困難なため、上記解析では考慮されていない。即ち、

##### (1) 石油代替のため新エネルギー源の開発促進に役立つ。

そもそも本計画は、「国産エネルギー源の有効活用による外貨の節約」というタイ王国政府の国策に沿って発案されたものである。

タイでは、近年の急速な電力需要の増加に対処するため、上記国策に沿って国内の褐炭（リグナイト）を利用した火力発電所の建設に力を入れているが、リグナイトは硫黄分が高いため、環境対策上、有効な脱硫対策が必要となっている。この対策として流動床ボイラーが、「幅広い炭種に対応できる。また、石炭中の硫黄分を炉内で石灰石と反応させることで、SOx発生を抑制できる他、低温燃焼のためNOxの発生を抑制でき、脱硫、脱硝装置を別に設置する必要がない。」との理由により、最も有効であるとして、タイ王国政府は日本政府に対し要請を行い、今回のフィージビリティ調査となったものである。

##### (2) タイ王国はもとより、東南アジアで最初の流動床火力発電所となるため、本計画の建設・運転・保守を通じて流動床火力発電技術の習得が行われ、東南アジアの国々に対して技術の普及・伝播が可能となる。

1	Production Cost		Lignite Fired Plant + De-Sox		Generation		Investment		Fuel Cost Limestone Total		Generation		N.P.V. (DCR=10%)	
	Investment	Sin Run ESC Project	Investment	Fuel Cost	Generation	Investment	Fuel Cost	Generation	Investment	Fuel Cost	Generation	Investment	Fuel Cost	Benefit
1	40.00	40.00	40.00	40.00	713302	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	36.36	36.36
2	720.00	720.00	720.00	720.00	951336	822.00	822.00	822.00	822.00	822.00	822.00	822.00	595.94	595.94
3	3463.00	3463.00	3463.00	3463.00	951336	4015.00	4015.00	4015.00	4015.00	4015.00	4015.00	4015.00	2601.80	2601.80
4	1218.00	1218.00	1218.00	1218.00	951336	1483.00	1483.00	1483.00	1483.00	1483.00	1483.00	1483.00	831.91	831.91
5	491.00	483.33	483.33	483.33	951336	601.00	601.00	601.00	601.00	601.00	601.00	601.00	675.01	675.01
6		86.24	86.24	86.24	951336								443.65	443.65
7		98.31	98.31	98.31	951336								414.06	414.06
8		110.96	110.96	110.96	951336								332.32	332.32
9		125.68	125.68	125.68	951336								332.32	332.32
10		147.75	147.75	147.75	951336								325.50	325.50
11		160.40	160.40	160.40	951336								300.14	300.14
12		172.47	172.47	172.47	951336								278.88	278.88
13		184.54	184.54	184.54	951336								255.21	255.21
14		197.19	197.19	197.19	951336								235.19	235.19
15		209.26	209.26	209.26	951336								216.83	216.83
16		221.91	221.91	221.91	951336								199.75	199.75
17		233.98	233.98	233.98	951336								184.09	184.09
18		246.63	246.63	246.63	951336								169.53	169.53
19		258.71	258.71	258.71	951336								156.18	156.18
20		258.71	258.71	258.71	951336								143.78	143.78
21		258.71	258.71	258.71	951336								130.71	130.71
22		258.71	258.71	258.71	951336								118.83	118.83
23		258.71	258.71	258.71	951336								108.02	108.02
24		258.71	258.71	258.71	951336								98.20	98.20
25		258.71	258.71	258.71	951336								89.28	89.28
26		258.71	258.71	258.71	951336								81.16	81.16
27		258.71	258.71	258.71	951336								73.78	73.78
28		258.71	258.71	258.71	951336								67.07	67.07
29		258.71	258.71	258.71	951336								60.98	60.98
30		54.68	54.68	54.68	237834								13.86	13.86
Total	5932.00	5044.75	5044.75	5044.75	28591.25	23783400.00	6961.00	5924.00	15956.75	1581.75	30463.50	23783400.00	1772.25	9642.83
	5749				6751								886.11	886.11
													1.092	1.092

Generation: Net Annual Production, Sending End 9642.8254 5753990.017  
 $150 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times (1-0.095) = 951336$   
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation 5763390.0  
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost 9642.8254  
 Production Cost (Bhatt/Kwh) 1.573427

Generation: Net Annual Production, Sending End 10528.985  
 $150 \times 0.818 \times 24 \times 365 \times (1-0.115) = 951336$   
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation 5763390.0  
 N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost 10528.985  
 Production Cost (Bhatt/Kwh) 1.8286747