

## (2) 小規模ディーゼル発電

インドネシア国は赤道をはさんで南北1,888 km、東西5,110 kmに散らばる13,667の群島から成り、このうち約3,500 島に住民が居住している。また、スマトラ、カリマンタン等の代表的な島でも配送電網が十分に発達していないこと等からインドネシアでは100kW ~5,000kW のディーゼルエンジン発電機が各地で広く使用されており、今後も増設が計画されている。小容量は車輛用ディーゼルから、大容量は船舶または関専用ディーゼルから転用されたものが多く、ガスタービン発電機に比して熱効率が高くコストが安いのが特徴である。

このような特殊事情から、インドネシアではディーゼルエンジン発電機の燃料としてメタノールを使用する可能性がある。

メタノールを燃料とする発電用メタノール直接噴射式ディーゼルエンジンは、技術的には車輛用に述べたものと原則的に同じである。定置式の発電用では、重量の制限がなく、またスペース的に余裕があるため、エンジン回りの補機即ちエアクリーナ、マフラー、冷却器等の大きさ、配置に自由度が出てくる。性能的には1,500、1,000 Rpm 等の定速度での運転であるため技術的には問題は少ないが、車輛用と同じく軽負荷での燃料経費について今後改良が必要である。

現在開発されている車輛用メタノールエンジンの最大出力は 200kWでそれ以上の大容量ではボア径が大きくなり、大容量用のスパークプラグとその個数、位置の開発が今後の問題となろう。

エンジンの排熱を利用してメタノール蒸発させたメタノールガスエンジン方式は、発電用では、メタノール蒸発機的设计に自由度があって、高い熱効率が期待され、かつ既存の天然ガスエンジンをそのまま利用出来る。天然ガスエンジンは、既存技術に小容量から大容量まで広く実績があり、インドネシアでの小中容量発電用には最も適した実用的方式であろう。

(3) 燃料電池

燃料電池は、燃料を電気化学反応を経由させて酸化し、その際に放出される化学エネルギーを直接電気エネルギーとして得るものである。Table. 8-2-11にその代表的なものを示す。

Table 8-2-11 Typical Fuel Cell

	1st Generation	2nd Generation	3rd Generation	—
Electrolyte	Aqueous solution of phosphoric	Fused carbonate	Solid electrolyte	Alkali aqueous solution
Electric Charge Carrier in Electrolyte	$H^+$	$CO_3^{--}$	$O^{--}$	$OH^-$
Operating Temperature (°C)	170 — 220	— 650	— 1,000	Normal temperature 100
Usable Reactant	$H_2$ (A small amount of CO is contained.)	$H_2, CO$	$H_2, CO$ Hydrocarbon	Pure hydrogen
Usable Fossil Fuel and Synthetic Fuel	Natural gas Light oil up to naphtha Methanol	Petroleum Natural gas Coal Methanol	Petroleum Natural gas Coal Methanol	—
Expected Time for Practical Use	1980's	Around 1990	Around 1995	Hydrogen Energy Age
Power Generation Thermal Efficiency (%) when Fossil Fuel is used	About 40 (natural gas)	60 (Natural gas interior reforming method) 45 (Coal gas)	50 (Coal)	—

(Source) Technical report of Electrical Society: "Prospect of Fuel-cell Power Generation Technology" (December, 1982)

溶解炭酸塩型、個体電解質型は研究開発段階であるが、アルカリ型はスペースシャトル等の特殊な条件下で実用化されており、またリン酸型は実証試験段階にある。

発電用としては、リン酸型が最も早く実用化されると見られている。

燃料電池の単セルは、Fig. 8-2-18に示すように、イオン伝導をする電解質層を中央にしてその両側に多孔質の燃料極（アノード）と酸化剤極（カソード）とをサンドイッチ状に重ね合わせた構成になっている。

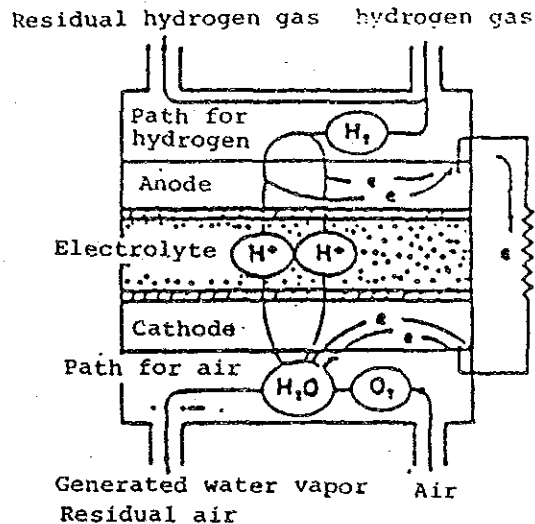


Fig. 8-2-18 Principle Diagram of Fuel-cell Power Generation

リン酸型燃料電池では、燃料として水素が用いられ、この水素は天然ガス、メタノール等の水蒸気改質によって製造される。Fig. 8-2-19にリン酸型燃料電池の燃料改質プロセスを示す。天然ガスとメタノールを比較すると、メタノールの場合には工程が簡単になるというメリットがある。

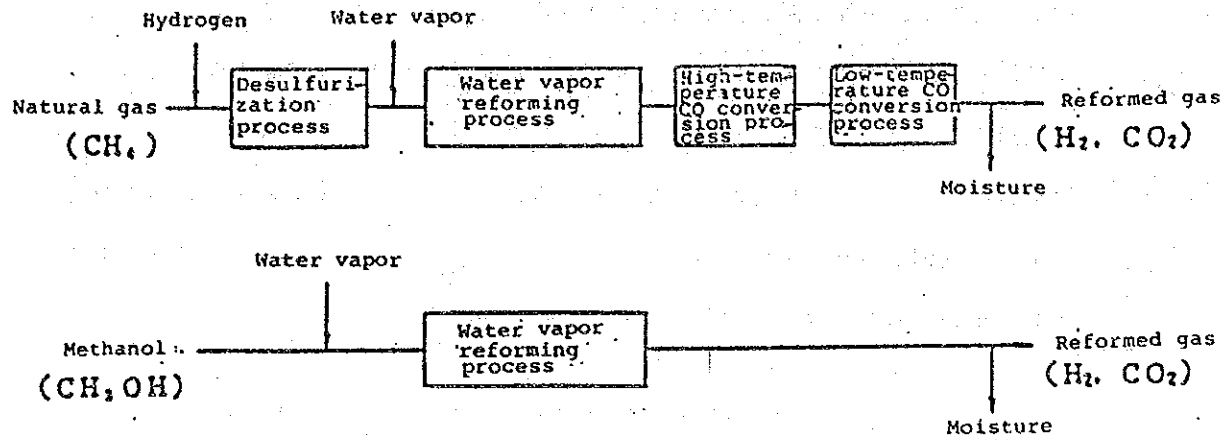


Fig. 8-2-19 Fuel-reforming Process for Phosphoric-acid Type Fuel Cell

このようにメタノールの改質工程は天然ガスのものに比べシンプルなものであることから、システムのコンパクト化や建設費の低減が期待できる。また、改質反応はメタノールの場合、低い温度で進むことから、熱ロスが低減され発電効率の向上も期待できる。



(5) 都市ガス用原料

メタノールから都市ガス（合成天然ガス）を製造する技術開発が、三菱油化エンジニアリングと西部ガスの共同で進められている。このプロセスは、触媒を用いてメタノールをメタンと水素の混合物に分解するもので、触媒と反応条件を選ぶことによって、水素リッチの低カロリーガスとメタンリッチの高カロリーガスを生成することが可能である。

燃料メタノールを民生用や業務用に直接使用する場合には、メタノールの毒性や供給システムの煩雑性が問題となるが、合成天然ガスに転換して供給する場合にはこれらの問題が解決され、使用便宜性が格段に向上される。

天然ガスやLNGを導入することが技術的、経済的に困難でナフサやLPGを原料として使用している地方都市ガス会社では、石油代替エネルギー（原料）として、また高カロリーガスへの転換策としてこのプロセスが注目されている。

参考文献

1. 蓮池 宏 “メタノールの発電用燃料への利用” 季報エネルギー総合工学  
Vol. 8, No. 3 (1985)
2. 高取静雄 “石油火力発電所メタノール転換等実証試験”  
電気とガス、Vol. 34, 7 No. 7 (1984)
3. “各種ガスおよび液体燃料の非ガス性状特性および火炎構造に関する研究” 石川島播磨重工業 (株) 技報 Vol. 14, No. 6 (1974)
4. “メタノール燃焼に関する検討—発電用燃料として利用する際の技術的検討”、  
電力中央研究所報告、総合報告、No. 35
5. EPRI Report AP-2554  
Investigation of Methanol as a Boston Fuel for Electric Power Generation
6. EPRIのレポート AP1712  
Test and Evaluation for Methanol in a Gas Turbine System
7. Methanol Combustion Characteristics in Light Type Gas Turbine Combustions  
(国際内燃機械学会のベースより 石川播磨重工業)
8. INVESTIGATION INTO BURNING METHANOL AT A 220MW GAS TURBINE STATION  
(国際内燃機械学会のベースより ニュージーランド電力公社)
9. メタノール燃料のガスタービンへの適用  
(日本ガスタービン学会誌 9-35 1981)
10. SBRIのレポート TR-11290-1  
Reformed Alcohol Fuels for Combustion Turbine
11. “燃料電池発電技術の展望” 電気学会技術報告 (昭和57年12月)
12. 城上保 “燃料電池” 化学工学 Vol. 09 No. 8 (1985)

8-2-3 燃料アルコールへの要求品質

現行のガソリンの無鉛化への動きは、1970年初頭、80年自動車排ガス規制を満足させるためには触媒コンバータが必要であり、そのためにはガソリンの無鉛化が必要であるということがきっかけになり米国で始まった。

我が国では1975年より無鉛レギュラーガソリンの製造が開始され、現在はほとんど無鉛ガソリンになっている。有鉛のプレミアムガソリンはバルブシートリセッション未対策車用としてやむなく残されているが、その量は販売量の0.2～0.3%、まで低下している。我が国の実勢の品質とJIS規格はTable. 8-2-13 [43] に示す通りである [43]。

米国においては、無鉛化の気運が世界で最も早く生まれたが、有鉛ガソリンに比べて価格が高いため販売比率は増加しなかった、1986年においては、加鉛レギュラー30%、無鉛レギュラー50%、無鉛プレミアム20%である。今後Fig. 8-2-20の如く、無鉛化は進むと予想されており、短期的な対策としてメタノール、エタノール、MTBE、トルエン等のオクタン価向上剤の利用が考えられている。

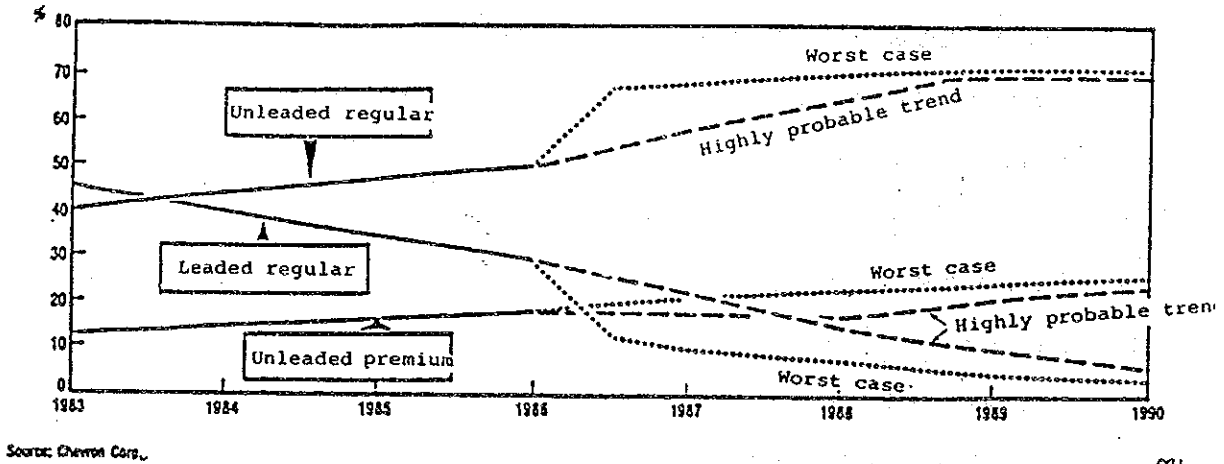


Fig. 8-2-20 Transition and Prospect of Share of Each Gasoline Grade in the U.S.

ヨーロッパでは酸性雨による森林破壊の問題が発端となり、無鉛ガソリン導入の動きが活発化してきており、その時期を1989年10月においている。それまでは加鉛量を0.15 g/l以下にする動きが出ている。その動向と含酸素燃料の使用状況はTable. 8-2-14に示す通りで、西ドイツ、オーストリアではメタノールが、スイスではMTBEが広く使用されている。



Table 8-2-13 Quality Requirements for Revision of  
JIS Specification [43]

Average Qualities and Specification of Motor Gasolines in Japan  
( August, 1985 )

	Regular Grade Unleaded	Premium Grade		JIS Specification *	
		Leaded (1985)	Unleaded	No. 1 (Premium)	No. 2 (Regular)
Octane Numbers					
Research	90.8	97.8	98.2	95 min.	85 min.
Motor	81.6	88.4	86.2	-	-
(R+M)/2	86.2	93.1	92.2	-	-
Sensitivity	9.2	9.4	12.0	-	-
Inspection Data					
Lead, ml/l (g Pb/gal)	-	0.23 (0.92)	-	0.3 max. (1.20)	
Hydrocarbon					
Aromatics, v%	28.8	42.1	44.8	-	-
Olefins, v%	16.9	5.1	15.0	-	-
Sp. Gr., 15/4°C (deg API)	0.7407 (59.5)	0.7605 (54.5)	0.7628 (53.9)	-	-
Distillation					
IBP, °C (°F)	34.5 (94)	35 (95)	33 (91)	-	-
10%, °C (°F)	52 (126)	56 (133)	52 (126)	70 max. (158)	-
50%, °C (°F)	92 (198)	107 (225)	99.5 (211)	125 max. (257)	-
90%, °C (°F)	156.5 (314)	161 (322)	150.5 (303)	180 max. (356)	-
EP, °C (°F)	193 (379)	199 (390)	187 (369)	205 max. @97% (401)	-
Rec., v%	98.0	98.5	98.0	-	-
Res., v%	1.0	1.0	1.0	2.0 max.	-
RVP, kgf/cm <sup>2</sup> (lb/in <sup>2</sup> )	0.625 (8.9)	0.640 (9.1)	0.650 (9.2)	0.45-0.80 ** (6.4) . (11.4)	

\* Proposed to be revised. (in July, 1986)

\*\* 0.95kg/cm<sup>2</sup> (13.5 lb/in<sup>2</sup>) max. for cold climate use.

Table 8-2-14 Condition of Oxygenates Use in Europe

	West Germany	Switzerland	Austria	Sweden
Sales condition of unleaded gasoline				
No. of filling stations (Sept. '85)				
Sales of premium	500	5400		50
Sales of regular	2500		3500	
Sales q'ty ratio (against the whole gasoline)	About 0.5%	About 16 - 20%	About 23 - 24%	Little
Future prospect	Filling stations selling premium and regular will increase in number. Sales q'ty will increase from 1986 due to a tax reduction.	Sales q'ty ratio will increase in future as the number of catalyst-using cars increases.	Premium has currently been introduced, and the sales of regular may be replaced by those of premium.	KPC alone is selling unleaded gasoline at present. As a reduction in unleaded-gasoline tax is to be introduced in 1986, every company will start selling unleaded-gasoline, thereby increasing its sales q'ty.
Service condition of oxygenates	About 30% of gasoline is blended with ethanol. Some no-brand products contain over 3% of methanol, thus causing problems sometimes.	MTBE has been generally used. Methanol is also used in some cases.	Methanol is widely used. TBA and MTBE are used as compatible agents.	Methanol is not used at all. MTBE, IPA and TBA are used in some cases.

上述のように燃料アルコールは石油代替エネルギーとしてのみならず、環境改善用燃料として注目されているが、技術・需要面で開発途上にあるため、燃料としての品質規定は世界的に統一されていない。低濃度とニートのアルコール燃料に分けて、要求品質を記することにする。

(1) 低濃度混合アルコール燃料への要求品質

燃料アルコールをガソリンに混合すると蒸気圧が増加し、蒸溜性状も50%留出点以下の留出温度が低下するなどの現象が起こり、ガソリンと同程度の性状を保とうとすると燃料アルコールはあまり多くを混入することは不可能である。さらに、エンジン排ガス中に未燃アルコールやアルデヒド類が含まれてくるので、それらを抑制する必要がある。各国では、これらを考慮し、燃料アルコールを混合する場合に、その割合を規制している。米国（EPA）およびEECにおける含酸素燃料の混合規制をTable. 8-2-15および8-2-16に示す。

Table 8-2-15 Licensing Condition of Oxygenates by EPA

Oxygen-containing Fuel	Tolerance to be Mixed With Gasoline		Contents	Date of License	Remarks
	Oxygen (wt %)	Tolerance concentration (vol %)			
Ethanol		10.0 max		78. 12. 16 82. 4. 5	EPA waiver is obtained through Energy Policy and Conservation Act.
General rule	2.0 max			80. 10. 10 81. 7. 28	Methanol is excluded.  Propyl alcohol, butyl alcohol, etc. t-amyl methyl ether, etc.
MTBE Aliphatic alcohol Aliphatic ether	2.0 max 2.0 max 2.0 max	About 11.0 max.			
Arconol	3.5	Abt. 16.0 max	GTBA (t-butyl alcohol of gasoline grade)	81. 11. 16	ARCO
Methanol		0.3			General rule
Methanol + C <sub>4</sub> alcohol		3.5	Mixture of methanol and alcohol above C <sub>4</sub> blended equally in q'ty	81. 7. 28	General rule
Oxinol 50	3.5	Abt. 9.5	Mixture of methanol and GTBA in the ratio of 1:1 (vol ratio)	81. 11. 16	ARCO
Oxinol	3.5	Abt. 9.0 max	Methanol content in GTBA is 50 vol % max.	81. 11. 16	ARCO
Petrocoal		Total alcohol q'ty. Methanol q'ty 1 2 1/2 max	Mixture of methanol and C <sub>4</sub> alcohol in the ratio of 6.5:1 max. (vol ratio), blended with corrosion inhibitor	81. 10. 5	American Methyl Corp
Du Pont	3.7		5% max. of methanol + 2.5% min. of compatible agent + corrosion inhibitor (DGPI-100)	85. 1. 14	As a compatible agent, ethanol is most desirable, and butanol, propanol, GTBA, etc., may also be used.

Table 8-2-16 EEC Standard for Oxygenates

	Min. Mixing Q'ty	Max. Mixing Q'ty Which Permits Sales Without Indication of Mixing Q'ty
Methanol (mixed with compatible agent)	3 %	3 %
Ethanol (compatible agent may be necessary occasionally.)	5 %	5 %
Isopropyl alcohol	5 %	10 %
TBA	7 %	7 %
Isobutyl alcohol	7 %	10 %
Ether with carbon number of 5 or above (1)	10 %	15 %
Other oxygenates	7 %	10 %
Mixture of oxygenates (2)	2.5 % oxygen weight.	3.7 % oxygen weight.
Oxygen content	not exceeding the individual limits fixed above for each component	not exceeding the individual limits fixed above for each component

(1) In accordance with national specifications or, where these do not exist, industrial specifications.

(2) Acetone is authorized up to 0.8% by volume when it is present as a by-product of the manufacture of certain organic oxygenates.

(2) ニート・アルコール燃料への要求品質 [64]

自動車用燃料としてニートアルコール燃料の品質は各国により検討されているが、1985年6月に西独VWの研究部門に各国の専門家が集まり要求品質案を作成した [80]。

このメタノール燃料への要求項目はTable. 8-2-17に示されているが、最も重要な項目は、燃料タンク内の燃焼を避けるため、可燃限界値を十分高くすることで、次に重要なのは、火花点火エンジンの低温始動性であり、次いで環境または健康安全の要求項目である。現時点では世界各国で行われているこの関係の研究の要求する燃料を決めるわけにいかないし、燃料成分とかテスト方法を決められる段階でもない。

Table 8-2-17 Proposal for the Composition of Fuel Methanol [84]

Requirements for Methanol to Meet as a Fuel

- Ignition limits  
(no inflammable atmosphere in tank)
- Cold start and warm-up for S.I. engines
- Low evaporating rate in vehicles
- Long-term storability
- Denaturant
- Odor component
- Luminosity of the flame during the whole burning process
- Detergent for intake system
- Corrosion inhibitor
- Low variation in density and calorific value  
(stoichiometric air-fuel ratio)
- Economy
- Unique worldwide
- Applicable also in modified diesel engines

したがって、従来からある燃料テスト法を使って確認できる物理量／化学量を定義したのがTable. 8-2-18である。この表においてHydro carbons 量の制限は発熱量をある範囲内に押さえるためであり、Butane成分の添加量の規定は、蒸発性を損なうことなく長期間貯蔵できる様にするためである。またメタノール量を最低82-wt %とすることにより、アルコール燃料の製造プロセスに幅を持たせ高級アルコール等の含有を認めている。少量の水分はアルミ材料の腐食を防ぐ点で必要である。一方、燃料腐食防止のため、塩素成分上限が決められている。

重要と考えられる低温始動性は混合するHCの質と量並びにリード圧に関係するが、ここではHCが何かは指定していない。即ち、蒸溜フル・レンジのガソリンでも高揮発性のガソリンでも良い。沸点が 110℃までのガソリンであれば低温始動性や運転性に問題ないことが分かっている。

リード蒸気圧は使われる地域のガソリンの値と共通であれば良いと考えられる。Table. 8-2-18の値は中央ヨーロッパ、アメリカのほとんどの州に通じる値である。

ここで述べた燃料の品質はガソリンスタンドの給油状態のものであるべきで、製造所からスタンドまでの品質の変化には十分配慮しなければならない。ここでの案はあくまでも仮のものであり、現在各地で行われているテストとかフリートの経験を持たねばならず、メタノールを経済的に作る製造法とも関連して最終的に決まってくるであろう。

インドネシアにおいては、地域的にみて低温始動性の問題が皆無と考えられるので、輸出を考えなければ、インドネシアに最も経済的なメタノール燃料スペックが決められても良いと思う。

最後に燃料エタノールへの要求性状について多少付け加えると一般的に工業用として使用されるエタノールは純度94～95%の含水エタノールが用いられるが、燃料用としてガソリンに混入する場合この水分が分離してくるため含水エタノールは使用出来ず無水エタノールであることが必要である。

既に燃料エタノールとして多くの実績を有するブラジルの例によれば燃料用としてガソリンに混入する場合の規格は次の通りである。

- ・ 純 度 99.3%以上
- ・ 酢酸としての酸度 3.0 以下

なお燃料エタノールを 100% (ニート) で使用する場合には含水エタノールが使用される。

Table 8-2-18 Methanol Fuel Standards Proposed by Volkswagen [84][12]

		summer	winter	Test method
METHANOL	wt-t	min. 82		GC
HYDROCARBONS HC total*)	wt-t	min. 10 - max. 13		GC
BUTANE C <sub>4</sub>	wt-t	max. 1.5	max. 2.5	GC
DENSITY d <sub>15</sub>	kg/m <sup>3</sup>	770 - 790		DIN 51737, ASTM D 941
VAPOR PRESSURE RVP (DRY)	mbar	550-700**)/750-900**)		DIN 51754, PREN12, ASTM D 323
WATER	ppm	min. 2000-max. 5000***)		DIN 51777, ASTM D 1744
HIGHER ALCOHOLS	wt-t	max. 5		GC
FORMIC ACID	ppm	max. 5		
ACIDITY CALCULATED AS ACETIC ACID	ppm	max. 20		ASTM D 1613
EXISTENT COH	mg/kg	max. 5		DIN EN5, washed with MEOR
CHLORINE	ppm	max. 2		DIN 51408, Teil 1 ASTM D 3120, mod. & ASTM D 2988
LEAD	ppm	max. 30		ASTM D 3237
PHOSPHORUS	ppm	max. 10		ASTM D 3231
SULFUR	ppm	max. 100		ASTM D 3126
ADDITIVES	t	max. 1		

\*) Species, boiling range and quantity of HC depending from cold start and safety requirements.

\*\*\*) Example for Middle Europe, different values according to local gasoline possible.

\*\*\*) with corrosion inhibitor.

Source: Volkswagen Methanol Workshop June 4, 1983

Participants:	Governments and Others		Diesel	Passenger-car	Manufacturers-Oil Company and Others	
			Manufacturers	Manufacturers		
	BHFT (Germany)	TUV Rheinland (Germany)	MAN	VW and VW Brazil	German Shell	Exxon Chemical
	DCMK (Germany)		KHD	GM	German BP	Lubrizol
	Canadian Ministry of Transport (Canada)			Porsche	Exxon Corp.	BASF
	Automobile Fuel Public Corporation (Canada)			Daimler Benz	Aral	Veba Oil
	DOE (U.S.)			Ford	UK Weaselung	
	Santa Clara Univ. (U.S.)				British Shell	

#### 8-2-4 燃料アルコール需要の現状

##### (1) 燃料メタノール

メタノールは、従来主として北米、欧州、ソ連等の産ガス国で生産されていたが、1980年以降中東、アジア地区、共産圏等で新增設されたプラントが、続々と運転を開始した。即ち、サウジアラビア、ニュージーランドに加え、マレーシア、インドネシア、ビルマ、バーレン等がメタノール生産国として参入し、東ドイツ、ソ連でも増設が行なわれた。

Table. 8-2-19は1982年から1986年までの世界のメタノールプラント能力の推移を示したものであるが、ここで明らかなように、アメリカ、極東、日本での設備の休止と中東、アセアン、オセアニア、中南米、東欧諸国の設備能力の拡大が顕著に表れている。さらに、アルゼンチン、チリ、ブラジル、トリニダードトバコといった中南米諸国、その他インド、イラン等のアジア地区においても新規プロジェクトが計画されており、1990年代における新たな参入者として世界のメタノール市場に登場してくることになる。



Table 8-2-19 Shifts in Methanol Plant Capacities

(Unit: thousand tons/year)

(As of the end of)

	1982	1983	1984	1985	1986
U.S.A.	4,698	5,793	4,713	3,963	3,963
Canada	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680
C & S America	397	397	793	793	793
W. Europe	3,008	2,810	2,810	2,810	2,810
E. Europe	3,245	4,070	4,070	5,095	5,795
Africa	445	445	445	775	775
Middle East	75	675	1,335	1,731	1,731
India and its neighboring countries	135	135	135	135	285
ASEAN	-	-	660	990	990
Oceania	-	396	396	396	1,848
Far East (excluding Japan)	590	200	266	266	266
Japan	1,320	396	396	396	396
Total	15,593	16,997	17,699	19,030	21,232
Increase against the previous year		1,404	702	1,331	2,202
Index against the previous year	100	109.0	104.1	107.5	111.6

Source: Chemical Economics (July 1985)

## 1) 自動車用

### i) 低濃度混合

低濃度混合とはガソリンに3～5%のメタノールを混入させたもので、通常はメタノールとほぼ同量の相溶剤を添加する。メタノール低濃度混合ガソリンは、すでに米国および西ドイツで市販されており、カナダでも実験的販売が行なわれている。

#### a) 米 国

Table. 8-2-20は米国のメタノールの生産量を示したもので、1984年の生産量は約380万トン（約480万kl）である。このうち、燃料として利用されたのは20%に当る約76万トン（約96万kl）である。

ただし、MTBE用に消費されたメタノールが約24万トン（約30万kl）であったから、メタノールが直接燃料に消費された量は約52万トン（約66万kl）であった。

米国ではガソリンに混合できるメタノール量はEPAにより規制されており、メタノールのみを混入する場合は最大0.3%となっている。しかし、メタノールとC<sub>4</sub>以上のアルコールを等容量混合したものは3.5%（メタノール1.75% + C<sub>4</sub>PULS Alcohol 1.75%）までガソリンに混合することが許されている。さらに、ARCO社が認可されたOxinol150（メタノールとGTBAを1:1容量で混合したものは9.5%まで混合でき、米国におけるメタノール混合ガソリンは大半がOxinolを用いたものである。

ARCO社はOxinolを外販するとともに、自社のフィラデルフィア製油所でガソリンに混合し、Fig. 8-2-21に示すパイプラインで、ペンシルバニア州およびニューヨーク東部の自社の1,700ヶ所のガソリンスタンドに供給を行なった。しかし、カーメーカーや消費者の評判はあまり良くなく、さらに、石油市場が低迷して大幅な事業再編成の必要に迫られたため1985年、フィラデルフィア製油所閉鎖と共に東部、中西部12州のガソリンスタンド2000軒を売却することとなりOxinolの市場も一挙に失った。

現在、米国ではガソリンに混合する含酸素燃料はメタノールよりオクタン価向上剤として、より効果的なMTBEを選択する動きにある。

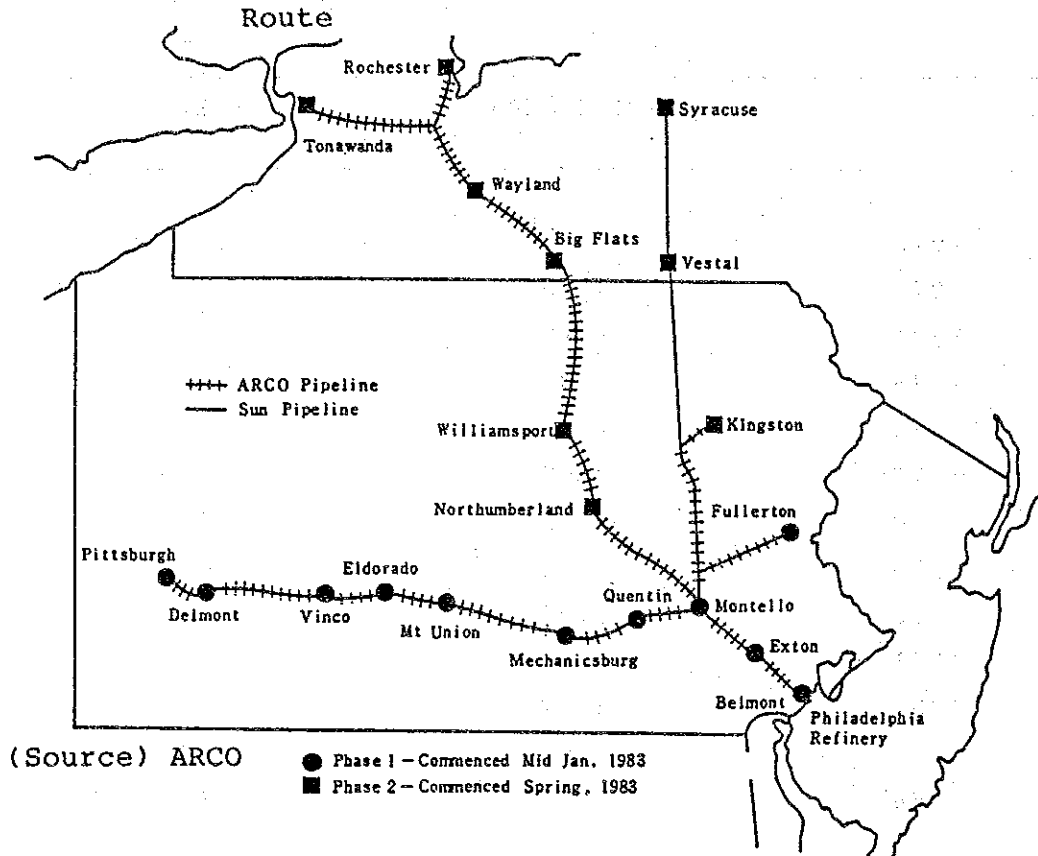
Table 8-2-20 Shifts in Methanol Output in the U.S.  
(x 10<sup>3</sup> tons)

	Methanol	MTBE
1972	2,936	n.a.
1973	3,204	
1974	3,120	
1975	2,348	
1976	2,831	
1977	2,927	
1978	2,923	
1979	3,342	
1980	3,245	
1981	3,891	
1982	3,427	n.a.
1983	3,621	381
1984 <sup>a)</sup>	3,756	666

a) Estimation

Source: C&EN

Fig. 8-2-21 ARCO's Oxinol Blend Gasoline Distribution



b) 西ドイツ

メタノールブレンドガソリンは既に1982年から発売が開始されている。これはメタノールが安価であるという経済的理由から西ドイツ政府（西ドイツ連邦経済省）、石油会社、自動車会社の三者の紳士協定により行なわれているもので、メタノールの濃度は自動車素材に影響を及ぼさず、かつ燃費等に悪影響の出ない3%が上限とされている。更に相溶剤として当初3%、現在では2%のTBA（第三級ブチルアルコール）などが加えられているが、特に規則として明文化されたものはなく、ガソリン規格（DIN 51600）に従うべきことが原則とされている。（Table. 8-2-21）

M3ガソリンの導入に際しては、次の3社のようにメタノール製造会社でありながら直接、間接にガソリンを販売している各社の意向が強く働いたものと考えられる。

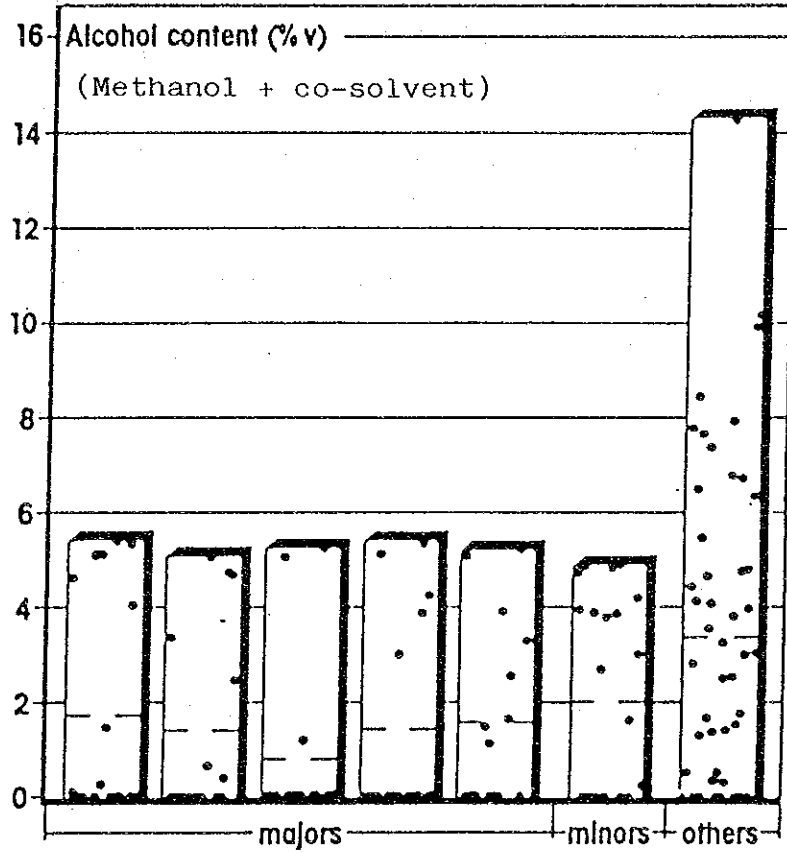
BASF (Ludwigshafen)	メタノール生産能力200	千トン/年
URBK (Wesseling)	450	"
Veba ((Gelsenkirchen)	200	"

M3ガソリンの販売量は無鉛化の動きに伴い増加傾向にあり、現在では総ガソリン販売量の約80%、メタノール量として約30万tに達しているものと思われる。ただ、先に述べたようにM3ガソリンのメタノール含有量は紳士協定で定められたものであり、一部の石油業者はFig. 8-2-22に示すように5%（メタノール+相溶剤）を上回る濃度のものを販売しているようで問題が多い。

Table 8-2-21 Gasoline Standard (DIN51600)

	DIN 51 600			
	Premium		Regular	
	Summer	Winter	Summer	Winter
Sp. Gr. (15°C), g/ml	0.730 - 0.780		0.715 - 0.765	
RON min. MON min.	98.0 88.0		91.0 82.7	
Lead content max.g/l	0.15			
Distillation at 70°C % vol. at 180°C % vol. at 180°C % vol.	15-40 42-65	20-45 45-70	15-40 42-65	20-45 45-70
End point max. °C	90 215			

Fig. 8-2-22 Alcohol Content of Premium Gasoline  
(1983)



Source: Deutsche Shell

c) カナダ

カナダにおいて、メタノールは、MOHAWK社が、EMガソール（ガソリン92%、メタノール5%、エタノール3%）としてサスカチュワン州で販売している。しかし、代替自動車燃料導入に関して、基本的には燃料アルコールよりもCNG、LPGに注力している。

d) ノルウェー

ノルウェーは、北海の未利用天然ガス（リモートガス）からメタノールを製造し、自動車用に利用する目的で、フリートテストを行なっている。研究開発の母体は、1979年に結成した5社から成るノルウェー・メタノール・グループ（NMG）である。

Den Norske Stats Oljeselskap (Statoil)

Dyno Industrier A.S.

Norsk Olje a.s. (Norol)

Norsk Hydro a.s.

Saga Petroleum a.s.

低濃度ブレンドガソリンとしては、M-4が採用された。

その組成はつぎのとおりである。

	1980年	1982年
	(実験開始時)	
プレミアムガソリン	94%	96%
メタノール	4	4
エタノール	2	0

M-4ガソリンの約2年間のフリートテストの結果は何ら問題なく使用できるといふものであった。ただし、未だ市販はされていない。



## ii) 中濃度混合

中濃度混合とはガソリンに10~20%のメタノールを混入したもので、通常、相溶剤を添加する。

### a) 西ドイツ

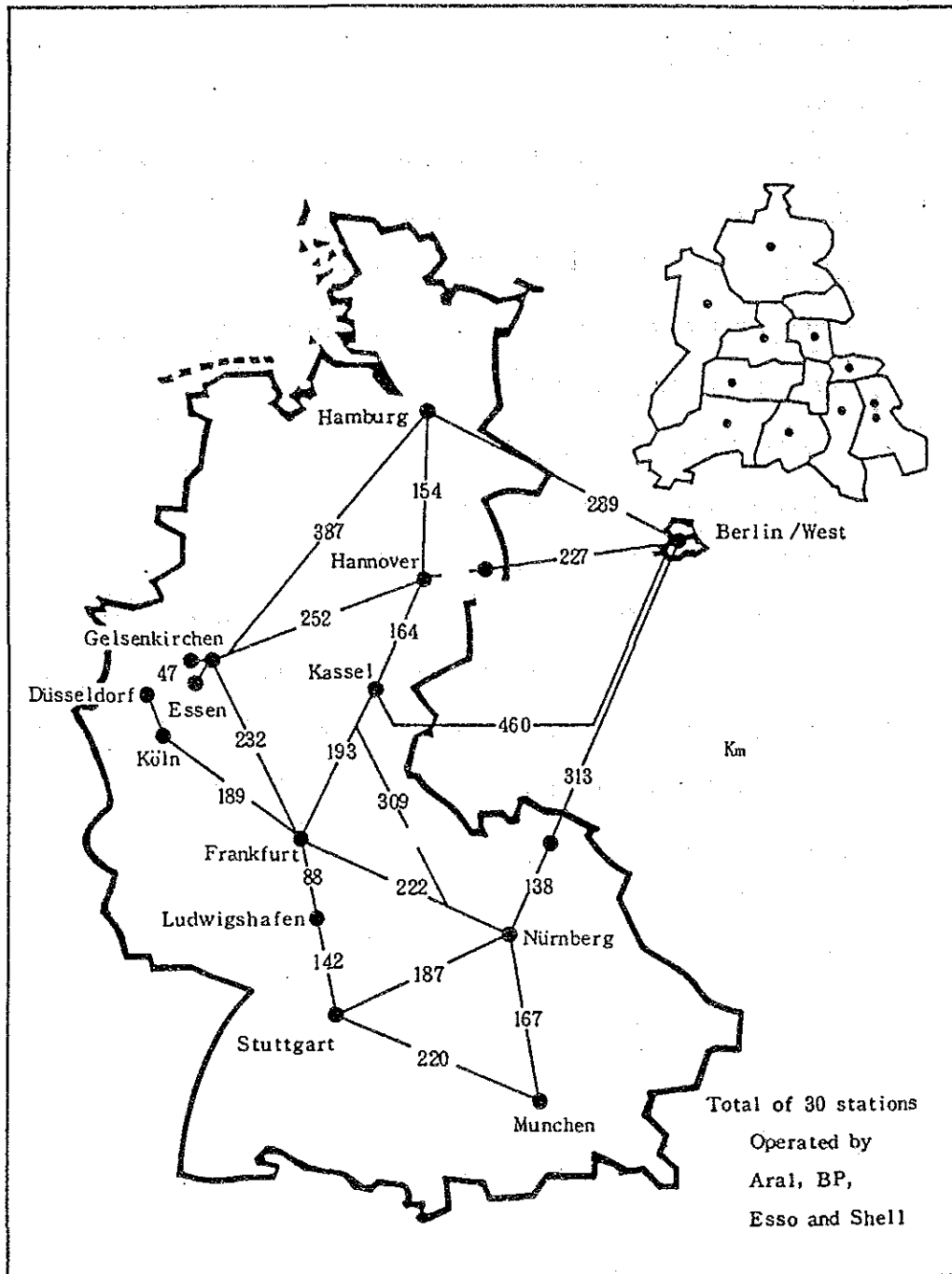
西ドイツでは、石油代替および排気ガス規制強化の対策として燃料メタノールがとりあげられ、1979年から約3年間にわたり、M15（メタノール15%混合ガソリン）ならびにM100のフリーテストが実施された。

M15の性状はプレミアムガソリン（D I N 51600）相当で、冬期用のみ相溶剤としてT B Aが1.7%添加された。

M15のフリーテストには約1,000台の自動車が用いられ、Fig. 8-2-23に示すとおり、30ヶ所のM15スタンドが配置された。

3年間に及ぶフリーテストの結果、M15に関して、総じて、良好で、排気ガスも少なく、燃費は5.6%増程度にとどまった（これは発熱量換算で2.3%減に相当する）。ただ、政府としての結論は、M15はガソリンに対する代替性が小さく、その割りにはガソリン自動車の改造が必要で、同時に供給網を整備するために莫大な投資を必要とすることから、実用化を断念することが決定された。

Fig. 8-2-23 M15 Filling Station Network



(Source) German Field Test Results on Methanol Fuels  
M100 and M15, API 48th Mid-year Meeting, May  
9-12, 1982

b) ノルウェー

ノルウェー・メタノール・グループ (NMG) は、1980年から3年間、オスロ市内でテスト車約70台によるM15のフリートテストを実施した。

M15はメタノール15%、イソブタノール2%を混合したプレミアムガソリンでオクタン価はRON99である。

その結果、燃費の悪化、車の改造の必要などがわかり実用化は見送られた。

c) スウェーデン

スウェーデンは石油輸入国であるので、燃料メタノールに高い関心を持ち、まずM15をとりあげて、1974年から実証試験を開始した。M15の組成はガソリンベース83%、メタノール15%、イソブタン2%である。

M15に対する評価は、西ドイツの評価を同じで、M15の導入は行なわない事になった。

d) 日 本

日本でも第2次石油危機を契機として、資源エネルギー庁の要請により1980年より3年間に亘って石油会社数社と日本自動車研究所が共同でM15の調査研究を行った。その結果は、欧州各国のそれと同じであることが判明し、実用化は見合せることとなった。

### iii) 高濃度混合およびニートメタノール

高濃度混合およびニートメタノールは、石油代替として量的に貢献するばかりでなく、高オクタン価で、かつ、クリーンな燃料というメタノールの特性を利用することができる。しかし、従来のエンジンでは使用できず、改造や新たな開発が必要で未だ実用化に至っていない。

#### a) 米 国

米国ではバンク・オブ・アメリカ（BOA）の所有する約300台の業務用メタノール車をはじめとして、カルフォルニアエネルギー委員会主導による約600台の改造車などこれまでに約1000台のメタノール自動車フリートテストを行っている。DOEおよび陸軍でもそれぞれ独自にメタノール車の導入を計画し、小規模ながらフリートテストを実施している。

メタノール燃料は、当初、メタノール90%に無鉛ガソリンを混合したもの（M90）であったが、その後、M85に変更されている。

#### b) 西ドイツ

西ドイツは、国内に豊富な石炭資源を有しているため、石油代替性の高いM100の導入に強い関心をもっている。

M100の研究開発はM15と共に行われ、M15は中止されたがM100は1988年末まで継続される。

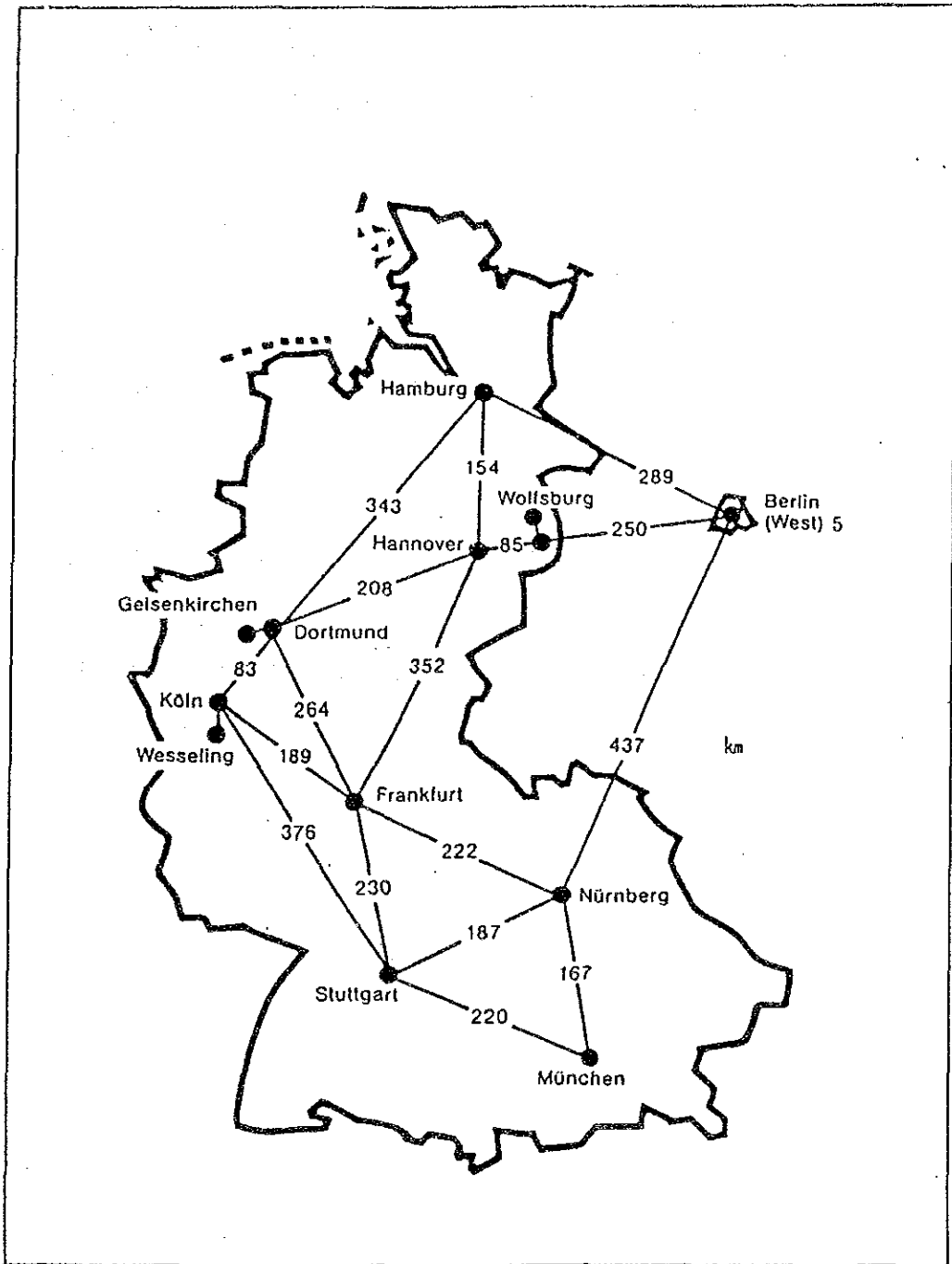
フリートテストには約300台のメタノール試作車が投入され、M100供給用のスタンドもFig. 8-2-24に示すように全国に17ヶ所配置されている。

M100の組成はメタノール100%でなく、メタノール93%と低沸点炭化水素7%から成り、低沸点炭化水素は季節に応じて、つぎのとおりになっている。

夏期用： C<sub>5</sub> 留分 6.5%、 C<sub>4</sub> 留分 0.5%

冬期用： " 4.9%、 " 2.1%

Fig. 8-2-24 M100 Service Station Network



(Source) Same as with Fig. 8-2-33

c) 日 本

通産省、資源エネルギー庁は、日本のエネルギーにおける石油依存度引き下げを計って、1986年6月、新エネルギー導入ビジョンをとりまとめた。これを受けて1985年9月に「高濃度メタノール混合燃料フィジビリティ調査総合検討委員会」が発足し、次の調査検討を5ヶ年計画で実施することになった。

- ① ニートが高濃度かの選択
- ② 燃料規格の設定
- ③ 専用エンジンの開発
- ④ 流通上の問題点の解明

委員会は石油会社5社、日本自動車研究所その他関係会社2社から成り、委員会の下に「燃料規格分科会」、「貯蔵・流通分科会」が置かれて調査・研究を実施している。

実験スケジュールはTable. 8-2-22に示すとおりであるが当面は、燃料メタノールの品質安定性と流通上の安全性を主とした実験が行われる。燃料メタノールはM80およびM90とし、鹿島製油所で製造され、鹿島地区に実験用に建設された給油所に運ばれて、給油所内の作業環境測定、貯蔵タンク、給油機等の腐食測定が行われる。

一方、運輸省は1984年にメタノール車のフリート試験計画を発表し、1986年より試験を開始した(8-2-1(4), 5) 参照)。



Table 8-2-22 Schedule of Experiments of New Methanol Blend Fuel Oil for Car Use

	60FY	61FY	62FY	63FY	64FY	65FY	N.B.
I. Otto-type							
1. Tests within Research Laboratories							
(1) Fuel Standards							
a) Combustion, Explosion Tests	Screening to select one type	Study on details	Working out standards for fleet tests				
b) Performance Test (Start-up, etc.)	Low temperature	High temperature					
c) Additives for Rust Preventive (Selection marker for identification for fuel-containing; investigation of monitoring system)							
(2) Items with Fuel Supply							
a) Durability of Distribution Facilities	Tests in model facilities	Periodical analysis, measurement on working environment					
b) Deterioration of Fuels		Distribution for fuel test verification test					
c) Safety in Distribution							
d) Diversion of Existing Facilities to New Applications (Underground tanks, pumps, etc.)		Periodical analysis, measurement on working environment					
(3) Items for Car-use Development of New Vehicles and Lubricants		Executed by each company					
(4) Fleet test		Preparation Measurement method	Test on small scale				
II. Diesel Type (Bus)							
(1) Study on Factors (Specifications on fuel, ignition method)							
(2) Development of New Vehicles and Lubricants		Executed by each company					
(3) Fleet test							
III. Miscellaneous							
(1) Measurement Method of Unburnt Methanol and Aldehyde							
(2) Environmental Effects of Unburnt Methanol and Aldehyde							
(3) Programs on Introduction of Overseas Trends, Supply and Demand, Control by Regulation							
IV. Investigation on Compliance of Low Methanol Blend to be used for Existing Cars							
		Monitor fleet test					





## 2) 発電用

燃料メタノールは経済性の面から、現時点では大型火力発電用には利用されていない。

Table. 8-2-23は日本において各発電方式に対する燃料メタノールの評価をまとめたもので、それによると将来、燃料メタノールが導入される有力な分野は小規模改質ガスタービンおよび、燃料電池である。





Table 8-2-23 Assessment of Fuel Methanol for Each Power Generation Method

Power Generation Method	Assessment		Remarks	
	Medium-term (-1995)	Long-term (-2000)		
Steam Power Generation	Modifications on the Present Facility	△	△	A. fuel change is not required but the aging facility may need to be generally replaced.
	New Plant	△	△	Most often new power generation plants using fuel methanol will employ combined cycle power generation system.
Gas Turbine Power Generation	Gas Turbine	△	△	Gas turbine power generation plants are rarely constructed.
	Re-forming	Large-scale (100 thousand kw)	○	Promotion of plants may be in accordance with verifications obtained from as element test or with the data obtained from small scale power generation systems.
		Small-scale (10 thousand kw)	○	◎
Combined Cycle Power Generation		△	△	Methanol price should be reasonably lowered
Fuel Cell	Distribution of Power Source	○	◎	Reducing the cost by phosphoric acid type fuel cells and improving their reliability are crucial before introducing the plant.
	Isolated Island Power Source	○	◎	Same as the above

Assessment level: ◎ : Highly introducible  
 ○ : Introducible  
 △ : Hardly introducible

Source: Reference 3



### 3) その他

#### i) MTBE用

MTBEはすぐれたオクタン価向上剤で、1973年ANIC社（イタリア、ENIの子会社）で、初めて生産された。1980年以降、世界的なガソリンの無鉛化傾向に伴ない、MTBEプラントの建設ラッシュが展開されている。Table8-2-24は、世界で稼働中ないし計画中のMTBEの能力を示すものである。米国のMTBE総生産能力は約120万トン/年であるが、同国のガソリン消費量の0.5%にすぎない。これは最高11%（容量）まで認可されているEPAの基準を、明らかに下回るものである。

MTBEの生産者はナフサおよび軽油のスチーム分解で得られるイソブチレン含有量の高いC<sub>4</sub>留分を利用しているが、これには限度があり、将来、イソブチレン含有量が10~20%にすぎない接触分解（FCC）のC<sub>4</sub>留分も利用することになる。

#### ii) 厨房および照明への利用

燃料メタノールの厨房および照明への利用は技術的には可能である。しかし、燃料メタノールには毒性があり、近いうちに家庭用として直接使用することを期待するのは無理であろう。

#### iii) 都市ガス用

日本では地方都市ガスの原料代替策として燃料メタノールからの都市ガスの製造方法を研究開発中である（8-2-2 (5)参照）。しかし、競合するLPGとのコスト比較で劣るため、実際に使用されるのは、燃料メタノールの経済性見通しがたち、かつ、将来の石油危機に対する安全保障として認識されるようになってからであろう。

Table 8-2-24 Worldwide MTBE Plants

	LOCATION	CAPACITY 10 <sup>3</sup>		START-UP DATE	FEEDSTOCK	LICENSOR
		MTPY				
<b>U.S.</b>						
PETRO-TEX	HOUSTON, TX	280		OCT. '79	SC/FCC BY-PRODUCT	SNAM
ARCO	CHANNELVIEW, TX	200		DEC. '79	SC BY-PRODUCT	ARCO
GOOD HOPE	GOOD HOPE, LA	120		APRIL '80	FCC BY-PRODUCT	HUELS
REFINING						
CHARTER	HOUSTON, TX	60		APRIL '81	FCC BY-PRODUCT	CR&L
CHAMPLIN	CORPUS CHRISTI, TX	70		AUG. '82	SC BY-PRODUCT	HUELS
TEXACO	PORT NEUCHES, TX	270		AUG. '82	SC/FCC BY-PRODUCT	TEXACO
EXXON	BAYTOWN, TX	100		SEPT. '82	SC BY-PRODUCT	HUELS
PHILLIPS	SWEENEY, TX	120		DEC. '82	FCC BY-PRODUCT	PHILLIPS
TEXAS PET.	BAYTOWN, TX	30		PLANNED	SC BY-PRODUCT	ARCO
		1,250	(800)			
<b>WESTERN EUROPE</b>						
ANIC	RAVENNE, ITALY	100		1973	SC BY-PRODUCT	SNAM
CWH	MARL, WEST GERMANY	150		MAY '78	SC BY-PRODUCT	HUELS
TEXACO	HEIDE, WEST GERMANY	40		JULY '80	SC BY-PRODUCT	TEXACO
SHELL	PERNIS, THE NETHERLANDS	100		DEC. '80	SC BY-PRODUCT	SHELL
NESTE OY	PORVOO, FINLAND	80		DEC. '80	SC BY-PRODUCT	SNAM
OSM	BEEK, THE NETHERLANDS	80		JUNE '81	SC BY-PRODUCT	SNAM
OMV	SCHWECHAT, AUSTRIA	50		NOV. '83	SC BY-PRODUCT	SNAM
SIBP	ANTWERP, BELGIUM	100		DEC. '83	SC BY-PRODUCT	PHILLIPS
ERDOELCHEMIE	WEST GERMANY	30		1986	SC BY-PRODUCT	LURGI
CO NATIONAL PET.	SINES, PORTUGAL	40		PLANNED	SC BY-PRODUCT	
PETRONOR	SOMORROSTRO, SPAIN	50		PLANNED	UNKNOWN	HUELS
ELF	FRANCE	100		PLANNED	UNKNOWN	
HIGHLANDS	NIGGS BAY, SCOTLAND	500		PLANNED	BUTANES	
		1,420	(910)			
<b>EASTERN EUROPE</b>						
CHEMOPETROL	XRALUPY, CSSR	90		1981	SC BY-PRODUCT	SNAM
VEB LEUNAWERKE	LAUNA, EAST GERMANY	50		DEC. '81	SC BY-PRODUCT	HUELS
CHEMOKOMPLEX	LENINVAROS, HUNGARY	30		1984	SC BY-PRODUCT	SNAM
MSK	ZRENJANIN, YUGOSLAVIA	40		1984	BY-PRODUCT	SNAM
KAUCUKA	ZRENJANIN, YUGOSLAVIA	40		1984	BY-PRODUCT	SNAM
NEFTOCHIM	BURGAS, BULGARIA	80		PLANNED	SC BY-PRODUCT	HUELS
TMI	USSR	1,000		PLANNED	BUTANES	
		1,330	(850)			
<b>LATIN AND SOUTH AMERICA</b>						
COPENE	CAMACARI, BRAZIL	60		APRIL '84	SC BY-PRODUCT	PETROFLEX
PETROFLEX	DUQUE DE CAXIAS, BRAZIL	50		PLANNED	SC BY-PRODUCT	PETROFLEX
PEMEX	MORELOS, MEXICO	60		PLANNED	FCC BY-PRODUCT	
EMPRESA	BARRANCABERMEJA, COLUMBIA	120		PLANNED	SC BY-PRODUCT	ECOPETROL
		290	(190)			
<b>FAR EAST</b>						
MITSUI	CHIBA, JAPAN	10		DEC. '82	SC BY-PRODUCT	HUELS
CHINA	CIN YUAN, TAIWAN	100		PLANNED	SC BY-PRODUCT	ARCO
		110	(70)			
<b>MIDDLE EAST</b>						
SABIC	SAUDI ARABIA	500		1988	BUTANES	
KUWAIT	PETROCHEMICALS KUWAIT	UNKNOWN		PLANNED	UNKNOWN	
		300	(320)			
<b>GRAND TOTAL</b>		<b>4,900</b>	<b>(3,140)</b>			

LEGEND

SC = STEAM CRACKER; FCC = FLUID CATALYTIC CRACKER  
 ©AIR PRODUCTS AND CHEMICALS, INC. 1984

( ): methanol required



(2) 燃料エタノール

エタノールはメタノールとほぼ同様な物性を有しており、燃料向け用途においてもメタノールと同様であるが、エタノールの場合には毒性が無いこと、自動車の改造が少なくすむこと、および、各国の農業政策とのからみ等から燃料としての利用はメタノールに較べ実用化が進んでいる。

1) 自動車用

エタノールはメタノールに比べ、ガソリンとの相溶性が良い。したがって、燃料エタノールは、低濃度混合より中濃度混合で用いられている。さらに、ニートエタノールも自動車用として実用化されている。

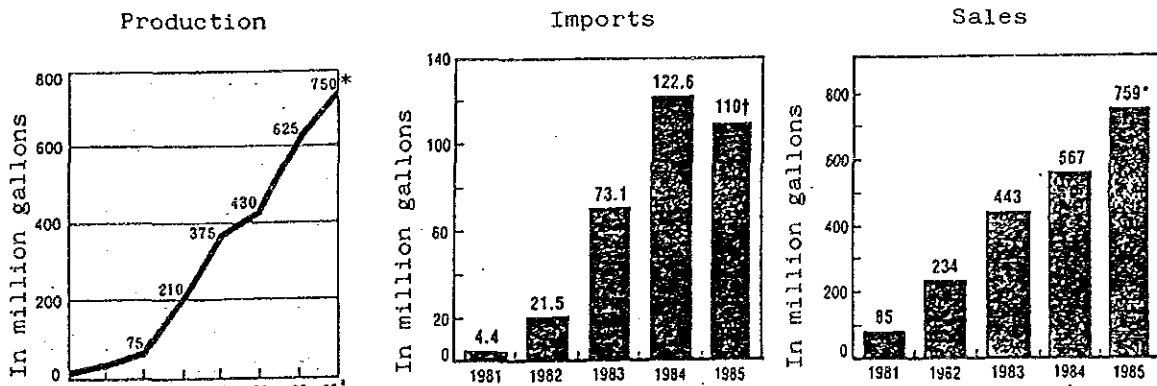
a) 米 国

米国のエタノール混合ガソリンは、1978年12月、EPAの許可により、エタノールを最高10%まで混入できるようになり、いわゆる“ガソホール”の名称で販売されることになった。ガソホールは、もともと国内の余剰農産物であるトウモロコシをエタノール醸酵させて有効利用するのが目的であった。1984年1月以降、ガソホールはガソリン税9¢/ガロンのうち6¢/ガロンが控除されることになり、つまり、エタノールに対して60¢/ガロンの援助が与えられるに等しいこととなった。

その結果、安価なブラジル産エタノールの流入を招くこととなり、このため1984年9月以降、輸入エタノールに対しては従来の従価税3%に加え、60¢/ガロンの関税が課されることになった。

Fig. 8-2-25に米国におけるエタノールの生産・輸入・販売量の推移を示す。

Fig. 8-2-25 Shifts of Production, Imports and Sales of Ethanol



\*Estimated. †Includes ethanol-toluene and gasoline blends.  
Source: Information Resources Inc.

1983年における全米の燃料エタノール消費実績は170 万kl (445 ×10<sup>6</sup> ガロン)であった。

現在、ガソホールは、Texacoをはじめ、Amoco, Sun で製造・販売されているが、これはオクタン価85の無鉛ガソリンにエタノールを加えて88オクタンにしたものである。また、EPAの鉛規制強化に伴ない、イリノイ州のMobil では、加鉛量を減らした有鉛ガソリンにエタノールを添加して販売している。

Table. 8-2-25およびTable. 8-2-26に主な州のエタノール混合ガソリンの市場占有率とアルコール混合ガソリン販売量を示す。

Table 8-2-25 Ethanol-Gasoline Market Share in Leading States

(in percent)

	1985/86											
	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	March	April	May	June	July	Aug.
Alabama	12.2	11.2	11.2	11.9	11.8	7.8	9.3	11.7	12.6	13.5	13.0	12.9
California	1.1	1.4	3.8	1.2	1.3	1.3	1.1	0.9	0.9	1.2	1.1	1.8
Colorado	10.0	13.6	16.2	17.6	12.6	12.9	10.5	10.1	3.8	2.2	—	1.1
Florida	9.9	9.9	8.9	9.0	8.4	9.0	7.5	7.8	6.9	6.7	—	—
Illinois	29.9	32.7	32.8	38.7	33.1	33.1	37.0	35.6	40.0	38.5	—	—
Indiana	31.4	36.0	32.7	33.1	32.2	30.9	32.7	31.0	21.7	43.0	27.9	23.6
Iowa	42.7	42.8	26.7	31.1	34.6	36.0	36.0	32.1	30.7	29.2	30.5	34.4
Kansas	23.4	22.4	23.5	24.1	30.0	24.0	23.5	22.4	18.8	17.7	19.1	21.9
Kentucky	—	—	—	—	—	29.9	23.7	22.2	37.3	45.8	54.7	24.8
Michigan	15.4	13.0	—	15.4	9.9	9.0	9.4	9.9	9.2	8.5	10.0	8.7
Minnesota	18.2	30.6	35.4	29.1	34.5	32.6	25.1	20.1	17.9	15.6	13.6	12.5
Nebraska	33.5	28.4	34.0	32.6	35.0	34.3	32.1	31.7	28.2	26.8	35.5	24.8
Ohio	15.6	16.0	18.0	17.0	17.8	16.5	—	14.8	18.2	16.7	—	—
Tennessee	12.5	—	—	—	—	12.4	16.5	—	18.1	14.3	16.8	10.7
Texas	5.4	4.7	4.1	4.3	3.3	—	3.3	3.2	—	4.0	—	3.8
Virginia	15.7	16.2	19.7	17.0	19.2	16.2	20.2	18.5	23.5	13.8	16.5	14.5
Average:	18.5	18.9	19.3	19.1	20.3	20.4	19.2	18.1	19.2	18.6	19.0	15.0

Source: Alcohol Week, Nov. 3, 1986

Table 8-2-26 State Alcohol-Gasoline Blend Sales

(in million gallons)

State	Feb.	March	April	May	June	July	Aug.	% change
Alabama	13.11	18.17	21.53	22.94	22.77	23.50	22.43	-4.55
California	8.88	9.75	9.73	11.08	12.43	17.80	20.51	15.22
Colorado	11.23	11.91	9.47	8.40	5.60	3.10	1.36	-56.13
Florida	38.80	39.64	33.98	32.43	28.94	26.55	—	—
Illinois	103.23	99.80	95.30	111.60	104.19	—	—	—
Indiana	50.26	53.38	56.32	62.12	58.00	64.42	63.33	-1.69
Iowa	32.54	36.36	34.49	34.62	29.70	30.55	32.44	6.19
Kansas	20.02	23.39	21.67	20.92	18.83	19.10	19.69	3.09
Kentucky	53.61	46.37	60.69	62.15	62.47	80.65	40.65	-49.60
Michigan	25.28	27.88	31.84	32.86	34.34	35.40	31.64	-10.62
Minnesota	48.22	43.12	35.26	36.70	29.26	21.50	21.67	0.79
Nebraska	16.50	20.44	19.89	19.16	18.43	17.20	16.56	-3.72
Ohio	57.83	58.33	70.50	70.40	64.08	75.02	—	—
Tennessee	19.00	16.48	8.55	24.49	25.87	37.60	20.92	-44.36
Texas	22.13	25.03	24.39	30.94	28.31	32.41	26.83	-17.22
Virginia	37.95	44.17	42.85	44.17	42.49	35.02	30.89	-11.79

Source: Alcohol Week, Nov. 3, 1986

b) ブラジル

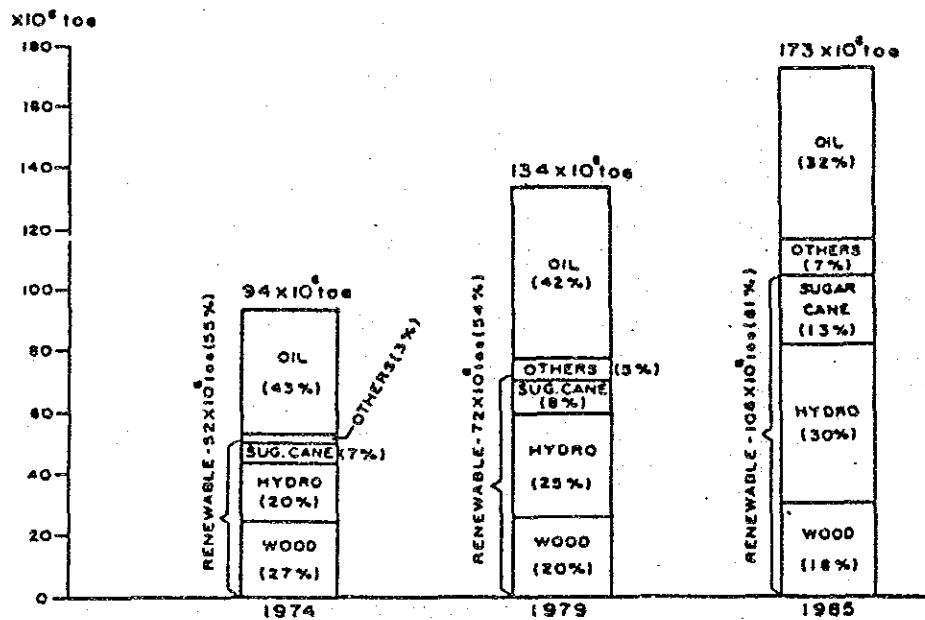
ブラジルのアルコールプログラム“プロアルコール計画”は砂糖きび、キャッサバ、その他の原料からエタノールを生産し、国内および国外マーケットの需要を満たすとともに、自動車燃料政策達成を目的として、1975年制定された。

その結果、1985年には約400の蒸留工場において、およそ、1,110万klのエタノールが生産され、そのうち約800万kl（無水エタノール210万klと含水エタノール590万kl）が輸送機関用として国内市場で消費された。

1986年には約900万台の自動車は、22%のエタノール（エタノール純度99.3%）-78%のガソリンの混合燃料を使用し、約300万台が含水エタノール（4%の水分含有）を使用することにより、ガソリン需要量の半分以上が燃料エタノールによって代替された。

プロアルコール計画が開始される直前の1974年、ブラジル経済は9,400万toe（石油換算トン）の一次エネルギーを消費していた。1985年、一次エネルギー消費量は1億7,300万toeに達し、1974年から85年にかけて年率5.7%の成長であった。一次エネルギーに占める石油のシェアは、1974年の43%から1985年には32%へ減少し、一方、砂糖きびのシェアは1974年の3%、1985年の国内一次エネルギー総需要の13%にまで増大した（Fig. 8-2-26参照）。

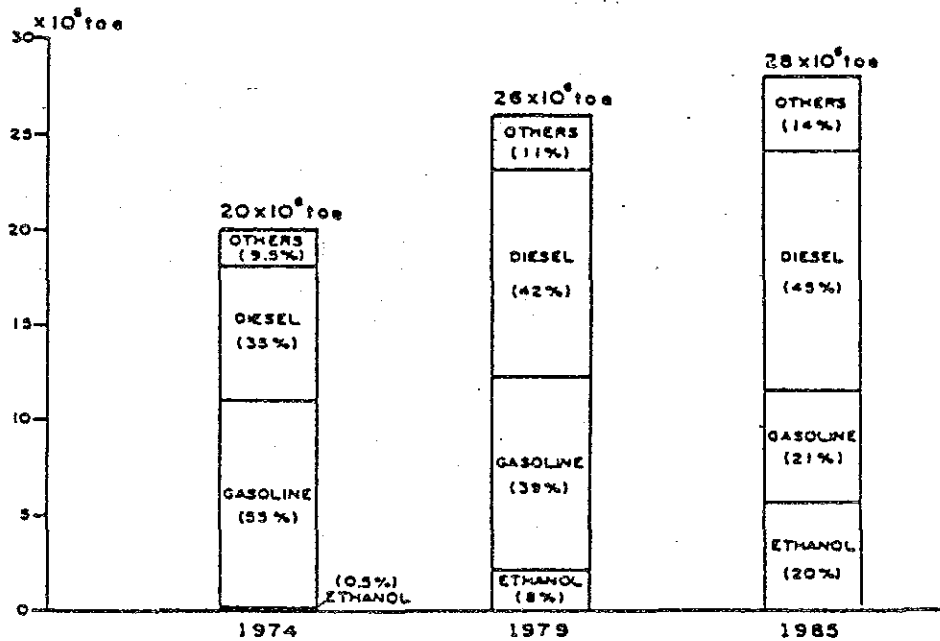
Fig. 8-2-26 PRIMARY ENERGY CONSUMPTION PROFILE (BRAZIL)



Source : Reference 14

石油系燃料の最大の消費先は運輸部門で、1974年は58.0%、1985年は56.4%を占めた。この運輸部門の内訳を見ると、Fig. 8-2-27で示されるとおり、1974年にはガソリンが半分以上を占めていたことがわかる。この年、すでにエタノールのガソリンへの混合は始まったが、運輸部門全体の需要の0.5%、ガソリン需要の1%以下を占めるにすぎなかった。Fig. 8-2-27に示すとおり1985年におけるエタノールのシェアはガソリンのシェアとほぼ同じで、この部門におけるエネルギー消費量の約20%に相当する。1985年におけるガソリンの消費量は1974年の約半分であったが、軽油について見ると、運輸部門の総エネルギー消費量（エタノールを含む）に対する軽油消費シェアは1974年の35%から1985年には45%に達した。

Fig. 8-2-27 TRANSPORT SECTOR CONSUMPTION PROFILE (BRAZIL)



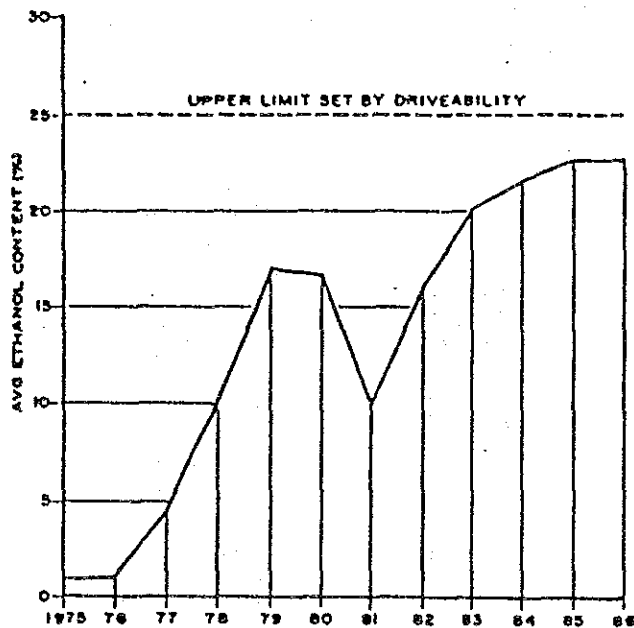
Source : Reference 14

無水エタノールのガソリンブレンドに関する研究は自動車メーカーおよびC T A (ブラジル航空宇宙技術センター) により、1970年から1976年の間に行なわれた。これらの実験の結果、無水エタノール20%、ガソリン80%のブレンドはエンジン改造の必要もなく、一般的に燃費の悪化も招かず無水エタノールのガソリンへの混合が可能であることが明らかとなった。しかし、全国の平均混合率が20%に達したのは1983年になってからである (Fig 8-2-28参照)。

その後、1984年11月にはエタノールの供給過剰の結果、エタノール含有率を20%以上に高めようとする圧力を招き、エタノール22%、ガソリン78%のブレンド比率が採用された。

Fig. 8-2-28

**AVERAGE RATE OF ANHYDROUS ETHANOL  
IN GASOLINE IN BRAZIL**



Source : Reference 14

一方、ニートエタノールエンジン開発も、自動車メーカーによって行なわれ、1979年7月に含水エタノールエンジンを搭載した最初の自動車が発売された。

1986年6月現在、ブラジルではおよそ285万台の車両が含水エタノールを燃料として走っている。これは、全自動車の約25%に相当する。1986年前半の含水エタノール車の販売台数はTable. 8-2-27に示すように小型乗用車の総販売台数の93.3%、国内市場の自動車販売台数の82.2%に相当する。

Table 8-2-27 Vehicle Sales in the Domestic Market  
1st semester 1986

Type of Vehicle	Total Sales			Hydrous Ethanol Vehicle Sales			Hydrous Ethanol Vehicle Share (%)	
	Jan/June 85	Jan/June 86	% Increase	Jan/June 85	Jan/June 86	% Increase	1985	1986
Light passenger vehicle	243,514	359,727	47.7	233,172	335,907	44.9	95.7	93.3
Light commercial	35,903	59,835	66.6	25,056	41,383	65.1	69.7	69.1
Heavy commercial	23,195	40,335	73.8	723	820	13.4	3.1	2.0
TOTAL	302,612	459,897	51.9	258,951	378,110	46.0	85.5	82.2

Source : Reference 14

1986年1月から6月の自動車用燃料の消費量はTable 8-2-28で示されるように1985年同期に比べて著しく増加した。含水エタノールは40%、エタノールブレンドガソリンは14%、軽油は10%の増加が認められた。

Table 8-2-28  
Automotive Fuels Consumption (thousand m<sup>3</sup>)  
1st semester 1986

Fuel	Period		% increase
	Jan/June 85	Jan/June 86	
Hydrous ethanol	2,603	3,642	39.9
Ethanol-gasoline blend (containing 22% ethanol by vol.)	4,506	5,151	14.3
Diesel oil	8,920	9,840	10.3

Source : Reference 14

Table 8-2-29は自動車用エタノールの消費量の推移を示すもので、1986年上半期にはガソリン需要の約50%が燃料エタノール（含水、無水の両方）によって代替されていることがわかる。

Table 8-2-29

Consumption of Ethanol as Fuel for Vehicles in Brazil (thousand m<sup>3</sup>)

Year	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986(1)
Hydrous ethanol	-	-	-	4.8	16.3	429.2	1,391.7	1,674.3	2,950.2	4,468.2	5,932.0	3,642.0
Anhydrous ethanol	162.2	171.6	639.3	1,504.1	2,219.1	2,253.1	1,146.1	2,020.9	2,196.7	2,082.0	2,121.0	1,152.0
Anhydrous ethanol content in the blend (%)	1.14	1.19	4.79	11.06	16.66	16.47	9.48	16.27	20.17	21.20	22.20	22.00
% gasoline displaced (2)	1.14	1.19	4.79	11.08	16.74	16.53	17.17	24.48	34.48	42.35	48.16	50.0

Notes: (1) until June 1986

(2) assuming equivalence of 1.24 liters of hydrous ethanol to 1.0 liter of gasoline

Source: Reference 14

エタノールを軽油の代替とする利用法は技術的、経済的障壁のために、さほど好成績をあげていない。なお、現在、ブラジルでは軽油使用は大形車両にのみ認められている。

c) その他

フィリピン政府は自動車用燃料としてエタノール混合ガソリンを導入する目的で、1979年、フィリピン国家アルコール委員会 (PNAC) を設置した。現在、20%エタノール混合ガソリンが実用化されており、1988年には約93万klの燃料エタノールの生産が計画されている。

キューバ、アイルランド、南アメリカ等でも輸送機関用エネルギーとして燃料エタノールを導入している。



## 2) 発電用

燃料エタノールは、燃料メタノールと同様、発電用燃料として利用することは可能である。しかし、燃料エタノールは燃料メタノールより高価であるから、ボイラーなどに対する熱源としては経済性がなく、エタノール市況の低迷により生じた余剰を利用すると言った特殊な場合以外には熱源用への導入はむずかしい。また、エタノールはメタノールより改質し難く、ガスタービンや燃料電池用としてはメタノールの方が優れている。

以上の理由から、燃料エタノールの発電用への利用については短中期的には実現しないであろう。

## 3) その他（厨房用および照明用）

厨房や照明に燃料エタノールを用いることは技術的にほとんど問題がない。また、エタノールはメタノールのような毒性がないので、一般家庭での取扱いはより容易である。したがって、燃料エタノールに対する価格政策が施されれば、厨房用および照明用灯油の代替として燃料エタノール導入の可能性はあるが、現実的には、燃料エタノールは、自動車用を使用する方が経済的に有利であり、かつ、エタノールの生産量が限られていることから、特殊な事情がない限り、家庭用を使用することは考えられない。

参考文献

1. 交通需要と交通部門エネルギー需要の長期展望、(財)日本エネルギー経済研究所、1986年6月25日
2. 新燃料の段階的開発利用に関する調査(燃料メタノールを中心として)、科学技術庁資源調査所、1984年7月24日
3. 昭和60年度石油火力発電所メタノール転換等実証試験成果報告書(海外資源供給可能量調査)、(財)エネルギー総合工学研究所、1986年3月
4. 欧米の自動車燃料用メタノールの開発導入実態に関する調査報告書、(財)野村総合研究書、1985年5月
5. A Feasibility Study on Alcohols for use as Automobile Fuels、Nomura Research Institute、April 1985.
6. アルコール燃料に関する予備調査と提言、(財)エネルギー総合工学研究所、(財)日本エネルギー経済研究所、1979年1月
7. アルコール燃料(エタノール)研究会報告書(第2年度)、(財)日本エネルギー経済研究所、1983年3月
8. アルコール混合ガソリン調査報告書、石油連盟アルコール混合ガソリン調査団、1980年6月
9. バイオマスによる燃料・化学原料の開発技術資料集成、(財)フジ・テクノシステム、1981年11月
10. 自動車シンポジウム'84 講演、日石レビュー-Vol 26、No 6 (1984年12月)
11. MTBE Production and Economics、Hydrocarbon Processing、P.63、October 1984
12. Oxygenates from LPG、Airproducts and Chemicals、Inc.、A I C E Meeting、20 ~24 May 1984
13. 代替エネルギーとしての燃料アルコールの問題第4集、1983年、A F T Committee、Japan.
14. メタノール自動車導入に関する国際シンポジウム、講座前刷集、1987年2月、(財)運輸経済研究センター

### 8-3 燃料アルコールの潜在需要

#### 8-3-1 石油製品需要

##### (1) エネルギー需給

##### 1) 一次エネルギー需要の推移

1969年以来インドネシア政府は、第1次5ヶ年計画(REPELITA-I)スタートさせ1983年度末をもって第3次計画を終えた。1970年代においてインドネシア経済は拡大し、その成長率は年率平均7.6%に達した。この急速な経済成長に伴い、エネルギー消費は急速に増加した。とりわけ商業エネルギーの消費は、そもそも水準が低かったとはいえ過去14年間に4倍に増大した。1972~82年の10年間をとると、エネルギー消費の平均伸び率は13.6%/年に達した。このような著しいエネルギー消費の伸びは人口の増大(年率2.34%)だけでなく、産業、輸送部門での消費の増大、電力供給の拡大に起因している。

Table 8-3-1 COMMERCIAL ENERGY SUPPLY BY SOURCES  
1975 - 1984

UNIT 10<sup>6</sup> BOE

	Natural Gas	Coal	Hydropower	Geothermal	Oil	Total
1975	6.658	816	1.095	-	81.300	89.869
	7.4	0.9	1.2	-	90.5	(100)
1976	7.754	778	1.117	-	91.916	101.565
	7.6	0.8	1.1	-	90.5	(100)
1977	11.556	888	1.093	-	108.134	121.671
	9.5	0.7	0.9	-	88.9	(100)
1978	20.410	818	1.497	-	123.553	146.278
	14.0	0.6	1.0	-	84.5	(100)
1979	25.729	746	5.793	-	139.088	171.356
	15.0	0.4	3.4	-	81.2	(100)
1980	30.283	951	5.552	-	149.425	186.211
	16.3	0.5	3.0	-	80.2	(100)
1981	36.682	1.041	6.176	-	163.566	207.465
	17.7	0.5	3.0	-	78.8	(100)
1982	35.523	.995	6.859	.063	166.469	209.909
	16.9	0.5	3.3	0.03	79.3	(100)
1983	39.850	1.060	10.139	.384	163.721	215.154
	18.5	0.5	4.7	0.2	76.1	(100)
1984	45.672	1.816	14.712	.447	164.144	226.791
	20.1	0.8	6.5	0.2	72.4	(100)

Source; MIGAS

Growth Rate (%/yr.)

1975 - 1984	23.9	9.3	33.5	8.1	10.8
1981 - 1984	7.6	20.4	33.4	0.1	3.0

Table 8-3-1 は、商業エネルギー供給をエネルギー源別に示したものである。これから明らかなように全体に占める石油のシェアは、1975年の91%から1984年には72%にまで低下してきたものの、急速にシェアを拡大してきている天然ガスを引き離し、依然として圧倒的なシェアを示している。その他、水力のシェア拡大のペースの大きさが石炭のそれと並んで顕著である。

また全体としてのエネルギー供給の伸びでみると、1975~1984年の11%/yrから過去3年間(1981~1984)でみると3%/yrと急速なエネルギー需要の低下ぶりがかがわれる。そして、それには石油需要の低下が大きく寄与している。

Table 8-3-2 は第2次5ヶ年計画、第3次計画および第4次計画の最終年における1次エネルギー源別の供給内訳を示したものである。これによると、第4次計画の最終年までには、石油のシェアが66%にまで更に低下し、それを天然ガスと水力、更には石炭のシェア拡大で補う姿になっている。

Table 8-3-2 Commercial Energy Supply at the End of Pelita II, III and IV

Unit: 10<sup>6</sup> BOE

SOURCES	End of PELITA II (1978/197)	End of PELITA III (1983/1984)	End of REPE- PELITA IV (1988/1999, projection)
Natural Gas	24.5 (15.3%)	43.41 (17.7%)	55.2 (19.6%)
Coal	0.65 (0.4%)	1.14 (0.5%)	14.7 (5.2%)
Hydro	3.85 (2.4%)	11.84 (3.7%)	24.3 (8.6%)
Geo-thermal	-	0.42 (0.2%)	1.96 (0.7%)
Oil			186.0 (65.9%)
Total	160.0 (100.0%)	223.61 (100.0%)	282.2 (100.0%)
Growth Rate (per cent/Y)		6.92	4.76

## 2) 部門別エネルギー需要

Table. 8-3-3 は最近16年間（1968～1984）の部門別エネルギー消費の実績を示したものである。1984年の商業エネルギー消費は産業部門が38.5%、輸送部門が24.7%、発電部門が16.4%、民生部門が20.4%となっており、輸送部門、民生部門でシェアを低下させている反面、産業部門でのシェア拡大が著しい。それと同時に発電部門でのシェア拡大が著しい。

しかし民生部門では薪・農業廃棄物等の非商業用エネルギーを大量に消費しており、商業・非商業エネルギーを合せた消費量では60%以上のシェアを占めている。

Table 8-3-3  
Consumption of Commercial energy by Demand Sector  
(In Million BBL Oil Equivalent)

YEAR	INDUSTRY		TRANSPORTATION		ELECTRICITY		HOUSEHOLD		TOTAL	
	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%
1968	15.25	35.2	11.90	27.4	2.45	5.7	13.76	31.7	43.35	100
1969	12.91	28.9	13.28	29.8	2.22	5.0	16.21	36.3	44.62	100
1970	14.00	29.9	13.74	29.4	2.61	5.6	16.40	35.1	46.75	100
1971	18.41	34.9	14.56	27.6	2.85	5.4	16.92	32.1	52.72	100
1972	13.85	25.8	16.60	30.9	3.38	6.3	19.88	37.0	53.71	100
1973	21.94	32.3	20.06	29.5	3.79	5.6	22.15	32.6	67.95	100
1974	22.05	29.3	23.30	31.0	4.15	5.5	25.66	34.1	75.16	100
1975	26.18	27.7	28.61	30.2	7.95	8.4	31.91	33.7	94.65	100
1976	28.78	27.3	32.68	31.0	9.17	8.7	34.72	33.0	105.35	100
1977	36.56	30.1	36.04	29.7	10.50	8.6	38.45	31.6	121.55	100
1978	51.97	35.2	40.09	27.1	12.52	8.5	43.10	29.2	147.68	100
1979	59.29	35.5	44.75	26.8	15.82	9.5	47.30	28.3	167.16	100
1980	64.92	35.6	49.19	27.0	17.37	9.5	50.76	27.9	182.24	100
1981	74.65	36.8	52.53	25.9	21.56	10.6	54.27	26.7	203.01	100
1982	73.36	35.4	55.64	26.8	24.41	11.8	53.95	26.0	207.36	100
1983	82.11	38.2	53.71	25.0	30.65	14.2	48.69	22.6	215.16	100
1984	86.58	38.5	55.47	24.7	36.79	16.4	45.95	20.4	224.79	100

Source: From 1968 to 1974: Dept. of Mines and Energy (P.T.E.)  
From 1975 to 1984: MIGAS

(2) 長期エネルギー需給見通し

インドネシアにおける正式な長期のエネルギー需給見通しとしては、1984年から始まったRepelita IVのみである。(Table.8-3-2 参照)

その他、部分的データとしては消費部門別のエネルギーシェアが傾向として示されている。(Table.8-3-4)

Table 8-3-4 Projection of Energy Share By Sector

	1990	1995	2000	2005
Industry, Agriculture Construction, Mining	45.7	48.1	50.5	52.7
Transportation	27.3	26.5	26.0	25.6
Household/Service	27.0	25.4	23.5	21.7

Source: Paper presented at the Second Meeting, Indonesia - Japan Joint Energy Committee. (January 86, Tokyo)

Table.8-3-5 にはRepelita IV最終年度における商業エネルギーと、非商業エネルギーの絶対量と比率ならびに長期的将来の構成を示したものである。それによると総エネルギー消費は今後共年率3%台で伸びると予想される。その内訳は非商業エネルギーの伸び率は年率2%弱へと低下するとみられ、その分だけ商業エネルギーの伸びが年率4~5%と高くなっている。商業エネルギーの比率はRepelita IVの最終年に予定されている60%から2000年には更に67%へ上昇することが想定されている。

今後のエネルギー構成としては、経済成長の鈍化から、予想されている様なテムボでの商業エネルギー比率の増大にはブレーキがかかることも考えられる。

(3) 石油製品需要

Table.8-3-6 は1976から1985年までのインドネシア国内市場での燃料油消費量を示したものである。インドネシアにおける石油製品需要は同国の高い経済成長率、人口

増加、産業の工業化および自動車の普及等によって1981年頃までは著しい伸び(growth rate of 1972-1982: 13.2%/ yr)を見せている。しかし、その後数回におよぶ石油製品の値上げおよび経済成長の同化の影響を受けて殆んど横ばい傾向を過去数年間ではたどっている。

過去10年間の傾向をみると重油が10%/ yrと高い伸びを示し、自動車用軽油(ADO)、工業用軽油(IDO)、ジェット燃料(AVTUR)が8~9%/ yrと堅い伸びを示しているのに対し航空ガソリン(AVGAS)は6.4%のマイナス、全体需要の27%(1985)を占める灯油は、年率3.5%と小幅な伸びに止まっている。灯油消費については農村電化の推進およびLPGによる代替が多いと予想される。更に1981年からの4年間でみると上記の傾向は一層顕著である。BBM全体の消費は殆んど横ばいで、ADO、IDOの伸びも各々0.2%/ yr、1.6%/ yrと低くなっている。また灯油消費の低下傾向はマイナス5%/ yrと一層加速化されており、反面燃料油の高い伸び率が目立っている。自動車用ガソリン消費もわずかながら低下傾向をたどっている。

こうした石油製品消費動向には、経済成長の鈍化傾向、更には、石油製品(特に灯油)に対する国の補助金の漸次削減等の価格効果がいまって反映しているものとみられる。その結果、インドネシア国内でも将来の石油製品需要見通しに対する不透明感が非常に強くなっている。

Table. 8-3-7 は、MIGAS資料より部門別石油製品、消費実績を交通、産業、発電、家庭の4部門についてまとめたものである。

Table. 8-3-8 は燃料(BBM)消費を1979~1985年までの7年間にわたり消費部門別にシェアで示したものである。それによると輸送部門と発電部門(自家発を除くPLN部分)でシェアが着実に増大する反面、家庭部門でのシェアの低下(前述の他燃料への転換による低下を含む)と産業部門でのシェア横ばいが特徴的なことである。

Table. 8-3-9 は、Pertaminaの資料から1985年における供給地域別、石油製品別の販売量をまとめたものである。



Table 8-3-5-(1) Projection of Total Energy Consumption  
at the End of REPELITA IV (1988/1989)  
and future trends

Unit: 10 <sup>6</sup> BOE				
	REPELITA IV (1988/89)	1995	2000	2005
Commercial Energy	282.2 (60%)	366.5	462.9	572.0
Non-Commercial Energy	183.3 (40%)	208.6	226.3	245.7
合 計	465.5 (100%)	575.1	689.1	817.7

Table 8-3-5-(2) Growth Rate of Energy Consumption (%/yr)

	95/88	2000/95	2005/2000
Commercial Energy	3.8	4.8	4.3
Non-Commercial Energy	1.9	1.6	1.7
Total	3.1	3.7	3.5

(109kl/yr.)

Table 8-3-6 BBM Consumption in Indonesia

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Growth Rate	
												85/75	85/81
AVGAS	20.1	19.9	17.8	20.5	20.4	18.8	16.7	15.0	12.7	11.4	10.4	△6.4	△11.2
AVTUR	287.4	322.1	347.9	401.2	500.6	540.7	606.4	618.2	587.9	608.3	622.9	8.0	0.7
Mogas	2409.8	2630.0	2909.9	3290.0	3729.6	3856.4	4216.0	4077.1	3954.4	4114.2	4157.6	5.6	△0.3
Kerosene	4885.0	5301.0	5875.8	6999.1	7349.0	7891.0	8436.7	8027.3	7597.6	7212.5	6914.8	3.5	△4.9
ADO	3043.0	3817.0	4457.0	5204.0	5869.8	6768.4	7510.1	7999.8	8096.3	7920.4	7576.5	9.6	0.2
IDO	758.0	893.0	1024.0	1261.0	1310.6	1319.4	1580.8	1498.4	1715.0	1709.8	1686.0	8.3	1.6
Fuel Oil	1828.0	1853.0	2130.0	2693.0	3066.6	3152.8	3399.5	3699.4	4607.2	4821.4	4832.7	10.2	9.2
Total	13231.3	14836.0	16762.4	19868.8	21846.6	23547.5	25766.3	25935.2	26571.1	26398.1	25800.9	6.9	0.03

Source: MIGAS

Table 8-3-7

## Oil Products Consumption by Sectors

(Unit: 10<sup>3</sup>BBL)

YEAR	Transportation				Industry			Power Generation			Household						
	Avtur	Gas.	ADO	100	F.O.	Total	ADO	IDO	F.O.	Total	ADO	IDO	F.O.	Total	Kerosene		
1975	126.1	1807.2	15155.3	8249.0	710.3	2509.5	28557.4	9034.4	3653.9	7448.4	20136.7	1854.8	401.1	1537.5	3793.4	30723.2	
1976	125.1	2025.7	16540.3	11050.1	1001.9	1892.0	32635.1	9811.5	4309.7	7839.9	21951.1	3142.1	307.4	1924.4	5373.9	33337.7	
1977	111.9	2187.9	19300.2	12161.4	1040.2	2177.8	35985.3	11713.6	5121.3	9138.9	25973.7	4154.5	279.0	2081.2	6514.7	36952.8	
1978	128.7	2523.2	20691.1	13699.1	1070.7	1932.8	40045.5	13844.1	5712.9	12169.5	31726.5	5187.2	1144.1	2932.6	9163.9	41501.8	
1979	126.9	2999.8	22963.2	15654.6	1030.5	1929.9	44704.6	15857.5	6602.0	12335.0	34794.5	4484.1	605.0	4820.6	9909.7	45554.1	
1980	126.7	3266.3	24029.6	18330.7	1139.5	2239.5	49131.7	18427.6	6797.0	11030.1	36254.8	4876.0	169.8	6477.3	11523.1	49054.0	
1981	103.8	3725.7	26235.2	20229.4	1099.5	1053.1	52446.7	19892.9	8391.3	10767.7	38991.9	5712.7	270.9	8897.0	14880.5	52584.3	
1982	98.1	3886.7	26075.6	23098.9	1079.9	1333.9	55575.0	20312.0	8236.0	10608.8	39516.8	6609.8	207.3	10589.5	17406.6	51892.3	
1983	83.6	3686.0	24694.5	23017.0	1010.0	1168.8	53660.7	20997.0	8924.0	12067.1	41988.0	6712.5	272.9	12917.6	19903.0	48169.8	
1984	72.0	3829.6	25472.1	22965.9	1460.3	1653.7	55453.7	20561.6	8924.3	13672.8	43158.7	5863.2	290.5	14121.0	20274.8	45256.5	
1985	65.1	3893.4	25677.8	22695.9	1265.0	1205.9	55003.1	18666.4	8653.1	6256.2	33575.7	5757.4	222.7	14682.8	20662.9	43923.5	
Growth Rate (%/Yr.)																	
85/75	△6.4	8.0	5.50	10.7	5.94	△7.1	6.8	7.53	9.0	△1.73	5.23	12.0	△5.71	25.3	18.5	3.64	
85/81	△11.0	1.1	△0.3	2.9	3.6	3.4	1.2	△1.6	1.0	△12.7	△3.7	0.2	△4.8	13.3	-8.6	△4.4	

Source: MIGAS

Table 8-3-8 Share of Oil Consumption by Sector

	Transportation	Industry	Electricity	Household	Total
1979	32.4	23.4	7.6	36.6	100
1980	32.7	23.7	8.3	35.3	100
1981	32.8	23.3	9.7	34.2	100
1982	33.7	22.5	11.0	32.8	100
1983	32.5	24.0	12.7	30.7	100
1984	34.1	23.4	13.1	29.4	100
1985	35.4	22.2	13.6	28.8	100

Source: MIGAS ("Oil and Gas Industry of Indonesia")

T a b l e 8-3-9 Domestic Sales Volume of Oil Products 1985年 (C.Y.)

Oil Products	Sales Volume 10 <sup>3</sup> KL	Pertamina Supply Region							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
AVGAS	103.4 [100]	0.988 [9.6]	0.099 [1.0]	3.944 [38.1]	0.180 [1.7]	3.812 [36.9]	0.148 [1.4]	0.233 [2.3]	0.939 [9.1]
Avtur	619.0 [100]	61.515 [9.9]	21.637 [3.5]	204.048 [33.0]	21.055 [3.4]	206.359 [33.3]	56.851 [9.2]	23.669 [3.8]	23.870 [3.9]
Premium Gas	116.9 [100]	3.654 [3.1]	0.217 [0.2]	89.397 [76.4]	10.368 [8.9]	13.279 [11.4]	0.023 [0.02]	-	-
Regular Gas	3997.3 [100]	447.89 [11.2]	292.302 [7.3]	1551.898 [38.8]	478.127 [12.0]	898.207 [22.5]	182.649 [4.6]	114.939 [2.9]	31.304 [0.8]
Kerosene	6983.3 [100]	774.378 [11.1]	439.209 [6.3]	2538.363 [36.3]	1002.824 [14.4]	1738.017 [24.9]	256.350 [3.7]	201.906 [2.9]	32.250 [0.5]
ADO	7491.5 [100]	1171.905 [15.6]	897.560 [12.0]	2416.445 [32.3]	836.783 [11.2]	1565.744 [20.9]	299.072 [4.0]	216.314 [2.9]	87.629 [1.2]
IDO	1612.3 [100]	54.418 [3.4]	131.296 [8.1]	960.336 [59.6]	140.696 [8.7]	308.725 [19.1]	16.782 [1.0]	-	-
Fuel Oil	3361.8 [100]	159.218 [4.7]	39.694 [1.2]	1512.146 [45.0]	425.104 [12.6]	1053.966 [31.4]	171.653 [5.1]	-	-
BBM Total	24192.4 [100]	2673.966 [11.1]	1822.014 [7.5]	9276.577 [38.3]	2915.137 [12.0]	5788.109 [23.9]	983.528 [4.1]	557.061 [2.3]	175.992 [0.7]

(Note): Regions I : Medan  
 II : Palembang  
 III : Jakarta  
 IV : Semarang  
 V : Surabaya  
 VI : U. Pandang  
 VII : Manado  
 VIII : Jayapura

Table 8-3-10とTable 8-3-11は85年実績比に基づいて1995年の石油製品需要を Pertamina の供給地域別に割りふったものである。

石油製品の総需要規模としては、高いケースとしてPelita IVの伸び率で延長した ケースを考え、低いケースとしては、ASCOPEの数値を採用した (Table 8-3-12 参照)。8-3-2の“燃料アルコール導入調査”に際してはインドネシア現地での 調査等に基づきASCOPEの数値が“more likely”と判断し、分析のベースとし て採用した。

T a b l e 8-3-10 Domestic Sales Volume of Oil Products 1995(G.Y.)

[Ascope case]

Oil Products	Sales Volume 103 KL	Pertamina Supply Region							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Avgas	147.9	14.2	1.5	56.3	2.5	54.6	2.1	3.4	13.5
Avtur	620.5	61.4	21.7	204.8	21.1	206.6	57.1	23.6	24.2
Premium Gas	167.8	5.2	0.3	128.2	14.9	19.1	0.03	-	-
Regular Gas	5720.3	640.7	417.6	2219.5	686.4	1287.1	263.1	165.9	45.8
Kerosene	7040.1	781.5	443.5	2555.6	1013.8	1753.0	260.5	204.2	35.2
ADO	7163.3	1117.5	859.6	2313.7	802.3	1497.1	286.5	207.7	86.0
IDO	1541.7	52.4	124.9	918.9	134.1	294.5	15.4	-	-
Fuel Oil	3250	152.8	39.0	1462.5	409.5	1020.5	165.8	-	-
BBM Total	25651.5	2847.3	1923.9	9824.5	3078.2	6130.7	1051.7		

(Note): Regions I : Medan V : Surabaya  
 II : Palembang VI : U. Pandang  
 III : Jakarta VII : Manado  
 IV : Semarang VIII : Jayapura

Demand figures are taken from ASCOPE document (Dec. 1985).  
 Sales volumes in each supply region were calculated based upon shares in 1985 (C.Y.)

Table 8-3-11 Domestic Sales Volume of Oil Products 1985(C.Y.)

Oil Products	Sales Volume 103 KL	Pertamina Supply Region							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
AvGas	123.0	11.81	1.23	46.86	2.09	45.39	1.72	2.83	11.19
Avtur	604.7	59.87	21.16	199.55	20.56	201.37	55.63	22.98	23.58
Premium Gas	139.6	4.33	0.28	106.65	12.42	15.91	0.028	-	-
Regular Gas	4757.7	532.86	347.31	1845.99	570.92	1070.48	218.85	137.97	38.06
Kerosene	11751.5	1304.4	740.34	4625.79	1692.22	2926.12	434.81	340.79	58.76
ADG	11824.1	1844.56	1418.89	3819.18	1324.30	2471.24	472.96	342.90	141.89
IDG	1968.5	66.93	159.45	1173.23	171.26	375.98	19.69	-	-
Fuel Oil	5489.5	258.01	65.87	2470.28	691.68	1723.70	279.96	-	-
BBM Total	36658.6	4069.40	2749.40	14040.24	4399.03	8761.41	1503.00	843.15	256.61

(Note): Regions I : Medan  
 II : Palembang  
 III : Jakarta  
 IV : Semarang  
 V : Surabaya  
 VI : U. Pandang  
 VII : Manado  
 VIII : Jayapura

Demand figures are calculated based upon the growth rate in Pelita IV.  
 Sales volumes in each supply region were calculated based upon shares in 1985 (C.Y.)



Table 8-3-12 Estimates of Oil Products Demand in 1995

10<sup>3</sup> kt/yr

	Sales Volume		Actual Data 1985
	Pelita IV Base	ASCOPE	
Avgas	123.0 (0.3)	147.6 (0.6)	103.4 (0.4)
Avtur	604.7 (1.6)	620.5 (2.4)	619.0 (2.6)
Premium Gas	139.6 (0.4)	167.8 (0.7)	116.9 (0.5)
Regular Gas	4757.7 (13.0)	5720.3 (22.3)	3997.3 (16.5)
Kerosene	11751.5 (32.1)	7040.1 (27.4)	6983.3 (28.9)
ADO	11824.1 (32.3)	7163.3 (27.9)	7491.5 (31.0)
IDO	1968.5 (5.4)	1541.7 (6.0)	1612.3 (6.7)
Fuel Oil	5489.5 (15.0)	3250.0 (12.7)	3361.8 (13.9)
BBM Total	36658.6 (100)	25651.5 (100)	24192.4 (100)

NOTE: Ascope figures are taken from the document in the 3rd Conference of ASCOPE, Dec. 1985, the title of which is "Long Range Outlook of Petroleum Product Supply and Demand and Utilization of Refining Capacity in the ASEAN Region"

## 8-3-2 燃料アルコールの潜在需要

### (1) 燃料アルコールの長期需要見通し

#### 1) 調査の目的

本調査は、「バンコ炭有効利用調査」の中で、インドネシアにおいて、各種石油製品の代替燃料として燃料アルコールを導入する場合のインパクトを、同国の精製装置の能力、原価コストおよび石油製品需要見通し等に基づき、メタノール生産コスト・石油価格および燃料メタノール導入可能量を定量的に評価、分析することを目的としている。

調査ではインドネシアの原油および石油製品フローを表わすLPモデル（線形計画モデル）を作成し、これを用いて行った。

インドネシアにおける燃料用アルコール導入の経済性の有無は、導入のためのコスト（アルコール価格）と、導入によって生ずる原油および石油製品の輸出増加等で生ずる利益増加との大小によって決るといえる。

従って、本調査では、LP手法を用いて、アルコール導入によるコスト増と、原油・石油製品消費の減少（輸出増加）および石油精製部分での生産コスト減少等に伴う利益増が等しくなる限界的な条件を求めることによって、燃料アルコール導入の経済的必要条件即ちアルコール価格と原油価格との均衡関係を算定することとした。

#### 2) LPモデルの構造

##### i) 概 要

使用したLPモデルは、式が約2000、変数が約3500のマトリックスから成っている。主要マトリックスをTable. 8-3-13に、全体のフローチャートをFig. 8-3-1、Fig. 8-3-2 に示した。

マトリックスは、原油生産、石油精製、需要地、アルコール生産部分で構成されている。

目的関数は、利益関数として定義し、その利益を最大にするような最適化を行った。

Table 8-3-13  
Main Matrix of LP Model

Equation	Structural Variables			Crude Oil		Refineries						Fuel Alcohol Transportation	Fuel Alcohol Production	(Type)
	Production	Export	Domestic Transportation	Crude Oil Input	Refining Unit	Refining Unit	Blending	Oil Products	Oil Products Export	Products Transportation	Domestic Demand			
Objective function(Profit)	Production Cost	Export Price	Transportation Cost		Refining Cost	Refining Cost			Export Price	Transportation Cost	Sales Price	Transportation Cost	Production Cost	MAX
<Crude Oil Volume Balance> Crude Oil Volume	-+	-	-											= 0
<Material Balance in Refineries> Material Balance 1				+	-									= 0
Material Balance 2					-									= 0
Unfinished Products														= 0
Oil Product Production														= 0
Oil Product Delivered														= 0
<Refining Unit> Processed Volume														<Capa. = 0
Own Use														< 0
<Product Specification> MAX														> 0
MIN														= 0
<Balance of Transported Volume> Crude Oil														= 0
Oil Products														= 0
Fuel Alcohol														= 0
<Balance of Alcohol> Alcohol Production														= 0
Constraint Conditions	Production Level	Exports Level			Processing Capacity	Processing Capacity		Product Specification			Demand Level		Production Level	

Fig. 8-3-1 Flow of LP Model in Indonesia (existing capacity case)

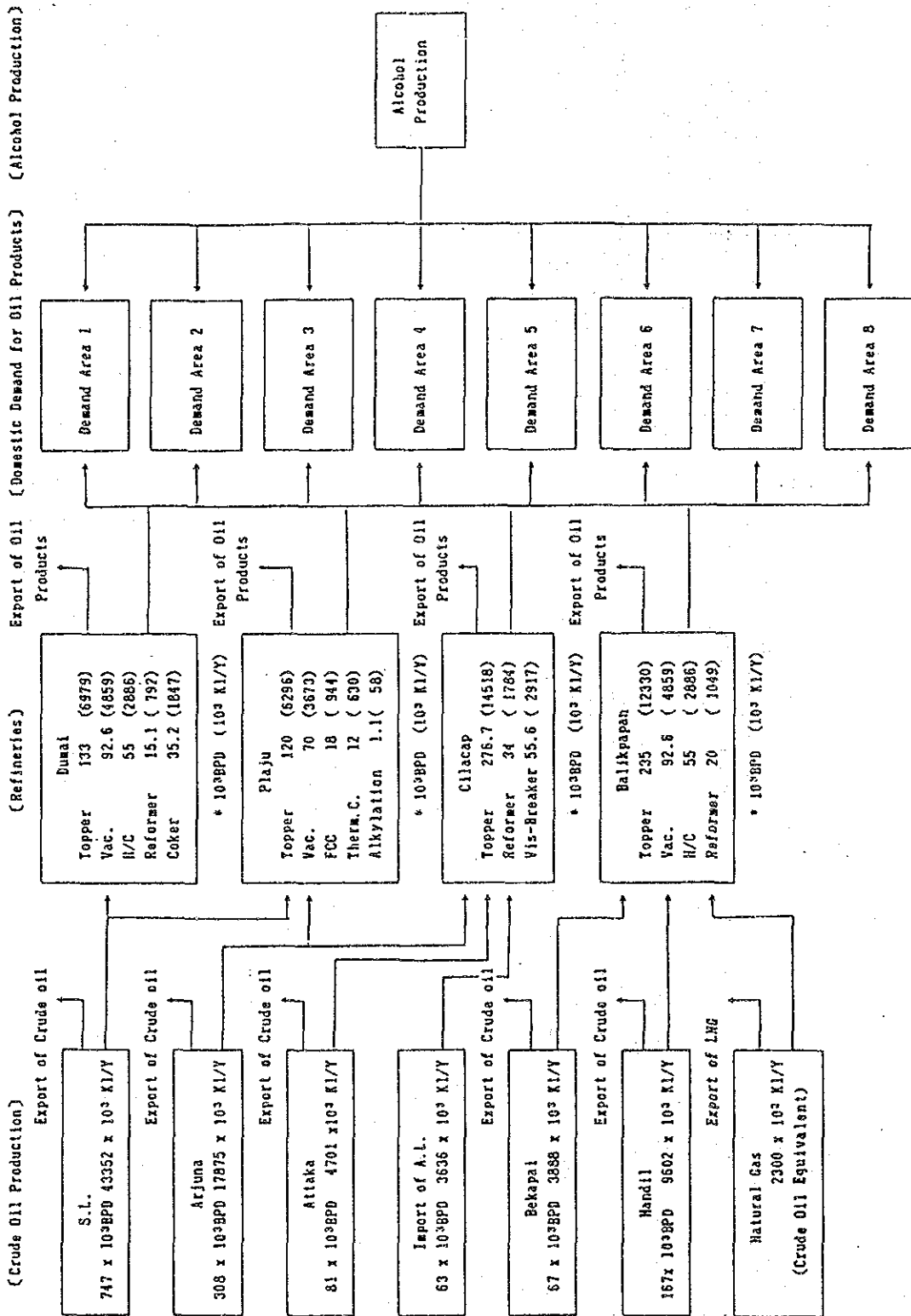
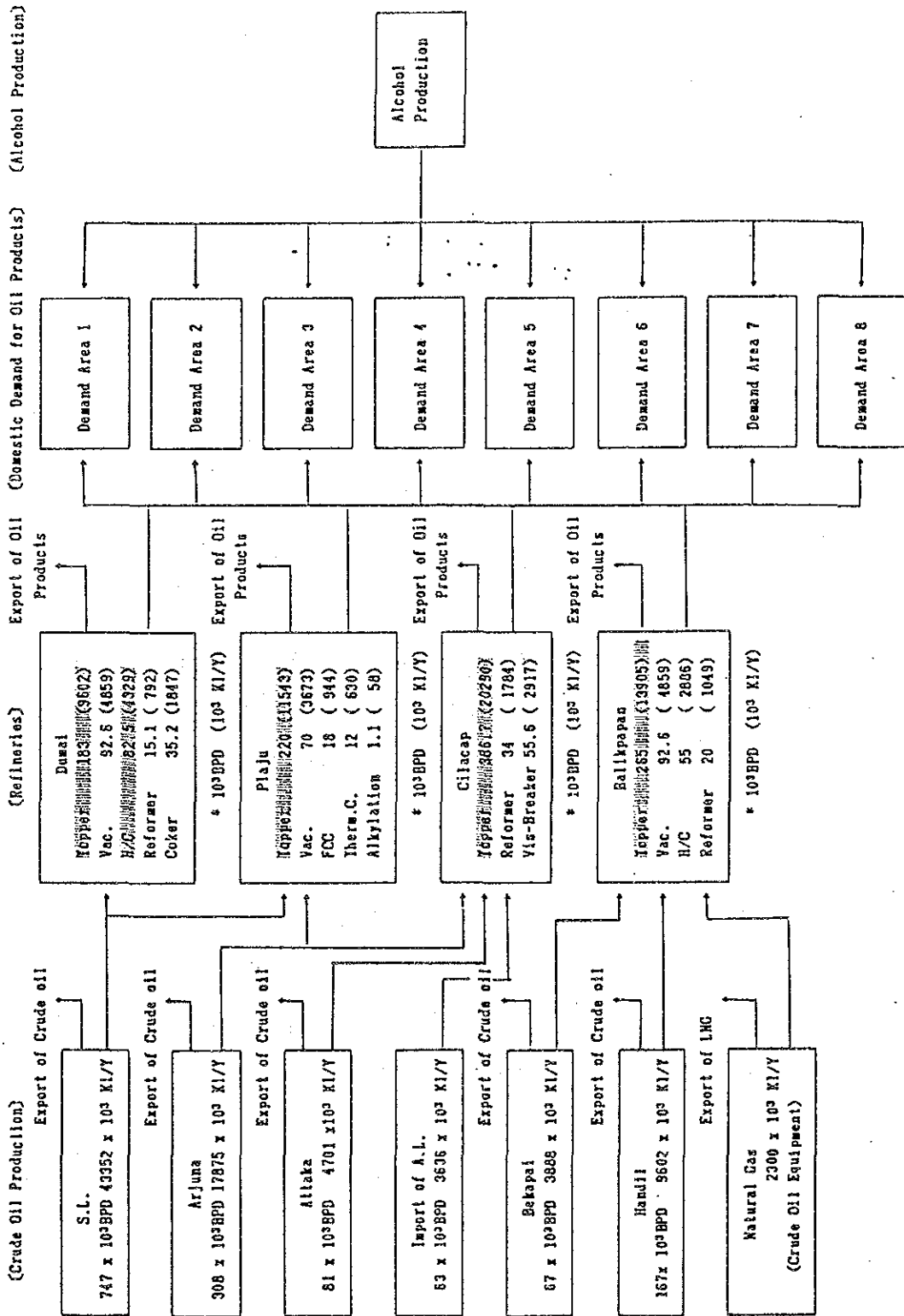


Fig. 8-3-2 Flow of LP Model in Indonesia (expanded capacity case)



NOTE: Refining capacity were expanded in dotted part (.....)

## ii) 原油

生産原油として次の6種類を設定し、他の原油は、生産地域別に、これらの原油に含めることとした。

スマトラライト	(S L)
アルジュナ	(A J)
アタカ	(A T)
ベカパイ	(B P)
ハンディル	(H D)
アルンコンデンセート	(A C)

各原油別のインプット内容は、次の通りである。

### 生産量の上限

1kl当りの生産コスト (\$ / kl)

4製油所までの1kl当りの輸送コスト (\$ / kl)

輸出価格 (F O B : \$ / kl)

目的関数は、利益関数であるので、コストに関しては、その係数は負となる。即ち、原油の生産、輸送（国内処理）は、利益の減少となる。逆に、輸出価格の目的関数の係数は正であり、原油および石油製品の輸出は、利益を生むことになる。

数量のバランスは、

$$\text{原油生産量} - \text{原油輸出量} - \text{原油国内輸送量 (国内消費量)} = 0$$

としている。原油は、生産量の一部が国内製油所に輸送され、残りが輸出されることになる。ただし、アルンコンデンセートは、全量輸出とし、輸出量上限を設定した。また天然ガスは、輸出量上限を設定し、バリクパバン製油所では水素製造用として使用できることとした。

なお、潤滑油生産のため、チラチャップで、アラビアンライト (A L) を輸入し処理することとしている。

## iii) 製油所

インドネシアには、現在9ヶ所の製油所があるが、モデルでは地域的に近い製油所をグループ化し、4製油所で全インドネシア製油所を代表させた。

{ P. ブランダン デュマイ S. パクニン }	.....	デュマイ	
	{ プラジュ S. ゲロン }	.....	プラジュ
		{ チラチャップ ウォノクロモ チェプー }	.....
バリクパパン	.....		バリクパパン

装置能力は、グループ化した各製油所の合計能力とした。

原油のトッパー得率および各種装置の得率、原単位等は、現地調査で入手したデータをもとに設定し、1985年の石油精製実績データと対比して妥当性を確認している。各装置ごとに、以下のデータがインプットされている。

処理能力 (千kl/年)

物質収支

自家燃料消費量

水素バランス

スチーム消費量

電力消費量

触媒、薬品費

このうち、自家燃、水素、スチーム、電力は、製油所内ですべて手当し、触媒、薬品は購入するものとした。

製品ブレンドについては、以下の性状を制約とした。

ガソリン

リサーチオクタン価 84 (clear) 以上

50%留出温度 88℃ 以上

リード蒸気圧 9 psi 以下

軽油

動粘度 (100 ° F) 1.6cst 以上

10%残炭 0.1%以上

セタン指数 48以上

重油

動粘度 (100 ° F) 1250sec 以下 (Redwood)

残炭 10%以下

製油所の数量バランスは、次の通りである。

原油国内輸送量 - 製油トッパー処理量 = 0

製品生産量 - 製品国内輸送量 - 製品輸出量 = 0

製油所内基材、半製品バランス

生産した製品は、国内需要地に輸送され、残りは全量輸出されるものとした。

国内の製品輸送コストは、製油所から当該需要地までの海上輸送距離をもとに設定した。陸上輸送コストについては、ケース間の利益変動には影響がないので想定からは除外した。

iv) 国内需要

国内需要は、プルタミナの販売ユニットに従って、8地域に分割した。

需要地1 アチェ、リオウ、北スマトラ、西スマトラ周辺域

需要地2 ジャンビ、南スマトラ、ブングクル、ランポン周辺域

需要地3 ジャカルタ、西部ジャワ周辺域

需要地4 中部ジャワ、ジョクジャカルタ

需要地5 東部ジャワ、バリ、マドゥラ周辺域

需要地6 南スラウェン、東部スラウェン、マルク周辺域

需要地7 北スラウェシ、中部スラウェシ周辺域

需要地8 イリアンジャヤ周辺域

各需要地の製品ごとに、以下のデータがインプットされている。

需要量

販売価格

数量バランスは、

4 製油所からの製品国内輸送量 - 当該需要地の需要量 = 0

となっており、製油所から輸送された製品は、需要地で販売され利益となる。



### 3) 前提条件の設定

#### i) メタノール導入のための経済的必要条件調査のケース設定

1985年度メタノール生産コスト予備調査結果に基づき、原油価格が30\$/BBL(189\$/kl)の場合にメタノール価格(139\$/kl)で、メタノールをインドネシアに導入する場合の経済性を試算した結果、139\$/klでは燃料メタノールの導入は経済的に不利であることが判明した。

そこで上記のように、原油価格とメタノール価格のうち一方を固定し、メタノールが全量導入されるための、他方の限界価格を算定するという方法で検討を行った。

国内需要量は、2種類を設定したが、Pelita IVをベースとしたケースでは、現有設備能力では全製品を生産できないため、その対応として、設備を追加するケースと、灯油輸入ケースの2ケースを設定した。

なお、バンコ炭からのメタノール生産コストの限界値(IRR=金利8.0%/年)は102\$/klである。

#### ii) エタノール導入のための経済的必要条件調査のケース設定

エタノールは、主としてガソリン代替と想定される。したがって、需要見通しとして、ガソリン需要が大きいASCOPEについてのみ検討を行った。

\* インドネシアにおけるエタノール生産コスト概算予測値(8-5-2項参照)

Table 8-3-14 Cases for Methanol Introduction

Case	Crude Oil Price	Methanol Price	Domestic Oil Demand	Remarks
[Case A]				
A	30\$/BBL	No Introduction of Methanol	ASCOPE	Reference case (No Introduction of Methanol)
A C	30\$/BBL →	? \$/KL	ASCOPE	Maximum price of methanol for introducing full volume of 1.6 million T/Y
A M	? \$/BBL ←	139\$/kl	ASCOPE	Minimum price of crude oil for introducing full volume of 1.6 million T/Y
M20-M37		139\$/kl	ASCOPE	Methanol volume of introduction in relation to crude oil price (20\$/BBL~38\$/BBL) with fixed methanol price of 139\$/kl

NOTE: 1.6 million T/Y of Methanol is assumed to be produced in South Sumatra and to be introduced in domestic oil products market.

Methanol introduction depends upon both crude oil price and methanol price. Here boundary condition of each price was calculated with fixed price of the other.

As to domestic oil demand, two cases were assumed. For Pelita IV - based case, both added refining capacity case and kerosene import case were set to respond to bigger kerosene demand.

Table 8-3-15 Cases for Ethanol Introduction

Case	Crude Oil Price	Ethanol Price	Domestic Oil Demand	Remarks
A	3 0\$/BBL	No Introduction of Ethanol	ASCOPE	Reference case (No introduction of ethanol)
A-C-1	3 0\$/BBL	? \$/kl	ASCOPE	- Ethanol production of 790 x 10 <sup>3</sup> KL from S. Sumatra and Kalimantan (from Cassava) Maximum price of ethanol for introduction in full volume
A-C-2	3 0\$/BBL	? \$/kl	ASCOPE	- Ethanol production of 395 x 10 <sup>3</sup> KL from S. Sumatra (from Cassava) Maximum price of ethanol for introduction in full volume
A-C-3	3 0\$/BBL	? \$/kl	ASCOPE	- Ethanol production of 160 x 10 <sup>3</sup> KL in Java (from Molasses) Maximum price of ethanol for introduction in full volume
A-E-1	? \$/BBL	1 3 2 6\$/kl	ASCOPE	- Ethanol production of 790 x 10 <sup>3</sup> KL from S. Sumatra and Kalimantan (from Cassava) Minimum crude oil price for ethanol introduction in full volume
A-E-2	? \$/BBL	1 3 2 6\$/kl	ASCOPE	- Ethanol production of 395 x 10 <sup>3</sup> KL from S. Sumatra (from Cassava) Minimum crude oil price for ethanol introduction in full volume
A-E-3	? \$/BBL	6 5 9\$/kl	ASCOPE	- Ethanol production of 160 x 10 <sup>3</sup> KL from Java (from Molasses) Minimum crude oil price for ethanol introduction in full volume

NOTE: As to the introduction of ethanol, studies were done in the case for bigger gasoline demand i.e. ASCOPE demand

As to rough estimation of ethanol production cost in Indonesia, please refer 8-5-2.

iii) 前提条件

a) 原油

生産量上限

S L	747千 B P D	43352千 k l
A J	308千 B P D	17875千 k l
A T	81千 B P D	4701千 k l
B P	67千 B P D	3888千 k l
H D	167千 B P D	9692千 k l
A C	130千 B P D	7545千 k l
合計	1500千 B P D	87053千 k l

OGJ誌油井別生産量をもとに、合計が1500千BPDになるように振りわけた。

生産コスト

S L	1.86\$ / B B L	11.7\$ / k l
A J	9.01\$ / B B L	56.7\$ / k l
A T	10.49\$ / B B L	66.0\$ / k l
B P	4.73\$ / B B L	29.7\$ / k l
H D	4.50\$ / B B L	28.3\$ / k l
A C	1.86\$ / B B L	11.7\$ / k l

輸送コスト    インドネシア平均    3.05\$ / k l ( 0.006\$ / km · k l)

	デュマイ	プラジュ	チラチャップ	バリクパパン
S L	0.0	4.32		
A J		4.50	4.50	
A T			9.72	
B P				0.0
H D				0.0
A C				
A L			8.00	

1985年実績トレースのLP解の平均輸送コストが3.05\$ / k lになるように距

離あたりコストを 0.006 \$ / km · kl に設定した。

輸 出 量

生産量 - 処理量

輸出価格

(OPEC 平均原油価格 + 0.5) \$ / BBL

輸 入 量

AL 3636 千 kl (潤滑油需要を 40 万 kl と想定し、AL の潤滑油得率を 11% とした。)

輸入価格

AL 価格は OPEC 平均原油価格 (30 \$ / BBL) とした。

b) 石油精製

製油所別主要装置能力

千 K 1 / 年

	デュマイ	プラジュ	チラチャップ	バリクパパン
常圧蒸留	6979	6000	14518	12330
減圧蒸留	4859	3673	0	4859
リフォーマー	792	0	1784	1049
FCC	0	944	0	0
アルキレーション	0	58	0	0
水素化分解	2886	0	0	2886
コーカー	1847	0	0	0
ビスブレイカー	0	0	2917	0

ただし、設備追加ケースでは、以下の処理能力を設定した。

千 kl / 年

	デュマイ	プラジュ	チラチャップ	バリクパパン
常圧蒸留	9602	11543	20290	13905
減圧蒸留	4859	3673	0	4859
リフォーマー	792	0	1784	1049
FCC	0	944	0	0
アルキレーション	0	58	0	0

水素化分解	4329	0	0	2886
コーカー	1847	0	0	0
ビスプレーカー	0	0	2917	0

製油所別処理原油

	千kl/年			
	デュマイ	プラジュ	チラチャップ	バリクパパン
S L	○	○		
A J		○	○	
A T			○	
B P				○
H D				○
A C				
A L			○	

c) 石油製品需要

地域別石油製品別需要量

本スタディを用いた地域別石油製品別需要については8-3-1-(3)の項を参照のこと。

石油製品国内販売価格

国内製品需要は、全製品とも数量が固定されており、ケース間の利益変動には影響を与えないため、ここでは、全製品とも一律に、

$$(OPEC平均原油価格 * 1.05 + 6.95) \$ / kl$$

$$(5\%の精製コスト + 平均輸送コスト)$$

と設定した。

製品輸送コスト

インドネシア平均 燃料油 6.95\$ / kl ( 0.014\$ / km · kl)

	\$ / kl			
	デュマイ	プラジュ	チラチャップ	バリクパパン
需要地 1	5.60	15.40	32.20	
需要地 2	10.50	0.00	17.50	25.90

需要地 3	18.90	7.70	0.00	21.00
需要地 4	21.00	11.62	0.00	16.10
需要地 5	25.20	15.40	0.00	12.60
需要地 6	30.10	32.90	21.00	7.84
需要地 7			37.10	13.58
需要地 8				35.00

1985年実績トレースのLP解の平均輸送コストが6.95\$/klになるように距離あたりコストを0.014\$/km・klに設定した。

#### 製品（半製品）輸出価格

1985年のシンガポール市場の実勢値から、以下のように設定した。

プロパン	OPEC平均原油価格 * 1.0
ブタン	OPEC平均原油価格 * 1.0
ナフサ	OPEC平均原油価格 * 1.0
灯油	OPEC平均原油価格 * 1.2
軽油	OPEC平均原油価格 * 1.2
リフォーマート	OPEC平均原油価格 * 1.3
重油	OPEC平均原油価格 * 0.9

#### d) メタノール導入ケース

##### 生産地

南スマトラ

##### 生産量

160万トン（2010千kl）（比重 0.796）

##### メタノール工場出荷価格

35円/kg（139\$/kl）（為替レートは200円/\$）

##### 導入地域

灯油代替用としては、各需要地の灯油需要の1/2を最大とした。

ガソリン、軽油代替用としては、需要地3と需要地5に導入した

（量の制限はなし。）

対石油製品代替量

ガソリン	0.52kl/ メタノール 1 kl
灯油	0.49
自動車用軽油	0.47
工業用軽油	0.46

(熱量等価ベース)

輸送コスト

石油製品と容量当りコストを同じとした。

e) エタノール導入ケース

生産地

南スマトラ、カリマンタン	: キャッサバ
ジャワ	: モラセス

生産量

南スマトラ、カリマンタン	: それぞれ 395千kl
ジャワ	: 160千kl

エタノール工場出荷価格

キャッサバからのエタノール	: 1326\$ / kl
モラセスからのエタノール	: 659\$ / kl

導入地域

灯油代替用としては、各需要地に導入されるものとした。(量の制限はなし。)

ガソリン代替用としては、需要地3と需要地5に導入されるものとした。

(量の制限はなし。)

対石油製品代替量

ガソリン	0.70kl/ エタノール 1 kl
灯油	0.66

(熱量等価ベース)

輸送コスト

石油製品と容量当りコストを同じとした。



#### 4) 燃料メタノールに関するLPモデル調査結果

##### i) メタノール価格と原油価格の均衡関係

結果をTable 8-3-16のA-Cケース、A-Mケースに示した。

##### a) Aケース

本ケースは、他のケースとの比較の基準となるものでありメタノール導入がない場合で、石油製品需要見通しとしてmore likely ケースとしてASCOPEを基準とした場合の精製パターンを示す。同需要見通しでは、ガソリン需要が大きいため、精製パターンは、ガソリン得率MAXとなっている。そのため、デュマイ、バリクパパン製油所では、水素分解装置の水素原燃料であるナフサが不足し、水素化分解装置の高稼働によって高収益を得ることができるにもかかわらず、実際には、同装置は相対的に低稼働となる。(デュマイ69%、バリクパパン66%)

##### b) A-Cケース

Aケースに対して、メタノールを160万t全量導入するための必要条件を検討するものである。原油価格を30%BBLで固定すると、メタノールの導入のための均衡価格(メタノールの許容最高価格)は、111\$/klと算定された。この場合メタノールは、ガソリンおよび灯油代替として、おのおの810千kl、222千kl(石油製品換算)導入されることになる。精製パターンへのインパクトとしては、水素化分解装置の有効利用を図りながら、採算の悪い重油輸出量を約2100千kl減らし、逆に、灯油およびリフォーマートを中心とする高付加価値製品の輸出を約2600千kl増やす結果となっている。なおメタノールの許容最高価格111\$/klはバンコ炭からのメタノール生産コスト下限値(IRR 8.0%: 102\$/kl)より高いものの生産設備への投資リスクを考慮すれば必ずしも利益性が高いとは言い難い。

##### c) A-Mケース

本ケースは、メタノール価格を139\$/kl(バンコ炭メタノール生産プロジェクトでのIRR13.5%に該当する)に固定した場合の、メタノール導入のための均衡原油価格を算定したものである。メタノール価格が139\$/klの時160万トン全量導入することの出来る原油価格は38\$/BBLである。この場

合もA-Cケースと同様に、メタノールはガソリンおよび灯油代替として導入された。精製パターンへのインパクトも、A-Cケースと同様に、水素化分解装置の高稼働による灯油およびリフォーマートの輸出増という結果になった。

## ii) 原油価格とメタノール導入可能量の関係

メタノール価格を139\$/kl (IRR 13.5%に対応する価格)に固定した場合、160万トン/年のメタノールが全量導入されるための原油価格は、38\$/BBLであった。(A-Mケース)。ここでは、メタノール価格を導入量にかかわらず139\$/klに固定し、原油価格を30\$/BBLから38\$/BBLまで変化させた時のメタノールの導入量の変化を求めた。結果をTable. 8-3-16およびFig. 8-3-3に示した。

なお、原油価格を30\$/BBLに固定し、メタノール価格を111\$/klから139\$/klまで変化させた場合のメタノールの導入可能量の変化については、今回の調査は時間の制約から実施していないが今後調査すべきである。

### a) A-M30ケース

原油価格30\$/BBLでは、119千klのメタノールが、ガソリン代替として導入される。このため、Aケースでのナフサ不足が解消され、水素化分解装置は、高稼働となる。

これによる、中間留分の輸出増により、メタノール導入コストは賄われている。

### b) A-M31ケース

原油価格が31\$/BBLになると、252千klのメタノールが、ガソリン代替として導入される(ガソリン相当量131千kl)。これにより、ガソリン生産設備であるリフォーマーの稼働率は低下し、全体のバランスとしては、主に灯油輸出量の増加として現れている。なお、A-30ケースでは、ナフサと灯油のスイッチング部分84千klは、ナフサ即ちガソリン生産に向けられていた。それが、A-M31ケースでは灯油に落とされ灯油輸出増となっている。その理由は両者の輸出価格の差である。

c) A-M34ケース

原油価格が34\$/BBLになると、メタノールのガソリン代替量は656千kl (ガソリン相当量341千kl)となる。余剰となったナフサをリフォーマーにかけることにより、ガソリン基材であるリフォーマートが増産輸出される。

d) A-M35ケース

メタノールによるガソリン代替量は671千kl (ガソリン相当量349千kl)となり、リフォーマートの増産と水素化分解装置の稼働率アップとなる。(A-M30ケースと同様の理由)

e) A-M37ケース

原油価格が37\$/BBLになると、メタノールは、ガソリン代替として671千kl (ガソリン相当量349千kl)、灯油代替して、453千kl (灯油相当量222千kl)導入されることになる。精製パターンは、A-M35ケースと同様であり、さらに、灯油の輸出増となる。

f) A-M38ケース (=A-Mケース)

原油価格が38\$/BBLまで上がると、メタノールの導入量は、はじめて160万t (2010千kl)となる。

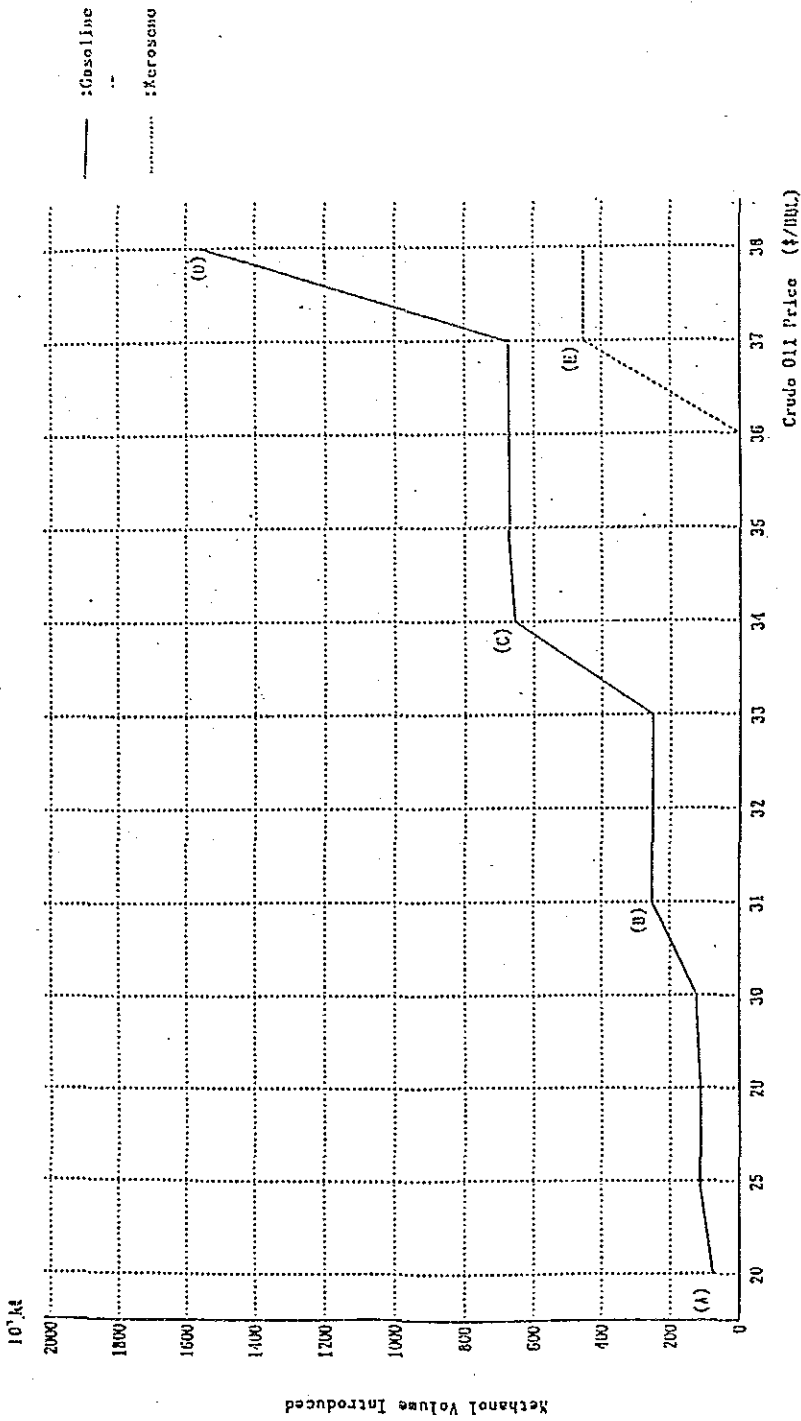
Table 8-3-16

Results of Cases for Methanol Introduction

Cases	A	A-C	A-M	A-M20A	A-M25A	A-M26A	A-M27A	A-M28A	A-M29A	A-M30A	A-M31A	A-M32A	A-M33A	A-M34A	A-M35A	A-M36A	A-M37A
(1) Crude oil Price (\$/BBL)	30	30	38	20	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Methanol Price (\$/kl)		111	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
(2) Methanol volume																	
To Demand Area 2																	
Kerosene market (10 <sup>3</sup> kl)		453	453														453
To Demand Area 3																	
Gas. market (10 <sup>3</sup> kl)		1557	1557	74	110	110	110	110	110	119	252	252	252	656	671	671	671
Kerosene market (10 <sup>3</sup> kl)																	
Total (10 <sup>3</sup> kl)		2010	2010	74	110	110	110	110	110	119	252	252	252	656	671	671	1124
(3) Oil Products Replaced																	
Gas. (10 <sup>3</sup> kl)		810	810	38	57	57	57	57	57	62	131	131	131	341	349	349	349
Kerosene (10 <sup>3</sup> kl)		222	222														222
(4) Relative relation between Methanol price and Crude oil price		1.18	1.16	2.21	1.77	1.70	1.64	1.58	1.52	1.47	1.43	1.38	1.34	1.30	1.26	1.23	1.19

Note: Case A is the reference case with no introduction of fuel methanol.

Fig. 8-3-3 Methanol Volume Introduced (vs. Crude Oil Price)



Note: 1 Assumptions: Methanol Price 139\$/KL  
Domestic Oil Product Demand ASCOPE Case

2 Through methanol introduction, gasoline delivery for demand area 3 from Cilacap is reduced at such points as (A) (B) (C) (D).

At points (A) (B) (C), gasoline delivery for demand area 4 from Cilacap is increased and that from Dumai is decreased, leaving gasoline production in Dumai reduced.

At point (C), reformate export from Dumai is to start. At point (D), gasoline delivery for Area 5 from Cilacap is increased and gasoline production in Balikpapan is decreased, starting reformate export from that refinery.

At point (E), kerosene delivery for Area 2 from Plaju is to be replaced by methanol. This causes delivery for Area 3 from Plaju increased, that for Area 3 from Cilacap decreased, that for Area 4 from Cilacap increased and finally, that for Area 4 from Balikpapan decreased.

And as a result, kerosene production from Balikpapan is to be decreased.

5) 燃料エタノール導入に関するLPモデル調査結果

i) エタノール価格と原油価格の均衡関係

エタノールは、主として、ガソリン代替と想定されるので、需要見通しとして、ガソリン需要が大きいASCOPEについてのみ検討を行った。

結果をTable 8-3-17に示した。

Table 8-3-17

Results of Cases for Ethanol Introduction

Items	Cases			
	A	A-C-1	A-C-2	A-C-3
(1) Crude oil Price(\$/BBL)	30	30 ↓	30 ↓	30 ↓
Ethanol Price (\$/kl)		148	168	193
(2) Ethanol volume				
To Demand Area 3 Gas. market (10 <sup>3</sup> kl)		395	395	160
To Demand Area 5 Gas. market (10 <sup>3</sup> kl)		395		
Total (10 <sup>3</sup> kl)		790	395	160
(3) Oil Products Replaced Gas. (10 <sup>3</sup> kl)		553	277	112
(4) Relative relation between Methanol price and Crude oil price		1.12	1.27	1.46

キャッサバからのエタノール生産コスト1326\$/kl、モラセスからのエタノール生産コスト 659\$/kl、を前提とすれば、単純にエタノールを代替エネルギーとして見た場合、どのケースも経済性は無い。

燃料エタノールの導入の是非は、

- ・移住地でのエタノール生産による移住政策のスムーズな遂行に対する効果。
- ・ガソリン無鉛化に伴う環境改善効果（リフォーマー増設によるオクタン価向上策との経済性比較は別途実施する必要がある）
- ・ガソリン消費量節減に伴う国内石油資源の温存および石油資源開発費の節減効果

等の経済要因以外のメリットをいかに評価するかは左右されよう。

a) Aケース

本ケースは、メタノール導入ケースで用いた基準ケースと同一である。精製パターンがガソリン得率MAXであるため、水素化分解装置の水素原料であるナフサが不足し、同装置が低稼働になっている。

b) A-C-1ケース

本ケースは、南スマトラおよびカリマンタンで、キャッサバからエタノールを生産したケースで、生産量は、それぞれ 395千kl、合計 790千klとした。代替されるべき石油製品としては、需要地3と5のガソリンおよび、インドネシア全地域の灯油を想定した。

原油価格30\$/BBLの場合、両地域で生産されたエタノールが、全量市場に導入されるための均衡価格は、148\$/klであった。

c) A-C-2ケース

本ケースは、南スマトラからのエタノールについてだけ、その均衡価格をもとめたものである。結果は、168\$/klとなり、A-C-1ケースに比べ、20\$/kl高い価格となっているが経済的には導入の可能性は無いと言えよう。

d) A-C-3ケース

本ケースは、ジャワで、モラセスからエタノールを160千kl/年生産することを想定したケースである。原油価格30\$/BBLの場合、ジャワで生産されるエタノールの均衡価格は、193\$/klであった。A-C-1およびA-C-

2 に比べ高い価格で均衡した理由は、ジャワ島で生産されるため、陸上輸送コストがきわめて小さくすむためである。

この場合も純経済的にはエタノールの導入は考えられない。



6) 燃料アルコールの長期需要見通し

i) 燃料メタノール

以上のLPモデルによる調査結果から長期需要量は原油およびメタノール生産コストとの関連で次のとおりと予測される。

a) 原油価格が30\$/BBLでは燃料メタノールの導入による経済的効果は期待出来ず経済的要因以外の効果(石油資源の温存、工業化に伴う雇用機会の増大等)をいかに評価するかに左右される。

従って当調査では原油価格が30\$/BBL以下の場合には燃料エタノールの長期的にみた需要は無いと見る。

b) 原油価格が30\$/BBLの場合には、燃料メタノールが111\$/kl以下で供給されれば、160万トン/年の需要は長期的に見てある。

バンコ炭からメタノールを生産する場合には、111\$/klで供給することは投資リスクにてらして経済性が低く(IRR約9.5%)本計画は魅力的とは言い難い。

c) 原油価格と30\$/BBLに固定し、メタノール価格を111\$/kl(バンコ炭の場合IRR約9.5%)から139\$/kl(バンコ炭の場合IRR13.5%)、まで変化させた場合のメタノール導入可能量の変化については今回の調査では時間的制約から実施されていない。今後追加調査を行った上で原油30\$/BBLの場合のメタノールの長期需要(経済性から見たメタノール供給能力)を判断すべきである。

ii) 燃料エタノール

a) 自由経済社会における通常の経済的評価では、燃料エタノールを導入する経済的価値は見出せない。

b) 移住政策への貢献、ガソリンのオクタン価向上効果、石炭資源の温存効果等純経済性以外の要因を考慮すれば燃料エタノールを導入する余地は充分有ると考えられる。この場合エタノールの長期的需要量は95万kl/年(モラセスからのエタノール16万kl、キャッサバからのエタノール79万kl)である。

## (2) 消費部門別潜在需要

### 1) 輸送部門

#### i) エタノール

エタノールはニート（エタノール 100%）で自動車用燃料としてブラジルで使用されているが、一般的には10%～20%ガソリンに混合されブラジル、アメリカ、フィリピン、キューバ、アイルランドおよび南アメリカ等で広く使用されている。

エタノールは人体に無害であり、ガソリンに対し20%以下の範囲で無水アルコールを混合した場合、ガソリンエンジンを改造しないでそのまま使用する事ができることから石油代替エネルギーとして利用し易いのが第1の特徴である。エタノールはオクタン価向上剤にしても効果があり既にアメリカの一部の州ではオクタン価向上剤としてエタノールがレギュラーガソリン中に10%混合されている。すなわちエタノールをオクタン価向上剤として使用することにより、有害である従来のオクタン価向上剤の四エチル鉛（T. E. L）使用を止め、環境面での向上効果が期待出来る。

エタノールのオクタン価向上に関する研究によれば、エタノールのオクタン価は、リサーチ法では 106、モータ法では89であるが、オクタン価の低いレギュラーガソリンにオクタン価の高いエタノールを混合した場合のオクタン価はリサーチ法（RON）およびモータ法オクタン価（MON）共に上昇する。エタノールを25%程度混合した場合には、プレミアムガソリンに匹敵するリサーチ法およびモータ法オクタン価格が得られる事からレギュラーガソリンに対しては10%の混入により四エチル鉛の代替品として十分に使用し得る事がアメリカで実証されている。

インドネシア共和国では現在ガソリンのオクタン価向上剤として四エチル鉛が使用されており、環境問題は全国的にはそれ程大きな問題となっていないが、首都ジャカルタ市では朝、夕の交通ラッシュ時自動車から発生する排ガスはかなり環境を悪化させており、近い将来環境問題が顕在化する可能性がある。

従ってまず導入段階では自動車が集中している首都ジャカルタ市周辺を対象としてエタノールをオクタン価向上剤としてレギュラーガソリン中に10%程度混合

することにより、四エチル鉛使用をやめ環境面（特に鉛公害）での向上を計る事が有望である。

Statistical Yearbook of Indonesia（インドネシア統計年報）1985年版によれば、1984年において登録された乗用車の台数はインドネシア全土で 925,335 台であり、これに対しジャカルタ市周辺では 321,837台であることから約 1/3 の登録された乗用車がジャカルタ市周辺で使用されている。

従って1995年のガソリン消費量はRepelita IVの伸び率に基づくと  $4758 \times 10^3$  klと想定されるので、ジャカルタ（Jakarta）地区での燃料エタノール需要は、ガソリンに10%混合するとして  $160 \times 10^3$  kl/yrになる。

燃料エタノールのガソリンとの混合による成熟期での需要は1995年の全国ガソリン消費量に約20%混合すると仮定して年間約  $950 \times 10^3$  klが見込まれる。

以上をまとめれば輸送部門における燃料エタノールの需要は

導入初期  $160 \times 10^3$  kl/yr

成熟期  $950 \times 10^3$  kl/yr

と推定される。

## ii) メタノール

### a) ガソリンへの低濃度混合

この用途は、将来最も重要なメタノール消費拡大の部門となる可能性があるが、メタノールがガソリン代替として大きな量を占めるか否かについては不確実性が大きい。輸送部門でメタノールのニート使用が広く実施されるということは自動車メーカーがメタノール専用車の生産販売を行う前に下流部門での流通システムの急速な拡張が行われる必要がある。既存の流通網はニート・メタノールのそれとは両立しない。追加的に平行する流通システムを設置することには膨大な投資コストが必要となる。他方、現在のところ車のメーカーにとっては、メタノール車の大量生産は大きな刺激にはならない。

叙上の理由から、中期的には、低濃度ブレンドがメタノール導入形態としては、望ましい方法と考えられる。輸送用燃料へのメタノールの直接混合はガソリンへの最高3%程度混合にこれまでのところ限られている。仮に、インドネシア全国で3%程度メタノールをガソリンに混合するとすれば14万kl/年程度

の需要が生じる。また、ジャカルタ、スラバヤといったガソリンの大消費地に限って低濃度混合を始めるとすると、ジャカルタ地域では $48 \times 10^3$  k1/年、スラバヤ地域で $28 \times 10^3$  k1/年のメタノール需要が生じるとみられる。

b) ガソリン代替としてのニートメタノール

ガソリン代替としてニートメタノール (M-100)を導入することは車のメーカー、メタノール生産者および消費者の三者間で分担することになる深刻なインフラ上の問題を発生させる。ガソリン部門でM-100の使用に関する近年の経済性結果は、原油供給の中断といった事情により大きく変る可能性を秘めている。輸送用燃料の99%が原油からつくられていることに注目する必要がある。因みにインドネシアのR/Pは1985年末時点で18である。僻地天然ガスおよび安い石炭からのメタノールによるガソリン代替の準備をすることで石油輸出収入の確保を図らねばならない。

c) 軽油代替としてのニート・メタノール

軽油代替として、ニート・メタノールを導入することは当面インドネシアでは現実的でないようにみられる。しかし、軽油代替は天然ガス、石炭からのメタノールによるガソリン代替の必要性と同じ理由で長期的観点から検討される必要がある。1995年のインドネシアにおける軽油消費量は $11.8 \times 10^6$  k1/年と推定される。導入初期のこの分野でのニート・メタノール需要は主要都市部での路線バスやトラックで環境改善効果の観点から生じるものとみられる。

将来のメタノールの潜在需要を想定する上で仮に2000年時点で1995年の軽油 (ADD) 需要の10%がまた2020年時点では同じく30%がニート・メタノールで代替されるとすれば、それによる需要は2000年時点で $1360 \times 10^3$  k1/年、2020年では $4080 \times 10^3$  k1/年になるとみられる。

d) 輸送部門でのメタノールの潜在需要合計

叙上の需要をまとめると下記の通り

		〔 $\times 10^3$ k1/年〕	
		導入初期	2000年 成熟期
低濃度混合		48~76	140
ニート 使用	ガソリン代替		240
	軽油代替		1360
			1430
			4080

2) 発電部門

メタノールは大規模の蒸気発電所、ガス・タービン或いは、1000~5000kw程度の大規模ディーゼル・エンジン更には 100kw~1000kw程度の小・中規模ディーゼルエンジンに適用できる。

インドネシアは電力系統の連携を進めてきているが、依然として多くの分散した小型発電所（100kw級）の必要性は今後も残るとみられる。未電化村落は1984/85末で 53000以上（全体の約85%）を数えており、特に PLN の供給地域の X、V、IX では各々 2.7%、2.7%、5.8% と極めて低い電化率にとどまっている。逆にジャカルタ地域やタンゲランでは54%で国内で最高を記録している。

叙上のような事情から 100kw級のディーゼル・エンジンタイプのアルコールエンジンの発電機はインドネシアで燃料メタノールの主要な潜在需要ソースになるとみられる。発電燃料の原単位を軽油（ADO、IDO）で0.27~0.28 l/kwh、メタノールで 0.6 l/kwh、また、未電化村落の10%でメタノールが発電用に用いられると仮定すると、月間のメタノール消費量は  $180 \times 10^3$  kl ( $2200 \times 10^3$  kl/年) となる。しかしこの潜在需要は農村電化による最大潜在需要と考えることはできるが、将来の電化計画等も考え合わせるとあくまでも参考数値と考えるべきであり、従って潜在需要にはとり入れていない。

$$\text{注：} 5000 \text{ ユニット} \times 0.5 \times 100 \text{ kw} \times 24 \text{ 時間} \times 0.6 = 180 \times 10^3 \text{ kl/月}$$

稼働率

l / kwh

LPモデルによる長期の潜在需要調査（8-3-2-(1)）によると、灯油消費は石油製品の需要パターン、原油、メタノールの価格設定によってはその一部がメタノールで代替される可能性のあることが示されている。更にいえば、民性部門での灯油需要は、場合によっては発電部門でのメタノール使用で、一部代替される可能性があることを意味している。

インドネシアではボイラー型発電機分野では天然ガス・石炭が使用できること、その方が発電コストが安いことから、メタノールはそれ程大きなシェアを占めることはないと思われる。

しかし、仮に電力消費の内の何%かがメタノール利用のガス・タービン発電、ディーゼルエンジンで発電されると想定すれば、LPスタディの結果は、合理的なものと言えよう。

Table. 8-3-18によると1985/86年でPLNの発電能力の内、ガス・タービン発電能力およびディーゼル発電能力が各々950mwおよび650mwであることが示されている。ディーゼル発電能力は1993/94年には1280~1725mwへ増加するとみられ、逆にガスタービン能力は267~627mwに減少する見込みとなっている。(PLNによる85年の推定値を参照のこと)

しかし、新設火力に比べ改造コストは安いこと、改造により熱効率は大幅に改善されること、から既存ガスタービンの改造によりメタノール改質型発電が導入されれば既存ガス・タービン発電はスクラップされずに運転を継続されよう。ディーゼル・タイプの発電機もメタノール改質型に転換することができる。

発電部門でのメタノールの潜在需要を想定する上では既存のガスタービン能力は、スクラップされずにリフォーマーにより燃料メタノール使用に改造されるものと推定した。

1985/86年のガス・タービン発電機での燃料(HSD/IDO)消費量は、 $450 \times 10^3$  kl/年と推定されている。仮にこの全能力が長期的にメタノール改質型に転換されるとすればそれによる燃料メタノール需要は $870 \times 10^3$  kl/年程度になる。また、ディーゼル発電能力の10%がメタノール改質型へ転換されると仮定すると、それによるメタノール需要は $38 \times 10^3$  kl/年となる。

### 3) 産業部門

1995年のこの部門での軽油(ADO、IDO)消費量は $1380 \times 10^3$  kl/年と推定されている。(Pelita IVケース)この部門での軽油(ADO、IDO)消費の現在の詳細は統計局のデータによっても明確ではないが、ディーゼル及至ガスタービンによる発電用ならびにプロセス・ヒート用と推定される。

ここではこの部門での潜在需要を推定する上で以下の仮定をおいた。

- a) 軽油(ADO、IDO)の30%が発電用で、その内30%が価格次第ではメタノールだきに転換されうる。
- b) 軽油(ADO、IDO)の70%はプロセス・ヒート用その他で、この部分は技

術的要因から燃料メタノールに転換されない。

その結果、この部門での潜在需要は $1400 \times 10^3$  kl/年と推定される。

#### 4) 民生部門

メタノールには毒性問題があるので取り扱いに専門的知識が必要である。

従って民生部門でのメタノールの直接使用はありそうもないと考えられる。

LPモデルを用いての燃料メタノール需要の長期展望では、この部門での灯油消費は、メタノールプラント隣接地域での発電という形を通してその一部が代替される可能性があることを示している。

その結果、この調査では狭い意味での民生部門での灯油へのメタノール直接代替という意味での潜在需要は極めて小さいものと推定される。

#### 5) 潜在需要のまとめ

( $\times 10^3$  kl/年)

	導入初期	成熟期
燃料エタノール	160	950
燃料メタノール	48 ~ 76	8150

(1) JAVA

Table 8-3-18-(1)

Power Generating Capacity in PLN (up to 93/94)(MW)

	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
Hydro-P	535	535	885	1235	1241	1770	1884	2064	2564	2564	2739
		-	-	-	(1235)	(1824)	(1946)	-	-	-	(2564)
Oil	1506	1506	1506	1506	1456	1856	1806	1806	1806	1806	1806
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coal	0	400	800	800	800	1200	1600	2000	2400	2800	3200
		-	-	-	-	-	-	(1600)	(1600)	(2400)	(2800)
Geotherm	30	30	30	30	140	140	140	140	250	470	470
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas T.	645	645	645	645	645	645	645	570	520	100	100
		-	-	-	-	-	-	(520)	(480)	(480)	(460)
Total	2716	3116	3866	4216	4282	5611	6075	6580	7540	7740	8315
		-	-	-	(4276)	(5665)	(6137)	(6130)	(6700)	(7720)	(8100)



Table 8-3-18-②  
(2) Outside JAVA

	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
Hydro-P	129	179	179	185	202	219	260	386	437	579	734
		-	-	-	-	(203)	-	-	(385)	(385)	(525)
Oil	50	115	180	180	180	180	310	310	310	310	310
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coal				130	130	130	130	180	230	280	430
				(0)	-	-	-	(130)	(180)	(230)	(330)
Diesel	518	567	647	950	1181	1279	1266	1264	1266	1303	1280
		(631)	(740)	(1139)	(1444)	(1570)	(1500)	(1655)	(1667)	(1722)	(1725)
Gas T.	217	280	300	300	300	300	300	300	285	221	167
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	914	1140	1305	1744	1992	2107	2266	2440	2528	2693	2921
		(1205)	(1399)	(1804)	(2256)	(2383)	(2588)	(2781)	(2827)	(2868)	(3057)

Note: Figures are from the document of PLN' as of June 30, '85.

Figures in parentheses are from the document of PLN as of April, 1986.

Table 8-3-18(3) Total Fuel Consumption (Unit: 10<sup>3</sup>kl)

	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
1. Diesel P. (HSD/IDO)	492	487	550	636	697	740	748	709	815	829	760
2. Gas.T.P (HSD/IDO)	501	691	478	435	431	433	392	304	240	37	37
3. Oil (MFO)	2403	2690	1883	2038	2675	3004	2833	3034	2953	2996	3350

## 8-4 燃料アルコール導入計画

### 8-4-1 燃料メタノール

#### (1) 市場および導入ステップ

LPモデルによる長期需要評価によれば燃料メタノールは、石油製品の中でもガソリンおよび灯油に対する代替が経済的に有利であり (Section 8-3-2-(1))、その市場も大きいので次のような計画に沿って導入されることが提案される。

#### 1) 導入初期 (Penetration Stage)

##### i) ガソリン市場への導入

ガソリンの導入機構および自動車等の燃料使用機器に関しては現状のまま利用することが可能な3%程度の低濃度混合ガソリンを導入する。供給地域は初期段階ではガソリン需要の大きいジャカルタ、スラバヤ等の大都市周辺から導入するのが供給システム上好ましい。

この段階での燃料メタノールの供給源はブニューのメタノールプラントの供給能力を利用することが提案される。ガソリンとメタノールとの混合は需要地に近い、製油所または油槽所 (Depot) で行なう。

##### ii) 灯油市場への導入

インドネシアにおける灯油消費は、その全量が家庭部門の厨房用および照明用である。LPモデル・スタディによれば灯油代替としての燃料メタノールの利用が経済的であるとされている。具体的な導入方法としては、前述のとおりガス・タービンまたはディーゼル発電機により町や部落ごと、または、そのいくつかを1グループとしてグループごとに、メタノールによる発電を行ない配電するのがよいと思われる。ただし、これには発電技術の確立と発電システムの建設・改良に (例えば、メタノール、ディーゼル発電機、小規模改良ガスタービン発電機、燃料電池等) が必要になるので初期段階では、数ヶ所のモデルケースにとどまると考えられ、従って燃料メタノールの需要量も小さい。

#### 2) 成熟期 (Ultimate Stage)

##### i) ガソリン市場

この段階では、高濃度メタノールまたはニートメタノール利用のエンジンが実用化される結果、燃料メタノールの需要が多くなる。バンコ褐炭からのメタノー

ル供給 (  $1,600 \times 10^3$  T/ Y、  $2,010 \times 10^3$  kl/ Y ) を想定すれば60~80% ( ガソリン換算  $600 \sim 800 \times 10^3$  kl/ Y ) がジャワ島中心のこの市場に向けられる。

## ii) 灯油市場

利用方法は初期段階と同じであるが、発電技術が確立し、市場規模が大きくなってバンコ褐炭からのメタノール供給を想定すれば20%~40% ( 灯油換算  $200 \sim 400 \times 10^3$  kl/Y ) がこの市場に向けられる。ただし、石油製品需要に占める灯油需要が相対的に大きく、結果として需給がタイトになるようなケースにおいては褐炭からのメタノールのほとんどは灯油代替に回ることになる。

## (2) 生産計画

インドネシアには1986年に完成した33万トン/年のブニューメタノールプラントがあるが国内化学用メタノール需要が不十分のため生産能力には約10万トン/年の余力がある。一方、輸出については世界的供給過剰のもとで、当面きわめてきびしい状況にあり経済的価格では多くを期待出来ない。

従って導入初期ではブニューメタノールプラントの能力約10万トン/年を活用して市場開発を行うのが適当であろう。

現在のところ上記のような需給状況にあるためブニュー以外の新しいメタノールプラントの具体的な建設計画は発表されていない。従って低濃度ブレンド、ニート等燃料メタノールの利用計画の策定と並行して、天然ガスあるいは石炭からの燃料メタノール供給計画を策定する必要がある。なお、メタノールの生産および供給設備の建設には計画の開始から完成まで約10年の工期が必要なため、前広に検討する必要がある。

なお、メタノールの生産は大規模な製造産業であるため稼働開始当初からできるだけ早く、メタノール工場の稼働率を上げることが固定費引下げの面から好ましい。

## (3) 流通システムおよび関連諸施設

メタノールは通常、天然ガスまたは石炭から大量に生産され一つの工場での生産規模が大きいのが特徴である。インドネシア共和国においては既存メタノールプラントであるブニューからの流通システムが確立しており、将来バンコ炭からのメタノール等ブニューの他に大規模なメタノール・生産プラントが建設された場合も略同一の流通システムとなる事が予想される。

従って以下に既存のブニューからの流通システムを参考に代表的な、流通システム

と関連諸施設を提案する。

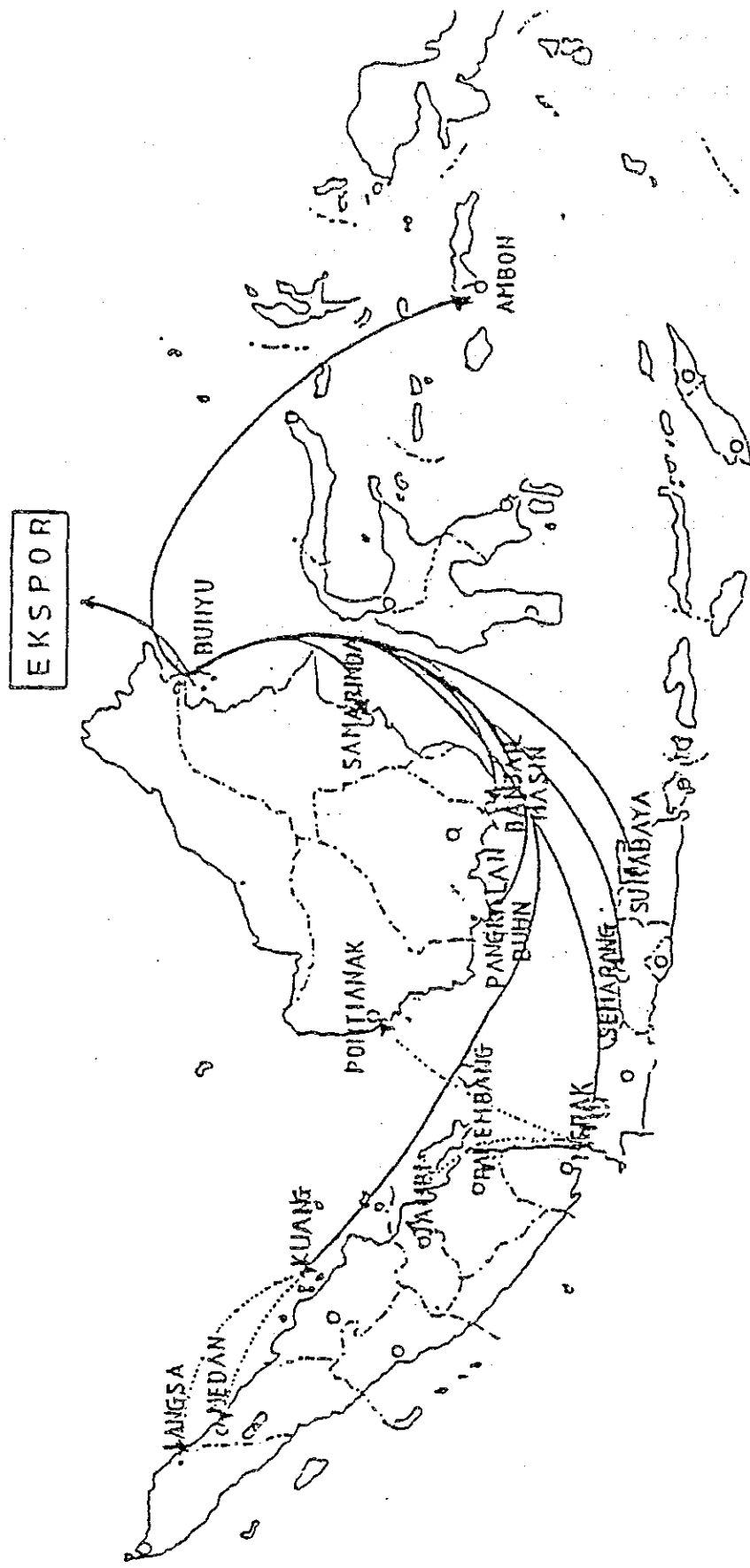
#### 1) 上流部門流通システム

ブニユーで生産されたメタノールは海岸の出荷タンクに配管で移送される。この出荷タンクからインドネシア共和国内のクアン、ムラク、スマラン、スラバヤ、サマリンダ、バンジャルマシシ、パンカランプンおよびアンボンの油槽所へ 500kl～1000klのバージで運ばれる。また将来この油槽所からさらに第二次の油槽所迄バージで運ぶ事も計画されており第二次油槽所としてランサ、メダン、ジャンピ、パレンバンおよびポンティアナク等が予定されている。

以上生産プラントから油槽所迄の輸送システムをFig. 8-4-1 Upstream Distribution Systemに示す。

なお、将来メタノールが燃料用に使用される場合には同一システムであるが、輸送ロットが大きくなるためバージおよび第1次油槽所の大型化、第2次油槽所の多様化等が予想される。

Fig 8-4-1 Upstream Distribution System(Bunyu → Depot)



## 2) 下流部門流通システム

バージによって移送されたメタノールは、油槽所のタンクに貯蔵される。

この油槽所のタンクから最終消費者迄の輸送システムは次の通りである。

- ・ 工場用使用者の場合

油槽所のタンクからタンク・トラックにより直接工場用使用者のタンクへ移送される。

- ・ 通常使用者の場合

通常使用者の場合では大口の使用者の場合は、油槽所のタンクから大口の使用者のタンクへタンク・トラックで移送される。

小口の通常使用者の場合、油槽所のタンクからタンク・トラックにより流通業者の手に移送された後、流通業者によりドラムまたは石油缶に詰めかえられた後トラックにより小口の通常使用者に引き渡される。

Fig. 8-4-2-(1) Downstream Distribution System-Chemical Use-参照

燃料メタノールの場合には輸送ロットが大きくなるため第1油槽所のタンクからパイプラインにより燃料加工者（PERTAMINA）の貯蔵タンクに供給するようになると予想される。

また発電所（PLN）等特定大口ユーザーにはバージで専用タンクへ直送することも考えられる。（Fig. 8-4-2-(2)参照）

Fig 8-4-2--(1) Downstream Distribution System - Chemical Use -

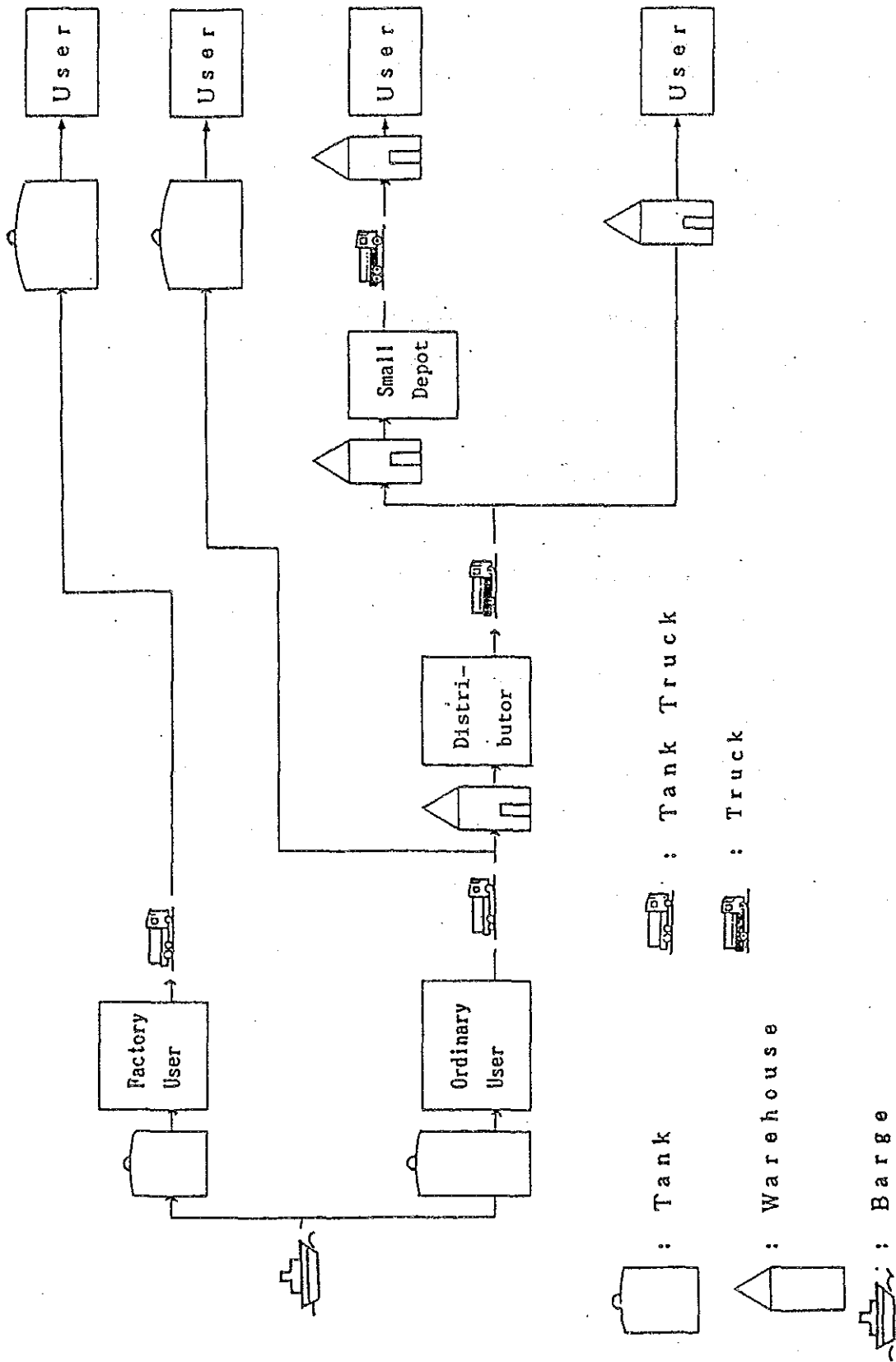
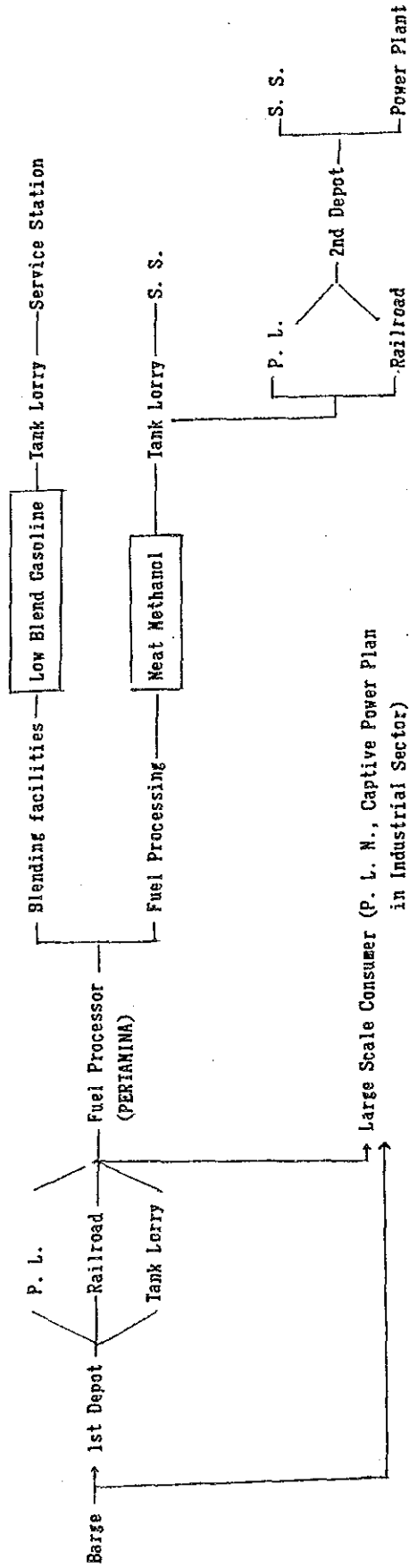




Fig 8-4-2-(2) Downstream Distribution System  
 - Power generation & transportation use -



## 8-4-2 燃料エタノール

### (1) 市場および導入ステップ

市場と導入ステップについて導入初期と成熟期に分けて述べる。

#### 1) 導入初期

ジャカルタ周辺を対象として、レギュラーガソリン中に10%無水エタノールを混合する。

無水エタノールのオクタン価向上効果により、従来使用していた四エチル鉛に代替する事が出来、ガソリンの使用量を減らす事が出来る他、環境面における改善効果も期待出来る。

#### 2) 成熟期

インドネシア共和国全土を対象として、レギュラーガソリン中に20%無水エタノールを混入する。

導入初期と同様ガソリン使用量を減らす事が出来る他、環境面における改善効果も期待出来る。

エタノールの使用量は、950千klと見込まれる。

### (2) 生産計画

燃料用エタノールの生産計画について導入初期と成熟期に分けて述べる。

#### 1) 導入初期

前述の通り燃料エタノールの導入初期に於ける所要量は約160千kl/年である。

##### i) 原料

この約160千kl/年のエタノールを生産するための原料としては、主なものとしてキャッサヴァ、砂糖きび、モラセス、さつまいもおよびサゴヤシ等が考えられる。

##### ・ キャッサヴァ

B P P Tがスマトラ島のスルスバンで日本からの無償援助により8kl/日のテストプラントを順調に稼働させており、エタノールプラントの技術的な問題は解決している。ただし商業プラント稼働のためにはキャッサヴァを栽培する農園をエタノール生産プラント周辺に確保する必要があり、農民がキャッサヴァ栽培に習熟するためにはかなりの期間を要する事からキャッサヴァ

原料は導入初期ではなく成熟期で考慮すべき原料と考えられる。

モラセス

インドネシア共和国では砂糖の自給化を計るため1981～1982年にかけて砂糖工場の増設を実施されTable 8-4-2 に示す7 工場が建設された。

Table 8-4-2 Newly Constructed Sugar Plants

Plants	Sugar Cane Milling Capacity	Location
Sei Semayang II	4,000 T/Day	Sumatra
Subang	3,000 "	Jawa
Cinta Manis	4,000 "	Sumatra
Caming	3,000 "	Sulawesi
Takalar	3,000 "	Sulawesi
Ketapang	4,000 "	Sumatra
Cula Putih Mataram	10,000 "	Sumatra

[Source: Ministry of Agriculture]

この砂糖工場の増設により、砂糖を生産する時に副生するモラセスも増産されており、1985年現在 500千T/年に達している。このうち工業用エタノールの原料として使用されているモラセスは 120千T/年であり、残りの 380千T/年は輸出等で消費されている。

更にインドネシア共和国は 3,000～4,000T/Dの砂糖工場11工場の増設計画を有し、これが完成した場合副産品のモラセスが約 230千T/年増産される事となり、現状の輸出分を合計し 610千T/年のモラセスが燃料エタノール生産用として利用可能である。

標準的に約 3.5Tのモラセスから 1klのエタノールが得られるので 610千T/年のモラセスから約 170千kl/年の燃料エタノールの生産が可能である。

従って導入初期の燃料エタノールの必要量は約 160千kl/年であるので新しい砂糖工場が建設されれば原料のモラセスはインドネシア共和国で生産されるモラセスで充分賄える。

・ さつまいも

B P P Tのスルスピンの付属農場でさつまいもは年2回の収穫が出来る事を確認しているが、虫害問題が未解決のためインドネシア共和国ではまださつまいもに関する大規模栽培が確立しているとは言い難く、当面、燃料用エタノールの原料としては難しいと考えられる。

・ サゴヤシ

インドネシア共和国で湿地に自生するサゴヤシは、エタノールの原料として考えられるが、植え付けから収穫迄に10年以上必要とされており、また工業用原料としての大規模栽培が確立されていない為、当面燃料用エタノールの原料としては難しいと考えられる。

以上から導入初期の燃料用エタノールの原料としてモラセスを対象として検討する。

ii) エタノールプラント1基当たりの生産能力

燃料用エタノールの原料を砂糖工場の副産品であるモラセスとした場合、原料の輸送コストを考慮すると砂糖工場に隣接した立地が有利となる。

Table. 8-4-2 から1981年以降インドネシア共和国で新設された砂糖工場は砂糖きび処理能力が1日当たり 3,000T以上である。

砂糖きび処理能力が 3,000T/日の場合、副産品のモラセスは4%副生するので稼働日数をインドネシア共和国国内砂糖工場の平均的な稼働日数である 150日とすると年間当り18,000Tとなる。

モラセス 3.5Tから1klのエタノールが得られるので砂糖工場1工場から副生するモラセス量は約 5,000kl/年のエタノールプラント分の原料が得られる。

一方、燃料エタノールの生産プラントは、固定費を考慮した場合1基当たりの生産能力が大きい程有利である。ブラジルでの実績および原料の集荷上の問題から本調査では、10,000kl/年とする。即ち原則として新設の砂糖工場に隣接して燃料エタノールプラントを建設し、半量の原料モラセスはこの新設砂糖工場の副産品であるモラセスを利用し、不足する半量のモラセスは近傍の砂糖工場から集荷するものとした。

iii) 生産計画

導入初期での燃料エタノール潜在需要量は 160千kl/年である。これに対する生産計画は次の通りとする。

・ 第1段階

Table 8-4-3 にインドネシア共和国の既存エタノール工場を示す。

これらの工場は全てモラセスを原料として工業用エタノール（純度94～95%）を生産している。

Table 8-4-3 Ethanol Production Plants

(unit: Kl/year)

NO.	COMPANY	LOCATION	PRODUCTION CAPACITY
1	Jatiroto I & II	Jawa Timur	7 500
2	PD. Aneka Kimia	Jawa Timur	18 000
3	PT. Madu Sari S.I.	Jawa Timur	5 250
4	PT. Malindo Raya	Jawa Timur	3 000
5	P.S.A. Comal	Jawa Tengah	5 700
6	PT. Padaharja	Jawa Barat	2 000
7	P.S.A. Madukismo	D.I. Yogyakarta	7 500
8	PT. Palimanan	Jawa Barat	3 000
9	PT. Nabiti Sarana	Jawa Barat	1 800
10	PT. Permata Sakti	Sumatera Utara	5 250
11	PT. Basis Indah	Sulawesi Selatan	3 600
12	P.S.A. Sari Kencana	Jawa Timur	-
13	P.S.A. Sari Murni	Sulawesi Selatan	-
TOTAL			62 600

[Source: BPPT]

BPPTによれば、この工業用エタノールの主要な用途は溶剤の分野であるが、工業用エタノールの代替品である工業用メタノールが繊維その他の産業から安価に回収されるため、エタノールの市場がメタノールに食われており既存のエタノール工場の稼働率が極めて悪く、わずかに平均50%であるとの事である。

またTable 8-4-3 によりインドネシア国内の既存工業用エタノール工場の総生産能力は約60千kl/年であるので現状の50%から 100%に稼働率を向上させる事により約30千kl/年の増産が容易に達成しうる。

この増産される30千kl/年の工業用エタノール（純度94~95%）は、脱水設備を追加投資する事により燃料エタノール（純度99.3%以上）を生産し得る為、燃料エタノールプラントを新設するよりは明らかに経済性で優るところから第1段階では工業用エタノールを増産し、この工業用エタノールを脱水する事により燃料エタノールを生産する事とする。

燃料用エタノール設備を生産するのに必要な脱水設備はTable 8-4-3 に示す工業エタノール生産設備に各々設置する方法もあるが、そうした工業用エタノール生産設備は小規模な生産プラントが多いため経済的とは言い難い。従って、燃料エタノールの流通段階迄考慮するとジャカルタ近辺へのガソリン供給基地であるチラチャップ製油所あるいはジャカルタ近辺の中間貯蔵基地の敷地内に30千kl/年の脱水設備を設置するのが経済的と考えられる。

即ちTable 8-4-3 に示す約半数（30千kl/年の生産能力に相当する工業用エタノール生産設備）は従来通り工業用エタノールを生産し、残りの約半数（30千kl/年の生産能力に相当する工業用エタノール生産設備）から生産された工業用エタノールは全てチラチャップ製油所に集められた後、敷地内に設置された脱水設備により脱水されて純度99.3%以上の燃料用無水エタノールとなる。この燃料用エタノールは製油所内のレギュラーガソリントタンクに10%混入されたジャカルタ周辺に配送される事となる。

第1段階による燃料エタノール生産のために必要な原料モラセスは約110千T/年である。

## 第2段階

導入初期の第2段階は前述の通り砂糖工場に隣接する含水エタノール生産設備10千kl/年を13基建設する。

この場合も含水エタノールは大規模の脱水設備で脱水した上、燃料用の無水エタノールを生産する。

第2段階による燃料エタノール生産のために必要な原料モラセスは約460千T/年である。

## 2) 成熟期

燃料エタノールの成熟期に於ける潜在需要量は約950千kl/年である。

### i) 原 料

燃料エタノールの成熟期に於ける原料はキャッサヴァを対象とする。キャッサヴァが最も適した原料と考えられる理由は次のとおりである。

- ・ 導入初期で原料として考慮したモラセスはインドネシア共和国内で利用できる総量でも 610,000T/年と見込まれ、これはエタノールの量に換算すると約 170,000kl/年となり量的に不足すること。
- ・ キャッサヴァを原料とするエタノール生産プロセスは既にスマトラ島のスルスパンで 8kl/日のプラントが順調に稼働しており、技術的な目途が得られていること。
- ・ インドネシア共和国では国の基本方針としてジャワ島から他の島への移住政策があるが、移住民がキャッサヴァを栽培し、近隣のエタノール工場へキャッサヴァを売却することにより現金収入の道が拓け移住政策が円滑に遂行できると期待されること。またキャッサヴァはそれ程肥沃な土壌を必要としない作物であるため、移住地でも充分収穫出来ると考えられること。

### ii) エタノールプラント 1 基当りの生産能力

FAOの統計によればインドネシア共和国のヘクタール (ha) 当りのキャッサヴァ平均収量は約 9 トンである。またキャッサヴァを原料とする場合、約 6 トンの原料から 1klのエタノールが得られるので 1ha当り 1.5klのエタノールが得られる。

一方、インドネシア共和国の移住局によれば、移住民は 2haの土地を政府から与えられ、このうちの 1haは既に開墾されており、他の 1haは移住民自体で開墾する事を期待されているとの事である。この移住民自体で開墾する 1haにキャッサヴァを植付けるとし、燃料エタノールプラントの 1 基当りの生産能力を導入初期同様 10,000kl/年とすると、それに必要な面積は約 6,700haとなり、6700世帯の移住民がキャッサヴァを植える事によりこの燃料エタノールプラントの原料を充足し得ることになる。

### iii) 生産計画

成熟期での燃料エタノール潜在需要量は 950千kl/年であるので生産計画は次

のとおりとする。

- ・ 導入初期で 160kl/ 年は既に充当されているので、成熟期においても引き続きこの 160千kl/ 年は利用するものとする。
- ・ 成熟期に於いて不足する 790千kl/ 年についてはキャッサヴァを原料とする含水エタノールプラントを79基新設する。
- ・ これら79基の含水エタノールおよびキャッサヴァの生産地域はジャワ島以外の移住地区と予想されるが、具体的計画は、移住政策を優先して決定されるべきであろう。

### (3) 流通システムおよび関連諸施設

#### 1) 導入初期

導入初期で燃料エタノールの潜在需要量は 160千kl/ 年である。第1段階として既存の工業用エタノールを増産し、それを脱水して30千kl/ 年の無水燃料エタノールを得る。また第2段階では 130千kl/ 年の無水燃料エタノールが生産されるが、その生産方式としては、含水エタノールを製造し大規模な脱水設備に集められた後に脱水されて無水燃料エタノールを生産する。

- ・ 生産された含水エタノールは、バーチまたはトラックで例えばチラチャップ製油所の敷地内、またはジャカルタの近くにある1~2ヶ所の脱水設備に集められる。
- ・ 集められた含水エタノール（純度94~95%）は脱水設備により脱水されて無水燃料エタノールとなる。
- ・ この無水燃料エタノールは製油所またはジャカルタ近辺の中間貯蔵所のレギュラーガソリントankに10%混入される。
- ・ このレギュラーガソリン中に10%の無水燃料エタノールを混入したガソホールは現状のガソリン流通システムにより、ジャカルタ周辺のガソリンスタンドに運ばれ一般消費者に販売される。
- ・ ガソリンスタンドでは既存のレギュラーガソリン、プレミアムガソリンに加えてガソホール（無水燃料エタノール10%混入）販売用のタンク、計量器、自動車への給油設備を増設する必要がある。
- ・ ガソリンに混入する無水燃料エタノール（純度99.3%以上）は飲料用への流用



を防ぐため若干のメタノール等で変性する必要がある。

## 2) 成熟期

成熟期での燃料エタノールの潜在需要量は 950千kl/年であり、導入初期で生産される燃料エタノール 160千kl/年に加え、更に 790千kl/年のエタノールがジャワ島以外の移住地で生産されるキャッサヴァを原料として製造されることになる。導入初期同様この無水燃料エタノールの生産方式としては、個々のエタノール生産設備では含水エタノールを製造し、数ヶ所の脱水設備に集められた後に脱水されて無水燃料エタノールが生産される。

- ・ 生産された含水エタノールはバーヂまたはトラックでインドネシア共和国内に～4ヶ所設置された脱水設備に集められる。
- ・ 集められた含水エタノール（純度94～95%）は3～4ヶ所の脱水設備により脱水されて無水燃料エタノールとなる。
- ・ この無水燃料エタノールは脱水設備近傍のガソリン油槽所に運ばれ、レギュラーガソリン中に20%混入される。
- ・ 現状のガソリン流通システムによりガソリン用油槽所からタンク・トラックでガソリンスタンドに運ばれ一般消費者に販売される。
- ・ ガソリンスタンドでは既存のレギュラーガソリン、プレミアムガソリンに加えてガソホール（エタノール20%混入）販売用のタンク、計量器、自動車への給油設備を増設する必要がある。ただし、ジャカルタ周辺地区では導入初期の設備（エタノール10%混入）をそのまま転用可能である。
- ・ ガソリン混入する純度99.3%以上の燃料用エタノールは飲料用への流用を防ぐため若干のエタノール等で変性する必要がある。

### 3) 流通設備

前述の通り流通システムについては、導入初期段階と成熟期ではほぼ同様である。従って、流通システムに関連する流通設備についても両段階で共通しているので、一括して述べる。

#### i) 流通設備

- エタノールプラント貯蔵タンクから脱水プラントの受入タンクまでの移送設備  
新設のエタノールプラントがジャワ島外にある場合には、バージが用いられ、ジャワ島内の場合にはタンクローリーまたはバージが用いられる。このタンクローリーまたはバージは現在インドネシア共和国で用いられている既のものを使用出来る。
- 含水エタノール貯蔵タンク  
タンクローリーまたはバージで運ばれる含水エタノールを貯蔵するためのタンクで、これは新設する必要がある。
- 脱水プラント  
含水エタノールから無水エタノールを製造する設備で、新設する必要がある。脱水剤としては通常の場合、ベンゼンまたはシクロヘキサンを用いる。この脱水プラントのプロセスフロー、主要機器、概略建設費について後述する。
- ガソホール・タンク  
脱水プラントで製造した無水エタノールとレギュラーガソリンをラインブレンダーにより混合し、ガソホールタンクに貯蔵する。これは新設の必要がある。
- ガソホール・タンクからガソリンスタンド迄の移送設備  
レギュラーガソリン中に10%の無水エタノールを混入したガソホールは、タンクローリーによりガソリンスタンド迄移送される。ガソリン用として使用している既存のタンクローリーを転用可能である。

以上の関連設備をFig. 8-4-3 に示す。

#### ii) 脱水プラント

脱水プラントは、含水エタノールを原料として脱水剤としてベンゼンまたはシ

ロヘキサンを用いて、無水エタノールを製造するプラントである。

a) プロセスの概略

脱水剤として最も一般的に用いられているベンゼンを使用した場合の概略製造プロセスは次のとおりである。

- 含水エタノールは貯槽に貯められた後、ポンプにより脱水塔に送出される。
- 脱水塔は熱源として蒸気を用いた加熱器により、エタノール・ベンゼン・水の三成分が蒸溜される。ベンゼン・水の二成分は塔頂より抜き出され、無水エタノールは塔底から製品冷却器を経て製品タンクに一旦貯蔵される。
- 塔頂からのベンゼン・水の二成分は、蒸溜によりベンゼン回収塔で塔頂からベンゼン、塔底から水が抜き出され、分離される。
- 製品の無水アルコールは製品タンクに一旦貯蔵された後、ラインブレンダーによりレギュラーガソリンと混合され、ガソホル貯槽に貯蔵される。

以上の概略プロセスをFig. 8-4-4 に示す。

b) 主要機器

脱水プラントで使用する主要機器をTable 8-4-4 に示す。

Fig. 8-4-3 Flow of Fuel Ethanol

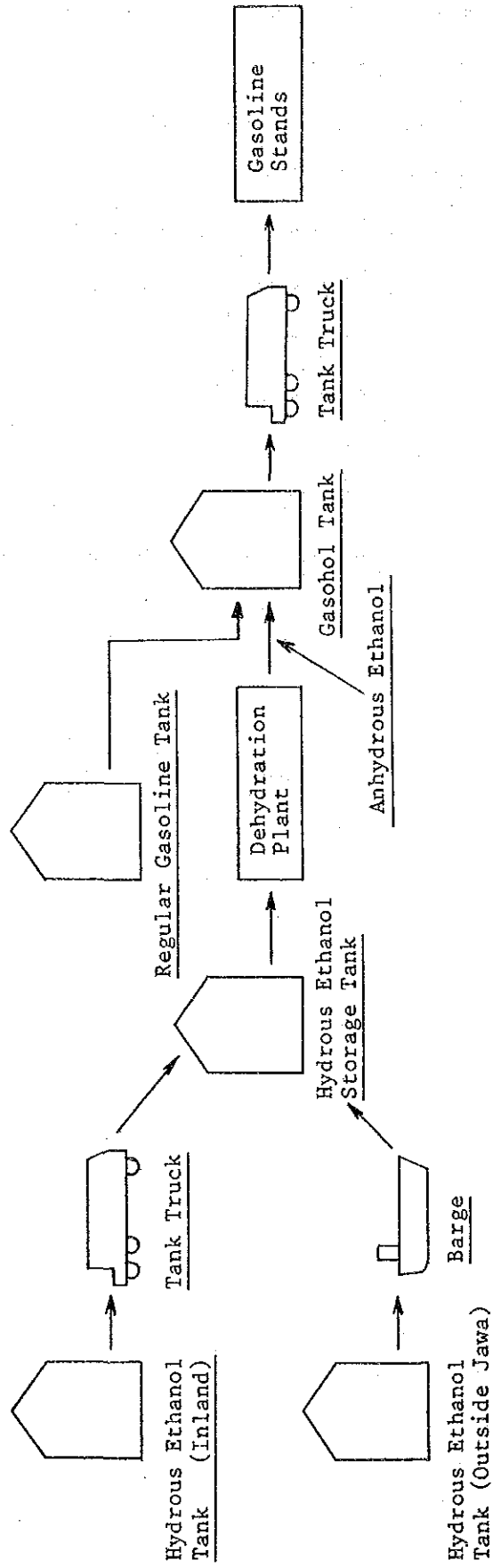


Fig. 8-4-4 Outline of Dehydration Plant

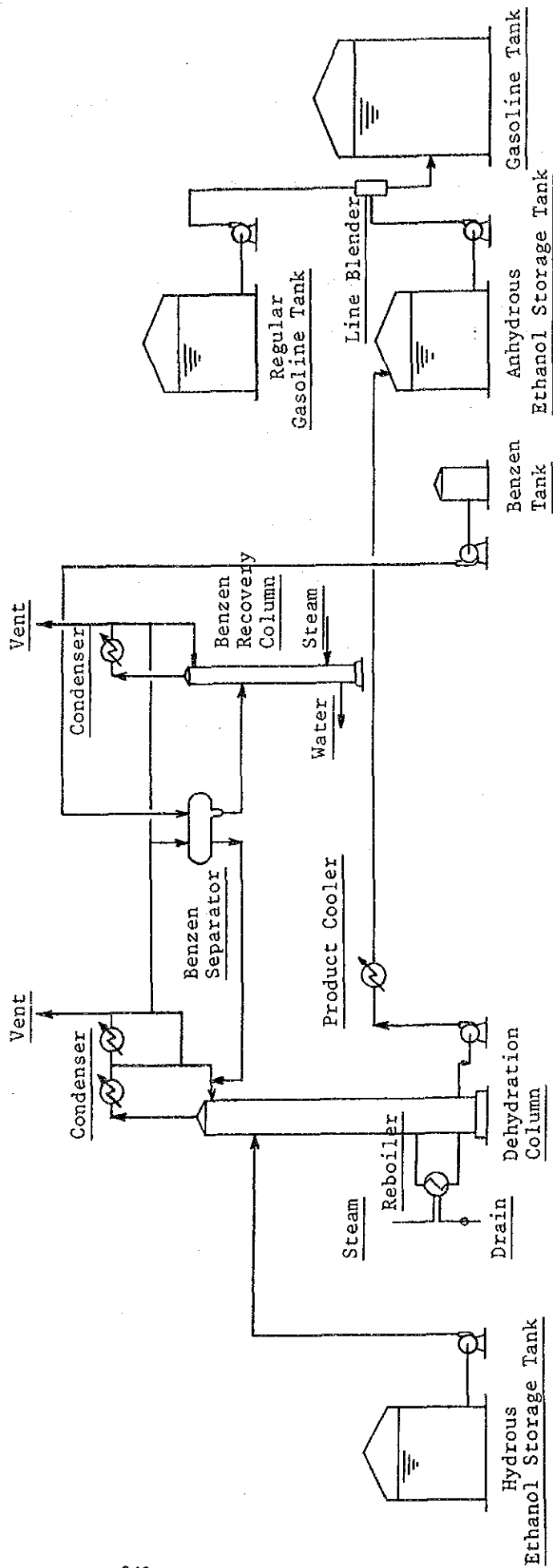


Table 8-4-4 Main Equipment List of Dehydration Plant

No.	Equipment	Q'ty	Specification
1	Hydrous Ethanol Storage Tank	2	5000 m <sup>3</sup> , Carbon Steel
2	Hydrous Ethanol Feed Pump	1	
3	Dehydration Column	1	Stainless Steel
4	Dehydration Column Reboiler	1	Shell / Tube Type
5	Dehydration Column Condenser	2	Shell / Tube Type
6	Benzene Recovery Column Condenser	1	Stainless Steel
7	Benzene Recovery Column Condenser	1	Shell / Tube Type
8	Dehydration Column Bottom Pump	1	
9	Product Cooler	1	Shell / Tube Type
10	Benzene Tank	1	Carbon Steel
11	Anhydrous Ethanol Storage Tank	2	5000 m <sup>3</sup> , Carbon Steel
12	Line Blender	1	Static Mixer Type
13	Benzene Feed Pump	1	
14	Anhydrous Ethanol Tank Pump	1	
15	Regular Gasoline Feed Pump	1	

iii) 建設費

導入初期に於いて、第1段階では30千Kl/年であり、第2段階では130千Kl/年の合計160千Kl/年の生産能力を有する脱水プラントの新設が必要となる。

概略の建設費としては、第1段階の30千Kl/年の生産能力を有する脱水プラントは、2.9百万\$, 第2段階の130千Kl/年の生産能力を有する脱水プラントの建設費は、8.1百万\$と見込まれる。

なお、成熟期では脱水プラントとして生産能力160千Kl/年を有するプラントが4~5基必要である。

## 8-5 燃料アルコールの導入の問題点および対策

### 8-5-1 燃料メタノール生産コストおよび流通コスト

#### (1) 燃料メタノールの生産コスト

燃料メタノールの生産コストはINTERIM REPORT II (1985)で報告した。その骨子は次のとおり。

##### 1) 財務分析の前提

i) 燃料メタノール生産量：  $1,600 \times 10^3$  T/Y (操業期間30年)

ii) 所要資金： 自己資金 25%

借入金 75% (金利8%)

iii) 為替レート：  $1 \$ = 200 ¥$

$1 Rp = 0.18 ¥$

iv) 工場建設費：  $989,500 \times 10^6 Rp$  ( $178,600 \times 10^6 ¥$ )

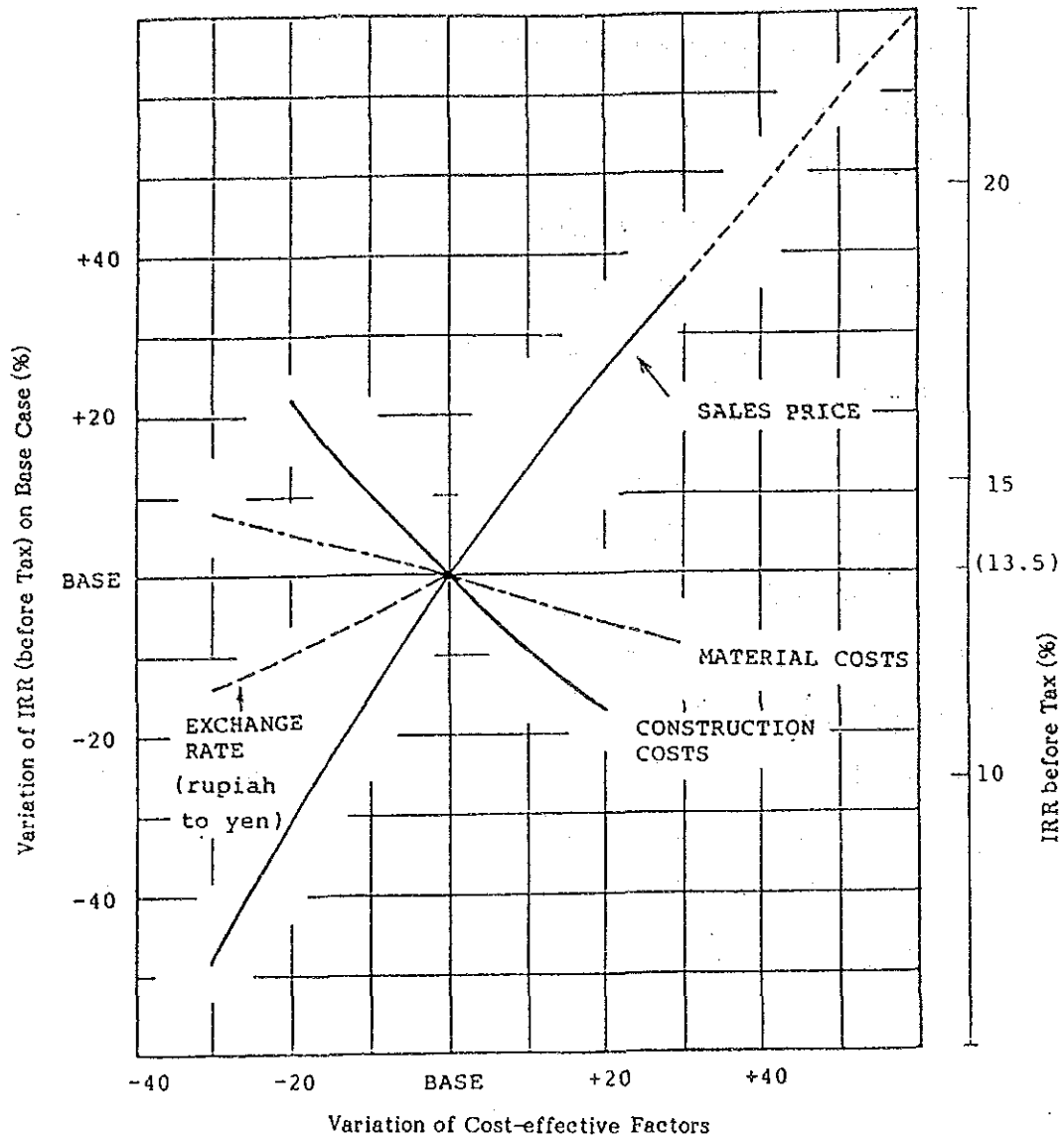
v) 原料費 (石炭)：  $16,454 Rp/T$  ( $14.85 \$/T$ )

vi) 燃料メタノールの工場出荷価格 (想定値)：  $194 Rp/kg$  ( $35 ¥/kg$ )

##### 2) 財務分析結果

上記前提にもとづくIRRは13.5%で、燃料メタノールの最低出荷価格 (IRR 8% = 金利見合) は143Rp/kg (112Rp/l)であった。IRRとコスト要因との関係はFig. 8-5-1に示すとおりで、IRRに対し大きな影響を与える要因はメタノールの出荷価格と工場建設費であることがわかる。

Fig. 8-5-1 Sensitivity of Cost-effective Factors



SALES PRICE (Yen/kg)	25	35	45	55
CONST. COSTS (10 <sup>6</sup> yen)	150,000	(179,000)	200,000	250,000
MAT'L COSTS (\$/ton)	10	(14.85)	20	
EXCH. RATE (yen/rupiah)	0.12	0.15	0.18	



(2) 燃料メタノールの流通コスト

バンコ炭を原料とする燃料メタノールプロジェクトでは流通について、つぎのように想定している。

燃料メタノールはパレンバンで貯蔵され、そこを基地として、各需要地の製油所または油槽所に送られて、ガソリンブレンド等の調整が行なわれる。これらの製品は直接、または、給油所（サービス・ステーション）を経て末端需要家に供給される。

インドネシアにおける燃料油の平均海上輸送費は、現地調査の結果、おおむね6.95\$/klと想定された。これと国内オイル・フローとから、製油所—需要地間の海上輸送費を推算した処、プラジュ製油所を出荷地とする各需要地までの海上輸送費は次のとおりであった。

プラジュ→需要地	I (主要都市メダン)	15.40\$/kl
プラジュ→ "	II (主要都市パレンバン)	0 "
プラジュ→ "	III (主要都市ジャカルタ)	7.70 "
プラジュ→ "	IV (主要都市スマラン)	11.62 "
プラジュ→ "	V (主要都市スラバヤ)	15.40 "
プラジュ→ "	VI (主要都市ウジュン・パندان)	32.90 "

パレンバンはプラジュに隣接しており、また、燃料メタノールの海上輸送も燃料油と同様と考えられるので上表はバリクパバンよりの燃料メタノールの海上輸送費とすることができる。また、陸上輸送費は、現地調査の結果、0.15\$/kl・km程度と推定できた。

以上の結果をもとに、パレンバンから各需要地の内陸 100kmまでの燃料メタノールの輸送コストを試算すると Table 8-5-1のとおりである。

Table 8-5-1 パレンバンより需要地内までの輸送コスト

From Palembang		Marine cost ①	Inland cost (100km) ②	Total ①+②
to Demand Region	I	15.40	15.0	30.40
	II	0	15.0	15.00
	III	7.70	15.0	22.70
	IV	11.62	15.0	26.62
	V	15.40	15.0	30.40
	VI	32.90	15.0	47.90

## 8-5-2 燃料エタノールの生産コストおよび流通コスト

### (1) 燃料エタノールの生産コスト

1) 導入初期においては原料はモラセスであり、エタノール生産プラントの生産能力は10千kl/年とする。生産コスト試算にあたってはの前提を置いた。

#### i) 原料費

1983年のインドネシア共和国砂糖副産物有効利用調査報告書によれば、インドネシア共和国内の1977年～1982年におけるモラセスの価格は Table. 8-5-2の通りである。

Table. 8-5-2 モラセス価格

(unit: Rp/T)						
F.Y.	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Price	15,200	20,600	33,500	65,000	55,000	20,000

1980、81年にモラセスが異常に値上りしたのは石油価格の高騰による影響であり、一方1982年に大幅に値下りしたのは同年にインドネシア国の砂糖自給政策により砂糖工場が多く建設され、モラセスが過剰となったためと推定される。砂糖工場の増設が今後も予定されているインドネシアでは、モラセスは余剰物質であり価格は弱含みに推移するものと思われる。従って本調査では20,000Rp/Tをモラセス価格として採用する。ここで為替レートを1100Rp/\$とするとエタノールの原料費は、モラセス18\$/Tに原単位3.5klを乗じて63\$/klと推定される。

#### ii) 用役費

燃料、水、電気、助剤を考慮し、インドネシア共和国のアネカ・キミア工場から聴取した結果を基に計算し33.20US\$/klとする。

#### iii) 労務費

労務費単価はアネカ・キミア工場から聴取した1,000US\$/年とし120人の労働者を要するものとする。

#### iv) プラント建設費

1986年における建設費は $8.6 \times 10^6$  US\$と推定される。

v) 金 利

プラント建設費×10%とする。

vi) 保 全 費

プラント建設費×3%とする。

vii) 税金・保険

プラント建設費×0.5%とする。

viii) 償 却 費

残存簿価を10%とし10年償却とする。従って毎年の償却費はプラント建設費×  
0.9×1/10とする。

ix) 利 益

プラント建設費の10%とする。

x) 管 理 費

労務費の80%とする。

以上の前提から導入初期の燃料エタノールのコストを計算すると Table. 8-5-3の  
ようになる。

Table. 8-5-3 モラセスからの燃料エタノールコスト (導入初期)

Item	Costs	\$/Kl
Raw Material	18 \$/T x 3.5 T/Kl	63
Utility & Chemicals	33.20 \$/Kl	33
Labor	1000 \$/man x 120 man x 1/10,000 Kl	12
Interest	$8.6 \times 10^6 \$ \times 0.10 \times 1/10,000 Kl$	86
Maintenance	$8.6 \times 10^6 \$ \times 0.03 \times 1/10,000 Kl$	26
Taxes & Insurances	$8.6 \times 10^6 \$ \times 0.005 \times 1/10,000 Kl$	4
Depreciation	$8.6 \times 10^6 \$ \times 0.9 \times 1/10 \times 1/10,000 Kl$	77
Profit	$8.6 \times 10^6 \$ \times 0.1 \times 1/10,000 Kl$	86
Administration	$1000 \$/man \times 120 man \times 1/10,000 Kl \times 0.8$	10
	Total	397

上記モラセスからの燃料アルコール 397\$/klはプライベート・セクターによる場

合であるが、ガソリンの無鉛化対策、原油エネルギー節減対策として国営企業で行なわれる場合には労務費、金利、税金、利益、償却費はインドネシア国にとって経済的な観点からはコストではないと考えられる。従ってこの場合経済評価上のコストは 134\$/klと見做される。

## 2) 成熟期

成熟期の潜在需要を満たすには前述の通り導入初期の 160千kl/年から更に 790千kl/年エタノールが追加的に必要となり総量で 950千kl/年必要となる。この増量分の 790千kl/年に対して原料はキャッサヴァとしエタノール生産プラントの生産能力は 1基当り10千kl/年とする。生産コストは次の前提を置き計算した。

### i) 原料費

インドネシア共和国の中央統計局によれば成熟期で原料として使用するキャッサヴァの1979年～1984年における価格は次の通りである。

Table 8-5-4 Price of Cassave

(unit: Rp/T)

F.Y.	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Price	54,000	75,000	88,000	13,000	134,000	124,000

このインドネシア通貨であるRp.をInternational Financial Statistics(1986年度版)により US\$に換算し、更にデフレーターを用いて1985年ベースの US\$に修正すると Table. 8-5-5の通りとなる。

Table 8-5-5 Price of Cassave

(unit: \$/T)

F.Y.	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Price	145.92	155.55	165.37	173.71	158.50	115.40

Table. 8-5-5 に示す如くキャッサヴァ価格は変動が激しい。本調査では1979～1984年の平均価格 152.40US\$/Tを採用する。従って原料費は 152.40US\$/Tに 1klのエタノールを生産するのに必要な生産原単位 6 T/klを乗じて得られる。

ii) 用 役 費

燃料、電気、助剤を考慮し、61.59US\$/kl とする。

iii) 労 務 費

導入初期と同様に 1,000US\$/人、120人とする。

iv) プラント建設費

1985年における建設費を  $10.12 \times 10^6$  US\$ とする。

v) 金 利

プラント建設費×10%とする。

vi) 保 全 費

プラント建設費の3%とする。

vii) 税金・保険

プラント建設費の0.5%とする。

viii) 償 却 費

残存簿価を10%とし10年償却とする。従って毎年の償却費はプラント建設費×  
 $0.9 \times 1/10$  とする。

ix) 利 益

プラント建設費の10%とする。

x) 管 理 費

労務費の80%とする。

以上の前提から成熟期の燃料エタノールのコストを計算すると Table. 8-5-6のようになる。

Table 8-5-6 Cost of Fuel Ethanol from Cassava (ultimate stage)

Item	Costs	\$/Kl
Material	152.40 \$/T x 6 T/Kl	914
Utility & Chemicals	61.59 \$/Kl	62
Labor	1,000 \$/man x 120 man x 1/10,000 Kl	12
Interest	10.12 x 10 <sup>6</sup> \$ x 0.10 x 1/10,000 Kl	101
Maintenance	10.12 x 10 <sup>6</sup> \$ x 0.03 x 1/10,000 Kl	30
Taxes & Insurances	10.12 x 10 <sup>6</sup> \$ x 0.005 x 1/10,000 Kl	5
Depreciation	10.12 x 10 <sup>6</sup> \$ x 0.9 x 1/10 x 1/10,000 Kl	91
Profit	10.12 x 10 <sup>6</sup> \$ x 0.1 x 1/10,000 Kl	101
Administration	1,000 \$/man x 120 man x 1/10,000 Kl x 0.8	10
	Total	1,326

上記コストのうち原料費の約90%（労務費）、労務費、金利、税金、償却費、利益はインドネシアの国全体としての経済的な観点からはコストでないと考えられるので、220\$/klが経済評価上のコストと見做される。

経済評価上のコストは、国内での石油消費削減とならんで環境改善効果、移住政策へのインパクト等を考慮に入れると、更に低いといえよう。

(2) 燃料エタノールの流通コスト

1) 導入初期

前述の通り導入初期に於ては、モラセスを原料とする既存の工業用エタノールプラントおよび新設の含水エタノールプラントから含水エタノールが1～2ヶ所の脱水設備に集められ、そこで脱水され無水燃料エタノールとなり製油所の油槽所でレギュラーガソリン中に混入される。



既存の工業用エタノールプラントは主として Table 8-4-3に示す通り主としてジャワ島にあり、新設の含水エタノールプラントは新しく建設された砂糖工場に付属して立地する関係で Table 8-4-2に示す通りスマトラ島、カリマンタン地域に設置される可能性が強い。

これらの地域からジャワ島内の（例えばチラチャップ製油所の敷地内）脱水設備に移送される事となる。流通コストを正確に算定するのは難しいが本調査では下記的前提を置き計算した。

i) 前提

- ・ 導入初期では平均して含水エタノールが海上を 300km、陸上を 200km 輸送されるものと仮定する。

- ・ 海上輸送コスト

500 ~ 1,000kl のバーヂにより輸送するものとし、単価は1985年時点の日本の例を参考として0.02US\$/kl・kmとする。

- ・ 陸上輸送コスト

6 ~ 10klのタンク・トラックにより輸送するものとし、単価はインドネシア共和国の最大のエタノール工場であるアネカ・キミアから聴取した1985年時点の実績価格である0.15US\$/kl・kmとする。

ii) 計算結果

$0.02 \times 300 + 0.15 \times 200$  となり36US\$/klとなる。

2) 成熟期

成熟期に於ては導入初期で生産される 160千kl/年の燃料エタノールの他、新たに移住地で生産されたキャッサヴァを原料とする燃料エタノールが 790千kl/年生産される。

これらの燃料エタノールはまず含水エタノールとして生産された後、ジャワ島内にある4~5ヶ所の脱水設備に集められ、そこで脱水された後、無水燃料エタノールとなり、脱水設備近傍の製油所あるいは油槽所でレギュラーガソリン中に20%混入される。

現時点で流通コストを正確に算定するのは難しいが、大部分の含水エタノールがジャワ島外で生産されその後ジャワ島へ移送される点が導入初期と略同様である為、本調査では、導入初期の流通コストと同様の36US\$/klと仮定した。

### 8-5-3 安全性

#### (1) アルコールの一般的性状

Table 8-5-7 にメタノール、エタノールの性状を示す。

メタノール、エタノール共に水酸基をもった飽和1価アルコールである。

水、アルコール類、エーテルその他の有機溶剤とよく混合する。

メタノール、エタノールはガソリンに比べ低発熱量であり、引火点が常温にある。

燃焼の場合には、空燃比が燃料リッチとなる。

メタノールは、又石油より程度は低い毒性を持つ。即ち30~100ml を飲んだ場合死に至り、7~8 mlで失明する。このため、この取扱いには注意を要する。特に、エタノールと同様な香であるので間違えて飲まない様に注意する必要がある。



Table 8-5-7 Physical properties of alcohols

	Methanol	Ethanol	Gasoline
Appearance	Colorless, transparent liquid	Colorless, transparent liquid	Colored to orange
Odor	Characteristic aroma	Characteristic aroma	Characteristic odor
Taste	(Toxic)	Burning taste	
Boiling point 760mmHg	64.65°C	78.325°C	30~200°C
Melting point	-96°C	-114.5°C	
Density of steam (air = 1)	1.11	1.58	3~4
Flash point	11°C	12.8°C	-40°C
Ignition point	470°C	392°C	
Explosion limit (in the air)	6.72~36.5vol%	3.3~19vol%	1.4~7.6vol%
Vapor pressure	60mmHg (12.1°C)	40mmHg (19°C)	
Heat of combustion	(HV) 173.6 Kcal/mol	(HV) 326.6 Kcal/mol	
	(LV) 153.6 Kcal/mol	(LV) 288.0 Kcal/mol	About 11,000Kcal/kg

[ Source: The Chemical Society of Japan :  
Guidance for Chemical Accident Prevention ]

(2) 爆発危険性

メタノールは引火点11℃の引火性液体である。その蒸気は、空気と混合すると6.72～36.5%の範囲で爆発性混合気を形成する。

エタノールは引火点12.8℃の引火性液体である。その蒸気は空気と混合すると3.3～19%の範囲で爆発性混合気を形成する。

タンク、缶、びんなどの密閉容器に貯蔵する場合メタノール、エタノール共大体11℃～42℃温度範囲で容器内に爆発性の混合気を生ずる。(Fig 8-5-2参照)

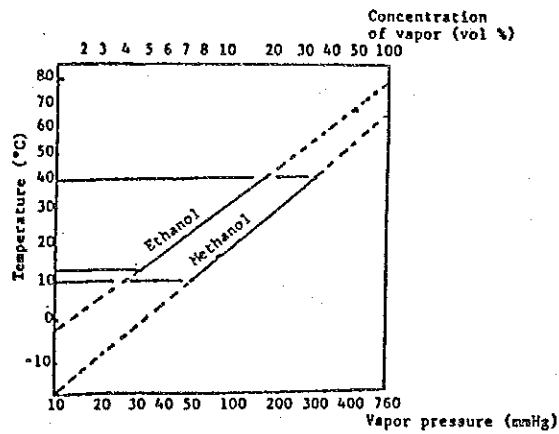


Fig. 8-5-2 Vapor pressure and explosion limit of methanol and ethanol

[Source: The Chemical Society of Japan :  
Guidance for Chemical Accident Prevention ]

ガソリンの場合には沸点の異なる混合液体であり、低沸点分（ペンタン）が通常存在するため、密閉容器内では爆発上限以上になっている。

従ってメタノール、エタノールを使用する場合には低沸点分（ブタン3～25%を含有するガソリン等）を混合しておくか、または、開口部にフレイム・アレスター等を設置して引火させないことが大切である。

一般的な可燃性は石油類と同じであるがメタノール、エタノール共に燃焼時に炎が識別しにくいのが特徴である。これを改善する為に40%のアロマティックを含有するガソリンを15%メタノールに混合して好結果が得られたとの報告もある。

また、85%以上のメタノールを含んだガソリンは自動車の高温マニホールドに滴下

したとき燃焼するとの報告もある。ガソリンまたは低濃度メタノール含有ガソリンでは滴下したときマニホールドを濡らさず転がり落ちるので燃焼しない様である。(R. Piquette and Other:7th International Symposium on alcohol Fuels, Paris Oct/20~23, 1986)

### (3) 毒 性

Table 8-5-8 にアルコールの有害性を示す。

表から明らかなようにメタノールは毒性がある。エタノールには毒性がなく通常精神鎮静剤として作用する。

ここでは毒性のあるメタノールについて述べる。

経口毒性はメタノールの場合8~20gで失明し、30~50gで死亡する。

ラットによるテストによればLD<sub>50</sub>(ラット)で12~14mg/kgであり、3者共、同程度といえる。

経皮毒性はメタノールの場合200ppm以上の濃度に曝露されると視神経障害、多発性神経炎等の慢性中毒を生ずることがある。

吸入毒性はメタノールの場合、眼・鼻および咽喉粘膜を刺激し中毒症状を起こす。許容濃度は、15分以内であれば250ppm 1日8時間の曝露であれば200ppm以下とされている。\*

\* A C G I H (American Conference of Governmental Industrial Hygienists)

メタノール中毒は酸血症を起こし激しい中毒は腎臓および肝臓の障害を起す。

ガソリンの許容濃度は500ppmである。

一方15%メタノール混合ガソリンとガソリンの毒性比較では(ラットを用いたもの)急性毒性試験については経口毒性、経皮毒性、吸入毒性とも顕著な差異は認められない。

中枢神経への作用ではメタノール混合の方が鎮静作用が強いことを示した。

亜急性毒性試験では呼吸器系への影響がメタノール混合ガソリンの方が強く現われた。これは曝露後正常に回復した。

変異原性試験ではサルモネラ菌を用いたAmes法のテストでは両者に差はなく陰性であった。

また、メタノールの慢性毒性については次の様な報告がある。即ち低濃度メタノール

ル蒸気による慢性毒性（発ガン性を含む）試験は、農薬等の試験と同様に実験動物の生涯に亘る試験が必要と考えられることから、一般にはラット、マウスのような寿命の短い実験動物により試験が行われている。一方、メタノール毒性は、霊長類とそれ以外の動物では明らかに異なることから人への影響を調べるためには霊長類であるサルを実験動物として考える必要がある。

したがって、実験動物としてはサルおよびラット・マウスの両方を選び、少数のサルによる3年程度の慢性試験を行うとともに、統計処理可能な数のラット・マウスによる生涯試験（発ガン性試験を含む）を併せて行った。

暴露メタノール濃度は、メタノールの影響がサルのどの部分に現われるかを短期間で把握するため行った高濃度試験の結果および労働衛生基準値（260ppm）を参考にし、10ppm、100ppm、1000ppmおよび対照群とし0ppmの4濃度で行っている。

昭和59年3月末現在、慢性試験は1年以上を経過しているが、サルおよびラット・マウスとも100ppm以下では特に変化はないが、サルのみ1000ppmで不整脈、生理不順等の疑いのある症状が出ている。

なお、サルの症状把握の為に高濃度試験は3000ppm、5000ppm、7000ppm、10000ppmおよび対照群0ppmの濃度で2週間程度実施した。

（出典：野村総研：アルコールガソリン混合物の使用に関するフィジビリティスタ  
ディ1980、1981 FY）

Table 8-5-8 アルコールの有害性

Items	Ethanol	Methanol
(1) General properties	<p>Sedative</p> <p>The drinking of an appropriate amount of ethanol improves appetite, and stimulates the secretion of gastric juice, which helps the absorption of food. The repeat drinking of large amount irritates the gastric mucosa. Excessive drinking is harmful to the nervous system.</p>	<p>Poison</p> <p>Not drinkable.</p> <p>Usually, 8~20g causes blindness 30~50g causes death.</p>
<p>Blood level</p> <p>0.05 %</p> <p>0.1 %</p> <p>0.2 %</p> <p>0.37 %</p> <p>0.4~0.5 %</p> <p>0.6~0.7 %</p>	<p>Toxic symptoms</p> <p>Inhibitory nerve paralyzed and judgement lost</p> <p>Motor and sensory nerves paralyzed</p> <p>All motor nerves disturbed</p> <p>The center of the brain paralyzed and sensory paralysis</p> <p>The entire sensory region of the brain affected; coma</p> <p>The respiration center and cardiac center paralyzed; death</p>	
(2) At handling	<p>Relatively harmless</p> <p>Alcohol vapor acts as an anesthetic. The repeated exposure of ethanol irritates the eyes and bronchus, and causes headache, shivering, sleepiness, vomiting, and anorexia.</p>	<p>Harmful</p> <p>Methanol irritates the eyes and nose and pharyngolaryngeal mucosa</p> <p>Repeated contact with methanol causes dry, squamous, and crack dermatitis.</p>
<p>Allowable level (ACGIH)</p>	<p>15 minutes or less      1000 ppm</p> <p>8 hrs/day                1000 ppm</p>	<p>250 ppm</p> <p>250 ppm</p>

Level	Effects	Effects
1000 ppm	—————	Acute toxicity: Drunkenness, pain, headache, and dim sight
1380 ppm	28 min:No effects 38 min:Headache 39 min:Slight numbness	
2300 ppm	Feels hot in the head, drunk, and cold in the arms and legs, 50 min:Sleepiness	
5000 ppm	20 ppm:Increased headache	Acute toxicity: Coma to death
6000 ppm	Discomfort and slight sleepiness	
7000 ppm	Discomfort, 30 min:Feels hot 90 min:Fatigue	
8000 ppm	Odor, burning sensation in the eyes 30 min:Fatigue and sleepiness	
(3) Acute toxicity	—————	LD <sub>50</sub> (rats) 12~14 mg/kg
(4) Cutaneous absorption	Absorbed cutaneously, which may cause poisoning.	200 ppm or more causes subacute and chronic poisoning, optic nerve disorders, and multiple neuritis,

[Source: The Chemical Society of Japan :  
Guidance for Chemical Accident Prevention ]

8-5-4 環 境

(1) 生産時の影響

メタノール生産プラントにおいては危険物製造設備としての基準を満足していれば高濃度のメタノールの漏洩はなく、周辺の環境への環境汚染は問題がないと考えられる。

一般的には精溜塔の塔底液等高濃度のものを一般水系に流さぬ様注意する必要がある。

また、作業環境の面ではメタノール保有設備のマンホール等を開放した場合には、マンホール直近でメタノール蒸気が認められるので、作業者は風上に立つか、マンホールから離れる。離れば急激にアルコール濃度が下がり問題は回避出来る。

エタノールの場合には、メタノールの様な毒性はないのでエタノール自身による問題は無い。

しかし、エタノール製造はバイオマスによるものであり、製造工程において廃液が生成しこの廃液は自然界へ戻す際に処理を必要とする。

排出液処理方法としては、メタン発酵法、汚性汚泥法酵母培養法、濃縮法があり、処理後の残渣は肥料または飼料として活用する。(Fig 8-5-3, 8-5-4 参照)

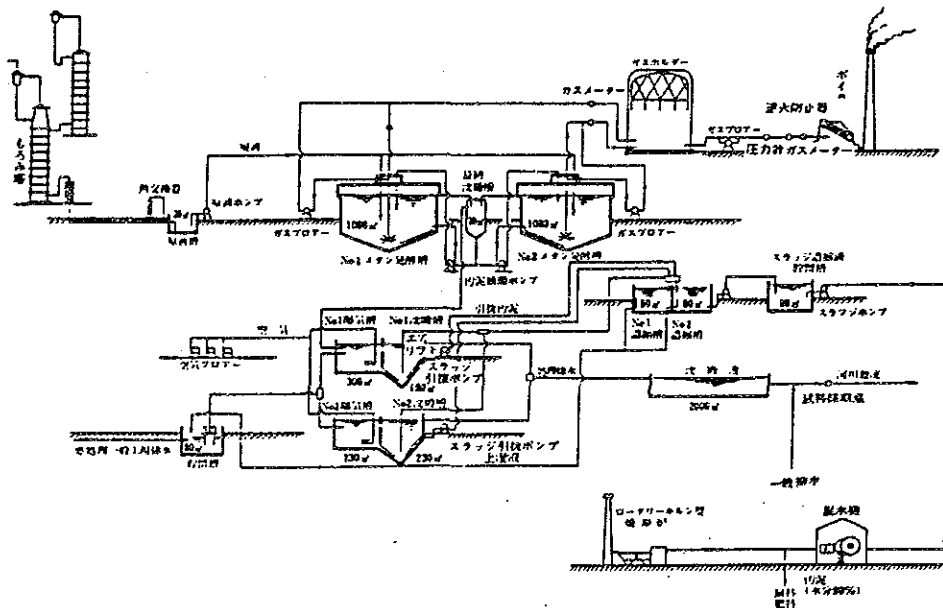


Fig 8-5-3 メタン発酵法・活性汚泥法の併用方式による廃液処理工程図

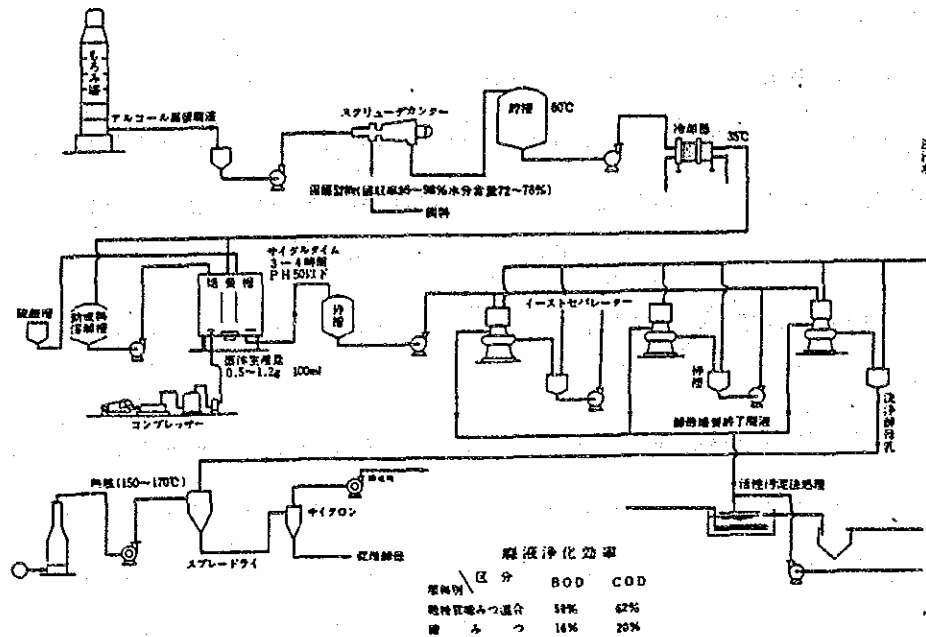


Fig 8-5-4 酵母培養法

(出典：発酵工業協会：アルコールハンドブック)

(2) 流通時の影響

1) 生態系への影響

メタノール、エタノールのガソリンブレンドは一般に精油所で実施されるので流通時には、アルコール混合ガソリンとなっている。

アルコール混合ガソリンの水系への放出時における自然生態系への影響とメタノールの水棲生物への影響は次の通りである。

i) 生分解性

15%メタノール混合ガソリンとガソリンについて標準活性汚泥を封入した閉鎖系で生物化学的酸素要求量 (BOD) の測定と水中溶存物質の直接分析によればメタノール混合ガソリンとガソリンの分解性に差はない。ガソリンは低沸点成分より高沸点成分の方が分解性がよい。

また、メタノール混合ガソリンの方が分解開始が早い。

ii) 魚類蓄積性

鯉を用いて15%メタノール混合ガソリンとガソリンに含まれるガソリンの代表的成分の水中に溶け込んだ量と鯉の体内に蓄積された量の比は数十から数百倍であったが両者には有意差は認められなかった。



### iii) メタノールの水棲生物への影響\*

水棲生物については、比較的長期にわたりメタノール暴露された場合の慢性影響、メタノールに対する忌避行動、水中微生物に対する影響等の知見がないことから、これらに関する影響の総合的評価を行うため、特に養殖漁業への影響を考慮しマダイ、クルマエビ、アワビ、ノリ等を選定し、ヒメダカ等による致死濃度試験、アワビ等による忌避行動試験、ヒメダカによる慢性影響試験、プランクトン等による増殖試験を実施している。

現在これらの試験については特に問題なく、進められている。また、

- ① 繁殖性・催奇性試験
- ② 変異原性試験
- ③ 代謝試験
- ④ 水中拡散試験

について実施されている。\*（出典：高取：電気とガス1984 vol134 No.7）

## 2) 作業環境濃度

給油施設の地下タンクにおいて燃料受け入れ時のベント管からのベントガス濃度の測定結果では、東京都等地方自治体の規制値を満足した。

また、このベントガスについては、日本では炭化水素類の揮散による大気汚染防止の立場から給油設備への荷卸し時における蒸気をローリーに戻させることを義務づけている。

自動車への給油作業における給油周辺の作業環境については、エタノール10%混合ガソリン給油時でエタノール濃度の最大は5.6vol ppm、メタノール10%混合ガソリンの場合メタノールが48vol ppmが各々給油作業員鼻付近で測定されており、許容濃度よりはるかに低い値であり時間も短いので問題がないといえる。

小規模流通システムの設備、機器周辺でのアルコール混合ガソリンの気中濃度の測定結果は Table 8-5-9に示す通りである。

Table 8-5-9 貯蔵流通段階の作業と最大アルコール濃度

Name of work	Gasoline used	Maximum level
(1) Filling up using a gasoline meter	Summer: 15% methanol-gasoline mixture	Methanol 154 ppm
(2) Drain from the joint after loading a tank lorry	Winter: 15% methanol-gasoline mixture	Methanol 137 ppm
(3) Drain from a tank lorry joint after pouring into the underground tank from a tank lorry	Summer: 15% methanol-gasoline mixture Summer: 10% ethanol-gasoline mixture	Methanol 112 ppm Ethanol 415 ppm
(4) Opening the tank manhole	Summer: 10% ethanol-gasoline mixture	Ethanol 415 ppm

( Source: Nomura Research Institute: Feasibility Study on the Use of Alcohol and Oil Products Mixture in 1984 )

### (3) 自動車排出ガスの影響

#### 1) 規制の現状

自動車の著しい普及に伴ない自動車による旅客輸送量および貨物輸送量は飛躍的に増加している。

これと同時に都市部への人工の集中と市街地の拡大により各国共市街地等において交通公害問題が発生している。

交通公害は大気汚染と騒音公害に大別されるが、大気汚染について見れば二酸化炭素、一酸化窒素、炭化水素、スモーク、鉛である。各国の規制の状況を見ると次の通りである。

日 本：1973年から規制を開始し逐年規制値を強化している。

(Fig 8-5-5,6 参照) (Table 8-5-10参照)

アメリカ：1970年より規制を開始し、厳しい規制のカリフォルニアとその他の州に分けて実施している。

ド イ ツ：1968年排気ガス規制の命令により実施

1971年ガソリン中の鉛の減少の法令化

フランス：1974年の政令により規制している。

イギリス：1972年の道路交通法に規定をし、1973年より実施した。

1972年の国連ヨーロッパ経済委員会 (E C E) の規制が導入されている。

インドネシア：1982年生活環境管理のための基本条項が定められた。

現行の基準を Table-8-5-11, 12に示す。

Fig. 8-5-5 日本における自動車台数と排出NO<sub>x</sub> 規制と大気中のNO<sub>x</sub> 濃度

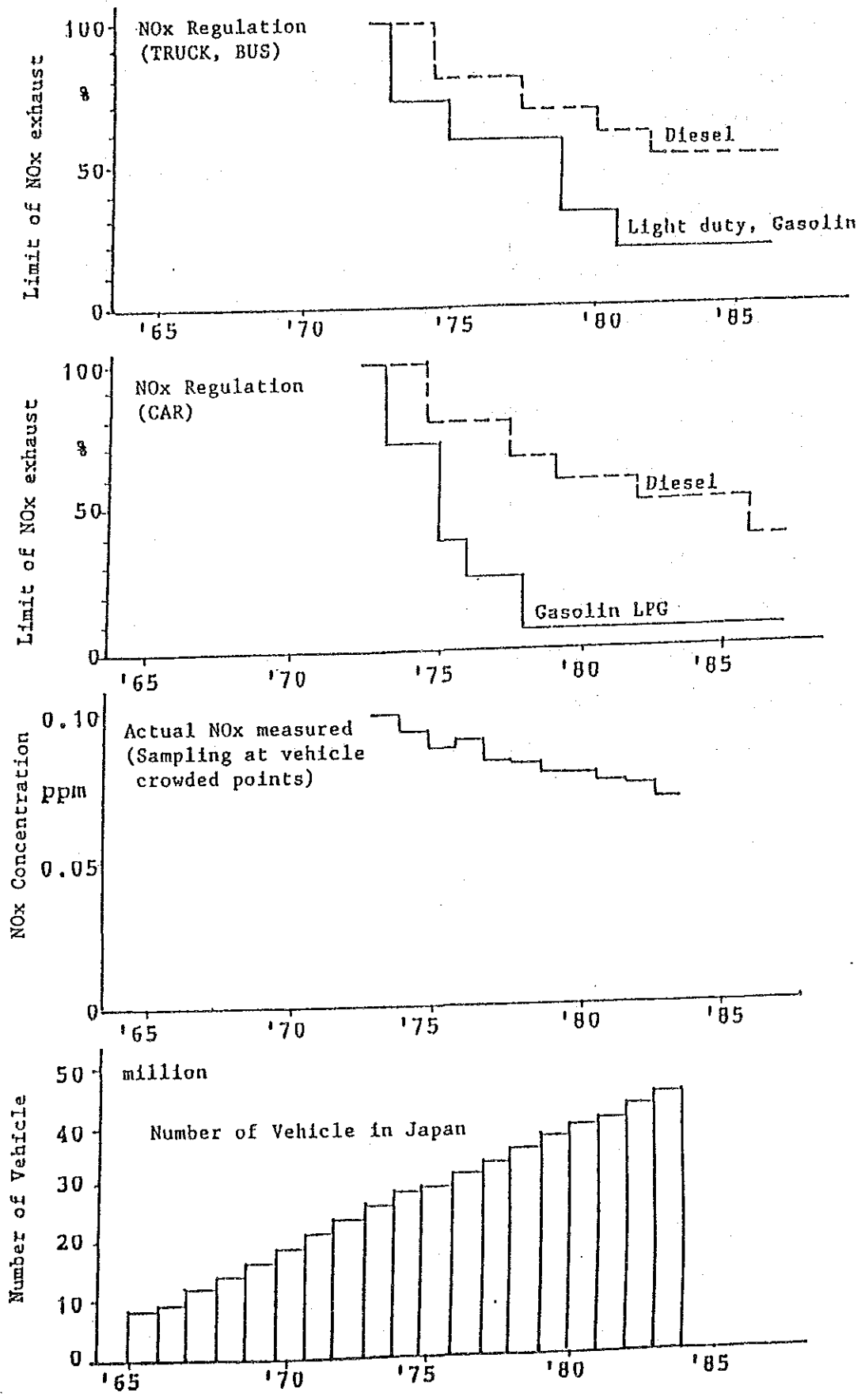
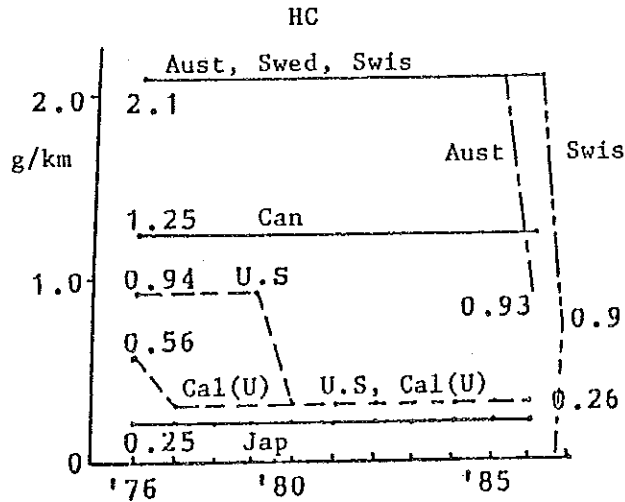
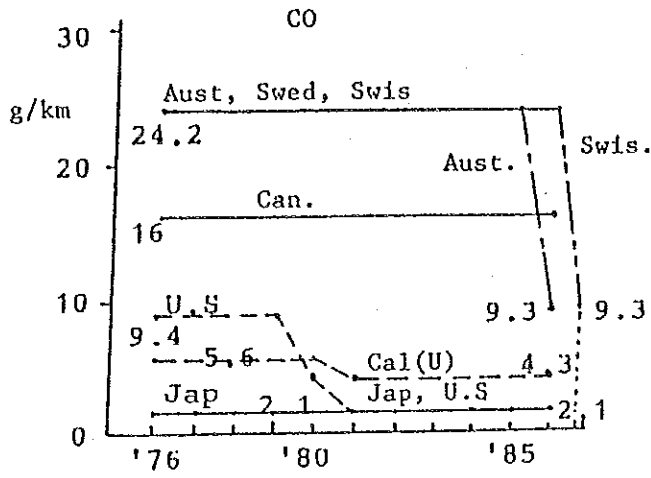


Fig 8-5-6 主要国の規制比較

乗用車排出ガス規制値



- Aust: Australia
- Swed: Sweden
- Swis: Swiss
- Can: Canada
- U.S: U.S.A.
- Cal(U): California (U.S.A.)
- Jap: Japan

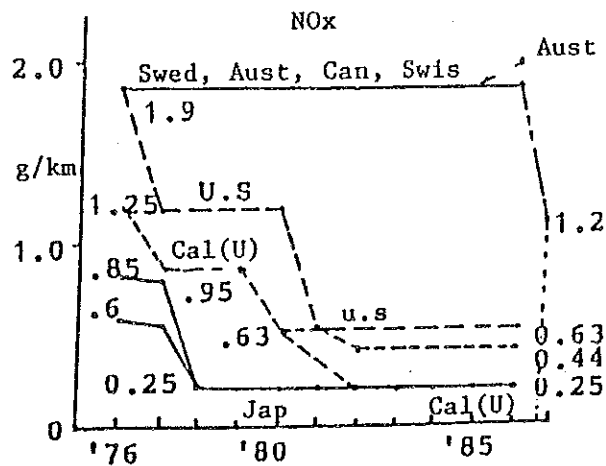


Table 8-5-10 自動車に係るNO<sub>x</sub>等の規制経過 (日本)

YEAR	ITEM	REMARKS
1973	Regulations 1973 were enforced. (Regulations on CO were intensified, and regulations on HC and NO <sub>x</sub> became effective.)	
1974	Regulations 1974 were enforced. (Regulations on CO, HC, and NO <sub>x</sub> from diesels became effective.)	
1975	Measures to reduce a total number of cars in the three major cities were promoted (MITI). Regulations 1975 were enforced. (Regulations on CO, HC, and NO <sub>x</sub> were intensified.)	Lead-free regular gasoline was put into practice.
1976	Regulations 1976 were enforced. (Regulations on NO <sub>x</sub> were intensified.)	
1977	Regulations 1977 were enforced. (Regulations on NO <sub>x</sub> from diesels and other cars were intensified.)	
1978	Regulations 1978 were enforced. (Regulations on NO <sub>x</sub> were intensified.)	
1979	January Regulations 1979 were enforced. (Regulations on noise and NO <sub>x</sub> from gasoline cars were intensified.)	
	April Regulations 1979 were enforced. (Regulations on noise and NO <sub>x</sub> from diesels were intensified.)	

1981	<p>Regulations 1981 were enforced.          (Regulations on NOx from light duty gasoline cars were intensified.)</p> <p>Regulations 1981 were enforced.          (Regulations on NOx from intermediate duty gasoline cars were intensified.)</p>	
1982	<p>Regulations 1982 were enforced.          (Regulations on NOx from trucks, heavy duty gasoline cars, and indirect injection diesels were intensified.)</p> <p>Regulations 1982 were enforced.          (Regulations on NOx from indirect injection diesel trucks and buses were intensified.)</p>	
1983	<p>Regulations 1983 were enforced.          (Regulations on NOx from direct injection diesels were intensified.)</p>	

{ Source: Environment Agency : Environmental White Paper '85 }

Table 8-5-11 大気環境基準 (インドネシア)

	ITEMS	REGULATED LIMIT	
1	SO <sub>2</sub>	0.10	ppm (260 mg/m <sup>3</sup> )
2	CO	20.00	ppm (2260 mg/m <sup>3</sup> )
3	NO <sub>x</sub>	0.05	ppm (92.5 mg/m <sup>3</sup> )
4	O <sub>3</sub>	0.10	ppm (200 mg/m <sup>3</sup> )
5	Dust		0.26 mg/m <sup>3</sup>
6	Pb		0.06 mg/m <sup>3</sup>
7	H <sub>2</sub> S	0.03	ppm (42 mg/m <sup>3</sup> )
8	NH <sub>3</sub>	2.00	ppm (1360 mg/m <sup>3</sup> )
9	Hydrocarbon	0.24	ppm (160 mg/m <sup>3</sup> )

( Source: Environment Agency :  
Environmental White Paper '85 )



Table 8-5-12 移動発生源からの排出ガス基準 (インドネシア)

	Type of vehicles	Fuel	Mode	Regulated limit of exhaust					
				CO g/Km		HC gr/Km		NO <sub>x</sub> g/Km	
				Max	Mean	Max	Mean	Max	Mean
1	Nine-passenger gasoline car	Gasoline	Ten mode	28.2	24.6	4.2	3.6	3.4	3.1
2	Gasoline car with a weight of 2.5 tons or less	Gasoline	Ten mode	31.4	26.8	4.8	4.3	3.7	3.3
3	Diesel	Light oil	Six mode	ppm	ppm			ppm	ppm
				Direct injection	1050	920	—	—	1010
3	Diesel	Light oil	Six mode	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
				Indirect injection	1050	920	680	590	1010
4	Two-wheeled vehicle	Gasoline	Idling	4.5%	—	3300	—	—	—
				Four cycle	—	—	—	—	—
				Two cycle	—	7800	—	—	—

[ Source: Environment Agency : Environmental White Paper '85 ]

2) 燃料アルコールの環境に及ぼす影響

クリーン燃料であるアルコールを使用することにより、排出ガスに好ましい影響がもたらされる。

米国のカリフォルニアの大気の試算によれば大気中のオゾンの濃度で表わした場合

(2000年を想定した)

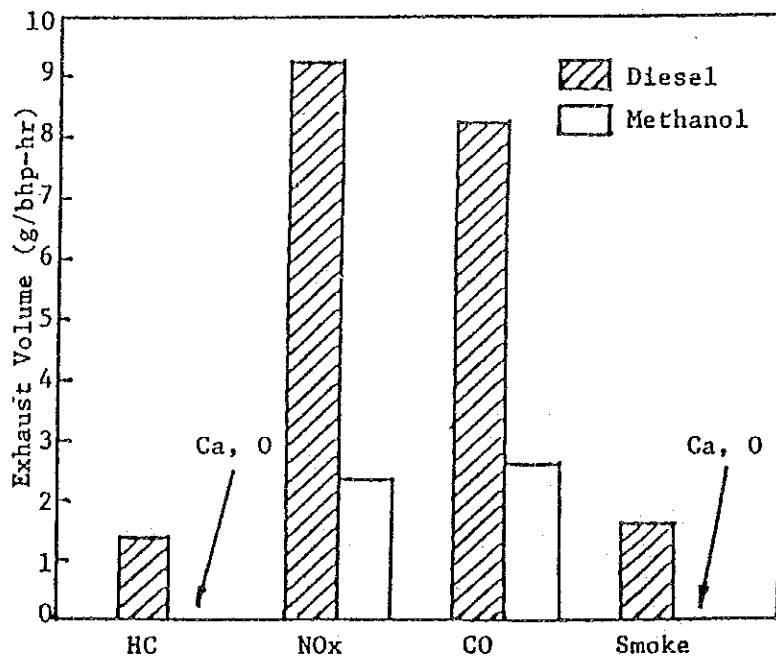
	ピーク O <sub>3</sub>
100 %ガソリン車の場合	0.333ppm
車の影響を除外した場合	0.250ppm
100 %メタノール車の場合	0.285ppm

になり、メタノールの効果が示されている。

大気汚染の影響する因子としてNO<sub>x</sub>、CO、HC、アルデヒド、スモークがある。

ジーゼルエンジンとメタノールエンジンの排出ガス量の比較は Fig 8-5-7のように著しい向上をみせている。

Fig 8-5-7 米国における大型車用のメタノールエンジンとジーゼルエンジンとの排出ガス量の比較



[ Source: Documents for the Sixth International AFT Conference ]

高汚染地域でのジーゼルエンジンの $\text{NO}_x$ とスモークの排出は、最大の環境問題の一つである。ジーゼル燃料を使用するジーゼルエンジンの場合には、ガソリンエンジンと違って $\text{NO}_x$ 、スモークおよびパーティクルを減少させるための技術的な方法は発見されていない。一方、燃料メタノール（M 100）を使用するスパーク・アシスト・ジーゼルエンジンは $\text{NO}_x$ とスモーク排出を大幅に減少出来る。Fig 8-5-8は大気中の $\text{NO}_x$ 含有量とジーゼルからメタノールへの置換率との間で予測される関係を示している。

これは、日本の典型的な大都市における置換前の実際の大気中の $\text{NO}_x$ 含有量を基準としてメタノール車の排出予測が検討されたものである。1985年の日本の環境規制に従えば、環境規制で許容される大気中の $\text{NO}_x$ 含有量0.06ppm（一日平均）を達成するために、高汚染地域のジーゼル車の約50%がジーゼルからメタノールに置換されねばならない。

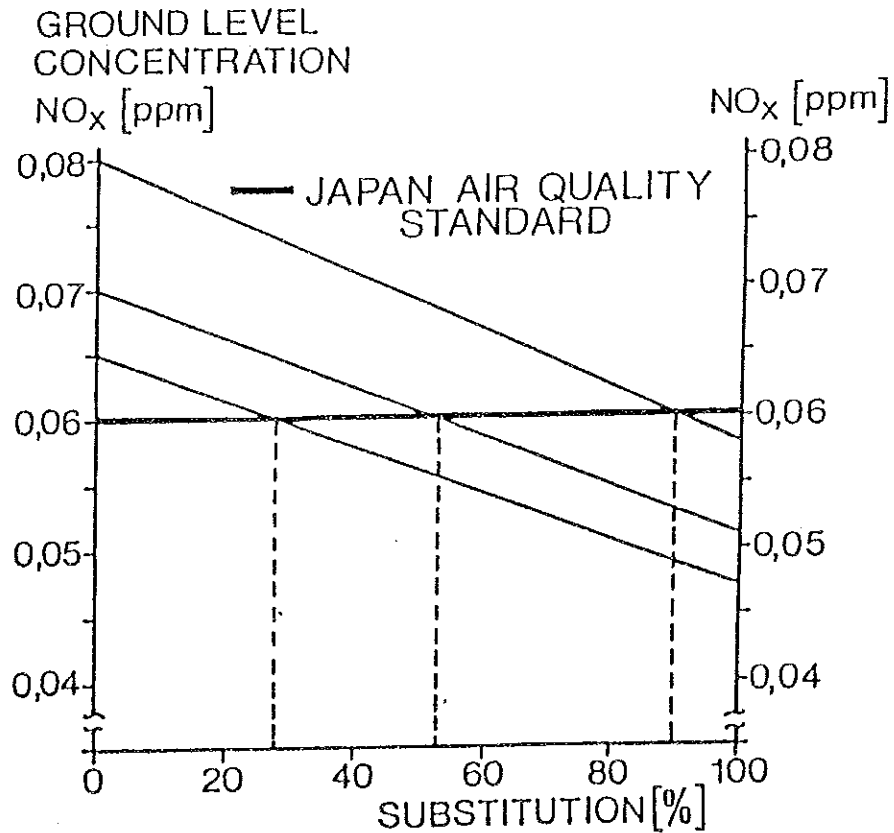


Fig. 8-5-8 日本で、ジーゼル燃料をメタノールに置換することによる地上 $\text{NO}_x$

濃度改善の予測

一方、アルデヒドの生成については、混成されるアルコール含有量に排ガス中のアルデヒド濃度が比例するという報告がある。アルデヒド排気に及ぼすモーター・アルコール濃度の影響を Fig. 8-5-9に示す。

(R. J. Nate : 7th International Symposium on Alcohol Fuels, Paris Oct. 20  
~23 1986)

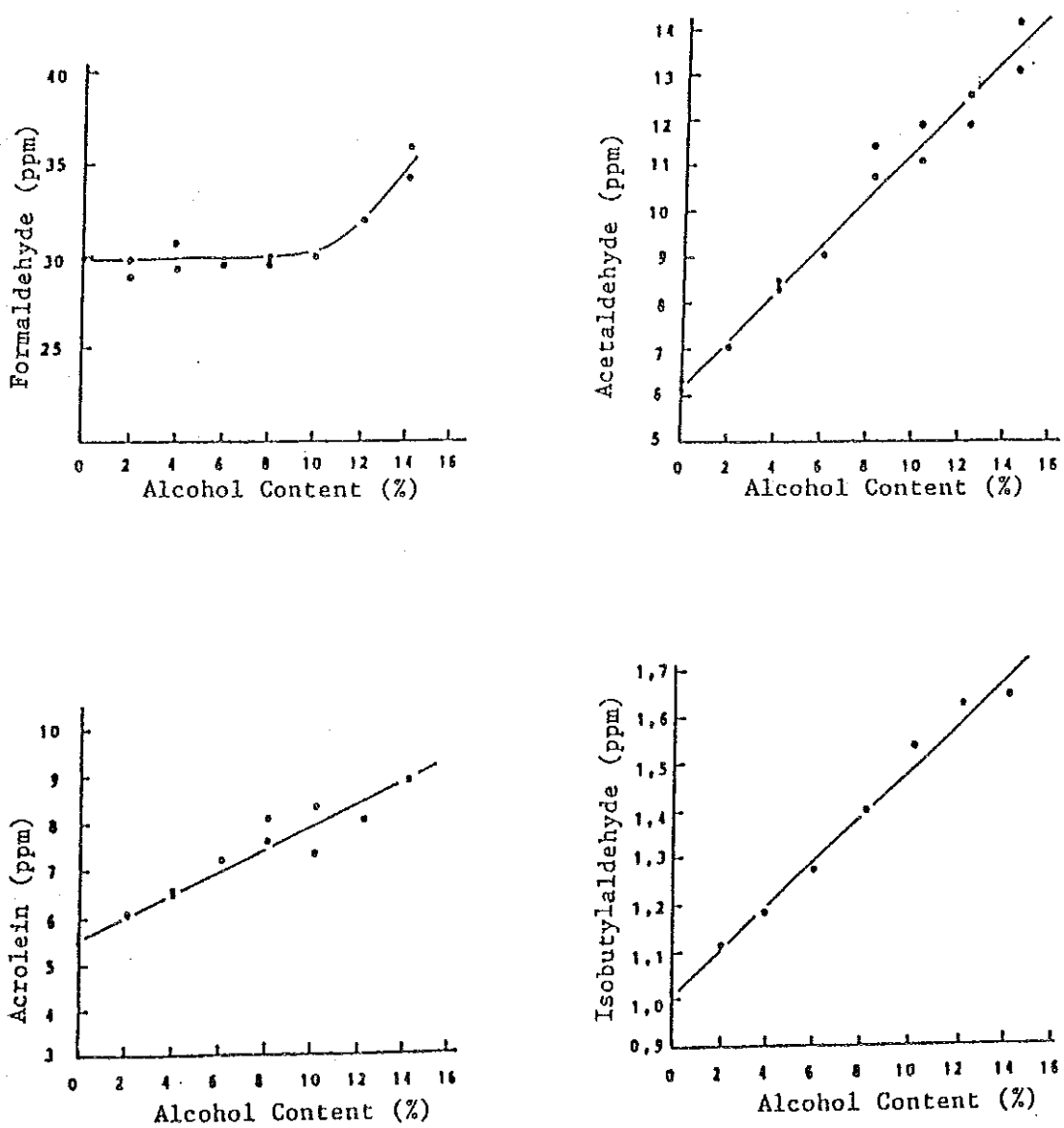
### 3) アルデヒドの影響試験

メタノール燃焼時の排出ガスの人への影響を把握するため、排出ガス中で問題視されるアルデヒドの影響に的をしぼり、慢性試験と同様にサルおよびラットを用いて試験が行われている。

アルデヒドの試験濃度は、煙突出口のアルデヒド濃度が0.5ppm以下であることから、試験濃度制御の精度をも考慮し、高濃度10ppm(サルは5ppm)および低濃度1ppmとし、3ヶ月(サルは1ヶ月)暴露した。

その結果については、サル1ppmで特に変化がなく、5ppmでヘモグロビン減少、肺充血等の症状が見られ、ラットは1ppmでも若干の影響が見られた。

Fig. 8-5-9 アルコール含有量に対するアルデヒド



Fuel: gasoline-motor alcohol mixture  
 (Motor alcohol: 70% C<sub>2</sub>, 21% C<sub>3</sub>, 9% C<sub>4</sub>)

Car: VW GOLF 1.6 ℓ