

国際協力事業団
ハンガリー共和国
工業・商業・観光省

ハンガリー共和国

ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書

要約

1997年8月

JICA LIBRARY



J 1138921 (0)

株式会社 バシフィック コンサルタンツ インターナショナル
株式会社 日本環境アセスメントセンター

鉅調資
JIR
97-139

国際協力事業団
ハンガリー共和国

ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画
最終報告書
要約

1997年8月

株式会社
株式会社
バシフィック
日本環境
コンサルタンツ
アセスメン

113
43
IPN
RARY

国際協力事業団

ハンガリー共和国

工業・商業・観光省

ハンガリー共和国

ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書

要 約

1997年8月

株式会社 パシフィック コンサルタンツ インターナショナル
株式会社 日本環境アセスメントセンター



1138921 [0]

本報告書においては、プロジェクトのコストは1997年1月価格で表示し、
1 US\$ = HUF 161.06 (= ¥ 116.65) の通貨換算率を用いた。

序 文

日本国政府は、ハンガリー共和国政府の要請に基づき、同国のボルシヨド発電所性能向上・環境保全再建計画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しました。

当事業団は、平成8年3月から平成9年5月までの間、4回にわたり(株)パシフィック コンサルタンツ インターナショナルの内田 顕氏を団長とし、同社及び(株)日本環境アセスメントセンターの団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ハンガリー共和国政府関係者と協議を行うとともに現地調査を実施し、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、心から感謝申し上げます。

平成9年8月

藤田 公郎

国際協力事業団
総裁 藤田 公郎

ハンガリー共和国ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画調査

伝 達 状

1997年8月

国際協力事業団

総裁 藤田 公郎 殿

ハンガリー共和国ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画調査の最終報告書を提出いたします。本報告書は、1996年2月20日、1996年5月15日、および1997年5月9日に国際協力事業団と株式会社パシフィック コンサルタンツ インターナショナルとの間で締結された契約に従って作成されました。

本計画は、発電および地域への熱供給を行ってきたボルショド発電所が設備の老朽化によって効率が低下し、また大気汚染物質の排出など環境上の問題が大きいため、その性能の向上と環境保全を目的として、敷地内に150MWの発電ユニットを1基新設するとともに、約240MWの熱供給のため既存設備の一部を改善するものであります。

本報告書は上記目的を達成するための最適な再建計画を提示しており、同計画は、技術的・環境的・経済的・財務的諸側面の調査・分析・評価に基づいて策定したものであります。新設ユニットについては、ハンガリー側当局による既存のF/Sの結果を最大限活用するとともに必要な部分的変更を行いました。ボイラにはハンガリー産褐炭をできるだけ利用しながら、排出基準をも満足し得る循環式流動床燃焼型を採用しています。既存ボイラについては、現有の10基の100トン/時の微粉炭燃焼ボイラのうち4基を天然ガス燃焼用に改造することを提案しています。

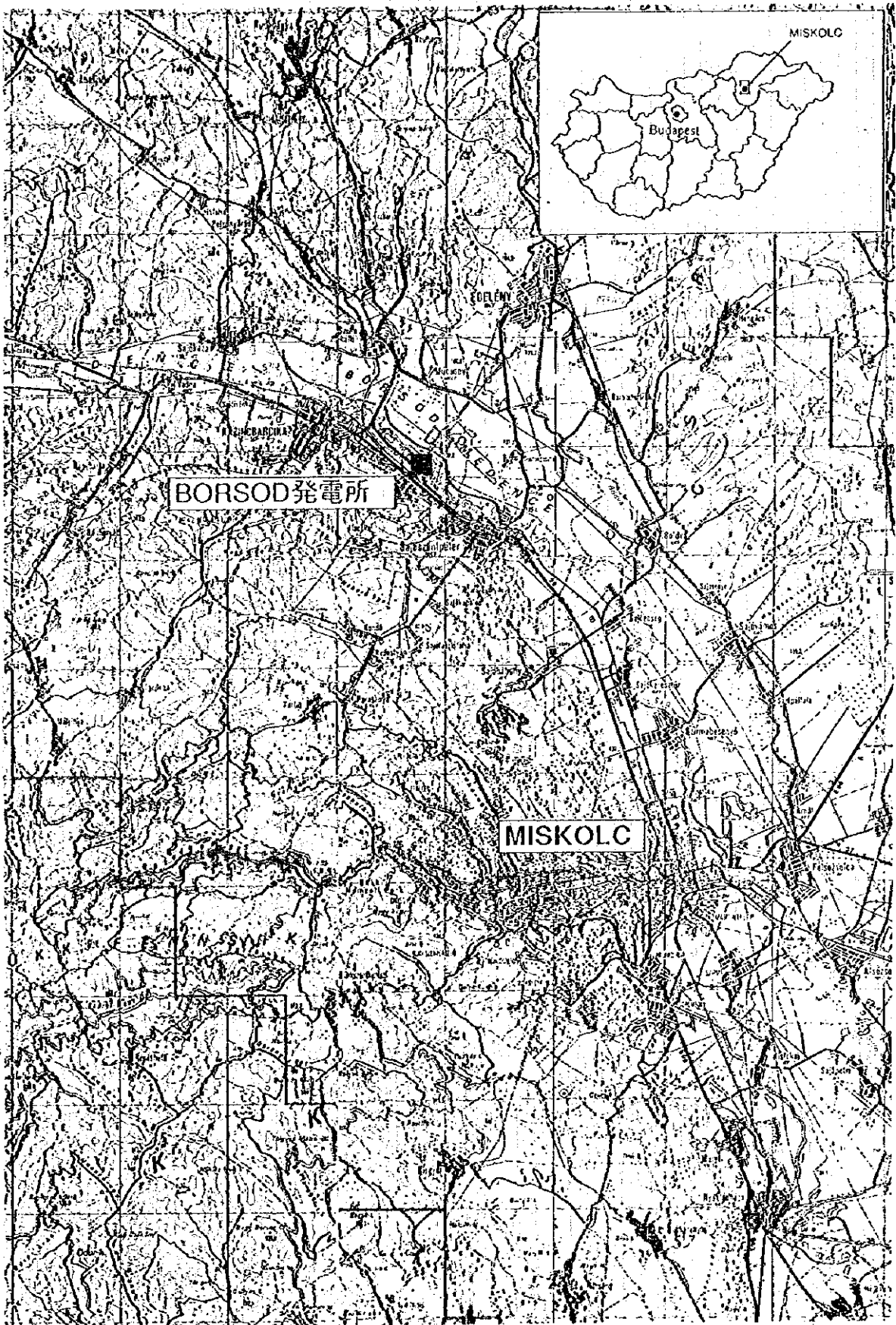
本報告書の提出にあたり、貴事業団を始め、外務省、通産省等の諸賢には多大の御理解と御支援を賜り、厚く御礼申し上げます。またハンガリーでの現地調査期間にありましては、ハンガリー国工業通商観光省、環境地域政策省、ハンガリー電力会社およびボルショド発電所などのハンガリー側関係機関、さらに在ハンガリー日本国大使館およびJICAオーストリア事務所のご協力に心より感謝の意を表します。

調査団長

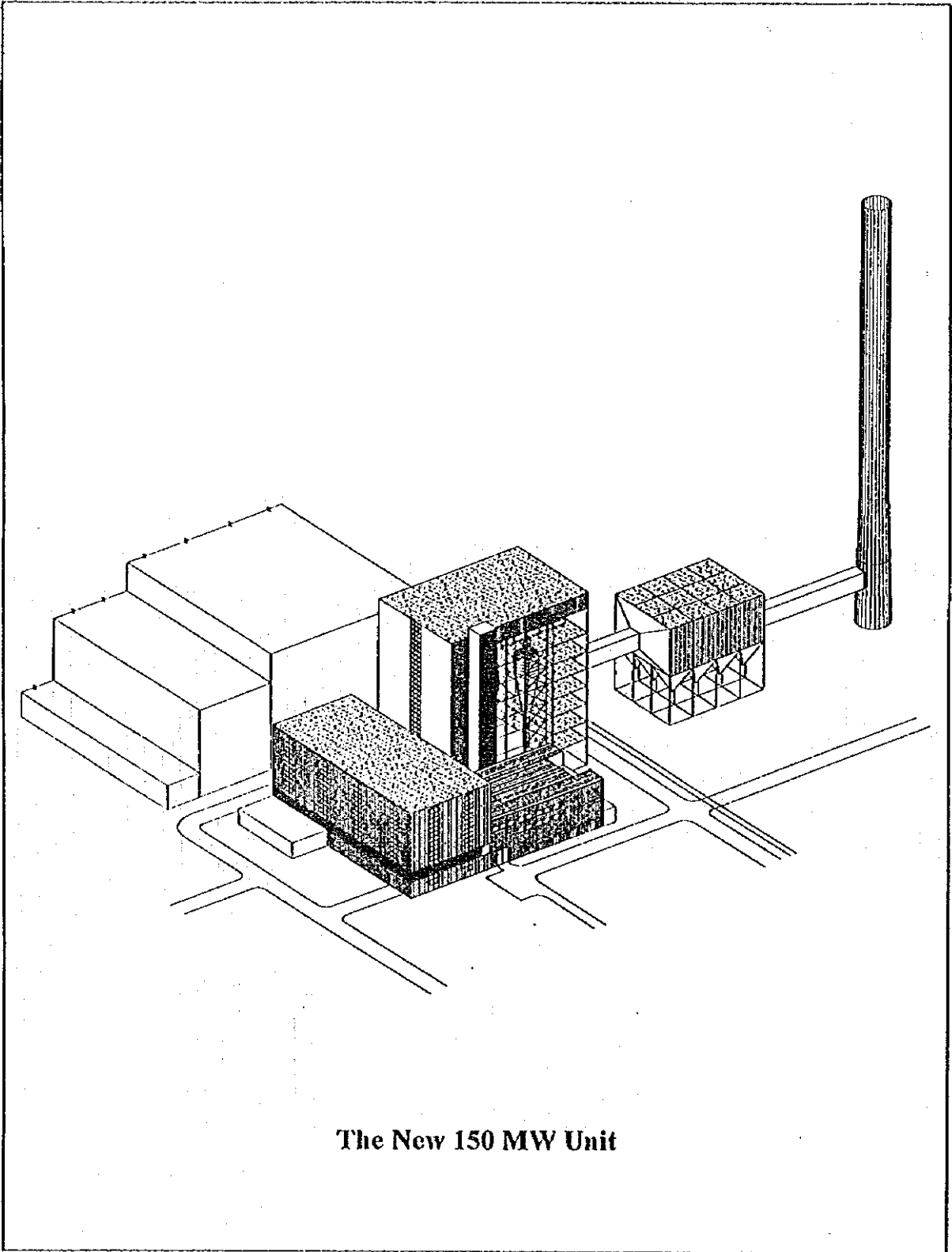
内田 顕

内田 顕

調査位置図



Scale 1: 200,000



The New 150 MW Unit

ハンガリー国ボルショド発電所性能向上・環境保全再建計画

最終報告書

要 約

目 次

	ページ
序 文	
伝達状	
目 次	i
略語表	iii
結論と提言	1
第1章 序 論	
1.1 調査の背景	1- 1
1.2 調査の目的と概要	1- 1
1.3 調査の組織	1- 2
1.4 調査の工程	1- 2
第2章 計画の背景	
2.1 ハンガリー経済の概況	2- 1
2.2 ハンガリーのエネルギー・電力事情	2- 1
2.3 電力設備の概要	2- 2
2.4 電力需要の見通し	2- 4
2.5 ボルショド発電所の概要と既往の再建計画	2- 5
第3章 ボルショド発電所の最適開発計画の検討	
3.1 発電容量と熱供給容量	3- 1
3.2 新設ユニットのボイラ形式の選定	3- 2
3.3 新設ユニットのタービン・発電機形式の選定	3- 8
3.4 新設ユニットのレイアウト	3- 9
3.5 燃料と石灰石の供給計画	3-11
3.6 スラグ・フライアッシュの輸送	3-18
3.7 既存施設の改善	3-20
第4章 新設ユニットの予備設計	
4.1 主要施設と全体配置	4- 1
4.2 ボイラ・システム	4- 3
4.3 タービン・発電機システム	4-11

4.4	燃料の供給と取扱いシステム	4-14
4.5	石灰石の供給	4-19
4.6	スラグおよびフライアッシュ処理設備	4-23
4.7	変圧器等	4-24
4.8	給水および水処理システム	4-25
4.9	冷却システム	4-29
4.10	建築物、煙突および関連施設	4-30
4.11	制御・計装システム	4-36
4.12	送電網への接続	4-41
第5章	既存施設改善の予備設計	
5.1	ボイラと燃焼装置	5-1
5.2	燃料の供給	5-6
5.3	タービン・電気設備と制御システム	5-7
第6章	環境影響評価と環境保全対策	
6.1	概要	6-1
6.2	環境基準と排出基準	6-5
6.3	環境の現状	6-8
6.4	初期環境調査	6-29
6.5	環境影響評価	6-31
6.6	環境保全対策	6-41
6.7	環境監視計画	6-44
第7章	工事計画	
7.1	契約形態	7-1
7.2	建設工程	7-1
第8章	プロジェクト・コスト	
8.1	コスト算定の基本的な考え方	8-1
8.2	プロジェクト・コスト	8-1
第9章	経済・財務分析	
9.1	経済分析	9-1
9.2	財務分析	9-2
第10章	ハンガリーの発電所開発に向けての提言	
10.1	発電所の石炭燃焼技術	10-1
10.2	火力発電所の環境影響調査と環境保全対策	10-5
10.3	公的な資金協力・技術協力の可能性	10-10

略語表

Name of Organization

ANTSZ	: National Public Health and Medical Officer's Service
EGI	: A consultant firm which prepared the F/S report for the new 150MW unit in Borsod Power Plant
EKF	: North Hungarian Environmental Protection Inspectorate
EPA	: The U. S. Environmental Protection Agency
ERV	: North Hungarian Regional Water Works
GRW	: A former East-German company which made most of Hungarian control systems
IKIM	: Ministry of Industry, Trade and Tourism
KTM	: Ministry for Environment and Regional Policy
MHD	: Hungarian Ship and Crane Works (Magyar Hajó- és Darugyár)
MOL	: Hungarian Oil Company
MAV	: Hungarian National Railways
MVM	: Hungarian Power Companies, Ltd.
OMH	: National Office of Measurements
OVIT	: National Power Grid Company, Ltd.
TOP	: National Fire Service Headquarters

Technical Terms

AH or A/H	: Air preheater
ANK-K	: Cross-coil type analogue, indicator type device
ANNUBAR	: A type of probe for measurement
ARA	: Amsterdam, Rotterdam, Antwerp ports
BFB(C)	: Bubbling fluidized bed (combustion)
BG	: Background concentration
BOD	: Biochemical oxygen demand
BWK	: Full heat power (Brennstoff Wanne Kraft)
Btu	: British thermal unit
C/V	: Calorific value
CFB(C)	: Circulating fluidized bed (combustion)
CIF	: Cost, insurance, freight
COD	: Chemical oxygen demand

DCIS	: Distributed control and information system
DO	: Dissolved oxygen
ECO	: Economizer
EGR or FGR	: Exhaust gas recirculation or flue gas recirculation
EMU	: Signal converter to get mA signals
EP or ESP	: Electrostatic precipitator
FB(C)	: Fluidized bed (combustion)
FDF	: Forced draft fan
FGD	: Flue gas desulfurization
FOB	: Free on board
F/S	: Feasibility study
GEP	: Good engineering practice
GL	: Ground level
GSA	: Gas suspension absorption
HDPE	: High density polyethylene
HFB(C)	: Hybrid fluidized bed (combustion)
Hh	: Gross heat value (calorific value)
HI	: Net heat value (calorific value)
ICFB	: Internal circulating fluidized bed
IDF	: Induced draft fan
M	: Molar concentration
MCR	: Maximum continuous rating
MSZ	: Hungarian Standards
ND	: Not detected; analytical data below a limit of detection
Nm ³	: Gas volume at the normal condition ; 0 °C and 1 atmospheric pressure
O & M	: Operation and maintenance
Org-	: Organic
PCF	: Pulverized coal firing
PE	: Polyethylene
PFB(C)	: Pressurized fluidized bed (combustion)
PLC	: Programmable logical controller
PSU	: Process system unit
RC	: Reinforced concrete
RH	: Reheater
RLS-II	: A type of PID regulator, compact design of GRW
SCR	: Selective catalytic reduction

SH	: Superheater
SPM	: Suspended particulate matter
SS	: Suspended solids/ Stainless steel
TC	: Thermocouple
UPS	: Uninterrupted power supply
dB	: deci-Bell; unit for noise level
mBf	: above the Baltic Sea level
nc	: Normal condition
p-Alkali or p-value	: Phenolphthalein alkalinity
tce	: Ton coal equivalent
μ S/cm or mS/cm	: Micro Siemens per centimeter; unit for conductivity

結論と提言

1. 結論

本調査は、ボルショド発電所敷地内に、国産の褐炭をできる限り使用し、かつ環境規制に適合する出力150MWの発電設備を1ユニット新設し、また既存のボイラ数基を熱供給用として環境規制に適合するように改善するため、技術的、経済的観点から最適な再建計画のフェージビリティ調査を行うものである。

技術、環境、経済、財務面から検討、評価した結果、再建計画は実施可能であるとの結論を得た。結論の内容は以下のとおりである。

(1) 電力需要

ハンガリー国の電力需要は1989年から1993年にかけて、工業部門の不振により減少が続けたが、以後はゆるやかながら増加傾向にある。

電力消費量は1995年の36.5 TWhに対し、2010年の需要予測は43.3～49.3 TWhであり、最低の場合でも着実な増加が見込まれる。

(2) 発電設備容量

実質発電設備容量は1995年で約7,400MWで、その構成比率は火力74%、原子力25%、水力0.6%である。火力発電設備の大半は老朽化して効率が低下している上、2005年に発効するEU諸国並みの環境規制に適合できないため、設備の更新を迫られている。

(3) 国産炭の利用

国のエネルギー政策により、発電所近傍の炭鉱は経営的に発電所と一体化され、他の炭鉱は経営的に破綻しているため閉鎖またはその途上にある。炭鉱を持つ発電所は、今後も自前の石炭を有効利用し、かつ環境保全対策を十分に行う必要がある。当ボルショド発電所もその1つである。

(4) 再建計画の内容

ボルショド発電所の再建計画の内容は以下のとおりである。なお、新設ユニットについては、ハンガリー電力株式会社(MVM)が1993年までに行ったF/Sの結果を最大限利用し、必要な変更を行った。

1) 新設ユニット

計画の主要諸元

電気出力 : 150 MW
発生蒸気量 : 460 t/h
使用燃料 : ボルショド褐炭および輸入炭 (熱量ベースで 50 : 50)
汚染物質の予想排出濃度 : SO₂ : 400 mg/Nm³ 以下
NO_x : 200 mg/Nm³ 以下
ダスト : 50 mg/Nm³ 以下

プラント年間利用率 : 68% (6,000 時間)

主要設備

ボイラ : 循環式流動床 (CFB) 燃焼ボイラ
外部熱交換器 (EHE) 付
電気集じん器
タービン : 串型3車室複流排気型 (TCDF) 再熱タービン
発電機 : 横置内筒回転界磁、三相交流同期発電機
煙突 : 130m
給水設備
冷却塔
石炭取扱い設備
石灰石取扱い設備
スラグ・スラッジ取扱い設備
変電設備
制御・計測設備

2) 既存施設の改善

計画の主要諸元

ピーク熱需要 : 29 bar 蒸気 120 MW
15 bar 蒸気 9 MW
6 bar 蒸気 34 MW
熱水 78 MW
合計 241MW
熱供給量 : 2,780 TJ/y

主要改善内容

ボイラ : 既存の10台の微粉炭燃料ボイラ(100t/h)のうち、4台を天然ガス・油燃焼用に改造する。これに伴いバーナ、制御装置、再循環ダクト、再循環ファンを新設し、エコノマイザと空気予熱器を調整する。

タービン : 既存のタービンを修理・調整するとともに、長期間の熱供給を保証するため、2004年以前に新規の32MW 2段抽気復水タービンを1機導入する。

(5) 環境影響評価および環境保全対策

1) 環境影響評価結果

大 気

短期および暖房期平均のSO₂濃度予測の結果によると、2005年1月1日施行予定のSO₂排出基準を当発電所がクリアしても、環境中のSO₂濃度は環境基準をオーバーする。SO₂については、環境基準達成のため他の発生源対策も実施する必要がある。NO_xは環境基準をクリアしている。

ダウンウォッシュの分析の結果、当初考えられていた新設煙突の高さ(125 m)では、ダウンウォッシュの影響を受け、地上濃度に不利となる。

スタグネーションのモデリングでは、新設ボイラにCFBC、既設ボイラに天然ガスを使用した場合について検討した。フル稼働時における発電所からのSO₂の寄与は、最高濃度地点で85 μg/m³(32 ppb)であり、大幅に低減される。SO₂の30分平均最高濃度は基準Ⅱである400 μg/m³(150 ppb)以下であるが、基準Ⅰの250 μg/m³(94 ppb)は、バックグラウンド濃度自体で超えている。

地下水

不透水シート法等を灰処分場に採用することにより今後の地下水汚染を完全に防止することが可能である。地下水の実質的な流速は0.42 m/dayであり、現在の汚染水全てがBorsodszirak I/Aの水道水源まで移動するのに約40年を要する。地下水水質が飲料水の保護基準のレベルまでに回復するには、約50年程度を要するものと推定される。

土 壌

煙道排ガス中のダスト対策、酸・アルカリ廃液の処理を実施することによって新たな汚染を防止することが可能である。局所的な高濃度の既汚染土壌には特別な対策が必要である。他は自然の浄化作用に期待する以外に方法はない。

2) 環境保全対策

大気

新設ボイラにはCFBCの採用、既設ボイラは天然ガス燃焼に改造する。
新設の煙突の高さは、原計画の125 mからダウンウォッシュの起こらない130 mに変更する。
スラッジ貯蔵場の石炭灰飛散防止のための覆土、植栽を行う。

地下水・土壌

スラッジはパイプ輸送し、不透水シート内に貯蔵し、スラッジによる地下水汚染を完全に防止する。

水処理工場の廃液は、中和後、他の排水と混合希釈して、排水基準に適合させ、Sajo川および下水道に放流する。

河川水

温排水によるSajo川の生態系への影響防止のため、冷却水はクローズドシステムにより循環再利用する。

3) 環境監視計画

- ・ 工事中の環境監視
工事に伴う環境影響を最小限に抑えるため適切に監視する。
- ・ プラント稼動開始後の環境監視
 - (a) 煙道排出ガスモニタリング
 - (b) 一般環境大気濃度のモニタリング
 - (c) (a)、(b)を組み合わせた常時監視ネットワークの構築
 - (d) 地下水のモニタリング
 - (e) 排水、騒音、交通量等の定期的な監視

(6) 再建工程と費用

再建の期間および費用は以下のとおりである。

	工事期間	建設費 (1,000US\$)		
		外貨	内貨	合計
新設ユニット	5年	53,830	102,127	155,957
既存施設改善	3年	6,960	39,863	46,823

(注) 関税を含む

(7) 経済・財務評価

1) 経済評価

本再建計画の実施により、大気質など地域の環境は顕著に改善される。本来はこの環境改善を経済評価上の効果とするのが望ましいが、計量化の方法が確立されていないため、経済評価手法として代替設備アプローチを用いた。

新設については、当プロジェクト（CFBC ボイラ）の代替プロジェクトは微粉炭燃焼ボイラ＋湿式排煙脱硫装置とし、既存施設改善プロジェクト（天然ガス燃焼ボイラ）については代替プロジェクトを微粉炭燃焼ボイラ＋半乾式排煙脱硫装置とした。

新設プロジェクトと改善プロジェクトのいずれも、代替プロジェクトよりも経済評価上優位であることが判明した。

2) 財務評価

新設ユニットと改善ユニットは双方で補間し合って運用されるので、財務評価は両プロジェクトを総合化して行った。

投資費用（建設費、運転・管理費）に対し、電力と熱の売上収益により、財務的内部収益率は17.4%と、資金借入利率（8.2%）を大きく上回った。

2. 提言

(1) ハンガリー国の発電所開発について

本フィージビリティ調査はボルショド発電所の再建計画を対象として行われたが、ハンガリー国内の同種の発電所の再建計画にも参考となるよう、以下を提言する。

- 1) 炭鉱を持つ発電所は、電力供給という使命と共に、自前の石炭を有効利用することによる地域雇用への寄与と、一層厳しくなる環境規制の遵守という2つの課題を克服することが求められている。そのための経済的で最適な技術を選択するに当たり世界で用いられている種々の技術を広く研究し、適用に当たってはこれらの経験を慎重にフィードバックする。
- 2) CFBC 技術の商業発電所への適用は世界でも数例あるのみであり、各々特有の条件下で運用されている。ハンガリー産のものと同程度の低品位の石炭を用いている例は未だにないので、慎重なボイラ設計と燃料計画が必要である。
- 3) CFBC ボイラでは、燃焼残渣物の処理に伴うトラブルで運転停止を余儀なくされる場合が多いので、燃焼残渣物の量をできるだけ抑えることが望ましい。そのためには石炭燃料の灰分とS分が一定のレベルを超えないような燃料計画が必要である。

- 4) 発電所の開発には多大な資金を必要とするので、これをできるだけ有利な条件で調達することが、プロジェクトの成功にとって重要である。民間に基礎を置いた経済開発の資金は、通常は民間金融機関から調達されるが、公共性の高い事業については、一定の条件下で、国際金融機関や外国政府の公的資金が利用できる場合もあるので、その可能性について十分な情報収集を行う。

(2) 環境

1) 基準・規制の遵守

ボルショド発電所は、本計画による対策を実施することにより、2005年1月1日に施行予定の新排出基準は十分に達成できる。この場合においても、家庭暖房を含む他の発生源に対して十分な対策を行わなければ、大気質の環境基準の達成は困難である。

2) 環境保全

地下水汚染防止のために、燃焼残渣物の処分は将来的にシックスラッジ技術のみで対応しようとして検討されているが、この技術のみで地下水汚染が防止できることを事前に実証する必要がある。また、シックスラッジの輸送水の一部として、水処理施設からの塩分含有の排水の利用を検討しているが、現段階では推奨できない。

今後の環境保全対策としては、単に環境影響を回避・軽減するのみではなく、自然環境回復と準自然環境の創造を計り、景観についても配慮する必要がある。

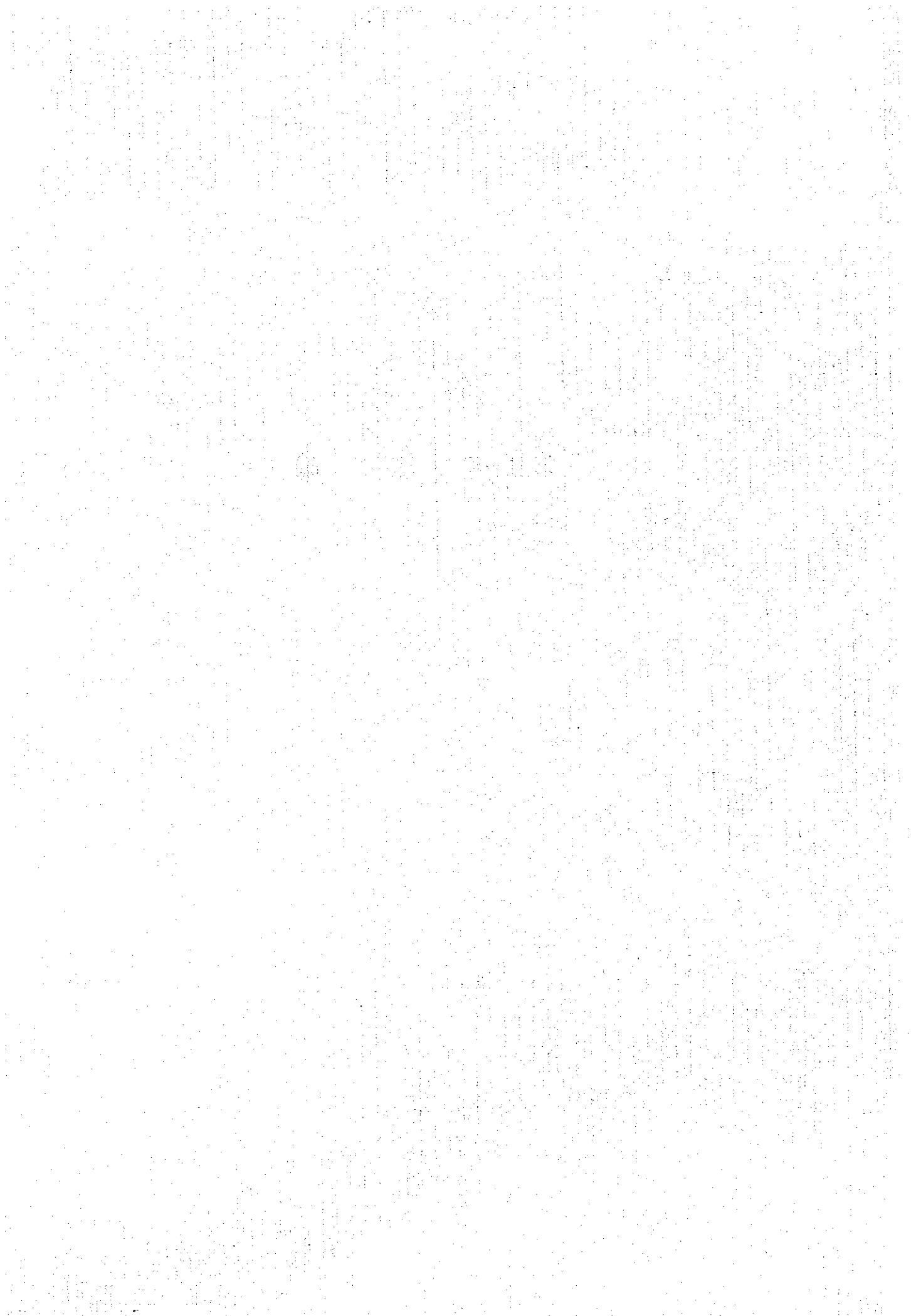
3) 環境監視

現在環境監視の行政的責任は、環境省の地域監督局（発生源監視）と公衆衛生管理院地方支局（環境監視）に縦割りされている。これらを一元化し、迅速な対応ができるようにする。監視用測定機器の適切な運転・維持管理が行えるよう、必要な予算を確保する。

4) 発電所の環境管理体制の整備

発電所の環境管理機能を充実させるため、環境管理委員会を設置し、その下に環境、省エネルギー、防災等の小委員会を設置してそれぞれの担当事項に関する施策を立案し、環境管理委員会の総意のもとに実施する。

第 1 章 序 論



第1章 序 論

1.1 調査の背景

ボルシヨド発電所のあるシャヨバレー地域はハンガリーの主要な工業地帯である。同地域は重化学工業活動に加えて自動車や冬季の石炭暖房等により大気汚染度が最も高い地域の一つとなっている。この地域にはティサⅠ発電所（250MW）、ティサⅡ発電所（860MW）、ボルシヨド発電所（170MW）と3つの発電所があるが、いずれも大気汚染物質の大きな発生源となっている。

ボルシヨド発電所は1955～1957年に建設されて、約40年を経過している。電気出力は170MW、熱供給出力は220MWであり、ボイラ10台、タービン9機で構成されている。ボイラーは1978～1985年に架構以外はすべて更新されているが、タービンは当初のもので限界にきている。燃料に使用する褐炭は発熱量1,800～2,200kcal/kg、硫黄分2～3%の低品位の炭質である。また各ボイラーとも電気集塵器が設置されているが、排出基準を大幅に超えてSO_xを排出している。また、蒸気や熱水を隣接する化学工場ならびに住宅用に供給しており、当発電所はこの面でも重要な役割を担っている。

このような状況下、ハンガリー電力株式会社（MVM）は1993年に当発電所の再建計画を策定した。

1994年5月、ハンガリー国政府はボルシヨド発電所の上記再建計画について、国際金融機関等の審査条件を満足するフィージビリティ調査（F/S）を実施することを日本政府に要請した。これを受けて、国際協力事業団（JICA）は1995年6月に予備調査団、同年9月に事前調査団を派遣し、ハンガリー国政府と本調査の実施細則に合意した。これに基づき本格調査が開始され、1996年3月に調査団が1回目の現地調査を行なった。

1.2 調査の目的と概要

(1) 調査の目的

本調査の目的は以下のとおりである。

- ・ボルシヨド発電所敷地内に、出力150MWの設備を1ユニット新設し、高効率で低公害型の電力供給設備を確保する。
- ・ボルシヨド発電所の既存のボイラのうち数基を環境基準に適合するように改善し、地域への熱供給能力を確保する。

(2) 調査対象地域

主要な調査対象地域は、ミシュコルツ市の北方20kmに位置するKazincbarcika市にあるボルシヨド発電所構内とし、当発電所から環境影響を受け得る周辺地域や関係する炭鉱その他の事業場も調査対象に含める（調査位置図参照）。

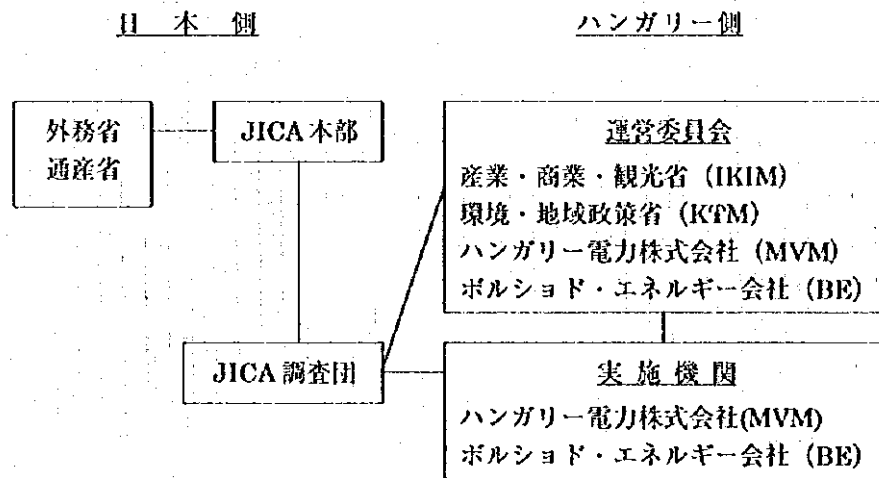
(3) 調査の概要

調査は次の3段階に分けて実施する。

- ・ 予備調査段階
- ・ 詳細調査段階
- ・ フィージビリティ調査段階

1.3 調査の組織

本調査の全体的組織は以下のとおりである。



1.4 調査の工程

調査の工程は表1.4.1に示すとおりである。

第2章 計画の背景

第2章 計画の背景

2.1 ハンガリー経済の概況

1990年春に登場した非社会主義政権は全面的に市場経済への移行に取り組んだ。同時に、財政支出抑制、税収向上に取り組んだ結果一応の成果をおさめ、1990～1992年には対外経常収支がプラスとなったが、その後経済状況は悪化の方向に向かった。

1994年5月の選挙によって誕生した社会党を中心とする連立政権は、1995年3月に歳出抑制と構造改革を中心とする包括的経済調整プログラムを実施した。1996年度の実質GDPの増加は、内外需要の軟化により前年の2.5%を下回ると見られている。

2.2 ハンガリーのエネルギー・電力事情

(1) エネルギー・電力政策

エネルギー政策の立案と調整は産業・通商・観光省 (IKIM)の責任下にある。現在のハンガリーのエネルギー政策は、1993年に国会で承認されたものであるが、その骨子は以下のとおりである。

- ・ エネルギー供給の安全性を高めるため、エネルギーの輸入先を多様化し、エネルギーの備蓄量を増やす。
- ・ 可能な限り低コストでエネルギーを供給する。
- ・ エネルギーの供給と消費の効率を高める。
- ・ 上記事項は環境保全対策を改善しつつ実施する。
- ・ 再生可能なエネルギー源・資源の利用の比率を高める。
- ・ エネルギーの料金・課金が生産・供給コストに比例するように市場経済的な条件を導入する。
- ・ EUの基準や要件と調和した法律や規則を整備する。
- ・ 民主社会にふさわしく、決定を公表し明瞭にする。

1995年6月の新民営化法の発効以来、ハンガリー政府は発電会社を含め、国営エネルギー企業の民営化を進めている。新民営化法の主な目的は、エネルギーの供給・消費システムを経済的に合理化すると共に、環境保全上の要求に合致した近代的設備の設置を促進することにあるといえる。

MVMの株も一定部分はこれらの民間投資家に売却されるが、主株主は依然として政府であり、MVMは全国送電網会社 (OVIT) と Paks 原子力発電会社の過半数の株を保有する。このような電力事業の枠組みは、国家的な利益を保証しつつ、電力の生産・供給の効率を高めることを意図したものである。

(2) エネルギー・電力需給

1) 全エネルギー源

1985年まで増加していたエネルギー供給量は、経済停滞により1989年以後大幅に減少した。しかし、1992～1994年の最低水準から、1995年には僅かながら増加に転じた。

2) 発電と電力消費

図2.2.1にハンガリーにおける発電量と電力消費量の推移を示す。

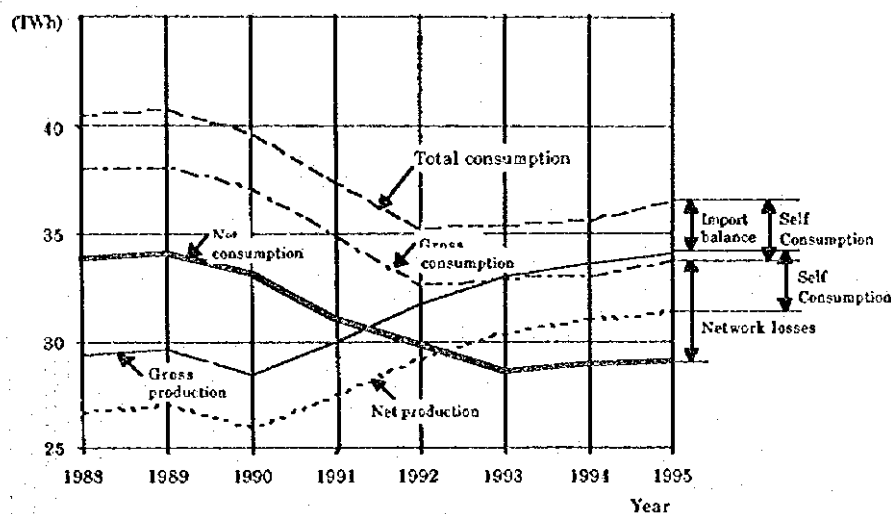


図2.2.1 ハンガリーにおける発電量と電力消費量の推移

電力の全消費量 (total consumption) は1989年を境に1992年まで減り続けたが、以後わずかながら増加しつつある。一方、総発電量 (gross production) は1990年に一時的に減少したが、以後一貫して増加している。

1995年の総発電量34.04TWhのうち、MVMグループの発電所が33.20TWh (97.5%) を占める。MVMグループの発電所における発電用1次エネルギーの消費量は、1995年で原子力が42.3%、石炭類25.9%、燃料油16.5%、天然ガス14.8%となっている。国産の褐炭とリグナイトは今後も発電用燃料として重要な位置にある。

2.3 電力設備の概要

ハンガリーにおける電力設備の概要を図2.3.1に示す。

1985年以降の発電設備容量を表2.3.1に示す。1995年の総設備容量は7,403MWである。

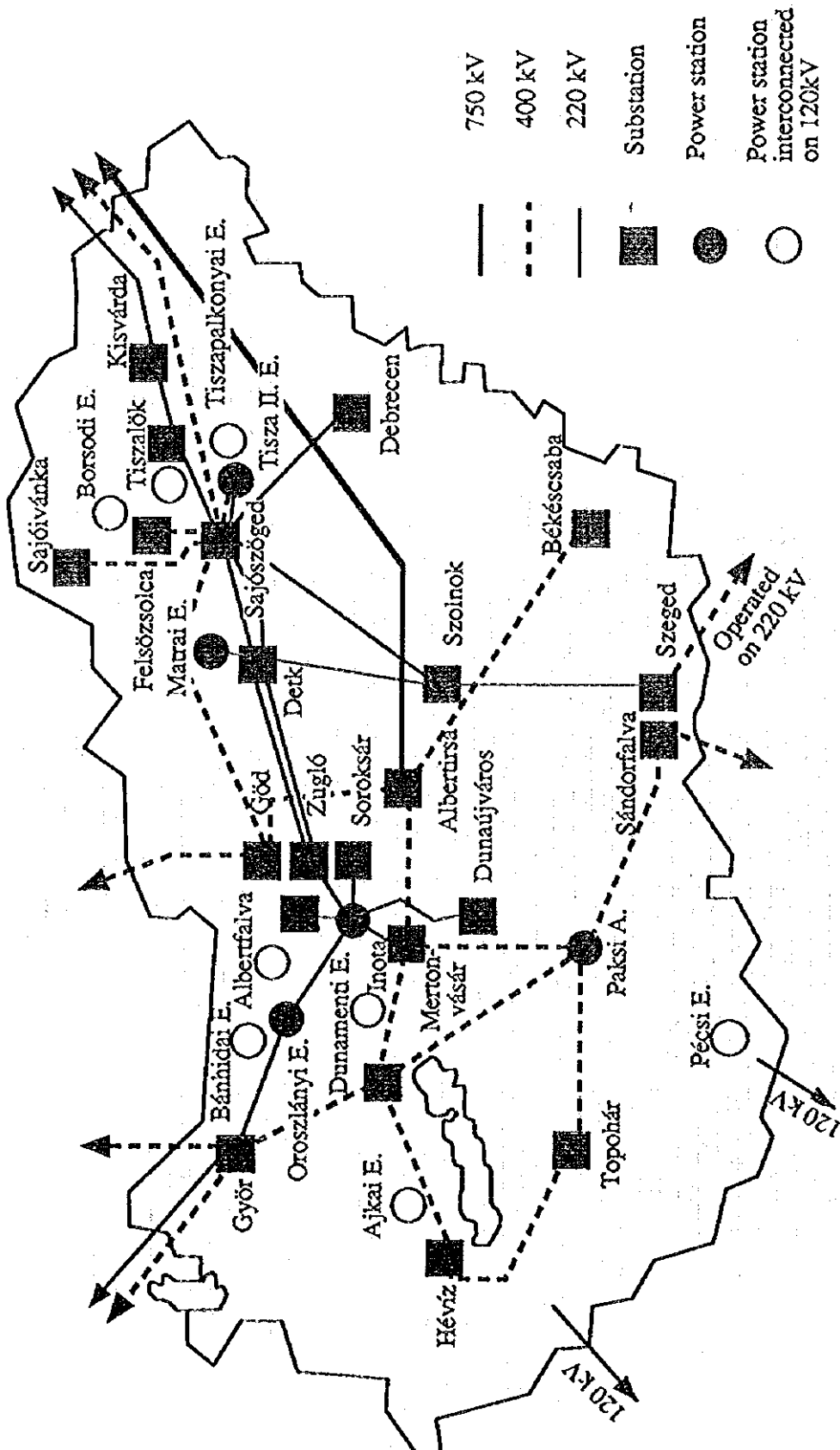


図 2.3.1 発電所と基本電力ネットワーク

ハンガリー国内の送電系統は400kV、220kVおよび120kVで構成されている。750kV送電線はウクライナに至る連系用として使用されている。配電は6配電会社が地域別に担当している。

表2.3.1 ハンガリーの発電設備容量の推移

Year	Commissioned Capacity (MW)	Available Capacity (MW)
1985	6,220	5,922
1986	6,680	6,368
1987	6,924	6,704
1988	7,172	6,907
1989	7,168	6,784
1990	7,184	6,812
1991	7,193	6,704
1992	7,278	6,662
1993	7,404	6,566
1994	7,317	6,676
1995	7,403	6,832

Source: MVM Statistical Data 1995, June 1996.

2.4 電力需要の見通し

ハンガリー政府は、長期的な経済成長率を年率平均1~3%とし、これに相応のエネルギー需要の増加が伴うものと予測している。この結果、エネルギーの全消費量は1995年の1,063 PJから2010年には1,150~1,330 PJに増加すると予測している。

産業・通商・観光省 (IKIM) による電力消費の予測とこれに必要な発電容量を表2.4.1に示す。

表2.4.1 IKIMによる電力需要予測

	1995	2000	2005	2010
電力消費量 (TWh)	36.5	37.0~40.0	40.0~44.4	43.3~49.3
名目発電容量 (MW)	7,536	8,130	8,630	9,100
実質発電容量 (MW)	7,400	7,830	8,330	8,800

出典: IKIM, 1997年1月

表2.4.1に示すように、電力需要が最低のシナリオの場合でも需要は着実な増加が見込まれ、既存発電設備の多くは環境上の要求からここ10年程度の間にそのままでは稼働できなくなることから、新規ユニットの建設と既存ユニットの近代化は絶対的に必要である。

原子力発電所の新・増設には様々な社会的困難が伴うことから、火力発電に多くを頼ることに

なる。国産の石炭をできるだけ利用し、環境保全上の要件を満足し得る発電設備を導入する本事業は、国家的にも重要な意味を持つ。

2.5 ボルショド発電所の概要と既往の再建計画

(1) 発電所の概要

ボルショド発電所は、1957年に設立され、当初の目的は発電であったが、後にボルショド化学工場（BCP）が稼働を始めると、発電所はBCP社とKazincbarcikaの近郊地域に熱供給も行うようになった。

1) ボイラ

能力100t/hのボイラが10基あり、主な仕様は表2.5.1に示すとおりである。これらは微粉炭燃焼用で、ガスとオイルの補助用燃焼装置も備えている。

表2.5.2に示すように、1978年～1988年の間に、ボイラの改造は4段階で行われた。ここ数年は4台のボイラNo.5、6、7、8は稼働していない。

表2.5.1 既存のボイラーの主要な仕様

設計出力	t/h	100
蒸気温度	℃	500
ドラム圧力	bar	79.4
蒸気圧力（出口）	bar	74.5
許容圧力	bar	82.32
最大出力（2×3 hours）	t/h	110
負荷レンジ（自動）	%	50～100
給水温度	℃	190
オイル種類	—	TI 5/20
発熱量	kJ/m ³	33,937

表 2.5.2 ボイラの稼働状況

ボイラ No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
建設年 (年)	1955	1955	1955	1955	1955	1956	1956	1956	1957	1957
改造年 (年)	1982	1981	1980	1978	1979	1980	1983	1984	1988	1986
現状	稼働				休止				稼働	

2) タービン

現在 9 基の蒸気タービンが設置されており、その主要な仕様は表 2.5.3 に示すとおりである。

表 2.5.3 既存タービンの仕様

No.	製作	タイプ	出力	消費量
I ~ IV	LANG BBC	復水式	32 MW	130 t/h
V	LANG Works	復水/抽気式	25 MW	112 t/h
VI	LANG Works	抽気背圧式	12.5 MW	200 t/h
VII	LANG Works	抽気背圧式	5.3 MW	90 t/h
VIII	LANG Works	抽気復水式	6 MW	30 t/h
X	LANG Works	抽気背圧式	10 MW	90 t/h

これらタービンの稼働状況を表 2.5.4 に示す。

表 2.5.4 タービン発電機の稼働状況

タービン発電機 No.	I	II	III	VI	V	VI	VII	VIII	X
建設年 (年)	1955	1955	1955	1956	1980	1978	1957	1960	1968
全面検査年 (年)	1993	1994	1990	1991	1994	1990	1994	1987	1988

(2) 既往の再建計画の概要

ボルショド発電所の再建に関する MVM/EGI の F/S は 1993 年 12 月に完了し、以下のレポートおよびその付随レポートに全容が記述されている。

“Tisza Power Plant Ltd., Borsod Power Plant, 150 MWe Unit, Detailed Feasibility Study,”
December 1993, Client: MVM Rt., Consultant : EGI Rt.

再建計画の目的は以下のとおりである。

- 発電能力を増強し、全国電力システムの需要に応える。
- 発電所が負っている地域への長期的な熱供給の責任を果たす。

このため、以下の新設・改善を行う。

- 現在の発電所敷地内に発電容量 150MW の設備を新設し、主として発電に用いる。
- 現有のボイラ、タービン等のうち、比較的良好な状態にあるものを改造・修理し、主として地域の熱供給に用いる。

燃料として国産の褐炭と輸入炭を用いる。新設する主要設備の諸元を表2.5.5に示す。

表 2.5.5 新設する主要設備の諸元

設 備	主な仕様	備 考
ボイラ	蒸気量 : 460/430 t/h 蒸気圧 : 165/45 bar 蒸気温度 : 540/540℃	再熱式流動床 CFBC型
タービン	定格出力 : 150 MW 蒸気温度 : 535/535℃ 蒸気圧力 : 160/43 bar	抽気、再熱、復水型 車室：高/中/低圧の3車室 抽気段落：7段
発電機	発電端出力 : 150 MWe 回転数 : 3,000 rpm	

注) 非常用として 400KW 出力のディーゼル発電装置も設置する。

第3章 ボルシヨド発電所の 最適開発計画の検討

第3章 ボルショド発電所の最適開発計画の検討

3.1 発電容量と熱供給容量

(1) 新設ユニットの発電容量

ハンガリー政府は全国的な発電所の開発戦略の中で、炭鉱近くの数箇所の発電所に国産炭による150MW級の発電ユニットを新設する必要があるとしている。これら150MWユニットは、広範囲の出力制御を行い得るブロード・ロード発電ユニットと位置付けられている。MVMが計画したボルショド発電所における150MWユニットの新設は、この政策に添ったものであり、コンサルタント(EGI)によるF/Sも1993年に行われて基本的に政府の認可を得ている。本調査においても、これまでの経緯を踏まえ、ユニットの発電容量は150MWとする。但し、地域的または全国的な電力需要に更に応えるため、将来は増設することもあり得るので、プラントのレイアウト計画ではその可能性に配慮する。

(2) 熱供給容量

1993年のEGIのF/Sでは、表3.1.1に示す1993年の予想需要量に基づき、改善すべき既存ユニットの容量を検討している。これらの数字は最近の実績とも極めて近いので、本調査では熱供給容量は241MW、年間需要量は2,780TJとして既存設備の改善を検討する。

表3.1.1 計画熱需要

Peak Demand (MW)		Heat Delivery (TJ)		
		Winter	Summer	Total
29 bar steam	120	1,211	379	1,590
15 bar steam	9	124	16	140
6 bar steam	34	342	108	450
Steam sub-total	163	1,677	503	2,180
Hot water	78	515	85	600
Heat total	241	2,192	588	2,780

3.2 新設ユニットのボイラ形式の選定

3.2.1 選定のための条件

(1) 基本的考慮事項

新設ユニットのボイラの形式は以下の基本的考慮にもとづき選定する。

- i) Borsod 炭を主要燃料とする。
- ii) 2005 年から適用される排出基準を満足する。
- iii) 既存技術を用いて最少費用で建設する。
- iv) 既存の F/S レポートを極力利用する。

(2) 新設ユニットの機能条件

1) 新設ユニットの責務

- i) 全国電力システムに電力を供給する。
- ii) 発電所周辺地域への熱供給を行う。

2) 発電出力と熱生産量

- i) 発電機出力 150MW 1 ユニット
- ii) 熱生産量 130MW

3) 設備年間利用時間

新設ユニットの年間利用時間は、運用異常等を考慮し 6,000 h/y とする。

4) 適用される排出基準

表 3.2.1 固体燃料の排出基準 (2005)

Pollutant	Concentration (mg/m ³)
Soot & dust	50
CO	250
NOx (as NO ₂)	400
SO ₂ (382MWth)	872
HCl	100
HF	15

3.2.2 ボイラ形式の選定

ボイラの形式として、既存のF/Sで選定されたCFBボイラと微粉炭燃焼(PCF)ボイラ+排煙脱硫(FGD)の2形式を検討する。

(1) CFBボイラ案

1) 大容量CFBボイラ技術の状況

低発熱量のリグナイトもしくは褐炭を燃料として使用している350t/h以上の蒸発量のボイラを持つ発電所は、Texas-New Mexico電力会社のTNP-One(米国)、Provence発電所(フランス)、Goldenberg発電所(ドイツ)の3カ所である。表3.2.2にこれら発電所のボイラ特徴を示す。

表 3.2.2 既存発電所の大規模CFBボイラの概要

発電所	TNP-One(USA)	Provence P.P. (フランス)	Goldenberg P.P. (ドイツ)
製造メーカー	Combustion Engineering	Stein Industries	EVT Steinmüller
蒸気パラメータ	499 t/h	700 t/h	400 t/h
燃料	リグナイト/天然ガス	リグナイト/重油	Rhine 褐炭
運開	1990	1995	1992
燃料の性状			
低位発熱量(MJ/kg)	15.5	13.0	9.0
灰分(%)	15.5	28.0~32.0(CaO 57%)	7.0
水分(%)	30.0	11.0~14.0	53.2
硫黄分(%)	1.0	3.7	0.5
燃焼室	約125.5×11.0×46.0 m	—	—
石灰石の供給	有	不必要	有
サイクロン	4基、直径6.4×22.5 m	—	—
EHE	有(2基)	有	無
集じん機	バグフィルタ	電気集じん機	電気集じん機
灰処理	機械式、水冷式スクリュウコンベア	冷却装置付流動式	冷却装置付流動式
代替措置	100%天然ガス燃焼	重油燃焼	待機用として145 t/h×2油燃焼ボイラを設置
建設コスト	150,000,000 USD	—	—

2) CFB ボイラ故障時の代替措置

各発電所は CFB ボイラの故障時の対策として以下の代替処置を持つ。

- i) TNP-One P.P. : 全容量を天然ガスでバックアップ
- ii) Provence P.P. : 全容量を天然ガスおよび重油でバックアップ
- iii) Goldenberg P.P. : 故障時の代替用として2基の145 t/h(全負荷の 70%) の燃料油燃焼ボイラを平行設置

3) CFB 技術を本プロジェクトに適用するための解決策

Borsod 炭を主燃料とするこのプロジェクトに CFB 技術を適用する場合以下の対策が必要である。

問題点

Borsod 炭は灰分が35~45%と非常に高く、S分も2%以上と高い。

解決方法

- i) Borsod 炭と低灰分の輸入炭を混合・調整し、総灰分量を減ずる
- ii) 外部熱交換機(EHE)の容量を灰分量に応じ適正にする
- iii) 灰分離、循環、EHE システムの制御を詳細に行う
- iv) 石灰石添加量を適正化し、灰分量を低減する

(2) PCF+FGD 案

代替案として選定された PCF+FGD は、数十年にわたりハンガリーで使用されてきた技術である PCF ボイラに、FGD を備えた方式である。

湿式 FGD として広く普及している石灰石こう法には以下の特徴がある。

- 高い脱硫効率 (> 90 %)
- どこでも大量かつ低価格で入手できる石灰石を脱硫剤として使用
- 高いユーティリティおよび運用安全性
- 副生物が再利用可能
- 多数の参考文献、多くの導入経験
- 大きなスペースが必要
- 大量の水が必要
- 高い投資コスト

(3) ボイラ形式の選定

ボイラ形式としてCFB+EHEおよびPCF+FGDの2案の比較分析を行なった。その主な結果を表3.2.3と表3.2.4に示す。イニシャルコストの面でも耐用期間におけるランニングコストの面でも、CFB+EHEの方がより優れていると判断されるので、この案を選定する。

表3.2.3 CFB+EHEとPCF+FGDの比較(1)

	CFB+EHE	PCF+FGD
原理	<ul style="list-style-type: none"> ベッドアークス・石炭・石灰石粉末からなる流動媒体が攪拌混合し、飛散媒体はサイクロンにより燃焼室内に再循環される。基本的に、伝熱は燃焼室内の対流伝熱面により行われる。 脱硫は燃焼室内で行われる。 	<ul style="list-style-type: none"> 石炭はミルにより微粉化され、排ガスにより乾燥される。乾燥微粉炭は、乾燥排ガスにより輸送され、高温燃焼される燃焼室に噴射される。
燃料炭種	<ul style="list-style-type: none"> ワグナイト、褐炭、無煙炭、ピルボックス、木材等発熱量が広範囲 	ワグナイト、褐炭、無煙炭
粒径	設計により0.1~40 mm	200μmで最低75%、0~10 mm
付着水分	燃料供給におけるトラブルを回避するため低くする。	燃料供給におけるトラブルを回避するため低くする。
流動媒体	ベッドアークス、石灰石粉末、石炭、砂	—
脱硫剤	石灰石粉末、粒径0.1~3.0 mm	—
性能	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼室温度 770~860℃ 過剰空気 1.2~1.3 燃焼効率 99% ボイラ効率 90.3% 脱硫 石灰石を使用しての炉内脱硫 脱硫率 >90% Ca/S比 2.0~3.0 NOxの削減法 多段燃焼による低温燃焼 負荷変動率 3%/分 最低負荷 MCRの40%以下 その他 <ul style="list-style-type: none"> ボイラ出口排ガス温度が低い。 燃焼室温度の制御が容易 スラグは燃焼室内において生成されない。 所内比率は約6~7% 	<ul style="list-style-type: none"> 1300~1500℃ 1.2~1.3 99% 86~88% ボイラ下流部、湿式石灰石-石膏法による脱硫装置 脱硫率 >90% 1.05~1.1 多段燃焼低NOxボイラ 3%/分 MCRの40% ボイラ出口排ガス温度が高い。 多様な燃料パラメータに対する適用性が良好 燃焼室はスギンクやアークグの影響を受け易い。
構造	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼室 シュラウド、下部は耐摩耗壁 空塔速度 5~15 m/秒 滞留時間 3~5秒 燃料供給 ピンから流動輸送、燃焼室又はベッドアークスの下部に供給 石炭の処理 粉砕粒径の均一化後、燃焼室へ 燃焼空気供給 複雑、多種のファン等の使用 その他 ボイラ容量はサイクロンの数により増加できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼室 シュラウド 空塔速度 — 滞留時間 1~5秒 燃料供給 乾燥ガスにより乾燥微粉炭が微粉炭バーに供給される。 石炭の処理 粉砕、ふるい分け、混合後、コルマンへ 燃焼空気供給 — その他 燃料中の灰分・水分により多様な燃焼設備
実績	<ul style="list-style-type: none"> 開発年次 1980年代 実績数 数百基、400 t/hを超える容量は数基 最大容量 250 MW 将来 400~600 MWクラスまで開発 	<ul style="list-style-type: none"> 1960年代 数千基、大型ユニットは発電所が大部分 600MW(Boxberg、Schwarze Pumpeで800MW)
技術レベル	通常小中規模ユニット、大容量ユニットはパイロットプラント数ヶ所	50~800 MWの発電所で通常の使用
信頼性	<ul style="list-style-type: none"> サイクロン・燃焼室下部・EHEに磨耗の問題 Lyuko炭に対して実質的な対策はない。 	<ul style="list-style-type: none"> 磨耗、腐食、FGDスケールの問題 高硫黄分の石炭に対して排煙脱硫の実績がない。

表 3.2.4 CFB+EHEと PCF+FGD の比較 (2)

	CFB + EHE	PCF + FGD
運転特性		
負荷変動追随性	良好	良好
安全性	連続運転で良好	良好、FGD でスケール付着問題
スタート	長時間	短時間
安定性	良好	良好
保守	磨耗問題が大部分	FGDの磨耗・腐食、吸収塔・配管の腐食・付着
副生物	<ul style="list-style-type: none"> - ペットアッシュ・フライアッシュの混合物(灰、石灰石、石膏等) - スラッジ捨場に投棄、固化 	<ul style="list-style-type: none"> - フライアッシュと石膏が分離 - 生成石膏は利用可能
空間の占有	PCF+FGD より少ない。	FGDのため CFB より大きい。功が広い場合適用可能
設置時間	通常、燃料の知見がない場合、運開・調整時間が長くなる。	通常、高硫黄分の場合には、FGD の運転開始までより長時間を要する。
環境	<ul style="list-style-type: none"> - 90%の脱硫率で排出基準クリア。 - 最終副生物の利用は研究を要する。 	<ul style="list-style-type: none"> - 90%の脱硫率で排出基準クリア。
技術の成熟度	適用可能であるが、低品位炭には対策が必要	適用可能、環境測定結果は受入可能、高硫黄分高硫黄分の FGD の観点から、さらなる経験が必要
経済性		
投資額	155,957,400 USD	171,270,950 USD
発電費用	5.79 cent/kWh	6.29 cent/kWh
経済評価	<ul style="list-style-type: none"> - 良好 - 技術水準はやや開発要素が残る。PCF+FGDに比較して250MW 容量まで経済的である。 	<ul style="list-style-type: none"> - ベース - 技術水準は CFB に等しい。 - 投資費用が高い。

3.3 新設ユニットのタービン・発電機形式の選定

(1) 蒸気タービンの形式選定

新設の 150MW タービンには以下の理由で三車室の串型複流排気型再熱タービン (tandem compound double flow : TCDF) を選定した。

- (a) Tisza II 発電所の 210MW ユニットでも、これと同種の TCDF 型が採用されており、その運転、保守管理に習熟している。
- (b) TCDF 型タービンは世界で最も普遍的な型式として数多くのメーカーによって製作され、運転実績が豊富で最も信頼性の高い型式である。

(2) 発電機の形式選定

新設の三相交流同期発電機には以下の理由で横置内筒回転界磁型を選定した。

- (a) ボルシヨド発電所の現有設備や、Tisza I、II を始め数多くの発電所で永く使用されており、この種の発電機の取扱いに習熟している。
- (b) 世界でも信頼性の高い構造として、永く運転実績を持っている。

3.4 新設ユニットのレイアウト

新設ユニットを建設する場所は既存の主建屋の南東側の有休地とする。

用地内に以下の施設を配置するための基本的レイアウトとして、ボイラー軸とタービン軸の相対的關係から「T」形と「I」形の2つが考えられる。

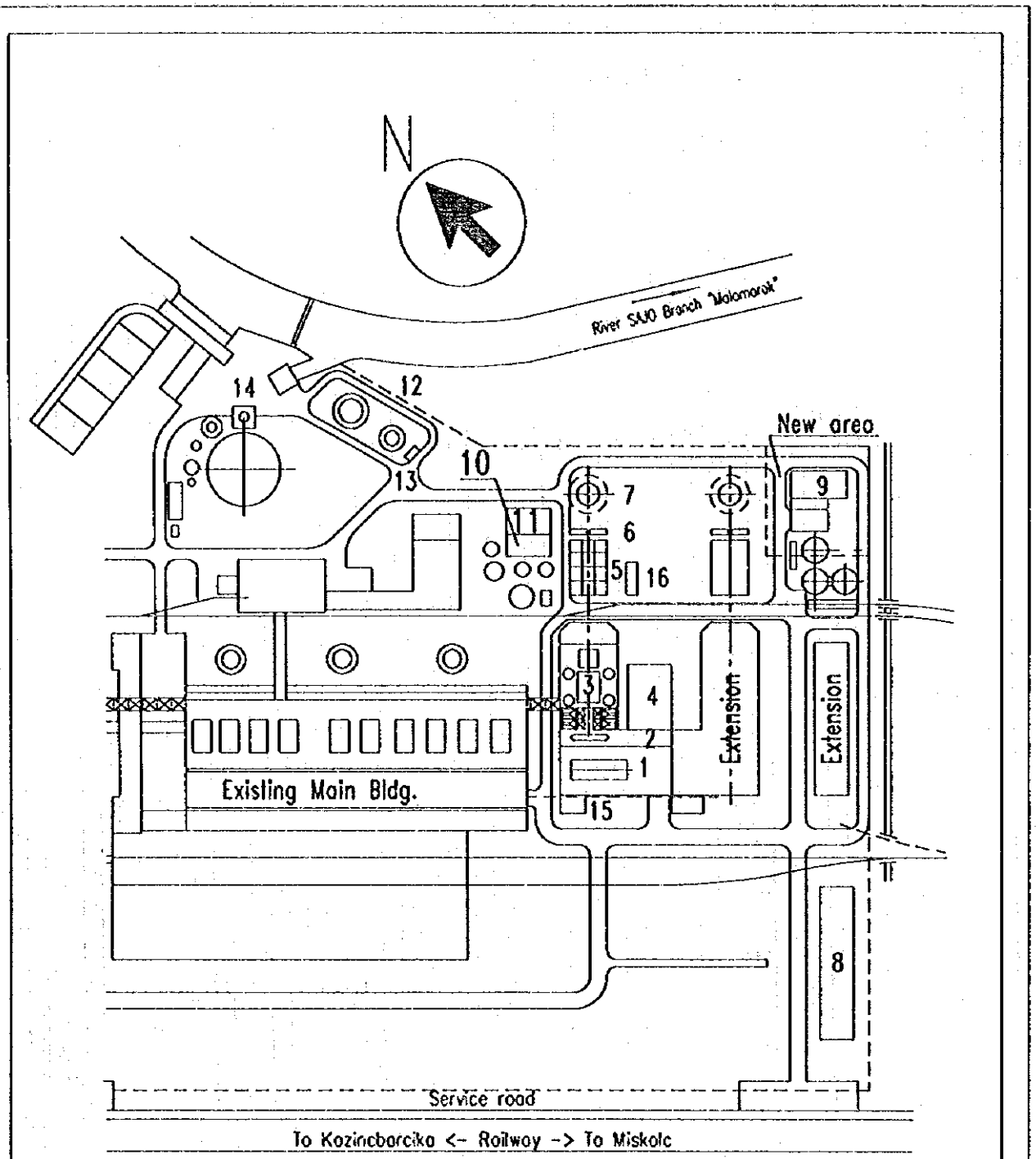
- (a) タービン・発電機建屋と給水建屋
- (b) CFB+EHEボイラー (460t/h)
- (c) 電気集じん機、誘引ファン、煙突
- (d) 電気機器、制御室、職員施設用の多目的建屋 (中央制御棟)
- (e) ポンプ建屋付き湿式冷却施設
- (f) 電気施設 (主変圧器、所内変圧器、起動変圧器)
- (g) 石灰石プラント (新設ユニットの近くに必要)

上記を考慮したT形およびI形レイアウトの比較を表3.4.1に示す。

表3.4.1 T形およびI形レイアウトの比較

View Points	Layout T	Layout I
Footing area of machine hall	60 x 27 m = 1,620 m ²	48 x 45 = 2,160 m ²
Cost of establishing the machine hall	100 %	170 %
Bridge crane's span	appr., 25.5 m	appr. 43 m
Cost of installing the crane	100 %	appr. 300 %
Status of the assembly port in case of extension	To be established again	Remains unchanged
Railway sidings to be liquidated	Track VII to the old machine hall	Track VII and Track VIII to the switchyards
Tasks concerning the sidings in case of extension	None	Trace modification of track IX
Accessibility for extension	Acceptable	Good
Design of the high-pressure steam line between boiler and turbine	Acceptable	Excellent
Trace design of the sheathed bus-bars between generator and main transformer	Acceptable	Economical and good

表3.4.1より、主としてタービン建屋の用地が小さく、またクレーンのスパンも短かくて済むことの経済性から、図3.4.1に示すT形レイアウトを採用する。



- | | |
|------------------------------|--------------------------|
| 1 Turbine hall | 9 Limestone plant |
| 2 F.W. house | 10 Water treatment plant |
| 3 CFB + EHE Boiler | 11 Waste water basin |
| 4 Electrical & Control Bldg. | 12 Oil storage |
| 5 Electrostatic Precipitator | 13 Oil pump house |
| 6 I.D. Fans | 14 Slurry center |
| 7 Stock | 15 Transformers |
| 8 Cooling Tower | 16 Air station |

図 3.4.1 新設ユニットのレイアウト (T形)

Scale
0m 25m 50m 75m 100m

3.5 燃料と石灰石の供給計画

3.5.1 燃料の供給計画

(1) Borsod 炭の調達可能性

1) 既存の炭鉱

現在、発電所では Lyuko、Feketevolgy、Putnok の各炭鉱からの褐炭を主に混合し使用している。3 炭鉱は以下のような特徴を持っている。

- ・ 最新式の自走式支保を使用して安全を図りながら、幅広い炭種を採炭している。
- ・ 炭切りは高性能のコールカッタを使用している。
- ・ 坑内輸送は近代的なもので、採炭力にもよるが、石炭輸送に限界はない。補助施設は標準的なレベルである。
- ・ 切羽における採炭作業は“補助作業”と呼ばれている方法で行われている。
- ・ 数多くのトンネルや主坑道は坑口より非常に遠くなっている。
- ・ 炭鉱構内で+20mm 以下の石炭は選別され、Berente 選炭場へ輸送される。

2) 石炭の採炭可能埋蔵量

以下に各炭鉱の採炭可能埋蔵量を示す。

炭鉱名	採炭可能埋蔵量	発熱量
Lyuko	28.0Mt	11.0GJ/kg
Feketevolgy	3.0	11.0
Putnok	3.0	12.0
合計	34.0	11.1

3) 石炭生産計画

政府は、1998 年に Feketevolgy 炭鉱、Putnok 炭鉱の生産に伴う赤字の資金保証を打切る予定である。この結果、この地域の炭鉱からの生産高は、2000 年までには 1,000kt/a を下回ると考えられる。

2000年までの各炭鉱の生産量を以下に示す。

(単位：1,000 t/y)

炭鉱名	1997	1998	1999	2000年
Lyuko	880	880	880	880
Feketevolgy	260	260	260	260
Putnok	480	480	480	480
Total	1,620	1,620	1,620	1,620

2000年以降のLyuko炭鉱における推定生産量を以下に示す。

2001-2010年：800 kt/y、2011-2012年：500 kt/y

その後、石炭は枯渇する

民生用石炭の供給を削減することで発電所への石炭の供給は現在の量の15~20%を増加させることができる。

4) 新規開発炭山

Dubicsany banya は1980年に開発が開始されたが、1990年代はじめの社会経済の変革により中止され、以下の諸問題から再開は着手されていない。再開について専門家は以下のように見ている。

- ・ 地質構造、特に小規模断層に関する調査が必要である。
- ・ 炭鉱の水抜きや他のリスクを明らかにするべきである。
- ・ 環境影響調査を実施する必要がある。
- ・ 投資額を再算定する必要がある。

Dubicsany 炭鉱の諸元

- ・ 採炭可能埋蔵量：70,122,000t (ハンガリー褐炭埋蔵量の約5%)
- ・ 炭層深度：53~306m、平均206m
- ・ 平均炭層：3.2m
- ・ 発熱量：10.26~14.14MJ/kg

5) 発電所における石炭価格

1997年 507.00 HUF/GJ

6) 課題

新たな炭鉱の開発がない場合は2012年までにBorsod炭は枯渇する。このため、引き続きロ一カル炭を使用する場合、Dubicsany炭鉱の開発を2007年までに開始するか、他の近隣鉱山からの供給を確保する必要がある。

(2) 輸入炭の調達可能性の調査

発電所では炭鉱保護の観点から輸入炭を使用することは禁止されており、厳密に従ってきたが、新設ユニットの導入に合わせ、ボイラ用に一般炭を輸入する。年間需要は最大で200,000 t/y程度である。

3) 発電所で推定される輸入炭価格

一定の地域から出荷される海外炭の価格は発熱量に比例して決定されるが、発電所における輸入炭の価格の約50%は輸送費であり、発熱量の低下に従って相対的に上昇する。一方、中欧やCIS諸国からの輸入の場合、FOB価格に対する輸送費の割合は相対的に小さく、当該プロジェクトには有利である。

精度の高い輸入炭の価格は、契約期間、契約量、支払条件等を含めた実際の契約ベースによるが、上記の調査結果に基づき、積込港および輸送ルート等における諸費用を、1996年の価格水準で、Berente選炭プラントへの到着時の価格を推定し表3.5.1に示した。

表3.5.1 輸入炭のBorsod発電所渡し推定価格(1997年)

Place of origin	Gross Heat Value GJ/t	Route				
		I.	II.	III.	IV.	V.
Australia	28.1	524	460	413	-	-
South-Africa	26.8	496	429	380	-	-
U.S.A.	28.1	468	404	358	-	-
Columbia	28.1	468	404	358	-	-
Indonesia	28.1	512	449	402	-	-
Poland	26.8	-	-	-	281	-
Czech Republic	26.8	-	-	-	354	-
CIS countries	26.8	-	-	-	-	318

Routes:

I. - Rotterdam - water-carriage (DMR channel) - Port Budapest - railway transport - Berente

II. - Rijeka port - railway transport - Berente

III. - Constanta - water-carriage (Danube) - Dunaújváros - railway transport - Berente

IV. - Bánréve - railway transport - Berente

V. - Záhony - railway transport - Berente

2) 設計輸入炭

設計に用いる輸入炭は、Poland、Czech、CIS 諸国から輸入されるものと想定し、低位発熱量：25.6 GJ/t、発電所における価格：318 HUF/GJとする。

(3) 設計燃料

1) 石炭

本プロジェクトで燃焼に供される、石炭のタイプおよび混合物は以下の通り検討した。

ケース a : Borsod 混合褐炭 100%で発熱量は 9.0 MJ/kg である
Borsod 混合褐炭とは発電所周辺に立地する Lyuko 炭鉱をはじめとする炭鉱からの混合炭を指し、民生用に良質炭を供給するため品位は低い

ケース b : Borsod 混合褐炭と輸入炭を熱量ベースで 50-50%に混合した物で発熱量は 13.32 MJ/kg となる。
(重量比で示すと、褐炭 74%、輸入炭 26%)

ケース c : Borsod 混合褐炭 100% で発熱量 11.30 MJ/kg となる
(良質炭の民生用供給を中止し、発電に供した場合)

ケース d : 最も低品位の Borsod 褐炭で発熱量 7.56 MJ/kg

新設 CFBユニットで供される石炭はケース「b」とする。表 3.5.2~3.5.3 に燃焼に供される燃料の品位を示す。

2) 天然ガス・燃料油

燃焼に供される天然ガス並びに燃料油の仕様を、表 3.5.4~3.5.5 に示す。

表 3.5.2 使用石炭の品位

Characteristics	Borsod brown coal	Imported hard coal
Net heat value (MJ/kg)	9.0	25.6
Grain size (mm)	0 to 20	0 to 20
Ash (%)	36.45	11.25
Moisture (%)	24.8	9.5
Carbon (%)	24.8	
Hydrogen (%)	2.17	
Oxygen (%)	9.08	
Nitrogen (%)	0.5	
Sulfur (%)	2.2	0.8

表 3.5.3 設計炭の品位

Borsod/import coal	50:50 heat base
Net heat value	13.32 MJ/kg
Ash	29.9 %
Sulfur	1.8 %

表 3.5.4. 使用天然ガスの仕様

Components	Content
c1 (% vol.)	98.51
c2 (% vol.)	0.32
c3 (% vol.)	0.13
c4 (% vol.)	0.05
c5 (% vol.)	0.02
c6 (% vol.)	0.01
CO2 (% vol.)	0.04
N2 (% vol.)	0.92
Relative density at 15 °C	0.563
Net heat value (MJ/m ³)	33.94

表 3.5.5 使用燃料油の仕様

Light fuel oil (FA-60/80)		
Viscosity		
at 20 °C (minimum)	(mm ² /s)	8
at 100 °C (maximum)	(mm ² /s)	4.4
Flash point by Cleveland's method, min.	(°C)	101
Pour point	(°C)	-20
Sulfur content	(%)	below 0.2
Relative density at 15 °C		1.005
Heat value	(MJ/kg)	41.0

3.5.2 石灰石の供給計画

(1) 品質と必要量

1) 石灰石の品質

(a) 品質

石灰石の化学成分のうち最も重要な指標物質は CaCO_3 であり、少なくとも脱硫剤として 93% 以上の品位が必要である。

(b) 粒径

石灰石鉱山から供給される原料石灰石を発電所構内で粉砕する。しかし、粉砕石灰石の供給の安全のために、粉砕石灰石も受け入れるものとする。

原料石灰石 : 0 - 50mm

CFB用粉砕石灰石 : 0 - 3.0mm

2) CFB ボイラの粉砕石灰石の消費量

$$Q_d = 442 \text{ t/d}$$

(2) 調達先

Borsod 地域における調達可能な石灰石資源を以下に示す。

Hejőcsabai Mészkefeldolgozó Rr. (HCM) Hejőcsaba : 発電所から鉄道で約 30km

Bélapátfalvai Cement és Mészmu Rt. (BCM) Bélapátfalva : 発電所から鉄道で約 58km

OMYA Eger Mészkefeldolgozó és Értékesítő Kft. (OMYA) Eger : 発電所から鉄道で約 76km

- 品質面では、各鉱山の石灰石は必要とされる品位を満たしていると思わせる。
- 各鉱山は、発電所で必要とする十分な量並びに最適な粒径の石灰石を供給する場合には、新たな開発が必要である。

(3) 調達価格

Borsod 発電所と同様な近代化計画のある Transdanubian 発電所の近隣にある Transdanubian 石灰石鉱山の価格を参考にし、石灰岩の FOB の価格を以下のように推定した。

- | | |
|---------------------------|---------------------|
| a) 原料石灰石 (0~50 mm、貨車への積載) | 360~720 HUF/ton |
| b) 粉砕石灰石 (0~ 3 mm、貨車への積載) | 1,300~1,600 HUF/ton |

(4) 鉄道輸送

鉄道輸送では、輸送量並びに環境上の理由から、有蓋型のような密閉式の貨車の利用が考えられる。

(5) 発電所における石灰石価格の推定

以上から求められた発電所における石灰石の推定価格を以下に示す。

(a) 原料石灰石	0 to 50 mm	900 to 1,400 HUF/ton
(b) 粉砕石灰石	0 to 3 mm	1,700 to 2,800 HUF/ton

3.6 スラグ・フライアッシュの輸送

(1) 既設のスラグおよびフライアッシュ輸送設備

発電所構内のスラリーセンターからスラッジ貯蔵所までスラグスラリーおよびフライアッシュを輸送するため、異なる年代に設置された2設備が設置されている。

1) シンスラリー法

シンスラリー設備は、1988~1990年にかけて再建された。将来の使用については、余水の地下浸透が問題となり、この方法によるスラグ・フライアッシュの貯蔵に伴う地下浸透水量は北ハンガリー環境監督局（EKF）および北ハンガリー水管理局により、34.2 haのスラッジ貯蔵場に対し、1日当たり10m³以下に制限するよう指導を受けている。したがってこの方法によるスラッジの貯蔵は、事実上禁止されている。

2) シックスラリー法

上記問題の解決のため、ハンガリー独自の技術であるシックスラリー法が開発され、1995年および1996年に運転が開始された。スラッジ貯蔵場では、シックスラリーがコンクリートが固まるのと同様のプロセスで固形化し、スラッジ貯蔵場からの灰の飛散を減少させ、土壌中への水の浸透を削減する特徴を有する。

発電所は、この方法の試運転を終了し1996年夏期から本格運用に入ったと説明しているが、水の浸透性など解決しなければならない問題もある。

(2) スラグ、ベッドアッシュ、フライアッシュ輸送の可能性

原理的には、スラッジ貯蔵場に燃焼残渣を送るには以下の3通りの方法を検討した。

- ① 車両による輸送
- ② ベルトコンベヤによる輸送
- ③ 既存設備の拡張による輸送

(3) 輸送方法の比較と結論

パイプラインを用いたシックスラリーシステムは、現在試運転段階と見られるが、表3.6.1に示されるように、他の方法に比べ、優れている面が多い。このことから、スラッジ貯蔵場で不透水シートと余水回収再利用システムを使用することで地下浸透問題を解決し、輸送にはこのパイプラインシステムを採用することとする。

表 3.6.1 燃烧残渣の輸送方法の比較

(Transport between the power plant and the slurry area)

Concern	Transport by truck	Transport by conveyer	Transport by piping
Operation time	2 shifts	2 shifts	continuous
Investment cost	very high	very high	moderate
Maintenance demand	high	moderate	high
Operational costs	very high	moderate	moderate
Staff*	30 persons	18 persons	12 persons
Deposit watering	necessary	necessary	not necessary
Deposit solidification	none	none	expectable
Watertight block	not necessary	not necessary	necessary

*Only in the moisturizers and the slurry center

3.7 既存施設の改善

3.7.1 既存ボイラ

(1) 既存ボイラ

現在、発電所にはMHDにより建設された、Borsod-100-Mタイプボイラ8基、Borsod-100-Rタイプボイラ2基があり、これらはガスおよび燃料油補助燃焼設備を付属した100 t/hの微粉炭燃焼蒸気発生器である。

(2) 既存ボイラの設備改善計画の検討

1) 設備改善対象ボイラ

設備改善後の既存ボイラは周辺企業並びに自治体との契約に基づき主に熱供給を行う。熱需要量から改善するボイラ数は4基とし、ボイラの状態からNo.5、7、9、10を設備改善する。

2) 設備改善の方法

i) 現在の微粉炭燃焼PCFに硫黄酸化物削減のための節水型の半乾式排煙脱硫システムを取り付ける方法

ii) ボイラ燃焼室容積（伝熱面積）を減少させた上、ガス・燃料油燃焼をする方法

a) 微粉炭燃焼+排煙脱硫装置案

i) CFBボイラからの未反応石灰の再利用が可能

ii) 用水の消費量が少ない

という特徴から、脱硫形式は節水型半乾式装置を検討することとした。

半乾式脱硫装置は、燃焼排ガス中のSO₂に噴霧されたフレッシュ消石灰を含むスラリーと接触させ、吸収させる方法で、この反応による主な生成物は硫酸カルシウムと亜硫酸カルシウムである。

b) 天然ガス・燃料油燃焼案

ガス・燃料油燃焼方式は伝熱面積を縮小する必要があるが、EP、FGD、灰処理設備等が不要となり、環境保全上有利である。また、設備再建期間並びに、再建による運転停止期間を短縮できることができる。

i) 既存ボイラの下部蒸発管とボイラファネルの切除並びに、ボトムアッシュ設備、石炭燃焼設備を撤去する。

ii) 新たな蒸発管が既存の垂直蒸発管に密閉溶接される。さらに、最適位置に2本の代替えバーナを取り付ける。

iii) 排ガス再循環ファンが新たに設置される。

iv) 第2パス、第3パスに設置されているエコノマイザならびに空気予熱器を最適な位置に調整をする。

以上の改善により、ボイラ効率は90%以上を達成することが保証される。

(3) 検討結果

表3.7.1 ボイラ改善案の比較検討結果

項目	PCF+FGD案	ガス・燃料油燃焼案
主な設備改善	脱硫装置新設	火炉底部の切除 石炭システムの撤去 排ガス再循環設備新設 ガス/燃料油バーナ新設
環境保全設備	電気集塵機 半乾式脱硫装置	低NOxバーナ
灰処理設備	変更なし	不要
燃料供給設備	変更なし	ガス供給システムの増設 燃料油タンク新設
運転技術	脱硫装置のための運転技術を要するが、ボイラは従来通り	自動化により従来の技術でも対応可能
排出汚染物質	2005年発効の基準をクリア	2005年発効の基準をクリア
設備費	62,710,000 USD	46,818,000 USD
運転維持費	3.2%/y	2.5%/y
運転要員	70	55
総合評価	○	◎

以上のことから、天然ガス・燃料油燃焼案がPCF+FGD案に比較し優れているは明確である。

3.7.2 タービンの使用計画

ボイラーの改造に伴うタービンの使用計画として以下の2つのケースを検討した。

ケース1 : タービン No.Ⅵ、ⅦおよびⅩを蒸気供給用に用い、No.Ⅴと必要ならばⅦを熱水供給用に用いる。以後、復水運転はなくなる。

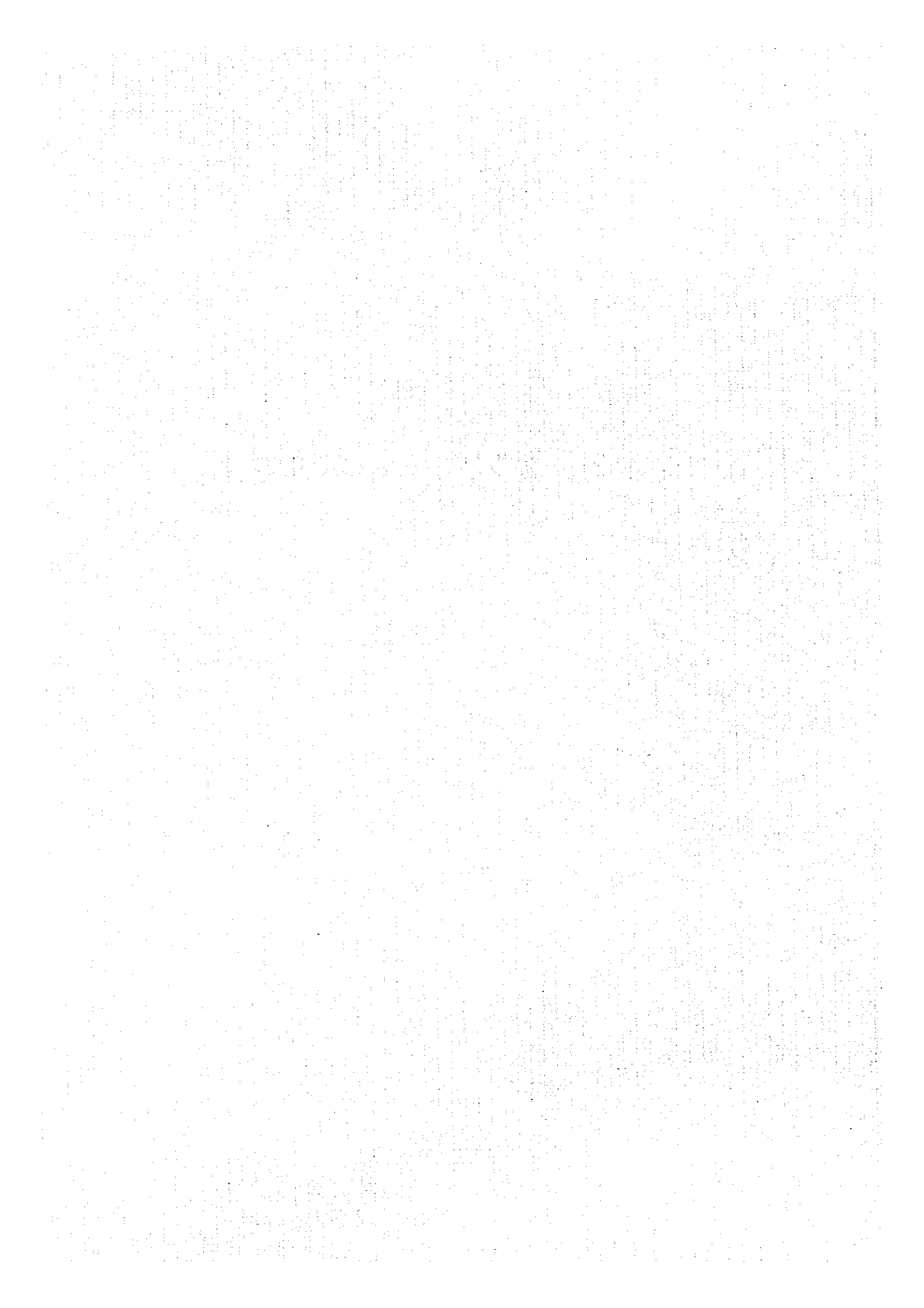
ケース2 : 新しい32MWの2段抽気(29バールと15バール)復水タービンを導入して蒸気供給と発電に用い、熱水供給にはNo.ⅤとⅦを用いる。

2つのケースを比較すると、ケース2は以下の利点がある。

- (1) 新しいタービンの導入により、熱と電力を長期にわたり供給できる。
- (2) 新設タービンは既存の40MVA発電機に接続できる。
- (3) ハンガリー国の発電所の収入構造から見て、収入面で有利である。

上記の検討に基づき、タービンの使用計画としてケース2を選定した。

第4章 新設ユニットの予備設計



第4章 新設ユニットの予備設計

4.1 主要施設と全体配置

新設の 150MW 発電ユニットを形成する主要設備は以下のとおりである。その全体配置計画を図 4.1.1 に示す。新設ユニット主要部は、現在のプラント建屋の南東側に設置する。

- ボイラ・システム (静電式集塵装置、ID ファン等含む)
- タービン・システム
- 発電機および附属電気関係施設
- 輸入炭の搬入・貯炭・国内炭との混合・給炭システム
- 石灰石搬入・貯蔵・粉砕・投入システム
- 燃料油タンク、油圧ポンプ (燃料油輸送配管を含む)
- スラッグ・フライアッシュ処理設備
- 給水システム
- 冷却水システム (クーリングタワーを含む)
- 水処理・廃水処理設備
- 送電システム用変圧器、スイッチギア
- 所内用電源設備、空調設備、空気圧縮機など
- 電気計装、制御用システム
- プラント建屋 (ボイラー、タービン、ヒーター類、および中央制御棟等)
- 煙突
- プラント機材搬入用輸送施設 (鉄道引込線および所内道路)

- 1 Turbine hall
- 2 F.W house
- 3 CFB + EHE Boiler
- 4 Electrical & Control Bldg.
- 5 Electrostatic Precipitator
- 6 I.D. Fans
- 7 Stack
- 8 Cooling Tower
- 9 Limestone plant
- 10 Water treatment plant
- 11 Waste water basin
- 12 Oil storage
- 13 Oil pump house
- 14 Slurry center
- 15 Transformers
- 16 Air station

Scale
6m 25m 50m 75m 100m

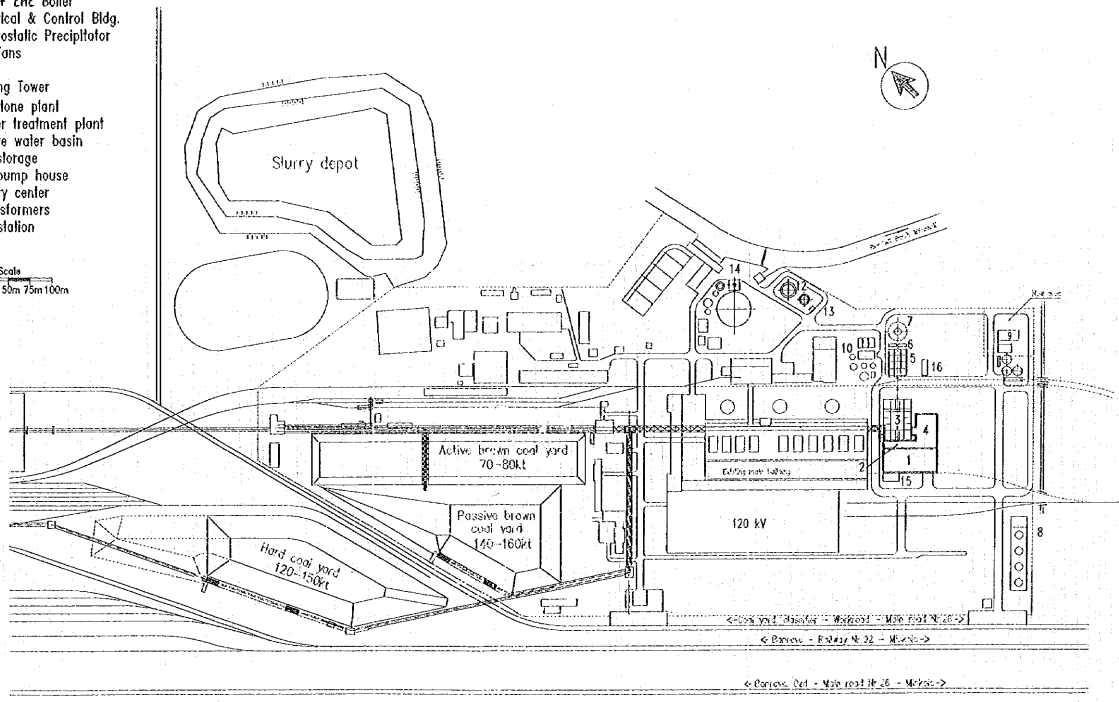


圖 4.1.1 全体配置計画

4.2 ボイラ・システム

(1) 概要

検討の結果、新設ユニットは以下の性能を持つ循環流動床燃焼ボイラとする。
ボイラの平面図及び断面図を図4.2.1、図4.2.2にそれぞれ示す。

ユニット容量：	150 MWe
ボイラの種類：	循環流動床燃焼 (CFB + EHE)
蒸気パラメータ	
最大蒸発量 (MR)：	127.8 kg/s (460 t/h)
最大連続蒸発量 (MCR)：	126.1 kg/s (454 t/h)
ボイラ出口における生蒸気のパラメータ	
圧力：	165.0 bar
温度：	540.0 ℃
再熱蒸気パラメータ	
蒸発量：	117.9 kg/s (424 t/h)
出口圧力：	45.0 bar
出口温度：	540.0 ℃
再熱段階における抽気	
蒸発量：	max. 19.4 kg/s (70 t/h)
出口温度：	420.0 ℃
エコノマイザ入口における給水温度：	243.0 ℃
酸素6%、温度273 K・圧力101.3 kPaの乾き排ガス中の汚染物質排出濃度：	
SO ₂ ：	max. 400 mg/Nm ³
NO _x ：	max. 200 mg/Nm ³
ダスト：	max. 50 mg/Nm ³

(2) ボイラ的主要仕様

1) ボイラ設備

火炉	：	自然循環形全溶接水冷管式
ドラム	：	気水分離単胴型
サイクロン	：	遠心分離形 補集効率：99.5%以上
ベッドアッシュ循環装置	：	外部流動床熱交換器
過熱器	：	接触伝熱器
再熱器	：	接触伝熱器

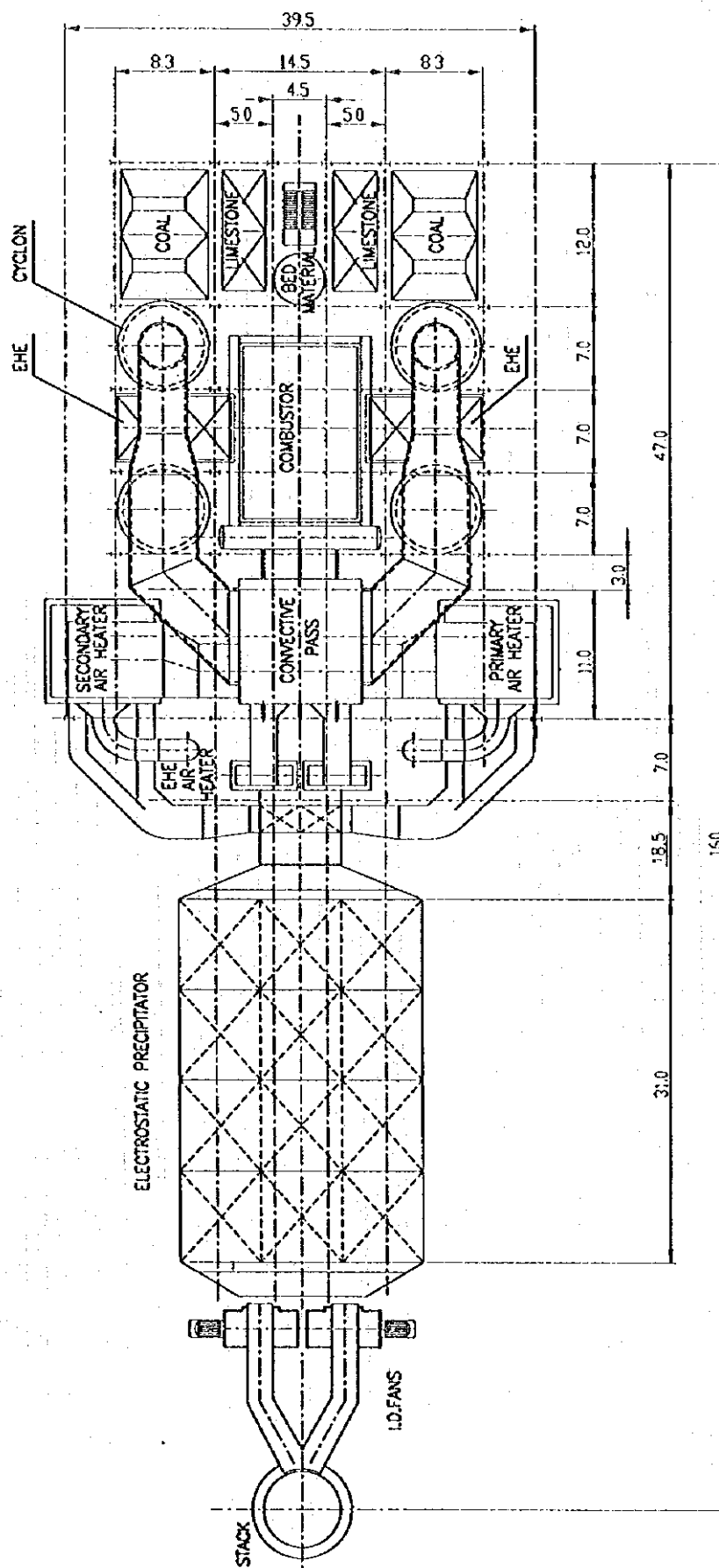


図 4.2.1 ボイラ平面図

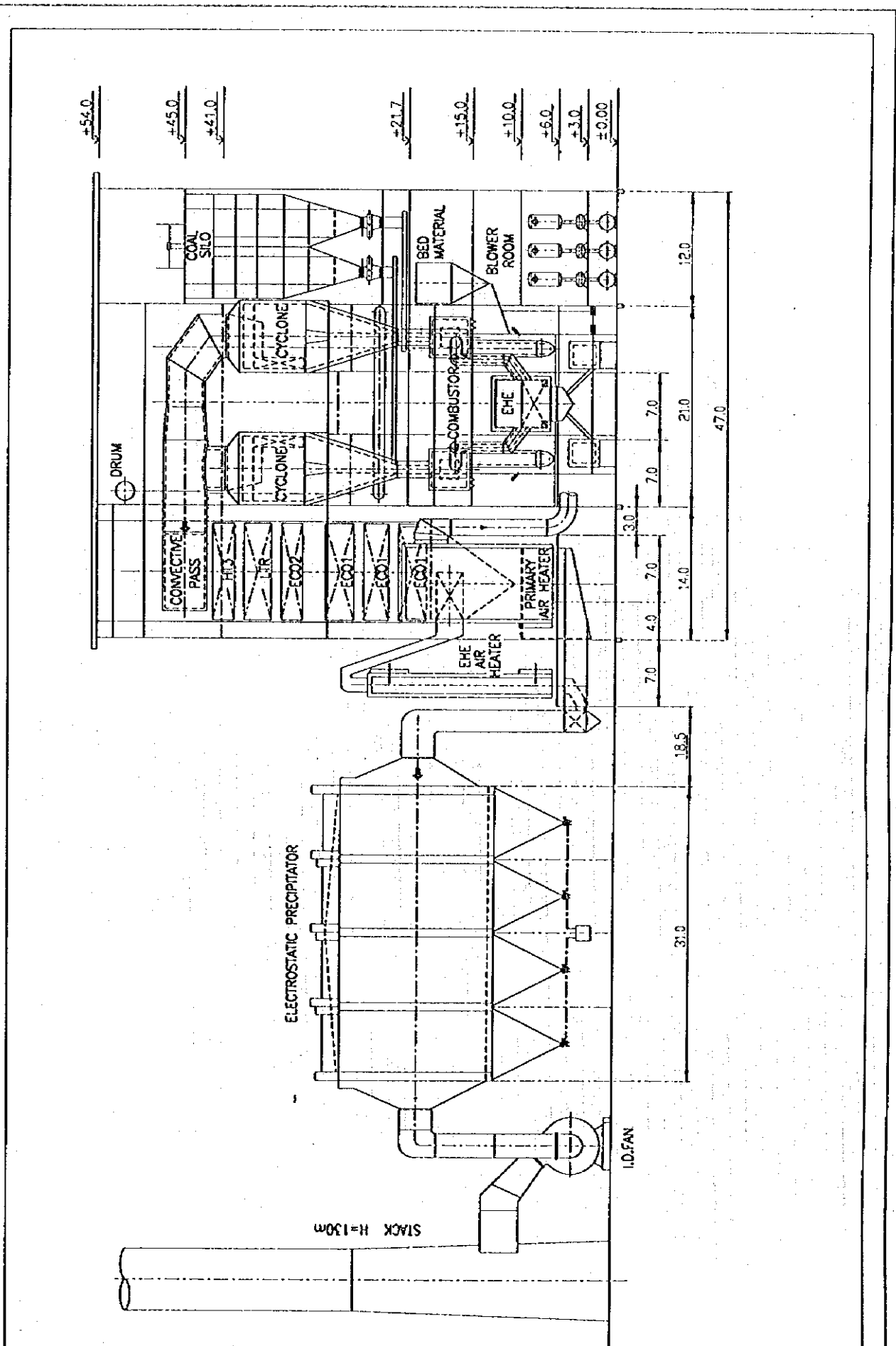


図 4.2.2 ボイラ断面図

- | | | |
|-----------|---|--------------|
| 燃料予熱 | : | 裸管式 |
| ボイラ・ケーシング | : | 保温材+鋼板ラギング |
| 空気予熱器 | : | 再生式 |
| 蒸気式空気予熱器 | : | 細管式 |
| スートプロワ | : | 自動または手動蒸気噴射式 |
| 空気ダクト及び煙道 | : | 鋼板溶接製 |
- 2) 給炭設備及び石灰石供給設備
- | | | |
|---------------|---|---|
| コールバンカ | : | 耐磨耗性カバー付鋼板製
基数：4基
容量：MCR 負荷で 20 時間運転分 |
| 給炭機 | : | チェーンコンベヤ
数量：4 台
容量：合計 110 t/h |
| 石灰石ビン | : | 鋼板
容量：MCR 負荷で 1 日運転分 |
| 石灰石粉末流動コンプレッサ | : | スクリュ形コンプレッサ
容量：2300 m ³ /h |
- 3) ガス・燃料油燃焼設備
- | | | |
|--------|---|------------------------------|
| 点火用バーナ | : | 電気着火式バーナ
容量：合計 MCR の 15 % |
| 主ガスバーナ | : | 高圧ガスバーナ
容量：合計 MCR の 100 % |
| 燃料油バーナ | : | 蒸気噴霧ガン
容量：合計 MCR の 30 % |
- 4) 通風機
- | | | |
|--------------|---|---------------------------------------|
| 一次通風機 | : | 遠心型
数量：2 台 (2×60 %) 入口側に蒸気式空気予熱器付き |
| 二次通風機 | : | 遠心型
数量：2 台 (2×60 %) 入口側に蒸気式空気予熱器付き |
| 煙道ガス通風機 | : | 遠心型
数量：2 台 (2×60 %) 入口側に蒸気式空気予熱器付き |
| ベッドアッシュ流動送風機 | : | フロア型
数量：2 台 |

(3) 燃焼設備

1) 設計燃料

CFB ボイラは燃料の品位の選択の幅は比較的広いが、計画策定の基本及び環境面からも考慮し、ボルショド炭鉱から産出される国内褐炭に輸入炭を発熱量で50%程度まで混合する。使用される燃料の性状を表4.2.1に示した。

2) 燃焼

空気及び一部の循環排ガスによりベッドアッシュ、石灰石が流動化され、供給された燃料が流動フリーボードにおいて約850℃で燃焼される。空気の一部、一次空気がボイラの底部から供給され、残りは火炉の円錐部から供給される。火炉内部の温度が低く、空気が多段階的に供給されるため、サーマルNO_x発生の抑制効果が大い。燃料中の硫黄分は添加された石灰石と反応し固定され、90%以上が燃焼排ガスから回収される。

3) ベッドアッシュ

ベッドアッシュは炉外部のサイクロンにおいて、燃焼生成物と分離され、1部は直接火炉に戻され、他は外部流動床熱交換器(RHE)を通して火炉へと戻される。

4) 高容量天然ガスバーナ

石炭の供給ラインや燃焼残渣の除去設備の故障が長引いた場合、あるいは石炭の連続燃焼に際して灰の貯蔵容量やコールパンカの容量が不十分な場合には、天然ガス燃焼により100%の蒸気発生量が確保される。

(4) 脱硫（石灰石供給）設備

脱硫のため、粉砕石灰石が圧搾空気により添加される。デイリービンには、24時間の運転に十分な量の粉砕石灰石が貯蔵される。石炭の品位ならびに必要な脱硫率に従い、粉砕石灰石が自動比例制御により供給される。

(5) ボイラ蒸気設備

ボイラは、自然循環-水冷壁型であり、つり下形で下方への伸縮が自由である。第2パスには、生蒸気用の過熱器(SH)2基、再熱蒸気用の再熱器(RH)1基がそれぞれ取り付けられており、過熱器ならびに再熱器の第1段は、外部ベッドアッシュクーラの中に埋めこまれている。

表 4.2.1 使用石灰の性状

Characteristics	Borsod Brown Coal	Imported Hard Coal
Net calorific value, Hi, MJ/kg	7.56 to 9.16 (avg. 9.0)	avg. 25.6
Grain size	0 to 20	0 to 20
Coal analysis		
Ash %	36 to 42.8 (avg. 36.45)	6 to 16.5 (avg. 11.25)
Moisture %	21.6 to 25.7 (avg. 24.8)	6 to 13 (avg. 9.5)
Average carbon %	24.8	
Average hydrogen %	2.17	
Average oxygen %	9.08	
Average nitrogen %	0.5	
Average sulphur %	2.2	(avg. 0.8)
Ash analysis		
SiO ₂ %	avg. 51.0	40 to 80
Al ₂ O ₃ %	avg. 18.8	14 to 37.5
Fe ₂ O ₃ %	avg. 13.2	2.5 to 20
MgO %	avg. 4.2	0.2 to 5.5
CaO %	avg. 8.0	0.54 to 12
Na ₂ O %	avg. 0.8	0.1 to 2.2
K ₂ O %	avg. 2.2	0.3 to 5
SO ₃ %	avg. 1.8	0.3 to 8
TiO ₂ %	-	0.6 to 3.1
P ₂ O ₅ %	-	0.01 to 1.5

(6) ベッドアッシュの処理 (図 4.2.3)

ベッドアッシュクーラは、過剰のベッド材を除去するため流動フリーボードの下部に接続されており、空気及び冷却水を使用して 130℃まで冷却される。

(7) 煙道ガス設備

フリーボードからの燃焼ガスは、サイクロンでベッドアッシュを分離し、フライアッシュを含む排ガスは、ボイラの対流伝熱面、エコノマイザ、空気予熱器を通して熱交換されて 130℃まで冷却され、電気集じん器へと流入する。

電気集じん器を出た排ガスは、新設の 130m の煙突を通して大気中に排出される。煙道中では大気汚染物質を監視するため O₂、CO、NO_x、SO₂、ばいじん濃度が連続的に測定される。

(8) 汚染物質の排出

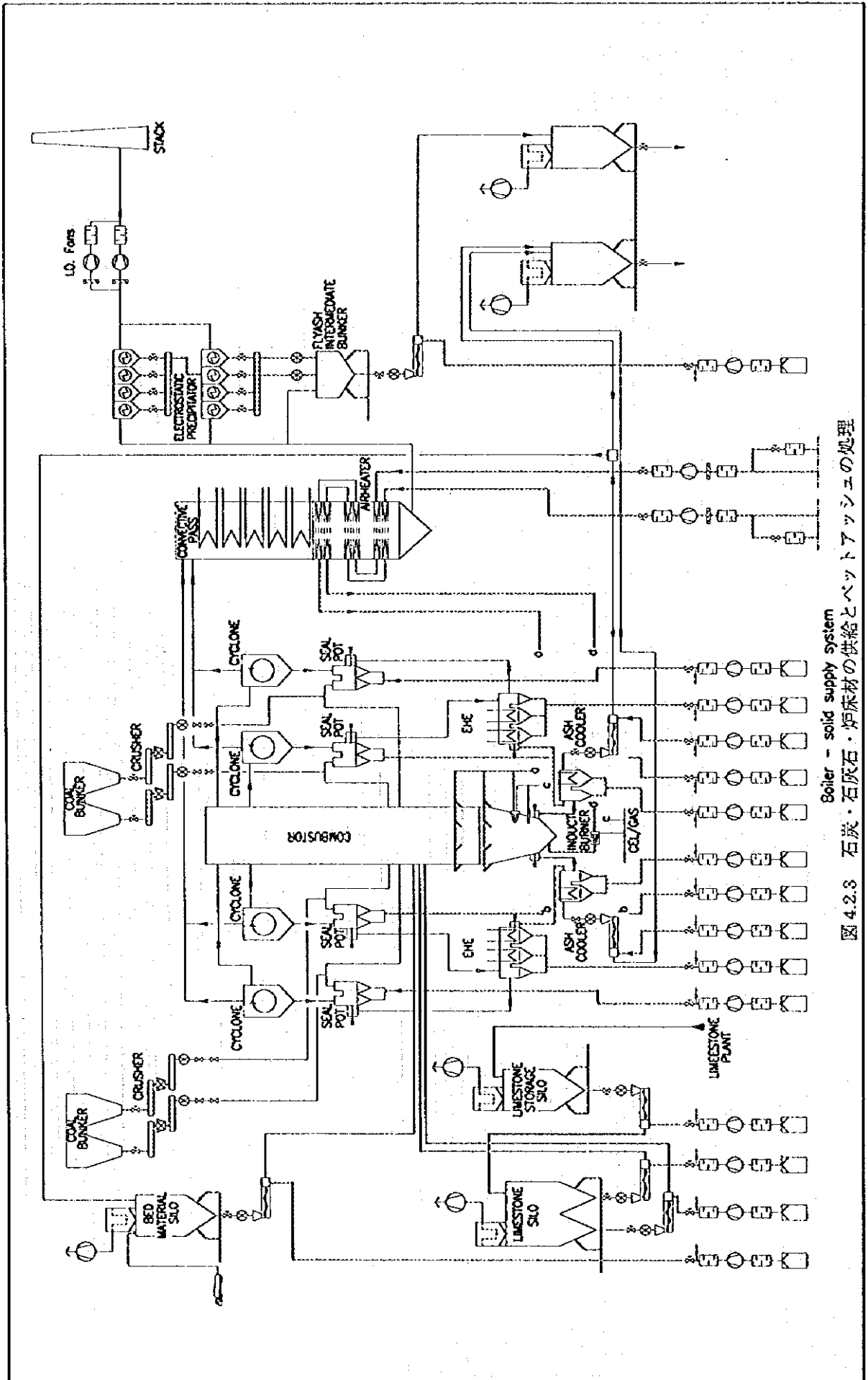
メーカーから得られた事前データに基づく汚染物質の排出濃度(O₂ 6%)は以下の通りである。

SO₂ : 最大 400 mg/Nm³

NO_x : 最大 200 mg/Nm³

ダスト : 最大 50 mg/Nm³

設計に用いた混合炭は H: 13.32 GJ/t、S: 1.8 %であるから、脱硫率を 90 %とした場合、排ガス中の SO₂濃度は 694 mg/Nm³(O₂3%)となり、新設 150MWe ユニット(382MWth)に適用される排出基準 872 mg/Nm³を満たしている。



Boiler - solid supply system
 图 4.2.3 石灰石・石炭の供給とベットアッシュの処理

4.3 タービン・発電機システム

(1) 蒸気タービン

1) 基本設計値

蒸気タービンの基本設計値は、以下のとおりである。

型式	: 復水再熱式、3車室方式。抽気は制御方式と無制御方式で行なう。
定格能力	: 復水モードの場合、発電機端で150MW
タービン入口での蒸気条件	: タービン入口主蒸気圧力 160バール (abs) タービン入口主蒸気温度 535℃ 再熱タービン入口蒸気圧 43バール (abs) 再熱タービン入口蒸気温度 535℃
出口圧	: 設計条件で0.07バール (abs) 定格負荷および周囲温度+30℃で0.09バール (abs)
回転速度	: 3000rpm
制御システム	: 電気油圧式。UCPTEの規定に準拠する。

蒸気系/給水系のフローチャートについては図4.3.1参照。

発電機端の定格出力は150MWであり、コンデンシング・サイクルで運転した場合と熱(蒸気)をサイクル外に取出した場合の出力を表4.3.1に示す。

表4.3.1 蒸気タービンの出力

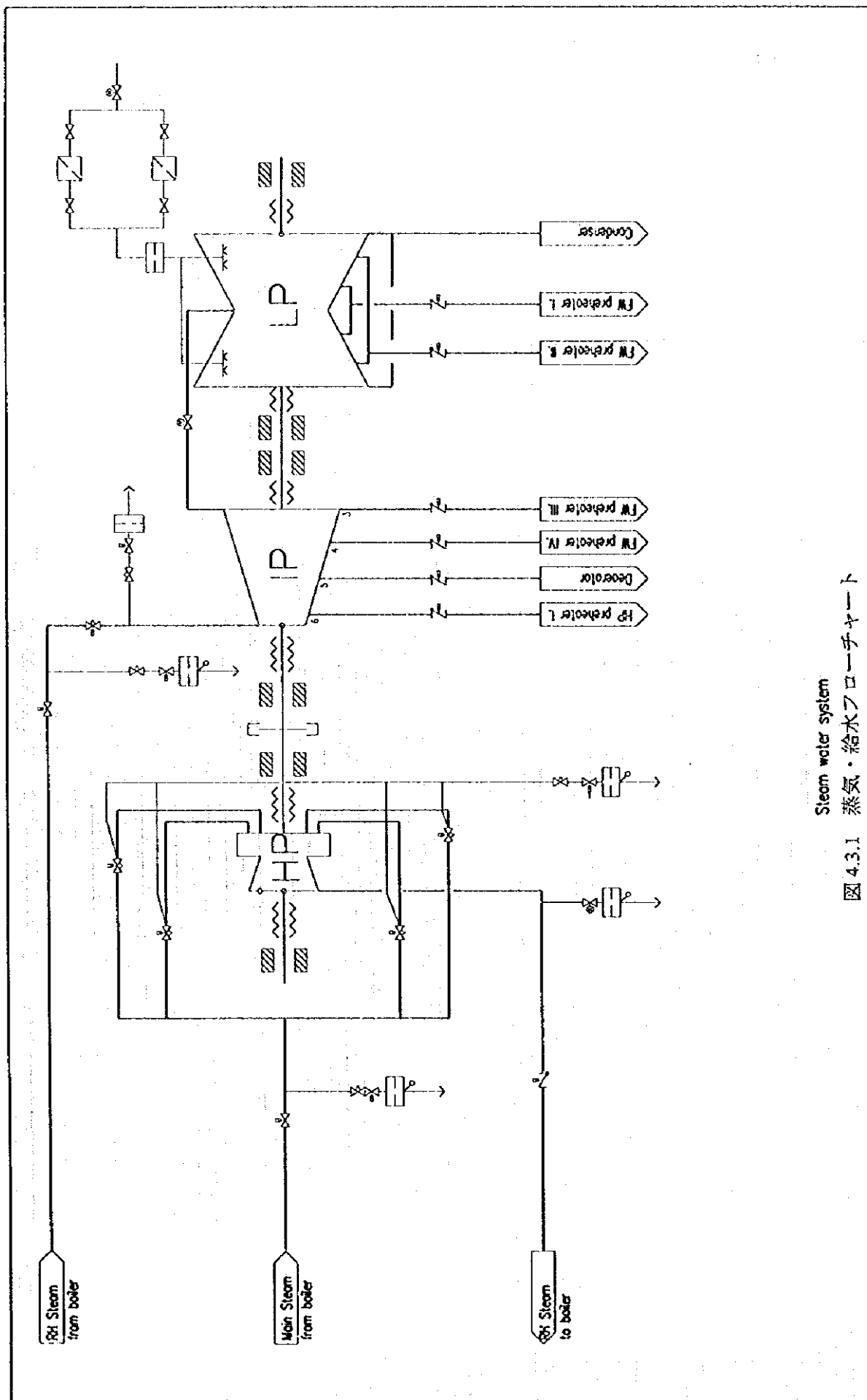
Operation condition		復水運転				熱出力あり			
		a	b	c	d	a	b	c	d
Output on generator terminals	MW	150.0	112.5	152.9	147.7	122.0	124.5	48.6	48.2
Electric output	MW	137.0	101.3	139.8	134.8	110.3	112.7	40.5	40.0
Heat output in all	MW	—	—	—	—	130.0	123.0	10.0	5.0
Heat transfer in the condenser	MW	181.4	130.0	178.5	183.8	88.1	91.9	56.7	61.6

④ 復水運転

- a. 周囲温度 +15℃での設計条件
- b. 最適負荷 75%
- c. 大気温度 -15℃での最大負荷
- d. 大気温度 +30℃での最大負荷

熱出力あり

- a. 冬期の最大熱需要 : 大気温度-15℃での最大負荷
- b. 冬期の熱需要 : 大気温度-5℃での最大負荷
- c. 夏期の熱需要 : 大気温度+15℃での最小負荷 (30%)
- d. 夏期の最小熱需要 : 大気温度+30℃での最小負荷 (30%)



Steam water system
 図 4.3.1 蒸気・給水フローチャート

2) タービン補機類

タービン補機類は以下のとおりである。

- － 復水器：横型、単流式、復水シンクおよび洗浄システム付き
- － 給水加熱器
- － 潤滑およびレギュレータオイル・システム
- － タービンバイパス・システム
- － 復水ポンプ

(2) 発電機

発電機はタービン主軸と直結する三相発電機とし、空水熱交換器で冷却する。

定格出力	187.5 MVA、力率 0.8
定格電圧	15.75 kV ±5%
定格周波数	50 Hz
定格回転数	3000 rpm
適用規格	IEC 34

励磁装置は静止型とし、励磁用電源は中断のない電力供給を可能とするために 2 回線の自動切換えとする。

4.4 燃料の供給と取扱いシステム

4.4.1 石炭供給システム

(1) 概要

1) 石炭消費量

最大石炭必要量は以下の通りである。

・ボイラ 負荷	1×460	t/h
・入熱	382	MWth
・石炭消費量	103.2	t/h
Borsod 炭	76.4	t/h
輸入炭	26.8	t/h

2) 運炭システムの輸送能力

供給能力を決定する場合、8時間の操作時間および効率を75%とする。
したがって、運炭システムに要求される供給能力は以下の通りである。

$$(24 \text{ h} \times 103.2 \text{ t/h}) / (0.75 \times 8 \text{ h}) = 413 \text{ t/h}$$

上記の基本にしたがって、供給能力を600 t/hに決定する。

5) 備蓄日数

構内石炭ヤード	30 日
外部石炭ヤード	60 日

6) ボイラ建屋内の石炭バンカのデイリーピンの貯炭能力

新設ボイラのデイリーピンの正味量は650 m³であり、バンカあたり520tの石炭の貯炭が可能になる。したがって、新設ボイラのバンカの貯炭能力は以下の通りである。

$$4 \times 650 \text{ m}^3 \times 0.8 \text{ ton/m}^3 = 4 \times 520 \text{ t} = 2,080 \text{ t}$$

最大出力運用での貯蔵能力は

$$4 \times 520 \text{ t} / 103.2 \text{ t/h} = 20 \text{ 時間}$$

新たな石炭移送なしで十分に連続使用可能である。

(2) 運炭システムの定格データ

図 4.4.1 に運炭システムのレイアウトを、図 4.4.2 にフローチャートを示した。

- 1) 運炭システムの既存部分は完全な設備改善を必要とするが、この種の改善によって、今後 30 年間の運用が可能となる。
- 2) 運炭システムに対する均等な耐久性を実現するために、クレーンブリッジ上にある払出しコンベア No. 11 および 16 の能力は 600t/h まで拡大させる。
- 3) クレーンブリッジの 320t/h の払出能力は十分でなく、そのため、発電所のストックヤードからの払出能力は、グラブクレーンから独立したピックアップシステムを設置することによって能力を高める必要がある。
- 4) 輸入炭・褐炭の混合は、ベルトコンベア上の褐炭に輸入炭を加えることによって輸送中に行われる。16 時間の投入作業時間および 75 % の移送効率に基づいて、必要な輸入炭の移送能力は 112t/h になる。
- 5) 輸入炭は揮発性物質の含有量が少ないため、自然発火性はなく、品位を維持するので、長期にわたって貯炭することができる。褐炭は揮発性物質の含有量が多いため、その発熱量が貯炭中に減少し、しかも自然発火するので、パイルはつき固めなければならない。このため、褐炭は長期の貯炭に適さない。
- 6) 異なる品質の石炭を別々に貯炭するためは、2カ所の貯炭場所を考慮する必要がある。
 - a) 発電所敷地内の現在稼働中ならびに休止中のストックヤード：約 260,000~300,000 m³
 - b) 鉄道貨車操車場と選炭プラントの道路との間にある発電所敷地外に位置する貯炭場：150,000~180,000 m³
- 7) ボイラに給炭する石炭の粒径は 0~20 mm である。Borsod 炭の粒径は選炭プラントで調整され、輸入炭は、この粒径で発電所へ供給される必要がある。
- 8) 輸入炭ストックヤードの貯炭能力に等しい石炭量を夏期に受入れるために、2,000~2,500t/d の鉄道貨物による受入能力が必要である。75 % の受入効率で 12 時間の荷受けすると仮定すると、これによって、少なくとも 320t/h の処理能力が必要である。

(3) 石炭の受け入れ

- 1) 発電所構内へは基本的に石炭選炭プラントからベルトコンベアによって石炭を受入れるが、鉄道による直接受入およびグラブブリッジヤードー払出システムによるトラック車両による供給も可能である。

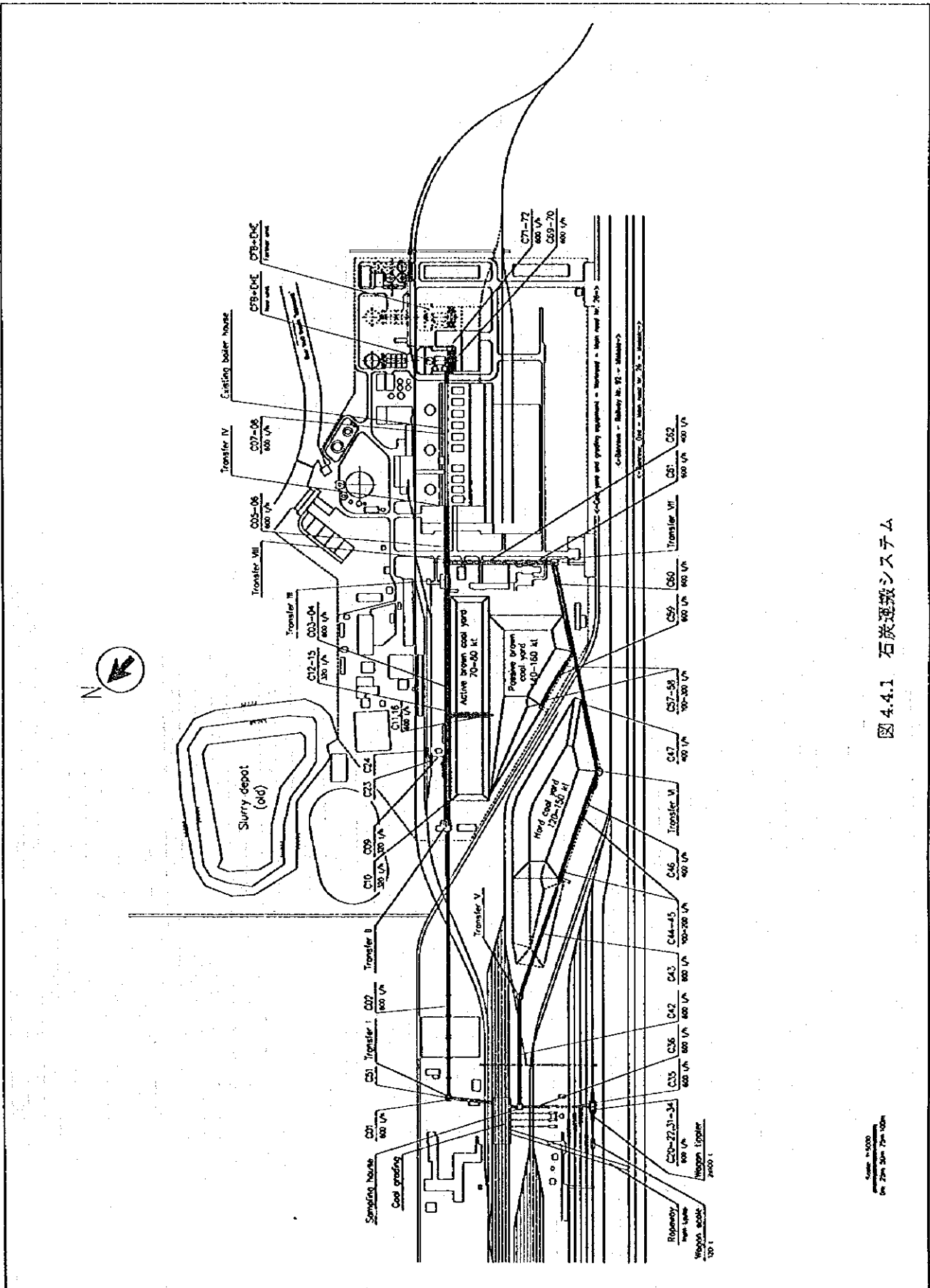
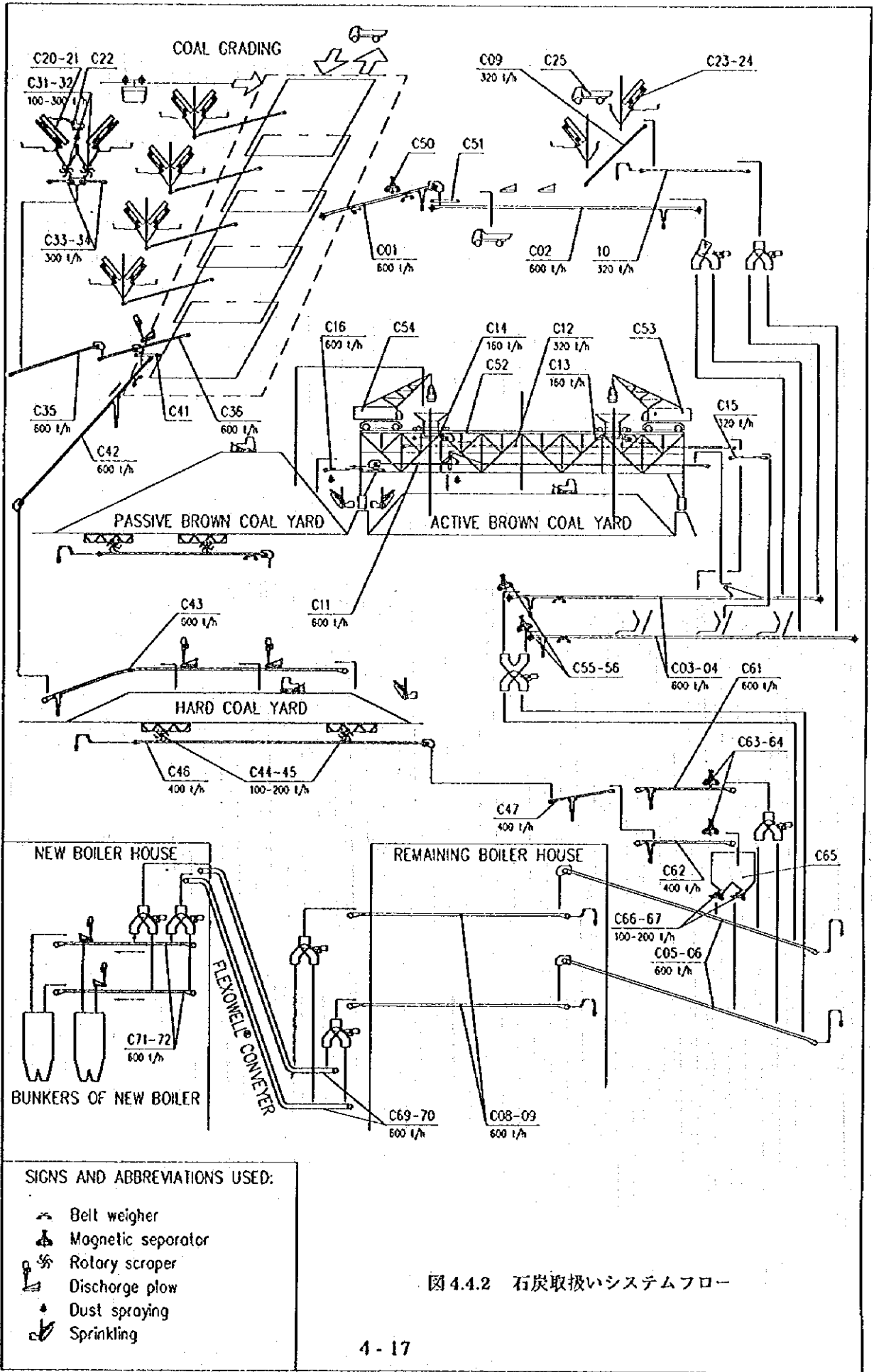


図 4.4.1 石炭運搬システム



SIGNS AND ABBREVIATIONS USED:







-  Belt weigher
-  Magnetic separator
-  Rotary scraper
-  Discharge plow
-  Dust spraying
-  Sprinkling

図 4.4.2 石炭取扱いシステムフロー

- 2) 選炭プラントの鉄道受入システムは5基の2x50t能力のツイン・フロントトリッパから構成されており、1時間当たりの受入能力を算出すると、1基のトリッパで20t積貨車6両を取扱えるので、20t x 6両/h x 2基 = 348 t/h、このことから2基のワゴントリッパによって必要な石炭の受入を行える。
- 3) 既存のフロントトリッパは受入車両が限定されており、国際貨物輸送4軸式貨車用受入設備を設置する必要があるのでV番線に位置する2x50tの貨車トリッパNo. VIを、2x100tに交換する。

(4) 環境保全

- 1) 石炭輸送システムにより発生する炭じん : 局所ホースフィルタ換気装置
- 2) 屋外の石炭移送場所では炭じんの飛散 : スプリンクラーシステム
- 3) 石炭取扱による炭じんの発生 : パイル表面への撒水
- 4) 炭じんを含む排水 : 排水溝システムおよび沈殿池

4.4.2 天然ガス・燃料油供給システム

(1) 天然ガス供給設備

既設のガス供給設備の定格容量は15,000 Nm³/hである。これは、需要増加により不十分となるため、既設のものと同一容量をもつ新設の天然ガス受入れステーション2基が設置される。拡張した設備全体の能力は45,000 m³/hとなり、天然ガス専焼で定格出力運転をさせることができる。ガス需要は約41,000 Nm³/hとなる。

ボイラに加え、石灰石システムの乾燥設備も少量の天然ガスが必要となる。

(2) 燃料油供給設備

既設ボイラに燃料油の供給を確保すると同時に、ガス供給の不足時に新設ボイラの点火バーナ（容量はMCRの15%に相当）及び燃料油バーナ（容量はMCRの30%に相当）に供給するため、5日間の運転をカバーするのに十分な燃料油貯蔵タンク2基、それぞれ2,000 m³及び1,000 m³の容量のタンクが設置される。

4.5 石灰石の供給

(1) 概要

貯蔵量：	3 日分
消費量：	18.4 t/h (Ca/S = 3)
粒径：	0~3 mm
最大消費量：	442 t/d
日荷受け量：	619 t/d
受入時間：	7.5 時間/日、5 日/週
貯蔵量：	3,000 t、6.8 日分
貯蔵サイロ：	原料石灰石 1,300 m ³ 1基 粉碎石灰石 1,700 m ³ 1基
原料石灰石嵩密度：	1~1.2 t/m ³
粒径：	0~50 mm

(2) 石灰石システムの建設場所

図 4.5.1 に石灰石システムのレイアウトを示した。

石灰石システムはの設置場所は発電所の南東に面した近接地で、線路 No. II/a の南東側とし、石灰石システム建屋のための追加の敷地が必要であるので、0.3 ha の用地買収が必要である。

(3) 発電所内における石灰石の荷受けと貯蔵

1) 発電所構内における石灰石の荷受け

新設ボイラへの石灰石供給システムは原料石灰石を密閉式貨車で受け入れる。貨物の受領を週 5 日間実施するとすると、毎日の荷受け量は $442 \text{ t/d} \times 7/5 = 619 \text{ t/d}$ となる。日必要量の石灰石の荷降ろしに必要な時間はおよそ 7.5 時間である。

2) 石灰石の貯蔵

安定した発電を継続するため十分な量の粉碎石灰石を確保する必要があることから、少なくとも 3 日分の 1,325 t を貯蔵する。石灰石を週 5 日受領するとすると少なくとも 2 日分の貯蔵が必要である。すなわち、0~50m の原料石灰石を 1,210 t 貯蔵することになる。

さらに、乾燥粉碎システムの支障を考慮し、少なくとも粉碎石灰石を 3 日分貯蔵する。

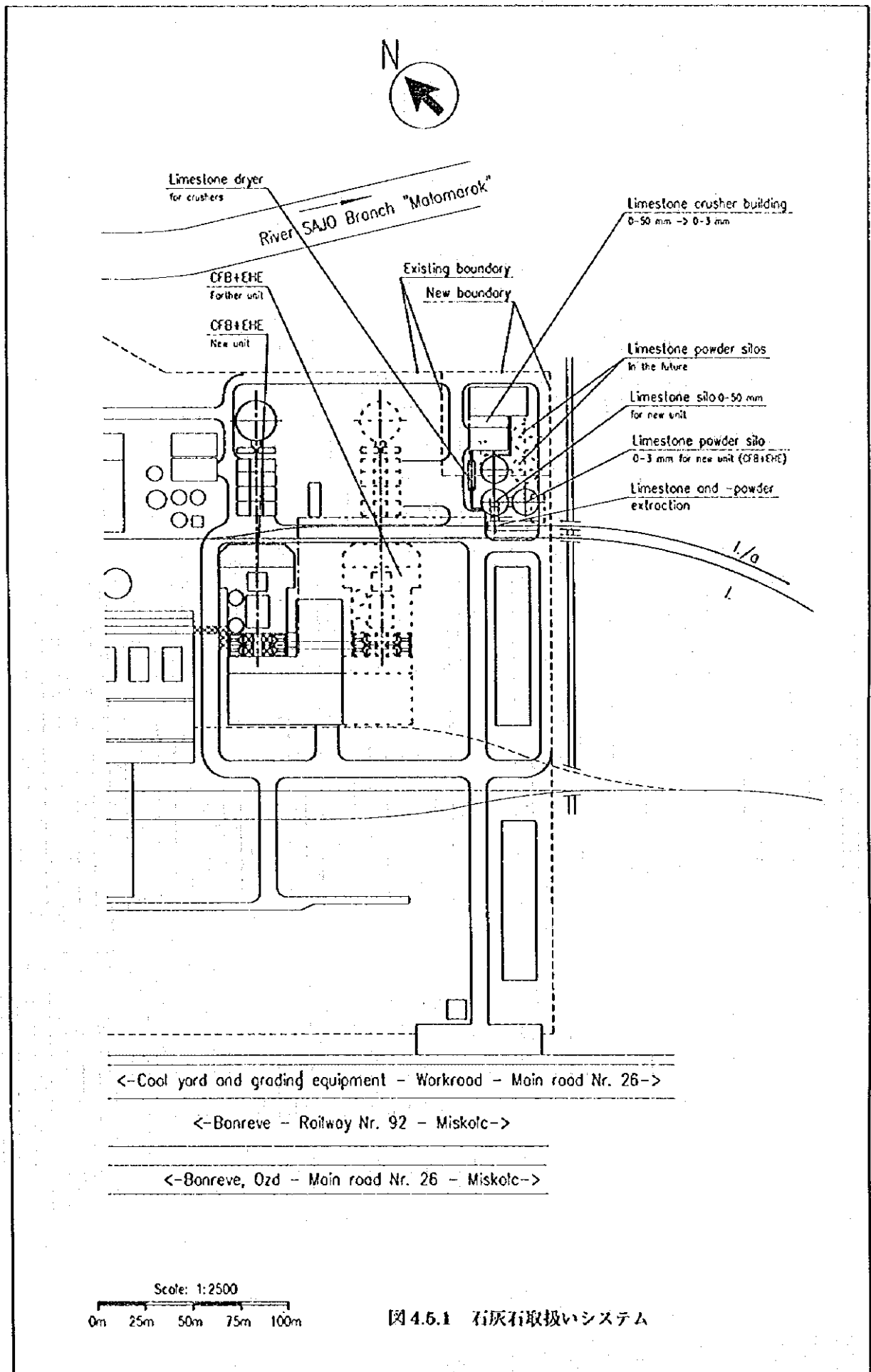


図 4.5.1 石灰石取扱いシステム

原料石灰石ならびに粉砕石灰石は、クローズドシステムで鉄筋コンクリート製 (RC) のサイロに貯蔵され、それぞれ容積は約 1,300 m³、1,700 m³であり、6.8 日の量を確保できる。

(4) 石灰石システムの概要

石灰石供給システムのブロックダイアグラムを図 4.5.2 に示した。

1) 原料粉砕石灰石の荷受け

発電建屋脇の No. II/a 線の隣に新たに払出番線 No. I が建設され、原料石灰石は床板式貨車を用いて構内に輸送され、この払出番線 No. I 上に設備される排出ゲート上で荷受けされる。

2) 粉砕石灰石の生産

0~50 mm の粒径である原料石灰石は 0~3 mm の粒径に粉砕する必要があるが、原料石灰石はケースによっては 10%以上の水分を含んでおり、粉砕物の空気輸送のために乾燥工程が必要である。乾燥用にロータリー乾燥機が設置され、新設ボイラの EP 後の除じんガスを熱源として利用する。

原料石灰石はハンマー粉砕機を使用して粉砕する。75 %の設備効率で週 5 日間、2 交代で作業すると、必要な粉砕機の粉砕能力は $619 / (0.75 \times 16) = 51.6 \text{ t/h}$ となり、1 基のハンマー粉砕機の使用で足りることになる。

3) ボイラのデイリーピンへの移送

建屋内に設置された石灰石デイリーピンへの輸送は空気ルースニングシステムにより行われる。

4) 粉砕石灰石製品購入の必要性和鉄道タンク貨車からの荷受け

乾燥ドラムの故障を想定し、外部からの粉砕石灰石の直接供給とその荷受け設備を建設する。

(5) 環境保全

石灰石移送システムのプロセスユニットはクローズドシステムで設計されている。

- a) 貨車輸送による原料石灰石の荷受け建屋：与圧エアカーテン、バグフィルタ
- b) コンベア移送：密閉型、バグフィルタ
- c) 粉砕石灰石輸送システム：空気輸送技術による完全なクローズドシステム
- d) 貯蔵バンカ排気システム：バグフィルタ

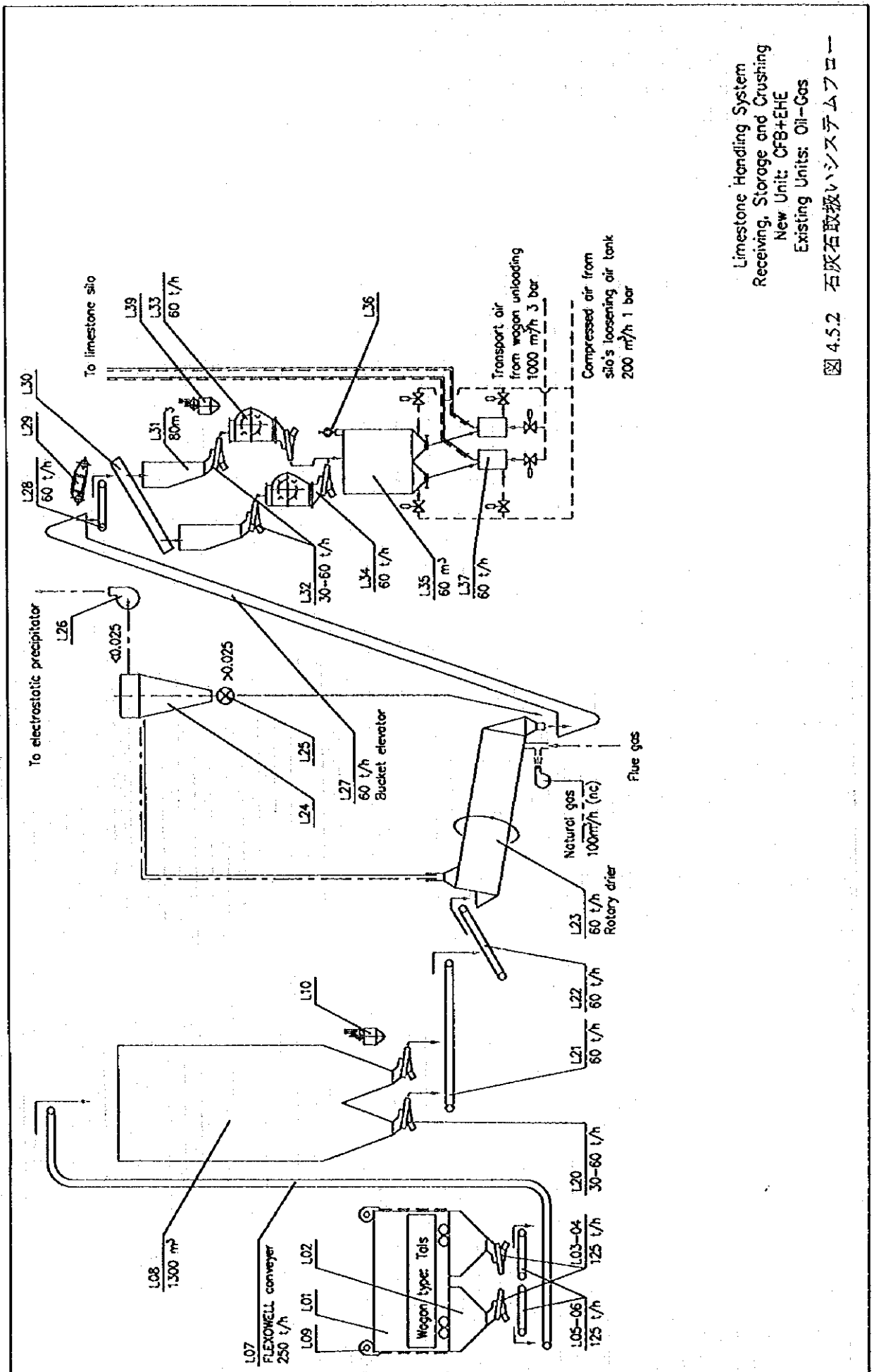


図 4.5.2 石灰石取扱いシステムフロー

Limestone Handling System
 Receiving, Storage and Crushing
 New Unit: CFB+EHE
 Existing Units: Oil-Gas

4.6 スラグおよびフライアッシュ処理設備

(1) 概要

1) 燃焼残渣の組成

CFB ボイラの燃焼残渣には、脱硫のための石灰石の添加により、硫酸カルシウム (CaSO_4) や亜硫酸カルシウム (CaSO_3)、酸化カルシウム (CaO) が含まれる。

2) 生成する燃焼残渣の量

新設 150 MW ボイラの燃焼により生成する燃焼残渣の量は、およそ 44.2 t/h である。

(2) スラグ/ベッドアッシュ及びフライアッシュの回収

CFB ボイラからの灰は、流動床からベッドアッシュセパレータを通して除去される。煙道ガス流から分離されたフライアッシュは、EP 及び ECO 両方のホッパから除去され、空気輸送システムによりスラリーセンターへ送られる。

(3) スラッジ貯蔵施設

発電所には、既存のスラッジ貯蔵場があり、北ハンガリー環境監督局(EKF)及び北ハンガリー水管理局により監督されている。

- a) 現在認可されているスラッジ貯蔵場は、ブロック No. V/1、V/2、VII/2 である。ブロックの全体面積は約 55 ha で、容量は約 5,000,000 m³ である。
- b) 新規のスラッジ貯蔵場としてブロック VIII/1 及び VIII/2 を使用するため、予備の許可証が水管理局から得られているが、合計面積が 342,000 m² であるブロック VIII/1 及び VIII/2 から地下浸透できる水量はそれぞれ 1 日に 10 m³ に限られている。
- c) 1997 年現在の堆積状況及びまだ使用されていないスラッジ場を考えると、拡張される発電所により排出される燃焼残渣の貯蔵は、約 25 年担保される。

4.7 変圧器等

(1) 変圧器

主要変圧器は、発電機端子に接続され、電力を 120 kV 系統に供給する。

所内変圧器は、発電プラント内のすべての補機に電力を供給する。

起動変圧器は、120 kV 系統との連系が不能になった異常事態においても、発電ユニットの起動を可能とするために設置する。

補機動力用変圧器は各種の 0.4 kV 開閉装置に電力を供給するために設置する。

(2) 補機

発電ユニットの補機用動力は 13-15 MW であり、6 kV と 0.4 kV に変成して供給する。

電機関係補機は以下のとおりである。

- 6 kV 開閉装置
- 0.4 kV 機器
- 0.4 kV 配電系統
- ディーゼル発電機
- 直流電源

(3) 保護装置

発電ユニットの保護はハンガリー国の関連規格に従って行い、以下の機能を確保する。

- 発電機の全保護：発電機の重要部分と運転領域を網羅する。
- 変圧器の全保護：主要変圧器、所内変圧器、起動変圧器。
- 発電機端における相分離母線の保護

(4) 適用電圧

系 統	120 kV
発電端	15.75 kV
補機用主開閉装置	6 kV
既設発電所の高圧補機用	3 kV
起動用変圧器	35 kV
一般補機用	0.4 kV
直流補機用	220 V および 24 V

4.8 給水および水処理システム

4.8.1 給水システム

(1) 基本水需要量計画

1) シャヨ川の Malomarok 地点からの取水

未処理水用途 (水量 1,114~1,464 m³/h)

蒸気タービンの補機冷却等

処理水用途 (水量 750 m³/h)

軸受け冷却水

新規ユニットの軸受け冷却水

湿式冷却システムの補給水

水処理プラントの内部消費

2) Bodva 川からの取水

処理水用途 (水量 530 m³/h)

脱塩ボイラー補給水

脱塩水

純水

水処理プラントの内部消費

3) シャヨ川 Malomarok 地点への放流 (水量 1,237~1,585 m³/h)

蒸気タービンの補機冷却水

ドラムフィルター洗浄水

軸受け冷却水等

(2) 取水施設の改善

(a) 揚水ポンプ更新	3台 (5台中)
(b) 沈殿池補修	5池
(c) ドラムフィルター更新	2台
(d) 蒸気タービン用冷却水ポンプ (新設)	6台
(e) 補機冷却システムのウォーミングアップ・ポンプ (新設)	2台
(f) 配管 (径 200~400mm)	延長 2,500m

(3) 給水システムの概要

- (a) 発電プラントの補給水需要に対してはシャヨ川および Bodva 川から取水して対応する。
- (b) 補機冷却水の必要量は最大で 2,300 m³/h であり、シャヨ川からの取水により対応する。
- (c) 冷却水はシャヨ川から取水する。立軸形ポンプ 3 台で沈殿池に送水する。水はポンプに

よってコンクリートトレンチに設置された長い管路を通じてタービン発電機の補機冷却システムに送られる。

4.8.2 水処理システム

(1) 基本設計諸元

1) 純水の需要

新設 150MW ユニットと既設 100t/h ボイラーの純水の需要量は 500t/h である。

2) 冷却用軟水の需要

冷却用軟水の需要は 630t/h である。

3) 水質データ

(a) Bodva 川の水質

電気伝導度 (μ S/m)	544.6
KMnO ₄ 消費量 (mg/l)	12.16

Bodva 川の水の軟水化後の平均全鉄物含有率 (me/l)	4.20
--------------------------------	------

(b) シャヨ川の水質

電気伝導度 (μ S/m)	564.6
KMnO ₄ 消費量 (mg/l)	9.77

4) 冷却水の水質要件

冷却水システムで要求される水質は次のとおりである：

pH		>6.5
遊離 CO ₂	(mg/dm ³)	<3
炭酸塩硬度	(me/dm ³)	1.4~4.4
総硬度	(me/dm ³)	<25
鉄物成分	(mg/dm ³)	<3,000
塩素成分	(mg/dm ³)	<1,000
SO ₄ 成分	(mg/dm ³)	<300
鉄成分	(mg/dm ³)	<1

SS	(mg/dm ³)	<20
SiO ₂	(mg/dm ³)	<100
アンモニア	(mg/dm ³)	<1

5) ボイラー水の水質要件 (新規ユニット用)

蒸気パラメータ	p=164 バール t=540℃
最大蒸気発生量	460 トン/h

(a) 給水

25℃時 pH	>8.5
25℃時 pH	<9.5
溶存酸素、最大値 (mg/kg)	<0.01
総硬度、最大値 (me/kg)	<0.001
全鉄成分、最大値 (mg/kg)	<0.02
全銅成分、最大値 (mg/kg)	<0
オイル+SS	0

(b) ボイラー用水

25℃時 pH	>8.5
25℃時 pH	<9.7
SiO ₂ 成分 (mg/kg)	<0.35
p 値 (me/kg)	<0.05
電気伝導率 (25℃時、中和処理後) (mS/m)	<4.00
PO ₄ 成分 (mg/kg)	6.00
KMnO ₄ 消費量 (mg/kg)	<5.00

(2) 純水装置

既設の純水装置は変更の必要がない。

(3) 冷却水軟水化装置に必要な変更

冷却水使用の内訳：

507 t/h、冷却塔へ H=10m 圧力
123 t/h、軸受け冷却 H=75m 圧力

- 1) シャヨ川から既設沈殿池を経て原水供給をする。
- 2) 既設の軟水化装置 (7,600mm 径) の能力を $Q=250$ t/h に引き上げる。 $Q=500$ t/h の軟水化装置 (13,000mm 径) を 1 基新設する。
- 3) 新規の 500 t/h 軟水装置用に濾過器 3 個 (各 80 t/h、3,150 径×3,000mm) を増設する。
- 4) 濾過器の逆洗のため、2 個の濾過器洗浄ポンプを取り付ける。
- 5) 冷却水として給水される軟水を貯蔵するため容量 500m³ の軟水槽を 1 基設ける。
- 6) 冷却水供給用として冷却塔用冷却水ポンプ 3 台、軸受け用冷却水ポンプ 2 台を設置する。
- 7) 腐食、錆、藻類の付着を防ぐため、調整剤を冷却水に添加する。
- 8) 飽和 FeSO₄ 溶液を既設貯蔵タンクから移送ポンプによって調合タンクに移送する。
- 9) 軟水装置用として、石灰粉サイロ (220m³) 1 基と石灰粉計量タンク 1 基を設置する。
- 10) 石灰乳攪拌装置 (26m³) 3 台と 2 ピストン注入ポンプ 2 台 (石灰乳-硫酸鉄用) を設置する。

(4) 廃水処理

廃水を貯留し、処理するために、2 区画からなるコンクリート槽 (2×900m³) を地下に設置する。壁には耐薬品処理を施す。

(5) システムの配置

タンク類は濾過器建屋近くに屋外設置し、弁列は濾過器建屋内に設ける。常時運転する必要のある機器は新しい建屋内に据え付ける。

4.9 冷却システム

(1) 基本設計諸元

1) 必要冷却水量（新規蒸気タービンの復水器）	20,000m ³ /h
2) 補機冷却水量	613m ³ /h
3) 冷却システム設計パラメータ	
冷却水量	20,613m ³ /h
温水の入口温度	40℃
冷水の出口温度	32℃
周囲大気乾燥温度	30℃
周囲大気湿度	21℃

(2) 冷却装置の仕様

1) 冷却塔	
床延面積	4基×18m×18m
高さ	12.5m
補給水量	507m ³ /h
2) 循環ポンプ	3台
3) フローダウン・ポンプ	2台

(3) 冷却システムの運転

- 1) 新規ユニットの冷却システムは他のユニットの冷却システムから独立し、湿式冷却塔をもつ。冷却水は循環ポンプによって冷却塔下部の池から新規ユニットの主および補機冷却システムに送られる。
- 2) 冷却された水は冷却塔の下のコンクリート槽に流れ込む。冷却水循環ポンプが冷却された水を復水器に送る。
- 3) 周囲温度が0℃を下回っている場合は冷却水を冷却塔に送る必要がない。従って、池内部のバイパスラインを通じて冷却水を循環させることができる。
- 4) 冷却能力は以下の方法で制御する。
 - － 個々のファンの速度を50%減速する。
 - － ファンを個々に停止する。
 - － セルの隔離弁を閉じて個々の冷却セルを隔離させる。
 - － 冷却システムのバイパスラインの利用

4.10 建築物、煙突および関連施設

(1) 計画方針

建築物および関連施設の寸法、形状、構造の決定に際し、以下の条件を検討した。

- 機器配置計画
- 物流計画
- 施工および保守に必要な道路システム
- 配管および配線ネットワークの配置
- 荷重条件
- 土質条件
- 既設設備との関連
- ハンガリー国の設計規格
- 建設工程

(2) 主要建築物

主要建物を表 4.10.1 に示す。

表 4.10.1 150MW ユニット用の主要建物

	Description	Pcs	Constr.	Width(m)	Length(m)	Height(m)	Note
Main Buildings	1. Boiler House	1	steel	31.00	47.00	54.00	partially enclosed
	2. Turbine building	1	steel	27.00	60.00	27.00	
	3. Control building	1	r.c.	24.00	30.00	15.00	
	4. Feedwater building	1	Steel and r.c.	9.00	60.00	15.00	
Foundations	1. Turbo-generator supporting frame	1	r.c.	11.50	30.00	9.70	
	2. Electr. precipitator	1	r.c.	24.00	32.00	1.50	
	3. Unit transformer	1	r.c.	4.50	8.00	3.00	
	4. Aux. unit transf.	2	r.c.	3.50	5.00	3.00	
	5. Flue gas duct	2	r.c.	3.00	6.00	1.50	
	6. Combustion air fan	2	r.c.	3.00	7.00	3.00	
	7. Flue gas fan	2	r.c.	5.00	10.00	3.00	
	8. Pipe bridge (flyash)	50	r.c.	3.00	5.00	1.50	
	9. Pipe bridge (limestone)	20	r.c.	3.00	5.00	1.50	

1) ボイラー・ハウス

新規 150MW ユニットのボイラー・ハウスは既存建屋の SE 側に設置する。

循環式流動床ボイラー用のボイラー・ハウスは各階の基本部分が床になっている構造ではなく、運転と各階の機器へのアクセスのためのプラットホームや階段からなるシステムと考えた方がよい。屋根は軽金属構造で、必要な部分は断熱シートメタルシェルでカバーする。

ボイラー・ハウスの軸方向長さは 47m、巾 31m、高さは 54m である。床数は 12 床である。

2) タービン建屋（機械室）

タービン建屋は長さ 60m、巾 25m、高さ 27m で、タービン発電機を乗せる RC 台の高さは +9.70m である。

スパン 24.50m のブリッジクレーンの耐荷力は主フックのところでは 50 トン、補助クラブのところでは 15 トンである。

新規タービン建屋と旧機械建屋との間を人が往来できるように、約 18.00m スパンの横断歩道橋を +9.70m の高さに設置する。

3) 中央制御棟

タービン建屋全長 60.0m の内、ボイラー・ハウスが 31.0m 幅にわたり隣接する。残りの部分に幅が 24.0m の中央制御棟をもうける。中央制御棟の長さは 30.0m である。

4) 給水建屋

給水建屋は長さが 60.0m、巾 9.0m である。

一階には、変圧器、ポンプ等を移動するための 10 トン能力のクレーン用に走行路（レール上部高さ +7.00m）をもうける。

高さ +15.00m の最上部スラブには、脱気装置つき給水タンク（150m³）を屋外設置する。

(3) 煙 突

1) 煙突の概要

煙突の仕様は以下の条件にもとづき検討した。

- 煙道ガス流量
- 煙道ガス速度
- 煙道ガス温度

- 煙突高さ (130 m)
- 排出限界値

検討結果を表 4.10.2 に示す。

表 4.10.2 煙突の仕様

Description	Unit	Values	Note
Turbine output	MW	150.00	
Temperature	℃	150.00	
Flue gas volume-flow	1,000 m ³ /h (n.c.)	605	
	m ³ /sec (n.c.)	168.06	
Qg=	m ³ /sec	261.00	at actual gas temperature
Flue gas density	kg/m ³ (n.c.)	1.307	
rg=	kg/m ³	0.849	
Stack height	m	130.0	
Stack diameter	m	4.00	internal, at top
Stack sectional area	m ²	28.26	internal, at top
Flue gas velocity	m/sec	9.20	at outlet
Flue duct cross-section	m ²	20.00	(4×5) m
Flue gas velocity	m/sec	13.00	at outlet
Intake at base	m ²	28.00	(4m×7m)
Flue gas velocity	m/sec	9.30	at stack inlet
Air density	kg/m ³	1.185	at 25℃ ambient temp.
Natural draft (Z)	mm W.G.	43.7	
Pressure loss (1)	mm W.G.	6.3	stack outlet loss
Pressure loss (2)	mm W.G.	4.3	stack friction loss
Pressure loss (3)	mm W.G.	2.2	stack in let loss
Total	mm W.G.	12.8	
Resulting draft	mm W.G.	31.6	

2) 煙突の構造

発生した煙道ガスは高さ 130m のコンクリート煙突を通じて外に排出する。煙道ガスの温度は 150℃ 近くになるので、コンクリート煙突ダクトには耐火煉瓦のライニングを施す。

ライニングを施した煙突ダクトの内径	4.00m
コンクリート煙突壁の頂部での最小厚	0.20m
煙突の基部での最大外径	8.00m

(4) 関連設備

1) 給水および下水

建屋には衛生室（洗面所、シャワー、およびトイレ）や部屋の清掃のための給水を行う。建屋の給水管と下水管はそれぞれ既存のネットワークに接続する。

新規ユニット導入に伴う飲料水需要の増加量は $7.5\text{m}^3/\text{d}$ 、一時間当たりピーク量は $1.85\text{m}^3/\text{h}$ となる。

2) 集中暖房システム

この地区では熱伝達媒体として蒸気が利用できる。

ボイラー・ハウス、機械建屋、タービン建屋および中央制御棟からなる主建屋コンプレックスの暖房は個々の職場の需要に応じて採用する。ボイラー・ハウスや給水建屋の暖房対象部分には蒸気加熱ヒータによるサーモファン暖房を行う。

3) 空調、換気

制御室は以下のパラメータで空調する。

$$t_{\text{winter}} = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{summer}} = +24\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{湿度} = 40\%$$

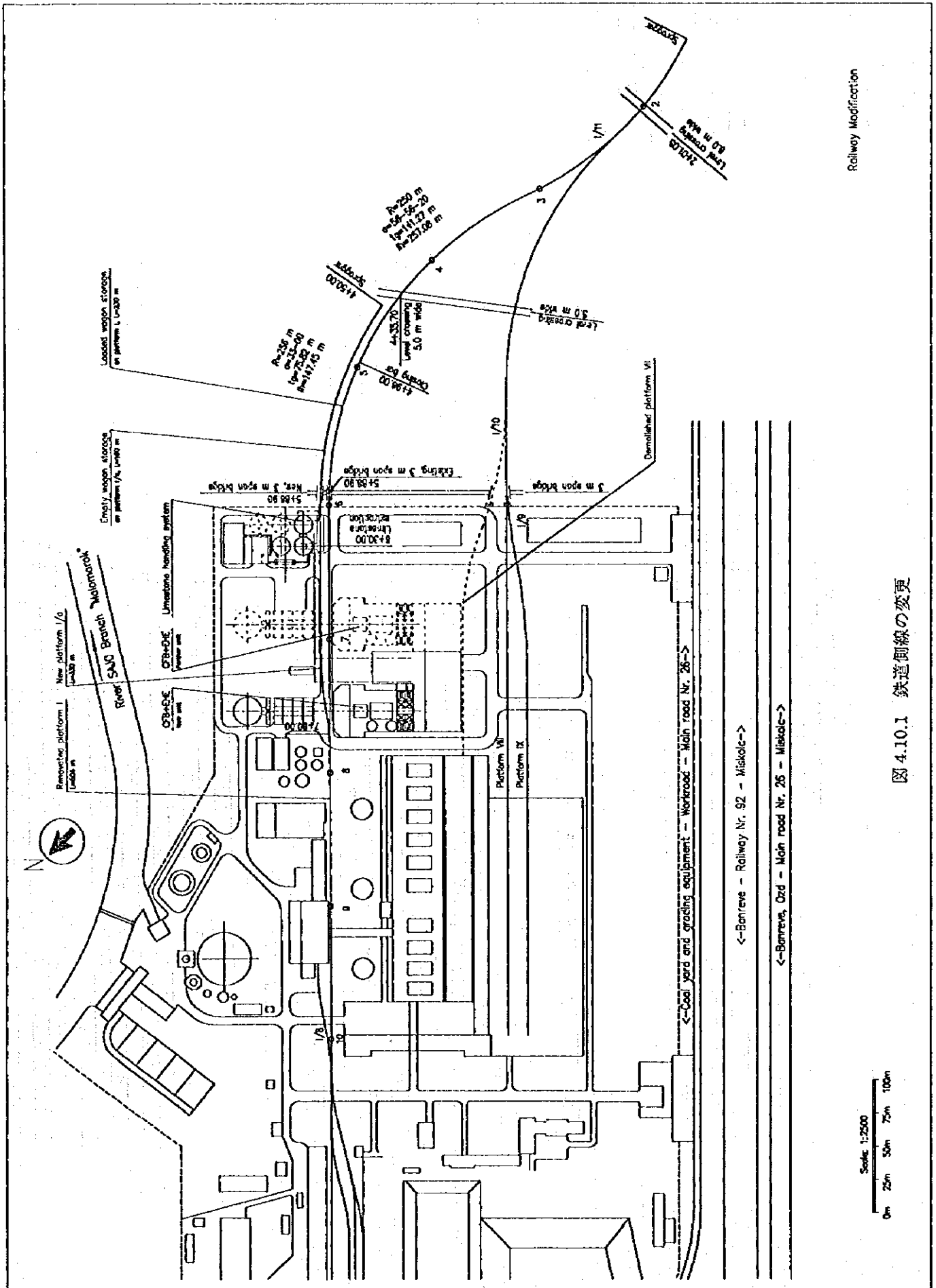
空調装置は温水暖房システムとフロントタイプ冷却システムから成る。室内は加圧状態に保ち、相対湿度は蒸気発生機によって維持する。

変圧器、ケーブル、その他電気関係の各室の収納機器類からの発熱に対して強制換気を行う。

4) 鉄道側線と道路

発電所内の鉄道ネットワークは石炭と石灰粉の最大需要時の輸送に対応できるように以下のように変更する（図 4.10.1 参照）。

- 延長 330m の軌道 I/a を、軌道 I 号のセグメント 7+80 から 6.00m の地点を起点として設置する。分岐点には、システム 48 の転轍器を設置する。底開き式貨車と空気圧荷下ろし設備付き貨車の両者が利用できる荷下ろし施設を軌道のセグメント 6+30 に沿って建設する。
- 既設の古い建屋内にある軌道 VII 号は転轍器 I/10 も含め 400 m 長にわたって撤去する。



Railway Modification

図 4.10.1 鉄道御線の変更

新規ユニットの設置に伴い、発電所前面のサービス道路に新たに入口を設けて敷地内に適切な道路網を整備する。既設の軌道Ⅶを撤去するため、既存タービン室への輸送もこの道路網により行う。

(5) 消火および防火

1) 消火システム

主要な箇所が必要とする消火水量は6,000 リットル/分である。このため、吐出力3,500 リットル/分、揚程 80m のポンプ2台を新たに設置する。最遠の地上消火栓での出口圧は5バール以上とする。最遠でもっとも高い位置にある壁消火栓では、ハンガリー規格に従って出口圧力は2バール以上とする。

ポンプはネットワーク圧力監視システムにより順次自動起動し、様々な消費量に対応する。

貯炭場の特殊用水システム（石炭の加湿、自然発火の場合の消火）は消火給水ネットワークから分岐させる。（貯炭場の東側および西側に給水点を各一カ所設ける。）

2) 傾斜石炭コンベヤ用の泡スプリンクラー・システム

長さ約 100m、幅 3m の2台の傾斜ベルトコンベヤに防火措置をする。コンベヤの高低差は約 35m である。

水 量	:	5m ³ /分
防火面積	:	144m ²
運転時間	:	60分。10分間は泡モード
最大散水面積	:	10m ²

3) 火災警報システム

新規火災警報ネットワークは、既設の旧式システムおよびそのセンターをサブシステムとして統合する。新設ユニット部分では、各室、ケーブル配列室、ケーブルトレンチ、および危険な機器等をアドレス可能なセンサーによって保護し、火災発生時には早期に火災警報ができるようにする。新規インテリジェント火災警報センターは中央制御室に置く。市の消防署に接続する火災警報システムを取り付ける。

4.11 制御・計装システム

(1) システムの特徴

発電所内に 150MW ユニット用統合制御・計装システムを設置する（システム構成については図 4.11.1～4.11.3 参照）。このシステムは分散インテリジェント機能を持った階層構造の分散制御・情報システム（DCIS）で、以下の機能および特徴をもつ。

- 1) 閉ループおよび開ループ制御ならびに循環流動床ボイラーと発電ユニットに共通する保安制御を一貫して DCIS で行う。
- 2) 蒸気タービンの制御サブシステムおよび保安サブシステム（例：速度制御、負荷制御、起動操作、タービン保護、熱負荷分析）は非常に短い応答時間と高い信頼性を必要とするので、DCIS は発電プラント専用の設計で、信頼性が高く、入手し易いプロセス制御部品で構成する。
- 3) DCIS には統合プロセス制御サブシステムが組み込んであり、その構成部品は高速リンク（システムバス）により相互に接続される。
- 4) 技術上の理由からユニット制御室以外の場所で操作する必要のあるサブシステム（水処理、石炭ハンドリング等）で収集したデータは DCIS に送られる。

DCIS を構成する制御用機器、計測回路、制御方式および電源の概要は以下のとおりである。

(2) 制御用機器

制御用機器の信頼性指数は次のとおりとする。

- (a) 機器の MTBF（平均故障間隔）は、CPU を組み込んだ機器の場合 16,000 時間以上、高い稼働率を必要とする機器の場合は 40,000 時間以上とする。
- (b) 機器の MTTR（平均修理時間）は 2 時間を超えないこと。
- (c) 機器の許容平均保存期間は 10 年以上とする。
- (d) 制御・計装機器の平均寿命は 15 年以上とする。

(3) 計測回路の構成

- 1) プロセス制御で必要とする計測回路には 4～20mA レンジの出力信号を処理する 2 線式伝送器を使用する。
- 2) 総合監視盤上の指示計器には最小および最大限界値を表示するデジタルディスプレイを装備する（Hz や MW のような重要なパラメータの場合）。他のパラメータの場合はアナログ表示式とする。

(4) 制御方式

信号発生源および処理済み信号の発信先にもっとも近いプロセッサが最短の信号バスを使って信号処理を行う。手動/自動モード、設定点、作動信号等の手動制御はオペレータ・コンソールから実行可能とする。運転員には制御方法や設定値の変更を許容しない制御方式とし、この操作は高い階層、すなわち主としてエンジニアリング・ワークステーションにアクセスできるソフト保守員だけが行う方式とする。

(5) 電 源

プロセス制御システムへの電源電圧は3相380/220V AC 50Hzおよび24V DCとする。24V DC電源は2台のバッテリーセットからとっており、充電器およびフィルターを装備する。基本的には、DCISは24V DCから給電されるが、DCISはダイオードを通じて両バッテリーセットに常時接続する。220V AC電源を使って無停電で動作する必要がある機器は、UPS（無停電電源装置）から給電を受けるものとし、それ以外の機器は380/220 V系統から給電を受けるように計画する。

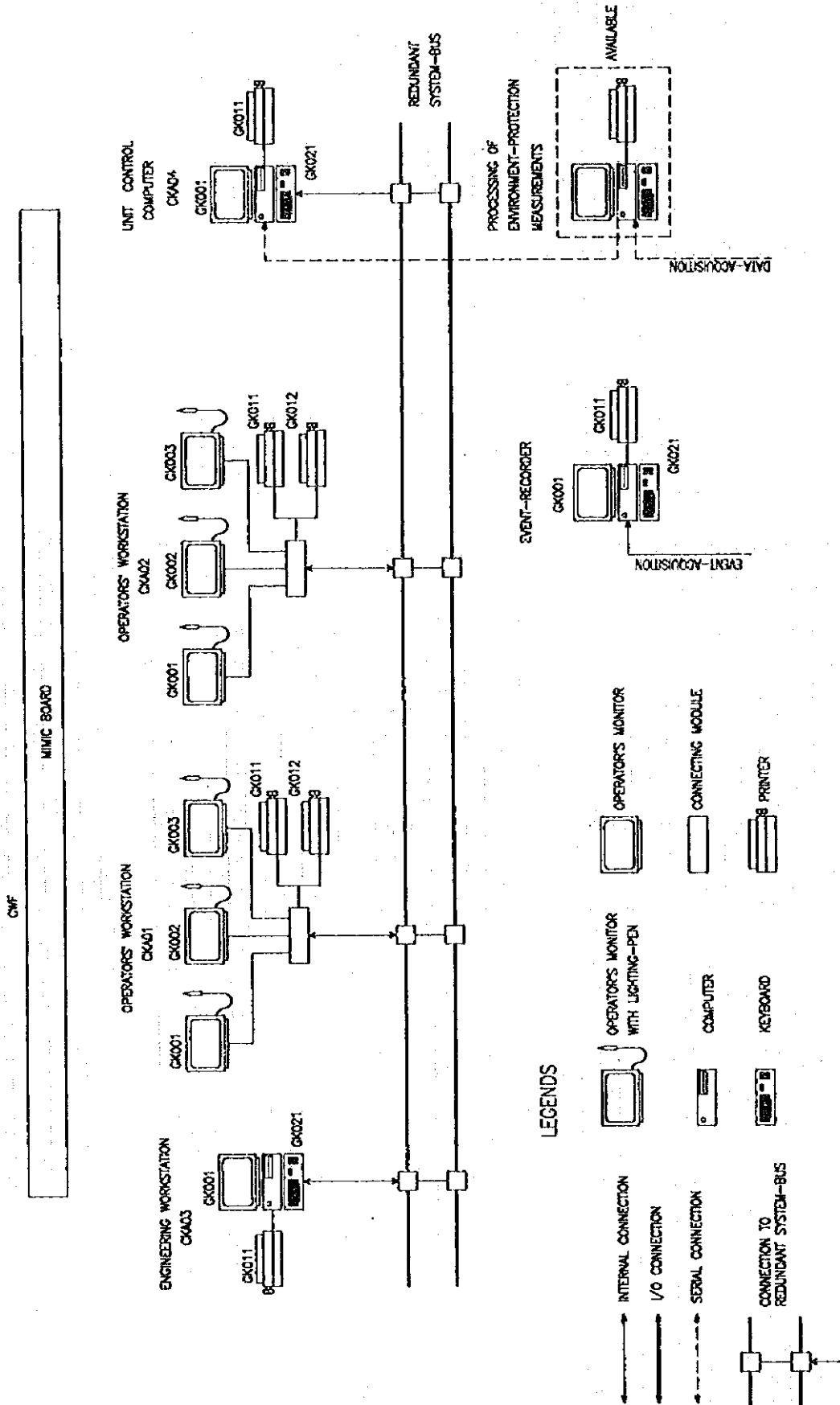


図 4.11.1 中央制御室内制御システム構成

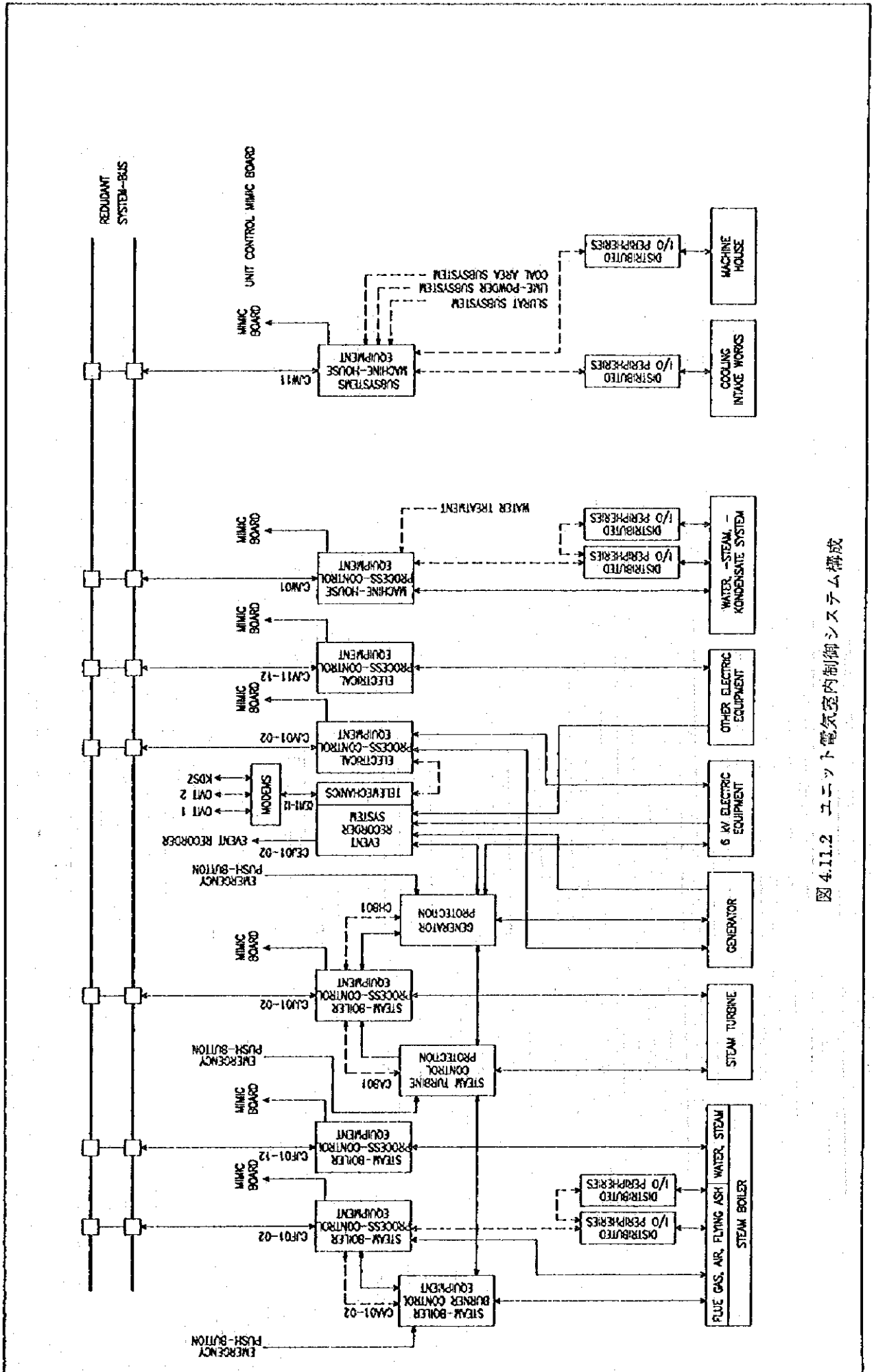


図 4.11.2 ユニット電気室内制御システム構成

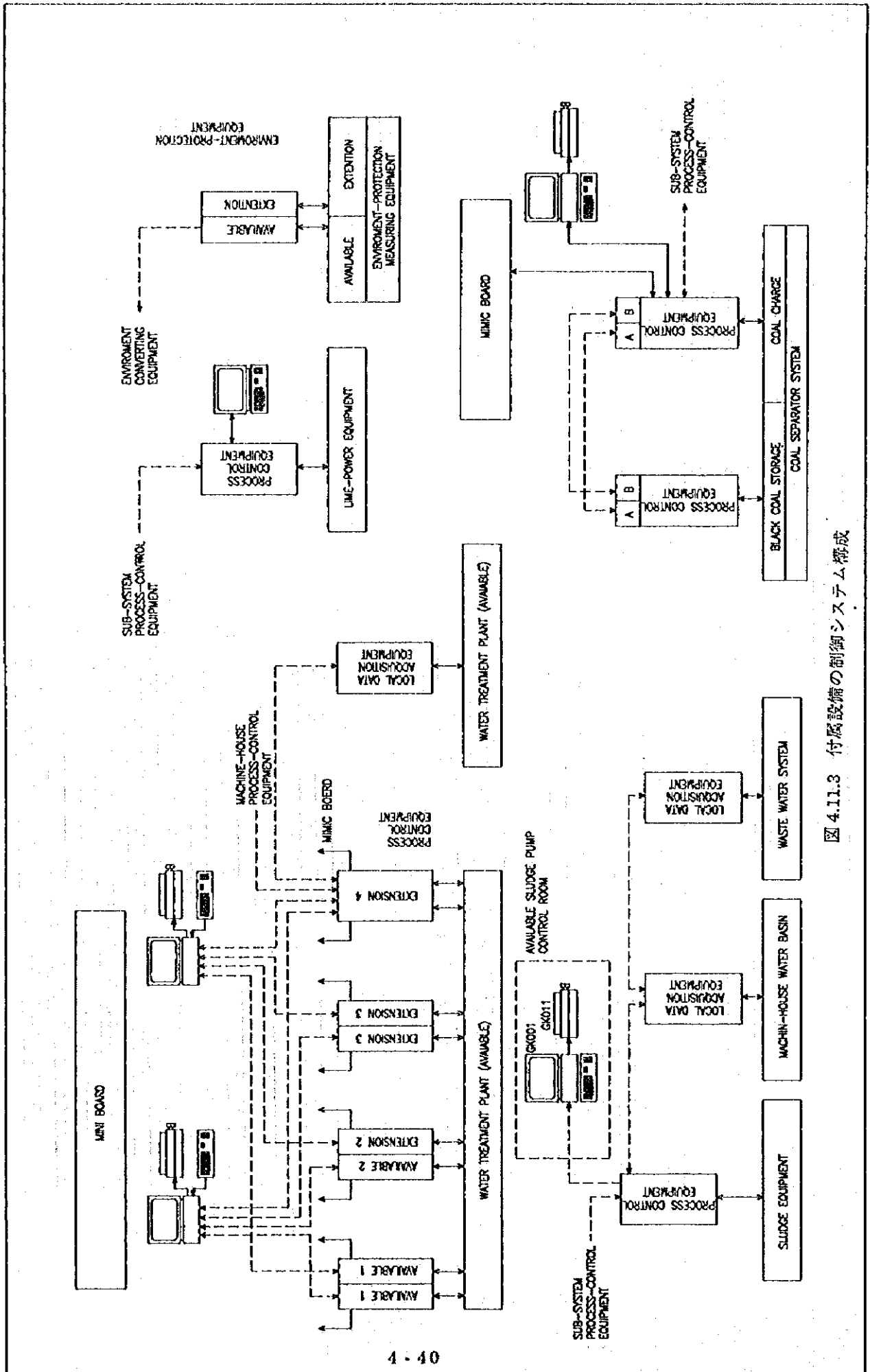


図 4.11.3 付属設備の制御システム構成

4.12 送電網への接続

新規 150MW ユニットの送電網への接続電圧レベルは、発電プラントのユニット容量と既設 120kV 開閉装置を考慮して 120kV とする。また、ユニット起動時に 120kV ネットワークから受電できない場合には起動用変圧器を通じて 35kV ネットワークから受電する。

(1) 電源および電力需要

1) 電源データ

冬季には、161MW、夏期には 155MW を新規および既設ユニットから 120kV ネットワークに送電する（潮流分布については図 4.12.2 と 4.12.3 参照）。また、35kV ネットワークへの接続は新規ユニットの起動変圧器を通じて開閉装置 22 号および 32 号に行なう（図 4.12.1 参照）。

2) 電力需要

Borsod 発電プラントの 35kV 母線に対して BVK および EMASZ が必要とする電力は、1997 年度で各々 22～23MW、20～22MW（全体で 42～45MW）と予想される。この電力需要は冬季のピーク負荷時と夏期の最低負荷時とは同じ程度である。電力潮流の計算にあたっては電力需要として 42MW を使った。

(2) 新規ユニットの 120kV ネットワークへの接続

Borsod 発電プラントの 120kV ネットワークに送電する 161MW（冬期）および 155MW（夏期）の両ケースについて、国際的に承認されている (n-1) 法により電力潮流の計算を行い、接続の可能性を検討した。その結果は以下のとおりである。

- 1) Borsod 発電所構内に設置する 150MW ユニットに関するネットワークの検討の結果、ユニット出力で通常運転中であっても、あるいは故障の発生時であっても、過負荷は発生しない。したがって、120kV ネットワークを拡張する必要はない。電圧と無効電力との関係からみて、このユニットの設置場所は適正である。
- 2) 120kV 現場開閉装置 23 号への接続は妥当であり、1,000A、640mm²の既設母線は接続可能である。
- 3) 短絡故障計算により、新規ユニットのユニット変圧器の中性点に既設 3.03 オームの抵抗を接続する。
- 4) 新規ユニットは一次制御、予備発電出力の維持、および電圧－無効電力制御に関する UCPTTE 接続要件を満足する必要がある。

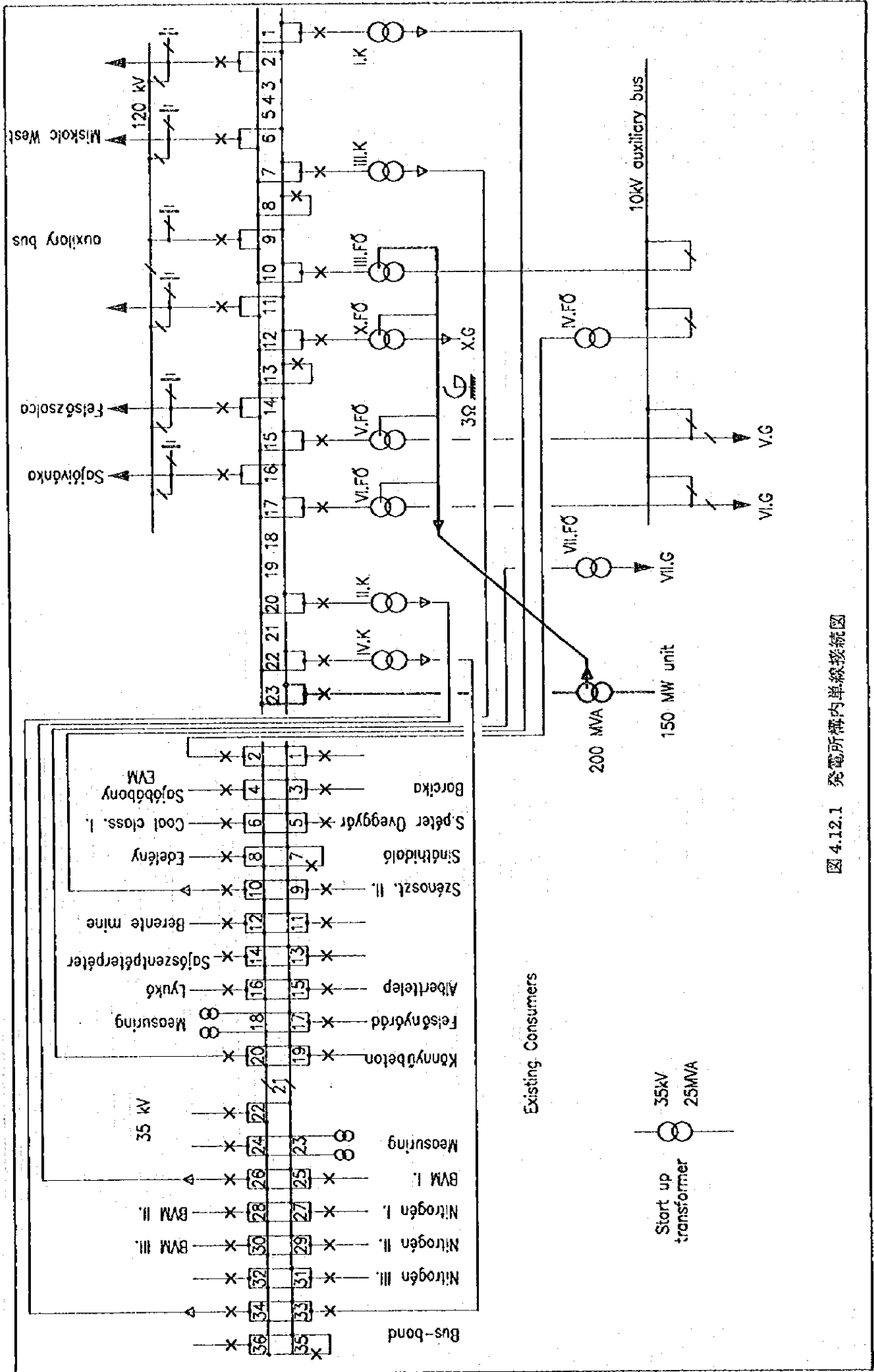


图 4.12.1 發電所構內單線接統圖

WINTER

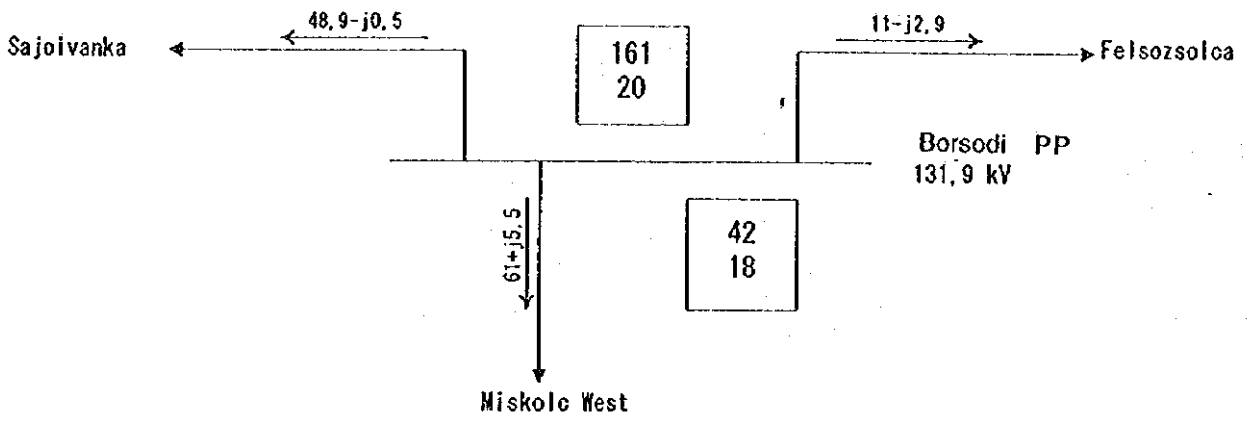


図 4.12.2 冬季の潮流分布

SUMMER

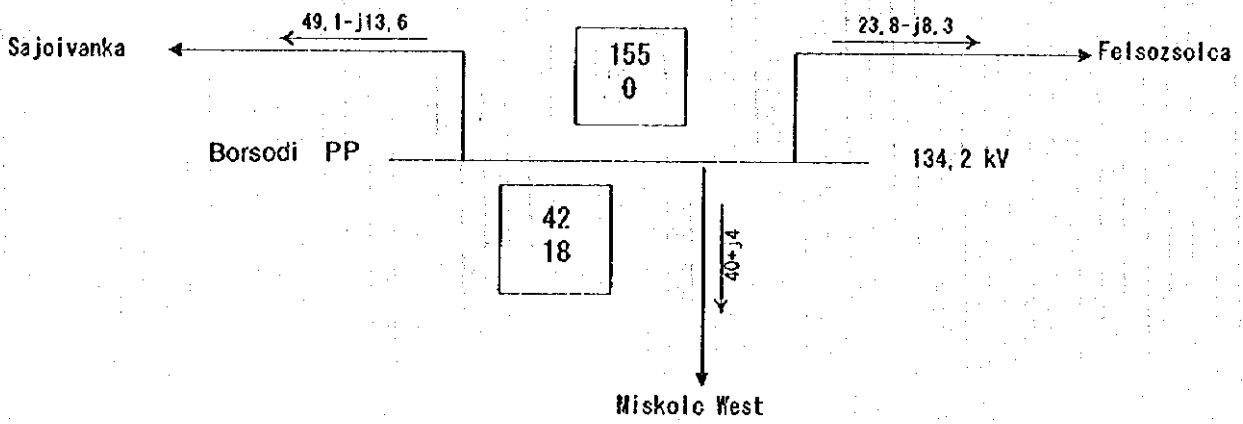


図 4.12.3 夏季の潮流分布

第5章 既存施設改善の予備設計

第5章 既存施設改善の予備設計

5.1 ボイラと燃焼装置

(1) ボイラの改善

図5.1.1~5.1.2に改善後のボイラの側面図を示す。

1) 火炉底部水冷壁

ボイラの地上高約 10,000 mm 以下の水冷壁を撤去し、既存の垂直水冷壁に対し新たな炉底部を構成する水冷壁を機密溶接し管寄せへ接続する。新設された炉底部には風箱並びにガス・燃料油バーナを2本取り付け、これらのバーナのメンテナンス用に新たな作業プラットフォームを設置する。

2) 排ガス再循ダクト

第2バスの旧ECO灰出しファンネルに排ガス抽気ダクトを設置する。ダクトは再循環送風機を経て2分割され、ボイラ底部両側面へ接続される。

(2) 燃焼装置

1) 燃焼熱量

新設の天然ガス・燃料油バーナの燃焼熱量は2本で 90 MWth とした。

2) 低 NO_x バーナの排出濃度レベル

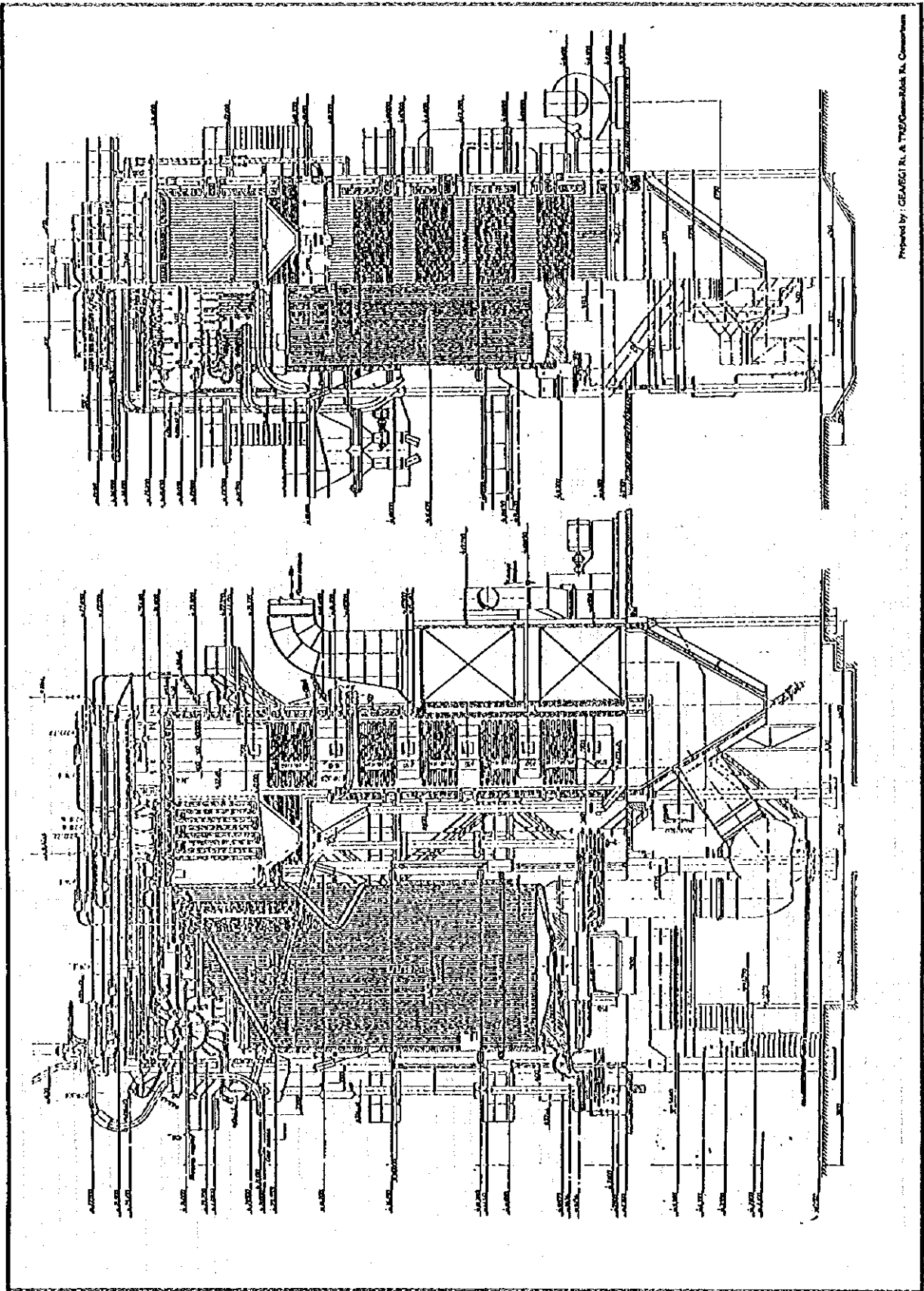
燃料転換と設備改善によって、汚染物質の排出量は、現在の石炭燃焼より非常に改善される。各バーナメーカーは汚染物質の保証濃度を示しており、2005年排ガス規制値をクリアしている。これらのバーナの低 NO_x 技術は自己排ガス再循環方式を採用している。NO_x 濃度は、ガスで 120~200 mg/Nm³、燃料油で 120~250 mg/Nm³である。

なお、SO₂ の排出量は燃料油中の硫黄分を 0.2 % とすると、252 mg/Nm³となる。

(3) 燃焼用空気並びに排ガス装置

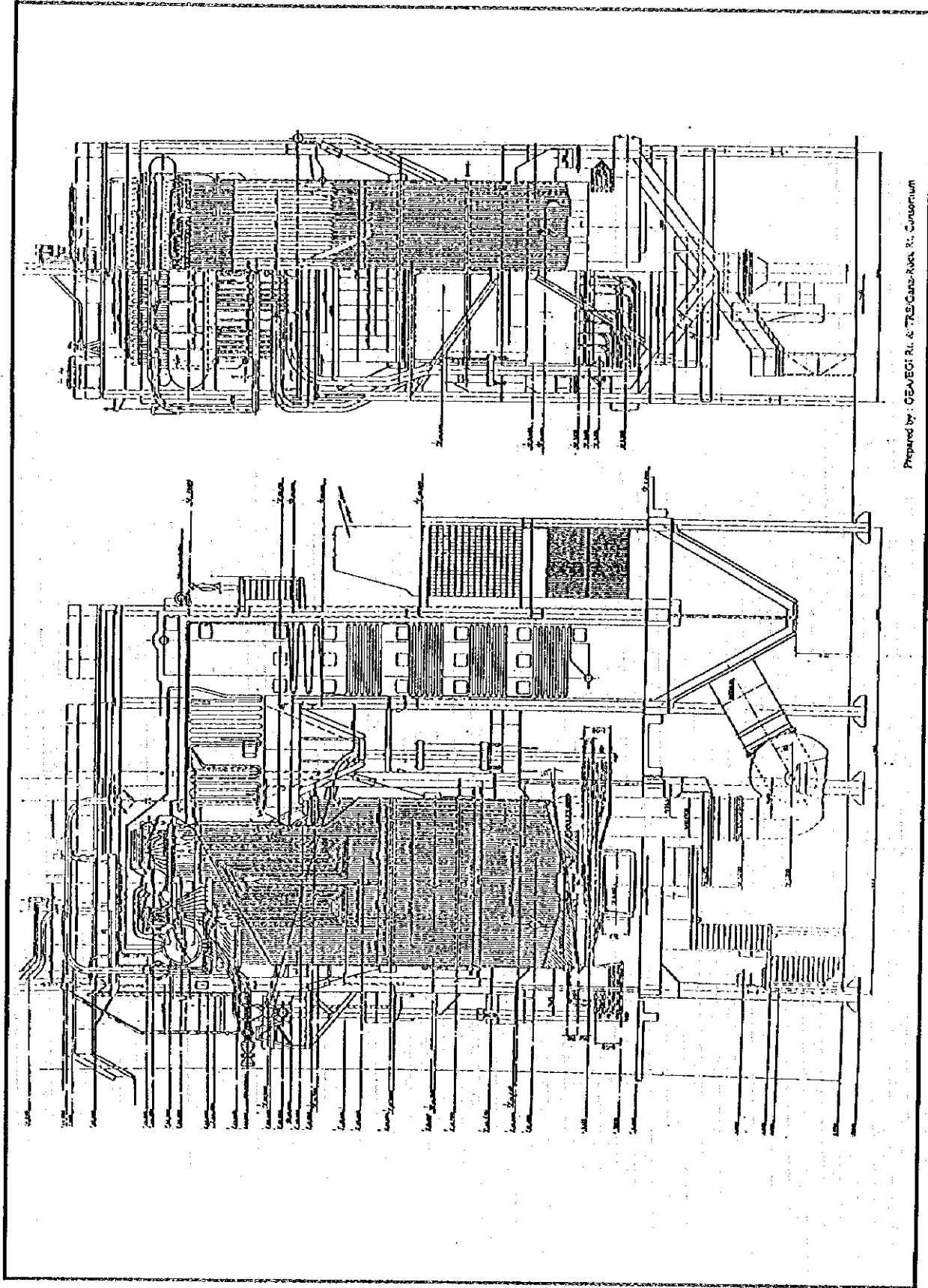
1) 燃焼用空気

既存の FDF 制御方式はすでに旧式となっているので、設備改善に当たって周波数制御並びにベーン制御方式を採用し、電動機は交換する。



Prepared by: GEAFEGI N. A. 792/Самарканд. N. Савваткин

図 5.1.1 改善後の既存ボイラ (BORSOD-100-M 型)



Prepared by: GDA/EGC, R.I. & T.S. Gans-Axel, R., Copenhagen

表 7.2.1 新規150MWユニットの建設工程

2) 排ガスシステム

設備改善後のIDFの設計条件は30 mbarの差圧で165℃、60 m³/sの排ガスを誘引するが、既存IDFの効率は70~72%と低いので、電動機出力はおよそ35~39 kW増加させる必要がある。従って、新たにギアと周波数制御器が必要となる。新たな送風機は81~82%の効率を持つ。

3) 排ガス再循環システム

ボイラの低負荷時に炉内の温度を制御するため、新たに排ガス再循環装置を取り付ける。送風機は1基とし、ボイラ負荷の変化に伴う再循環量の制御はベーンの角度により行う。排ガス再循環のためのガス吸引口はエコノマイザー下部のホッパーに取り付けられ、ボイラ側は下部の両側に取り付けられる。

4) 煙突とボイラの接続

ハンガリーの規制により、同一の煙突に対し石炭燃焼とガス燃焼ボイラを接続することは許されていないことから、ボイラ No.5-7-9-10の将来の継続運転のため、No.7 ボイラをNo. II 煙突へ接続替える必要がある。すなわち、ボイラ No.9, 10は改善工事着手まで、微粉炭燃焼を継続する。

この設備改善作業は以下の工程により行われる。

改善工事工程案

- 1) No.5 ボイラの設備改善作業
- 2) No.7 ボイラをNo. II 煙突へ接続替え (No.6 ボイラのダクトへ接続)
- 3) No.4, 6 ボイラの廃棄
- 4) No.7 ボイラの設備改善作業
- 5) No.9 ボイラの設備改善作業
- 6) No.10 ボイラの設備改善作業

一方、建築基準法によれば同一のダクト内にガス燃焼と燃料油燃焼排ガスを通すことは禁じられているので、No.5, 7 及びNo.9, 10 ボイラで異なる燃料を使用する場合の運転計画をあらかじめ監督官庁（国家消防監督局 TOP）と検討をする必要がある。

図5.1.3に既存ボイラ設備改善後のレイアウトの概要を示した。

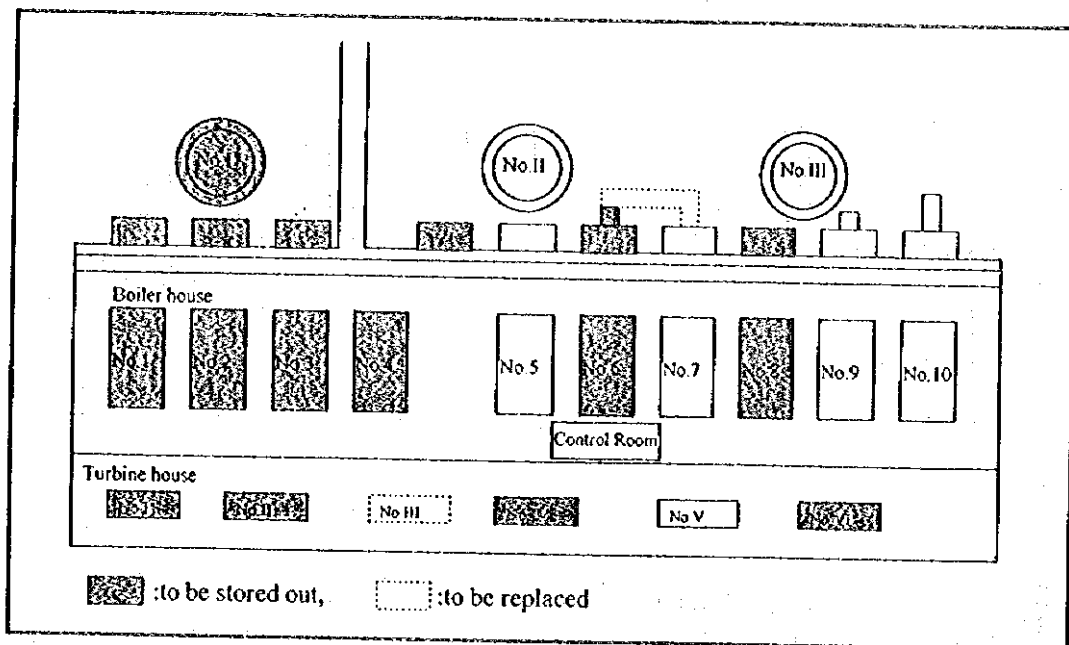


図 5.1.3 改善後の既存ボイラ設備のレイアウト

5.2 燃料の供給

設備改善後の既存ボイラは、天然ガスを主燃料とし、燃料油はガスの突発的な供給不足、あるいは計画的な停止時の場合のみに使用される。

設備改善後の天然ガス供給設備は、新設 150 MW ユニットと共用されることになる。設備改善後のガス消費量はボイラ 3 基運転で 27,443m³/h である。

また、既存の燃料油供給システムは微粉炭燃焼の補助システムとして使用されるが、設備改善後のボイラの供給用には使用することはできないので、燃料油関連設備を新設するが、設備は新設 150 MW ユニットと共用される。

設備改善後の 110 t/h の最大蒸発量で燃料油の消費量は最大 7,439 kg/h であり、3 基のボイラの運転時には最大 22,242 kg/h となる。これは最大日消費量 510t となる。

正確な計量システムを用いて燃料の管理をするためには、精度の高い 2 重の計量器を配置する必要がある。ボイラの制御システムによるが、各バーナもしくは各ボイラごとの正確な燃料消費量を計量できる計器を設置する。

5.3 タービン・電気設備と制御システム

(I) タービン

4基のボイラーの改造に伴い、タービンは以下のように使用する。

- 1) ボイラーの改造が終了するまで、所要の維持管理により既存のタービンを適宜使用する。
- 2) 2003年末までに、No. I、II、III、IV、VI、およびXのタービンを廃棄し、新しい32MWの2段抽気(29バルブおよび15バルブ)復水タービンを旧No. IIIの場所に設置する。新設タービンは蒸気の供給および既存の40MVA発電機による発電に用いる。
- 3) 既存のNo. VとNo. VIIタービンを地域暖房用に使用する。

新規タービンの主要な仕様を表5.3.1に示す。

表5.3.1 新規32MWタービンの主な仕様

Installed capacity		MW	32	32
Outdoor air temperature		°C	0	25
Live steam	Pressure	bar	74.50	74.50
	Superheating	°C	500.00	500.00
	Mass flow	kg/s	70.35	33.00
Extraction 1	Pressure	bar	30.00	30.00
	Temperature	°C	387.89	437.39
	Mass flow	kg/s	30.55	7.20
Extraction 2	Pressure	bar	15.00	15.00
	Temperature	°C	310.08	355.32
	Mass flow	kg/s	12.00	3.80
Condenser	Pressure	bar	31.66	105.45
	Temperature	°C	25.00	46.88
	Mass flow	kg/s	8.32	13.42
	Steam flow, volume	m ³	308.28	170.46
	Cooling zone	K	3.00	5.05
	Temperature gradient	K	10.00	16.82
Cooling water	Mass flow	kg/s	1,383.24	1,383.24
	Temperature(cold)	°C	12.00	25.00
	Temperature(warm)	°C	15.00	30.05
Feed water tank	Pressure	bar	13.50	100.00
	Temperature	°C	193.35	202.49
	Mass flow	kg/s	70.35	33.00
	Pressure	bar	100.00	100.00
	Temperature	°C	195.44	202.49
	Mass flow	kg/s	70.35	33.00
Power output	MW	31.99	19.82	
Steam output	MW	132.50	35.33	
Heat input	MW	180.77	83.76	
Efficiency	%	90.99	65.85	

新規タービンの導入に伴い、以下の工事を行なう。

- 1) タービン基礎（テーブル）工事
- 2) タービンおよび補機の設置
- 3) 配管
- 4) 制御盤の設備と現システムへの接続
- 5) その他

発電機と変圧器については特に大きな変更は必要ない。

(2) 電気設備

1) 電力消費と概要

ボイラ設備改善後の電力消費量

各ボイラ	610 kW
ボイラの共通設備	70 kW

微粉炭燃焼の廃止により、他へ振り向けられる電力

ボイラの主配電器	1,260 kW
3 kW の排ガス誘引送風機	336 kW
各ボイラの配電器	12 kW

0.4kV の微粉炭器の主分電盤も廃止する。

押込送風機（FDF）ならびに誘引送風機（IDF）のモータの電力は周波数変換器（インバータ）により供給される。

インバータの保護クラスはIP 45 であり、0.4kV の開閉室に設置する。

2) 0.4kV 主配電盤とボイラ配電盤

両配電盤において、新設配電盤の電力供給は廃止される設備の分配線の再利用によりまかなう。

新たに設計を要するのはボイラハウス内の排ガス再循環送風機の分配線だけで、配線された他の設備では温度スイッチと遮断部品の交換が必要である。

3) 共通設備に対する電力供給

新設オイルポンプ、エアコンプレッサ、バーナ燃焼制御装置、ガス用主電動バルブ等の共通

施設のための開閉盤をオイルポンプ室内に設置する。電力は補助用開閉器盤から供給する。

ガス主塞止弁、エアコンプレッサの電力も同様に補助開閉器盤から供給する。

(3) 制御システム

図5.3.1に制御システムの構成を概念的に示す。

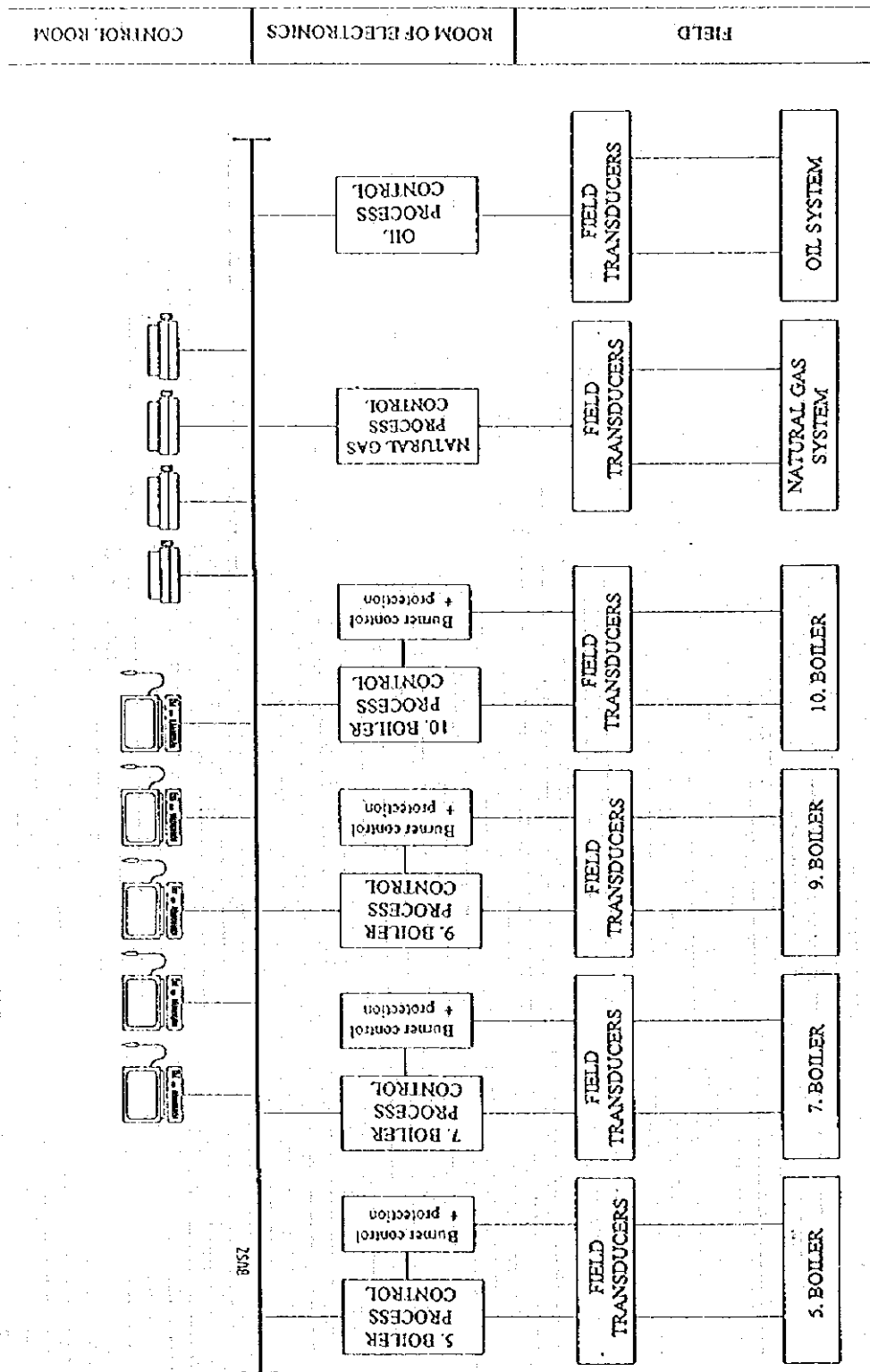
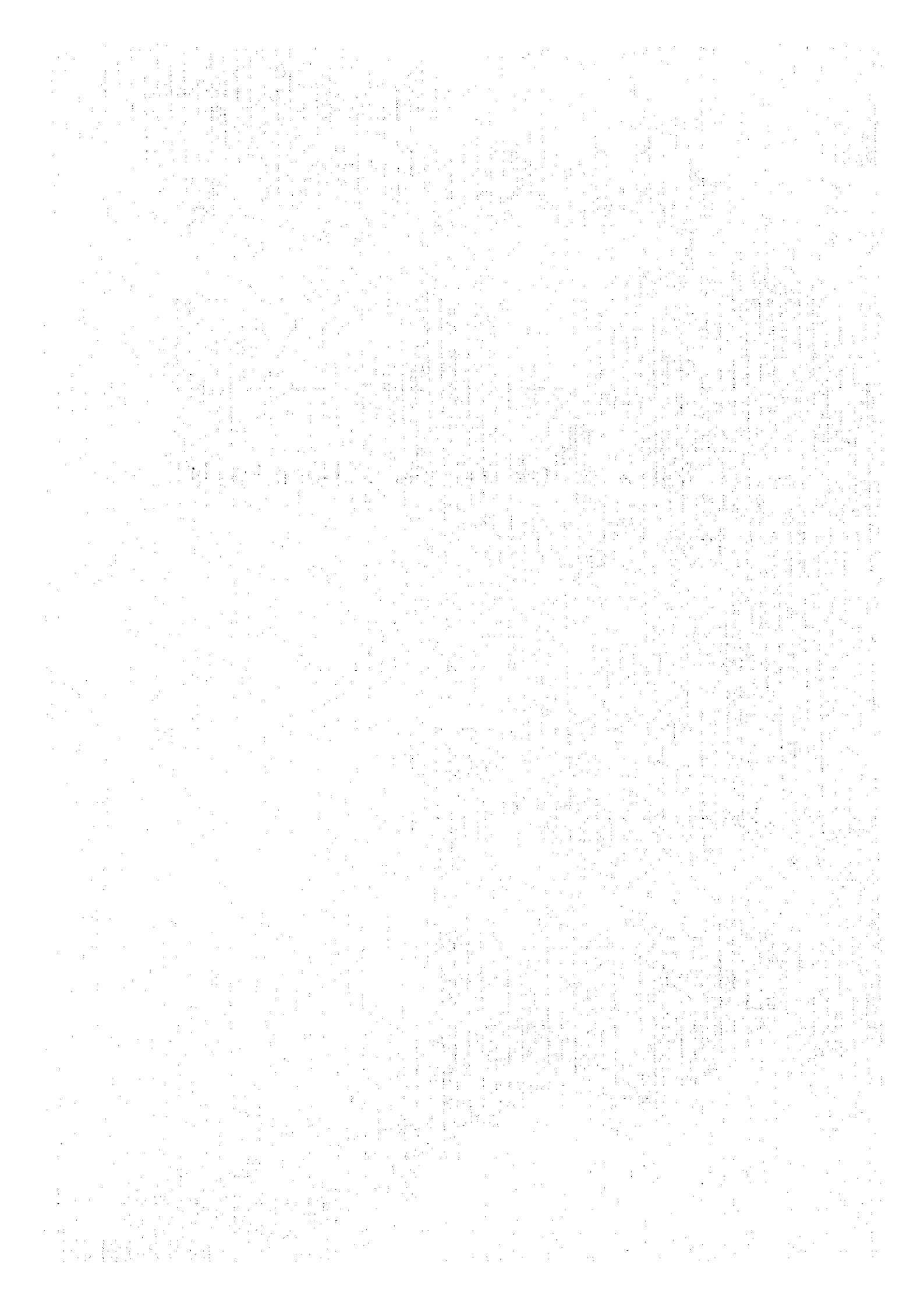


図 5.3.1 制御システム概念図

第6章 環境影響評価と環境保全対策



第6章 環境影響評価と環境保全対策

6.1 概要

(1) 環境の現状

1) 環境大気

- (a) ボルショド発電所の排出ガスの影響を受けた場合に、 SO_2 は環境基準を超えている。
- (b) 大気汚染の状況は、1993年のJICAによるシャヨバレー地域の大气汚染対策調査時と比較して特に改善されていない。

2) 地下水

- (a) ボルショド発電所の地下水水質への影響は、イオン類とAsに限定される。Asは、スラッジ貯蔵場付近でのみ高濃度を示している。
- (b) 水道水源一帯の地下水質の経年変化は、 NO_3^- 、 NH_4^+ は減少、 Cl^- 、 Na^+ 、導電率は増大、pHは低下傾向にある。 SO_4^{2-} は地点によってさまざまな傾向を示している。
- (c) SO_4^{2-} 、 Cl^- 等はBorsodszirak I/Aに影響を与えており、将来のさらなる水質悪化が懸念されている。

3) 河川水

- (a) Sajo川の水質は、過去の深刻な汚染から急速に改善し、重金属、イオン類とも低濃度レベルである。また、Bodva川の水は、Sajo川の水よりも良質である。
- (b) Sajo川の底質も、水質同様、特別に問題はみられない。
- (c) Holt-Szuha川は、スラッジ貯蔵場からの漏出水等により、As、イオン類の濃度に影響がみられる。
- (d) Sajo川は、冷却水の温排水の問題が顕在化している。

4) 土壌

- (a) 廃棄物投棄または貯蔵場およびその近傍で、さまざまな重金属汚染がみられるが、ボルショド発電所による重金属汚染は、Asに限定される。

- (b) Sajo川の氾濫原では、重金属類が高濃度を示し、以前のSajo川の工業汚染の影響を受けている。
- (c) Asが土壌・地下水に対する物質カテゴリー別規制値を超える地点が発電所施設の直近で見られる。

5) 植生

- (a) 長年の社会経済活動により、この地域の自然の植物・動物は、壊滅的狀態にまで消失している。
- (b) 環境汚染に敏感な種は消え、貴重種は既にこの地域では見られなくなっている。
- (c) Sajo川の水生生物は、次第に豊富になりつつある。
- (d) ボルショド発電所は、他の発生源とともに、遠く離れた国立公園や自然保護地域等に影響を及ぼしている。

(2) 環境影響評価

1) 大気

- (a) 短期濃度予測(30分値)によれば、2005年1月1日施行予定の排出基準をクリアしても、国内炭や輸入炭との混合炭を使用した場合には、SO₂の環境保護基準Ⅱ(400 μg/m³または150 ppb)を超える場合がある。
- (b) 暖房期平均のSO₂濃度予測によれば、考えられている対策を実施したとしても、環境保護基準Ⅰ(70 μg/m³または26 ppb)を広いエリアでオーバーする。NO_xは基準Ⅰ(100 μg/m³または52 ppb)を満足する。SO₂については、他の発生源対策も合わせて実施する必要がある。
- (c) ダウンウォッシュの分析の結果、新設煙突の元計画の高さ(125 m)では、ダウンウォッシュの影響を受け、地上濃度に不利となる。高さ130 mへの変更が必要である。
- (d) スタグネーションのモデリングでは、新設ボイラにCFBC、既設ボイラに天然ガスを使用した場合について検討した。発電所からの寄与は、フル稼働でも最高濃度地点で32 ppbであり、大幅に低減可能となる。SO₂の30分平均最高濃度は、基準Ⅱである400 μg/m³以下であるが、基準Ⅰの250 μg/m³(94 ppb)は、バックグラウンド濃度自体で超えている。合わせて他の発生源のコントロールが必要である。

2) 地下水

- (a) 地下水の実質的な流速は 0.42 m/day であり、現在の汚染水全てが Borsodszirak I /A の水道用水源井戸まで移動するのに、約40年を必要とする。
- (b) 地下水水質が飲料水の保護基準のレベルまでに回復するには、完全な地下水汚染防止対策を実施したとしても、約50年程度を要するものと推定される。

3) 土 壤

- (a) 局所的高濃度汚染には特別の対策が必要である。それ以外は自然の浄化作用に待つ以外に方法はないが、次第に回復に向うものと思われる。新たな土壤汚染を引き起こさないような対策が重要である。
- (b) 局所的な高濃度汚染地点の再生は、地下水水質の回復を早めるのに役立つものである。

4) 自然環境

- (a) 自然環境への影響の回避・軽減にとどまらず、積極的に準自然環境を創造していく必要がある。
- (b) 発電所再建に伴い発生する廃棄物は、自然環境に新たな被害を与えないように適切に処理する必要がある。

(3) 環境保全対策

環境保全のために、以下の対策を提言または勧告する。

1) 大 気

- (a) 新設ボイラには CFBC を採用し、既設ボイラは天然ガス燃焼型に改造して環境影響を最小限に抑える。
- (b) 新設煙突の高さは、原計画の 125 m からダウンウォッシュの起こらない 130 m に変更する。
- (c) スラッジ貯蔵場は、石炭灰飛散防止のため覆土、植栽を行う。

2) 地下水・土壌

- (a) スラッジは、シックスラッジ輸送システムによりパイプ輸送し、不透水シート内に貯蔵し、スラッジによる地下水汚染を完全に防止する（現段階では、地下水汚染防止をシックスラッジ法のみにも頼ることは推奨できない）。

(b) 水処理プラントの廃液は、中和後、地下浸透のない調整池に一時貯留し、他の排水と混合希釈して排水基準を満足させた上で、状況に応じて Sajo 川または下水道に放流する。

(c) 廃棄物の不法投棄の取締りの強化

3) 河川水

温排水による Sajo 川の生態系への影響防止のため、冷却水はクローズドシステムにより循環再利用する。

4) 植生

(a) 上記の大气、地下水・土壌、河川水対策を着実に実施する。

(b) Holt-Szuha 川とスラッジ貯蔵場の間に湿地帯を造成し、準自然自生地を創造する。

6) 建設工事時の環境保全

工事に伴う Sajo 川の水質汚濁の防止対策を行う。その他ハンガリーの規則・基準を守り、環境に十分配慮する。

(4) 環境監視計画

環境監視は、下記の項目について実施する。

1) 工事時の環境監視

工事に伴う環境影響を現行の規則・基準等に照らし、最小限に抑えるために適切な監視を行う。

2) プラント稼動開始後の環境監視

(a) 煙道排出ガスモニタリング

(b) 一般環境大気濃度のモニタリング

(c) (a)、(b)を組み合わせた常時監視ネットワークの構築

(d) 地下水のモニタリング

(e) 排水、騒音、交通量等の定期的な監視

6.2 環境基準と排出基準

ハンガリー国では、さまざまな規制基準が定められている。大気排出基準については、新しい基準が2005年1月1日に施行予定である。

主な環境基準、排出基準等を抜粋し、以下に示す。

(1) 大気質

ハンガリーにおける排出基準を表 6.2.1 および表 6.2.2 に、環境基準（抜粋）を表 6.2.3 に示す。

表 6.2.1 固形燃料使用の燃焼装置に対する排出基準（草案）

入力負荷： P_{th} (MW_{th})

汚染物質	ハンガリー排出基準 (mg/m ³)		
	15 ≤ P _{th} < 100	100 ≤ P _{th} < 500	500 ≤ P _{th}
粒子状物質	100	50	50
一酸化炭素	250	250	250
窒素酸化物 (NO ₂ で表示)	600 (1)	400 (1)	400 (1)
二酸化硫黄と三酸化硫黄 (SO ₂ で表示)	2000 (2)	2400 - 4 × P _{th} (3)	400
塩化物 (HClで表示)	200	100	100
フッ化物	30	15	15

(1)： 国内亜炭の場合、最大で 300 mg/m³（加圧： < 7000 kJ/kg ≒ 1700 kcal/kg）
流動床燃焼炉の場合 200 mg/m³

(2)： 国内炭燃焼の場合で 2000 mg/m³ という基準が満足できない場合、脱硫率 60 %

(3)： 付属ダイヤグラム（注：ここでは、数式で表示した）に示されている通り

- ・ 国内炭の場合でこれを満足できない場合は、脱硫率 90 %
- ・ 流動床燃焼炉の場合、脱硫率が少なくとも 85 %
- ・ 輸入炭燃焼の場合、最大で 400 mg/m³

(注) mg/m³ で表示する濃度は、温度 273 °K、圧力 101.3 kPa で酸素分が 3 % の乾燥煙道ガスに適用するものとする。

表 6.2.2 気体燃料使用の燃焼装置に対する排出基準 (草案)

入力負荷: P_{th} (MW_{th})

汚染物質	ハンガリー排出基準 (mg/m ³) $15 \leq P_{th}$
粒子状物質	5
一酸化炭素	100
窒素酸化物 (NO ₂ で表示)	200
二酸化硫黄と三酸化硫黄 (SO ₂ で表示)	35

(注) mg/m³で表示する濃度は、温度 273 °K、圧力 101.3 kPaで酸素分が 3 %の乾燥煙道ガスに適用するものとする。

表 6.2.3 ハンガリーにおける大気質環境基準

Air Pollutant	Concentration (mg/m ³) [(ppm, 20°C)]		
	Specially Protected Area	Protected Area I	Protected Area II
SO₂			
- Annual average	0.030 [0.011]	0.070 [0.026]	0.100 [0.038]
- 24-hours average	0.100 [0.038]	0.150 [0.056]	0.300 [0.113]
- 30-minutes value	0.150 [0.056]	0.250 [0.094]	0.400 [0.150]
NO₂			
- Annual average	0.030 [0.016]	0.070 [0.037]	0.120 [0.063]
- 24-hours average	0.070 [0.037]	0.085 [0.044]	0.150 [0.078]
- 30-minutes value	0.085 [0.044]	0.100 [0.052]	0.200 [0.105]
NO_x			
- Annual average	0.030 [0.016]	0.100 [0.052]	0.150 [0.078]
- 24-hours average	0.070 [0.037]	0.150 [0.078]	0.200 [0.105]
- 30-minutes value	0.085 [0.044]	0.200 [0.105]	0.400 [0.209]
SPM			
- Annual average	0.030	0.050	0.100
- 24-hours average	0.060	0.100	0.200
- 30-minutes value	0.100	0.200	0.300
Dust			
- Monthly total(g/m ² /30days)	12	16	21
- Annual total(g/m ² /year)	100	120	150

(2) 土壌・地下水、飲料水

土壌および地下水に対する物質カテゴリー別の規制値(抜粋)を表 6.2.4 に、飲料水の物理・化学的品質等の規制値(抜粋)を表 6.2.5 および 6.2.6 に示す。

表 6.2.4 土壌および地下水に対する物質カテゴリー別規制値

(単位: mg/kg)

	A	B	C1	C2	C3	禁止物質
クロム	30	100	150	400	800	T2
銅	30	100	200	300	400	T2
亜鉛	100	250	500	1000	2000	T2
ヒ素	10	15	30	40	60	T2
カドミウム	0.5	1	2	5	10	T1
水銀	0.15	0.5	1	3	10	T1
鉛	25	70	100	500	600	T2

表 6.2.5 飲料水の有毒物質に対する規制値

項目	単位	規制値	
		適格値	許容限度
電気伝導度	$\mu\text{s}/\text{cm}$	1350	1600
pH	pH	7.0~8.0	6.8~8.5
溶解性物質総量	mg/l	1000	1200
硫酸塩	mg/l	200	300
鉄	mg/l	0.2	0.3
銅	mg/l	0.2	1.0
亜鉛	mg/l	0.2	1.0
ナトリウム	mg/l	200	—
ヒ素	$\mu\text{g}/\text{l}$	50	
総水銀	$\mu\text{g}/\text{l}$	1	
カドミウム	$\mu\text{g}/\text{l}$	5	
総クロム	$\mu\text{g}/\text{l}$	50	
鉛	$\mu\text{g}/\text{l}$	50	

表 6.2.6 飲料水の化学的品質

(対象: 地下水)

項目	単位	適格値	許容値
COD	mg/l	2.5	3.5
塩化物	mg/l	80	100
アンモニウム	mg/l	0.1	0.2
亜硝酸塩	mg/l	0.1	0.3
硝酸塩	mg/l	20	40