4.11 建築・土木施設

4.11.1 設計条件

建物および土木施設の寸法、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

高荷重構造物計画と応力計算はハンガリーの規格に従い、基礎の形式と寸法は既存の土質力学データに基づき決定した。

ハンガリー土木示方書（MI-04／133-81)に従って地震の影響を考慮に入れた。現場は地震とい点で若干の危険がある。実際に経験し、また予測される地震強度はヨーロッパで採用されている Medvedev-Sponheuer-Kamikスケール（MSK-64）で6にあたる。実際にはMSK-64スケールは Mercelli-Cancani-Sieber (MCS) スケールと同等である。

その他以下の点を考慮・検討した。

- 敷地は工業地域に含まれる。
- 防火規則（Fire Protection Code）の一般および設置仕様書並びにハンガリー防火規格に従って防火の問題を検討した。
- 建物間の防火間隔をハンガリー仕様書に従って評価した。

4.11.2 主要建物

既設発電プラントはシャヨ川河岸の礫段丘に 1950 年代はじめに建設されたものである。既存の発電建屋はボイラー建屋／機械室コンプレックスで、NW-SE方向の縦軸距離は約 200m になる。新規 150 ユニットのボイラー・ハウスは既存建屋の SE 端に設置する。

新規ユニット用の主要建物を表 4.11.1 に示す。それぞれの建物の構造、寸法は表 4.11.2～4.11.5 に示す。

Table 4.11.1 List of Main Buildings and Foundations of Open-air Equipment

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

Table 4.11.2 Features of the Boiler Unit

Description	Specifications	Note
1. Built-up footing area (m^2)	1457.00	
2. Height (m)	54.00	
3. Number of floors	12	access and operating passages only will be built
4. Overall area of floors (m^2)	2800.00	
5. Built-in volume (m^3)	78678.00	
6. Superstructure	Steel frame construction	
7. Understructure	R.c. block and slab	
8. External finishes roof wall	 Corrugated steel sheet Plastic-coated steel sheet	 *heat-insulated if necessary
9. Internal finishes floor partition	 Checker floor Checker plate	 acc. to the use of room

Table 4.11.3 Features of the Turbine Building (Machine Hall)

Description	Specifications	Note
1. Built-up footing area (m^2)	1620.00	
2. Height (m)	27.00	
3. Number of floors	2	
4. Overall area of floors (m^2)	3240.00	
5. Built-in volume (m^3)	43740.00	
6. Superstructure	Steel frame structure	
7. Understructure	R.c. point/slab foundation	
8. External finishes roof wall above floor No. 2 below floor No. 2	 Double-shell thermo-insulated steel fluted sheet Plastic-coated sheet metal Prefabricated r.c. panel	
9. Internal finishes floor partition	 P.V.C. or vynil tile	 acc. to use of room
10. Others	Ventilation system Heating system Lighting system Bridge crane for 50 tons	

Table 4.11.4 Features of the Control Building

Description	Specifications	Note
1. Built-up footing area (m^2)	861.00	
2. Height (m)	15.00	
3. Number of floors	5.00	
4. Overall area of floors (m^2)	3804.00	
5. Built-in volume (m^3)	12913.00	
6. Superstructure	Monolithic r.c. frame	
7. Understructure	R.c. slab and machine foundations	
8. External finishes roof wall	 Flat roof with water/damp/heat insulation Prefabricated r.c. panel or metal construction curtain wall	 roof slope of 3%
9. Internal finishes floor partition	 Vynil/ceramic tiles Brick wall with air holes	
10. Others	Central heating system Contr. room, air-conditioned Ventilating system Sanitary equipment	

Table 4.11.5 Features of the Feedwater Building

Description	Specifications	Note
1. Built-up footing area (m^2)	540.00	
2. Height (m)	15.00	
3. Number of floors	2	
4. Overall area of floors (m^2)	1080.00	
5. Built-in volume (m^3)	8100.00	
6. Superstructure	Steel frame structure with r.c. slabs	
7. Understructure	R.c. point foundations	
8. External finishes roof wall	R.c. Plastic-coated thermo-insulated metal sheet	
9. Internal finishes floor partition	Cement screed Plastic-coated metal sheet	
10. Others	Heating/ventilation Lighting Bridge crane for 10 tons	

ボイラー・ハウス、タービン建屋、中央制御棟および給水建屋は相互に関係した建物コンプレックスを形成する。（図4.11.1～4.11.6参照。）

(1) ボイラー・ハウス

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、機器の耐候性要件として必要な部分および石炭や石灰石を投入するバンカー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。

新設ボイラー用バンカーに+45.0mの高さで石炭を投入する18mスパンの傾斜石炭コンベヤは、+30.0mの高さで既設ボイラー建屋の現行石炭コンベヤに接続する。

排ガスを電気集塵機に導く煙道や2台の煙道ガスファン、および電気集塵機の基礎の構造・寸法は表4.11.1に示してある。

(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、主フレームの間隔は12mである。
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50トン、補助クラブのところで15トンである。

既存の機械建屋への軌道を撤去するので、新タービン建屋のクリアランスゲージや基本部分他の目的に利用することはできない。主要部分の搬入は道路からトレーラーで行う。

新規タービン建屋と旧機械建屋との間を人が往復できるように、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の中央制御棟を設ける。中央制御棟の長さは30.0mである。

幅約5mの残り部分はRCスラブ階段および、貨物および人員運搬用エレベータシャフトを設置する。。エレベータの最上階はボイラーユニットの屋根高さと同じ+54.00mである。

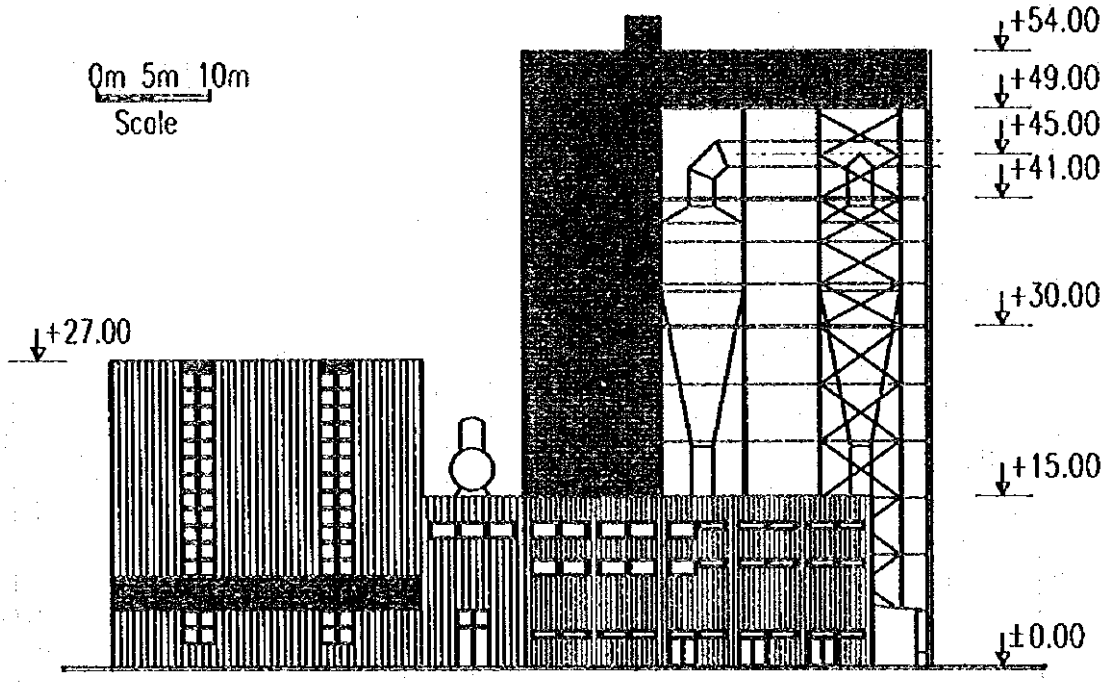


Figure 4.11.1 SE Front Elevation

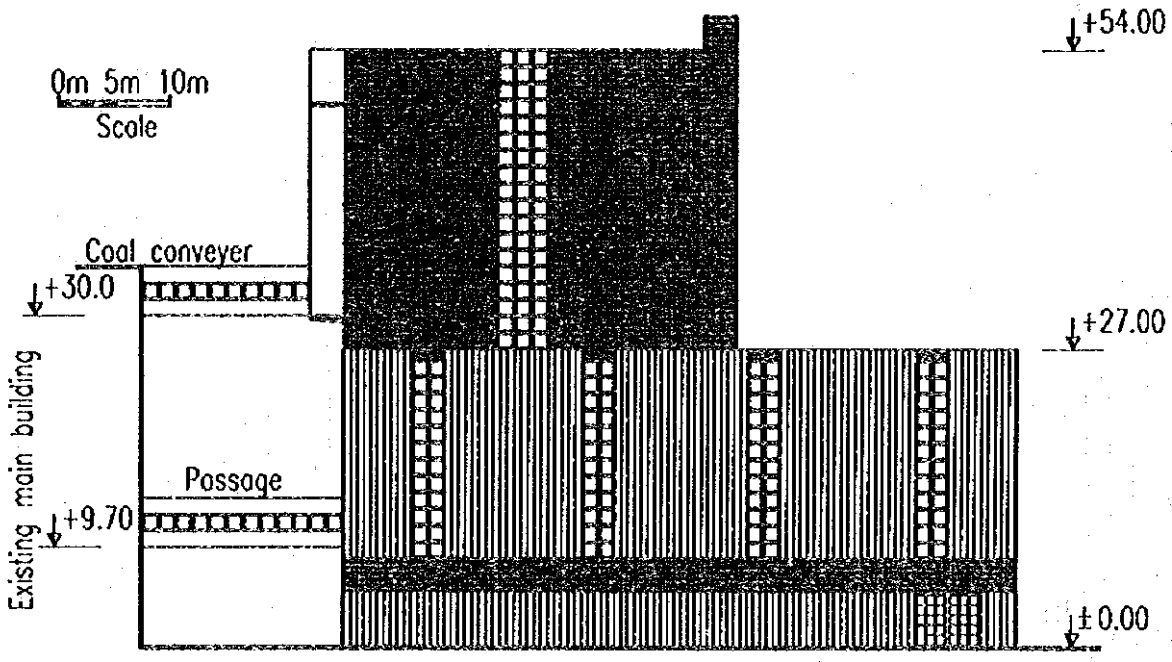


Figure 4.11.2 SW Front Elevation

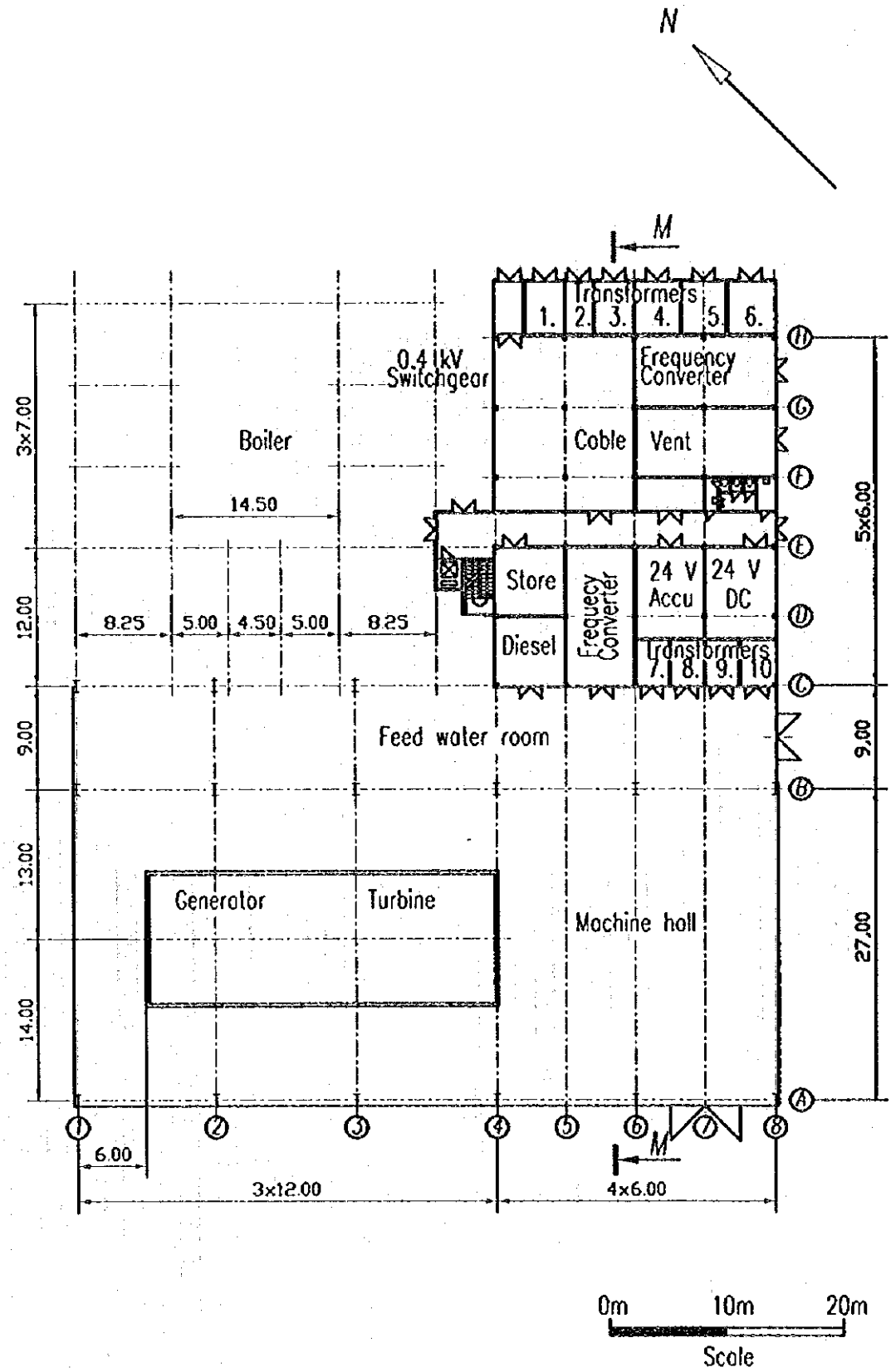


Figure 4.11.3 Foot Plan of the Floor at Elevation ±0.00m

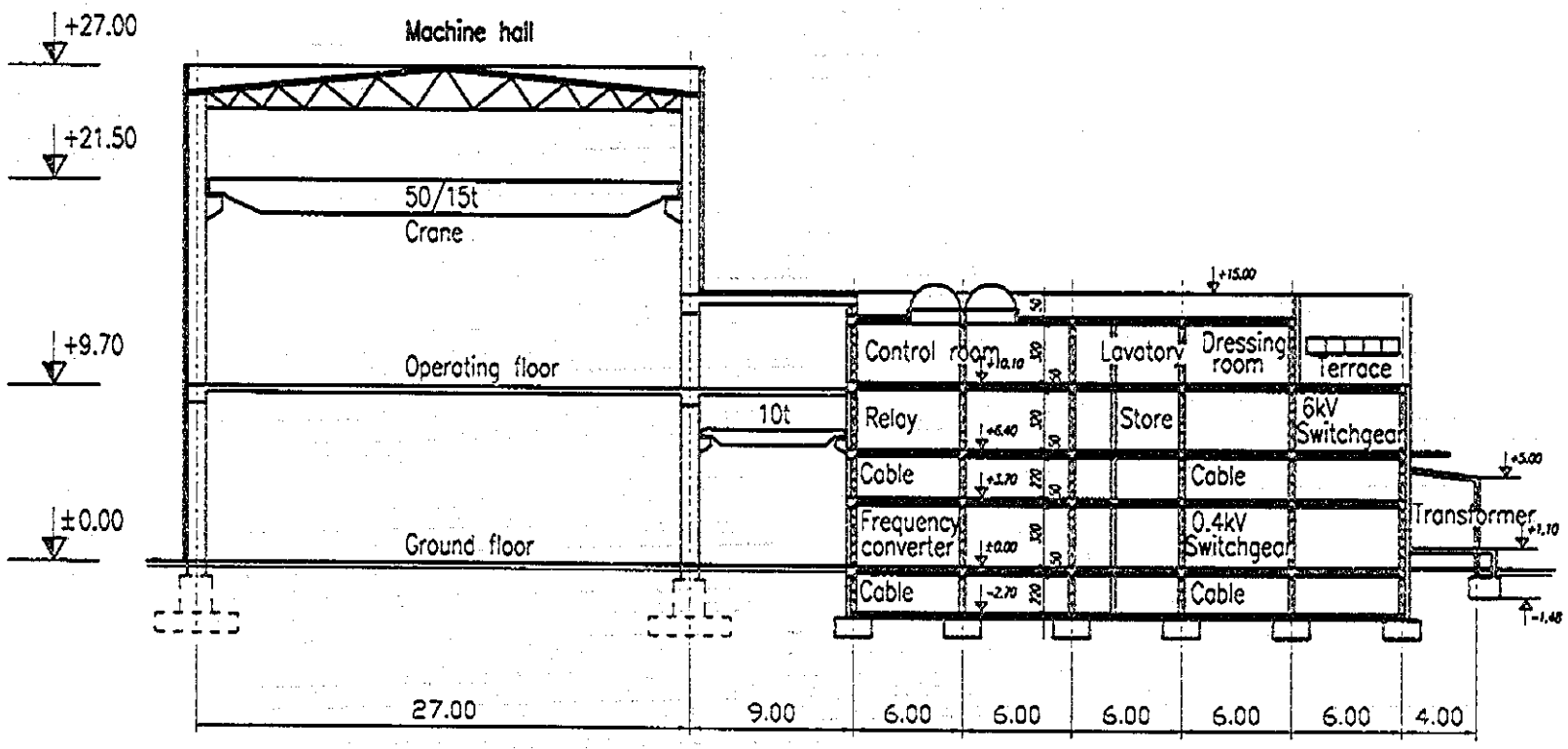


Figure 4.11.4 Section M–M

0m 5m 10m
Scale

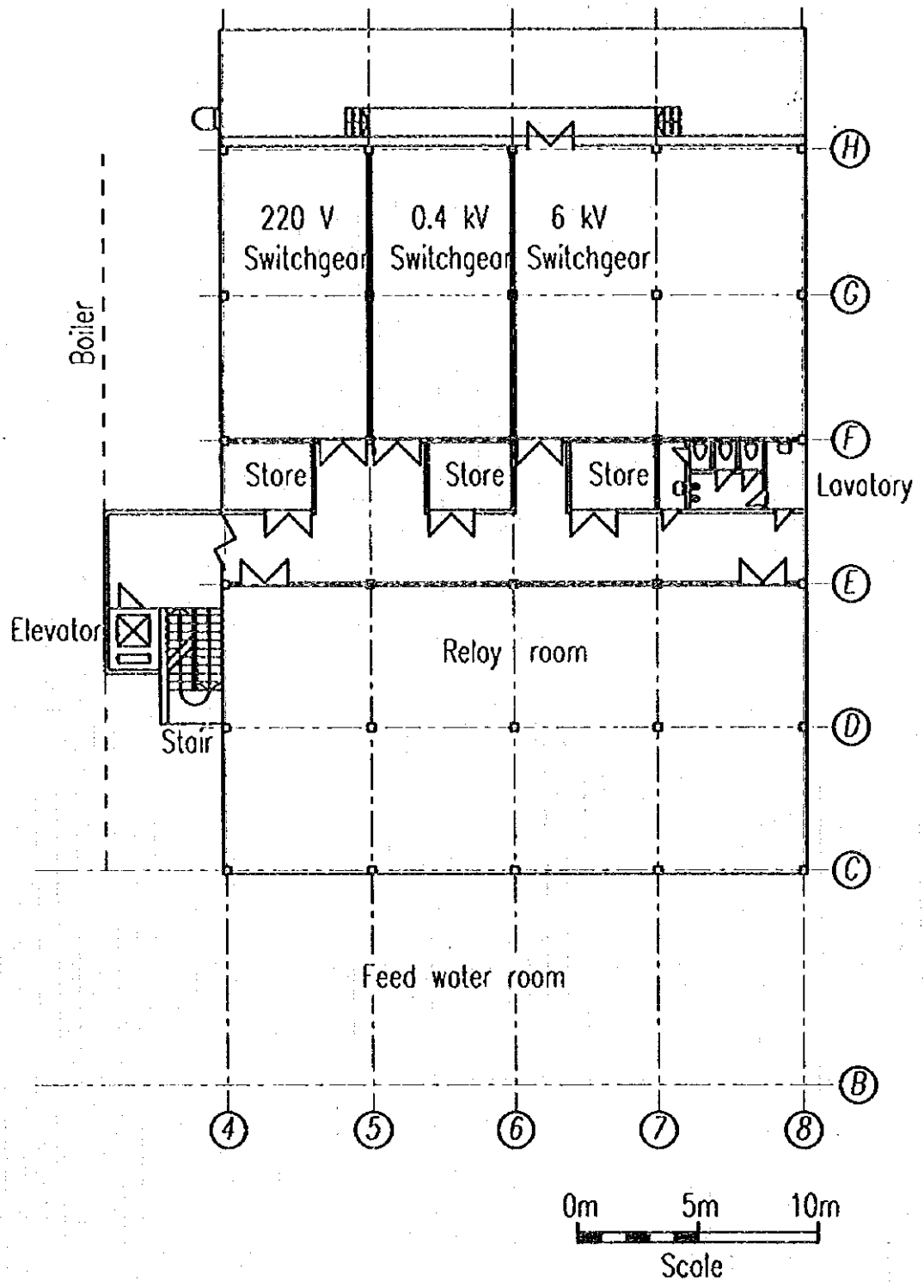


Figure 4.11.5 Foot Plan of the Floor at Elevation +6.40

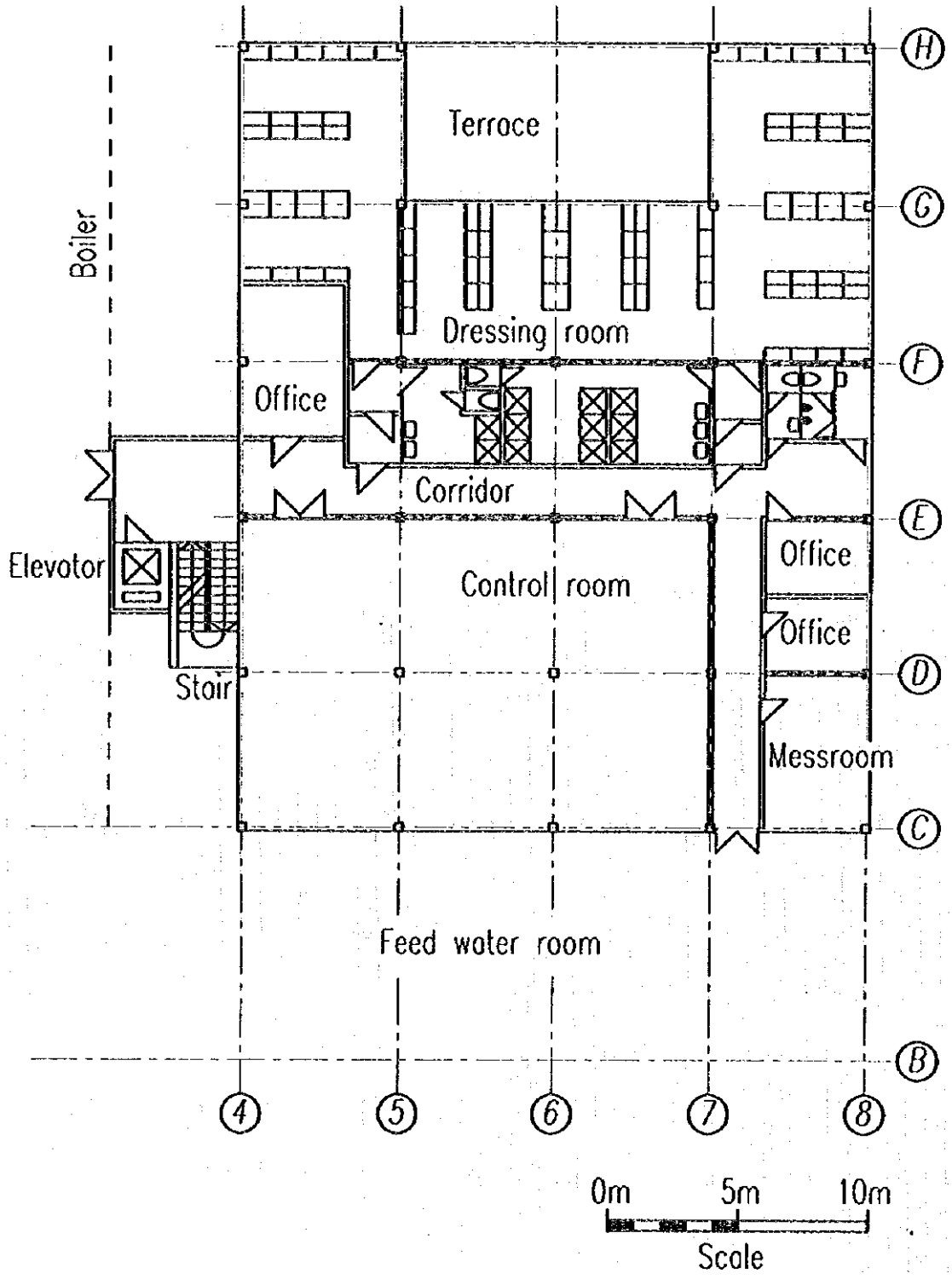


Figure 4.11.6 Foot Plan of the Floor at Elevation +10.10

一体フレーム構造の制御建屋は5階建て（地下室、一階、および上3階）である。高さは15.00mで、主として電気開閉装置、変圧器（10台）、制御室、およびリレー室が入る。最上階（+10.00m）には、中央制御室の他にオフィス、食堂、および衛生ブロック（男性／女性用ロッカールームや浴室）を配置する。男性および女性用ロッカールームの基本面積比を男性、女性従業員の比率に応じて変更することができる。上記フロアはタービン建屋の制御フロアと殆ど同じ高さにある。自然照明と換気を改善するため、壁面を後退させてにテラスにする。地下室および中間フロア（クリア高さは2.20mで歩行可能）はケーブル配線に利用する。

(4) 給水建屋

給水建屋は長さが60.0mである。これはタービン建屋とボイラー・ハウスの間の巾9.0mのゾーンにある。

給水建屋内のRCスラブは高さ+9.70mと+15.00mで隣接する建屋のピラーに取り付ける。

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）を設ける。

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。最上部スラブはテラスタイプで、必要な断熱および雨水防止処置をし、歩行できるように仕上げる。

給水建屋の側壁は断熱性のプラスチック・コーティング剛板仕上げとする。

(5) 関連施設

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。

建屋が広い区域に散在するため、低コストで冷水／温水配管することはできない。このため、ユーティリティ用温水は各建屋内の必要な場所でつくる方が有利である。

新規ユニット導入に伴う飲料水需要の増加量は7.5m³／d、一時間当たりピーク量は1.85m³／hとなる。

給水管と下水管の取付け方法は従来通りとする。

使用するパイプの種別：

飲料水　：　亜鉛メッキ鋼管
下　水　：　PVC／鋼管

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・ハウスの暖房対象部分やタービン建屋と給水建屋には蒸気加熱ヒータによるサーモファン暖房を行う。

サーモファンは給気用にも使用する。夏期には、このファンからエアヒータを切り離して換気装置として使用する。

中央制御棟の暖房には暖房センターで発生させた温度段階 90／70℃の温水を使う集中温水ラジエーターシステムを取り付ける。取り付け方法は従来方式とする。

据付暖房容量　：　Q=3,940kW
使用するパイプ：　継ぎ目なし鋼管（接続は溶接による。）

3) 空調、換気

制御室は以下のパラメータで空調する。

ti_{winter} = +20℃
ti_{summer} = +24℃
湿　度 = 40%

空調装置は温水暖房システムとフロンタイプ冷却システムから成る。室内は加圧状態となる。

相対湿度は蒸気発生機（DEFENSOR）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発散する熱の除去と空気の入れ替えは強制換気システムにより行う。

強制換気システムのため、中央送風器室を設ける

ケーブル主要部、取付具、および機器は国内市場で入手し、従来方式で据え付ける。

4) 照明と電源

各種用途の部屋ではそれぞれ異なったタイプの照明や光度が必要となる。制御室では十分な照明を行い、節電照明具を使って水平面での光度を 300 ルックス、垂直面（計器板）では 200 ルックスとする。分電盤域や地下室では、エッジタイプ照明を壁のエッジに取り付けるようにする。

4.11.3 その他の建物と構造物

その他の建物と構造物の構造・寸法を表4.11.6に示す。

(1) 冷却装置（表4.11.7および図4.11.7参照）

クーリングタワーは、18×18m形状の冷却装置を4基直列に配置するものとする。これらの冷却装置はGL－1.00mの高さに設けられている貯水槽により相互に連結している。72mの長さの建物の端部には床付GL-3.40mのポンプ室を配置する。その上階の12m×18mの床面積にオフィス、ロッカールーム、洗面所を設ける。

クーリングタワーの建屋高さは＋10.15mである。建屋はプレハブ式のコンクリート柱と梁で構築する。柱はそれぞれ4×4mおよび5×6mの格子状に配置され、貯水槽の一部として施工され、布基礎上に設置する。

シャッター付のプレハブコンクリート製の空気の取入口を建物の横面に配置する。

(2) 新設の水処理プラント（表4.11.8および図4.9.3参照）

当該建屋は、鉄骨構造のもので断熱壁によって仕切られている。また、水処理に必要な撹拌装置や調整装置が据え付けられる。床は処理作業が可能なように耐酸性および耐アリカリ性に仕上げる。

床面積	288m²
容　量	2,592m³

この建屋に隣接するスペースには、追加のプラントや洗浄水沈殿タンク、さらに2基の軟水タンクを設置する。

(3) 廃水池（表4.11.9および図4.11.8参照）

水処理によって発生した廃水を中性化するための池として屋根付の900m³の池を1基配置する。そして、ポンプ建屋はその上に設ける。

当該廃水池は耐酸性および耐アルカリ性仕上げのライニングを実施し、地下水の影響からこの廃水池を守るために同様な処置を外壁に行なう。

(4) 石灰石処理システムの建物と構造物

1) 石灰石受入建屋（表4.11.10参照）

ダンプグリッドを収容する受入建屋は平屋の鋼構造とする。環境保全のため石灰石積みおろし中にダストが飛散しないように軽量スチールシートパネルで当建屋を覆う。また、建屋の開放端にエアカーテンを設けてダストが流出するのを防止する。この建屋の床面積は6.00×24.00mであり、高さは6.00mである。

Table 4.11.6 List of Other Buildings and Structures

	Description	Qty	Const-ruction	Width (m)	Length (m)	Height (m)	Note
Buildings/Structures	1) Cooling unit	1	r.c.	18.00	84.00	10.15	
	2) New water treatment bldg.	1	steel	12.00	24.00	8.60	
	3) Waste water treatment basin with pump house	1	r.c.	14.00	24.00	8.30	
	4) Raw limestone silo	1	r.c.	12.00		27.00	round-shape
	5) Limestone powder silo	1	r.c.	12.00		27.00	round-shape
	6) Limestone reception bldg.	1	steel	6.00	25.00	6.00	
	7) Crusher plant (limestone)	1	r.c.	12.00	20.00	28.00	
	8) Wagon tippler (hard coal yard)	1	r.c.	14.15	61.60	11.50	(depth)
	9) Slit coal bunker	1	r.c.	5.80	178.00	3.00	(depth)
	10) Oil storage pump house	1	brick	4.00	6.00	3.60	
	11) Watchman's lodge	1	brick	4.00	6.00	3.60	
Foundations	1) Wash water settling tank foundation	1.	r.c.	8.60	-	11.00	round-shape
	2) Pre-softened water tank foundation	2	r.c.	9.00	-	11.00	round-shape
	3) Reactor tank foundation	1	r.c.	11.00	-	11.00	round-shape
	4) Fly ash silo foundation	1	r.c.	12.00	12.00	1.00	
	5) Limestone reception bldg. with bunker	1	r.c.	6.60	24.00	6.00	(depth)
	6) Raw limestone storage silo foundation	1	r.c.	13.00	-	2.00	D=13 d=11.5
	7) Drying kiln foundation	1	r.c.	16.00	4.00	1.50	
	8) Grist storage silo foundation	1	r.c.	18.00	-	2.00	D=13 d=11.5
	9) Coal conveyor foundations	26	r.c.	2.00	8.00	3.20	985 m
	10) 1000 m^3 Oil tank foundation	1	r.c.	14.00	-	2.00	D=14 d=11.0
	11) 2000 m^3 Oil tank foundation	1	r.c.	19.00	-	2.00	D=19 d=16.0

Table 4.11.7 Features of Cooling Unit

Description	Specification	Note
1. Built-up footing area(m^2)	1512.00	
2. Height (m)	10.15	
3. Number of floors	3 resp. 2	
4. Overall floor surface area(m^2)	2988.00	
5. Built-in volume (m^3)	17520.00	
6. Superstructure	R.c. framework	
7. Understructure	Monolithic r.c. slab foundation	
8. External finishes		
Roof	R.c. slab	
Wall	Prefabricated r.c. fixed shutters/brick-covered packwall	
9. Internal finishes		
Floor	PVC/ceramics finish	(in the service rooms)
	Watertight cement plaster	(in basins)
Partition	Perforated brick	(in the service rooms)

Table 4.11.8 Features of the Water Treatment Building

Description	Specification	Note
1. Built-up footing area(m^2)	288.00	
2. Height (m)	9.00	
3. Number of floors	1	
4. Overall floor surface area(m^2)	288.00	
5. Built-in volume (m^3)	2592.00	
6. Superstructure	Steel frame	
7. Understructure	RC foot foundations	
8. External finishes Roof	Plastic coated thermo-insulated metal fluted sheet	
Wall	Double-layer thermo-insulated metal fluted sheet	
9. Internal finishes		
Floor	Acid and alkaline-resistant finish	
Partition	Partition wall of perforated brickwork tiled as necessary	
10. Others	Heating system	

Table 4.11.9 Features of the Waste Water Collectig Basin

Description	Specification	Note
1. Built-up footing area(m^2)	336.00	
2. Height (m)	0.80 resp.8.30	together with pump house
3. Number of floors	2	only underneath the pump house
4. Overall floor surface area(m^2)	406.00	
5. Built-in volume (m^3)	2306.00	Rated capacity 900 m^3
6. Superstructure	Monolithic RC	
7. Understructure	RC slab foundation	
8. External finishes Roof Wall	 Walkable RC floor Insulation against soil moisture	
9. Internal finishes Floor Partition	 Acid and alkaline resistant finish Acid and alkaline resistant finish	

Table 4.11.10 Features of the Limestone Reception Building

Description	Specification	Note
1. Built-up footing area(m^2)	144.00	
2. Height (m)	6.00	
3. Number of floors	2	
4. Overall floor surface area(m^2)	240.00	
5. Built-in volume (m^3)	864.00	
6. Superstructure	Steel frame structure	
7. Understructure	Monolithic RC	discharge bunker
8. External finishes Roof Wall	 Plastic-coated sheet metal Plastic-coated sheet metal	 5% roof pitch
9. Internal finishes Floor Partition	 Dump screen/cement screed	
10. Other	Anti-outdust air curtain Local dust extraction	

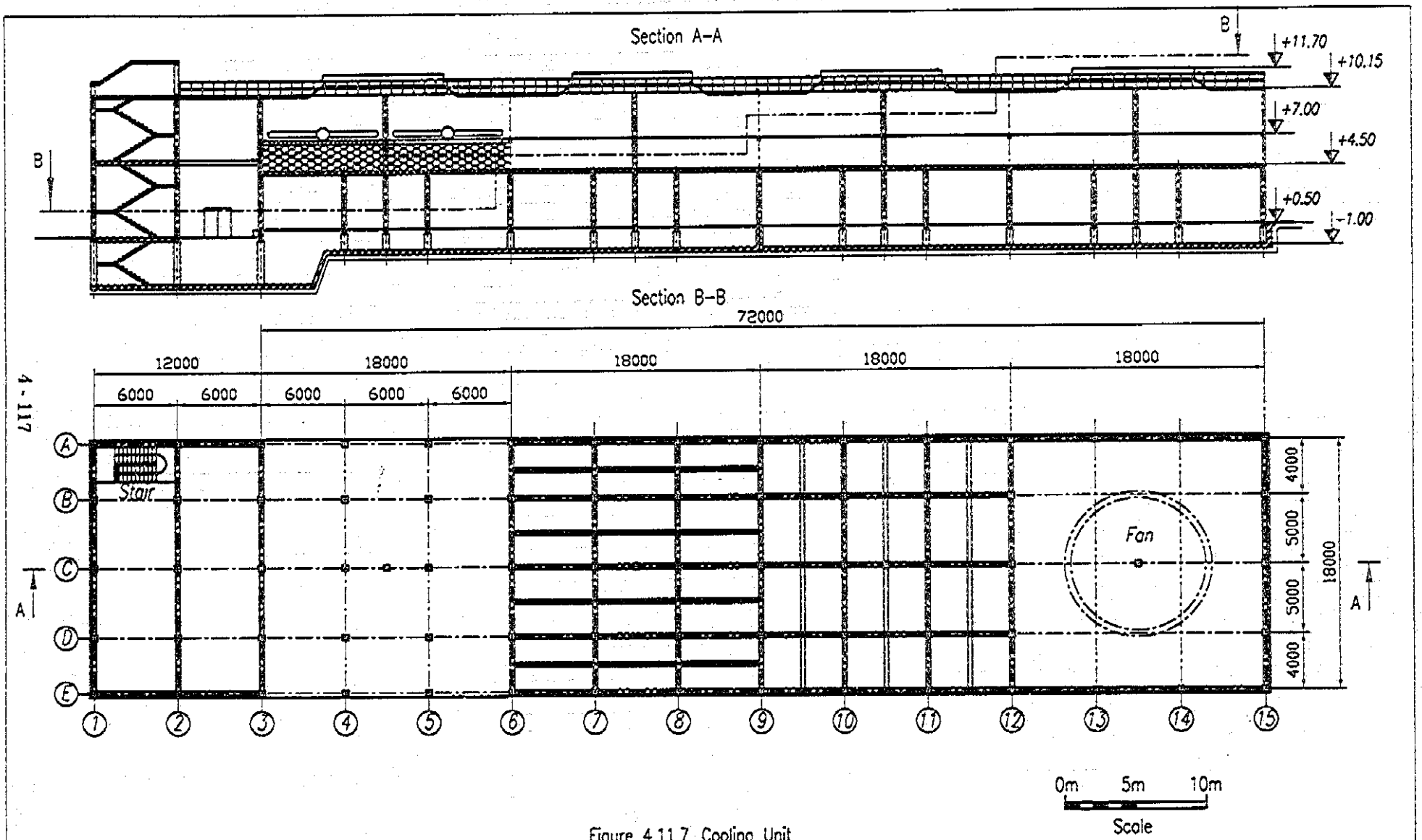


Figure 4.11.7 Cooling Unit

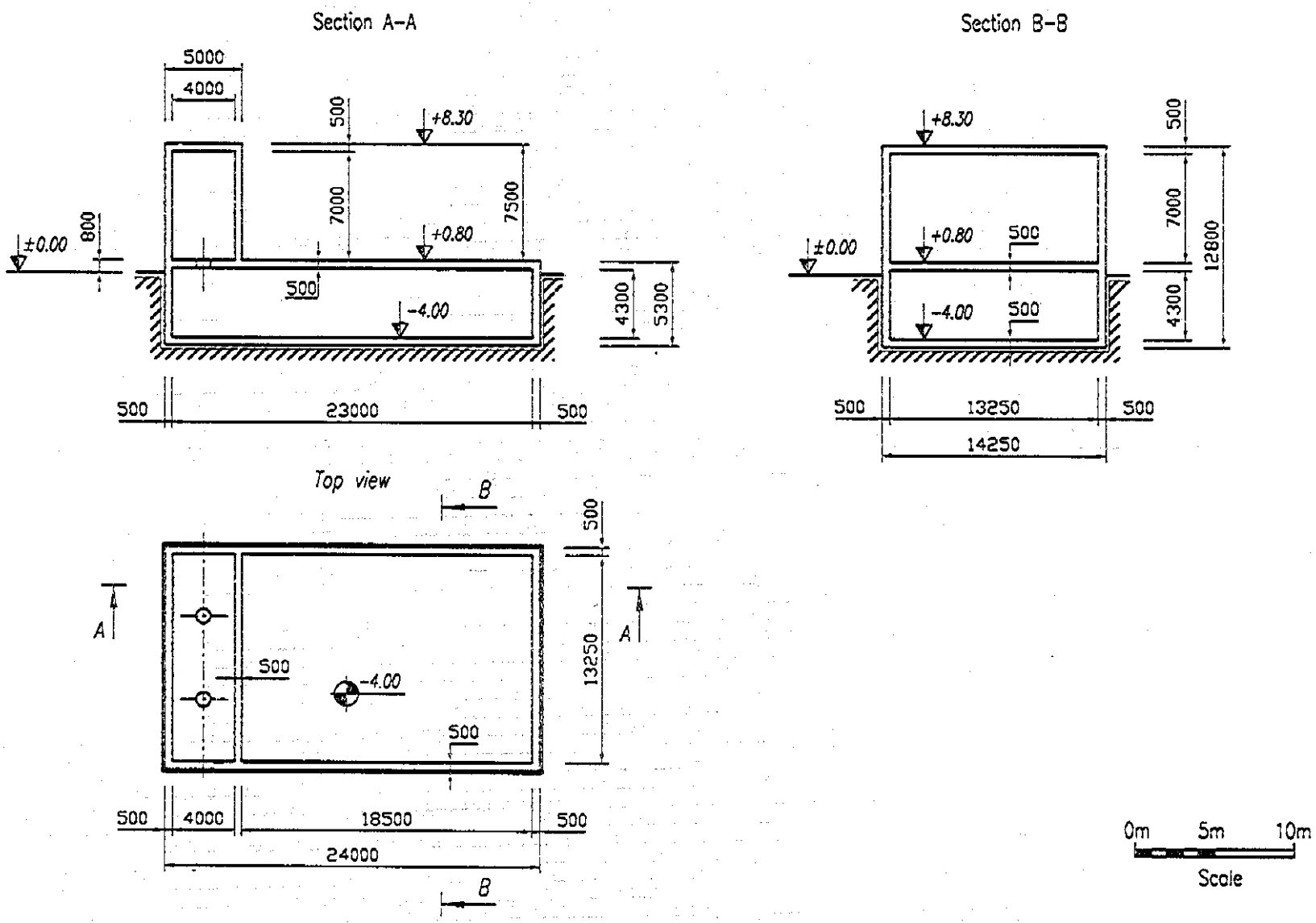


Figure 4.11.8 Waste Water Collecting and Neutralizing Basin

2) 石灰石原石サイロ

石灰石原石サイロは、内径 12m、高さは 27m の円形コンクリート構造物である。約 50° の傾斜角度を持つ取り出し口の高さは GL+8.00m の所に 2 ヶ所あり、有効容積は約 1,300m³ である。

3) 乾燥キルンの基礎

ロータリーキルンは、屋外のコンクリート基礎 16.00×4.00m 上に設置する。

4) 破砕プラント（表 4.11.11参照）

破砕プラント建屋は鉄筋コンクリートフレーム構造で、長さ 20.0m、巾 12.0m、高さ 27.0m の密閉建屋で、以下の設備を収容する。

- バケットエレベータ（高さ GL+23.00m の所まで運搬）
- 乾燥石灰石貯蔵バンカー2 基（GL+15.00m の所に出口）
- ハンマー式破砕機 2 基

5) 石灰粉貯蔵サイロ

石灰粉は、内径 12.00m、高さ 27.00m の円形コンクリートサイロに貯蔵される。このサイロには高さ GL+12.00m の位置が搬出口になっている。有効容積は約 1,700m³ である。

(6) 給炭システムの建物と構造物

1) 石炭荷卸しバンカー

石炭荷卸しバンカーは 2×100 トンのガーダンパーおよびセルフ・ダンピング方式の貨車から石炭を受けとる。鉄筋コンクリート造りで巾 14.15m、長さ 61.60m、深さは 11.5m である。

2) 新規ベルトコンベヤシステム

新設する輸送用ベルトコンベヤは、サンプル採取建屋から食堂建屋の前の鉄骨構造のブリッジとハードコールヤードを通って機械建屋Ⅲ号の傾斜コンベヤブリッジにつながる。新規ベルトコンベヤはコンクリート基礎上の鉄骨構造のブリッジ上に敷設する。コンベヤシステムの新規建物として、覆いのある機械室Ⅴ、Ⅶおよび Ⅷとハードコール積みおろし用コンベヤの機械建屋を設置する。この建屋にはハードコールに散水するための給水室がある。既設ボイラー建屋と新規ボイラーユニットの間に新規コンベヤブリッジ（長さ 18m）を設ける。

Table 4.11.11 Featutes of Limestone Crushing Plant

Description	Specification	Note
1. Built-up footing area(m^2)	240.00	
2. Height (m)	28.00	
3. Number of floors	5	
4. Overall floor surface area(m^2)	960.00	
5. Built-in volume (m^3)	6700.00	
6. Superstructure	Monolithic RC frame	
7. Understructure	Concrete strip and foot foundation	
8. External finishes Roof Wall	 RC slab Packwall of perforated brickwork covered with sheet steels	
9. Internal finishes Floor Partition	 Cement screed Partition of perforated brickwork	
10. Other	2 integrated RC bunkers	

3) ハードコールヤード（以前の非常貯炭ヤード）

ハードコールヤードは現在面積約 3.6ha の草地である。この場所をハードコールヤードとして利用するためには、整地と柵、ゲート 2 ヶ所、守衛所、保安用柵および照明設備を設けなければならない。その柵の必要延長は約 500m である。

4) スリット式ハードコールバンカー

ハードコールバンカーは長さ 178m（断面 5.80×3.00m）を計画する。その周囲に上面がスロープ状で埋設された 70cm 幅のコンクリートカラーを設ける。

5) 貯炭場へのアクセス

輸送車両やトラッククレーンが貯炭場と各バンカートンネル、機械建屋、および受け入れ建屋へアクセスができるようにする。

ブルドーザーで石炭の積み込みそするための進入道路を両貯炭場の構内に建設する。必要な場合は各設備の柱を縁石で保護し、ブルドーザーの衝突等の影響から守るようにする。ハードコールヤードおよび褐炭の貯炭場の間にも道路を建設する。

(7) 貯油プラント

貯油プラントは 1,000m³の貯油タンクと 2,000m³の貯油タンク各 1 基を建設する。据付前に、タンク用の円形コンクリート基礎と床面積が約 6.00 ×4.00m のオイルポンプ建屋を建設する。

(8) 設備、柵、および守衛所間の取付道路

設備間のアクセスのため、幅員 6.00m、長さ 700m の道路と幅員 4.00m、長さ 700m の道路を建設する。当該道路は 18cm厚のコンクリート舗装と厚さ 20cm の砕石路盤によって構成される。

上記ハードコールヤードの項で述べた長さ 500m の柵と 2 ヶ所のゲート以外に、発電プラント周辺の柵約 140m を更新し、さらに 2 ヶ所のゲートを設置する。

(9) 取水口

既設の取水口を改造する。ポンプ 3 台を交換する。このため、旧基礎を解体し、新しい基礎を構築する。ポンプの前面にあるスカム除去スクリーンは腐食がひどいので、交換する。

既設沈殿池の改築および防水ライニングの更新が必要である。

4.11.4 煙　突

(1) 検討条件

煙突の仕様は以下の条件に基づき検討した。

- 煙道ガス流量
- 煙道ガス速度
- 煙道ガス温度
- 煙突高さ（130m）
- 排出限界値

なお、煙突が地形および周囲全体の高さからみて特に目立つ高さとなっている場合はハンガリー建築規則（OESZ附属書3）により以下のものを取り付けるものとする。

- 航空監督機関の規制に準じた航空障害灯
- 避雷針

(2) 煙突の構造

煙突の仕様と形状寸法を表4.11.12と4.11.13に示す。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

煙突基礎は支持基盤が比較的浅い層に存在しているものと考えられるので、直径が約20mの円形コンクリートスラブ基礎形式を採用するものとする。また、土質データは不充分であるので、詳細な土質データを得るために、煙突基礎の中心において支持基盤を確認するまでボーリングを行なう。

4.11.5 消火および防火

(1) 消火水システム

既設消火ポンプの能力が小さいため、拡張後の必要消火水量には対応できない。

主要な箇所で必要とする消火水量は6,000リットル／分である。このため、吐出量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。

Table 4.11.12 Specification of Stack

Description	Meas. unit	Values	Note
Turbine output	MW	150.00	
Temperature	°C	150.00	
Flue gas volume-flow	1000 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	
Proposed stack dia.	m	4.00	internal, at top
Proposed stack section	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 x 5) m
Flue gas velocity	m/sec	13.00	at outlet
Intake at base	m^2	28.00	(4 m x 7 m)
Flue gas velocity	m/sec	9.30	at stack inlet
Air density	kg/m^3	1.185	at 25°C 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 pressure loss	mm W.G.	12.8	
Resulting draft	mm W.G.	31.6	

Table 4.11.13 Features of the Stack

Description	Specification	Note
1. Height (m)	130.0	
2. Virtual height (m)	GL + 177.0	
3. Internal diameter (m)		
at top	4.00	
at bottom	8.00	
4.Wall thickness (cm)		
at top	20.00	
at bottom	60.00	
5. Heat-resistant lining	refractory brick	
6. Structure	r.c.	
7. Foundation	r.c. slab	Subject to revision at the detailed design stage
shape	round	
diameter (m)	20.00	
depth (m)	2.50	
8. Others	Aviation obstr. mark	
	Lightning protection	3 lightning arresters
	Galleries and footsteps	int./ext. footsteps

2台の消火水供給ポンプ（1台を常時使用、1台を予備とする）の吐量は220³／h、圧力は8バールである。これら主ポンプの役割は十分量の消火水を供給することである。既設ブースターポンプは貯水タンク内の水を循環させ、1または2箇所の消火栓を使用する場合の水とスプリンクラー・システムの水を供給する。

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。

消火水ネットワークの配管材はKM-PVCで、発泡器の圧力段階はPN16およびPN10である。ゲート弁を適宜配置し、システムの一部を遮断できるようにする。

機器類設置地区に壁消火栓を合計20箇所取り付ける。新規ユニット周辺および貯炭場内の地上消火栓新設数はDN100サイズのものが15基で、給水量は1,200リットル／分以上とする。

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1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	：	5m³／分
防火面積	：	144m²
運転時間	：	60分。10分間は泡モード
最大散水面積	：	10m²

傾斜ベルトコンベヤを保護するため、約30個の噴霧ヘッドを各コンベヤブリッジ部に取り付ける。

150MWユニットの拡張に伴って新設するポンプセットで必要な消火水量を確保する。
スプリンクラー・システム用に容量20m³の圧力タンクを設置する。

(3) 火災警報システム

警報の誤動作が最小限の高性能の火災警報システムを新規ユニット部分と運転に直接関係する機器やシステム部分を対象に設置する。（図4.11.9参照。）

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。従来の火災警報ループにはマスターソケット、センサー、あるいは集信装置を使って信号を送ることができる。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。

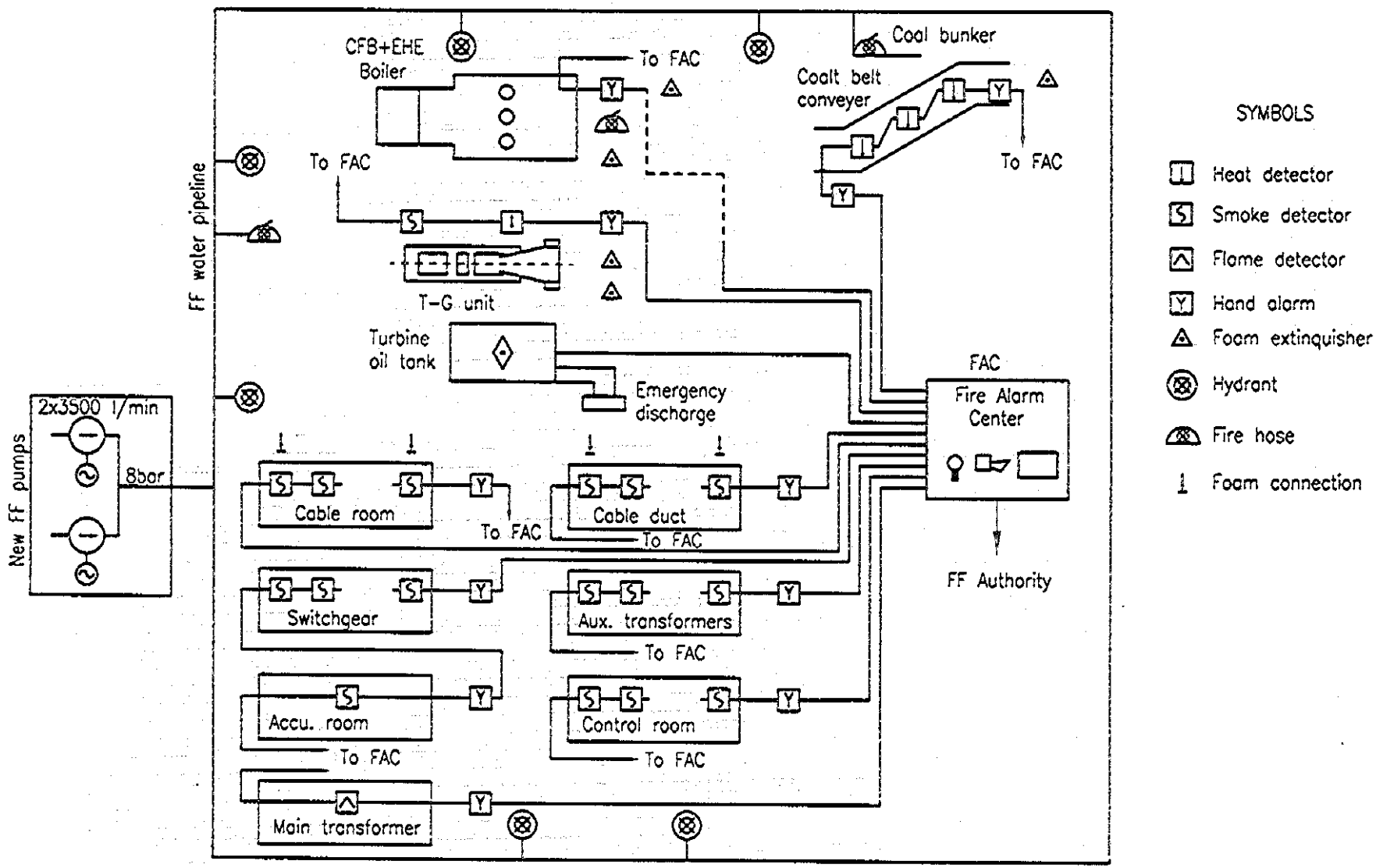


Figure 4.11.9 Fire Alarm Scheme

市の消防署に接続する火災警報システムを取り付ける。

4.11.6 解体および移設工事

新規の150MW発電ユニットの建設に伴う解体および移設工事は以下のとおりである。

(1) 新設プラント用地での解体と撤去

1) 普通構造の倉庫とその他の建屋
2) レンガ造りの7棟の平屋建屋約4,000m²(修理棟、倉庫など)
3) 鉄筋コンクリート造りの廃棄物のコンテナー約400m²
4) ヤードの舗装約1,200m²
5) 鉄道軌道とその下部構造約250m (既存のタービン建屋への軌道)
6) 各種の管支柱とそのコンクリート基礎約200m³
7) ヤード照明と道路

(2) 新設プラント用地内施設の移設

1) 飲料水と消火用水パイプの一部の移設と残り部分の撤去
2) 公共の下水道と雨水排水管の移設

(3) ワゴン放下施設

既設のワゴン放下施設と地下6mの鉄筋コンクリート・ピット、および関連鋼構造物

4.12 鉄道側線ネットワーク

(1) 現 状

発電所の鉄道側線ネットワークは隣接する92号本線（Miskolc －Bánréve－Ózd 間）に接続している。発電所区域の長軸に平行に伸びる本線上に Berente 貨物ヤード南東端の Berente 選別プラント側線ネットワークと、選別プラント前面の発電所側線ネットワークに向かう分岐点がある。道路による発電所へのアクセスは Miskolc－Kazincbarcika－Banreve 間主要道路26号線を利用する。鉄道も主要道路も良好な状態である。選別プラントと発電所の側線ネットワークを図4.12.1に示す。

本来、Borsod 発電所の鉄道側線は石炭荷下ろし用および外部変圧所向け、さらに発電所内で使用する石炭以外の資材の荷下ろし用に設計したものである。現在鉄道で運搬しているのは主として酸、アルカリ、およびガス／石油である。すなわち、1月当たり貨車台数は 14～15台で、発電所本館背後にある軌道 No. I 上を牽引し、区間 8+00～9+00 で荷おろしを行っている。発電所側線を管理しているのは Berente 駅長の MAV 石炭ヤード担当室で、M44 形機関車を押す形（push mode）で利用している。軌道の上部構造物は老朽化しており、道床は泥だらけで排水システムも機能していない。

(2) 発電所内輸送計画

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計画した。

1) 石炭供給のための鉄道輸送

鉄道輸送された 2,300～2,800 トン／日の輸入炭を Berente駅で夏の120日間に受入れるという問題は下記のように解決できるものと考えられる。

(a) 前面荷下ろし式二軸貨車で到着した石炭は駅のⅠ-Ⅱ-Ⅲ-Ⅳ軌道に既に設置してある貨車傾動装置（カーダンパー）（つり上げ能力、2×50 トン）で荷下ろしできる。

(b) 四軸貨車を継続的に受入るという問題は解決されていない。このため、現在軌道 V に設置されている既設貨車傾動装置Ⅳの代わりにツイン貨車傾動装置（つり上げ能力、2×100 トン）を新設する。この新設傾動装置には底開き式四軸貨車に適した荷下ろし用格子を装備する。

(c) 四軸貨車で輸送された石炭量の管理のため 120 トン能力の鉄道橋台秤を、新設ツイン貨車傾動装置の近くに設置する。

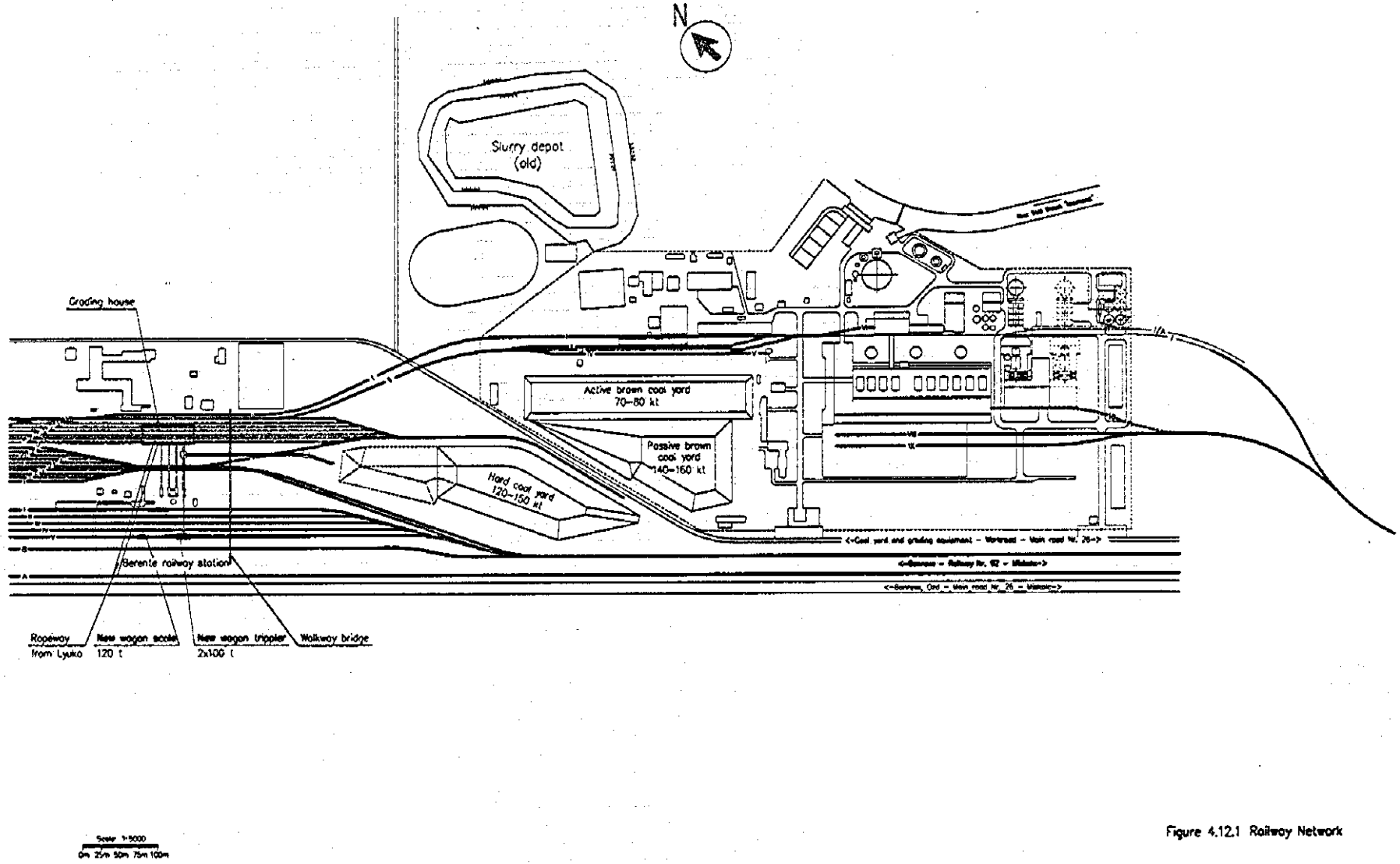


Figure 4.12.1 Railway Network

(d) 必要な場合、軌道Ⅲおよび Ⅳ号に沿って設置されているつり上げ能力 42 トンの前面傾動装置により二軸貨車で輸送してきた石炭を荷下ろしすることができる。これから荷下ろしする貨車や荷下ろし済みの貨車はこれら 2 本の軌道（Ⅲ、Ⅳ）および隣接の軌道 II 号を使って移動させるため、下記の石灰石供給輸送には影響を与えない。

2) 石灰石供給のための鉄道輸送

発電所では、粗粒石灰石を週 7 日間受入れなければならず、一日あたり平均量は 38m^{3}容量の Tals 形底開き式密閉貨車 27 台分に相当する。発電所内に設置された石灰石処理工場の運転上のトラブルが長期化した場合、週 5 日間、一日あたりの量は石灰粉で四または二槽式の Uaces タンク車 13 台、又は Ucs タンク車 26 台を受け入れる。

石灰石受入駅は発電所フェンス近くの鉄筋コンクリート製貯蔵サイロに近い新設レール軌道 I/a 号に設ける。この受入駅への供給はレール軌道 I 号に引き入れられた列車から 2 台 1 組づつ選んで行う。石灰粉を満載した次の貨車が空になった貨車を後方に押し、軌道の貨車留置区間（parking section）に送る。

3) 発電所構内全体での鉄道輸送

(a) 発電所構内での輸送貨車台数は供給される材料の組み合わせに関係なく、一日平均で 28～30 台を超えることはない。これら貨車は軌道 I および II に振り分けて荷下ろしをする。が、こうした鉄道輸送のためには十分組織化された管理体制が必要である。発電所が所有する M28 タイプ牽引機関車は 8～10 台の貨車を牽引できる。

(b) 平均量またはこれを越える石灰石を輸送した場合は、軌道 I 号で第三シフト（夜間）に限って酸、アルカリ、および石油の受け入れを行う。

(3) 既存の発鉄道側線ネットワークの変更

輸送量の増加に伴い、発電所側線ネットワークの一部を変更、末端レール軌道 I/a 号を新設する。レール軌道に関する作業については図 4.12.2 に示す。

1) 軌道 I 号上のセグメント 4+96 と 10+00 の間の 504m 区間では、上部構造物を新設し、軌道全長に沿った排水溝を新たに設ける。セグメント 4+96 にはレール軌道停止バリアをもうける。これにより、軌道 I 号は新設軌道 I/a での入れ換えで送られた満載貨車のための留置線（約 160m 長）となる。

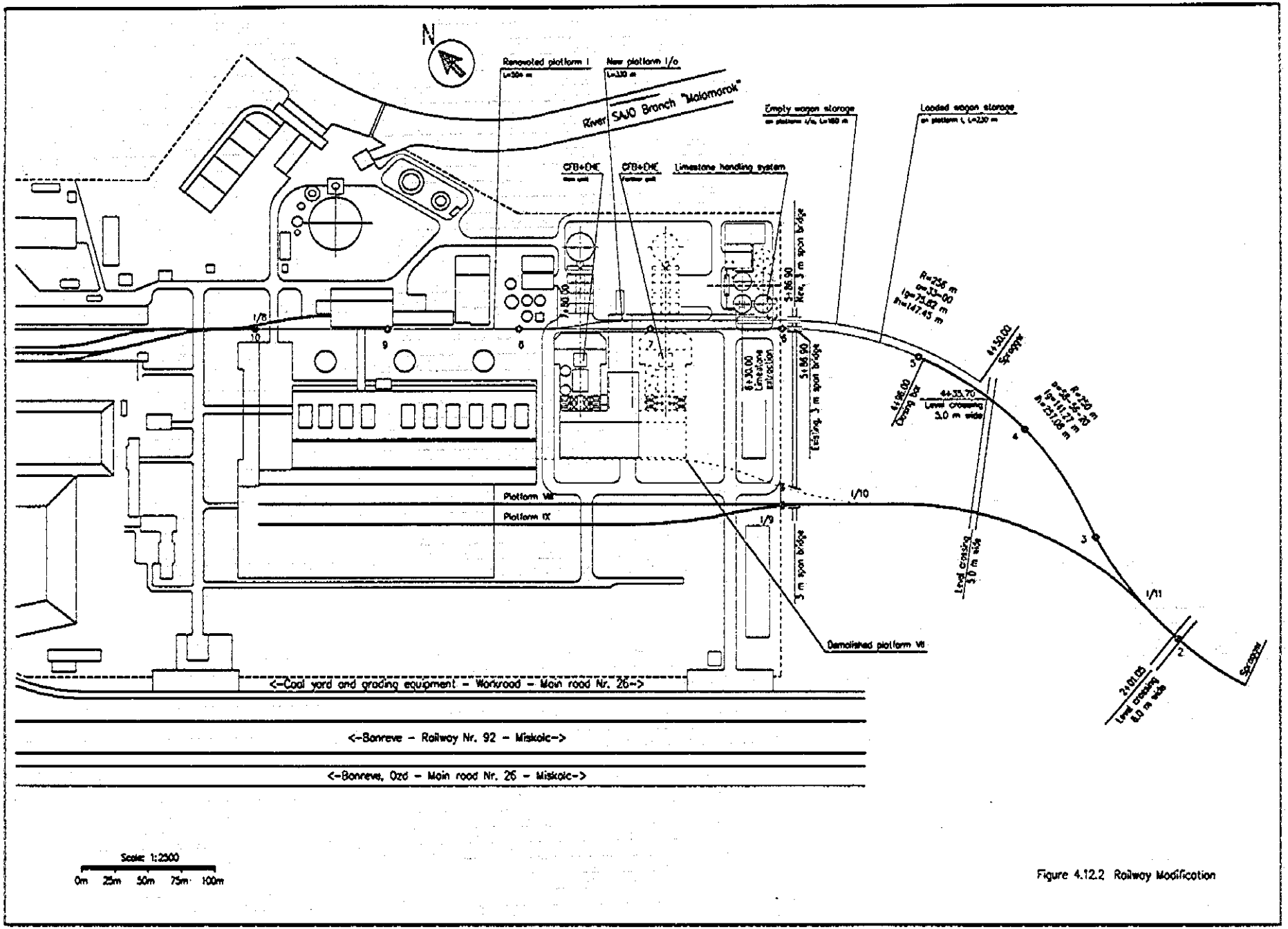


Figure 4.12.2 Railway Modification

2) 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の転轍器を装備する。この軌道のセグメント5+87上には、スパンが3.00mの橋梁を鉄筋コンクリート製水路の上に建設し、橋梁前面のフェンスには拡幅ゲートを、またセグメント4+50内には軌道停止バリアを設ける。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す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。同施設に続く約160mの軌道区間は2台1組で空になった貨車の留置線として利用する。

3) 既設の古い建屋内にある軌道Ⅶ号は転てつ器I/10も含め400m長にわたって撤去する。

(4) 道路の新設

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、新旧の主建物への輸送もこの道路網により行う。(図4.12.1および図4.12.2参照)

4.13 制御・計装システム

(1) システムの仕様、要件

制御・計装システムの責務は手動および自動モードで各種プロセスを高い信頼性で制御することである。自動モードには開ループ機能と閉ループ機能が含まれる。制御・計装システムによって制御対象のプロセスの概要を知ることができるので、少人数で安全な運転を確保できる。また、プロセスに対して規定した応答時間限界値を監視することで負荷の変更に速やかに対応することが可能となり、さらにプロセス効率の向上や環境要件を満足することもできる。

また、制御・計装システムにより、計画の対象となっている発電ユニットが系統障害や電力・周波数制御の修正動作に関する UCTPE 勧告を満足することができるようになる。このことは系統制御における一次および二次段階で必要とされる制御機能についてもいえることである。発電ユニットの制御システムにより、ユニットは給電指令介入という間接的手段またはオンラインでの給電指令操作により系統制御ができるようになる。

なお、制御・計装システムがプロセス自体に適合したものであれば安定した熱供給を確保できる。

プロセス障害を短時間の内に検出することができれば、運転員は速やかに対応をとることができる。

上記の機能は最新の高水準技術を採用することで経済的にで実現することができる。

制御・計装システムに関してもっとも要求されるのは、安全な運転性と簡便な保守性である。その他、例えば、拡張性、省エネルギー性、据付の容易さ、機器のコンパクト性、誘導障害への耐性、耐候性、および長寿命も要求される。

自動化のレベルは以下の要件によって決まる：

1) 負荷変動に対する自動応答を含む自動制御下での連続運転

2) 運転員が介入しない安全動作（運転モードを問わない）

3) 150MW ユニットの起動および計画停止や設定値調整は現在運転員が行うようになっているが、その人数は最小限にする計画である。

4) 適切な押しボタンを押すと、シーケンス制御プログラムに基づいて蒸気タービンが起動、停止する。

(2) 制御・計装システムの特徴

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が、これは分散制御・情報システム（DCIS；Distributed Control and Information System）で、以下の特徴をもつ。

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安全制御は統合プロセス制御システムが行う。ボイラー、電気機器、給水＋温水＋冷却水システム等を制御する機器、さらにサブシステムのインターフェースとなる装置等を含むプロセス端機器は、システムバスに接続された工業用の汎用装置で構成する。

蒸気タービンの制御サブシステムおよび安全サブシステム（例：速度制御、負荷制御、起動、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。これらの装置は、比較的少数のアナログおよびバイナリーの入力および出力を通じて蒸気タービン＋発電機のプロセス制御とインターフェースを取り合う。このプロセス制御自体はシステムバスに接続されており、蒸気タービン＋発電機制御サブシステムを統合DCISに取り込んでいる。

装置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ている。発電プラント専用に設計された制御装置と一般工業用制御装置を組み合わせることによって、システムを有利な投資コストで設置でき、しかもプロセスの特定部品に要求されている信頼性を満足することができる。

(3) 制御・計装システムの設計方針

現在の要件および将来のニーズに対応するため、プロセス制御システムは分散インテリジェンス機能を持った階層構造の最新システムとし、伝送速度と信頼性の高いデータバスを利用する。

階層構造内では、プロセス制御システムを機能と設置場所に応じて次のようにいくつかのレベルに分割する：

機　能	設置場所
－ ユニット・オペレータ・レベル	－ ユニット制御室
－ 中央電子装置	－ 中央電子装置室
－ プロセス機器（サブシステム）オペレータ・レベル	－ ローカル・オペレータ・センターまたは中央制御室
－ サブシステム電子装置	－ サブシステムまたは中央電子装置室
－ 電力開閉装置	－ MCC（開閉装置フィールド）
－ プロセス	－ フィールド

分散インテリジェンス機能とはシステムのいくつかの機能を現場または現場近くの機器内部で実行する機能を意味する。また、この機能は最重要なデータのみ（必要な場合は処理をして）をユニット・オペレータ・レベルに送る。この結果、システムの応答が高速になり、データ伝送能力を十分に利用できるようになる。

150MWユニットはユニット制御室から操作するが、既設ボイラーやサブシステムはコンピュータ（キーボード、タッチペン等）によりローカル制御室から管理する。基本的には、制御室を除きモニターにデータが表示される。制御室では、最重要なアナログおよびバイナリー情報が従来型の装置（アナログ表示計器、表示灯）により総合監視盤に表示される。故障表示機器は故障を表示し、プリントする。また、総合監視盤には表示灯により継続故障信号も表示できる。基本的には、アナログデータはログおよびアーカイブ・ファイルにより保存する。さらに、総合監視盤には従来型の記録計が装備されている。

DCISの主要部分は次の通りである（図4.13.1、4.13.2および4.13.3参照）。

1) 循環流動床ボイラーのプロセス制御サブシステムはボイラー関連の制御を受け持つとともに、燃焼制御との連絡を取り合って、該当する蒸気タービン制御回路と協調制御を実行する。現地規格に従って、燃焼制御装置は2台の中央装置で構成し、入出力側に二重の冗長度を設け、また同期監視機能をもつ。同期監視機能は基準値からの偏差が発生したときPLC（Programable Logic Controller；順序制御）によって適当な修正動作をする。

2) 蒸気タービンおよび発電機プロセス制御サブシステムは開ループおよび閉ループ制御を行い、統合制御システムとの協調を確保するものである。このシステムは蒸気タービンと発電機の制御および保護機能をはたす制御回路とも接続される。

3) 電気機器のプロセス制御サブシステムは発電ユニットに関連する開閉装置の操作を制御し、電気関係データの測定値を収集する。

4) 給水加熱装置および冷却水供給装置のプロセス制御サブシステムは、蒸気や水の供給、給水建屋内の復水システム、さらに化学薬品の注入についてデータ収集と制御を実行する。このシステムは他のサブシステムへの接続も確保する。

5) 故障表示は統合プロセス制御システムが実行する。統合故障・イベント情報は画面に表示され、総合監視盤にも示される。さらに、故障信号とイベントはイベントログの形で印刷出力することもできる。
プロセスの運転状況の全容をよりよく把握できるように、重故障信号を一括して総合監視盤に表示する。

6) 故障記録計は、ポーリング頻度が高く保存容量が大きなイベント・レコーダであり、プロセス制御システムでは最適処理できない短期イベント（電気パラメータ）を保存処理するものである（事後分析ログ）。
故障記録計とプロセス制御システムに組み込まれたクロックは定期的に自動同期される。

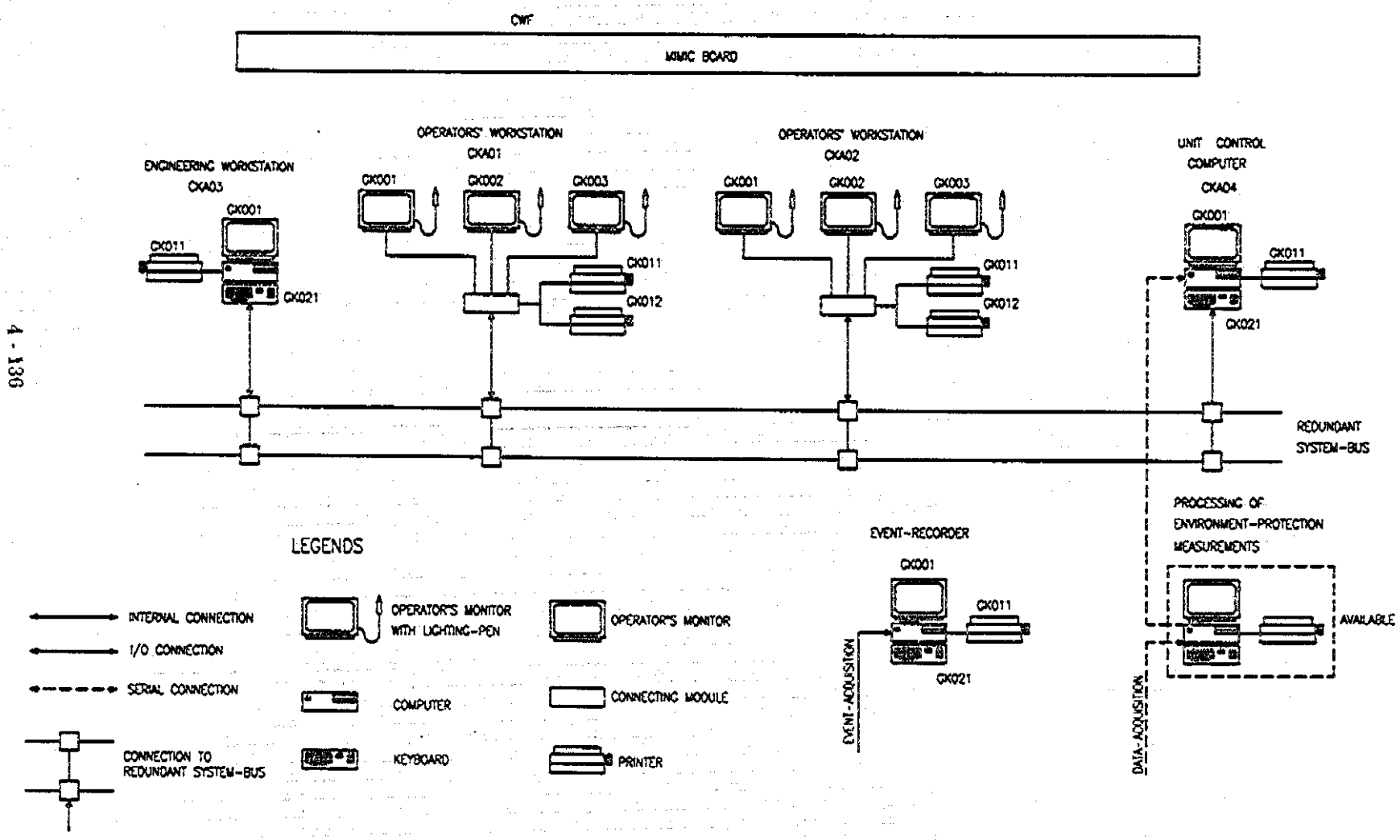


Figure 4.13.1 OCSI System (1/3)

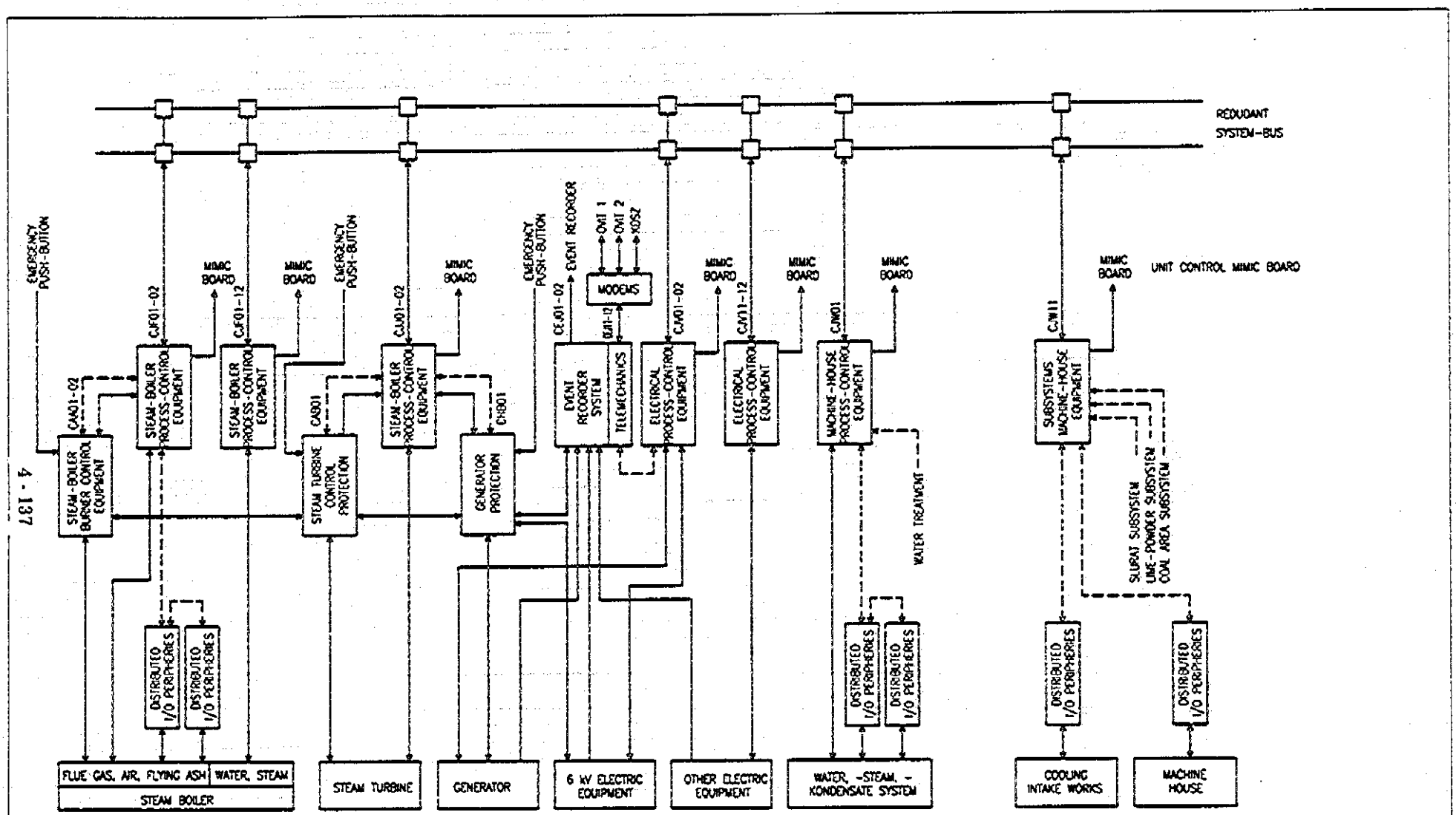


Figure 4.13.2 DCSI System (2/3)

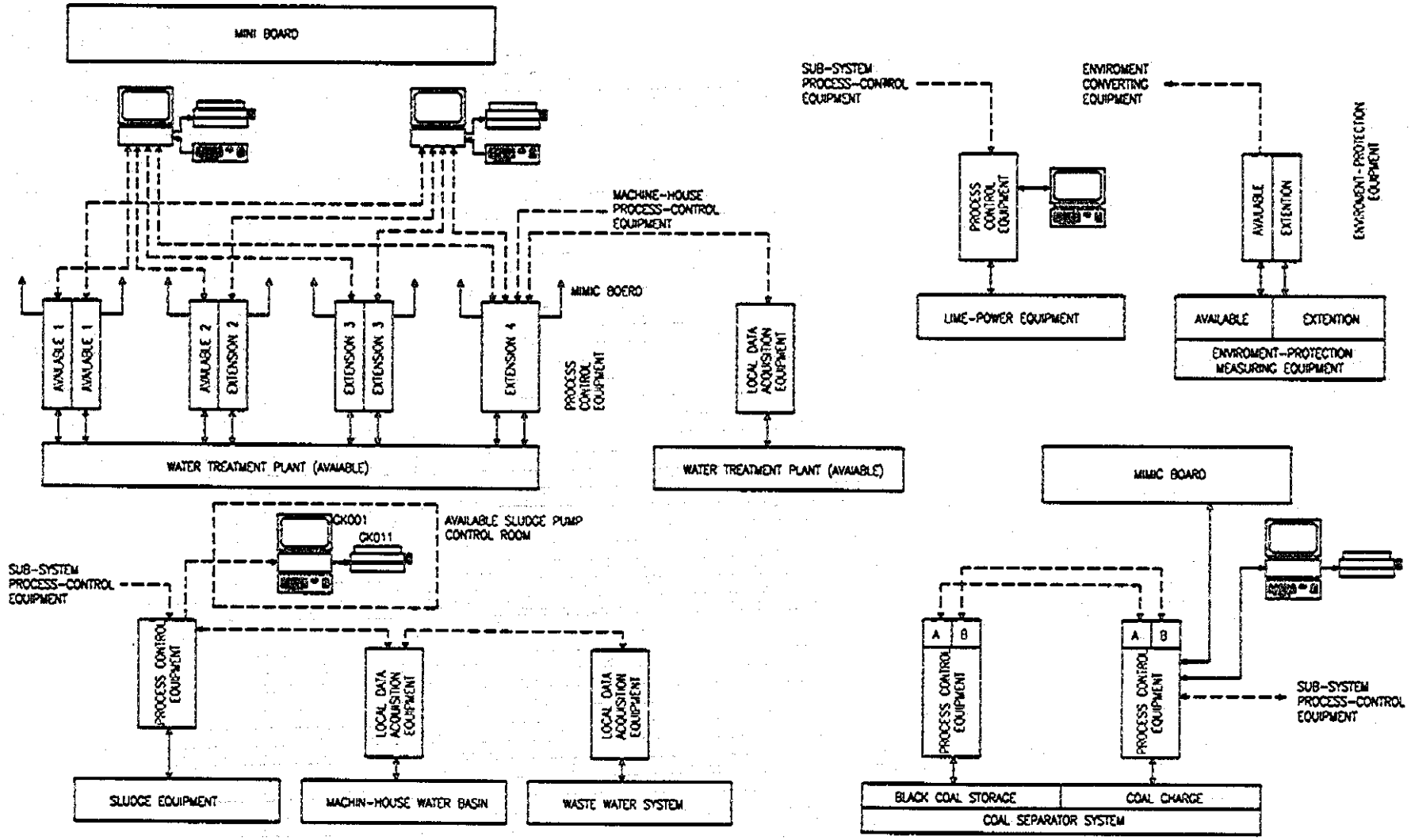


Figure 4.13.3 DCSI System (3/3)

7) オペレータ・ワークステーションは発電ユニットに関する信号の表示やイベントの記録を実行するものであり、さらに運転員介入もできるようにする。

8) エンジニア・ワークステーションは、制御対象のサブシステムを監視し、ソフトの保守と改良を行う。

9) 発電ユニット監視コンピュータは、ユニットのシステムやサブシステムならびに他のプロセス制御機器からデータバスを経由してデータを収集する。このデータからログやアーカイブを作成し、事後分析機能を実行し、いくつかのプラント性能計算（効率、燃料消費率等）を行う。

10) 環境監視用コンピュータは、大気測定値や下水分析器のデータを収集し、現地規格に従って、測定データの処理、記録、保存処理を行う。さらに、特定のデータを監視コンピュータに直列伝送する。

11) 技術上の理由からユニット制御室以外の所から操作しなくてはならないサブシステムが発電プラントのプロセスに含まれている。このようなサブシステムで収集したデータは給水および冷却水供給システムのプロセス制御サブシステムに直列伝送され、そこから統合プロセス制御システムに送られる。こうしたサブシステムとしては以下のものがある：

(a) 水処理

本計画の発電ユニットおよび発電所内の残りのユニットへの補給水供給は、既設の水処理プラントを拡張して行う。既設の水処理プラントにはタンクや遠隔制御装置を増設する。プロセスの一部は更新する。最近更新したばかりの自動制御機器は最新の設計のものであり、制御機能はPLCが受け持ち、その出力信号はPCを主体とするオペレータ・コンソールおよび従来型の総合監視盤に送られる。この方式は本調査の方針に合致したものである。PCL入出力数を増やし、またソフトを完全なものとすることで、水処理制御サブシステムをグレードアップすることができる。このサブシステムは、それぞれ発電ユニットおよび発電所の統合プロセス制御システムに接続する。

(b) 石炭および石灰石ハンドリング

石炭および石灰石ハンドリングに関する制御は、ほとんどの場合、開閉装置を操作することによって行う。サブシステムは現場の分電気建屋内のローカル・オペレータ室の総合監視盤から操作する。既設の石炭ハンドリングシステムに使用されているリレーをベースとする制御機器は、PLCをベースとする制御機器に置き換える。PLCベースの制御機器は新設されるプロセス機器の制御も行う。ベルトコンベヤ近くに取り付けたセンサーやスイッチは、湿分の高い石炭が付着するため十分な注意を払うものとする。PLCは石炭運搬を制御するが、運転員は総合監視盤のスイッチを使って介

入することができる。プロセスや運搬物の特性から見て、サブシステムの無人遠隔制御は望ましくない。PLC が収集した信号はシリアルライン経由でユニットの制御室に送られる。

(c) スラグおよびフライアッシュのハンドリング
濃縮スラリー技術を使ってスラグやフライアッシュを除去する場合、PLC が最適な制御手段となる。PLC はシリアルライン経由でユニットのプロセス制御システムに接続する。運転員はプロセス制御システムのキーボードを使って制御する。

(4) 技術および経済面

技術および経済面について、補足事項を含めて以下に述べる。

1) メーカーが異なるシステムを相互に接続する場合であっても、データ転送速度を最適にし、また予備品の種類や数量を抑制したり、さらに拡張性を高めるために、統合プロセス制御システムを実現するようにしなければならない。組み込まれる機器はシステムによって異なり、数種類のシステムが混用される場合には、高度な専門的知識が必要になることもある。異なったシステム間ではシリアルラインや多少とも標準化されたプロトコル（例、Modbus、Profibus）を使ってインターフェースを実行するが、データ転送速度や信頼性は限られ、その機能を十分に発揮することはほとんどの場合困難であり、相当な努力を払ってもそれに見合った結果が得られることはない。

2) タービンメーカーは自社開発の自律運転可能な電気・制御システムを組み込んだ製品を提示することが多い。できるだけこうした製品を使うことが望ましい。標準仕様の製品は妥当な値段であるが、それに変更を加えたり、あるいは特別仕様を盛り込んだシステムは高価になるからである。汎用性の高い DCIS によって要求に対応できるようなプロセス制御システムを構築することが提言される。

(5) プロセス制御コンピュータおよびその特徴

DCIS の構築にあたっては、一般用途および発電プラント専用として設計したプロセス制御機器を使用できる。いずれの場合も、構成部品やサブアセンブリの品質管理を向上させたり冗長性を高めることによって高い水準の安全性と稼働率を得ることができる。発電プラント用に開発した DCIS であれば上記要件を満足できるが、価格は高くなる。しかし、発電プラントで要求されている高速応答性（例、タービン制御、保護）を実現できることが特長である。

高い階層レベルにある統合監視制御システムで制御を行いながらデータ転送速度の高い同一データバスを使うことで 2 種類の異なったシステムを統合できるメーカーもある。このようなメーカーを使うことにより、応答時間と信頼性の要求条件にもっとも合理的な方法で対応するシステムを実現できる。

DICSを設計・選定する場合、下記の冗長性を確保することが望ましい：

1) プロセス制御システムへの電力は 2 つの異なった電源から供給し、また、オペレータ・ワークステーションには無停電電源（UPS）から給電する。

2) プロセス制御コンピュータやタービン制御の保安装置に対しては、入力と出力を少なくとも二重にする。データ処理装置は二重のプログラムによって同期制御をするか、"2 out of 3" 論理に基づく制御をする。

3) 高速データバス（システムバス）および接続点を二重にする。通信プロトコルにはエラー訂正機能を含める。

オペレータ・ワークステーションを設計する場合、下記の冗長性を確保することが望ましい：

オペレータ・コンソールを制御用コンピュータに接続し、コンピュータ自体はバスに直結する。これらのオペレータ・コンソールを操作することによって、各プロセス制御サブシステムとプロセス機器を管理できるようになる。制御用コンピュータは制御室に 2 台以上、ローカル制御室には 1 台以上設置し、それぞれオペレータ・グループを形成することが望ましい。基本的には、各オペレータ・コンソールをそれぞれのプロセス装置に割り当てるものとするが、各グループ内のコンソールは 100％相互利用が可能である。

使用される製品の信頼性指数は次の通りである：

1) MTBF（平均故障間隔）は信頼性と稼働率を決定するもので、CPUを組み込んだ装置の場合 16,000 時間以上、高い稼働率が必要な機器の場合 40,000 時間以上でなくてはならない。

2) 製品の自己診断機能と機械的設計によりMTTR（平均修理時間）が 2 時間を超えないようにする。

3) 製品の許容平均保存期間は 10 年以上とする。

4) 制御・計装機器の平均寿命は機器の耐久性を表すものであるが、15 年以上とする。

他の重要な技術パラメータは下記のとおりとする：

1) プロセス制御機器のアナログ入出力の基準誤差は 0.4％を超えないものとする。また、PLCの場合 1％、故障記録計の場合 1％を超えないものとする。

2) プロセス制御システムの処理速度と不動作時間を規定するデータは次のとおりである：
   (a) システムバスのデータ転送速度は 250k ビット／秒、シリアルラインの場合 9,600 ビット／秒以上とする。

(b) オペレータ・コンソールでの画像切替え時間は2秒を超えず、画面更新時間は1秒を超えないものとする。

(c) プロセス制御システムの基本サイクル時間は200ms以下、PLCの場合50ms、故障記録計の場合1ms以下とする。

保安および自動切替システムで使う装置や機器に関する以下の試験要件は、プロセス制御機器にも適用する：

1)	電源電圧誤差	：	DCの場合＋10／－20％、ACの場合＋15／－15％
2)	絶縁耐力	：	500V 50Hzで1分間（IEC255－5）
3)	電圧サージに対する絶縁耐力	：	1kVで1.2／50ms（IEC255／5）
4)	1 MHz HF障害試験	：	縦方向に2.5kV、横方向に1kV（高周波障害試験、IEC255－22－1）
5)	静電放電試験	：	8kV（ESD試験、IEC255－2およびIEC801－2）
6)	放射電磁界試験	：	10V／m（放射電磁界試験、IEC255－22－3およびIEC801－3）
7)	高速過渡ブラシ試験	：	1kV（FTB試験、IEC801－4）

(6) 計測回路の構成に関する一般的方針

プロセス制御機能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。SMART伝送器を使ってもよい。いずれにせよ、SMARTシステムに拡張できる伝送器を使う。DCISのアナログ入力ボードは電気的に絶縁する。入出力ボードは10％以上のチャンネルを予備として確保できるようなものとする。計測回路全体の基本誤差は下記の通りとするが、測定機能の特性と目的によって異なる：

1)	機器の監視、表示	：	±4.0％
2)	機械構造部の応力	：	±2.5％
3)	限界値の監視と制御	：	±1.5％
4)	プロセスのバランスと効率	：	±1.5％

出力信号をDICSのデータ収集の他に他の機器でも使用する計測回路の場合、DICSの入力ボードのチャンネルが相互に電気的に絶縁されていない時は電気絶縁を別途設ける。

伝送器は現場の支持コンソール上に取り付ける。一方、電気絶縁回路（必要な場合）や電源装置はできれば継電器室に取り付けることが望ましい。

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ィジタル・ディスプレーを装備する（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。圧力や温度の指示計器は伝送器のmA出力に直結するが、計算や修正を行う

測定値（例、流量、レベル）はプロセス制御機器のアナログ出力に接続する。測定するパラメータの平常値は指示計器の測定範囲の50～80％に収まるようにする。

影響を受けやすくかつ重要なパラメータ（例、主要系統圧力）はチャートレコーダによって記録する。

400℃以下の温度測定の場合、計測点で振動が発生しない環境下では抵抗温度計Pt100（ダブルカートリッジ付き）を使用する。抵抗温度計はDICSの入力ボード上のPt100入力に直結するか、温度伝送器経由で間接的にmA入力に接続する。重要なパラメータを制御または測定する場合は伝送器の使用が望ましい。抵抗温度計の場合、3線式または4線式回路を使用する。これより高い温度の測定では熱電対をmV伝送器に接続して使用し、冷接点補償を行う。環境および測定対象のパラメータからみて可能な場合はできるだけ温度センサーと一体化した伝送器を使用する。

圧力測定の場合、ゲージ弁を装備した圧力伝送器を使用する。導圧点では、定格圧力が64バール以下の場合は一重元弁、これより高い圧力では二重元弁を使う。媒体温度が50℃を超える場合はドレントラップを使用する。脈動圧がある気体状媒体の場合は、空気式または電子式の減衰装置を使う。

原水、給水、蒸気、および天然ガスの場合、コーナーにタップをつけたリングチャンバー・オリフィス、あるいは大口径エアダクトではANNUBARプローブを使って流量測定をする。燃料の流量測定では標準の流量計を使う。蒸気や気体状媒体の流量測定のため差圧計を使用する場合は、圧力および／または温度補正を必要に応じて行う。DCIS機器が自動的に補正を行う。

導電性で強度の活性を有する媒体の場合は電磁流量計を使用することも考えられる。この場合は、圧力損失が最小の流量計を使う。

圧力を受けている水／蒸気媒体の液面測定は差圧測定装置を使って行う（必要な場合は補正をする）。オイルタンクの場合は、温度補正付きの超音波液面測定をする。水処理用の化学薬品を入れるタンクの場合はキャパシタンスまたは超音波測定回路を使用することが望ましい。リミットレベル・スイッチはフロート式か、導電率計測式とし、測定回路には自己診断機能を設ける。

導電率およびpH測定の場合は貫通プローブを持つ測定装置を、また各種分析（例、SiO_2測定）の場合は専用装置を使用する。

(7) 特に重要で、法的に要求されている測定

「測定に関する1991年XLV法」では法的に必要な測定を次のように分類している：

- 会計処理のための測定
- 人命の安全を確保するための測定
- 環境測定
- 材料の安全を確保するための測定

1) 会計処理のための測定

会計処理のための測定結果を表示するため、DCISから独立した指示装置（指示計器、レコーダ、カウンター）を用意する。

会計処理のための測定回路を取り付ける場合、上記の一般的測定項目以外の測定にも対応できるようにする。測定回路で使用する装置の精度は測定目的にあった十分なものとする。これら装置について、ハンガリー国家測定局（OMH）が定期的に試験を実施する。設計段階のできるだけ早い時期に測定回路の構成についてOMHと取り決めておく。

蒸気および温水の取引き用に使われる表示装置や計器を使って会計処理のための測定を行い、電流信号（mA）の形を取った瞬時値をDCISに送って、熱プロセス全体を概観できるようにする。

2) 環境測定

環境測定には2つ重要な目的がある。すなわち、大気に放出される汚染物質量を測定によって確認することと、プロセス技術の改善と効率向上のためのデータを提供することである。

上記の目的を達成するため、煙道ガスの排出量を測定する固定式装置を取り付ける。この装置は、数種類のガス成分（CO、NOx（NO_2）、SO_2）やダストを検出できるガス分析計、基準パラメータ（O_2、温度、圧力、煙道ガス流速）を測定する測定装置、およびデータ収集・評価用コンピュータで構成する。データ収集・評価コンピュータは補正、平均時間値の計算、濃度・質量流量値・限界値超過・傾向の表示、さらにデータの保存などを行う。

この装置と類似のシステムはBorsod発電プラントの3本の既設煙突に設置中である。上記の分析計やセンサーは新設ユニットの煙突に取り付けられ、その出力信号を既設の評価用コンピュータに接続する。これにより、発電プラント全体で煙道ガスを測定できるようになる。

煙道ガスの測定と評価にあたっては、2004年には発効する予定の排出基準値を考慮に入れる。

環境データ収集・評価コンピュータは、煙道ガスデータの他に、下水分析計の信号や基本的気象データを取り込めるものとする。これは発電プラントが環境に及ぼす影響を複合的見地から評価できるようにするためである。

環境測定装置およびデータ収集・処理機器は、DICSシステムから独立して、また公的な校正を受けてから運用できるものとする。

(8) 制御方式

エンジニアリング会社（コンサルタント）および主サブシステムのメーカーが指定する制御方式をプロセス制御システムおよびPLCのソフトでそれぞれ実行する。装置制御室では主サブシステムのバックアップ制御およびコンパクト制御をする必要はない。ただし、タービン発電機のメーカーが提示する納入範囲に、標準構成として自動制御機器が含まれている場合にのみ、この基本原則を適用しないこともある。サブシステムの制御機器については最も簡単な制御方式を適用し、PLCとコンパクトな制御機器を使用するだけですむように計画する。

分散インテリジェンス機能の考え方では、信号処理は必ず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パスを使って行うことになっている。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できる。運転員は制御方式や設定値の変更をすることができない。この種の操作は高い階層、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える。

(9) 開ループ制御および保護動作

保護動作で使用する装置は国際認証機関が承認・認証し、ハンガリー当局が認めたものとする。

バイナリー信号の場合、入出力レベルは24V DCである。試運転時および小規模のシステム拡張時に発生する可能性のある追加需要に対応するため、設計段階で約10%の入出力点数の予備を確保しておく。開ループ制御および保安動作はプロセス制御機器またはPLC（例、水処理、石炭および石灰石ハンドリング）を使って実行する。オペレータ・コンソールから実施できる操作については「(8) 制御方式」で説明したとおりとする。

タービン発電機、付属の電気機器、および主要な補機には個々に一次および二次保護を装備する。これら保安装置は従来型のハードワイヤ式とし、タービンの場合、油圧式、機械式、または電動式起動とする。

プロセス制御コンピュータおよびPLCによる保安動作には「(5) プロセス制御コンピュータおよびその特徴」で説明した冗長性を持たせる。保護装置の信号や異なったタイプのプロセス制御コンピュータとPLC間の起動信号はバイナリー信号とする。この種の信号はデータバスのシリアルラインで送ることはできない。したがって、統合DCISや冗長性を持つデータバスの場合、保護装置からの信号を接続するときに特別な注意が必要である。

(10) サーボドライブおよびアクチュエータ

蒸気タービンと一体になって供給される制御メカニズムのサーボドライブ部分は、油圧信号コンバータを通じてDCISに接続される油圧システムである。ボイラーやその他のプロセス装

置の場合、サーボドライブは電動式または空気圧式とする。空気圧式サーボドライブは、位置制御装置と一体化した電気／空気圧信号コンバータを通じてDCISに接続する。空気圧サーボドライブの信号レベルは20～100kPaであり、供給空気の圧力は400～600kPaの範囲にある。電気式サーボドライブはDCISの該当する出力ボードに直接接続するのがふつうである。

水処理プラントでは、内蔵形2値（開／閉）制御式の空気圧式サーボドライブが使用され、DCISから直接操作されるソレノイド弁の制御を受ける。ゲート弁、オン／オフ弁、および制御回路に含まれない制御弁は、DCISの直接制御を受ける電力継電器を経由して電気的に制御される。これら電力継電器は電力伝達機器の一部となっている。弁位置、リミット接点位置および状態はDCISに信号で送られる。電動機もDCISの直接制御を受ける電力継電器で制御される。電動機からの状態信号もDCIS入力部に送られる。

(11) 電源、感電防止、および接地システム

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である。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、DICSは24V DCから給電されている。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してある。220V 50Hz電源を使って無停電で動作する機器は、適当な容量のUPS（無停電電源装置）から給電を受ける。無停電で動作する必要のない機器は380／220 V系統から給電を受ける。

空気圧式サーボドライブに対しては、700kPa圧力の空気供給源を設置する。適当なエアコンプレッサ、エアタンク、およびその他の装置が必要である。空気式制御機器に必要な供給圧140kPaは、主エア供給システムから減圧して供給する。

タービン油圧システムで必要な油圧供給機器および付属品は主機のメーカーから供給する。

感電防止および接地システムは、送電システムに関わる感電防止および接地システムに適合する仕様とする。接触電圧を超える電源電圧または入力電圧を持つ装置は、すべてこの感電防止システムに接続する。ケーブルの心線のうち、絶縁体を緑／黄色に着色された心線は接地レール上でキャビネットごとに束ね、キャビネットのスチールフレームに見えるように接続する。

(12) ケーブル敷設

現場に配置されている装置のケーブルは、現場接続箱内で束ね、多心化ケーブルによってDCISまで接続する。接続箱にはIP54以上の保護を設け、ドアロックを取り付ける。アナログ信号、バイナリ信号、および電源にはそれぞれ別個のケーブルを使用する。測定点がプロセス制御機器から非常に離れている場合、インテリジェント・リモートターミナルも使用できる。リモートI／O装置はプロセス制御コンピュータの特殊シリアルラインにより中央と通信する。

ケーブルトラックを指定する場合、誘導ノイズ防止機能を考慮してケーブル間に十分な距離をとる。建屋間を接続するケーブルのブッシング部分にはケーブル火災の延焼を防止する防火バリアをつける。

信号ケーブルは約0.75mm²以上の銅心線を持つシールド線（対より線）で、色分けや番号をつける。ケーブル線種を選択する場合、末端材料（ターミナルバー、Maxi Termi-Point、ワイヤラップ）の要件を考慮する。

誘導ノイズ防止のため、ケーブルのシールドを感電防止幹線から電気的に絶縁した別個の幹線に集める。シールドシステムは1点接地方式（24V入力側）で接地システムに接続する。

(13) 環境条件

装置制御室は空調し、人工照明を取り付ける。温度制御のための設定点は20～25℃で調整できるものとし、相対湿度は50～60％で調整する。1時間あたり室内容積の5～10倍の換気回数を確保する。周辺環境に対する騒音レベルは55dB（A）を超えてはならない。

継電器室は、適度な暖房、換気（温度10～30℃、湿度35～60％）を行い、人工照明を設ける。発電所内ではダストが発生するので、給電指令室と電気機器室のエアフィルターに特に注意する。室内空気を加圧することによって、ダストの侵入を防止できる。発電ユニットの機器については、自動火災報知システムを装備する。（この点については4.11.5節参照）

水処理建屋内では、水処理サブセンターとして適度な暖房および換気をした制御室を設ける。

水処理建屋内に据え付ける現場装置を選択する場合、酸性蒸気の存在が予想されるのでこれを考慮に入れる。

石炭および石灰石ハンドリングのサブセンターの場合、適度な換気と冷房を備えた部屋を別途用意する。

スラグおよびフライアッシュの除去に使うサブシステムの電気および自動制御装置は、開閉装置やプロセス制御機器用に十分な据え付けスペースを確保するとともに、オペレータによる操作に適したものとする。濃縮スラリー技術の制御装置はすべて防塵構造の外箱（IP54保護以上とする）を取り付ける。

4.14 送電網への接続

新規 150MW ユニット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。

新規ユニットは 2 カ所で所外ネットワークと接続する：

1) 主要変圧器を通じて 120kV ネットワークに発電電力を送電する。
2) 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) 電源および消費電力のデータ

1) 電源データ

(a) 120kV ネットワークに送電する電力

i) 冬 季

－ 新規ユニット	150 MW
－ 既設ユニット V、VI、X	36MW
－ 発電端出力	186MW
－ 自己消費需要（新規ユニット CFB+EHE）	25MW
－ 120kV ネットワークへの出力	161MW

ii) 夏 期

夏期の負荷期間には、上記出力データはほとんど変わっておらず、この場合 155MW を使って送電負荷の計算を行った。

(b) 新規ユニットの 35kV ネットワークへの接続（図 4.14.1）

i) 新規ユニットの起動変圧器は現場の 35kV 開閉装置 22 号および 32 号に接続する。
ii) これはほんの短期間、例えば配線が使用できない状況でしか使用しない。

2) 消費電力データ

Borsod 発電プラントの 35kV 母線にたいして BVK および EMASZ が要求する電力は、1997 年度で各々22～23MW、20～22MW（全体で 42～45MW）になると予想される。上記の電力需要は冬季のピーク負荷時と夏期の最低負荷期間とで実質上同じである。これは 35kV 電力の特性による。電力潮流の計算ではこの電力の需要として 42MW を使った。

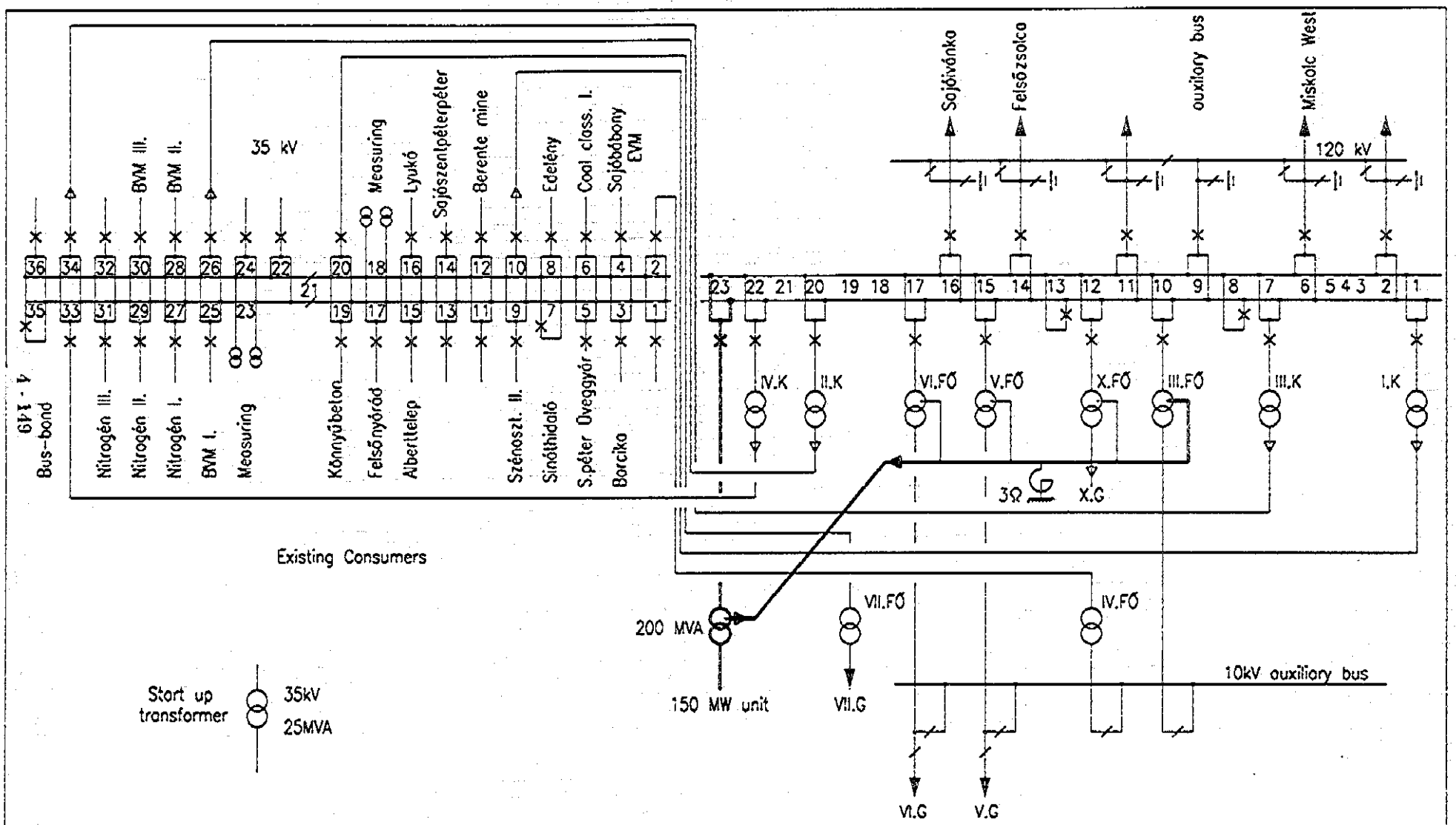


Figure 4.14.1 Single Line Connection Diagram

(2) 電力潮流の計算

Borsod発電プラントの120kVネットワークに給電する161MWおよび155MW出力の送電について、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った。ネットワークの或る要素が何らかの理由でなくなった場合にも出力は確実に送電される必要がある。

1) Borsod発電プラントの120kVバスバーは以下の長距離120kV送電線によりネットワークに接続している：

   (a) Borsod－Sajoivanka、Borsod－Flesozsolca は断面積 250mm² の送電線で、Sajoivanca－Felsozsolca 送電系統 (2×3×250mm²) の一つから分岐したものである。

   (b) Borsod－Miskolc West 送電線 (1×3×150mm²)

2) 現場の消費量が42MWであることを考えると、上記送電線は新規150MWユニットおよび既設のV、VI、およびXユニットの出力を冬季および夏期に送電しても過負荷を起こさないことがわかる。運転中の電力潮流については図4.14.2と4.14.3に示す。

3) 120kV運転中に単独で発生する障害の内で最も重大なものが Borsod－Sajoivanka 120kV送電線のトリッピングである。この場合、冬季負荷期間中の Borsod－Miskolc West 送電線の送電量は82MWで、最高負荷率は82%になる。

4) 夏期負荷期間中に上記の運転中障害が発生する場合は、Borsod－Miskolc West 送電線を使うとよい。この線の送電量は61MWにすぎず、最高負荷率が72%だからである。

5) 前記の他に、Felsozsolca－Diosgyor 間および Sajoszoged－Nyekladhaza 間120kV送電線で個別のトリップが発生した場合について検討した。この場合、Felsozsolca および Sajoszoged からの発電出力を補うのが Borsod 120kV母線である。運転中の障害によって冬季、夏期を問わず Borsod－Miskolc West 送電線で過負荷が発生することはない。

6) 電力潮流に関する計算結果に基づき、既設のネットワーク接続状態で、新規150MWユニットの発電出力の送電は Borsod 発電プラントの120kV母線で単独の障害が発生した場合でも確保できるといえる。新規ユニットの導入は120kVネットワーク電圧と無効電力との関係からみて有利である。

7) ユニットは既存のユニット変圧器に対向する現場の120kV開閉装置23号に接続できる。(図4.14.1参照)

8) 母線送電という見地から接続フィールドは不適当であるが、1,000A用で640mm²の母線は最悪の運転故障時でも過負荷になることはない。(別のフィールドに接続する場合、120kVケーブルとしか接続できない。建屋が密集している発電所構内にとってこれは不利であり、非常にコスト高となる。)

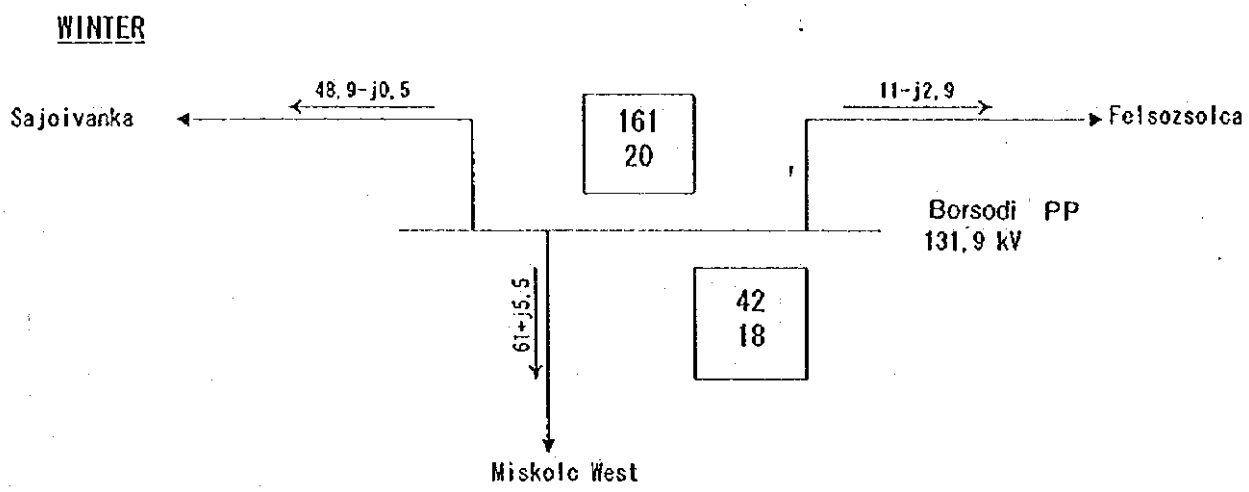


図 4.12.2　冬季の潮流分布

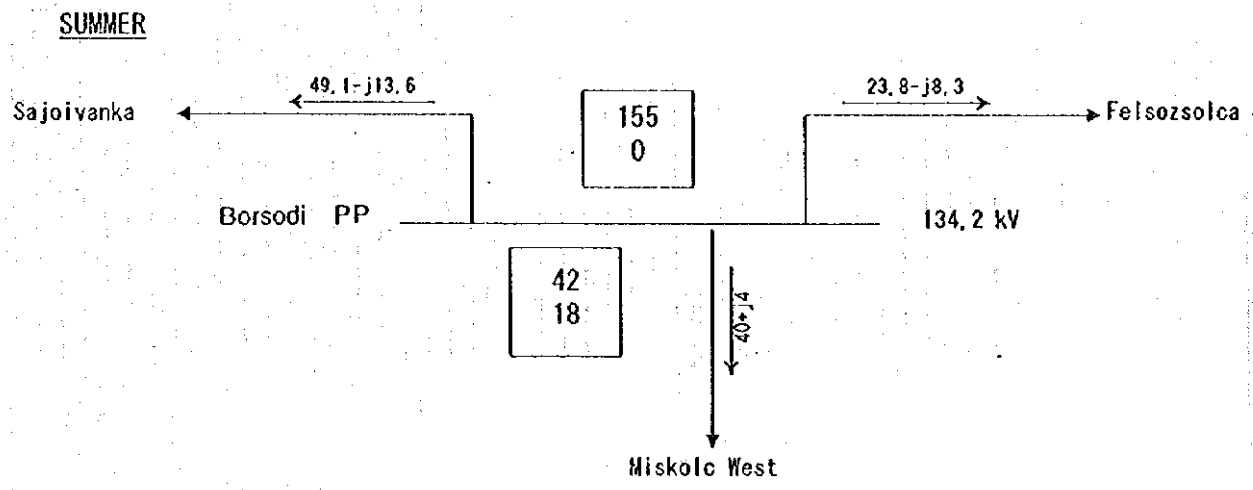


図 4.12.3　夏季の潮流分布

(3) 120kVスター接続の短絡故障の検討

1) 冬季ピーク負荷について故障応力の点から運転状態を調べた。Borsod 発電プラントの120kV母線で発生する3相および単相地絡故障の次過渡値を負荷状態のネットワークに基づいて決定した。

2) Borsod 発電プラント、120kV開閉装置の短絡故障の安全値は4,000MVAである。発電所で運転中のユニットV、VI、およびXのユニット変圧器は3.03オームのスター接続点で接地する。

3) 120／35kV連結変圧器のスターポイントは直接接地する。基本的に、計算に影響を与えたのはSajoivankaおよびFelsozsolaにある400／120kV給電点の120kV母線であり、これはBorsodの120kV母線と電気的に近い位置にありまたSajoicankaにある母線は一つにまとめて使用されており、Felsozsolcaにあるものは結合せずに使っている(図4.14.4参照)。

4) 計算によって、3F故障電流17kAは許容値18.75kVを越えないことがわかる。

5) 単相短絡故障電流値は、3.03オームのスター点抵抗に接続されているのが、ユニットV、VI、およびXだけの場合19.9kAになる。この値は許容値18.75kAを越えている。この単相短絡故障電流は新規ユニット変圧器のスター点を抵抗接地することで18.5kAまで減らすことができる。この点を考慮して、150MWユニットの変圧器スター点を3.03オームの共通スター点の抵抗を通じて接地することを提案する。

(4) 新規ユニットの120kVネットワークへの接続の可能性に関する評価のまとめ

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に基づき、ユニット出力を送電しても通常運転中あるいは障害の発生時に過負荷が発生しないといえる。すなわち、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、このユニットの場所は適正である。

2) 母線送電という見地からみると、120kV現場開閉装置23号への接続は許容され、1000Aで、640mm²の既設母線は接続に適している。

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スター点を既設3.03オームの抵抗を使って設置することを提案する。

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－無効電力制御への関与に関するUCPTE接続要件を満足しなければならない。

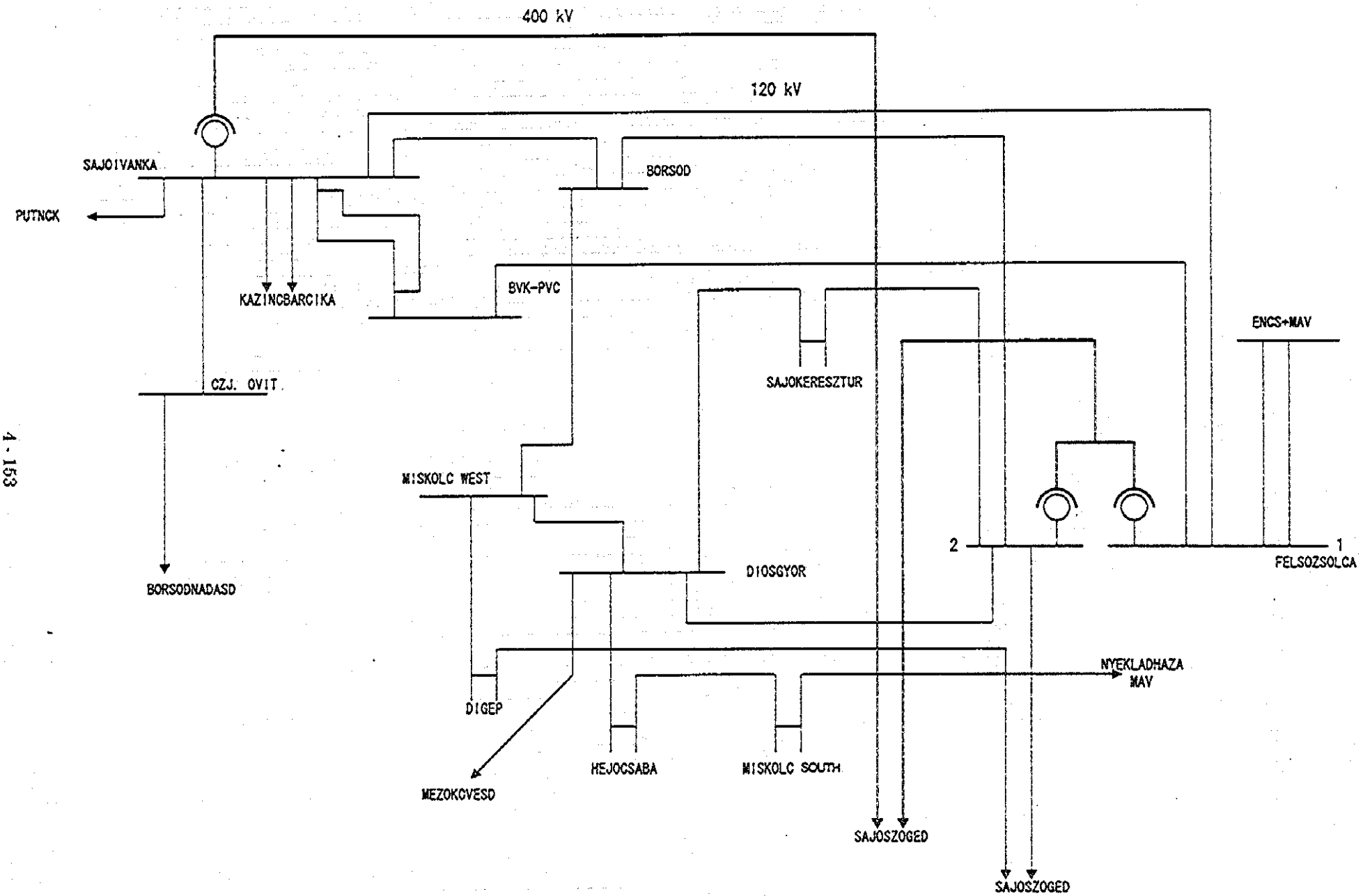


Figure 4.14.4 Outside Connection of 120 kV Bus-Bar

(5) 120kV 開閉装置の拡張

新規 150MW ユニットの発電機をユニット変圧器を通じて既設 120kV 開閉装置に接続する（図 4.14.1 参照）。既設の 120kV 開閉装置は屋外ツインバス+補助バス方式である。装置類は従来の Ganz 社製品、すなわち回路遮断器、計器変圧器、中断キーなどで、それぞれ OTKF4001－120／1000，AOK123，FFOK123 モデルである。

バスは 1×640mm² のアルミケーブルで、ガラス製碍子で固定する。既設 120kV ユニットの平均経年は 10～15 年である。

120kV 送電線への接続には現在未使用のフィールド 23 に遮断器を設置するのが最適である。すなわち、

(a) 受入フィールドを新規ユニットに最も近い点におき、さらにユニット変圧器をケーブルによって受入フィールドに接続できる。

(b) 受入フィールドの設置作業中、既設開閉装置を通常通りに操作できる。

(c) 分岐用装置を選択する場合、最新構造のもの（SF6 型ガス遮断器）を据え付けることが望ましい。

(d) 受入フィールドの計装については、ユニット変圧器の 120kV 側に読取式電流計を設ける。

(e) 新規ユニット変圧器の 120kV スター点を 3.03 オームの既存抵抗（ACT 1×485／35）に接続する。変圧器と接地用抵抗はケーブルで相互接続できる。

(6) 消費機器需要に対応する 35kV 機器の調査（図 4.14.1 参照）

1) 35kV 母線は 1×120×10mm のアルミ製とする。回路遮断器は新品で、EIB モデル（fn＝1250A、fz＝50kA）とする。

2) BVK の 35kV 母線への給電

BVK の 35kV 消費機器の電力需要は 22～23MW であるが、これは 2 台の変圧器が不足した場合でも 120／35kV 連結変圧器、IIK、IIIK、および IVK から得ることができる。BVK の 35kV 母線に接続してある主変圧器、I および II は取り除いてもよい。

3) EMASZ Rt.の 35kV 母線への給電

(a) ユニット IV および VIII を取り外すと、ユニット VII 号が電動発電機に直接給電することができる。35kV 母線で発生する電力需要は 20～25MW であり、これはユニット VII により 120kV 電圧ネットワークから 120／35kV 連結変圧器、I 号を通じて運転中に供給できる。

(b) 連結変圧器が故障した場合、35kV 消費機器は 35／10kV 主変圧器、Ⅳ号を通じてユニットⅤおよびⅦ号から給電を受けることができる。このためには、ユニットⅤにより EMASZ 母線に運転中に給電することおよび35kVネットワークのユニットⅦ号とモードを形成していることが前提となる。

(c) 夏期負荷時またはユニットⅤ号が故障して変圧器120／35kVがどれも利用できない場合、EMASZ 母線への給電は 35kV または 120kV ネットワークから行う必要がある。こうした問題に対する対策としては次のものがある：

i) BVK および EMASZの両者の 35kV 母線を既設アイソレータと接続する。この場合、2 本の 35kV 母線ではスター点の管理が異なるため運転上の制限が生じ、さらに接地主流が増える。

ii) BVK の 35kV 母線の内の 1 本を使って 1 台の変圧器から EMASZ 母線に給電する。この場合、シングルバスモードとしなくてはならないので BVK には不都合である。

iii) BVK の 120／35kV 連結変圧器の一台を既設接続点から取り外し、これを EMASZ 母線に接続する。
120kV と 35kV の母線を操作することを考えると、変圧器Ⅳ号を使うことが望ましい。

(d) 原則として、35／120kV の主変圧器Ⅳ号および 120／10kV のⅢ号並びに補助母線によって 120kV 給電をする。しかしながら、運転上および保護の整備可能性からみて適当な方法とはいえず、この方法は勧められない。

(e) EMASZの消費電力を BVKに給電する 120／35kV連結変圧器に BVK と EMASZの 35kV 母線を結合して移行するか、変圧器の一つに移行することを提言する。

負荷移行時に停止が起こらないように、連結変圧器の 1 台を EMASZバスに再接続する。

120／10kV の主変圧器Ⅲ号を運転状態に維持しておくことが得策である。これによりユニットⅤまたはⅥのいずれかのユニット変圧器の故障時に 120kV への 10kV 補助母線を使った給電が保障される。

4) 35kV ネットワークのスター点管理

ユニットⅤ号や EMASZ 母線の予備の容量を確保するのに加えて、主変圧器Ⅳ号を 35kV ネットワークのスター点管理に使う。主変圧器Ⅶと発電機が動作している限り、スター点管理は主変圧器Ⅳが停止しても確実に行われる。

(7) 25MVAの起動変圧器のネットワークへの接続

35kV 母線で空きになる主変圧器フィールドには起動変圧器を接続できる。BVK 母線に取り付ける3台の120／35kV 連結変圧器を考慮して、起動変圧器をフィールド22号または32号に接続するとよい。

(8) ネットワーク接続のための保護および自動装置

1) フィールド23号に接続してある発電機・変圧器ユニットを 120kV 開閉装置の保護システムに接続するため、以下のものが必要である。

(a) 独立したリレーのインピーダンス低減保護
(b) ゼロオーダーの自律過電流保護（予備保護）
(c) ゼロオーダーの3相自律過電流保護（予備保護）
(d) 既設回路遮断器焼付き保護システムへの接続
(e) 既設母線保護システムへの接続
(f) ユニット保護システムへの接続

2) 発電プラントの過渡能力試験を行う。この結果によっては、120kV の Borsod 母線に接続してある配線保護システムを補強（保護促進、保護信号伝達パスの設置）する必要が生じる。

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

既存ボイラ No. 5、7、9、10 を天然ガス・燃料油燃焼用に設備改善する。

1)　撤去または使用停止する主要設備

既存の石炭燃焼システム、灰処理システム等を構成する以下の設備を撤去する。

a)　石炭燃焼システム

石炭バンカ	石炭計量フィーダ
石炭乾燥ダクト	石炭ミル
微粉炭バーナ、風箱	ガス・燃料油補助バーナ

b)　灰処理システム

EP 灰抜き装置	ECO 灰抜き装置
空気輸送装置	スラリーダクト

c)　ボイラ

ボイラ下部水冷壁	ボイラ底スラグ出し装置
押込送風機	誘引送風機
送風機制御器	ボイラ制御装置
送風ダクト	

d)　その他の設備

関連電気設備

2)　新設および改善する主要設備

a)　燃焼装置

低 NOx ガスバーナ・風箱	低 NOx 燃料油バーナ・風箱
バーナ制御装置	メンテナンスプラットフォーム

b)　ボイラ

ボイラ底部水冷壁	排ガス再循環ダクト
排ガス再循環送風機	押し込み送風機・制御器

誘引送風機・制御器　　送風ダクト
ボイラ制御装置　　メンテナンス足場・階段
R100スーパヒータ No.1

c) 燃料供給設備（150MWユニットと共有）

ガス減圧ステーション　　ガスメータ
燃料油受入設備　　燃料油タンク
移送ポンプ　　計量器

d) その他の設備

中央制御室と制御機器
排ガス濃度測定システム
ボイラ No.7 と煙突 No. II の接続ダクト
制御系伝送システム

3) ボイラ工事

図5.1.1～5.1.2 にボイラ改善後の側面図、並びに図 5.1.3 にバーナ・EGR システムの配置を示した。

a) 火炉底部水冷壁

100－M と 100－R では若干異なるが、ボイラの地上高約 10,000mm 以下の水冷壁を撤去し、併せてスラグ排出設備も撤去する。開口部には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。

改造後の蒸発量は既存タービンの容量から 100t／h とする。

b) 排ガス再循ダクト

第２パスの旧 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。

排ガス再循環量は 50,000 Nm^3／h（310℃）とする。

c) その他

ボイラ第２パス並びに第３パスに設置された ECO、空気予熱器 AH を適正位置に修正し、メンテナンスを行う。

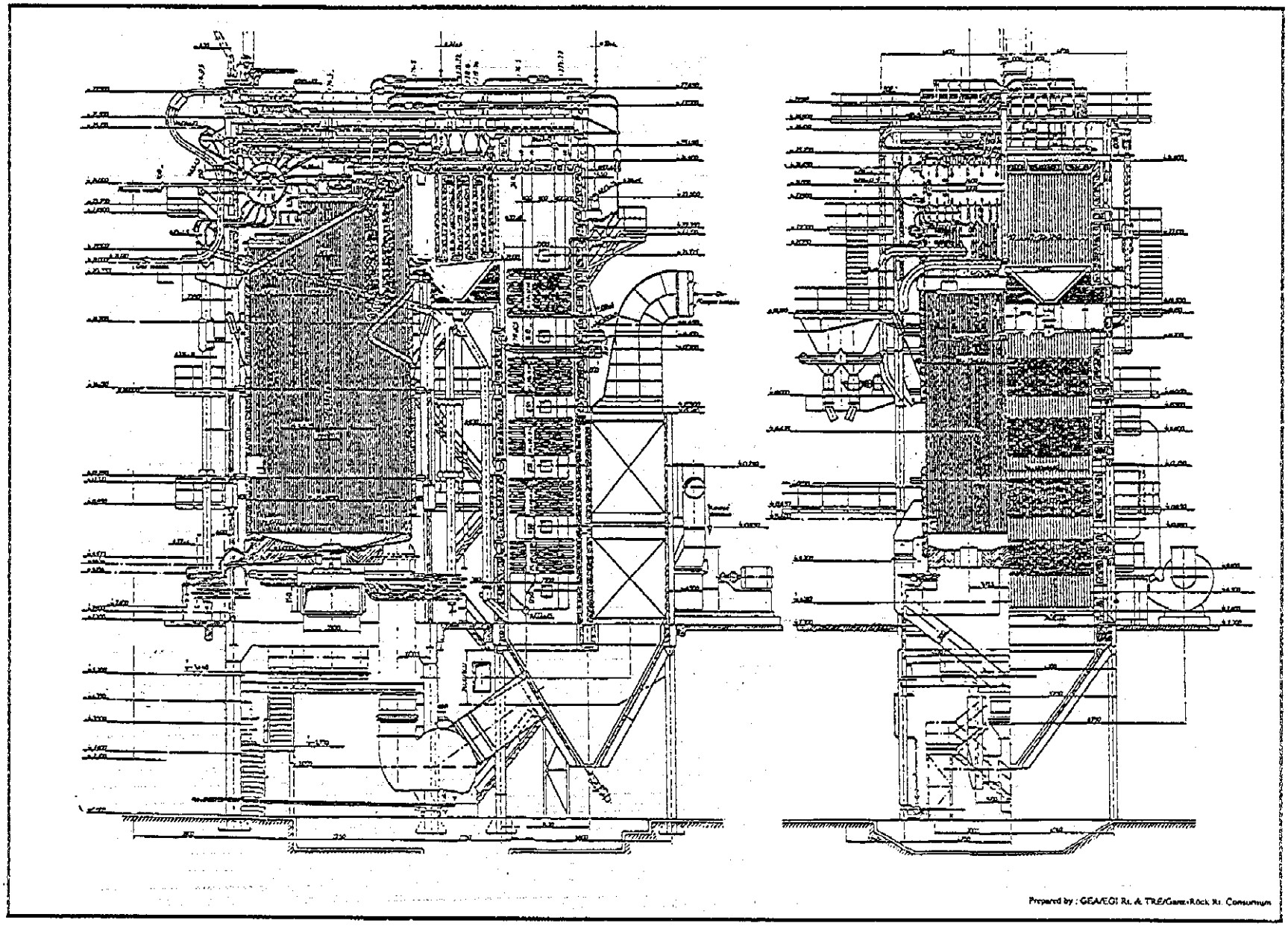


Figure 5.1.1 Lateral view of 100-M boiler after fuel conversion

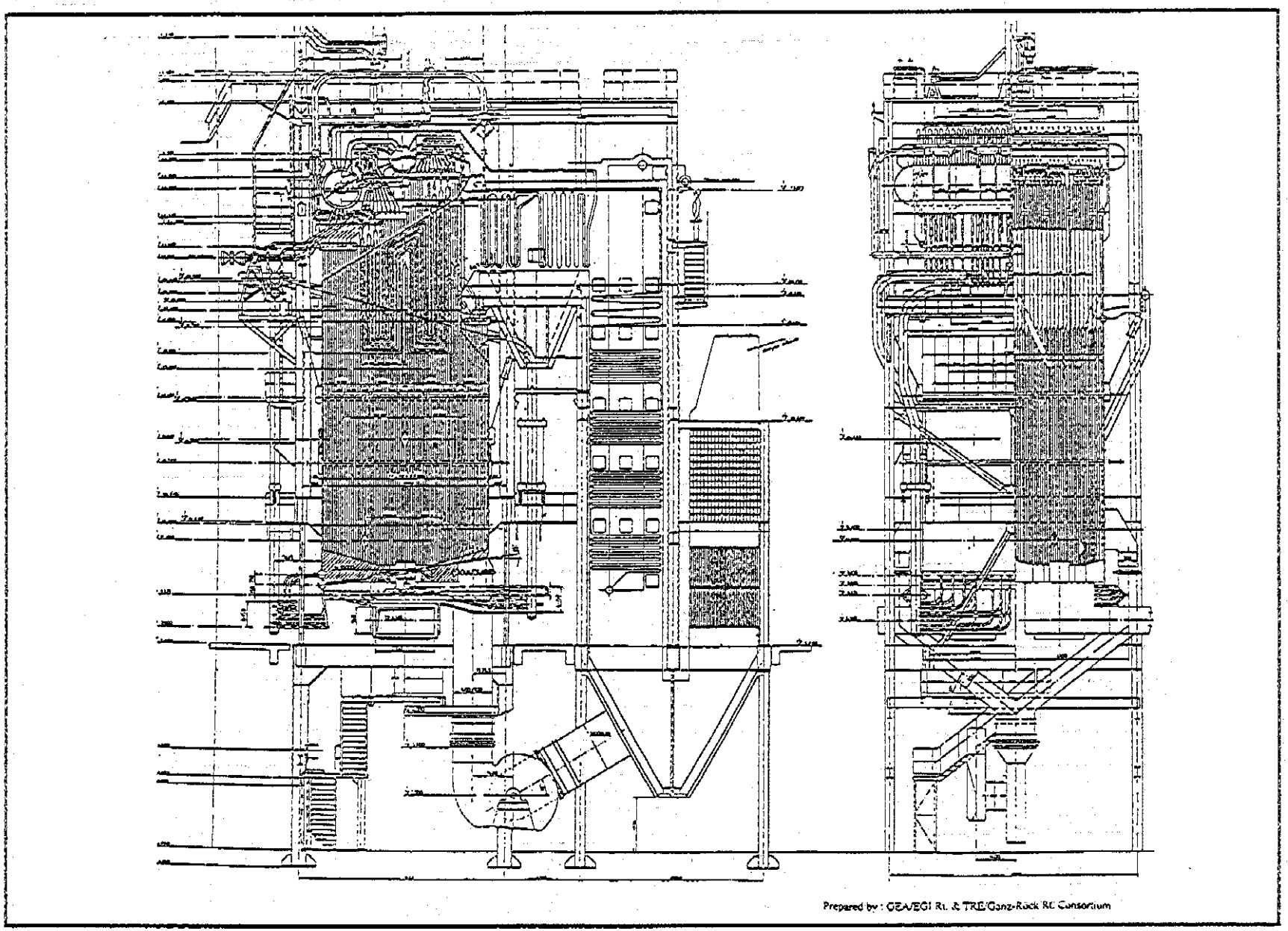


Figure 5.1.2 Lateral view of 100-R boiler after fuel conversion

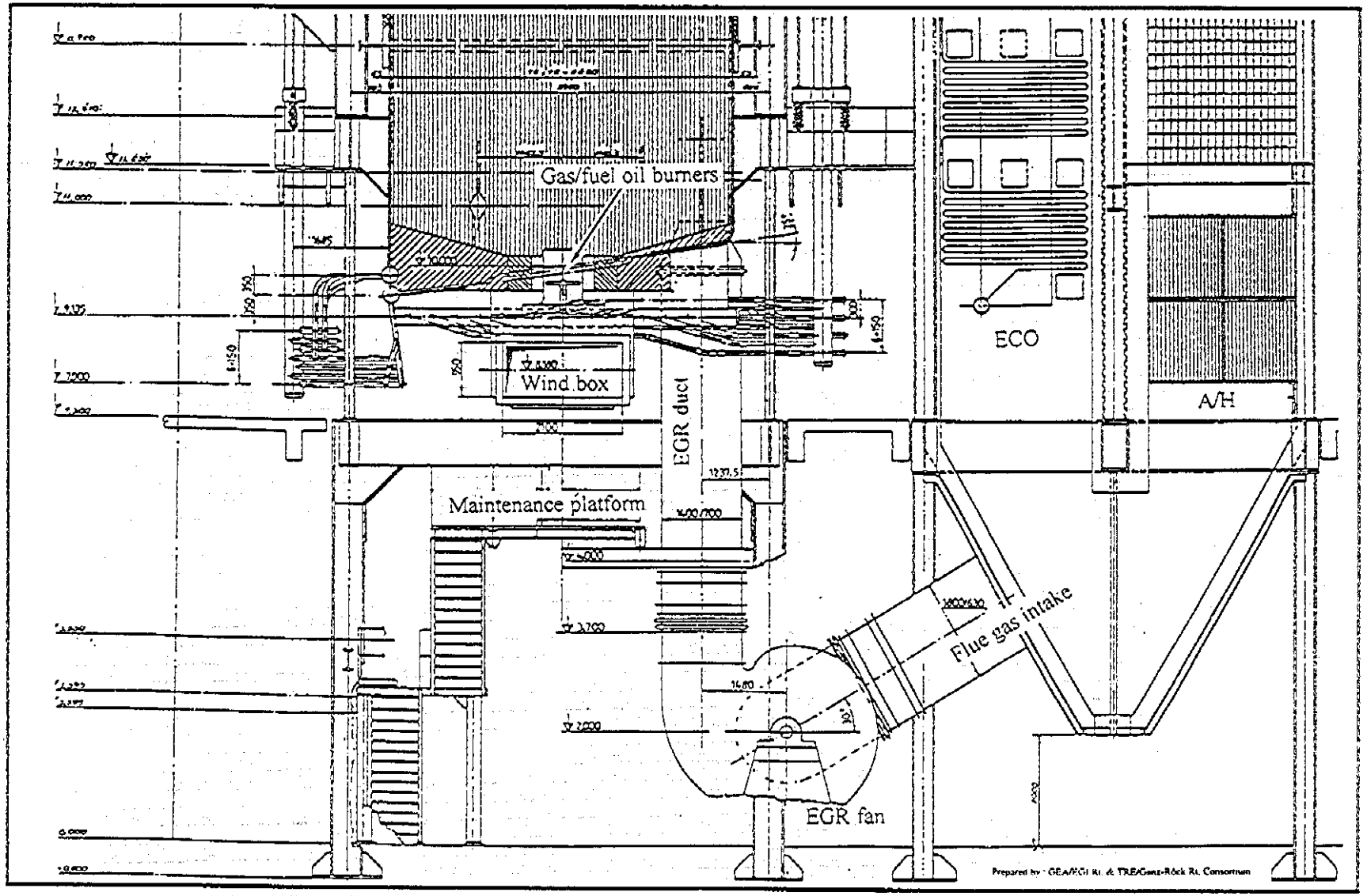


Figure 5.1.3 Layout of burners and EGR system

(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をボイラ負荷 100t／h ならびに 110t／h について算出し、以下に示した。

	Heat imput MWth	
Boiler load	net	gross
100 t／h	72.0	78.5
110 t／h	79.5	86.4

この結果を基に設置されるバーナの容量は、2 本で 90MWth とする。

表 5.1.1 にバーナメーカが提出した主な仕様を示す

Table 5.1.1 Parameters of the Gas／Fuel Oil Burners

Item		A	B	C
Output		2x 45 MW	2x45 MW (82 nom.)	2x41 MW
Consumption	gas	2x5,200 m^3／h	2x4,528 m^3／h	2x4,354 m^3／h
	oil	2x4,300kg／h	2x3,860 kg／h	2x4,354 kg／h
Pressure	gas	1.0 barG	1.05 barG	1.05 barG
	oil	12.0 barG	18.0 barG	12.0 barG
Atomised by		steam	steam	steam
Emission No_x	oil	120 mg／Nm^3	250 mg／ Nm^3	250 mg／ Nm^3
	gas	120 mg／ Nm^3	200 mg／ Nm^3	200 mg／ Nm^3
Emission CO	oil	100 mg／ Nm^3	100 mg／ Nm^3	170 mg／ Nm^3
	gas	100 mg／ Nm^3	100 mg／ Nm^3	100 mg／ Nm^3

2) 排ガス規制値の概要

表 5.1.2 の数値はハンガリー環境地域政策省が制定を目指している排ガス規制値である。1996 年春に議会の承認を得られ、2005 年に施行される予定である。

Table 5.1.2 Planned Emission Standards (2005)

(mg／Nm³)

Pollutant	Liquid fuel	Gaseous fuel
Soot & dust	50	5
CO	175	100
NOx as NO_2	350	200
SO_2	1,700	35
HCl	30	-
HF	5	-
Metals and arsenic *	2	-

注) *印：Cd、CO、Cr、Ni、Pb、Va and As を含む。

これらの規制値は排ガス中の酸素濃度3%、0℃、1気圧に換算した値である。
液体燃料：15≦Pth＜100MWth、気体：15≦Pth

3) 低NOx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。表5.1.3 に酸素濃度3%換算したバーナメーカの汚染物質の保証濃度を示す。

Table 5.1.3 Guaranteed Emission Values by Burner Manufactures

Type of burner	Fuel	NO_x (mg／Nm³)	CO (mg／Nm³)
A	oil	120	170
	gas	120	100
B	oil	250	100
	gas	200	100
C	oil	250	170
	gas	200	100

注：排ガス中のSO_2濃度は燃料中の硫黄分に従う

これらのバーナの低NOx技術は自己排ガス再循環方式を採用している。自己再循環は、燃焼用一次空気の突出速度によるベンチュリー効果により、排気ガスの一部を燃焼用空気中に再循環させる技術で、燃焼用空気中の酸素濃度を数パーセント下げることができる。酸素濃度が下がるため火炎は不完全燃焼となり燃焼温度が下がり、サーマルNOxの発生の抑制効果がある。しかし、一酸化炭素が発生する傾向にあるため、火炎の後段に二次空気を送り、燃焼を完結させる構造としている。

燃料油中の硫黄分が 1.0％のとき、SO_2の排出量は、最大の排ガス量を 102,435 Nm^3／h ($O_2$3%) とすると、以下のようになる。

SO_2 ：1,452 mg／Nm^3、 149 kg／h

一方、2 基のボイラ運転時で同一煙突から排出する場合の規制値は、液体燃料ではカテゴリが変わり、SO_2の排出量は以下のように計算される。

3,650 ・90 (MWth) ×2×6.5 = 2,480 mg／m^3

したがって、これらのバーナは天然ガス・燃料油のいずれの使用も 2005 年からの規制値を遵守することができる。

(3) 燃焼用空気並びに排ガス装置

既存設備改善後の燃焼用空気並びに排ガスシステムを図 5.1.4 に示した。

1) 燃焼用空気

既存ボイラはボイラの両側の地上高 7.3m に取り付けられた 2 基の押し込み送風機（FDF）を使用している。

Table5.1.4 Specifications of Existing FDF

Type	DMG 70／1410
Air quantity	72,000 m^3／h
Pressure head, total	57.6 mbar
Air temperature at inlet	60°C
Drive	200 MW (380 V)

ボイラの設備改善後の必要空気量は空気温度 60℃で 35 m^3／h である。（FDF 1 基あたり 17.5m^3／h）ダンパを全開にした場合のバーナ前の必要な空気圧は、バーナメーカの仕様により 25～35mbar であり、送風ダクトによる圧損は 15～25mbar であるから、必要な FDF の圧力は 40～55mbar である。FDF のΔp－Q 曲線に従うと、17.5m^3／s の通風量を確保するためには 55.6mbar の静圧が必要である。

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。

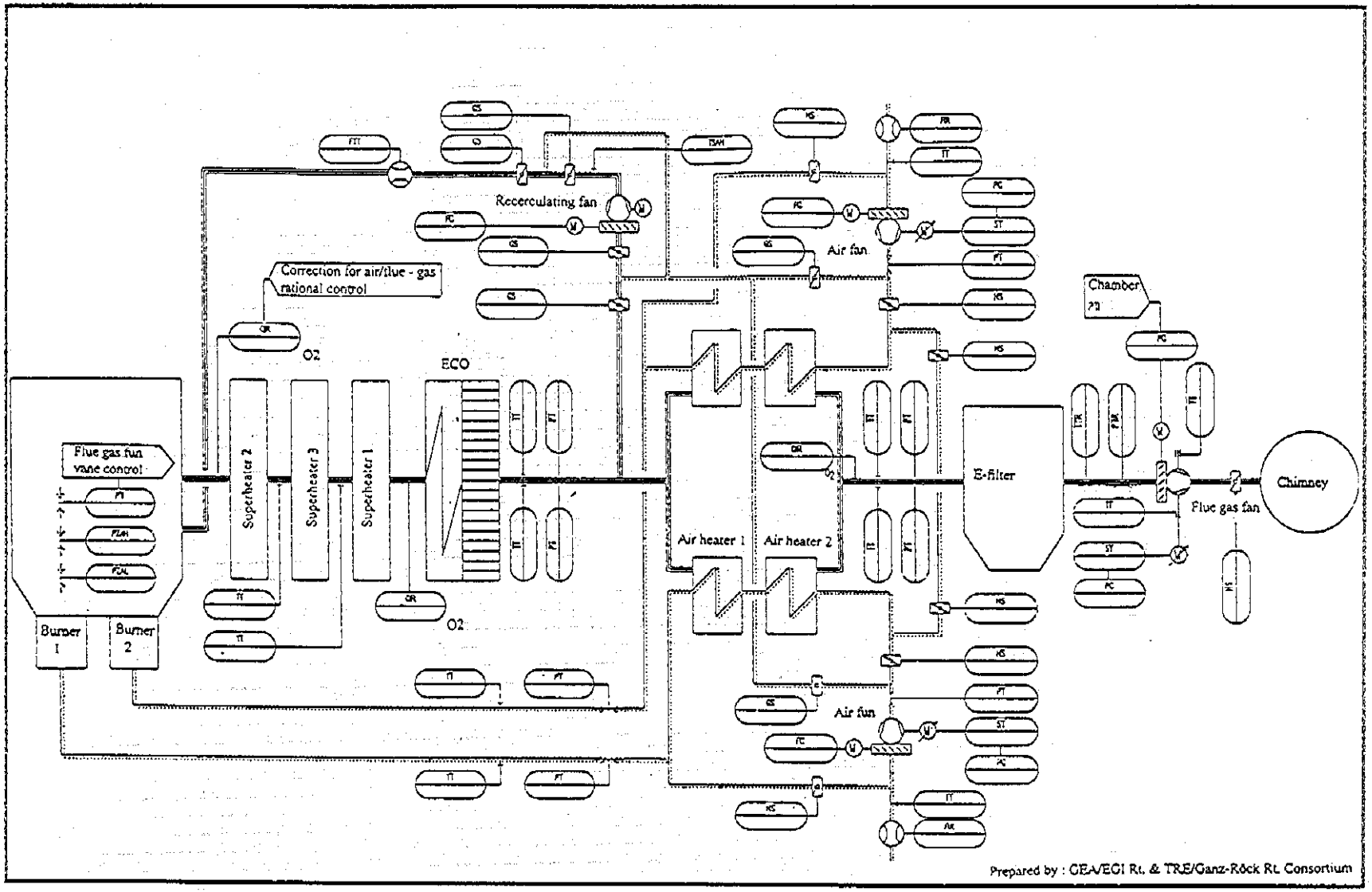


Figure 5.1.4 Combustion air and flue gas system after fuel conversion

2) 排ガスシステム

既存ボイラは1基の誘引送風機（IDF）を使用している

Table 5.1.5 Specifications of Existing IDF

Type	KVPD－212／212
Flue gas quantity	315,000 m^3／h
Total pressure head	32.06 mbar
Nominal flue-gas temperature	180°C
Driving motor	420kW

設備改善後のIDFの設計条件は30mbarの差圧で165℃、60m^3／sの排ガス量を誘引する。この結果、効率が70～72％と低いので、電動機出力はおよそ35～39kW増加させる必要がある。したがって、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。

排ガス再循環送風機の設計条件

排ガス量	29.5 m^3／s
静圧	8 mbar
排ガス温度	310 °C

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る。
排ガス再循環送風機：1基

q = 29.15 m^3／s (49,998 Nm^3／h)
p_{st} = 800 Pa
ρ = 0.587 kg／m^3
t = 300 °C
q_{min} = 10 m^3／s (17,150 Nm^3／h)

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

既存の発電設備には 101m の 3 本煙突が以下のようにボイラの排ガスダクトが接続されている。

ボイラ	No.1－2－3	煙突 No. I
ボイラ	No.4－5－6	煙突 No. II
ボイラ	No.7－8－9－10	煙突 No. III

設備改善後は

ボイラ	No.5－7	煙突 No. II
ボイラ	No.9－10	煙突 No. III

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 煙突へ接続替えする必要がある。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 および 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 5.1.5 に既存ボイラ設備のレイアウトの概要を示した。

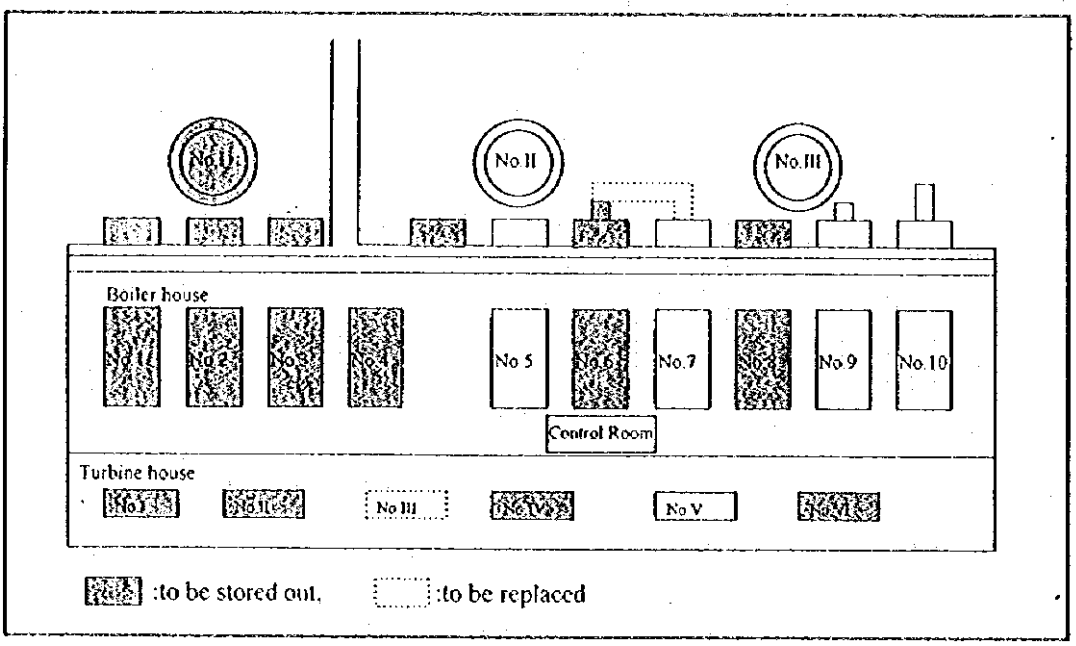


Figure 5.1.5 Layout of Existing Boiler Facilities After Renovation

5.2 燃料の供給

(1) 天然ガスの供給

現在所内の天然ガスは北部パイプラインと呼ばれるMiskolc−Ózd線から供給されており、発電所構内の手前にガス供給会社が設置したガバナステーションから6barGのガスを150mmのパイプで構内に供給している。また、既存の低圧ガバナステーションの容量は最大15,000 m³／hであり、2次側のガス圧は2.3 barGである。このメータ付きのガバナステーションからボイラ建屋内に200mmの配管で供給されている。図5.2.1に北ハンガリーガスパイプラインを示した。

設備改善後の天然ガス供給設備は、新設150MWユニットと共用されることになるが、既存ボイラに関するガス供給は表5.2.1に従って計画される。図5.2.2に既存ボイラのガス供給システムを、図5.2.3にボイラ建屋内のガス供給システムを示した。表5.2.1は工事中の石炭燃焼ボイラと設備改善後のボイラを工事工程に従って算出したものであり、設備改善後の消費量は27,443m³／hである。

Table 5.2.1 Natural Gas Consumption of the Boilers During Renovation

	Reconstructed boilers & fuel consumption		PCF boilers & fuel consumption		Total consumption
I.	1	9,154 Nm³／h	5	7,000 Nm³／h	16,154 Nm³／h
II.	2	18,308 Nm³／h	4	5,600 Nm³／h	23,905 Nm³／h
III.	3	27,443 Nm³／h	3	4,200 Nm³／h	31,643 Nm³／h
IV.	4	27,443 Nm³／h	-	-	27,443 Nm³／h

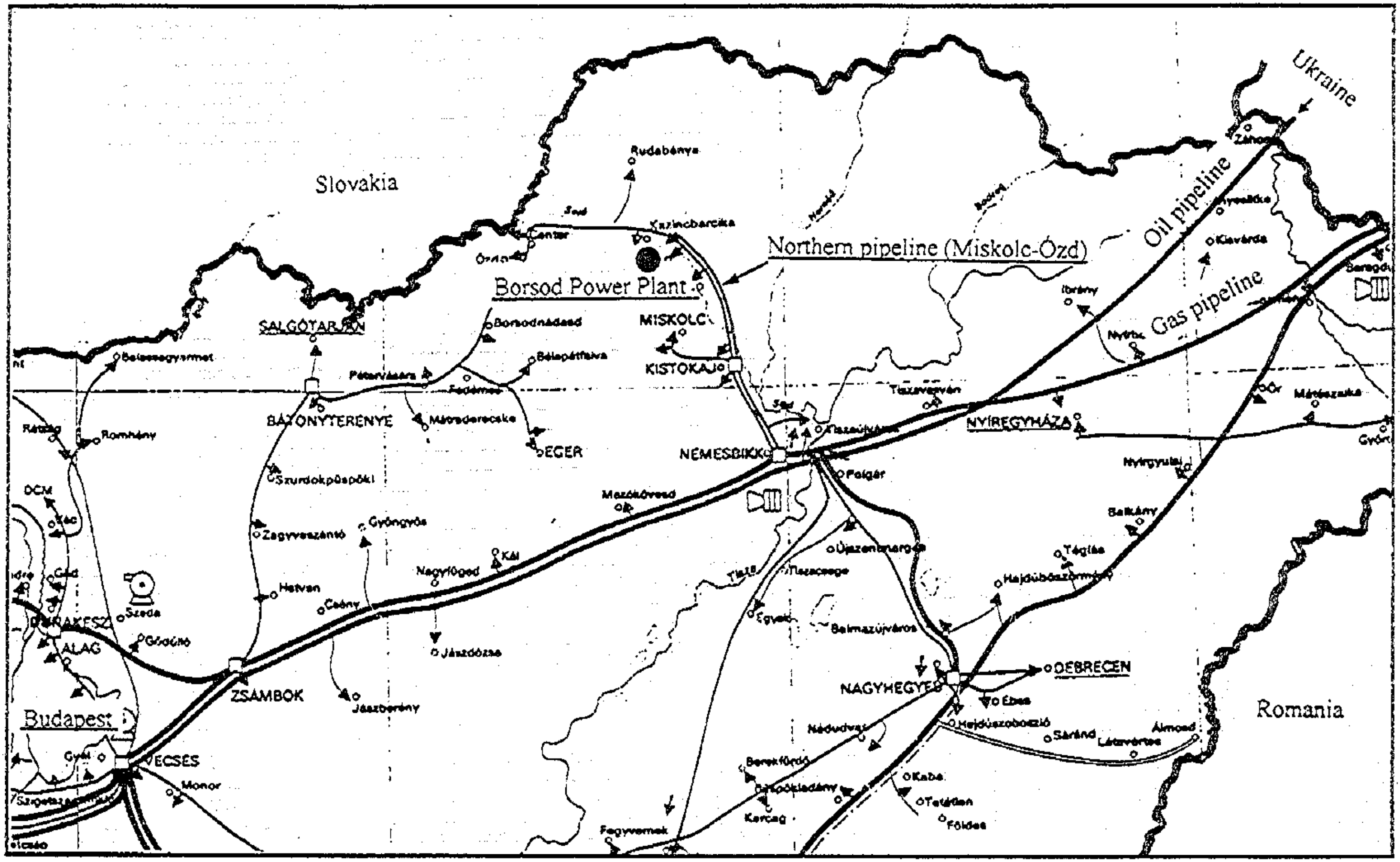
バーナ前のガス圧力は1 barGである。

既存のガバナステーションの更新決定が設備改善より早く行われる場合は、設備改善による消費量を考慮しなければならない。この場合、新設バーナの安全運転を確実にするため、多少の容量の変更を必要とする。

ガバナステーション容量：15,000 Nm³／h　2次圧：2.3 barG

新設ユニットとの共用部分については4.3項に示した。

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。



Source MOL Rt.

Figure 5.2.1 Gas pipelines in North Hungary

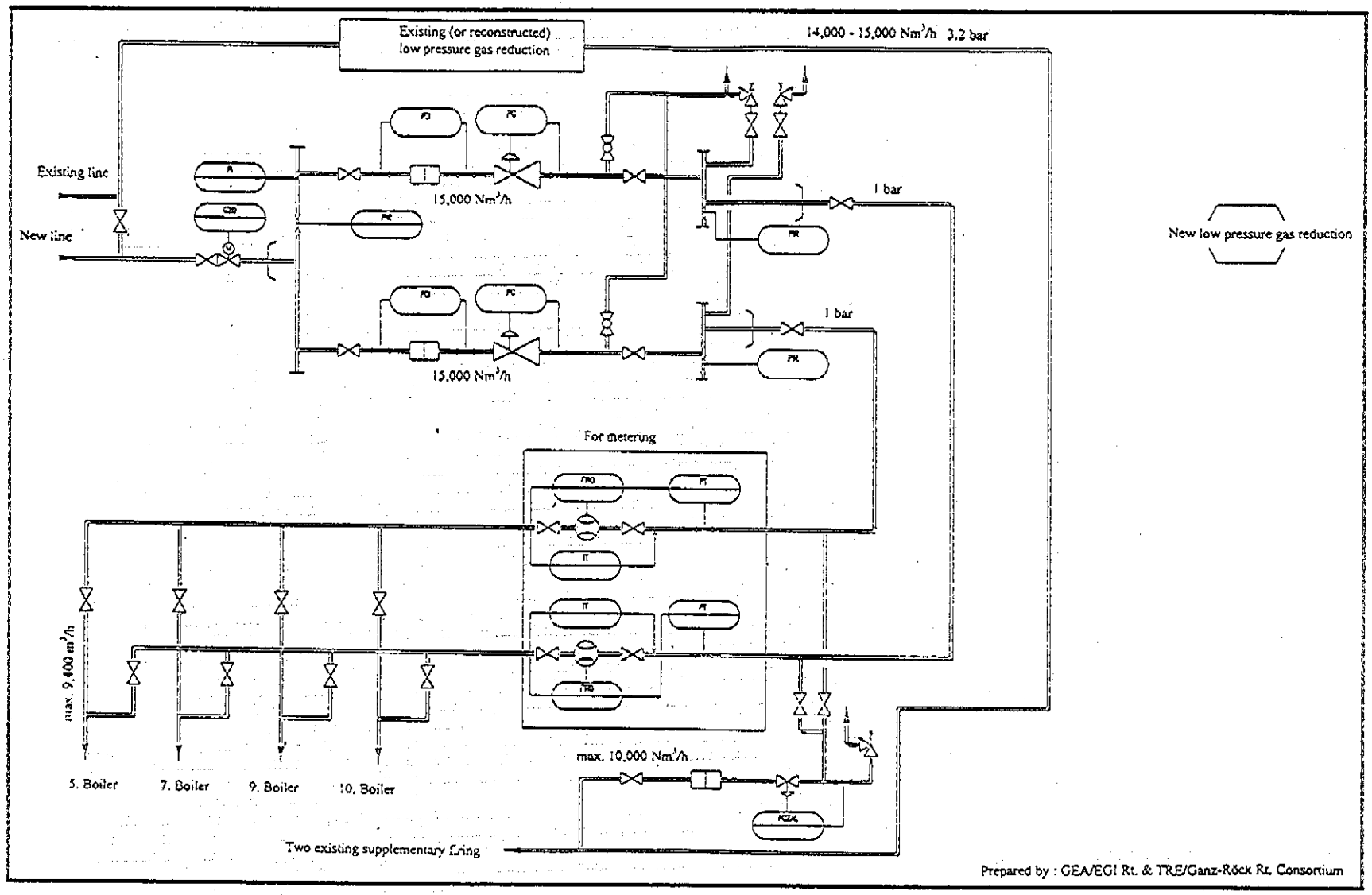


Figure 5.2.2 Gas supply system for existing boilers

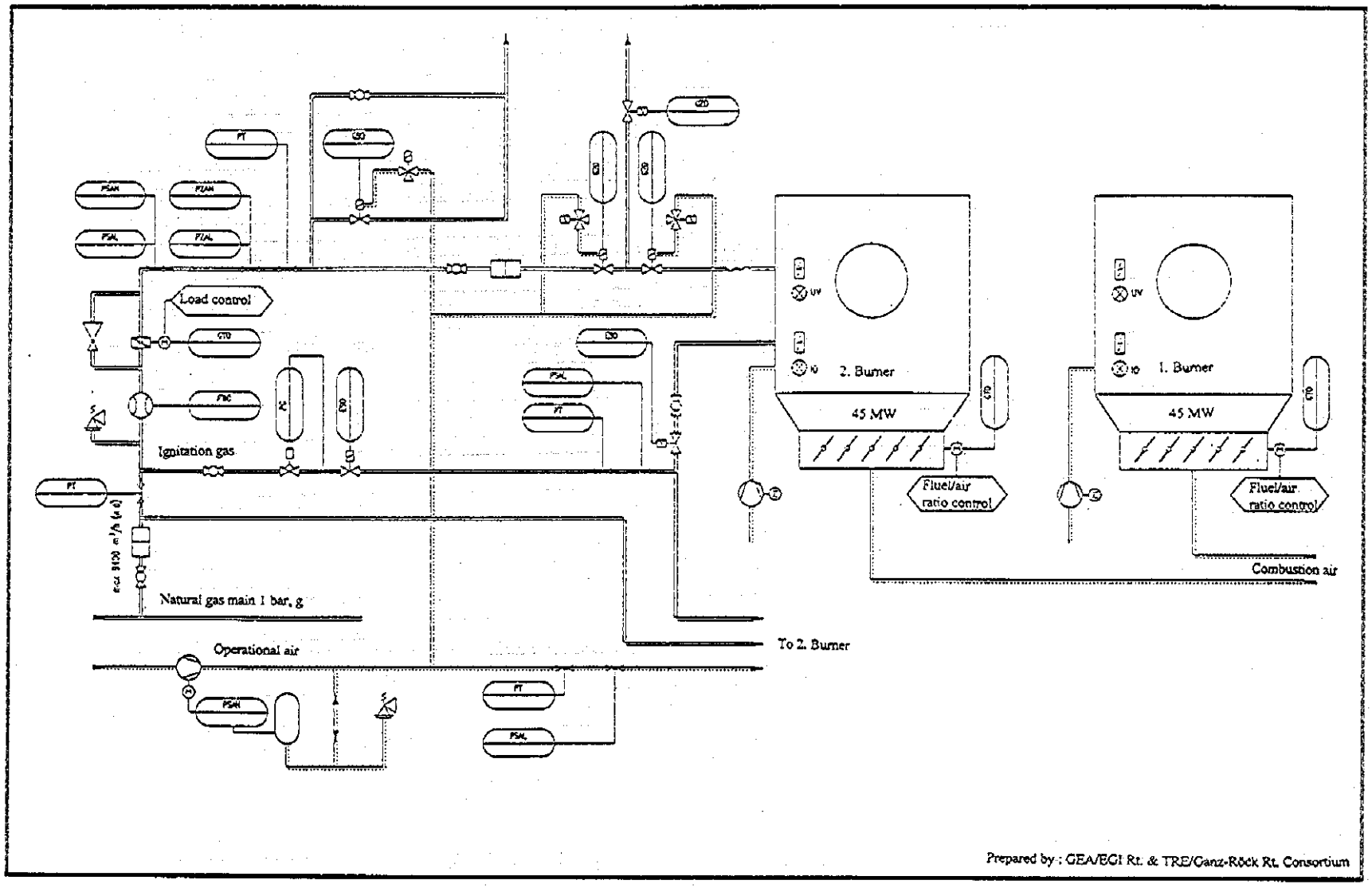


Figure 5.2.3 Gas supply system of boiler house

発電所とMOL社との協議の結果、新たなガス供給契約は既に終了しているが、ガス供給に不足が生じた場合は発電所は燃料油に燃料を変更することが定められている。

(2) 燃料油の供給

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。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。このため、燃料油関連設備を新設するが、設備は新設 150MW ユニットと共用される。設備改善後の 110t／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。（およそ 600m3）表 5.2.2 に燃料油の消費量を示した。
図 5.2.4 にボイラ建屋内の燃料油供給システムを示した。

Table 5.2.2 Fuel Oil Consumption of the Boilers During Renovation

	Reconstructed boilers & fuel consumption		PCF boilers & fuel consumption		Total consumption
I.	1	7,439 kg／h	5	4,000 kg／h	11,430 kg／h
II.	2	14,860 kg／h	4	3,200 kg／h	18,060 kg／h
III.	3	22,242 kg／h	3	2,400 kg／h	24,642 kg／h
IV.	4	22,242 kg／h	-	-	22,242 kg／h

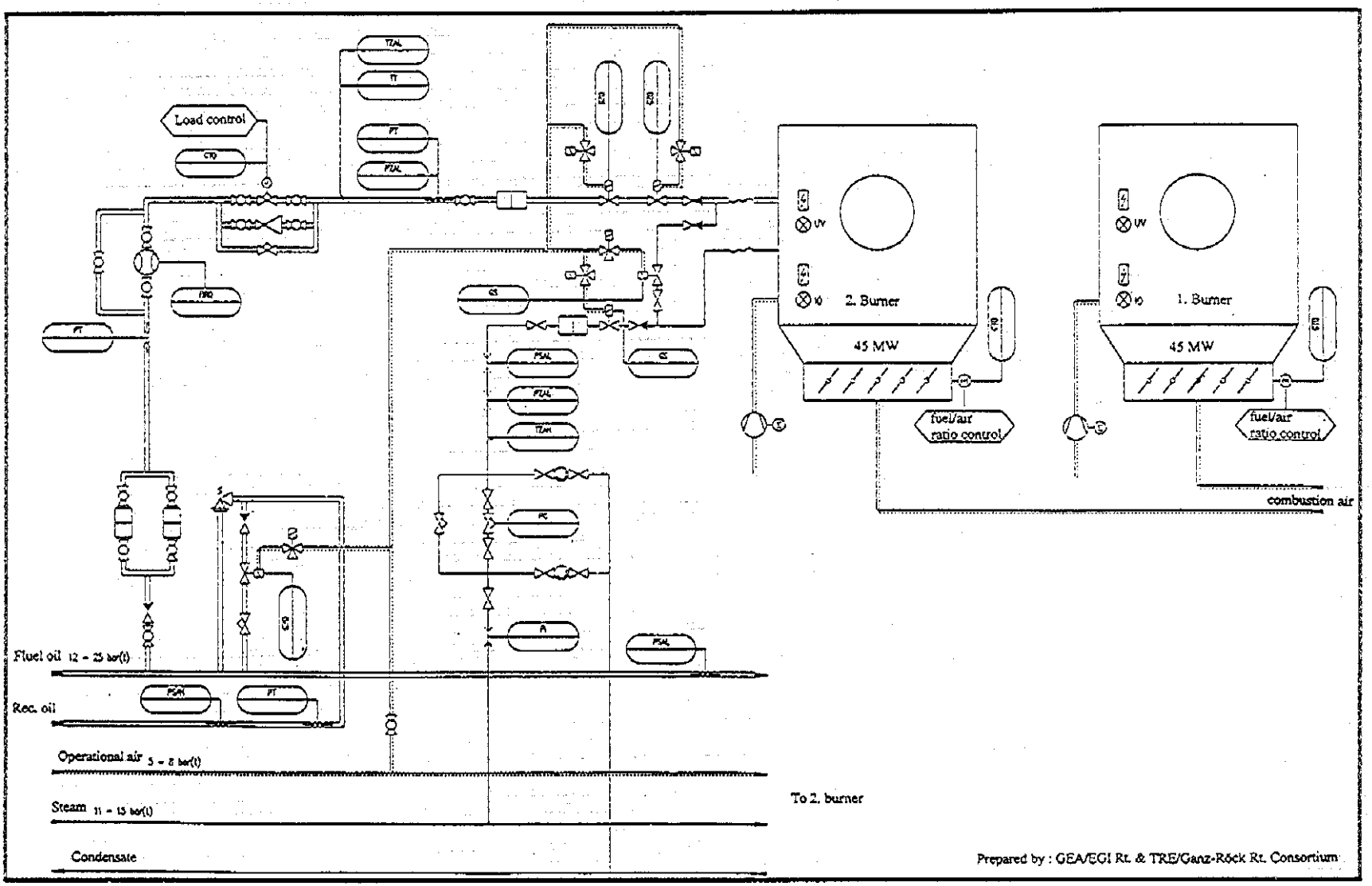


Figure 5.2.4 Fuel oil supply system of boiler house

5.3 タービンと電気設備

5.3.1 現 状

表5.3.1～5.3.5 に既存のタービン、発電機、および変圧器の仕様を示す。

現在、蒸気タービンは9機あるがタービンNo.Ⅷは、運転されていない。復水および背圧タービンの両者がある（表5.3.1）。

復水タービンの発電機はハンガリーのGANZ社製であり、公称出力は44MVA、電圧は10.5kVである（表5.3.2）。運転可能な復水蒸気タービン3機の発電機は、35kVの開閉器に接続されている。

背圧蒸気タービン用の発電機は、120kVの開閉器に接続されている。ただし、No.Ⅶのみは35kVに接続されている。

6機の発電機の内5機（復水タービン用3機、背圧タービン用2機）は、10kVコレクターに切り替えることも可能である。

120kV開閉器は、3相で国の電力網に接続されており、35kV開閉器は、需要者である企業に接続している。

120kVおよび35kV開閉器は、配電会社であるEMASZ Rtのサブステーションとして運転されており、それにより発電所も120kVと35kVから直接受電することができる。

発電機は各々の主変圧器に接続しており（表5.3.3）、母線システムはない。No.Xを除き、各タービン用に補助変圧器がある（表5.3.4）。また、2つの35／3KV起動用変圧器も備えている。120KVと35KVシステムは4つのK変圧器で連絡されている（表3.5.5）。

5.3.2 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バールおよび15バール）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。

Table 5.3.1 Turbines

Turbine No.		I - IV	V	VI		VII		X	
Manufacturer		Láng - BBC	Láng - BBC	Láng - BBC		Láng - BBC		Láng - BBC	
Type		condensing	changing back pressure	extraction, back pressure		extraction, back pressure		extraction, back pressure	
Output	MW	32	25	12.5		4.3		10	
Revolution	rpm	3000	3000	3000		3000		3000	
Steam inlet									
- quantity	t/h	130	112	200		90		90	
- pressure	bar	71	71	71		71		71	
- temperature	°C	485	485	485		485		485	
Steam outlet									
- quantity	t/h	96.0	62.7	120	80	60	30	50	40
- pressure	bar	0.08	1.52	29.5_{-1}^{+2}	15_{-1}^{+2}	29.5_{-1}^{+2}	15_{-1}^{+2}	15_{-1}^{+1}	7_{-1}^{+2}
- temperature	°C	38	110	400	330/340	400	330/340	330/340	250
Extraction(s)		4	3						
Control		oil hydraulic	oil hydraulic	oil hydraulic		oil hydraulic		oil hydraulic	
License of operation until		Dec. 31, 2001	Dec. 31, 2014	Dec. 31, 2014		Dec. 31, 2009		Dec. 31, 2014	

Table 5.3.2 Generators

Coupled to Turbine		I, VI	II, IV, V	VII	X
Manufacturer		GANZ	GANZ	GANZ	GANZ
Type of generator		OG 930x3500/2	OG 930x3500/2	OF 760x1600/2	OF 760x1600/2
Nominal capacity	(MW)	32	30.8	6.6	6.6/12.8
Output	(MVA)	40	44	8.2	8.2/16
Voltage	(kV)	11	10.5	10.5	10.5/10.5
Cooling		air	air	air	air
Pressure of cooling water	(bar, g)	0.5	0.5	0.5	0.5
Excitation		rotational	rotational	rotational	rotational
Voltage of excitation	(kV)	0.12 - 0.145	0.12 - 0.145	0.12 - 0.145	0.12 - 0.145
Cooling of excitation		air	air	air	air

Table 5.3.3 Main Transformers

Location	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	X
Manufacturer	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ
Type	KNTFV 40000/31	KNTFV 40000/31	DRFV 40001/120	KNTFV 40000/31	DRFV 40001/120	DRFV 40001/120	DRFV 8000/30	DRFV 8000/30	DRFV 40001/120
Output (MVA)	40	40	40	40	40	40	8.5	8.5	40
Voltage range (kV)	38.5/10.5	38.5/10.5	132/10.5	38.5/10.5	132/10.5	132/10.5	38.5/10.5	38.5/10.5	132/10.5
Cooling	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air

Table 5.3.4 Auxiliary transformers

Location	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Manufacturer	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ
Type	KNFV 8000/30	KNFV 8000/30	KNFV 8000/30	KNFV 8000/30	KNFV 8000/30	KNFV 8000/30	ANT 1600/35	NALO 1600/10
Output (MVA)	8	8	8	8	8	8	1.6	1.6
Voltage range (kV)	10.5/3.15	10.5/3.15	10.5/3.15	10.5/3.15	10.5/3.1	10.5/3.1	10.4/0.4	10.5/0.4
Cooling	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air

Table 5.3.5 35/3 kV and Coupling "K" Transformers

Location & Kind	I, 35/3	II, 35/3	I, "K"	II, "K"	III, "K"	IV, "K"
Manufacturer	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ	GANZ
Type	RNST 10000/35	RNST 10000/35	DHSV 40001/120	DHSV 40001/120	DHSV 40001/120	DHSV 40001/120
Output (MVA)	10	10	40	40	40	40
Voltage range (kV)	35/3.15	35/3.15	120/36.75	120/36.75	120/36.75	120/36.75
Cooling	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air	oil / air

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5.3.6に示す。

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

5.3.3 電気設備

発電機と変圧器については特に大きな変更は必要ない。

(1) 電力消費と概要

ボイラ設備改善後の同時電力消費量

各ボイラ	610kW
ボイラの共通設備	70kW

上記の電力の配電

0.4kV主配電器	570kW／ボイラ
ボイラの配電器	40kW／ボイラ
一般設備配電器	70kW

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

設備改善により0.4kVの微粉炭器の主分電盤も廃止する。Ward-Lonard駆動はすでに撤去されている。

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）により供給する。インバータの保護クラスはIP45であり、0.4kVの開閉室に設置する。

インバータの開閉室内の冷却は4基のDENCO AIRユニットと関係する配電器ならびに母線を通して解決される。この技術は新鮮な空気を供給する必要がない。開閉器室内の空間はボイラ室のそれから分離する必要がある。

Table 5.3.6 Main Characteristics of the New Turbine

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

燃料油ポンプ室内の供給ポンプ群の遮断バルブとボイラ室内のガス遮断バルブは全て自動制御とする。

(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える。FDF と IDF は 0.4kV 主配電盤に接続され、他の分配線は予備として利用できる。FDF は現在の電動機分配線に接続し、IDF は廃止設備の分配線に接続する。分電盤内の IDF 用分配線のリダクタのみ交換を要する。

完全に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のみである。配線された他の設備との関係で、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

新設する燃料油ポンプ、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設備のための開閉盤を燃料油ポンプ室内に設置する。アルミ鋳物製が望ましい。ポンプ室内の分電盤用電力は補助開閉器盤から供給する。電動輸送機や建屋内の照明用の主開閉器は屋外燃料油ポンプ室の外部壁面に設置する。

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。補助開閉器盤の双方向入力は一般設備分電盤の枝線からも可能である。枝線はアイソレータとブレーカならびに自動制御切替スイッチを装備する。

補助開閉器盤には No.5 と No.6 ボイラの間にある 0.4kV の開閉器室内の VERTESZ分電盤の使用が可能である。

5.3.4 制御システム

改造後のボイラの運転の自動化レベルを以下のようにする。

- 完全自動連続運転
- 保安機能は、いずれの運転モードでもオペレータが介入することなく作動する。
- スタートアップならびに計画的なボイラの停止はオペレータの操作により行なう。
- ボイラ管理者が指定したボイラが自動的に主蒸気圧力を調整する（改造されたボイラのどの一つでもよい）。

プロセス制御システムは最新の電子技術とプログムで制御可能なユニットにより構成する。

運転は選択的にオペレータの制御卓のモニタ・キーボード・マウスを通してのみ行われる。

したがって、既存の制御盤等は廃棄され、きわめて重要な緊急ボタンだけが必要な場所に残される。総合制御室内に 5 台の同等の制御卓を設置し、それぞれの卓から全部のボイラおよび共通設備の監視と制御が可能なように最適化する。

運転モードの表示、記録、保存、および介入は効率的な処理・解析機能を持つプロセス制御ユニットで行なう。これらの導入により、既存のシステムはわずか 5 年しか経過していないが不要となる。

図 5.3.1 に制御システム構成の概念を示す。

各ボイラと共用設備の 2 次システムは個々に独自の制御ユニットがある。これらの制御ユニットは工業用の高速データ母線によりそれぞれが接続され、制御室のオペレータの制御卓とプリンタに接続される。このシステム構成は、比較的少ないモニタ数で、制御卓の同一操作性を提供する。ボイラのスタートアップや停止のように数人のオペレータと組織的な取扱いを必要とするケースでは 4～5 の制御卓を同時に投入して問題を解決する。

ボイラの場合、特別な安全を要する機能（バーナ制御、保護）を果たすための別のユニットを用意する。このユニットは関係当局の認定が必要で、シンプル・シリアルラインならびに入出力信号を通じボイラのプロセス制御ユニットとコミュニケーションする。この回路はメッセージやオペレータのコマンドをオペレータの制御卓に発信・表示する。

プロセス制御ユニットに要求される入出力は以下のとおりである。

ボイラプロセス制御ユニット（バーナ制御を除く）

アナログ入力	136
バイナリ入力	512
アナログ出力	16
バイナリ出力	96

天然ガス供給システム

アナログ入力	8
バイナリ入力	64
バイナリ出力	32

燃料油供給システム

アナログ入力	8
バイナリ入力	96
バイナリ出力	64

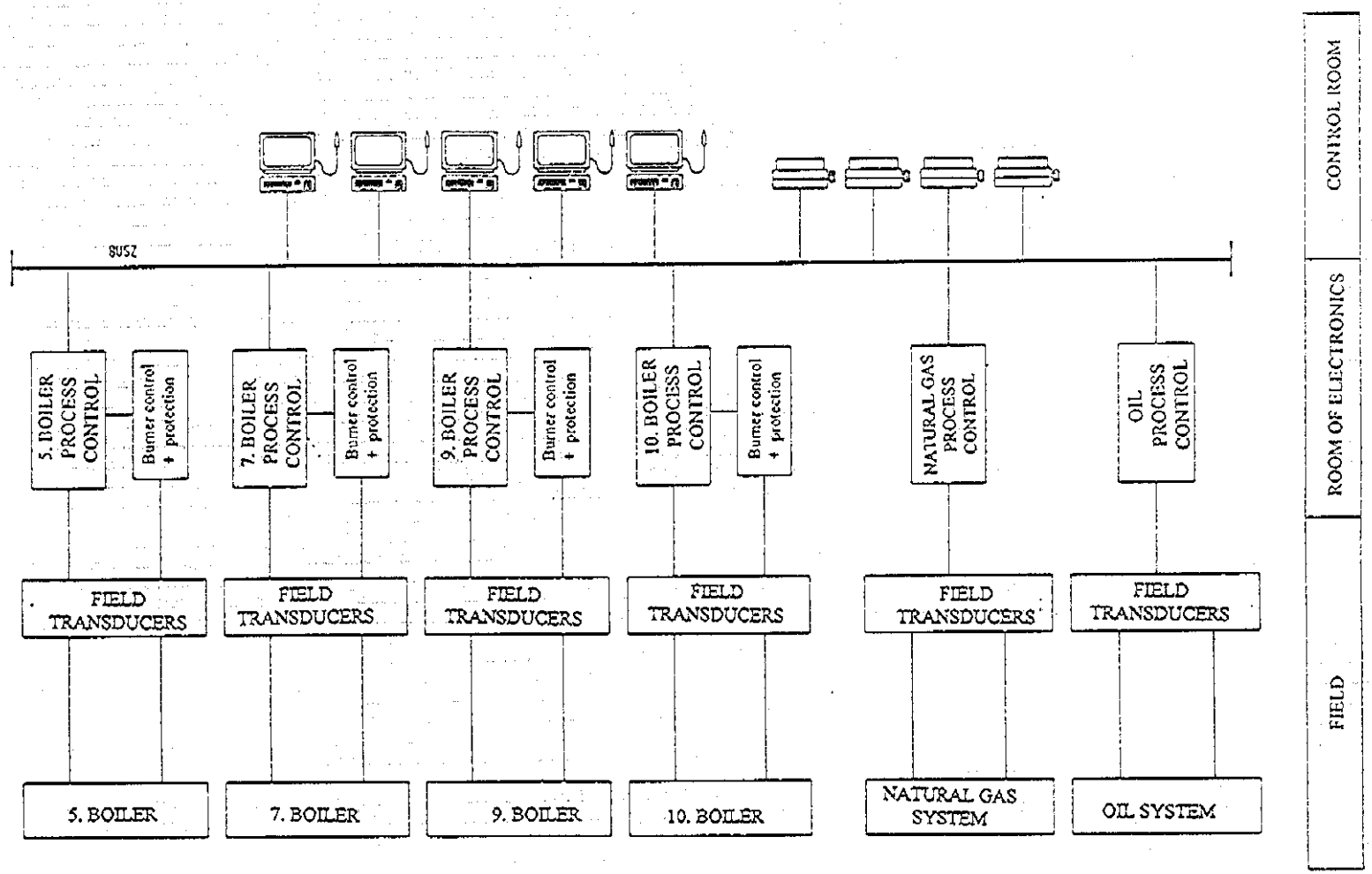


Figure 5.3.1 Concept of Control System

燃料油とガスの受入・貯蔵・供給ステーションは独自の制御ユニットやモニタリングは必要ない。これらのプロセス制御ユニットはデータ送信チャンネルを通して行われる。必要な操作はいずれのボイラでもモニタから行うことができる。

ボイラ制御と 2 つの共有設備システムの 2 次制御のため、既存の制御室Ⅱを改造する。オペレータ室は主柱 D11～D13 間のボイラ室とタービン室の分離壁に沿って設置する。大きさは 19.40m×4.50m である。

プロセス制御ユニットと間の連絡は簡単な開閉器箱や遠隔式の端末等の現場アダプタを介して行うことができる。

プロセス制御ユニットならびに関係する周辺機器の無停電交流電源（UPS）に対し特別な注意が必要である。モニタやプリンタのための 220V－UPS としてボイラ、共通設備用二次システム、および制御室内の電気設備用の各々に小型 UPS を設置する。

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

6.1.1　環境の現状

(1)　環境大気

1)　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。

2)　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気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

1)　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。

2)　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。

3)　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

1)　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。

2)　Sajo川の底質も、水質同様、特別に問題はみられない。

3)　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。

4)　Sajo川は、冷却水の温排水の問題が顕在化している。

(4)　土　壌

1)　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。

2) 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。

3) 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みられる。

(5) 植 生

1) 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、壊滅的状態にまで消失している。

2) 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。

3) Sajo川の水生生物は、次第に豊富になりつつある。

4) 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。

6.1.2 環境影響評価

(1) 大 気

1) 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、SO_2の環境保護基準Ⅱ（400 μg／m^3または150 ppb）を超える場合がある。

2) 暖房期平均のSO_2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／m^3または26 ppb ）を広いエリアでオーバーする。NOx は基準Ⅰ（100 μg／m^3または52 ppb）を満足する。SO_2については、他の発生源対策も合せて実施する必要がある。

3) 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。

4) 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、フル稼動でも最高濃度地点で 32 ppb であり、大幅に低減可能となる。SO_2の30分平均最高濃度は、基準Ⅱである400 μg／m^3以下であるが、基準Ⅰの250 μg／m^3（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

1) 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。

2) 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 壌

1) 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。新たな土壌汚染を引き起こさないような対策が重要である。

2) 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

1) 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。

2) 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。

6.1.3 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

1) 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。

2) 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。

3) 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

1) 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頼ることは推奨できない）。

2) 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。

3) 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

1) 上記の大気、地下水・土壌、河川水対策を着実に実施する。

2) 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。

(5) 建設工事中の環境保全

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。

6.1.4 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) 工事中の環境監視

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。各種基準の詳細についてはサポーティングレポートに示した。

6.2.1 大気質

ハンガリーにおける排出基準を表 6.2.1 及び表 6.2.2 に、環境基準を表 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/m³)(4)		
	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（ｶﾛﾘｰ：＜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

mg/m³で表される濃度は、酸素分6%、温度273K、圧力101.3kPaの乾き排煙道ガスに適用する。

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/m³)
	$15 \leq P_{th}$
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

mg/m³で表示する濃度は、温度 273K、圧力 101.3kPa で
酸素分が 3%の乾き煙道ガスに適用するものとする。

表 6.2.3 Standard of Air Pollutant in Hungary

Air Pollutant	Concentration (mg/m³) [(ppm 20℃)]		
	Specially Protected Area	Protected Area I	Protected Area II
SO_2			
−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]
NO_2			
−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]
NOx			
−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/m²/30days)	12	16	21
−Annual total(g/m²/year)	100	120	150

6.2.2　土壌・地下水、飲料水

地下水保護のための土壌中の物質の規制値を表6.2.4に、飲料水の有毒物質の規制値を表6.2.5及び6.2.6に示す。

表 6.2.4　Limit Value of Soil by Category for Protection of Grandwater

(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　Limit Values for Toxicological Substances

項　目	単　位	規制値	
		適格値	許容限度
電気伝導度	μs/cm	1350	1600
pH	pH	7.0～8.0	6.8～8.5
溶解性物資総量	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	μg/l	50	
総水銀	μg/l	1	
カドミウム	μg/l	5	
総クロム	μg/l	50	
鉛	μg/l	50	

表 6.2.6　Physical-Chemical Specification for Drinking Water

(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

6.3 環境の現状

6.3.1 地理的背景等

(1) 対象地域

発電所周辺は、ハンガリーにおける主要な工場地帯であるが、隣接して住宅密集地がある。本地域は、古くから環境に十分な配慮がなされないまま開発され、現在に至っている。現在の中央Sajo valley地域の土地利用図を図6.3.1に示す。発電所付近は、バルト海水面から 126～135 mBt の高さにあるほぼ平坦な地形であるが、Sajo川に沿って南南東方向に緩やかに傾斜している。発電所の北約 1,500m には広大なスラッジ貯蔵場が、北西約 1,000m にはスタンバイスラッジ貯蔵場及び廃水貯水池がある。その他、Borsodchem Co.等の廃棄物貯蔵場や廃棄物が不法投棄された場所もある。（図 6.5.10 参照）

発電所及び付近の大規模プラントは、国道 26 号線に沿って立地されており、平行に走る鉄道とともに、大動脈として利用されている。

Sajo 川流域一帯は、Borsod 山系、Csaerhat 山系、Bukk 山系で囲まれており、気象に影響を与えている。

(2) 地質条件

この地域の基礎は、石炭紀及び三畳紀の堆積物から成っている。Sajo valleyは、主としてSajo川の地質構造からなる幅 3～6 km、長さ 35～40km の溝を軸としている。

ボルショド発電所付近一帯の透水層は砂礫層であり、一部で採掘され、池と化した所もあるが、徐々に再開発が進んでいる。我々の入手した情報によれば、過去に採掘跡地に廃棄物を投棄した場所もある。

(3) 河川

本地域で最も重要な河川であるSajo川は、スロバキアを起源としており、ボルショド発電所はその 81km に位置する。Sajo川及びBodva 川の水は、発電所で利用している。なお、Bodva川の水は、水道水としても利用されている。Sajo川の水量は極端に変化し、最少は約 5m³/s、最大は 500m³/s を超える。1968～1977 年までの平均水流量は、37.3m³/s、1996 年では 27.8 m³/s である。

Sajo川の水質・底質は、近年まで極端に汚染されていたが、最近は著しく改善されてきている。

他に Suha、Tardona 、Nyogo 川のような小河川もあり、一部で野生動物が保護されている場所もあるが、Holt-Szuha川は汚染されており、注意が必要である。

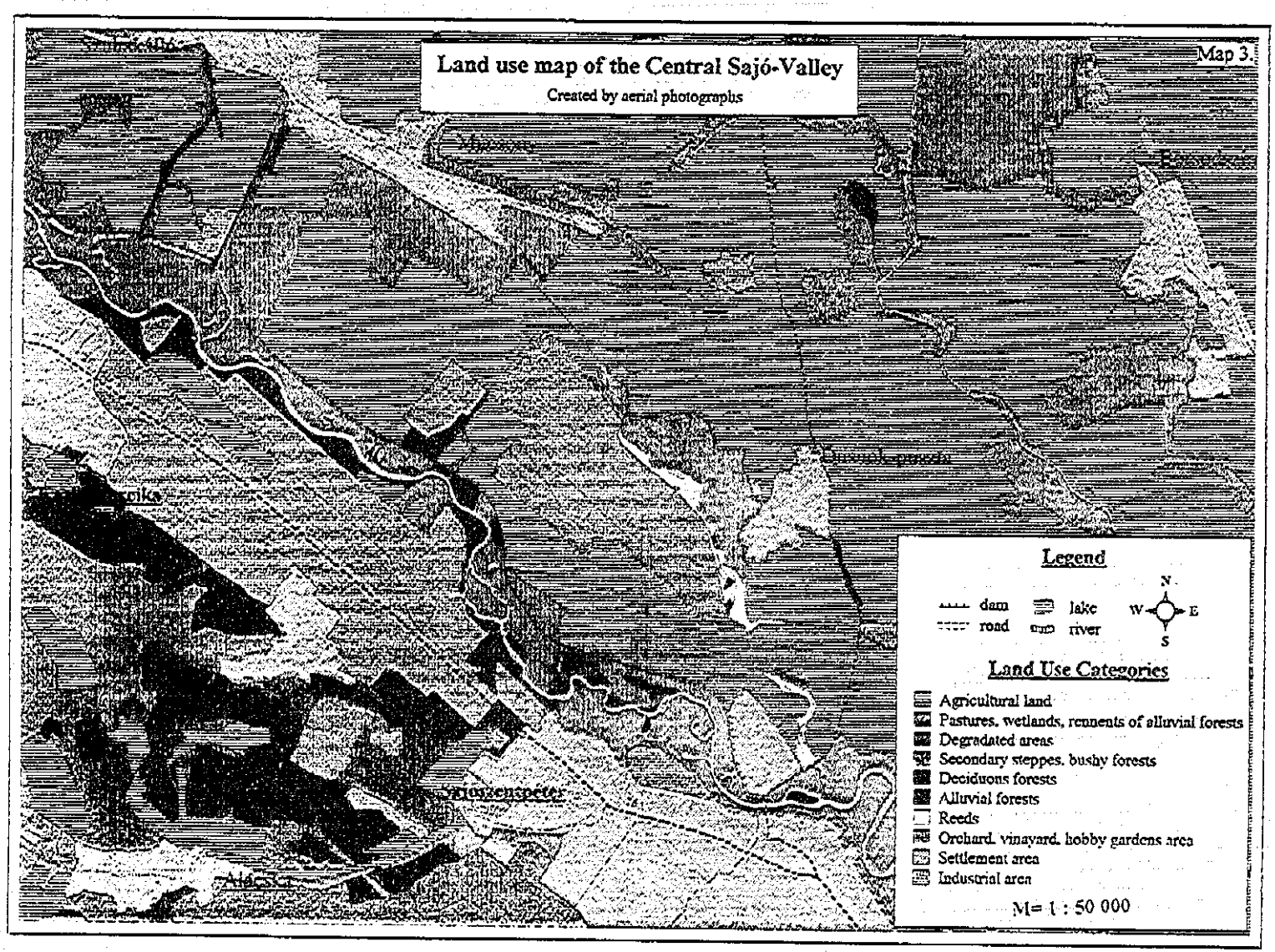


Figure 6.3.1 Land-use Map of the Central Sajo-Valley

6.3 環境の現状

6.3.1 地理的背景等

(1) 対象地域

発電所周辺は、ハンガリーにおける主要な工場地帯であるが、隣接して住宅密集地がある。本地域は、古くから環境に十分な配慮がなされないまま開発され、現在に至っている。現在の中央Sajo valley地域の土地利用図を図6.3.1に示す。発電所付近は、バルト海水面から126～135 mBt の高さにあるほぼ平坦な地形であるが、Sajo川に沿って南方東方向に緩やかに傾斜している。発電所の北約1,500mには広大なスラッジ貯蔵場が、北西約1,000mにはスタンバイスラッジ貯蔵場及び窓木貯水池がある。その他、Borsodchem Co.等の廃棄物貯蔵場や廃棄物が不法投棄された場所もある。（図6.5.10参照）

発電所及び付近の大規模プラントは、国道26号線に沿って立地されており、平行に走る鉄道とともに、大動脈として利用されている。

Sajo地域一帯は、Borsod山系、Csaerhat山系、Bukk山系で囲まれており、気象に影響を与えている。

(2) 地質条件

この地域の基盤は、石炭紀及び三畳紀の堆積物から成っている。Sajo valleyは、主としてSajo川の浸食作用からなる幅3～6 km、長さ35～40kmの溝を軸としている。

ここでは発電所付近一帯の透水層は砂礫層であり、一部で採掘され、池と化した所もあるが、徐々に再開発が進んでいる。我々の入手した情報によれば、過去に採掘跡地に廃棄物を投棄した場所もある。

(3) 水利

本地域で最も重要な河川であるSajo川は、スロバキアを起源としており、ボルショド発電所上流の81kmに位置する。Sajo川及びBodva川の水は、発電所で利用している。なお、Bodva川の水は、飲料水としても利用されている。Sajo川の水量は極端に変化し、最少は約5m³/s、最大は500m³/sを超える。1968～1977年までの平均水流量は、37.3m³/s、1996年では27.8m³/sである。

Sajo川の水質・底質は、近年まで極端に汚染されていたが、最近は著しく改善されてきている。

他にSuha、Tardona、Nyogo川のような小河川もあり、一部で野生動物が保護されている場所もあるが、Holt-Szuha川は汚染されており、注意が必要である。

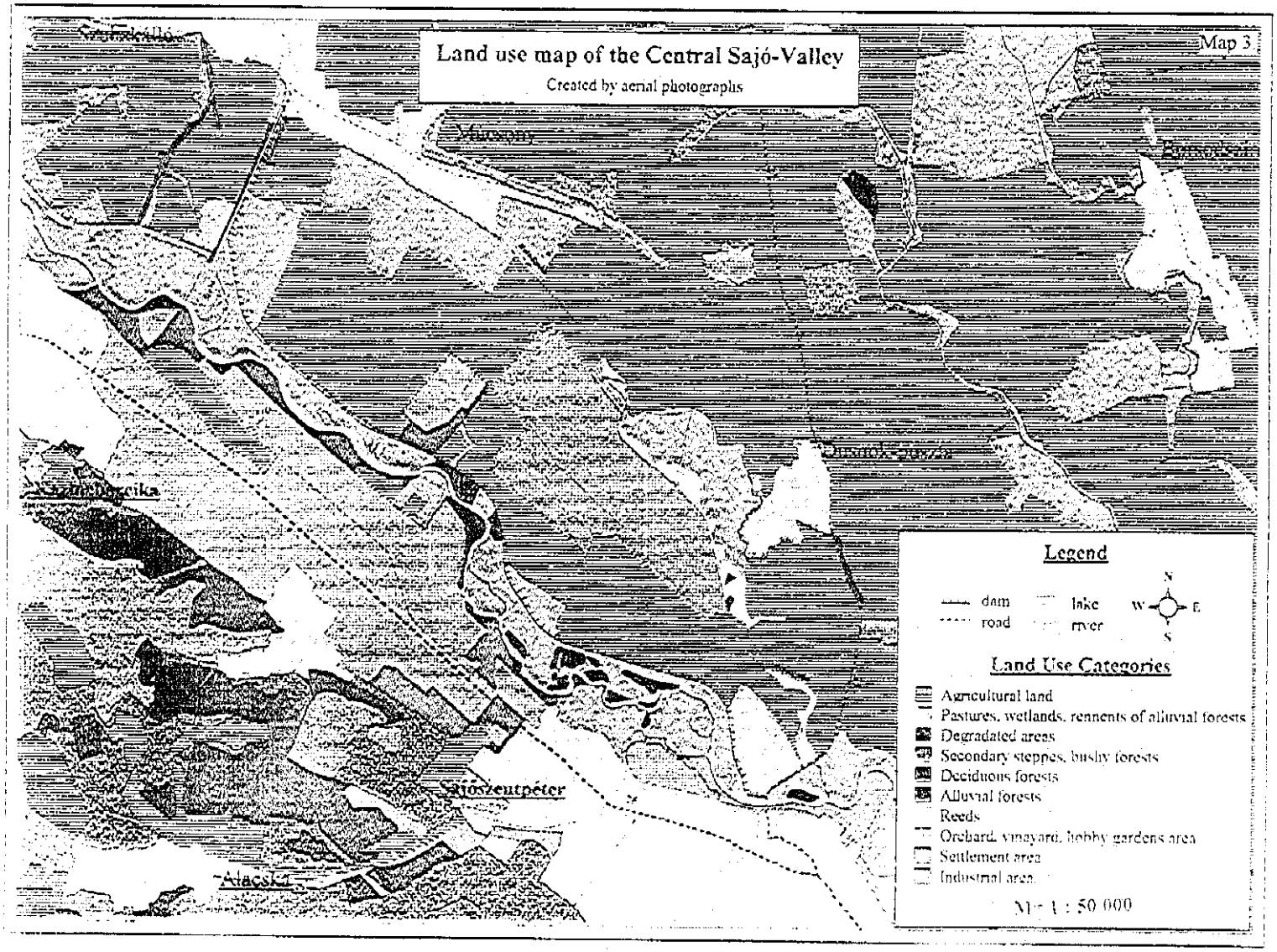


Figure 6.3.1 Land-use Map of the Central Sajó-Valley

(4) 土壌

規則的に浸水した氾濫原では、典型的な氾濫土壌を見ることができる。この地域の土壌の生産性は中～弱であり、かなり高い含水容量を持っている。帯水層の土壌は、砂礫層である。丘陵地域では、浸食による土壌破壊の影響は大きく、ここ10年間の土壌のpH低下がそれを物語っている。

(5) 土地利用

土地利用状況は、人間による影響が非常に大きく、この地域の 1/4 は居住地又は産業化されており、 1/2 が耕作され、残りの 1/4 が森林もしくは準天然草植物地である。

(6) 産業

Sajo valleyの産業は、鉱山資源及び地理的条件から数世紀にわたる伝統がある。この地域の産業構造は重工業が主体であり、化学、冶金、鉱物及び発電で代表される。国政の変化と平行して、この地域の産業構造は修正されつつある。現在、この地域の環境は、主として以下の工場によって影響されている。

Borsod Thermal Power Plant	Kazincbarcika
Borsodchem Co.（以前は BVK)	Kazincbarcika
Ytong Light Concrete Works（以前は Koszig)	Kazincbarcika
Mines of Borsod Coal Mines	本地域一帯
Sajoszentpeter Glass Works	Sajoszentpeter
North Hungarian Chemical Works	Sajoszentpeter
Borsod Ore Dressing Works	Sajoszentpeter
Dimag Co. （以前は LKM)	Miskolc

(7) ボルショド発電所周辺には、自然保護区域等の特別な地域指定はない。

(8) 現在、環境破壊が進行しており、この地域で貴重種・固有動物は存在しない

(9) 付近に Borsodszirak Ⅰ及びⅠ/Aの浄水場があり、地下水を水道水源として利用している。

(10) 大気、土壌、地下水、植生等、環境汚染が顕在化している。