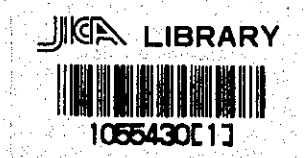


インドネシア共和国
都市ガス整備計画調査報告書



昭和50年11月

国際協力事業団

は し が き

日本政府は、インドネシア共和国政府の要請にもとづき、同国の都市ガス整備拡充マスタープランの検討のための調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託しました。

国際協力事業団は、大川進一郎氏（東京瓦斯株式会社営業企画部次長＝当時）を団長とする8名の調査団を編成し、昭和50年3月7日から同29日まで23日間にわたって現地に派遣しました。この間、調査団は、国営ガス公社をはじめ、公共事業動力省、鉱業省、国家経済計画省、その他関係諸機関を訪問し、有意義な意見交換を行ないました。また同時に、国営ガス公社の協力を得て、同公社のジャカルタ、バンドン、チルボン、スラバヤ、メダンの各事業所を視察いたしました。

調査団は帰国後、現地調査結果の解析検討を行ない、ここに報告書提出のはこびとなりました。本報告書がインドネシアの都市ガス事業の発展に寄与し、産業の発展、国民生活の向上に資するとともに、わが国とインドネシアの交友親善に貢献できれば、幸いこれに過ぎるものではありません。

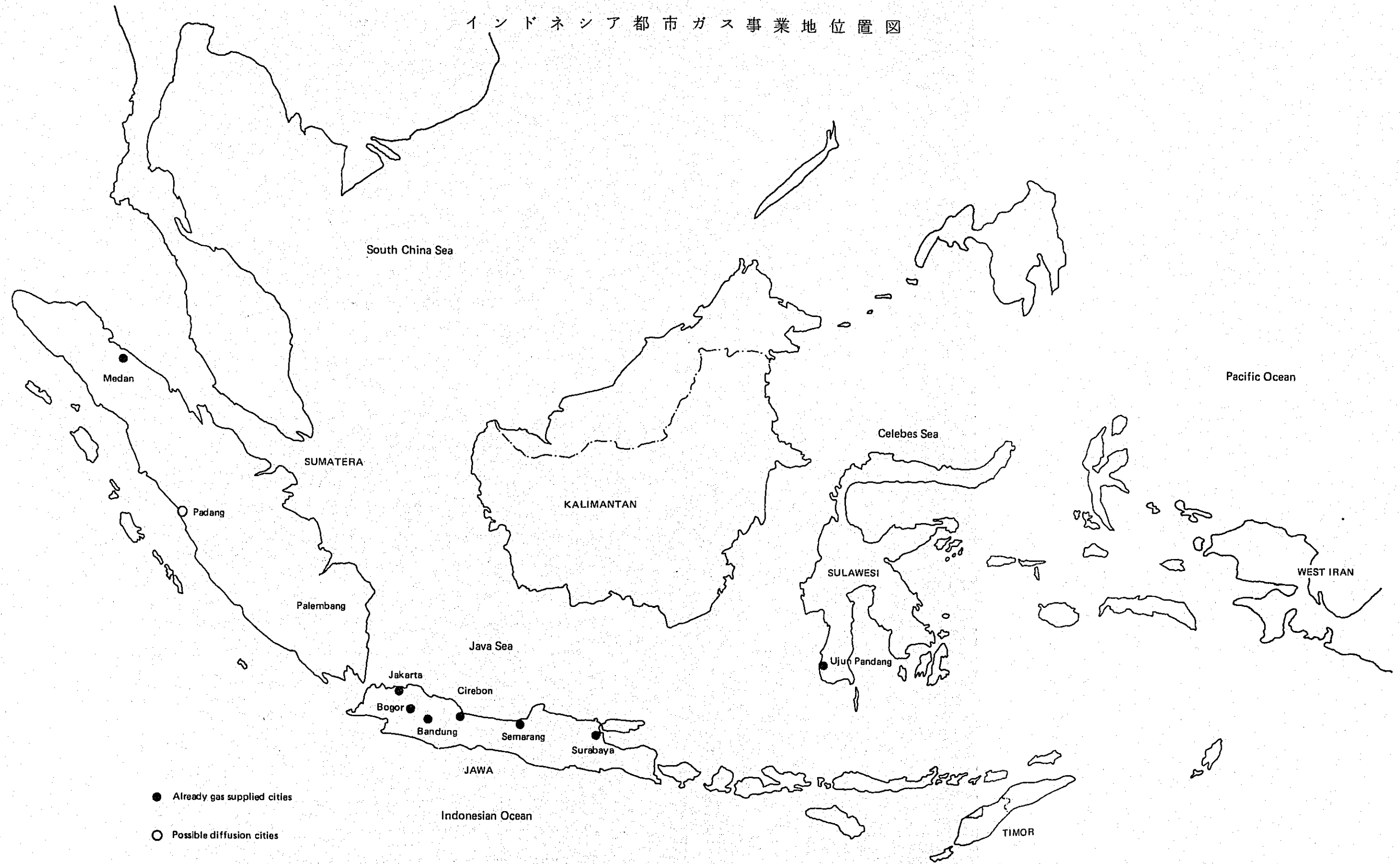
終りに、本調査の任にあたられた団員各位の労をねぎらわすとともに、調査団によせられたインドネシア政府関係諸機関のご好意と、バンデギロット総裁をはじめとする国営ガス公社の皆様のご協力に対し、衷心より感謝の意を表するものであります。

昭和50年11月

国際協力事業団
総裁 法眼晋作

国際協力事業団	
受入 月日: 534; 5.16	108
登録No. 04945	68.5 MP

インドネシア都市ガス事業地位置図



- Already gas supplied cities
- Possible diffusion cities

目 次

序

1. 経 緯	1
2. 目 的	1
3. 調 査	1
4. 現地調査日程	2

要約と勧告

1. 都市ガスの将来	7
2. 望ましい姿とアプローチ	8
3. ジャカルタの修復開発	10
4. 政府の支援	11
5. 次の調査ステップ	11

第Ⅰ章 ガスエネルギーの利用

1. インドネシアのエネルギー事情	15
2. 都市における望ましい熱エネルギーの供給形態	18
2-1 エネルギー効率比較	18
2-2 至便性比較	19
2-3 安全性比較	20
2-4 価格比較	20
2-5 望ましいエネルギー形態	22
3. 都市ガスの将来需要	23
3-1 都市ガスの用途	23
3-2 都市ガスの潜在需要	27

第Ⅱ章 PGNの現状と問題点

1. PGNの歴史と現在の位置	31
1-1 PGNの歴史	31
1-2 PGNの位置づけ	32

1-3	他の国営会社との関係	32
2.	経営の現状と問題点	33
2-1	概況	33
2-2	ガスの需要	35
2-3	経理	35
2-4	従業員の活用	37
2-5	長期計画	38
3.	ガスに対する需要家の意見	39
4.	製造の現状と問題点	40
4-1	製造設備と操業の概要	40
	(1) 設備と操業状況	40
	(2) 製造のプロセスについて	40
4-2	製造の問題点	45
	(1) 製造ガスの品質	45
	(2) 公害の発生	45
	(3) 付帯設備の不足	46
	(4) 設備の効率	46
	(5) 石炭の利用度	46
	(6) 設備能力の過剰	47
4-3	ガス送出の現状	47
	(1) ガス送出設備	47
	(2) 送出量パターンと製造設備への影響	47
	(3) 供給圧力	51
5.	供給の現状と問題点	51
5-1	導管	51
5-2	ガスメーター	54
5-3	ガス減損	55
6.	燃焼性および需要家のガス器具	59
6-1	熱量	59
6-2	燃焼性	59
6-3	需要家のガス器具	61

第Ⅲ章 ガス事業の望ましい姿とアプローチ

1. 公益事業としてのガス事業のあり方	69
1-1 社会的責務	69
1-2 公的規制のあり方	70
1-3 料金政策	72
2. 都市ガス修復開発計画	73
2-1 基本的考え方	73
2-2 都市ガスの需要開発	74
(1) 需要開発の考え方	74
(2) 需要想定と留意点	75
2-3 ガス安定供給の必要性和望ましい品質	78
(1) 安定供給	78
1) 必要性	78
2) 安定供給のための条件	78
(2) 望ましい品質	78
1) 発熱量の安定	78
2) ガスの燃焼性と互換性	78
3) ガスの中の不純物	79
2-4 原料選択	79
(1) ガスの各種ソースの一般的比較	79
1) 原料選択のために考慮すべき事項	79
2) 原料の入手について	80
3) 製造設備について	80
4) 原料とガス品質との関係	84
5) 製造コストについて	84
6) 国家のエネルギー政策による制約	84
(2) 天然ガス導入の必要性和原料選択の優先順位	85
(3) 資原の分布と各地域に適したガスソースについて	86
1) 天然ガス	86
2) 石油	87
3) 石炭	88

2-5	製造設備計画	89
(1)	天然ガスの利用できる地域	89
(2)	石炭ガスの有効利用の対策	89
(3)	部分燃焼設備の対策	90
(4)	付帯設備の充実	91
(5)	LPGの導入	91
1)	LPGの選択	91
2)	LPGのアプリケーション	92
3)	LPG蒸発設備の建設費について	92
(6)	事業所別の将来の設備と投資	93
(7)	新規製造設備の投資額のまとめ	97
2-6	供給設備の修復開発計画	103
(1)	従来の修復実績	103
(2)	導管の修復開発	103
a)	漏洩対策	103
b)	導管中の水留りによる供給不良対策	104
c)	導管能力不足による供給不良対策	104
d)	供給方式の改善	105
(3)	ガスメーターの修復	106
2-7	需要家のガス器具	106
3.	PGN経営の効率化	106
3-1	長期経営計画の策定	107
3-2	組織と従業員の活用	107
3-3	販売政策	108
3-4	資金調達	109
3-5	資材購買政策	109

第IV章 PGNジャカルタの修復開発計画

1.	現在のジャカルタ市の状況と都市ガスの将来需要	114
1-1	ジャカルタ市の人口	114
1-2	都市ガスの普及	114

2. 設備計画と投資の検討	121
2-1 製造設備の計画	121
(1) 天然ガス導入の推進	121
(2) 天然ガス導入の場合の製造設備(ケース1)	123
(3) 重油接触分解設備の場合(ケース2)	124
(4) コークス炉設置の場合(ケース3)	127
2-2 供給設備計画	132
(1) 漏洩管の修復	132
(2) 供給方式の改善	133
(3) ガスメーターの修復	134
(4) 新規顧客の増加に伴う供給設備投資	136
2-3 天然ガス導入計画	137
(1) 天然ガス輸送	137
(2) 天然ガス供給幹線	142
(3) 天然ガス転換対策	142
3. PGNジャカルタの収支検討	144
3-1 天然ガス導入の場合(ケース1)	144
3-2 重油の接触分解ガスによる場合(ケース2)	155
3-3 石炭ガスによる場合(ケース3)	159
3-4 結果の検討	164
4. 政府の支援	165

(付 属 資 料 目 次)

1. PGN需要家件数	169
2. PGNガス販売量	175
3. PGNガス製造量	181
4. PGN対借対照表	185
5. PGN損益計算書	187
6. PGN主要経営指標	
7. 需要想定	193
8. ガス燃焼性と互換性	211
9. ガス器具のインプットと炎孔負荷	215
10. 天然ガス転換	216
11. 公共事業動力大臣令	219
12. 1974年度ガス基本料金表	221
13. 日本の都市ガス発展過程の紹介	225

表 目 次

表Ⅰ-1	インドネシアにおけるエネルギー消費量(1973年)	15
表Ⅰ-2	インドネシアの原油生産, 輸出, 消費状況	15
表Ⅰ-3	2000年の推定エネルギー供給形態	17
表Ⅰ-4	エネルギー効率比較	19
表Ⅰ-5	各エネルギーの価格比較	21
表Ⅰ-6	各エネルギーの比較	22
表Ⅰ-7	都市部の最適エネルギー	22
表Ⅰ-8	都市ガスの工業用用途	25
表Ⅱ-1	1m ³ 当りガス製造コスト推移	36
表Ⅱ-2	PGNガス製造供給設備能力	41
表Ⅱ-3	PGNガス生産販売状況(1974)	42
表Ⅱ-4	PGN副産物生産販売状況(1974)	43
表Ⅱ-5	導管総延長および1件当り延長	52
表Ⅱ-6	導管の管径別延長	53
表Ⅱ-7	ガス損失率推移	56
表Ⅱ-8	製造ガスおよび供給ガスの燃焼性	59
表Ⅲ-1	需要予測	77
表Ⅲ-2	ガスの原料の一般的比較	81~83
表Ⅲ-3	インドネシアの天然ガス利用計画	86
表Ⅲ-4	PGN・ガス製造設備計画(チルボン事業所を除く)	98
表Ⅲ-5	当面の各事業所ガス製造方式の提案	99
表Ⅲ-6	新規製造設備投資金額推定	100
表Ⅳ-1	地区面積と人口	115
表Ⅳ-2	JABOTABEK構想とジャカルタの人口予測	119
表Ⅳ-3	パーマノント・ハウス・セミパーマノント・ハウス	120
表Ⅳ-4	ガス製造量の推定	122

表Ⅳ- 5	3 ケースの製造固定費及び原料費の比較	131
表Ⅳ- 6	第1次5ケ年計画中の導管修復実績	132
表Ⅳ- 7	導管修復計画	133
表Ⅳ- 8	中圧管敷設状況	133
表Ⅳ- 9	ガスメーター購入費	134
表Ⅳ-10	天然ガス導入のための投資	142
表Ⅳ-11	設備投資額合計	143
表Ⅳ-12	年次別収入推移	145
表Ⅳ-13	生産計画	146
表Ⅳ-14	減価償却の基準	148
表Ⅳ-15	減価償却費計算表	149
表Ⅳ-16	本支管関係減価償却計算	149
表Ⅳ-17	簿価の計算	150
表Ⅳ-18	原料費	151
表Ⅳ-19	人件費と福利厚生費	152
表Ⅳ-20	年次別支出推移	153
表Ⅳ-21	年次別収支状況推移	153
表Ⅳ-23	原料使用量と副産物	156
表Ⅳ-24	年次別収入推移	156
表Ⅳ-25	減価償却費計算表	156
表Ⅳ-26	簿価の計算	157
表Ⅳ-27	年次別支出推移	157
表Ⅳ-28	年次別収支状況推移	157
表Ⅳ-30	原料使用量と副産物	160
表Ⅳ-31	年次別収入推移	161
表Ⅳ-32	減価償却費計算	161
表Ⅳ-33	簿価の計算	162
表Ⅳ-34	年次別支出推移	162
表Ⅳ-35	年次別収支状況推移	162

序

1. 経緯

インドネシアに於ける都市ガス事業は、オランダ統治時代の1860年代に始まり、100年以上の歴史を有しているが、今から17年前の1958年に国有化され、現在は公共事業動力省の管轄のもとに、PGN(国営ガス公社)によって運営されている。PGNはジャカルタに本社を置き、全国8ヶ所 — ジャカルタ、ボゴール、バンドン、チルボン、スマラン、スラバヤ、メダン、ウジュンパンダン — の事業所で都市ガスの製造、供給を行なっている。

しかし国有化以来、製造設備、供給設備にほとんど有効な改修が行なわれていないため、設備の老朽化が著しい。この間、PGN自身の手で、あるいは外国人専門家の助力を得て、都市ガスの修復、開発を目的としたいくつかの計画が作られたが、それらはいずれも十分実行に移されたとは言い難い。

地方、エネルギー需要は、この国の高い人口増加率と、経済開発の進展に伴ない、今後飛躍的に増加することが予想され、これにつれて、都市エネルギーの主要な担い手として、都市ガスの重要性も増してゆくものと思われる。これらの予想される都市ガスの需要増に対応してゆくためと、更に原料面における天然ガスの利用等新たな要素も加味した都市ガス整備拡充のマスタープランを再検討することがインドネシアにとって緊急の課題となってきた。

今般インドネシア政府は日本政府に対しマスタープラン検討のための協力を要請し、日本政府はこれに応じて、国際協力事業団を通じて本調査団を派遣したのである。

2. 目的

本調査の目的は、次の諸点について概括的調査を行うことである。

- ① インドネシア国家エネルギー計画の枠内における都市ガスの位置付けと展望
- ② 都市ガス整備拡充のためのマスタープランの検討
(主としてジャカルタ地区に関する既存資料の検討と分析)
 - (イ) 資金、経営面からの検討
 - (ロ) 計画、技術面からの検討

3. 調査

調査団は、昭和50年3月7日より同月29日まで23日間に亘ってインドネシアに滞在し後記日程の通り現地調査を行なった。期間的にみて極めて短期であったため、PGNの全事業

所を調査することができなかつたこと、また関係機関のすべてと十分な討議が尽せなかつたこと等により、満足のいく調査ができたとは言えないが、PGNをはじめインドネシア政府の関係諸機関の多大なる好意と協力により、無事現地調査を完了し、貴重なる資料と情報を得ることが出来た。

現地調査を終了後、調査団は日本において、現地で収集した資料および情報を整理、検討し研究と討議を重ね、本報告書としてとりまとめた。

なお、現地調査には下記8名の専門家が参加し、日本での国内作業は、この8名に高木理事をはじめとする(社)日本瓦斯協会のスタッフが加わって行なわれた。

	団 員 名	担当業務	所 属
(1)	団 長 大 川 進一郎	総 括	東京瓦斯株式会社 横浜営業所長
(2)	団 員 高 山 和 夫	政策・法規	通商産業省 資源エネルギー庁ガス事業課係長
(3)	〃 脇 山 好 秋	経 営	東京瓦斯株式会社 資材部副課長
(4)	〃 小 野 悠 三	需 要	東京瓦斯株式会社 営業部企画課課長代理
(5)	〃 沖 見 博 暉	製 造	大阪瓦斯株式会社 生産供給部係長
(6)	〃 宿 本 敏 夫	供 給	大阪瓦斯株式会社 社長室課長
(7)	〃 三 髯 博	燃焼および 天然ガス転換	東京瓦斯株式会社 総合研究所主任研究員
(8)	〃 西 脇 文 男	業務調整	国際協力事業団 鉦工業計画調査部

4. 現地調査日程

- 3/ 7(金) 移動(東京→ジャカルタ)
- 8(土) 日本大使館、PGN訪問(日程打合せ)
- 9(日) スケジュール検討

- 3/10(月) PGNと打合せ
- 11(火) ジャカルタ事業所, 需要家視察
- 12(水) PGNと討議
- 13(木) PUTL(公共事業動力省)訪問
- 14(金) PGNと討議
- 15(土) ジャカルタ市庁訪問
午後移動(ジャカルタ→バンドン)
- 16(日) バンドン事業所視察
ボンガスステーション視察
- 17(月) チルボン事業所視察
ボルガス, ジャチバレン天然ガス井視察
午後移動(チルボン→ジャカルタ)
- 18(火) 動力研究所訪問
- 19(水) A班(3名)プルタミナ(石油公社)訪問
B班(5名)メダン事業所視察
- 20(木) A班 バベナス(国家経済計画省)訪問
B班 メダン近郊天然ガス田視察
- 21(金) スラバヤ事業所視察
- 22(土) 資料整理
- 23(日) 内部討議
- 24(月) 中間報告書作成
- 25(火) //
- 26(水) MIGAS(鉱業省石油天然ガス局)訪問
- 27(木) PGNへ中間報告
- 28(金) ジャカルタ市内導管修復保全作業視察
- 29(土) PUTLへ中間報告
午後移動(ジャカルタ→シンガポール)
- 30(日) 移動(シンガポール→東京)

訪問先リスト（シンガポール→東京）

訪問日	訪 問 先	面 会 者
3. 13	公共事業動力省（PUTL）	エリ・スンコノ次官 ニルウォノ計画局長
3. 15	ジャカルタ市庁	エルボウォ計画局長 シンボロン部長
3. 18	動力研究所	アリスムナンダ所長
3. 19	石油公社（プルタミナ）	トリスロ理事
3. 20	国家経済計画省（パベナス）	スゲン社会開発部長，他
3. 20	工業省	クスバンリア氏，他
3. 26	鉱山省（MIGAS）	スンバリヨノ石油計画部長，他

要 約 と 勧 告



要約と勧告

1. 都市ガスの将来

インドネシアでは第1次(1969~1973)、第2次(1974~1978)5ヶ年計画により、国家経済の発展、工業化の推進、国力の増進がはかられている。その一方で人口は急膨張を続け、特にジャワ島への集中は著るしく、都市化傾向が一段と進展している。調和のとれた経済成長と国民生活の向上をはかるためには、長期的展望にたった都市計画が必要であり、その一環としてガス体エネルギー供給者としてのガス事業の位置づけと展望が検討されなければならない。

一方一次エネルギーの消費については、現在60%を占めるといわれている木質燃料から、今後石油天然ガス等のコマーシャルエネルギーへの転換が進められよう。近年西部ジャワ、北スマトラ、東カリマンタン等各所で天然ガス開発が行なわれており、これを有効活用することにより、都市およびその近郊における産業開発、経済発展がはかれる素地は十分にある。

このような状況のもとに、インドネシアのガス事業は新たな角度から見直され、近代国家への脱皮をはかるインドネシアにとって真に相応しいガス事業の整備拡充がなされる必要がある。

現在都市部の一般用燃料としては、薪、木炭、灯油、LPG、都市ガス等が使用されている。このうち、薪、木炭はエネルギー効率、至便性の面で劣っているばかりでなく、森林資源の保護ならびに有効利用の面からもこれ以上使用が増えることは好ましくない。また灯油、LPGは安全面で問題があり、特に過密地帯での道路輸送および貯蔵は極めて危険である。これに対しガス事業は、価格がやや割高ではあるが、効率、至便性、安全性のすべての面で優れており都市部における工業用民生用の熱エネルギー源としては最適と言えよう。このような利点は、原料に天然ガスを用いた場合更に大きなものとなる。

この有利性故に、ガス事業は世界の主要大都市においては、公益事業として位置づけられ、必須のものとされている。インドネシアにおいても、ガス体エネルギーは工業用に家庭用に極めて大きな潜在需要を有しているのである。しかし乍らこの国のガス事業の現状は、設備、品質、サービスの低下から、顧客の信頼が失なわれてきており、この潜在需要に応えうる態勢にあるとは言えない。

特にインドネシア共和国の将来の発展は目覚ましいものと考えられ、これに伴う都市化現象も著しいものと予想される。従って、この際、都市部における工業用、業務用等産業発展の基礎エネルギーとして、また家庭用等国民生活向上のためのエネルギーとして、政府およびP

GNはガス事業に関する将来像を画き、これを実現すべく計画的に修復開発を推進すべきである。

2. 望ましい姿とアプローチ

PGNはインドネシアで唯一の都市ガス事業者として次のような社会的責務をもっている。

- ① 需要家に普遍的、継続的にガスを供給すること。
- ② 供給ガスは、信頼度が高く、品質が一定していること。
- ③ 料金その他供給条件について不当な差別を行なわないこと。
- ④ 経営の効率化に努め、その結果、料金は能率的経営のもとにおける適正なものであること。
- ⑤ 公害の防止、公共の安全を確保すること。

しかし現状は十分にこの責務を果しているとは言えず、従って早急に修復開発を計画的に行う必要があることは先に述べたとおりである。

修復開発計画の戦略としては、以下の点に重点が置かれるべきである。

- ① 最小の投資で最大の効果をあげる。
- ② 修復を優先させ、開発（乃至拡大）は次のステップとする。
- ③ 当面の目標は顧客の信頼の回復に努力し、需要家数を最盛時（1962～64年）に回復することに重点をおく。

この戦略にもとづき、われわれが提案する修復開発の方向は次のようなものである。

(1) 原料および製造設備

原料としては天然ガスが品質、経済性の面から最も望ましい。従って天然ガス導入可能地域は積極的に天然ガス転換をはかる。

既存製造ガスの中では、石炭ガスおよび重油接触分解ガスが熱量も比較的高く、今後とも継続使用可能である。

現在PGNの供給ガス中もっとも多い重油部分燃焼ガスは、不純物が多く、熱量も低いため、徹底した精製強化と熱量対策が必要である。

PGNの各事業所別に、われわれが推奨する製造方式は次表の通りである。

各事業所別ガス製造方式の提案

	天然ガス	石炭ガス	LPG-air	部燃+LPG	ONIA-GEGI
メダン	○				
ジャカルタ	○	△			
ボゴール	△		○	○	
バンドン		◎		○	
チルボン	◎				
スマラン		○		○	
スラバヤ	△	○			◎
ウジュンパンダン			○		

◎：現在の方式を継続 ○：推奨される △：可能性がある

(2) 供給設備

i) 導 管

既存の導管はオランダ統治時代に敷設されたものがほとんどで、損傷も激しく、ガス漏洩の原因となっている。漏洩は危険ばかりでなく、勘定外ガス比率を高め、PGNの収支に悪影響を与える。漏洩はまた差水の原因となり、水溜りによる供給不良を引き起こす。従って漏洩の管の改修がPGNにとって緊急の課題となっている。しかし従来計画されてきたような導管の全面的取り替えは、コストも嵩み無駄が多い。当面最小の費用により最大の効果を得る修復を行なう必要があり、そのためには、まず漏洩の徹底的調査、分析を行ない、不良個所のみを部分的修理乃至取り替えを実施することが望ましい。

ii) 供給方式の改良

供給不良対策として、導管ネットワークの見直し、中圧供給方式の採用も検討すべき事項である。

iii) ガスメーター

現状はタール分の付着、容量が大きすぎる等の理由から、運動、計量不良が多くみられる。ガスメーターはPGNと顧客の間の取引記録であり、計量誤差があってはならない。対策としては、①適正な容量のものを設置し、②定期的に検査を実施することが必要である。

(3) 経営の効率化

ガス事業の健全運営のために、PGNは長期的には収支のとれた企業体とならねばならない。そのためには次のような経営面の改善が必要である。

- ① 長期計画の策定と実施態勢の確立
- ② 人材の効率的活用
- ③ 資金の効率的使用
- ④ 販売およびサービス活動の強化

3. ジャカルタの修復開発

ジャカルタはインドネシアの首都として近代国家への発展の象徴であり、同時に世界でも有数の過密大都市であり、また各種工業の発展が計画されている。それ故に首都としての近代都市にふさわしいガス事業の必要性は最も高く、修復開発のトッププライオリティが与えられよう。

従って、われわれはここでケース・スタディとして特にジャカルタの修復計画をとり上げることにした。

ジャカルタの都市ガス拡充の決め手となるのは天然ガスの導入である。現在チラマヤ—チルゴンの天然ガスパイプラインが建設中であり、このラインからジャカルタ市への天然ガス導入が検討されている。ジャカルタの都市ガスの重要性に鑑み、政府当局は積極的に天然ガス導入計画の具体化をはかるべきである。

パイプラインの建設が計画通り進めば、ジャカルタへの天然ガス導入は1978年来までに実現しよう。それまでの準備およびつなぎとして、ガス品質の改善、供給サービスの向上を図るために、既存製造設備の改良、導管の改修、中圧管の導入等の修復が先行する必要がある。これらを含めたジャカルタの修復および天然ガス導入スケジュールは次の通りであり、それに要する費用は約43億ルピア（約1,000万ドル）と想定される。

ジャカルタ市修復開発スケジュール

1975	調査、準備期間
1976	製造設備改良
1976～8	導管、ガスメータ修復
1978	中圧管（10km）敷設
1978	天然ガス導入幹線（20km）敷設
	天然ガス転換実施

本計画の収支見通しとしては、所要資金を金利12%、期間20年の借入金で調達するとすれば、1983年には黒字転換が可能となる見込みである。

4. 政府の支援

インドネシアの都市ガスは、適正な修復開発の施策がなされれば、飛躍的な発展をとげ、インドネシアの産業開発、経済開発、民生の向上に大いに資することが期待される。そのためには政府も積極的に P G N の修復開発計画をバックアップしていく必要がある。政府に求められる役割としては以下の点が考えられる。

- ① 計画策定および実行に伴う政府部門の意見調整。
- ② 長期的視野にたった資金面のバックアップ。
- ③ 天然ガス等の原料の安定確保。
- ④ 消費者の利益保護という観点からの監督。

いずれにせよ都市ガスの修復開発には多大の努力が必要であり、P G N と政府当局が共通の認識のもとに、一致協力して推進してゆくことが不可欠である。

5. 次の調査ステップ

この報告書に引き続き P G N が今後実施すべき調査は次の通りである。

(1) ジャカルタの天然ガス導入を前提とした詳細計画スタディー

- ① 導管の不良個所の調査と修復の方法およびスケジュールの検討
- ② 天然ガス導入ラインの決定および敷設計画策定
- ③ 天然ガス転換実施計画策定
- ④ 天然ガスの使用可能量に合わせた都市ガス拡張計画策定並びに顧客獲得のための具体的方策の検討
- ⑤ 投資所要額の見積、資金調達方法の検討、収支計画の検討

(2) P G N 全体のマスタープランスタディー

- ① ジャカルタを除く 7 事業所のマスタープラン作成
- ② 新規事業地の可能性検討（パレンバン、パダン等）

※ 上記①、②は本報告書（P 93～P 97）に述べられている各事業所別の将来の設備と方向にもとづいて検討する。

- ③ 各事業所の開発のプライオリティーづけ
- ④ 投資額の見積、資金計画、収支計画の検討
- ⑤ P G N 全体の長期経営計画の策定

以上の調査は、P G N の中に、計画部長を長とする 2 つのスタディーチームを編成し、6 カ月乃至 1 年の期間をもって実施する。

各々のスタディーチームは次の分野を担当する専門家をもって編成する。

(1) ジャカルタ天然ガス導入計画スタディーチーム

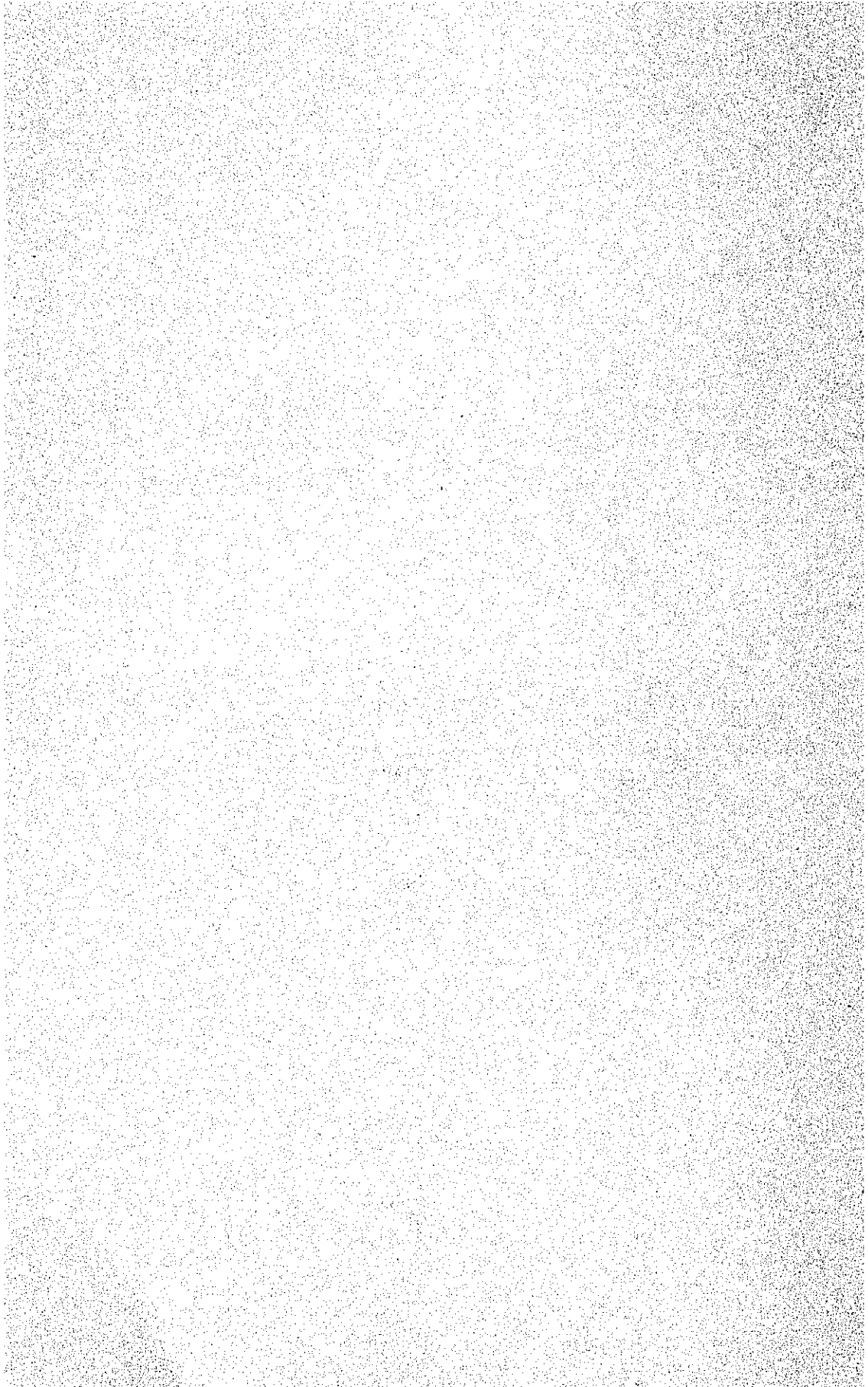
- ① 導管計画 …………… プラニングおよび現場作業指導
- ② 転換計画 …………… 供給および転換技術
- ③ 投資計画 …………… 投資，資金収支

(2) マスタープランスタディーチーム

- ① 製造部門
- ② 供給部門
- ③ 経営管理部門
- ※ 各事業所所長 …………… 適宜必要に応じて参加

この2つのスタディーチームは、先頃公共事業大臣令により結成された都市ガス開発および天然ガス利用の検討のためのプロジェクトチームの任務を実質的にフォローアップするものである。

第 I 章 ガスエネルギーの利用



第 I 章 ガスエネルギーの利用

1. インドネシアのエネルギー事情

1973年のインドネシアにおけるコマーシャルエネルギーの消費量は、石油換算で約67百万バレル、石炭換算で約1770万トンとなっており、その内容は表I-1のとおり石油90.2%（うち火力発電4.5%）、天然ガス7.8%、石炭0.7%、水力1.3%と推定される。

表I-1 インドネシアに於けるエネルギー消費量（1973年）

エネルギー源	消費量（実数）	石炭換算	構成費
石油 （うち火力発電）	60百万バレル （3百万バレル）	1,600万トン （80）	90.2% （4.5）
天然ガス	29 BSCF	140	7.8
石炭	11万トン	11	0.7
水力	40万kW, 500百万kWh	23	1.3
合計	（石油換算67百万バレル）	1,774	100.0

これらの構成比から伺えるように、インドネシアのエネルギー消費構造は石油に大部分を依存している。インドネシアに於ける原油生産量は、1973年で77,580千kℓ（≒488百万バレル）に達し、これは世界の全生産量の2.3%にあたり、また前述の国内消費（約60百万バレル）の実に8倍以上に相当するものである。

表I-2 インドネシアの原油生産、輸出、消費状況

		（1973年）	
生	産	77,580	（単位：千kℓ）
輸	出	58,748	
内	需	18,832	
精	処	18,865	
	理		
製	生	17,034	
	産		
	輸	8,987	
	出		
	純	9,271	
	内		
	需		

出典：ファーイーストオイルトレーディング(株) インドネシア石油統計 原資料 MIGAS統計

以上のとおり、インドネシアは豊富な石油資源を背景に、コマーシャルエネルギーの9割以上を石油で賄ない、しかもなお原油生産量の大半を輸出に振り向けることによって、この国の経済開発に必要な外貨の獲得している。

しかしこのことは裏返せば、インドネシアのエネルギー消費量の低さとエネルギー消費構造の合理化の必要性を示すものにほかならない。即ち1974年の1人当りコマーシャルエネルギーの消費量は石炭換算で114.7kg^(注1)であるが、これは米国の100分の1、英国、西独の50分の1、日本の30分の1^(注2)に過ぎない。

しかしながら、実際のエネルギー消費の過半は薪、木炭等のノンコマーシャルエネルギーに頼っている点が指適されよう。ノンコマーシャルエネルギーに関する正確な統計はないが、1975年2月にジャカルタで開催された「エネルギー、資源、公害に関するシンポジウム」^(注3)では1970年のノンコマーシャルエネルギーの消費量として、1人当り石炭換算187kgという数字を採用しており、これは同年の全エネルギー消費量の7割に相当するものである。ノンコマーシャルエネルギーはコマーシャルエネルギーに較べ、燃焼効率の点でも、使い易さの点でも劣っているのみならず、国家資源の有効利用の面から言っても、緊急改善合理化をする必要がある。即ち、木材資源は他の用途(家具、建築材料、パルプ原料等)にとって重要な資源であり、同時に濫伐による森林の荒廃は洪水を引起し、国土に重大な影響を与えることも忘れてはならない。従って今後は出来る限りノンコマーシャルエネルギーの比率を減じ、コマーシャルエネルギーに代替させる努力が必要となろう。因みに前出のシンポジウムでは西暦2000年迄にノンコマーシャルエネルギーの比率を4.8%にまで低下せしめることが望ましいとしている。

他方、インドネシアのエネルギー需要は、今後人口の増加、経済開発の推展、国民所得の向上に伴ない、飛躍的に拡大することが予想される。1971年の人口調査時点に於けるインドネシアの人口は121百万人、人口増加率は年率2.8%である。スミトロ氏の予測^(注4)によれば、今後人口増加率が25%程度減少することが予想されるものの、2000年に於けるこの国の人口は246百万人に達することになる。

一方、エネルギー需要に関する最近のいくつかのセミナー^(注5)は、西暦2000年に於ける人口1人当りのエネルギー消費の目標値を石油換算4バレル(=石炭換算784kg)としている。この目標値自体、前述の1970年の米国(石炭換算11,300kg)は勿論、1971年の韓国(同860kg)、モンゴリア(同945kg)、シンガポール(同851kg)^(注6)と較べてもなお低水準ではあるが、目標値が達成されれば、2000年の需要総量は石油換算157.7百万kℓに達し、これは1973年の消費量の実に17倍に相当するものである。この2000年のエ

エネルギー需要の全量を石油で賄うことは勿論可能であろう。しかし、石油には輸出を通じて貴重な外貨を獲得するという重要な役割もあり、また石油化学原料など付加価値の高い産業への利用が今後工業化の進展に伴ない大巾に増加することが予想され、石油資源に恵まれた国インドネシアといえども将来に亘って石油のみに依存することはできない。このような理由から、ウィアルソー氏は代替エネルギーの開発の必要性を強く訴え、2000年の需要に対し次のような推定エネルギーの望ましい供給形態を示している。

表 I - 3 2000年の推定エネルギー供給形態

		10 ³ kℓ (石油換算)
石	油	1 1 8, 5 0 0
地	熱 発 電	7 0 0
水	力 発 電	7, 5 0 0
石	炭	9, 0 0 0
原	子 力	1 2, 0 0 0
天	然 ガ ス	1 0, 0 0 0
合 計		1 5 7, 7 0 0

Wijarso : " Some Aspects of Energy Resources Development in Indonesia to the year 2000 " February, 1975

これらの代替エネルギーのうち、地熱発電、原子力発電については未だ研究の段階であるが水力発電、天然ガスについては、現在積極的に開発が進められている。特に天然ガスについては、第2次5ヶ年計画中(1974/5~1978/9)に、現在の年産52.75 BSCFから669.41 BSCFに拡大され、燃料用のほか、石油化学用、輸出用(LNGとして)にも利用する計画である。

動力研究所のアリスムナンダ博士は、我々調査団に対し、天然ガスを有効に利用することにより、国内で消費されてしまう石油をその分だけ輸出に振り向けられるとして、天然ガスの開発促進と効果的利用の必要性を強調した。

このような代替エネルギーの開発とともに、エネルギーを効率的に使用することも重要である。この点については、現在あまり考りよが払われていないように思われるが、今後エネルギーの使用形態、供給形態、供給設備へのきめ細かい配りよが必要となろう。各エネルギーについて、そのエネルギー転換効率、至便性、安全性等について詳細な検討を行ない、各使用形態毎に最も望ましい供給形態、供給設備の研究をする必要がある。次節では、特に問題を都市

部に絞ってこれらの点を検討してみたい。

(注1) National Energy Seminar, July 1974 の推定値

(注2) 1970年の国別一次エネルギー消費量

国名	消費総量	1人当り消費量
アメリカ	2,279.0 百万トン	11,100 kg
イギリス	299.1	5,400
西ドイツ	317.1	5,200
日本	332.4	3,200

(単位：石炭換算 百万トン, kg)

出典：通産省「総合エネルギー統計」(48年度版)

(注3) Symposium on Energy, Resources and the Environment, February, 1975

(注4) Sumitro Djohadikusumo "Indonesia Towards The Year 2000" Feb., 1975

(注5) ① First Management Course for Oil and Natural Gas Executives, Oct, 1973

② National Energy Seminar, July, 1974

③ Symposium on Energy, Resources and the Environment, Feb., 1975

(注6) 前掲 "Indonesia Towards The Year 2000"

原資料：ECAFE "Energy Resources in the ECAFE Region"

(31 August, 1973)

2. 都市における望ましい熱エネルギーの供給形態

現在都市部の熱エネルギー源としては、薪、木炭、灯油、LPG、電気、都市ガス等が使用されている。このうち薪、木炭等のいわゆるノンコマースエネルギーは、エネルギー効率、至便性の点で劣っており、また資源保護の点からも問題があり、前節で述べたように今後は使用量を減少させてゆくべきものと思われる。従ってここでは薪、木炭は一応除外し、灯油、LPG、電気、都市ガスについて、エネルギー効率、至便性、安全性、価格等の面から検討してみたい。

2-1 エネルギー効率比較

原料から消費に至るまでのエネルギー効率の面から言うと、最もロスが少ないのは都市ガス

である。特に原料に天然ガスを使用した場合、エネルギー効率はほとんど100%（即ちロスが全くない。）となる。灯油、LPG、重油等の石油製品は、精製ロスが5%ほどで、エネルギー効率としては95%である。この面で最も効率が悪いのは電気で、特に火力発電（燃料重油の場合）では35%にしか過ぎない。（表I-4参照）水力発電の場合は、発電ロスは無視できるがそれでも送電ロスだけで効率は90%になってしまう。実際の効率は、用途に応じて使用機器が異なるため、利用機器効率も考えなければならないが、次表にみるように、いずれの用途においても効率は都市ガスが最も優れている。

表I-4 エネルギー効率比較

一次エネルギーの総熱量のうち消費者に届く割合	用途	熱源と利用機器	消費者到達熱量 ×器具効率	総合 効率	比較 率 都市ガス =100	
都市ガス=100 (ガス原料LNGの場合) ① LNG→ガス 100 ②輸送 100 ①×②=100 電気(火力)=35 (燃料重油の場合) ①原油→重油 95 ②重油→電気 40 ③送電 90 ①×②×③=35 灯油 } LPG } =95 重油 } ①原油精製 95 ②輸送 100 ①×②=95	家庭用	料理	都市ガス(コンロ)	100×45	45	100
			電気(コンロ)	35×65	23	51
			LPG(コンロ)	95×45	43	96
		炊飯	都市ガス(炊飯器)	100×50	50	100
			電気(炊飯器)	35×80	28	56
			LPG(炊飯器)	95×50	48	96
		暖房	都市ガス(ストーブ)	100×80	80	100
			電気(ストーブ)	35×80	28	35
			灯油(ストーブ)	95×80	76	95
	給湯	都市ガス(湯沸器)	100×75	75	100	
		電気(温水器)	35×95	33	44	
		LPG(湯沸器)	95×75	71	95	
	工業用	都市ガス(ボイラー)	100×85	85	100	
		重油(ボイラー)	95×75	71	84	
		都市ガス(金属溶解炉)	100×45	45	100	
		重油(金属溶解炉)	95×20	19	42	

出所：東京瓦斯㈱資料

2-2 至便性比較

至便性は用途によって異なるものであり、また利用者が主観的に感ずるものであって、数値

化して比較することは困難である。一般的には至便性とは、消費者が使用したい時に何時でも必要な量だけ使用できるものであって、更に操作が簡単で誰にでも使用できるものを言う。従ってスイッチを押すだけで、あるいは栓をひねるだけで、何時でも必要なだけ使用できる電気ガスが最も優れている。灯油、LPGはその都度購入する必要があり、また常にある程度の買置きが必要となる。特に流通機構の未整備の地域に、何時でも、必要なだけという状況を作り出すことは大変困難である。

2-3 安全性比較

燃料は常に一歩誤ると、爆発、火災の危険性を持っている。特に大都市では、これらの災害は極めて大きな被害をもたらすであろう。この項では、エネルギーの製造段階、輸送段階、使用段階に分けて安全性を検討してみよう。

まず製造段階では、水力発電を除けば、電気、ガス、灯油、LPGいずれも同じようなものであろう。ただガスは原料として天然ガスを用いた場合は、製造段階がなくなるので危険性は全くなくなる。

次に輸送段階であるが、実際にはこの段階での危険性が最も高く、しかも事故が起きた場合の被害も最も大きい。輸送が送電線あるいはパイプによっている電気、ガスは輸送段階での危険性は低いと言えよう。漏電あるいはガスもれが事故につながる可能性は勿論あるが、保安体制が整っておれば、これらは未然に防がれよう。輸送段階の安全性が最も問題となるのは、鉄道あるいは道路輸送に頼っている灯油、LPGである。特にタンクローリー等による道路輸送は、交通過密地帯においては極めて危険である。更に都市内部にいくつかの中継基地が必要であり、過密都市に燃料基地を配することもまた問題である。

この危険性故に、世界の大部分の過密都市では、灯油、LPGを主要燃料としているケースは極めて少ないのである。

最後に使用段階における危険性であるが、これには設備不良に起因するものと、使用者の不注意に起因するものがある。

いずれの場合も、燃料の漏えいとそれによる爆発、火災の危険である。しかし漏えいによる爆発等の事故は、インドネシアの一般的家庭屋構造が開放型であるためか、我々が聞いた限りではほとんどないようである。むしろ消費者サイドでの危険は、燃料の貯蔵にあると思われ、その面では消費者サイドで貯蔵の必要のない電気、ガスに比べ、買い置きを必要とする灯油、LPGはそれだけ危険が大きいと言えよう。

2-4 価格比較

現在インドネシアで使われている各エネルギーの消費者価格、同カロリー当り価格エネルギー

表 I-5 各エネルギーの価格比較

	単位	単位当り Kcal	民生用 熱効率	工業用 熱効率	国内価格				輸出(入)価格		
					単当り Rp	10 ³ Kcal Rp	10 ⁶ Btu US\$	US\$	10 ³ Kcal Rp	10 ³ Kcal US\$	
灯油	ℓ	8,340	48	80	* 15.0	1.80	1.09	1.5/bbl	4.71	2.85	
2					** 25.0	3.00	1.82				
ディーゼル油	ℓ	9,100	45	75	21.0	2.31	1.39	13.50/bbl	3.88	2.35	
残油	ℓ	9,100	40	70	21.0	2.31	1.39	14.00/bbl	4.03	2.44	
製造ガス	m ³	3,200	60-80	80	40.0	1.250	7.54	—	—	—	
2	m ³	4,000			40.0	1.000	6.03				
L P G	kg	11,600	60-80	80	100.0	8.62	5.20	11.00/bbl	0.60	2.79	
石炭 Ombllan	kg	7,000	35	—	54	7.70	4.65	18.00/ton	1.07	0.65	
オーストラリア	"										
ドイツ	"										
コークス	kg	6,300	35	—	150	23.8	14.37	—	—	—	
台湾	"				130	20.6	17.43				
木炭	kg	7,100	28	—	78	10.99	6.65	—	—	—	
電気	kwh	860	60-100	80	13.50	15.70	9.51	—	—	—	
原油	ℓ	8,600	—	—	—	—	—	12.60/bbl	3.83	2.32	

出所 : PGN資料

* プルタミナ基地売値

** 市販価格

一の消費者価格、同カロリー当り価格は表I-5の通りである。これから分るように、灯油が極めて低廉であり、電気、ガスは相対的に高い。電気、ガスの至便性から言って、カロリー当り価格が相対的に高いのは当然と言えるが、それにしても灯油に較べやや高過ぎるようである。因みに日本の場合、電気が最も高く、ガスとLPGはほぼ同じか、ややLPGが高い。灯油は最も安い、それでもガス、LPGの $\frac{1}{3}$ 程度である。これをインドネシアと較べると、電気、ガス、LPGはほぼ同様の相対的關係にあるが、灯油のみが極めて低廉である点が目立つ。これは政府の政策により、灯油の使用を民生用に限定し、且つ補助金を与え価格を低く抑えているためである。従って現状では灯油が價格的に最も有利である。しかし政府は今後價格補助を低減させてゆく方針であり、もし價格補助をなくしてしまうと、現在灯油の輸入価格は1000 Kcal 当り471ルピアで、LPG、ガスと余り差はなくなり、價格上の優位性はなくなってしまうであろう。更に國民経済的に考えると、一部を輸入に依存している灯油の使用が増加することは、輸入増進につながらり望ましいこととは言えない。

2-5 望ましいエネルギー供給形態

以上をまとめたのが表I-6である。これから、都市部に於ける最も望ましいエネルギーの供給形態を考察したものが表I-7である。

表I-6 各エネルギーの比較

	熱効率	至便性	安全性	価格
灯油	△	×	×	○
LPG	△	×	×	△
ガス	○	○	○	×
電気	×	○	○	×

○：優れている。

△：普通

×：劣っている。

表I-7 都市部の最適エネルギー

	照 明 用	燃 料 用
過 密 地 帯	電 気	ガ ス
非 過 密 地 帯	電 気	灯油, LPG

われわれがここで表I-7の最適エネルギー形態を提言するのは、主に以下の理由による。

- ① 電気は至便性、安全性の面で極めて優れており、現在も照明用、動力用が主であるが、今後とも広く使われるであろう。但し熱効率、価格の面で劣っているため、燃料用としては余り有利とは言えない。
- ② 燃料用としては、灯油、LPG、ガスであるが、このうちガスは価格面で劣っているものの、至便性、安全性で優れており、過密地帯での燃料として最適である。
- ③ 特にジャカルタなどのように過密度の高い地域では、安全性は決定的要因として理解されるべきであろう。東京、ニューヨーク、ロンドン、パリをはじめ、世界の大多数の過密都市において、主にこの理由から民生用エネルギーとして都市ガスが全面的に採用されているのである。
- ④ 非過密地帯に於いては、ガスは導管網の整備に膨大な資金を要するという経済的理由から主役の座をLPGあるいは灯油に譲ることとなろう。

以上の議論は主として民生用エネルギーについて述べたものであり、工業用エネルギーについてはまた別の角度から考察されるべきであることを付言したい。

3. 都市ガスの将来需要

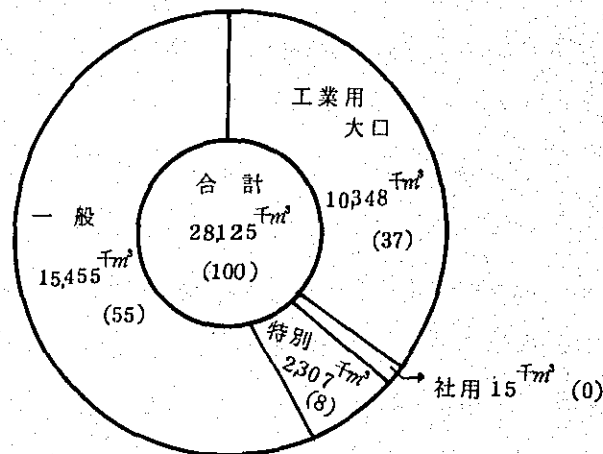
3-1 都市ガスの用途

都市ガスは燃料として、工業用、家庭用の両方に使われる。現在PGNの供給しているガスのうち、約6割が家庭用、約4割が工業用となっている。

現在使用されている用途としては、家庭用については、料理用、給湯用がすべてである。何故ならば、インドネシアにおいては、気候の関係から暖房用の需要はなく、また熱い風呂に入っている習慣がないため、そうした用途も考えられない。現在家庭用需要の1件当り使用量は、年間 $833m^3$ （1973年）と、それほど大きな数字とは言えないが、今後国家経済の拡大に伴ない建築様式の近代化および生活水準の向上により、熱エネルギーの使用量は増加するものと思われる。また、用途としても、料理用、給湯用以外にも、冷房用等の新しい用途が開発されよう。

一方、工業用需要としては、我々が視察した範囲では、チルボンのライムストーン工場、メダンのビスケット工場、スラバヤの電球工場、製びん工場等が都市ガスを利用していった。都市ガスは重油、灯油等の石油製品燃料に較べ割高であるため、一般には大量消費する工業用には向いていないと考えられ勝ちである。しかし都市ガスには、炎の長さを一定にする等の微妙な調節が可能であり、また公害の心配が全くない等の利点があり、用途によっては工業用燃料と

図 I-1 1973年のPGNガス販売量



()内は%

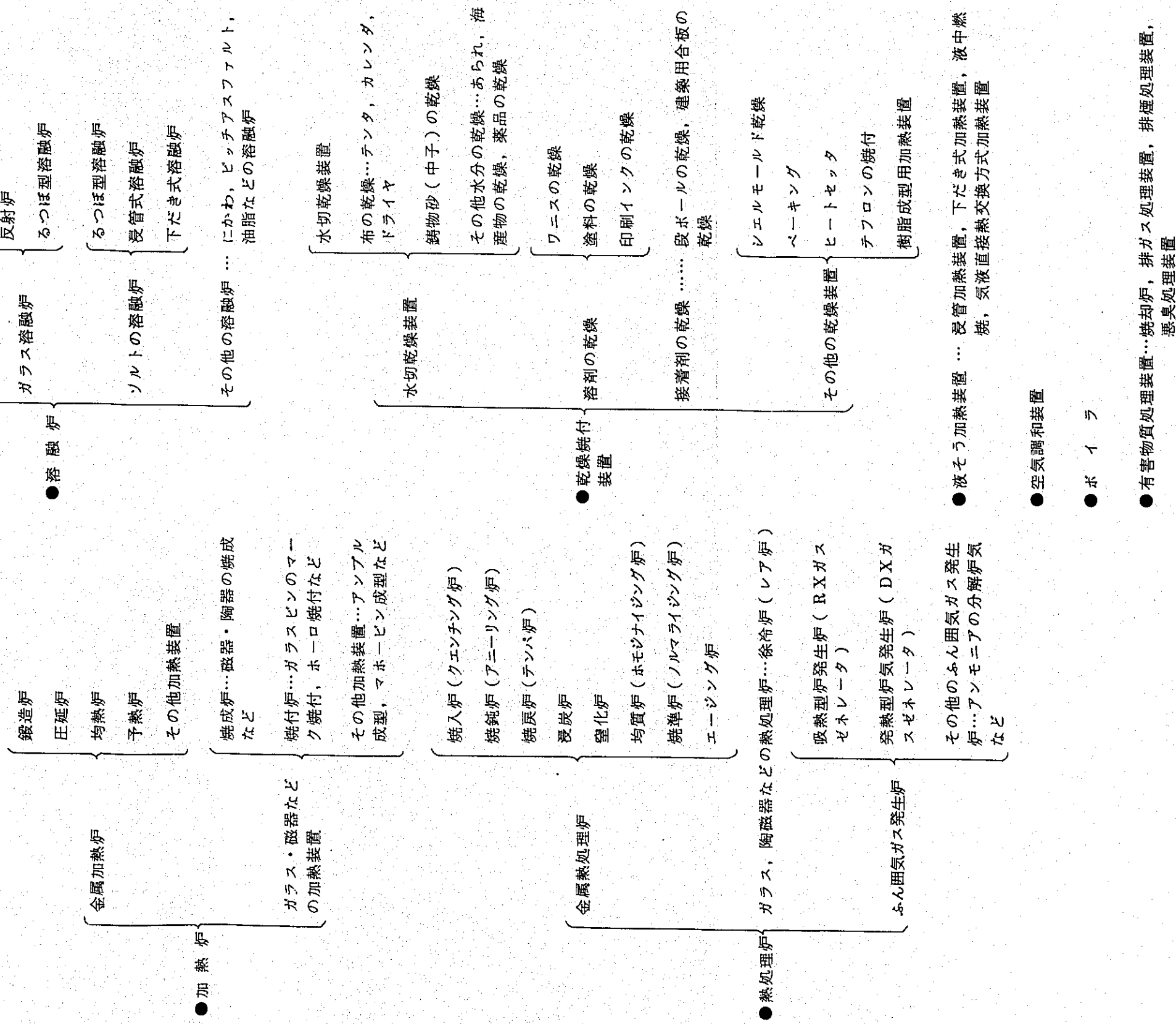
- 注 ① 特別は官庁職員および単人向
従って一般と特別の合せたものが家庭用となる。
- ② 工業用、大口には商業用を含む。

して極めて適したものといえよう。現に日本でも、都市周辺の工業用燃料として、都市ガスはひろく使われている。(表 I-8 参照)

インドネシアでは、現在のところ PGN のガスの品質が悪いため、工業用需要家は使用に苦心しており、また都市ガスの利点を十分に生かしているとも言えないが、この点が解決されれば、もっと工業用需要に応えることができるであろう。特にジャカルタのような過密都市では、前節で述べた危険性の問題、公害の問題等から、工業用燃料にも積極的に都市ガスの利用をはかるべきであり、今後建設する周辺の軽工業団地にもこのような配慮を払う必要がある。更にインドネシアでは、今後都市ガス原料として天然ガスが大巾に採用される可能性があり、その場合は一次エネルギーをそのまま需要家に届けることができるため、エネルギー効率が極めて高くなり、ガス品質も向上し、また原料天然ガスの価格次第では都市ガスの価格を引下げることも可能となり、工業用需要に大巾に応えることが可能となろう。現に PGN ではメタン事業所で天然ガスを導入した場合には、PLN の発電所にガスを供給する計画を持っている。天然ガスの有効利用という観点から、政府は天然ガスの賦存状況、開発状況に合わせ、都市ガスへの導入計画、工業用需要への供給計画を推進することが望ましい。

表I-8 都市ガスの工業用途

都市ガスは、生産用としてあらゆる工程に利用されており、生産性向上、公害防止、省力化、品質向上、作業環境改善などに貢献しております。
工場などに使用されている熱設備のうち、都市ガスが使用されているものを、加熱方式別に分類しますとつぎのようになります。



出所：大阪瓦斯(株)資料

3-2 都市ガスの潜在需要

次に、今後この国において都市ガスはどの程度まで普及しうるか、つまり都市ガスの潜在需要はどの程度かについて考えてみよう。一応ここでは西暦2000年の潜在需要について考えることとし、この場合、家庭用、工業用の区分はせず（家庭用、工業用の比率は略々現在と同様と考える）、また製造設備、導管の有無、能力如何は問わず、都市化した地域では都市ガスが優先的に使用されると仮定して、次のように算出した。

（前提条件）

① 人口	ジャワ島	150百万人（注1）
	ジャワ島以外	100
② 都市化率	ジャワ島	40%（注1）
	それ以外	20
③ 1家族当り人数		6人
④ パーマネントハウス比率	ジャワ島	40%
	それ以外	30%
⑤ 需要家1件当りガス使用量	（注2）ジャワ島	2,500 m^3
	それ以外	2,000 m^3

（計算式）

ジャワ島

$$150 \text{ 百万人} \times 40\% = 60 \text{ 百万人} \dots\dots\dots \text{都市部人口}$$

$$60 \text{ 百万人} \div 6 \text{ 人} = 10 \text{ 百万戸} \dots\dots\dots \text{同家族数}$$

$$10 \text{ 百万戸} \times 40\% = 4 \text{ 百万戸} \dots\dots\dots \text{パーマネントハウス数}$$

（＝ガス施設可能件数）

$$4 \text{ 百万戸} \times 2,500 \text{ } m^3 = 10,000 \text{ 百万 } m^3 \dots\dots\dots \text{ガス使用量}$$

ジャワ島以外

$$100 \text{ 百万人} \times 20\% = 20 \text{ 百万人}$$

$$20 \text{ 百万人} \div 6 \text{ 人} = 3.33 \text{ 百万}$$

$$3.33 \text{ 百万戸} \times 30\% = 1 \text{ 百万戸} \dots\dots\dots \text{件数}$$

$$1 \text{ 百万戸} \times 2,000 \text{ } m^3 = 2,000 \text{ 百万 } m^3 \dots\dots\dots \text{使用量}$$

全島合計

$$\text{施設可能件数} \dots\dots\dots 5 \text{ 百万件}$$

$$\text{ガス使用量} \dots\dots\dots 12,000 \text{ 百万 } m^3$$

この都市ガスの潜在需要量 12,000 百万 m^3 は、熱量にすると 50.4×10^{12} Kcal となり、石油に換算すれば 5.6×10^6 キロリットルに相当する。(注3) これは第1節で述べた、2000年に於けるエネルギー総需要量 157.7×10^6 キロリットル(石油換算)の3.5%にあたるものである。

勿論これらの数字は仮定のもとに算出されたものであるが、今後の所得水準の向上、工業利用の拡大等によって実現可能な数字である。ここで重要なことは、2000年に於ける都市ガスの計算上の潜在需要が、5百万件、12,000百万 m^3 であるのに対し、現在のPGNの需要家件数、ガス販売量は僅かに21,319件、27,922千 m^3 (1974年)に過ぎないという点である。即ち、第2節で述べたように、都市部の熱エネルギーとして都市ガスは最も優れており且つ高い潜在需要を有しているにもかかわらず、現実にインドネシアにおいては、都市ガスは種々の理由から十分にその需要に応じておらず、極めて低くしか認識されていないのである。従って今後政府およびPGNは、都市ガスの重要性、有用性、将来性に鑑み、現状を改善し、将来需要に応じてゆくような方策を早急に進めてゆく必要がある。これらのことは次章以下に述べる通りである。

(注1) 「2000年にはジャワ島の人口は150百万人に達し、あたかも全島が1つの都市のようになるであろう。」

Sumitro Djojohadikusumo "Indonesia Towards The Year 2000
Feb., 1975

(注2) 現在のPGNガス1件当り使用量(1973年)

ジャワ島 1,272 m^3

ジャワ以外 1,547 m^3

ジャワ島では今後工業用需要の大巾拡大が見込まれるので2,500 m^3 /件とした。

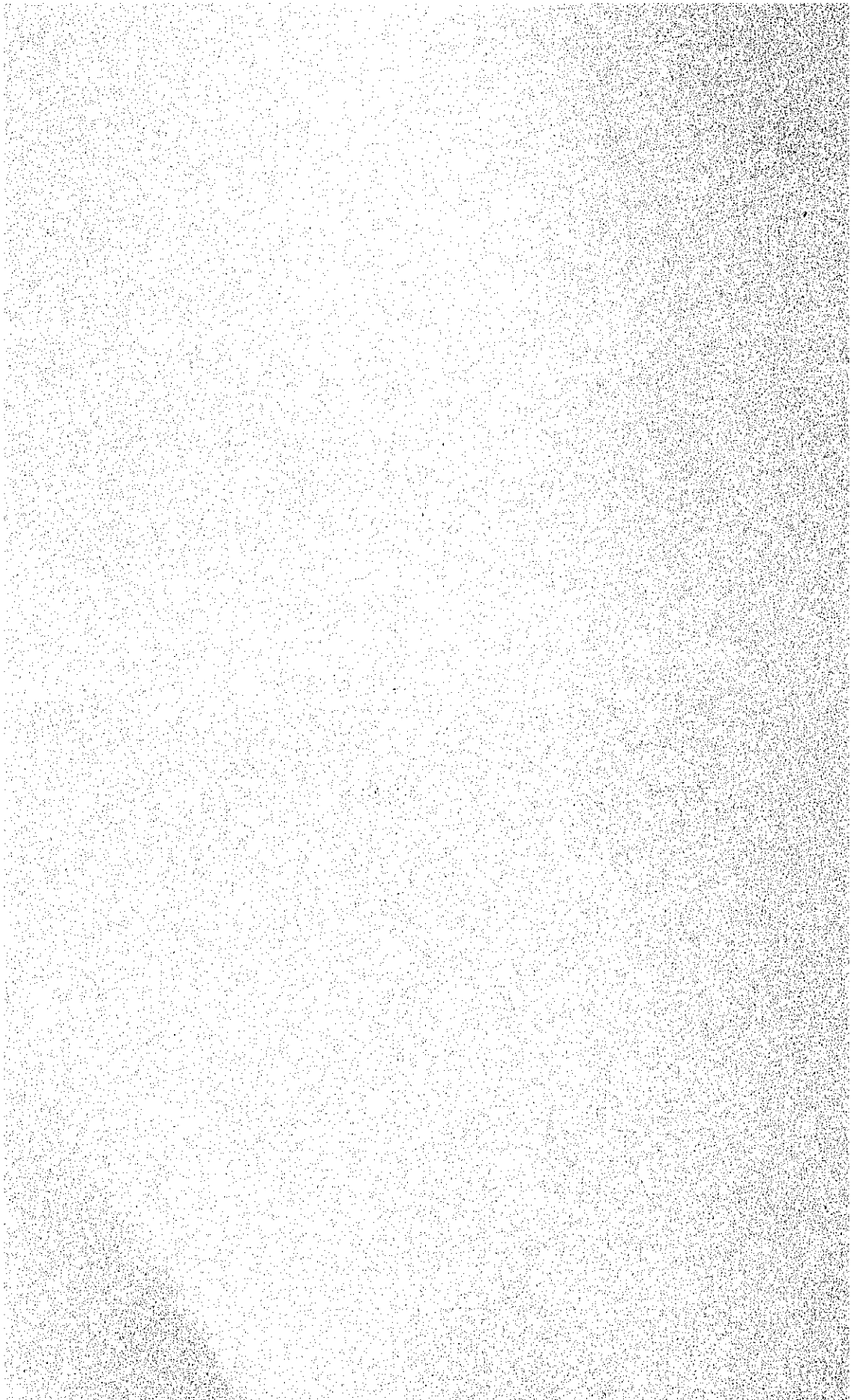
尚、 m^3 当り熱量は現在3,000~3,600 Kcal/ m^3 程度であるが、ここでは一応PGN標準熱量である4,200 Kcal/ m^3 を採用した。

(注3) $12,000$ 百万 $m^3 \times 4,200$ Kcal = 50.4×10^{12} Kcal

$50.4 \times 10^{12} \div 9,000$ Kcal/ ℓ = 5.6×10^6 Kl (石油換算)

$5.6 \times 10^6 \div 157.7 \times 10^6$ = 3.55%

第Ⅱ章 PGNの現状と問題点



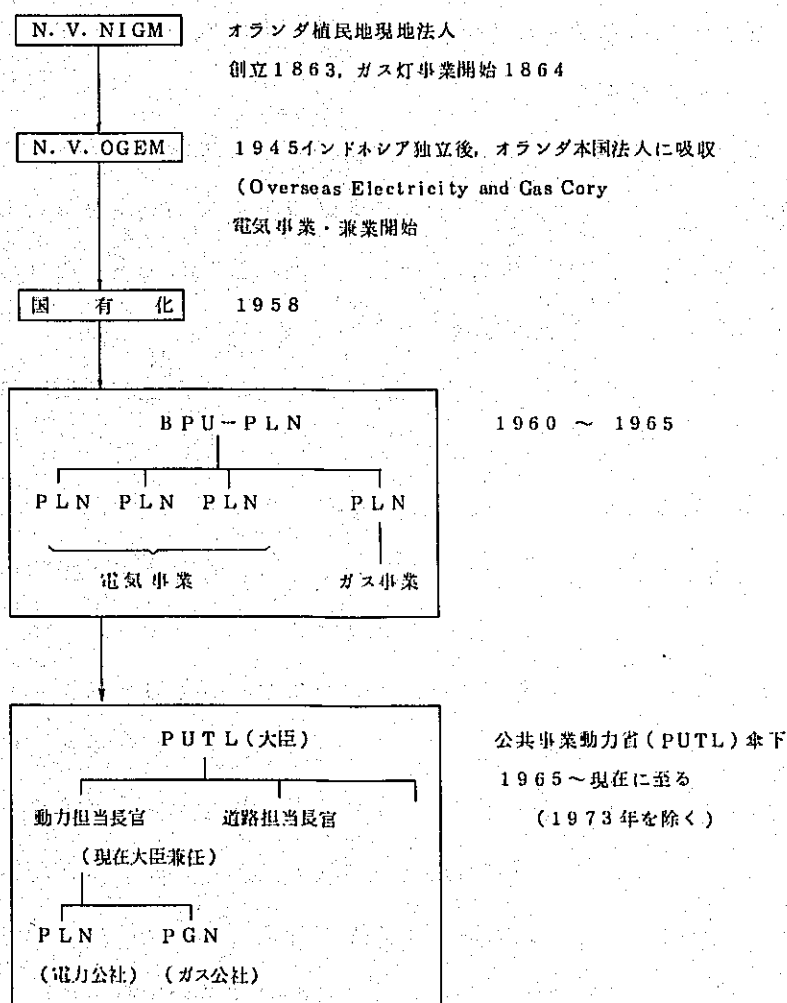
第Ⅱ章 PGNの現状と問題点

1. PGNの歴史と現在との位置

1-1 PGNの歴史

インドネシアにおいてガス事業が開始されたのは1863年であるが、間もなくオランダの企業であるN.V.NIGMによって吸収され、1945年のインドネシア独立後はN.V. OGEMによって運営されていた。1958年国有化され、政府の一部局として電力と共に運営されることとなった。その後1965年ガス事業は公社(PGN)となり、電力も同様電力公社(PLN)となって現在に至った。これを図示すると次のようになるがPGNと同時に分離独立したPLNはその旺盛な需要にささえられて発展の途上にあるにもかかわらずPGNは少しもそうとは言えない。

図Ⅱ-1 PGNの歴史



1-2 PGNの位置づけ

政府のPGNに対する考え方は、国営企業としてのPGNに対する考え方に端的に示されている。

ここ数年来、インドネシア政府は国営企業の独立化を推進しており、今までの国営企業を3つのタイプに分類していく方針を立てている。すなわち①PRERSEROはオーナーは国であるが、経営はすべて企業にゆだねられており、運営は民間企業と同じように行なわれるもの。②PERJANは政府省庁の一部局となるもの。③PERUMは①と②の中間的なもので公社組織のもの。これらの3種類である。

電力公社(PLN)はすべてPERUMとして位置づけられているが、ガス公社(PGN)の将来の位置づけははっきり決定されていない。

このことはとりもなおさずインドネシアにおいてガス事業をどう位置づけするか明確になっていないことを意味する。即ち日本のようにガス供給事業の公益性、特に都市において欠くべからざるものであるという認識がインドネシアにおいて十分されていないと考えられる。首都ジャカルタをとっても普及率が1%前後という非常に低い普及率では、公益性の高さを認識するのは難しいものがある。

しかし、ガスは第1章にも述べたように過密地域都市における熱エネルギーの供給形態としては最適のものであり、更にインドネシアの天然資源の有効利用を考えるうえでも欠くべからざるものである事を考える時、現状はLPG、灯油に比較して小さな存在でしかないものの将来の国家エネルギー政策上忘れてはならないものである。

このようなガスの重要性、公益性から、ガス供給事業の企業形態は将来とも電力と同様のPERUMとするのが適当と考える。

1-3 他の国営会社との関係

ガス供給事業は未だ発達していないことは前述した通りであるが、それでは都市でのエネルギー供給はどうなっているかについて述べておく。

照明、動力エネルギーである電力は、1965年PGNと分離独立したPLNが供給し順調な拡大をとげている。一方熱エネルギーとしては灯油、LPGがそれに次いでいる。ジャカルタ市では人口約500万人一世帯8人として62万世帯であり、このうち6,000件がガス、1万件がLPG、残り60万件以上が灯油という状況である。このことからPGNのガスエネルギー供給事業が未発達であることを痛感するとともに、LPG、灯油供給者が都市においても重要な役割をはたしていることがわかる。LPG、灯油はいつでもプルトミナ(国営石油会社)により卸供給されており、ジャカルタをとってみれば、熱エネルギーの99%がプルトミナに

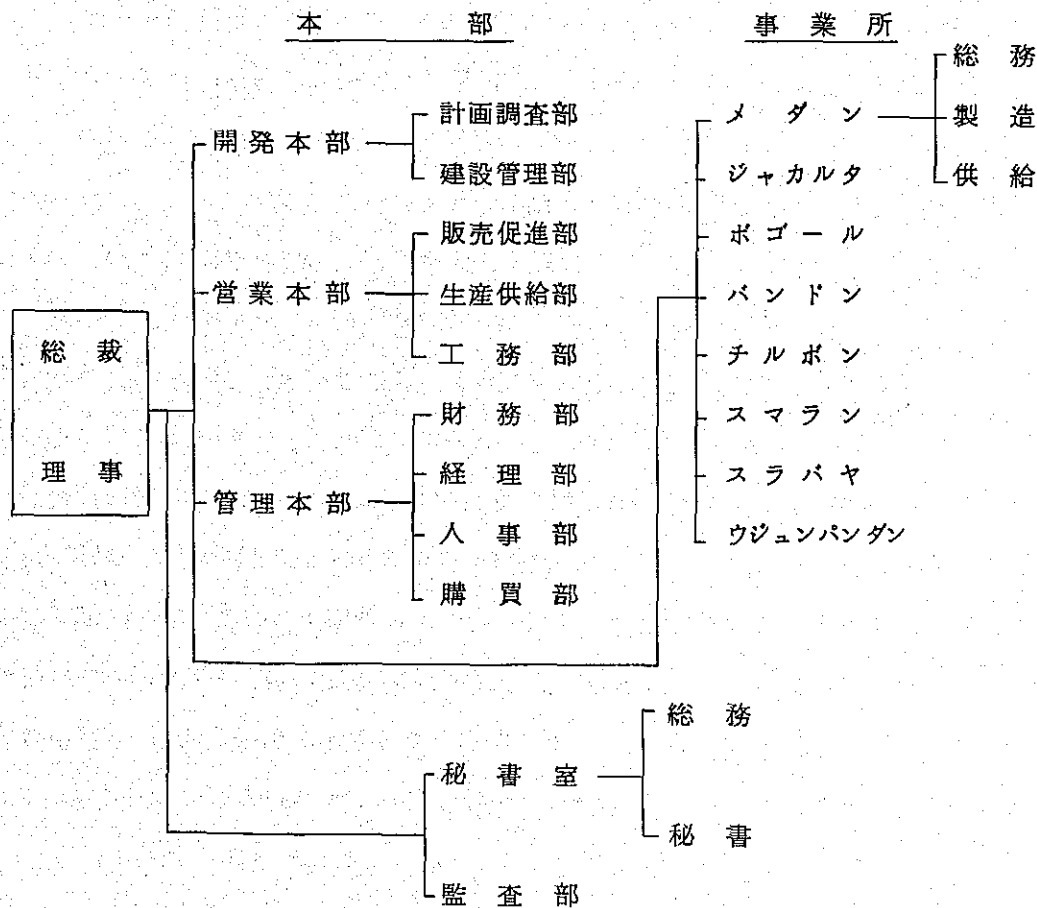
より供給されていることになる。その上プラタミナはガスの製造原料である重油（I.D.O.）の供給者でもあり熱エネルギー供給者，原料供給者としてPGNとは関係が深い。またPLNとも過去の経緯，公益事業者としての立場から関係が密である。

2. 経営の現状と問題点

2-1 概況

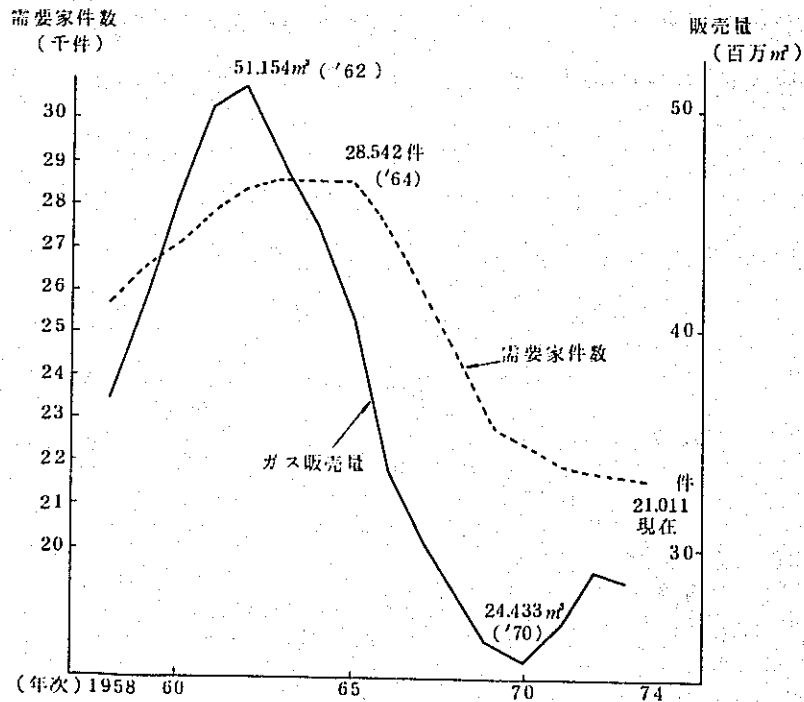
PGNはジャカルタ市に本部があり，メダン・ジャカルタ・ボゴール・バンドン・チルボン・スマラン・スラバヤ・ウジュンパンダンの8都市に事業所をもち各事業所でガスの製造・供給販売をおこなっていて組織は下図のとおりである。

図II-2 PGN組織図



経営状況の推移を入手可能な限りの資料でみると、主製品であるガスの販売量は1957年3,600万 m^3 で、最盛時の1962年5,100万 m^3 、最近の1973年2,800万 m^3 となっている。またガス事業規模の目安である需要家件数も1957年26,000件、最盛時1963年28,500件、1973年22,000件と下図のようにガス販売量とほぼ同じような曲線をかいており、ガス事業が1963～4年をピークにそれ以降衰退して来ていることが理解される。

図Ⅱ-3 PGNの需要家件数及び販売量推移



1961年～63年以降ガス事業が衰退した原因としては推測の域を出ないが、1960年代初めの世界的なエネルギー転換により、従来主流であった石炭が高価になり、これに比較し相対的に安価な石油が主流の座をしめた時期であった。この時期においてPGNは、原料の高騰をおさえるとともに、原料転換をはかるべきであったがその段階において、製造設備の研究不足および燃焼性に関する技術の未発達から都市ガスとしての適正な価格と品質を維持し得なかったことが生因と思われる。そして、その後もガスの品質は改良されることなく今日に至っている。

現在ガスに対する潜在需要はかなりあると考えられるが、PGNの供給するガスの品質が良くないこと、また、満足すべき供給状態にないことなどにより販売量を向上させるまでには到っていない。また、設備面からは、後に詳述するようにその老朽化が著しく特に導管の老朽化によるガス漏洩、供給圧力低下等需要家へのサービス面も悪い状態にある。PGNの現在の低

迷を打破し発展への道を歩むためには、まず、品質、供給状態の改善により、需要家のガスに対する信頼を回復し、潜在する需要家を開発していくことが必要である。

2-2 ガスの需要

インドネシアにおける都市ガス需要は1973年実績では消費量で2,800万 m^3 （標準熱量4,200 Kcal/ m^3 ）、そのうち55%が一般家庭用、45%が工業及び商業用等である。需要家件数では21,700件のうち一般家庭用が84%、工業用その他が16%になっており需要家件数の過半は一般家庭用である。

家庭用での用途は厨房用であり、器具ではレンジが殆んどで、その他湯沸器も多少出回っている。使用量は1件当り平均で71 m^3 /月、10,000 Kcal 換算で2.0~2.5 m^3 /月になる。これは日本での平均家庭使用量30.3 m^3 /1万Kcal に比較して低い量ではあるが、年間を通じて1日の平均気温が25°C以上であることを考えると割合高い使用量といえよう。季節的消費量の変動は気温の変化が少いため、この国においてはほとんど見られない。

前掲した図からもわかるように1960年代初めをピークとしてガス需要は減少傾向にあるがこの間ガスの使用をやめた需要家はLPGあるいは灯油に切り替えている。しかし前章で述べたように都市におけるより良い熱エネルギーであるガスの需要は現在の供給量より相当大きなものが期待でき、ましてや需要が減少することは普通の状況では考えられない。だが現実にしてガスの消費量は停滞あるいは減少傾向を示しており、そこには種々の原因が考えられる。

2-3 経 理

PGNの損益計算書、貸借対照表、営業費明細表は付属資料4~6に掲げるとおりである。製品売上高は、1967年と1972年の比較で、1967年の2億9,000万ルピアに対し、1972年は7億9,500万ルピアと約2.7倍に増加しているが、これは販売量の増加に起因するものではない。むしろ量的には1967年のガス販売量3,000万 m^3 、コークス販売量7,900tに対し1972年はガス販売量2,900 m^3 、コークス販売量2,700tとガスは3%、コークスは6.6%各々減少しているのであるが、販売価格の値上げ等により収入は増加している。すなわち平均販売価格では、ガス1 m^3 当り7.2ルピア（1967年）が1968年の料金改定により、1972年には22.4ルピアに、コークス1tも8,600ルピアが市況価格の変動で36,000ルピアにそれぞれ3倍と4倍に上昇したためである。

一方諸経費も大巾に上昇しており給料賃金が1人当り1967年、30,000ルピアが1972年には、180,000ルピアと6倍に、原料費は製造ガス1 m^3 当り3.2ルピアから12.6ルピアへ約4倍上昇している。また、営業費会計では1967年の2億3,600万ルピアが1972年には9億2,800万ルピアと約4倍に増加し、製造ガス1 m^3 当りでは5.9ルピアから24.4ルピアへと

4倍以上の上昇を示している。

このように収入増、経費増を比較すると収入は2.7倍の増加に対し、経費は4倍以上増加しており、67年と72年を比較した場合、経理状況が後者において悪化してきているのであろうことが容易に推察できる。

収益性の悪化は総資本利益率に顕著にあらわれており、1967年24.7%であったのが1972年にはマイナス2.9%と大きく減少している。

これは先に述べた収入の伸びを上回る費用の増加による利益の減少と1969年からの第一次5カ年計画による資産の増加・ガス代金の回収悪化による流動資産の増加などにより惹きおこされたと考えられる。更に付属資料6の主要経営比率から売上原価率、人件費負担率が高いこと、近年利子負担率が高くなっていることが目立つ。

費用の増加を主要製品であるガスの1 m^3 当りのコストで見ると次の表のようになる。

表Ⅱ-1 1 m^3 当りガス製造コスト推移

(単位 Rp/ m^3)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972
製 造 費	4.41	10.88	12.84	11.98	15.62	16.51
供 給 販 売 費	1.16	2.88	4.11	5.18	4.88	4.91
一 般 管 理 費	0.36	0.87	1.53	2.93	2.55	2.99
(小 計)	(5.93)	(14.63)	(18.48)	(20.09)	(23.05)	(24.41)
営業・営業外コスト	△0.23	△0.50	0.65	0.58	0.22	0.01
副産物収入によるコスト減	△1.85	△2.88	△1.59	△5.00	△5.68	△3.21
ガス漏洩等によるコスト増	1.22	3.52	5.48	3.55	3.92	6.51
販売ガスコスト	5.07	14.77	23.02	19.22	21.51	27.72
販売平均価格	7.19	17.08	21.64	20.86	22.64	22.44
副産物製造年に全量同年価格で売れた場合のコスト	3.03	15.55	16.12	23.84	20.98	21.29

表Ⅱ-1から各費用が増加している様子がわかるし、ガスの漏洩が販売コストを引きあげていること、そして漏洩率の上昇とともに大きくなり1972年には販売コストの23%も占めている。また増益計算書で欠損となっている1969年及び1972年は販売ガスコストと販売平均価格の差でわかるし、この2年とも副産物が製造量全量を同年価格で販売できたのであれば欠損にならなかったこともわかる。逆に1970年は本来欠損であったものが1969年製造したコ

ークスの販売収益があったため決算上は欠損にならなかった。

この決算上は欠損となったが1969年はPGNが大きな決断をした年である。この年PGNはコークス製造用輸入原料炭購入のためインドネシア開発銀行(BAPINDO)から1億3,000ルピアの購入資金を調達し約8,500tのコークスを生産した。しかしコークスの市況は悪く全量販売することができなかつたため借入金の返済ができず今日に至っておりその上年々の利息が借入金として増嵩し増加する利息は収支を悪化させた。石炭購入資金を銀行調達してコークス製産するという大きな決断は不幸な結果になってしまったが、副産物により収益を増加させるとともにガス品質の向上を目指したこの経営判断は評価されてよい。ガス料金が1968年に改定されて以降途中欠損は出しているが、1974年まで維持できたのも副産物収入のたまものといえる。事実日本においてもそのような時期がみられる。

年々高くなる人件費、原料費、その他費用のためPGNはついに1974年ガス料金を値上げせざるを得なくなったのであろう。そしてこの値上げはPGNがこれらの変化に対し有効な企業の経営を行い費用の抑制・収益の増加を計り得なかつたことでもある。人件費が高騰しているにもかかわらずガス販売量は伸びず、収益性は悪化するばかりである。この中で1974年3月に約500名の人員削減を断行したことは評価に値する。今後ともムダな人員増は絶対にさけるべきでありムダをすることは企業存亡にかかわる問題と認識すべきである。

ガス原価の大きな要素である原料費ももはや年々価格上昇しておりその影響をうけている。現在の主原料である重油はプルタミナより購入しているが価格は市価と同じであると聞く。原料の価格は即ガス原価にひびくものなのでできる限り安価に入手することを考えなければならない。灯油価格維持のために政府は国庫補助をしており、灯油同様に国民の生活に密着したガス原料に対しても何らかの考慮が払われてもよいかも知れないし、PGNは政府に働きかけるべきである。

PGNの資金状況は貸借対照表や1969年借入したお金を返済し得ない現状からもわかるとおり良好であるとは言い難い。資金繰悪化の大きな原因としてはガス代金の回収が悪いためである。1972年度末にはガス売掛金は3億5,000万ルピアで同年度のガス売上高の50%以上に達している。PGNは不払需要家に対し強力に働きかけ未収金を回収し売掛金残高を正常な状態にすべきである。

2-4 従業員の活用

PGNにおける労働生産性は日本の同業種に比べ極めて低い。同社における従業員1人当りガス製造量と総売上高は1972年で26,000 m^3 、58万ルピアで東京瓦斯同年の333,000 m^3 、1,200万円(1,700万ルピア)と比べて桁ちがいに低い。PGNの場合8事業所に分散して

おり需要家もすくないため規模の利益を得るまでに達してないともいえるが、もっと対応策が考えられてよい。また、非営業部門である本部（PUSAT）の人員が全体の12%（1972年）と比率が高く、従業員当りの収益を高めるには非営業部門を低くおさえその分を営業部門に回すべきである。

従業員の仕事への取組み方は接触した範囲でしかないが、クレーク意識が強く、自分の仕事の枠を越えない。そのため担当している人がいないとよくわからない状態であり進んで他人の業務範囲の勉強をするという積極的な面がみられなかった。こういう状況では業務分担の変更とか拡大などによる要員の合理化は望めず、また自然と同一業務を長期間担当するようになり仕事に対する意欲の面からも好ましくない。巾広く業務能力を身につけさせるには社内での教育制度を確立させる必要がある。組織を効率よくするためには、1人1人が仕事への理解を深めかつ巾広い業務能力をもつことにより従業員が活用されて効率向上が達せられるものである。

2-5 長期計画

PGNの長期計画としては国家の計画に沿った第1次5か年計画（1969～1973）と第2次5か年計画（1974～1978）である。これらの計画の内容は設備計画が主で財政確保の為に作られている感じがする。PELITA（5か年計画）としてはこれで要件を充足しているのかも知れないが、PGNとしてはこのPELITAの基礎になるガスエネルギー供給事業の長期経営計画を作成する必要がある。

現在の経営には長期的視野にたったガイドラインがないため経営環境の変化がどのように事業の将来に影響を及ぼすかあるいはPGNにとって今何が一番重要課題であり、それらをいつまでに解決していかなければならないかなどの判断が長期的視野からできない状況である。5か年計画の設備計画はあるが、それがPGNの経理にどれだけの負担あるいは利益を与えるかそれらの修正により経理はどう変化するか、従業員の数は将来ともに適正であるか、原料転換はどうすすめるのか、賃金水準はどの程度を維持できるか、料金の改定は必要か否か、またそれはいつか、経営合理化をどういう面でいつやるかなど、企業運営上なすべき事その根拠、時期、その影響などが全く打出されていないし、今の長期計画は方針を明確にするだけの内容をもっていない。長期計画は設備計画を包含するがこの計画の第一は企業の経営方針でありこの点を明確にしなければならない。

PGNはすでに第1次5か年計画を完了した訳であるが、5か年間の投資額25億ルピア（73年は推定）による顕著な効果は殆んど見当らない。投資額の75%は製造設備と供給設備に向けられているが、ガスの品質が著しく良くなったとか、導管延長が大きく延びたとか勘定外ガスが大巾に減少したとかという好結果は出ていない。これだけの大金を投資したものの

成果が見られないのである。第1次5か年計画の投資効率の悪さは種々の原因があると思うが計画自体その効果を検討せず各事業所総花的に資金を配分したためと推察される。

この事実からも設備計画だけでなく経営方針・収支推移を折り込んだ長期経営計画の策定が必要とされる。

3. ガスに対する需要家の意見

1. ガス価格

- | | |
|--------|------|
| (1) 安い | 6.7% |
| (2) 普通 | 22.8 |
| (3) 高い | 72.5 |

2. サービスに対する不満 35.0%

3. 品質 // 7.4

4. 供給圧力 // 34.1

5. メーターレンタルに対する不満 9.3

6. ガス価格に対する不満 16.3

7. ガスの継続使用について

- | | |
|-----------|-------|
| (1) 続けたい | 40.5% |
| (2) やめたい | 15.1 |
| (3) わからない | 44.4 |

上記1～7は1971年インターナショナル・コンサルティング・サービス社によりジャカルタ市1,221件のPGN需要家を対象におこなわれた調査結果である。そしてこの結果は次の項目にまとめられよう。

- (1) ガスの価格については70%以上の人が高いと判断しているが、その中でも本当に高いと考えている人はその20%強の人(全体の16%)と考えられる。
- (2) タールによる導管の閉塞やコークス炉ガスと部分燃焼ガスの混合割合の変化にともなう燃焼性変化に対する水抜き、メーター取替、器具調整などのサービスが悪いこと。供給圧力が低く炎が十分でないことに対する不満がある。これは需要家は不満を現象でとらえているため原因としてはガス品質が悪く供給設備が管理不十分であるためである。
- (3) 積極的に使用をやめたい人は15%程度であり、ガス価格が高いとして不満をもっている数に相当する。
- (4) 40%の人が積極的にガス使用を続けたいとしており、ガス価格を高いと云いながらもガ

スの便益を認めている需要家がいる。

- (5) 継続使用を思案している需要家は価格より品質に不満をもっていると考えられガス品質供給圧力を改善することにより積極的継続使用者となり得る。価格が一番の問題点ではない。

これらのことを総合するとPGNはまずガスの品質を良くすること、供給不良を改善することが急務であり、需要家の大部分は価格を普通あるいは高いとしながらもその便利さ等理解していると推定される。

4. 製造の現状と問題点

4-1 製造設備とその操業の概要

(1) 設備と操業状況

PGNは現在、1974年10年以後天然ガス転換を実施したチルボン以外は、コークス炉GEIMによるディーゼル油部分燃焼装置、ONIA-GEGI式接触分解装置により都市ガスおよび副産物の製造を行っており、その事業所ごとの配置、設置、能力、実際能力等は表Ⅱ-2のとおりである。また、これらの設備における1974年の原料使用量およびガス生産販売量、ガス品質を表Ⅱ-3に、また副産物に関する操業状況を表Ⅱ-4に示した。

(2) 製造のプロセスについて

① フローシート

PGN-ジャカルタにおける製造設備(コークス炉および部分燃焼設備)のフローシートを図Ⅱ-4に示した。他の事業所における設備もこの方式と大差ないものである。スラバヤのONIA-GEGI式重質油分解装置はここに掲げてないが小型であり、日本で最近まであった設備と同様のものである。

② 部分燃焼設備

これらの中でとりわけ部分燃焼設備にはプロセス上問題点が多い。部分燃焼設備のガス発生部は極めて簡易な一筒式で、十分な熱分解が得られず、製造ガス中にはCO(一酸化炭素)とともに未分解の炭化水素がきわめて多い。もともと石炭ガスに対する補助的な設備として設置され、全ガス送出量の20%を越えない範囲で使用されていたものであるが現在ではジャカルタでさえ、80%以上も使用され、またしばしば部分燃焼設備のみの操業も行なわれている。ガス中の不純物には、ナフタリンやNO(一酸化窒素)もあると推定されるので、ガム状物質が生成され、腐蝕性も大きいと思われる。また比重も高く、燃焼速度が遅いため燃焼性は悪い。

表Ⅱ-2 PGNガス製造供給設備能力

1975現在 (PGN提示データによる)

事業所	石炭ガス		石油部燃ガス		接触分解ガス		合計製造能力		ホルダー容量 m ³	圧送能力 m ³ /H
	石炭装 量 t/D	ガス製造 能力 Mm ³ /D	設置能力 Mm ³ /D	実際能力 Mm ³ /D	設置能力 Mm ³ /D	実際能力 Mm ³ /D	設置能力 Mm ³ /D	実際能力 Mm ³ /D		
メ ダ ン	12	7.2	18.0	12.0	—	—	25.2	19.2	4,000	500
ジ ヤ カ ル タ	36	16.2	42.9	36.0	—	—	59.1	52.2	32,500	2,000
ボ ゴ ー ル	—	—	15.4	7.2	—	—	15.4	7.2	2,840	400
バ ン ド ン	12	7.2	27.4	19.2	—	—	34.6	26.4	11,600	1,000
チ ル ボ ン	—	—	—	—	—	—	—	—	1,350	(NG供給能力 4,200)
ス マ ラ ン	18	8.1	27.4	19.2	—	—	35.5	27.3	8,100	750
ス ラ バ ヤ	24 1/2	11.0	10.3	7.2	ONIA, GEGI 54.9	38.4	21.3	56.6	21,900	2,900
ウ ジ ュ ン バ ン ダ ン	—	—	15.4	7.2	—	—	15.4	7.2	2,580	200
合 計	102.5	49.7	211.7	146.4	54.9	38.4	261.4	196.1	84,870	(除NG) 7,750

表Ⅱ-3 PGNガス生産販売状況 (1974)

事業所	原料使用量		ガス生産量			10 ³ m ³		ガス供給/販売		ガス品質	
	石炭 ton	石油 kg	石炭ガス	石油ガス	天然ガス	合計* (稼働率%)	販売量 10 ³ m ³	勘定外比率 %	発熱量 Kcal/m ³	比重 (Air=1)	
メダン	0	1,385	0	1,350	—	3,560 (39%)	2,126	40.3	3,200	0.90	
ジャカルタ	604	7,281	1,171	11,875	—	13,080 (61%)	8,436	35.5	3,600	0.78	
ボゴール	—	926	—	1,456	—	1,456 (26%)	1,143	21.5	3,200	0.90	
バンドン	379	5,463	2,111	5,773	—	7,884 (62%)	6,049	23.3	3,800	0.94	
チルボン	—	321	—	564	10,277**	10,841	10,631***	1.9	6,100	1.03	
スマラン	0	1,473	0	2,998	—	2,998 (23%)	2,073	30.8	3,441	0.91	
スラバヤ	0	8,403	0	8,528	—	8,528 (31%)	6,764	20.7	4,798	0.56	
ウジュンパンダン	—	465	—	888	—	888 (16%)	700	21.2	3,271	0.91	
合計	983	25,717	3,282	35,642	10,277	49,201	37,922	22.9	—	—	

* () は公称能力に対する稼働率 %

** 10月16日に天然ガス転換された。

*** 工業用に多いのここに表示されないが、家庭用の勘定外は60%を超える。

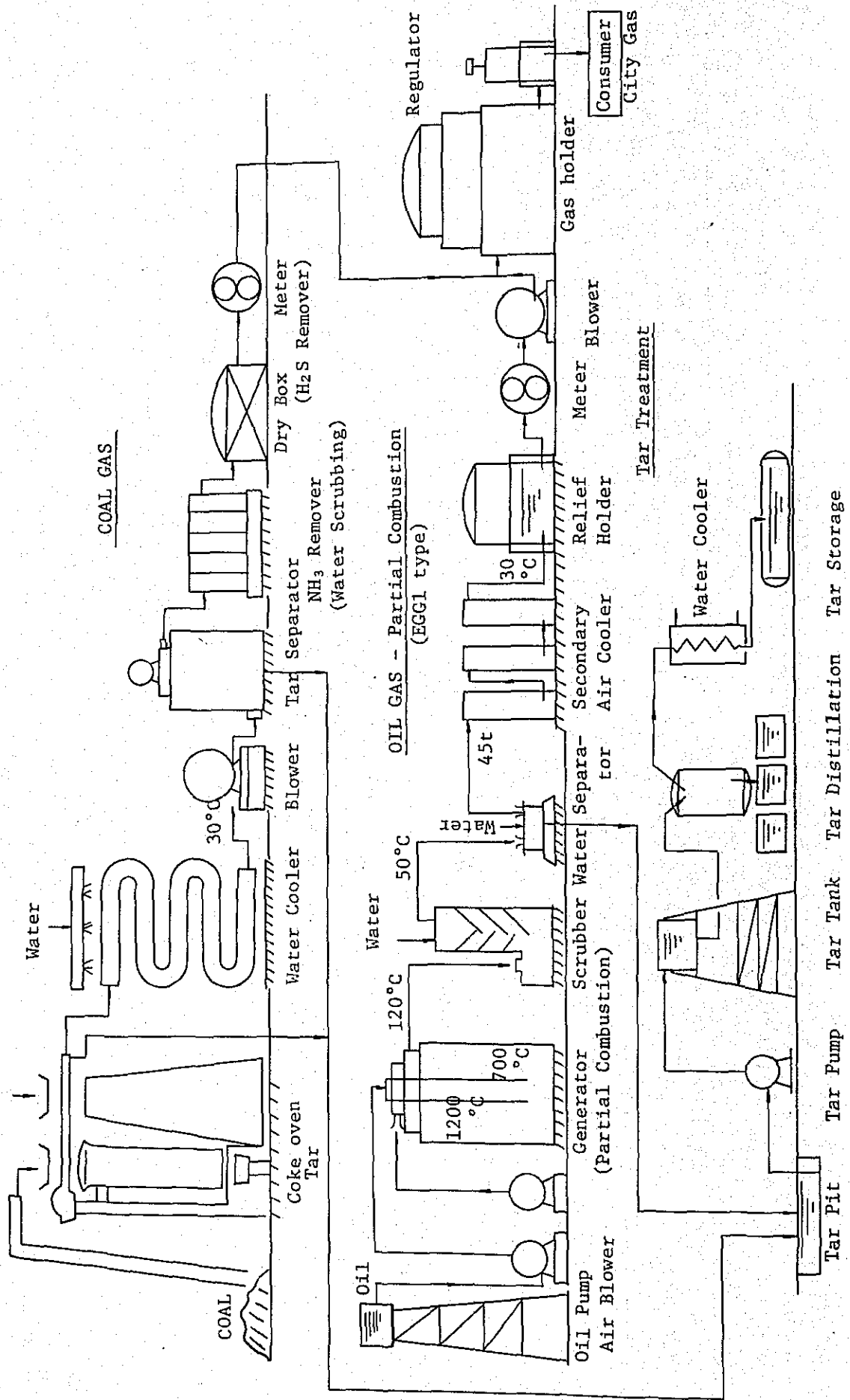
表Ⅲ-4 PGN副産物生産販売状況 (1974)

ton/year
Kℓ/year

事業所	原料使用量		副産物生産量					副産物販売量				コークス 製造能力 ton
	石 炭 ton	石 油 Kℓ	コークス toe	PAREL ton	ブリーズ ton	ター ル Kℓ	コークス ton	PAREL ton	ブリーズ ton	ター ル Kℓ		
メ ダ ン	0	1,385	0	0	0	24	0	—	0	24	0	2,190
ジ ヤ カ ル タ	604	7,281	228	113	62	338	1,158	—	216	348	—	6,570
ボ ゴ ー ル	—	926	—	—	—	193	—	—	—	194	—	—
パ ン ド ン	379	5,463	140	51	37	572	705	—	154	624	—	2,190
チ ル ボ ン	—	321*	—	—	—	15	—	—	—	15	—	—
ス マ ラ ン	0	1,473	0	0	0	184	0	—	0	184	—	3,285
ス ラ バ ヤ	0	8,403	0	0	0	1,083	0	—	0	1,050	—	4,471
ウ ジ ュ ン バ ン ダ ン	—	465	—	—	—	40	—	—	—	138	—	—
合 計	983	25,717	368	164	99	2,449	1,863	—	370	2,577	—	18,706

* 10月15日の天然ガス転換以前の使用量

図 II-4 PGN-ージャカルタ製造設備



③ 石炭ガス（コークス炉ガス）

石炭ガスは品質面で申し分のない設備であり、且つ副産物としてのコークス製造のメリットも大きい。しかし副産物の生産／販売状況（表Ⅱ－４）から明らかなように、コークス炉が有利な設備でありながら、石炭の購入に困難が伴うために、稼働率はきわめて低い。

これらの設備は非常に古く、老朽化しているため、今後長年の使用には耐ええないが、現在まではよく手入れされており、PGNの人々の努力の跡が偲ばれる。

4-2 製造の問題点

現在PGNが抱えている製造部門全般に関する問題点を以下に列記してみよう。

(1) 製造ガスの品質 — 不純物が多い

品質面で重要な発熱量、燃焼性の問題は別章で論じる。

ガス中の不純物には水分、タール分、ナフタリン、ガム質など供給設備やガス器具を詰らせる凝縮性物質と、アンモニア（ NH_3 ）、硫化水素（ H_2S ）、シアン、ナフタリンなどの腐蝕性物質あるいは有毒性物質があるが、前掲の製造プロセスではそのいずれの除去も不十分にしか行なえない。

実際にタール分、重質油分などによる供給設備の被害は甚大で、PGNの人々は日々、導管などの詰り対策に追われており、地方需要家に対して安定供給を保証できないのが現状である。この原因は主として部分燃焼設備の熱分解の不適切さと精製の不充分さにあるが、その是正ためにガスの冷却を完全にして未分解油を除去すれば、ガスの発熱量そしてWI（ウォッペ指数）が低下して、ガス器具へのインプットが不足するというジレンマがある。またこのガス中には恐らくNO分が存在し、ナフタリン、硫黄分、重質油分と共に、ガム状物質を生じている筈であるが、これらは部分燃焼装置自体の持つ欠陥である。

腐蝕性物質も相当含まれていると考えられ、そのため需要家のガスメーターの損傷がきわめて多く、新しいガスメーターが6ヶ月後に使用できなくなることもある。

以上の問題はプロセス自体に根ざしている欠陥と考えられるが、実際にはこれら不純物の量が、量的に把握されていないため有効な操業上、設備上の対策が打ち出せないでいるのが現状である。

(2) 公害の発生

コークス炉は燃料として重油を使用しており大気汚染の問題がある。またコークス炉、部分燃焼装置とも生成タールと水との分解が不十分で排水中に汚水を流さざるを得ない。特に現在、市街地に工場を持つPGN—ジャカルタの場合、周辺の住民およびジャカルタ市当局

より1977年までに工場移転を要請されるところまで問題が発展しており、PGN-ジャカルタの将来計画に大きな影響を与えている。

この原因はこれら原料（石油および重質油）の選択およびプロセスに根ざしているため、対策はきわめて困難で、莫大な投資がなければ改善は殆ど不可能であろう。

ジャカルタ以外の他の事業所では、公害は現在のところ恐らく問題になっていないと思われる。

(3) 付帯設備の不足

計器類、分析設備が老朽化または不足しているため、プラントの十分な管理が行なわれていない。

表Ⅱ-3および表Ⅱ-4における原料使用量とガスおよび副産物の製造量を対比してみると、原料に対する製品の歩留りが、事業所により大きく異なっていることがわかる。これは勿論、原料品質、プロセスおよび操業条件に大部分依存するものであるが、計量の誤差も大きく影響していると推定される。

ガスの流量、温度、圧力、発熱量、比重などの測定は殊に重要であるが、信頼できる計器が使用されていないのが現状である。

ガス組成の分析もきわめて重要で、ジャカルタにおいてはガスクロマトグラフなど優秀な設備が購入されてはいるが、必要な材料および経験が不足しており、実用化の段階に至っていない。

(4) 設備の効率

やはり最大の問題は設備のプロセスに起因しており、信頼性ある計器により正確な熱効率の解析を行なうべきであるがそれもない。ただ、プラントには十分な熱回収設備の無いものもあり、低い熱効率に甘んじていることが推定される。

また、コークス炉の運転作業面では、ほとんどの操作を人力、手動に頼っており、労働生産性の面で近代的とはいえない。しかし、この点は設備の建造年代および現在の労働事情から考えると、あるいは当面許されることかもしれない。

(5) 石炭の利用度

コークス炉設備のための新規建設費は莫大な額になるが、副産物による収入を控除したガスの比例費は相対的にきわめて安く、経営改善に寄与することが出来る。PGNはインドネシアにおける唯一のコークス製造事業者であるが、砂糖工業などにおけるコークス需要が年間40,000tもあるのに対し、表Ⅱ-4に示すようにPGNは1974年にわずか2,000t弱を販売しているのに過ぎない。しかも製造能力は、18,000t（老朽化のため、全部は使え

ぬと思われるが)もあり、台湾や西独からのコークス輸入のため、国内価格はきわめて高く (RP130,000/t程度)維持されていることを考えると、コークスの製造増が経営改善して詰むように思われる。

しかし、コークス炉の稼働が少ないのは、原料(粘結炭)購入資金の不足およびPGNの原料調達力、あるいは輸送設備(港湾荷役)の貧弱さによる原料炭不足に起因しており、原料をオーストラリアなどから輸入する必要があることをあわせ考えた場合、これはPGNの責任ではなく、むしろ国家的なバックアップ体制強化の問題に帰着するのではなかろうか。

(6) 設備能力の過剰

表Ⅱ-2に示したが、製造設備能力に対して表Ⅱ-3に記したように、設備の稼働率がきわめて低い(特にボゴール、スマラン、スラバヤ、ウシュンパンダン)のは大きな特徴である。これはオランダから事業を引継いだいきさつや、現在のガス需要家に依るわけであるが年間のガス需要パターンに大きく季節変動が見られないインドネシアの現状では明らかに過剰設備を抱えていることになる。メンテナンスコスト、人件費コストを低減するために今後最適の設備投資計画をねっていく必要がある。

4-3 ガス送出の現状

(1) ガス送出設備

ブローは設置以来数十年を経ているため旧式ではあるが、なおその機能を果しており、その手入れの良さは驚異的できえあり、PGNの人々の努力の賜であるといえる。

しかし、今後は動力の効率およびメンテナンスコスト、今後の寿命などをよく調査して将来のリプレースを計画的に検討していく必要がある。

ホルダー(すべて有水式)についてもガスによる腐蝕は早い、その都度よく修理されて機能を維持している。

(2) 送出量パターンと製造設備への影響

送出パターンについては、

図Ⅱ-5; PGNジャカルタの年間月別送出パターン

図Ⅱ-6; PGNジャカルタの時間別送出量および供給圧力

図Ⅱ-7; チルボンにおける時間別送出量および送出圧力

を参照されたい。

図Ⅱ-5からガス需要の季節変動が比較的少ないことがわかる。これは設備稼働計画作成上、大きな制約が無いことを示している。また、製造量と販売量の差から漏洩率が雨季(12月~3月)に少なく、乾季に多いこともわかる。

図 II-5 月別ガス製造量／販売量パターン (例)

1973年ジャカルタ事業所

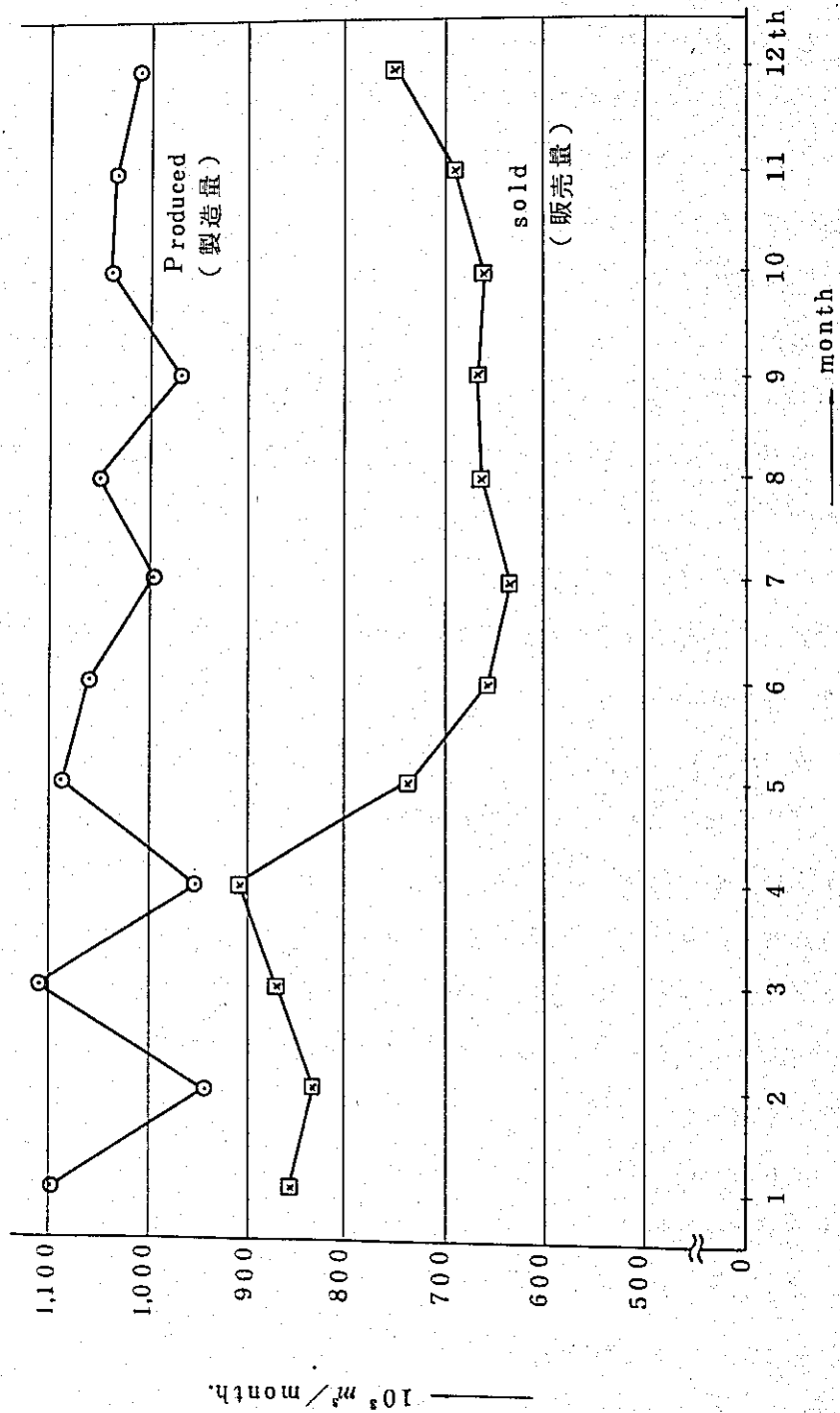
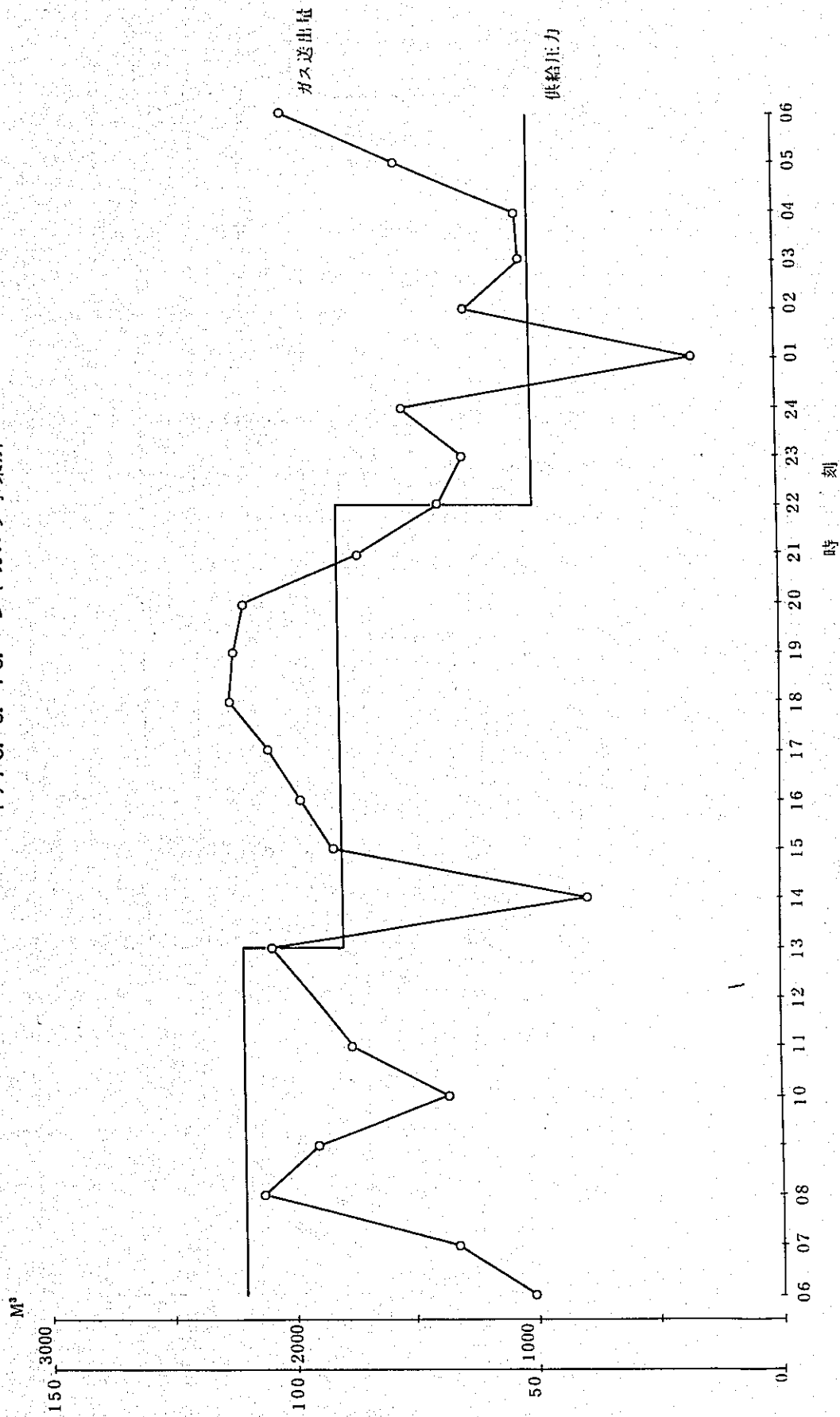
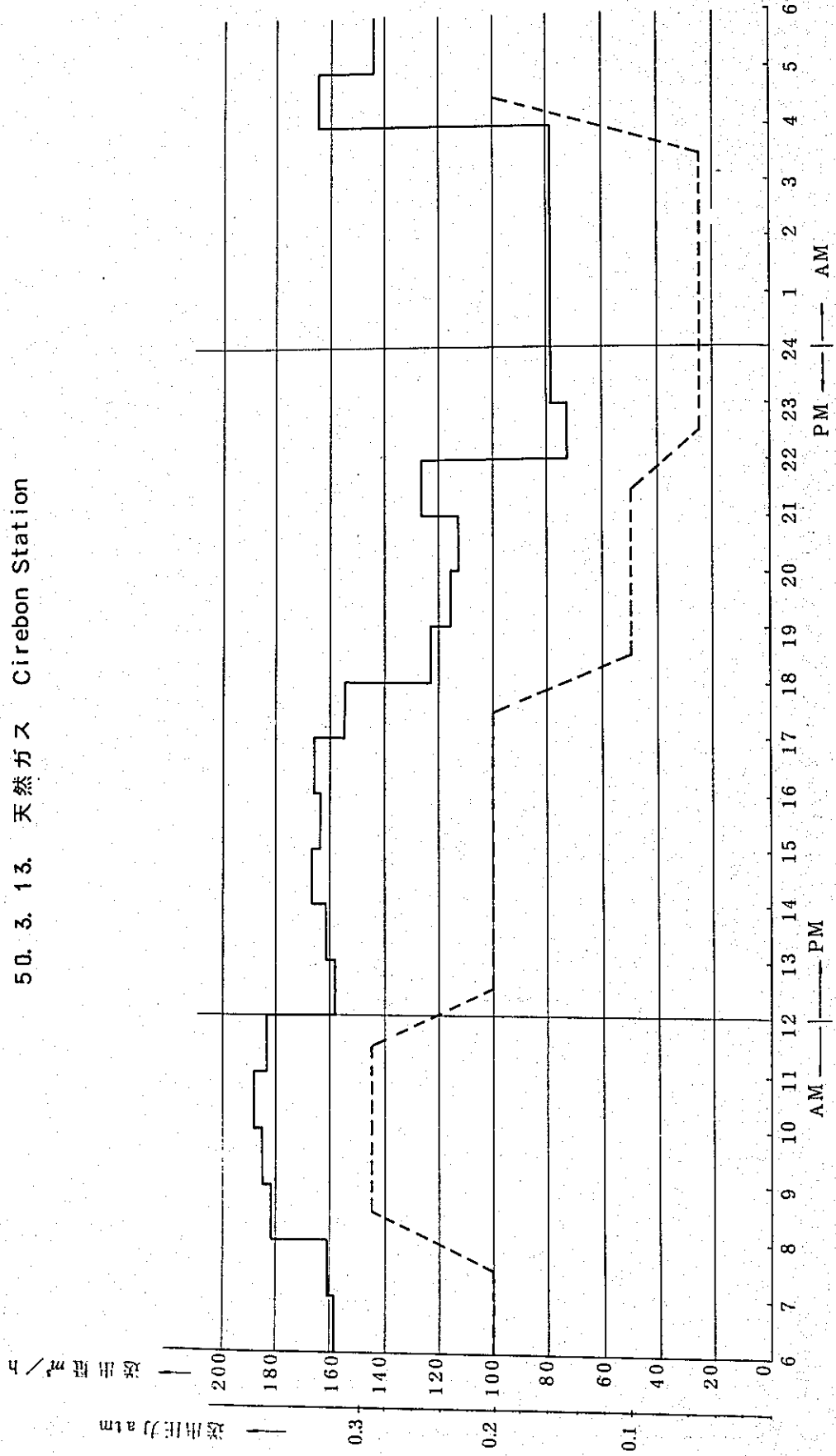


図 II - 6 時間別ガス送出量および供給圧カバターの例
 1975. 3. 13. ジャカルタ事業所



図II-7 時間別送出圧力および送出量パターンの例（CIREBON 事業所）

50. 3. 13. 天然ガス Cirebon Station



図Ⅱ-6および図Ⅱ-7に見られるように、日内の送出量はチルボン(図Ⅱ-7)については、ガスのピーク送出が午前9時~12時に集中するのに対してジャカルタ(図Ⅱ-6)では17時~20時が第1のピークになり、8時および13時に第2、第3のピークがあって都市型の傾向を示している。両者とも朝の活動が早く、また深夜の送出量は昼間の $\frac{1}{2}$ 以下になっている。

しかし、この昼夜のガス量の差はPGNが保有するガスホルダー(表Ⅱ-2)で吸収できる量であるから、製造設備の負荷変動に及ぼす影響は問題にならず、コークス炉などによる一定の操業が可能な筈である。

(3) 供給圧力

問題は供給圧力にある。図Ⅱ-6および図Ⅱ-7の送出量にはジャカルタで約30%、チルボンで市内では60%以上の導管などにおける漏洩量が含まれている。この漏洩量を最小にするために、図Ⅱ-6、図Ⅱ-7に同時にプロットしたように需要家に対して必要最小限の圧力を与えるような巧妙な圧力コントロールが行なわれているのである。その結果、需要家におけるガス圧力の変動が著しい。

5. 供給の現状と問題点

5-1 導管について

PGNの供給方式はいずれもガスホルダーによる低圧供給を主体としたものである。ただしチルボンでは天然ガス輸送導管により、 6 kg/cm^2 程度の中圧輸送を行なっている。またジャカルタ、バンドンその他で部分的に $3000\text{ mm H}_2\text{O}$ 程度の間圧力で輸送能力を増やし、ガバナーを通して低圧導管へ供給しているところもある。

導管網の延長は表Ⅱ-5のとおりである。

需要家1件当りの延長はウジェンバンドンの 100 m を除き 50 m 前後であり、日本のガス事業の場合に比較して極めて大きい。この原因はPGNの供給地域内の家の敷地が広いということもあるが、普及率から推定されるように導管沿線の需要家が少いことが最も大きいと考えられる。したがって今後需要家が増加すれば1件当りの延長は平均して少なくなることが期待できる。

導管の管径別構成比はジャカルタとメダンの例で表Ⅱ-6のようになっている。

材質は主として鑄鉄(Cast iron)であり、サービス管は鋼管である。

導管の埋設年度は鑄鉄管については極めて古く、オランダ統治時代からのものが多く100年以上経過したものも含まれている。鑄鉄管の接続方法は印ろう型(Bell and Spigot joints)

表Ⅱ-5 導管総延長および1件当り延長

(単位 m)

	1962	1967	1968	1969	1970	1971	1972
Medan	64,581	△ 20 66,681	90 66,771	76 66,830	8 66,838	1,580 68,418	3,709 72,127
Jakarta	226,465	229,610	△ 494 229,116	229,111	1 229,117	229,117	229,117
Bogor	52,757	113 55,000	111 55,176	15 55,211	55,261	55,261	56,261
Bandung	173,240	1 176,747	△ 7 176,740	6 176,746	176,746	176,746	△ 5,134 171,612
Cirebon	25,550	△ 19 27,427	△ 20 27,447	60 27,527	27,527	27,527	378 27,905
Semarang	93,772	4,000 99,718	95,718	△ 940 94,778	940 95,718	95,718	95,718
Surabaya	193,500	365 194,400	194,400	194,400	194,400	194,400	12,502 206,902
Ujun Pandang	33,736	174 33,193	100 34,193	219 34,412	33,922	33,922	5,762 39,144
total	813,661	5,164 879,799	△ 220 879,579	△ 564 879,015	949 879,529	1,580 881,119	18,217 899,336
Medan	32.1	33.3	34.9	37.3	38.5	42.4	48.1
Jakarta	27.4	30.9	33.9	36.6	37.8	38.4	37.2
Bogor	36.6	41.3	44.3	46.4	47.6	48.5	50.5
Bandung	23.8	27.3	31.7	31.3	31.7	33.7	
Cireben	37.6	36.7	46.3	44.7	44.8	45.0	46.3
Semarang		37.6	39.8	42.1	44.6	46.2	41.6
Surabaya				41.3	42.2	43.3	41.3
Ujun Pandang	61.0	74.2	80.2	83.6	84.0	84.2	98.0
total(Air)	30.5	34.2	36.1		39.3	40.2	41.1

でメカニカルジョイントは使われていない。

サービス管に使われている鋼管は防蝕が不十分であるため腐蝕が激しく、漏洩の大きな原因になっている。

鋼管の接続方法は細い場合はねじ接手であり、太い場合は電気溶接のものが多い。

供給圧力は製造ガスの精製が不十分なため導管中のタール・ナフタリン詰り、導管の漏洩箇所からの地下水の浸入による水溜り、更には導管能力の不足などから末端部ではガス器具の燃焼に適した80~100 mmH₂Oの圧力を維持できない地区があり、ひどい所ではガスの供給停止すら起っている。このような供給不良は需要家の最も不満とするところで、その改善はガス事業者最大の課題となっている。

インドネシアでは都市計画で特に道路改造拡幅が進められているが、ガス導管の移設が必ずしもこれに合わせて実施されていない。このため特にジャカルタ市では導管が道路の中央部に埋設されたままになっている部分がある。このような状態では、今後導管からの枝管の取出しや維持管理が極めて困難である。道路工事に随伴した導管の入替、移設を是非とも実施しておかないと、将来更に大きな問題をひき起すことになる。

表Ⅱ-6 導管の管径別延長

(単位 m)

管 径	PGN ジャカルタ		PGN メダン	
	鋳鉄管	鋼 管	鋳鉄管	鋼 管
16	2,520			
15	600			
14	530		2,970	
12	7,251		732	
10	13,499		350	
9	2,395			
8	23,350	5,000	3,890	1,302
7	750			
6	23,217	1,000	12,300	2,670
5	4,231			
4	130,930	1,500	25,977	5,794
3	9,395		4,198	
2		10,056		10,557
1 1/2		1,217		1,572
計	218,668	18,773	50,417	21,897
	237,441		72,414	

5-2 ガスメーター

ガスメーターの形式は大部分が乾式メーターであるが、一部には湿式メーターが使われている。

ガスメーターの能力別の内訳はチルボン为例にとると次のとおりである。

能力	個数
0.8 m^2/hr	1
3	1
6	7
7.2	395
15	2
20	1

他の事業所でも同様な傾向が見られ、その能力を家庭用として使用されているガス器具（ガスレンジ）に比較した場合、能力が過大である。あまり過大なメーターは、メーターの費用が高いばかりでなく、計量誤差の原因ともなるので、今後取替えの機会に、使用されているガス器具に合わせ適切な能力のメーターに置き換える必要がある。

ガスメーターはすべて輸入品であり、最近購入されたメーターはガリウス（Gallus 仏）ウイルソン（Wilson 蘭）、クロムシュレーデル（Kromschroder 独）、金門（Kimmon 日）などである。

メーターの老朽化が著しいのは新しいメーターの購入が少ないためと、古いメーターを計画的に取替える基準がないためである。

また、製造ガスの精製が不十分なため、タールの付着、腐蝕などでメーターの故障が多い。これに対して取替メーターの在庫が少なく、修理能力も不足しているため、ガスメーターなしで使用量を推定している場合も少なくないようである。

ガスメーターの修理はPGN自身で行なっているが、乾式メーターの最も重要な膜の材料に羊皮や合成ゴムに代えてビニール膜を使用するなど修理方法も適切でない。修理能力の増強と共にメーカーから修理技術を習得する必要がある。

以上のように、現状は取引きの基礎となる計量器であるがガスメーターの精度さえも全く保証されていない状態である。

このような計量の不正確さは需要家の不信を増大し、今後都市ガスの普及に際して大きな問題となろう。

5-3 ガス減損

供給ガスの損失（製造量と販売量の差）は極めて多く、損失率は表Ⅱ-7に示す通り20～40%に達している。特に天然ガスに転換されたチルボン市内では60～70%と全く異常な数字を示している。

天然ガスに転換するとガスの熱量が高くなり、その熱量に反比例してガス使用量は減少する。一方、高い熱量のガスを燃焼させるため供給圧力を高くするので、漏洩量は増加する傾向になる。このため損失率は大となるので天然ガス転換の場合、それ以前に導管設備などの整備をしておかないと、今後もチルボンのような状態が起り得ることになる。また、天然ガス転換の際には、供給ガスの附臭および湿分を与えるオイル・ホッピング（Oil fogging）などの設備を転換に先立って行なわねばならない。

このように高いガス損失率の原因としては、漏洩だけでなく、ガス量の計量誤差も大きな要因となっているものと推定される。

ガス損失の要因を大別すると、

① 漏洩

a. 導管の管体の腐蝕、折損による漏洩

特にサービス管などの鋼管部に多いと考えられる。

b. 導管の接続部のゆるみによる漏洩

c. メーター、バルブ、屋内管の漏洩

d. ガスホルダーの腐蝕洩れ

② 計量誤差

a. 需要家取付けメーターの故障、それ自体の不正確な計量による誤差

b. メーター計量値の誤読によるもの

c. 製造ガス計量メーターの誤差

③ ガス品質による損失

特に部分燃焼装置による供給ガスについては導管中で重質分が凝縮することによりガス量が減少する。

とに分類できるが、③は量的には僅かで主な原因は①と②にあると推定される。しかし、現状では実態調査が不十分で原因が明確でないため効果的な対策がたてられていない。

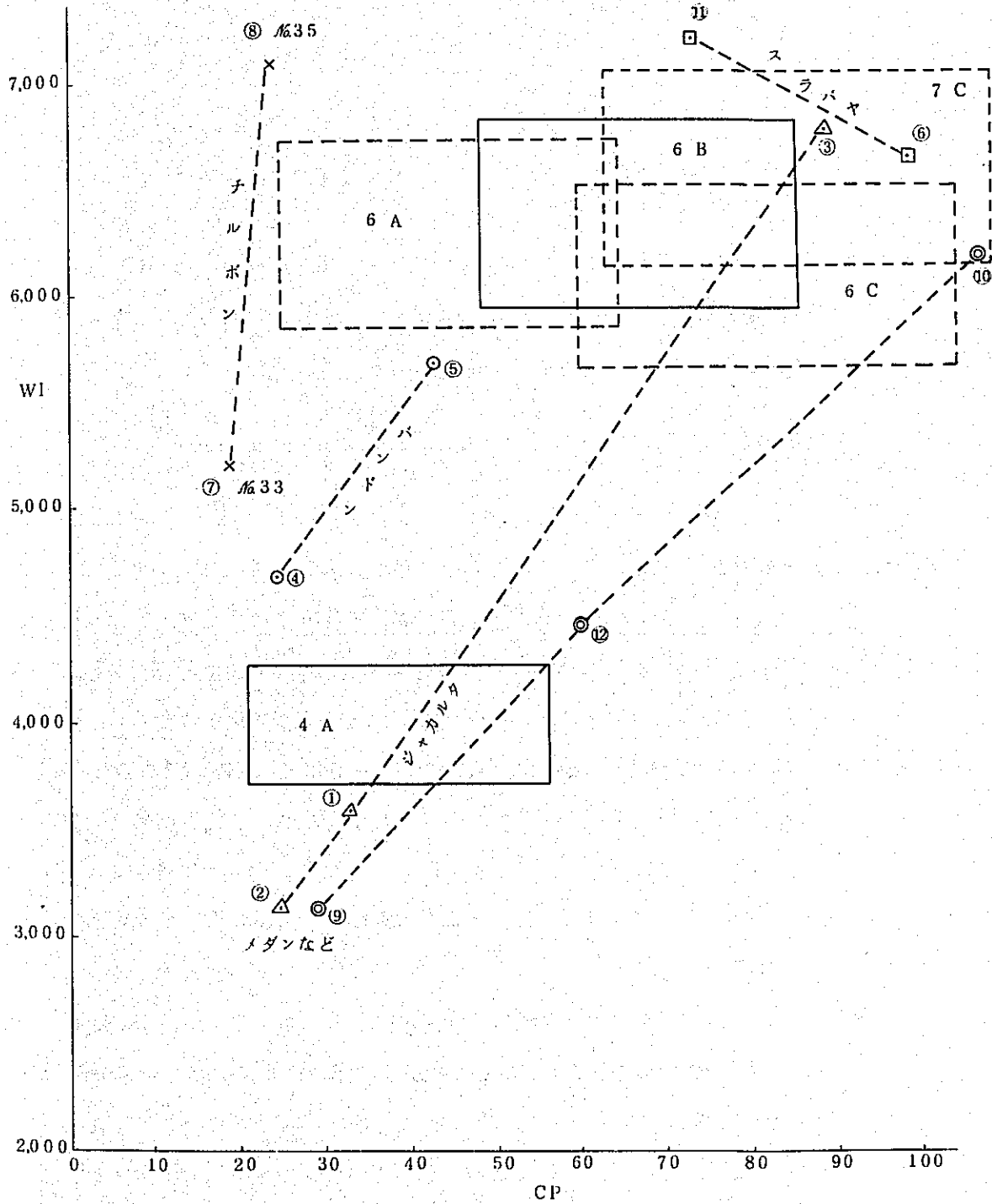
大量のガス損失はPGNの収支に極めて大きな損失を与えており、原因を見つけ損失率を減少させるよう努貨が払われねばならないことは勿論であるが、国家的にみても、きわめて大きなエネルギーの損失となっている。

表Ⅱ-7 ガス損失率推移

	1962	'67	'68	'69	'70	'71	'72	'73
MEDAN								
1,000m ³	483	767	790	958	564	306	938	1,096
%	11.4	24.8	30.6	30.0	24.6	12.1	29.2	42.3
JAKARTA								
1,000m ³	1,326	2,390	3,138	2,392	1,239	1,501	2,735	2,034
%	8.2	21.1	27.5	24.7	16.1	17.2	22.6	24.5
BOGOR								
1,000m ³	24	203	242	205	287	182	460	272
%	1.0	11.2	14.1	17.2	21.5	13.8	29.4	25.4
BANDUNG								
1,000m ³	535	1,158	1,172	1,428	1,177	1,575	1,631	944
%	4.8	13.5	14.9	19.9	18.5	20.7	20.5	18.3
CIREBON								
1,000m ³	179	137	90	89	117	66	121	76
%	13.6	12.9	10.6	12.8	16.9	9.4	15.3	14.7
SEMARANG								
1,000m ³	647	879	665	840	745	523	536	557
%	10.6	23.4	21.9	28.7	26.7	20.6	21.2	30.1
SURABAYA								
1,000m ³	3,036	3,966	2,590	2,126	1,445	1,713	2,058	1,269
%	21.1	42.5	31.1	24.2	18.2	20.7	22.6	18.1
UJUN PANDANG								
1,000m ³	325	220	227	184	132	73	110	90
%	21.8	23.4	24.4	21.3	16.5	9.3	14.2	15.7
TOTAL								
1,000m ³	6,574	7,711	7,551	8,233	5,726	5,940	8,591	6,338
%	11.4	24.4	26.0	24.3	19.1	14.3	22.6	23.4

LOSS = PRODUCED GAS - SOLD & USED GAS

図 II - 8 供給ガスなどの互換性図〔CP-WI〕



次に転換前後の漏洩率の変化を計算してみる。

- いま、
- L ; 転換前の漏洩量
 - U ; 転換前の需要家の使用量
 - H ; 発熱量 (転換前)
 - Ha ; " (転換後)
 - d ; ガスの比重 (転換前)
 - da ; " (転換後)
 - P ; 供給圧力 (転換前)
 - Pa ; " (転換後)

とすると、

$$\text{転換前の漏洩率} \dots\dots\dots X = \frac{L}{U+L}$$

$$\text{転換後の漏洩率} \dots\dots\dots Y = \frac{L \cdot \sqrt{\frac{Pa \cdot d}{P \cdot da}}}{\sqrt{L \cdot \frac{Pa}{P} \cdot \frac{d}{da} + U \frac{H}{Ha}}}$$

この2式からU, Lを消去すると

$$Y = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{X} - 1\right) \frac{H}{Ha} \sqrt{\frac{P}{Pa} \cdot \frac{da}{d}}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{X} - 1\right) \frac{WI}{WI_a} \sqrt{\frac{P}{Pa}}}$$

今 H=3000 Ha=6000 d=da=1.0 P=100 Pa=200

とおくと、

X	Y
20%	42%
30%	52%
40%	65%

となり、転換後は漏洩率が極めて大きくなるのがわかる。純メタンのようにWIが更に大きくなると漏洩率はますます大きくなる。

6. 燃焼性および需要家のガス器具

6-1 熱量

PGNの供給ガスの標準熱量は 4200 Kcal/Nm^3 となっているが、現在は表II-8に示すように熱量は一定しておらず、熱量調節(増熱, Air dilution)もされないで供給されている。

これをまとめると、次の2点に分けて考えられる。

- ① 事業所毎(製造装置の相違など)に供給ガスの熱量は異なっている。すなわち、メタンなどにおける部分燃焼装置単独稼働の約 3000 Kcal/Nm^3 の供給ガスからチルボンの天然ガスの約 $6,000 \text{ Kcal/Nm}^3$ の範囲に涉っている。
- ② 同一事業所でも製造位置の操業条件や2種以上の製造装置の場合その稼働割合によって熱量が変動する。特にジャカルタの場合は熱量の変動がきわめて大きい。

部分燃焼設備で製造されるガスの発熱量が低いこと、比重の高いことは部分燃焼方式における共通の欠陥であって後述の燃焼速度についても同様なことがいえる。従って石炭ガスとは非常に性質が異なっている。このガスはもともと石炭ガスに対して低い比率で、しかも石炭ガスとはほぼ一定の比率でのみ使用しなければ、安定なガス性状が得られないにもかかわらず、前述の理由でコークス炉の順調な操業が維持できなくなった結果、単独稼働する事業所もでき、現在の熱量や燃焼性の不安定を招来することとなった。

供給ガスの熱量の変動は需要家のガス器具に対して、インプットや燃焼特性に変動を及ぼすため、ガス器具の調整が必要となる。そのためPGNでは、需要家の要請に応じてその都度出張し、ガス器具の調整をしているようであった。特に熱量の低い場合には、需要家は熱量当り高いガス料金を払うことになり、それが他の安い燃料を選択させる要因の一つになっている。また、ガス器具のインプットが甚しく減少し、その機能を満足に果せなくなる場合もある。

供給ガスは一定の熱量(下限値は97%)で需要家に供給されることが絶対必要である。

6-2 燃焼性

需要家に対して都市ガスは、供給ガスの熱量の一定性や供給の安定性を確保・維持することが第1の義務であるが、供給ガスの燃焼性もきわめて重要な問題である。

いま、表II-8で示されたPGNのガス分析によるガス組成からWI(ウォッペ指数)や、CP(Combustion Potential)を計算し、ガスの互換性を図に表わすと図II-8のようになる。(付属資料8参照)

このガスの互換性図から判断すると部分燃焼装置単独の供給ガスはWIが小さく、燃焼速度も非常に遅い。そしてこのガスは、現在日本で最もWIの低い、燃焼速度の小さいガスの分類

表 I-8 製造ガスおよび供給ガスの燃焼性

記号	事業所などの分析値										74統計表の分析値				
	ジャカルタ		バンドン		スラバヤ		チルボン								
	供給ガス	部燃ガス	石炭ガス	供給ガス	供給ガス	オニア ゲギ-	No.33 井戸	No.35 井戸	部燃ガス	石炭ガス	オニア ゲギ-	石炭ガス	部燃ガス	石炭ガス	供給ガス
①	2.9	2.2	4.6	④ 3.8	⑤ 7.4	⑥ 6.0	⑦ 4.25	⑧ 2.65	⑨ 2.8	⑩ 5.1	⑪ 4.8	⑫ 3.8			
CO ₂	5.9	7.2	4.1	11.2	6.8	7.0	1.0	0.5	6.3	2.0	1.1.2	4.2			
C _n H _m	0.2	0.3	0.2	0.6	0.8	0.4	0.1	0.4	0.2	0.2	0.4	0.3			
O ₂	13.2	16.2	11.8	8.8	11.0	23.0	0.9	0.6	15.4	13.4	15.6	14.4			
CO	15.8	7.6	47.0	7.0	19.0	51.0	2.4	1.0	10.7	57.0	37.7	34.0			
H ₂	1.5	0.4	0.3	—	—	—	0.6	0.5	0.6	0.3	0.3	0.8			
C ₃ H ₈	7.7	6.1	21.5	15.6	26.6	11.0	49.5	65.5	6.4	15.0	16.6	10.8			
CH ₄	52.8	60.0	10.5	53.0	28.4	1.6	3.0	5.0	57.6	7.0	13.4	31.7			
N ₂															
発熱量(Kcal/Nm ³) C.V.	3308	3022	4834	4490	4977	4875	5184	6520	2967	4095	5800	3640			
比重(air=1) S.G.	0.849	0.926	0.506	0.920	0.765	0.534	0.989	0.843	0.896	0.435	0.647	0.665			
ウォッペ指数 WI	3590	3140	6798	4680	5692	6670	5212	7100	3133	6212	7210	4464			
Combuntion Potential CP	33.1	24.6	88.9	24.7	43.2	99.0	18.9	23.6	27.5	107.6	73.3	60.0			
最大燃焼速度(%) SM	33.6	27.7	66.2	31.5	39.8	79.1	18.4	25.1	29.1	85.7	58.2	54.8			
理論空気量(Nm ³ /Nm ³ Air)	3.03	2.77	4.39	4.23	4.67	4.29	5.14	6.48	2.71	3.59	5.30	3.26			

(注) C_nH_m は C₃H₈ として計算

のA区分より更にW Iが小さく燃焼速度が遅い。(メタンなど)

チルボンの天然ガスはCO₂(炭酸ガス)が多く、燃焼速度のきわめて遅いガスであってW Iもそれ程大きくない。

スラバヤでは現在、Onia Gegi の装置単独稼動しており燃焼速度もW Iも大きい。

バンドンの供給ガスはコークス炉にて増熱用として重油を使用しているため、熱量は高くなっているが、燃焼速度は遅いようである。

ジャカルタではコークス炉の稼動率がきわめて低く、部分燃焼装置単独稼動の事業所よりW I、C P共にやや大きい程度である。

ガス事業者は適切な製造装置の選択と熱量調節装置の採用により、供給ガスの燃焼性が決められたガスの互換域に入るよう努力しなければならない。

ガス器具の燃焼性能の点から、供給ガスの互換域はW Iで10~15%の許容範囲があり、燃焼速度は速い(C)、中位(B)、遅い(A)の3つに通常分類される。

すなわち、現状においてはスラバヤの供給ガスが日本の6Cや7Cのような都市ガスの区分に入るが、他の事業所の供給ガスは燃焼速度がLPガスやCH₄(メタン)と同じか、あるいはそれより遅いガスのようである。

したがって、将来の石炭ガスと同じような燃焼性を示しているのは、スラバヤの供給ガスのみであって、他の事業所はガス器具の調整が必要になってくる。特に、石炭ガスと部分燃焼装置の混合ガスは、その稼動割合によってガスの燃焼性が大きく変動するので、稼動の比率を変えると需要家のガス器具はコックなどの調節のみではその変化に対応できなくなる。

6-3 需要家のガス器具

前述のように石炭ガスを主体にした4200Kcal/Nm³の標準熱量と比較して、燃焼性などが大巾に変動している供給ガスに対して、需要家ではどのようにしてガス器具を使用しているかを観察した。

まず、需要家では供給ガスの発熱量、W Iが低いこと、供給圧力の小さいことなどから Input を保持するために苦勞しており、ガス器具のノズルを大きくしたり、ガスの通路の掃除をするなどの努力をしている。また、需要家によっては供給導管の水溜りや、不純物によってガス通路が閉塞され、ガスが充分に出なかったり、あるいは止ってしまうという苦情も聞かれた。

(1) ジャカルタ

欧米から輸入されたユニバーサルバーナのガスレンジが家庭用の厨房器具として多く使われているようであり、それ以外の通常のコロバーナのノズル径は4.5φ、3.5φ、3.0mmφなど需要家によってまちまちであった。4.5φの需要家の場合、供給圧力が50mm H₂Oの

状態で、2000～2500 Kcal/hr 程度の適切な Input の炎と観察された。しかし、この場合に内炎が見えるように一次空気を調節するとリフトの状態になってしまった。これは供給ガスの燃焼速度がかなり小さいことをあらわし、バーナの炎孔がそのガスに対して適切でないことを意味している。他の3.5φ、3.0φの需要家では Input の不足を訴えていた。4.5φのノズル径、供給圧力=50 mmH₂O の場合に Input は次のように計算される。

(付属資料9参照)

$$\begin{aligned} \text{Input} &= 0.011 \cdot k \cdot D^2 \cdot W I \cdot P \\ &= 0.011 \times 0.5 \times 4.5^2 \times 3600 \times 50 \\ &= 2200 \text{ Kcal/hr} \end{aligned}$$

ここでkはノズルの流量係数で器具コックの閉子の孔径が4～5 mmφの場合、図Ⅱ-9のように変化する。

アショカホテルでは業務用のレンジなど観察したが、あるバーナはイエローチップが出ており、他のバーナーではリフトの状態であって、一次空気吸引口の調節がむずかしく、使いにくさを訴えていた。

またある需要家では小型湯沸器が設置されていたが、ガスや水が充分に出ないため、満足に使用されてなかった。

(2) メタン

部分燃焼装置による供給ガスであり、ホテルのレンジやコンロ(PGN製の炎孔の大きいもの)の炎はSoftであったが、イエローチップもリフトも観察されなかった。炎孔や空気孔が適切に調節されていたようである。

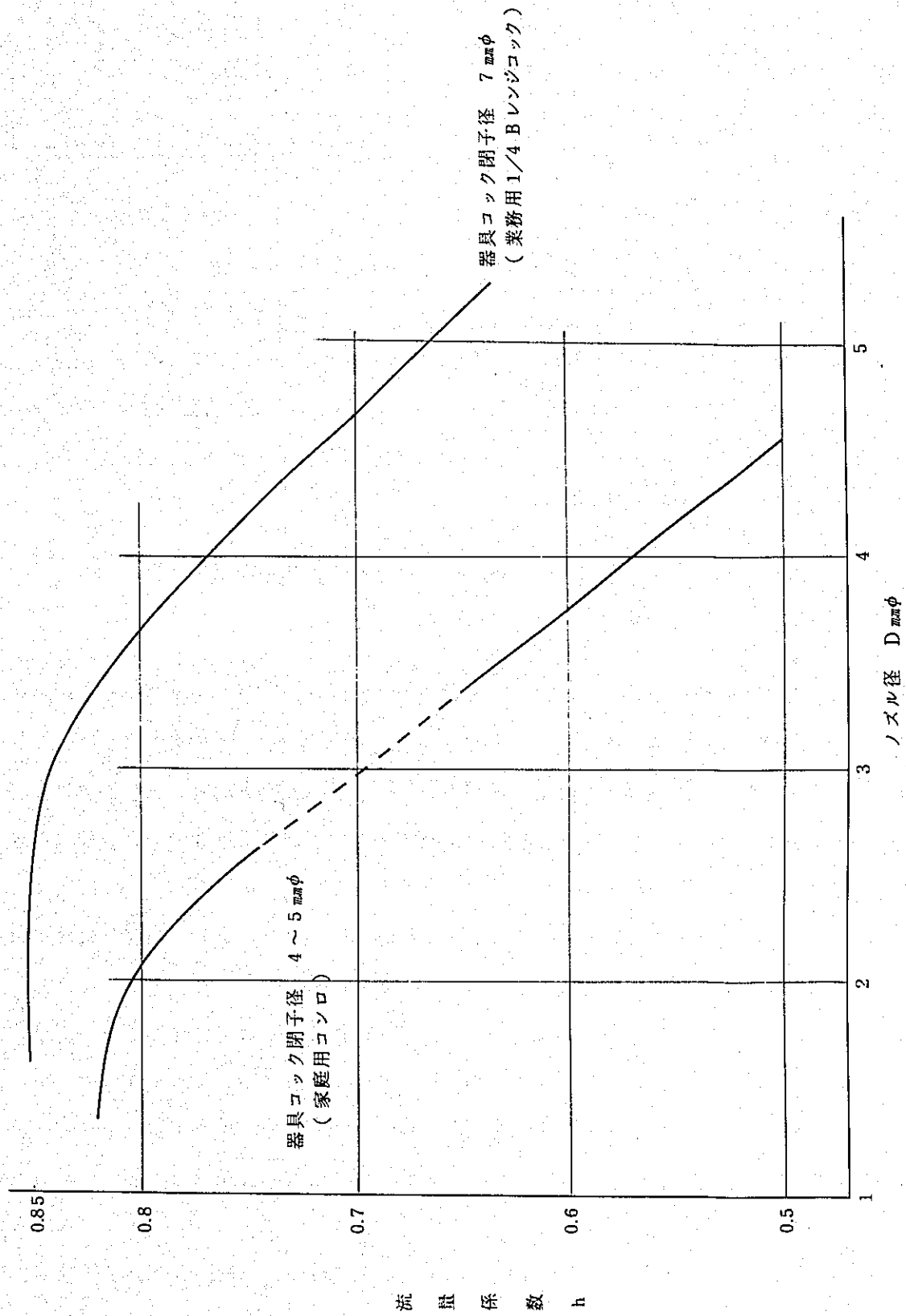
ビスケット工場では連続式のビスケット製造装置にパイプバーナが上下に加熱用(炉内温度230℃)として使用されていた。そこでは、ガスの圧力を一定(200 mmH₂O)に保持するためにブースターが使われていた。炎はイエローチップが見られ、ガス中にC_nH_mが多いことを意味していた。

(3) チルボン

天然ガス転換時に需要家への貸与器具として使用されたキャンピング用の簡単なLPガス用のニロコンロ(オランダより輸入)の燃焼を観察した。図Ⅱ-10はそのバーナで、ノズル径は2φに改造されており、一次空気口はLPガスの場合全開であった。チルボンの天然ガスの場合、ダンパーによって全閉にしなければリフトの状態になってしまった。

炎孔面積と天然ガスの炎孔負荷およびノズル径から考えると、供給圧力は100 mmH₂O程度の場合、適接な Input の2000 Kcal/hr 弱となる。

図 11-9 ノルズ径に対する流量係数 ($d = 0.65$)



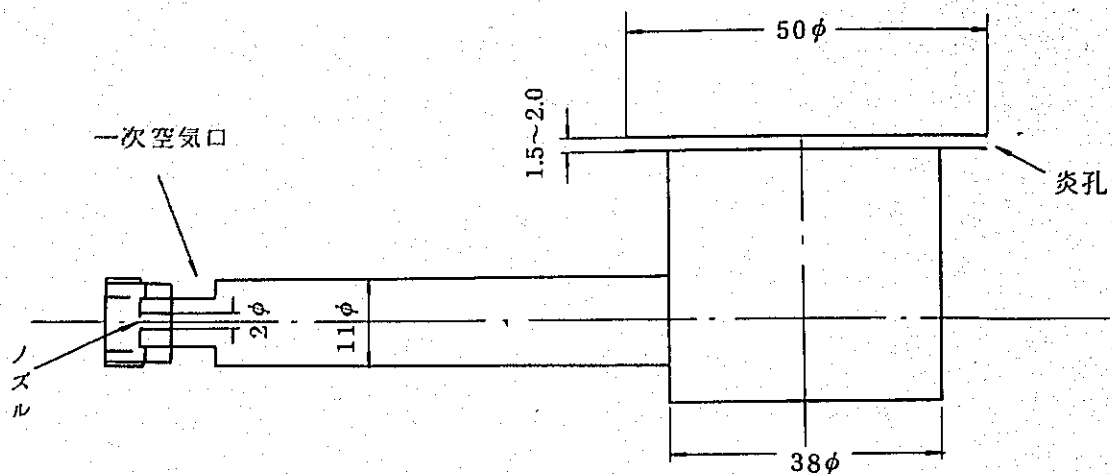


図 II - 10 チルボンの貸与器具のバーナ

ホテルで使用中のコンロのバーナの炎を観察したが、きわめて Soft な状態であった。

このことは供給ガス中に CO_2 が多く燃焼速度の遅いことを表わしている。

チルボンの天然ガス転換は期間が短いためガスの転換と器具の調整が同時に行なうことができず、そのため前もって、前述の器具を貸与しておき、需要家のガス器具はその後約 1 ヶ月で調整したとのことだった。

天然ガス転換は後述するように 2~5 年前から、十分に準備・検討した後で実行しないと順調に進まず、費用も増嵩するものである。

工業用の需要家として Lime Kiln のバーナを観察したが、一次空気が不足しているようで火力が弱く、需要家から苦情を訴えられているようであった。これに対して、チルボンの事業所では空気を予混合させるブラストバーナの実験や、供給圧力を上げて一次空気の吸引量を増す方法を検討しており、極めて意欲的に需要家の獲得につとめているようであった。

(4) スラバヤ

スラバヤではフィリップスの電球工場や、ピン工場などを観察した。フィリップスの電球工場は複雑なブースター装置があつて、昇圧と圧力を一定にするために苦勞しているようであった。スラバヤの供給ガスは PGN で唯一の H_2 の多いガスで、硝子加工バーナーに適して

いるが、燃焼性の変動がはげしく常に注意せねばならない。したがって、ガスの互換性の図からもコークス炉によるガスは融通性がある反面、他のガスを混合する場合、燃焼性の変化が大きく、それが問題になると思われる。

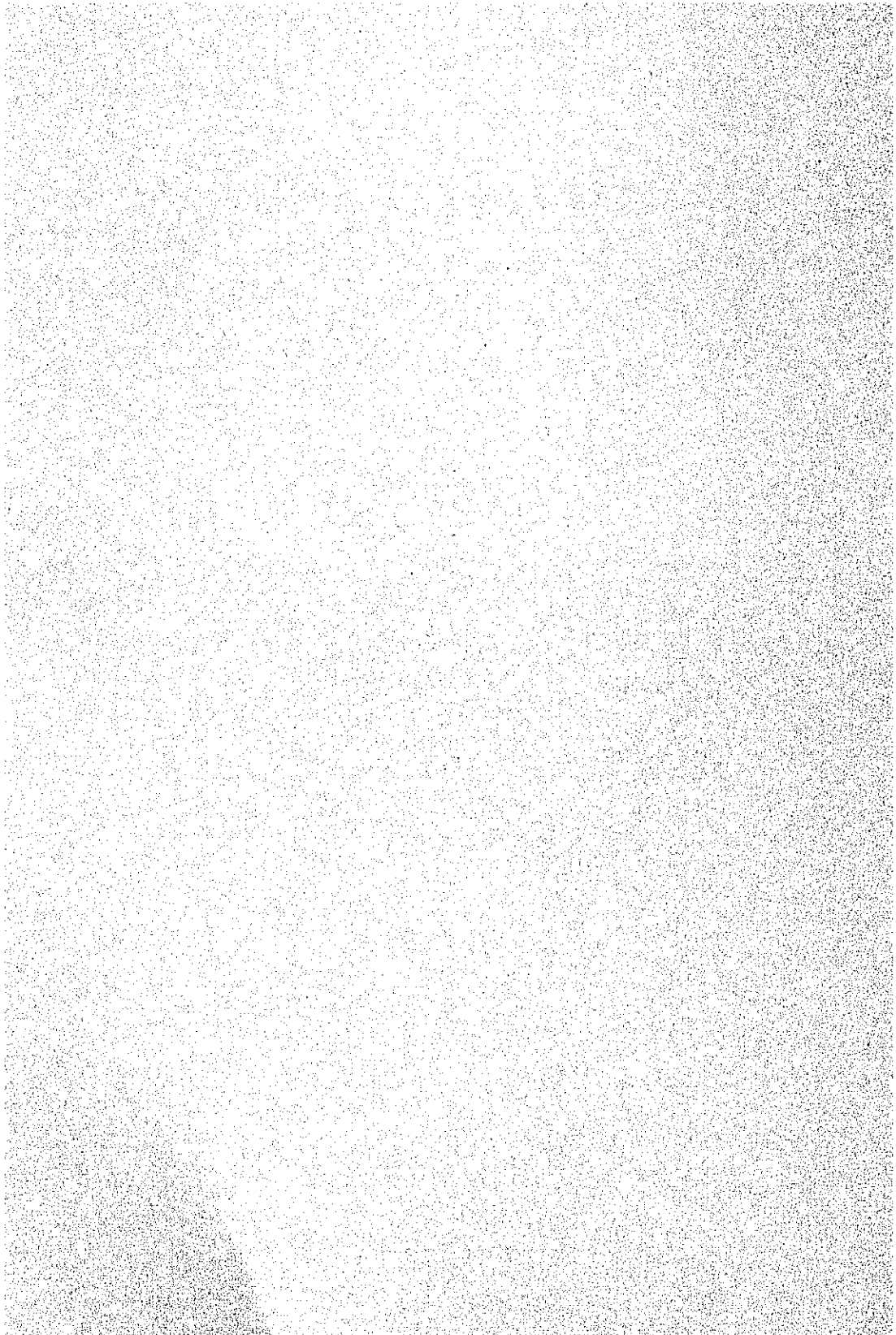
なお、今後スラバヤにおいて天然ガス転換作業を行なう場合は、バーナーなどの厳密な試験と開発を行ない、更にフィリップスの工場のフローに合せた実操業試験も十分に実施する必要がある。

(5) 供給ガスとガス器具の対応

供給ガスの品質の安定、供給の安定化に対応して、需要家に対してはそのガスに適合したガス器具を使用するようPRしなければならない。

このためには、まず現在需要家で使われているガス器具をそのガスに合わせて正しく調整することが重要であり、また、そのガスに適したガス器具の検定や販売を行なうと共に正しい設置方法、使用方法なども指導する必要がある。

第Ⅲ章 ガス事業の望ましい姿とアプローチ



第Ⅲ章 ガス事業の望ましい姿とアプローチ

1. 公益事業としてのガス事業のあり方

1-1 公益事業としての社会的責務

インドネシアにおけるエネルギー資源の有効利用の観点から、又インドネシアが近代的国家として発展していくうえからも、都市におけるエネルギー供給の担い手として都市ガスを発展させる必要があることを第Ⅰ章において述べた。

しかし、一方、都市ガスが発展するにつれて、ガス事業の社会的責務も増大している。

つまり、ガス事業は都市住民の日常生活上、又産業活動上必要のエネルギーを独占的に供給するという特質を有しているところから、ガスの品質低下、ガス料金の不安定は、社会的、経済的に大きな影響を与えることになるのである。

インドネシアのガス事業は、PGNという公社組織をとっており、これはインドネシア政府が、国民経済上、ガス事業を行なうことにより公共の福祉を増進させる必要性があると判断しているためと考えられる。

しかし、インドネシアのガス事業はこのレポートの各所で指適しているように、公益事業としての国家的要請に応じておらず、健全な発展を遂げるに至っていない。

したがって、ガス事業を行なう当事者（PGN）が、当然果すべき義務として次の点を考慮していかなければならない。

- ① 合理的な経済計算を行ないその範囲内で、ガスの供給可能な区域の人々から供給を求められた場合、いつでも普遍的、継続的に供給が行なえること。
- ② そのガスは、信頼度が高く、品質が一定していること。
- ③ 同一事業所内の需要者の料金、その他供給条件について不当な差別を行なわないこと。
- ④ 絶えず経営の効率化に努め、その結果、料金は合理化的な経営のもとにおける適正なものでなければならない。
- ⑤ 公害の防止および公共の安全を確保すること。

しかし、PGNの現状をみると、ガスの品質が安定していないこと、料金その他供給条件について、一般需要と公務員、軍人家庭との差別を設けていること、合理的な経営が行なわれていないため料金原価が割高になり競合燃料の価格と対抗できないこと、公害問題およびガス漏洩問題のあることや、ガス中毒事故の恐れがあることなど、全ての面で上記の要件上問題点が指適される。

これらの点が改善されない限り、いかに多額の資金を投入し、あるいは最新の技術を導入し

ても、真の公益事業として発展を遂げることは、困難であろう。

1-2 公的規制のあり方

本報告書の各所で指適しているような理由からインドネシアのガス事業は、停滞というよりもむしろ衰退の段階にあり、公益事業としての本来の役割を全うするに至っていない。

このような事態を招いた責任は、当然 PGN にあるが、一方、ガス事業を監督する立場にある政府当局も、ガス事業のもつ特質を十分認識しているとは考えずガスの消費者に対する利益の保護とガス事業の健全な発展を図るため明確な事業規制およびその監督を十分に行なわなかったことも原因の一つであると考えられる。

(注) 現在インドネシア政府のガス事業に対する規制として、法律、政令、大臣令、電力公共事業規制等があるが、その規制の内容は、行政管理的性格をもつものであり、公益事業に対する最も重要な消費者に対する利益保護およびその為のガス事業者としての果たすべき義務を内容とした公共事業規制がなされていない。

エネルギーを中心とした公益事業に対する規制のあり方は、一般的に言って、その事業の発展過程や企業形態の相違、又政治体制の相違によって諸外国を例にとっても若干の違いがみられる。

しかし、基本的には、経済及び社会生活の重要な基盤たるエネルギーを、経済的に配分する必要と国民福祉確保の見地からエネルギー供給の業務全般に対する公共性の確保と消費者に対して豊富で、安全かつ低廉な価格でエネルギーを供給するという義務を遂行させるため何らかの事業規制方式がとられているのが現状である。

インドネシアの場合、公社組織であるが故に、利潤追求を経営の中心原理とする私企業と違って、改めて事業規制を行なわなくても消費者の利益が保護されることが考えられがちである。また、これに対し圧倒的に灯油等の競合燃料が優位にあるため、ガス事業に対する公益事業規制を緩めても良いという議論が誘導されやすい。

しかし、いかなる状態にあろうとも、公益事業は多数の者の生活なり産業なりに必需のサービスを提供することを通じて公共の福祉に寄与するものであり、個々の需要家にとっては独占的供給事業であるから、消費者保護の立場から事業規制を必要とする。

また、公社組織として事業を行なっている以上当然、その事業経営は、公共性のみならず、経済的、効率的に運営されねばならないし、かつ独立操業を前提としたものであるから、それに対する事業規制も当然なされねばならない。

例えば、インドネシア同様、国有としてガス事業を行なっているイギリスにおいては、「ガス法」が制定されており、その法律に基づいて、ガス事業全般の規制と監督は燃料動力大臣が

行なうものの、これとは別に地方のそれぞれのガス局に対しては、それを監視するために「ガス諮問委員会」が設けられている。その諮問委員会の任務は、

- ① 個々の消費者からの苦情を審理すること。
- ② ガスの供給全般に影響を及ぼす要因を検討すること。
- ③ ガス事業の経営方針と計画を検討し、批判若くは承認の形での答申を行なうこと。

を中心としているが、これでわかるように諮問委員会は、一方では消費者保護の観点から、消費者の要望や意向をガス局に伝え、他方ではガス局の姿勢や方針を消費者に説明するという方向の通路となっている。

消費者保護の面で、委員会は料金改正、その他サービスや施設の改善について審議し、その結果をガス局に建議し、或は大臣に申告することができることになっている。

なお、ガスの特質上最も重要であるガスの圧力、品質およびカロリー、ガスメーターの検計期間等については、ガス法において規程されており、その規程の遵守を監督官庁が監査する。

この監視のため燃料動力省に特別の官吏が置かれており、ガスメーターの検定についても燃料動力省の官吏が行なうべきことが明確に規程されている。

このように国有事業であっても、消費者の利益保護とガス事業の健全な運営を行なうために特別法あるいは、監視機構を設置して厳重な事業規制を行なっているのである。

日本の場合は、民営企業と地方公共団体が運営する公営事業との2つが並存しているが、ガス事業の規制としては、一元的に「ガス事業法」が定められており、通商産業大臣が監督している。

その第1条には、ガス事業の目的として「この法律は、ガス事業の運営を調整することによって、ガスの使用者を保護し、及びガス事業の健全な発達を図るとともに、ガス工作物の工事維持及び運用並びにガス用品の製造及び販売を規制することによって、公共の安全を確保し、あわせて公害の防止を図ることを目的とする。」と定められており、更に次条以下に、ガス事業の許可基準、ガス工作物設置および供給義務、ガスの料金その他供給条件についての大臣の認可義務、ガスの熱量、圧力および燃焼性の測定義務、毎事業年度の供給計画の策定義務、会計の整理方法、料金の決定原則、ガス工作物の定期検査の義務、ガス事業に対する監査や立入検査する大臣の義務、消費者からの苦情の申出に対する大臣の処理義務、ガスの供給条件や供給規定の変更の際における公聴会の開催義務（大臣に対して）ガス事業法違反に対する罰則等が規定されている。

なお、料金その他供給条件の具体的内容においては、付合約款として事業者毎に、「ガス供給規程」で定めており、その内容等の変更については、その都度、個々に通商産業大臣の認可

を受ける必要があり、また、消費者にも公示する義務がある。

以上のほか、アメリカでみられるような各州毎に設置されている特殊な行政機関（公益事業委員会）による規制方式などあり、各国々によって種々な規制方式があるが、何れの場合においても公益事業に対しては、消費者保護を中心とした強い規制がなされている点では共通している。

インドネシアの場合、いかなる規制方式がベターであるかは、民族性や政治的背景も考慮して決めなければならないがいずれにしても、まず、ガス事業に対して、国家目的の明確化および消費者の利益保護と公益事業として健全な発達を図る目的を内容とした一元的な法律を制定し、それに基づき政府の厳重な監督さらにガス事業者と消費者との利害を調整する機関として信頼される第3者的機関（英国の例を参考）の設置を行なうことがのぞましい。

このような措置により、ガス事業に対する国民の理解と信頼を確得することができるものと考えられる。

1-3 料金政策

インドネシアの現行のガス料金制度は次のようになっている。

ガス料金の種類としては、①一般家庭用、②個別契約による大口需要家を対象とした契約料金、③社会的役割をもつ機関および公務員ならびに軍人家庭を対象とした特別料金の3種類があり、料金大系としては、最低料金制となっている。

また、その他に供給費用として、PGNのメータ、サービスパイプを使用料として消費者から1ヶ月それぞれ100ルピア徴収することになっており、これらを含めてガス料金の支払いは全て前払い制度としている。

この料金制度について検討を加えると次のような問題点が指摘される。

まず第1に、供給カロリーに見合ったガス料金を決めることである。

現在の料金は、4,200 Kcal/m² 当りを基準として設定しているが、現実には3,000 Kcal程度しか熱量がない事業所もあり、需要家はカロリー当りにすると規程より高い料金を払わされていることになる。

現実に供給するガスの熱量が標準熱量を下回ったときは、料金の徴収の際、カロリースライドで精算すべきである。

逆にチルボンの場合、天然ガス転換後は、標準よりも熱量が高いのであるから、そのカロリーに見合った料金とすべきである。

第2に、料金の種類において、特別料金の対象となっている公務員および軍人家庭については、一般料金適用家庭とガスの使用形態上差がないにもかかわらず、政策的に月25 m³ ま

で(60%引き)大幅に料金を安くしていることは、そのしわを一般家庭や契約料金に押しつけることになるため、これらの需要家に不満感を与えている。

以上の点から、ガス料金に対する需要家からの不信感を招き、インドネシアのガス事業が年々衰退を辿る一つの原因ともなっていると考えられる。

したがって、需要家から信頼を得るための料金のあり方としては、

- ① 標準熱料に見合った料金であること。
- ② 特定の需要家に対し、不当な差別を行わないこと。
- ③ 料金の徴収は、実際に消費したガスの量に見合ったものであること。

が基本的な事項であるが、それに加えて、料金そのものが、合理的な経営を前提とした適正な原価によって算定され、かつできるだけ、長期にわたって安定させることが重要である。

2. 都市ガス修復開発計画

2-1 基本的考え方

都市ガスの供給者たるPGNは早急に都市ガスの信頼を回復し都市エネルギーの主役となり得よう都市ガスの修復、回復のための施策を講ずる必要がある。この場合、計画の立案、実行にあたっては、次の諸点に注意が払われねばならない。

- ① 計画は細心に、実行は果断に。従来のPGNにおいては、第Ⅱ章で述べたとおり計画性の欠如と、それに加えて計画遂行能力の欠如が指摘される。今後修復、開発計画の策定にあたっては、十分な研究と調査に基づいたきめ細かい配慮が必要であり、かつ立てた計画を確実に実行に移すことが肝要である。
- ② 修復、開発計画の第1の目標は失なわれた都市ガスへの信頼の回復をはかり、都市ガスを都市エネルギーの担い手としてふさわしいものにするものである。そのためには単に物理的修復、開発のみでなく、経営面サービス面の改善、革新も必要である。
- ③ 経営の安定を図りつつ、諸計画を遂行していくためには、最小の投資で最大の効果をあげることが要求される。直ちに、修復計画と開発計画を同時に行なうことは、資金的にも技術的にも無理があり、しかも過大な投資はPGNの経営基盤に重大な影響を与えることになる。
- ④ したがって戦略としては、まず第1に修復を行ない、開発は次のステージで行なうことが望ましい。
- ⑤ 当面の修復計画の目標は、最盛時の需要の回復におかれるべきであろう。そのためにはガス品質の向上、供給設備の改善等の物理的改善とともに、需要確保のためのセールス活

動、サービスの改善等も行なう必要がある。

- ⑥ 上記⑤の目標をよりスムーズに達成するためには、④の原則にも拘らず、原料面での改善（天然ガスの導入等）、導管面での充実等の効果的な開発は優先的に行なうことが望ましい。
- ⑦ 財政面では修復、開発計画で投資を行なえば、PGNの収支は短期的に更に悪化することが予想される。勿論これはある程度やむを得ない面もあるが、しかしPGNがガス供給者として安定的にその機能を果たすためには、長期的には収支のとれる企業となることが必要であり、そうした方向への努力が払われなければならない。
- ⑧ しかし、同時に都市ガスの必要性、公共性を考えれば、政府当局は国民的長期的視野に立って、ガス事業の育成を図る必要がある。したがって政府は短期的には修復、開発のために必要な初期投資に対して資金援助を行なうとか、原料の安定かつ低価での入手に保証を与える等の有効な援助を行なうことが必要である。
- ⑨ いずれにせよ、都市ガスの修復、開発には多大の努力が必要であり、政府部内の関係機関の共通の認識と協調のもとに、PGNが自から積極的に推進していくという姿勢が不可欠である。

戦後日本の都市ガス事業がどのように復興したかについて付属資料13に記述してあるので参考にされたい。

2-2 都市ガスの需要開発

(1) 需要開発の考え方

PGN8事業所はいずれも各州の首都にあり、将来人口の集中化、住居数の増加等が予想されているところである。付属資料7はPGN都市ガス供給地域の将来人口、パーマメントハウスの数の予測値を示している。右側にパーマメントハウスの20～50%までの数値をかかげたが、これらの数字は現在の各地域の都市ガス需要家件数に比べて極めて大きい。

しかも1件当りのエネルギー需要量も生活様式の一層の近代化、平均所得の上昇、工業用需要や商業用需要の伸び等を勘案すれば必ずしも少なくないと思われる。

したがって、都市ガスが品質、価格、サービスなどの面ですぐれたものとなり、都市ガスへの信頼を回復したならば、需要家件数も1件当りガス販売量とともに相当伸びることが期待される。そして公益事業としての立場を考えた場合、PGNはこれら市民の熱エネルギーの需要にできるだけ積極的に応えることが基本的義務として要請される。

しかし一方、現状をみるとPGNの規模は極めて小さく、また設備の老朽化も著しい。加えて将来は独立で採算のとれる事業者にならなければならない。したがって、急激に市民の

熱エネルギー需要に完全に応えることは困難であり、時間をかけてその要請に応じてゆかなければならない。日本の場合でも、都市ガス事業が地域住民の熱エネルギー需要に応えられるようになるまでには各事業者の努力と相当の年月を要したことを計画策定にあたって銘記すべきである。

つまり需要への対応は、修復計画の進行および天然ガスの導入などガス源の確保に合わせて行なわねばならない。各事業所ともまず修復計画をどのように行なうのか調査ときめ細かい計画の策定が必要だろうし、その間の需要の伸びは過去のタイム・トレンド的なものしか考えられない。また修復計画が実施されても都市ガスが失われた信頼を回復し、需要増加へ結びつくまでにはなお2～3年の月日を要しよう。更に天然ガスが導入されたり、製造設備が改善されるなどして供給能力が増加しても、この段階で急激に需要を増加させることは易しくない。というのは都市ガスに他燃料からの需要をふりむけるに際して、

- ① 常にLPG、灯油という代替エネルギーが存在し、それとの競合が予想される。
- ② 新規の需要家は内管設備などの初期投資の負担がかかる。
- ③ 導管網の拡大にはPGNはぼう大な投資が必要である。

などの難点が存在するからである。

(2) 需要家の想定と留意点

そこで我々は上述の事実をふまえながら、次のような考え方で都市ガス需要開発のプログラムを作成した。

- ① PGNの最盛期であった1962年の需要家件数に1980年代前半までに到達すること。
この点は我々のプログラムではいづれも1980年前後に到達可能になっている。
- ② PGNが目標値としてかかげた1980年の値に1980年代の後半に到達すること。この点我々のプログラムではメダン、チルボンを除き可能としている。メダンはPGNの想定値が若干大き過ぎるため、チルボンはマーケットエリアが小さいために1990年代に遅れている。

なお、PGNは1980年までの開発目標値をたてているが、この値は現実をふまえ、上述のような点を考え合わせた場合、相当高い数字であり過大な期待値と思われる。

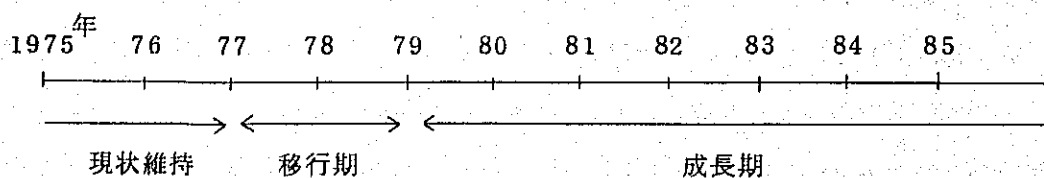
これら我々の作成したプログラムにより開発を進めるとすれば比較的無理なく都市ガスの普及が行なわれると信じている。

しかし、このプログラムを達成するには次のような点にも留意しなければならない。

- ① 市民が都市ガスを利用しやすい環境条件をつくり出すこと。その中には初期投資の面で政府の援助、ガス料金の面、法律面の整備、サービス体制の整備などが含まれる。

- ② ガスの品質を改善し，都市エネルギーとしてのガスの優位性を確立すること。
- ③ 1件当りの需要量増加をはかるために都市ガスを燃料とする良質なガス器具の開発を考
えること。
- ④ 商業用，工業用需要の開発にも努めること。これによって効率的な大口需要家を護得し
うるだけでなく，直接都市ガスを使用する都市の住民だけでなく，田舎の住民にも都市ガ
スの利点が理解される可能性が出てくる。
- ⑤ いづれにしても，適切なPR，住民との対話を通じての組織的，連続的な販売努力が必
要である。

図Ⅲ-1 需要予測の方法



注1) 成長期の予測の考え方

需 要 家 件 数 : 年間伸びを原則として10%とした。た
だし，パーマネントハウスに対する需要家件
数の比率が10%を越えるときは，これに
応じ，需要家件数の伸びを変化させた。

1件当り販売量 : 年間伸びを原則として2%とした。ただし
チルボンのように大口需要家の獲得が明確
なものは別途考慮した。

注2) 天然ガスの導入はどの地域も早くて7.8年末と考えた。

表Ⅲ-1 需要予測

	需要予測			参 考	
	1975年	1980年	1990年	1962年 実績値	1980年 PGN計画値
メダシ	1,243	1,418	3,677	2,009	5,000
	1,988	2,407	7,611	3,753	8,568
ジャカルタ	6,134	8,185	21,231	8,256	15,000
	9,808	14,724	46,555	14,727	29,989
ボゴール	1,051	1,371	3,393	1,441	2,500
	1,104	1,832	5,526	2,417	2,998
バンドン	5,481	7,108	16,659	6,016	8,000
	6,621	9,710	27,742	10,827	14,199
チレボン	581	840	2,180	739	3,000
	657	1,049	3,318	1,274	60,786
スマラン	1,890	2,516	6,409	3,108	4,000
	1,786	2,524	7,836	5,445	6,170
スラバヤ	4,181	5,568	14,414	6,086	9,000
	6,622	9,703	30,620	11,549	17,658
ウジュンパンダン	415	557	1,446	662	1,000
	686	974	3,080	1,162	1,460
計	20,976	27,563	69,409	28,317	47,500
	29,272	42,923	132,288	51,154	141,828

上段 需要家件数 単位：件

下段 販売量 単位：10³m³ (4,200Kcal)

2-3 ガスの安定供給の必要性和望ましい品質

ガス製造供給設備の修復計画を考える前提として、ガス供給の望ましい姿、即ち、安定供給と望ましい品質について簡単に復習しておく必要がある。

(1) 安定供給

1) 必要性

ガスの最大の利点は、需要家に対して、導管により十分な熱量が、常に円滑に供給されることで、万が一にも供給停止することがあれば、ガスの利用価値は半減する。

PGNに対する需要家の信頼回復の基礎は、まさにこの点にみいだされるべきである。

2) 安定供給のための条件

まず、導管、供給管、ノーターを改善し、漏洩、腐蝕、閉塞を激減させることが第1であり、次に、需要家の増加に伴ない、供給方式の改善とともに、高圧化をはかって、輸送効率を上げていく必要がある。

需要家におけるガスの圧力（供給圧力）は適正な値に安定させなければならない。

供給圧力は、天然ガス（WI \approx 10,000）では200 mmH₂O、LPG-Air（7,000 kcal/Nm³程度）では150 mmH₂O、WI^{注）}が7,000以下のガスについては、80～100 mmH₂Oが世界的な標準となっている。

注) Wobbe Index ヲォッベ指数 $WI = \frac{\text{発熱量}}{\sqrt{\text{比重}}}$

(2) 望ましいガス品質

1) 発熱量の安定

将来のガスは、ガスの容量を販売するのでなく、エネルギーつまり熱量を販売するという認識が必要で、これは世界のガス業界の常識でもある。

つまり、ガス料金が容量に基づいて算定される以上、同容量で同じ熱量を供給するためには、容量当りの標準熱量を維持していく必要がある。

例えば日本の場合、供給に際して、許される最低熱量は、標準熱量に対して97～98%の値に決められており、月間平均では標準熱量の値を下回らないことが義務づけられている。

2) ガスの燃焼性と互換性

ガス器具におけるガスの燃焼を良好な状態に保つためには、次の条件が満足されなければならない。

① インプット一定

- ② 炎の安定性 …… 飛火，逆火の無いこと
- ③ 完全燃焼
- ④ 適切な火炎温度，火炎長さ

これらの条件は，W I と燃焼速度の2つの要因により特徴づけられるので，これらの要因を許容範囲に維持することにより，ガス器具の互換性が達せられる。〔付属資料8参照〕

3) ガス中の不純物

供給管，機器の腐蝕や閉塞，毒性，有毒燃焼生成物の発生を避ける為に，次のような不純物を極めて低いレベルに維持する必要がある。

固 体 : ナフタリン，ダスト

液 体 : タール，水分

気 体 : NO，NH₃，HCN，H₂S，その他のイオウ分

ちなみに，日本の法律では，ガス1m³中に含まれる不純物イオウ分0.5g，硫化水素0.02g，アンモニア0.2g以下と定められている。

天然ガスは一般に不純物が少なく，最も勝れたソースである。

2-4 原料の選択

(1) ガスの種類ソースの一般的比較

1) 原料選択の為に考慮すべき事項

ガスの原料としては，石炭，原油，重油，ナフサ，LPG，天然ガス等があるが，これら原料の選択は，製造設備の選択と密接不可分であり，以下の条件を比較検討する必要がある。

a) 原料入手の難易

b) 原料コスト — 価格及び輸送コスト

c) 原料に対応した製造設備の規模と建設コスト

d) 製造設備の運転性 — 所要人員，負荷変動の難易，運転コスト，運転圧力，運転技術
保全技術

e) 製品ガスの品質

◦ 発熱量

◦ 燃焼性 — 比重，ウォッベ指数，燃焼速度

◦ 不純物の含有量 — タール分，重質分，ナフタリン，イオウ分，アンモニア分等

インドネシアのガス事業から見ると，ガスの品質は特に重要な問題である。

f) 製造に伴う公害の発生 — 工場の位置にもよる。

1) 製造物の需要 — 量及び変動

これらの条件を整理すると、

① 原料自体の入手可能性と入手条件

② 製造設備の諸条件

③ ガスの品質

④ 製造ガスコスト

の課題に集約される。これらの内、一般的な項目について、表Ⅲ-2で比較を行なった。

2) 原料の入手について

まず原料自体について、エネルギー資源の豊富なインドネシアにおいて、少なくとも将来はどの原料も使用可能であることは、勿論である。しかし現在は、これら資源は開発段階であり、必ずしもインドネシアのあらゆる地域でスムーズな供給が約束されている訳ではない。(後述)

また、ナフサ、灯油、LPGの今後の価格を推進することは困難であろう。なぜならこれらの原料である原油の国内価格は、必ずしもコストベースで決まるのではなく、今後の国際価格や政府の政策によって左右される場合が多いからである。

また、石油製品の価格は同時に、今後の石油精製設備の建設状況およびこれに伴う製品の需給状況にも影響される。従って、表Ⅲ-2に記した国際価格は、単なる参考に過ぎない。

3) 製造設備について

石炭の設備は、きわめて多額の投資を必要とし、固定費が高いため、小規模の場合、資金不足の場合、或いは、コンスタントな運転ができない場合は採用できないし、公害が問題となる場合にも不利である。しかし既に操業可能な設備があり、且つ副産物(コークスタール)の安定的な需要と、相対的に高価格が維持されることが期待される場合には、ガスの比例費はきわめて安く、経営改善にも寄与できる。

原油、重油、ディーゼル油等の重質油からのガス製造設備も、クリーンガスの製造を前提とする限り、精製設備や副産物処理設備、或は、排水処理設備(特に市街地工場の場合)に多大のコストを要し、またプロセスも複雑である。従って、小規模の場合、或は重質油の価格が、ナフサ等の軽質油に対して、極端に安い場合以外は有利ではない。

ナフサ等軽質油によるガスの製造は、設備が極めて簡単で、運転も容易、且つ特別な公害対策も不要で、日本においては広く採用されている。精製設備は、簡単なスクラパーとドライボックスがあれば充分であり、原料が適正な価格でスムーズに入手できる場合の、

表Ⅲ-2 ガスの原料の一般的比較

(その1)

ソース 条件	石 炭	原油/重油	ナフサ/灯油	L P G	天 然 ガ ス
入手の可能 性	非粘結炭 …スマトラ 粘 結 炭 …オーストラリア から入手可能	国内で産出	国内の精油所から、又 は輸入による	左に同じ	国内で産出 但し地域による
原 料	格 Ombilin炭 (スマトラ): 54,000 RP/t (7.7 RP/1000 Kcal)	ディーゼル油: 15,000 RP/K _l (1.65 RP/1000 Kcal)	サフサ国際価格 (CIF推定) 34,000 RP/K _l (4.45 RP/1000 Kcal)	国際価格: 52,000 RP/t (4.60 RP/1000 Kcal)	Unit III: 250 RP/MCF (0.99 RP/1000 Kcal)

()内は、1,000 Kcal 当りの単価

(その3)

	石炭	原油/重油	サフナ/灯油	L P G	天然ガス
ガスm ³ 当り 原料費推算 4,000 Kcal/m ³ ()は製 造原価	石炭ガス △ 33 RP/m ³ ガス(正味) 450 m ³ /t コークス 500 kg/t タール類 50 kg/t コークス価格 (台湾)500 RP/kg タール価格 80 RP/kg	部燃ガス 11 RP/m ³ (1,400 m ³ /Kℓ)	接触改質ガス 23 RP/m ³ ガス 2,000 m ³ /Kℓ 燃料 370 ℓ/Kℓ	蒸発ガス 18 RP/m ³ ガス 2,900 m ³ /t 蒸発燃焼 30 m ³ /t	直接供給 6 RP/m ³
注) 現在輸入に依存しているので、国際価格を適用したが、将来の計画には必ずしも妥当でないだろう。					
固 定 費 日本の 大規模 設備で 高稼働 率の例	大型室式炉 35 RP/m ³	原油熱分解設備 10 RP/m ³	接触改質 6 RP/m ³	L P G 蒸発 3 RP/m ³	—
計	2 RP/m ³	21 RP/m ³	29 RP/m ³	21 RP/m ³	6 RP/m ³

ガ ス 製 造 コ ス ト 概 算

注) この外に、ユーティリティ、補助材料等の費用も必要である。また圧送設備も別である。

小規模なガス製造に適している。

LPGは、そのまま蒸発すればよく、設備も最も簡単であり、また熱損失はきわめて少ない。原料が供給されるか否かと、その価格だけが問題である。

天然ガスには、製造設備が不要である。天然ガスが、利用可能でありさえすれば、最適のガスソースである。

4) 原料とガス品質の関係

各種原料から得られるガスの発熱量と比重は、表Ⅲ-2に記したとおりである。

重質油熱分解、LPG、天然ガスからは、高い発熱量のガスが得られるのに対し、ナフサ接触分解、および部分燃焼設備によって製造されたガスの発熱量は小さい。

LPGおよび部分燃焼設備のガスは比重が大きい。特に、重質油からの部分燃焼ガスはその為ウォッペ指数が小さくなり、良い燃焼性を有しているとは言えない。

接触分解ガスは、水素を多く含み、燃焼速度が大きい(表Ⅱ-8 P 59参照)。

石炭や重質油からのガスは、タール分、ナフタリン分、水分、或いはNO分やイオウ分のような不純物を多量に含むので、十分な精製設備を必要とする。

5) 製造コストについて

表Ⅲ-2においては、亦、一定の前提のもとでの各原料からの大まかな製造コスト試算を行なっている。設備費と原料費だけの大雑把な計算で、インドネシアの現状にマッチしていないかも知れないが、これによれば、天然ガスと石炭が最も有利で、次いで、LPGおよび重質油の順となっている。

6) 国家のエネルギー政策による制約

ガスの原料の選択に関わる一般的要因は以上のとおりであるが、実際には、このほかにその国の政府の政策が、原料選択を左右する大きな要素となることがある。

天然ガスの利用に関するインドネシア政府の現在の基本政策は、次のとおりと理解される。すなわち

a) ジャワ島(スラバヤ地域を除く)で産出する天然ガスは、優先的に、製鉄および肥料工業の原料用として使用される。

b) ジャワ島以外の地域及びスラバヤ地域の天然ガスは、輸出用、アロマティックセンター用のほか、電力用、都市燃料用等にも使用できる。

というものである。また石油製品に関する政策は：

a) LPGの供給はまだ充分でなく、従って、都市郊外または、都市域の中でもより過疎な地域において、ブルタミナの代理店を通じて、LPGポンペにより販売するのが原則

である。

b) ナフサは全く不足しており、石油化学原料としてのみ、利用することができる。

c) 灯油は、田舎においては、木質燃料(薪)の使用を減らす為に、その利用を推進するが、都市およびその近郊においては、ガス或はLPGへの転換を進めて灯油の利用を減らしていく。

d) 今後、豊富な国内の石炭の開発と利用を推進し、石油製品への依存度を減らしていく。

したがって、このような事情から、政府の現在の政策に関する限り、PGNの利用可能な原料は、一部地域における天然ガスのほか、石炭か重油に限られることになる。ただ今後の政策については、この報告書の結論如何により、PGNの健全な経営の為に、若干の政策の変更は可能であろうと考えられる。

(2) 天然ガス導入の必要性と原料選択の優先順意

天然ガスは、従来の製造ガスと比較して、前節で述べたほか、次のような利点があり、欧米及び日本の都市で広く使用されている。

- ① 熱量が高く、導管の輸送効率も高い。
- ② ガス化効率 100%
- ③ ガス中に不純物がなく、ガス成分が安定している。
- ④ LPGと比較して、比重が軽く、安全性が高い。
- ⑤ 製造装置、精製装置が不要。
- ⑥ 製造による煙、排水など公害がない。
- ⑦ 原料輸送の際タンクローリーなど不要。
- ⑧ 原料の貯蔵の為の装置、場所が不要。
- ⑨ 電力、水などユーティリティーが不要。
- ⑩ 所要人員が少ない。

従って、人口密集地域での天然ガスの利用は、原料入手が可能である場合には、最も優先されるべきである。

一方、天然ガスの導入が、不可能な地域では、前節での評価を総合して、LPG及び軽質油がこれに次ぎ、次に重質油、石炭の順となる。すなわち、前者は後者に比べて、次の利点を持つからである。

- ① 製造装置、精製装置が簡単。
- ② 煙、排水など公害対策が不要。
- ③ ガス価効率が低い。

(4) 運転が容易

(5) 運転要員が少なくてよい。

但し、既設設備が有効に利用しうる場合には、石炭の利用が有利であろう。

これらの優先順位は、各地域の原料入手条件（次節）を考えあわせて判断されるべきである。

(3) 資源の分布と、各地域に適したガスソースについて

1) 天然ガス

インドネシアの天然ガスは、北スマトラのアルン及びカリマンタンで、大量の埋蔵量が確認されているほか、他の地域でも開発が進行中である。各地域の天然ガスの開発計画に対応した利用計画は、表Ⅲ-3のとおりである。

これらの開発天然ガスは、インドネシアの生産的産業への利用を最優先に、利用計画が作成されている。一方、ガス事業への利用は、チルボンにおいて既に行われており、ガス漏洩が非常に高率であるという問題は残されているが、安定供給を実施している実績から、顧客数の増加に寄与している。

西北ジャワの天然ガスは、チルボン地域のほか、チラマヤからチレゴンのクラカタウ・スナールまでの220 kmの天然ガス輸送幹線計画があり、主として、スチールプラント及び肥料工場の原料用として使用される予定である。この幹線から、PGNのガス事業所を

表Ⅲ-3 インドネシアの天然ガス利用計画

(10⁹ SCF/Y)

地 域	現 在	計 画	備 考
北スマトラ アルン	—	617.80(1977)	輸出 LNG 8,830 10 ³ t/Y
他	12.54	—	
中央スマトラ	0.01	—	
南スマトラ	39.40	22.00(1976)	
西北ジャワ	3.10	76.50(1976/7)	
東カリマンタン	6.44	212.30(1976/9)	輸出 LNG 3,200 10 ³ t/Y
合 計	61.49	928.60	

(MIGAS資料による)

有する西ジャワの各都市迄の距離は、大体次のとおりである。

ジャカルタ迄	20 km
ボゴール迄	30 km
バンドン迄	80 km

従って、これらの都市では潜在的に天然ガスを利用できる可能性があるが、ボゴールとバンドンについては、若干距離があるので、他の産業用の利用（もしあれば）との共用が前提となろう。

ジャカルタにおける天然ガスの利用は、きわめて有望であり推奨される。ジャカルタの現在のガス需要は、この輸送幹線の輸送予定ガス量のわずか3%であって、天然ガス利用の既計画への影響は、当面は小さい。且つ、ジャカルタ周辺の工業への利用と共用すれば都市の近代化のみならず、産業の発展にも大いに貢献できることになる。

メダン近郊では、タンジュンムラワ（メダンから16km）とディスクー（同27km）のガス田開発が進められており、有望とされている。またスラバヤにおいても、市中あるいは近郊で、天然ガスの存在が確認されており、ガス層の構造、あるいは、埋蔵量の検討が続けられている。従って、メダンとスラバヤにおいても、ガスソースとして、天然ガスを利用できる可能性が充分あり、実現すれば、有効な都市エネルギーの使用法といえる。

2) 石油

石油がインドネシアで豊富に産出されることは、言を待たない。しかし国内の石油精製産業が、いまだ開発段階にあるので原油はその大部分が輸出され、一次製品たるナフサ、LPG、灯油の相当量を輸入に依存している状況にある。

石油製品は一般には輸送手段が発達しているので、地域的な制約は比較的少ないが、これとは別に輸入の制約に伴う価格差の問題がある。この点は、石油精製産業の開発とともに解消されると考えられるが、現在のところ、ナフサを原料として利用することは、経済性の面から不利である。従って、LPGの利用が、天然ガスを利用できぬ場合の次善の策といえよう。

しかし、インドネシア政府の政策によれば、PGNの原料としては、重油がより望ましいとされるので、重油を使用せざるを得ない場合もあるであろう。また将来とも、重油の価格が、現在と同様極めて安く維持される場合は、ガス比例費も安くなり、かえって有利となる可能性もある。

またバンドン地域については、チラチャップからの石油パイプライン敷設工事が行なわれているので、これの利用が考えられる。

3) 石 炭

国内産出の石炭は、粘結性が不足しているので、PGNの原料炭はオーストラリアから輸入されているが、高価である。しかしコークスも亦、4万^t/Y程輸入され、高価格が維持されているので、コークス炉ガスの収益性はかなり良好である。

ところで最近インドネシア政府は、国内の石炭開発利用の推進を打ち出している。インドネシア産の石炭は、若い石炭で、イオウ分、灰分の少ない優秀な一般炭であるが、コークス製造に必要な粘結性を有していない。従って、このような石炭は、電力用、大型ボイラ用等、燃料として優先的に利用されるのが、最も望ましい。

石炭からガスを製造する方法には、大きく分けて二つある。一つはコークス炉による方法で、他の一つは、石炭からのSNGに代表される直接ガス化法である。

コークス炉による方法は、既にPGNが経験しているが、石炭に対して50～75%のコークスを、ガスやタールと共に生産するので、コークスの需要の確保が必要である。コークス炉は、建設費の特に高いものであるから、固定費の負担に耐える為には、安定的、長期的需要を確保して、高い操業率を維持することが必要である。また原料としては、粘結炭が不可欠であるから、インドネシアの場合、輸入炭を使用する必要がある。国内の一般炭の混入使用比率は、要求されるコークスの品質にも依るが、多くても10～15%に限られるであろう。

最近成型コークス法が開発されつつある。この方法によれば、かなり多量の一般炭を、コークスの原料として用いる事ができる。但し、これには石炭粉を、ピッチ類を用いて成型化する機械設備が必要で、且つ大型化が困難であるから設備費が高く、経済的ではない。しかし、粘結炭の入手が限られる場合とか、特別なコークス需要がある場合には、将来、適切なプロセスとなる可能性もある。

石炭の直接ガス化法については、ルルギ法が実用化されているほか、いくつかの国において、石炭からのSNGの開発研究が進められている。これらのプロセスの実用化は、1980年代以降を目標としており、かついずれも高圧で、複雑且つ大規模なプロセスであるから、現在のインドネシアで採用することは不可能である。

結局、インドネシア産の石炭(オンピリンおよびブキト・アスム)は、電力用、工業用に利用されるのが望ましく、経済的に可能なガス製造への利用は、コークスの安定な需要が確保される範囲内で、且つ輸入粘結炭との併用利用の範囲内に限られるであろう。

2-5 製造設備の計画

(1) 天然ガスが利用できる地域

天然ガスがガス事業へ利用できる場合には極力これを利用するのが、国家的見地からも有効な対策である。

天然ガス導入の可能性について、地域毎のランクづけを行なってみると、次のようになる。

① 確実な地域：

チルボン …… 天然ガス転換済

② 可能性が大きく、推奨される地域：

ジャカルタ …… 天然ガス輸送幹線から20～44kmの距離

メダン …… 近郊にガス井開発済

③ 潜在的に可能な地域：

ボゴール …… 天然ガス輸送幹線から30kmの距離。Ja-Bo-Ta-Bec 構想の中で検討が必要(第IV章)

スラバヤ …… 埋蔵量、地下構造の確認調査が必要

バンドン …… 天然ガス輸送幹線から80kmの内陸高地

④ 現状では不可能な地域

スマラン

ウジュン・バンドン

従って当面、天然ガス導入の可能性は、ジャカルタおよびメダンに限定されるが、この2地域での天然ガス導入の実現を、関係諸機関にも強くアピールしたい。

しかしその他の地域では、今後共、製造設備に依存していかなくてはならない。この章ではこの点について全事業所に共通した一般的な方策を指摘したい。

(2) 石炭ガスの有効利用の対策

コークスの需要があり、原料炭の入手が可能な限り石炭ガス製造設備の利用は、PGNの経営改善にとって有効であろう。国内に、現在でも40,000^t/Yのコークス需要があり、唯一の国内メーカーであるPGNのコークス製造能力が18,000^t/Yもあるのに、1974年には僅か1,860^t/Yしか生産されていない。このような状況の中で石炭ガス製造量増加の為に、下記の事項を調査して、必要なあらゆる方策を採るべきである；

a) 今後のコークス需要の調査

b) コークス販売ルートの調査と開拓

c) コークスの要求品質の把握

- d) 国内炭活用の研究
- e) 輸入原料炭の入手先及び入手経路の調査
- f) 原料炭購入に際しての国家的バックアップの要請

現在の輸入原料炭は、世界的標準価格に較べて高過ぎると思われるので、今後は外国商社を通じての民間ベースの輸入にとって、対外折衝及び資金面での国家の強力なバックアップが是非とも必要である。

また、コークス需要が主として中部ジャワの砂糖工業にあることを考慮すると、スマラン地区でのコークス製造の増産を、現設備の利用によるのみでなく、コークス炉の増設をも含めて検討する価値があると考ええる。

(3) 部分燃焼設備の対策

重質油の部分燃焼設備は、ガス製造の主力設備としては、そのままでは不適當である。従って資金的制約の許す限り、順次改造、若くは軽質油接触分解へのリプレースを図っていく必要がある。その際投資効率を高める為、以下の事項を調査し、リプレースの優先順位と、ガス品質対策についての最適の方法を決める必要がある。

i) 老朽度の調査

各設備の運転、保全状況、オペレーターの意見聴取、保全費の金額等から設備自体の寿命の判定をする必要がある。通常、正常な設備では、年間保全費は取得原価の3%程度であり、これをはるかに越える高額な保全費を要する設備は、早目に取り替えた方が結局有利である。

ii) ガス製造効率の調査

製品効率の低いプラントは、改造や、リプレースの優先順位を高くすべきであろう。

iii) ガス中不純物の分析と、トラブルの原因調査

ガス中の水分、タール分、軽油分、ナフタリン分、ガム質分、全イオウ分、硫化水素、アンモニア、シアン等を分析し、量的に把握して、最大のトラブルの一つであるタールトラブルや、導管/ガスメーターの腐食の臭体的原因を探る必要がある。

これらの調査から、各部分燃焼ガスプラントについて：

- a) 早急にリプレースする必要があるか。
- b) 数年は設備を維持し、使用継続できる場合
閉塞性物質、腐食性物質除去の必要があるか。
- c) 閉塞性物質除去が必要な場合
運転条件の改善で対処できないか。

洗滌塔増設の必要があるか。

d) 腐食性物質除去が必要な場合

脱アンモニア或は脱硫の必要性があるか。

のいずれであるかが判定できるであろう。その際あまり大規模な改造が必要な場合には、リブレースの方が有利かも知れない。

以上の判定により、対策は以下の各ケースに分れるであろう。

a) 設備のリブレース

いずれにしても、原料としてのディーゼル油の使用には、根本的な欠陥があり、リブレース後の原料は軽質油、そして恐らくは価格と入手条件から考えて、LPGを選択することが好ましい。LPGを選択した場合、LPG—空気方式か、LPGの接触分解かを選択する必要がある。

b) 現存精製設備でのガス冷却の強化

この場合、ガス中の軽油分が除去される為に、発熱量およびウォッペ指数が低下して、燃焼性に支障をきたすかも知れない。その場合は、少量のLPGによりエンリッチする必要がある。

c) 洗滌塔あるいは乾式脱硫器の追加

b)とc)は、ディーゼル油の低コストを考慮して、収支改善の為にガス品質を犠牲にして、止むを得ず現方式を継続したいとした場合の措置である。

(4) 付帯設備の充実化

合理的なガス製造の管理の為に、以下のものを充ちさせる必要がある。

a) 熱量調整設備

b) ガス分析設備

c) 発熱量及び比重測定器

d) 各種計器の検定器(標準計器)

e) 不純物分析設備

(5) LPGの導入

1) LPGの選択

将来の製造ガスの品質改善の決め手は軽質油、すなわちナフサ又はLPGの利用にあるが、現状ではLPGの利用が有利である。なぜなら、

a) 熱量当りの価格は、ナフサ(国際価格)の方が高い。

b) ガス事業単独での少量のナフサの輸入は殆んど不可能。

c) LPGについては、すでにPERTAMINAの基地およびロータリーが利用できる。LPGの価格については、もちろん、現在家庭に配達されている価格ではなく、ハンドリング費用を差し引いた工業用価格でなくてはならない。ちなみに日本では、家庭用LPG、210RP/kgに対し、工業用は64RP/kgである。適正な価格の設定については特に国家のバックアップが必要かもしれない。

2) LPGのアプリケーション

PGNにおけるLPGの利用の仕方には、次の方式が考えられる。

a) LPG — 空気方式

発熱量は日本の場合通常 $7,000 \text{ Kcal/Nm}^3$ が多い。また比重が、1.23となるため導管の漏洩率が高い場合は注意が必要。低圧供給すなわち小規模の場合に可能。

b) LPG接触分解+LPGインジェクション

現在の供給ガスに近いガスも製造できる最も勝れた方法である。

c) 既設設備とのコンビネーション — LPGインジェクション

部分燃焼設備の発熱量低下に対する対策として、LPGの直接混入が考えられる。現在の精製設備の改善で重質炭化水素が除去できる場合に、ガスのカロリー及びWI維持用として有効である。

各事業所の条件を良く検討して、将来計画、コスト、発熱量、燃焼性、所要量を考慮し最適のアプリケーションを選択する必要がある。

3) LPG蒸発設備の建設費について(試算)

$5,000 \text{ Nm}^3/\text{D}$ ($4,000 \text{ Kcal/Nm}^3$ 換算) (LPG所要量 1.7 t/D) の場合についてきわめて大ざっぱな推算を行なうと次のとおりである。

但し、輸送費以外は日本における推定である。

a) LPG — Air方式

① LPG設備本体	9,600千RP
(タンク15t, ポンプ, 蒸発器, 空気ミキサ等)	
② 配管, バルブ等	4,200
③ 基礎, 電気, 計装	5,900
④ 輸送費, 調査費, 教育費	3,800
合計	23,500

b) LPG接触分解設備

5,000 Nm³/D (4,000 Kcal/Nm³) LPG 1.7 t/D

① 本体 (タンク15t, ガス化器, 熱交 ポンプ数)	26,900千RP
② 配管, バルブ, 建設費	26,000
③ 計装照明	20,000
④ 触媒	1,500
⑤ 輸送費, 技術料, その他	10,000
合計	84,400

(6) 事業所別の将来の設備と投資

チームの今回の調査では、各事業所の設備について将来の具体的な施策を示唆できるに十分なデータや情報は得ていない。この目的には、今後の更に詳細な調査を通じて、設備の寿命や、不純物、トラブルの真の原因、事業所毎の将来の原料の動向、副産物販売の見通し、設備管理能力、ガス需要構造等を明らかにしていく必要がある。

表Ⅲ-4に各事業所の現製造能力と、将来の予測送出量を対比してみたが、ここでは一応下記の簡単な前提条件のもとで、上記の送出量に見合う設備計画の一案を示してみよう。

前提条件：

- ① 送出量予測 …… 表Ⅲ-4
- ② 各地域で利用できる最も有利な原料を採用
- ③ 現存の部分燃焼設備は当分の間使用可能と仮定
- ④ 製造設備能力：
 - ・将来天然ガスが入る場合、1980年の送出量
 - ・天然ガスの導入がない場合、1985年の送出量

に見合う設備とし、保全用予備も考慮。

⑤ 楽観的な建設コスト

以上の前提条件のもとに、各事業所毎の将来の開発計画の方向づけについて、次に簡単に論じてみたい。

a) メタン

メタン近郊には、いくつかの天然ガス井戸が開発されつつあり、いずれも相当有望であるから、天然ガス転換を推進すべきである。これは、国家のエネルギー政策にも合致して

おり、その他にも阻害要因は見当たらない。メダンでは、民生用ガス需要のほか、電力用、工業用需要も見込まれており、これらのガス需要も PGN が賄うとすれば、よりフィージブルであると考えられる。計画の手順については、ジャカルタの例が参考となるが、工業用需要については、PGN で調査する必要がある。但し、メダンにおけるガス漏洩率は全 PGN 事業所中最高であるから、天然ガス転換の前に、導管の修復と漏洩の減少に全力を傾けるべきであろう。

b) ジャカルタ

第 IV 章で別途論じるが、チラマヤ - チレゴン天然ガス輸送幹線を活用した天然ガス転換が、インドネシアの首都圏にとってふさわしい。

c) ボゴール

ジャカルタと同様、潜在的には天然ガス導入が可能であるが、ボゴールにおける民生用ガス需要は、あまりにも少なく、予定される天然ガス輸送幹線から 30 km もあり、また工業用需要も見込まれない事から、フィージビリティに疑問がある。

従って当面、この程度の小さな規模であれば、LPG - 空気方式への転換が推奨できる。この場合、1985 年の推定需要に対して、LPG の使用量は、 2.6 t/D 程度となる。

但し、LPG の利用は、インドネシア政府のエネルギー政策には合致しない。これについては、ボゴールのような小規模の都市の特例として、LPG が利用できるよう政策が変更されることが望ましい。もしそのような政策変更が不可能な場合、残された原料は、重油か石炭となるが、ボゴール事業所の年間収入がわずか 60 百万ルピア弱であることを考慮すると、これらの原料を用いた本格的製造設備は、固定費負担額が大き過ぎて、経済的には決してフィージブルとなり得ない。考えられるもう一つの方式は、現在の設備を引き続き維持し、ガス品質の改善のために、精製設備の若干の改造を行ない、またガスの発熱量およびウォッペ指数を維持する為に、ごく少量 (100 kg/D 程度) の LPG を混入してガス供給を続け、エネルギー政策が変更される日を待つことであるが、この場合、現存の重油部分燃焼設備の寿命が大きな問題である。

d) バンドン

バンドンは内陸高地にあり、原料入手は地理的に不利であるが、将来は、チラチャップから石油類のパイプ輸送の計画がある。PGN の原料は是非とも、このパイプラインを通して供給されることが望ましい。この場合、できれば、バンドンが内陸地であることに鑑み、公害発生の心配のない軽質油 (ナフサ) が供給されることが望ましいが、政府のエネルギー政策の枠内で考えれば、重油が供給されることになろう。従って、ONIA - GEGI

のような重質油接触分解設備の導入が考えられる。

但し、このパイプライン計画の完成時期について、われわれは、詳細な情報を持ち合わせていないので、ここでは、パイプラインによるPGNの原料が供給されるようになる迄の間、現在の設備（コークス炉および重油部分燃焼設備）をできるだけ維持し、部分燃焼ガスの精製設備を改善して、且つ若干（製造ガス量に対して5%）のLPG混入により発熱量およびWIを維持する方式を提示しておこう。この場合、1985年におけるLPGの所要量は、 0.7 t/D 程度である。インドネシア政府に対しては、このようなガス品質改善の為の少量のLPGの使用が、PGNに対して許可されるよう、特に要望したい。

e) スマラン

コークス需要地に近いこと、および港に近いことを考慮して、石炭ガスの増産を図るべきであろう。もし、コークスの安定な需要が将来に亘って約束されるならば、インドネシア唯一のコークス事業者として、コークス炉の増設でさえも、フィージブルとなる可能性がある。ただ、設備能力に対してガス需要があまりにも少ないのは何故か、工業用需要を開発して、将来の格段のガス需要増を期待することができないかどうか検討する必要がある。

また別の可能性として、最大チェプーで開発された天然ガスの利用がある。但し、チェプーとスマランとの距離は17.0 kmもあるので、現在のスマランのガス需要（約 $3,000 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{Y}$ ）から考えて、新規の大規模な工業用需要でも獲得しない限り、この天然ガスの利用は経済的に不可能である。

このような可能性は別にして、もし石炭ガスのみで需要をカバーできなければ、残りの需要を、①精製設備を改善した部分燃焼ガス+LPG直混として、現在の設備を引き続き維持していくか、あるいは、②LPGが安価に、かつ大量に入手できれば、LPG接触分解+LPG直混で補うのがよい。

ここでは、政府のエネルギー政策を考慮して、①を推奨しておくが、この場合1985年のLPG所要量は 1.40 kg/D となり、また②のケースでは、 2 t/D となる。これらが設備計画の目安となろう。

また工業用需要の開発により、ガス需要を現在の4～5倍に増加する可能性があれば、ONIA-GEGIのような重油接触分解設備の導入を検討する価値がある。

f) スラバヤ

スラバヤ事業所は、製造方式に関する限り大きな問題に直面していない。石炭ガスとONIA-GEGIとは、WIも燃焼速度も似かよっているので、併用も可能である。

但し、スラバヤでは、工業用需要の増加が見込まれており、これに対処する必要と、ブラデューに新たに開発された天然ガスの利用について決断する必要に迫られている。

当面の需要増加については、コークス炉の操業によって賄われる事が望ましい。更に大きな需要増加がある場合には、ONIA-GEGIを増設するか、天然ガスの導入を推進するかのいずれかであろう。

ブラデューは、スラバヤの西140kmの位置にあり、従って、天然ガスの導入には、同じ長さのパイプラインが必要である。パイプラインの建設費は、スラバヤ周辺の工業用需要をどれほど確保できるかによる口径の大きさにもよるが、恐らく、60億ルピア程度となるであろう。この額の20%、即ち12億ルピア以上の固定費を年々負担していく必要性を考慮すると、ジャカルタの計画の例から推定して、恐らく、1億 m^3/Y (30万 m^3/D)以上の需要を獲得する必要があるであろう。勿論、フィージビリティについては、別途正確な調査、検討が必要である。

スラバヤにより近い所に、天然ガス井戸が開発される可能性も残っている。一応ここでは、当面の対策として、現在の製造方式の継続を示唆しておきたい。

g) ウジュンパンダン

ガス販売量は、8事業所中最小(700千 m^3/Y)である。このように規模があまりにも小さいので、ボゴールと同様の考慮が必要である。即ち、LPGが原料として利用可能であれば、LPG—空気方式への転換が推奨できる。本格的な重油ガス化設備の設置は、固定費負担に耐えられないであろう。LPG—空気方式の場合、1985年のLPG推定使用量は、1.5 t/D 程度である。あるいは、今後大巾な需要増が期待できない場合は、LPGボトルおよび導管を利用しての、LPG直接供給も考えられる。

もし、政府のエネルギー政策により、LPGの利用が許されない場合は、現在の設備を維持し、精製設備の改善および少量のLPGの混入によりガス品質の改善を図っていくしかないであろう。

しかし、いずれにしても、このような小規模の事業所のLPGの利用は、特例として許されるよう、政府に要望したい。

h) パレンバン

パレンバンでは、現在PGNの事業は行なわれていない。ただ、この地域には、石油化学事業が計画されており、その際オフガスの発生が予想される。このオフガスを利用したガス事業は、検討する価値があろう。

i) バダン

バダンは、西スマトラのインド洋に面した良港で、良質の一般炭を産出するオンピリン炭鉱、およびセメント工業のあるインダルンにも近い。勿論 PGN のガス事業は行なわれていないが、市街の規模は、ボゴールとほぼ同じと推定される。

このような立地条件下で、最近インドネシア政府は、バダン地区へ年間 400 千トンのオンピリン炭を活用したコークス炉の設置を、PGN と共に検討し始めた。勿論、コークス炉ガスは、バダンの市街へ供給するほか、セメント工業の燃料とし、コークスは輸出する計画である。

この計画の詳細な検討は、われわれの今回のチームの業務の対象外であるが、一応次の問題点を指摘することができる。

- i) オンピリン炭は、灰分およびイオウ分が少なく、揮発分および固有水分の多い若い石炭で、発電用、ボイラ用等には、優秀な燃料となるが、粘結性、流動性が貧弱で、コークス用原料には適していない。
- ii) オンピリン炭を活用したコークス製造は、①通常のコークス炉で、輸入粘結炭とオンピリン炭を混合使用するか、②成型コークス製造法に依るかであろう。前者の場合、オンピリン炭の配合比率は 10～15%に限られるであろうし、後者の場合は、商業規模のプラントはまだ開発段階にあるが、設備費がかなり割高であり、また小規模に限られる。いずれの場合も、事前の実験研究が必要である。
- iii) コークス炉は設備費の高いものであり、予め安定な需要を確保して、運転開始後は、高い操業率を維持しなければ、経済的にもフィージブルとならず、また技術的にも、炉の寿命の維持が困難となる。またコークスに要求される品質特性（粒度、強度、灰分、イオウ分等）は、需要先（製鉄、いもの工業、カーバイド用、燃料用、ガス発生用、砂糖精製用等）により著しく異なるので、予め設定しておく必要がある。
- iv) コークス炉を設置する場所は、オンピリン、バダン、インダルンの内から選ぶとすれば、良港を有するバダンに限られるであろう。

以上のとおり、PGN の各事業所および 2 地域についての方向づけを試みたが、これらを整理して、夫々推奨される製造方式をまとめたのが表Ⅲ-5 である。

(7) 新規製造設備の投資額のまとめ

前節の大ざっぱな方針に基づいて、新規製造設備への投資額を概算してみよう。

前提：

- a) LPG の設備能力は、

表Ⅲ-4 PGN・ガス製造設備計画(チルボン事業所を除く)

Names of Units	Current Installed Capacity		Actual Capacity 1975	Result of Production 1974	Projected Gas Demands			Proposed Installation Operation (Preliminary)	
	Types of Gas & Capacities	Total			1980	1985	1990		
Medan	CG PC (3)	2,628 6,570	9,198	7,008	3,560 (40.3%)	2,680 2,408 (10%)	4,630 4,282 (7.5%)	8,010 7,612 (5%)	◦ 1980頃までにNG転換(できるだけ早く)
Jakarta	CG PC (5)	5,913 15,643	21,556	19,053	13,086 (25.5%)	16,350 14,725 (10%)	28,300 26,183 (7.5%)	49,100 46,556 (5%)	◦ 1979頃にNG転換 ◦ CG増, PC精製改善 ◦ LPG直混 180 t/y (0.5 t/D) at 1980
Bogor	PC (3)	5,631	5,631	2,628	1,456 (21.5%)	2,190 1,833 (10%)	3,480 3,219 (7.5%)	5,830 5,527 (5%)	◦ LPG-airに転換 LPG 960 t/y (2.6 t/D) at 1980
Bandung	CG PC (4)	2,628 10,012	12,640	9,636	7,884 (23.3%)	10,790 9,710 (10%)	17,920 16,587 (7.5%)	29,200 27,742 (5%)	◦ CG現状維持 2,600×10 ³ m ³ /y ◦ PC精製改善 ◦ ナフサパイプラインを待つ ◦ LPG直混 260 t/y (0.7 t/D) at 1985
Semarang	CG PC (4)	2,956 10,012	12,968	9,964	2,998	2,800 2,524 (10%)	4,850 4,481 (7.5%)	8,250 7,836 (5%)	◦ CG増産 ◦ PC精製改善 ◦ LPG直混 50 t/y (140 kg/D) at 1985
Surabaya	CG ONIA (2) PC (2)	4,024 20,022	27,798	20,668	8,528 (20.7%)	10,780 9,703 (10%)	18,620 17,255 (7.5%)	32,250 30,621 (5%)	◦ 現状で対処 ◦ NGがfeasibleになるまで待つ
U'Pandang	PC (3)	5,631	5,631	2,628	888 (21.2%)	1,080 974 (10%)	1,870 1,733 (7.5%)	3,240 3,081 (5%)	◦ LPG-Airに転換 LPG 530 t/y (1.5 t/D) at 1985
Total	—		95,422	71,585	38,360 (28.8%)	46,670 41,877	79,670 73,740	135,880 128,975	
Remarks	()はunit数			()は漏洩率	上/下 製造量/販売量 ()は漏洩率				

表Ⅲ-5 当面の各事業所ガス製造方式の提案

	天然ガス	石油ガス	LPG-Air	部分燃焼* + LPG	ONIA -GEGI	備考 (理由)
1. Medan	○					天然ガス導入の可能性大。ガス需要も大きく有利。
2. Jakarta	○	△				ガス需要も大きく、天然ガス可能性大。 天然ガス導入迄は条件が許せば石炭ガス統行(増量) 規模が小さく、天然ガス輸送幹線には経済的支障。
3. Bogor	△		○	○		JA-BO-TA-BEK構想の中で実現性を検討すべき。 需要および規模大。
4. Bandung	×	○		○		原料及び副産物の輸送条件が許せば、石炭ガスが有利 天然ガス転換済
5. Cirebon	◎					
6. Semarang	×	○		○		砂糖工業等、付近にコークス需要がある。 港に近い。
7. Surabaya	△	○			◎	港に近い。ガラス工業用需要大。 石炭ガスとONIA-GEGIは相互に互換性。 需要小。大規模プラントは不利。
8. U'Pandang	×		○			
9. Parlemban						石油化学の計画があり、オフガスの利用が考えられる。

◎ 現在の方式を継続 ○ 推奨される △ 可能性がある × 可能性なし

* 重油部分燃焼は本質的な欠陥があり、効率も悪いので、恒久的設備としては推奨できない。

○ 将来天然ガス導入が考えられる場合は、1980年

○ 天然ガス導入を前提とせぬ場合は、1980年

の送出量をカバーする。

b) オーバーホールを考慮して、2基に分割して3基設置する

(全設置能力は所要能力の1.5倍)

c) 設置コストは、能力の0.6乗に比例すると仮定

d) 精製改善の方法は一応

スクラパー 8,000 10³ RP

ドライボックス 10,000 10³ RP

と仮定した。ジャカルタ、バンドンとも、1150 m³/Hとする。

e) 熱量調整

○ 天然ガス導入の場合 カロリー指示計のみ

○ LPG-Air 指示計と手動コントローラー

○ 2種類以上のガス混合の場合 本格的熱量調整

試算結果は表Ⅲ-6に示したとおりになる。

表Ⅲ-6 新規製造設備投資金額推定

10³ RP

事業所	LPG所要量 1980~1985	精製改善 の有無	設備コスト			
			LPG設備	精製改善	熱調等	計
メダン	— t/D				10,000	10,000
ジャカルタ*	0.5 (直混)	○	23,000	18,000	15,000	56,000
ボゴール	2.6 (LPG-Air)		62,000	—	10,000	72,000
バンドン	0.7 (直混)	○	28,000	18,000	15,000	61,000
スマラン	2.0 (接触部分)		140,000	—	15,000	155,000
スラバヤ	—		—	—	10,000	10,000
ウジュン・ パندان	1.5 (LPG-Air)		44,000	—	10,000	54,000
合計	—	—	297,000	36,000	85,000	418,000

* 第IV章参照

2-6 供給設備の修復開発計画

都市ガス事業は、総ての顧客とガス導管で連結され、導管により安全にかつ顧客が使いたい時にいつでも必要なだけガスを安定して供給することを使命としている。したがって、導管はガス事業の根幹設備であり、この機能を十分に維持できるよう保守管理することはガス事業者の最も重要な業務である。しかし、この最も重要な業務が満足に行なわれていなかったためにPGNは現在極めて困難な状況に追い込まれている。このため供給設備の修復は緊急に実施する必要がある、これが実施されない限りPGNの発展は期待できない。

特に、この際留意しなければならないことは、目標を明確に設定し、これに対応した計画をたて、実効をあげ得る最適の投資を行なうことである。

(1) 従来の修復実績

第1次5ヶ年計画(1969~1973)でガス導管網について148kmの修復が実施されており、これは、導管全延長862kmの17%に相当する。またガスメーターについては、6,456件の修復が実施されているが、これは総需要家件数21,712件に対し、30%に相当している。

以上の実績は、いづれも量的質的にみて決して少ないものではない。したがって、通常であればその効果が何らかの形で具体的にでてこなければならない。しかし、残念ながらガス漏洩率をみても、1969年24.3%、1973年23.4%と改善効果がほとんどでていない。

このような過去の経験をふまえ、修復の方法を十分に検討し効果的に実施するようにならなければならない。

(2) 導管の修復開発

a) 漏洩対策

全事業所ともガス漏洩率が非常に大きい。これがすべて導管からの漏洩とは考えられないが、少なくとも大きな原因とされている。人口が集中した都市でこのような多量の漏洩があるとすれば、過去に事故がなかったとはいえ、都市保安面からも由々しき問題であり早急に対策を講じなければならない。

導管からの漏洩は、

- 管体および接合部の腐食
- 接合部のゆるみ
- 管体の亀裂、折損

等が主要な原因である。最も発生件数の多いのは接合部のゆるみであるが、漏洩量の多いのは折損によるものである。供給管の腐食、折損、水取器等の立上り管の腐食、折損によ

る漏洩の可能性も大きい。PGNの場合これらのいずれが大きな原因かを先ずつきとめなければならぬ。このため実際に漏洩調査を行ない管体調査の上漏洩の最も大きな原因を探り出し、これを重点的に修理するよう計画しなければならない。

漏洩調査には、埋設管上の道路を2～6m間隔でボーリングを行ない、臭覚または検知器で漏洩ガスの有無を検査するのが最も広く採用されている方法である。漏洩ガスを検知したら、その付近を更に細かくボーリングして、最もガス濃度の高い部分を見つけ、掘削して管体を調査して漏洩箇所の修理を行なう。

- 漏洩箇所の徹底的な調査
- 漏洩原因の解析
- 調査結果に基づく効果的修理計画の作成
- 実施

このように計画的なステップを踏んで実行されれば必ず早期に効果がでてくるものと期待できる。

b) 導管中の水溜りによる供給不良対策

導管中に水が溜ってガスの流れを閉塞し、供給不良を起こしているため定期的に水取器からの抽水作業を実施しているが、必ずしも完全ではなく部分的な供給不良が生じ、顧客の不満の大きな原因になっている。

水溜りは、

イ) ガス中の水分の凝縮

ロ) 導管接合部の不良箇所、腐食孔、または亀裂口からガス圧以上の水圧で地下水が浸入することによって起こる。

イ)は低圧管では大したことはない。また起ったとしても工場の近くで凝縮するので、定期的な採水作業で解決できる。ロ)は導管不良箇所が原因である。浸水の最も起こりやすい箇所は、供給管あるいは水取器の立管の取り付け部分、ネジ部の腐食、折損等である。したがって多量の浸水のある箇所は原因を調査し、不良箇所を修理して供給不良の解消を計らねばならない。この原因調査、修復が実施されるまでは採水作業により当面の供給不良を防止しなければならない。供給不良は顧客の信頼を失う最大の原因であり、この点から採水作業のやり方を十分検討する必要がある。

c) 導管能力不足による供給不良対策

需要量に対して導管の輸送能力が不足し、末端で供給圧力が低下して供給不良になっている地区がある。これは需要量に対して導管の管径が細すぎるのが原因であるが、これ

以外に前記の水溜りや導管中の錆詰り、ナフタリン、タール詰りも原因しているものと考えられる。

この対策には先ず、導管ネットワークの主要ポイントでガス圧力を測定し、圧力降下の大きな部分を見つけることによって問題箇所をピックアップできる。圧力測定は、ピーク時間に水取器等で本管のガス圧力を測定するのが望ましいが、もし水取器が無い場合には需要家のガス栓で測定する。一方、地域別の需要量の実績を推定し、導管のネットワーク解析を行なう。これと圧力測定結果とを照合することにより問題箇所の圧力降下が、管径が細すぎるためか、導管内の詰りのためかが判断できる。

d) 供給方式の改善

現在 PGN の供給方式は、一部で 3,000 mmH₂O 程度の間圧が採り入れられているが、大部分は低圧供給方式である。

今後の需要増加に対処するには現状の低圧供給方式だけでは能力的に困難と考えられる。

一般的には低圧供給方式では、

顧客数	約 5,000 戸
供給エリア	約 2 km 四方

が限界であると考えられる。PGN の現状では、供給エリア内の需要家密度が低いため相当広い供給エリアをもっているにもかかわらず、低圧供給方式で対処してきたが、将来需要家が増加した場合、この方式では末端の供給圧力の維持が困難である。

将来のガスの需要の増加に対処し、かつ最も経済的に既設導管網を有効に活用するためには中圧導管 (3 kg/cm² 以下) を導入し、需要集中地区へ整圧器を設置し、低圧管へ補給する方式が最も効果的と考えられる。

以上、供給導管面の主要な修復開発計画について述べたが、この他鋳鉄管接合方法の改良材料の選択、工事技術の習得等も将来の発展のために必要である。

我々の今回の調査では導管設備について実態を具体的に調査することは、時間的にできなかった。したがって、具体的な修復計画の作成は今後の調査データによらなければならない。

優先順序としては、顧客の都市ガスへの信頼の回復を最優先すべきで、ガス品質の向上策と併行して漏洩の減少、供給不良の解消に第 1 段階の目標をおき、これに努力を傾注しなければならない。特にジャカルタ、メダン等天然ガスの導入を計画するところでは、導管の修復がないと転換の効果が生じてこないのをそれを最優先で実施しなければならない。

なお、前記の調査、実施策の具体的作成には専門家の援助が必要であろう。

(3) ガスメーターの修復

ガスは、ガスメーターで計量され販売される。したがって、ガスメーターはその計量が正確で需要家の信用を得られるものでなくてはならない。しかし、実態はメーターの故障が多くその修理能力も不足し、実際のガス使用量が販売量として計量されていないのではないかと懸念される。

ガスメーターの修復計画としてやらなければならないことは、

- 1) 故障メーターの取替
- 2) 故障メーター修理能力の増強
- 3) メーターの適正在庫量の確保

である。

また、現在取付けられているメーターは、家庭用について能力が大きすぎるものが多い。家庭用では大型の湯沸器がついていなければ、 $3\text{ m}^3/\text{hr}$ の能力で十分で過大なメーターは計量誤差の原因になる。更にガスメーターは計量器であるから、一定期間が経過したら取り外して検査を行ない、計量が正確かチェックするようすべきである。

定期検査の期間はメーターの品質、ガスの性状にもよるが、正常な状態では10年程度でよかるう。

2-7 需要家のガス器具

供給ガスの品質の向上、供給圧力の安定化に対応して、需要家ではそのガスに対応したガス器具、燃焼装置を使用しなければならない。このためには、供給するガスに適応したガス器具をチェックし、これを都市ガス用としてPGNが販売するなり、販売ルートにのせるなりして需要家がガスに適応したガス器具を入手し易いようにしていくことが必要である。また、ガス器具の正しい設置方法、使用方法なども需要家にPRし、指導することも大切なことである。

更に、商業用や工業用の需要の開発をするためには、これらの用途に対応した燃焼技術が必要で、PGNの燃焼技術の向上、技術専門家の養成が重要である。

3. PGN経営の効率化

PGNの経営において先に述べたよるな技術面での改善がなされたとしても、その運営、管理等の狭い意味の経営面においてルーズであれば需要家の信用を得ることもできず、また企業の存続すら危くなりかねない。低廉で高品質のガスを需要家に届けるために、PGN指導者は常に経営の効率化を心掛ける必要がある。

経営の効率化は経営管理、経営組織の合理化であり、これらの合理化が効果的に行なわれる

ことにより健全な成長力のある企業となり得る。

以下に記述するのは、既述の技術的諸点とともにその改善への努力が望まれる主要な部分である。

3-1 長期経営計画の策定

PGNは長期計画として第2次5ケ年計画(PERITA II)を策定している。この点第2次5ケ年計画はほとんど設備計画で占められ、この設備が必要となるガス需要の見通し、需要の開発内容、それに対する製造計画、または収支ならびに資金計画が示されていない。真にこの計画がPGN経営のためのガイドラインとなるものであるならば、これら不足の諸点について検討し計画に追加されるべきである。

ガス事業の長期経営計画は普通 1.普及販売計画, 2.製造供給計画, 3.原料需給計画, 4.組織要員計画, 5.財務計画より構成されるとともに関連する国や市の諸計画, 例えば都市開発計画, エネルギー開発計画などとの整合性をも十分に検討されなければならない。そして長期計画から年々具体化する実行計画を作成し、その成果から次年以降長期計画を修正見直ししていく方式がとられる。即ち計画(plan)実行(do)見直し(see)の各ステップが必要である。長期計画では、年間あるいは実行計画でのような詳細で具体的計画がたてにくいもので計画の修正はさけ難いものであり、年々の実績をふまえて計画の修正が行なわれるべきである。しかしながら計画当初からとても実行できそうにない計画は絶対に作成してはならず、また全々努力の意欲が見られない計画も好ましくない。このような極端な計画は企業の将来に対するガイドラインの役目をはたさないばかりか、政策当局や経営者の判断をあやまらせるものである。

3-2 組織と従業員の活用

企業が順調に運営されるために、組織やそれに働く従業員の良否が大きな影響をもっていることは言をまたない。

現在の組織は単純化はされていると思われるが、人員の面で効率的とは言い難い。従業員1人当り需要家数は現在約25件であるが、これは少くとも、また他の国々の数値からみても100件を当面の目標として合理化と需要の拡大をはかるべきである。そのためには、目的に適合した組織と従業員の資質の向上、モラルの向上が要求される。現状組織についてはルーティン業務への体勢はとられているが、新しい需要の開拓への計画及び実行部門、原料調達部門あるいは従業員教育部門等、事業拡大あるいは成長のための部門が不備あるいは不足している。もちろん日常業務が確実に実行されることが前提であるが、やはりPGNはその公益事業の使命から言っても、できる限り多くの需要家にガスの供給をできるようにしていくという使命があり、拡大に応じた組織がとられるべきである。

一方、従業員の活用は、従業員教育と適正配置により向上させるものである。PGNにおいては現在、業務知識を全員に徹底させること、全員がコストを常に考えて行動判断できるようにする教育、計画立案の能力を身につける教育など職場の異動業務の変動、拡大に十分追従できる能力を備え、能力あふれる従業員を育てあげるための教育が必要とされている。

従業員資質の向上とともに能力に応じた職場を与え、仕事に対する意欲を高めることは人材の活用に欠せない。身につけた能力を実際に活用してこそ、従業員は仕事に対し生きがいを持ち、かつ企業に対する貢献度も高くなる。

このように資質の向上と適正配置により現在の人員を見直し、より少数の人員で業務を完遂し生産性を向上させるとともに、余剰の人員を現在十分な人員を擁していない販売部門の強化等、需要の開拓と収益の向上に役立てるべきである。

3-3 販売政策

現在のPGNでは長期的視野にたったガス普及販売計画がたてられていない。ガスの販売を推進するためには、①平面的に供給導管網の拡大をはかり新規需要家を獲得する。②既存需要家に対し新しいガス器具の販売を通して用途の多様化をはかり販売量の増加を計る。の2つのケースが考えられる。

はじめの新規需要家の獲得では一般家庭用もあれば、大量にガスを消費する工業用需要家も含まれるが、拡大の順序としては設備投資が少なく販売量が多く見込まれる地域が優先される。従って場合によっては、インクのにじむように拡大するのではなく、サテライト的に供給拡大をしていく方法も考えられる。新規需要の開発にあたってはガスに対する需要、マーケットの調査を行ない需要量、導管網の想定、必要投資額の算定、資金調達、回収計画の策定を行ない十分な見通しをつけて、一番有利な地区から始めなければならない。また長期にわたって、ガスの普及をどのように進めるかについて公益事業の立場からの検討が加えられなければならない。

もう一つの新規需要家開拓の方法として、すでに導管網が敷設されている地区内での都市ガス未使用者のガス化がある。これは現在の検針台帳と導管網図から容易にその存在をみつけることができる。この調査にもとづいて販売部門の従業員は都市ガスの至便性、きれいなこと、安定して供給されることを需要家に得心いくまで解説し、ガスの使用を進めていくべきである。この方法による新規需要家の開発は設備投資が少なく済み、収支改善の面からも大変有利である。

2番目のガス用途拡大による既需要家の需要拡大をはかるためには新しい用途=新しい器具を販売することが必要であり、このための体制をつくらなければならない。

現在の一般家庭用需要家では、器具はガスコンロだけのところが大部分と想定されるが、このほか湯沸器、オープンなどの新しい需要を生み出す器具が考えられる。

このような一面的でなく、多面的にガスの販売拡大、普及をしていくために本部に販売促進の総括部門を設け、事業所の販売政策のコントロールとその実施に対する支援をしていくことが必要である。

このほか貴重な副産物であるコークスの販売については本部で一元的に折衝し、有利な販売が出来るようにするのが効率的である。

3-4 資金調達

ガス料金はその公益的性格から能率的経営のもとにおいて適正なものでなければならないことは、本章のはじめに述べたとおりであり、またガスを使用することにより利益便益を得る受益者（需要家）の間において不公平であってはならない。そのうえ灯油、LPG等の燃料との競合上からも料金は低廉であることが望ましい。

一方、ガス事業は事業の生命である供給導管網はじめ各設備に多額の設備投資を要するうえ投資回収の極めて遅い業種である。

このため借入金による設備の拡張はその利子率により採算性は低く、十分な採算ベースにのせるには低廉で豊富な資金が必要で、現在インドネシアの一般的貸付金利といわれる年利20%では採算がとれる可能性は大変に低い。

ガス料金水準を適正にするためには、経営面での合理化に加え必要資金を低廉に調達できる国家的な支援が必要である。このほか新規需要家のための供給導管網新設費用の部分負担をその新規需要家に求める、負担金制度により新設投資の際のPGN負担割合を軽減する方法が考えられる。この場合、需要家負担については、その負担の範囲等を明確にし、需要家の負担オーバーや、需要家間で負担額の不当な格差があってはならない。

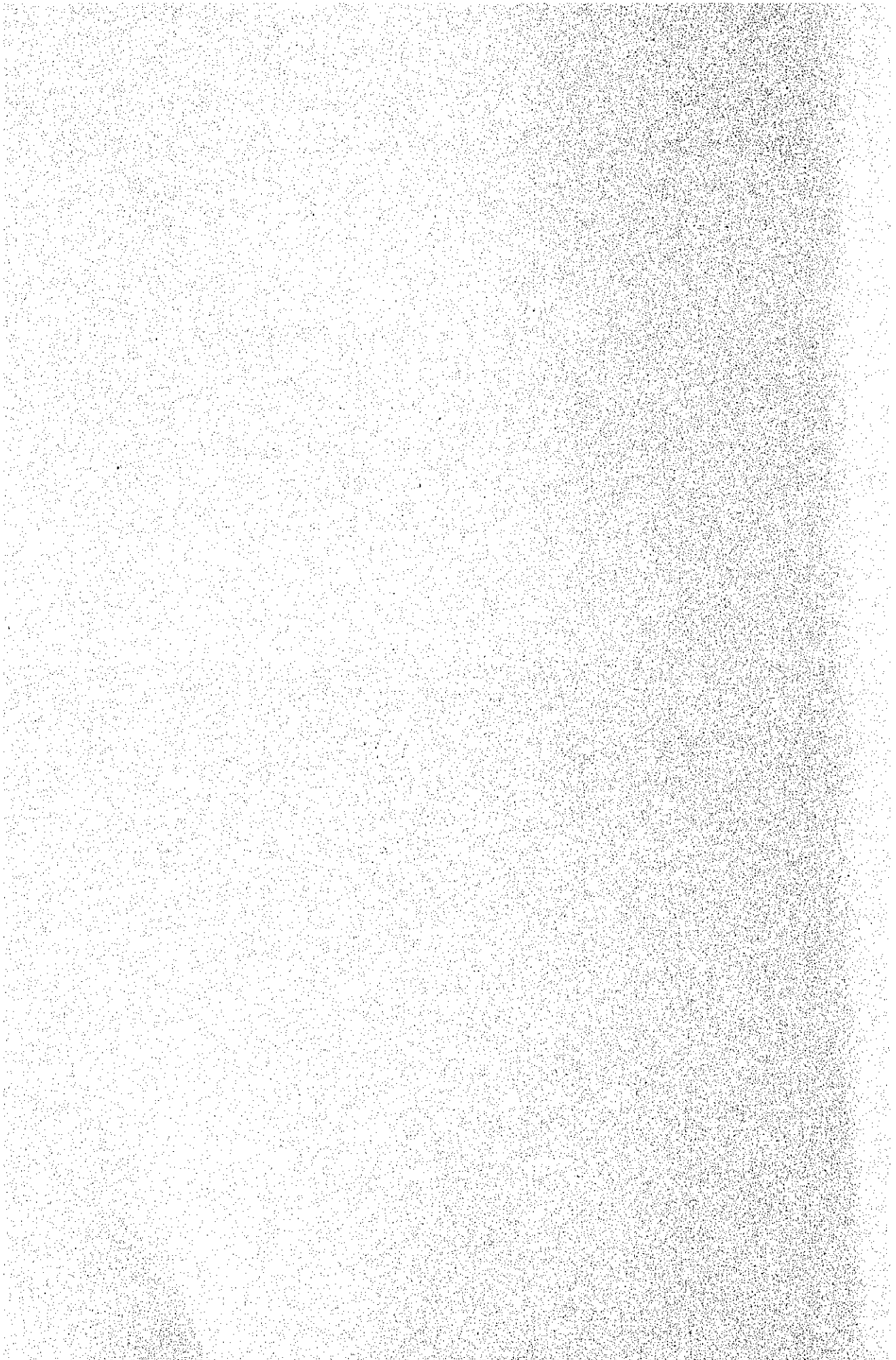
3-5 資材購買政策

ガスの原価に多大の影響のある原料は、石炭については輸入、重油等についてはブルタミナから入手している。しかし現在の価格は一般市場価格が適用されており、政府の政策により低価格におさえられている灯油との価格競争は大変不利な立場にある。ガスエネルギーの必要性はすでに十分述べられているとおりであるが、このことが理解されれば国民の生活に不可決なガスエネルギーに対し、国民生活安定の必要性からも灯油と同様の措置がとられるべきでありPGN自身も国民のために政府への働きかけを推進すべきであると考えられる。原料ソース選択についてはすでに述べたが、天然ガスの開発にともない国内エネルギーとして天然ガスの利用が考えられている時、PGNはできる限りこの天然ガスを利用し、より安く安定したガスを生

活必需品として各需要家に届けるため、その量的確保、価格の低廉化、入手方法について、政府関係機関の援助を得る必要がある。

また、資材の購入に際してはその用途に適した規格、仕様のものを選択し購入価格においてもできる限り安価になるよう企業努力するとともに、必要に応じ関係各所に働きかけなければならない。

第Ⅳ章 PGN ジャカルタの修復開発計画



第Ⅳ章 PGNジャカルタの修復開発計画

ジャカルタはインドネシア共和国の首都として世界でも有数の過密都市である。それ故に都市ガスの必要性は最も高く、修復開発のトッププライオリティが与えられる。加えて2～3年先には天然ガスの導入が検討されており、これがジャカルタの都市ガス修復開発の決め手となることも期待される。従って我々はここで都市ガス修復開発計画のケーススタディとして、特にジャカルタをとり上げ、検討と提案を行うこととした。なお、ここに掲げたデータには、調査期間の制約等により十分に検討を加えたとは言い難いものも含まれており、実施に移すにあたっては更に詳細な調査が必要であろう。

1. 現在のジャカルタ市の状況と都市ガスの将来需要

1-1 ジャカルタ市の人口

現在ジャカルタ市の人口は約450万人といわれている。ふえつづける人口に対しジャカルタ市は流入防止策をとっているが、しかし人口は、漸増の傾向にある。地域別には表Ⅳ-1、図Ⅳ-1②にかがける様な人口分布の構成である。すなわちセントラルジャカルタを中心にタンボラ、タマンサリーなどウェストジャカルタ地区の一部、テベット、サティアプティなどサウスジャカルタ地区の一部、すなわちセントラルジャカルタ及びその周辺部が人口密集地域である。しかしセントラルジャカルタ地区はすでに密度のうえでは飽和点に達しているためこれらの人口の伸びは、他の4地区で激しくなると考えられる。このような情勢に対応するため政府は、ジャカルタ市とその周辺都市、ボゴール、タンゲラン、プカッシーと合せて、JABO-TABEK 構想といわれる大ジャカルタ構想をもちだし、都市基盤の整備を進めようとしている。

大ジャカルタ構想によれば、ジャカルタ市の人口は2000年には850万人となると考えられる。そしてこの増分400万人は主として上に述べた様に外周地域にはりつきながらジャカルタ市の範囲を拡げていくものと考えられる。当然、都市ガスもこれらの計画を追って、ジャカルタ全市に普及することが望ましいが、当面の計画としては現在のジャカルタ市の中心部に対するガスの普及に重点をおかざるをえないだろう。

1-2 都市ガスの普及

ジャカルタ市の現在の導管普及区域は図Ⅳ-3に示すとおりである。セントラルジャカルタを中心としてごく一部に導管網がいき渡っているにすぎない。そこでとりあえず第1ステップとして「現在人口密度が100人/ha以上の地域の都市ガス化」をもとにマスタープランを作成することを前提に考える。現在の都市ガス供給地区に加えてクバヨランバルーなどが加わってくる。

これらの地域への需要家のはりつき具合は表Ⅳ-3にかがけるパーマメントハウスの地域別一覧表をもとに、また総件数は第Ⅲ章の予測値によって得られよう。

予測によれば2000年にジャカルタは総需要家件数5万件をこえ、普及率は10%程度となる。しかし、更に PGN の努力、インドネシア政府の強力な指導によって、天然ガス導入が果された後、爆発的に需要が伸びれば、2000年にはパーマメントハウスのすべてに天然ガスを供給する事すら考えられるのである。

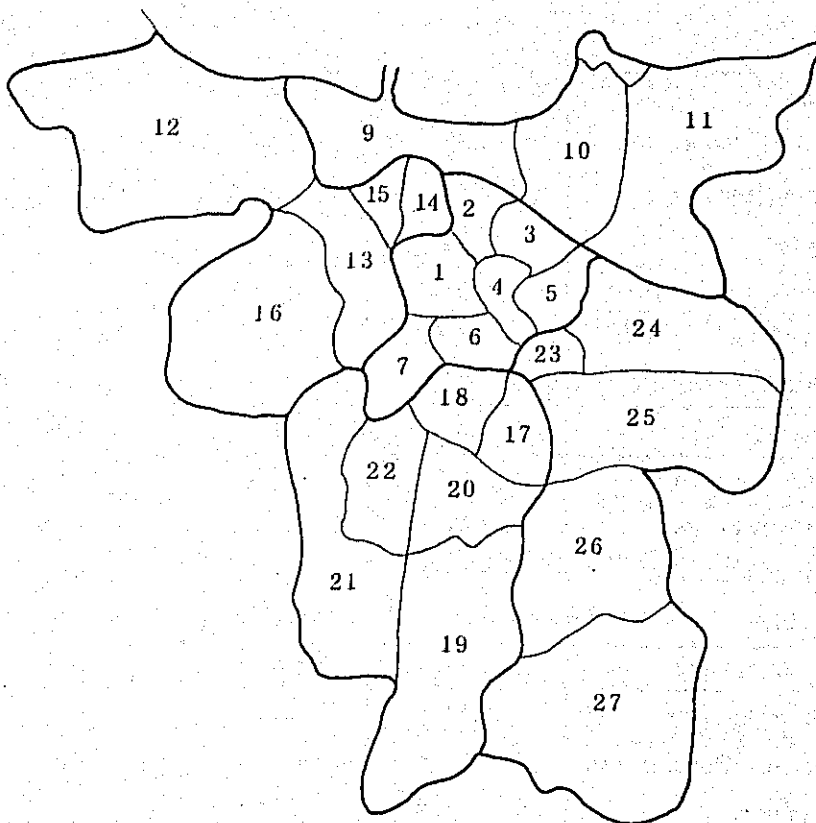
表Ⅳ-1 地区別面積と人口 (1972年)

	面積 (ha)	1972年		2000年推定	
		人口	密度(人/ha)	人口	密度
1. Gambir	859	162,071	189	215,000	250
2. Sawah Besar	1,057	165,561	157	254,000	240
3. Kemajoran	889	186,631	210	222,000	250
4. Senen	382	162,096	424	162,000	424
5. Tjempaka Putih	941	182,797	194	235,000	250
6. Menteng	792	142,202	179	198,000	250
7. Tanah Abang	966	259,044	268	259,000	268
Central Jakarta	5,886	1,260,402	214	1,545,000	262
8. Pulau Seribu	921	84,53	99	47,000	51
9. Pendjaringan	2,337	177,805	76	374,000	160
10. Tanjung Priok	2,290	154,300	67	344,000	150
11. Kodja	5,044	252,258	50	656,000	130
North Jakarta	10,502	592,896	59	1,421,000	135
12. Tjemgkareng	6,596	93,189	14	469,000	71
13. Grogol/Petamburan	1,736	280,884	162	417,000	240
14. Tambora	729	236,063	324	236,000	324
15. Taman Sari	404	154,956	384	155,000	384
16. Kebun Djeruk	4,164	74,627	18	333,000	80
West Jakarta	13,629	839,719	62	1,610,000	118
17. Tebet	935	214,923	230	234,000	250
18. Setia Pudi	944	245,971	260	245,000	260
19. Pasar Minggu	4,156	116,371	28	457,000	116
20. Mampang Prapatan	1,846	126,719	69	277,000	150
21. Kebajoran Lama	4,060	193,046	48	528,000	130
22. Kebajoran Baru	1,388	182,120	131	291,000	210
South Jakarta	13,329	1,079,650	81	2,033,000	153
23. Matraman	522	168,414	323	169,000	323
24. Pulo Gadung	2,934	184,190	63	412,000	140
25. Djatinegara	3,226	232,125	72	484,000	150
26. Kramat Jati	3,349	134,521	40	402,000	120
27. Pasar Rebo	5,295	88,110	17	424,000	80
EAST Jakarta	15,326	807,360	53	1,891,000	124
合計	58,672	4,579,427	78	8,500,000	145

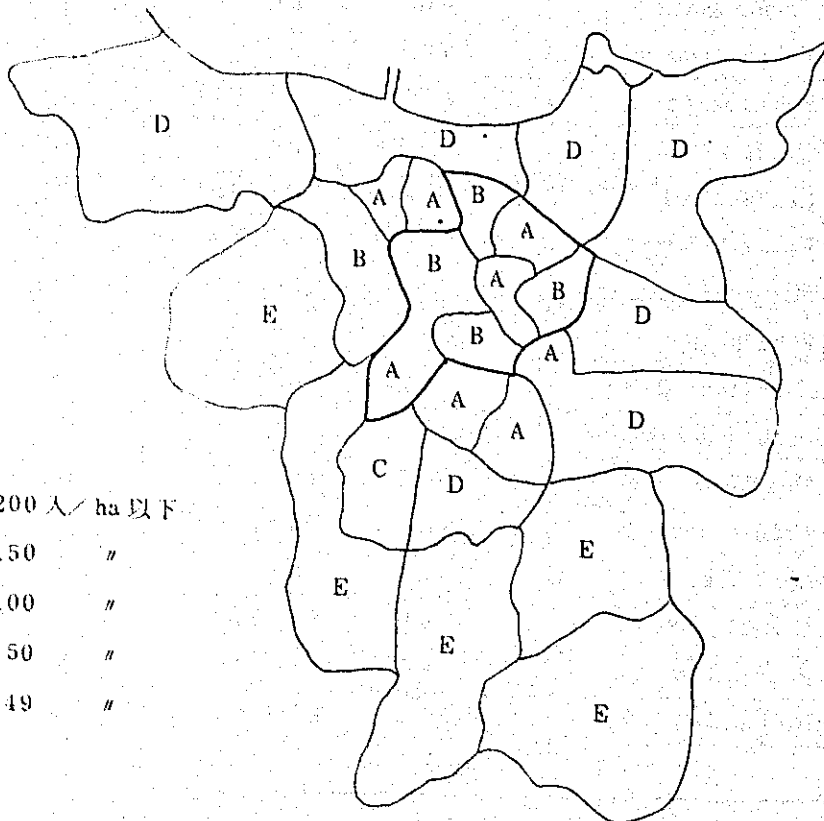
図Ⅳ-1 ジャカルタ市の地区名称及び人口密度

① 地区名称

注) 各地区の番号は
前頁表Ⅳ-1の
地区番号を示し
ている。

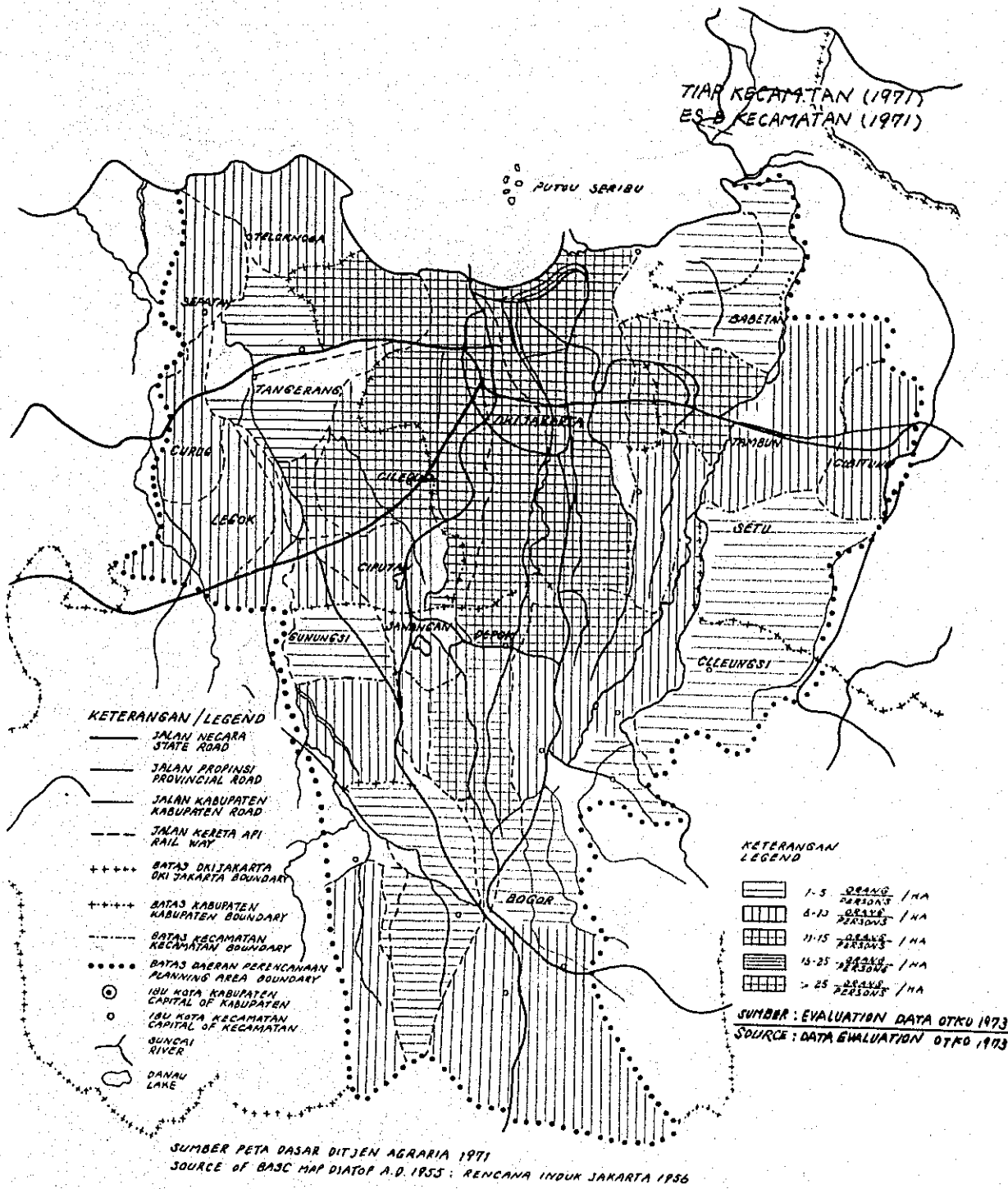


② 人口密度

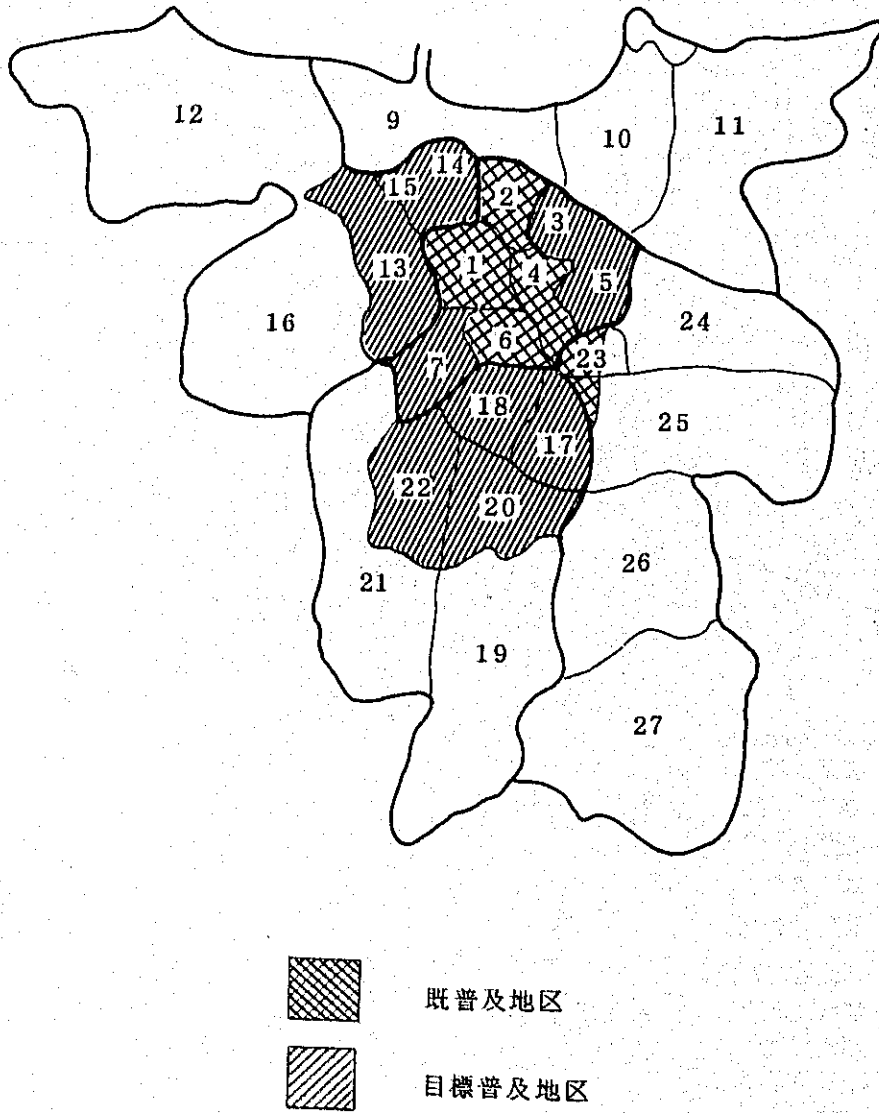


A	200 人 / ha 以下
B	150 "
C	100 "
D	50 "
E	49 "

図 N-2 大ジャカルタ計画 (JABOTABEK)



図Ⅳ-3 都市ガス普及区域と目標普及地区



表Ⅳ-2 JABOTABEK 構想とジャカルタの人口予測

(単位：百万人)

	Pop. 1971	Natural growth 71-85	Pop. 1985	Natural growth 85-2000	Pop. 2000	Total natural growth 71-2000
JAKARTA	4.6	1.9	6.5	2.0	8.5	3.9
Bo-Ta-Bek	2.4	1.0	3.4	1.2	4.6	2.2
JABOTABEK	7.0	2.9	9.9	3.2	13.1	6.1

表N-3 パーマネント・ハウス・セミパーマネントハウス

	Permanent house	Semi permanent house	計	人口に対する比率
1. Gambir	12,258	10,788	23,036	0.142
2. Sawah Besar	9,327	9,297	18,626	0.113
3. Kemajoren	6,265	17,677	23,942	0.128
4. Senen	4,685	3,912	8,601	0.053
5. Tjempaka Putih	1,399	2,748	4,147	0.023
6. Menteng	8,165	8,568	16,733	0.118
7. Tanah Abang	9,567	23,865	33,432	0.129
Central Jakarta	51,672	76,845	128,517	0.102
8. Pulau Seribu	—	—	—	—
9. Pendjaringan	∪	∪	∪	∪
10. Tandjung Priok	∪	∪	∪	∪
11. Kodja	∪	∪	∪	∪
Narth Jakarta	10,611	19,458	30,069	0.051
12. Tjengkareng	3,460	6,732	10,192	0.109
13. Grogol/Petemburan	12,527	14,477	27,004	0.096
14. Tambora	6,218	5,366	11,584	0.047
15. Taman Sari	10,898	15,443	16,341	0.105
16. Kebun Djeruk	600	2,318	2,918	0.039
West Jakarta	33,703	44,336	78,039	0.093
17. Tebet	9,674	13,816	23,490	0.109
18. Setia Pudi	4,725	7,923	12,468	0.051
19. Pasar Minggu	1,051	2,617	3,668	0.032
20. Mampang Prapatan	5,765	4,363	10,128	0.080
21. Kebajoran Lama	—	—	—	—
22. Kebajoran Baru	8,650	3,500	12,150	0.067
South Jakarta	29,865	32,219	62,084	0.058
23. Matraman	∪	∪	∪	∪
24. Pulo Gadung	∪	∪	∪	∪
25. Djatinegara	∪	∪	∪	∪
26. Kramat Jati	∪	∪	∪	∪
27. Pasar Rebo	∪	∪	∪	∪
EAST Jakarta	9,462	14,318	23,780	0.029
合計	135,313	177,176	312,489	0.068

2. 設備計画と投資の検討

ここでは前節で述べた需要に対応するためにどのような修復開発計画を立案したら良いかについて論述する。本来、資金的余力が十分であれば各種設備は都市計画にあわせて将来需要を十分見込んで行うことがのぞましい。また、設備も出来るだけ輸送効率の高い、中・高圧力のものを作り、計画的に設置することが望ましい。

しかし、現在 PGN ジャカルタが資金的に極めて苦しいこと、すぐにでも都市ガスの信頼を回復する必要があることに留意しここでは現状設備の若干の拡大を目標に最小限の投資を考えてみた。

2-1 製造設備の計画

(1) 天然ガス導入の推進

クラカタウ・スチールおよび肥料工業計画の進展に伴って、ジャカルタ地域での天然ガスの利用は、2～3年後には可能となる予定である。

第Ⅲ章で繰り返し述べたように上記の計画と併行して天然ガスを、人口密集地域でのエネルギーソースとして利用することは、エネルギー利用法を総合的に見た場合、最適の方法と考えられる。その上ジャカルタへの導入については、インドネシア共和国のシンボルたる首都の近代化に寄与することになり、また郊外の産業地域への利用と併用すれば、天然ガスによる産業開発という観点からも、効果的であろう。従って、このレポートにおいては、ジャカルタへの天然ガスの導入を積極的に推進することを前提とした製造設備の基本計画（Case 1）を推奨される最善の案としてまず提示する。しかし、場合によっては、天然ガス産出量の量的制約、あるいは政府の政策による制約等により、天然ガスの導入が困難な場合も無いとはいえない。この場合、ガスの原料としては、第Ⅲ章で述べたように種々の観点から軽質油を選択することが望ましく、世界的に見ても、軽質油を使用する傾向にあるが、インドネシア政府の政策は、重油あるいは石炭の使用を要求している。従って、この場合の代替案として、新設工場に重油接触分解設備を設置する案（Case 2）、およびコークス炉を設置する案（Case 3）とを、収支の比較検討の為に掲げよう。

また、一度天然ガス転換を実施した後に、天然ガスの量的不足から、再び、製造ガスを使用せざるを得ない場合もあり得る。通常の製造ガスと天然ガスとは、燃焼速度が著しく異なり、ガス器具に対して互換性を有していない。従って、この場合の対策は、①特別な製造ガス、即ちSNG（代替天然ガス）製造設備を建設するか、②供給区域を2分割（例えば工業地域に別

途供給)するかである。しかし前者は現在の技術では軽質油を利用した高圧の設備が必要であり、後者は二重の導管投資や、更にガス転換が必要で、いずれもコストアップの原因となり、實際上不可能かも知れない。いずれにしても天然ガス導入前に、天然ガスの将来性を充分調査し、確認しておく必要がある。将来天然ガスが不足するケースについては、ずっと将来の問題であり、その間にエネルギー情勢の変化もあり得るから、ここでは検討しない。

以下に、前述の Case 1, 2, 3 の各々について、製造設備の計画を述べる。但し、その前に、将来のジャカルタの必要製造量の推定値が必要である。ガス製造量は次の式：

$$〔\text{所要ガス製造量(予測)}〕 = \frac{〔\text{ガス販売量(予測)}〕}{1 - 〔\text{漏洩率}〕}$$

で定められるので、同時に漏洩率も推定しておく必要がある。今後の導管修復の推進による漏洩率の減少と、天然ガス転換の有無による漏洩率の差を考慮した所要製造量(4200 Kcal/m³換算)の推定結果を表N-4に示した。なおこの表には、新規の工業用需要は含んでいないので、今後 PGN はこれを積極的に調査、推定する必要がある。

表N-4 ガス製造量の推定

(単位：千m³)

	販売量	天然ガス転換をした場合		天然ガス転換をしない場合	
		リーク率	製造量	リーク率	製造量
1975	9,808	35 %	15,089	35 %	15,089
76	10,087	25	13,449	25	13,449
77	10,843	16	12,918	16	12,908
78	11,696	11.0*	13,142	9.0	12,853
79	13,123	10.5	14,663	5.5	13,887
80	14,724	10.0	16,360	5.0	15,499
81	16,521	9.5	18,255	5.0	17,391
82	18,536	9.0	20,369	4.5	19,409
83	20,798	8.5	22,730	4.5	21,778
84	23,335	8.0	25,364	4.0	24,308
85	26,182	7.5	28,305	4.0	27,273
86	29,376	7.0	31,587	3.5	30,441
87	32,960	6.5	35,251	3.5	34,155
88	36,981	6.0	39,341	3.0	38,125
89	41,493	5.5	43,908	3.0	42,776
90	46,555	5.0	49,005	2.5	47,749

* 転換があるため平均的な値をとった。

(2) 天然ガス導入の場合の製造設備（ケース1）

天然ガス導入は、天然ガス受入れ幹線の建設スケジュールを考えると、少なくとも3年後になるであろう。この間、先ず、合理的なガス漏洩防止対策が実施されなければならないが、それと同時に、製造面でも次の対策を併行して検討実施する必要がある。

- a) ガス中のタール分対策
- b) ガス中の腐食成分対策
- c) 燃焼性対策（W. I. が不安定）
- d) 設備の老朽化対策
- e) 公害対策

これらの内、a) と b) は、漏洩防止対策と密接な関連があり、またいずれも供給の安定およびガス事業に対する需要家の信頼の回復のために必要である。しかし、近い将来休止する工場に多額の投資は不適切であるから、現在の部分燃焼設備の精製部を若干改造して、ガス品質の改善を図るに留めたい。

この場合の設備改造の内容は：

- ① スクラバーの増設によるガス中の重質分の除去
- ② 乾式脱硫器の新設による腐食成分（ H_2S ）の除去
- ③ LPG エンリッチ（部分燃焼ガス量5%）による燃焼特性の改善

である。但し、重質分の灰分や、腐食成分が確かに H_2S であるか否かを事前にチェックしておく必要がある。

表Ⅳ-4の製造量をベースとしたガスの生産計画は、およそ次の様になるであろう。天然ガス転換は、1978年末に実施されるとし、それまでは現在の製造方式を継続し、石炭ガスの生産をできるだけ増やすのが良い。但し、ここでは、石炭ガスの増量は徐々に行われると仮定している。

〔ケース1の生産計画〕

ガス送出量 [4200 Kcal/m^3 $10^6 \text{ m}^3/\text{y}$]

年	合計	CG	PC	LPG	NG	摘 要
1975	15.1	2.0	13.1			
76	13.4	3.0	10.4			
77	12.9	4.0	8.5	0.4		
78	13.1	4.0	8.6	0.5		
79	14.7				14.7	1978年末に天然ガス転換

1980	16.4	16.4
81	18.3	18.3
82	20.4	20.4
83	22.7	22.7
84	25.4	25.4
85	28.3	28.3
86	31.6	31.6

1978年の予測送出量 13,142 千 m^3 /年の内 4,000 千 m^3 /年は石炭ガスでカバーされるとすると、部分燃焼ガス+ LPG の製造は、9,142 千 m^3 /年 (25,000 m^3 /D) となり、LPG エンリッチはその5%として、

$$25,000 m^3/D \times 0.05 \times \frac{4,200 \text{ kcal}/m^3}{11,600 \text{ kcal}/Kg} = 453 \text{ Kg/D}$$

平均負荷率を 80% とすると、必要な設備能力は：

$$453 / 0.8 \div 570 \text{ (Kg/D)}$$

この値をベースとして、設備費を推定すると、次のようになる。

設備費

・LPG設備(含LPGタンク)	23,000 $\times 10^3$ Rp
・熱量調整その他	21,000
・スクラバー増設	13,000
・ドライボックス新設	16,000
計	73,000

(3) 重油接触分解設備の場合(ケース2)

重油は本来、工業用燃料として、重油バーナーで直接燃焼させることが、最も効率の高い方法であるが、ガスの原料として使用する場合を検討する。

現在のジャカルタ工場は移転するよう要求されているので、新たな製造設備は、ジャカルタ郊外のディーン・モゴか、クレンダーに設置する必要があり、ユーティリティー設備、事務所等も必要であろう。

重油接触分解設備の設置の前提条件を以下に列記する。

- ① 新工場の位置は、仮にディーン・モゴとし、3 Kmの導管延長が必要とする。
- ② ガス品質と PGN の経験を考慮して、ONIA-GEGI と類似の接触分解プロセスを採用することとし、空気による熱量調整を行う。
- ③ 製品歩留は、スラバヤ事業所の実績を考慮として次のとおりとする。

ガス 1,160m³(4,200Kcal/m³)/kℓ-重油

タール 129kℓ/kℓ-重油

但し、この重油は、ヒートオイルを含むものとする。

- ④ 1基当りの製造能力を40,000m³/Dとし、1978年に最初の2基を設置する。
- ⑤ ガス販売量の季節パターンを考慮して、年間平均稼働率を約80%以下とし、また、保安用およびオーバーホール用に、常に予備1基を確保する。
- ⑥ ガス製造計画と、2年目以降の増設計画は次のようになる。

[ケース2の生産計画]

ガス製造量 (10³m³/y)

年	合計	CG	PC	LPG	OG	摘要 (設備計画)
1975	15.1	2.0	13.1			} 現在地で操業 (LPGによる品質改善)
1976	13.4	3.0	10.4			
1977	12.9	4.0	8.5	0.4		
1978	12.9				12.9	OG 40 ^{×10³} m ³ /D×2 新設 (稼働率44%)
1979	13.9				13.9	— (稼働率48%)
1980	15.5				15.5	40 ^{×10³} m ³ /D 増設 (稼働率53%+予備1)
1981	17.4				17.4	(" 60%+ ")
1982	19.4				19.4	(" 67%+ ")
1983	21.8				21.8	(" 75%+ ")
1984	24.3				24.3	(" 83%+ ")
1985	27.3				27.3	40 ^{×10³} m ³ /D 増設 (" 62%+ ")
1986	30.4				30.4	(" 69%+ ")
1987	34.2				34.2	(" 78%+ ")

- ⑦ プラントの建設は、次のようにする。

	[ガス発生設備]	[精製設備]	[その他]
1977	40 ^{×10³} m ³ /D×2	80 ^{×10³} m ³ /D×1 +タール処理	附帯設備
1979	40 ^{×10³} m ³ /D×1	80 ^{×10³} m ³ /D×1	—
1984	40 ^{×10³} m ³ /D×1	—	—

プラントの建設期間は約1年である。

② 1977年迄の操業は、Case 1と同じである。

以上の前提条件による設備費の概数は次のように推定される。但し、これらは1975年現在の推定価格で、インフレーションは見込んでいない。

a) 1977年

重油接触分解発生設備(40,000 m^3 /D×2)	150×10 ⁶ RP
精製設備(80,000 m^3 /D)+タール回収	100
配管, バルブ, 電気, 計装	100
原料タンク(1,000 kl×2)	70
ガス送出設備(ホルダー, 圧送機, 熱量調整)	225
触 媒	20
基礎, 建屋, 架台, 消火設備等	93
輸入諸経費	450
据 付 費	91
エンジニアリング及び教育	169
工場移転に伴なり導管延長	350
合 計	1,818×10 ⁶ RP

b) 1979年

重油接触分解(40,000 m^3 /D×1)	90
精製設備(80,000 m^3 /D)	70
配管, バルブ, 電気, 計装	65
触 媒	10
基礎, 架台等	19
輸入諸経費	153
据 付 費	31
エンジニアリング	28
合 計	466×10 ⁶ RP

c) 1984年

重油接触分解(40,000 m^3 /D×1)	60×10 ⁶ RP
配管, 電気, 計装	20

触媒	10
基礎, 架台	7
輸入諸経費	58
据付費	12
エンジニアリング	11
合計	$178 \times 10^6 \text{ RP}$

なお、この設備では触媒を用いるので、年々、通常の保全費のほか、触媒補充費用がかかる。触媒補充は通常充填量の10～20%であるが、ここでは15%程度とすれば、次のようになろう。

年	補充触媒費
1978～79	$4,000 \times 10^3 \text{ RP/year}$
1980～85	6,000 "
1986～87	8,000 "

(4) コークス炉設置の場合(ケース3)

コークス炉は、副産物の収入が多いため、原料炭が特に高価であるとか、日本のように徹底的な公害対策投資が要求されるのでなければ、コークスの需要が安定している限り、計算上の収支は良くなる可能性があるが、初期投資額はきわめて高い。また立地条件は特に重要であるが、PGNに与えられている、ディーン・モゴの工場用地には、敷地面積(36,000m²)および、原料、副産物の入・出荷方法の点に不安がある。石炭やコークスの保管には広大なヤードが必要で、入荷や出荷が順調でない場合には、必要在庫量および必要面積は更に増大する。後述の、150t-coal/Dの規模のコークス炉を想定し、最低3ヶ月の在庫を確保するとすれば、石炭ヤードだけで15,000m²以上を要するであろう。

以上の問題点が克服されたと仮定して、設備計画を試みる。

前提条件を、以下に列記する。

- ① コークス炉の計画には、コークス需要を確保する必要がある。ここではインドネシアの全コークス需要を40,000t/yとし、全量PGNによる供給が可能とする。将来コークス需要増がある場合には、この計画以上に、コークス炉の能力を増加することができる。
- ② 製品歩留は、PGNの実績値を用いて一応次のようにする。

ガス	$450 \text{ m}^3 (4,20 \text{ 留 Kal/m}^3) / \text{t-coal}$
コークス	500 Kg/t-coal
タール	50 Kg/t-coal

但し、日本の例では、通常コークス歩留は700 Kg/t-coal 前後であるから、実際の設計に当っては、石炭の選択も含めて、これらの条件を良く検討しておく必要がある。

- ③ 燃料は、一般には製造ガスが用いられるが、ここでは、現設備と同様として、重油を用いることを仮定する。

重油使用量 80 l/t-coal

④ コークス炉設置可能最大能力

まず、他の事業所の現有設備能力は次のとおりである。

事業所	石炭装入量	コークス製造能力
メダン	12 t/D	6 t/D
バンドン	12	6
スマラン	18	9
スラバヤ	24.5	12.25
計	66.5 t/D	33.25 t/D

ジャカルタの最大可能コークス製造量：

$$40,000 - 33.25 \times 365 = 27,900 \text{ t/y} \approx 75 \text{ t/D}$$

従って：

$$\text{石炭装入量} = 27,900 / 0.500 \approx 55,800 \text{ t/y} = 150 \text{ t/D}$$

$$\text{ガス製造能力} = 55,800 \times 4.50 \approx 2.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{y} \approx 6.8 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{D}$$

- ⑤ コークス炉の負荷変動範囲 70~100%
- ⑥ 保安用、および負荷変動に対処するため、LPG混入設備を設置するものとする。所要ガス製造量が、コークス炉能力を越える場合はLPGで補充し、製造量がコークス炉能力を下回る場合は、保安及び需要変動に対処するため、5%のLPGを混入するものとする。
- ⑦ コークス炉のスタート迄に、計画開始から3~4年かかるものとする。
- ⑧ 1987年以降は、油を用いたガス発生設備が必要となるが、ここでは考慮しない。
- ⑨ 1978年迄の生産計画はケース1と同様とする。
- ⑩ 以上の条件を満たすガスの生産計画とコークス炉の設置計画を以下のとおりとする。

[ケース3の生産計画]

ガス製造量 [4200 Kcal/m³ 10⁶ m³/y]

年	合計	CG	PC	LPG	摘要(設備計画)
1975	15.1	2.0	13.1	—	現在地での操業
76	13.4	3.0	10.4	—	

1977	12.9	4.0	8.5	0.4	LPGによる改善
78	12.9	4.0	8.6	0.5	"
79	13.9	13.2	-	0.7	新工場コークス炉 100t/D, LPG5%
1980	15.5	14.7	-	0.8	"
81	17.4	16.4	-	1.0	"
82	19.4	16.4	-	3.0	"
83	21.8	20.7	-	1.1	コークス炉増設50t/D
84	24.3	23.1	-	1.2	
1985	27.3	24.7	-	2.6	
86	30.4	24.7	-	5.7	
87	34.2	24.7	-	(9.5)	

⑪ 従って建設計画は次のとおりとなる。

1978年 コークス炉 100t-coal/D

LPG設備 5.4t/D

1983年 コークス炉増設 50t-coal/D

以上の前提条件により、きわめてラフな建設費の推定を試みる。ケース2の場合と同様、これらは1975年の推定であり、インフレーションは見込んでいない。また石炭の荷役設備、およびコークス出荷設備は含まない。

a) 1978年

コークス炉及び附属機械(100t/D)	525 × 10 ⁶ RP
精製及び送出設備(含ホルダー)	483
建屋及びユーティリティ(ボイラ)等	123
輸入諸経費	680
据付費	225
間接費	405
エンジニアリング及び教育	175
LPG設備(5.4t/D)	90
工場移転に伴う導管延長(3Km)	350

合計

3,056 × 10⁶ RP

b) 1983年

コークス炉本体	340 × 10 ⁶ RP
輸入諸経費	225
据付費	70
間接費	188
エンジニアリング	40
合計	863 × 10 ⁶ RP

(5) 各ケースの比較及び選択

これまでの3つのケースの投資額から推定される製造コストの比較を行う。

表N-5は、各ケースの間の比較を行うため、新規設備に関する固定費及び原料費の、1976~85年の10年間の平均値(10⁸ RP/y ar)を推定したものである。この表の計算のプロセスの説明は省略するが、後に述べる詳細な収支の検討における前提条件とは異なる仮定があるので注意が必要である。ここでは、まず、インフレーションを無視しているし、また前述の製造設備費と原料費以外の労務費、補助材料費、管理費、圧送費等の一切を無視している。新設備を導入するまでは、現在の設備を運転するが、特に有利な石炭ガスの製造量は5,000 × 10³ m³/yとしている。固定費は、保全費は取得原価の3%、金利は簿価の12%、減価償却は、製造設備10年、幹線設備20年としている。

この表N-5から、大略、次のことが言える。

- ① 天然ガス導入の場合、年間平均3億ルピア以下の設備及び原料コストになるが、他の方法では4億ルピア以上かかる。
- ② Case 2とCase 3では、初期投資も莫大であり、ガス事業運営の大きな負担となる。
- ③ この計算の前提の中で、タール価格(80,000 RP/kl)やコークス価格(130,000 RP/t)は、諸外国に較べてきわめて高価であり、今後の産業の発展につれて大きく変動(下落する心配もあり、その場合、Case 2, 3のコストは大幅に上昇するかも知れない。

以上の経済性の検討結果と、先述の原料の選択に関する議論を合せ考えると、製造面からは、次のような方向、即ち、Case 1を採用することが推奨される。

- ① 先述の都市におけるガスの必要性、天然ガス利用の有利性に加え、企業として健全なガス事業の発展のために製造原価の面から見ても、天然ガスの導入が不可欠である。
- ② それまでは、できるだけ石炭の稼働を多くし、収支の改善に務めること。
- ③ スクラパーの増設など、現在の部分燃焼設備の手直しを行い、早急にガス品質の改善を図ること。

表Ⅳ-5 3 ケーケースの製造固定費及び原料費の比較(1976~85の平均)

	NG 導入案		重油接触分解案		コークス炉案		備考
	Case 1	Case 2	Case 2	Case 3			
新規投資							
製造設備 10 ³ RP	73000	2462000	3919000				
天然ガス幹線	1540000	—	—				
合計	1613000	2462000	3919000				
平均年間固定費							
減価償却 10 ³ RP	58800	181300	237700				製造設備10年, 幹線20年
金利	135300	130600	223500				簿価の12%
保全費	39000	62100	92000				取得原価の3%
合計	233100	374000	553200				
年間平均原料費							
石炭ガス 10 ³ RP	(1500) △19200	(1000) △12800	(1500+12920) △184580				(石炭+燃料)-(コークス+タール)代
部分燃焼ガス	(2330) 11630	(1586) 7910	(2346) 11710				重油代-タール収入
重油接触分解	—	(15250) 61460	—				重油代-タール収入
LPG	(120) 4310	(40) 1440	(70+1040) 39830				
天然ガス	(14604) 61340	—	—				
合計	(18554) 58080	(17876) 58010	(17876) △133040				
合計(設備費, 原料費) 10 ³ RP	291180	432010	420160				
販売ガス量当りコスト RP/m ³	<16,584> 1756	<16,584> 2605	<16,584> 25.34				

注) ① 固定費及び原料費は10年間の費用を1/10としたものである。

② ()は平均ガス製造量, < >は平均販売量 10³ m³ (4400 Kal/m³)/year

③ 原料費単価は, 副産物控除済で, coal gas △12.8, partial combustion 4.99, oil gas 4.03, LPG 3.5.9, NG 4.2 RP/m³

④ 新規製造設備および原料費以外は無視していることに注意

④ 燃焼性改善のために、部分燃焼ガスにLPGを混入して、顧客の信頼の回復を図ること。

Case 1, 2, 3についての総合的な収支見通しの比較検討は第3節で行う。

2-2 供給設備計画

次に供給設備のリハビリテーションについて述べる。既に述べたようにジャカルタ市の場合、リーク率が極めて高い、一雨ふるとガスが出ないといった点が目立ち、これらが需要家に対しては都市ガスに対する不信感を招き、また一方で事業者にとっては原料のロスという大きな損失を持たらしている。加えてもし天然ガスを導入するような場合には

- ① 低圧管の供給圧力の上昇、リーク・ガスのカロリー上昇等によって大幅にリーク率が高くなる。
- ② 天然ガス導入の場合、ジャカルタ市はチルボン市と違い、規模が大きいためセクター割りが必要である。このために導管の整備が必須の条件となる。

などの理由が更に生じる。そこでこれらに対する対策を中心に述べる。

(1) 漏洩管の修復

第一次5ヶ年計画で表N-6の通りの修復が既に実施されている。これはジャカルタ市の導管の全延長の約2.2%に相当する。已後必要な修復計画は、漏洩箇所を徹底的な調査を実施し、この結果に基づいて修復実施案を検討しなければならない。従って、量的な把握は必ずしも楽ではないが、ここでは、全体の約50%の修復を行えば所期の目的が達せられるものと考えた。

表N-6 第1次5ヶ年計画中の導管修復実績

口 径	延 長
4 "	37,978 m
6 "	2,750
8 "	12,876
合 計	52,604

表Ⅳ-7 導管修復計画

口 径	延 長	単 価	金 額
10"	7,000 m	35,000 RP	245,000千RP
8"	12,000	28,000	336,000
6"	12,000	21,000	252,000
4"	30,000	14,000	420,000
計	61,000		1,253,000

注 導管単価の想定（鋳鉄管）

（単位：RP/m）

口 径	工 事 費	材 料 費	計
10"	8,000	27,000	35,000
8"	6,400	21,600	28,000
6"	4,800	16,200	21,000
4"	3,200	10,800	14,000

(2) 供給方式の改善

何らかの方法で、都市ガスの品質、能力などの各種の条件が改善されたとき、都市ガスの需要は大幅に伸びる。これらの需要に対応するために現在のジャカルタ市の導管のネットワークでは不十分である。

そこで何らかの改善が必要となる訳だが、その改善は将来を十分見通したりえで行う必要がある。ジャカルタ市程度になると輸送効率の高い中圧～高圧による供給が当然必要になってくる。

ここでは天然ガス転換を考えて、ラインの敷設を考える。このため、市の環状ラインは現工場とホルダー供給所を結んだものがのぞましい。しかし当面は天然ガス転換用に東側のラインを敷設し、その後需要増加に応じて西側ラインを敷設、環状化を完成することにする。

東側ラインの敷設に要するコストは次のようなものである。

表Ⅳ-8 中圧管（3%以下鋼管）敷設状況

口 径	延 長	単 価	価 格
10"	10,000 m	35,000 RP/m	350,000×10 ³ RP
Regulator	3ヶ所	3,000×10 ³ RP	9,000×10 ³ RP
計	—	—	359,000×10 ³ RP

なお、製造ガスによって供給する場合、現工場、あるいは移転先の工場にコンプレッサーが必要となる外、環状ラインも、カロリーが低いのではより口径の大きいものが必要となる。

輸送能力はカロリー換算すると次のように違う。

カロリー輸送量

$$Q \cdot H = K \cdot H \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \times D^5}{SL}} \quad \left(\begin{array}{ll} Q: \text{流量} & P_1: \text{圧力} \\ H: \text{カロリー} & D: \text{口径} \\ S: \text{比重} & L: \text{延長} \end{array} \right)$$

よって P_1, P_2, D, L を同一と考えれば

$$\frac{H_n Q}{H_m Q} = \frac{H_n \sqrt{S_m}}{H_m \sqrt{S_n}} \quad \begin{array}{l} n: \text{天然ガス} \\ m: \text{製造ガス} \end{array}$$

$$= \frac{8,000}{4,200} \cdot \frac{\sqrt{0.9}}{\sqrt{0.65}} \approx 2.2$$

すなわち 2.2 倍ということになる。従ってこの分を口径で補うとすれば

$$\sqrt{\left(\frac{D_m}{D_n}\right)^5} = 2.2 \quad \therefore D_m/D_n = 1.4$$

従って 40% 増し程度の口径にする必要がある。

(3) ガス・メーターの修復

第 1 次 5 ヶ年計画で、1886 個の修復が実施されているが、販売されたガスを適正に計量するためには、在庫量を含め 4,000 個のガス・メーターの新規購入が必要と考えられる。また現在取付けられているガスメーターは能力的に過大で、適正な計量のための家庭用メーターは $3 \text{ m}^3/\text{時}$ のものに順次取替が必要である。

特に過大メーターや運動メーターをつけた場合、天然ガスを導入すると、計量が更に過少になり、PGN にとって大きな損失となる。

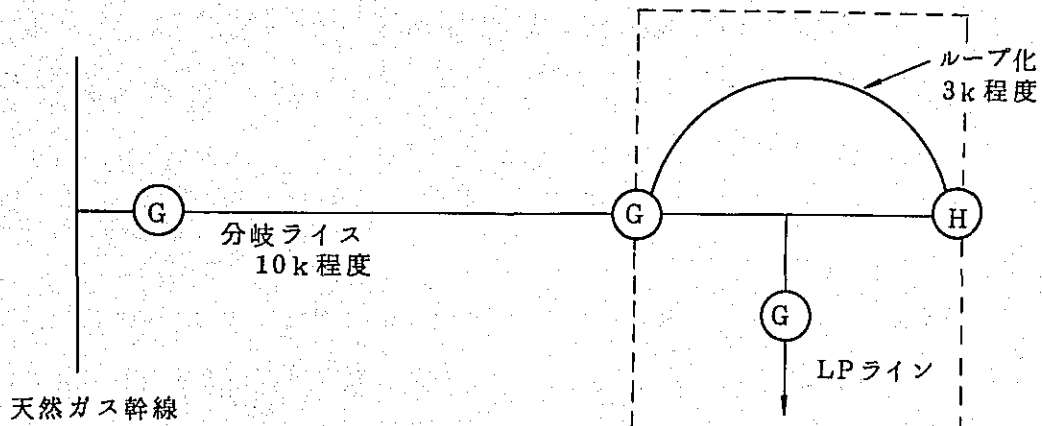
以下に 4,000 個のガスメーターの購入に必要な資金を示す。

表 V-9 ガスメーター購入費 (取替用)

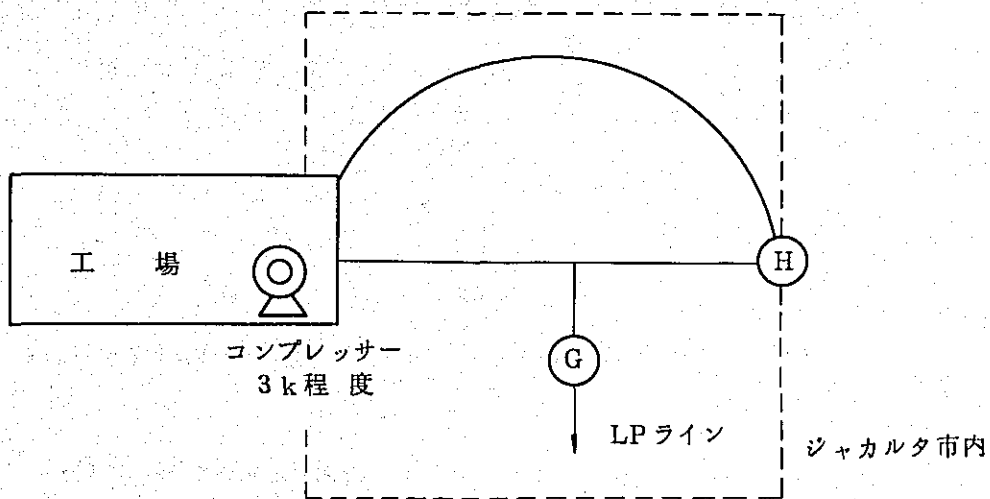
能力	個数	単価	費用
$3 \text{ m}^3/\text{h}$	4,000 個	15,000 RP	$60,000 \times 10^3 \text{ RP}$

図Ⅳ-4 供給方式の改善

① 天然ガス導入の場合



② 製造ガスによる場合



- (G) ガバナー
- (H) ガスホルダー
- LPライン 低圧ライン

(4) 新規顧客の増加に伴う供給設備投資供給拡大に伴う投資については

- ① 既存のネットワークによってどの程度まで需要を拡大出来るか。
- ② 導管を延長して需要家を獲得する場合、需要家負担分はどの位になるか。

がポイントとなる。

ここでは1980年頃まで、すなわち1962年の需要を回復するまでは既存のネットワークによって失われた需要を回復するものとする。この場合、PGNの投資は供給管とガスマーターのみである。

それ以後はネットワークの拡大が必要となるが、この場合新規需要家の本支管負担割合は50%とした。

この本支管負担金を需要家に負担させるという点は、現状では、在来の習慣新規加入者の民度などから苦しいかもしれない。しかし、本来、都市ガス事業は公益事業であり、既存需要家の権益は十分考えられなければならない。新規需要家を獲得することによってPGNの収支が苦しくなり、その結果、ガス料金の値上げ、サービスの低下等をひきおこすことになれば、それは本末転倒といわざるを得ない。理論的裏づけのある本支管負担金制度を確立し、需要家の負担とPGNの負担を明解にするように、将来はもって行くべきであろう。

単価については1975年で1件当たり200,000RP(このうちメーター、供給管はそれぞれ15,000RP)とし年間の工事費上昇率を5%と考える。

これからPGNの投資所要額を求めると1985年までに 933×10^6 RPとなる。(表V-16参照)

メーター	148×10^6 RP
供給管	148
本支管	637
計	933

以上の供給設備投資の年次計画としては、天然ガスへの転換を1978年末とすれば、次のようになる。

1976年	供給設備修復のための調査、実施計画案の検討、作成
1977	漏洩管の修復
78	ガスマーターの修復
1978	中圧導管敷設

2-3 天然ガス導入計画

次に PGN JAKARTA の修復にもっとも効果のある天然ガス導入計画について述べる。

(1) 天然ガス輸送

天然ガス輸送幹線はチマラヤ～チレゴン輸送ラインから分岐する。分岐地点は現在未定であるが No.1 Booster Station (図 IV-5 参照) が有力である。分岐地点にガバナーを設け同地点で 8～10 割にまず降圧する。

No.1 Booster Station からジャチネガラまで 4.4 Km は 250φ の鋼管で輸送する。このとき輸送能力は末端圧を 3 割とすれば

$$Q = K \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{SL}} \quad (\text{Cox の公式})$$

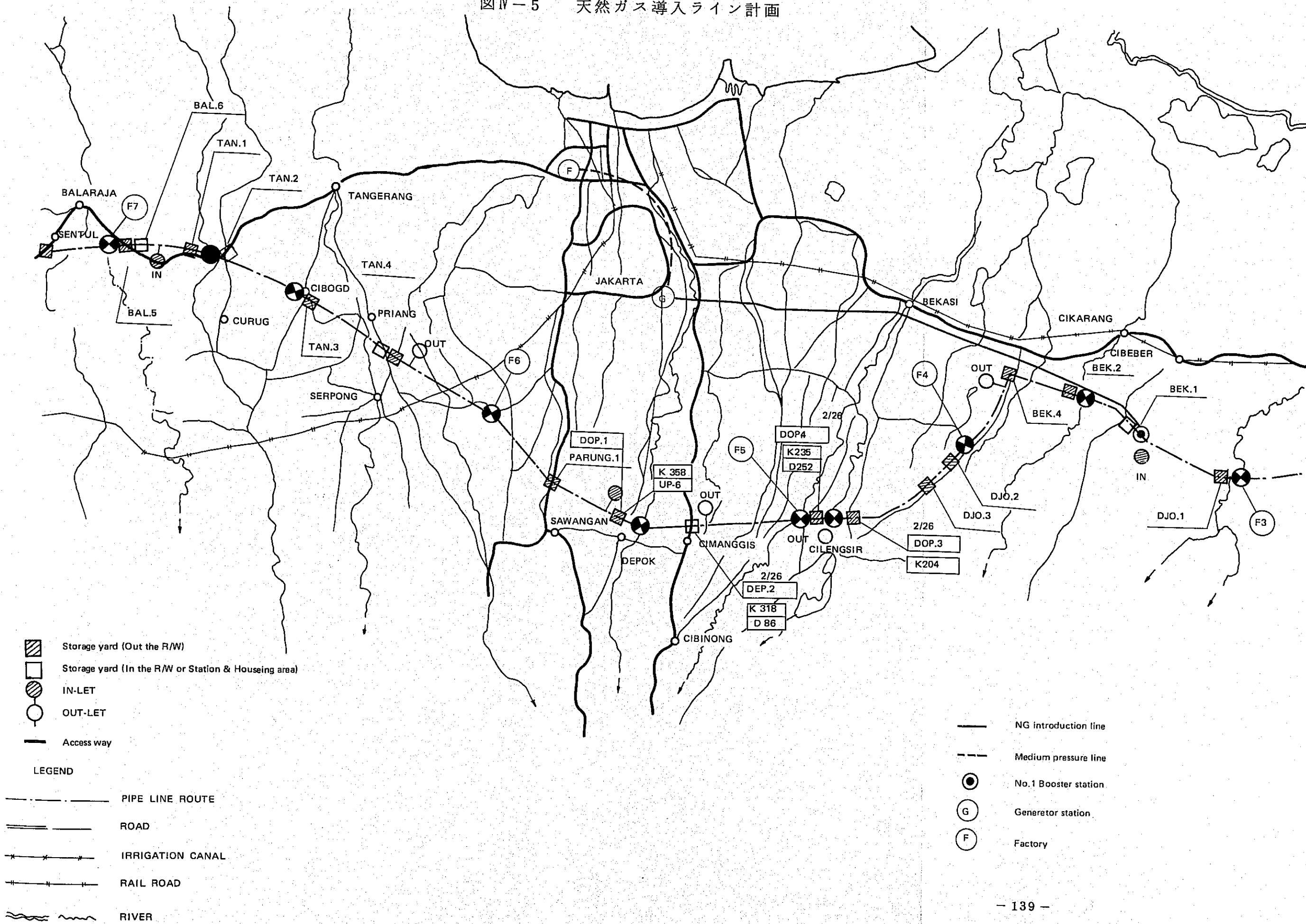
$$= 52.3 \sqrt{\frac{\{803\}^2 - \{403\}^2 \times 255}{4.4 \times 10^3 \times 0.65}} = 6.760 (m^3/H) \quad (S=0.65)$$

一方需要家のピーク時使用量は

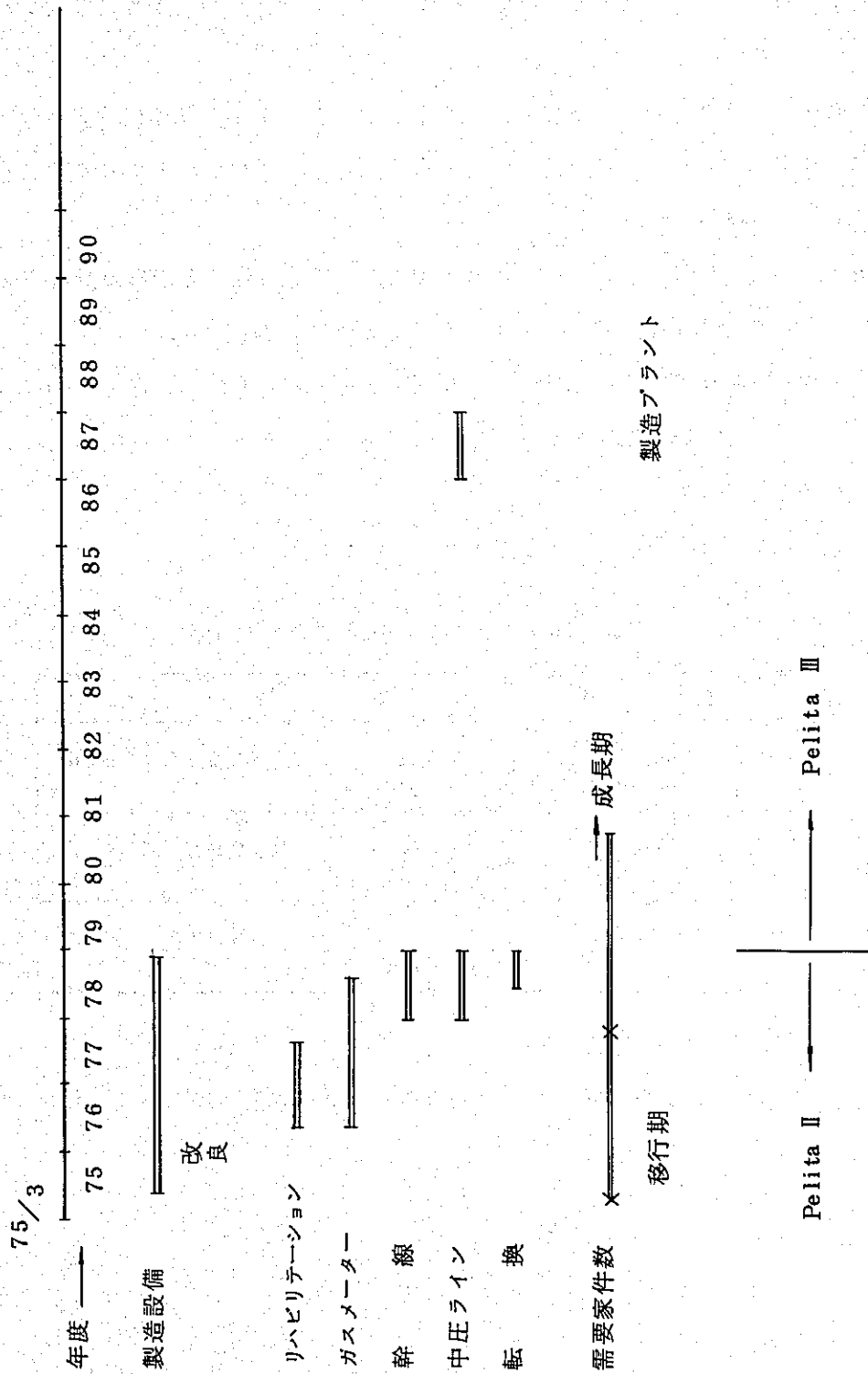
	年間使用量	ピーク日 (0.3%)	ピーク時 (5%)
1980	9,710 千 m^3	29,000 m^3/D	1,450 m^3/H
1985	16,587	49,700	2,485
1990	27,742	83,300	4,165

従ってこれにより 1990 年の需要まではほぼ耐えうると言える。しかし、それ以後は更に分岐ラインを敷設する必要がある。

図Ⅳ-5 天然ガス導入ライン計画



図N-6 天然ガスを導入する場合の計画 (ケース1)



(2) 天然ガス供給幹線

ジャチネガラから工場まで前述の市内幹線を利用し2~3%におとし輸送することが望ましい。(約10km, 250#)

但しこの場合、三刀降下を少なくする必要があるから、1985年までにはほぼいっぱいになるであろう。(2000~3000m³/H Max) 従ってそれ以後は更に西まわり幹線をひく必要が生じる。

末端は whichever の地点で更にガバナーを設け、現状のLP管に接続することになる。また将来、ジャチネガラに高圧ホルダーを設置することも考えられるがここでは省略する。

(3) 天然ガス転換対策

天然ガス転換対策はつい忘れられがちであるが細心の注意と綿密な計画が必要である。これらについては付属資料10で詳述するのでここでは省略する。

1件当り転換費用は、PGNの作業員自身が行うものと考えれば、10,000RP/件以内ですらう。但し転換時には作業要員として他のPGN事業所から、応援を求める必要があることは言を待たない。

以上のコスト、仕様をまとめると次のようになる。

表N-10 天然ガス導入のための投資

設 備	仕 様	コ ス ト
天然ガス導入ライン (分岐~ジャチネガラ)	44Km (10%)	1,540,000×10 ³ RP
中 圧 ラ イ ン	10Km (13%)	359,000 "
天然ガス転換費	約 6,000件	55,000 "

(5) 設備投資額のまとめ

(1)~(4)までに述べた点をまとめると、設備投資額は、次表のとおり大略43億RP(約1000万弗)になる。

表Ⅳ-11 設備投資額合計

製造設備(LPG混入など)	73,000 × 10 ³ RP
リハビリテーション(パイプライン)	1,253,000 #
ガスメーター	60,000 #
天然ガス導入ライン	1,540,000 #
中圧ライン	359,000 #
天然ガス転換費	55,000 #
供給拡大分	933,000 #
計	4,273,000 #

3 PNG・ジャカルタの収支検討

1, 2で述べたようにジャカルタ市の場合、最終的には天然ガス転換を行うのが最も望ましく、それまでは石炭ガスの製造を主体とし、現状の部分燃焼ガスに対し、LPG混入を行うなどによって、つなぐやり方が妥当と考える。

しかし天然ガスの導入が不可能の場合、重油、石炭ガス等によって補うことも十分考えられる。そこで、ここでは既に述べたように

ケース1 天然ガスを導入した場合

- # 2 天然ガス導入が不可能になり、重油の接触分解により、現在と同じカロリーのガスを送出する場合
- # 3 ケース2と同条件であるが、コークスの市況が高く、コークス炉を新設し、石炭ガスによった場合

の3ケースについて、それぞれの経済性分析を行った。

最初にケース1について順を追って詳述し、ケース2, 3についてはその後で結果を中心に記す。

3-1 天然ガス導入の場合 — ケース1

主なポイントとなる考え方は次の通りである。

(1) ガス料金

ガス料金は他燃料との競合、公共事業としての性格等を考えると出来るだけ低料金で安定させることが望ましい。ここでは3年毎に5 RP/m³程度の値上げを見込んだが、収支の好転する82年以降は、企業努力により料金を据置くものとした。

また天然ガス導入を行った場合、カロリースライドで料金をかえるものとした。

(2) パイプ賃料、メーター賃料

ガス料金の改訂に併せて20 RP/年づつあげるものとした。82年以降はすえおくものとする。

(3) 副産物(生産計画より)

天然ガス転換が行われるまでの間、石炭ガス、及びLPGエンリッチの部分燃焼ガスを供給ガスとして用いることになる。この間、石炭ガスはガスの製造費用自体は高いが、副産物であるコークス、タールの販売価格が高いため、原価的には安く、しかも品質の良好なものが得られる。そこで石炭ガスの比率を徐々に多くするよりの考え方で、次頁に示す生産計画

を考えた。

上記(1)～(3)の収益については表N-12に一括して示す。

表N-12 年次別収入推移 (ケース1)

(単位: 10⁸ ルビー)

	件数	販売量 (千m ³)	単価 (RP)	目あたり メーター 賃料	月あたり パイプ 賃料	ガス料 金収入	メータ ー賃料 収入	パイプ 賃料 収入	副産物 収入	計
1975	6,134	9,808	37.0	100	100	363	7	7	244	621
76	6,136	10,087	40.0	120	120	402	9	9	315	735
77	6,443	10,843	40.0	120	120	434	9	9	468	920
78	6,765	11,696	40.0	120	120	068	10	10	314	802
79	7,441	13,123	45.0	140	140	591	13	13	—	591
80	8,185	14,724	45.0	140	140	663	14	14	—	663
81	9,004	16,521	45.0	140	140	834	15	15	—	834
82	9,904	18,536	50.0	160	160	927	19	19	—	927
83	10,895	20,798	50.0	160	160	1,040	21	21	—	1,040
84	11,984	23,335	50.0	160	160	1,167	23	23	—	1,167
85	13,183	26,182	50.0	160	160	1,309	25	25	—	1,309

表 N - 1.3 生産計画 (ケース1 天然ガス導入まで)

○基礎数字

石炭ガス	年間最大製造量	5,350 千 m^3
	産気	450 m^3/t
	コークス	500 Kg/t-coal
	タール	50 Kg/t-coal
	シャカン用重油	0.08 kl/t-coal
重油D・C	年間製造量	
	=年間総ガス製造量 - 石炭ガス製造量	
	産気	1400 m^3/kl (効率こみ)
	タール	0.1 kl/kl-oil
LPG	PC熱量の5%分	

○価 格

石 炭	54,000 RP/t
重 油	15,000 #
LPG	52,000 #
コークス	130,000 #
タール	80,000 #

○稼働計画

	ガス販売量	リーク率	送出量	石炭ガス稼働率
75年	9,808 m ³	35%	15,089	20%
76	10,087	25	13,449	30
77	10,843	16	12,908	50
78	11,696	11.0	13,142	70

○年間製造量 $V \times 10^3 m^3$ としたときの価格計算式

(石炭ガス稼働率 = x)

石炭 $\frac{5,350}{450} \times \frac{K}{100} \times 54,000 \times 1,000 \dots\dots\dots A$

シャカン重油 $\frac{5,350}{450} \times \frac{K}{100} \times 0.08 \times 15,000 \times 1,000$

PC用重油 $\left(V - 5,350 \times \frac{K}{100} \right) \times \frac{15,000}{1,400} \times 1,000 \dots\dots\dots B$

LPG $\left(V - 5,350 \times \frac{K}{100} \right) \times 0.05 \times \frac{52,000}{3,100} \times 1,000$

コークス $A \times 0.5 \times \frac{130,000}{54,000}$

タール $A \times 0.05 \times \frac{80,000}{54,000} + B \times 0.1 \times \frac{80,000}{15,000}$

○生産計画 (金額×10⁶ RP)

		原 料					副 産 物			コスト
		石 炭	シャカン重油	重 油	LPG	計	コークス	タール	計	
75	量	1000t 238	1000kℓ 190	1000kℓ 10,014	t 226		1000t 1.19	1000kℓ 1,120		
	金額	129	2	150	12	293	155	89	244	49
76	量	357	286	8,460	191		179	1,025		
	金額	193	4	127	10	334	233	82	315	19
77	量	5.94	475	7,309	165		279	1,018		
	金額	321	7	110	9	446	386	82	468	▲22
78	量	832	666	6,562	148		4.16	1,072		
	金額	449	10	98	8	565	540	86	626	▲61

(4) 減価償却

減価償却についての詳しい資料が得られなかったため、日本の基準を考え合せ、下表のよ
うな基準で計算することとする。

なお償却は前年度末簿価に対して行うものとする。

表Ⅳ-14 減価償却の基準

製造設備	10年	残価10%	定額償却
リハビリテーション	20年	〃	〃
ガスメーター	20年	〃	〃
中圧ライン	20年	〃	〃
天然ガス導入ライン	20年	〃	〃
需要開発ライン	20年	〃	〃
天然ガス転換費	3年	残価ゼロ	〃

結果は表Ⅳ-15~17に示す通りである。なお既存資産の償却分を別途見込んである。

表Ⅳ-15 減価償却費計算表 (ケース1)

(単位: 10⁹ RP)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
製造設備			73	7	7	7	7	7	7	7	7	7
リハビリテーション			500	500 22	253 45	56	56	56	56	56	56	56
ガスメーター			20	20 1	20 2	3	3	3	3	3	3	3
幹線				770 35	770 35	70	70	70	70	70	70	70
市内中圧ライン					359	16	16	16	16	16	16	16
転換費用					55	18	18	19				
供給拡大				10	12	24 1	28 2	126 3	146 9	169 16	194 23	224 32
ベース	(15)	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4
計	(15)	14	593 13	1,300 42	1,469 100	24 181	28 181	126 182	146 168	169 174	194 180	224 188

注) 上段 取得価額
下段 減価償却費

表Ⅳ-16 本支管関係減価償却計算 (ケース1)

(単位: 10⁹ RP)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
需要家件数	6,132	6,134	6,136	6,443	6,765	7,441	8,185	9,004	9,904	10,895	11,984	13,183
増加件数	-	2	2	307	322	676	744	819	900	991	1,089	1,199
1件当り金額		170	179	187	197	207	217	228	239	251	264	277
本支管投資								187	215	249	288	332
需要家負担率								50	50	50	50	50
PGN負担分								94	108	125	144	166
ガス・メーター*		-	-	5	6	12	14	16	19	22	25	29
供給管**		-	-	5	6	12	14	16	19	22	25	29
計		-	-	10	12	24	28	126	146	169	194	224
減価償却費				-	-	1	2	3	9	16	23	32
取得価額累計				10	22	46	74	200	346	515	709	933
減価償却累計				-	-	1	3	6	15	31	54	86
簿価				10	22	45	71	194	331	484	654	847

* ガスメーター = 本支管投資 × 0.08823 (1.5117)

** 供給管 = " "

表Ⅳ-17 簿価の計算 (ケース1)

(単位: 10⁶ ルピー)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
取得原価累計			593	1,893	3,362	3,386	3,414	3,540	3,686	3,855	4,049	4,273
減価償却費累計	(15)	14	27	69	169	350	531	713	881	1,055	1,235	1,423
簿 価			566	1,824	3,193	3,036	2,883	2,827	2,805	2,800	2,814	2,850

(5) リーク率

販売量から製造量を求めるとき、リーク率が問題となるが、これはリハビリテーションの実施により大幅に減少するものと考えた。ただし天然ガス導入後一時的に上ることは止むを得ない。

(6) 原料費

初期は生産計画(表Ⅳ-13参照)より

$$\frac{293 \times 10^6 \text{ RP}}{15.1 \times 10^6 \text{ m}^3} = 19.4 \text{ RP/m}^3 \quad (\text{副産物収入 } 16.2 \text{ RP/m}^3)$$

$$\frac{334 \times 10^6 \text{ RP}}{13.4 \times 10^6 \text{ m}^3} = 24.9 \text{ RP/m}^3 \quad (\text{ " } 23.5 \text{ RP/m}^3)$$

$$\frac{446 \times 10^6 \text{ RP}}{12.9 \times 10^6 \text{ m}^3} = 34.5 \text{ RP/m}^3 \quad (\text{ " } 36.3 \text{ RP/m}^3)$$

$$\frac{565 \times 10^6 \text{ RP}}{13.1 \times 10^6 \text{ m}^3} = 43.1 \text{ RP/m}^3 \quad (\text{ " } 47.9 \text{ RP/m}^3)$$

と高くなるがこれはコークス等副産物を差引すればずっと安くなる。

天然ガス転換以後は現在の天然ガス価格を 8,000 Kcal/m³, 8 RP/m³ と考えた。従って現在のガス(4,200 Kcal/m³)に換算すれば

$$8 \times \frac{4,200}{8,000} = 4.2 \text{ RP/m}^3 \text{ となる。}$$

また年間の価格上昇率は3%とした。詳細は表Ⅳ-18に示す。

表N-18 原料費 (ケース1)

	製造量	単価	費用
1975	千 m^3 15,089	RP -	百万RP 290
76	13,449	-	330
77	12,908	-	439
78	12,852	(4.43)	339
79	14,264	4.56	65
80	16,360	4.71	77
81	18,255	4.88	89
82	20,369	4.96	101
83	22,730	5.15	117
84	25,364	5.28	134
85	28,305	5.44	154

(7) 人件費, 福利厚生費

75年ベースで

$$\begin{aligned}
 \text{人件費} &= 325,000 \text{ RP/人・年} \\
 \text{福利厚生費} &= \text{人件費} \times 20\% \\
 &= 65,000 \text{ RP/人・年}
 \end{aligned}$$

とした。これは74年実績11%強の上昇である。以後は、年10%の上昇率とした。

従業員数は1人当り需要家件数が100件になるまで企業努力によって増やさないものとする。むしろ、本来天然ガスの導入によって製造部門の人員の削減も考えられる。また天然ガス転換時は若干の応援が必要だろう。詳細は表N-19に示す。

表N-19 人件費と福利厚生費 (ケース1)

年度	人員 (人)	人件費 単価 (10 ³ RP)	福利厚生 費単価 (10 ³ RP)	人件費 (10 ⁶ RP)	福利 厚生費 (10 ⁶ RP)
1975	191	325	65	62	12
76	191	357	72	68	14
77	191	393	79	75	15
78	220	433	87	95	19
79	191	476	95	91	18
80	191	523	105	100	20
81	191	576	115	110	22
82	191	633	127	121	24
83	191	696	139	133	27
84	191	766	153	147	29
85	191	843	169	161	32

(8) 一般管理費

一般管理費は75年ベースで60,000 × 10³ RP (74実績の3%増)とし、以後年間5%ずつ上るものとした。

(9) 需要開発費

需要開発に要する経費は1件当り100~120 RP/年とする。

(10) 保 険

減価償却費の10%とする。

(11) 修繕費

最終的には取得価格の3%とするが初期は新規設備のため少ない。そこで初期は1.0%、1980年から2%、85年以降は3%とした。

(12) 支払利息割引料

借入金額を「赤字累計額+取得原価-減価償却費累計額=赤字累計額+簿価」とし、支払利息割引料はこれに対して年12%の割合とした。

以上(9)~(12)の費用については表N-20に示す。

表N-20 年次別支出推移 (ケース1)

(単位: 10⁹ RP)

	原料費	人件費	福利 厚生費	一般 管理費	保 險	需 要 開発費	減 価 償却費	修繕費	その他 経 費	計
1975	293	62	12	60	1	1	14	0	15	458
76	334	68	14	63	1	1	13	0	16	510
77	446	75	15	66	4	1	42	6	17	667
78	311	95	19	69	10	1	100	19	17	641
79	65	91	18	72	18	1	181	34	18	498
80	77	100	20	76	18	1	181	67	19	559
81	89	110	22	80	18	1	182	68	20	590
82	101	121	24	84	17	1	168	70	21	607
83	117	133	27	88	17	1	174	73	22	652
84	134	147	29	92	18	1	180	77	23	701
85	154	161	32	97	19	2	188	121	24	798

修繕費の取得原価に対する割合

年 度	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
割合(%)	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	3.0

以上の結果から PGN の収支の推移を求めると表N-21, 図N-7に示す通りである。

表N-21 年次別収支状況推移 (ケース1)

(単位: 10⁹ RP)

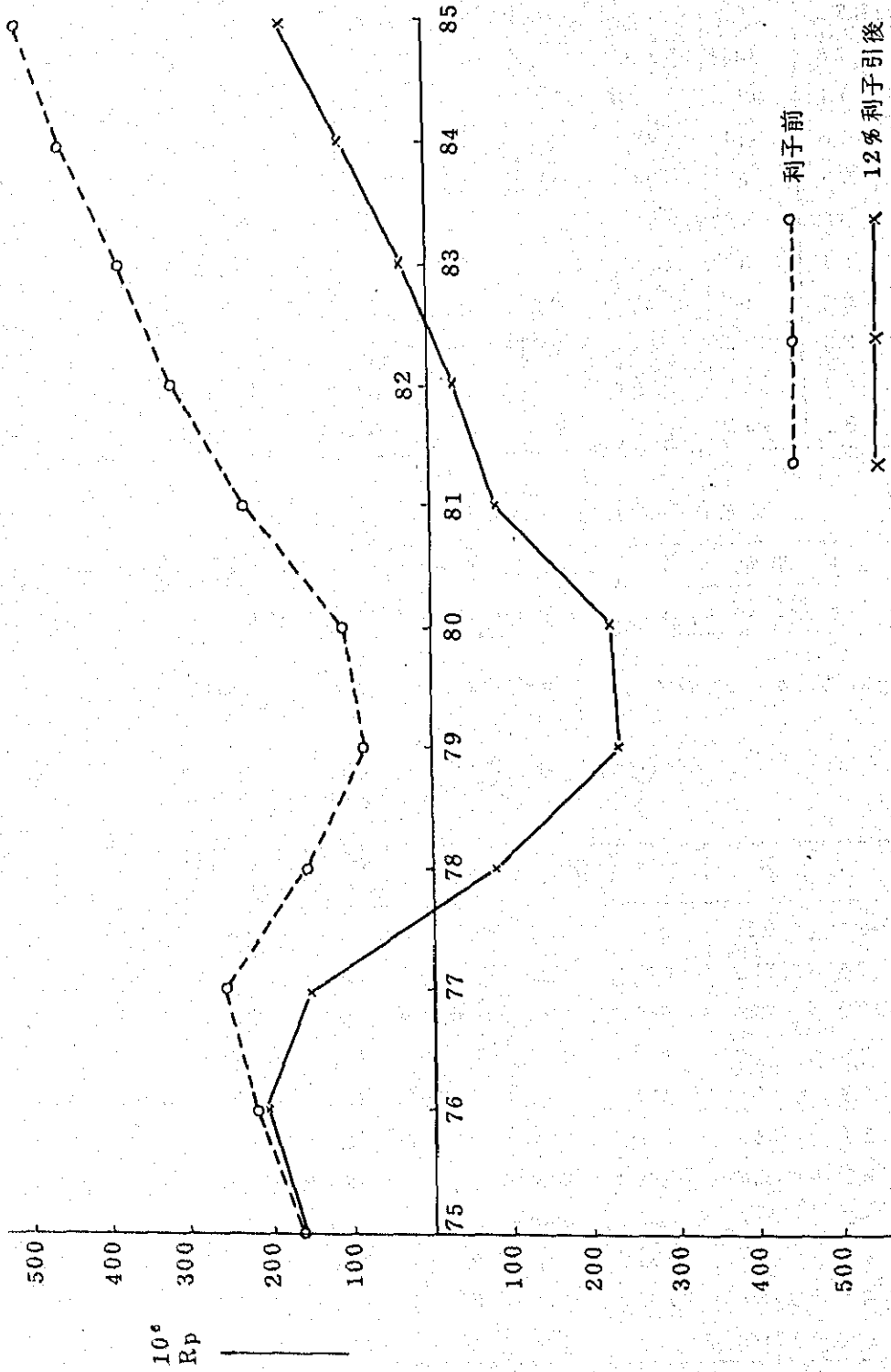
	P	L	P-L	簿 価	期中平均* 簿価×12%	C= A-B	D**	E= C-D	累 計
1975	621	458	163			163	0	166	163
76	735	510	225	566	34	191	▲20	211	377
77	920	667	253	1,824	143	110	▲45	155	532
78	802	641	161	3,193	301	▲140	▲64	▲76	456
79	591	498	93	3,036	374	▲281	▲55	▲226	230
80	663	559	104	2,883	355	▲251	▲28	▲223	7
81	834	590	244	2,827	343	▲99	▲1	▲98	▲91
82	927	607	320	2,805	338	▲18	11	▲29	▲120
83	1,040	652	388	2,800	336	52	14	38	▲82
84	1,167	701	466	2,814	337	129	10	119	37
85	1,309	798	511	2,850	340	171	▲4	175	212

* 期中平均簿価 = $\frac{\text{期首簿価} + \text{期末簿価}}{2}$

** 欠 損 利 息 = 前期末累積欠損 × 12%

但し累積が黒字の場合は受取利息(△で表示)とした。

図N-7 天然ガスを導入した場合の収益性検討(ケース1)



3-2 重油の接触分解ガスによる場合 — ケース2

ケース2及びケース3の場合は天然ガスを導入しないので、ひきつづき4,200Kcal/m³のガスを送ることになる。そのため、需要の増大に伴い、供給改善が必要となってくる。

ここではその数値を大略本支管投資×20%とした。

供給改善について (10⁸ RP)

	79	80	81	82	83	84	85
コスト	10	20	37	43	50	57	66

この場合は次に示すように約58億ルピアの投資となる。天然ガス転換方式に比べ約15億ルピア大きいため、営業収支では若干の赤字ないし黒字で推移するものの経常収支ベースでは支払利息が高く、赤字基調が続き、10年以内の黒字転換はほとんど望みえない。従ってもしこれを実行するとすれば、政府による無利子の借入金でも導入しない限り苦しいと言えよう。

表N-22 設備投資額見積 (ケース2)

プラント

LPG混入など	73 × 10 ⁸ ルピー
第1次(77年)	2,004 (75年値にインフレ率年5%を見込む)
第2次(79年)	566 (")
第3次(84年)	275 (")
リハビリテーション(パイプライン)	1,253
ガスメーター	60
中圧ライン	359
供給拡大	933
供給改善	283
合計	<u>5,806</u>

表 N-23 原料使用量と副産物 (ケース2)

	ガス製造量 ($\times 10^6 m^3$)	原料使用量* (kl)	単価 (RP/kl)	A 費用 ($\times 10^6 RP$)	** タール	単価 (RP/kl)	B 収入 ($10^6 RP$)	A-B 差額 ($10^6 RP$)
1975	15.1							
76	13.4							
77	12.9							
78	12.9	11,120	15,000	167	1,434	80,000	115	52
79	13.9	11,980	15,500	186	1,545		123	63
80	15.5	13,360	15,900	212	1,723		138	74
81	17.4	15,000	16,400	246	1,935		155	91
82	19.4	16,720	16,900	283	2,157		173	110
83	21.8	18,790	17,400	327	2,424		194	133
84	24.3	20,950	17,900	375	2,703		216	159
85	27.3	23,530	18,400	433	3,035		243	190

* 産気 1160 m^3/kl

** タール 0.129 kl/kl

表 N-24 年次別収入推移 (ケース2)

(単位: $10^6 RP$)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
ガス					468	591	663	834	927	1,040	1,167	1,039
副産物					115	123	138	155	173	194	216	243
計		621	735	920	583	714	801	989	1,100	1,234	1,383	1,552

表 N-25 減価償却費計算表 (ケース2)

(単位: $10^6 RP$)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
製造設備			73	2004 7	187	566 184	238	238	238	238	275 238	263
リハビリテーション			500	500 22	253 45	56	56	56	56	56	56	56
ガスメーター			20	20 1	20 2	3	3	3	3	3	3	3
市内中圧ライン					359	16	16	16	16	16	16	16
供給拡大				10	12	24 1	28 2	126 3	146 9	169 16	194 23	224 32
供給改善						10	20	37 1	43 3	50 5	57 7	66 10
ベース	(15)	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4
計	(15)	14	593 13	2534 42	644 245	600 273	48 324	163 325	189 332	219 340	526 348	290 384

上段: 取得価格

下段: 減価償却費

表N-26 簿価の計算 (ケース2)

(単位: 10⁶ RP)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
取得原価累計	0		593	3,127	3,771	3,371	3,419	4,582	4,771	4,990	5,516	5,806
減価償却費累計	(15)	14	27	69	314	587	911	1,236	1,568	1,908	2,256	2,640
簿価			566	3,058	3,457	3,784	3,508	3,346	3,203	3,082	3,260	3,166

表N-27 年次別支出推移 (ケース2)

(単位: 10⁶ RP)

	原料費	人件費	福利厚生費	一般管理費	保険	需開要費	減価償却費	修善費	その他経費	触媒	計
1975	293	62	12	60	1	1	14		15	-	458
76	334	68	14	63	1	1	13		16	-	510
77	446	75	15	66	4	1	42	6	17	-	672
78	167	82	16	69	25	1	245	32	17	-	654
79	586	91	18	72	27	1	273	38	18	4	728
80	212	100	20	76	32	1	324	88	19	4	876
81	246	110	22	80	33	1	325	88	20	6	931
82	283	121	24	84	33	1	332	92	21	6	997
83	327	133	27	88	34	1	340	95	22	6	1,073
84	375	147	29	92	35	1	348	99	23	6	1,155
85	433	161	32	97	38	2	384	165	24	6	1,342

表N-28 年次別収支状況推移 (ケース2)

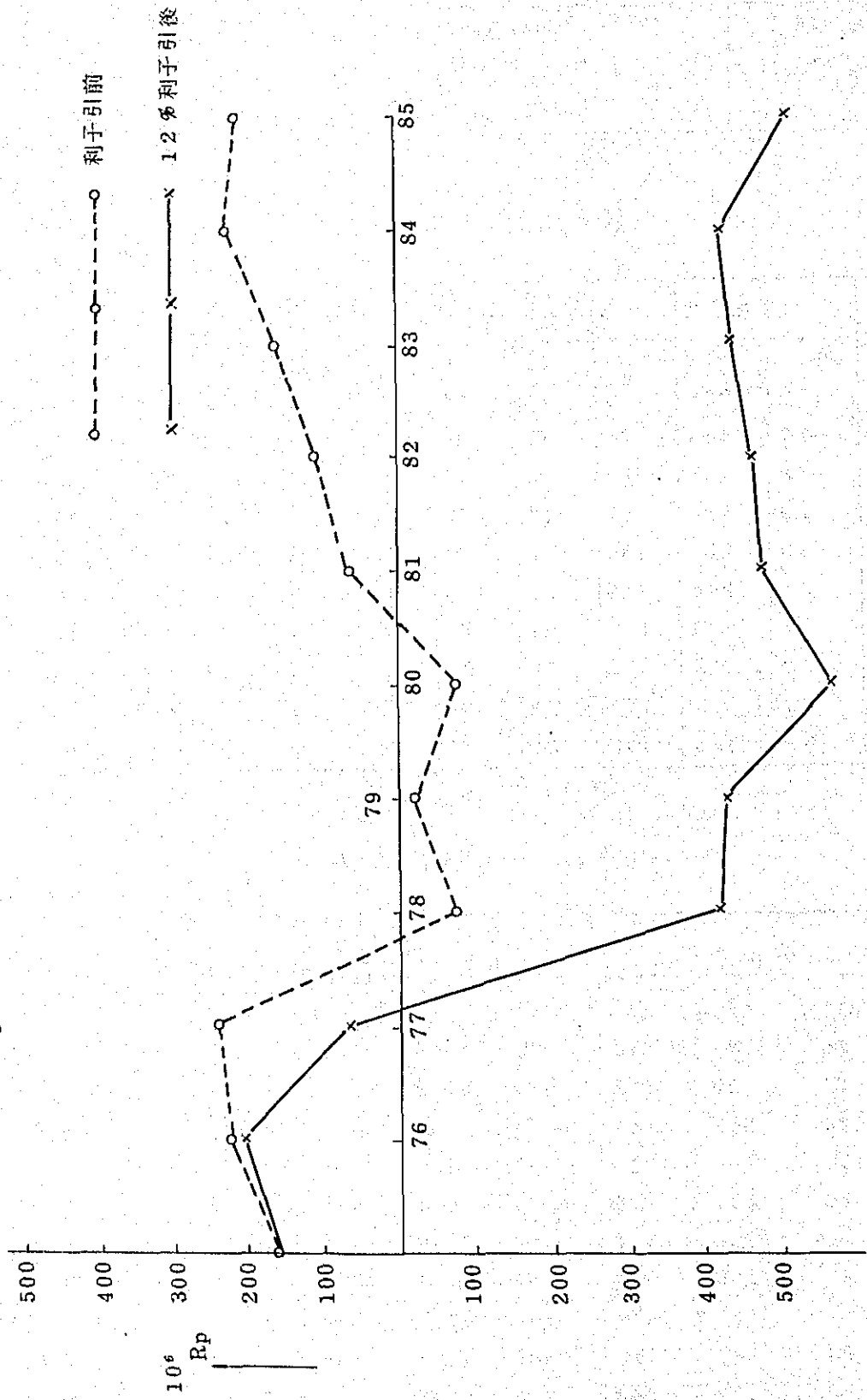
(単位: 10⁶ RP)

	P	L	A P-L	簿価	* B 期中平均簿価×12%	C =A-B	** 欠損利息	純損益	同左累計
1975	621	458	163			163		163	163
76	735	510	225	566	34	191	▲ 20	211	374
77	920	672	248	3,058	217	31	▲ 45	76	450
78	583	654	▲ 71	3,457	391	▲ 462	▲ 54	▲ 408	42
79	714	728	▲ 14	3,784	434	▲ 448	▲ 5	▲ 443	▲ 401
80	801	876	▲ 75	3,508	438	▲ 513	48	▲ 561	▲ 962
81	989	931	58	3,346	411	▲ 353	115	▲ 468	▲ 1,430
82	1,100	997	103	3,203	393	▲ 290	171	▲ 461	▲ 1,891
83	1,234	1,073	161	3,082	377	▲ 216	227	▲ 443	▲ 2,334
84	1,383	1,155	228	3,260	381	▲ 153	280	▲ 433	▲ 2,767
85	1,552	1,342	210	3,166	386	▲ 176	332	▲ 508	▲ 3,275

* } 前述 (表N-21参照)

**

図N-8 重油接触分解による場合の収益性検討(ケース2)



3-3 石炭ガスによる場合 — ケース3

この場合は次に示すように約78億ルピアの投資となる。天然ガス転換方式に比べ約35億ルピア大きいため、利子負担が大きい。

しかし一方で、コークス売り上げの収入が大であるため、毎年若干の赤字基調にとどまろう。

しかし、利子負担のために収支の大幅改善には時間がかかる。

なお、この場合、コークスの市況によって結果が大きく変わることは言うまでもない。コークスの国内製造量が膨大になるため、それが現在の価格(130,000RP/t)で売れるかどうかは若干の疑問を残す。

その意味で極めてリスクの大きい投資といえよう。

表Ⅳ-29 設備投資額見積 (ケース3)

プラント		73 × 10 ⁴ ルピア
LPG混入など		
製造設備 第1次(78年)	3,538	(75年値にインフレ率年5%を見込)
" 第2次(83年)	1,275	(")
リハビリテーション	1,253	
ガスメーター	60	
中圧ライン	359	
供給拡大	933	
供給改善	283	
合計	<u>7,774</u>	

表IV-30 原料使用量と副産物 (ケース3)

	ガス製 造量 ($10^6 m^3$)	石 炭 $10^3 t$	単 価 Rp	置 用 $10^6 Rp$	シ ャ カ ン 用 重 油 $10^3 kl$	単 価 Rp	費 用 $10^6 Rp$	L P G t	単 価 Rp	費 用 $10^6 Rp$	原 料 費 計 $10^6 Rp$	コ ー ク ス $10^3 t$	単 価 Rp	コ ー ク ス 入 収 $10^6 Rp$	タ ー ル 入 収 $10^6 Rp$	単 価 Rp	タ ー ル 入 収 計 $10^6 Rp$	
1975	15.1																	
76	13.4																	
77	12.9																	
78	12.9		54,000			15,000												
79	13.9	13.2	29.3	55,620	1,630	2.3	15,500	0.7	226	36	12	1,678	14.7	130,000	1,911	1.5	80,000	2,031
80	15.5	14.7	32.7	57,290	1,873	2.6	15,900	0.8	258	41	14	1,928	16.4		2,132	1.6		2,260
81	17.4	16.4	36.4	59,010	2,148	2.9	16,400	1.0	322	48	18	2,214	18.2		2,366	1.8		2,510
82	19.4	16.4	36.4	60,780	2,201	2.9	16,900	3.0	967	49	57	2,307	18.2		2,366	1.8		2,510
83	21.8	20.7	46.0	62,600	2,880	3.7	17,400	1.1	355	64	21	2,965	23.0		2,990	2.3		3,174
84	24.3	23.1	51.3	64,480	3,308	4.1	17,900	1.2	387	73	24	3,405	25.7		3,341	2.6		3,549
85	27.3	24.6	54.7	66,400	3,632	4.4	18,400	2.7	871	81	56	3,769	27.3		3,549	2.7		3,765

第1次 100t/D ~ 36,500 t/y $450 m^3/t \rightarrow 164 \times 10^6 m^3 \text{ max}$

第2次 150t/D "

C G $450 m^3/t$ シャカン用重油

LPG $3100 m^3/t$ $0.08 kl/ton-coal$

表Ⅳ-31 年次別収入推移 (ケース3)

(単位: 10⁶ルビー)

	ガス・他	副産物	計
1975			621
76			735
77			920
78	488	628	1,116
79	591	2,031	2,622
80	663	2,260	2,923
81	834	2,510	3,344
82	927	2,510	3,437
83	1,040	3,174	4,214
84	1,167	3,549	4,716
85	1,309	3,765	5,134

表Ⅳ-32 減価償却費計算表 (ケース3)

(単位: 10⁶ルビー)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
製造設備			73	7	3,056 7	282	282	282	282	863 282	360	360
リハビリテーション			500	500 22	253 45	56	56	56	56	56	56	56
ガスメーター			20	20 1	20 2	3	3	3	3	3	3	3
市内中圧ライン					359	16	16	16	16	16	16	16
供給拡大				10	12	24 1	28 2	126 3	146 9	169 16	194 23	224 32
供給改善						10	20	37 1	43 3	50 5	57 7	66 10
ベース	(15)	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4
計	(15)	14	593 13	530 42	3,700 65	34 368	48 368	163 369	189 376	1,082 384	251 470	290 481

表N-33 簿価の計算 (ケース3)

(単位: 10⁶ RP)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
取得原価累計			593	1,123	4,823	4,857	4,905	5,068	5,257	6,339	6,590	6,880
減価償却費累計	(15)	14	27	69	134	502	870	1,239	1,615	1,999	2,469	2,950
簿価			566	1,054	4,689	4,355	4,035	3,829	3,642	4,340	4,121	3,930

表N-34 年次別支出推移 (ケース3)

(単位: 10⁶ RP)

	原料費	人件費	福利厚生費	一般管理費	保険	需要開発費	減価償却費	修繕費	その他経費	計
1975	293	62	12	60	1	1	14	-	15	458
76	334	68	14	63	1	1	13	-	16	510
77	446	75	15	66	4	1	42	6	17	672
78	565	82	16	69	6	1	65	11	17	832
79	1,678	91	18	72	37	1	368	48	18	2,331
80	1,928	100	20	76	37	1	368	97	19	2,646
81	2,214	110	22	80	37	1	369	98	20	2,951
82	2,307	121	24	84	38	1	376	101	21	3,073
83	2,965	133	27	88	38	1	384	105	22	3,763
84	3,405	147	29	92	47	1	470	127	23	4,341
85	3,769	161	32	97	48	2	481	197	24	4,811

表N-35 年次別収支状況推移 (ケース3)

(単位: 10⁶ RP)

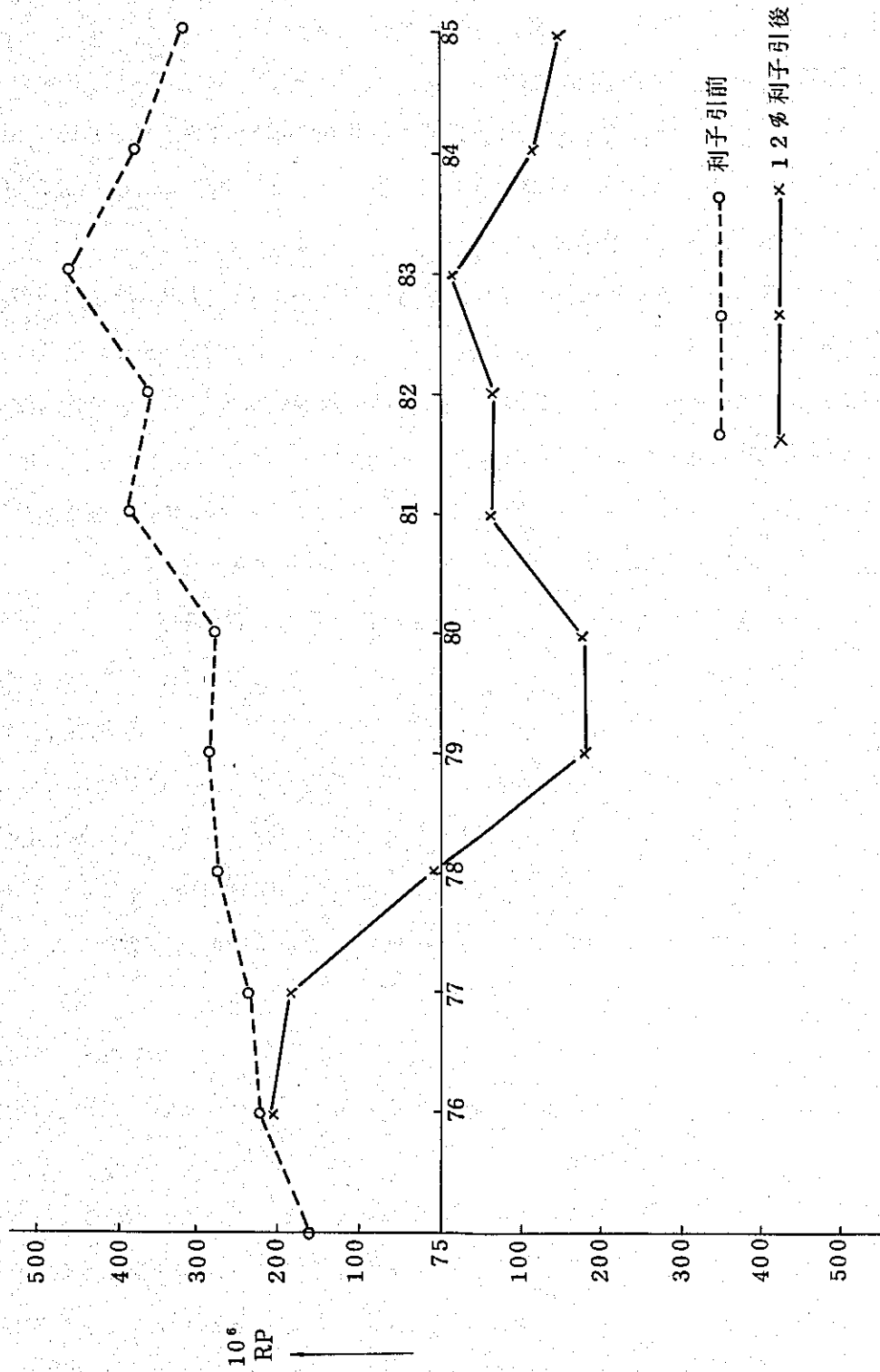
	P	L	A P-L	簿価	B 期中平均×12%	C= A-B	D**	E= C-D	累計
1975	621	458	163			163		163	163
76	735	510	225	566	34	191	▲20	211	374
77	920	672	248	1,054	97	151	▲45	196	570
78	1,116	832	284	4,689	345	▲61	▲68	7	577
79	2,622	2,331	291	4,355	543	▲252	▲69	▲183	394
80	2,923	2,646	277	4,035	503	▲226	▲47	▲179	215
81	3,344	2,951	393	3,829	472	▲79	▲26	▲53	152
82	3,437	3,073	364	3,642	448	▲84	▲19	▲65	93
83	4,214	3,763	451	4,340	479	▲28	▲11	▲17	76
84	4,716	4,341	375	4,121	508	▲133	▲9	▲124	▲48
85	5,134	4,811	323	3,930	483	▲140	6	▲146	▲194

*

* } 前述(表N-21参照)

**

図IV-9 石炭・ガスによった場合の収益性検討(ケース3)



ろ-4 結果の検討

ケース1, 2, 3によつた場合の PGN ジャカルタの収支予測はそれぞれ図N-7, N-8, N-9に示した通りである。この結果 PGN ジャカルタの収支について次のようなことが言えよう。

- ① 利子前では各ケースとも黒字基調が続く。
- ② 12%利子後では、各ケースとも投資負担がかかるので1978年頃から赤字となる。
- ③ ケース1では1983年に黒字転換するが、ケース2, ケース3では、投資負担が大きいため10年以内に黒字転換は望みえない。
- ④ ケース1では天然ガス転換後の投資は供給部門のみでよく、1983年以降は発展期むかえよう。

しかし、ケース2, ケース3を実施する場合は、政府による無利子の借入金または利子補給でなく限り採算的にも苦しいと言えよう。

- ⑤ 従つて、ジャカルタにおいては、収支的にみても天然ガス導入が最も望ましい。

4 政府の支援

これまで述べてきたように、首都としてのジャカルタにおける都市ガスの必要性は極めて高く、修復開発のトッププライオリティーが与えられる。政府当局としても、この重要性を十分に認識し、PGN ジャカルタの修復開発計画を積極的に支援して、首都として相応しい都市ガスの整備を図ることが望ましい。具体的には当面次の諸点に特に政府の配慮が期待される。

① 天然ガス導入計画の推進

先に述べたように、都市ガス原料としては、天然ガスが最も優れており、しかもジャカルタのケースでは、重油設備方式、コール・ガスによる方法はいづれも採算的に苦しく、特に天然ガス導入の早期実現が期待されている。ジャワ島ではチマラヤーチレゴン間の天然ガス輸送ラインが建設中であり、このラインからジャカルタへの天然ガス導入が検討されていることは第三章で述べた通りである。しかしこの輸送ラインは本来チレゴンの工業用（鉄鋼および肥料工業）需要のために敷設されるもので、ジャカルタの都市ガスへの利用は最終的に決定をみていない。ジャカルタの都市ガス整備の必要性、ならびにその決め手として天然ガス導入が不可欠であることに鑑み、政府当局は早急に関係諸機関のコンセンサスを取り付け、天然ガス導入計画の具体化を画する必要がある。

② 修復の優先的実施

ジャカルタの都市ガスは、ガス品質、漏えい、供給不良等天然ガス導入以前に解決せねばならない問題が山積しており、早急に修復を行わねばならないことは先に述べた通りである。政府当局はジャカルタの都市計画の枠組の中で明確な位置付けを行い、優先的に実施を促す必要がある。この修復には同時に消費者保護の面からも、政府当局が積極的に関与することが望ましい。

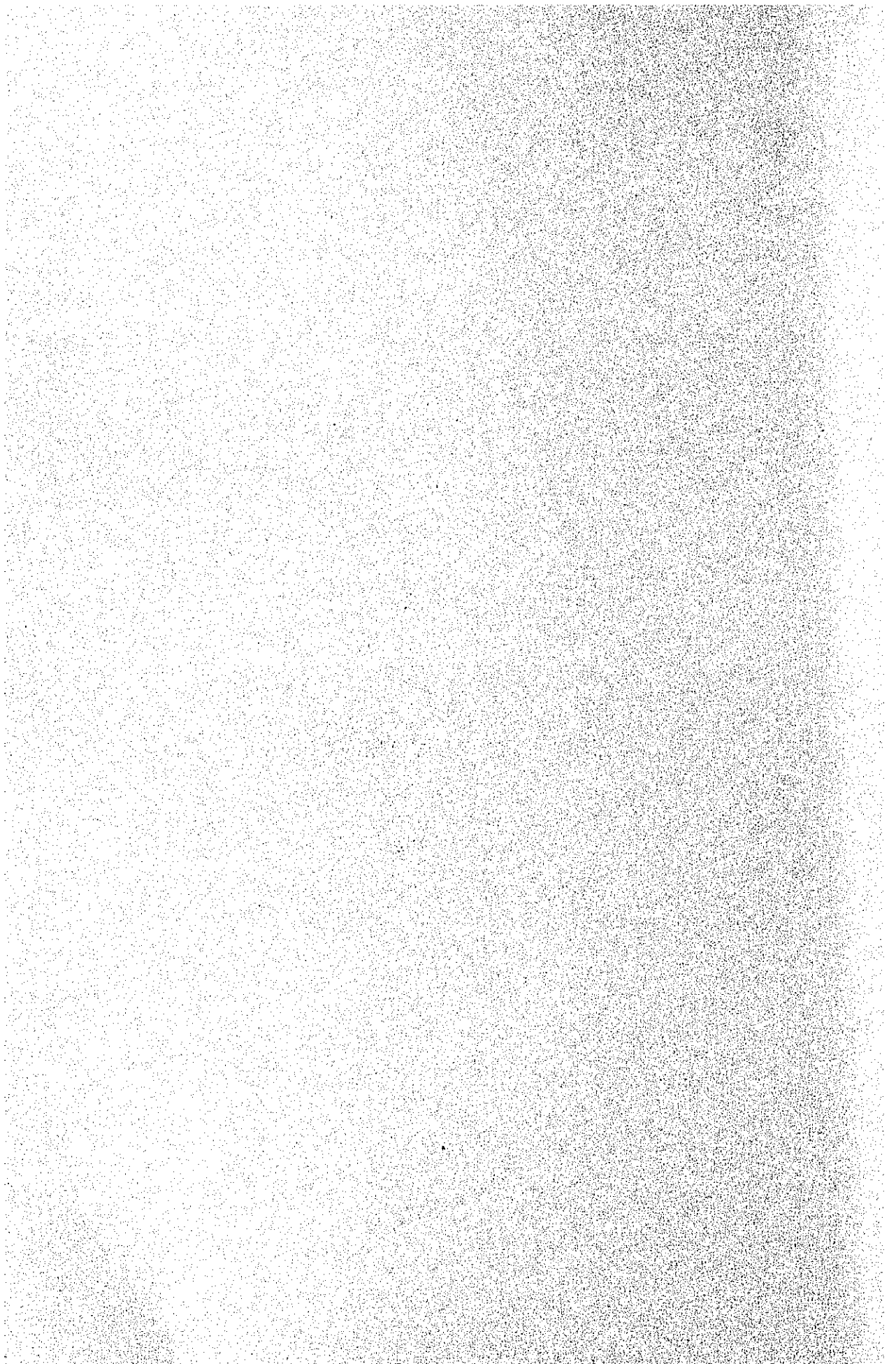
③ 資金面のバックアップ

上記①②を実施するためには、今後10年間に約43億ルピア（約1千万ドル）の投資を要する。（P 参照）現在のPGNの力からみて、これを独力で調達することは極めて困難であろう。従って政府当局はこの資金を予算化するか、或いはPGNの借入を可能にするような施策をとることが必要となる。前節の収支の検討では、所要資金を金利12%、期間20年という比較的ソフトな形で調達することを前提としており、ジャカルタの修復開発を図るためには、この資金調達は必須のものである。勿論、よりソフトな資金及び国家財政支出でカバー出来れば、PGNの収支改善はより早まり、より早期に拡充のための再投資が可能となろう。また一時的な欠損資金、借入金に対し、利子補給等の措置がとられれば、PGNの運営はより健全

化するであろう。

日本では、第2次大戦後の復興時に「都市ガス普及第1次5ヶ年計画」（1952～57年）を実施し、この間に僅か5年間で需要家件数及びガス販売量はそれぞれ1.6倍、1.9倍と顕著な伸びを示した。（別添付属資料13「日本の都市ガス発展過程の紹介」参照）ジャカルタにおいても、本報告書では現状のトレンドをベースとした低い伸率を基礎として、収支検討を行っているが、上記の修復開発が実施されれば都市ガスの品質、供給サービスの向上により、需要家の信頼を回報し、顧客も大幅に増加することが期待できる。この結果、ジャカルタの都市ガスは飛躍的に充実し、ジャカルタおよび周辺都市の産業開発、経済活動の躍進、民生の向上に大きく寄与し、インドネシアの首都として相応しい都市ガスとなり得よう。

付 属 資 料



付属資料 1

P G N 需 要 家 件 数

(単位：件)

年	事業所	メダン	シャカルタ	ポゴール	バンドン	チルボン	スマラン	スラバヤ	ウジエン	計
1949		766	4,011	681	2,575	424	1,194	4,866		
1950		1,057	4,960	958		417			680	
1951		1,258	5,662			444				
1952		1,355	5,763							
1953		1,378	6,039	1,133	4,458	461	2,002			
1954		1,502	6,556	1,167	4,535					
1955		1,700		1,197	4,754		2,556	5,611	751	
1956		1,829	7,637		4,982	553	2,662	5,618	768	
1957		1,891	7,909	1,252	5,305	568	2,627	5,564	765	2,5881
1958		1,934	7,810	1,247	5,582	574	2,640	5,342	731	2,5860
1959		1,912	7,973	1,269	5,668	589	2,769	5,576	710	2,6466
1960		1,950	8,113	1,313	5,801	626	2,869	5,659	674	2,7005
1961		1,976	8,224	1,398	5,940	720	2,995	5,922	648	2,7823
1962		2,009	8,256	1,441	6,016	739	3,108	6,086	662	2,8317
1963		2,032	8,256	1,522	6,047	771	3,146	6,139	628	2,8541
1964		2,082	8,216	1,536	6,057	795	3,145	6,061	607	2,8499
1965		2,125	8,164	1,548	6,100	809	3,124	6,065	607	2,8542
1966		2,053	7,906	1,544	6,073	784	2,848	5,724	482	2,7414
1967		1,999	7,426	1,333	6,040	749	2,652	5,318	453	2,5970
1968		1,913	6,751	1,247	5,967	665	2,402	4,991	429	2,4365
1969		1,794	6,261	1,190	5,700	630	2,249	4,703	406	2,2933
1970		1,735	6,042	1,160	5,639	615	2,146	4,606	404	2,2347
1971		1,615	5,959	1,139	5,577	612	2,117	4,492	403	2,1914
1972		1,501	6,156	1,110	5,574	603	2,053	4,444	405	2,1846
1973		1,442	6,214	1,103	5,568	598	2,013	4,358	416	2,1712

需要家件数内訳(1)

(単位：件)

年	メダソン事業所					シャカルタ事業所						
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	717		43	6		766	3,903		70	38		4,011
1950	944		62	14	37	1,057	4,837		95	27	1	4,960
1951	1,138		64	13	43	1,258	5,521		108	32	1	5,662
1952	1,244		60	11	40	1,355	5,618		114	30	1	5,763
1953	1,270		63	12	33	1,378	5,811		112	28	88	6,039
1954	1,395		61	11	35	1,502	6,338		122	31	65	6,556
1955	1,600		57	9	34	1,700						
1956	1,733		46	16	34	1,829	7,396		152	33	56	7,637
1957	1,830		44	16	1	1,891	7,687		148	30	44	7,909
1958	1,839		42	16	37	1,934	7,600		138	28	44	7,810
1959	1,818		41	16	37	1,912	7,744		142	28	59	7,973
1960	1,856		41	16	37	1,950	7,899		136	29	49	8,113
1961	1,881		40	13	42	1,976	8,022		134	27	41	8,224
1962	1,908		39	13	49	2,009	8,056		133	27	40	8,256
1963	1,941		40		51	2,032	8,065		131	24	36	8,256
1964	1,981		51		50	2,082	8,025		153		38	8,216
1965	2,102		7		16	2,125	7,972		156		36	8,164
1966	1,789	242	9		13	2,053	7,607	137	119		43	7,906
1967	1,720	255	8	1	15	1,999	6,841	453	89		43	7,426
1968	1,644	257	8	1	3	1,913	5,944	694	72		41	6,751
1969	1,542	240	9		3	1,794	5,482	671	68		40	6,261
1970	1,476	236	8		15	1,735	5,293	659	60		30	6,042
1971	1,365	225	10		15	1,615	5,178	672	58		51	5,959
1972	1,263	216	5		17	1,501	5,386	665	53		52	6,156
1973	1,216	203	5		18	1,442	5,461	654	48		52	6,214

需要案件数内訳(2)

(単位：件)

事業所 年	ポゴール事業所					バンドン事業所						
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	649		23	9		681	2,566		58	51		2,675
1950	917		28	3	10	958						
1951												
1952												
1953	1,081		32	7	13	1,133	4,333		105	14	6	4,458
1954	1,116		32	8	11	1,167	4,404		108	11	12	4,535
1955	1,145		32	9	11	1,197	4,609		121	10	14	4,754
1956							4,800		158	9	15	4,982
1957	1,194		39	8	11	1,252	5,112		155	8	30	5,205
1958	1,178		30	23	16	1,247	5,381		159	8	34	5,582
1959	1,204		31	22	12	1,269	5,491		144	8	25	5,668
1960	1,243		33	21	16	1,313	5,622		140	8	31	5,801
1961	1,334		29	20	15	1,398	5,762		143	9	26	5,940
1962	1,377		30	18	16	1,441	5,838		142	9	27	6,016
1963	1,470		17	20	15	1,522	5,882		134	7	24	6,047
1964	1,487			37	12	1,536	5,897		131	7	22	6,057
1965	1,507		34		7	1,548	5,942		128	7	23	6,100
1966	1,299	208	7	30		1,544	4,930	988	102	32	21	6,073
1967	948	349	22		14	1,333	4,747	1,186	6	82	19	6,040
1968	873	342	19		13	1,247	4,593	1,276	6	69	23	5,967
1969	844	317	16		13	1,190	4,378	1,230		69	23	5,700
1970	833	299	16		12	1,160	4,341	1,212	64		22	5,639
1971	812	299	14		14	1,139	4,307	1,186	63		21	5,577
1972	789	294	16		11	1,110	4,308	1,183	62		21	5,574
1973	779	297	16		11	1,103	4,318	1,171	60		19	5,568

需要家件数内訳(3)

(単位：件)

年	チルボン事業所						スマラン事業所					
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	403		7	14		424	1,123		57	14		1,194
1950	74	303	7	15	18	417						
1951	74	329	6	17	18	444						
1952												
1953	103	313	6	17	22	461	1,875	22	86	11	8	2,002
1954												
1955							2,347	63	129	9	8	2,556
1956	169	343	5	16	20	553	2,428	85	127	10	12	2,662
1957	165	363	5	13	22	568	2,394	90	123	10	10	2,627
1958	197	338	4	13	22	574	2,397	105	117	10	11	2,640
1959	208	340	4	12	25	589	2,492	119	118	10	30	2,769
1960	208	372	4	15	27	626	2,600	113	118	10	28	2,869
1961	699		6	10	5	720	2,811	122	36	12	14	2,995
1962	720		6	9	4	739	2,927	114	37	13	17	3,108
1963	753		3	9	6	771	3,055		83		8	3,146
1964	777		12		6	795	3,051		83		11	3,145
1965	791		8	4	6	809	3,040		73		11	3,124
1966	722	38	4	14	6	784	2,568	231	35	10	4	2,848
1967	684	41	4	14	6	749	2,346	273	13	19	1	2,652
1968	603	40	13	2	7	665	2,110	269	9	13	1	2,402
1969	568	40	13	2	7	630	1,959	249	10	16	15	2,249
1970	557	39	11	2	6	615	1,866	252	14	14		2,146
1971	560	31	15		6	612	1,803	253	22		39	2,117
1972	549	32	16		6	603	1,730	252	27		44	2,053
1973	544	32	16		6	598	1,692	252	28		41	2,013

需要家件数内訳 (4)

(単位：件)

事業所 年	スラバヤ事業所					ウジエン・パンダン事業所						
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	4,722		92	52		4,866						
1950							635		23		22	680
1951												
1952												
1953												
1954												
1955	5,266	90	180	44	31	5,611	688		23		40	751
1956	5,222	124	187	50	35	5,618	705		23		40	768
1957	5,161	152	184	58	9	5,564	694		23		48	765
1958	4,941	158	185	59	9	5,342	650		23		58	731
1959	5,150	148	191	59	28	5,576	629		22		59	710
1960	5,395		193	62	9	5,659	587		31		56	674
1961	5,637		206	67	12	5,922	571		20		57	648
1962	5,774		227	77	8	6,086	584		22		56	662
1963	5,822		232	78	7	6,139	549		23		56	628
1964	5,755		229	77		6,061	533		21		53	607
1965	5,758		229	76	2	6,065	576		21		10	607
1966	5,415		228	68	13	5,724	422		21		15	482
1967	4,590	508	217		3	5,318	381		18		18	453
1968	4,346	566	75		4	4,991	327		28		20	429
1969	4,071	581	51			4,703	322		8		20	406
1970	3,965	591	47		3	4,606	324		10		17	404
1971	3,889	558	42		3	4,492	325		11		17	403
1972	3,856	542	42		4	4,444	334		11		17	405
1973	3,797	515	43		3	4,358	348		11		17	416

需要案件数内訳(5)

(単位：件)

年	事業所 用途	合 計				
		一 般	特 別	大 口	工業用	社 用
1949	/					
1950						
1951						
1952						
1953						
1954						
1955						
1956						
1957		24,237	605	864	175	25,881
1958		24,183	591	855	231	25,860
1959		24,736	607	848	275	26,466
1960		25,410	485	857	253	27,005
1961		26,717	122	772	212	27,823
1962		27,184	114	802	217	28,317
1963		27,537		801	203	28,541
1964		27,506		801	192	28,499
1965		27,688		743	111	28,542
1966		24,752	1,868	679	115	27,414
1967		22,257	3,101	493	119	25,970
1968		20,440	3,498	315	112	24,365
1969		19,166	3,384	262	121	22,933
1970		18,655	3,341	246	105	22,347
1971		18,239	3,274	235	166	21,914
1972		18,215	3,227	232	172	21,846
1973		18,155	3,164	226	167	21,712

付属資料 2

P G N ガ ス 販 売 量

(単位：1,000 m³)

事業所 年	メダン	ジャカルタ	ボゴール	バンドン	チルボン	スマラン	スラバヤ	ウジダン バンタン	計
1949	715	3,931	601	3,120	441	1,240	3,978		
1950	1,414	6,068	844		546			1,228	
1951	1,860	6,964			573				
1952	2,051	7,971							
1953	2,444	7,852	922	5,187	569	2,398			
1954	2,702	8,998	936	5,683					
1955	3,136		1,093	6,674		3,515	8,315	1,097	
1956	3,264	11,709		7,066	626	3,772	8,275	1,157	
1957	3,108	11,782	1,344	6,921	719	3,623	7,779	1,100	36,376
1958	2,802	11,903	1,521	7,653	690	3,817	7,533	1,148	37,067
1959	3,023	12,858	1,633	8,668	858	4,120	8,782	1,062	41,004
1960	3,497	14,278	1,763	9,995	988	4,553	9,860	1,081	46,015
1961	3,644	15,686	1,991	10,422	1,145	5,245	11,142	1,112	50,387
1962	3,753	14,727	2,417	10,827	1,274	5,445	11,549	1,162	51,154
1963	3,469	13,065	2,490	10,466	1,469	4,785	11,198	950	47,892
1964	3,605	13,704	2,554	10,789	1,625	5,012	6,902	782	44,973
1965	3,536	11,743	2,727	9,866	1,578	4,451	5,737	863	40,501
1966	2,607	8,753	2,123	8,731	1,168	3,371	5,851	802	33,406
1967	2,327	9,038	1,603	7,449	952	2,812	5,368	706	30,255
1968	1,788	8,383	1,486	6,749	775	2,375	5,730	704	27,990
1969	1,562	7,388	996	5,796	621	2,086	6,658	681	26,788
1970	1,725	6,541	1,057	5,275	611	2,045	6,511	668	24,433
1971	2,228	7,232	1,135	6,051	635	2,021	6,576	711	26,580
1972	2,360	9,233	1,088	6,194	647	1,955	6,965	650	29,092
1973	2,177	8,868	1,162	6,246	640	1,873	6,462	697	28,125

ガス販売量内訳 (1)

(単位: 1,000m³)

事業所 用途 年	メダソン事業所					ジャカルタ事業所						
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	384		314	17		715	2,258		1,228	445		3,931
1950	730		545	108	31	1,414	3,474		2,105	471	18	6,068
1951	965		614	244	37	1,860	4,147		2,347	452	18	6,964
1952	1,107		621	279	44	2,051	4,630		2,761	564	16	7,971
1953	1,256		691	457	40	2,444	4,560		2,693	584	15	7,852
1954	1,304		712	653	33	2,702	5,468		2,873	644	13	8,998
1955	1,658		675	767	36	3,136						
1956	1,896		575	740	53	3,264	7,420		3,637	638	14	11,709
1957	1,899		475	684	50	3,108	7,566		3,445	726	45	11,782
1958	1,943		421	389	49	2,802	7,810		3,451	592	50	11,903
1959	2,213		440	298	72	3,023	8,484		3,531	743	100	12,858
1960	2,509		454	463	71	3,497	9,291		4,063	806	118	15,278
1961	2,698		458	421	67	3,644	10,484		4,147	967	88	14,686
1962	2,853		457	375	68	3,753	9,965		3,895	852	15	15,727
1963	2,632		776		61	3,469	8,978		3,364	715	8	13,065
1964	2,700		835		70	3,605	9,826		3,872		6	13,704
1965	2,868		656		12	3,536	8,135		3,513		95	11,743
1966	2,223	264	108		12	2,607	6,427	356	1,868		102	8,753
1967	1,857	313	85		7	2,327	6,308	695	1,941		94	9,038
1968	1,429	253	64	65		1,788	5,360	792	2,127		104	8,383
1969	1,228	218	72	42		1,562	4,752	626	1,910		100	7,388
1970	1,335	209	181	44	-	1,725	4,293	544	1,618		86	6,541
1971	1,623	291	314			2,228	4,894	559	1,779			7,232
1972	1,494	367	499		-	2,360	5,333	596	3,304			9,233
1973	1,293	271	613		-	2,177	5,622	622	2,624			8,868

ガ ス 販 売 量 内 訳 (2)

(単位：1,000m³)

事業所 年	ボゴール事業所						バンドン事業所					
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	397		170	34		601	1,510		619	991		3,120
1950	592		223	28	1	844						
1951												
1952												
1953	557		302	61	2	922	2,883		1,666	539	99	5,187
1954	603		283	49	1	936	3,210		1,824	542	107	5,683
1955	736		298	57	2	1,093	3,762		2,270	534	108	6,674
1956							3,783		2,581	602	100	7,066
1957	828		453	61	2	1,344	3,638		2,616	579	88	6,921
1958	873		546	92	10	1,521	4,036		2,850	674	93	7,653
1959	936		552	143	2	1,633	4,968		2,890	738	72	8,668
1960	1,035		581	145	2	1,763	6,046		3,031	818	100	9,995
1961	1,220		614	154	3	1,991	6,769		2,874	676	103	10,422
1962	1,450		705	256	6	2,417	7,324		2,753	614	136	10,827
1963	1,638		623	223	6	2,490	7,238		2,455	478	295	10,466
1964	1,852		694		8	2,554	7,839		2,475	342	133	10,789
1965	1,897		822		8	2,727	7,392		2,376		98	9,866
1966	1,035	230	687	162	9	2,123	5,737	608	1,350	994	42	8,731
1967	741	223	629	629	10	1,603	4,493	840	417	1,636	63	7,449
1968	606	187	680	680	13	1,486	3,826	769	499	1,560	95	6,749
1969	464	156	364	364	12	996	3,082	640	574	1,427	73	5,796
1970	510	152	387	387	8	1,057	2,809	629	477	1,254	106	5,275
1971	552	146	437	437	—	1,135	3,239	719	2,008		85	6,051
1972	556	145	387	387	—	1,088	3,258	740	2,163		33	6,194
1973	572	148	442	442	—	1,162	3,295	734	2,205		12	6,246

カ ス 販 売 量 内 訳 (3)

(単位：1,000㎡)

事業所 用途 年	チルボン事業所					スマラン事業所						
	一般	特別	大口	工業用	社用	計	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949	196		41	204		441	467		486	337		1,220
1950	36	205	44	243	18	546						
1951	32	207	51	264	19	573						
1952												
1953	53	219	50	226	21	569	1,232	5	759	399	3	2,398
1954												
1955							1,914	11	1,234	351	5	3,515
1956	108	272	68	158	20	626	2,056	14	1,360	336	6	3,772
1957	109	336	63	190	21	719	1,979	17	1,315	308	4	3,623
1958	122	354	69	119	26	690	2,110	21	1,362	318	6	3,817
1959	171	425	89	143	30	858	2,438	28	1,383	264	7	4,120
1960	184	443	105	226	30	988	2,812	39	1,489	205	8	4,553
1961	777	-	86	271	11	1,145	1,104	-	3,673	457	11	5,245
1962	927	-	98	248	1	1,274	3,267	647	651	868	12	5,445
1963	1,144	-	155	170	-	1,469	2,992	-	1,783		10	4,785
1964	1,285		340		-	1,625	3,410		1,591		11	5,012
1965	1,215		211	143	9	1,578	3,135		1,301		15	4,451
1966	787	33	187	146	15	1,168						3,371
1967	630	28	110	168	16	952	1,771	178	515	347	1	2,812
1968	511	23	163	61	17	775	1,521	168	507	179		2,375
1969	394	18	141	48	20	621	1,241	123	253	117	352	2,086
1970	421	25	85	45	35	611	1,189	162	262	432		2,045
1971	447	19	169		-	635	1,187	158	674		2	2,021
1972	435	96	116		-	647	1,141	164	646		4	1,955
1973	453	58	129		-	640	1,098	169	605		1	1,873

ガ ス 販 売 量 内 訳 (4)

(単位：1,000 m³)

事業所 年	ス ラ バ ヤ 事 業 所					ウ ジ ャ ン パ ン タ ン 事 業 所						
	一 般	特 別	大 口	工 業 用	社 用	計	一 般	特 別	大 口	工 業 用	社 用	計
1949	2,103					3,978						8
1950							610		614	—	4	1,228
1951												
1952												
1953												
1954												
1955	4,483	21	3,387	420	4	8,315	598		491		8	1,097
1956	4,470	35	3,051	713	6	8,275	638		510		9	1,157
1957	4,095	44	2,966	670	4	7,779	600		500			1,100
1958	4,102	54	2,723	650	4	7,533	636		502		10	1,148
1959	4,835	75	3,046	821	5	8,782	608		442		12	1,062
1960	5,652		3,130	1,074	4	9,860	594		476		11	1,081
1961	6,270		3,256	1,610	6	11,142	612		487		13	1,112
1962	6,395		3,101	2,048	5	11,549	610		527		25	1,162
1963	6,321		2,976	1,894	7	11,198	477		454		19	950
1964	3,920		1,910	1,068	4	6,902	462		298		22	782
1965	3,202		1,641	894		5,737	514		326		23	863
1966	3,567		1,530	752	2	5,851	415	17	366		4	802
1967	3,268	152	1,946		2	5,368	323	8	372		3	706
1968	3,071	276	2,369		14	5,730	301	10	391		2	704
1969	3,015	311	3,325		7	6,658	282	19	380			681
1970	2,733	288	3,489		1	6,511	346	45	276		1	668
1971	2,709	302	3,563		2	6,576	304	47	298		62	711
1972	3,149	329	3,485		2	6,965	327	23	300			650
1973	2,768	283	3,409		2	6,462	354	22	321			697

ガス販売量内訳(5)

(単位：1,000 m³)

事業所 年	合 計						
	用途	一般	特別	大口	工業用	社用	計
1949							
1950							
1951							
1952							
1953							
1954							
1955							
1956							
1957		20,714	397	15,051	214		36,376
1958		21,632	429	14,758	248		37,067
1959		24,653	528	15,523	300		41,004
1960		28,123	482	17,066	344		46,015
1961		29,934		20,151	302		50,387
1962		32,791	647	17,448	268		51,154
1963		31,420		16,066	406		47,892
1964		31,294		13,425	254		44,973
1965		28,358		11,883	260		40,501
1966		(20,191)	(1,508)	(8,150)	(186)		33,406
1967		19,391	2,437	8,231	196		30,255
1968		16,625	2,478	8,642	245		27,990
1969		14,458	2,111	8,655	564		25,788
1970		13,636	2,054	8,506	237		24,433
1971		14,955	2,241	9,242	151		26,589
1972		15,693	2,460	10,900	39		29,092
1973		15,455	2,307	10,348	15		28,125

1966年スマラン事業所分(3,371)内訳なし

付属資料 3

P G N ガ ス 製 造 量

(単位：1,000 m³)

事業所 年	メダン	ジャカルタ	ボゴール	バンドン	チルボン	スマラン	スラバヤ	ウジエン バンタン	計
1957	3,328	12,731	1,473	7,460	853	4,149	9,158	1,350	40,502
1958	3,086	13,081	1,657	7,728	868	4,204	9,141	1,335	41,100
1959	3,428	14,485	1,808	8,994	974	4,773	10,319	1,259	46,040
1960	3,966	15,761	1,934	10,300	1,089	5,212	11,887	1,440	51,589
1961	4,179	17,671	2,112	10,655	1,254	5,841	13,660	1,492	56,864
1962	4,236	16,140	2,441	11,236	1,426	6,092	14,635	1,487	57,693
1963	3,946	14,516	2,517	11,006	1,676	5,425	14,033	1,295	54,414
1964	4,074	15,507	2,656	11,140	1,890	5,356	10,063	1,157	51,843
1965	4,067	14,026	2,817	10,353	2,020	4,614	8,839	1,130	47,866
1966	3,788	11,478	2,163	9,299	1,406	4,083	9,674	1,229	43,120
1967	3,094	11,334	1,806	8,581	1,078	3,691	9,334	926	39,844
1968	2,578	11,427	1,720	7,873	851	3,040	8,320	931	36,740
1969	2,520	9,680	1,193	7,174	696	2,926	8,784	805	33,838
1970	2,289	7,694	1,335	6,379	694	2,791	7,956	800	29,938
1971	2,533	6,733	1,318	7,626	701	2,543	8,289	784	32,527
1972	3,210	12,103	1,566	7,950	790	2,538	9,103	777	38,037

ガス製造量内訳 (1)

(単位：1,000 m³)

事業所 種別 年	メダン事業所				ジャカルタ事業所				ボゴール事業所			
	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計
1957	3,328			3,328	10,000	2,731		12,731		1,473		1,473
1958	3,086			3,086	10,000	3,081		13,081		1,657		1,657
1959	3,428			3,428	10,000	4,485		14,485		1,808		1,808
1960	3,966			3,966	10,824	4,937		15,761		1,934		1,934
1961	4,179			4,179	12,400	5,271		17,671		2,112		2,112
1962	2,922	1,314		4,236	10,532	5,608		16,140		2,441		2,441
1963	1,760	2,186		3,946	8,200	6,316		14,516		2,517		2,517
1964	2,375	1,699		4,074	9,087	6,420		15,507		2,656		2,656
1965	1,818	2,249		4,067	7,045	6,981		14,026		2,817		2,817
1966	1,513	2,275		3,788	3,327	8,151		11,478		2,163		2,163
1967	935	2,159		3,094	3,164	8,170		11,334		1,806		1,806
1968	146	2,432		2,578	2,510	8,917		11,427		1,720		1,720
1969		2,520		2,520	2,587	7,093		9,680		1,193		1,193
1970		2,289		2,289	199	5,364	※ 2,131	7,694		1,335		1,335
1971		2,533		2,533	2,550	5,136	※ 1,047	8,733		1,318		1,318
1972		3,210		3,210	4,729	7,374	—	12,103		1,566		1,566

※印 コークス炉重油熱分解ガス

ガス製造量内訳(2)

(単位：1,000 m³)

事業所 種別 年	バンドン事業所				チルボン事業所				スマラン事業所			
	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計
1957	5,460	2,000		7,460	853			853	4,149			4,149
1958	4,810	2,918		7,728	855	13		868	4,204			4,204
1959	6,186	2,808		8,994	695	279		974	4,773			4,773
1960	7,300	3,000		10,300	641	448		1,089	5,212			5,212
1961	7,358	3,297		10,655	511	743		1,254	5,841			5,841
1962	7,107	4,129		11,236	474	952		1,426	5,028	1,064		6,092
1963	4,807	6,199		11,006	383	1,293		1,676	2,648	2,777		5,425
1964	3,658	7,482		11,140	612	1,278		1,890	2,589	2,767		5,356
1965	3,398	6,955		10,353	486	1,534		2,020	955	3,659		4,614
1966	3,835	5,464		9,299	402	1,004		1,406	575	3,508		4,083
1967	4,439	4,142		8,581	364	714		1,078	1,670	2,021		3,691
1968	3,940	3,933		7,873	322	529		851	735	2,305		3,040
1969	4,459	2,715		7,174	86	610		696	1,563	1,363		2,926
1970		4,347	※ 2,032	6,379		694		694	27	2,764		2,791
1971	1,625	5,446	※ 555	7,626		701		701		2,543		2,543
1972	2,770	5,180		7,950		790		790		2,538		2,538

※印 コークス炉重油熱分解ガス

ガス製造量内訳 (3)

(単位: 1,000 m³)

事業所 種別 年	スラバヤ事業所				ウシュンパンダン事業所				合計			
	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計	石炭ガス	部燃ガス	ONIA GEGI	計
	1957	3,442	925	4,791	9,158	1,350			1,350	28,582	7,129	4,791
1958	2,841	828	5,472	9,141	1,335			1,335	27,131	8,497	5,472	41,100
1959	2,404	747	7,168	10,319	1,259			1,259	28,745	10,127	7,168	46,040
1960	2,800	412	8,675	11,887	1,440			1,440	32,183	10,731	8,675	51,589
1961	3,534	36	10,090	13,660	1,492			1,492	35,315	11,459	10,090	56,864
1962	2,711		11,924	14,635	1,487			1,487	30,261	15,508	11,924	57,693
1963	1,443		12,590	14,033	1,295			1,295	20,536	21,288	12,590	54,414
1964	1,914		8,149	10,063	1,157			1,157	21,392	22,302	8,149	51,843
1965			8,839	8,839	578	552		1,130	14,280	24,747	8,839	47,866
1966	150		9,524	9,674	7	1,222		1,229	9,809	23,787	9,524	43,120
1967	1,758	1,750	5,826	9,334		926		926	12,330	21,688	5,826	39,844
1968	884	1,832	5,604	8,320		931		931	8,537	22,599	5,604	36,740
1969	1,079	2,159	5,546	8,784		865		865	9,774	18,518	5,546	33,838
1970		2,079	5,877	7,956		800		800	226	19,672	※ 4,163 5,877	29,938
1971		1,971	6,318	8,289		784		784	4,175	20,432	※ 1,602 6,318	32,527
1972		1,091	8,012	9,103		777		777	7,499	22,526	8,012	38,037

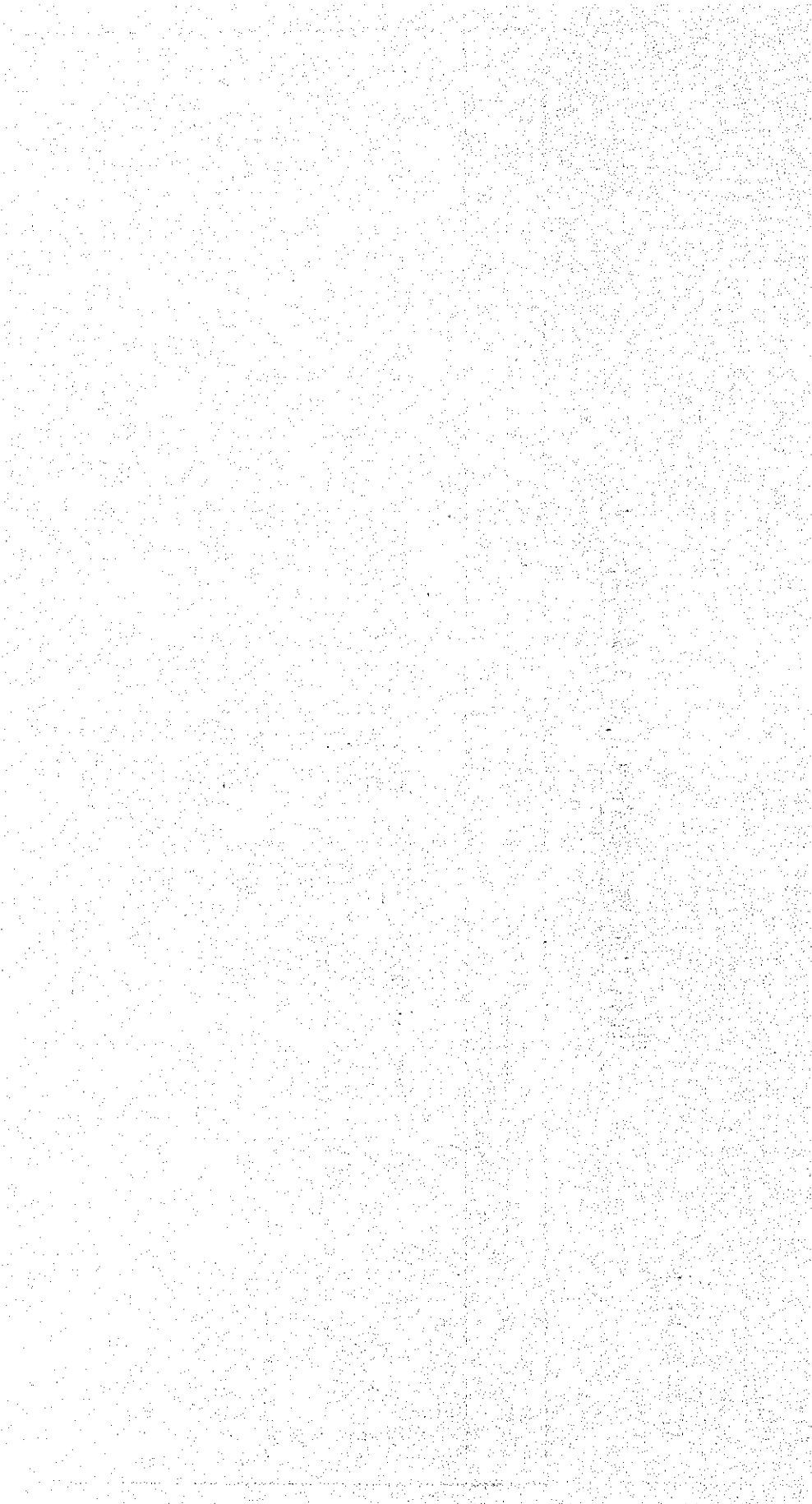
※印 コークス炉重油熱分解ガス

付属資料 4

貸借対照表(含む第1次5か年計画)

(単位:1000 RP)

項目	1967		1968		1969		1970		1971		1972	
	金額	%	金額	%	金額	%	金額	%	金額	%	金額	%
固定資産	3	-	3	-	3	-	3	-	3	-	3	-
土地	2,770	1.0	23,261	5.9	23,270	2.3	22,331	1.6	21,809	0.9	21,537	0.9
建物	5,334	1.9	11,656	3.0	25,938	2.6	27,995	2.1	57,359	2.4	113,756	4.4
機械運搬機	2,312	0.8	3,482	0.9	4,935	0.5	5,518	0.4	11,155	0.5	30,226	1.7
車務	671	0.2	526	0.1	532	0.1	558	-	696	-	2974	0.1
車備	2,186	0.7	7,466	1.9	7,798	0.8	7,880	0.6	9,806	0.4	13,566	0.6
建設仮勘計	1,721	0.6	9,982	2.5	149	-	551	-	1,463	0.1	7,219	0.3
小	14,997	5.2	56,376	14.3	62,625	6.3	64,836	4.7	102,291	4.3	189,281	7.0
第1次5か年計画	14,997	5.2	56,376	14.3	272,730	27.2	736,882	53.9	1,240,184	51.8	1,671,950	65.2
固定資産計	14,997	5.2	56,376	14.3	335,355	33.5	801,718	58.6	1,342,475	56.1	1,861,231	72.2
流動資産	250,27	8.8	10,241	2.6	16,649	1.6	7,575	0.6	12,702	0.5	58,010	2.5
棚卸資産	16,156	5.6	20,348	5.2	19,799	2.0	21,853	1.6	23,317	1.0	39,908	1.5
原料	23,219	8.1	4,254	1.1	17,250	1.7	685	-	2,448	0.1	22,572	0.9
貯製	3,872	1.4	7,585	1.9	5,763	0.6	5,711	0.4	6,373	0.3	5,259	0.2
その他	68,274	23.9	42,428	10.8	59,461	5.9	35,824	2.6	44,840	1.9	125,749	4.9
現金	3,835	1.3	6,169	1.5	5,913	0.6	7,565	0.5	7,510	0.3	7,086	0.3
現金	13,647	4.8	8,914	2.3	7,521	0.7	10,687	0.8	31,483	1.3	19,460	0.7
預計	17,482	6.1	15,083	3.8	13,434	1.3	18,252	1.3	38,993	1.6	26,546	1.0
売掛	63,551	22.2	178,693	45.5	278,841	27.9	334,362	24.5	393,236	16.4	355,556	13.9
ス債	2,449	0.9	2,154	0.6	5,676	0.6	1,235	0.1	24,047	1.0	20,599	0.5
掛金	983	0.4	1,350	0.3	2,340	0.2	2,742	0.2	1,834	0.1	4,795	0.2
前未収入	1,144	0.4	390	0.1	80	-	356	-	640	-	5,699	0.2
その他	68,127	23.9	182,587	46.5	286,937	28.7	338,695	24.8	419,757	17.5	386,649	15.1
その他流動資産	60,828	21.3	43,510	11.1	171,555	17.1	130,621	9.5	119,791	5.0	48,349	1.9
前払	7,400	2.6	13,542	3.4	16,902	1.7	9,395	0.7	11,039	0.5	7,266	0.3
前掛金	45,160	15.8	35,859	9.1	117,822	11.8	13,500	1.0	335,547	14.0	75,901	3.0
前掛金	3,503	1.2	3,805	1.0	1	-	2,0484	1.5	82,116	3.4	50,39	0.2
前掛金	116,891	40.9	96,716	24.6	306,279	30.6	174,000	12.7	548,493	22.9	266,699	10.4
前掛金	270,774	94.8	336,814	85.7	666,111	66.5	566,771	41.4	1,052,083	43.9	702,198	27.0
前掛金	285,771	100	393,190	100	1,001,466	100	1,368,489	100	2,394,558	100	2,563,429	100
流動資産計	3,003	1.0	4,757	1.2	7,474	0.8	9,455	0.7	10,511	0.5	12,042	0.5
負債	9,865	3.4	9,854	2.5	130,000	13.0	130,311	9.5	177,329	7.4	282,792	11.0
銀行借入金	43,302	15.2	48,838	12.4	27,072	2.7	40,879	3.0	122,021	5.1	172,921	6.7
前掛金	(42,654)	(14.9)	(27,226)	(6.9)	(6,710)	(0.7)	(13,349)	(1.0)	(87,413)	(3.6)	(2,589)	(0.1)
前掛金	(648)	(0.3)	(21,612)	(5.5)	(20,362)	(2.0)	(27,530)	(2.0)	(11,171)	(0.5)	(28,219)	(1.1)
前掛金	7,945	2.8	12,809	3.3	20,4529	2.04	32,190	2.4	40,078	1.7	68,281	2.7
前掛金	53,127	18.6	25,003	6.4	111,829	11.2	21,186	1.5	292,438	12.2	191,46	7.4
前掛金	251	0.1	3,245	0.8	8,273	0.8	32,4094	23.7	731,050	30.5	573,948	22.4
前掛金	114,490	40.1	99,749	25.4	489,777	48.9	324,094	23.7	731,050	30.5	573,948	22.4
前掛金	117,493	41.1	104,506	26.6	497,251	49.7	333,549	24.4	741,561	31.0	585,990	22.9
負債計	94	-	94	-	94	-	94	-	94	-	123	-
資本	73,245	5.6	255,860	65.1	244,285	24.4	280,245	20.5	397,602	16.6	476,821	18.6
立出	3,288	1.2	3,288	0.8	3,288	0.3	4,580	0.3	3,288	0.1	3,288	0.1
政府	20,145	7.1	1,613	0.4	8,711	0.9	33,859	2.5	1,240,184	51.8	1,671,950	65.2
第1次5か年計画	71,506	5.0	27,829	7.1	24,4893	2.5	46,998	3.4	30,906	1.3	61,127	2.4
前期繰越利益	168,278	8.9	288,684	73.4	50,4215	0.3	103,4940	7.56	165,2997	9.0	197,7439	7.71
当期利益	285,771	100	393,190	100	1,001,466	100	1,368,489	100	2,394,558	100	2,563,429	100
合計	285,771	100	393,190	100	1,001,466	100	1,368,489	100	2,394,558	100	2,563,429	100



付屬資料 5

損 益 計 算 書

(単位：1,000円)

項 目 \ 年 度	1967	1968	1969	1970	1971	1972
製 品 売 上						
ガ ス	216,584	464,498	554,334	534,487	602,026	673,230
コ ー ク ス	68,250	97,130	39,120	132,561	161,664	94,556
タ ー ル	5,577	8,547	14,652	17,051	23,190	27,634
計	290,411	570,175	608,106	684,099	786,880	795,420
売 上 原 価	164,472	418,775	424,454	375,454	506,428	607,729
期首たな卸高	(11,827)	(23,219)	(4,254)	(17,250)	(685)	(2,448)
ガ ス 製 造 費	(175,864)	(399,810)	(434,450)	(358,889)	(508,191)	(627,852)
期末たな卸高	(23,219)	(4,254)	(17,250)	(685)	(2,448)	(2,571)
売 上 総 利 益	125,939	151,400	186,652	308,645	280,452	187,691
供 給 販 売 費	46,122	105,749	139,063	155,097	158,607	186,832
一 般 管 理 費	14,383	32,087	51,862	87,826	82,008	113,658
事 業 利 益	65,434	13,564	△ 4,273	65,722	38,937	△112,799
営 業 雑 収 益	8,069	15,397	20,180	20,766	31,063	58,643
営 業 雑 費 用	2,937	5,132	5,892	7,783	12,620	19,932
営 業 利 益	70,566	23,829	10,015	78,705	57,380	△ 74,088
営 業 外 収 益	—	9,496	8,324	7,706	14,678	10,149
営 業 外 費 用	—	6,578	47,632	39,806	41,722	62,060
総 経 常 利 益	70,566	26,747	△ 29,293	46,605	30,336	△126,099
特 別 益	4,029	5,368	3,070	1,633	1,523	13,749
税 引 前 利 益	74,595	32,115	△ 26,223	48,238	31,859	△113,150

主 要 経 費 比 率

項 目	算 式	1967	1968	1969	1970	1971	1972
総資本営業利益率	営業利益 ÷ 資産合計 × 100 (%)	24.7	6.1	1.0	5.8	2.4	△ 2.9
総資本回転率	総売上高 ÷ 資産合計 (回)	1.0	1.5	0.6	0.5	0.3	0.3
売上高営業利益率	営業利益 ÷ 総売上高 × 100 (%)	23.6	4.1	1.6	11.2	7.0	8.7
総資本経常利益率	経常利益 ÷ 総資本 × 100 (%)	24.7	6.8	△ 2.9	3.4	1.3	△ 5.0
売上原価率	売上原価 ÷ 総売上高 × 100 (%)	56.1	72.4	68.0	54.4	63.5	73.5
供販費・一般管理费率	供販費・一般管理費 ÷ 総売上高 × 100 (%)	20.3	23.5	30.4	34.5	29.5	35.2
人件費負担率	給料・賃金 ÷ 総売上高 × 100 (%)	17.8	21.1	26.1	32.6	25.7	31.0
減価償却費負担率	減価償却費 ÷ 総売上高 × 100 (%)	0.1	0.1	0.3	0.4	1.2	1.5
利子負担率	借入金利息 ÷ 総売上高 × 100 (%)	-	-	7.4	5.6	4.9	7.3
従業員1人当りガス販売量	ガス販売量 ÷ 従業員数 (1,000m ³)	17.2	15.8	14.8	14.2	17.1	19.9
従業員1人当り総売上高	総売上高 ÷ 従業員数 (1,000 RP)	170.0	329.7	360.7	410.3	527.4	583.0
自己資本比率	資本合計 ÷ 負債資本合計 × 100 (%)	58.9	73.4	50.3	75.6	69.0	77.1
他人資本比率	負債合計 ÷ 負債資本合計 × 100 (%)	41.1	26.6	49.7	24.4	31.0	22.9
固定比率	固定資産合計 ÷ 資本合計 × 100 (%)	8.9	19.5	66.5	77.5	81.2	94.1
流動比率	流動資産 ÷ 流動負債 × 100 (%)	230.5	322.3	134.0	169.9	141.9	119.8
総資本回転期間	資産合計 ÷ 総売上高 × 12 (月)	11.5	8.1	19.1	23.3	35.1	36.0
自己資本回転期間	自己資本 ÷ 総売上高 × 12 (月)	6.8	5.9	9.6	17.6	24.3	27.8
有形固定資産回転期間	有形固定資産 ÷ 総売上高 × 12 (月)	0.6	1.2	6.4	13.6	19.7	26.2
たな卸資産回転期間	たな卸資産 ÷ 総売上高 × 12 (月)	2.7	0.9	1.1	0.6	0.7	1.8
労働装備率	有形固定資産 ÷ 従業員数 (1,000 RP)	8.5	31.7	192.5	466.7	916.4	1,303.4

P G N と日本の中小ガス事業者との経営諸比率の比較

(1972年度)

項 目	算 式	P G N	日本の中小ガス事業者		
			需要家件数 一万戸前後 の事業者 6社平均	需要家件数 2万戸前後 の事業者 4社平均	需要家件数 10万戸前 後の事業者 4社平均
総資本営業利益率	営業利益 ÷ 資産合計 × 100 (%)	△ 2.89	5.67	7.91	8.08
総資本回転率	製品売上高 ÷ 資産合計 (回)	0.31	0.43	0.44	0.44
売上高営業利益率	営業利益 ÷ 製品売上高 × 100 (%)	△ 9.31	13.13	18.01	18.32
総資本経常利益率	経常利益 ÷ 総資本 × 100 (%)	△ 4.44	4.89	3.34	4.19
売上原価率	売上原価 ÷ 製品売上高 × 100 (%)	76.40	35.87	35.27	33.82
供販費・一般管理费率	供販費・一般管理費 ÷ 製品売上高 × 100 (%)	37.78	53.43	54.96	49.59
人件費負担率	総労務費 ÷ 製品売上高 × 100 (%)	33.25	11.99	15.55	12.42
減価償却費負担率	減価償却費 ÷ 製品売上高 × 100 (%)	1.59	17.26	15.50	15.28
利子負担率	借入金利息 ÷ 製品売上高 × 100 (%)	7.30	8.22	7.90	7.37
従業員1人当りガス販売量	ガス販売量(1,000kcal換算) ÷ 従業員数 1,000m ³	72	997	972	1,100
“ 総売上高	製品売上高 ÷ 従業員数 (1,000RP)	543	7,716	7,486	8,326
自己資本比率	資本合計 ÷ 総資本 (%)	77.14	21.33	26.99	30.72
他人資本比率	負債合計 ÷ 総資本 (%)	22.86	78.67	73.01	69.28
固定比率	固定資産合計 ÷ 総資本 (%)	72.61	71.36	69.50	82.01
流動比率	流動資産 ÷ 総資本 × 100 (%)	27.39	28.64	30.50	17.99
有形固定資産回転期間	有形固定資産 ÷ 製品売上高 × 12 (月)	28.0	19.0	17.28	19.24
労働装備率	有形固定資産 ÷ 従業員数 (1,000RP)	1,270	12,225	10,781	13,348
従業員1人当り需要家件数	年度末需要家件数 ÷ 従業員数 (件)	15	251	302	266

S 事業所における都市ガス需要想定及び販売予測

プログラムの内容説明

1. 人口、パーマネントハウス

- 1 過去の伸び率、(1次回帰)、需要予測資料、市の資料等により2000年の人口を予測
- 2 上記数字をベースに各年の人口を予測
- 3 現在のパーマネントハウス、人口から将来の人口データをベースにパーマネントハウス数を予測する。
 - ① 現在の状態(パーマネントハウス1件あたりの人口)
 - ② 将来のパーマネントハウス1件あたりの人口予測
 - ③ 将来のパーマネントハウスの算出
- 4 パーマネントハウスの密度、その20%値、30%値、40%値、50%値等の計算

2. 需要予測

- 1 ガス販売量、需要家件数等初期はリハビリテーション中のため余りふえないものとして外部入力する。
- 2 需要家1件あたりの伸び率は大局的には2%/年とする。
- 3 需要家件数は毎年10%の伸びとする。
- 4 但しパーマネントハウスに対する需要家件数については、制限があるのでこれをいれる。
- 5 チルボンの様に大口需要のある場合は加える。
- 6 トータルをだし、人口に対する普及率、パーマネントハウスに対する普及率を算出する。

使用記号の説明

Effective Demand for City Gas

POP	人口(単位千人)
PER.H	パーマネントハウス(千軒)
P.DENS	人口密度(人/ha)
H.DENS	パーマネントハウス密度(軒/ha)
PP/PH	パーマネントハウス当り人口(人/軒)

2OP	}	パーマメントハウスの20%~50% (千軒)
3OP		
4OP		
5OP		

Number of Consumers and Gas Sale

UNI.VOL 1件当り販売量 (m^3 /年)

GAS.VOL 販売総量 ($千 m^3$ /年)

ADD 工業用需要 (チルボンのみ) ($千 m^3$ /年)

TOTAL 販売総量 (含ADD) ($千 m^3$ /年)

COV.P 人口に対する普及率 ($= \frac{\text{需要家件数}}{\text{人口}} : \%$)

COV.H パーマメントハウスに対する普及率 ($= \frac{\text{需要家件数}}{\text{パーマメントハウス数}} : \%$)

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (JAKARTA)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	4353.9	135.3	86.3	2.6	32.1	27.0	40.5	54.1	67.6
1973	4501.9	142.3	89.3	2.8	31.6	26.4	42.7	56.9	71.1
1974	4650.0	149.6	92.2	2.9	31.0	29.9	44.8	59.8	74.8
1975	4798.1	157.2	95.2	3.1	30.5	31.4	47.1	62.8	78.6
1976	4946.2	165.0	98.1	3.2	29.9	33.0	49.5	66.0	82.5
1977	5094.2	173.2	101.0	3.4	29.4	34.6	51.9	69.2	86.6
1978	5242.3	181.7	104.0	3.6	28.8	36.3	54.5	72.6	90.8
1979	5390.4	190.4	106.9	3.7	28.2	38.0	57.1	76.1	95.2
1980	5538.5	199.6	109.8	3.9	27.7	39.9	59.8	79.8	99.8
1981	5686.5	209.1	112.8	4.1	27.1	41.8	62.7	83.6	104.5
1982	5834.6	219.0	115.7	4.3	26.6	43.8	65.7	87.6	109.5
1983	5982.7	229.4	118.7	4.5	26.0	45.8	68.8	91.7	114.7
1984	6130.8	240.2	121.6	4.7	25.5	48.0	72.0	96.0	120.1
1985	6278.8	251.4	124.5	4.9	24.9	50.2	75.4	100.5	125.7
1986	6426.9	263.2	127.5	5.2	24.4	52.6	78.9	105.3	131.6
1987	6575.0	275.5	130.4	5.4	23.8	55.1	82.6	110.2	137.7
1988	6723.1	288.4	133.3	5.7	23.3	57.6	86.5	115.3	144.2
1989	6871.1	302.0	136.3	5.9	22.7	60.4	90.6	120.2	151.0
1990	7019.2	316.2	139.2	6.2	22.1	63.2	94.8	126.5	158.1
1991	7167.3	331.2	142.2	6.5	21.6	66.2	99.3	132.4	165.6
1992	7315.4	346.9	145.1	6.8	21.0	69.3	104.0	138.7	173.6
1993	7463.4	363.5	148.0	7.2	20.5	72.7	109.0	145.4	181.7
1994	7611.5	381.0	151.0	7.5	19.9	76.2	114.3	152.4	190.5
1995	7759.6	399.5	153.9	7.9	19.4	79.9	119.8	159.8	199.7
1996	7907.7	419.1	156.8	8.3	18.8	83.8	125.7	167.6	209.5
1997	8055.7	439.9	159.8	8.7	18.3	87.9	131.9	175.9	219.9
1998	8203.8	462.0	162.7	9.1	17.7	92.4	138.6	184.8	231.0
1999	8351.9	485.5	165.7	9.6	17.2	97.1	145.6	194.2	242.7
2000	8500.0	510.6	168.6	10.1	16.6	102.1	153.1	204.2	255.3

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Medan)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	614.5	17.5	122.6	3.4	35.1	3.5	5.2	7.0	8.7
1973	624.3	18.1	124.6	3.6	34.4	3.6	5.4	7.2	9.0
1974	634.1	18.7	126.5	3.7	33.7	3.7	5.6	7.5	9.3
1975	643.9	19.4	128.5	3.8	33.1	3.8	5.8	7.7	9.7
1976	653.7	20.1	130.4	4.0	32.4	4.0	6.0	8.0	10.0
1977	663.5	20.8	132.4	4.1	31.8	4.1	6.2	8.3	10.4
1978	673.3	21.6	134.4	4.3	31.1	4.3	6.4	8.6	10.8
1979	683.1	22.4	136.3	4.4	30.4	4.4	6.7	8.9	11.2
1980	692.9	23.2	138.3	4.6	29.8	4.6	6.9	9.2	11.6
1981	702.7	24.0	140.2	4.8	29.1	4.8	7.2	9.6	12.0
1982	712.6	24.9	142.2	4.9	28.5	4.9	7.4	9.9	12.4
1983	722.4	25.9	144.1	5.1	27.8	5.1	7.7	10.3	12.9
1984	732.2	26.9	146.1	5.3	27.1	5.3	8.0	10.7	13.4
1985	742.0	27.9	148.1	5.5	26.5	5.5	8.3	11.1	13.9
1986	751.8	29.0	150.0	5.8	25.8	5.8	8.7	11.6	14.5
1987	761.6	30.2	152.0	6.0	25.2	6.0	9.0	12.0	15.1
1988	771.4	31.4	153.9	6.2	24.5	6.2	9.4	12.5	15.7
1989	781.2	32.7	155.9	6.5	23.8	6.5	9.8	13.0	16.3
1990	791.0	34.0	157.9	6.7	23.2	6.8	10.2	13.6	17.0
1991	800.9	35.4	159.8	7.0	22.5	7.0	10.6	14.1	17.7
1992	810.7	37.0	161.8	7.3	21.9	7.4	11.1	14.8	18.5
1993	820.5	38.6	163.7	7.7	21.2	7.7	11.5	15.4	19.3
1994	830.3	40.3	165.7	8.0	20.5	8.0	12.1	16.1	20.1
1995	840.1	42.1	167.6	8.4	19.9	8.4	12.6	16.8	21.0
1996	849.9	44.1	169.6	8.8	19.2	8.8	13.2	17.6	22.0
1997	859.7	46.2	171.6	9.2	18.6	9.2	13.8	18.4	23.1
1998	869.5	48.4	173.5	9.6	17.9	9.6	14.5	19.3	24.2
1999	879.3	50.8	175.5	10.1	17.2	10.1	15.2	20.3	25.4
2000	889.2	53.5	177.4	10.6	16.6	10.7	16.0	21.4	26.7

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Bogor)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	196.8	10.1	91.1	4.6	19.4	2.0	3.0	4.0	5.0
1973	199.9	10.3	92.5	4.8	19.2	2.0	3.1	4.1	5.1
1974	203.0	10.6	94.0	4.9	19.0	2.1	3.1	4.2	5.3
1975	206.2	10.9	95.4	5.0	18.8	2.1	3.2	4.3	5.4
1976	209.3	11.2	96.9	5.1	18.6	2.2	3.3	4.4	5.6
1977	212.5	11.5	98.3	5.3	18.4	2.3	3.4	4.6	5.7
1978	215.6	11.8	99.8	5.4	18.2	2.3	3.5	4.7	5.9
1979	218.8	12.1	101.2	5.6	18.0	2.4	3.6	4.8	6.0
1980	221.9	12.4	102.7	5.7	17.8	2.4	3.7	4.9	6.2
1981	225.0	12.7	104.2	5.9	17.6	2.5	3.8	5.0	6.3
1982	228.2	13.0	105.6	6.0	17.4	2.6	3.9	5.2	6.5
1983	231.3	13.4	107.1	6.2	17.2	2.6	4.0	5.3	6.7
1984	234.5	13.7	108.5	6.3	17.0	2.7	4.1	5.5	6.9
1985	237.6	14.1	110.0	6.5	16.8	2.8	4.2	5.6	7.0
1986	240.8	14.4	111.4	6.7	16.6	2.8	4.3	5.7	7.2
1987	243.9	14.9	112.9	6.8	16.4	2.9	4.4	5.9	7.4
1988	247.0	15.2	114.3	7.0	16.2	3.0	4.5	6.0	7.6
1989	250.2	15.6	115.8	7.2	16.0	3.1	4.6	6.2	7.8
1990	253.3	16.0	117.3	7.4	15.8	3.2	4.8	6.4	8.0
1991	256.5	16.4	118.7	7.6	15.6	3.2	4.9	6.5	8.2
1992	259.6	16.8	120.2	7.7	15.4	3.3	5.0	6.7	8.4
1993	262.8	17.2	121.6	7.9	15.2	3.4	5.1	6.9	8.6
1994	265.9	17.7	123.1	8.2	15.0	3.5	5.3	7.0	8.8
1995	269.0	18.1	124.5	8.4	14.8	3.6	5.4	7.2	9.0
1996	272.2	18.6	126.0	8.6	14.6	3.7	5.5	7.4	9.3
1997	275.3	19.1	127.4	8.8	14.4	3.8	5.7	7.6	9.5
1998	278.5	19.6	128.9	9.0	14.1	3.9	5.8	7.8	9.8
1999	281.6	20.1	130.3	9.3	13.9	4.0	6.0	8.0	10.0
2000	284.8	20.6	131.8	9.5	13.7	4.1	6.1	8.2	10.3

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Bandung)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	1204.5	30.8	148.7	3.8	39.1	6.1	9.2	12.3	15.4
1973	1223.7	31.9	151.0	3.9	38.2	6.3	9.5	12.7	15.9
1974	1242.9	33.1	153.4	4.0	37.4	6.6	9.9	13.2	16.5
1975	1262.1	34.4	155.8	4.2	36.6	6.8	10.3	13.7	17.2
1976	1281.4	35.7	158.1	4.4	35.8	7.1	10.7	14.3	17.8
1977	1300.6	37.1	160.5	4.5	35.0	7.4	11.1	14.8	18.5
1978	1319.8	38.6	162.9	4.7	34.1	7.7	11.5	15.4	19.3
1979	1339.1	40.1	165.3	4.9	33.3	8.0	12.0	16.0	20.0
1980	1358.3	41.7	167.6	5.1	32.5	8.3	12.5	16.6	20.8
1981	1377.5	43.4	170.0	5.3	31.7	8.6	13.0	17.3	21.7
1982	1396.7	45.1	172.4	5.5	30.9	9.0	13.5	18.0	22.5
1983	1415.0	47.0	174.8	5.8	30.0	9.4	14.1	18.8	23.5
1984	1435.2	49.0	177.1	6.0	29.2	9.8	14.7	19.5	24.5
1985	1454.4	51.1	179.5	6.3	28.4	10.2	15.3	20.4	25.5
1986	1473.7	53.3	181.9	6.5	27.6	10.6	15.9	21.3	26.6
1987	1492.9	55.6	184.3	6.8	26.8	11.1	16.7	22.2	27.8
1988	1512.1	58.1	186.6	7.1	25.9	11.6	17.4	23.2	29.0
1989	1531.3	60.8	189.0	7.5	25.1	12.1	18.2	24.3	30.4
1990	1550.6	63.6	191.4	7.8	24.3	12.7	19.0	25.4	31.8
1991	1569.8	66.6	193.8	8.2	23.5	13.3	20.0	26.6	33.3
1992	1589.0	69.9	196.1	8.6	22.7	13.9	20.9	27.9	34.9
1993	1608.3	73.4	198.5	9.0	21.9	14.6	22.0	29.3	36.7
1994	1627.5	77.1	200.9	9.5	21.0	15.4	23.1	30.8	38.5
1995	1646.7	81.2	203.3	10.0	20.2	16.2	24.3	32.5	40.6
1996	1665.9	85.6	205.6	10.5	19.4	17.1	25.7	34.2	42.8
1997	1685.2	90.4	208.0	11.1	18.6	18.0	27.1	36.1	45.2
1998	1704.4	95.7	210.4	11.8	17.8	19.1	28.7	38.2	47.8
1999	1723.6	101.4	212.7	12.5	16.9	20.2	30.4	40.5	50.7
2000	1742.9	107.8	215.1	13.3	16.1	21.5	32.3	43.1	53.9

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Clirebon)

YEAR	POP.	PFR.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	162.5	13.4	45.0	3.7	12.1	2.6	4.0	5.3	6.7
1973	165.0	13.7	45.7	3.7	12.0	2.7	4.1	5.4	6.8
1974	167.6	14.0	46.4	3.8	11.9	2.8	4.2	5.6	7.0
1975	170.2	14.3	47.1	3.9	11.8	2.8	4.2	5.7	7.1
1976	172.8	14.6	47.8	4.0	11.8	2.9	4.3	5.8	7.3
1977	175.4	14.9	48.6	4.1	11.7	2.9	4.4	5.9	7.4
1978	178.0	15.2	49.3	4.2	11.6	3.0	4.5	6.1	7.6
1979	180.6	15.6	50.0	4.3	11.5	3.1	4.6	6.2	7.8
1980	183.2	15.9	50.7	4.4	11.4	3.1	4.7	6.3	7.9
1981	185.8	16.2	51.4	4.5	11.4	3.2	4.8	6.5	8.1
1982	188.4	16.6	52.1	4.6	11.3	3.3	4.9	6.6	8.3
1983	191.0	16.9	52.9	4.6	11.2	3.3	5.0	6.7	8.4
1984	193.6	17.3	53.6	4.7	11.1	3.4	5.1	6.9	8.6
1985	196.2	17.6	54.3	4.8	11.1	3.5	5.3	7.0	8.8
1986	198.8	18.0	55.0	4.9	11.0	3.6	5.4	7.2	9.0
1987	201.3	18.4	55.7	5.0	10.9	3.6	5.5	7.3	9.2
1988	203.9	18.7	56.5	5.2	10.8	3.7	5.6	7.5	9.3
1989	206.5	19.1	57.2	5.3	10.7	3.8	5.7	7.6	9.5
1990	209.1	19.5	57.9	5.4	10.7	3.9	5.8	7.8	9.7
1991	211.7	19.9	58.6	5.5	10.6	3.9	5.9	7.9	9.9
1992	214.3	20.3	59.3	5.6	10.5	4.0	6.0	8.1	10.1
1993	216.9	20.7	60.0	5.7	10.4	4.1	6.2	8.2	10.3
1994	219.5	21.1	60.8	5.8	10.3	4.2	6.3	8.4	10.5
1995	222.1	21.5	61.5	5.9	10.3	4.3	6.4	8.6	10.7
1996	224.7	21.9	62.2	6.0	10.2	4.3	6.5	8.7	10.9
1997	227.3	22.3	62.9	6.1	10.1	4.4	6.7	8.9	11.1
1998	229.9	22.8	63.6	6.3	10.0	4.5	6.8	9.1	11.4
1999	232.5	23.2	64.4	6.4	9.9	4.6	6.9	9.3	11.6
2000	235.0	23.6	65.1	6.5	9.9	4.7	7.1	9.4	11.8

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Sumarang)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	614.3	22.6	61.8	2.2	27.1	4.5	6.7	9.0	11.3
1973	624.1	23.3	62.7	2.3	26.7	4.6	6.9	9.3	11.5
1974	633.9	24.0	63.7	2.4	26.3	4.8	7.2	9.6	12.0
1975	643.7	24.7	64.7	2.4	25.9	4.9	7.4	9.9	12.3
1976	653.5	25.5	65.7	2.5	25.5	5.1	7.6	10.2	12.7
1977	663.3	26.3	66.7	2.6	25.2	5.2	7.8	10.5	13.1
1978	673.1	27.1	67.7	2.7	24.8	5.4	8.1	10.8	13.5
1979	682.9	27.9	68.7	2.8	24.4	5.5	8.3	11.1	13.9
1980	692.7	28.8	69.6	2.9	24.0	5.7	8.6	11.5	14.4
1981	702.5	29.7	70.6	2.9	23.6	5.9	8.9	11.8	14.8
1982	712.3	30.6	71.6	3.0	23.2	6.1	9.2	12.2	15.3
1983	722.1	31.6	72.6	3.1	22.8	6.3	9.4	12.6	15.8
1984	731.9	32.6	73.6	3.2	22.4	6.5	9.7	13.0	16.3
1985	741.7	33.6	74.6	3.3	22.0	6.7	10.0	13.4	16.8
1986	751.6	34.7	75.6	3.4	21.6	6.9	10.4	13.8	17.3
1987	761.4	35.8	76.6	3.6	21.2	7.1	10.7	14.3	17.9
1988	771.2	36.9	77.5	3.7	20.8	7.3	11.0	14.7	18.4
1989	781.0	38.1	78.5	3.8	20.4	7.6	11.4	15.2	19.0
1990	790.8	39.4	79.5	3.9	20.0	7.8	11.8	15.7	19.7
1991	800.6	40.7	80.5	4.0	19.6	8.1	12.2	16.2	20.3
1992	810.4	42.0	81.5	4.2	19.2	8.4	12.6	16.8	21.0
1993	820.2	43.4	82.5	4.3	18.8	8.5	13.0	17.3	21.7
1994	830.0	44.9	83.5	4.5	18.4	8.9	13.4	17.9	22.4
1995	839.8	46.4	84.4	4.6	18.0	9.2	13.9	18.5	23.2
1996	849.6	48.0	85.4	4.8	17.6	9.6	14.4	19.2	24.0
1997	859.4	49.7	86.4	5.0	17.2	9.9	14.9	19.8	24.8
1998	869.2	51.4	87.4	5.1	16.8	10.2	15.4	20.5	25.7
1999	879.0	53.2	88.4	5.3	16.4	10.6	15.9	21.3	26.6
2000	888.8	55.2	89.4	5.5	16.0	11.0	16.5	22.0	27.6

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Surabaya)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	2190.4	61.7	97.6	2.7	35.5	12.3	18.5	24.6	30.3
1973	2225.3	63.9	99.2	2.8	34.8	12.7	19.1	25.5	31.9
1974	2260.3	66.1	100.7	2.9	34.1	13.2	19.8	26.4	33.0
1975	2295.3	68.5	102.3	3.0	33.4	13.7	20.5	27.4	34.2
1976	2330.2	71.0	103.8	3.1	32.8	14.2	21.3	28.4	35.5
1977	2365.2	73.6	105.4	3.2	32.1	14.7	22.0	29.4	36.8
1978	2400.2	76.3	107.0	3.4	31.4	15.2	22.8	30.5	38.1
1979	2435.1	79.1	108.5	3.5	30.7	15.8	23.7	31.6	39.5
1980	2470.1	82.0	110.1	3.6	30.0	16.4	24.6	32.8	41.0
1981	2505.1	85.1	111.6	3.7	29.4	17.0	25.5	34.0	42.5
1982	2540.0	88.3	113.2	3.9	28.7	17.6	26.5	35.3	44.1
1983	2575.0	91.7	114.8	4.0	28.0	18.3	27.5	36.6	45.8
1984	2610.0	95.2	116.3	4.2	27.3	19.0	28.5	38.1	47.6
1985	2644.9	98.9	117.9	4.4	26.7	19.7	29.6	39.5	49.6
1986	2679.9	102.8	119.4	4.5	26.0	20.5	30.8	41.1	51.4
1987	2714.9	106.9	121.0	4.7	25.3	21.3	32.0	42.7	53.6
1988	2749.8	111.3	122.5	4.9	24.6	22.2	33.4	44.5	55.8
1989	2784.8	115.9	124.1	5.1	24.0	23.1	34.7	46.3	57.9
1990	2819.8	120.7	125.7	5.3	23.3	24.1	36.2	48.3	60.3
1991	2854.7	125.9	127.2	5.6	22.6	25.1	37.7	50.3	62.9
1992	2889.7	131.3	128.8	5.8	21.9	26.2	39.4	52.5	65.6
1993	2924.7	137.1	130.3	6.1	21.3	27.4	41.1	54.8	68.5
1994	2959.6	143.3	131.9	6.3	20.6	28.6	43.0	57.3	71.6
1995	2994.6	149.9	133.5	6.6	19.9	29.9	44.9	59.9	74.9
1996	3029.6	157.0	135.0	6.9	19.2	31.4	47.1	62.8	78.5
1997	3064.5	164.5	136.6	7.3	18.6	32.9	49.3	65.8	82.2
1998	3099.5	172.7	138.1	7.7	17.9	34.5	51.8	69.0	86.3
1999	3134.5	181.4	139.7	8.0	17.2	36.2	54.4	72.5	90.7
2000	3159.5	190.9	141.3	8.5	16.5	38.1	57.2	76.3	95.6

EFFECTIVE DEMAND FOR CITY GAS (Ujum Pandang)

YEAR	POP.	PER.H	P.DENS	H.DENS	PP/PH	20P	30P	40P	50P
1972	434.6	22.0	206.9	10.4	19.7	4.4	6.5	8.9	11.0
1973	441.5	22.5	210.2	10.7	19.5	4.5	6.7	9.0	11.2
1974	448.4	23.1	213.5	11.0	19.3	4.6	6.9	9.2	11.5
1975	455.4	23.8	216.8	11.3	19.1	4.7	7.1	9.5	11.9
1976	462.3	24.4	220.1	11.6	18.9	4.8	7.3	9.7	12.2
1977	459.2	25.0	223.4	11.9	18.7	5.0	7.5	10.0	12.5
1978	476.2	25.7	226.7	12.2	18.5	5.1	7.7	10.2	12.8
1979	483.1	26.4	230.0	12.5	18.2	5.2	7.9	10.5	13.2
1980	490.1	27.1	233.3	12.9	18.0	5.4	8.1	10.8	13.5
1981	497.0	27.8	236.6	13.2	17.8	5.5	8.3	11.1	13.9
1982	503.9	28.5	239.9	13.5	17.6	5.7	8.5	11.4	14.2
1983	510.9	29.2	243.3	13.9	17.4	5.8	8.7	11.7	14.5
1984	517.8	30.0	246.6	14.2	17.2	6.0	9.0	12.0	15.0
1985	524.8	30.8	249.9	14.6	17.0	6.1	9.2	12.3	15.4
1986	531.7	31.5	253.2	15.0	16.8	6.3	9.4	12.6	15.7
1987	538.6	32.4	256.5	15.4	16.6	6.4	9.7	12.9	16.2
1988	545.6	33.2	259.8	15.8	16.4	6.6	9.9	13.3	16.6
1989	552.5	34.1	263.1	16.2	16.2	6.8	10.2	13.6	17.0
1990	559.5	34.9	266.4	16.6	15.9	6.9	10.4	13.9	17.4
1991	566.4	35.8	269.7	17.0	15.7	7.1	10.7	14.3	17.9
1992	573.3	36.8	273.0	17.5	15.5	7.3	11.0	14.7	18.4
1993	580.3	37.7	276.3	17.9	15.3	7.5	11.3	15.1	18.8
1994	587.2	38.7	279.6	18.4	15.1	7.7	11.6	15.4	19.3
1995	594.2	39.7	282.9	18.9	14.9	7.9	11.9	15.9	19.8
1996	601.1	40.7	286.2	19.4	14.7	8.1	12.2	16.3	20.3
1997	608.0	41.8	289.5	19.9	14.5	8.3	12.5	16.7	20.9
1998	615.0	42.9	292.8	20.4	14.3	8.5	12.8	17.1	21.4
1999	621.9	44.0	296.1	20.9	14.1	8.8	13.2	17.6	22.0
2000	628.8	45.2	299.4	21.5	13.9	9.0	13.5	18.0	22.6

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (JAKARTA)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV, H.	COV, P.
1972	6156.	1500.	9234.	0.	9234.	0.1	4.5
1973	6214.	1427.	8867.	0.	8867.	0.1	4.3
1974	6132.	1554.	9529.	0.	9529.	0.1	4.0
1975	6134.	1599.	9808.	0.	9808.	0.1	3.9
1976	6136.	1644.	10087.	0.	10087.	0.1	3.7
1977	6443.	1683.	10843.	0.	10843.	0.1	3.7
1978	6765.	1729.	11696.	0.	11696.	0.1	3.7
1979	7441.	1763.	13123.	0.	13123.	0.1	3.9
1980	8185.	1798.	14724.	0.	14724.	0.1	4.1
1981	9004.	1834.	16521.	0.	16521.	0.1	4.3
1982	9904.	1871.	18536.	0.	18536.	0.1	4.5
1983	10895.	1906.	20798.	0.	20798.	0.1	4.7
1984	11984.	1947.	23335.	0.	23335.	0.1	4.9
1985	13183.	1986.	26182.	0.	26182.	0.2	5.2
1986	14501.	2025.	29376.	0.	29376.	0.2	5.5
1987	15951.	2066.	32960.	0.	32960.	0.2	5.7
1988	17546.	2107.	36981.	0.	36981.	0.2	6.0
1989	19301.	2149.	41493.	0.	41493.	0.2	6.3
1990	21231.	2192.	46555.	0.	46555.	0.3	6.7
1991	23354.	2236.	52235.	0.	52235.	0.3	7.0
1992	25690.	2281.	58608.	0.	58608.	0.3	7.4
1993	28259.	2327.	65758.	0.	65758.	0.3	7.7
1994	31084.	2373.	73781.	0.	73781.	0.4	8.1
1995	34193.	2421.	82782.	0.	82782.	0.4	8.5
1996	37612.	2469.	92882.	0.	92882.	0.4	8.9
1997	41373.	2518.	104213.	0.	104213.	0.5	9.4
1998	45511.	2569.	116927.	0.	116927.	0.5	9.8
1999	50062.	2620.	131192.	0.	131192.	0.5	10.3
2000	55053.	2672.	147156.	0.	147156.	0.6	10.7

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Median)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV.H.	COV.P.
1972	1501.	1572.	2359.	0.	2359.	0.2	8.5
1973	1442.	1510.	2177.	0.	2177.	0.2	7.9
1974	1336.	1600.	2137.	0.	2137.	0.2	7.1
1975	1243.	1600.	1988.	0.	1988.	0.1	6.3
1976	1149.	1600.	1838.	0.	1838.	0.1	5.7
1977	1160.	1616.	1874.	0.	1874.	0.1	5.5
1978	1172.	1632.	1912.	0.	1912.	0.1	5.4
1979	1289.	1664.	2146.	0.	2146.	0.1	5.7
1980	1418.	1597.	2407.	0.	2407.	0.2	6.1
1981	1559.	1731.	2701.	0.	2701.	0.2	6.4
1982	1715.	1766.	3031.	0.	3031.	0.2	6.8
1983	1887.	1901.	3401.	0.	3401.	0.2	7.2
1984	2076.	1837.	3815.	0.	3815.	0.2	7.7
1985	2283.	1874.	4281.	0.	4281.	0.3	8.1
1986	2512.	1912.	4803.	0.	4803.	0.3	8.6
1987	2763.	1950.	5389.	0.	5389.	0.3	9.1
1988	3039.	189.	6047.	0.	6047.	0.3	9.6
1989	3343.	2029.	6785.	0.	6785.	0.4	10.2
1990	3677.	2069.	7611.	0.	7611.	0.4	10.7
1991	4042.	2111.	8533.	0.	8533.	0.5	11.3
1992	4440.	2153.	9563.	0.	9563.	0.5	11.9
1993	4876.	2196.	10710.	0.	10710.	0.5	12.6
1994	5350.	2240.	11988.	0.	11988.	0.6	13.2
1995	5868.	2285.	13410.	0.	13410.	0.6	13.9
1996	6432.	2330.	14993.	0.	14993.	0.7	14.5
1997	7046.	2377.	16752.	0.	16752.	0.8	15.2
1998	7713.	2425.	18706.	0.	18706.	0.8	15.9
1999	8439.	2473.	20876.	0.	20876.	0.9	16.5
2000	9228.	2523.	23282.	0.	23282.	1.0	17.2

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Bogor)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV, H,	COV, P,
1972	1110.	980.	1087.	0.	1087.	0.5	10.9
1973	1103.	1053.	1161.	0.	1161.	0.5	10.6
1974	1074.	1074.	1153.	0.	1153.	0.5	10.0
1975	1051.	1051.	1104.	0.	1104.	0.5	9.6
1976	1029.	1029.	1058.	0.	1058.	0.4	9.1
1977	1080.	1080.	1166.	0.	1166.	0.5	9.3
1978	1134.	1284.	1456.	0.	1456.	0.5	9.6
1979	1247.	1309.	1633.	0.	1633.	0.5	10.2
1980	1371.	1335.	1832.	0.	1832.	0.6	11.0
1981	1507.	1362.	2054.	0.	2054.	0.6	11.8
1982	1655.	1389.	2300.	0.	2300.	0.7	12.6
1983	1816.	1417.	2575.	0.	2575.	0.7	13.5
1984	1991.	1445.	2880.	0.	2880.	0.8	14.4
1985	2182.	1474.	3218.	0.	3218.	0.9	15.4
1986	2388.	1504.	3593.	0.	3593.	0.9	16.5
1987	2611.	1534.	4007.	0.	4007.	1.0	17.5
1988	2853.	1565.	4465.	0.	4465.	1.1	18.7
1989	3113.	1596.	4970.	0.	4970.	1.2	19.9
1990	3393.	1628.	5526.	0.	5526.	1.3	21.1
1991	3695.	1660.	6137.	0.	6137.	1.4	22.5
1992	4018.	1694.	6808.	0.	6808.	1.5	23.8
1993	4364.	1728.	7542.	0.	7542.	1.6	25.2
1994	4734.	1762.	8345.	0.	8345.	1.7	26.7
1995	5128.	1797.	9221.	0.	9221.	1.9	28.2
1976	5548.	1833.	10174.	0.	10174.	2.0	29.7
1997	5993.	1870.	11211.	0.	11211.	2.1	31.3
1998	6464.	1907.	12334.	0.	12334.	2.3	32.9
1999	6963.	1946.	13550.	0.	13550.	2.4	34.5
2000	7488.	1985.	14864.	0.	14864.	2.6	36.2

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Bandung)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV.H.	COV.P.
1972	5574.	1111.	6192.	0.	6192.	0.4	18.0
1973	5568.	1122.	6247.	0.	6247.	0.4	17.4
1974	5514.	1170.	6451.	0.	6451.	0.4	16.6
1975	5481.	1208.	6621.	0.	6621.	0.4	15.9
1976	5448.	1247.	6793.	0.	6793.	0.4	15.2
1977	5687.	1279.	7273.	0.	7273.	0.4	15.3
1978	5937.	1313.	7795.	0.	7795.	0.4	15.3
1979	6498.	1339.	8703.	0.	8703.	0.4	16.1
1980	7108.	1366.	9710.	0.	9710.	0.5	17.0
1981	7769.	1393.	10825.	0.	10825.	0.5	17.8
1982	8484.	1421.	12058.	0.	12058.	0.6	18.7
1983	9258.	1449.	13422.	0.	13422.	0.6	19.6
1984	10095.	1478.	14927.	0.	14927.	0.7	20.5
1985	10997.	1508.	16586.	0.	16586.	0.7	21.5
1986	11970.	1538.	18415.	0.	18415.	0.8	22.4
1987	13018.	1569.	20428.	0.	20428.	0.8	23.3
1988	14146.	1600.	22641.	0.	22641.	0.9	24.3
1989	15358.	1632.	25073.	0.	25073.	1.0	25.2
1990	16659.	1665.	27742.	0.	27742.	1.0	26.1
1991	18056.	1698.	30669.	0.	30669.	1.1	27.0
1992	19553.	1732.	33876.	0.	33876.	1.2	27.9
1993	21158.	1767.	37388.	0.	37388.	1.3	28.8
1994	22875.	1802.	41232.	0.	41232.	1.4	29.6
1995	24714.	1838.	45437.	0.	45437.	1.5	30.4
1996	26681.	1875.	50035.	0.	50035.	1.6	31.1
1997	28785.	1912.	55060.	0.	55060.	1.7	31.8
1998	31036.	1951.	60552.	0.	60552.	1.8	32.4
1999	33443.	1990.	66555.	0.	66555.	1.9	32.9
2000	36020.	2029.	73116.	0.	73116.	2.0	33.4

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Clirebon)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV. H.	COV. P.
1972	603.	1073.	647.	0.	647.	0.3	4.5
1973	598.	1070.	639.	0.	639.	0.3	4.3
1974	589.	1106.	651.	0.	651.	0.3	4.2
1975	581.	1131.	657.	3000.	3657.	0.3	4.0
1976	574.	1156.	663.	10000.	10663.	0.3	3.9
1977	631.	1178.	743.	20000.	20743.	0.3	4.2
1978	695.	1200.	834.	30000.	30834.	0.3	4.5
1979	764.	1224.	935.	40000.	40935.	0.4	4.8
1980	840.	1248.	1049.	50000.	51049.	0.4	5.2
1981	925.	1273.	1177.	60000.	61177.	0.4	5.6
1982	1017.	1298.	1321.	60000.	61321.	0.5	6.1
1983	1119.	1324.	1482.	60000.	61482.	0.5	6.5
1984	1231.	1351.	1663.	60000.	61663.	0.6	7.1
1985	1354.	1378.	1866.	60000.	61866.	0.6	7.6
1986	1489.	1405.	2094.	60000.	62094.	0.7	8.2
1987	1638.	1434.	2350.	60000.	62350.	0.8	8.9
1988	1802.	1462.	2636.	60000.	62636.	0.8	9.6
1989	1982.	1492.	2958.	60000.	62958.	0.9	10.3
1990	2180.	1521.	3318.	60000.	63318.	1.0	11.1
1991	2396.	1552.	3719.	60000.	63719.	1.1	12.0
1992	2630.	1583.	4165.	60000.	64165.	1.2	12.9
1993	2886.	1615.	4561.	60000.	64661.	1.3	13.9
1994	3163.	1647.	5211.	60000.	65211.	1.4	14.9
1995	3463.	1680.	5820.	60000.	65820.	1.5	16.0
1996	3789.	1713.	6494.	60000.	66494.	1.6	17.2
1997	4140.	1748.	7238.	60000.	67238.	1.8	18.5
1998	4519.	1783.	8058.	60000.	68058.	1.9	19.8
1999	4927.	1818.	8961.	60000.	68961.	2.1	21.1
2000	5364.	1855.	9952.	60000.	69952.	2.2	22.6

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Sumarang)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV.H.	COV.P.
1972	2053.	952.	1954.	0.	1954.	0.3	9.0
1973	2013.	930.	1872.	0.	1872.	0.3	8.6
1974	1947.	944.	1837.	0.	1837.	0.3	8.1
1975	1890.	945.	1786.	0.	1786.	0.2	7.6
1976	1834.	945.	1733.	0.	1733.	0.2	7.1
1977	1953.	954.	1863.	0.	1863.	0.2	7.4
1978	2080.	964.	2005.	0.	2005.	0.3	7.6
1979	2288.	983.	2249.	0.	2249.	0.3	8.1
1980	2516.	1002.	2524.	0.	2524.	0.3	8.7
1981	2768.	1023.	2832.	0.	2832.	0.3	9.3
1982	3045.	1043.	3177.	0.	3177.	0.4	9.9
1983	3349.	1064.	3565.	0.	3565.	0.4	10.5
1984	3682.	1085.	3998.	0.	3998.	0.5	11.2
1985	4046.	1107.	4480.	0.	4480.	0.5	12.0
1986	4442.	1129.	5018.	0.	5018.	0.5	12.7
1987	4874.	1152.	5616.	0.	5616.	0.6	13.6
1988	5344.	1175.	6280.	0.	6280.	0.6	14.4
1989	5855.	1198.	7018.	0.	7018.	0.7	15.3
1990	6409.	1222.	7836.	0.	7836.	0.8	16.2
1991	7010.	1247.	8742.	0.	8742.	0.8	17.2
1992	7661.	1271.	9744.	0.	9744.	0.9	18.2
1993	8364.	1297.	10851.	0.	10851.	1.0	19.2
1994	9123.	1323.	12073.	0.	12073.	1.0	20.3
1995	9941.	1349.	13419.	0.	13419.	1.1	21.3
1996	10822.	1376.	14900.	0.	14900.	1.2	22.5
1997	11769.	1404.	16528.	0.	16528.	1.3	23.6
1998	12785.	1432.	18314.	0.	18314.	1.4	24.8
1999	13874.	1461.	20271.	0.	20271.	1.5	26.0
2000	15038.	1490.	22412.	0.	22412.	1.6	27.2

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Surabaya)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV.H.	COV.P.
1972	4444.	1567.	6963.	0.	6963.	0.2	7.2
1973	4358.	1483.	6462.	0.	6462.	0.1	6.8
1974	4267.	1555.	6635.	0.	6635.	0.1	6.4
1975	4181.	1584.	6622.	0.	6622.	0.1	6.0
1976	4096.	1613.	6606.	0.	6606.	0.1	5.7
1977	4342.	1644.	7138.	0.	7138.	0.1	5.8
1978	4602.	1675.	7708.	0.	7708.	0.1	6.0
1979	5062.	1708.	8648.	0.	8648.	0.2	6.3
1980	5568.	1742.	9703.	0.	9703.	0.2	6.7
1981	6125.	1777.	10887.	0.	10887.	0.2	7.1
1982	6737.	1813.	12216.	0.	12216.	0.2	7.6
1983	7411.	1849.	13706.	0.	13706.	0.2	8.0
1984	8152.	1886.	15378.	0.	15378.	0.3	8.5
1985	8967.	1924.	17254.	0.	17254.	0.3	9.0
1986	9864.	1962.	19359.	0.	19359.	0.3	9.5
1987	10851.	2001.	21721.	0.	21721.	0.3	10.1
1988	11934.	2041.	24368.	0.	24368.	0.4	10.7
1989	13119.	2082.	27323.	0.	27323.	0.4	11.3
1990	14414.	2124.	30620.	0.	30620.	0.5	11.9
1991	15827.	2166.	34295.	0.	34295.	0.5	12.5
1992	17370.	2210.	38390.	0.	38390.	0.6	13.2
1993	19051.	2254.	42947.	0.	42947.	0.6	13.8
1994	20882.	2299.	48016.	0.	48016.	0.7	14.5
1995	22874.	2345.	53650.	0.	53650.	0.7	15.2
1996	25042.	2392.	59908.	0.	59908.	0.8	15.9
1997	27397.	2440.	66853.	0.	66853.	0.8	16.6
1998	29955.	2488.	74556.	0.	74556.	0.9	17.3
1999	32730.	2538.	83094.	0.	83094.	1.0	18.0
2000	35740.	2589.	92550.	0.	92550.	1.1	18.7

NUMBER OF CONSUMERS AND GAS VOLUME (Ujun Pandang)

YEAR	CONSUMERS	UNI VOL.	GAS VOL.	ADD.	TOTAL	COV.H.	COV.P.
1972	405.	1605.	650.	0.	650.	0.0	1.8
1973	416.	1675.	696.	0.	696.	0.0	1.8
1974	413.	1660.	685.	0.	685.	0.0	1.7
1975	415.	1654.	686.	0.	686.	0.0	1.7
1976	417.	1649.	687.	0.	687.	0.0	1.7
1977	439.	1664.	730.	0.	730.	0.0	1.7
1978	461.	1679.	774.	0.	774.	0.0	1.7
1979	507.	1712.	868.	0.	868.	0.1	1.9
1980	557.	1746.	974.	0.	974.	0.1	2.0
1981	613.	1781.	1093.	0.	1093.	0.1	2.2
1982	674.	1817.	1226.	0.	1226.	0.1	2.3
1983	742.	1853.	1376.	0.	1376.	0.1	2.5
1984	816.	1890.	1544.	0.	1544.	0.1	2.7
1985	898.	1928.	1732.	0.	1732.	0.1	2.9
1986	988.	1967.	1943.	0.	1943.	0.1	3.1
1987	1087.	2006.	2181.	0.	2181.	0.2	3.3
1988	1195.	2046.	2447.	0.	2447.	0.2	3.5
1989	1315.	2087.	2745.	0.	2745.	0.2	3.8
1990	1446.	2129.	3080.	0.	3080.	0.2	4.1
1991	1591.	2171.	3456.	0.	3456.	0.2	4.4
1992	1750.	2215.	3878.	0.	3878.	0.3	4.7
1993	1925.	2259.	4351.	0.	4351.	0.3	5.0
1994	2118.	2304.	4882.	0.	4882.	0.3	5.4
1995	2330.	2351.	5478.	0.	5478.	0.3	5.8
1996	2563.	2398.	6146.	0.	6146.	0.4	6.2
1997	2819.	2445.	6896.	0.	6896.	0.4	6.7
1998	3101.	2494.	7737.	0.	7737.	0.5	7.2
1999	3411.	2544.	8681.	0.	8681.	0.5	7.7
2000	3752.	2595.	9740.	0.	9740.	0.5	8.2

ガス燃焼性と互換性

ガス器具は供給ガスのある程度の組成の変化に対応して適切な燃焼を行なうが、このガスの変化の範囲を互換性という。

その適切な燃焼とは次の条件を満足しなければならない。

- ① 所定の燃焼熱を発生すること。(インプット一定)
- ② 炎がリフトやバックしないこと。(炎の安定性)
- ③ 煤や一酸化炭素を発生しないこと。(完全燃焼)
- ④ 炎の温度、長さ、あるいは赤熱度が所定の値であること。

これらの燃焼特性はガス器具を固定した場合、供給ガスの組成の変化によって異なり、特に次のようなガスの特性値によって大きく支配される。

- ① 発熱量
- ② 比重
- ③ 燃焼速度
- ④ 理論空気量
- ⑤ 燃焼限界
- ⑥ 煤の発生指数
- ⑦ 点火温度
- ⑧ 供給圧力

供給ガスの燃焼性は上記のガスの特性値やそれらの組合せによる指数などによって、個々に検討されることが望ましいが、通常、縦軸にWI、横軸に燃焼速度に関係のある指数を用いたガスの互換性図によって検討されることが多い。

ガスの燃焼速度に関係ある指数としてDerbourgのCombustion Potentialを簡略化した次のような計算式を用いてCPを計算し、ガスの互換性図上にPGNの供給ガスなどをプロットしたのが図A-1である。

$$WI \text{ (Wobbe Index)} = \frac{\text{発熱量}}{\sqrt{\text{比重}}} \dots\dots\dots (\text{Inputの指数})$$

$$CP = K \frac{H_2 + 0.6 (CO + C_n H_m) + 0.3 CH_4}{\sqrt{\alpha}}$$

CP ; Combustion Potential

H₂ ; ガス中の水素の含有率 (容量%)

CO ; ガス中の一酸化炭素の (")

C_nH_m ; ガス中のメタン以外の炭化水素の (")

CH₄ ; ガス中のメタンの (")

α ; ガスの空気に対する比重 (")

Kはガス中の酸素の含有率によって定まる定数であって表A-1の値による。

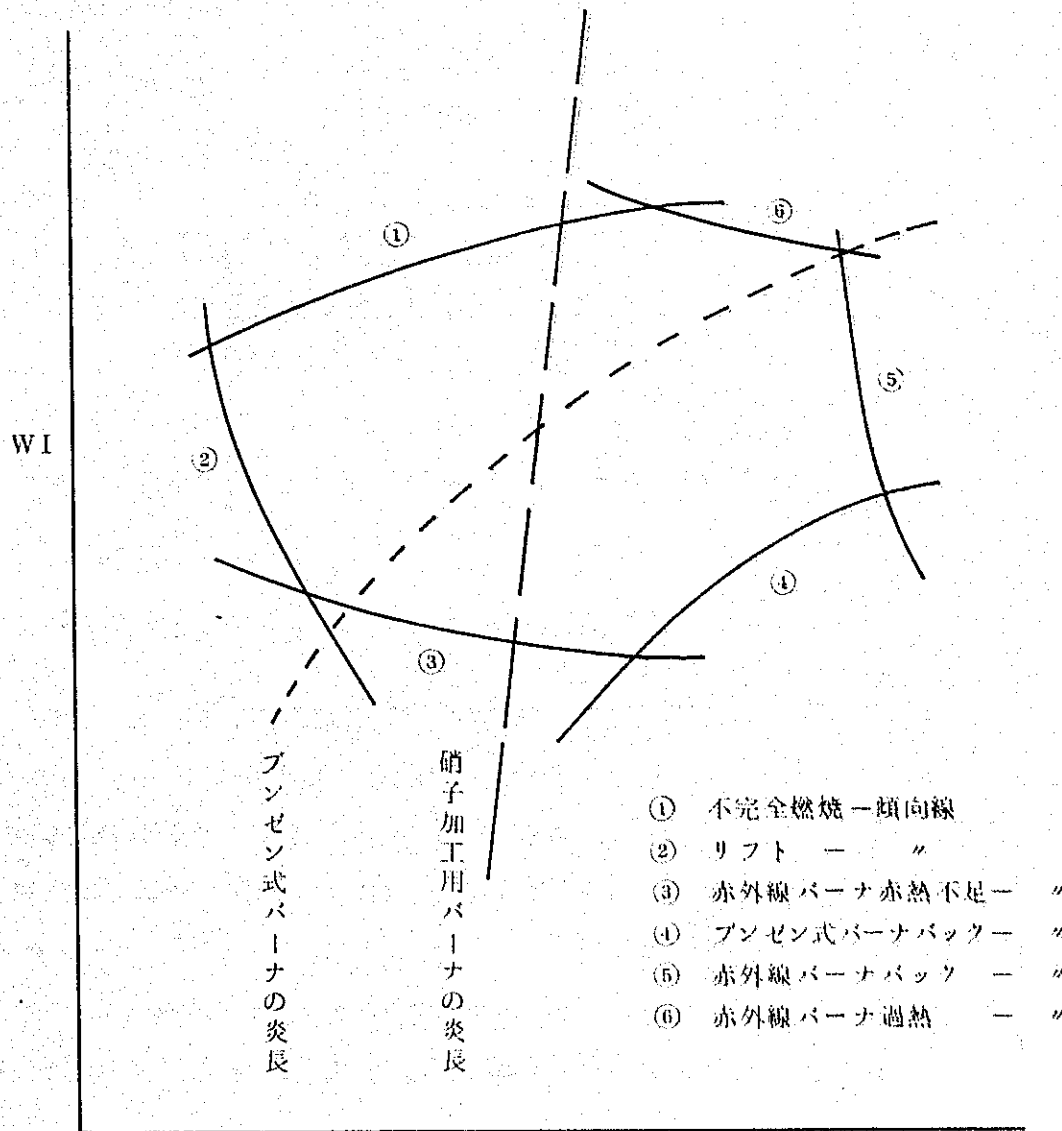
なお、ガスの互換性図上では燃焼特性は図IVのような傾向線で表わされる。これらの線によって囲まれた範囲が良好な燃焼を示すガスの互換域である。この互換域を簡単化してWIとCPの縦横の線で囲んだものが図A-1の4A, 6B, 6C, 7Cなどガス器具に対応したガスの互換域として示されている。

表 A - 1 ガス中の酸素含有率

表 II

O ₂ (%)	K	O ₂ (%)	K	O ₂ (%)	K	O ₂ (%)	K	O ₂ (%)	K
1.0	1,000	4	10	8	40	2	70	6	60
2	05	6	20	8.0	1,360	4	90	8	2,320
4	10	8	30	2	80	6	1,710	15.0	2,380
6	12	5.0	1,150	4	90	8	30	2	2,440
8	15	2	60	6	1,410	12.0	1,760	4	2,520
2.0	1,020	4	70	8	30	2	90	6	2,600
2	30	6	80	9.0	1,440	4	1,820	8	680
4	35	8	90	2	60	6	50	16.0	2,780
6	40	6.0	1,200	4	80	8	80	2	2,880
8	50	2	10	6	1,500	13.0	1,920	4	3,000
3.0	1,060	4	20	8	20	2	60	6	3,140
2	65	6	40	10.0	1,540	4	2,000	8	3,300
4	70	8	60	2	60	6	40	17.0	3,450
6	80	7.0	1,280	4	80	8	80		
8	90	2	90	6	1,600	14.0	2,120		
4.0	1,100	4	1,310	8	20	2	70		
2	05	6	30	11.0	1,640	4	2,220		

図A-1 ガスの互換性図と燃焼特性傾向線



現在、日本では都市ガスは次の14種類に分類されている。この記号で例えば6Bの6はWIが6,000前後であることを表わしており、

Aは燃焼速度の遅いガス

Bは燃焼速度の中位のガス

Cは燃焼速度の速いガス

を表わす。

表A-2 燃焼速度によるガスの類別

燃 焼 速 度		
遅 い	中 位	速 い
13A	6B	7C
12A	5B	6C
11A	4B	5C
6A		4C
5A		
5AN		
4A		

東京ガスは6Bおよび13Aの範ちゅうに属する。大阪ガスは6Cおよび13Aの範ちゅうに属する。4Aの範ちゅうに属する供給ガスは極めて少ない。日本では将来WIが約6,000以上のガスの区分になるように都市ガス業界では指向している。

なお、ガスの互換性については、世界的にA.G.A.の指数による方法やWeaverあるいは、Derbourgの方法その他が使用されているが、精度的にあまりよくないので、各国でそれぞれ精度をあげるべく実験検討中である。

表II-8(P)のSMは東京ガスの研究所で用いているもので、数多くの実験をもとに作成された"混合ガスの最大燃焼速度の計算式"による値で極めて精度が高い。(式は省略)

ガス器具のインプットと炎孔負荷

〔インプット〕 (Input)

ガス器具が単位時間に消費する熱量をインプット (Kcal/hr) という。

円形のノズルから噴出するガス量は次のように表わされる。

$$Q = 0.011 k \cdot D^2 \sqrt{\frac{P}{\alpha}}$$

Q : ガス量 (Nm³/hr)

D : ノズルの直径 (mm)

P : ガス圧力 (mm H₂O)

α : ガスの比重 (空気=1)

K : 流量係数 (理論噴出量と実際噴出量の比, 図Ⅲを参照)

このガス量にガスの発熱量を乗じたものがインプットになる。

$$\text{インプット} = H \cdot Q = 0.011 \cdot k \cdot \sqrt{P} \cdot \frac{H}{\sqrt{\alpha}}$$

H : ガスの発熱量

ここで $H/\sqrt{\alpha}$ はガスのみによる特性値で W.I. (Wobbe Index) と言い、ガスの互換性の指数として使用され、この値の変化は直接ガス器具に与えられる Input に影響を及ぼす。

〔炎孔負荷〕

一般に安定した炎で完全燃焼することの出来る炎口の大きさを示す値として、炎口の単位面積当りのインプットを炎孔負荷と言い、単位は Kcal/mm²・hr で表わす。

ブンゼン式バーナにおける炎孔負荷

石炭ガス 8~12 (Kcal/mm²・hr)

天然ガス 5~9 (")

LPガス 4~8 (")

従って、石炭ガスの場合と比較して天然ガスの場合は、同じ Input を安定して完全に燃焼させるには、ガス器具の炎孔面積を大きくしなければならない。

天 燃 ガ ス 転 換

天燃ガス転換は計画的に行なわれなければならない。PGN の場合、チルボンで転換実施の実績をもっているがジャの場合規模が大きく、一挙全地域を転換することは不可能である。従って地域を分割して逐次転換していく必要がある。器具の調整にしても調整員の教育需要家への PR についても配慮しなければならない。

1. 概 要

供給ガスを WI(ウオッペ・インデックス) の低い製造ガスから、WI の高い天然ガスに転換するには、需要家のガス器具を良好な燃焼状態を維持できるように調整しなければならない。

全需要家のガス器具を短期間で調整をすることが不可能な場合は需要家を小ブロックに区切り(セクターと称する)、そのブロックを 25 日間位で調整する。この方法を「地区分割法」と言う。

全域一斉方式にするか地区別分割法にするかは、次のような式によって判定することができる。

$$\text{件数} = \frac{\text{作業負荷 (個/人・日)} \times \text{動員数 (人)} \times \text{作業日数 (日)}}{\text{器具普及数 (個/件)}}$$

たとえば 作業負荷 を 20

動員数 を 20

作業日数 を 3

器具普及数を 2 と仮定すると

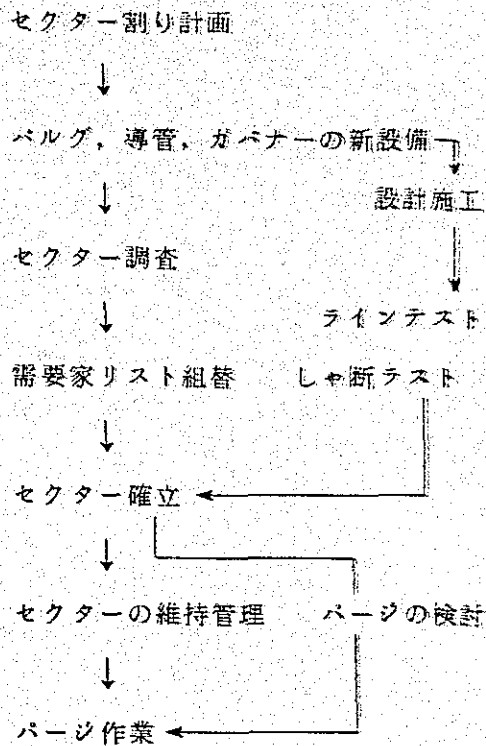
600 件となり、これ以内の需要家の場合全域一斉方式が可能となる。

一般には天然ガス転換は「地区分割」と「器具調整」の業務に大別される。次の事項を事前に決定する。

- ① 供給ガスの熱量，供給圧力の決定
- ② 需要家の器具の調査，調整法の検討によって器具の普及数，作業負荷を決定する。
- ③ 動員数を決定して，セクターの基本件数を決定する。

2. 地区分割業務

地区分割法による転換業務は次の手順で行なわれる。



セクター割り

転換対象地区の供給が維持できることを確認しながら、導管網をセクター単位に分割し、転換順序を決める。

バルブおよび導管、設備決定

セクター割りのため必要なシャ断バルブや連絡導管の設備計画を決める。

セクター調査

すべての需要家がどのセクターに属するか、調査する。

需要家リストの組替

セクター別需要家リストを作る。

ラインテスト、シャ断ラスト

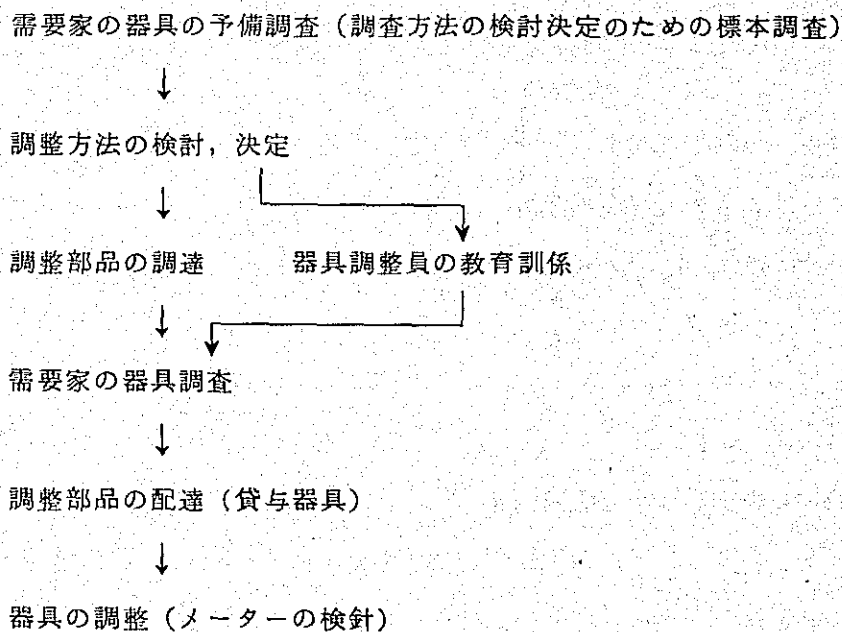
バルブ導管等の工事が完了したら、セクターが周囲の導管網と完全に孤立されていることを確認する。また、転換順序通り、シャ断バルブを操作しても供給不良が発生しないことをラインテストによって確認する。

セクター維持管理

需要家の新設、廃止情報にもとずき需要家リストを更新する。

3. 器具調整業務

器具調整業務は次の手順で行われる。



家庭用，業務用は上記の手順で調整が行なえるが，工業用はその需要家独自のものが多いのでその装置全般に涉っての検討が必要である。

4. 器具調整の基本

基本作業としている3項目をあげる。

- ① ガス器具はその機能や効率を等しくする必要があるためインプットを一定にしなければならぬ。WI と供給圧力の変化及びノズルの流量係数を考慮してノズル口径の調整をする。
- ② 一次空気の適切な吸引量を維持するために空気孔の調節を行なう。
- ③ 炎孔部では炎の安定性のために炎孔を調整する場合もある。

インドネシア共和国
公共事業動力大臣

公共事業動力大臣令

No: 010/PRT/1974

1974年のガス基本料金の規定について



公共事業動力大臣は：

- a. 1965年5月13日の政令19号によって設立されたガス公社 (Perusahaan Gas Negara / P.G.N) はガス及び副生産物の供給において独力で営業しなければならない。
- b. PGN にガス供給してもらうために必要な基本料金の規定は PGN が拡充の一部の費用を支払うため maintenance 及び減価費用も否めて全ての費用を支弁するに十分な収入が得られるという原則に基づく。
- c. 消費者の支払能力によって、b で記した基本料金は現在すぐに実施出来ないで段階的に実施する必要がある。
- d. 経営の実施においては、ガス公社 (PGN) は大統領決定 No 26/1965 で定められた条例の通り Cost-accounting に基づいて行なわなければならない。
- e. PGN は減価償却を計算する上で継続的に事業を営むべきであり、政府からの補助金をもらわずに、健全な事業原則に基づく public utility である。
- f. これらのことに関して、PGN は供給者/消費者に対するサービスを向上させなければならない。又その上、ガス料金を決める方式は小消費需要補充に釣合った産業基盤の向上に努力するという意味で産業発展の重要性に基づくべきである。
- g. 1968年のガス基本料金規定発効以来、新規開発のための費用が上昇し、PGN の事業に大きな影きょうを及ぼした。
- h. このため新ガス基本料金を決めることは必要である。

以上の (a から h までの) ことを考りよに入れ、又

1. 1960年法第19号
2. 1965年政令第19号
3. 1965年条例第26号
4. 1969年法第9号
5. 1973年インドネシア共和国大統領決定第9号

に基づき、

下記のことを決める：

- 第1 1967年のガス基本料金規定についての1966年12月2日のNo.99/KPTS/1966の電力Dirjenの決定書及び1968年のガス基本料金の順応についての1968年5月9日のNo.68/1.00/68/Rの書翰を廃棄する
- 第2 この大臣令付属文書に記載された通り1974年のガス基本料金規定を定める。
(本)
- 第3 ガス公社(PGN)には第2で記した1974年ガス基本料金規定を実施する義務がある。
これはインドネシアの全国のPGNの事業所が1974年6月に使用された分の勘定請求を正当に行なうことによってはじめる。
- 第4 本大臣令は1974年ガス基本料金規則/規定と呼び1974年6月1日から有効となる。又本規定に誤りがあればそれを正当に校正する。

コピーは：

1. インドネシア共和国大統領
2. インドネシア共和国副大統領
3. インドネシア共和国国会議長
4. 諸大臣
5. 省でない国家諸機関
6. ジャカルタ首都、西部ジャワ、中部ジャワ、東部ジャワ、南スラウェシ及び北スマトラの県知事
7. 省及び省でない機関

に提出する

ジャカルタで規定した
1974年8月26日にて
公共事業動力大臣
はんこ/署名
(Tr. スタミ)

1974年度ガス基本料金表

(付録：公共事業動力省および電力規定第010/PRT/1974)

第1章 一般規定

第1条 料金率の種類

1. ガス供給公社 (PGN)は、技術的条件を満たした敷設をすることを条件に、下記料金率体系で各家庭、企業または工場の必要に応じてガスを供給する。
 - a. メーター料金／一般家庭
 - b. 契約料金／大口消費家
 - c. 特別料金
2. PGN の機器を使用する消費者には、公共事業省令の7条から11条に定められた料金率と並行して、顧客料 (langganan) と設備賃貸料が課せられる。
3. 消費者は前払いを義務づけられる。
4. 消費者の要請により、ガス供給契約書の熱量の変更を伴う料金率の変更を行なう場合、メーターの取替え、工事および手続きに必要な費用は、PGN の定める特別規定により最低150 ルピアとする。

第2条 ガス使用权

7条から11条に規定された料金率にもとづき敷設された場合、PGN はその消費者にガス使用权を与える。

第3条 分担敷設費

1. ガス管や計量メーターの取付けや取替えには、PGN が定める特別規定による敷設費 (B.P.) が課せられる。
2. 容積の変更をとまなうガス管の取付けまたは取替えに際し、PGN は、ガス管の取替えに用いた費用の一部または全額を分担敷設費 (SBP) として徴収することができる。
3. 消費者の要請により、計量メーターを、PGN が計画した、または、定めた工事場所や工場様式以外で取付けなければならない場合、PGN は、その工事にかかった超過料金を徴収することができる。

第4条 計量メーターの検針

1. 消費者の要請による検針に費用がかかった場合、その料金は、メーター1個につき50ルピアとする。
2. またその検針で、メーターが異常に大きな数値を示していることが判明した場合、そのメーターの取替えはPGNの負担とし、かつ、ガス使用量はPGNの規定によって決められる。

第5条 前払金

1. 顧客料と設備賃貸料を含む料金は、その料金率に関係なく、1ヶ月毎に計算される。
2. 料金率に関係なく、料金は次の要領で前払いされる。
 - a. 新規の顧客料の前払いは、1ヶ月の予想消費量により決定される。
 - b. それ以後の前払金は、連続する3ヶ月間の平均使用量の150%とする。
3. 正当な理由があれば、PGNはこの前払金を2bで述べた量の200%まで値上げすることができる。

第6条 TBBとTU

1. 7条～11条までの料金率は、その決定時における製造費用を基礎としている。その原料費は次の通りである；

ADO ディーゼル油 / 1,000 リッター	Rp 20,000
TDO " "	" 15,000
燃料油 (residu)	" 14,000
石炭 / 1,000 kg	" 42,000

2. PGNの決定があれば、上記の金額に次のものが付加される：
 - a. 生産原料費が上記1項の額を10%以上超えた場合、原料費に運搬費が付加される、これをTBBと呼ぶ。
 - b. TU：上記1項で述べた開発費のうち、1つ、またはそれ以上の原料の値上がり避けられず、その値上がりが6ヶ月を過ぎても、当初の金額の10%を超えた場合。
3. 2a項で述べたTBBの額は、石炭から生産するガスと、その他の原料から生産するガスの平均とする。
4. 2bで述べたTUの額も、1.2.3.4項の規定を考慮しつつ全ガス会社の平均値が算出され、更に、該当地域の消費者の生活水準も考慮し、PGNがTBB, TUそれぞれの額を決める。つまり
 - a. ガス会社料金率
 - b. 一消費者当りの m'

第2章 ガス基本料金の種類

第7条 供給費用

消費者は使用するメーターの賃貸料を支払う。その場合、wet/dry ガスの最低料金は1メーター月 Rp 100,- とする。

第8条 サービスパイプの賃貸料

ガスの1つの sambungan の職務のパイプの賃貸料は月 Rp 100,- (百ルピア) とする。

第9条 家庭用のガス価格は1 m³ 当り 25 ルピアとする。1ヶ月の最低使用量は25 m³ である。

第10条 大口消費

消費者との契約によって下記の契約料/大口消費家のいずれかを科することが出来る:

一月に最低使用量が500 m³ の場合は料金は1 m³ 当り 24 ルピアとする。

一月に最低使用量が3,000 m³ の場合は料金は1 m³ 当り 23 ルピアとする。

一月に最低使用量が5,000 m³ の場合は料金は1 m³ 当り 22 ルピアとする。

一月に最低使用量が10,000 m³ の場合は料金は1 m³ 当り 21 ルピアとする。

第11条 特別料金

社会的な役割をもつ機関及び PCPN (公務員給料規則) に基づいて給料を支払われる公務員及び軍人には1 m³ 当り 15 ルピアのメーター使用, 更に月25 m³ の最低使用量に基づく特別料金がつけられる。余分の使用量の料金は1 m³ 当り 25 ルピアという計算で支払われる。

特別料金がつけられるかどうかの決定は独自の規定で PCN (の Director) が規定する。

第3章 消費者の義務

第12条 消費者の責任

どんな状況においても, 消費者はメーターの違反に責任をもつ。

第13条 損害賠償

1. メーターの一部分またはメーター-plombier または by-pass 蓋がこわされたり, わざとメーターの行程を影響したり, PCN の許可無しでメーターの前にパイプを装備したり, あるいは契約で許可される範囲をこえて不法的にガスを使用し又は使用する可能性を作ったりした場合消費者は権利を使い, ただちに期間を考慮せずガス供給契約を停止/廃棄する他, 消費者から最低12ヶ月分又は使用時間1,800時間分の現金支払いを収集することも出来る。これはPCNのDirectorが出した独自の規則に基づいて法的又は不法的な機器の capacity of conjunction (Loyu sambung) の使用量を計算する方法で行なう。

2. 計量メーターの検針，修理及び可能性のある再敷設の費用は消費者が負担する。
3. その他，消費者は刑法に責任をもつ。

第4章 付 則

第14条 本大臣令によってまだ規定されないことがらにはガス公社のDirectorが出す規定によって規定する。

ジャカルタ

1974年8月26日

公共事業動力大臣，

署名

日本の都市ガス発展過程の紹介

日本のガス事業は、インドネシアとほぼ同じ1870年頃、東京、横浜に灯火用としてのガスを供給するために始められた。

その当時、一般家庭においては、石油ランプが灯火用の中心をなしており、光度においてすぐれているガス灯も、簡便で安価である石油ランプには一歩譲らざるを得なかった。さらに、その後電灯が実用化されるに至り、ガス事業は苦境に陥り、灯用から逐次家庭の炊事用等の熱源としての新しい用途の開拓に努力した。

このような事情から、1904年頃までは、ガス事業の発展は遅々たるものであった。

しかし、1905年～6年にかけて日露戦争後の好景気の到来により、企業熱が旺盛となりガス事業も、動力源あるいは家庭用の熱源として積極的な需要の開拓を行ない、大きな発展をみた。

この時期、各地でガス事業設立の動きが活発となり、大都市のみならず中小都市においてもその機運が高まり、すなわち、事業者数についてみれば、1905年までは6事業者であったものが、1909年には20事業者となり、1911年には75事業者と急増し、1915年には91事業者と飛躍的な増加を示した。これらの事業者は、大部分民間資本によって設立されたものである。

このようにガス事業は興隆期を迎え、1911年には需要家数も611千戸にも達したが、その陰には、ガス事業者の非常な努力の傾注があったのである。

当時ガスに対する一般の認識は非常に低かったので、ガス事業者は、P.R.を積極的に行った。一方、需要家側もはじめは試験的に使用するものが多く、従って電灯や石油との併用や予備として使用するものがかなりあったが、その後使用方法の啓蒙宣伝に努めた結果、ガスの利点が次第に認識されるようになった。

又、一方国としても1923年にガス事業の保護育成と消費者の利益の調整を図るため、ガス工作物設置の認可制、ガス料金、その他ガス供給条件に関する認可制、保安に関する規制、ガスの標準熱量、圧力、成分の厳しい規制等を内容とした「ガス事業法」を制定し、これによりガス事業に対する一般消費者の認識と信用が非常に高まった訳である。

そして1941年には、事業者数119、需要家数246万戸と驚異的な増加を示し、ガスの品質の向上、設備の拡充等に努めた結果ようやく、ガス事業の基盤を確立することが出来たのである。

しかし、その後第二次世界大戦の空襲により、ガス事業は壊滅的な被害を受け、東京、大阪などの大都市においては、60～90%の需要家が焼失したため1945年における全国の需要家数

は93万戸に激減した。

またガス製造設備はむろんのこと、供給設備もすべてにわたって甚大な被害をうけ、そのため事業者によっては50%を越える漏えい率をみたところもあり、全国平均の漏えい率は30%に達し、全く供給停止をせざるを得ない事業者が続出し我国のガス事業は一大危機に直面した。この危機を打開するため、ガス事業者は終戦になると、直ちに工場、ホルダー、本支管等の復旧作業に取り組んだのであるが、特に焼失地域における埋設管の発見や修理については、非常な困難を極めた。しかし各事業者が独自で全従業員が総力をあげ、あらゆる方法を駆使し、鋭意復旧に努めた結果、終戦から3ヶ月の1945年の12月頃には、残存需要家に対し、ガスの供給を再開することができるようになった。

また、政府においてもガスの漏えい防止の必要性から、全国的にガス漏えい防止運動を行い、その結果、一時は30%にも達していた漏えい率も3ヶ月後には15%程度に改善された。

この復旧作業は、戦後の資材、資金とも乏しい中であつたため、容易なものでなかったが、政府および全事業者が一丸となつて実施したのである。

そして、戦争の打撃より立ち直り戦前の需要家数の水準までガス事業を復旧させるには、その後約10年かかったが、その間我国政府は、1953年に「都市ガス施設拡充5ヶ年計画（第1次5ヶ年計画）」を策定し、ガス事業復向の指標を示したのである。

この第1次5ヶ年計画策定の主旨は、一つは家庭用燃料としてのガスの卓越性に鑑み、都市家庭燃料の確保のために計画的に現有のガス施設を整備刷新すると共に、大規模な拡充を行い一層の供給力の増加を図る必要があること。もう一つは人口の増加、産業活動の伸展ならびに生活水準の向上に伴つて必然的にエネルギー需要が増大するのに対処して、エネルギー資源に恵まれない我国においてエネルギー資源を効果的に利用する為にその一翼を担う計画が必要であること、の二点であつた。

すなわち、都市ガスは家庭燃料として最も便利で経済的であるばかりでなく、熱効率から言つても極めてロスが少ない燃料である。一方我国のエネルギー資源は貧弱であり国内資源の開発をいかに推進しても今後輸入の増大はまぬかれ難く、従つて消費の面でも各種エネルギー源の用途に適した効率的利用を図る必要がある。

すなわち、その当時、家庭用燃料として都市ガスの他に、灯油、石炭等も利用されてはいたが、その大半は薪炭等の木質系燃料に頼つていた。その結果薪炭材の年間伐採量は著しく、森林資源を保全し、木材を有効に利用することが国民経済上緊急の課題とされ、都市における木質燃料を出来るだけ都市ガスに切替えることが強く要望されたわけである。

また、都市ガスの普及は、当時ガスの製造に原料として主として石炭を使用していたのでその

副産物としてのコークス、タール、ベンゾール等は他産業の重要な原材料となっており、わが国の経済規模の拡大に役立つのである。

この5ヶ年計画を達成するために、我国のガス事業者は、非常な努力を重ねた結果、次表に示すように遙かに計画を上回って都市ガスの普及に進展していった。即ち、5ヶ年間において、需要家数で約70%増、ガス販売量は約2倍の増加という大きな成果を上げた。

なお、この期間中においてガス料金の値上げは1度もなされず、また、国家からの資金的援助も一切なしで成果をあげたのであるが、これは徹底した経営合理化によるコストダウンの追求、ガス器具や副産物の積極的販売努力等の企業努力により達成したため、大きな評価がくだされた。

続いて、第1次5ヶ年の目的をさらに推進させるため、1958年を初年度とする「都市ガス普及第2次5ヶ年計画」さらに1963年度を初年度とする「都市ガス合理化、供給拡大第3次5ヶ年計画」引続いて68年を初年度とする「都市ガス事業新5ヶ年計画」が策定された。これらの5ヶ年計画はどれも、通商産業省省議において決定されたものであり、それに沿って種々施策を実行していった結果、日本のガス事業は、世界でも例をみない程に急速に発展したのである。

第1次～第4次5カ年計画と実績

項目 年度	需要家数 (単位:千件)			販売量 (単位:百万m ³ /1万kcal)			計画の名称
	計画	実績	実績/計画 ×100	計画	実績	実績/計画 ×100	
1952 (基準年次)	—	1,872	—	—	548	—	100
53	2,048	2,036	99.4	638	639	100.2	116.6
54	2,220	2,253	101.5	731	762	104.2	139.1
55	2,402	2,489	103.6	813	863	106.2	157.5
56	2,534	2,805	110.7	897	999	111.4	182.3
57	2,746	3,171	115.5	977	1,120	114.6	204.4
58	3,419	3,566	104.3	1,243	1,224	98.5	223.4
59	3,734	3,994	107.0	1,383	1,372	99.2	250.4
60	4,054	4,452	109.8	1,528	1,577	103.2	287.8
61	4,345	4,919	113.2	1,661	1,716	103.3	313.1
62	4,623	5,384	116.5	1,794	1,953	108.9	356.4
63	5,903	5,885	99.7	2,093	2,126	101.6	388.0
64	6,434	6,418	99.8	2,283	2,342	102.6	427.4
65	6,971	6,981	100.1	2,488	2,652	106.6	483.9
66	7,508	7,557	100.7	2,700	2,985	110.6	544.7
67	8,089	8,172	101.0	2,918	3,293	112.9	600.9
68	8,838	8,862	100.3	3,582	3,591	100.3	655.3
69	9,632	9,605	99.7	3,932	4,097	104.2	747.6
70	10,404	10,371	99.7	4,294	4,571	106.5	834.1
71	11,235	11,121	99.0	4,688	4,963	105.9	905.7
72	12,119	11,892	98.1	5,105	5,417	106.1	988.5