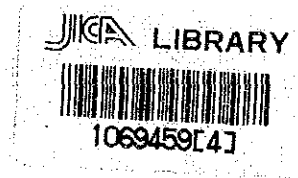


インドネシア共和国
ジャンビ天然ガス利用開発計画
調査報告書



1988年11月

国際協力事業団

国際協力事業団

18339

序 文

日本国政府は、インドネシア共和国政府の要請に基づき、同国ジャンビ州の天然ガス利用開発計画に関する調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、1988年1月31日から1988年2月28日までテクノ・コンサルタンツ（株）石井暢夫氏を団長とする調査団を派遣し、インドネシア共和国政府関係機関の協力を得て、現地調査を実施した。本報告書は、この現地調査及び収集した資料に基づき、帰国後国内で行った解析、検討作業を経て作成したものである。

本報告書が同国のジャンビ州の社会経済の発展に寄与するとともに、同国とわが国との経済交流、並びに友好親善関係の促進の一助となれば誠に喜ばしいことである。

最後に、今回の調査に当って御協力いただいたインドネシア共和国政府関係機関、在インドネシア国日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し衷心より感謝の意を表するものである。

1988年11月

国際協力事業団

総裁 柳谷謙介

目 次

第1章 調査の概要	1-1
1-1 調査の背景	1-1
1-2 調査の目的	1-2
1-3 調査の範囲	1-2
1-4 現地調査	1-3
第2章 結論と勧告	2-1
第3章 ジャンビ州の現状	3-1
3-1 ジャンビ州の現状	3-1
3-2 ジャンビ州の概要	3-1
3-3 ジャンビ州のエネルギー事情	3-5
第4章 市場調査	4-1
4-1 電力市場調査	4-1
4-2 LPG市場調査	4-40
第5章 天然ガス生産	5-1
5-1 センゲッティ・フィールドの状況	5-1
5-2 天然ガスの生産見通し	5-14
5-3 実施段階における留意事項	5-67
第6章 プロジェクトスキーム	6-1
6-1 プロジェクトスキームの決定方法	6-1
6-2 発電システムの決定	6-2
6-3 発電所設置場所の検討	6-9
6-4 天然ガス輸送および前処理システムの決定	6-28
6-5 LPG回収システムの決定	6-32

6-6 全体システムの検討	6-37
6-7 最適プロジェクトスキーム	6-44
第7章 天然ガス前処理設備の概念設計	7-1
7-1 前提条件	7-1
7-2 天然ガス前処理設備	7-3
第8章 LPG回収プラントの概念設計	8-1
8-1 前提条件	8-1
8-2 LPG回収プラント	8-4
8-3 付帯設備	8-23
第9章 天然ガスパイプラインの概念設計	9-1
9-1 前提条件	9-2
9-2 ラインパイプの仕様	9-7
9-3 システム構成	9-9
9-4 腐食対策	9-11
9-5 施 工	9-12
9-6 耐圧、気密試験	9-13
第10章 発電プラントの概念設計	10-1
10-1 前提条件	10-1
10-2 燃料および潤滑油	10-2
10-3 発電設備	10-5
10-4 発 電 所	10-28
10-5 環境保護	10-34
第11章 送配電設備の概念設計	11-1
11-1 前提条件	11-1

11-2 送配電方式	11-7
11-3 系統解析	11-10
11-4 送配電設備	11-24
第12章 建設工事	12-1
12-1 工事全般の概要	12-1
12-2 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)	12-1
12-3 天然ガスパイプライン	12-3
12-4 発電プラント	12-9
12-5 送配電設備	12-19
12-6 建設工程	12-19
12-7 建設機械の利用計画	12-21
12-8 スーパーバイザー派遣計画	12-24
第13章 建設費	13-1
13-1 積算範囲	13-1
13-2 積算計算	13-2
13-3 まとめ	13-13
第14章 操業計画	14-1
14-1 操業計画	14-1
14-2 組織と陣容	14-3
14-3 操業指導と訓練計画	14-6
第15章 総所要資金	15-1
15-1 概 論	15-1
15-2 総所要資金の要約	15-1
15-3 プラント建設費	15-3

15-4 操業前費用	15-4
15-5 初期運転資金	15-4
15-6 建中金利	15-5
第16章 財務分析	16-1
16-1 財務分析の基本方針	16-1
16-2 主要前提条件	16-1
16-3 総所要資金	16-4
16-4 運転費用	16-6
16-5 財務分析結果	16-9
16-6 ディーゼル発電との比較	16-12
16-7 感度分析	16-13
16-8 財務分析結果のまとめ	16-18
第17章 経済分析	17-1
17-1 概 論	17-1
17-2 経済的便益と費用	17-1
17-3 経済的内部収益率	17-3
17-4 感度分析	17-6
17-5 外貨収支への影響	17-7
17-6 総合評価	17-7
APPENDIX	
APPENDIX-1 調査団の編成、現地調査および面談者リスト	
APPENDIX-2 現地調査結果	
APPENDIX-3 送配電システムの現状と将来計画	
APPENDIX-4 高圧セパレーターガスからのLPG回収	
APPENDIX-5 既設ディーゼル発電所のデュアル燃料発電所への改造	

Conversion Table

(1)	Length		
	1 ft	=	0.3048 m
	1 in	=	0.0254 m
(2)	Volume		
	1 ft ³	=	0.02832 m ³
	1 gal(USA)	=	0.003785 m ³
	1 Barrel	=	0.15897 m ³
(3)	Weight		
	1 lb	=	0.4536 kg
	1 grain	=	0.064799 g
(4)	Velocity		
	1 knot	=	1.852 km/h
(5)	Degree		
	°F	=	$32 + \frac{9}{5} \text{ } ^\circ\text{C}$
(6)	Pressure		
	1 psig	=	0.07031 kg/cm ² g
(7)	Flow Rate		
	1 MMSCFD	=	1,116 Nm ³ /h
(8)	Energy		
	1 kcal	=	0.001163 kWh
	1 BTU	=	0.000293 kWh
(9)	Power		
	1 kcal/h	=	0.001163 kW
	1 N	=	0.10197 kgf
	1 HP	=	0.74569 kW
	1 PS	=	0.73549 kW

第 1 章 序 論

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、同州経済全体のかなりの部分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に産する未利用小規模天然ガスを使ってジャンビ州の地域開発を促進すべく、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に基づき実施するものである。

本調査に係るインドネシア側からの当初の要望は、ジャンビ州に産する未利用小規模天然ガスを活用する発電、LPG製造、肥料製造および接着剤製造の4プロジェクトのF/Sであったが、本件事前調査団が先方関係機関と協議の結果、以下のことが判明した。

- (1) 接着剤については、ジャンビ州における現在の供給量は十分であり、かつ小規模天然ガスを使った肥料および接着剤の製造は経済性が得られないことから、新規工場の必要性が乏しくなっていること
- (2) 発電については、ジャンビ州全体としては小型ディーゼル発電による孤立配電システムに依っており、またジャンビ市およびその周辺の民家の約半数が未だに電化されていない現状から、同地域における電化が促進されるように安価な燃料を使った小規模発電所の建設計画に関するF/S調査の必要性が認められたこと
- (3) LPGについては、ジャンビ州の消費量の伸び率を勘案すると、LPG製造プラント建設計画に関するF/S調査の必要性が認められたこと

以上の現状より事前調査団とインドネシア側関係機関とは本件のF/S調査では発電とLPG製造を取りあげることに合意した。

本件はインドネシア国政府が国家開発計画で掲げている三大方針の一つ、「均衡のとれた経済開発」にも係るものであり、更に同国に散在している未利用の小規模天然ガス田の開発利用のモデル・ケースともなり得るプロジェクトである。

1-2 調査の目的

本調査の目的は、ジャンビ市およびその周辺の地域開発を推し進めるべく、ジャンビ市近郊に産する小規模天然ガスを利用して、発電ならびにLPG回収を行なう計画の技術的、経済的、財務的フィージビリティを調査し、以下の通り報告書に取りまとめることである。

- (1) 天然ガスを主燃料とする発電プラント並びにこれに付随する送配電設備の建設計画を作成する。
- (2) 発電プラントに燃料ガスを供給するガスパイプラインの建設計画を作成する。
- (3) 天然ガスからLPGを回収するプラント並びに天然ガスをパイプライン輸送に適する様に処理するための前処理設備の建設計画を作成する。
- (4) 以上の建設計画を総合的に勘案し、市場調査による需要規模に見合ったプロジェクトスキームに基づき、技術的、財務・経済的観点から本計画調査の事業計画を検討し、報告書にまとめる。

1-3 調査の範囲

本開発計画調査として以下に示した項目について、調査・分析を行う。

- (1) プロジェクトの背景調査
 - (A) ジャンビ州の社会・経済状況の調査
 - (B) ジャンビ州の地域開発計画の把握
 - (C) ジャンビ州の開発目的と開発の現状把握
- (2) 技術調査
 - (A) ガス源、プラントサイト候補地の調査

- (B) 利用可能ガス資源量および組成等の確認
- (C) 発電、LPG回収プロジェクトの技術的検討
- (3) 市場調査
 - (A) ジャンビ州のエネルギー生産・消費量の把握
 - (B) ジャンビ州の電力、LPG需給調査
 - (C) ジャンビ州の電力、LPG将来需給バランスの予測
 - (D) 電力、LPG価格の調査（過去トレンド、現在）
 - (E) 電力、LPGの販売、流通システムの調査
- (4) プロジェクトの概念設計
 - (A) プラントサイトの代替比較
 - (B) ガス輸送ルート・方式の決定
 - (C) プラント最適システム、規模の決定
 - (D) 環境影響調査および必要に応じた汚染抑制装置の提案
 - (E) ガス、ユーティリティの必要条件等の決定
 - (F) プラント、関連施設の概念設計作成
- (5) 実施計画
 - (A) プロジェクト建設、運転のための実施プログラム作成
 - (B) プロジェクト建設資機材の調達輸送計画作成
 - (C) プロジェクト建設、運転、管理の組織、人員計画作成
- (6) 建設コストの積算
 - (A) プラント建設コストの積算
 - (B) ユーティリティ、関連施設建設コストの積算
- (7) 財務・経済分析

1-4 現地調査

国際協力事業団は1988年1月31日より2月28日までインドネシア共和国に現地調査の為、調査団を派遣した。調査団の編成と現地調査日程は付録に記載した。

第2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。

本調査の結果の要点は以下のとおりである。

1. 市場

- ・ジャンビ州における1986年度の電力需要量は57.0GWhであり、その85%は州都であるジャンビ市およびその周辺地域が占めている。
- ・電化率は、まとまった送配電網が不備なこともあり、ジャンビ市およびその周辺地域で49%、州全体では9%に過ぎない。
- ・未電化地域や電力供給に信頼性の乏しい地域の工場では、自家用発電装置を設置しているものも多いが、その多くはPLNの電化計画の推進と共に、PLNからの受電に転換して行くものと思われる。
- ・今後の需要は、工業用および家庭用を中心に増加が予想される。この電力需要の増加に対処するために、PLNは1992年に10MWのディーゼル発電所を建設する計画である。
- ・市場調査からは、上記の10MWの設備が追加されても1994年度末には20MW程度の発電所の建設が必要である。

- ・ジャンピ市への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。
 - ・1987年におけるジャンピ州のLPG消費量は平均57.7トン/月であり、その80%がジャンピ市で占められている。用途別では、家庭用が85%、業務用が15%となっている。
 - ・1995年と2000年におけるLPGの需要は以下のように推定される。
 - ・1995年： 1.540トン/年（128トン/月）
 - ・2000年： 2.640トン/年（220トン/月）
2. 天然ガス生産
- ・センゲッティには10層のガス層が存在し、ブルタミナのデータによれば、残存可採埋蔵量は約 1.33×10^9 m³ (47.0BSCF)である。
 - ・ブルタミナから与えられたデータに基づく工学的な推定からは、生産量が2～4MMSCFD程度であれば、ガスの寿命は20年以上と判断された。
3. 発電システム
- ・市場調査結果およびガスの供給能力を考慮の上、設備容量を20MW（常用発電量17MW）とした。
 - ・発電方式は、ガスタービン発電、蒸気タービン発電およびデュアル燃料エンジン発電の3方式について技術的・経済的検討を行い、デュアル燃料エンジン発電方式を選択した。
 - ・発電所の設置場所は、センゲッティ、セティティとジャンピ市の間およびパイオセリンチャの3カ所について、パイプラインおよび送配電線の建設費と送電損失を含めた総合的な経済性の比較を行い、パイオセリンチャを選択した。
4. 天然ガス前処理設備
- ・天然ガスを発電所までパイプライン輸送するためには、ガス中に含まれる重質炭化水素と水分を除去するための前処理設備が必要となる。
 - ・プロセスはガス自身の断熱膨張による自己冷却効果を利用した方式とする。
 - ・設置場所はパイプラインの入口、即ちセンゲッティである。
5. LPG回収システム
- ・LPG回収システムには、ガス・油分離プラントで分離されるガスから回収する方法と、コンデンセートから回収する方法とがある。本調査では、両システムを比較・検

討の上、コンデンセートから回収する方法を採用した。

- ・コンデンセートからは、日産10トンのLPGの回収が可能であり、当分の間ジャンビ地区の需要を満たすことができる。
- ・設置場所はセンゲッティである。

6. パイプライン

- ・センゲッティの天然ガスをパイオセリンチャの発電所まで連続的に輸送するためには、パイプラインの建設が必要である。
- ・パイプラインルートは人家の少ないバクンハリ河の北側のルートとする。パイプラインの距離は、20kmである。

7. 送配電線

- ・既設発電所との並列運転および電力隔通を目的として、新発電所と既存のパイオセリンチャ発電所間 0.3kmと、パ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。両連結線は、20 k Vの地中ケーブルとする。
- ・東部の工業地帯へ電力を供給するために、新発電所から1回線、パ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、西南部の住宅・文教地区用に開閉所から2回線の配電線を増設する。以上の配電線は20 k V架空線とする。

8. 総所要資金

- ・ソフトローン（金利 3.5%/年）を想定した場合の総所要資金は以下の通りである。

プラント建設費	:	4,673.8
操業前費用	:	47.7
初期運転資金	:	19.2
建中金利	:	139.8
合計	:	4,880.6 (百万円)

9. 財務経済分析

- ・LPG回収プラントの財務分析においては、2,792トン/年のLPGを生産し、その内ジャンビ州の需要に見合った量を240\$/トンで販売し、余剰分は45\$/トンでパレンバンへ輸送するものとした。この場合の税引前ROIは3.6%である。ソフトローンが適用される場合は、財務状況は良好であり、借入金の返済に支障を来すことはない。

・発電プラントに関しては、現時点ではガス価格が決定していないので、3ケースのガス価格について検討した。また、ディーゼル発電との比較も行った。以下に、各ケースの税引前のROIおよび金利を3.5%とした場合の発電単価を示す。

ガス価格 (\$/MMBTU)	ROI (%)	発電単価 (Rp/kWh)
2.53	0.0	91
2.10	2.9	85
1.50	6.2	75
ディーゼル発電	0.3	90

・本計画の実施により期待される主要な国家的便益は、ガス発電によるディーゼル油と、LPG回収によるケロシンの節約である。節約されるディーゼル油およびケロシンの量は、28,432キロリットル/年および3,012トン/年である。また、本計画の実施により期待される外貨節約額は、4,400万ドル（内3,800万ドルは発電）である。

以上の調査結果を総合すると、本計画は市場、原料供給の面からは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、デュアル燃料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冒頭に述べた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ため、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の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、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事が必要である。

第3章 ジャンビ州の現状

3-1 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53,400km²の州であり、ジャンビ市および5つの県（バタンハリ、ブンゴ・タボ、サロランガン・バンゴ、ケリンチ、タンジュン・ジャブン）からなる。総人口は約180万人（1986年現在）で、平均人口密度は約34人/km²である。人口増加率は1980～1986年平均で3.7%/年と高率（インドネシア平均；2.3%/年）となっている。インドネシア平均に比較して人口増加率が高いのは、ジャンビ州が移民受け入れ優先州に指定され、ジャワ、マツラ、バリ島などの人口過密地域からの移住民を積極的に受入れているからである。

気候は全体的に熱帯多湿型で、山岳地帯（ケリンチ県）を除く地域の最高気温は32℃、最低気温は23℃程度である。年間降雨量は2,000～2,800mmである。一般に乾期は5～10月、雨期は11～4月である。

ジャンビ州には全長1,740kmにおよぶバタンハリ河が流れており、この河に沿って多くの人々が生活している。ジャンビ市は、この河の河口から140kmほど上流に遡った地点に発達した人口28万人の街である。官庁や商店街、主要な住宅地域は河の南側にある。市街地の道路は良く整備されている。一方、河の北岸地域は地形的に洪水の被害を受けやすいこともあり、高床式の住居が散在しているのみで、道路も殆ど整備されていない。この付近には橋がなく、車両を含めて対岸に渡るには、バージや渡し船を利用しなければならない。河で分断されていることが、北岸地域の開発を遅らせている一因といえる。ジャンビ市の西のはずれの地点で、架橋工事が進行中であるが、建設完了までには、まだ数年を要する見込みである。

3-2 ジャンビ州の経済

3-2-1 ジャンビ州の経済概況

ジャンビ州の経済は、表3-1のジャンビ州のGRDP（Gross Regional Domestic

Products) のセクター別構成に示すように農林水産業に大きく依存しており、GRDP 構成の中で農林水産業の比率が、30.0%と高率となっている。また、表3-2からもあきらかな様に、インドネシア全体のGRDPの中での農林水産業の構成比に比して、ジャンビ州の農林水産業比率は高い。米を中心とする食用作物の生産は農林水産業の中でシェアが一番大きく、食用作物の自給体制がほぼ確立している。ゴム、パーム油、シナモン、コーヒー等の商品作物の生産も盛んで、商品作物生産の比率もインドネシア全体に比してかなり高い。林業の構成比はそれほど高くなく、インドネシア国の森林保護政策もあり、1983~1986年の増加率は、わずか0.64%である。しかし、合板、角材等の木材製品の生産増は、それぞれ14.1%、16.3%と高率で、外貨獲得にも貢献している。

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、製造業のGRDP構成比は10.7%と全国平均(12.6%)を下回る。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%の伸び率を示している。

表3-1 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)

表3-2 インドネシア全体とジャンビ州のGRDP構成の比較(1985年)

(1983年固定価格)

Industrial Sector	Indonesia	Jambi Province
1. Agriculture	24.22%	30.51%
1.1 Farm Food Crop	15.27	15.24
1.2 Farm non Food/Estate Crop	3.79	6.33
1.3 Livestock	2.42	1.83
1.4 Forestry	1.10	3.63
1.5 Fishery	1.64	3.47
2. Mining & Quarrying	17.52	13.70
3. Manufacturing	12.61	10.73
4. Electricity & Water Supply	0.75	0.54
5. Construction	5.70	2.25
6. Trade, Restaurant & Hotel	15.42	16.44
7. Transport & Communication	5.77	7.44
8. Banking & Financial Service	3.05	6.39
9. Others	14.96	12.00
Total	100.00	100.00

(Source: Statistical Year Book of Indonesia 1986
Statistical Year Book Jambi Province 1986)

3-2-2 ジャンビ州の地域開発計画

インドネシアでは1969年以来、国家開発5ヶ年計画を策定しており、現在では第4次5ヶ年計画が1984/85 - 1988/89を対象期間として策定され実施されている。この計画では以下の三大指針を基本指針とし、州毎の開発上の問題点、施行すべき方向、実施すべき措置などについてのガイドラインを与えている。

- (1) 均衡のとれた経済開発
- (2) 成果の公平な分配
- (3) 高度な経済成長を通しての国家の安定

ジャンビ州の開発計画は上記の国家開発計画に基づき、州の地域開発計画策定機関であるBAPPEDA-1が中心となって策定されている。

ジャンビの開発目標は、

- (1) 住民の生活水準の向上
- (2) 伝統的経済構造から近代的経済構造への転換

を重点目標としている。従って、住民の70%以上が従事し、GRDPの約30%を占める農林水産業の開発・多角化を一層推進することに力点が置かれている。進行中の第4次5ヶ年計画では、食料増産の継続、NES (Nucleus Estate and Smallholder) プログラムによるパーム油の増産を中心とするプランテーションの振興、畜産振興、漁業振興、農産品や森林資源を活用する工業の振興等が重点プログラムとして挙げられている。また、この様な産業振興プログラムを支援するため、道路、港湾、橋を始め、通信、電力などの社会資本の充実、教育の充実強化にも力をいれている。

表3-3にジャンビ州の第4次5ヶ年計画の部門別年間成長目標値と、最近3年間の実績を示す。

表3-3 ジャンビ州第4次5ヶ年計画の開発目標と実績

Industrial Sector	Planned	Actual
	(1984/85-1988/89)	(1983-1986)
1. Agriculture	4.0 %	4.0 %
2. Mining & Quarrying	2.0	6.1
3. Manufacturing	7.0	15.1
4. Electricity & Water Supply	17.0	10.9
5. Construction	15.0	1.8
6. Trade, Restaurant & Hotel	9.0	5.5
7. Transport & Communication	6.0	3.4
8. Banking & Financial Service	20.0	3.1
9. Others	10.0	9.6
Total	6.0	6.1

(Source: Statistical Office Jambi)

3-3 ジャンビ州のエネルギー事情

3-3-1 過去の一次エネルギー消費の推移と今後の見通し

ジャンビ州で現在までに消費された一次エネルギーは、木炭や薪などの木質系エネルギーを除けば、ほとんど石油系のエネルギーであった。電力エネルギーは現在のところ全てディーゼル油を利用した発電による二次エネルギーであるため、これも石油系のエネルギーに依存していると言える。

表3-4および図3-1にはジャンビ州の過去の一次エネルギー消費の推移を示した。同表から以下のことがわかる。

- 1) ガソリンは平均年率約7%の伸び率で増加しているが、一次エネルギー全体に占める割合は約7%でほとんど横ばいとなっている。
- 2) 灯油の伸び率は平均年率約2%と小さく、一次エネルギー全体に占める割合は1982年度の12.4%から1986年度の10.3%へと減少しつつある。
- 3) ディーゼル油は石油系エネルギーの中では需要量が最も多く、平均年率約9%の伸び率で増加しており、特に発電用ディーゼル油の需要量は平均年率約16%と高率で増加している。但し、ディーゼル油全体が一次エネルギー全体に占める割合は約27%で横ばいを続けている。
- 4) 重油のデータは工業用のみのものであり、1986年度の実績についても、データ入手が不能であったが、1982年度から1985年度までは平均年率約21%と高い伸び率で増加している。また、一次エネルギー全体に占める割合も1982年度の5.9%から1986年度の9.9%へとシェアを広げて来ている。
- 5) LPGは1984年頃から販売が開始されたこともあって一次エネルギー全体に占める割合は小さいが、1986年実績 318.7トンから1987年実績 692.5トン（表3-4には示されていない）へと大幅に増加している。
- 6) LPGを含む石油系エネルギーの年平均伸び率は約9%で、一次エネルギー全体に占める割合は1982年度の50.3%から1986年度の54.6%へとシェアを広げている。
- 7) 木質系エネルギーの消費量についての過去のデータは入手不能であったため、かなり大胆な仮定に基づいて推定せざるを得なかったが、この推定によれば、一次エネルギー全体の約半分が木質系エネルギーとなっている。但し、1982年度の49.7%か

ら1986年度の45.4%へとシェアは遅減している。

- 8) 木質系エネルギーの中でも薪はジャンビ州で最も多く利用されるエネルギー源で、一次エネルギー全体の約4割を占めている。但し、その比率は州内のエネルギー消費構造の変化を反映して年々減少している。

以上を総括し、ジャンビ州の経済情勢並びにエネルギー消費構造を勘案すると、今後以下が予想される。

- a) 石油系エネルギーの需要量は今後も徐々に増加し、一方木質系エネルギーの需要量は逆に徐々に減少する。
- b) 灯油の需要量は主として家庭用のエネルギー消費構造の転換を反映して、今後伸び率が益々鈍化し、場合によっては需要量が減少に転ずる。
- c) ディーゼル発電所が今後もジャンビ州で増加する限り、電力の需要増を主に反映してディーゼル油の需要量は増加する。
- d) 重油需要は主として工業用で、その成長率は工業部門の成長率とリンクする形で多少鈍化するものと考えられるが、それでもかなり高率（少なくとも年率8%台）で推移する。
- e) LPGは、まだ消費が開始されたばかりなので、今後暫らくは他のエネルギーと比べてかなり大きな伸び率で需要量が増加する。

表 3 - 4 ジャンビ州の過去の一次エネルギー消費の推移

Fiscal Year		1982	1983	1984	1985	1986
Gasoline	(Kl)	27,575	27,458	31,145	32,417	35,769
	(billion Kcal)	237.1	236.1	267.8	278.8	307.6
	(Share in Total) (%)	7.1	6.6	7.1	7.0	7.1
Kerosene	(Kl)	46,593	46,566	45,316	44,747	49,980
	(billion Kcal)	414.7	414.4	403.3	398.2	444.8
	(Share in Total) (%)	12.4	11.5	10.7	10.0	10.3
Diesel Oil	(Kl)	94,614	113,193	114,901	122,615	133,300
	(billion Kcal)	832.6	996.1	1,011.1	1,079.0	1,173.0
	(Share in Total) (%)	24.9	27.7	26.7	27.1	27.2
for Power Generation*	(Kl)	11,028	13,160	14,597	17,066	19,998
for Others	(Kl)	83,586	100,033	100,304	105,549	113,302
Fuel Oil**	(Kl)	19,866	23,761	29,607	35,403	43,220
	(billion Kcal)	196.7	235.2	293.1	350.5	427.9
	(Share in Total) (%)	5.9	6.5	7.8	8.8	9.9
LPG	(t)	0.0	0.0	0.0	0.0	318.7
	(billion Kcal)	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8
	(Share in Total) (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Sub Total	(billion Kcal)	1,681.1	1,881.9	1,975.4	2,106.5	2,357.1
	(Share in Total) (%)	50.3	52.3	52.2	52.9	54.6
Charcoal***	(t)	36,600	37,700	39,700	41,200	43,100
	(billion Kcal)	256.2	263.9	277.9	288.4	301.7
	(Share in Total) (%)	7.7	7.3	7.3	7.2	7.0
Firewood****	(cubic meter)	914,000	944,000	992,000	1,029,000	1,077,000
	(billion Kcal)	1,407.6	1,453.8	1,527.7	1,584.7	1,658.6
	(Share in Total) (%)	42.1	40.4	40.4	39.8	38.4
Sub Total	(billion Kcal)	1,663.8	1,717.7	1,805.6	1,873.1	1,960.3
	(Share in Total) (%)	49.7	47.7	47.8	47.1	45.4
Total	(billion Kcal)	3,344.9	3,599.6	3,781.0	3,979.6	4,317.4
	(Share in Total) (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Note : * These figures are estimated from the unit consumption rate of the power generation in Jambi City.

** These figures are of the industrial sector, and the figure in 1986 is estimated by extrapolation.

*** These figures are estimated based on a 2.0 Kg/month/capita charcoal unit consumption rate.

**** These figures are estimated based on a 0.6 cubic meter/year/capita firewood unit consumption rate.

Energy conversion factors used are the following:

1 liter of Gasoline = 8,600 Kcal 1 liter of Kerosene = 8,900 Kcal
1 liter of Diesel Oil = 8,800 Kcal 1 liter of Fuel Oil = 9,900 Kcal
1 Kg of LPG = 11,900 Kcal 1 Kg of Charcoal = 7,000 Kcal
1 cubic meter of Firewood = 1,540 thousand Kcal

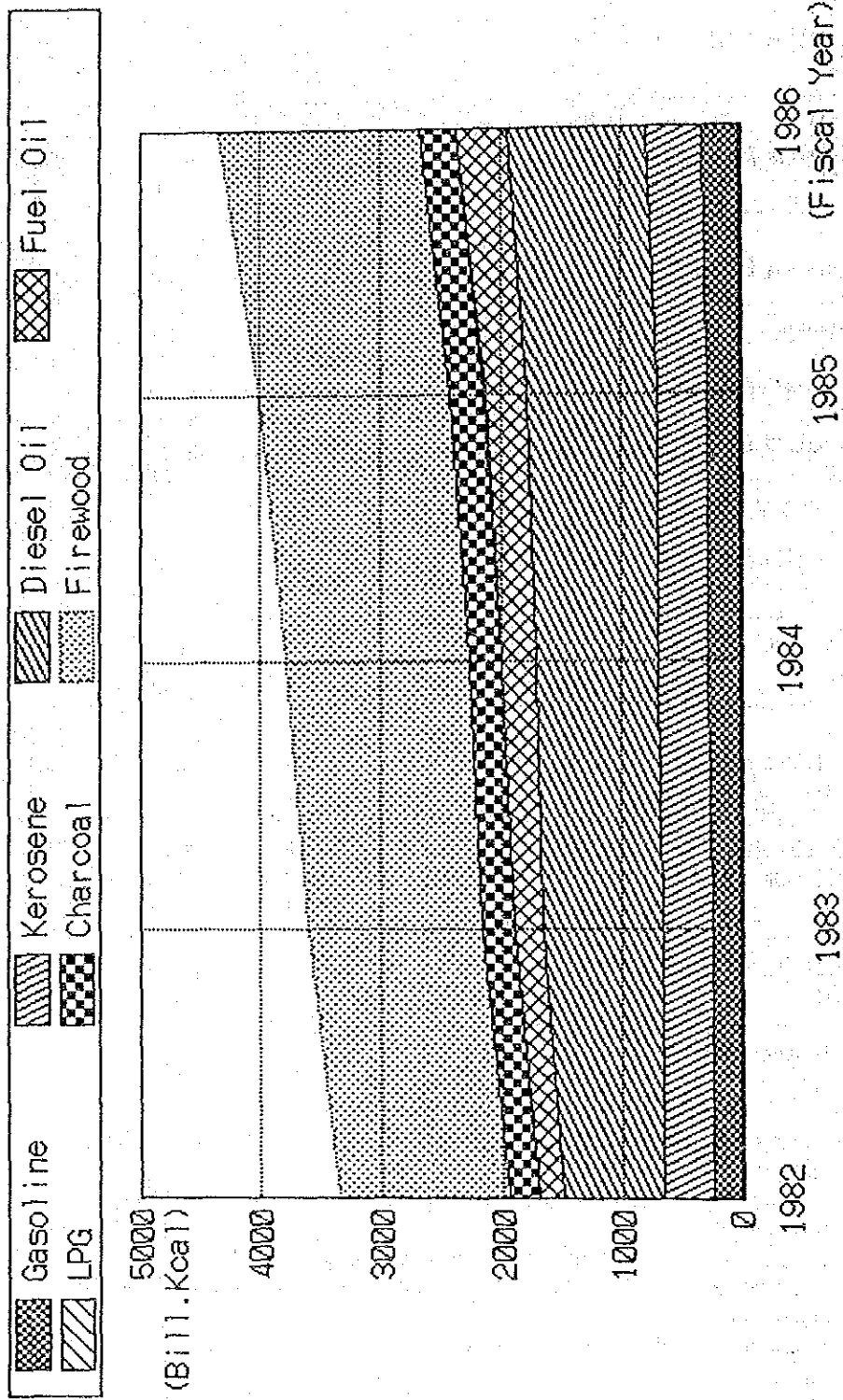


図3-1 ジャパンビ州の過去の一次エネルギー消費の推移

3-3-2 ジャンビ州のエネルギー資源

(1) 石油および天然ガス

ジャンビ州内には、ジャンビ油田群と呼ばれる油田群が存在する。

この油田群はN I A M (Nederlandische Indische Aardolie Maatschappij; 蘭・イ石油会社) によって開発されたもので、最初に出油をみたのはジャンビ市の西南西約50 kmの地点にあるベタン油田(発見1923年)である。続いて1931年にテンピノ、バジュバンの両油田が発見されている。表3-5には、ジャンビ州内で石油開発を行なった、または、行なっている企業とその鉱区を纏めて示した。

表3-5 ジャンビ州における石油開発企業とその鉱区

<u>Operators</u>	<u>Contract Areas</u>
Asamera Oil Indonesia	Tempino
Chevron Jarbi	South Jarbi B
Huffco	Hangunjaya-Kapahian
Jarbi Oil Development	Jarbi A
Jarbi Shell BV	North East Jarbi
PERTAMINA	Jarbi

一方、上記の鉱区からは石油に随伴するかあるいは単独の形で多量の天然ガスも発見されている。これらが賦存するガス田の内、主要なものとしてはクワン、バジュバン、テンピノ、カナリアサム、センゲッティ(本プロジェクトが対象とするガス田)およびセティティ等がある。

ジャンビ州内に賦存する個々の油田およびガス田の埋蔵量に関するデータは入手できなかったが、ジャンビ州が属する南スマトラ地区全体の石油および天然ガスの埋蔵量としては表3-6および表3-7に示した値がそれぞれ報告されている。

表 3-6 南スマトラ地区の推定石油埋蔵量 (1985年1月現在)

(Unit: Million barrels)

Basin	Original Oil in Place	Cumulative Production	Confirmed Reserves	Confirmed Ultimate Recovery	Recovery Efficiency (%)
South Sumatra	7,075	1,499	205	1,704	24.1

Source: US Department of Energy, Information Administration

表 3-7 南スマトラ地区の天然ガス可採埋蔵量

(Unit: Billion cubic feet)

	Confirmed Remaining Reserves (A)	Probable* Reserves (B)	Future** Discoveries (C)	Total (D) = (A)+(B)+(C)
PERTAMINA II	3,833	1,205	1,090	4,923
Ex-Stanvac	393	111	280	673
Asanera	36	50	28	64
Total	4,262	1,366	1,398	5,660

Source: MIGAS Indonesia Gas Utilization Study Final Report

Note: * Estimated by MIGAS-PERTAMINA

** Estimated by BEICIP

(2) その他のエネルギー資源

ジャンビ州はインドネシア国内でもまだ十分な開発が進められていない州の一つで、今後豊富な資源が発見される可能性が高いと言われている。エネルギー資源も例外ではなく、例えば水力エネルギーや地熱エネルギーの開発もケリンチおよびサロランガン・バンコ県で検討されている。また、1973年に英国のリオ・ティントがバンコ周辺を調査した結果、約7,000万トンの採掘可能な石炭が賦存することを明らかにしている。石炭資源については、第4次5ヶ年計画 (Repelita IV) 原案にあるインドネシアの石炭の確

認埋蔵量を表3-8に示したが、同表によればスマトラ島にはウンピリン炭田、ブキド・アサム炭田など有望炭田を含めて100億トン以上の石炭が賦存していることから、ジャンピ州にも豊富な石炭が賦存していることは十分予想される。

以上の如く、ジャンピ州の石油・天然ガス以外のエネルギー資源、例えば石炭等についての探査活動はまだ緒についたばかりであり、今後これらの探査活動が進められるにつれて次第にその概要が明らかとなるものと考えられる。また、これらのエネルギー資源が豊富に賦存することが明らかとなったとしても、これらを有効に活用するためのインフラストラクチャーの整備が今後の課題となろう。

表3-8 インドネシアの石炭の確認埋蔵量

<u>Coal Field</u>	<u>Confirmed Reserves</u> (thousand tons)
Urbilin	100,000
Bukit Assam	200,000
South Sumatra	10,000,000
South and East of Kalimantan	Under Exploration

Source: Repelita IV Draft

3-3-3 ジャンピ州のエネルギー政策

第4次5ヶ年計画(RepelitaIV)では、ジャンピ州におけるエネルギー需要の増加についての対応策が、総合的な国家エネルギー政策とリンクする形で検討されている。これまで石油はジャンピ州で最も重要なエネルギー源であった。外貨獲得源である石油エネルギーの節約は国家エネルギー政策上重要な課題であるため、今後のジャンピ州のエネルギー需要増に対処するために、第4次5ヶ年計画では石油代替エネルギーとしてジャンピ州に多く賦存する水力エネルギーや地熱エネルギーの利用の可能性が調査されることとなっている。特に水力エネルギーについては、ラヤ山地域のケリンチ県およびマヌ河地域のサラランガン・バンコ県において、それぞれ232MWおよび85MWの水力発電が可能であると考えられている。また、バタンハリ河地域のセンゲッティ地区には残存可採埋蔵量約13.3億立

方メートルの天然ガスが賦存していると考えられており、この有効利用が本格的に検討され始めた。（本プロジェクトでは同天然ガスの有効利用が計画されている）

以下にエネルギーの多様化を10年以内を実現するためのインドネシア政府のガイドラインを示す。

- 1) 石油の国内供給は石油化学向けと非石油エネルギーを使用できない地域向けは確保するが、それ以外は抑制し、出来るだけ輸出に振向ける。
- 2) 天然ガスは国内では都市ガス、発電、石油化学用に振り向けるとともに、輸出量を確保する。
- 3) 石炭は発電、重工業用燃料として使用する。又はガス化し家庭用、都市ガス用に供給する。輸出にも振向ける。
- 4) 太陽熱、風力エネルギーは国内ニーズ、技術発展に応じて開発していく。

第4章 市場調査

4-1 電力市場調査

4-1-1 電力需給の実態

本項ではまず、ジャンビ州の電力需給の実態を述べ、続いてジャンビ市およびその周辺地域の電力需給の実態を述べる。

(1) ジャンビ州の電力需給の実態

(a) ジャンビ州の電力消費構造

ジャンビ州の人口および世帯数は1986年度現在それぞれ約180万人および38万世帯で、このうちの約9%にあたる約3万5千世帯が電化されているに過ぎない(表4-1参照)。後述するジャンビ市およびその周辺地域の電化世帯数が1986年度現在約26,700世帯であることから、州内の全電化世帯の80%近くはジャンビ市周辺の世帯で占められていることになる。1986年度現在の電力消費量(約57.0GWh)の部門別内訳は、家庭部門51.3%、商業部門13.4%、公共・その他部門12.0%、工業部門23.3%となっている。また、表4-1からも明らかな如く、工業部門の電力消費の伸びは38.4%と顕著である。以下に部門別の電力消費の概要を述べる。

(i) 家庭部門：

需要家数は平均年率23.9%で伸びている。一世帯当りの年間電力消費量は逆に逓減している。これは小口契約の需要家の増加が著しいためと考えられる。電力消費量は平均年率14.6%で伸びて来ている。

(ii) 商業部門：

需要家数は平均年率12.8%で順調に伸びている。電力消費量の過去5年の伸び率の平均は年率10.6%であるが、1984年度から1986年度までの年平均伸び率は約5.6%と低調である。これは、この部門でも小口契約の需要家の増加率が高いためと考えられる。

(iii) 公共・その他の部門：

需要家数は平均年率19.6%と高い伸び率で推移して来っており、電力消費量も平均年率11.3%と比較的高い伸び率で推移して来た。

表 4 - 1 ジャンビ州の人口と部門別電力消費量

および実質GRDP指標等の推移

Fiscal Year	1982	1983	1984	1985	1986	Average*	Average**
Residential Sector							
Population	1,524,104	1,572,701	1,653,698	1,715,436	1,795,190	-	-
Growth Rate (%)	2.29	3.19	5.15	3.73	4.65	4.18	3.80
No. of Household	318,206	326,579	345,626	352,815	381,234	-	-
Household Size	4.79	4.82	4.78	4.86	4.71	-	4.79
No. of Consumers	14,700	18,936	22,857	28,849	34,623	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	28.82	20.71	26.22	20.01	23.88	23.94
Electr. Ratio (%)	4.62	5.80	6.61	8.18	9.08	-	-
Unit Consump. (KWh)	1,155.2	1,117.0	979.7	900.6	845.1	-	-
Energy Consump. (GWh)	16.98	21.15	22.39	25.98	29.26	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	24.56	5.87	16.02	12.62	14.57	14.77
Commercial Sector							
No. of Consumers	2,493	2,782	3,071	3,490	4,034	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	11.59	10.39	13.64	15.59	12.79	12.80
Energy Consump. (GWh)	5.11	6.48	6.83	7.28	7.64	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	26.86	5.37	6.55	4.97	10.58	10.94
Constituent Ratio	N.A.	1.09	0.91	0.41	0.39	0.73	0.74
Sector GRDP(1983=100)	94.31	100.00	108.64	112.91	117.56	-	-
Growth Rate (%)	5.61	6.04	8.64	3.93	4.12	5.66	5.67
Elasticity	N.A.	4.45	0.62	1.67	1.21	1.87	1.93
Public & Other Sector							
No. of Consumers	606	760	873	1,085	1,240	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	25.41	14.87	24.28	14.29	19.60	19.71
Energy Consump. (GWh)	4.46	4.69	5.37	6.44	6.83	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	5.36	14.33	19.96	6.14	11.28	11.45
Constituent Ratio	N.A.	0.22	2.44	1.25	0.49	0.77	0.78
Sector GRDP(1983=100)	96.09	100.00	103.48	123.31	131.70	-	-
Growth Rate (%)	6.80	4.07	3.48	19.17	6.80	8.20	8.06
Elasticity	N.A.	1.32	4.12	1.04	0.90	1.38	1.42
Industrial Sector							
No. of Consumers	132	143	126	138	154	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	8.33	-11.89	9.52	11.59	3.93	4.39
Energy Consump. (GWh)	3.62	4.26	6.42	10.47	13.29	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	17.61	50.84	62.98	26.97	38.42	39.60
Sector GRDP(1983=100)	91.41	100.00	115.13	128.87	152.35	-	-
Growth Rate (%)	13.03	9.40	15.13	11.93	18.22	13.62	13.54
Elasticity	N.A.	1.87	3.36	5.28	1.48	2.82	2.92
Total							
No. of Consumers	17,931	22,621	26,927	33,562	40,051	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	26.16	19.04	24.64	19.33	22.25	22.29
Energy Consump. (GWh)	30.17	36.59	41.02	50.17	57.03	-	-
Growth Rate (%)	N.A.	21.28	12.10	22.31	13.68	17.26	17.34
GRDP(1983=100)	94.82	100.00	106.12	112.72	119.32	-	-
Growth Rate (%)	3.17	5.46	6.12	6.22	5.86	5.91	5.36
Elasticity	N.A.	3.89	1.98	3.59	2.34	2.92	3.23

Note : * Exponential average
** Arithmetical average

Source : PLN Wilayah IV Cabang Jambi
Kantor Statistik Propinsi Jambi

(iv) 工業部門：

需要家数は平均年率 3.9~4.4 %と低い伸び率で推移して来ているが、電力消費量は逆に平均年率38.4%と非常に高い伸び率で推移して来た。これは工業部門の需要家が他の部門と比較して大口契約者であるためと考えられる。工業部門のGRDPは平均年率13.6%とかなり高い伸び率で推移して来たが、上記電力消費量の伸び率が非常に高率であったため、エネルギー弾性値も一般的に考えられる値よりも高く、平均 2.8となっている。

(b) ジャンビ州の発電設備

ジャンビ州内の電力の供給は、工場の自家用発電設備を除いて国営電力公社 (PLN) のリージョンIV (Wilayah IV) のジャンビ支局 (Cabang Jambi) が行なっている。しかし各地域の送配電システムは送電線で連系されておらず、全てディーゼル発電による孤立系の送配電システムに依存している。表4-2には、ジャンビ州の発電設備の概要を示した。同表から明らかな如くジャンビ州には15ヶ所に中小の発電所が設置されており、1987年7月現在でこれらの発電所の設備容量の合計は約47.6MWであり、経年劣化による能力低減分 (PLNは年率 2.5%と考えている) を差し引いた実際に発電可能な容量である有効容量 (Available Capacity) の合計は約42.9MWとなっている。但し、この容量の内、約86%はジャンビ市に設置されている発電所のもので、他の発電所の容量は約14%に過ぎない。

(注：ジャンビ市のバサール発電所の発電設備(設備容量800kW(Worthington)+1,120kW(Skoda))は、実際には使用不能と考えられるので除外した。)

(c) ジャンビ州の電力需給実績

表4-3にはジャンビ州の電力需給の推移を示した。同表はジャンビ州に点在している各孤立系の送配電システムのデータを積み上げた結果を纏めたものである。同表によれば、ジャンビ州の発電設備容量は1985年度から1986年度にかけて26,090kW増強されて47,760kWとなっている。これはジャンビ市のパイオセリンチャ発電所(設備容量5,218kW×5基)の新設によるものである。ジャンビ市およびその周辺地域を除いた州内の他地域では1981年頃から本格的に発電所の運転が開始された。そのため1981年度の電力需給関係のデータにはジャンビ州全体のデータとしてとらえられていないものもある。州内の電力消費量は発電量に対して過去5年間ほぼ一定の約80%で推移

表4-2 ジャンビ州の発電設備の概要

Name of Power Station	No. of Unit	Installed Capacity (kW)	Available Capacity (kW)	Operation Commencement (Year)	Energy Production (kWh/Month)
PLTD Kasang	1	1,340	1,000	1975	108,510
	2	1,340	1,000	1975	102,180
	3	2,295	1,750	1977	331,846
	4	2,500	2,000	1976	0
	5	2,500	2,100	1983	0
	6	2,500	2,100	1983	203,600
	7	2,500	2,100	1984	51,600
Sub-total		14,975	12,050	-	797,736
PLTD Payo Selincah	1	5,218	5,000	1987	153,790
	2	5,218	5,000	1987	2,221,560
	3	5,218	5,000	1987	0
	4	5,218	5,000	1987	1,756,900
	5	5,128	5,000	1987	1,361,480
Sub-total		26,090	25,000	-	5,493,730
Total	12	41,065	37,050	-	6,291,466
PLTD Muara Bungo	4	1,950	1,640	1979-1982	286,200
PLTD Kuala Tungkal	6	1,960	1,845	1982	326,800
PLTD Bangko	2	540	500	1982	144,770
PLTD Saro Langun	2	440	400	N.A.	72,920
PLTD Muara Bulian	2	600	600	1983	130,880
PLTD Muara Sabak	2	200	180	1982	25,880
PLTD Muara Tebo	2	200	98	N.A.	23,900
PLTD Sei Bangkal	1	40	40	N.A.	5,608
PLTD Nipah Panjang	1	220	200	N.A.	36,308
PLTD Meresam	1	100	100	N.A.	3,055
PLTD Rt. Panjang	1	100	100	N.A.	10,245
PLTD Rt. Pandan	1	100	100	N.A.	1,950
PLTD Jembatan Mas	1	40	40	N.A.	924
Total	26	6,490	5,843	-	1,069,440
Grand Total	38	47,555	42,893	-	7,360,906

Source: PLN Wilayah IV Cabang Jambi

Note: These figures are the figures as of July, 1987.

表 4-3 ジャンピ州の電力需給の推移

Fiscal Year	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Installed Capacity (KW)	7,335	9,835	N.A.	16,235	21,925	21,565	21,670	47,760
Gross Production (KWh)(A)	24,346,820	27,246,466	31,536,236	38,138,347	46,238,889	51,251,189	60,518,491	70,331,153
Energy Consumption (KWh)(B)	18,214,356	21,318,051	26,199,846	30,170,235	36,590,024	41,018,405	50,170,638	57,052,745
(B)/(A)x100 (%)	74.8	78.2	83.1	79.1	79.1	80.0	82.9	81.1
Self Consumption (KWh)(C)	916,227	893,459	1,063,085	1,141,185	1,690,770	1,939,740	2,086,848	2,246,799
(C)/(A)x100 (%)	3.8	3.3	3.4	3.0	3.7	3.8	3.4	3.2
Losses (KWh)(D)	5,216,237	5,034,956	4,273,505	6,826,927	7,958,095	8,293,044	8,260,985	11,031,609
((C)+(D))/(A)x100 (%)	25.2	21.8	16.9	20.9	20.9	20.0	17.1	18.9
Peak Load (KW)	4,840	5,550	7,144	8,977	9,815	10,897	12,733	15,405
Mean Load (KW)	2,779	3,110	3,600	4,354	5,278	5,851	6,909	8,029
Load Factor (%)	57.4	56.0	50.4	48.5	53.8	53.7	54.3	52.1
No. of Consumers	9,779	10,583	13,061	17,931	22,621	26,927	33,562	40,051
Contract Capacity (VA)	13,393,000	14,731,000	18,427,000	20,951,660	27,599,270	35,209,060	41,552,230	47,424,026

Source : PLN Wilayah IV Cabang Jambi

して来ている。発電所の電力自己消費量は、過去8年間の平均値で約3.5%で、同自己消費率と送配電損失率との合計値について同期間の平均をとると約20.2%となっている。

この合計値は上下の変動はあるものの逓減する傾向を示している。ピーク・ロードは1979年度から1986年度までの7年間の平均伸び率でみると年率約18.0%で増加している。負荷率は同期間の平均でみると約53.3%となっている。図4-1にはジャンビ州の発電設備容量、ピークロード、平均電力の推移を示した。

(2) ジャンビ市およびその周辺地域における電力需給の実態

(a) ジャンビ市およびその周辺地域の電力消費構造

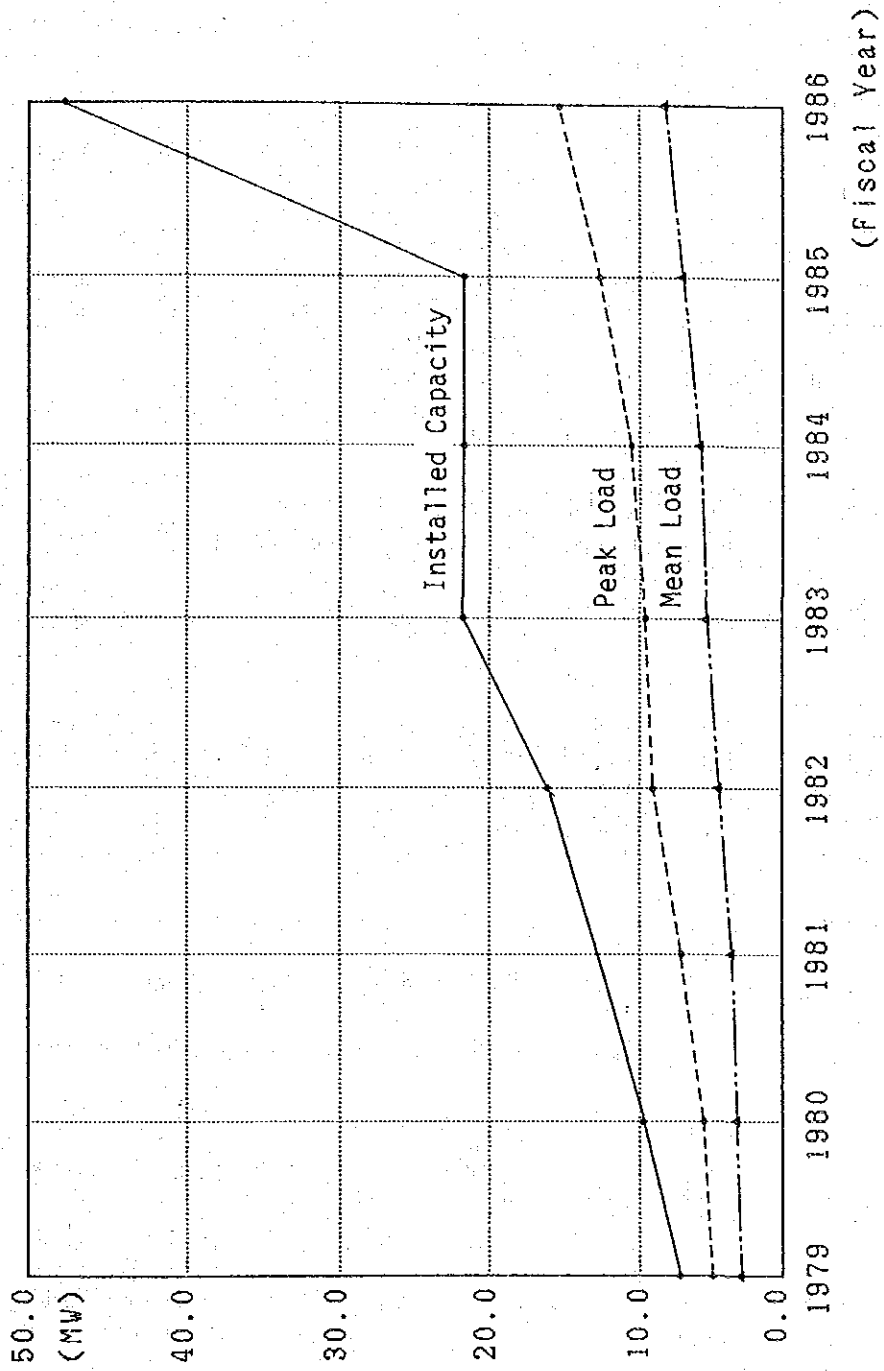
ジャンビ市はスマトラ島第二の大河パタンハリ河の岸辺に広がっており、同市のほぼ中央に位置する商業圏のバサールジャンビ区を取り巻く形で、同河をはさんで北側には農業圏、西側と南側には居住圏、東側と同河の両岸には工業圏が広がっている。

表4-4には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を示した。同表から明らかな如く、ジャンビ市およびその周辺地域の人口および世帯数は1986年現在それぞれ28万4千人および5万5千世帯で、このうち約49%にあたる約2万7千世帯が電化されている。前述した、ジャンビ州全体の電化率と比較すると都市部のジャンビ市およびその周辺地域は、大幅に電化されていることがわかる。1986年度現在の電力需要量(約48.7GWh)の部門別内訳は、家庭部門49.8%、商業部門12.6%、公共・その他部門11.9%、工業部門25.6%となっている。ジャンビ州全体の構成比と比較すると、工場の多いジャンビ市およびその周辺地域の方が工業部門の割合が2.3ポイント多くなっており、工業部門の電力需要量の伸びは顕著である。

以下に、ジャンビ市およびその周辺地域における部門別電力消費の概要を述べる。

(i) 家庭部門：

需要家数は平均年率19.4%で順調に伸びて来たが、ジャンビ州全体の場合(表4-1参照)同様一世帯当りの年間電力消費量は逆に逓減している。これは、都市部においても小口契約の需要家の増加が多かったためと考えられる。但し、この減少の傾向はかなり鈍化して来ているので、やがて他の国の場合と同様上昇に転ずるものと予想される。電力消費量は平均年率10.4%で伸びて来ている。



Source : PLN Wilayah IV Cabang Jambi

図4-1 ジャンビ州の発電設備容量、ピークロードおよび平均電力の推移

表4-4 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の推移

Fiscal Year	1982	1983	1984	1985	1986	Average*	Average**
Residential Sector							
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
Commercial Sector							
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
Public & Other Sector							
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
Industrial Sector							
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
Total							
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

(ii) 商業部門：

需要家数は平均年率 6.8%とジャンピ州全体と比較すると約6ポイントも低い成長率を示している。一方、電力消費量の伸びも低調で、高い伸び率を示した1982年度を除いて1984年度から1986年度の平均伸び率をとってみると年率 2.4%となっている。

(iii) 公共・その他部門：

需要家数は平均年率12.5%とかなり高い伸び率で推移して来ており、これに関連して電力消費量も平均年率 7.5%で伸びて来ている。

(iv) 工業部門：

工業部門の需要家数は他部門が比較的順調な伸び率を示しているのとは裏腹に減少する傾向を示しており、平均伸び率も年率マイナス4%となっている。一方、電力消費量は極めて順調な伸びを示しており、平均年率は36.6%とかなり高くなっている。これらのことは、小口需要家が減った一方で大口需要家の電力消費量が増加したことを示唆しているものと考えられる。

(b) ジャンピ市およびその周辺地域の発電設備

ジャンピ市およびその周辺地域には、自家用発電設備を除けば、PLN Wilayah IVのジャンピ支局の管轄するパサール、カサン、パイオセリンチャの3発電所が設置されている。これらの発電所の中でパサール発電所は最も古く（1号機、2号機、および3号機はそれぞれ1953年、1964年および1965年に運転が開始された）、現在は発電を行っていないため、表4-2に示した通りカサンとパイオセリンチャの2発電所でジャンピ市およびその周辺地域への電力供給をまかなっている。また、同表からも明らかな如く1987年現在のジャンピ市およびその周辺の発電設備容量および有効容量は、それぞれ41,065kWおよび37,050kWとなっている。

(c) ジャンピ市およびその周辺地域の電力需給実績

表4-5には、ジャンピ市およびその周辺地域の電力需給の推移を示した。同表によれば、ジャンピ市およびその周辺の地域発電設備容量は1985年から1986年度にかけて25,290kW増加して41,065kWとなっている。これは新設されたパイオセリンチャ発電所の設備容量（26,090kW）から実際には使用不能と考えられるパサール発電所の設備容量（800kW）を引いた増加分である。

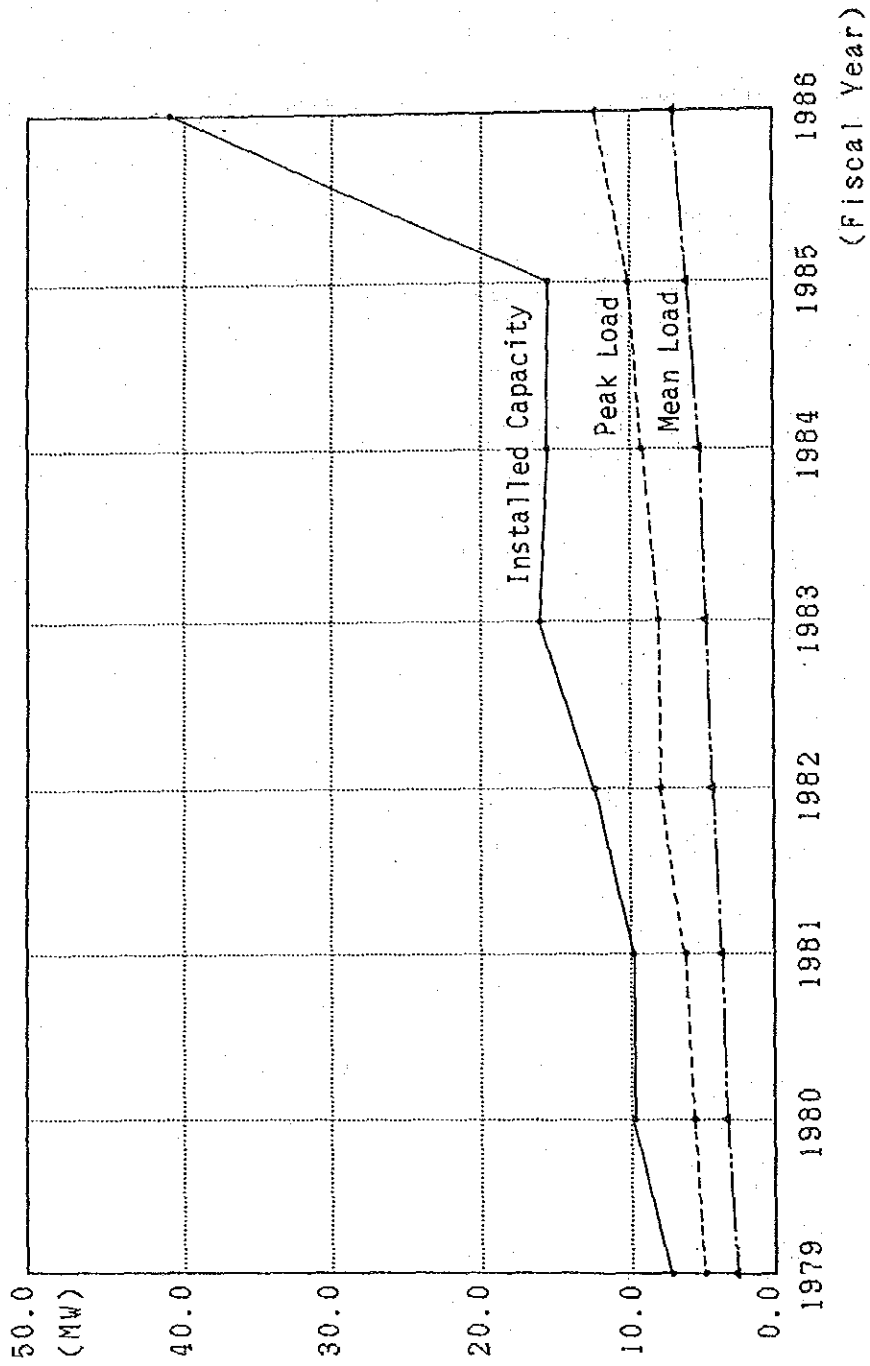
表 4 - 5 ジャンピ市およびその周辺地域の電力需給の推移

Fiscal Year	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Installed Capacity (KW)	7,335	9,835	9,835	12,335	16,335	15,775	15,775	41,065*
Gross Production (KWh)(A)	24,346,820	27,246,466	30,669,393	36,713,751	40,988,971	44,821,779	52,087,743	59,706,034
Energy Consumption (KWh)(B)	18,214,356	21,318,051	25,537,893	29,082,894	33,209,452	36,922,870	45,425,492	48,668,193
(B)/(A)x100 (%)	74.8	78.2	83.3	79.2	81.0	82.4	87.2	81.5
Self Consumption (KWh)(C)	916,227	893,459	1,049,623	1,084,748	1,418,216	1,577,613	1,602,601	1,697,869
(C)/(A)x100 (%)	3.8	3.3	3.4	3.0	3.5	3.5	3.1	2.8
Losses (KWh)(D)	5,216,297	5,034,956	4,081,877	6,546,109	6,361,303	6,321,296	5,059,650	9,339,972
((C)+(D))/(A)x100 (%)	25.2	21.8	16.7	20.8	19.0	17.6	12.8	18.5
Peak Load (KW)	4,840	5,550	6,370	7,750	8,080	9,200	10,180	12,500
Mean Load (KW)	2,779	3,110	3,501	4,191	4,679	5,117	5,946	6,816
Load Factor (%)	57.4	56.0	55.0	54.1	57.9	55.6	58.4	54.5
No. of Consumers	9,779	10,583	N.A.	15,679	19,217	22,741	28,517	30,112
Contract Capacity (VA)	13,393,000	14,731,000	N.A.	21,906,790	26,233,150	31,030,010	36,594,210	38,592,380

Note : * This figure excludes the installed capacity of PLTD Pasar.

Source : PLN Wilayah IV Cabang Jambi

ジャンビ市およびその周辺地域の電力消費量は、高い伸び率を示した1985年度（年率23.0%）を除けば、発電量に対して過去5年間ほぼ一定の約81%で推移して来ている。発電所の電力自己消費率は1983年度以降徐々に低下して来ており、パイオセリンチャ発電所が新設されたこともあって、多少改善され1986年度には初めて3%台を割った。同自己消費率の過去8年間の平均値は約3.3%となっている。同自己消費率と送配変電損失率との合計値は、同期間の平均をとると約19.1%となっている。この値も上下の変動はあるものの逡減する傾向を示している。ピーク・ロードは1979年度から1986年度までの7年間の平均伸び率をとると年率約14.5%で増加している。図4-2にはジャンビ市およびその周辺地域の発電設備容量、ピーク・ロードおよび平均電力の推移を示した。



Source : PLN Wilayah IV Cabang Jambi

図 4-2 ジャンビ市およびその周辺地域の発電設備容量、ピーク・ロードおよび平均電力の推移

4-1-2 電力需要予測

本項ではまず本プロジェクトに直接関係するジャンピ市およびその周辺地域の電力需要予測を行ない、次にジャンピ州全体の電力需要予測を行なう。

(1) 本プロジェクトのための電力需要予測

ジャンピ州には前述の如くまだ大規模な送電線網は存在せず、電力需要はジャンピ市およびその周辺地域に集中している。

従って、以下では本プロジェクトの電力供給対象地域をジャンピ市およびその周辺地域に限定して予測を行なうこととする。

(a) 前提条件

(i) 本プロジェクトの電力供給対象地域：

上述した如くジャンピ市およびその周辺地域に限定する。

(ii) 予測期間：2000年までとする。

(iii) 予測方法：

国営電力公社（PLN）の本社（Pusat）およびリージョンIV（Wilayah IV）が作成した2種類の電力需要予測（部門別積み上げ方法）を更に現実的な観点から見直す方法をとる。

(iv) 見直しの内容：

上記 PLN-Pusat 版、PLN-Wilayah IV版の2種類の電力需要予測（表4-6および表4-7参照）の前提となっている様々な決定因子を見直し、これらの組み合わせを最終的に Pusat版に類似したケース3つ（1-L、1-M、1-H）、Wilayah IV版に類似したケース3つ（2-L、2-M、2-H）の計6ケースに分類して予測を行う。これらの分類は表4-8のジャンピ市およびその周辺地域の電力需要のための主な仮定に纏めて示した。表4-8に示した決定因子の主なものに補足説明を加えると以下の通りである。

a. 人口予測：

1979年から1986年まで統計データに基づいて回帰分析を行ない、相関係数(R)の最も高かった指数回帰曲線（ $R=0.955$ ）による人口予測の結果を採用する。

b. 世帯規模：

表4-4に示した統計データから5.2人/世帯とする。

表 4-6 PLN Pusat によるジャバ市およびその周辺地域の電力予測

Fiscal Year	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential																
Population(10 ³)	249.5	259.2	269.3	279.8	290.8	302.1	310.6	319.3	328.2	336.7	345.5	354.5	363.7	373.1	382.8	392.8
Person/Household	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Household(10 ³)	49.9	51.8	53.9	56.0	58.2	60.4	62.1	63.9	65.6	67.3	69.1	70.9	72.7	74.6	76.6	78.6
No. of Consumers	22,700	24,500	26,460	28,577	30,863	33,332	35,999	38,878	41,989	44,928	48,073	51,438	55,039	58,891	63,014	67,425
Electr. Ratio(%)	45.5	47.3	49.1	51.1	53.1	55.2	58.0	60.9	64.0	66.7	69.6	72.6	75.7	78.9	82.3	85.8
Unit Consump.(KWh)	987.6	980.0	981.4	982.8	984.3	985.7	987.1	988.5	990.0	991.4	992.8	994.3	995.7	997.1	998.6	1,000.0
Energy Consump.(GWh)	22.2	24.0	26.0	28.1	30.4	32.9	35.5	38.4	41.6	44.5	47.7	51.1	54.8	58.7	62.9	67.4
Commercial																
Constituent Ratio	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Energy Consump.(GWh)	5.9	6.4	6.9	7.5	8.1	8.7	9.4	10.2	11.0	11.8	12.7	13.6	14.6	15.6	16.7	17.9
Public & Others																
Constituent Ratio	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Energy Consump.(GWh)	5.8	6.3	6.8	7.3	7.9	8.6	9.3	10.0	10.9	11.6	12.5	13.4	14.3	15.3	16.4	17.6
Industry																
Captive Energy (GWh)	0.0	0.0	3.9	9.0	13.5	18.0	22.3	27.0	32.0	37.0	41.0	43.4	44.0	44.0	44.0	44.0
Energy Consump.(GWh)	9.5	12.8	17.7	24.2	30.7	37.6	44.9	53.2	62.5	72.5	82.3	91.3	99.2	107.1	115.7	124.9
Total																
Energy Consump.(GWh)	43.4	49.5	57.4	67.1	77.1	87.8	99.2	111.9	126.0	140.5	155.2	169.4	182.9	196.8	211.8	227.9
Growth Rate (%)	0.0	13.9	16.0	17.0	14.8	13.9	13.0	12.8	12.5	11.5	10.4	9.1	8.0	7.6	7.6	7.6
Losses+Plant Use (%)																
Energy Product.(GWh)	13.8	17.2	17.0	16.5	16.0	15.5	15.0	14.5	14.0	13.5	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Load Factor (%)	50.4	59.7	69.1	80.4	91.7	103.9	116.7	130.9	146.5	162.4	178.4	194.7	210.2	226.2	243.4	261.9
Peak Load (MW)	56	55	55	55	55	55	55	55	55	56	56	56	56	56	57	57
Peak Load (MW)	10.2	12.5	14.3	16.7	19.0	21.6	24.2	27.2	30.4	33.1	36.4	39.7	42.8	46.1	48.7	52.5

DLL, October, 1987

表 4 - 7 P L N Wilayah IV によるジャンピン市およびその周辺地域の電力需要予測

Fiscal Year	1986*	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential															
Population(10 ³)	239.6	248.9	258.6	268.7	278.2	290.1	301.4	313.1	325.3	338.0	351.2	364.9	379.1	393.9	409.3
Growth Rate (%)		3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
Household Size	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Household(10 ³)	47.9	49.8	51.7	53.7	55.8	58.0	60.3	62.6	65.1	67.6	70.2	73.0	75.8	78.8	81.9
Electr. Ratio(%)	55.1	57.1	59.3	61.6	63.9	66.3	68.9	71.5	74.2	77.0	79.9	83.0	86.1	89.4	92.8
No. of Consumers(10 ³)	26.4	28.4	30.7	33.1	35.7	38.5	41.5	44.8	48.3	52.1	56.2	60.6	65.3	70.4	76.0
Unit Consump.(KWh)	930.1	941.3	952.7	964.2	975.8	987.6	999.5	1,011.5	1,023.7	1,036.1	1,048.5	1,061.2	1,074.0	1,086.9	1,100.0
Energy Consump.(GWh)	24.5	26.8	29.2	31.9	34.8	38.0	41.5	45.3	49.4	53.9	58.9	64.3	70.1	76.6	83.6
Commercial															
No. of Consumers	2,290	2,597	2,946	3,341	3,789	4,297	4,874	5,528	6,269	7,110	8,064	9,146	10,373	11,765	13,343
Constituent Ratio	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Energy Consump.(GWh)	6.1	6.6	7.3	7.9	8.6	9.4	10.3	11.2	12.3	13.4	14.6	15.3	17.4	19.0	20.7
Public & Others															
No. of Consumers	801	881	969	1,066	1,173	1,290	1,419	1,561	1,717	1,889	2,078	2,285	2,514	2,765	3,042
Constituent Ratio	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Energy Consump.(GWh)	5.8	6.2	6.6	7.1	7.7	8.2	8.8	9.5	10.2	10.9	11.7	12.5	13.5	14.5	15.5
Industry															
No. of Consumers	102	108	115	121	129	136	145	153	163	172	183	194	205	218	231
Captive Energy (GWh)	0.0	6.1	11.3	15.7	20.1	24.5	28.9	33.3	37.7	42.1	46.5	50.9	55.3	55.3	55.3
Energy Consump.(GWh)	11.9	19.2	26.3	33.3	41.0	49.5	58.9	69.2	80.5	92.9	106.6	121.7	138.3	152.1	167.3
Total															
No. of Consumers	29.6	32.0	34.7	37.6	40.8	44.2	47.9	52.0	56.4	61.2	66.5	72.2	78.4	85.2	92.6
Energy Consump.(GWh)	48.3	58.8	69.4	80.3	92.1	105.2	119.5	135.1	152.3	171.2	191.8	214.5	239.3	262.1	287.1
Growth Rate (%)	0.0	21.8	18.1	15.6	14.8	14.2	13.6	13.1	12.7	12.4	12.1	11.8	11.6	9.5	9.5
Losses+Plant Use (%)															
Energy Product.(GWh)	59.1	70.8	82.6	94.4	107.1	120.9	137.3	155.3	175.1	196.7	220.5	246.5	275.0	301.3	330.0
Load Factor (%)	58	58	58	59	60	60	60	61	61	62	63	64	65	65	65
Peak Load (MW)	11.7	13.9	16.3	18.3	20.4	23.0	26.1	29.1	32.8	36.2	39.9	44.0	48.3	52.9	58.0

* Actual

PLN WILAYAH IV

表4-8 ジャンビ市およびその周辺地域の電力需要予測のための主な仮定

Case	1-L	1-M	1-H	2-L	2-M	2-H	PLN-Pusat	PLN-Wilayah IV
Growth Rate of Population (% p.a.)								
1987	-1.3	-1.3	-1.3	-1.3	-1.3	-1.3	3.9	3.9
1988-1990	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.9	3.9
1991-1993	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	2.8	3.9
1994-2000	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	2.5	3.9
Growth Rate of Residential Consumers (% p.a.)								
1987-1993	7.0	8.0	9.0	7.0	8.0	7.85	8.0	7.85
1994-2000	6.0	7.0	8.0	6.0	7.0	7.85	7.0	7.85
Target Unit Consumption Rate of Electricity in 2000 (kWh/year/household)								
	1,000	1,000	1,000	1,100	1,100	1,100	1,000	1,100
Constituent Ratio of Commercial Sector								
	0.6	0.8	1.0	0.6	0.8	1.0	1.0	1.0
Constituent Ratio of Public Sector								
	0.7	0.8	1.0	0.7	0.8	0.8	1.0	0.8
Captive Energy of Industrial Sector (GWh/year)								
1987	3.9	3.9	3.9	6.1	6.1	6.1	3.9	6.1
2000	44.0	44.0	44.0	55.3	55.3	55.3	44.0	55.3
Energy Growth Rate in Industrial Sector excluding Captive Power (% p.a.)								
	6.0	7.0	8.0	6.0	8.0	10.0	8.0	10.0
Losses & Plant Use (%)								
1987	18.0	18.0	18.0	17.0	17.0	17.0	18.0	17.0
1988-1991	17.5-16.0	17.5-16.0	17.5-16.0	16.0-13.0	16.0-13.0	16.0-13.0	17.5-16.0	16.0-13.0
1992-1997	15.5-13.0	15.5-13.0	15.5-13.0	13.0	13.0	13.0	15.5-13.0	13.0
1998-2000	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Load Factor (%)								
1987-1993	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	58.0-61.0
1994-1998	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	61.0-65.0
1999-2000	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	65.0

c. 一世帯当りの年間家庭用電力消費量：

表4-4に示した統計データによれば、ジャンピ市およびその周辺地域の一世帯当りの年間家庭用電力消費量は年々減少してきたが、今後は他の発展途上国の例を見ても増加することが予想される。PLN Pusat, PLN Wilayah IVは、インドネシア国内の他の都市との比較の上で2000年時点のジャンピ市およびその周辺地域の一世帯当りの年間家庭用電力消費量の目標値を、それぞれ1,000kWhおよび1,100kWhと設定しているため、これをそのまま採用することとする。

d. コンステイチュエント・レシオ (Constituent Ratio)：

これは、家庭用電力消費量の増加率に対する商業部門、公共・その他部門のそれぞれの成長率の比を示すものであり、一種のエネルギー弾性値とみなすことができるものである。表4-4に示した過去5年間(1982~1986年)の統計データによれば、同レシオの平均値は商業部門で約0.6、公共・その他部門で約0.7といずれの場合もPLN-Pusat版(商業部門：1.0、公共・その他：1.0)、PLN-Wilayah IV版(商業部門：1.0、公共・その他：0.8)よりも低目の値となっている。従って本予測に当たっては、上記平均値を最小値とし、PLN-Pusat版の値を最大値とすることとする。

e. キャプティブ・エネルギー (Captive Energy)：

ジャンピ市およびその周辺地域には自家発電設備がかなり存在する。これらは将来次第にPLNの受電設備に転換されて行くことが予想されるので、PLNにとっての電力エネルギーの潜在供給先とみなすことができる。PLNではこの電力エネルギーをキャプティブ・エネルギーと呼んでいる。このキャプティブ・エネルギーの見通しについては、PLN-Pusat、PLN-Wilayah IVがそれぞれ独自に見通しを立てているので、本予測では両方のデータを反映させることとする。

f. 工業部門の電力需要の成長率：

この成長率は上記キャプティブ・エネルギーを除いた部分の電力需要の成長率を指すもので、年率6%から10.0%と設定する。PLNは、一般的な方法としてこの成長率による電力需要の増加分と、PLNからの新たな電力の供給を待っている需要家(これをWaiting Consumersと呼んでいる)への電力供給増加分との比較を行ない、より大きな方をその年のキャプティブ・エネルギーを除いた部分

の電力需要増とするとしており、結果的にはジャンビ市およびその周辺地域では前者の方が常に大きくなっている。従って本予測の場合でも各年を通して前者の方が大きいものと仮定する。

g. 送配変電損失および発電所の電力自己消費率：

表4-5に示した統計データによれば、ジャンビ市およびその周辺地域のこれらの値は、送配電線網の設備、発電所の新設等により、比率が年々減少して来ている。PLN-Wilayah IV版の方がPLN-Pusat版よりも送配電線網の整備が早期に実現するという観点から減少率を高めに見ている。本予測では両者の考え方を適宜採用するものとする。

h. 電力負荷率（平均電力のピークロードに対する割合）：

PLN-Wilayah IV版では電力負荷率を1987年度の58.0%から2000年度の65.0%まで7.0ポイント上昇すると予想しているのに対し、PLN-Pusat版では1987年度の55.0%から2000年の57.0%まで2.0ポイントしか上昇しないとみている。本予測では表4-5に示した過去5年間の統計データでは54.1%から58.4%の間を平均56.1%で推移して来たことと、今後ジャンビ市およびその周辺地域の経済環境が大きく変化することはないとの観点からPLN-Pusat版の値（1987年度55.0%から2000年度57.0%まで2ポイント上昇）を採用する。

(b) 本プロジェクトのための電力需要予測結果

図4-3には、(a)で述べた前提条件に基づいて6つのケース（ケース1-L、1-M、1-Hおよびケース2-L、2-M、2-H）について行なった電力需要予測結果の内のピーク・ロードを纏めて示した。

本需要予測においては、これらの6つのケースの内、最も可能性の高いケースとしてケース1-Mおよびケース2-Lを採用した。その主な理由は下記の通りである。

- 1) ジャンビ市およびその周辺地域の電力需要に最も大きなインパクトを与えるものは工業部門の電力需要で、本予測ではこれはキャプティブ・エネルギーの見通しと、これを除いた同部門の電力需要の成長率によって決まっている。ジャンビ市およびその周辺地域の工業においては、現時点で判断する限りにおいては大きな成長を見込める分野が見い出されないことから、キャプティブ・エネ

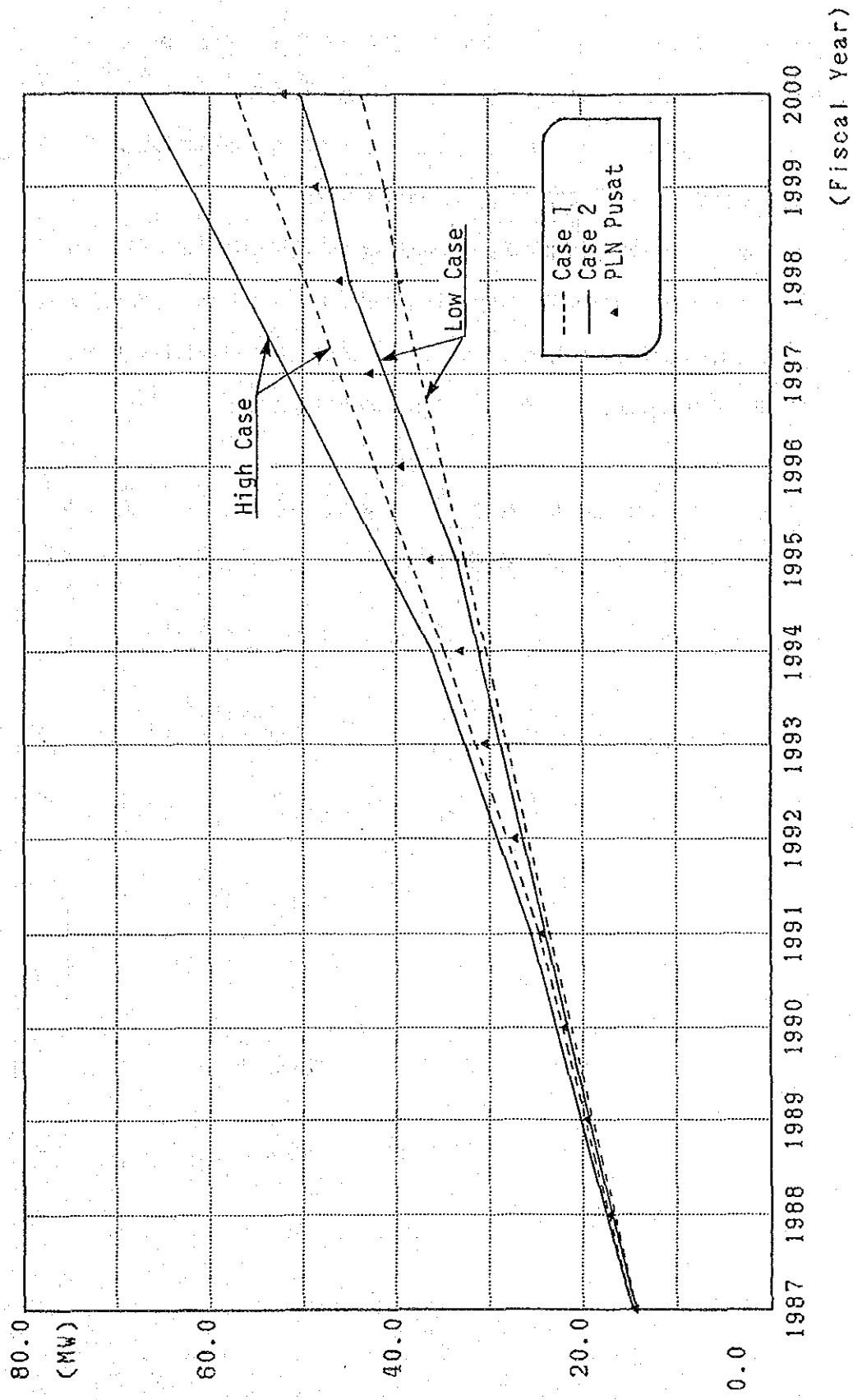


図4-3 ジャンビ市およびその周辺地域の電力需要 (ピーク・ロード) 予測

ルギーを除いた電力需要の成長率は年 6.0~7.0 %が妥当と判断される。

- 2) 6つのケースの中でケース1-Lは全ての決定因子を最も保守的な観点から設定したもので、現実的な予測値はこれを上回ると考えられる。
- 3) コンステイテューエント・レシオの設定は、表4-4に示した過去の統計データの平均値を勘案すれば 0.8以下が妥当と判断される。
- 4) 家庭部門の電力需要家数は1983年度から1985年度までは年率20%以上の高い増加率を示して来たが、1986年度は7%台の増加率に下降しており、今後は変動はあるとしても原油価格等に起因したインドネシア国全体の経済状態の低迷の影響を受け、平均すれば高々8%台に留まると判断される。

表4-9および表4-10にはそれぞれケース1-Mおよびケース2-Lのジャンビ市およびその周辺地域の電力需要予測結果を示した。

表 4-9 ジャパンピ市およびその周辺地域の電力需要予測 (ケース 1-M)

Fiscal Year	1985*	1986*	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential Sector																
Population(10 ³)	249.5	284.0	280.4	290.4	300.7	311.4	322.5	333.9	345.8	358.1	370.9	384.1	397.7	411.9	426.6	441.7
Growth Rate (%)	0.1	13.9	-1.3	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Household Size	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Household(10 ³)	48.7	54.6	53.9	55.8	57.8	59.9	62.0	64.2	66.5	68.9	71.3	73.9	76.5	79.2	82.0	84.9
No. of Consumers(10 ³)	24.9	26.7	28.8	31.1	33.6	36.3	39.2	42.4	45.7	48.9	52.4	56.0	60.0	64.2	68.6	73.4
Electr. Ratio(%)	51.1	48.9	53.5	55.8	58.1	60.6	63.2	65.9	68.8	71.1	73.4	75.9	78.4	81.0	83.7	86.5
Unit Consump.(KWh)	936.6	908.6	914.8	921.1	927.4	933.8	940.2	946.7	953.2	959.7	966.3	973.0	979.7	986.4	993.2	1,000.0
Energy Consump.(GWh)	23.3	24.2	26.4	28.7	31.2	33.9	36.9	40.1	43.6	47.0	50.6	54.5	58.7	63.3	68.2	73.4
Growth Rate (%)	15.5	4.1	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Commercial Sector																
Constituent Ratio	0.4	-0.4	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Energy Consump.(GWh)	6.2	6.1	6.6	7.0	7.5	8.1	8.6	9.2	9.9	10.5	11.1	11.8	12.5	13.3	14.1	15.0
Growth Rate (%)	5.5	-1.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
Public & Other Sector																
Constituent Ratio	1.2	-1.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Energy Consump.(GWh)	6.0	5.8	6.2	6.6	7.1	7.6	8.1	8.7	9.3	9.9	10.5	11.1	11.8	12.5	13.3	14.1
Growth Rate (%)	19.3	-4.1	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
Industrial Sector																
Captive Energy (GWh)	0.0	0.0	3.9	9.0	13.5	18.0	22.3	27.0	32.0	37.0	41.0	43.4	44.0	44.0	44.0	44.0
Energy Consump.(GWh)	9.8	12.5	17.3	23.6	29.7	36.3	43.1	50.9	59.4	68.6	77.4	85.2	91.7	98.2	105.0	112.4
Growth Rate (%)	70.5	26.8	38.2	36.6	26.1	22.1	18.8	17.9	16.8	15.4	12.8	10.1	7.7	7.0	7.0	7.0
Total																
Energy Consump.(GWh)	45.4	48.7	56.4	65.9	75.5	85.8	96.7	108.9	122.2	135.9	149.6	162.7	174.9	187.3	200.7	215.0
Growth Rate (%)	23.0	7.1	15.9	16.9	14.6	13.7	12.7	12.5	12.2	11.2	10.1	8.7	7.5	7.1	7.1	7.1
Losses+Plant Use (%)																
Energy Product.(GWh)	52.1	59.7	68.8	79.9	91.0	102.8	115.2	128.8	143.7	158.9	173.9	188.0	200.9	215.3	230.6	247.1
Load Factor (%)	58.4	54.5	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.0	57.0
Peak Load (MW)	10.2	12.5	14.3	16.6	18.9	21.3	23.9	26.7	29.8	32.4	35.5	38.3	41.0	43.9	46.2	49.5

Note * The figures in 1985 and 1986 are actual.

表 4-10 ジャパンピ市およびその周辺地域の電力需要予測 (ケース 2-L)

Fiscal Year	1985*	1986*	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential Sector																
Population (10 ³)	249.5	284.0	280.4	290.4	300.7	311.4	322.5	333.9	345.8	358.1	370.9	384.1	397.7	411.9	426.6	441.7
Growth Rate (%)	0.1	13.9	-1.3	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Household Size	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Household (10 ³)	48.7	54.6	53.9	55.8	57.8	59.9	62.0	64.2	66.5	68.9	71.3	73.9	76.5	79.2	82.0	84.9
No. of Consumers (10 ³)	24.9	26.7	28.6	30.6	32.7	35.0	37.4	40.1	42.9	45.9	49.1	52.5	56.2	60.1	64.3	68.8
Electr. Ratio (%)	51.1	48.9	53.0	54.7	56.5	58.4	60.4	62.4	64.4	66.6	68.8	71.1	73.4	75.9	78.4	81.0
Unit Consump. (KWh)	936.6	908.6	921.1	933.7	946.6	959.6	972.8	986.2	999.7	1,013.5	1,027.4	1,041.5	1,055.8	1,070.4	1,085.1	1,100.0
Energy Consump. (GWh)	23.3	24.2	26.3	28.5	30.9	33.6	36.4	39.5	42.8	46.5	50.4	54.7	59.3	64.3	69.8	75.7
Growth Rate (%)	15.5	4.1	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
Commercial Sector																
Constituent Ratio	0.4	-0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Energy Consump. (GWh)	6.2	6.1	6.5	6.8	7.1	7.5	7.9	8.3	8.7	9.1	9.6	10.1	10.6	11.1	11.7	12.3
Growth Rate (%)	5.5	-1.5	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
Public & Other Sector																
Constituent Ratio	1.2	-1.0	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Energy Consump. (GWh)	6.0	5.8	6.1	6.5	6.9	7.3	7.7	8.2	8.7	9.2	9.7	10.3	10.9	11.6	12.2	13.0
Growth Rate (%)	19.3	-4.1	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Industrial Sector																
Captive Energy (GWh)	0.0	0.0	6.1	11.3	15.7	20.1	24.5	28.9	33.3	37.7	42.1	46.5	50.9	55.3	55.3	55.3
Energy Consump. (GWh)	9.8	12.5	19.3	25.7	31.6	37.9	44.6	51.7	59.2	67.1	75.6	84.5	94.0	104.0	110.2	116.8
Growth Rate (%)	70.5	26.8	54.9	32.9	23.1	19.9	17.6	15.9	14.5	13.4	12.6	11.8	11.2	10.7	6.0	6.0
Total																
Energy Consump. (GWh)	45.4	48.7	58.2	67.5	76.6	86.3	96.6	107.6	119.4	131.9	145.3	159.6	174.8	191.0	204.0	217.8
Growth Rate (%)	23.0	7.1	19.7	15.9	13.5	12.6	12.0	11.4	10.9	10.5	10.1	9.8	9.5	9.3	6.8	6.8
Losses+Plant Use (%)																
Energy Product. (GWh)	12.8	18.5	17.0	16.0	15.0	14.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Load Factor (%)	52.1	59.7	70.1	80.4	90.1	100.3	111.0	123.7	137.2	151.6	167.0	183.4	200.9	219.5	234.4	250.3
Peak Load (MW)	58.4	54.5	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.0	57.0
	10.2	12.5	14.6	16.7	18.7	20.8	23.0	25.7	28.5	30.9	34.0	37.4	40.9	44.8	46.9	50.1

Note * The figures in 1985 and 1986 are actual.

(2) ジャンビ州の電力需要予測

(1)本プロジェクトのための電力需要予測でも述べた如く、ジャンビ州にはまだ大規模な送配電線網は存在せず、州内の全ての地域において電力の供給はディーゼル発電による孤立系の送配電システムに依存している。従ってジャンビ州の電力需要予測にあたっては、州内の個々の送配電システムの拡大（即ち電化率の向上）と相俟った形で同州内の電力需要量が増加して行くと考えることが妥当である。このことからジャンビ州の電力需要量は各孤立系送配電システム内の電力需要量を単に積み上げた値であることを認識しておかねばならない。PLN Pusatは以上の考え方に基づいて表4-11に示す様に同州内の電力需要予測を行っているので、本調査ではこれをより現実的な観点から見直す方法により電力需要予測を行う。主要前提条件は表4-12に示すとおりであり、分析手法は前述のジャンビ市およびその周辺地域の場合と同様とする。

図4-4には、3つのケース(Lowケース、Middleケース、Highケース)について行なった予測結果の内のピーク・ロードを纏めて示した。

本需要予測においては、これらの3つのケースの内、最も可能性の高いケースとしてMiddleケースを取った(表4-13参照)。その主な理由は下記の通りである。

- 1) ジャンビ州の電力需要に最も大きなインパクトを与えるものは、ジャンビ市およびその周辺地域の電力需要の場合と同様に工業部門の電力需要で、本予測でもこれはキャプティブ・エネルギーの見通しと、これを除いた同部門の電力需要の成長率によって決まっている。ジャンビ州の工業部門の電力需要の9割以上をジャンビ市およびその周辺の工業部門が占めているため、同地域同様キャプティブ・エネルギーを除いた電力需要の成長率は年率6%程度が妥当と判断される。
- 2) 3つのケースの中でLowケースは全ての決定因子を最も保守的な観点から設定したもので、現実的な予測値はこれを上回ると考えられる。
- 3) コンステイテューエント・レシオの設定は、表4-1に示した過去の統計データの平均値を勘案すれば、商業部門は0.7、公共・その他部門は0.8がほぼ妥当と判断される。
- 4) 家庭部門の電力需要家数は表4-1から明らかな如く平均年率23.9%で伸びて来たが、主として都市部における伸び率の低下に引っぱられる形で州全体としてはPLN Pusatの予測値を若干下回るものと判断される。

表4-11 PLN Pusatによるジャバ州の電力需要予測

Fiscal Year	1985*	1986#	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Urban																
Population (10 ³)	247.5	257.0	266.8	277.0	287.6	298.6	310.0	321.8	334.1	346.9	360.1	373.9	388.2	403.0	418.4	434.4
Household Size	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Household (10 ³)	49.5	51.4	53.4	55.4	57.5	59.7	62.0	64.4	66.8	69.4	72.0	74.8	77.6	80.6	83.7	86.9
No. of Consumers (10 ³)	21.5	24.0	26.5	29.1	31.8	34.6	37.5	40.6	43.9	47.5	51.4	55.5	60.1	64.9	70.3	76.0
Electric Ratio (%)	43.5	46.6	49.7	52.5	55.3	57.9	60.5	63.1	65.7	68.5	71.3	74.3	77.4	80.6	84.0	87.5
Unit Consumption (KWh)	1,036.3	1,040.4	1,040.4	1,040.4	1,040.4	1,050.8	1,061.3	1,071.9	1,082.6	1,093.5	1,104.4	1,115.4	1,126.6	1,137.9	1,149.2	1,160.7
Energy Consumption (GWh)	22.3	24.9	27.6	30.3	33.1	36.4	39.8	43.5	47.5	51.9	56.7	62.0	67.7	73.9	80.7	88.3
Rural																
Population (10 ³)	1,462.6	1,511.4	1,561.9	1,614.1	1,668.0	1,723.7	1,781.2	1,840.7	1,889.4	1,939.3	1,990.5	2,043.1	2,097.0	2,152.2	2,208.9	2,267.0
Household Size	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Household (10 ³)	292.5	302.3	312.4	322.8	333.6	344.7	356.2	368.1	377.9	387.9	398.1	408.6	419.4	430.4	441.8	453.4
No. of Consumers (10 ³)	7.3	8.9	10.5	12.2	13.9	15.7	17.5	19.5	21.6	23.9	26.4	29.1	32.0	35.1	38.5	42.2
Electric Ratio (%)	2.5	2.9	3.4	3.8	4.2	4.5	4.9	5.3	5.7	6.2	6.6	7.1	7.6	8.1	8.7	9.3
Unit Consumption (KWh)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Energy Consumption (GWh)	3.7	4.4	5.2	6.1	6.9	7.8	8.8	9.8	10.8	12.0	13.2	14.5	16.0	17.5	19.2	21.1
Residential																
Population (10 ³)	1,710.1	1,768.4	1,828.7	1,891.1	1,955.6	2,022.2	2,091.2	2,162.5	2,223.5	2,286.2	2,350.7	2,417.0	2,485.1	2,555.2	2,627.3	2,701.3
Growth Rate (%)		3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Electric Ratio (%)	8.4	9.3	10.1	10.9	11.7	12.4	13.2	13.9	14.7	15.6	16.5	17.5	18.5	19.6	20.7	21.9
No. of Consumers (10 ³)	28.8	32.8	37.0	41.3	45.7	50.3	55.0	60.1	65.6	71.4	77.8	84.6	92.0	100.0	108.7	118.2
Unit Consumption (KWh)	900.1	894.4	887.1	881.1	876.1	879.1	882.5	886.3	890.3	894.7	899.2	904.0	909.0	914.2	919.5	925.0
Energy Consumption (GWh)	26.0	29.4	32.8	36.4	40.0	44.2	48.6	53.3	58.4	63.9	69.9	76.5	83.6	91.4	100.0	109.4
Commercial																
No. of Consumers	3,490	3,826	4,221	4,656	5,137	5,666	6,251	6,896	7,607	8,531	9,568	10,730	12,034	13,496	15,464	17,718
Elasticity	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Growth Rate of Sector GDP (%)	3.57	3.57	3.82	3.82	3.82	3.82	3.82	3.82	3.82	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	5.4	5.4
Energy Consumption (GWh)	7.3	7.7	8.2	8.7	9.3	9.9	10.5	11.2	11.9	12.8	13.7	14.8	15.9	17.1	18.6	20.3
Public & Other																
No. of Consumers	1,085	1,235	1,391	1,552	1,718	1,891	2,070	2,261	2,465	2,686	2,925	3,182	3,461	3,761	4,089	4,447
Constituent Ratio	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Energy Consumption (GWh)	6.4	7.1	7.8	8.5	9.1	9.9	10.7	11.5	12.4	13.3	14.3	15.4	16.6	17.8	19.1	20.6
Industrial																
No. of Consumers	138	148	160	175	191	210	229	250	274	299	327	358	392	428	468	512
Elasticity	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Growth Rate of Sector GDP (%)	2.8	2.8	3.15	3.5	3.5	3.85	3.57	3.57	3.57	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Captive Energy (GWh)	0.0	0.0	3.0	6.4	10.4	14.3	19.0	24.3	30.0	35.0	40.0	45.0	50.5	56.8	63.5	70.8
Energy Consumption (GWh)	10.5	12.8	16.2	20.3	25.1	30.0	35.9	42.7	50.0	57.0	64.3	71.9	80.3	89.8	100.1	111.4
Total																
No. of Consumers (10 ³)	33.6	38.1	42.8	47.7	52.7	58.0	63.6	69.5	75.9	82.9	90.6	98.9	107.9	117.7	128.7	140.9
Energy Consumption (GWh)	50.2	57.0	65.1	73.8	83.5	94.0	105.7	118.6	132.7	147.1	162.3	178.6	196.4	216.1	237.8	261.6
Growth Rate (%)	22.3	13.7	14.1	13.5	13.1	12.6	12.4	12.2	11.9	10.8	10.4	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Losses+Plant Use** (%)																
Energy Production** (GWh)	17.1	18.9	18.5	18.0	17.5	17.0	16.5	16.0	15.5	15.0	14.5	14.0	13.5	13.5	13.5	13.5
Load Factor** (%)	60.5	70.3	79.8	90.1	101.2	113.2	126.6	141.2	157.1	173.1	189.9	207.7	227.1	249.9	275.0	302.6
Peak Load** (MW)	54.3	52.1	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
Peak Load** (MW)	12.7	15.4	17.1	19.3	21.7	24.3	27.1	30.3	33.7	37.1	40.7	44.5	48.6	53.5	58.9	64.8

October, 1987

* Actual

Target

** Assumed for this study by JICA study team.

表 4 - 12 ジャンビ州の電力需要予測のための主な仮定

Case	Low	Middle	High	PLN-Pusat
Growth Rate of Population (% p.a.)				
1985*	3.7	3.7	3.7	N.A.
1986*	4.6	4.6	4.6	3.4**
1987	3.4	3.4	3.4	3.4
1988-1992	4.0	4.0	4.0	3.4
1991-2000	4.0	4.0	4.0	2.8
Growth Rate of Residential Consumers (% p.a.)				
1985*	26.2	26.2	26.2	26.2
1986*	20.0	20.0	20.0	13.7**
1987	14.0	14.5	15.0	12.8
1988	8.0	9.0	10.0	11.6
1989-1993	8.0	9.0	10.0	10.7-9.2
1994-1995	7.0	8.0	9.0	8.8-9.0
1996-2000	7.0	8.0	9.0	8.7
Target Unit Consumption Rate of Electricity in 2000 (KWh/Year/Household)				
	925	925	925	925
Constituent Ratio of Commercial Sector				
	0.6	0.7	0.8	N.A.
Constituent Ratio of Public Sector				
	0.7	0.8	0.9	0.8
Captive Energy of Industrial Sector (GWh/Year)				
1987	3.0	3.0	3.0	3.0
2000	70.8	70.8	70.8	70.8
Energy Growth Rate in Industrial Sector excluding Captive Power (% p.a.)				
	4.0	6.0	8.0	N.A.
Losses & Plant Use (%)				
1987	18.5	18.5	18.5	18.5#
1988-1997	18.0-13.5	18.0-13.5	18.0-13.5	18.0-13.5#
1998-2000	13.5	13.5	13.5	13.5#
Load Factor (%)				
1987-1993	53.3	53.3	53.3	53.3#
1994-1998	53.3	53.3	53.3	53.3#
1999-2000	53.3	53.3	53.3	53.3#

Note : * Actual

** This figure should be corrected.

These figures were assumed for this study by JICA study team.

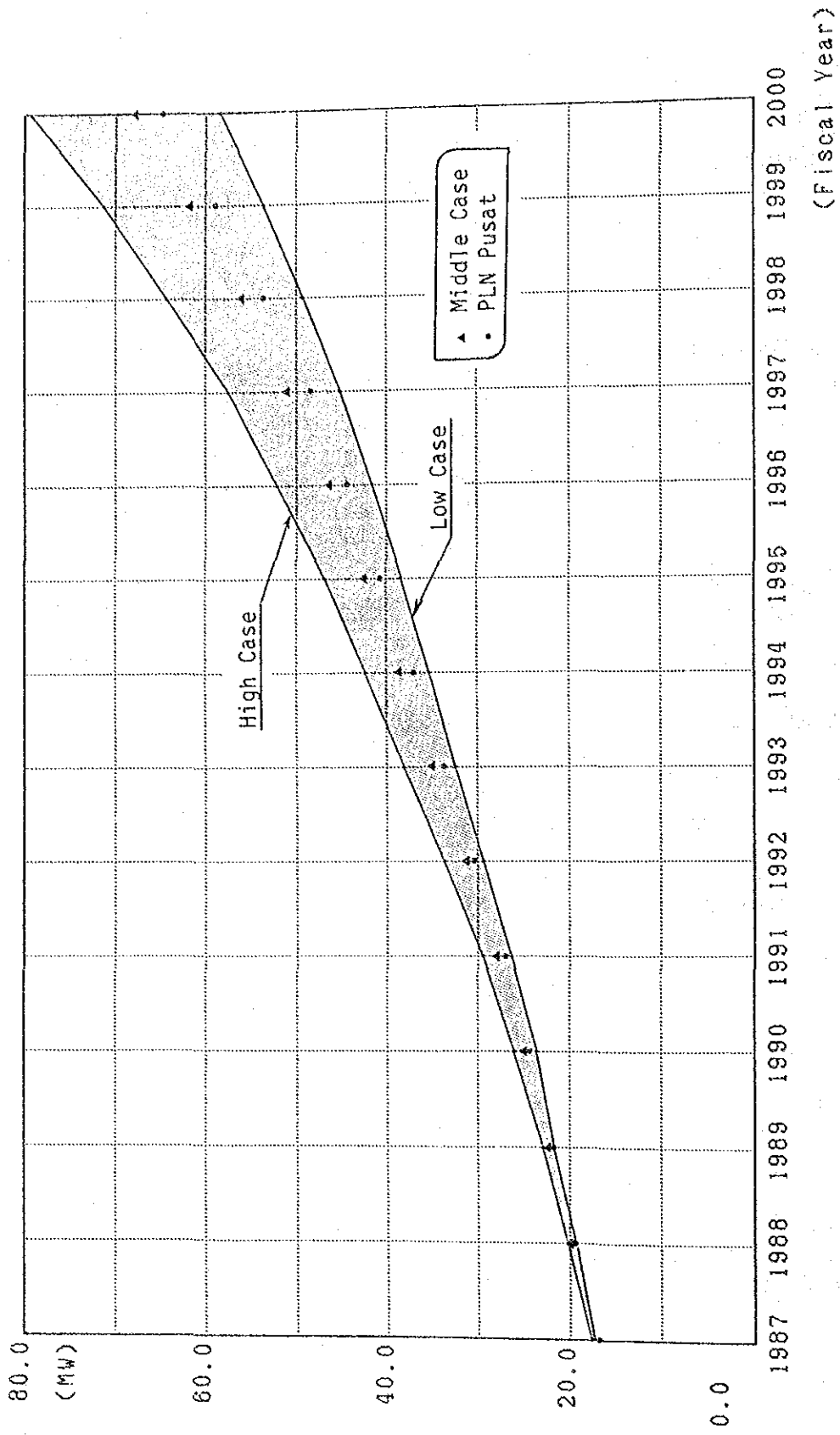


図4-4 ジャバング州の電力需要（ピーク・ロード）予測

表 4-13 ジャパンピロの電力需要予測 (Middleケース)

Fiscal Year	1985*	1986*	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential Sector																
Population(10 ³)	1,715	1,795	1,856	1,930	2,008	2,088	2,172	2,259	2,350	2,445	2,543	2,645	2,751	2,862	2,976	3,096
Growth Rate (%)	3.7	4.6	3.4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Household Size	4.9	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
Household(10 ³)	352.8	381.2	386.6	402.1	418.3	435.1	452.5	470.7	489.6	509.3	529.7	551.0	573.1	596.1	620.1	645.0
No. of Consumers(10 ³)	28.8	34.6	39.6	43.2	47.1	51.3	56.0	61.0	66.5	71.8	77.5	83.8	90.5	97.7	105.5	113.9
Electr. Ratio(%)	8.2	9.1	10.3	10.7	11.3	11.8	12.4	13.0	13.6	14.1	14.6	15.2	15.8	16.4	17.0	17.7
Unit Consump.(KWh)	900.6	845.1	850.6	856.1	861.6	867.2	872.8	878.5	884.2	889.9	895.6	901.4	907.3	913.1	919.1	925.0
Energy Consump.(GWh)	26.0	29.3	33.7	37.0	40.6	44.5	48.8	53.6	58.8	63.9	69.5	75.5	82.1	89.2	97.0	105.4
Growth Rate (%)	16.0	12.6	15.2	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Commercial Sector																
Constituent Ratio	0.4	0.4	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Energy Consump.(GWh)	7.3	7.6	8.5	9.0	9.6	10.3	11.0	11.7	12.5	13.3	14.1	15.0	15.9	16.9	17.9	19.0
Growth Rate (%)	6.5	5.0	10.7	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Public & Other Sector																
Constituent Ratio	1.2	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Energy Consump.(GWh)	6.4	6.8	7.7	8.3	8.9	9.6	10.3	11.1	12.0	12.8	13.7	14.7	15.7	16.8	18.0	19.2
Growth Rate (%)	20.0	6.1	12.2	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Industrial Sector																
Captive Energy (GWh)	0.0	0.0	3.0	6.4	10.4	14.3	19.0	24.3	30.0	35.0	40.0	45.0	50.5	56.8	63.5	70.8
Energy Consump.(GWh)	10.5	13.3	17.1	21.5	26.8	32.3	39.0	46.6	55.1	63.4	72.2	81.5	91.9	103.7	116.7	131.0
Growth Rate (%)	63.0	27.0	28.6	25.9	24.6	20.5	20.5	19.6	18.2	15.1	13.9	12.9	12.7	12.9	12.5	12.3
Total																
Energy Consump.(GWh)	50.2	57.0	66.9	75.8	85.9	96.7	109.1	123.1	138.4	153.4	169.5	186.7	205.6	226.6	249.5	274.6
Growth Rate (%)	22.3	13.7	17.4	13.2	13.4	12.6	12.8	12.8	12.5	10.8	10.5	10.1	10.1	10.2	10.1	10.1
Losses+Plant Use (%)	17.1	18.9	18.5	18.0	17.5	17.0	16.5	16.0	15.5	15.0	14.5	14.0	13.5	13.5	13.5	13.5
Energy Product.(GWh)	60.5	70.3	82.1	92.5	104.2	116.6	130.7	146.5	163.8	180.5	198.3	217.1	237.7	262.0	288.5	317.5
Load Factor (%)	54.3	52.1	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
Peak Load (MW)	12.7	15.4	17.6	19.8	22.3	25.0	28.0	31.4	35.1	38.7	42.5	46.5	50.9	56.1	61.8	68.0

Note * The figures in 1985 and 1986 are actual.

4-1-3 電力需給バランス見直し

本項では先ず本プロジェクトに直接関係するジャンビ市およびその周辺地域の電力需給バランス見直しをたて、更に本プロジェクトにおける発電プラントの需要想定を行なう。次に以上を踏まえてジャンビ州の電力需給バランス見直しをたてる。

(1) 本プロジェクトのための電力需給バランス見直し

4-1-2項の(1)で述べたように、本プロジェクトのための需要予測としてはケース1-Mとケース2-Lが最も可能性が高いと判断された。従ってこれらに基づいて本プロジェクトにおける発電プラントの需要想定を行なった。

ジャンビ市およびその周辺地域に最近設置された発電プラントの発電機1ユニット当りの設備容量は5MWであるので、本プロジェクトにおいてはこのユニットが何基設置されるべきか、また何年時点でプラントの運転が開始されるべきかを電力需給バランスをとる上で検討した。この結果1994年度末近辺に20MW程度の設備容量を持つ発電プラントの運転を開始することが、合理性が高いと判断した。図4-5および表4-14には、最終的に纏めたジャンビ市およびその周辺地域における電力需給バランス見直しを示した。尚、図4-5からも明らかな如く、本プロジェクト実施後も1997年度あるいは1998年度末頃、更に新たに20MW程度の発電プラントの新設が必要となることが予想される。

また、PLN-Pusat版が1995年度末頃に運転開始を想定している設備容量50MWの天然ガス焚きスチーム式発電プラントについては、この地区における天然ガスの埋蔵量から見て本プロジェクト以外の天然ガス利用計画による発電が当面困難と考えられることから、本見直しにおいては、本プロジェクトが代替するものと考えた。

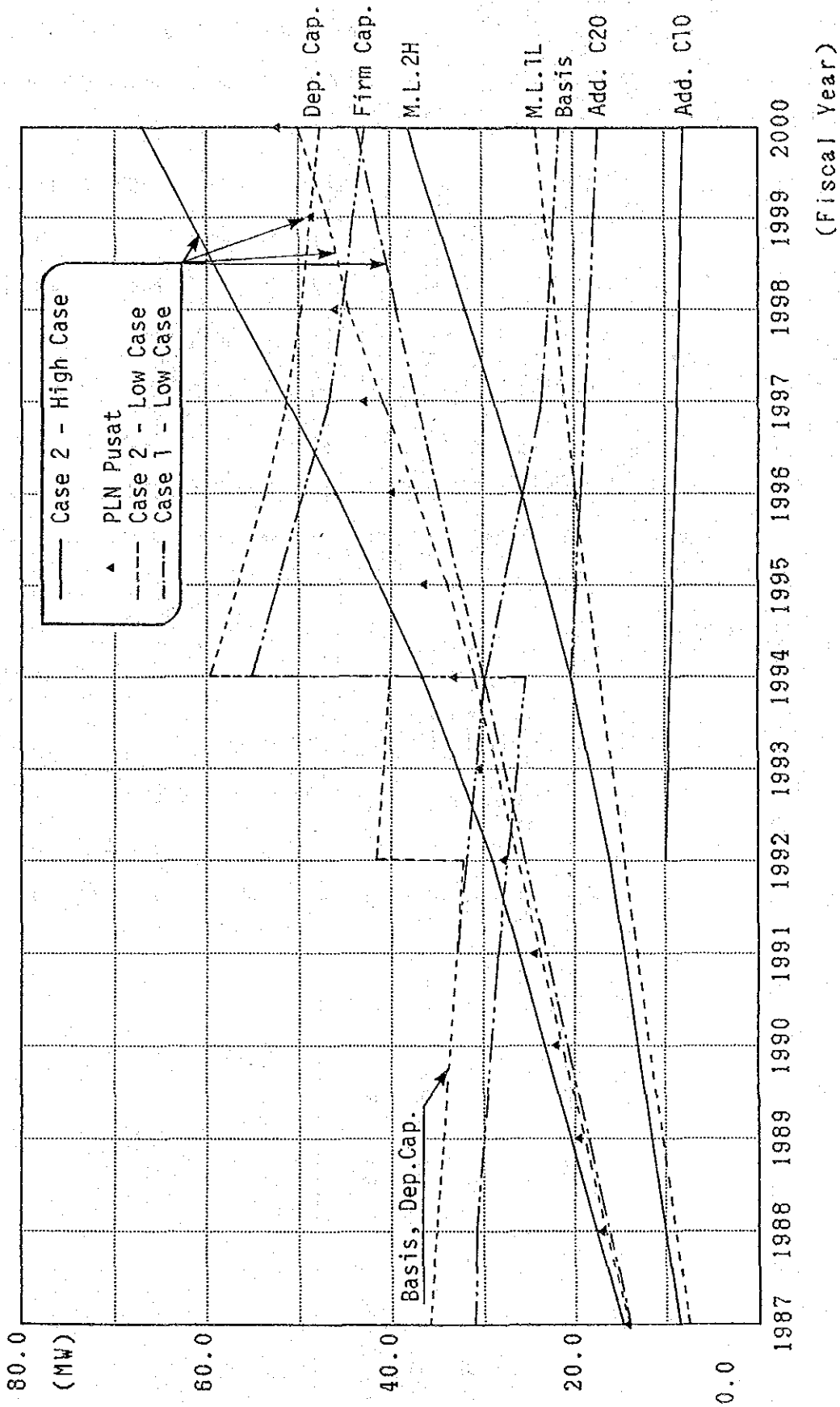


図 4-5 ジャンビ市およびその周辺地域の電力需給バランス見通し

表 4-14 ジャンピ市およびその周辺地域の電力需給バランス見直し

Fiscal Year	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Basis (MW)	36.12	35.22	34.34	33.48	32.64	31.83	31.03	30.26	27.91	25.66	23.69	23.10	22.52	21.95
Add. Capacity (MW)	-	-	-	-	-	10.00	9.75	9.51	9.27	9.04	8.81	8.59	8.38	8.17
-Diesel	-	-	-	-	-	-	-	20.00	19.50	19.01	18.54	18.07	17.62	17.18
-Dual Fuel (Gas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depend. Capacity (MW)	36.12	35.22	34.34	33.48	32.64	41.83	40.78	59.76	56.68	53.71	51.04	49.76	48.52	47.31
Firm Capacity (MW)	31.12	30.35	29.59	28.85	28.13	36.83	35.91	54.76	51.80	48.95	46.41	45.25	44.11	43.01
Peak Load (MW)	14.6	16.7	18.7	20.8	23.0	25.7	28.5	30.9	34.0	37.4	40.9	44.8	46.9	50.1
Growth Rate (%)	16.5	14.6	12.1	11.3	10.7	11.4	10.9	8.5	10.1	9.8	9.5	9.3	4.9	6.8
Load Factor (%)	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	57.0	57.0
Gross Production (GWh)	70.1	80.4	90.1	100.3	111.0	123.7	137.2	151.6	167.0	183.4	200.9	219.5	234.4	250.3

(2) ジャンビ州の電力需給バランス見直し

4-1-2項の(2)でも述べたように、ジャンビ州の電力需要予測に当たってはジャンビ州の電力需要量が各孤立系送電配電システム内の電力需要量を単に積み上げた値である。従って、電力需要予測におけるピーク・ロードも単に積み上げられた値であり、ジャンビ州内の各送配電システム間で電力の融通ができない間は州全体の電力需要予測そのものがあまり大きな意味を持たない。これらを認識した上でジャンビ州の電力需給バランス見直しについて以下に述べる。

今後ジャンビ州内に建設が計画されている発電プラントとしては、設備容量10MWおよび50MWの2つの発電プラントがある。前者はジャンビ市およびその周辺地域において、1992年度末をめどに運転開始が想定されている。一方、後者は天然ガス焼きスチーム式発電プラントで、同地域に1995年度末をめどに運転開始が想定されているものであるが、本計画の設備容量20MWの発電プラントがこれを代替するものとする。

しかし、他地域の新設発電プラントに関する情報は今回は入手不能であった。従って上記の発電プラントのみが新設されることを前提としてジャンビ州の電力需給バランス見直しをたてた。(図4-6および表4-15参照)

前述したジャンビ州の電力需要予測の結果ではMiddleケースが最も可能性の高いケースと考えられたので、このケースで図4-6をみると、ジャンビ市およびその周辺地域の電力需給バランス見通しの場合同様、本プロジェクトの実施後も1997年度末あるいは1998年度末頃設備容量20MW程度の発電プラントの新設が必要となることが予想される。

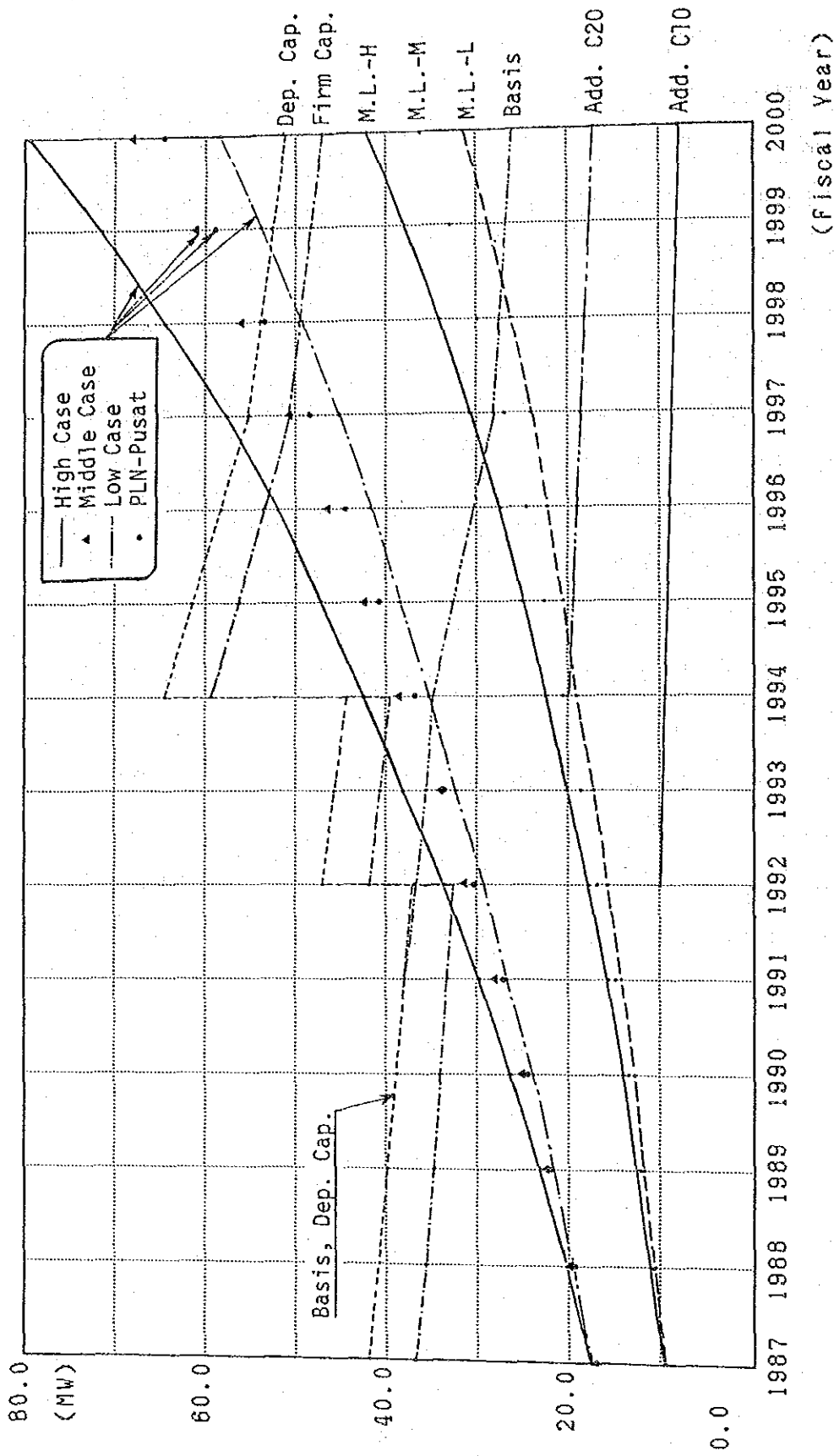


図 4-6 ジャンピ州の電力需給バランス見直し

表 4-15 ジャンピ州の電力需給バランス見通し

Fiscal Year	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Basis (MW)	41.82	40.78	39.76	38.76	37.79	36.85	35.93	35.03	32.56	30.19	28.11	27.41	26.73	26.06
Add. Capacity (MW)														
-Diesel	-	-	-	-	-	10.00	9.75	9.51	9.27	9.04	8.81	8.59	8.38	8.17
-Dual Fuel (Gas)	-	-	-	-	-	-	-	20.00	19.50	19.01	18.54	18.07	17.62	17.18
Depend. Capacity (MW)	41.82	40.78	39.76	38.76	37.79	46.85	45.68	64.53	61.33	58.24	55.46	54.08	52.72	51.41
Firm Capacity (MW)	36.82	35.90	35.00	34.13	33.27	41.85	40.80	59.53	56.45	53.49	50.83	49.56	48.32	47.11
Peak Load (MW)	17.6	19.8	22.3	25.0	28.0	31.4	35.1	38.7	42.5	46.5	50.9	56.1	61.8	68.0
Growth Rate (%)	14.2	12.6	12.7	11.9	12.1	12.1	11.8	10.2	9.8	9.5	9.5	10.2	10.1	10.1
Load Factor (%)	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
Gross Production (GWh)	82.1	92.5	104.2	116.6	130.7	146.5	163.8	180.5	198.3	217.1	237.7	262.0	288.5	317.5

4-1-4 電気料金

(1) 電気料金制度

電気料金は鉱山エネルギー省 (Ministry of Mine & Energy) の電力・新エネルギー局 (Directorate of General Electricity & New Energy) によって管轄されており、インドネシア全体で統一された電気料金制度がとられている。電気料金制度は1980年に大幅に改訂され、その後は部分的に改訂されながら今日に至っている。表4-16および17には1986年の電気料金コード (Tariff Code) の概略説明と電気料金表を示した。

一方、電力需要家が PLN から電力の供給を受けるためには、PLN による需要家への電線接続工事が当然必要となる。PLN はこの工事に対し、各地域別に設定された料金を需要家に請求している。ジャンビ州における接続工事費を一覧表として表4-18に示した。

(2) 電気料金収入と平均電気料金

表4-19並びに表4-20にはそれぞれジャンビ州並びに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示した。両表を比較すると、約85%程度がジャンビ市およびその周辺地域の販売電力量によって占められていることもあって、平均電気料金は各年に亘って両表の間にほとんど差がないことがわかる。従って表4-20の平均電気料金を取り上げてその推移を図4-7でみると、1981年度から1984年度まではほぼ一定の割合で上昇していたものが、1984年度をピークとしてそれ以降は1987年度まではほぼ一定の割合で下降していることがわかる。

この主な理由としては、以下が考えられる。

- 1) 1980年度から1984年度までは1980年から1983年にかけて行なわれた電気料金の改訂による収入増の影響を受けて平均電気料金も上昇した。
- 2) 但し、電気料金の改訂の時期と実際の収入増との間には多少のタイム・ラグが生じる。
- 3) 1984年度と1985年度には恐らく電気料金の改訂が行なわれていないこと、並びに1986年度の電気料金の改訂率が比較的小幅に留まったのに対し、契約単価が低く PLN にとって採算性の良くない小口需要家の増加が顕著であったために相対的には平均電気料金は1984年度以降下降した。

表 4-16 1986年の電気料金コードの概略説明

No.	Code Tariff	Contracted Power	Explanation of Tariff Category
1	S ₁	to 200 VA	Tariff S ₁ for Small Consumer (Low Voltage)
2	S ₂	250 VA to 200 kVA	Tariff S ₂ for Social Institutions (Low Voltage)
3	R ₁	250 VA to 500 VA	Tariff R ₁ for Simple Residential Service (Low Voltage)
4	R ₂	501 VA to 2,200 VA	Tariff R ₂ for Small Residential Service (Low Voltage)
5	R ₃	2,201 VA to 6,601 VA	Tariff R ₃ for Medium Residential Service (Low Voltage)
6	R ₄	6,600 VA & Over	Tariff R ₄ for Big Residential Service (Low Voltage)
7	U ₁	250 VA to 2,200 VA	Tariff U ₁ for Small Commercial Service (Low Voltage)
8	U ₂	2,201 VA to 200 kVA	Tariff U ₂ for Medium Commercial Service (Low Voltage)
9	U ₃ /MV	201 kVA & Over	Tariff U ₃ /MV for Big Commercial Service (Medium Voltage)
10	U ₄	-	Tariff U ₄ for Temporary Service (Low Voltage)
11	I ₁	Up to 99 kVA	Tariff I ₁ for Industrial & Hotel Service (Low Voltage)
12	I ₂	100 kVA to 200 kVA	Tariff I ₂ for Industrial & Hotel Service (Low Voltage)
13	I ₃ /MV	201 kVA & Over	Tariff I ₃ /MV for Industrial & Hotel Service (Medium Voltage)
14	I ₄ /HV	5,000 kVA & Over	Tariff I ₄ /HV for Industrial Service (High Voltage)
15	G ₁	250 VA to 200 kVA	Tariff G ₁ for Office Service (Low Voltage)
16	G ₂ /MV	201 kVA & Over	Tariff G ₂ /MV for Office Service (Medium Voltage)
17	J	-	Tariff J for Street Lighting Service (Low Voltage)

Source: Directorate of General Electricity & New Energy

表 4 - 17 電気料金表 (1986)

No.	Code of Tariff	Contracted Power	Demand Charge	Consumption Charge (Rp/kWh)	Additional Charge (Rp/kWh)
1	S ₁	to 200 VA	*)	-	N.A.
2	S ₂	250 VA to 200 kVA	2,100	43.50	N.A.
3	R ₁	250 VA to 500 VA	2,100	70.50	N.A.
4	R ₂	501 VA to 2,200 VA	2,100	84.50	N.A.
5	R ₃	2,201 VA to 6,600 VA	3,680	126.50	N.A.
6	R ₄	6,601 VA & Over	3,680	158.00	N.A.
7	U ₁	250 VA to 2,200 VA	3,680	134.00	N.A.
8	U ₂	2,201 VA to 200 kVA	3,680	150.00	N.A.
9	U ₃	201 kVA & Over	2,300	WBP=158.00 LWBP= 99.00	N.A.
10	U ₄	-	-	307.00	N.A.
11	I ₁	Up to 99 kVA	2,300	WBP= 97.50 LWBP= 60.50	N.A.
12	I ₂	100 kVA to 200 kVA	2,300	WBP= 92.50 LWBP= 57.50	N.A.
13	I ₃	201 kVA & Over	2,100	WBP= 90.50 LWBP= 56.00	N.A.
14	I ₄	5,000 kVA & Over	1,970	WBP= 77.00 LWBP= 48.50	N.A.
15	G ₁	250 VA to 200 kVA	3,680	96.00	N.A.
16	G ₂	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 4 - 18 P L N Wilayah IV の標準接続工事料金

No.	Code of Tariff	Contracted Power	Connection Charge (Rp/kVA)
1	S ₁	to 200 VA	Rp 20,000 / Connection
2	S ₂	250 VA to 200 kVA	30
3	R ₁	250 VA to 500 VA	Rp 30,000 / Connection
4	R ₂	501 VA to 2,200 VA	45
5	R ₃	2,201 VA to 6,600 VA	45
6	R ₄	6,601 VA & Over	45
7	U ₁	250 VA to 2,200 VA	45
8	U ₂	2,201 VA to 200 kVA	45
9	U ₃	201 kVA & 1,000 kVA 1,101 kVA & Over	45)
10	U ₄	-	**)
11	I ₁	Up to 99 kVA	25
12	I ₂	100 kVA to 200 kVA	20
13	I ₃	201 kVA & 1,000 kVA 1,101 kVA & Over	20)
14	I ₄	5,000 kVA & Over	*)
15	G ₁	250 VA to 200 kVA	35
16	G ₂	201 kVA & 1,000 kVA 1,101 kVA & Over	35)
17	J	-	***)

Source: Directorate of General Electricity & New Energy.

Note:

- * Consultation by PLN Management
- ** 50% Material Charge + 100% Service Charge
- *** 100% Material Charge

表 4-19 ジャンビ州の電気料金収入、販売電気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	1,390,773,842	26,199,646	53.1
1982	2,088,663,275	30,170,235	69.2
1983	3,381,166,620	36,590,024	92.4
1984	4,804,444,330	40,783,558	117.8
1985	5,693,675,650	49,949,157	114.0
1986	6,324,438,545	57,052,745	110.9

Source: PLN Wilayah IV Cabang Jambi

表 4-20 ジャンビ市およびその周辺地域の電気料金収入、販売電気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.

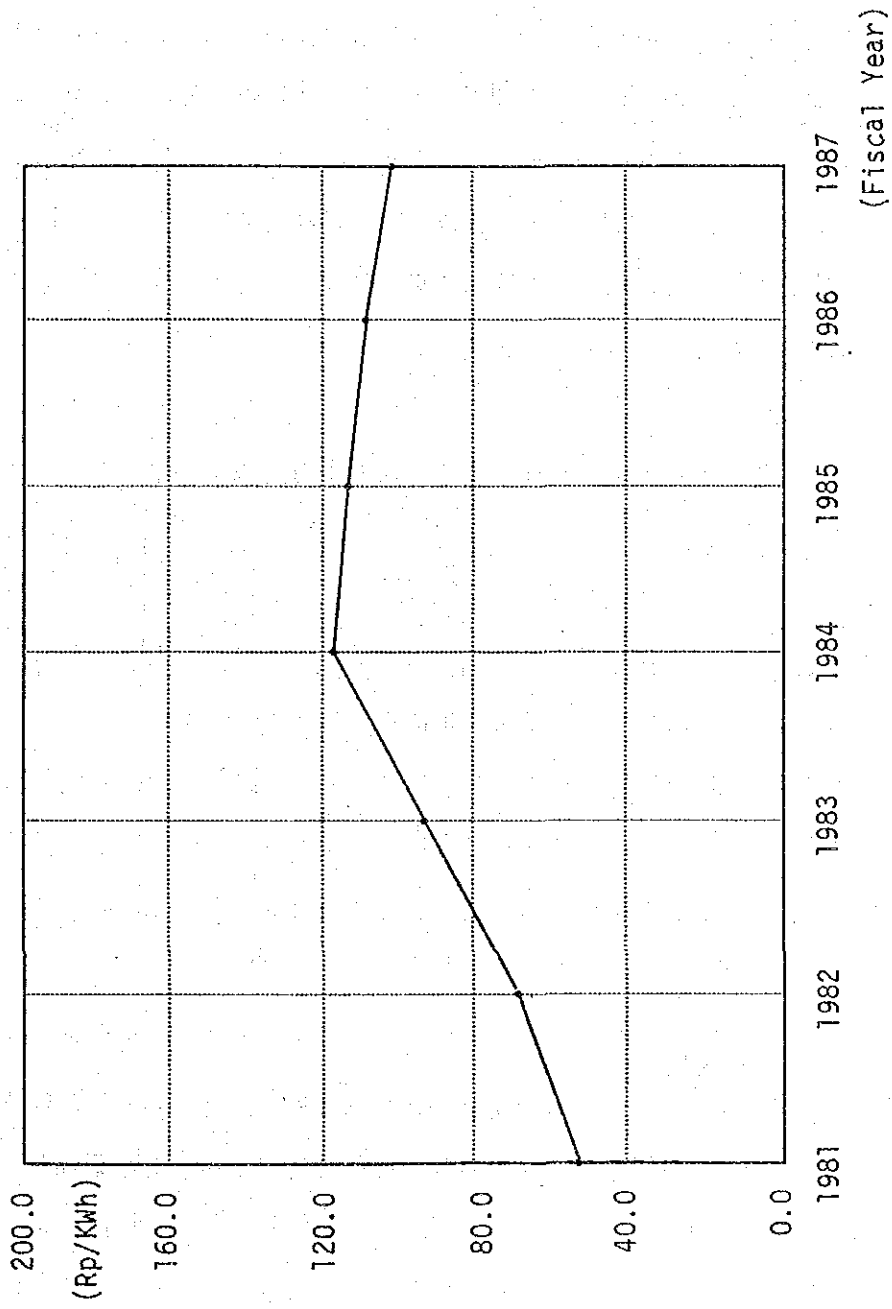


図4-7 ジャンピ市およびその周辺地域における平均電気料金の推移

4-2 LPG市場調査

4-2-1 ジャンビ州のLPG需給の実態

(1) ジャンビ州のLPG消費構造

表4-21にはジャンビ州の人口（1986年現在）およびLPG消費量（1988年1月現在）の地域別比率を示した。同表から明らかな如く、LPG消費量の比率は、人口の比率の大小とは関係なく、ジャンビ市が全体の約8割を占め、同市に比較的近いタンジュンジャブングン県およびバタンハリ県がそれぞれ13%および6%、同市から比較的遠いブンゴ・タボ県、サロランガン・バンコ県およびケリンチ県がそれぞれ約2%、1%および0%となっている。このことから、地域別のLPG消費量は、現在のところ人口よりも輸送上の制約にかなり影響を受けているものと考えられる。

表4-21 ジャンビ州の人口およびLPG消費量の地域別比率

Regency / Municipality	Population* Share (%)	LPG Demand** Share (%)
Kerinci	15.4	0.0
Sarolangun Bangko	16.9	0.7
Batang Hari	14.0	5.5
Tanjung Jabung	20.0	12.7
Bungo Tebo	17.9	1.7
Kotamadya Jarbi	15.8	79.4
Total	100.0	100.0

Note: * As of 1986

** As of January 1988

一方、表4-22にはジャンビ州のLPG消費量の部門別比率と用途を示した。同表から明らかな如く、家庭部門の調理用LPG消費量が全体の85%を占め、その他部門（業務用）が残り15%となっている。

表 4-22 ジャンビ州のLPG消費量の部門別比率と用途

Sector	LPG Demand Share (%)	Application
Residential	85	Cooking
Ind. & Others	15	Welding, Can Printing, Lighting, Hospital, etc.
Total	100	-

Source: PERTAMINA, PDN, Jakarta

(2) ジャンビ州におけるLPG供給

インドネシア国内の石油および天然ガスの開発、精製、販売は国営石油会社プルトミナ (Pertamina) によって独占されており、ジャンビ州のLPGの供給も全てプルトミナの国内供給局 (PDN ; Direktorat Pembekalan Dalam Negeri) によって管轄されている。ジャンビ州には現在、LPG回収プラントもLPG充填施設も存在しない。従ってジャンビ州で消費されるLPGは全て上記の施設が存在するパレンバン市 (ジャンビ市の南方約 260kmに位置する) からプルトミナの所有する 4.5トン積みトラックによってジャンビ市内へ搬入されている。パレンバン市にはプラジュ (Plaju) およびスンガイゲロン (Sungai Gerong) 製油所が存在し (これらの製油所は總めてムシ (Musi) 製油所と呼ばれている)、LPG回収プラントはスンガイゲロン製油所の敷地内に、LPG充填施設は両製油所の敷地内に設置されている。これらの施設はプルトミナのパレンバン販売 Unit II (ジャンビ州、南スマトラ ((Sumatera Selatan)) 州、ベンクル ((Benkulu)) 州、ランポン ((Lampung)) 州が対象地域) のLPG供給センターとなっている。

ムシ製油所では、石油精製工程で発生したLPG留分を含む廃ガスを原料としてLPGの生産を行なっている。スンガイゲロン製油所のLPG回収プラントの生産能力は改修工事の関係で1985年現在年産11千トンまで低下しており、この内日産80トンのプラントが国内向けに操業されている。しかし将来のLPG需要量の増加に対応するために1990年頃までにはプラントの国内向けの生産能力は日産 120トンに拡張されることが計画されている。ムシ製油所内にある2ヶ所のLPG充填施設ではLPG回収プラントから

送られて来たLPGを作業員が11kgシリンダーと45kgシリンダーに手作業によって計量しながら充填している。

一方ジャンビ市内にはプラタマナPDNのLPG集配所があり、上記のLPGはここでジャンビ市内に2軒あるLPG販売業者、Pt. Jambi Tongam(旧称 C. V. Jonson Jaya)社およびPt. Perdata Kurnia社に引き渡され、彼らを通じてジャンビ州内のLPG需要家へ供給されている。

ジャンビ州におけるLPGの供給は、ジャンビ市に上記の集配所が存在しなかった関係で1984年頃から開始され、1986年頃から本格的に行なわれるようになったものと考えられる。このため、ジャンビ州におけるLPGの販売実績も過去2年分しか記録されていない。表4-23にはこのLPGの販売実績の推移を示した。

表4-23から以下のことがわかる。

- 1) 1986年から1987年にかけてジャンビ州におけるLPG販売量は年率117.3%と大幅に伸びた。
- 2) しかし、1987年の月別LPG販売量の推移では平均月率約1.8%の伸び率でこれを年率換算しても約23.9%となり、今後は上記の1986/1987年の伸び率程高い伸び率は期待できない可能性が高い。
- 3) 1987年の月別LPG販売量では11kgシリンダーによるLPG販売量と45kgシリンダーによるものとの比率が約86:14となっており、この比率は表4-22に示したLPG需要量の家庭用と業務用の比率、85:15に近くなっている。このことから、ジャンビ州では11kgシリンダーによるLPGが家庭用、45kgシリンダーによるLPGが業務用として賑ね供給されていると考えられる。
- 4) 1987年の月別LPG販売量の推移から、11kgシリンダーによる家庭用のLPGは月毎にかなり変動がみられるが、45kgシリンダーによる業務用のLPGは月毎の変動が見られず安定している。

表 4 - 23 ジャンピ州の L P G 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			N.A.
Oct. - Dec.	11,022	121.242	937**	42.165**	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.

表4-24にはプルトミナのバレンバン販売地区 (Pertamina Unit II) のLPG販売実績およびスガイゲロン製油所のLPG生産実績を参考として示した。同表からUnit II向け (即ち国内向け) のLPG販売実績は平均年率45.4%というかなり高い成長率で増加して来たことがわかる。Unit IIの販売地域は前述したようにジャンビ州、南スマトラ州、ベントル州、ランボング州の4州で、同表と表4-23との比較の上から、ジャンビ州のLPG販売量 (1987年約 692.5トン) はUnit IIのLPG販売量 (1986年度 6,331トン) の約1割を占めていることがわかる。また、同表では1985年以降においてLPG生産量の急激な低下がみられるが、これはLPG回収プラントの回収能力を向上させるための改修工事の影響によるものである。

表4-24 バレンバン地区 (Pertamina Unit II) 向けのLPG販売実績
およびスガイゲロン製油所のLPG生産実績

Fiscal Year	Sold LPG (T/Year)	Growth Rate (% p.a.)	LPG Production* (T/Year)	Growth rate (% p.a.)
1981	975	-	N.A.	-
1982	1,282	31.5	36,199	-
1983	1,727	34.7	36,986	2.2
1984	2,486	43.9	20,090	-45.7
1985	3,734	50.2	3,690	-81.6
1986	6,331	69.6	9,373	154.0
	Average	45.4	Average	-29.0

Source: PERTAMINA, PDN, Jakarta,

The Petroleum Report, Indonesia

Note: * These figures are in the calendar year.

4-2-2 LPG需給見通し

(1) LPG供給見通し

4-2-1 LPG需給の実態で述べた如く、ジャンビ州では現在LPGの生産は行なわれておらず、州内で消費されるLPGは全て南方約260kmのパレンバン地区にあるムシ製油所内のLPG供給センターから搬入されている。従ってジャンビ州におけるLPGの将来の供給可能性は上記のLPG供給センターのLPG供給能力に依存するところとなる。同LPG供給センターのLPG生産能力は前述の如く国内向けは現在日量80トンであるが、将来の国内需要量の伸びを見込んで日量120トンに拡張することが計画されている。この拡張が実現されれば、ジャンビ州への将来のLPG供給比率が現状のまま約10%程度で推移すると仮定して、少なくとも現在のジャンビ州のLPG供給量(1987年692.5トン)の1.5倍、即ち1,000t/y強程度の供給量は上記LPG供給センターから確保可能と考えられる。

(2) ジャンビ州のLPG需要見通し

インドネシア国政府は灯油の代替燃料としてのLPGの使用を国民に奨励しており、2000年までには灯油需要量の20%がLPGに代替されると予想されている。国内のLPG需要量は、末端のLPG流通システムがまだ十分整備されていないにもかかわらず年々増加しており、1980年から1986年までの期間では平均年率33%の成長率を示した。また、1986年の国内LPG販売量も対前年比で22%増加している。

一方ジャンビ州におけるLPGの需要は、まだ緒についたばかりではあるが、その成長傾向はインドネシア国内全体のLPG需要のそれに類似したものとなることが予想される。但し、前述の如く1986年から1987年にかけてのLPG販売量の大幅な伸び(年率117.3%)に比べ、1987年の月別LPG販売量の推移における成長率(平均月率1.8%、年率換算23.9%)が鈍化していることから、州内の今後のLPG販売量の成長率は1986年のインドネシア国全体のLPG需要量の伸び率を、若干下回り、年率10%台程度に留まることが予想される。

現在ジャンビ州では表4-21からも明らかな如くLPGは州内全域で使用されているわけではないが、都市部を中心として次第に村落でも使用されるものと予想される。従って以下ではジャンビ州全体が今後本プロジェクトにより生産されるLPGの供給対象となるものとしてLPG需要見通しをたてる。

(a) 前提条件

(i) 本プロジェクトのLPG供給対象地域：上述の如くジャンビ州全体とする。

(ii) 予測期間：2000年までとする。

(iii) 予測方法：

ジャンビ州におけるLPGの販売は、前にも述べたようにジャンビ市にLPGの集配所が存在しなかった関係で1984年頃から開始され、1986年頃から本格的に行なわれるようになったものと考えられる。このため、ジャンビ州におけるLPGの販売実績は過去2年分しか記録されていないため、回帰分析を行うには無理がある。従って、本調査では、LPGの需要量を家庭用と業務用とに分けて積み上げる方法をとる。

a) 家庭用：

家庭用LPG需要予測は、まず回帰分析によりジャンビ州の人口予測を行ない、世帯数を求め、次に所得世帯層の比率、各所得世帯層内のLPG利用率、各所得世帯層のLPG消費原単位を設定することにより行なう。予測方法の前提は以下の通りである。

i) ジャンビ州の人口予測：

ジャンビ州の人口および世帯数に関する過去の統計データを用いて、指数回帰曲線による人口予測を行う。

ii) ジャンビ州の世帯規模：

過去の統計データからジャンビ州の世帯規模を一世帯当り4.8人とする。

iii) ジャンビ州の所得世帯層の分布：

ジャンビ州の所得世帯層の分布に関するデータは入手不能であったため、米国のArthur D. Little International社がIndonesian LPG Feasibility Study (July 1986) に使用したインドネシア国全体に対する値を利用することとする。

(表4-25参照)

表 4-25 ジャンビ州の所得世帯層別比率に関する仮定

Household Income Group	Share (%)
Upper	1
Middle	7
Lower & Traditional	92
	100

iv) ジャンビ州の将来の所得世帯層別 L P G 消費比率 :

現在ジャンビ州では高所得世帯層の一部とほんのわずかな中所得世帯層のみが L P G を利用しているものと予想される。これらの所得世帯層各々における L P G 利用比率に関するデータは入手できなかったため、1987年の L P G 販売実績ならびに、ヒアリング調査によって得られた L P G 消費原単位および L P G 需要家数に関する情報を勘案して将来のジャンビ州の所得世帯層別 L P G 消費比率を仮定する。これらをまとめると表 4-26 の様になる。

表 4-26 ジャンビ州の将来の所得世帯層別 L P G 消費比率に関する仮定

Upper Income Group			Middle Income group		
1987	2000	Regression Curve	1995	2000	Regression Curve
50 %	90 %	Logarithmic	4 %	10 %	Exponential
55	"	"	6	15	"
60	"	"	8	20	"
65	"	"			
70	"	"			

以上の組み合わせは全部で15ケースとなる。

v) ジャンビ州の所得世帯層別 L P G 消費原単位 :

ジャンビ州では L P G は 11kg シリンダーと 45kg シリンダーの 2 種類のシリンダーで販売されており、概ね 11kg シリンダーは家庭用、45kg シリンダーは業務用と考えられる。従って、11kg シリンダー入りの L P G の全量が家庭用、45kg シリンダー入りの L P G の全量が業務用であると仮定して、表 4-23 に示した 1987年の L P G 販売実績に基づいて仮定した高所得世帯層と中所得世帯層の L

LPG消費原単位を家庭用LPG需要予測に利用する。これらのLPG消費原単位は表4-27に示した。また、これらのLPG消費原単位は実際には年々変化するものと予想されるが、その変化率が不明なので各年一定と仮定する。

b) 業務用：

上記の如く業務用LPGの需要量は45kgシリンダー入りLPGの需要量に等しいと考えられる。この想定に基づけば1987年の業務用LPG需要量(97.3t)は全体(692.5t)の約14%を占めているに過ぎない。また、今後ジャンビ州の業務用LPG需要の大幅な増加を見込むことが大口需要家の動向から困難なことを勘案すれば、業務用LPGの需要量がジャンビ州全体のLPG需要量に与えるインパクトはそれ程大きなものではないと判断される。従って、業務用LPGの需要予測は、単に年成長率をHigh Case(8%)、Low Case(4%)の2ケースを仮定して行なう。

c) ケース分け

以上より本LPG需要予測の分類は全部で30ケースとなり、これらについて需要予測を行なう。

(b) LPG需要予測結果

図4-8には前提条件に基づき30のケースについて行なったLPG需要予測結果の内の最大のケース(ケース50, 20H)、最小のケース(ケース70, 10L)および中間の2ケース(ケース60, 15Lおよびケース60, 15H)の4ケースを纏めて示した。これらの予測結果の内から最も可能性の高いケースを決定することは容易ではないが、表4-27に示した1987年の全体のLPG消費原単位、並びに需要家数から判断すると上記の中間2ケースが現実的と予想される。

これらのケースのLPG需要予測結果を表4-28および表4-29に示した。また、これらの結果のうち1995年および2000年時点のLPG需要量については抜粋して表4-30に示した。

表4-27 ジャンピ州における家庭部門のLPG需要予測のためのLPG消費原単位および需要家数

Case	Upper Income Group (figures in 1987)				Middle Income Group (figures in 1987)				Total (figures in 1987)			
	Share %	Consumers 10-3	Unit Cons. kg/month	Consumption t/year	Share %	Consumers 10-3	Unit Cons. kg/month	Consumption t/year	Consumers 10-3	Unit Cons. kg/month	Consumption t/year	Consumption t/year
50.10	50.0	1.9	23.6	547.0	0.9	0.2	16.5	48.2	2.2	22.8	595.2	
50.15	50.0	1.9	22.6	523.4	1.4	0.4	15.8	71.8	2.3	21.5	595.2	
50.20	50.0	1.9	21.8	506.0	1.8	0.5	15.3	89.3	2.4	20.5	595.2	
55.10	55.0	2.1	21.6	551.1	0.9	0.2	15.1	44.2	2.4	20.9	595.2	
55.15	55.0	2.1	20.7	529.2	1.4	0.4	14.5	66.0	2.5	19.8	595.2	
55.20	55.0	2.1	20.1	513.0	1.8	0.5	14.1	82.3	2.6	19.0	595.2	
60.10	60.0	2.3	19.9	554.5	0.9	0.2	13.9	40.8	2.6	19.4	595.2	
60.15	60.0	2.3	19.2	534.2	1.4	0.4	13.4	61.1	2.7	18.4	595.2	
60.20	60.0	2.3	18.6	519.0	1.8	0.5	13.1	76.3	2.8	17.7	595.2	
65.10	65.0	2.5	18.5	557.4	0.9	0.2	12.9	37.8	2.8	18.0	595.2	
65.15	65.0	2.5	17.9	538.4	1.4	0.4	12.5	56.8	2.9	17.2	595.2	
65.20	65.0	2.5	17.4	524.1	1.8	0.5	12.2	71.1	3.0	16.5	595.2	
70.10	70.0	2.7	17.2	560.0	0.9	0.2	12.1	35.3	2.9	16.8	595.2	
70.15	70.0	2.7	16.7	542.1	1.4	0.4	11.7	53.1	3.1	16.1	595.2	
70.20	70.0	2.7	16.3	528.6	1.8	0.5	11.4	66.6	3.2	15.5	595.2	

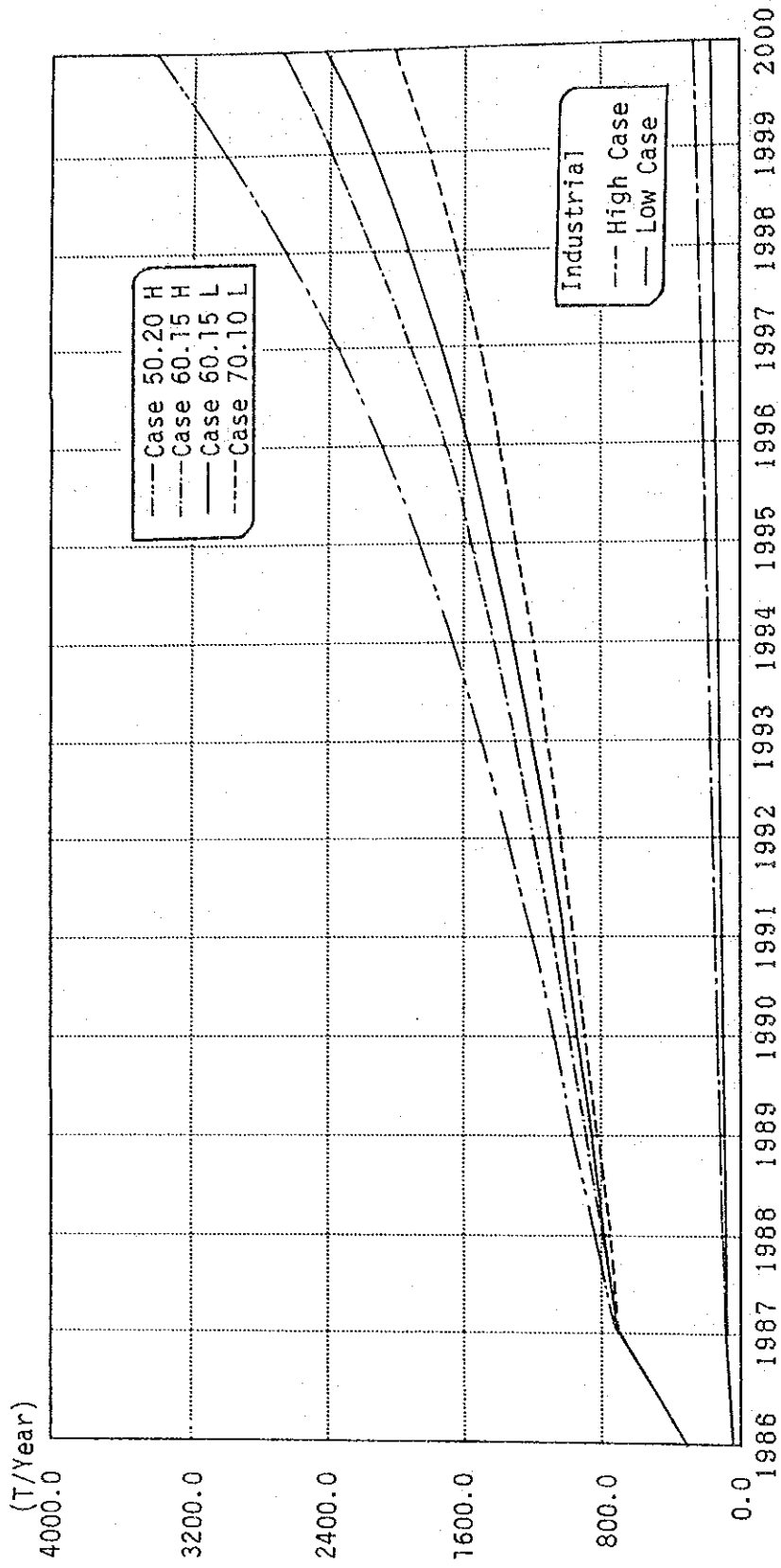


図4-8 ジャパンビ州のLPG需要予測のまとめ

表4-28 ジャパンビ州のLPG需要予測(ケース60, 15L)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential Sector															
Population (10 ³)*	1,795.2	1,855.6	1,930.2	2,007.7	2,088.3	2,172.2	2,259.4	2,350.2	2,444.5	2,542.7	2,644.8	2,751.0	2,861.5	2,976.4	3,096.0
Growth Rate (% p.a.)	4.6	3.4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Household Size	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
No. of Household (10 ³)	381.2	386.6	402.1	418.3	435.1	452.5	470.7	489.6	509.3	529.7	551.0	573.1	596.1	620.1	645.0
Upper Income Group (%)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Share in U.I.G. (%)	49.7	60.0	66.0	70.3	73.6	76.4	78.7	80.6	82.4	84.0	85.4	86.7	87.9	89.0	90.0
U.I. Consumers (10 ³)	1.9	2.3	2.7	2.9	3.2	3.5	3.7	3.9	4.2	4.4	4.7	5.0	5.2	5.5	5.8
U.I. Cons. Rate (kg/mon.)	12.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
U.I. Consump. (t/year)	276.5	534.2	611.5	677.5	737.8	796.6	853.5	909.2	966.9	1,025.2	1,084.2	1,144.9	1,207.3	1,271.5	1,337.5
Middle Income Group (%)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Share in M.I.G. (%)	0.0	1.4	1.7	2.0	2.4	2.9	3.5	4.2	5.0	6.0	7.2	8.7	10.4	12.5	15.0
M.I. Consumers (10 ³)	0.0	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.2	1.4	1.8	2.2	2.8	3.5	4.3	5.4	6.8
M.I. Cons. Rate (kg/mon.)	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
M.I. Consump. (t/year)	0.0	61.1	76.9	94.2	117.5	147.7	185.4	231.5	286.6	357.8	446.6	561.3	697.9	872.5	1,089.0
Total Consumers (10 ³)	1.9	2.7	3.1	3.5	3.9	4.4	4.9	5.4	6.0	6.7	7.5	8.5	9.6	10.9	12.6
Growth Rate (% p.a.)	-	42.4	16.1	12.6	11.5	11.3	11.0	10.9	11.0	11.6	12.1	13.1	13.2	14.2	24.8
LPG Cons. Rate (kg/mon.)	12.2	18.4	18.3	18.2	18.1	18.0	17.8	17.6	17.5	17.3	17.0	16.8	16.6	16.3	16.1
Total Consumption (t)	276.5	595.2	688.4	771.6	855.3	944.3	1,039.0	1,140.7	1,253.5	1,383.0	1,530.7	1,706.1	1,905.2	2,144.0	2,426.5
Growth Rate (% p.a.)	-	115.3	15.7	12.1	10.8	10.4	10.0	9.8	9.9	10.3	10.7	11.5	11.7	12.5	13.2
Ind. & Other Sector															
LPG Consumption (t)	42.2	97.3	101.2	105.2	109.4	113.8	118.4	123.1	128.0	133.1	138.5	144.0	149.8	155.8	162.0
Growth Rate (% p.a.)	-	130.7	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
LPG Grand Total** (t)	318.7	692.5	789.6	876.9	964.7	1,058.1	1,157.3	1,263.8	1,381.5	1,516.1	1,669.2	1,850.1	2,055.0	2,299.8	2,588.5
Growth Rate (% p.a.)	-	117.3	14.0	11.1	10.0	9.7	9.4	9.2	9.3	9.7	10.1	10.8	11.1	11.9	12.6

Note * The figure of population in 1986 is actual.

** The figures of LPG consumption in 1986 and 1987 are actual.

表 4-29 ジャンピ州の LPG 需要予測 (ケース 60, 15H)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residential Sector															
Population (10 ³)*	1,795.2	1,855.6	1,930.2	2,007.7	2,088.3	2,172.2	2,259.4	2,350.2	2,444.5	2,542.7	2,644.8	2,751.0	2,861.5	2,976.4	3,096.0
Growth Rate (% p.a.)	4.6	3.4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Household Size	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
No. of Household (10 ³)	381.2	386.6	402.1	418.3	435.1	452.5	470.7	489.6	509.3	529.7	551.0	573.1	596.1	620.1	645.0
Upper Income Group (%)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Share in U.I.G. (%)	49.7	60.0	66.0	70.3	73.6	76.4	78.7	80.6	82.4	84.0	85.4	86.7	87.9	89.0	90.0
U.I. Consumers (10 ³)	1.9	2.3	2.7	2.9	3.2	3.5	3.7	3.9	4.2	4.4	4.7	5.0	5.2	5.5	5.8
U.I. Cons. Rate (kg/mon.)	12.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2
U.I. Consump. (t/year)	276.5	534.2	611.5	677.5	737.8	796.6	853.5	909.2	966.9	1,025.2	1,084.2	1,144.9	1,207.3	1,271.5	1,337.5
Middle Income Group (%)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Share in M.I.G. (%)	0.0	1.4	1.7	2.0	2.4	2.9	3.5	4.2	5.0	6.0	7.2	8.7	10.4	12.5	15.0
M.I. Consumers (10 ³)	0.0	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.2	1.4	1.8	2.2	2.8	3.5	4.3	5.4	6.8
M.I. Cons. Rate (kg/mon.)	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
M.I. Consump. (t/year)	0.0	61.1	76.9	94.2	117.5	147.7	185.4	231.5	286.6	357.8	446.6	561.3	697.9	872.5	1,089.0
Total Consumers (10 ³)	1.9	2.7	3.1	3.5	3.9	4.4	4.9	5.4	6.0	6.7	7.5	8.5	9.6	10.9	12.6
Growth Rate (% p.a.)	-	42.4	16.1	12.6	11.5	11.3	11.0	10.9	11.0	11.6	12.1	13.1	13.2	14.2	24.8
LPG Cons. Rate (kg/mon.)	12.2	18.4	18.3	18.2	18.1	18.0	17.8	17.6	17.5	17.3	17.0	16.8	16.6	16.3	16.1
Total Consumption (t)	276.5	595.2	688.4	771.6	855.3	944.3	1,039.0	1,140.7	1,253.5	1,383.0	1,530.7	1,706.1	1,905.2	2,144.0	2,426.5
Growth Rate (% p.a.)	-	115.3	15.7	12.1	10.8	10.4	10.0	9.8	9.9	10.3	10.7	11.5	11.7	12.5	13.2
Ind. & Other Sector															
LPG Consumption (t)	42.2	97.3	105.1	113.5	122.6	132.4	143.0	154.4	166.7	180.1	194.5	210.0	226.8	245.0	264.6
Growth Rate (% p.a.)	-	130.7	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
LPG Grand Total** (t)	318.7	692.5	793.5	885.1	977.8	1,076.7	1,181.9	1,295.1	1,420.2	1,563.1	1,725.2	1,916.2	2,132.0	2,389.0	2,691.1
Growth Rate (% p.a.)	-	117.3	14.6	11.5	10.5	10.1	9.8	9.6	9.7	10.1	10.4	11.1	11.3	12.1	12.6

Note * The figure of population in 1986 is actual.

** The figures of LPG consumption in 1986 and 1987 are actual.

表 4 - 30 1955年および2000年時点のL P G 需要量予測

(Unit: t/year)

Case	1995	2000
60.15L	1,516.1	2,588.5
60.19H	1,563.1	2,691.1

4-2-3 LPG価格

(1) LPG価格制度

インドネシア国ではLPG価格は、他の石油製品と同様に、海外向けと国内向けの場合では異なる方法で決定されている。海外向けのLPG価格の場合には、輸出相手国との交渉によってCIF価格がまず決められ、これから輸送費、保険費等を除いてFOB価格が決められている。1988年2月現在のLPG輸出価格（FOB）は120-130US\$/tとなっている。

一方、国内向けのLPG価格の場合には、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おり、単価は容器の大きさに依存しない。従ってジャンビ州向けのLPG価格についても同様の制度が適用されている。表4-31には1988年2月現在のジャンビ州の需要家に至るまでの販売時点別LPG価格を示した。

表4-31 ジャンビ州の需要家に至るまでの販売時点別LPG*価格

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 22,561.65 Rp** for 45 kg Cylinder	501.37** 501.37**
Dealers in Jambi Province	6,500 Rp for 11 kg Cylinder 26,550 Rp for 45 kg Cylinder	590.91*** 590.00***

Source: PERTAMINA, PDN, Jakarta

Note: * Propane & butane mixture
 ** Including transportation cost and 10% sales tax
 *** This figure will be changed with the distribution distance, if it exceeds 60 km.

(2) LPG価格の推移

表4-32にはジャンビ州のLPGおよびLPGの代替対象燃料と考えられる灯油の小売り価格の推移を示した。同表には単位熱量当りの小売り価格も同時に示したが、同表から1988年現在ではLPG小売り価格が灯油小売り価格の約2.2倍となっていることがわかる。灯油およびLPGそれぞれの燃焼器（例えば調理用コンロなど）の熱効率に差

があるためこれらを単純に比較することは避けねばならないが、灯油価格が政策的に抑えられていることもこの傾向の一因と考えられる。価格の観点からのみLPGの需要促進について論ずるならば、今後は灯油価格を上げるかあるいはLPG価格を下げることによって両者の相対的な単位熱量当りの価格ギャップを狭めることを検討する必要がある。

表 4-32 ジャンビ州のLPGおよび灯油の小売り価格の推移

Year	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Kerosene (Rp/Liter)	60	100	150	165	165	200
(A) (Rp/MMBTU)	1,698.9	2,831.4	4,247.1	4,671.8	4,671.8	5,662.8
LPG (Rp/kg)	N.A.	453.33- 461.54	N.A.	N.A.	370.00	590.00- 590.91
(B) (Rp/MMBTU)	N.A.	9,599.8 -9,773.6	N.A.	N.A.	7,835.2	12,493.9- 12,513.2
(B) / (A)	N.A.	3.39-3.45	N.A.	N.A.	1.68	2.21

Note: Energy conversion factors used are the following:

1 liter of kerosene = 8,900 kcal
 1 kg of LPG = 11,900 kcal
 1 kcal = 3.968311 BTU

4-2-4 LPG販売・流通システム

(1) LPG販売・流通システムの概要

インドネシア国内の石油および天然ガスの開発、精製、販売は、前にも述べたように国営石油会社プルトミナによって独占されている。従ってジャンビ州で販売されているLPGも末端のLPG販売業者に至るまでは全てプルトミナの管理下にある。図4-9にはジャンビ州のLPGの販売・流通システムの概略フローを示した。同図から明らかな如く、スンガイゲロンにあるLPGプラントで生産されたLPGは、LPGパイプラインでムシ製油所の敷地内にある2つのLPG充填施設（スンガイゲロンおよびブラジュ）に送られ、ここで11kgあるいは45kg LPGシリンダーへ充填される。これらのLPGシリンダーはプルトミナの4.5tトラックでジャンビ市内にあるプルトミナのPDN国内供給局のLPG集配所へ送られる。同集配所へはジャンビ市内の2軒のLPG販売業者（P. T. Jambi Tongamおよび P. T. Perdata Kurnia）が750kg小型トラックでLPGシリンダーを引き取りに行く。上記LPG販売業者は受け取ったLPGシリンダーをジャンビ州内のLPG需要家へ引き渡す。一方、LPGを全部使い切った空となったLPGシリンダー並びにLPGの注文は今まで述べたのとは逆のルートでLPG充填施設へ輸送あるいは伝達される。

(2) LPGの仕様

インドネシアのLPGの仕様は海外向けの場合と国内向けの場合とは異なっている。表4-33にはインドネシア国内市場向けLPGの標準仕様を示した。現在ジャンビ州内で販売されているLPGは、ブタン留分が多い（ブタンリッチな）LPGであると言われている。

(3) LPGの輸送および荷姿

(a) LPGの輸送

ジャンビ州で販売されているLPGは、上述の如くムシ製油所内に2ヶ所あるLPG充填施設で11kgおよび45kg LPGシリンダーに充填されて輸送される。この充填は現在計量器を見ながら手作業で行なわれている。上記LPGシリンダーはプルトミナの4.5t積みトラックに、11kg LPGシリンダーの場合で約200本、45kg LPGシリンダーの場合で約50本積載されて、ジャンビ州を含むプルトミナの販売Unit IIの各LPG集配所へ輸送される。一方、ジャンビ市内にあるプルトミナPDNのLPG集配

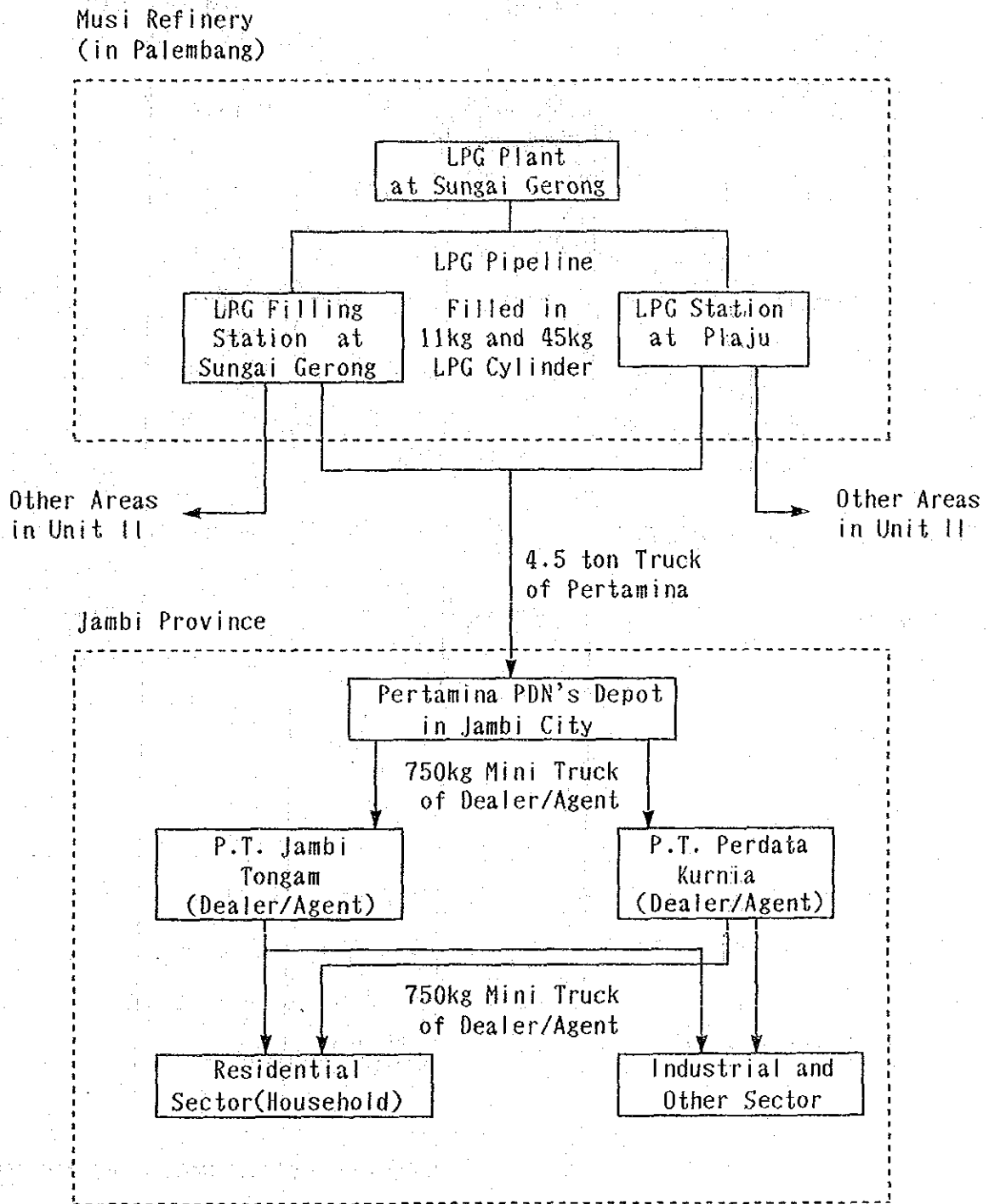


図 4-9 ジャンビ州のLPGの販売・流通システムの概略フロー

表 4-33 インドネシア国内市場向け LPG の標準仕様

Characteristics	Limitation		Test Method	
	Minimum	Maximum	ASTM	Others
Specific Gravity at 60°/60°F	To be reported		D-1657	-
Reid Vapor Pressure 100°F, psig	-	120	D-1267	-
Wheathering Test at 36°F, % Vol	95	-	D-1837	-
Copper Corrosion 2 hrs, 100°C	-	No.1 strip	D-484	-
Color	Marketable			
Total sulphur grains/100 cuft	-	15	D-1266	-
Water Content	No free water		-	Visual D-2163
C ₁ % wt.	-	nil		
C ₂ % wt.	-	0.2		
C ₃] % wt.	97.5	-		
C ₄]				
C ₅ ⁺ % wt.	-	2.5		
Ethyl or buthyl mercaptan added		50 ml/ 1,000 US Gallon		

Source: PERTAMINA, PDN, Jakarta

所に届られたLPGは、上述のLPG販売業者が所有する750kg積み小型トラックに、11kgLPGシリンダーの場合で約35本、45kgLPGシリンダーの場合で約10本積載されて引き取られ、ジャンビ州内の各需要家へ届けられる。

上述したLPG充填施設からジャンビ市内にあるプルタミナPDNのLPG集配所までの輸送費は、上記LPG販売業者へLPGが販売される際に売上税と共に販売価格に含まれるが、参考として示すと表4-34の通りとなる。

表4-34 パレンバンLPG充填施設からジャンビ市の
LPG集配所までのLPG輸送費

Cylinder Type	Cost (Rp/Cylinder)	Unit Cost (Rp/LPG Net kg)	Unit Cost (Rp/LPG Cylinder Gross kg)
11 kg	1,313.71	124.88	52.43
45 kg	4,221.50	93.81	50.14

Source: PERTAMINA, PDN, Palembang

上記LPG充填施設とLPG集配所間の輸送距離に関する情報は正確には入手できなかったが、仮に260kmとすると、表4-34からLPGの単位距離当りの輸送単価は、4.5t積みトラックの場合、0.36-0.48Rp/LPG Net kg/kmあるいは、0.19-0.21Rp/LPG Cylinder Gross kg/kmとなることがわかる。

(b) LPGシリンダー

現在ジャンビ州内で使用されているLPGシリンダーには、既に述べた如く、11kg用のものと、45kg用のものの2種類がある。これらの概要を示すと表4-35のとおりとなる。

表 4-35 LPGシリンダーの概要

Dimension	Unit	11 kg Type	45 kg Type
Net Weight	kg/Cylinder	15.2	39.2
Gross Weight	kg/Cylinder	26.2	84.2
Diameter	cm	30.0	36.8
Length	cm	58.9	132.0
Net Price*	Rp/Cylinder	55,000	110,000

Source: PERTAMINA, PDN, Jakarta

Note: * Including 10% sales tax

(3) その他 (家庭用LPGコンロ)

現在ジャバ州で販売されている家庭用LPGコンロには大型のものと小型のものの2種類があり、小型のものは1台80,000Rp、大型のものは100,000Rpで商店並びにLPG販売業者によって販売されている。

第5章 天然ガス生産

本章では、有効利用計画の対象であるジャンビ州センゲッティ地区の天然ガス生産に関する技術的検討結果をまとめる。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為、本調査の段階では詳細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、以下に展開する技術的検討はその基本的部分に於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事に十分な留意が必要である。

5-1 センゲッティ・フィールドの状況

センゲッティ・フィールドはインドネシア国営石油会社であるプルタミナが操業権を持つ油・ガス田であり、同社保有のジャンビ鉱区内に位置する。本油・ガス田は、ジャンビ市の北北西約18kmの地点で1971年10月に開坑したセンゲッティ1号井(SNT-1)により発見され、1980年までに19本の坑井が掘削されたが、その内7本は空井戸であった。生産基地は、バタンハリ川左岸、ジャンビ市UTM座標(X=+22,100, Y=+39,500)に位置している(図5-1参照)。

センゲッティ・フィールドでは1979年から1982年にかけて油・ガス生産が行われたが、現在は中止されている。なお、ジャンビ市近郊には他にもセティティ、カナリアサム、スンガイゲロン、テンピノ、バジュバン等、多くの油・ガス田が存在する。

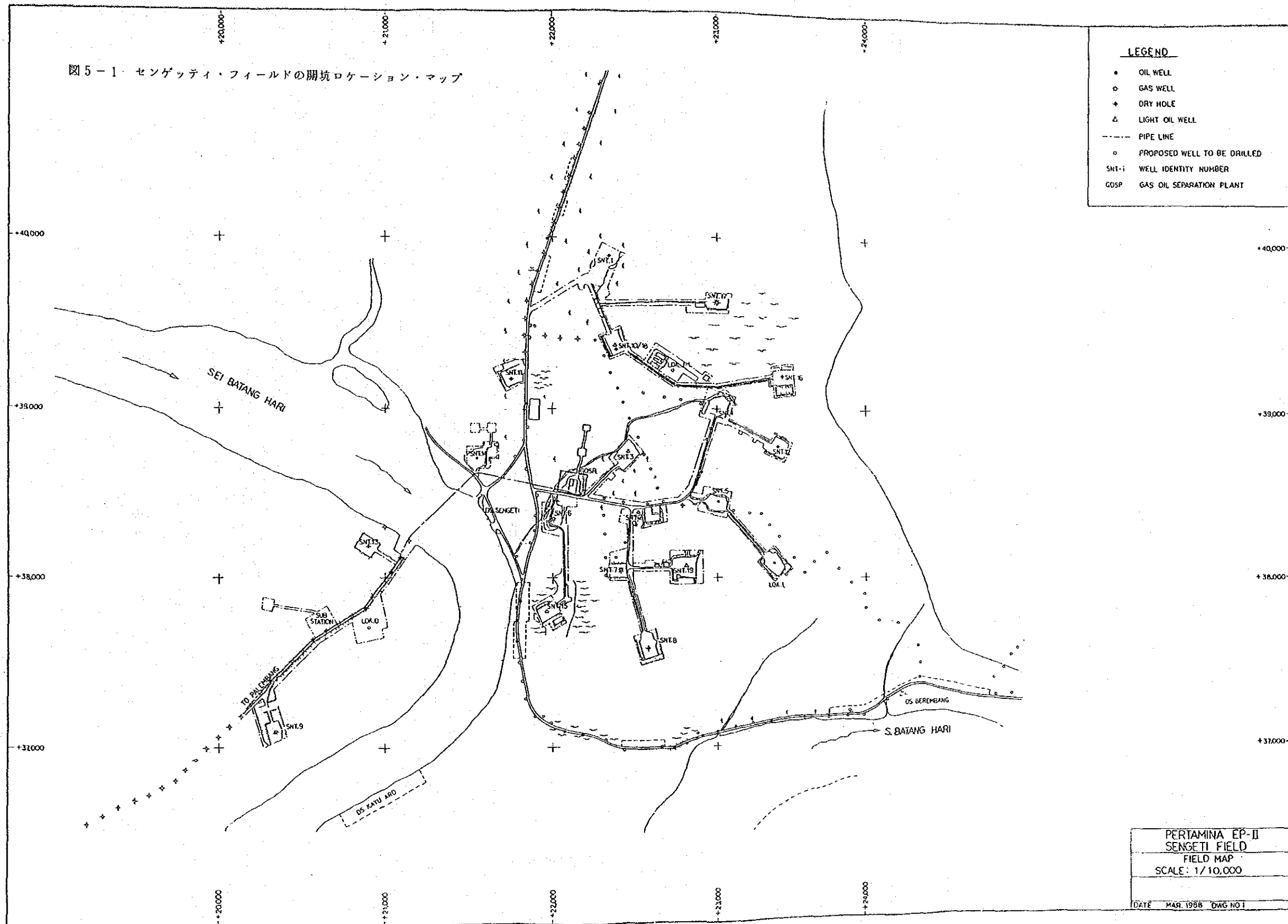
5-1-1 ガス埋蔵量

センゲッティ・フィールドは図5-2に示す如く、スマトラ島南部の南スマトラ堆積盆地北部に位置している。本堆積盆地は新生代第三紀堆積層を中心とし、その面積は約15万km²、厚さは概ね2,400~3,000m程度である。主力油層はTalang Akar層の石英質砂岩であり、他に一部でAir Benakat層中の砂岩、Batu Raja石灰岩も油層となっている。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・フィールドに於いてもTalang Akar砂岩層中に10層の目標ガス層が存在し、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。

1) 原始埋蔵量 : 約 1.51×10^9 m³ (53.5 BSCF)

図5-1 センゲッティ・フィールドの開坑ロケーション・マップ



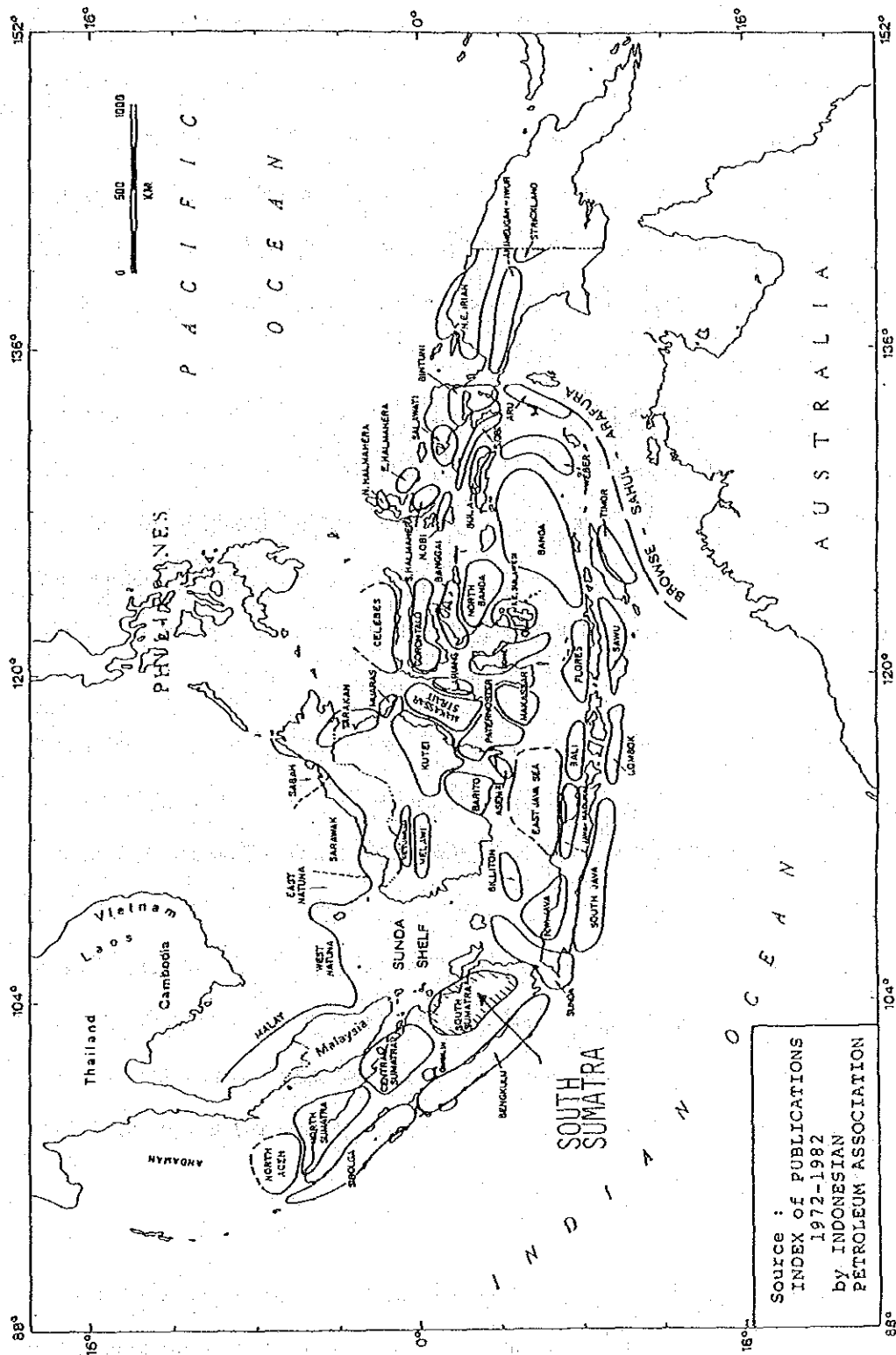


図 5-2 インドネシアの堆積盆地分布図

- | | | | |
|------------|---|-------------------------------------|-------------|
| 2) 可採埋蔵量 | : | 約 1.44×10^9 m ³ | (50.8 BSCF) |
| 3) 累計生産量 | : | 約 0.11×10^9 m ³ | (3.8 BSCF) |
| 4) 残存可採埋蔵量 | : | 約 1.33×10^9 m ³ | (47.0 BSCF) |

同データでは上記の他に随伴ガス（原油生産に伴い、高圧下で溶解していたガスが地上での圧力低下により発生・分離されるもの）の原始埋蔵量として約 0.34×10^9 m³ (11.9 BSCF) が挙げられているが、残存可採埋蔵量等の値が与えられておらず、本検討に於ける対象ガスに加える事には難点がある。

可採埋蔵量は原始埋蔵量の約95%に設定されており、この数字はプルクミナからの可採年数に関するデータ（日産量 10 MMSCFDで約15年）とも概ね合致する。一般的なガス層の場合、水押し機構のない層で採取率は80~90%（強い水押し機構のある層では50~80%）とされているので、この数字はかなり高いものと言える。採取率はセパレーター運転圧力や坑井内での圧力損失によっても変化する為、実際の操業時には95%より低くなる可能性がある。

過去の3年間に亘って行われた原油・ガス生産のデータによると、累計ガス生産量は約 0.31×10^9 m³ (10.9 BSCF) となっており、前記の数字と大きく異なる。この原因は、当時の生産が原油を目的としたものである事から見て、ガス生産量の大半を随伴ガスが占めていた為と考えられる。

現時点での残存埋蔵量（地下に残っている全埋蔵量）は、原始埋蔵量から累計生産量を差し引く事により得られ、約 1.40×10^9 m³ (49.7 BSCF) と解釈される。天然ガス貯留層挙動の予測（5-2節参照）は、この残存埋蔵量に基づいて実施された。なお、本プロジェクトで必要とされるガス生産量は比較的小さく、残存埋蔵量は十分な量であると考えられる（5-2節参照）。

5-1-2 過去の生産状況

1971年から1980年の間に掘削された19本の坑井は、Talang Akar 砂岩層中の10層の目標ゾーンに対して仕上げられ、原油・ガス・コンデンサートの生産テストおよび流体サンプリング・分析が実施された。この内7本の坑井は空井戸であったが、残りの12本には何らかの油・ガス徴が見られた。生産井として使用し得る坑井が何本存在したかは不明であるが、1979年から1982年にかけての生産テストデータによれば少なくとも5本の坑井（SNT-

2, SNT-5, SNT-7, SNT-10, SNT-15)は十分なガスおよびコンデンセート生産能力を有していたと考えられる(表5-1参照)。

操業生産は1979年3月に開始されたが、1982年2月に中止された。3年間の累計生産量と生産中止直前の平均日産量(この時点では3坑井による生産)は下記の通り。

	累計生産量	平均日産量
油	37.9x10 ³ kl (238 Mbb1)	19.5kl/d (123 bbl/d)
ガス	306.7x10 ⁶ m ³ (10.83 BSCF)	229.4x10 ³ m ³ /d (8.102 MMSCFD)

この3年間の生産量推移を上記のデータのみから正確に推定する事は不可能であるが、データと矛盾しない一つの典型例を図5-3に示す。ここでは油・ガス共に定率減退したと仮定している。この仮想生産履歴に示される原油・コンデンセート量の低下とガス油比の上昇という傾向は実際の生産履歴を反映していると考えられる。

当時ガスは利用されず廃ガス燃焼装置で焼却されていた事から、原油およびコンデンセートの生産を目的として操業が開始されたと考えられる。ところが時間経過に伴い、ガス油比が非常に高くなり原油・コンデンセート生産量が低下した。この事は、開発・生産の経済性を大いに悪化させたと考えられる。なお、この生産の行われた期間は原油のスポット価格が過去最高を記録した時期と重なり、一方、生産が中止された時点では価格が序々に下落しアラビアンライト原油が30 US\$/bblを割り込んでいる。

生産中止の理由としては、ガス油比上昇と共に地下ガス資源保存政策が挙げられている。即ち、高ガス油比下での生産を続ける事は多量のガスを廃ガス燃焼装置で焼却し浪費する事につながり、これを避けてガスを保存する事により将来の有効利用を計ることが得策と判断されたものであろう。

5-1-3 設備概要

本節では、現状に基づいた生産設備の概要を述べる。但し、生産流体処理のフローについては、過去に実際に生産がおこなわれた際の現状に基づいて記述する。従って、本プロジェクトによりガス有効利用計画が実施される際には、以下の記述とはフローが若干異なる点に注意が必要である。

(1) 生産井と集油・集ガス設備

既に述べたように、センゲッティ・フィールドでは総計19本の坑井が掘削された。各

表 5 - 1 最新生産テスト結果

Well No.	Choke Beam size (mm)	Production Rates						Well Pressures				Test Separator Pressures			Test Dates
		Condensate ³ (m ³)		Gas (x10 ³ m ³) *1			PC	PT	FL	HP	(kg/cm ²) *1		LP		
		Gross	Net	HP	MP	LP					MP	LP			
SNT-02	13	18.1	16.3	158.2	42.4	4.2	110	73	45	27	9	2.5	4 Feb. '82		
03	13	0.7	0.7	-	-	12.2	30	25	-	-	-	-	28 Sep. '79		
05	13	12.1	10.1	41.8	35.6	3.4	74	38	34	17	7	4.5	25 Nov. '80		
07	13	15.3	13.9	107.7	37.1	6.1	89	69	29	19	10	6.0	20 Dec. '80		
10	13	8.5	7.6	33.4	11.3	2.0	98	70	30	25	9	4.5	3 Feb. '81		
15	7	6.3	3.5	45.9	18.4	9.7	128	123	19	17	10	4.0	15 Feb. '81		

Prepared Date : 30 August 1982
(Data Source by PERTAMINA)

Notes: *1) Separator Pressure : HP = High pressure separator
MP = Medium pressure separator
LP = Low pressure separator

*2) Well Pressure : PC = Casing Pressure
PT = Tubing Pressure (at Tubing-top)
FL = Flow line Pressure (at Choke Outlet)

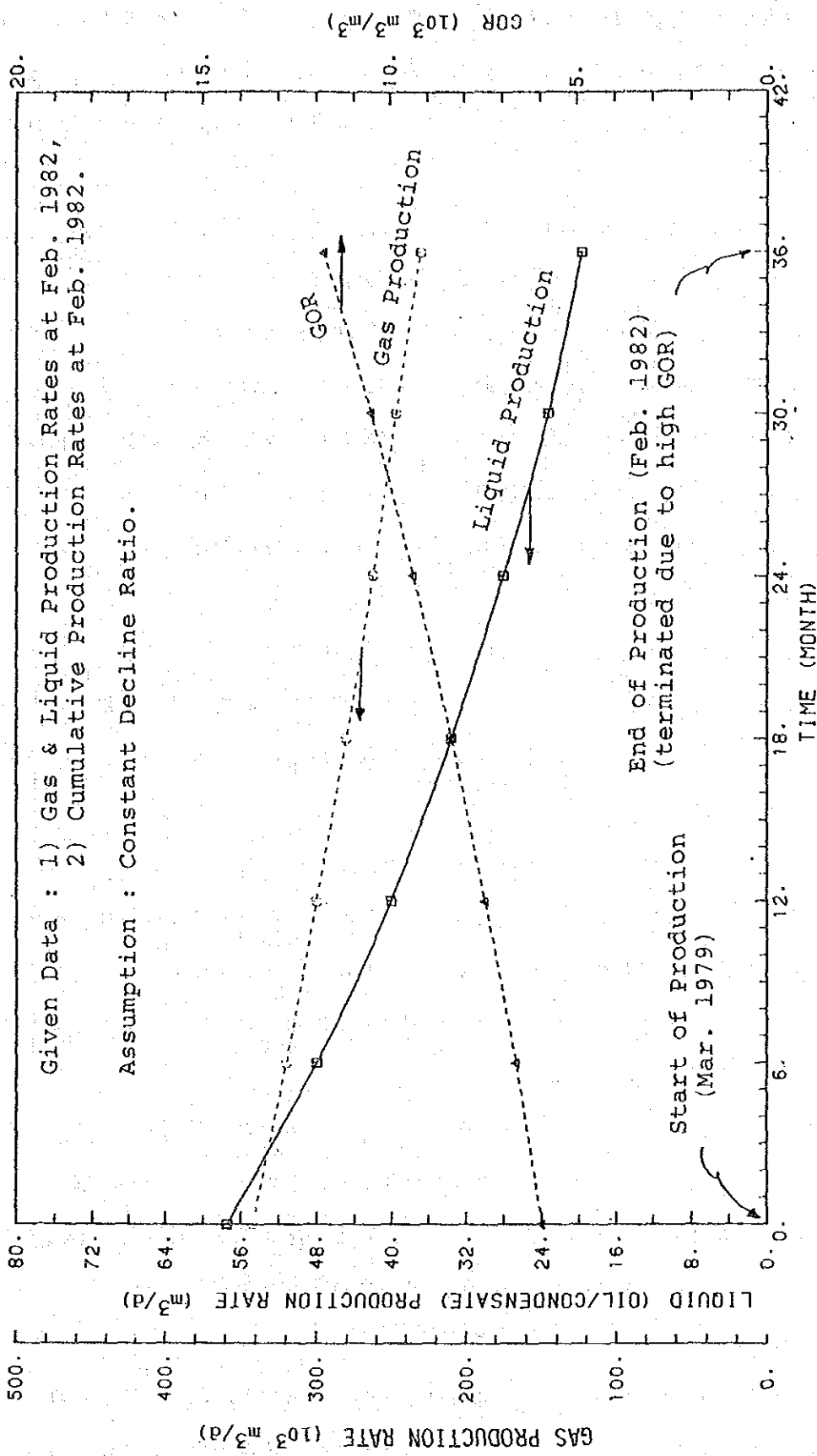


圖 5 - 3 生產履歷

坑井位置は前掲図5-1の通りであり、坑井に関するデータは表5-2にまとめた。同表に示す通り、7坑井は空井戸であった。12本の生産井は2-7/8 in (呼び径) チューピングで仕上げられており、この内センゲッティ-6号井 (SNT-6) は泥水抑圧されている。

生産基地の入口連結管は12坑分の受入れが可能な設計である。これらの各坑井と生産基地は独立した4 inのフローラインと呼ばれる配管で接続されているが、坑口装置の出口に位置するウイングバルブの下流約10m分は2 in程度の配管となっており、4 in配管との間に逆止弁と仕切り弁 (圧力規準はANSI 300 PSI程度) が設けられている。

坑井流体は坑口装置に取り付けられたチョーク (絞) で減圧・流量調整された後、フローラインにより生産基地の入口連結管に流れ込み、テスト (単独計量用) セパレーター系列と生産用セパレーター系列に振り分けられ、油ガス分離処理される。

(2) 油ガス分離プラント

現地調査に基づいて作成した油ガス分離プラントの概略フローシートを図5-4に、主要機器リストを表5-3に示す。これらの図表中で使用した機器名称・機器番号は便宜上付与したものである。なお、送油ポンプ・発電機等は生産中止後に撤去され、他の鉱区に転用されている。

油ガス分離装置としては、テストセパレーター系列および生産用セパレーター系列が各々1系列ずつ設けられている。各系列は高圧・中圧および低圧の3段の気液2相セパレーターにより構成されており、それらに対応して高圧・中圧および低圧ガススクラバーが設置されている。これらのセパレーター系列の下流には、計量用タンク1基および貯蔵用タンク2基が設置されている。

坑井流体は入口連結管に集められ、テストセパレーター系列および生産用セパレーター系列に振り分けられる。各系列で油とガスが分離され、ガスはスクラバーを經由して廃ガス燃焼装置で焼却され、油はタンクで計量された後、送油ポンプによりパイプラインへ出荷される。

(a) 入口連結管

入口連結管は、テストセパレーター系列用1基と生産系列用3基にて構成される。この装置は、弁の操作により各フローラインの下流側への接続を変える機能を持っている。生産テストを実施する坑井1本だけが、随時テストセパレーター系列側に接続

表 5 - 2 坑井データの概要

Well Nos.	Flowline Length *1	Well Status *2	Producing Fluid *1	Manifold Connection *3
SNT-1	(1,900)	Dry-Hole		
SNT-2	400		Light Oil	Connected
SNT-3	500		Light Oil	Connected
SNT-4	1,200	Low press.	Oil	Connected
SNT-5	300		Gas	Connected
SNT-6	900	Killed	(Oil)	Connected
SNT-7	800		Gas	Connected
SNT-8	(1,200)	Dry-Hole		
SNT-9	2,700	Low press.	Gas	Connected
SNT-10	2,100		Light Oil	Connected
SNT-11	(1,000)	Dry-Hole		
SNT-12	(1,700)	Dry-Hole		
SNT-13	(1,500)	Dry-Hole		
SNT-14	700		Oil	
SNT-15	1,000		Light Oil	
SNT-16	(3,200)	Dry-Hole		
SNT-17	2,500	Low press.	Gas	
SNT-18	(2,100)	Dry-Hole		
SNT-19	1,100		Light Oil	Connected

Notes:

- *1) Estimated from the field map (Figure 5-1).
Average flowline length excluding dry-hole wells: 1,200 m.
- *2) Given by PERTAMINA.
- *3) Connection observed from the field map (Figure 5-1).

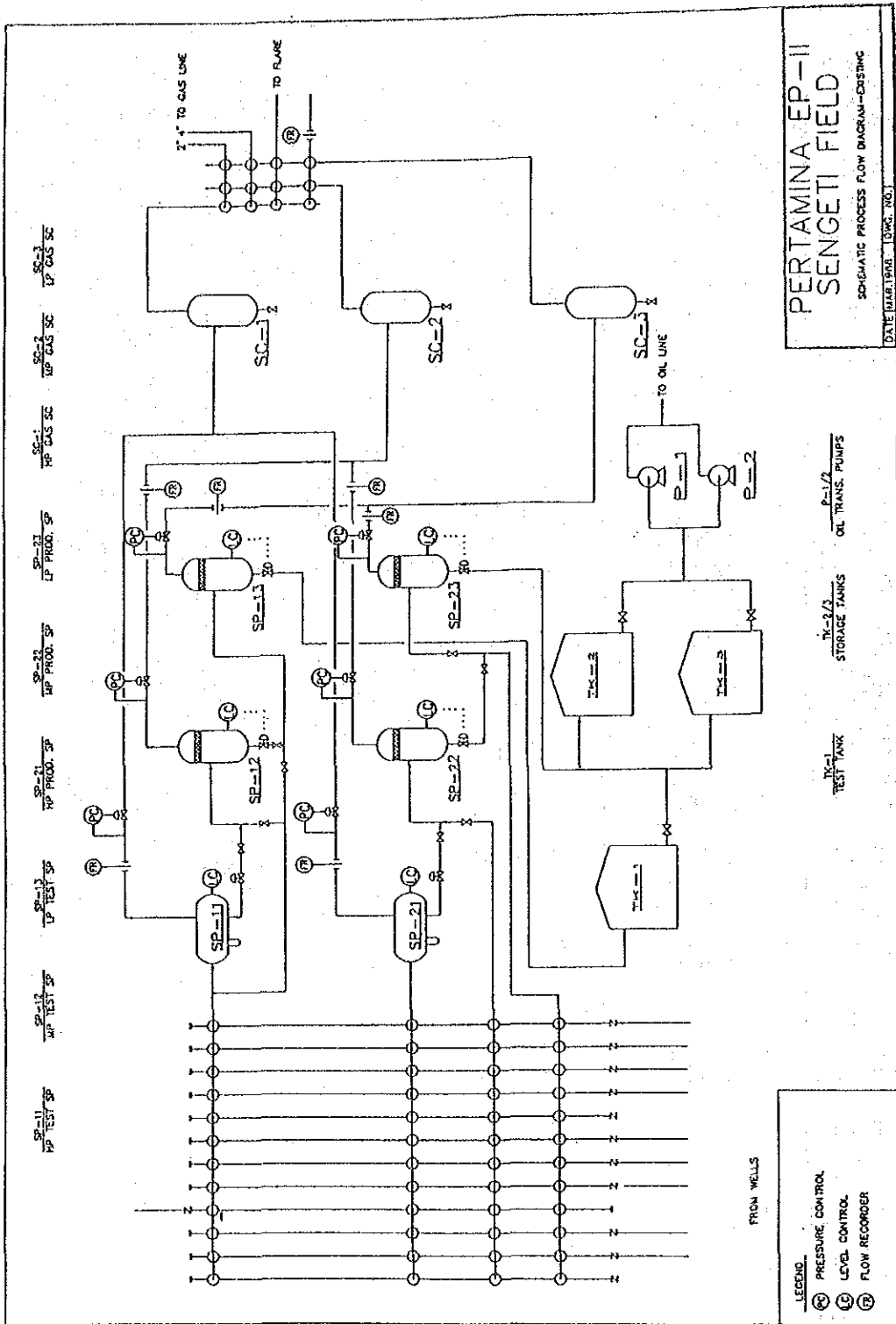


図 5-4 既設油ガス分離プラントのスキマティック・フローダイアグラム

表 5 - 3 主要機器リスト

Equipment No.	Equipment Name	Q'ty	Specifications
SP-11	High Pressure Test Separator	1	Design Press. = 550 psig, Volume = 11.5 ft ³
SP-12	Medium Pressure Test Separator	1	
SP-13	Low Pressure Test Separator	1	Design Press. = 142 psig, Temperature = 220°F
SP-21	High Pressure Production Separator	1	Design press. = 1,000 psig, Volume = 21 ft ³
SP-22	Medium Pressure Production Separator	1	
SP-23	Low Pressure Production Separator	1	
SC-1	High Pressure Gas Scrubber	1	
SC-2	Medium Pressure Gas Scrubber	1	
SC-3	Low Pressure Gas Scrubber	1	
TK-1	Test Tank	1	
TK-2/3	Storage Tank	2	
P-1/2	Oil Transmission Pump	-	Removed
-	Power Generator	-	Removed
-	Fire Water Pump	-	Removed
-	Flare Stack	1	

され、残りの生産井は生産系列側に接続される。生産系列用の3基は各々、高圧・中圧および低圧の各セパレーターに接続している。これにより、坑口圧力の低い井戸は高圧セパレーターを経由せずに、中圧または低圧の各セパレーターに直接繋ぎ込むことができる。

(b) テスト（単独計量用）セパレーター系列

テストセパレーター系列は、各坑井の産出挙動および生産能力を計測する為に設置されている。各生産井のテストは計画的に実施され、テスト対象となった坑井は単独で一定期間この系列に接続される。通常のテストでは高圧・中圧・低圧の各段での分離ガス量および油生産量が測定され、同時に坑口圧力・温度およびチョーク径が記録される。また、必要に応じてガス・油および水のサンプルも採集され、分析される。

高圧2相セパレーターは、スキッドに乗せられた横型容器で、ガス流量計と液面自動調節弁および圧力自動調節弁が装備された気液分離槽である。中圧および低圧2相セパレーターは、スキッドに乗せられた縦型サイクロン容器で、同じく液面および圧力調節弁が装備された気液分離装置である。接続口からテストセパレーター系列に入る配管は途中で分岐し、それぞれの枝管は直接中圧および低圧の各段上流側に接続されている。

通常の運転では、坑井流体は高圧2相セパレーターに受け入れられ、高圧ガスと液体（油と水を含む）に分離される。分離されたガスはオリフィス型流量計で計量された後、生産用高圧2相セパレーターで分離されたガスと混合され、高圧ガススクラバーへ送られる。一方、分離された液体は中圧2相セパレーターへ送られ、減圧により再び生じたガスが液体と分離される。分離されたガスはオリフィス型流量計で計量された後、生産用中圧2相セパレーターで分離されたガスと混合され、中圧ガススクラバーへ送られる。さらに、分離された液体は低圧2相セパレーターへ送られ、減圧により生じたガスと液体とに分離される。分離されたガスはオリフィス型流量計で計量された後、生産用低圧二相セパレーターで分離されたガスと混合され、低圧ガススクラバーへ送られる。低圧二相セパレーターで分離された液体は計量用タンクへ送られ計量される。

(c) 生産用セパレーター系列

生産用セパレーター系列は、テスト中の1坑井を除く全ての坑井からの生産流体を

処理する為に設置されている。高圧2相セパレーターは、スキッドに乗せられた横型容器で、ガス流量計と液面自動調節弁および容器圧力自動調節弁が装備された気液分離槽である。中圧および低圧2相セパレーターは、スキッドに乗せられた縦型サイクロン容器で、同じく液面および圧力調節弁が装備された気液分離装置である。接続口からの配管は(a)で既に述べたように、高圧・中圧・低圧の各段に接続している。

通常の運転では、坑井流体は高圧2相セパレーターに受け入れられ、高圧ガスと液体（油と水を含む）に分離される。分離されたガスはオリフィス型流量計で計量された後、生産用高圧2相セパレーターで分離されたガスと混合され、高圧ガススクラバーへ送られる。一方、分離された液体は中圧2相セパレーターへ送られ、減圧により再び生じたガスが液体と分離される。以下テストセパレーター系列と同様なプロセスで処理され、油は貯油タンクへ送られる。

(d) ガススクラバー

高圧・中圧・低圧の各ガススクラバーは、テスト用および生産用の両セパレーター系列の各セパレーターからのガス中の液滴を分離するために設置されている。

(e) タンク

ガスを分離された後の油の静置・油水分離・貯蔵と計量を目的として、計量用タンク1基および貯油タンク2基が設置されている。

計量用タンクは鋼構造物上に設置されている。テストセパレーター系列で分離された液体はこのタンクに受け入れられ、計量後に貯油タンクへ水頭差で流し込まれる。

貯油タンクは、生産用セパレーター系列で分離された液体と共に計量用タンクからの油を受け入れて静置・貯蔵する。1基がセパレーターからの液体を受け入れている間、他の1基では油水分離の為に内部液体が静置される。前者のタンクが一杯になる前に、後者のタンクでは分離した水がタンク底面より払い出され、油は輸送ポンプにより出荷される。受け入れ中のタンクが一杯になると、タンクの切り換えがおこなわれる。

(f) 送油ポンプ

生産した油を出荷する為に2基の送油ポンプが設置されていたが、現在は撤去されている。

貯油タンク内の油は送油ポンプにて昇圧され、出荷パイプラインに送出される。出

荷パイプラインはセティティ、カナリアサム等の途中の油田の貯油タンクおよび送油ポンプを経由してバレンパンの製油所に繋ぎ込まれている。

(8) その他の設備

以上の設備以外に付属設備として、消火設備と発電および照明用の電気設備等が設置されていた。基地の運転中止にともない一部設備が撤去されたが、以下に操業時に設けられていた付帯設備について記述する。

(i) 消火設備

基地近辺の川より2インチの配管が敷設されており、消火ポンプにより消火栓5基に給水を行っていたと思われる。消火栓は、連結管と倉庫およびタンクヤード内に各1基およびタンクヤード近辺に2基が設置されている。

(ii) 発電設備

ガスエンジン駆動の発電機が設置されて、送油ポンプ用モーターや構内照明等に電力を供給していた。

(iii) 廃ガス燃焼装置

廃ガス燃焼装置は油ガス分離設備から安全距離を取って設置されている。各セパレーターにて分離されたガスはガススクラバーで油滴が分離された後に廃ガス燃焼装置に送られ、焼却されていた。

(iv) 建屋

建屋としては、倉庫1棟と発電機室1棟が設置されている。

5-2 天然ガスの生産見通し

本節で展開する議論は、油ガス分離プラント出口に於ける天然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事を目的とする。以下に於いて、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を通じて上記を明らかにする。

これらを律する最も重要な要因は天然ガス貯留層の挙動であるが、本章冒頭で述べた通り本調査では貯留層に関するデータは非常に限られており、工学的に判断した上の仮定に基づいた点が多い。

5-2-1 天然ガス貯留層の挙動

本プロジェクトのような地下天然ガスの有効利用計画に於いては、天然ガス貯留層の挙動を把握しておく事が必要不可欠である。以下に、貯留層の諸条件・タイプ・液体組成・生産挙動等の分析をまとめる。

(1) 貯留層の諸条件

貯留層の深度・温度・圧力は、その挙動を推定する為の基本条件となる。ところが、これらの基本条件はデータとして与えられていない為、以下の様に仮定ないし推定した。

(a) 貯留層深度

本プロジェクトに於いて、天然ガス生産はTalang Akar 砂岩層中のゾーンM からゾーンS までの10層から行われる予定である。対象地域の一般地質情報より判断して、これら10層の目標ゾーンを胚胎するTalang Akar 砂岩層全体の深度は最大幅として1,600 ~1,900 mの間に入ると考えられる。

一方、深度に関するデータとしてはセンゲッティー3号井の生産テスト時のガス分析表(表5-4参照)の中で、その時のテスト・インターバル(対象ゾーンとして穿孔されていた部分の深度間隔)の数字として下記のものを与えられている。

ただし、ゾーンM からゾーンS の10層は深度順(M/N/O3/P1/P2/P3/P4/Q/R/S)に並んでおり、下記のP4およびR はこれらの内ではやや深めに位置する層である。

テスト・ゾーン	テスト・インターバル (m)
P4	1,784.5~1,787.5
R	1,784.5~1,787.0

以上を総合して、対象天然ガス貯留層を前記10層のゾーンにより構成される一つの貯留層として取扱い、貯留層深度を下記の如く仮定した。

基準面深度 : 1,770 m

基準面深度範囲 : 1,700 ~1,800 m程度

(b) 貯留層温度

貯留層温度は、ジャンビ市平均気温およびセンゲッティ地区の地温勾配データに基づいて推定された。平均気温については、過去8年間の実測データより、26.7℃(80°F)を採用した。地温勾配については、Indonesian Petroleum Associationの刊行物“Geo-thermal Gradient Map of Indonesia”より、センゲッティー2号井

表5-4 生産テスト時のガス分析表

Well No.		SNT-3	SNT-3
Layer or Zone		P4	R
Producing/Tested Interval (m)		1,784.5 - 1,787.5	1,784.5 - 1,787.0
Choke Bean Size (mm)		7	11
Date of Sampling		1-5-1974	3-5-1974
Density @ 28°C (g/l)	SMS1316*	0.92	0.91
Absorption & Combustion Analysis (% Vol.)	SMS1322*		
CO ₂		7.5	3.6
O ₂		0.0	0.0
N ₂		0.0	0.0
C _n H _{2n+2}		92.5	96.4
		<u>100.0</u>	<u>100.0</u>
Hydrocarbon Analysis (% Vol.)	GLC*		
C1		59.1	57.8
C2		15.1	14.8
C3		15.4	13.9
iC4		3.3	3.8
nC4		4.4	5.9
iC5		1.7	2.3
nC5		1.0	1.5
C6+		0.0	0.0
		<u>100.0</u>	<u>100.0</u>
Specific Gravity (air=1)		0.74	0.75

(Data Source by PERTAMINA)

Note: * denotes the method of the analysis.

(SNT-2)のデータとして4.93℃/100m (2.7° F/100 ft)を得た。

これらのデータを用いて、下式にて貯留層温度を推定した。

$$\text{貯留層温度} = \text{地表温度} + \text{地温勾配} \times \text{深度}$$

従って、

$$\text{平均貯留層温度} : 113 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ (235 } ^\circ\text{F)}$$

$$\text{貯留層温度範囲} : 110 \sim 115 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ (230 } \sim \text{239 } ^\circ\text{F)} \text{ 程度}$$

(c) 貯留層圧力

貯留層圧力は、上記で仮定した基準面深度および表5-5に示した静止坑口圧実測値に基づいて推定された。表5-5のデータは1985年7月の測定値である為、推定された貯留層圧力は現時点での圧力と解釈して差し支えない。

表5-5にはチュービング圧とケーシング圧の両者が与えられている。生産井の仕上げ方法についてのデータはないが、プルタミナに於ける標準的仕上げ方法から考えて、坑底には生産用パッカーが設置され、チュービング側とケーシング側は仕切られており圧力的な連続性は存在しないはずである。ところが、SNT-10を除く全ての生産井のチュービング圧とケーシング圧は等しくなっている。この原因としては、各坑井で生産中止後に洩れが発生している可能性が考えられる。

静止坑口圧(チュービング圧)のデータは各坑井により異なっている。この内、SNT-4、SNT-9およびSNT-17の3坑井は他の坑井と比較して非常に低圧であり、これは何らかの坑内機器の故障によるものと解釈される。これ以外の坑井の坑口圧は125~145 kg/cm²の範囲であり、130kg/cm²前後のものが多い。これらの平均値をとり、静止坑口圧を131kg/cm²と仮定して貯留層圧力を推定した。

静止坑口圧は、井戸を密閉した状態での坑口に於けるチュービング内の圧力である。この状態では貯留層圧力は坑底圧に等しく、坑口圧は坑井内の静止流体柱圧力の分だけ両者よりも低い。油層の場合、静止流体柱は下部の液柱と上部のガス柱の二層で構成される。しかし、後述するように対象貯留層は基本的に天然ガス貯留層として取り扱って良い。従って、静止坑底圧(即ち貯留層圧力)は坑口に静止ガス柱圧力を加える事により推定でき、下式(PierceとRawlinsによる)により計算された。

表 5 - 5 静止坑口压力测值

Well No.	Casing Pressure (kg/cm ² G)	Tubing Pressure (kg/cm ² G)
2	130	130
3	138	138
4	40	40
5	125	125
6	killed	killed
7	128	128
9	84	84
10	15	145
14	125	125
15	130	130
17	42	42
19	130	130

(Data Source by PERTAMINA)

Notes:

- 1) Test Date : July '85
- 2) Dry-Holes : Well No.1, 8, 11, 12, 13, 16 and 18.
- 3) Absolute Open Flow Potential (AOF) = 5 MMSCFD/well.
Average Gas Deliverability = 2 - 3 MMSCFD/well.

$$P_{ws} = P_{wh} \exp(\gamma_g D / 29.26 T)$$

ここに、

P_{ws} = 静止坑底圧

P_{wh} = 静止坑口圧 = 132 kg/cm²A

exp = 自然対数の底

γ_g = ガス比重 (空気 = 1) = 1.002 (組成よりの計算値)

D = 坑井深度 = 1,770 m

T = 坑内平均温度 = 343° K

実際の貯留層圧力は若干この計算値とは異なるかもしれないが、入手できたデータからはこの程度の検討が限度である。従って、これ以降の検討は下記の推定値に基づいて実施した。

基準面深度に於ける現在の貯留層圧力 : 158 kg/cm²A (= 2,250 psia)

(2) 貯留層のタイプと流体組成

貯留層挙動の予測および生産システムの検討の際には、貯留層流体の性状把握が重要となる。一般に、貯留層流体はパラフィン系炭化水素化合物を主成分とする混合物で、圧力・温度条件によって気相、液相、或いはこれらの二相共存状態のいずれかの状態になる。この気-液平衡状態は、各成分の平衡係数を推定することで予測される。平衡係数の推定方法としては、Benedict-Webb-Rubin (BWR), Peng-Robinson (PR), Soave-Redlich Kwong (SRK) 等、種々の状態方程式が使用される。貯留層挙動予測のような高温・高圧下での推定には、適用圧力・温度範囲が広いとされる SRK 式が適している。従って、以下の計算では気液各相のエンタルピー計算も含め、これを用いた。

以下、貯留層流体組成およびそれに基づく貯留層タイプの推定について述べる。

(a) 貯留層流体組成の推定

貯留層流体組成に関するデータとしては、ゾーン M からゾーン S までの 10 層についてのガス分析データ (表 5-6 参照) が与えられている。これを各ゾーンを代表する貯留層流体組成そのものと解釈することには若干の疑問が残る。同表の組成はヘキサン (C6) 以上の重質成分をほとんど含んでおらず、貯油タンクにてコンデンセートを非常に少量しか生成しないことは明らかである。この他に、SNT-3 に於ける二つのゾーンに対する生産テスト時のサンプリングガス分析値が前掲表 5-4 に与えられている

表5-6 センゲッティ・フィールドのゾーン層別ガス組成

Component (% vol.)	Reservoir Zone										
	S	R/840	Q/800	P4/790	P3/770	P2/760	P1/750	03/720	N/650	M/640	
CO ₂	6.3	7.4	7.5	3.6	8.0	7.0	7.0	3.4	5.6	5.7	
O ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
N ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C _n H _{2n+2}	93.7	92.6	92.5	96.4	92.0	93.0	93.0	96.6	94.4	94.3	
Hydrocarbon Analysis											
C1	58.7	58.0	60.0	57.8	52.4	58.3	56.8	52.8	49.1	45.7	
C2	15.7	15.6	13.8	14.8	17.7	14.3	15.2	15.8	17.5	17.5	
C3	14.3	14.6	13.3	13.9	17.3	15.2	15.2	17.2	19.2	21.2	
iC4	3.3	3.5	4.1	3.8	3.1	3.8	3.7	3.9	3.3	4.6	
nC4	4.4	4.7	6.0	5.9	6.0	5.1	5.1	6.5	5.7	6.8	
iC5	1.4	2.2	1.4	2.3	2.3	2.0	2.3	2.6	3.0	2.4	
nC5	1.0	1.4	1.4	1.5	1.2	1.3	1.7	1.2	2.2	1.8	
C6+	1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sp. Gr. @28°C	0.93	0.96	0.95	0.91	1.01	0.90	0.94	0.95	1.01	1.01	

(Data Source by PERTAMINA)

が、その値は表5-6と大同小異である。一方、過去の生産データおよび前掲表5-1の生産テストデータによると、かなりの量のコンデンセートが生成している。従って、下記3通りの解釈が可能である。

- 1) 操業開始時の本貯留層は、ゾーンSを中心とするごく薄い液体（または地表で十分な液体を生成する流体）層とその他のゾーンから成るガス層で構成されていた。過去の生産により、この液体層の流体は大部分汲み尽くされ、現在は主としてガス層の部分しか残っていない。
- 2) 過去の操業時は原油生産を目的とし、上記10ゾーンとは全く異なる層から生産していた。つまり、これら10ゾーンにはガスしか存在しなかった為、パーフォレーション（その層から生産する為に行われる穿孔）をしていなかった。
- 3) 表5-6中のデータは貯留層流体組成そのものを表していない。即ち、生産流体を地表でテスト・セパレーションした際に分離されたガスの成分分析結果のみに基づいている。

前2者の場合、表5-6は貯留層流体組成そのものを示すが、第3の場合はそうではなく、何らかの方法で貯留層流体組成を推定しなくてはならない。

通常、貯留層流体分析には2通りの方法がある。一つは、坑底試料を直接サンプリングし、成分分析を行う方法。もう一つは、生産流体を地表でテスト・セパレーションし、気液両相の計量と成分分析を行い、再混合計算により貯留層流体組成を求める方法である。しかし、ガスサンプリング時のコンデンセート生成に関する情報は表5-4・表5-6共に記載されておらず、上記の3番目の解釈を探る事には裏付けがなく、また、貯留層流体組成を推定するために必要なデータも欠いている。

以上より、表5-6のデータは前2者のいずれかと解釈し、下記の組成（モル%）を貯留層全体の代表組成と仮定した。これは、各ゾーンごとの埋蔵量や層厚が不明なため、全層の流体組成の単純平均値を採ったものである。

C02	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+
6.15	51.57	14.82	15.15	3.48	5.28	2.06	1.38	0.11

擬似重質成分（C6+）の物性値は与えられていないが、気液平衡計算には分子量、沸点および比重（液体状態での）が必要である。表5-6に示された28℃でのガス比重は、組成から混合則により求められる比重とは全く一致せず、ここから擬似重質成分

の分子量の逆算はできない。そこで、上記組成から見て非現実的でないとして、擬似重質成分は下記の通り n-ヘプタン程度の物性を持つとした。

分子量	: 100.2
沸点	: 98.4 ℃ (209.2° F)
比重 (液体時)	: 0.686g/cc (42.8 lb/cu-ft)

また、表 5-6 には水分量が記載されていないが、多くのガス田で見られる様に、貯留層ガスはその圧力、温度条件において飽和した水分を含んでいるものと仮定した。

(b) 貯留層タイプ判別

貯留層にはガス層・ガスコンデンセート層・揮発性油層・通常の油層等のタイプがあり、それぞれ異なった挙動を示す。この貯留層タイプは、流体の相平衡挙動と初期貯留層温度・圧力により決定される。貯留層の挙動を予測する為に、前記で仮定した流体組成に基づいて貯留層タイプの推定を行った。なお、初期の貯留層状態は不明なので、以下では現在の状態に基づいて議論する。

図 5-5 は仮定した貯留層流体の圧力-温度状態図である。図中で沸点曲線 A-C と露点曲線 B-C が会合する点 C を臨界点と呼び、曲線 ACB の内側は気・液二相共存領域となる。この範囲内では気相・液相の組成が連続的に変化しており、曲線 X1-C, X2-C, X3-C, X4-C の上では液化モル分率が一定になっている。斜線部分はレトログレード領域と呼ばれ、通常の相挙動と逆に、圧力低下又は温度上昇に伴って液量が増加する。

先に推定した現在の貯留層圧力 158kg/cmA (2,250 psia) ・温度 113℃ (235° F) は、点 R に位置する。この点での流体は気相 (厳密には超臨界状態) の領域にある。将来の生産に伴い貯留層圧力は低下するが、温度は一定に保たれる。この変化を表す直線 R-D は二相共存領域を横切らず、気相領域内で推移する。従って、貯留層内でレトログレード現象は起きず、貯留層タイプとしては単相のガス層と推定される。

参考として、生産流体が坑内チュービング・チョーク・フローライン中を流動しセパレーターに至る間の温度・圧力変化の一例を図中の破線 R-W に示す。この線上ではレトログレード現象が起り、生産流体の一部は液化してコンデンセートを生成する。こうした生産システム挙動については、5-2-2 項で詳述する。

(c) 流体組成解釈の相違による影響

流体組成の推定の項で述べたように、表 5-6 のデータが貯留層流体そのものでは

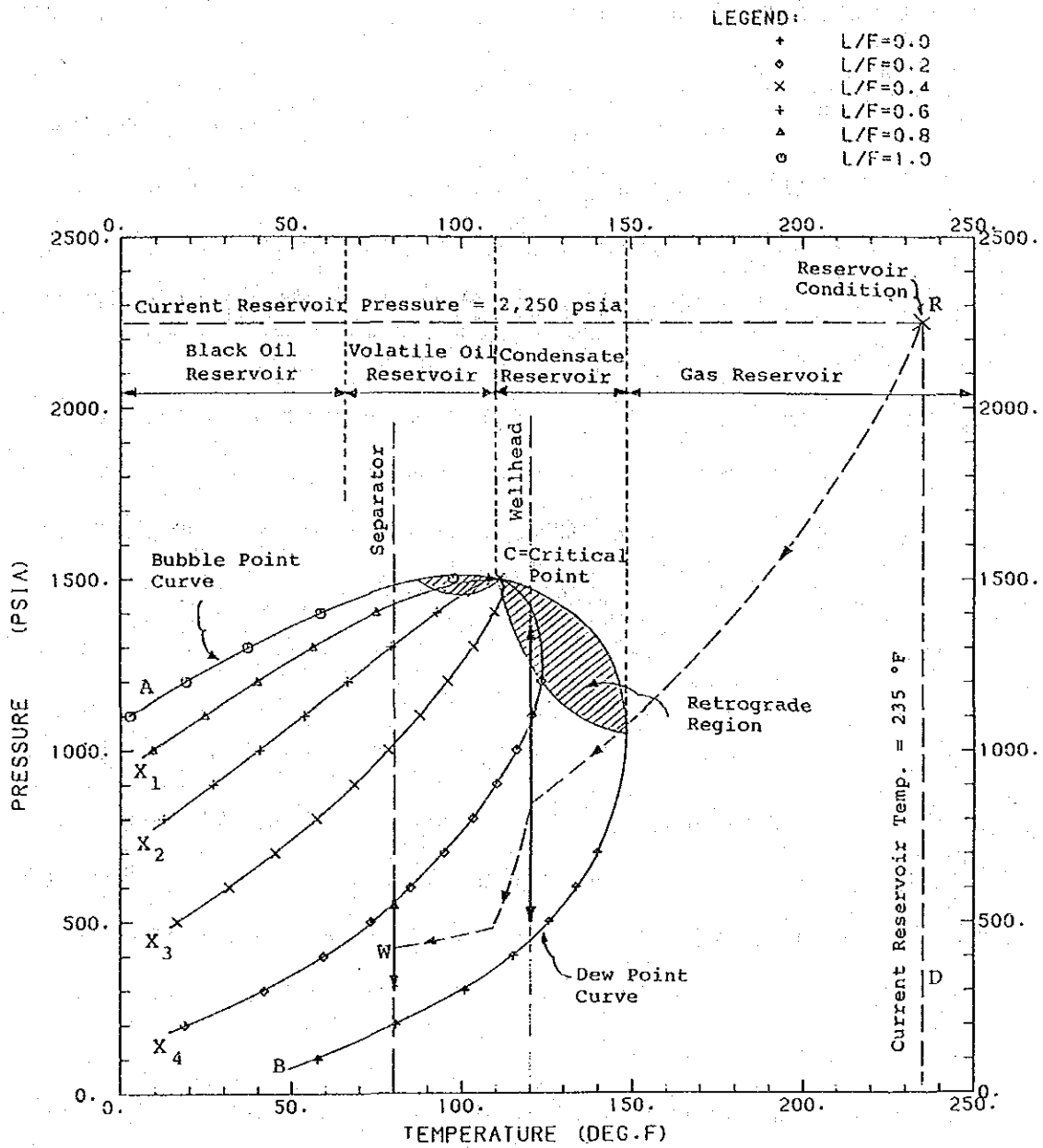


図5-5 貯留層流体の圧力-温度状態図 (推定ガス組成)

なく分離ガスの組成である可能性は若干ながら否定できない。この場合の影響について簡単に述べる。

セパレーターで分離されたガスは、セパレーター内で液相（油相）と平衡状態を保っており、飽和状態にある。即ち、この時の温度・圧力条件は分離されたガスの相平衡図中で露点曲線上になければならない。従って、テストセパレーション時の温度を26.7℃（80° F）と仮定すると、図5-5よりその時の圧力は約14kg/cm²A（200 psia）であったことになる。

貯留層流体組成は、この温度・圧力下での分離ガス組成が表5-6に与えられた組成となるような流体組成であるはずだが、これを演繹的に求めることはできない。従って、ある程度それに近くなるような組成を試行錯誤により求め、一例として下記に示した。

CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆₊
6.0	48.0	14.0	15.0	4.0	7.0	3.0	2.0	1.0

参考として、上記流体組成に対する圧力-温度状態図を図5-6に示す。本論で採用した組成より全体的に重質成分が多くなっている為、臨界温度がやや上昇しているものの貯留層の温度・圧力との全体的な関係自体はさほど変わらず、この場合でも貯留層タイプが単相のガス層であることに変わりはない。なお、油ガス分離プラント出口のガス・コンデンサート組成に対する影響は5-2-3項にて触れる。

(3) 生産に伴う貯留層挙動の予測

前記のように対象貯留層は単相のガス相と判断されたので、これに基づいて貯留層内の物質収支を検討し、生産に伴う圧力挙動を推定した。

(a) ガス層内の物質収支

貯留層を一つの容器と見なしてその中の物質収支を考えると、次式が成立する。

$$\text{生産量} = \text{初期状態に於ける流体量} - \text{貯留層内の残存流体量}$$

これに気体の状態方程式を適用することにより、ガス生産量と貯留層圧力の関係は次式の様に表される。

$$P/Z = (P_i / Z_i) \times (G_i - G_p) / G_i$$

ここに、

P : G_p を生産した後の貯留層圧力

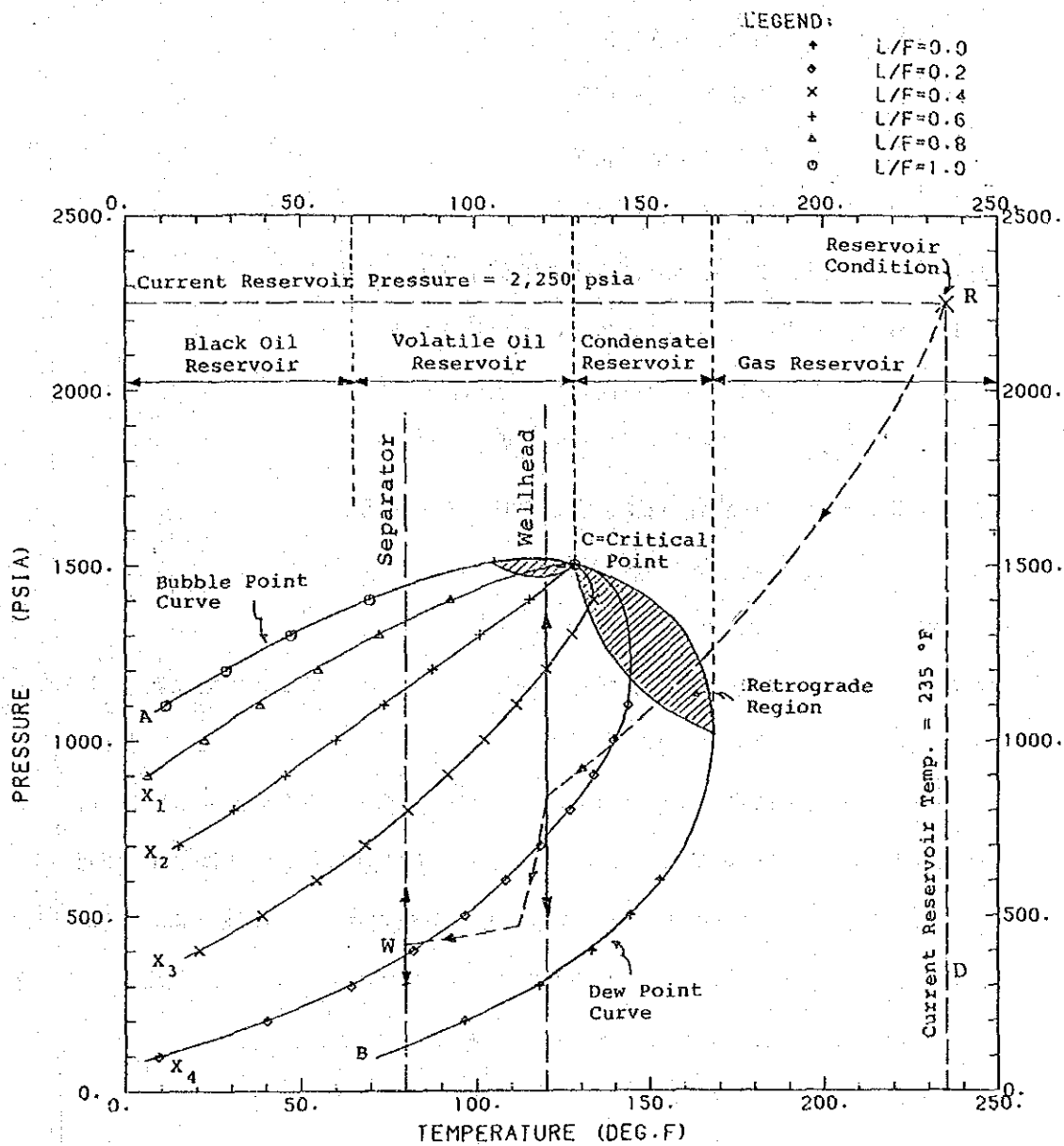


図5-6 貯留層流体の圧力-温度状態図 (参考ガス組成)