

7. 経済的可能性の予備的評価

7-1 石炭採掘費

7-1-1 序 言

“インドネシア共和国、バンコ炭有効利用計画フィージビリティ・スタディに関する中間報告—1985年5月、国際協力事業団”の中で、石炭採掘費が検討され、試算された。（詳しくは同報告書175-208頁を参照されたい）

しかし、同採掘費の試算では、剝土費、炭層が風化作用を受け、劣化しており、ガス化の原料として利用出来ない部分の比率、炭量計算に当って、地質学的な見地から考慮される安全係数、採掘実収率と言った、採掘費試算に当って重要である諸元は、1984年に行われた、概括調査（本プロジェクト第一段階）を元にして推定された。

しかし、その後1985年と86年に実施された現地調査、試錐孔の掘削によって、採掘費の推定に当って主要な役割を果たす上述の諸元の推定に必要な更に詳しい資料が得られた。

また、インドネシア共和国鉱山動力省鉱山総局石炭局（以下、DOCと略記する）も当該地域の広範な調査を実施されているが、それら資料の提供を受け、上記諸元の推定に有効に活用出来ることとなった。

石炭採掘費は1988会計年度前半に予定されている本プロジェクトのフィージビリティ・スタディの中で詳しく検討されるが、最新の技術的資料と本プロジェクトを取まく情勢の著しい変化を考慮し、1985年JICA報告書で使った採掘諸元の一部を手直して、採掘費を再度予備的に見直すこととした。

7-1-2 石炭採掘費推定のための採掘諸元

(1) 鉱 量

Banko 炭田地帯の系統立った調査は1975年6月から1977年8月にかけてShell Mijnbouw Maatschappij BV（以下Shellと略記する）によって実施された。其の後DOCがKinhill-Otto Gold Joint Venture（以下K-O-Gと略記する）の協力を得て、追加探鉱を実施した。

BPPTとDOCの御好意によって、Shellの調査報告書と分析結果を含む試錐資料を入手済みであり、それらの資料は検討の上、1986年5月に発行されたJICAの

“インドネシア共和国バンコ炭有効利用計画フィージビリティ・スタディに関する中間報告書”の作成に当って利用した。(同報告書については以下1986 J I C A 報告書と略記する)

上記資料の主な点は1986年 J I C A 報告書にまとめてあるが(詳しくは、同報告書103 ~106 頁と114 ~123 頁を参照願いたい)以下に改めて要点を示すことにする
(Table. 7 - 1 - 1 を参照願いたい)

石炭の分析はインドネシア側のカウンター・パートであるMineral Technology Development Center(以下P P T Mと略記する)の手で実施されたが、その分析結果は試料によって幅があり、水分が25% (受取った状態で)と若干低いことを除いて、Shellの分析結果と大差なく、K-O Gのそれと略同じ水準にある。

1985年に孔深11.5Mから20.0Mの間の35の有効浅孔と、地表からC層下盤迄の深孔1孔を表土の厚さを確認し、分析用サンプルを採取するため穿孔した。(詳しくは1986年 J I C A 報告書インテリム・レポートⅡの124 ~128 頁を参照願いたい)

1986会計年度には、25孔の大孔径(コア径101mm)試錐孔を日本とインドネシア合同の“バンコ炭有効利用”プロジェクトのガス化試験用石炭サンプルを採取するため穿孔した。

限られた試錐孔から結論を引き出すのは時機尚早のそしりはまぬがれないが、

i) 既存の試錐孔近くに新しく穿孔したいくつかの試錐孔は既存の試錐孔で得られたとする層厚と必ずしも同じ結果が得られなかったことから、夫々の炭層の厚さ(特にA層とB層)

ii) 同じく既存の試錐孔近くに穿孔したいくつかの試錐孔のコア回収率は破碎帯にそうぐうしたため低かったことから、石炭の比重

に関して、やや控え目な考え方をせざるを得ない。

夫々の炭層の厚さがこれ迄に推定したものより薄くなり、比重が低くなると(或は両方のいずれかであると)剝土比が高くなり、採掘費にも影響があるので、本報告書では、採掘費の感度分析と言う形で検討を加えることにしたい。

(2) 水文学、水文地質学的諸元

北西バンコ地域の気象条件、水文学、水文地質学的諸元に関し、K-O Gは次の様に報告している。

- i) 平均年間降雨量：3,200mm, そのうち1,400mmは蒸発する。
- ii) 平均気温：28℃
- iii) 集水面積10.4km²を占めるキアハン・ベサル川とビンタン川の採掘予定地域人口での100年3時間洪水量は140M³/秒である。
- iv) 6ヶ所の流量計で測定したキアハン・ベサル川の最大流量は70M³/秒である。
- v) 各層共水は飽和状態にある。
- vi) 表土から炭層迄の間に存在する各層は滞水層であり、透水性は“低い”ものから“極めて低い”の範ちゅうのもの迄多岐にわたる。これらの中では石炭の透水性が一番高い。
- vii) 切羽の最も深い部分を形成すると思われるB層とC層の間の中間岩石層の中では大勢として1.4Mpa程度の圧力水頭になるう。
- viii) 大量の地下水が切羽内に浸透することは、まづないと言えるが、それに対処する充分な対策が必要であろう。

研体積場、切羽内排水設備、迂回排水溝、ダム、迂回水路については上述の極めて貴重な報告を参照の上、検討した。

(3) 地質構造学的諸元

K-O Gはその報告書の中で安息角に関して、次の様に述べている。即ち研は土壌や軟質の岩石に似た性状を備えており大崩壊は充分な対策さえとれば防止出来る。高さが20Mの場合、排水が充分であれば、A₁層上の表土は全体として21-22° 高さ100 Mで14° 炭層の部分は60-70で安定する。A₁層とB₂層の間に存在する研の部分も充分な排水さえすれば、25° -30° 最終勾配で安定する。

研層、石炭層共地山の状態で部分的に或は全般的にルーズになっていると考えられる。

研の堆積場は外部から持ち込んだ岩石で基盤を作りさえすれば5:1 (H:V) の最終勾配での堆積が可能であろう。

可採鉱量は切羽深さをいくりにするか、最終切羽傾斜を何度にとるかによって大きく変わる、Shell が採掘限界ときめた地表下100メートルを越え、採掘を継続することは、剝土比が高くなることは避けられないが、可能であろう。

一方、予備の1基を除く、3基のガス化炉投入口の年当りの石炭の必要量は2.2百

万乾屯である（1986 JICA 報告書 199頁を参照願いたい）

従って、土とプラント間のベルト・コンベア上の水分を25%とし、年当りの粗炭の必要量は切羽内の採掘実収率、山元からガス化炉石炭投入口迄の運搬中と石炭取扱中のロスを考慮に入れると 2.6百万湿屯になる。

Shell が計画した切羽内の可採鉱量は、最終切羽傾斜を15° 採掘深さを地表下 100メートルと限定した時に 106百万屯としており、本プロジェクトで計画しているガス化プラントの場合、30年以上にわたって、操業を継続するのに十分な鉱量である。

K-06はカリフォルニア、ベアリング、レシオが特に劣る北西パンコ地域の表土、中間研層の中に築造される運搬道路に関し、次の様な提案をしている。

	車輛荷重	
	40,000ポンドの場合	100,000ポンドの場合
細く砕いたバラス (CBR 80%) の表層	150mm厚	150mm厚
荒く砕いたバラス (CBR 80%) の基層	170mm厚	270mm厚
酸化石炭の転圧層の積み重ね (CBR 20%) 路盤	730mm厚	730mm厚
CBR 30%の路床		

この予備的な石炭採掘費の試算に当っては、アメリカ合衆国鉱山局出版の露天掘鉱山運搬路設計マニュアルを参照して、運搬路築造方法を検討した。

Table. 7-1-1 北西パンコ地区の各表層の層厚、炭量と炭質

(I) 各炭層の層厚

Coal Seam	Thickness maximum coal seam	interburden	Minimum	Average
Mangus (A ₁)	12.1M	22.8M	4.6M	9.2M
Mangus (A ₂)	11.8M	15.3M	8.4M	10.4M
Suban (B ₁)	13.7M	12.3M	9.5M	12.5M
Suban (B ₂)	5.5M	43.5M	4.2M	-
Petai (C)	12.4M	10.4M	28.1M	11.5M
Total	55.5M	91.9M	37.1M	51.1M
			43.6M	73.2M

〔註1〕 Shell資料による。

〔註2〕 K-O Gは炭層平均厚さとして、次の様な数字を発表している。

単位メーター

炭層	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C ₁	C ₂
層厚	7.3	9.8	12.7	4.5	5.1	6.2

(2) 計画した切羽内の採掘対象炭量と可採炭量

ultimate pit slope coal seam and inter /over burden	coal reserves within the planned pit				minale coal tonnage within the planned pit			
	15°		20°		15°		20°	
overburden								
	Mt		Mm ³		Mt		Mm ³	
A1	23.86	147.37	23.17	126.78	23.66	147.37	23.17	126.78
A2	28.50	34.55	28.02	33.22	28.50	34.55	28.02	33.22
B1	39.48	27.91	38.58	27.19	39.48	27.91	38.52	27.19
B2	14.95	20.18	14.90	19.98	14.95	20.18	14.90	19.98
C	41.45	107.53	40.81	105.77	41.45	107.53	40.81	105.77
total	148.04	337.34	145.48	313.04	148.04	337.34	145.48	313.04
stripping ratio	--		--		bank M ³ ton 2.25 : 1		2.10 : 1	

〔註1〕 Shell資料による。

〔註2〕 上述の炭量は共に下記前提の下で計算されている。

i) 比重: 1.28

ii) C₂炭層迄の限界深さ: 地表から 100メーター〔註3〕 左欄および右欄は夫々、百万屯と百万地山M³で表示された炭量と研量を
示している。

(3) D O C と K - O G の推定した炭量

Coal seam	Coal reserve (million M3)	Coal tonnage (million tons)
A1	50.64	63.81
A2	82.51	103.96
B1	120.86	152.28
B2	47.89	60.34
C1	63.31	79.77
C2	79.24	99.84
TOTAL	445.45	560.00

〔註1〕 D O C と K - O G の資料による。

〔註2〕 上述の鉱量は地質学的に予測出来る炭量であり、250メートルの深さ（最上石炭層から地表迄の深さ最大 150メートル）迄の炭量を推定、比重を1.26としている。

〔註3〕 剥土比を2.31地山M³：1屯と推定している。

〔註4〕 K - O G は炭量に関し、その報告書の中で次の様な補足説明を加えている。

北西バンコ炭田の北部と中部は炭層の傾斜が比較的緩く、大断層がない等の構造的な利点から計画をたて易く、採掘にも好都合である。

Table. 7-1-1 Shellによる炭質

coal seam	analy-sed by	total moisture		sulphur	ash(d)	VM(daf)	CV Kcal/kg	
		calcu-lated	analy-sed	(d) %	%	%	(daf)	(net)
A ₁	1	29.00	30.00	0.57	8.20	40.70	7,240	4,310
	2	-	28.50	0.54	8.45	50.50	7,329	4,460
A ₂	1	29.40	30.00	0.23	5.00	48.60	7,275	4,490
	2	-	29.00	0.25	6.90	49.40	7,304	4,485
		(28.50)						
B ₁	1	29.00	30.00	0.27	5.90	48.40	7,295	4,460
	2	-	28.50	0.27	5.85	48.60	7,323	4,590
B ₂	1	-	30.00	1.09	6.50	47.90	7,310	4,590
	2	-	28.00	1.18	7.60	49.30	7,319	4,440
C	1	26.20	30.00	0.97	8.00	48.40	7,410	4,430
	2	-	27.50	1.13	8.85	49.50	7,457	4,595

〔註 1〕 分析者区分欄 1 のグループは1983年に Shell、2 のグループは1979年 Shell、1980年 P. T. Geoservicesによって行われた分析結果である。

〔註 2〕 Shellは灰分中および石炭自身中のボイラーをいためる性質があり、慎重な注意が必要である酸化ナトリウムについて研究し、次の様な結論を出している。

- (1) 石炭自体の酸化ナトリウムの含有限度は6,000PPM程度であろう。
(灰分中のそれは0%から18%迄の間)
- (2) 灰分の生成割合と灰分中の酸化ナトリウム含有量(%)の間には逆相関関係がある。
- (3) 石炭自体中の酸化ナトリウムの割合は地表からの深さが深くなるにつれて高くなる。

(5) D O C と K - O G による炭質

Coal seam	Moisture %	Sulphure %	Ash %	VM %	CV Kcal/kg	
					gross	net
A ₁	25.4	0.56	9.5	32.6	4,645	4,322
A ₂	25.8	0.17	4.9	33.7	4,993	4,655
B ₁	26.2	0.21	5.0	33.5	4,974	4,631
B ₂	26.1	0.58	6.2	32.7	4,898	4,560
A ₁ -B ₂	25.9	0.33	6.2	33.2	4,893	4,555
C ₁	24.3	0.82	7.2	33.6	4,874	4,660
C ₂	24.6	0.60	6.0	33.5	5,069	4,736
A ₁ -C ₂	25.5	0.42	6.3	33.3	4,974	4,593

北西パンコの石炭は全体的に見ると半瀝青炭 B と C (硬質褐炭に相当) の範ちゅうに属するものであり、灰分が少く (C 層を含め 6.3%)、硫黄分の割合も亦低い (0.4%)、また揮発分の割合もやや低く (33%)、総地山水分も亦低い。(25~26%)

〔註 1〕 また、K - O G はその報告書の中で、炭質に関して、次の様な補足説明を加えている。

硬さは中程度であり (Hardgrove units 34~54)、カロリーは割に高い (C V 正味 18~20MJ/kg)、酸化ナトリウムは全層平均で 4.5~6% であるが、部分的に 12% を越える所がある。

7-1-3 探 掘

(1) 序 論

北西バンコ・ブロックは南スマトラ、タンジュン・エニムの市街地の南東に存在する。炭層はマングース、スパン、ペタイの三層で構成される。マングース層は北西バンコ地域全域で上層 (A_1 層) と下層 (A_2 層) に分かれ、スパン層も亦、略全域で上層 (B_1 層) と下層 (B_2 層) に分かれている。

ペタイ層は当該地区の南部でのみ上層 (C_1 層) と下層 (C_2 層) に分かれる。炭層の層厚は6メートル乃至16メートル、ストライキの方向は概ね南北方向、傾斜は西方向に 5° 乃至 15° である。

炭層の露頭はクリーク内で広く散見され、潜頭露頭は背斜構造沿いに試錐孔又は掘削されたピットによって確認されている。(Fig. 6-4-2を参照願いたい)

掘削作業はまづ、当該ブロックの中央部、褶曲帯の西側から始め、順次水平、垂直方向に展開すべきであろう。

切羽が完全な掘り鉢状になるのは、切羽が海拔60メートル迄掘り下った後である。

除去された研は炭層の東側に設けられる2つの独立した研堆積場、切羽外に堆積される。

運搬路は切羽の北側と南側に築造する。

切羽の外側に設けられる研堆積場の必要面積を必要最小限に押えるためと掘削跡の埋めもどしのため、鉱命後半に切羽内研堆積を考えるべきであろう。

(2) 掘削方法と探掘機械

ブローケン・ヒル投資会社(以下BHPと略記する)はスマトラ南部の炭田とよく似た複数の炭層を持つ、オーストラリア、ニュー・サウス・ウェルズ州、ハンター・バレーの炭鉱をショベルとトラックを使う、全く斬新な多段ベンチ掘削法で稼動している。

本予備的な掘削費の試算においては、この方法を取り上げることとした。(Fig. 7-1-1を参照願いたい)

移動可能なベルト・コンベヤーを併用する連続掘削法も勿論適用可能であるが、BWEや移動可能なベルト・コンベヤーは、機動性と言う点ではショベルやトラックに太刀打ち出来ない。

比較的深い複数の炭層を稼行する場合には、事前剥土を出来るだけ少くし機械群を低いレベルから上のレベルへ、又逆に上のレベルから下のレベルへ頻繁に移動させコストを引き下げる必要があり、機動性が最も重要な要素である。

しかも、比較的深い炭層を稼行する炭鉱の場合には、有用物質（石炭）と無用物質（研）とを各方同じベンチで掘削する必要があるが、2系列のベルト・コンベヤーを同じベンチに設置するか、又は石炭と研とに別々の運搬方式を採用しない限り（一例をあげると、研に対してベルト・コンベヤー運搬方式、石炭に対してトラック運搬方式）積込機械の利用率は著しく低下し、コスト高になる。

また、積込機械の利用度を高くするためには、初期投資をふやす必要がある。

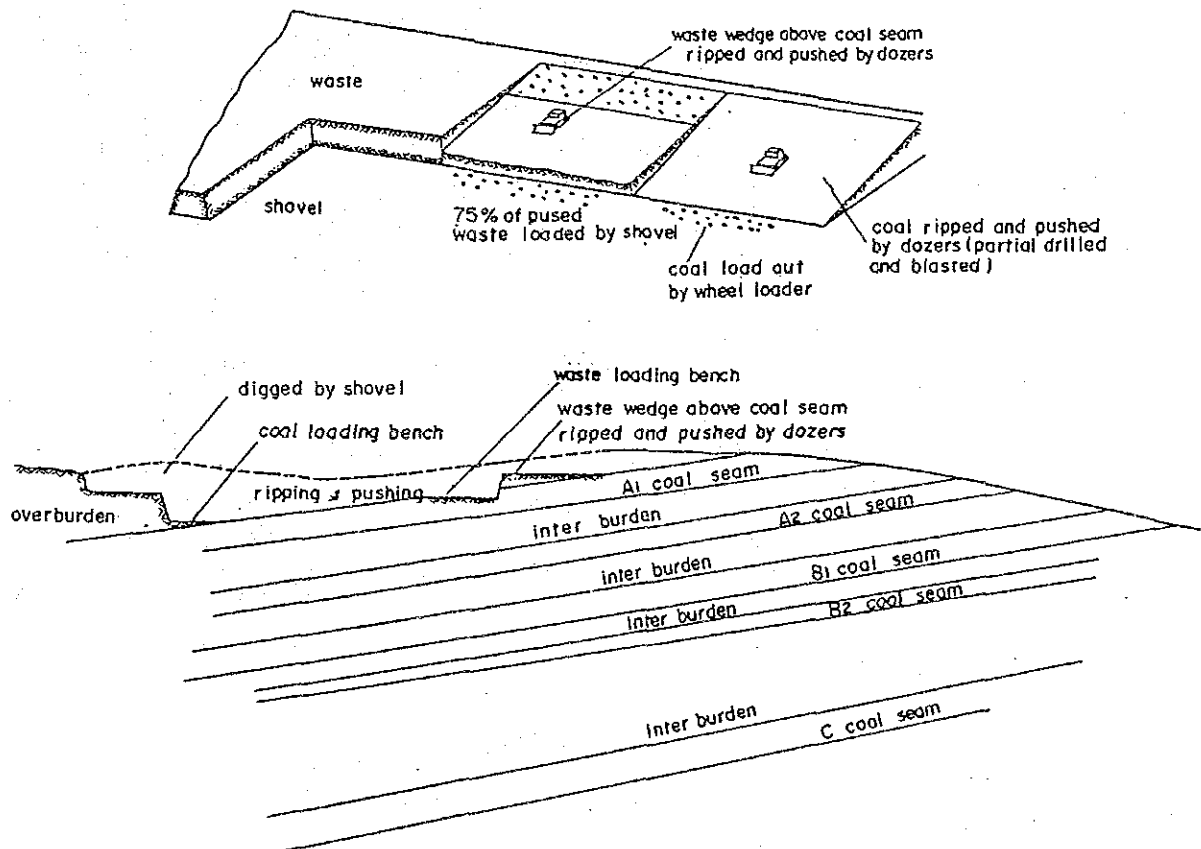
運搬距離が長くなるので、スクレーパーは得策ではない。

以上の様な理由から、本予備掘削費試算では研の掘削、積込、運搬に電動ショベルとトラックの組合せを採用することにした。また、操業の初期の段階では、可能な限り小型の機械を選ぶことにするが、切羽が深くなるか又は鉱床の最北端又は最南端に近づき、運搬距離が長くなり、機械の更新が必要になった時にオペレーター又は運転手が大型機械に充分習熟したのを見定め、大型のものに変え、増加する掘削費の軽減を図るのもひとつの方法であろう。

石炭はドーザーを使い、リッピングし、掻き集めた後、トラック・タイプのフロント・エンド・ローダーでトラックに積込まれる。リッピングを容易にするため、部分的に発破が必要になろう。

石炭層の上の三角型に残る研もまた、ドーザーを使ってリッピングした後の掻き集められる。（Fig. 7-1-1を参照願いたい）

Fig. 7-1-1 Idealized Mining System in Three Dimensions



(note) working places will be developed horizontally and vertically

Fig. 7-1-2 Pit Outline at Beginning of Production Period

Fig. 7-1-2-1 A-A' Section

digging by shovel

dozed coal loading by wheel loader

ripping & dozing

ripping & dozing by dozers

digging by shovel

A2 coal seam

7-1-4 生産計画

(1) 必要原炭量

山元とプラントの間に布設されるベルト・コンベヤー上での石炭の水分を25%、研混入率を7%、採掘ロスを5%とすると、メタノールの生産に必要な年当りの原炭量は次の通りである。

年当り必要原炭量：2.7百万屯

(但し、プロジェクトの持続期間30年とし、12年目立上り期間の生産減を考慮した)

以上から各年の原炭生産量も、Table. 7-1-2に示す通りとした。

(2) 必要研除去量

Table. 7-1-1に見られる通り、Shellの予想可採炭量は約280百万屯である

(但し、地表下100メートル迄、最終切羽傾斜15°) 一方、本プロジェクトの持続期間中の研混入率を除いた地山石炭必要量は約740百万屯である。従って、メタノール生産だけを考える場合には、切羽を地表下100メートル迄掘り下げる必要はなく、この場合の剥土比を1.63地山M³：1屯と推定した。

しかし、尿素の生産を考えたり、国有電力会社の電力供給システムとは別に、本石炭ガス化プラントが独自の発電設備を稼働させるとしたら、石炭の採掘量をふやす必要がある。かかる場合には、認可を受けた鉱区の横方向の限界内で、切羽を垂直方向に展開する必要があり、剥土比と関連する問題になるので、感度分析の項で検討を行うことにする。(7-1-11を参照願いたい)

年毎の必要剥土量はTable. 7-1-2に示す通りである。

Table. 7 - 1 - 2 生産別生産計画

period	pre-production				production									
	-3	-2	-1	sub-total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
year														
run-of-mine	-	-	50	50	2200	2700	2700	2600	2700	2600	2700	2700	2600	
waste	-	2500	5000	7500	2100	2600	2700	3200	3300	3100	3900	3900	3800	
stripping ratio	-	-	-	-	0.96:1	0.96:1	1.00:1	1.23:1	1.22:1	1.19:1	1.44:1	1.44:1	1.46:1	

production													
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
2700	2500	2700	2700	2600	2700	2600	2700	2700	2600	2700	2600	2700	
3900	3800	4600	4600	4400	4500	4400	5200	5200	5000	5200	5000	5200	
1.44:1	1.46:1	1.70:1	1.70:1	1.69:1	1.67:1	1.69:1	1.93:1	1.93:1	1.92:1	1.93:1	1.92:1	1.93:1	

production											
23	24	25	26	27	28	29	30	sub-total	total		
2700	2600	2700	2600	2700	2700	2700	2600	79,400	79,450		
5200	5000	5200	5000	3300	3300	2600	2500	121,700	129,200		
1.93:1	1.92:1	1.93:1	1.92:1	1.22:1	1.22:1	0.96:1	0.96:1	1.53:1	1.63:1		

(Note 1) run of mine: 10³ tons
waste : 10³ bank m³

7-1-5 主要、補助掘削機械の必要台数

上述の前提を元に算出した主要、補助機械の年毎の所要台数は、Table. 7-1-3に示す通りである。

上記の主要採掘機械台数の算出に当って、次の採掘諸元を前提とした

年間稼働日数： 345日（1日3方（8時間）制）

雨期の豪雨による作業への悪影響を考慮し、年間を通じての機械の利用率：67%

7-1-6 付帯設備

1) 石炭貯炭設備

掘削された石炭は、山元から石炭ガス化プラント間に布設された石炭運搬ベルト・コンベヤー・システムの投入口に隣接する貯鉱場へトラックで運ばれる。

石炭貯炭場の貯炭能力は 100千屯、スタッカー 1 台、リクレーマー 1 台と貯鉱場内ベルト・コンベヤーを設置する。

貯鉱場に入出入りする石炭を処理するため若干のドーザーとフロント・エンド・ローダーを配置する。

2) 建造物

本予備石炭採掘費の試算では次の建造物を考慮した。

(1) 鉱山事務所：全館冷房、必要とする家具、計器を配置

(2) ゲスト・ハウス：全館冷房、必要とする家具、計器を配置

(3) エンジニアリング・ルーム：全館冷房、必要とする家具、計器、設備、1 置類を配置

(4) 訓練センター：部分冷房、必要とする家具、計器を配置

(5) 機械修理工場〔大型車輛修理工場（ピット付）；小型車輛修理工場（ピット付）、タイヤ修理工場とタイヤ貯蔵庫、鍛冶工場、エンジン調整工場、塗装工場併設〕：使用するすべての機械を山元で自力で修理、保守するのに必要なすべての設備を配置

(6) 電気修理工場：同 上

(7) 資材倉庫：必要とする設備、計器を配置

(8) 燃料油貯蔵タンク

Table. 7 - 1 - 3 主要、補助採掘機械の必要台数

	item	specification	pre-production				production																														sub total	Total
			-3	-2	-1	sub total	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		
stripping	electric shovels	1100 KW, 11M³ 230 tons		2		2								1																					1	3		
	waste trucks	4600 HP, 238M³, rear dump		6		6	2	2			2	1		1		3	1		1		4	1		2		2	1		3						26	32		
	dozers	300 HP, track-type		2		2																													-	2		
mining	mobile drill rigs	track-mounted			3	3																													-	3		
	air compressors	portabale, 25.5 m³/min, 270 HP			3	3																													-	3		
	core drilling machines	150", 7.5HP	2			2																													-	2		
	wheel loader	550 HP, 9.6 M³		1	1	2							1																						1	3		
	coal trucks	460 HP, 44.5 M³, rear dump track-type		2	2	4	1			1									1				1			1			1						6	10		
	dozer	390 HP, with ripper		3	2	5	2																													2	7	
general common use	dozer	300 hp, track-type		2		2																													-	2		
	bucket hoe			2		2																													-	2		
	wheel loader	380 HP, 60M³		2		2																													-	2		
	water carrier	6000 l		2		2	2																												2	4		
	fuel oil carrier	6000 l		2	2	4																													-	4		
	dump truck	7 tons		3	2	5																													-	5		
	mobile crane	80 tons		1		1																													-	1		
	crushing plant	truck-mounted		1		1																													-	1		
	rock breaker	hydraulic, truck-mounted		1	2	3																													-	3		
	dewatering pump			2		2				5	3			1	1	1	2	1		1	1		2												18	20		
	substation				1	1																													-	1		
	pick up		3	5	7	15																													-	15		
	4-wheel drive car		3	4	3	10																													-	10		
	motor grader			2	1	3	1																													1	4	

〔註1〕 各年度の数字は当該年度に新に購入すべき台数を示している。

〔註2〕 更新台数は上記数字に含んでいない。

(9) 火薬庫

(10) 外 柵

(11) 車 庫

更に次の設備をも考慮に入れた。

- (1) タンジュン・エニムから山元迄の進入道路の手直し
- (2) 山元のメイン変電設備から山内各設備迄の配電線と配電設備
- (3) 貯水設備と配水設備
- (4) 準備期間始めに設ける工事のための各種仮設備

国有電力会社の発電所から山元のメイン受電設備迄の配電線は国有電力会社側が敷設するものとした。但し、山元のメイン発電設備は、炭鉱側が自己の負担で建設する。

本石炭採掘費の試算では、インドネシアの関係法規と同国の極めて複雑な土地に関する慣習を考慮し、土地の取得費（補償費）を計上した。

3) 居 住 区

炭鉱幹部、労働者、外国人コンサルタントのための住宅、寮の他、小学校、初級中学校、病院、モスク、日用品販売所、テニス・コート、バスケット・コート、火事の際の貯水池としても利用できるプールと言った若干のリクレーション設備の建設費も考慮した。

炭鉱自身が用意すべき住宅、寮の数は次の諸元を考慮してきめた。(Table. 7-1-4を参照願いたい)

- (1) 山元近くに自分自身の家を既に持っている労働者をどの位雇用出来るか。
- (2) 大半が炭鉱側の用意する寮に住むことになるであろう独身従業員の全従業員中に占める割合はどの程度か。
- (3) 自力で住居を建設したり、炭鉱附近に自力で住宅をかりたり、R E R M N A S から住宅を購入出来る従業員の割合はどの程度か。

(1)、(3)の従業員に対しては住宅手当を考慮した。

Table. 7-1-4 鉱山側の準備する居住設備数

	foreigners	senior staffs	junior staffs	labours	total
dormitories (persons)	1 20	1 5	*1 135	1 155	3
houses	-	48	*1 38	164	250

〔註1〕 高度の技術を必要とする労働者のための居住設備を含む。

7-1-7 炭鉱の組織と必要従業員数

パンコ炭ガス化プロジェクトの管理、操業のため全株式政府保有の会社が設立され、炭鉱は同社の一部門として運営されるという前提にたった。(Fig. 7-1-3を参照願いたい)

教育程度または技術習熟度別の必要とする幹部労働者の最大数をTable. 7-1-5の様に推定した。

7-1-8 技術援助と要員教育

炭鉱は外国のコンサルタント会社の手で建設され、炭鉱の操業に必要な要員も、このコンサルタント会社の手で訓練され、購入された機械および完成された設備は訓練された幹部、労働者と共に、開発の終わった時点で、上述の全株式政府保有会社に引継がれるものとした。

更に生産開始後、少く共10年間は、建設を担当した外国コンサルタント会社が操業指導に当るものとした。

本プロジェクト推進の意志決定がなされた場合、建設に着手するに先立ち、次の仕事が必要になるが、それらはすべて、建設を担当する外国コンサルタント会社が担当するものとした。

- 1) 炭鉱とその付帯設備の詳細設計の立案
- 2) 入札仕様書の作成、応札書の審査、業者の決定

上記の夫々の項目に必要な費用はすべて本石炭採掘費に計上された。

7-1-9 投資額の試算

今迄検討して来た前提にもとづいて、必要とする投資額（初期投資と設備更新のための投資額の両方）を計算した、Table. 7-1-6にそれらをまとめた。

尚、この他、次の項目をカバーするために必要な半年間の操業に必要な資金（約13百万ドル）を運転資金として準備することにした。

- 1) 適当な量の資機材（特に輸入品）を貯えておくため
- 2) 山元に貯炭される石炭の生産品をカバーするため
- 3) 最終製品が生産された後、販売され現金化される迄のタイムラグをカバーするの

Fig. 7 - 1 - 3 炭鉱の組織図

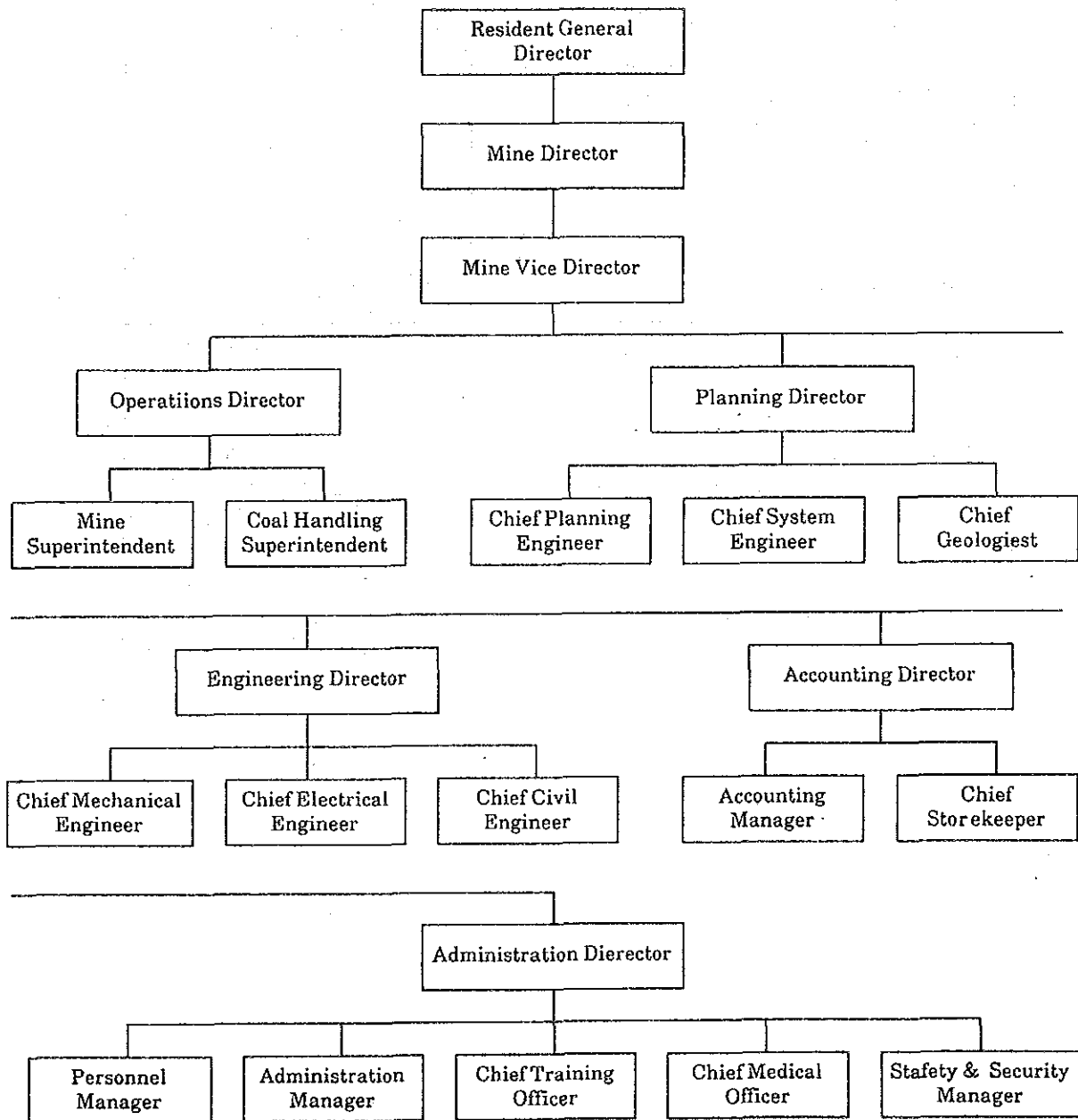


Table. 7 - 1 - 5 教育程度、技術熟練度別の幹部、労働者の最大必要数

classification	mining	other than mining
graduates including persons finished the course of junior college	22	31
highly experienced persons on heavy earth moving machine operation	373	
light truck drivers	105	
semi-skilled workers	372	
un-skilled workers	128	289
persons finished the course of senior high school or same level		130
persons finished the course of junior high school or same level		100
total	1,000	550
grand total	1,550	

に必要な資金を用意するため

7-1-10 生産費の推定

山元からプラント迄のベルト・コンベヤーによる石炭の運搬費は、1986 J I C A 報告書で、メタノール生産費の中へ含めたので、石炭の採掘費は、同ベルト・コンベヤーの投入口渡しで計算することにした。

ここ迄、検討して来た前提にもとづいて石炭の採掘費を試算したTable. 7-1-7はその結果をまとめた表である。

当炭鉱は全株式政府保有の会社によって運営され、炭鉱を開発し操業するのに必要な資金は、当該公社が申請した予算を審査した後、必要に応じて、毎年国庫から支出され、発生した利益も亦国庫へもどされるものとした。

従って、本石炭の採掘費の試算では、所得税を考慮に入れなかったし、所得税を計算するのに必要な減価償却の概念も導入しなかった。

同じ理由から支払利子も計上していない。

また、本石炭の採掘費の計算に当っては、輸入税も亦免除されるものとし、次の2種類の税金のみを計上した。

- 1) 固定資産税
- 2) インドネシア国内で発生した費用、支払いに対する付加価値税

7-1-11 石炭の採掘費の感度分析

Shellの調査結果とJ I C AとB P P TおよびP P T Mの連合チームが新しく調査した結果には、石炭の層厚と比重に関して、ごく僅かではあるが重要な違いが見られる。しかし、今最終的ではっきりした結論を出すのは、まだ時期尚早であり、十分な時間をかけて、更に検討を加えなければならない。従って、本石炭の採掘費の試算では、何等かの理由によって（例えば、石炭層の実際の層厚や地山比重がShellが予測したよりも薄くなったり、低くなったり、或は石炭層が断層其の他により切断または消滅したりして）剝土比が或る割合（％）で高くなる場合について簡単な感度分析を行うことにする。

尿素を生産する場合や発電設備を稼働させる場合には石炭の増産が必要である。そして増産の場合には、更に深いレベル迄掘り進まなければならず、剝土比が増大する。こ

れに対処するため、剝土比の増大と言う形で感度分析を実施した。

添附した2つの表（Table. 7-1-8とTable. 7-1-9）は上記感度分析の結果を示している。即ち、この2つの表は夫々剝土比の増と生産量の増が石炭の採掘費に与える影響を示したものである。

Table 7-1-6 Summary of Estimated Investment Cost

US\$ 1,000

	Pre-production				Production																												Total			
	-3	-2	-1	Sub total	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	Sub-total
Stripping		7,720		7,720	1,320	1,320	--	3,960	920	2,640	4,820	--	6,040	--	5,540	2,640	--	5,280	2,840	7,260	5,640	--	6,600	--	8,580	3,960	3,760	8,580	--	8,580					90,280	98,000
Mining	220	3,920	3,160	7,300	1,500	--	--	4,360	2,470	1,500	--	--	5,350	2,470	2,190	--	--	5,350	2,910	1,720	440	--	5,350	2,910	2,190	880	--	5,790	2,910	1,940				52,230	59,530	
General and common use	69	4,878	6,373	11,320	5,000	--	69	478	523	380	--	109	1,238	533	180	330	1,449	1,518	773	400	80	109	1,428	913	189	140	69	518	373	190				16,580	28,300	
Sub total	289	16,518	9,533	26,340	7,820	1,320	69	8,798	3,913	4,520	4,820	109	12,628	3,003	7,910	2,970	1,449	12,148	6,523	9,380	6,160	109	13,378	3,823	10,950	4,980	3,829	14,888	3,283	10,710				159,490	185,830	
Coal stack yard		3,887	5,133	9,020										1,320																				5,860	14,880	
Incidental facilities		12,509	2,160	14,669				367	333		557	198	2,649	1,962	21			367	2,462	198						181	764	531						15,201	29,870	
Building & structures		2,630	5,260	7,890																														--	7,890	
Townsite	1,260	10,005	3,017	14,282	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503																				5,030	19,312	
Temporary facilities and construction	87	1,418	912	2,417																														26,091	2,417	
Sub total	1,347	30,449	16,482	48,278	503	503	503	870	836	503	1,060	701	44,72	2,465	21			367	2,462	198							181	764	531					185,581	74,369	
Total	1,636	46,967	26,015	74,618	8,323	1,823	572	9,668	4,749	5,023	5,880	810	17,100	5,468	7,931	2,970	1,449	12,515	8,985	9,578	6,160	109	20,567	5,785	10,950	4,980	4,010	15,652	3,814	10,710				260,199		
Mining ¹⁾	476	7,818	14,613	22,907																																
Land acquisition	1,000	750	1,000	2,750	(750)	(500)																														
Project management	4,213	6,221	6,221	16,655	(5,134)	(5,134)	(5,134)	(5,134)	(5,134)	(3,075)	(3,075)	(3,075)	(3,075)	(3,075)																						
Training	825	5,066	2,120	8,011																																
Total	6,514	19,855	23,954	50,323	(5,884)	(5,634)	(5,134)	(5,134)	(5,134)	(3,075)	(3,075)	(3,075)	(3,075)	(3,075)																			(42,295)	(42,295)		
Total	8,150	66,822	49,969	124,941	8,323	1,823	572	9,668	4,749	5,023	5,880	810	17,100	5,468	7,931	2,970	1,449	12,515	8,985	9,578	6,160	109	20,567	5,785	10,950	4,980	4,010	15,652	3,814	10,710				185,581	260,199	
					(5,884)	(5,634)	(5,134)	(5,134)	(5,134)	(3,075)	(3,075)	(3,075)	(3,075)	(3,075)																				(4,229)	(42,295)	

〔註1〕 操延費用は、建設期間中の試錐費、整地、排水設備、測量、事前削土、

管理等で構成される。生産開始後、これらに相当する費用は操業費として
処理した。

〔註2〕 土地取得費、プロジェクト管理費、訓練教育費は通常の経費と切り離し、

操延費用として処理した。生産開始後のプロジェクト管理費は操業費とし
て処理した。

Table 7-1-7 Summary of Estimated Operating Cost

	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	Total	Per ton \$/ton	
Labour expenses	3,543	3,630	3,638	3,668	3,685	3,660	3,733	3,733	3,715	3,733	3,715	3,788	3,788	3,763	3,780	3,763	3,835	3,835	3,810	3,835	3,810	3,835	3,835	3,810	3,835	3,810	3,685	3,685	3,639	3,613	112,198	1.41	
Supplies expenses	8,232	9,230	9,311	9,608	3,807	3,526	10,302	10,302	10,103	10,302	10,103	10,879	10,879	10,597	10,797	10,597	11,373	11,373	11,093	11,373	11,093	11,373	11,373	11,093	11,373	11,093	9,807	9,807	7,405	7,272	307,477	3.87	
Power cost	693	718	720	728	733	726	746	746	741	746	741	762	762	755	759	755	755	775	768	775	768	775	775	768	775	768	733	733	718	718	22,455	0.28	
Construction cost	395	468	1,507	454	496	1,445	419	419	1,245	447	406	1,258	419	406	1,286	358	369	930	358	397	919	369	369	919	397	310	319	250	250	241	17,825	0.23	
Sub total	12,863	14,046	15,176	14,458	14,721	15,357	15,200	15,200	15,804	15,228	14,865	16,687	15,848	15,521	16,622	15,473	16,352	16,913	16,029	16,380	16,590	16,352	16,352	16,590	16,380	15,981	14,544	14,475	12,003	11,845	159,956	5.79	
Labour expenses	659	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	677	20,292	0.26	
Power cost	318	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	9,801	0.12	
Supplies expenses	1,220	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	36,774	0.46	
Sub total	2,197	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	2,230	66,867	0.84	
Labour expenses	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730	61,900	0.65	
General exclusive expenses	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217	6,510	0.08	
Real estate tax	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	34,230	0.43	
Account paid to outside contractors	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	5,860	0.08
Land acquisition expenses	750	500																														1,250	0.02
Project management expenses	5,134	5,134	5,134	5,134	5,134	3,075	3,075	3,075	3,075	3,075																						41,045	0.62
Sub total	9,167	8,917	8,417	8,417	8,417	6,358	6,358	6,358	6,358	6,358	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	40,785	1.78	
Total	24,227	25,193	25,823	25,105	25,368	23,945	23,788	23,788	24,392	23,816	20,478	22,200	21,361	21,034	22,135	20,986	21,865	22,426	21,542	21,893	22,103	21,865	21,865	22,103	21,893	21,494	20,057	19,988	17,516	17,358	667,607	8.41	
Cost per ton \$/ton	11.01	9.33	9.56	9.66	9.40	9.21	8.81	8.81	9.38	8.82	7.88	8.22	7.91	8.09	8.20	8.07	8.10	8.31	8.29	8.11	8.50	8.10	8.10	8.50	8.11	8.27	7.43	7.40	6.49	6.68	8.41		

Table 7-1-8 Influence of Increase of Waste Stripping Ratio on the Operating Cost

Period	Year	Case 1				Case 2				Case 3			
		Increase of waste stripping		Cost increase		Increase of waste stripping		Cost increase		Increase of waste stripping		Cost increase	
		Volume	Ratio	Amount	per ton	Volume	Ratio	Amount	per ton	Volume	Ratio	Amount	per ton
		$\times 10^3 \text{M}^3$	Bank M ³ /ton	$\times 10^3 \$$	\$/ton								
	1	12,170	0.11:1	205	0.09	630	0.29:1	614	0.28	1,050	1.48:1	1,023	0.47
	2	260	0.10:1	253	0.09	780	0.29:1	760	0.28	1,300	0.48:1	1,266	0.47
	3	270	0.10:1	263	0.10	810	0.30:1	789	0.29	1,350	0.50:1	1,315	0.49
	4	320	0.12:1	312	0.12	960	0.37:1	935	0.36	12,600	0.62:1	1,558	0.60
	5	330	0.12:1	302	0.12	930	0.36:1	906	0.35	1,550	0.60:1	1,510	0.58
	6	310	0.12:1	302	0.12	930	0.36:1	906	0.35	1,550	0.60:1	1,510	0.58
	7	390	0.14:1	380	0.14	1,170	0.43:1	1,140	0.42	1,950	0.71:1	1,899	0.70
	8	390	0.14:1	380	0.14	1,170	0.43:1	1,140	0.42	1,950	0.71:1	1,899	0.70
	9	380	0.15:1	370	0.14	1,140	0.44:1	1,110	0.43	1,900	0.73:1	1,851	0.71
	10	390	0.14:1	380	0.14	1,170	0.43:1	1,140	0.42	1,950	0.72:1	1,899	0.70
	11	380	0.15:1	370	0.14	1,140	0.44:1	1,110	0.43	1,900	0.73:1	1,851	0.71
	12	460	0.17:1	448	0.17	1,380	0.51:1	1,344	0.50	2,300	0.85:1	2,240	0.83
	13	460	0.17:1	448	0.17	1,380	0.51:1	1,344	0.50	2,300	0.85:1	2,240	0.83
	14	440	0.17:1	429	0.17	1,320	0.51:1	1,286	0.49	2,200	0.85:1	2,143	0.82
	15	450	0.17:1	438	0.16	1,350	0.50:1	1,315	0.49	2,250	0.83:1	2,192	0.81
	16	440	0.17:1	429	0.17	1,320	0.51:1	1,286	0.49	2,200	0.85:1	2,143	0.82
	17	520	0.19:1	506	0.19	1,560	0.58:1	1,519	0.56	2,600	0.96:1	2,532	0.94
	18	520	0.19:1	506	0.19	1,560	0.58:1	1,519	0.56	2,600	0.96:1	2,532	0.94
	19	500	0.19:1	487	0.19	1,500	0.58:1	1,461	0.56	2,500	0.96:1	2,435	0.94
	20	520	0.19:1	506	0.19	1,560	0.58:1	1,519	0.56	2,600	0.96:1	2,532	0.94
	21	500	0.19:1	487	0.19	1,500	0.58:1	1,461	0.56	2,500	0.96:1	2,435	0.94
	22	520	0.19:1	506	0.19	1,560	0.58:1	1,519	0.56	2,600	0.96:1	2,532	0.94
	23	520	0.19:1	506	0.19	1,560	0.58:1	1,519	0.56	2,600	0.96:1	2,532	0.94
	24	500	0.19:1	487	0.19	1,500	0.58:1	1,461	0.56	2,500	0.96:1	2,435	0.94
	25	520	0.19:1	506	0.19	1,560	0.58:1	1,519	0.56	2,600	0.96:1	2,532	0.94
	26	500	0.19:1	487	0.19	1,500	0.58:1	1,461	0.56	2,500	0.96:1	2,435	0.94
	27	330	0.12:1	321	0.12	990	0.37:1	964	0.36	1,650	0.61:1	1,607	0.60
	28	330	0.12:1	321	0.12	990	0.37:1	964	0.36	1,650	0.61:1	1,607	0.60
	29	260	0.10:1	253	0.90	780	0.29:1	769	0.28	1,300	0.48:1	1,266	0.47
	30	260	0.10:1	244	0.90	760	0.29:1	731	0.28	1,250	0.48:1	1,218	0.47
	Total	12,170	0.15:1	11,851	0.15	36,510	0.46:1	35,560	0.45	60,850	0.77:1	59,309	0.75

(Note) Waste stripping volume increase during pre-production period is not included in the above mentioned figures.

Table 7-1-9 Influence of Coal Production Increase on the Operating Cost

Period	Year	Case 1			Case 2			Case 3		
		Production	Production cost		Production	Production cost		Production	Production cost	
			Amount	Per son		Amount	Per son		Amount	Per son
		10 ³ tons	10 ³ \$	\$/ton	10 ³ tons	10 ³ \$	\$/ton	10 ³ tons	10 ³ \$	\$/ton
	1	2420	24490	10.12	2860	25016	8.75	3300	25542	7.74
	2	2970	25516	8.59	3510	26161	7.45	4050	26806	6.62
	3	2970	26146	9.68	3510	26791	7.63	4050	27436	6.77
	4	2860	25416	8.89	3380	26037	7.70	3900	26659	6.84
	5	2970	25619	8.65	3510	26336	7.50	4050	26981	6.67
	6	2860	24256	9.33	3380	24877	7.36	3900	25499	6.54
	7	2970	24111	8.12	3510	24756	7.05	4050	25401	6.27
	8	2970	24111	8.12	3510	24756	7.05	4050	25401	6.27
	9	2860	24703	8.64	3380	25324	7.49	3900	25946	6.65
	10	2970	24139	8.13	3510	24784	7.06	4050	25429	6.28
	11	2860	20789	7.27	3380	21410	6.33	3900	22032	5.65
	12	2970	22523	7.58	3510	23168	6.60	4050	23813	5.88
	13	2970	21684	7.30	3510	22329	6.36	4050	22974	5.67
	14	2860	21345	7.46	3380	21966	6.50	3900	22588	5.79
	15	2970	22458	7.56	3510	23103	6.58	4050	23748	5.86
	16	2860	21297	7.45	3380	21918	6.48	3900	22540	5.78
	17	2970	22188	7.47	3510	22833	6.51	4050	23478	5.80
	18	2970	22749	7.66	3510	23394	6.66	4050	24039	5.94
	19	2860	21853	7.64	3380	22474	6.65	3900	23096	5.92
	20	2970	22216	7.48	3510	22861	6.51	4050	23506	5.80
	21	2860	22414	7.84	3380	23035	6.82	3900	23657	6.07
	22	2970	22188	7.47	3510	22833	6.51	4050	23478	5.80
	23	2970	22188	7.47	3510	22833	6.51	4050	23478	5.80
	24	2860	22416	7.84	3380	23035	6.82	3900	23657	6.07
	25	2970	22216	7.48	3510	22861	6.51	4050	23506	5.80
	26	2860	21807	7.62	3380	22426	6.63	3900	23048	5.91
	27	2970	20380	6.86	3510	21025	5.99	4050	21670	5.35
	28	2970	20311	6.84	3510	20956	5.97	4050	21601	5.33
	29	2970	17839	6.01	3510	18484	5.27	4050	19129	4.72
	30	2860	17671	6.18	3380	18290	5.41	3900	18912	4.85
	Total	87340	677111	7.75	103220	696072	6.74	119100	716050	6.00

一方、メタノール生産の場合本プロジェクト自体の発電所を稼行するとすれば更に余分の石炭が必要になる。尿素生産の場合も同様である。

これらの場合は、剝土比は、低下し、次の様になると考えられる。

自家発電を伴うメタノール生産の場合：7.25ドル／t

尿素生産の場合：6.82ドル／t

増産の場合には、初期投資、設備更新のための追加投資をふやさなければならず、その額は次の様に推定される。

期 間	準備期間	生産期間
金額（千ドル）	4,973	68,590

〔註〕増産の場合には、直接作業（例えば採炭、剝土、石炭の運搬）に従事する労働者の数をふやさなければならないので住宅設備を追加する必要があるかも知れないが、それらの労働者は公社の用意する居住区以外のいずれかの場所に自分で家を見付けることが出来るとして、住宅の増設は考慮しなかった。

炭鉱は実際には、先に述べた様に、全株式政府保有の会社によって運営されることになる。しかし、この炭鉱が政府以外の機関によって運営される場合を考慮し、減価償却や金利を含めたコストになれた方の便を考え試算してみた。この場合のコストは屯当り 14.48ドルである。

ベース・ケース（1986 J I C A 報告書を参照願いたい）の I R R は 1986 J I C A 報告書で推定した 13.5% に対し、11.4% になる。

7-2 尿素生産コスト

7-2-1 調査目的

この調査は、戦略的調査段階（1984年度）で実施したマスタープランのケース2-A（Fig. 9-2-5 参照）にもとづき、バンコ炭からのメタノール・尿素併産方式に関して財務面からみた健全性および収益性の概要を把握するため行った。

この調査で、用いられたバンコ炭からの原料合成ガス量は1985年度中間報告書Ⅱのメタノール製造用合成ガス量（ $509 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ）と同じで、これから130万トン／年のメタノールと56万トン／年の尿素を生産することとした。

本調査はメタノール価格を固定し、尿素価格を変えた場合の3ケースについてIRR*がどう影響されるかをみたものである。

生産スケジュール、金融諸条件、原料費等の経済的因子についての前提条件は、1985年度の調査と同じとする。

注*：詳細は中間報告書Ⅱ（1985）P. 218-219参照

7-2-2 メタノール・尿素プラントの概要

(1) 設計基準

- 1) メタノール生産量：1,300,000トン／年（4,060トン／日）
- 2) 尿素生産量：560,000トン／年（1,750トン／日）
- 3) 年間稼働日数：320日／年
- 4) 工場立地：Tanjung Priok

（詳細は中間報告書Ⅱ（1985），P. 187-188参照）

5) 製品規格

メタノール：ケミカルグレード（純度99.9%）

尿素：ケミカルグレード（純度99.9%）

6) 原料炭規格

炭素分，%：27.4

揮発分，%：32.8

灰分，%：4.8

水分，%：35.0

計 % : 100.0

発熱量, kcal/kg : 4,430

7) 石 炭 受 入 : 採炭場貯炭槽

8) 製 品 引 渡 : 工場出荷場

9) 用 役 : 原水および石炭を除き全用役は工場内で供給

 高压蒸気 : 480℃, 65kg/cm² G

 中压蒸気 I : 350℃, 40kg/cm² G

 " II : 250℃, 40kg/cm² G

 低压蒸気 : 155℃, 3.5kg/cm² G

 ボイラ用水 : 110℃, 55kg/cm² G

 冷却水 : 30℃ (供給) / 37℃ (回収)

(2) プラントの構成

Fig. 7-2-1 はメタノール・尿素生産設備のブロック・フローを示すもので、Table. 7-2-1 は各設備の一覧表である。この工場の主なプロセスおよびシステムは以下のとおりである。

(3) ベルトコンベア・システム

中間報告書 II (1985) P. 192-197 参照。

(4) 石炭ガス化

1) プロセス・フローシート

Fig. 7-2-2 参照

2) 工程説明

中間報告書 II (1985), P. 198 参照

3) 主要装置

中間報告書 II (1985), P. 200 参照

(5) メタノール製造

1) プロセス・フローシート

Fig. 7-2-3 参照

2) 工程説明

中間報告書 II (1985), P. 201 参照

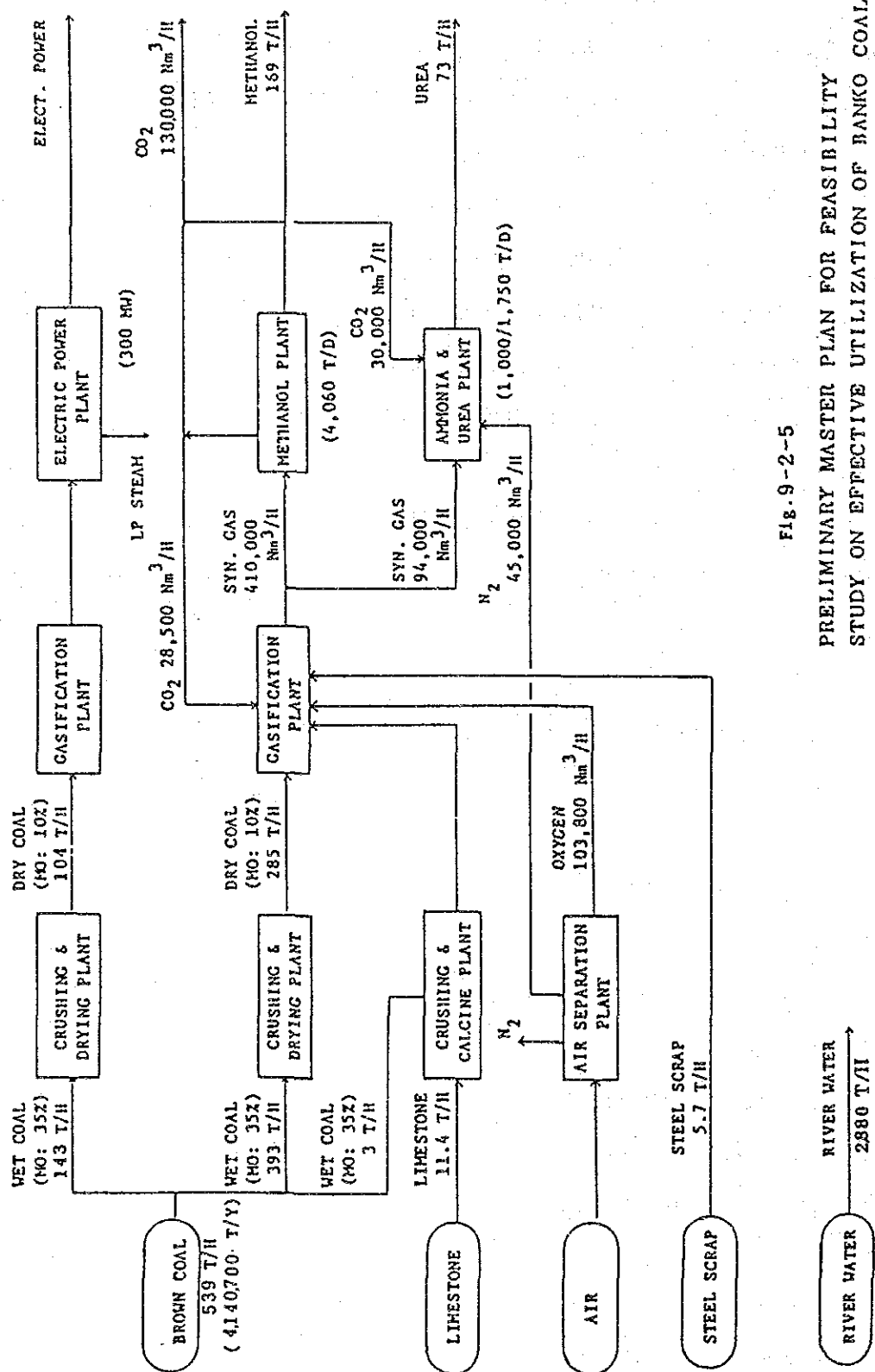


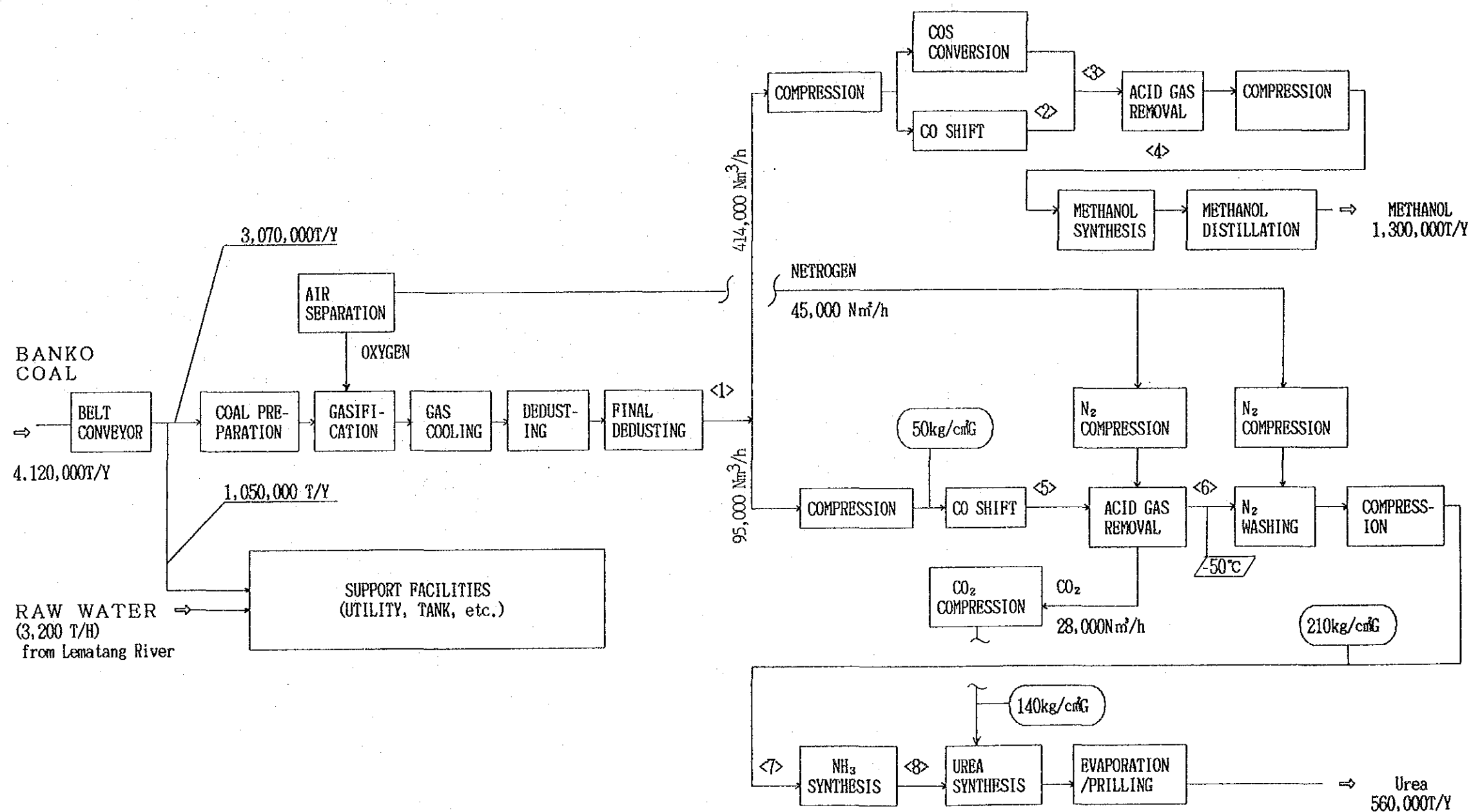
Fig. 9-2-5

PRELIMINARY MASTER PLAN FOR FEASIBILITY CASE 2-A
STUDY ON EFFECTIVE UTILIZATION OF BANKO COAL

Table 7-2-1 Plant Configuration

1) Belt Conveyor System	7) Pollution Control/Safety System
Primary Crusher/Feeder	Waste Water Treatment
Overland Coal Conveyor	Solid Waste Disposal
	Flare/Blowdown
2) Coal Gasification	Fire Fighting
Coal Storage and Handling	8) Storage
Coal Pretreatment	Product Tank
Coal Gasification	Chemicals Tank
Gas Cooling/Dedusting	LPG Tank
Calcination	Fuel Oil Tank
3) Methanol Plant	Lubricating Oil Tank
Gas Compression	9) Service Facilities
Gas Treating	Administration Office
Methanol Synthesis	Laboratory
Methanol Distillation	Warehouse
4) Ammonia/Urea	Accommodation
Gas Compression	Canteen
Gas Treating	Cafeteria
Ammonia Synthesis	Leisure Center
Urea Synthesis	Mosque
Urea Prilling	Communication System
Refrigeration System	Maintenance Shop
5) Air Separation Plant	Portable Water Supply
Air Separation	
Liquid Oxygen Tank	
Liquid Nitrogen Tank	
6) Utility System	
Power Generation	
Power Distribution	
Steam Boiler	
Water Cooling	
Raw Water Intake/Pretreatment	
Instrument/Plant/Air Supply	

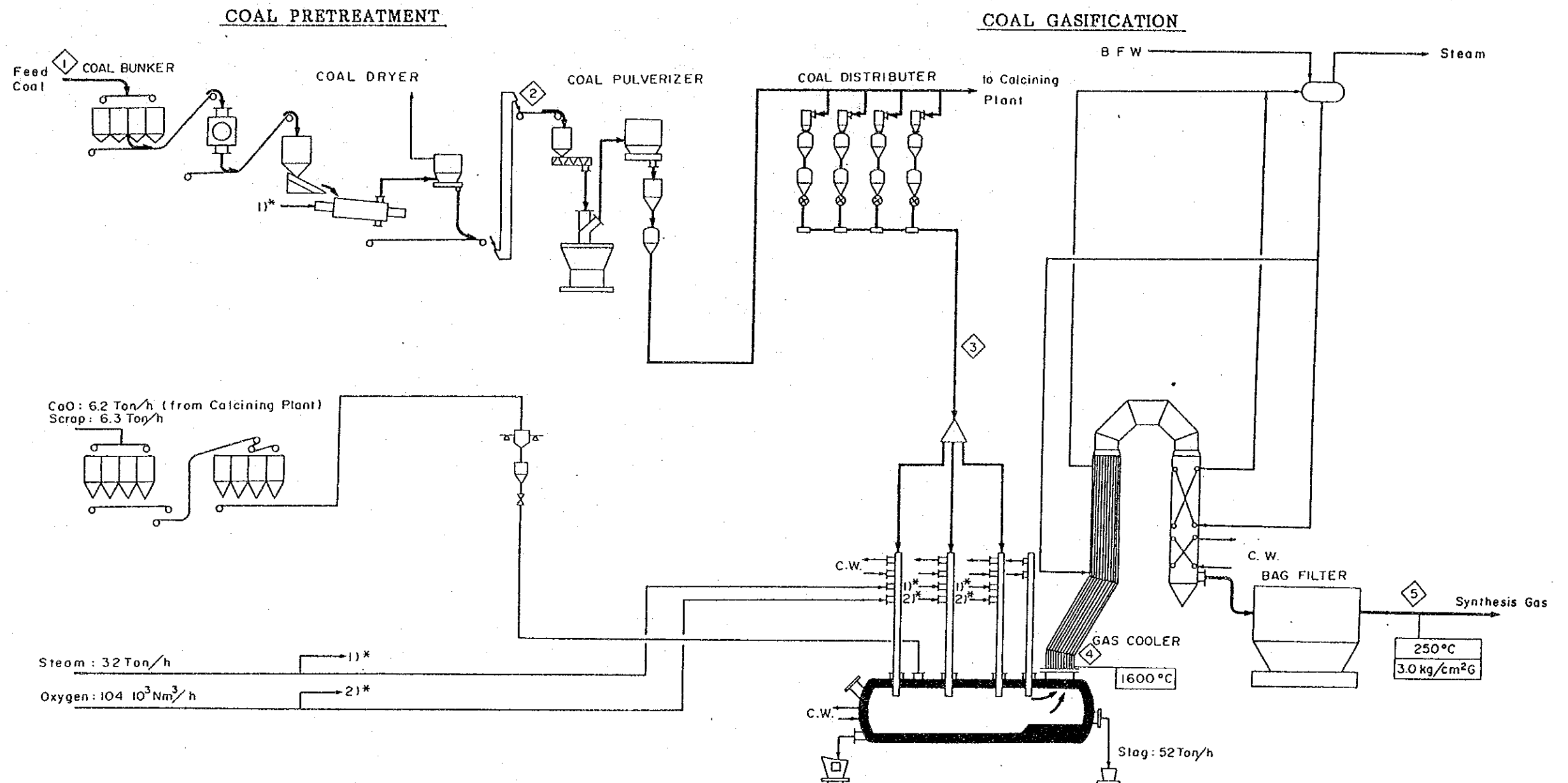
Fig. 7-2-1 OVERALL BLOCK FLOW DIAGRAM
(METHANOL/UREA CO-PRODUCTION)



OVERALL MATERIAL BALANCE

Stream	<1>	<2>	<3>	<4>	<5>	<6>	<7>	<8>
Flow Rate 10 ³ Nm ³ /h	509.2	353.8	540.3	410.6	147.8	89.2	110.3	
Composition								
CO, vol. %	60.2	1.2	21.5	28.4	3.0	5.0	<1ppm	
H ₂ , "	35.1	60.1	51.5	67.7	58.2	94.6	75.0	
CO ₂ , "	4.3	38.4	26.7	3.5	38.5	<10ppm	-	
N ₂ , "	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	25.0	
H ₂ S/COS, vol.ppm	65/22	55/-	66/-	-/-	55/-	-/-	-/-	
Flow Rate, ton/h								41.7
Composition								
NH ₃ , wt. %								≥99.8
H ₂ O, "								≤0.2

Fig. 7-2-2 SIMPLIFIED PROCESS FLOW DIAGRAM
- COAL PRETREATMENT GASIFICATION -



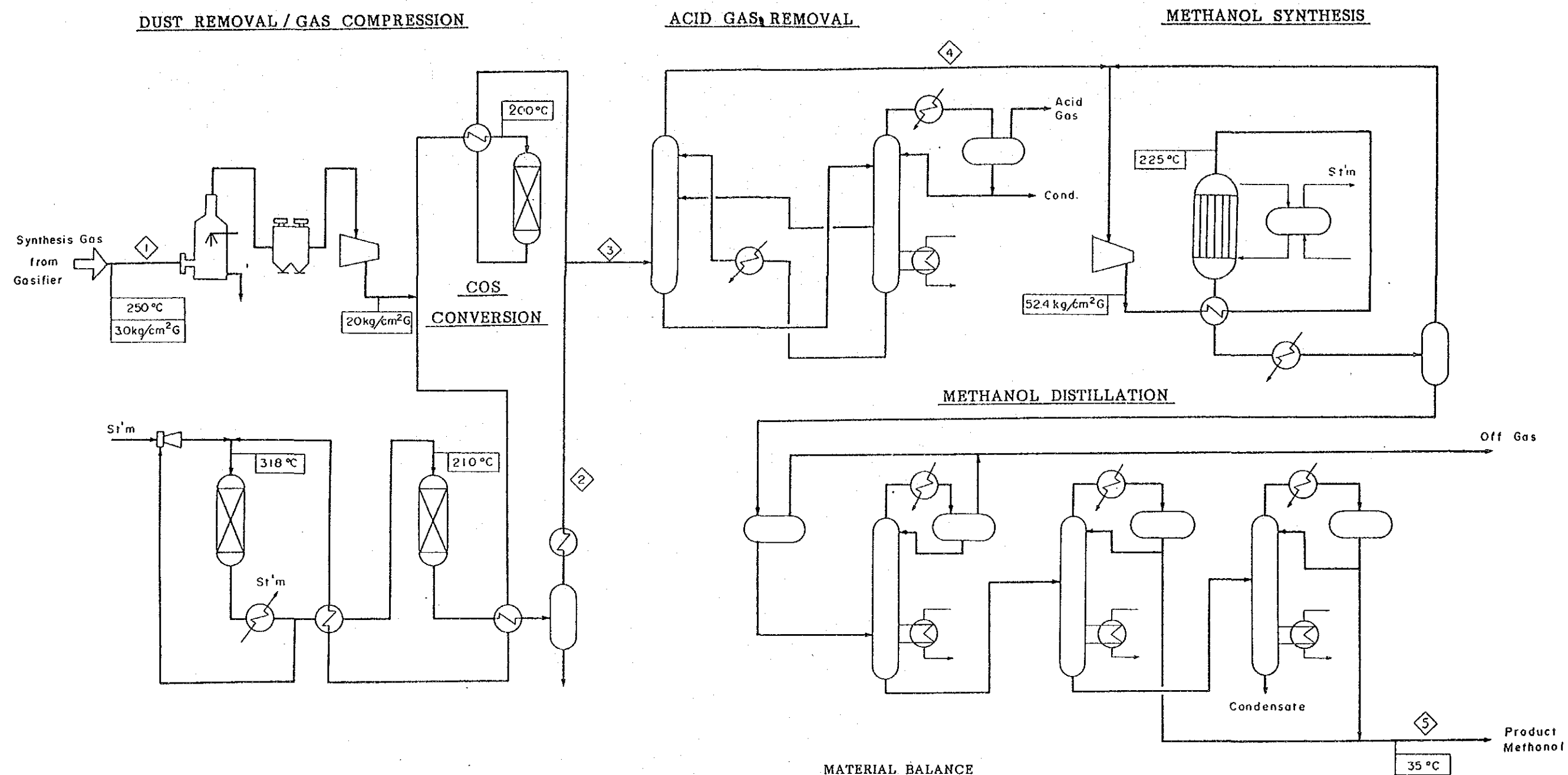
MATERIAL BALANCE

	1	2	3
Coal Rate, Ton/h	399	305	285
Moisture, %	35	15	10
Size, mm	< 40	< 3	-74 (>70%)

COAL GASIFIER

	4	5
Gas Rate (Dry), 10 ³ Nm ³ /h	509.2	509.2
Comp. CO, vol%	60.2	60.2
H ₂ , "	35.1	35.1
CO ₂ , "	4.3	4.3
N ₂ , "	0.4	0.4
H ₂ S/COS, ppm	65/22	65/22
T.S, "	87	87
Dust, g/Nm ³	25.0	0.01 - 0.05

Fig. 7-2-3 SIMPLIFIED PROCESS FLOW DIAGRAM
- GAS PRETREATMENT · METHANOL PRODUCTION -



MATERIAL BALANCE

	①	②	③	④
Flow Rate (Dry), 10³Nm³/h	414.2	353.8	540.3	410.6
Comp. CO, vol %	60.2	1.2	21.5	28.4
H₂, "	35.1	60.1	51.5	67.7
CO₂, "	4.3	38.4	26.7	3.5
N₂, "	0.4	0.3	0.3	0.4
H₂S/COS, ppm	65/22	55/-	66/-	-
Dust, g/Nm³	0.01	-	-	-

	⑤
Flow Rate, Ton/h	189.4
Comp. CH₃OH, wt%	≥ 99.9
Inerts, "	-
H₂O, "	≤ 0.1

3) 主要装置

主要装置の規格および数量を一覧表として、Table 7-2-2 に示す。

(6) アンモニア・尿素製造

1) プロセス・フローシート

Fig 7-2-1、Fig 7-2-4 および Fig 7-2-5 参照

2) 工程説明

アンモニア・尿素製造装置は次の工程より成る。

— 除塵および 1 次圧縮

— シフト反応

— 酸性ガス除去

— 窒素洗條

— アンモニア合成

— 尿素合成

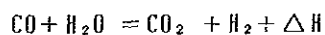
— 造粒

i) 除塵および 1 次圧縮

原料ガスは、圧力 $3 \text{ kg/m}^3 \text{G}$ 含塵量 50 mg/N m^3 で石炭ガス化装置より送られてくる。このガスは先ず含塵量を 5 mg/N m^3 へ下げられて、続いて $50 \text{ mg/N m}^3 \text{G}$ へ昇圧される。

ii) シフト反応

原料ガス中の水素濃度を高めるため、下記の反応式の如く一酸化炭素を加水分解して、炭酸ガスと水素に転換する。



触媒層の温度を適正に保つために、反応熱は水蒸気または反応ガスに依り除去される。シフト反応では COS も H_2S へ加水分解される。

iii) 酸性ガス除去

酸性ガス除去にはレクティゾール法を用いる。本工程は、酸性ガス吸収塔 CO_2 ストリッパー、 H_2S ストリッパーおよび蒸留塔より成る。

原料ガスには約38%の CO_2 と55ppm 程度の H_2S が含まれ、酸性ガス吸収塔へ送られる。吸収塔では冷メタノールに依り CO_2 が10ppmになる様に処理され、その後ガスは -50°C で運転される窒素洗滌工程へ送られる。

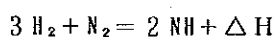
溶剤に吸収された CO_2 および H_2S は、ストリッパーで回収され、酸性ガスを放出した溶剤は吸収塔へ循環される。回収した CO_2 (純度99%) は尿素合成の原料として用いられる。

iv) 窒素洗浄

酸性ガス除去工程を出るガスには、まだ少量の CO_2 とメタノール・ミストを含んでいる。これらは後の工程で閉塞の原因となるのでモレキュラーシーブで先ず除去する。次に冷却後窒素洗滌塔で液体窒素に依り CO 、メタン等を除去する。その後 H_2 と N_2 の比がアンモニア合成に最適となる様に N_2 が混合される。

v) アンモニア合成

合成ガスは、 $210\text{kg}/\text{cm}^2\text{G}$ 、 135°C に昇圧、昇温された後アンモニア合成塔へ送られる。アンモニアは次の反応により生成する。

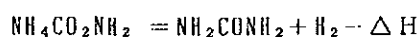
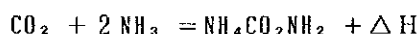


330°C の反応塔流出物はスチーム発生、熱交換および冷却を経て、気液分離槽に送られ、アンモニア生成物と未反応ガスを分離する。

生成アンモニアは -33°C の貯蔵槽に圧送され、未反応ガスは反応塔に循環される。

vi) 尿素合成

尿素合成は次の反応式で表される。



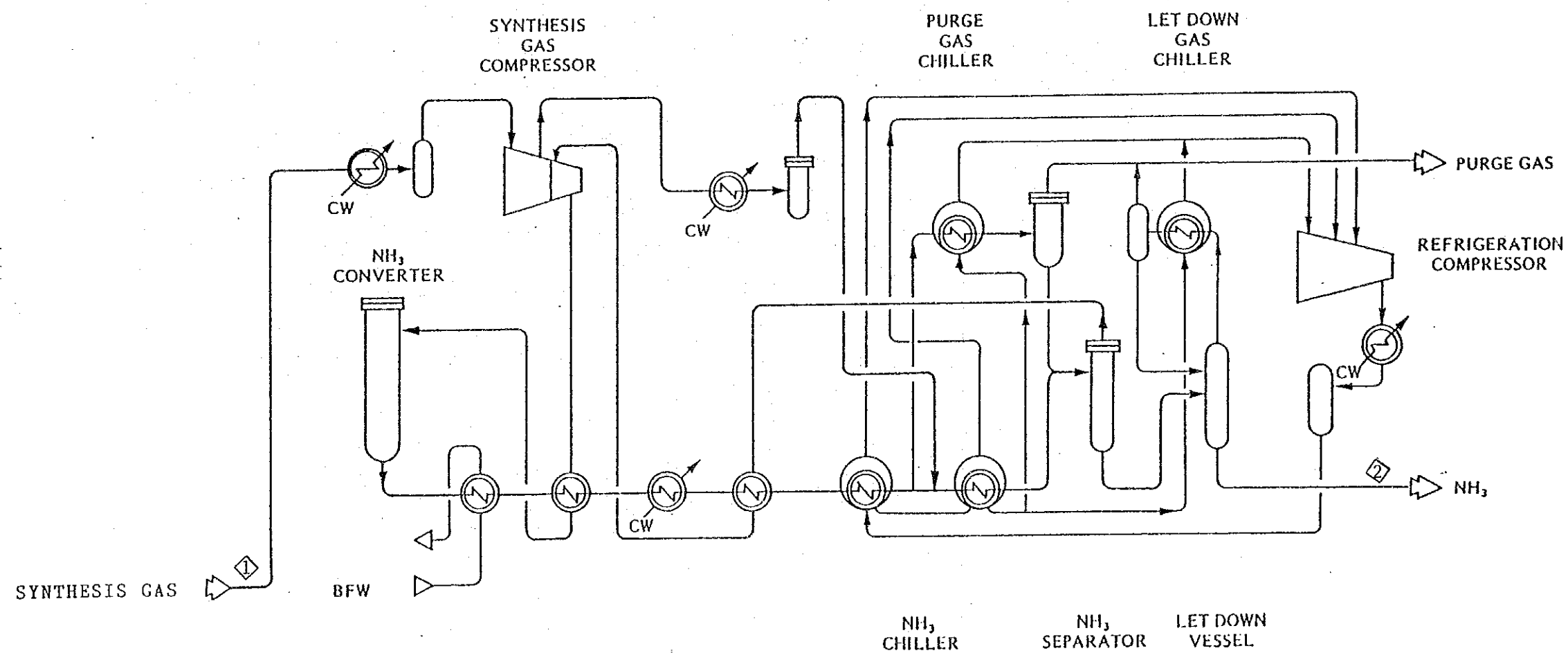
CO_2 と液体 NH_3 を加圧し尿素合成工程に送られる。尿素合成工程は反応塔、ス

Table 7-2-2 Major Equipment
(Methanol Production Section)

Description	Q'ty	Specification
<u>Dedusting (3 trains)</u>		Capacity ; 139,000 Nm ³ /h/train
o Dust Washer	3+1S	Dust, In/out ; 50/5 mg/Nm ³
<u>CO Shift (2 trains)</u>		Capacity ; 114,000 Nm ³ /h/train
o High Temp. Converter	2	CO, In/Out ; 59.6/1.2 vol.%
o Low Temp. Converter	2	Type ; Vertical, Cylindrical with catalyst
<u>COS Hydrolysis (2 trains)</u>		Capacity ; 95,000 Nm ³ /h/train
COS Converter	2	COS, In/Out ; 50/0.1 ppm
<u>Acid Gas Removal (2 trains)</u>		Capacity ; 275,000 Nm ³ /h/train
o Absorber	2	CO ₂ , In/Out ; 26.1/3.5 vol.%
o Regenerator	2	H ₂ S, In/Out ; 200/0.1 ppm
<u>Methanol Synthesis (2 trains)</u>		Capacity ; 206,000 Nm ³ /h/train
o Methanol Reactor	2	Type ; Vertical, Cylindrical with Catalyst
<u>Methanol Distillation (2 trains)</u>		Capacity ; 2,100ton/h-Methanol/Train
o Pre-run Column	2	Type ; Vertical, Cylindrical with Tray
o Pressure Column	2	
o Pressureless Column	2	

Fig. 7-2-4 SIMPLIFIED PROCESS FLOW DIAGRAM
- AMMONIA PRODUCTION -

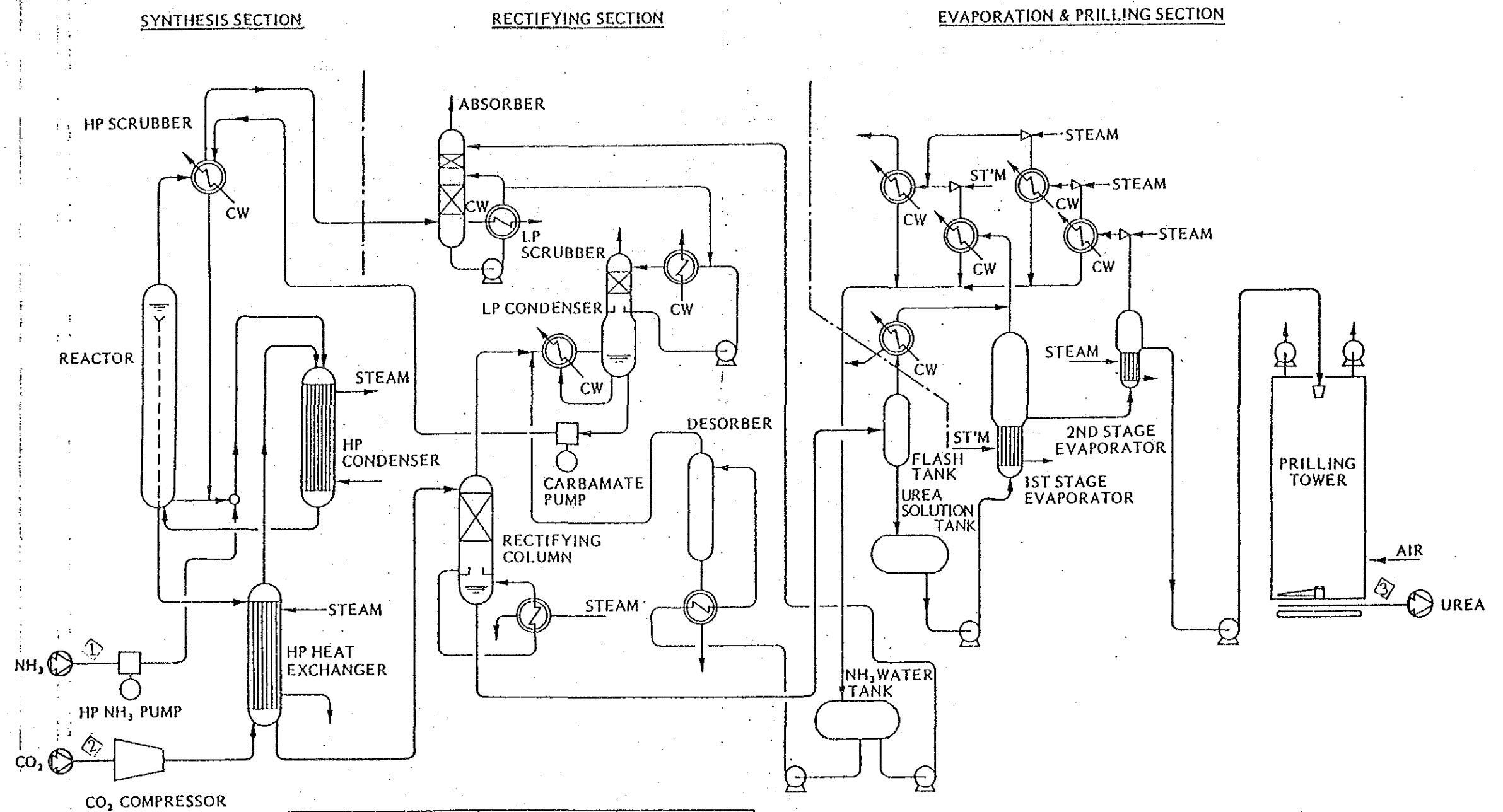
NH₃ SYNTHESIS SECTION



	①
Flow Rate, 10 ³ Nm ³ /H	110.3
Composition	
CO, Vol %	<1ppm
H ₂ , "	75.0
N ₂ , "	25.0

	②
Flow Rate, Ton/H	41.7
Composition	
NH ₃ , wt %	≥ 99.8
H ₂ O, "	≤ 0.2

Fig. 7-2-5 SIMPLIFIED PROCESS FLOW DIAGRAM
- UREA PRODUCTION -



	①	②
Flow Rate, Ton/H	41.7	55.0
Composition		
NH ₃ , wt%	≥ 99.8	
CO ₂ , "		≥ 99.9
H ₂ O, "	≤ 0.2	≤ 0.1

	③
Flow Rate, Ton/H	72.9
Composition	
(NH ₂) ₂ CO, wt%	≥ 99.7
H ₂ O, "	≤ 0.3

トリッパー、カーバメートコンデンサーおよび高圧スクラバーより構成される。尿素は中間生成物のカーバメートを経て合成される。反応塔の操業条件としては圧力が約140 kg/cm²、温度が180-185℃である。ストリッパーから放出された尿素は3 kg/cm²まで減圧され、低圧循環工程に送られる。そこで生成尿素を随伴している未反応混合物は回収され、カーバメント製造用に高圧スクラバーへ循環される。

vii) 造 粒

循環工程からの尿素溶液は尿素的含量が72% (重量) である。この溶液は2段減圧蒸発器で尿素濃度99.8%まで濃縮される。濃縮物は遠心分離を受け、プリリング塔で造粒される。

3) 主要装置

Table 7-2-3 参照

(7) 用役所要領

Table 7-2-4 参照

Table 7-2-4 Utility Requirement

Coal	137 T/h (external supply)
Raw Water	3,200 T/h (ditto)
Electricity	121,600 k w (internal supply)
Cooling Water	82,000 T/h (ditto)
BPW	1,537 T/h (ditto)
HP Steam	693 T/h (ditto)

(8) プラント配置

正確な配置は、この段階では決定することができない。しかし、所要面積とともにプラント配置を想定することは最終段階の調査の一助となろう。この観点で、およその配置をしたものが、Fig. 7-2-6である。

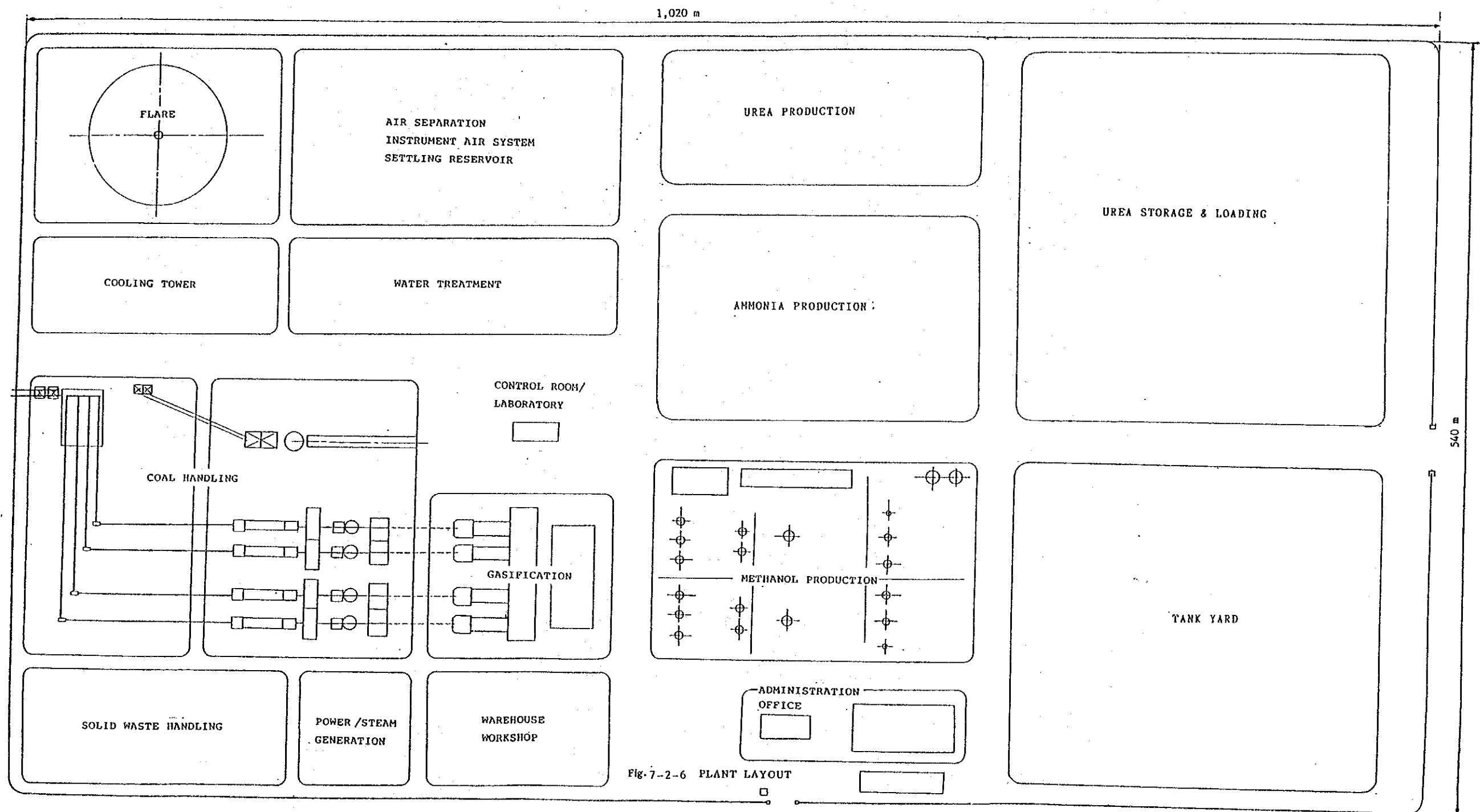


Table 7-2-3 Major Equipment
(Ammonia/Urea Production Section)

Description	Q'ty	Specification
<u>Dedusting</u>		Capacity ; 95,000 Nm ³ /h
o Dust Washer	1	Dust, In/Out; 50/5 mg/Nm ³
<u>CO Shift</u>		Capacity ; 95,000 Nm ³ /h
o High Temp Converter	1	CO, In/Out ; 60.2/3.0 vol. %
o Low Temp Converter	1	Type ; Vertical, Cylindrical with Catalyst
<u>Acid Gas Removal</u>		Capacity ; 148,000 Nm ³ /h
o Acid Gas Absorber	1	CO ₂ , In/Out ; 38.5 vol. % / <10 vol. ppm
o CO ₂ Flash Column	1	H ₂ S, In/Out ; 55 vol. ppm / -
o H ₂ S Flash Column	1	
o Methanol Rectifier	1	
<u>Nitrogen Washing</u>		
o Washing Column	1	Capacity ; 89,200 Nm ³ /h
	1	CO, In/Out ; 5.0 vol. % / <1 vol. ppm
<u>NH₃ Synthesis</u>		Capacity ; 41.7 ton/h as Product NH ₃
o NH ₃ Converter	1	Type ; Vertical, Radial Flow with Catalyst
<u>Urea Synthesis</u>		Capacity ; 72.9 ton/h as Product Urea
o Reactor	1	Type ; Vertical, Cylindrical

7-2-3 財務分析

本プロジェクトの財務面から見た健全性および収益性は総投資に対する財務諸表* および内部収益率 (IRR) で評価を行った。

* 予想損益計算書

予想資金繰表

予想貸借対照表

(I) 前提条件

1) 生産計画

i) 年間生産量

メタノール: 1,300,000トン (ケミカルグレード)

尿 素: 560,000トン (同上)

ii) 工場建設期間: 1990-1993年 (4年間)

ただし、1990年末 30%完成

1991年末 60% "

1992年末 80% "

1993年末 100% "

iii) プロジェクト期間: 1994-2023年 (30年間)

ただし、1994年稼働率 70%

1995年稼働率 85%

1996年移行稼働率 100%

iv) 年間稼働日数: 320日

2) 金 融

メタノール生産のフィージビリティ調査 (1985年度) における金融の諸条件と同じ (詳細は中間報告諸II (1985)、P.214-215参照)。

3) エスカレーション

エスカレーションなし。

4) 販売価格およびコスト

i) メタノールおよび尿素の販売価格

ケースII-1: メタノール 194ルピア/kg (35円/kg)

尿 素	111ルピア/kg (20円/kg、 100ドル/トン)
ケースU-2 : メタノール	194ルピア/kg (35円/kg)
尿 素	166ルピア/kg (35円/kg、 100ドル/トン)
ケースU-3 : メタノール	194ルピア/kg (35円/kg)
尿 素	222ルピア/kg (40円/kg、 200ドル/トン)

注* : メタノールの販売価格は1985年に実施したメタノール生産のベースケースを参考にして設定した。

尿素の価格に関しては、近年の世界的傾向から3ケースを設定した。

ii) 投下資本

a) 固定資本投資 :

	百万ルピア	(百万円)
石炭ガス化	369,500	(66,700)
石炭輸送	43,200	(7,800)
メタノール製造	162,900	(29,400)
尿素製造	154,000	(27,800)
付帯設備	354,600	(64,000)
装置・資機材輸送	63,700	(11,500)
予 備 費	57,600	(10,400)
合 計	1,205,500	(217,600)

b) 運転資金 :

56,925	(10,275)
--------	-----------

注* : 運転資金は予想資金繰表の最終年度に加算される。

c) 開 業 費 :	7,003	(1,264)
d) 運転員訓練費 :	3,213	(580)

注* : 投資予定表をTable 7-2-5に示す。

Table 7-2-5 Investment Schedule

	1990	1991	1992	1993
Fixed Capital	30%	30%	20%	20%
Working Capital	-	-	-	100%
Start-up Expense	-	-	-	100%
Operator Training	-	-	-	100%

iii) 年間経費

a) 固定費

○償却費*1	期間	金額	
	年	百万ルピア/年	(百万円/年)
・ボイラ、発電所、15 冷却塔、建屋		20,127	(3,633)
・その他 10		108,968	(19,669)
○補修費		28,463	(5,137)
○保険料		11,385	(2,055)

b) 変動費

○原料費*2			
○監督および運転員			
・外人スタッフ			
・現地人		3,346	(604)
○触媒および薬品類		3,324	(600)
c) 操業諸経費		12,997	(2,346)
d) 本社経費		6,499	(1.17)

注*1: 建設期間中の経費および金利を含めた

建設費は定額法で償却する。

*2: 1984年度の戦略的調査では採炭量を 13.88ドル/トンと見積った。

本調査では、諸経費7%を加えて 14.85ドル/トンと設定して原料費とする。

*3: 外人スタッフはプロジェクトの進捗に応じて員数を減らす。

Table 7-2-6 Costs for Foreign Staffs

Op. Year	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th-30th
Year	1994	1995	1996	1997	1998	1999-2023
% on 1st year	100	70	50	30	10	0
Cost, 10 ⁶ rupiah/year	9,651	6,756	4,825	2,895	965	0
(Cost, 10 ⁶ yen/year)	(1,742)	(1,219)	(871)	(523)	(174)	(0)

5) 評価基準

i) 財務諸表

a) 損益計算書

b) 資金繰表

c) 貸借対照表

ii) 税引前IRR

(計算式の詳細は中間報告書Ⅱ(1985)、P218-219参照)

(2) 結果および評価

1) 結 果

Table. 7-2-7は結果を要約したものである。

IRRについてみると、ケースU-3は昨年度実施したメタノール生産のベースケースに匹敵するものである。

ケースU-3は損益計算書および資金繰表をTable. 7-2-8および7-2-9に示す。

2) 評 価

i) 尿素対メタノールの生産比率が低いため、メタノールの価格を固定(194ルピア/kg、35円/kg)した条件下での尿素販売価格がIRRに及ぼす影響はあまり大きくない。

ii) メタノール生産のベースケースに等しいIRR 13.5%を得るためには、尿素販売価格を約190ドル/トン(211ルピア/kg)にする必要がある(Fig. 7-2-7参照)。

尿素的輸送については本調査の範囲外であるが、尿素を輸出する場合にはパレンバンの倉庫まで、トラックまたは貨車で輸送しなければならず、メタノールの内陸輸送費から想定すると尿素的内陸輸送費は0.15ドル/トン・km程度と考えられる。工場とパレンバンの間の距離を170kmとすると、パレンバンのFOB価格は内陸輸送費25ドル/トンを含めて約215ドル/トンとなる。一方、1984年の30ドル原油時代の尿素的国際価格(FOB)は170~180ドル/トンであった。それ故、尿素的輸出には希望をもてない。

Fig. 7-2-8は日本の尿素およびメタノール輸入価格とOPECの原油輸出価格

との関係を示すものである。

- iii) 尿素生産の経済性はメタノールのそれより劣るので、マスタープランのケース 2 (メタノール・尿素併産方式) は第 3 段階の調査へ進める必要はないと考察する。

Table 7-2-7 Results of Financial Analysis

Case	U-1	U-2	U-3	(Reference) Base Case
Sales Price of Products	Methanol 194 Rp/kg Urea 111 Rp/kg (100 \$/T)	Methanol 194 Rp/kg Urea 166 Rp/kg (150 \$/T)	Methanol 194 Rp/kg Urea 222 Rp/kg (200 \$/T)	Methanol 194 Rp/kg
IRR on Total Investment	10.6%	12.3%	13.8%	13.5%
First Year to Have Profit before Tax (Year from Operation Starts)	6th	3rd	3rd	3rd
Clear off of Accumulated Loss (Year from Operation Starts)	12th	7th	4th	5th
Pay off of All the Debts (Year from Loan Raised)	14th	12th	12th	12th
Minimum Sales Price (IRR=Interest Rate)	Methanol Urea	194 Rp/kg 33.4 Rp/kg (30.2 \$/T)		143 Rp/kg

Table 7-2-8 Profit and Loss Statement of Case U-3

(Unit: 10⁹ Rupiah)

Year	OP Year	REVENUE	EXPENDITURE					PROFIT			Retained Earning
			Variable Cost	Fixed Cost	General	Interest Paid	Total	Before Tax	(Tax)	Net Profit	
1994	1	263.3	62.7	168.9	19.5	84.6	335.8	- 72.5	0	- 72.5	- 72.5
1995	2	319.8	70.5			77.9	336.8	- 17.1	0	- 17.1	- 89.6
1996	3	376.2	79.2			66.6	334.3	41.9	0	41.9	- 47.7
1997	4		77.3			52.4	318.2	58.0	4.7	53.2	5.6
1998	5		75.4			38.9	302.7	73.5	33.8	39.7	45.3
1999	6		74.4			27.2	290.0	86.2	39.6	46.5	91.8
2000	7					16.3	279.1	97.0	44.6	52.4	144.2
2001	8					5.4	268.3	107.9	49.6	58.3	202.5
2002	9					0	262.8	113.3	52.1	61.2	263.7
2003	10			168.9			262.8	113.3	52.1	61.2	324.9
2004	11			60.0			153.9	222.3	102.3	120.0	444.9
2005	12						153.9	222.3	102.3	120.0	564.9
2006	13						153.9	222.3	102.3	120.0	685.0
2007	14						153.9	222.3	102.3	120.0	805.0
2008	15			60.0			153.9	222.3	102.3	120.0	925.1
2009	16			39.8			133.7	242.4	111.5	130.9	1,056.0
2010	17										1,186.9
2011	18										1,317.8
2012	19										1,448.7
2013	20										1,579.6
2014	21										1,710.5
2015	22										1,841.5
2016	23										1,972.4
2017	24										2,103.3
2018	25										2,234.2
2019	26										2,365.1
2020	27										2,496.0
2021	28										2,626.9
2022	29										2,757.8
2023	30	376.2	74.4	39.8	19.5	0	133.7	242.4	111.5	130.9	2,888.7
Total		11,116.0	2,225.2	2,587.0	584.9	369.3	5,766.5	5,349.5	2,460.8	2,888.7	

Table 7-2-9 Cash Flow Statement of Case U-3

(Unit: 10⁹ Rupiah)

Year	OP Year	INVESTMENT	Profit Before TAX	Depreciaton/ Amortization	Interest Paid	CASH FLOW	DCF (Base; 1985)
1990		- 361.7	-	-	-	- 361.7	- 189.3
1991		- 361.7	-	-	-	- 361.7	- 166.3
1992		- 241.1	-	-	-	- 241.1	- 97.4
1993		- 308.2	-	-	-	- 308.2	- 109.4
1994	1	-	- 72.5	129.1	84.6	141.2	44.1
1995	2	-	- 17.1		77.9	189.9	52.0
1996	3	-	41.9		66.6	237.6	57.2
1997	4	-	58.0		52.4	239.5	50.7
1998	5	-	73.5		38.9	241.5	44.9
1999	6	-	86.2		27.2	242.4	39.6
2000	7	-	97.0		16.3		34.8
2001	8	-	107.9		5.4		30.6
2002	9	-	113.3		0		26.9
2003	10	-	113.3	129.1			23.6
2004	11	-	222.3	20.1			20.7
2005	12	-	222.3				18.2
2006	13	-	222.3				16.0
2007	14	-	222.3				14.1
2008	15	-	222.3	20.1			12.4
2009	16	-	242.4	0			10.9
2010	17	-					9.5
2011	18	-					8.4
2012	19	-					7.4
2013	20	-					6.5
2014	21	-					5.7
2015	22	-					5.0
2016	23	-					4.4
2017	24	-					3.9
2018	25	-					3.4
2019	26	-					3.0
2020	27	-					2.6
2021	28	-					2.3
2022	29	-				242.4	2.0
2023	30	-	242.4	0	0	299.4	2.2
Total		- 1,272.7	5,349.5	1,391.6	369.3	5,894.7	0

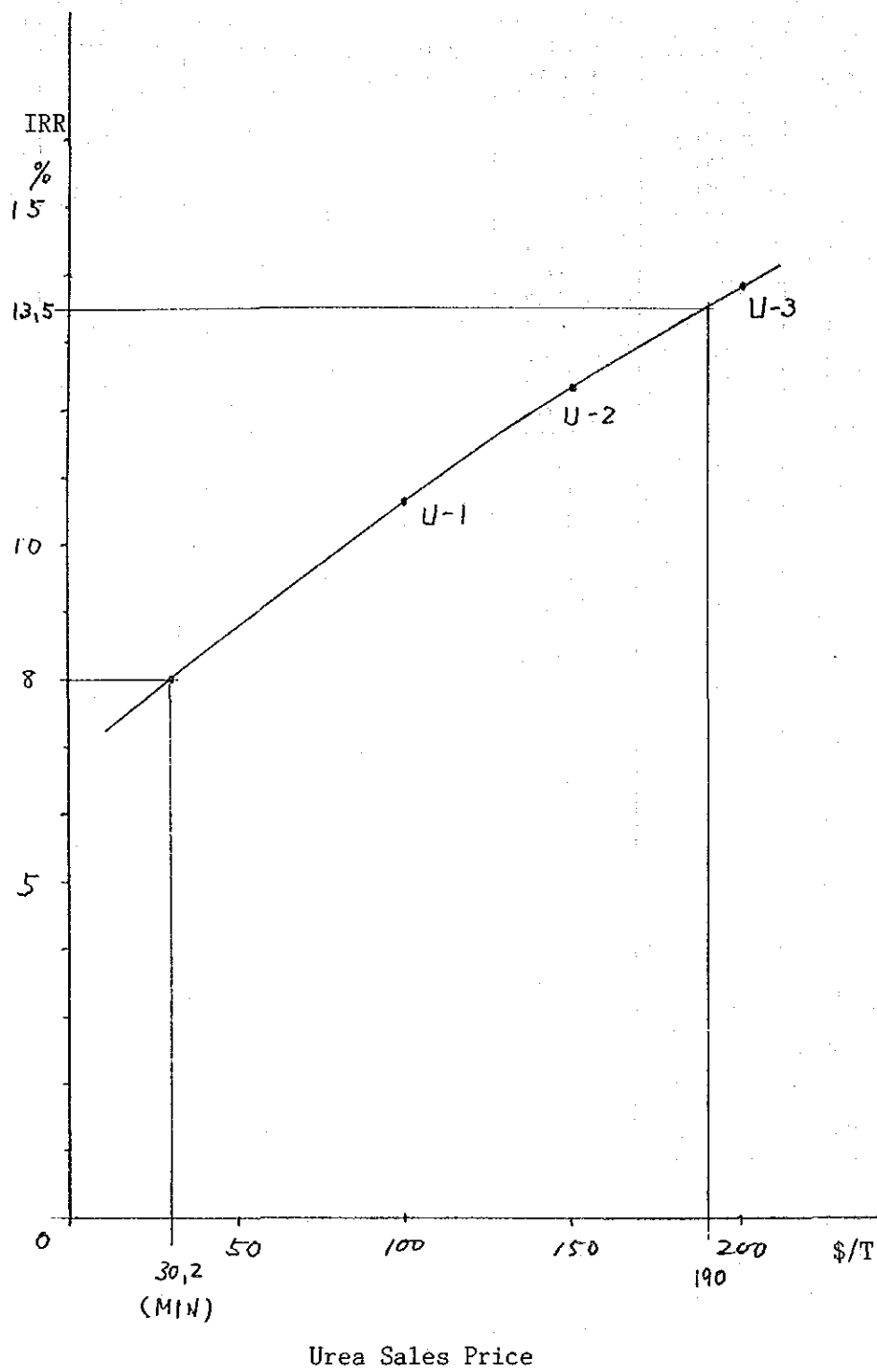
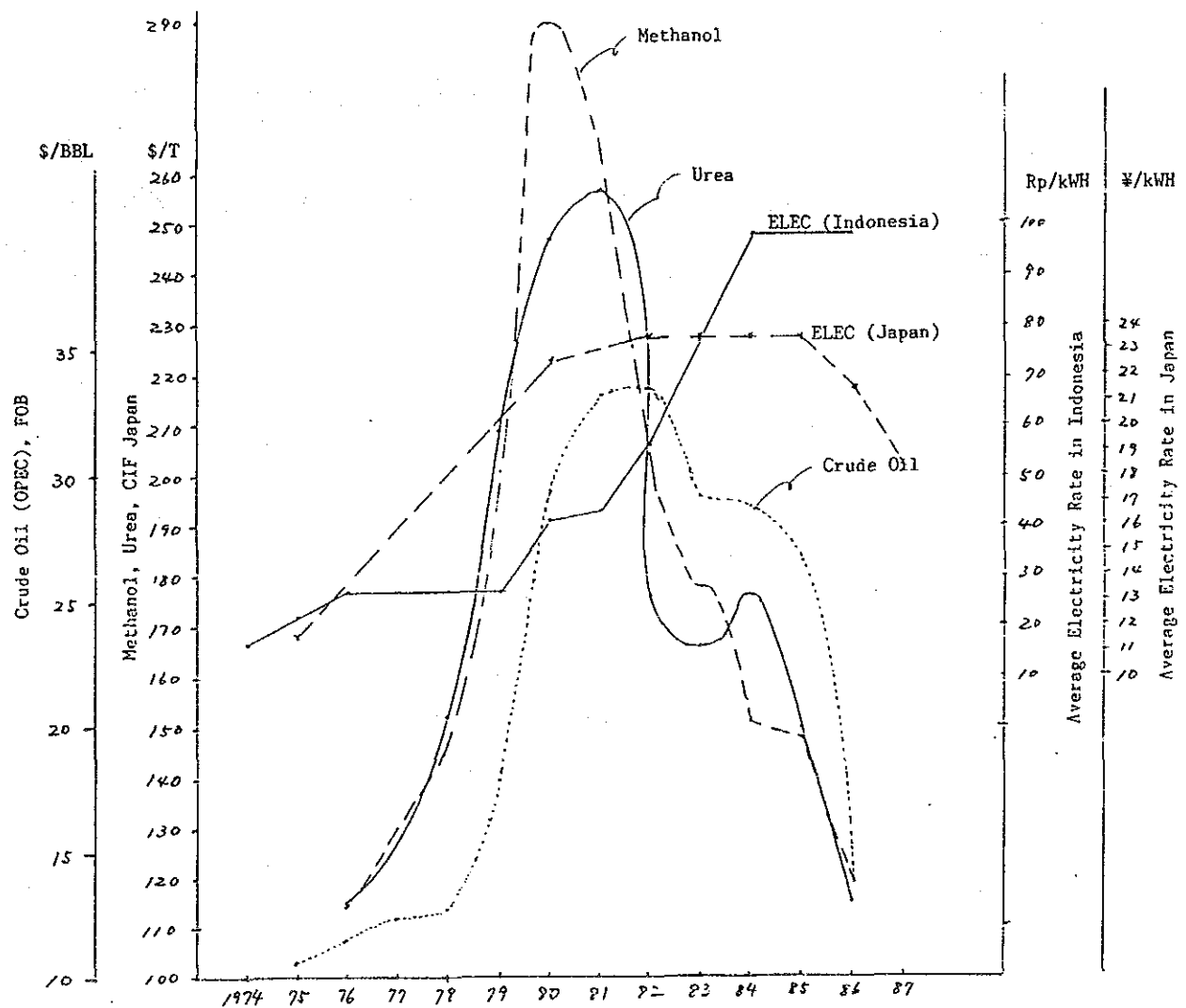


Fig. 7-2-7 IRR VS Urea Sales Price

Fig. 7-2-8 Shifts in Price of Crude Oil (FOB OPEC),
Methanol and Urea (CIF Japan), and
Electricity Rate in Indonesia and Japan.



7-3 発電コスト

7-3-1 調査目的

この調査は、バンコ炭をガス化して発電する場合の予備調査として実施した。

ここでは、1985年度のメタノール事業化計画における石炭使用量と同量（495 トン／時）の石炭を投入して、ガス化し、発電することとした。しかし、インドネシアにおける発電所の平均負荷率は66%と想定されるので、実際の石炭消費量はメタノールケースの66%である。

電気の売渡し価格は、電力供給先をジャカルタおよび発電所隣接地域として、4ケース設定した。

生産スケジュール、金融諸条件、原料費などの経済的因子についての前提条件は1985年の調査と同じとする。

7-3-2 発電所の概要

(1) 設計基準

1) 発電方法 : 複合サイクル発電

2) 出力

発電端出力 : 900 MW

送電端出力（全量） : 875 MW

送電端出力（外販） : 835 MW

（ガス化プラントへの供給 : 20 MW）

3) 年間稼働日数 : 320日／年

4) 工場立地 : Tanjung Priok

（詳細は中間報告書Ⅱ（1985）、P.187-188参照）

5) 電力引渡 : 発電所内送電所

注：電力はPLNに販売することとする。

6) 原料炭規格

炭素分、% : 27.4

揮発分、% : 32.8

灰分、% : 4.8

水分、% : 35.0

計、% : 100.0

発熱量、kcal/km : 4,430

7) 石炭受入 : 採炭場貯炭槽

8) 用 役 : 原水および石炭を除き全用役は発電所内で供給。

高 圧 蒸 気 : 480℃, 65 kg/cm² G

中 圧 蒸 気 : 250℃, 40 kg/cm² G

低 圧 蒸 気 : 155℃, 3.5kg/cm² G

ボ イ ラ 用 水 (I) : 110℃, 5 kg/cm² G

" (II) : 110℃, 55 kg/cm² G

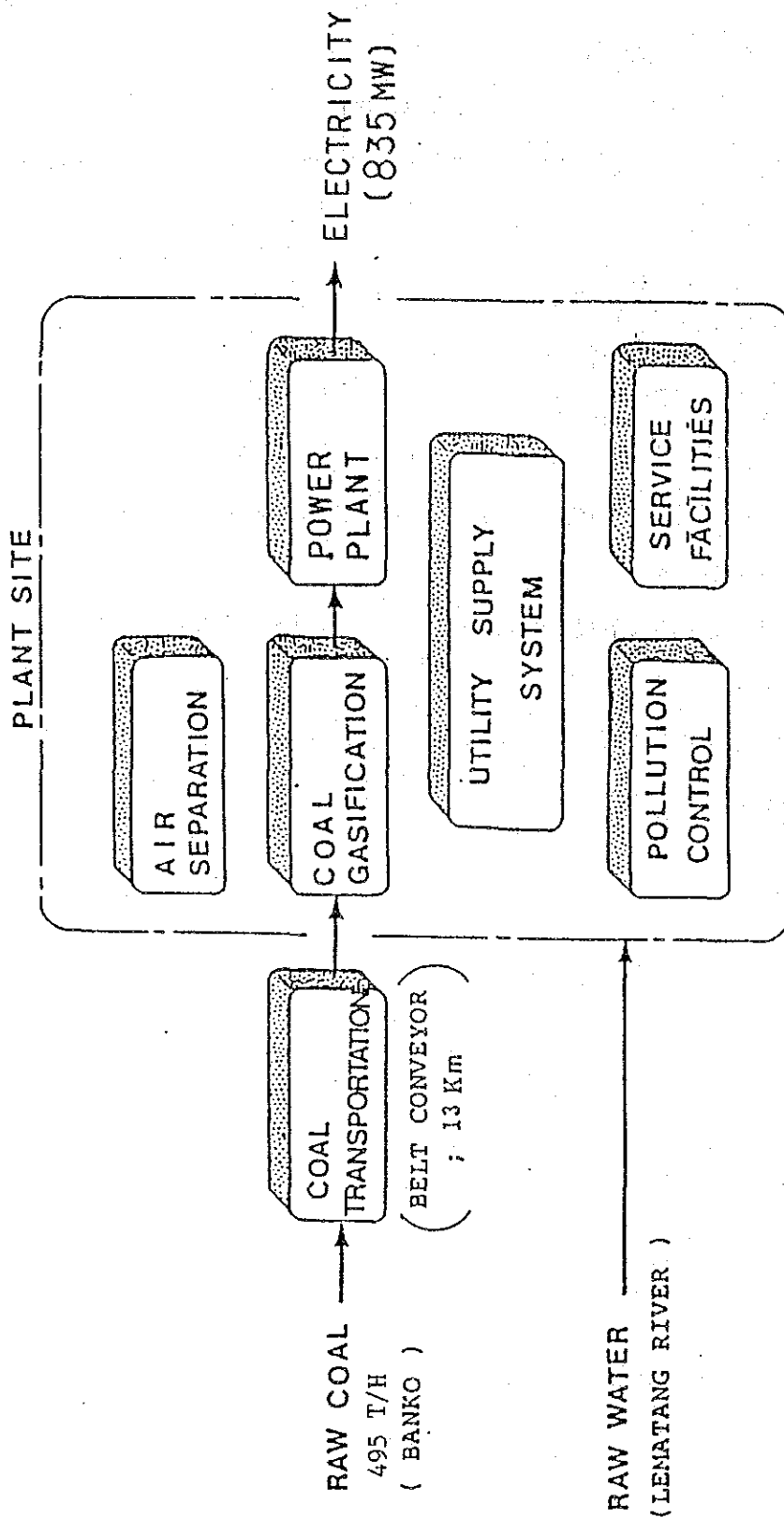
冷 却 水 : 30℃ (供給) / 37℃ (回収)

(2) プラントの構成

Fig. 7-3-1 は石炭ガス化関連および発電関連からなる工場の概念図で、機能別に7ブロックに分けられる。

Table. 7-3-1 は各ブロックを構成する設備の一覧表で、主なプロセスおよびシステムは以下のとおりである。

Fig. 7-3-1 Overall Block Flow Diagram



* Component facilities consisting each block are listed in Table 7-3-1

Table 7-3-1 Plant Configuration

- 1) Belt Conveyor System
 - Primary Crusher/Feeder
 - Overland Coal Conveyor
- 2) Coal Gasification
 - Coal Storage and Handling
 - Coal Pretreatment
 - Coal Gasification
 - Gas Cooling/Dedusting
 - Calcination
- 3) Air Separation Plant
 - Air Separation
 - Liquid Oxygen Tank
 - Liquid Nitrogen Tank
- 4) Power Plant & Utility System
 - Gas Turbine/Generator
 - Steam Turbine/Generator
 - Heat Recovery Steam Generator (HRSG)
 - HP & LP Steam Circuit
 - Power Distribution
 - Water Cooling
 - Raw Water Intake/Pretreatment
 - Instrument/Plant Air Supply
- 5) Pollution Control/Safety System
 - Waste Water Treatment
 - Solid Waste Disposal
 - Flare/Blowdown
 - Fire Fighting
- 6) Service Facilities
 - Administration Office
 - Laboratory
 - Warehouse
 - Accommodation
 - Canteen
 - Cafeteria
 - Leisure Center
 - Mosque
 - Communication System
 - Maintenance Shop
 - Portable Water Supply

(3) ベルトコンベアシステム

中間報告書Ⅱ（1985）， P.192-197参照

(4) 石炭ガス化

1) プロセスフローシート

Fig. 7-3-2 参照

2) 工程説明

中間報告書Ⅱ（1985）， P.198参照

3) 主要装置

Table. 7-3-2 参照

(5) 発 電

1) プロセスフローシート

Fig. 7-3-3 参照

2) 工程説明

- a) 発電プラントは3系列の複合サイクル発電から成り、各系列は100MW級ガスタービン（Fig. 7-3-4 参照）2基、排熱回収ボイラ（HRSG）2基およびスチームタービン（Fig. 7-3-5 参照）1基で構成されている。
- b) ガスタービン発電機は燃料のエネルギーの約31%を電力に変換する。放出される排気は約530℃の熱を持っているので、排熱回収を行う。即ち、HRSGで蒸気を発生させてガスタービンのロス进行回収する。排気温度は約130℃まで下がる。蒸気はスチームタービン駆動用として発電に使用され、発電プラントの総発電効率は約45%になる。
- c) HRSGは2種類の蒸気を発生させるシステムになっている。即ち、

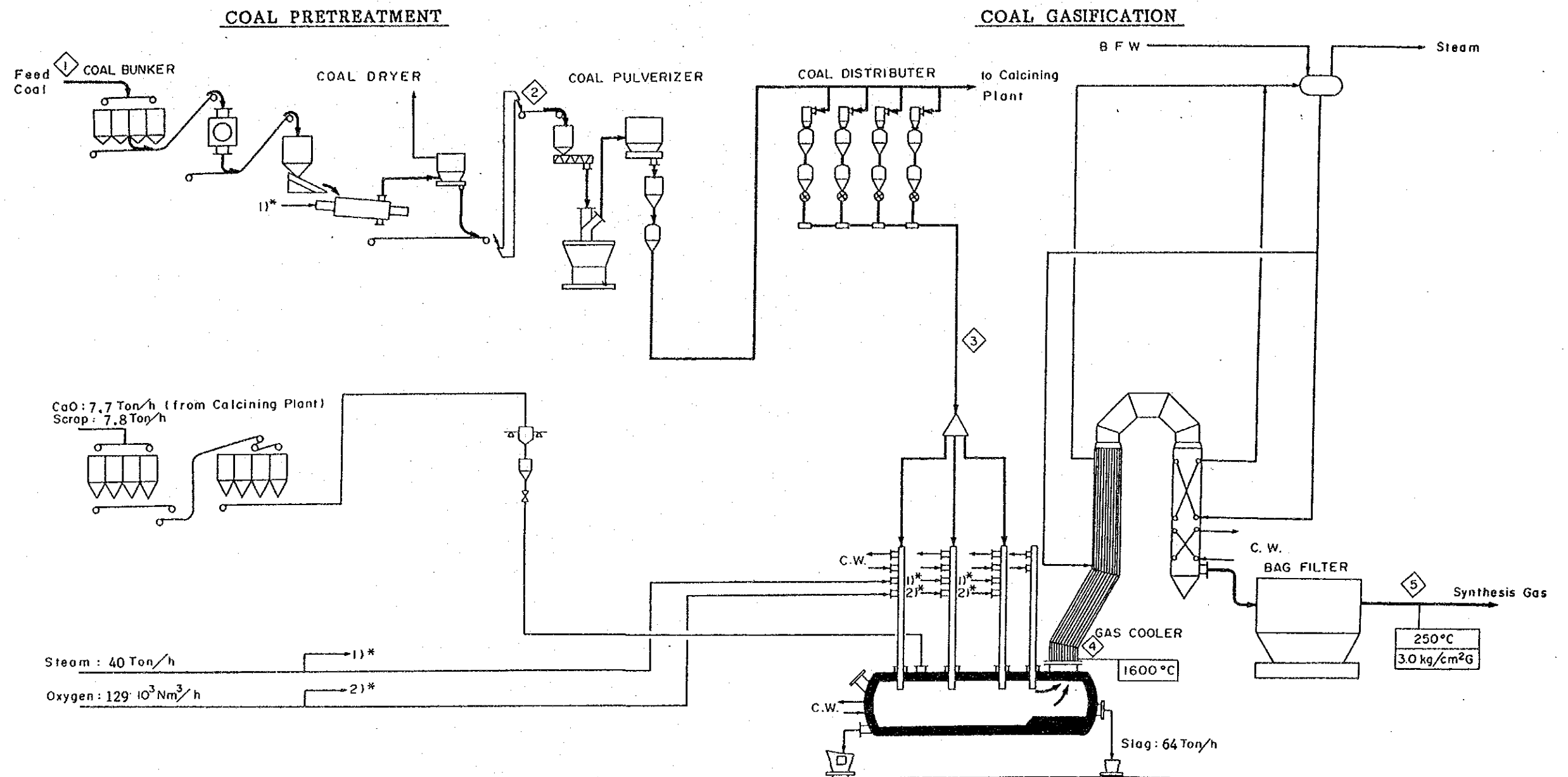
高圧蒸気 : 65 kg/cm²G、480℃

低圧蒸気 : 3.5kg/cm²G、155℃

である。

ボイラ用水は、最初、用水タンクで、ついで低圧エコノマイザーで加熱される。低圧蒸気は低圧蒸発器を循環して発生させ、プロセス用（褐炭ガス化用）として抽気される。HRSGの高圧部は低圧部と同じシステムになっており、排気の流れに沿って低圧部に連ねて設置されている。なお、本ケースでは過熱器が設けら

Fig. 7-3-2 SIMPLIFIED PROCESS FLOW DIAGRAM
- COAL PRETREATMENT GASIFICATION -



MATERIAL BALANCE

	1	2	3
Coal Rate, Ton/h	495	378	353
Moisture, %	35	15	10
Size, mm	< 40	< 3	-74 (>70%)

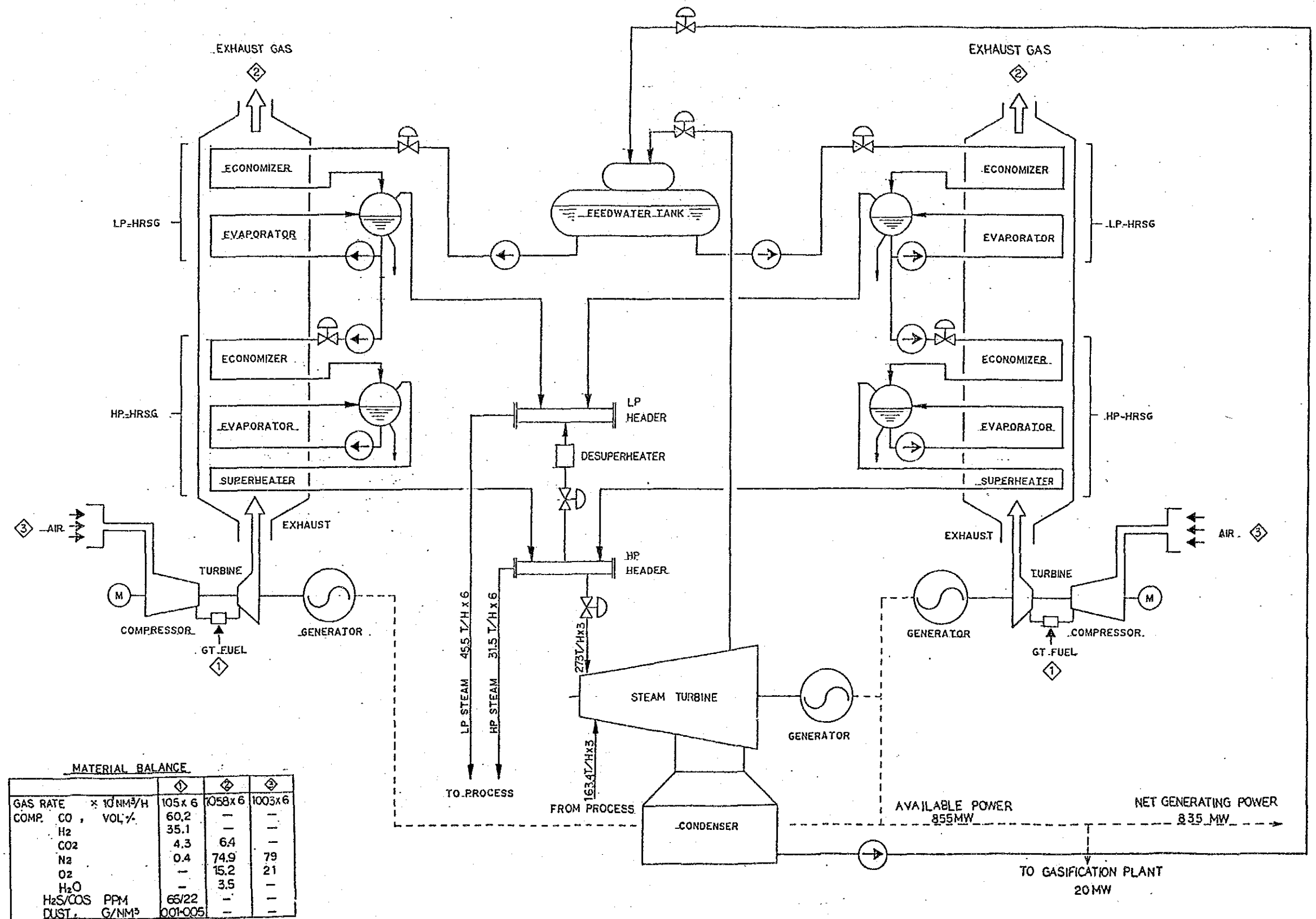
COAL GASIFIER

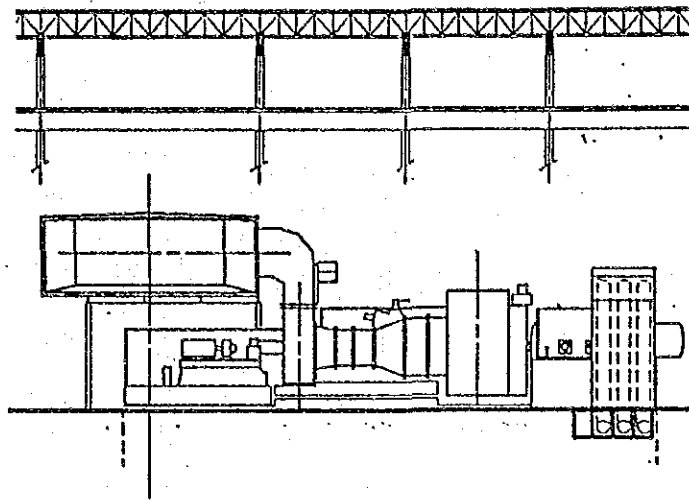
	4	5
Gas Rate (Dry), 10 ³ Nm ³ /h	630	630
Comp. CO, vol%	60.2	60.2
H ₂ , "	35.1	35.1
CO ₂ , "	4.3	4.3
N ₂ , "	0.4	0.4
H ₂ S/COS, ppm	65/22	65/22
T.S, "	87	87
Dust, g/Nm ³	25.0	0.01 - 0.05

Table 7-3-2 Major Equipment
(Coal Gasification)

Description	Q'ty	Capacity	Specification
1. Coal Handling Section			
1.1 Primary Crusher	5	120 T/H	Dimension: 3,560W x 2,690L x 1,890H Weight: 30 T/unit
1.2 Dewatering Drum	5	100 T/H	Dimension: 4,800 ϕ x 29,000L Weight: 540 T/unit
1.3 Coal Pulverizer	5	80 T/H	Dimension: 5,300 ϕ x 8,300H Weight: 280 T/unit
2. Gasification Process Section			
2.1 Gasifier	4+1	100 T/H coal	Shell dimension: 5,400 ϕ x 17,700H Weight: 670 T/unit
2.2 Ladle	4	290 Tonnes	Dimension: 4,800 ϕ x 6,700 H Weight: 65 T/unit
2.3 Ladle Crane	1	450 Tonnes	Span: 14,000 mm Weight: 670 T/unit
3. Gas Treatment Section			
3.1 Radiation Cooler	4+1	170 KNm ³ /H	Dimension: 4,100 ϕ x 30,600H Weight: 450 T/unit
3.2 Convection Cooler	4+1	170 KNm ³ /H	Demension: 4,100 ϕ x 17,300H Weight: 450 T/unit
3.3 Heat Exchanger	4+1	170 KNm ³ /H	Dimension: 4,100 ϕ x 20,400H Weight: 540 T/unit

Fig. 7-3-3 SIMPLIFIED PROCESS FLOW DIAGRAM
- POWER PLANT -





GAS TURBINE

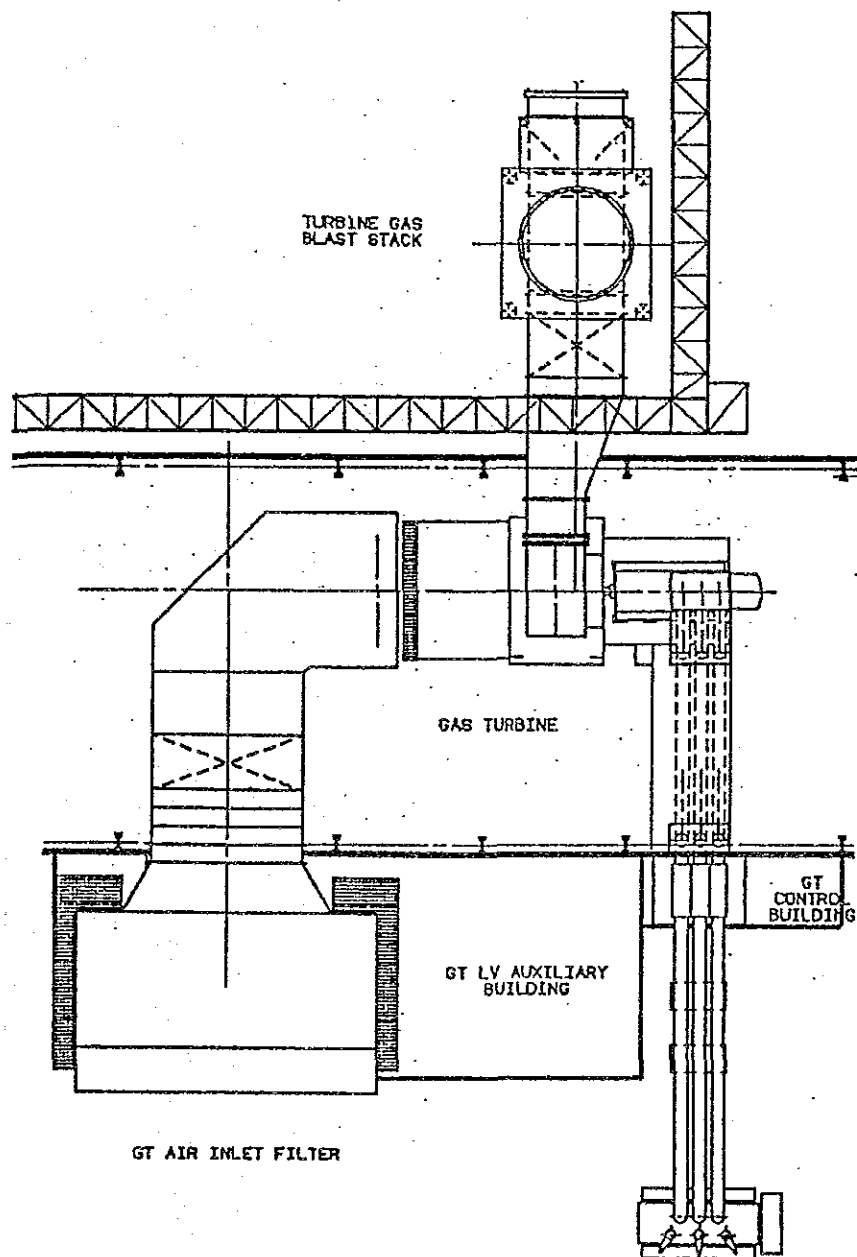
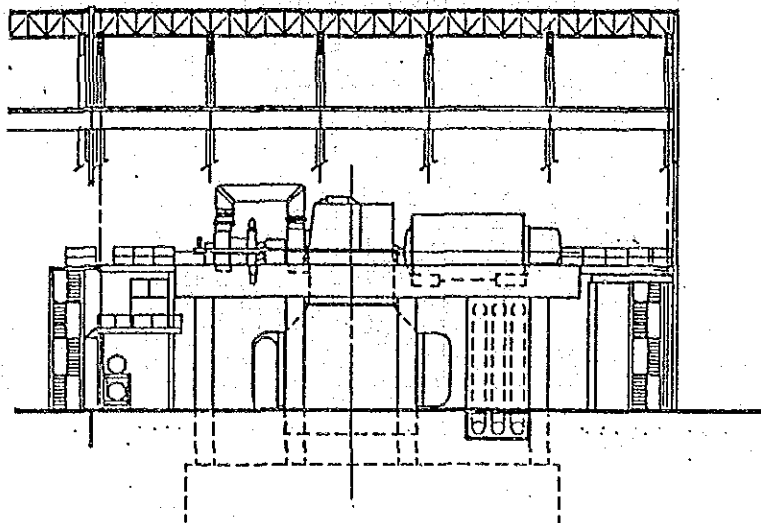


Fig. 7-3-4 Gas Turbine



STEAM TURBINE GENERATOR SET

STEAM TURBINE HALL

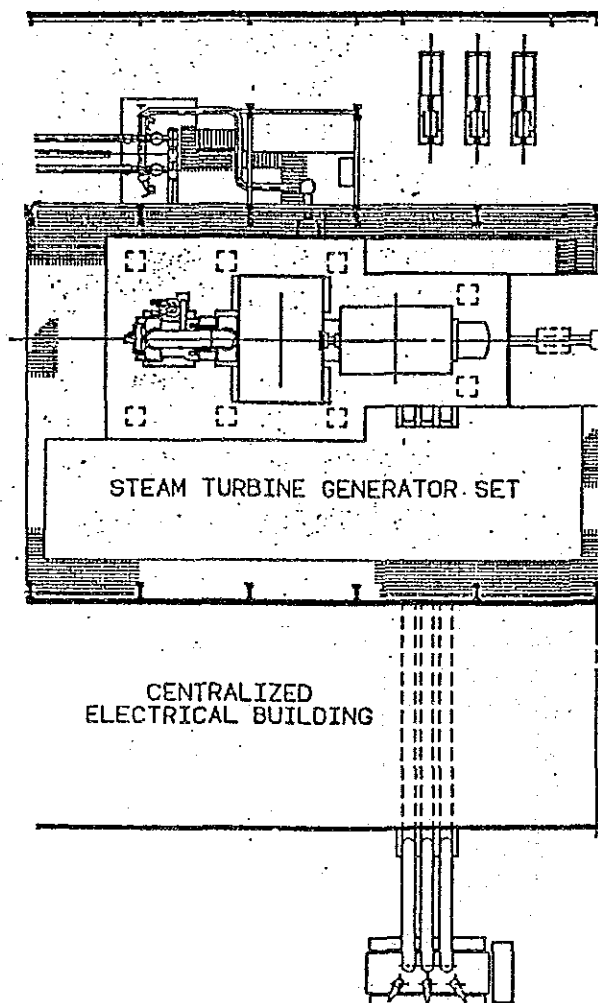


Fig. 7-3-5 Steam Turbine

れている。高圧蒸気の一部はプロセス用（褐炭ガス化用）として抽気されるが、その他はスチームタービンの駆動に利用される。中圧蒸気（40kg/cm²G, 250℃）はスチームタービンの中間段に供給される。

3) 主要装置

Table. 7-3-3 参照

(6) 用役所要量

Table. 7-3-4 および Fig. 7-3-6 参照

Table. 7-3-4 Utility Requirement

Coal	495 T/h (external supply)
Raw Water	27960 T/h (ditto)
Electricity	835,000 kw (outside supply)
ditto	20,000 kw (internal supply)
Cooling Water	119,100 T/h (ditto)
BFW	1,703 T/h (ditto)
HP Steam	189 T/h (ditto)
LP Steam	273 T/h (ditto)

(7) プラント配置

正確な配置は、この段階では決定することができない。しかし、所要面積とともにプラント配置を想定することは最終段階の調査の一助となろう。この観点で、およその配置をしたものが Fig. 7-3-7 および Fig. 7-3-8 である。

7-3-3 財務分析

本プロジェクトの財務面から見た健全性および収益性は総投資に対する財務諸表* および内部収益率 (IRR) で評価を行った。

* 予想損益計算書

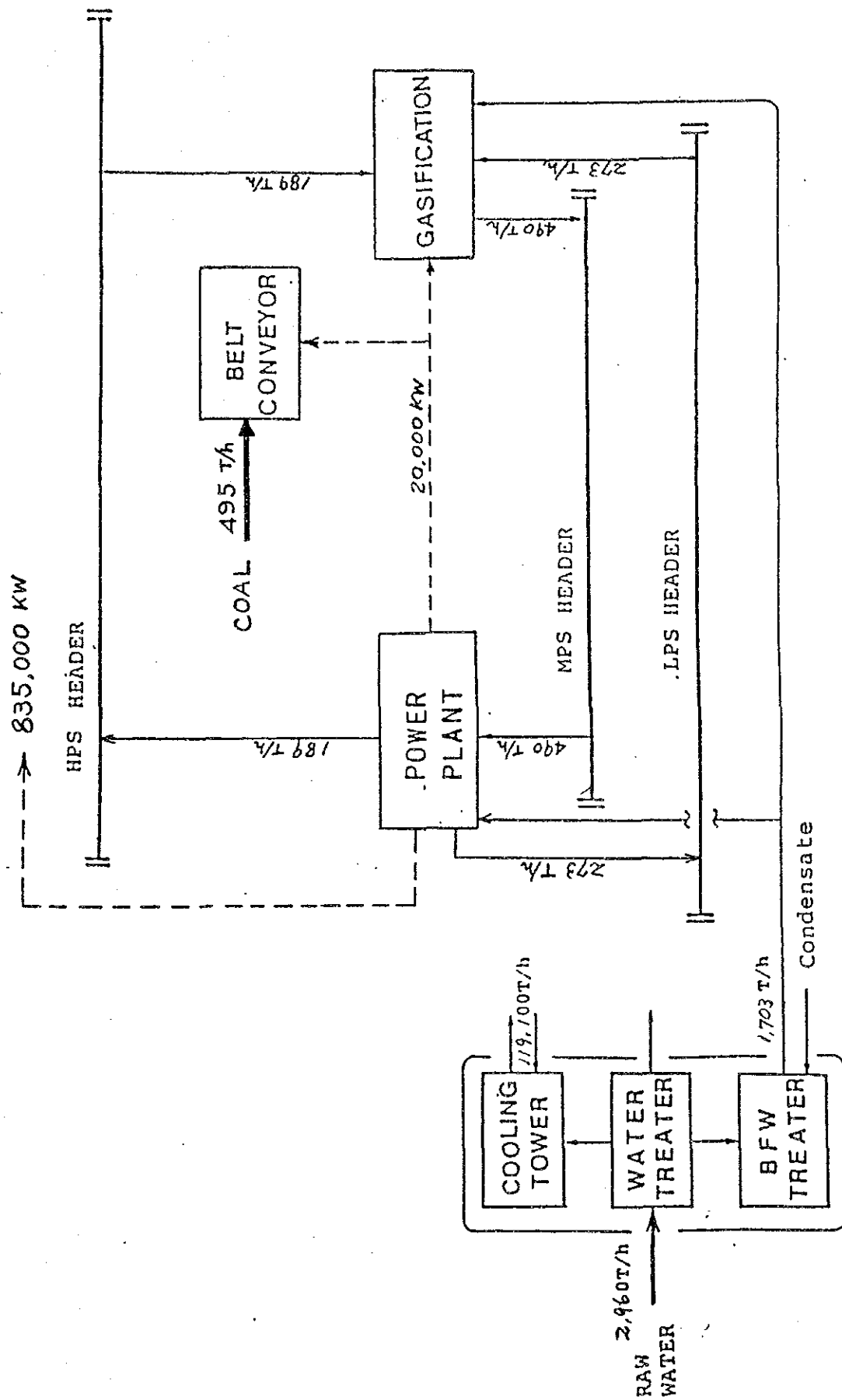
予想資金繰表

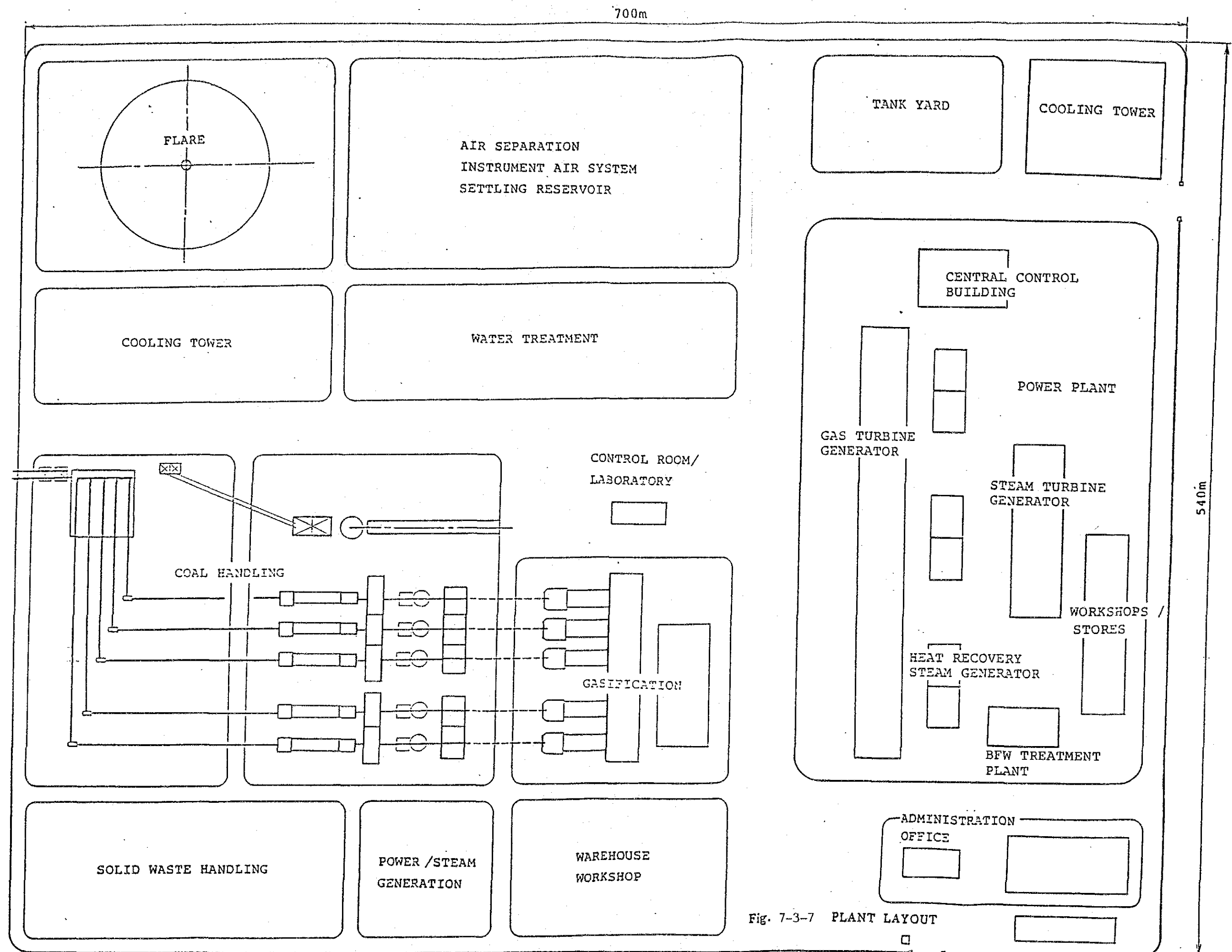
予想貸借対照表

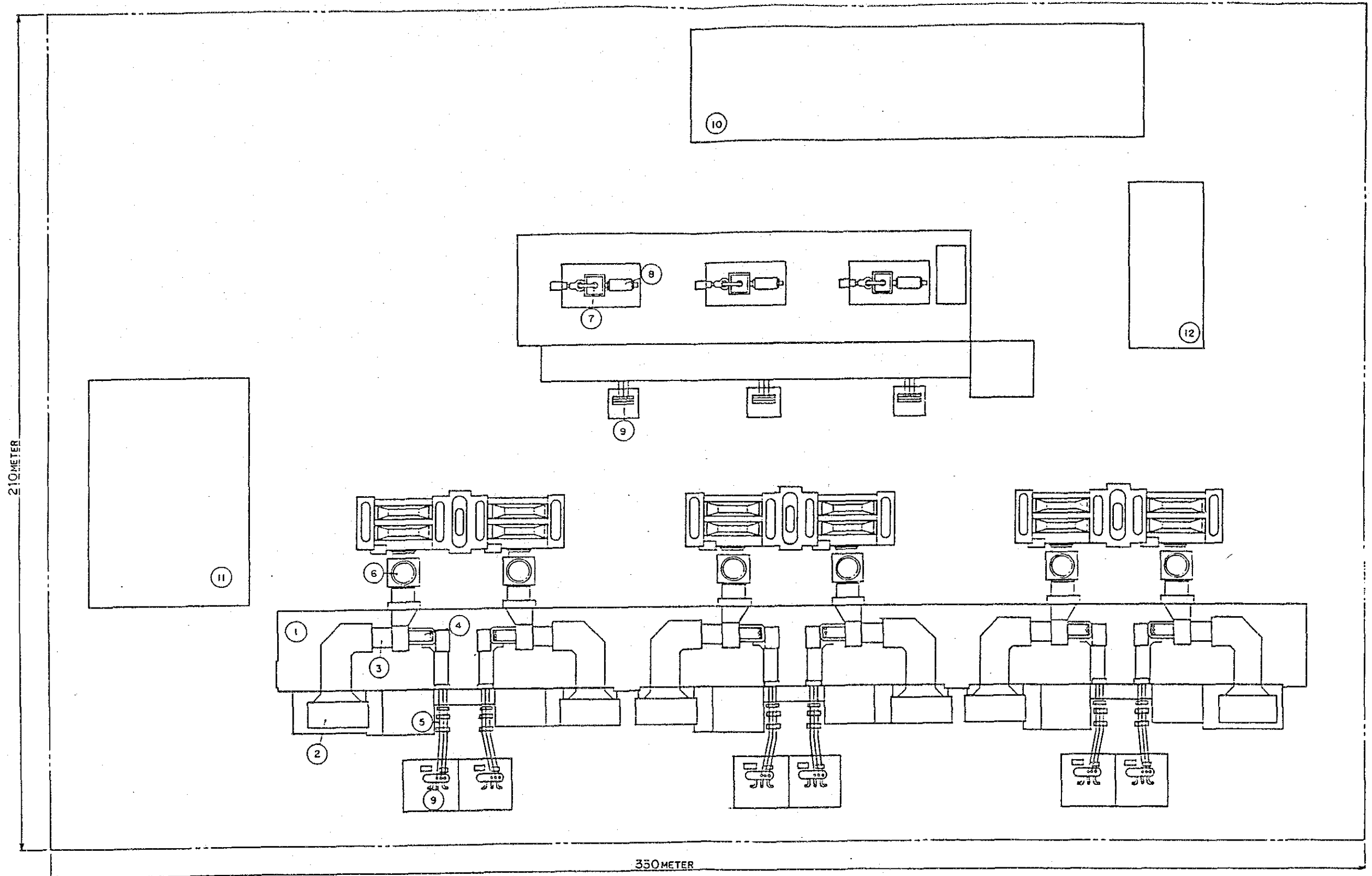
Table 7-3-3 Major Equipment

Description	Q'ty	Specification
Gas turbine/generator package	6	100 MW
Heat recovery steam generator	6	HP: $65 \text{ kg/cm}^2 \text{G} \times 480^\circ \text{C} \times 168 \text{ t/h}$ LP: $3.5 \text{ kg/cm}^2 \text{G} \times 156^\circ \text{C} \times 46 \text{ t/h}$
Steam turbine/generator unit	3	100 MW
Steam condenser	3	390 t/h x 722 mmHgV
Vacuum pump	3	722 mmHgV
Condensate pump (3 standby)	9	$215 \text{ m}^3/\text{h} \times 100 \text{ m}$
Feedwater tank	3	10 m^3
HP feedwater pump (3 standby)	9	$200 \text{ m}^3/\text{h} \times 750 \text{ m}$
LP feedwater pump (3 standby)	9	$250 \text{ m}^3/\text{h} \times 75 \text{ m}$
Cooling tower	1	100,000 t/h
Fuel gas compressor unit	6	$115,000 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 17 \text{ kg/cm}^2$
Demineralized water plant	1	100 t/h
Raw water pump (1 standby)	3	$1,630 \text{ t/h} \times 30 \text{ m}$
Feed water pump for gasification (1 standby)	2	$640 \text{ t/h} \times 550 \text{ m}$

Fig. 7-3-6 Utility Flow Diagram







1	GAS TURBINE BUILDING	6	BYPASS STACK	11	CENTRAL CONTROL BUILDING
2	AIR INTAKE FILTER	7	STEAM TURBINE	12	WATER TREATMENT PLANT
3	GAS TURBINE	8	GENERATOR		
4	GENERATOR	9	TRANSFORMER		
5	ISOLATED PHASE BUS DUCTS	10	WORKSHOP AND STORES		

Fig. 7-3-8 POWER PLANT LAYOUT

(I) 前提条件

1) 発電計画

i) 送電端出力 (外販) : 835MW

ii) 平均負荷率 : 66%

注* : 平均負荷率はPLN資料 (Table. 7-3-5) による。

$$\text{平均負荷率} = \frac{\text{平均送電端出力}}{\text{送電端出力 (外販)}}$$

iii) 工場建設期間 : 1990-1993年 (4年間)

ただし、1990年末 30%完成

1991年末 60% "

1992年末 80% "

1993年末 100% "

iv) プロジェクト期間 : 1994-2023年 (30年間)

ただし、1994年稼働率 70%

1995年稼働率 85%

1996年以降稼働率 100%

v) 年間稼働日数 : 320日

2) 金融

メタノール生産のフィージビリティ調査 (1985年度) における金融の諸条件と同じ (詳細は中間報告諸II (1985)、P.214-215参照)。

Table 7-3-5 Forecast of Supply and Demand for Electricity

	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94
Demand (GWH)											
for Household Use	4,525	5,449	6,041	6,932	8,436	9,874	11,683	13,613	15,282	17,194	19,404
for Commercial & Service Use	2,653	3,217	3,774	4,458	5,285	6,278	7,315	8,525	9,935	11,581	15,502
for Industrial Use	3,223	3,842	5,730	7,361	9,974	10,528	12,363	14,393	16,649	19,166	21,986
Total Demand (GWH)	10,404	12,508	15,545	18,751	22,594	26,690	31,361	36,531	41,866	47,942	54,893
Growth Rate (%)	14	20	24	21	20	18	18	16	15	15	14
Transmission Loss (%)	21	20	20	19	18	17	16	15	15	15	15
Supply (GWH)	13,162	15,704	19,442	23,161	27,709	32,154	37,335	42,978	49,254	56,402	64,580
Av. Load Factor (%)	65	65	65	66	66	66	66	66	65	65	65
Max. Generating Power (MW)	2,311	2,744	3,391	4,036	4,819	5,596	6,492	7,467	8,642	9,930	11,424
	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	
Demand (GWH)											
for Household Use	20,674	22,542	24,689	26,582	28,716	31,457	34,516	37,929	41,746	46,029	
for Commercial & Service Use	16,383	18,762	21,499	24,650	28,281	31,618	35,364	39,571	44,296	49,608	
for Industrial Use	25,941	29,608	33,796	38,582	44,056	49,201	54,964	61,421	68,659	76,779	
Total Demand (GWH)	62,997	70,192	79,984	89,815	101,052	112,227	124,844	138,920	154,701	172,415	
Growth Rate (%)	15	13	13	12	13	11	11	11	11	12	
Transmission Loss (%)	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	
Supply (GWH)	74,896	84,315	94,929	106,504	119,845	133,080	147,908	164,460	182,794	203,742	
Av. Load Factor (%)	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	
Max. Generating Power(MW)	13,036	14,677	16,502	18,505	20,825	23,112	25,626	28,496	31,679	35,320	

Source: PLN

3) エスカレーション

エスカレーションなし。

4) 販売価格およびコスト

i) 発電所送電端価格

ジャカルタへの供給：

ケース E-5： 43ルピア/KWH (7.76円/KWH)

ケース E-6： 53ルピア/KWH (9.57円/KWH)

隣接地域への供給：

ケース E-4： 64ルピア/KWH (11.55円/KWH)

ケース E-1： 78ルピア/KWH (14.08円/KWH)

注*：発電所送電価格は1984年4月現在のインドネシア電力料金表 (Table. 7-3-6) および予想販売経費を参考にした。各ケースの想定価格をTable. 7-3-7に示す。

ii) 投下資本

a) 固定資本投資

	百万ルピア	(百万円)
石 炭 ガ ス 化	461,500	(83,300)
石 炭 輸 送	41,000	(7,400)
発電所および付帯設備	304,200	(54,900)
装置・資機材輸送	89,200	(16,100)
予 備 費	44,300	(8,000)
合 計	940,200	(169,700)

Table 7-3-6 Rate Table of Electricity

April, 1984

US.\$ 1 = Rp.998,-

※ No.	Code of Tariff	Contracted Power	Demand Charge Rp/kVA	Energy Charge Rp/kWh	Projected Average Revenue Rp/kWh
1.	S ₁	to 200 VA	*)		
2.	S ₂	250 VA to 200 kVA	2,100	43,50	60.57
3.	R ₁	250 VA to 500 VA	2,100	70,50	85.19
4.	R ₂	501 VA to 2200 VA	2,100	84,50	98.41
5.	R ₃	2201 VA to 6600 VA	3,080	126,50	156.42
6.	R ₄	6601 VA to over	3,680	158,00	184.10
7.	U ₁	250 VA to 2200 VA	3,680	134	160.10
8.	U ₂	2200 VA to 200 kVA	3,680	150	185.73
9.	U ₃ /MV	201 kVA & over	2,300	P = 158 OP = 99	123.17
10.	U ₄	-	-	307	307
11.	I ₁	to 99 kVA	2,300	P = 106 OP = 66	93.97
12.	I ₂	100 kVA to 200 kVA	2,300	P = 100 OP = 62,50	85.51
13.	I ₃ /MV	201 kVA & Over	2,100	P = 96,50 OP = 60,50	75.88
14.	I ₄ /HV	5000 kVA & Over	1,970	P = 81,50 OP = 52	61.13
15.	G ₁	250 VA to 200 kVA	3,680	96	120.86
16.	G ₂ /MV	201 kVA & Over	1,970	P = 99 OP = 65	84.92
17.	J	-		76,50	76.50
Average					98.115

*) Tariff S₁: 100 VA = Rp.2.510,-/month
 150 VA = Rp.3.765,-/month
 200 VA = Rp.5.025,-/month
 Note : P = Peak Hours (18.00 - 22.00)
 OP = Off Peak Hours (22.00 - 18.00)

Jakarta, March 1, 1984.

※

1.	S_1		to 200 VA	Tariff S_1 for small Consumer (low voltage)
2.	S_2	250 VA	to 200 kVA	Tariff S_2 for social Institutions (low voltage)
3.	R_1	250 VA	to 500 VA	Tariff R_1 for simple Residential service (low voltage)
4.	R_2	501 VA	to 2200 VA	Tariff R_2 for small Residential service (low voltage)
5.	R_3	2201 VA	to 6600 VA	Tariff R_3 for medium Residential service (low voltage)
6.	R_4	6601 VA	& Over	Tariff R_4 for big Residential service (low voltage)
7.	U_1	250 VA	to 2200 VA	Tariff U_1 for small Commercial service (low voltage)
8.	U_2	2201 VA	to 200 kVA	Tariff U_2 for medium Commercial service (low voltage)
9.	U_3 / MV	201 kVA	to Over	Tariff U_3 / MV for big Commercial service (medium voltage)
10.	U_4		-	Tariff U_4 for Temporary service (low voltage)
11.	I_1		to 99 kVA	Tariff I_1 for Industrial & Hotel service (low voltage)
12.	I_2	1000 kVA	to 200 kVA	Tariff I_2 for Industrial & Hotel service (low voltage)
13.	I_3 / MV	201 kVA	& Over	Tariff I_3 / MV for Industrial & Hotel service (medium voltage)
14.	I_4 / MV	5000 kVA	& Over	Tariff I_4 / MV for Industrial service (high voltage)
15.	G_1	250 VA	to 200 kVA	Tariff G_1 for office service (low voltage)
16.	G_2 / MV	201 kVA	& Over	Tariff G_2 / MV for office service (medium voltage)
17.	J		-	Tariff J for Street Lighting service (low voltage)

Table 7-3-7 Sales Price and Cost Estimation of Electricity

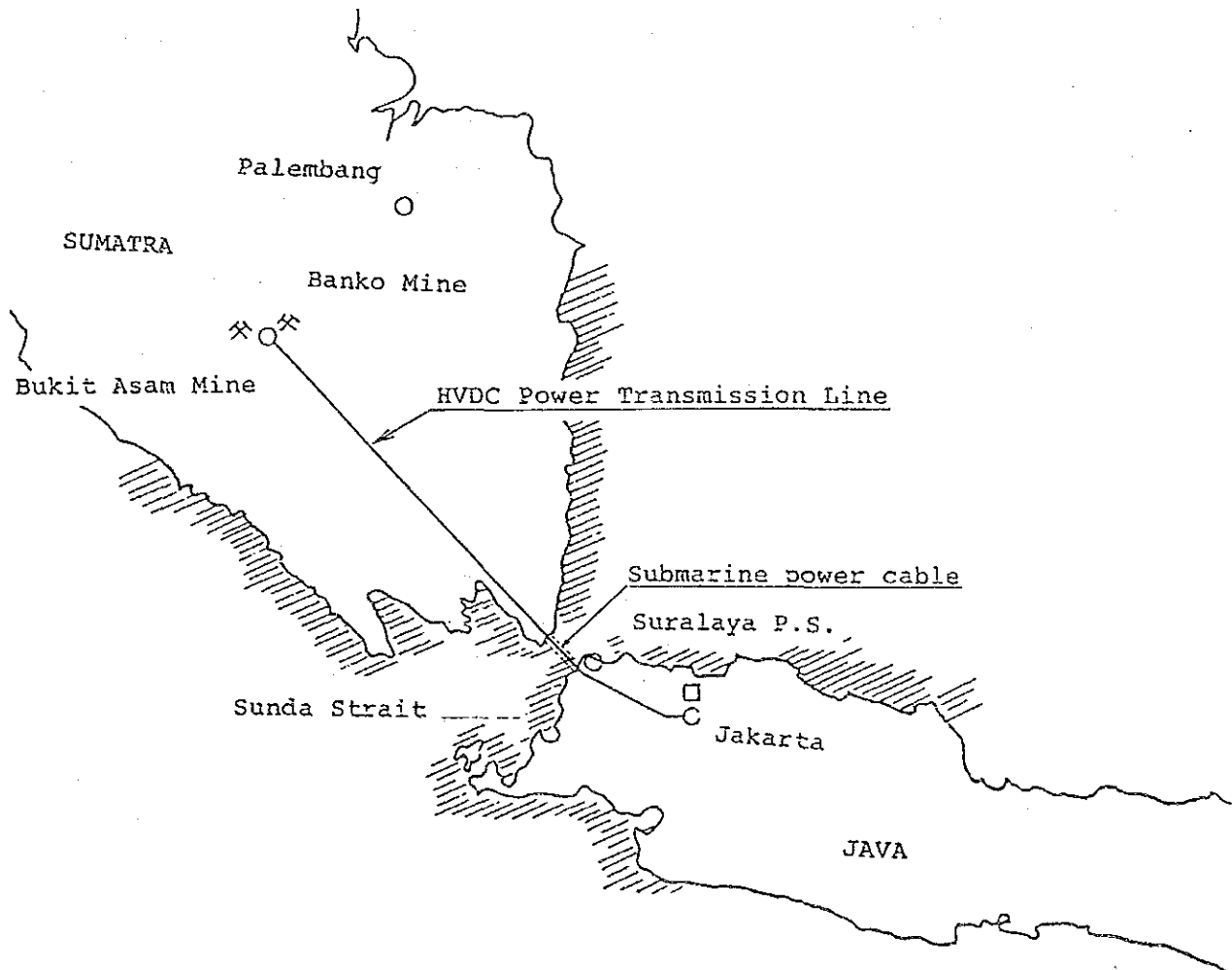
(Unit: Rp/kwH)

Case	Case E-5	Case E-6	Case E-4	Case E-1
Average Sales Price of PLN ①	98			
Administration and Distribution Cost of PLN	30%	20%	20%	20%
Transmission Loss*1	15%	15%	15%	0%
Sub-total ②	45% 44	35% 34	35% 34	20% 20
Transmission Cost to Java*2 ③	11	11	-	-
Total ② + ③ = ④	55	45	34	20
Ex-Power Plant Price ① - ④	43	53	64	78

(note *1) Refer to Table 7-3-5

(note *2) As for power transmission line system between Banko area and West Java (550 km) including a submarine power cable section in Sunda strait (30 km), HVDC system is advantageous from technical and economical point of view compared with AC power transmission line system and also in case of the existence of submarine power cable bring more advantage (Fig. 7-3-9). And its cost is estimated about 11 Rp/kwH (Fig. 7-3-10).

Fig. 7-3-9 HVDC Power Transmission

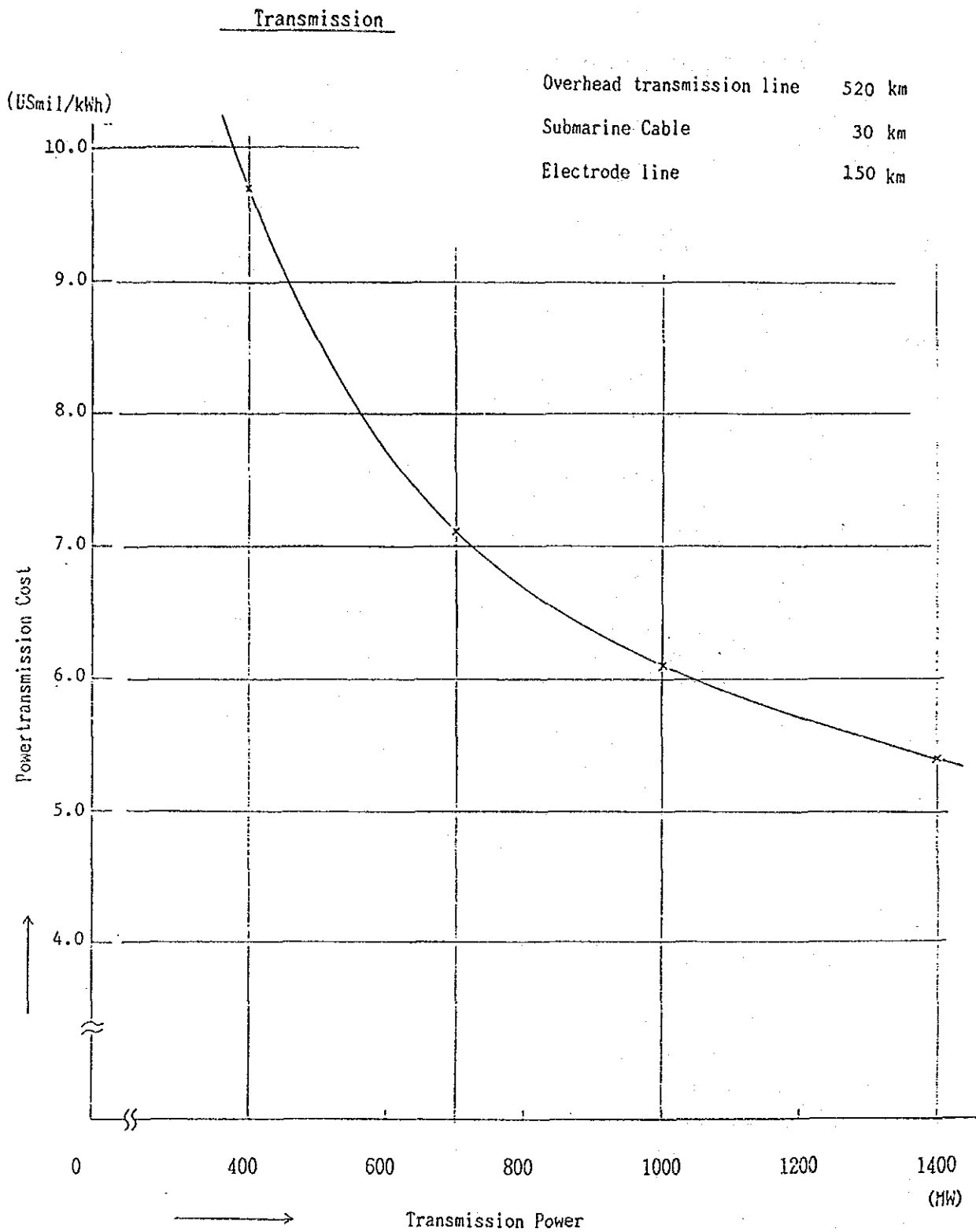


HVDC Power Transmission Line

Overhead line : 520 km
 Submarine power cable : 30 km
 Sea depth at
 the submarine cable
 crossing route : 50 m

Source: Electric Power Development Co.

Fig. 7-3-10 South Sumatra-Java HVDC



Source: Electric Power Development Co.

	百万ルピア／年	(百万円／年)
b) 運 転 資 金	39,100	(7,058)
注*：運転資金は予想資金繰表の最終年度に加算される。		
c) 開 業 費	4,300	(777)
d) 運転員訓練費	2,400	(430)

注*：投資予定表をTable 7-3-8に示す。

Table 7-3-8 Investment Schedule

Yen	1990	1991	1992	1993
Fixed Capital	30%	30%	20%	20%
Working Capital	-	-	-	100%
Start-up Expense	-	-	-	100%
Operator Training	-	-	-	100%

iii) 年間経費

a) 固 定 費

○償却費**

	年 間	金 額	
	年	百万ルピア／年	(百万円／年)
・ボイラ、発電所	15	18,986	(3,427)
冷却塔、建屋			
・そ の 他	10	79,900	(14,422)
○補修費		21,163	(3,820)
○保険料		8,465	(1,528)

b) 変動費

	金 額	
	百万ルピア／年	(百万円／年)
○原料費 (石炭* ²)	41,285	(7,454)
○監督および運転員		
・外国人スタッフ* ³		
・現地人	2,476	(447)
○薬 品 類	404	(73)
c) 操業諸経費	9,934	(1,793)
d) 本社経費	4,970	(897)

注* 1 : 建設期間中の経費および金利を含めた工場建設費は定額法で償却する。

* 2 : 1984年度の戦略的調査では採炭量を 13.88ドル／トンと見積った本調査では、諸経費7%を加えて 14.85ドル／トンと設定して原料費とする。

* 3 : 外人スタッフはプロジェクトの進捗に応じて員数を減らす。

Table 7-3-9 Costs for Foreign Staffs

Op. Year	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th-30th
Year	1994	1995	1996	1997	1998	1999-2023
% on 1st year	100	70	50	30	10	0
Cost, 10 ⁶ rupiah/year	7,457	5,220	3,729	2,237	746	0
(Cost, 10 ⁶ yen/year)	(1,346)	(942)	(673)	(404)	(135)	(0)

5) 評価基準

i) 財務諸表

a) 損益計算書

b) 資金繰表

c) 貸借対照表

ii) 税引前 I R R

(計算式の詳細は中間報告書Ⅱ(1985)、P218-219参照)

(2) 結果および評価

1) 結 果

Table. 7-3-10は結果を要約したものである。

I R Rについてみると、ケースE-4は1985年に実施したメタノール生産のベースケースに匹敵するものである。

ケースE-4は損益計算書および資金繰表をTable. 7-3-11および7-3-12に示す。

2) 評 価

i) メタノール生産のベースケースに等しいI R R 13.5%を得るためには発電所送電端価格を約64ルピア/KWH (11.55円/KWH) にする必要がある (Fig. 7-3-11参照)。発電所の隣接地域への電力供給は採算の可能性がない。即ち、ジャカルタへの送電ケースであるE-5およびE-6のI R Rはそれぞれ6.9%および10.3%であった。

ii) インドネシアの電力供給は国の政策にもとづいてすすめられておりFig. 7-2-8でわかるように同国の電力料金と原油価格の間には相関関係がない。一方、日本の電力供給源は大部分、天然ガス、石油、ウラニウム等の輸入エネルギーに依存しているので、電気料金は1986年半ばより低下している。

iii) インドネシアの電力の長期需要見直しはTable. 7-3-5の通りで、需要の高い伸びに合わせて絶えず発電能力を拡張する必要がある。それ故、本調査の経済的な可能性を評価するためには、平均負荷率の向上を計ることも含めて、インドネシアの発電所の能力増強計画を詳細に調査する必要がある。

Table 7-3-10 Results of Financial Analysis

Case	Supply to Jakarta		Supply to Adjacent Area		(Reference) Base Case
	E-5	E-6	E-4	E-1	
Ex-plant Price of Electricity	43 Rp/ kWh (7.76 ¥ /kWh)	53 Rp/ kWh (9.57 ¥ /kWh)	64 Rp/ kWh (11.55 ¥ /kWh)	78 Rp/ kWh (14.08 ¥ /kWh)	Methanol 194 Rp/kg (35 ¥/kg)
IRR on total Investment	6.9 %	10.3 %	13.5 %	17.0 %	13.5%
First Year to Have Profit before Tax (Year from Operation Starts)	11th	7th	3rd	2nd	3rd
Clear off of Accumulated Loss (Year from Operation Starts)	28th	13th	5th	2nd	5th
Pay off of All the Debts (Year from Loan Raised)	28th	15th	12th	12th	12th
Minimum Sales Price (IRR = Interest Rate)	46 Rp/kWh (8.31 ¥/kWh)				143 Rp/kg (25.9 ¥/kg)

Table 7-3-11 Profit and Loss Statement of Case E-4

(Unit: 10⁹ Rupiah)

Year	OP Year	REVENUE	EXPENDITURE					PROFIT			Retained Earning
			Variable Cost	Fixed Cost	General	Interest Paid	Total	Before Tax	(Tax)	Net Profit	
1994	1	189.6	39.1	128.5	14.9	65.8	248.3	- 58.7	0	- 58.7	- 58.7
1995	2	230.3	43.1			60.9	247.4	- 17.2	0	- 17.2	- 75.8
1996	3	270.9	47.9			52.6	243.9	27.0	0	27.0	- 48.8
1997	4		46.4			42.0	231.8	39.1	0	39.1	- 9.7
1998	5		44.9			31.3	219.6	51.3	19.1	32.2	22.5
1999	6		44.2			21.4	209.0	61.9	28.5	33.4	55.9
2000	7					12.6	200.2	70.7	32.5	38.2	94.1
2001	8					4.2	191.8	79.1	36.4	42.7	136.8
2002	9					0	187.6	83.3	38.3	45.0	181.8
2003	10						187.6	83.3	38.3	45.0	226.8
2004	11			128.5			107.7	163.2	75.1	88.1	314.9
2005	12			48.6			107.7	163.2	75.1	88.1	403.1
2006	13						107.7	163.2	75.1	88.1	491.2
2007	14						107.7	163.2	75.1	88.1	579.3
2008	15			48.6			107.7	163.2	75.1	88.1	667.5
2009	16			29.6			88.7	182.2	83.8	98.4	765.9
2010	17										864.3
2011	18										962.7
2012	19										1,061.1
2013	20										1,159.5
2014	21										1,257.9
2015	22										1,356.3
2016	23										1,454.6
2017	24										1,553.0
2018	25										1,651.4
2019	26										1,749.8
2020	27										1,848.2
2021	28										1,946.6
2022	29										2,045.0
2023	30	270.9	44.2	29.6	14.9	0	88.7	182.2	83.8	98.4	2,143.4
Total		8,005.5	1,325.6	1,972.7	447.1	290.8	4,036.2	3,969.3	1,825.9	2,143.4	

Table 7-3-12 Cash Flow Statement of Case E-4

(Unit: 10⁹ Rupiah)

Year	OP Year	INVESTMENT	Profit Before TAX	Depreciaiton/ Amortization	Interest Paid	CASH FLOW	DCF (Base; 1985)
1990		- 282.1	-	-	-	- 282.1	- 150.0
1991		- 282.1	-	-	-	- 282.1	- 132.2
1992		- 188.0	-	-	-	- 188.0	- 77.7
1993		- 233.8	-	-	-	- 233.8	- 85.2
1994	1	-	- 58.7	98.9	65.8	106.0	34.0
1995	2	-	- 17.2		60.9	142.6	40.4
1996	3	-	27.0		52.6	178.5	44.5
1997	4	-	39.1		42.0	180.0	39.6
1998	5	-	51.3		31.3	181.5	35.2
1999	6	-	61.9		21.4	182.2	31.1
2000	7	-	70.7		12.6		27.4
2001	8	-	79.1		4.2		24.2
2002	9	-	83.3		0		21.3
2003	10	-	83.3	98.9			18.8
2004	11	-	163.2	19.0			16.6
2005	12	-	163.2				14.6
2006	13	-	163.2				12.9
2007	14	-	163.2				11.3
2008	15	-	163.2	19.0			10.0
2009	16	-	182.2	0			8.8
2010	17	-					7.8
2011	18	-					6.8
2012	19	-					6.0
2013	20	-					5.3
2014	21	-					4.7
2015	22	-					4.1
2016	23	-					3.6
2017	24	-					3.2
2018	25	-					2.8
2019	26	-					2.5
2020	27	-					2.2
2021	28	-					1.9
2022	29	-				182.2	1.7
2023	30	-	182.2	0	0	221.3	1.8
Total		- 986.0	3,969.3	1,083.8	290.8	4,397.0	0

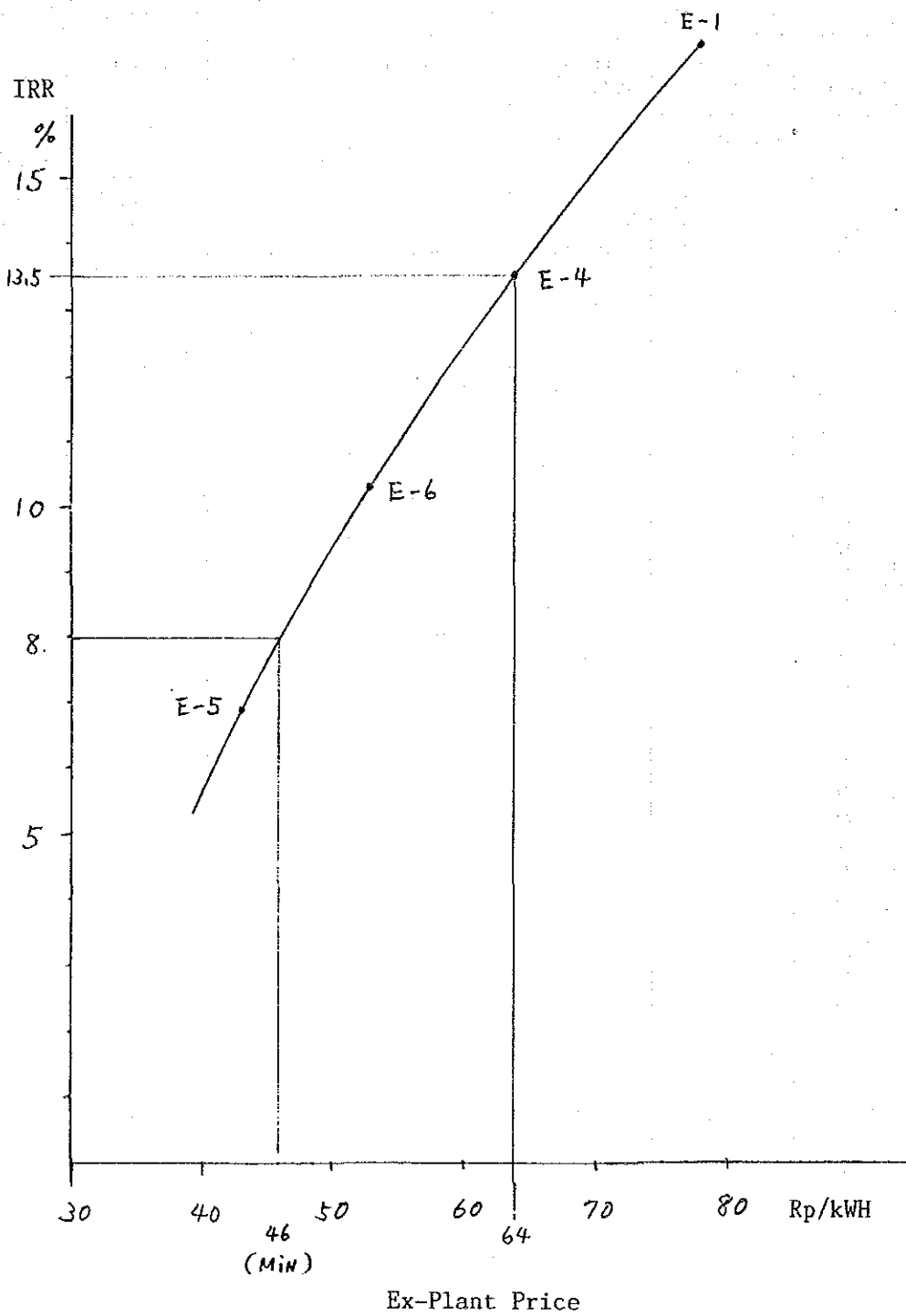


Fig. 7-3-11 IRR VS Ex-Plant Price of Electricity

8. 最終製品の市場調査（インドネシアにおける 燃料アルコールの市場及び供給システム調査）

8-1 本調査の背景

8-1-1 本調査の背景

燃料アルコールの導入については、西独、スウェーデン、仏、米国等においてメタノールをガソリンにブレンドする、或は単味で自動車用燃料として用いる等の利用技術の研究、開発が進められており、ブレンド利用については既に一部の国において実用化されている。日本でもガソリンのブレンドと併せてバス、トラックなどのディーゼルエンジンをメタノール車に転換することにより、 NO_x 排出量を削減し、 NO_x 環境基準の達成を目指すと共にエネルギー源の多様化を図る計画が進められている。

またブラジルにおいては、1975年11月から石油代替燃料計画の眼目としてサトウキビを原料とする燃料アルコール計画および化学工業用アルコール増産体制の確立の狙いから、プロ・アルコール計画が推進され実用化されている。このように新しい燃料としてのメタノールあるいはエタノールは実用化の段階に達している。

インドネシアは、石油、天然ガス、石炭の生産国で莫大なエネルギー資源を保有しているが、これらは重要な外貨獲得源として極力輸出に向ける基本戦略を有している。このため国内の需要を引下げ、石油ガス輸出余力の維持拡大を図ると共に、他方では石炭、地熱、中小水力等石油代替エネルギー導入を積極的に図っている。アルコールについても1980年に国家アルコール委員会が組織されBPPT（科学技術評価応用庁）を中心として2ヶ所のエタノールプラントに基づきキャッサバからのエタノールを中心にアルコール計画が、①農業経済の振興、②農村部の開発を通してのジャワ島の人口分散、更には、バイオマスからのエタノール生産技術の修得を通してのBPPTの研究能力の向上の観点から実施されてきている。

他方メタノールについては、86年央にブニュー島の天然ガスからのメタノールプラントが運転開始予定となっているほか、バンコ炭有効利用のプロジェクトの中では石炭からのメタノール利用の可能性が検討されている。

燃料としてのアルコール利用に関しては、メタノールについてはガソリンエンジンでの混合使用および将来的にはディーゼルエンジンを含めた単味使用が、またエタノールについては同じくガソリンエンジンでのブレンド使用および単味での使用が有力視されている。他方インドネシア固有の特徴として多く利用されているディーゼル発電用およ

びガス・タービン用へのディーゼル燃料代替としてのメタノール使用可能性もあわせて有力なオプションとして検討に値するとみられている。

また、産業部門、民生部門での石油製品使用の実態は必ずしも明らかでないが、この両部門での燃料アルコールへの転換可能性の検討のもつ意義も大きいといえる。

ひるがえって、インドネシアでの石油製品販売量の中で自動車用ガソリンは全体の約17%、灯油、軽油は各々全体の約3割を占めている。したがってこの国でアルコール（エタノール・メタノール）が燃料として導入され、石油製品需要（特にガソリン・灯油・軽油）を部分的にせよ代替することになればその効果は直接、間接効果を含めて大きな経済的効果をもたらすと予想される。

以下のような背景のもとにインドネシア国は日本政府に対しエタノールの市場と供給システムに関する調査の実施を要請して来た。また現在調査を実施中の「インドネシア共和国バンコ炭有効利用計画調査」の第1段階（戦略的調査）の調査結果として提案されたマスタープランによれば、メタノールをディーゼル用発電機および市内バス等ディーゼル機関に使用することが有望との報告がなされており、その詳細な調査の早期実施が要請されている。

8-1-2 本調査の目的

本調査の目的は、同国における輸送部門、発電部門、産業部門、更には民生部門の石油製品需要が燃料アルコールにより代替される可能性を技術的、経済的及び安全・環境面から評価することである。同時に、将来燃料アルコールを実際に導入する際の前提となる望ましい流通システム、燃料アルコールの仕様（specification）、燃料としての安全性を検討し、導入の為のマスタープランづくりを行うと共に燃料アルコール導入のインパクトの評価を行うものである。

8-1-3 本調査の範囲

在来の石油製品（ガソリン、灯油、軽油等）がアルコールにより代替される可能性を検討すべく、本調査に含まれる検討項目は以下の6項目である。

- ① 燃料アルコールの市場及び需要の調査
- ② 燃料アルコールが実際に導入される場合の望ましい供給システムの検討

- ③ 燃料アルコールのスペックについての検討
- ④ 燃料アルコールの燃料としての安全性についての検討
- ⑤ 燃料アルコールの導入に関するマスタープラン作成に関する検討
- ⑥ 燃料アルコール導入に伴うインパクトの評価

8-1-4 本調査のスケジュール

本調査実施の前段階として1986年3月に、バンコ炭プロジェクトのインドネシア側カウンタ・パートに対し「燃料アルコールの市場及びその供給システムに関する調査」の実施計画を説明した。

1986年6月には、BPPTを始めとして関係する政府諸機関に対し、本調査の全体を説明し、インドネシア側の協力を改めて要請した。

同年8月から9月にかけての約1ヶ月の調査で必要な現地調査を行い資料の収集を行った。帰国後、収集資料の解析とLP modelを用いての燃料アルコール導入インパクト調査等追加的作業を行った。

8-2 燃料アルコール導入に関する国際動向

1973年の中東の石油危機を契機として、石油代替燃料に対する研究、開発が全産業のエネルギー源に対して積極的に行われてきている。特に自動車用液体エネルギー源に対するニーズに応える代替エネルギーとして燃料アルコールが最も有望視されている。即ち、供給、価格等の面で世界的にかつ、長期的に安全性、信頼性が高く、技術的にはエネルギーとしての効率と使い易さ、公害、安全、の各点から好ましい石油代替エネルギーとして燃料アルコール、特にメタノール燃料が各国の関心を呼んでいる。事実、ブラジルにおける100万台、サービスステーション1万カ所に及ぶエタノール車の実用化、欧米における数千台のメタノール車の走行テストによる技術的蓄積等に裏付けられて、天然ガス、石炭を原料とするメタノール燃料および農作物を原料とするエタノール燃料に対する長期的にみた期待は大きい。

燃料アルコールはガソリンに低濃度で混合して用いる場合と、100～85%のニートまたは高濃度（以下、ニートと呼ぶ）で用いる場合とがある。前者は3%程度（メタノール）～20%（エタノール）の混合率で実用化されている。

後者のニート利用は、エタノールはブラジルで既に実用化されている。メタノール燃料はガソリンエンジンベースに対しては実用走行テスト段階にあり大々的に欧米で行われている。低温時の始動性や、一部の部品の耐久性をなお確証すべくテストが行われているが、技術的な問題は少ない。

一方、ディーゼルエンジンベースに対しては、種々の利用技術方式が研究されている段階にあり、小規模ながらバス、トラック等の実用テストを含めた研究、開発が行われている。

燃料アルコールは自動車専用ばかりでなく、産業用、発電用にも利用が考えられる。利用の時期、規模の点から可能性の高い用途として、ガソリンエンジンベースあるいはディーゼルエンジンベースの小中規模発電と、ガスタービン、蒸気タービンの大出力発電が考えられる。前二者は、自動車用エンジンの開発結果の技術移転により技術的問題は少ない。

ガスタービン並びにボイラー（蒸気タービン用、プロセス・工業炉用）については、5年前までに技術的可能性研究・調査は終わっており、大きな技術的問題は見当たらない。改質型ガスタービンについては、触媒の耐久性等未だ課題が多い。

8-2-1 車輛用エンジンへの利用技術

車輛用として代替エネルギーに要求される主な条件は、下記の通りである。

- ・ 移動エネルギー源として、エネルギー密度が高く、移動容易なこと
- ・ 車輛性能が優れ、使い易いこと
- ・ 排気エミッションが低いこと
- ・ 燃料価格、システムコストが安いこと
- ・ 安全性、保守性に問題のないこと
- ・ 長期に亘る安定な供給と流通の確保

上記の項目に対して、VW社は乗用車Golfをモデルにして、各種エネルギーを対象にし比較し、燃料アルコールが火花点火方式エンジンの代替エネルギーとして有望であると判定している。〔1〕

メタノールは天然ガスあるいは石炭のガス化により長期に安定な供給が可能であり、技術的にもオクタン価が高いため高圧縮比が採用でき、希薄燃焼が可能なため高効率で、排気ガスもより清浄であり、技術的な完成度が高い点から自動車用の代替燃料として有力な候補としてとりあげられている。

(1) 燃料アルコールの特性と課題

Table. 8-2-1 メタノールおよびエタノールの特性値を石油系燃料と比較したもので、下記の特徴がある（◎印は有利な項目、●印は不利な項目）。

- 単位容積当たりの発熱量は低く燃料タンク、燃料ポンプが大きくなる。
- ◎ 単位容積当たりの発熱量は低いが、混合気の容積当たりの発熱量はほとんど変わらず、アルコールの大きな気化潜熱による吸入空気の冷却作用により容積効率が向上し、エネルギー出力は増加する。
- ◎ オクタン価が高く、高圧縮比が可能であり、かつ過給機によるブースト圧上昇も可能となる。
- ◎ オクタン価が高く、高圧縮比が可能であり、かつ過給機によるブースト圧上昇
- セタン価が軽油に比べて低いため、ディーゼル機関ベースでは着火促進のための技術的対応が必要である。
- 低温においては、沸点はガソリンの初留温度よりも高く、気化潜熱が大きいことと共に、低温始動性が悪化の傾向を示す。

- ◎ 燃焼希薄限界が広く、リーン燃焼が可能で、また、燃焼速度も速いため熱効率の向上と NO_x 低減が期待できる。
- ◎ 燃焼生成物のうち、付着物が少なく、煤や硫黄生成物、鉛成分の排出が少ない
- ◎ 排ガス中には光化学的に反応する生成物や、多重芳香族炭化水素のエミッションが低い。
- ホルムアルデヒドの排出が多い。ただし、酸化触媒で対応できる。
- 粘性が低いため燃焼自身による潤滑を必要とする部分に摩耗が生じることがある。
また、ある種の金属、ゴムに対して腐食性がある。
- 水分を吸湿し、層分離が生じる。
- 不輝炎で煤も発生しないことから火災時の認視性が問題となることがある。

以下に主な問題点とそれらの対応を述べる。

〔問題点1〕 セタン価が低い

ディーゼルエンジンベースの場合のみ問題となる。利用技術の項で(8-2-1-(3))で詳述するが、着火性を改善する方策が必要である。

〔問題点2〕 低温始動性が悪い

低温始動性はニートで低下する〔3〕エンジンの種類により差はあるが、ガソリン等の添加により蒸気圧の増加と共に始動性は改良される。

始動時のみガソリンを一時的に導入する方法や、電気ヒータによる吸入空気の加熱で対応する方法も研究されている。

〔問題点3〕 摩耗、腐食

メタノール燃料の粘性が低いために燃料ポンプのプランジャー、噴射ノズルの弁座等に摩耗が生じる報告がある。少量の潤滑油の強制潤滑を行って解決している場合もある。

メタノールは空気が酸化されたり、又、自身で吸収した水と反応して蟻酸を生じ、これが、Al、Zn、Mg等の比較的高いイオン化傾向を持つ金属や、アクリル樹脂、ウレタン・ゴムを腐食するので、燃料タンク、パイプ、ホース、ポンプ、ノズル等の燃料系統の材料選定には注意を要する。例えば、燃料タンクは従来のTerneplate鋼板(Sn15%、Pb85%、メッキの冷延鋼板)からすずメッキ又はステンレス鋼板に、燃料ポンプのアルミ、黄銅などからニッケル

又はカドミウムメッキ等に変更された例がある。

ガソリンエンジンベースでは、冬期運転に関連して、エンジン内部の摩耗問題が散発した例がある。〔5〕〔6〕。

ディーゼルエンジンベースでは、スパークプラグの早期焼損が大きな問題で、今後の改良と寿命耐久性の確認が必要である〔73〕。

〔問題点4〕 層 分 離

アルコールは吸湿性があるため、水分の混入が避けられない。しかし、アルコール混合ガソリンを実用化する際、水分は炭化水素には溶けにくいので、ガソリン留分の上層と、アルコールと水の混合物である下層とに層分離する。層分離は低級アルコールほど発生し易く、メタノールにおいて最も顕著であり、また低温になるほど発生し易い。

層分離が発生すると、上層のガソリンのオクタン価が低くノックが発生し、水分を含む下層のメタノールは直接金属と接触し、腐食を起こすことがある。この層分離は、Fig. 8-2-1 に示す様にプロパノール等の高級アルコール、MTBE等の相溶剤を併用することにより緩和される。

Table 8-2-1 Physical Properties of Oxygen-containing Compounds [42]

	Gasoline	Methanol	Ethanol	MTBE	10% methanol blending	10% ethanol blending	7% MTBE blending	Light oil
Chemical formula	C ₄ ~C ₁₀ mixture	CH ₃ OH	C ₂ H ₅ OH	C ₅ H ₁₂ O				C ₄ ~C ₁₀
Molecular weight	100~105	32.0	46.1	88.1				—
Composition Carbon	85~88	37.5	52.1	68.1				
Hydrogen	12~15	12.6	13.1	13.7				
Oxygen	~0	49.9	34.7	18.2				
C/H ratio	5.6~7.4	3.0	4.0	5.0				
Specific gravity 15/4°C	0.70~0.78	0.793	0.789	0.747				0.830
Reid vapor pressure 37.8°C lb/in ²	7~15	4.6	2.5	7.8				90% point <350
Boiling point °C	27~227	64.4	78.5	55.2				—
Dissolving quantity to water	240 ppm	∞	∞	6.9%				—
Dissolving quantity of moisture	88 ppm	∞	∞	1.4%				—
Kinetic viscosity 37.8°C cSt	0.37	0.47	0.85	~0.31				
Lower calorific value Kcal/kg	≈10,500	4,770	6,880	8,380	9,890	10,060	10,040	10,300
Kcal/l	≈7,720	3,770	5,040	6,270	7,330	7,450	7,620	8,541
Carburetion Kcal/kg	≈83	280	220	77	104	98	83	Abt. 60
latent heat Kcal/l	≈60	220	175	57	76	76	62	
Theoretical air/fuel ratio (kg/kg)	14.3~14.8	6.4	9.0	11.7	13.7	14.0	14.4	14.8
Air/fuel mixture lower calorific value Kcal/kg	660~690	645	638	660				652
Air/fuel mixture carburetion latent heat Kcal/kg	≈5.4	87.8	22.0	6.1				Abt. 3.8
Octane number Research method	90~92	107~109	107~109	117	≈95.5	≈95	≈93	—
Motor method	82~84	89	90	102	≈86	84.5~86	84.5~85	—
Cetane value	≈12	3	8	—				45~50
Ignition point	≈-45	11.1	12.8	-27.8				>50
Automatic firing temperature	≈260	467	424	460				
Combustion limit (in air: vol. %)	1.4~7.6	6.7~36.0	4.3~19.0	1.6~8.4				1.0~6.0
Laminar-flow combustion speed cm/s	≈38	52						—

Note: Gasoline mixed in regular gasoline; specific gravity: 0.736; RON: 90 to 92; MON: 82 to 84; lower calorific value: 7,729 kcal/l.

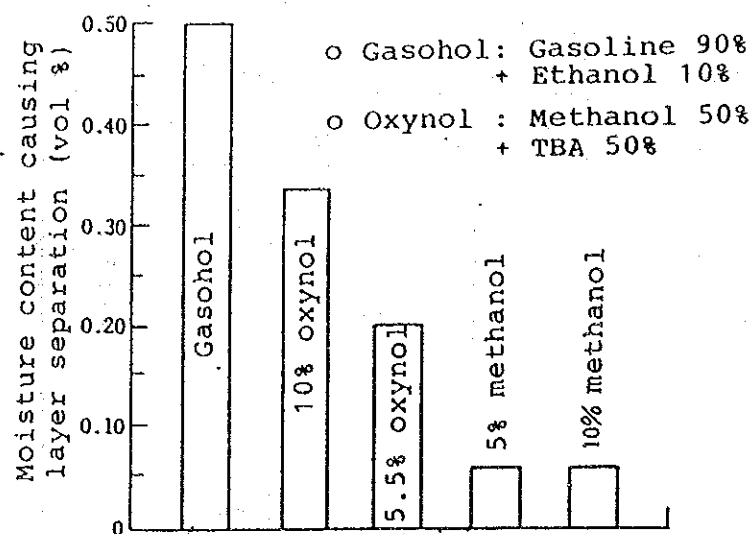


Fig. 8-2-1 Layer Separation of Alcohol Fuel due to Moisture [45]

上述の燃料アルコールの特性と課題に対応して、世界各国の研究機関、企業がガソリンエンジン並びにディーゼルエンジンに対して研究開発を行っている。Table. 8-2-2 は、ガソリン代替利用技術の開発状況、Table. 8-2-3 はディーゼル代替のそれであるが、前者については大規模な走行テストが行われ、改造度も少なく技術成熟度も相当高い (Table. 8-2-4 [6] [9])。

後者もディーゼルベースエンジンはガソリンベースエンジンに比し技術成熟度は低く、種々の方式に対する開発もこれから本格的になると思われる。

以下、これらの技術について、ガソリンベースとディーゼルベースに大別して述べる。

(2) ガソリン・エンジン・ベースの代替利用技術

火花点火機関におけるアルコールの利用技術はM 3 以下の低濃度混合燃料、あるいはM85以上のニートアルコール燃料いずれもほぼ確立している。

層分離の問題と現行エンジンの改造を押さえるため、米国では低濃度ブレンドに対してTable. 8-2-5 に示す規制を設けている。主要国の含酸素燃料の利用状況はTable. 8-2-6 に示す通りで、3～5 %のアルコール燃料の混合量では石油代替効果は薄く、エンジンの性能、即ち熱効率向上や排気エミッション低減にはひびかず、無鉛化また

Table 8-2-2 Developing Condition of Gasoline Alternative Utilization Technologies

Kind and Concept of Utilization Technology	Basic Study			Developing Study				
	Combustion method	Exhaust cleaning method	Others	For cars			For industrial use	
				Engine system	Vehicle system	Fleet test	Engine/vehicle system	Fleet test
Gasoline alternation						FORD VW BMW GM PORSHE D. Benz		
Heat/heat use					NISSAN TOYOTA MATSUDA MITSUBISHI			
Homogenization method								
	Santa Clara Univ.	→	→	RICARDO				
	JARI	→	→					
		SWRI	→					
		Wisconsin Univ. Aachen Institute of Technology	→					
	GM Ethanol V	TOYOTA						
Same as above	Hokkaido Univ. FORD PORSHE							
Laminar air-intake method				JARI				
Same as above	RIT Waseda Univ. TOYOTA Texas Univ.			NISSAN SERI JARI VW GM MATSUDA				
Reforming method			Wisconsin Univ.					

Table 8-2-3 Developing Condition of Diesel Fuel
Alternative Utilization Technologies

Kind (Concept) of Utilization Technique	Basic Study		Developing Study				
	Combustion method	Exhaust cleaning method	For cars		Car running test	For industrial use	
			Engine system	Vehicle system		Engine/ vehicle system	Fleet test
Dual-fuel injection method	Hokkaido Univ. MITSUBISHI				VOLVO Aachen I.T. KHD JARI	MWM (Methanol)	
Forced firing method	Intra-cylinder direct injection Spark method				MAN JARI		KOMATSU
		Hokkaido Univ. Santa Clara Univ. Indian Oil Research Institute MITSUBISHI SWRI/EPA					
		SWRI (AFFMSDE) Japan Clean Engine Ltd.					
	Gasification and premixing method				D. Benz		
Glow method	Intra-cylinder direct injection method	MITSUBISHI Aachen I.T. KHD					CATERPILLAR
	Laminar air-intake method						
	2-cycle auto ignition method	GM			GM/DDA		
Reforming method					JARI		

Table 8-2-4 Developing Condition of Fuel Alcohol Utilization Technologies (8) (9)

Main Application		Kind of Study and Step in Development				
		1 Basic study (engine bench test) Basic study in which single cylinder engine is used and optimum factors of methanol engine such as combustion method, fuel supply method, exhaust gas cleaning method, lubrication method and starting method are searched.	2 Applied study (engine dynamo) Examination of application to commercial vehicleRefining system of multi-cylinder engine system	3 Development study (chassis dynamo test) Examination of applicability and practicability as vehicle	4 Feasibility study (commercial study) Vehicle running, and fleet tests, for enhancing practicability and quality and reliability to meet market demands (air and noise pollution control)	5 Merchandising study Advanced study
Gasoline alternation	Utilization Particulars					
	Neat/near-neat utilization method	Homogenizing method, Carburetor system, Injection system { Turbo NA				
	Neat utilization/reforming method	Laminar air-intake method				
	Others	Mixed utilization				
Diesel oil alternation	Fumigation method	Carburetor system Injection system				
	Near-neat utilization method	Dual-pump and dual-injection method				
	Dual-fuel injection method	Dual-pump and single-injection method				
	Neat utilization and forced firing method	Spark, Cylinder injection, pre-mixing injection				
	Neat utilization/reforming method	Auto ignition method				
	Others	Firing-promotive addition method, Mixed utilization				

は低鉛化効果が若干期待されるのみである。むしろオクタン価向上用としてはMTB

E (メタノールとイソブチレンとの合成物)の方が可能性が高いものと考えられる。

Table 8-2-5 Regulation on Contents of Alcohol, etc. (EPA) [47]

- (1) General Rules
 - For oxygenates other than methanol, oxygen concentration in mixed gasoline shall be 2 wt% max.
 - For methanol, it shall be 0.3 vol% max.
 - When the compatible agent of more than C₄ or its equivalent is mixed, it shall be 3.5 vol% max.
- (2) In other cases EPA makes individual examination and grants a waiver.

Condition of waiver granting by EPA to oxygenates

O-containing fuel	Allowable amount miscible in gasoline		Contents	Date of waiver	Remarks
	Oxygen concentration	Allowable amount			
Ethanol		100max		78. 12. 16 82. 4. 3	EPA waiver was obtained through the Energy Policy and Conservation Act.
General Rules	2.0max	Abt. 11.0 max.	In actual practice, (restriction to about 6 % is enforced due to the problem of peculiar odor.	80. 10. 10 81. 7. 28	Methanol shall be excluded. Propyl alcohol, butyl alcohol, etc. t-amyl methyl ether, etc.
MTBE	2.0max				
Aliphatic alcohol	2.0max				
Aliphatic ether	2.0max				
Arcosol	1.5	Abt. 16.0max	GTBA (t-butyl alcohol of gasoline grade)	81. 11. 16	ARCO
Methanol		0.3			General Rules
Methanol + class C ₄ alcohol		1.5	A mixture of methanol and alcohol of C ₄ or above at equal volumetric ratio	81. 7. 28	General Rules
Oxiasol 50	1.5	Abt. 9.5	A mixture of methanol and GTBA at 1:1 (vol %)	81. 11. 16	ARCO社
Oxiasol	1.5	Abt. 9.0max	Fuel in which methanol content in GTBA is below 50 vol %	81. 11. 16	ARCO社
Petroceal		Total alcohol quantity: 15 % max. Methanol quantity: 13 % max.	A mixture of methanol and C ₄ alcohol at a ratio of 6.5:1 or below (vol %) to which an anti-corrosive agent is mixed.	81. 10. 3	American Methyl Corp
Du Pont	1.7		Methanol (5 % or below) + Compatible agent (2.5 % or above) + Anti-corrosive agent (DGOI-100)	83. 1. 14	Recommended compatible agent: Methanol, and butanol, propanol and GTBA also can be used.

Table 8-2-6 Condition of Oxygenates Utilization
in Major Countries [42]

	Methanol	Ethanol	T B A	MTBE	Remarks
Europe					
West Germany	M3/TBA2			X	Under M100 test Supplied by OMV
Austria	M2/TBA2				
The Netherlands			X	X	
Sweden				X	Under M100 Test
Switzerland	M3/TBA2			X	
Denmark				X	
Finland				X	Supplied by NESTE
France					
U.K.					
Belgium					
Norway					
Italy	M3(MAS)			X	{ Methanol and Superior Alcohols
North America (note)					
U.S.	M5/TBA5	E 10	X	X	Under M100 Test
Canada	X				
South America					
Brazil		E20, E100			
Argentina		E 15			
Paraguay		E20, E100			
Guatemala		?			
Africa					
South Africa		E 12			
Kenya		E 15			
Malawi		X			
Zimbabwe		X			
Far East					
Thailand		X			
Malaysia		?			
The Philippines		?			
Papua New Guinea		X			
New Zealand					Under M100 Test

x = In use. Concentration differs from company to company.

? = Under examination

(Source): Deutsche Shell: Reference Material of AG, etc.

Note: State of use in major petroleum companies

	ARCO	AMOCO	CHEVRON	TEXACO	EXXON	SHELL	Mobil
ETHANOL		0	0	0			0
OXINOL	0						
TBA	0						
MTBE	0	0	0	0	0	0	0

ニートアルコール燃料では、発熱量当たりの熱効率はガソリンエンジンよりも高くなる。これは次にあける項目に起因するものと考えられている [22]。

- ・ オクタン価が高く、圧縮比を高くできる
- ・ 希薄燃焼が可能
- ・ 燃焼ガス温度が低く、熱損失が少ない

Fig. 8-2-2 は、熱効率の上昇が25%に及ぶ可能性を示していくが、現状実機では Fig. 8-2-3(a) のマツダの供試エンジンを使って、回転速度1,500rpm、平均有効圧3 kg/cm²の負荷時の熱効率をガソリン燃料と比較した結果を Fig. 8-2-3(b) に示す [46]。この例では、圧縮比を9から11.8までの上昇分の効果を含めて約10%の熱効率の向上を得ている。

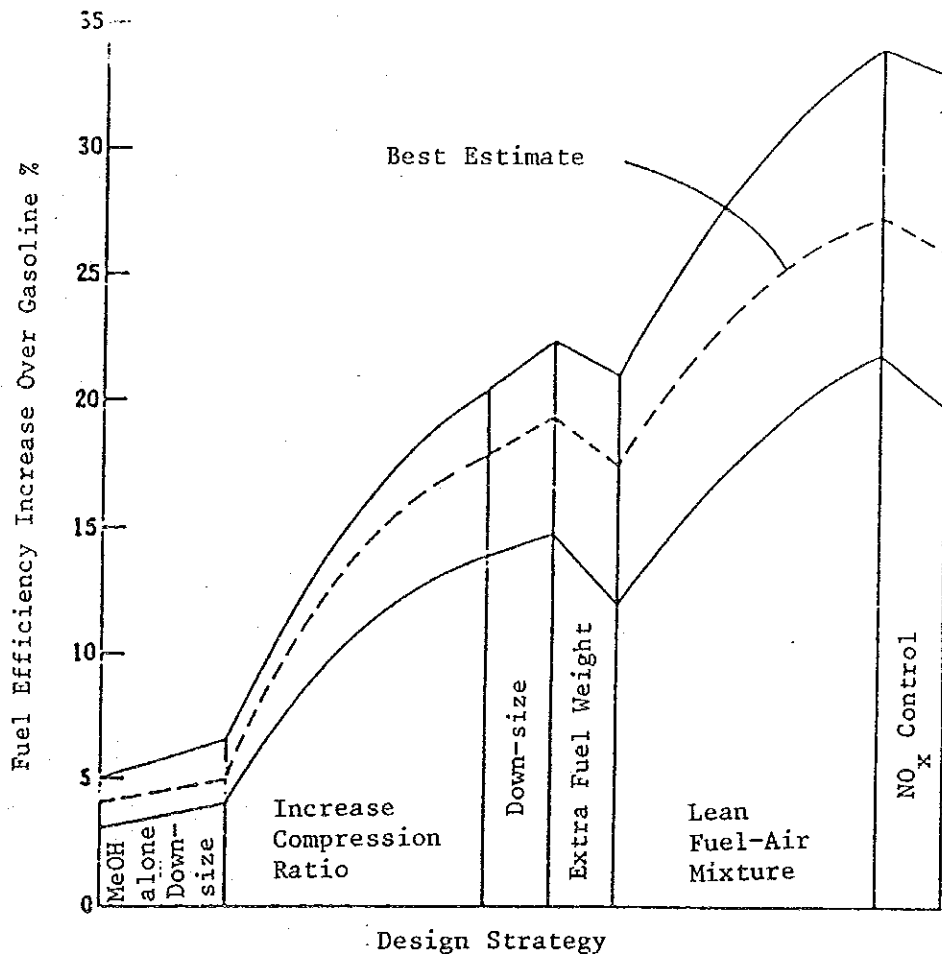


Fig. 8-2-2 Fuel Efficiency Increase Over Gasoline

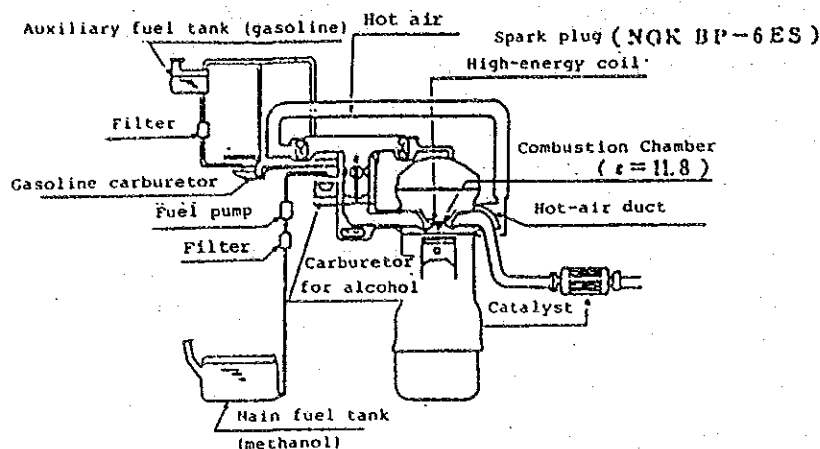


Fig. 8-2-3(a)
Engine System for Using
Methanol [46]

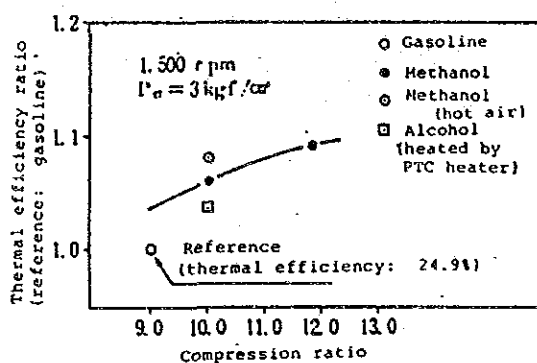


Fig. 8-2-3(b)
Thermal Efficiency [46]

運輸省のフリーテストの予備テストとして三菱フォルテバンの30,000kmのテストが行われた。Fig. 8-2-4 に示す車に始動用のみに使うガソリンタンクと、気化器が新しく設計設置された以外は現行エンジンおよび部品を使って行われた。1986年1月より3月までの3カ月間に亘る30,000kmのテスト結果はFig. 8-2-5(a)～(d) に示す。NO_xは約1/3、HC・COは著しい減少を示している。アルデヒドはガソリン車に比較して、運行初期は50%増、終了後は3～4倍に増加したが、ディーゼル車のそれよりはるかに低い。燃料消費はリッター当たり5.7 kmで、ガソリン車の10.3kmに比して1.8 倍であるが、発熱量当たりになると1.5 km/1,000kcalのメタノールに対し1.33km/1,000kcalのガソリンの値となりメタノールの方が13%良い。

トヨタは、電子制御付エンジンを希薄燃焼化し、カーリーナ車で10モード燃費は17.7 km/ℓ (ガソリン当価)、NO_x は1986年規制をクリアーしている。City並びにHigh way 走行モードでも優れた燃費、排気ガス特性を示している [32]。更に噴射ノズルのつまりはボールの使用により、高温時のベーパーロックの運転性の問題はタンク内に燃料ポンプを付加することにより解決している [56]。ガソリンエンジンベースで最も大きな課題は低温始動性であり、そのため大規模なフリートテストが欧米の寒冷地方で行われてきた。

Vehicle : Mitsubishi L-1063PV mod.
 Weight : 1,270 kg
 Gross Weight: 2,285 kg

Engine : G32B
 4cyl. in-line
 Displacement: 1,597 ℓ
 Max. Output : 86ps / 5,000rpm
 Max. Torque : 13.5kg m / 3,000rpm

Fuel Tank :
 Methanol 55 ℓ
 Gasoline 3 ℓ

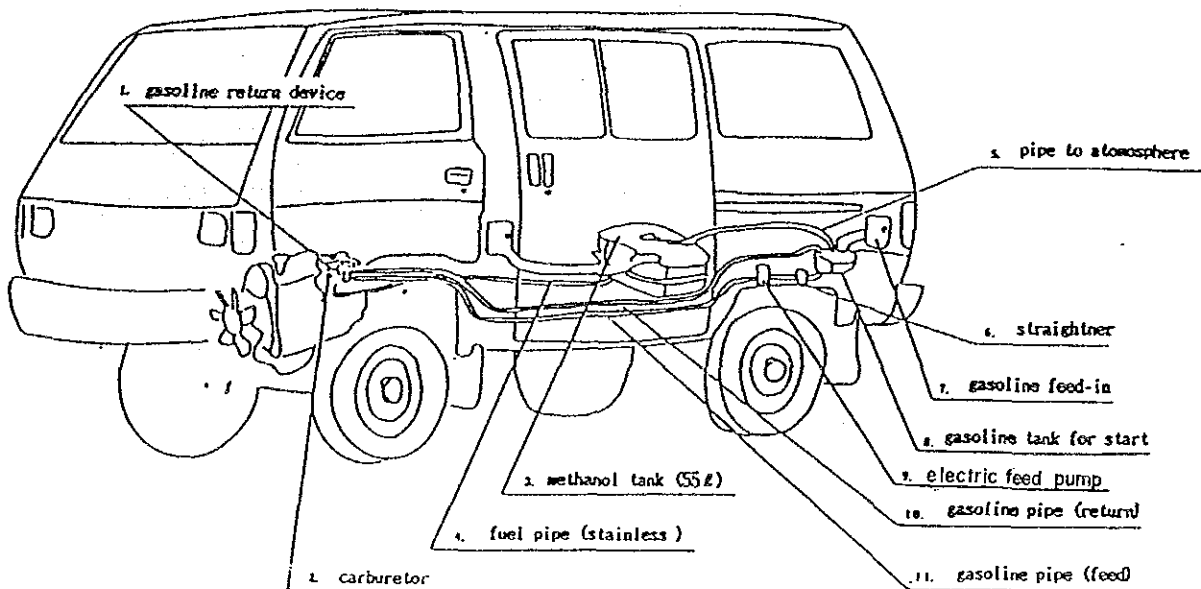


Fig. 8-2-4 Vehicle Fueled with 100% Methanol Used in Fleet Test by Bureau of Environmental Preservation, Tokyo Metropolitan Government

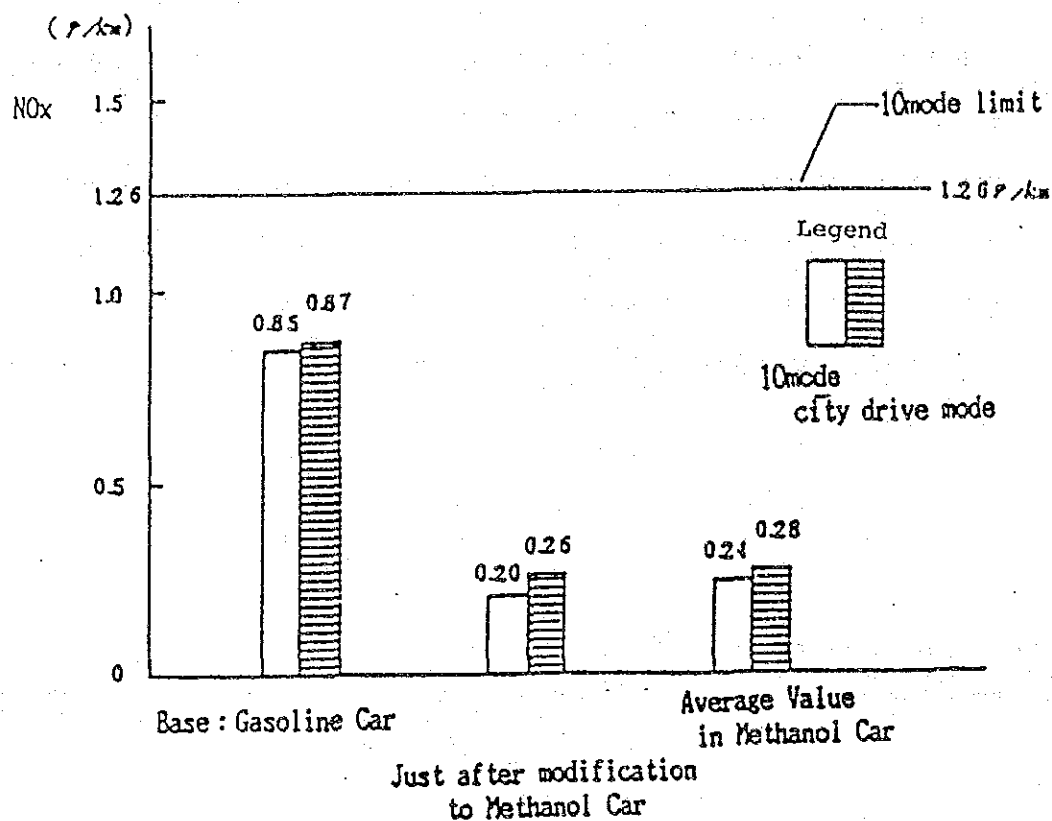


Fig. 8-2-5 (a) Nitrogen Oxides Emissions

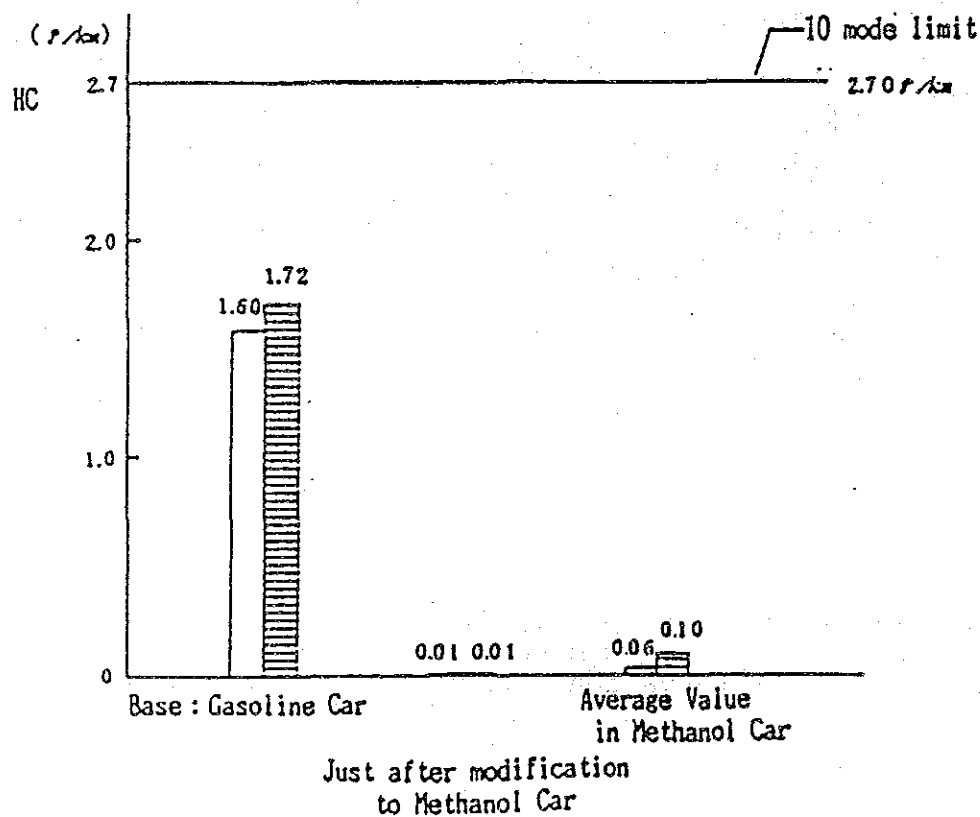


Fig. 8-2-5 (b) Hydro Carbon Emission

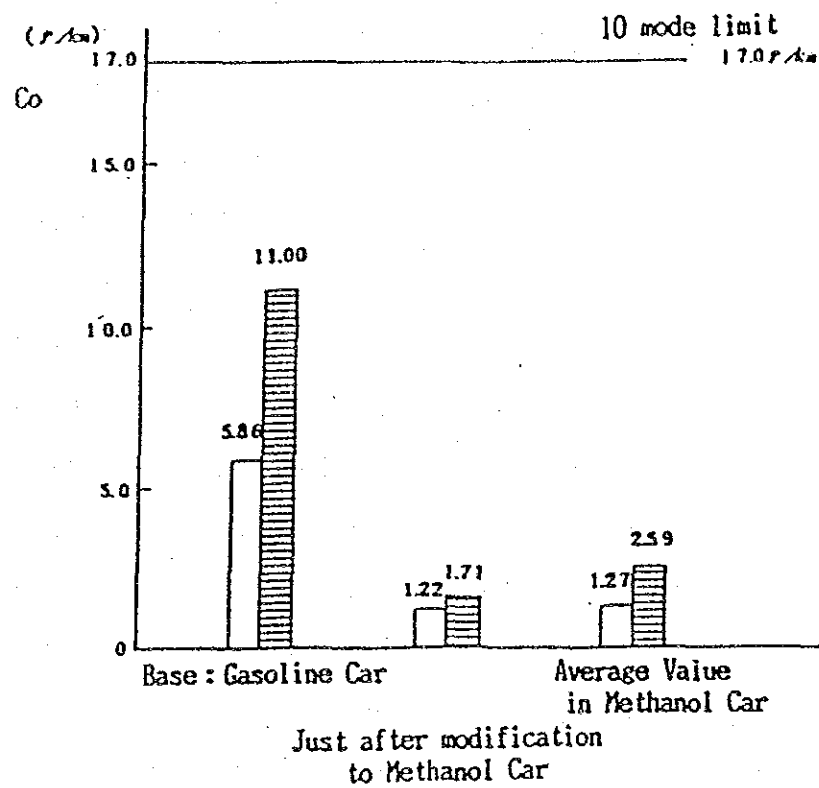


Fig. 8-2-5 (c) Carbon Monoxide Emissions

Aldehyde : (mg/km)	Gasoline Car	Methanol Car					
		Just after mod.	Average (A)~(D)	after 5,000km (A)	after 10,000km (B)	after 20,000km (C)	after 30,000km (D)
10 mode *	2.68	5.15	6.65	4.25	4.36	8.97	9.03
11 mode	14.38	131.91	191.19	179.17	165.20	270.12	150.25
City Drive	1.51	1.38	4.52	2.12	2.76	6.49	6.69

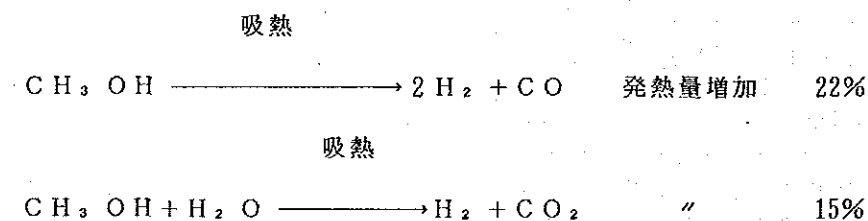
*Diesel Car H15 mode (Close to 10 mode) 25 ~ 40 mg/km

Fig. 8-2-5 (d)

以上の様にガソリン代替としてのメタノール、エタノールのニート利用に際しては、種々の問題はあるが現状技術でほとんど解決済みと考えて良く、多くのフリーテストより、排気ガスエミッションが低く、かつ重大な運転上の問題が生じないことが明らかになった [46]。しかし、実用上、燃料の供給に問題があり、これに対する解として F F V (Flexible Fuel Vehicle) 開発されている [57] [58] [60] [61] [63] [85]。

これは、純メタノール、純ガソリンあるいは両者の混合物を一つの車の処理できる様にしたものである。なかでも使用している燃料が 100 %メタノールと純ガソリンの混合比を色の差で光学的に検知するセンサーの開発が焦点となっている [66]。また、メタノール、ガソリンもしくはガス燃料のいずれをも使える様にした気化器が開発され、走行テストに供されている [56, 63]。モーターサイクル、スクータに使われている二サイクルの小型エンジンのメタノール化について、インドでテストが行われ、M90で出力、排ガスとも好性能を示した。特に、圧縮比を 8.1 から 9.4 に増やすと燃費が 11~20%良くなり、6,000 kmのスクータのテストでは、ガソリンの 36km/ℓ が M90では 23km/ℓ [ガソリン等 43km/ℓ] となり、運転性も 10℃以下での始動性難を除いて問題はなかった。

エンジンの排熱を利用してメタノールを CO と H₂ に改質し、これをエンジンに供給することにより、排熱エネルギーの回収を含めて熱効率を大幅に向上させる試みもなされている。この場合の分解反応およびそれに伴う分解ガス発生量増分は次の通りである [18]。



そのシステムは Fig. 8-2-6 に示す。改質ガス中に含まれる水素ガスの可燃範囲は広く、希薄燃焼が可能となるが、全負荷運転時は逆火等の異常燃焼が発生し易くなる。

VWは低温始動性を向上するためメタノールバーナにより反応器を加熱するシステムを開発している。熱効率はガソリンに比して20～30%、液状メタノールと比べて5～10%改善され、 NO_x は希薄燃焼のため大幅に低減し、未燃分の排出量は液状メタノールに比して低下する。

ただし、車載可能な排気熱改質器の開発や熱交換器の性能向上が更に必要である。

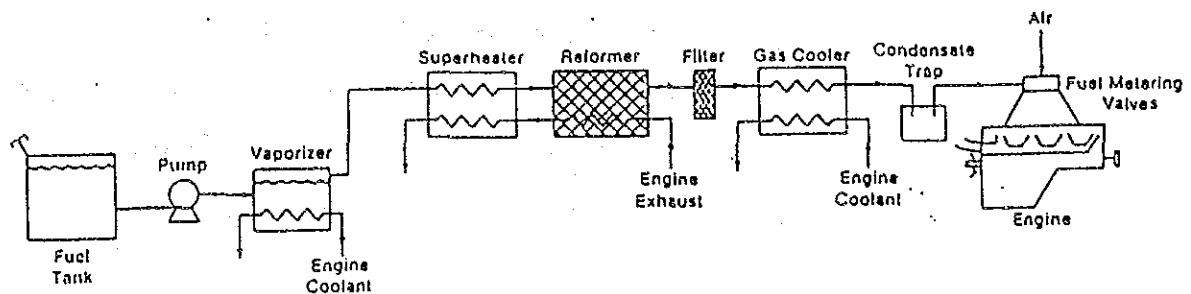


Fig. 8-2-6 Reformed Methanol Fuel System

(3) ディーゼルエンジンベースの代替利用技術 [20] [21]

アルコールの低いセタン価と高い気化潜熱とに起因する極めて低い着火性を改善する必要があり、大別すると次の3種類の方策が開発されている。

- ・ 混合燃料方式（軽油またはセタン価向上剤との混合）
- ・ 二種燃料噴射方式（パイロット方式）
- ・ 強制着火方式（スパークプラグまたはグロープラグの使用）

1) 混合燃料方式

混合方式は着火性の高い軽油またはナイトレート系着火向上剤をアルコールに混入することにより着火性を向上させようとするものである。これらの混合方式はベースのディーゼルエンジンの改造がほとんど必要ないので好ましいが、前者は層分離による混合量の限界、後者は添加剤のコストが問題となる。

アルコールと軽油の混合燃料はガソリンとの混合燃料と同様に、層分離の問題があるが、その程度は軽油の組織、燃料温度、燃料中の水分含有率に依存する。

ドデカノール ($\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{OH}$) 等の高級アルコールの添加剤を15～20%用いると相分離は一応避け得るが、それでもメタノールの混合割合は40%程度にとどまる欠点

がある。

セタン価改良剤の使用は、エンジンの改造が燃料系のマッチングにとどまり即応できることから、ブラジルではエタノール燃料を使用するSugar 作業車に使われている [78] [79]。向上剤としてTEGDN (Tri-Ethyl Glycol Di-Nitrate)が4.5 % (容積) で混合され、その他、燃料の潤滑性を補う意味で1 %のひまし油が混合されている。

ベントの5.7 ℓ、9.7 ℓのエンジンが1986年初期までに1,700 台、この分野で使われているが、その性能はFig. 8-2-7 に示す通り最大トルクがディーゼルに比して20%低速の回転数で10%向上し、作業性の向上に寄与している。燃料消費は22 tトラックでは火花放電プラグ付の100 %エタノールに比して、約15%燃費が良い。

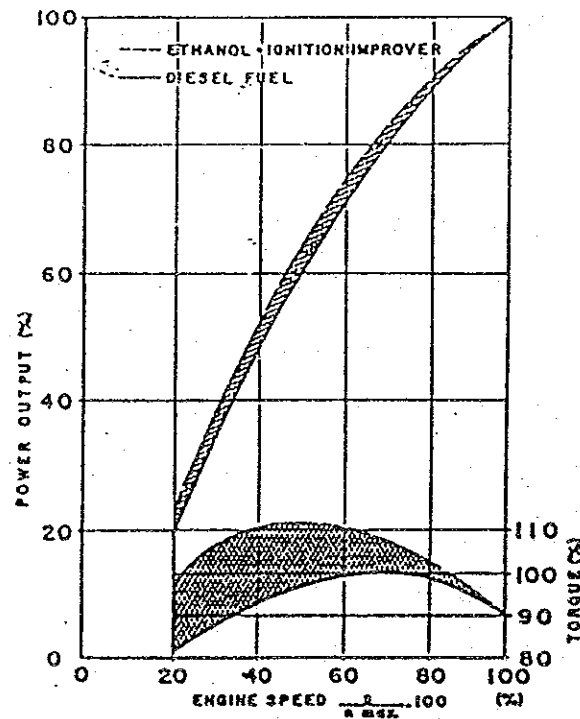


Fig. 8-2-7 Torque Rise due to Ethanol Fuelling [82]

向上剤の価格が問題であるが、この5年間に向上剤の価値はエタノール燃料の18倍から6倍にまで下がったが（エタノールも45¢/ℓから22¢/ℓに下がっている）、最終的には向上剤を混合したエタノール燃料の価値は、ストレート・エタノールより24%程度高くなりそうである。着火改良剤についてはsugar cane工場のエタノール燃料製造の副産物としての製造の開発が行われている。

寒冷始動についてはターボ付直噴ディーゼルエンジン2台を用いてフィンランドで行われ[68]、着火改良剤入り（17%“D II-3”（Ethyl, Co.））がディーゼルよりも僅かであるが良い始動性を示し、他の1台のDual Fuel Type（二種燃料方式）を凌駕した。

2) 二種燃料方式

本方式は着火性の高い軽油と着火性の低いアルコール、それぞれ専用の燃料系、噴射系を有し、アルコール噴射の直前に少量の軽油を噴射することによりアルコールの着火を確保するものである。始動時は軽油のみで運転を行う。始動性、着火安定性は、次節のニート利用方式と比較して優れている。西独のKHD社のF8L413Fエンジンでは作動全域にわたって、一定量の軽油が供給される。KHD社以外にスウェーデンのVolvo社、西独のMWM社の二種燃料方式がバス、トラックのフリーテストに用いられているが、平均して軽油の75%がメタノール燃料に代替されている。この方式の欠点としては、噴射、燃料系統が2系統必要なため、複雑となりコスト高になることである。

3) 強制着火法

火花添加プラグまたはグロープラグによりニートメタノールの強制着火を行わせる方法は軽油代替率が100%であることから、その完成が期待され、この方式の開発は多くの会社、研究所により盛んに行われている。

MANの燃焼室はFig. 8-2-8に示す通り、ピストン上部の燃焼室内に噴孔ノズルからメタノールが噴射され、燃焼室壁面に沿う蒸発混合気またはノズルからの噴流の噴霧混合気にプラグにより強制着火される。プラグの位置は重要なパラメータで性能に種々の影響を与える。この方式では低温始動性は-20℃までは軽油と変わらない。

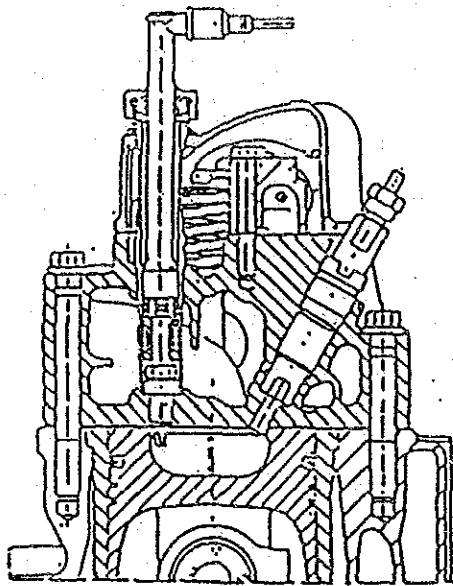


Fig. 8-2-8

M.A.N. D 2566 FMUH Engine
(development status 01/
1984)

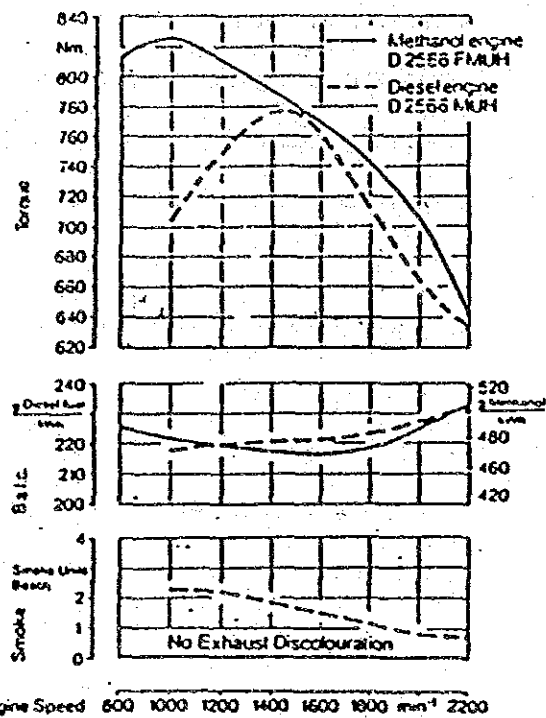


Fig. 8-2-9

Fuel-load curves of D2566
FMUCH Methanol Engine and
D2566 MUH Diesel Version [26]

性能はFig. 8-2-9 の全負荷トルク性能に見られる如く、低回転数においてスモークで制限を受けるディーゼルエンジンに対して、スモーク特性の良いメタノールエンジンでは極めて大きい低速トルクをとれる。このMANのD2566FMHエンジンはサンフランシスコでバスの商用テストに供試され、72,000kmの走行距離が蓄積されているが、スパークプラグの耐久性が8,000 km以下であり、プラグの劣化が触媒の劣化をもたらすことが大きな問題としてクローズアップされている [73]。

小松のエンジンおよびシステムはFig. 8-2-10に示す通りで、従来部品より変更または追加される部品が示されている (詳細は、1985年度 Interim Report 参照)。

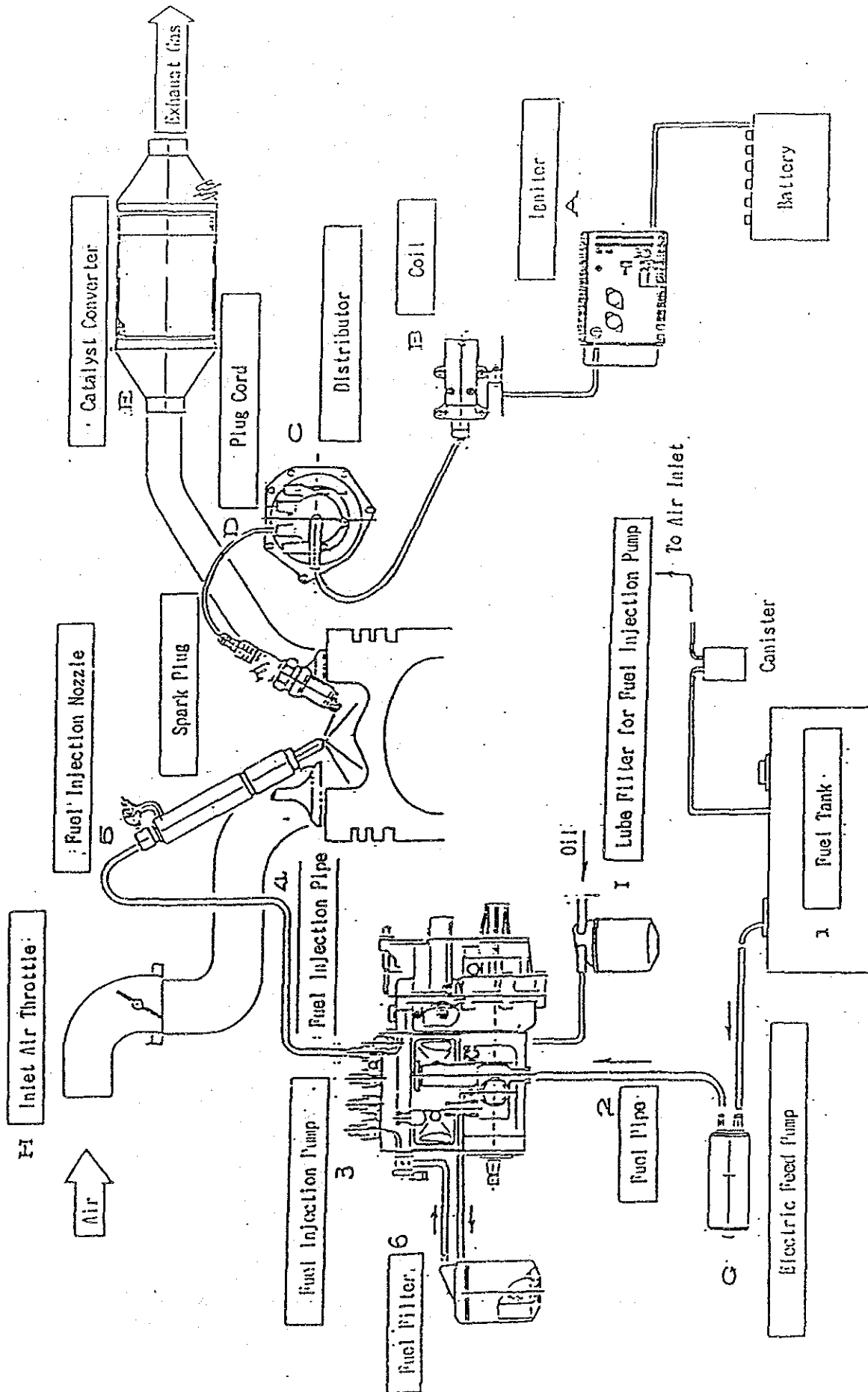


Fig. 8-2-10 Modification Items for Methanol Engine

GM/DDA [11] は2サイクル、6気筒で圧縮比19のV型エンジンをメタノール化し、掃気効率、残留ガス量を調整することにより、メタノールの自己着火を可能にした。これは残留ガス中に含まれる活性物質が寄与していると考えられている。エンジン始動時の低負荷運転時の自己着火が悪化する運転条件では、グロープラグを挿入して強制着火をさせている。開発エンジンはサンフランシスコでコーチバスに搭載され走行テスト中であるが、運行会社によるテスト結果 [27] は、燃費がディーゼルに比して、軽負荷時または、アイドリング時に劣る以外は同等である。加速性も大きな相違は認められない。最近の報告では、58,000kmの走行距離を累積しているが、問題点として、噴射ノズルが30,000kmの寿命であり、噴射ポンプにやや軽い摩耗が見られる事が報告されている [73]。

最近、グロープラグを用いた方式がインド [71]、三菱重工 [74]、西独 [75]、KHD [87] や、米国の Caterpillar [41] から相次いで報告されている。この中で、CAT社の燃焼室はFig. 8-2-11(a) (b)に示す如く、ピストン頭部突起部に衝突させ、その噴霧がグロープラグの熱により反応して火炎伝播を促進させるもので、ディーゼルに比して軽負荷で燃費とHCはやや悪化するが NO_x は約1/3である。

三菱重工は過流室型単筒エンジンに3つの着火方式、即ちスパークアシスト、グローアシストおよびディーゼル油パイロット噴射の各々の方式でテストを行った。新しく設計されたミニ噴射ノズルを持つ新燃焼方式では、セラミック・グロープラグを持つグローアシストが、高速域まで着火・燃焼が安定しており、 NO_x も110 ppmのオーダーで良い性能を示した。

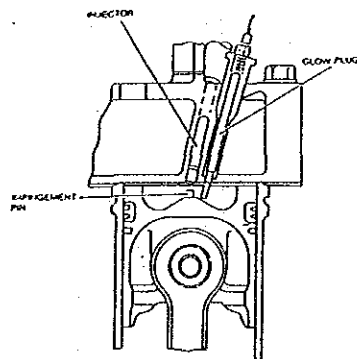


Fig. 8-2-11(a)
Cross Section of
Combustion
Chamber Modified for
Methanol

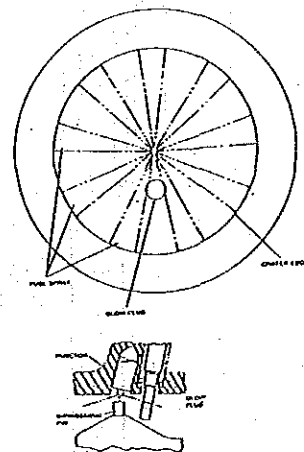


Fig. 8-2-11(b)
Glow Plug Location in
the Combustion Chamber
- Top View

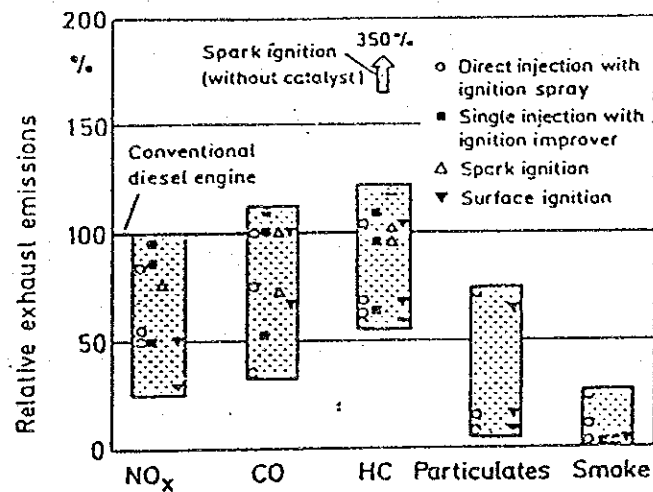


Fig. 8-2-12 Relative Exhaust Emissions for Alcohol-Diesel and Diesel Derived Engines

JARIは[25][72]改質ガスを吸気管により供給する一方、筒内にメタノールを直接噴射して火花点火を行うハイブリッド方式を開発している。低負荷時には改質ガスのみで、中負荷以上ではこれに筒内噴射を加えて運転する方式は、筒内噴射方式のみに対して熱効率および排気浄化の点で優れているという研究結果を得ている。

メルセデス・ベンツは、ガスエンジン方式を開発している。沸点の低いメタノールは排熱エネルギーを回収したエンジン冷却水によりガス化されるので、冷却損失エネルギーの回収と噴射仕事の減少により熱効率は改善される。低温始動時は電気ヒータにより予熱される。西独でバスに搭載され走行テストが行われている。

Fig. 8-2-12 [28] は、ディーゼルエンジンの排気ガスレベルを100とした場合の各種方式の排気特性の比較を示したもので、アルコール燃料方式のこの面での有利性が理解できる。

(4) 主要国におけるアルコール車開発動向

1) スウェーデン [12] [60] [65]

石油、ガス、石炭の資源のないスウェーデンでは、大々的にテストが行われ、特に低温始動性と低温時の摩耗に関心が持たれており、既にM15燃料を使用している。1,000台のフリートテストが終了している。次いで、M100燃料で22台の乗用車並びにトラックとバスの走行テストが行われている。

1980～82年に亘り2台のバスが16,000km走行した。ボルボ社の二種燃料噴射方式を用い、メタノールによる代替率は75%であった。性能、耐久性は従来のディーゼル車と同等で、排気エミッション特に NO_x と粒子の減少が報告されている。

22台の乗用車テストは1984年から始まり、10台のVolvo、7台のSaab以外にフォード、トヨタ、三菱、マツダが各1台参加して、1986年まで続けられる。北欧の寒冷始動と数多い停止、発進の繰り返しはメタノール燃料エンジンに厳しく、特別な潤滑油が使用されている。ホルムアルデヒドは触媒なしで6～75mg/kmと触媒付きで3～15mg/kmで、ガソリン車の20～40mg/kmで、ガソリン車の20～40mg/kmと比較された。12台の乗用車(Saab車2組、Volvo車4組)がM100とガソリンでテストされ、M100でエネルギー消費が少ないことが確認された[65]。

2) 西ドイツ [10] [57] [71] [80]

西独は代替燃料としてメタノール、水素燃料の研究に民間主導型で積極的であり、Heavy-Dutyバスの世界各地でのデモンストレーションは、西独のエンジンメーカーの占める率が多い。

ガソリンベースエンジンのメタノールの車のテストは1979～83年では燃料はM100と称してはいるが、93%のメタノールに、7%の C_4/C_5 の炭化水素が添加されている。この添加剤は燃料タンク中の可燃性雰囲気を避けるためと、寒冷始動性の向上のためといわれる。1981～83年のカリフォルニアでのテストは、カリフォルニアのガス規制に適合するべく設計された車で行われた。燃料の貯蔵中の劣化によるものと思われる噴射系のトラブルが起こったが、基本的にはドイツでの国内テストと変わりなかった。1984年からは、使用域を広げることとdouble flow気化器を整備し始動性を改良することを狙ってテストが行われた。

Heavy Duty車輛ではMAN、KHD、Benzがそれぞれ異なった形式のメタノールエンジンを開発し、バス、トラック等に搭載され、1981年以来420,000 kmの累積時間を経ている。過給方式についても開発を進めている。アーヘン工科大学とKHDは hot surface (glow plug) で点火される直噴エンジンの研究を初めている [75]。

KHDの二種燃料方式のエンジンはベルリンで5台のトラックに搭載され累積800,000 km、1台最長120,000 km、ケルンのバスでは1981年以来85年までに240,000 km累積している。

メルセデス・ベンツのガスエンジン方式3台は、バスに搭載され500,000 kmの運転記録を累積している。

3) カナダ [13] [61] [77] [82] [83]

カナダは天然ガス、石炭を大量に有しており、メタノールの主要産出国であり、また、現状のままではカナダは石油の輸出国から輸入国へ移る可能性があることから、それを避けるため、天然ガス・石炭からのメタノールの利用を真剣に探っており、特に実用性研究を盛んに行っている。

最近では、6台のフォードエスコートが3組テストされ、M85、ガソリンまたはそれらの混合でFFV (Flexible Fuel Vehicle)のテストが、特に冬季の低温始動性のテストを主眼に行われた [61]。

1985~89年の4年に亘るMILE (Methanol in Large Engine) プログラムが1985年春に始まり [81]、7組のフリートが計画されている。

Underground マイニング用にKHDエンジンをグローアシストに改造したメタノールエンジンを試用した結果も報告されている [83]。

4) アメリカ [14] [27] [62] [66] [73] [81]

1975年に無鉛ガソリンに10%のエタノールを混合するガソールが導入されて以来、年間10億ガロンが主として増量剤として使われている。Table. 8-2-7 は1981年より83年までの含酸素燃料の使用量を示している。今後オクタン価向上剤として経済性が合えば更にエタノール、メタノールの需要が増加されるものと思われる。

1981年より99台の車からなるカリフォルニアのCECプログラムが実施され、そのうち40台のフォード車は5年目に入り、1,000万マイルに達している。37台は4年間完走している。

Table 8-2-7 Consumption of Oxygenates (Vehicle Fuel) in the U.S.

Unit: 1 million gallons/year
(1,000 kl/year)

Oxygen con- taining fuel \ Year	1980	1981	1982	1983
Ethanol	50(189)	110(416)	210(795)	445(1,684)
Methanol	50(189)	65(246)	115(435)	225(852)
G T B A	140(530)	140(530)	140(530)	140(530)
M T B E	80(303)	105(397)	105(397)	190(719)
Total	320(1,211)	420(1,590)	570(2,158)	1,000(3,785)

1983年には 500台以上のフォードエスコートが量産され、CECの下でのテストは3年目に入っている。M85燃料で特に低温始動性をテストするためChevrolet Citation、Ford Crown、Chevrolet s-10 pick-up各5台を0℃から-15℃、-32℃の大気条件での始動テストを計画中である。更に7台のエミッション制御用電子噴射付Escortsが1984年6月供試された。

バスを用いた商品運行テストはCECの計画によりGMとMANの2台のバスを用いてサンフランシスコ地域で行われている [27] [38] [73]。

米国では車両の燃料節減を目的としたCAFE (Corporate Average Fuel Economy) 法をM85メタノール車のガソリン燃料部分にのみ適用されるべく提案されている。これはガソリン-メタノール車に30mpgの平均燃費が課せられると、ガソリンのみの燃費は $30 \div 0.15 = 200$ mpgの値となる。1987年より4年間に亘り、連邦政府が保有する車を毎年5,000台ずつ20,000台をメタノール車として走行試験をする計画がある。対象のメタノール車にはバス1台、長距離トラック18台などの大型エンジンも含まれている [66]。

エミッション規制が強化される中で、メタノール燃料は価格は高いが排気エミッション特性が良いことから、ディーゼルのエミッション対策車に比し、cost effectiveであるとの意見もある。

5) 日 本

日本において特に交通量の激しい大都市では、大気汚染の規制特にNO_xの環境基準をクリアーすることが難しいことと、日本のエネルギー利用分野で自動車部門が依然としてほぼ100%石油系燃料に依存していることから、交通部門における石

油代替エネルギーとしてメタノール燃料の導入施策が講じられている [15]。

運輸省は下記の5種類の集配トラック、バス等の車両を、都市部で5年間に亘り走行試験することを計画し、①、②のガソリンエンジンベースを11台、③の小松型のディーゼルエンジンベースを25台、1986年12月よりフリートテストに入った。

①	1トン積ピックアップ型トラック	10台
②	1トン積バン型トラック	10台
③	2トン積キャブオーバ型トラック	80台
④	70～80人乗り大型バス	10台
⑤	特装車（2トン積集塵車）	数台

日本自動車研究所では、1973年以降基礎研究を長年行い、ニート、高濃度アルコールを種々の型式のエンジンに利用する研究を行い、バスに搭載して走行テストを行っている。

先述の運輸省のフリート試験計画は通産省の製作の見直しを求める結果となり、1985年6月資源エネルギー庁が「新エネルギー導入ビジョン」 [16] を発表した。要旨は次の通りである。

- ① ガソリンエンジンベースに対するM85-95燃料を中、長期的視点に立ち、技術開発を進める。
- ② 国はメタノール燃料導入に向けて、所要の体制整備を図る。
- ③ 導入に向けて必要な試験を実施していく。

資源エネルギー庁ではこの答申を受け、具体的には1988年にメタノール車の走行テストができる様計画を進めている。

6) その他

インドネシアでは、メタノール利用はプルタミナ (Pertamina) およびレミガス (Lemigas) ではガソリンへ添加剤を加えたケースと、加えないケースをかつて検討したことがある。この背景には、一には、ガソリン中の四エチル鉛 (T. E. L) を減すが、無鉛化するという国際的傾向があり、いま一には、ブニューからのメタノールの販路を如何に見出すかという配慮がある。

1986年のパリで開かれたアルコール燃料国際シンポジウムでは上述の各国以外に、発展途上国よりアルコールエンジンの開発が紹介されている。

- i) インドでは、交通エネルギーの60%を占めるモータサイクル等の2サイクル小型ガソリンエンジンのメタノール化 [86] やグローアシストの性能 [67] と耐久性 [69] のテストを行っている。
- ii) 中国は、龐大な石炭よりメタノール燃料を生産し輸送用燃料エネルギー源として利用することを長期的な課題としており、ガソリンベースエンジンに対して、性能の研究 [55] や、500台のローリ車をM15の混合燃料で1983年より実用テストを行っている [74] 。
- iii) ニュージーランドは、新しく気化器を開発し [56] トヨタカローラに搭載し2年にわたり80,000kmテストした [63] 。この気化器はガソリン、メタノールおよびガス燃料を使える様にしたFFV車である。この気化器はノルウェーにおいてもテストされている [63] [65] 。ニュージーランドでは、自動車並びにエンジンの生産工場がないため、改造の度合が少なく多種燃料を扱えるガソリンベースアルコール車は有望と見ているが、ディーゼルベースでの経済性には疑問を持っている [80] 。

8-2-1および8-2-3の参考文献

1. Ulrich Seiffert: VW's Prospect for Alcohol-fueled Engines compared with other alternative Options: Proceedings Int. Symposium on Alcohol Fuels Technology, Ottawa, 1984
功刀泰碩: 燃料メタノール導入に関する考察
A F T国内委員会第44回(1985.6.25) 議事録
日機連, 産機工: 北海道東地域を対象とした農業、工業コンプレックス新機械システムに関する調査研究報告書 1985年
2. 宮本 登: 自動車用燃料としてのメタノールその適性と問題点をさぐる――:
科学技術誌M O L Vol. 23 No1 昭60年1月
3. V. Battista: Transport Canada Methanol Fuel Programme:
Volkswagen Methanol-Workshop 1985 June
4. S. Ito, et al: Performance of a Methanol Fueled Car:
SAE Paper 811383
5. H. Menrael: Present Lubricant Experience with VW-Methanol Vehicles: Volkswagen Methanol-Workshop 1985 June
6. R. J. Ernst et al: Methanol Engine Durability
SAE Paper 831704
7. 伊藤光一郎: スパークアシスト方式によるアルコール燃焼ディーゼルエンジン
内燃機関Vol. 23 No14 1984年12月
8. 堀 政彦、金 栄吉: アルコールエンジンの現状と将来:
自動車技術 Vol. 40 No1 1986年1月
9. 金 栄吉: メタノールの自動車燃料への利用
エネルギー総合工学研究所
第5回エネルギー工学シンポジウム 昭和60年7月
10. Bernhardt, W: Methanol as a substitute for gasoline and diesel fueled automobiles - Experience in Germany and VW Contribution:
Methanol Fuel Seminar at Tokyo Nov. 1985

11. Toepel R. R. et al : Development of Detroit Diesel Allison 6V-92TA
Methanol Fueled Coach Engine: SAE 831744
12. Bertilson, B.M. : Motor Alcohols in Sweden
Methanol Fuel Seminar at Tokyo Nov. 1985
13. Sage, Roy: Methanol Fuel in Canada
Methanol Fuel Seminar at Tokyo Nov. 1985
14. Ecklund, E.E. : Status of Methanol - fueled Automotive
Demonstrations in the USA: Methanol Fuel Seminar at Tokyo 1985
15. 平尾 収: 燃料メタノール導入とその意義
高圧ガス Vol. 22 No12 1985年12月
16. 資源エネルギー庁編: 新エネルギー導入ビジョン 昭和60年7月
17. J. G. Finegold: Dissociated Methanol Vehicle Test Results, Proc. Int.
Symposium on Alcohol Fuels Technology, Ottawa 1984
18. D. M. McCall, T. R. Lalk, et al: Performance and Emissions Characteristics
of a Spark Ignition Engine Fueled with
Dissociated and Steam-Reformed Methanol,
SAE 852106
19. 第3回自動車専用アルコール燃料特別委員会: フリートテスト計画について:
昭和61年1月29日
20. Ecklund, E. E. et al: Alcohol in diesel engine: Review Part I & II
Automotive Engg. 1984 June & July
21. Ecklund, E. E. et al: State-of-the-Art Report on the use of Alcohols
in Diesel Engines: SAE 840118
22. Kurt Weidmann u. Holger Menrael: Fahrzeugkonzept and Flottenversuche mit
Alkohol-Diesel-Mischkraftstoffen MTZ 46
(1985) 10
23. Chevron U.S.A. Inc: The Outlook for Use of Methanol as a
Transportation Fuel: Nov. 1984, Jan. 1985

24. H. K. Bergman, K. D. Holloh: Field Experience with Mercedes-Benz
Methanol City Buses: Proceedings Int. Symposium on Alcohol Fuels Technology,
Ottawa, 1984
25. 山口都夫他: メタノール改質ガスディーゼルエンジンの開発研究第3報
燃焼の最適化とエンジン特性
自動車研究第8巻第4号(61年4月号)
26. A. Neitz, F. Chmela: Results of Further Development in the M.A.N.
Methanol Engine: [24]と同じ
27. M. D. Jackson, S. Unnasch & C. Sullivan:
Transit Bus Operation with Methanol Fuel: SAE 850216
28. F. Pischinger, U. Hilger, G. Finsterwalder & H. Kupper:
Operation and Exhaust Emission Behaviour of the Direct-Injection Alcohol
Diesel Engine: [24]と同じ
29. J. E. Bennethum, N. Srinivasan: Detroit Diesel Allison's Two-Stroke
Cycle Compression Ignited Alcohol Engines:
30. H. H. W. Bindel: Implementation experiences with MWM Pilot-Ignition
Diesel Cycle Engines Burning Alcohol as Main Fuel
[24]と同じ
31. Winfried Bernhardt: The Use of Methanol and Ethanol for Motive Power
32. K. Katoh, Imanura & T. Inoue: Development of Methanol Lean Burn System
SAE 860247 (1986 Feb. 24-28)トヨタ技術(昭61-6)
33. D. M. McCall, T. R. Lalk, R. R. Davison & W. B. Harris: Performance and
Emissions Characteristics of a Spark Ignition Engine
Fueled with Dissociated and Steam-Reformed Methanol
SAE 852106 (Oct. 21-24 '85)
34. 瀬古、吉田、山口、堀、金: メタノール改質ガスディーゼルエンジンの開発研究
第2報 スパーク・アシスト方式 自動車技術会・内燃機関シンポジウム
SAE 852105
第3報 燃焼の最適化 自動車研究 Vol. 8 No. 4 61年4月

35. H. Krumm W. Forester & A. A. Reglitzky (Deutsh Shell)
Lubrication of Spark Ignition Engines running on Alcohol Containing Fuel
Auckland N. Z. 1982
36. 藤本、工藤、今村： メタノール混合燃料の車輛性能への影響
トヨタ技術 Vol. 36 No. 1 (昭61-6)
37. T. L. Ullman (SWRI), C. T. Hare & T. M. Baines (EPA): Emissions from
Two Methanol-Powered Buses: SAE 860305
38. F. Lipari, D. Keski-Hyynila (GM)
Aldehyde and Unburned Fuel Emissions from Methanol-Fueled Heavy-Duty
Diesel Engines: SAE 860307
39. H. Menrad, G. Decker & R. Wegener (VW): The Potential of Methanol and
LPG as new fuels for Transportation
Resources and Construction Vol. 10 1983 p.125-133
40. K. D. Smith, D. W. Fong, D. S. Kondoleon, L. S. Sullivan (CEC, Calif.)
The California State Methanol Program Creating Market
(AFT 1984 Ottawa, P2-373-383)
41. Craig A. Krueger (Caterpillar Inc.)
A. Neat Methanol Direct Injection Combustion System for Heavy-Duty
Applications SAE 861169('86/9)
42. 日本エネルギー経済研究所: “交通需要と交通部門エネルギー需要の長期展望”
—補論— 海外における交通用代替エネルギーの導入状況と日本の
動き 1986年6月25日
43. 立木清広: “内外の自動車ガソリンの品質動向”
日本自動車技術会講演会 1986年6月12日
44. エネルギー総合工学研究所: “昭和60年度石油火力発電所メタノール転換等実証試験”
45. 前園勝二: アルコール燃料事情
日石レビュー Vol. 27 No. 5 (1985年9月)
46. 室木 功、二浦義則: アルコール燃料エンジンの開発動向とその問題点
マツダ技報 No. 3 (1985)

47. 日本エネルギー経済研究所： 第3回メタノール等自動車新燃料に関する調査研究

委員会資料 61年11月6日

48. Flexible Fuel Vehicle could help popularize benefits of methanol
Res Dev. 28 [8] 39 ('86)
海外技術ハイライト Vol. 20 No. 10 Jan. 1987 p47/48
49. 大沢拓： 各国のガソリン無鉛化の動向
日石レビュー Vol. 27 No. 5 (1985年9月)
50. VII International Symposium Alcohol Fuels
Paris 20/23 October 1986 (51~66はガソリン)
51. R. J. Nichols, C. S. Smith E. L. Clinton, L. E. Roman (Ford) p.129
Impact of Compression Ratio on Fuel Efficiency, Emissions and Power of
Methanol-Fueled Engine
52. J. P. Subrahmanyam, H. B. Mathur, M. K. Gajendra Babu p.130
(Indian Inst. of Technology)
Studies on a Methanol Fueled Spark Ignition Engine with Exhaust Gas
Recirculation
53. J. Hsia, L. K. Kuo, C. S. Lin, G. T. Lin, T. L. Chen p.136
(Chinese Petro Corp. Taiwan)
Effect of Methanol-Gasoline Blends on Performance, Emissions and Wear in SI
Engines
54. B. S. Samaga, P. U. Suresh Babu, 1/1 Suresh Kumar p.142
(Karnataka Engg. College, India)
Performance Studies on a Methanol-Fueled Stratified Charge Combustion Engine
55. P. Kuirun, Z. Hua, C. Xuecheng, Z. Zexing, L. Pengju p.148
(Inst. of Engg. Thermo Physics, Chinese Academy of Sciences, Beijing, PRC)
(" Environmental Chemistry " " ")
Experimental Research on Application of Methanol as Fuel in Existing
Vehicles
56. Y. Tsukasaki, Y. Imamura, H. Sami, T. Inoue, (Toyota) p.154

- Methanol Fueled Vehicle Development in Toyota
57. D. Gruden, G. Hochsmann (Porsche) p.160
A Porsche Concept of Flexible Fuel Vehicle
58. P. Waring, P. Zappoli, R. Sidwell, D. Harnett (New Zealand) p.166
A New Multi-Fuel Carburettor for the Conversion of Vehicles to operate on Methanol, Gasoline or Gaseous Fuels
59. T. W. Ryan, T. J. Bond, R. D. Schieman (SWRI) p.184
The Mechanism of Cylinder Bore Wear in Methanol-Fueled SI Engines
60. A. Bandberg, A. Hedbom, K. Isaksson, A. Laveskog (Sweden) p.202
Field Testing of Methanol-Fueled Cars in Sweden
61. R. M. Bright, K. Mitchell (カナダ) p.209
The Cold Weather Performance of Vehicles operated on methanol and gasoline
62. K. K. Koyama, K. S. Chrörn, L. G. Vann, R. J. Nichols (CEC Ford) p.210
California's Methanol Fleet
63. P. Saxegaard, J. Bang, A. Pran, P. I. Karlsen, K. Olsen (ノルウェー) p.219
Experiences with a Toyota Carolla converted to Neat Methanol Operation
64. G. De Arruda Bueno, J. C. Negri, H. R. Yamaguchi p.225
Experience and Fleet Test in the Brazilian Conditions Methanol Project
65. V. Asproth, G. Marklund, H. Sundin (スウェーデン) p.231
Test of Pure Methanol as Fuel in Otto-Motor Vehicles
66. R. N. McGill, B. E. Ecklund (DOE) p.237
Introducing Methanol-Fueled Vehicles into Government Fleet Operations
67. D. Kumar, C. S. Nawani, B. P. Pundir (インド) p.247
Methanol Operation of a Glow Plug Ignited Direct Injection Engine with Restricted Piston Cooling
68. J. Laurikko (フィンランド) p.254
Cold Starts Tests with High Speed Diesel Engines using Alcohol as the Main Fuel

69. A. K. Condal, P. C. Nautiyal (インド) p.260
Some Studies on the Injector Needle Wear using Diesel and Methanol Fuels by Radiotracers.
70. K. Imoto, Y. Kiyota (三菱) p.266
New Combustion System of the Methanol-Fueled IDI Diesel Engine
71. F. Pishinger, U. Hilger, B. Bartunek (Aachen, 西独) p.272
W. Adams, G. Finsterwalder (KHD)
Suitability of the Hot-Surface Ignition Engine for using Alcohol Fuels
72. Y. Yoshida, I. Yamaguchi, T. Seko, T. Suzuki, M. Mori, Y. K. Kim (JARI)
Use of Dissociated Methanol in Heavy Duty DI with Spark plug p.285
73. S. Unnasch, M. D. Jackson, K. D. Smith (California) p.291
Preliminary Wear and Durability Results for Heavy-Duty Methanol Engines
74. Z. Ning (中国) p.297
Technical Problems associated with the Application of Methanol-Gasoline Blend Fuel (M15) in Truck
75. J. Liyong X. Junding, G. Huanjin, J. Yu, Z. Kangnian (中国) p.305
Comprehensive Study of Utilizing Methanol on "Jiefang" Truck
76. P. Garcia (ニュージーランド) p.311
Static and Field Experience with the use of Neat Methanol in a Transport Fleet
77. B. James, G. B. Hamilton, T. J. Timbario (カナダ) p.317
The Mile Project: The first year's experience
78. E. P. Fontanello, L. M. Ventura (ブラジル) W. Bandel (ベトナム) p.325
The Use of Ethanol with Ignition Improver as a CI-Engine Fuel in Brazilian Trucks
79. B. J. Lyford-Pike, F. C. Neves, Zulino (カミンズ, ブラジル) 、
V. K. Duggal (カミンズ) p.331
Development of a Commercial Cummins NT Series Engine to Burn Ethanol Alcohol

80. H. Menracl (VW) ,R. D. Behling (西独) p.390
Proposal for the Composition of Methanol Fuel
81. L. A. Sullivan, K. D. Smith, L. G. Van, (CEC) P. Wueblen p.466
Methanol as a Cost-effective Emission Control Strategy for Heavy-Duty
Vehicles
82. R. Clayton (カナダ) p.468
Alternative Fuel Cost Study
83. T. C. Burnett, H. Vergeer, G. Finsterwalder, H. Kuepper p.624
Performance and Emissions of a Heavy-duty methanol Fueled Engine
84. Y. Kaneko (防衛大) p.628
A Comparison of Gasoline Methanol and Prepare on SI Engine Performances
85. A. Pran, J. R. Bang p.630
Petrofit Fuel Switching device for use of different methanol/Petrol
Mixture (India)
86. S. Maji, B. P. Pundiv, S. Radzimirski, "A methanol operated small two
stroke SI Engine p.358

8-2-2 車輛用以外での利用技術

(1) 大規模発電プラント

自動車用燃料以外のメタノールの利用で最も規模の大きいものは、大型発電用への利用であろう。

発電用燃料としてメタノールの検討はTable 8-2-8 および8-2-9 に示すように、日本とアメリカでボイラーおよびガスタービンでの燃焼試験が行われている。

1) ボイラー

ボイラーによるメタノール燃焼試験は、日本、アメリカで行われており、それらの結果から次のように言われている。

i) 排ガ斯特性

- ・ NO_x については、原油、重油に比較するとFig. 8-2-13に示すように、メタノールではほぼ50%以下になる。
- ・ SO_x はメタノールがS分を含まないため発生しない。
- ・ Fig. 8-2-14および8-2-15に示すようにCOはメタノールの場合、他の燃料油と同程度かやや増加するが、未燃分は他のものと同程度あるいは、それ以下である。
- ・ ばいじんは発生しない。

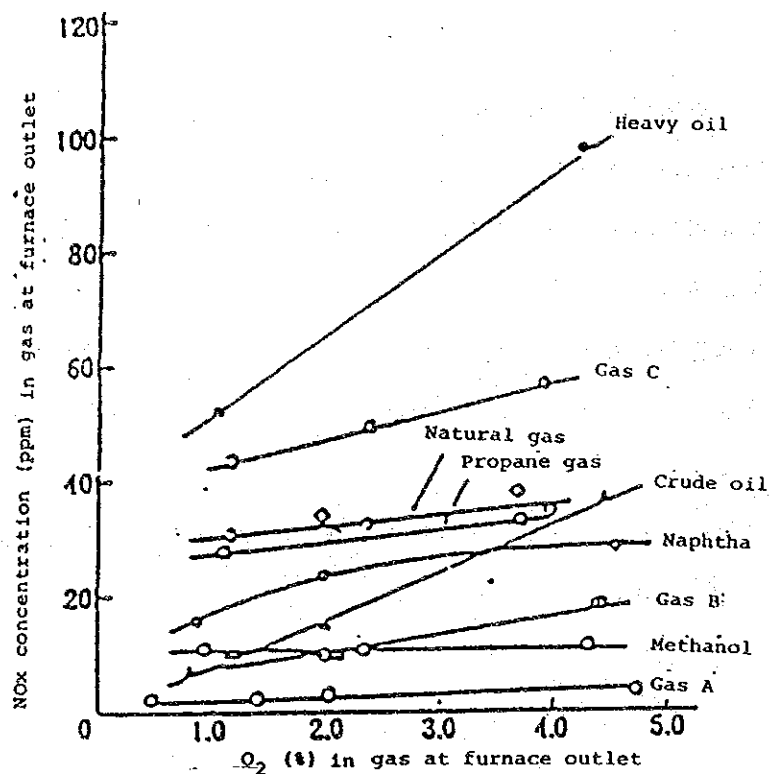
以上のように、メタノールは大気汚染物質が少なく、環境保全面で優れた燃料である。

Table 8-2-8 Combustion Test of Methanol in Boiler

Year	Country	Testers	Remarks
1971	U.S.A.	COHEN	Fuel test furnace
1972	"	New Orleans Public Service Power Company	Boiler for 50 MW electric power service
1973 ~ 74	Japan	Central Research Institute of Electric Power Industry	Small-sized combustion test furnace
1974	"	Company A	Boiler for domestic use
1975	"	Company B	Boiler for electric power service
1981	U.S.A.	Southern California Edison Power Company (40)	101 mixed combustion with heavy oil

Table 8-2-9 Methanol Combustion Test in Gas Turbine

Year	Country	Testers	Remarks
1974	U.S.A.	Florida Power Company	34 kW
1978 ~ 79	"	Southern California Edison Power Company	26 kW
1981	Japan	Company C	1.2 kW combustor
1983	U.S.A.	Polar Energy Research Institute	132 kW, methanol-reformation type gas turbine



Notes: Gas A - CO:24%, H₂:16%, N₂:60%

Gas B - CO:53%, H₂:47%

Gas C - CH₄:14%, C₂H₄:30%, CO:29%, H₂:27%

Fig. 8-2-13 Relationship between O₂ and NOx in Gas at Furnace Outlet

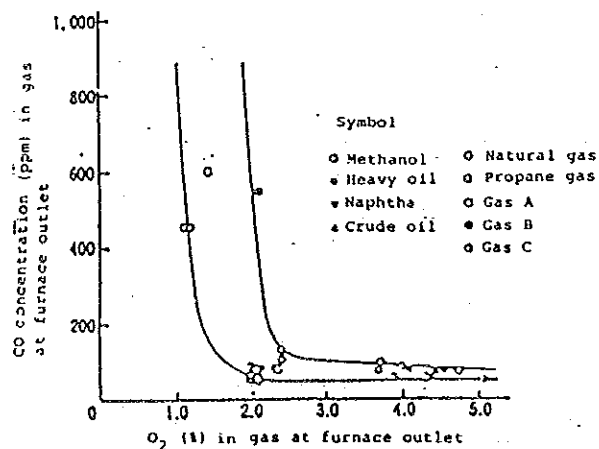


Fig. 8-2-14 Relationship between O₂ and CO in Gas at Furnace Outlet

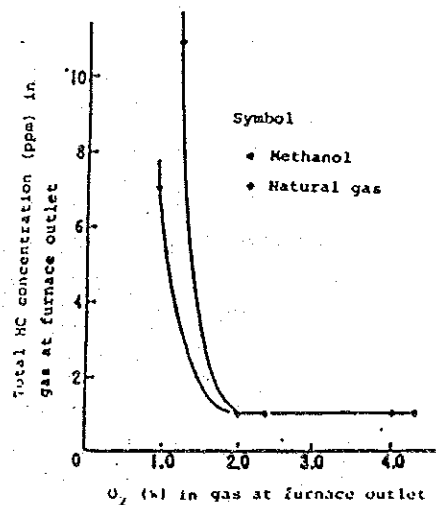


Fig. 8-2-15 Relationship between O₂ and HC in Gas at Furnace Outlet

ii) 燃焼特性

- ・ メタノールは重油等と比べ燃焼温度が低く、不輝炎である等の特徴があるが、燃焼特性上問題になる点はない。しかし、火炎放射率は重油の半分以下であることから、既存ボイラーでメタノールを使用する場合は、発電能力が減少するので伝熱面積の変更等が必要となる場合がある。

iii) ボイラー性能

- ・ メタノールは他の燃料油と比較して燃焼の際に発生する水分が多いため、水分損失によりボイラー効率は数％低下する。

iv) ボイラー改造

- ・ 既設の油焚ボイラーをメタノール焚に改造するためには、燃料供給系統の新設または容量増加が必要となるが、技術的には特に問題ない。

2) 従来型ガスタービン

ガスタービンによるメタノール燃焼試験に関しては、アメリカで実機および燃焼器の試験が、日本で燃焼器による試験等が行われており、それらの結果をまとめると次のように言われている。

i) 排ガス特性

- ・ NO_x は約45ppm であり、ジェット燃料と比較して $\frac{1}{4}$ 以下である（定格運転時）。
- ・ COは70ppm あり、ジェット燃料の50ppm より若干多いが、天然ガスの175ppmよりはかなり低い。
- ・ 炭化水素はジェット燃料よりメタノールの方がやや多いが、量的には10ppm 以下である（燃焼器のテストではジェット燃料の4～5倍というデータもある。）。
- ・ アルデヒドはメタノールで1ppm 前後でありジェット燃料の10ppb オーダーと天然ガスの10ppm 程度の間となっている。
- ・ その他、 SO_2 はメタノールではゼロ、ジェット燃料では10ppm 前後であり、また、微粒子についてもメタノールはジェット燃料の $\frac{3}{1} \sim \frac{1}{4}$ となっている。

ii) ガスタービン性能

- ・ メタノールはガスタービン起動、出力増加の速さなどの一般的性能は他の燃料と変わらない。
- ・ メタノールは NO_x 対策としての水噴射が不要であり、水噴射ジェット燃料と比較して熱効率が約3%向上する。

iii) ガスタービン改造

- ・ 既設のガスタービンのメタノール焚への改造に関しては、燃料供給系統の新設または容量増加が必要となるが、ガスタービン本体に関しては、一部改造で済み容易なものである。

また、ガスタービン燃料としてのメタノールの利点と留意点をTable8-2-10に示す。

Table 8-2-10 Merits of Methanol as Gas Turbine Fuel and Matters to be attended to

Features	Merits and Matters to be Attended to
• No impurities such as N, S are contained. • Calorific power is small. • Latent heat of vaporization is large. • It is dissolved and reformed endothermically at 250 to 350°C. • Combustion temperature is low.	• SOx, Fuel NOx, and smoke dust do not occur. • Combustion gas has little high-temperature corrosion behavior. • The combustion of methanol, about twice as much as petroleum-based fuel or natural gas, increases the turbine operation fluid and improves the output. • Thermal efficiency can be improved by exhaust heat recovery. • Little thermal NOx occurs.
• Calorific power is small. • Lubricity is non-existent. • It is incompatible with some materials. • It can be mixed freely with water. • It selectively dissolves light-weight ingredient of oil. • Vapor pressure is high. • Flame is non-luminous. • Ignition point is low. (11°C).	• The capacity of the tank, piping, etc., must be increased. • Attention must be paid in selecting a pump. • It has corrosion behavior against Mg, Al, Zn, and Cu. • With about 10% water contained, methanol corrodes carbon steel at 40 to 50°C or above. • It may swell or deteriorate rubbers and plastics. • Once Na and K, which cause high-temperature corrosion of a turbine, blend in methanol, they cannot be removed by flushing. • Piping cannot be used in common with petroleum-based fuel. • Attention must be paid to pump cavitation. • Actuating method requires contrivance. • Attention must be paid to leakage and ignition.

3) メタノール改質型ガスタービン

メタノールは改質（水蒸気改質）、分解が比較的低温で可能であり、ガスタービンの排熱を利用してメタノールを改質・分解することにより熱効率の向上を図る新しい方式のガスタービンが注目されている。この方式はアルコールの特性を生かしたものであり、試算では10%（絶対値）弱の大幅な効率向上が可能とされている。

Fig. 8-2-16にコンバインドサイクルの概念図を、Fig. 8-2-17にメタノール改質型ガスタービンの概念図を示す。両者の違いは、コンバインドサイクルが排ガスの熱によりスチームを発生させ、スチームタービンにより再度発電を行うのに対し、メタノール改質型ガスタービンは約 500℃の排ガスの熱によりメタノールの過熱、改質反応を 250～ 350℃の比較的低い温度で行って H_2 とCOに改質し、改質ガスをガスタービンの燃料に使用するものである。

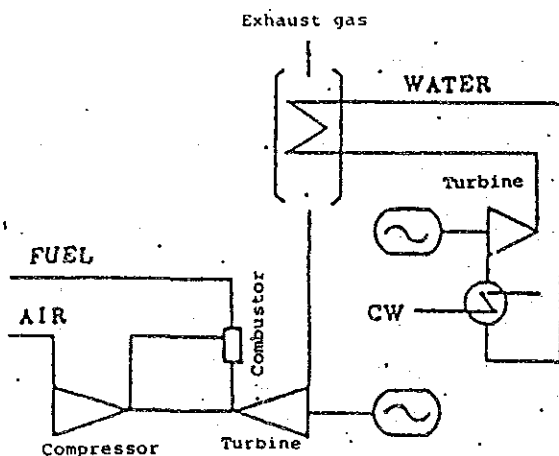


Fig. 8-2-16
Conceptual Drawing of
Combined Cycle

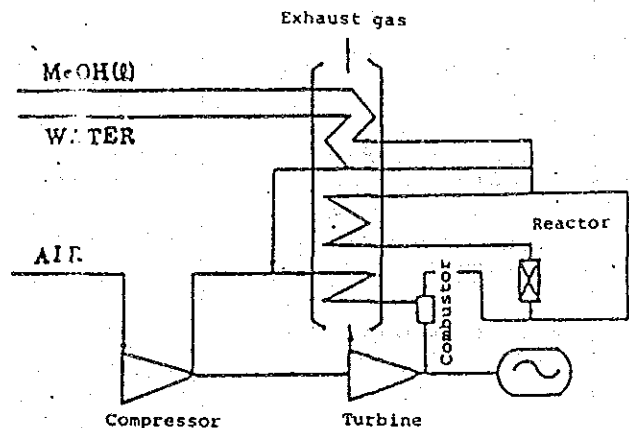


Fig. 8-2-17
Conceptual Drawing of
Methanol-reformation
Type Gas Turbine

メタノール改質型ガスタービンは、高価なスチームタービンが不要で建設費がかなり軽減できること、高い熱効率（40%以上）を得られることから、コンバインドサイクルより有利といえる。

構成している要素技術は、特に新しいものではなく、従来技術の組合せであり、大きな技術的障害なく実用化可能と考えられる。

インドネシア国には多くの従来型ガスタービンが設置されているので当機を利用したメタノールへの転換が有望と考えられる。

i) メタノール改質型ガスタービン発電システムの特徴と問題点 [44]

[特 徴]

- ・ 排ガスがクリーンで低公害。
- ・ 機器の工場生産によりパッケージ化が容易で、コストおよび建設期間の削減が期待できる。
- ・ メンテナンスが容易。
- ・ 冷却海水が不要で、内陸部への適用も可能。

[問題点]

- ・ メタノールの改質および注水用の純水使用量が多い。(10万kw) 級で約 0.8 kg/h と通常火力の 4～5 倍)

ii) メタノール改質型ガスタービン発電システムの開発要素とその技術開発課題本

システムの技術開発要素としては、触媒、燃焼器、熱回収反応系、発電システム構成当が考えられる。以下にその技術開発課題を示す。

a) 触 媒

- ・ 広い温度域で高活性 (200～400 ℃) 。
- ・ 高温耐熱性 (450℃ 以上) 。
- ・ 負荷変化および D S S (毎日起動停止) による熱履歴に対し十分な耐性を有すること。
- ・ 高性能 (一定の空間速度に対し、高転化率を有すること) 。
- ・ メタネーション等の副反応およびカーボン析出のないこと。
- ・ 運転休止時の保守管理が容易なこと。
- ・ 廃棄処分において問題のないこと。

なお、触媒としては、スチーム改質触媒および分解触媒の 2 種類があり、効率・システム構成の観点からは水を使用しない接触分解反応の方が本質的に有利であるが、最終的には実用可能な触媒の性能、経済性等の優劣で選択されることになる。

b) 反 応 器

メタノールの改質 (分解) 反応器としては、

- ・ 熱交換のチューブに触媒を充填して、タービン排ガスと直接熱交換する直

接熱交型

- ・ 排ガスの熱を触媒で回収し、排ガス系外に別置した反応器にこの熱媒を循環して反応熱を供給する熱媒加熱型
- ・ タービン排ガスと反応ガスのガス-ガス熱交換器を設けて熱回収を行い、別置の反応器に反応熱を供給する断熱反応型

の3種類が考えられる。

原理的には、設置スペース、補機数、補機動力の面で直接熱交型が優れているが、設計、製作等実用可能性は熱媒加熱型が大きいものと思われる。

c) 発電システム

本発電システムの導入可能性としては、離島、分散配置および旧設備の改造等が考えられるが発電設備規模としては中小規模であり、プラントとしてはピークまたはミドル負荷対応が要求されることになる。

したがって、DSS運転、負荷応答性に優れたシステム構成の開発が特に重要となる。