

ポーランド共和国

コジェニツェ発電所排煙脱硫対策調査

最終報告書

要約

91・12

国際協力

923
618
MPN

ポーランド共和国

コジェニツェ発電所排煙脱硫対策調査

最終報告書

要約

1991年12月

国際協力事業団

鉅計資

C・R (5)

91-172

ポーランド共和国

コジェニツェ発電所排煙脱硫対策調査

最終報告書

要 約

JICA LIBRARY



1095715(7)

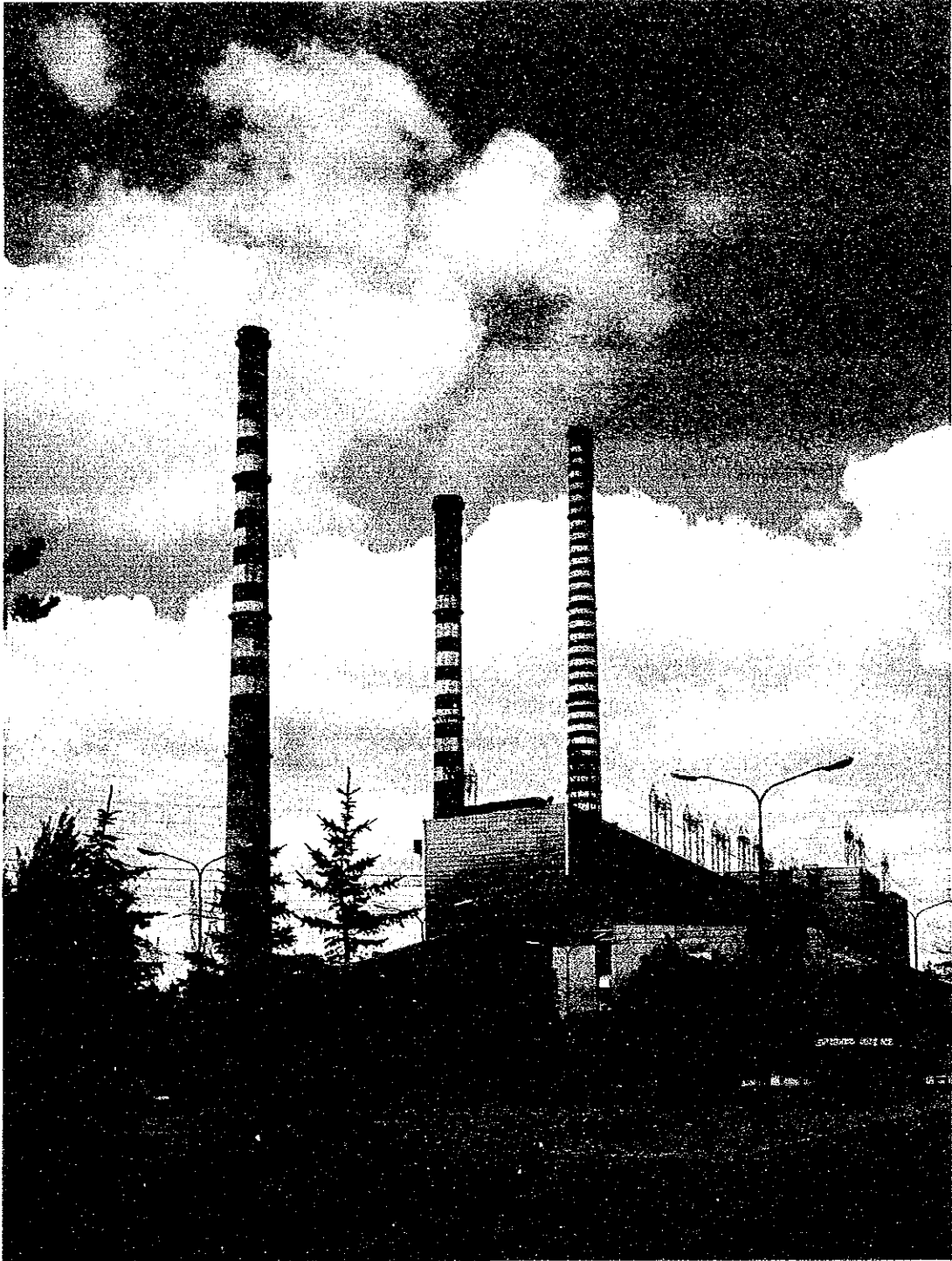
27268

1991年12月

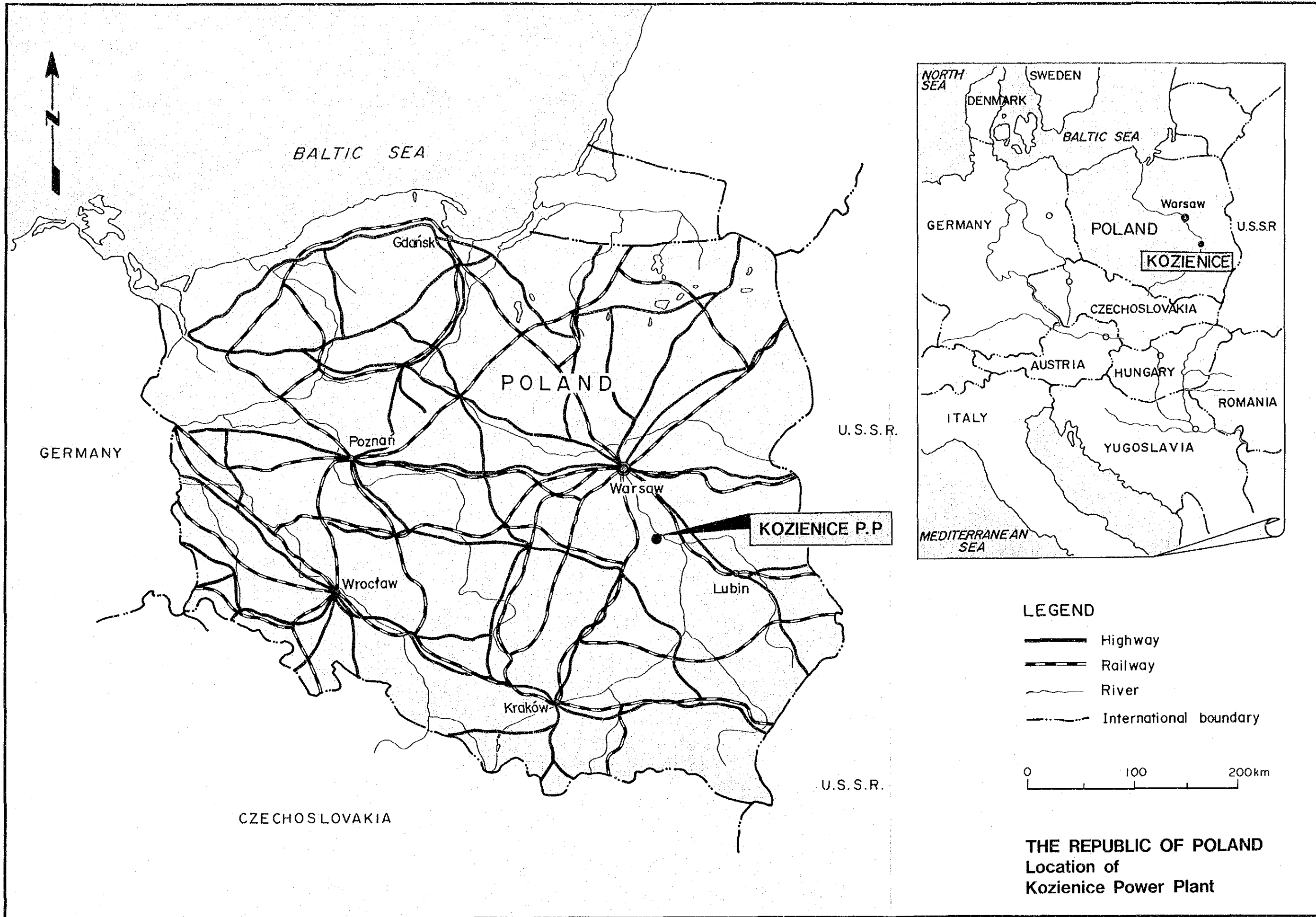
国際協力事業団

国際協力事業団

23268



THE KOZIENICE POWER PLANT



BALTIC SEA

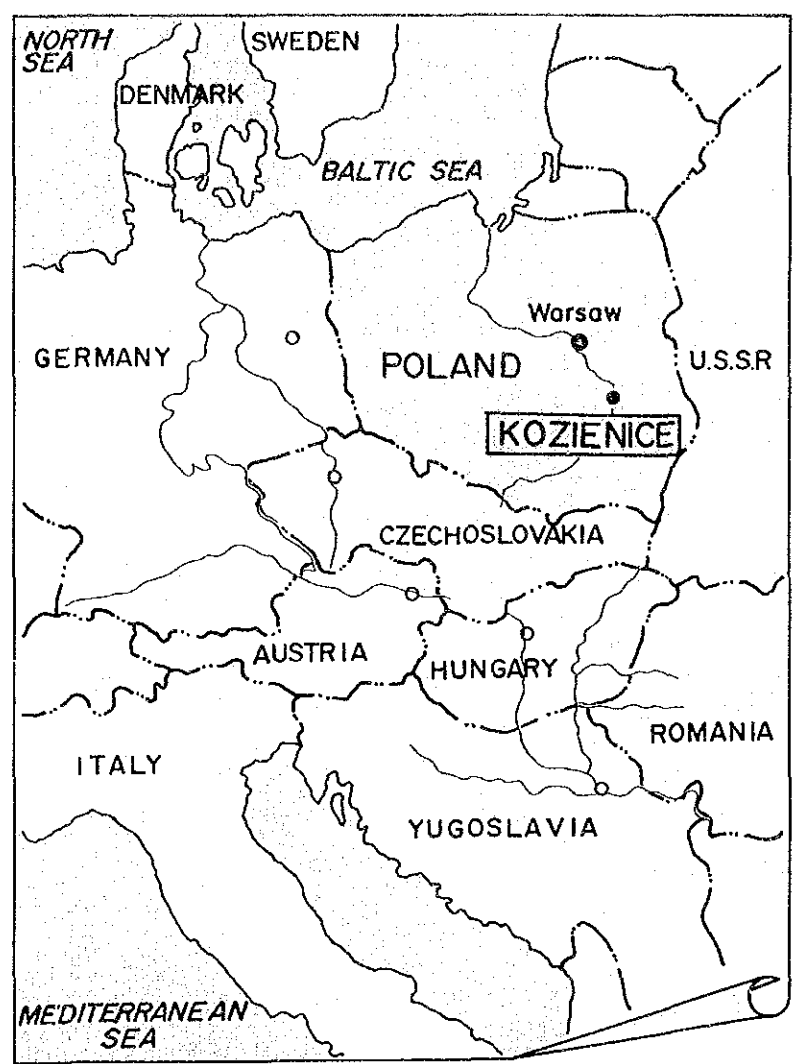
POLAND

GERMANY

U.S.S.R.

CZECHOSLOVAKIA

U.S.S.R.



Gdańsk

Poznań

Warsaw

KOZIENICE P.P.

Wrocław

Lubin

Kraków

NORTH SEA

SWEDEN

DENMARK

BALTIC SEA

GERMANY

POLAND

U.S.S.R.

Warsaw

KOZIENICE

CZECHOSLOVAKIA

AUSTRIA

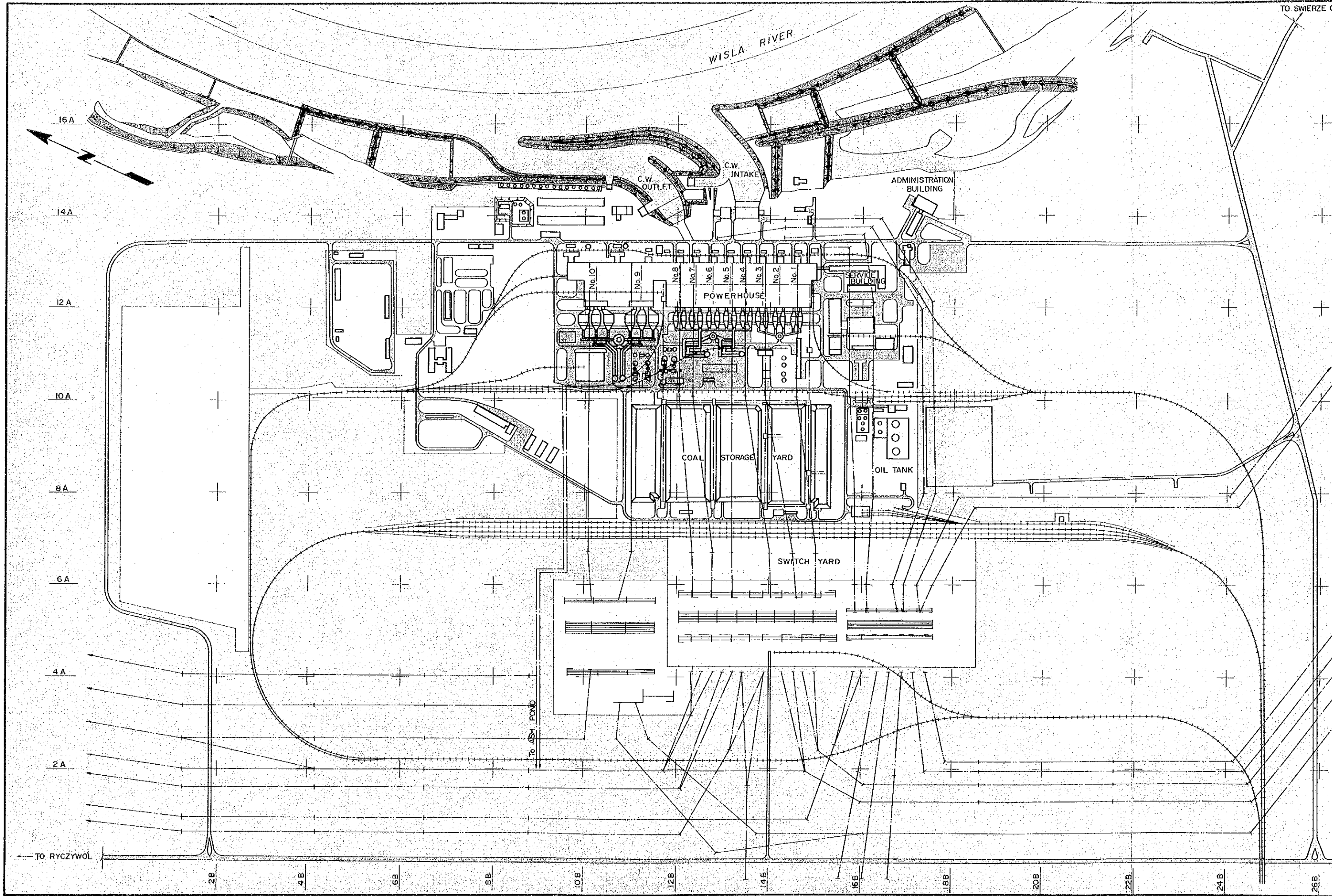
HUNGARY

ROMANIA

ITALY

YUGOSLAVIA

MEDITERRANEAN SEA



WISLA RIVER

C.W. OUTLET

C.W. INTAKE

ADMINISTRATION BUILDING

POWERHOUSE

SERVICE BUILDING

COAL STORAGE YARD

OIL TANK

SWITCH YARD

TO ASH POND

16A

14A

12A

10A

8A

6A

4A

2A

2B

4B

6B

8B

10B

12B

14B

16B

18B

20B

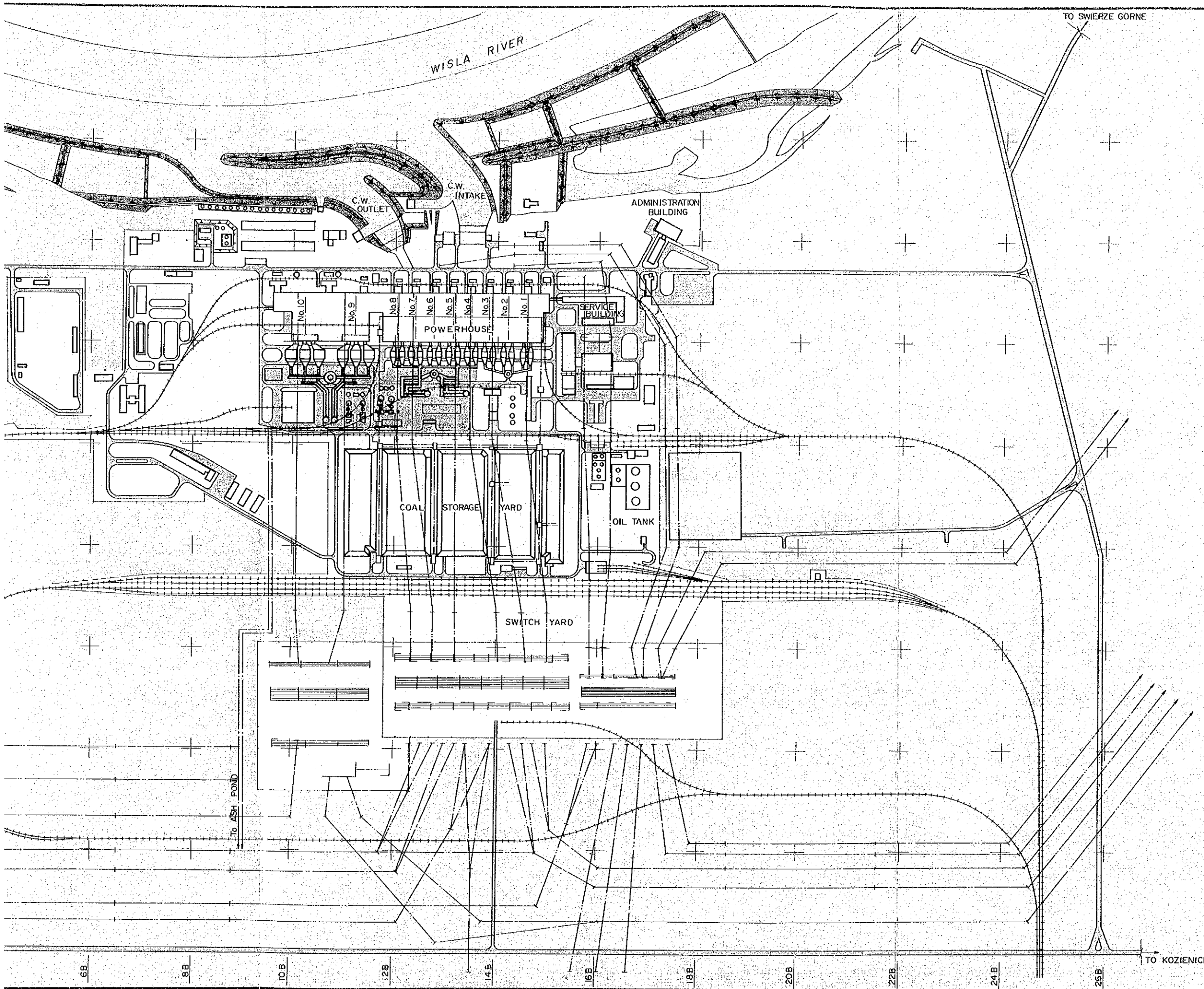
22B

24B

26B

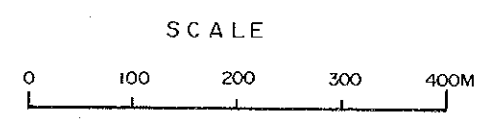
TO RYCZYWOL

TO SWIERZE G



LEGEND

- ++++ RAILWAY
- ROAD
- BELT CONVEYER LINE
- TRANSMISSION LINE
- BOUNDARY FENCE
- AREA FOR FGD INSTALLATION

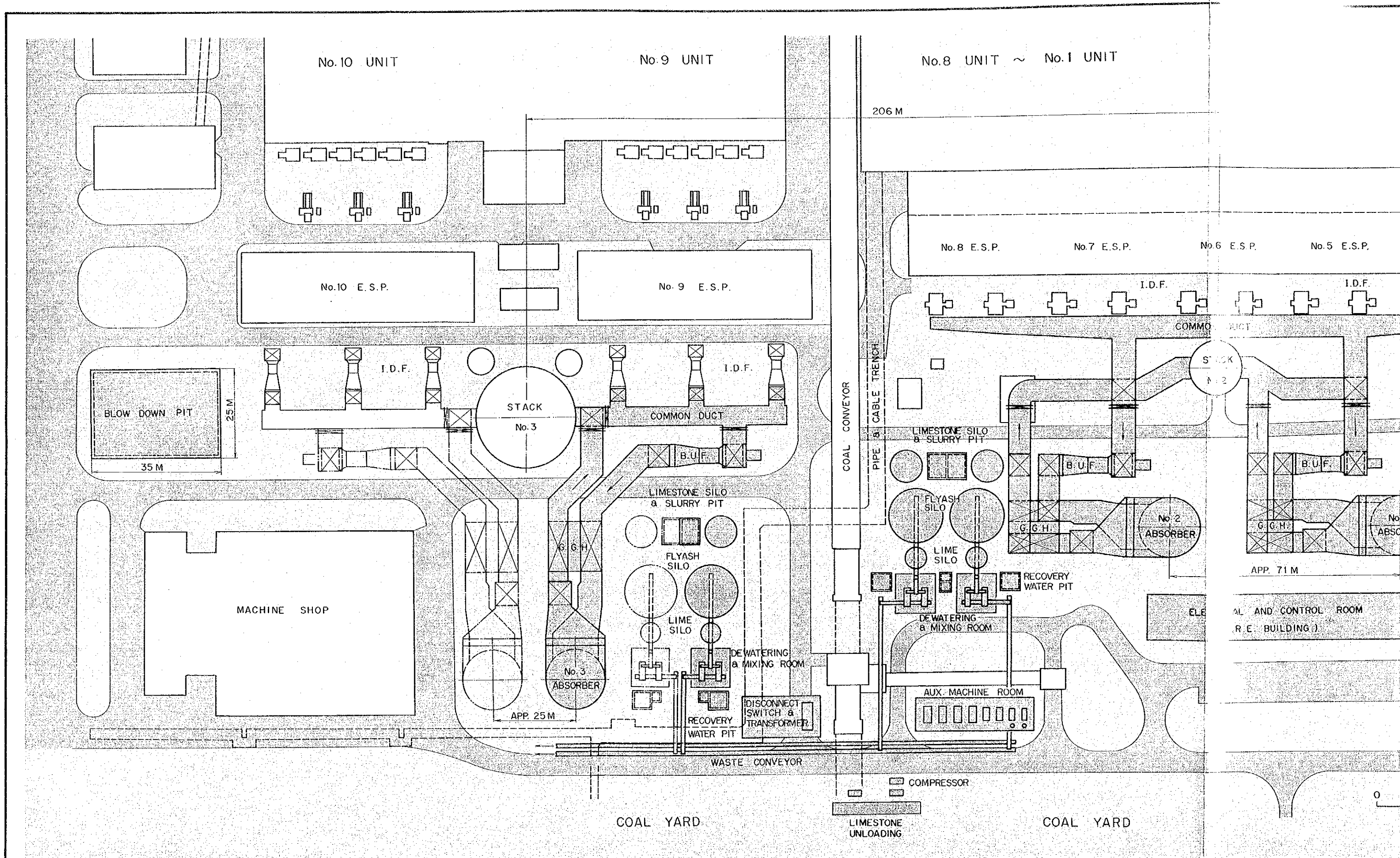


**GENERAL LAYOUT
OF
KOZIENICE POWER PLANT**

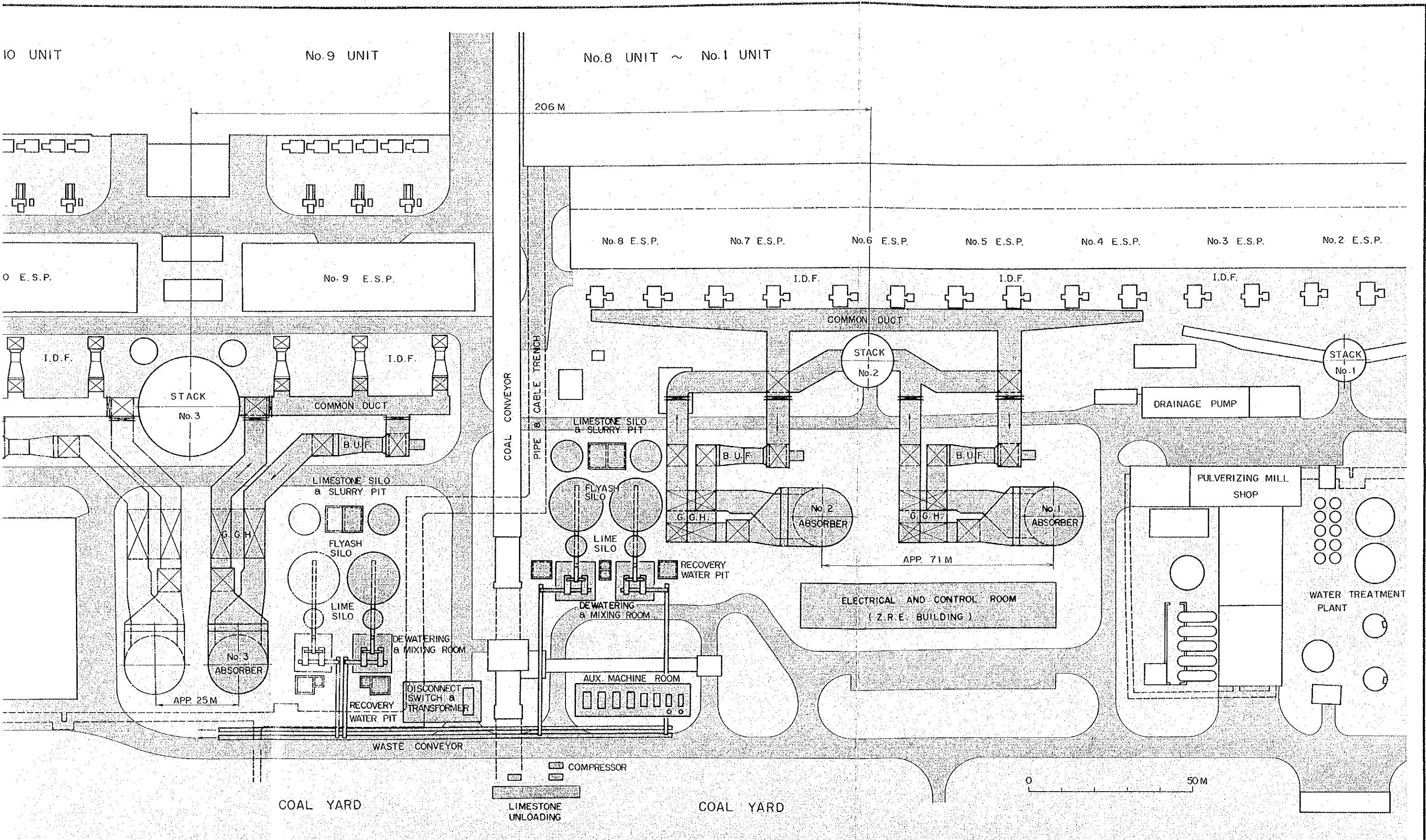
6B 8B 10B 12B 14B 16B 18B 20B 22B 24B 26B

TO SWIERZE GORNE

TO KOZIENICE



GENERAL LAYOUT



GENERAL LAYOUT OF THREE (3) 500 MW FGD UNITS

目 次

概 要	1
第1章 社会・経済的背景	3
第2章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件	7
第3章 最適排煙脱硫装置の選定	8
第4章 環境影響評価	33
第5章 排煙脱硫装置概念設計	35
第6章 排煙脱硫装置施行計画	54
第7章 建設費及び運転経費	58
第8章 運転方法及び保守要領	60
第9章 社会・経済的影響評価	65
勧 告	72

概 要

ポーランド共和国コジェニツェ発電所排煙脱硫対策調査に係る業務として下記項目を行った。

1st Stage

- (1) 調査に関連するデータの収集と解析
- (2) 発電所から排出する硫黄酸化物排出量の設定及び硫黄酸化物排出量設定後の環境予測評価
- (3) 最適排煙脱硫方式並びに処理装置選定のための技術評価及び経済比較

2nd Stage

- (1) 調査に係わる補足現地調査
- (2) 排煙脱硫装置の概念設計
- (3) プロジェクト全体施工計画の作成

3rd Stage

- (1) 排煙脱硫装置導入による電気料金への影響評価
- (2) 経済評価
- (3) 排煙脱硫装置導入による社会、経済的な影響評価

コジェニツェ発電所は1997年末までに硫黄酸化物排出量を現状の最大排出量26,648kg/hから7,995kg/hに削減するとの協定をラドム県と締結したが、このためには、総出力2,600MWの発電設備のうち1,500MW相当の発電設備からの排煙に対して脱硫効率で89%を達成し、500MW容量に相当する湿式石灰石石膏法排煙脱硫装置3基の設置が最適であるとの結論に達した。

又、排煙脱硫装置を設置する発電プラントについては、No.2の煙突につながっている発電出力200MWの4号機から8号機の合計1,000MWに上記の効率・容量の排煙脱硫装置2基、No.3煙突につながっている発電出力500MWの9号機に同1基設置するのが最適との検討結果を得た。

上記最適排煙脱硫方式と発電プラントの組合せの検討結果に基づき2nd Stageでは補足現地調査を実施し、必要データと情報収集の補強を行い排煙脱硫装置の概念設計を行った。又、2nd Stageではプロジェクト全体施行計画の検討もを行い、1997年末までに排煙脱硫装置の営業運転を開始するためには、1994年5月頃に機器の発注を行い、1995年5月

頃から機器の据付を開始する必要があるとの検討結果を得た。

又これに必要な建設費は1991年3月1日ベースで 185,404,000U\$ と見積もられた。これをkW当りの単価に直すと 123.6U\$/kW となる。

上記排煙脱硫装置の設置後における発電所から排出する硫黄酸化物が環境に与える影響予測評価として拡散計算を行った結果、硫黄酸化物の最大着地濃度地点の硫黄酸化物濃度はコジェニツェ発電所周辺環境に適用される環境基準を十分下まわるとの結論に達した。

本計画の建設中利子を含めた所要経費から料金上の負担額を算出した結果、完成初年度で33~41ZL/kWhの負担増となる。

経済評価は、本計画と同等のSO₂ 削減効果を持つ天然ガスボイラーへの一部改造の経済費用を積算し、評価する代替設備アプローチ法を採用した。

これによると本計画は同等のSO₂ 削減効果を提供しうる天然ガスボイラーへの一部改造よりも、費用面でははるかに優位である。

ポーランド共和国の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は、次の通りとなる。

- ・投資増に基づく経済波及効果／雇用力の拡大
- ・電気料金への影響は吸収可能
- ・輸出波及効果

ポーランド共和国は既に十分な工業力を有している国であり、今回のプロジェクトにおいても国内での資材調達を積極的に拡大し、技術の吸収に努めることにより、その比較優位の労働力とあいまって、近隣諸国への輸出を展開することが可能である。

第1章 社会・経済的背景

ポーランド共和国は自由化、私企業化、対外開放を核とした改革と、G24 の合意に基づく西側諸国支援が継続されているが、物価上昇と賃上げの悪循環からくるインフレ進行と鉱工業生産の停滞で、依然経済状況は厳しい。

欧州最大の産炭国であるが、寒冷な気候とGNP原単位当たりのエネルギー消費量が西欧諸国の2倍というエネルギー利用効率の低さを含む多消費型の産業構造から、エネルギー需要を賄うには到らず、一次エネルギー輸入国となっている。

産業省は1990年8月、エネルギー需給の長期展望について、世銀、OECD-IEA、フランス政府の協力の下に策定された「1990年から2010年にかけてのエネルギー政策の方向性」に基づき、省エネの推進と環境保護との調和を考慮したエネルギー需給のあり方について、1) 電力化の推進、2) 石炭・褐炭依存度の低減、石油・天然ガスへのシフト、3) 2000年以降原子力導入というシナリオを提言している。

電気事業体制については、従来の政府直轄を見直し、電力ネットワーク会社を媒介とした完全市場原理に基づく発・配電部門の完全独立化に向け再編を進めているが、まだその途上にある。

コジェニツェ発電所はワルシャワの南75kmに位置し、国全体の発電設備のほぼ10%に当たる2600MWを有する大規模石炭火力発電所であり、従業員は3,400人、卸売電力料金をもって必要経費を賄う独立採算方式に基づいて経営されており、1990年の収入は約1兆ZL(150億円程度)、KWh当たりの電力料金単価は187ZL(2.55円)程度となっている。

Table 1-1 にコジェニツェ発電所の歴史、Table 1-2 にコジェニツェ発電所の設備概要を示す。

ポーランド共和国では環境保護強化を進めるべく、国全体での硫黄酸化物等の排出量の削減目標を達成すべく、硫黄酸化物等の排出基準を定めるほか、環境基準を定めており、コジェニツェ発電所もこれに対して対応が迫られている。

Table 1-3 に国全体での硫黄酸化物等の排出基準値(1990年制定)を示す。

Table 1-1 コジェニツツェ発電所の歴史

段 階	号機	出 力	着工年月日	運転開始年月日
I	1	200MW	1970. 3. 1	1972. 10. 18
	2	200MW		1973. 3. 10
	3	200MW		1973. 6. 20
	4	200MW		1973. 10. 8
	5	200MW		1973. 12. 10
	6	200MW		1974. 5. 28
II	7	200MW	1972. 8. 1	1974. 10. 18
	8	200MW		1974. 12. 24
III	9	500MW	1974. 7. 1	1978. 12. 4
	10	500MW		1979. 11. 30

Table 1-2 コージェネツェ発電所設備概要

項 目	設 備 概 要	
<p>1. 主要設備</p> <p>(1) 単機出力</p> <p>(2) ボイラ</p> <p style="padding-left: 20px;">型 式 最大蒸発量 燃焼方式 燃 料 ミル型式</p> <p>(3) タービン</p> <p style="padding-left: 20px;">型 式 回転数 主蒸気圧力 主蒸気温度 再熱蒸気温度</p> <p>(4) 発電機</p> <p style="padding-left: 20px;">容 量 電圧/周波数 冷却方式</p> <p>(5) 環境対策設備</p> <p>(6) 煙 突</p>	<p>1号機～8号機</p> <p>200MW</p> <p>ドラムタイプ自然循環式 650 T/H フロントファイリング方式 微粉炭（ハードコール） ボールミル</p> <p>串型、再熱再生復水式3車室 3,000 rpm 130 kg/cm²g 535℃ 535℃</p> <p>235.2MVA 15.75kV/50Hz 固定子：水、回転子：水素</p> <p>電気集じん器（低温式）</p> <p>1～3号機、4～8号機に 各1本 高 さ 200 m</p>	<p>9号機・10号機</p> <p>500MW</p> <p>ドラムタイプ強制循環式 1,650 T/H コナーファイリング方式 微粉炭（ハードコール） ローラミル</p> <p>串型、再熱再生復水式4車室 3,000 rpm 166 kg/cm²g 535℃ 535℃</p> <p>588MVA 20kV/50Hz 固定子：水、回転子：水素</p> <p>電気集じん器（低温式）</p> <p>9・10号機に1本 高 さ 300 m</p>
<p>2. 復水冷却水</p>	<p>発電所北を流れるヴィスワ川より取水。</p>	
<p>3. 貯 炭 場</p>	<p>屋外貯炭方式、全5パイルで各号機共用。 貯炭場へは鉄道にて輸送。</p>	
<p>4. 灰 捨 場</p>	<p>発電所より西約3Km地点にパイプラインにてスラリー輸送。</p>	

Table 1-3 Emission and Ambient Air Quality Standards in Poland

	Emission Standards (g/GJ) (Ministries of Environment, Natural Resources, and Forest)				Ambient Air Quality Standards ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) (Ministries of Environment, Natural Resources, and Forest)					
	Existing Plants		New Plants		General Area			Special Protected Area		
	1990 - 1997	1998 ~	1990 - 1997	1998 ~	30 Min. Value	24 Hrs. Value	Annual Ave.	30 Min. Value	24 Hrs. Value	Annual Ave.
SOx	1,240	870	870	200	600	200	32	250	75	11
(SO ₂)	1,540	1,070	1,070	200	440	150	32	150	75	11
NOx	330	170	170	170	500	150	50	150	50	30
(NO ₂)	225	150	150	150						
Dust	260	130	130	130	250	120	50	85	60	40
(SPM)	195	95	95	95						
Remarks	<ul style="list-style-type: none"> • Figures are classified into 13 categories according to kinds of fuel used and Firing method. • Figures of upper side are those for firing bituminous coal and of bottom side are those for lignite coal. 									

• In column for SOx, figures of upper side show values valid by the end of 1997, and bottom side show from 1998.

第2章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件

コジェニツェ発電所は、ヴィスワ川の左岸にあり、コジェニツェから北へ12km、ワルシャワの南75kmのところに位置し、両都市から発電所までの道路および鉄道は整備されている。

ポーランド共和国の気候は、欧州西部の海洋性気候と、東部の大陸性気候の影響を受け、一般に不安定で、夏期を除き寒冷である。又、降雨量は、年間約 500mm程度と少ない。

国土の90%が平坦地と言われるとおり、発電所周辺も広大な平坦地となっており、森林および農耕地が広がっている。

発電所周辺の地質は第四紀層の河川堆積物と、その下に分布する第三紀層からなっている。

第3章 最適排煙脱硫装置の選定

自然保護区などに隣接するコジェニッツェ発電所は特別地域として規制され、地方自治体であるラドム県と“上乘せ基準”の協議を行ってきた。この“上乘せ基準”は1997年12月31日までの基準と1998年1月1日以降の基準の2段階になっている。

協定書によれば1998年1月1日以降硫酸化物については排煙脱硫装置の設置を行い、排出量を現状の発電所からの最大排出量の30%に削減することになっているので、本レポートもこれに従った。またコジェニッツェ発電所に最適な排煙脱硫装置の選定は Fig. 3-1 に示すフローにより行った。

排煙脱硫方式の技術比較は、コジェニッツェ発電所に適用の可能性のあると思われる次の7つの方式を選定し、検討を行った。

<湿 式>

- ① 石灰石石膏法 — スプレー塔方式
- ② 石灰石石膏法 — ジェットバブリング方式

<半乾式>

- ③ スプレードライヤー方式

<乾 式>

- ④ 活性炭法
- ⑤ 石炭灰利用乾式脱硫法
- ⑥ 簡易脱硫法 — 吸収剤火焔吹込み法
- ⑦ 簡易脱硫法 — 吸収剤ダクト吹込み法

これら7つの排煙脱硫方式のプロセスフローを Fig. 3-2~8 に示す。

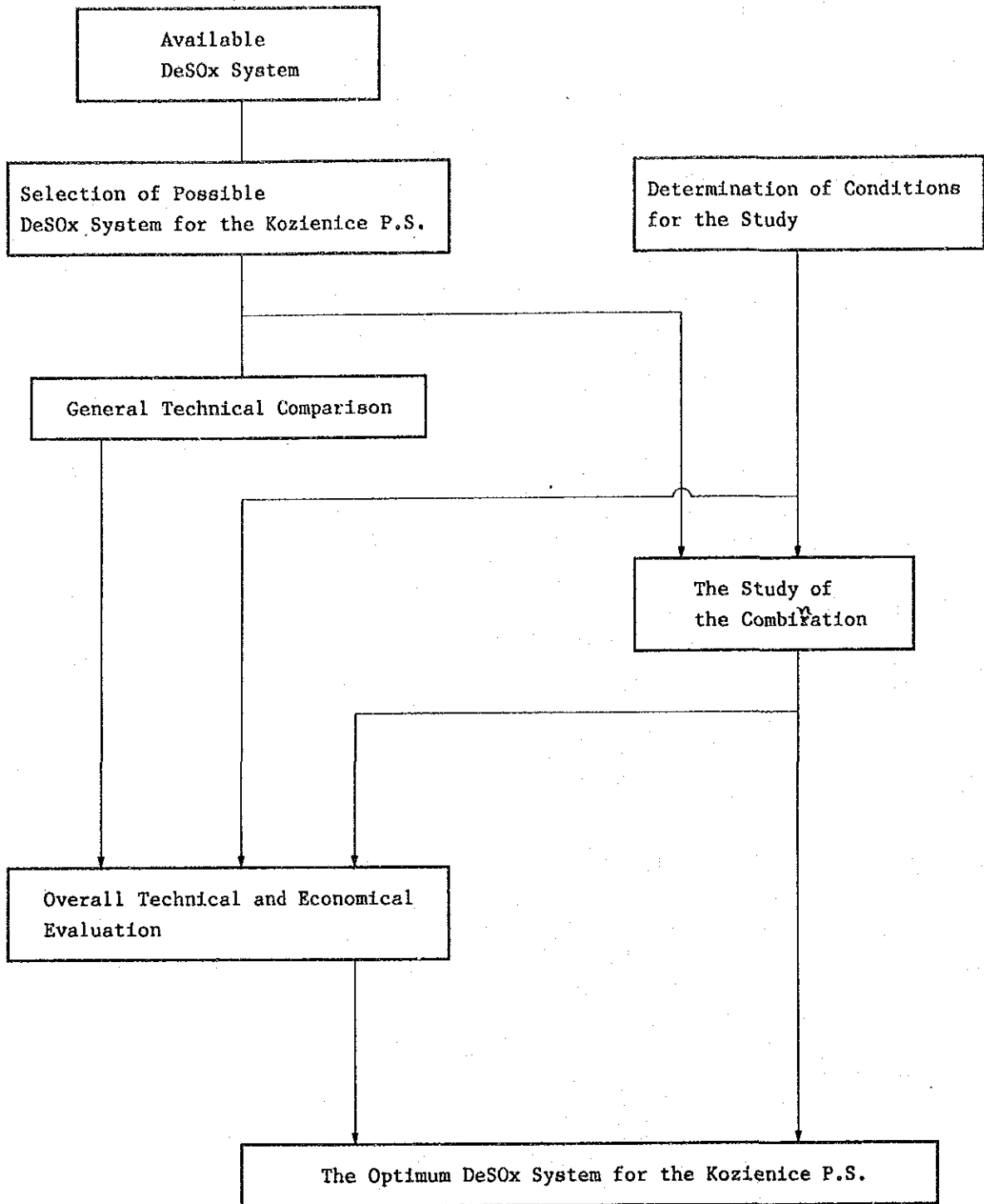


Fig. 3-1 Selection Flow of the Optimum DeSOx System

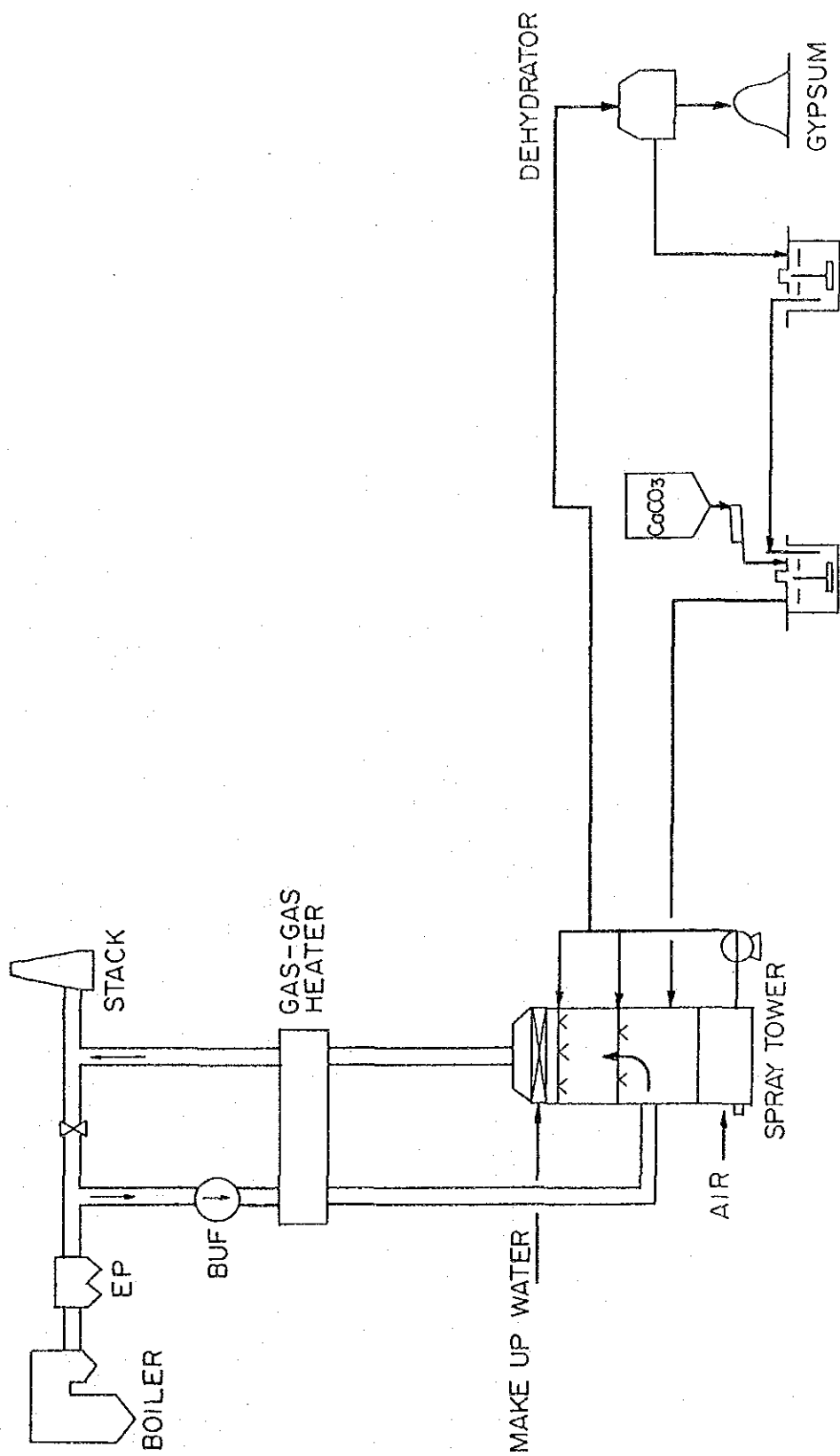


Fig. 3-2 PROCESS FLOW OF WET LIMESTONE - GYPSUM PROCESS
(SPRAY TOWER METHOD)

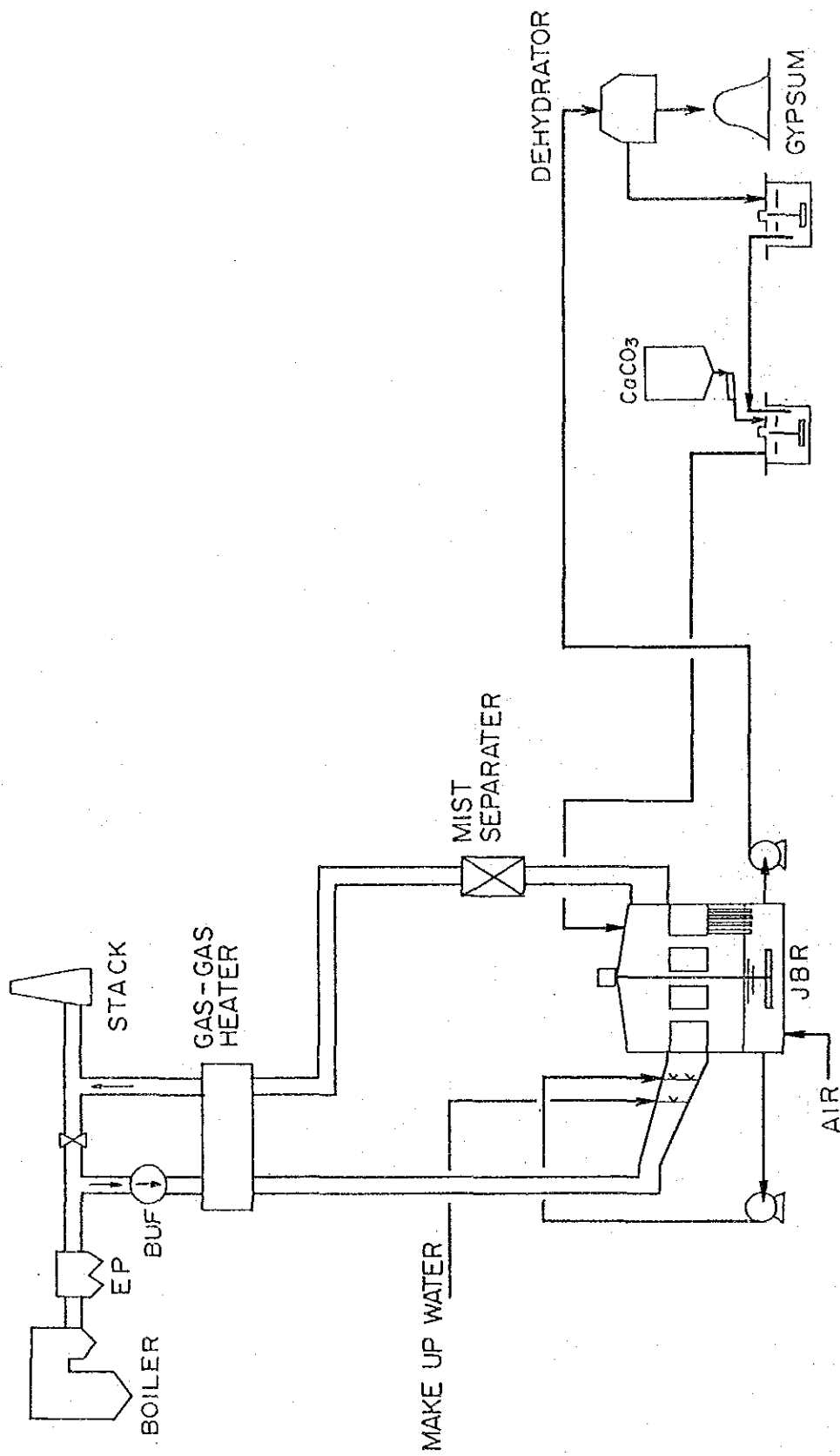


Fig. 3-3 PROCESS FLOW OF WET LIMESTONE - GYPSUM PROCESS
(JET-BUBBLING METHOD)

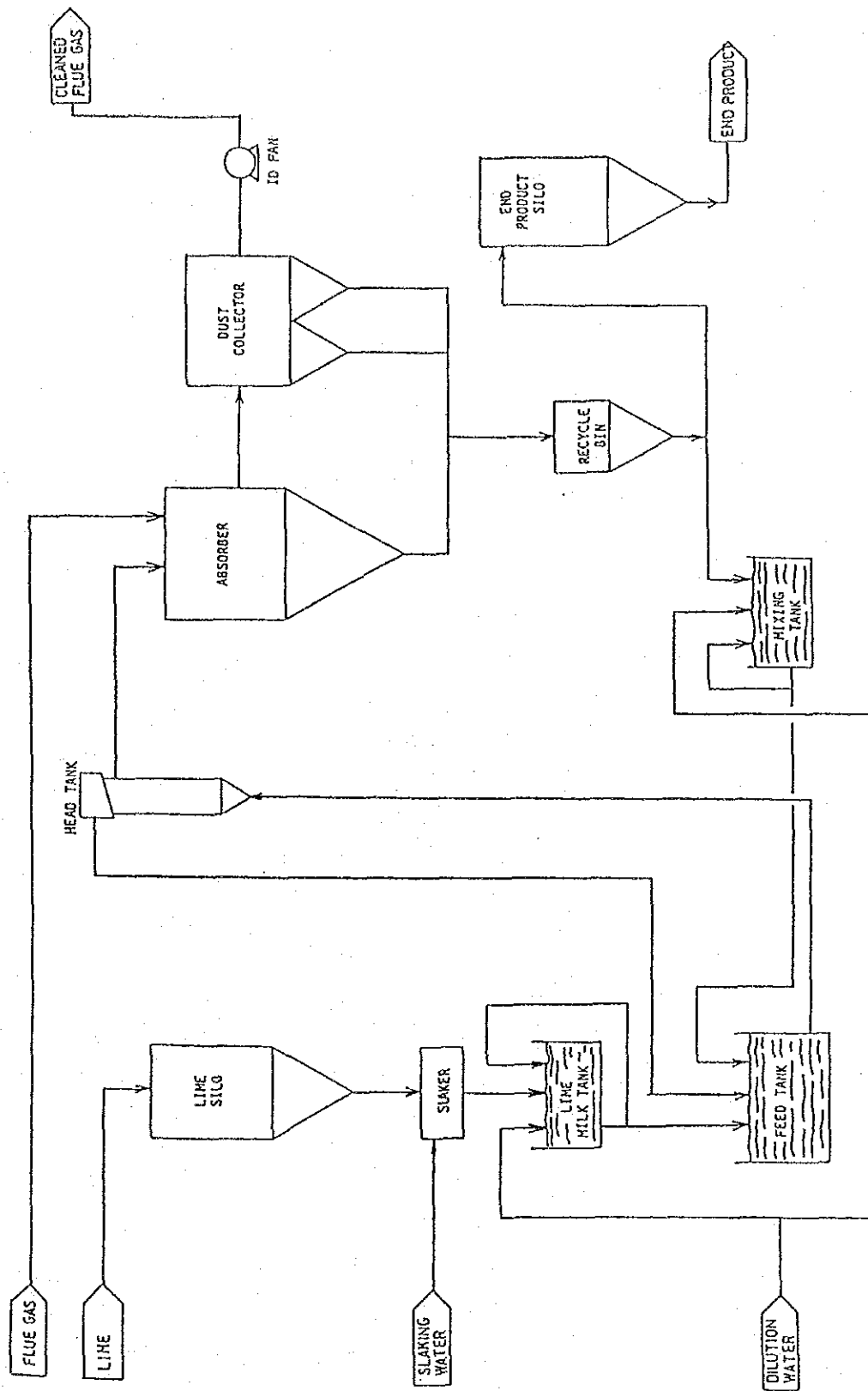


Fig. 3-4 Process Flow of Spray Dryer

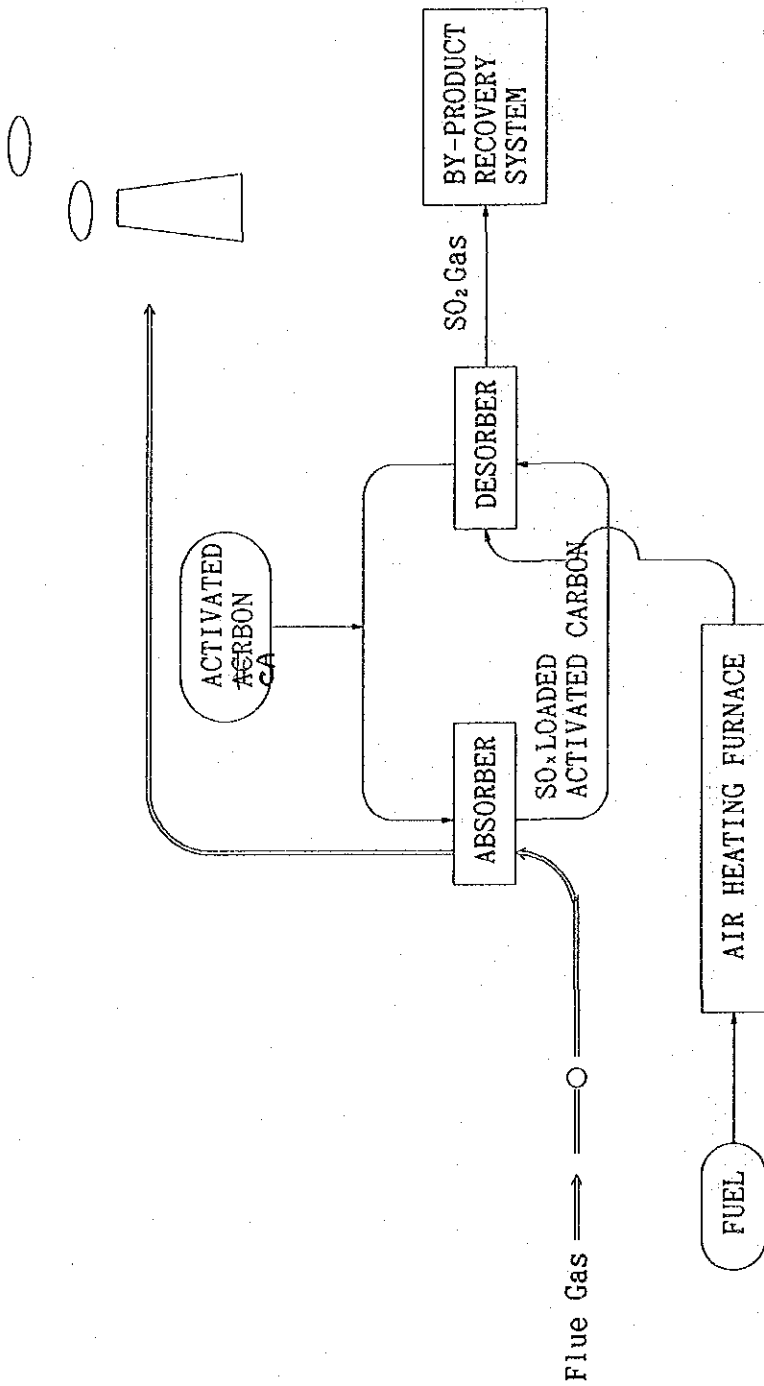


Fig. 3-5 Process Flow of Activated Carbon

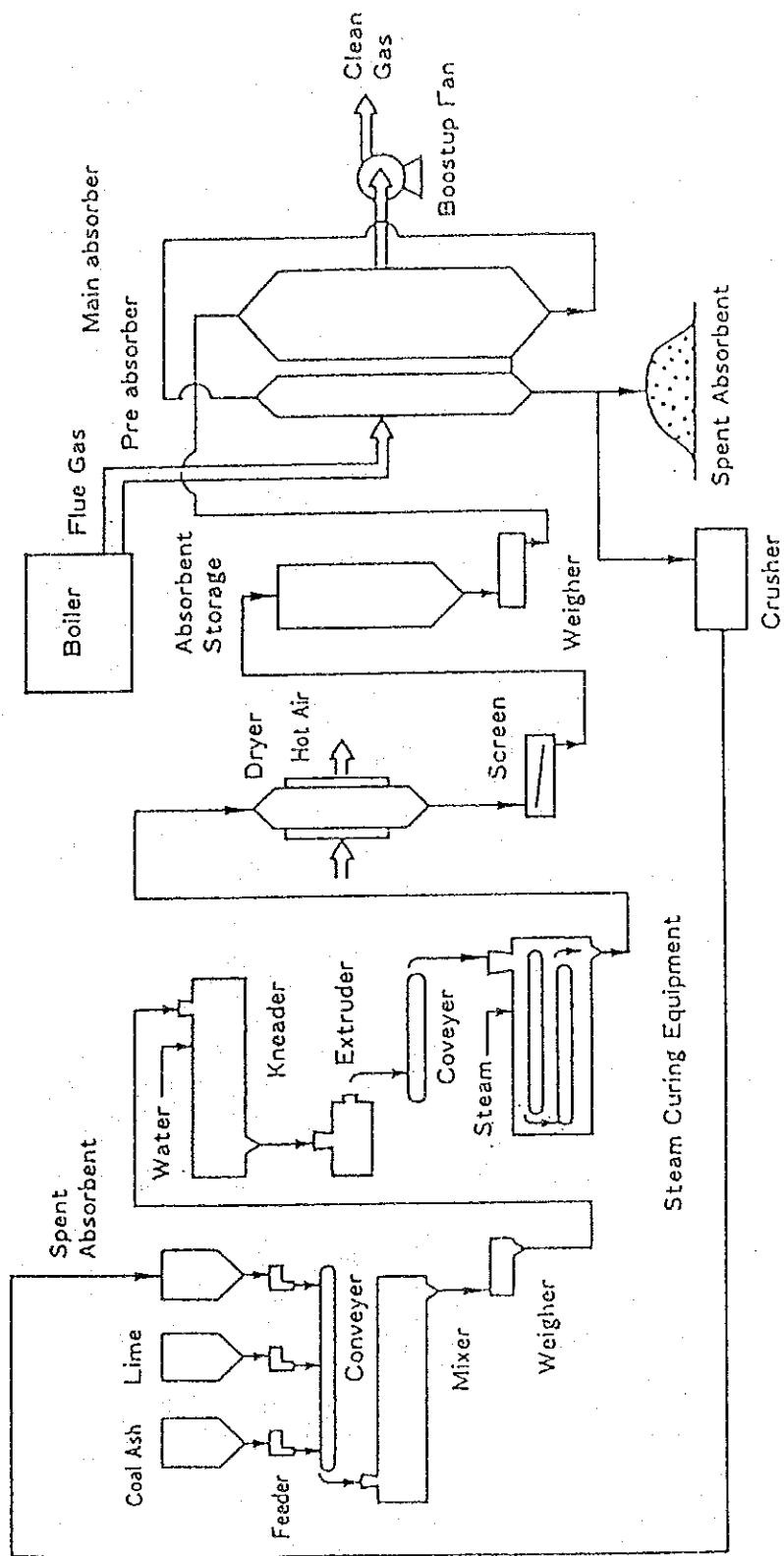


Fig. 3-6 PROCESS FLOW OF COAL ASH USING DRY FGD METHOD

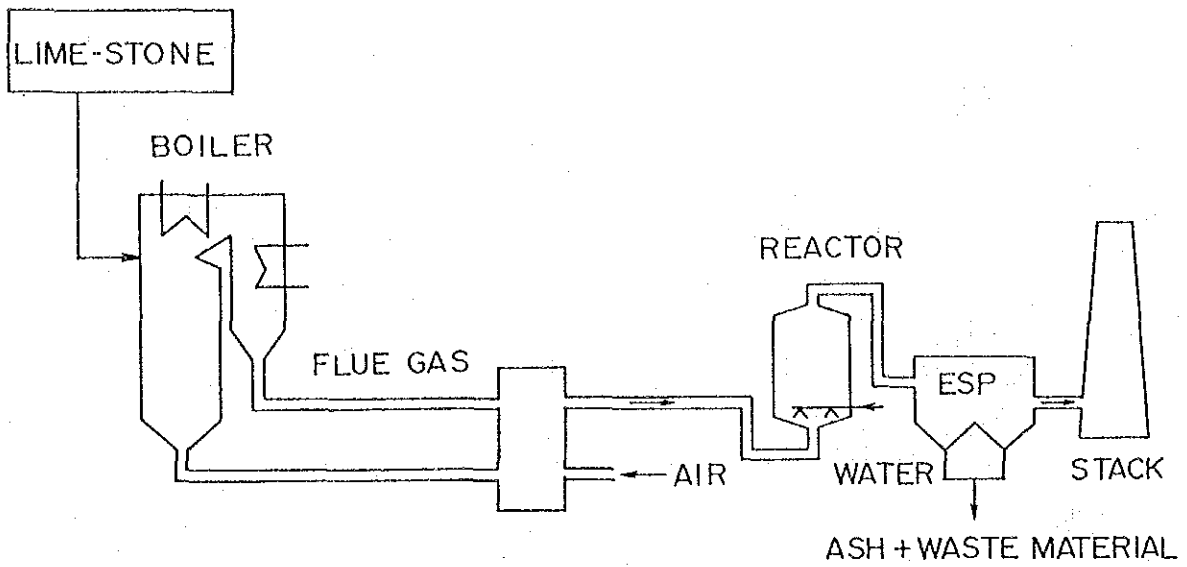


Fig. 3-7

PROCESS FLOW OF
Dry Absorbent Furnace Injection System

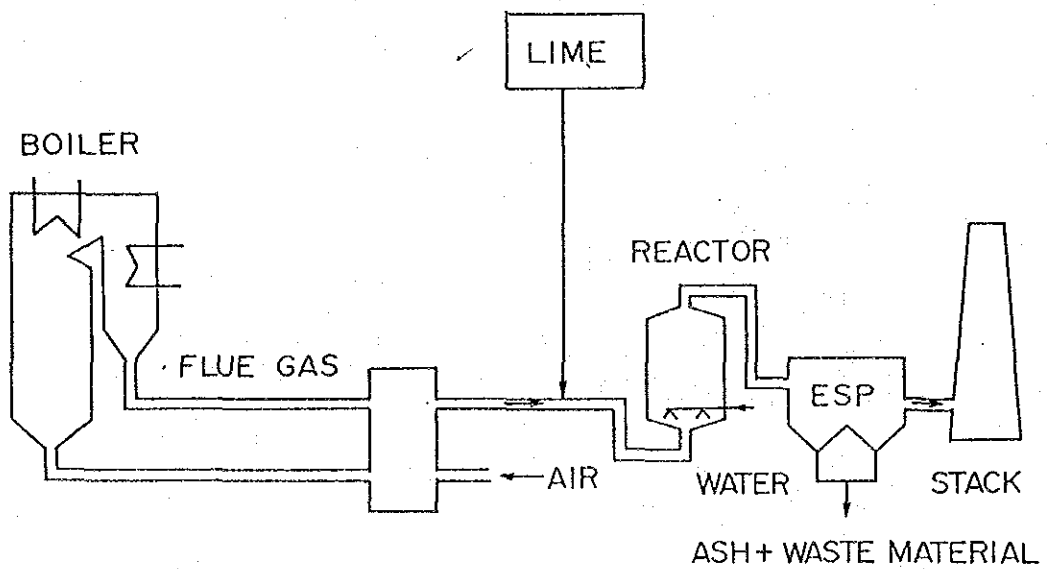


Fig. 3-8

PROCESS FLOW OF
Dry Absorbent Duct Injection System

最適排煙脱硫装置の選定の検討に必要な諸元は次の通りである。

(1) プラント利用率

200MW機 57% (定格負荷で年間 5,000時間運転相当)

500MW機 57% (" ")

(2) プラント効率

200MW機 36.7% (1990年のコージェネツツェ発電所の効率計算による)

500MW機 36.1% (" ")

(3) 最低連続運転負荷

200MW機 140MW

500MW機 250MW

(4) SO₂ 排出量と規制値

1998年1月1日以降は排煙脱硫装置の設置が義務付けられ、またSO₂の排出量規制は発電所全体で毎時7,955kg/h以下である。

各ボイラからのSO₂の排出量は次の値としてスタディを進める。

① 排煙脱硫装置を設置しないボイラー (1997年12月31日までの規制値を遵守し同じ値とした。)

200MW機 1,119kg/h

500MW機 2,851kg/h

② 排煙脱硫装置を設置するボイラー (現状の最大排出量と同じとした。)

200MW機 2,035kg/h

500MW機 5,184kg/h

(5) 排煙脱硫装置運転範囲

50%~100%定格負荷

(6) 負荷追従性 (負荷変化率)

50%~100%定格負荷において毎分2%

(7) 脱硫用水取水源

水質的に問題のないヴィスワ川の水を使用する。

(8) 排煙脱硫装置入口条件及び出口条件

Table 3-1 に排煙脱硫装置入口条件と出口条件を示す。

(9) 石炭性状

検討に使用する石炭性状を Table 3-2 に示す。また、現地調査でサンプルした石炭の分析結果を Table 3-3 に示す。

(10) 集塵入口ダスト及び出口ダスト

① 集塵器入口ダスト量

200MW機 30.7g/m³N Dry

500MW機 30.7g/m³N Dry

② 排煙脱硫装置設計のための集塵器出口ダスト量

300mg/m³N

(11) 石灰石粉性状

① 純度 CaCO₃ 94%以上

② 粒度 325メッシュ通過率 95%以上

(12) 排煙脱硫装置設置スペース

Fig. 3-9 に排煙脱硫装置設置に使用可能なスペースの一般平面を示す。

(13) ユーティリティ単価

Table 3-4 に各排煙脱硫方式の経済比較に使用した1991年時点でのユーティリティの単価を示す。なお、1991年3月時点でのポーランドズロチの換算レートは1US\$=9,500ZL、1US\$=135円、1ZL=0,014円である。

(14) 副生品売却単価

① 石膏 35,000~45,000 ZL/トッ

② 硫酸 1,100 ZL/トッ

(15) 償却年数及び金利

① 償却年数 12年(残存価格なし)

② 金利 5%

Table 3-1 FGD Inlet and Outlet Gas Conditions

Item	Unit	FGD Inlet		FGD Outlet		Remarks
		200 MW	500 MW	200 MW	500 MW	
Treated Capacity	Z	*1	*1			*1" Will be determined based on the study of FGD capacity and efficiency along with the units to be equipped with the FGD's.
Flue Gas from Boiler	m ³ N/h	817,000	2,078,000			
Flue Gas Temp.	°C	114	130	80*2	90*2	*2" Shows value with reheating system.
SO ₂ from Boiler	kg/h	2,035	5,184			
SO ₂ Concentration	ppm	940	940			
Dust Load				It will be settled by a dust removal efficiency of applied system.		
: Design Value	mg/m ³ N	300	300			
: Current Value	mg/m ³ N	275 ~ 335	511 ~ 572			
Excess O ₂	Z	6.0	6.0			*3" Value are presumed based on EPDC's experiences.
HCl	mg/m ³ N	579	579			
HF	mg/m ³ N	24	24			
SO ₃ *3	ppm	5	5			

Table 3-2 Coal Property

Item	Unit	Value	Remarks
(1) As Received Base			
. Total Moisture	%	10.7	(LHV)
. Moisture	%	8.4	
✓ . Heating Value	kcal/kg	<u>4,460</u>	
✓ . Sulphur Content	%	<u>0.96</u>	
. Ash Content	%	27.85	
(2) Proximate Analysis			
. Inherent Moisture	%	2.5	
. Ash Content	%	30.4	
. Volatile Matter	%	26.1	
. Fixed Carbon	%	41.0	
(3) Ultimate Analysis			
. Carbon	%	54.9	
. Hydrogen	%	3.7	
✓ . Nitrogen	%	<u>0.9</u>	
. Oxygen	%	8.2	
✓ . Sulphur	%	<u>1.1</u>	
✓ . Ash Content	%	31.2	

Table 3-3 Coal Analysis by EPDC

Sampling Date: March 12th, 1991

Item	Unit	Mine							Sample from Coal Yard
		ZABRZE	PIAST	WESOLA	MURCK	PIACIV			
Total Moisture (AR)	%	6.44	14.2	8.42	11.0	12.5		10.5	
Lower Heating Value (AD)	kcal/kg	5,250	5,730	4,870	4,900	5,430		5,860	
Proximate Analysis (AD)									
Inherent Moisture	%	2.5	6.6	4.4	4.7	6.1		4.0	
Ash	%	32.2	16.8	31.0	29.0	22.0		20.9	
Volatile Matter	%	24.9	30.4	25.7	28.4	29.5		28.9	
Fixed Carbon	%	40.4	46.2	38.9	37.9	42.4		46.2	
Fuel Ratio	-	1.6	1.5	1.5	1.3	1.4		1.6	
Ultimate Analysis (Dry)									
Carbon	%	54.8	62.4	52.2	53.5	58.1		62.2	
Hydrogen	%	3.56	4.02	3.52	3.71	3.88		3.96	
Total Sulphur	%	0.88	1.37	0.89	0.90	1.17		0.84	
Nitrogen	%	0.89	0.88	0.88	0.94	0.86		0.98	
Fluorine	%	0.016	0.015	0.019	0.02	0.016		0.02	
Chlorine	%	0.27	0.46	0.14	0.04	0.30		0.16	
Boron	%	0.004	0.009	0.005	0.006	0.008		0.004	
Total	%	60.42	69.15	57.66	59.12	64.33		68.16	

Note: AR: As Received Base, AD: Air Dry Base

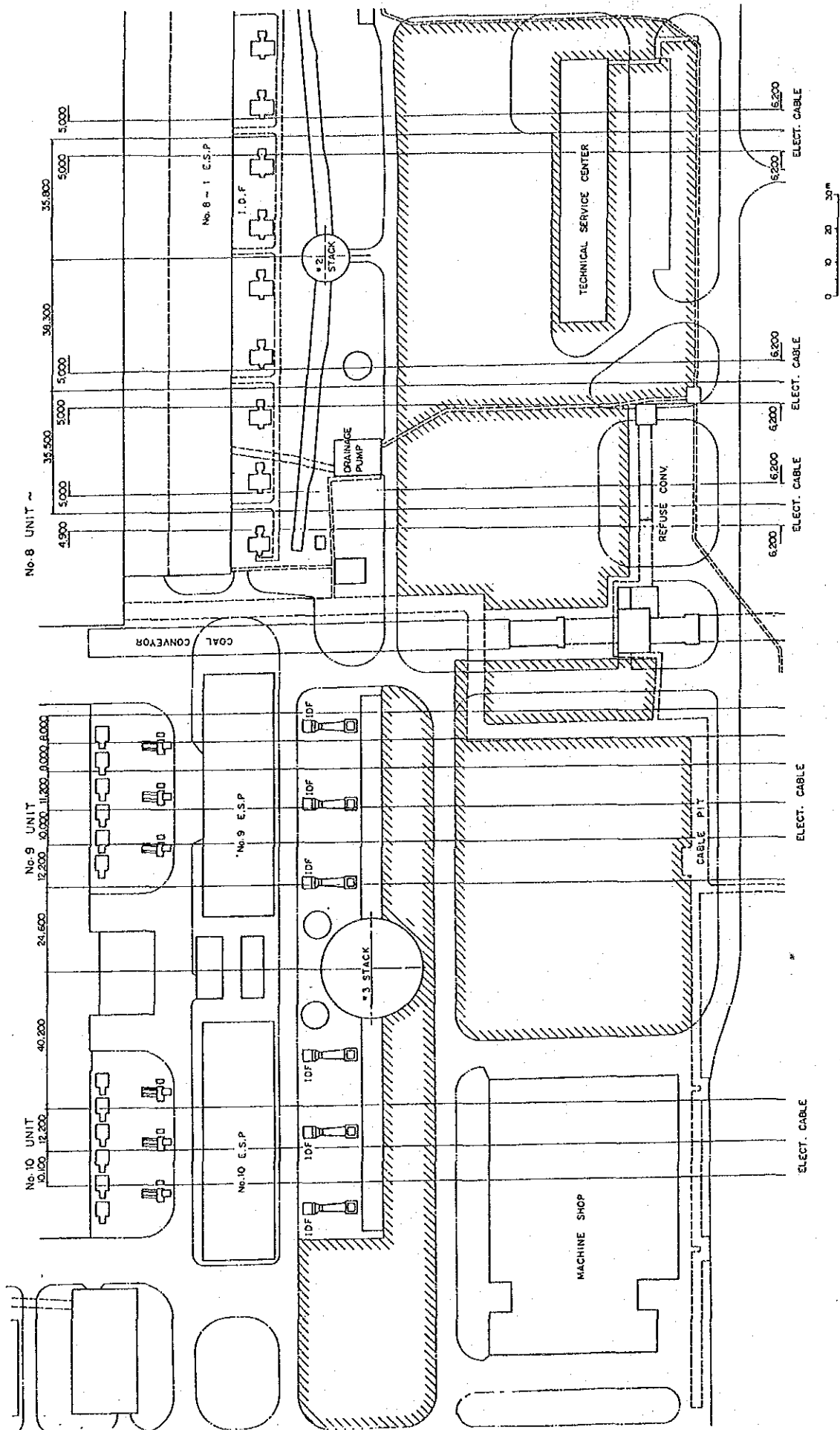


Fig. 3-9 Available Space for FGD Installation

Table 3-4 A Unit Price of Utilities

Item	Unit	Value	Remarks
(1) Limestone (CaCO_3)	Zl/ton	130,000	• 94% or more as CaCO_3 • 95% or more 325 mesh pass
(2) Lime (CaO)	Zl/ton	325,000	90% passed on 0.04 mm's mesh
(3) Slaked Lime (Ca(OH)_2)	Zl/ton	420,000	
(4) Activated Carbon	Zl/ton	9,500,000	
(5) Caustic Soda (NaOH)	Zl/kg	2,130	based on 100% concentration
(6) Sulphuric Acid (H_2SO_4)	Zl/kg	1,300	based on 100% concentration
(7) Auxiliary Steam	Zl/ton	54,000	17 ata and 220°C
(8) Auxiliary Power	Zl/kwh	200	
(9) Law Water	Zl/ton	180	river water

* These are the prices in March, 1991.

コージェニツツェ発電所の発電プラントと排煙脱硫装置の組合せの比較表を Table 3-5 (1) 及び (2) に示す。また各排煙脱硫方式の総合技術評価を Table 3-6 (1), (2) に示し、500MW相当排煙脱硫装置 3 基のコスト比較を Table 3-7 に示す。

この組合せの検討に入る前に簡易脱硫方式は、下記の理由で検討比較する排煙脱硫方式より除外することとした。

簡易脱硫方式では、吸収剤の炉内吹込み又はダクト吹込みのみで30~40%程度の脱硫効率を得られるが、コージェニツツェ発電所の排出基準を守るためには全ての発電プラントにユニット方式で排煙脱硫装置を設置する場合、70%の脱硫効率が必要である。したがって、脱硫効率を70%以上にするためには、脱硫塔（水スプレー反応塔）を既設ボイラハウスと集塵器の間に設置する必要がある。しかし、この脱硫塔の直径は約12mあり、コージェニツツェ発電所では、既設ボイラハウスと集塵器の間に設置するスペースが無いので、検討比較する排煙脱硫方式より除外した。

検討結果はコージェニツツェ発電所に最適な排煙脱硫方式は湿式石灰石石膏法であり、発電プラントとの組合せは発電出力 200MWの 4 号機から 8 号機の合計 1,000MWの発電ユニットに 500MW相当の発電設備からの排煙に対して脱硫効率89%を達成し得る排煙脱硫装置 2 基、及び発電出力 500MWの 9 号機に同容量、同効率の排煙脱硫装置 1 基を設置すること、すなわち同容量、同型の排煙脱硫装置 3 基の設置が最適であるとの結論に達した。

湿式石灰石石膏法には、スプレー塔方式とジェットバブリング方式があるが、このフィジビリティスタディ段階での技術比較と経済比較に於いてはほとんど差がないので、両方式ともコージェニツツェ発電所に適用可能と判断した。

スプレー塔方式とジェットバブリング方式との間で排煙脱硫の基本原理には大差は無い。違いは硫酸化物 (SO_2) を吸収させるための吸収液と排ガスの接触の方法であり、スラリー循環ポンプでスプレーし気液接触を行うのがスプレー塔方式であり、排ガスを脱硫ファンにより吸収塔中の吸収液に吹き込み気液混合するのがジェットバブリング方式である。これらの配置図及びプロセスフローを Fig. 3-10~13 に示す。

両方式ともコージェニツツェ発電所に適用可能との結論に達したが、最適排煙脱硫方式の概念設計では、500MW級の排煙脱硫装置として採用実績と運転経験が多いスプレー塔方式を対象としてスタディを進めた。

Table 3-5 (1) Combination of DeSOx Plants Installation

Coal Calorific Value: 4,460 kcal/kg
 Sulphur content: 0.96 %

	Stack No. 1			Stack No. 2					Stack No. 3			Total SO ₂ Emission		Evaluation	
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9	No. 10	Total SO ₂ Emission	Space, etc.	Cost		
	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)					
Case A															
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100	(500MW)				
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	78	78	78	78	78	78	78	(500MW)				△
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	448	448	448	448	448	448	448	1,140				
Case B															
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	86	86	86	86	87	86	86	(430MW)				
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	90	90	90	90	90	90	90	(430MW)				△
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	460	460	460	460	442	442	442	1,172				
Case C															
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	100	100	100	100	100	(500MW)				
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	54	90	90	90	90	(500MW)				△
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	937	204	204	204	519	7,978				
Case D															
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	60	100	100	100	100	(500MW)				
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	90	90	90	90	90	(500MW)				△
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	937	204	204	204	519	7,978				
Case E															
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	100	100	100	100	100	(500MW)				
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	78	78	78	78	78	(500MW)				△
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	448	448	448	448	519	7,977				

○ Excellent
 ◊ Good
 △ Fair
 X Bad

Note 1. Regulation on SO₂ Emission: 7,995 kg/h
 2. SO₂ amount from boilers:
 • Plants without FGD 1,119 kg/h (200 MW plants), 2,851 kg/h (500 MW plants)
 • Plants with FGD 2,035 kg/h (200 MW plants), 5,184 kg/h (500 MW plants)
 3. Figures in () are capacity of DeSOx plants in MW equivalent

Table 3-5 (2) Combination of DeSOx Plants Installation

Coal Calorific Value: 4,460 kcal/kg
Sulphur content: 0.96 %

	Stack No.1			Stack No. 2					Stack No. 3			Total SO ₂ Emission		Evaluation	
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9	No. 10	Total SO ₂ Emission	Space, etc.	Cost	Space, etc.	
	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)	(200MW)	(600MW)	(200MW)	(500MW)	(500MW)					
Case F							(600MW)		(500MW)	(500MW)					
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	-	100	-	100	100					
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	-	78	-	90	90					
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,344		519	519	7,977				
Case G							(200MW)	(200MW)	(500MW)	(500MW)					
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100					
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	-	90	90	90	76					
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	204	204	519	1,245	7,971				
Case H							(200MW)	(200MW)	(500MW)	(500MW)					
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	-	100	100	100	84					
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	-	90	90	90	90					
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	204	204	519	1,266	7,992				
Case I							(600MW)	(600MW)	(500MW)	(500MW)					
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	-	100	100	100	84					
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	-	90	90	90	90					
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	611		519	1,266	7,991				
Case J							(500MW)	(500MW)	(500MW)	(500MW)					
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100					
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	-	92	92	92	92					
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	407	1,018	415	415	7,850				
Case K							(500MW)	(500MW)	(500MW)	(500MW)					
Flue Gas through DeSOx (%)	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100					
DeSOx Eff. (%)	-	-	-	-	-	-	89	89	89	89					
SO ₂ Emission (kg/h)	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	560		571	2,851	7,899				

o Excellent
o Good
△ Fair
X Bad

- Note 1. Regulation on SO₂ Emission: 7,995 kg/h
 2. SO₂ amount from boilers:
 • Plants without FGD 1,119 kg/h (200 MW plants), 2,851 kg/h (500 MW plants)
 • Plants with FGD 2,035 kg/h (200 MW plants), 5,184 kg/h (500 MW plants)
 3. Figures in () are capacity of DeSOx plants in MW equivalent

Table 3-6 (1)

石炭火力発電所用排煙脱硫方式の技術評価 (コージェネツェ発電所に適用するとした場合での比較)

項目	湿式石灰石石膏法		半乾式		乾式	
	① スプレー塔方式 90%程度	② ジェットパブリング方式 90%程度	③ スプレードライヤ法 80~90%程度	④ 活性炭法 90%程度	⑤ 石灰灰利用乾式脱硫法 90%程度	
1. 脱硫性能 (実用運転範囲での効率)	90%程度	90%程度	80~90%程度	90%程度	90%程度	
2. 脱硫性能	90%程度	90%程度	90%程度 (後段の集塵器との組合せには)	90%程度	90%程度	
3. 技術水準	商用として確立された技術水準にある。	商用として確立された技術水準にある。	商用として確立された技術水準にある。	商用として確立された技術水準にある。	実証プラントでの試験を終了し、商用機が実績を積んでいる段階。	実証プラントでの試験を終了し、商用機が実績を積んでいる段階。
4. 商用機の実績 (石灰灰)	※305 基 石灰灰火力発電所への納入実績は305基以上あり、350MW、500MW、700MWクラスの大容量火力への納入実績も多数ある。	7 基 1991年7月現在石灰灰火力発電所への納入実績は7基である。現在運転中の最大容量機は250MW相当のものが2基ある。又、現在700MW容量機のものも建設中であり運転開始予定は1995年6月である。	※53 基 石灰灰火力発電所への納入実績は53基あり、350MW、500MWクラスの大容量の石灰灰火力への納入実績も多い。スプレードライヤは欧州と米国において採用実績が多い。	3 基 石灰灰火力発電所への納入実績は3基あり最大容量のものは130MW相当のものが運転中である。又、350MW相当の流動床ボイラー用のものが計画中であり1995年7月運転開始予定である。	1 基 商用機としては1991年9月に運転開始した175MW相当の石灰灰火力発電所用が1基ある。	
5. 信頼性	技術的に確立され、信頼性は非常に高い。	技術的に確立され、信頼性はスプレー塔式と同等。	湿式石灰石石膏法と同等の高い信頼性を有する。	商用機に採用されるレベルの信頼性があるが、湿式石灰石石膏法、スプレードライヤ法に比べると運転経費が短い。	商用機に採用されるレベルの信頼性があるが、湿式石灰石石膏法、スプレードライヤ法に比べると運転経費が短い。	商用機に採用されるレベルの信頼性があるが、湿式石灰石石膏法、スプレードライヤ法に比べると運転経費が短い。
6. 運用特性	◎	◎	○ (低負荷での運転に制限がある)	○ (起動時ウォーミングアップに時間がかかる)	○ (脱硫剤の調達に労力を要す)	○
7. 保守性	○	○	○	○	○	○
8. 副産品	商品として使用可能な石膏が42t/h (14t/h×3基)程度回収可能であるが、コージェネツェ発電所の近くには石膏ボード用の石膏の需要はないこと、又セメント工場で使用する石膏の価格が安いことを考慮すると、石膏の回収を行わない方が経済的である。	商品として使用可能な石膏が42t/h (14t/h×3基)程度回収可能であるが、コージェネツェ発電所の近くには石膏ボード用の石膏の需要はないこと、又セメント工場で使用する石膏の価格が安いことを考慮すると、石膏の回収を行わない方が経済的である。	亜硫酸石膏+石灰灰	硫黄または硫酸として回収	使用済脱硫剤	有効利用を研究中であるが、コージェネツェ発電所の場合には既設の灰処理方法と同様にスラリー輸送で灰捨て場に捨てることで比較した。

※ 1987年5月発行のIEA、FGDハンドブックによる。(1987年5月時点での計画中的ものも含む) 記号説明 ◎ Excellent ○ Good △ Fair × Bad
 ※※ 副産品、ユーティリティ、排水量は500MW機3基分の合計である。

Table 3-6 (2)

石炭火力発電所用排煙脱硫方式の技術評価 (コージェネツェ発電所に適用するとした場合での比較)

項目	湿式石灰石石膏法		半乾式		乾式	
	① スプレード方式	② ジェットパブリング方式	スプレードライヤ法		④ 活性炭法	⑤ 石灰灰利用乾式脱硫法
	9	9	9	9	9	9
(1) 吸収剤	石灰石 29 t/h程度の石灰石が必要であるが、コージェネツェ発電所の場合、近くのセメント工場からの入手が容易である。	石灰石 29 t/h程度の石灰石が必要であるが、コージェネツェ発電所の場合、近くのセメント工場からの入手が容易である。	石灰石 約37 t/hの消石灰が必要であるが、これを供給できる工場が現在のところポーランドには無い。	消石灰 約4 t/h (年間約90,000 t) の活性コークスが必要であるが、現在ポーランド共和国での生産量は年間約1,500 tで、供給体制が整っていない。	石灰灰1/3・消石灰1/3・使用済脱硫剤(石膏) 1/3を原料とした脱硫剤が、これを供給できる工場が現在ところポーランドには無い。	石灰灰1/3・消石灰1/3・使用済脱硫剤(石膏) 1/3を原料とした脱硫剤が、これを供給できる工場が現在ところポーランドには無い。
(2) 用水 (4120川取水)	270 t/h	270 t/h	184 t/h	70 t/h	315 t/h	315 t/h
(3) 蒸気	6 t/h	6 t/h	—	0.6 t/h	64 t/h	64 t/h
(4) 電力	19800kW	19800kW	12900kW	14000kW	14700kW	14700kW
10. 排水	無 (石膏+7.7 t/h) + 排水の混合物として灰捨場に投棄)	同左	無	6 t/h	無	無
11. 煙室にガス又は排ガス再加熱	必要	必要	不要	不要	不要	不要
12. 既設設備改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造	IDFと煙突間の排ガスダクトの改造
13. 設置スペース	脱硫装置設置用として使えるスペースに、500MW3基の設置が可能。	同左	設置スペースに無理があり、既設メンテナンスササビピルを撤去し、脱硫制御室を新設する必要がある。	同左	同左	同左
総合技術評価	適用可能	適用可能	設置スペースに無理がある ・消石灰の入手に難がある	設置スペースに無理がある ・活性炭の入手に難がある	設置スペースに無理がある ・消石灰の入手に難がある	設置スペースに無理がある ・消石灰の入手に難がある

Table 3-7 Cost Comparison of Various Flue Gas Desulphurisation System (Based on Application to Kozenice P.S.)

Item	Wet Type			Semi-Dry Type		Dry Type		Remarks
	Limestone-Gypsum Method		Jet-Bubbling Method	Spray Dryer Method	Activated Carbon Method	DeSOx Method Using Flyash as a part of Absorbent		
	Spray Tower Method							
1. Estimated Conditions								
Reheat & Stack Lining	Yes	Yes	None	None	None	None	None	
By-products Recovery	None	None	None	None	Yes	None	None	
Groundwater Protection Measures at Ash Pond	Yes	Yes	Yes	Yes	None	None	None	
SOx Removal Efficiency	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	
DeSOx Plant Size	500MW x 3	500MW x 3	500MW x 3	500MW x 3	500MW x 3	500MW x 3	500MW x 3	
2. Capital Cost								Annual Payment for Investment (A) = Investment x Levelizing Factor
Annual Payment for Investment	100% (Base)	100%	100%	80%	110%	105%	105%	
3. Running Cost								Annual Running Cost (B) = Running Cost - By-products Sale
Annual Running Cost	100% (Base)	100%	100%	225%	250%	190%	190%	
Total Annual Cost	100% (Base)	100%	100%	105%	140%	120%	120%	Total Annual Cost = A + B

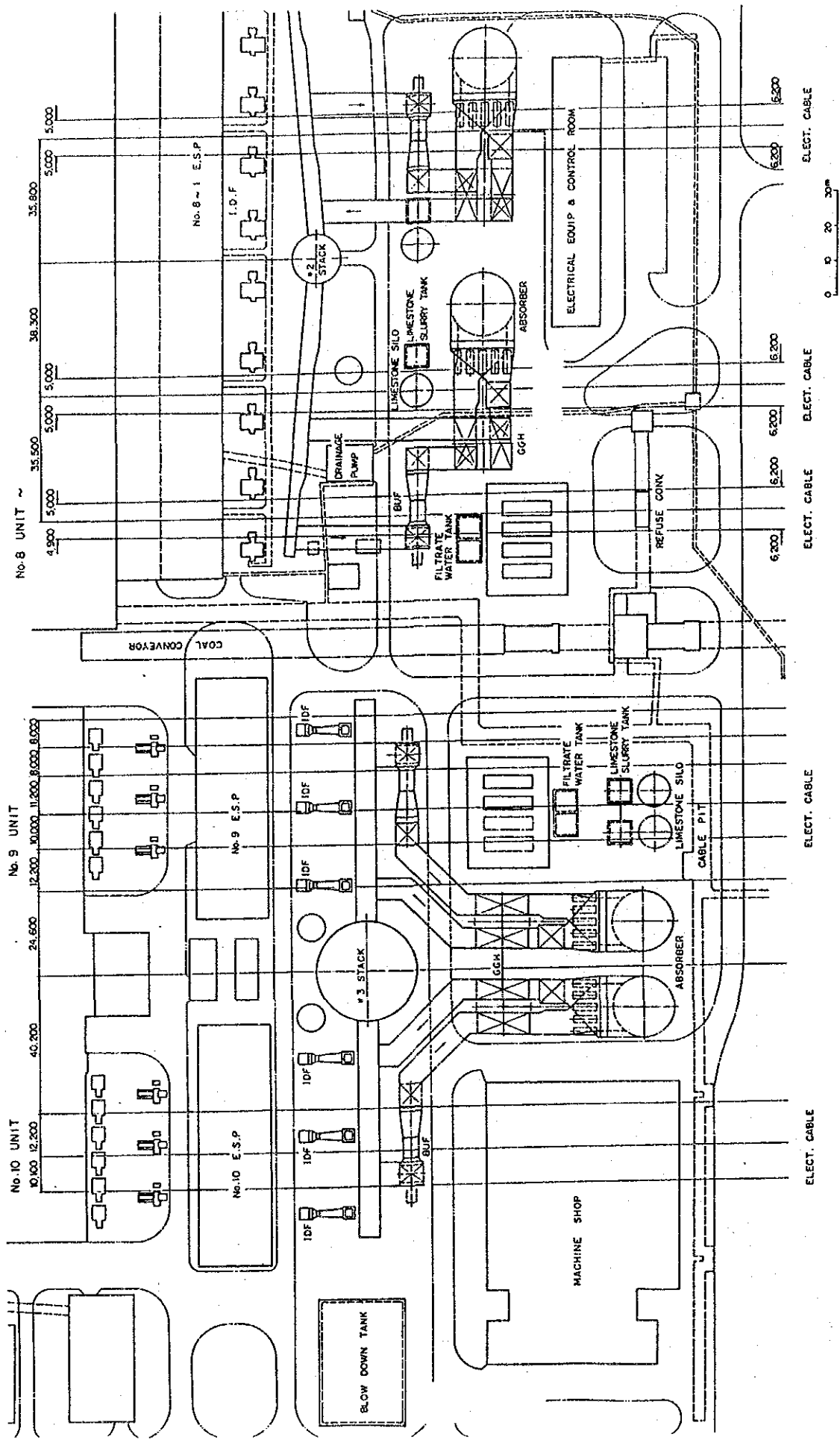
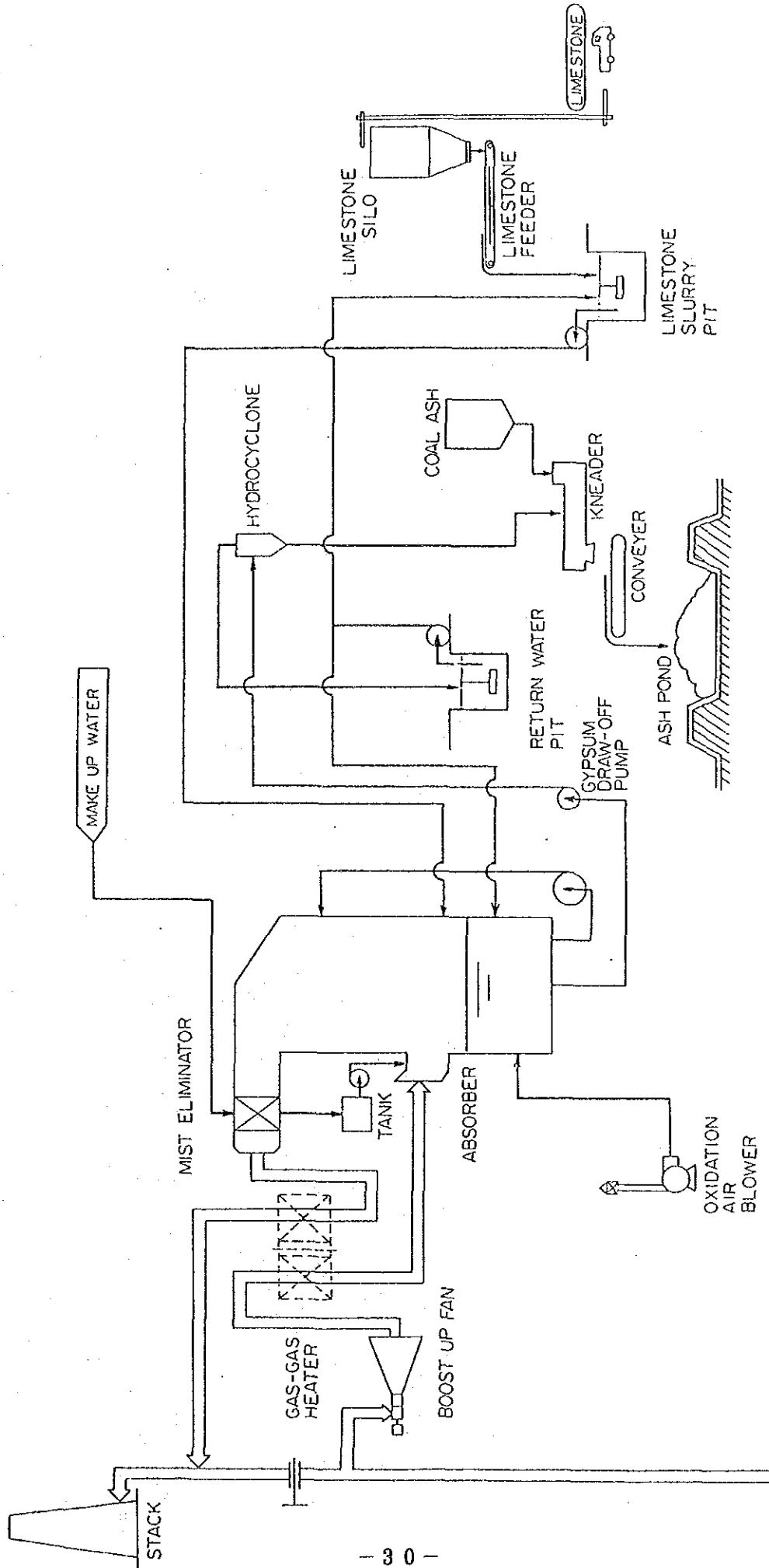


Fig. 3-10 500 MW THREE (3) FGD GENERAL LAYOUT
WET LIMESTONE-GYPSUM METHOD
(SPRAY TOWER)

SO2 REMOVAL SECTION

GYPSUM DEWATERING SECTION

LIMESTONE FEED SECTION



FROM BOILER

Fig. 3-11 Wet Limestone/Gypsum Method Process Flow Sheet (Spray Tower Reactor)

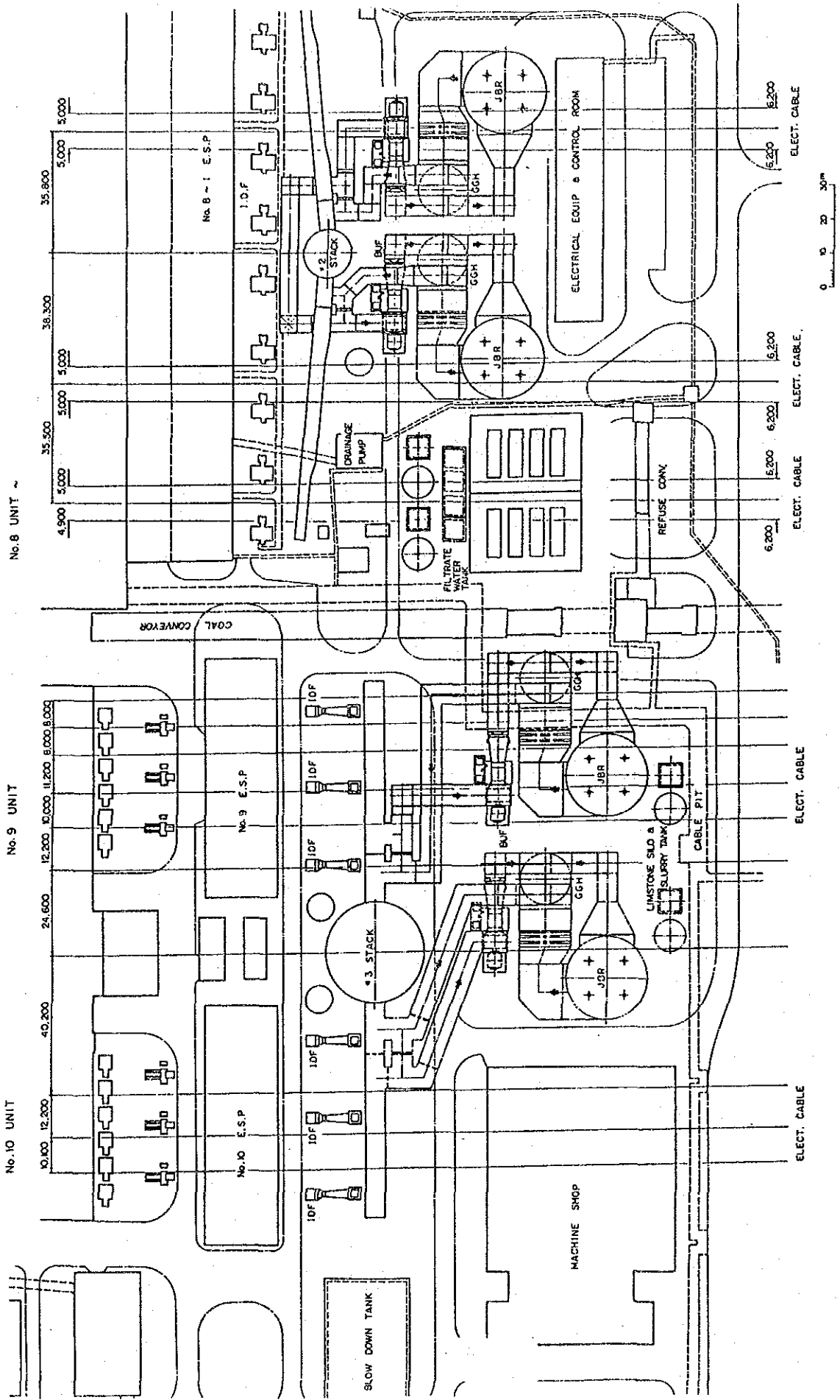


Fig. 3-12 500 MW THREE (3) FGD GENERAL LAYOUT
WET LIMESTONE-GYPSUM METHOD
(JET-BUBBLING REACTOR)

SO₂ REMOVAL SECTION LIMESTONE FEED SECTION GYPSUM DEWATERING SECTION

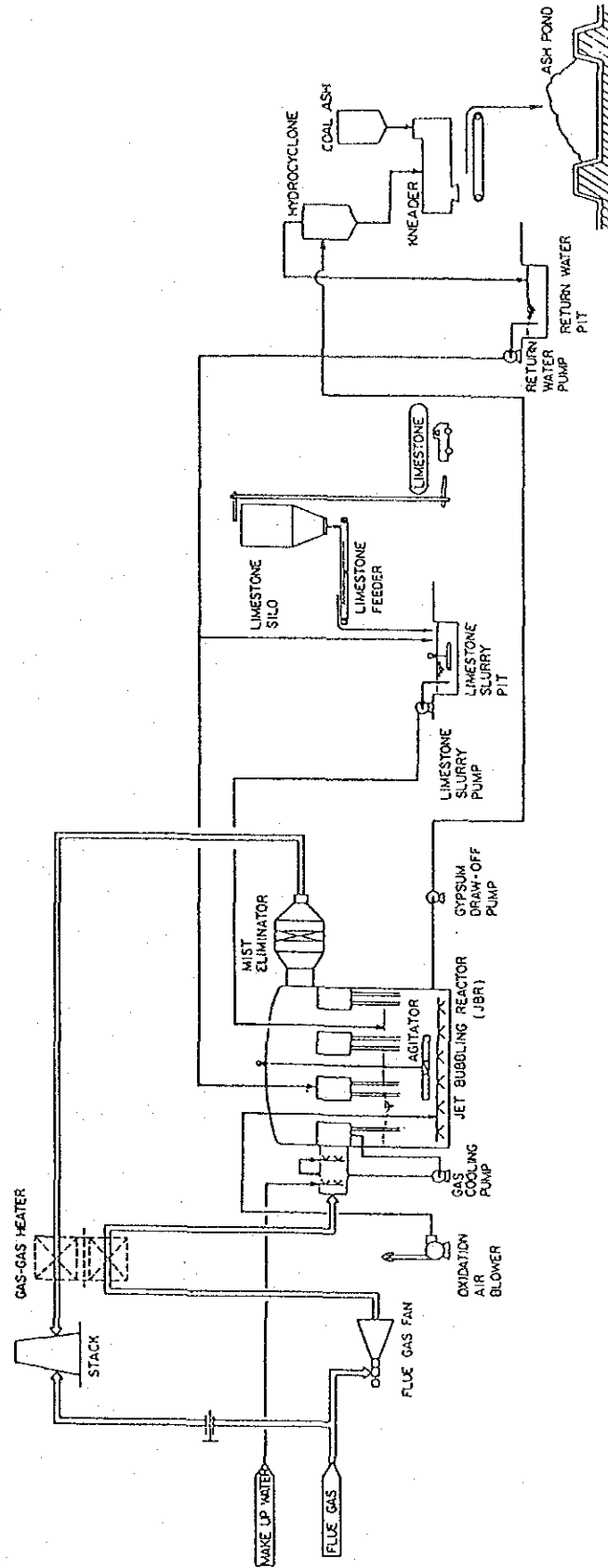


Fig. 3-13 Wet Limestone/Gypsum Method Process Flow Sheet (Jet Bubbling Reactor)

第4章 環境影響評価

排煙脱硫装置設置前後におけるSO₂の最大着地濃度を1時間値の地上濃度及び1時間値の年間平均地上濃度を拡散計算式によって求めた。Table 4-1 に計算結果を示す。

現状と最適な脱硫装置設置の組合せでの拡散状況を比較すると短期予測の1時間値は0.092mg/m³・SO₂が0.058mg/m³・SO₂となり、長期予測の年間平均値は0.015 mg/m³・SO₂が0.009mg/m³・SO₂となった。また湿式排煙脱硫装置を設置することにより、排ガス中のばいじん量も吸収除去され、予想では現状の1時間値のばいじん着地濃度0.042 mg/m³が0.024mg/m³となる。

この結果、コジェニッツェ発電所周辺の環境は、湿式排煙脱硫装置を設置することにより大幅な環境改善に寄与し、自然環境、生活環境にほとんど影響を与えないものと評価される。

Table 4-1 Result of Calculation

(Short-Term: Hourly Average) Wind Velocity 6.0 m/s

Case	Item	Cmax (mg/m ³)			Xmax (km)			He (m)				
		No. 1	No. 2	No. 3	Total	No. 1	No. 2	No. 3	Total	No. 1	No. 2	No. 3
Case I	SO ₂	0.034	0.040	0.024	0.092	19.8	24.2	32.5	25.0	403.0	479.0	620.7
	SPM	0.015	0.018	0.011	0.042							
Case II	SO ₂	0.034	0.029	0.005	0.066	19.8	22.8	27.5	21.5	403.0	455.9	536.0
	SPM	0.015	0.011	0.002	0.028							
Case III	SO ₂	0.034	0.011	0.017	0.058	19.8	20.4	30.0	22.9	403.0	412.3	579.0
	SPM	0.015	0.002	0.007	0.024							

(Long-Term: Annual Average)

Case	Item	Cmax (mg/m ³)			Xmax (km)			Direction	
		No. 1	No. 2	No. 3	Total	No. 1	No. 2		No. 3
Case I	SO ₂	0.004	0.006	0.005	0.015	-	-	-	(E)
	SPM	0.002	0.003	0.002	0.007	-	-	-	(E)
Case II	SO ₂	0.004	0.004	0.001	0.010	-	-	-	(E)
	SPM	0.002	0.002	0.000	0.004	-	-	-	(E)
Case III	SO ₂	0.004	0.001	0.003	0.009	-	-	-	(E)
	SPM	0.002	0.000	0.001	0.004	-	-	-	(E)

Note: Case I = Present (Before Dec.31,1997), Case II = Combination Case-J, Case III = Combination Case-K

第5章 排煙脱硫装置概念設計

最適排煙脱硫方式の選定結果に基づき排煙脱硫装置の概念設計を行った。

4号機から8号機の発電プラントに設置する2基の排煙脱硫装置と9号機に設置する1基の排煙脱硫装置の入口ガス条件に若干の差があるが、9号機に設置する排煙脱硫装置の条件を代表設計条件とする。

Table 5-1 に排煙脱硫装置設計条件、Table 5-2 に排煙脱硫装置の計画性能を示す。

排煙脱硫装置の全体配置計画を Fig. 5-1 に示す。排煙脱硫装置の配置は、将来硫黄酸化物排出量の既設強化が行われた場合、10号機に排煙脱硫装置が増設可能な様に計画した。

Fig. 5-2 にフローダイヤグラムを示す。また各主要機器仕様を Table 5-3 に示す。

Fig. 5-3 に9号機設置する排煙脱硫装置のマテリアルバランス、及び Fig. 5-4 に4号機から8号機に2基に設置する排煙脱硫装置のマテリアルバランスを示す。

このマテリアルバランスは、燃料炭中の塩素濃度が高い場合である。排煙脱硫装置系内の塩素濃度はなるべく低い方が機器に良いので、石炭の運用などにより考慮すべきである。

Fig. 5-5、Fig. 5-6 に系内塩素濃度を20,000ppmにした場合のマテリアルバランスを示す。

また主要設備は、以下の通りである。

- (1) 吸 収 塔 …… 1塔式塔内酸化スプレー塔方式
・吸収塔の概略図を Fig. 5-7 に示す。また吸収塔を含んだライニング材の選定一覧を Fig. 5-8 に示す。
- (2) 脱硫通風機 …… 型式 固定翼軸流式
位置 A位置 (GGHの前)
- (3) 再加熱装置 …… 煙突及びダクトの腐食防止、排ガス拡散効果の改善を目的に設置し、経済性、信頼性に優れた再生回転式GGH方式とした。
- (4) 副産品処理設備… 副産品の石膏と脱硫排水に石炭灰を混ぜ投棄する。
- (5) 電 気 設 備 …… 既設起動変圧器1次側のオーバーヘッドラインよりT分岐し脱硫用変圧器を設置し電源を供給する。
- (6) 制 御 装 置 …… 最新デジタル制御装置による制御方式とした。

また、排煙脱硫装置設置のため既設の改造等が必要になるその代表的なものは次の通りである。

- (1) 煙突入口ダクト改造
- (2) 2号煙突内面の耐酸ライニング
- (3) 電気室、制御室設置のためのZ. R. E. ビルディングの改造
- (4) 給水処理用薬品受入鉄道の撤去
- (5) メンテナンス用鉄道の撤去
- (6) 灰流し管の一部移設

Table 5-1 Design Condition of FGD Unit

	Item	Unit	Design Condition
1.	Capacity of FGD	-	500 MW
2.	FGD Process	-	Wet-Limestone-Gypsum
3.	Gas Flow Rate	m ³ N/h, wet	2,078,000
4.	Inlet Flue Gas Temperature	°C	130
5.	Inlet Flue Gas Composition		
	H ₂ O	vol%	15.4
	O ₂	vol%	6.0
	SO ₂	ppm	940
	HF	mg/m ³ N, dry	24
	HCl	mg/m ³ N, dry	579
	SO ₃	ppm	5
6.	SO ₂ Removal Efficiency	%	89
7.	Dust Concentration		
	Outlet of the Existing EP	mg/m ³ N, dry	300
8.	Absorbent	-	Limestone
	Purity	%	94% or more
	Grain Size	mesh	325 mesh pass 95% or more
9.	Gypsum		To be discarded with fly ash
10.	Outlet Flue Gas Temperature at the Inlet of the Stack	°C	90
11.	Cl Concentration in Make-up Water	ppm	237

Table 5-2 Design Performance of FGD Unit

	Item	Unit	Design Performance
1.	Capacity of FGD	-	500 MW
2.	Gas Flow Rate	m ³ N/h, wet	2,078,000
3.	Inlet Gas Condition		
	Temperature	°C	130
	SO ₂	ppm	940 (5,184 kg/h)
	SO ₃	ppm	5
	Dust Load	mg/m ³ N, dry	300
4.	Outlet Gas Condition		
	Temperature	°C	90
	SO ₂	ppm	103 (571 kg/h)
	SO ₃	ppm	2
	Dust Load	mg/m ³ N, dry	50
5.	SO ₂ Removal Efficiency	%	89
6.	Ca/S (Consumed Ca/Inlet SO ₂)	-	1.11
7.	Draft Loss of FGD Plant	mmAq	305
8.	Gypsum Slurry	t/h	39.4
	Fly Ash Consumption	t/h	63
	Gypsum Ash Waste	t/h	102.4

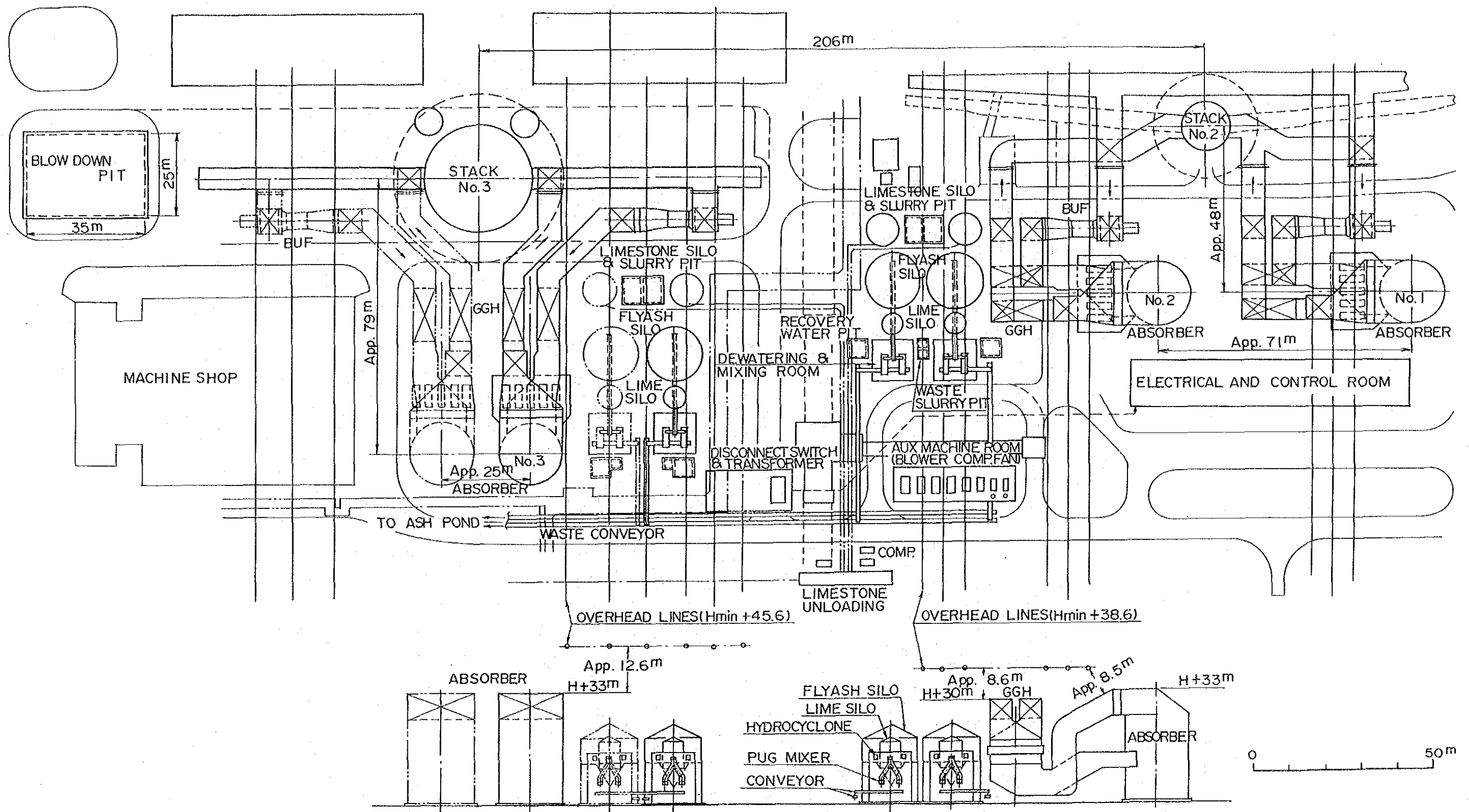
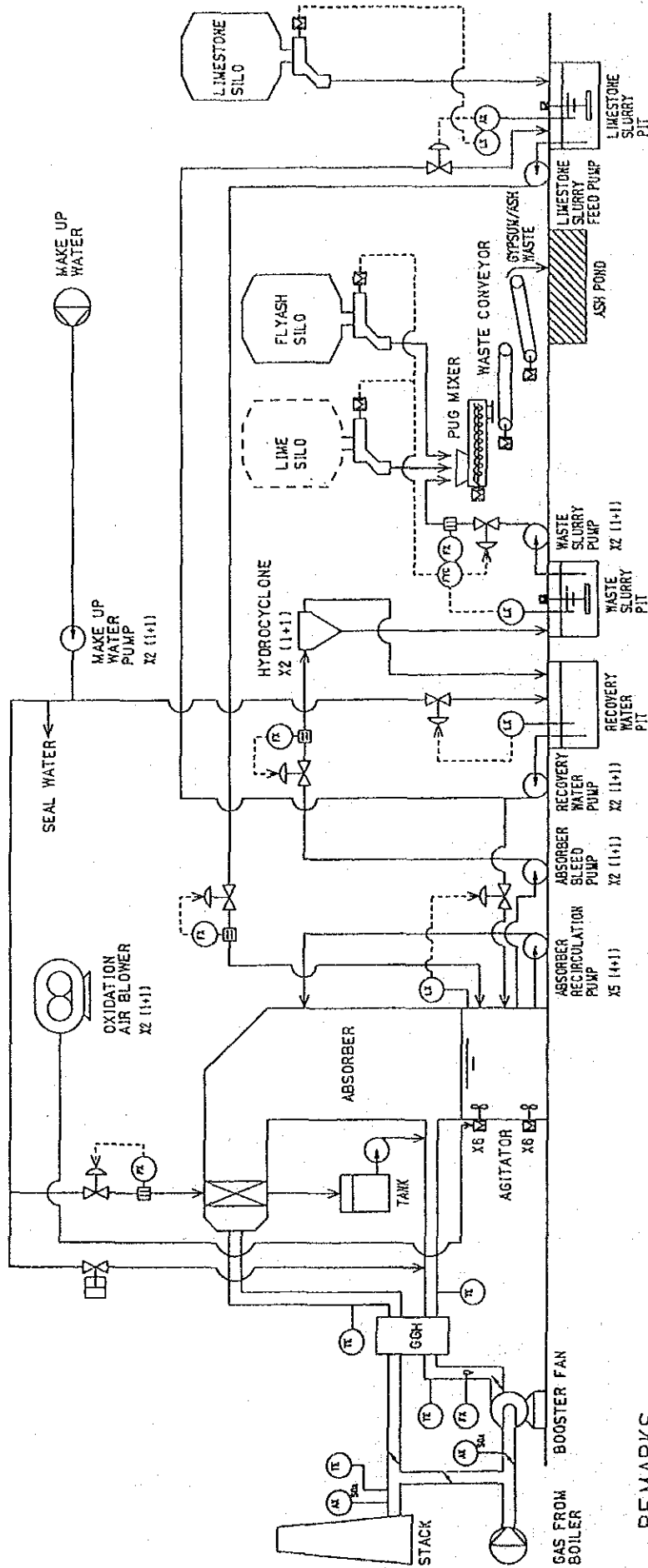


Fig. 5-1 General Layout of Three (3) 500MW FGD Units



REMARKS

- AX : ANALYSIS TRANSMITTER
- FX : FLOW RATE TRANSMITTER
- LX : LEVEL TRANSMITTER
- TE : TEMPERATURE DETECTOR

Fig. 5-2 Flow Diagram of 500 MW FGD Unit

Table 5-3 Specification of Major Equipment for 500 MW FGD Unit

Equipment	Specification
<p>1. Absorbing System</p> <p>1) Absorber</p> <p> Number</p> <p> Type</p> <p> Dia. x Height</p> <p> Capacity</p> <p>2) Absorber Upper Recir. Pump</p> <p> Number</p> <p> Type</p> <p> Capacity</p> <p> Head</p> <p> Motor</p> <p>3) Absorber Middle Recir. Pump</p> <p> Number</p> <p> Type</p> <p> Capacity</p> <p> Head</p> <p> Motor</p> <p>4) Absorber Lower Recir. Pump</p> <p> Number</p> <p> Type</p> <p> Capacity</p> <p> Head</p> <p> Motor</p> <p>5) Absorber Prescrubbing Recir. Pump</p> <p> Number</p> <p> Type</p> <p> Capacity</p> <p> Head</p> <p> Motor</p>	<p>1</p> <p>Spray Tower</p> <p>φ18.8 m x 32.3 m H</p> <p>2,078,000 m³N/h</p> <p>1</p> <p>Centrifugal</p> <p>123 m³/min</p> <p>28 m</p> <p>810 kW</p> <p>1</p> <p>Centrifugal</p> <p>123 m³/min</p> <p>26 m</p> <p>760 kW</p> <p>1</p> <p>Centrifugal</p> <p>123 m³/min</p> <p>25 m</p> <p>720 kW</p> <p>1 + 1 stand-by</p> <p>Centrifugal</p> <p>72 m³/min</p> <p>21 m</p> <p>360 kW</p>

Equipment	Specification
6) Absorber Bleed Pump Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 stand-by Centrifugal 2.4 m ³ /min 38 m 37 kW
7) Agitator for Absorber Recir. Tank Number Type Motor	6 Propeller 30 kW
8) Oxidation Agitator on Absorber Number Type Motor	6 Propeller 30 kW
9) Oxidation Air Blower Number Type Capacity Head Motor	3 + 1 stand-by for 3 x 500 MW Roots 90 m ³ /min 0.8 kg/cm ² -g 180 kW
2. Gypsum Dewatering & Mixing System	
1) Hydrocyclone Number Capacity (as slurry)	2 sets 39,400 kg/h
2) Pug Mixer Number Type Capacity (as slurry) Motor	1 + 1 stand-by Mixer 3 m ³ 75 kW
3) Recovery Water Pit Number Type Capacity (Net)	1 Concrete pit 57 m ³

Equipment	Specification
4) Waste Slurry Pit Number Type Capacity	1 Concrete pit 16 m ³
5) Waste Slurry Pump Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 stand-by Centrifugal 0.9 m ³ /min 15 m 5.5 kW
6) Recovery Water Pump Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 stand-by Centrifugal 1.1 m ³ /min 26 m 11 kW
7) Fly Ash Silo Number Type Capacity Accessary	1 Cylindrical, Vertical 1,800 m ³ (1 day) Weigh Feeder, Conveyor
8) Lime Silo* Number Type Capacity Accessary	1 Cylindrical Vertical 280 m ³ Weigh Feeder, Conveyor
9) Waste Conveyor Number Type Capacity Length	(Transport Gypsum/Ash Waste) to Ash Pond) 2 Trains Belt Conveyor 330 t/h 3 km

* Necessity of lime addition in order to facilitate hydration of gypsum/ash waste shall be confirmed by a test using sample ash and gypsum at later stage.

Equipment	Specification
<p>3. Limestone Preparation System</p> <p>1) Limestone Silo</p> <p>Number Type Capacity Accessory</p> <p>2) Limestone Slurry Pit</p> <p>Number Type Capacity (Net)</p> <p>3) Limestone Slurry Feed Pump</p> <p>Number Type Capacity Head Motor</p>	<p>1 Cylindrical 630 m³ (for 3 days) Weigh Feeder</p> <p>1 Concrete Pit 172 m³</p> <p>1 + 1 stand-by Centrifugal 1.2 m³/min 20 m 11 kW</p>
<p>4. Drafting System</p> <p>1) Boost Up Fan</p> <p>Number Type Capacity Head Motor</p> <p>2) Reheating Equipment</p> <p>Number Type Capacity</p>	<p>1 Axial Flow 56,300 m³/min 390 mmAq 4,700 kW</p> <p>1 Regenerative Type GGH 2,078,000 m³N/h</p>

Equipment	Specification
3) Scavenging Fan Number Motor Gas leakage untreated -> treated treated -> untreated Dust leakage	1 150 kW 1.0% 5.0% 10 mg/m ³ N
5. Common Equipment	
1) Make up Water Pump Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 stand-by for 3 x 500 MW Centrifugal 1.5 m ³ /min 70 m 37 kW
2) Air Compressor Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 stand-by for 3 x 500 MW Rotary Screw 1,020 m ³ N/h 7 kg/cm ² g 132 kW
3) Seal Air Fan Number Type Capacity Head Motor	1 + 1 stand-by for 3 x 500 MW Roots Blower 190 m ³ /min 700 mm H ₂ O 55 kW
6. Electrical Equipment	
1) FGD Transformer Number Number of windings Rated voltage Capacity	(Number of electrical equipment is for 3 FGD Plants.) 1 2 220 kV/6.3 kV 27 MVA

Equipment	Specification
2) Disconnecting Switch Number Rated voltage	2 sets 220 kV
3) Switchgears Rated voltage (M/C / P/C / MCC)	6.3/0.4/0.4 kV
4) Battery Number Rated voltage Capacity	3 sets 110 V 500 AH (10hours rate)
5) Charger Number Type Capacity	3 Thyristor rectifier 50 kVA
7. C&I Equipment	(Number of C&I equipment is for 3 FGD Plants.)
1) Control Desk Number Type CRT (Cathode Ray Tube)	4 (1 for each FGD Plant and 1 for common) Steel plated desk type 1 CRT for each desk
2) Controller Type	Self-standing steel plated digital controller
3) Relay Panels Type	Self standing steel plated hard-wired type

Equipment	Specification
4) CVCF Number Type Capacity	3 Thyristor inverter type 25 kVA

CVCF: constant voltage constant frequency equipment

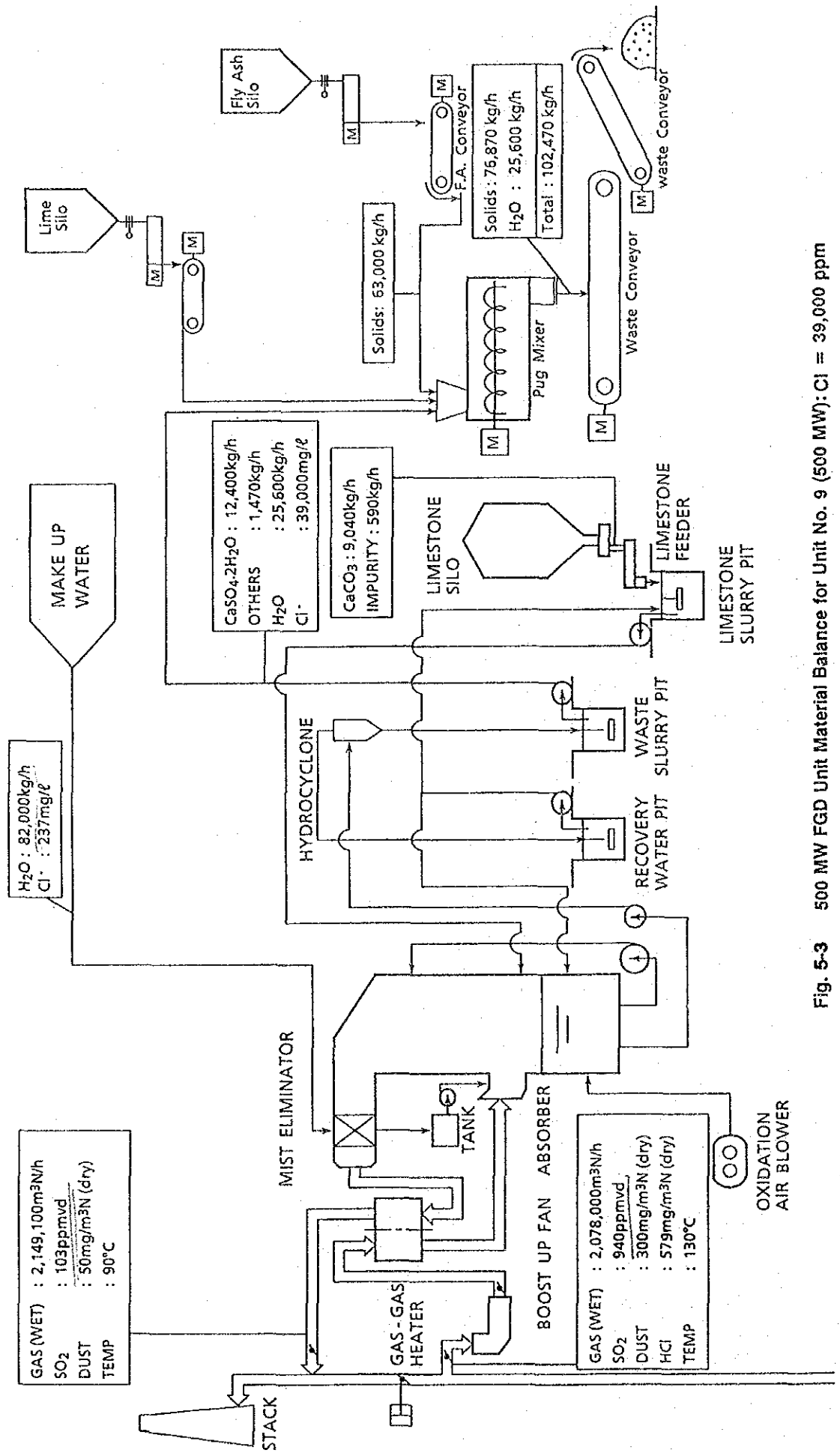


Fig. 5-3 500 MW FGD Unit Material Balance for Unit No. 9 (500 MW): Cl = 39,000 ppm

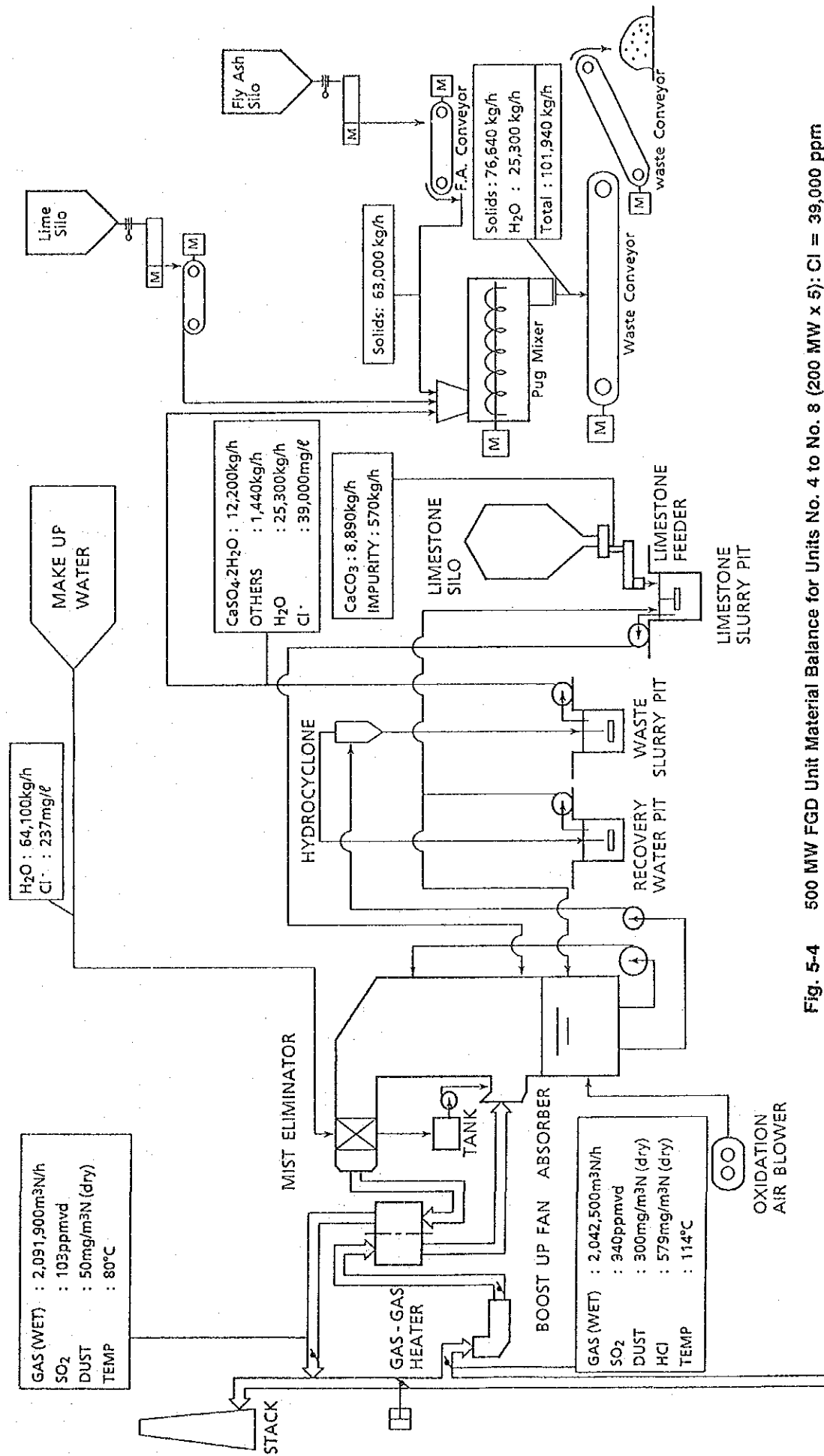


Fig. 5-4 500 MW FGD Unit Material Balance for Units No. 4 to No. 8 (200 MW x 5): Cl = 39,000 ppm

FROM BOILER

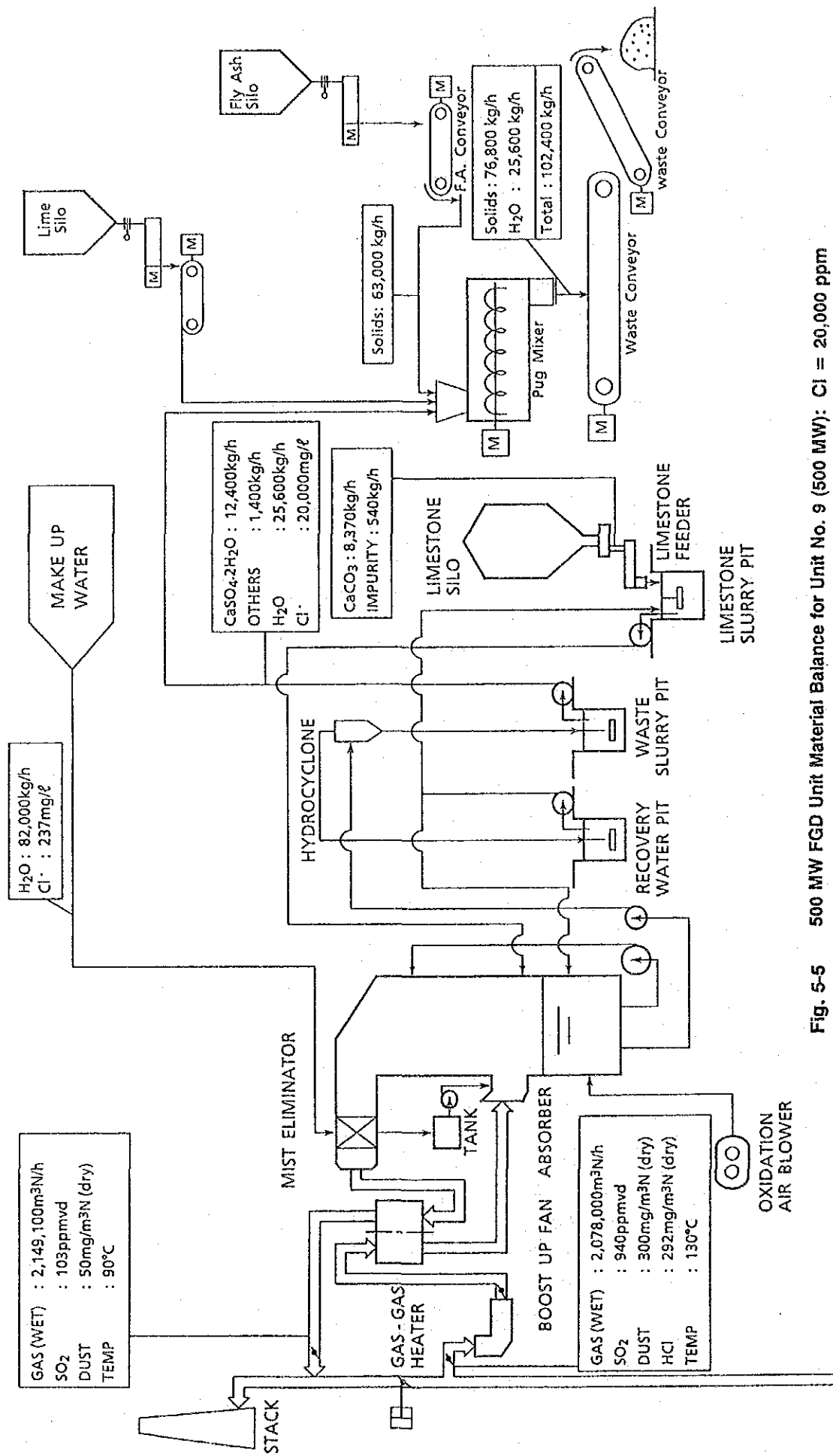


Fig. 5-5 500 MW FGD Unit Material Balance for Unit No. 9 (500 MW): Cl = 20,000 ppm

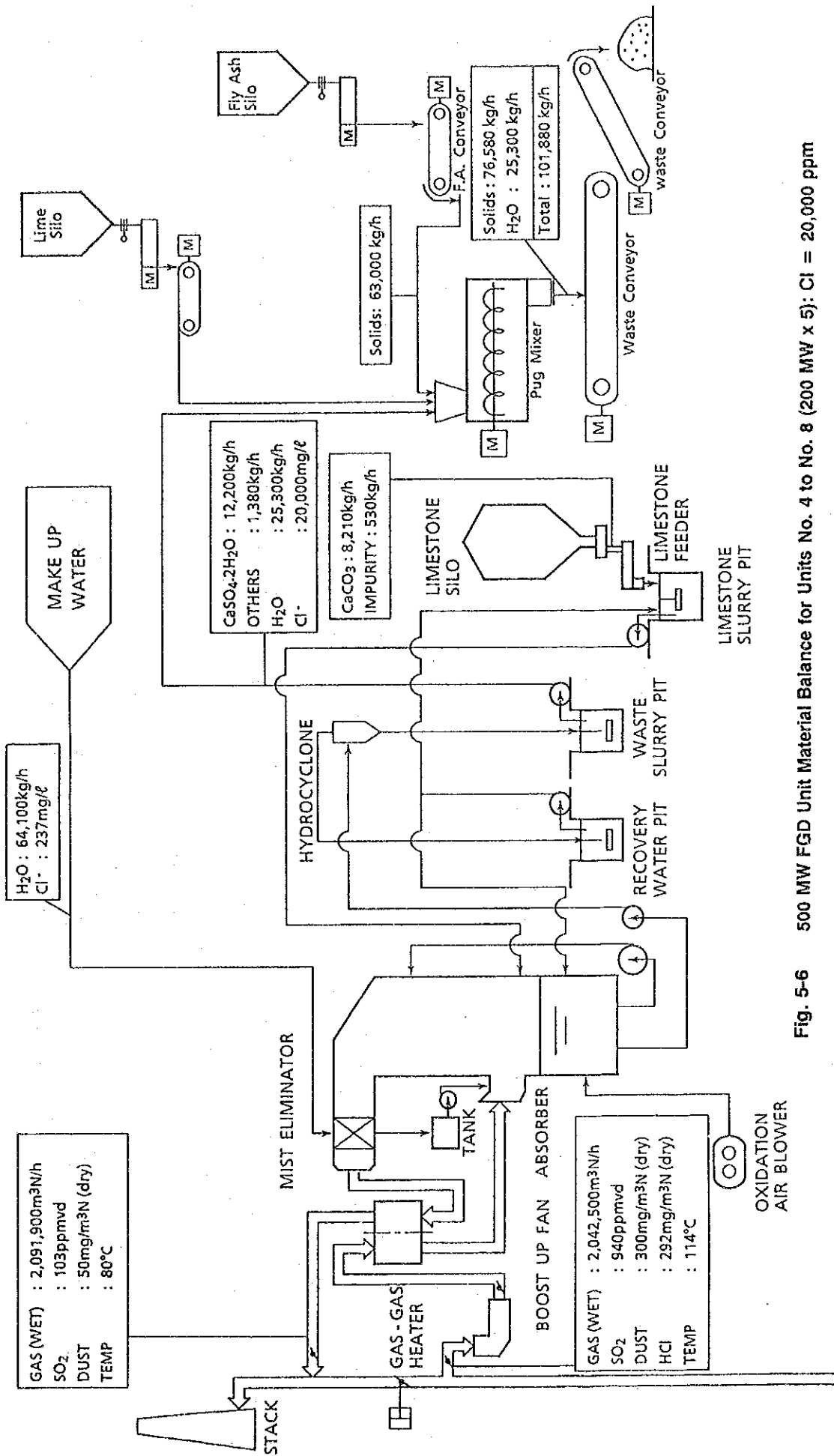


Fig. 5-6 500 MW FGD Unit Material Balance for Units No. 4 to No. 8 (200 MW x 5): Cl = 20,000 ppm

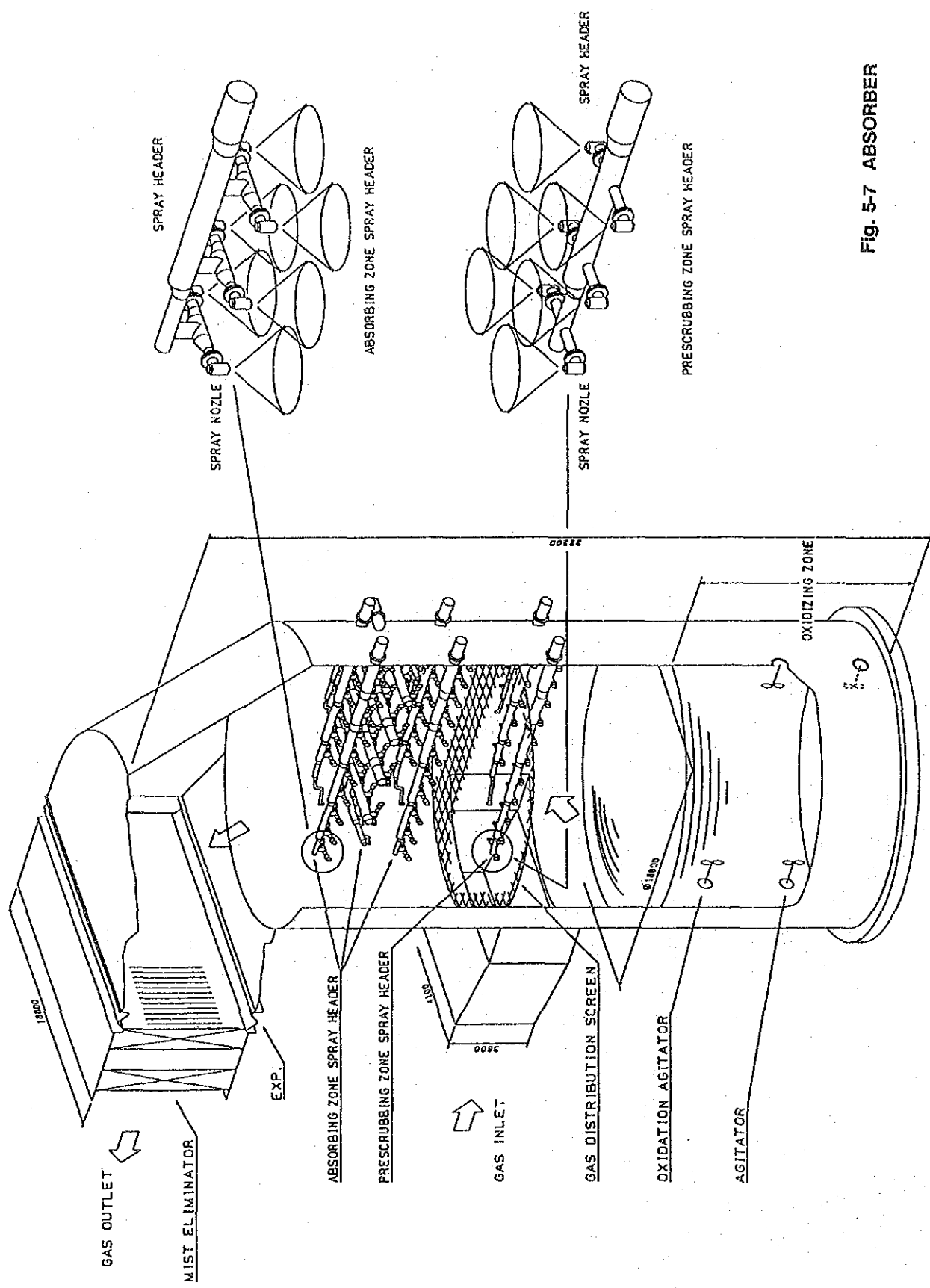
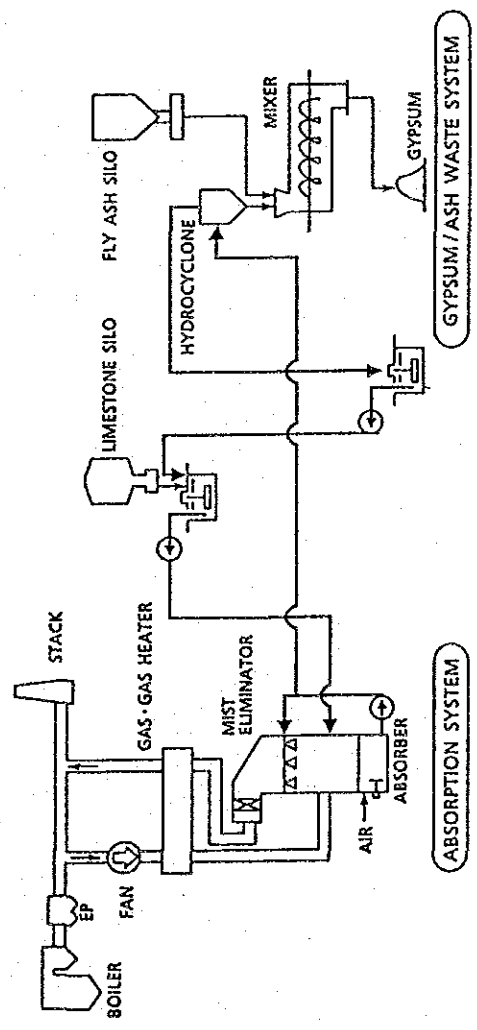


Fig. 5-7 ABSORBER

NO.	PORTION	LINING MATERIAL
1	FLUE	HEAT RESISTANT GLASS
	GGH~ ABSORBER INLET	FLAKE RESIN
2	ABSORBER OUTLET ~GGH INLET	GLASS FLAKE RESIN
	ABSORBER GAS INLET TANK UPPER ZONE	HEAT RESISTANT GLASS FLAKE RESIN
	SPRAY ZONE	RUBBER
3	MIST ELIMINATOR	GLASS FLAKE RESIN
	TANK	GLASS FLAKE RESIN OR RUBBER
4	PIT	RESIN MORTAR
5	SLURRY PIPING	RUBBER



FLOW SHEET

Fig. 5-8 STANDARD LINING MATERIAL FOR WET LIMESTONE GYPSUM FGD SYSTEM

また、排煙脱硫装置設置のため既設の改造等が必要になるその代表的なものは次の通りである。

- (1) 煙突入口ダクト改造
- (2) 2号煙突内面の耐酸ライニング
- (3) 電気室、制御室設置のためのZ.R.E.ビルディングの改造
- (4) 給水処理用薬品受入鉄道の撤去
- (5) メンテナンス用鉄道の撤去
- (6) 灰流し管の一部移設

第6章 排煙脱硫装置施行計画

概念設計に示した排煙脱硫装置について工事施工計画と建設工程について検討を行った。

検討の結果、1997年末までに排煙脱硫装置を運開させるためには概略下記の工程でプロジェクトを進める必要があるとの検討結果を得た。

(1) フィージビリティスタディ終了	1991年12月末
(2) 予算措置終了	1993年 1月末
(3) コンサルタントの選定終了	1993年 4月末
(4) 詳細設計及び入札仕様書作成終了	1993年11月末
(5) 入札評価終了	1994年 5月末
(6) 発注	1994年 5月末
(7) 土木工事開始	1994年 10月始
(8) 掘付開始	1995年 6月始
(9) 試運転開始	1996年 9月始
(10) 試運転終了、引渡し	1997年10月末
(11) 営業運転開始	1998年 1月1日

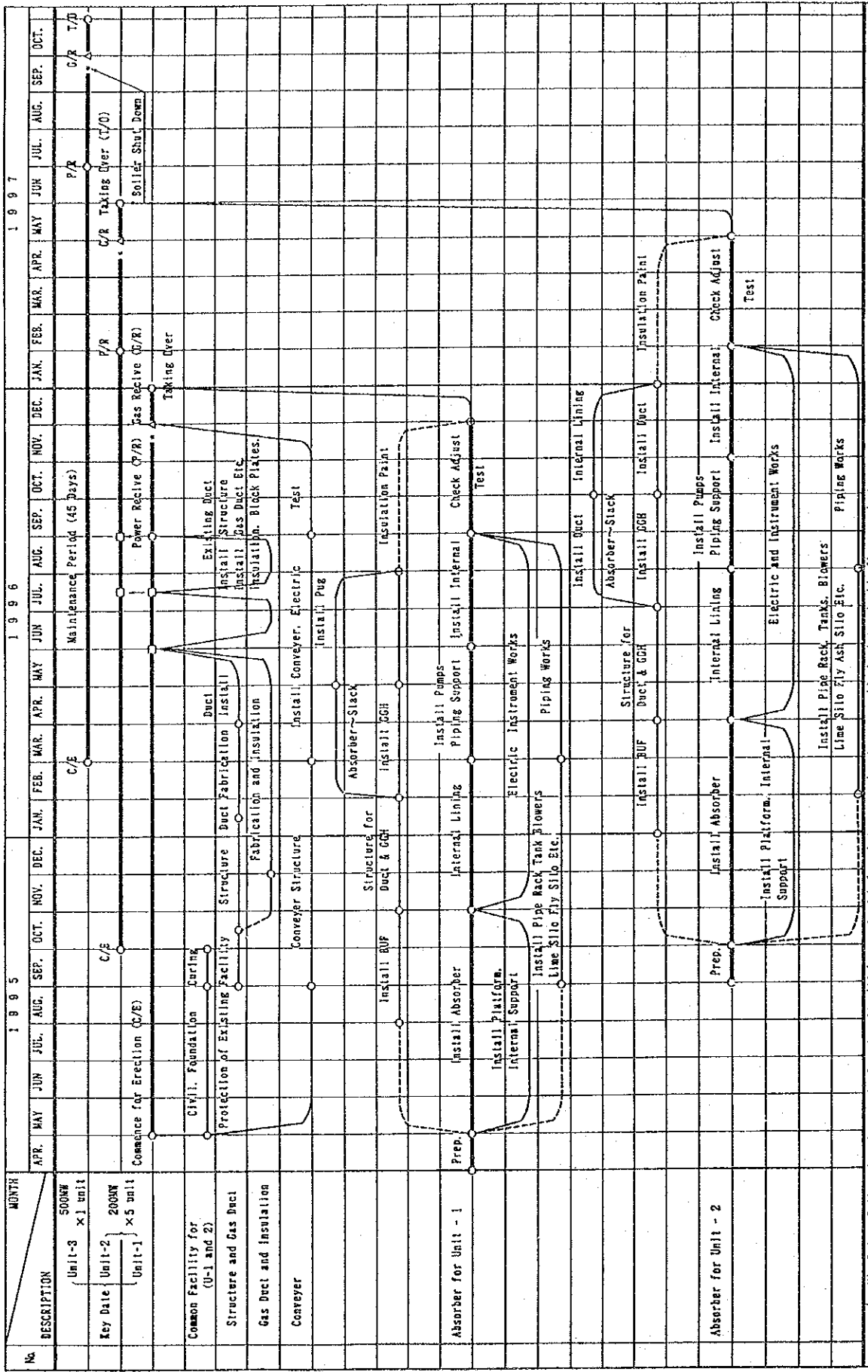
Table 6-1, 6-2 (1) 及び (2) に工程表を示す。

Table 6-1 KOZIENICE POWER PLANT FGD SYSTEM IMPLEMENTATION SCHEDULE

Year	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Basic Schedule		Completion of Feasibility Study (F/S)		Decision of Implementation	Contract Award	Commencement for Erection		Taking Over	New Regulation Come in Force		
1. F/S Finish		○									
2. Preparation of Financial Source		○									
3. Decision of Implementation				○							
4. Selection of Consultants				○							
5. Defenit Design (D/D)				○							
6. Preparation of Tender Specification				○							
7. Bidding				○							
8. Bid Evaluation				○							
9. Contract Award					○						
10. Engineering & Design					○						
11. Procurement					○						
12. Transportation					○						
13. Civil Work (Incl. Drilling)					○						
14. Erection					○						
15. Test & Commissioning					○						

No. 1 No. 2 No. 3

Table 6-2 (1) 500MW FGD Plant x 3 Units Construction Schedule



Remarks

(1) 3 days Boiler shut down work of each unit will be required before hot gas receive to remove block plates inside flue gas duct.
 (2) connection change of the existing common duct and new one between 10F outlet and stack will be done during low load demand season.

Table 7.2-1 (2) 500MW FGD Plant X3 Units Construction Schedule

No.	DESCRIPTION	1995					1996					1997								
		APR.	MAY	JUN	JUL	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN	JUL	AUG.	SEP.	OCT.
	Unit-3 500MW X1 unit																			
	Unit-2 200MW X5 unit																			
	Unit-1 200MW X5 unit																			
	Common Facility for (U-1 and 2)																			
	Structure and Gas Duct																			
	Gas Duct and Insulation																			
	Conveyer																			
	No. 2 Stack Lining																			
	Structure for Gas Duct																			
	Gas Duct and Insulation																			
	Absorber for Unit - 3																			
	Remarks	(1) 3 days Boiler shut down work of each unit will be required before hot gas receive to remove block plates inside flue gas duct. (2) Connection change of the existing common duct and new one between IDF outlet and stack will be done during low load demand season. (3) Approximately 3 months pilot shut down of No. 4 to No. 8 will be required by No. 2 stack lining.																		

第7章 建設費及び運転経費

500MW容量で脱硫効率89%の排煙脱硫装置3基の見積り建設費は185,404,000U\$であり、これをkW当りの単価にすると123.6U\$/kWに相当する。尚、見積り時点は1991年3月1日である。

建設費と運転経費のブレイクダウンを下記に示すし、Fig. 7-1に見積り範囲を示す。

(1) 見積建設費

	<u>×10⁶ Z L</u>	<u>×10³ U \$</u>
① 脱硫装置本体及び関連設備	1,130,833	119,035
② 輸送費	43,890	4,620
③ 据付費	92,369	9,723
④ 土木建築工事	112,575	11,850
⑤ 既設設備改造	12,350	1,300
⑥ 予備品	22,686	2,388
⑦ 試運転経費	22,686	2,388
⑧ 輸入税	94,212	9,917
[直接工事費] ①～⑧	[1,531,601]	[161,221]
⑨ 技術費 [直接工事費の5%]	76,580	8,061
⑩ 予備費 ["]	76,580	8,061
⑪ 管理費 ["]	76,580	8,061
[総工事費] ①～⑪	[1,761,341]	[185,404]
外貨 (40.9%)	720,388	75,783
内貨 (59.1%)	1,040,953	109,621
[kW当り建設費]	[1,174×10 ³ ZL/kW]	[123.6 U\$/kW]

(2) 年間運転経費

	<u>×10³ Z L</u>	<u>U \$</u>
(1) ユーティリティ費用	40,220,680	4,233,756
(2) 人件費	1,111,824	117,034
(3) 補修費	76,579,975	8,061,050
[合計]	[117,912,479]	[12,411,840]

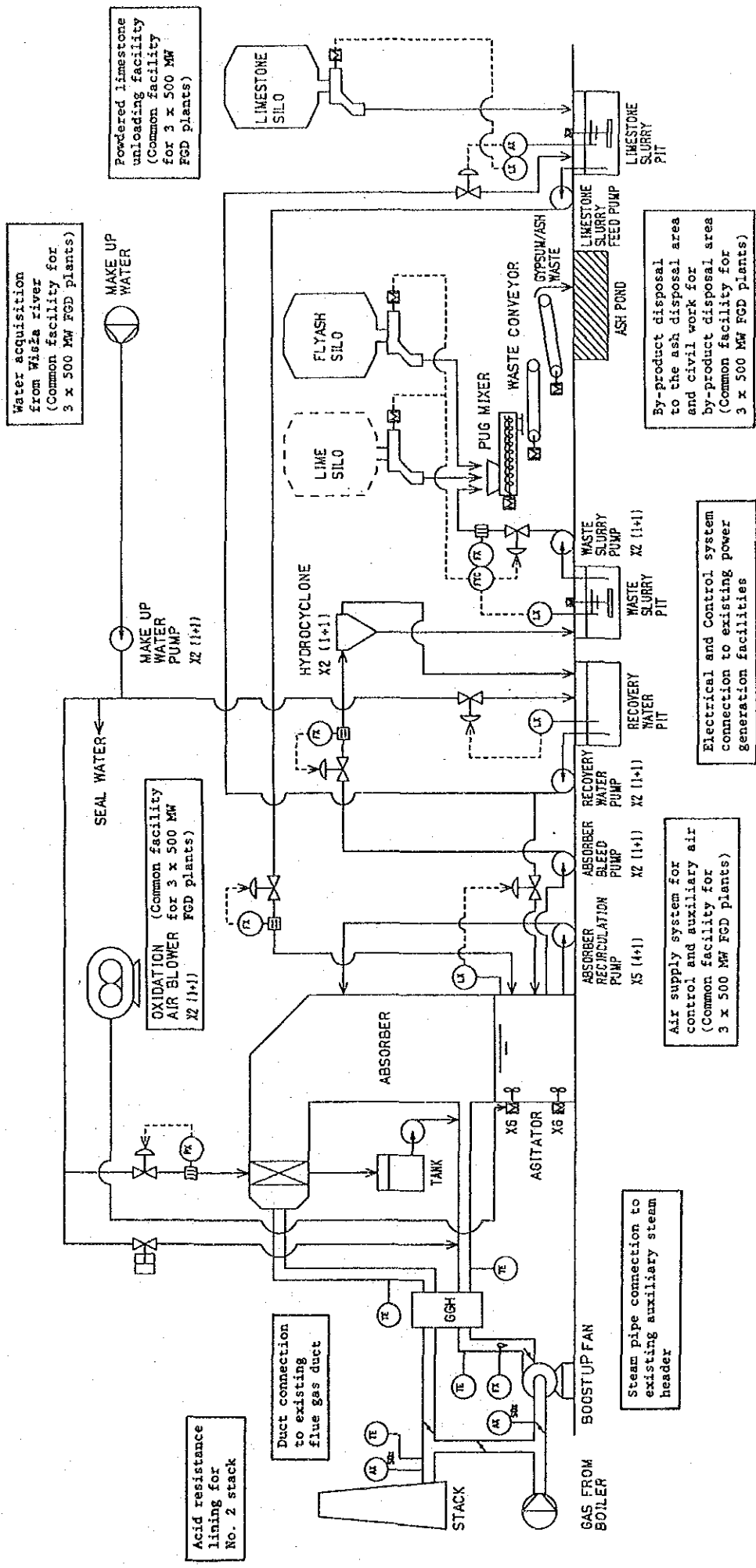


Fig. 7-1 Supply Limit of One 500 MW FGD Plant