

ポーランド共和国

コジェニツツェ発電所排煙脱硫対策調査

最終報告書

1991年12月

国際協力事業団

鉅計資

C R (5)

91 - 170

ポーランド共和国 コジェニツツェ発電所排煙脱硫対策調査 最終報告書

91・12 国際協力

923 61.8 MW

ポーランド共和国

コジェニツツェ発電所排煙脱硫対策調査

最終報告書

JICA LIBRARY



1095706(6)

23267

1991年12月

国際協力事業団

国際協力事業団

23267

序 文

日本国政府は、ポーランド共和国政府の要請に基づき、同国のコジェニツェ発電所排煙脱硫対策にかかる開発調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成3年2月から平成3年11月までの間、3回にわたり、電源開発（株）の三国雅士氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ポーランド政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終りに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

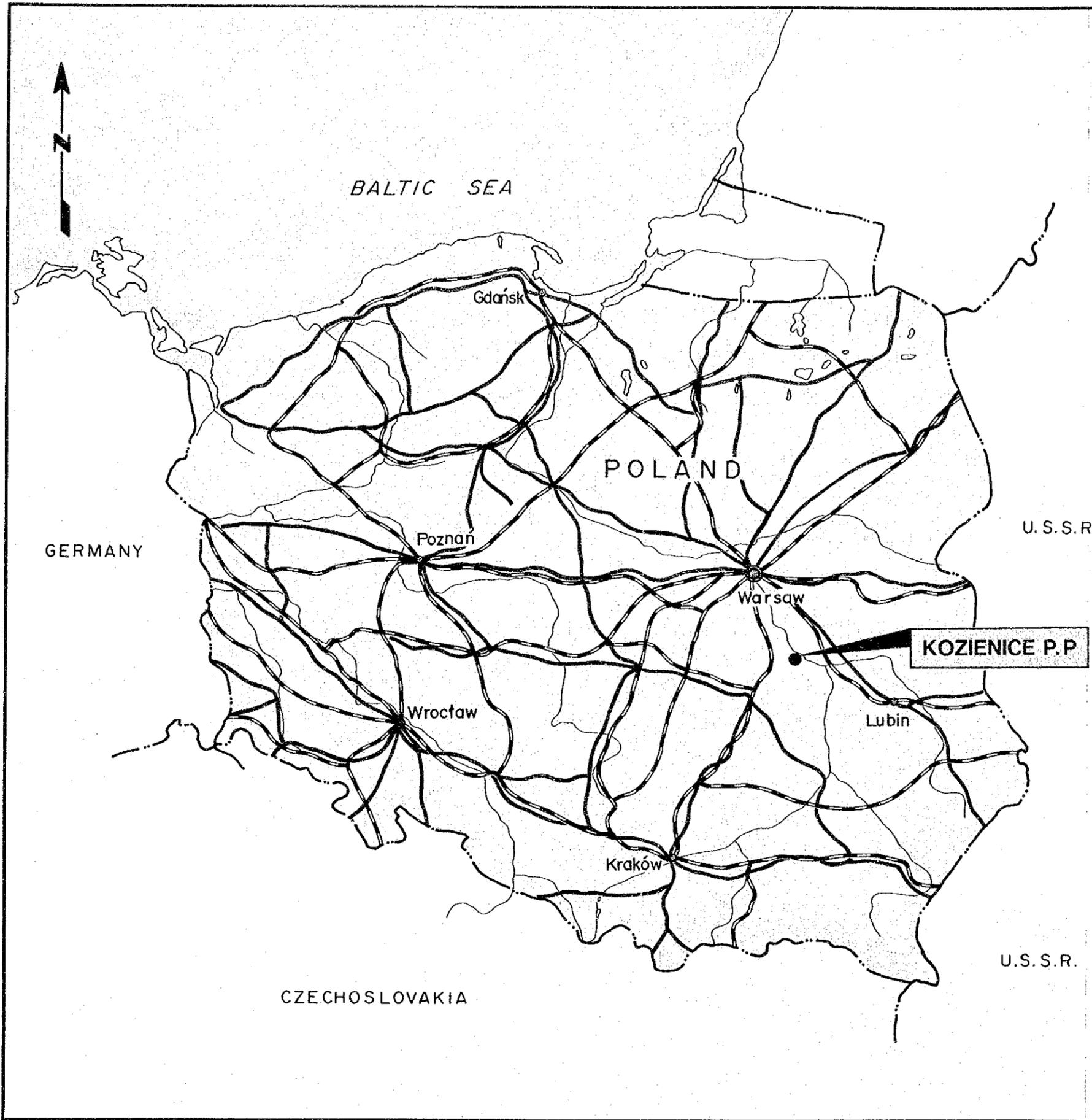
平成3年12月

国際協力事業団

総裁 柳谷 謙介

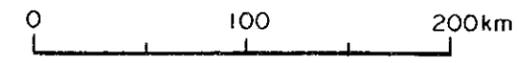


THE KOZIENCES POWER PLANT

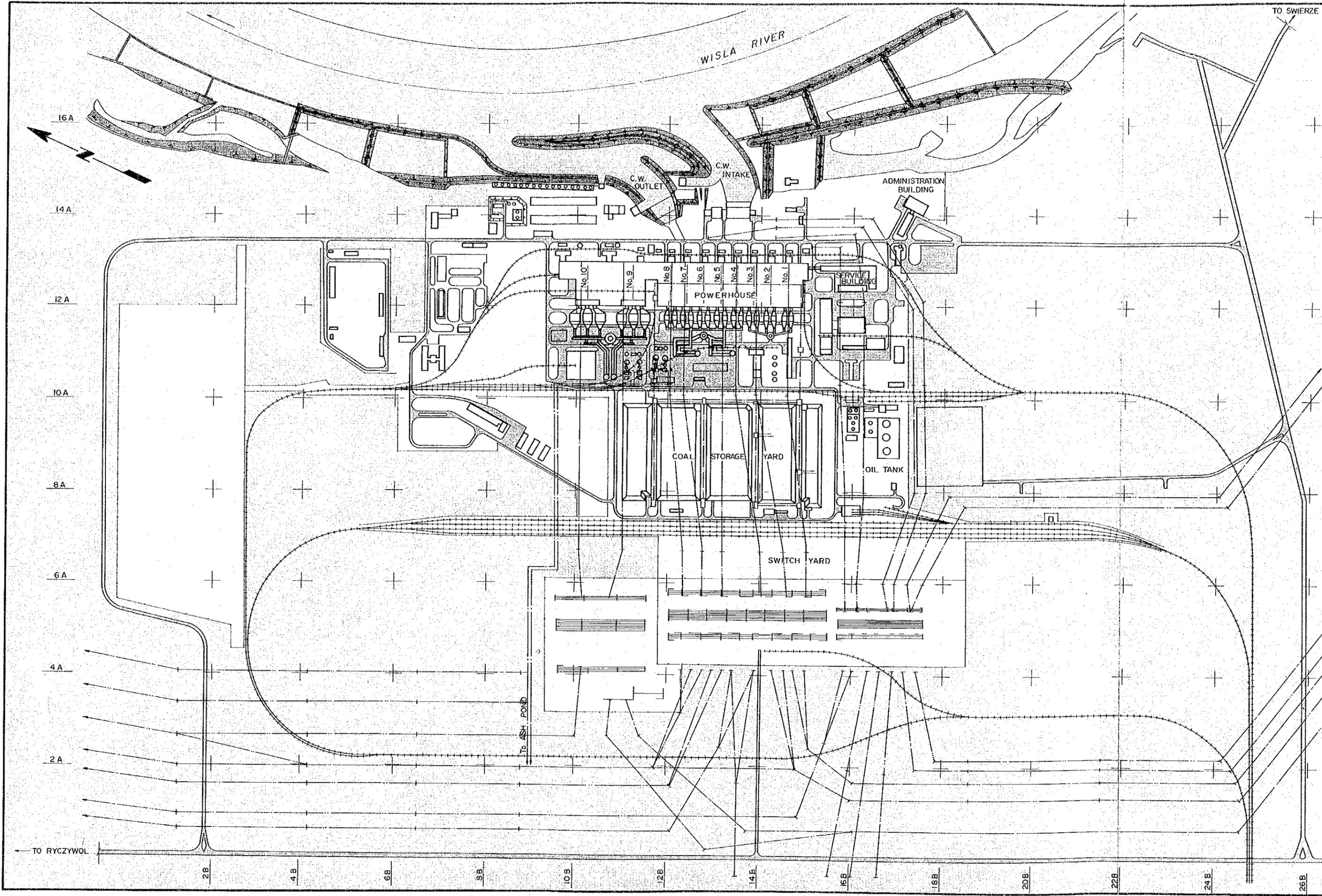


LEGEND

-  Highway
-  Railway
-  River
-  International boundary



THE REPUBLIC OF POLAND
 Location of
 Kozienice Power Plant



WISLA RIVER

ADMINISTRATION BUILDING

POWERHOUSE

COAL STORAGE YARD

OIL TANK

SWITCH YARD

To ASH POND

16A

14A

12A

10A

8A

6A

4A

2A

TO RYCZYWOL

TO SWIERZE

2B

4B

6B

8B

10B

12B

14B

16B

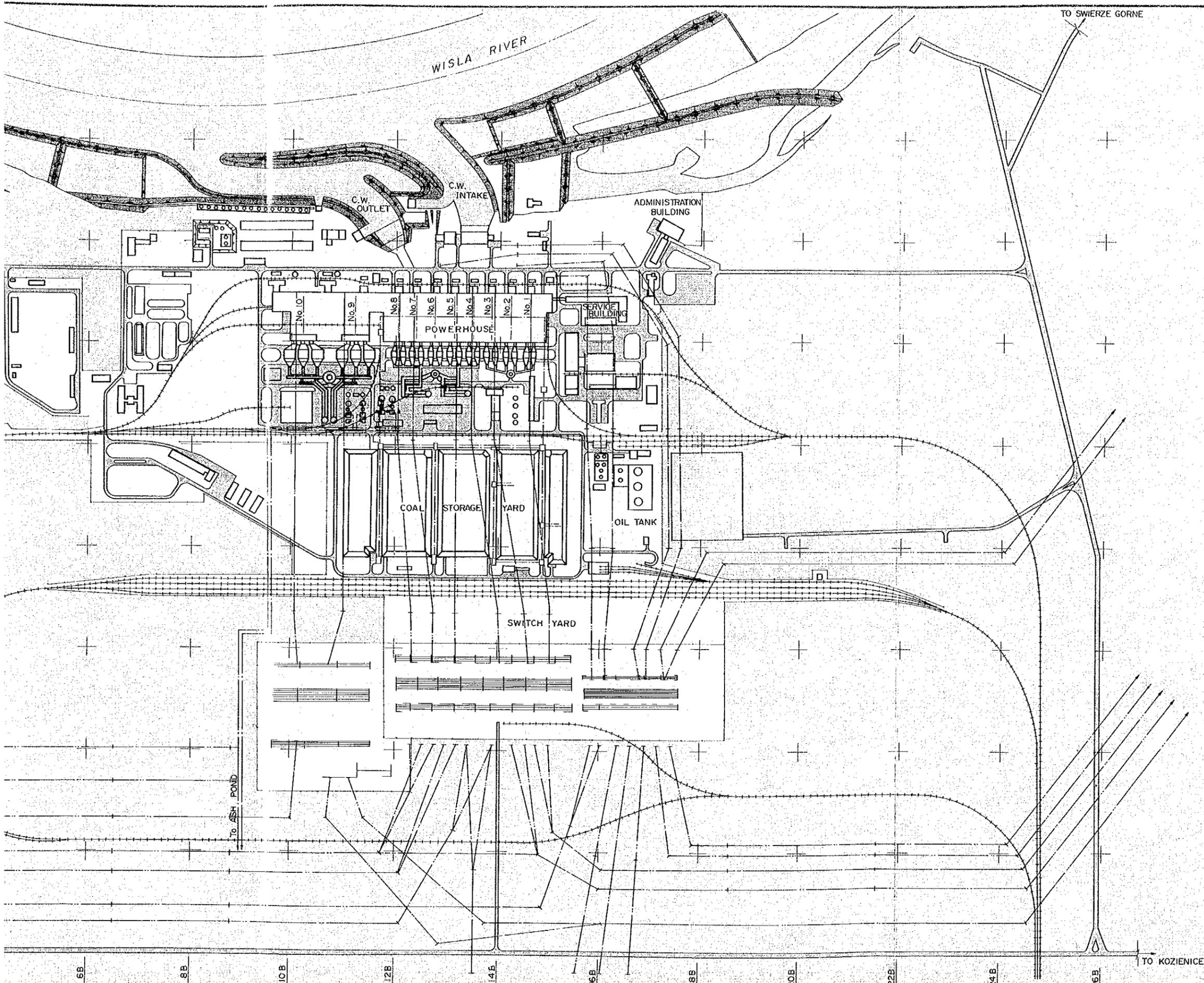
18B

20B

22B

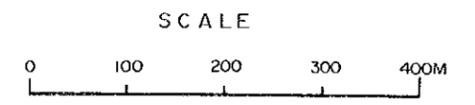
24B

26B



LEGEND

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

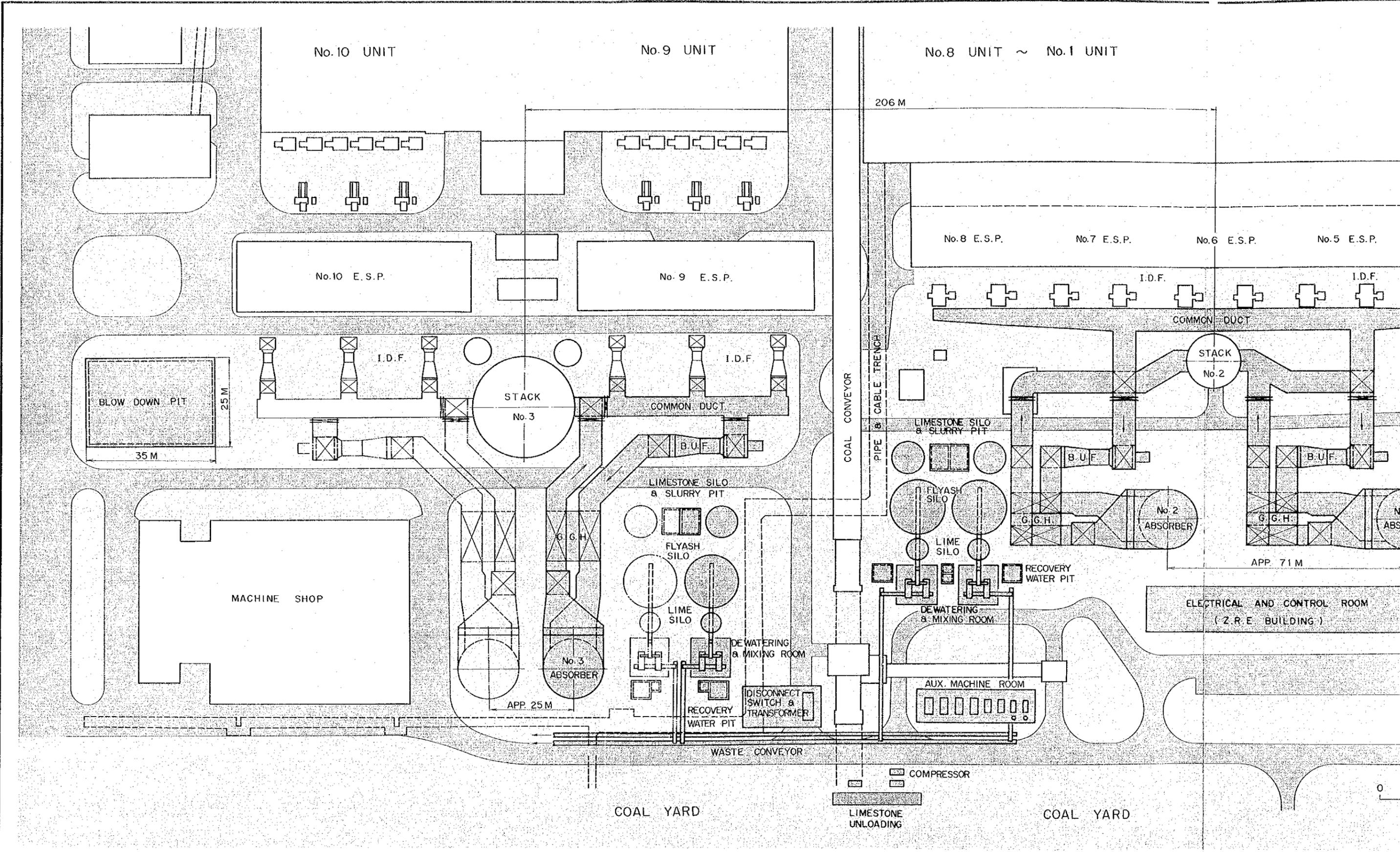


**GENERAL LAYOUT
OF
KOZIENCICE POWER PLANT**

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

TO SWIERZE GORNE

TO KOZIENCICE

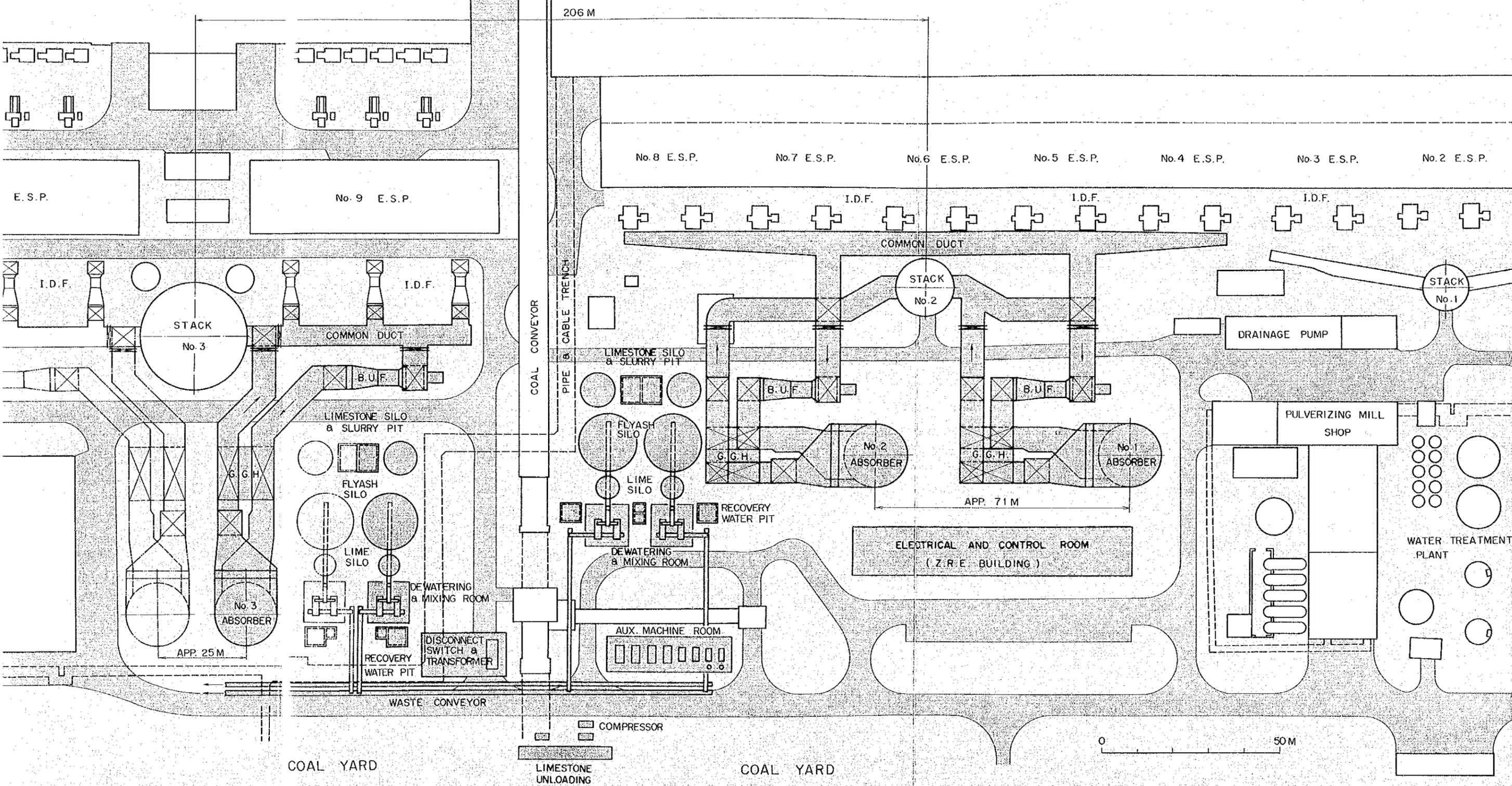


GENERAL LAYOUT

UNIT

No.9 UNIT

No.8 UNIT ~ No.1 UNIT



GENERAL LAYOUT OF THREE (3) 500 MW FGD UNITS

目 次

第1章	要約と勧告	1 - 1
1.1	社会・経済的背景	1 - 3
1.2	排煙脱硫装置計画地点の立地条件	1 - 3
1.3	最適脱硫装置の選定	1 - 4
1.4	環境影響評価	1 - 5
1.5	排煙脱硫装置概念設計	1 - 6
1.6	排煙脱硫装置施行計画	1 - 6
1.7	建設費及び運転費	1 - 7
1.8	運転方法及び保守要領	1 - 8
1.9	社会・経済的影響評価	1 - 8
1.10	プロジェクト実施に当たっての勧告	1 - 10
第2章	社会・経済的背景	
2.1	ポーランド共和国の現況	2 - 1
2.2	エネルギー需給の現況	2 - 8
2.3	環境問題	2 - 12
2.4	電気事業の現況	2 - 13
2.5	コジェニツェ発電所概況	2 - 24
第3章	排煙脱硫装置計画地点の立地条件	
3.1	位置	3 - 1
3.2	アクセス	3 - 1
3.3	気象	3 - 1
3.4	地形	3 - 2
3.5	地質	3 - 2

第4章	最適排煙脱硫装置の選定	
4.1	コジェニツツェ発電所における排出基準	4-1
4.2	評価対象排煙脱硫方式の選択と各方式の技術比較	4-10
4.3	最適排煙脱硫方式の検討諸元	4-44
4.4	発電プラントと排煙脱硫装置の組合せに関する検討	4-76
4.5	評価対象排煙脱硫方式の技術比較と経済比較	4-87
4.6	最適排煙脱硫装置の選定結果	4-103
第5章	環境影響評価	
5.1	環境影響評価手法	5-1
5.2	基礎データ	5-3
5.3	環境影響予測手法と予測モデルの選定	5-7
5.4	環境への予測と評価	5-17
第6章	排煙脱硫装置概念設計	
6.1	排煙脱硫装置基本計画	6-1
6.2	排煙脱硫装置全体配置計画	6-7
6.3	排煙脱硫装置全体系統図及び主要機器仕様	6-10
6.4	排煙脱硫装置マテリアルバランス	6-19
6.5	排煙脱硫装置機器基本概念設計	6-24
6.5.1	吸収塔	6-24
6.5.2	通風装置	6-33
6.5.3	再加熱装置	6-39
6.5.4	吸収剤貯蔵供給装置	6-44
6.5.5	副生品処理設備(含副生品捨場)	6-46
6.5.6	取水・用水設備	6-50
6.5.7	空気供給設備	6-53
6.5.8	電気設備	6-55
6.5.9	制御装置	6-66
6.5.10	関連建物	6-72

6.5.11	基礎（含 ローディングデータ）	6-72
6.6	既設設備改造	6-74
第7章	排煙脱硫装置施行計画	
7.1	工事施行計画	7-1
7.2	建設工程	7-1
第8章	建設費及び運転経費	
8.1	見積建設費	8-1
8.2	建設費の見積条件	8-3
8.3	見積範囲	8-3
8.4	コンサルタントのエンジニアリング費用	8-4
8.5	運転経費	8-4
第9章	運転方法及び保守要領	
9.1	運転方法	9-1
9.2	保守要領	9-12
第10章	社会・経済的影響評価	
10.1	電気料金への影響評価	10-1
10.2	経済評価	10-9
10.3	社会・経済的影響評価	10-16

第 1 章 要約と勧告

第1章 要約と勧告

	頁
1.1 社会・経済的背景	1-3
1.2 排煙脱硫装置計画地点の立地条件	1-3
1.3 最適脱硫装置の選定	1-4
1.4 環境影響評価	1-5
1.5 排煙脱硫装置概念設計	1-6
1.6 排煙脱硫装置施行計画	1-6
1.7 建設費及び運転費	1-7
1.8 運転方法及び保守要領	1-8
1.9 社会・経済的影響評価	1-8
1.10 プロジェクト実施に当たっての勧告	1-10

第1章 要約と勧告

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。

以下に各章の要約を述べる。

1.1 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。

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。

1.2 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。

1.3 最適排煙脱硫装置の選定

コジェニッツェ発電所に最適な排煙脱硫装置を選定するため、下記の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排煙脱硫方式を選定し技術比較を行った。

<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 — 吸収剤火炉吹込み法
- ⑦ 簡易脱硫法 — 吸収剤ダクト吹込み法

次にこれらの排煙脱硫方式にコジェニッツェ発電所固有の条件を加味し、コジェニッツェ発電所に最適な排煙脱硫方式と、発電プラントと排煙脱硫装置の組合せの選定を行った。

検討結果はコジェニッ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ネ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。違いは硫黄酸化物 (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。

両方式ともコージェネ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る。

1.4 環境影響評価

排煙脱硫装置設置前後における SO_2 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。

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1時間値は $0.092\text{mg}/\text{m}^3 \cdot \text{SO}_2$ が $0.058\text{mg}/\text{m}^3 \cdot \text{SO}_2$ となり、年間平均値は $0.015\text{mg}/\text{m}^3 \cdot \text{SO}_2$ が $0.009\text{mg}/\text{m}^3 \cdot \text{SO}_2$ 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 $0.042\text{mg}/\text{m}^3$ が $0.024\text{mg}/\text{m}^3$ となる。

この結果、コージェネツ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。

1.5 排煙脱硫装置概念設計

1st Stageの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。
概念設計は、2nd Stageの補足現地調査結果も反映し下記項目について検討を行った。

- (1) 排煙脱硫装置基本計画
- (2) 排煙脱硫装置全体配置図
- (3) 排煙脱硫装置全体系統図及び主要機器仕様
- (4) 排煙脱硫装置マテリアルバランス
- (5) 排煙脱硫装置基本概念設計

1.6 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) 据付開始	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

1.7 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。

(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 掘付費	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]
[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]

1.8 運転方法及び保守要領

起動・停止方法及び運転監視要領、さらに日常及び定期点検時の保守要領について具体的に解説した。

解説に当たっては日本での運転経験を反映すると共に、コジェニッツェ発電所に適用する計画の排煙脱硫装置の特徴等を考慮した。

1.9 社会・経済的影響評価

(1) 第8章の総工事費に基づき、建設中利子を含む工事費を選定し、これから各年の所要経費を算出した。

本計画の全工事費を Table 10.1-1 に示す。あわせて資金調達構成を変えた場合の全工事費も算出した。その全工事費を Table 10.1-2 に示す。

この所要経費から料金上の負担額を算出した。これによれば完成初年度で33~41ZL/kWhの負担増となるため、適切な料金引上げが求められる。

料金の各年の推移を Table 10.1-3、10.1-4 に示す。

(全て1991年3月時点価格、インフレーションは考慮せず)

(2) 本計画の経済評価にあたっては、本計画と同等の硫黄酸化物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ている。これによる便益及び費用のフローは Table 10.2-1 に示す通りであり、経済的内部収益率 (EIRR)、超過便益 (B-C) 及び便益費用比率 (B/C) は以下の通りである。

E I R R	37.69 %
B - C	$3,560.3 \times 10^9$ ZL
B / C	2.832

本計画の経済性を B-C 及び B/C から判断すると、本計画を建設し運用することは、同等の硫黄酸化物削減効果を持つ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り、また資本の機会費用を反映する社会的割引率が37.69%に達するまでこの優位性が維持されるといえる。

(3) 社会・経済的影響評価

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

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

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

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

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

- 1982年のローマクラブ東京大会で茅陽一東大教授が極めて大胆な仮定に基づき硫酸化物対策費用が1年あたり4,800億円に対し、被害総額6兆円と推定しており、また
- 1977年版環境白書では、1965年から1975年までの環境対策の実施にもかかわらず、実質GNPを0.9%増加させるなど良い影響もあり環境対策はマクロ経済的には殆ど影響がなかったとしている。

- ③ ポーランドの発電所における脱硫設備の導入がもたらすマクロ経済的影響を上記の分析を基に行うと、次の通りとなる。

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

ポーランド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。

1.10 プロジェクト実施に当たっての勧告

(1) 国内投資環境の整備

本プロジェクトの計画に当たっては、可能な限りのコストの低減、ポーランド共和国における関連技術力、ポーランド共和国経済全体への波及効果等を考慮して、可能な限り国内化を進める条件の下に検討を進めた。これにより、上記の効果は十分達成しうるものとなったが、一方、国内投資分の資金の調達に問題が残ることとなった。

現在の各国のODAスキーム、世界銀行等国際援助機関の融資スキームによれば、国内ポーシヨンの融資には一定の限度があるため、その相応の部分を内国金融市場から調達することが求められるが、現在のところポーランド共和国における民間金融市場は未成熟であり、長期低利の設備投資金融をここから調達してゆくことは難しい。

従って、以下の諸方策を検討することにより、国内ポーシヨンの資金調達の促進を図ることが、当方より提案した工程に沿ったプロジェクト実施を可能にする条件である。

- ① ポーランド共和国政府の設置した環境基金制度の活用
- ② 政府制度金融の導入：一般国民の貯蓄をベースとした民間銀行の整備になお時間を要する場合には、税金を活用した政府による産業金融専門機関を設立して、これを通して必要な資金の提供を図る。（当面環境案件は、ポーランド共和国への経済活力投入のための有効需要として相当機能しうるものと想定している。）
- ③ 環境債務のスワップの活用：金額的に自ら限界はあるが、ポーランド共和国に対して債権を有する国外民間銀行の協力を得て、ポーランド共和国の負う債務を、環境への投資とスワップするののも一つのアイディアである。（フィリピン等に実例あり。）

(2) 電力料金体系の整備

本計画実現に伴うコストについては、電気料金の形でこれを適正に消費者に負担させなければ、政府の財政赤字の拡大、インフレーション進展の原因となる。本計画実施に伴う電気料金の上昇は、調査時点（1991年度3月）価格で、発電所渡しの卸売電気料金ベースで諸年度20%程度（40ZL）、ポーランド共和国全国の売電電力量当たりではその1/10の4ZL程度にすぎず、国民全体に均霑させることにより、十分吸収しう

る範囲である。

現在のポーランド共和国政府において進めている補助金型料金から原価型料金への電気料金体系の見直し作業の中で、環境コストの適正な反映がなされるよう整備を図る必要がある。

(3) 石炭中の高塩素分に対する対策

コジェニツェ発電所で使用している石炭は塩素分が高く、湿式石灰石石膏法排煙脱硫装置の副製品の石膏を脱水した排水をコマーシャルベースで河川に放流できるレベルまで塩素濃度を下げる排水処理技術は、現状では確立されていない。

本調査では、石膏を排水と共に抜き出し石炭灰と混ぜて、灰捨場に隣接して設置される副製品捨場に捨てる計画とした。

石炭中の高塩素分が排煙脱硫装置の設計に与える影響は大きいので、できるだけ塩素分を下げる検討が必要である。

実施設計の段階では、低塩素分の石炭の購入、各種石炭の適切な混炭等の検討を行い、排煙脱硫装置の設計塩素濃度をできるだけ下げることが望ましい。

第 2 章 社会・経済的背景

第2章 社会・経済的背景

	頁
2.1 ポーランド共和国の現況	2-1
2.2 エネルギー需給の現況	2-8
2.3 環境問題	2-12
2.4 電気事業の現況	2-13
2.5 コジェニッツェ発電所概況	2-24

List of Figures

Fig. 2.4-1 ポーランド共和国の電力需要の構成内訳 (1989年)

List of Tables

- Table 2.1-1 ポーランド共和国の経済指数の推移
- Table 2.1-2 ポーランド共和国の今後の経済指標
- Table 2.1-3 西側のポーランド共和国に対する支援策
- Table 2.2-1 エネルギー需要見通し
- Table 2.2-2 エネルギー供給見通し
- Table 2.4-1 消費電力量の推移
- Table 2.4-2 発電設備の推移
- Table 2.4-3 発電用燃料消費の推移
- Table 2.4-4 送配電線の延長の推移
- Table 2.4-5 大気汚染に係る排出基準と環境基準
- Table 2.5-1 コジェニツェ発電所の歴史
- Table 2.5-2 コジェニツェ発電所設備概要
- Table 2.5-3 コジェニツェ発電所の人員構成表
- Table 2.5-4 発電所の発電電力量と設備稼働率
- Table 2.5-5 原価の構成
- Table 2.5-6 利益処分
- Table 2.5-7 貸借対照表
- Table 2.5-8 償却資産台帳 (再評価後)
- Table 2.5-9 Change of Energy Production Costs No.1 ~ No.3
- Table 2.5-10 石炭料金体系の修正指数の推移
- Table 2.5-11 90年コジェニツェ発電所人件費実績
- Table 2.5-12 減価償却基準

第2章 社会、経済的背景

2.1 ポーランド共和国の現況

2.1.1 自然的背景

ポーランド共和国は中部ヨーロッパ北部に位置し、北緯49度～55度、東経14度～24度にまたがる。北はバルト海に面し、東・南・西部はソ連・チェコ・ドイツの各国と国境を接している。面積は 312,000km²であり、東欧地域では最大の面積を有する。

人口は 3,776万人。そのうち98%が西スラブ系のポーランド人であり単一民族国家に近い。全人口の90%以上がカトリックの洗礼を受けているとも言われ、その他ギリシャ正教とプロテスタント教徒、ユダヤ教徒がいる。公用語は西スラブ語であるポーランド語である。首都はワルシャワ（人口 170万人）で、ウッジ、クラクフ等人口50万人以上の都市は6つある。

ヴィスワ川が国の中央を南北に横断している。南部のカルパチア山麓を除き、国土の9割は海拔300m以下の平坦地である。

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、一般には不安定で、夏期を除き寒冷である。最高気温は30℃前後、最低気温は-30℃前後である。

2.1.2 政治情勢

第2次世界大戦後の1947年以降、コメコン体制の下に統一労働者党が単一独裁の政権を継続してきたが、1980年7月の労働者ストを皮切りとした自主管理労組「連帯」の運動を契機に、民主化へ動きが高まった。

この運動はいったん矛先を納められたが、1988年4月より賃上げと「連帯」の合法化を求めるストが各地で発生し再燃した。政府当局と在野の代表による円卓会議開催などを経て行われた1989年6月の国会議員選挙では「連帯」系候補が圧勝し、国会は新設された大統領にヤルゼルスキ国家評議会議長を選出したが、「連帯」系議員の運動等により9月、マゾビエツキを首相とする社会主義圏初の非共産勢力主導型内閣が誕生した。

同年12月の憲法改正により、憲法上の「ポーランド統一労働者党の指導的役割」の文言が削除されると共に、国名を「ポーランド共和国」に改称し、市場経済の導入、民営化の促進等を掲げ、西欧型民主国家の道を歩み始めた。

しかしながらマゾビエツキ政権の厳しい経済引締め政策による物価上昇や失業者の増大等が生じた。その後、ポーランド共和国の民主化を見直す大統領選挙が1990年11月に実施された結果、「連帯」のワレサ議長が大統領に選任された。

ワレサ大統領は変革の加速を主張している。経済改革のためには外国からの支援が不可欠として、西側諸国との関係改善、信頼の回復に努力しており、訪日の意向も表明している。

以上のように戦後40数年続いた社会主義体制を放棄し新しい社会を建設中のポーランド共和国であるが、政治的にも経済的にもなお試行錯誤の過程のただ中にあるものと言えよう。

2.1.3 経済改革の現状と展望

(1) 経済改革の歩みと現状

戦後の工業重点政策と60年代末から欧州で進展したデタントの流れに乗った西側資金と技術の導入により、70年代前半の国民所得は急速に上昇した。しかしながら石油ショック以降の西側経済の停滞による輸出の減退から、対西側債務が急速に膨張し、1980年末には西側債権国に債務救済を要請することとなった。

こうした経済危機に対し、旧来の中央集権的政治メカニズムにも問題があるとの認識の下に、1982年以降政治改革に先んじて（即ちソ連におけるゴルバチョフのペレストロイカ以前から）、市場経済導入を軸とする経済改革を開始して、83年以降経済は一応回復過程をたどってきた。

制度面では経済活動法による私企業設立の原則自由化、外資事業法による外資の積極的導入、貿易の自由化、中央計画経済部門の縮小、外貨取引規制の緩和等自由化に向け諸般の制度改革がなされてきた。

しかしながら、88年以降の消費物資に係る市場原理導入に伴う物価値上げにより、賃上げストライキが続発し、89年以降も物価上昇と賃上げの悪循環によるインフレの悪化により、鉱工業生産は停滞し、経済状況は依然厳しい状況にある。

過去5年間の経済指数の推移を Table 2.1-1に示す。

(2)経済の展望

市場経済導入の具体策として、証券取引所の創設、民営化の促進（1990年7月の民営化法成立・所有移管庁の創設を契機に、7,600ほどの国営企業を2年間を目標に民営化する。）を計画している。

1986年にIMFに加盟し、経済改革プログラムの推進をIMFとの間に合意しており、具体的には以下の政策推進をうたっている。

- ①国営企業の公社化と独立採算制の採用
- ②小規模企業の民間払下げ
- ③資源エネルギー大量消費企業の行政措置による閉鎖
- ④内務・国防両省の予算削減
- ⑤補助金凍結
- ⑥個人所得税導入を含む税制改革
- ⑦国内における中長期的信用供与の凍結
- ⑧単一為替レートの設定

今後の経済見通しは依然不透明であるが、経済改革の推進を前提としたIMFとの合意による今後の経済指標を Table 2.1-2に示す。

(3)西側からの支援策

対外債務残高は1989年末現在 410億ドルに達しており、東欧諸国の中で最大の債務国である。1981年以降、西側政府及び民間銀行に対して資金協力、債務繰延べの要請を行い世銀の融資等により債務問題に対応してきたが、さらに同国の民主化を支援すべく、1989年7月のアルシュサミット、同年12月のG24の合意に基づく西側諸国から支援も活発化しており、農業部門への技術援助、職業訓練、市場アクセス、投資・安定化基金及び環境協力等が大きな課題となっている。

世界銀行の融資も進んでおり、現在までに政府、中央銀行等に総額40億ドルに及ぶ借款供与がなされている。エネルギー環境対策プロジェクトとしては、産業省等に1.5億ドルの借款供与がコミットされており、80の環境汚染企業の環境対策推進を前提とした長期再建計画に引き当てられるべく、1991年以降具体化してゆくことが予想される。

なお1991年1月のG7会議、3月のパリクラブにおいて、ポーランド共和国支援が協議され、米国政府を中心に公的債務の半減が合意されたが、これによって今後西側債権国

による債務削減及びニューマネー（新規融資）の流入が順調に進むかどうか、前途には予断を許さぬものがある。

西側のポーランド共和国に対する支援策を Table 2.1-3 に示す。

Table 2.1-1 ポーランド共和国の経済指数の推移

	1986	1987	1988	1989	1990
GNP (1)	12,953.0	16,939.9	29,628.7	153,994.1	—
鉱工業生産(2)	104.2	107.5	112.7	111.1	81.0
消費者物価上昇率(2)	117.8	149.2	238.4	745.6	5,062.6
財政赤字 (1)	△211.0	△ 594.4	△ 57.6	△ 934.2	—
経常収支 (1)	△787.0	△ 151.0	△291.0	△ 1,843.0	—
為替レート(3)	197.62	315.54	502.55	6,500.0	9,500.0

(1) 10億ズルチ(ZL) (2) 1985年を 100とする (3) 対米ドル市場 (期末)

(出典 日本エネルギー経済研究所)

Table 2.1-2 ポーランド共和国の今後の経済指標

	1991	1992
GNP (%)	1.2	3.0
物価上昇率 (%)	32	23
財政赤字 (兆ZL)	△1.0	△1.3
貿易黒字 (百万ドル)	900	1400

Table 2.1-3 西側のポーランド共和国に対する支援策

	食糧及び農業への技術援助	職業訓練	環境	投資・安定化基金	市場アクセス・その他
EC	138百万ドル 見返り基金は農業開発へ	3.3億ドル（ポーランド/ハンガリー） 環境（モニター能力向上、政策確立、F/S等）民営化等への技術協力が中心			
米	8百万ドル（89年度） 125百万ドル（90年度）	人材育成 55百万ドル （ポーランド/ハンガリー）	クラコウ大気水質 対策 15百万	安定化基金 2億ドル 企業基金 2.4億ドル （ポーランド/ハンガリー） 3年間 商業融資（電話システム） 6百万ドル	GSP供与決定 輸出信用保証 2億ドル エネルギー3千万ドル （ポーランド/ハンガリー） 科学技術・医療 9.5百万ドル
英	技術協力 23百万ドル	ノウハウ 78百万ドル （5年間）	—	安定化基金 1億ドル 投資協定	—
仏	—	食品工業 16百万ドル （90年～3年間）	環境協定	安定化基金（1億ドル） 投資保証 1.6億ドル（89年） 投資協定	輸出信用保証 5.3億ドル
西 独	農業振興協力 3.85百万ドル	経営・経済等 1.8億ドル	環境協定	融資16億ドル ・ポーランドへの輸出 13億ドル ・安定化基金 2.5億ドル 銀行融資（工芸生産） 2百万ドル	輸出信用保証 14億ドル その他 48百万ドル （うち30百万ドル…） （ポーランド/ハンガリー）
日 本	25百万ドル	25百万ドル （5年間、ポーランド/ハンガリー）		安定化基金 1.5億ドル 輸銀融資 5億ドル （3年間） 投資保護協定締結 交渉開始予定	貿易保険 3.5億ドル（2年間） GSP運用 （90.1.1～）

（出典 エンジニアリング振興協会）

2.2 エネルギー需給の現況

2.2.1 エネルギー資源

上シレジア地方、下シレジア地方クラクフ付近、ソ連国境ルブリン付近に大量の石炭が存在しており、炭質が良く大半は瀝青炭である。総埋蔵量は1,000億トンに及び、ソ連を除く欧州最大の産炭国である。褐炭の総埋蔵量も200億トンと評価されている。天然ガスは少なく、石油は皆無に近い。発電用水力も豊かではない。従って石炭及び褐炭が主要一次エネルギーである。1973年の石油ショック以降エネルギーバランスが崩れ、石炭輸出によって石油輸入代金を賄っていた収支バランスが赤字に転じ、現在では一次エネルギーの輸入国となっている。

2.2.2 国民経済的に見たエネルギー

エネルギー消費量は1989年で1億7,500万t（石炭換算）であり、75%が石炭・褐炭である。一人当たりのエネルギー消費量は西欧先進国並みであり、またGNP原単位当たりでは西欧諸国の2倍にもなっている。その理由は、気候条件の悪さ等があげられるが、技術的な遅れや価格に関する市場原理の不徹底等から、エネルギー利用効率が低く、エネルギー多消費型の産業構造となっていることもあげられる。

2.2.3 長期展望

(1)概要

産業省は、エネルギー政策の長期展望について世界銀行、OECD-IEA、フランス政府の協力の下に検討を進め、1990年8月「ポーランド共和国の1990年から2010年にかけてのエネルギー政策の方向性」（以下方向性という。）と称する指針を発表した。

これによれば当該期間における経済成長率により、1)低成長シナリオ（D）；年間3%成長、2)中成長シナリオ（S）；5%成長、3)高成長シナリオ（W）；2000年まで8%、2010年まで10%と、3つのシナリオによりエネルギー需給予測を行っている。

(2)需要

GNP原単位当たりのエネルギー消費を現在レベルから大幅に削減する省エネ（Wケースの場合には、2010年までに現在の半減；毎年3%減）を前提としつつも、経済成長の進展に伴うエネルギー需要の増加を35%（D）～42%（W）と見込んでいる。

また電力需要については77% (D) ~87% (W) の増加を見込んでいる。

今後のエネルギー需要見通しを Table 2.2-1 に示す。

(3)供給

供給については、いずれのシナリオにおいても、環境問題との調和を考慮しつつ、

①増分の大半は石炭、天然ガス、石油によって賄ってゆくことしながらも、石炭・褐炭への依存率を現在の75%から60%前後まで低減させていくこと。(褐炭は現状に比べ削減を見込んでいる。)

②2010年には原子力の導入を図るものとする。 (依存率は5%程度に過ぎない。)

等がうたわれている。

一方電力については、その他のエネルギーの1.5 倍程度の増を見込んでおり、強力な電源の開発が必要となる。

今後のエネルギー供給見通しを Table 2.2-2 に示す。

(4)展望の問題点

エネルギー需要の増に応じた供給力確保のためには、膨大な新規投資が予想される。2010年までの間シナリオWでは約10兆ZL (1984年価格ベース)、シナリオDにおいても約7兆ZLが見込まれているが、この投資に必要な資金の調達が最大の課題である。

省エネルギーの推進は不可欠であるが、これを推進しうる市場原理に立脚した料金体系の形成が遅れていることから、現状では省エネルギーへのインセンティブの付与が困難である。

エネルギー供給を極めて高い石炭依存から変更してゆくことは正しい方向であるが、国内に天然ガス、石油を有さぬので輸入に頼るほかない。天然ガスはパイプライン連系のあるソ連からの輸入を予定していると見られるが、1991年以来ハードカレンシー決済に移行したことから、外貨ポジションの悪化の問題が大きい。石油についても、OPEC諸国や西側からの石油輸入の拡大を図っているが、資金調達の問題と共にソ連原油の産出量の低下や北海油田の発掘ピークの終了等資源ソースの問題も存在する。従って、シナリオに応じたエネルギー供給の確保には、今後解決すべき問題が多い。

Table 2.2-1 エネルギー需要見通し

	1988	1990	D		S		W	
			2000	2010	2000	2010	2000	2010
GNP 原単位当たり								
需 要	94	111	90	80	82	64	68	52
総需要 (PJ)	5,447	4,583	5,212	5,974	5,599	6,991	6,053	7,609
電 力 (TWh)	149	125	+35	+66	+51	+119	+78	+154

*GNP 原単位当たり需要は1985=100として計算

(出典 方向性 1990年 8月)

Table 2.2-2 エネルギー供給見通し（エネルギー別増減；単位PJ）

	1988	1990	D		S		W	
			2000	2010	2000	2010	2000	2010
石炭	3,606	2,930	+193	+337	+281	+826	+401	+1,064
褐炭	592	589	△44	△38	△44	△38	△29	+111
天然ガス	406	308	+269	+471	+407	+638	+586	+797
石油	740	621	+211	+390	+372	+606	+513	+680
原子力	0	0	0	+231	0	+375	0	+375
その他	102	135	0	0	0	0	0	0
合計	5,446	4,583	+629	+1,391	+1,016	+2,408	+1,470	+3,026

(出典 方向性)

2.3 環境問題

工業開発に伴う環境汚染の進行は深刻な社会問題となりつつある。問題は大気、水質、土壌と多岐にわたっているが、石炭の利用を背景とした大気汚染はその中でも最大の問題である。特に高品位炭は外貨獲得のため輸出に充てられていることから、国内では発電用、家庭用燃料等に褐炭を含む低品位炭も使用しており、これが大気汚染を一層激しいものとしている。

ヨーロッパ圏の国際機関MSC (Meteorological Synthesizing Centre)において、大気汚染のモニタリングから汚染物質発生、移動量の判定結果を発表しているが、ポーランド共和国の南西部は高濃度汚染地域に含まれている。

硫黄酸化物の排出量は現在 420万t/年 (日本の4倍) であり、領土1km²当たりでは、13.5トンである。GNP 1単位当たりの排出量は欧州全体で4番目に位置している。また窒素酸化物は 150万t/年となっている。

特にクラクフ郊外のレーニン製鉄所等を有するシレジア地区の状況が厳しくなっており、国内に酸性雨による森林被害も現れている。

環境保護運動も盛んであり、現在公式認可を受けている団体だけで 2,000以上を数えている。

現在環境省が中心となり国全体の削減計画を立てており、硫黄酸化物については2000年までに1985年レベルの30%減の 290万トン/年に、2010年までに2000年レベルの30%減の 200万トンへの削減を目標としている。

削減計画の具体化は、各企業に課せられる排出基準(ノルマ)と地域毎の環境基準による実現を図ることとしている。

2.4 電気事業の現況

2.4.1 電気事業体制

1987年、それまで鉱山・エネルギー省が管轄していた電力、褐炭、石油、天然ガス、熱供給の各事業を産業省に移管すると共に、直接の管理はその下部組織としてそれぞれの事業を担当する褐炭・電力産業連合が行うこととなった。

1990年9月上記連合は清算され、国営会社「ポーランド電力ネットワーク会社 (Polish Power Grid Company)」が設立された。同社の設立目的は、市場経済原則に従い個別発電原価を考慮した経済的な発送配電を行うことにある。

現時点では各発電所(55の火力発電所)はそれぞれ独立機関に近い形での運営がなされ、これを上記のネットワーク会社が買い取って、これも独立機関に近い33の地域電力局(配電会社)に供給し、地域電力局がエンドユーザーに供給するという形態を採っている。それぞれの売電過程で政府からの補助がなされているため、価格メカニズム、市場原理の実現にはまだ時間を要する。

将来の方向は、電力ネットワーク会社を媒介とした完全な市場原理に基づく発・配電部門の完全独立性の達成である。

なお、発電所の建設計画等の技術的な業務は別組織の電源開発公社 (Energoprojekt) が行っており、資金面についての業務は産業省と大蔵省が行っている。

2.4.2 電力需給

(1)電力消費

消費電力量は Table 2.4-1 に示す通り、着実な伸びを示してきたが、1989年以降経済の悪化と共に低迷が見られる。1990年の統計は入手されていないが、発電電力量等から想定して10%近い減少があったものと見られる。1988年の電力総消費量は1,213億kWh、一人当たりの消費量は3,205kWhとなっている。

Fig. 2.4-1 に示す通り、産業用需要のウェイトが圧倒的に大きいですが、ここ数年の傾向を見ても民生用需要の伸びが大きく、経済の回復に伴う電力消費量の増加は確実と見られる。

(2)電力供給

1989年の発電電力量は 1,455億kWh である。電気事業者による供給が94%を占め、自家発電は 6%である。電源別では石炭・褐炭で92%を占めており、水力は 3%である。

なお経済の不調を反映して、1990年の発電電力量は 1,330億kWh と前年比10%近い減少を示した。

送配電等における電力損失の割合が大きく、1988年には12.6%と他のコメコン諸国を大きく上回る結果となっている。これは主に投資資金の不足等による送配電網（特に配電網）の老朽化及び負荷の増大に見合った送配電網の開発の遅れによるものである。

旧コメコン諸国との送電連系設備が整備されており、電力の輸出入が行われている。kWh ベースで見てゆくと1985年までは出超となっていたがそれ以降は入超である。1989年には 121億kWh の輸入と 103億kWh の輸出を行っている。輸入は全てコメコン諸国からで輸入支出合計額は 598億ZL、輸出はコメコン諸国に対し1/3、西側諸国に対し2/3の割合であるが、西側向け輸出単価が高いため輸出収入合計は 1,007億ZLで、電力貿易収支は黒字となっている。

2.4.3 電力料金

インフレの進行とコストを可能な限り価格に反映したいとする制度の見直しの要請から、電気料金は繰り返し値上げ見直しが行われている。

ちなみに90年初頭に電気料金は5倍の引上げがなされ（家庭用は 106.5ZL/kWh）、さらに90年7月に80%の値上げがなされている。

各発電所が電力ネットワーク会社に供給する価格、電力ネットワーク会社が地域電力局に供給する価格、地域電力局が最終需要家に供給する価格については、いずれもコスト積み上げによる価格設定が可能であり、会計的には明確なコスト計算がなされているが、いずれの段階においても、引取り価格の設定に際し政府補助が行われ、事業者及び需要家の負担を軽減しているため、トータルな電気料金制度としてはコストを反映した市場原理に基づくものとはなっていない。

2.4.4 電力設備

(1) 発電設備

全国の発電設備の合計出力は、1988年現在30,921MWである。このうち電気事業者の設備が90%を超える27,992MW、自家発電設備が10%弱の2,929MWである。電気事業者設備の93%に当たる26,016MWが火力発電設備であり、残る1,976MWが水力発電設備である。自家発電設備は全て火力である。

総発電設備の平均年増加率は、1971～1975年7.3%、1976～1980年4.8%、1981～1985年3.4%と次第に鈍化してきており、1986～1988年は2.1%の増に留まっている。

火力発電所の単機容量は、1960年代には12.5万kW及び20万kWが中心であったが、1978年から36万kW及び50万kW発電ユニットが導入され、36万kWユニットはベルハトフ褐炭火力発電所に、50万kWユニットはコジェニツェ火力発電所に据えつけられている。

なお火力発電設備は熱併給方式となっているものも多く、全火力設備の10%に及んでいる。発電設備の推移を Table 2.4-2 に示す。

また、発電用燃料消費の推移を Table 2.4-3 に、送配電線の延長の推移を Table 2.4-4 に示す。

2.4.5 電源開発計画

現在公表されている電源開発計画は、1981年発表された2000年までの長期計画であり、これは2000年の発電電力量 2,300億kWh を根拠としている。しかしながら前述の通り、この数字は1990年8月の指針により（D）シナリオで 1,600億kWh（W）シナリオでも 2,030億kWh と大幅な下方修正を受けており、各プロジェクトの開発計画についても繰り延べが行われるものと見られる。

1981年開発計画によれば、1984～2000年の間に老朽設備廃止分も含め 2,740万kWの新規開発が計画されており、原子力 176万kW、褐炭火力 576万kW、石炭火力 440万kW、熱併給火力 445万kW、揚水 350万kW等の開発が予定されていた。

指針に基づく（D）シナリオを前提にした場合、開発所要量は半減する他、原子力は2000年以降への繰り延べが計画されていること、環境問題対応のため石炭・褐炭依存率低減の方向が打ち出されていること等から、新規電源の燃料構成にも新たな視点の導入が必要となる。

2.4.6 電力部門の環境対応

電力部門においても石炭・褐炭火力の大気汚染対策をはじめとした環境対応の必要性が高まっており、緊急の取組が不可欠である。

電力部門の大気汚染対策も、基本的には、2.3 で述べた国全体の環境対策に準拠するものであり、

- ①環境省が制定した各発電所毎の排出基準（ノルマ）の遵守
- ②地方自治体との協議に基づく協定値の充足

の2つが求められており、具体的な基準数値等を Table 2.4-5に示す。

なお硫黄酸化物削減のための技術的対策としては、

- ①排煙脱硫技術の導入
- ②石炭のクリーン化とこれを反映した石炭料金体系の確立
- ③燃焼技術の導入（FBC 等）

があげられている。

また、1990年12月21日政令にて、大気汚染物質排出に伴う課徴金制度の導入が行われ、

- ①硫黄酸化物については、排出量 1 kg当たり 680ZL（約 9円）
- ②窒素酸化物については、排出量 1 kg当たり 680ZL（約 9円）

③ばいじんについては排出量1kg当たり180円(約2円)の課徴金が定められた。なおこの課徴金制度は1997年に引き上げが行われる予定である。

Table 2.4-1 消費電力量の推移

(単位 100万kWh)

	合計	産業用	民生用	1人当り (単位kWh)
1980	99,689	67,616	32,073	2,802
1985	109,949	68,068	41,881	2,956
1986	113,707 (3.5%)	69,138 (1.6%)	44,569 (8.8%)	3,035 (2.7%)
1987	118,800 (4.4%)	73,345 (6.1%)	45,455 (1.9%)	3,155 (4.0%)
1988	121,324 (2.1%)	72,779 (△0.8%)	48,545 (6.8%)	3,205 (1.6%)
1989	120,800 (△0.4%)	—	—	—

(出典 United Nations : Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe)

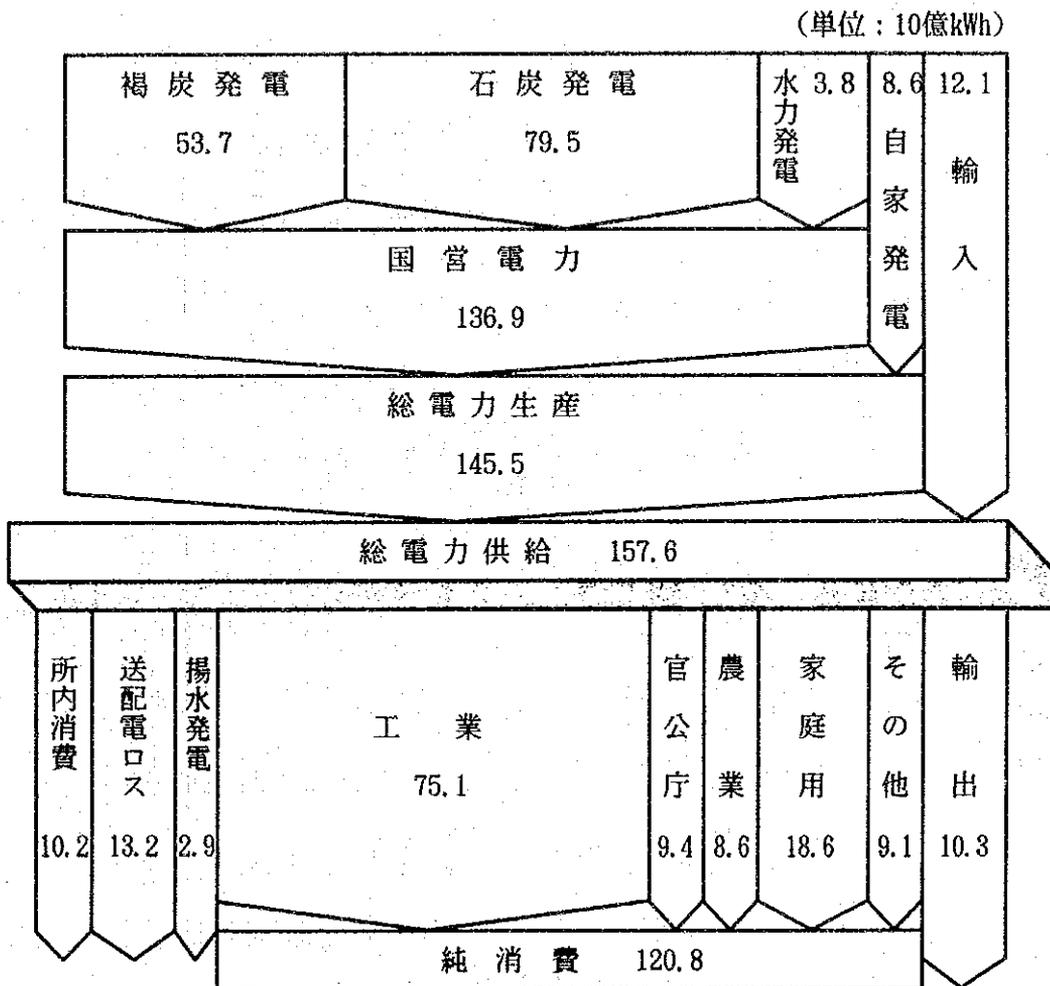


Fig. 2.4-1 ポーランド共和国の電力需要の構成内訳 (1989年)

(出典 National Power system in Poland 1989 by Computer of Power System, March 1990.)

Table 2.4-2 発電設備の推移

(単位：1,000kW)

年 (12月31日)	事業者			自家発電			事業者・自家発電合計		
	火力	水力	計	火力	水力	計	火力	水力	計
1970	10,778	740	11,518	2,192	-	2,192	12,970	740	13,710
1975	16,253	797	17,050	2,477	-	2,477	18,730	797	19,527
1976	16,598	797	17,395	2,736	-	2,736	19,334	797	20,131
1977	17,737	797	18,534	2,754	-	2,754	20,491	797	21,288
1978	19,784	797	20,581	2,817	-	2,817	22,601	797	23,398
1979	20,120	1,297	21,417	2,858	-	2,858	22,978	1,297	24,275
1980	20,477	1,297	21,774	2,949	-	2,949	23,426	1,297	24,723
1981	20,535	1,297	21,832	2,905	-	2,905	23,440	1,297	24,737
1982	23,123	1,807	24,930	2,871	-	2,871	25,994	1,807	27,801
1983	21,944	1,977	23,921	2,912	-	2,912	24,856	1,977	26,833
1984	22,931	1,976	24,907	2,881	-	2,881	25,813	1,976	27,789
1985	24,117	1,976	26,093	2,945	-	2,945	27,062	1,976	29,038
1986	24,826	1,976	26,802	2,971	-	2,971	27,797	1,976	29,773
1987	25,240	1,976	27,216	2,894	-	2,894	28,134	1,976	30,110
1988	26,016	1,976	27,992	2,829	-	2,829	28,945	1,976	30,921

(出典 United Nations : Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe)

Table 2.4-3 発電用燃料消費の推移

燃料種別	1983年		1984年		1985年		1986年	
	発熱量 (TJ)	構成比 (%)	発熱量 (TJ)	構成比 (%)	発熱量 (TJ)	構成比 (%)	発熱量 (TJ)	構成比 (%)
石炭	902,234	71.0	934,360	69.5	907,611	66.3	863,165	62.2
褐炭	322,053	25.6	380,707	28.3	435,116	31.8	499,168	36.0
液体燃料	20,772	1.6	18,277	1.4	14,696	1.1	14,642	1.1
天然ガス	912	0.1	657	-	636	-	797	-
製造ガス	883	0.1	931	0.1	966	0.1	1,241	0.1
高炉ガス	5,727	0.4	6,487	0.5	4,627	0.3	5,963	0.4
その他	6,212	0.5	3,202	0.2	5,862	0.4	2,984	0.2
合計	1,258,721	100.0	1,344,621	100.0	1,369,431	100.0	1,387,960	100.0

(出典 United Nations : Annual Bulletin of Electric Energy Statistics for Europe)

Table 2.4-4 送配電線の延長の推移

(単位: 1,000km)

種 別	1970年	1975年	1980年	1982年	1988年	1989年
送 電 線						
400kVおよび750kV	0.32	1.0	1.7	1.9	3.9	4.0
220kV	5.5	7.0	7.7	7.9	8.2	8.2
配 電 線						
110kV	17.2	21.7	24.9	26.0	29.6	30.8
中 圧 計	188.7	200.0	225.5	233.3	252.5	255.5
低 圧 計	245.0	289.3	312.8	320.2	345.3	348.8
合 計	436.7	519.0	572.6	589.3	639.5	646.8

(出典 Polish Power Industry Energy Computer Center)

Table 2.4-5 大気汚染に係る排出基準と環境基準

	排出基準 (環境・資源・林業省) [g/GJ]				環境基準 (環境・資源・林業省) [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]																										
	既設		新設		一般地域			特別地域																							
	1990~ 1997年	1998年 以降	1990~ 1997年	1998年 以降	30 分間値	24 時間値	年 平均値	30 分間値	24 時間値	年 平均値																					
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																											
ばいじん	260	130	130	130	250	120	50	85	60	40																					
	195	95	95	95																											
備考	<ul style="list-style-type: none"> 燃料および燃焼方式により13区分に分けて決めている。 上段は石炭火力、下段は褐炭火力の値を示す。 <p>(参考) 日本の排出基準</p> <table border="1"> <tr> <td>SO₂</td> <td>100 ~ 550 (110 ~ 590)</td> <td>ppm g/GJ)</td> </tr> <tr> <td>NO₂</td> <td>190 ~ 400 (150 ~ 310)</td> <td>ppm g/GJ)</td> </tr> <tr> <td>ばいじん</td> <td>50 ~ 150 (15 ~ 58)</td> <td>mg/m³N g/GJ)</td> </tr> </table>				SO ₂	100 ~ 550 (110 ~ 590)	ppm g/GJ)	NO ₂	190 ~ 400 (150 ~ 310)	ppm g/GJ)	ばいじん	50 ~ 150 (15 ~ 58)	mg/m ³ N g/GJ)	<ul style="list-style-type: none"> SOx欄の上段は1997年までの値、下段は1998年以降の値を示す。 特別地域とは、保養地、国立公園、自然保護区、景勝地等を含む地域をいう。 <p>(参考) 日本の環境基準</p> <table border="1"> <tr> <td></td> <td>1時間値</td> <td>1時間値の 1日平均値</td> </tr> <tr> <td>SO₂</td> <td>0.1 ppm (286 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)</td> <td>0.04 ppm (114 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)</td> </tr> <tr> <td>NO₂</td> <td>—</td> <td>0.04~0.06 ppm (82-123 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)</td> </tr> <tr> <td>ばいじん</td> <td>200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$</td> <td>100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$</td> </tr> </table>							1時間値	1時間値の 1日平均値	SO ₂	0.1 ppm (286 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)	0.04 ppm (114 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NO ₂	—	0.04~0.06 ppm (82-123 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)	ばいじん	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
SO ₂	100 ~ 550 (110 ~ 590)	ppm g/GJ)																													
NO ₂	190 ~ 400 (150 ~ 310)	ppm g/GJ)																													
ばいじん	50 ~ 150 (15 ~ 58)	mg/m ³ N g/GJ)																													
	1時間値	1時間値の 1日平均値																													
SO ₂	0.1 ppm (286 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)	0.04 ppm (114 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)																													
NO ₂	—	0.04~0.06 ppm (82-123 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)																													
ばいじん	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$																													

2.5 コジェニツツェ発電所概況

2.5.1 概要

コジェニツツェ発電所は、ヴィスワ川の左岸、ワルシャワの南75kmに位置する、出力2,600MWの石炭火力発電所である。

建設は1970年3月より開始され、第1期200MW6機、第2期200MW2機、第3期500MW2機の合計10機が建設され、1979年11月30日最終号機が運開した。

各ユニットの出力、運開年月日等を Table 2.5-1に示す。

同発電所は、ポーランド共和国全体の発電設備のほぼ10%に当たる設備規模を有する、国内最大級の発電所であり、ワルシャワ等都市部への重要電源となっている。

同発電所の設備概要を Table 2.5-2に示す。

2.5.2 組織体制

発電所人員は合計3,400人程度であり、その組織、人員の構成を Table 2.5-3に示す

2.5.3 運用

1986年以降の発電電力量及び設備稼働率を Table 2.5-4に示す。

2.5.4 経理状況

(1)総論

発電所の総資産は、2兆7,626億ZL(378億円)であり、資本金は2兆5,565億ZL(349億円)、借入金は3,664億ZL(50億円)となっている。(Table 2.5-5 ~ -9 参照)

発電所の会計は完全独立システムとなっており、電力ネットワーク会社への原価主義による卸電力料金をもって経費を賄い、利益を留保する形となっている。1990年の収入は1兆842億ZL(148億円)であり、費用は9,035億ZL(124億円)、1,807億ZL(24億円)の利益を計上した。対売上高利益率は17%と著しく高かったが、これは市場原理による料金制度見直しの混乱の中から生じたものであり、1991年以降の料金制度改訂の中で適正利益率=(総費用-燃料費)×7%への圧縮が行われる予定である。

現在の卸料金制度の最大の問題点は長期投資回収のメカニズムに乏しいことである。静的にとらえれば均衡的な収支構造となっているが、設備更新、環境投資等が年度収支

の均衡を保ちうる範囲で費用として支弁することのみが認められているため、長期資金を借受けて大規模の投資を行うことはできない。従って今後適正投資の資本費（金利と償却）をいかに継続的に料金に反映させてゆくかが制度上の問題である。

(2) 発電原価の構成

① 基本原則

コジェニッツェ発電所から電力ネットワーク会社に供給する電力の卸料金は、以下の原則に基づき発電原価を反映したものとなっている。（但し電力ネットワーク会社の引取価格に補助金が出されているのは前述の通りである。）

- 1) 料金は変動費（kWh 料金部分）と固定費（kW料金部分）に分けられている。
- 2) 変動費は燃料費相当であり、MWh 当たり単価に供給電力量を乗じた金額となっている。ちなみに1991年1月時点では、燃料費単価は116,840ZL/MWh(1,600円/MWh*)と定められており、同月の供給電力量が816,041MWhであったことから、同月の変動費収入総額は、 $116,840\text{ZL/MWh} \times 816,041\text{MWh} = 95,341$ 百万ZL（約13億円）となる。

* 為替レートは $1\text{US\$} = 9500\text{ZL}$ （この時点の固定相場）、 $1\text{US\$} = 130$ 円（この時点の平均相場）で算出

- 3) 固定費はその他経費と利益相当である。詳細は以下に記す。1991年1月時点では、200MW 8機分35,446百万ZL、500MW 2機分 22,096 百万ZLで、合計57,540百万ZL（約8億円）となる。

- 4) 卸料金収入全体を供給電力量で割り戻すと、

$$152,881\text{百万ZL} \div 816,041\text{MWh} = 187\text{ZL/kWh} \quad (2.55\text{円/kWh}) \text{ となる。}$$

電力ネットワーク会社との料金決済は、6日ごとの前払いを月末毎に精算する方式。

② 原価構成の具体的内容（数字は1990年決算による。）

1) 燃料費

石炭については、カロリー、S分、灰分を基準とした政府の詳細な料金体系表が作られており、これに従って算出される。

しかしながらインフレの進行と共に価格体系表は修正が必要であり、このところ毎月のように修正が行われている。近年の修正指数の推移を Table 2.5-10 に示す。

この修正指数を用いると91年3月の料金は、90年6月の2.05倍となる。

90年の燃料費総額は5,394億ZLであり、うち石炭3,985億ZL、石油74億ZL、輸送1,334億ZLとなっている。

ポーランドにおける燃料費に関する会計管理は、日本とは異なり、熱量をベースとしたものとなっているが、90年に購入した石炭の総発熱量は87,070.3TJであり、購入金額を総熱量で割り戻すと、石炭の熱量当たり平均単価は4,557 ZL/TJとなる。また重量当たりの熱量は、4,734kcal/kg (19,819KJ/kg) と低い。計算によれば90年に購入した石炭の総トン数は、430万トンとなる。

以上のデータに基づき、90年に購入した石炭の重量当たり購入単価を算定すると90,568 ZL/t (1,240円/t)となる。

2)人件費

発電所組織の人員配置は、前項に示した通りであるが、90年ベースの人件費を見てゆくと以下の通りである。

総人件費は53億5700万ZLであり、従業員年一人当たりの人件費は1,561万ZL(約21万円)となる。これをエンジニアとワーカーに分けると、エンジニアは1,775万ZL(約24万円)、ワーカーは1,503万ZL(約20万円)と差があるが、その差はさほど大きくない。

部門別では運転部門のエンジニアの給与が最も高く、一人当たり2,419万ZL(約33万円)、厚生部門が最も低くエンジニアでも1,444万ZL(約20万円)、ワーカーでは1,029万ZL(約15万円)となっている。

人件費のエスカレ率は前年比523.2%である。(89年は一人当たり314万ZL)

90年のコジェニツェ発電所人件費実績をTable 2.5-11に示す。

3)減価償却費

減価償却費をTable 2.5-12に示す。

4)修繕費

計画・実績に応じて回収している。

90年の実績は 1,927億ZL (約27億円)、MW当たり 100万円。

日本の場合は設備の老朽化の進行にもよるが、建設費の2%程度。1,500億円(地点にもよるが 600MWの設備スケール)の建設費で30億円であり、人件費、物価の差を考慮すると負担は大きい。これは設備の老朽度によるところもあるが、資金不足で設備更新投資が不十分なこと、利用率が低いこと等とも関係があると見られる。

総額 1,927億ZLの修繕費のうち、48%に及ぶ 916億ZLが委託費であり、修繕体制の外部依存率が高い。残りは内部処理であり、全体の33%に当たる 634億ZLが資材費、16%に当たる 313億ZLが人件費である。

Table 2.5-1 コジェニッツェ発電所の歴史

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 2.5-2 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>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>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>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 3,000rpm 130kg/cm² 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 3,000rpm 166kg/cm² 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 2.5-3 コージェニツツェ発電所の人員構成表 (人)

部門	エンジニア	ワーカー	合計
運転	72	402	474
保修	215	915	1130
研究開発管理	69	225	294
灰処理・鉄道	49	550	599
総務	22	56	78
技術	16	23	39
人事・研修・経済分析	23	23	46
福利厚生	38	174	212
経理	43	0	43
(小計)	(547)	(2,368)	(2,915)
熱供給部門	190	328	518
合計	737	2,696	3,433

Table 2.5-4 発電所の発電電力量と設備稼働率

年	発電電力量 (MWh)	設備稼働率 (%)
1986	10,127,271	44.4
1987	11,050,941	48.5
1988	9,974,419	43.8
1989	9,920,510	43.6
1990	8,374,632	36.7

Table 2.5-5 原価の構成

90年ベース

燃 料 費	5,393 億ZL	50%
資 材 費	44	
人 件 費	307	3%
修 繕 費	1,927	18%
減価償却費	713	7%
その他生産費	220	2%
金 利	0	
その他費用	431	3%
(合 計)	(9,035 ")	
利 益 (総費用の20%)	1,807	17%
販 売 料 金	10,842	

※ 利益は(総費用-燃料費)×7%に圧縮すべく検討中

1991年 5月、10月の小売料金値上げ見据え契約

Table 2.5-6 利益処分

		百万ZL	
利益総額		221,667	A
うち 発電部門 熱供給		209,662	}
		12,005	
否認経費		2,426	B
(うち 交際費、贈与)		1,501	
課税対象外		18,346	C
(うち 環境機器設置)		15,558	
課税対象所得	$A+B-C$	205,747	D
法人税	$D \times 40\%$	82,299	
支払免除等		Δ 32	
法人税支払額		82,266	E
株式配当	公開株(政府保有)の8%	27,584	F
超過給与 課税		28,714	G
発電所留保利益	$A - (E+F+G)$	83,102	H
ボーナス 社会保険拠出 住宅貸付金拠出 厚生貸付金拠出		5,734	I
		2,580	J
		20,000	K
		7,475	L
(Crew Fund)			
最終留保利益	$H - (I+J+K+L)$	47,312	
(Company Fund)			

Table 2.5-7 貸借対照表

(資産)	百万ZL
1. 固定資産	2,762,577
固定資産	2,564,267
投資	197,004
株式 (Radom Bank)	1,306
2. 流動資産	233,589
現金	31,898
売掛金	81,180
貯蔵品	120,511
(うち 資材)	108,550)
合 計	2,996,166
(負債, 資本)	
1. 資本金	2,556,566
公開資本	927,822
発電所資本	1,628,744
2. 負債	366,369
建設負債	260,777
流動負債	105,592
3. 引当金等	73,231
財務活動による減	△ 21
剰余金	73,252
合 計	2,996,166

Table 2.5-8 償却資産台帳（再評価後） 100万ZL

資産内訳	取得額	償却済額
01 建物	1, 136, 064	200, 480
02 パイプライン	51, 562	14, 508
03 水施設	149, 677	31, 694
04 その他建物	582, 416	182, 996
05 ボイラー	750, 789	394, 829
06 タービン	688, 198	380, 053
07 その他	23, 531	3, 235
08 機器	162, 188	145, 638
09 カントスイッチ	66, 313	40, 711
10 カントマスター	134, 056	87, 843
11 変圧器	128, 011	84, 326
12 その他	727, 347	495, 669
13 鉄道	42, 117	21, 026
14 その他固定資産	12, 629	7, 626
15 固定資産計	4, 654, 900	2, 090, 633
16 生産設備合計	4, 497, 239	2, 067, 907
17 熱供給用	62, 800	12, 536
うち 18 ボイラー	21, 248	1, 847
19 ヒートユニット	41, 552	10, 688
20 110kV 以上変電施設	1, 179	—
21 厚生施設	3, 551	116
22 償却対象外資産	393, 044	297, 422
23 うち償却済	282, 610	282, 610
25 固定資産増 — 投資利益	144, 251	675
26 法律上の償却限度		76, 198
31 平均固定資産価格		1, 809, 473
32 平均償却固定資産価格		1, 619, 466
33 平均償却率		4. 20 %

Table 2.5-9 Change of Energy Production Costs

Period	C o s t s											Total Cost	單位 100萬L
	Fuel	Materials	Salaries	Repairing	Depreciation	other Production Costs	Interest	Remaining Costs	Total Cost				
	02	04	05	06	07	08	09	10	01				
1986	13,608	113	663	3,781	1,541	207	127	978			21,018		
1987	19,748	186	751	5,566	1,796	706	59	1,291			30,103		
1988	30,416	256	1,255	9,098	2,579	1,129	25	2,323			47,081		
1989	53,570	591	5,287	32,013	3,448	3,980		6,417			105,306		
1990	539,380	4,379	30,701	192,712	71,278	21,989		43,106			903,545		
1	47,064	727	1,495	19,018	6,158	2,156		4,198			80,816		
2	26,813	597	1,711	19,033	5,498	2,040		3,110			58,802		
3	30,275	305	1,818	18,256	5,806	2,081		3,735			62,276		
4	35,199	75	1,791	18,261	5,794	2,024		2,382			65,526		
5	43,952	259	2,009	18,275	5,796	1,975		3,151			75,417		
6	36,056	232	1,980	18,240	5,773	2,020		2,695			66,996		
7	33,715	376	2,456	12,247	5,790	2,117		3,154			59,855		
8	35,319	374	2,762	11,540	5,816	2,285		2,757			60,853		
9	48,189	130	2,674	16,858	5,776	2,248		3,587			79,462		
10	75,985	282	2,701	16,832	5,308	2,243		4,830			108,191		
11	58,853	440	2,734	16,785	7,830	2,196		3,081			91,919		
12	67,950	582	6,570	7,967	5,933	-1,396		6,426			93,432		
1991													
1	83,124	596	2,886	35,019	16,605	7,556		4,849			150,635		

Change of Energy Production Costs

No. 2

Period	Unitary Energy Cost			Unitary Power Cost	Net Production (MWh)	Fixed Asset
	Fuel	Remaining	Total			
	12	13	11	14	03	11
1986	1,344	731	2,075	3	10,127,271	49,114
1987	1,787	937	2,724	4	11,050,941	49,157
1988	3,049	1,671	4,720	6	9,974,419	100,774
1989	5,400	5,215	10,615	20	9,920,510	100,928
1990	64,406	43,484	107,890	140	8,374,632	1,499,849
1	50,303	36,075	86,378	13	935,609	1,496,788
2	51,058	39,086	90,144	12	525,148	1,496,788
3	50,029	52,880	102,909	12	605,154	1,496,274
4	52,443	45,184	97,627	12	671,185	1,497,288
5	59,508	42,601	102,109	12	738,582	1,497,752
6	64,044	54,956	119,000	12	562,987	1,499,986
7	64,436	49,959	114,395	10	523,229	1,501,486
8	68,156	49,273	117,429	10	518,210	1,501,594
9	73,136	47,463	120,599	12	658,896	1,501,586
10	70,238	29,758	99,996	12	1,081,958	1,503,626
11	78,164	43,916	122,080	13	752,941	1,503,977
12	84,860	31,823	116,683	10	800,733	1,505,520
1991						
1	101,744	82,633	184,377	26	816,992	4,117,229

Change of Energy Production Costs

No. 3

	Self Cost of Sales			Value of Sales		
	Total	Power	El. Energy	Total	Power	El. Energy
	12	13	14	15		
1986	21,002	7,404	13,598	21,648	7,698	13,950
1987	30,081	10,348	19,733	31,347	10,962	20,385
1988	47,047	16,653	30,394	47,954	16,419	31,535
1989	105,248	51,712	53,536	110,351	54,550	55,801
1990	902,882	363,888	538,994	1,083,221	518,948	564,273
1	80,809	33,782	47,027	99,787	49,977	49,810
2	58,688	31,909	26,779	72,713	44,769	27,944
3	62,196	31,957	30,239	76,858	44,653	32,205
4	65,470	30,296	35,174	77,342	41,609	35,733
5	75,392	31,456	43,936	79,165	34,556	44,609
6	66,967	30,933	36,034	67,093	29,942	37,151
7	59,826	26,124	33,702	72,255	37,733	34,522
8	60,832	25,525	35,307	71,299	37,104	34,195
9	79,415	31,252	48,163	88,487	38,500	49,987
10	108,123	32,169	75,954	126,067	43,979	82,088
11	91,842	33,044	58,798	114,526	46,063	68,463
12	93,322	25,441	67,881	137,629	70,063	67,566
1991						
1	150,464	67,401	83,063	153,749	58,403	95,346

Table 2.5-10 石炭料金体系表の修正指数の推移

90. 6 - 90.12	1.55
90.12 - 91. 1	1.20
91. 1 - 91. 2	1.05
91. 2 - 91. 3	1.05

Table 2.5-11 90年コジエニツェ発電所人件費実績

<単位(年収)万円>

	エ ン ジ ニ ア			ワ ー カ ー 等			合 計		
	人 数	単 価	計	人 数	単 価	計	人 数	単 価	計
運 転	71.5	2,419	172,944	402	1,790	719,544	473.5	1,885	892,488
保 修	215	1,755	377,301	914.5	1,499	1,370,946	1,129.5	1,548	1,748,247
研究開発、制御	69	1,778	122,701	225	1,503	338,210	294	1,567	460,911
灰処理、鉄道等	49	1,932	94,684	549.5	1,561	857,800	598.5	1,591	952,484
総 務	22	1,594	35,066	56	1,414	79,174	78	1,465	114,240
技 術	16	1,738	27,807	23	1,658	38,127	39	1,691	65,934
人事, 研修, 経済	23.5	1,699	39,916	22.5	1,165	23,371	46	1,463	67,287
厚生	38	1,444	54,869	178.5	1,029	178,568	211.5	1,104	233,437
経 理	43	1,463	62,908				43	1,463	62,908
熱 供 給	190	1,668	316,973	828	1,347	441,907	518	1,465	758,880
合 計	737	1,775	1,308,169	2,694	1,503	4,051,648	3,431	1,561	5,356,816

Table 2.5-12 減価償却基準 ()内は日本

	償却率	耐用年数
機械類	5~6%	17~20年 (15年)
環境装置	8.5~10%	10~12年 (7年)
測定機器	17~20%	5~6年 (7年)
建物	2.5%	40年 (30年)
基礎 (河川構造物等)	4%	25年 (50年)

第 3 章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件

第3章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件

	頁
3.1 位置	3-1
3.2 アクセス	3-1
3.3 気象	3-1
3.4 地形	3-2
3.5 地質	3-2

List of Figures

- Fig. 3.3-1 Monthly Temperature at Kozenice P.P from 1981 to 1990
- Fig. 3.3-2 Precipitation and days
- Fig. 3.3-3 Distribution Diagram of Wind Direction and Speed
- Fig. 3.3-4 Topographic Map
- Fig. 3.3-5 Kozenice Power Plant
- Fig. 3.5-1 Sketch of Structure Drillings Spacing and Soil Profiles

List of Tables

- Table 3.3-1 Monthly Temperature
- Table 3.3-2 Monthly Rainfall at Kozenice P.P.
- Table 3.3-3 Annual Percentage Distribution of Wind Direction and Speed
- Table 3.5-1 Data of Laboratory Test

第3章 排煙脱硫装置計画地点の立地条件

3.1 位置

コジェニツェ発電所は、ポーランド共和国の南東部ラドム県に属し、北緯51°-40′、東経21°-28′ にあって、ポーランド共和国を縦断するヴィスワ川の左岸に面し、コジェニツェ市より12km北側に位置している。

3.2 アクセス

首都ワルシャワからコジェニツェ発電所までは、主要道 723号線があり、その距離は約75kmである。道路は2車線で、路面は整備されている。

コジェニツェ発電所で使用する石炭及び薬品類等の資材は、発電所建設時資材の運搬に利用した鉄道により搬入されており、線路は発電所構内の必要な位置まで引き込まれている。今回の排煙脱硫装置の設置に当たっても、資機材搬入の方法として有効に活用できるものと思われる。なお、ポーランド共和国の主要港湾として、バルト海に面した、グタニスク、グディーニア及びシチェーン等がある。

3.3 気象

3.3.1 概要

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。添付の気象データは、コジェニツェ発電所（気温、雨）、及びラドム気象観測所（風）での観測値である。

3.3.2 気温

最近10年間（1981年～1990年）のデータによれば日最高気温の平均は11.4度、平均気温は8.0度、日最低気温の平均は4.6度である。月別の平均最高気温は22.2度で8月に、また、最低気温は-4.1度で1月に記録されている。平均気温の月変化は最大6.1度である。また、最近10年間における最高気温は32.8度で8月に、最低気温は-31.3度で1月に記録されている。

Fig 3.3-1 及び Table 3.3-1 に気温データを示す。