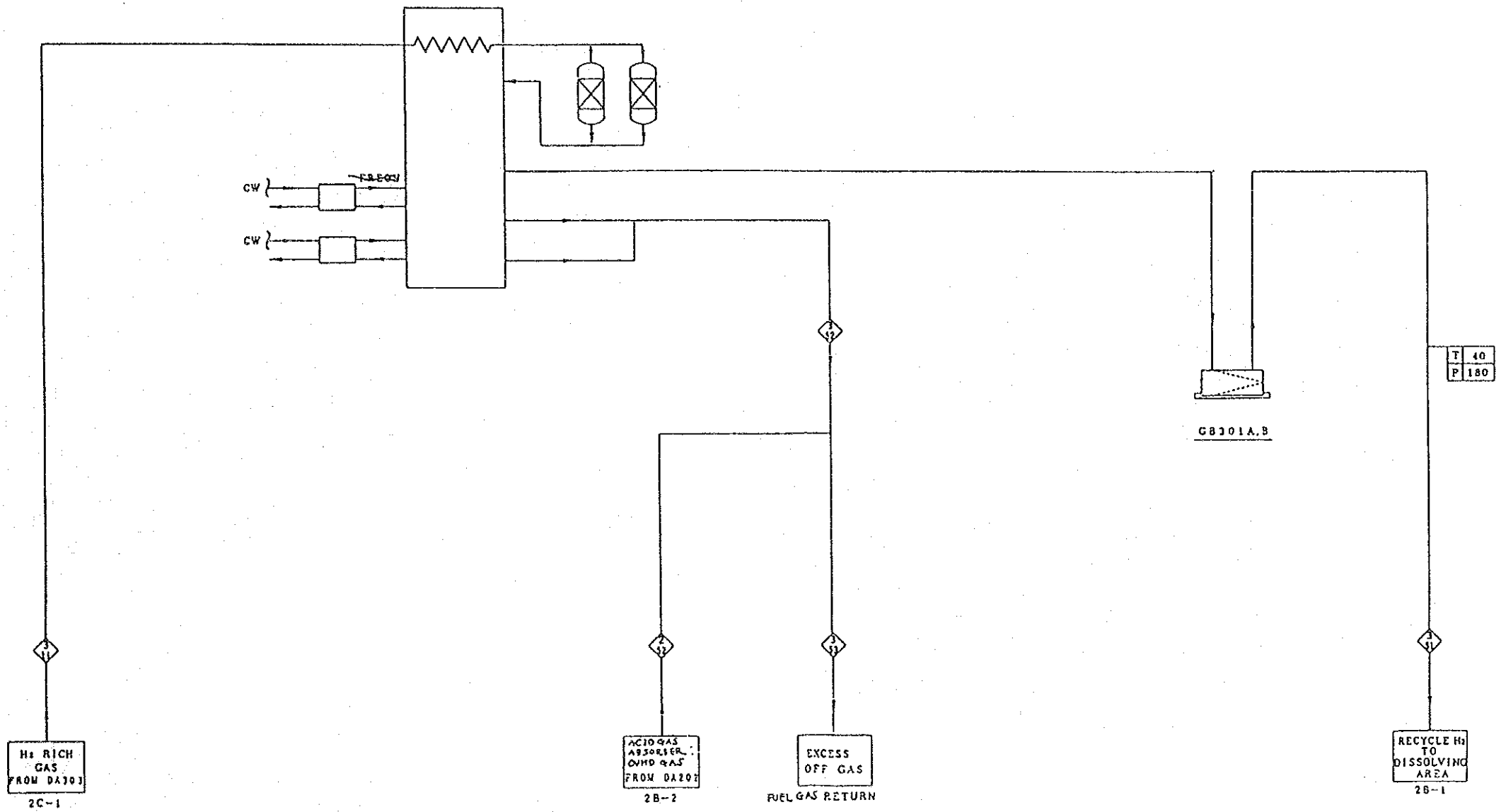


CA301
HYDROGEN
PURIFICATION
UNIT

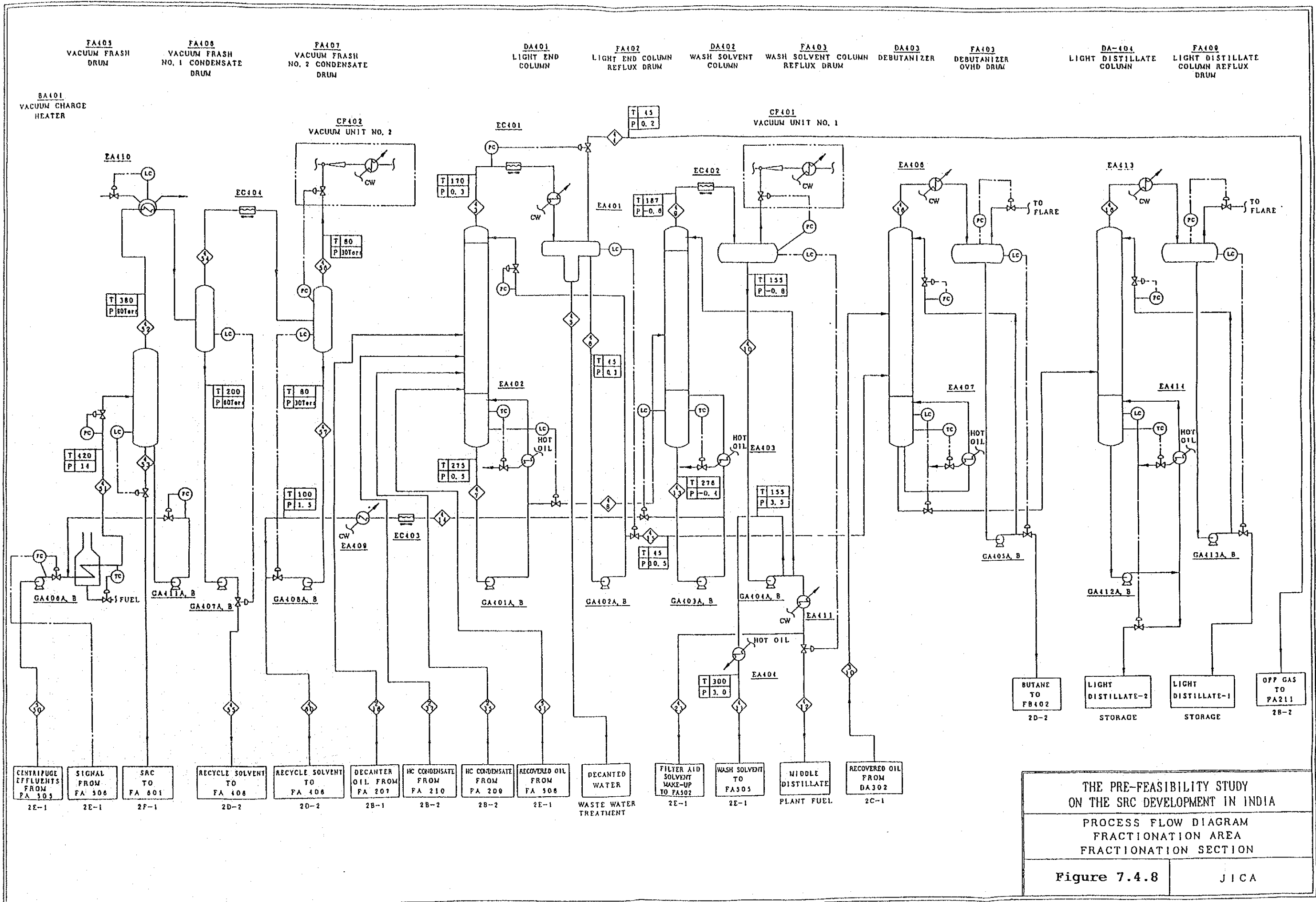


THE PRE-FEASIBILITY STUDY
ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

MITSUI SRC DEVELOPMENT CO. LTD.

PROCESS FLOW DIAGRAM
HYDROGEN RECOVERY AND
PURIFICATION AREA
H. P. U. SECTION

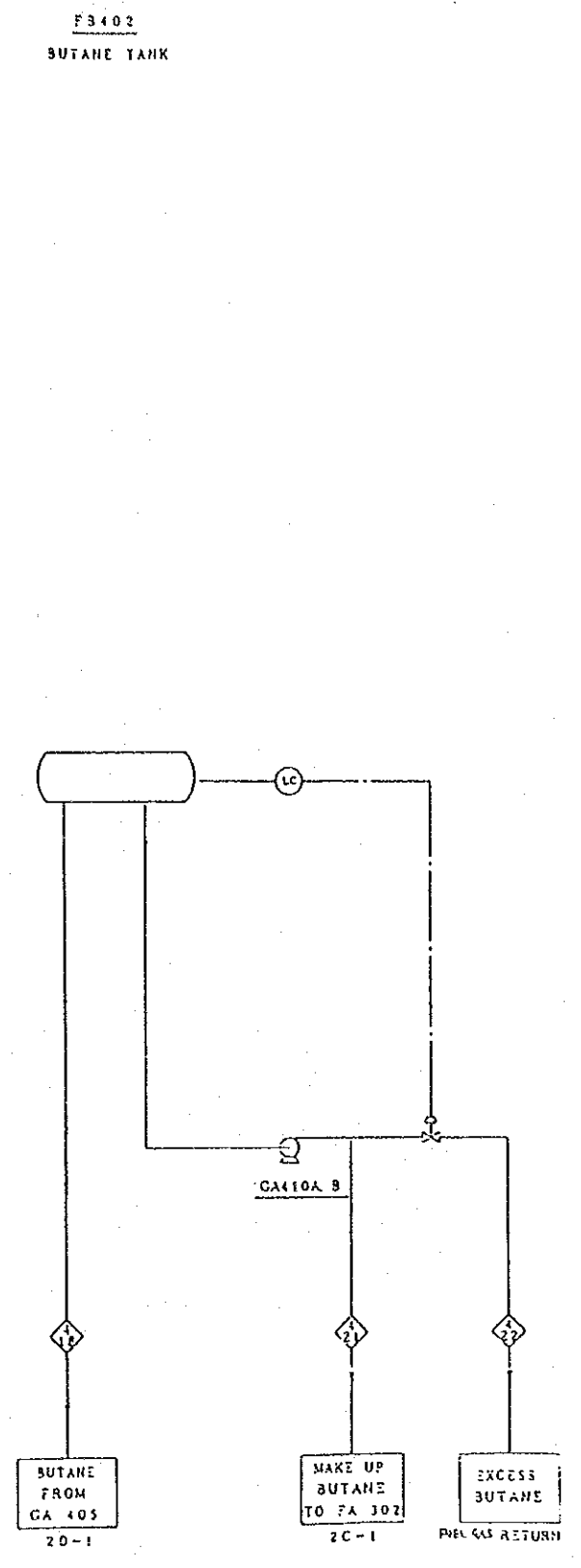
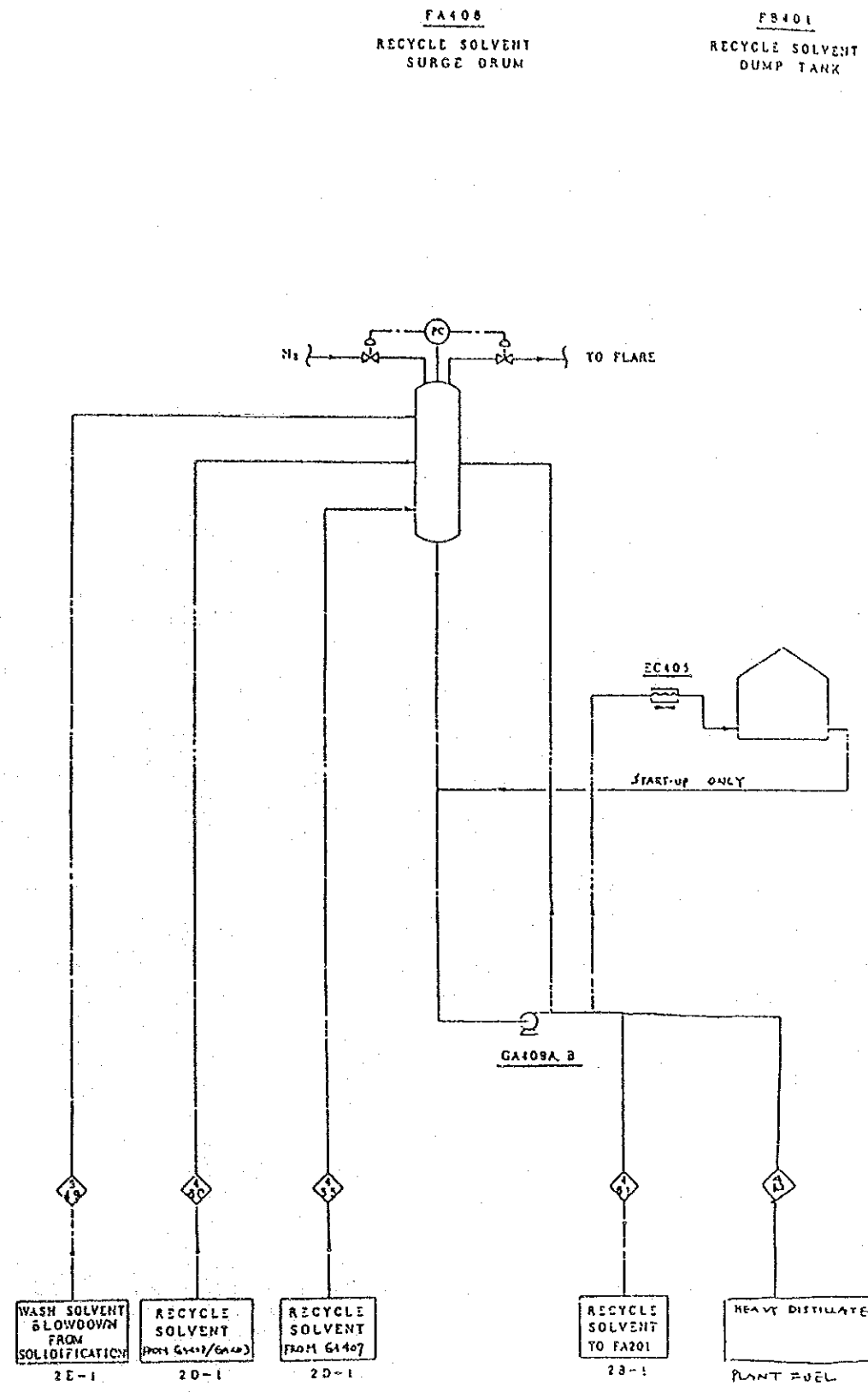
Figure 7.4.7



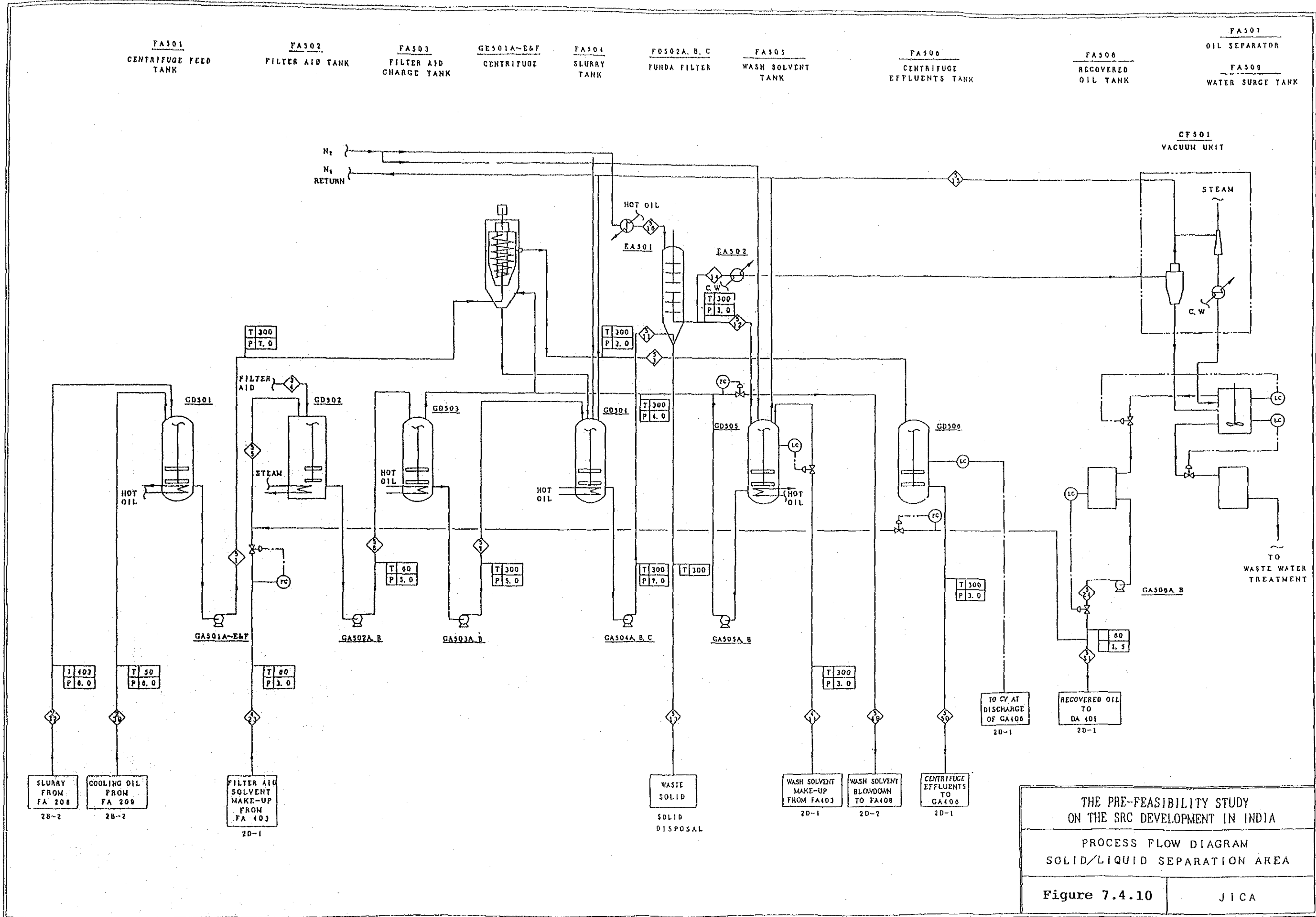
THE PRE-FEASIBILITY STUDY
ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

PROCESS FLOW DIAGRAM
FRACTIONATION AREA
FRACTIONATION SECTION

Figure 7.4.8 JICA



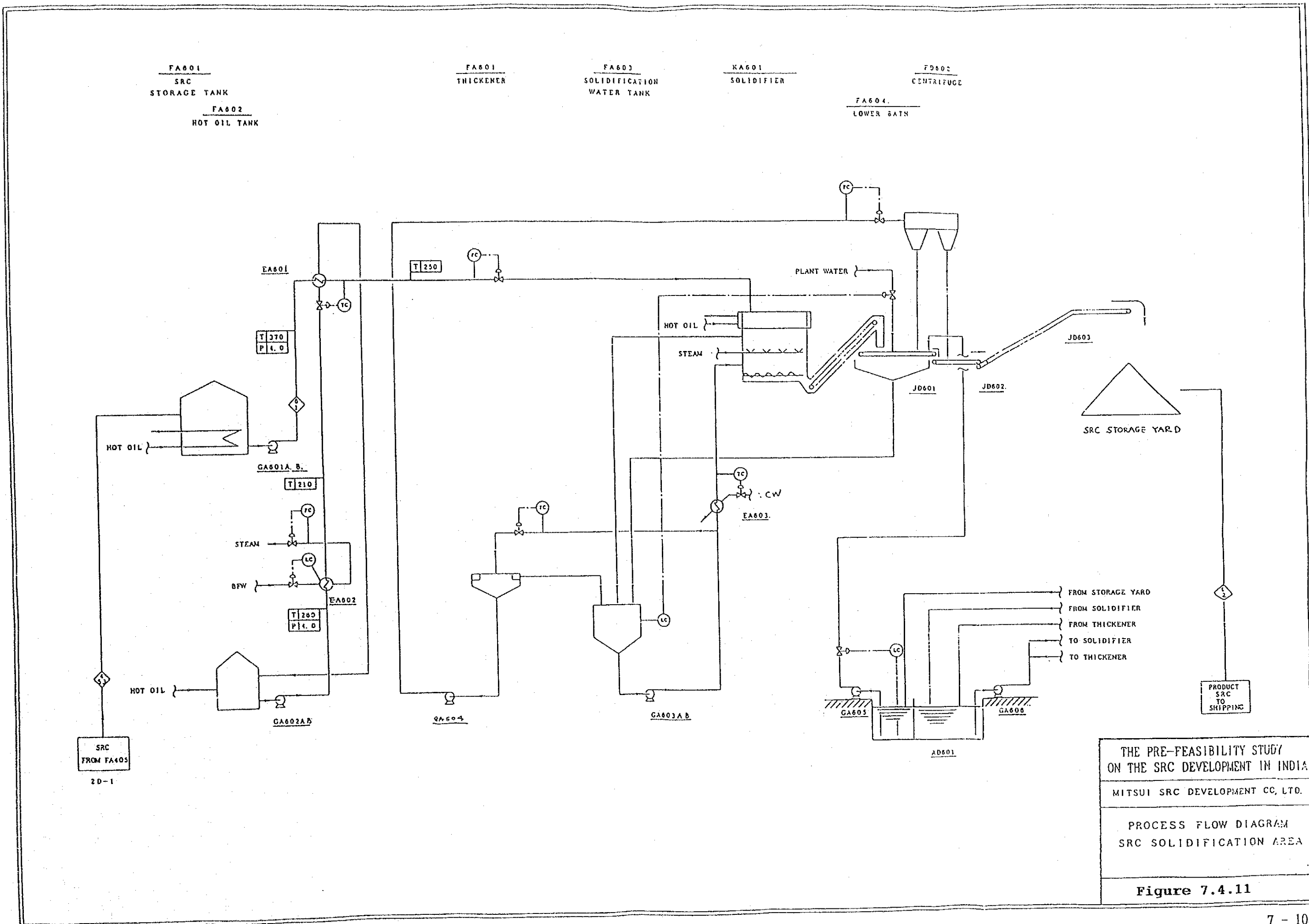
THE PRE-FEASIBILITY STUDY
 ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA
 MITSUI SRC DEVELOPMENT CO. LTD.
 PROCESS FLOW DIAGRAM
 FRACTIONATION AREA
 INTERMEDIATE TANK SECTION
Figure 7.4.9



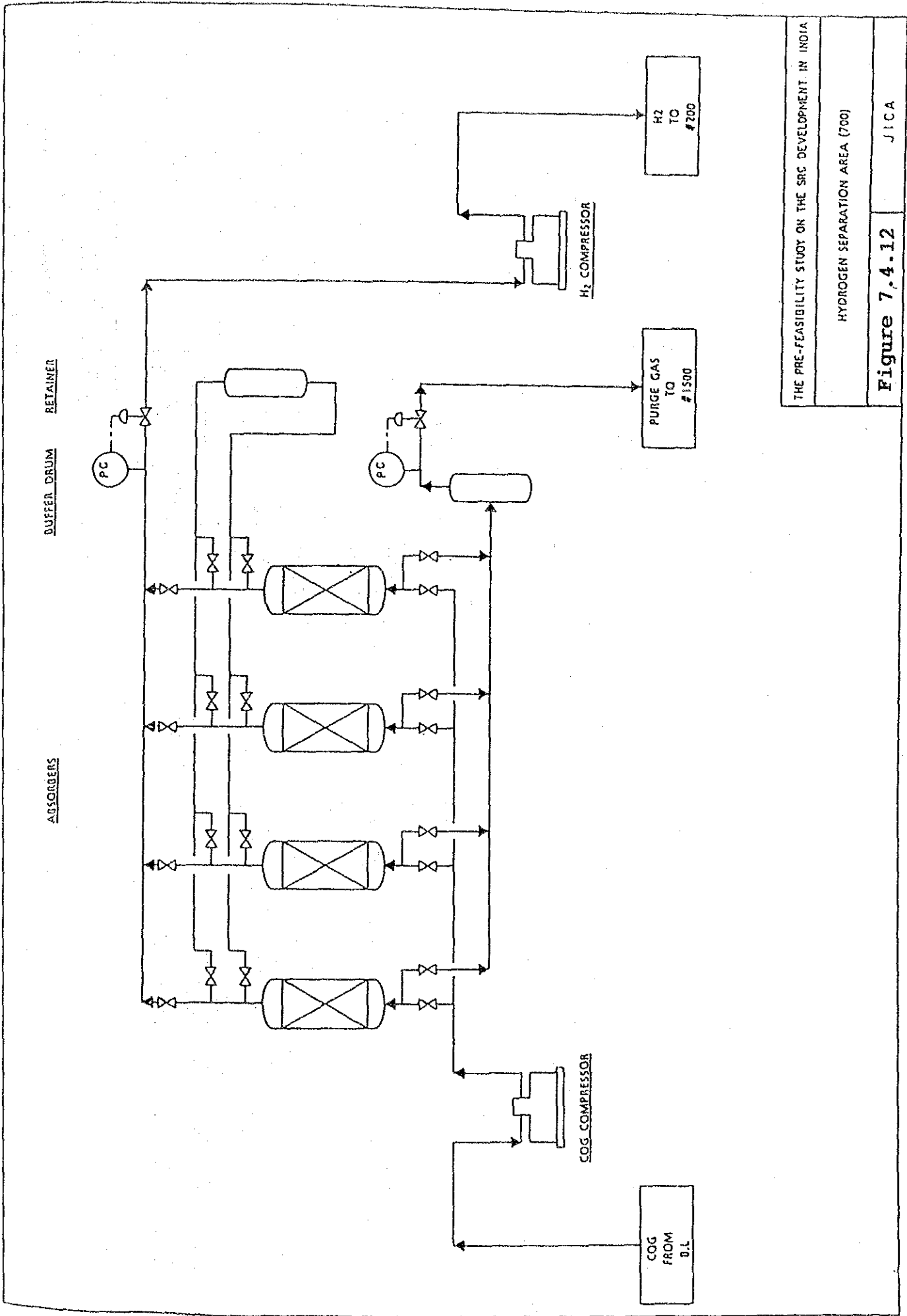
THE PRE-FEASIBILITY STUDY
ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

PROCESS FLOW DIAGRAM
SOLID/LIQUID SEPARATION AREA

Figure 7.4.10 JICA



THE PRE-FEASIBILITY STUDY
ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA
MITSUI SRC DEVELOPMENT CO., LTD.
PROCESS FLOW DIAGRAM
SRC SOLIDIFICATION AREA
Figure 7.4.11

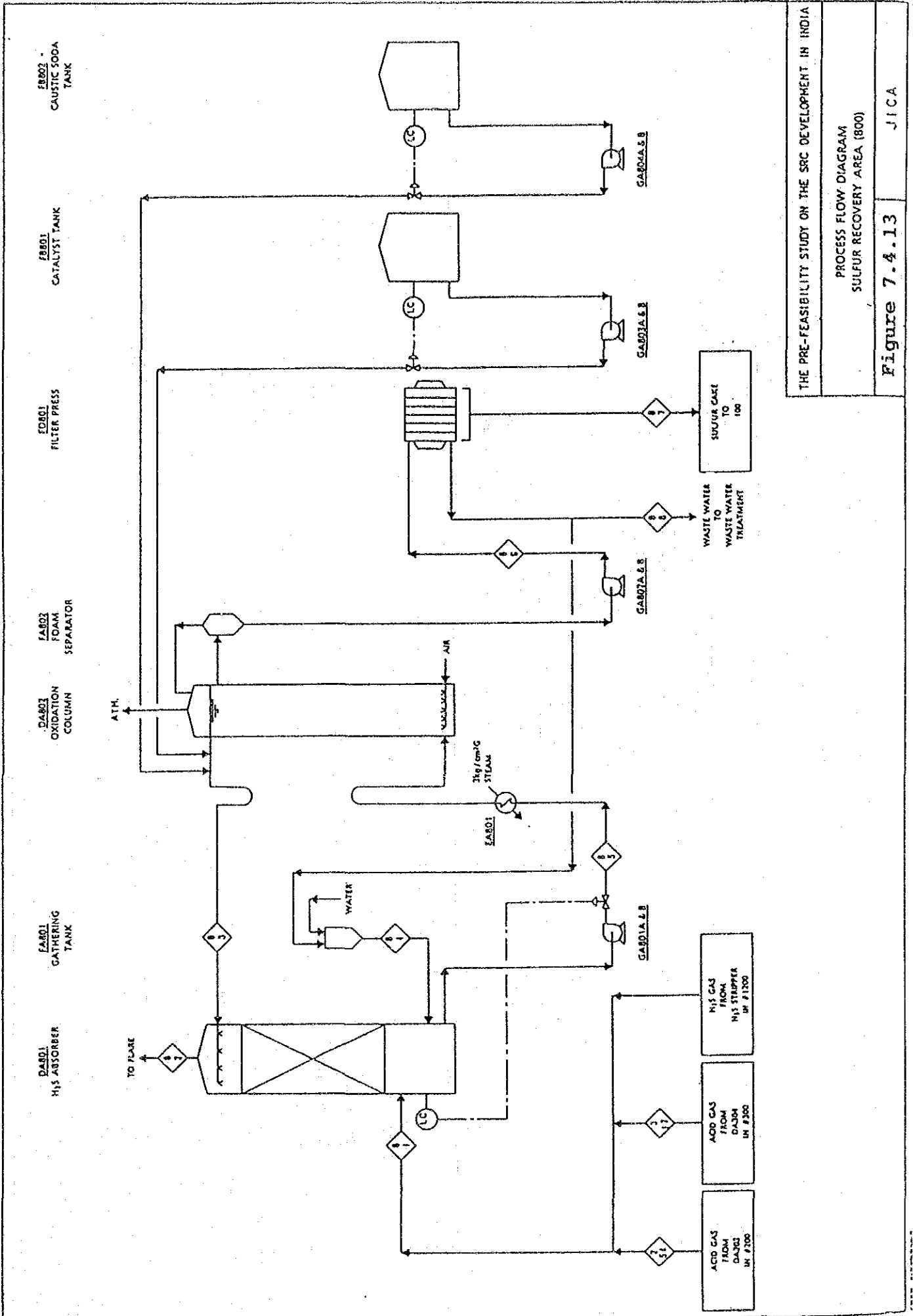


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

HYDROGEN SEPARATION AREA (700)

Figure 7.4.12

JICA

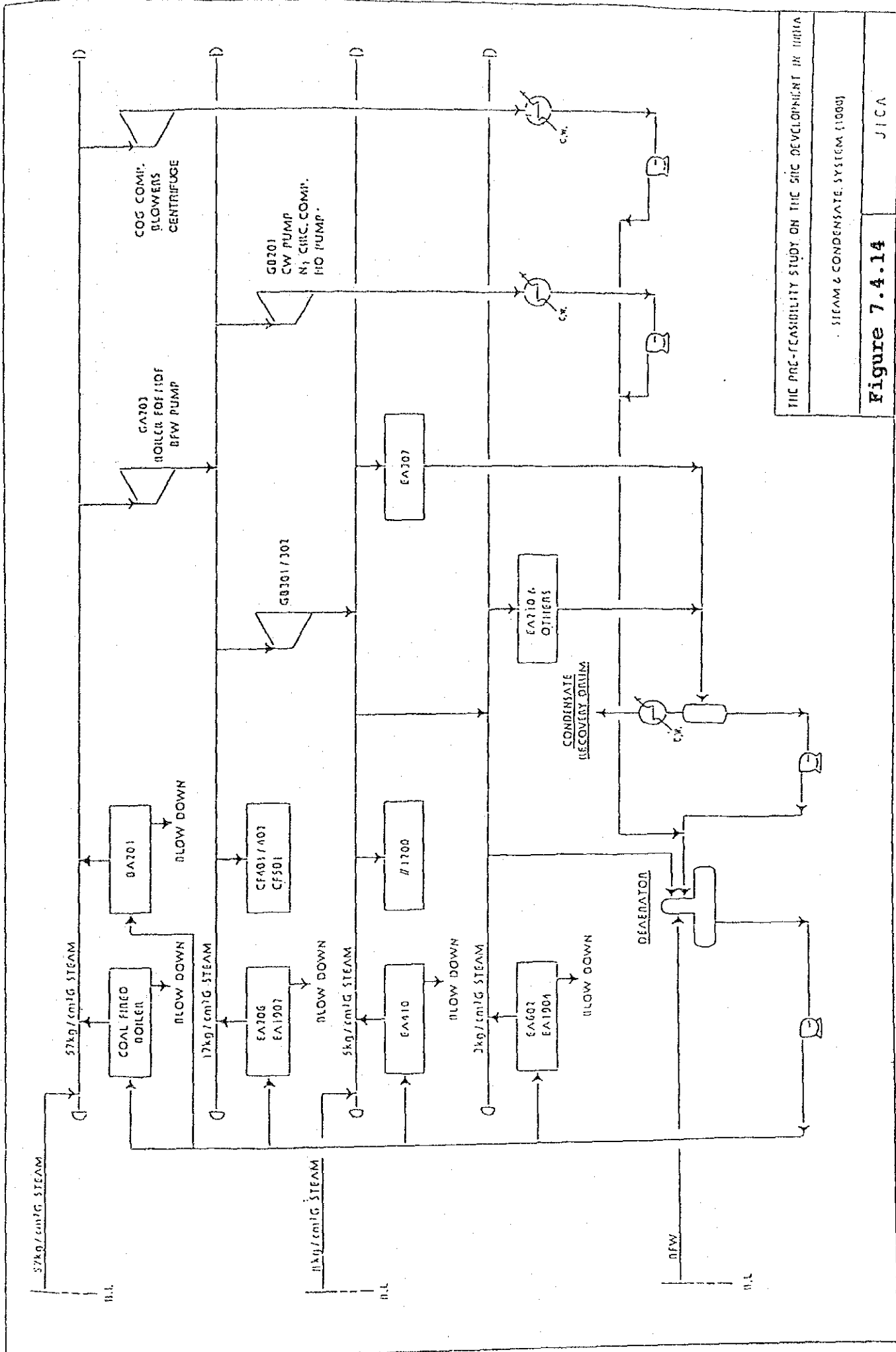


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

PROCESS FLOW DIAGRAM
SULFUR RECOVERY AREA (800)

Figure 7.4.13

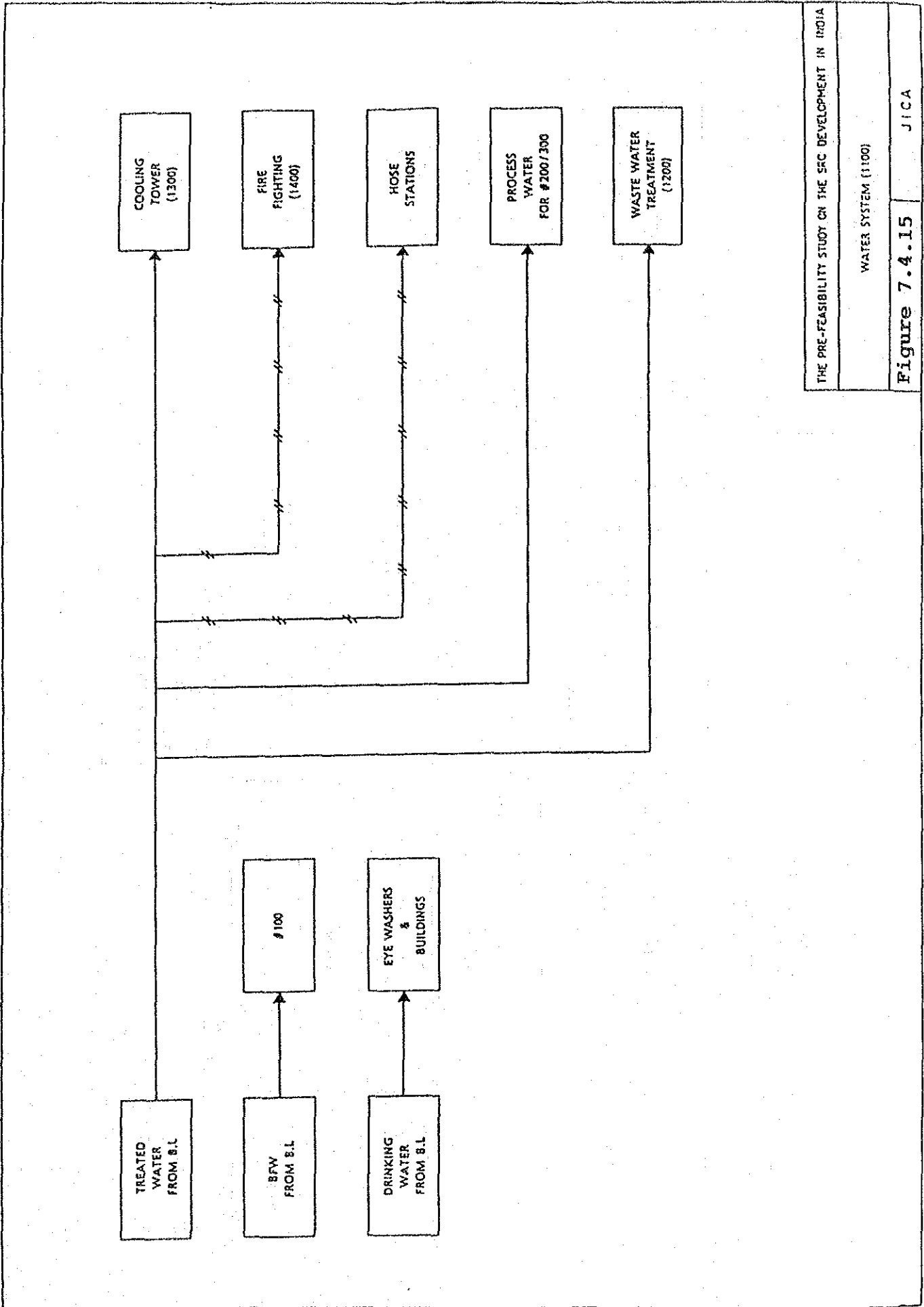
JICA



THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SIC DEVELOPMENT IN IIRMA
 STEAM & CONDENSATE SYSTEM (1000)

Figure 7.4.14

JICA

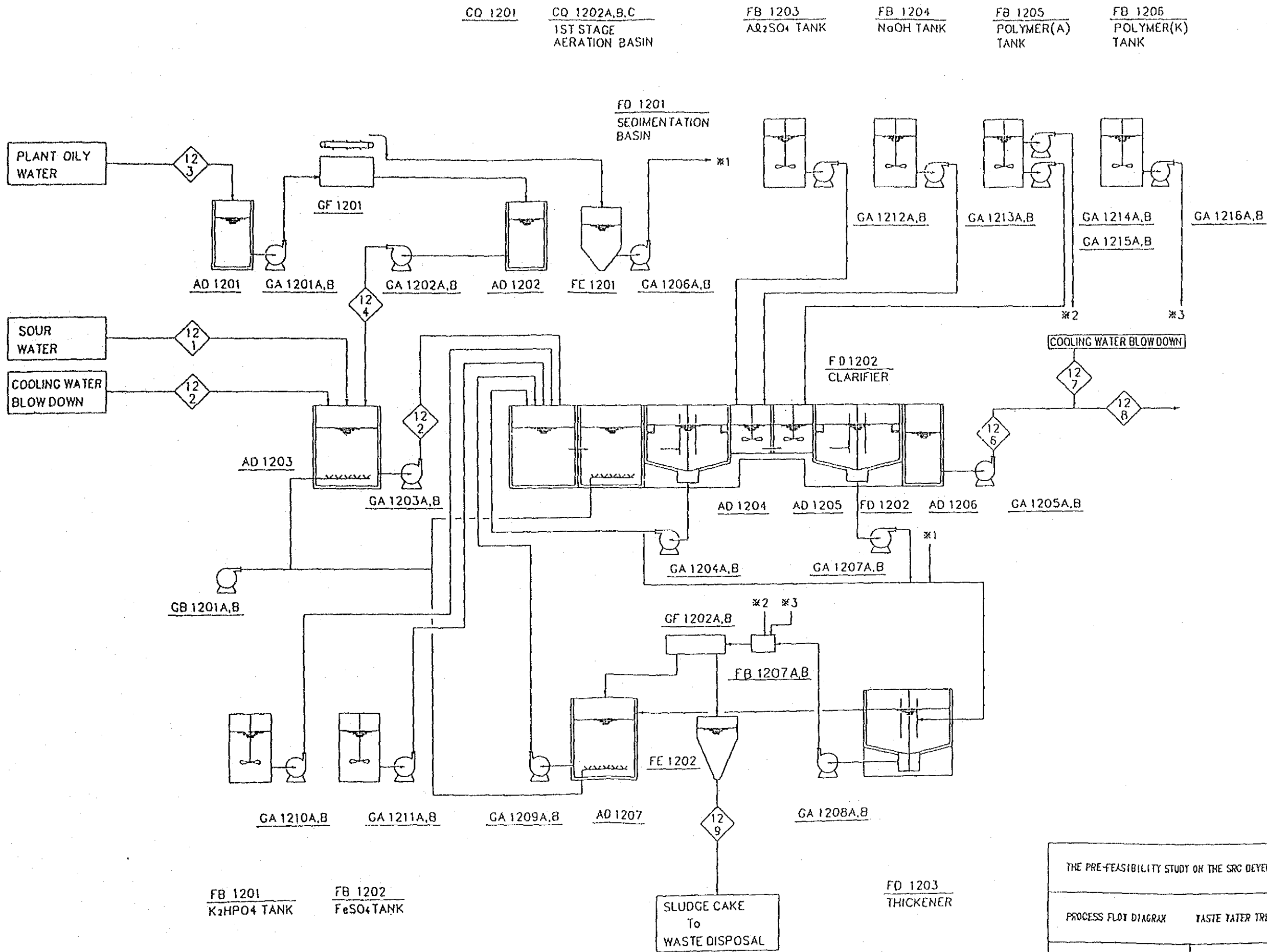


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SFC DEVELOPMENT IN INDIA

WATER SYSTEM (1100)

Figure 7.4.15

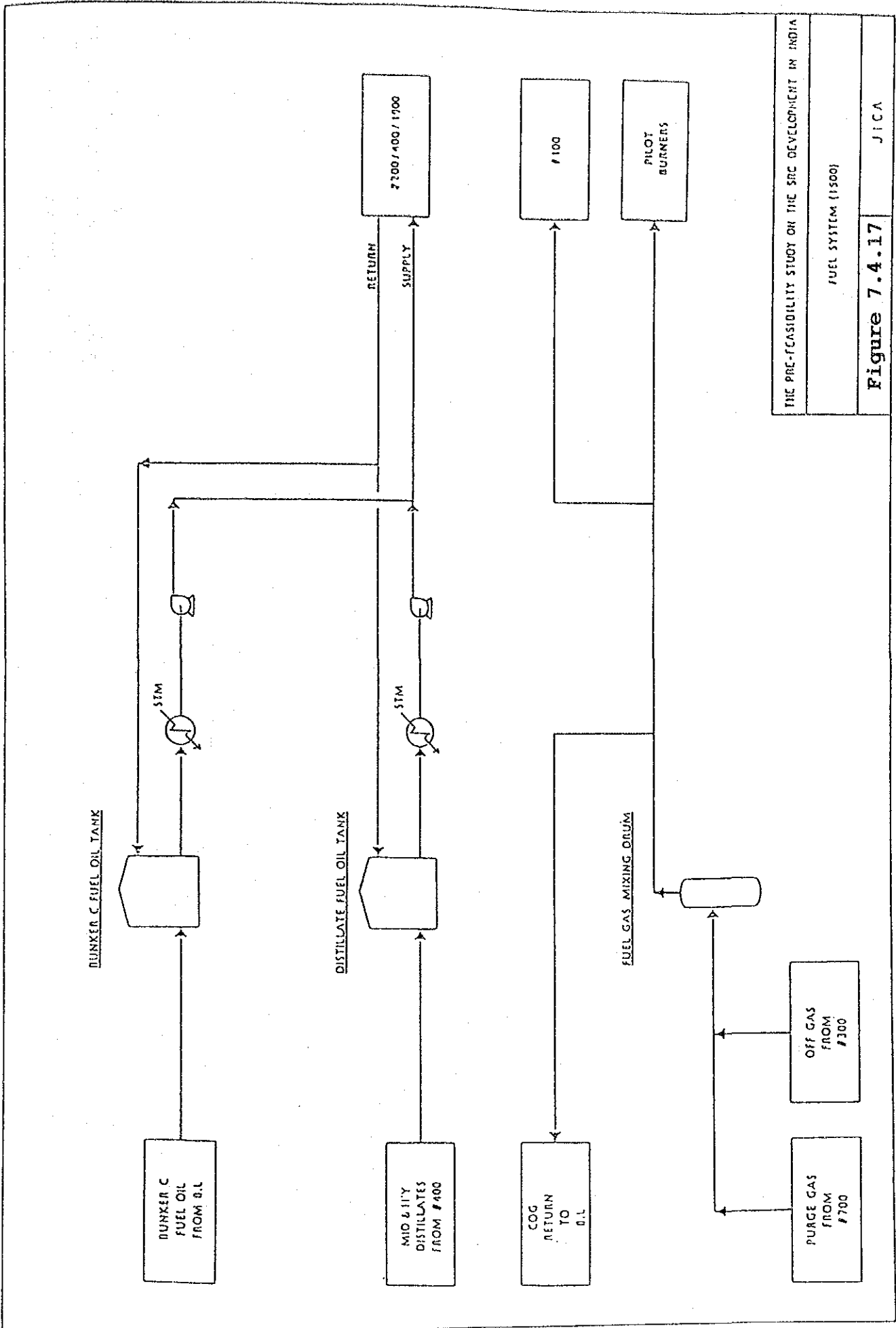
JICA



THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

PROCESS FLOW DIAGRAM WASTE WATER TREATMENT AREA

Figure 7.4.16 JICA

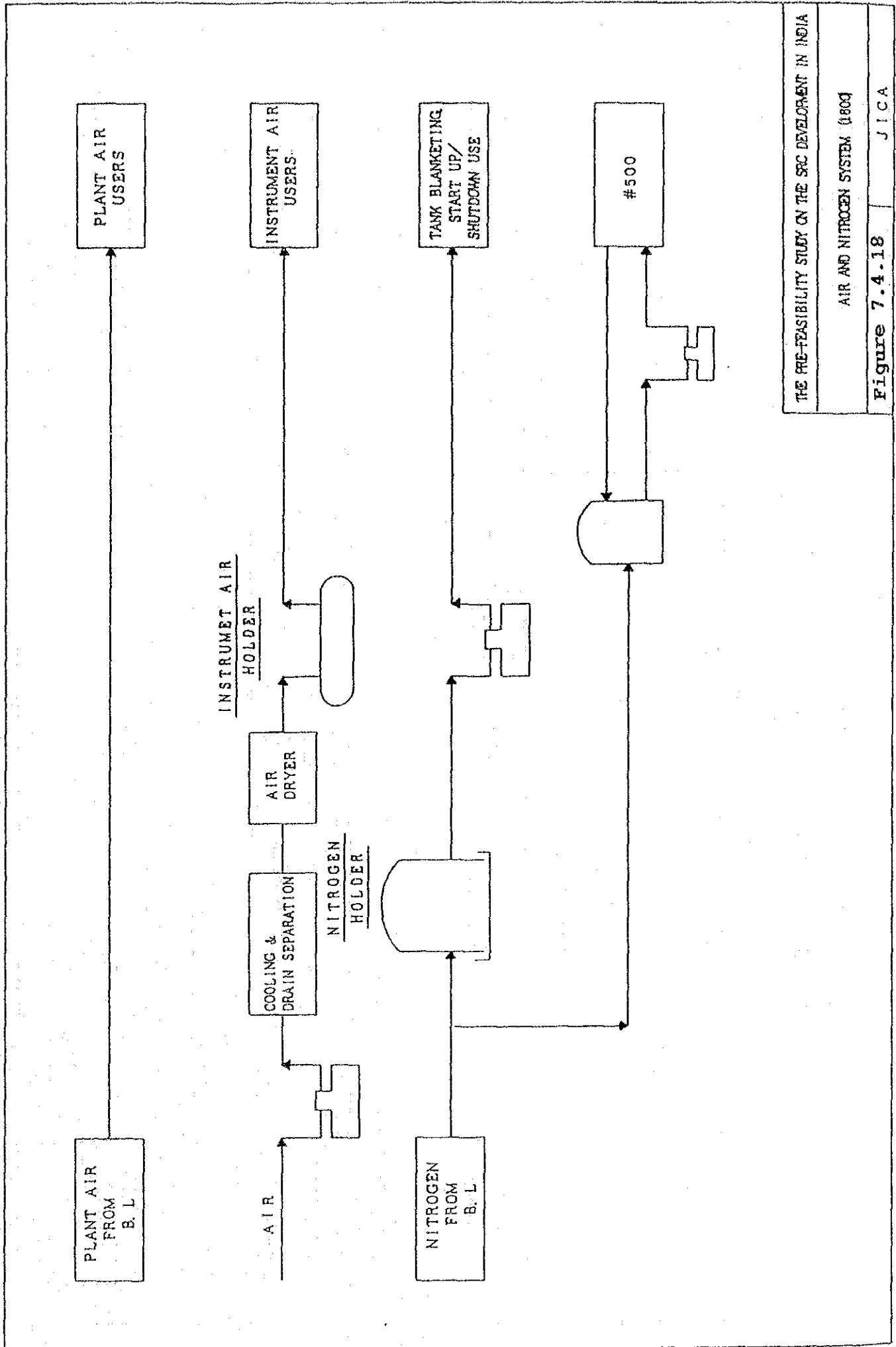


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

FUEL SYSTEM (1500)

Figure 7.4.17

JICA

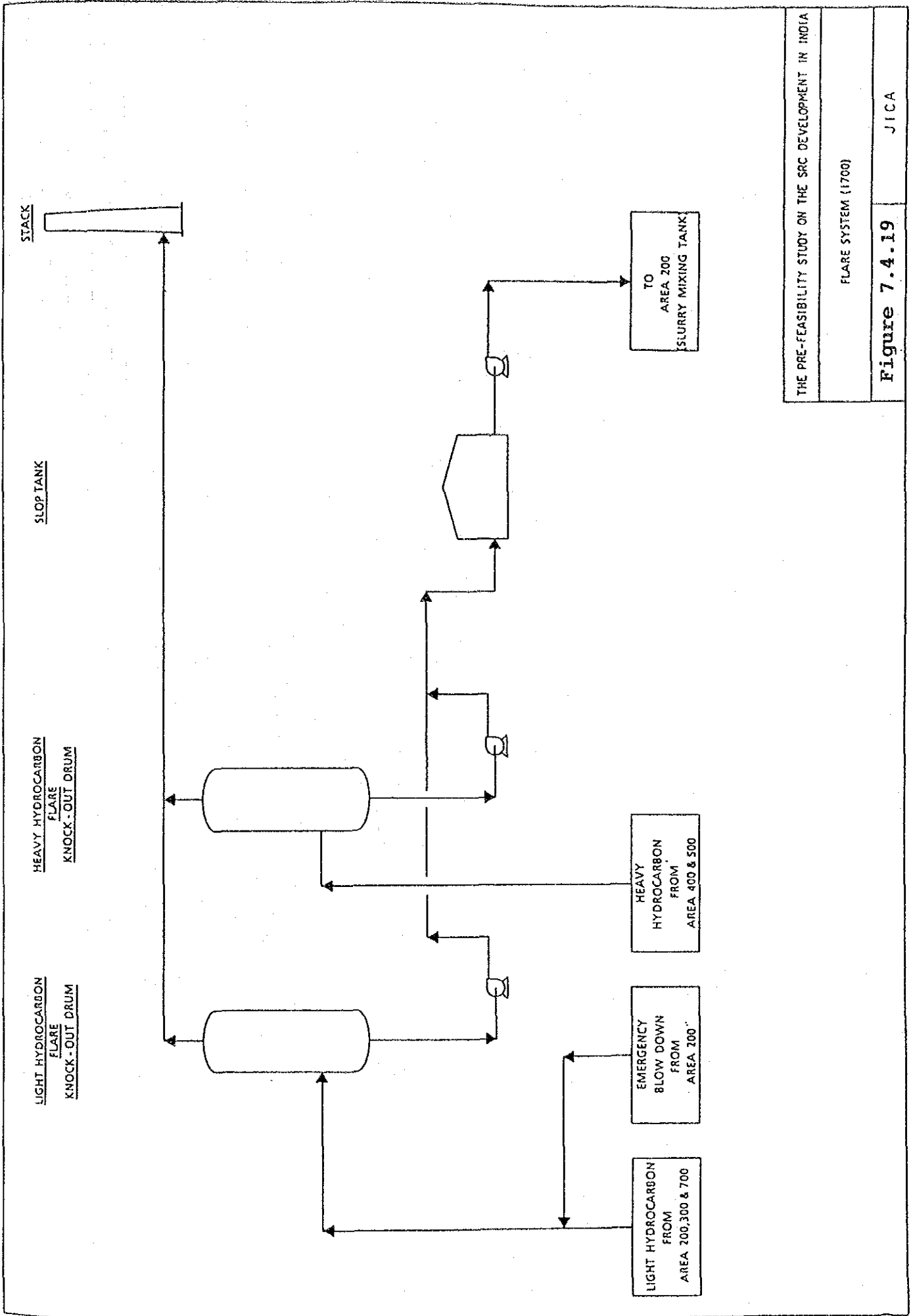


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

AIR AND NITROGEN SYSTEM (1800)

Figure 7.4.18

JICA

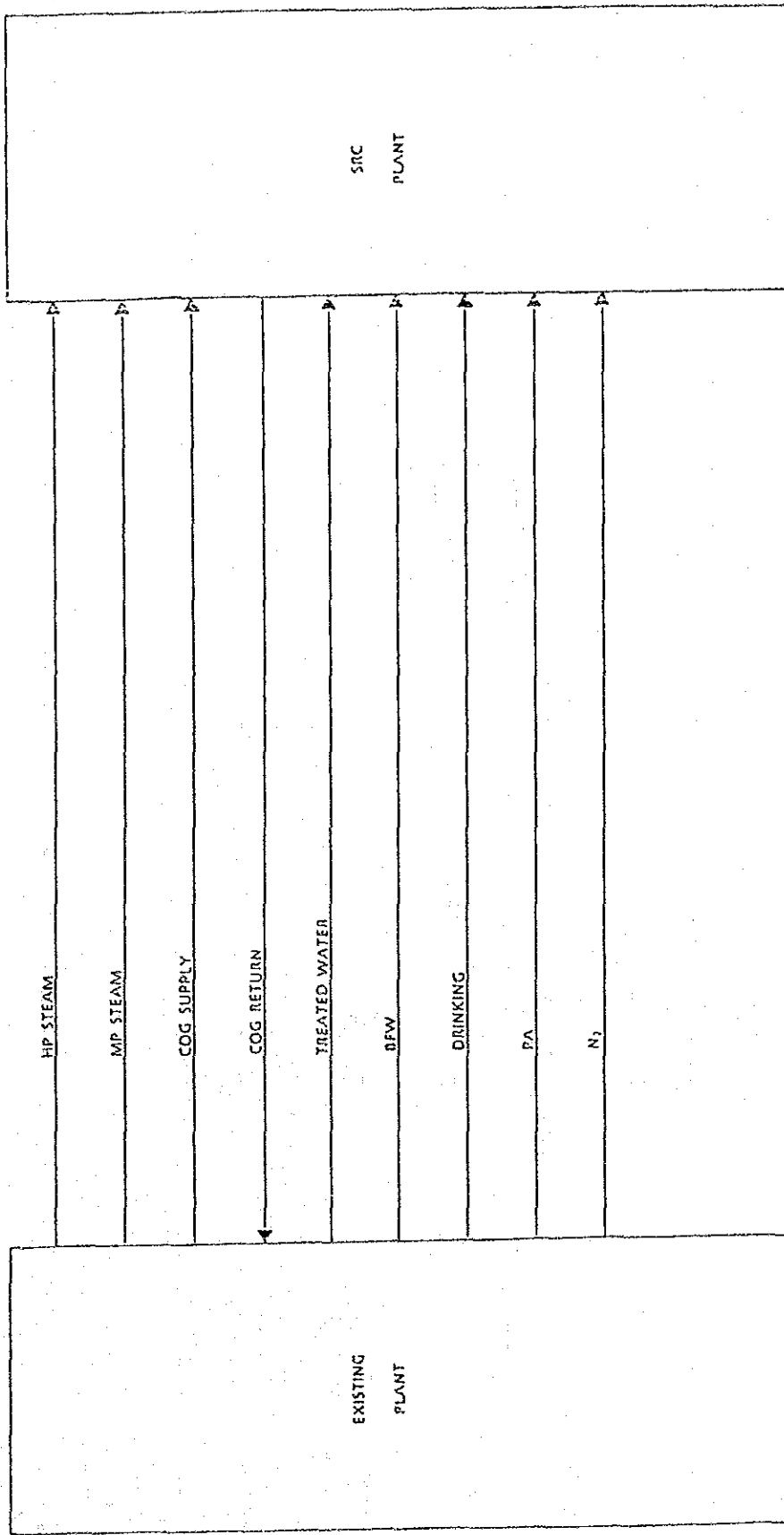


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

FLARE SYSTEM (1700)

Figure 7.4.19

JICA

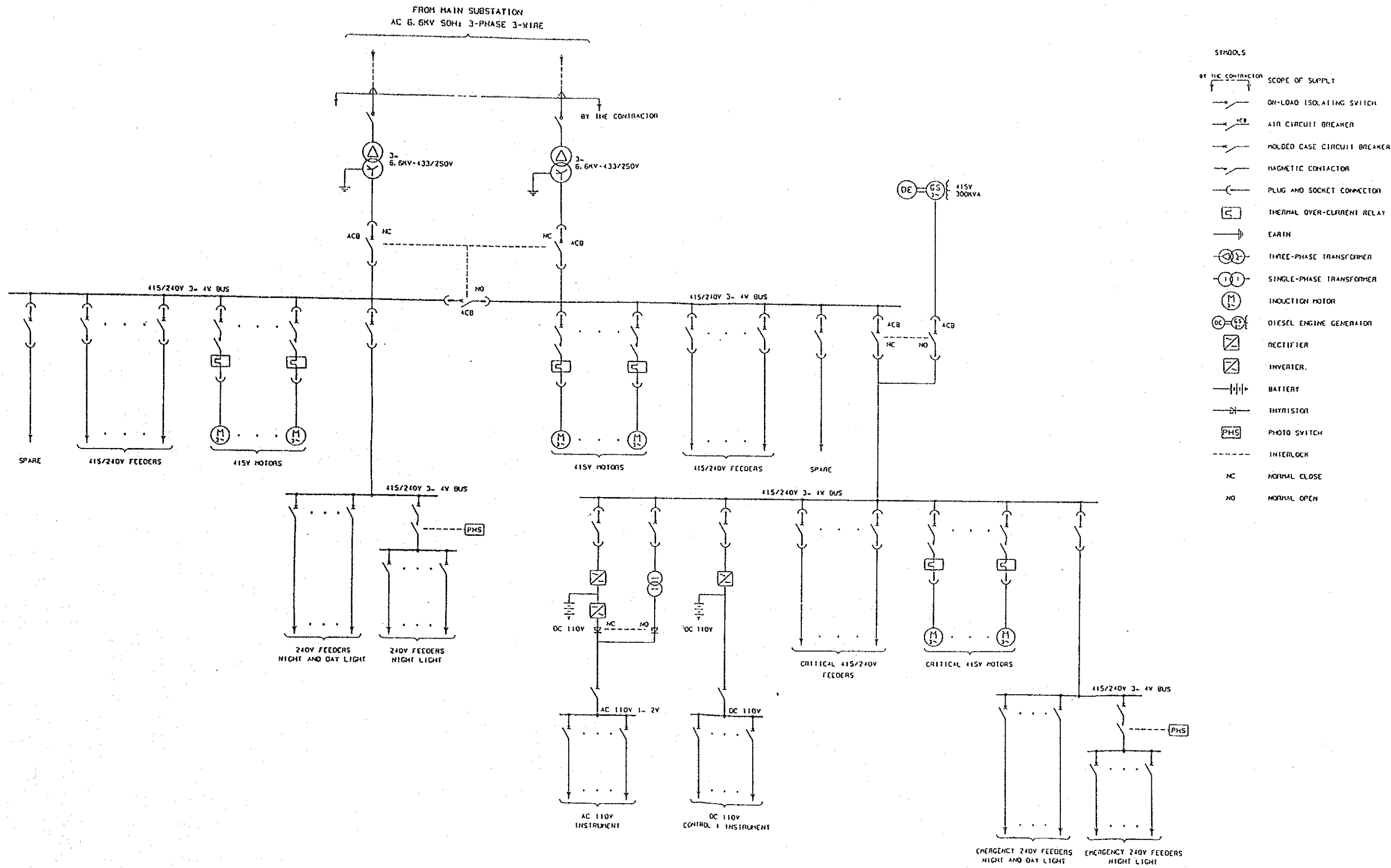


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

INTERCONNECTING PIPING SYSTEM (1980)

Figure 7.4.20

JICA

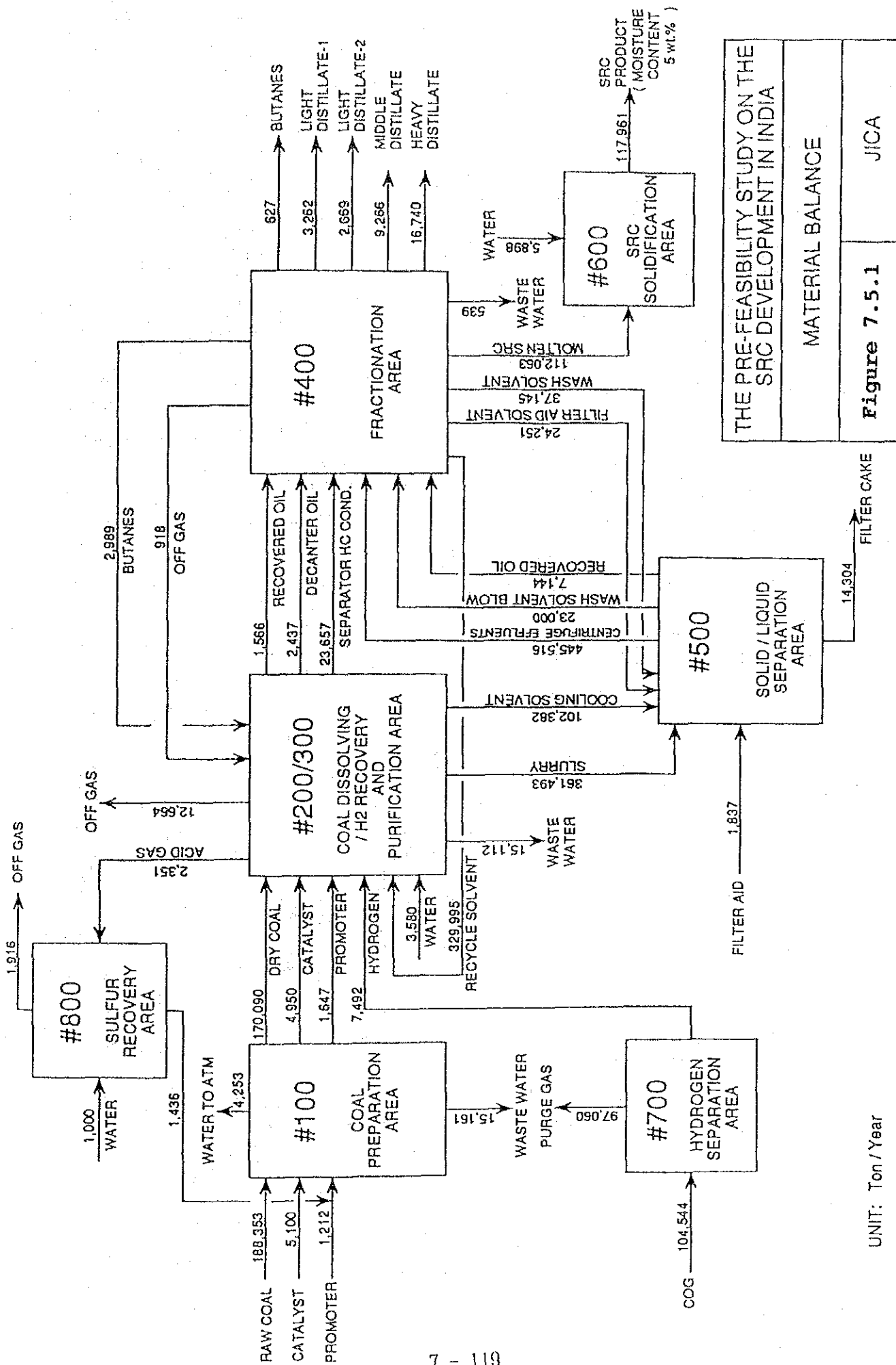


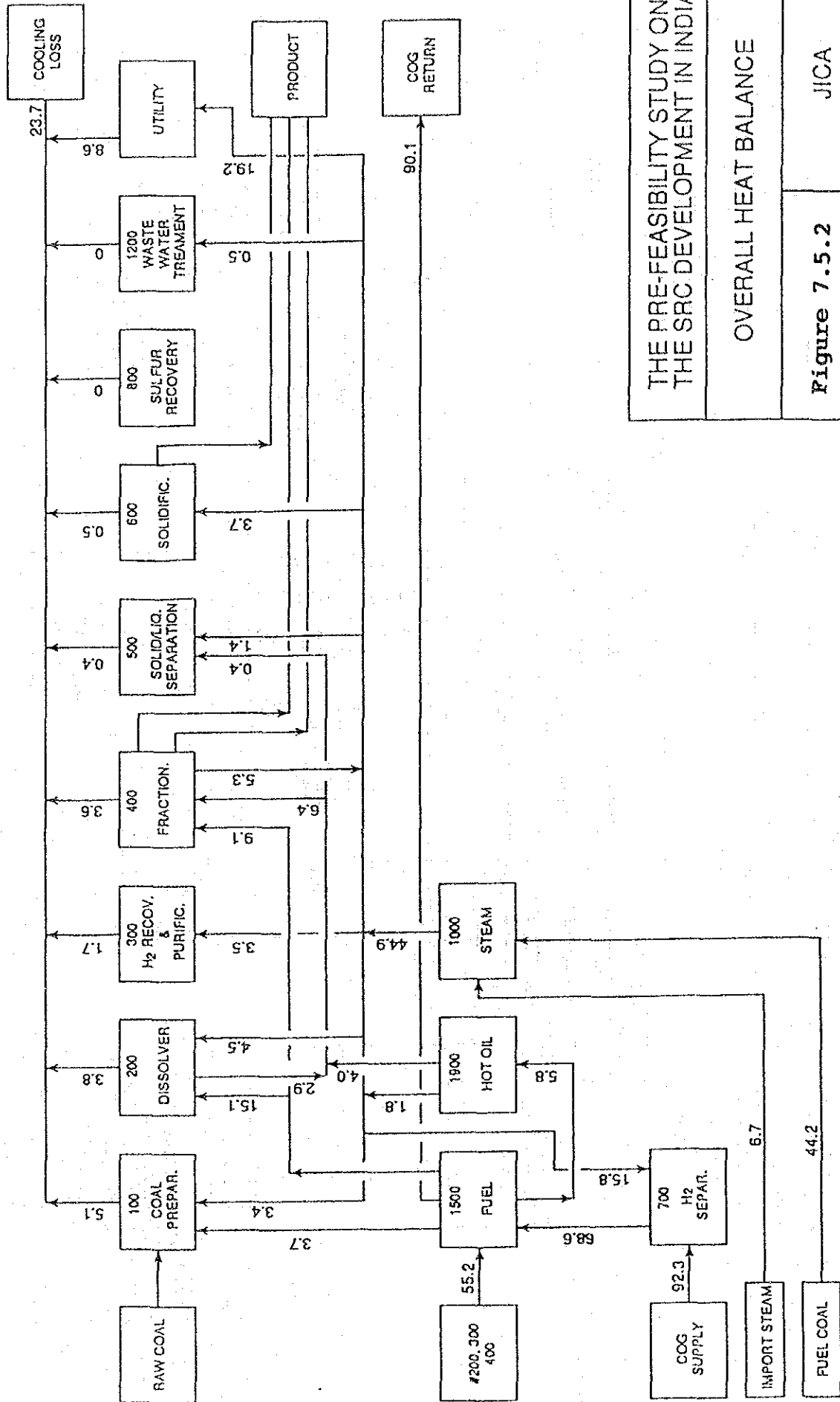
THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SEC DEVELOPMENT IN INDIA

SINGLE LINE DIAGRAM

Figure 7.4.21

JICA





UNIT: MMkcal/h

THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON
THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

OVERALL HEAT BALANCE

Figure 7.5.2

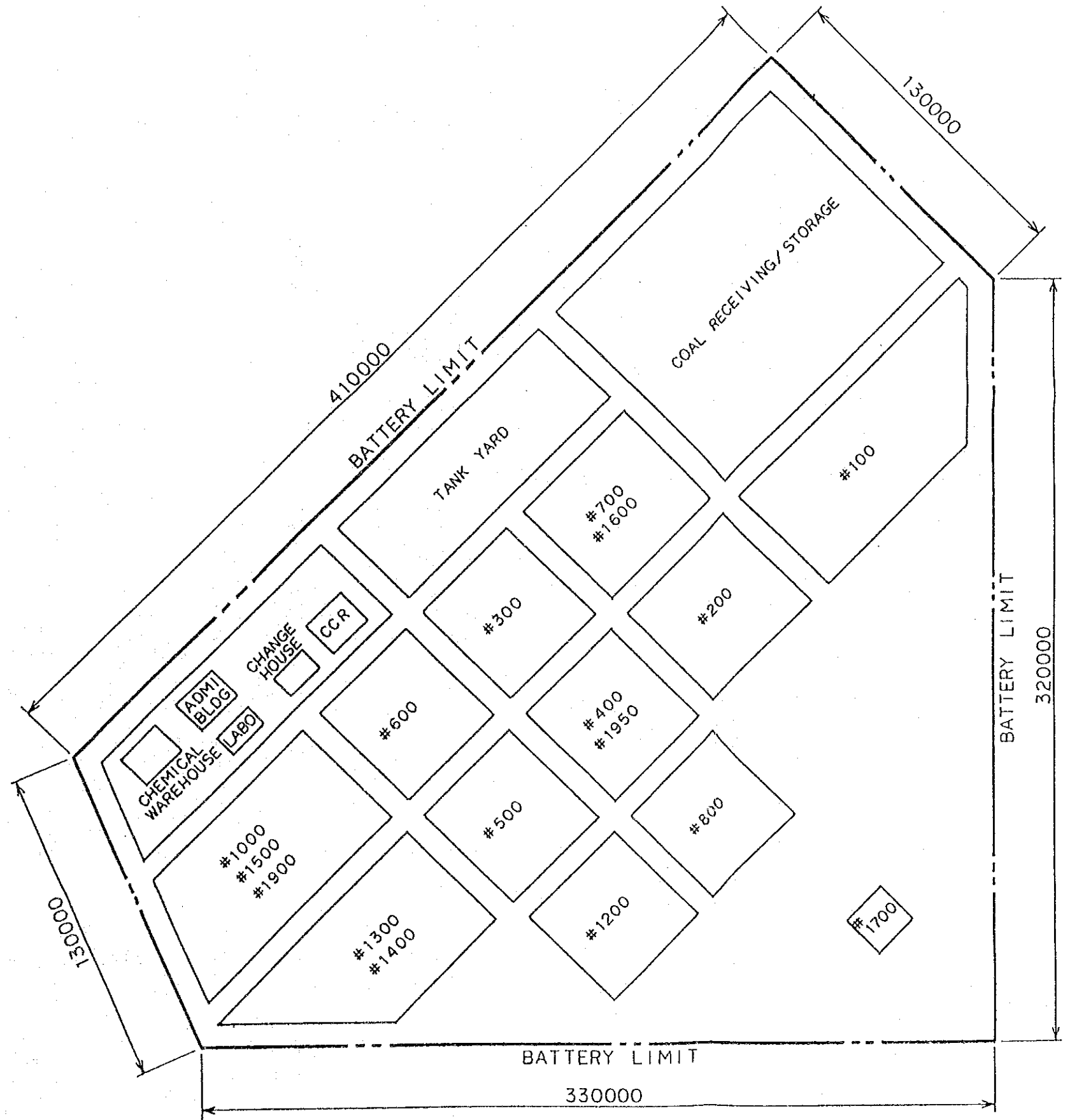
JICA

Table 7.6.1 UTILITIES SUMMARY

Utility Name	Consumption	Note
Electric Power	1,310 kWh/h	
Steam 57 Kg/cm ² G. Steam	10 t/h	
Fuel Bunker C Fuel Oil Fuel Coal	3.0 t/h 8.3 t/h	for start up
Water Treated Water Boiler Feed Water Drinking Water	200 t/h 42 t/h as required	for start up (applx. 7 days)
Nitrogen and Air Nitrogen Plant air Instrument Air	500 Nm ³ /h	
Process Solvent	800 ton	Anthracene oil initial charge
Hot Oil	30 ton	initial charge
Butane	20 m ³	initial charge

Table 7.6.2 CHEMICALS SUMMARY

Name	Area or System	Initial Charge	Consumption	Specification
Liquefaction Cat.	200		644 kg/h	Iron ore
Liquefaction Promotor	200		153 kg/h	Sulfur from OSBL
DEA	200 & 300	3 ton	2 kg/d	Commercial grade
Filter Aid	500		5.6 t/d	
Sulfur Recovery Cat.	800	700 kg	1 kg/d	Takahaks catalyst
Molecular Sieve	700	124 ton		
Activated Carbon	700	100 ton		
Corrosion Inhibitor	1300		0.9 kg/h	
Scale Dispersant	1300		0.9 kg/h	
Coaguration Polymer-1	1200		1.1 kg/d	
Coaguration Polymer-2	1200		1.6 kg/d	
Nutrimint	1200		8 kg/d	K_2HPO_4
Nutrimint	1200		8 kg/d	$FeSO_4$
Floccutant	1200		19 kg/d	$Al_2(SO_4)_3$
Neutralization Agent	1200		15 kg/d	NaOH



UNIT:m

THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA	
PLOT PLAN	
DWG. NO. Figure 7.9.1	JICA

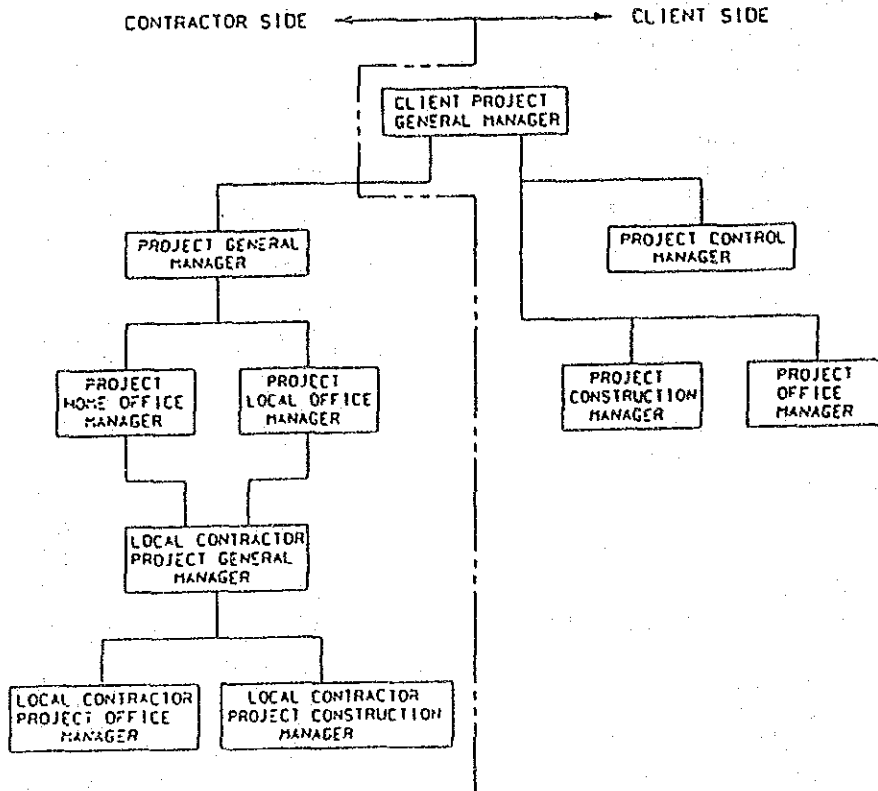
Table 7.10.1 PRICES OF VARIOUS CONSTRUCTION MATERIALS
(3rd Quarter, 1990)

ITEM	UNIT	Rs/UNIT
Cement	ton	1,900
Sand	m3	60
Crush stone	m3	100
Reinforcing bar	ton	13,000
Ready mix concrete	m3	1,500
Concrete pile (60 ton load)	no	16,000
Brick	1000 nos	700
Steel pipe	ton	20,000
Wooden log (Sal wood)	m3	10,000
- Structural steel		
Angle	ton	8,500
I & H beam	ton	8,000
Channel	ton	8,940
Bar	ton	7,000
Steel plate	ton	10,800
Galv. steel sheet	ton	12,000
Ordinary plywood	m3	130
Planed plank	m3	80
- Fuel		
LPG	ton	4,500
Kerosene	kl	3,250
Diesel oil	kl	4,400
Lubricating oil (m/c oil)	kg	40
- Gas		
Acetylene	Nm3	69.33
Oxygen	Nm3	4.77
Nitrogen	Nm3	4.67
Argon	Nm3	53.89

Table 7.10.2 ANNUAL WAGES & SALARIES FOR CONSTRUCTION LABOUR
(3rd Quarter, 1990)

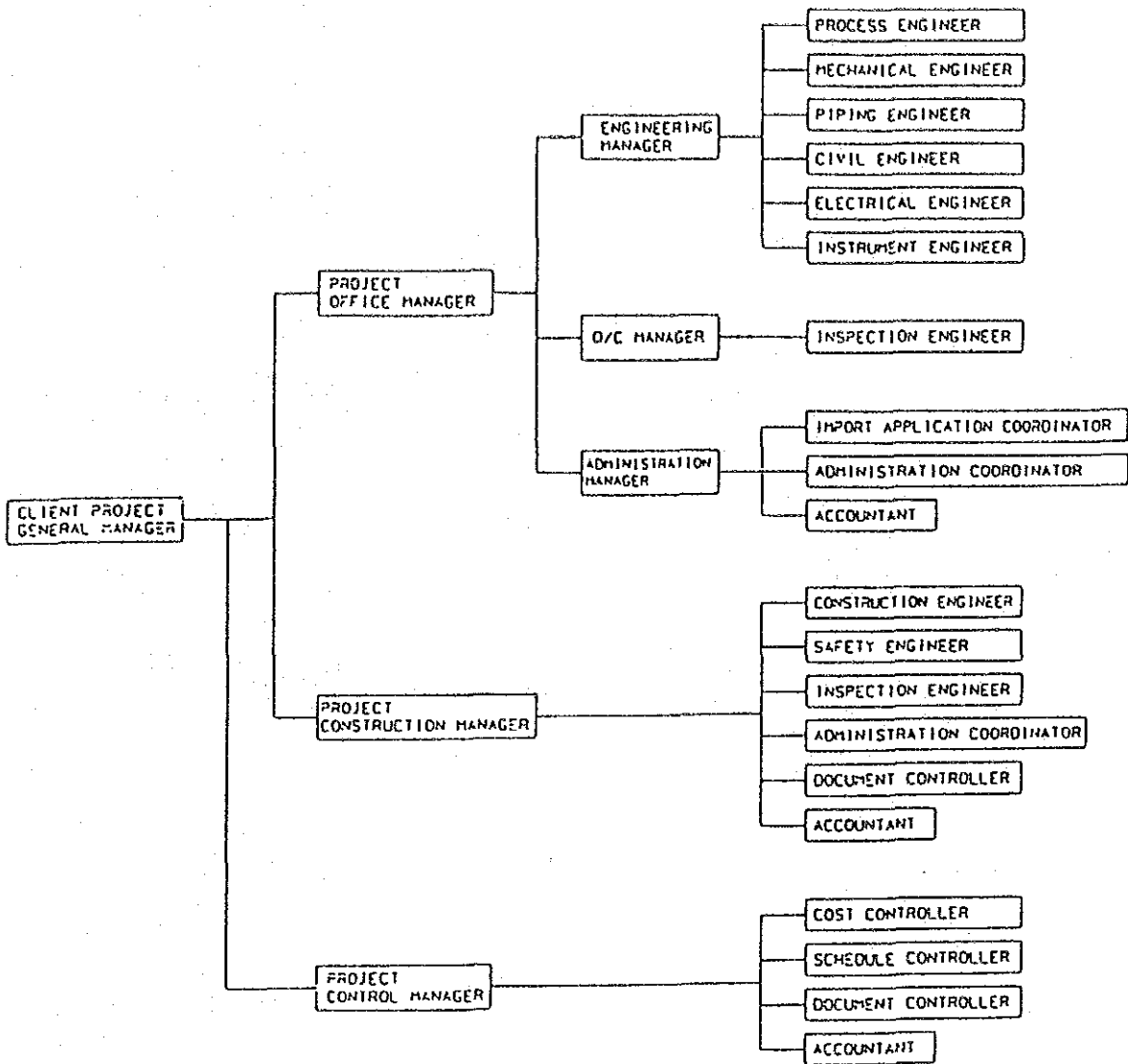
CATEGORY OF EMPLOYEES	ANNUAL SALARY (Rs)
Un-skilled	35,000
Semi-skilled	36,000
Skilled	43,000
Highly skilled	54,000

OVERALL PROJECT ORGANIZATION



THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA	
OVERALL PROJECT ORGANIZATION	
Figure 7.11.1	JICA

CLIENT SIDE ORGANIZATION



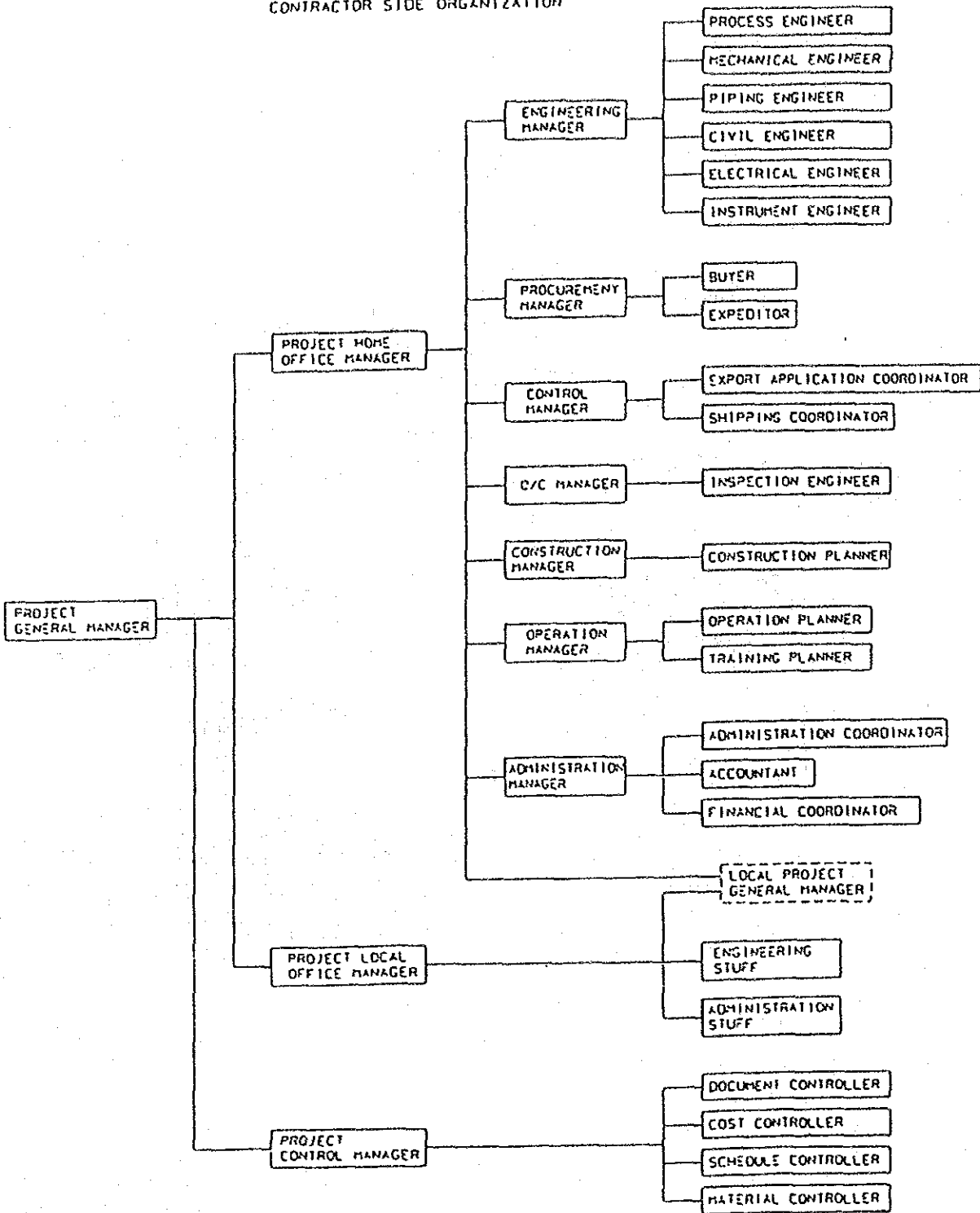
THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

CLIENT SIDE ORGANIZATION

Figure 7.11.2

JICA

CONTRACTOR SIDE ORGANIZATION



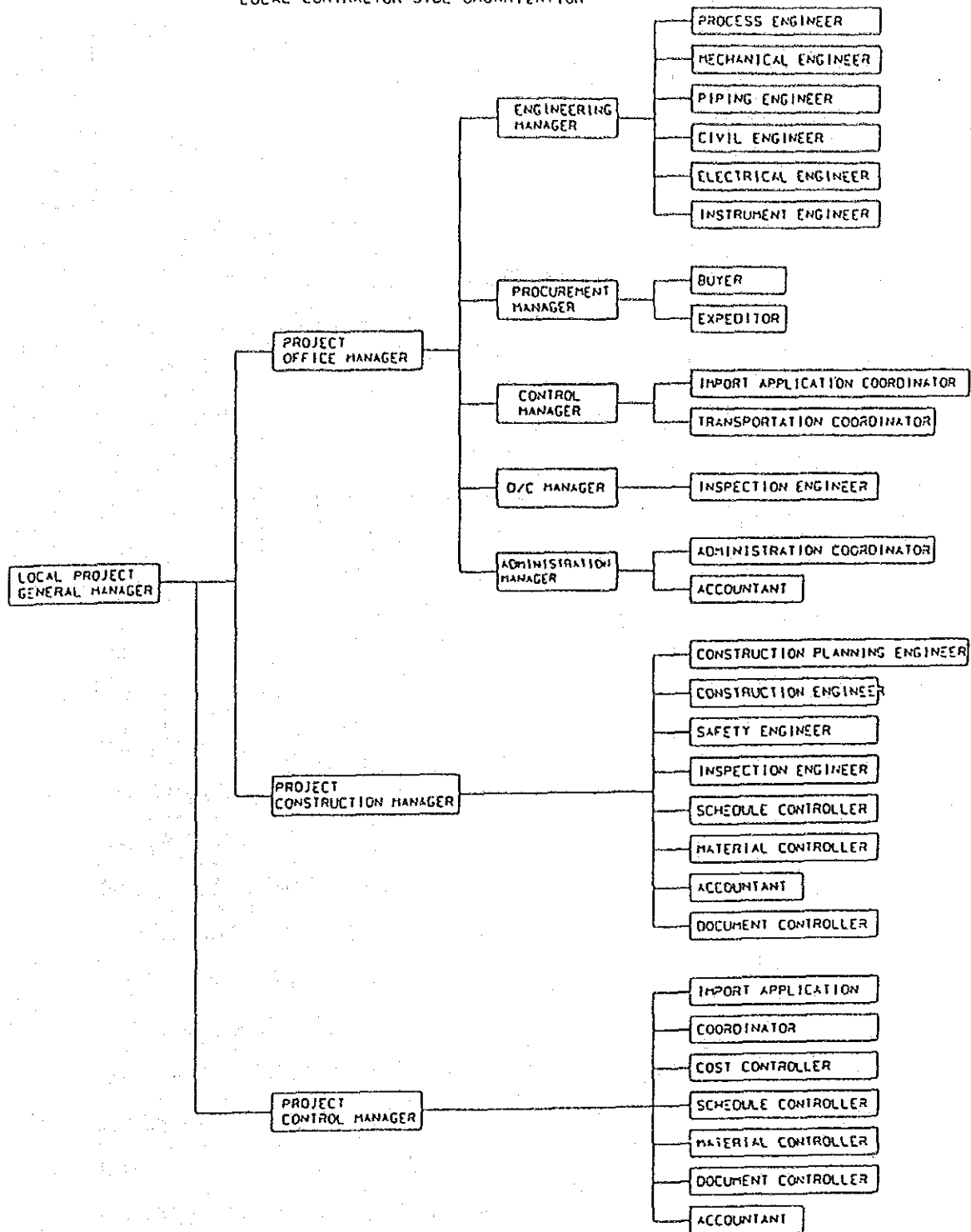
THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

CONTRACTOR SIDE ORGANIZATION

Figure 7.11.3

JICA

LOCAL CONTRACTOR SIDE ORGANIZATION

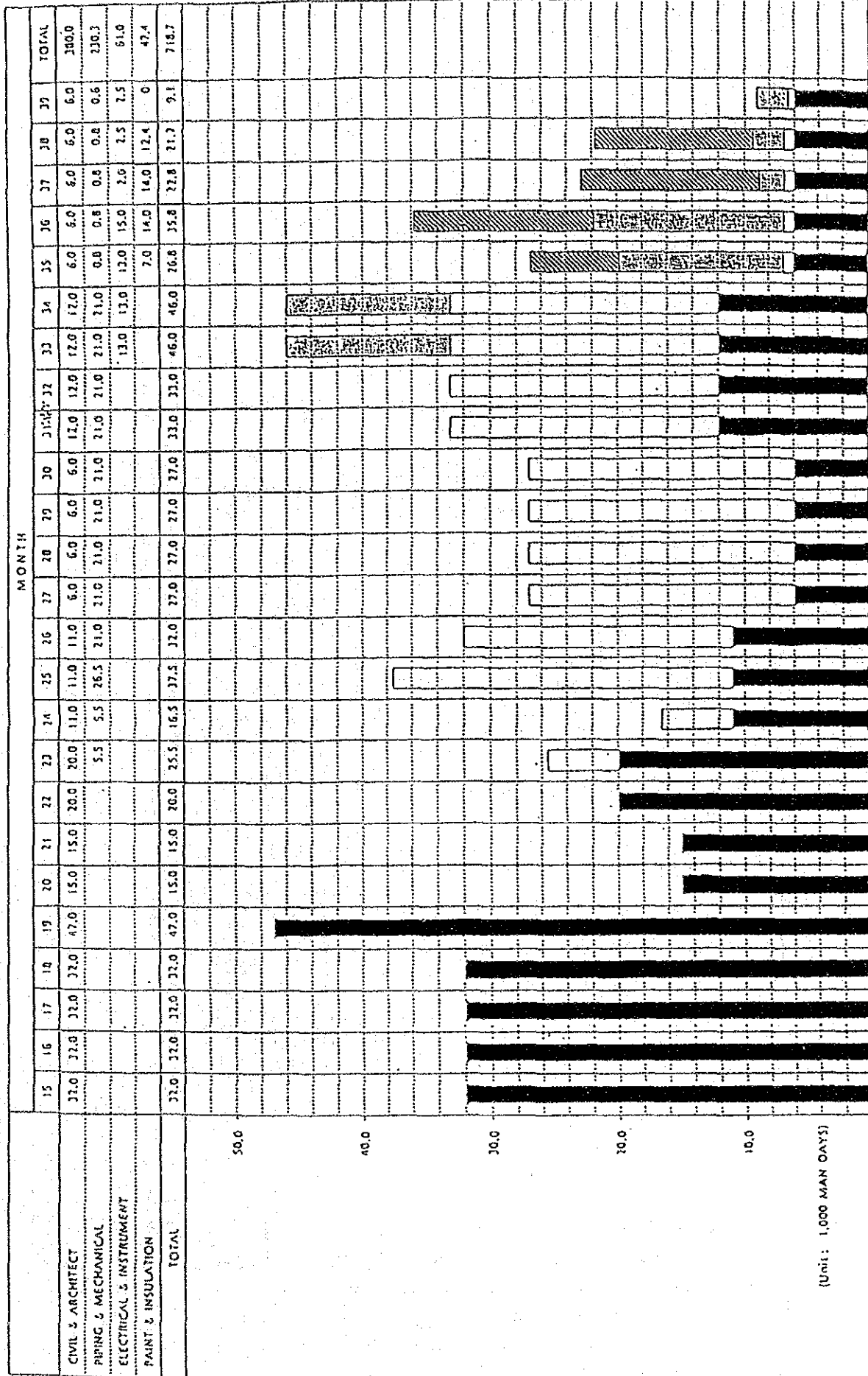


THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

LOCAL CONTRACTOR SIDE ORGANIZATION

Figure 7.11.4

JICA



THE PRE-FEASIBILITY STUDY
ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

CONSTRUCTION LABOUR'S HISTOGRAM

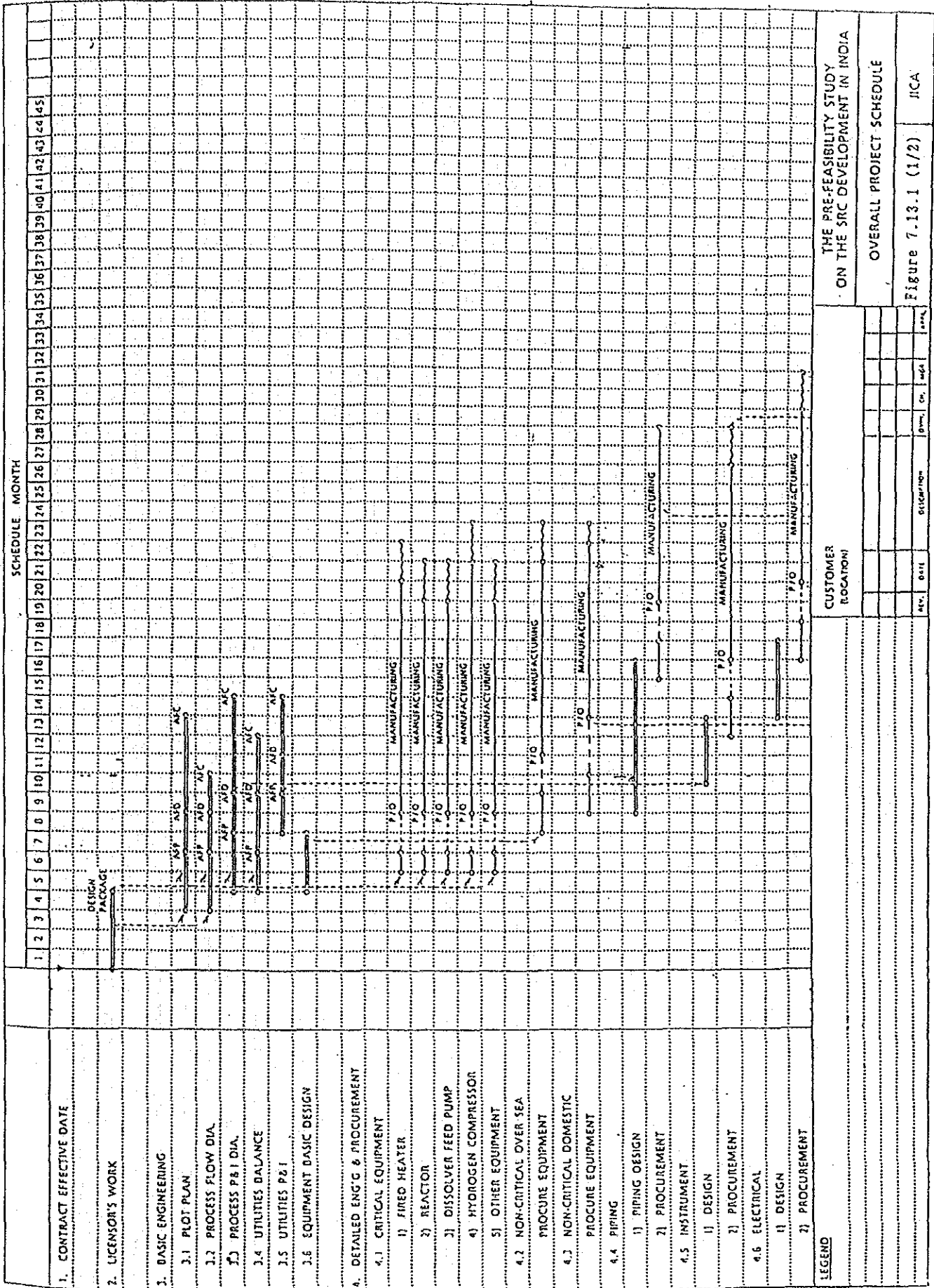
Figure 7.11.5 JICA

Table 7.12.1 ESTIMATED MANNING REQUIREMENT

SALARIED PERSONNEL	DAY SHIFT ONLY	SHIFT WORK 4 SHIFTS	TOTAL
1. Director	1	-	1
Secretary	1	-	1
Subtotal			(2)
2. Administration Dept.			
Manager (General Affairs)	1	-	1
Specialist	1	-	1
Clerk	1	-	1
Manager (Purchasing)	1	-	1
Specialist	1	-	1
Clerk	1	-	1
Subtotal			(6)
3. Operation Management Sect.			
Manager (Planning)	1	-	1
Staff Engineer	1	-	1
Clerk	1	-	1
Manager (Technical)	1	-	1
Staff Engineer	3	-	3
Clerk	3	-	3
Subtotal			(10)
4. Operation Sect.			
Manager (Process)	1	-	1
Staff Engineer	2	-	2
Clerk	2	-	2
Manager (Utility)	1	-	1
Staff Engineer	1	-	1
Clerk	1	-	1
Subtotal			(8)
5. Maintenance Sect.			
Manager (Maintenance)	1	-	1
Staff Engineer	1	-	1
Clerk	1	-	1
Manager (Store, Transportation)	1	-	1
Staff Engineer	1	-	1
Clerk	1	-	1
Subtotal			(6)
6. Operation Personnel (Superintendent or Foreman)			
Superintendent	1	-	1
Fire Service and Safety	1	-	1
Laboratory	1	-	1
Process and Utility	-	2	8
Maintenance	4	1	8
Store and Transportation	1	-	1
Subtotal			(20)
TOTAL SALARIED PERSONNEL			(52)

Table 7.12.2 ESTIMATED MANNING REQUIREMENT

WAGES PERSONNEL	DAY SHIFT ONLY	SHIFT WORK 4 SHIFTS	TOTAL
1. Guardman	-	2	8
Office Service	2	-	2
(Administration Sect. Subtotal)			(10)
2. Laboratory Analysis	6	-	6
(Analysis Sect. Subtotal)			(6)
3. Process Operator (Area #100-300)	-	6	24
Process Operator (Area #400)	-	2	8
Process Operator (Area #500-800)	-	5	20
Utility Operator (System #1000-1500)	-	6	24
Utility Operator (System #1600-1990)	-	5	20
Utility Operator (Electric power supply)	-	1	4
(Operation Sect. Subtotal)			(100)
4. Mechanics	2	3	14
Electricians	2	1	6
Instrument Fitters	2	1	6
Store Operators	2	-	2
Feedstock/Product Operators	2	-	2
Transportation Operators	4	1	8
(Maintenance Dept. Subtotal)			(38)
TOTAL WAGE PERSONNEL			154
TOTAL PLANT PERSONNEL			206

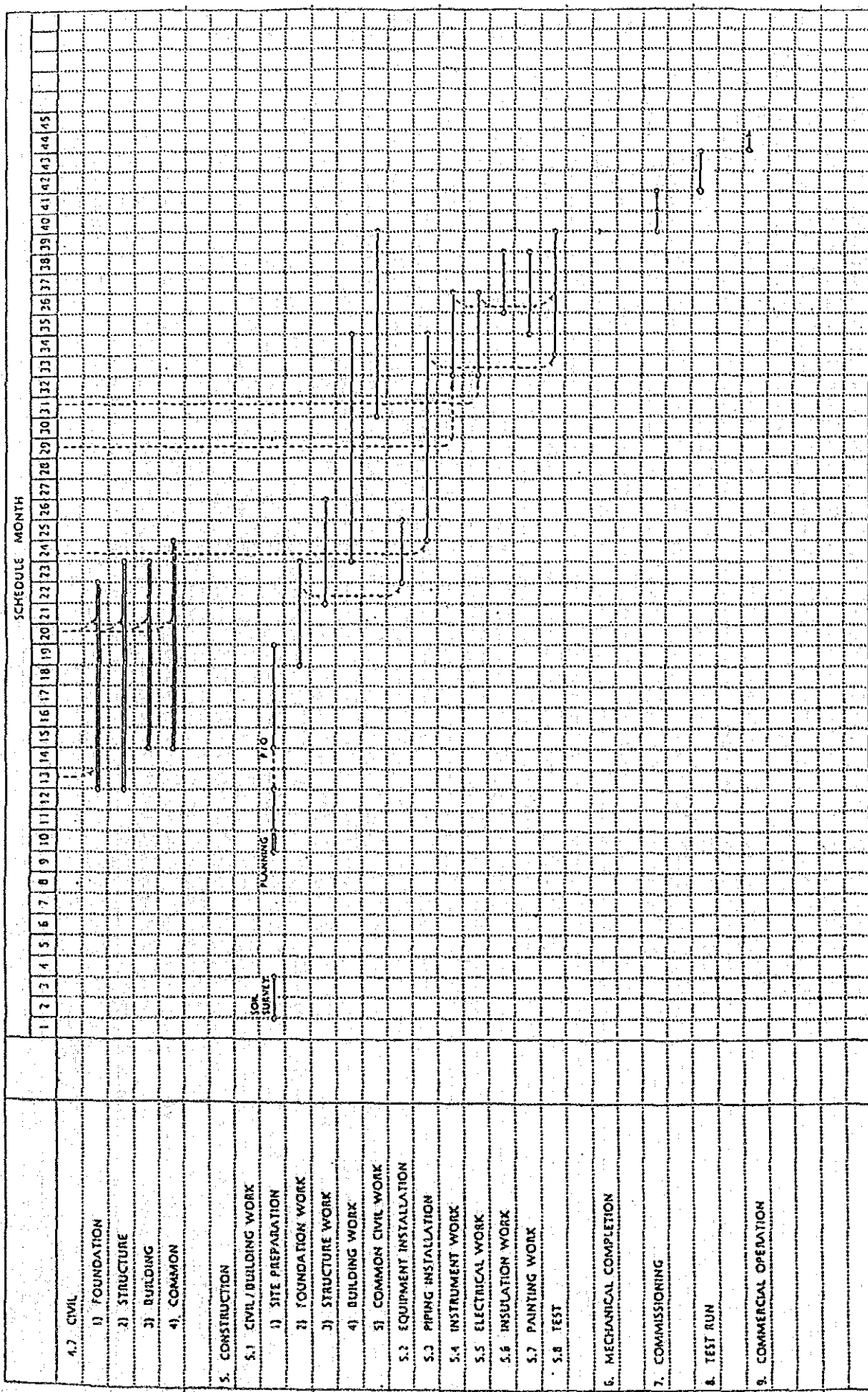


THE PRE-FEASIBILITY STUDY
ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA

OVERALL PROJECT SCHEDULE

Figure 7-13.1 (1/2) JICA

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	CR.	CHKD.



CUSTOMER LOCATION		DATE		DELIVERABLE		BY		NO.		REV.	
THE PRE-FEASIBILITY STUDY ON THE SRC DEVELOPMENT IN INDIA											
OVERALL PROJECT SCHEDULE											
Figure 7.13.1 (2/2) JICA											

Table 7.14.1 TOTAL PLANT COST ESTIMATION SUMMARY

Items	Foreign Currency mm¥	Local Currency 10 ⁵ Rs
1. Plant direct cost		
(1) Equipment and materials		
- Equipment and materials for area #100-#1980	7,103	12,934
- Spare parts	548	856
Sub-total	7,651	13,790
(2) Erection and installation works	0	1,707
(3) Civil and building works	0	3,565
Plant direct cost total	7,651	19,062
2. Expenses		
(1) Ocean freight and insurance	185	0
(2) Local handling and inland transp- ortation	0	92
(3) Indirect field expense	0	568
Expense fee total	185	660
3. Engineering fee		
(1) License fee	370	0
(2) Basic design	114	0
(3) Engineering service	921	836
(4) Project Management	360	358
Engineering fee total	1,765	1,194
Total	9,601	20,916
4. Contingency	837	2,014
Grand Total	10,438	22,930
5. Additional facilities		
Railway siding	0	34

Table 7.14.2 EQUIPMENT AND MATERIALS COST OF PROCESS AREAS

Areas and Items		Foreign Currency mm¥	Local Currency 10 ⁵ Rs
1.1	Plant area #100 (Coal preparation area)		
	- Itemized equipment	0	1,836
	- Bulk materials	0	300
	Sub-total	0	2,136
1.2	Plant area #200 (Coal dissolving area)		
	- Itemized equipment	2,252	128
	- Bulk materials	316	1,263
	Sub-total	2,568	1,391
1.3	Plant area #300 (Hydrogen recovery and purificat ion area)		
	- Itemized equipment	624	286
	- Bulk materials	44	488
	Sub-total	668	774
1.4	Plant area #400 (Fractionation area)		
	- Itemized equipment	147	458
	- Bulk materials	43	595
	Sub-total	190	1,053
1.5	Plant area #500 (Solid/liquid separation area)		
	- Itemized equipment	1,915	416
	- Bulk materials	72	750
	Sub-total	1,987	1,166
1.6	Plant area #600 (SRC solidification area)		
	- Itemized equipment	25	115
	- Bulk materials	5	228
	Sub-total	30	343
1.7	Plant area #700 (Hydrogen separation area)		
	- Itemized equipment	1,246	39
	- Bulk materials	54	515
	Sub-total	1,300	554
1.8	Plant area #800 (Sulfur recovery area)		
	- Itemized equipment	139	0
	- Bulk materials	0	0
	Sub-total	139	0
1.9	Process plant area total		
	- Itemized equipment	6,348	3,278
	- Bulk materials	534	4,139
	Total	6,882	7,417

Table 7.14.3 EQUIPMENT AND MATERIALS COST OF UTILITY AND SUPPORTING FACILITIES (1/2)

Areas and Items	Foreign Currency mm₹	Local Currency 10 ⁵ Rs
1.10 Plant area #1000 (Steam and condensate system)		
- Itemized equipment	22	3,510
- Bulk materials	21	378
Sub-total	43	3,888
1.11 Plant area #1100 (Water system)		
- Itemized equipment	0	5
- Bulk materials	0	20
Sub-total	0	25
1.12 Plant area #1200 (Waste water treatment system)		
- Itemized equipment	55	91
- Bulk materials	0	57
Sub-total	55	148
1.13 Plant area #1300 (Cooling Water System)		
- Itemized equipment	21	95
- Bulk materials	0	107
Sub-total	21	202
1.14 Plant area #1400 (Fire fighting system)		
- Itemized equipment	0	125
- Bulk materials	0	80
Sub-total	0	205
1.15 Plant area #1500 (Fuel system)		
- Itemized equipment	0	11
- Bulk materials	0	45
Sub-total	0	56
1.16 Plant area #1600 (Air and nitrogen system)		
- Itemized equipment	19	83
- Bulk materials	0	62
Sub-total	19	145

Table 7.14.3 EQUIPMENT AND MATERIALS COST OF UTILITY AND SUPPORTING FACILITIES (2/2)

Areas and Items	Foreign Currency mm¥	Local Currency 10 ⁵ Rs
1.17 Plant area #1700 (Flare system)		
- Itemized equipment	52	11
- Bulk materials	0	69
Sub-total	52	80
1.18 Plant area #1900 (Hot oil system)		
- Itemized equipment	0	107
- Bulk materials	0	104
Sub-total	0	211
1.19 Plant area #1950 (Flushing oil system)		
- Itemized equipment	0	4
- Bulk materials	0	9
Sub-total	0	13
1.20 Plant area #1980 (Interconnecting Piping)		
- Itemized equipment	0	0
- Bulk materials	0	421
Sub-total	0	421
1.21 Plant area #1990 (Power receiving and emergency power facilities)		
- Itemized equipment	0	0
- Bulk materials	31	123
Sub-total	31	123
Utility and supporting facilities total		
- Itemized equipment	169	4,042
- Bulk materials	52	1,475
Total	221	5,517
Plant total		
- Itemized equipment	6,517	7,320
- Bulk materials	586	5,614
Grand total	7,103	12,934

第8章 実証プラントの財務・経済分析

第8章 実証プラントの財務・経済分析

8.1 総所要資金の算出

8.1.1 プロジェクトの概要

実証プラントの財務・経済分析に際して、SRCプロジェクトが通常の工業プロジェクトと異なる点とともに本分析の前提となる本プロジェクトの概要に関して記述する。

(1) SRCの必要性

インドは燃料用の石炭（一般炭）資源に恵まれている一方、製鉄用コークスの原料となる粘結炭（原料炭）は埋蔵量が少ない上、灰分が多く、通常の選炭方法ではコークス原料として好ましいレベルまで灰分を低下させることができず、高炉の生産性向上の妨げとなっている。

このような状況下、インドではここ数年間原料炭を輸入し、国産炭と混合することにより対応してきたが、外貨流出にもつながり長期的解決策とは言い難い。

以上の状況から輸入炭及び国内粘結炭の使用を削減するためにインド国内に豊富な一般炭を原料炭の代替として利用可能にする可能性を有するSRC技術の利用が求められている。

(2) 実証プラントの位置付け

インドにおけるSRC開発プログラムは、フェーズ1の本計画調査を通じて石炭分析・オートクレーブによる試験を踏まえて技術的かつ経済的評価を行い、良好な見通しが得られた場合は、フェーズ2のベンチスケールの運転により技術資料の収集を行い、それを基礎として500トン/日の能力を有する実証プラントを建設し、その結果が良ければ、インド国内でSRCプラントを普及させることになっている。

当初の計画どおりベンチスケールでの運転は必要との判断から実証プラントの建設開始は1996年とし、その操業開始は1999年末を予定している。

(3) 建設予定地

本スタディの目的のため、実証プラントの建設予定地はSAIL傘下のルールケラ製鉄所 (RSP)の工場内を想定する。

- その理由は
- － 水素源となるコークス炉ガス (COG)やユーティリティが供給できる。
 - － SRCから出る副産物や廃棄物の処理に既存設備が利用できる可能性がある。
 - － 実証プラントの運転をサポートする技術的・人的・設備的資源が存在する。
 - － SRCの製造・コークスの製造・溶銑製造を含めて SRCプロジェクトの評価が行いやすい。

などが挙げられる。

(4) 実施母体

実証プラント実施のための実施母体及び事業形態などは現時点未定ではあるが、実証プラントの運転のためにはSAILの全面的協力を得られることが必要であるので、現段階においてはSAIL傘下の RSPの一部門として実施するのが望ましいと考える。

(5) 評価の概要

SRC製造の経済的効果はコークス製造の際の一般炭による原料炭の代替に基づく輸入炭の使用の削減による外貨の節約、コークス製造コストの低下、国内粘結炭使用の削減による国内粘結炭鉱山の寿命の延長として現れる。

したがって、実証プラントの財務・経済分析においては、本プロジェクトをコークス製造を含めたプロジェクトとして検討する。収益性の算出は、従来のように相当量の輸入炭を利用した場合と SRCを配合して一般炭を一部利用してコークスを生産する場合のコークス製造コストの差を投資額と比較することにより行う。このため、RSPにおける現状コークス製造コストと SRCを配合した場合のコークス製造コストを算出する。

今回の SRC製造コストの算出に当っては第6章で選定された Assam炭を使用した場合 (ケースA) を主として検討を行う。更に、Samla炭を使用した場合 (ケースS) に加えて Assam炭及び Samla炭を併用した場合 (ケ

ースH) についても比較検討を行う。なお、コークス製造に利用される SRC 価格は利益を見込まない SRC 製造コストとする。

一方 RSP から COG・用役等は製造コストベースで提供されるものとする。コークス製造に配合される一般炭としては Samla 炭を想定する。今回評価を行う 500 トン/日の実証プラントは RSP のコークス炉の少なくとも一炉団分の能力を賄うことができ、一般的製造ラインと見做してよい。しかし、技術開発の安全性も一方では考慮して決められた能力であり、インドにおける SRC 需要量をベースとした商業用プラントの規模ではない。実証プラントが経済性を持たなくても一日 3,000 トン規模の商業プラントの経済性がある場合は SRC の技術開発を進める意味も出てくる。

以上述べてきたとおり、本プロジェクトはインドにおける石炭産業固有の特徴を有しており、実証プラントであること及び RSP の一部門として考えることから、コスト項目については既存設備の利用を考え、できる限り低減化を計ること及び実証プラントの国内調達比率の向上を計った見積りを行うこととする。

提案の実証プラントプロジェクトの実施のための投資額は下記に説明する仮定及び手順に従って見積もることとする。

8.1.2 見積り基準

(1) 通貨及び交換レート

本計画調査では、US ドル通貨を基準通貨として使用し、そのほかの通貨は第二次現地調査において MECON より示された 1991 年 8 月 16 日付の次の交換レートにより換算されるものとする。

1US ドル = 25.71 インドルピー

1US ドル = 136.32 日本円

1991 年 7 月以降同年 10 月にかけてドルに対するルピーの動向を観察したところ、この間大幅な変化はないので本分析には上記の交換レートを採用した。プラント建設費に関しても、見積基準日となる 1991 年 6 月 19 日より約 2 ヶ月間の物価上昇はないものと仮定し、上記の交換レートにより換算されるものとする。

(2) 価格基準

費用及び価格は上述した1991年8月の固定価格とし、その後の価格上昇を見込まないものとする。前述した実証プラントの建設が調査開始時点から6ヶ年以上将来において実施されることから、長期的な価格を予測するのが難しいからである。

(3) 経済指標

本分析の基礎となる各種経済指標を Table 8.1.1に示す。

8.1.3 総所要資金

SRC製造に Assam炭を使用した場合に関して、前章で説明した建設費用に加えて、本項では総所要資金を構成するそのほかの費用を見積もる。

(1) 土地代

実証プラントに要する面積は、第7章のFigure 7.9.1で示したとおり110,000m²である。

しかしながら、ルールケラ製鉄所が実証プラントのために十分な用地を有し、無償で利用できるものと仮定し、現段階では、土地取得代は計上しないものとする。用地整地代も少ないと考えられるので計上しない。

(2) フィジカル・コンティンジェンシー

本費用は、本積算時点において予知できない原因や見積り精度により生じるであろう所要資金の超過に備える費用である。

本費用として7.14.2項に記載の次の費用を計上する。

機器・資材費	: 10%
組立て・据付工事費	: 10%
土木建屋・工事費	: 15%
その他	: 0%

総合平均すると、Base Project Cost (1991年価格) に対して9.0%となる。

(3) プライス・コンティンジェンシー

本費用は将来生じるであろう物価上昇に備える費用である。しかしながら前項で述べたように固定価格で評価することから本費用は考慮しないこととする。

(4) 輸入関税

MECONとの協議により、輸入機器資材に対して平均 80%の現行関税が課される場合と関税が課されない場合の双方について検討する。

(5) 国内税

本プロジェクトに対して国内税として、次の諸税が課せられる。

- 1) 物品税：国内で調達する機器には電気機器・計装機器に対して 22%、それ以外の機器に対して 16.5%が課せられる。
- 2) 売上税：国内で調達する機器には物品税に上乗せして全機器一律4%が課せられる。

前章で説明した国内調達機器の内、電気機器・計装機器は 15%と見積もられたので、上記諸税を平均すると国内調達機器に対して 18%となる。

- 3) 研究開発税：基本設計及びエンジニアリングサービスの外貨分に対して5%が課せられる。

(6) 操業準備費

本費用は、プロジェクト実施準備段階を通じて実施主体自身が直接行う業務に要する次の費用を含む。

- 1) プロジェクト推進・計画費用
- 2) 従業員の募集
- 3) 事務用品を含む一般管理費
- 4) 海外（日本を想定して）をも含む訓練費用
- 5) 試運転期間中のロス
- 6) その他

本調査では、全く新たに独立した組織を想定して見積もることとし、本費用として次の費用を計上する。

操業準備費の内訳

(単位 1,000ドル)

項目	金額	備考
- 用役・化学品の初期費用	1,882	Table 7.6.1とTable 7.6.2に対応する。
- 試運転期間中のロス	1,793	初年度変動費の2ヶ月分。
- 建設期間中の人件費	602	Table 8.2.6に基づく。
- 一般管理費、その他諸経費	301	上記人件費の50%を計上する。
- 海外での訓練費用	50	5名で2ヶ月間を想定する。
合計	4,628	

なお、従業員は Table 8.2.5に基づき次のスケジュールに従って採用されるものと想定する。

契約締結日からの月数	人員	クラス
1	9	Manager
13	11	Chief
25	70	Staff Aの 1/2
37	116	残り
合計	206	

(7) 建設中金利

本プロジェクトに対する資金源はまだ未定であるが、8.1.5項に記載の資金調達を前提とし、海外の金融機関よりのローンは低利の融資条件が利用できるものと仮定する。即ち、本分析では金利は年6.0%とし、本ローンポーションは国内及び海外を含む所要資金の80%と仮定する。

建設中金利は、各々の年における支出される資本費用のそのローンポーションに関し、その支出時点から支払年度末までの期間について次の算式により計算する。

$$IDC = (PC + IDC) \times L \times \{d_1(1+i)^{3.5} + d_2(1+i)^{2.5} + d_3(1+i)^{1.5} + d_4(1+i)^{0.5} - 1\}$$

IDC : 建設中金利

PC : 建設中金利及び初期運転資金を除く建設費及び操業準備費

L : ローン比率 (80%)

i : 金利 (年6.0%)

dn : n年目の支出スケジュール

$$d_1 = 0.05$$

$$d_2 = 0.35$$

$$d_3 = 0.40$$

$$d_4 = 0.20$$

(8) 初期運転資金

本費用として SRC製品在庫及び SRC製造炭在庫を計上する。本費用は操業直前に準備されるものとし、建設中金利はかからないものと仮定する。

初期運転資金の内訳

(単位 1,000ドル)

項目	金額	備考
- SRC製品在庫	1,643	償却費を除く初年度製造コストの1ヶ月分
- SRC製造炭在庫	341	初年度原料費の0.5ヶ月分
合計	1,984	

(9) 総所要資金

提案の実証プラントの実施に係る総所要資金は Table 8.1.2のとおりである。

8.1.4 SRC製造にSamla炭を使用した場合と Assam炭及び Samla炭を併用した場合の所要資金の算出

7.15項及び7.16項で述べた機器費の推定に伴って 8.1.3項に示した所要資金算出手順に従って、SRC製造炭として Samla炭を使用した場合と Assam炭及び Samla炭を併用した場合の総所要資金を算出し、その結果を Table 8.1.3と Table 8.1.4に示す。

8.1.5 資金調達

前項で見積もられた提案の実証プラントプロジェクトの総所要資金は次の条件に従って調達されるものと仮定する。

(1) 資本構成比率及び支出スケジュール

総所要資金の 20%は自己資本金で調達され、残りは海外の長期借入金により融資されるものと仮定する。

試運転期間を含む建設スケジュールは契約締結日より43ヶ月と仮定し、その契約月は1996年 5月にし、実証プラント操業開始月を1999年12月を予定している。

所要資金の支出はローン及び資本金の各の割合に応じて 2つの資金源より調達されるものと仮定する。

支出スケジュール

プロジェクト年度	支出スケジュール、%
1996	5%
1997	35%
1998	40%
1999	20%
計	100%

(2) 長期借入金の融資条件

スタディの目的のため、外国ローンは次の融資条件により融資されうるものとする。

- 1) 金利 : 年利6.0%とする。
- 2) 据置期間 : 建設開始時より 6年間とする。
- 3) 返済条件 : 据置期間後20年均等年賦返済とする。
ただし、後述のプロジェクトライフを超える支払残高
分はプロジェクト最終年度に支払われるものと仮定す
る。

(3) その他の条件

本プロジェクトの操業段階において資金不足が生じた場合、一般には短期融資により賄うことになるが、本プロジェクトでは製鉄所全体の利益から補填されるものと仮定し、かかる不足分は計算の便宜上そのままマイナス計上する。したがって、製造コストにおいて短期金利は考慮しないこととする。

8.2 SRC製造コストの算出

8.2.1 原価計算の前提

本章の 8.1.2項で述べたとおり、通貨はUSドルを使用し、費用及び価格は1991年 8月の固定価格とし、価格上昇分は見込まないものとする。かかる価格プロジェクトを“1991年固定価格ベース”と呼ぶ。

SRCの操業開始は1999年12月を予定している。本分析のため、プロジェクト年度を12月開始で翌年11月締めとし、操業開始年度を2000年と定義する。

プロジェクトライフは建設期間 4年及び操業期間20年からなり、24年間と仮定する。

残存価格は土地代、投資額の未償却資産及び運転資金を含み、プロジェクト最終年度に控除される。

8.2.2 SRC製造コストの前提

今回の SRC製造コストの算出においては、SRC製造用炭として Assam炭を使用した場合について主として検討し、更に Samla炭を使用した場合に加えて、Assam炭及び Samla炭を併用した場合についても検討する。そこで、本プロジェクトのケースを、

ケース A : Assam炭を100%使用する場合 (基本ケース)

ケース S : Samla炭を100%使用する場合

ケース H : Assam炭及び Samla炭を 50%併用した場合

と呼ぶ。

本プロジェクトに関する主要項目（500トン/ドライ石炭ベース）は次の表のとおりである。

Material Balance on SRC Demonstration Plant

Item	Case A	Case S	Case H
SRC Process Plant*, TPD	500	500	500
Operable Days, DPY	330	330	330
Feed Coal Input*, TPY	165,000	165,000	165,000
Yield of SRC Product, %	67.92	48.89	65.38
Output, TPY			
- SRC Product	112,063	80,669	107,878
- Light Distillate	5,931	0	5,148
- Middle Distillate	950	0	0
- Residue	14,303	32,168	28,037
- Return Gas, MM, kcal	713,698	658,605	738,323
(TPY)	(106,049)	(96,548)	(109,708)
Input, TPY			
- Feedstock Coal**	182,724	199,758	188,299
- Coke Oven Gas, MM, kcal	731,396	661,336	764,641
(TPY)	(104,544)	(94,530)	(109,296)
- Fuel Coal**	65,736	65,736	65,736
- Electricity, MM, Kwh	10.375	10.375	10.375
- Filter Aid	1,848	10,168	3,596
- Fuel Oil	0	0	6,059

* Dry Coal Basis

** Purchased Coal Basis

(1) 生産計画

前表に示されたとおり、SRC生産能力はドライ石炭ベースで500トン／日、年間稼働日数は330日と仮定する。炭種によりSRCの製品収率が異なるため、年間SRC収量は次のとおりとなる。

ケース	SRC製品収率	年間 SRC収量
A	67.92%	112,063トン／年
S	48.89%	80,669トン／年
H	65.38%	107,878トン／年

各年における次の操業率は実証プラント運転上の技術的観点から想定する。SRCの製品在庫は1ヶ月分を考慮して、SRCの製品はRSPへ払出すものとする。参考までに会計年度ベース（3月決算）の操業率も示す。

(単位、%)

プロジェクト年度	操業率	在庫増	払出率	操業率 (会計年度)
1999	-	-	-	26.7
2000	80.0	8.3	71.7	83.3
2001	90.0	-	90.0	93.3
2002	100.0	-	100.0	100.0
2018	100.0		100.0	100.0
2019	100.0	(-)8.3	108.3	66.7
計	1970.0	-	1970.0	1970.0

(2) 変動費

変動費は、SRCの原料となる一般炭、RSPより供給されるCOGと用役費及びSRCの副産物を含む。この副産物は本項からの控除項目として計上す

る。1991年 8月における変動費の各々の価格は Table 8.2.4に一覧する。
 なお、SRC製造で使用するSulfurは不足分を RSPより供給するので、その副産物は生じない。

(3) 運転人件費

ボーナス及び社会厚生費等を含む人件費は RSPより収集した賃金データに基づき設定する。RSPの 1990-91年の賃金レベルによる管理者を含む従業員の賃金は次のとおりである。

Class	Category	Personnel Charges	
		(Rs/Man-Year)	(\$/Man-Year)
Manager	Senior Manager *	123,000	4,784
Chief	Manager/Assistant Manager	94,000	3,656
Staff A	Skilled Labour	57,000	2,217
Staff B	Semi/Un-skilled Labour	41,000	1,595

* Including Managing Director

第7章で説明した SRC組織に従って、Table 8.2.5に部門別クラス別人員数及び Table 8.2.6に賃金表を示す。運転に直接従事する人数は 134名であり、平均人件費は57,230ルピー/人・年 (2,226ドル/人・年)となる。したがって、運転人件費は 7,669千ルピー/年 (298千ドル/年)と見積もる。

上記に加えて、オーバーヘッドとして上記人件費の 50%を計上する。

(4) 修繕維持費

本分析においては、経常的な補修サービスに生じる補修費は Erected Plant Cost (Engineering Serviceは除く) の1.5%を計上し、これに加えて補修のための人数は53名であり、補修部門の平均人件費を乗じることとする。したがって、年間修繕維持費は次のとおりとなる。

	ケース A	ケース S	ケース S
補修費	3,134 千ドル	3,844 千ドル	3,353 千ドル
人件費	118 千ドル	118 千ドル	118 千ドル
合計	3,252 千ドル	3,962 千ドル	3,471 千ドル

(5) 減価償却費

建設費は次の方法に従って償却する。

- 償却方法 : 定額償却
- 残存価格 : 5%
- 耐用年数 : 20年

また、操業準備費及び建設中金利は残存価格をゼロとし、20年の均等償却を行う。

(6) その他の固定費

本費用として租税公課及び保険料と一般管理費を計上する。

- 租税公課及び保険料 : 固定資産における簿価の0.5%相当額
- 一般管理費 : 一般管理部門人件費及び諸経費として本人件費同等額を計上する

更に、本章の 8.1.4項で述べた長期借入金の金利は本費用として計上する。しかしながら、次の費用は本プロジェクトの性格により考慮しないこととする。

- 短期借入金の金利
- 販売費用

これに関連して、通常の事業体で考慮すべき税金（現行 RSPでは51.75%の税率である）及び配当金についても今回は考慮しないこととする。

(7) 運転資金

初期運転資金は初期財務的予算化のため必要となるが、プロジェクト操業後、運転を円滑化のため追加的運転資金が必要となる。通常の会計上、会計年度末時の貸借対照表に見られるとおり、運転資金は流動資産から流動負債を差し引いて求められる残高である。

本残高が前年度の残高を超過した場合、かかる金額は“Change in Working Capital”と呼び、資金繰り表の支払項目と計算する。

本分析においては、初期運転資金の金額に代わりにこの金額を収益性計算に用いる。

運転資金の前提は 8.1.3項で述べた SRC製品在庫及び SRC製造炭在庫であり、その評価は“先入先出法”に基づく。

8.2.3 SRC製造コスト

以上述べてきた諸前提に基づき SRC製造コストの詳細を Annex 8.2.1に示し、その要約を Table 8.2.1、Table 8.2.2及び Table 8.2.3に示す。

(1) 基本ケースの SRC製造コスト

操業開始後10年目となる2009年における SRC製造コストは次の表のとおりである。なお、本分析における比較検討のために2009年の値を本プロジェクトの平均コストとみなした。

SRC製造コスト

(単価：ドル/トン)

	ケース A	ケース S	ケース H
1) 償却・金利を含まない場合	159.82	216.32	171.95
2) 償却・金利を含む場合	338.77	515.34	369.59

上表から、SRC製造用炭として Assam炭を使用したケース Aは遠距離輸送費を含む不利はあるけれども、償却及び金利を含まない製造コストにおいてケース Sに比べて約57ドル/トン、またケース Hに比べて約12ドル/トン安くなることがわかる。かかる SRC製造コストの差は主に SRC製品収率によるものである。

以上の結果からケース Aについては更に投資コストが変動した場合の SRC製造コストの算出を行うとともに第2)項の償却及び金利を含む製造コストは後述するコークス製造コストの算出にまた、第1)項の償却及び金利を含まない製造コストは収益性算出のために使用する。

(2) 投資コストが変動した場合の SRC製造コスト

ケース Aについて次の投資コストが削減した場合の SRC製造コストを算出する。

- － R&Dプロジェクトとしての適用を前提に輸入機器に対する輸入税が免除した場合
- － 固形分離設備をなくした場合
- － 上記を組み合わせて輸入税免除とともに固形分離設備をなくした場合

固形分離設備費の削減とともに用役費（電気、蒸気）の減少及び主要な触媒・化学品が不要となり、リシデュも生じない。詳細は Table 8.2.1 に示す。

基本ケースと同様に2009年における SRC製造コストは次の表のとおりである。

SRC製造コスト

(単位：ドル/トン)

輸入税 固形分離設備 投資コスト、百万ドル 用役費（触媒・化学品含む）、 ドル/ SRCトン	免税 ある	80% ない	免税 ない
	200.14	214.03	174.06
	37.39	22.63	22.63
1) 償却・金利を含まない場合	151.83	139.81	134.00
2) 償却・金利を含む場合	292.08	289.88	255.96

8.3 既設製鉄プラントにおけるコークスの製造コストの算出

SRC実証プラントの収益性を見るためには、実証プラントでの SRC製造コストとコークス製造段階でのコストを連結して比較しなければならない。

過去の RSPのコークス製造コストの実績とコークス副産物の物質収支データをもとに財務分析で用いるコークス製造コスト要素を以下のとおり把握した。Table 8.3.1に過去3年間の RSPのコークス製造コスト表を示す。また、Figure 6.2.3及びFigure 6.2.4に過去の物質収支を示す。

RSPにおけるコークスプラントの一般概況は次のとおりである。

上記の図表から分かるとおり、RSPにおける3年間のコークス総生産量の平均はドライベースで1,286千トン/年でほぼ横ばいで推移している。

統計上、溶銑用の原料となるBFコークスと分類されるハードコークス及びナットコークスが全コークス生産の内平均約89%を示している。

また、コークス生産に投入される石炭に関して、コークス歩留（グロスコークス当り）は平均76%となっている。

上述したとおりコークス生産量が横ばいで推移する一方、製造コストの面からみると1988-89年は前年比23.7%と上昇し、1989-90年は前年比10.7%で、1990-91年は前年比8.3%となり、同年のトン当りの製造コストは1,997ルピーである。この内訳をみるとハンドリングロスを含む石炭が大部分を示している。更に石炭の内訳をみるとH.V.Cを除いて輸入炭が国内炭平均と比べて1.46倍割高になっている。

過去3年間の生産状況をながめた上、最も新しい1990-91年のデータを財務分析の基礎数字として採用した。

詳細は以下のとおりである。

1. 炭種別石炭使用割合

PCC	37.9%
MCC	32.5%
HVC	0.4%
IMP	29.2%
	<hr/>
	100.0%

2. コークス収率

BFコークスの使用石炭総量に対する収率
64.16%

3. BFコークス当りの副産物控除額
486.47 Rs/t

4. BFコークス当りのコークスブリーズ控除額
84.32 Rs/t

5. BFコークス当りの運転コストとその他コスト
運転コスト : 384.28 Rs/t
その他のコスト : 216.60 Rs/t

6. コークス中の灰分
22.7%

8.4 SRCを利用したコークスの製造コストの検討

SRC製造プラントの検討は、SRCを混合することにより、現在生産されているコークスの品質を維持しながら、輸入炭や国内の強粘結炭の混合比率を下げることにより、外貨の節約や、国内強粘結炭鉱山の寿命を延ばすことにある。勿論コークスの製造コストが引き下げられればSRCの効果は更に上がることになる。更にSRCを混ぜることによりコークスの品質が向上すれば、高炉の効率が上がり製鉄所としては大きな利益を受けることになる。しかし今回は一応現在のコークスの品質と同等のものを製造することで比較する。

第6章において、実証プラントの建設場所としてルールケラー製鉄所を選択し、またSRC製造用石炭としてはAssam炭を基本ケースとして採用したことを述べた。この条件を基に実証プラントの設計・建設費・物質収支などを検討し、その結果を第7章に記述した。財務・経済分析を行うためのその他の諸条件については第8章に記述した。

8.4.1 コークス製造コストの算出方法

一般にコークスプラントのコークス収率と副産物収率は原料石炭の品質（配合比）により変化する。またコークスの品質の一つである灰分含有量は原材料のそれに一義的に影響を受ける。また製品コークス中の灰分は高炉の容積効率と熱効率に影響を及ぼし、高炉製造コストを上昇させる要素の一つと見る。

コークス炉でSRCを使用し、これに伴い石炭の配合比を変えた場合、上記の性質をコスト要素として考慮しなければならない。

ここでは具体的に次のとおり考慮した。

(1) コークス収率

コークス収率と石炭の揮発分との関係については、一般に日本のコークスプラントで次の式が用いられる。

$$Y = (98 - 0.84 \times VM) \times (100 - WC) / 100$$

Y : コークス収率(%)

VM : 石炭の揮発分(%)

WC : 石炭の水分(%)

(ここでは対応する混合比での平均値を採用する)

この式を用いて収率 Y を計算し、RSP のコークス炉の コークス収率を修正して配合比が変わった場合の コークス収率を求めた。

(2) 副産物控除

コークス当りの副産物収率は前記の コークス収率との関連において次の式が成立する。

$$BP = 0.84 \times VM \times (100 - WC) / Y$$

BP : 副産物収率 (対コークス) (%)

VM : 石炭の揮発分 (%)

Y : コークス収率 (%)

WC : 石炭の水分 (%)

この式を用いて副産物の収率を計算し、下記 (3) を考えた石炭必要量の調整も含めて RSP の副産物控除額を修正した。

(3) コークス中の灰分によるコークス価格の修正と等価コークス量の推定

コークス中の正味炭素量 (総量から灰分を差引いた量) が等しいとして、SRC 配合コークス試験における各ケース (RSP の 90 年現状ケース、SRC を使用しないケース、SRC を使用した 4 ケース) のコークス量とコークスコストを修正する。これに伴って、RSP のコークスブリーズ控除額も修正する。

(4) 運転コスト及びその他のコスト

各ケースとも同額とみなす。

8.4.2 SRC 配合コークス試験におけるコークス製造コスト

前述した 4 点を考慮して、各ケースのコークスコストを算出し、更に後述する収益性検討の基礎となる "Without" ケースの石炭使用量と副産物及びコークスブリーズの控除額を算出した。

各ケースにおける石炭配合比率、石炭の揮発分と灰分及び石炭価格を Table

8.4.1と Table 8.4.2に示し、中間結果を含むコークス製造コストは次のとおりである。

Coke Production Cost

Case	Coke Yield for BF Coke, %	COG & B.P. Yield, %	Relative Volume	Coke Production Cost*, Rs/t
RSP '90	64.16	25.71	1.0021	2,262.1
Test A1	63.88	26.12	1.0000	2,276.9
Test A2	63.07	27.20	1.0058	2,371.2
Test A5	62.27	28.29	1.0119	2,467.1
Test A8	61.47	29.41	1.0181	2,564.6
Test B3	63.40	27.52	1.0448	2,249.5

* Not adjusted by ash content

** Other cases, which have coke strength less than that of existing level, are excluded from this calculation.

更に、基本条件となる Test-A5の配合比率において Feedstockの違いと投資条件の違いによる次のケースについてコークス製造コストを算出する。なお、本コストはコークス中の灰分を調節したコークスコストである。

Coke Production Cost

(Unit: Rs/t)

Feedstock	Assam	Assam	Assam	Assam	A&S *
Import Duty	80%	Zero	80%	Zero	80%
Solid Separation	Yes	Yes	No	No	Yes
SRC Production Cost	8,710	7,509	7,453	6,581	9,502
Coke Cost	2,496.5	2,406.6	2,402.4	2,337.1	2,555.8

* Assam and Samla

8.4.3 コークス配合炭に関する追加ケースにおけるコークス製造コスト

4.6項で述べたとおりコークス配合炭に関する追加ケースにおける技術的検討を踏まえて係る追加ケースについて中間結果を含むコークス製造コストを算出する。なお、本コストは前項で示したコークス製造コストとの比較検討のためコークス中の灰分を調節しないコークスコストとする。

そこで、SRCを使用したCase-I（即ち、輸入炭を使用しないで、より多くのMCC炭を使用した配合）に対応するSRCを使用しないケースは前述したTest A1となる一方、SRCを使用したCase-II（即ち、LVMC炭と輸入炭を使用した配合）に対応するSRCを使用しないケースは4.6項に記載の基本ケースIとIIを平均した配合（即ち、LVMC炭45%、輸入炭55%）を採用する。

Coke Production Cost

Case	Coke Yield for BF Coke, %	COG & B.P Yield, %	Relative Volume	Coke Production Cost, Rs/t
<u>Case I</u>				
Test A1	63.88	26.12	1.0000	2,276.9
Case C1	62.08	29.86	1.0119	2,397.9
Case C2	62.04	29.71	1.0149	2,349.4
<u>Case II</u>				
Without SRC	65.32	23.36	1.0000	2,845.5
Case P1	65.70	23.09	1.0181	2,808.9
Case P2	65.89	23.00	1.0278	2,822.4
Case P3	66.10	22.75	1.0355	2,709.1

8.5 SRCを配合してコークスを製造する場合の収益性の評価

収益性の算出は、財務的内部収益率(FIRR)を用いて、従来のように SRCを使用せずに相当量の輸入炭を利用してコークスを生産する場合 (Without SRC)と SRCを配合して一般炭を一部利用してコークスを生産する場合(With SRC)についてのコークス製造コストの差を投資額と比較することにより行う。

収益性の算出のための主要項目及び計算方法を具体的に示すと次のとおりである。

Material Balance of "Without" minus "With" Cases at RSP

- Feedstock of SRC: Assam Coal -

(No.)	Items (No. of Test)	Without (A1)	With A-A5 (A5)
(1)	SRC Production, TPY, Dry	-	112,063
(2)	SRC Blend Ratio	-	5%
(3)	Total Coal for Coke, TPY, Dry	2,180,434	2,241,260
	Each Coal, TPY and Blend Ratio, Dry		
	PCC	654,130 (30%)	672,378 (30%)
	MCC	872,174 (40%)	896,504 (40%)
	IMP	654,130 (30%)	336,189 (15%)
	NCC	-	224,126 (10%)
	SRC	-	112,063 (5%)
	Total (Dry)	2,180,434 (100%)	2,241,260 (100%)
	Total (Wet)	2,347,078 (100%)	2,436,663 (100%)
(4)	Coke Yield	63.88%	62.27%
(5)	Coke Production, TPY	1,499,387	1,517,268
(6)	COG&B.P Production, TPY	1,499,387	1,623,986
(7)	Relative COG&B.P Yield	1.000	1.0831
(8)	Relative Coke Requirement	1.000	1.0119

(Note) < >: Order of Calculation
w(): Item No. of With Case
wo(): Item No. of Without Case

前表の計算手順に従って、“Without” minus “With”ケースにおけるコークス製造の節約便益は次の方法で計算を行う。石炭配合比率に関しては “Without”ケースは Test A1とし、“With”ケースは Test A5を採用する。

- 〈1〉 SRC収量及び SRC配合率から “With”ケースのドライベースの石炭総量を算出し、石炭配合比率（ドライベースで決定される）に応じて各々の石炭量を配分する。
- 〈2〉 上述した石炭総量を炭種毎の水分を加味し、ウェットベースの石炭総量を求めこれにコークス歩留まりを乗じてコークス生産量を算出する。
- 〈3〉 上述したコークス生産量及び相対コークス量比から “Without”ケースのコークス生産量を算出する。
- 〈4〉 第〈3〉項で求めた、コークス生産量をコークス歩留まりで除して、“Without”ケースのウェットベースの石炭総量を算出した後ドライベースの石炭総量を求め、これに石炭配合比率に応じて各々の石炭量を配分する。
- 〈5〉 “Without”ケースの副産物の生産量とコークスブリーズ生産量は第〈3〉項のコークス生産量と同じと仮定する。
- 〈6〉 上述した副産物の生産量と相対 COG & B.P量比から “With”ケースの副産物の生産量を算出する。また、コークスブリーズ生産量は第〈2〉項のコークス生産量と同じと仮定する。

収益性の算出には、計算の便宜上、ドライベースの石炭量を採用するため、石炭価格は石炭配合比を考慮して Table 8.4.2に示したドライベースの平均石炭価格を使用する。副産物及びコークスブリーズの控除額は 8.4項に示したものを使用する。

8.5.1 SRC配合コークス試験における財務内部収益率

以上述べてきた諸前提に基づき、輸入炭に関しては RSPにおける購入価格ベース（即ち、輸入炭に対するプレミアムを考慮しない）による財務内部収益率 (FIRR)は次のとおりである。Feedstockの違いと投資条件の違いによる次のケースについてもFIRRを算出し、比較検討する。

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR)

(Unit: %)

Case	(A-A5)				(S-A5)	(H-A5)
Feedstock	Assam	Assam	Assam	Assam	Samla	A&S*
Import Duty	80%	Zero	80%	Zero	80%	80%
Solid Separation	Yes	Yes	No	No	Yes	Yes
FIRR	-2.77	-0.38	0.18	2.35	-10.69	-4.49

*: Assam and Samla

以上の結果から Feedstockとして Assam炭を100%使用した場合が優位を示しているとともに、投資コストの削減が計られれば収益性の改善がなされることがわかる。

Test-A2及び Test-A8の配合比率における計算は省略したが、SRCに対する輸入炭の代替率が Test-A5と同じであることから上表と同様の結果が得られるはずである。

次に、Test-B3の配合比率による財務内部収益率を算出する。実際には、Table 8.4.1に示すとおりコークス中の灰分が高いために、この配合は採用できない。しかしながら、SRC開発プロジェクトを推進する上で、Samla炭より適した石炭が選択される場合は SRCに対する比率を 2以上にできる可能性を有しているため、収益性検討に本ケースを取り上げた。

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR)

(Unit: %)

Case	(A-B3)				(S-B3)	(H-B3)
Feedstock	Assam	Assam	Assam	Assam	Samla	A&S*
Import Duty	80%	Zero	80%	Zero	80%	80%
Solid Separation	Yes	Yes	No	No	Yes	Yes
FIRR	3.24	6.03	5.99	8.56	-3.85	1.67

*: Assam and Samla

収益性の面からは、Test-B3はTest-A5より高いFIRRが得られた。

第3次訪印の際、MECONより輸入炭に対するプレミアム（ここでは課徴金と考える）を加味されうる場合について収益性の検討を要請された。そこで、プレミアム付き輸入炭価格として、CIF価格（72 US\$/トン）に20%のプレミアム分を加味し、さらに国内諸経費を加えた後ドライベースに換算した価格を使用する。なおこれ以降の説明はFeedstockがAssam炭について行うこととする。輸入炭に対するプレミアムを考慮した場合の財務内部収益率は次のとおりである。

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR)

(Unit: %)

Feedstock	Assam	Assam	Assam	Assam
Import Duty	80%	Zero	80%	Zero
Solid Separation	Yes	Yes	No	No
Case	(A-A5)			
FIRR	0.77	3.38	3.60	5.98
Case	(A-B3)			
FIRR	7.14	10.28	10.00	12.90

上表の結果は前述した輸入炭に対するプレミアムを考慮しない場合に比べて高いFIRRが得られた。輸入炭を高く評価できることはそれだけ節約便益が増えるからである。

これまで基本ケースの結果に加えて投資コストが削減した場合や輸入炭が高くなった場合について想定され得る具体例を示し財務分析を行ってきた。

更に、収益性の改善に寄与するであろう要素をさぐるために、次の要素が変動した場合の感度分析を行う。第(2)項は製造コストが減少した場合の主要要素として取り上げた。第(3)項及び第(4)項は第3次訪印の際、要請された項目である。

- (1) 輸入炭が高くなる場合
- (2) 国内一般炭が安くなる場合

(3) 投資コストが安くなる場合

(4) 国内一般炭が5%安くなりかつ投資コストが安くなる場合

SENSITIVITY ANALYSIS OF RETURN ON INVESTMENT

(Unit: %)

Case	(A-A5)	(A-B3)
Base Case	-2.77	3.24
(1) Imported Coal		
+5%	-1.49	4.63
+10%	-0.32	5.91
+15%	0.75	7.11
+20%	1.74	8.24
(2) Domestic Non-coking Coal		
-5%	-1.96	3.56
-10%	-1.20	3.87
-15%	-0.48	4.18
-20%	0.20	4.48
(3) Capital Investment Cost		
-5%	-2.29	3.80
-10%	-1.78	4.39
-15%	-1.23	5.04
-20%	-0.65	5.74
(4) Capital Investment Cost including Domestic Non-coking Coal (5% down)		
-5%	-1.47	4.12
-10%	-0.95	4.73
-15%	-0.39	5.38
-20%	0.21	6.08

8.5.2 コークス配合炭に関する追加ケースにおける財務内部収益率

8.4.3項に示した主要な前提条件に基づくコークス配合炭に関する追加ケースにおける財務内部収益率を算出した。

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR)

(Unit: %)

case	(A-C1)	(A-C2)	(A-P1)	(A-P2)	(A-P3)
FIRR w/o Premium	0.13	1.64	4.33	3.37	6.13
FIRR with Premium	4.25	5.49	8.25	7.24	10.14

ケースC1およびケースC2は前述した Test-B3を発展したケースとしてドラフト・レポート説明の際、要請された。Table 8.4.1に示すとおり、かかるケースにおけるコークス中の灰分は Test-A5とほぼ同じ値となる一方、そのFIRRは Test-B3より低い結果になった。

一方、Pシリーズの配合（ケースP1、ケースP2およびケースP3）はRSPにおける配合とは別に、民間企業による銑鉄工業の将来の需要を考慮し、インド側より追加要請された。いずれのケースも前述したRSPにおけるケースより高いFIRRが得られた。

以上述べてきた収益性に関する分析結果および後述する外貨節約額の詳細は Annex 8.2.1に示す。

8.6 外貨節約

本プロジェクトの実施によってインドの外貨改善にどれだけ貢献できるかを次の方法で計算を行う。

- (1) SRCを配合する場合に一般炭の利用を前提に SRCの収量及び1トンの SRC に対する代替する輸入炭量から輸入炭総量を算出する。石炭配合比率に関しては Samla炭 2に対して SRC 1の割合のTest-A5を採用する。
- (2) 上述した輸入炭総量にドライベースの輸入炭 CIF価格を乗じて外貨節約額を算出する。
- (3) 一方、資金源の内、借入金は外貨の流入であるが、建設費の支払として相殺される。操業開始後の返済及び利息は外貨の流出とする。
- (4) 補修部門人件費を除く修繕費の外貨分は外貨の流出とし、その割合は投資コストに比例した。
- (5) 第(2)項の外貨節約額から第(3)項及び第(4)項の外貨流出額を差引いて正味外貨節約額を算出する。

そこで、Feedstockが Assam炭について次の4ケースにつき外貨節約額を算出する。すべてのケースにおいて操業初年度より外貨の節約が期待できる。

FOREIGN CURRENCY SAVINGS

(Unit: US\$, MM)

Case	(A-A5)	Zero	80%	Zero
Import Duty	80%	Yes	No	No
Solid Separation	Yes	Yes	No	No
1st Year	5.7	8.3	7.9	9.8
10th Year	7.2	11.1	10.4	13.2
Total	141.9	218.6	204.4	260.0

更に、外貨ポーション（総投資額の 38.3%）相当額のみ長期借入金により融資された場合（Alt. Case）は操業初年度より更に下記のように外貨の節約が期待できる。

FOREIGN CURRENCY SAVINGS

(Unit: US\$, MM)

Case Loan Ratio	Base Case 80%	Alt. Case 38.3%
1st Year	5.7	12.1
10th Year	7.2	16.7
Total	141.9	327.4

Feedstockが Assam炭及び Samla炭を併用した場合はプロジェクトライフを通じて98百万ドルの外貨の節約が期待できるが、しかしながら、Feedstockが Samla炭についてはプロジェクトライフを通じて外貨の節約が期待できない。

Feedstockが Assam炭について石炭配合比率の違うその他のケースにつき、外貨節約額を算出する。すべてのケースにおいて操業初年度より基本ケースを上回る外貨の節約が期待できる。

FOREIGN CURRENCY SAVINGS

(Unit: US\$, MM)

Case	(A-B3)	(A-C1)	(A-C2)	(A-P1)	(A-P2)	(A-P3)
1st Year	18.2	14.5	15.1	20.3	18.2	24.5
10th Year	24.7	19.5	20.4	27.7	24.7	33.5
Total	486.0	382.8	400.0	543.3	486.0	658.0

8.7 社会経済的観点からの実証プラントの評価

8.7.1 評価の方法

実証プラントの経済分析には、広く国際的に採用されている「OECD又は L/M方式」に基づく費用便益分析を適用した。

本プロジェクトの目的は SRCを利用し、インド国内に豊富に賦存する国産一般炭を輸入原料炭の代替とし、輸入炭量を削減することにある。このことから、分析モデルとして輸入代替モデルを適用する。

「OECD又は L/M方式」適用上の特徴は次のとおりである。

- 一 経済価値は Numeraire (計算単位) として国際通貨 (本プロジェクトではUSドルを採用する) によって表示する。
- 一 貿易財はそのままよいが、非貿易財は変換係数 (Conversion Factor) によって国際価格に修正する。
- 一 未熟練労働は潜在賃金率 (Shadow Wage Rate) で計算する。
- 一 すべての関税、税金及び利子は国民経済上の移転項目として経済価格から除外する。

8.7.2 経済分析の前提

経済分析に適用する主要な前提条件は次のとおりに要約する。

(1) 諸前提

経済分析においては 8.1.2項及び 8.2.1項で示したと同じ通貨、交換レート及び価格基準を使用する。

(2) 貿易財と非貿易財への分割

一般に 1つの財・サービスの国内価格が国際価格とどの位遊離しているかを測るために (a) 財・サービスを貿易財、非貿易財に分ける、(b) 更に、非貿易財を貿易財、非貿易財に分割していき、(c) 貿易財部分を合計して、これは国際価格で評価されているものとみなし、(d) 非貿易財部分は価格

が歪んでいる可能性のあるものとみなして検討修正する。スタディの目的のため、非貿易財の分割は行わないものとする。

したがって、原則として貿易財は輸入財の CIF価格で評価する一方、非貿易財は標準変換係数(Standard Conversion Factor:SCF)によって国際価格に修正する。非貿易財は、一般に (a)物理的な輸送が困難、(b)経済価値が無い、(c)国際価格が無い、ないしは国内価格しか存在しないような財と定義される。

次に、標準変換係数は次の算式によって求めることとする。

$$SCF = \frac{Im + Ex}{Im(1+t) + Ex(1-tx+s)}$$

Im = Gross value of imports (CIF price)

Ex = Gross value of exports (FOB price)

t = Weight average of import duty rates

tx = Weight average of export tax rates

s = Weight average of export subsidy rates

Table 8.7.1にインドにおける過去 5年間の輸出入統計を示し、標準変換係数は 5ヶ年間の平均をとり計算すると 0.76となる。

(3) 熟練・未熟練労働の賃金

熟練労働の賃金は労働の機会費用を反映していると考え、Staff A以上の従業員について財務上の人件費から税金分 (Staff A: 5%, Manager and Chief: 12%)を控除して算出する。

一方、未熟練労働の賃金に関しては RSPが位置するオリッサ州の多数の失業の存在を考慮し、MECONとの協議により未熟練労働に潜在賃金率 (50%)を適用することとする。

8.7.3 投資額の経済コスト

以上述べた諸前提に基づき、プラント建設費の内、外貨ポーションについては財務計算と同じ投資コストを使用し、内貨ポーションについては SCFによって修正する。輸入関税及び建設中金利は国民経済上の移転項目として投資コストから除外する。操業準備費及び初期運転資金は要素毎に計算する。

8.7.4 経済価格による製造コスト

(1) 石炭価格

インドで産出する原料炭は貿易財とみなし、オーストラリアが主要輸出先である日本における CIF 価格によって評価する。Table 8.7.2 に過去 5 年間のオーストラリアから輸入された日本における石炭価格 (CIF) を示す。

原料炭に関しては 1990 年における次の平均石炭価格を採用する。

Coal	Coal Price
P.C.C	58.16 US\$/t
M.C.C	52.57 US\$/t

国内一般炭に関しては本スタディの目的のため、1987 年における「インドバンプール製鉄所近代化調査」に関する JICA 報告書に記載の SAIL の意見にしたがって、非貿易財とみなした。

インドがオーストラリアから輸入している石炭に関しては CIF 価格に關稅分を除く国内諸経費 (SCF で修正する) を加えて RSP における CIF 価格を算出する。なお、輸入炭に対するプレミアムは課徴金あるいは税金の一種と考えられるので経済価格から除外する。

(Unit: US\$/t)

	Economic Value	Financial Value
- CIF Price, Port	72.00	72.00
- Custom Duty	-	3.60
- Inland Freight, etc.	14.96	19.69
CIF Landed Cost, RSP	86.96	95.29

以上述べてきた石炭価格は収益性算出のためドライベースに換算した価格を使用する。原料炭の水分は 8% とする。

(2) その他の変動費

次の費用項目は非貿易財とみなし、SCFによって修正する。

COG, Return Gas, Residue
Electricity, Steam, Make-up Water
Nitrogen

1990年の日本におけるFuel Oilの CIF価格が財務価格とかわらないので、Light Distillate及び Middle Distillateは貿易財とみなし、財務価格と同じとした。

同様に、コークス生産にともなう By-Productsと Coke Breeze、Catalyst及びChemicalは貿易財と考えるが、財務価格と同じとした。

(3) 直接固定費

人件費に関しては 8.7.2 (3)項の前提及び Table 8.2.6の賃金表に基づき算出する。プラント建設費が経済コストに修正されたので補修費及び保険料は財務計算と同じ比率を用いる。

租税公課は移転項目として除外する。

8.7.5 経済内部収益率の算出

以上述べてきた諸前提に基づき、経済分析の詳細を Annex 8.7.1に示し、経済内部収益率 (EIRR)は、次の通りである。

ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN (EIRR)

(Unit:%)

Case	(A-A5)	(A-B3)	(A-C1)	(A-C2)
EIRR	3.11	1.50	4.02	5.22

8.8 商業プラントに関する検討

本プロジェクトの最終段階で計画している商業プラントについて財務評価を行うため、実証プラントの設計結果を基にして下記のとおり、技術データを作成した。

プラントの能力は、2000年のSAIL傘下の製鉄所での SRCの必要量を前提として（SRC混合率にもよるが）、ドライ石炭ベースで1,000トン/日及び3,000トン/日の2ケースについて検討することとした。

プラントサイトはルールケラー近傍の平地として、特に具体的に限定しない。したがって、特定の用役及び付帯設備は利用せず、すべて新規に建設されるものとした。SRCプロセスにとって重要な水素源は COG中の水素に求めず、石油ナフサの水蒸気改質により得られるものとした。

設計ベースの詳細は下記のとおり想定した。

(1) Plant capacity

Case A1000 : 1,000 t/d

Case A3000 : 3,000 t/d

(2) Annual stream day

330 d/y

(3) Feedstock coal

Assam Coal (Demonstration Plant (DP) と同一)

(4) Hydrogen production

naphthaを原料とし steam reformingにより全必要量を製造する。

(5) OperationとProduct

Operating conditions、yield、product specificationはDPと同一とする。

(6) Construction of plant

1) Process plant

水素製造工程を除きDPと同一構成とする。水素はナフサの水蒸気改質により製造する。

2) Steam and condensate system

高圧ボイラを設置し、タービンを利用し、電力消費量を削減するシステムとする。

3) Fuel system

SRC plantで副生するproduced gas、butane、middle distillate、heavy distillateはすべて自家消費し、不足分を系外から燃料油などを受け入れ使用する。

4) その他の用役設備と補助設備

DPと同一構成とする。

(7) Plant site

Rourkela steel plantの近傍の平地を想定する。

プラント建設コスト及び投資コストの推定は1,000t/d及び3,000t/dの2ケースについて、Table 8.8.1、Table 8.8.2に示すとおりとする。また見積り範囲と前提は下記のとおりとする。

- Estimation date : June 19, 1991
- Escalation : Not considered
- 調達区分 : 7.14項に記載の海外調達区分による。
- Split of works : 7.14項に記載の業務分担に従う。
- Contingency for estimation : 予想される見積りの誤差に対し、7.14項の Contingencyを考慮する。

総括マテリアルバランスは同じく 2ケースについて Table 8.8.3に示す。原料石炭、製品 SRC副生オイルについては実証プラントと同じ原単位を採用した。しかし副生ガス、レシデュウ、などのエネルギーバランス、用役使用量はsite条件の想違により異なる。

1,000t/d及び3,000t/dに関する詳細は Annex 8.8.1に示す。SRC製造コストは Table 8.8.4、Table 8.8.5に示し、財務内部収益率は次のとおりである。

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR)

(Unit: %)

Case	(A-A5)	(A-B3)
FIRR for 1000 t/d	-1.89	4.88
FIRR for 3000 t/d	2.21	9.69

Feedstockが Assam炭について、次のケースにつき外貨節約額を算出する。すべてのケースにおいてプロジェクトライフを通じて、外貨の節約が期待できる。

FOREIGN CURRENCY SAVINGS

(Unit: US\$, MM)

Case	(A1000-A5)	(A3000-A5)	(A1000-B3)	(A3000-B3)
Total	430.8	1858.1	1118.9	3922.5

Table 8.1.1 HISTORICAL TREND OF BASIC ECONOMIC DATA IN INDIA (1/2)

Year	Year	Total Population (MM)	GNP Factor Cost 1980 (Rs MMM)	GNP Current Price (Rs MMM)	Per Capital GNP		Exchange Rate Rs/US\$	Per Capital GNP	
					1980 Price (Rs)	Current Price (Rs)		1980 Price US\$	Current Price US\$
1975-76	1975-76	603.50	1046.60	709.46	1734.00	1176.00	8.43	206.00	140.00
76-77	76-77	617.20	1059.96	763.03	1717.00	1236.00	9.08	189.00	136.00
77-78	77-78	631.30	1139.03	871.18	1804.00	1380.00	8.82	205.00	156.00
78-79	78-79	645.70	1203.02	937.24	1860.00	1452.00	8.28	225.00	175.00
79-80	79-80	660.30	1143.79	1025.95	1732.00	1554.00	8.02	216.00	194.00
80-81	80-81	675.20	1227.72	1227.72	1818.00	1818.00	7.91	230.00	230.00
81-82	81-82	690.10	1299.28	1432.56	1883.00	2076.00	8.97	209.00	231.00
82-83	82-83	705.20	1332.99	1587.61	1890.00	2251.00	9.67	195.00	233.00
83-84	83-84	720.40	1438.61 +	1857.79 +	1997.00	2579.00	10.34	193.00	251.00
84-85	84-85	735.60	1492.92 +	2071.53 +	2030.00	2816.00	11.89	171.00	237.00
85-86	85-86	750.90	1553.99 +	2320.47 +	2070.00	3090.00	12.24	169.00	252.00
86-87	86-87	766.10	1609.75 +	2572.50 +	2117.00	3358.00	12.78	164.00	263.00
87-88	87-88	781.40	1677.03 +	2916.47 +	2155.00	3732.00	12.97	165.00	288.00
88-89	88-89	796.60	1855.43 *	3491.05 *	2337.00	4382.00	14.48	161.00	303.00
89-90	89-90	811.80	1952.37	3925.24	2405.00	4835.00	16.65	144.00	290.00
90-91	90-91	827.1					17.94		

+ : Provisional

* : Quick estimates

Table 8.1.1 HISTORICAL TREND OF BASIC ECONOMIC DATA IN INDIA (2/2)

Year	Index of No. of Industrial Production		Price Index No.		Wholesales (all commodities) 1970-71=100		External Trade		Balance of Payment (Rs MM)	Foreign Exchange Reserves (Rs MM)**	Chemical Engineering Plant Cost Index
	Mining 1980-81=100	Manufacturing 1980-81=100	Consumer (Industrial worker) General Index 1960=100 *	Industrial (all commodities) 1970-71=100	Gross Value of Imports (CIF, Rs MM)	Gross Value of Exports (Fob, Rs MM)					
1975-76											
76-77	90.50	90.00	301.00	176.60							192.10
77-78	92.50	93.30	324.00	185.80							204.10
78-79	95.20	99.70	331.00	185.80							218.80
79-80	95.90	99.10	360.00	217.60							238.70
80-81	100.00	100.00	401.00	256.20	125492	67107	(-) 26395	48221			261.20
81-82	117.70	107.90	451.00	281.30	136080	78060	(-) 40674	33545			297.00
82-83	128.90	110.10	466.00	288.70	142927	88034	(-) 34286	42653			314.00
83-84	147.80	115.60	547.00	316.00	158315	97707	(-) 25079	54979			316.90
84-85	160.80	124.80	582.00	338.40	171342	117437	(-) 12439	68168			322.70
85-86	167.50	136.90	620.00	357.80	196577	108946	(-) 31871	73844			325.30
86-87	177.90	149.70	674.00	376.80	200960	124524	(-) 37884	76452			318.40
87-88	184.60	161.50	738.00	405.40	222440	156740	(-) 54101	72871			323.80
88-89	199.10	175.60	803.00	435.40	282350	202310	(-) 63089	66046			342.50
89-90	211.60	190.70	855.00	467.60	354160	276810		57870			355.40
90-91	219.10	208.20	947.00	515.50	431710	325270		43880			357.60

Note: *The new series of CPI for Industrial Workers with 1982 bases has been introduced w.e.f. October, 1988.

The earlier series on base 1960=100 has been simultaneously discontinued. The conversion factor from the new to the old series is 4.93 in regard to the General Index.

**include Foreign assets of the Reserve Bank of India but exclude Gold & SRD

Table 8.1.2 CAPITAL INVESTMENT COST FOR CASE (A)

- Feedstock Coal: Assam Coal -

Items	Capital Investment Cost, US\$, MM		
	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Land & Site Development	-	0.0	0.0
2. Plant Direct Cost	55.75	74.47	130.22
- Equipment and Materials	(52.11)	(50.31)	(102.42)
- Spare Parts	(3.64)	(3.52)	(7.16)
- Erection and Installation Works	(-)	(6.64)	(6.64)
- Civil and Building Works	(-)	(13.87)	(13.87)
- Additional Facilities	(-)	(0.13)	(0.13)
3. Ocean Freight and Insurance	1.35	-	1.35
4. Local Handling and Inland Transportation	-	0.36	0.36
5. Indirect Field Expenses	-	2.21	2.21
6. Engineering Services	12.95	4.64	17.59
- License Fee	(2.71)	(-)	(2.71)
- Basic Design	(0.84)	(-)	(0.84)
- Engineering Services	(6.76)	(3.25)	(10.01)
- Project Management	(2.64)	(1.39)	(4.03)
Base Project Cost - 1991	70.05	81.68	151.73
7. Contingency	5.58	8.13	13.71
- Physical Contingency	(5.58)	(8.13)	(13.71)
- Price Escalation	(Not considered in the analysis)		
8. Tax and Duty	-	61.11	61.11
- Import Duty	-	(50.14)	(50.14)
- Excise Duty, Sales Tax and R & D Cess	-	(10.97)	(10.97)
Erected Plant Cost - 1991	75.63	150.92	226.55
9. Pre-Operation Expenses	-	4.63	4.63
10. Interest during Construction (F:6%)	22.00	-	22.00
11. Initial Working Capital	-	1.98	1.98
Capital Investment Cost - 1991	97.63	157.53	255.16

Table 8.1.3 CAPITAL INVESTMENT COST FOR CASE (S)

- Feedstock Coal: Samla Coal -

Items	Capital Investment Cost, US\$, MM		
	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Land & Site Development	-	0.00	0.00
2. Plant Direct Cost	75.25	81.19	156.44
- Equipment and Materials	(70.33)	(56.59)	(126.92)
- Spare Parts	(4.92)	(3.96)	(8.88)
- Erection and Installation Works	(-)	(6.64)	(6.64)
- Civil and Building Works	(-)	(13.87)	(13.87)
- Additional Facilities	(-)	(0.13)	(0.13)
3. Ocean Freight and Insurance	1.35	-	1.35
4. Local Handling and Inland Transportation	-	0.36	0.36
5. Indirect Field Expenses	-	2.21	2.21
6. Engineering Services	12.95	4.64	17.59
- License Fee	(2.71)	(-)	(2.71)
- Basic Design	(0.84)	(-)	(0.84)
- Engineering Services	(6.76)	(3.25)	(10.01)
- Project Management	(2.64)	(1.39)	(4.03)
Base Project Cost - 1991	89.55	88.40	177.95
7. Contingency	7.53	8.80	16.33
- Physical Contingency	(7.53)	(8.80)	(16.33)
- Price Escalation	(Not considered in the analysis)		
8. Tax and Duty	-	79.60	79.60
- Import Duty	-	(67.30)	(67.30)
- Excise Duty, Sales Tax and R & D Cess	-	(12.30)	(12.30)
Erected Plant Cost - 1991	97.08	176.80	273.88
9. Pre-Operation Expenses	-	4.45	4.45
10. Interest during Construction (F:6%)	26.49	-	26.49
11. Initial Working Capital	-	1.83	1.83
Capital Investment Cost - 1991	123.57	183.08	306.65

Table 8.1.4 CAPITAL INVESTMENT COST FOR CASE (H)

- Feedstock Coal: Assam Coal + Samla Coal -

Items	Capital Investment Cost, US\$, MM		
	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Land & Site Development	-	0.0	0.0
2. Plant Direct Cost	61.85	76.52	138.37
- Equipment and Materials	(57.80)	(51.67)	(109.47)
- Spare Parts	(4.05)	(3.62)	(7.67)
- Erection and Installation Works	(-)	(6.64)	(6.64)
- Civil and Building Works	(-)	(13.87)	(13.87)
- Additional Facilities	(-)	(0.72)	(0.72)
3. Ocean Freight and Insurance	1.35	-	1.35
4. Local Handling and Inland Transportation	-	0.36	0.36
5. Indirect Field Expenses	-	2.21	2.21
6. Engineering Services	12.95	4.64	17.59
- License Fee	(2.71)	(-)	(2.71)
- Basic Design	(0.84)	(-)	(0.84)
- Engineering Services	(6.76)	(3.25)	(10.01)
- Project Management	(2.64)	(1.39)	(4.03)
Base Project Cost - 1991	76.15	83.73	159.88
7. Contingency	6.19	8.27	14.46
- Physical Contingency	(6.19)	(8.27)	(14.46)
- Price Escalation	(Not considered in the analysis)		
8. Tax and Duty	-	66.77	66.77
- Import Duty	-	(55.51)	(55.51)
- Excise Duty, Sales Tax and R & D Cess	-	(11.26)	(11.26)
Erected Plant Cost - 1991	82.34	158.77	241.11
9. Pre-Operation Expenses	-	4.71	4.71
10. Interest during Construction (F:6%)	23.40	-	23.40
11. Initial Working Capital	-	2.02	2.02
Capital Investment Cost - 1991	105.74	165.50	271.24

Table 8.2.1 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE A (1/4)

1. Project

Title	: SRC Demonstration Plant Project
Location	: Rourkela, India
Executing Agency	: SAIL, MECON and RSP
Project Case	: Base Case (Case A)
Selected Coal	: Assam Coal
Maximum Operable Days	: $(365.25 - 35.25) \times 100\% = 330$ SDPY
Feed Coal Input(Dry Coal Basis)	: 500 TPD \times 330 DPY = $165,000$ TPY
Yield of SRC Product	: 67.92% of Feed Coal Input
Production Start Year	: 1999
Monetary Unit	: US dollars(\$) in terms of fixed price in August, 1991
Exchange Rate for Calculation	: 1 US\$ = 25.71 Rs = 136.32 Yen as of August 16, 1991

2. Schedule

Contract Award	: May, 1996
Mechanical Completion	: July, 1999
Production Start	: December, 1999
Project Phase Out	: November, 2019
Project Life	: 20 Years from Production Start
Project Year	: December to November
Construction and Commissioning including Test Run	: 43 months from Contract Award

3. Financing Required and Financing Plan in 1991 Price Base

Financing Required	US\$, MM	Financing Plan	US\$, MM
Land/Site Development	0.0	Equity : 20.0%	51.03
Erected Plant Cost	226.55	Foreign Soft Loan: 80.0%	204.13
- Process		- Interest: 6.0%	
- Utility			
- Offsite			
- Project Infrastructure			
		Financing Plan	255.16
Pre-Operational Expense	4.63		
Interest during Construction	22.00		
Fixed Capital Cost	253.18		
Initial Working Capital	1.98		
Financing Required	255.16		

Table 8.2.1 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE A (2/4)

4. Inputs and Pricing (CIF at the Plant in 1991 Price Base)

Inputs	Unit		Per Feed Coal(Dry)		Per SRC	Annual as of 2009	
	Unit	Cost	Consumption	Cost	Cost	Consumption	Cost
		\$/Unit	Unit/Unit	\$/Unit	\$/Unit	Unit	\$, MM
Raw Material							
- Feedstock Coal (Purchase)	Ton	56.02	1.10742	62.04	91.34	182,724	10.236
- Coke Oven Gas	Ton	65.42	0.6336	41.45	61.03	104,544	6.839
Utilities							
- Fuel Coal	Ton	30.21	0.3984	12.04	17.72	65,736	1.986
- Electricity	kwh	0.0401	62.88	2.52	3.71	10,375 x 10 ⁶	0.416
- Steam(57kg/cm ² G)	Ton	9.776	0.48	4.69	6.91	79,200	0.774
- Make-up Water	m ³	0.03	9.60	0.29	0.43	1,584 x 10 ³	0.048
- Nitrogen	Nm ³	0.0288	24.0	0.69	1.02	3,960 x 10 ³	0.114
- Catalyst(Iron Ore)	Ton	35.71	0.0309	1.10	1.62	5,100	0.182
- Catalyst (Sulfur)	Ton	136.13	0.0074	1.01	1.48	1,212	0.165
- Chem.(Filter Aid)	Ton	250.00	0.0112	2.80	4.12	1,848	0.462
- Chemicals, etc.	Ton	-	-	-	0.38	-	0.043
(1) Variable Cost	-	-	-	-	189.76	112,063	21.265
Operating Labor	M-Y	2226			2.66	134	0.298
Overhead	Ope. Labor x 50%				1.33	-	0.149
Maintenance(Materials)	E&M, CIF x 1.5%				27.97	-	3.134
(Labor)	M-Y	2227			1.05	53	0.118
Administration (Supplies)	Admi. Staff x 100%				0.45	-	0.050
(Staff)	M-Y	2633			0.45	19	0.050
Tax & Insurance	Book Value x 0.5%				5.89	-	0.661
(2) Direct Fixed Cost	-	-	-	-	39.80	-	4.460
Credits							
- Return Gas	Ton	62.93	0.6427	40.45	59.56	106,049	6.674
- Light Distillate	Ton	156.20	0.036	5.61	8.26	5,931	0.926
- Middle Distillate	Ton	147.22	0.006	0.88	1.25	950	0.140
- Residue	Ton	5.266	0.087	0.46	0.67	14,303	0.075
(3) Total Credits	-	-	-	-	69.74	-	7.815
(4) Production Cost = (1)+(2)-(3)					159.82	112,063	17.910
(5) Depreciation & Interest (D & I)	See Item 5.				178.95	-	20.054
(6) Total Production Cost inc. D&I					338.77	112,063	37.964

Table 8.2.1 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE A (3/4)

5. Operation Schedule

	Project Year								(Unit: %)
	(-)4	(-)3	(-)2	(-)1	1	2	3	..20	Total/
	96	97	98	99	00	01	02	2019	Average
- Financing Disbursement	5	35	40	20					
- Production									
- Rated Capacity Utilization					80	90	100	100	1,970
- Inventory Increase					8	0	0	(-)8	0
- Inventory					8	8	8	0	0
- Sales					72	90	100	108	1,970
- Depreciation/Salvage Value					20 years straight line/5% salvage value				
- Amortization/Salvage Value					20 years straight line/Zero salvage value				
- Debt Service									

Loan Type	Maximum Grace + Maturity	Annual Interest Rate	Installments
- Long Term Loan/Foreign 1/ 1/ Balance of payment over project life is assumed to be paid in last year of project life.	6 + 18	6.00	20
- Product Inventory (SRC)	1.0 month		
- Material Inventory (Feedstock Coal)	0.5 month		

6. Assumption on Changes of Investment Cost

- Capital Investment Cost-1991, \$, MM

	Import Duty		
	No	Yes	No
Solid Separation	Yes	No	No
Base, Project Cost	151.73	131.29	131.29
Contingency	13.71	11.66	11.66
Tax and Duty	10.97	46.44	10.02
Erected Plant Cost	176.41	189.39	152.97
Pre-operation Expenses	4.63	4.42	4.42
Interest during Const.	17.23	18.45	14.98
Initial Working Capital	1.87	1.77	1.69
Capital Investment Cost	200.14	214.03	174.06

Table 8.2.1 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE A (4/4)

- Utilities, Catalyst/Chemical and Residue
(Unit/Year)

Solid Separation	Yes	No
Electricity, MM, kwh	10.375	8.601
Steam, Ton	79,200	0
Catalyst (Iron Ore), Ton	5,100	0
Catalyst (Sulfur), Ton	1,212	0
Chem (Filter Aid), Ton	1,848	0
Residue, Ton	14,303	0

Table 8.2.2 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE S (1/3)

1. Project

Title : SRC Demonstration Plant Project
 Location : Rourkela, India
 Executing Agency : SAIL, MECON and RSP
 Project Case : Base Case (Case S)
 Selected Coal : Samla Coal
 Maximum Operable Days : (365.25 - 35.25) x 100% = 330 SDPY
 Feed Coal Input(Dry Coal Basis) : 500 TPD x 330 DPY = 165,000 TPY
 Yield of SRC Product : 48.89% of Feed Coal Input
 Production Start Year : 1999
 Monetary Unit : US dollars(\$) in terms of fixed price in August, 1991
 Exchange Rate for Caluculation : 1 US\$ = 25.71Rs = 136.32 Yen as of August 16, 1991

2. Schedule

Contract Award : May, 1996
 Mechanical Completion : July, 1999
 Production Start : December, 1999
 Project Phase Out : November, 2019
 Project Life : 20 Years from Production Start
 Project Year : December to November
 Construction and Commissioning including Test Run : 43 months from Contract Award

3. Financing Required and Financing Plan in 1991 Price Base

Financing Required	US\$, MM	Financing Plan	US\$, MM
Land/Site Development	0.0	Equity : 20.0%	61.33
Erected Plant Cost	273.88	Foreign Soft Loan: 80.0%	245.32
- Process		- Interest: 6.0%	
- Utility			
- Offsite			
- Project Infrastructure			
		<u>Financing Plan</u>	<u>306.65</u>
Pre-Operational Expense	4.45		
<u>Interest during Construction</u>	<u>26.49</u>		
Fixed Capital Cost	304.82		
<u>Initial Working Capital</u>	<u>1.83</u>		
Financing Required	306.65		

Table 8.2.2 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE S (2/3)

4. Inputs and Pricing (CIF at the Plant in 1991 Price Base)

Inputs	Unit		Per Feed Coal(Dry)		Per SRC	Annual as of 2009	
	Unit	Cost	Consumption	Cost	Cost	Consumption	Cost
		\$/Unit	Unit/Unit	\$/Unit	\$/Unit	Unit	\$, MM
Raw Material							
- Feedstock Coal (Purchase)	Ton	30.21	1.21066	36.57	74.81	199,758	6.035
- Coke Oven Gas	Ton	65.42	0.5729	37.48	76.66	94,530	6.184
Utilities							
- Fuel Coal	Ton	30.21	0.3984	12.04	24.62	65,736	1.986
- Electricity	kwh	0.0401	62.88	2.52	5.16	10.375 x 10 ⁶	0.416
- Steam(57kg/cm ² G)	Ton	9.776	0.48	4.69	9.59	79,200	0.774
- Make-up Water	m ³	0.03	9.60	0.29	0.60	1,584 x 10 ³	0.048
- Nitrogen	Nm ³	0.0288	24.0	0.69	1.41	3,960 x 10 ³	0.114
- Catalyst(Iron Ore)	Ton	35.71	0.0309	1.10	2.26	5,100	0.182
- Catalyst (Sulfur)	Ton	136.13	0.0074	1.01	2.05	1,212	0.165
- Chem.(Filter Aid)	Ton	250.00	0.0112	2.80	31.51	10,168	2.542
- Chemicals, etc.	Ton	-	-	-	0.53	-	0.043
(1) Variable Cost	-	-	-	-	229.20	80,669	18.489
Operating Labor	M-Y	2226			3.69	134	0.298
Overhead	Ope. Labor x 50%				1.85	-	0.149
Maintenance(Materials)	E&M, CIF x 1.5%				47.65	-	3.844
(Labor)	M-Y	2227			1.46	53	0.118
Administration (Supplies)	Admi. Staff x 100%				0.62	-	0.050
(Staff)	M-Y	2633			0.62	19	0.050
Tax & Insurance	Book Value x 0.5%				9.87	-	0.796
(2) Direct Fixed Cost	-	-	-	-	65.76	-	5.305
Credits							
- Return Gas	Ton	62.93	0.5851	40.45	75.32	96,548	6.076
- Light Distillate	Ton	156.20	0	0	0	0	0
- Middle Distillate	Ton	147.22	0	0	0	0	0
- Residue	Ton	8.368	0.1950	0.46	3.33	32,168	0.269
(3) Total Credits	-	-	-	-	78.65	-	6.345
(4) Production Cost = (1)+(2)-(3)					216.31	80,669	17.449
(5) Depreciation & Interest (D & I)	See Item 5.				299.03	-	24.123
(6) Total Production Cost inc. D&I					515.34	80,669	41.572

Table 8.2.2 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE S (3/3)

5. Operation Schedule

	Project Year								(Unit: %)
	(-)4	(-)3	(-)2	(-)1	1	2	3	..20	Total/
	96	97	98	99	00	01	02	2019	Average
- Financing Disbursement	5	35	40	20					
- Production									
- Rated Capacity Utilization					80	90	100	100	1,970
- Inventory Increase					8	0	0	(-)8	0
- Inventory					8	8	8	0	0
- Sales					72	90	100	108	1,970
- Depreciation/Salvage Value	20 years straight line/5% salvage value								
- Amortization/Salvage Value	20 years straight line/Zero salvage value								

- Debt Service

Loan Type	Maximum Grace + Maturity	Annual Interest Rate	Installments
- Long Term Loan/Foreign 1/	6 + 18	6.00	20
1/ Balance of payment over project life is assumed to be paid in last year of project life.			
- Product Inventory (SRC)	1.0 month		
- Material Inventory (Feedstock Coal)	0.5 month		

Table 8.2.3 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE II (1/3)

1. Project

Title	: SRC Demonstration Plant Project
Location	: Rourkela, India
Executing Agency	: SAIL, MECON and RSP
Project Case	: Base Case (Case H)
Selected Coal	: Assam Coal and Samla Coal
Maximum Operable Days	: $(365.25 - 35.25) \times 100\% = 330$ SDPY
Feed Coal Input(Dry Coal Basis)	: 500 TPD \times 330 DPY = $165,000$ TPY
Yield of SRC Product	: 65.38% of Feed Coal Input
Production Start Year	: 1999
Monetary Unit	: US dollars(\$) in terms of fixed price in August, 1991
Exchange Rate for Caluculation	: 1 US\$ = 25.71 Rs = 136.32 Yen as of August 16, 1991

2. Schedule

Contract Award	: May, 1996
Mechanical Completion	: July, 1999
Production Start	: December, 1999
Project Phase Out	: November, 2019
Project Life	: 20 Years from Production Start
Project Year	: December to November
Construction and Commissioning including Test Run	: 43 months from Contract Award

3. Financing Required and Financing Plan in 1991 Price Base

Financing Required	US\$, MM	Financing Plan	US\$, MM
Land/Site Development	0.0	Equity : 20.0%	54.25
Erected Plant Cost	241.11	Foreign Soft Loan: 80.0%	216.99
- Process		- Interest: 6.0%	
- Utility			
- Offsite			
- Project Infrastructure			
		<hr/> Financing Plan	<hr/> 271.24
Pre-Operational Expense	4.71		
<u>Interest during Construction</u>	<u>23.40</u>		
Fixed Capital Cost	269.22		
<u>Initial Working Capital</u>	<u>2.02</u>		
Financing Required	271.24		

Table 8.2.3 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE II (2/3)

4. Inputs and Pricing (CIF at the Plant in 1991 Price Base)

Inputs	Unit		Per Feed Coal(Dry)		Per SRC	Annual as of 2009	
	Unit	Cost	Consumption	Cost	Cost	Consumption	Cost
		\$/Unit	Unit/Unit	\$/Unit	\$/Unit	Unit	\$, MM
Raw Material							
- Feedstock Coal (Assam)	Ton	60.02*	0.54526	32.73	50.06	89,967	5.400
- Feedstock Coal (Samla)	Ton	36.68*	0.59595	21.86	33.43	98,331	3.607
- Coke Oven Gas	Ton	65.42	0.6336	41.45	66.28	109,296	7.150
Utilities							
- Fuel Oil	Ton	145.48	0.0367	5.34	8.17	6,059	0.881
- Fuel Coal	Ton	30.21	0.3984	12.04	18.41	65,736	1.986
- Electricity	kwh	0.0401	62.88	2.52	3.86	10,375 x 10 ⁶	0.416
- Steam(57kg/cm ² G)	Ton	9.776	0.48	4.69	7.17	79,200	0.774
- Make-up Water	m ³	0.03	9.60	0.29	0.44	1,584 x 10 ³	0.048
- Nitrogen	Nm ³	0.0288	24.0	0.69	1.06	3,960 x 10 ³	0.114
- Catalyst(Iron Ore)	Ton	35.71	0.0309	1.10	1.69	5,100	0.182
- Catalyst (Sulfur)	Ton	136.13	0.0082	1.12	1.71	1,354	0.184
- Chem.(Filter Aid)	Ton	250.00	0.0218	5.45	8.33	3,596	0.899
- Chemicals, etc.	Ton	-	-	-	0.40	-	0.043
(1) Variable Cost	-	-	-	-	201.01	107,878	21.684
Operating Labor	M-Y	2226			2.76	134	0.298
Overhead	Opel. Labor x 50%				1.38	-	0.149
Maintenance(Materials)	E&N, CIF x 1.5%				31.08	-	3.353
(Labor)	M-Y	2227			1.10	53	0.118
Administration (Supplies)	Admi. Staff x 100%				0.46	-	0.050
(Staff)	M-Y	2633			0.46	19	0.050
Tax & Insurance	Book Value x 0.5%				6.52	-	0.703
(2) Direct Fixed Cost	-	-	-	-	43.76	-	4.721
Credits							
- Return Gas	Ton	62.93	0.6649	41.84	64.00	109,708	6.904
- Light Distillate	Ton	156.20	0.031	4.87	7.45	5,148	0.804
- Middle Distillate	Ton	147.22	0	0	0	0	0
- Residue	Ton	5.266	0.170	0.90	1.37	28,037	0.148
(3) Total Credits	-	-	-	-	72.82	-	7.856
(4) Production Cost = (1)+(2)-(3)					171.94	107,878	18.549
(5) Depreciation & Interest (D & I)	See Item 5.				197.65	-	21.322
(6) Total Production = (4)+(5)					369.59	107,878	39.871
Cost inc. D&I							
* Excluding D&I of Coal Washing Unit							

Table 8.2.3 PROJECT PROFILE AND FINANCIAL ANALYSIS SUMMARY FOR CASE II (3/3)

5. Operation Schedule

	Project Year								(Unit: %)
	(-)4	(-)3	(-)2	(-)1	1	2	3	..20	Total/
	96	97	98	99	00	01	02	2019	Average
- Financing Disbursement	5	35	40	20					
- Production									
- Rated Capacity Utilization					80	90	100	100	1,970
- Inventory Increase					8	0	0	(-)8	0
- Inventory					8	8	8	0	0
- Sales					72	90	100	108	1,970
- Depreciation/Salvage Value	20 years straight line/5% salvage value								
- Amortization/Salvage Value	20 years straight line/Zero salvage value								

- Debt Service

Loan Type	Maximum Grace + Maturity	Annual Interest Rate	Installments
- Long Term Loan/Foreign 1/	6 + 18	6.00	20
1/ Balance of payment over project life is assumed to be paid in last year of project life.			
- Product Inventory (SRC)	1.0 month		
- Material Inventory (Feedstock Coal)	0.5 month		

Table 8.2.4 PRICE LIST OF INPUT/OUTPUT ON FINANCIAL/ECONOMIC ANALYSIS IN RSP

Items	Specification	Unit	Present Price Rs/Unit (US\$/Unit) at Aug., 1991	Economic Price, CIF Port (US\$/Unit) at Aug., 1991
1. Purchased Coal				
P.C.C (Washed, Ave. Price)		Ton	1009.92 (39.28)	T (58.16)
M.C.C (Washed, Ave. Price)		Ton	995.20 (38.71)	T (52.57)
Imported Coal (Australia)		Ton	2450.00 (95.29)	T (72.00)
Non-Coking Coal (Unwashed, Samla)		Ton	776.68 (30.21)	N-T (22.96)
Feedstock Coal (Unwashed, Samla) for Case S		Ton	776.68 (30.21)	
Feedstock Coal (Unwashed, Assam) for Case A		Ton	1440.28 (56.02)	N-T (42.58)
Feedstock Coal (Washed, Samla) for Case H		Ton	950.00 (36.95)	
Feedstock Coal (Washed, Assam) for Case H		Ton	1550.00 (60.29)	
2. Coking Oven Gas				
COG	1752Nm ³ /Ton	Nm ³	0.96 (0.03734)	
COG	6996Mkcal/Ton	Ton	1681.92 (65.42)	N-T (49.72)
COG		Mkcal	0.2404 (0.00935)	
3. Utilities and Cat/Chem.				
Fuel Coal (Samla)		Ton	776.68 (30.21)	N-T (22.96)
Fuel Coal (Samla)	6142Mkcal/Ton	Mkcal	0.1265 (0.00492)	
Electricity		Kwh	1.031 (0.0401)	N-T (0.0305)
Steam (57kg/cm ² G)		Ton	251.34 (9.776)	N-T (7.430)
Make-up Water		m ³	0.77 (0.03)	N-T (0.0228)
Nitrogen		Nm ³	0.74 (0.0288)	N-T (0.0219)
Iron Ore for Catalyst		Ton	918.10 (35.71)	T (35.71)
Sulfur		Ton	3500.00 (136.13)	T (136.13)
Filter Aid		Ton	6427.50 (250.00)	T (250.00)
Fuel Oil		Ton	3740.24 (145.48)	T (145.48)
Fuel Oil	9500Mkcal/Ton	Mkcal	0.39371 (0.01531)	T (0.01531)
4. Return Gas and By-Products				
Return Gas	4775kcal/Nm ³	Nm ³	1.1479 (0.04465)	
Return Gas	1409.5Nm ³ /Ton	Ton	1617.97 (62.93)	N-T (47.83)
Light Distillate	10200Mkcal/Ton	Ton	4015.84 (156.20)*1	T (156.20)
Middle Distillate	9640Mkcal/Ton	Ton	3795.36 (147.22)*1	T (147.22)
Residue for Case A,H	2175Mkcal/ton	Ton	135.40 (5.266)*2	N-T (4.00)
Residue for Case S	3456Mkcal/Ton	Ton	215.14 (8.368)*2	
5. Additional Price for Commercial Plant				
Naphtha		Ton	2647.00 (102.96)	Fertilizer Use
B.F.W		Ton	5.14 (0.20)	
Heavy Distillate	9412Mkcal/Ton	Ton	3705.60 (144.13)*1	

Note: *1 Fuel Oil Base
 *2 50% x Fuel Coal
 T = Tradable Goods and Services
 N-T = Non-Tradable Goods and Services

Table 8.2.5 MANPOWER REQUIREMENT

	Number of Staff				Total
	Manager	Chief	Staff A	Staff B	
1. Administrative Division					
1.1 Director Room	1		1		2
1.2 General Section	1	1	10	2	14
1.3 Purchasing Section	1		2		3
Administrative Division Total	3	1	13	2	19
2. Production Division					
2.1 Operation Management	2	4	4		10
2.2 Process Section	1	3	41	17	62
2.3 Utility Section	1	1	37	16	55
2.4 Laboratory			7		7
Production Division Total	4	8	89	33	134
3. Maintenance Division					
3.1 Maintenance Section	1	1	27	8	37
3.2 Store, Transportation	1	1	10	4	16
Maintenance Division Total	2	2	37	12	53
Grand Total	9	11	139	47	206

Table 8.2.6 SALARIES AND WAGES CALCULATION

(Unit 1,000 US\$)

Man-Year	Salaries and Wages				Total
	Manager	Chief	Staff A	Staff B	
Man-Year	4.784	3.656	2.217	1.595	
1. Administrative Division					
1.1 Director Room	4.78		2.22		7.00
1.2 General Section	4.78	3.66	22.17	3.19	33.80
1.3 Purchasing Section	4.78		4.43		9.22
Administrative Division Total	14.35	3.66	28.82	3.19	50.02
2. Production Division					
2.1 Operation Management	9.57	14.62	8.87		33.06
2.2 Process Section	4.78	10.97	90.90	27.12	133.76
2.3 Utility Section	4.78	3.66	82.03	25.52	115.99
2.4 Laboratory			15.52		15.52
Production Division Total	19.14	29.25	197.31	52.64	298.33
3. Maintenance Division					
3.1 Maintenance Section	4.78	3.66	59.86	12.76	81.06
3.2 Store, Transportation	4.78	3.66	22.17	6.38	36.99
Maintenance Division Total	9.57	7.31	82.03	19.14	118.05
Grand Total	43.06	40.22	308.16	74.97	466.40

Table 8.3.1 ACTUAL COKE PRODUCTION COST FOR PAST 3 YEARS

	1988 - 89			1989 - 90			1990 - 91			Total US\$ (US\$=25.71Rs.)
	Var.	Fix.	Total Rs. (%)	Var.	Fix.	Total Rs. (%)	Var.	Fix.	Total Rs. (%)	
1. Annual Production (TPY, dry)										
1) Gross Coke			1,319,887 (100.00 %)			1,318,503 (100.00 %)			1,218,802 (100.00 %)	
2) Hard Coke			1,098,033 (83.25 %)			1,098,314 (83.30 %)			1,015,263 (83.30 %)	
3) Nut Coke			82,144 (6.22 %)			78,710 (5.97 %)			67,502 (5.54 %)	
4) Mixed Coke			138,910 (10.53 %)			141,479 (10.73 %)			136,037 (11.16 %)	
2. Coke Production Cost (Rs/T of Coke)										
Raw Matl.: (Incl. Handling)										
Losses										
Washed Coal-PCC	578.12	-	578.12 (34.70)	615.18	-	615.18 (33.35)	593.95	-	593.95 (29.74)	23.10
Washed Coal-HCC	498.14	-	498.14 (29.90)	559.83	-	559.83 (30.35)	538.88	-	538.88 (26.98)	20.96
High Volatile Coal.	25.06	-	25.06 (1.50)	18.52	-	18.52 (1.00)	7.47	-	7.47 (0.37)	0.29
Imported Coal.	518.57	-	518.57 (31.13)	582.69	-	582.69 (31.59)	826.82	-	826.82 (41.40)	32.16
a) Total Material Cost	1619.89	-	1619.89 (97.23)	1777.22	-	1777.22 (96.36)	1967.12	-	1967.12 (98.49)	76.51
Labour	2.79	22.44	25.23 (1.51)	2.17	21.73	23.90 (1.30)	2.22	25.02	27.24 (1.36)	1.06
Consumables and Others.	21.22	0.86	22.08 (1.33)	25.55	1.09	26.64 (1.44)	6.35	1.56	7.91 (0.40)	0.31
Power & Fuels	139.41	16.35	155.76 (9.35)	155.33	14.76	170.09 (9.22)	156.76	12.97	169.73 (8.50)	6.60
Services	6.28	17.81	24.09 (1.45)	8.44	21.21	29.65 (1.61)	17.02	21.36	38.38 (1.92)	1.49
Repair & Maint.										
(Incl. Maint. Labour.)	6.20	58.03	64.23 (3.86)	6.96	67.30	74.26 (4.03)	22.50	69.20	91.70 (4.59)	3.57
Capital Repairs	0.09	33.72	33.81 (2.03)	0.07	42.60	42.67 (2.31)	1.47	47.85	49.32 (2.47)	1.92
b) Total Operating Cost.	175.99	149.21	325.20 (19.52)	198.52	168.69	367.21 (19.91)	206.32	177.96	384.28 (19.24)	14.95
Total Cost (Coke + Gas)	1795.88	149.21	1945.09 (116.75)	1975.74	168.69	2144.43 (116.27)	2173.44	177.96	2351.40 (117.73)	91.46
Less, Credit for										
C.O Gas & B.P.	-347.95	-28.91	-376.86 (-22.62)	-383.23	-32.73	-415.96 (-22.55)	-449.66	-36.81	-486.47 (-24.36)	-18.92
Cost of Coke										
(Gross Coke) At Split-off.	1447.93	120.30	1568.23 (94.13)	1592.51	135.96	1728.47 (93.72)	1723.78	141.15	141.15 (7.07)	5.49
+ Overheads	-	83.24	83.24 (5.00)	-	102.57	102.57 (5.56)	-	113.63	113.63 (5.69)	4.42
+ Coke Handling	7.01	19.41	26.42 (1.59)	6.78	19.58	26.36 (1.43)	9.68	23.47	33.15 (1.66)	1.29
(-) Credit for Coke Breeze	-76.89	-	-76.89 (-4.62)	-80.59	-	-80.59 (-4.37)	-84.32	-	-84.32 (-4.22)	-3.28
+ Cost of Breeze										
Disposal	0.31	0.78	1.09 (0.07)	0.29	0.70	0.99 (0.05)	0.43	0.75	1.18 (0.06)	0.05
Total Works Cost (OP.)	1378.36	223.73	1602.09 (95.16)	1518.89	258.81	1777.80 (96.39)	1649.57	279.00	1928.57 (96.56)	75.01
Total Cost	1378.36	287.63	1665.99 (100.00)	1518.99	325.39	1844.38 (100.00)	1649.57	347.64	1997.21 (100.00)	77.68

Table 8.4.1 ASH CONTENT IN COAL AND COKE BY VARIOUS COAL MIXTURE

	Present Ope	Cases Using SRC					
	RSP '90	Test A2	Test A5	Test A8	Test B3	Case C1	Case C2
Ash in Blended Coal [%]	18.2	18.1	18.2	18.3	20.4	18.2	18.3
Ash in Coke [%]	22.7	23.0	23.5	23.9	25.9	23.5	23.7
Coal Blend Ratio [%]							
--PCC	(37.9)	(30.0)	(30.0)	(30.0)	(28.2)	(30.0)	(10.0)
Bhojudih	19.0	15.0	15.0	15.0	14.1	15.0	5.0
Sudamdih	12.6	10.0	10.0	10.0	9.4	10.0	0.0
Chasnala	6.3	5.0	5.0	5.0	4.7	5.0	5.0
--MCC	(32.5)	(40.0)	(40.0)	(40.0)	(65.8)	(47.0)	(72.5)
Kargali	8.1	10.0	10.0	10.0	18.8	10.0	20.0
Swang	8.1	10.0	10.0	10.0	18.8	10.0	20.0
Rajrappa	16.3	20.0	20.0	20.0	28.2	27.0	32.5
--HVC	(0.4)					(10.0)	(5.0)
--IMPORTED COAL	(29.2)	(22.5)	(15.0)	(7.5)	(0.0)	(8.0)	(7.5)
--NCC	(0.0)	(5.0)	(10.0)	(15.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)
--SRC		(2.5)	(5.0)	(7.5)	(6.0)	(5.0)	(5.0)
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

	W/o SRC	Case P1	Case P2	Case P3
Ash in Blended Coal [%]	14.0	15.3	16.0	16.5
Ash in Coke [%]	17.2	18.7	19.4	20.0
--IMPORTED COAL	(55.0)	(39.0)	(30.0)	(25.0)
--LVNC	(45.0)	(58.0)	(65.0)	(70.0)
--SRC	(0.0)	(3.0)	(5.0)	(5.0)
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

$$[\text{Acoke}] = [\text{Acoal}] / [\text{yield}]$$

$$[\text{yield}] = [\text{yield0}] * f(x) / f(x0)$$

$$f(x) = (98 - 0.84 * [\text{vm}]) * (1 - [\text{wa}])$$

[Acoke]: ash in coke

[Acoal]: ash in coal

[yield]: BF coke yield

[vm]: volatile matter[%]

[wa]: water in coal[-]

f(x): formula estimating coke yield

suffix 0: figure in With-out Case

Table 8.4.2 ASH CONTENT, VOLATILE MATTER AND COAL PRICE
BY VARIOUS COAL MIXTURE

	Moisture (%)	Ash Content (%)	Volatile Matter (%)	Coal Price (Rs/t, Wet) (Rs/t, Dry)	
--PCC					
Bhojudih	6.0	24.00	20.30	1007.85	1072.18
Sudamdih	6.0	24.20	21.70	1010.93	1075.46
Chasnala	6.0	17.80	24.80	1014.12	1078.85
--MCC					
Kargali	6.5	19.50	24.40	1002.01	1071.67
Swang	8.5	21.80	22.30	1005.20	1098.58
Rajrappa	7.0	20.90	29.50	986.80	1061.08
--HVC					
Assam	9.7	5.00	41.60	1940.28	1594.99
--IMPORTED COAL					
Australia	8.0	9.10	23.80	2450.00	2663.04
With Premium	8.0	9.10	23.80	2820.22	3065.46
--NCC					
Samla	17.4	13.80	34.60	776.68	940.29
--LVMC					
	6.0	20.00	20.00	1009.92	1074.38
--SRC					
Assam exc.D&I	5.0	4.80	33.50	3903.52	4108.97
Assam inc.D&I	5.0	4.80	33.50	8274.29	8709.78

Table 8.7.1 EXPORTS AND IMPORTS IN INDIA

(Unit: Rs 10 million)

	1984-85	1985-86	1986-87	1987-88	1988-89	Total/Average
(1) Gross value of imports (CIF)	17,134	19,658	20,096	22,244	28,235	107,367
(2) Gross value of exports (FOB)	11,744	10,895	12,452	15,674	20,231	70,996
(3) Import Duties	7,103	9,601	11,524	13,891	16,029	58,148
(4) Export Tax	84	83	94	73	25	359
(5) Export Subsidy	-	-	-	-	-	-
(6) = (1)+(2)	28,878	30,553	32,548	37,918	48,466	178,363
(7) = (1)+(2)+(3)-(4)+(5)	35,897	40,071	43,978	51,736	64,470	236,152
(8) SCF = (6) ÷ (7)	0.804	0.762	0.740	0.733	0.752	0.755

Sources (1), (2) : Data obtained from MECON

(3), (4) : Reserve Bank of India

Notes : Other revenue, refunds and drawbacks on customs are excluded because of a low impact on SCF.

Table 8.7.2 CIF COAL PRICE FROM AUSTRALIA TO JAPAN

(Unit CIF, US\$ per MT)

Fiscal Year	1986	1987	1988	1989	1990*
(1) From Australia to Japan					
Coking Coal (P.C.C)					
Ash<8%	60.87	54.22	50.95	55.33	57.47
Ash>8%	57.59	52.75	50.86	55.49	58.84
Coking Coal (Others)					
Ash<8%	52.38	50.09	48.08	51.60	52.16
Ash>8%	50.74	45.46	44.24	51.05	52.97
Coking Coal Average	51.49	46.18	49.86	53.38	55.55
Non-Coking Coal Average*	44.08	41.72	43.34	50.33	51.84
(2) From Major Countries to Japan					
Coking Coal Average	56.27	52.43	56.35	59.22	60.64
Non-Coking Coal Average	43.58	40.74	44.28	49.78	50.55

Source : Trade Statistics, Ministry of Finance in Japan

Note * : Calendar Year Basis

Table 8.7.3 PROJECT PROFILE AND ECONOMIC ANALYSIS SUMMARY (1/3)

1. Project

Title	: SRC Demonstration Plant Project
Location	: Rourkela, India
Executing Agency	: SAIL, MECON and RSP
Project Case	: Base Case (Case A)
Selected Coal	: Assam Coal
Maximum Operable Days	: $(365.25 - 35.25) \times 100\% = 330$ SDPY
Feed Coal Input(Dry Coal Basis)	: 500 TPD \times 330 DPY = $165,000$ TPY
Yield of SRC Product	: 67.92% of Feed Coal Input
Production Start Year	: 1999
Monetary Unit	: US dollars(\$) in terms of fixed price in August, 1991
Exchange Rate for Calculation	: 1 US\$ = 25.71 Rs = 136.32 Yen as of August 16, 1991

2. Schedule

Contract Award	: May, 1996
Mechanical Completion	: July, 1999
Production Start	: December, 1999
Project Phase Out	: November, 2019
Project Life	: 20 Years from Production Start
Project Year	: December to November
Construction and Commissioning including Test Run	: 43 months from Contract Award

3. Financing Required and Financing Plan in 1991 Price Base

Financing Required	US\$, MM	Financing Plan	US\$, MM
Land/Site Development	0.0	Equity : 20.0%	29.99
Erected Plant Cost	143.89	Foreign Soft Loan: 80.0%	119.98
- Process		- Interest: 6.0%	
- Utility			
- Offsite			
- Project Infrastructure			
		Financing Plan	149.97
Pre-Operational Expense	4.43		
Interest during Construction	0.00		
Fixed Capital Cost	148.32		
Initial Working Capital	1.65		
Financing Required	149.97		

Table 8.7.3 PROJECT PROFILE AND ECONOMIC ANALYSIS SUMMARY (2/3)

4. Inputs and Pricing (CIF at the Plant in 1991 Price Base)

Inputs	Unit		Per Feed Coal(Dry) Per SRC		Annual as of 2009		
	Unit	Cost	Consumption	Cost	Consumption	Cost	
		\$/Unit	Unit/Unit	\$/Unit	\$/Unit	Unit	\$/MM
Raw Material							
- Feedstock Coal (Purchase)	Ton	42.58	1.10742	47.15	69.42	182,724	7.780
- Coke Oven Gas	Ton	49.72	0.6336	31.50	46.38	104,544	5.198
Utilities							
- Fuel Coal	Ton	22.96	0.3984	9.15	13.47	65,736	1.509
- Electricity	kwh	0.0305	62.88	1.92	2.82	10.375 x 10 ⁶	0.316
- Steam(57kg/cm ² G)	Ton	7.43	0.48	3.57	5.25	79,200	0.588
- Make-up Water	m ³	0.0228	9.60	0.22	0.32	1,584 x 10 ³	0.036
- Nitrogen	Nm ³	0.0219	24.0	0.53	0.78	3,960 x 10 ³	0.087
- Catalyst(Iron Ore)	Ton	35.71	0.0309	1.10	1.62	5,100	0.182
- Catalyst (Sulfur)	Ton	136.13	0.0074	1.01	1.48	1,212	0.165
- Chem.(Filter Aid)	Ton	250.00	0.0112	2.80	4.12	1,848	0.462
- Chemicals, etc.	Ton	-	-	-	0.38	-	0.043
(1) Variable Cost	-	-	-	-	146.04	112,063	16.366
Operating Labor	M-Y	1913			2.28	134	0.256
Overhead	Op. Labor x 50%				1.14	-	0.128
Maintenance(Materials)	E&M, CIF x 1.5%				17.05	-	1.911
(Labor)	M-Y	1931			0.91	53	0.102
Administration (Supplies)	Admi. Staff x 100%				0.40	-	0.045
(Staff)	M-Y	2359			0.40	19	0.045
Insurance	Book Value x 0.5%				3.47	-	0.389
(2) Direct Fixed Cost	-	-	-	-	25.66	-	2.876
Credits							
- Return Gas	Ton	47.83	0.6427	30.74	45.26	106,049	5.072
- Light Distillate	Ton	156.20	0.036	5.62	8.26	5,931	0.926
- Middle Distillate	Ton	147.22	0.006	0.88	1.25	950	0.140
- Residue	Ton	4.00	0.087	0.35	0.51	14,303	0.057
(3) Total Credits	-	-	-	-	55.28	-	6.195
(4) Production Cost = (1)+(2)-(3)					116.42	112,063	13.047

Table 8.7.3 PROJECT PROFILE AND ECONOMIC ANALYSIS SUMMARY (3/3)

5. Operation Schedule

	Project Year								(Unit: %)
	(-)4	(-)3	(-)2	(-)1	1	2	3	..20	Total/
	96	97	98	99	00	01	02	2019	Average
- Financing Disbursement	5	35	40	20					
- Production									
- Rated Capacity Utilization					80	90	100	100	1,970
- Inventory Increase					8	0	0	(-)8	0
- Inventory					8	8	8	0	0
- Sales					72	90	100	108	1,970
- Depreciation/Salvage Value	20 years straight line/5% salvage value								
- Amortization/Salvage Value	20 years straight line/Zero salvage value								
- Debt Service									

Loan Type	Maximum Grace + Maturity	Annual Interest Rate	Installments
- Long Term Loan/Foreign 1/ 1/ Balance of payment over project life is assumed to be paid in last year of project life.	6 + 18	6.00	20
- Product Inventory (SRC)	1.0 month		
- Material Inventory (Feedstock Coal)	0.5 month		

Table 8.8.1 PLANT COST ESTIMATION AND CAPITAL INVESTMENT COST
FOR 1000 T/D PLANT (1/2)

Items	Foreign Currency mm¥	Local Currency 10 ⁵ Rs
1. Plant direct cost		
(1) Equipment and materials		
- Equipment and materials for area #100-#1980	12,269	19,582
- Spare parts	859	1,371
Sub-total	13,128	20,953
(2) Erection and installation works	0	2,732
(3) Civil and building works	0	4,967
Plant direct cost total	13,128	28,652
2. Expenses		
(1) Ocean freight and insurance	262	0
(2) Local handling and inland transp- ortation	0	132
(3) Indirect field expense	0	787
Expense fee total	262	919
3. Engineering fee		
(1) License fee	780	0
(2) Basic design	154	0
(3) Engineering service	1,005	920
(4) Project Management	400	400
Engineering fee total	2,339	1,320
Total		
4. Contingency	1,313	3,114
Grand Total	17,042	34,005

Table 8.8.1 PLANT COST ESTIMATION AND CAPITAL INVESTMENT COST FOR
1000 T/D PLANT (2/2)

- Feedstock Coal: Assam Coal -

Items	Capital Investment Cost, \$, MM		
	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Land & Site Development	-	0.00	0.00
2. Plant Direct Cost	96.30	111.44	207.74
- Equipment and Materials	(90.00)	(76.16)	(166.16)
- Spare Parts	(6.30)	(5.33)	(11.63)
- Erection and Installation Works	(-)	(10.63)	(10.63)
- Civil and Building Works	(-)	(19.32)	(19.32)
3. Ocean Freight and Insurance	1.92	-	1.92
4. Local Handling and Inland Transportation	-	0.51	0.51
5. Indirect Field Expenses	-	3.06	3.06
6. Engineering Services	17.16	5.14	22.30
- License Fee	(5.72)	(-)	(5.72)
- Basic Design	(1.13)	(-)	(1.13)
- Engineering Services	(7.37)	(3.58)	(10.95)
- Project Management	(2.94)	(1.56)	(4.50)
Base Project Cost - 1991	115.38	120.15	235.53
7. Contingency	9.63	12.11	21.74
- Physical Contingency	(9.63)	(12.11)	(21.74)
- Price Escalation	(Not considered in the analysis)		
8. Tax and Duty	-	102.75	102.75
- Import Duty	-	86.28	86.28
- Excise Duty, Sales Tax and R&D Cess	-	16.47	16.47
Erected Plant Cost - 1991	125.01	235.01	360.02
9. Pre-Operation Expenses	-	8.81	8.81
10. Interest during Construction (F:6%)	35.11	-	35.11
11. Initial Working Capital	-	4.63	4.63
Capital Investment Cost - 1991	160.12	248.45	408.57

Table 8.8.2 PLANT COST ESTIMATION AND CAPITAL INVESTMENT COST
FOR 3000 T/D PLANT (1/2)

Items	Foreign Currency mm¥	Local Currency 10 ⁵ Rs
1. Plant direct cost		
(1) Equipment and materials		
- Equipment and materials for area #100-#1980	24,278	43,798
- Spare parts	1,700	3,066
Sub-total	25,978	46,864
(2) Erection and installation works	0	7,083
(3) Civil and building works	0	10,337
Plant direct cost total	25,978	64,284
2. Expenses		
(1) Ocean freight and insurance	575	0
(2) Local handling and inland transp- ortation	0	295
(3) Indirect field expense	0	1,625
Expense fee total	575	1,920
3. Engineering fee		
(1) License fee	1,714	0
(2) Basic design	194	0
(3) Engineering service	1,089	1,000
(4) Project Management	432	430
Engineering fee total	3,429	1,430
Total		
4. Contingency	2,598	6,945
Grand Total	32,580	74,579

Table 8.8.2 PLANT COST ESTIMATION AND CAPITAL INVESTMENT COST FOR
3000 T/D PLANT (2/2)

- Feedstock Coal: Assam Coal -

Items	Capital Investment Cost, \$, MM		
	Foreign Currency	Local Currency	Total
1. Land & Site Development	-	0.00	0.00
2. Plant Direct Cost	190.57	250.04	440.61
- Equipment and Materials	(178.10)	(170.35)	(348.45)
- Spare Parts	(12.47)	(11.93)	(24.40)
- Erection and Installation Works	(-)	(27.55)	(27.55)
- Civil and Building Works	(-)	(40.21)	(40.21)
3. Ocean Freight and Insurance	4.22	-	4.22
4. Local Handling and Inland Transportation	-	1.15	1.15
5. Indirect Field Expenses	-	6.32	6.32
6. Engineering Services	25.15	5.56	30.71
- License Fee	(12.57)	(-)	(12.57)
- Basic Design	(1.42)	(-)	(1.42)
- Engineering Services	(7.99)	(3.89)	(11.88)
- Project Management	(3.17)	(1.67)	(4.84)
Base Project Cost - 1991	219.94	253.07	483.01
7. Contingency	19.05	27.01	46.07
- Physical Contingency	(19.05)	(27.01)	(46.07)
- Price Escalation	(Not considered in the analysis)		
8. Tax and Duty	-	207.43	207.43
- Import Duty	-	171.08	171.08
- Excise Duty, Sales Tax and R&D Cess	-	36.35	36.35
Erected Plant Cost - 1991	239.00	497.51	736.51
9. Pre-Operation Expenses	-	23.24	23.24
10. Interest during Construction (F:6%)	72.31	-	72.31
11. Initial Working Capital	-	11.10	11.10
Capital Investment Cost - 1991	311.31	531.85	843.16

Table 8.8.3 OVERALL MATERIAL BALANCE (1/4)

	Consumption	Production
(1) 1,000 t/d plant		
Raw coal (Purchase)	365,448	
Naphtha	60,984	
SRC		224,120
Lt. distillate		11,864
Md. distillate		1,901
Produced gases		38,721
(2) 3,000 t/d plant		
Raw coal (Purchase)	1,096,344	
Naphtha	182,952	
SRC		672,360
Lt. distillate		35,592
Md. distillate		5,702
Produced gases		116,392

Table 8.8.3 OVERALL MATERIAL BALANCE (2/4)

Utilities Summary

Utility Name	Consumption	Note
<u>(1) 1,000 t/d plant</u>		
Electric Power	4,140 KWH/h	
Fuel Fuel Coal	19.3 t/h	
Water Treated Water Boiler Feed Water Drinking Water	400 t/h 27 t/h as required	
Nitrogen and Air Nitrogen Plant Air	1,000 Nm ³ /h	
Process Solvent	1,600 tonne	Anthracene oil initial charge
Hot Oil	60 tonne	initial charge
Butane	40 m ³	initial charge
<u>(2) 3,000 t/d plant</u>		
Electric Power	10,800 KWH/h	
Fuel Fuel Coal	57.8 t/h	
Water Treated Water Boiler Feed Water Drinking Water	1,200 t/h 79 t/h as required	
Nitrogen and Air Nitrogen Plant Air	1,000 Nm ³ /h	
Process Solvent	4,800 tonne	Anthracene oil initial charge
Hot Oil	180 tonne	initial charge
Butane	120 m ³	initial charge

Table 8.8.3 OVERALL MATERIAL BALANCE (3/4)

Chemicals Summary

Name	Area o System	Initial Charge	Consumption	Specification
<u>(1) 1,000 t/d plant</u>				
Liquefaction Cat.	200		1,288 kg/h	Iron ore
Liquefaction Promotor	200		306 kg/h	Sulfur from OSBL
DEA	200 & 300	3 tonnes	4 kg/d	Commercial grade
Filter Aid	500		11.2 t/d	
Hydrotreater Cat.	700	3 m ³ / 1 charge	life 3 years	CCI C49-1 or equivalent
Desulfurizer Cat.	700	19 m ³ / 1 charge	life 1 years	CCI C7-2 or equivalent
Steam Reformer Cat.		4 m ³ / 1 charge	life 2 years	CCI C11-9 or equivalent
H.T.S. Converter Cat.		6 m ³ / 1 charge	life 3 years	CCI C12-1 or equivalent
L.T.S. Converter Cat.		7 m ³ / 1 charge	life 2 years	CCI C18-1 or equivalent
Methanator Cat.		4 m ³ / 1 charge	life 3 years	CCI C13-4 or equivalent
Sulfur Recovery Cat.	800	1,400 kg	2 kg/d	Takahaks catalyst
Corrosion Inhibitor	1300		1.8 kg/h	
Scale Dispersant	1300		1.8 kg/h	
Coaguration Polymer-1	1200		2.2 kg/d	
Coaguration Polymer-2	1200		3.2 kg/d	
Nutriment	1200		16 kg/d	K ₂ HPO ₄
Nutriment	1200		16 kg/d	FeSO ₄
Floccutant	1200		38 kg/d	Al ₂ (SO ₄) ₃
Neutalarization Agent	1200		30 kg/d	NaOH

Table 8.8.3 OVERALL MATERIAL BALANCE (4/4)

Chemicals Summary

Name	Area o System	Initial Charge	Consumption	Specification
<u>(2) 3,000 t/d plant</u>				
Liquefaction Cat.	200		3,864 kg/h	Iron ore
Liquefaction Promotor	200		918 kg/h	Sulfur from OSBL
DEA	200 & 300	3 tonnes	12 kg/d	Commercial grade
Filter Aid	500		33.6 t/d	
Hydrotreater Cat.	700	9 m ³ / 1 charge	life 3 years	CCI C49-1 or equivalent
Desulfurizer Cat.	700	57 m ³ / 1 charge	life 1 years	CCI C7-2 or equivalent
Steam Reformer Cat.		12 m ³ / 1 charge	life 2 years	CCI C11-9 or equivalent
H.T.S. Converter Cat.		18 m ³ / 1 charge	life 3 years	CCI C12-1 or equivalent
L.T.S. Converter Cat.		21 m ³ / 1 charge	life 2 years	CCI C18-1 or equivalent
Methanator Cat.		12 m ³ / 1 charge	life 3 years	CCI C13-4 or equivalent
Sulfur Recovery Cat.	800	4,200 kg	6 kg/d	Takahaks catalyst
Corrosion Inhibitor	1300		5.4 kg/h	
Scale Dispersant	1300		5.4 kg/h	
Coaguration Polymer-1	1200		6.6 kg/d	
Coaguration Polymer-2	1200		9.6 kg/d	
Nutriment	1200		48 kg/d	K ₂ HPO ₄
Nutriment	1200		48 kg/d	FeSO ₄
Floccutant	1200		114 kg/d	Al ₂ (SO ₄) ₃
Neutralization Agent	1200		90 kg/d	NaOH