

## 1.4 財務分析

### 1.4.1 財務分析の主要前提条件

#### (1) 計画の経済寿命

本計画の経済寿命は、建設開始日より36年間（基本ケースでは、1990～2025、中間および低成長ケースでは1993～2028）と仮定する。

#### (2) 財務諸表の価格基準

全ての財務諸表は、米ドルの通貨基準条件で作成される。また、かかる財務諸表は 1.2.1(2) 項で示されたエスカレーション率に従って作成される。

#### (3) 財務分析の方法

計画の財務分析は、主に種々の財務、操業の比率分析、および割引法による財務的内部収益率（FIRR）によって行う。

#### (4) 価格体系

次の3種の価格体系による財務分析を行う。

- 1) 通貨基準ベース
- 2) 固定価格ベース（インフレーションを考慮しない1986年6月固定価格）
- 3) 固定価格ベース（原油価格で調整した1986年6月固定価格）

#### (5) 財務分析の現在価値を分析するため、カットオフレートを15%と仮定した。

#### 1.4.2 財務分析の結果

上記の前提条件に基づき、下記の財務諸表をANNEXに添付した。

- ・供給、販売計画表
- ・原価明細表
- ・運転資本明細表
- ・損益計算書
- ・資金繰表
- ・貸借対象表
- ・長期借入金返済計画表

今回のクランバレイ地区都市ガス計画の財務評価を行うに当たって二つの大きな想定要因がある。一つはマレーシア経済の成長に関するものであり、もう一つは都市ガスに供給される天然ガス価格と都市ガスの販売価格に関するものである。

経済成長に関しては第5次5ヶ年計画をベースとしたもの（基本ケース）と低成長を見越した中間および低成長のケースが下記の通り想定された。

項 目	年間GDP成長率(%)		建設開始	操業完了	最終需要量
	～1990	1991～			
基本 ケース	5	5	1990	2025	2005
中 間 ケース	3	5	1993	2028	2005
低成長 ケース	1	3	1993	2028	2005

財務分析においては、2006年以降の需要量はいずれのケースも2005年の需要量と同一とした。なお2006年以降の実施の需要増に対しては追加投資で対応できる。

それぞれのケースの需要量、投資額、内部収益率を表VI.8に示す。なお、インフレ率に関してはEPUの提案により下記条件を適用した。

	～1990	1991～ (%)
マレーシア国内	1.4	3.5
海 外	3.2	5.0

1986年における原油価格の大幅な下落は重油価格の低下となり、マレイ半島東部から西部に輸送される天然ガス予想価格より大幅に安くなった。

このことから今回の調査においては、都市ガスに供給される天然ガス価格は火力発電用重油価格と同一とすることにした。一方、販売される都市ガス価格は都市ガスにより代替される燃料価格と同一とすることとし、家庭用、レストラン用はLPGシリンダー価格を適用しホテル、工場用はLPGバルク価格を想定した。

重油およびLPG価格は原油価格に基づいてシンガポールFOB価格を求め、それに国内経費を加算して小売価格を出した。

原油価格の将来予測についてはEPUの予測のうち低価格シナリオを基本にとり、その他については感度分析で判断することとした。

原油、重油、LPG価格とマレイ半島西海岸での天然ガス想定価格を表VI.9に示した。

天然ガスが重油価格より大幅に安くなる場合 即ち原油価格が大幅に上昇する場合は工場で使用されている工場のディーゼル油や重油も都市ガスに置換される。また電力価格よりも大幅に有利になれば新規ビルのガス冷房が増加する。又現在試験中のCNGが採用されればその用途も増加する。将来の天然ガス価格も原油価格により変化すると考えられるがその予測が得られていないので、それぞれの場合の都市ガスの需要量の増加と建設費の増加のみを表VI.10に示した。

なお、今回の調査が投資前調査でもあることから都市ガス導入に伴う建設費は半島横断天然ガスパイプラインからの受入口から各需要家の必要のものまで全て含んでいる。

(1) 内部収益率および財務現在価値から見た評価 (感度分析の結果も含む)

- 1) 経済成長予測の変化に対しては下記のようにその差は余り大きくない。これは全需要量に占める家庭用の比率が高く、その家庭用需要が所得よりも人口増により多く影響を受けたことと、トランスミッションより需要に影響を受けるディストリビューションや需要家内部に必要な建設費の比率が全体の投資額の中で大きいためと考えられる。

財務内部収益率

(%)

	通貨ベース		固定価格ベース	
	税引前	税引後	税引前	税引後
基本ケース	17.67	14.18	11.19	9.11
中間ケース	16.91	13.69	10.60	8.74
低成長ケース	15.67	12.76	9.52	7.96

15%割引率時の財務現在価値

(百万 US ドル)

	通貨ベース		固定価格ベース	
	税引前	税引後	税引前	税引後
基本ケース	71.0	△19.1	△57.8	△81.4
中間ケース	60.3	△36.4	△70.2	△91.7
低成長ケース	20.3	△60.2	△85.2	△100.9

2) 都市ガスの原料価格と販売価格の影響

図VI.3および表VI.16に原料及び販売価格による内部収益率に対する感度分析を載せた。今回の調査においては原料価格としては重油価格を、販売価格にはLPG価格をとり、その重油及びLPG価格は原油価格により決まると想定した。そして原油価格の予測にはEPUの低価格のシナリオを採用した。高価格シナリオの場合は表VI.9に示すように、低価格シナリオに比べ1995年で1.2倍で次第にその差が開き2005年には1.345倍、2025年には1.65倍になる。従って高価格シナリオの場合は原油価格の感度分析20%以上の内部収益率向上になり基本ケースの場合で税前固定価格で13.95%、実質価格で18.67%になる。実質のセンターが17.67%でありその差は余り大きくない。原油価格もLPG価格も原油価格により変化するがLPGの場合原油価格に直接関係のない諸経費の比重が高いため原油価格の上昇の割には重油とLPG価格の差は開かないためであろう。(表VI.9参照)。1986年の固定価格ベースで重油とLPG価格のみをEPUで示された原油の低価格シナリオ(1985~1986年価格)を使用すると税前で14.28%、税後で11.35%になり、1986年の重油価格を使用した基本ケース(11.19~9.11%)に比べ内部収益率は改善される。

しかし天然ガス価格が重油価格と同じではなくコストベースで決り、重油価格より安くなる場合はその影響は大きくなる。販売価格(LPG)を変えず天然ガス価格のみを変化させた時の感度分析でその影響が見られる。即ち天然ガス価格

のみ20%下がる場合は税前で固定価格では11.99%、実質では20.15%の内部収益率になる。表VI.9に示した天然ガス想定価格（会社の利益込み価格で3.84 US\$/MMBTU）はEPUの低価格シナリオの場合でも1995年の重油価格（4.38 US\$/MMBTU）より安くなっている。1995年の原油の予測価格は25US\$/Bblであり1985年の28US\$/Bblに近い。1995年以降は天然ガス価格は重油価格より（低価格シナリオでも）大幅に安くなることになり実質価格ベースで20%以上の内部収益率になる。

天然ガス価格が重油価格より安くなることは上記の効果のほかに工場のディーゼル油や重油の都市ガスによる代替、ガスによるビルの冷却などの追加需要を喚起する。これら需要は都市ガスの経済性を下記のように改善する。

追加ケース（基本ケースプラス工業用追加分（LOW））

	(%)			
	通貨ベース		固定価格ベース	
	税引前	税引後	税引前	税引後
基本ケース	17.67	14.18	11.19	9.11
天然ガス (20%ダウン)	20.15	16.02	11.99	9.67
追加ケース	20.64	16.46	11.47	9.31

逆に原料価格即ち天然ガス価格は原油価格により決り販売価格のみがLPG価格より上下する場合の影響についてもLPG価格単独の感度分析から見る事が出来る。若しLPG価格より10%及び20%低い価格で販売するとすれば実質価格ベースでも14.54%、10.86%と基本ケースの17.67%から大幅に悪化する。日本等の場合、都市ガス価格がLPG価格より安く設定されている国がある。しかしこの場合は都市ガス配管費用の相当部分を需要者が負担するためである。今回の調査では一切の投資費用を見積っていることから需要者の負担する費用はない。従って都市ガスの利用上の便利さを考えればLPG価格より下げて販売する必要はないと考える。

基本ケースにつき、主要要素の値を変動することによる内部収益率の影響は図VI.3に示した。また、感度分析の結果は表VI.16の通りである。

(2) 財務指標

損益分岐点や売上利益率のような比率分析を含む各種財務指標はANNEXの通りである。

(3) 原価分析

各ケースにおける原価要素の分析結果は表VI.11の通りである。

(4) 資金繰り分析

資金繰りの健全性を判定する上で重要である指標として長期借入金の返済能力 (Debt Service Ratio, 以下D.S.R と呼ぶ) は次式によって表される。一般にD.S.R が 1.5以上で 2.0あれば健全であるとされている。

$$D.S.R = \frac{\text{Profit on after tax} + \text{Depreciation} + \text{Interest on L/T loan}}{\text{Repayment on L/T loan} + \text{Interest on L/T loan}}$$

上式より、各ケースの計算結果は次の通りである。

	基本ケース	中間ケース	低成長ケース
D.S.R (操業開始後6年)	1.92	1.83	1.74
D.S.R (加重平均)	5.09	4.86	4.45

操業開始後6年目は元本返済開始の年で最も苦しくなる年である。この最も苦しい年でも 1.5以上であり資金繰りの健全性を示した。

投資額に対する資本比率を30%から40%、50%に上げた場合は、基本ケースの場合下記のように改善される。なお、長期借入金の比率の変動により建設中金利は再計算される。

	30%	40%	50%
D.S.R (操業開始後6年)	1.92	2.21	2.63
D.S.R (加重平均)	5.09	5.99	7.25
建設中金利 (US\$1,000)	59,615	50,376	41,394

操業開始の年に低収入、高投資のため短期借入れが必要となるが、その後は不足は生じない。

この資金繰りの健全性は有利な融資条件を想定したことによる。

もし長期借入金の金利が5%でなく 7.5%や10%になった場合、DSRはベースケースに対して下記のように変化する。

	5.0%	7.5%	10.0%
D.S.R (操業開始後6年)	1.92	1.61	1.38
D.S.R (加重平均)	5.09	4.18	3.49
建設中金利 (US\$1,000)	59,615	97,506	142,600

## 第2章 経済分析

### 2.1 経済分析

経済分析は経済内部収益率（EIRR）及び経済現在価値（ENPV）を用いて行った。

#### 2.1.1 主要な想定

##### (1) 通貨と換算率

米国通貨を経済分析の基準通貨とし各国との交換率は1986年10月の取決めにより下記の通りとした。

$$\begin{aligned} \text{US\$} 1.00 &= 2.65 \text{ Malaysia Ringgit} \\ &= 167 \text{ 日本円} \end{aligned}$$

##### (2) インフレ率

全ての経済コストと便益計算には財務分析で用いられたレートを利用する

##### (3) カットオフ率

経済現在価値を計算する場合のカットオフ率にはマレーシアの政府案件に用いられている10%を用いた。

#### 2.1.2 経済直接便益

##### (1) 都市ガスの販売価格

都市ガスの販売の機会価格としては、都市ガスが代替するエネルギーの機会価格による。

都市ガスにより代替されるエネルギーは次の通りである。

- 1) 家庭用及び食堂用はLPGシリンダー
- 2) ホテル及び工業用はLPGバルク

このプロジェクトに利用されるLPGの機会価格は次のように計算される。  
表VI.12に示すようにEPUはマレーシアのLPG供給は需給を上回ると予測している。そしてEPUはサウジにおけるLPGのFOB価格にサウジ-日本とマレーシア-日本間の海上運賃差を加算したものを利用するよう求めた。

EPUはサウジにおけるLPG FOB価格を下記のように予測した。

(US\$/tonne)							
	1985	1986	1990	1995	2000	2005	2010
LPG	213	127	136	150	166	186	207

また、海上運賃差を15~20US\$/トンとEPUは予測した。

調査団は原油価格の変化に因る海上運賃差を計算してFOBサウジアラビアのLPG FOB価格に加えた。結果は表I.97に示す。

マレーシアのLPGはケルテで分離され輸出されるのでマレー半島西部でのLPG1986年の販売価格は下記のようになる。

#### LPG販売価格(1986)

##### A. LPGシリンダー (M\$/kg)

FOB Kerteh	0.3697
輸送コスト	0.1000
Marketing Cost	0.1438
Dealer's Commission	0.2142
Company's Profit	0.0900
<u>Total</u>	0.9177

##### B. LPGバルク

FOB Kerteh	0.3697
輸送コスト	0.1000
Company's Profit	0.0900
<u>Total</u>	0.5597

#### (2) 簡易ガスシステムによるLPG販売価格

上記LPGシリンダー価格を適用する。



### 2.1.3 経済直接費用

#### (1) 天然ガス価格

マレイ半島西海岸における天然ガスの経済価格は下記の通りEPUから与えられたものの中低価格シナリオを採用し、これを米国\$ベースに変換して使用した。なお固定価格ベースの場合は1990年の価格を適用した。

	(M\$/MMBTU in 1985価格)					
	1990	1995	2000	2005	2010	2015
低価格シナリオ	3.50	3.90	4.40	5.20	6.40	7.20
高価格シナリオ	3.60	4.10	4.80	5.80	7.40	8.60

#### (2) LPGの購入価格

簡易ガスシステムにおいてはLPGバルクを原料として利用する。上記LPGバルク価格を基礎として下記の数字を採用した。

1986LPG購入価格	
FOB Kerteh	0.3697
Local Transp. Cost	0.1000
Total	M\$0.4697/kg

#### (3) 移転価格

税金とか関税のような中央及び地域政府にかかる全ての移転価格は除外した。税金と関税は表VI.5に示した。

#### (4) 労務費の機会コスト

EPUから示された The National Parameter for Project を未熟練工の機会費用とし利用し税込み実際の労務費の78%を適用した。熟練工に対しては税金を控除した85%を使用した。

#### (5) 建設コスト

National Parameter for Project Appraisalにより、国内の建設費は実際の88%とした。建設費の海外調達部門は税金を控除した実際経費の95%とした。

上述の経済コストの概要を表VI.13及び表VI.14に示した。

## 2.1.4 経済分析の結果

### (1) 経済内部収益率（EIRR）からの評価

経済成長率がEIRRに及ぼす影響は下記のように大きくない。

	EIRR	
	固定価格ベース	通貨ベース
基本ケース	10.78	17.20
中間ケース	10.21	16.66
低成長ケース	9.20	15.52

固定価格ベースでのEIRRは財務分析FIRRと殆ど変わらないが、通貨ベースではすべてのケースについてEIRRはFIRRよりも低下している。これはEPUより提示されたサウジLPG価格の上昇率は、同じくEPUより提示された原油価格の上昇率に比較して極めて低いため、都市ガスの原料価格のベースとしてとったLPG価格差が財務分析の場合より減少したためである。

### (2) 経済現在価値（ENPV）

固定価格ベースでの現在価値については低成長ケースのみマイナスとなる。

	( 100万US\$ )	
	ENPV	
	固定価格ベース	通貨ベース
基本ケース	20.3	334.0
中間ケース	7.5	363.1
低成長ケース	-16.2	290.9

### (3) 本計画による外貨獲得

本都市ガス供給計画の実施によって、マレーシア国の外貨事情の改善にどれだけ貢献できるか次の方法で計算を行う。

- 1) LPGの価格はFOBサウジ価格をベースとしたケルテFOB価格を適用し、その他の価格、コストは市場価格を使用する。

- 2) 都市ガスの売上量にLPG価格を乗じたものを外貨獲得額とする。
- 3) 保守修繕費は全額外貨の流出とする。
- 4) 資金源のうち借入金は外貨の流入であるが、建設費の支払として流出する。  
操業開始後の返済は外貨の流出とする。
- 5) 借入外貨に対する利息は外貨の流出とする。

本計画は、本質的にLPG代替プロジェクトと考えられるから、外貨獲得額を表VI.15に示した。

Table VI.1.1 MAN-POWER SCHEDULE: WHOLE ORGANIZATION OF NEW COMPANY  
(1) BASE CASE

GRADE	DIVISION	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GRADE I	General Manager	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Sub-total	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
GRADE II	Planning	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Administration	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Sales and Services	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Construction	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Local Branch	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sub-total	16	18	20	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
GRADE III	Planning	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Administration	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sales and Services	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Construction	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Local Branch	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sub-total	46	54	62	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GRADE IV	Planning	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Administration	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sales and Services	32	35	38	41	42	44	44	44	45	46	46	47	47	48	48
	Construction	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Local Branch	100	309	331	247	207	131	91	91	85	77	75	81	77	88	86
	Sub-total	201	413	438	357	318	244	204	204	199	192	190	197	193	205	203
GRADE V	Planning	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Administration	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Sales and Services	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Construction	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Local Branch	69	276	428	512	591	625	651	651	683	707	726	752	766	805	825
	Sub-total	95	302	454	538	617	651	651	677	709	733	752	778	792	831	851
TOTAL		361	790	977	990	1030	990	976	1003	1020	1037	1070	1080	1080	1131	1149

Table VI.1 MAN-POWER SCHEDULE: WHOLE ORGANIZATION OF NEW COMPANY  
(2) MEDIUM CASE

GRADE	DIVISION	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GRADE I	General Manager	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Sub-total	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
GRADE II	Planning	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Administration	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Sales and Services	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Construction	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Local Branch	4	6	8	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Sub-total	16	18	18	20	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
GRADE III	Planning	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Administration	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sales and Services	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Construction	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Local Branch	16	24	32	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Sub-total	46	54	54	62	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GRADE IV	Planning	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Administration	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sales and Services	33	36	39	39	42	44	45	45	46	47	47	48	48
	Construction	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Local Branch	115	352	377	377	281	242	149	99	89	77	84	84	53
Sub-total	217	457	485	485	392	355	263	214	204	193	200	201	180	
GRADE V	Planning	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Administration	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Sales and Services	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Construction	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Local Branch	81	308	479	574	574	669	704	720	743	756	796	816	789
Sub-total	107	334	505	600	600	695	730	746	769	782	822	842	815	
TOTAL		389	866	1075	1087	1145	1088	1055	1068	1070	1117	1138	1090	

Table VI.1 MAN-POWER SCHEDULE: WHOLE ORGANIZATION OF NEW COMPANY  
(3) LOW CASE

GRADE	DIVISION	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GRADE I	General Manager	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Sub-total	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
GRADE II	Planning	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Administration	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Sales and Services	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Construction	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
GRADE II	Local Branch	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sub-total	16	18	20	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
GRADE III	Planning	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Administration	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sales and Services	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Construction	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
GRADE III	Local Branch	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sub-total	46	54	62	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GRADE IV	Planning	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Administration	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sales and Services	33	36	39	42	44	45	46	46	47	47	47	48	48
	Construction	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
GRADE IV	Local Branch	115	352	377	281	241	149	99	88	77	84	84	84	68
	Sub-total	217	457	485	392	354	263	214	203	193	193	200	201	180
GRADE V	Planning	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Administration	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Sales and Services	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Construction	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GRADE V	Local Branch	81	308	479	574	669	704	720	743	756	756	796	816	789
	Sub-total	107	334	505	600	695	730	746	769	782	782	822	842	815
TOTAL		389	866	1075	1087	1144	1088	1055	1067	1070	1070	1117	1138	1090

Table VI-2 MAN-POWER SCHEDULE: ALL LOCAL BRANCHES  
(1) BASE CASE

GRADE	DIVISION	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GRADE II	General Manager	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sub-total	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GRADE III	Division Chief	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sub-total	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
GRADE IV	Clerk	4	4	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	9
	Sales	0	3	6	9	10	10	12	12	13	14	14	14	15	15	16
	Customer Service	0	2	4	6	7	7	8	8	9	9	9	10	10	10	11
	Collection Chief	0	1	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6
	Collection Leader	0	3	6	9	10	10	12	12	13	14	14	14	15	15	16
	Accounting	9	29	30	22	18	18	11	11	7	6	5	5	5	4	6
	Pipeline	2	8	10	11	13	13	13	14	14	14	14	12	12	9	14
	House Piping	3	3	4	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	7
	Maintenance	82	256	264	176	134	134	58	20	12	2	2	2	2	4	4
	Conversion Work	100	309	331	247	207	207	131	91	85	77	77	75	81	77	88
Sub-total																
GRADE V	Clerk	3	15	27	36	43	43	48	51	54	54	56	58	60	62	64
	Sales	3	15	27	36	43	43	48	51	54	54	56	58	60	62	64
	Customer Service	2	10	18	24	29	29	32	34	36	36	37	38	40	41	42
	Billing	11	47	85	113	136	136	150	160	168	176	176	182	188	193	201
	Collection	18	76	137	181	218	218	241	256	270	281	281	291	302	310	322
	Special Collection	3	15	27	36	43	43	48	51	54	54	56	58	60	62	64
	Pipeline	27	87	91	66	56	56	33	22	20	20	17	15	15	12	18
	House Piping	2	8	10	11	13	13	13	14	14	14	14	12	12	9	14
	Maintenance	0	3	6	9	10	10	12	12	13	14	14	14	15	15	16
	Sub-total	69	276	428	512	591	591	625	651	683	707	707	726	752	766	805
TOTAL		189	615	799	809	848	806	792	818	834	851	883	893	943	961	

Table VI.2 MAN-POWER SCHEDULE: ALL LOCAL BRANCHES  
(2) MEDIUM CASE

GRADE	DIVISION	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GRADE II	General Manager	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sub-total	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GRADE III	Division Chief	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sub-total	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
GRADE IV	Clerk	4	4	5	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8
	Sales	1	4	7	10	12	13	14	14	14	14	15	15	16
	Customer Service	0	2	5	6	8	9	9	9	9	10	10	10	10
	Collection Chief	0	1	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6
	Collection Leader	1	4	7	10	12	13	14	14	14	14	15	15	16
	Accounting													
	Pipeline	10	32	34	25	21	12	12	7	7	6	4	5	5
	House Piping	2	7	10	11	14	14	14	11	11	11	9	14	12
	Maintenance	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	7
	Conversion Work	94	294	302	204	158	70	26	26	26	16	4	4	4
Sub-total	115	352	377	281	242	149	99	99	99	89	77	84	84	
GRADE V	Clerk	4	17	30	40	49	54	54	57	59	61	63	65	65
	Sales	4	17	30	40	49	54	54	57	59	61	63	65	65
	Customer Service	2	11	20	27	32	36	36	38	38	39	40	42	43
	Billing	13	53	96	127	154	170	179	179	186	191	199	206	206
	Collection	20	85	154	204	246	272	286	286	298	306	319	329	329
	Special Collection	4	17	30	40	49	54	54	57	59	61	63	65	65
	Pipeline	31	97	102	75	64	37	21	21	18	12	18	15	0
	House Piping	2	7	10	11	14	14	14	11	11	11	9	14	12
	Maintenance	1	4	7	10	12	13	14	14	14	14	15	15	16
	Sub-total	81	308	479	574	669	704	720	720	743	756	796	816	816
TOTAL		216	690	896	905	961	903	869	882	882	883	930	950	902



Table VI.2 MAN-POWER SCHEDULE: ALL LOCAL BRANCHES  
(3) LOW CASE

GRADE	DIVISION	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GRADE II	General Manager	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Sub-total	4	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GRADE III	Division Chief	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Sub-total	16	24	32	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
GRADE IV	Clerk	4	4	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
	Sales	1	4	7	10	12	13	13	14	14	14	15	15	16
	Customer Service	0	2	5	6	8	9	9	9	9	9	10	10	10
	Collection Chief	0	1	3	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6
	Collection Leader	1	4	7	10	12	13	13	14	14	14	15	15	16
	Accounting													
	Pipeline	10	32	34	34	25	21	12	12	7	6	4	6	5
	House Piping	2	7	10	11	14	14	14	14	11	11	9	14	12
	Maintenance	3	4	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6	7
	Conversion Work	94	294	302	204	158	70	26	16	4	4	4	4	4
Sub-total	115	352	377	281	241	149	99	88	77	84	84	84	84	
GRADE V	Clerk	4	17	30	40	49	54	54	57	59	61	63	65	65
	Sales	4	17	30	40	49	54	54	57	59	61	63	65	65
	Customer Service	2	11	20	27	32	36	36	38	39	40	42	43	43
	Billing	13	53	96	127	154	170	170	179	186	191	199	206	206
	Collection	20	85	154	204	246	272	286	286	298	306	319	329	329
	Special Collection	4	17	30	40	49	54	54	57	59	61	63	65	65
	Pipeline	31	97	102	75	64	37	21	18	12	12	18	15	0
	House Piping	2	7	10	11	14	14	14	11	11	11	14	14	0
	Maintenance	1	4	7	10	12	13	13	14	14	14	15	15	16
	Sub-total	81	308	479	574	669	704	720	743	756	776	796	816	816
<b>TOTAL</b>		216	690	886	905	960	903	869	881	883	883	930	950	902

Table VI.3 MAN-POWER SCHEDULE: GRADE IV

A. Head Office

1. Planning Division

Public Relations Section	2 clerks
Planning Section	2 clerks + 1 technician

2. Administration Division

General Administration Dept.	16 clerks
Accounting and Finance Dept.	24 clerks

3. Sales and Service Division

Commercial and Industrial Customers Development Section	$N = A/0.5$ million
Other Four Sections	32 clerks

4. Construction Division

Each Section	6 clerks
--------------	----------

B. Local Branch

Clerks	$N = 4 + (B/10 \text{ million}(M^3)) \times 0.2$
Sales	$N = (A/10,000(H)) \times 0.2$
Custom Service	$N = (A/15,000(H)) \times 0.2$
Tariff Affairs Chief	$N = D/50(P)$
Tariff Affairs Leader	$N = D/20(P)$
Accounting Assistant	$N = 4(A < 10,000(H))$ or $N = 4 + (A - 10,000)/10,000(H) \quad (A \geq 10,000)$
Pipeline	$N = (A - A') \times 6(M)/30,000(M)$
House Piping	$N = A/2,000(H)$
Maintenance	$N = 3 + (A/0.2 \text{ million}(H))$
Conversion Work	$N = (A - A' - C) \times 2(P)$

LEGEND:

A = Total No. of consumers in the present year  
A' = Total No. of consumers in the previous year  
B = Sales volume of NG  
C = No. of new consumers  
D = No. of collection (persons)  
H = Households  
P = Persons

Table VI.4 MAN-POWER SCHEDULE: GRADE V

A. Head Office

1. Administration Division

General Administration Dept.	4 clerks
Accounting and Finance Dept.	6 clerks

2. Sales and Service Division

Four Sections except for Commercial and Industrial Customers Development Section	6 clerks
--	----------

3. Construction Division

All Sections	6 clerks
--------------	----------

B. Local Branch

Clerks	$N = (B/10 \text{ million}(M^3)) \times 0.8$
Sales	$N = (A/10,000(H)) \times 0.8$
Custom Service	$N = (A/15,000(H)) \times 0.8$
Billing	$N = A/4,000(H)$
Collection	$N = A/2,500(H)$
Special Collection	$N = D/5(P)$
Pipeline	$N = (A-A') \times 6(M)/10,000(M)$
House Piping	$N = A/2,000(H)$
Maintenance	$N = A/50,000(H)$

LEGEND:

A = Total No. of consumers in the present year  
 A' = Total No. of consumers in the previous year  
 B = Sales volume of NG  
 C = No. of new consumers  
 D = No. of collection (persons)  
 H = Households  
 P = Persons

Table VI.5 TAXES AND DUTIES

Description	Code	Tax Rate	Application	Remarks
(1) Individual Income Tax				
For Resident	(T.1.1)	13% *	Construction Labour	* Estimated
For Resident	(T.1.2)	15% *	Skilled Labour & Executive	
For Resident	(T.1.3)	10%	Unskilled Labour	
For Non-Resident	(T.1.4)	5% (Tax Act 1982)	Expatriated Engineers, Technical Advisors	
(2) Corporate Income Tax				
For Resident	(T.2.1)	40% on Taxable Income	Gas Company's Profit	
For Resident, and for Non Resident	(T.2.2)	10% on Contractor Payment	Contractor's Profit	Deemed Tax
(3) Withholding Tax				
For Non-Resident	(T.3.1)	15%	Interest on Foreign Loan	Exempted
For Non-Resident	(T.3.2)	15%	Royalty, Know-how	Not Considered
(4) Excess Profit Tax				
For Resident	(T.4.1)	Share Capital x 25% or over M\$200,000 whichever longer x 5%	Company's Profit	Not Considered
For Resident	(T.4.2)	Taxable Income over M\$100,000 x 5%	Individual Income	Not Considered
(5) Development Tax	(T.5)	Business Earning or Earning from Rent x 5%	Company's Profit	Not Considered
(6) Real Property Gains Tax	(T.6)	10 - 40%	Land, Building-Trade Profit	Neglected
(7) Tin Profit Tax	(T.7)	(Omitted)	-	Not Applicable
(8) Timber Profit Tax	(T.8)	(Omitted)	-	Not Applicable
(9) Export Duties	(T.9)	(Omitted)	-	Not Applicable
(10) Import Duties	(T.10)	Volume or Value of Imported Goods x % (Customs Act 1967)	Imported Equipment, Materials and Supplies	Average Tax is assumed Five Percent (5%)
(11) Import Surtax	(T.11)	(Customs Duty Order 1972) Additional 5% to the Import Duty	Same as above	
(12) Sales Tax	(T.12.1)	10% (Tax Act 1983)	Same as above	
(13) Excise Tax	(T.13.1)	Volume or Value of Local Goods x %	Petroleum Products	Study Team's Estimate
	(T.13.2)	(Excise Tax 1976)	Tabacco, Alcohol	
(14) Stamp Tax	(T.14.1)	x M\$ per Document	Specific Items	Not Considered
	(T.14.2)	0.5 M\$ per Document	Others	
(15) Service Tax	(T.15)	(Omitted)	Hotel, Restaurant	Not Applicable
(16) Motor Vehicle Tax	(T.16)	x M\$ per Vehicle	Motorcar, Motor-cycle	

Table VI.6(1) ESTIMATED PROJECT COST

- BASE CASE -

(Unit: US\$1,000)

Description	Foreign	Local	Total
A. Land Acquisition	-	192	192
B. Site Preparation Cost	-	-	-
C. Construction Cost			
1) Transmission	23,174	7,942	31,116
- Pipeline	19,456	6,427	25,883
- MPB	2,972	1,421	4,393
- Governor, Valve	747	93	840
2) Distribution	96,691	51,648	148,339
- Existing	70,890	45,268	116,158
- New	25,801	6,380	32,181
3) Service Pipe	3,098	5,344	8,442
4) Gas Meter	43,716	0	43,716
5) Installation	27,907	41,439	69,346
6) Conversion to N.G.	1,309	3,274	4,583
7) Reticulation	7,906	3,028	10,934
- Distribution	3,563	882	4,445
- Others	4,343	2,146	6,489
8) Engineering Service	40,022	0	40,022
- Basic Engineering	20,821	0	20,821
- Contractor's Engineering	19,201	0	19,201
9) Computer & Data Processor	1,796	0	1,796
Base Project Cost (BPC) (as of June, 1986 Prices)	245,619	112,867	358,486
D. Physical Contingency	40,760	22,573	63,333
E. Price Contingency	135,125	40,491	175,616
Projected Construction Cost	421,504	175,931	597,435
F. Pre-Operating Expenses	-	1,986	1,986
G. Initial Working Capital	-	13,082	13,082
I. Interest during Construction	59,615	-	59,615
Total Project Cost	481,119	190,999	672,118

Table VI.6(2) ESTIMATED PROJECT COST

- MEDIUM CASE -

(Unit: US\$1,000)

Description	Foreign	Local	Total
A. Land Acquisition	-	192	192
B. Site Preparation Cost	-	-	-
C. Construction Cost			
1) Transmission	23,026	7,893	30,919
- Pipeline	19,308	6,378	25,686
- MPB	2,972	1,421	4,393
- Governor, Valve	747	93	840
2) Distribution	99,327	55,897	155,224
- Existing	80,082	51,137	131,219
- New	19,246	4,759	24,005
3) Service Pipe	3,407	5,878	9,285
4) Gas Meter	42,410	0	42,410
5) Installation	27,351	40,614	67,965
6) Conversion to N.G.	1,495	3,739	5,234
7) Reticulation	9,266	3,559	12,825
- Distribution	4,133	1,023	5,156
- Others	5,133	2,536	7,669
8) Engineering Service	41,738	0	41,738
- Basic Engineering	23,081	0	23,081
- Contractor's Engineering	18,657	0	18,657
9) Computer & Data Processor	1,796	0	1,796
Base Project Cost (BPC) (as of June, 1986 Prices)	249,817	117,771	367,588
D. Physical Contingency	41,257	23,554	64,811
E. Price Contingency	182,186	56,560	238,746
Projected Construction Cost	473,260	197,885	671,145
F. Pre-Operating Expenses	-	2,324	2,324
G. Initial Working Capital	-	12,222	12,222
I. Interest during Construction	84,696	-	84,696
Total Project Cost	557,956	212,431	770,387

Table VI.6(3) ESTIMATED PROJECT COST

- LOW CASE -

(Unit: US\$1,000)

Description	Foreign	Local	Total
A. Land Acquisition	-	192	192
B. Site Preparation Cost	-	-	-
C. Construction Cost			
1) Transmission	194,857	7,836	30,693
- Pipeline	191,138	6,322	25,460
- MPB	2,972	1,421	4,393
- Governor, Valve	747	93	840
2) Distribution	98,916	55,704	154,621
- Existing	79,850	50,990	130,840
- New	19,066	4,715	23,781
3) Service Pipe	3,389	5,845	9,234
4) Gas Meter	41,329	0	41,329
5) Installation	27,220	40,420	67,640
6) Conversion to N.G.	1,484	3,711	5,195
7) Reticulation	9,242	3,551	12,793
- Distribution	4,114	1,018	5,132
- Others	5,128	2,533	7,661
8) Engineering Service	41,601	0	41,601
- Basic Engineering	22,961	0	22,961
- Contractor's Engineering	18,640	0	18,640
9) Computer & Data Processor	1,796	0	1,796
Base Project Cost (BPC) (as of June, 1986 Prices)	247,834	117,260	365,094
D. Physical Contingency	40,887	23,452	64,339
E. Price Contingency	180,417	56,300	236,717
Projected Construction Cost	469,138	197,012	666,150
F. Pre-Operating Expenses	-	2,324	2,324
G. Initial Working Capital	-	11,097	11,097
I. Interest during Construction	83,953	-	83,953
Total Project Cost	553,091	210,433	763,524

Table VI.7 PROJECTED PURCHASING AND RETAIL PRICES OF PETRO-PRODUCTS,  
KUALA LUMPUR (AS NATURAL GAS EQUIVALENT)

(Unit: US\$/normal cubic meter of NG equivalent)

Year	Fuel Oil		LPG/Cylinder	LPG/Bulk	Kerosene	Diesel Oil
	Excl. Duty	Incl. Duty				
1986*1	0.071	0.077	0.341	0.227	0.215	0.185
1990	0.169	0.175	0.500	0.378	0.297	0.273
1991	0.183	0.190	0.529	0.402	0.319	0.294
1992	0.200	0.207	0.561	0.430	0.344	0.317
1993	0.218	0.225	0.594	0.459	0.371	0.343
1994	0.237	0.245	0.631	0.490	0.400	0.370
1995	0.259	0.266	0.670	0.525	0.431	0.399
1996	0.276	0.284	0.704	0.553	0.458	0.424
1997	0.294	0.303	0.739	0.584	0.486	0.450
1998	0.314	0.322	0.777	0.616	0.515	0.478
1999	0.335	0.344	0.819	0.652	0.548	0.508
2000	0.358	0.367	0.861	0.688	0.581	0.540
2001	0.382	0.392	0.907	0.728	0.618	0.574
2002	0.408	0.417	0.954	0.769	0.655	0.609
2003	0.435	0.446	1.006	0.814	0.697	0.649
2004	0.465	0.476	1.060	0.862	0.741	0.690
2005	0.497	0.508	1.118	0.913	0.788	0.734
2006	0.531	0.542	1.179	0.967	0.838	0.781
2007	0.567	0.578	1.244	1.024	0.890	0.830
2008	0.607	0.619	1.315	1.087	0.949	0.886
2009	0.647	0.660	1.387	1.152	1.009	0.942
2010	0.691	0.705	1.465	1.221	1.073	1.002
2011	0.738	0.752	1.548	1.296	1.142	1.067
2012	0.790	0.804	1.637	1.376	1.216	1.137
2013	0.844	0.859	1.731	1.461	1.295	1.212
2014	0.902	0.917	1.831	1.551	1.379	1.291
2015	0.964	0.979	1.937	1.647	1.468	1.375
2016	1.032	1.048	2.052	1.753	1.566	1.468
2017	1.102	1.118	2.171	1.861	1.667	1.562
2018	1.179	1.196	2.301	1.980	1.778	1.667
2019	1.261	1.279	2.439	2.107	1.896	1.778
2020	1.348	1.367	2.585	2.241	2.021	1.897
2021	1.441	1.461	2.740	2.384	2.155	2.022
2022	1.540	1.560	2.904	2.535	2.296	2.156
2023	1.646	1.666	3.078	2.697	2.446	2.298
2024	1.762	1.783	3.267	2.873	2.611	2.454
2025	1.885	1.907	3.469	3.061	2.787	2.620
2026	2.017	2.039	3.683	3.260	2.973	2.796
2027	2.157	2.180	3.909	3.472	3.171	2.983
2028	2.305	2.329	4.150	3.697	3.382	3.183

Note: See Table I.91. Heat value of natural gas: 9,876 kcal/normal cubic meter.



Table VI.8 RESULTS OF FINANCIAL AND ECONOMIC ANALYSIS

	Base Case			Medium Case			Low Case		
	1995	2000	2005	1995	2000	2005	1995	2000	2005
	Fixed Price	Current Price	Fixed Price	Current Price	Fixed Price	Current Price	Fixed Price	Current Price	Current Price
(1) Sales Volume (10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /y)									
Household	64,054	123,200	159,506	3,821	106,894	147,310	3,752	101,504	136,325
Commercial									
Restaurant	31,566	55,702	66,421	2,648	52,131	65,856	2,544	49,940	62,411
Hotel	1,810	2,627	3,312	84	2,503	3,189	84	2,503	3,189
Industry	12,568	24,133	33,298	5,053	19,702	28,002	4,091	13,381	17,244
(Total)	(109,998)	(205,661)	(262,537)	(11,606)	(181,230)	(244,357)	(10,471)	(157,328)	(219,168)
Reticulation	2,027	2,523	5,503	1,418	2,179	5,044	1,418	2,094	4,703
(2) Investment (10 <sup>3</sup> US\$)									
Construction Cost <sup>1/</sup>	421,819	597,435		432,399	671,145		429,433	666,150	
Pre-operating Expense	1,790	1,986		1,889	2,324		1,889	2,324	
Initial Working Capital	5,630	13,082		5,265	12,222		4,798	11,097	
Interest Drg. Construction	43,023	59,615		54,626	84,696		54,233	83,953	
(Total)	472,262	672,118		494,179	770,387		490,353	763,524	
(3) Financial Analysis <sup>2/</sup>									
FIRR (Before Tax, %)	11.19(14.28)	17.67		10.60(14.02)	16.91		9.52(12.81)	15.67	
FIRR (After Tax, %)	9.11(11.35)	14.18		8.74(11.19)	13.69		7.96(10.33)	12.76	
FNPV before tax (€15%, 10 <sup>6</sup> US\$)	-57.8(-11.6)	71.0		-70.2(-16.7)	60.3		-85.2(-36.3)	20.3	
FNPV after tax (€15%, 10 <sup>6</sup> US\$)	-81.4(-53.4)	-19.1		-91.7(-59.0)	-36.4		-100.9(-70.5)	-60.2	
(4) Economic Analysis <sup>2/</sup>									
EIRR (%)	10.78(12.32)	17.20		10.21(11.92)	16.66		9.20(10.85)	15.52	
ENPV (at 10% discount, 10 <sup>6</sup> US\$)	20.3 (58.8)	334.0		7.5 (51.1)	363.1		-16.2 (23.3)	290.9	

Note: <sup>1/</sup> Including land, engineering service and computer  
<sup>2/</sup> Fixed price adjusted by crude oil price in a parenthesis

Table VI.9 ENERGY PRICE

	1985	1986	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Crude Oil Price										
Constant Price 1985										
Low Scenario US\$/Bbl	28	5	25	25	27.60	30.50	33.65	37.10	41.00	45.20
High Scenario US\$/Bbl	28	15	25	30	35.35	41.00	47.50	55.10	63.80	74.60
Ratio	1	1	1.25	1.20	1.28	1.34	1.41	1.48	1.54	1.65
Current Price										
Low Scenario US\$/Bbl	28	15	24.31	38.78	54.65	77.07	108.52	152.71	215.39	303.06
Fuel Oil Price (Low Scenario US\$/MMBTU/ for Power Station)										
Constant Price 1985 US\$		1.81	3.61	4.38	4.78	5.22	5.71	6.24	6.84	7.48
Current Price US\$		1.81	4.30	6.60	9.13	12.68	17.64	24.59	34.41	48.11
LPG in Cylinder										
Constant Price 1985		8.71	11.40	12.50	13.08	13.72	14.41	15.17	16.03	16.96
US\$/MMBTU		0.341	0.447	0.490	0.513	0.538	0.565	0.594	0.628	0.665
US\$/Nm <sup>3</sup>										
Current Price US\$		8.71	12.76	17.10	21.96	28.53	37.39	49.42	65.96	88.52
US\$/MMBTU		0.341	0.500	0.670	0.861	1.118	1.465	1.937	2.585	3.469
US\$/Nm <sup>3</sup> *										
LPG Bulk										
Constant Price		5.80	8.49	9.59	10.16	10.86	11.50	12.26	13.12	14.05
US\$/MMBTU		0.227	0.333	0.376	0.398	0.423	0.451	0.480	0.514	0.551
US\$/Nm <sup>3</sup>										
Current Price		5.80	9.64	13.39	17.56	23.29	31.17	42.04	57.19	78.11
US\$/MMBTU		0.227	0.378	0.525	0.688	0.913	1.221	1.647	2.241	3.061
US\$/Nm <sup>3</sup>										
Natural Gas Price (Cost Base Constant- US\$/MMBTU)										
without Comp. Profit		2.69								
with Comp. Profit		3.84								
Economical Value (Constant in 1985)										
Low Scenario M\$/MMBTU		3.50	3.90	4.40	5.20	6.40	8.00	10.00	12.50	16.00
US\$/MMBTU		1.32	1.47	1.66	1.96	2.42	3.00	3.75	4.75	6.25
High Scenario M\$/MMBTU		3.60	4.10	4.80	5.80	7.40	9.50	12.25	15.75	20.25
US\$/MMBTU		1.36	1.55	1.81	2.19	2.79	3.56	4.56	5.81	7.51
LPG Price in Cylinder - Fuel Oil Price										
Constant Price US\$/MMBTU		6.90	7.79	8.12	8.30	8.50	8.70	8.93	9.19	9.48

Note: \* Heat value of natural gas: 9,876 kcal/Nm<sup>3</sup>

Table VI.10 ADDITIONAL DEMAND AND CONSTRUCTION COST

Use		Additional Demand (Unit: 1,000 Nm <sup>3</sup> /year)					Additional Construction Cost (US\$ 1,000)
		1985	1990	1995	2000	2005	
Industry	High	227,372	306,969	421,156	576,228	731,330	23,115
	Low	113,686	153,484	210,578	288,113	365,650	12,151
Cooling	High	0	0	0	31,429	66,206	50,756
	Low	0	0	0	6,971	27,810	22,247
C.N.G		0	0	19,621	93,446	154,661	3,701
Maximum		227,372	306,969	440,777	701,103	962,197	76,759

Table VI.11 PRODUCTION COST ANALYSIS

Description	(Unit: US\$/normal cubic meter and \$)									
	Base Case			Medium Case			Low Case			
	1995	2000	2005	1995	2000	2005	1995	2000	2005	
Variable Cost	0.272 (52.6)	0.370 (57.8)	0.521 (66.9)	0.325 (32.4)	0.370 (52.1)	0.521 (59.7)	0.333 (30.8)	0.370 (50.2)	0.522 (57.4)	
Natural Gas	0.259 (50.1)	0.358 (55.9)	0.497 (63.8)	0.258 (25.7)	0.358 (50.4)	0.497 (57.0)	0.259 (23.9)	0.358 (48.6)	0.497 (54.6)	
LPG	0.010 ( 1.9)	0.008 ( 1.3)	0.019 ( 2.5)	0.064 (6.4)	0.008 ( 1.1)	0.019 ( 2.2)	0.071 ( 6.6)	0.008 ( 1.1)	0.020 ( 2.2)	
Consumables	0.003 ( 0.6)	0.004 ( 0.6)	0.005 ( 0.6)	0.003 ( 0.3)	0.004 ( 0.6)	0.005 ( 0.5)	0.003 ( 0.3)	0.004 ( 0.5)	0.005 ( 0.6)	
Direct Fixed Cost	0.085 (16.4)	0.091 (14.2)	0.101 (13.0)	0.372 (37.1)	0.065 ( 9.2)	0.114 (13.1)	0.413 (38.2)	0.070 ( 9.5)	0.127 (14.0)	
Labour Cost including overhead	0.082 (15.9)	0.051 ( 8.0)	0.053 ( 6.9)	0.363 (36.2)	0.062 ( 8.7)	0.056 ( 6.4)	0.403 (37.3)	0.067 ( 9.1)	0.062 ( 6.8)	
Maintenance Cost	- ( - )	0.038 ( 5.9)	0.047 ( 6.0)	- ( - )	- ( - )	0.056 ( 6.4)	- ( - )	- ( - )	0.063 ( 6.9)	
Tax and Insurance	0.003 ( 0.6)	0.002 ( 0.3)	0.001 ( 0.1)	0.009 ( 0.9)	0.003 ( 0.5)	0.002 ( 0.3)	0.010 ( 0.9)	0.003 ( 0.4)	0.002 ( 0.3)	
Depreciation	0.160 (31.0)	0.128 (20.0)	0.110 (14.2)	0.303 (30.2)	0.182 (25.6)	0.150 (17.2)	0.335 (31.0)	0.197 (26.7)	0.165 (18.1)	
Interest on Long Term	- ( - )	0.051 ( 8.0)	0.046 ( 5.9)	- ( - )	0.093 (13.1)	0.087 (10.0)	- ( - )	0.100 (13.6)	0.096 (10.5)	
Interest on Short Term	- ( - )	- ( - )	- ( - )	0.003 ( 0.3)	- ( - )	- ( - )	0.001 ( - )	- ( - )	- ( - )	
Unit Production Cost	0.517(100.0)	0.640(100.0)	0.779(100.0)	1.003(100.0)	0.710(100.0)	0.872(100.0)	1.062(100.0)	0.737(100.0)	0.910(100.0)	

Table VI.12 LPG SUPPLY-DEMAND BALANCE

(1,000 tonnes)

	1990	1995	2000
<b>Supply</b>			
Kerteh GPP (GPS)	600 - 670	710 - 830	780 - 1,130
Terengganu Refinery (NEPS)	12	12	12
Port Dickson Refinery (NEPS)	100	110	110
Lutong Refinery (NEPS)	2	2	2
<b>Total</b>	<b>714 - 784</b>	<b>834 - 954</b>	<b>904 - 1,254</b>
<b>Demand</b>			
Transport (NEPS) <sup>1/</sup>	58	203	351
Others (NEPS)	192	255	337
MTBE (GPS)	-	240	240
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>698</b>	<b>928</b>
<b>Surplus/Deficit (-)</b>	<b>464 - 534</b>	<b>136 - 256</b>	<b>-24 -+ 326</b>

Source: EPU Infrastructure, 26th February 1987

Note: <sup>1/</sup> : Currently under review and may be reduced

NEPS : National Energy Planning Study, 1985

GPS : Gas Pricing Study, 1986/87

Table VI.13(1) ECONOMIC PROJECT COST (BASE CASE)

Description	Currency <sup>1/</sup>	Type <sup>2/</sup>	Tax Rate <sup>3/</sup> (Kind of Tax)	Correction Factor	Financial Cost (US\$1000, as of 1986)	Economic Cost <sup>4/</sup> (as of 1986)	Remarks <sup>5/</sup>
<b>A. Land &amp; Site Preparation</b>							
1) Land Acquisition	L	N.T	-	1.00	192	192	Refer to Table V.2
2) Site Preparation	L	N.T	-	-	-	-	City Gas : 305,734 Reticulation: 10,934
<b>B. Construction Cost</b>							
1) Equipment & Material	F	T	5%(T.10)	0.95	106,747	101,410	Total : 316,668
	L	N.T	-	0.88	33,747	29,697	
2) Construction Labour	L	N.T	13%(T.1.1)	0.78	68,678	53,569	
3) Construction Equipment	F	T	5%(T.10)	0.95	83,493	79,318	
4) Field Expenses	F	T	5%(T.10)	0.95	13,562	12,884	
	L	N.T	-	0.88	10,250	9,020	
5) Engineering Services	F	T	5%(T.1.4)	0.95	40,022	38,021	
6) Computer	F	T	5%(T.10)	0.95	1,796	1,706	
Sub Total ( 1) - 6))	F	-	-	-	245,619	233,338	
	L	-	-	-	112,675	92,286	
<b>C. Physical Contingency</b>							
	F	T	5%(T.10)	0.95	40,760	38,772	
	L	N.T	-	* 0.83	22,573	18,722	* Adjusted due to change of local portion of const- ruction cost
<b>D. Pre-operating Expenses</b>							
1) Labour Cost	L	N.T	15%(T.1.2)	0.85	1,723	1,465	
2) Others	L	N.T	-	1.00	67	67	
<b>E. Initial Working Capital</b>							
	L	N.T	-	1.00	5,630	5,630	
<b>F. Interest drg. Construction</b>							
	F	T.C	-	0	45,023	ZERO	
<b>G. Total Project Cost</b>							
	F	-	-	-	331,402	272,060	
	L	-	-	-	142,860	118,362	

Note: 1/ Currency : F= Foreign, L= Local  
 2/ Type : T= Tradable Goods, N.T= Non-tradable Goods, T.C= Transferable Cost  
 3/ Kind of Tax : Refer to Table VI.5  
 4/ Economic Cost: Financial Cost x Correction Factor  
 5/ Construction Costs as shown in Table V.2 correspond to the sum of financial cost (i.e. Land & Site preparation and Construction cost from B.1) to B.4)) in this Table.

Table VI.13(2) ECONOMIC PROJECT COST (MEDIUM CASE)

Description	Currency <sup>1/</sup>	Type <sup>2/</sup>	Tax Rate <sup>3/</sup> (Kind of Tax)	Correction Factor	Financial Cost (US\$1000, as of 1986)	Economic Cost <sup>4/</sup>	Remarks <sup>5/</sup>
<b>A. Land &amp; Site Preparation</b>							
1) Land Acquisition	L	N.T	-	1.00	192	192	Refer to Table V.4
	L	N.T	-	-	-	-	
<b>B. Construction Cost</b>							
1) Equipment & Material	F	T	5%(T.10)	0.95	106,222	100,911	
	L	N.T	-	0.88	37,323	32,844	
2) Construction Labour	L	N.T	13%(T.1.1)	0.78	69,639	54,318	
3) Construction Equipment	F	T	5%(T.10)	0.95	86,129	81,823	
4) Field Expenses	F	T	5%(T.10)	0.95	13,932	13,235	
	L	N.T	-	0.88	10,617	9,343	
5) Engineering Services	F	T	5%(T.1.4)	0.95	41,738	39,651	
6) Computer	F	T	5%(T.10)	0.95	1,796	1,706	
Sub Total ( 1) - 6))	F	-	-	-	249,817	237,326	
	L	-	-	-	117,579	96,505	
<b>C. Physical Contingency</b>							
	F	T	5%(T.10)	0.95	41,257	39,194	
	L	N.T	-	* 0.83	23,554	19,623	* Adjusted due to change of local portion of construction cost
<b>D. Pre-operating Expenses</b>							
1) Labour Cost	L	N.T	15%(T.1.2)	0.85	1,822	1,549	
2) Others	L	N.T	-	1.00	67	67	
<b>E. Initial Working Capital</b>							
	L	N.T	-	1.00	5,265	5,265	
<b>F. Interest drg. Construction</b>							
	F	T.C	-	0	54,626	ZERO	
<b>G. Total Project Cost</b>							
	F	-	-	-	345,700	276,520	
	L	-	-	-	148,479	123,201	

Note: 1/ Currency : F= Foreign, L= Local  
 2/ Type : T= Tradable Goods, N.T= Non-tradable Goods, T.C= Transferable Cost  
 3/ Kind of Tax : Refer to Table VI.5  
 4/ Economic Cost: Financial Cost x Correction Factor  
 5/ Construction Costs as shown in Table V.4 correspond to the sum of financial cost (i.e. Land & Site preparation and Construction cost from B.1) to B.4)) in this Table.

Table VI.13(3) ECONOMIC PROJECT COST (LOW CASE)

Description	Currency	1/ Type	2/ Tax Rate (Kind of Tax)	3/ Correction Factor	Financial Cost (US\$1000, as of 1986)	Economic Cost	4/ Remarks	5/ Remarks
A. Land & Site Preparation								
1) Land Acquisition	L	N.T	-	1.00	192	192		Refer to Table V.5
	L	N.T	-	-	-	-		
B. Construction Cost								
1) Equipment & Material	F	T	5%(T.10)	0.95	104,830	99,589		
	L	N.T	-	0.88	37,179	32,717		
2) Construction Labour	L	N.T	13%(T.1.1)	0.78	69,317	54,067		
3) Construction Equipment	F	T	5%(T.10)	0.95	85,738	81,451		
4) Field Expenses	F	T	5%(T.10)	0.95	13,869	13,176		
	L	N.T	-	0.88	10,573	9,304		
5) Engineering Services	F	T	5%(T.1.4)	0.95	41,601	39,521		
6) Computer	F	T	5%(T.10)	0.95	1,796	1,706		
Sub Total ( 1) - 6))	F	-	-	-	247,834	235,443		
	L	-	-	-	117,068	96,088		
C. Physical Contingency	F	T	5%(T.10)	0.95	40,887	38,843		
	L	N.T	-	* 0.83	23,452	19,536		* Adjusted due to change of local portion of construction cost
D. Pre-operating Expenses								
1) Labour Cost	L	N.T	15%(T.1.2)	0.85	1,822	1,549		
2) Others	L	N.T	-	1.00	67	67		
E. Initial Working Capital	L	N.T	-	1.00	4,798	4,798		
F. Interest drg. Construction	F	T.C	-	0	54,233	ZERO		
G. Total Project Cost	F	-	-	-	342,954	274,286		
	L	-	-	-	147,399	122,230		

Note: 1/ Currency : F= Foreign, L= Local  
 2/ Type : T= Tradable Goods, N.T= Non-tradable Goods, T.C= Transferable Cost  
 3/ Kind of Tax : Refer to Table VI.5  
 4/ Economic Cost: Financial Cost x Correction Factor  
 5/ Construction Costs as shown in Table V.5 correspond to the sum of financial cost (i.e. Land & Site preparation and Construction cost from B.1) to B.4)) in this Table.



Table VI.14 ECONOMIC COSTS FOR OPERATING COST COMPONENTS

Description	1/ Currency	2/ Type	Shadow Price 3/ (Kind of Tax)	Correc- tion Factor	(1986 Prices)	
					Financial Cost (Unit)	Economic Cost (Unit)
<b>H. Purchased Materials</b>						
1) Natural Gas	L	N.T	-	0.93	1.81 (US\$/MMBTU)	1.32 (US\$/MMBTU)
2) LPG	L	T	-	0.69	5.80 (US\$/MMBTU)	(1990-'99) 3.16 (US\$/MMBTU) (2000 on) 3.76 (US\$/MMBTU)
3) Consumables	L	N.T	-	1.0	1% of NG, LPG	1% of NG, LPG
<b>I. Labour Cost</b>						
1) Unskilled Labour	L	N.T	10% (T.1.3)	0.78	(V) 4,480 (US\$/M-y)	3,494 (US\$/M-y)
2) Others	L	N.T	15% (T.1.2)	0.85	(I) 51,109 (US\$/M-y) (II) 25,374 (US\$/M-y) (III) 9,541 (US\$/M-y) (IV) 5,985 (US\$/M-y)	43,443 (US\$/M-y) 21,568 (US\$/M-y) 8,110 (US\$/M-y) 5,087 (US\$/M-y)
<b>J. Administrative Overhead</b>						
	L	N.T	-	1.0	20% of Labour Cost	
<b>K. Maintenance Cost (Materials)</b>						
	F	T	5% (T.10)	0.95	1% of Construction Cost	0.95% of Financial Value
<b>L. Local Tax &amp; Insurance</b>						
	L	N.T	x% (T.16)	0.5	0.1% of Book Value Cost	50% of Financial Cost
<b>M. Sales Expenses</b>						
	L	N.T	-	1.0	None	None
<b>N. Working Capital</b>						
1) LPG Storage	L	N.T	-	1.0	10 days of LPG material	
2) A/C Receivable - A/C Payable	L	N.T	-	1.0	30 days of (Revenue - Variable Cost)	
<b>O. Income Tax</b>						
	L	T.C	40% (T.2.1)	0	40% of Taxable Income	ZERO
<b>F. Dividends</b>						
	L	T.C	-	-	None	None

Note: 1/ Currency : F= Foreign, L= Local  
2/ Type : T= Tradable Goods, N.T= Non-Tradable Goods, T.C= Transférable Cost  
3/ Kind of Tax : Refer to Table VI.5  
4/ Economic Cost: Financial Cost x Correction Factor

Table VI.15(1) CITY GAS SUPPLY PROJECT IN MALAYSIA  
 FOREIGN CURRENCY EARNING (IN CURRENT PRICE)  
 - BASE CASE - (US\$ MILLION)

YEAR	(1) IN-FLOW FROM SALES	ACC. IN-FLOW	MAINTENANCE COST	INTEREST ON L/T	REPAYMENT ON L/T	(2) TOTAL		ACC. OUT-FLOW	(3) IN-FLOW (1)-(2)	NET IN-FLOW (1)-(2)	ACC. NET IN-FLOW
						OUT-FLOW	OUT-FLOW				
1990	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1992	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	3.4	3.4
1993	13.0	16.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	13.0	16.3
1994	28.7	45.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.7	28.7	45.1
1995	45.4	90.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.4	45.4	90.4
1996	61.3	151.7	0.0	12.6	0.0	12.6	12.6	12.6	48.7	48.7	139.2
1997	75.3	227.0	0.0	12.6	14.0	26.5	26.5	39.1	48.8	48.8	187.9
1998	87.1	314.1	0.0	11.9	14.0	25.8	25.8	64.9	61.3	61.3	249.2
1999	98.5	412.6	0.0	11.2	14.0	25.1	25.1	90.0	73.3	73.3	322.6
2000	110.4	523.0	0.0	10.5	14.0	32.2	32.2	122.2	78.2	78.2	400.8
2001	122.9	645.9	7.8	15.6	14.0	38.0	38.0	160.2	84.9	84.9	485.7
2002	136.6	782.5	9.3	14.9	14.0	38.1	38.1	198.3	98.5	98.5	584.2
2003	151.1	933.6	10.2	14.2	20.4	44.7	44.7	243.0	106.4	106.4	690.6
2004	167.3	1100.9	11.2	13.2	20.4	44.8	44.8	287.8	122.5	122.5	813.1
2005	185.3	1286.3	12.4	12.1	20.4	44.9	44.9	332.7	140.4	140.4	953.6
2006	198.6	1484.8	13.0	15.5	20.4	48.9	48.9	381.6	149.7	149.7	1103.2
2007	209.7	1694.6	13.6	14.5	20.4	48.5	48.5	430.2	161.2	161.2	1264.4
2008	222.0	1916.5	14.3	13.5	25.3	53.1	53.1	483.3	168.8	168.8	1433.3
2009	235.5	2152.0	15.0	12.2	25.3	52.6	52.6	535.8	182.9	182.9	1616.2
2010	249.0	2401.1	15.8	11.0	25.3	52.1	52.1	587.9	197.0	197.0	1813.2
2011	263.3	2664.4	16.6	9.7	25.3	51.6	51.6	639.5	211.8	211.8	2025.0
2012	279.0	2943.4	17.4	8.4	25.3	51.1	51.1	690.6	227.9	227.9	2252.8
2013	295.9	3239.4	18.3	7.2	25.3	50.7	50.7	741.4	245.2	245.2	2498.0
2014	312.9	3552.3	19.2	5.9	25.3	50.4	50.4	791.7	262.5	262.5	2760.6
2015	331.7	3884.0	20.1	4.6	11.4	36.1	36.1	827.9	295.6	295.6	3056.2
2016	351.9	4235.9	21.1	4.1	11.4	36.6	36.6	864.4	315.3	315.3	3371.4
2017	373.0	4608.9	22.2	3.5	11.4	37.1	37.1	901.5	336.0	336.0	3707.4
2018	396.6	5005.5	23.3	2.9	11.4	37.6	37.6	939.1	359.0	359.0	4066.4
2019	420.6	5426.1	24.5	2.4	11.4	38.2	38.2	977.3	382.4	382.4	4448.8
2020	445.8	5871.9	25.7	1.8	11.4	38.9	38.9	1016.2	406.9	406.9	4855.7
2021	473.8	6345.7	27.0	1.2	4.9	33.1	33.1	1049.3	440.7	440.7	5296.4
2022	503.7	6849.4	28.3	1.0	4.9	34.2	34.2	1083.5	469.4	469.4	5765.9
2023	533.8	7383.2	29.6	0.7	4.9	35.4	35.4	1118.9	498.4	498.4	6264.3
2024	567.7	7950.9	31.2	0.5	4.9	36.6	36.6	1155.6	531.0	531.0	6795.3
2025	603.1	8554.0	32.8	0.2	4.9	38.0	38.0	1193.5	565.1	565.1	7360.4
	8553.9	94697.0	488.5	249.4	455.6	1193.5	1193.5	17959.9	7360.4	7360.4	76737.1

Table VI.15(2) CITY GAS SUPPLY PROJECT IN MALAYSIA  
 FOREIGN CURRENCY EARNING (IN CURRENT PRICE)  
 - INTEREST RATE: 10.0% - (US\$ 1000)

YEAR	(1) IN-FLOW FROM SALES	ACC. IN-FLOW	MAINTENANCE COST	INTEREST ON L/T	REPAYMENT ON L/T	(2) TOTAL		ACC. OUT-FLOW	(3) IN-FLOW (1)-(2)	NET IN-FLOW (1)-(2)	ACC. NET IN-FLOW
						OUT-FLOW	OUT-FLOW				
1990	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1992	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	3.4	3.4
1993	13.0	16.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	13.0	16.3
1994	28.7	45.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.7	28.7	45.1
1995	45.4	90.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.4	45.4	90.4
1996	61.3	151.7	0.0	27.8	0.0	27.8	27.8	27.8	33.5	33.5	124.0
1997	75.3	227.0	0.0	27.8	15.4	43.2	43.2	70.9	32.1	32.1	156.1
1998	87.1	314.1	0.0	26.2	15.4	41.6	41.6	112.6	45.5	45.5	201.6
1999	98.5	412.6	0.0	24.7	15.4	40.1	40.1	152.7	58.4	58.4	259.9
2000	110.4	523.0	7.8	23.1	15.4	46.3	46.3	199.0	64.1	64.1	324.0
2001	122.9	645.9	8.5	35.2	15.4	59.1	59.1	258.1	63.8	63.8	387.8
2002	136.6	782.5	9.3	33.6	15.4	58.3	58.3	316.4	78.3	78.3	466.1
2003	151.1	933.6	10.2	32.1	23.0	65.2	65.2	381.7	85.9	85.9	552.0
2004	167.3	1100.9	11.2	29.8	23.0	64.0	64.0	445.7	103.3	103.3	655.2
2005	185.3	1286.3	12.4	27.5	23.0	62.8	62.8	508.5	122.5	122.5	777.7
2006	198.6	1484.8	13.0	35.1	23.0	71.0	71.0	579.6	127.5	127.5	905.3
2007	209.7	1694.6	13.6	32.8	23.0	69.4	69.4	648.9	140.4	140.4	1045.7
2008	222.0	1916.5	14.3	30.5	28.4	73.2	73.2	722.2	148.7	148.7	1194.4
2009	235.5	2152.0	15.0	27.6	28.4	71.1	71.1	793.3	164.4	164.4	1358.8
2010	249.0	2401.1	15.8	24.8	28.4	69.0	69.0	862.3	180.0	180.0	1538.8
2011	263.3	2664.4	16.6	21.9	28.4	67.0	67.0	929.2	196.4	196.4	1735.2
2012	279.0	2943.4	17.4	19.1	28.4	64.9	64.9	994.2	214.1	214.1	1949.3
2013	295.9	3239.4	18.3	16.2	28.4	63.0	63.0	1057.1	233.0	233.0	2182.3
2014	312.9	3552.3	19.2	13.4	28.4	61.0	61.0	1118.1	251.9	251.9	2434.2
2015	331.7	3884.0	20.1	10.6	13.0	43.7	43.7	1161.9	288.0	288.0	2722.2
2016	351.9	4235.9	21.1	9.3	13.0	43.4	43.4	1205.3	308.4	308.4	3030.6
2017	373.0	4608.9	22.2	7.9	13.0	43.2	43.2	1248.5	329.9	329.9	3360.5
2018	396.6	5005.5	23.3	6.6	13.0	43.0	43.0	1291.5	353.6	353.6	3714.0
2019	420.6	5426.1	24.5	5.3	13.0	42.8	42.8	1334.3	377.8	377.8	4091.8
2020	445.8	5871.9	25.7	4.0	13.0	42.8	42.8	1377.1	403.0	403.0	4494.8
2021	473.8	6345.7	27.0	2.7	5.5	35.2	35.2	1412.3	438.6	438.6	4933.4
2022	503.7	6849.4	28.3	2.2	5.5	36.0	36.0	1448.3	467.7	467.7	5401.1
2023	533.8	7383.2	29.8	1.6	5.5	36.9	36.9	1485.1	497.0	497.0	5898.1
2024	567.7	7950.9	31.2	1.1	5.5	37.8	37.8	1522.9	529.9	529.9	6427.9
2025	603.1	8554.0	32.8	0.5	5.5	38.8	38.8	1561.8	564.3	564.3	6992.2
	8553.9	94697.0	488.5	561.2	512.1	1561.8	1561.8	25227.0	6992.2	6992.2	69470.1

Table VI.16 SENSITIVITY ANALYSIS ON RETURN ON INVESTMENT

- Base Case -

Variables		Current Price		Fixed Price	
		Before Tax(%)	After Tax(%)	Before Tax(%)	After Tax(%)
N.G. Price	20% down	20.15	16.02	11.99	9.67
	10% down	18.94	15.13	11.59	9.39
	0%	17.67	14.18	11.19	9.11
	10% up	16.33	13.16	10.79	8.81
	20% up	14.88	12.06	10.38	8.52
LPG Price	20% down	10.86	9.00	7.29	6.16
	10% down	14.54	11.84	9.31	7.72
	0%	17.67	14.18	11.19	9.11
	10% up	20.51	16.24	12.98	10.37
	20% up	23.17	18.13	14.69	11.57
Crude Oil Price	20% down	16.63	13.39	8.20	6.87
	10% down	17.16	13.79	9.73	8.04
	0%	17.67	14.18	* 11.19	9.11
	10% up	18.19	14.57	12.59	10.10
	20% up	18.67	14.93	13.95	11.05
Investment	20% down	20.97	16.56	14.02	11.11
	10% down	19.18	15.27	12.49	10.02
	0%	17.67	14.18	11.19	9.11
	10% up	16.39	13.24	10.09	8.30
	20% up	15.27	12.41	9.12	7.59

Note: \* Assumed to be changed by natural gas price and LPG price at the same time

Figure VI.1 ORGANIZATION OF HEAD QUARTER

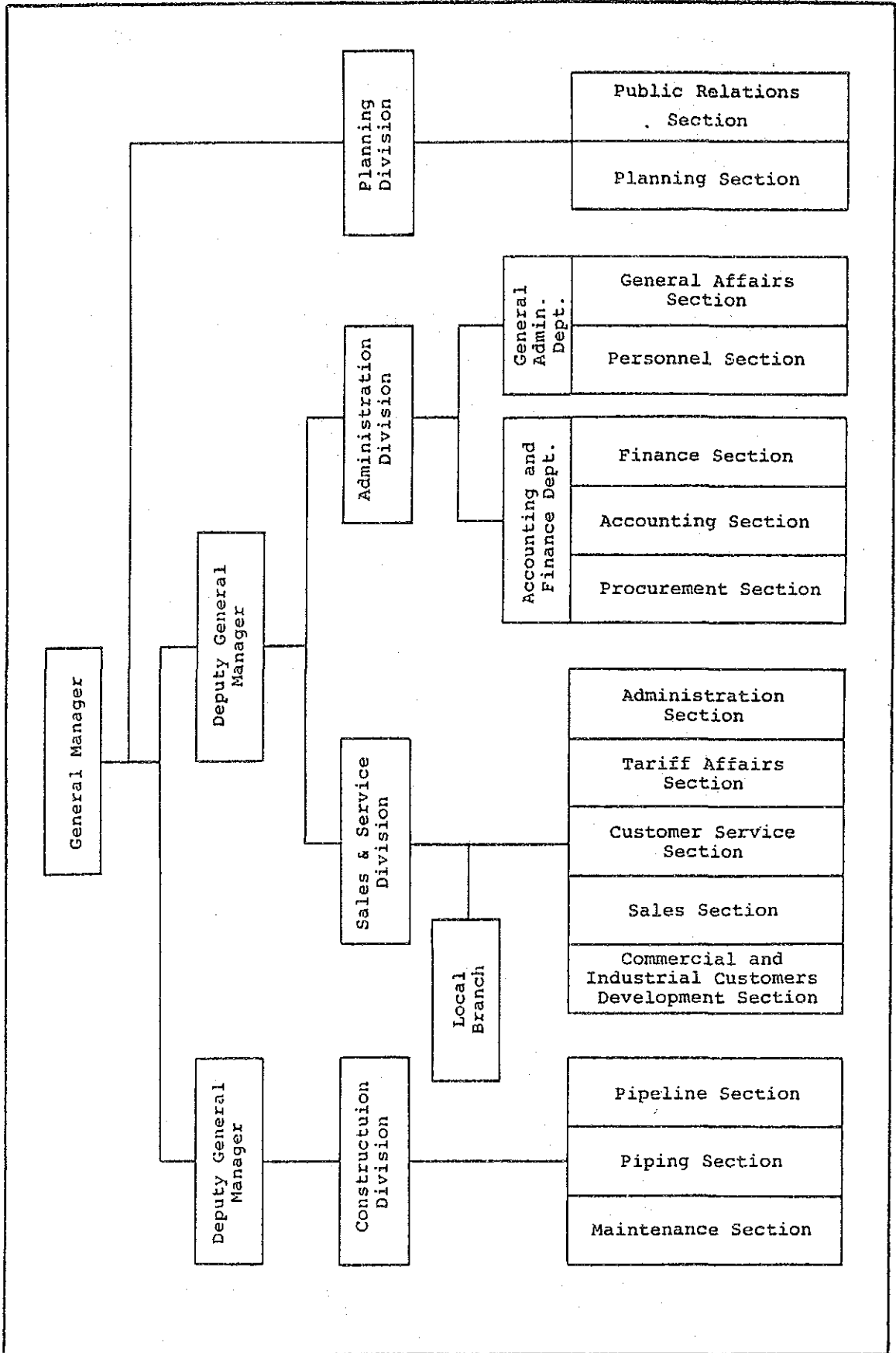


Figure VI.2 ORGANIZATION OF LOCAL BRANCH

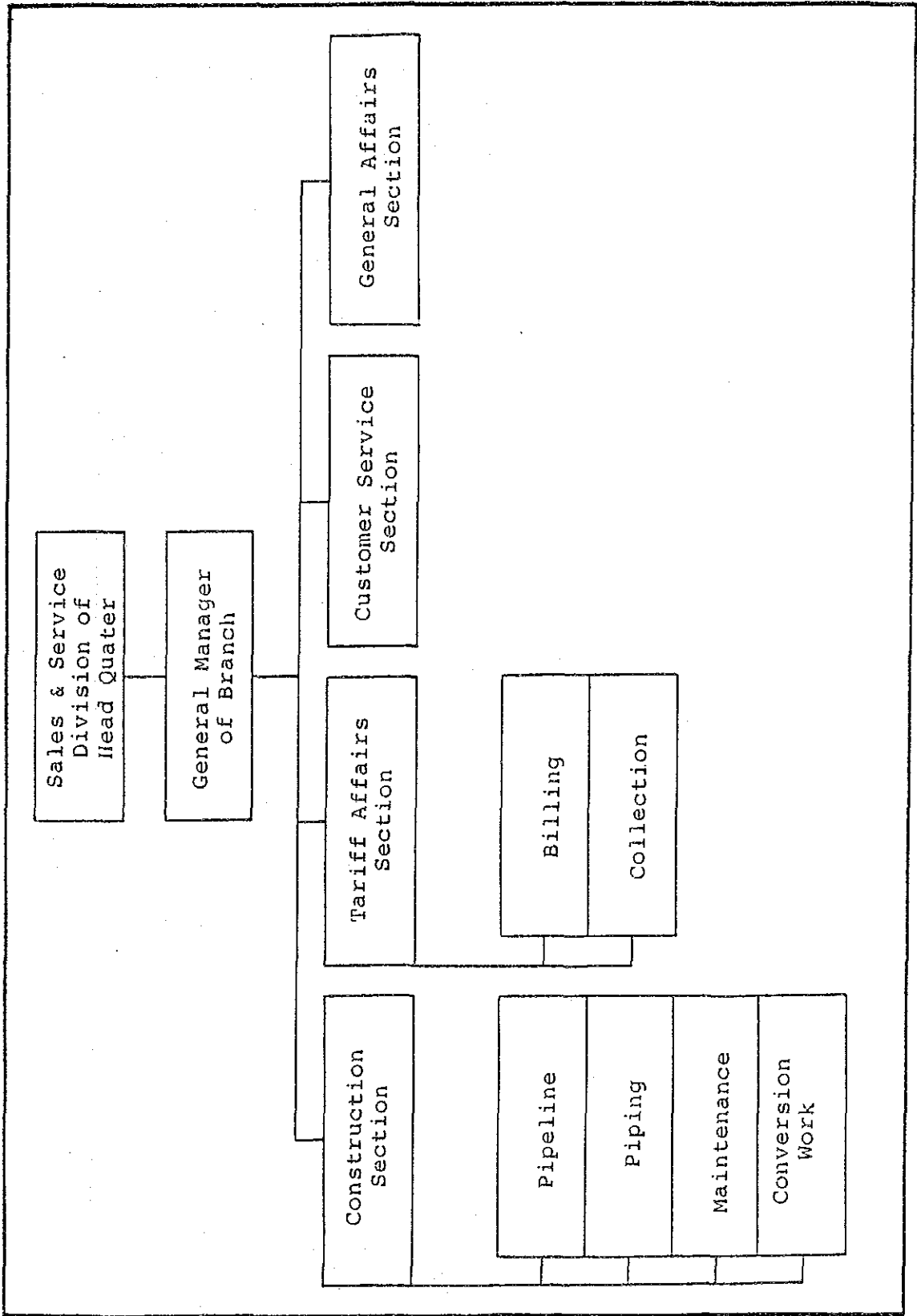
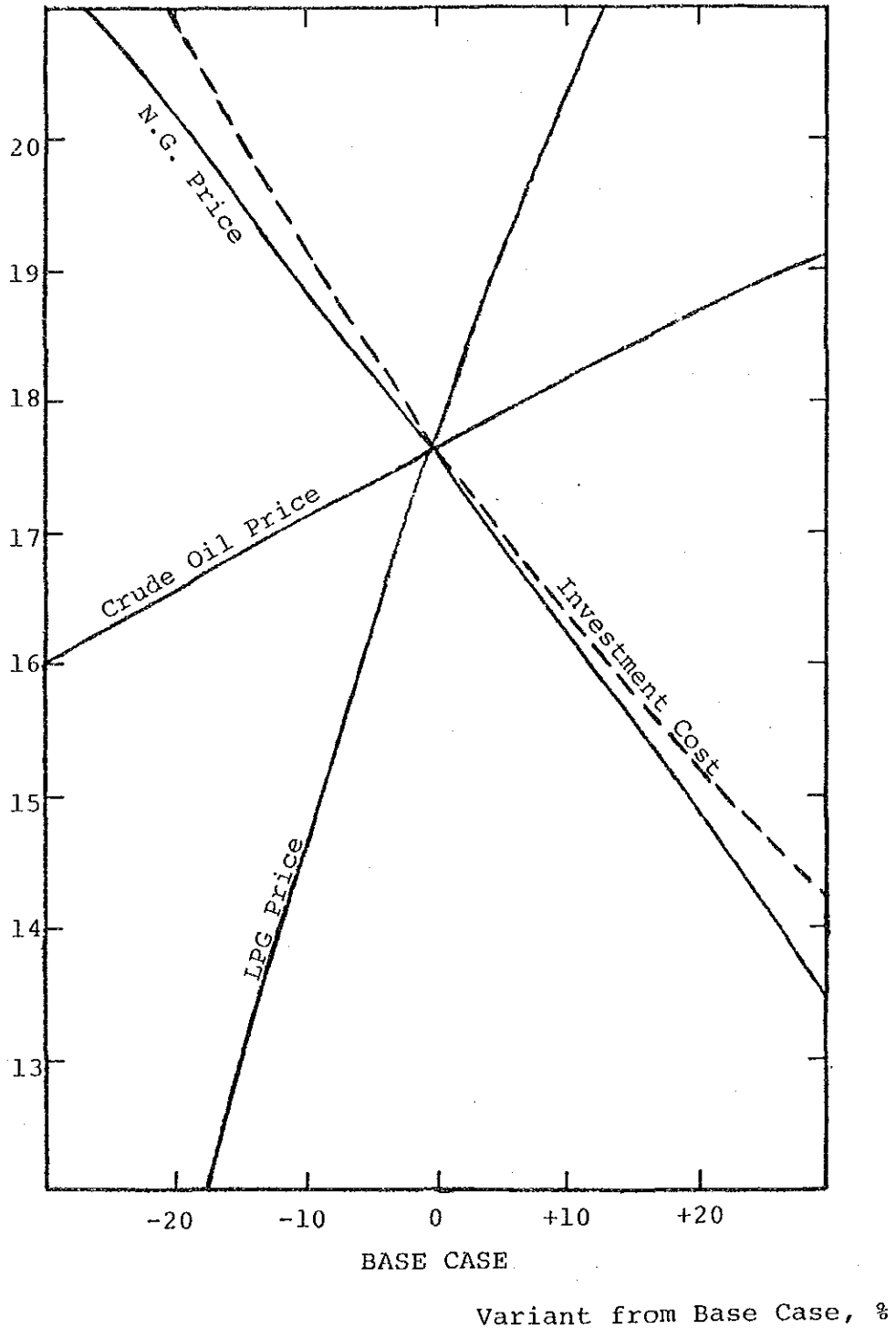


Figure VI.3 SENSITIVITY ANALYSIS OF RETURN ON INVESTMENT FOR BASE CASE  
 - CURRENT TERM (BEFORE TAX) -



## 第7編 結論と勧告





## 第1章 本計画の分析結果

### 1.1 本計画の経済性

経済成長予測の相違または財務および経済分析の相違による財務及び経済内部収益率の差は表VI.8に示すように余り大きくないが、カットオフレートの違いにより経済現在価値は原則としてプラスであるのに対して財務現在価値は税引前通過価格ベースを除くとマイナスになる。外貨収支面から見ると本プロジェクトに必要な外貨はプロジェクト実施により不要となるLPGの輸出獲得外貨で賄える上、返済後はLPGの輸入又は輸出に見合う外貨の獲得が可能となり国際収支面で大きな寄与が考えられる(表VI.15)。更に本計画はクランバレイ地区の人々にクリーンで便利な燃料を供給するメリットもあり公害の防止(参考資料4)にもなりマレーシア国にとり極めて有意義なプロジェクトと言えよう。以上述べた理由により、本計画は国家的プロジェクトとして推奨できる。

しかしながら財務内部収益率は原油に対する低価格シナリオの場合、基本ケースの通貨価格ベースで17.67%である。この数値は公共投資としては充分と考えられるが、私企業としては不十分なものである。なお原油の低価格シナリオの場合でも天然ガスの価格が重油価格より1995年以降安くなる可能性が高いことを考慮すれば財務内部収益率は上記の数値より大幅に改善される可能性が高い。その上天然ガスが安い場合は、工場用ディーゼル油・重油の代替、新しいビルのガス冷却等も需要に加わり、採算は大巾に向上することになる。

以上述べたように本計画は国としては有利なプロジェクトであるが、私企業ベースでは採算が充分ではないプロジェクトと言える。原油価格の予測や天然ガス価格の想定によっては採算が上記のように向上する可能性は大とはいえ、私企業のリスクとしては大きすぎる。

### 1.2 資金繰りについて

操業開始の年に資金不足から短期借入れを必要とする以外金利が5%の場合でも10%の場合でも資金不足を起こすことはなく、また長期借入れの返済能力(D.S.R)も問題はない。これは有利な融資条件のためでもある。

### 1.3 組織について

本計画の国にとつての便益の大きさと財務内部収益率の低さから本計画は公共投資として実現されることが望ましい。公共投資の場合は外国より低利でかつ長期の資金調達も可能であり、求められた財務内部収益率でも充分採算がとれるものと考えられる。調査の前提として本プロジェクトはPETRONASまたはその傘下の企業による全株式所有による株式非公開の民間会社を想定している。現在マレーシアでは民営化の動きがあり、本プロジェクトに就いても、その可能性が検討された。民営化のメリットとして民間資本の活用、企業の活性化更には国営企業の組織の肥大化の阻止等色々ある。参考資料1に示したように世界の都市ガス会社の大半は民営企業である。しかしこのプロジェクトにおいては上記の通り民間資本にとってはかならずしもメリットのあるものとは言えず何等かのインセンティブを与えない限り民間資本の導入は困難であろう。企業の活性化や組織の肥大化防止については運営面で相当部分を外部委託する方法により可能であろう。外部委託の方法としてはいくつかの方法が考えられる。特に最も人員を必要とする検針、集金等の作業は日本等でも外部委託が行われている。更に必要に応じて販売促進や維持補修の一部を外部に委託することも考えられる。

## 第2章 本計画が遂行される場合に考慮されるべき問題

本プロジェクトは国としては是非進めるべき案件と考えられるが進めるに当たっては次のことが実施されることが望ましい。

### 2.1 天然ガスの将来価格の予測

今回は天然ガスの将来価格については経済評価用がEPUより与えられたが財務評価については残念ながら入手出来ず将来の重油価格で代替した。本計画は横断パイプラインにより輸送される天然ガスを利用するものであり、横断パイプラインの経済性と共通性をもっている。したがって原油価格上昇に関係した天然ガス価格が想定された場合はそれをもとに経済性を再検討されることが望ましい。

### 2.2 都市ガス建設前のLPG簡易ガスの普及

簡易ガス(LPGによる)プロジェクト自身はマレーシアにおけるLPGのバルク価格とシリンダー価格の差が余り大きくないことから採算性は必ずしも高くない(表VI.1参照)。しかし都市ガスを敷設するにあたり簡易ガスシステムが存在することは投資額の減少と都市ガスの普及にとり極めて有利である。都市ガスが国にとり極めて有利なことから、都市ガス計画が推進されることが決まった場合には都市ガス敷設前の簡易ガスシステムの普及を図ることが望ましい。その場合、簡易ガスのための設備費用は新規住宅団地造成の費用から見れば極く僅かであることから敷設費用の相当部分を団地造成側に負担して貰うことが必要であろう。

### 2.3 地域独占権の付与

都市ガスシステムが公共性の高いプロジェクトであり投資額も高いことからプロジェクトに対しては地域独占権を付与することが必要である。従って簡易ガスシステムにしてもPETRONASの独占で進めることが望ましい。

## 2.4 安全対策の確立

都市ガスは安全対策がとられればLPGの利用に較べれば安全度が極めて高い。従って安全対策には充分考慮が払われる必要がある。安全対策については参考資料3に記載してある。今回の調査には都市ガスの設備建設、ガスの輸送、ガスの利用の各段階での安全に対して、設備の面でまた従事する人々の訓練や専門家の派遣面等費用の中に折り込んである。

## 2.5 法体系の整備

都市ガスを導入するに当たっては国、または地方政府の既存の法律に抵触しないように考える必要があるが、日本にあるガス事業法のようなものを施行することも考慮されるべきであろう。なお法体系に関する説明は参考資料2に記載したし、ANNEXに日本での都市ガス事業法を添附した。

## 2.6 計画実行のための準備作業

この計画を推進することが承認された場合、その実行のために必要な種々の準備作業が予測される。その中には前説で言及した諸問題を解決するための作業を含ませる。準備作業は大略次のようなものから成る。

- (1) プロジェクト推進主体の設置
- (2) 実行レベルにおける計画内容の明確化
- (3) 都市ガス事業を成立させるための諸要件の整備
- (4) 事業運営企業の設立
- (5) 設備建設および運営システム形成のための基本エンジニアリング
- (6) 設備建設および運営システム形成の実施

Table VII.1 FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN  
OF  
RETICULATION IN FIXED PRICE BASE IN 1986

---

Conditions

Number of Household	8,000
Construction per Household	230.4 US\$
Table Construction Cost	1,843,200 US\$
Construction Period	1 year
Sales volume per Household	160Nm <sup>3</sup> /year
Raw Material (LPG Bulk) Cost	5.80 US\$/MMBTU
Sales Price (LPG Cylinder Price)	8.71 US\$/MMBTU
Total Raw Material Cost per Year	290,944 US\$
Total Sales Amount per Year	436,864 US\$
Labour Cost per Year	10,465 US\$
The Project Life	35 years
Maintenance Cost	1% of Construction Cost

FIRR

For Total Construction Cost	4.94%
For 70% $\frac{1}{2}$ of Construction Cost	7.82%
For 50% $\frac{1}{2}$ of Construction Cost	11.16%
For 30% $\frac{1}{2}$ of Construction Cost	17.92%

---

Note:  $\frac{1}{2}$  The balance of construction cost is considered to be born by land developer



## 第8編 參考資料





## 1. クランバレー地区都市ガス事業

結論と勧告で述べたとおり、クランバレー地区の都市ガス事業は、一元的な公営事業として、スタートするのが最も望ましい。しかし、資金調達に関する国の政策の帰結いかんでは、民営事業としてスタートする場合もあるかもしれない。又、公営事業として、スタートとしても後にこれを民営化することもあるかもしれない。どのような契機で民営事業が導入されるにせよ、その民営事業の形態としては次のつ2つが考えられる。

- (1) 一つの会社が全都市ガスシステムを管理する。その会社の株式の一部は、民間に公開される。これはマレーシア航空の場合と同じである。なおこの場合一部の業務を下請会社に実施させることも可能である。
- (2) 輸送導管はPETRONASが所有し、供給導管網は、2～3あるいはそれ以上の数に分割され、PETRONAS民間企業との合併会社が所有し、各分割地区のガス事業を經營する。

以下、それぞれのケースについて、その特質を考察する。

### 1. 一元的民営化

クランバレー全地区を一体とする民営事業が設立される場合には、問題はあまりないが。その場合、その民営事業に対して、地域的独占、道路下スペースの使用権等ガス事業運営を保証する権利を付与する一方、顧客利益の保護と、公平な運営を期するため、料金の認可制度、一定の条件のもとでの供給責任、政府に対する会計報告責任等の義務を課すことはもちろん必要である。

このようにして、事業運営の権利を与えられ、その代償として、ある程度經營の自由を制限された公益事業は、十分に公的な性格を発揮して公平な事業運営を行なう一方、民営事業としての一般的長所を生かして、活力ある經營を行ない得ることは幾多の例で証明されている。ここで都市ガス事業に民営であるが故に期待される長所としては次のものがある。

- ① 採算向上のため、販売促進および合理化推進などの努力が徹しく遂行される。
- ② 事業運営に即して労働条件など公営では期待し難い柔軟性がある。
- ③ ガス器具販売などガス事業を支える付帯事業が実行し易い。
- ④ 商業意識をもった運営が行なわれてサービスが向上し、消費者から喜ばれる。
- ⑤ 競争エネルギーに対して対応力が強くなる。

世界的に見れば都市ガス事業の経営主体としては、公営よりも民営の方が一般的である。これは古くからガス事業が発達した欧米でも、近年新たに都市ガス事業の興隆している東アジアでも同じである。公営ガス事業は、Gaz de France を筆頭に多くの事業者を数えることができるが、全体としては少数派に属する。最大の単一都市ガス事業者でかつ公営であった英国ガス公社も昨年11月に民営へ移行した。日本においては下表に示すとおり公営事業者は全事業者の30%を占めるが、顧客数では5%を保有するにすぎない。

	事業者数	同左比率	取付メーター数	同左比率
公 営	73	30%	868千個	5%
私 営	175	70	17,377	95
計	248	100	18,245	100

## 2. 分割民営化

### 2.1 分割運営の形態

民間事業による都市ガス事業の分割運営の形態を次のとおり想定する。

- 1) 分割は各運営会社ごとに供給地域を定めて地域的分割をする。
- 2) 各運営会社は別の輸送会社から、天然ガスの卸売を受け、自社供給区域内の需要家に配送する。
- 3) 各運営会社は、主要配送設備を所有する。
- 4) 卸売り地点までの輸送設備は輸送会社が所有するか、又は、各運営会社が共同で所有する。

上記以外の形態があり得ない訳ではない。例えば、主要配送設備を所有しない運営会社も考えられる。しかし、主たる投資対象であると同時に利潤発生源である配送設備を他に依存する都市ガス事業は、少くとも一般的なガス事業とは全く性格を異にする企業になることは確かである。

従って、ここではそういう想定をしない。

## 2.2 分割運営のメリット

分割運営のもつ大きなメリットは、資本導入を容易にすることである。おそらく分割運営が採用される場合、その目的とするところはこれであろう。これに加え、次の二つも分割運営のメリットとして数えることができる。

- 1) 競争原理に基づき、需要家サービスの向上および活力ある企業活動。
- 2) 小規模であることによる経営の柔軟性。

## 2.3 分割運営のデメリット

しかしながら、分割は次のようなデメリットを生み出すことに注意する必要がある。

### 1) 供給導管網の非効率化

2.1で述べた運営の形態を前提とする限り、供給導管網は各事業ごとに分離独立したものでなければならない。都市ガスの供給導管は、事故又は工事上の理由による一時的な閉塞があっても安定した供給が続けられるよう、できる限りループを形成する形で建設するのが原則である。

この原則を守るため、分割境界付近において、必要な供給導管の量が増加することは避けられない。この導管量の増加にもかかわらず、総体的な供給の安定性は連続した導管網に比べ一般的に若干低下する。

### 2) 技術力の分割ロス

ガス事業運営のためにはガス供給技術、ガス利用技術、保守確保技術など幅広い技術修得、活用が必要であるが、事業体が分割されると、その技術内容が他事業体に移転し難くなり、各事業体が、それぞれ個別に技術向上をはからねばならない。技術のみならず、コンピュータ利用を含む事務管理面などにおいても同様に進歩発展が閉鎖的になる。

従って十分な技術水準を維持するためには、重複投資が必要になる。

### 3) 地域の均衡性が損われること

地域の需要構造、発展の進捗度合などは差異があるので、それぞれの事業体によっては営業成果に差異を生じ、努力ではカバーしきれない不均衡が生ずる場合がある。その結果、顧客に対するサービス水準の低下のみならず、採算結果次第では遵守すべき保守面の支出も節減される恐れも生ずる。

表Ⅶ-1は、Kelang Valley を6地区に分割し、それぞれの地区の予想収益と、供給導管より下流側の設備投資額と比較したものである。Shah Alam および Petaling Jaya が他の地区に比べ収益性がよいことが分る。なおこの表は地区別差異を示すためだけのものであり、6地区分割を推奨しているわけではない。

### 4) 逆スケールメリット

いかなる企業にも必ずスケールメリットがある。

例えば並存する同種の企業が合併した場合、一般的には人員削減が可能になる。

資材の購入、資金調達、広告宣伝ともに規模が大きいほうが有利である。

ちなみにあの巨大な英国ガス公社はこのほど民営化した。分割しないことで発足した。

分割運営の場合このような一般的なスケールメリットを享受できないおそれがある。

## 2.4 分割運営ディメリットの軽減策

### 1) 最少の分割

分割運営のディメリットは、分割の程度が進む程大きくなる。その意味で分割をできるだけ少くし、必要最少限の分割にとどめることがディメリットを小さく抑える上で最も重要である。

## 2) 特定部門の共有化

分割ロスの大きい、下記の組織部門を共有化する。

研究開発部門

供給設備建設技術管理部門

事務管理センター（顧客管理コンピューターを含む）

共有化の方法としては、共同出資会社による方法や輸送導管会社が委託契約によって、その責任を引き受ける方法などが考えられる。

## 3) 共同化の推進

共同で実施することにより、大きなスケール・メリットを期待できる。次の業務を共同で実施する。

ガス器具の共同販売

一般配管材料の共同購入

共通下請業者による緊急支援体制の確立

## 4) 相互応援体制の推進

次のものが考えられる。

緊急時の応援

基幹導管の相互連絡（通常時バルブ閉止）

## 5) 経営管理機構の確立

各分割運営会社の外部にあって、顧客サービス、保守水準を常時監視し、必要に応じて、経営指導を行なうことのできる機構を確立する。経営指導は、人材派遣、資金援助を含む実質的なものであることが望ましい。そのような機構としては、輸送会社が各分割運営会社に資本参加した上で、その輸送会社の中に確立する方法が実行能力の点で最も信頼性があると考えられる。なお保安水準等の監視は消費者保護の立場にある行政当局が実施し、その情報に基づいて、アクションがとられるべきである。

なお表Ⅶ-2に、以上述べた対応策分割とデメリットとの対応関係を示す。

## 2. 都市ガス事業に関する法律

### 1. 都市ガス事業確立のための条件

一つの都市ガス事業が社会的に有効な事業として、確立されるためには次に記すような3つの大きな前提条件が満たされる必要がある。

前提条件	内 容	摘 要
1. 事業運営の基本 条件の保証	1.1 地域的独占	過当競争を避け、計画的な設備投資を可能にするため、一地域に原則として2以上の事業体を認めないこと。
	1.2 埋設物設置のための道路の使用	市街地へのガス供給のために不可欠な道路への導管設置の権利が一般的に認められること。
	1.3 緊急時の私有地立入	ガス漏れ等の緊急時に私有地に立入って安全措置がとれること。
2. 顧客の利益の 保護	2.1 安定供給の確保	都市ガスが中断なく一定の圧力で供給されるよう設備建設とその維持管理がなされること。
	2.2 低価格の維持	事業が能率よく運営されるとともに、一定基準を超える事業利益が顧客に還元され、都市ガスの低価格が維持されること。
	2.3 公平な供給条件	顕在顧客に対して公平な供給条件（価格を含む）が適用されること。又供給区域内の潜在顧客に対しても、一定の公平な条件で都市ガスの利用が保証されること。
3. 公共および消費者の安全の確保	3.1 公共の安全	都市ガスの輸送・供給に伴う危険から公衆が十分に保護されていること。
	3.2 消費者の安全	ガスの使用に伴う危険から消費者を保護する手数が十分に講じられていること。

## 2. 日本における法規制

### (1) ガス事業法

日本においては前記諸条件のうち、道路の使用(1.2)に関するものを除く条件については、ガス事業法という一つの法律および、それを拠所とする下部法令によって主要な規制がなされている。公共および消費者の安全に確保(3)についても同法に基ずく、次の二つの省令によって、そのための基本的事項が定められている。

ガス工作物の技術上の基準を定める省令(通産省令)

ガス用品の検定等に関する省令 ( " )

なお、ガス事業法本文英語訳をANNEXに添付する。

### (2) 道路法

道路法により、道路下空間の使用は一般に道路管理者が適切と判断し、許可を与えた場合にのみ実施できる。但し、都市ガス事業者が、前記ガス事業法の規定にもとずいて、ガス工作物を埋設しようとする場合において、次の条件が満たされている時は、道路管理者はこれに許可を与えなければならないことになっている。なお、電気・水道等の他の公共施設についても同様に規定されている。

- a. 道路敷地外にそれを敷設する余地がないこと。
- b. 占用期間、占用場所、工作物の構造、工事の実施方法、工事時期および道路の復旧方法が予め定められている基準に適合していること。
- c. 工事の1ヶ月前までに計画書が提出されること。

### (3) その他の法律

次の法律も都市ガスの輸送、供給設の建設や利用設備の設置を規制することにより、公共および消費者の安全を推進する上で重要な役割を果たしている。

- a. 道路交通法
- b. 建築基準法
- c. 消防法



### 3. 法規制上考慮すべき点

#### (1) 法規制と自主努力

1に記した諸条件が満たされるためには、そのための社会的条件が整備されることが必要であり。法による規制はそのための、重要な手段であることはまちがいない。

しかし、これらの諸条件のうちの多くは、法規制だけによって規制されるものではなく、都市ガス事業、ガス機器産業その他関連業界の経営的および技術的努力にも大きく依存する。したがって法律による規制と、業界な自主的な努力とをどういう形で調和させるかについて十分検討することが重要である。

#### (2) 法律体系

都市ガスが新たに導入される国であっても、電気・水道等の公共施設は、既に存在し、それらに関する法規制が存在する。又、技術基準や、技術資格についても公的あるいは民間ベースの既存制度が存在するはずである。従って、都市ガス導入に伴う諸条件の整備のため、どのような法律体系を作るかは、その国の歴史的文化的な発展の結果として現在ある、法律を頂点とする全制度の中で考え、きめて行く他はない。

#### (3) 上記2つの意味において我々は、都市ガス導入に伴って社会的整備を要する諸条件の提起と、その日本における整備方法の例示をするにとどめ、貴国における法規制の具体的内容について提案することはしない。

### 3. 都市ガス供給利用における安全

#### 1. 総 編

##### 1.1 都市ガス導入に伴う安全対策の必要

都市ガス導入に伴い Kelang Valley地区において大量の可燃性ガスが地下のパイプを通して建物内に輸送され、そこで燃焼され、消費者の必要とする調理、温水製造等の“効果”に変換されることになる。

これに伴って、次の3つの安全対策が必要になる。

- 1) 道路等の地下へ導管を埋設する工事に伴う危険の防止。
- 2) 可燃ガスの漏出によって起る火災又は爆発の危険の防止。
- 3) 可燃ガスの建物内における不完全燃焼によって起る中毒の危険の防止。

1)は、水道、下水、電気などの公共施設の建設に共通なものであり、共通な防止策を要求されるものであるが、ガス設備の建設工事も又、十分な安全対策でガードをして、新たに参入しなくてはならない。

2)および3)は、いかなる可燃ガスの利用にもつきまとう危険で、現在使われているLPGにおいても経験されているものである。しかしながら2)は輸送の形態がボンベの陸上輸送から、地下パイプ輸送に変わることで、様相が一変する。又、可燃性ガスの消費量は都市ガス導入により全体として増加することが予想されるので、3)についても新たな対応が必要である。

都市ガスの導入に際しては、これらの危険に対して、十分な防衛策を講じておくことが必要である。それを怠った場合、都市ガスの社会的価値を失なわしめるほどの災害が起り得ることを既存ガス事業者へ経験から容易に予測し得ると同時に、それらの危険が、完全に飼い馴らし得るものであることも、世界におけるガス事業運営の業績の中で十分に証明されていることである。

##### 1.2 安全対策の内容

危険防止のための対策は次の3つの段階の対策から構成される。

- 1) 災害原因即ち、建設過程における不安全作業、ガス設備からの漏えいおよび不完全燃焼そのものの発生を防止する対策。

2) それらの災害原因が生じた場合においても、それらが、火災、爆発、中毒などの災害に結びつくことを防ぐための対策。

3) 災害が発生した場合において、その影響の範囲を最小限にとどめ、被害の拡大を防ぐための対策。

もちろん、最も抜本的な対策である 1) に最大の努力を注ぐべきである。しかし、いかに努力しても大規模な都市ガス事業を営む以上、一定の頻度（その頻度を可能な限り小さくすることが、1) の目的である+）で災害の原因が実現することは避け得ないと考えるべきであり、その意味で 2) を怠ってはならない。

又、更に重要なことには、ガスの漏えいあるいは不完全燃焼は、それらによる漏えいガスの集積あるいは室内空気の汚染度の進行があつてはじめて、爆発あるいは中毒という災害を惹起するものであり、いずれもそれが災害と結びつくまでに時間の経過を必要とするという事実がある。従つて 2) は実質的には極めて重要な事故防止策である。3) は一地域の都市ガス供給の責任をあずかるガス会社として、当然整備しておかなければならない安全対策である。仮に、その必要が予見できなくても、その責任上支払う必要のある保険金である。

危険防止策として、考慮すべきものは次の表のとおりである。これらは、ガス事業の運営の経験に基いて案出され、現に実行されているものである。以下その一つ一つについて詳述する。

局 面	災害の 原 因	災 害	関連設備	対 応 策		
				1) 災害原因の排除	2) 災害生起の抑止	3) 災害拡大の防止
設備の建設	不安全 工 事	・他工作物損傷 ・交通災害 ・作業員災害	輸送設備	1A-1 工事仕様・手順の 標準化 1A-2 施工者の選定およ び作業員の訓練	2B 緊急出動体制の整備	C-1 動員体制の整備
ガスの輸送	ガスの 漏えい	・火 災 ・爆 発	輸送設備	2A-1 環境力に耐える 設備の建設 2A-2 良好な設備状態の 維持		C-2 公共防災機関との 連携活動
ガスの利用	ガ ス 漏えい	・火 災 ・爆 発	利用設備	3A-1 ガス使用設備の Fail-safe 化 3A-2 安全なガス使用方 法の徹底	3B 漏えい検知 設備、ガス シャ断設備 の設置	
	ガスの 不完全 燃 焼	一酸化炭素 中毒	利用設備	4A-1 完全屋外排気型 ガス器具の使用 4A-2 ガス器具設置状況 の点検と改善	4B 不完全燃焼 検知の設備 の設置	

## 1A-1 工事仕様・手順の標準化

### (1) 市街地における掘削工事の基準

道路を掘削して、導管を地下に埋設する工事の安全対策上、最も基本的なことは、明確に境界を区切った作業場の設定、交通の確保、他の埋設物の安全の確保および完全な土留、支保工の実施などである。

これらについては、日本の建設省が通達として出している“市街地土木工事公衆災害防止対策要綱”の中で明確に示されており、参考になる。その概要は次のとおりである。

- a. 規格に適合した柵等で周囲から明確に区分され、かつ、公衆が誤って入らないように、ガードされた「作業場」を設定する。

- b. 次の手段により、交通の危険および渋滞を防止する。
  - i) 遠方から工事箇所を確認できるような措置
  - ii) 歩行者道路の確保
  - iii) 車線の確保、車輛の誘導、う回路の明示等による車輛交通の確保
  
- c. 次の手段により、埋設物の安全を確保する。
  - i) 埋設物の位置、規格、構造、老朽度の調査および、その保安措置、防護方法に関する所有者との協議を含むところの「保安上の事前措置」の実施
  - ii) 試掘による埋設物位置の確認
  - iii) 布掘り等による埋設物の露出
  - iv) 所有者との協議による露出した埋設物の保安維持措置（移設、補強、防護、点検等）の実施。
  
- d. 規格に適合した土留土、覆工板、埋戻し工法を用いて、工事中および工事後における土木工事上の安全を確保する。

## (2) 標準作業場

上記の a. に従って設置する作業場の形態はできるだけ標準化をはかるべきである。都市ガス導管敷設工事の場合の例を図Ⅷ-1に示す。このような作業場の中に設置する保安柵、セーフティー・コーン、工事標板等も標準化する必要がある。

## (3) ガス取扱い作業の基準

都市ガス導管の建設工事では工事の最終段階で必ずガスを取扱う。ガスを取扱う作業には、既設導管への新設導管を結び込み付ける工事と、新設導管を含む導管系へ、ガスを新たに導入する作業の2種類がある。前者における誤りは、工事場所における、火災、爆発、等を、後者における誤りは他の場所におけるガスの漏えいを引き起こす。そのため、それぞれについて、詳細な作業標準が定められている。その概略は次のとおりである。

## 既設配管への接続

- ・接続前に、新設パイプは、定められた仕様で、必ず気密試験を行なう。
- ・ガスの通じているパイプに、接続する場合は次の方法で接続箇所へのガスの流入を止めてから工事を行なう。
  - － 接続箇所の近くにバルブがある場合は、それを閉止する。
  - － バルブがない場合は、一時的ストッパーをパイプ内に挿入して、ガスを止める。ストッパーは必ず2個使用し、2つのストッパーの間の区間には、大気への通気孔を開け、第1ストッパーを通過して来るガスが大気に放散されるようにする。
- ・閉止箇所を接続箇所との間の距離が長い場合は、窒素等を用いてその区間の残留ガスを十分にパーズする。
- ・ガスが通じていないパイプに接続する場合は、残留ガスが十分パーズされたことを確認してから接続を行なう。必要に応じて、窒素等によるパーズを行なう。

## 新設又は一時降圧した配管にガスを通す方法

- ・導入区間に顧客が含まれている場合は、全顧客の入口バルブを閉止する。
- ・必ず気密試験を行ない、導入区間が完全に閉塞されていることを確認してから導入する。
- ・ガスを導入後、閉塞区間の末端で空気を抜き、中の空気が完全に、ガスで置換されたことを計器により確認する。
- ・閉塞区間へのガス導入後、顧客ごとにガスを導入し、建物内部において、末端まで、ガスが置換したことを、確認する。建物内部に入れない場合は、そのまま閉止を継続し、連絡を待って作業を行なう。

### 1A-2 施工者の選定および作業者の訓練

#### (1) 施工者の選定

都市ガス導管の施設工事は1A-1、(3)に記した様な、安全確保上の特別な配慮が必要であること、および、完成工事の品質が一般公衆の完全に対して持つ意味の重要性に鑑み、よく選定した、比較的小数の施工者に専門的に下請けさせることをおすすめする。これらの選定した施工者との間に次の内容を含むところの請負基本契約を締結しておけば、施工者の責任を明確化するとともに、日常からガス工事施工のための体制を整備させることができる。

- a. 一括下請の禁止
- b. 指定する工事管理体制の実施
- c. 承認済有資格監督者の現場常時配置
- d. 工事計画書の事前提出
- e. 瑕疵担保責任

## (2) 作業者に対する資格制度

作業者に対する資格制度としては、法律にもとづく公的資格制度がある。しかし都市ガス事業における完成工事の品質を保証するためには、一般公的資格制度だけでは不十分で、都市ガス事業独自の資格制度が必要と考えられる場合が多い。日本においても必要と考えられているが、また、統一的なものは存在せず、各事業者ごとに異なる制度が運用されている。

東京ガスの資格制度を表Ⅷ-3に示す。

### 公的資格制度 (日本の例)

- ・一定規模以上の建設工事の施工の技術上の管理を司さどる「監理技術者」および「技術操作者」(建設業法)
- ・作業者の安全を守るために次の作業ごとに定める「作業主任者」(労働安全衛生法)

## 2A-1 環境力に耐える設備の建設

都市ガスの輸送設備に損傷を与え、ガスの漏えいを引き起こす主要な環境力は、腐食、自然外力、および人為外力である。都市ガスの輸送設備は、これらの環境力に対して強固な抵抗力をもつよう設計、施工されなければならない。そのためには次の諸項目に十分に配慮する必要がある。

### (1) 腐食に対する防護

- a. 腐食材料又は、防食措置をほどこした材料の使用

耐食材料の代表はプラスチック・パイプである。その中で中密度ポリエチレンは、多くのプラスチック材料による試行錯誤の後、約20年前に登場した材料で、それ以後、世界中で大々的に使用されている。しかも、現在なお品質改良によりその信頼性は向上しつつある。

鋼管材料を使用する場合は、外面を被覆した材料を使う必要がある。被覆の材料は、多くの材質が使われるが、電気絶縁性、耐久性、および損傷に対する抵抗力の3つの点において総合的に最もすぐれたものを選択して使用する必要がある。

b. 電気防食の併用

耐食材料と異り、被覆を施した鋼管はそれ自身では腐食に対して完全でない被覆が損傷を受ける可能性は常に存在し、損傷を受けると、その部分で腐食が急速に進む。電気防食はこれを防ぐ手段であり、被覆付鋼管を用いる場合は必ずこれを併用しなければならない。

c. 建物との境界における配管の電氣的絶縁

建物内配管と、土中埋設鋼管とは電氣的に絶縁する必要がある、これは鉄とコンクリートが接触することによって形成される大きな電池の作用で、土中埋設配管が急速に腐食する場合があるからである。建物が鉄筋コンクリートの場合、この腐食作用は特に大きいので注意を要する。

(2) 自然外力に対する防護

a. 適正埋設、深度の維持

土圧および輪荷重等の通常荷重の影響は、ある程度以上の埋設深度をとることにより最小に抑えることができる。その深度は 1.0～ 1.5m である。ANNEX (注) にその理由を詳しく説明してある、但し、導管の埋設深度は、その建設コストに大きく影響するものであるから、必要以上に深くすることは避けるべきである。日本の標準は低圧管 1.2m 中圧および高圧管で 1.5m であるが、欧米における標準は一般にこれよりも浅い。

注 Stress Analysis of Carrier Pipe and Casing Pipe for  
The Klang Valley City Gas Distribution

b. 適正肉厚の採用

高圧あるいは、中圧で使用する導管は当然その内圧に耐える材質強度および肉厚をもったパイプを使用して建設しなければならない。そのための肉厚計算式として最も広く使われているものはANSIの式である。



c. 可撓性配管

次の箇所は地盤沈下などにより応力の集中し易い場所なので配管方法に注意を要する。

橋梁等の立上り部

本管と供給管との接合部

建物外壁近くの埋設配管

これらの箇所には、図Ⅶ-2に示すようなループ配管、スネーク・パイプを用いる配管、あるいは2つ以上の継手を用いる配管等、変位吸収能力をもった配管を設置する。

d. 防護措置

水道、下水等の他の埋設者の下に導管を設置する場合は、強度のあるさや管内にパイプを収納する等の方法で物理的に保護する。

(3) 人為外力に対する防護

a. 車両等に対する防護

橋梁取付部等の地上露出配管および整圧機等の地上施設は、車輛の衝突を受けても損傷を受けないう、コンクリート構造物で防護する。

b. 配管の固定

橋梁添架管、建物内配管等は主たる建造物にブラケット、アンカーボルト等を用いて堅固に固定し、風、落下物、人間の力などの偶発的な力を受けても損傷が生じないように設置する。

2A-2 良好な設備状態の維持

1) 定期点検

都市ガス輸送設備が良好な状態にあるかどうかをチェックするために各種の定期点検を行なう。点検頻度の一例を表Ⅶ-4に示す。

- a. 漏えい調査
- b. 電気防食状態調査
- c. 設置環境調査  
地盤沈下、防護物の状態、近傍における第三者工事の有無等を調査する。
- d. 設備機能調査  
バルブの機能、整圧機の機能等を点検する。

## 2) 改善措置の実施

点検によって得られた情報に基づいて、次のような必要な措置を実施する。

- a. 漏えい修理
- b. 電気防食状態改善
- c. 応力解放
- d. 第三者工事管理の実施

## 3) 組織的な第三者工事管理

都市ガス輸送設備上、またはその近傍における、水道、下水、電気、通信、鉄道等の工事を完全に管理することは、輸送の設備の完全を確保する上で極めて重要である。そのためには定期的調査によって、それらの第三者工事を発見し、必要な対策を講じるという、単純な対策では全く不十分である。次のような内容を含むところの組織的かつ総合的な第三者工事対応体制を確立することが必要である。

- a. 第三者との間の相互情報提供  
事業者間でそれぞれの工事計画を相互に交換し合うルールを確立する。工事情報はまず年間計画の形で、次いで具体化した工事内容の形で交換されることが望ましい。
- b. 防護方法の協議による決定  
工事によって影響を受ける設備の防護方法を、原因者企業と影響を受ける企業との間で協議によって、決定するルールを確立する。防護方法としては、移設、強化、一時的防護、施工時立会、定期的見廻り等がある。

c. 防護費用負担方法の明確化

上記防護行為の費用を原因者企業が負担するルールが予め、相互に確認されていることが、このシステムを円滑に機能させるための条件である。

4) 設備管理図の整備

上記1)～3)の全てを実行する上で、地下埋設設備の所存および仕様等の情報が管理図等の形で保有されており、速やかに検索できることが、極めて重要である。公共設備企業はいずれもこのために多大の努力をはらって来た。しかし、今後、白紙から新たに始める設備事業の場合、情報更新および検索において、在来システムよりも格段にすぐれたコンピューター化したMapping Systemを採用することをおすすめする。

3A-1 ガス使用設備のフェイルセーフ化

使用者が日常、操作する範囲にあるガス設備は部屋のコック、ガス燃焼器具およびそれらをつなぐ接続具である。この部分で誤操作、接続具はずれ、および炎の立消えが原因になってガスの漏えいが起り得る。このようなガス漏れは狭い空間の中で起るため、極めて危険であるため、あらゆる手段を講じて防がなければならない。まず第一に、それらの設備は、十分な性能を備えていることが重要で、そのためには、仕様基準、検査制度等の品質保証体制が確立していなければならない。

更に、それらの設備は、誤操作が起りにくく、かつ、仮に、誤操作があっても、ガス漏れが起らない様な機能をできるだけ備えたものであるべきである。そのような機能としては次のようなものがある。

ガスコック	ロック機構 ハンドルを押したり、レバーを引いたりする動作をしないと回転しない様な機構
	過流出安全装置 接続具はずれ等で異常な流量が生じると、ガスをとめる装置
接続具	離脱防止機構
ガス器具	炎監視装置 炎が消えると、ガスの流れをとめる装置

### 3A-2 完全なガス使用方法の徹底

ガス使用設備の完全なフェイルセイル化ができない場合は、使用者が常に安全な操作をする様に仕向けなければならない。安全操作として使用者は、知らしめるべき事項は次のとおりで、絶えざるPRを通じて、これらの徹底をはかる。

- a. ガス器具を使わない時は、器具栓と、部屋のコックとの両方を閉める。
- b. 長期間不在にする時は住戸あるいは店舗の元コックを閉める。
- c. 長すぎる接続具を使わない。
- d. ガス器具の近くへ可燃物を置かない。
- e. 万一ガスが部屋に漏れた時は、窓を明け、火気を使用しない。この時電気のスイッチを操作しない。必要な場合の連絡先（ガス会社、消防等）を壁にはっておく。

### 4A-1 完全屋外排気型ガス器具の使用

完全に屋外へ、燃焼ガスが排出される構造のガス器具を使用すれば、ガス中毒は起らない。調理用以外のガス器具は積極的に、その様な構造のものにすべきである。それには図Ⅷ-3に示すとおりBalanced-flue-type、Forced-flue typeおよび屋外設置型の3種類がある。注意を要するのは、単純な煙突付の器具(Convection flue typeという)は、完全屋外排気型の器具でないということである。煙突の設置方法を誤れば、風向きによっては燃焼ガスの排出が不完全になり、室内にあふれ出すからである。

### 4A-2 ガス器具の設置状況の点検と改善

中毒事故の起る可能性のある不完全なガス器具の設置状況は次の二つである。

- (1) 狭い空間—例えば浴室—に完全屋外排気型以外のガス器具を設置すること。
- (2) 煙突の先端が風の影響で排気ガスの逆流が起る可能性のある場所に設置されていること。(単純煙突付器具の場合)

このような設置が行なわれない様、使用者に対して、繰り返し、強くPRする必要がある。できれば専門家によって定期的な点検が行なわれることが望ましい。

(1) 24時間待機体制

工事現場での誤った作業、ガスの漏えい、不完全燃焼等の不完全状態が発生しても、それが速やか発見され、ガス会社に通報され、ガスのバルブの閉止、たまったガスのパージ、居住者又は通行人の避難等の緊急対策が講じられれば、災害を未然に防ぐことができる。特に、次の3Bで述べるように、ガスの漏えいは、爆発等の災害に結びつくまでに多くの場合、ある程度の時間の経過を必要とするからこの緊急対策は有効である。

そのためには、通報を受けて、直ちに現場に急行し、事故の状況を判断し、適切な措置をとることのできる人員が、24時間待機している必要がある。

(2) 緊急出動設備

緊急出動用車輛は、優先通行権を付与され、そのためのサイレン等の設備を備えている必要がある。又、現場での措置について基地にいる上級指揮者の判断をあおいだり、導管の埋設位置等の情報を受けとったり、離れた位置にいる他の緊急車輛と、共同作戦をとったりするために、無線交信手段を装備する必要がある、更に火気厳禁、ガスの使用中止、避難誘導等を住民に呼びかけるための拡声器を備える必要がある。その他、現場で必要とされるいかなる緊急措置もとれる様に多数の機械工具を積載している必要がある。

また、緊急出動後に掘削を必要とする場合が多くあり、万能型の舗装こわし機械、掘削機械およびそれらのオペレータを常時利用可能にしておく必要がある。これは下請を待機されることによってもよい。

また適切な緊急措置を速やかに実施するためには、2A-2で言及した導管の管理図が死活的重要性をもっていることを特に強調したい。

### 3B 漏えい検知設備及ガスシャ断設備の設置

ガス漏えいが大きな災害を引き起こす可能性をはらむ。爆発につながるためには爆発性混合気の形成および点火源の存在という2つの条件がそろふ必要がある。

天然ガスの場合、空気中の濃度が5%以上になると爆発性混合気になる。空気中のガス濃度K(%)はガス漏えい量G(m<sup>3</sup>/時)、部屋の大きさV(m<sup>3</sup>)、部屋の換気量Q(m<sup>3</sup>/時)および経過時間T(時)の函数で次の関係にある。

$$K = 100 \frac{G}{Q+G} [1 - \exp(-\frac{Q+G}{V} T)]$$

式から分るとおり時間が十分に経過した後のガス濃度はほぼ100G/Qであるから、GがQの5%以下である時には爆発には至らない。Gがそれよりも大きい場合でもKが5%を越えるまでには通常かなりの時間(0.5~1.0時間)がかかる。

従って、ガスもれを早期に見付け、それを止めることによって、災害の多くを未然に防ぐことができる。そのため次のような手段が用意されている。

ガス漏れ早期発	ガスのシャ断
ガスの付臭	部屋元バルブ
半導体式ガスもれ検知器	建物元バルブ
	遠隔操作緊急シャ断弁

### 4B 不完全燃焼検知設備の設置

・次の二つの種類がある。

- (1) 酸素濃度検知器(ガス器具に内蔵し、自動シャ断する)
- (2) 一酸化炭素検知器(部屋にとりつけ、警報を発する)

#### C-1. 動員体制の整備

あらかじめいくつかのケースを想定し、それぞれのケースに対して、動員数および運用組織をきめておく。動員者については名簿と連絡方法を整理しておく。1年1回程度の訓練が必要である。

#### C-2. 公共機関との連携活動

警察および消防機関との間で次の内容を主体とする連携体制をとりきめ日常実施する他、合同訓練等で必要な機能の習熟をはかっておく。

- 1) 相互通報
- 2) ガス漏れ時の緊急措置(ガス閉止、窓開放等)
- 3) 火災時のガスシャ断(建物バルブの閉止等)

## 4. 大気汚染防止手段としての天然ガス

幸いにも、Klang Valley地域において、大気汚染はまだ顕在化していない。しかし、これはあくまでも現在のエネルギー消費密度と現在の環境汚染許容基準の条件の下に限られる。そしてこの条件は、将来には変わり得るものである。

エネルギー消費密度に関して述べるならば、マレーシアの経済発展を Klang Valley 地域のエネルギー消費密度をおさえたまま実施することは困難であり、今後のエネルギー消費密度は経済発展に伴って、増大するであろう。

また環境汚染許容基準について言えば、これは人間のより健康的な生活を維持するための基準であり、技術的、経済的に可能であるならば常に引き上げられる傾向にある。

従って将来 Klang Valley 地域において大気汚染が顕在化しないと言い切ることはできない。

ただし、将来 Klang Valley 地域に天然ガスが導入され、この地域の主要なエネルギー源となっている場合は、大気汚染は顕在化しないであろう。

なぜなら、大気汚染の主要な汚染物質である硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx) ばいじんのいずれの発生においても天然ガスは Fuel Oil に比べてきわめて少ないからである。

この天然ガスの大気汚染防止効果については、以下に述べる日本における大気汚染対策の経過が大きな説得力を持つと考える。

日本における大気汚染対策は、次の三つを軸として実施され成功をみている。

- (a) 低硫黄燃料への転換
- (b) 排煙脱硫の実施
- (c) 高度の燃焼制御技術の適用

天然ガスは、すぐれた低硫黄燃料であり、かつ最も容易に燃焼制御技術を適用し得る燃料である。従って、上記の基本対策（排煙脱硫を除く）を実行する上で極めて、有効なエネルギーである。

### 1. 日本における大気汚染対策

日本では、1960年代の高度経済成長に伴い、大都市および工業地域において大気汚染をはじめとする環境汚染が急速に進行した。

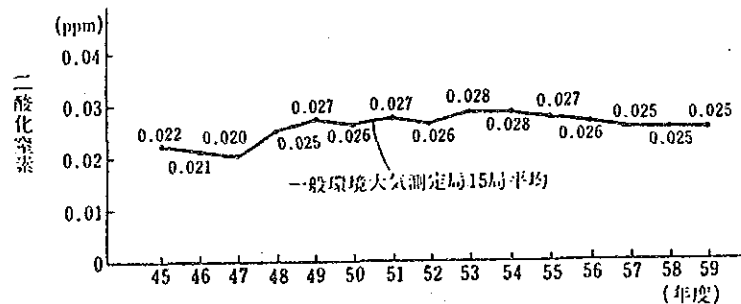
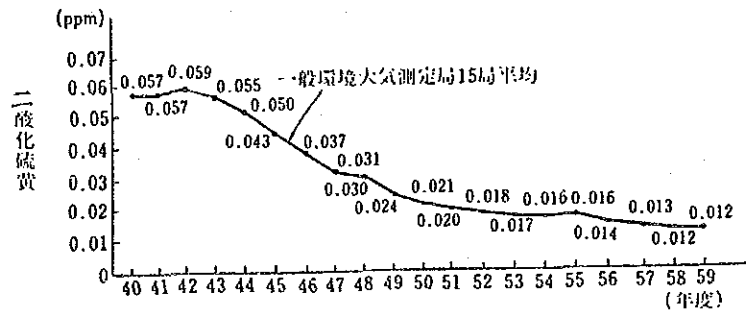
そのため、環境汚染の防止を求める強い社会的要請により本格的な環境保全の取り組みが起った。

1967年には、公害対策基本法が制定され、関連する法体系が整備された。同時に公害防止に関する各種の技術が確立され、環境汚染に歯止めがかけられた結果、特に大気汚染が大巾に改善された。

さらに1980年代になると、経済成長速度の低下と二度のオイルショックを契機として推進された省エネルギー政策によりエネルギー消費量そのもの増加が抑制され、その結果、大気汚染は一層改善された。

日本全国の15スポットの測定点における二酸化硫黄と二酸化窒素の年平均値をグラフに示す。

二酸化硫黄については、事業所における諸対策の結果1968年をピークに減少している。二酸化窒素については、1963年まで減少を続けたが、その後は残念ながら横ばいを続けている。これは、移動発生源（自動車）からの、NOx 減少対策が遅れていることが大きな理由である。



## 2. 公害防止規制

公害防止規制の基本となる公害対策基本法は、1976年に制定された。これにより、従来からあった大気の大気汚染、水質の汚濁、地盤沈下等を規制する個別の応急的な法律は、公害対策基本法の下に統括的に体系づけられた。

公害対策基本法は次の7つの典型公害を規定している。(1) 大気の大気汚染、(2) 水質の汚濁、(3) 土壌の大気汚染、(4) 騒音、(5) 振動、(6) 地盤沈下、(7) 悪臭。

大気汚染防止については、まず公害対策基本法において環境基準（地域全体の環境汚染の改善目標）を設定し、次にこの環境基準を達成するために大気汚染防止法、さらに地域特性を考慮した各自治体の条例により汚染物質の排出基準を設定している。



汚染物質には、(1) 硫酸化物、(2) 窒素酸化物、(3) ばいじん、(4) 有害物質、(5) 粉じんがあり、法律及び条例においては、燃料中の汚染物質の含有率や、排気ガス中の汚染物質の排出限度を定めることにより、大気汚染の防止をはかっている。

### 3. 公害防止技術

主要な大気汚染物質である、(1) 硫酸化物、(2) 窒素酸化物、(3) ばいじんについて、汚染防止技術を述べる。

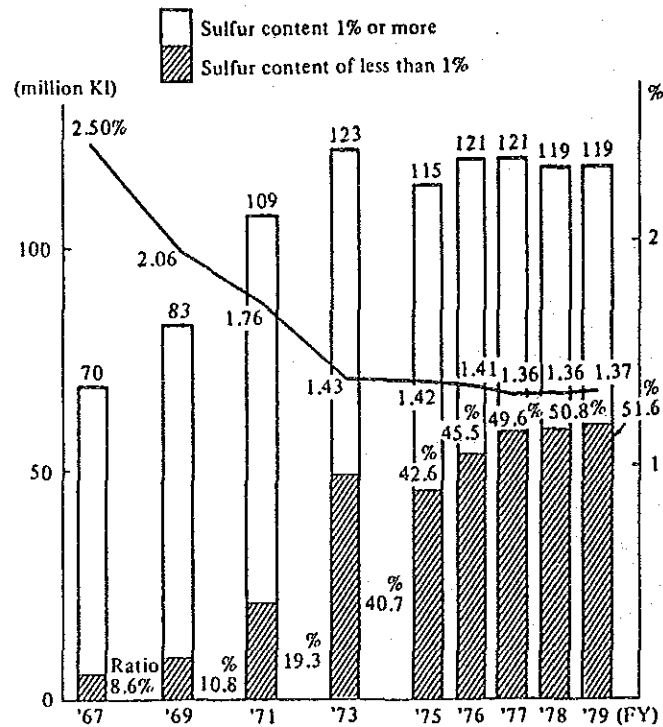
#### (1) 硫酸化物

硫酸化物対策の代表的なものは、(a) 燃料の低硫黄化、(b) 排煙脱硫である。燃料の低硫黄化については気体燃料への転換や、グラフに示すような重油の含有硫黄分の低下による。

重油の低硫黄化によるコストアップは5～10%であるのに対し、重油から天然ガスへの燃料転換によるコストアップは20～100%にもなる。

しかし、天然ガスへの燃料転換は、省エネルギー供給の安定、作業環境の改善、貯蔵設備の不要など公害対策以外のメリットも享受できるので、都市近郊の工業地帯では、天然ガスへの転換が促進されることになった。

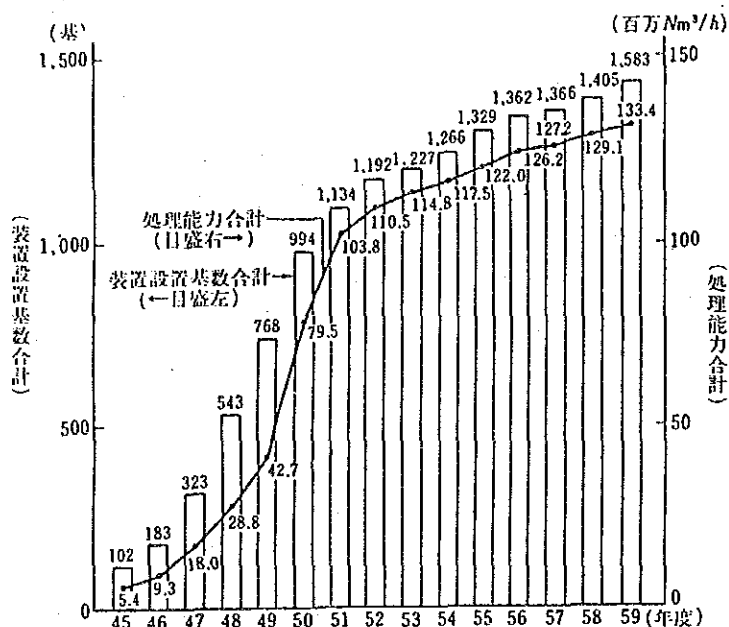
硫黄分別に見た重油供給の推移と平均硫黄含有率の推移



排煙脱硫については、脱硫装置のコスト、スペースの点から火力発電所等の比較的大規模の燃焼設備に適している。

排煙脱硫装置の設置状況をグラフに示す。

年度別排煙脱硫装置設置状況



- (備考) 1. 環境庁調べ。  
 2. 当該年度の1月1日現在の数値であり、58年度以降は当該年度の3月31日現在の数値である。

以上の対策により硫酸化物による大気汚染は著しく改善された。

## (2) 窒素酸化物

窒素酸化物対策としては、(a) 燃料の窒素分の低下、(b) 燃焼制御、(c) 排煙脱硫がある。

燃料の窒素含有量を表に示す。この表には燃料中の硫黄含有率もあわせて示すが、これによると、一般に硫黄分の少ない燃料は窒素分も少ない。したがって、硫酸化物対策として推進された低硫黄燃料への転換は窒素酸化物対策にも役立っている。

燃料中の窒素および硫黄含有量

燃 料	種 類	窒 素	硫 黄
固体燃料 (wt%)	石 炭	0.7 ~ 2.2	0.3 ~ 2.6
	コ ー ク ス	0.6 ~ 1.4	0.2 ~ 1.0
液体燃料 (wt%)	原 油	0.03 ~ 0.34	0.1 ~ 3.0
	灯 油	0.0005 ~ 0.01	0.001 ~ 0.2
	軽 油	0.004 ~ 0.006	0.03 ~ 0.50
	A 重 油	0.005 ~ 0.08	0.2 ~ 3.0
	B 重 油	0.008 ~ 0.35	
C 重 油	0.2 ~ 0.4		
気体燃料 (g/Nm <sup>3</sup> )	液化天然ガス	tr	tr
	液化石油ガス	tr	tr
	石炭ガス(粗)	1 ~ 9	1.5 ~ 7
	石炭ガス(精)	0.02 ~ 0.5	0.05 ~ 0.7
	高 炉 ガ ス	tr	tr

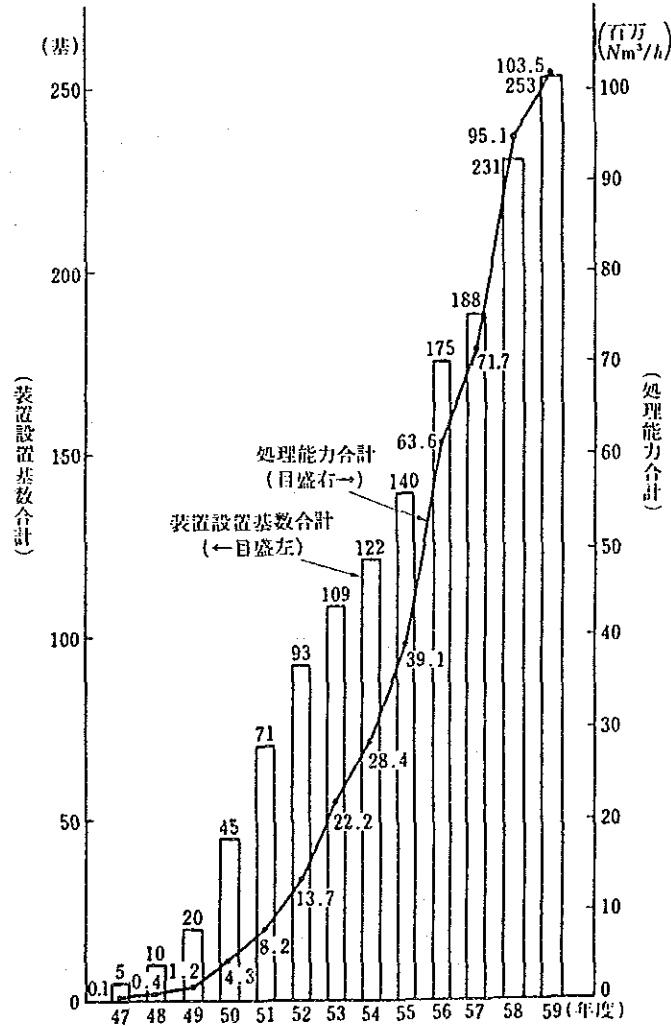
\* 窒素化合物中の窒素

燃焼制御は、窒素酸化物の抑制方法から二段燃焼、濃淡燃焼排ガス循環、水蒸気噴霧、低NOxバーナの採用など、いくつかの方法があるが、それに使用する燃料としては、より自由な燃焼方法が可能な気体燃料が有効である。

排煙脱硝については、主にスケールメリットの出る大規模な燃焼設備に採用されている。

グラフには、排煙脱硝装置の設置状況を示す。

排煙脱硝装置設置状況の推移



- (備考)
1. 環境庁調べ。
  2. 59年度の値は、ばい煙発生施設に係る届出データ整備事業に基づくものである。
  3. 57年度までは当該年度の1月1日現在の数値であり、58年度以降は同年度の3月31日現在の数値である。

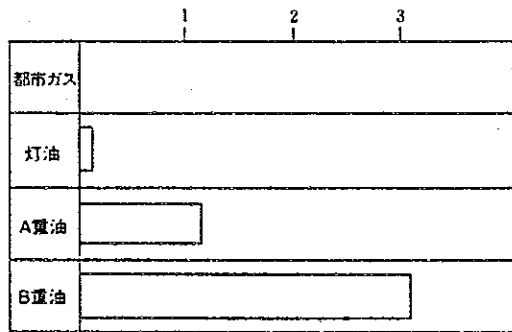
(3) ばいじん

ばいじんは、燃料中の炭化水素が燃焼の過程で熱分解・脱水素・重合などの変化を受け、遊離炭素やタール等を発生し、これが完全に酸化されずに大気に放出されるものである。

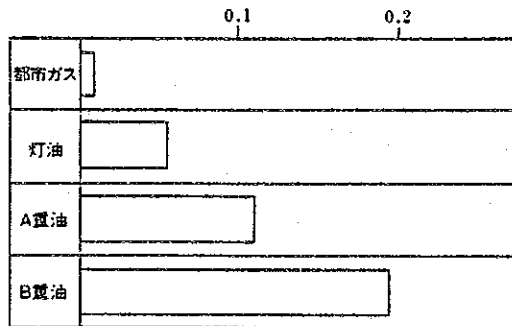
したがって対策としては、(a) 燃焼性の良い燃料の使用、(b) 燃料制御、(c) 集じん装置の設置などがある。

以上3つの主要な大気汚染物質の対策について述べたが、この中のどの対策を採用するかは、エネルギーの利用目的、設備の規模、事業所の立地条件などによる。排煙脱硫／脱硝をしない場合の各種燃料の汚染物質排出量を比較すれば、次のとおりで都市ガス（天然ガス）、灯油、重油の順で、大気汚染防止効果の大きいことが、明らかである。

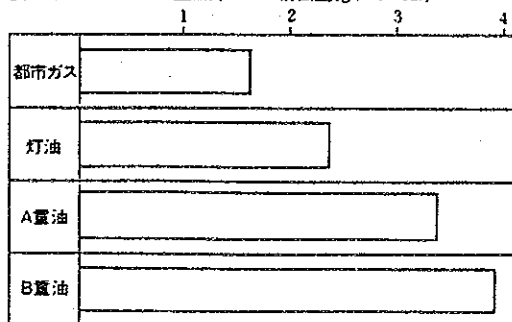
■各種燃料中のいおう分(wt%以下)



■ボイラにおける各種燃料の排出ばいじん量 (gr./Nm<sup>3</sup>)



■ボイラにおける各種燃料のNOx排出量 (gr./10<sup>4</sup>kcal)



日本においては、エネルギーの価格も又、上記の順で高く、従って使用される燃料の主体は脱硫重油である。

しかしながら、天然ガスは、貯蔵設備が不要となることその他、省エネルギー、および自動化や作業環境改善などの設備近代化がはかれるという付随的なメリットがあるため、その高価格にもかかわらず、天然ガスへの燃料転換が行なわれるケースが多い。

その結果、天然ガスの使用量は、都市近辺の火力発電所用の燃料として、また東京、川崎、横浜、など大都市ならびに工業地帯の空調用、生産用の都市ガスとして、次のグラフに示すとおり年々、増加をしている。

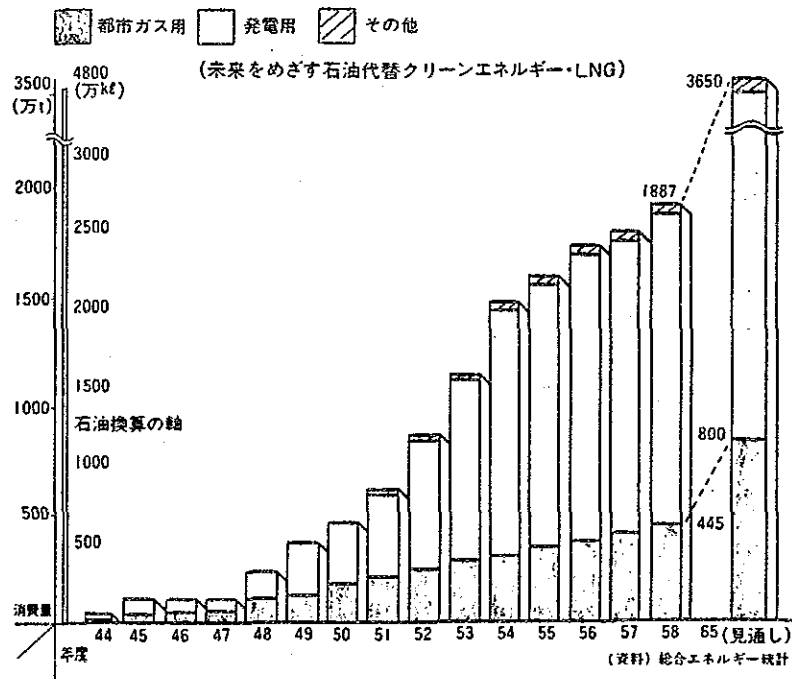


Table VIII-1 COMPARISON OF PROFITABILITY OF SERVICE AREAS

Service area	K.L.	Gombak	Hulu Langat	Petaling Jaya	Shah Alam	Klang	Total
Accumulated investment A (excluding transmission pipelines) US\$ 10 <sup>6</sup>	127.3	29.3	28.2	37.5	22.8	37.5	283.6
Household Restaurant	104.9	23.2	23.4	31.7	20.7	25.5	229.4
Hotel Industry	5.1	1.5	3.6	7.6	8.9	9.9	36.6
Total B	110.0	24.7	27.0	39.3	29.6	35.4	266.0
Household Restaurant	28.32	6.27	6.32	8.56	5.59	6.87	61.93
Hotel Industry	0.79	0.23	0.57	1.19	1.39	1.55	5.72
Total C	29.11	6.50	6.89	9.75	6.98	8.42	67.65
Profitability index A/C	4.37	4.50	4.09	3.84	3.27	4.45	4.18

Table VIII-2 DEMERITS AND COUNTERMEASURES IN DIVIDED OPERATION

Demerits	Countermeasures
<p>1. Inefficiency of distribution network</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>° Increase in the required amount of distribution pipes.</li> <li>° Decrease in the stability of supply</li> </ul>	<p>Connection of major pipes across the boundaries through valves which are closed normally and open only in case of emergency. (Effect limited)</p>
<p>2. Division loss in technical power</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>° Overlapping investment for acquiring, maintaining and developing the technologies for gas supply, gas utilization and safety control by each operating company</li> </ul>	<p>Joint ownership of :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>R &amp; D section</li> <li>Construction technology control section</li> <li>Administrative Center including computerized customer information system</li> </ul>
<p>3. Inequity between service areas</p> <p>Inequity in customer service and safety control level to be caused by the difference in business showings which may have basis in the different demand structure and development rate of the service areas.</p>	<p>Establishment of controlling body for :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Supervision of safety and customer service level</li> <li>Instruction on operation</li> <li>Assistance for management</li> </ul>
<p>4. Reversed scale-merit</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>° Increase in the number of employees</li> <li>° Less favorable in finance and procurement</li> <li>° Decrease in advertizing effect</li> </ul>	<p>Joint operation in :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gas appliance sales</li> <li>Common material procurement</li> <li>Emergency back-up force arrangement</li> </ul> <p>Cooperation in daily operation of emergency crews</p>



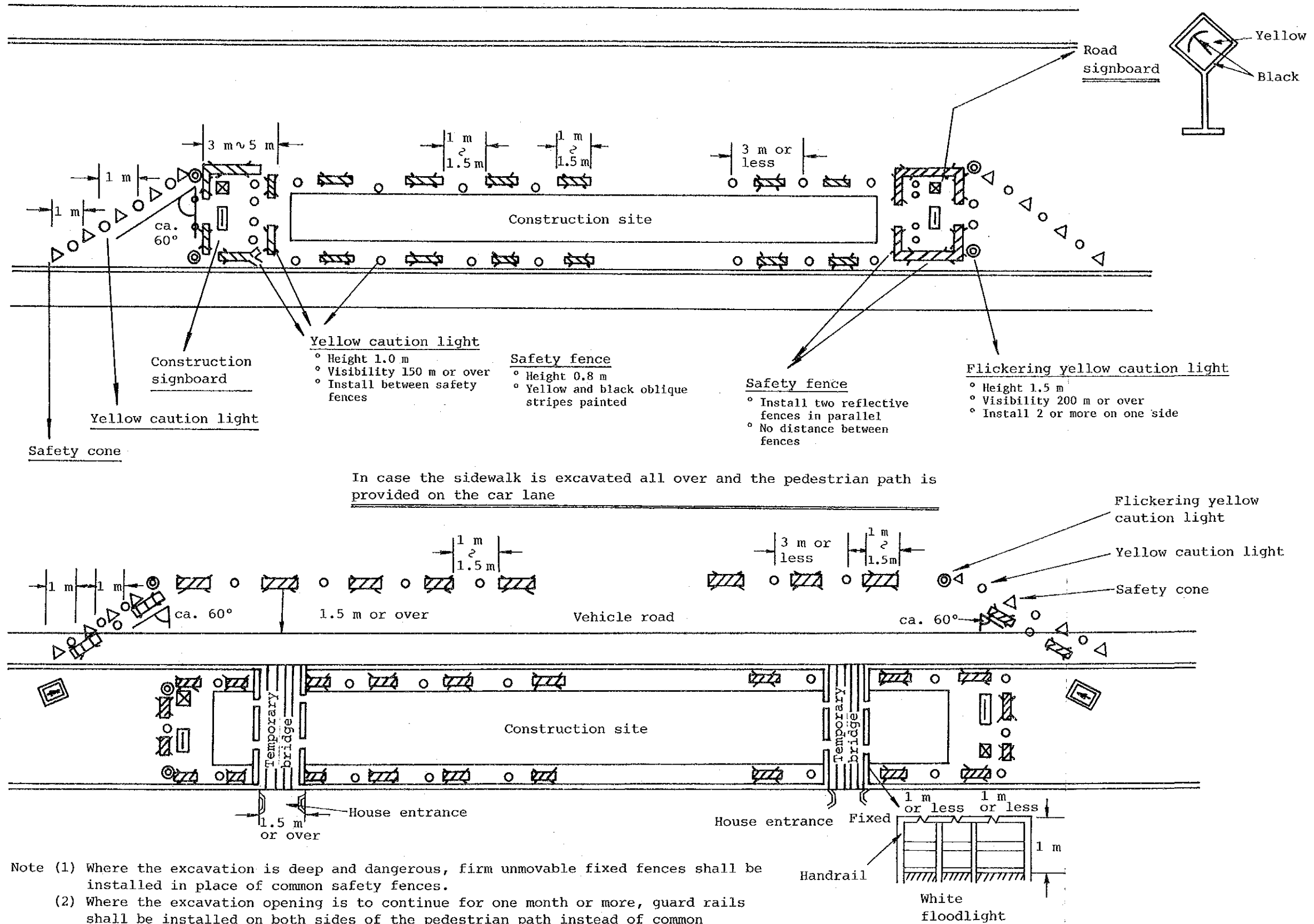
Table VIII-3 QUALIFICATIONS FOR FACILITY CONSTRUCTION AND MAINTENANCE/TOKYO GAS CO., LTD.

Field	Name of qualification	No. of classes
Construction and maintenance of transmission and distribution facilities	Construction supervisor	2
	Road reinstatement supervisor	1
	Plumber	2
	Welder	1
	Ironworker	1
	Third-party construction inspector	4
	District regulator overhauler	1
	District regulator inspector	1
	Pipeline designer	2
	Polyethylene pipe installation supervisor	1
	Polyethylene pipe plumber	1
Construction and maintenance of customer related facilities	Internal pipe installation supervisor	3
	Meter exchange work supervisor	1
	Welding supervisor	1
	Road reinstatement supervisor	1
	Internal pipe plumber	3
	Service pipe installer	2
	Meter exchanger	3
	Welder	1
	Ironworker	1
	Appliance connector	1
	Piping designer	2
Piping design superintendent	2	

Table VIII-4 MAINTENANCE FREQUENCY FOR PIPELINE AND RELATED FACILITIES (TOKYO GAS CO., LTD.)

Facilities	Type of inspection	Frequency	Requirements according to 'The Gas Utility Industry Law of JAPAN'
Pipeline	HP	Once a year or more	Once a year
	Leak survey (Barhole survey)	MP Every three years or more	Every three years
	LP	Every three years or more	Every three years
Pipeline	Corrosion survey (MP)	P/S potential monitoring once a year	Corrosion protection must be applied to pipes installed in places where severe corrosion is likely
Regulators (MP)	Suspended pipe inspection (MP)	* Once a year for MPA * Once every two years for MPB	
	Surface patrolling (MP)	* None	
	Routine survey	Once a week	
Values (MP)	Functions inspection	Once every three years	* once every six months with no filters * Once every three years with filters
	Major overhaul	Once every three years	
Gas holders (MP)	Functions inspection	* Once a year for MPA valves * Once every two years for MPB valves	
	Routine survey	Once every three days	
	Facility survey	Once every two years	
	Open inspection	Once every three to seven years	

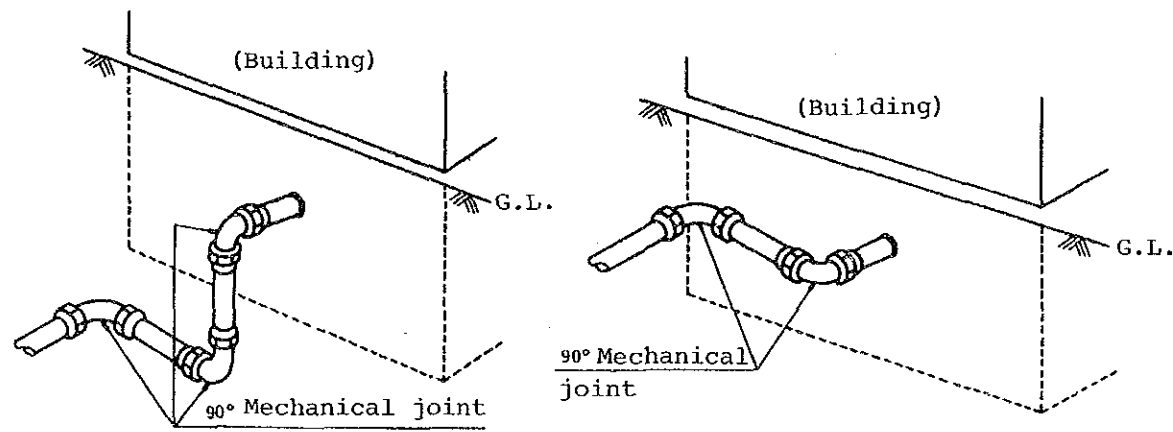
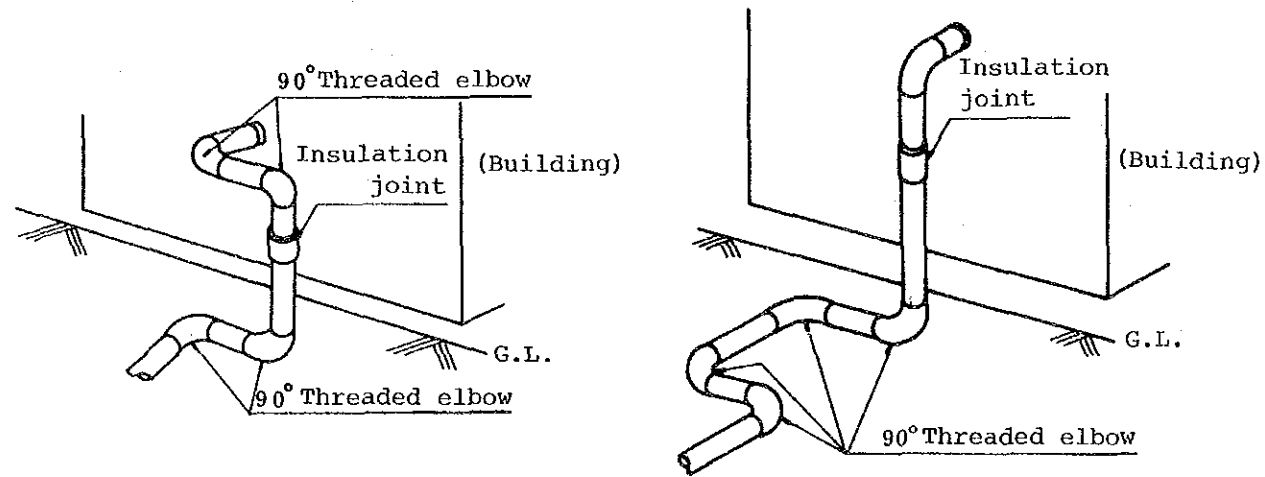
Figure VIII-1 CONSTRUCTION SITE SAFETY FACILITIES INSTALLATION REQUIREMENTS (EXAMPLES)



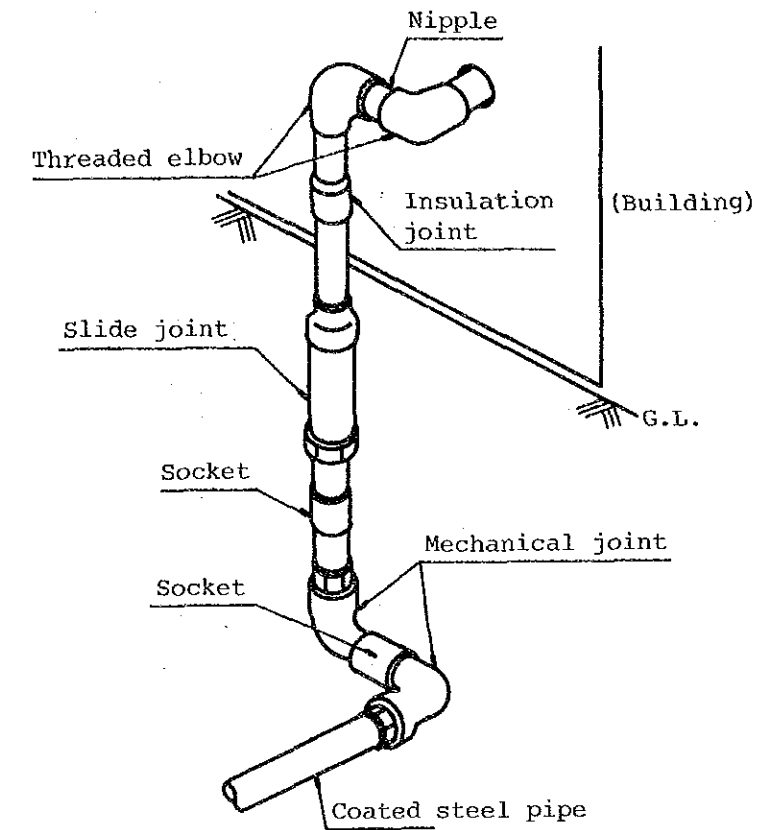
- Note (1) Where the excavation is deep and dangerous, firm unmovable fixed fences shall be installed in place of common safety fences.
- (2) Where the excavation opening is to continue for one month or more, guard rails shall be installed on both sides of the pedestrian path instead of common safety fences.

Figure VIII-2 EXAMPLE OF PIPING WITH HIGH FLEXIBILITY

(1) Flexible piping with multiple fittings



(2) Flexible piping with slide joint



(3) Flexible piping with snake pipe

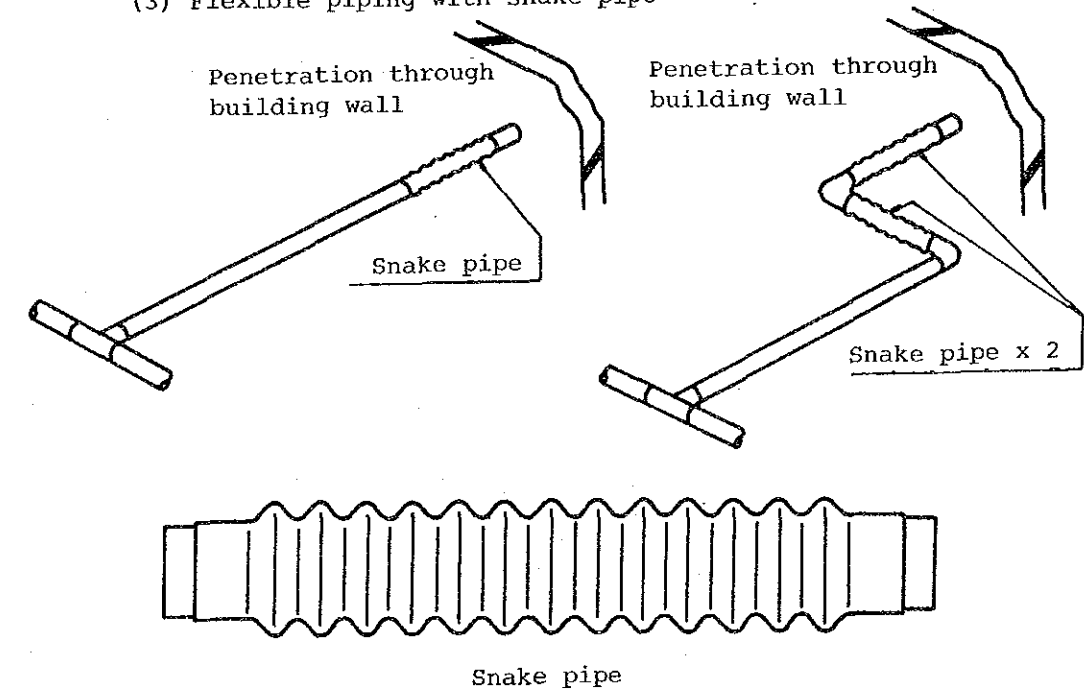
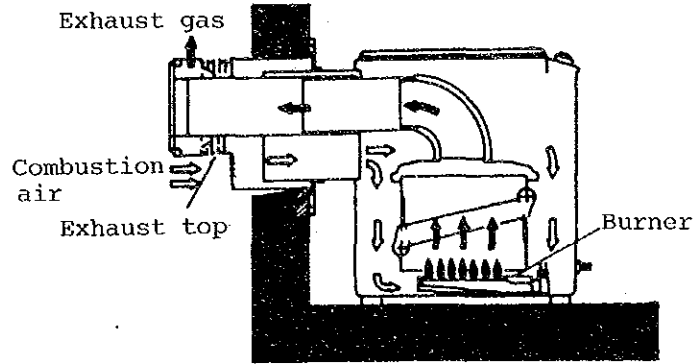


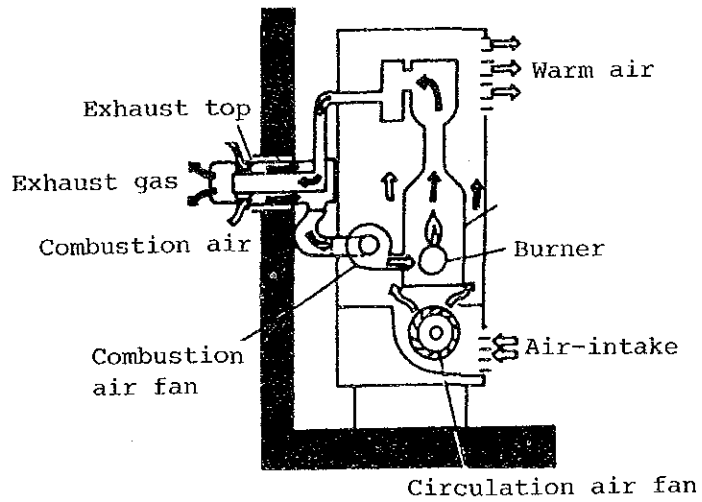


Figure VIII-3 COMPLETE OUTDOOR EXHAUST TYPE GAS APPLIANCES

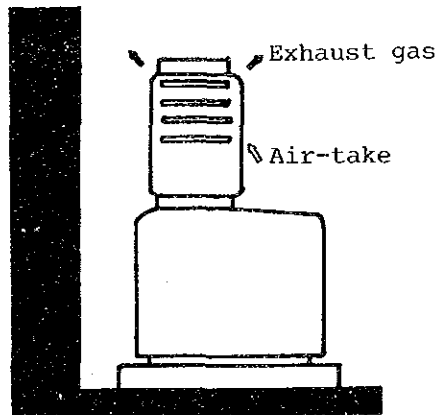
Balanced Flue Type (Bath heater)



Forced Flue Type (Space heater)



Outdoor Installation Type (Bath heater)









JICA