3.7 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、余剰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国環境監督局（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。従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、ハンガリー国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。シックスラリーの設備は、負荷変動に対応可能なように、混合ユニットが2台、往復ピストン送り出しポンプが2台、異なるシックスラリー用の配管3つ（DN 100、DN 125、DN 150）から構成されている。この方法の原理は、以下の通りである。

燃焼残渣が少量の水と混合される（固形物と水との比率は約1：1）。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。

稼動しているシックスラリー設備では、現在の褐炭燃焼ボイラの燃料残渣の量として60～90 t／hまで対応できる。

発電所は、この方法は1996年夏期から試運転を終了し本格運用に入ったと説明しているが、解決しなければならない問題もあり、現在は試運転中と見なすことができる。

(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3通りの方法がある。それらの方法を以下に示す。

1) 車両による輸送（図3.7.1および図3.7.2参照）

a) 燃焼残渣はセメント輸送用車両かトラックのどちらかで輸送できる。こうした輸送形態は、輸送量が少ないか建設目的用に限って考えられる。フライアッシュをスラッジ貯蔵場へ輸送する場合には、約20 %の水分になるように加湿しなければならない。

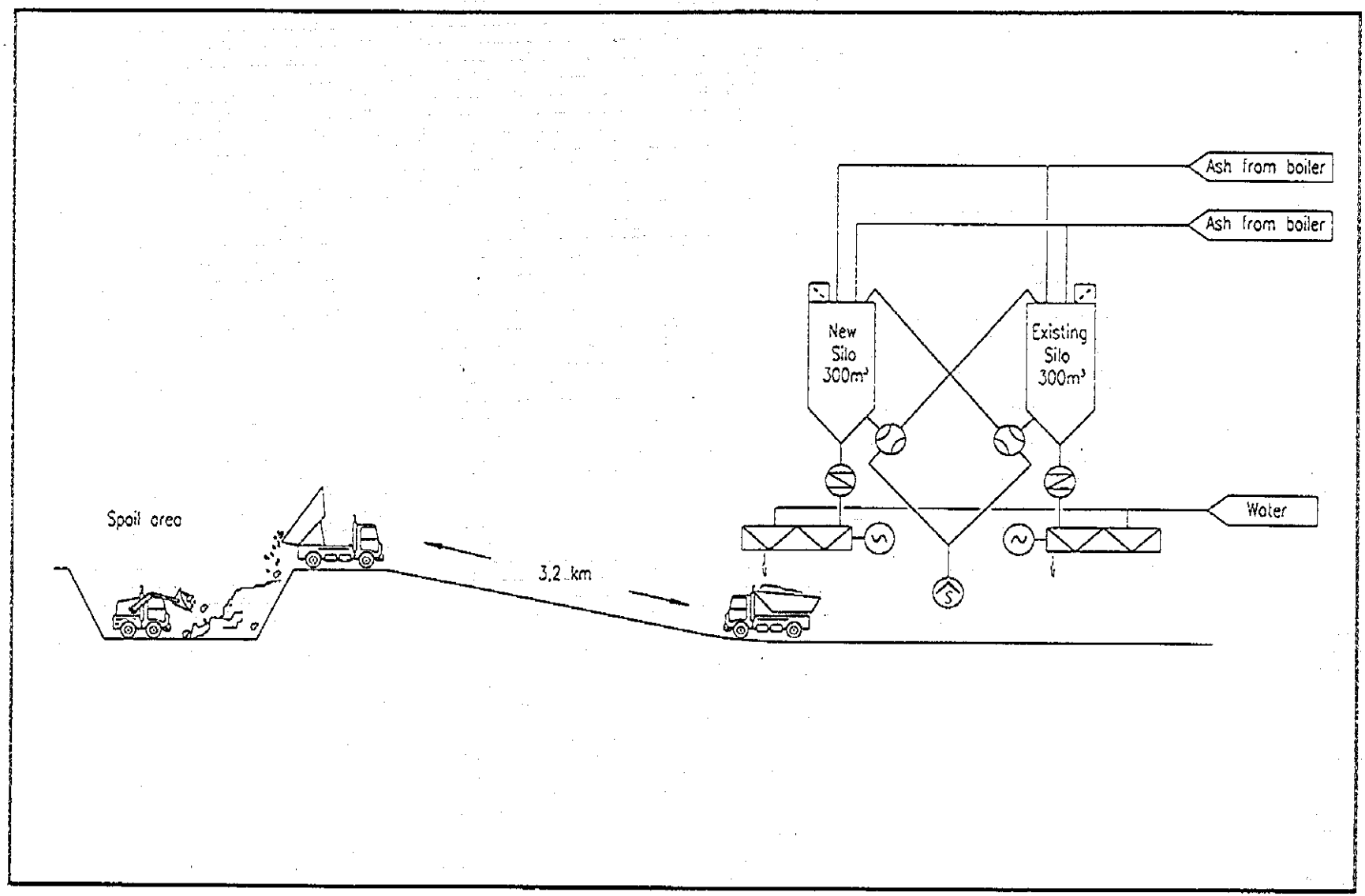
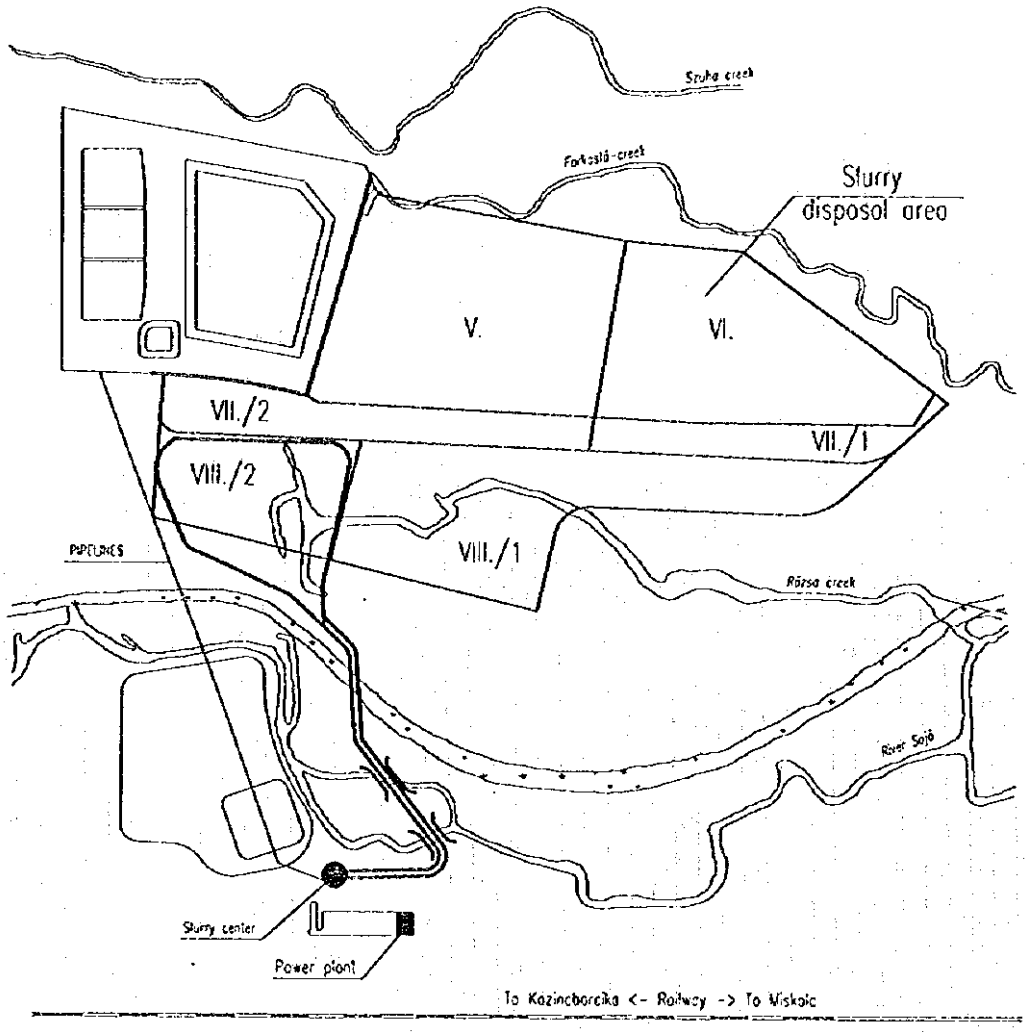


Figure 3.7.1 Slurry delivery by track

Sturry transport by truck



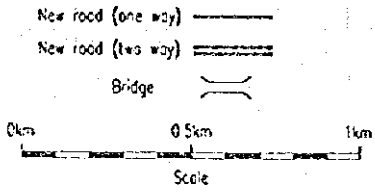


Figure 3.7.2 Site plan I

このようにして、ユニットから排出される水分を含んだ燃焼残渣の量は以下の通りとなる。

混焼の場合　　：　53 t／h（スラグ、フライアッシュ、水分）
最低品位炭専焼の場合　：　127 t／h（スラグ、フライアッシュ、水分）

2シフトで輸送したケースでは、輸送できる時間を1日14時間と仮定した場合、それぞれ91 t／hあるいは218 t／hを輸送しなければならない。そのためには、各12 tの積載能力をもつダンプを1時間に8から18回、運転する必要がある。1回の往復の輸送距離は6.4 kmで、トラックの駐車場での操車時間も含め約30分必要である。トラックへの積載と同様、フライアッシュの加湿に要する時間もダンプの到着後出発するまでの時間に含めなくてはならず、それは12 t積載につき2分と見積もられる。

よって、トラックにより輸送される毎時91 tあるいは218 tの積載物を積載するために使用できる時間は、それぞれ1時間当たり44分あるいは24分である。

フライアッシュを20％加湿するのに必要な加湿混合装置の能力は、混焼の場合で124 t／h、最低品位炭専焼で545 t／hとなる。上記距離をトラックで輸送するのに必要な時間30分に、混焼の場合の積載時間6分を加えた場合、再び積載を開始するのは36分後となる。そのため、1度に運転されるトラックの台数は6台となる。トラックは燃料を補給しなくてはならず、よって2台のトラックを待機用とした場合、最低必要なトラックの台数は8台となる。

同様に、最低品位炭専焼の場合、最低必要なトラックの台数は待機用の2台も含め12台となる。Sajó川に架かっている既存の橋は、トラックの輸送に不十分である。堤防や道路、橋を2車線に再建しなければならない。加えて、高重量に耐える舗装道路にしなければならない。2シフトの輸送と仮定した場合、最低必要な貯蔵容量は、それぞれ1,000 m^3および2,500 m^3となる（少なくとも16時間分）。

b)　道路工事

1時間に各積載容量12 tのトラック10台の交通量に必要な舗装道路の工事は、2車線区間の距離が1.2 km、1車線区間の距離が2.0 kmである。発電所とスラッジ貯蔵場の間を結ぶ道路は、Sajó川の本流および支流を横切るため、新しい2つの橋の建設も必要となる。洪水予防ダムに横断道路は許可されていないと考えられるので、新規の道路は堤防を建設することで適切な高さで通過させなければならない。当然、河川敷きにしばしば起こる洪水の妨げにならないように、適切な水のバイパスを設けなければならない。約10年後に将来のスラッジ貯蔵場に通ずるように新しい1車線の道路2 kmが必要になることに注意する必要がある。運転が2シフトのため、道路の点灯も必要となる。加えて、フェンスの取壊し、新しい門の建設も必要になる。周辺の土地を通る道路を通過する権利が、確保されなければならない。

2) ベルトコンベヤによる輸送（図3.7.3 および図3.7.4）

a) ベルトコンベア輸送の問題点

スラッジ貯蔵場までの輸送は、ベルトコンベヤによる方法でも可能である。灰を飛散させないようにするため、20～25 %の水分で加湿しなければならない。長距離輸送ベルトでは、積み替え点を数ヶ所設けなければならない。

輸送ベルトの到着点では、灰を積むためのパイルマシンが必要になる。ある区域における灰捨てが終了した後、地面には覆いをかけなければならない。覆いが終了するまで、未覆土部分は散水しなければならない。燃焼残渣を圧縮させない場合には、形成される堆積物は、固形化には不適切である。水の不浸透性は、圧縮によってさえシックスラッジ堆積物により与えられる値に達しない。

b) コンベヤブリッジの建設

ベルトコンベヤによりフライアッシュを輸送する場合、コンクリートの基礎の鋼鉄の橋脚により約25 m の間隔で支えられた長さ 2.0 km のコンベヤ用架橋が必要になる。河川敷きに建設される橋脚は、氷の動きに耐えられるように建設しなければならない。

3) 既存設備の拡張による輸送

拡張の必要性およびその程度を決めるため、2 つのケースについて検討しなければならない。

a) 混合炭を使用するケース

新設ボイラの排出する燃焼残渣の量は、44.2 t／h になる（発熱量ベースで 50%、50%混焼した場合）。この数値は、現在の微粉炭燃焼ボイラで生成される量より低く、この量は、接続設備を建設するだけで、既設設備を拡張することなく排出できる量である。

b) 最低品位炭を使用するケース

排出される燃焼残渣の量は、106 t／h となる。燃焼残渣を排出するため、スラリーセンターに設置された既存設備のわずかな変更と、既存のものと同形式の新設往復ピストンポンプの追加が必要となる。将来は輸送力を引き上げる関係上、輸送ライン DN 100 をライン DN 150 に交換する必要がある（結果的に DN 150 が 2 ライン、DN 125 が 1 ラインとなる）。

(3) 輸送方法の比較と結論

輸送方法の比較を表 3.7.1 に示す。

Table 3.7.1 Comparison of Transport Methods for Combustion Residue
(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
Operation cost	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

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3.7.1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。パイプラインによる輸送システム・フローを図3.7.5に示した。

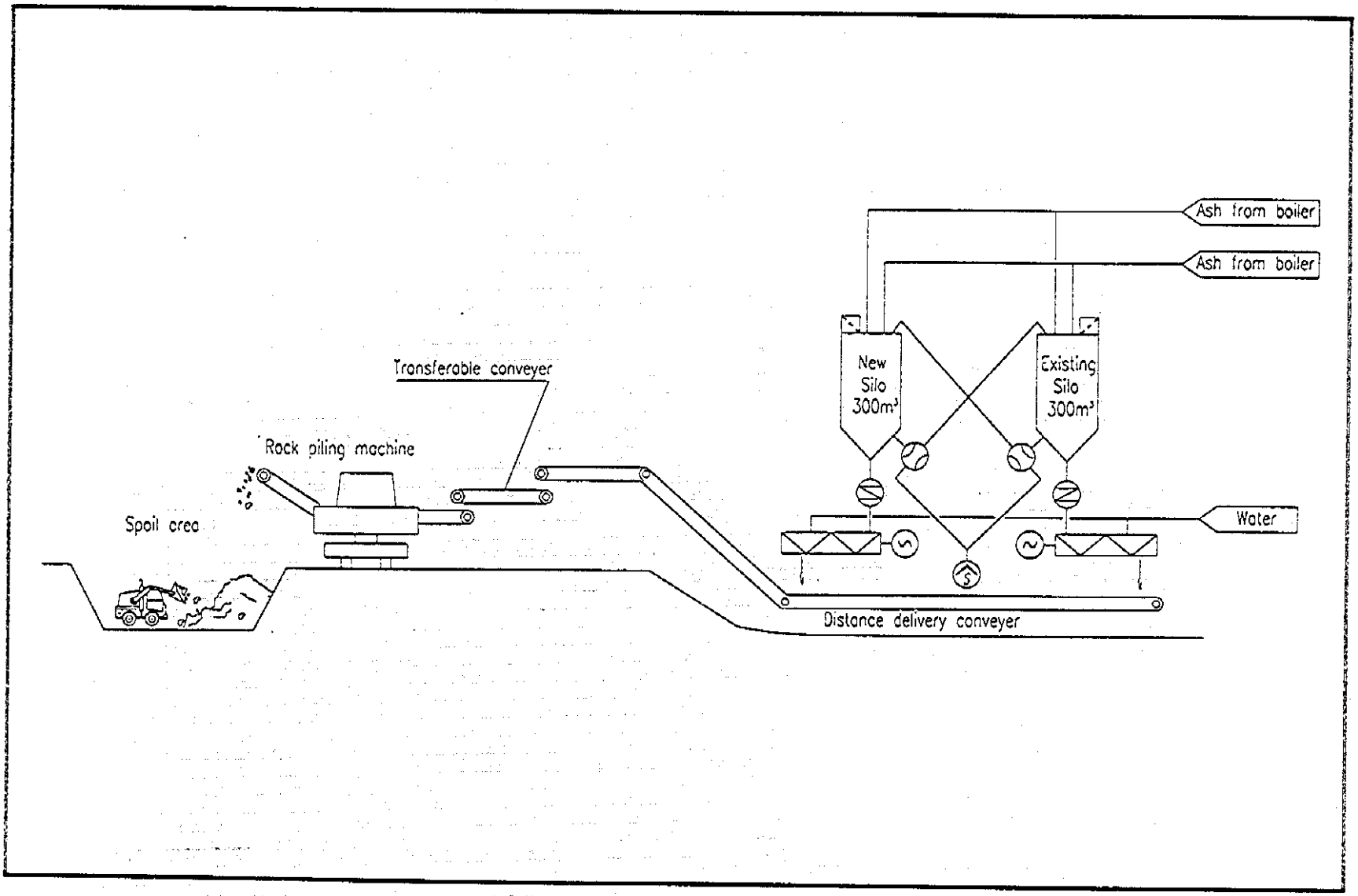


Figure 3.7.3 Slurry transport by conveyor

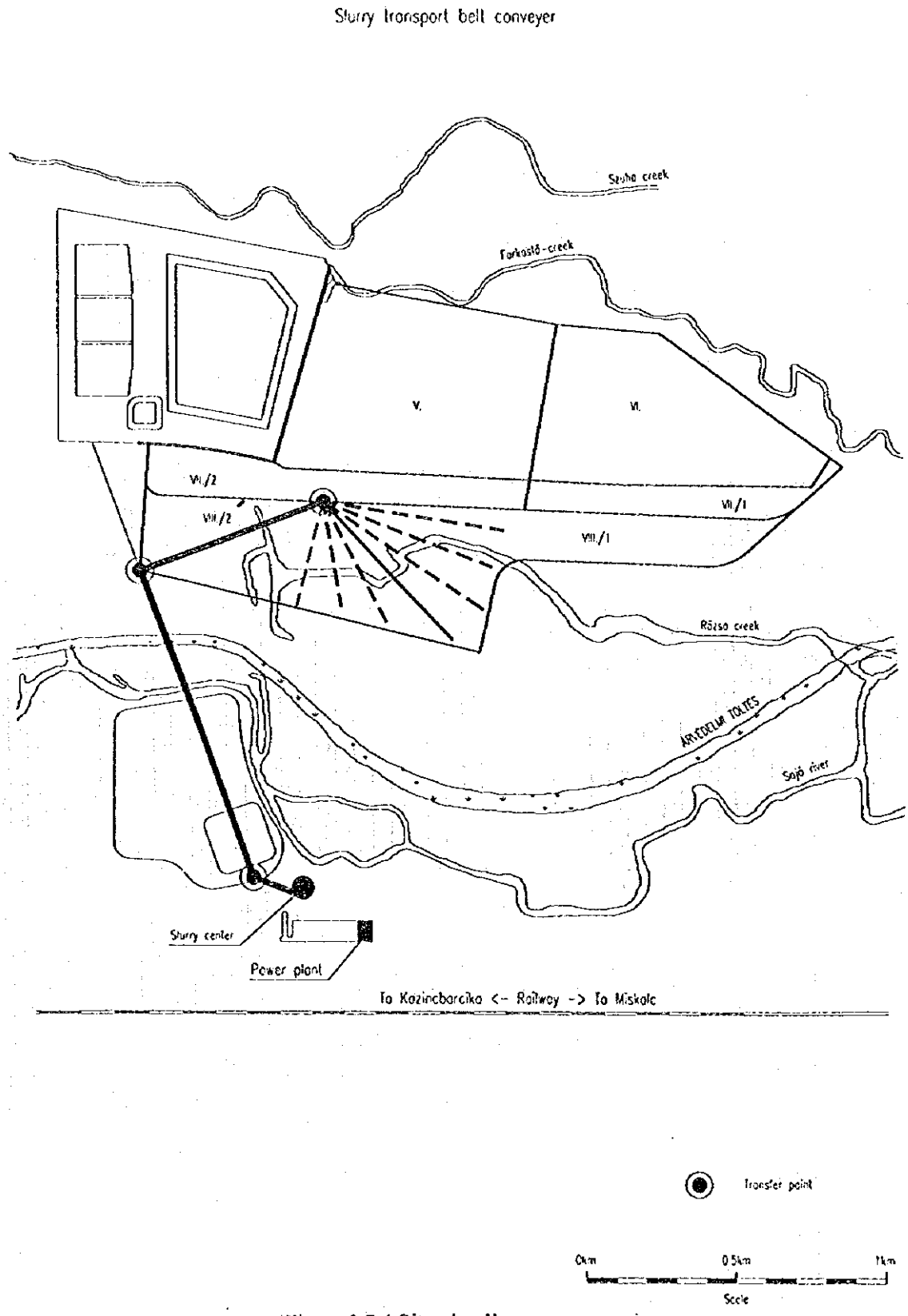


Figure 3.7.4 Site plan II

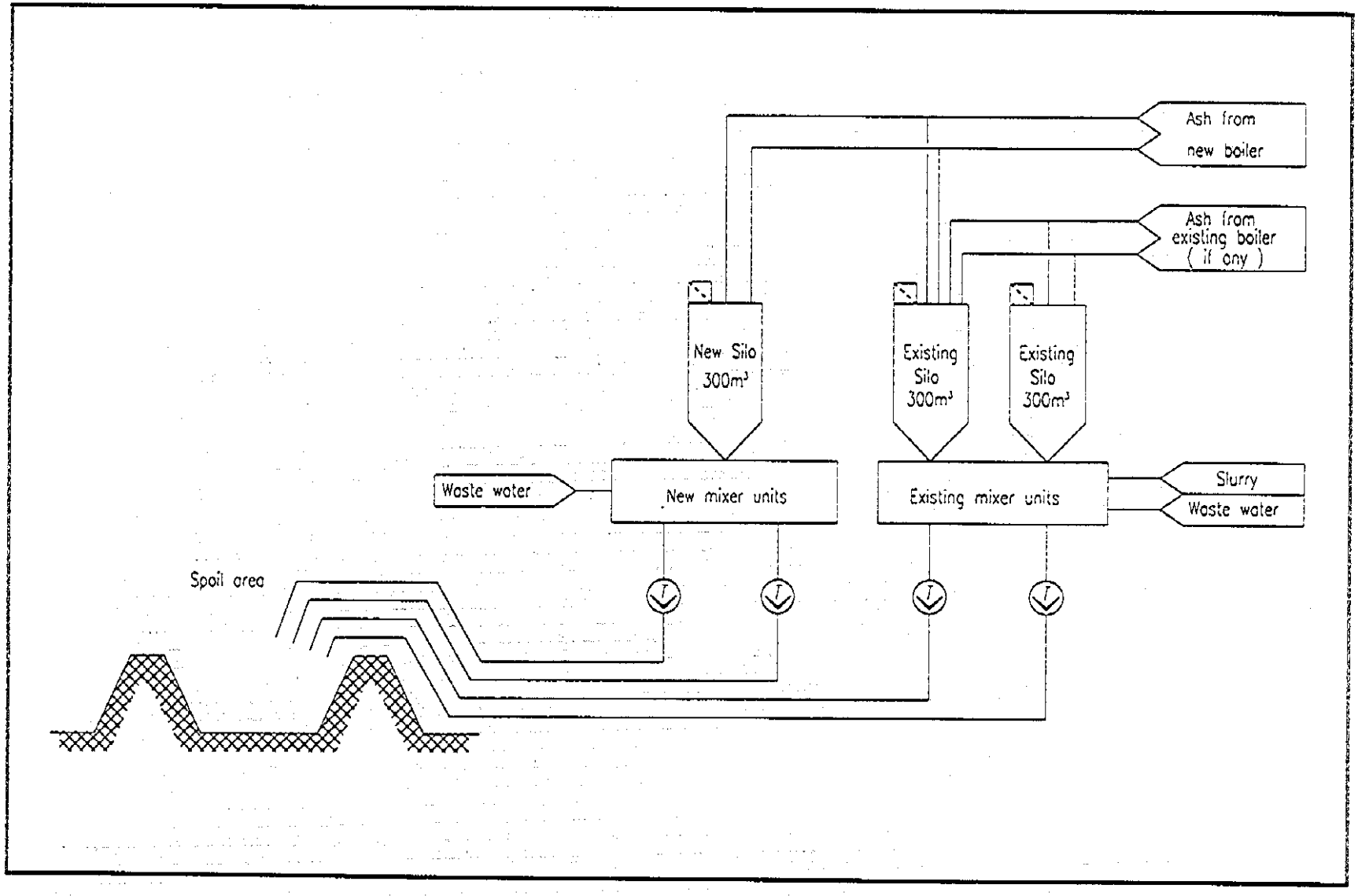


Figure 3.7.5 Slurry delivery by pipeline

3.8 既存施設の改善

3.8.1 既存ボイラ

(1) 既存ボイラの現在の状況

現在、発電所には、ボイラ建屋内に、全ての付属品も含めてMHDにより建設された100 t／h の蒸気容量ボイラが１０缶ある。ボイラの内の８缶は Borsod-100-M タイプ、他の２缶は Borsod-100-R タイプである。これらは、ガスおよび燃料油補助燃焼設備を付属した微粉炭燃焼蒸気発生器である。

表3.8.1 に主な技術仕様を示す。

Table 3.8.1 BORSOD - 100 - M and BORSOD - 100 - R Boilers

Denomination	BORSOD - 100 - M	BORSOD - 100 - R
	1 - 8	9, 10
Nominal output t／h	100	100
Max. output (2x3 hours) t／h	110	110
Surfaces - evaporating m²	467.5	506.6
- SH- I.	475.0	329.0
- SH- II.	89.0	160.0
- SH- III.	390.0	216.0
- ECO	1,460.0	1,703.0
- Sum	2,881.5	2,914.6
Volume - water m³	36.5	60.0
- steam	17.0	
- ECO	12.0	
Operational pressure bar	79.4	78.0
Design pressure bar	82.35	82.35
Pressure test bar	102.0	102.0
Steam temperature °C	500.0	500.0
Feed water temperature °C	190.0	190.0
License of operation valid	2001.XII.31.	2014.XII.31.

これらのボイラは 1978～1985 年の間に、4 ステップで改良が行われた。すなわち、第 1 段階は No.4, 5, 6、続いて No.3, 2, 1、No.7, 8、最後に No.10, 9 のボイラが改良された。

ボイラ No.1～8 は、鉄製構造物は部分的に残されたが、耐圧部の全ては交換された。すなわち、エコノマイザ、蒸発管、スーパーヒータは新規ドラムとともに交換され、結果的にドラムは 1 基となり、水冷壁が設置された。第 2 パスは、パネル構造である。ボイラ No.9 と 10 は、火炉が水冷壁に交換されたのみで、2 基のドラムシステムおよび 2 基のパスは変更されなかった。

(2) 既存ボイラの設備改善計画の検討

1) 熱需要量

現在発電所は周辺の企業に対するプロセス蒸気ならびに地域暖房用熱水を生産しており、設備改善後の既存ボイラは、主にこれらの目的に供される。

① ピーク契約による熱需要量

周辺企業と契約されたピーク時の熱供給量を表 3.8.2 に示す。

Table 3.8.2 Contracted Peak Heat Demand

熱形態	圧力／温度	t／h	MW
蒸　気	29 bar	135	119.48
	15 bar	11	8.96
	6 bar	42.8	34.44
	小計	188.8	162.88
熱　水	(150／80 °C)	–	78.35
	Total :	188.8	241.23

② 季節変動

季節別の熱供給量を、表 3.8.3 に示す。

Table 3.8.3 Seasonal Fluctuations of the Heat Demand

熱供給量		冬季	夏季
29 bar. steam	MW	76	24
15 bar. steam	MW	8	2
6 bar. steam	MW	22	6
total. steam	MW	106	32
Hot water	MW	33	6
Grand total	MW	139	38

③ 設備再建後の熱供給能力

設備改善後の熱供給能力を表3.8.4 に示す。

Table 3.8.4 Heat Supply Capacity After Renovation

Turbine	Steam consumption t/h	29 bar t/h	15 bar t/h	6 bar t/h	Hot water MW
V.	112	-	-	-	63
VII.	90	60	30	-	-
New 32MW	253	110	44		
Total output :		170	74		63

これらのデータから、設備改善後も4ユニットの蒸気発生設備（100 t/h×4）は十分な熱供給能力を持つと考えられる。

150MWeユニットが完成した場合は以下の運転形態が考えられる。

A. 150MWe新設ユニットが発電－熱供給モードの場合：4基の既存ボイラのうち3基が運転され、1基はスタンバイもしくは停止される。この場合130MWthの熱量が供給され、ピーク契約需要量の約54%をカバーするが、発電量は制限される。

B. 150MWe新設ユニットが停止の場合：4基の既存ボイラから熱供給

Table 3.8.5 Operation Mode Pattern After Commissioning of the New Unit

運転形態	A	B
既存ボイラ　：4×100 t／h	1 基停止	全基運転
新設ﾕﾆｯﾄ　：444 t／h	熱電併供運転	停止

Table 3.8.6 Heat Production Capacity

ケース		A	B
既存ボイラ	MW	215	287
新設ボイラ	MW	329	-
全生産量	MW	544	287
復水運転による生産量	MW	162	-
発電－熱供給による発電量	MW	72	36
自己消費	MW	11	6
ロス	MW	8	4
全消費量	MW	253	46
供給網への熱量	MW	291	241
契約量（ピーク）	MW	241	241
余力・不足	MW	+50	0

2) 設備改善対象ボイラ

各ボイラの蒸発管の管理上の厚さは保証されていることから、監督官庁からの使用の許可を新たに得ることにより、長期間にわたりボイラを運転することができ、設備改善対象ボイラは、発電所管理技術者並びにメーカ技術者の検討結果から No. 5、7、9、10 とすることとされた。

なお、使用許可は No.1～8 が 2001 年 12 月、No.9, 10 が 2014 年 12 月までである。

表 3.8.7 にボイラ蒸発管の厚さに関する検査結果を示す。

Table 3.8.7 Tube Wall Thickness

Boilers	No. 5	No. 7	No. 9	No. 10
Chamber calculated measures straight/bended	Ø57 x 4 (1) 2.69/2.64 (2)	Ø57x4 2.69/2.64	Ø57x4 2.69/2.64	Ø57x4 2.69/2.64
ECO tubes	Ø32x3.2 1.42	Ø31.8x4.0 1.42	Ø32x3.2	Ø32x3.2
Suspension tubes	Ø32x5 1.35	Ø32x5 1.35	Ø32x5	Ø32x5
Superheater SH-1 tubes	Ø32x4 1.38	Ø31.8x4 1.38	Ø32x4	Ø32x4
Superheater SH-3 tubes	Ø38x5 3.03	Ø38x5 3.03		Schott Ø38x4
Qualification	Licence of operation + Out of operation	Preserved "Permanenc e shortage" Out of operation	Stand-by	Stand-by
Air preheaters	Combined steel plate lined box type (old fashioned) and cast iron. finned type.	After 1988 Tubular (bare)	Lower. inlet edges worn. permanent fixing needed Damaged. clogged. replacement difficult	

(1) According to original drawings (chosen dimension)

(2) Calculated dimension (dimensions)

All of the tubes checked proved that all measured thickness were well above the calculated values.

3) 設備改善の方法

30～40 年にわたって運用してきた既存ボイラの環境改善のための近代化に用いるいくつかの技術的方法が検討できる。

- ハイブリッド流動床燃焼システムはハンガリーの独自の技術を使用しており、現在の排ガス規制をクリアすることができるが、2005 年以降のボイラの使用を考慮すると、十分な技術であるとは言えないため改善案から除外される。

- 現在の伝熱管面積のままボイラをガス燃焼に燃料転換した場合、タービンの能力を増加させなければならない。この場合、タービンの改造を要するためこの案の改善案から除外される。

既存ボイラの改善案は結果として 2 つの代替案が選定された。第 1 案は現在の微粉炭燃焼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 FGD を取り付ける方法。第 2 案はボイラ燃焼室容積（伝熱面積）を減少させた上、ガス－燃料油燃焼をする方法である。

表 3.8.8 に改善案と検討すべきその問題点を示した。

Table 3.8.8 Alternatives for Boiler Renovation

項目＼改善案	微粉炭燃焼＋排煙脱硫装置	ガス・燃料油燃焼
燃料供給	長期の運用を考慮し、Borsod 炭と輸入炭の混焼	ガス･燃料油安定供給の確認が必要
ボイラの設備改善	変更なし	火炉内の伝熱面積を縮小する必要あり
環境保全と排ガス処理装置	節水型半乾式脱硫装置の設置 スラッジ、フライアッシュの輸送と最終処分の方法を調査する必要がある	低 NOx バーナの導入
燃料・脱硫剤の供給	脱硫剤の供給システムが必要	燃料供給システムの変更
制御システム	既存制御システムの設備改善	新規導入

4) 微粉炭燃焼＋排煙脱硫装置案

長期にわたり微粉炭燃焼を継続する場合は、50mg／m^3と規定されるばいじんの規制値を満たすため、電気集塵機（EP）が必要であり、さらに効果的な脱硫装置を組み込む必要がある。

脱硫技術には、湿式、乾式、半乾式があるが、

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、本案では節水型半乾式装置を採用することとした。

節水型半乾式脱硫装置は、燃焼排ガス中の SO_2 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。

a) SO_2の除去

半乾式脱硫プロセスによる SO_2 の除去効率は 90%またはそれ以上で、おおむね湿式方式の効率に等しい。

半乾式脱硫装置における反応は以下の通りである。

$$Ca(OH)_2 + SO_2 \rightarrow CaSO_3 + 1/2\ H_2O + 1/2\ H_2O$$
$$CaSO_3 + 1/2\ O_2 \rightarrow CaSO_4$$

b) 脱硫剤

脱硫剤は CFB ボイラからのフライアッシュを利用する。脱硫剤の消費量は石炭中のＳ分を 2.2%とすると、

Ca／S モル比	1.35	2.00
消石灰換算 t／h	15.80	23.43

c) 副生物

半乾式脱硫装置の副生物は主に硫酸カルシウムと亜硫酸カルシウムならびにボイラからのフライアッシュである。生成物中の水分量は 1%以下であるため、反応容器内の壁面へのスケールの付着はきわめて少ない。副生物の総量はシステムに入る排ガス中の SO_2 の含有量、酸性ガスの吸収効率ならびに消石灰の使用量により支配さる。

5) 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。

燃料転換後も 100t／h の蒸発量を得るが、100-M 型と 100-R 型の構造はわずかに異なるため、改造による火炉サイズは別々に求め、熱計算結果データを表 3.8.9 に示した。

この結果、既存ボイラの下部蒸発管とボイラフラン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。一方、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。取り付けに当たっては、バーナに対しオペレータが最適に作業できるように配慮する。また、排ガス再循環ファンも新たにボイラボトムプレートに設置される。降水母管と接続管は下部のヘッダに移設する。また、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ことにより、ボイラ効率は 90％以上を達成することが保証される。図 3.8.1～3.8.2 にボイラ下部の撤去部分を示した。

Table 3.8.9 Summary of Thermal Calculations

BORSOD - 100 - M boilers Nos. 5 & 7							
Fuel		Gas			Oil		
Boiler boad	%	110	100	30	110	100	30
Boiler efficiency	%	92.3	92.6	91.0	92.3	92.2	90.7
Natural gas	Nm³／h	8,687	7,902	2,428	-	-	-
Oil	kg／h	-	-	-	7,215	6,688	2,066
Combustion air	Nm³／h	92,317	83,979	25,636	89,515	81,430	24,793
Recirc. flue gas	Nm³／h	0	0	48,000	0	0	48,000
Flue at boiler outlet	Nm³／h	118,806	108,076	32,992	112,240	101,193	30,811
Temp. of flue gas	°C	124	121	114	133	131	119
BORSOD - 100 - R boilers Nos. 9 & 10							
Fuel		Gas			Oil		
Boiler boad	%	110	100	30	110	100	30
Boiler efficiency	%	92.1	92.3	90.5	91.7	91.7	89.9
Natural gas	Nm³／h	8,667	7,862	2,405	-	-	-
Oil	kg／h	-	-	-	7,398	6,726	2,057
Combustion air	Nm³／h	93,397	85,427	30,958	88,446	80,406	29,063
Recirc. flue gas	Nm³／h	0	0	50,000	10,000	10,000	50,000
Flue at boiler outlet	Nm³／h	128,284	117,336	40,742	117,708	107,008	37,200
Temp. of flue gas	°C	145	141	127	169	163	140

No calorifier, but with hot air recirculation.
Nominal load 100 % = 100 t／h
Limited duration of operation at 110 % (max. allowed duration 2x3 hours)

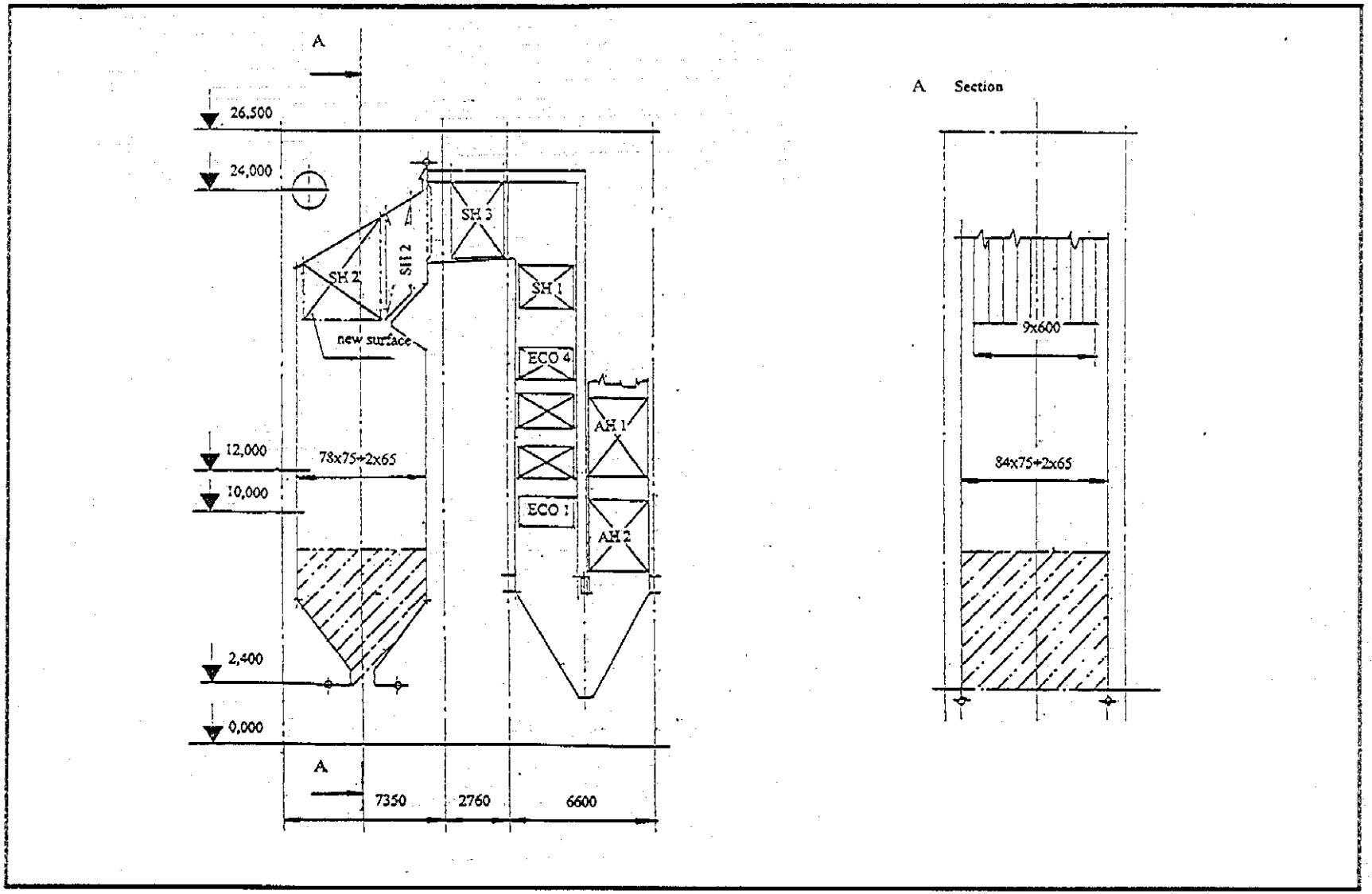


Figure 3.8.1 Downsize of combustion camber (100-R type)

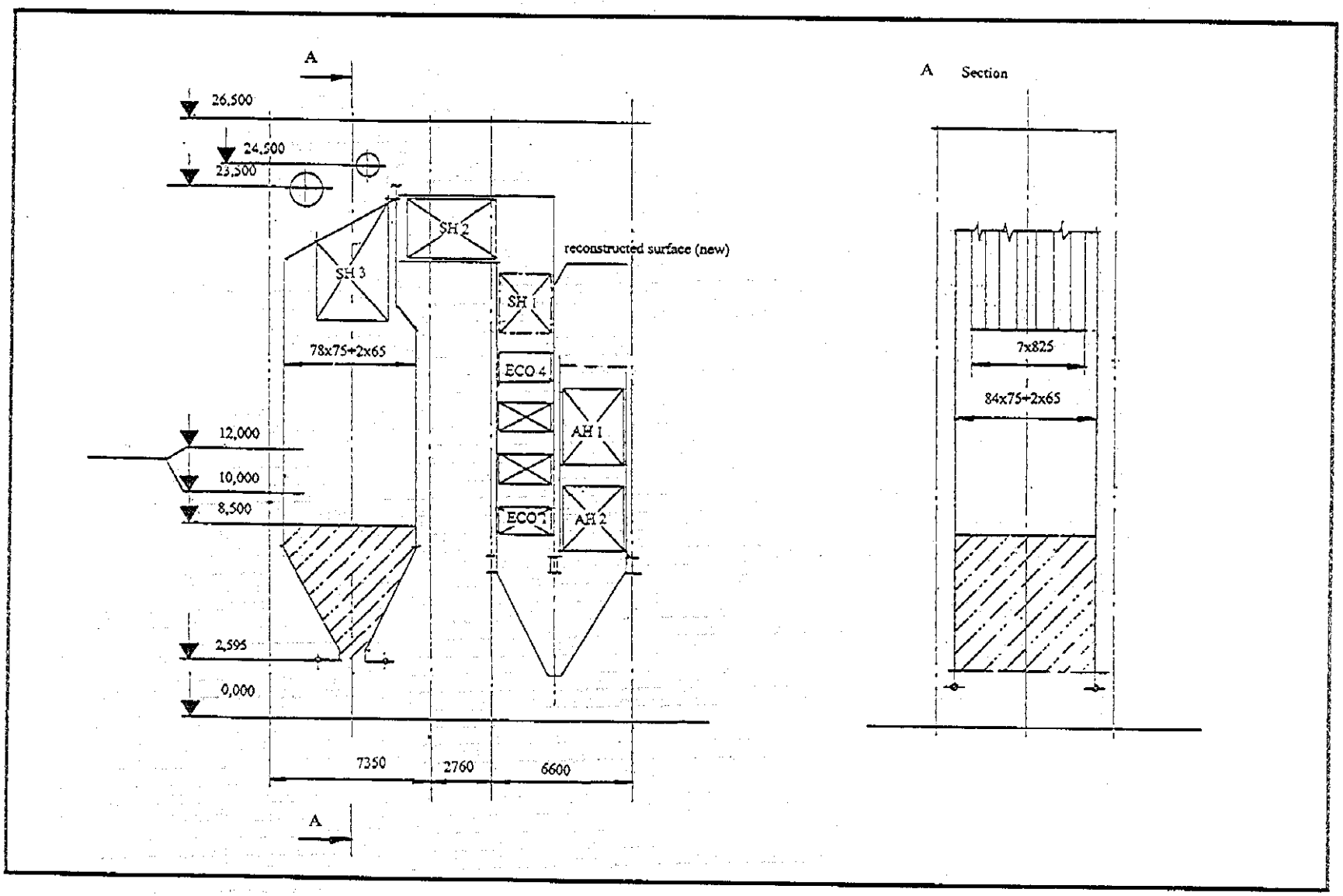


Figure 3.8.2 Downsize of combustion camber (100-M type)

(3) 検討結果

検討結果を表3.8.10に示す。

Table 3.8.10 Comparison of Alternatives

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	46,818,400 USD
運転維持費	3.2%／年	2.5%／年
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。

3.8.2 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　新設ユニットの概要

4.1.1　主要サブシステムとユニットの容量

(1)　主要サブシステム

新設ユニットは発電ユニットであるが、同時に蒸気タービンの抽気から得られる蒸気を利用した熱供給も可能である。ユニットの主要なサブシステムは以下のとおりである。

- 石炭燃焼循環流動床（CFB）ボイラ
- 復水タービンと発電機
- 給水システム
- 冷却システム
- 熱水・蒸気供給システム
- 石炭荷受け・貯蔵・輸送システム
- 石灰石荷受け・貯蔵・粉砕・輸送システム

(2)　設計パラメータと容量

冷却システムの基本的設計パラメータは周囲大気温度 15℃、熱供給なしという条件で決定した。

<u>ユニットの定格パラメータ</u>

設備電気容量	150.0 MW
利用可能な総電力容量	150.0 MW
所内電力消費量	8.7 %
正味の利用可能総電力容量	137 MW
保守時間	720 hrs／y
強制運転停止時間（～10%）	840 hrs／y
稼働時間（理論値）	7,200 hrs／y
実有効容量	112.6 MW

強制停止係数値は、ユニット自体の停止に加えて、熱供給ピーク時に既設の熱供給設備が停止した場合、その用に供することを考慮して決定した。

ユニットの熱供給容量は以下のとおりである。

29 および 15 バール蒸気	最大	70 t／h	62 MW
6 バール蒸気	最大	23 t／h	18 MW
温水（150／80℃）	最大		50 MW
合　計	最大		130 MW

このユニットから得る最大熱量は発電所の契約ピーク容量より小さい。このため、ピーク時には、既存設備からも熱を供給する必要がある。

4.1.2 エネルギー特性

図 4.1.1 の P－Q 線図は熱電併給を行った場合の当ユニットの発電および熱生産容量を示したものである。この図は熱供給に伴う当ユニットの発電容量の限界を説明している。熱生産量の増大に伴って、発電容量が低下するだけでなく、送電容量の範囲も小さくなることがわかる。

図の AB 部分は 100％復水モードでの発電で、AE 部分は最大ボイラー負荷での電熱生産、BC 部分は最低ボイラー負荷時の生産、一方 CD 部分は強制復水運転を最低限に押さえたことで増大する熱電併給モードを示す。

表 4.1.1 に復水運転モードおよび熱電併供モードでの種々の負荷条件下でのエネルギー特性を示す。表中のそれぞれのモードでの負荷条件 a～e は以下のとおりである。

1) 100％復水モードでの発電

a) 通常負荷、+15℃（設計条件）
b) 最適負荷（75％）
c) 最小負荷（30％）
d) -15℃時全負荷
e) +30℃時全負荷

2) 熱電併供モード

a) 冬期最大熱需要、-15℃時、全負荷
b) 冬期熱需要、-5℃時、全負荷
c) 過渡期熱需要、+10℃、75％負荷
d) 夏期熱需要、+15℃、30％負荷（最低負荷）
e) 夏期最小熱需要、+30℃、30％負荷（最低負荷）

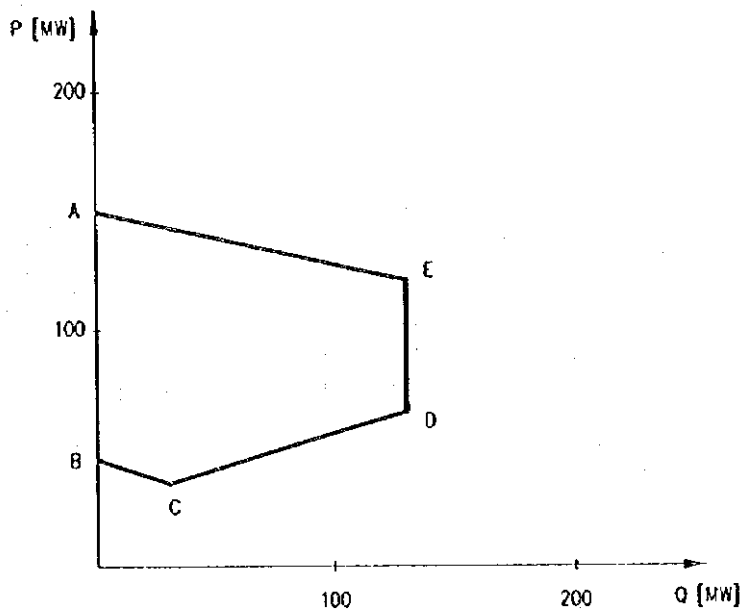


Figure 4.1.1 P－Q Diagram of the 150 MW Unit

4.1.3 蒸気－水サイクル

表4.1.2にユニットの蒸気－水のサイクルに関わる主要機器を示す。これら機器の接続関係を図4.1.2の熱フローダイアグラムに示す。

Table 4.1.1 Energetic Characteristics of the 150 MW Unit

Operation mode		Condensing operation mode					Cogeneration mode				
Load condition		a.	b.	c.	d.	e.	a.	b.	c.	d.	e.
Fuel heat input	MW	382.0	278.5	135.8	382.0	382.0	388.0	387.5	280.0	135.6	135.7
Boiler efficiency	%	90.3	91.0	90.0	90.3	90.3	90.3	90.3	91.0	90.0	90.0
Heat transferred to steam	MW	344.9	253.5	122.2	344.9	344.9	350.4	349.9	254.8	122.1	122.1
Electricity generated in:											
- condensation	MW	150.0	112.5	50.6	152.9	147.7	81.7	87.1	81.2	45.0	46.3
- cogeneration	MW	-	-	-	-	-	40.2	37.3	17.6	3.6	1.9
Electricity produced total	MW	150.0	112.5	50.6	152.9	147.7	122.0	124.5	98.8	48.6	48.2
Electric self consumption	MW	13.0	11.2	8.3	13.1	12.9	11.7	11.8	10.6	8.2	8.2
Net electricity output	MW	137.0	101.3	42.3	139.8	134.8	110.3	112.7	88.2	40.5	40.0
Heat dissipated in condensation	MW	181.4	130.0	64.2	178.5	183.8	88.1	91.9	89.5	56.7	61.6
Heat delivery											
- 29 bar	MW	-	-	-	-	-	46.1	48.0	19.0	-	-
- 15 bar	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 6 bar	MW	-	-	-	-	-	34.0	32.0	21.0	4.0	-
- hot water	MW	-	-	-	-	-	49.9	43.0	17.0	6.0	5.0
Heat delivery total	MW	-	-	-	-	-	130.0	123.0	57.0	10.0	5.0
Self heat consumption	MW	7.5	5.6	2.2	7.5	4.5	7.5	7.5	5.6	2.3	2.3
Losses (for boiler heat input)	MW	6.0	5.4	5.2	6.0	6.1	2.8	3.1	3.9	4.4	5.1
Heat rate:											
- for net electricity output	kJ/kWh	10037	9900	11547	9837	10203	7822	7892	8770	11025	11671
- for net heat output	kJ/kJ	-	-	-	-	-	1.141	1.142	1.141	1.177	1.182
Efficiency:											
- for net electricity output	%	35.9	36.4	31.2	36.6	35.3	46.0	45.6	41.1	32.7	30.8
- for net heat + electricity output	%	35.9	36.4	31.2	36.6	35.3	61.9	60.8	51.9	37.2	33.2

Table 4.1.2 Main Equipment in the Steam-Water Cycle

Equipment	Set	Main Parameters
CFB boiler system	1	460/430 t/h (reheat) 165/45 bar (reheat) 540/540 °C (reheat)
Steam turbine	1	460 t/h, 150 MW
HP by-pass	1	270 t/h (60%),165/50 bar
LP by-pass	1	330 t/h, 45/3/0.1 bar
Condenser	1	300 t/h, 0.09 bar, 186 MW
Vacuum pump	3	
Wet cooling tower	1	
Cooling water pump, 3 x 50%	3	3 x 11,000 m^3/h
Condensate pump, 2 x 100 %	2	2 x 340 m^3/h, 20 bar
LP feed water heater	4	3 x 12 MW, 1 x 14 MW
Heater condensate pump, 2 x 100 %	2	2 x 40 m^3/h, 20 bar
Heat exchanger returning pump, 2 x 100 %	2	2 x 70 m^3/h, 20 bar
Feedwater tank with deaerator	1	150 m^3, 10 bar/180 °C
Feed pump, 3 x 50 %	3	3 x 320 m^3/h, 210 bar
HP feedwater preheater	2	2 x 17 MW
Steam reducing station for auxiliary pipe	1	85 t/h, 50/15 bar
Hot water heat exchanger (base and peek)	2	28 MW (PN40) 22 MW (PN40)
Hot water circulating pump, 3 x 50 %	3	3 x 600 m^3/h, 185 m, PN40
Condense tank	1	200 m^3
Condense feed back pump, 2 x 100 %	2	2 x 30 m^3/h, 40 m
Boiler filling pump, 2 x 100 %	2	2 x 40 m^3/h, 80 m
Expander	1	10 m^3
Expander	1	10 m^3
Diesel aggregate	2	300 kW

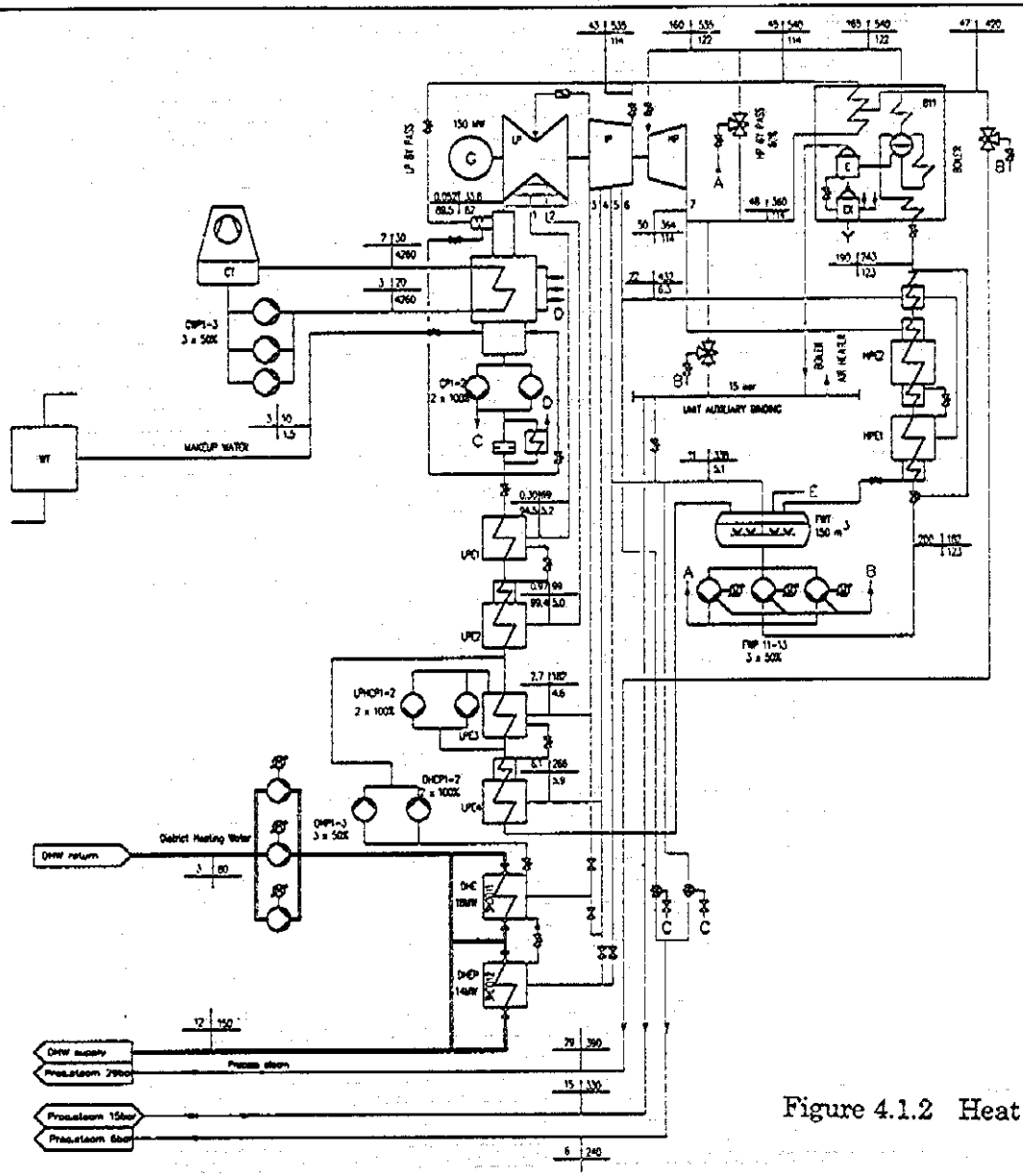


Figure 4.1.2 Heat Flow Diagram of the 150 MW Unit

4.2 プラント・レイアウト

4.2.1 プラント・レイアウト

150MW の新規ユニットのプラント・レイアウトは 3.4 節の図 3.4.2 に示すように決定した。プラント敷地内の全体レイアウトを図 4.2.1 に示す。

(a) タービン軸が既存タービンのそれと平行になるようにタービン建屋（60×27m）を建設する。タービン建屋前面壁は鉄道および主道路に向ける。

(b) タービン建屋の建設に際し、発電所の既設本館への側線軌道を撤去する。旧タービン建屋および新設 150MW ユニットへの輸送業務は道路を使って行う。

(c) タービン建屋とボイラーとの間には巾 9m、高さ 15m の給水建屋を設け、給水ポンプを収納する。150m³の屋外型給水タンクをこの建屋屋上に設置する。

(d) 給水建屋に続いて、ボイラー付属の石炭、石灰粉、および砂の貯蔵サイロを巾 12m のバンカー・トラクトに設置する。

(e) 屋外設置ボイラーはバンカー・トラクトに続いて配置する。ボイラーには天井カバーと側面カバーを取り付けて気象の影響から防護し、また部外者がコントロールに立ち入るのを防止する。カバーはボイラー自体の構造で支持し、別個にボイラー建屋を取り付ける必要がないようにする。

(f) 電気集塵機と誘導ドラフトファン 2 基および内径 4m、高さ 130m の鉄筋コンクリート煙突をボイラー軸延長上に設置する。

(g) 広さ 24m×30m、高さ 15m の中央制御棟をボイラー建屋と給水建屋に囲まれたコーナーに建設する。

(h) 発電プラントユニットは将来南東方向に拡張できる。

(i) 石灰石処理プラントは敷地の北東端に新たに収用する区画に設置し、冷却塔は敷地の南東端に設ける。第 2 の 150MW ユニットを設ける場合、冷却塔は第 1 のユニットの冷却塔の北東部に設置できる。

4.2.2 主要機器の配置

(1) タービン・発電機および補器

タービン建屋は長さ 60m 巾 27m、高さは 27m で、オペレータの作業高さは+9.70m とする。

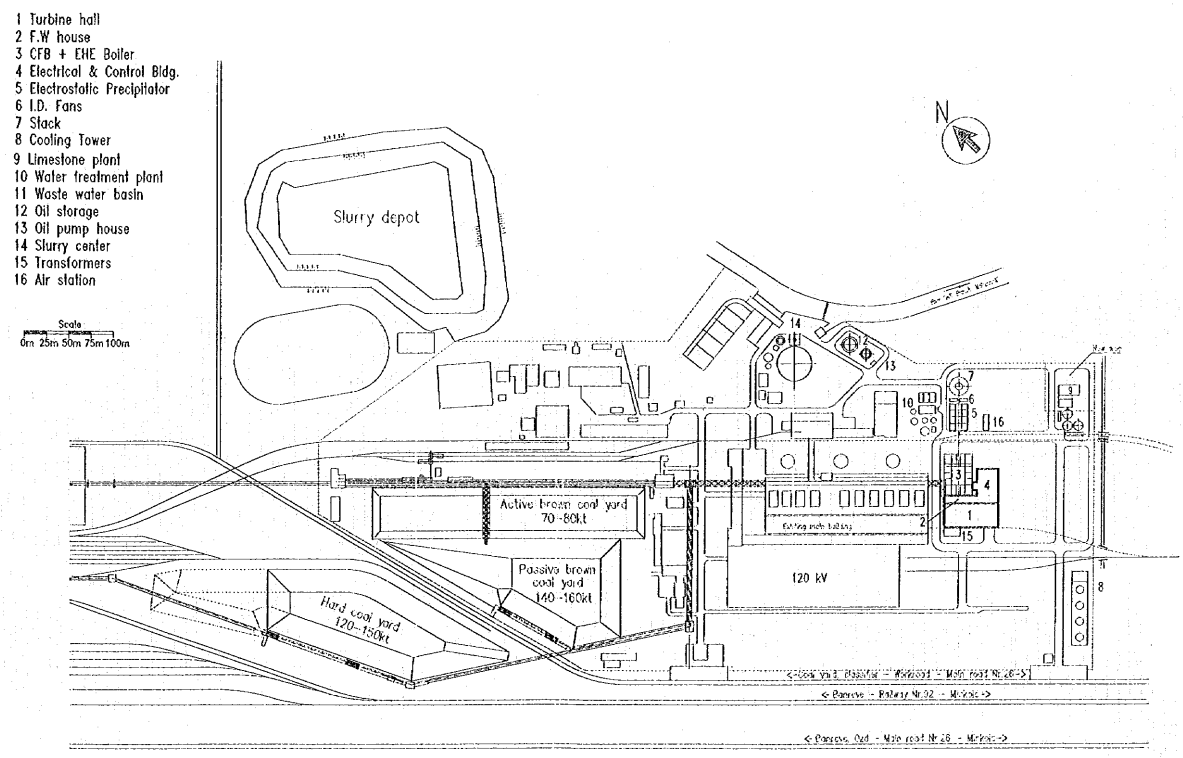


Figure 4.2.1 General Plant Layout

タービン室では室内を走行する 50 トン橋形クレーンを使用する。レールトップの高さは 21.5m とする。（図 4.2.4 参照）

タービン建屋 1 階（±0.0m）には、以下のように機器を配置する。（図 4.2.2 および図 4.2.4 参照）

1) タービン支持 RC 台（30m×11.5m）は床からの 10 本の脚で支える。発電機側は既設の主建屋に面しているが、組立場はタービン建屋の南西部分とする。

2) 蒸気タービンの復水器および2基の地域暖房用熱交換器はタービン支持RCプレートの下に取り付ける。保守作業時に復水器や熱交換器のチューブを取り外し、取り付けできるように十分なスペースを確保する。

3) 発電機の冷却機器は発電機下側に設置する。

4) タービンのオイルタンクはタービンの据付高さに応じて鋼製フレーム上に設置する。

5) 主復水ポンプ 2 台はタービン支持台近くのピット内に取り付け、ポンプの入口側で必要な揚程を確保する。

6) 大形冷却水管路を床面（0 レベル）下のチャンネル内に設置し、建屋の南西壁から地下を通って湿式冷却塔に連絡させる。

7) タービン支持台と給水建屋との間に給水加熱器を中段に取り付け、鋼構造物で支持する。立形の低圧加熱器 4 台と高圧加熱器 2 台を一列に配置する。熱交換器面には、天井クレーンでマントルをつり上げることによりアクセスできる。

8) 地域暖房用の循環ポンプ 3 台も床面に設置する。設置位置は給水ポンプの近くとする。

タービン・フロア（+9.70m レベル）には以下のように機器を配置する。（図 4.2.3 および 4.2.4 参照）

1) タービンの軸中心は+11.0m 高さである。蒸気タービンは 2 車室とし、低圧部の出口は 2 流になってコンデンサーに接続する。

2) 発電機とエキサイターも同一の軸位置である。発電機ローターへの配線のため、十分なスペースを確保する。

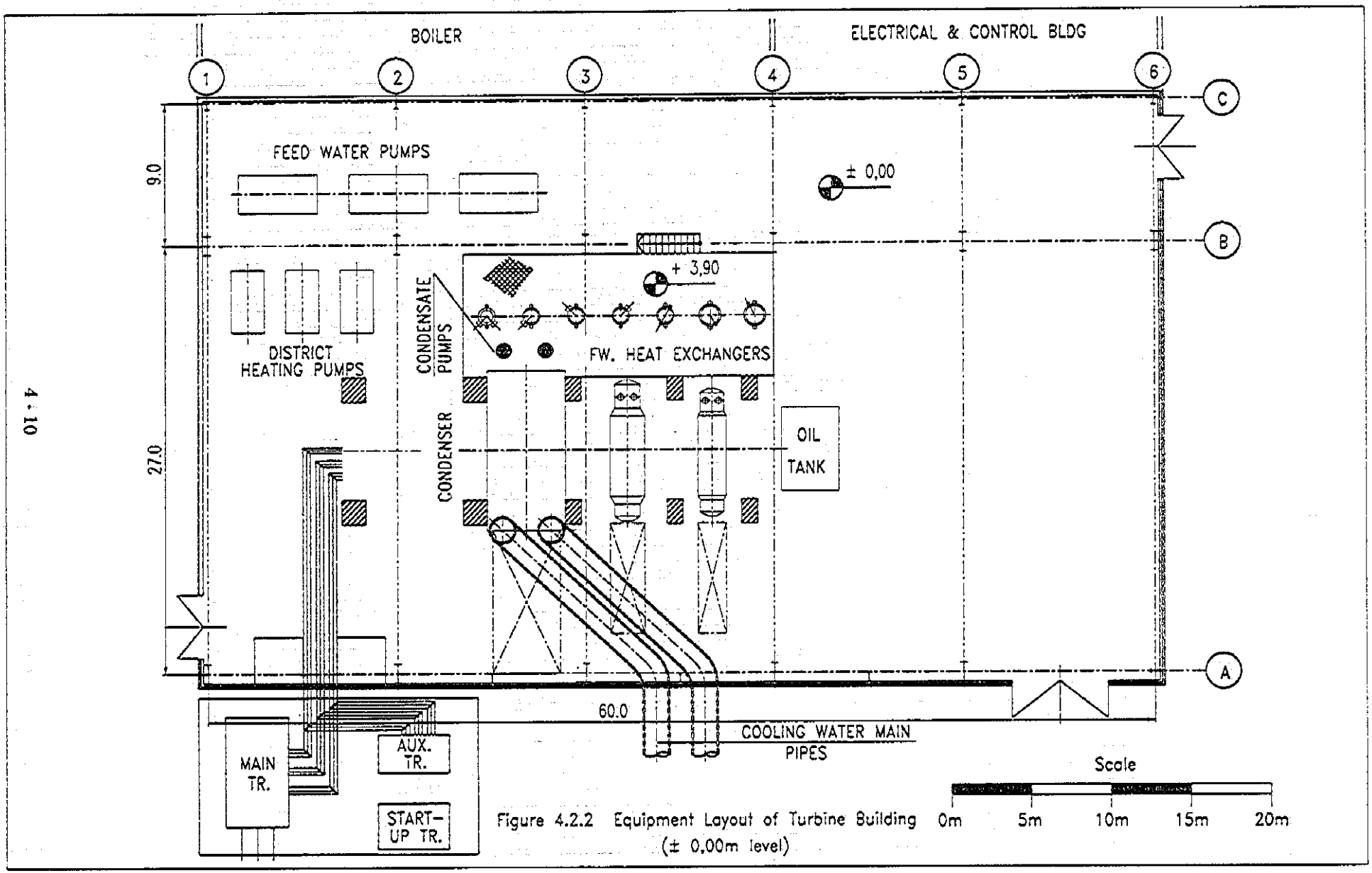


Figure 4.2.2 Equipment Layout of Turbine Building (± 0.00m level)

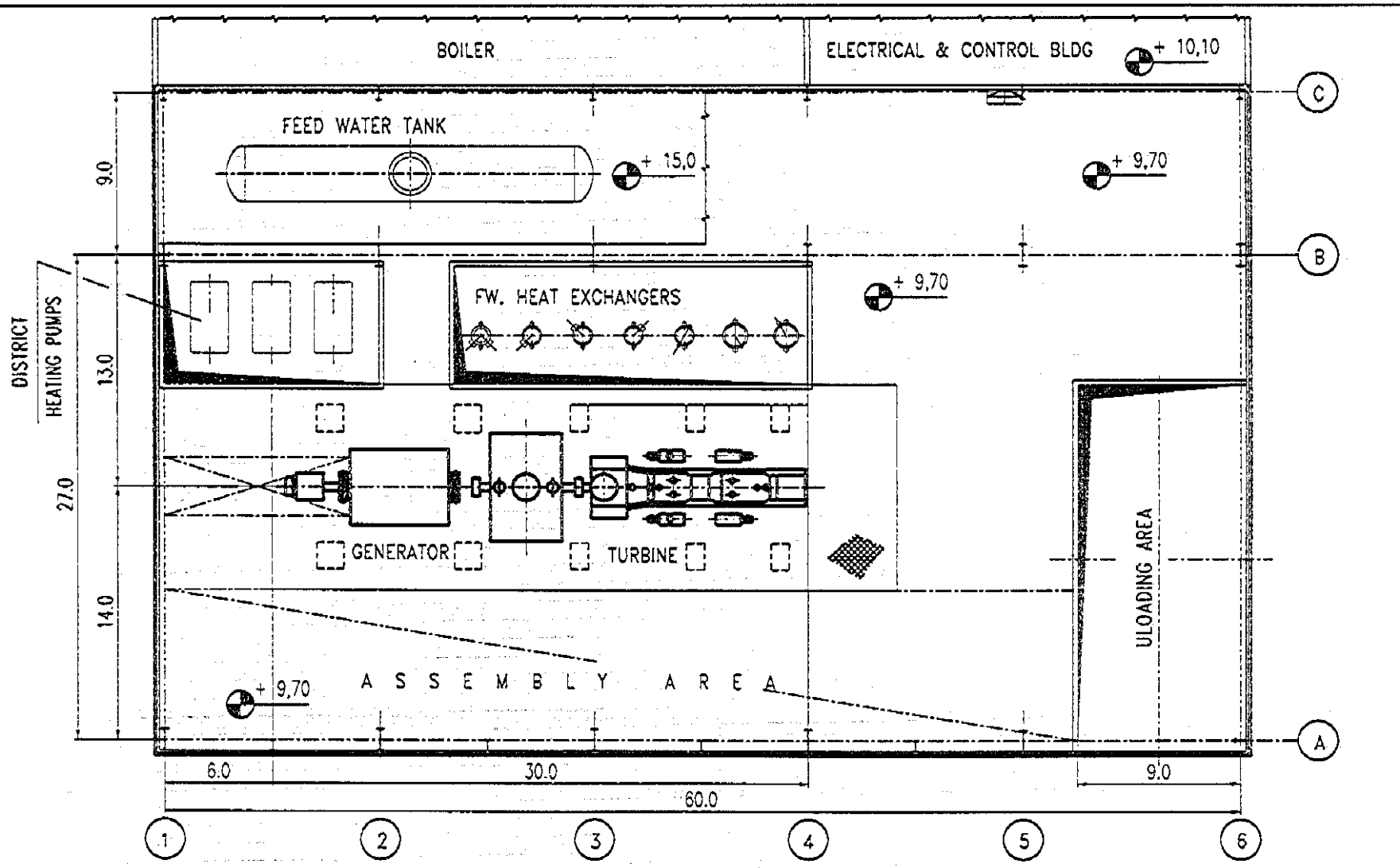
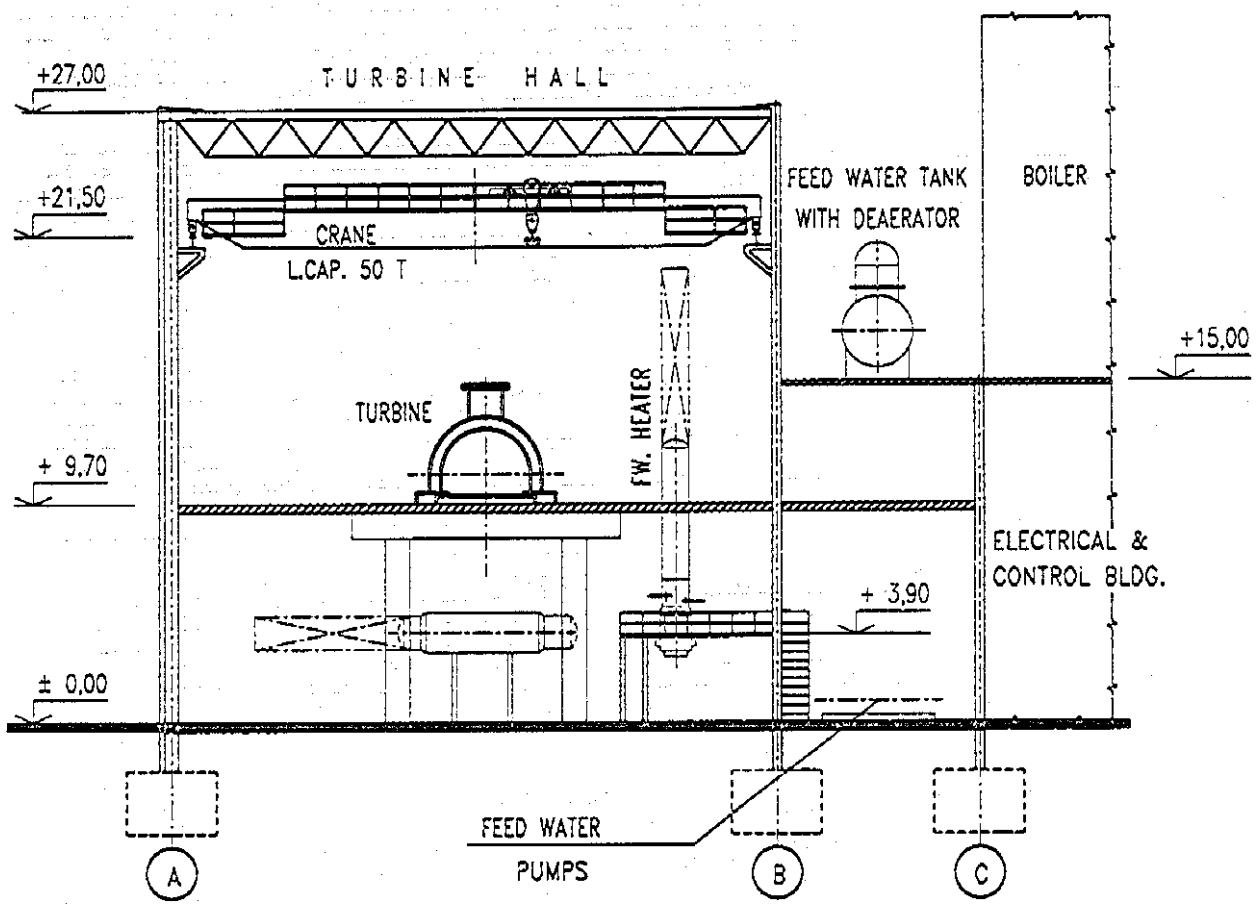


Figure 4.2.3 Equipment Layout of Turbine Building
(+ 9.70 m level)

Scale
0m 5m 10m 15m 20m



Scale

0m 5m 10m 15m 20m

Figure 4.2.4 Side View of Turbine Building

(2) 給水建屋部分の機器

タービン室に続く9mスパンの給水建屋部分も長さは60mで、頂部高さは15mである。鉄筋コンクリート製の中間屋根はタービンと同じ高さ（+9.70m）とする。機器類を以下のように配置する。（図4.2.2～4.2.4参照）

1) オペレータ階下のスペースにはクレーンを装備する。10トン天井クレーンのレール頂部高さは+7.0mとする。

2) 電動給水ポンプ3台をボイラー中心軸に対して対称位置に配置する。

3) 150m³横形給水タンクを給水建屋上に、タービン軸に平行に据え付ける。

4) ボイラーとタービン間の主蒸気管および再熱蒸気管も給水建屋内を通る。

(3) ボイラーおよび補機

ボイラーおよび補機の平面図を図4.2.5に、側面図を図4.2.6に示す。

1) 屋外設置用の容量460t／hのCFB+EHEボイラーを既設プラント建屋の端壁に平行に18mの距離をおいて配置する。補機は煙突に至る共通軸に沿って配置する。ボイラーのバンカートラクト端から煙突中心までの長さは160mである。

2) ボイラーと電気集塵機の間を鉄道側線が2線（既設および新設）横断する。

(4) 中央制御棟内の機器・施設

面積24m×30m、高さ15m、複数階の中央制御棟内には以下の機器・施設を配置する。（4.11節の図4.11.3～4.11.6参照）

1) 一階
   (a) 変圧器室、スイッチ室、ディーゼル・エンジン室、直流補助電源バッテリー室、給水ポンプと循環ポンプ用の周波数コンバータ
   (b) ±0.0レベル以下（地下）には、ケーブル接続室を設ける。

2) +6.40mレベル
   (a) 内部電源用6kV開閉装置
   (b) 中継器室（リレー室）

3) +10.10mレベル
   (a) 中央制御室
   (b) 職員用衛生施設、オフィス

中央制御棟とボイラーの間にはボイラー建屋最上階までの中央階段と貨物エレベータを設置する。

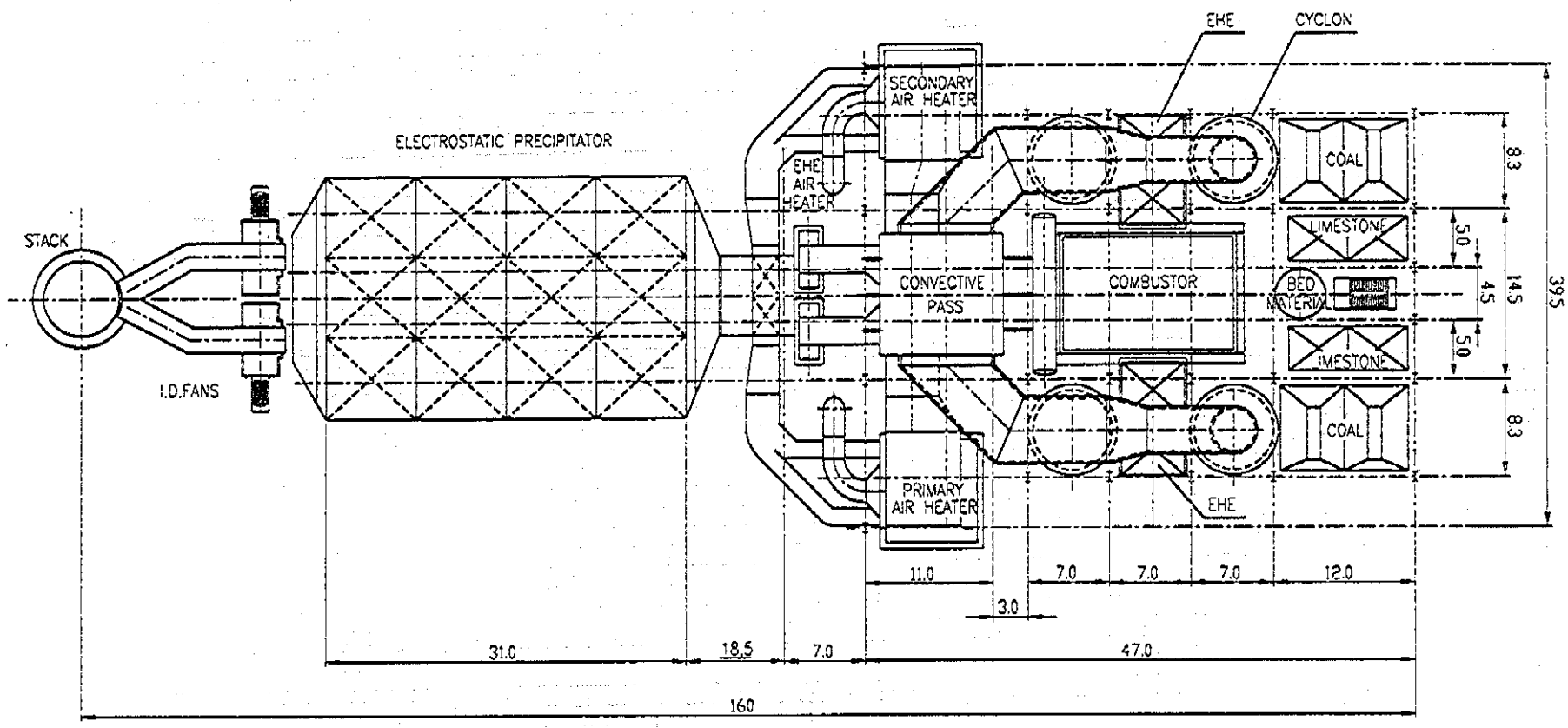


Figure 4.2.5 Top View of Boiler System (CFB + EHE)

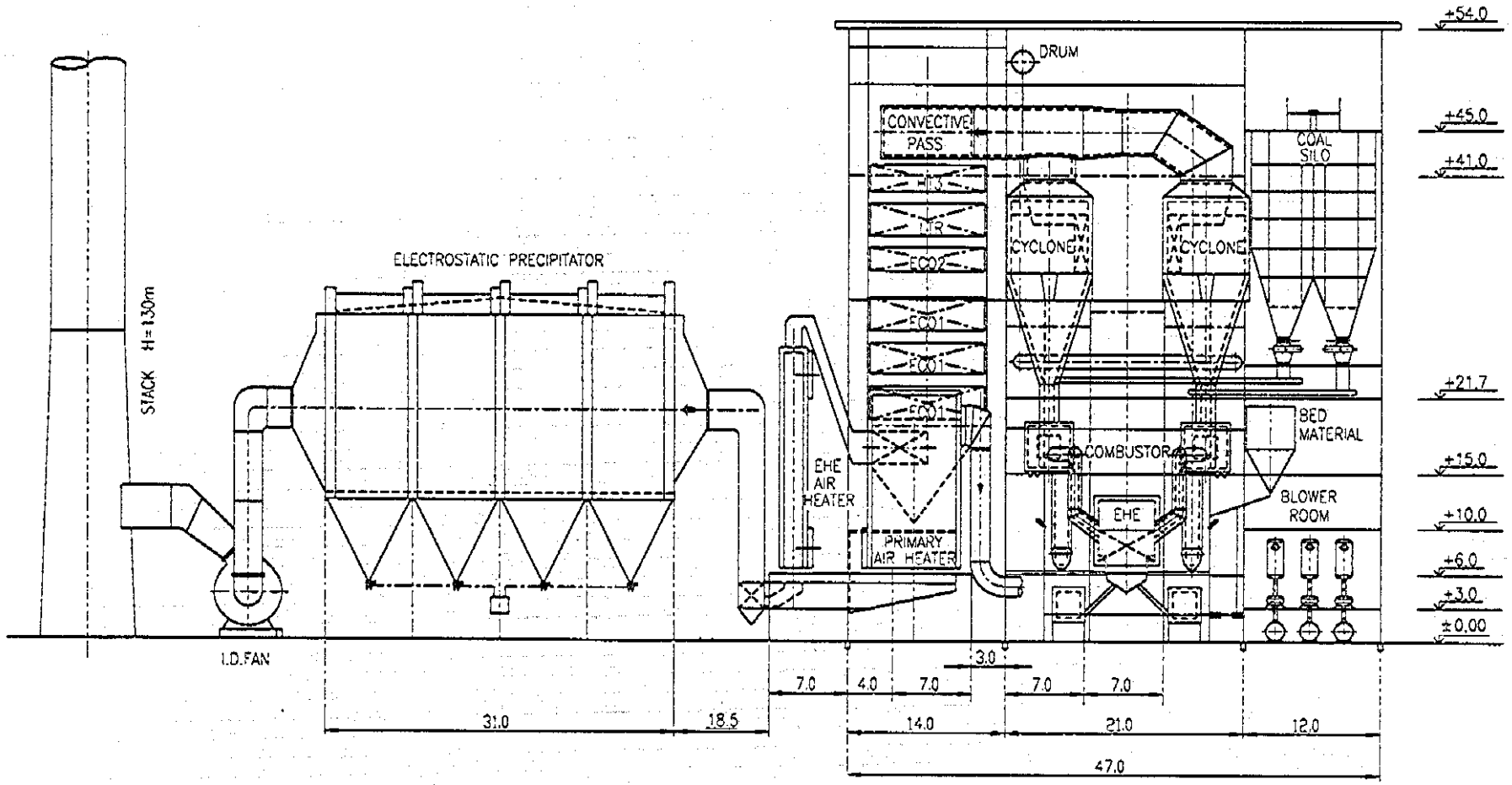


Figure 4.2.6 Side View of Boiler System (CFB + EHE)

4.2.3 その他設備の配置

(1) 貯炭場

既設の貯炭・石炭取扱い施設に輸入炭の荷受け・輸送設備を増設する。

既設の屋外緊急貯炭場はこの増設にあわせて改造し、必要な貨車積み降ろし、コンベヤシステムを増設する。（詳細については、4.5 節参照。）

(2) 石灰石プラント

石灰石プラントの主要構成要素は荷受けおよび貯蔵施設、粉砕および乾燥プラントである。石灰石プラントは側線Ⅵ号近くに建設する。この側線に平行して石灰石輸送のための新軌道を敷設する。（詳細については、4.6 節参照。）

(3) 電気機器

主、補助、および起動用変圧器はタービン建屋南西側の屋外に、この建屋に近接して設置する。120kV 架線が旧タービン建屋の下部で既設ネットワークに連絡している。（新規ユニットの設置に関しては、送電線を新設する必要はない。）

6kV 補助開閉装置、6／0.4kV 変圧器、0.4kV 開閉装置、および給水ポンプと循環ポンプの周波数コンバータを中央制御棟に設置する。

(4) 冷却塔

84m×18m の冷却塔並びにそのポンプステーションは発電プラント南東柵に沿って設置する。第 2 のユニットを設置する必要がある場合は冷却塔を最初のユニットの冷却塔の北東側に設置する。

(5) 水処理設備建屋、下水処理槽、および屋外貯水タンク

新しいオイルタンクを別の場所に設置するので水処理建屋を概設のオイルタンク区域に設置する

建屋は 24×12m であり、長辺を既設側線に平行にする。屋外貯水タンクは建屋と鉄道軌道との間にもうける。建屋背後には、下水処理槽とそのポンプを設置する。

(6) オイルタンク

軽質燃料油用タンクの貯油能力を現在の 200m³ から 3,000m³ に拡張する必要がある。2,000m³ オイルタンク 1 基、1,000m³ のオイルタンク 1 基（両者ともに立形設計で、二重底をもつ）をそれぞれの移送ポンプステーションと共にスラリー・センターと発電プラント柵の

間に設ける。これらの周囲は消火活動用側道で囲む。この側道は既存の道路に連結する。ポンプ建屋は 6m×4m である。

(7) 鉄道側線

発電プラント内鉄道側線ネットワークの改造については 4.12 節に記述する。

4.3 ボイラ・システム

4.3.1 計画の基本データ

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 bar
温　度	:	540℃
再熱蒸気パラメータ		
蒸発量	:	117.9 kg／s（424 t／h）
出口圧力	:	45 bar
出口温度	:	540℃
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℃

エコノマイザ入口における給水温度： 243℃

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
NOx	:	max. 200 mg／Nm^3
ダスト	:	max. 50 mg／Nm^3

4.3.2 ボイラ仕様

(1) ボイラ設備

1) ボイラ耐圧部

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
燃料予熱	:	裸管式

2) ボイラ・ケーシング　：　保温材＋鋼板ラギング

3) 空気予熱器　：　再生式

4) 蒸気式空気予熱器　：　細管式

5) スートブロワ　：　自動または手動蒸気噴射式

6) 空気ダクトおよび煙道　：　鋼板溶接製

(2) 給炭設備および石灰石供給設備

1) 給炭機設備

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

2) 石灰石供給設備

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) 油燃焼設備

油バーナ　：　蒸気噴霧ガン
容量：合計MCRの30％

(4) ガス燃焼設備

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％

(5) 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%）ベアリング冷却器付き
ベッドアッシュ流動送風機	:	ブロア型 数量：2台

4.3.3 ボイラの概要

ボイラの平面図および断面図は図4.2.5、図4.2.6に示した。

(1) ボイラ主要構成部

火　炉
水冷式ウィンドボックス
サイクロンおよびベッドアッシュリターン装置
伝熱部（過熱器、再熱器、エコノマイザ、空気予熱器）

(2) ボイラの主要特性

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℃
入口温度	:	360.0℃

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℃
給水温度	:	243.0℃
設計圧力	:	188.0 bar
圧力損失		
スーパーヒータ	:	8.0 bar
リヒータ	:	3.0 bar
エコノマイザ	:	1.0 bar
燃焼用空気量	:	135.0 Nm^3／s
排ガス量	:	157.0 Nm^3／s
排ガス出口温度	:	130℃
ボイラ効率	:	90.3％
燃料消費量（混合炭）	:	103.2 t／h
燃焼残渣	:	約 44 t／h

(3) 燃焼設備

1) Borsod 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。使用される炭種の性状は表 3.5.7~表 3.5.8 を参照。

2) 約 850℃で流動フリーボードにおいて石炭が燃焼される。空気および煙道ガスにより石炭、ベッドアッシュ、石灰石が流動化される。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 NOx 発生の抑制効果が大きい。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) ベッドアッシュは、外部のサイクロンにおいて、流動フリーボードを出て行く燃焼生成物と分離される。このようにして分離されたベッドアッシュは、一方では直接戻され、もう一方では外部流動床熱交換器を通って火炉へと戻される。

4) 正方形の火炉下部は、耐磨耗セラミックでコーティングされている。二次空気の入口開口部がベッドアッシュリターン開口部の上に位置している。点火バーナおよび流動媒体を加熱するバーナガンも、ここに位置している。

5) 煙道ガスは、二次ドラフトおよび空気予熱器の中にある伝熱面を通して約 130℃まで冷却される。

6) バックアップ用高容量天然ガスバーナ

石炭の供給ラインや燃焼残渣を除去する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バ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。

460 t/hの生蒸気の生産には、41,000 Nm^3/h の天然ガスが必要になる。流動床の火炉の大きさを考慮すると（15×9.7 m）、それぞれ5,125 Nm^3/hの天然ガスを燃焼できる高容量天然ガスバーナ 8 基を設置する。バーナは、火炉の長側面に取り付け、流動床の上部片側それぞれ 4 本ずつ対面に取り付ける。バーナは、流動床の上に炎を向けるガンタイプとなっている（外部流動床熱交換器により、ガス燃焼モードでも流動装置を稼動させる）。

バーナの取り扱いおよび安全装置は、ボイラの安全な運転を保証しなければならない。主バーナと連動する点火バーナも天然ガスである。

(4) 石灰石設備

脱硫のため、粉砕石灰石が圧搾空気により炉内に添加される。デイリービンには、24時間の運転に十分な量の石灰石パウダが貯蔵される。必要な脱硫率に従い、石灰石パウダが自動的に供給される。

(5) 給水および蒸気設備（図4.3.1）

1) 給水は、第 2 パス中にあるエコノマイザを通り、水位調節器があるドラム内へと供給される。

2) 穴あき管を通りボイラドラムへ送られた給水は、ボイラ水と混合される。

3) ドラム内部で、汽水分離器により水と蒸気が分離される。水は循環システムへと戻される。

4) 給水の水質

25℃のpH	8.5~9.5
溶存酸素	最大0.01 mg/l
全硬度	最大0.001 $mgCaCO_3$/l
全　鉄	最大0.02 mg/l
全　銅	最大0.003 mg/l
油分＋浮遊物質	0

5) ボイラ水の水質

25℃のpH	8.5～9.5
SiO_2	最大0.30 mg/l
p-アルカリ度	最大0.05 $mgCaCO_3$/l

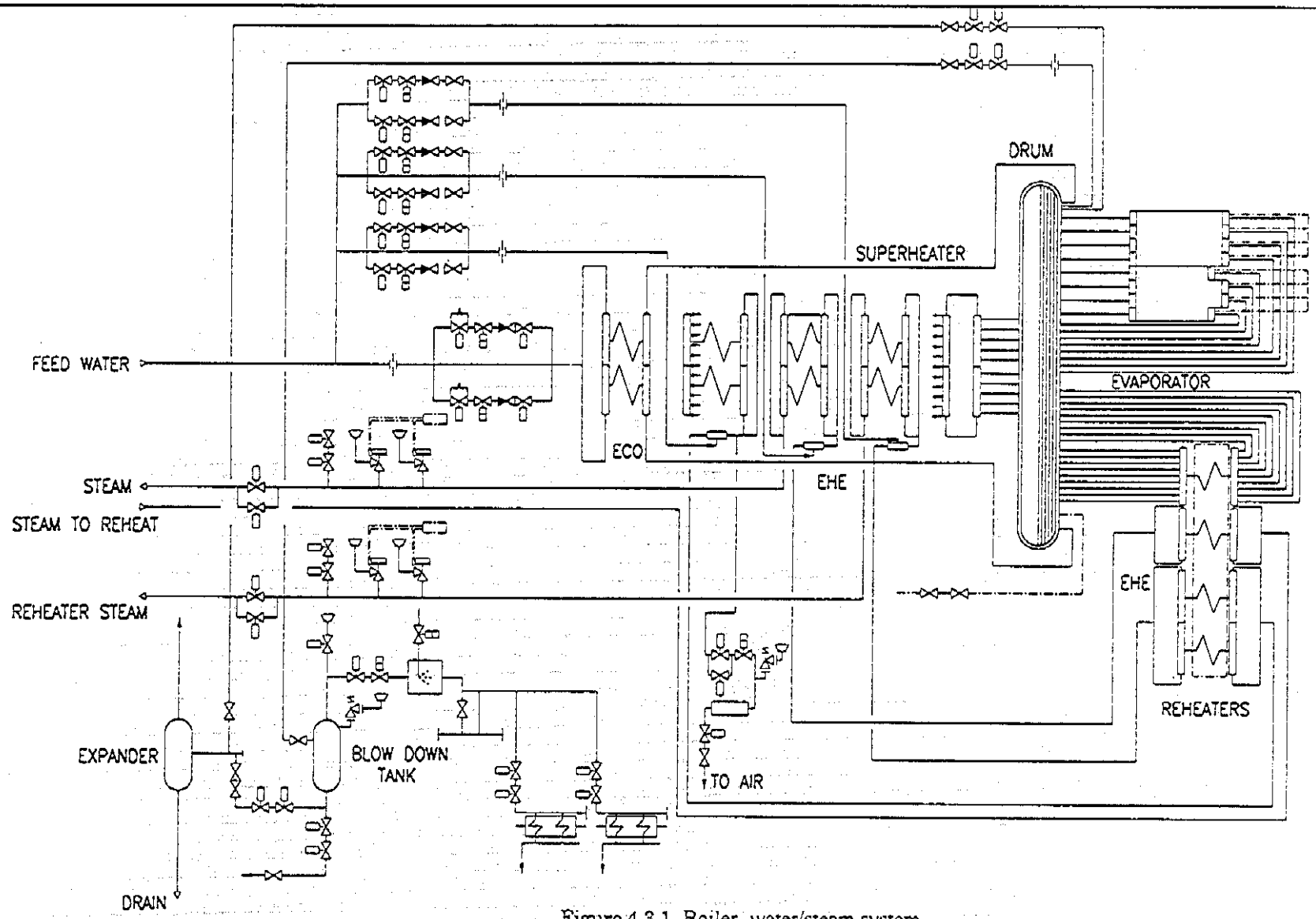


Figure 4.3.1 Boiler- water/steam system

25℃の電気伝導率	4.0 mS／m
PO_4	最大6.0 mg／l
$KMnO_4$消費量	最大5.0 mg／l

(6) ボイラ蒸気設備（図4.3.2）

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、SHならびにRH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。蒸気温度は、各段間に設置されたインジェクタにより制御される。

(7) ベッドアッシュの処理（図4.3.3）

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いる。ベッド材戻り装置のサイフォンで、ベッド物質が排出される。ベッドアッシュは、空気および冷却水を使用して130℃まで冷却される。

(8) 燃焼用空気供給設備

1) 一次空気は、2台の遠心送風機により、蒸気加熱式空気予熱器およびボイラの再熱式空気予熱器を通って、流動床へと送り込まれる。一次空気が火炉における流動を引き起こし、空気流量はスワラレギュレータにより制御される。

2) 二次空気は、2台の遠心送風機により、蒸気加熱式空気予熱器および火炉の側面開口部を通って、火炉へと送り込まれる。二次空気は、第一に燃焼過程に必要な空気量を供給し（一次空気量に加えて）、第二に適切に配置された吹き込み点により、最適な温度分布を確保する。点火バーナへの空気もここから供給される。空気流量はスワラレギュレータにより制御される。

3) ブロワによりフリーボードおよびベッドアッシュクーラへの高圧流動化空気を確保する。

(9) 煙道ガス設備

1) フリーボードからの煙道ガスは、ベッドアッシュを分離し、フリーボードへ戻すため、最初にサイクロンに入る。フライアッシュを含む煙道ガスは、ボイラの対流伝熱面を通って、電気集じん器へと流入する。

2) 煙道ガス集じん装置

a) 形式 ： 電気集じん器
数量 ： 1
寸法 ： 31×22×31 m

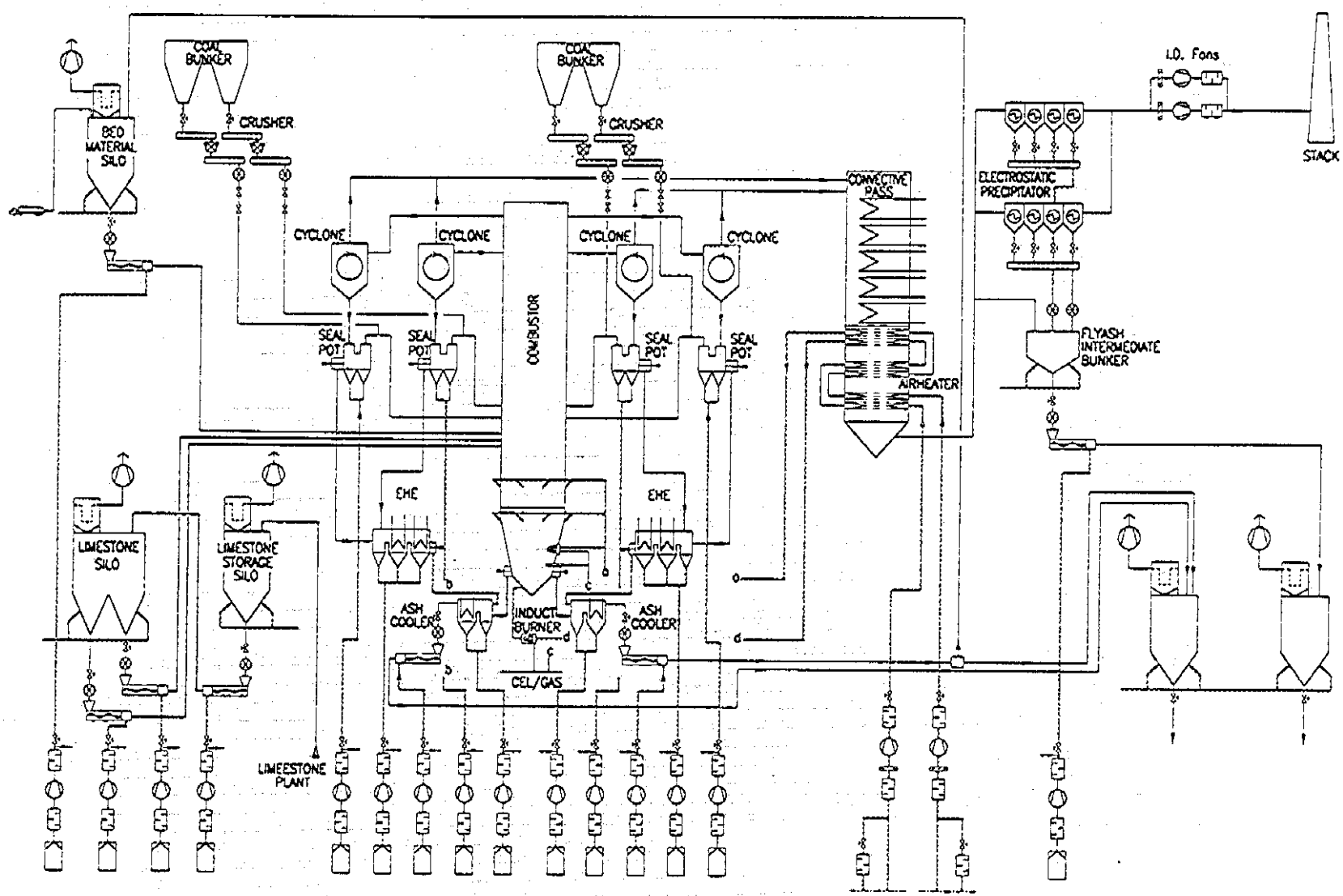


Figure 4.3.2 Boiler- solid supply system

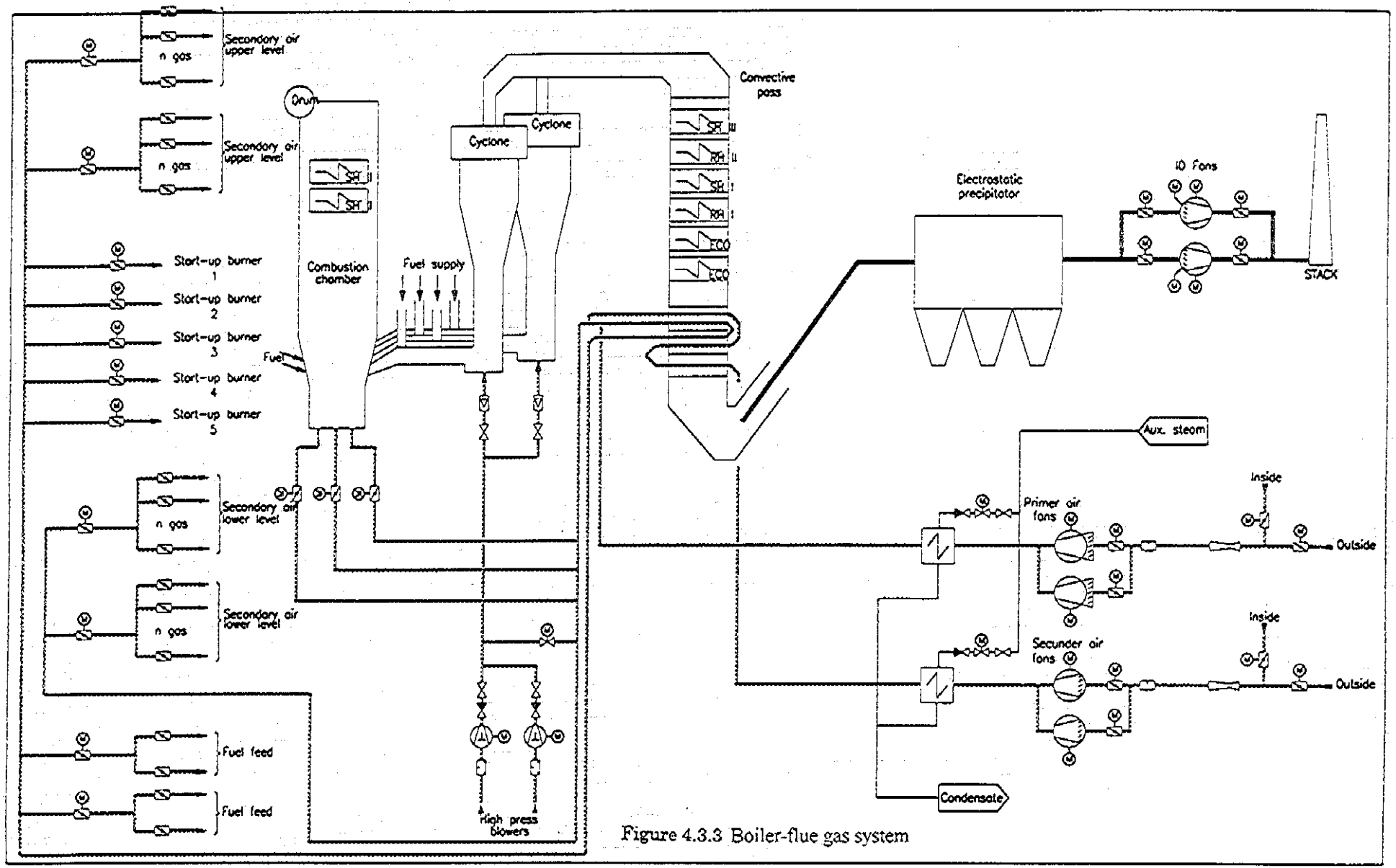


Figure 4.3.3 Boiler-flue gas system

b) 主要構成部

電気集じん器は、鋼板からなる集じん電極、集じん室の下部にある灰収集ホッパ、煙道ガス入口および出口部、支持鋼構造からなる。

c) 運　転

フライアッシュを含む煙道ガスは、分離室内の高圧電極間に入る。電界がガスと固体粒子をイオン化し、煙道ガスから固体粒子が分離され電極に付着する。

電極に付着したフライアッシュは、つち打ちにより連続的にはく離される。ホッパに堆積した灰は、ドロップボトムフラップを通して電気集じん機から排出される。

排出されたフライアッシュは、空気輸送システムを通って、フライアッシュ貯蔵ビンへと運ばれる。

3) 煙道ガスは、2 台の煙道ガス送風機（フリーボードの圧力を制御するスワラレギュレータ）により、煙突を通り大気中へと排出される。煙道ガス送風機の入口出口両方のダクトは、断熱材を施されアルミニウムの覆いにより保護された鋼板から構成されている。

ボイラからの煙道ガスは、新設の煙突へと導入され、O_2、CO、NOx、SO_2、ばいじん濃度が連続的に測定される。

(10) 燃料供給設備

蒸気発生量に従い、サイクロンの下にある戻し装置を通って、バンカからの燃料の供給が行われる。4 台の新設コールバンカがボイラ用に設置される。コンベヤに石炭を層積み込みすることにより、バンカの前で 2 種類の燃料が混合される。

ロータリー給炭器とともに速度制御式チェーンコンベヤは、火炉内生成ガスのリークを防ぐためのシール機能を持つ。これは、二次空気の入口まで行われる。

(11) 石灰石供給設備

石灰石の供給は、石炭の品位に従って調節できる自動比例制御により供給される。

(12) スートブロー設備

スートブロー設備は、ボイラの伝熱部分にのみ必要で、蒸気を使用する。

4.3.4 汚染物質の排出濃度

(1) メーカ保証値

大気質基準値およびサプライヤから得られた事前データに基づいて、乾き排ガスの温度273 K、圧力101.3 kPa、酸素濃度6%で想定される排気ガス中の汚染物質濃度は以下の通りである。

SO_2 ： 最大400 mg／Nm^3
NOx ： 最大200 mg／Nm^3
ダスト ： 最大50 mg／Nm^3

(2) SO_2濃度と排出基準

設計に用いた混合炭はHl: 13.32 GJ／t、S: 1.8%であるから、脱硫率を90%と設定した場合、排ガス中のSO_2濃度は694 mg／Nm^3（O_2: 3%）となり、2005年に発効される新設150MWeユニット（382Mwth）に適用される排出基準872 mg／Nm^3を満たしている。

4.4 蒸気タービン・システム

4.4.1 蒸気タービン

(1) 基本設計出力

1) 定格出力（設計条件）

蒸気タービンは給水加熱方式で、熱（蒸気）をサイクル外に取出さない場合、以下の設計条件での発電機端の定格出力は 150MW である。

大気温度	：	+15℃
復水器用冷却水入口温度	：	20℃
復水器内温度	：	38.9℃
復水器内蒸気圧力	：	0.07 バール(abs)

2) 代表的運転モードでの出力

運転モードが以下の場合についてタービン発電機出力を検討した。

(i) 復水運転

a. 周囲温度+15℃（上記設計条件）

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

(ii) 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％）

蒸気タービンの上記の負荷条件に対する出力を表4.4.1 に示す。

Table 4.4.1 Steam Turbine Load Parameters

Operational condition / Parameter		Pure condensing operation				With heat output			
		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
Electricoutput	MW	137.0	101.3	139.8	134.8	110.3	112.7	40.5	40.0
Total heat output	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

(2) 蒸気条件

蒸気タービンの効率を良くするため、入口蒸気圧力と蒸気温度をできるだけ高くすることが望ましい。ただし、流動床式燃焼ボイラーに使われている諸材料の特性とこの燃焼方式によるボイラーの過去の運転上での保守、保全で得た実績に基づき、亜臨界蒸気条件を下記の通りとする。

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℃
タービン入口主蒸気量　126kg／s
タービン入口再熱蒸気圧　43 バール (abs)
タービン入口再熱蒸気温度　535℃
タービン入口再熱蒸気量　118kg／s

抽気圧 (バール)	50	22	11	6.1	2.7	0.97	0.3
抽気温度 (℃)	364	432	338	267	182	99	69

(3) タービン出口での蒸気圧

蒸気タービンの出口圧力は、復水器用冷却水入口温度が 20℃の計画条件において 0.07 バール (abs) とする。復水器内での冷却水温度の上昇は 8℃とする。

蒸気質条件を表 4.4.2 に示す。

Table 4.4.2 Steam Quality Requirements

Parameter	Unit	Continuous operation	Starting condition
Conductivity (at 25 °C, CO_2 free)	m S/cm	≤ 0.2	< 0.5
SiO_2	ppm	< 0.02	< 0.05
Total iron (Fe)	ppm	< 0.02	< 0.05
Copper (Cu)	ppm	< 0.003	< 0.01
Soda + Phosphate	ppm	< 0.01	< 0.02

(4) 蒸気タービン

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の両方で行なう。
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
主蒸気圧力 ： 160 バール (abs)
主蒸気温度 ： 535℃
再熱蒸気圧 ： 43 バール (abs)
再熱蒸気温度 ： 535℃
出口圧 ： 0.07 バール (abs) (設計条件)
0.09 バール (abs) (定格負荷、周囲温度+30℃)
回転速度 ： 3000rpm
制御システム ： 電気油圧式 (UCPTE の規定に準拠)

蒸気系／給水系のフローチャートを図 4.4.1 に示す。

(a) ボイラーからの生蒸気は蒸気タービンの制御弁を通ってタービン・ケーシングの高圧部にはいり、そこからボイラーの再熱部に環流する。熱放出をコンデンシングロードから切り離すために、制御フラップをケーシング中圧部と低圧部の間の連結管に取り付ける。

(b) 高圧蒸気系への蒸気供給は多段式再熱器から減圧弁を通して行われる。中圧蒸気系には再熱器の低温側から減圧弁によって蒸気が供給される。再熱蒸気圧は、蒸気消費者側の需要に応じて選択される。

(c) 脱気装置の加熱方式は浮動パラメータによるものとし、特に制御はしない。

(d) 定格電力 150MW の同期発電機はクラッチによってタービンの高圧側に連結する。この発電機には静電励磁機を連結する。(発電機の詳細は 4.8 節に示す。)

(e) タービンの制御および保護システムは UCPTE の規定を満足する。制御システムは最大許容機械応力によって負荷変動率を制御する。起動および暖機運転のプロセスを自動制御する機器を取り付ける。

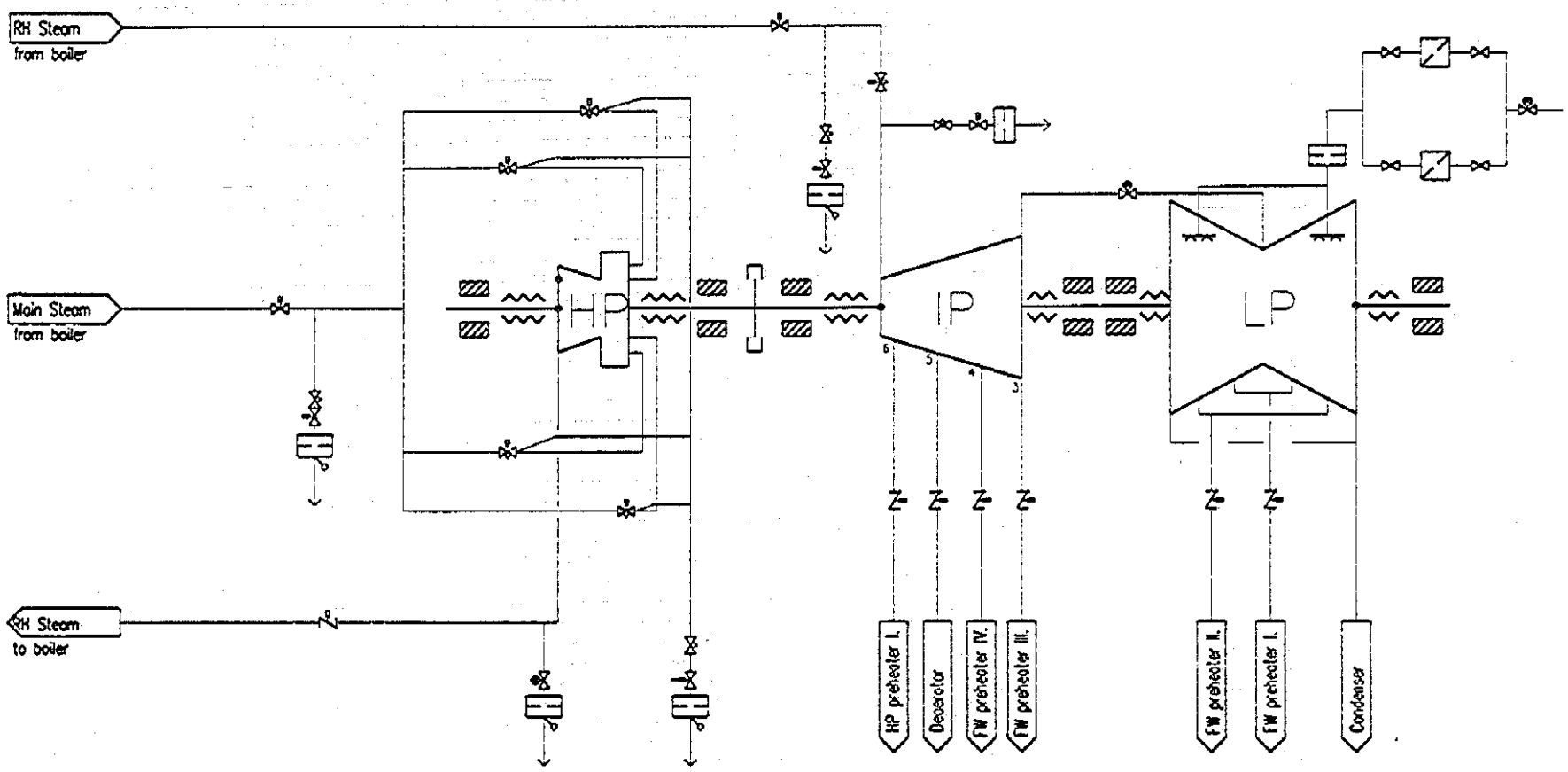


Figure 4.4.1 Steam Water System

4.4.2 蒸気タービン補機類

(1) 復水器

タービン・ケーシングの低圧部の下側に二列の入口をもつ復水器を設置する。

形式	横型、単流式復水シンク付き
定格蒸気流量	83kg／s
15℃での定格圧力	0.09 バール（abs）
冷却水入口温度	32℃
冷却水出口温度	40℃
冷却水量	20,000m ^{3}／h

復水器のフローダイヤグラムを図 4.4.2 に示す。

(a) 復水器はタービンからの排気を凝縮すると同時に、低圧バイパスシステムからエネルギー・アブソーバを通じて排気蒸気を受け取る。この圧力は冷却水と入口蒸気温度および流量によって決まる。脱気は真空システムによって行われる。

(b) 復水は復水ポンプで循環される。シンク内の水位調整は復水循環ポンプおよびオーバーフローの制御で行い、復水量を一定に保つ。

(c) 復水器内の換気システム（真空システム）
水封パッキン式真空ポンプシステムで復水器内の脱気を行う。冷却水回路の低温部から冷却を実施する。

(2) 給水加熱器（回路図については図 4.1.2 参照）

タービンには高圧給水加熱器 2 台、混合式ヒーター（デアレーター）1 台、および低圧給水加熱器 4 台用として合計 7 個の抽気用取出口を取り付ける。さらに、地域暖房用の熱交換器 2 台にもこれら抽気部から蒸気を供給する。地域暖房用温水システムへの熱出力は 50MW とする。地域暖房熱交換器への蒸気供給は、1 個以上の抽気を同時に使う場合であっても弁操作によって行なうことができる。

低圧および高圧の給水加熱器は、操作および保守性の観点から U パイプを水平方向に設置する設計とする（横型 U 字管型熱交換器）。

低圧給水加熱器本数：4

高圧給水加熱器本数：2

トレー式脱気装置は低圧給水混合槽の機能をもつ。

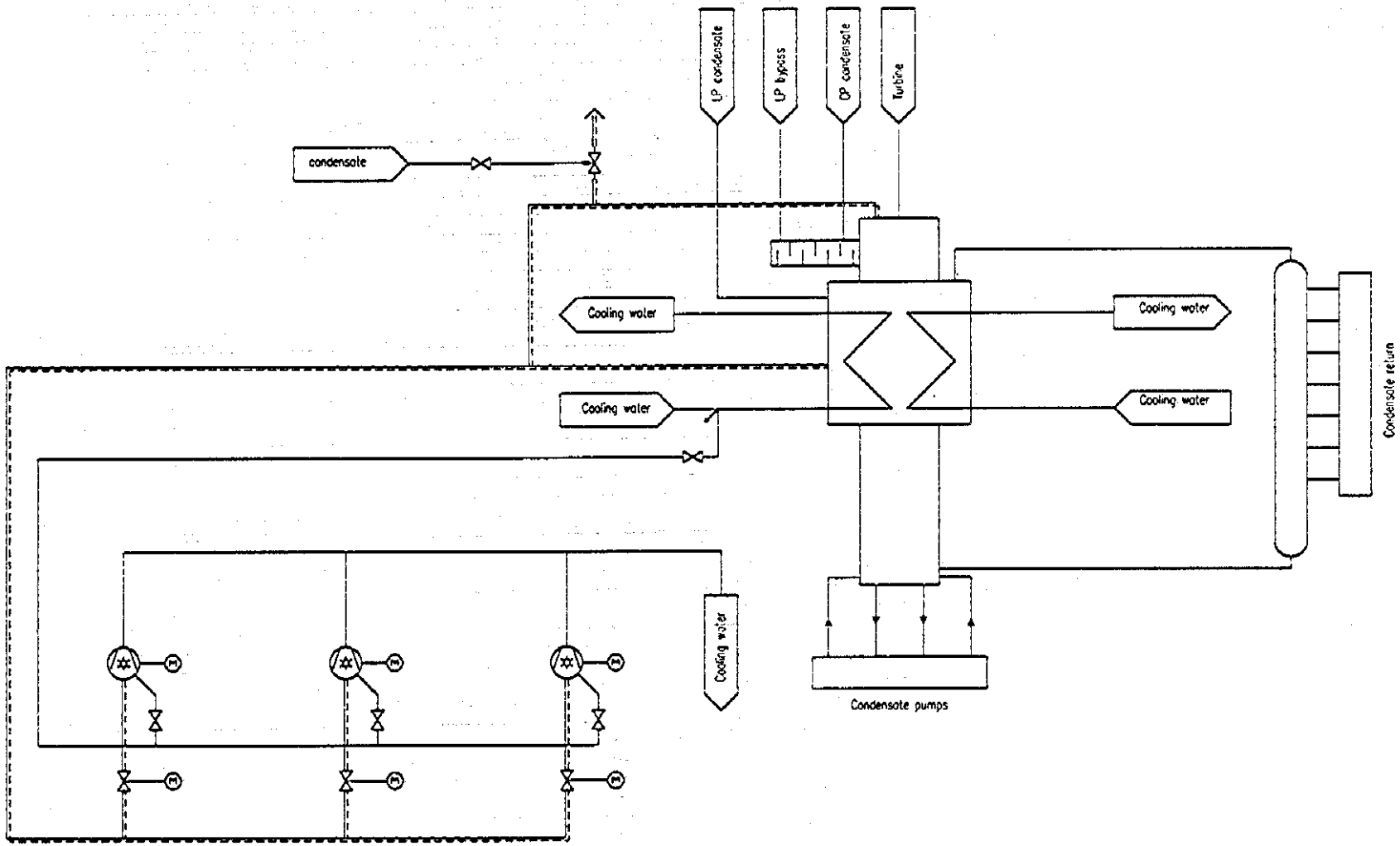


Figure 4.4.2 Flow Diagram of Condenser

(3) 潤滑およびレギュレータオイルシステム

- 補助ポンプおよびローターシフトポンプ用オイルタンク
- 主オイルポンプ
- 補助オイルポンプ
- 非常用オイルポンプ
- 高圧レギュレータ・オイルポンプ
- 潤滑油システム
- レギュレータ・オイルシステム
- オイルフィルターおよび油冷却システム
- 遠心型フィルター

タービンおよび発電機の潤滑は共通の潤滑系統で行う。この潤滑系統は油圧制御系とローターシフト用油圧系に共通である。

主オイルポンプはタービン軸により直接駆動される。補助油ポンプおよび起動、停止時のローターシフト用ポンプはACモータで作動し、緊急時に起動する非常用オイルポンプは別個のDCモータで駆動される。潤滑系はオイルタンク、オイルクーラ、フィルターリング、および加熱機器、さらに清浄用遠心分離機で構成される。高圧制御用オイルポンプは電気油圧式制御および保護システムの操作に必要な高圧油を供給する。

潤滑システムの詳細を図4.4.3に、ローターシフトシステムを図4.4.4に、また、レギュレータ・オイルシステムを図4.4.5に示す。

(4) タービン・バイパスシステム（フロー図については図4.1.2参照）

次の理由から高圧および低圧バイパスシステムを設置する。

- ユニット起動パラメータの改善
- ユニット非常停止時のボイラー保護
- 蒸気タービン故障時の蒸気放出確保

(5) 復水ポンプ

多段式ポンプをシンク内の復水水位より下に設置する。このポンプにより復水器から復水を汲み上げる。

形式：立形、多段式。入口フィルター付き
能力：所要復水量、全量
タービン発電機ユニットの運転上の安全性を保つため、ポンプは2台設置する。ポンプは適正な材質で、低い有効吸込ヘッド（NPSH）とする。

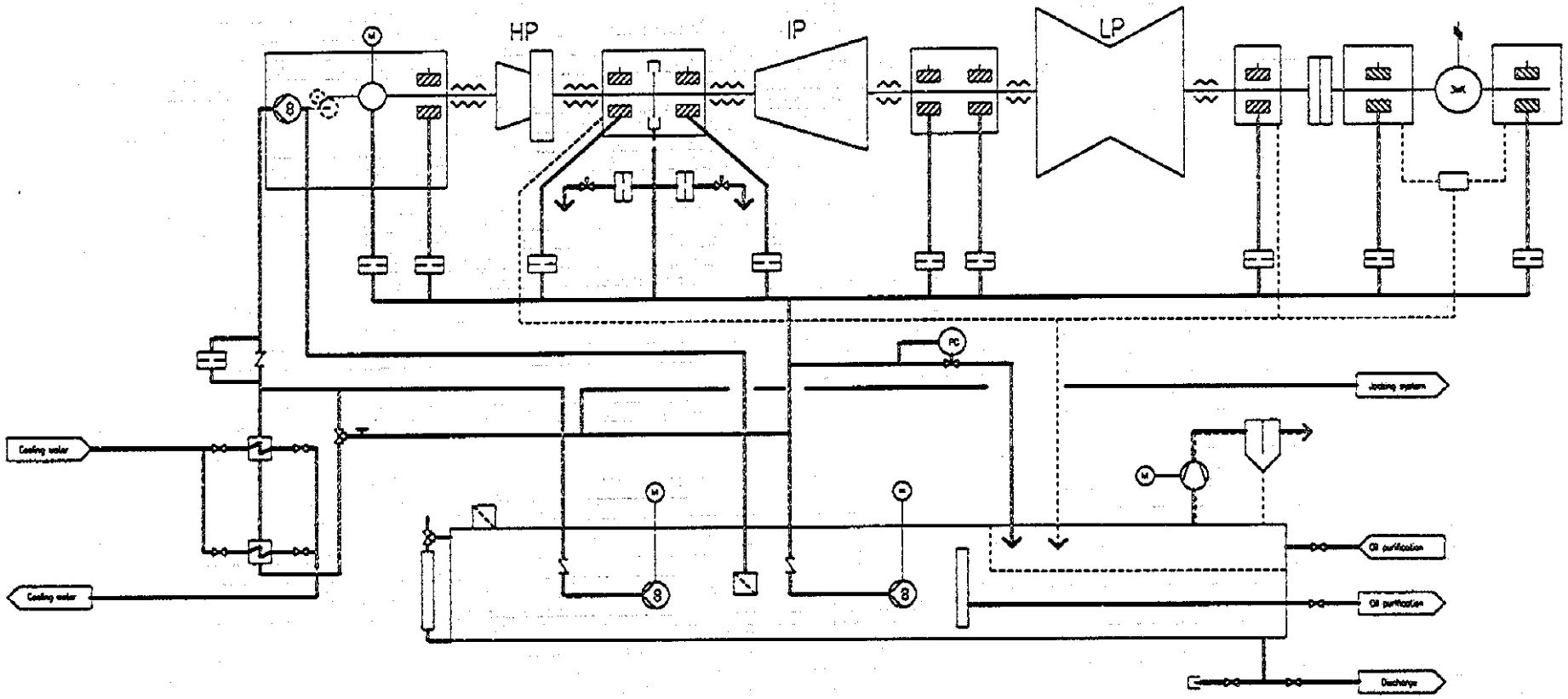


Figure 4.4.3 Lubrication System

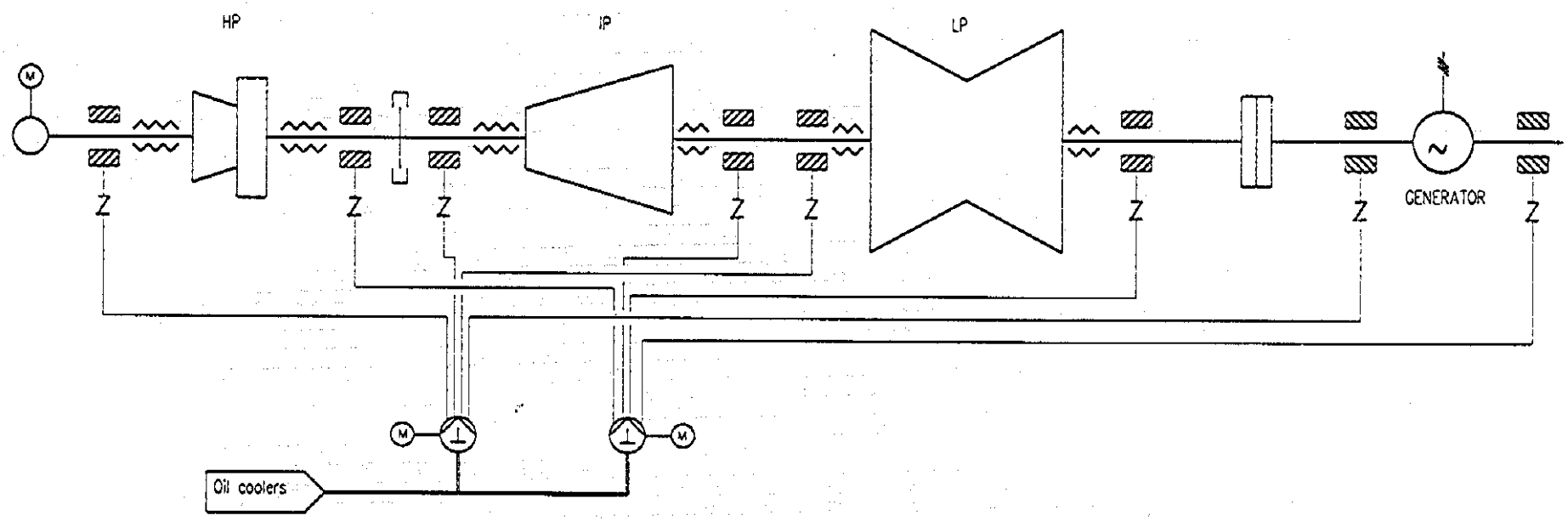


Figure 4.4.4 Rotor Shift System

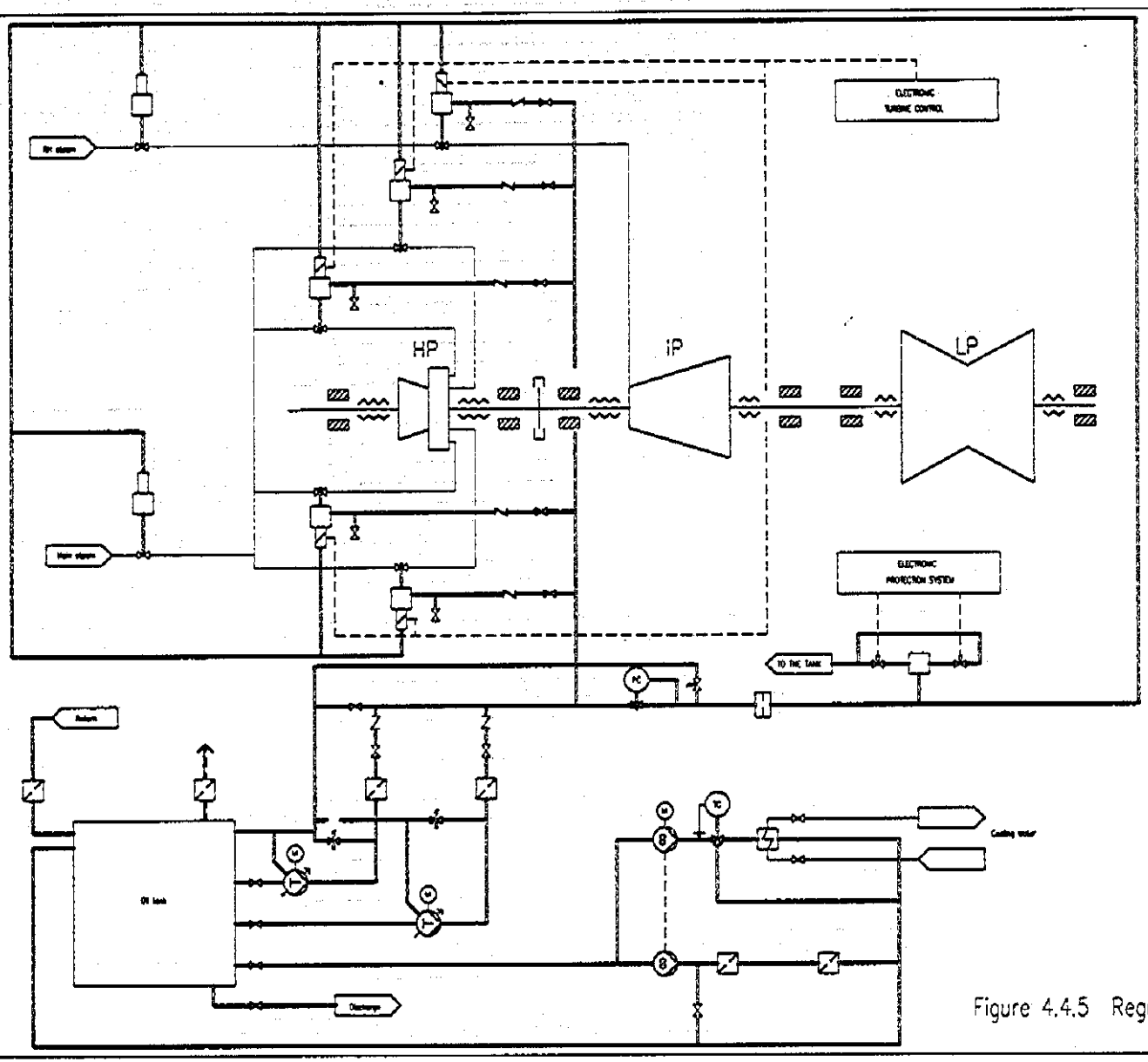


Figure 4.4.5 Regulator Oil System

(6) スタッフィングボックス用復水器

スタッフィングボックス用復水器1台を必要とする。スタッフィングボックス蒸気システムを図4.4.6に示す。

軸ブッシングからの蒸気漏出を防止してその活用を計り、また、真空部分に空気が流入しないようにするものである。復水器はシステム自体の復水で冷却する。

(7) 排気システム（真空システム）

初期投資および運転コスト、さらに稼働率と運転の信頼性を考慮して、水リング封入式真空ポンプシステムを使用する。

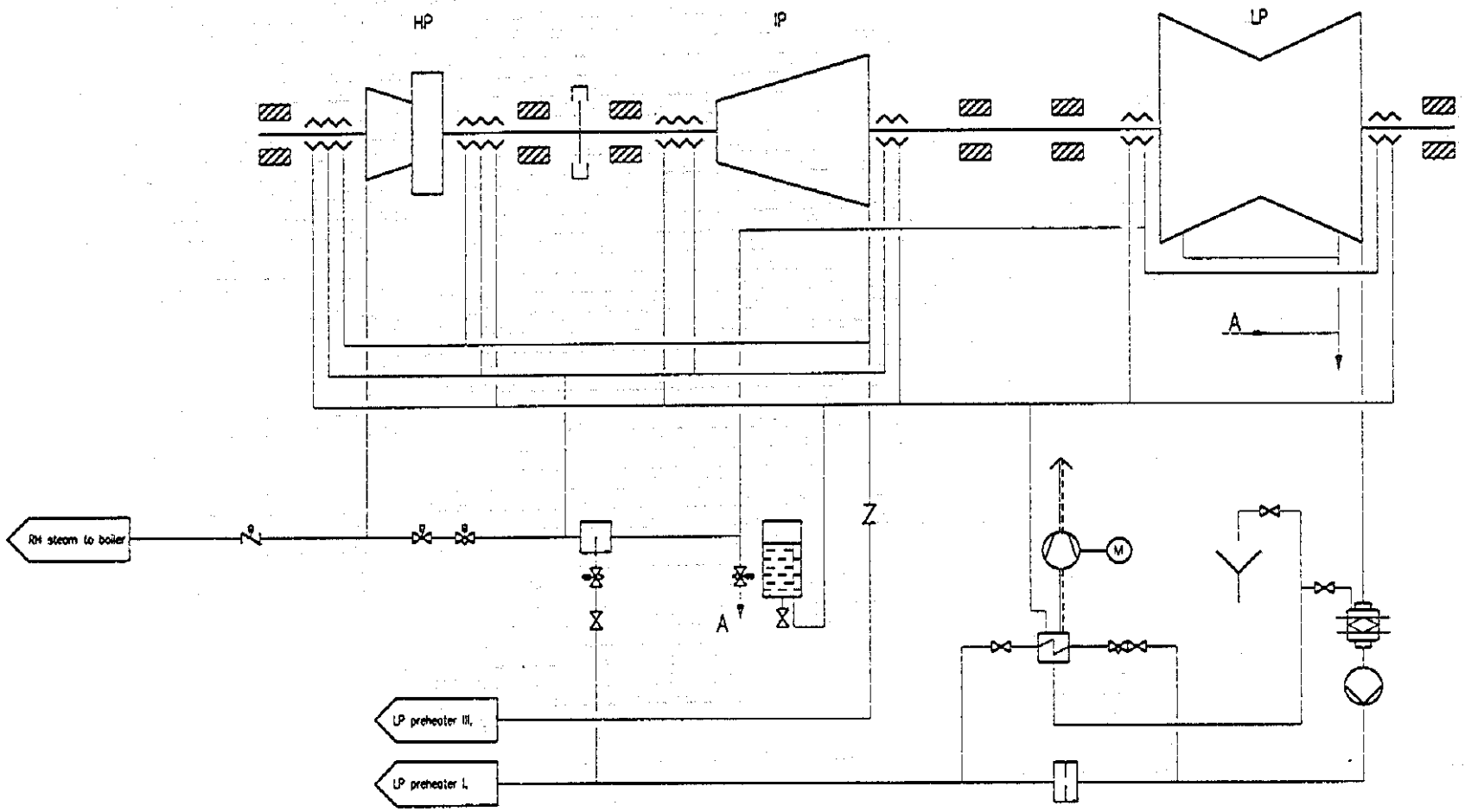


Figure 4.4.6 Stuffing Box Steam System

4.5 燃料取扱いシステム

4.5.1 石炭供給システム

(1) 概 要

1) 最大石炭消費量

発電所の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
・ 日消費量	2,477	t／d
Borsod 炭	1,834	t／d
輸入炭	643	t／d

2) 運炭システムの輸送能力

既存の運炭システムの定格供給能力は 450t／h であるが、グラブ式ブリッジクレーン以外のその他の設備は、600t／h まで処理することができる。今後の設備改善により、輸送システムは今後 30 年間使用することができる。

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。

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

上記の基本にしたがって、供給能力を 600t／h に決定すると、石炭バンカへの移送時間は以下の通りである。

$$(24\ h \times 103.2\ t/h)\ /\ (0.75 \times 600\ t/h) = 5.5\ h$$

このケースでは、600t／h の供給能力は過剰に見られるが、新しいボイラの石炭バンカの貯炭能力は 20 時間のボイラ連続運転を許容するため、600t／h の供給能力によって 1 シフト制の作業が可能となり、この結果、労働力の節約が実現する。

更新作業を行わない場合、現状の運炭システムを今後 30 年運用し続けることは不可能である。しかし、450t／h でなく、600t／h の能力への更新には数パーセントのコスト増が必要なだけで、システムの安全性も改善される。

3) 混合炭の品位の把握

新設 CFB ボイラは燃焼に供される石炭の均一性並びに熱量の変化に対して影響を受けないが、常に混合炭中の硫黄含有量を把握しておくことは重要である。

4) 貯　炭

発電所の敷地内に十分なスペースがないため、貯炭は主に Berente選炭プラントで行われる。

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ビンの貯炭能力

新設ボイラのデイリービンの正味量は 650 m^3である。バルク密度を 0.8 t／m^3とすると、これによって、バンカあたり 520 t 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。

$$4\times650\ m^3\times0.8\ t\ /m^3 = 4\times520\ t=2{,}080\ t$$

最大出力運用での貯蔵能力は

$$4\times520\ t\ /103.2\ t/h=20\ 時間$$

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

前節に記載された論理データに基づいた、石炭受入れ、貯炭および移送システムに対して要求されるデータは以下の通りである。

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。改善は実質的にすべての機械要素の交換を意味するが、コンベア・フレーム構造、クレーン・ブリッジおよびコンベア・ブリッジは調整メンテナンス（防錆および防食）によってさらに使用することができる。グラブの能力とは異なり、コンベアベルトの移送能力は、ドライビングヘッドの交換によって、600t／h に容易に増大させることができる。

2) 計算からは、褐炭の主要な移送ルートを構成しているベルト No. 1、2、3、4、5、6、7 および 8 が現在 600t／h の能力に達していることが明らかである。しかし、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 まで拡大させなければならない。すなわち、運炭システム内の相互関係のあるコンベアベルトは等しい能力を備えていなければならない。さもないと、原材料が移送点で溢れてしまうことになる。更新作業によって、グラブブリッジの既存のコンベアは、増加した放出能力に対処することができるようになる。既存のコンベアベルトの残りの能力を拡大することは適切でない。コンベア No.9 および 10 だけが発電所の敷地上の 2 機の予備ワゴントリッパを利用し、コンベアベルト No.12、13、14 および 15 は、すでに 320t／h の総合能力を備えたグラブバケットからの移送のために使用される。

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、発電所のフェンス内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。払出システムはグラブの動作なしに独立しても運炭を実行できるように同システムの能力を 600t／h に見積もっている。

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。しかし、輸入炭の移送によって混合された石炭の移送量を減少させないために、払出・放出システムは 400t／h に見積もられている。これによって、輸入炭のストックヤードが褐炭の貯炭にも使用できることが保証される。

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。しかし、長期にわたり貯炭する場合は著しく乾燥するため、発火および炭じんの発生を避けるためにも撒水を行う必要がある。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。
異なるタイプの石炭（輸入炭および褐炭）の混合物はきわめて引火性が高いため、貯炭することができない。

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動中ならびに休止中のストックヤード：約 260,000～300,000 m^3
   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 m^3

7) 上記のストックヤードでは、以下のような方法で、異なった種類の石炭を貯炭することができる。

   a) 褐炭は発電所の既存のストックヤードに貯炭され、このうち、構内の稼動中のストックヤードは 70,000～80,000t の自然積パイルによる褐炭の収容能力を備え、外部

の休止中のストックヤードは 140,000~160,000 t のつき固めパイルによる褐炭を貯炭することができる。これによって、合計で 70～90 日分の平均的な品質の Borsod 炭の貯炭量となる。

b) 約 120,000 ～150,000 t の輸入炭が選炭プラントの区域内に貯炭され、これによると、180~230 日分の貯炭量となる。

8) 褐炭の品位は選炭プラント内で継続的にチェックされる。褐炭または混合炭（輸入炭と褐炭）の発熱量の測定のために、ベルトコンベア No.1 および 2 の間にサンプラが設置される。輸入炭の品位のチェックのために、サンプラが新しい鉄道受入システムに設置される。

9) 到着した石炭の発熱量および灰含有量は、発電所の実験室でチェックされる。テストのために必要とされる石炭サンプルは、輸送システムの数カ所に設置された自動サンプラから得られる。

10) 現在の技術水準では、輸送中に石炭の硫黄含量を継続的に測定、分析することのできる装置は存在しない。したがって、脱硫剤である粉砕石灰石のおよその添加量を決定するため、燃料中の硫黄分は、産炭地およびそれぞれの石炭の混合比に基づいて計算する。

11) 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。

12) 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。

13) 発電所が計画中の主要輸送ルートによる運炭システムの輸送能力は以下の通りである。

a) 受入能力 2×100t のワゴントリッパから発電所外部の輸入炭ストックヤードまで
600 t／h

b) 輸入炭ストックヤードから払出・運炭システムのシェークスルーから供給バンカの振動式投入機まで
400 t／h

c) 選炭プラントからボイラバンカまでの既存の運炭システム
600 t／h

d) 休止中の褐炭ストックヤードの払出・運炭システム
600 t／h

e) 石炭ストックヤードの払出ブリッジの放出システム

600 t／h

f) 現在運転中のストックヤードのグラブ型クレーンのブリッジ上の払出・運炭システム（変更不要）

320 t／h

g) 発電所の構内の 40t＋40t の予備ワゴントリッパから既存の運炭システムへの輸送点まで

320 t／h

(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。しかし、その能力が限られるため、これは緊急時のみ行われる。この緊急受入は特に、2 基の 40t のフロントトリッパにより、2 軸のフロントトリッパ鉄道車両にのみ限定した鉄道受入にあてはまる。発電所周辺の鉄道システムの輸送能力はすでに限界にきているうえに、さらに石灰石列車による負担があるため、この方法による石炭受入は、将来の緊急時（トラック輸送など）への対処としてのみ考慮され、これに備えておくことが望ましい。

2) 石炭は下記のように複数のルートを通じて発電所の敷地外の選炭プラントに搬入することができる。

a) 運用中の空中ケーブルによって Lyukóbánya から

b) 鉄道によって Berente 鉄道駅の受入システムへ

c) ダンプカーによって受入バンカを通じて

3) 選炭プラントの鉄道受入システムは 5 基の 2×50t 能力のツイン・フロントトリッパから構成されており、一部は適正な動作状態にあり、一部の休止中のトリッパは稼動可能な状態にある。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 29t 積貨車 6 両を取扱えるので、29 t×6 両／h×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。2 軸貨車によって到着した石炭の積載重量は、選炭プラントの鉄道計量ブリッジによって計量することができる。また、トラック輸送の場合にはトラックスケールによって計量することができる。貨車内に凍結あるいは突き刺さった石炭は 2 機の貨車クリーナを使用して清掃し、その内の 1 基は 2 機のトリッパの清掃用に使用されている。

4) 既存のフロントトリッパは2軸の29t積載能力を備えた鉄道車両、または両開きの扉を備えた4軸サイドトリッパ車両しか受け入れることができない。一方、輸入炭がポーランド、チェコから輸入される場合は、国際貨物輸送で使用される4軸式車両の受入設備を設置する必要がある。MÁVによれば、多くは最近スクラップにされたが、Ukraineとの国境にあるZáhonyの積替え施設をもつCIS諸国からの石炭輸送を含めて、2軸式フロントトリッパ車両が長期にわたって国内輸送のために利用可能である。将来は、MÁVは大部分はフロントトリッパを備える4軸式車両のみを調達する計画である。長期契約に基づく輸送業者は現在は限られた数しか所有していないが、特殊ボディ車両（重力ホッパ式、無蓋式FalまたはFad型および有蓋式Tals型など）を調達する計画である。フロントトリッパおよびホッパ式車両は両方とも国際貨物輸送で使用されている。大部分の後者のタイプは車両の下部中央から開放されるので、したがって、積荷の石炭を既存のトリッパのショートバンカに放出することができない。

5) 上の理由から、受入能力拡張の必要性はないとしても、Berente石炭選炭プラントのV番線に位置する2×50tの貨車トリッパNo.VIを、2×100tに交換する。この貨車用ツインフロントトリッパは平均荷受け能力450～600t／hの投入バンカを備え、トリッパ貨車およびホッパ式貨車も受け入れることができる。したがって、貨車トリッパおよび関連する600t／h能力の石炭受入システムはあらゆる種類の車両を受け入れることができ、最新式のシステムは長期的に運用安全性を著しく向上させる。

6) 設備改善後に、既存のワゴンクリーナを貨車内に凍結により付着した石炭の清掃のために使用するように計画した。

7) 新しい4軸式鉄道貨車によって到着した石炭の受入のために、選炭プラントの鉄道駅の貨車トリッパ近傍に120tの能力をもつ鉄道貨車計量ブリッジを設置する。

(4) 貯炭、混合およびボイラへの運炭

運炭システムのレイアウトは図4.5.1に示されている。また、石炭受入、貯炭、混合および移送システムのフローチャートは図 4.5.2 に示されている。運炭システムの装置リストを表4.5.1～4.5.2に示した。

1) 貯炭、混合および移送システムの概要

a) Berente構内の複数の移送ラインを備えた石炭選炭プラントは良く構成されていて、異なる炭種を相互輸送することにより、ほとんどすべての組成の混合炭を作り出すことができる。現在の技術条件はBorsod炭だけを使用する場合の石炭の品位の調整に適している。したがって、以下では主に輸入炭の受け入れと選炭の問題を取扱う。

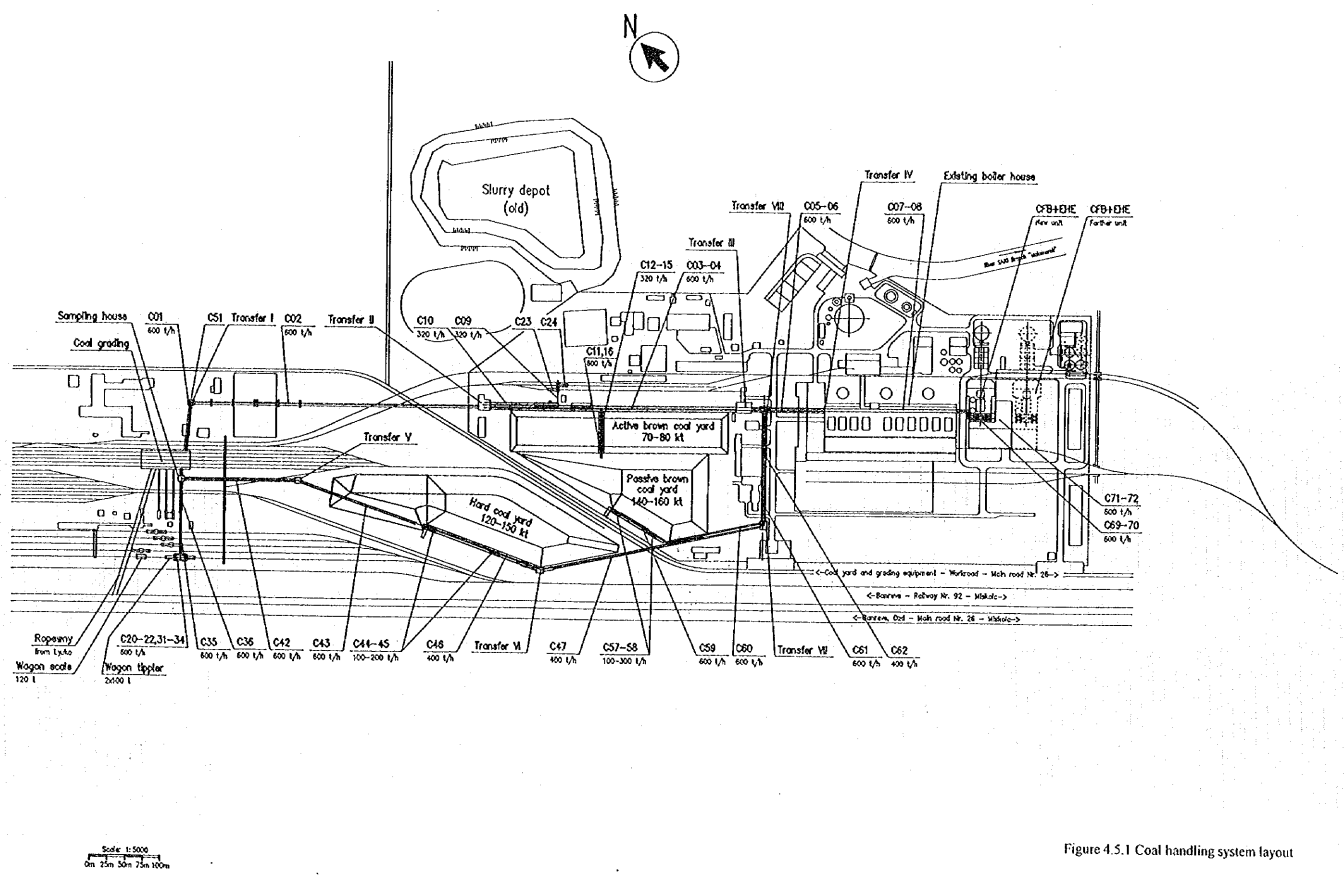


Figure 4.5.1 Coal handling system layout

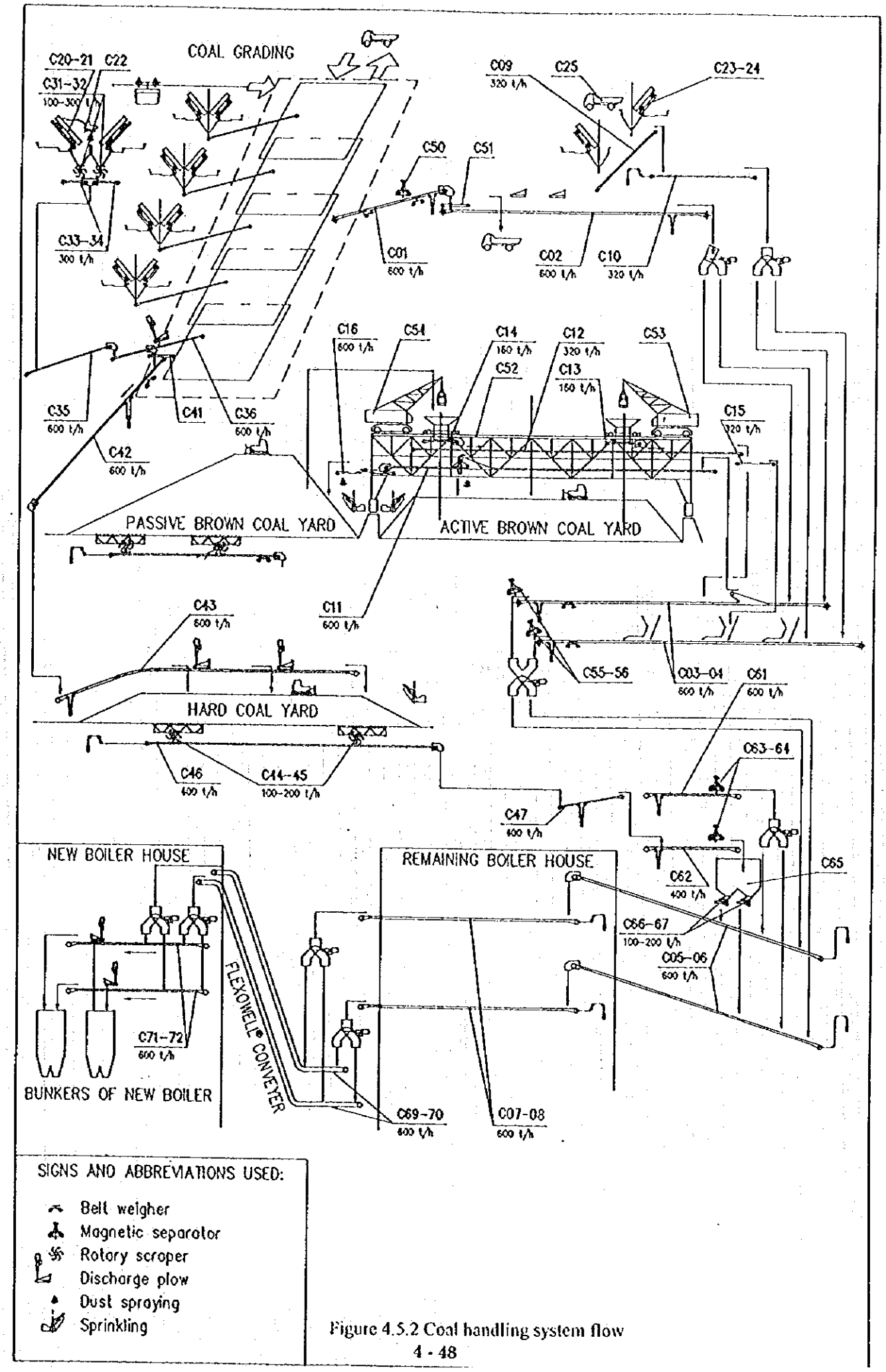


Figure 4.5.2 Coal handling system flow

Table 4.5.1 List of Equipment and Objects for Coal Handling System (1)

Unit	Code	Equipment or object	Quantity pcs	Type	Technical data				Installed Capacity kW 4105	Condition
					Capacity t/h	B mm	L m	H m		
Wagon tripplers										
	C20, C21	Twin type wagon trippler 2x100t	1	Hydraulic	600				140	New
	C22	Agitating equipment	1	Grab bucket type					58	To be renovated
	C23, C24	Wagon trippler 40+40t	2		320				90	To be renovated
	C25	Unloading grate for trucks	1							To be renovated
Internal coal feeding										
	C09	Belt conveyor	1	Steel apron type	320	1400	20	2.5	20	To be renovated
	C10	Belt conveyor	1	Belt type	320	1000	107	16.8	45	To be renovated
Feeding to the coal grading equpment										
	C31, C32	Fix scraper	2		100-300				44	New
	C33, C34	Belt conveyor	2	Belt type	300	1000	4.4	0	110	New
	C35	Belt conveyor	1	Belt type	600	1000	45	8.8	45	New
	C36	Belt conveyor with discharge plow	1	Belt type	600	1000	83	23	95	New
Hard coal unloading										
	C41	Sampling and preparation	1						15	New
	C42	Belt conveyor with scale	1	Belt type	600	1000	162	3.6	56	New
	C43	Belt conveyor with discharge plows	1	Belt type	600	1000	350	7.3	100	New
Hard coal feeding										
	C44-C45	Moving scraper	2		100-200				50	New
	C46	Belt conveyor	1	Belt type	400	1000	172	0	37	New
	C47	Belt conveyor	1	Belt type	400	1000	322	13.5	78	New
	C62	Belt conveyor	1	Belt type	400	1000	164	17.3	90	New
	C63, C64	Magnetic separator	2						15	New
Brown coal receiving										
	C01	Belt conveyor with scales	1	Belt type	600	1000	93	0	39	To be renovated
	C50	Magnetic separator	1						7.5	To be renovated
	C51	Sampling and preparation	1						15	To be renovated
	C02	Belt conveyor with discharge plows	1	Belt type	600	1000	397	4	100	To be renovated
Brown coal deposition/gathering										
	C52	Grabbing cranes's bridge	1						160	To be renovated
	C53, C54	Grab trolley (6,3m3 each)	2		160				190	To be renovated
	C12	Belt conveyor	1	Belt type	320	1000	44	0	22	To be renovated
	C13, C14	Scraper belt	2	Steel apron type	160	800	4.5	0	22	To be renovated
	C15	Belt conveyor	1	Belt type	320	1000	3	0	2	To be renovated
	C11	Belt conveyor	1	Belt type	600	1000	51	0	30	To be renovated
	C16	Belt conveyor	1	Belt type	600	1000	9	2.5	11	To be renovated

Table 4.5.2 List of Equipment and Objects for Coal Handling System (2)

Unit	Code	Equipment or object	Quantity pcs	Type	Technical data				Installed Capacity kW 1209	Condition
					Capacity t/h	B mm	L m	H m		
Brown coal feeding										
	C03,C04	Belt conveyor with discharge plows	2	Belt type	600	1400	379	0	193	To be renovated
	C55,C56	Magnetic separator drum	2						15	To be renovated
	C61	Belt conveyor	1	Belt type	400	1000	164	17.3	55	New
Coal blending										
	C65	Blending bunker	1	Steel structure	80m3					New
	C66, C67	Vibrating feeder	2		100-200				20	New
Feeding to the boiler house										
	C05, C06	Belt conveyor	2	Belt type	600	1000	113	36.6	264	To be renovated
	C07, C08	Belt conveyor	2	Belt type	600	1000	190	0	180	To be renovated
	C69, C70	Belt conveyor	2	Case type	600	1200	12	25	264	New
	C71, C72	Belt conveyor with discharge plows	2	Belt type	600	1000	40	0	40	New
Auxiliary plants, equipment and buildings										
		Local vacuum cleaner	47		300				100	New
		Dust retention: spraying and spinkling	3						35	New
		Motor-driven lifting tackles	8						28	New
		Hand-operated lifting tackles	6						15.4	New
		Sampling house	1			5.2	5.2	16		New
		Conveyor bridge	1				156	0		New
		Transfer building V.	1			6.4	6.5	10		New
		Conveyor bridge	1				346			New
		Water treatment building	1			6	6.5	13		New
		Conveyor bridge	1				292			New
		Transfer building VII.	1			5.9	8.2	9.6		New
		Feeding hopper	1							New
		Transfer building VIII.	1			7	6.7	21.5		New
		Inclined conveyor bridge	1				26			New
		Twin type conveyor bridge	1				155			New
		Conveyor bridge	1				32			New

b) 石炭選炭プラントは到着した輸入炭の混合のために必要なすべての技術的な条件を備えており、また、鉄道貨物駅は良好な石炭受入設備を備えている。このため、同プラントでの国内炭および輸入炭の混合も可能であるが、以下の理由のために、これは部分的にしか実現できない。

i) 異なったタイプの石炭（褐炭および輸入炭）の混合炭は貯炭できず、この種の混合炭はボイラにすぐに移送しなければならない。

ii) 燃料供給の極端な変動および季節的な需要変化のために、褐炭および輸入炭を同時に別々に受け入れ、貯炭することが必要である。混合炭の供給のために、他の炭種の移送スケジュールを調整することは困難である。

iii) 選炭プラントのストックヤードは機械化されていないため、現在使用中の発電所外部の補助敷地が貯炭可能な場所となるが、選炭プラントへのここからの石炭の積替えは不合理である。

iv) 鉱山 － 選炭プラント － 発電所の運炭連鎖の中で、発電所だけが、石炭をボイラに移送することができる適切な機械化されたストックヤードを備えている。

v) 新しいユニットの混合炭の混合作業は原則として、ボイラ建屋への供給の直前に行う必要がある。

結果的に、褐炭と輸入炭の混合は選炭機で行われるのではなく、両石炭の運炭過程でのみ行われる。他方、将来においても選炭プラントの石炭混合機能を維持することは現実的である。すなわち、これによって、さまざまな供給源（ハンガリー国内の他の鉱山からのものを含めて）から送られた褐炭の混合および均質化が可能になるからである。

2) 石炭の貯炭、選炭および運炭システム

上の技術的な背景から、適正な混合炭を混合するためのシステム設計において、①石炭の受入時、ならびに②貯炭された石炭の移送過程の両方で行える必要がある。

a) 国内炭とともに選炭プラントの鉄道貨物駅構内の新しい車両払出設備に輸入炭が到着すると、その一部は国内炭と直接混合することができ（50：50%）、コンベア C01、02、03、04、05、06、07、08 および C69、70、71、72 によって、既存設備および新設ユニットのデイリービンにそれぞれ移送することができる。混合し、直接移送することのできる輸入炭の量は車両払出能力よりもかなり劣るため、輸入炭の過剰な量はベルトコンベア C41、42 および 43 によって外部の輸入炭ストックヤードに放出することができる。

b) 選炭プラントに国内炭だけが供給される場合、ベルトコンベア C01、02、03 および 04

はこれをベルトコンベア C05 および C06 に移送することができる。連続的に計量されながら移送される褐炭に、最適な混合比率となるように輸入炭バンカから、質量調整器により制御された輸入炭を供給する。このようにして作られた混合炭は、ベルトコンベア C07、08 および C69、70、71、72 によって、それぞれ既存および新設ユニットのデイリーバンカに送られる。石炭の混合はコンベアの積替え地点ならびにボイラのデイリーバンカおよび石炭ミルで行われる。

ここで、新設ボイラの設置によって、既存の石炭バンカの投入コンベア（C07～08）の経路も水準も、新設ボイラのバンカ投入コンベア（C71～72）のそれに一致しないことを注意すべきである。経路間の水平距離は約 10 メートルで、水準レベルは相互に 15 メートル離れている。このような狭いスペースに由来する問題は、バケットエレベータまたは組合せ式ベルトコンベアによって解決することができる。石炭は組合せベルトよりもエレベータバケット内のバケットに固着する傾向にあり、運用上のトラブルのリスクが高くなる。また、組合せベルトはより小さな構造で必要な輸送能力を発揮することができるため、後者の、より最新の解決策を選んだ。もちろん、組合せベルトコンベアはバケットエレベータと同じように密閉ケーシング内で動作し、そのため、炭じん等の発生を最小限に抑えることができる。したがって、C69～70 はいわゆる組合せコンベアベルトを選定する。

c) 到着した石炭をすぐに移送する必要がない場合、ベルトコンベア C01、02、03 およびグラブ式ブリッジコンベア C11 によって褐炭用の現行のストックヤード、または、運用が可能なベルトコンベア C16 によって褐炭用の休止中のストックヤードへ国内炭を向けることができる。

d) ボイラ建屋への移送を石炭ストックヤードから行う必要がある場合、褐炭は、

   i) グラブ式クレーン C53 および 54 によって、現行の石炭ストックヤードから、ベルトコンベア C03 に移送するベルトコンベア C12 に積替えられるか、または、補助ベルトコンベア C15 によってベルトコンベア C04 に積替えられ、ここからクロスシュートを通じてベルトコンベア C05 または C06 に向けることができる。

   ii) 払出量可変のスクレーパコンベア C57 および 58 によって、休止中の石炭ストックヤードのベルトコンベア C59 に移送され、ベルトコンベア C60 および C61 によってベルトコンベア C05 に移送される。

e) 輸入炭は、可動式スクレーパコンベア C44 および 45 によって、外部石炭ストックヤードのベルトコンベア C46 に送り、ここからコンベア C47 および C62 によってベルトコンベア C06 および 06 にあるフィーダバンカに移送される。運炭システムの頻繁な停止および再開を回避するために、各スクレーパコンベアの能力は 100～300 t/h の間で調整可能である。

上記の投入、貯炭および運炭システムによって、組合せ数を含めて、さまざまなバージョンの石炭受入れ、貯炭および石炭輸送を実施することができる。運炭システムの一部（ボイラ建屋への運炭設備）だけは二重であるが、特定のセクションの同時動作によって、輸送能力を高めることができるだけでなく、同時に異なる二つの位置に石炭を移送するか、ある場所から二つの給炭場所に石炭を移送することもできる。移送ルートは、そのいずれかが遮断されても、発電所に確実な石炭の供給を保証することができる。緊急時には、既存の車両トリッパバンカおよび発電所の運炭システムを通じて、道路から褐炭ならびに輸入炭を運炭することもできる。これによって、新たな別のルートを設置する必要はない。

ベルトコンベア C61および C62の共通ブリッジは将来の拡張を可能とするために2機のコンベアとともに建設されることが望ましい。これの運炭システムを使って今後の30年間も発電所への褐炭供給を行うことができる。

(5) 計測、制御

1) CFBボイラは使用する石炭の熱量に大きく影響を受けないが、その硫黄分量を知ることは非常に重要である。したがって、供給者の側で事前に石炭分析を行う必要があり、その結果は石炭証券に添付される。文書に記載された品位を確認するため、新しい車両トリッパの後、および選炭ビルからコンベア C2への積替えの後の2点でサンプルを採取する。この種の石炭サンプルは、関連規格に記載されたテストおよびボイラのマニュアル（組成、可燃物、硫黄含量、熱等量など）ならびに輸送ロットによって、発電所分析室で分析する。

2) 鉄道で供給された石炭は貨車トリッパにある貨車計量ブリッジによって計量され、選炭プラントから発電所に輸送された石炭はコンベアスケールによって計測される。計測データは計量室および制御室で記録される。

3) コンベアスケールは、コンベアの過負荷を未然に防止し、発熱量によって異なる品位の石炭の混合をコントロールすることができる。これらのスケールは制御室のコンピュータと接続される。

4) 石炭受入および運炭システムに組み込まれたスケールは、石炭量に関係した計測、制御およびチェック機能のすべてを行うことができる。法的に有効な計測の信頼性は、製造者により保証されたコンベアスケールのプラスマイナス 0.5%～1.0%の計測精度によって保証される。校正済みの鉄道スケールによって計量された値と比較することが可能なコンベアスケールによって得られるデータは、経理部門で利用できる。

(6) 環境保全

1) 石炭輸送システムにより発生する炭じんは、積替え点にあるクロスシュートに直接取り付けられた局所ホースフィルタ換気装置によって除去される。フィルタの自動洗浄は圧縮空気吹き付けによって行われ、除去された炭じんはベルトコンベアに戻される。

2) 屋外の石炭移送場所では（車両からの受入、石炭ストックヤードへの移送）、炭じんの飛散はスプリンクラーシステムによって防止する。炭じんの環境への飛散を防ぐために、システムの運転状況によって撒水量を制御できるヘッドを装着し、加熱されたパイプラインによる給水を撒水する。スプリンクラーを以下の石炭ストックヤード内の 3 カ所に設置する。将来の選炭プラントの2×100t の車両トリッパの位置、輸入炭ストックヤード内の 2 機のベルトスクレーパおよびベルトコンベア端の位置、およびグラブ式クレーンの中間およびクレーンブリッジの端末から石炭を放出するベルトコンベアの位置の 3 カ所である。

3) 乾燥して風の強い日の石炭取扱による炭じんの発生は、スプリンクラーを使ったパイル表面への撒水によって効果的に減少させることができる。必要であれば、輸入炭のストックヤードおよび褐炭のストックヤードの両方を、高圧スプレーヘッドによってパイル上へ撒水することもできる。

4) 石炭輸送システムのベルトコンベアおよび輸送装置は、褐炭ストックヤードのクレーンブリッジのベルトコンベアを除いて、密閉されて設置される。この結果、騒音源は密閉した室内にあり、屋内騒音レベル規制が適用される。このレベルは、積替えシュート位置で 85 dBA、その他の位置で 80 dBA を超えてはならない。これに基づいて、設計を行う。

5) 石炭ストックヤード等で撒水によって洗い流される炭じんを含む水を地下へ浸透させることはできない。これらの水はストックヤードの周囲の排水溝システムおよび沈殿池に受け、各施設から集水される汚水は、スラリポンプによって沈殿池へ送られる。

4.5.2 天然ガス・燃料油供給システム

(1) 天然ガス供給設備

MCRにおける燃焼量をもつガスノズル、およびそれぞれ必要な容量をもつ点火並びに助燃バーナがボイラに取り付けられる。点火および助燃バーナへの供給燃料として、発電所の既設ボイラに供給している天然ガスおよびFA 60／80 の燃料油が利用できる。

既設のガス供給設備の定格容量は 15,000 Nm^3／h である。これは、需要増加により不十分となるため、既設のものと同じ容量をもつ新設の鋼板キャビネット製の天然ガス受入れステー

ション（天然ガス圧力レデューサおよびメータ）2 基が設置される。このようにして拡張した設備全体の能力は 45,000 m³／h となり、石炭および油燃焼せずとも熱需要をカバーするには、あるいは天然ガス専焼、定格出力で新設ユニットを運転させるには十分である。この場合、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。

天然ガス受入れステーション

形式 ： 鋼板キャビネット入り圧力調整機およびメータ
容量 ： 15,000 Nm³／h
基数 ： 2 基

天然ガス設備フローダイヤグラムを図 4.5.3 に示す。

(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）および燃料油バーナ（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 および 1,000 m³の容量のタンクが設置される。貯蔵される燃料油の種類は、低硫黄分で流動点が-20℃の FA 60／80 の燃料油であるため、貯蔵タンクの加熱は必要ない。

燃料油は鉄道により輸送される。鉄道受入ステーションに設置される 2 基のドレンポンプがフィルタを通して直立円筒タンクへと燃料油を排出する。

タンクから内部フィルタのついた 2 基の輸送ポンプが、既設および新設両ユニットのバーナへ燃料油を送る。1 台のポンプは待機用である。

1) 燃料油タンク

i) 形 式 ： 直立円筒二重底屋外タイプ
容 量 ：2,000 m³
基 数 ：1

ii) 形 式 ： 直立円筒二重底屋外タイプ
容 量 ：1,000 m³
基 数 ：1

2) 受入ポンプ
形 式 ： スクリューポンプ
容 量 ： 40 m³／h
数 量 ： 2 台

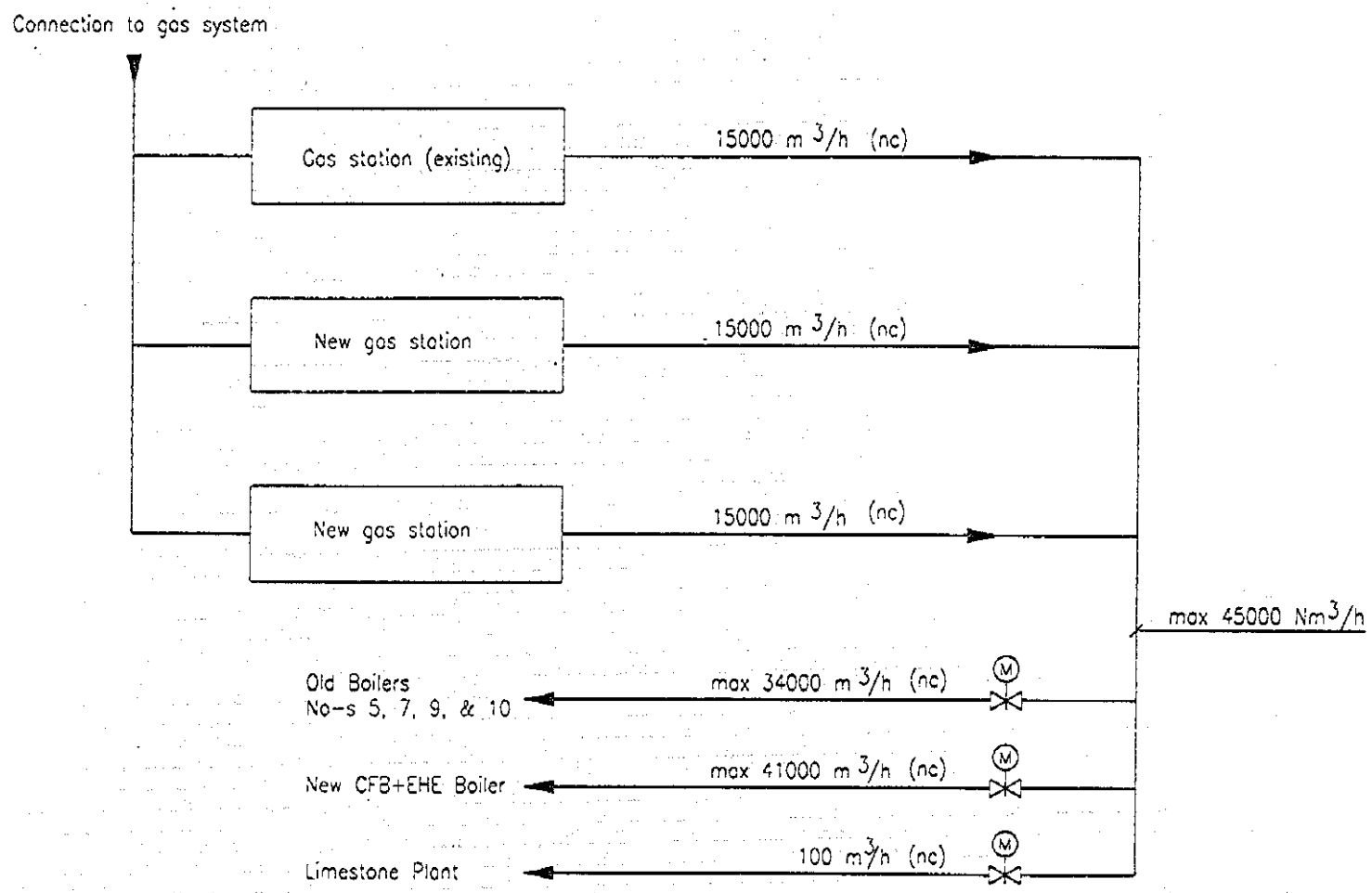


Figure 4.5.3 Natural gas supply system

3) 移送ポンプ

形　式 ： スクリューポンプ

容　量 ： 40 m^3／h

数　量 ： 2台

圧力制御は、再循環リリーフ弁により行われる。タンクは相互に燃料を引き抜くことができる機構を持つ。設備のフローダイヤグラムを図4.5.4に示す。

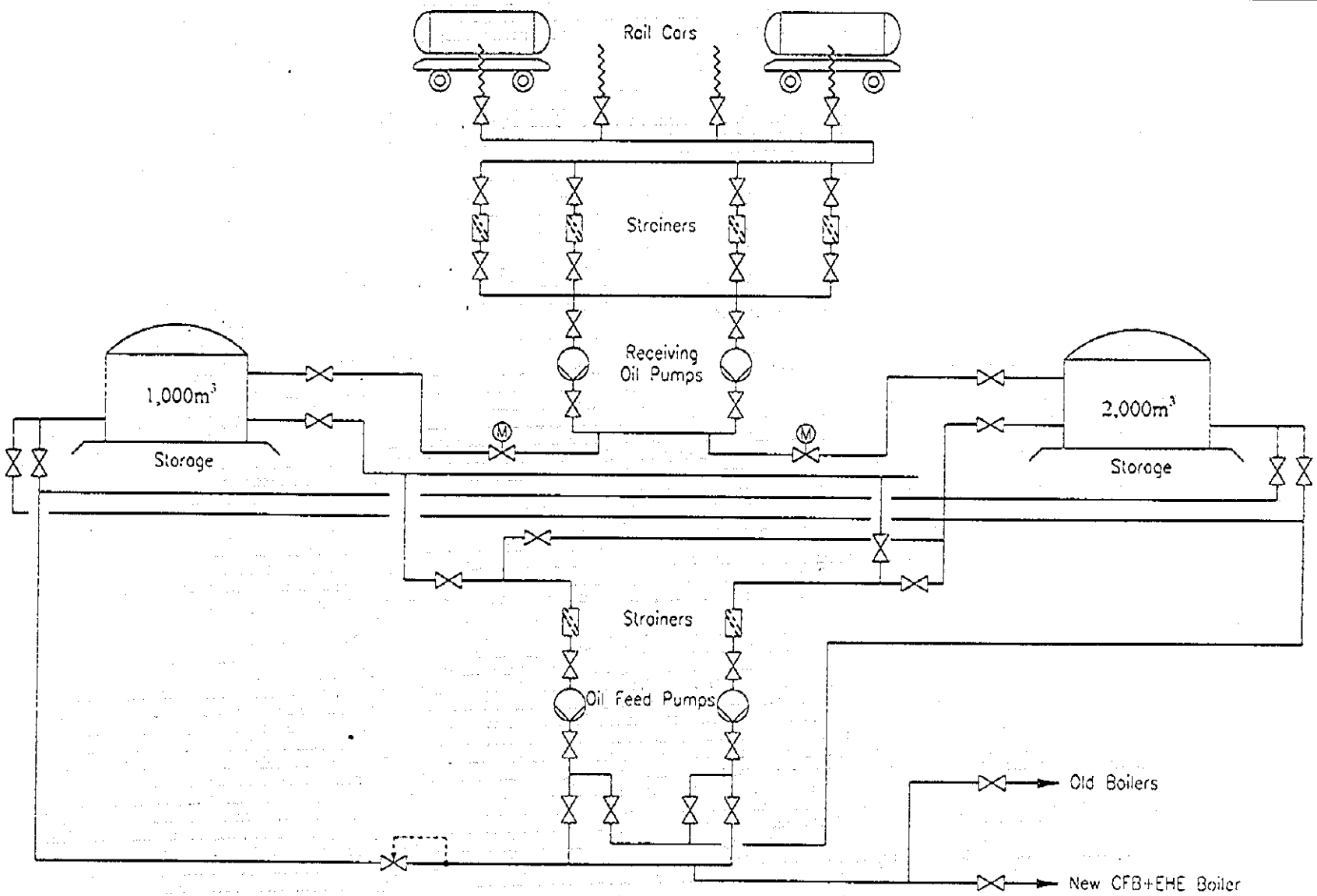


Figure 4.5.4 Oil supply system

4.6 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
		粉砕石灰石 1,700 m^3 1基
原料石灰石嵩 密度	：	1～1.2 t／m^3
粒径	：	0～50mm

(2) 石灰石システムの建設場所

図4.6.1 に石灰石システムのレイアウトを示した。

石灰石システムは操業の安全を考慮し、できるだけ新設ユニットの近隣に設置することし、将来の増設を考慮し選定した（新たな 150MWe の増設等を考慮する）。

このシステムの設置場所は発電所の南東に面した近接地で、線路 No. I ／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、0.3ha 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

発電所までの輸送用に、38m^3の積載容積を持つ 4 軸の Tals 型貨車が必要であり、これらは有蓋で車体下部には石灰石の払出用のホッパを持つことを想定している。

石灰石の安定供給を担保するための乾式粉砕装置については、節末に詳細を述べる。新設ボイラへの石灰石安定供給システムは粉砕石灰石の荷受け設備と粉砕石灰石を輸送するためのセメントタンク車の空気式払出設備の両者が適している。粉砕石灰石は Uacs 型の 4 軸セメントタンカーあるいは Ucs 型の 2 軸タンカー（バルクタンクを 2 基積載している）の利用が考えられる。

150MWe CFB＋EHE ボイラユニットの最大石灰石消費量は 18.4 t／h×24 h=442 t／d

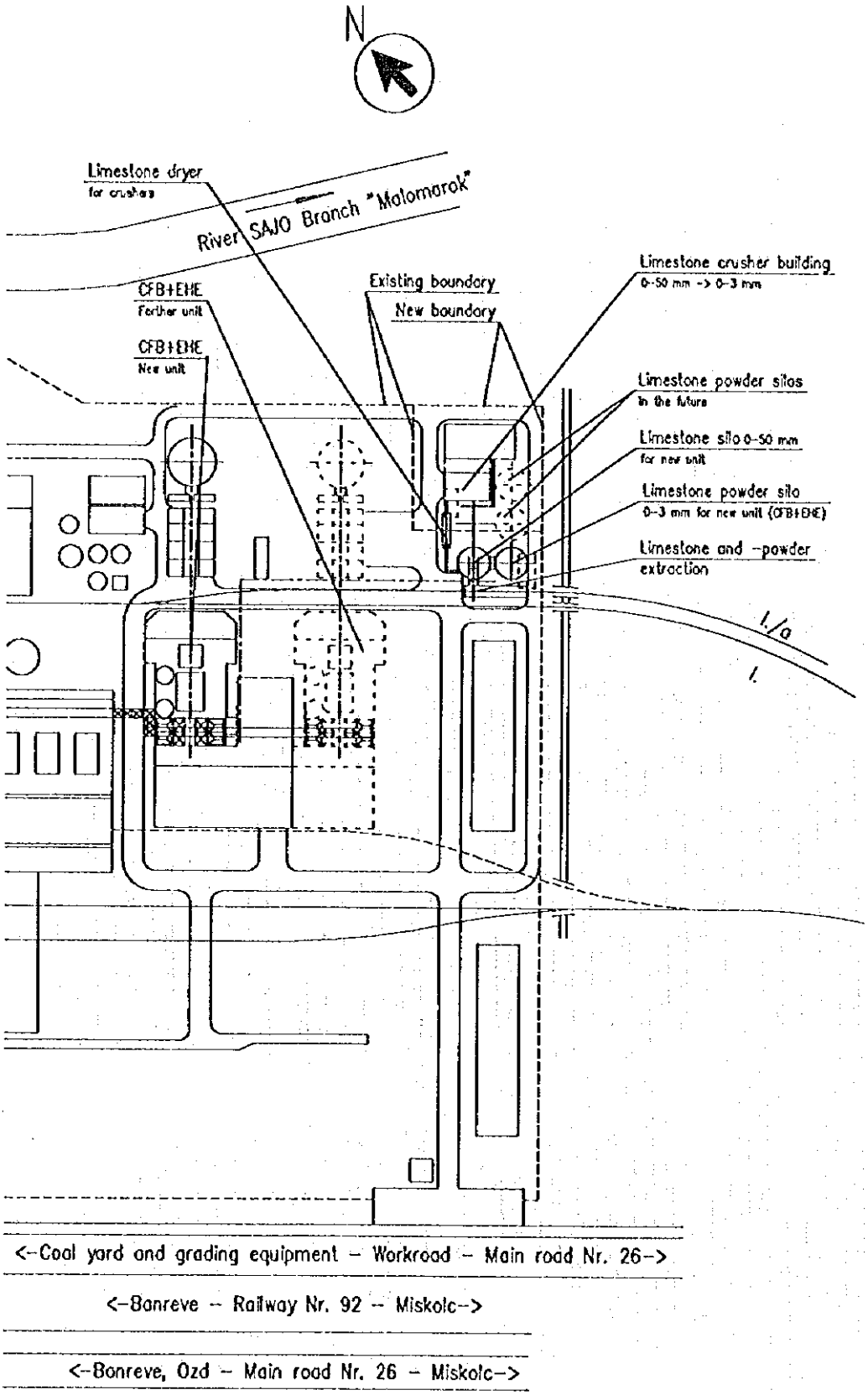


Figure 4.6.1 Layout of limestone handling system

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 t／d×7／5＝619 t／d となる。

これは、16両の貨車に相当し、1列車または2列車による輸送に相当する。荷受け設備の75%の能力で作業時間を1シフト8時間とすると、以下の荷受けシステムの能力（容量）が計算できる。

619 t／0.75／8 h＝103 t／h

石灰石粉砕プラントの長期にわたる支障を考慮し、新設ボイラは粉砕石灰石の調達と供給を受ける必要のあることははすでに述べた。この粉砕石灰石の払出設備は、形式にもよるが1両または2両貨車に積載された4基のバルクタンクから同時に払出ができるものとし、20 t／h の能力を持つ4本のサクションパイプを使用する。一方、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砕石灰石を確保する必要があることから、少なくとも3日分の貯蔵をする。したがって、必要な最低貯蔵量は以下の通りである。

150 MW_e CFB＋EHE ユニット用粉砕石灰石:3×24h×18.4 tons／h＝1,325 t

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、後ほど述べる乾燥粉砕システムのため、少なくとも粉砕石灰石を3日分貯蔵する。

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る。原料石灰石の貯蔵サイロは直径12m、高さ27mで容積は約1,300m^3であり、外見を整えるため粉砕石灰石サイロも全く同一である。サイロからの取出口は地上高+8mの位置にある。粉砕石灰石も同様にRC製のサイロに貯蔵され、正味容積は1,700m^3である。サイロからの取出口は地上高+12mの位置にある。

この結果、石灰石の全貯蔵量は以下のように算出できる。

3,000 t×1 t／m^3 ＝3,000 t

3,000 t／442 t／d＝6.8 days の量を確保できる

原料石灰石と石灰石粉砕物の貯蔵能力は以下のようになる。

新設150MWeボイラ用の1,700tの粉砕石灰石は3.8日分の消費量に相当する。

(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4.6.2 および図4.6.3 に、設備機材を表4.6.1 に示した。

1) 原料石灰石の荷受け

発電建屋脇の No. I ／a 線の隣に新たに払出番線 No. I が建設され、原料石灰石は床払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。払出枠の下に最大積載した貨車の荷を 2 基の RC 製のバンカで受ける。このバンカからは、振動フィーダ、排出ベルト、リブ付きエレベータを使用することによって払い出す。リブ付きエレベータは石灰石サイロの地上高+27m の位置にある開口部を通して原料サイロ内に移送する。貨車の払出用のゲートは軽量構造の建屋内に設置され、両側が開口している。したがって払出の際に発生するふんじんを防止するためエアカーテンによりシールする。貨車からの荷受け建屋の内部の排出バンカの下には、自動運転式のバグフィルタが取り付けられ、ふんじんは原料サイロ内に取り込まれる。

2) 粉砕石灰石の生産

0～50mm の粒径である原料石灰石は 0～3mm の粒径に粉砕する必要がある。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。乾燥機に供給された排ガスは除じんサイクロンを通りガス送風機により EP 入口へ再循環される。ロータリー乾燥機は新設 150MWe ユニットが稼働中あるいは停止中のいずれの場合でも、乾燥用エネルギーを供給するためのガスヒータを設置する。

原料石灰石はハンマークラッシャを使用して粉砕する。原料はプラントの上部に設置された 2 基の RC 製バンカ内へバケットエレベータにより移送される。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 605／(0.75×16) ＝50.4t／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。

十分な余力を持たせるため 2 基の粉砕機が設置される。(1 基の動作中他の 1 基は予備とする)

粉砕機により 0～3mm の粒径に粉砕された石灰石は、2 基の密閉式の分配器により集められる。石灰石粉砕物はそれぞれの分配器から貯蔵サイロに空気輸送装置により連続的に移送される。分配器はエアルースシステムにより供給され、排気装置はバグフィルタと排気送風機により構成される。

粉砕機室は密閉構造とし、20m×18m の RC 製とする。最大高さは 28m、容積はおよそ 6,700m^{3}である。

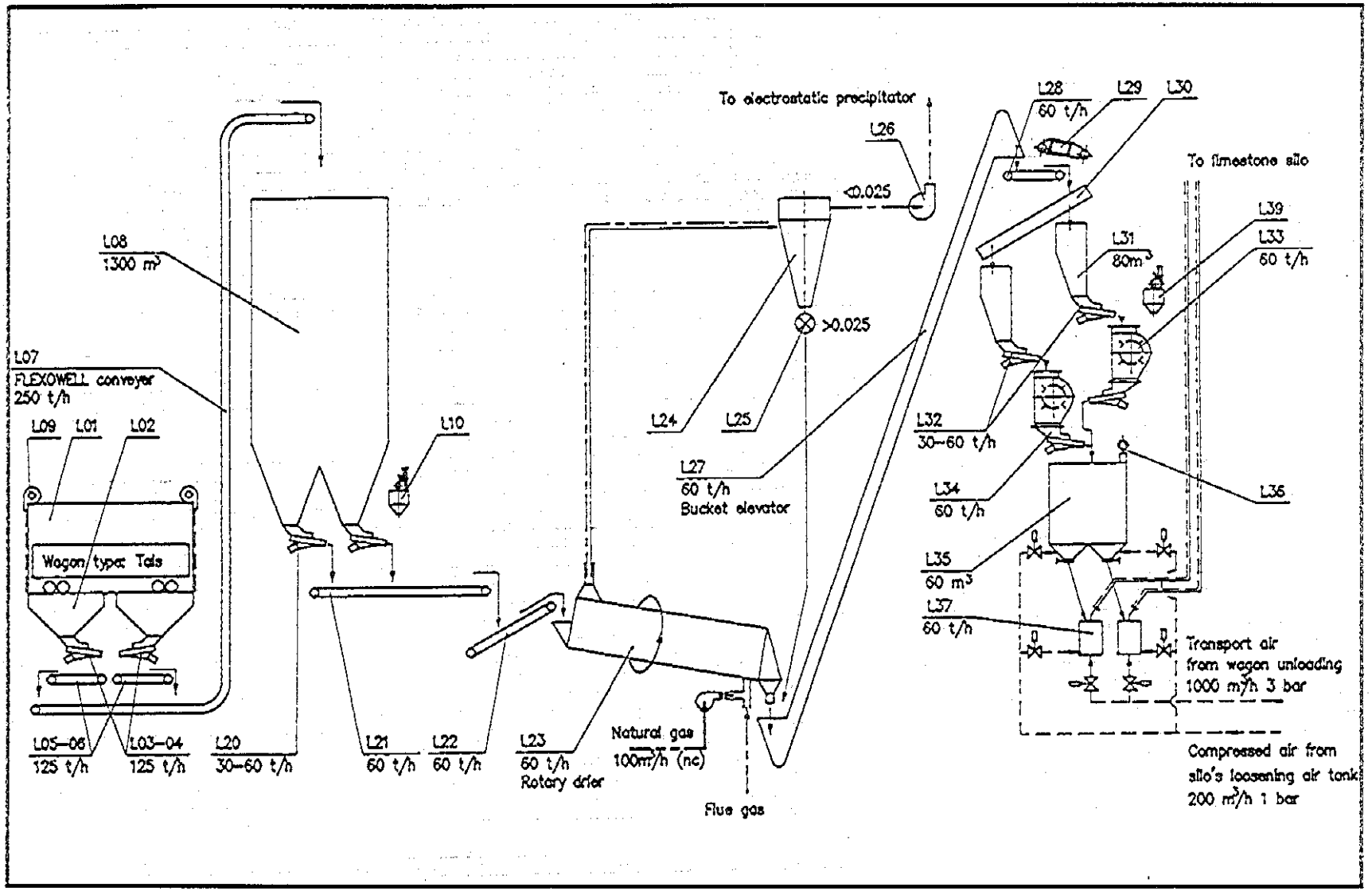


Figure 4.6.2 Limestone handling system, receiving, storage & crushing

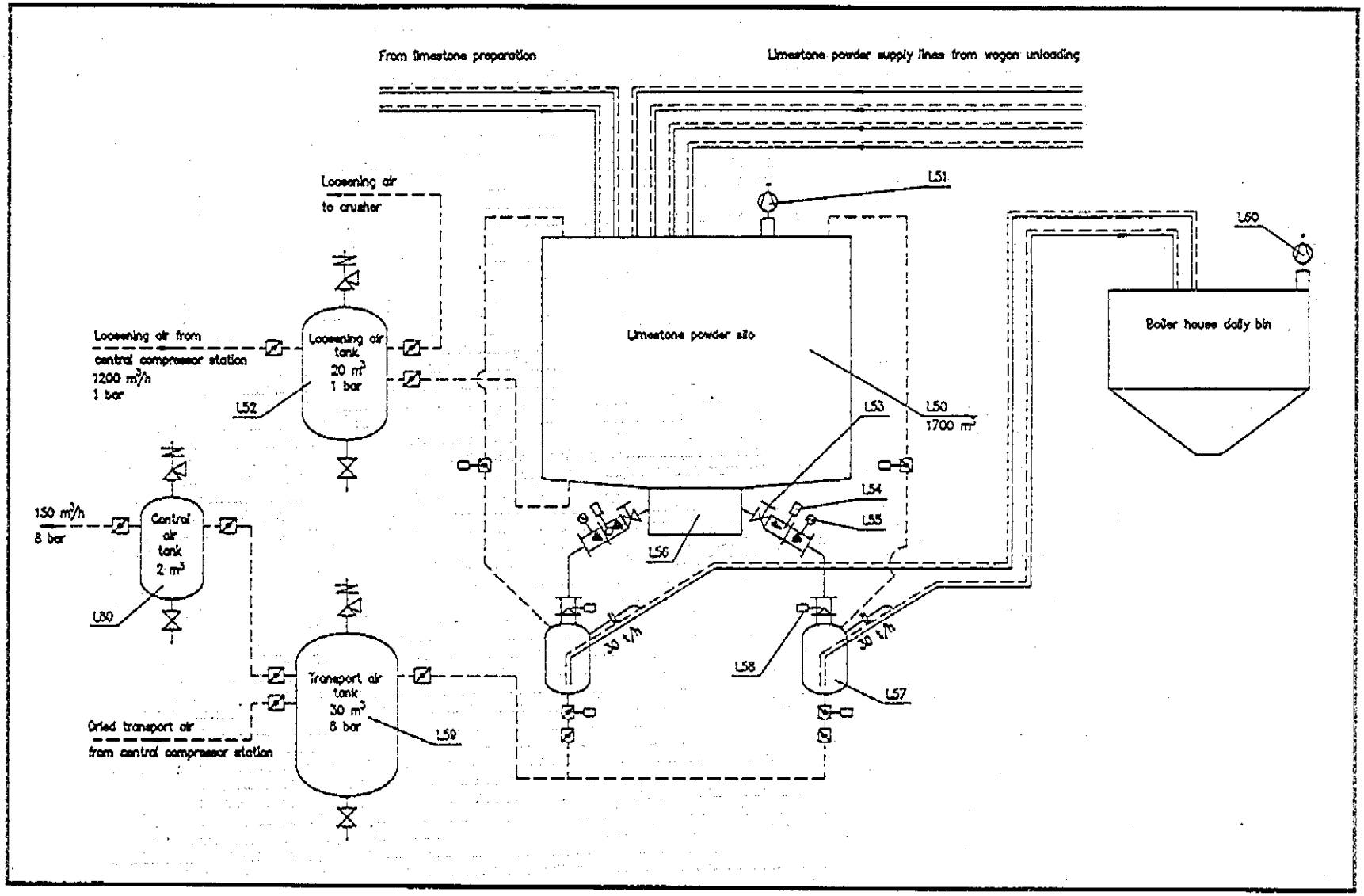


Figure 4.6.3 Limestone handling system, transport to boiler house daily bin

Table 4.6.1 Main Parts of the Limestone Supply System

No.	Technological Unit	Code	Description	Quantity pcs	Capacity t/h	Technical data B m/s	L m	H m	v m/s	Electric data: Installed pcs	Working pcs	Nominal capacity kW/pcs	Total capacity kW 1011	Simultaneous load continuous kW 685	Simultaneous load short kW 20
1	Limestone receiving														
2		L01	Wagon reception building	1											
3		L02	Unloading grate with bunker	2											
4		L03-04	Vibrating feeder	2	125 t/h					2	2	5.5	11	8	0
5		L05-06	Belt conveyor	2	125 t/h	650	7	0	2	2	2	5.5	11	7	0
6		L07	Conveyor	1	250 t/h	800	15	35	3.35	1	1	90	90	72	0
7		L08	Raw limestone silo 1300 m^3	1	1300 m^3										
8		L09	Air curtain fan	4	V=4000 m^3/h, p=250 dPa					4	4	5.5	22	16	
9		L10	Dust exhausting system	1	V=32000 m^3/h, p=250 dPa					1	1	64	64	64	9
10															
11	Limestone grinding														
12		L20	Vibrating feeder	2	30-60 t/h					2	2	1.35	2.7	2.7	0
13		L21	Belt conveyor with scraping chain	1	60 t/h	650	30	0	1.3	1	1	7.5	7.5	5.9	2.2
14		L22	Belt conveyor with scraping chain	1	60 t/h	650	30	6	1.3	1	1	18.5	18.5	13.8	2.2
15		L23	Rotary drier	1	60 t/h					2	2	55	110	110	0
16					Heat demand 750 MJ/h										
17		L24	Powder separator cyclone	1											
18		L25	Rotary feeder	1						1	1	7.5	7.5	0	6.5
19		L26	Flue gas fan	1	30000 m^3/h					1	1	37	37	37	0
20		L27	Bucket elevator	1	60 t/h		8	25	1	1	1	30	30	22	0
21		L28	Belt conveyor	1	60 t/h		4	0	1	1	1	5.5	5.5	4	0
22		L29	Magnetic separator	1						1	1	3.8	3.8	3.8	0
23		L30	Scarping chain conveyor	1	60 t/h		12	0	0.5	1	1	22	22	16	0
24		L31	Feeding container, reinforced concrete design 80 m^3	2											
25		L32	Vibrating feeder	2	30-60 t/h					2	1	1.35	2.7	1.35	0
26		L33	Hammer crusher	2	60 t/h	From 0-50 mm to 0-3 m				2	1	250	500	250	0
27		L34	Vibrating feeder (tube type)	2	60 t/h					2	1	1.35	2.7	1.35	0
28		L35	Feeding container with pneumatic loosening	1	60 m^3										
29		L36	Ventilation of the feeding container	2	V=4000 m^3/h, p=250 dPa					2	2	5.5	11	8	0
30		L37	Pneumatic transport vessel	2	60 t/h										
31		L39	Dust exhausting system	1	V=20000 m3/h, p=250 dPa					1	1	32	32	32	0
32															
33	Storage and feeding to the boiler house														
34		L50	Silo, reinforced concrete design 1700 m^3	1	1700 m^3										
35		L51	Filter of the silo ventilation	1	V=6500 m^3, p=250 dPa					1	1	11	11	8.3	0
36		L52	Air tank to the loosening air 30 m^3	1	V=1200 m^3/h, p=1 bar										
37		L53	Limestone powder gate valve	8											
38		L54	Limestone powder stop valve	8											
39		L55	Layer control	2											
40		L56	Diverter box	1											
41		L57	Pressure vessel	2	30 t/h										
42		L58	Bell type valve	2											
43		L59	Transport air tank 30 m^3	1	V=1200 m^3/h, p=8 bar										
44		L60	Boiler house daily bin ventilation	1	V=1400 m^3/h, p=250 dPa					4	1	2.2	8.8	2.2	0
45															
46	Wagon unloading														
47		L70	Air tank 30 m^3	1	V=1500 m^3/h, p=3 bar										
48															
49	Control air supply														
50		L80	Instrument air tank (2 m^3)	1	V=110 m^3/h, p=10 bar										
51															

バグフィルタを使用した中央排気システムにより粉砕機の運転中に発生するふんじんを除去する。フィルタは自動洗浄され、集じんされたふんじんは上記の分配器へ返送される。

空気輸送に用いられる 3 bar の乾燥圧縮空気は既存の中央コンプレッサステーションから30m³のタンクを通して供給される。空気栓は粉砕石灰石サイロの地上高±0.00m レベルに取り付けられる。この空気栓は粉砕石灰石をタンク貨車輸送により払出をする場合にも使用される。

共通の空気栓は粉砕プラントの空気輸送と粉砕石灰石サイロのルースニングエアとして1 barG の圧力で供給される。

3) ボイラのデイリービンへの移送

建屋内に設置された石灰石デイリービ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。輸送中、内部の空気ブローチャンネルは外部のそれが間欠運転中であっても、連続的に運転される。ルースニングシステム用いられる 1 bar の既存の中央コンプレッサステーションからサイロの下部に設置された 20m³のタンクを通して供給される。

粉砕石灰石の取扱作業中は、サイロの頂部に取りつけられた一体型の排気ファンとバグフィルタを運転する。バグフィルタの洗浄は逆噴射装置により自動的に行われる。

サイロからの粉砕石灰石は動力式ゲートバルブ、空気駆動排出バルブならびに電動駆動層厚コントローラ（容積制御）により中間バンカへ排出される。中間バンカの 2 カ所の排出ダクトの下部に 30 t／h の輸送機が取り付けられる。バンカの頂部にリリーフ弁（安全弁）が取り付けられ、弁の出口は石灰石サイロの上部空間に接続される。

中間バンカからの粉砕石灰石はゲートバルブにより供給され、空気駆動ベルバルブを通して移送ビンに送り込まれ、ビンに接続された輸送パイプによりボイラのデイリービンの中に供給される。これらの 2 基の輸送ビンは交互使用とする。中間バンカの移送ビンとルースエアのために 8 barG の圧縮空気が必要で、サイロからの排出ならびに層厚制御システムもまた 20 m³のタンクを通して中央コンプレッサステーションにより供給される圧縮空気により駆動される。

移送ビンの運転は、ボイラのデイリービンのレベルに応じ自動制御される。

ボイラのデイリービンはボイラの付属設備であり、ビンの換気はバグフィルタにより行われ、フィルタは圧縮空気の逆洗により自動洗浄される。リリーフ弁と空気配管の安全弁がボイラ建屋内のデイリービンの頂部に設置される。ビンには最低位と最高位を検出するための連続式のレベルゲージと高位レベルの警報用センサが設備される。換気装置用のバグフィルタの洗浄用空気は独自のコンプレッサにより供給される。

4) 粉砕石灰石の外部からの荷受け設備

石灰石粉砕プロセスで最も高価な設備のひとつは乾燥ドラムであり、関連輸送機器を含めた予備品は非常に高価である。一方、乾燥ドラムは比較的構造が単純であるため、一般的な修理は通常24時間以内に行えるため、乾燥システムを二重に設備することは不合理である。

しかしながら、長期の修理期間を必要とするような故障の可能性は否定することはできないので、外部の供給者から粉砕石灰石を荷受けするための設備を設置する。

粉砕石灰石の荷受けに必要な圧縮空気は、既存のコンプレッサ・ステーションから粉砕機室の空気輸送システムに供給されるエアタンクを通して供給される。各サイロには最低と最高位置を検出するための連続式のレベルゲージと高位レベルの警報用センサが設備される。リリーフバル ブが各サイロの頂部に取り付けられる。

図4.6.4に貨車からの荷受けブロックダイアグラムを示した。

(5) 石灰石の量と品位の分析

到着貨車の秤量は、Berente の石炭選炭プラント内にある輸入石炭の荷受け用に設置された100t の能力を持つ鉄道用ブリッジスケールを使用して行われる。粉砕石灰石と原料石灰石の試料採取は、貨車の到着時にマニュアルで行い、化学分析は構内の化学分析室で行われる。

(6) 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。各ユニットは以下の通りである。

- 貨車輸送による原料石灰石の荷受け建屋は、与圧エアカーテンで両サイドをシールされている。ふんじん排気システムは建屋内に設置されるバグフィルタにより実施される。
- コンベアは密閉型とし、中央ならびにローカルのふんじん排気システムで各積替え地点で発生するふんじんを引き込み、バグフィルタで処理する。コンベアカバの下部に堆積する堆積物は、チェーンスクレーパにより積替え地点まで輸送される。この装置は、コンベア長が短いケースは全長に沿って、また長尺ものの場合は、出口端の上流側の20 m長のセクションに沿ってそれぞれ設置される。したがって、ベルトコンベア下部空間は自動清掃される。
- 空気輸送技術を使用することにより、粉砕石灰石輸送システムは完全なクローズドシステムとなる。
- 貯蔵バンカの排気システムはバグフィルタを通して行われる。
- 原料石灰石の移送中、粉砕石灰石の大部分は排ガス流により運ばれ、サイクロンにより分離されるが、分離されない部分は排ガスとともにボイラのEPに入り、フライアッシュとともに分離される。

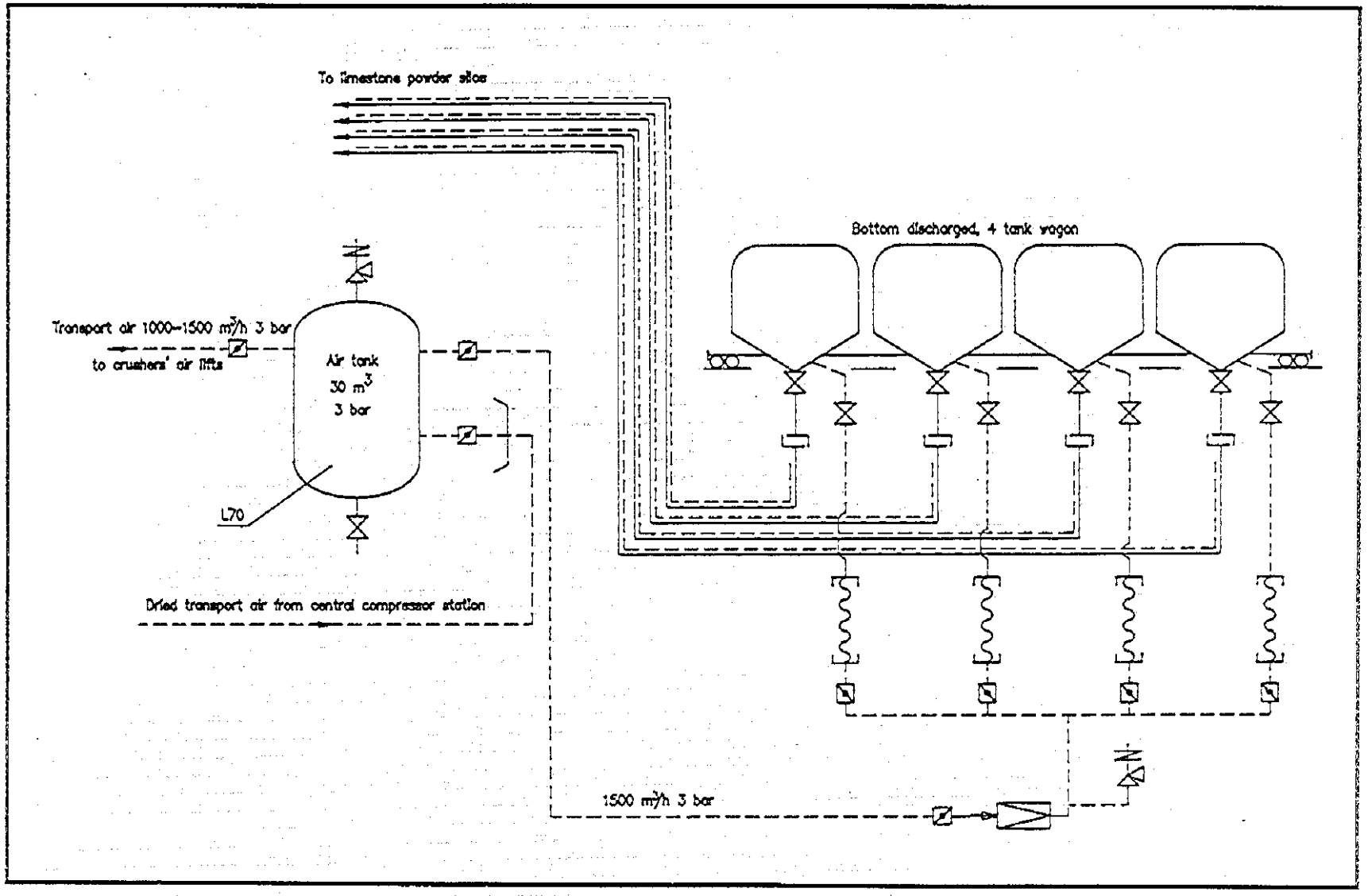


Figure 4.6.4 Limestone handling system, limestone powder receiving

4.7 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

新設の循環流動床ボイラで燃焼される燃料は、Borsod 褐炭 50%および輸入炭 50%（発熱量ベース）の混合炭である。

石灰石を含まない燃焼残渣の化学的組成について、表 4.7.1 に示した。

Table 4.7.1 Chemical Composition of Firing Residues

Description	Brown Coal	Imported Coal
SiO_2	average 51%	40－80%
Al_2O_3	average 18.7%	14－37.5%
Fe_2O_3	average 13.1%	14－37%
MgO	average 4.8%	2.0－5.5%
CaO	average 7.9%	0.5－12%
Na_2O	average 0.7%	0.2－2.2%
K_2O	average 2.1%	0.3－5.0%
SO_3	average 1.7%	0.3－8.0%
TiO_3	-	0.6－3.2%
P_2O_5	-	0.02－2.5%

Borsod 褐炭の燃焼残渣の組成については信頼できるデータが手に入るのに対して、輸入炭に関するデータは、調達場所により変化する。

脱硫のための石灰石の添加により、燃焼残渣中には、使用される燃料中の硫黄分および添加される石灰石の量により、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 ボイラの混焼により生成する燃焼残渣の量を表 4.7.2 に示す。

Table 4.7.2 Firing Residues Produced by the New Boiler

State of load	Capacity	Mixed coal firing
1. Design state	(382.0 MW)	44.2 t/h
2. Optimum firing	(287.5 MW)	32.3 t/h
3. Minimum load	(135.8 MW)	15.7 t/h
4. Overall load	(382.0 MW)	44.2 t/h
5. Max. heat demand in winter	(388.0 MW)	45.0 t/h

設計値は、44.2 t/hである。

(2) スラグ/ベッドアッシュおよ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およびECO両方のホッパから除去される。

ベッドアッシュは、バッファストアへと向かわせるアッシュクーラあるいはシェルクールスクリュコンベヤどちらか一方の中で冷却される。バッファストアおよびECO・EPのホッパから、ベッドアッシュおよびフライアッシュは、エゼクタタイプの間欠モード空気運転設備によりボイラに隣接する100 m³の容量をもつ貯蔵所へと輸送される。輸送の制御は、ホッパ内のレベルスイッチにより作動するプログラムにより行われる。ボイラに付属した貯蔵所に収集されたベッドアッシュおよびフライアッシュは、新設の圧搾空気による輸送設備によりDN 125/150の配管を通って、スラリーセンターに設置された各300 m³の容量をもつ2基のサイロへと向かう。各空気輸送容器は、分離された配管に接続されている。新設ボイラに付属する輸送容器のペアは、コンプレッサステーション内の空気タンクに接続する。

図4.7.1に新設CFBボイラからのベッドアッシュおよびフライアッシュの回収システムを示した。

(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)およ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および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あるブロックⅧ/1および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。

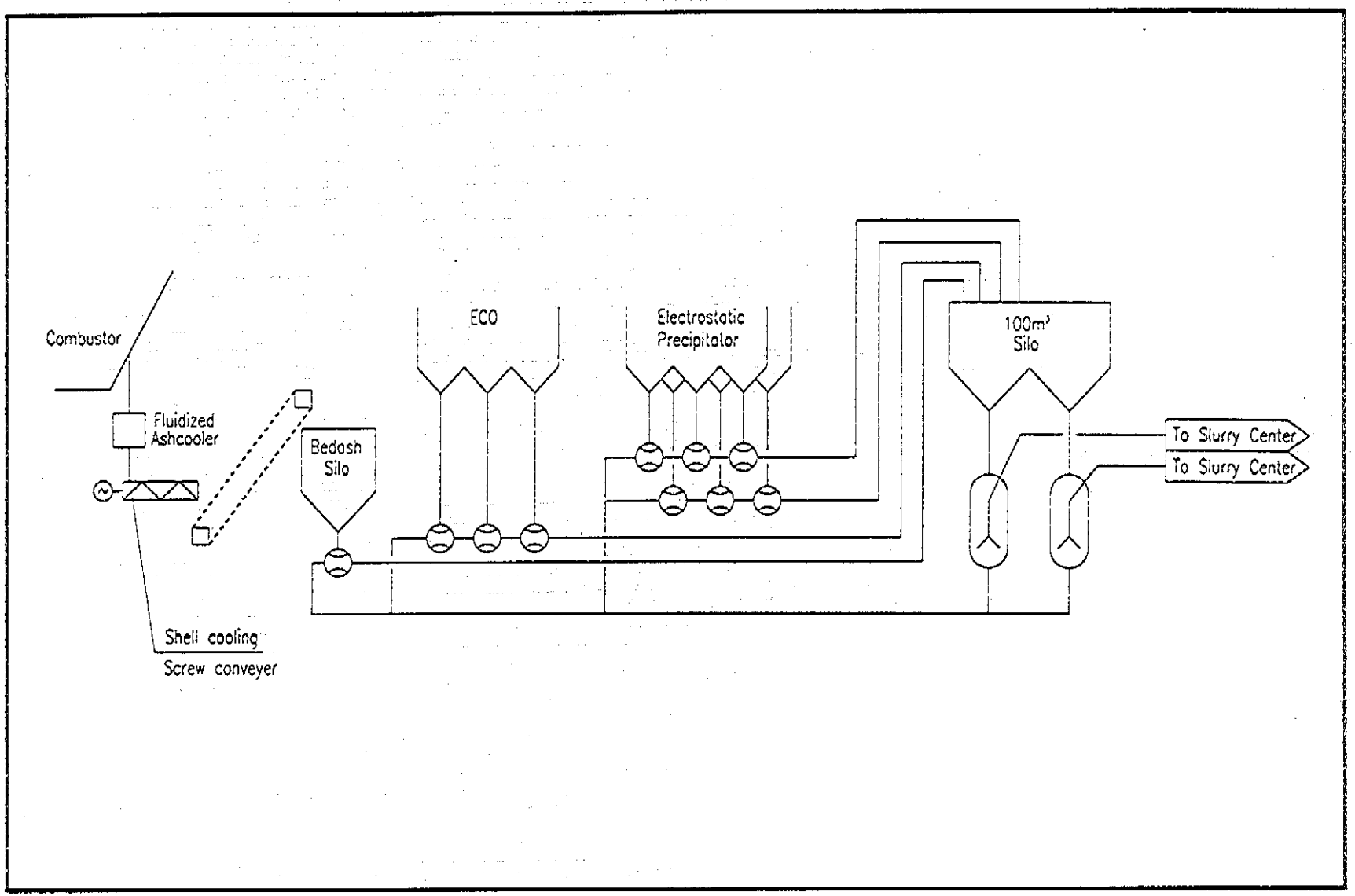


Figure 4.7.1 Flow diagram of slag and fly-ash system

c) 1997年現在の堆積状況およ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) 輸送用空気供給設備

固形物質の輸送のための空気輸送設備は、460 t/hの容量の新設ボイラおよび石灰石処理設備使用される。

1) 基本的な設計データ

空気圧：	6 barG
空気量：	
石灰石の流動用	2,300 m³/h
フライアッシュの流動用	1,500 m³/h
合　　計	3,800 m³/h

2) 主要なユニットの仕様

コンプレッサ

形　式：サイレンサカバー、入口側空気フィルタ、オイルセパレータ、自動制御付きオイル噴霧タイプスクリュコンプレッサ

容　量：2200 m³/h

数　量：3台（2×50%）

空気タンク

形　式：縦形円筒形溶接製

容　量：30 m³

数　量：2

空気ダクト

形　式：吸収タイプ

容　量：2200 m³/h

数　量：3（2×50%）

3) 既存のコンテナに取り付けられたスクリュコンプレッサは、移転させなければならない。将来、既存の空気圧輸送設備に空気を供給することに加え、新規の輸送空気供給設備の待機用として供される。

4.8 電気設備

定格出力 150 MW の本発電プラントには、自律運転に必要なすべての主機および補機が設置される。通常運転時の発電機出力は、ボイラ、タービンおよび発電機の補機に供給されるだけではなく、ボイラの付属設備にも供給される（図 4.8.1 参照）。

発電ユニットの発電電力は 120 kV 系統に送られるが、120 kV 系統と連系できない場合でも、35 kV 系統に接続されている起動変圧器を利用すれば発電ユニットを起動することが可能である。さらに、発電ユニットが運転不能に陥った場合には、バッテリーと非常用ディーゼル発電機を利用することによって安全に停止させることができる。

以下に電気設備の主な諸元を示す。

(1) 発電機および励磁装置

発電機は、タービン主軸と直結された三相発電機とし、空水熱交換器で冷却される。

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

励磁装置の形式は静止型とし、励磁用電源は 2 回線で供給される。無停電での電力供給を可能とするために 2 回線の自動切換えを行う。

(2) 変圧器

各種変圧器の仕様を表 4.8.1 に示す。

1) 主変圧器

主変圧器は、発電機端子に接続され、電力を 120 kV 系統に供給する。この変圧器は、油空熱交換器を備えた送油形とする。電圧比は負荷時タップ切替機によって変更可能である。変圧器端子の発電機端子への接続は相分割母線によって行う。

2) 所内変圧器

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ためのものであり、発電機・主変圧器間の相分割母線に接続される。この変圧器は、油空熱交換器を備えた送油形とし、制御装置も組み込まれる。この変圧器から補機用 6 kV 主開閉装置に電力を供給する。

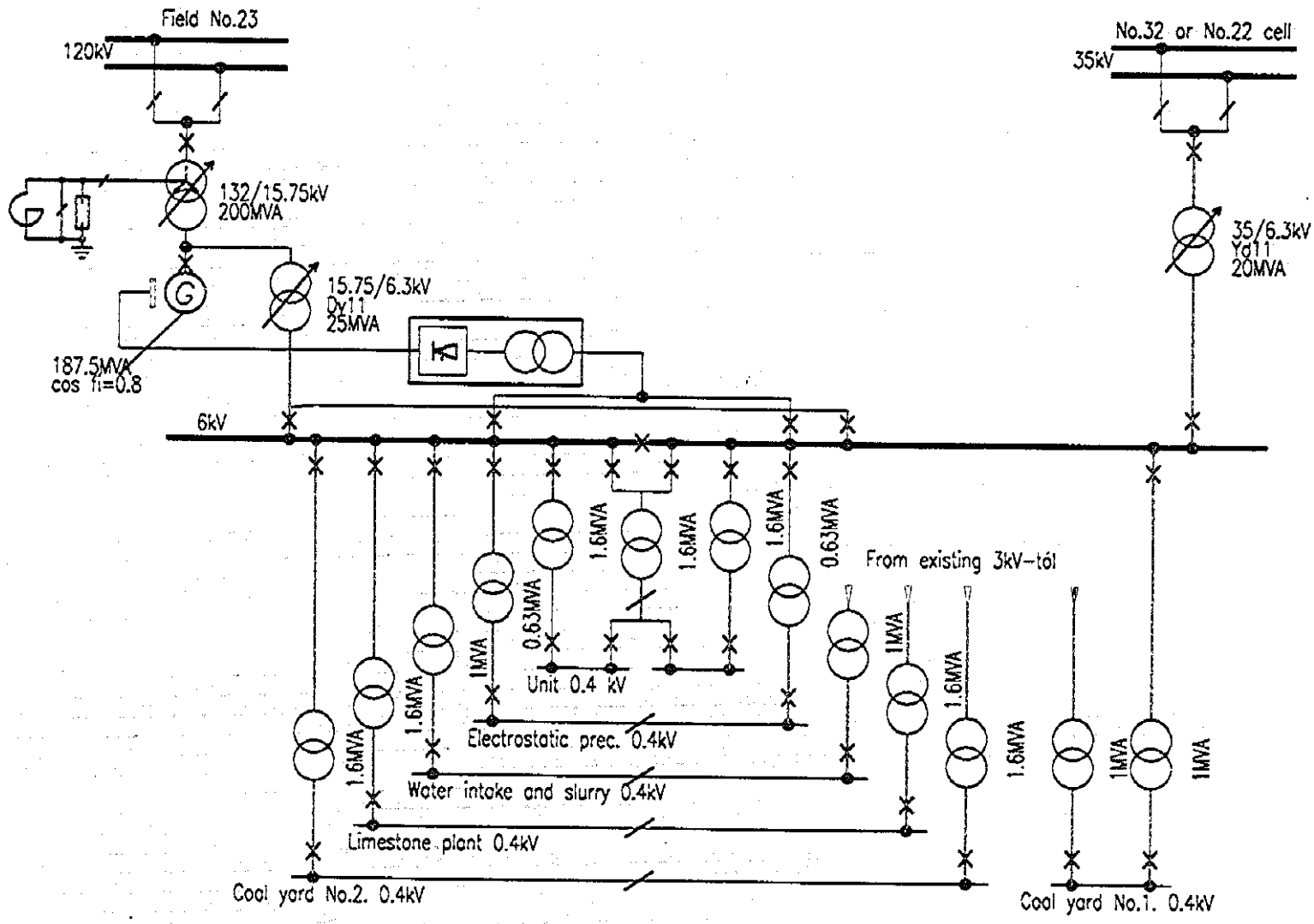


Figure 4.8.1 Overview of Electric Power Distribution

3) 起動変圧器

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ものである。この電力は 35 kV 開閉装置から供給される。起動変圧器の仕様は、主要変圧器と同一とする。

4) 補助動力用変圧器

補助動力用変圧器の設置台数と技術仕様は表 4.8.1 に示すとおりである。この変圧器は各種の 0.4 kV 開閉装置に電力を送り込むために設置される。形式は乾式とし、無負荷時での電圧比の変更が可能である。

Table 4.8.1 Transformers

Designation	Pcs	Capacity	Primary voltage	Secondary voltage	Switch group
Unit transformer	1	200 MVA	132 kV±15%	15.75 kV	Ynd 11
Auxiliary unit transformer	1	25 MVA	15.75 kV±15%	6.3 kV	Dy 11
Starting transformer	1	20 MVA	35 kV±15%	6.3 kV	YD 11
Auxiliary service supply transformer	7	1.6 MVA	6.3 kV±5%	0.4 kV	Dyn 5
Auxiliary service supply transformer	2	1.6 MVA	2×3.15 kV±5%	0.4 kV	Dyn 5
Auxiliary service supply transformer	2	0.63 MVA	6.3 kV±5%	0.4 kV	Dyn 5

(3) 補機用開閉装置

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

1) 6kV 開閉装置

6 kV 開閉装置には、区分用開閉器を介して 2 台の母線セクションから構成されている。この開閉装置には所内変圧器から 2 回線で、また起動用変圧器からは 1 回線で電力が供給されている。受電点には自動切換え装置を設置する。給水ポンプや温水循環ポンプなどに使用される高電圧電動機の速度は、この開閉装置から電力を送り込まれた静止型周波数変換器によって制御される。さらに、6 kV 開閉装置からは乾式変圧器を通じて 0.4 kV 開閉装置に電力が供給される。

2) 0.4kV 機器

0.4 kV機器は、用途と位置に応じてグループ分けされた分電盤に接続される。 分電盤は、7群の0.4 kV開閉装置から電力の供給を受ける。さらに、0.4 kV機器以外の機器に対しては、分電盤からだけではなく開閉装置からも電力が供給される。この開閉装置には変圧器から 2回線で供給される。いかなる場合であっても、給電点のうちの一つは上記 1) 項で述べた6 kV開閉装置とする。また、二つ目の給電点は、6 kV開閉装置にある別のフィーダか、または本発電所の既設3 kV機器のタップに接続されている変圧器のいずれかとする。給電点には自動切換え装置を設ける。

3) 0.4 kV配電系統（図4.8.2 参照）

発電ユニットに設置される機器のうち台数が多く消費電力が小さい機器は、0.4 kV分電盤(22台）に接続される。 この分電盤には、2 ヶ所の給電点から配線用遮断器を介して電力が供給され、100 %の冗長度が確保される。通常運転時は、給電点のうちの一つは分電盤とする。 通常供給が停止した場合にスタンバイ供給に自動切換えができる装置を設ける。

4) ディーゼル発電機

ディーゼル発電機は、所内電源の脱落時（停電時）に重要機器に電力を供給するために必要であるだけではなく、発電ユニットの非常停止に不可欠の機器である。ディーゼル発電機には、その機能を維持し運転を確保するために必要なすべての保安・制御装置を組み込むものとする。このディーゼル発電機は、ディーゼル分電盤に接続され、重要機器に電力を供給する。

ディーゼル発電機の主な諸元は以下のとおりである。

エンジン出力	：	320 kW
発電機定格容量	：	400 kVA
電　圧	：	400／231 V
周波数	：	50 Hz

5) 直流電源

220 V直流電源には、バッテリーセット2台、2セクション構成の分電盤1面、および充電器2台が含まれる。充電器の交流側はディーゼル分電盤に接続される。220 V直流電源は、最重要の保安・作動装置に電力を供給する。

24 V直流電源には、バッテリーセット1台、および充電器2台が含まれる。充電器の交流側はディーゼル分電盤に接続される。24 V直流電源は、発電ユニットの計器類および計測・信号用装置に電力を供給する。バッテリーは固化結晶形（乾式）とする。

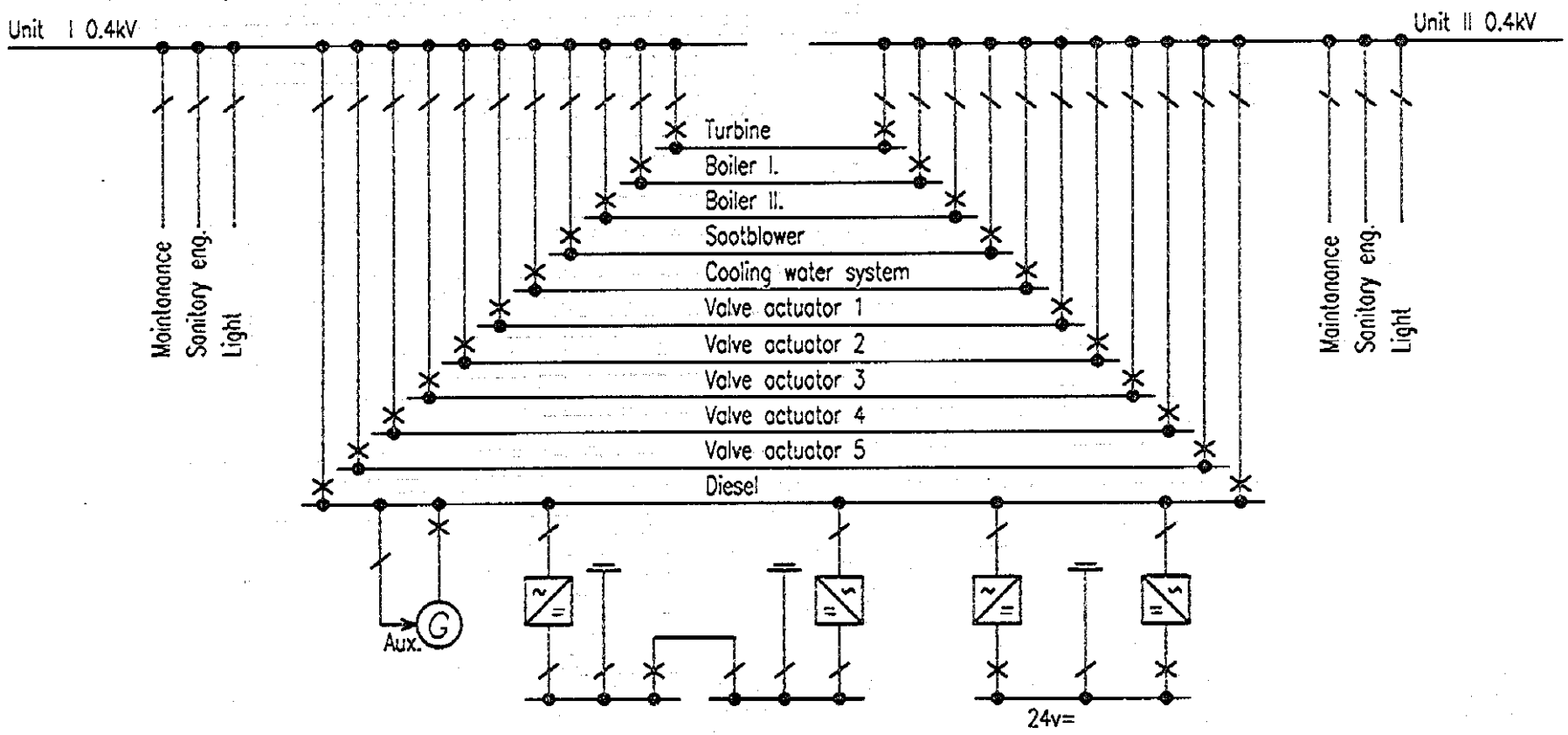


Figure 4.8.2 0.4kV Distribution System

(4) 保護装置（図4.8.3 参照）

1) 発電ユニットの保護

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ものとする。

(a) 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。
(b) 変圧器の全保護：主要変圧器、所内変圧器、起動変圧器。
(c) 発電機端における相分離母線の保護

発電ユニットを保護することにより、中央故障記録計、およびプロセス制御機器への信号送出が確実なものとなる。

2) 6 kV開閉装置の保護

(a) 過負荷保護（遅延および瞬時）
(b) 電圧低下保護
(c) 遮断器渋滞保護
(d) 母線保護
(e) 地絡保護

3) 0.4 kV開閉装置の保護

(a) 受電回路の瞬時過電流保護および限時過電流保護
(b) フィーダ回路（モータ回路）の過電流保護（ヒューズまたは遮断器）および過負荷保護

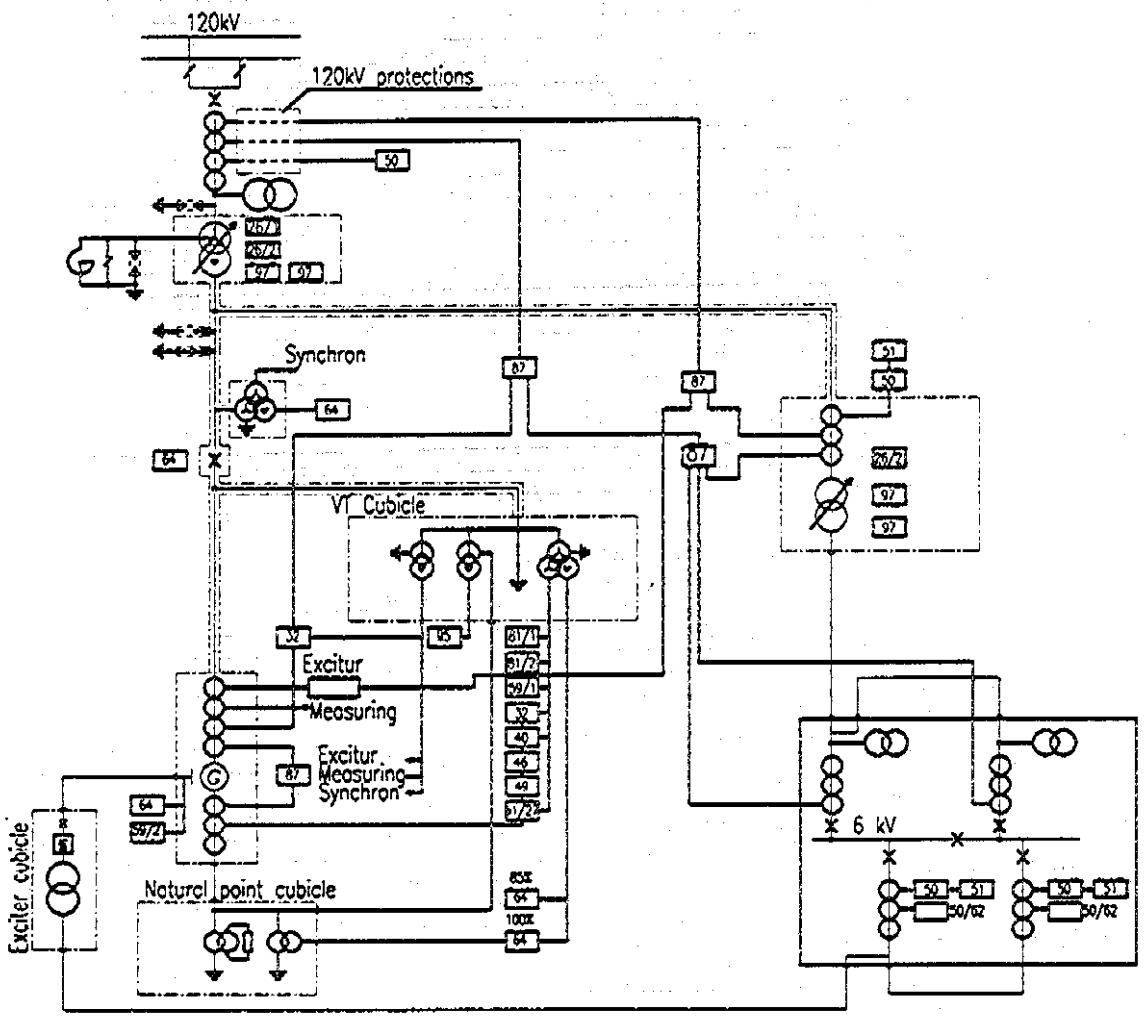
(5) 信号・計測・開閉操作

信号・警報・計測の詳細に関しては4.13節を参照。開閉操作は以下のとおりである。

1) 120 kV系統の装置は給電指令所から操作される。
2) 発電端に設置される遮断器および6 kV回路の遮断器は、発電ユニットの制御室から操作される。
3) 0.4 kV開閉装置の給電点における開閉操作は、発電ユニットの制御室からプロセス制御装置を介して行われる。

(6) 同期操作

1) 同期操作は、所内変圧器から受電して補機を通常起動する場合は、発電端に設置される遮断器によって行う。



Symbols:

26/1 Temperature of coil
26/2 Temperature of oil
27 Voltage break down
32 Load reversal
40 Fail of excitur
46 Assimetry
49 Over load
50 Quick overcurrent
51 Slow overcurrent protection
59/1 Voltage rising
59/2 Rotor overload protection
62 Breaker seizure protection
64 Earth leakage
81/1 Frequency cut
81/2 Frequency increase
87 Differential protection
95 Short circuit
97 Buchholz protection

Figure 4.8.3 Protection Block Diagram

2) 発電ユニットの同期は、120 kV系統の遮断器を使って行うことも可能である。

3) 同期は、手動または自動同期装置によって行うことも可能である。

(7) 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

4.9 給水および水処理システム

4.9.1 取水施設

(1) 基本設計データ（水需要）

1) シャヨ川の Malomarok 地点からの取水

未処理水	
蒸気タービンの補機冷却、合計	814 m³/h
ドラムフィルター洗浄水	50 m³/h
冬期河川加温水	250～600 m³/h
合　計	1,114～1,464 m³/h
処理水	
軸受け冷却水、合計	60 m³/h
新規ユニットの軸受け冷却水	63 m³/h
湿式冷却システムの補給水	507 m³/h
水処理プラントの内部消費量	120 m³/h
合　計	750 m³/h
シャヨ川からの合計取水量	1,864～2,214 m³/h

2) Bodva 川からの取水

処理水	
脱塩ボイラー補給水	270 m³/h
脱塩水	30 m³/h
純水（脱イオン水）	200 m³/h
水処理プラントの内部消費量	30 m³/h
合　計	530 m³/h

3) シャヨ川 Malomarok 地点への放流

蒸気タービンの補機冷却、合計	814 m³/h
ドラムフィルター洗浄水	50 m³/h
軸受け冷却水、合計	123 m³/h
冬期河川加温水	250～600 m³/h
合　計	1,237～1,585 m³/h*

上記水量のうち約 100m³/h は選炭プラントで利用される。

ブロー水および水処理プラントからの廃水はフライアッシュ処理システムに送られる。

ブロー水	162 m³／h
水処理プラントからの廃水	30 m³／h
合　計	192 m³／h

発電所の水収支を図4.9.1に示す。

(2) 取水施設の改善

1) 取水施設ポンプ

取水施設の既設ポンプは9台である。

- 揚水ポンプ　5台
- 冷却塔ポンプ　3台（冷却塔は停止中）
- 返送ポンプ　1台

揚水ポンプ1～3は新規ポンプと交換する。このため、既設の基礎を撤去し、新たに基礎をつくる。さらに、機械補修および土木補修が必要である。

揚水ポンプ

タイプ	遠心式
台　数	3台（3×50%）
吐き出し量	2,214 m³／h

2) 沈殿池

5ヶ所の既設沈殿池について水理および構造調査を行い、コンクリート構造と防水被覆を更新する。さらに弁類の更新を行う。

数　量	5ヶ所（1池を予備とする）

3) ドラムフィルター

既設のドラムフィルターを撤去し、2基の新規フィルターを取り付ける。さらに、必要な土木および機械工事を実施する。

台　数	2台（2×100%）
容　量	2,300 m³／h／pc

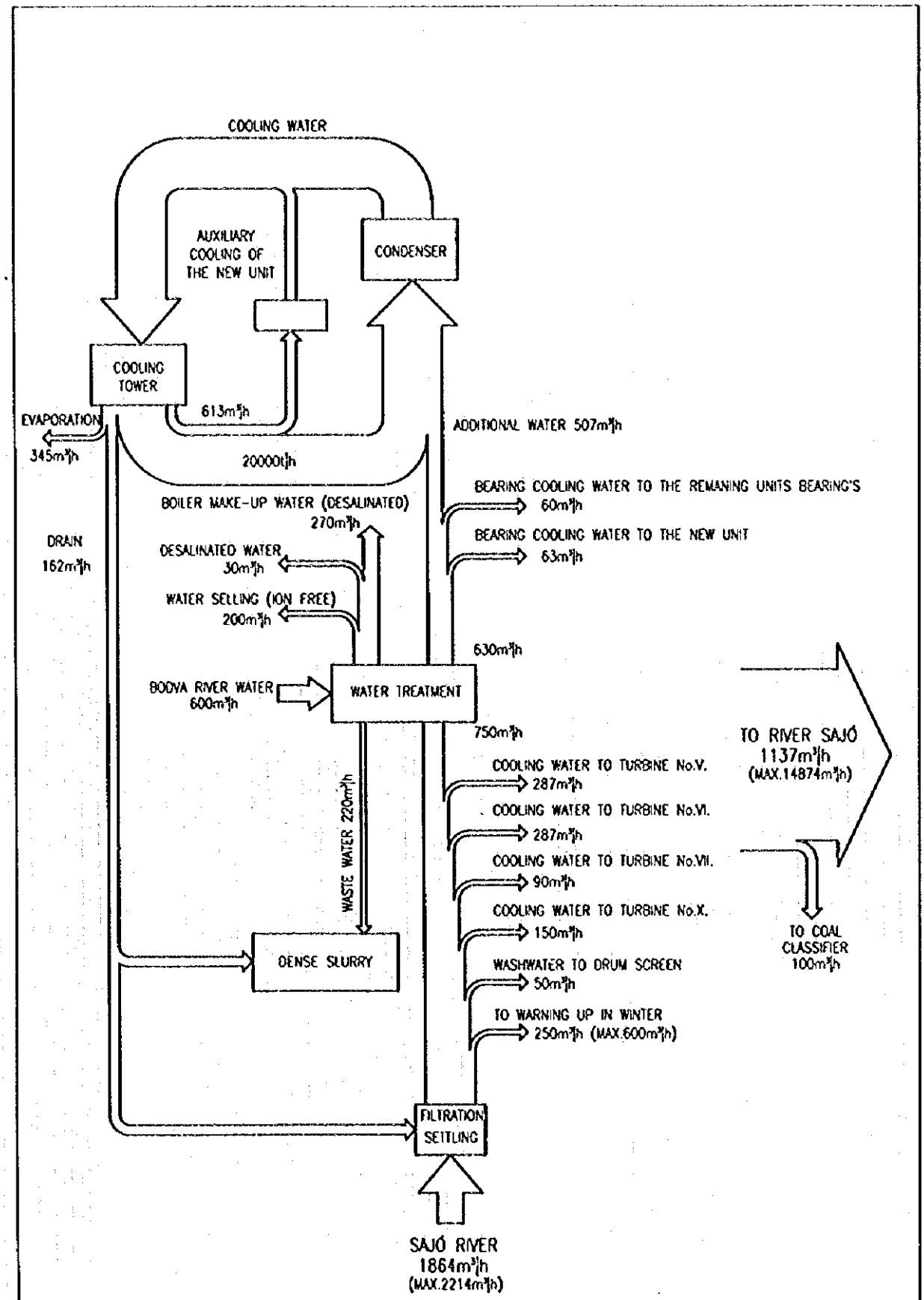


Figure 4.9.1 Water Balance of the Power Plant

4) 蒸気タービンVおよびVI用冷却水ポンプ

タイプ	遠心式
台　数	3台（3×50%）
吐き出し量	574 m^3／h

5) 蒸気タービンVIIおよびX用冷却水ポンプ

タイプ	遠心式
台　数	3台（3×50%）
吐き出し量	240 m^3／h

6) 補機冷却システムのウォーミングアップポンプ

タイプ	遠心式
台　数	2台（3×50%）
吐き出し量	600 m^3／h

7) 管　路

新規の長距離管路および温排水管路を既設コンクリート・トレンチ内に敷設する。

(a) フィルター建屋とタービンVIIおよびX間の長距離管路

直　径　DN200
全　長　200m

(b) フィルター建屋とタービンVおよびVI間の長距離管路

直　径　DN300
全　長　500m

(c) 温排水管路

直　径　DN300
全　長　1,200m

(d) 排水管路

直　径　DN400
全　長　600m

(3) システムの概要

1) 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。これらの川の水質を考えて、Bodva川の河川水を脱塩処理する。上記の消費量に基づき、最大水量を530m³／hとする。環境保全機関による取水認可量は5,470,000m³／年である。

2) 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。環境保全機関による取水認可量は64,000,000 m³／年である。既設取水施設の能力は新規発電プラントを含むプラント全体で必要とする量を大きく上回っている。利用可能なポンプ場の能力は5×7200 m³／hである。過去の冷却水需要量は30,000m³／hであった。

3) 取水した水のほとんどを川に戻したとしても、夏期には川の水量が小さいので、Bodva川からの冷却水の取水は特に困難である。

4) 冷却水はシャヨ川から取水する。立軸形ポンプ3台でMalomarokから取水施設近くの沈殿池に水を送る。そこから、越流せきを越えて2基の新設ドラムフィルターに流れる。沈殿池は粒子を沈殿させるだけでなく、揚水と消費の間の水量の差を相殺するバッファータンクの働きもする。これら沈殿池は並列に連絡している。冷却水の一部はドラムフィルター下側の沈殿池から水処理プラントに送られ、適当な処理を受けた後軸受け用冷却水および湿式冷却塔の補給水となる。残りの水は2×3台の冷却水ポンプによって蒸気タービンⅥ、Ⅹ、およびⅤ、Ⅵの補機冷却のため送られる。水は両方のポンプグループから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達する。暖かくなった冷却水はシャヨ川に戻される。選炭プラントの水需要に対しては返送水(return water)を用いる。

5) シャヨ川は冬季には凍結することがある。適正な温度（12℃）で十分な量の水を確保し、凍結した川の水を溶かすため、新規ユニット復水器からの温排水を取水地点より上流側にポンプで送る。新規ユニットの復水器が故障した場合は運転中のボイラーの補機復水器から加温水を補給する。

6) 復水器で加温された冷却水の一部は水／水の表面熱交換器に送られる。低温側冷却水は別の管路を流れるので、2種類の水が相互に混じり合うことはなく、またその水質は変わらない。

7) 温排水は移送ポンプによりドラムフィルター下側の沈殿池に送られるので、補機冷却水の入口（低温側）温度は適正レベルに維持される。

4.9.2 水処理施設

水処理施設のフローを図 4.9.2 に示す。

(1) 基本設計諸元

1) 純水の需要

発電プラントの新規 150MW ユニットと既設 100t／h ボイラー4 基の脱塩水の需要量は 500t／h である。この需要量は既設の水処理プラントの脱塩能力で対応できる。現状では原水は Bodva 川から供給されているが、処理コストを下げるため、シャヨ川からも原水供給する。

2) 冷却用軟水の需要

冷却用軟水の需要は 630t／h で、その内訳は以下のとおりである。

- 10m 圧力での冷却塔への補給水、507t／h
- 75m 圧力での既設装置への軸受け冷却水、60t／h
- 75m 圧力での新規ユニットへの軸受け冷却水、63t／h

この原水はシャヨ川から供給する。

3) 水質データ

(a) Bodva 川の水質

電気伝導度（μS／m）		544.6
$KMnO_4$消費量（mg／l）		12.16
	(nk°)	(me／l)
総硬度	15.30	5.46
炭酸塩硬度	10.36	3.70
Ca 硬度	11.84	4.23
Mg 硬度	3.46	1.23
p 値		0
m 値		3.70

陽イオン	(me／l)
カルシウム Ca^{++}	4.23
マグネシウム Mg^{++}	1.23
合　計	5.46

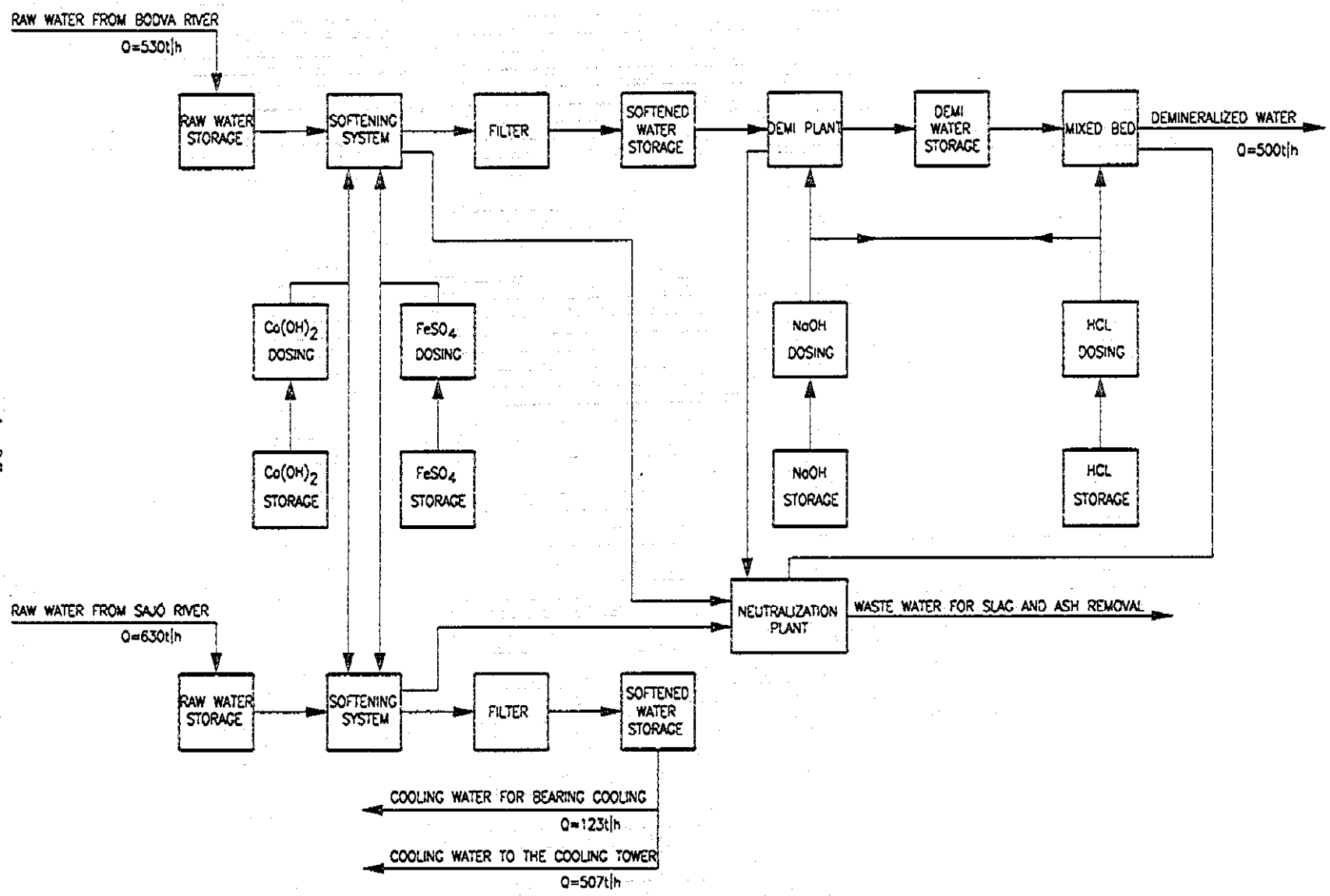


Figure 4.9.2 Water Treatment System Flow Diagram

陰イオン	(mg／l)	(me／l)
重炭酸 HCO_3^-	225.70	3.70
塩化物 Cl^-	33.20	0.93
硫酸根 SO_4^{2-}	101.09	2.10
珪酸塩 $SiO(OH)_3^-$	4.54	0.15
合　計		6.88

Bodva 川の水の軟水化後の平均全鉱物含有率　4.20me／l

(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
	(nk°)	(me／l)
総硬度	14.76	5.27
炭酸塩硬度	9.56	3.43
Ca 硬度	10.76	3.84
Mg 硬度	4	1.43
p 値		0
m 値		3.70

陽イオン		(me／l)
カルシウム Ca^{++}		3.84
マグネシウム Mg^{++}		1.43
合　計		5.27

陰イオン	(mg／l)	(me／l)
重炭酸 HCO_3^-	208.60	3.42
塩化物 Cl^-	44.65	1.26
硫酸根 SO_4^{2-}	105.14	2.19
珪酸塩 $SiO(OH)_3^-$	4.15	0.14
合　計		7.01

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／dm³)	<3
炭酸塩硬度	(me／dm³)	1.4～4.4
総硬度	(me／dm³)	<25
鉱物成分	(mg／dm³)	<3,000
塩素成分	(mg／dm³)	<1,000
SO_4成分	(mg／dm³)	<300
鉄成分	(mg／dm³)	<1
SS	(mg／dm³)	<20
SiO_2	(mg／dm³)	<100
アンモニア	(mg／dm³)	<1

シャヨ川から取水した冷却水の水質

炭酸塩硬度（C.H.）最大値	1 me／l
硫酸塩成分（SO_4）	105 mg／l

冷却塔のブローダウン・ロス

C.H.から計算	29.4％
SO_4から計算	53.8％

したがって、ブローダウン・ロスは冷却水のSO_4成分で決まる。

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 t／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
Na および K 成分	(mg／kg)	<
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

純水装置は変更の必要がなく、その能力を引き上げる必要もない。最近更新されたばかりであり、新規ユニットと既設ボイラー両方に対応できるだけの脱塩水を将来 25 年間にわたって生産できる。

(3) 冷却水軟水装置に必要な変更

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 の軟水装置（13,000mm 径）を 1 基新設する。

上記の装置の能力（計=750 t／h）は保守期間中に使用する水量を蓄えるのに十分なものである。将来、2 種類の原水を使い 2 つの軟水化装置を接続して運転することができる。

3) 濾過能力

以下の濾過器は新規の 500 t／h 軟水装置で処理した水を濾過する。

既設の軸受け冷却水濾過器、4 個（4×80 t／h）（3,150 径×3,000mm）
新規の濾過器、3 個（3×80 t／h）（3,150 径×3,000mm）
処理能力（合計）：7×80 t／h=560 t／h
7 個の濾過器はすべて空気作動弁を装備する。

以下の濾過器は既設の 250 t／h 軟水装置で処理した水を濾過する。

既設の濾過器、4×100 t／h＝400 t／h（4,000 径×3,000mm）

4) 濾過器の洗浄

逆洗のため、2個の濾過器洗浄ポンプ（Q=150 t／h、H=36mWG）を取り付け、洗浄水沈殿池（7,600 径×8,000＋3,800、420m³）を設ける。洗浄水はレベルスイッチで制御する移送ポンプ（Q＝25 t／h、H=32m、常用1台、予備1台）によって軟水装置にもどされる。

5) 軟水槽

冷却水として給水される軟水を貯蔵するため容量500m³の処理水タンクを1基設ける。

6) 冷却水供給用ポンプ

冷却塔用冷却水ポンプ、3台（3×50％）、 Q＝250 t／h　　H=10m
軸受け用冷却水ポンプ、2台（2×100％）、Q＝123 t／h（60＋63）　　H＝75m

7) 調整剤の冷却水への添加

腐食、錆、藻類の付着を防ぐため、化学薬品を冷却水に添加する。
このための化学薬品が各種市販されている（例、NALCO剤、BONION系薬剤など）。
以下の化学薬品注入装置を取り付ける。

防錆用：

薬品	錆および腐食の防止用
注入	注入ポンプ

藻類の付着防止用：

薬品	有機殺菌剤
注入頻度	定期的

化学薬品注入装置：
薬品調合タンク、630 径×800、2台
薬品注入ポンプ、Q＝10 リットル／分、H＝30m、4台
化学薬品移送ポンプ、Q＝30 リットル／分、H＝5m、2台

8) 新規軟水装置用硫酸鉄

飽和 $FeSO_4$ 溶液は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。希釈後、注入ポンプによって必要量を注入する。

硫酸鉄調合装置：

移送ポンプ、Q＝9 t／h　H＝12mWG、2台

硫酸鉄希釈槽、1,600 径×3,000 、6m³、2台

2ピストン注入ポンプ、2台（石灰乳－硫酸鉄用）：Q_1=4,500 リットル／h、Q_2=700 リットル／h、p=5バール

9)　石灰水和物の貯蔵と供給

新規の軟水装置用として、石灰粉サイロ（220m³）1基と石灰粉計量タンク1基を取り付ける。

10)　石灰乳の供給

石灰乳撹拌装置（26m³）3台と2ピストン注入ポンプ（石灰乳－硫酸鉄用）2台を取り付ける。

(4)　廃水処理

800m³の廃水が軟水装置から毎日発生する。この水をコンクリート槽に集め、中和処理する。

廃水を貯留、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。

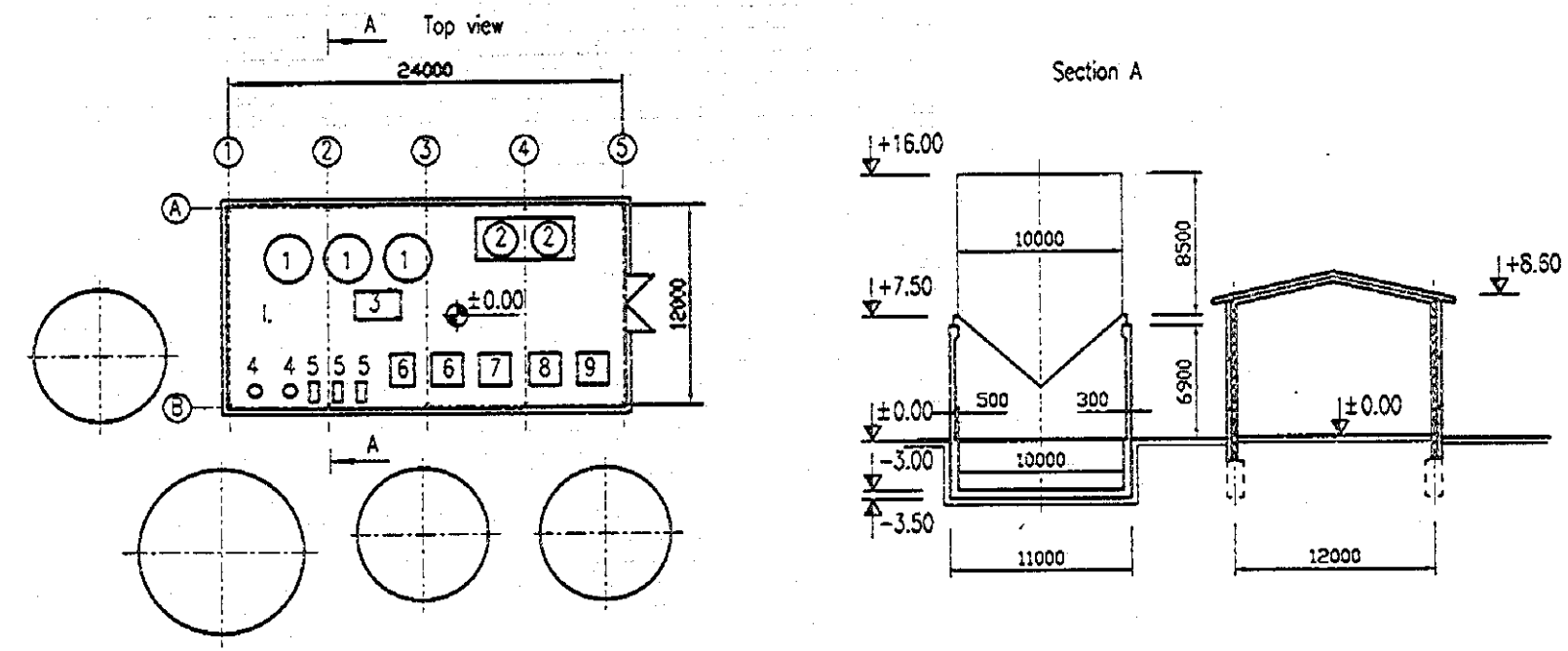
廃水槽には圧縮空気混合装置と立軸型下水ポンプ（Q＝100 t／h；H=20m）4台を設置する。

(5)　システムの配置

630 t／hの冷却水を生産するため、軸受け冷却水用既設濾過器と3台の新設濾過器を用いる。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。石灰軟水装置を拡張するための新規設備の配置を図4.9.3 に示す。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。

軟水装置、軟水槽、石灰粉サイロ、石灰粉計量タンク、および洗浄水沈殿池は屋外に設ける。

廃水槽は旧水槽（1,000m³）の場所に設ける。



1. Lime milk mixer
2. $Fe_2(SO_4)_3$ dosing pump
3. Twin piston type dosing pump
4. Chemical dosing
5. Chemical dosing pump
6. Coolingwater pump
7. Coolingwater pump
8. Filterwashing water pump
9. Washwater pump

0m 5m 10m

Figure 4.9.3 Water Treatment Plant Layout

4.10 冷却システム

冷却システムのフローを図4.10.1に示す。

4.10.1 基本設計諸元

(1) 新規150MW蒸気タービンの復水器から取り出す熱量

最大184MW

(2) 冷却水需要

新規蒸気タービンの復水器	20,000 m³/h

(3) 補機冷却水需要

(a) 蒸気タービンのオイルクーラ	90 m³/h
(b) 発電機回路の換気クーラ	325 m³/h
(c) ボイラーの床灰用スクリューコンベヤ	110 m³/h
(d) エキスパンダー	86.4 m³/h
(e) サンプルクーラ	1.6 m³/h
補機冷却水合計	613 m³/h
(2)+(3)合計	20,613 m³/h

(4) 冷却システム設計パラメータ

冷却水量	20,613 m³/h
温水の入口温度	40℃
冷水の出口温度	32℃
周囲大気の乾燥温度	30℃
周囲大気の湿温度	21℃

4.10.2 冷却装置の仕様

(1) 冷却塔

タイプ	湿式、向流
冷却セル数	4
寸　法	
床面積	4×18 m×18 m
高さ	12.5 m
補給水量	507 m³/h
蒸発損失	345 m³/h
ブローダウン	162 m³/h

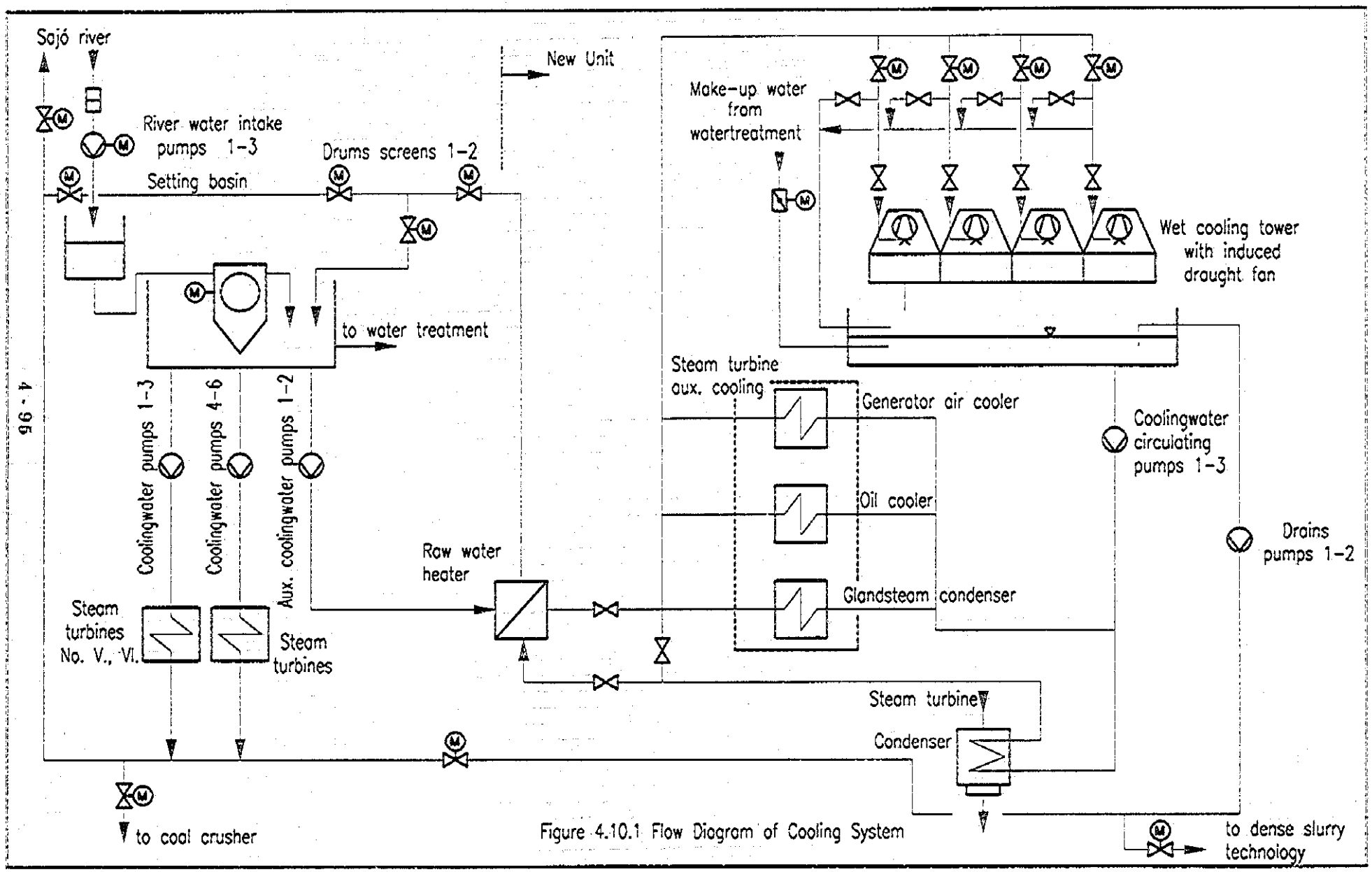


Figure 4.10.1 Flow Diagram of Cooling System

ファン数	4
ファンあたり空気供給量	561 m^3／h
ファンあたり定格容量	20／110 kW

(2) 循環ポンプ

タイプ	遠心式
ポンプ台数	3（3×50％）
吐出量	3 m^3／h

(3) ブローダウン・ポンプ

タイプ	遠心式
ポンプ台数	2（2×100％）
吐出量	162 m^3／h

4.10.3 冷却システムの運転

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ており、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。このシステムからは、温排水がDN1600ラインを通って冷却塔に戻る。このラインは冷却セル数に応じて冷却塔の側面で分岐している。ディフューザから散布された水は4カ所の冷却セル内で向流エアにより冷やされる。冷却セルの最上部および最下部には水滴を生成する冷却スクリーンが挿入されている。これらセルの間には冷却挿入ブロックがある。ポリエチレン製のダイキャスト・スクリーンは接合フラップを4個もち、これらがスクリーンのバーを固定して十分なスペースを確保する。垂直に交差するバーによって、軽量のブロックの強度を確保している。

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。

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。

塔の最上部に取り付けた軸流ファンが冷却塔の側面の底部にある格子窓を通じて空気を吸い込む。空気は挿入ブロック、配水システム、および凝縮分離器を通じて上方に流れる。凝縮分離器ブロックはPVCシートを相互に張り合わせた構造となっている。凝縮分離器ブロックは配水システムの配水管上におく。

各セルは独自の2速ファンをもち、このファンによって適正な風量を確保する。羽車の再調整が可能である。非同期モータドライブを塔外側に出すための歯車が羽車に取り付けてある。モータは水平軸によってこの歯車と連結している。

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

冷却水の水質を適正レベルに保つため部分排水を行う必要がある。蒸発により気化した水は溶存固形分を含まないので、ほとんどの溶存固形物はシステム内に残留する。補給水はさらに冷却水中の塩類成分を増やす。部分排水は塩分およびその他不純物の濃度上昇を防ぐため行う。部分排水はポンプによって行い、スラリーはスラリー貯留部に入る。こうして減少した冷却水は、軟水化システムからの水により補充する。

冷却システムの能力を図 4.10.2 および図 4.10.3 に示す。

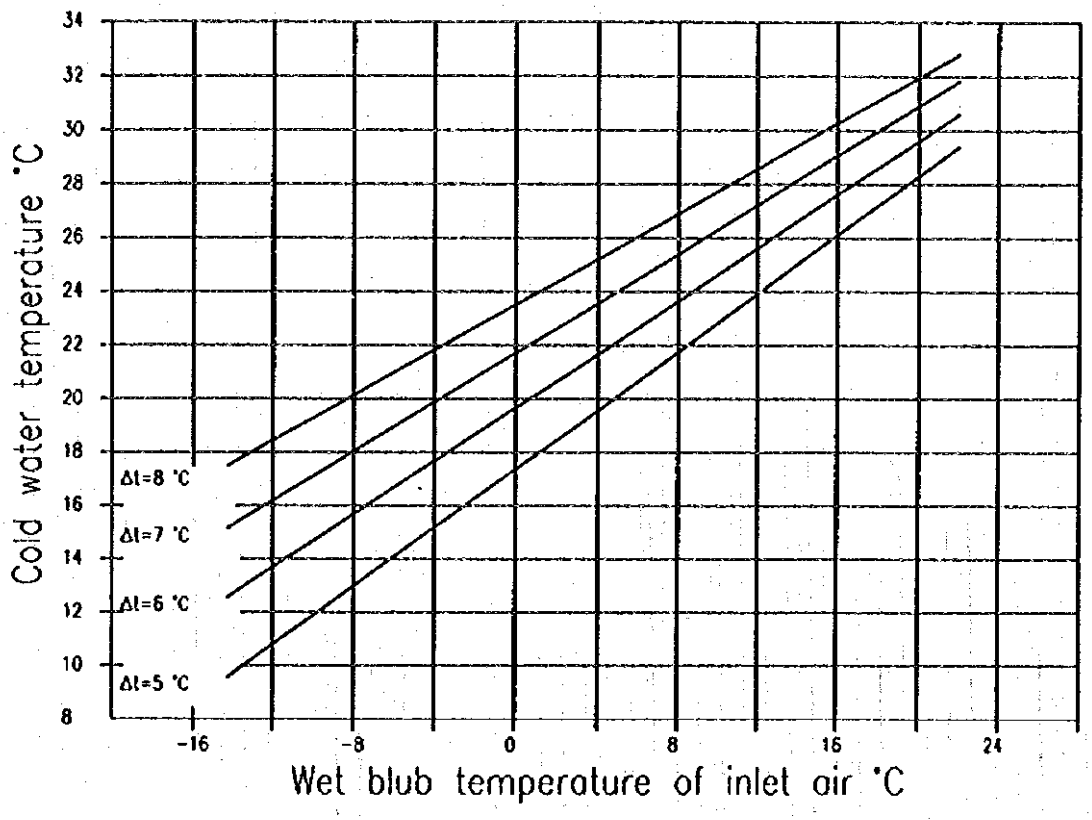


Figure 4.10.2 Capacity Diagram of 4 Cooling Cell Operation

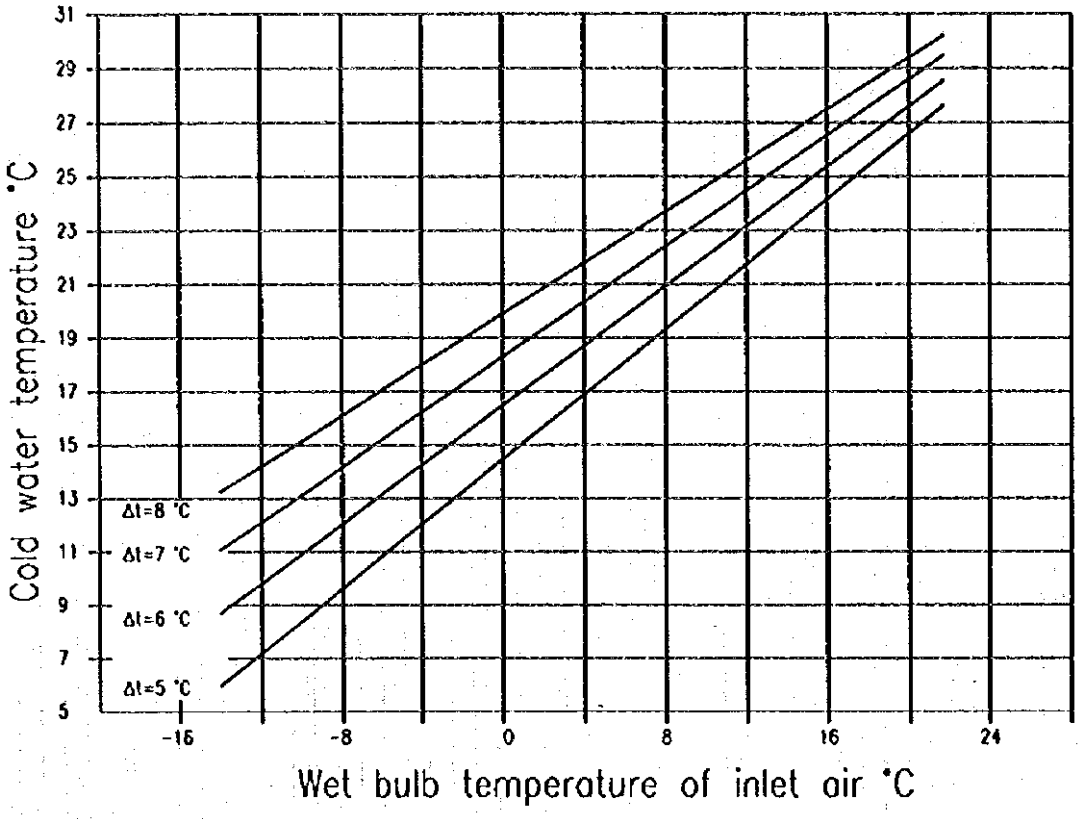


Figure 4.10.3 Capacity Diagram of 3 Cooling Cell Operation