

JICA

シリア共和国
小規模発電設備修復計画
マネージビリテイ調査

地点別調査報告書
(VOL.1/2)

平成2年3月

国際協力事業団

705
6A3
M/N
LIBRARY

JICA LIBRARY



1081004(2)

コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
フィージビリティ調査

TERMOPAIPA火力発電所

20963

平成2年3月

国際協力事業団



国際協力事業団

20953

目次

1.	序文	1-1
2.	F/S 調査結果の要約	
2.1	2号ユニットの出力増加計画	2-1
2.2	2号ユニットの計装方式の変換計画	2-1
2.3	冷却方式の変換計画	2-1
2.4	その他運転・保守・管理面から見た助言	2-2
2.5	実施に向けての勧告	2-4
3.	Termopaipaの概況	
3.1	電力事情	3-1
3.2	発電設備の現状	3-5
4.	調査計画の内容	
4.1	調査の目的	4-1
4.2	調査団の構成	4-1
4.3	調査工程	4-3
5.	修復又は改善計画	
5.1	修復又は改善項目	5-1
5.2	修復計画の基本条件	5-1
5.3	作業手順	5-3
6.	2号機の出力増加計画	
6.1	設計	6-1
6.2	実施計画	6-1
6.3	工事費の積算	6-2
6.4	経済効果	6-3
7.	2号機の計装システム変換計画	
7.1	設計	7-1
7.2	実施計画	7-2
7.3	工事費の積算	7-5
7.4	経済効果	7-5

8. 冷却方式の変換計画

8.1 現存冷却システムのデータ解析	8-1
8.2 レイアウト計画	8-1
8.3 設 計	8-3
8.3.1 冷却塔	8-3
8.3.2 温排水の昇圧ポンプ	8-6
8.3.3 補給水ポンプ	8-8
8.3.4 冷却水配管	8-9
8.3.5 薬液注入装置	8-10
8.4 実施計画	8-11
8.5 工事費の積算	8-13
8.6 経済分析	8-13

付属資料-I. 設備台帳

II. プラント資料

III. タービン出力増加の関連資料

IV. 計装システム変換の関連資料

V. 循環式冷却水システムの関連資料

1. 序 文

コロンビア政府は、その政策の一環としてコロンビア電力庁（Institute Colombiano de Energia Electrica以下、「ICEL」という。）所管の13公営電力会社が所有する82発電所（火力：3発電所、水力：62発電所、ディーゼル：17発電所）に関する修復及び最適規模化計画を策定するための調査を、1987年2月に日本政府に要請越した。

本調査要請に対し、日本国政府は、プレ・フィージビリティ調査（以下「プレ・F/S」という。）とフィージビリティ調査（以下「F/S」という。）の2段階に分けて調査を実施することにした。

火力発電設備に対するプレ・F/Sは、1987年11月から1988年6月迄8ヶ月間、Termopaipa（Boyaca県）、Termopalenque及びTermobarranca（いずれもSantander県）の3火力発電所を対象に実施した。

プレ・F/Sの結果に基づいて、Termopaipa発電所をF/Sの対象地点に選定し1988年7月にJICAとICELとの間でScope of Work が合意署名された。

本報告書は、F/S 調査のファイナルレポートである。

2. フィージビリティ調査結果の要約

ブレF/Sと今回のF/Sで入手した資料及び現地踏査にて確認したデータを併せて、改修計画の検討を行った結果の詳細は第6章～第8章に述べるが各改修項目毎の調査結果の要約を示すと次の通りである。

2.1 #2号ユニットの出力増加計画 (66MW →74MW)

タービン本体の部品(タービンローター、ブレード、ノズル、ダイヤフラム等)及び給水加熱器(No.1 LP, No.2 LP, 及びNo.4 HP)を新品に取替えることによりタービン出力を66MWから74MWに増加する。

概算修復費は、885百万円(6.3×10^6 US\$, 140円/\$換算)と見積られ、増加出力1kW当りの改造費は、111千円(790US\$)と予想され、発電原価は、20 mills/kWhである。

2.2 #2号ユニットの計装方式の変換計画

本改修計画は、#2ユニットの信頼性向上及び運転・保守の容易性を確保する為、空気式計装の一部を電子計算機を使用した電気式に改修する。

これに要する概算費用は、801百万円(5.7×10^6 US\$)である。運転経費は現状のままで維持できるという条件で、発電原価に対して0.28円/kWh (1.9 mills/kWh) の負担を与える

2.3 冷却方式の変換計画

冷却地(58万㎡)を用いた自然冷却方式を冷却塔を設置して、冷却水を循環させる冷却システムに変更することによって冷却効率の向上を計る。

循環式冷却システムの設計条件は下記とする。

ー 冷却塔容量	
#1ユニット用	7,000 m ³ /H
#2ユニット用	13,000 m ³ /H
#3ユニット用	13,000 m ³ /H

- 冷却水温度	冷却塔入口：35℃ 冷却塔出口：27℃
---------	------------------------

- 外気温度（湿球温度）	13℃
--------------	-----

- 冷却水昇圧ポンプの概略仕様	(容量) × (揚程)
#1ユニット用	7,000 m ³ /H × 20 m
#2ユニット用	13,000 m ³ /H × 20 m
#3ユニット用	13,000 m ³ /H × 20 m

- 循環する冷却水の水質改善の為に薬液注入装置を設置する

冷却方式変換に伴う概略の改造費を積算すると次のようになる。総改造費は、2,080.9 万円(14.9 × 10⁶ US\$)で、発電原価に対して、0.7 円/kWh(4.9 mills/kWh)の負担を与える。

2.4 その他運転・保守・管理面から見た助言

(1) コンピュータシステムの導入

本システムの導入は、現地調査中、検討依頼されたもので、この報告書では、一般的なものを計画したが、最終的には、計画中の#4ユニットを含めたICELグループとしての長期計画に基づきdata logger などを含むcentral control systemを考慮した。

(2) 予測保全技術の向上

収集資料（付属資料- III）からも判る様に当該発電所における非常停止事故は、比較的多く発生している。これ等を防止し、電力の安定供給と総合経済性の向上及び機器の老朽化を考え合わせた場合、予測保全技術は、今後益々必要になると予想される。

また、予測保全は、事故の未然防止による設備の延命効果及び保守効率の向上等大きな効果が期待されるので、計画的に導入する事が望まれる。

(3) 環境について

当該発電所が現在直面している環境へ与える悪影響としては、#1ユニットに集塵器が未設置に起因する煤煙と、Chicamocha川への石炭灰の流出があげられる。この中、後者は、下流域の都市に多大な影響を及ぼす事より既存灰捨場の護岸工事及び新しい灰捨場適地探しを含め、早急に総合的な対策を立案する事が望まれる。

将来の#4ユニット発電設備はこれらの環境問題を解決しなければ実現しない。その対策案として下記が挙げられる。

1) 煤煙対策

#1ユニットには電気集塵器が設置されていないので新規に設置する。但し、次の様な問題点がある。

(i) 既設ボイラーと煙突間が非常に狭く、その周辺には石炭コンベヤー、ボイラー給水処理装置等の#1ユニット、#2ユニット及び#3ユニットの共通設備がある。新たに集塵器を設置するには、既設煙突を撤去し、煙突を新設する等の大々的な改造工事を伴う。

(ii) 電気集塵器設置に伴い、押込通風機の押込圧力を増加する必要があるので、押込通風機を新しい仕様のもとと交換する必要がある。更に押込通風機～ボイラー～電気集塵器～煙突を接続するダクトを新設する必要がある。

2) 石炭灰の流出防止対策

(i) Chicamocha川の両岸に流出防止用壁を設置する。

(ii) 灰捨場内の雨水は場内に沔過槽、沈澱槽を設け浄化した後、Chicamocha川に排出する。

(iii) 2号灰捨場と山の間には、山側からの雨水を処理する為の適切な排水路等を設ける

(iv) 灰捨場からの風による灰の飛散防止策として、灰を土又は砂で覆い、そこに芝生や樹木などを植える。

2.5 実施に向けての勧告

(1) #2ユニットのタービン出力増加について

- 1) 改修の実施に先立ち既設タービンの運転記録、メンテナンス記録等の最新のタービン本体に関するデータを基に、既設タービンメーカーとE. BOYACAとの間で、緊密な打ち合わせを行なう必要がある。
- 2) 既設#2ボイラーの蒸気発生量はピークで300T/H、連続最大284T/Hとなっている。
タービン出力を8MW 増加するために必要な蒸気量は 285.85 T/H であるのでボイラーのピーク容量では必要蒸気量を満たすことができる。
しかし最大連続容量では 1.85 T/H 不足するので、連続運転の場合は8 MW増加は望めない。
従って、タービン改修の実施に先立ち、既設ボイラー本体及び付属設備の運転記録、メンテナンス記録等の最新のデータを基に既設ボイラーメーカーとE. BOYACAとの間で、ボイラーの性能に関する打ち合わせを行なうことが必要である。

(2) 計装システムの変換について

- 1) メーカー選定に際しては、部品の互換性、信頼性、取扱い要領及びメンテナンス等を考慮して既設#3ユニットの計装システムと同一メーカーとするか否かの検討が必要である。
- 2) 既設#2ユニットの各計測点位置を明確に示した図面を完備しておくことが必要である。

(3) 冷却システムの変換について

- 1) 冷却塔設置計画スペースは、Chicamocha川に近い地点なので十分な地耐力が得られるか否か、事前に地盤調査を行ない確認する必要がある。
- 2) 既設埋設物の調査・確認を行ない、もし、埋設物がある場合は、既設を改造するか又は、新設部分の設計変更を検討する必要がある。

3. Termopaipa 火力発電所の概況

Termopaipa火力発電所は、Boyaca県Paipa市の西側約6 Kmの所に位置するE. Boyaca電力会社が所管する出力173MWの石炭専焼火力発電所である。本火力発電設備は、1958年に設置された出力33MWの1号機、1974年に設置された出力66MWの2号機ならびに1982年に設置された出力74MWの3号機の3ユニットからなっている。

この中、#3ユニットはICELの所有となっている。

本火力発電所は、ISAが行っている全国的な電力運用の対象発電所となっている。

3.1 電力事情

E. Boyaca公営電力会社が所有する発電設備は、Termopaipa火力発電所と小容量の水力発電所からなる。一方、電力需給バランスを電力需給及び電力設備の現状等に分類すると以下に示す通りである。

3.1.1 電力需給の現状

近年5ヶ年（1983年から1987年）における電力需給バランスは、表3.1.1に示す通りであり、1987年における需給バランスは、最大電力161MWに対し、設備容量が173MW（約108%）で、発電電力量は需要の617GWhに対し、693GWh（約112%）で余剰電力は、近隣の県へ送られている。

一方、電力需要構成別では、1987年においては住宅用24%、商業用3%、工業用53%及びその他20%となっており工業用需要が高く、商業用が低い割合となっている。

また、住宅、商業、及び工業用電力量の年平均増加率は、7%以上と高い値を示している。

尚、1983年から1987年における需要電力量の年平均増加率は、3.3%で、発電電力量のそれは-9.0%と低下している。

表 3.1.1 電力需給の現状 (1983~1987年)

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
需 要						
1. 最大電力 (MW)	120	128	128	148	161	7.6
2. 電力量 (GWh)						
1) 住宅用	107	122	134	140	145	7.9
2) 商業用	15	17	18	19	20	7.5
3) 工業用	236	246	246	268	327	8.5
4) その他	184	265	156	165	125	-9.2
合 計	542	650	554	592	617	3.3
供 給 (ICEL分を含む)						
1. 設備容量 (MW)	173	173	173	173	173	0
2. 発電電力量 (GWh)	1010	1134	989	757	693	-9.0
3. 損 失 (GWh)	88	65	114	125	167	17.4

(出所 : INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

3.1.2 電力設備の現状

(1) 発電設備

E. Boyacaが有する総発電設備容量は表 3.1.2の通りで、大部分を火力発電が占めている。

表 3.1.2 発電設備の状況 (1983~1987年)

(単位 : MW)

項 目	1983	1984	1985	1986	1987
総発電設備容量					
1. 火力発電	99	99	99	99	99
2. 水力発電	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
合 計	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6

(出所 : INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

一方、F/S対象発電所であるTermopaipaの発電状況は表 3.1.3に示す通りである。

表 3.1.3 Termopaipa発電所の状況 (1983~1988年)

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	1988
設備容量 (MW)	173	173	173	173	173	173
現有出力 (MW)	170	170	170	170	170	170
発電電力量 (GWh)						
1) #1, #2 ユニット	549	708	584	492	452	371
2) #3 ユニット	361	426	405	265	240	390
合 計	1,100	1,134	989	757	693	761

(出所 : E. Boyaca)

尚、将来計画として下記が考えられている。

Termopaipa #4 ユニット (150MW): 冷却塔方式を採用

(2) 送電設備

送電設備の現状は、最大 230 kV 送電線を有し、当該発電所に接続されている送電線は下記に示す通りである。

- 230 KV系 : 3回線
- 115 KV系 : 3回線

又、将来計画とし、115KV 2回線の設置計画がある。

3.1.3 発電原価と電気料金

近年5ヶ年 (1983年から1987年) における年平均発電原価と電気料金の推移は、表 3.1.4 に示す通りである。

表 3.1.4 発電原価と電気料金 (単位: Col\$)

項 目	1983	1984	1985	1986	1987	年平均 増加率 (%)
発電原価	2.84	2.95	4.16	5.32	6.97	25.2
電気料金						
1. 住宅用	2.70	3.29	3.63	5.32	7.75	30.1
2. 商業用	5.00	5.81	6.85	9.45	12.50	25.6
3. 工業用	4.44	4.96	6.31	8.49	10.41	20.6
4. 公共用	3.13	3.85	4.96	6.99	9.01	30.2
5. 全体平均値	3.23	3.51	4.78	6.55	8.94	29.0
電気の普及						
1. 加入者 (千戸)	323	396	434	493	533	13.3
2. 全体 (千戸)	1080	1080	1098	1107	1116	0.8
3. 普及率 (%)	30	36	39	45	48	12.5

(出所 : INFORME ESTADISTICO : RESUMEN 1983-1987)

3.1.4 電力需要の予測

表 3.1.1より電力需要の年平均増加率を3.3%とし、1990年及び1995年における需給バランスを予測すると図 3.1.1に示す通りである。

- 備考：1. 売電電力量、電力損失及び発電電力量の年平均増加率は、電力需要と同一の3.3%とした。
2. ISA 作成PROYECCIONES DE DEMANDA 1986 - 2006では5.9%と高い増加率となっている。また、ICELグループ内のそれは、約6.6%となっている。

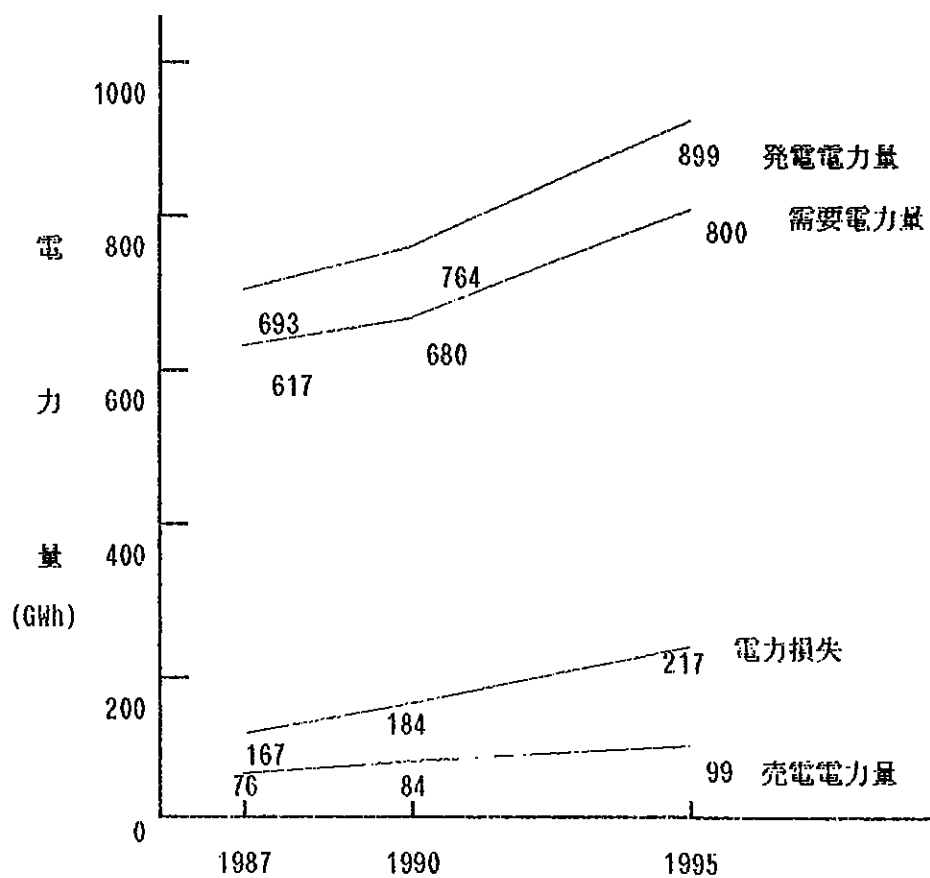


図 3.1.1 需給バランスの予測

3.2 発電設備の現状

Termopaipa火力発電設備の現状調査結果は付属資料 - I に機械設備、電気設備及びその他機器類に別けて収録してある。現状の要約を示すと次の通りである。

(1) 設備容量

ユニット NO.	設置年	設備容量 (MW)		現有出力 (MW)	修復又は改善項目
		タービン	発電機		
#1	1958	33	33	30	*1:冷却方式の変換
#2	1974	66	74	66	*1:冷却方式の変換 *2:タービン出力増加 *3:計装方式の変換
#3	1982	74	74	74	*1:冷却方式の変換
計		173	181	170	

(2) 蒸気条件

	ボ イ ラ					タービン入口	
	節炭器出口 給水温度 (°C)	蒸気発生量 (Max) (t/h)	蒸気圧力 (Max) (Kg/cm ²)	過熱器出口		蒸気圧力 (Kg/cm ²)	蒸気温度 (°C)
				蒸気圧力 (Kg/cm ²)	蒸気温度 (°C)		
#1	234	136	79	68	505	65	505
#2	220	284	107	92	510	88	510
#3	220	300	107	93	515	88	510

(3) ボイラー補機容量

	微粉炭機 t/hxQ'ty	給炭機 t/hxQ'ty	排炭機 $m^3/minxQ'ty$	燃料噴射装置 kg/hxQ'ty	石炭バンカ t/hxQ'ty	給水ポンプ t/hxQ'ty
#1	12x3	10x3	0.3x3	2500x12	270x3	70x3
#2	15x4	24x4	0.53x4	5500x12	304x3	175x3
#3	15x4	24x4	0.53x4	5500x12	304x3	175x3

上記に示す通り#2及び#3ユニットのボイラー補機容量は同じである。

4. 調査計画の内容

4.1 調査の目的

4.1.1 タービン出力の増加

ボイラー、発電機、変圧器等の機器仕様は、74MWに対応できるが、タービン出力は、66MWであり、現有設備を有効に利用するため、タービン出力を74MWに増加させる。

4.1.2 計装システムの変換

- 1) 監視計器及び自動制御装置が不足或るいは、機能していない為、これらを改善する。
- 2) 計器類に陳腐化したものがあり、納入メーカーにて、現在製造中止している等の為にスペアパーツの入手が困難となっており、これらを改善する。

4.1.3 冷却システムの変換

- 1) 復水器及び補機軸受を冷却した温排水は、冷却水取水口よりも上流側のChicamocha川に放流されている。この為、①冷却効率が悪く、②天候に左右されやすく、更に③冷却池内の水草(Buchon etc.)の繁殖を助長して、これに起因して水の流れが悪く、水量不足が生じている為に、水草の除去作業が必要となる等の問題点の改善を図る。
- 2) 上記問題解決と共に、既存冷却池をボイラー燃料(石炭)の灰捨場として活用出来る。又、この灰捨場は、増設計画中の#4ユニット用にも使用可能で用地問題の解決も含せて図ることが出来る。

4.2 調査団の構成

4.2.1 JICA F/S調査団

JICA F/S調査団はプレ・F/Sに従事した団長、団員で構成されており、そのメンバーは下記の通りである。

区 分	担 当 分 野	氏 名
団 長	総 括 (土 木)	小 野 匡 美
団 員	火 力 発 電 設 備 (機 械)	下 村 栄 司
〃	火 力 発 電 設 備 (電 気)	瀬 戸 寛 仁

4.2.2 ICELカウンターパートの編成

ICELがJICA F/S調査団のカウンターパートとして任命したエンジニア及びその担当と分野を示すと次の通りである。

- ・ JUVENAL PEÑALOZA ROSAS ING. CIVIL JEFE DIV. DE CENTRALES
- ・ MARIO GUTIERREZ OSPINA ING. CIVIL ING. DIV. CENTRALES
- ・ AUGUSTO SANABRIA DIAZ ING. MECANICO ING. DIV. CENTRALES
- ・ RAMIRO VELASCO DIV. CENTRALES

4.2.3 E. BOYACA (電力会社) の支援技術スタッフ

JICA調査団は、TERMOPAIPA発電所の現地調査並びに資料収集に際して、次に上げる電力会社の技術スタッフの協力を得た。

- ・ EDGAR DUARTE REYES :GERENTE
- ・ FRANCISCO DUQUE :SUBGERENTE
- ・ FRUCK GUERRERO :JEFE DIV. DE PLANEACION
- ・ HECTOR PULIDO :JEFE PLANTA TERMOPAIPA
- ・ JORGE HERNAN RAMIREZ S. :JEFE DEPTO. SERV. TECNICO
- ・ PEDRO LESMES :ING. DEPTO. SERV. TECNICO
- ・ AVELNO CELY :ING. DEPTO. SERV. TECNICO
- ・ FERENDO CRUZ F. :JEFE. MANT. ELECTRICO
- ・ JOSE CARDENAS :ING. MANT. ELECTRICO
- ・ ALVARO DELGADO O. :ING. PRODUCCION
- ・ FABIO ABRIL G. :ING. MECANICO
- ・ REINALDO AVELIA :ING. OPERACION

4.3 調査工程

調査内容と工程は、表 4.3.1に示す通りである。1989年 9 月迄に、次の 3 工程について実施した。

- 1) 既存資料検討・分析
- 2) 現地踏査（①既存発電設備の運転実績、②各設備の仕様確認と既存施設の利活用の可能性、③運用・保守状態の調査を含む現場調査）
- 3) 国内作業として修復計画、基本設計、工事費積算及び経済分析等を実施した。

現地調査期間は次の通りである。

- 1988年11月26日～1988年12月23日：第1回 現地調査
- 1989年 1月14日～1989年 2月25日：第2回 現地調査
- 1989年 9月16日～1989年10月 1日：中間報告

現地調査の行動日程を表 4.3.2に示す。

表 4.3.1 調査工程表

年 月	1988												1989												1990									
	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
プロジェクト月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17																	
1. 既存資料の検討・分析	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
2. 現地踏査	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
3. 電力事情調査	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
4. 最適計画案の選定	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
5. ファイジビリティ・グレード設計	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
6. 施工計画	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
7. 工事費積算	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
8. 経済・財務分析	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
9. 維持・管理マニュアル	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
1. インセプション・レポート																																		
2. プロGRESS・レポート																																		
3. インテリム・レポート																																		
4. ドラフト・ファイナル・レポート																																		
5. ファイナル・レポート																																		

凡例： □ JICA 現地作業, □ IOEL 現地作業, □ JICA 国内作業, △ 報告書提出

表 4.3.2 現地調査の行動日程表

DATE	ROUTE	VISIT	MEMBER	PARTICIPANT
1988 Dec. 5 6. 7. 8. 9.	Bogota ↓ Tunja ↓ Paipa Paipa→Tunja →Bogota	Head office of E. Boyaca	ICEL: Juvenal Penaloza JICA: E. Shimomura :(I. Sato)	Gerente: Dr. Edgar Duarte Reyes Subgerente: Dr. Francisco Duque Jefe Planta Termopaipa: Hector Pulido Jefe Depto. Serv. Tecnico : Jorge Hernan Ramirez S
		Termopaipa P/S		
		Termopaipa P/S		
		Termopaipa P/S	ICEL: Mario Gutierrez JICA: E. Shimomura :(I. Sato)	Jefe MTO. Electrico: Fernando Cruz F Produccion : Ing. Alvaro Delgado G. MTO. Mecanico : Ing. Fabio Abril G.
		Termopaipa P/S		
1989 Feb. 7 8 9 10	Bogota → Tunja → Paipa Paipa → Tunja → Bogota	Head office of E. Boyaca	ICEL: Ramiro Velasco JICA: H. Seto :(N. Nakamura)	Head office E. Boyaca Subgerente : Francisco Duque Jefe Div. de planeacion : Enuck Guerrero Jefe PLANTA Termopaipa : Hector Pulido Jefe Depto. Serv. Tecnico : Jorge Hernan Ramirez S. : Pedro Lesmes : Avelino Cely Jefe Mant. Electrico : Fernando Cruz F. : Jose Cardenas Operacion : Reinaldo Avelia
		Termopaipa P/S		
		Termopaipa P/S		
		Head office of E. Boyaca		

第一回

第二回

5. 修復又は改善計画

5.1 修復又は改善項目

プレ・F/S時点で指摘された数多くの修復又は改善項目の中から、JICA調査団がF/Sの対象項目としてICELの合意のもとに採り上げた項目は次の3つである。

- 1) #2号タービンの出力増加：発電機出力74MWに対し、現在のタービン出力は、66MWであり、8MWのギャップがあるので、タービン取替によって出力増加を図る。
- 2) #2号機の計装システムの変換：既設の空気式計装システムはスペアパーツの入手が困難な上に監視計器及び自動制御装置が不足し、又は機能してないものがあるので、#3号機と同等の電気計装システムへの交換を図る。
- 3) 冷却方式の変換：現在の冷却池を利用している冷却水システムを冷却塔を使用した循環方式に変更する案の実現性を検討する。

5.2 修復計画の基本条件

修復計画の策定に当たっては、各修復又は改善項目毎に個別に検討を行うが、その前提条件として、①運転、保守の容易性、②ユニット間を含めた部品等の互換性及び③維持管理の支援性の適正化に対して十分配慮する。また、修復計画のF/Sを実施するに当たって、次のような基本条件を設定する。

(1) 計画の基本条件

- 1) #2号発電設備はタービン関係を除き、増加後の出力74MWに対し、現有の設備を変更なく使用出来る。
- 2) 土質データについては、#3ユニット建設時のものを利用する。
- 3) 発電設備の残存耐用年数は下記を採用する。

ユニット	設備容量 (MW)	設置年	残存耐用年数 (西暦年)
# 1	33	1958	12 (2001)
# 2	66	1975	22 (2011)
# 3	74	1982	25 (2014)

(出所：E. Boyaca)

- 4) 冷却システムの改修規模については、将来の#4ユニットの増設を考慮する。
また、既存灰捨場の容量不足問題の解決についても配慮する。
- 5) ガバナーの変換
#2ユニットの出力増加に伴い、当該発電設備の重要度が増し、高い信頼性が要求される。
このためにガバナーを電気式に変換する。

(2) 工事施工条件

F/S対象項目は修復あるいは改修工事である。従い、輸送及び施工上、特に問題となる事項はない。主な施工条件は次の通りである。

- 1) 土木、据付等の工事は現地業者を採用する。
- 2) #2ユニットに係わる出力増加及び計装の改修については、ユニットの停止期間を短縮するため、並行して行う事も考えられるが、本F/Sでは独立して実施する事とした。
- 3) 据付指導員は関係機器メーカーより派遣する。

(3) 積算の基本条件

積算は、ISA作成の標準化資料に基づき、F.O.B価格及び土木工事費をもとに、下表に示す割合で算出した。

1) 外貨分 (US\$)	F.O.B 価格に 対する割合 (%)	土木工事費に 対する割合 (%)
a) 機械、材料費	100	—
b) 海上運賃・保険	12	—
c) 機械設備の予備費	17	—
2) 内貨分 (Col\$)		
a) 税金	3.5	—
b) 付加価値税	13.4	—
c) Law 68	2.2	—
d) Law 50	8.8	—
e) Proexpo	5.5	—
f) Nationalization	2.2	—
g) 内陸輸送、保険	6	—
h) 据付、試験	16	—
i) 土木工事	—	100
j) 土木工事の予備費	—	15
k) エンジニアリング費		
--土木工事	—	11.5
--機械設備	15 *1	—

*1 エンジニアリング費は、ISA 基準では、外貨分となっているが、ここでは内貨分とした。その理由はTermopaipaの修復に関するエンジニアリングはE. BOYACAが実施するものとして現地貨とした。

3) 為替交換率 1US\$ = 369.4 Col\$ = 140 円

4) 発電原価は、1987年度の実績より6.97Col\$/kWhとした。

5.3 作業手順

修復及び改修計画のF/Sを進めるに当たっての主な作業内容と検討事項のそれぞれについて作業フローを示すと表 5.3.1~5.3.3 の通りである。

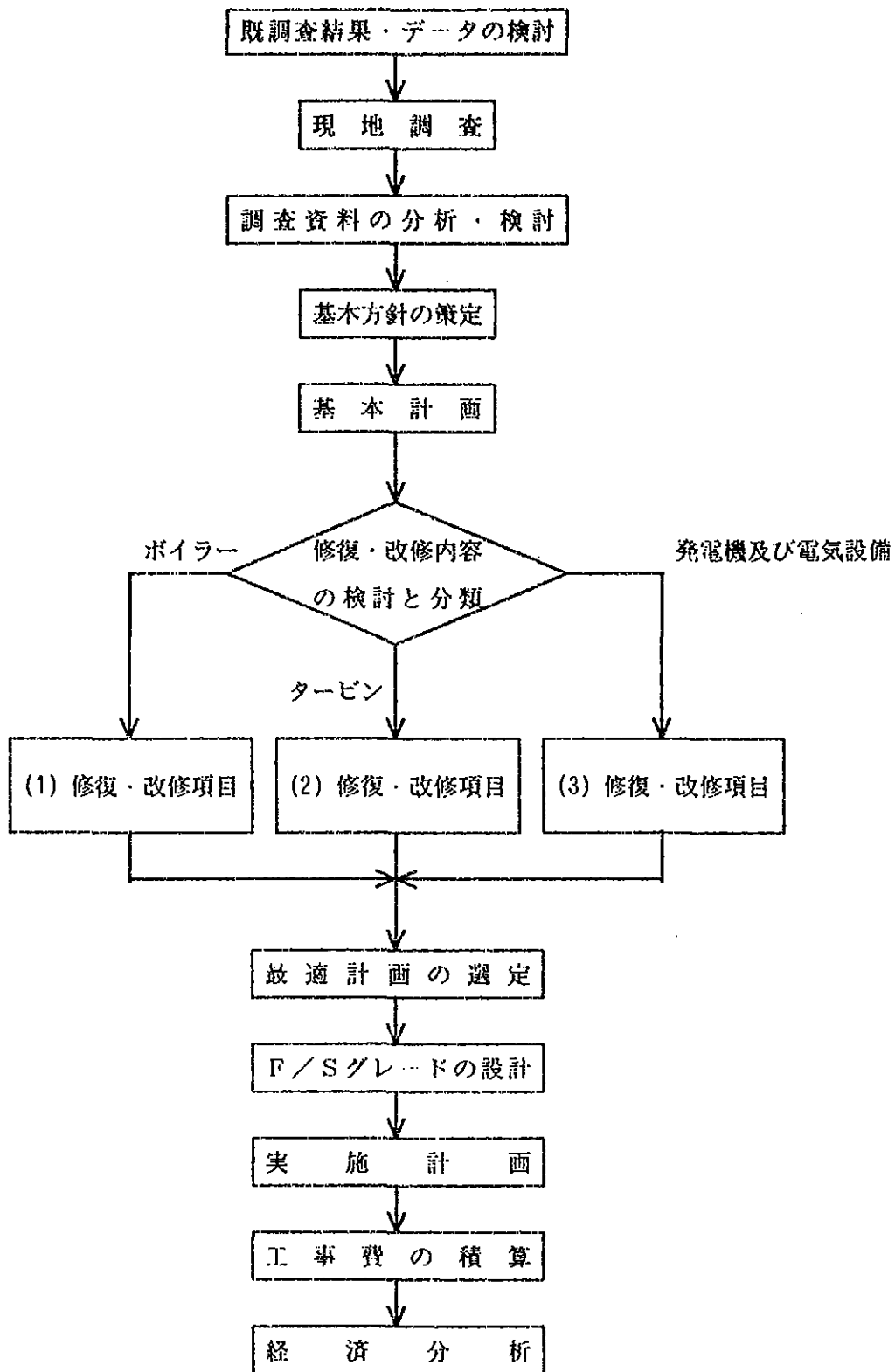


図5.3.1 #2号タービン出力増加計画の作業フロー

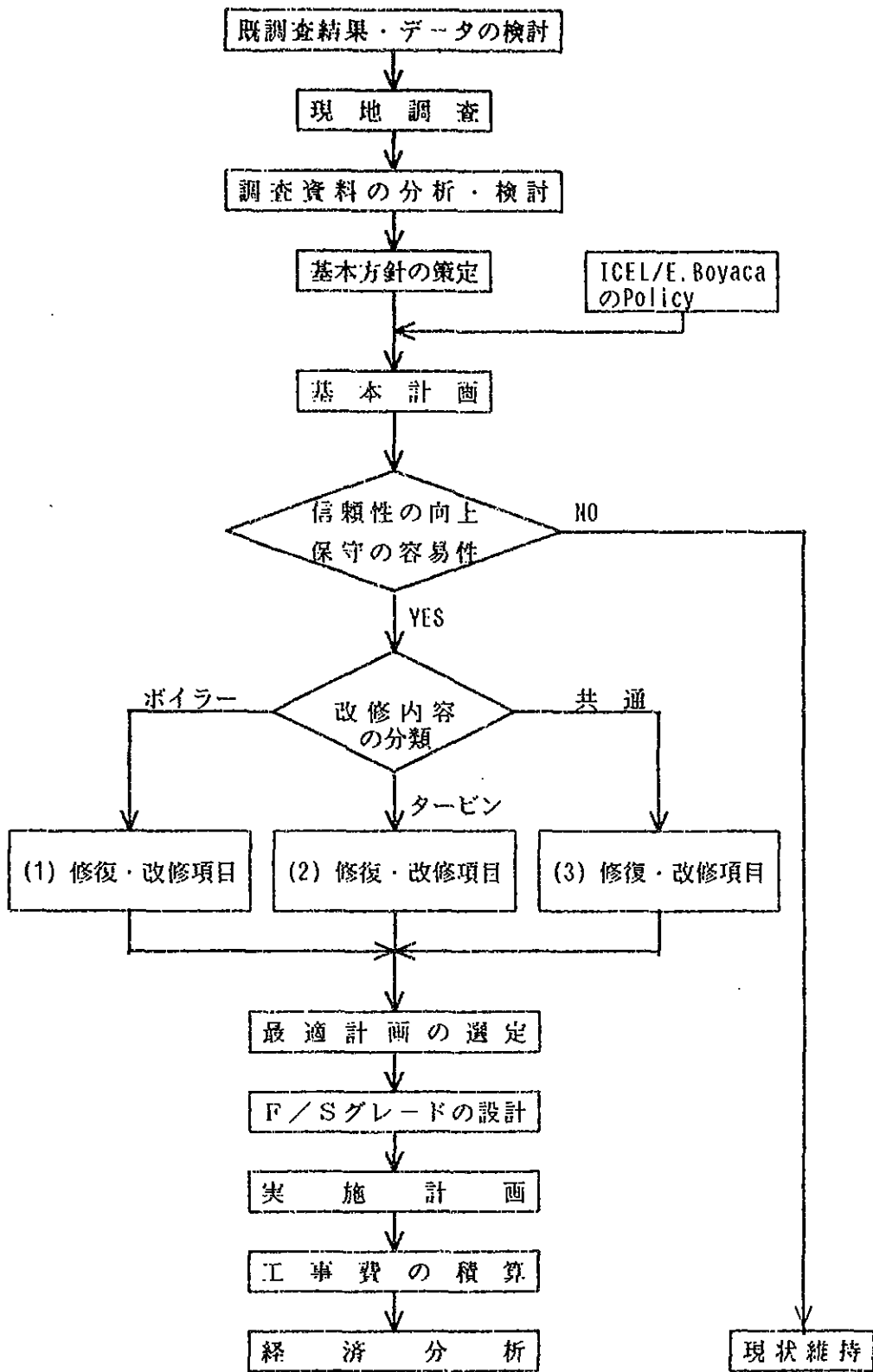


図5.3.2 計装システム変換計画の作業フロー

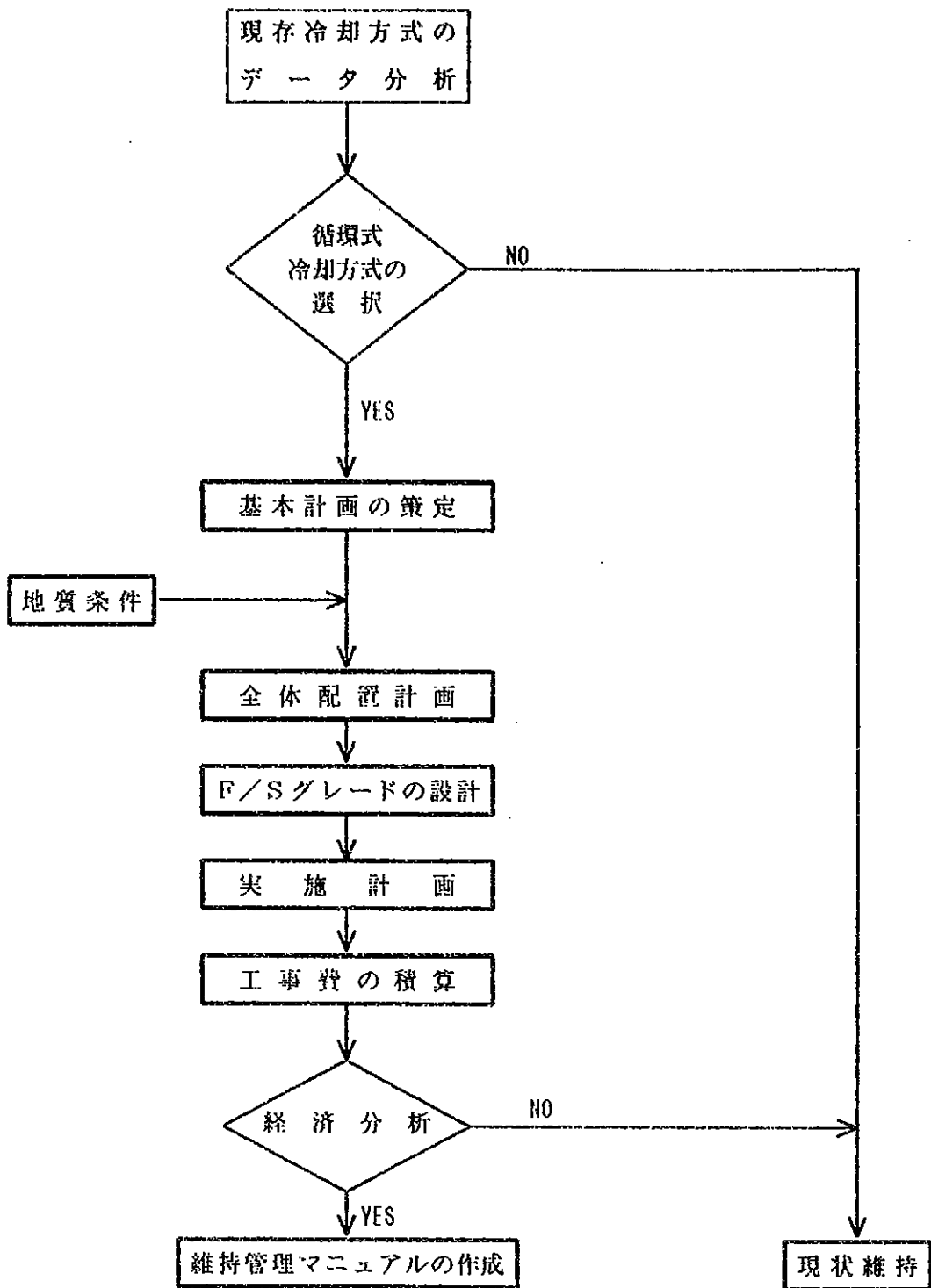


図5.3.3 冷却方式変換計画の作業フロー

6. #2号タービンの出力増加計画

6.1 設 計

既存ボイラー設備、発電機、変圧器及びその他の補機の仕様は、現状のままとして、下記のタービン部品及び給水加熱器を交換することにより、タービン出力を66MWから74MWに増加させる。

No.	内 容	交 換 す る 部 品 名
1	タービン本体	1) タービンローター 2) タービンブレード (第1段から第16段) 3) ノズルとダイヤフラム(第1段から第16段) 4) ガバナー及び主油ポンプの駆動用軸(先端軸)
2	給水加熱器	1) No.1 低圧給水加熱器 2) No.2 低圧給水加熱器 3) No.4 高圧給水加熱器

出力増加後のヒートバランスを図 6.1.1に示し、現状のヒートバランスは、付属資料-Ⅲ・1に示す。タービン本体の交換部品を図 6.1.2に、先端軸の説明図を付属資料-Ⅲ・2に示し、給水加熱器の主な仕様を付属資料-Ⅲ・3に示す。

なお、既設ボイラーの詳細データを付属資料-Ⅲ・5に示す。

6.2 実施計画

(1) 作業計画

実施に際しては、設備の改修手順を十分検討しておくことは言うまでもないが、この中、特に給水加熱器の改修については、スペースが十分ないので注意を要する。この関連資料を付属資料-Ⅲ・4に示してある。

1) 最適投資規模

#2号発電設備の残存耐用年数は22年あり、かつ、既存のボイラー、発電機等、他の関連設備の容量がタービン出力増加後でも変更なく使用出来る事より、電力需要にも関連するが、設備の有効利用を考えた場合、早い時期に実施する事が望ましい。

2) 実施時期

改修工事実施に伴う#2号発電設備の停止に要する期間は約2ヶ月である。従い、この期間における電力不足分が発生する場合はISAより購入する事となる。

(2) 実施工程(案)

本計画は既設設備の改修計画である為、既設機器を納入したと同一業者が対象となり、機器製作に約14ヶ月、工事に約2ヶ月を要すると考えられるので、これ等を考え合わせると概略実施工程案は表6.2.1に示す通りである。

6.3 工事費の積算

概算工事費は885百万円(約 6.3×10^6 US\$)で、その内訳は下記の通りである。

(1) 外貨分	工事費(百万円)
a) 機械、材料費	439
b) 海上運賃・保険	53
c) 機械設備の予備費	75
小計	567
(2) 内貨分	
a) 税金	15
b) 付加価値税	59
c) Law 68	9.7
d) Law 50	38.6
e) Proexpo	24.0
f) Nationalization	9.7
g) 内陸輸送・保険	26
h) 据付、試験	70
i) エンジニアリング費	66
(機械設備)	
小計	318
合計	885

6.4 経済効果

建設単価は、111 千円/kW(793 US\$/kW) で、#2ユニットの設備利用率を1988年度の実績より52%とし、運転員を現状のままとすると発電原価は、2.9 円/kWh (20 mills/kWh)となる。

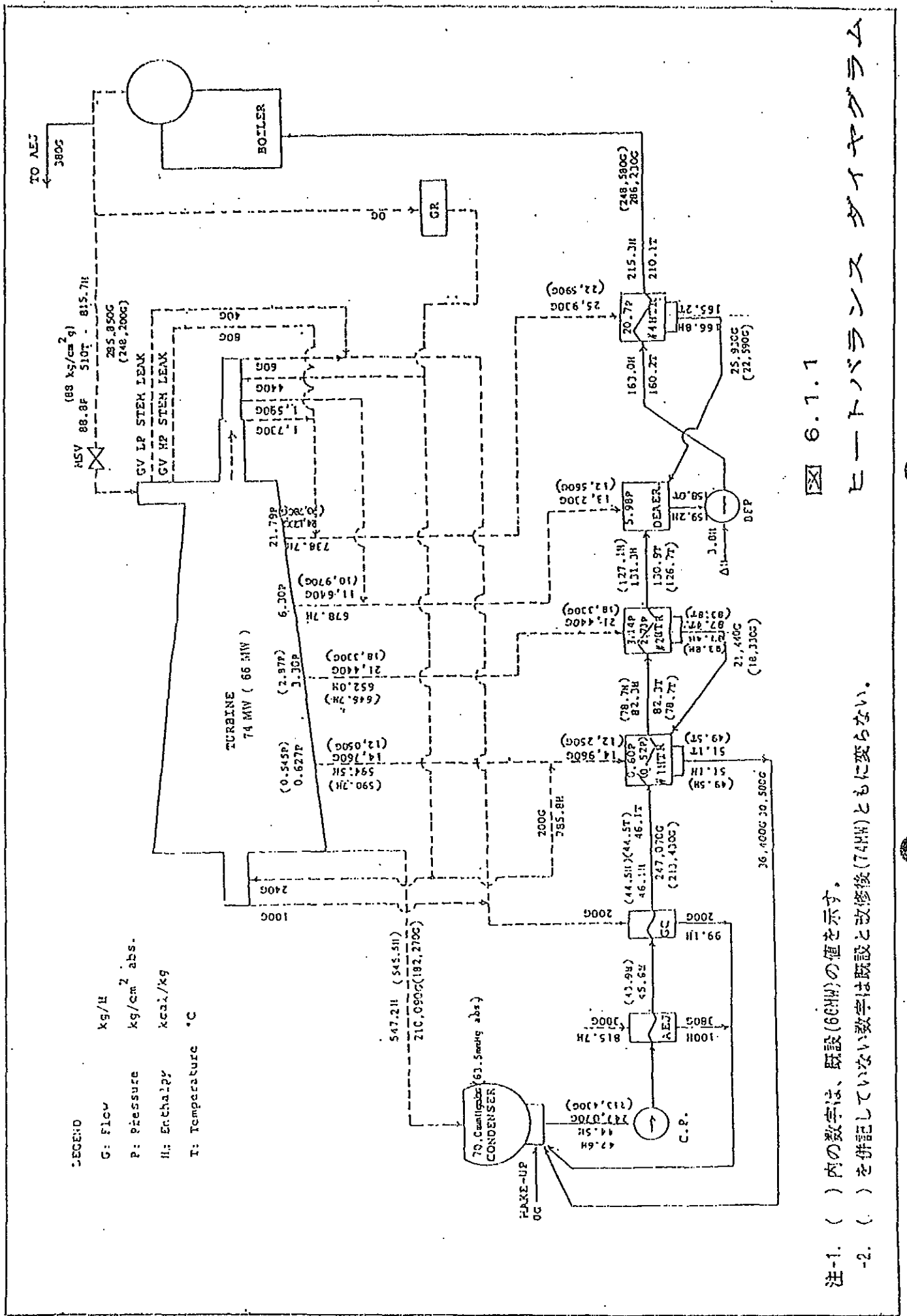


図 6.1.1

ヒートバランクス ダイアグラム

注-1. () 内の数字は、既設(66MW)の値を示す。
 -2. () を併記していない数字は既設と改修後(74MW)ともにならない。

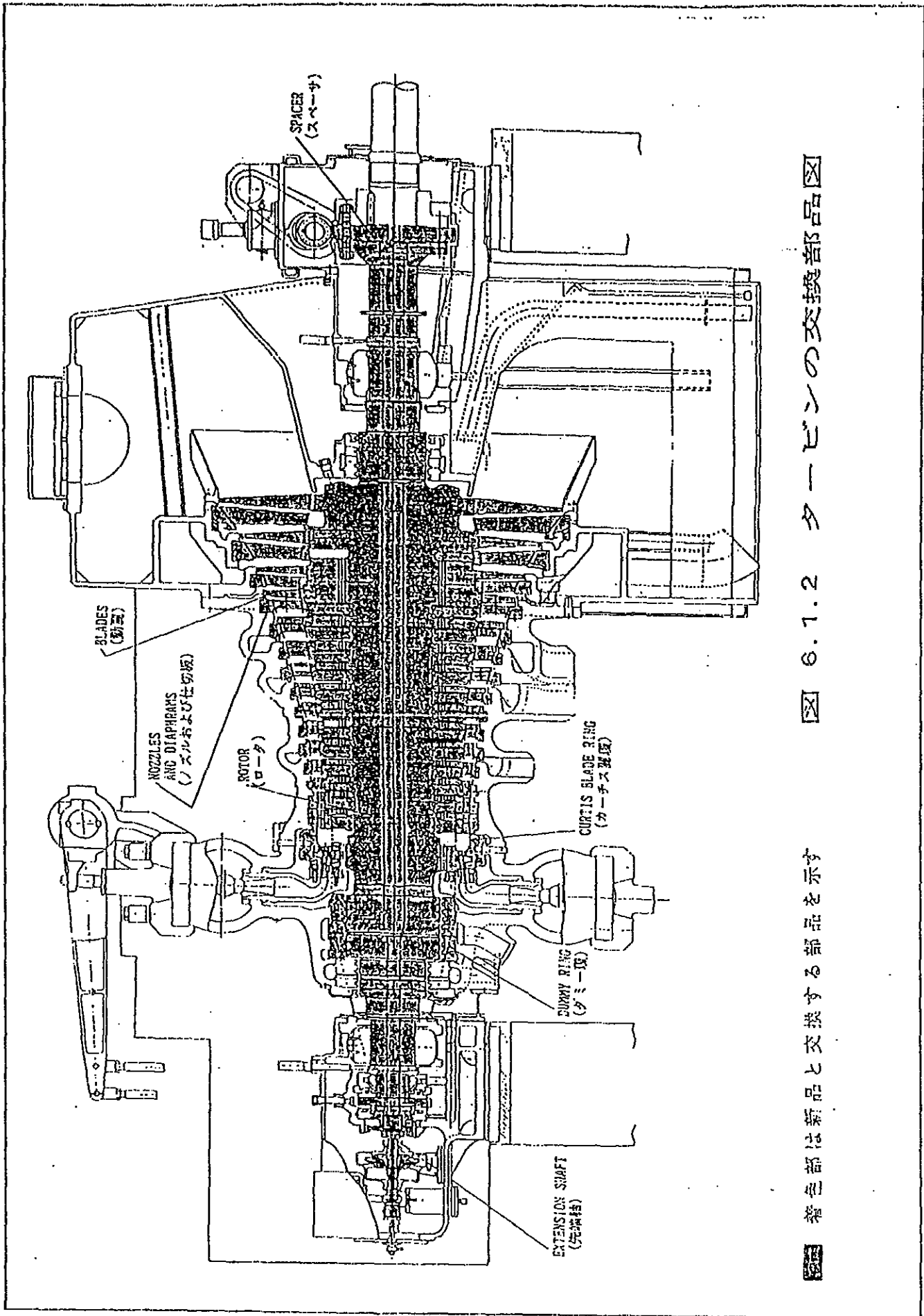


図 6.1.2 タービンの交換部品図

着色部は新品とし交換する部を示す

表6.2.1 実施工程表(案)

項目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
(1) 詳細調査	—																														
(2) 応札仕様書の作成		—																													
(3) 入札と評価					—																										
(4) 業者との確認打合せ								▼契約																							
(5) 製作									—																						
(6) 海上/陸上輸送																						—									
(7) 据付工事																															

7. #2ユニットの計装システム変換計画

7.1 設 計

信頼度の向上、適正な運転・維持管理及び保守の容易性などを確保するため。既存の空気式計装を電気式に変換する。変換項目は、現在、中央監視盤で監視・制御を行なっているものを対象とし、その主な項目は下記に示す通りである。

No.	制 御 項 目	計 画 の 内 容
1.	ボイラー設備 1) ボイラー自動制御 2) ボイラーマスタ自動制御 3) 重油流量制御 4) 主蒸気圧力制御 5) 起動用給水制御	- デジタルボイラー自動制御装置 (DDC)に置き換える - Coal feeder speed をCoal flowとしてfeed-back する - 重油流量計を設置することによりDDC にボイラーマスタ回路を新設する - 出口蒸気温度のカスケード制御をDDC に新設する - 起動時のドラム・レベル制御を起動用給水制御弁で行えるようにDDC 制御回路を設ける
2.	タービン設備 1) 機 械 ガ バ ナ ー 2) 復水器及び脱気器のレベル制御	- 電気ガバナー (DEH)に転換する。これにより昇速、周波数、ストレス、弁切替、自動ランバック、負荷及びガバナー自動追従の自動化を計る - DDC によるRemote controlに変換する

尚、ボイラー設備のデジタル・ボイラー自動制御装置 (DDC)への置き換えには、給水流量制御系統の変更を伴なう。変換後の給水流量制御系統を図 7.1.1に示す。

また、総合的な監視・制御を行なう為次の様な電算機を導入したシステムに変換する。

- 1) Digital Automatic Boiler Control System
- 2) Digital Electric / Hydraulic Governor Control System
- 3) Data Acquisition System

一方、これ等により次の様な効果が期待出来る。

計 画 内 容	効 果
1. Digital ABC	<ul style="list-style-type: none"> —信頼性の高い制御 —容易な保守 —高い性能
2. DEH ガバナー	<ul style="list-style-type: none"> —自動負荷制御 —周波数制御 —自動起動・停止
3. DAS	<ul style="list-style-type: none"> —容易な監視 —各種データの収集

7.2 実施計画

(1) 作業計画

実施に際しては、既設設備の停止期間を出来るだけ短縮する様、作業計画を立案する事が必要である。

また、実施時期としては、発電停止期間は約3ヶ月であるので、#2タービンの出力増加と歩調を合わせ行なえば、停止に伴なう種々の影響を最少限とする事が可能である。

これらの概略仕様を付属資料-IV. 1及び2に、また現在の計装資料をIV. 3に示してある。

(2) 実施工程

関連資機材の製作に約12ヶ月、工事に約3ヶ月を要すると考えられるので、これ等を考え合わせると、当該修復計画の実施工程案は表7.2.1 に示す事が出来る。

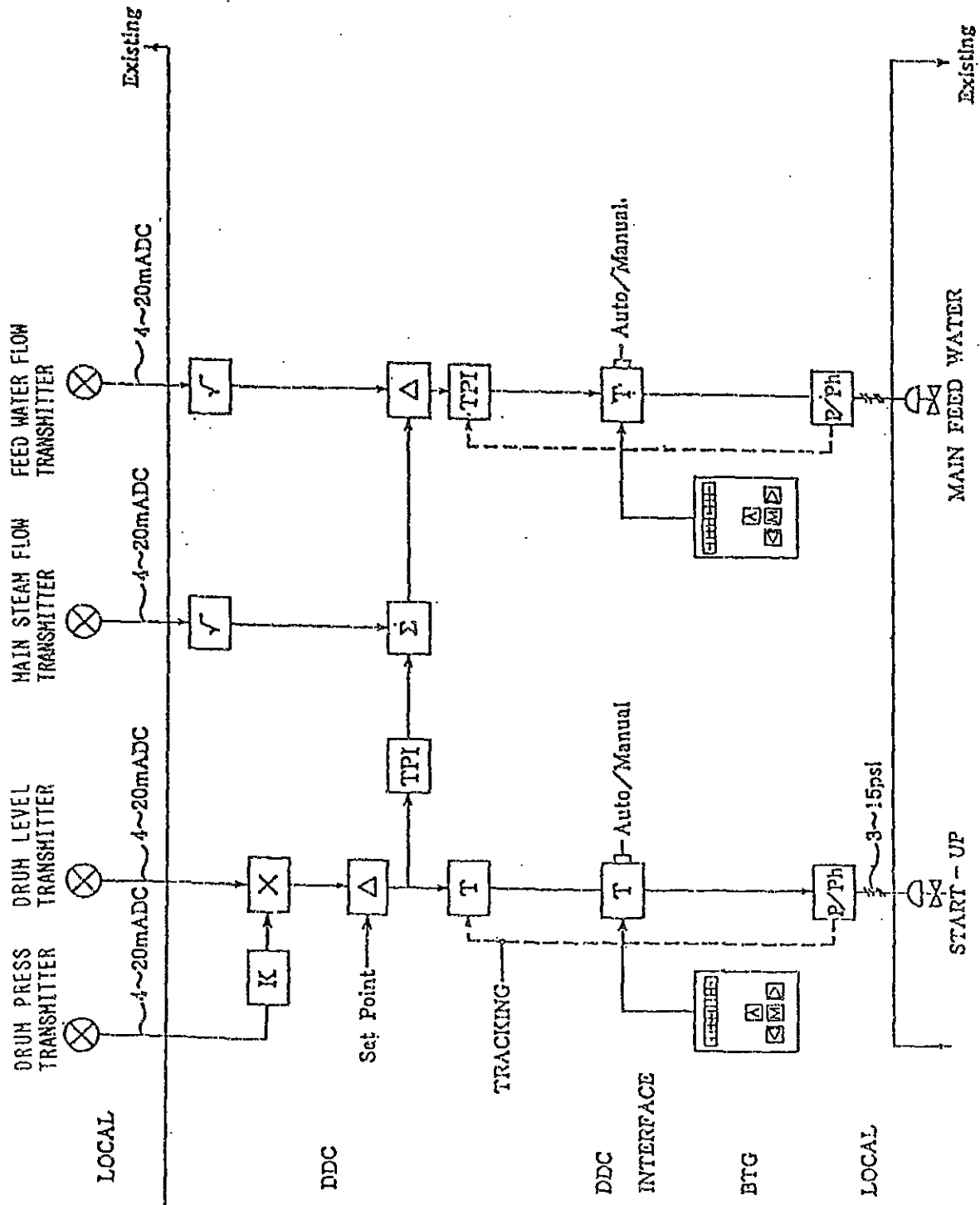


Fig 7.1.1 変換後の給水流量制御系統図

表7.2.1 実施工程表(案)

項目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
(1) 詳細調査	—																															
(2) 応札仕様書の作成		—																														
(3) 入札と評価						—																										
(4) 業者との確認打合せ										—	契約																					
(5) 製作																																
(6) 海上／陸上輸送																																
(7) 据付工事																																

7.3 工事費の積算

概算工事費は801 百万円 (5.7×10^6 US\$)で、その内訳は下記の通りである。

(1) 外貨分	工事費 (百万円)
a) 機械、材料費	399
b) 海上運賃・保険	48
c) 機械設備の予備費	68
小 計	515
<hr/>	
(2) 内貨分	
a) 税金	14
b) 付加価値税	53
c) Law 68	9
d) Law 50	35
e) Proexpo	22
f) Nationalization	9
g) 内陸輸送・保険	24
h) 据付、試験	64
i) エンジニアリング費 (機械設備)	60
小 計	286
合 計	801

7.4 経済効果

自動監視・制御の導入に伴い、設備の起動・停止時における現場操作等が大幅に削減可能であり、かつ、計画的に保守作業を行なえる等作業の省力化が期待できる。

一方、設備容量当りの費用は、12.2千円/kW(87US\$/kW) で、運転経費を現状のままとした時の発電原価に及ぼす影響は、0.28円/kWh(1.9 mills/kWh) となる。

8. 冷却方式の変換計画

8.1 既存冷却水システムのデータ解析

(1) 冷却水システムの現状

図面番号TP-C1に示す如く、復水器冷却用水と補機軸受冷却用水は同一水槽に夫々のポンプを設置してある。復水器及び各補機を冷却した温排水も同一排水溝を経て、Chicamocha川へ放出されている。

Chicamocha川において、河川水と混合されて冷却池へ流入し、そこで自然冷却した後、再び冷却用水として復水器及び各補機へ送水されている。

(2) 気象データ（外気温度、湿度等）は整備されていない。又、現地調査時にも入手できなかった。

(3) 問題点

復水器及び補機軸受を冷却した温排水（約35℃）は、冷却水取水口より約300 m及び約400 m上流側のchicamocha川に放流されている。このため、次の様な問題がある。

- 1) 広大な面積の冷却池を必要とする。
- 2) 冷却水は河川水よりも高い温度の水を取水して自然冷却するので、冷却効率が悪い。
- 3) 冷却効率は自然冷却するため、天候に左右されやすい。
- 4) 温度の高い水が、冷却池に流入するので冷却池内の水草(Buchon etc)の繁殖を助長して水の流れを悪くする。更に水草を除去する作業が必要である。

8.2 レイアウト計画

8.2.1 冷却方式の選定

冷却水の冷却方式には冷却地、噴霧池及び冷却塔の方式がある。

表8.2.1 に示す如く、各方式を総合的に比較検討し

- ①発電所内の設置条件の制約から据付面積が狭い。
- ②天候の影響が少ない。
- ③性能が安定している。

等の理由を考慮して強制通風冷却塔を選定した。

表8.2.1 冷却方式の比較表

冷却方式	設置スペース	天候の影響	冷却効率	動力の要否	経済性	性能	備考	
冷却池	大	大	低	不要	不良	不安定		
噴霧池	大	大	低	不要	不良	不安定		
冷却塔	噴霧式	小	小	中	不要	良	安定	水の温度差が大きい場合のみ適用
	自然通風	中	中	中	不要	やや良	やや不安定	
	強制通風	小	小	高	要 / 大	良	安定	

既存冷却池方式を強制通風冷却塔を用いた冷却システムに変換する。今回入手した資料と既にプレF/S で入手した資料とを併せて既存冷却水システムのデータ解析を行った結果は下記の通りである。

8.2.2 冷却水系統

- (1) 既存排水溝が開渠であり、又、地下埋設部分も耐圧構造となっていないので、圧力をかけることは不可能である。従って、復水器冷却用ポンプの取替えだけでは対応できない。
- (2) 既存復水器冷却用ポンプ (Circulating water pump) はそのままとし、排水溝からChicamocha川へ排出する前に新たに昇圧ポンプ (Booster pump) を設置して、冷却塔へ温排水を導く必要がある。

その系統を示すと図面番号TP-C1の通りである。

8.2.3 冷却塔のレイアウト計画

現在、Termopaipa # 4ユニットの建設が検討されているが、この計画によれば、# 4 ユニットの冷却方式は冷却塔を設置した循環方式となっている。

これ等を考慮した時の計画案を図面番号TP-C2 に示す。

尚、# 1 ~3 ユニット用冷却塔設置予定地点は、Chicamocha川の沿岸部で地盤が弱いと推定されるので、冷却塔基礎は杭基礎構造物として設計する。実施設計時には地質関係のデータ分析・検討が必要である。

8.3 設 計

8.3.1 冷却塔（強制通風型）

(1) 容 量

既存復水器及び補機軸受用冷却水量を基に決定する。

表 8.3.1 冷 却 塔 の 容 量

単位： m^3/hr

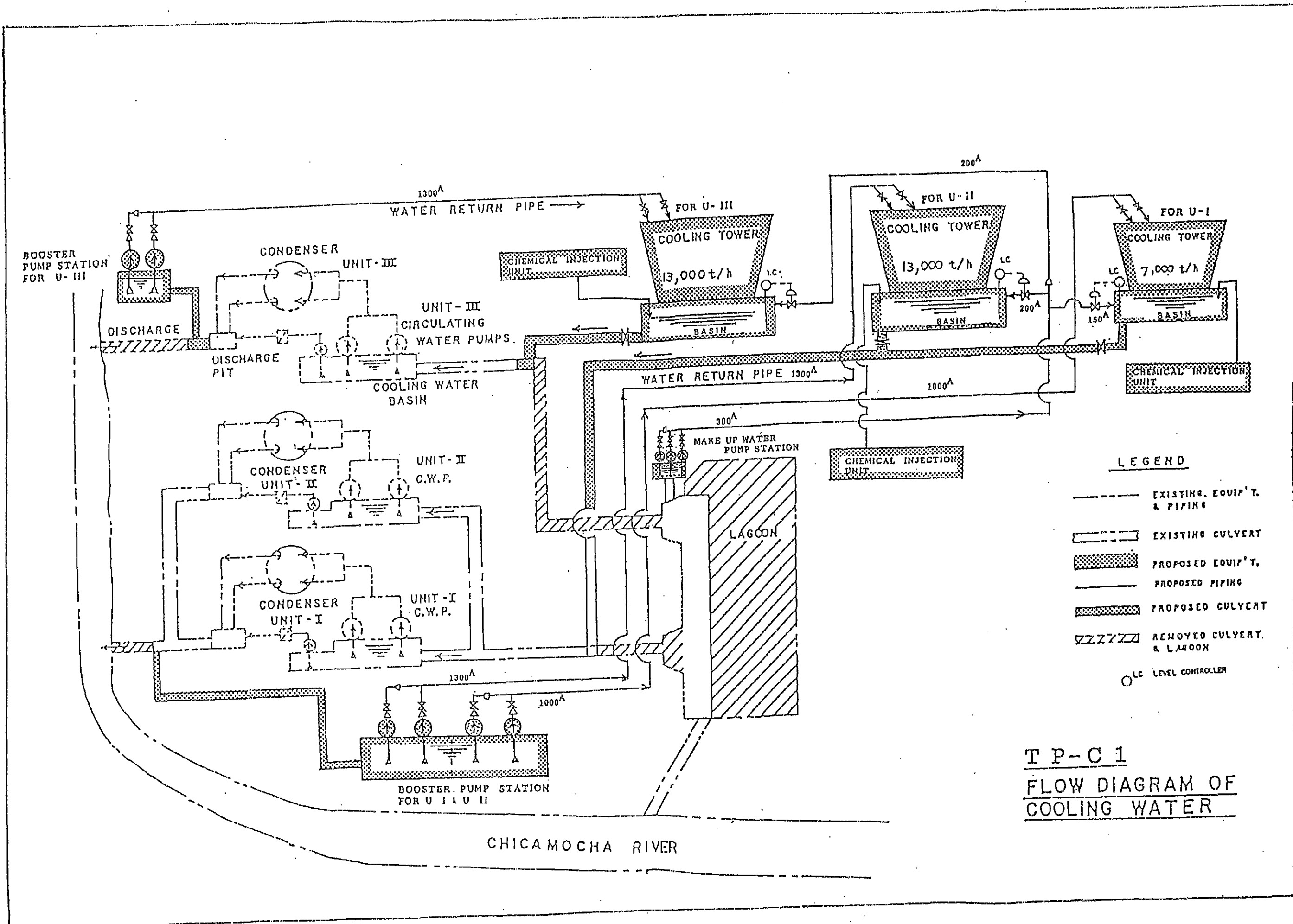
項 目		ユニット			備 考
		I	II	III	
使用 水量	a)復水器冷却水	6,500	11,600	12,200	
	b)軸受冷却水	-	114	60	
	c)小 計	6,500	11,714	12,260	
冷却塔の容量		7,000	13,000	13,000	a) + b) c) × 5~10%

(2) 冷却塔の設置台数

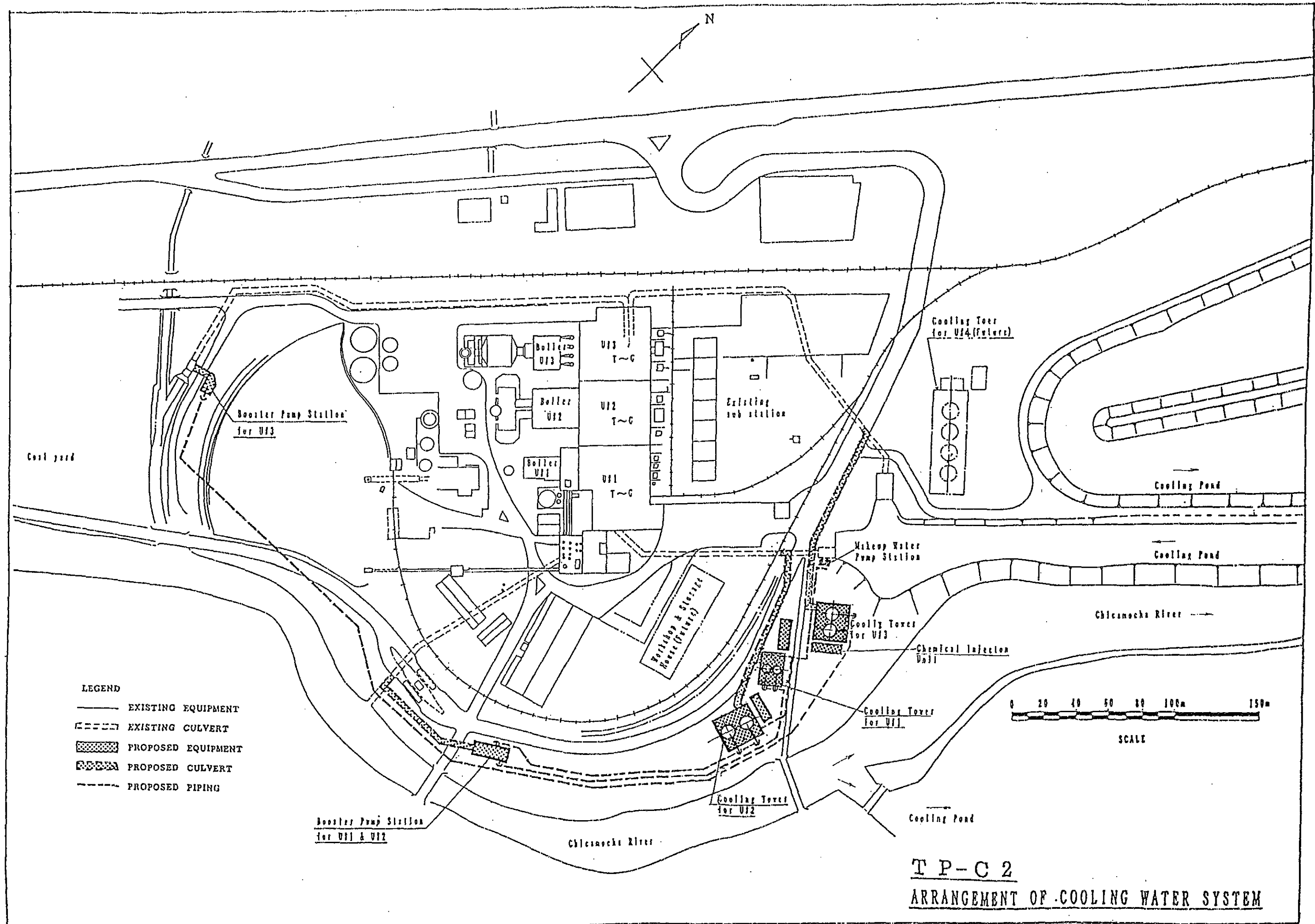
既存冷却水系統は#1と#2ユニットは共用、#3は単独となっている。#1ユニットは、供用年数が31年、#2ユニットは15年であり、冷却塔を共用する案も考えられるが、この場合容量が大きくなり、冷却塔の寿命より#1ユニットの発電設備の残存寿命が著しく短いので不経済と判断した。

又、容量の大きいものは配置上の制約等の問題点もあるので、単機容量の小さい冷却塔とし、各ユニット毎に1台ずつで計画した。

(3) 冷却塔のシートデータを付属資料-V・1に示す。



TP-C 1
FLOW DIAGRAM OF
COOLING WATER



LEGEND

- EXISTING EQUIPMENT
- - - EXISTING CULVERT
- ▨ PROPOSED EQUIPMENT
- ▩ PROPOSED CULVERT
- - - PROPOSED PIPING



TP-C 2
ARRANGEMENT OF COOLING WATER SYSTEM

8.3.2 温排水の昇圧ポンプ (Booster pump for Circulating water)

既存排水溝の近くに新たにポンプステーションを設置して冷却塔へ送水する。

(1) ポンプ容量及び台数

既設復水器及び軸受冷却水の容量を満足する容量とし、既設冷却水ポンプに準じて常用1台予備1台とした。

ポンプの仕様は下記の通りである。

ユニット No	容量×揚程 (m^3/H) (m)	モーター出力 (kW)	台数
# 1	7,000 × 20	520	2 (1台常用 + 1台予備)
# 2	13,000 × 20	950	2 (")
# 3	13,000 × 20	950	2 (")

(2) ポンプ型式の選定

ポンプ型式は横型と立型があるので、表 8.3.2に示す如く双方を総合的に比較検討し、①発電所内の設置条件の制約から据付面積が狭い、②自動運転が容易、③洪水時のモーター保護が容易であるので立型とした。

表 8.3.2 ポンプの形式比較表

	横 軸 形	立 軸 形
長 所	<ul style="list-style-type: none"> (1) 通常主要部分が水面上にあるから腐食が少ない。 (2) 主要部分の保守点検が便利。 (3) 分解組立てが容易、特に水平分割ケーシングのポンプでは原動機を動かさないで済む。 (4) 横軸原動機と簡単に直結ができ、一般の標準原動機が用いられる。 (5) 価格は一般に安い。 	<ul style="list-style-type: none"> (1) 据付面積が小さい。 (2) 羽根車が水中にあり、キャビテーションの心配が少ない。 (3) 起動が簡単で、自動運転に適する。呼び水操作が不要であるから真空ポンプが不要。 (4) モーターの位置を任意に高く取れるから洪水に対し安全。 (5) 防水保護が容易で、屋外設置に適する。
短 所	<ul style="list-style-type: none"> (1) 据付面積が大きい。 (2) 吸水揚程に制限があり吸水揚程を高く取り過ぎるとキャビテーションの危険がある。 (3) 起動に際し、呼び水操作が必要で操作が複雑化する。真空ポンプ又は気密ポンプが必要。従って自動運転の操作が複雑。 (4) 洪水時のモーターの保護を考える必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> (1) 主要部分が水中にあるから腐食しやすい。 (2) 主要部分の点検が不便。 (3) 分解修理がやや困難。モーターや減速機を取りはずさなければならぬ。 (4) 価格は一般に高い。

8.3.3 補給水ポンプ

既存冷却池の近くに新たにポンプステーションを設置して冷却塔の水槽へ送水する。

(1) 補給水量

冷却塔内における冷却水の蒸発損失、飛散損失及び水質維持の為にブロークウンにより損失する水量を冷却水系統内に補給する。

補給水量の内訳は付属資料-V・1冷却塔のデータシートに示す通りであるが、各ユニット別の値は下記の通りである。

1) #1 ユニット用	: 117.6 m^3/H
2) #2 ユニット用	: 218.4 m^3/H
3) #3 ユニット用	: 218.4 m^3/H
計	: 554.4 m^3/H

(2) ポンプ容量及び台数

冷却塔毎に補給水ポンプを設置すると、設置スペースが広く必要となり、ポンプ台数が多くなると建設費、運転費共に高くなるので、冷却塔3台に対し、ポンプは2台常用、1台予備とした。

- ・ポンプ容量： $554.4/2=277.2 \rightarrow 280 \text{ } m^3/H$ とする。
- ・揚程：10m
- ・モーター出力：11kW

(3) ポンプ形式の選定

前記8.3.2 (2) 項、昇圧ポンプと同じく、設置スペース、自動運転等の条件を考慮して立形とした。

8.3.4 冷却水配管

昇圧ポンプから冷却塔の間を配管で接続する。

配管の経路は図面番号TP-C2 に示してある通り当該配管は既存構造物に支障ないスペースの地下に埋設する計画とした。

(1) 管サイズ

主配管のサイズは次の通りである。

※1ユニット用 : $\phi 1000$ ($\phi 1,016 \times 10.3t$)

※2ユニット用 : $\phi 1300$ ($\phi 1,320 \times 11.1t$)

※3ユニット用 : $\phi 1300$ ($\phi 1,320 \times 11.1t$)

(2) 材 質

管は炭素鋼 (STPY41, JIS G3457又はASTM A139, GrA 相当)

外面はポリエチレンコーティングを施す。

(3) 防食対策

埋設配管であるので、地中の迷走電流等による電解腐食 (管壁の穿孔など) を防止する為に電気防食を行うことにした。

電気防食には次の方法がある

(1) 流電陽極防食法

(2) 外部電源方式

(3) 強制排流方式

これらの電気防食法の比較を表 8.3.3に示す。

表 8.3.3 電気防食法の比較

	流電陽極法	外部電源法	強制排流法
電 源	不 要	要	要
電 源 電 圧	主として陽極接地抵抗に左右される。	主として陽極接地抵抗に左右される。	主としてレール電圧により左右される。
陽 極	要	要	不 要
電 流 調 整	不 可 能	可 能	可 能
費 用	小	大	中
他埋設管に 対する干渉			
陰極作用	あ り	あ り	あ り
陽極作用	な し	な し	な し

上記表にて、もっとも経済的な(1) 流電陽極法を採用する。

流電陽極法による当該配管の電気防食装置の概略仕様を付属資料-V・2に示す。

8.3.5 薬液注入装置

冷却塔で冷却された水は系統内を循環する度に濃縮され、水質が変化して、系統内の機器、配管等が腐食するおそれがある。

この障害を事前に防止する為に冷却水の水質を一定の範囲内で維持する必要がある。水質改善の薬液注入装置の概要を付属資料-V・3に示す。

8.4 実施計画

実施計画の立案に当って、輸送及び据付上、特に重視すべき問題点は認められない。ただ、実施工程の立案に際して、次の事項を考慮した。

- ① 冷却塔の基礎工事については、現位置での地質調査資料が入手されていないので、深さ10mの杭基礎構造物として計画する。
- ② 冷却塔の製作期間は、発注後、10ヶ月間を予定し、日本国の港から現地までの輸送期間を2ヶ月とした。
- ③ 既存の冷却池を将来の灰捨場用地へ転用する案の実現性調査とは、関係なく独立して実施することで計画した。

表8.4.1 に実施工程（案）を示す。

表8.4.1 実施工程表(案)

項目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	34	34		
(1)詳細調査																																				
(2)応札仕様書の作成																																				
(3)入札と評価																																				
(4)業者との確認打合せ																																				
(5)製作																																				
(6)海上/陸上輸送																																				
(7)土木工事																																				
(8)据付工事																																				

8.5 工事費の積算

概算工事費は2,080.9万円 (14.9×10^6 US\$)で、その内訳は下記の通りである。

(1) 外貨分	工事費 (百万円)
a) 機械、材料費	951
b) 海上運賃・保険	114
c) 機械設備の予備費	162
小計	1,227
 (2) 内貨分	
a) 税金	33.2
b) 付加価値税	127.4
c) Law 68	20.9
d) law 50	83.7
e) Proexpo	52.3
f) Nationalization	20.9
g) 内陸輸送・保険	57
h) 据付、試験	152.2
i) 土木工事	127.7
j) 土木工事の予備費	19.2
k) エンジニアリング費	
— 土木工事	16.7
— 機械設備	142.7
小計	853.9
合計	2,080.9

8.6 経済分析

設備容量当りの工事費は、12.0千円/kW(85.7US\$/kW)で、発電原価に及ぼす影響は、0.7円/kWh(4.9 mills /kWh)となる。

ANNEX-I FACILITY REGISTER

CONTENTS

1. Mechanical equipment

1. 1	Turbine	I - 1
1. 2	Condensing equipment	I - 1
1. 3	Boiler	I - 1
1. 4	Soot blower	I - 2
1. 5	Automatic boiler control	I - 2
1. 6	Fuel combustion equipment	I - 2
1. 7	Boiler feedwater pump	I - 4
1. 8	Boiler feedwater heating equipment	I - 4
1. 9	Draft fan & stack	I - 5
1.10	Dust collector	I - 6
1.11	Ash handling equipment	I - 6
1.12	Coal storage area	I - 6
1.13	Coal handling equipment	I - 6
1.14	Oil storage tank	I - 7
1.15	Oil transportation equipment	I - 7
1.16	Ash disposal	I - 7
1.17	Aux. cooling water pump for bearing	I - 7

2. Electrical equipment

2. 1	Generating equipment	I - 8
2. 2	Transformers	I - 8
2. 3	Substation	I - 9

3. Other facilities

3. 1	Overhead travelling crane	I-11
3. 2	Emergency generating equipment	I-11
3. 3	Water treatment equipment	I-11
3. 4	Chemical injection equipment	I-12
3. 5	Air compressor	I-12

1. Mechanical equipment (1/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
1	Turbine				
	(1) Type		Impulse-single flow-condensing turbine		
	(2) Rated output (at generator terminal)	kW	30,000	66,000	74,000
	(3) Steam pressure	kg/cm ²	65	88	88
	(4) Steam temperature (at inlet of main stop valve)	°C	505	510	510
	(5) Vacuum	mmHg		63.5	63.5
	(6) Revolving speed	rpm	3,600	3,600	3,600
	(7) Quantity of extracted steam		5	4	4
	(8) Pressure of extracted steam	kg/cm ² abs	17.7, 8.4, 1.6, -0.4	23, 7.2, 2.3, -0.35	34, 14.6, 1.2, -0.4
(9) Manufacturer		ALSTHOM	MHI	MHI	
2	Condensing equipment				
	2-1 Condenser				
	(1) Type		Surface condense, horizontal, two water boxes		
	(2) Condenser surface and Q'ty	m ²	2,300	4,100	4,683
	(3) Volume of steam	t/h	125	260	285
	(4) Material of condenser tube				
	(5) Rated temp. of cooling water	°C	20-32	20-32	20-32
	(6) Manufacturer		ALSTHOM	MHI	MHI
	2-2 Cooling water pump				
	(1) Type		Vertical, mixed flow		
	(2) Rated capacity and Q'ty	m ²	6,500x2	11,600x2	12,200x2
	(3) Discharge head	mm	920	1200	1220
	(4) Design temperature	°C	26	28	28
	(5) Manufacturer		SULZER	EBARA	MHI
	(6) Motor 1) Type		NYP86/52	MKB-R	FZKB-R
	2) Capacity and Q'ty	kW	258x2	390x2	420x2
	3) Manufacturer		ALSTHOM	MHI	MHI
	2-3 Air ejector				
	(1) Type		Jet steam		
	(2) Steam volume and Q'ty	kg/h	1	380.1	380.1
(3) Steam pressure	kg/cm ²	50	20	20	
(4) Steam temperature	°C	505	510	510	
(5) Manufacturer		ALSTHOM	MHI	MHI	
2-4 Condensate pump					
(1) Type		----- Centrifugal ----- --- vertical ---			
(2) Rated capacity and Q'ty	t/h	160x2	300x2	285x2	
(3) Manufacturer		ALSTHOM	EBARA	MHI	
(4) Motor 1) Type		NP747	MKB-V	SB-FV	
2) Capacity and Q'ty	kW	70x2	210x2	420x2	
3) Manufacturer		ALSTHOM	----- MHI -----		
3	Boiler				
	3-1 The true form				
(1) Type			1-drum, natural	2-drums, natural	2-drums, natural
			----- circulation -----		

1. Mechanical equipment (2/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
	(2) Steam pressure				
	1) Maximum allowable working	kg/cm ²	79	107	107
	2) At outlet of superheater	kg/cm ²	68	92	93
	3) Reheater		-	-	-
	(3) Steam temperature				
	1) At outlet of superheater	°C	505	510	515
	2) At outlet of reheater	°C	-	-	-
	(4) Volume of evaporator				
	1) Maximum rating	t/h	136	284	300
	2) Economical rating	t/h	122	264	280
	(5) Heating surface area				
	1) Radiation	m ²		826	872
	2) Touch	m ²		2,889	2,836
	3) Total	m ²		3,715	3,708
	(6) Super heater				
	1) Type		PENDANT	PENDANT	PENDANT
	2) Surface area	m ²		1,333	2,274
	(7) Economizer				
	1) Surface area	m ²	1,254	2,889	2,836
	2) Temp. of feed water (at inlet/outlet)	°C	170/234	220	220
(8) Furnace					
1) Volume	m ³		1,430	1,442	
2) Wall structure (type)		----- Vertical, Pendant -----			
(9) Manufacturer		ALSTHOM	DISTRAL	DISTRAL	
3-2 Air heater					
(1) Type		TUBES	TUBES	LJUNSTROM	
(2) Surface area	m ²	5,200	25,709	13,088	
(3) Air temp. (inlet/outlet)	°C	77/271	27/325	27/376	
(4) Manufacturer		STAIN & ROURAIK	DISTRAL	LJUNSTROM	
4	Soot blower				
(1) Type		Steam jet, rotative anrevroctable			
(2) Manufacturer		FOREST	DIAMOND	POWER	
5	Automatic boiler control				
(1) Combustion					
1) Type		Pneumatic	----- Pneumatic -----		
2) Manufacturer		BAILEY- FRANCE	-- BAILEY - USA --		
(2) Temperature					
1) Type		Pneumatic	----- Pneumatic -----		
2) Manufacturer		BAILEY- FRANCE	-- BAILEY - USA --		
(3) Feed water					
1) Type		Pneumatic	----- Pneumatic -----		
2) Manufacturer		BAILEY- FRANCE	-- BAILEY - USA --		
6	Fuel combustion equipment				
6-1 Coal bunker					
(1) Structure					
(2) Capacity and Q'ty	ton	270x3	304x3	304x3	

1. Mechanical equipment (3/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
6-2	Pulverized coal combustion equipment				
(1)	Coal scale				
	1) Type		-	-	-
	2) Capacity and Q'ty	t/h	-	-	-
	3) Manufacturer		-	-	-
(2)	Coal feeder				
	1) Type		Rotative	Belt-Conveyor	Belt
	2) Capacity and Q'ty	t/h	10x3	24x4	24x4
	3) Manufacturer				
	4) Motor				
	a. Type				
	b. Capacity and Q'ty	kW	3x3	1.7x4	1.2x4
	c. Manufacturer		ALSTHOM	LOWIS	ALLIS
(3)	Mill				
	1) type		Bowl-mill	EL-76	EL-76
	2) Capacity and Q'ty	t/h	613	(vert)	(vert)
	3) Manufacturer		12x3	15x4	15x4
	4) Motor		RAYMOND	BABCOCK&W	
	a. Type				
	b. Capacity and Q'ty	kW	NP7' 87	P	P
	c. Manufacturer		225x3	149x4	186x4
			ALSTHOM	RELIANCE	RELIANCE
(4)	Mill exhauster				
	1) Type		Exhauster fan	-- Primary AF --	
	2) Capacity and Q'ty	m3/min	0.3x3	0.53x4	0.53x4
	3) Manufacturer		RAYMOND	B&W	B&W
	4) Motor		STAIN&ROUB		
	a. Type				
	b. Capacity and Q'ty	kW	-	P/AP	P/BF
	c. Manufacturer		-	298x4	298x4
(5)	Burner				
	1) Type		Tangential	---- Frontal ----	
	2) Capacity and Q'ty	kg/h	2500x12	---- 5500x12 ----	
	3) Manufacturer				
6-3	Oil combustion equipment				
(1)	Heavy oil service tank				
	1) Type				
	2) Capacity and Q'ty	kl	50x1		50x1
	3) Manufacturer				
(2)	Heavy oil burner				
	1) Type				
	2) Capacity and Q'ty	kg/h	190x4	----- 412x12 -----	
	3) Manufacturer		STAIN&ROUB	----- PEABODY -----	
(3)	Light oil torch				
	1) Type		Air atmizing		
	2) Capacity and Q'ty	kg/h	146x4	---- 165x12 ----	
	3) Manufacturer		STAIN&ROUB	---- PEABODY ----	
(4)	Heavy oil pump				
	1) Type		H323D	3	AK-195
	2) Pressure(inlet/outlet)	kg/cm2			
	3) Capacity and Q'ty	t/h	x2	x2	x2
	4) Manufacturer		IMO SCAM	ROPER	VIKING

1. Mechanical equipment (4/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
	5) Motor a. Type b. Capacity and Q'ty c. Manufacturer	kW	VWH1006 2.2x2 ALSTHOM	----- P ----- ---- 7.46x2 ---- --- RELIANCE ---	
(5)	Light oil pump 1) Type 2) Pressure 3) Capacity and Q'ty 4) Manufacturer 5) Motor a. Type b. Capacity and Q'ty c. Manufacturer	kg/cm2 t/h kW	H153D 5x2 SCAMIMO R075BTPS 0.36x2 ALSTHOM	3 5x2 ROPER 1LA277-6 -AA/P 4.92x2 RELIANCE	AK4195 5x2 VIKING P 7.46x2 RELIANCE
(6)	Heavy oil heater 1) Type 2) Capacity and Q'ty 3) Manufacturer	t/h	Surface (steam) Tubesx1 STAIN&ROUB	---- Surface ---- ---- (steam) ---- ---- Tubesx2 ---- ---- DISTRAL ----	
7	Boiler feed water pump (1) Type (2) Capacity and Q'ty (3) Discharge head (4) Revolving speed (5) Manufacturer (6) Motor 1) Type 2) Capacity and Q'ty 3) Manufacturer	t/h m rpm kW	70x3 80 3550 NTP93 662x2 ALSTHOM	HBD6x10 175x3 110 3560 EBARA B. J. FKB-H 1100x3 MHI	HBD 175x3 110 3560 MHI F2KB-H2 880x3 MHI
8	Boiler feed water heating equipment 8-1 Feed water heater (1) No. 1 L. P. heater 1) Type 2) Heating surface area 3) Material of heater tube 4) Temperature of F/water (inlet/outlet) (2) No. 2 L. P. heater 1) Type 2) Heating surface area 3) Material of heater tube 4) Temperature of F/water (inlet/outlet) (3) No. 4 H. P. heater 1) Type 2) Heating surface area 3) Material of heater tube 4) Temperature of F/water (inlet/outlet)	m2 °C m2 °C m2 °C m2 °C	Surface tubes U 135 Cooper 42/ Surface tubes U 150 Cooper 42/ Surface tubes U 5 Steel 160/210	---- Surface ---- ---- tubes U ---- ----- 260 ----- Cu-Ni 44/78 ---- Surface ---- ---- tubes U ---- ----- 200 ----- Cu-Ni 78/126 Cu-Ni 260 Cu-Ni 160/210	Cu-Ni 44/82 Cu-Ni 82/116 370 Cu-Ni 158/187

1. Mechanical equipment (5/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
	(4) No. 5 H.P. heater 1) Type 2) Heating surface area 3) Material of heater tube 4) Temperature of F/water (inlet/outlet) (5) Manufacturer		Surface tubes U ALSTHOM	- -	Surface tubes U 270 Cu-Ni 187/230 MHI
	8-2 Deaerator (1) Type (2) Capacity of disposal feed water (3) Allowable volume of oxygen (4) Pressure in deaerating chamber (5) Manufacturer	t/h cc/l kg/cm ² G	- Conventional, counter flow, sheets 140 0.005 4 ALSTHOM	290 0.005 5 MHI	295 0.005 7 MHI
9	Draft fan & stack 9-1 Forced draft fan (1) Type (2) Rated capacity and Q' ty (3) Pressure (4) Revolving speed (5) Manufacturer (6) Motor 1) Type 2) Capacity and Q' ty 3) Manufacturer	m ³ /min mmAg rpm kW	912 x 2 280 1200 NR400B 147 x 2 ALSTHOM	Centrifugal 5550 x 2 460 1200 P 522 x 2 RELIANCE	4245 x 2 324 1161 P/BY 932 x 2 RELIANCE
	9-2 Induced draft fan (1) Type (2) Rated capacity and Q' ty (3) Pressure (4) Revolving speed (5) Manufacturer (6) Motor 1) Type 2) Capacity and Q' ty 3) Manufacturer	m ³ /min mmAg rpm kW	2408 x 1 250 890 SOCIETE 425 x 420 ASEA/ ALSTHOM	Centrifugal 8411 x 2 447 890 BAFFALO P 932 x 2 RELIANCE	6262 x 2 400 900 CHICAGO P/BY 932 x 2 RELIANCE
	9-3 Stack (1) Kind of structure (2) Diameter of top (3) Height (4) Quantity (5) Manufacturer	m m	Concrete 3.35 50 1 ALSTHOM	Steel 4.29 50 1 DISTRAL	Steel 4.25 75 1 DISTRAL
10	Dust collector 10-1 Mechanical (1) Type (2) Capacity (gas volume) and Q' ty (3) Manufacturer	Nm ³ /h	Cyclone separator 175	- -	- -

I. Mechanical equipment (6/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
	10-2 Electrical (1) Type (2) Capacity (gas volume) and Q' ty (3) Manufacturer	Nm3/h	Non Non Non	Cold electrostatic precipitator 136859x2 MHI	273700x1 MHI
11	Ash handling equipment 11-1 Clinker (1) Type (2) Capacity and Q' ty (3) Manufacturer 11-2 Pyrite (1) Type (2) Capacity and Q' ty (3) Manufacturer 11-3 Fly ash (1) Type (2) Capacity (3) Q' ty (4) Manufacturer 11-4 Ash disposal (pump) (1) Type (2) Capacity, (discharge head) (3) Q' ty (4) Manufacturer (5) Motor 1) Type 2) Capacity 3) Q' ty 4) Manufacturer	t/h t/h t/h t/h, (m) set kW set	Drag link conveyer ~5 STAIN&ROUB. Non F. U. M. Leuauasis Non Non Non	~10 DISTRAL Non U. C. C. ~120 U. C. C. - -	U. C. C. Non U. C. C. U. C. C. G. T. E. 1500G. P. M. 2 P 149 3 RELIANCE
12	Coal storage area (1) Area (2) Storage capacity	m2 t	1 coal yard=10,000 120,000		
13	Coal handling equipment 13-1 Coal unloader (1) Type (2) Capacity and Q' ty (3) Manufacturer 13-2 Truck hopper (1) Capacity (2) Q' ty 13-3 Main belt conveyer (1) Type (2) Capacity (2) Capacity and Q' ty (3) Manufacturer 13-4 Bulldozer (1) Type (2) Weight of equipment (3) Q' ty (4) Maximum tractive force (5) Horsepower of prime mover and Q' ty (6) Manufacturer	t/h t set t/h t HP	Non Non 120 1 Belt conveyer (rolls) 90 DISTRAL D85A18 25x1 4.73 220 KOMATSU	Non Non 90 DISTRAL	Non Non 90 DISTRAL

1. Mechanical equipment (7/7)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
	13-5 Scraper (1) Type (2) Capacity (3) Q'ty (4) Horsepower of prime mover and Q'ty (5) Manufacturer	m ³ set HP	Non		
14	Oil storage tank 14-1 Heavy oil (1) Capacity (2) Q'ty (3) Manufacturer 14-2 Light oil (1) Capacity (2) Q'ty (3) Manufacturer	kℓ Gℓ	 22,740 DISTRAL		
15	Oil transportation equipment 15-1 heavy oil transp. pump (1) Type (2) Capacity (3) Q'ty (4) Manufacturer (5) Motor 1) Type 2) Capacity 3) Q'ty 4) Manufacturer 15-2 Pipeline (nominal diameter)	t/h kW mm	Non		
16	Ash disposal (1) Method of type (2) Place of ash disposal (3) Volume of disposal area	m ³	Conveyer Ash yard 3,000,000	Conveyer Ash yard	Ash yard
17	Aux. cooling water pump for bearing cooling (1) Capacity (2) Discharge head (3) Q'ty (4) Design temperature (5) Design temperature of cooling water 1) at condenser inlet 2) at condenser outlet	m ³ /h m set °C °C	- 50 3 26 28 41	114 50 2 28 28 41	60 45 3 28 28 41

2. Electrical equipment (1/3)

NO.	Description	Unit	#I	#II	#III
1	Generating equipment				
	1-1 Generator				
	(1) Type		T188-210 ALSTHOM	MBH MITSUBISHI	MBH MITSUBISHI
	(2) Rated capacity	kVA	41,250	87,836	87,836
	(3) Power factor	%	80	85	85
	(4) Voltage	v	13,800	13,800	13,800
	(5) Frequency	Hz	60	60	60
	(6) Revolving speed	rpm	3,600	3,600	3,600
	(7) Cooling method		H2	H2	H2
	(8) Pressure of hydrogen	kg/cm2	1.9	2.11	2.11
	(9) Winding method		Y	Y	Y
	(10) Exciting method		AMPLIGING		
(11) Short circuit ratio			0.48	0.48	
(12) Manufacturer		ALSTHOM	M. H. I.	M. H. I.	
1-2	Exciter (main)				
	(1) Type		ET 17.5/27	Brushless	Brushless
	(2) Capacity	kW	130	470	370
	(3) Voltage	v	215	250	250
	(4) Revolving speed	rpm	3,600	3,600	3,600
	(5) Exciting method		AMPLIDINS	IMANES PERMANENTES	
	(6) Quantity		1	1	1
	(7) Kind of driving machine		Manual	Automatic voltage regulator	
(8) Manufacturer		ALSTHOM	MHI	MHI	
1-3	Sub exciter				
	(1) Type		ET7, 25/6.8		
	(2) Capacity	kW	3		
	(3) Voltage	V	115		
	(4) Revolving speed	rpm	3,600		
	(5) Exciting method				
	(6) Quantity		1		
	(7) Kind of driving machine		Manual		
(8) Manufacturer		ALSTHOM			
2	Transformers				
	2-1 Main transformer				
	(1) Type		MHGE	NUCLEO/CUB	NUCLEO/CUB
	(2) Capacity	kVA	13,800	88,000	88,000
	(3) Primary voltage	V	13,800	13,200	13,200
	(4) Secondary voltage	V		115,000	115,000
	(5) Phase		1	3	3
	(6) Winding method		Y/D	Y/D	Y/D
	(7) Cooling method			Oil	Oil
	(8) Quantity		3	1	1
(9) Manufacturer			MHI	MHI	
2-2	Other (if any) auto-transformer				
	(1) Type		TH6E		Nucleo/ cub-mrm
	(2) Capacity	kVA	170/11000 30,000	90,000	90,000
	(3) Primary voltage	V	125,000	220,000	220,000
	(4) Secondary voltage	V	69000/ 4228	115000/ 13800	115000/ 13800
(5) Phase		3	3	3	

2. Electrical equipment (2/3)

NO.	Description	Unit	#I	#II	#III
	(6) Winding method (7) Cooling method (8) Quantity (9) Manufacturer		OFAP 1	OFAP 1 HAWKER	OFAP 1 MHI
	2-3 Station transformer (1) Capacity (2) Primary voltage (3) Secondary voltage (4) Phase (5) Winding method (6) Cooling method (7) Quantity (8) Manufacturer	kVA V V	3,500 13,800 4,160 3 Forced oil 1 ALSTHOM	10000/ 12000 13,800 4,160 3 Forced oil 1 MHI	12,000 13,800 4,160 3 Forced oil 1 MHI
	2-4 Starting transformer (1) Capacity (2) Primary voltage (3) Secondary voltage (4) Phase (5) Winding method (6) Cooling method (7) Quantity (8) Manufacturer	kVA V V	Non Non Non Non Non Non Non	12,000 13,800 4,160 3 D/D Forced oil 1 MHI	12,000 13,800 4,160 3 D/D Forced oil 1 MHI
	2-5 Low voltage transformer (1) Capacity (2) Primary voltage (3) Secondary voltage (4) Quantity (5) Winding method (6) Cooling method (7) Quantity (8) Manufacturer	kVA V V	400 4,160 440 3 Oil 2 ALSTHOM	1,200 4,160 460/265 3 Oil 2 MHI	2,000 4,160 460/265 3 Oil 2 MHI
3	Substation 3-1 Circuit breaker (1) Type (2) Voltage (3) Current (4) Rupturing capacity (5) Manufacturer	V A MVA		2CM96/ 2LHCM10	
	3-2 Lightning arrester (1) Type (2) Voltage (3) Maximum allowable voltage (4) Discharge current (5) Manufacturer	V V A	ASEA	2CM96/ 2LHCM10 115000/ 220000 650000/ 550000 10,000 EMP	Metal oxide 97000/ 196000 212000/ 424000 10,000 MELCO

2. Electrical equipment (3/3)

NO.	Description	Unit	#I	#II	#III
3-3	High voltage switch gear for station				
(1)	Type		HP6E/11-15	SJ2/5J4	SP6-120
(2)	Voltage	V	170000/ 123000	123000/ 245000	123000 (245000)
(3)	Current	A	600/1250	1600/1600	1200
(4)	Rupturing capacity	MVA	3200/3500	5300/10600	
(5)	Quantity		4/1	4/3	2(1)
(6)	Manufacturer		DELLE	GEC	MHI
3-4	Battery				
(1)	Type		Non	ISF-900	EA-15
(2)	Capacity and Q'ty	AH		900x1	880x2
(3)	Voltage	V		120	125
(4)	Manufacturer			G. S. JAPAN STORAGE	EXIDE
3-5	Battery charger				
(1)	Type		Non	S6P3-180 -125CA	JS-130-3- 150 U. P. S.
(2)	Capacity and Q'ty	A		35x2	48.9x2
(3)	Voltage	V		440	460
(4)	Manufacturer			G. S. JAPAN STORAGE	EXIDE P.

3. Other facilities (1/2)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
1	Over head travelling crane (1) Capacity (main/aux) (2) Span (3) Lift (main/aux) (4) Quantity (5) Manufacturer	t m m	70 100 16 1 APPLEVAGE	- - -	- - -
2	Emergency generating equipment 2-1 Generator (1) Type (2) Rated capacity and Q'ty (3) Voltage (4) Manufacturer 2-2 Prime Mover (1) Type (2) Capacity and Q'ty (3) No. of Revolving speed (4) Manufacturer	kVA V kW rpm	Non Non	SRCR 256x1 230/460 --- CATERPILLAR --- D334 205x1 1,800 --- CATERPILLAR ---	20,332 312.5x1 277/480 D353 361.8x1 1,200
3	Water treatment equipment 3-1 Raw water (1) Kind of water (or name of river) (2) Hardness (CaCo3) (3) PH value (4) Silica (5) Turbidity 3-2 Raw water tank (1) Type (2) Capacity and Q'ty (3) Manufacturer 3-3 Clarifier (1) Type (2) Capacity and Q'ty (3) Manufacturer 3-4 Filter (1) Type (2) Capacity and Q'ty (3) Manufacturer 3-5 Feed water treatment (1) Method of W/treatment 1) Method 2) Type 3) Kind of treatment material and Q'ty 4) Type of decarbonater and capacity (2) Capacity (3) Quantity of series (4) Manufacturer	ppm ppm t/day kg/piece t/h t/cycle	Chicamocha River Cylindrical 80 COPEF Sand, charcoll U-II & III Only sand U-I COREF Ionic -exchange Open circuit;clarification, filtration Ionic exchange Non COREF	12.5 7.4 5.3 19.0 Non (channel) Coagulator 24m3/hrx1 KURITA 25m3/hrx2 KURITA 200 2 KURITA	Non (channel) 24m3/hrx1 RAMFE 25m3/hrx4 RAMFE 450 2 DEGREMONT

3. Other facilities (2/2)

No.	Description	Unit	#I	#II	#III
	3-6 Demineralized water tank (1) Type (2) Capacity and Q'ty (3) Manufacturer	m3	-	--- Cilyndrical --- 258 MHI	260 MHI
	3-7 Make-up water for boiler feed water treatment plant (1) Capacity	m3/h	7	10(t/h)	20
4	Chemical injection equipment 4-1 Feed water (1) Name of chemicals (2) Pump capacity and Q'ty (3) Tank capacity and Q'ty (4) Manufacturer 4-2 Boiler water (1) Name of chemicals (2) Pump capacity and Q'ty (3) Tank capacity and Q'ty (4) Manufacturer	l	N2H4 41.5l/hr 500	N2H4 40l/hr 1,000 -- HILTON ROYAL --	N2H4 40l/hr 1,000 -- HILTON ROYAL --
			Na2P04+Na2HP04 [coordinated phosphate] 8x2 4,000 COREF	11.5x2 1,000 HILTON-ROYAL	11.5x2 1,000 HILTON-ROYAL
5	Air compressor 5-1 Control air compressor (1) Service (2) Type (3) Capacity and Q'ty (4) Compressed pressure (5) Revolving speed (6) Capacity of air reciever and Q'ty (7) Manufacturer (8) Motor 1) Type 2) Capacity and Q'ty 3) Manufacturer 5-2 Plant air compressor (1) Service (2) Type (3) Capacity and Q'ty (4) Compressed pressure (5) Revolving speed (6) Capacity of air reciever (7) Manufacturer (8) Motor 1) Type 2) Capacity and Q'ty 3) Manufacturer	m3/min kg/cm2 rpm m3 kW	RADIAL 2HA2S x1 8 5x1 CREPEUE NP3.37 47x1 ALSTHOM	RADIAL WN114F 43.9x2 8 586 14x1 --- ISH. JAR. JOY --- FKT 220x2 MHI	RADIAL WN114F 43.9x2 8 585 14x1 --- ISH. JAR. JOY --- FZKT 220x2 MHI
		m3/min kg/cm2 rpm m3 kW	RADIAL 2HA2S 1 8 5x1 NP3.37 47x1 ALSTHOM	RADIAL WN114F 43.9x1 8 586 14x1 FKT 220x1 MHI	RADIAL WN114F 43.9x1 8 585 15x1 F2KT 220x1 MHI

ANNEX-II PLANT DATA

CONTENTS

II.1	Operation data (1983~1988)	II -1-1
II.2	Consumption of coal and production of ash	II -2-1
II.3	Cooling water analysis (circulating water)	II -3-1
II.4	Technical data of coal and ash	II -3-1

11.1 Operation data

No.	Description	unit	1983	1984	1985	1986	1987	1988
A No. 1 unit								
1	Installed capacity	(MW)	33	33	33	33	33	33
2	Generated energy	(GWh)	177	185	175	179	109	73
3	Running hour	(Hr)	6,224	7,169	6,857	6,066	4,043	2,728
4	No. of starting time	(Time)	21	15	17	24	19	43
5	Cause of trip	(Time)						
	a) Boiler		0	0	1	4	1	6
	b) Turbine		1	4	2	3	6	6
	c) Generator		6	1	0	0	0	4
	d) Cooling system		1	1	1	1	3	0
	e) Other		0	0	1	0	0	5
	Sub total		8	6	5	8	10	21
6	Operation factor	(%)	71	82	78	69	46	31
7	Utilization factor	(%)	61	64	60	62	38	25
B No. 2 unit								
1	Installed capacity	(MW)	66	66	66	66	66	66
2	Generated energy	(GWh)	372	523	409	313	343	298
3	Running hour	(Hr)	6,223	8,141	6,605	4,791	6,372	5,817
4	No. of starting time	(Time)	25	14	14	14	8	
5	Cause of trip	(Time)						
	a) Boiler		9	4	2	3	2	0
	b) Turbine		2	1	1	2	0	0
	c) Generator		2	1	2	1	2	0
	d) Cooling system		1	0	0	1	0	0
	e) Other		1	1	0	0	0	0
	Sub total		15	7	5	7	4	0
6	Operation factor	(%)	71	93	75	55	73	66
7	Utilization factor	(%)	64	90	71	54	59	52
C No. 3 unit								
1	Installed capacity	(MW)	74	74	74	74	74	74
2	Generated energy	(GWh)	461	426	405	265	240	390
3	Running hour	(Hr)	6,307	6,225	7,310	5,636	4,674	7297
4	No. of starting time	(Time)	42	26	24	10	7	
5	Cause of trip	(Time)						
	a) Boiler		16	10	10	2	3	6
	b) Turbine		14	4	5	2	2	1
	c) Generator		2	2	4	2	1	9
	d) Cooling system		0	1	3	0	0	0
	e) Other		2	1	1	0	0	4
	Sub total		34	18	23	6	6	20
6	Operation factor	(%)	72	71	83	64	53	83
7	Utilization factor	(%)	71	66	63	41	37	60
D Plant total								
1	Installed capacity	(MW)	173	173	173	173	173	173
2	Generated energy	(GWh)	1,010	1,134	989	757	693	761
3	Running hour	(Hr)	18,754	21,535	20,772	16,493	15,089	15,842
4	No. of starting time	(Time)	88	55	55	48	34	43
5	Cause of trip	(Time)						
	a) Boiler		25	14	13	9	6	12
	b) Turbine		17	9	8	7	8	7
	c) Generator		10	4	6	3	3	13
	d) Cooling system		2	2	4	2	3	0
	e) Other		3	2	2	0	0	9
	Sub total		57	31	33	21	20	41
6	Operation factor	(%)	71	82	79	63	57	60
7	Utilization factor	(%)	67	75	65	50	46	50

II.2 Consumption of coal and production of ash

Year	Coal consumption (ton/MWh)			Coal ash (ton)			Total Coal ash (ton)
	Unit No.			Unit No.			
	I	II	III	I	II	III	
1983	0.56	0.42	0.42	17,565	31,234	38,876	87,675
1984	0.55	0.43	0.38	15,790	40,889	30,420	87,099
1985	0.54	0.41	0.40	15,999	30,627	27,976	74,602
1986	0.53	0.41	0.41	16,342	27,323	19,573	63,238
1987	0.53	0.44	0.42	11,426	31,719	17,976	61,121
1988							
Jan.	0.52	0.45	0.41	1,002	2,235	1,915	5,152
Feb.	0.56	0.42	0.46	1,789	2,991	3,395	8,175
Mar.	0.53	0.42	0.42	1,579	3,613	3,810	9,002
Apr.	0.53	0.41	0.42	1,585	3,268	3,786	8,639
May	0.55	0.42	0.43	777	2,716	2,579	6,072
Jun.	0	0.42	0.41	0	1,860	2,317	4,177
Jul.	0	0	0.40	0	0	3,121	3,121
Aug.	0	0.45	0.41	0	2,099	2,526	4,625
Sep.	0	0.45	0.42	0	2,247	474	2,721
Oct.	0.55	0.45	0.44	84	1,253	1,054	2,391
Nov.	0	0	0.42	119	0	2,367	2,486
Dec.	0	0.45	0.42	0	1,001	2,577	3,578
		Sub total		6,935	23,283	29,921	60,139

II.3 Cooling water analysis (Circulating water)

No.	Description	Unit	Data	Remarks
1	Hydrogen concentration	ph	7.1	
2	Dissolved oxygen concentration	mg/l	7.9	
3	Electric conductivity	uS/cm	110	
4	Oxidant-reduction potential	mV	-	
5	Cyanogen ion concentration	mg/l	-	
6	Chlorine ion concentration	mg/l	8	
7	Ammonia concentration	mg/l	0.41	
8	Turbidity		66	
9	Total hardness	mg/l	39	
10	Total dissolved solids	mg/l	77	

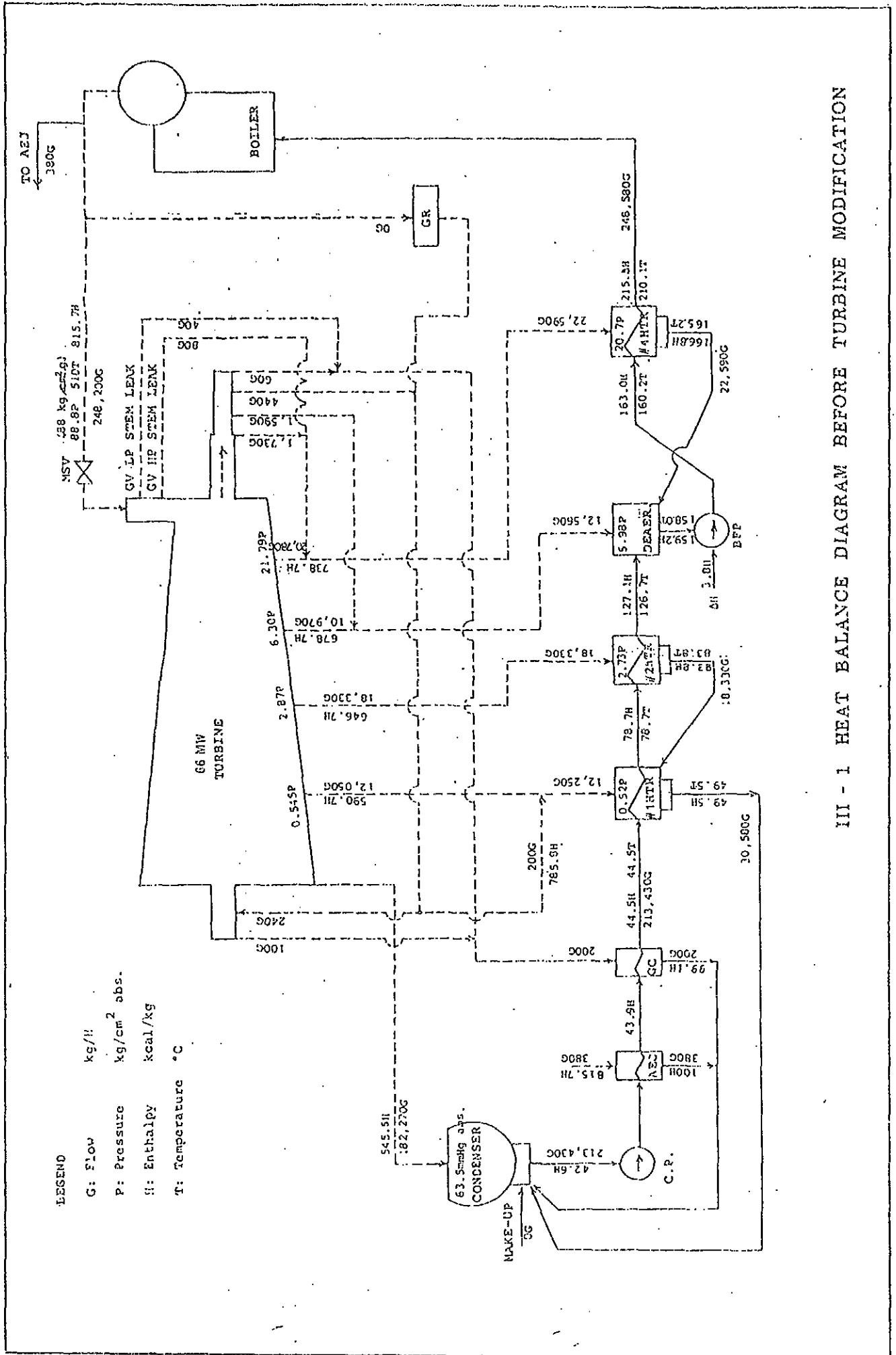
II.4 Technical data of coal and ash

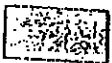
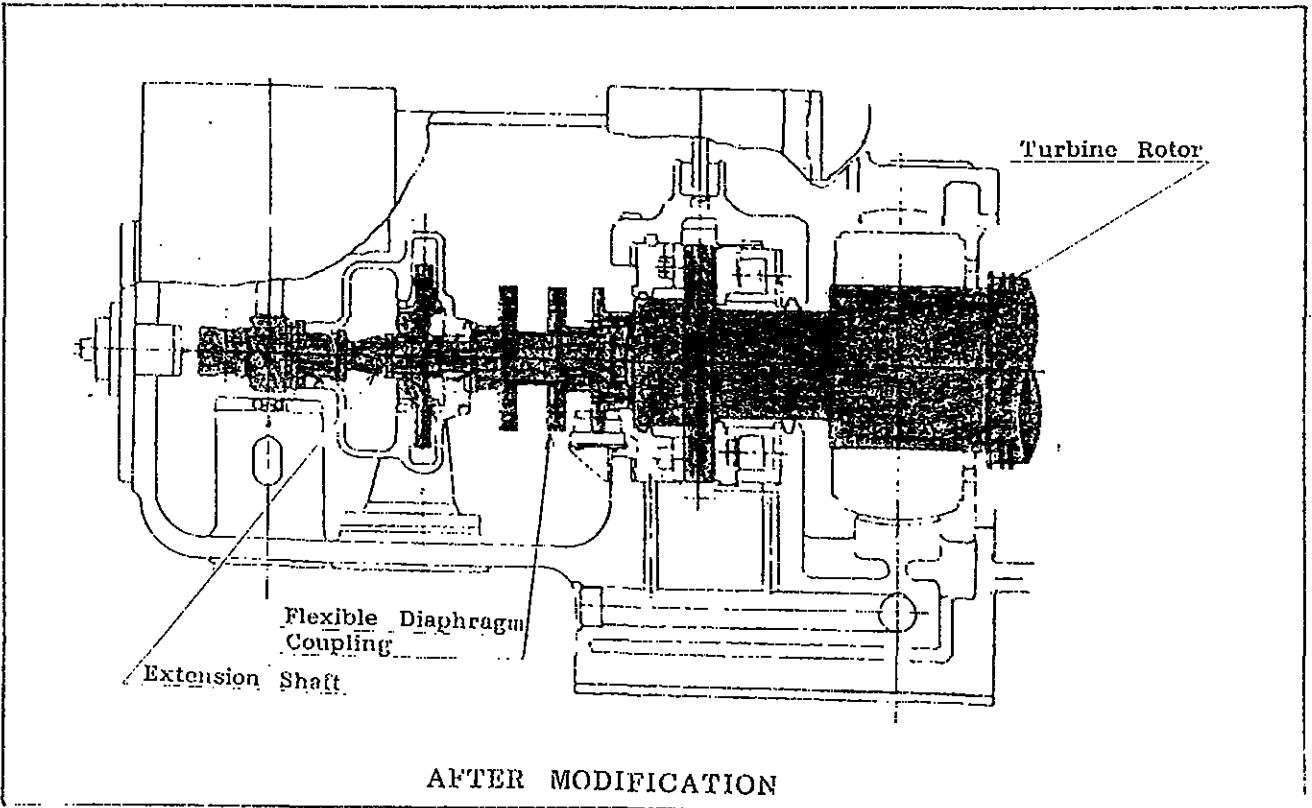
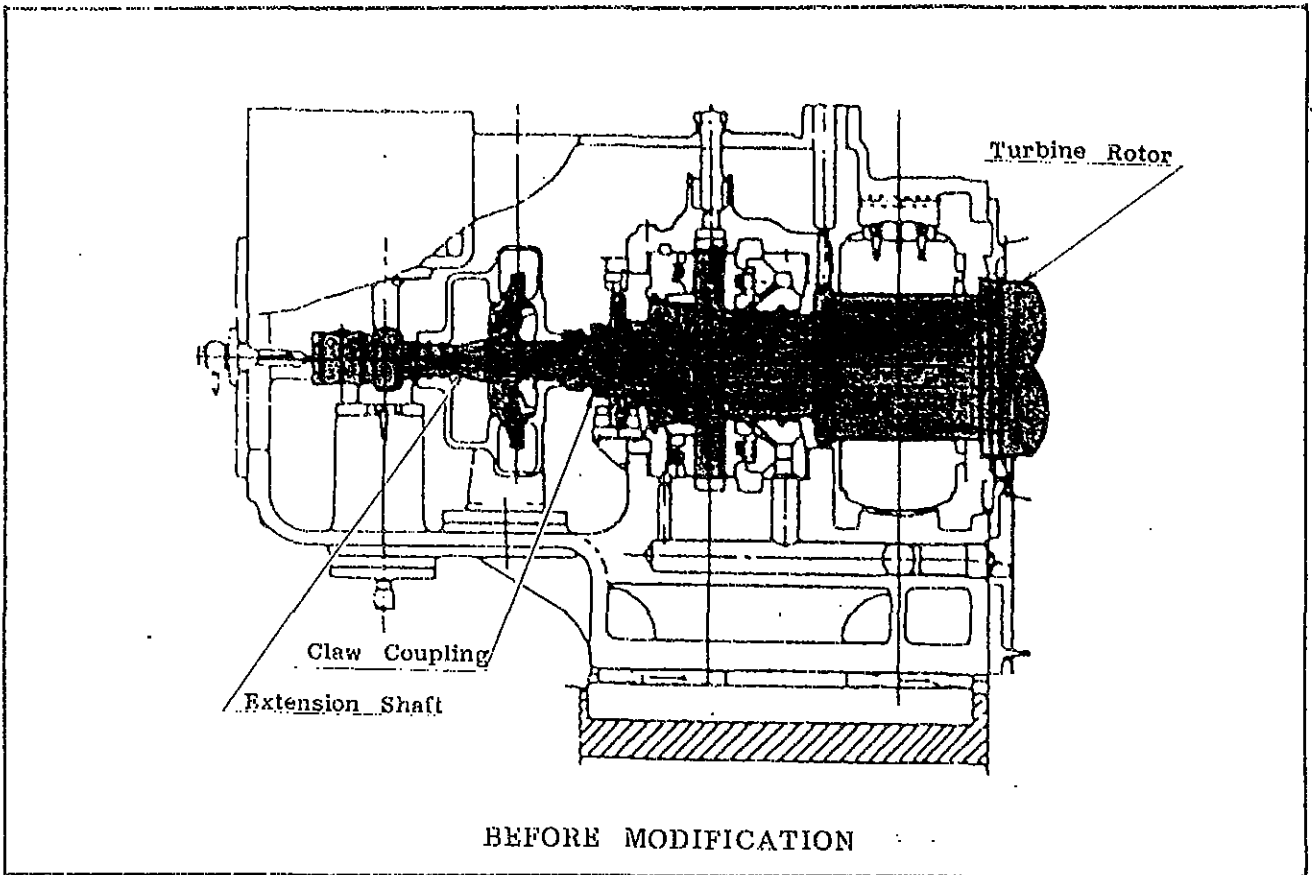
No.	Description	Unit	Specification	Remarks
1	Analysis of coal			
	1) Chemical analysis			
	a) Calorific value	kcal/kg	6547	
	b) Water content	%	3.25	
	c) Ash content	%	15.00	
	d) Volatile	%	40.40	
	e) Carbon	%	32.06	
	f) Sulfur	%	1.37	
	g) Melting point	°C	-----	
	2) Physical analysis of ash			
	a) Shape		Round	
	b) Specific gravity	g/cm ³	2.00	
	c) Specific gravity at ash storage yard		-----	
	d) Diameter			
	- Fly ash	μ m	125	
	- Clinker	mm	-----	
	e) Carbon	max. %	12	
	3) Composition of coal ash			
	a) SiO ₂	%	66.18	
	b) Al ₂ O ₃	%	19.05	
	c) Fe ₂ O ₃	%	7.93	
	d) CaO	%	1.59	
	e) MgO	%	0.71	
	f) K ₂ O	%	1.58	
	g) Na ₂ O	%	0.32	
	h) SO ₃	%	0.07	

ANNEX-III DATA OF POWER-UP FOR #2 TURBINE

CONTENTS

III.1	Heat balance diagram before turbine modifications	III -1-1
III.2	Extension shaft	III -2-1
III.3	Technical data of feedwater heater	III -3-1
III.4	Replacement procedure for feedwater	
	- #1 & #2 L.P. heater	III -4-1
	- #4 HP heater	III -4-2
III.5	Performance sheet of #2 Boiler	III -5-1



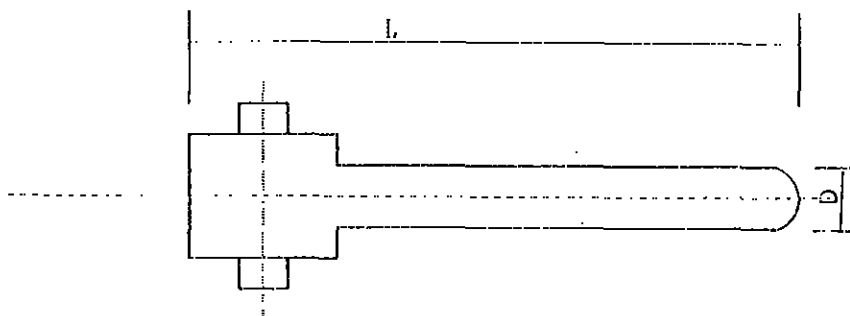


EXCHANGING PART

III - 2 EXTENSION SHAFT FOR DRIVING GOVERNOR AND MAIN OIL PUMP

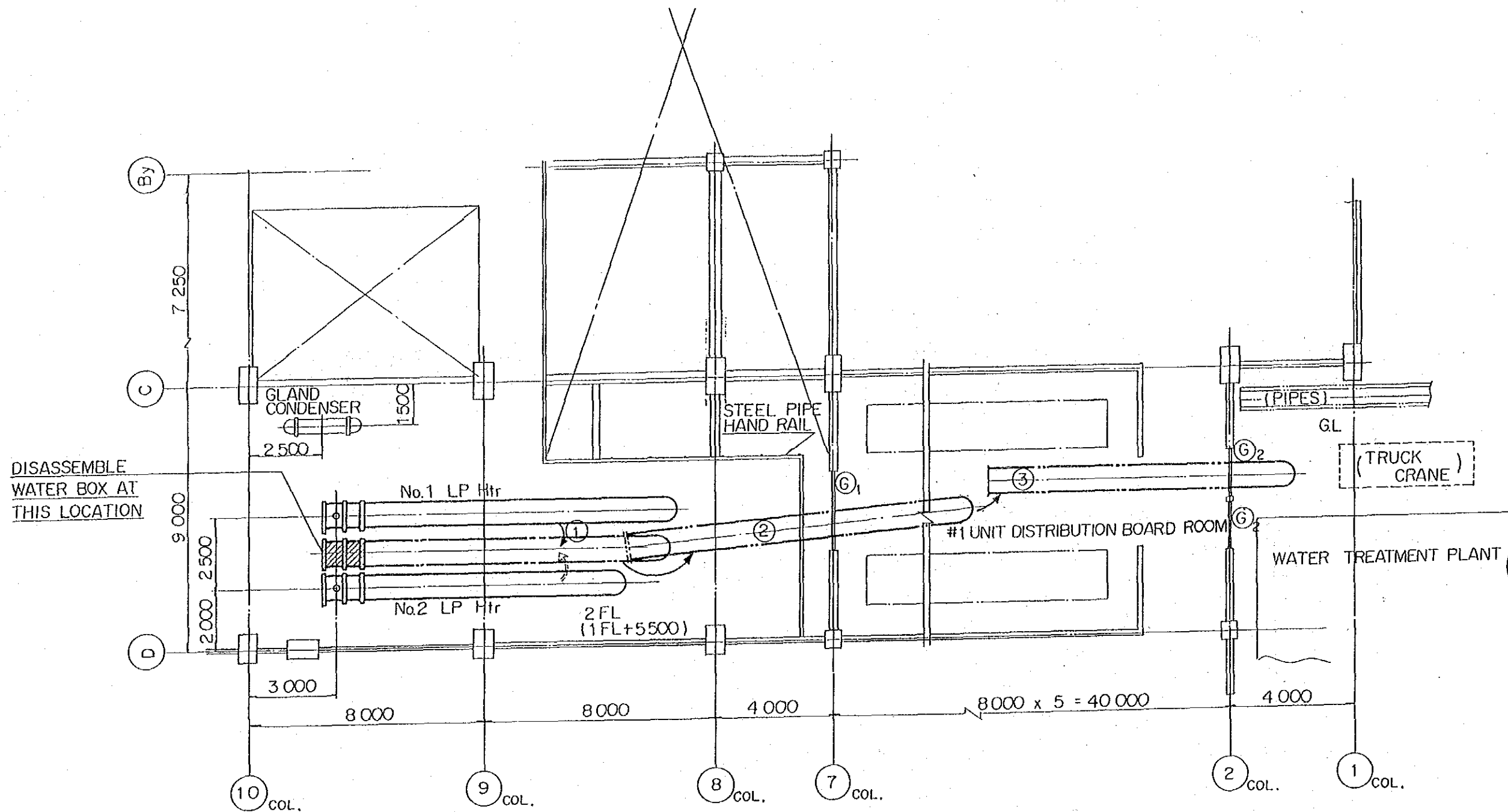
III.3 TECHNICAL DATA OF FEEDWATER HEATER

HEATER NO.	ITEMS	UNIT	66000 KW	74000 KW
LP No. 1 HEATER	Heating surface area	m ²	240	281
	Number of tubes		U-230	U-265
	Shell I. D.	mm	750	800
	Channel I. D.	mm	750	800
	Total length	mm	11800	12100
LP No. 2 HEATER	Heating surface area	m ²	200	221
	Number of tubes		U-230	U-265
	Shell I. D.	mm	750	800
	Channel I. D.	mm	750	800
	Total length	mm	10000	9750
HP No. 4 HEATER	Heating surface area	m ²	260	300
	Number of tubes		U-342	U-394
	Shell I. D.	mm	860	1140
	Channel I. D.	mm	750	1030
	Total length	mm	8920	9020



(Unit: mm)

Description	66000 KW	74000 KW
LP No. 1 HEATER		
D	750	800
L	11800	12100
LP No. 2 HEATER		
D	750	800
L	10000	9750
HP No. 4 HEATER		
D	860	1140
L	8920	9020



Notes:

- 1) G_1 and G_2 indicate glass windows
Dimensions of glass windows:

Width (mm) X Height (mm)

- G_1 : 2,800 X 1,300
 G_2 : 1,900 X 1,300

- 2) The G_1 and G_2 glass windows should be temporarily removed before taking out the existing heater units. After installing new heater units, reinstall the windows.

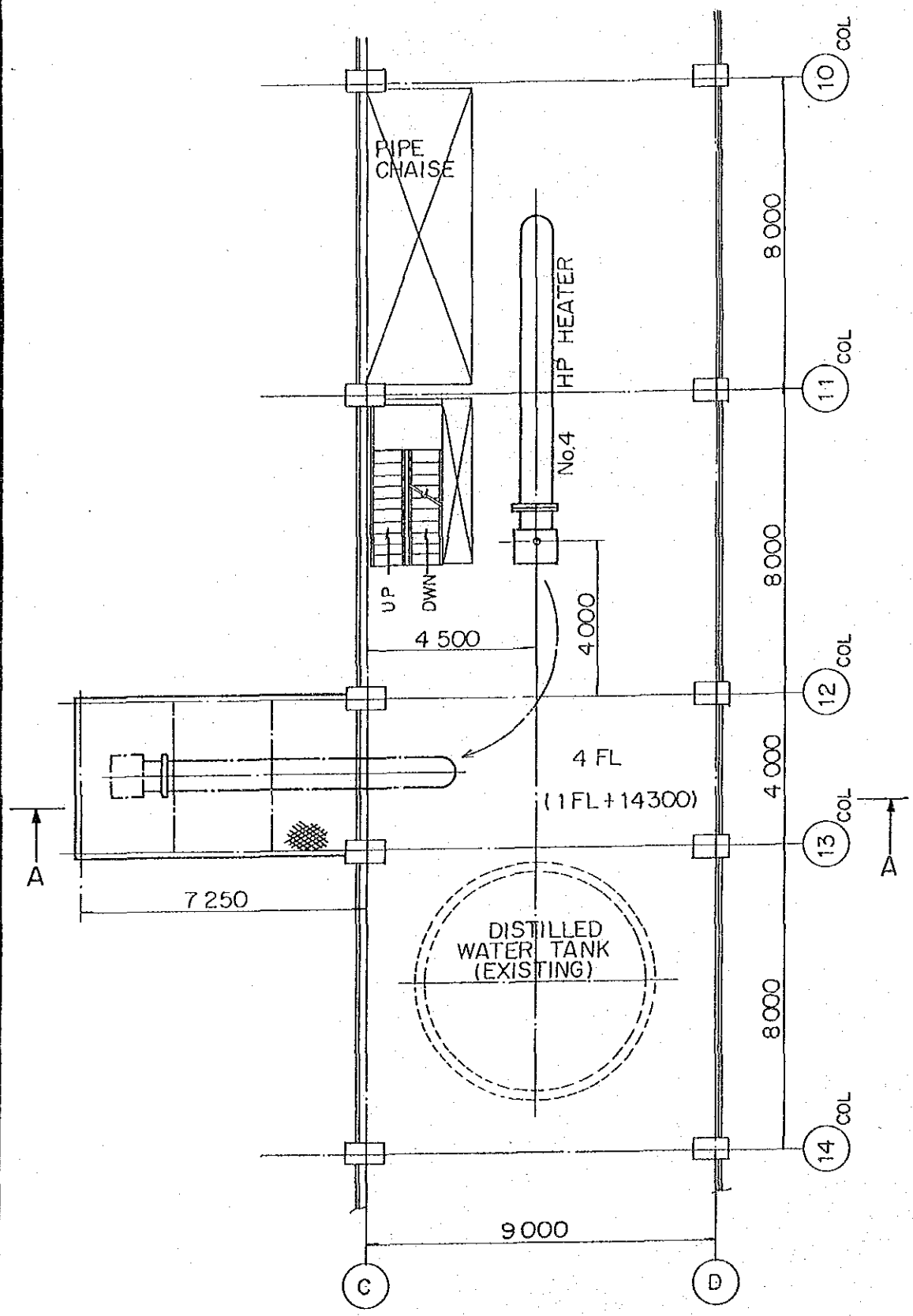
- 3) The No.1 LP heater unit should be taken out first followed by the No.2 unit.

- 4) The heater units should be moved out according to the following route:

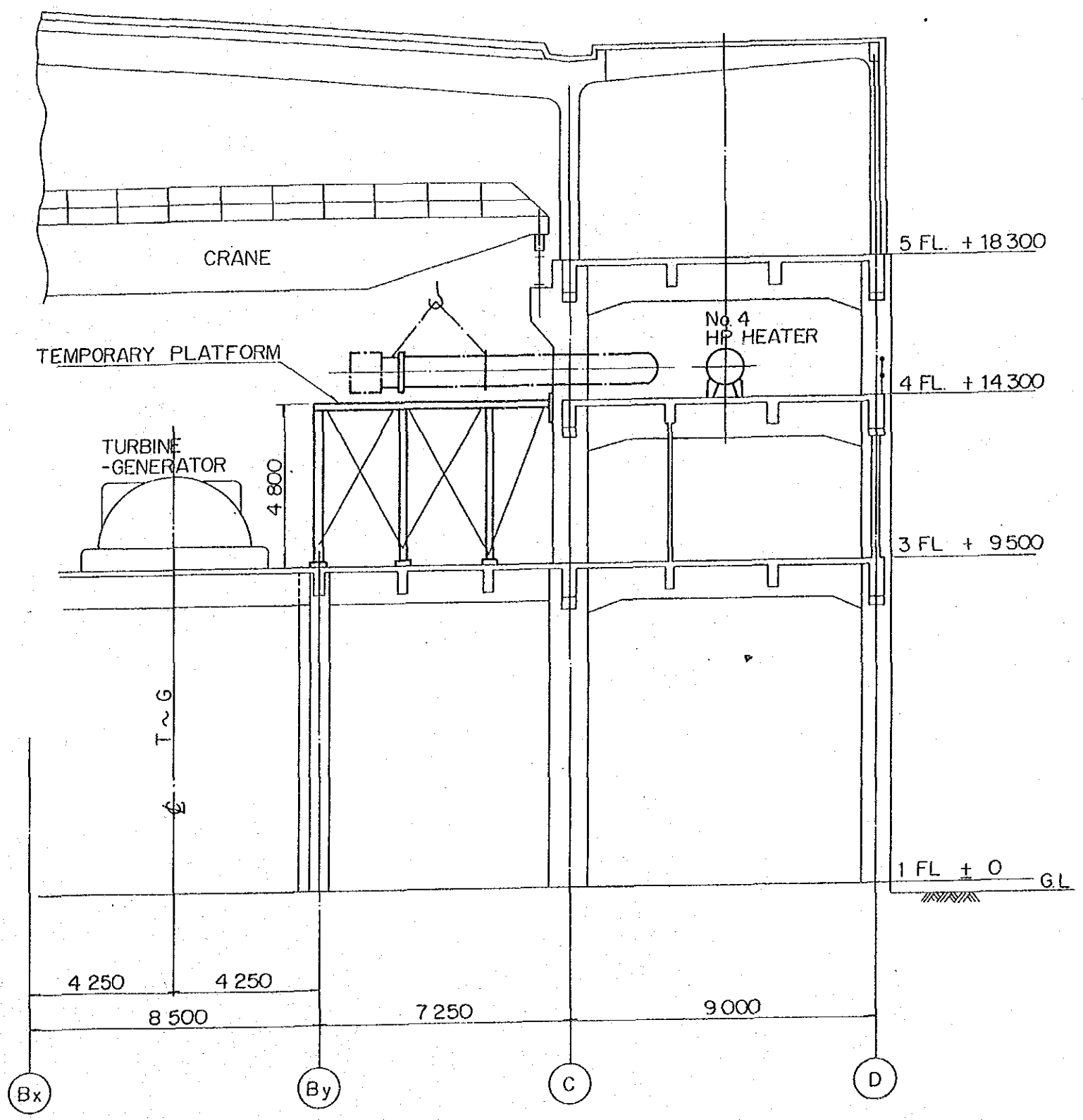


In the No.1 Unit Distribution Room, place a heater unit on rollers (heaters are to be moved one at a time) and move it along column No. ② towards the window side. Lift the heater unit by using a truck mounted crane and take it out off the powerhouse.

III. 4.1 REPLACEMENT PROCEDURE FOR
LP. No.1 & LP.2 HEATERS



PLANE VIEW



SECTION A-A

III. 4. 2 REPLACEMENT PROCEDURE FOR HP. No. 4 HEATER

III. 5 Performance sheet of #2 Boiler

Design Pressure	1500 PSIG		
Fuel		COAL	COAL
Boiler Load	%	PEAK	MCR
Main Steam	M lb/hr	661.5	626.22
Saturated Auxiliary Steam	M lb/hr	8	8
At temp. Water Flow	M lb/hr	11.5	10.7
Pressure Airheater outlet	Psig	1308	1308
Steam Temp. Prim SH outlet	F	814	815
Steam Temp. Second SH inlet	F	789	785
Steam Temp. Final SH outlet	F	960	960
Pressure boiler drum	Psig	1437	1425
Excess air leaving	%	22	22
Gas leaving boiler	M lb/hr	870.87	834.41
Air entering boiler	M lb/hr	812.36	778.36
 TEMPERATURES			
Feed ent. unit	F	470	410
Attemp. water temp.	F	420	410
Air ent. unit	F	57	57
Air Lvg. air heater	F	658	653
Gas Lvg. furnace	F	1982	1959
Gas Lvg. prim. S.H.	F	1368	1348
Gas Lvg. boiler	F	736	729
Gas Lvg. air heater	F	287	283
 GAS DRAFT LOSS			
Draft in furnace	in H2O	0.10	0.10
Boiler	in H2O	1.45	1.33
Superheater	in H2O	0.17	0.16
Air heater	in H2O	6.60	6.06
Flues	in H2O	1.13	1.04
Dust collector	in H2O	2.82	2.59
Total gas side loss	in H2O	12.27	11.28
 AIR PRESSURE LOSS			
Air heater	in H2O	3.14	2.88
Ducts	in H2O	1.34	1.23
Burners	in H2O	7.39	6.78
Steam Coil	in H2O	1.22	1.12
Total Air side	in H2O	13.09	12.01
Total Air & Gas Loss	in H2O	25.35	23.29
 Primary S.H. pressure drop			
Primary S.H. pressure drop	Psi	27	24
Secondary S.H. pressure drop	Psi	102	93
Fuel Burned	Lb/hr	68706	65824
Furnace Liberation	BTU/cu.ft.hr	16483	15792
Net heat Release	BTU/sq.ft.hr	72680	69593
Boiler efficiency	H.M.V %	87.00	87.09
Boiler efficiency	L.H.V %	91.06	91.15

HEAT LOSSES

Dry gas	%	5.54	5.45
H2 and H2O in fuel	%	4.99	4.98
Moisture in air	%	0.08	0.08
Unburned combustible	%	0.66	0.65
Radiation	%	0.23	0.25
Manufacturers margin	%	1.50	1.50
Total losses	%	13.00	12.91
Efficiency H.H.V.	%	87.00	87.09
Efficiency L.H.V.	%	91.06	91.15

Performance based on fuel specified below

ULTIMATE ANALYSIS	COAL	ASH ANALYSTS	
Percent by	WEIGHT		
Ash	14.38	SiO2	61.54
S	1.04	Al2O3	31.42
H2	5.38	TiO2	0.70
C	69.42	Fe2O3	3.87
H2O	3.55	CaO	0.07
N2	1.46	MgO	0.38
O2	4.77	Na2O	0.44
Btu/Lb fired	12049		

PROXIMATE ANALYSTS

Per cent by	WEIGHT
H2O	3.55
Ash	14.38
Volatile matter	34.87
Fixed Carbon	47.20
Hardgrove Grindability	39.8

ANNEX-IV DATA OF INSTRUMENTATION FOR
#2 GENERATING FACILITY

CONTENTS

IV.1 Outline of replaced system	IV-1-1
IV.2 Specification of turbine governor system modification	IV-2-1
IV.3 Instrumentation data of present #2 Boiler	IV-3-1

IV.1 OUTLINE OF REPLACED SYSTEM

1. Digital - ABC system

1.1 Computer system hardware		1 set
(1) CPU with 512 KB memory (i80286)	2 sets	
(2) Data network interface (ETHERNET)	2 sets	
(3) Serial communication interface (RS232C)	2 sets	
(4) Process input/output system	2 sets	
- Analog input	96	
- Analog output	48	
- Digital input	128	
- Digital output	128	
(5) RAS unit	1 set	
(6) Signal interface module (include signal isolator, DISTRIBUTOR)	1 set	
(7) Power distribution	1 set	
(8) System cabinet including above all (W 700 mm x D 800 mm x H 2300 mm/1 cabinet)	5 cabinets	
1.2 Operator console desk		1 set
(1) 20 inch color CRT (DP810)	3 sets	
(2) Communication interface (ETHERNET)	3 sets	
(3) Functional P.B. panel (3 types)	3 sets	
1.3 AUTO/HAND station		22 sets
(1) fitted on operator console desk		
1.4 Maintenance system hardware (using IDOL)		1 set
(1) 16 bit personal computer with 14 inch color CRT		
(2) 20MB HARD DISK		
(3) 1MB FLP DISK		
1.5 Software of D-ABC system		1 set
(1) Basic operating system		
(2) Control execution software		
(3) CRT operation		
(4) IDOL maintenance software		

2. Digital - E/H governor

2.1 Computer system hardware		1 set
(1) CPU with 512KB memory (i80286)	2 sets	
(2) Data network interface (ETHERNET)	2 sets	
(3) Serial communication interface (RS232C)	2 sets	
(4) Process input/output system	2 sets	
- Analog input	32	
- Analog output	24	
- Digital input	128	
- Digital output	128	

- (5) RAS unit 1 set
- (6) Signal interface module 1 set
(include signal isolator, DISTRIBUTOR)
- (7) Power distribution 1 set
- (8) System cabinet including above all 1 set
(W 700 mm x D 800 mm x H 2300 mm/1 cabinet)

2.2 Operator Control Panel
(W 600 mm x D 500 mm)

2.3 AUTO/HAND station

- (1) Fitted on operator console desk

2.4 Software of D-E/H system

- (1) Basic operating system
- (2) Control execution software
- (3) IDOL maintenance software

3. Data acquisition system

3.1 DAS hardware

- (1) 32 bit CPU with 8MB memory (Micro VAX) 1
- (2) Communication Interface (ETHERNET) 1
- (3) Magnetic disk 159MB 1
- (4) Remote I/O system 1
 - AI (4 · 20 mA) 100
 - T/C (Thermo couple) 100
 - DI 100
- (5) CRT of D-BCE are commonly used with DAS operation. 3

3.2 DAS software

4. Other instrumentation

- (1) Air flow elements
(Double ventury and differential pressure transmitter)
- (2) Primary air flow elements
(Slant orifice and differential pressure transmitter)
- (3) Heavy fuel oil flow elements
(Orifice and differential pressure transmitter)
- (4) Coal feeder speed transmitter
- (5) DSH outlet temperature thermo couple
- (6) Pneumatic/electric converter
- (7) Electric/pneumatic converter

IV.2 Specification of Turbine governor system modification

The existing mechanical governor is changed to Digital Electro-Hydraulic (DEH) governor. Table-1 and Fig-1 show the comparison between mechanical governor and DEH governor. Appendix-1 shows the advantages which will be expected by this modification.

1. Outline of the work

(1) Parts of Supply

(a) EH Converter of Governing Valve	1 set
(b) Pilot Relay Ass'y of Governing Valve Servomotor	1 set
(c) Remote Reset Device	1 set
- Air Cylinder	1 pc
- Solenoid Valve	1 pc
(d) Vacuum Trip Device	
- Pressure Switch	3 pcs
(e) Lube. Oil Emerg. Device	
- Pressure Switch	2 pcs
(f) Oil Piping Material	1 set
(g) Welding Rod	1 set
(h) Motor Valves	4 pcs
(i) Foremore Valves for Motor Valves	2 pcs

(2) Removed Device

- (a) Mechanical Governor
- (b) Speed Changer
- (c) Load Limiter
- (d) Pilot Valve of Governing Valve Servomotor
- (e) Vacuum Trip Device
- (f) Lube. Oil Emerg. Device

2. Recommendation

Following Valves are also exchanged to motor valves for the operation from the control room.

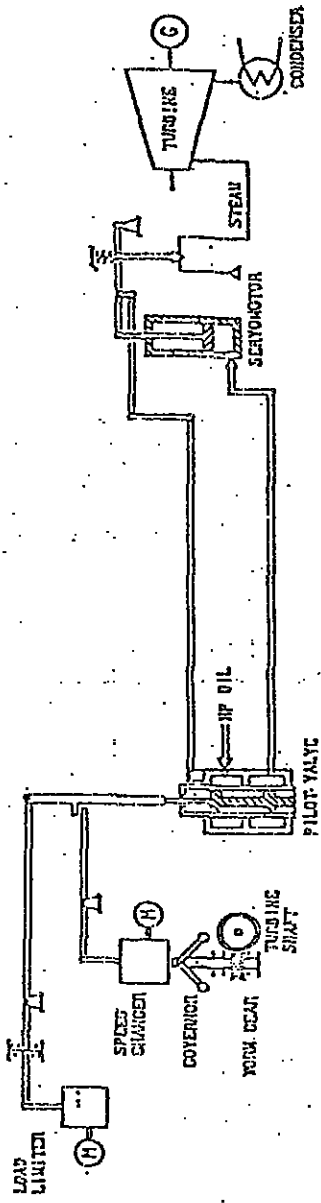
- MSV Stem Leak Valve (TV-5)
- MSV Steam pipe drain Valve (TV-2)
- 1st Stage Exit drain Valve (TV-5)
- LP Gland Steam drain Valve (TV-5)

Table 1 COMPARISON OF TURBINE GOVERNOR SYSTEM

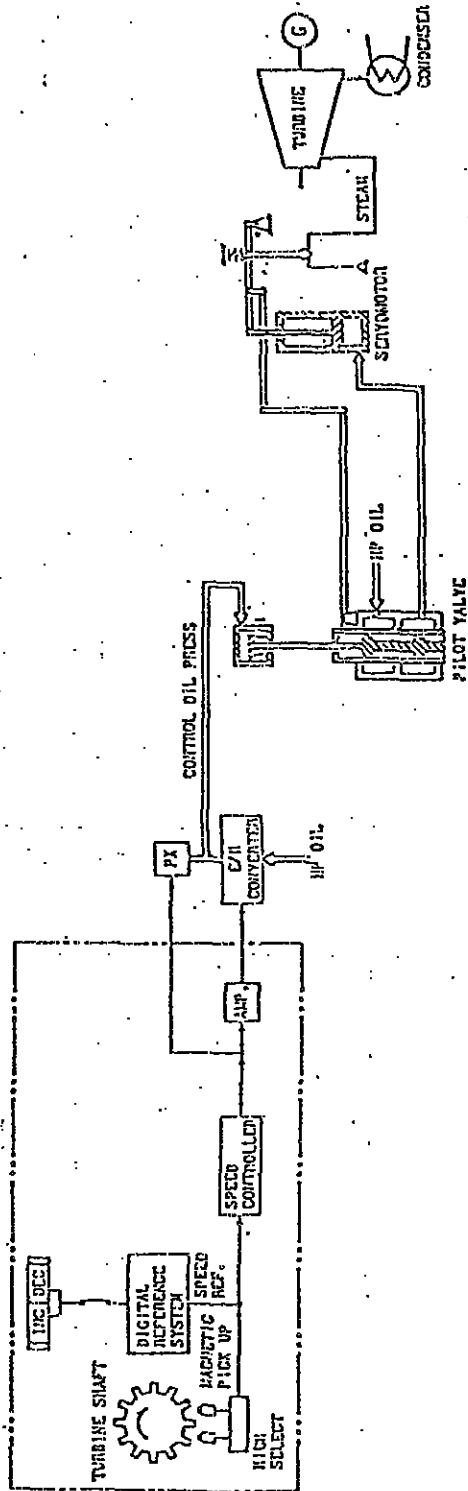
	MECHANICAL GOVERNOR SYSTEM	DEH GOVERNOR SYSTEM
Speed Detection	T/G shaft → Main Oil Pump Shaft → Worm Gear → Flexible Shaft → Governor	T/G shaft → Magnetic Pick Up → Pulse Counter → Electrical Speed Control Circuit
Governor	Displacement of governor spindle due to centrifugal force	Electrical speed control circuit
Speed Changer	Amplifier of displacement of governor spindle to displacement of speed changer lever Displacement of governor spindle → Change of Hydraulic pressure → Change of position of Differential Piston → Displacement of speed changer lever Relation between displacement of governor spindle and speed changer lever can be changed by speed changer handle or governor motor	Electrical speed control circuit
Non-Interference Control	Control Lever Mechanism (Non-Interference condition is not variable)	Electrical Circuit (Non-interference condition is variable)

Fig. 1 COMPARISON OF TURBINE GOVERNOR SYSTEM

DIGITAL ELECTRO-HYDRAULIC GOVERNOR



MECHANICAL GOVERNOR



ADVANTAGES

1. FLEXIBLE AND AUTOMATIC OPERATION

- Droop can be changed during operation in order to match the net work condition. This is very suitable for the requirement of the TERMOPIPA POWER STATION.
- Operator can choose the speed change rates which are set in stops (COLD START/ HOT START etc) and can change the speed automatically from turning speed to rated speed by setting the target speed.
- DEH governor system adopts electrical speed control circuit, so that the speed can be controlled correctly from low speed to rated speed.
- After synchronizing, load can be controlled according to the load demand.
- Load can be changed automatically by setting target loads and load change rates. And it is also equipped with the load limiter function and the auto follow function (target load will follow the load limiter) where setting can be changed at random.
- Synchronizing operation can be done automatically by the combination of the automatic synchronizing system. (option)
And other functions can be added by connecting external computers.

2. HIGHER RELIABILITY

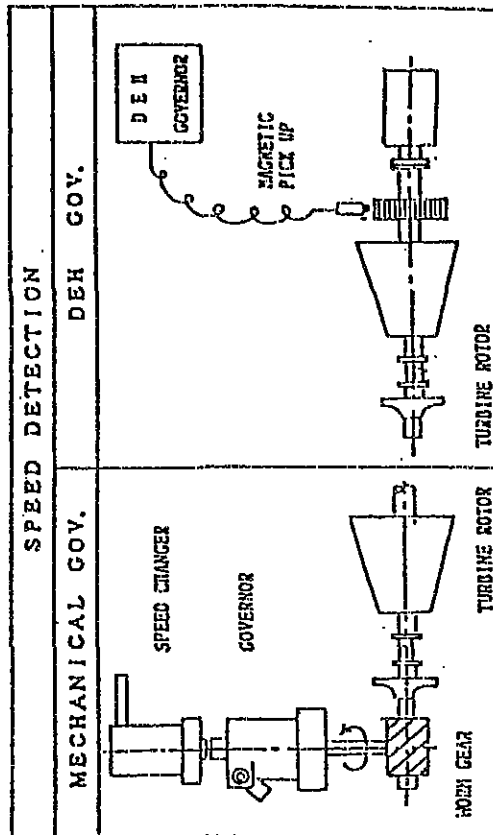
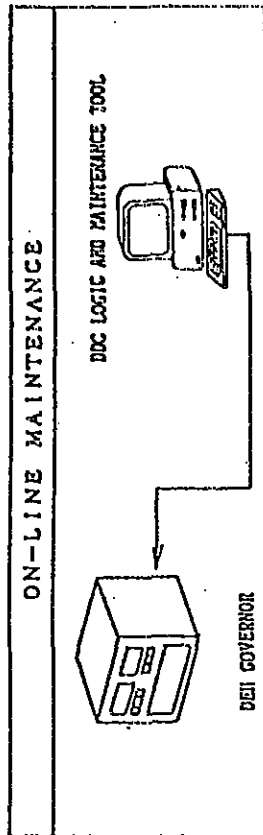
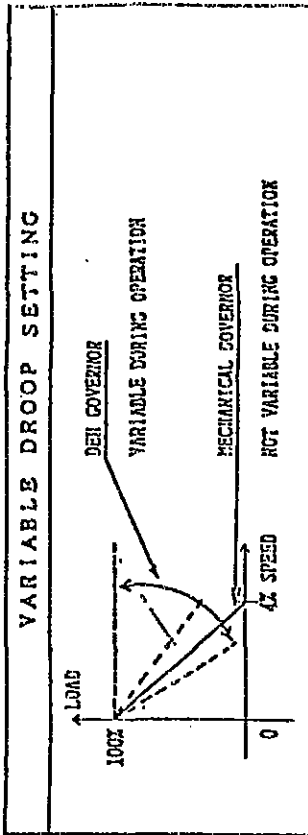
- **SELF-DIAGNOSTIC FUNCTION**
If some trouble happens in control circuit, the operation mode is changed to "MANUAL" mode automatically and the operation can be continued.
- **ON-LINE MAINTENANCE**
Logic and parameter in control system can be modified easily during operation by the maintenance tool (personal computer).

3. NO DETERIORATION DUE TO MECHANICAL WEAR

- **GOVERNOR DRIVING GEAR IS NOT NECESSARY**
No governor hunting occurs even if there is uneven sinking of the T/G foundation.

4. LOW MAINTENANCE COST

- **FREE FROM MAINTENANCE OF MECHANICAL GOVERNOR DEVICES**
DEH governor system does not consist of many mechanical parts, so that the maintenance is simple, easy and at low cost.



IV.3 Indicator for boiler (1/2)

No.	Description	Instrument		Remarks
		Range	Unit	
1	Presion aire atemperacion	0 → 400	mmH2O	
2	Precion aire de sellos	0 → 200	mmH2O	
3	Presion Plenum	0 → 200	mmH2O	
4	Presion Hogar	-50 → 0 → 50	mmH2O	
5	Succion Tiro Inducido 1. A	0 → -500	mmH2O	
6	Succion Tiro Inducido 1. B	0 → -500	mmH2O	
7	Succion Tiro Inducido 2. A	0 → 500	mmH2O	
8	Succion Tiro Inducido 2. B	0 → -500	mmH2O	
9	Descarga Tiro Inducido 1	0 → 60	mmH2O	
10	Descarga Tiro Inducido 2	0 → 60	mmH2O	
11	Descarga Tiro Forzado 1	0 → 500	mmH2O	
12	Descarga Tiro Forzado 2	0 → 500	mmH2O	
13	Entrada Gas calentador Aire 1	0 → -100	mmH2O	
14	Entrada Gas Calentador Aire 2	0 → -100	mmH2O	
15	Salida Gas Calentador Aire 1	0 → -300	mmH2O	
16	Salida Gas Calentador Aire 2	0 → -300	mmH2O	
17	Salida Aire Calentador Aire 1	0 → 300	mmH2O	
18	Salida Aire Calentador Aire 2	0 → 300	mmH2O	
19	Presion Tambor	0 → 150	kg/cm2	
20	Presion Vapor Atomizacion	0 → 10	kg/cm2	
21	Presion Fuel Oil Quemador	0 → 10	kg/cm2	
22	Presion ACPM Pilotos	0 → 6	kg/cm2	
23	Presion aire de sellos puluerizadores 1	0 → 200	mmH2O	
24	Presion aire de sellos puluerizadores 3	0 → 200	mmH2O	
25	Presion aire de sellos puluerizadores 2	0 → 200	mmH2O	
26	Presion Aire de Sellos Fulverizadores 4	0 → 200	mmH2O	
27	Presion Descarga Puluerizador 3	0 → 400	mmH2O	
28	Prusion Diferencial Molino 3	0 → 600	mmH2O	
29	Presion diferencial Aire Primario 3	0 → 125	mmH2O	
30	Temperatura Mezcla Puluerizador 3	0 → 100	°C	
31	Presion Aire Primario Puluerizador 3	0 → 1000	mmH2O	
32	Temperature Aire Primario 3	0 → 400	°C	
33	Presion Descarga Puluerizador 1	0 → 400	mmH2O	
34	Presion Diferencial Molino 1	0 → 600	mmH2O	
35	Presion Diferencial Aire Primario 1	0 → 125	mmH2O	
36	Temperatura Mezcla Puluerizador 1	0 → 100	°C	
37	Presion Aire Primario 1	0 → 1000	mmH2O	
38	Temperature Aire Primario 1	0 → 400	°C	
39	Presion Descarga Pulverlzador 4	0 → 400	mmH2O	
40	Presion Diferencial Molino 4	0 → 600	mmH2O	
41	Presion Diferencial Aire Primario 4	0 → 125	mmH2O	
42	Temperature Mezcla Pulv. 4	0 → 100	°C	
43	Presion Aire Primario 4	0 → 1000	mmH2O	
44	Temperature Aire Primario 4	0 → 400	°C	
45	Presion Descarga Pulverlzador 3	0 → 400	mmH2O	
46	Presion Diferencial Molino 3	0 → 600	mmH2O	
47	Presion Diferencial Aire Primario 3	0 → 125	mmH2O	
48	Temperature Mezcla Pulv. 3	0 → 100	°C	
49	Presion Aire Primario 3	0 → 1000	mmH2O	
50	Temperature Aire Primario 3	0 → 400	°C	
51	Temperatura Vapor Sabre calentado	200 → 600	°C	
52	Temperatura Vapor Antes Atemperador	200 → 600	°C	

IV.3 Indicator for boiler (2/2)

No.	Description	Instrument		Remarks
		Range	Unit	
53	Temperatura Vapor Despues Atempador	200 ->	600 °C	
54	Temperatura Gas Salida Caldera	0 ->	500 °C	
55	Flujo Vapor Sobre calentado	0 ->	300 ton/Hr	
56	Presion Vapor Sobre calentado	0 ->	150 Kg/cm2	
57	Presion Agua Alimentacion	0 ->	150 Kg/cm2	
58	Temperatura Agua Alimentacion	0 ->	250 °C	
59	Flujo Agua Alimentacion	0 ->	35 ton/Hr	
60	Presiones Aire de Servicio Bloqueo	0 ->	8 Kg/cm2	
61	Presiones Aire de Servicio Instrumentos	0 ->	8 Kg/cm2	

III-B Meter for Boiler (input signal : 0-1 mA)

1 Amperimetro	
(1) Ventilador Tiro Inducido 1	0 -> 450 Amp
(2) Ventilador Tiro Inducido 2	0 -> 450 Amp
(3) Ventilador Tiro Forzado 1	0 -> 225 Amp
(4) Ventilador Tiro Forzado 2	0 -> 225 Amp
2 Posicionador	
(1) Registro Aire/Quemador 1I	0 -> 90 %
(2) Registro Aire/Quemador 1C	0 -> 90 %
(3) Registro Aire/Quemador 1D	0 -> 90 %
3 Amperimetro	
(1) Pulverizador 1	0 -> 75 Amp
(2) Ventilador Aire Primario 1	0 -> 150 Amp
4 Posicionador	
(1) Registro Aire/Quemador 2I	0 -> 90 %
(2) Registro Aire/Quemador 2C	0 -> 90 %
(3) Registro Aire/Quemador 2D	0 -> 90 %
5 Amperimetro Posicionador	
(1) Pulverizador 3	0 -> 75 Amp
(2) Ventilador Aire Primario 3	0 -> 150 Amp
6 Posicionador	
(1) Registro Aire/Quemador 3I	0 -> 90 %
(2) Registro Aire/Quemador 3C	0 -> 90 %
(3) Registro Aire/Quemador 3D	0 -> 90 %
7 Amperimetro	
(1) Pulverizador 4	0 -> 75 Amp
(2) Ventilador Aire Primario 4	0 -> 150 Amp
8 Posicionador	
(1) Registro Aire Quemador 4I	0 -> 90 %
(2) Registro Aire Quemador 4C	0 -> 90 %
(3) Registro Aire Quemador 4D	0 -> 90 %
9 Amperimetro	
(1) Pulverizador 2	0 -> 75 Amp
(2) Ventilador Aire Primario 2	0 -> 150 Amp
(3) Ventilador Aire de Sellos 1	0 -> 50 Amp
Ventilador Aire de Sellos 2	0 -> 50 Amp

IV.3.3 Recorder for Boiler

No.	Description	Range	Unit	Recorder Type	Input Signal
R-1	(1) Flujo Vapor (2) Flujo Aire (3) Presion Vapor	0 - 300 0 - 100 0 - 150	ton/Hr % Kg/cm ²	Bailey	3-15 psi
R-2	(1) CO (2) Humo (3) Oxigeno	0 - 5 0 - 100 0 - 10	% % %	Bailey	4-20 mA
R-3	(1) Flujo Carbon (2) Temp Vapor Sobre Calga (3) Spare	0 - 100 200 - 600	% °C	Bailey	3-15 psi
R-4	(1) Flujo Agua Alin (2) Flujo Agua Atemp (3) Nivel Domo	0 - 350 0 - 30 -300 - 400	ton/Hr ton/Hr mm	Bailey	3-15 psi
R-5	(1) Temp Hogar (2) Temp Hogar	0 - 1000 0 - 1000	°C °C	FOXBORO-1	
R-6	(1) Temp Despues Atemp (2) Temp Antes Atemp	0 - 1000 0 - 1000	°C °C	FOXBORO-2	
R-7	(1) Temp Gas Entrada AH-1 (2) Temp Gas Entrada AH-2 (3) Temp Gas Salida AH-1 (4) Temp Gas Salida AH-2 (5) Temp Aire Entrada AH-1 (6) Temp Aire Entrada AH-2 (7) Temp Aire Salida AH-1 (8) Temp Aire Salida AH-2			I/N	TYPE-J (1C)
R-8	Temp Metal Primary SH-1~18			I/N	TYPE-K (CA)
R-9	Temp Metal Secondary SH-1~13			I/N	

IV. 3. 4 Boiler Alarm (1/2)

No.	Description	Remarks
1	Disparo Nivel Tambor	
2	Relc Corte Combustible Disparo	
3	Ventilador Tiro Forzado 1 Parado	
4	Ventilador Tiro Forzado 2 Parado	
5	Ventilador Tiro Inducido 1 Parado	
6	Ventilador tiro Inducido 2 Parado	
7	Ventilador Aire de Sello 1 Parado	
8	Ventilador Aire de Sello 2 Parado	
9	Llama apacada Pilotos	
10	Peligro Bajo Porcentaje Oxigeno	
11	Hogar Alta Presion Disparo	
12	Hogar Alto Vacio Disparo	
13	Alimentador de Carbon No. 3 Parado	
14	Ventilador Primario 3 Parado	
15	Puluerizador 3 Parado	
16	Alimentador de Carbon No. 1 Parado	
17	Ventilador Primario 1 Parado	
18	Puluerizador 1 Parado	
19	Alimentador de Carbon No. 4 Parado	
20	Ventilador Primario 4 Parado	
21	Puluerizador 4 de Parado	
22	Alimentador de Carbon No. 2 Parado	
23	Ventilador Primario 2 Parado	
24	Puluerizador 2 Parado	
25	Nivel Tambor Alto	
26	Presion Tambor Alta	
27	Nivel Tambor Bajo	
28	Presion Vapor Bajo	
29	Presion Vapor Alta	
30	Temperatura Vapor Alta	
31	Vacio Hogar Alto	
32	Presion Hogar Alta	
33	Relacion Combustible/Aire Insuficiente	
34	Presion Aire de Sello Baja	
35	Flujo de aire Bajo Minimo	
36	Gas Salida de Calentador Temperatura Alta	
37	Gas Salida de Calentador Temperatura Alta	
38	Ventilador Tiro Inducido 1 Sobre Carga Motor	
39	Ventilador Tiro Inducido 2 Sobre Carga Motor	
40	Ventilador Tiro Forzado 1 Sobre Carga Motor	
41	Ventilador Tiro Forzado 2 Sobre Carga Motor	
42	Puluerizador 3 Aviso Alta Carga Motor	
43	Puluerizador 3 Sobre carga Motor	
44	Puluerizador 3 Temperatura Alta	
45	Alimentador 3 Falta Flujo Salida	
46	Puluerizador 1 Aviso Alta Carga Motor	
47	Puluerizador 1 Subre Carga Motor	
48	Puluerizador 1 Temperatura Alta	
49	Alimentador 1 Falta Flujo Salida	
50	Puluerizador 4 Aviso Alta Carga Motor	
51	Puluerizador 4 Sobre Carga Motor	
52	Puluerizador 4 Temperatura Alta	
53	Alimentador 4 Falta Flujo Salida	
54	Puluerizador 2 Aviso Alta Carga Motor	
55	Puluerizador 2 Sobre Carga Motor	

IV. 3. 4 Boiler Alarm (2/2)

No.	Description	Remarks
56	Puluerizador 2 Puluerizazdor 1 Temperatura Alta	
57	Alimentador 3 Falta Flujo Entrada	
58	Alimentador 1 Falta Flujo Entrada	
59	Alimentador 4 Falta Flujo Entrada	
60	Alimentador 2 Falta Flujo Entrada	
61	Falla Sistema Doshollinadores	
62	Aire Instrumentos Cerrado	
63	Falla Llama Carbon	
64	Presion Baja Aire Instrumentos	
65	Baja Presion Atonizacion Pilotos	
66	Baja Presion ACPM Pilotos	
67	Baja Presion Diferencial Vapor Quemadores F.O.	
68	Quemador 3I Presion Baja F.O.	
69	F.O. Quemador 1I Presion Baja	
70	F.O. Quemador 3C Presion Baja	
71	F.O. Quemador 1C Presion Baja	
72	F.O. Quemador 3D Presion Baja	
73	F.O. Quemador 1D Presion Baja	
74	Ceniza Vacio Alto Reserva	
75	Ceniza Vacio Bajo Reserva	
76	F.O. Quemador 4I Presion Baja	
77	F.O. Quemador 2I Presion Baja	
78	F.O. Quemador 4C Presion Baja	
79	F.O. Quemador 2C Presion Baja	
80	F.O. Quemador 2C Presion Baja	
81	F.O. Quemador 4D Presion Baja	
82	F.O. Quemador 2D Presion Baja	

IV. 3. 5 Lamp Indicator (1/2)

No.	Description	Data Logging System Design Input
1	Fila 1 de Quemadores Izquierda	Sin Llama y Encendido
2	Fila 1 de Quemadores Centro	Sin Llama y Encendido
4	Fila 2 de Quemadores Izquierda	Sin Llama y Encendido
5	Fila 2 de Quemadores Centro	Sin Llama y Encendido
6	Fila 2 de Quemadores Derecha	Sin Llama y Encendido
7	Fila 3 de Quemadores Izquierda	Sin Llama y Encendido
8	Fila 3 de Quemadores Centro	Sin Llama y Encendido
9	Fila 3 de Quemadores Derecha	Sin Llama y Encendido
10	Fila 4 de Quemadores Izquierda	Sin Llama y Encendido
11	Fila 4 de Quemadores Centro	Sin Llama y Encendido
12	Fila 4 de Quemadores Derecha	Sin Llama y Encendido
13	Piloto 1 izquierda	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
14	Piloto 1 centro	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
15	Piloto 1 derecha	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
16	Piloto 2 izquierda	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
17	Piloto 2 centro	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
18	Piloto 2 derecha	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
19	Piloto 3 izquierda	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
20	Piloto 3 centro	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
21	Piloto 3 derecha	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
22	Piloto 4 izquierda	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
23	Piloto 4 centro	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
24	Piloto 4 derecha	Energizado-Llama Apagada-Listo Para Operar-En operacion
25	Ventilador Tiro Inducido No. 1	Parado 1 En Marcha
26	Ventilador Tiro Inducido No. 2	Parado 2 En Marcha
27	Ventilador Tiro Forzado No. 1	Parado - En Marcha
28	Ventilador Tiro Forzado No. 2	Parado - En Marcha
29	Ventilador Aire de Sello No. 1	Parado - En Marcha
30	Ventilador Aire de Sello No. 2	Parado - En Marcha
31	Puzen children	
32	Compuerta Descarga Aire de Sello 1	Abierto y Cerrado
33	Compuerta Descarga Aire de Sello 2	Abierto y Cerrado
34	Compuerta Entrada Aire atemperacion	Abierto y Cerrado
35	Compuerta Salida Aire Calentador 1	Abierto y Cerrado
36	Compuerta Salida Aire Calentador 2	Abierto y Cerrado
37	Compuerta Entrada Gas A Calentador 1	Abierto y Cerrado
38	Compuerta Entrada Gas A Calentador 2	Abierto y Cerrado
39	Compuerta Ducto Interconexion Gases	Abierto y Cerrado
40	Cierre Emergencia ACPM-Pilotos	Reposicionador
41	Cierre Emergencia Fuel oil Quemadores	Reposicionador
42	Cierre Maestro Combustible	Cerrado y Adierto
43	Valvula Principal de Vapor	Cerrado y Adierto
44	Valvula de Alivio Motarizada	Cerraba - Abierto - Automatico
45	Bomba Fuel Oil # 1	Parado - En Marcha - Sobre Carga
46	Valvula de carbon 1 Derecha	Abierto - Cerrado
47	Valvula de carbon 1 Centro	Abierto - Cerrado
48	Valvula de carbon 1 Derecha	Abierto - Cerrado
49	Valvula de carbon 2 Izquierda	Abierto - Cerrado
50	Valvula de carbon 2 Centro	Abierto - Cerrado
51	Valvula de carbon 2 Derecha	Abierto - Cerrado
52	Valvula de carbon 3 Izquierda	Abierto - Cerrado
53	Valvula de carbon 3 Ceatro	Abierto - Cerrado
54	Valvula de carbon 3 Derecha	Abierto - Cerrado
55	Valvula de carbon 4 Izquierda	Abierto - Cerrado

IV. 3. 5 Lamp Indicator (2/2)

No.	Description	Data Logging System Design Input
56	Valvula de carbon 4 Centro	Abierto - Cerrado
57	Valvula de carbon 4	Abierto - Cerrado
58	Bomba Fuel Oil #2	Parada - En Marcha - Sobre Carga
59	Control Puluerizador 1	Parada - En Marcha
60	Control Puluerizador 2	Parada - En Marcha
61	Control Puluerizador 3	Parada - En Marcha
62	Control Puluerizador 4	Parada - En Marcha
63	Control Ventilador Aire Primario 1	Parado - En marcha
64	Control Ventilador Aire Primario 2	Parado - En marcha
65	Control Ventilador Aire Primario 3	Parado - En marcha
66	Control Ventilador Aire Primario 4	Parado - En marcha
67	Bomba ACPM #1	Parado - En marcha - Sobre Carga
68	Bomba ACPM #2	Parado - En marcha - Sobre Carga
69	Alimentador de carbon #1	Parado - En marcha
70	Alimentador de carbon #2	Parado - En marcha
71	Alimentador de carbon #3	
72	Alimentador de carbon #4	Parado - En marcha
73	Valvula Bloqueo agua Alimentacion	Cerrado - Abierto
74	Valvula Bloqueo agua Alimentacion Arranque	Cerrado - Abierto
75	Valvula Bloqueo By-pass Agua Alimentacion	Cerrado - Abierto
76	Valvula de corte, Agua Atemperacion	Cerrado - Abierto
77	Control By-pass Agua Atemperacion	Cerrado - Abierto
78	Anunciador Alarmas	Falla CC - Falla CA
79	Anunciador Disparo	Falla CC - Falla CA
80	Flujo Minimo Bomba Alimentacion 1	Abierto - Cerrado
81	Flujo Minimo Bomba Alimentacion 2	Abierto - Cerrado
82	Flujo Minimo Bomba Alimentacion 3	Abierto - Cerrado
83	Bomba Alimentacion 1	Parada - En Marcha
84	Bomba Alimentacion 2	Parada - En Marcha
85	Bomba Alimentacion 3	Parada - En Marcha
86	Bomba Circulacion 1	Parada - En Marcha
87	Bomba Circulacion 2	Parada - En Marcha
88	Bomba Circulacion 3	Parada - En Marcha
89	Bomba Circulacion 1	Cedo - Abito
90	Bomba Circulacion 2	Cedo - Abito
91	Governador	
92	Limitador	
93	Bomba Enfriamiento intercambiadores 1	
94	Bomba Enfriamiento intercambiadores 2	
95	Valvuladescarga Bomba Circulacion 1	Abierto - Cerrado
96	Valvuladescarga Bomba Circulacion 2	Abierto - Cerrado
97	Valvula Control rebose Tanque Agua Alimentacion	Abierto - Cerrado
98	Valvula Cerrada Principioz	Abierto - Cerrado
99	ALR	En Servicio
100	Rompe Vacio	Abierto - Cerrado - Sobre Carga
101	Valvula Entrada Eyector de Aire 1	Abierto - Cerrado - Sobre Carga
102	Valvula Entrada Eyector de Aire 2	Abierto - Cerrado - Sobre Carga
103	Valvula de Retencion de Extracciones	1-2-3
104	Bomba Transferencia Agua Tratada 1	Parada - En Marcha
105	Bomba Transferencia Agua Tratada 2	Parada - En Marcha
106	Bomba Incendio Diesel	Parada - En Marcha
107	Valvula Cierre Agua Potable	Abierto - Cerrada
108	Compresor Aire Instrumentos 1	Parada - En Marcha
109	Compresor Aire Instrumentos 2	Parada - En Marcha
110	Compresor Aire Servicio	Parada - En Marcha
111	Bomba Incendios Motor	Parada - En Marcha

ANNEX-V DATA OF COOLING WATER SYSTEM

CONTENTS

V.1	Data sheet of cooling tower	V-1-1
V.2	Design specification of cathodic protection for Cooling water pipe	V-2-1
V.3	Technical specification of chemical injection unit for cooling water system	V-3-1

V . 1 DATA SHEET OF COOLING TOWER

1. GENERAL

Description	UNIT 1	UNIT 2 & 3
1. Circulating Water FLOW:	7,000m ³ /H	13,000m ³ /H
2. Hot Water Temp. ;	38°C	38°C
3. Cold Water Temp. ;	30°C	30°C
4. Wet Bulb Temp. ;	13°C	13°C
5. Wind Load;	$60\sqrt{H}$	
6. Seismic load;	0.30G	
7. Water Loss		
1) Evaporation Loss;	98.0m ³ /H	182.0 m ³ /H
2) Drift Loss;	7.0 "	13.0 "
3) Blow Down;	12.6 "	23.4 "
(Total)	(117.6m ³ /H)	(218.4 m ³ /H)

2. SPECIFICATION OF COOLING TOWER FOR UNIT 1 : 7,000 m³/H

Item	Description
1. Type:	Mechanical Induced Draft Cross Flow
2. Number of Units	One unit (2 Cells/Unit)
3. Structural Details; (1) Overall Tower Dimension; a; Tower Length; b; Tower Width; c; Height; d; Total Height (2) Inside Basin Dimension a; Total length; b; Total Width; c; Depth;	14,840mm 21,970mm 10,930mm (From top of basin curb) 16,430mm 14,940mm 17,230mm 2,500mm
4. Mechanical Equipment; (1) Fan a; Type; b; NO. of Fan and Diameter c; Blade Materials; d; Brake HP/Fan; (2) Driver a; Type; b; Rated HP; c; Electric Charact. ; d; No. Required ; (3) Speedreducer a; Type; b; No. Required;	Axial Flow Propeller Fan 2 sets, 6700mm FRP 65 BKN/FAN Outdoor use, Induction Motor 75 KW, 4 Poles 380V, 50Hz 2 sets Sprial bevel/Helical gear 2 sets

3. SPECIFICATION OF COOLING TOWER FOR UNIT 2 & 3: 13,000 m³/H

Item	Description
1. Type	Mechanical Induced Draft Cross Flow
2. Number of Units	2 Units (2 Cells/Unit)
3. Structural Details; (Per One Unit)	
(1) Overall Tower Dimension;	
a; Tower Length;	22,160mm
b; Tower Width;	21,970mm
c; Height;	10,930mm (From top of basin curb)
d; Total Height	16,430mm
(2) Inside Basin Dimension	
a; Total Length;	22,260mm
b; Total Width;	17,230mm
c; Depth;	2,500mm
4. Mechanical Equipment;	
(1) Fan	
a; Type;	Axial Flow Propeller Fan
b; NO. of Fan and Diameter	2 sets/Unit, 8,535mm
c; Blade Materials;	FRP
d; BRAKE HP/Fan;	140 BKW/FAN
(2) Driver	
a; Type;	Outdoor use, Induction Motor
b; Rated HP;	150KW, 4 Poles
c; Electric Charact.;	380V, 50Hz
d; No. Required ;	3 sets
(3) Speed reducer	
a; Type;	Sprial bevel/Helical gear
b; No. Required;	3 sets/Unit

4. MATERIALS OF CONSTRUCTION FOR COOLING TOWER

Item	Description
(1) Framework Members;	Douglas fir (Treated wood)
(2) Casing;	FRP or Asbestos Cement Boards
(3) Filling;	Polypropylene (Splash type)
(4) Filling Support	Douglas fir (Treated wood)
(5) Draft Eliminator;	Rigid PVC
(6) Eliminator Spacer;	Ploypropylene
(7) Fan stack;	FRP (Velocity recovery type)
(8) Fan Deck;	FRP or Asbestos Cement Boards
(9) Fan Deck;	Douglas fir (Treated wood)
(10) Water Distribution;	Douglas fir (Treated wood)
(11) Splash Nozzles;	Polypropylene
(12) Stairway & Handrail;	Douglas fir (Treated wood)
(13) Structural Connector;	Hot dip galv. carbon steel
(14) Ring Joint Connector;	FRP
(15) Bolts, Nuts, Washers;	Hot dip galv. carbon steel
(16) Anchor Connectors;	Hot dip galv. carbon iron
(17) Nails;	Stainless steel (SUS.304)
(18) Mech. Equip. Support;	Hot dip galv. carbon steel

5. COLD WATER BASIN

Item	Description
(1) Construction;	Reinforced concrete
(2) Depth;	2,500 mm
(3) Level of Basin Curb;	G. L +500mm

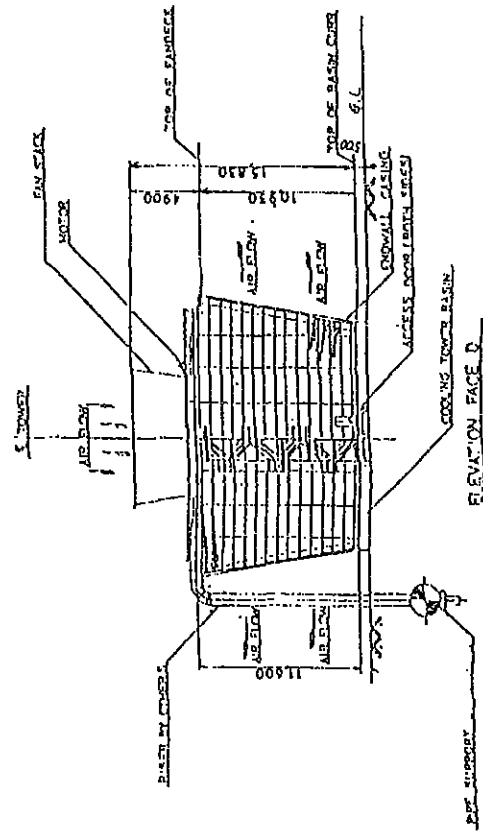
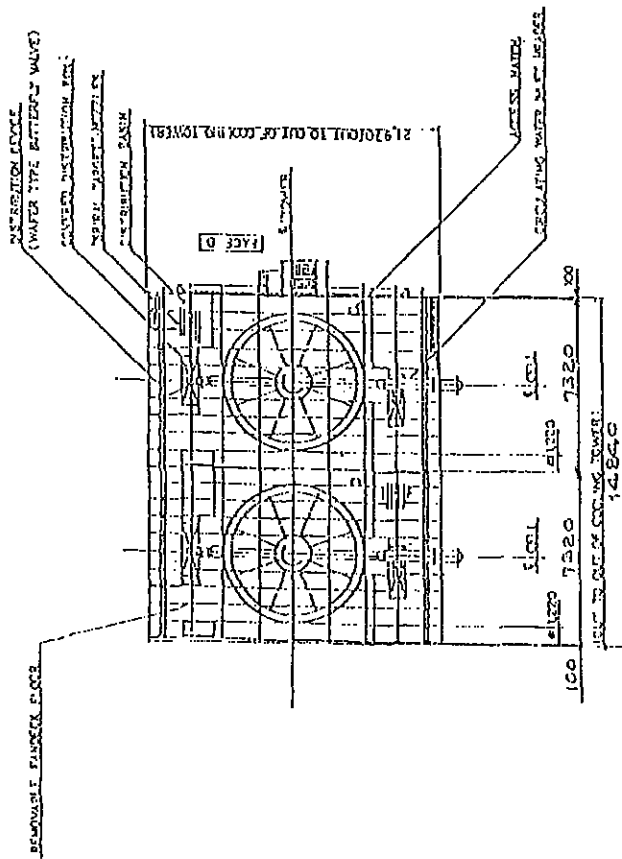


Fig. V.1.1 OUTLINE DRAWING OF COOLING TOWER FOR U #1

**V.2 Design Specification of Cathodic Protection System
for
Cooling Water Pipe**

1. General

This specification covers the design of the cathodic protection system for the pipes in power plant.

2. Codes and Standards

The following codes and standards shall be used for partial guidance for the design and selection of materials for cathodic protection system.

National Association of Corrosion Engineers (NACE) Standard
RP-01-69, Control of External Corrosion on Underground or Submerged
Metallic Piping Systems

3. Basic Requirement

3.1 Protection Method

The galvanic anode method is applied for the protection of pipes.

3.2 Electrical Insulation

To prevent electrical connection with foreign metallic structure, - such as concrete reinforcing steel bar, earthing, casing, cable rack, other underground piping and existing pipeline-a unit of insulating flanges with insulating bolts and a gasket, is installed at each rising point of underground protected pipe.

The structures to be protected should be electrically insulated from existing pipelines and structures.

Inner surface of insulation joint installed in pipe conveying electric conductive fluid should be coated with tar epoxy of 300 micron thick or equivalent for the length shown in the following table.

Fluid	Length to be coated
Sea water	20 times of inside dia.
Fresh water (approx. 80°C)	5 times of inside dia.
Water (normal temp.)	2 times of inside dia.

Also, instrument cable conduit shall be electrically insulated from the pipe to be protected.

3.3 Bonding

To reduce excessive resistance of valves, bonding cables are used.

4. Structures to be protected

4.1 Pipe Description

Fluid conveyed	Pipe O. D. (mm)	Length (m)	Wall thickness (mm)	Protective area (m ²)
CW	1000	240	-	4334
	1300	170	-	
	1300	640	-	

4.2 Pipe Service Condition

Material	Operation temp. (°C)	Pipe coating
Carbon steel	40	Asphalt Jute

5. Design Conditions

5.1 Soil Resistivity of Anode Groundbed Design

10000 ohm-cm (estimated) to be confirmed by site survey

5.2 Protective Current Density

2.0 mA/m²

5.3 Anode Design Life

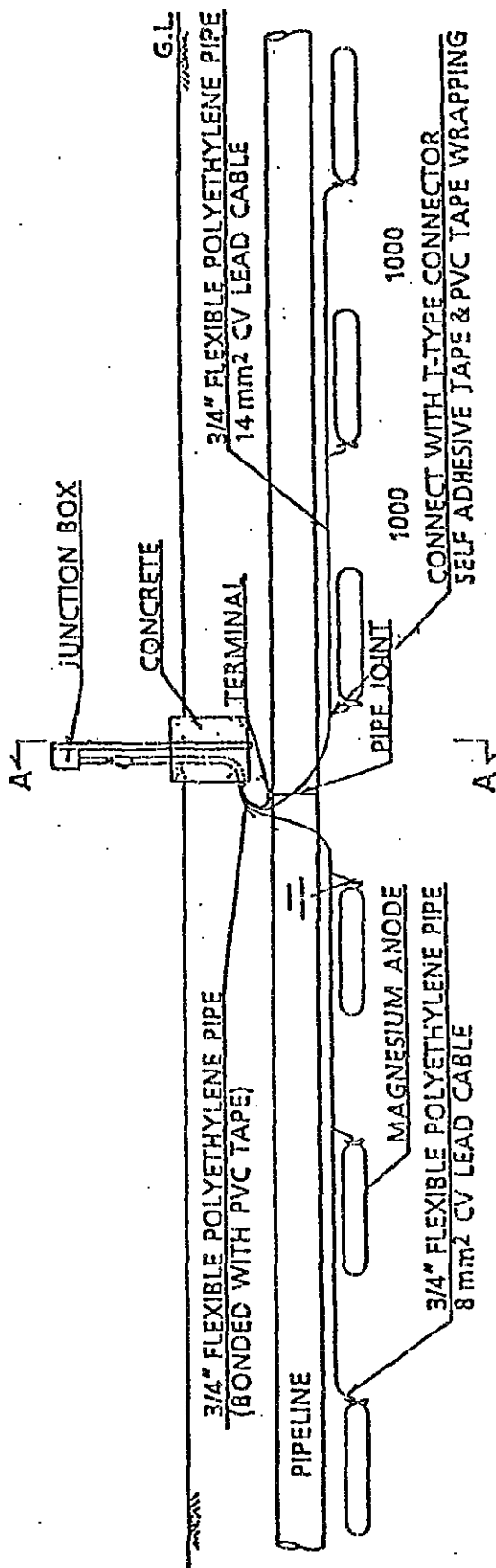
20 years

6. Design Calculation

6.1 Design Calculation Results

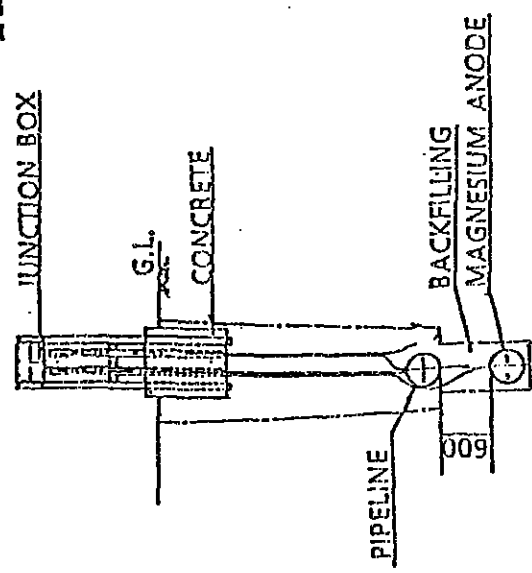
Structure	Protective current requirement (A)	Quantity of anode (pcs)
U/G pipe	8.7	580

U/G : Underground



A~A

REFERENCE DRAWING



NOTE : THIS IS TYPICAL DRAWING FOR INSTALLING FIVE OR OVER ANODES BY ONE LOCATION.

1. ANODES SHALL BE INSTALLED ON BOTH SIDES OF THE TERMINAL ALONG THE PIPELINE.
2. ANODES SHALL BE BACKFILLED WITH THE EXCAVATED SOIL.
3. WHEN IT IS IMPOSSIBLE TO DIG JUST UNDER THE PIPELINE ANODES CAN BE PUT AT OTHER POSITIONS 0.6 METER AWAY FROM THE PIPELINE.

INSTALLATION OF MAGNESIUM ANODE

V.3 **Technical Specification of Chemical Injection Unit
for
Cooling Water System**

1. Conditions of cooling water system

1-1. Water Balance

Table-1 shows the water balance of the open recirculating cooling water system at cycle number of 6.

Table-1 Water Balance and Operating Conditions

Description	UNIT-1	UNIT-2	UNIT-3
Circulating water quantity (m ³ /hr)	7,000	13,000	13,000
Water temperature difference (°C)	8	8	8
Evaporation loss (m ³ /hr)	98.0	182.0	182.0
Drift loss (m ³ /hr)	7.0	13.0	13.0
Blowdown quantity (m ³ /hr)	12.6	23.4	23.4
Make-up water quantity (m ³ /hr)	117.6	218.4	218.4
Cycles of concentration	6.0	6.0	6.0
Holding water volume (m ³)	1,750	3,250	3,250
Retention time (hr)	90.0	90.0	90.0

1-2. Make-up Water Quality

Table-2 shows Make-up water quality for the cooling water system.

Table-2 Make-up Water Qualities

Description	Values
PH	7.1
Electrical conductivity (us/cm)	110
Dissolved solids (ppm)	77
Total hardness (CaCO ₃ ppm)	39
Calcium hardness (CaCO ₃ ppm)	-
Magnesium hardness (CaCO ₃ ppm)	-
M-alkalinity (CaCO ₃ ppm)	-
Chloride ion (Cl ppm)	8
Silica (SiO ₂ ppm)	-
Sulfate ion (So ₄ 2- ppm)	-
Iron (Fe ppm)	-
Turbidity (SiO ₂ ppm)	66
Ammonia (NH ₃ ppm)	0.41

Note : Suspended solids, turbidity shall be removed by pre-treatment for make-up water or side filtration for circulating water.

Aimed value

Suspended solid : below 20 ppm in circulating water
Turbidity : below 20 ppm in circulating water

Note: Calcium hardness, M-alkalinity and silica in make-up water quality should be confirmed to determine the final technical proposal of chemical treatment program.

2. Recommended Chemical Treatment Program

2-1. Corrosion and Scale Control

2-1-1 Initial Treatment

Polyphosphate and Polymer are recommended as a corrosion inhibitor and a scale inhibitor for initial treatment.

The dosage of the chemicals and the conditions of initial treatment are shown in Table-3.

Table-3 Initial Treatment Condition

Description	Values
Dosage of chemicals #1	
Polyphosphate	400 ppm
Polymer	200 ppm
Initial pH of cooling water	6.0 - 7.0
Period of initial treatment	Longer than 24 hours

*The dosage against holding water volume

Initial treatment shall be generally carried out without heat load.

2-1-2 Maintenance Treatment

The inhibitors based treatment program by phosphates and polymer is recommended for cooling water treatment.

Its concept is to control both corrosion and scale under weak alkaline cooling water by combination use of synthetic polymer and phosphate. Phosphates and polymer shall be injected into cooling tower basin or cooling water line by using a quantitative pump for maintaining the specified concentration in cooling water.

The control range of cooling water quality is shown in Table-4.

Table-4 Standard Cooling Water Control Range

Description	Values
pH (at 25°C)	7.0 - 8.5 #1
M-alkalinity (CaCO ₃ ppm)	below 200
Ca-hardness (CaCO ₃ ppm)	50 - 150
Silica (SiO ₂ ppm)	below 130
Turbidity (degree)	below 20
Total dissolved solids (ppm)	below 1,500
Chloride ion (Cl ⁻)	
+ Sulfate ion (Sol 2) (ppm)	below 1,000
KURITA S-3300 (ppm)	80 - 60

Table-5 Application Method of KURITA S-3300

Description	Values
Dosage (ppm against blowdown)	60 - 80
Dosing frequency	Continuous dosing
Dosing point	Cooling tower basin

2-2. Bio-fouling Control

2-2-1 Chlorination

Chlorination is recommended for sterilization and reducing the bacteria number in cooling water. The recommended condition of chlorination is shown in Table-6.

Table-6 Application Method of Chlorination

Description	Specification
Residual chlorine (Cl ₂ ppm)	0.5 - 1.0 in the cooling water
Dosing frequency	Continuously for 3-5 hrs per day
Dosing point	Cooling tower basin

2-2-2 Slime Control Agent

The application of slime control agent, Nitrogenous compounds and organic polymer is recommended together with chlorination. The combined treatment can minimize the corrosive chlorine concentration in water and demonstrates excellent biofouling control.

The proposed application method of Nitrogenous compounds and organic polymer is shown in Table-7.

Table-7 Application Method of Nitrogenous compounds and organic polymer

Description	Specification
Dosage (ppm against holding water volume)	100
Dosing frequency	once/2 weeks
Dosing point	Cooling water basin

3. Chemical Consumption

The estimated chemical consumption for initial treatment and maintenance treatment based on the water balance specified in Table-1 are shown in Table-8 and Table-9 respectively.

The initial treatment is carried out at the start-up of plant and/or after the annual turn-around of plant.

Table-8 Chemical consumption for Initial Treatment

Description	Dosage	Annual Consumption		
		Unit-1	Unit-2	Unit-3
Polyphosphates	400 ppm*1	700kg	1,300kg	1,300kg
Polymer	200 ppm*1	350kg	650kg	650kg

Table-9 Chemical consumption for Maintenance Treatment

Chemical	Dosage	Annual Consumption		
		Unit-1	Unit-2	Unit-3
Polyphosphates and polymer	70 ppm*2	13,328Kg	24,752Kg	24,752Kg
Nitrogenous compounds and organic polymer	100 ppm/15 days *1	4,200Kg	7,800Kg	7,800Kg
Chlorine	1 ppm*4	9,324Kg	17,316Kg	17,316Kg

*1 Concentration against holding water volume (5000 m3) of the system.

*2 Concentration against the total blowdown quantity.

*3 For 8000 hours operation.

*4 Concentration against recirculating water quantity.

*5 Chlorine is out of scope.

Drawing

- 4-1. P&I flow diagram for chemical injection unit
- 4-2. Layout drawing for chemical injection unit

Note

This is a brief proposal based on the given conditions as show on TABLE-1 and TABLE-2.

When the conditions will be very changed in the actual operation, the chemical treatment program, especially the cycle number might be re-considered.

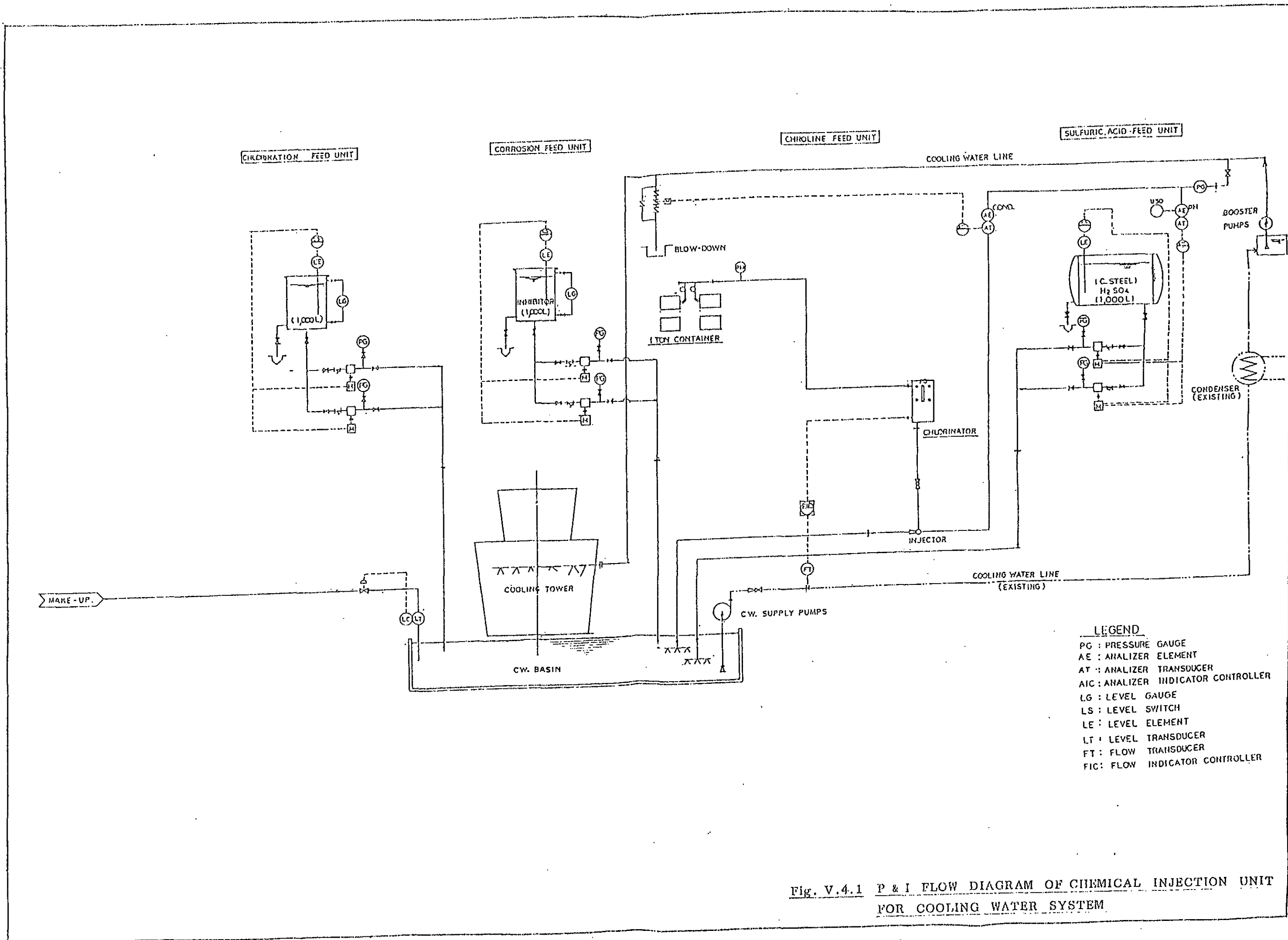


Fig. V.4.1 P & I FLOW DIAGRAM OF CHEMICAL INJECTION UNIT FOR COOLING WATER SYSTEM

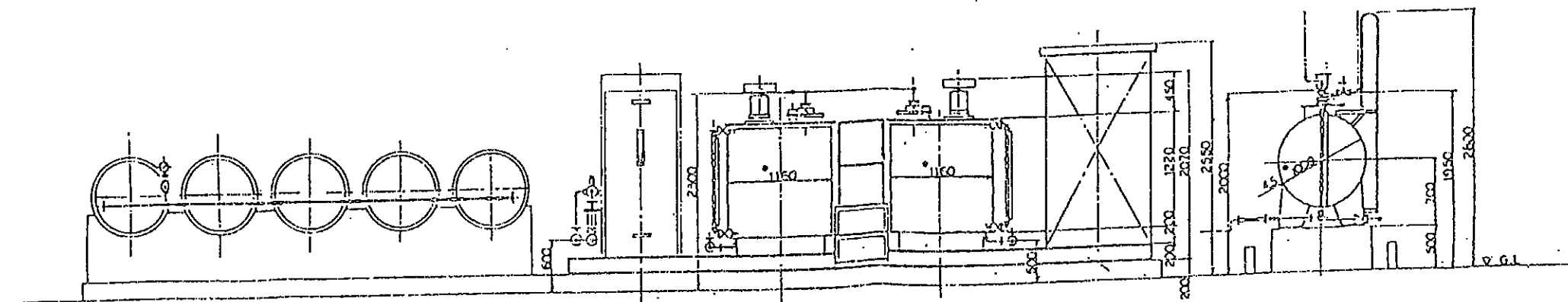
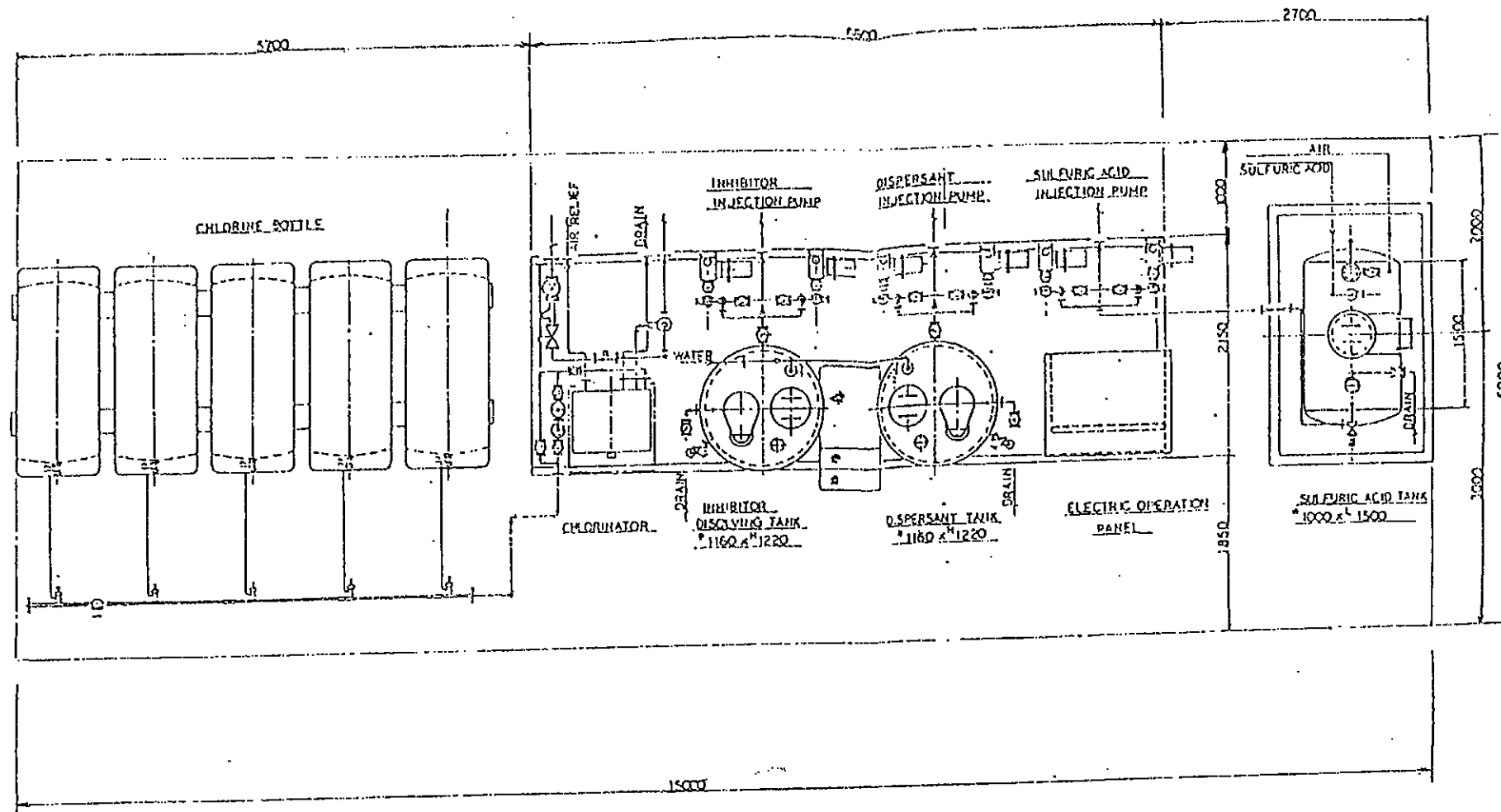


Fig. V.4.2 GENERAL ARRANGEMENT OF CHEMICAL INJECTION UNIT FOR COOLING WATER SYSTEM

V.4 Cooling System Maintenance and Inspection Manual (Draft)

Foreward

The cooling towers, cooling water booster pumps, circulating pumps, and condenser units are connected by the cooling system through pipelines and concrete ducts.

The following equipment units are involved in the cooling system:

No.	Name of Equipment Unit	Number of Units			Remarks
		No. 1	No. 2	No. 3	
1	Cooling Tower	1	1	1	
2	Circulating Pump (existing)	1+1	1+1	1+1	One for normal use and one for standby
3	Condenser (existing)	1	1	1	
4	Cooling Water Booster Pump	1+1	1+1	1+1	One for normal use and one for standby
5	Make-up Water Pump		2+1		Two for normal use and one for standby
6	Chemical Injection Equipment	1	1	1	
7	Auxiliary Cooling Water Pump (existing)	1+1	1+1	1+1	One for normal use and one for standby

Since the operation, inspection, and maintenance manual for equipment unit will be provided by the equipment supplier, only a general outline of the cooling system's operation and maintenance method is described hereunder.

1. Item to be Considered for daily Operational Maintenance

(1) Air Temperature and Cooling Water Temperature

Air and cooling water temperatures are factors having a great affect on the thermal efficiency of power generating equipment, it is important that they be observed continuously. The observations made over a long period of time should be compared to the equipments' design temperatures.

(2) Cooling Water Qualities

Cooling water that is condensed by condenser units is concentrated when it circulates through the cooling water system. Certain types of water qualities are detrimental to the equipment units and piping of the cooling water system. It is important for possible problems to be forecast and to improve the quality of the cooling water by setting the concentration levels, by adding chemicals to the water, and by properly conducting blowdown operations.

For detailed information pertaining to the operation and maintenance of the chemical injection equipment, reference should be made to the manuals provided by the manufacturer.

(3) Mixture of Foreign Substances

Any mixture of foreign substances that may damage the cooling system pumps or that may interrupt plant operations by clogging the condenser tubes must be avoided.

2. Inspection of Cooling System

Items and objectives of the general inspections of the cooling system are as shown in Table. The inspection schedule for the cooling towers are attached to ANNEX III for reference purposes.

3. Inspection and maintenance schedule for cooling tower

3.1 Time to Replace Mechanical Equipment Parts.

Mechanical equipment parts are manufactured to withstand use for a long period of time. To ensure smooth operation, however, it is advisable to disassemble mechanical equipment for inspection and replacement of the parts according to the following schedule:

- (1) Replacement of speed reducer oil seal ----- every 3 years
- (2) Disassembly and inspection of speed reducer and replacement of shaft bearing ----- every 6 years
- (3) Disassembly of motor and replacement of shaft bearing --- as per motor instruction
- (4) Replacement of fan clamping bolt ----- every 6 years
- (5) Replacement of speed reducer flexible hose ----- every 3 years

3.2 Fill and Eliminator.

Remove dirt and algae from fill and eliminator to prevent clogging.

3.3 Inspection and maintenance schedule

Please refer to attached Table 1.

Table-1 Inspection of Cooling System (1 of 3)

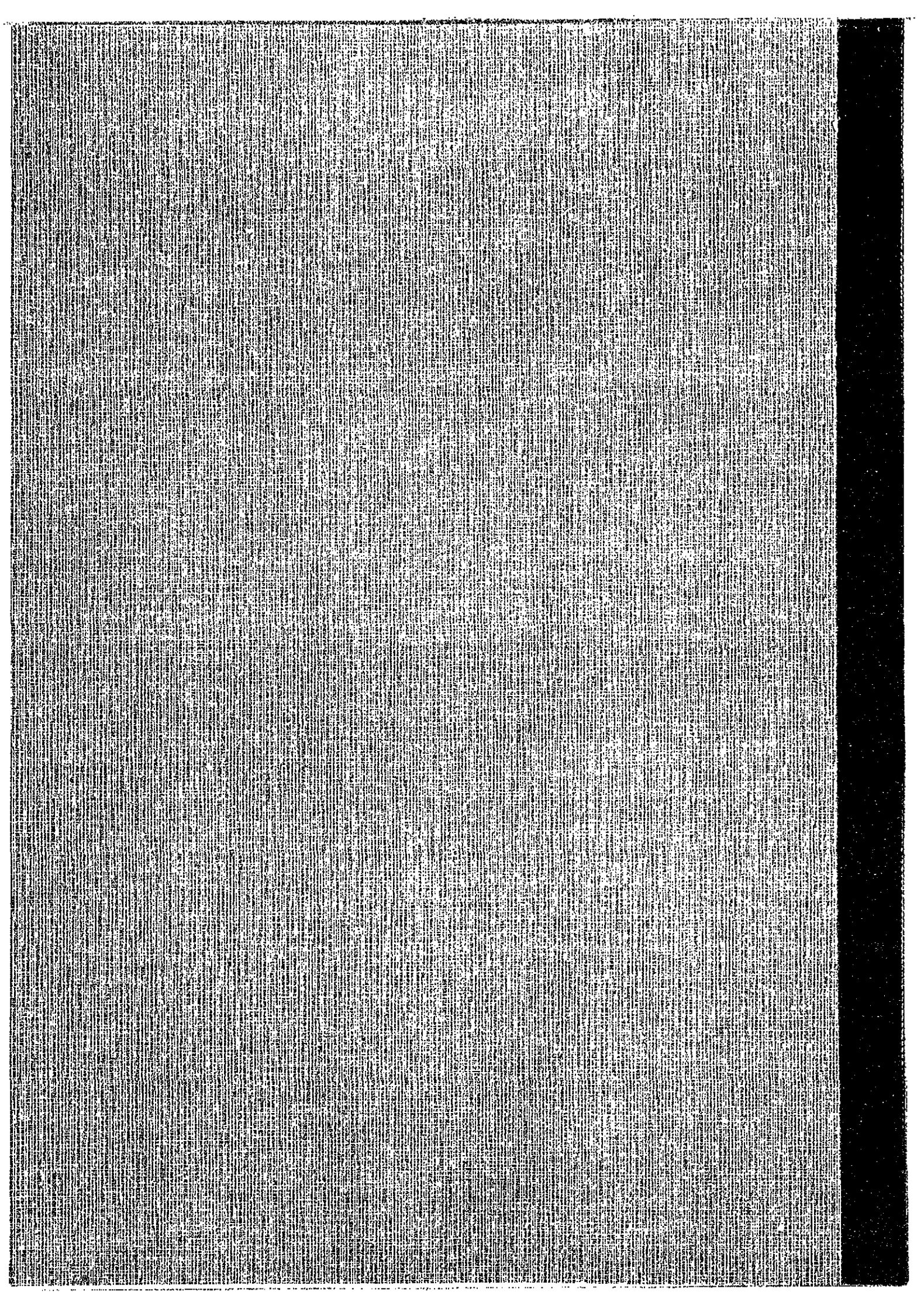
No.	Inspection Item	Location and Purpose of Inspection	Observation Frequency		Method of Inspection	Evaluation Standard	Remarks
			Daily	Weekly			
1	Air Temperature (°C)	At appropriate outdoor and indoor locations at the power station	○		Visual thermometer reading and temperature recording		Wet bulb and dry bulb temperatures and relative humidity (%)
2	Cooling Water Temperature (°C)	(1) At cooling tower inlets (2) At cooling tower outlets (3) Make up water (at the inlet of cooling tower water basin)	○ ○ ○		Visual readings of temperature gages and temperature recording	Design temperature of condensers and cooling towers	
3	Water Quality	(1) Cooling tower basins (2) Booster pump basins (or booster pump outlets) (3) Make up water (at the inlets of cooling tower water basins)	△ △ △	○ ○ ○	(1) Water sampling and water quality analysis by water test equipment	1) Values shown in Table. Inspect especially for corrosive components such as acid and ammonia. 2) Values shown in the chemical injection equipment manuals provided by manufacturers.	Turbidity, electric conductivity, and PH values must be observed daily.
4	Mixture of foreign Substance	(1) Cooling tower water basins (2) booster pump basins and basin inlets bar-screens (3) Inlet strainers of auxiliary cooling water pumps	○ ○ ○		Visual inspection Visual inspection 1) Observation of inlet and outlet pressure differences	Inspection of foreign substance in water tanks that may damage pump propellers, shafts, or casings, or that may clog the cooling water pipes of the condensers. If foreign substances are found, they must be removed immediately.	
5	Operating Conditions of Cooling Towers	(1) Presence of excessive vibrations (drive shafts, fans, motors, reduction gears) (2) Presence of abnormal sound (fans, motors, reduction gears) (3) Over-heating of motors (4) Abnormal water level in basin	○ ○ ○ ○		1) By touching the units. If necessary, observe by vibration gage 2) By hearing 3) By touching the units if necessary, observe by temperature gage 4) Visual observation of water level indicators and recording.	1) Compare with daily recorded values	

Table-1 Inspection of Cooling System (2 of 3)

No.	Inspection Item	Location and Purpose of Inspection	Observation Frequency		Method of Inspection	Evaluation Standard	Remarks
			Daily	Periodic Inspection Time			
5	Operating Conditions of Pumps	(1) Presence of excessive vibration	<input type="radio"/>		1) By touching the units, if necessary, observe by vibration gauge.		
		(2) Overheating	<input type="radio"/>		1) By touching the units, if necessary, observe by a temperature gauge.		
		(3) Abnormal sound	<input type="radio"/>		1) By hearing		
		(4) Abnormal discharge pressure	<input type="radio"/>		1) confirm valve opening	1) Compare with daily recorded values	1) Measure pump discharge pressure under valve closed conditions once or twice a year. Examine the annual changes of the pressures to determine the intervals of the periodical inspection.
6		(5) Abnormality of bearings	<input type="radio"/>		1) Visual inspection	1) Confirm smooth rotation	1) Replace parts having dimensions deviating from allowable values.
		(6) To measure disassembled parts' dimensions and check electrical system	<input type="radio"/>		1) Based on pump manual 2) Measuring of insulation and coil resistance	1) Based on pump manual (provided by manufacturer)	2) Replace worn parts
		(7) To confirm adequate cooling liquid through a sight glass of self-cooling type pumps			3) Confirmation of rotating direction		
		(8) For non-self-cooling type pumps, to confirm if the cooling water inlet pressure is slightly higher (0.3-3.4 kg/cm ²) than the pump discharge pressure					
7	Valves	(1) Valve glands	<input type="radio"/>		Visual inspection	Water leakage through glands	1) Refasten gland or replace gland gaskets
		(2) Valve seat seals	<input type="radio"/>		Inspection by disassembling, based on valve manual	Existence of cracks, corrosion, and wear.	
		(3) Spindle and moving part	<input type="radio"/>		Visual inspection	Inspection of operating conditions (per manufacturer's manuals)	
		(4) Water level control valves	<input type="radio"/>				

Table-1 Inspection of Cooling System (3 of 3)

No.	Inspection Item	Location and Purpose of Inspection	Observation Frequency		Method of Inspection	Evaluation Standard	Remarks
			Daily	Weekly			
8	Chemical Injec- tion Units (1) Pump opera- rating condition	(1) Oil level in crankcase (2) Oil leakage through crankcase parts (3) Chemical liquid leakage through joints (4) Presence of excessive vibration (5) Overheating (6) Presence of abnormal sound (7) Discharge pressure (8) Discharge rate (9) Inspection of disassembled parts			Visual inspection 1) By touching. Observe by vibration gauge if necessary 2) By touching. Observe by vibration gauge if necessary 3) By hearing By gauge	1) Oil level must be within the range of allowable levels 2) Refasten joints 3) If leakage is excessive, replace gaskets	
	(2) Confirmation of chemical quantity	(1) Examination of remaining quantity (2) Examination of operating conditions of self-heating type equipment			Based on manufacturer's manual 1) Visual inspection 2) Visual inspection	Based on manufacturer's manual	
	(3) Leakage of equipment parts	(1) Leakage through valve glands, vari- ous containers, liquid level gauges, pipes and pipe fitting joints			1) Visual inspection	Refasten joints	
	(4) Instruments i) Relief Valves ii) Pressure Gauges	(1) Leakage (2) Operating test for set pressure (3) Operating conditions			1) Visual inspection 2) Based on manufacturer's manual (3) Visual inspection	1) Smooth out poor seats or replace them 2) Readjust if necessary	
	(5) Control systems	(1) Adjustment of each control equip- ment unit and testing of entire system			Based on manufacturer's manual	Based on manufacturer's manual	
	(6) Warning systems	(1) Operating test			Based on manufacturer's manual	Based on manufacturer's manual	



コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
フィージビリティ調査

PUENTE GUILLERMO 水力発電所

平成2年3月

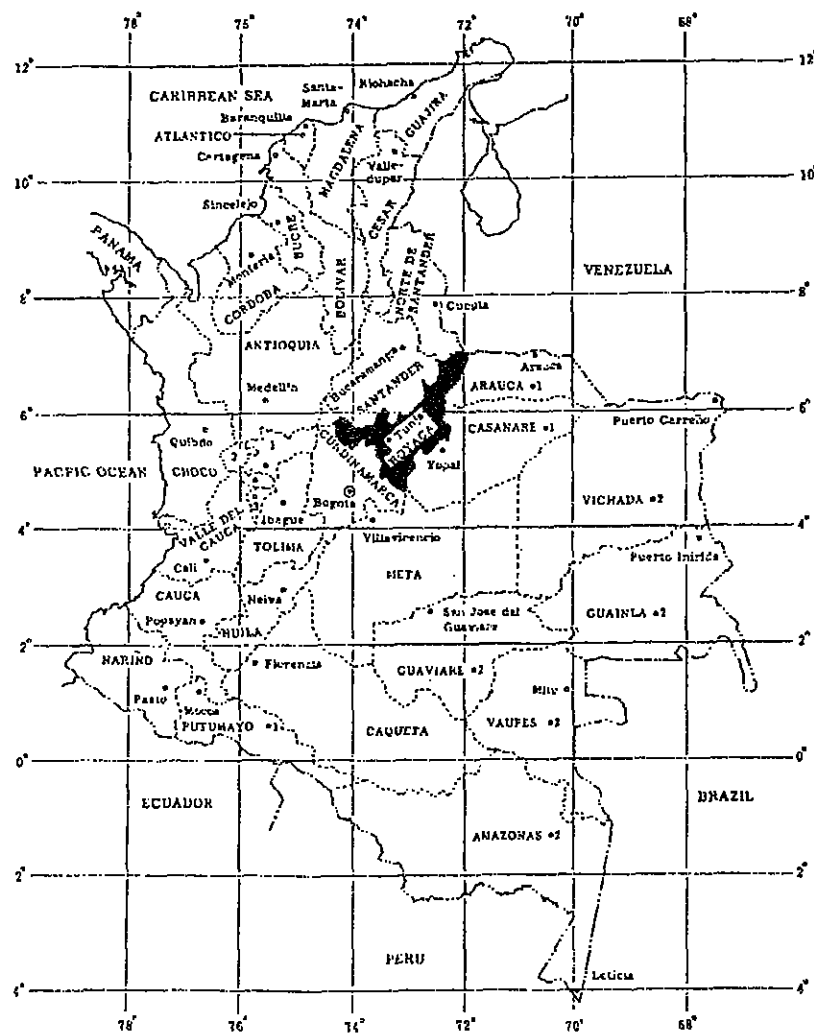
国際協力事業団

MAP OF SOUTH AMERICA

NEW WORLD ATLAS
SHUNSHA CO., LTD.
(1973)



POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



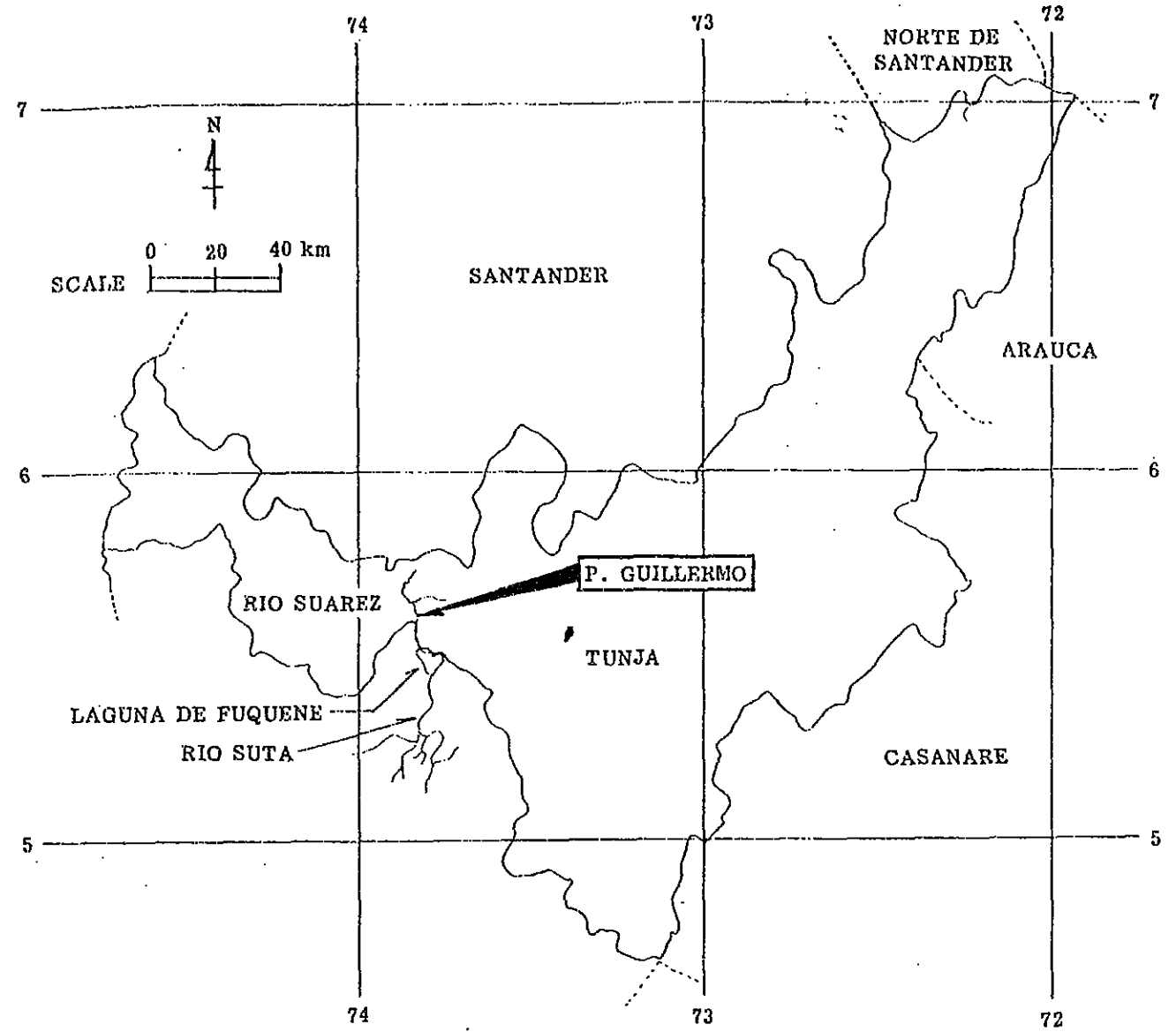
SCALE 0 250 500 km

LEGEND

- Border
- - - Limit of Department
- ⊙ Capital
- Capital of Department
- 1 Intendency
- 2 Commissary

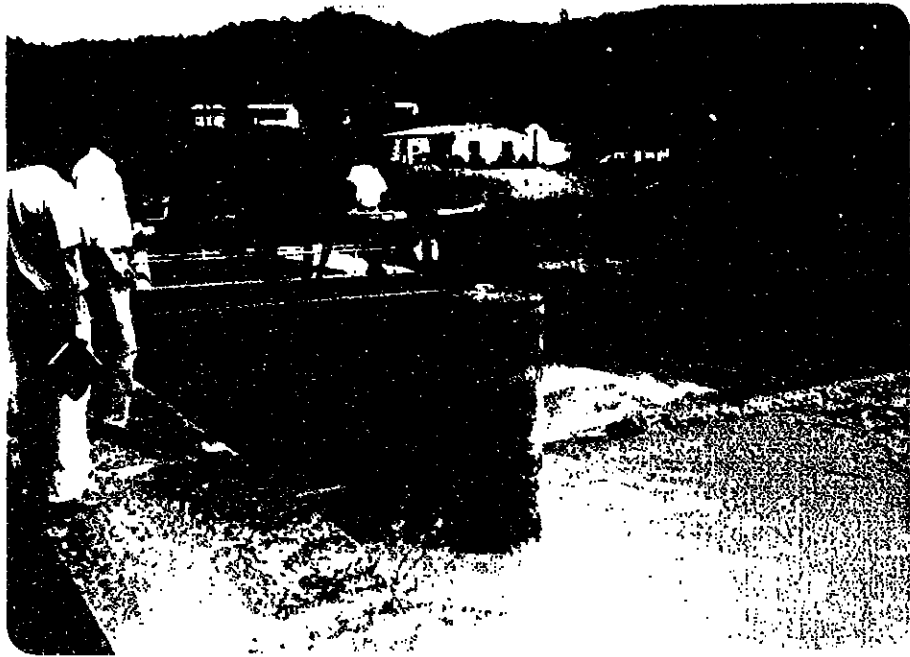
NOTES

- No. Department (Capital)
- 1 CALDAS (Manizales)
 - 2 RISARALDA (Pereira)
 - 3 QUINDIO (Armenia)

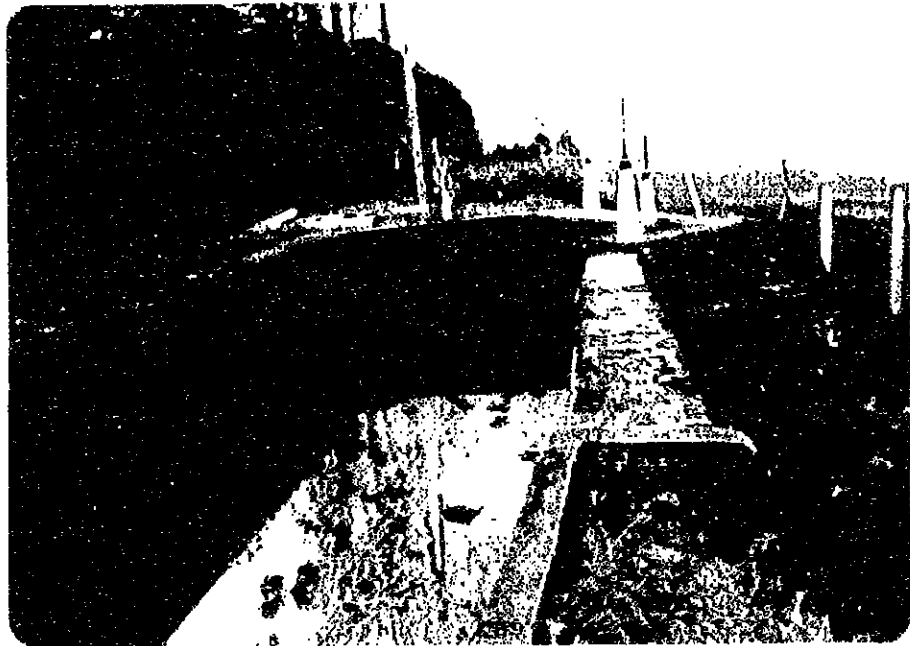


調査地域の位置図

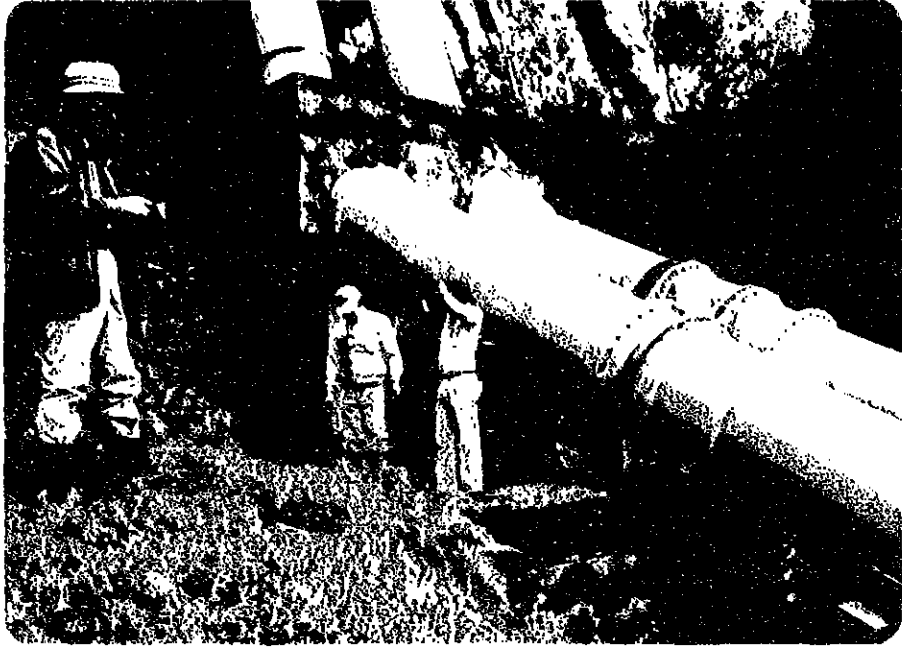
Handwritten note in the bottom left corner.



Suarez川および取水口



水槽



水圧管路

目 次

調査地域の位置図

写 真

第1章 序 文	1-1
第2章 現地調査	2-1
2.1 調査団の編成と日程	2-1
2.2 現地調査工事	2-2
2.3 収集資料	2-2
第3章 調査地点の概要	3-1
3.1 発電設備の概況	3-1
3.2 土木施設の概況	3-1
3.3 地形・地質の概況	3-3
第4章 水圧管路破損の要因分析	4-1
4.1 現状把握	4-1
4.2 基盤の土質特性値	4-1
4.3 基盤の極限支持力	4-5
4.4 アンカーブロックに作用する力の検討	4-6
4.5 考 察	4-9
第5章 水槽及び水圧管路の修復設計	5-1
5.1 水槽の設計	5-1
5.2 水圧管路の設計	5-1
5.3 ゲートバルブ類の仕様と諸元	5-2
5.4 修復工事費の積算	5-2
5.5 施工計画	5-4
第6章 修復計画の実現に対する提言	6-1

図 面 集

附属資料

第 1 章 序 文

本発電所は Boyaca 県の Suarez 川に位置し、EDSA電力会社が所管する定格出力 1280kWの流れ込み式水力発電所である。水圧管路のアンカーブロック基礎に沈下現象が発生して水圧鉄管が破損したので、その修復工事のため、1985年より運転を休止している。したがって本発電所の修復計画の主要課題は水圧管路の復旧工事である。

発電設備は横軸フランシス型の機器 2 ユニット（それぞれ定格出力 640kW）が1960年及び1950年に製造されている。供用年数が30年を越えており、また水圧管路の事故のため運転を5年以上もの間休止しているので、運転再開に当っては入念な点検が必要である。

取水堰、取水口、延長 372mの開水路及びヘッドタンク等の土木構造物は堅牢性を維持しているが付帯するゲート、バルブ及びスクリーン類、特に水槽付帯設備は老朽化していて損傷が著しい。

第2章 現地調査

2.1 調査団の編成と日程

P. Guillermo 水力発電所の現地調査は表-2.1 に示される通り2回にわたり実施された。

1回目の現地踏査に於いては、既存施設（主として土木構造物）の現況調査並びに資料収集が水力発電計画（土木）の担当技師2名により実施された。

2回目の現地調査に於いては、地質の担当技師が主体となり、水力発電計画（土木）の担当技師1名と計2名により地質調査を中心に資料収集が行われた。

表-2.1 現地調査のスケジュール

1回目の現地踏査

月・日	行 程	調 査 内 容	メ ン バ ー	
			ICBL	JICA
1. 17	Bogota → Tunja	EBSA にて打合せ, 資料収集	R. Torres	遠山武羅夫 川崎義雄
1. 18	Tunja → Chiquinquirá	P. Guillermo 発電所の現地調査		
1. 19		CAR にて打合せ		
1. 20		EBSA にて打合せ, 資料収集		

2回目の現地踏査

月・日	行 程	調 査 内 容	メ ン バ ー	
			ICBL	JICA
7. 6	Bogota → Tunja → Chiquinquirá	BESA にて打合せ	R. Torres	川崎義雄 井上隆
7. 7		P. Guillermo 発電所の現地調査		

2.2 現地調査工事

現地踏査の結果に基づいて、JICA F/S 調査団が ICEL のカウンターパートスタッフと協議の上計画した現地調査工事の内容は次に挙げる地形測量とボーリング調査である。

(1) 地形測量の範囲

地形測量の範囲は図-2.1 に示す通りで、作業内容はベンチマークを3ヶ所に設置して取水堰、沈砂池、水槽、水圧管路、発電所建物の現況図を縮尺 1:200、等高線 2 m ピッチで図化することである。

(2) ボーリング調査工事の計画

図-2.1 に示す通り、3ヶ所の位置でコアボーリング調査を実施した。

BH-1 深さ 12.5 m

BH-2 深さ 16.0 m

BH-3 深さ 10.0 m

2.3 収集資料

現地調査を通じて収集した資料類を示すと次の通りである。

2.3.1 地形図

地形図に関する収集資料は IGAC が発行している縮尺 1/25,000~1/400,000 の地形図、EBSA が本地点調査の為に実測した測量図および竣工図の3種類がある。

(1) IGAC 発行の地形図

縮尺	図面番号	摘用
1/400,000	—	Boyaca 県全体図
1/100,000	170	発電所周辺
1/100,000	190	発電所上流域
1/25,000	170 --IV-- A, B, C, D	発電所周辺

(2) EBSA 実測図			
VARIABLE	1		水路平面，縦断及取水設備詳細図
”	2		水圧管平面，縦断及発電建屋平面
1/50；1/100	3		沈砂池，水槽及発電建屋断面図

(3) 竣工図

縮 尺	図面番号	摘 用
1/1000	610	発電施設全体平面図
1/200	611	水路全体縦断図
H=1/200，V=1/20	612	水路縦断詳細図（1/2）
H=1/200，V=1/20	613	”（2/2）
1/100	614	水路横断図（1/2）
1/100	615	”（2/2）
1/20，1/100	616	取水設備詳細図
1/5～1/50	617	取水口詳細図
1/40	619	沈砂池詳細図
1/50	620	水路橋・平面及断面図
1/50	622	水槽構造図
1/100	683	水圧管・平面，縦断図（1/3）
1/100	684	”（2/3）
1/100	685	”（3/3）
1/50，1/100	686	水圧管基礎図
1/50	688	発電所構造図
1/40	948	沈砂池詳細図

2.3.2 地質調査資料

本調査のために収集した地質に関する既存資料は次の通りである。

— 本地点周辺の航空写真 —

Estudio de Suelos Microcentral
Hidroelectrica Puente Guillermo
1989, Lopez Hermanos Ltda.

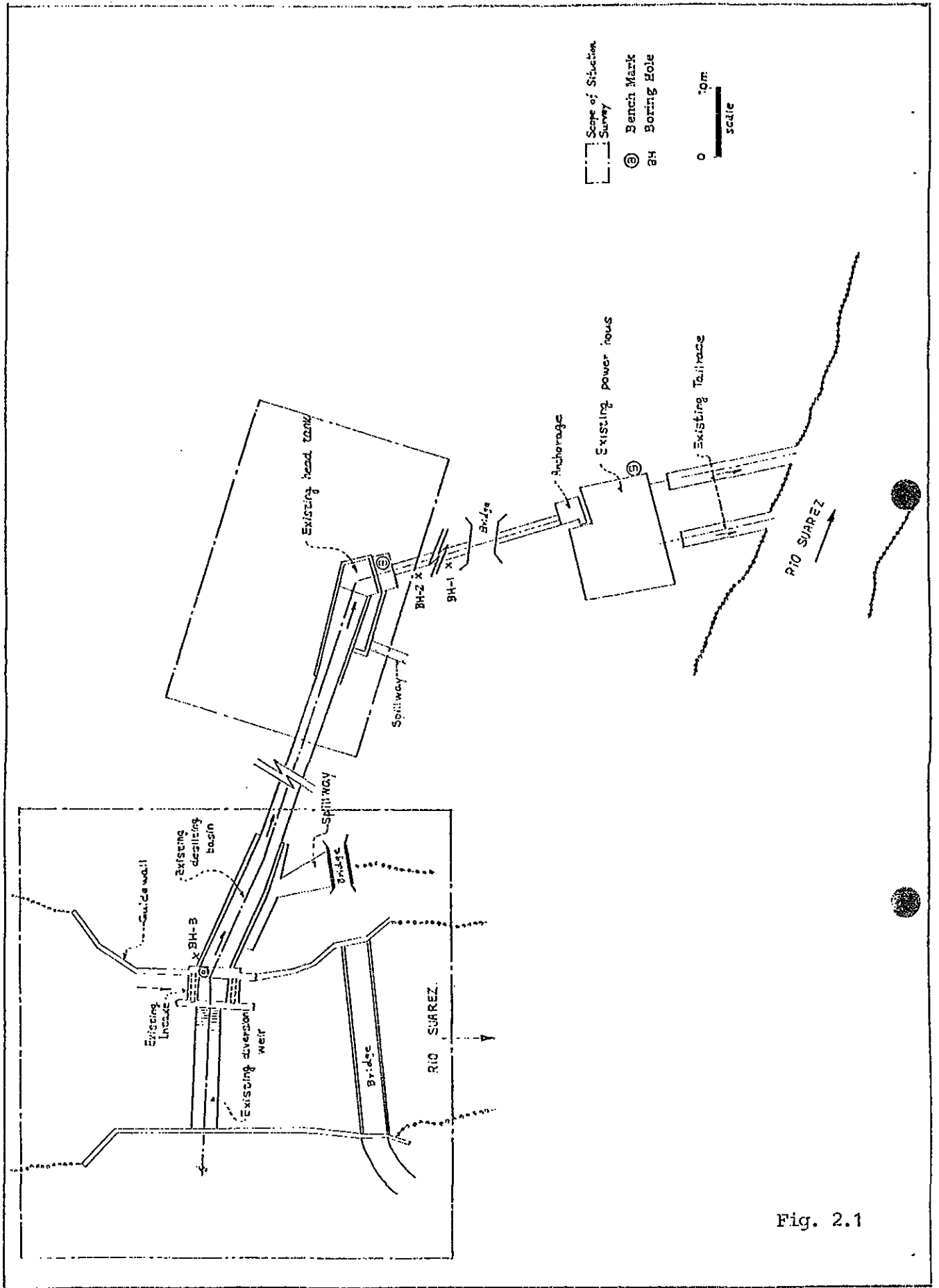


Fig. 2.1

第 3 章 調査地点の概要

P. Guillermo 水力発電所における既設発電設備、土木施設ならびに地形・地質的な立地条件を要約して述べると次の通りである。

3.1 発電設備の概況

発電設備は横軸フランシス水車が2ユニット（それぞれ定格 640kW）設置されている。

水圧管路の事故のため、発電設備は5年以上もの間休止しているが EBSA の調査（付属資料の Survey Record）によれば、発電設備の欠陥は無い。

したがって、EBSA は、発電設備に関しては現状維持することを要望している。

3.2 土木施設の概況

(1) 取水設備

取水堰は粗石コンクリート造りで越流頂長18m，天端標高102 m，高さ1.50mでほぼその基礎は岩盤上に設けてある。左岸側の40m間のクレストには約1m間隔にピヤーが設けてありその間に挿入する堰板により水位を調整することが出来る。

取水口は Suares 川の左岸側に設けてあり河川に垂直に幅4 m，長さ8 mでこれより沈砂池と土砂吐用水路に連絡している。

取水口の呑口形状は幅1.50m×高さ1.50mで河川に平行するように2ヶ所設けてあり、呑口敷標高は 100mである。取水口にはゲートが2門設けてある。

土砂吐は取水口の下流端にありゲートを2門設けてある。その形状は幅1.50m，高さ1.50mである。

取水設備のコンクリート構造物は比較的良好な状態にある。

(2) 沈砂池

沈砂池は取水口に接続して設けてあり、巾3.50m，長さ13.50 m，深さ平均2.40mである。沈砂池の右岸側には排砂用の4門の上砂吐用ゲート（0.50m×0.40m）が設けてある。土砂吐に隣接してその下流には余水吐があり、越流長7.50m，越流頂標高101.10mで土砂吐用水路と合流して河川に放流される。

沈砂池のコンクリート構造物は比較的良好な状態にある。

(3) 水 路

水路は開渠で延長 372m である。標準断面は台形で床巾 1.10m, 高さ 1.50m 天端巾 3.10m である。水路は 2ヶ所の沢を水路橋で横断し、長さはそれぞれ 20m で断面は矩形で巾 1.90m, 高さ 1.45m である。

水路橋の一部にコンクリートの破損が見受けられるが比較的良好な状態にある。

(4) 水 槽

水槽を矩形に近い形状で平均幅 4m, 長さ約 10m, 深さ 2.50m で水路に平行している。水槽の川側の壁には排砂路が 1門 (1.00×1.00m) 設けてある。水圧管路へのトンネル呑口は水路中心線と 120° に屈折して水槽の右岸隅部に設けてある。構造物は粗石コンクリート造りで一部のコンクリートの剥離を除くと比較的良好な状態にある。

(5) 水圧管路

水圧管路は鉄管路φ0.80m 2条で延長は 180m である。水圧管路は 5基のコンクリートブロックとコンクリート・サドルで支持されている。水圧管路は基盤の変形により上流部半分が破損している。

(6) 発電所・放水路

発電所の建屋は 16.5m×13.5m で床標高は 36.45 m である。放水路は 2条あり、断面は巾 2.50m×高 1.10m で水路長はそれぞれ 15m, 22m で Cascade 型の水路である。

機械基礎及び放水路は共に比較的良好な状態にある。

建屋については約 30年を経過しているが比較的良好な状態にある。