

インドネシア共和国  
ジャンビ天然ガス利用開発計画  
調査報告書  
〈要約〉

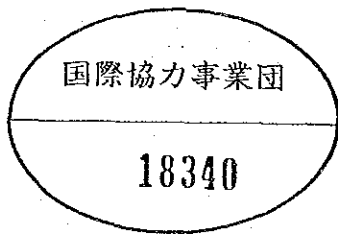
JICA LIBRARY



106945816J

1988年11月

国際協力事業団



## 目 次

第1章	調査の概要	1
1-1	調査の背景	1
1-2	調査の目的	1
1-3	調査の内容	2
第2章	ジャンビ州の現状	3
2-1	ジャンビ州の概要	3
2-2	ジャンビ州の経済	3
2-3	ジャンビ州の地域開発計画	4
2-4	ジャンビ州のエネルギー事情	4
第3章	市場調査	5
3-1	電力需給調査	5
3-2	電気料金	9
3-3	LPG需給調査	10
3-4	LPG価格	12
第4章	天然ガス生産	14
4-1	ガス埋蔵量	14
4-2	過去の生産状況	14
4-3	天然ガスの生産見通し	15
第5章	プロジェクトスキーム	20
5-1	発電システムの決定	20
5-2	天然ガス前処理システムの決定	23
5-3	LPG回収システムの決定	23
5-4	全体システムの検討	25

第6章	天然ガス前処理設備	26
第7章	LPG回収プラントの概念設計	27
7-1	設備概要	27
7-2	LPG生産量	27
7-3	LPG充填設備	27
7-4	付帯設備	27
第8章	天然ガスパイプラインの概念設計	30
8-1	ガスの輸送量	30
8-2	パイプラインルート	30
8-3	パイプラインの仕様	30
第9章	発電プラントの概念設計	32
9-1	設備概要	32
9-2	設備容量	32
9-3	燃料使用量	32
9-4	エンジン用補機器と付帯設備	32
第10章	送配電設備の概念設計	35
10-1	設備増設の概要	35
10-2	連結線の増設	35
10-3	配電線の増設	35
第11章	建設工事	37
11-1	建設工事の要点	37
11-2	建設工程	39
第12章	建設費	42

第13章	操業計画	44
13-1	年間操業計画	44
13-2	陣 容	44
第14章	総所要資金	46
第15章	財務分析	48
15-1	財務分析の手法	48
15-2	主要前提条件	48
15-3	運転費用	49
15-4	財務分析結果	50
15-5	財務分析結果のまとめ	52
第16章	経済分析	53
16-1	経済的便益と費用	53
16-2	経済的内部収益率	53
16-3	外貨収支への影響	54
16-4	総合評価	54
第17章	結論と勧告	55

# 1 章 調査の概要

## 1-1 調査の背景

インドネシア国は近年の著しい人口増加の中で食糧増産、雇用拡大さらにジャワ島から他島への人口分散といった政策を掲げ、国家の経済開発並びに地域開発を推し進めている。スマトラ島中央部に位置するジャンビ州は、インドネシアの中でも開発が遅れており、同州経済全体の30%近くを農林水産業に依存している。しかし、ジャンビ州は石油、天然ガス、石炭など豊富な未利用資源をかかえ、ジャワ島からの人口流入も多いため、これらの資源を有効に活用することによって将来発展することが期待されている。

このような状況の中で、インドネシア国政府はジャンビ州のジャンビ市近郊に産する未利用小規模天然ガスを利用してジャンビ州の地域開発を促進すべく、1985年7月、わが国にこの計画のフィージビリティ・スタディ（F/S）の実施を要請してきた。

これを受けて国際協力事業団は、各分野の専門家を含む事前調査団を、1987年9月2日よりインドネシア国へ派遣し、本件調査の実施について技術評価応用庁（BPPT）を始めとするインドネシア国側と協議を重ね、調査の実施内容、条件等を取りきめたSCOPE OF WORK（S/W）に合意署名した。本件調査は、このS/Wに基づき実施されるものである。

本調査の具体的な対象となるのは、以下の2プロジェクトである。

- (1) 天然ガスを燃料とする発電プラントを設置し、現在電化率が50%であるジャンビ市周辺の電化を促進する。
- (2) 天然ガス中に含まれるLPG留分を回収し、家庭用および業務用燃料として隣接地域に供給する。

## 1-2 調査の目的

本調査の目的は、ジャンビ市近郊に産する小規模天然ガスを利用しての発電ならびにLPG回収を行う計画の技術的、経済的、財務的フィージビリティを調査し、報告書に取りまとめることである。

なお、本計画の妥当性が証明されれば、インドネシア国に散在している未利用の小規模天然ガス田を利用した地域開発のモデルケースとなり、同国の発展に大きく寄与する事となり得る。

### 1-3 調査の内容

本計画調査の内容は以下に示す通りである。

#### (1) プロジェクトの背景調査

(A) ジャンビ州の社会・経済状態の把握

(B) インドネシア国およびジャンビ州の地域開発計画の把握

#### (2) 市場調査

(A) 該当地区における電力およびLPGの需給状況の把握と将来予測

(B) 電力およびLPGの価格、販売・流通システムの調査

#### (3) 技術調査

(A) ガス貯留層の特性の把握

(B) 天然ガスを利用する発電方式の調査

(C) LPG回収プロセスの調査

(D) 天然ガス処理・輸送技術の調査

(E) プラント建設予定地の調査

#### (4) プロジェクトの概念設計

(A) 発電プラントの方式、仕様および建設予定地の決定

(B) LPG回収プラントの方式、仕様および建設予定地の決定

(C) 天然ガス輸送ルートと必要となる前処理設備の仕様の決定

(D) 送配電設備の仕様の決定

(E) 必要となる付帯設備の仕様の決定

#### (5) 実施計画

(A) 建設計画の作成

(B) 操業計画の作成

(C) 総所要資金の算出

#### (6) 財務・経済評価

## 2章 ジャンビ州の現状

### 2-1 ジャンビ州の概要

ジャンビ州はスマトラ島のほぼ中央に位置する総面積約53,400km<sup>2</sup>の州であり、総人口は約180万人(1986年現在)である。また、ジャンビ州は人口過密地域からの移住民の受け入れ優先州に指定されており、人口増加率は3.7%/年と、インドネシア平均(2.3%/年)に比較して高くなっている。気候は熱帯多湿型で、年間降雨量は2,000~2,800mmである。乾期は5~10月、雨期は11~4月である。

### 2-2 ジャンビ州の経済

ジャンビ州の経済は、表2-1のジャンビ州のGRDP (Gross Regional Domestic Products) の部門別構成に示す様に、農林水産業におおきく依存しており、GRDP構成の中で農林水産業の比率が30%と高率となっている。しかし、その比率は徐々に低下している。一方、この地域の製造業は農林産品を原料とするゴム加工、合板等に限定されており、そのGRDPに占める割合は10.7%と全国平均(12.6%)を下回っている。しかしながら、その伸びは著しく、1983~1986年の3年間で平均15.1%/年の伸び率を示している。

表2-1 ジャンビ州のGRDPの部門別構成  
(1983年固定価格)

Industrial Sector	1983	1984	1985	1986
1. Agriculture	32.14%	31.85%	30.51%	29.96%
2. Mining & Quarrying	13.48	13.41	13.70	13.50
3. Manufacturing	9.38	10.18	10.73	11.98
4. Electricity & Water Supply	0.50	0.50	0.54	0.57
5. Construction	2.46	2.38	2.25	2.18
6. Trade, Restaurant & Hotel	16.41	16.80	16.44	16.17
7. Transport & Communication	8.27	7.78	7.44	7.67
8. Banking & Financial Service	6.38	6.35	6.39	5.86
9. Others	10.98	10.70	12.00	12.11
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

(Source: Statistical Office Jambi Province)



### 2-3 ジャンビ州の地域開発計画

ジャンビ州の開発目標は、

(A) 住民の生活水準の向上

(B) 伝統的経済構造から近代的経済構造への転換

であり、各種産業の振興が重点プログラムとして挙げられている。また、それを支援するために、道路、港湾、橋、通信、電力などの社会資本の充実に力を入れている。

### 2-4 ジャンビ州のエネルギー事情

ジャンビ州で消費されている一次エネルギーは、石油系のエネルギーが55%、薪を中心とする木質系エネルギーが45%を占めている。ただ石油系エネルギーの割合が徐々に増加する傾向を示している。

一方、インドネシア政府は、主要な外貨獲得源である石油エネルギーを節約する方針を打ち出している。これを受けてジャンビ州政府としても、石油代替エネルギーとして、水力や地熱エネルギーの利用の可能性を調査すると共に、石炭と天然ガスの有効利用を検討し始めた。

## 3 章 市場調査

### 3-1 電力需給調査

ジャンビ州全体と本プロジェクトの対象地域となるジャンビ市およびその周辺地域の、それぞれの電力需給状況を調査した。その要点を以下に述べる。

#### (1) ジャンビ州の電力需給

- ・ジャンビ州内の電力の供給は、ディーゼル発電を利用した孤立系の送配電システムにより行われている。
- ・ジャンビ州全体の電化率は約9%に過ぎない。
- ・ジャンビ州の電力需要の85%は州都のジャンビ市およびその周辺地域が占めている。

#### (2) ジャンビ市およびその周辺地域の電力需給

- ・ジャンビ市およびその周辺地域で暮らす5万5千世帯の約49%が電化されている。
- ・ジャンビ市には、バサール（休止中）、カサン、パイオセリンチャの3ヶ所にディーゼル発電所が設置されている。1987年現在のこの地域における発電設備容量は41MWである。また、経年劣化による能力低減を差し引いた有効容量は、37MWとなる。
- ・1986年度の電力需要量（約48.7GWh）の部門別内訳は、家庭部門49.8%、商業部門12.6%、公共およびその他の部門11.9%、工業部門25.6%となっており、過去の推移から（表3-1参照）、特に工業部門の伸びが顕著である。
- ・未電化地域や電化地域にあっても電力供給に信頼性が乏しい地域の工場においては、自家用発電装置を設置しているものが多い。しかし、その多くは、PLNの電化計画の推進と共に、その顧客となる事が期待されている。
- ・PLNの本社とジャンビ支局は、それぞれ各部門別の需要予測値を積算する方法により、この地域の電力需要（ピーク電力）の予測を行っている。
- ・本調査においても、両者の予測に用いられている各種指標を再評価して需要予測を行った。それぞれの結果を図3-1に示す。
- ・この需要予測と既設発電所および1992年に新設される予定の発電所の合計容量を比較すると、1994年度末に20MW程度の新発電所が必要となる（図3-2参照）。
- ・本プロジェクト実施後も1998年度あたりに、更に20MW程度の発電プラントの新設が必要となる事が予想される。

表 3 - 1 ジャンビ市およびその周辺地域の人口と部門別電力消費量等の推移

Fiscal Year	1982	1983	1984	1985	1986	Average*	Average**
<b>Residential Sector</b>							
Population	230,986	241,435	249,189	249,450	284,036	-	-
Growth Rate (%)	-1.63	4.52	3.21	0.10	13.86	5.30	4.01
No. of Household	N.A.	N.A.	N.A.	48,721	54,615	-	-
Household Size	N.A.	N.A.	N.A.	5.12	5.20	-	5.16
No. of Consumers	13,121	16,394	19,688	24,881	26,689	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	24.94	20.09	26.38	7.27	19.42	19.67
Electr. Ratio (%)	N.A.	N.A.	N.A.	51.07	48.87	-	49.97
Unit Consump. (KWh)	1,242.2	1,178.6	1,024.7	936.6	908.6	-	-
Energy Consump. (GWh)	16.30	19.32	20.17	23.30	24.25	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	18.55	4.41	15.52	4.05	10.44	10.63
<b>Commercial Sector</b>							
No. of Consumers	1,930	2,081	2,259	2,647	2,506	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	7.82	8.55	17.18	-5.33	6.75	7.06
Energy Consump. (GWh)	4.86	5.74	5.91	6.24	6.15	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	18.21	3.02	5.52	-1.48	6.07	6.32
Constituent Ratio	N.A.	0.98	0.68	0.36	-0.37	0.58	0.59
<b>Public &amp; Other Sector</b>							
No. of Consumers	508	615	690	878	815	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	21.06	12.20	27.25	-7.18	12.54	13.33
Energy Consump. (GWh)	4.34	4.48	5.06	6.04	5.79	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	3.06	13.15	19.28	-4.13	7.46	7.84
Constituent Ratio	N.A.	0.16	2.98	1.24	-1.02	0.71	0.74
<b>Industrial Sector</b>							
No. of Consumers	120	127	104	111	102	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	5.83	-18.11	6.73	-8.11	-3.98	-3.41
Energy Consump. (GWh)	3.59	3.67	5.77	9.84	12.48	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	2.40	57.19	70.50	26.83	36.59	39.23
<b>Total</b>							
No. of Consumers	15,679	19,217	22,741	28,517	30,112	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	22.57	18.34	25.40	5.59	17.72	17.97
Energy Consump. (GWh)	29.08	33.21	36.92	45.43	48.67	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	14.19	11.18	23.03	7.14	13.74	13.88

Note : \* Exponential average  
 \*\* Arithmetical average

Source : PLN Wilayah IV Cabang Jambi  
 Kantor Statistik Propinsi Jambi

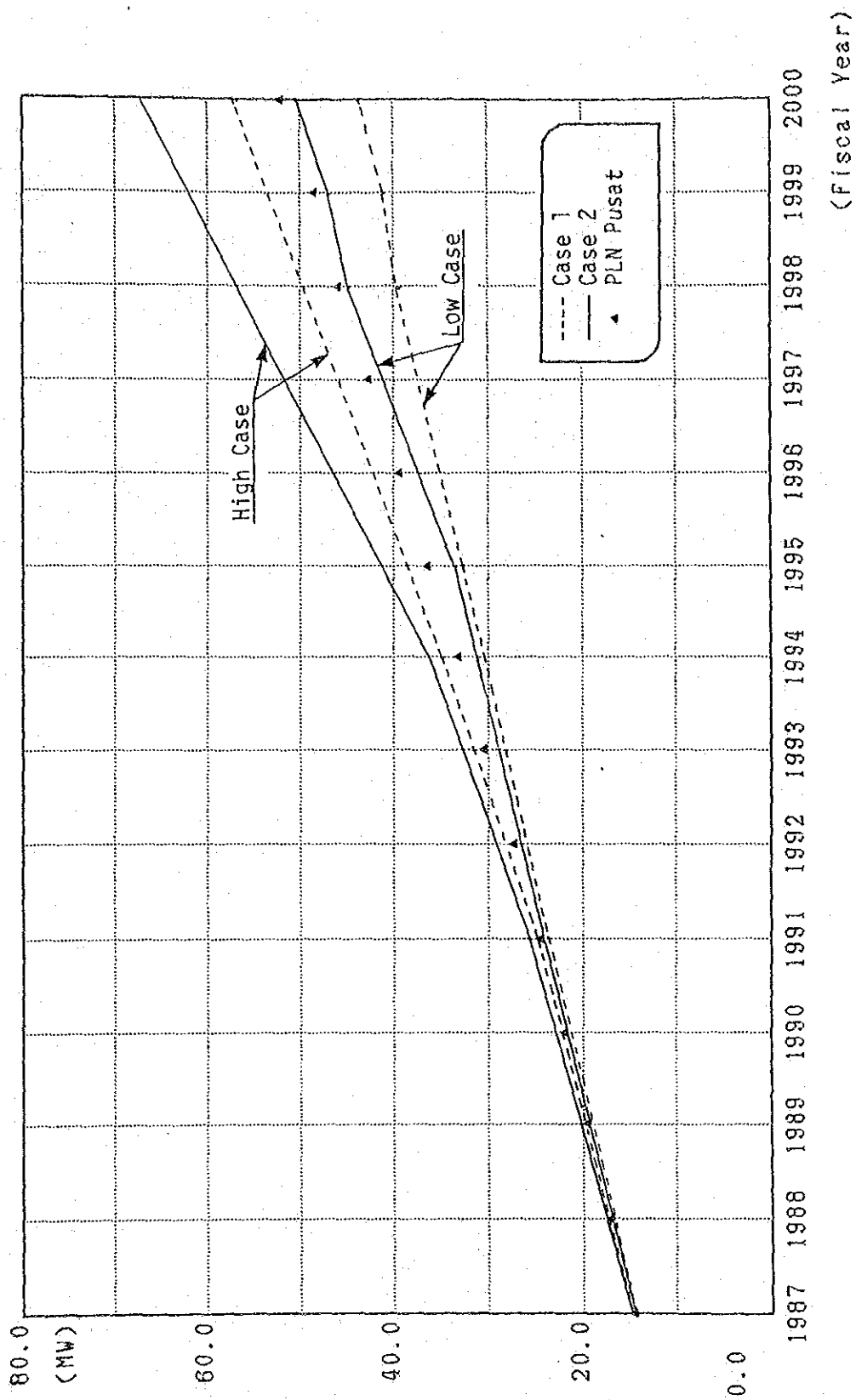


図3-1 ジャンピン市およびその周辺地域の電力需要（ピークロード）予測

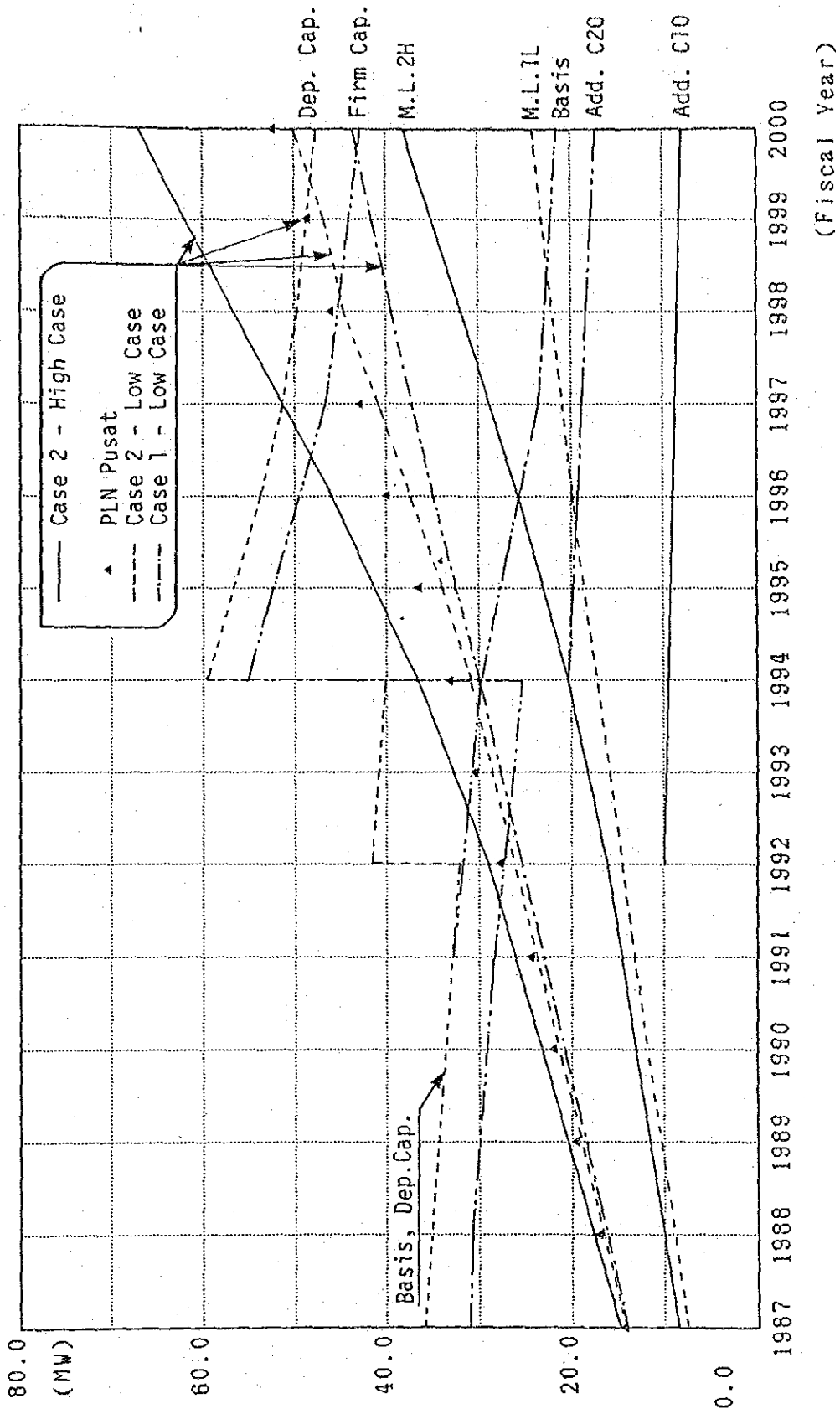


図 3-2 新設発電所の容量および稼働開始時期の検討図

### 3-2 電気料金

・インドネシア国内の電気料金は、鉱山エネルギー省の電力・新エネルギー局によって管轄されており、全国で統一された電気料金制度がとられている。1986年の電気料金を表3-2に示す。また、ジャンビ市およびその周辺地域の電気料金収入、販売電力量、平均電気料金の推移を表3-3に示す。

表3-2 電気料金表 (1986)

No.	Code of Tariff	Contracted Power	Demand Charge	Consumption Charge (Rp/kWh)	Additional Charge (Rp/kWh)
1	S <sub>1</sub>	to 200 VA	*)	-	N.A.
2	S <sub>2</sub>	250 VA to 200 kVA	2,100	43.50	N.A.
3	R <sub>1</sub>	250 VA to 500 VA	2,100	70.50	N.A.
4	R <sub>2</sub>	501 VA to 2,200 VA	2,100	84.50	N.A.
5	R <sub>3</sub>	2,201 VA to 6,600 VA	3,680	126.50	N.A.
6	R <sub>4</sub>	6,601 VA & Over	3,680	158.00	N.A.
7	U <sub>1</sub>	250 VA to 2,200 VA	3,680	134.00	N.A.
8	U <sub>2</sub>	2,201 VA to 200 kVA	3,680	150.00	N.A.
9	U <sub>3</sub>	201 kVA & Over	2,300	WBP=158.00 LWBP= 99.00	N.A.
10	U <sub>4</sub>	-	-	307.00	N.A.
11	I <sub>1</sub>	Up to 99 kVA	2,300	WBP= 97.50 LWBP= 60.50	N.A.
12	I <sub>2</sub>	100 kVA to 200 kVA	2,300	WBP= 92.50 LWBP= 57.50	N.A.
13	I <sub>3</sub>	201 kVA & Over	2,100	WBP= 90.50 LWBP= 56.00	N.A.
14	I <sub>4</sub>	5,000 kVA & Over	1,970	WBP= 77.00 LWBP= 48.50	N.A.
15	G <sub>1</sub>	250 VA to 200 kVA	3,680	96.00	N.A.
16	G <sub>2</sub>	201 kVA & Over	1,970	WBP= 99.00 LWBP= 65.00	N.A.
17	J	-	-	76.50	N.A.

Source: Directorate of General Electricity & New Energy

Note: \*) Tariff Subscription (Rp/Month)

60 VA :	1,550
75 VA :	1,940
100 VA :	2,510
125 VA :	3,200
150 VA :	3,765
175 VA :	4,350
200 VA :	5,025

WBP : Peak Load Hours (18.00 - 22.00 Local time)  
LWBP: Off Peak Load Hours (22.00 - 18.00 Local time)

表 3-3 ジャンビ市およびその周辺地域の電気料金収入、  
販売電力量および平均電気料金

Fiscal Year	Sales Revenue (Rp)	Sold Electricity (kWh)	Averaged Unit Price of Electricity (Rp/kWh)
1981	1,251,696,458	23,579,681	53.1
1982	1,879,796,694	27,153,211	69.2
1983	2,873,991,627	31,101,520	92.4
1984	4,083,777,680	34,666,024	117.8
1985	4,839,624,302	42,456,783	114.0
1986	5,335,834,965	48,689,018	109.6
1987*	5,191,469,630	50,015,649	103.8

Source: PLN Wilayah IV Cabang Jambi

Note: \* These figures are the sum total of the figures from April to December.

### 3-3 LPG 需給調査

- ・インドネシア国内におけるLPGの利用は、灯油の代替燃料と位置づけられており、家庭用燃料としてその需要は年々高まっている。
- ・国内の石油および天然ガスの開発、精製、販売は、国営石油・ガス公社（プルタミナ）によって独占されており、ジャンビ州のLPGの供給もプルタミナの国内供給局によって管轄されている。
- ・ジャンビ州内においてはLPGの生産設備はなく、南スマトラ州のパレンバンにあるプルタミナのLPG供給センターからシリンダーに充填されたLPGが輸送され、地域の販売業者を経て消費者に供給されている。
- ・ジャンビ州へのLPGの供給は、1984年頃から開始され、1986年頃から本格的に行われるようになった。
- ・これまでは表3-4に示す様にジャンビ州のLPG需要は著しい伸びを示したが、今後その伸びは鈍化するものと予想される。
- ・1987年におけるジャンビ州のLPG消費量は、平均57.7トン/月であり、その8割がジャンビ市で占められている。また用途別では、家庭用が85%、業務用が15%となっている。

表3-4 ジャンビ州のLPG販売実績

	11 kg Cylinder (Cylinders)	Sub Total (t)	45 kg Cylinder (Cylinders)	Sub Total (t)	Total (t)
1986 Jan. - Sep.*	11,943	155.259	937**	42.165**	N.A.
Oct. - Dec.	11,022	121.242			N.A.
Total	22,965	276.501	937	42.165	318.666
1987 Jan.	4,443	48.873	138	6.210	55.083
Feb.	3,760	41.360	165	7.425	48.785
Mar.	3,998	43.978	150	6.750	50.728
Apr.	5,355	58.905	170	7.650	66.555
May	4,096	45.056	165	7.425	52.481
Jun.	4,704	51.744	170	7.650	59.394
Jul.	4,903	53.933	175	7.875	61.808
Aug.	3,840	42.240	180	8.100	50.340
Sep.	4,868	53.548	195	8.775	62.323
Oct.	4,750	52.250	220	9.900	62.150
Nov.	4,175	45.925	220	9.900	55.825
Dec.	5,221	57.431	214	9.630	67.061
Total	54,113	595.243	2,162	97.290	692.533
					Average
					26.56 (t/mon)
					Average
					57.71 (t/mon)

Source: PERTAMINA, PDN, Jambi

Note: \* These figures are of 13 kg cylinders.

\*\* These figures are for the total year of 1986.



・本調査では、ジャンビ州のLPG需要予測を、家庭用と業務用に分けて行った。結果の抜萃を図3-3に示す。非常に限られたデータを基とした予測であるので、家庭用の最大ケースと最小ケースにはかなり大きな差があるが、その中間を最も可能性が高いケースとした。1995年と2000年におけるLPGの需要は以下の様に想定される。

1995年 1,540トン/年 (128トン/月)  
 2000年 2,640トン/年 (220トン/月)

### 3-4 LPG価格

・国内向けのLPG価格は、他の石油製品と同様に政府の統制を受けた全国統一価格制度がとられている。表3-5に1988年2月における販売時点別のLPG価格を示す。

表3-5 ジャンビ州のLPG需要家に至るまでの販売時点別LPG\*価格

(1988年2月現在)

Point of Sales	Sales Price	Unit Price (Rp/kg)
Ex-Refinery	120 US\$/T (1 US\$ = 1,665 Rp)	199.80
PERTAMINA's Depot in Jambi City	5,515.07 Rp** for 11 kg Cylinder	501.37**
	22,561.65 Rp** for 45 kg Cylinder	501.37**
Dealers in Jambi Province	6,500 Rp for 11 kg Cylinder	590.91***
	26,550 Rp for 45 kg Cylinder	590.00***

Source: PERTAMINA, PDN, Jakarta

Note: \* Propane & butane mixture

\*\* Including transportation cost and 10% sales tax

\*\*\* This figure is subject to change when the distribution distance exceeds 60 km.

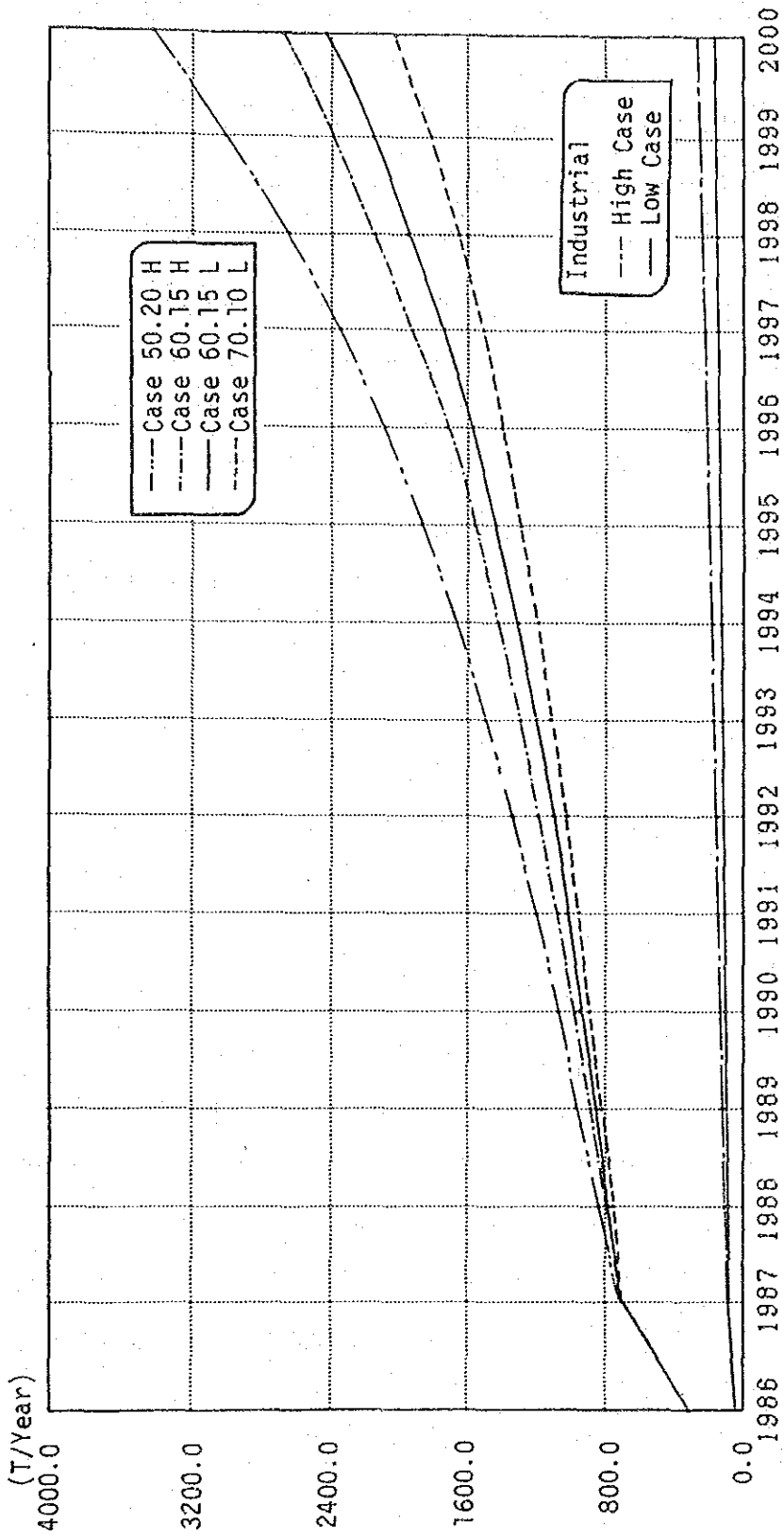


図3-3 ジャンピ州のLPG需要予測のまとめ

## 4 章 天然ガス生産

ジャンビ市近郊のセンゲッティにおいては、1979年から1982年にかけて油・ガス生産が行われていたが現在は中止されている。本計画では、そのセンゲッティガス貯留層を唯一のガス源とする。したがって、そのガス埋蔵量、ガス生産見通し、ガス性状等は、全プロジェクトの死命を制する基本条件となる。以下にその検討結果を示す。但し、地下資源に関する詳細データは鉱区保有者であるプルタミナの機密事項に属するため、詳細な検討を実施するに十分なデータは入手できなかった。従って、本調査で行った技術的検討は、その基本的部分において工学的判断による仮定および推定を拠り所としている。

### 4-1 ガス埋蔵量

センゲッティが属するスマトラ堆積盆地においては、断層や不整合を伴う地質構造が見られ、比較的小規模な多数の油・ガス田が存在する。センゲッティにおいても10層のガス層が存在し、プルタミナのデータによれば、それら全体の非随伴ガス埋蔵量は下記の通りである。

- ・原始埋蔵量 : 約 $1.51 \times 10^9 m^3$  (53.5BSCF)
- ・可採埋蔵量 : 約 $1.44 \times 10^9 m^3$  (50.8BSCF)
- ・累計生産量 : 約 $0.11 \times 10^9 m^3$  (3.8BSCF)
- ・残存可採埋蔵量 : 約 $1.33 \times 10^9 m^3$  (47.0BSCF)

### 4-2 過去の生産状況

過去の生産は原油獲得を目的としており、各生産井にて生産された坑井流体は油ガス分離プラントにて油分（コンデンセート）とガスに分離され、油分は油パイプラインを経てパレンパンの製油所に移送され、ガスは燃焼廃棄されていた。しかしながら、生産継続に伴う原油生産量の低下とガス油比の上昇という生産状況の変化と原油価格の下落、ガス資源保護政策という経済情勢・政策の変化が重なり生産が中止された。

#### 4-3 天然ガスの生産見通し

油ガス分離プラント出口におけるガスおよびコンデンサートの流量・圧力・温度・組成を明らかにするには、天然ガス貯留層の挙動・生産システム全体の挙動および油ガス分離プラントの運転条件の検討が必要となる。

##### (1) ガス貯留層の挙動

貯留層の深度・温度・圧力を推定し、プルタミナより与えられた流体組成から貯留層のタイプを判断すると、本貯留層は単相のガス層と判定される。

このガス層の挙動の特徴は、生産の時間的推移によりガス組成がほとんど変化しない事である。また、ガス生産に伴う貯留層の圧力の推移は、物質収支とガスの状態方程式を適用する事により推定する事ができる。

図4-1に、ガスの生産量を2~10MMSCFDに変化させた場合の貯留層圧力の時間的推移を示す。この図より、生産量が2~4MMSCFD程度であれば、ガス層の寿命は20年以上と推定される。

##### (2) 天然ガス生産システムの検討

ガス層の挙動、生産井の産出特性解析、坑井および配管中の流動解析を行い、坑井一本当りの適正生産量を算出した。その結果を表4-1に示す。この表から明らかな様に、鉱区全体の生産量が2~4MMSCFD程度の範囲では生産初期から中期にかけては、生産井は2~3本で必要生産量をカバーできるが、生産後期になると2~6本程度まで生産井の数を増やす必要がある。

表4-1 坑井1本当りの適正生産量の時間的推移

Field Total Production Rate	Optimum Well Production Rate (MMSCFD)		
	Start of Production	10years after	20years after
2 MMSCFD	2.00	2.00	1.60
3 MMSCFD	2.48	1.80	1.20
4 MMSCFD	2.48	1.60	0.80

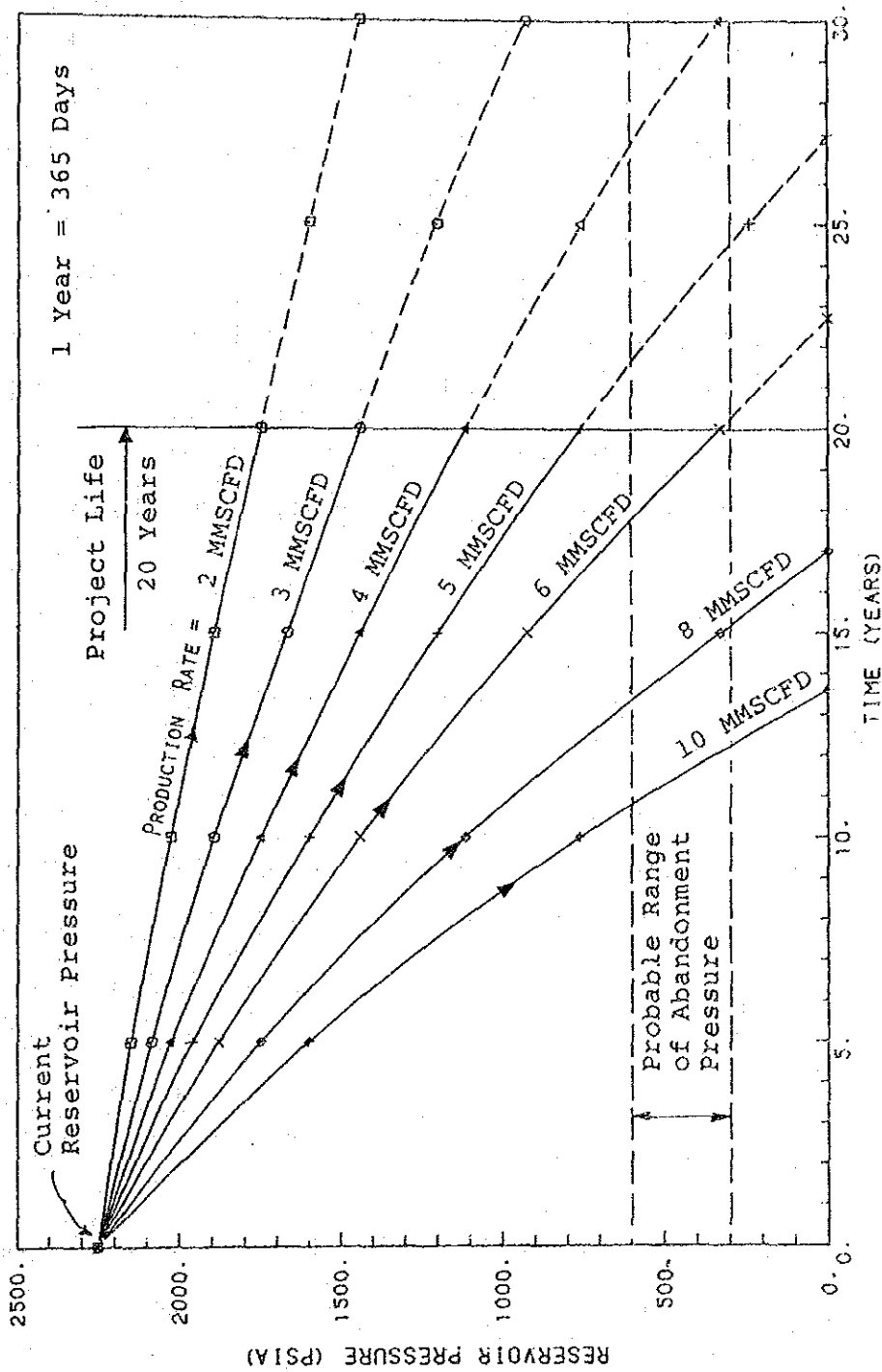


図4-1 生産計画に対応した貯留層圧力の時間的推移

以上の検討で用いたガスの組成は、10層のガス層の平均値である。しかし、生産井が2～6本であれば、その供給組成は2～6層の生産比による加重平均値となり、想定値とやや異った組成となる可能性が高い。したがって、下流設備において組成の変動に対する配慮が必要となる。

### (3) 油ガス分離プラント出口における流体の性状

本計画が実施される場合には、坑井流体は既設油ガス分離プラントの高圧セパレーターにてガスとコンデンセートに分離され、それぞれ他の設備へ供給される事になる。その分離比率および組成は、図4-2に示す様に高圧セパレーターの運転圧力により変化する。したがって、ある程度の供給天然ガスの組成の変動は、高圧セパレーターの運転圧力の調節により吸収する事ができ、一定の組成のガスを供給する事が可能となる。高価な圧縮機を使用せずに発電プラントへガスを供給する事を考えると、高圧セパレーターの運転圧力は25kg/cm<sup>2</sup>程度が必要と判断されるので、この圧力下におけるガスとコンデンセートの組成を表4-2に示す。

### (4) 天然ガスの流量調節

坑井より生産される天然ガスの流量調整は、坑井装置に設けられているビーンと呼ばれる絞りにより行われる。ところが、既設の坑井装置に用いられている固定式ビーンでは、天然ガスの流量はビーンの口径により一義的に決まるので、天然ガスの生産量を変更するには、生産を一時中断してビーンを取替える必要がある。また、微妙な流量制御は困難である。この様に、天然ガスの生産量の調節は容易ではないので、できるだけ流量変更を避ける様な天然ガス利用方法を探るべきである。

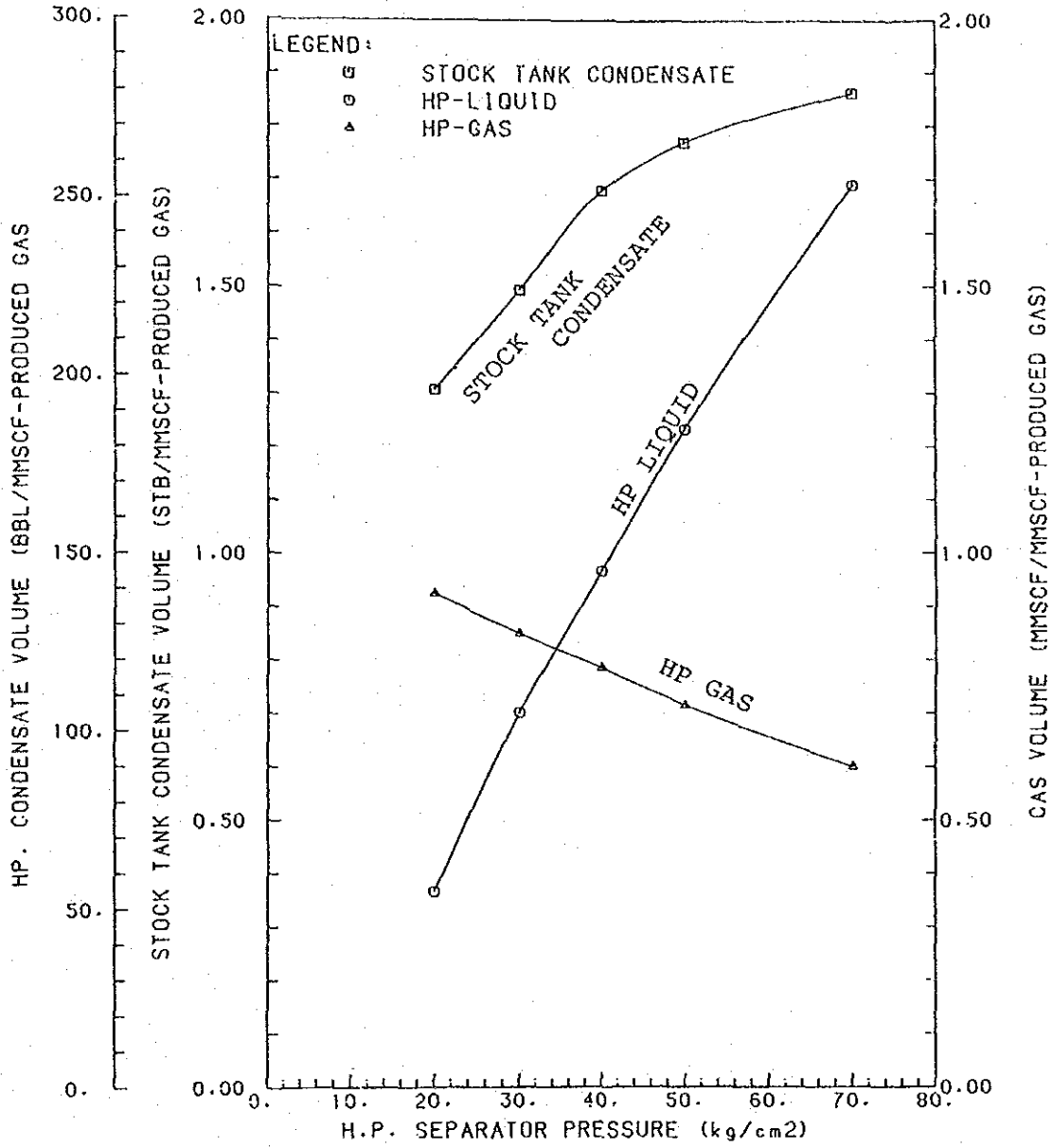


図 4-2 ガスおよびコンデンサート生成量に対するセパレーター運転圧の影響

表 4-2 分離ガスおよびコンデンセート組成 (推定ガス組成)

(高圧セパレーター圧力 25 kg/cm<sup>2</sup>G)

Component	Composition *1	
	Feed	Liquid
C <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	6.15	2.17
C <sub>1</sub>	51.57	9.30
C <sub>2</sub>	14.82	10.66
C <sub>3</sub>	15.15	27.35
iC <sub>4</sub>	3.48	10.84
nC <sub>4</sub>	5.28	19.76
iC <sub>5</sub>	2.06	11.08
nC <sub>5</sub>	1.38	8.03
C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	0.11	0.87
Mol. Weight	29.80	50.12
Mols	100.00	11.86
Water	1.4700	0.1691
Content	1.47	0.19

Notes:

\*1) Composition ; mol %

\*2) Unit - mols/100 mols - Feed

\*3) Unit - mols/100 mols - Stage Separated Gas



## 5 章 プロジェクトスキーム

本計画を評価し、実行するためには、原料となる天然ガスの性状および埋蔵量と最終製品である電力およびLPGの需要量を考慮の上、最適な処理設備の組み合わせ、設備規模、設置場所等の決定、すなわちプロジェクトスキームの決定が必要となる。以下にその決定内容について説明する。

### 5-1 発電システムの決定

#### (1) 発電設備の規模

ジャンビ市およびその周辺地域の電力需給予測によると、1994/95年にはピークロードに対する供給不足が予想され、設備容量20MWの発電所の新設が必要となる。また、これは天然ガスを利用した発電所であるので、ガスの流量調節をほとんど必要としないベースロード用に用いる事が望ましい。

#### (2) 発電方式

本計画に適用可能な発電方式として、

- ・ガスタービン発電
- ・蒸気タービン発電
- ・デュアルフュエルエンジン発電

の三方式の特徴および経済性を比較し、その結果を表5-1および表5-2に示す。これを総合的に評価してデュアルフュエルエンジン発電方式を選択した。

#### (3) 設置場所

発電所の建設候補地として、

- ・センゲッティ
- ・セティティとジャンビ市の間
- ・バイオセリンチャ

の三箇所を選び、パイプラインおよび送配電線の建設費と送電ロスを含めた総合的な経済性の比較を行った。表5-3に示す結果より、バイオセリンチャを選択した。

表 5 - 1 発電方式の比較

	Dual-Fuel Engine	Gas Turbine	Steam Turbine
Output	Almost no influence by atmospheric temperature  Influenced by fuel (Knocking limit)	Influenced by atmospheric temperature  Not influenced by fuel	Influenced by cooling water temperature  Not influenced by fuel
Used fuel	Gas & Liquid fuel (requested dual)	Gas or liquid fuel	Gas, liquid fuel and/or coal
Cooling water	Radiator or cooling tower. Relatively small amount is required.	Not required	Relatively large amount is required.
Installing weight	Relatively heavy	Light	Moderate
Operation & maintenance	Very similar to diesel engine, so easily operated by local operator	Special facility for overhauling is required.	Special knowledge is required for local operator
Environmental influence	Relatively high noise level and high NOx	Relatively high noise level	Exhaust gas emission control is relatively easy.

表 5 - 2 各発電方式の経済性比較

(Unit: US\$/year)

	Dual-Fuel Engine	Gas Turbine	Steam Turbine
Engine Capacity	5 MW x 4	10 MW x 2	20 MW x 1
Normal Output	17 MW	17 MW	17 MW
Thermal Efficiency	36 %	20 %	25 %
Construction Cost (US\$)	27,500,000	18,000,000	28,500,000
Capital Cost			
Case-A @ 25%	6,875,000	4,500,000	7,125,000
Case-B @ 12%	3,300,000	2,160,000	3,420,000
Fuel Cost			
Gas			
Case-1	3,197,876	6,523,666	5,218,933
Case-2	2,654,363	5,414,900	4,331,921
Case-3	1,895,974	3,867,786	3,094,229
Fuel Oil (Pilot)	521,824		
Lube Oil	198,016		
Annual Cost			
A-1	* 10,792,716	11,023,666	12,343,933
A-2	10,249,203	* 9,914,900	11,456,921
A-3	9,490,814	* 8,367,786	10,219,229
B-1	* 7,217,716	8,683,666	8,638,933
B-2	* 6,674,203	7,574,900	7,751,921
B-3	* 5,915,814	6,027,786	6,514,229

Note: \* Shows least expense method for each case

表 5 - 3 発電所設置場所の経済比較

(Unit: Million Rp)

	Case A (Sengeti)	Case B (Setiti)	Case C (Payo Selincah)
Construction Cost			
Pipeline	0.0	1,198.8	2,397.6
Transmission Line	2,445.3	1,683.0	789.0
Sub-total	2,445.3	2,881.8	3,186.6
Power Loss	4,935.7	3,380.6	170.2
Total	7,381.0	6,262.4	3,356.8

#### 5 - 2 天然ガス前処理方式の決定

油ガス分離プラントからのガスを発電所まで輸送するためには、ガスパイプラインが必要となる。ただし、油ガス分離プラントからのガスをそのままパイプラインで移送すると、途中の温度低下により、重質炭化水素や水分が凝縮し、輸送効率の低下や配管の腐蝕を引き起す。よって、ガスに含まれる重質炭化水素や水分を除去するための前処理設備の設置が必要となる。ただし、本計画では、ガスの輸送温度が比較的高い為、厳密な除去は必要ない。従って、設備が簡単で設備費・運転費共安価な、ガス自身の断熱膨張（等エンタルピー膨張）による自己冷却効果を利用した方式を採用する。その設置場所は、ガスパイプラインの入口すなわちセンゲッティの既設油ガス分離プラントの近傍である。

#### 5 - 3 LPG回収システムの決定

##### (1) LPG回収方法

本計画において、原料天然ガスに含まれるLPG留分を回収するには、高圧セパレーターガスから回収する方法と、図5-1に示す高圧セパレーターコンデンセートから回収する方法が適用可能である。天然ガスの性状、LPG回収量、資源の有効利用、運転性等を考慮すると、本計画においては、コンデンセートから回収する方が適している。

##### (2) LPG生産量

ジャンピ地区におけるLPG需要予測によると、日産10トンのLPGが生産できれば、

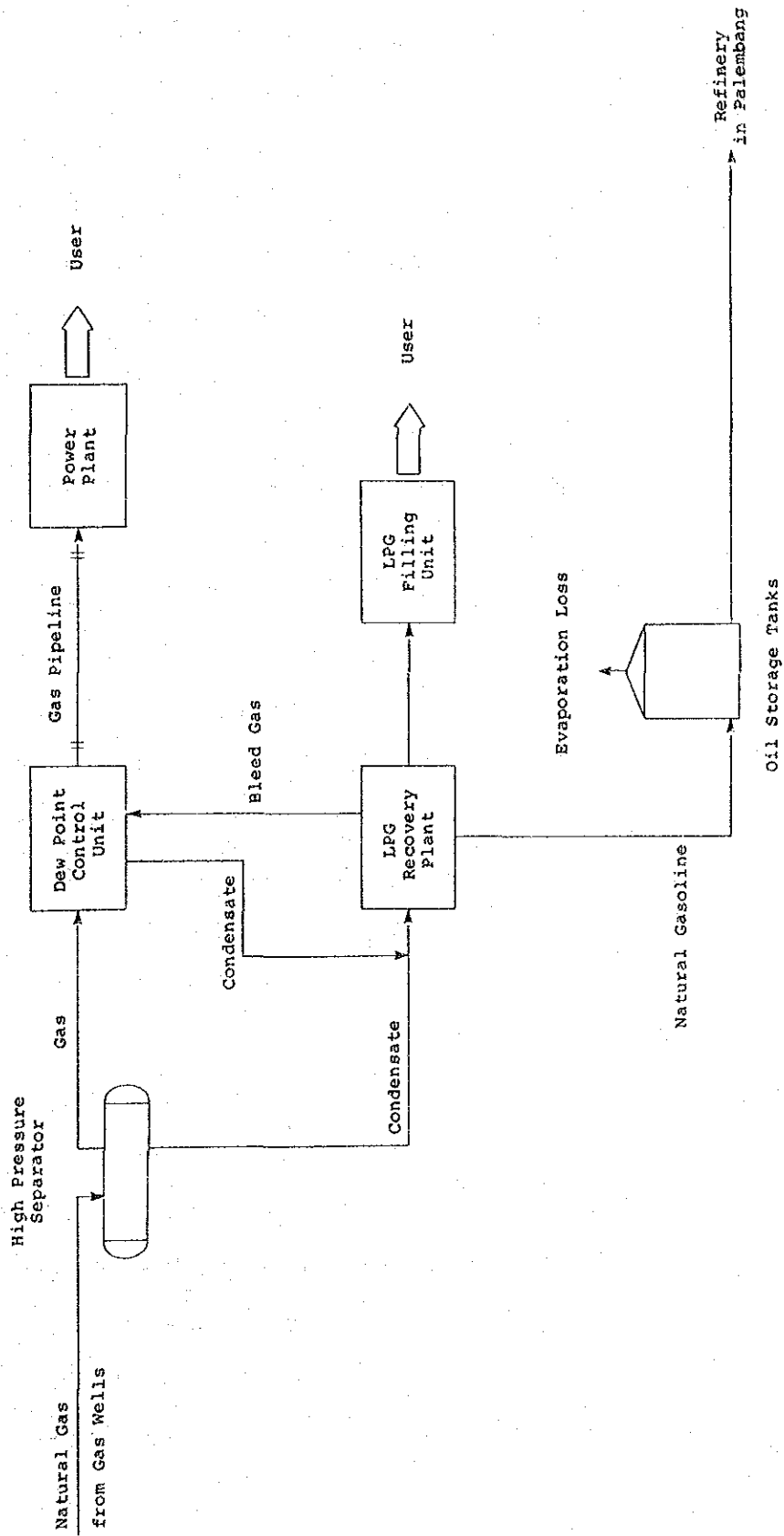


図 5-1 高圧セパレーターコンデンサートからLPGを回収する場合のプロセス構成図

当分の間この地方の需要を満たす事ができる。

### (3) 設置場所

建設候補地としてセンゲッティおよびセティティを選び、原料および製品の輸送面と付帯設備の有効利用の面から両者を比較し、センゲッティを選択した。

## 5-4 全体システムの検討

個々の設備の能力を総合して、最終製品である電力とLPGを、安定かつ安全にしかも環境を汚染する事なく製造すべく以下の点に配慮した。

### (1) 資源の有効利用

不用留分として各設備から抜き出される流体がそのまま廃棄されると、環境を汚染すると共に資源のロスとなる。よって本計画では、天然ガスに含まれる各留分が有効に利用される様に全体のフローを作成した。

### (2) 設備の能力余裕

天然ガスの性状および需要の予測値は多くの仮定に基づいて設定されているので、実際の値が設定値と異なる可能性がある。その場合でも誤差をできるだけ吸収できる様に、各設備には処理能力の余裕を持たせる様に計画した。

### (3) 安全対策

従業員および住民の安全を確保するために以下の点に配慮した。

- ・天然ガス生産・処理システムの安全対策として、圧力調節弁付のガス放出管を設け、運転圧力が設計圧力を超える事を防止する。
- ・ガスパイプラインは人家の少ない地域に敷設する様計画し、道路横断部やバクンハリ河横断部では特別な保護対策を施す。また、十分な防食対策を実施すると共に異常時の対策として数ヶ所にブロック弁を設ける。
- ・LPG回収システムの安定対策として、各蒸留塔には安全弁を設ける。
- ・燃料ガス供給の異常から発電設備を守るために、ガス供給系統に2重のガス遮断弁を設け、異常時には自動的に軽油のみを燃料とする運転に切換わるシステムを計画した。

### (4) 公害防止

環境を汚染する恐れがある設備には、適切な対策を計画した。

## 6章 天然ガス前処理設備

本設備の要点を以下に述べる。

- ・本設備は、断熱膨張による自己冷却方式を用いた露点調整設備である。
- ・その目的は、油ガス分離プラントから供給されるガス中の重質炭化水素と水分の一部を除去し、パイプライン輸送に適する様にガスの露点を下げる事である。
- ・処理ガスの露点は、パイプライン輸送中のガスの最低温度より更に5℃低い15℃に設定した。
- ・ガスの処理量は、発電プラントの燃料必要量とLPG回収プラントでの用役ガスの必要量により決まり、最大3.1MMSCFDである。
- ・ガスを自己冷却させるのに必要となる断熱膨張の差圧と本設備内での圧力損失の合計は約9 kg/cm<sup>2</sup>であり、処理ガスの出口圧力は16kg/cm<sup>2</sup>Gとなる。この圧力は、ガスの必要量を発電プラントにパイプライン輸送するに十分な圧力である。

## 7章 LPG回収プラントの概念設計

### 7-1 設備概要

本LPG回収プラントは、油ガス分離プラントから供給されるコンデンセートを主原料としてLPG留分を蒸留で分離する設備であり、コンデンセート中に含まれる軽質分を分離する脱エタン塔と重質分を分離する脱ブタン塔を主要構成機器とする。各構成機器は、原料の供給性状が設定値と多少異っても製品規格に合致した目標量のLPGが生産できる様に、幅広い運転範囲がカバーできる様に計画されている。

LPG回収プラントを含む天然ガス処理設備の全体フローを図7-1に、機器配置図を図7-2に示す。

### 7-2 LPG生産量

LPGの生産量は以下の様に計画されている。

最大時（発電量20MWに対応する処理量） 10.8 トン/日

常用時（ “ 17MW “ ） 9.0 トン/日

### 7-3 LPG充填設備

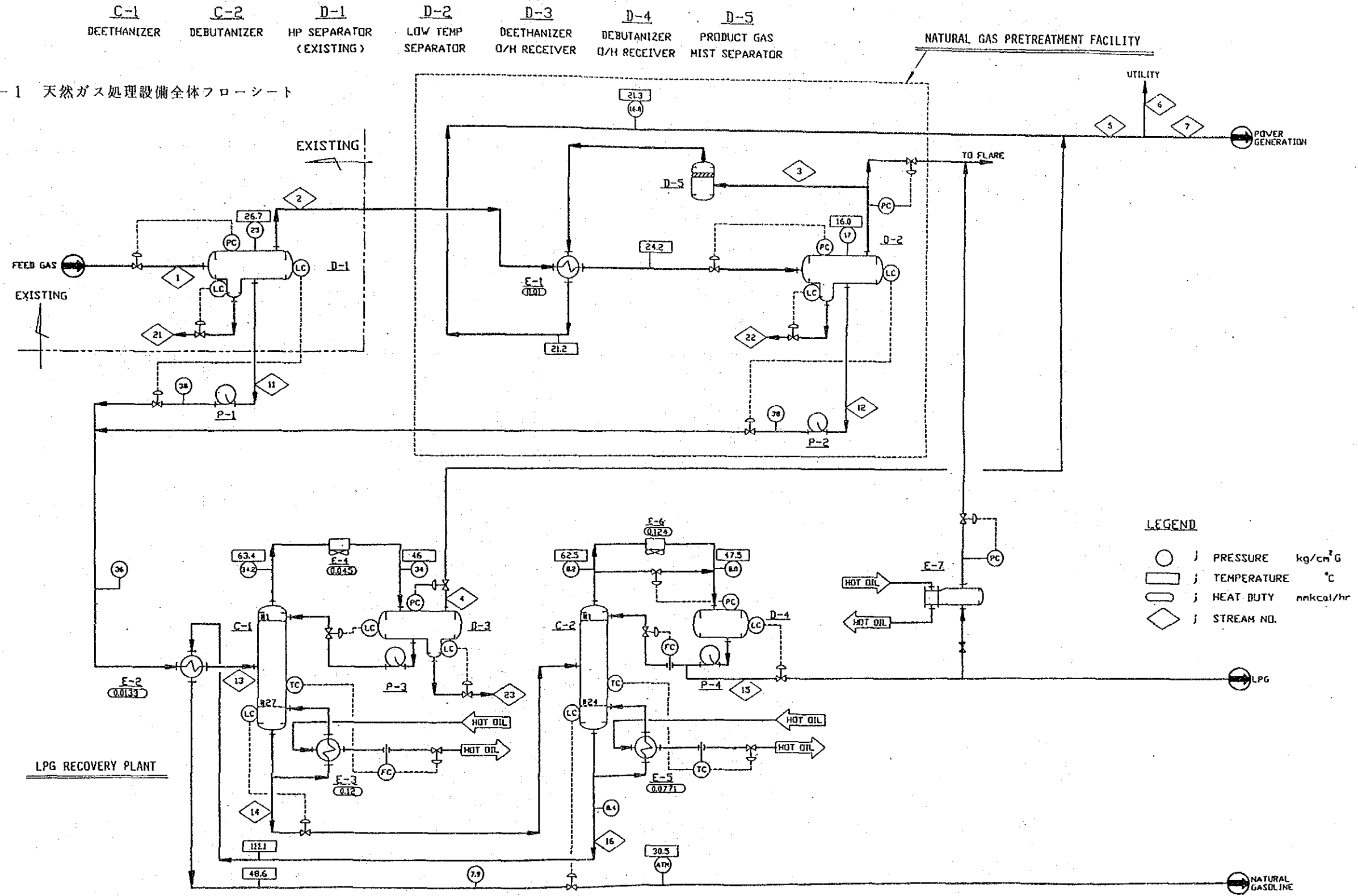
LPG回収プラントで生産されるLPGは、家庭用の11kgシリンダーと業務用の45kgシリンダーに充填され、LPG販売業者に引き渡される。そのための設備として、11kgシリンダー用の回転式充填機と45kgシリンダー用の定置式充填機を設置する。その合計処理能力は、1日8時間稼働で300トン/月である。なお、この地区での需要を超える量のLPGが生産される場合は、シリンダーに充填後パレンバンにトラック輸送する。

### 7-4 付帯設備

本LPG回収プラントの付帯設備として、自家用発電設備、計装用空気設備、ホットオイル設備、燃料油設備、防消火設備、無線通信設備、計器室、事務所、倉庫等を設置する。これらの付帯設備は、センゲッティ地区の他の設備（天然ガス生産設備、前処理設備）と共通利用する事が可能である。



図7-1 天然ガス処理設備全体フローシート



**LEGEND**

- ; PRESSURE kg/cm<sup>2</sup>G
- ; TEMPERATURE °C
- ▭ ; HEAT DUTY mmkcal/hr
- ◇ ; STREAM NO.

- |                                       |                                   |                                       |  |                                       |  |                             |   |   |  |  |
|---------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|--|-----------------------------|---|---|--|--|
| <b>E-1</b><br>FEED/PRODUCT<br>GAS H/E | <b>E-2</b><br>DEETHA. FEED<br>H/E | <b>E-3</b><br>DEETHANIZER<br>REBOILER | <b>E-4</b><br>DEETHANIZER<br>O/H CONDENSER | <b>E-5</b><br>DEBUTANIZER<br>REBOILER | <b>E-6</b><br>DEBUTANIZER<br>O/H CONDENSER | <b>E-7</b><br>LPG VAPORIZER | <b>P-1</b><br>HP SEPARATOR<br>DRAW OFF PUMP | <b>P-2</b><br>LOW TEMP SEPARATOR<br>DRAW OFF PUMP | <b>P-3</b><br>DEETHANIZER<br>REFLUX PUMP | <b>P-4</b><br>DEBUTANIZER<br>REFLUX PUMP |
|---------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|--|---------------------------------------|--|-----------------------------|---|---|--|--|

Existing Gas Oil Separation Plant

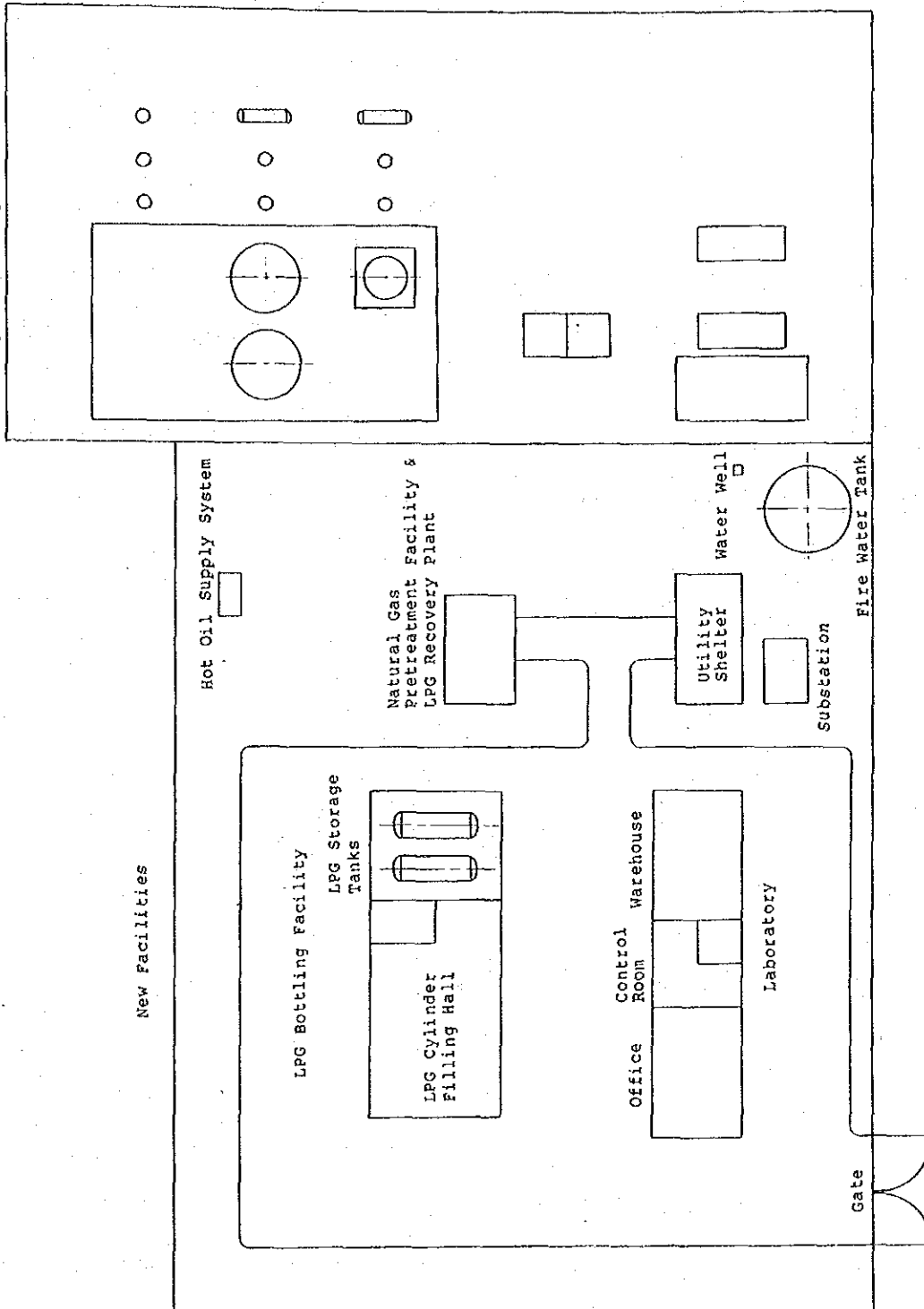


図 7 - 2 天然ガス処理設備配置図

## 8章 天然ガスパイプラインの概念設計

本天然ガスパイプラインは、センゲッティに設置予定の前処理設備において露点調整された燃料ガスを、バイオセリンチャに建設予定の発電プラントへ移送するための設備である。以下にその要点を述べる。

### 8-1 ガスの輸送量

本パイプラインの設計流量は、発電プラントの最大負荷時（発電量20MW）での燃料ガス必要量である3.2MMSCFDである。

### 8-2 パイプラインルート

本計画では、図8-1に示す様に、人家が少なく環境への影響が少ないバクンハリ河の北岸を通る全長20kmのルートを選定した。また、住民に対する安全を考慮して埋設配管とする。しかし、最終ルートの選定に当たっては、詳細な現地調査が必要となる。

### 8-3 パイプラインの仕様

#### (1) 管 径

圧縮機等を利用せずに所定量を輸送できる様に管径を6インチとする。

#### (2) 肉 厚

輸送流体による内圧と、輸送・建設中に加わる外力等を考慮して、管の肉厚を7.1mmとする。ただし、河川横断部の様な水没箇所に対しては、浮揚防止のため肉厚を7.9mmとする。

#### (3) 付属機器

- ・発電プラントの入口には取引用のガス流量計を設ける。
- ・パイプラインの数ヶ所には緊急時用にブロック弁とガスの大気放出管を設ける。
- ・内部の清掃および保守用にパイプラインの入口と出口にピグトラップを設置する。
- ・埋設パイプライン外面の防食のため、防食テープを被覆すると共に電気防食を施す。

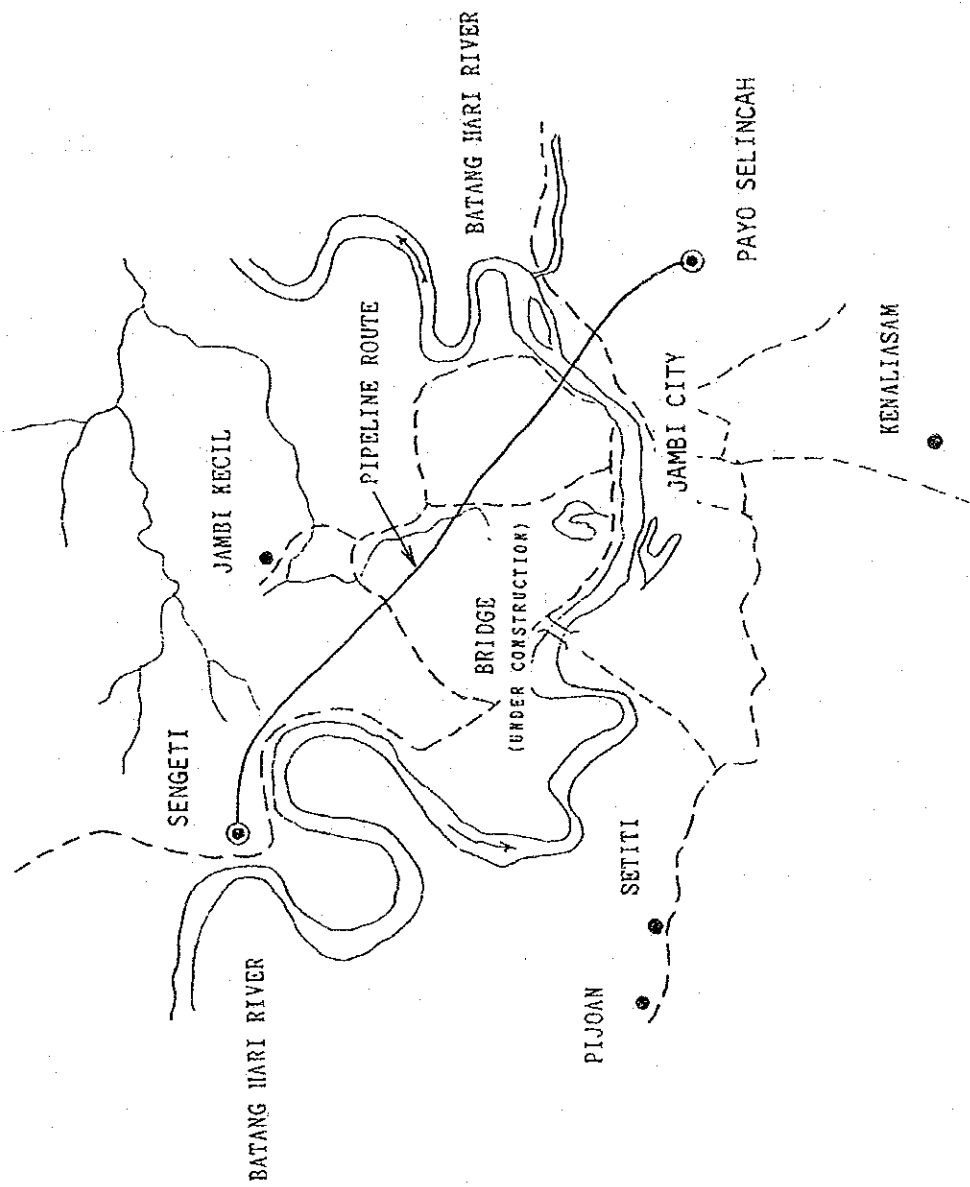


図 8-1 ガスパイプラインルート計画図

## 9 章 発電プラントの概念設計

### 9-1 設備概要

本発電プラントは、ガスを主燃料とし液体燃料を着火用燃料として使用するデュアルフュエルエンジン発電機を用いた発電所である。デュアルフュエルエンジンは圧縮着火機関であるので、通常のディーゼルエンジンと同様に液体燃料だけの運転（ディーゼル運転モード）も可能である。始動時および停止時には必ずディーゼル運転モードを経過する。また、燃料ガス供給系統に異常がある場合も自動的にディーゼル運転モードに切換わる。

### 9-2 設備容量

定格発電量	5 MW×4 台	合計20MW
常用発電量	4.25MW×4 台	合計17MW

### 9-3 燃料使用量

デュアルフュエルエンジンの負荷率と燃料使用量の関係を図9-1に示す。デュアルフュエルエンジンは、液体燃料だけを使って始動させ、負荷が定格出力の30%以上に上がった段階で、ガス燃料と液体燃料を使った運転（ガス運転モード）に切換える事が可能となる。ガス運転モードにおいては、負荷に関係なく一定量（定格負荷時の所要熱量の約10%）の液体燃料が供給されると共に、負荷に見合った量のガス燃料が供給される。

### 9-4 エンジン用補機器と付帯設備

本発電プラントにおいては、安全で安定した運転を行うと共に周囲の環境を保全するために下記の設備を設置する。

#### (I) エンジン・発電機用補機器

- ・始動空気システム（空気圧縮機および空気槽）
- ・潤滑油システム（潤滑油サンプタンク、潤滑油ポンプ、油冷却器、油洗浄器）
- ・燃料油システム（燃料油移送ポンプ、サービスタンク、燃料油ポンプ）
- ・燃料ガスシステム（サージタンク、ガス圧制御弁、ガス遮断弁、火花アレスタ）
- ・エンジン冷却システム（冷却水循環ポンプ、ラジエーター）

- ・吸排気システム（エアフィルター、ラジエーター、消音器）
- ・電気システム（20kV昇圧用変圧器、所内変圧器、電気盤）
- ・制御盤

(2) 付帯設備

- ・発電機用建屋（図9-2参照）
- ・燃料油貯槽
- ・工作室
- ・スラッジ焼却炉
- ・消火装置
- ・倉庫
- ・簡易水道（井戸、井戸水ポンプ）

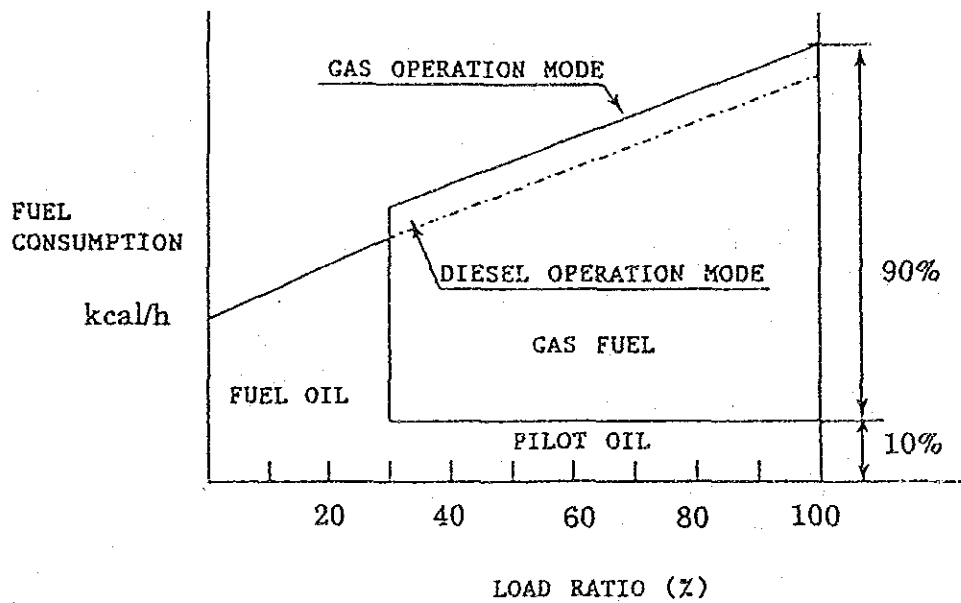
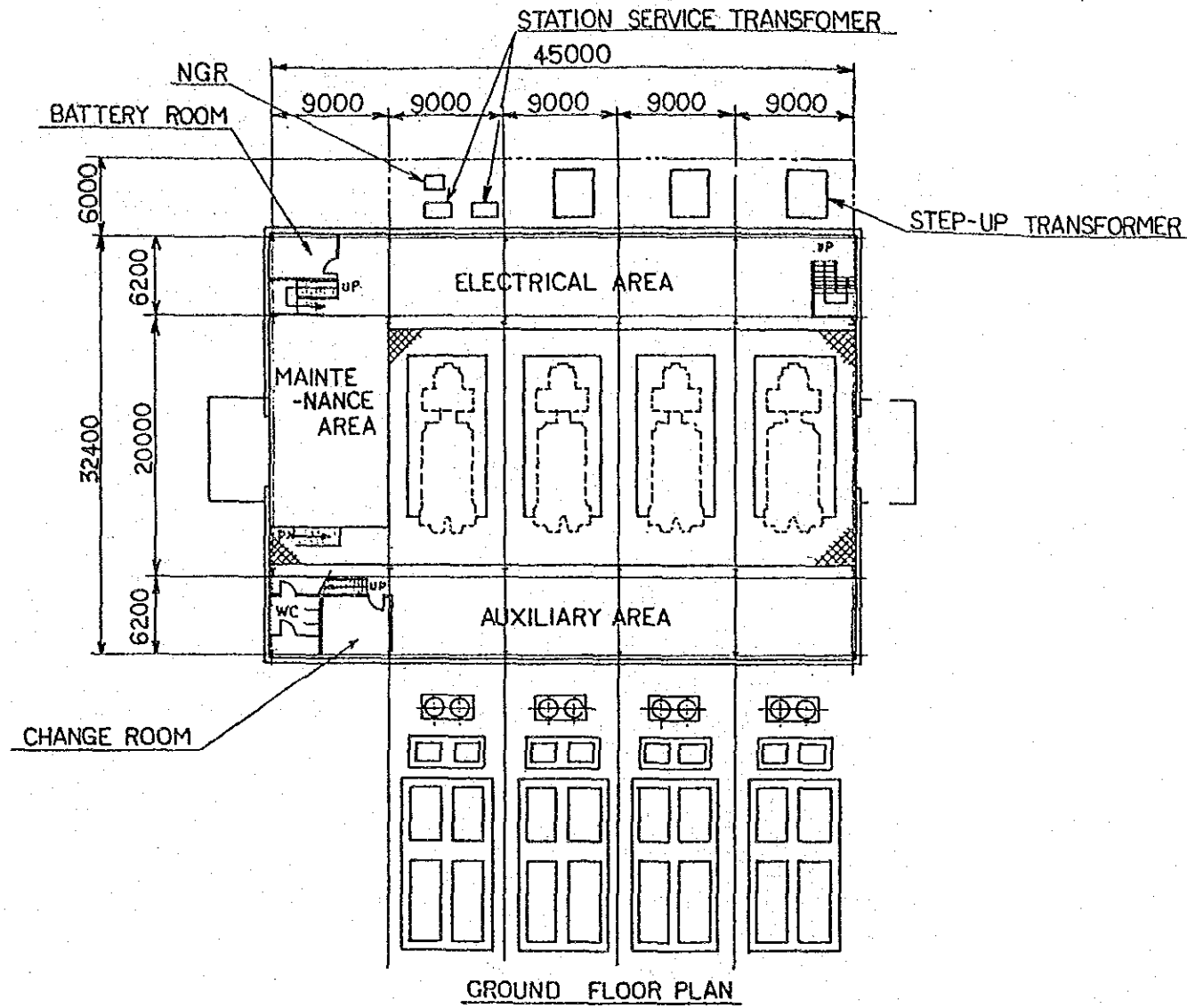
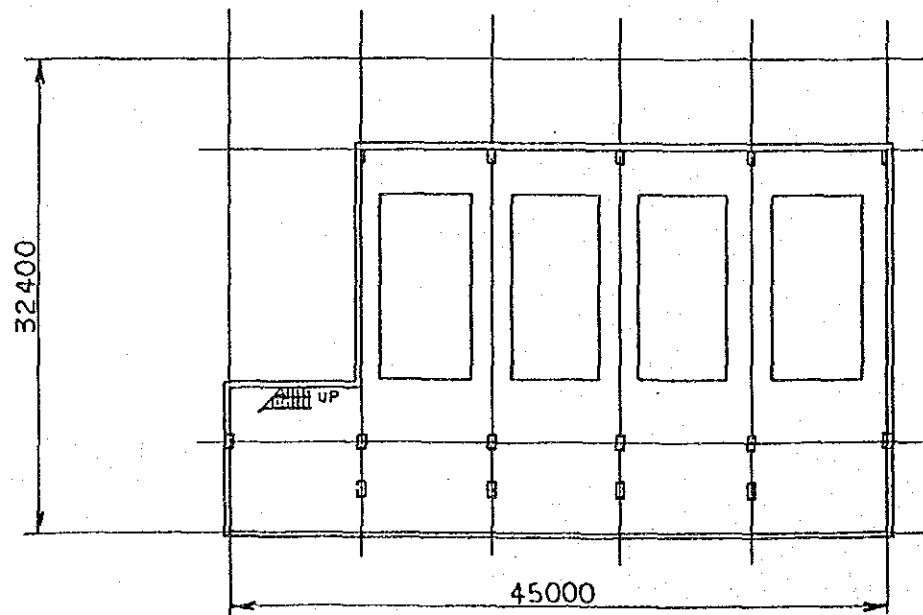


図9-1 燃料消費量と負荷率の関係

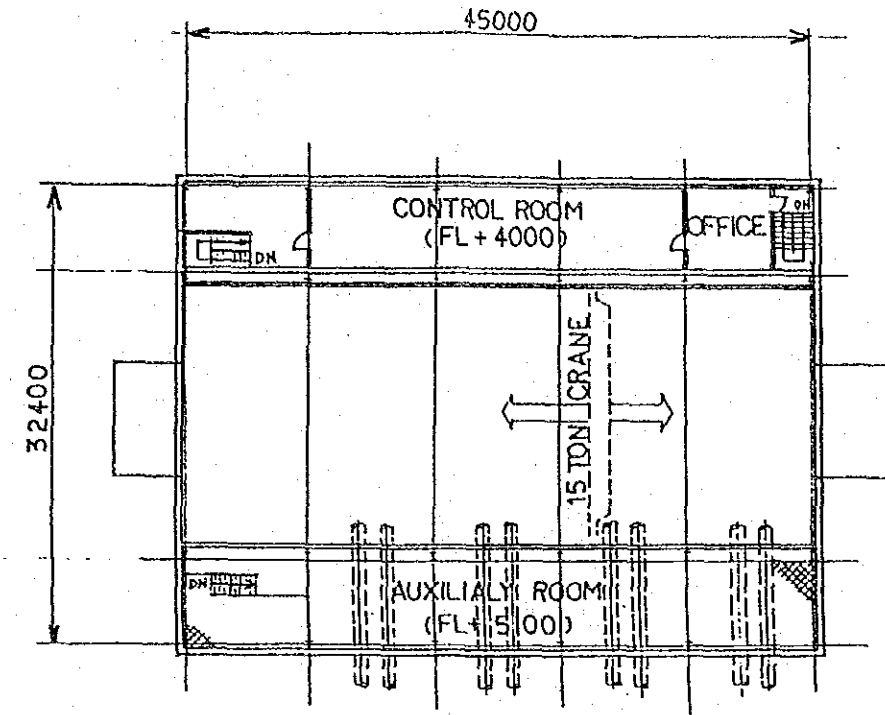
图 9-2 發電機用建屋內配置圖



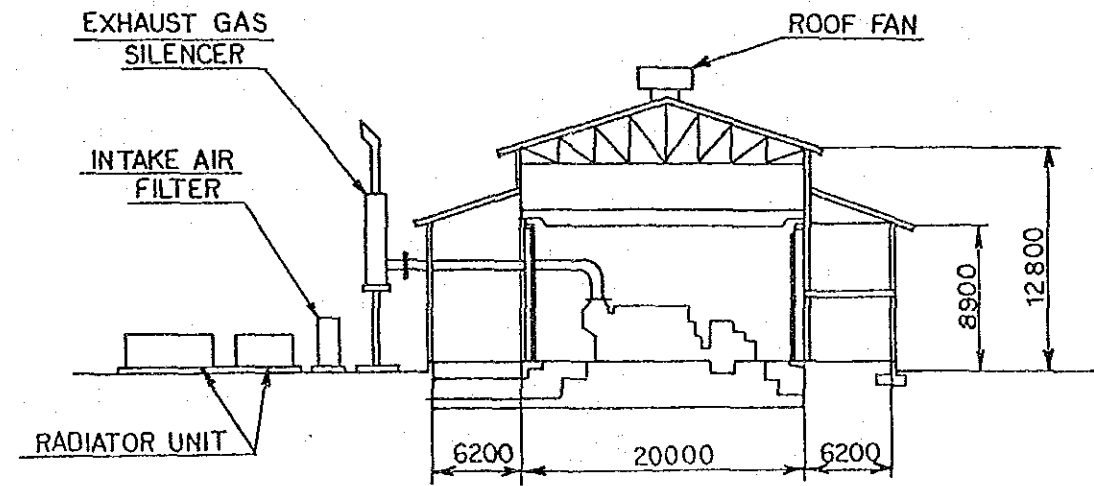
GROUND FLOOR PLAN



BASEMENT FLOOR PLAN



SECOND FLOOR PLAN



D SECTION

## 10章 送配電設備の概念設計

### 10-1 設備増設の概要

本計画による発電設備の増設によって、ジャンビ地区では約17,000kWの発電量が増加する。この電力は主として昼間はジャンビ市の東部にある工業地区へ供給され、夜間は主として南西部にある住宅地区へ供給される。このため既設の送配電網に加え、図10-1に示す様に2本の連結線と5本の配電線の増設が必要となる。

### 10-2 連結線の増設

既設発電所との並列運転および電力融通が可能な様に、新発電所と既存のバイオセリンチャ発電所間 0.3kmと、バイオセリンチャ発電所と市の中心部に位置する開閉所間 9 kmを連結線で結ぶ。それぞれの連結線は20kVの地中ケーブルとする。

### 10-3 配電線の増設

ジャンビ市東部の工業地域へ電力を供給するために、新発電所から1回線とバイオセリンチャ発電所から2回線の配電線を増設する。また南西部の住宅、文教地区用に、開閉所から2回線の配電線を増設する。これら5本の配電線は全て、既存線と同じく20kVの架空式とする。



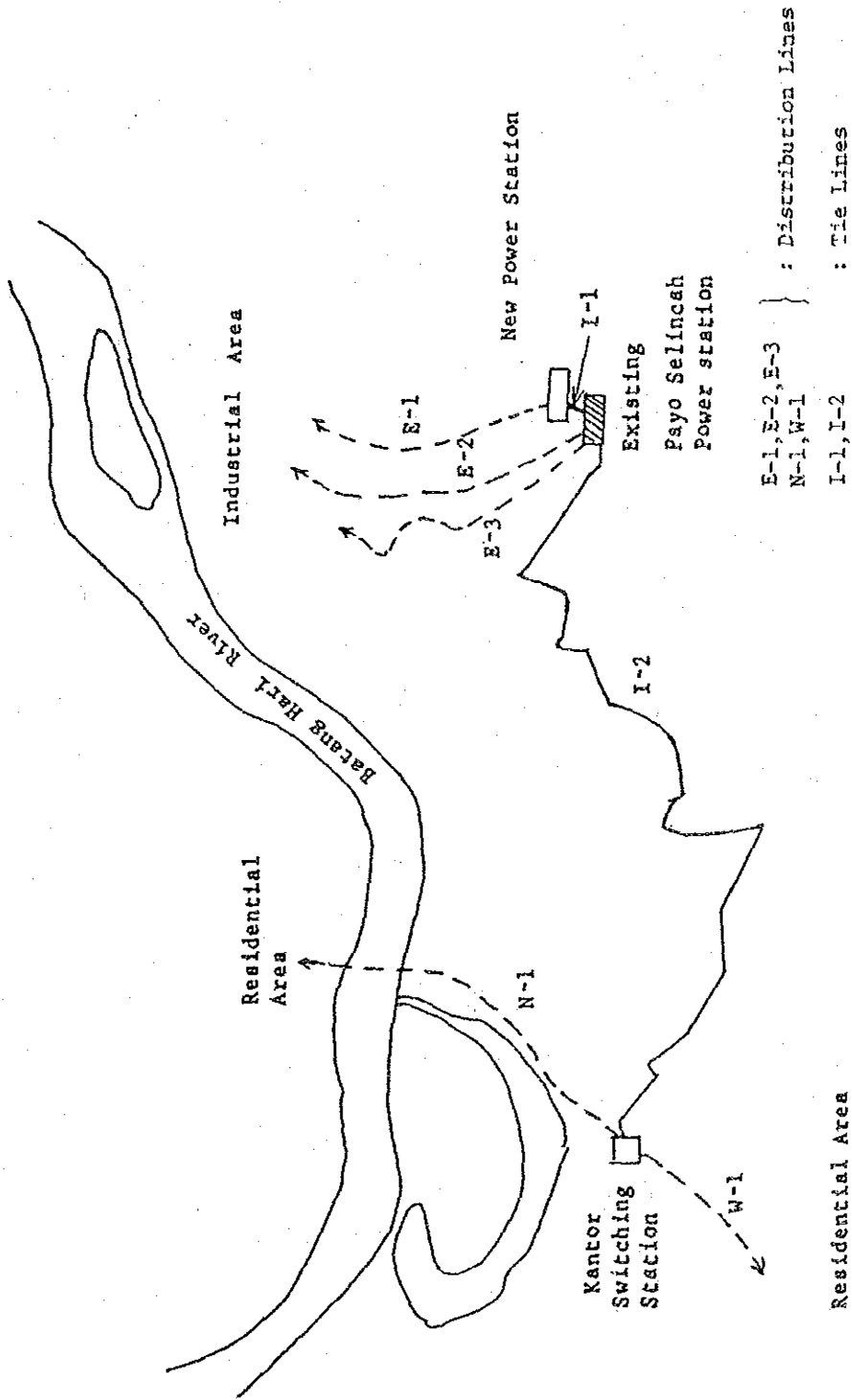


図10-1 連結線および配電線ルート

## 11章 建設工事

本計画においてはジャンビ地区の4ヶ所で建設工事が行われる事になるが、各設備の稼働を予定通り開始するには、各工事の内容と現地の状況・気候等を考え合わせた全体工程を作成し、工事を実施する事が必要となる。

### 11-1 建設工事の要点

#### (1) 天然ガス前処理設備およびLPG回収プラント

センゲッティ地区では天然ガス前処理設備およびLPG回収プラントとその付帯設備が新設される。また本計画には含まれていないが、既設の天然ガス生産設備および油ガス分離プラントも修理・復旧される。

新設設備の多くは、スキッドまたはユニットとして海外から輸入されるために、その搬入および据付工事が主な工事内容となる。

資機材の搬入は、バタンハリ河の増水期に舁を使って行い、据付、配管、計装工事は乾期に行う様計画する。したがって、基礎工事は機器搬入の前年の乾期中に完了しておく必要がある。

#### (2) 天然ガスパイプライン

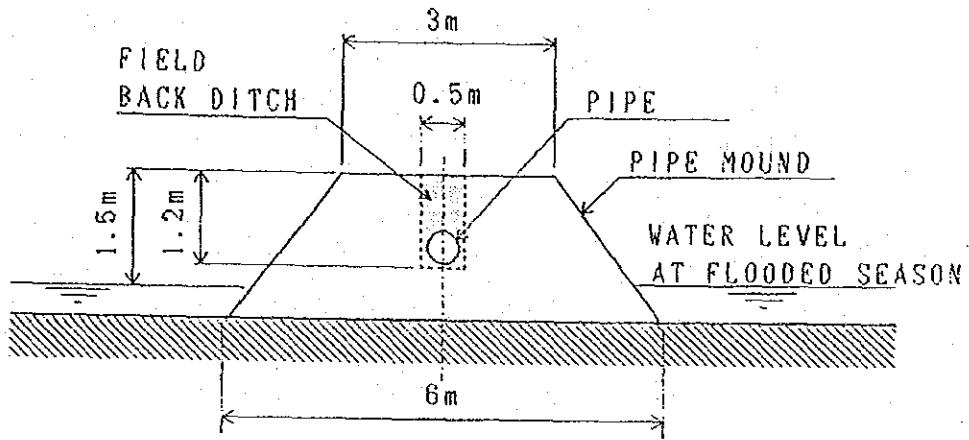
天然ガスパイプラインは、センゲッティを出発点とし、バタンハリ河の北岸の湿原を通り、ジャンビ市の東側で渡河し、バイオセリンチャに至るルートに敷設される。したがって、湿地帯での埋設配管の施工と渡河が工事の要点となる。埋設配管の施工例を図11-1に示す。また渡河は、溶接した配管をウインチで曳いて渡河させる河底曳航法にて行う。

#### (3) 発電プラント

本発電プラントの建設工事においては、重量・寸法共大型のエンジン・発電機を取扱うので、その輸送が大きな問題となる。またこれらは回転機器の為、十分な性能を発揮させると共に振動による公害を防止するために精度の高い基礎工事が必要となる。

エンジン等主要機器は輸入される事になるので、ジャカルタまたはシンガポールで舁に積替える。舁の上に12車軸付の大型トレーラーを積込んでおき、その上にクレーンで機器を積込む。舁をジャンビ迄輸送し、臨時に設ける特設埠頭にてトレーラーを陸揚する。そしてそのまま発電所用地まで輸送し、据付る。

# SWAMP



# DRY AREA

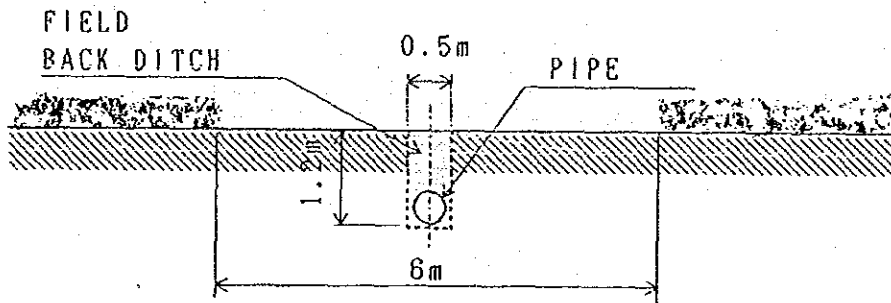


图11-1 埋设配管施工例

エンジンの基礎は鉄筋で補強し、エンジンの振動等によって破損することのない構造のものとする。基礎の概念図を図11-2に示すが、エンジンとその基礎の重量を杭で支える必要があり、杭のサイズ、数および打ち込み深さは地質調査の結果を見て決定する事となる。

#### (4) 送配電設備

本計画により増加する電力を使用者に供給する為には、2本の連結線と5本の配電線の増設が必要となる。その実施に当たっては、PLNの配電網の整備計画と整合させる事が必要となるので、PLNが主体的に行う事となる。

### 11-2 建設工程

全体工程計画(案)を図11-3に示す。この計画は次の2点に留意して作成された。

- 1) 屋外作業を伴う現地建設工事は乾期(4月下旬～9月末)に行う。
- 2) 貯を利用する輸送はバタンハリ河の増水期(3月～5月)に行う。

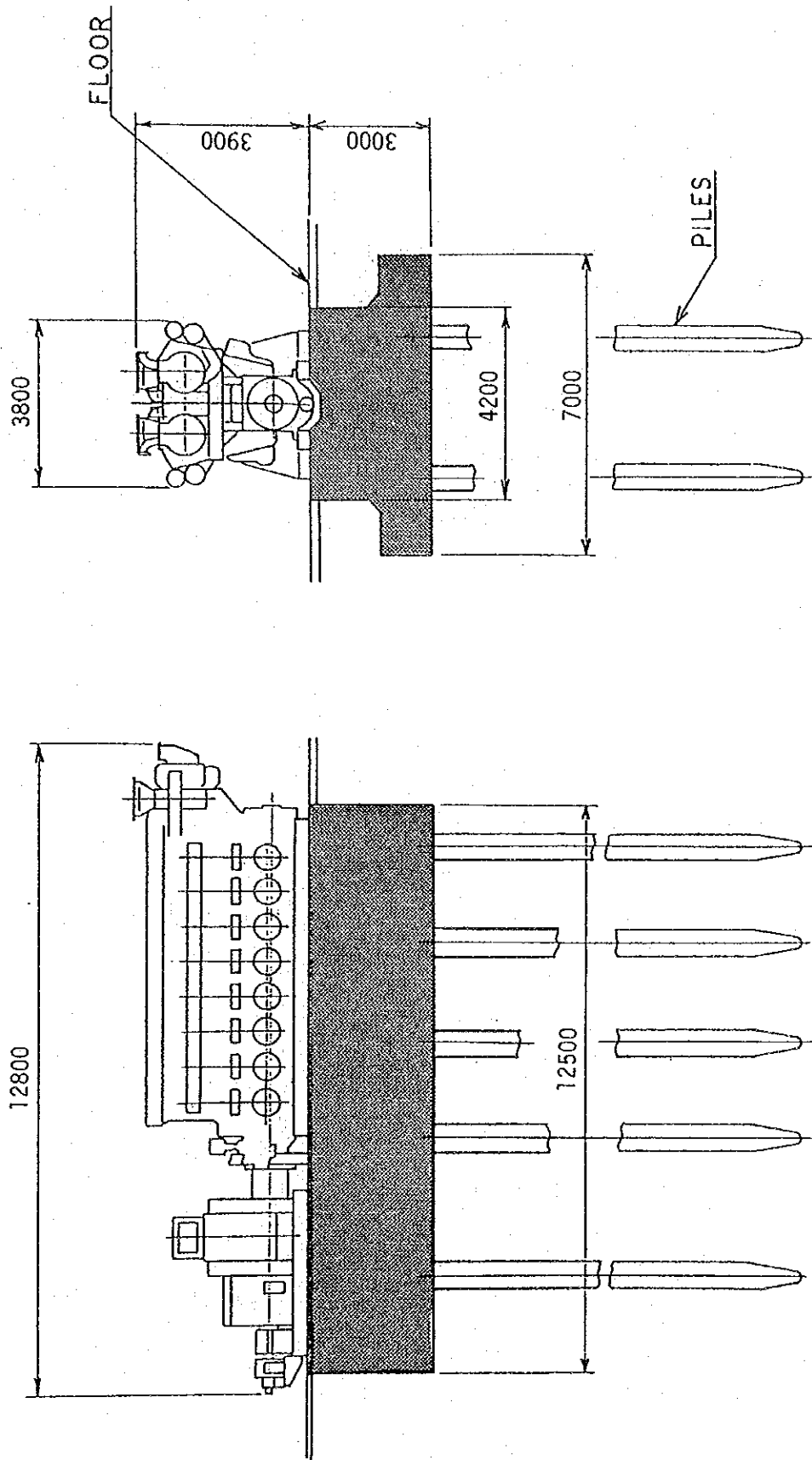
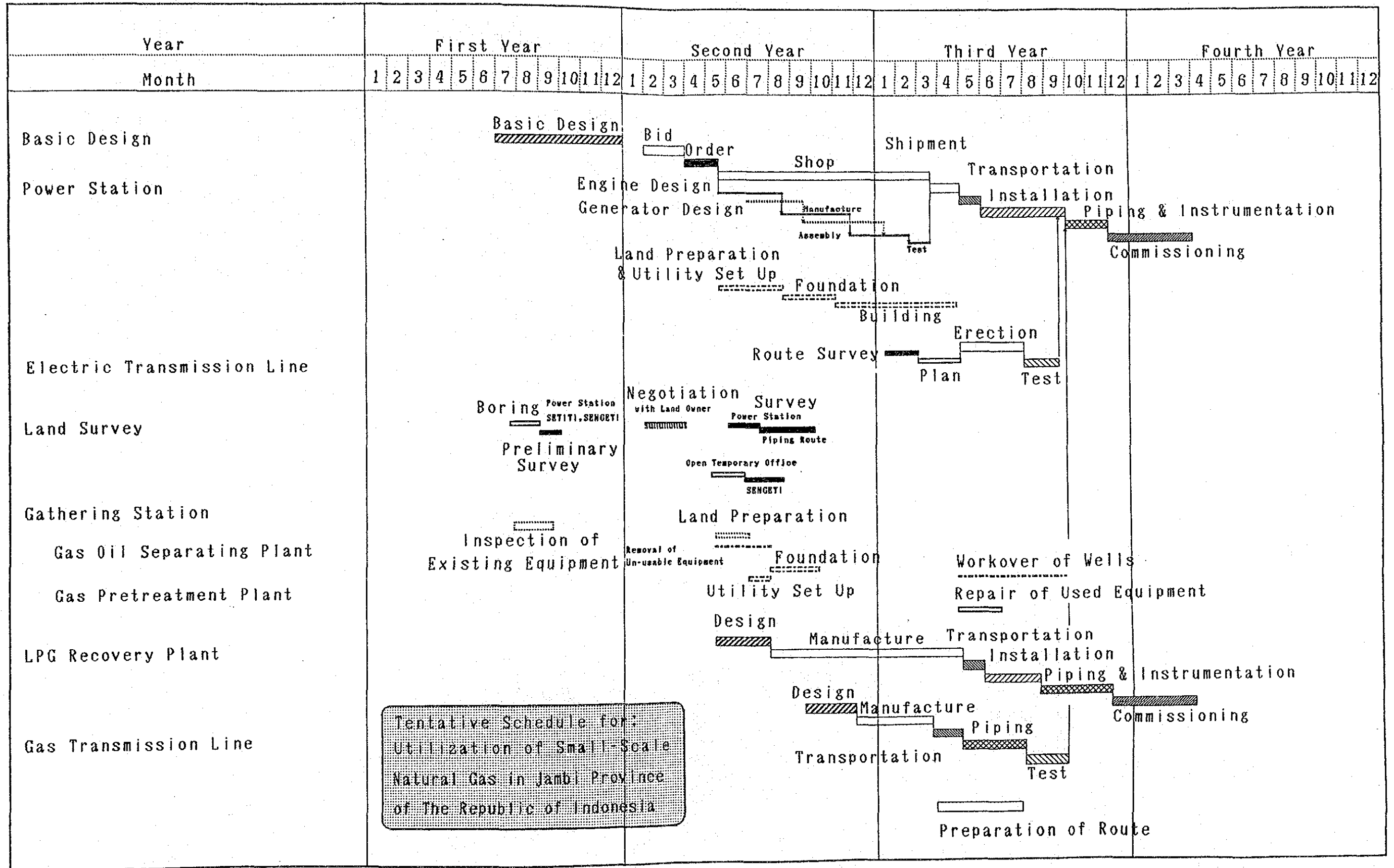


図11-2 エンジン用基礎の概念図

図11-3 全体工程計画 (案)



## 12章 建設費

本積算の範囲は、センゲッティで生産される天然ガスを利用してジャンビ地域に電力およびLPGを供給するために新設される設備のみとする。従って、既設設備の修理、取替、再設置等のための費用は本積算に含まれないものとした。廃ガス燃焼装置についても、本プロジェクトのための新しい結合管は含めるが、既存の設備およびその修理は対象外とする。

送配電線については、連結線および幹線配電線の費用は本積算に含めるが、引込線および柱上変圧器以降の配線は受電者負担と考えて積算外とした。

積算の範囲は次の通りとなる。

- 1) 天然ガス前処理設備
- 2) LPG回収プラント
- 3) 天然ガスパイプライン
- 4) 発電所
- 5) 送・配電線

建設費は日本円によって示した。積算値は1988年2～3月の価格であり、輸入分は日本を含む主要先進国およびNIESから輸入する場合の国際価格を、自国調達分はインドネシア国内における価格を基準としている。

積算結果を表12-1に示す。

表12-1 建設費の要約

Items	Natural Gas Pretreatment Facility 3.1 MMSCFD		LPG Recovery Plant 10.8 ton/day		Natural Gas Pipeline 6 inch - 20 km		Power Station 4 x 5,000 kW		Electric Transmission Line		Basic Design and Consulting		Total	
	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local
Plant Equipments, Building Foundation Construction	6,250	5,800	159,700	145,500	85,500	50,900	2,515,000	400,000	71,700	84,900	0	0	2,838,150	687,100
Ocean Freight and Insurance	300	0	8,000	0	3,000	0	102,000	0	2,500	0	0	0	115,800	0
Inland Transportation	0	200	0	3,800	0	3,500	55,000	54,000	0	1,000	0	0	55,000	62,500
Engineering Fee	1,000	0	24,000	5,000	4,000	3,000	64,000	0	0	*	150,000	20,000	243,000	28,000
Supervising Fee	849	0	21,001	1,800	17,800	2,800	79,900	0	0	*	68,700	2,700	188,250	7,300
Administration Cost	864	0	22,128	0	10,230	0	196,194	0	0	0	0	0	229,416	0
Contingency	600	600	16,000	15,000	2,500	5,000	61,300	47,000	0	*	0	0	80,400	67,600
Land Acquisition	0	2,000	0	19,000	0	38,000	0	12,300	0	*	0	0	0	71,300
<b>Total</b>	<b>9,863</b>	<b>8,600</b>	<b>250,829</b>	<b>190,100</b>	<b>123,030</b>	<b>105,200</b>	<b>3,073,394</b>	<b>513,300</b>	<b>74,200</b>	<b>85,900</b>	<b>218,700</b>	<b>22,700</b>	<b>3,756,016</b>	<b>923,800</b>
		<b>18,463</b>	<b>440,929</b>	<b>440,929</b>		<b>226,230</b>	<b>3,586,694</b>	<b>3,586,694</b>		<b>160,100</b>		<b>241,400</b>		<b>4,673,816</b>

Note: \* Covered by PLN



## 13章 操業計画

### 13-1 年間操業計画

#### (1) 発電プラント

発電プラントの年間操業計画を図13-1に示すが、これは、以下の項目を前提としている。

- 1) 本発電プラントはベースロード用で使用され、不足分は既設の発電所にてまかなう。
- 2) 通常運転時は4台の発電機が定格能力の85%の出力で運転される。
- 3) 1台につき年2回必要となる保守期間においては、残る3台が90%の出力で運転される。

よって年間の発電量は135,480MWhとなる。

#### (2) LPG回収プラント

LPG回収プラントの生産量は、原料の供給量と保守のための操業停止期間を考慮して以下の様になる。

発電プラントの通常運転時 (205日) : 9.03トン/日  
" 保守時 (130日) : 7.24トン/日

よって年間のLPG生産量は2,792トンとなる。

### 13-2 陣容

発電プラントに関してはPLNから、LPG回収を含む天然ガス関連設備に関してはブルタミから経験ある要員が確保できる事を前提とすると、各設備にて必要となる要員は以下の様になる。

発電プラント : 17名

天然ガス関連設備 : 25名

尚、すべての要員は、業務に精通するために、海外からのスーパーバイザーの指導を含め十分に訓練される様計画されている。

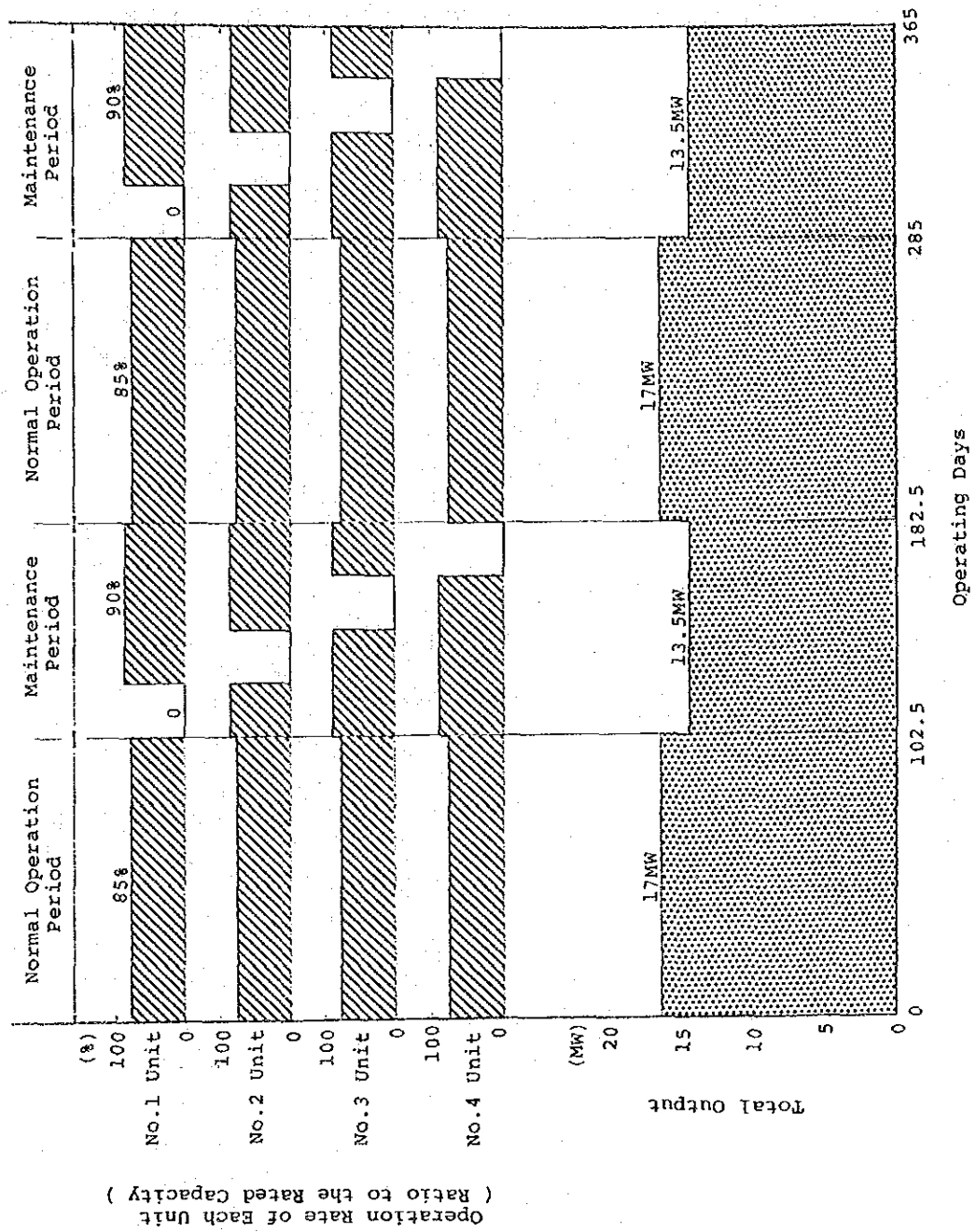


図13-1 発電所の年間操業計画

## 14章 総所要資金

先述の投資コストの積み上げ結果に基づき、操業前費用、初期運転資金および建設期間中の金利を算出し、本計画の実施に必要な総所要資金を算出する。

総所要資金積算の条件は以下のとおりである。

### (1) 通貨の換算レート

現地調査を実施した1988年2月時点の換算レートを適用する。

1米ドル = 1,665 インドネシアルピア = 128円

### (2) 価格の基準

全ての費用を1988年現在の価格で算出し、エスカレーションは見込まない。

### (3) 税金

本計画の実施に必要な輸入資機材の輸入関税は免除されるものとした。

### (4) 資金源

本計画の実施に必要な資金のうち、外貨分は適切な条件の長期借入金で、内貨分は自己資金でまかなわれるものとする。本調査では、財務評価のために、年利12%（ケース1）および3.5%（ケース2）の長期借入金を想定する。

### (5) 建設期間

建設工事にて説明した建設期間は22ヵ月であるが、財務分析の実施を目的に、建設期間を24ヵ月（2年）とする。

上記の資金源を想定した場合の総所要資金を表14-1および14-2に示す。

表14-1 総所要資金 (ケース1)

(Unit: Million Yen)

	Foreign Portion	Local Portion	Total
Plant Construction Cost			
Land Acquisition	0.00	71.30	71.30
Plant	2,838.15	687.10	3,525.25
Ocean Freight & Insurance	115.80	0.00	115.80
Inland Transportation	55.00	62.50	117.50
Engineering Fee	243.00	28.00	271.00
Supervising Fee	188.25	7.30	195.55
Administration Cost	229.42	0.00	229.42
Contingency	80.40	67.60	148.00
Sub-total	3,750.02	923.80	4,673.82
Pre-operation Cost	1.40	46.26	47.66
Initial Working Capital	0.00	19.24	19.24
Interest during Construction	496.74	0.00	496.74
<b>Total</b>	<b>4,248.16</b>	<b>989.30</b>	<b>5,237.46</b>

表14-2 総所要資金 (ケース2)

(Unit: Million Yen)

	Foreign Portion	Local Portion	Total
Plant Construction Cost			
Land Acquisition	0.00	71.30	71.30
Plant	2,838.15	687.10	3,525.25
Ocean Freight & Insurance	115.80	0.00	115.80
Inland Transportation	55.00	62.50	117.50
Engineering Fee	243.00	28.00	271.00
Supervising Fee	188.25	7.30	195.55
Administration Cost	229.42	0.00	229.42
Contingency	80.40	67.60	148.00
Sub-total	3,750.02	923.80	4,673.82
Pre-operation Cost	1.40	46.26	47.66
Initial Working Capital	0.00	19.24	19.24
Interest during Construction	139.84	0.00	139.84
<b>Total</b>	<b>3,891.25</b>	<b>989.30</b>	<b>4,880.56</b>

## 15章 財務分析

### 15-1 財務分析手法

本調査では、ブルクミナが天然ガスの生産、前処理、LPG回収およびパイプライン輸送を担当し、PLNが発電および送配電を担当するとの前提に基づき、LPG回収および発電計画の収益性を個別に検討する。また、発電計画の収益性の検討においては、発電所入口における燃料ガス価格の検討を目的に、ディーゼル発電と発電単価を比較する。

### 15-2 主要前提条件

本計画の財務分析を行うのに必要な主要前提条件を以下にまとめる。

#### (1) プロジェクトの期間

- ・建設期間 : 2年
- ・運転期間 : 20年

#### (2) 価格の基準

財務分析で用いる価格は、1988年2月固定価格とする。計算は全て現地通貨で行い、外貨分の費用は以下の換算レートを用いて、現地通貨 (Rupiah) に換算する。

$$\cdot 1 \text{ US } \$ = 1,665 \text{ Rp} = 128 \text{ 円}$$

#### (3) 法人税および減価償却

本計画に対しては、1984年に制定された新税制に基づき、法人税が賦課される。減価償却は定率法 (プラントの機器は10%) である。法人税は累進課税となっており、税率は最高35%である。

#### (4) 操業および販売計画

##### (a) 発電プラント

操業計画に基づき、17.0MWで205日間、13.5MWで160日間運転するものとする。

販売電力単価は100Rp/kWhとする。

##### (b) LPG回収プラント

本計画により回収される2,792トン/年のLPGはジャンビ地区で販売されるが、生産量がジャンビ地区の需要量を上まわる期間は、余剰分をパレンバンに輸送する。

LPGの販売価格（工場出荷価格）は以下のとおりとする。

- ・ジャンビ地区向け：240\$ / ton
- ・パレンバン向け：45\$ / ton

### 15-3 運転費用

以下にLPG回収および発電を行うのに必要な運転費用をまとめる。

#### (1) 原料費

LPG回収に必要なコンデンサートの量は2.35トン/トン・LPGであり、コンデンサートの価格はゼロとした。

デュアル燃料エンジンを用いて発電を行うのに必要な燃料ガスおよびディーゼル油の量は、以下の通りである。

- ・燃料ガス：1.30×10<sup>6</sup> MMBTU/年
- ・ディーゼル油：4.413 キロリットル/年

燃料ガス価格は、BPPTとの打ち合せに基づき以下の3ケースを設定した。また、ディーゼル油の価格は200Rp/リットルとした。

- ・ケース-A：2.53 US \$ MMBTU (4,212.45Rp/MMBTU)
- ・ケース-B：2.10 US \$ MMBTU (3,496.50Rp/MMBTU)
- ・ケース-C：1.50 US \$ MMBTU (2,497.50Rp/MMBTU)

#### (2) 用役費

LPG回収に必要な用役は自家発電設備とホットオイル設備への燃料ガスのみで、その必要量は7.0MMBTU/トン・LPGである。ガスの価格は先述の3ケースのガス価格の中間値である2.1\$/MMBTUとする。

発電所の所内消費電力は総発電量の5%とした。

発電所における主要な消耗品は潤滑油である。潤滑油の消費量および単価は、それぞれ1.65リットル/MWh および1,501.5Rp/リットルとする。

(3) 人件費

本計画の実施に必要な人件費を以下にまとめる。

- ・ L P G回収プラント : 166,880米ドル = 277.8百万Rp
- ・ 発電所 : 152,600米ドル = 254.0百万Rp
- ・ 前処理設備およびパイプライン : 41,720米ドル = 69.5百万Rp

(4) 補修費

L P G回収プラントの補修費は、プラントコストの3%とする。発電所の補修費は、13 Rp/kWh (1.761百万Rp/年)とする。

(5) 保険料

L P G回収および発電プラントの保険料は、各々のプラントコストの0.5%とする。

15-4 財務分析結果

(1) L P G回収プラント

20年間の平均製造原価は、通常の銀行金利を想定したケース1で218ドル/トン、ソフトローンを想定したケース2では204ドル/トンである。

両ケースの内部収益率を以下に示す。

	ケース1	ケース2
ROI (税引前)	3.6%	3.6%
ROI (税引後)	2.0	2.0
ROE (税引前)	N.R.	7.5
ROE (税引後)	N.R.	4.4

尚、上記のN.R.は内部収益率がマイナス (Negative Return)であることを示す。

(2) 発電プラント

各ケースの発電単価を表15-1に、内部収益率を表15-2に示す。

表15-1 発電単価の比較

Case	Interest (%)	Gas Price (\$/MBTU)	Unit Generating Cost (Rp/kWh)
1-A	12.0	2.53	95
1-B	12.0	2.10	89
1-C	12.0	1.50	79
2-A	3.5	2.53	91
2-B	3.5	2.10	85
2-C	3.5	1.50	75

表15-2 内部収益率 (発電プラント)

(Unit: %)

	ROI (B/Tax)	ROI (A/Tax)	ROE (B/Tax)	ROE (A/Tax)
Case 1-A	0.0	N.R.	N.R.	N.R.
Case 1-B	2.9	1.6	N.R.	N.R.
Case 1-C	6.2	4.2	1.7	N.R.
Case 2-A	0.0	N.R.	N.R.	N.R.
Case 2-B	2.9	1.6	7.6	3.9
Case 2-C	6.2	4.2	22.1	20.7

N.R.: Negative Return



## 15-5 財務分析結果のまとめ

### (1) LPG回収プラント

- ・LPGの平均製造原価は204\$／トン（金利3.5%のケース）であるため、本調査で設定した工場出荷価格（240\$／トン）で販売可能であれば、LPG回収プラントの運営が可能である。尚、LPGをガスから回収する方法についても検討したが、この場合の平均製造原価は251\$／トンである。
- ・ソフトローンが適用される場合には、財務状況は良好であり借入金の返済に支障をきたすことはない。
- ・ジャンビ州のLPG需要が大幅に増加すれば、パレンバンへ輸送するLPG量が減少し、本計画の収益性も大幅に向上する。
- ・以上よりLPG回収計画は、主要な前提条件に大幅な変更がない限り、財務的に妥当と判断される。

### (2) 発電プラント

- ・ソフトローンが適用され、ガス価格が2.1\$／MMBTU 以下の場合には、発電プラントの独立採算での運営が可能である。
- ・ガス価格が2.43\$／MMBTU 以下の場合には、ディーゼル発電より安価に発電が可能となる。
- ・電力は基本的なインフラストラクチャであるため、財務分析のみから計画の是非を論ずることはできないが、ガス価格が2.1\$／MMBTU 以下に設定され、ソフトローンが適用されれば、発電プラントの運営は充分可能である。
- ・感度分析から明らかなように、事故等により発電量が低下した場合は財務状況が大幅に悪化する。従って、本計画の実施にあたっては運転員の充分な訓練を行うと共に適切な保守点検作業を実施し、計画どおりの運転を行う事が重要である。

## 16章 経済分析

### 16-1 経済的便益と費用

#### (1) 経済的便益

##### (a) 発電プラント

本調査では、ガス発電はディーゼル発電の代替と考え、本計画の経済的便益はディーゼル油の節約であると定義した。節約が期待されるディーゼル油の量は28,432キロリットル/年である。

##### (b) LPG回収プラント

本計画で生産されるLPGは、ケロシンの代替と考えられる。代替されるケロシンの量は発熱量を考慮すると、3,012トン/年である。

また上記以外の便益として、パレンバンからジャンビまでのLPG輸送が不用となることに伴う、輸送費の低減があげられる。節約される輸送費は65\$/トン・LPGと推定される。

#### (2) 経済費用

##### (a) 発電プラント

本発電計画をディーゼル発電の代替とすれば、経済費用はプラントコストの差額、ガスの代金およびプラント建設費にリンクする保険代の差額のみである。プラントコストの差額は415百万円(53億9500万Rp)である。ガスの経済価格は原油と熱量等価とした。

##### (b) LPG回収プラント

用役用のガスを除く全ての費用を財務分析で用いた額と同額と評価した。ガスの経済価格は上記同様原油と熱量等価とした。

### 16-2 経済的内部収益率

以上の経済的便益および費用に基づいて、本プロジェクトの実施がもたらす経済的内部収益率(EIRR)を算出した。発電計画およびLPG回収計画のEIRRは以下のとおりである。

・発電計画 : 16.4%

・LPG回収計画 : 5.5%

発電計画のEIRRは財務分析の税引前ROIを上回っており、本計画の実施がインドネシア経済に貢献する事を示している。LPG回収計画は、発電計画に付随するものであり、プラントの規模が極めて小さいため、経済的内部収益率もあまり大きくはない。しかし、財務分析でも述べたように、本計画は空気中に揮散する成分を回収し有効利用することを目的としており、その意義は大きい。

### 16-3 外貨収支への影響

本計画の実施により期待される外貨節約は以下のとおりである。

- ・ 発電計画 : 3,800万ドル
- ・ LPG回収計画 : 600万ドル

### 16-4 総合評価

本計画の目的は、未利用の天然ガスを利用して発電およびLPG回収を行うことであり、直接的な経済効果としては、ディーゼル油およびケロシンの節約が期待される。更に、本計画は外貨節約にも貢献する。

一方、インドネシアにはセンゲッティと同様の小規模のガス田が多数散在している。本計画の実施により小規模ガス田を利用した電源開発の有効性が証明されれば、本計画をモデルケースとして、地方の電化が促進されるものと思われる。以上より、本計画実施の社会的意義は極めて大きいと判断される。

## 17章 結論と勧告

インドネシアには、大小多数のガス田が存在しているが、従来は主として輸出向けの大規模ガスの利用（LNG、LPG等）のみが注目され、各地に点在している小規模なガス田の開発・利用および原油生産の際の随伴ガスの有効利用については余り考えられなかった。しかし、地域にある資源を利用して地域開発を進めるという方式は、ジャワ島への過度の人口集中を是正し、均衡のとれた経済開発を目指すインドネシアにおける新しい試みとして検討されるべき課題である。

本計画の目的は、現在利用されていないセンゲッティの天然ガスを利用して、ジャンビ地域が緊急に必要とし、また地域の経済開発に波及効果の大きな、発電とLPG回収を行うことである。本計画の実施により小規模天然ガスを利用した地域開発の有効性が実証されれば、本計画をモデルとして、ジャンビ以外の同様な背景を持つ地域にも応用が期待される。

調査結果を総合すると、本計画は市場、原料供給の面から妥当なプロジェクトである。また、本計画に用いられる設備の大部分はインドネシアにおける実績を有し、デュアルフェュエルエンジン等の設備も技術的に確立されたものである。従って、本計画実施の上で、技術的に障害となるものはない。財務経済的観点からは、ガス価格が $2.1\$/MMBTU$ 以下に設定されソフトローンが適用されれば、発電所の運転が独立採算で可能となる。LPG回収計画は発電計画に付随する計画であり規模も小さいが、資源の有効利用の立場からは意義深い計画である。以上の調査結果および本計画の社会的な意義を勘案すると、早急に本計画を実施すべきであると判断される。

尚、ガス貯留層に関する詳細データは鉱区保有者であるプルタミナの機密事項に属するため、詳細な検討を実施するに十分なデータは入手できなかった。従って、本調査で行った技術的検討はその基本的部分において工学的な仮定を拠り所としている。しかし、本計画ではセンゲッティガス貯留層を唯一のガス源とするので、そのガスの埋蔵量、ガスの生産見通し、ガス性状等は全プロジェクトの死命を制する基本条件となる。従って、本計画の実施に当たっては、ガス貯留層に関する詳細な調査を第一に実施すべきである。

また、BPPT（技術評価応用庁）、ジャンビ州政府、プルタミナ、PLN等の関係諸機関で十分な話し合いを行い、計画実施のための最適な組織を作ることが必要である。

JICA

