

第 19 章

フィージビリテースタディー
BUMI SERPONG DAMAI

19 フィージビリティスタディ (BUMI SERPONG DAMAI)

19.1 地域概要

BSD(Bumi Serpong Damai)は、宅地造成会社のPT. BSDがジャカルタの西部、タンゲランの南部で総合土地利用マスタープランにのっとり約6,000 haの土地造成を行っている地域である。この地域には約123千戸の住居をはじめ、商業施設、オフィスビル、大学、病院、ホテル、ハイテク工業団地などの建設がこの計画の中に含まれている。PT. BSDの示す意気込みではこの地域が現状で飽和状態に近づきつつあるジャカルタの都市機能に替り政府機関との日常的な情報交換の必要の無いビジネスセクターの本社機能を誘致したいと考えている。既に遠大なマスタープランのスケジュールに合わせ戦略的に外国人の居住を促進するためにドイツ人学校、日本人学校などの誘致を完了している。宅地造成を開始し現在までに地域内主要道路、住居用宅地造成及び建設、小規模商業施設などを中心に建設を進めてきた。その結果1997年末の人口は25,000人住居戸数は11,500戸となり、ある程度の住居数規模になってきたため今後の短期の計画では高速道路の建設、鉄道の複線化、大規模商業用施設、ホテル、中層事務所ビルの建設などが予定されている。既に病院などは着工されている。この地域での事務所ビル、商業施設の空調エネルギー源として都市ガスを普及するには対象建築物の基本設計のかかる時点で都市ガスの供給の可能性を明確にしておく必要がある現時点でのフィージビリティスタディーは非常に時期を得たものとする。

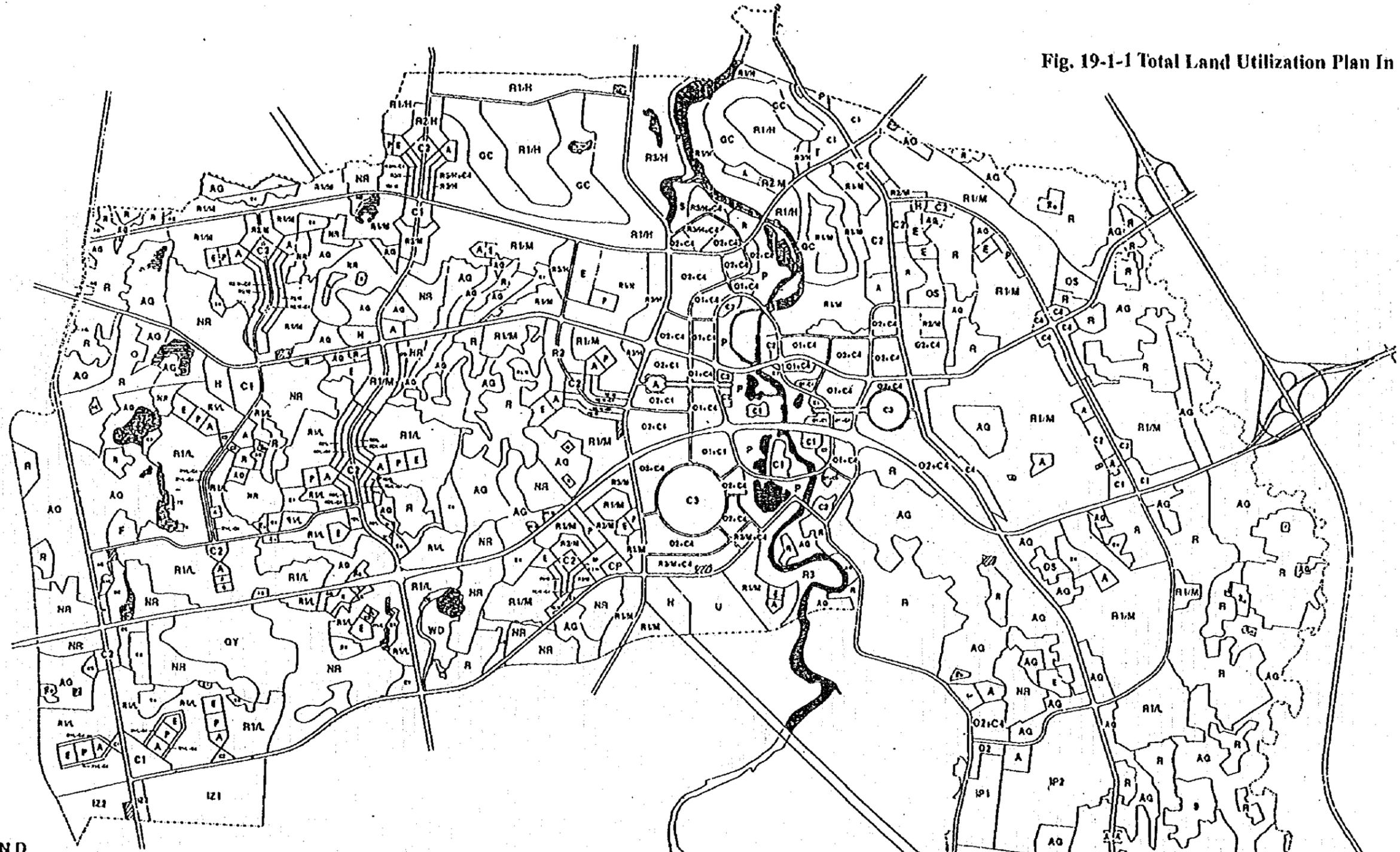
19.1.1 地域レイアウト

BSDの土地利用計画全体を図19-1-1に示す。中央部東側を流れるCi Sadane川により地域は二分されマスタープランでの開発計画スケジュールも一期、二期と地域毎に二分されている。Ci Sadane川周辺に事務・商業地域の中心地を据え来たから南の方向に高所得者住宅から低所得者住宅を配置する計画になっている。

1.1.2 人口と家屋・建物数の予測

宅地の建設は1989年から開始された。人口および住居建設戸数の今後の計画値を図19-1-1に示す。

Fig. 19-1-1 Total Land Utilization Plan In BSD



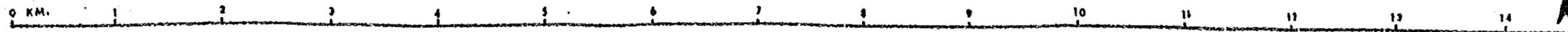
LEGEND

- R1 - RESIDENTIAL USES - LOW RISE
- R1/L - ROW HOUSES / LOW INCOME
- R1/M - LOW RISE / MIDDLE INCOME
- R1/H - VILLA TYPE / HIGH INCOME
- R2 - RESIDENTIAL USES - MEDIUM RISE
- R2/L - WALK UP APARTMENTS / LOW INCOME
- R2/M - WALK UP APARTMENTS / MIDDLE INCOME
- R2/H - CONDOMINIUM / HIGH INCOME
- R3 - RESIDENTIAL - HIGH RISE
- R3/L - APARTMENTS / LOW INCOME
- R3/M - APARTMENTS / MIDDLE INCOME
- R3/H - LUXURY TOWER TYPE / HIGH INCOME

- R - TRADITIONAL SETTLEMENT AND OTHER DEVELOPMENTS
- EX - FUTURE RESID. EXTENSION AREA
- A - ADMINISTRATIVE - INSTITUTIONAL
- H - HOSPITAL, HEALTH INSTITUTIONS
- E - EDUCATIONAL INSTALLATIONS (PRIMARY, SECONDARY SCHOOL, TECHNICAL COLLEGE)
- U - UNIVERSITY
- C - COMMERCIAL USES
- C1 - REGIONAL CENTRE / COMMERCE / RECREATION
- C2 - LOCAL CENTRE / COMMERCE / RESTORATION / ENTERTAINMENT

- C3 - REGIONAL MALL
- C4 - SUPPORT RETAIL, COMMERCE
- O - OFFICE BUILDING SPACE
- O1 - MID-RISE OFFICE SPACE / RETAIL COMMERCE
- O2 - HIGH-RISE OFFICE SPACE / RESIDENCE / RETAIL / RECREATION
- OS - OPEN SPACE
- P - URBAN PARK - PLAYGROUND
- NR - NATURAL RESERVE, FOREST, MAJOR ENVIRONMENTAL ELEMENT
- SP - ZONES OF RECREATION AND SPORTS GROUNDS

- L - WATER SURFACE - LAKE
- IZ - INDUSTRIAL ZONE
- IP - INDUSTRIAL PARK
- AG - AGRICULTURAL ACTIVITIES, CULTURES
- S - SPECIAL USES
- R - TRADITIONAL ACTIVITIES
- GC - GOLF COURSE
- T - HOTELS
- QY - CEMETERY
- WD - WASTE DISPOSAL SITE
- CP - COMPOST / INCINERATION PLANT
- BD - BUS DEPOT / TERMINAL



Source: Final Master Plan Report for Bumi Serpong Damal New City by PT BSD

Table 19-1-1 Estimated Population in the BSD Acquired Area

	1995	2000	2005	2010	2015
BSD Acquired Area Housing Unit ※	10.7	27.5	55.0	95.0	123.0
Average Family Size in BSD Acquired Area	4.8	4.5	4.2	4.0	4.0
BSD Acquired Area Population ※	46.2	123.7	231.0	380.0	492.0

Source: Master Plan of PT.BSD

※unit thousand

19.1.3 フィージビリティスタディーの範囲

1) 地域

BSD のマスタープランの一期工事の対象をフィージビリティスタディーの対象とする。つまり、Ci Sadane 川の東側、スルボンとジャカルタを結ぶ鉄道の北側にあたる PT. BSD の開発対象地域とする。またこの地域内であっても、現時点で建設完了時期が 2010 年以降と見られている地域については、都市ガス供給網設計に大きな影響を及ぼさない限り考慮しなかった。

2) 都市ガス需要

家庭用エネルギー、商業用・事務所用空調エネルギー、ホテル・病院のボイラー燃料を需要対象とし、天然ガス自動車の燃料の CNG については都市ガス需要から省いた。また既に検討されている BSD 地域に電気を供給する IPP 計画の都市ガス需要も今回のフィージビリティスタディーの範囲から除外した。

19.2 都市ガス需要想定

19.2.1 家庭用需要想定

BSD 地区において、開発計画が全く不明の一部を除いて、18 区画に付いて需要想定を行う。尚、18 区画中 11 区画に付いては各戸の敷地単位の詳細図を入手しており、数え上げにて建設戸数を得る。同時に、高、中、低所得毎の区画面積当たりの建設戸数原単位を得て、残りの 7 区画の戸数を算出する。

以上の手法で推計された住宅建設戸数に、第8章で得られた家庭用ガス消費原単位（高所得者：594 m³/y、中所得者：394 m³/y、低所得者：312 m³/y）を掛ける事により家庭用需要想定をする。その結果を以下に示す。

Table 19-2-1 Residential Gas Demand Projection

Area No	Area(m ²)	Income Level	No. of Household	Gas Demand	No/are
1	128,310	High	216	128,400	16.83
2	2,335,778	Low Golf Course	323	192,000	1.38
3	431,239	High	770	457,700	17.86
4	85,520	High	212	126,000	24.79
5	241,736	High	434	258,000	17.95
6	219,749	Middle	464	182,600	21.11
7	311,608	Middle	615	242,100	19.74
8	223,440	Middle	565	222,400	25.29
9	396,306	High	319	189,600	8.65
10	93,258	Middle	312	122,800	11.46
11	331,085	Middle	824	324,400	24.89
12	411,507	Middle	1,024	403,200	24.89
13	91,239	Middle	227	89,400	24.89
14	213,983	Low	1,123	350,100	52.46
15	398,552	Low	2,091	652,000	52.46
16	506,112	Middle	1,260	495,900	24.89
17	77,581	Low	407	153,000	52.46
18	268,012	Low	1,406	438,500	52.46
Total	6,765,015		12,591	5,028,100	

Source: PT.BSD

(注) 網掛け：BSDからのデータ、白抜き：計算値及び推計値

19.2.2 商業用需要想定

入手したマスタープラン地図から各区画毎の区画面積を算出し、容積率を用いて延床面積を求める。

PT.BSDから商業地区の建ぺい率、容積率の上限値の一覧を下表の如く入手した。

Table 19-2-2 Plot Coverage and Floor Area Ratio

		M.P.C.(%)	M.F.A.R.
C1	Shopping (Regional Center)	90	1.5
C2	Shopping (Local Center)	80	1.0
C3	Shopping (Regional Mall)	70	2.5
C4	Shopping (Support Retail Commerce)	80	1.8
O1	Office (High-Rise)	90	4.0
O2	Office (Mid-Rise)	70	2.0
T	Hotel	40	2.5
H	Hospital	40	2.5
A	Administrative, Institutional	30	1.0

Source: PT. BSD

(注) M.P.C. 建ぺい率上限値 M.F.A.R. 容積率上限値

当該地区での実際の容積率が上限許容値の 80%程度 (PT. BSD のスタッフへのヒアリング) である事と、現状区画が分割されてビルが建設される事による通路スペースに 20%程度有効区画が減少すると仮定して、床延面積 = 区画面積 × 容積率 × 0.8 × 0.8 とする。

第 9 章で得られた業種別、用途別エネルギー消費量原単位とそれぞれのガス転換率により可販ガス量を算出する。その一覧をアペンディックスに示す。得られた主要な数値を Table 19-2-3 に示す。

Table 19-2-3 Commercial Gas Demand Projection

	Floor area m ²	Cooking		Boiler			Air conditioning			Total gas sale m ³ /y
		m ³ /h	m ³ /y	Ton	m ³ /h	m ³ /y	RT	m ³ /h	m ³ /y	
Office	1,947,200	2,921	2,920,800	0	0	0	26,517	9,095	18,281,621	21,202,421
Hotel	48,000	166	165,600	5.7	431	649,947	1,218	418	1,299,700	2,115,247
Hospital	16,000	23	23,040	1.2	88	70,848	206	71	220,286	314,174
Shopping	1,229,440	3,799	3,798,970	0	0	0	35,912	12,318	38,624,092	42,423,061
Total	3,240,640	6,908	6,908,410	6.9	519.2	720,794.6	63,854.1	21,901.9	58,425,699	66,054,904

Source: JICA Team

19.2.3 総ガス需要量

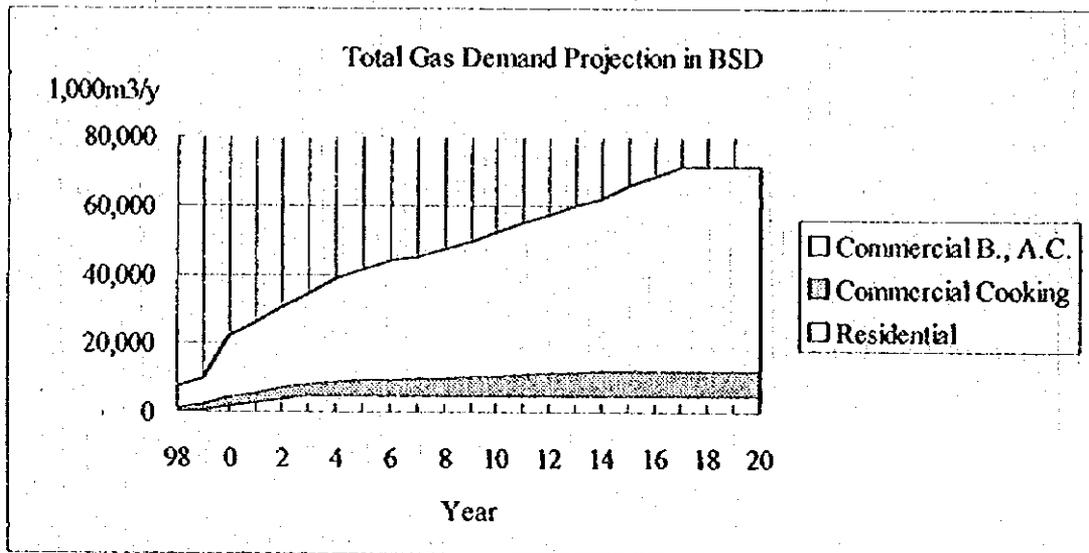
BSDにおける総ガス需要量予測はPT.BSDから得た建設スケジュールを基に時系列的に想定し、以下の表及び図に纏めた。

Table 19-2-4 Total Gas Demand Projection in BSD

Gas Market Developme		Year	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Residential			126,000	1,121,550	96,000	0	0	0
Commercial	Cooking		921,475	1,384,531	305,405	401,674	113,453	0
	Boiler & A.C		6,747,121	10,305,008	2,572,326	2,695,734	3,425,588	0
Total		m3/y	7,794,596	12,811,090	2,973,731	3,097,408	3,539,041	0
Cumulative Gas Demar		Year	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Residential			126,000	1,800,050	4,932,100	5,028,100	5,028,100	5,028,100
Commercial	Cooking		921,475	2,670,298	4,273,115	5,560,629	6,908,411	6,908,411
	Boiler & A.C		6,747,121	17,976,554	32,336,566	41,832,709	53,678,016	59,086,595
Total		m3/y	7,794,596	22,446,902	41,541,781	52,421,438	65,614,527	71,023,106

Source: JICA Team

Fig. 19-2-1 Total Gas Demand Projection in BSD



Source: JICA Team

19.3 地域冷房事業の検討

19.3.1 対象地域

地域冷房は、冷熱負荷密度の高さが事業成立のポイントである故、面的に集積した商業地区を対象とする。この観点から、Fig.19-3-1に示す如く中層、高層ビルで構成される第2ビジネスゾーンにおいて検討する。

19.3.2 エネルギー負荷の想定

19.2において得られた各区分毎の負荷表から第2ビジネスゾーンを取り出して整理すると以下の如くなる。

Table 19-3-1 Composition of Cooling Load

Type of Business	Floor Area 1,000m ²	Capacity of Air Conditioner		Total RT
		Centralized RT	Decentralized RT	
Office	1,881	30,000	33,500	63,500
Shopping	405	11,000	3,500	14,500
Total	2,286	41,000	37,000	78,000

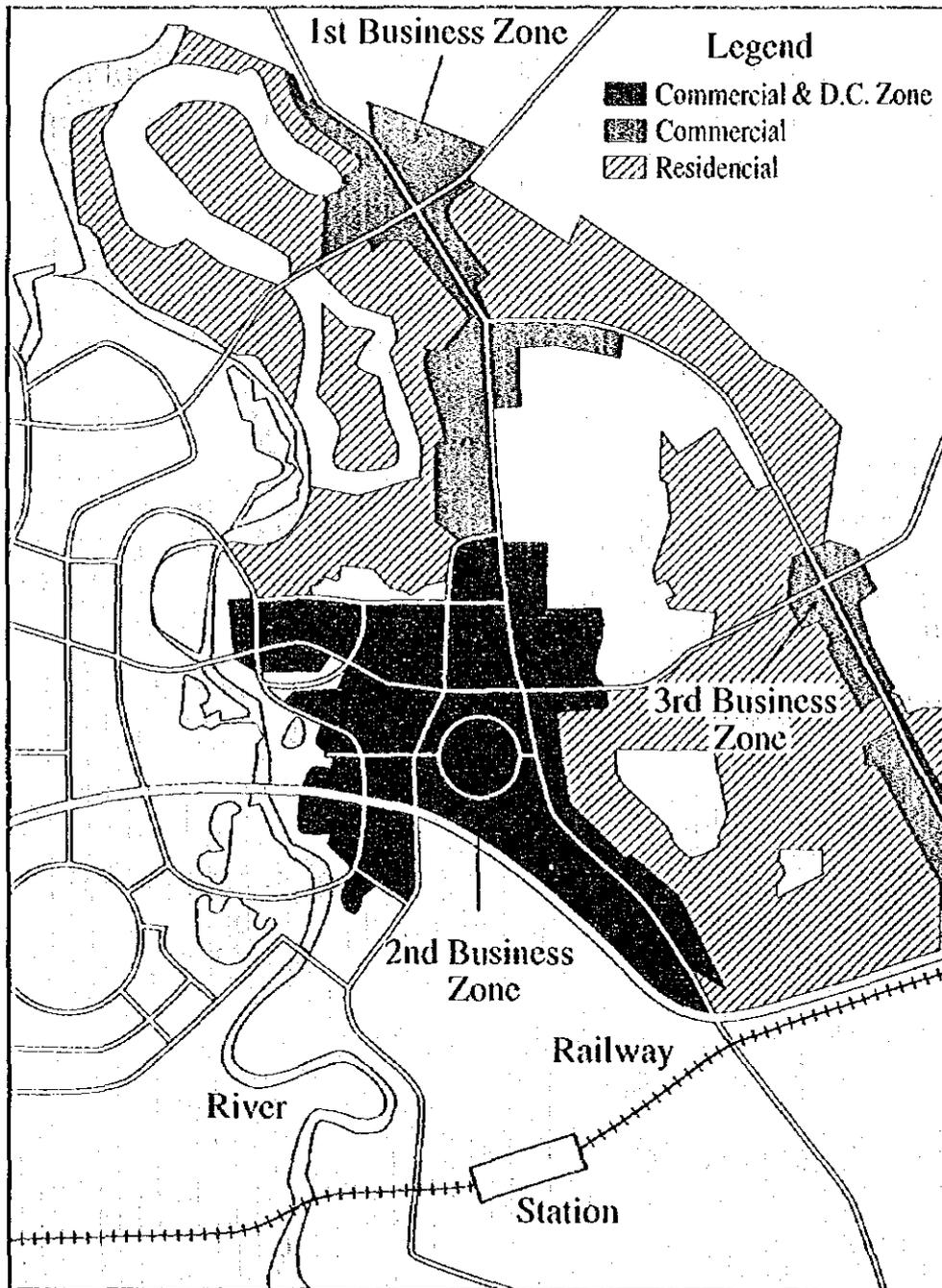
Source: JICA Team

当該地区には、オフィスビルが約63,500RT、ショッピングセンターが約14,500RT、総計約78,000RTの冷房負荷が集積すると予測される。

19.3.3 検討ケース

個別のビルに空調熱源機を設置する場合に対して「都市ガスを熱源とした地域冷房」を導入する場合の経済性を比較して、地域冷房事業のフィージビリティを検証する。対象地区が事務所ビルとショッピングビルで構成されている事から、即ち、ホテルや病院が含まれていないため蒸気需要が無い事から、エネルギー需要は空調用と電力である。従って、検討設備としてはガス空調、電気空調、コージェネを組み合わせたものを対象とする。

Fig. 19-3-1 Scope of District Cooling Area



尚、地域冷房システムとして、従来型とコージェネ型の2方式を検討対象とする。従来型地冷システムはその規模が約8万RTと巨大であり、ガス直燃吸収式冷凍機（単機Max. 1,000RT）は現実的でなく、「蒸気ボイラー+蒸気吸収式冷凍機（単機Max. 10,000RT弱）」による冷水製造システムとする。コージェネもその規模が数万kWと巨大である故、単機容量の上限が数千kWであるエンジンでなく、単機数万kW機のあるタービンを駆動源とする。

個別システムに付いては、各ビルが全て電気空調となるケース（ガス導管が敷設されない場合）、ガス導管が敷設されPGNが最大限の営業努力を行う事により第9章で解析されたガス転換率において空調市場にガス吸収式冷凍機やGHPが導入される電気・ガス混合ケースの、2パターンを検討対象とする。

以下に検討ケース一覧を示す。

Table 19-3-2 Cases to Be Studied

	District Cooling System				Independent Air Conditioning System			
	Case-A		Case-B		C-Case		D-Case	
	Conventional Type		Cogene Type		Gas/Elec. Air Con. Type		Elec. Air Con Type	
Office	Steam Abs.	82,000RT	Gas Turbine	40,000kW	Abs Chiller	25,500RT	Elec. Chiller	30,000RT
	Boiler	394Ton/h	Steam Abs	82,000RT	GHP	0RT	EHP	33,500RT
			Boiler	334Ton/h	Elec. Chiller	4,500RT		
					EHP	33,500RT		
Shopping					Abs Chiller	10,500RT	Elec. Chiller	11,000RT
					GHP	1,500RT	EHP	3,500RT
					Elec. Chiller	500RT		
					EHP	2,000RT		

Source: JICA Team

(注) a. 地区全体の冷房負荷は78,000RTであるが、放熱を勘案して5%増しとし82,000RTとした。

b. コージェネレーションの発電容量はビル・プラント内所要電力とし、約0.5kW/RTにて40,000kWとした。
(20,000kW×2台)

c. 蒸気吸収冷凍機はCOP=1.2とし、4.8kg/RTの蒸気を消費する機種を選定した。

d. コージェネ地冷においては、ボイラーとして発電効率が25%のものを想定する。その場合燃焼排気ガスから3kg/kWhの蒸気が回収される。即ち、60Ton×2セットの蒸気が得られ、ボイラーは394Ton-60Ton(1セット分)=334Tonの容量で負荷を賄える。

19.3.4 検討手法

需要家が独自に空調設備を持つケース（個別空調システム）の燃料コスト+設備償却費+メンテナンスコスト+オペレーターの人件費+機械室賃貸料=エネルギーコストに対して、冷熱の料金が同等とした場合に、地冷事業が成立するか否かで地冷のフィージビリティを判定する。個別エネルギーコスト=冷熱料金であれば、地冷事業者から冷熱を受けることの利便性、安定性、都市美観の向上など定量的コストとして評価しにくいプレミアムヴァリューの勘案から地冷事業が受け入れられると考える。

尚、地冷事業の成否に大きな影響を及ぼす「需要の張り付き期間」をパラメーターとして事業性の感度分析を行う。又、地冷事業のプレミアムヴァリューを個別空調のエネルギー費の1割、2割としてその事業性を検証する。この程度の熱料金の高さは顧客に許容されると仮定する。

19.3.5 イニシャルコスト試算

各ケースのイニシャルコストを算出し下表に纏める。

Table 19-3-3 Comparison of Initial Costs (1,000 Rp)

	District Cooling System				Independent Air Conditioning System			
	Case-A		Case-B		Case-C		Case-D	
	Conventional Type		Cogene Type		Gas/Elec. Air Con. Type		Elec. Air Con Type	
Major Appliances	S. Abs	167,492	Power Gen.	34,893	Abs	137,170	Chiller	119,113
	Boiler	14,833	S. Abs	167,492	GHIP	9,479	EHP	103,716
			Boiler	12,826	Chiller	14,527		
					EHP	109,908		
Piping, Wiring Pumps, C.T. etc.		204,254		220,697		143,825		174,761
District Pipelines of Chilled Water		57,504		57,504		0		0
Total		441,083		493,412		414,909		397,590

Source: JICA Team (注) エンジニアリング費、土木工事費を含む。

19.3.6 エネルギーコスト試算

(1) エネルギー負荷パターン

第9章で得られた空調負荷パターンを今回の地冷地区の設備容量規模において算出すると以下の表の如くなる。

Table 19-3-4 Energy Load Pattern

Type of business	Floor area	Cooling Load	Peak Load	Annual Full Rate Hours		Total Load
	m ²	kcal/m ² h	Mcal/h	Power	Cooling	Gcal/y
Office	1,691,200	113.5	192,024	2,222.2	2,010.0	385,968
Shopping	406,000	108.0	43,848	2,625.0	3,136.0	137,507
Total			235,872			523,476

Source: JICA Team

(2) 機器仕様

各種熱源機の仕様を下表に纏める。尚、補機動力、水消費量に付いては日本における経験的データを用いた。

Table 19-3-5 Specification of Main Appliances

	C.O.P. (L.H.V.)	Average Auxli. power(kW)	Consumption of water
Gas Turbine	0.250	0.050 kW/kW	0.000 m ³ /kW
Steam Abs Chiler	1.200	0.361 kW/RT	0.018 m ³ /RT
Gas Abs Chiller	1.111	0.361 kW/RT	0.019 m ³ /RT
Steam Boiler	0.900	4.312 kW/Ton	0.020 m ³ /Ton
Electric Chiller	4.000	0.300 kW/RT	0.013 m ³ /RT
GHP	0.967	0.152 kW/RT	0.000 m ³ /RT
EHP	3.000	0.152 kW/RT	0.000 m ³ /RT

Source: JICA Team

(3) ユーティリティ料金

電力 : 個別空調システムでは料金種 U-4/LV (大規模商業用: 基本料金 5,180 Rp/kVA, M 従量料金 P 240.5Rp/kWh OP 178.5Rp/kWh) を、地冷システムでは I-5/II (大規模工業用: 基本料金 4,780Rp/kVA, M 従量料金 109.5Rp/kWh) を適用して算する。

都市ガス : 個別空調システムでは料金種 K1 (330Rp/m³)、地冷システムでは K2 (315Rp/m³) を適用する。

水道 : Tangerang の水道料金からいずれのシステムも 2,500m³/M 以上の使用量で 3,650Rp/m³ を適用する。

(4) その他エネルギーコスト計算上の与条件及び仮定

修繕費 : 修繕費が、設備工事費に対して地冷システムでは 3%、個別空調システムでは 4%と仮定する。両者の 1%の差異は地冷にスケジューリングを勘案したためである。尚、地冷の冷水地域導管工事費は対象設備工事費から除いた。

人件費 : 地冷システムにおいては、4直3交代勤務を仮定してオペレーターを 24 人、管理者を 1 人でシステムを管理するとした。一方、個別空調システムでは、域内にビルが約 70 凍できる予測 (BSD のパスモデルより) からビル当たり 2 人のオペレーターを配置すると仮定した。尚、管理者は 22,000 千円/年、オペレーターは 14,000 千円/年であるとした。

賃借料 : 機械室の賃借料換算でスペースのコスト評価をする。日本における典型的地冷の機械室面積コジエネ有 0.30m²/RTコジエネ無 0.28m²/RT を基に、個別空調のスケジューリングを 20%と仮定して、夫々の機械室面積を算出する。事務所スペースの評価額として、DKI における m² 当たり 50,000Rp/m². Month を基に BSD が郊外である事 (80%) 更に、一般的に機械室は地下など事務所スペースより安いスペースである事からその率を 70%として $50,000 \times 0.8 \times 0.7 = 28,000$ Rp/m². Month を採用した。

一般経費 : 20,000Rp/RT とする。

保険料 : 設備投資額の 0.2%とする。

減価償却 : 残存簿価 10%、15 年定額償却と仮定する。即ち、年率 6%とする。

(5) エネルギーコスト試算

以上の結果を基に、各ケースにおける冷熱製造に関わるエネルギーコストを算出する。イニシャルコストも減価償却費用として評価する故、このエネルギーコストは冷熱製造コストの総合評価指標といえる。

Table 19-3-6 Comparison of Energy Costs in Each Case Source: JICA Team

			District Cooling System		Independent Air Conditioning System	
			Conventional	Co-generation	Gas/Flec Mix	Electricity
Heat Load	Cooling Load	RTh	173,107,000	173,107,000	173,107,000	173,107,000
	Transmission Loss	RTh	8,655,350	8,655,350		
	Total	RTh	181,762,350	181,762,350	173,107,000	173,107,000
Processed Energy	Steam Absorption	RTh	181,762,350	181,762,350		
	Gas Absorption	RTh			79,895,538	
	GHP	RTh			3,328,981	
	Electric Chiller	RTh			11,096,603	90,992,141
	EHP	RTh			78,785,878	82,114,859
	(Total Cooling Load)	RTh	181,762,350	181,762,350	173,107,000	173,107,000
	Gas Steam Boiler	Ton	760,613	458,929		
	Waste Heat Boiler	Ton		301,552		
(Total Steam Amount)	Ton	760,613	760,481			
Power Load	Power for Auxil.	MWh	68,896	67,595	146,752	216,014
	Power for Transmission	MWh	20,357			
	Auxil. of Generator	MWh		4,628		
	Total	MWh	89,253	92,581	146,752	216,014
Generated Elec.	Gas Turbine	MWh		92,566		
Demand of Cooling Medium	Steam Absorption	RT	82,000	82,000		
	Gas Absorption	RT			36,000	
	GHP	RT			1,500	
	Electric Chiller	RT			5,000	41,000
	EHP	RT			35,500	37,000
	Total Chilled Medium	RT	82,000	82,000	78,000	78,000
	Gas Boiler	Ton	343	216		
	Waste Heat Boiler	Ton		126		
	Total Steam	Ton	343	343		
Demand of Electricity	Power demand of Plant	kW	40,266		66,125	97,333
	Total	kW	40,266		66,125	97,333
	Elect. Demand	kVA	50,332		82,656	121,667
	Capacity Charge	Rp/kVA M	4,780		5,180	5,180
	Consumpt of Elec (peak)	MWh	17,721		30,557	44,979
	Usage Charge(peak)	Rp/kWh	109.50		240.50	240.50
	Consumpt. of Elec (off peak)	MWh	77,532		116,193	171,035
	Usage Charge(off peak)	Rp/kWh	109.50		178.50	178.50
	@Rp/kWh	177		286	286	
	KRp	12,660,288		33,227,626	48,909,968	
Gas Charge	Consumption of Gas	Km ³	64,098	78,778	28,700	
		@Rp/m ³	315	315	350	
		KRp	20,190,730	24,815,223	9,470,910	
Water Charge	Consumption of Water	m ³	3,374,180	3,374,178	1,670,049	1,146,501
		@Rp/m ³	3,650		3,650	3,650
		KRp	12,315,759	12,315,749	6,095,679	4,181,729
Utility Cost		KRp	45,166,776	37,130,974	48,794,215	53,094,697
Investment Cost	Energy Plant	MMRp	386,579	435,908	414,909	397,590
	District Pipelines	MMRp	57,504	57,504		
	Total	MMRp	444,083	493,412	414,909	397,590
Maintenance	Ratio for Maint. Cost	%	3.0	3.0	4.0	4.0
Personnel Cost	Mgr.	Persons	1	1	0	0
	Operator	Persons	24	24	140	140
	Wage(Mgr)	KRp/Man Y	22,000	22,000	22,000	22,000
	Wage(Operator)	KRp/Man Y	14,000	14,000	14,000	14,000
	Total	KRp	358,000	358,000	1,960,000	1,960,000
Rental Fee for Space	Floor Area	m ²	22,960	24,600	28,080	28,080
	Rate	Rp/m ² Month	28,000	28,000	28,000	28,000
		KRp	7,714,560	8,265,600	9,434,880	9,434,880
Overhead	Admi. expences	KRp	1,640,000	1,640,000	1,560,000	1,560,000
	Insurance	KRp	773,158	871,816	829,818	795,180
	Total	KRp	2,413,158	2,511,816	2,389,818	2,355,180
Depreciation	Depreciation Rate	%	6.0	6.0	6.0	6.0
		KRp	26,644,980	29,604,720	21,894,540	23,855,400
Energy Cost		KRp	93,894,844	90,948,350	104,069,813	106,603,757
Energy Cost/Meal					198.81	203.65

(6) エネルギーコストの分析

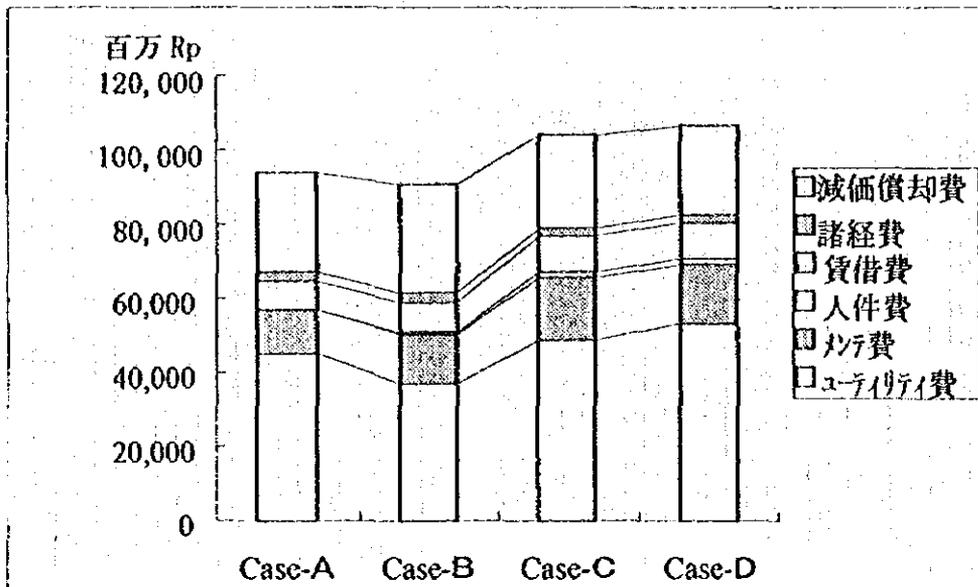
Table 19-3-6 から各費目毎の費用を整理すると Table 19-3-7 になり、Fig.19-3-2 にグラフ化する。

Table 19-3-7 Composition of Energy Cost by Case (Million Rp)

	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
ユーティリティ費	45,167	37,131	48,794	53,095
ランニング費	11,597	13,077	16,596	15,904
人件費	358	358	1,960	1,960
貸借費	7,715	8,266	9,435	9,435
諸経費	2,413	2,512	2,390	2,355
減価償却費	26,645	29,605	24,895	23,855
合計	93,895	90,948	104,070	106,604

Source: JICA Team

Fig. 19-3-2 Composition of Energy Cost in Each Case



Source: JICA Team

以上の如く、エネルギーコストの観点から見ると、個別システムにおいては全電気空調よりガス空調が混在したシステムが優れ、それらより地冷システムの方が更に良好である。この事は、第9章に述べた如く、ガス空調が電気空調よりイニシャルコストとランニングコストのバランスで優位にある事の再確認になる。

地冷システムは、多額の冷水地域導管の敷設が必要だし、個別システムに比べて放熱ロスが発生するというデメリットを内蔵するが、エネルギーの加工処理を集約して行う事のスケールメリットがそのデメリットを上回る事を示している。即ち、地冷の

場合、ガス、電力を大量に消費する事により安価な料金メニューの適用が可能となり大幅なランニングコストの削減が図れる。又、地冷の場合、各ビルに空調機械室を設ける場合の総面積に比べて、コンパクトな機械室において全域の空調容量のエネルギー加工が果たせる。その床面積評価を賃貸料金にて計算したが、地冷の優位性に大きく貢献している。更に、設備管理の集約化による人件費の削減というスケールメリットも、金額としては相対的に小さいが、地冷のメリットポイントとなる。

地冷システムの中で、従来型に比べてコージェネ型のほうがエネルギーコストとして優位性がある。これは、コージェネの省エネルギー効果が経済効果に反映されたためである。

19.3.7 地冷事業性の評価

前項でエネルギーコストの比較を行い、地冷の優位性が検証された。然し、そのエネルギーコストの優位差額が地冷事業の存立をビジネスとして保証するか否かの検討しなければならない。

又、前項のエネルギーコストの評価は時間要素を考慮していない。現実の地域開発は長期の期間で街が成熟してゆく。地冷のプラントや冷水地域導管など地冷のインフラストラクチャーへの投資は、地域開発の初期に発生する。需要の張り付きに時間がかかると、その投資が回収されず、金利負担や一部の需要に対する運転経費により地冷事業は破綻する危険がある。従って、地冷事業のフィージビリティスタディには、時間軸をパラメーターとして、その事業性を検証しなければならない。

以上2点を踏まえてBSDにおける地冷の事業性評価を行う。

(1) 事業性評価への前提及び仮定

- a. 表 19-3-6 から個別システムのエネルギーコストの原単位は、ガス・電気空調混在型が 198.81Rp/Mcal、電気空調型が 203.65Rp/Mcal となるが、地冷熱料金として廉価なガス・電気混在型の 198.81Rp/Mcal 相当が許容されるものとする。
- b. 需要張り付きについては、初年度に 100%立ち上がるパターンと、初年度 50%、20%、10%ずつ開発される連続的開発パターンの 4 パターンで、それらの地冷事業性を検証する。

c. 評価指標として、単純回収年数と IRR を用いる。尚、キャッシュフローは税引き前とする。

(2) 事業性試算

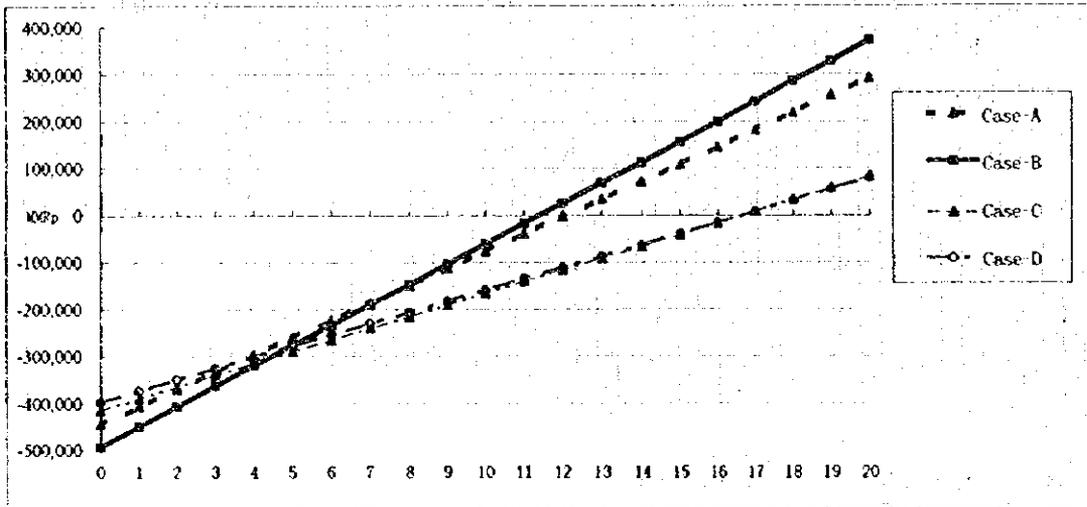
Table 19-3-8 100% Load Completion in the Initial Year

Cumulative Cash Flow (MMRp)

IRR: 20 years

	IRR	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Case-A	5.38%	-444,083	-407,289	-370,495	-333,701	-296,907	-260,113	-223,319	-186,525	-149,731	-112,937
Case-B	6.07%	-493,412	-450,153	-406,894	-363,635	-320,376	-277,117	-233,858	-190,599	-147,340	-104,081
Case-C	1.80%	-414,909	-390,016	-355,123	-340,230	-315,337	-290,444	-265,551	-240,658	-215,765	-190,872
Case-D	1.80%	-397,590	-373,737	-349,884	-326,031	-302,178	-278,325	-254,472	-230,619	-206,766	-182,913

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Case-A	-76,143	-39,349	-2,555	34,239	71,033	107,827	144,621	181,415	218,209	255,003	291,797
Case-B	-60,827	-17,563	25,696	68,955	112,214	155,473	198,732	241,991	285,250	328,509	371,768
Case-C	-165,979	-141,086	-116,193	-91,300	-66,407	-41,514	-16,621	8,272	33,165	58,058	82,951
Case-D	-159,060	-135,207	-111,354	-87,501	-63,648	-39,795	-15,942	7,911	31,764	55,617	79,470



Thermal Charge(Rp/Meal)

	Thermal charge
Case-A	198.81
Case-B	198.81
Case-C	198.81
Case-D	203.70

Source: JICA Team

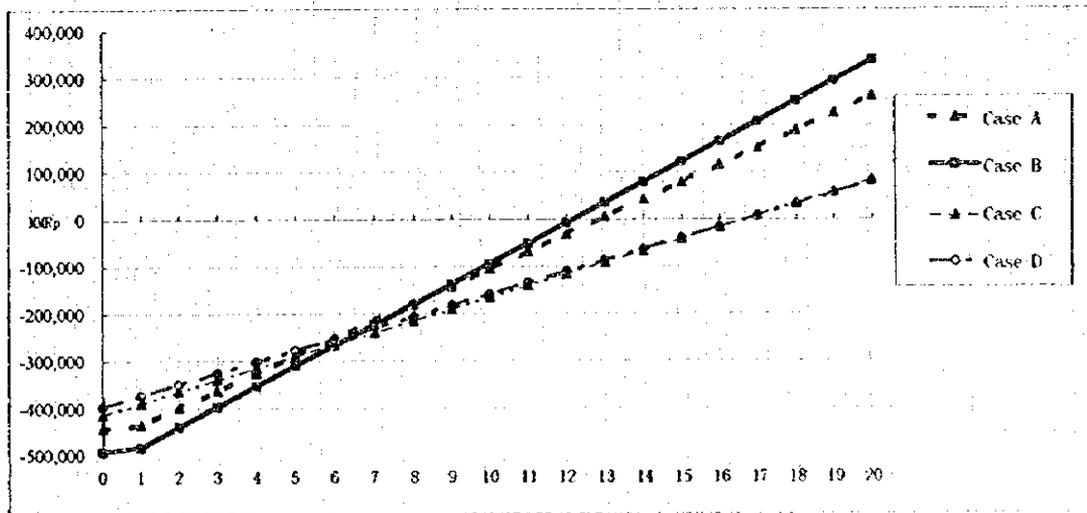
Table 19-3-9 Continuous Development at 50% a Year

Cumulative Cash Flow (MMRp)

IRR: 20 years

	IRR	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Case-A	4.66%	-444,083	-436,726	-399,932	-363,138	-326,344	-289,550	-252,756	-215,962	-179,168	-142,374
Case-B	5.30%	-493,412	-483,888	-440,629	-397,370	-354,111	-310,852	-267,593	-224,334	-181,075	-137,816
Case-C	1.80%	-414,907	-390,016	-355,123	-320,230	-285,337	-250,444	-215,551	-180,658	-145,765	-110,872
Case-D	1.80%	-397,590	-373,737	-349,884	-326,031	-302,178	-278,325	-254,472	-230,619	-206,766	-182,913

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Case-A	-105,580	-68,786	-31,992	4,802	41,596	78,390	115,184	151,978	188,772	225,566	262,360
Case-B	-94,557	-51,298	-8,039	35,220	78,479	121,738	164,997	208,256	251,515	294,774	338,033
Case-C	-165,979	-141,686	-116,193	-91,300	-66,407	-41,514	-16,621	8,272	33,165	58,058	82,951
Case-D	-159,060	-135,207	-111,354	-87,501	-63,648	-39,795	-15,942	7,911	31,764	55,617	79,470



Thermal Charge(Rp/Mcal)

	Thermal charge
Case-A	198.81
Case-B	198.81
Case-C	198.81
Case-D	203.70

Source: JICA Team

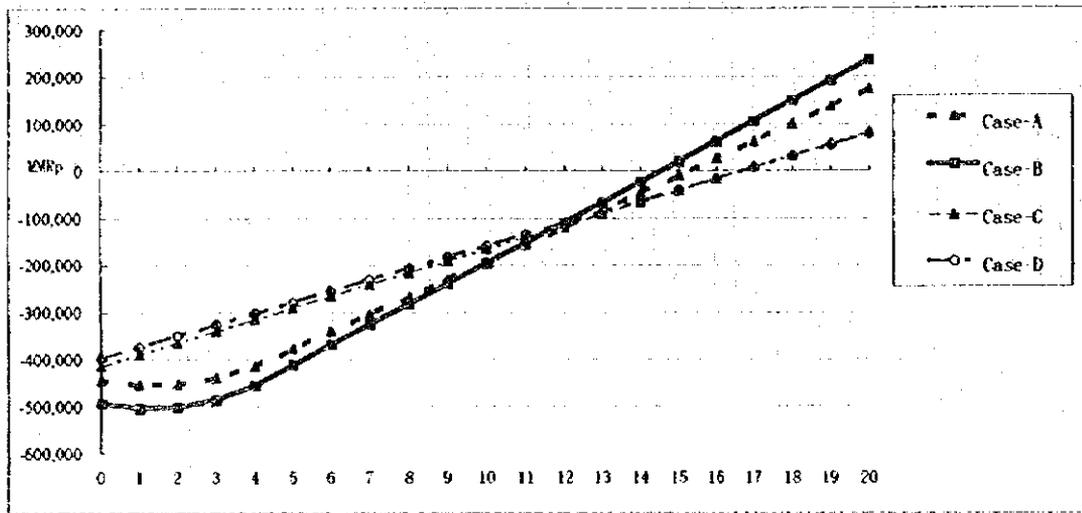
Table 19-3-10 Continuous Development at 20% a Year

Cumulative Cash Flow (MMRp)

IRR: 20 years

	IRR	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Case-A	2.84%	-444,083	-454,390	-452,921	-439,677	-414,458	-377,864	-341,079	-304,276	-267,482	-230,688
Case-B	3.41%	-493,412	-504,130	-501,334	-487,683	-455,318	-412,039	-368,800	-325,541	-282,282	-239,023
Case-C	1.80%	-414,909	-390,016	-355,123	-310,230	-253,337	-200,444	-165,551	-140,658	-115,765	-90,872
Case-D	1.80%	-397,590	-373,737	-349,884	-326,031	-302,178	-278,325	-254,472	-230,619	-206,766	-182,913

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Case-A	-193,824	-157,100	-120,306	-83,512	-46,718	-9,924	26,870	63,664	100,458	137,252	174,046
Case-B	-195,763	-152,503	-109,245	-65,987	-22,728	20,531	63,790	107,049	150,308	193,567	236,826
Case-C	-163,979	-141,086	-116,193	-91,300	-66,407	-41,514	-16,621	8,272	33,165	58,058	82,951
Case-D	-159,060	-135,207	-111,354	-87,501	-63,648	-39,795	-15,942	7,911	31,764	55,617	79,470



Thermal Charge(Rp/Mcal)

	Thermal charge
Case-A	198.81
Case-B	198.81
Case-C	198.81
Case-D	203.70

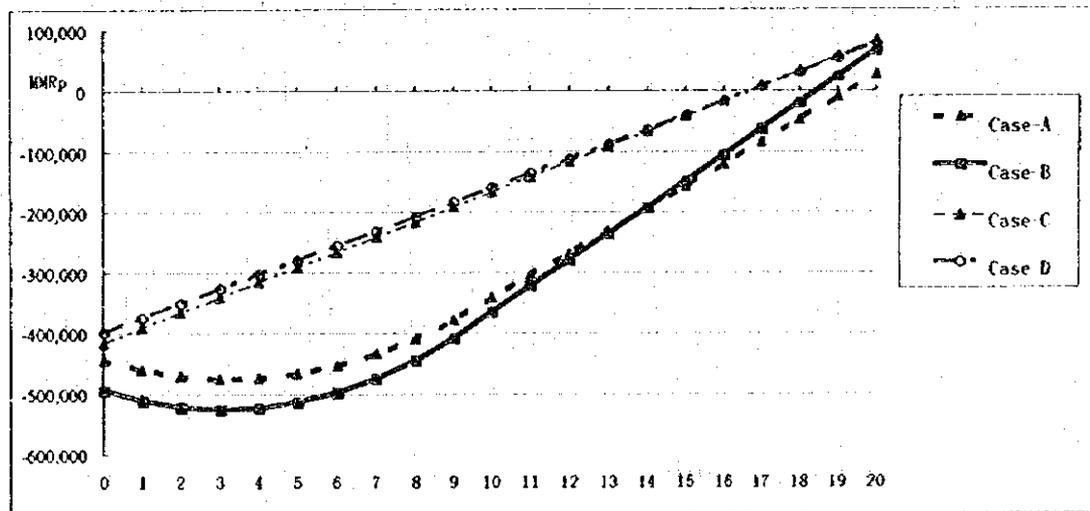
Source: JICA Team

Table 19-3-11 Continuous Development at 10% a Year

Cumulative Cash Flow (MMRp)

		IRR: 20 years										
		IRR	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Case-A	0.41%	-444,083	-460,278	-470,585	-475,004	-478,535	-486,178	-492,934	-498,803	-508,784	-517,877	
Case-B	0.92%	-493,412	-510,878	-521,596	-525,567	-528,791	-533,267	-536,996	-543,978	-554,213	-567,701	
Case-C	1.80%	-414,909	-390,016	-385,123	-340,230	-315,337	-290,444	-265,551	-240,658	-215,765	-190,872	
Case-D	1.80%	-397,590	-373,737	-349,884	-326,031	-302,178	-278,325	-254,472	-230,619	-206,766	-182,913	

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Case-A	-341,053	-304,285	-267,495	-230,701	-193,907	-157,113	-120,319	-83,525	-46,731	-9,937	26,857
Case-B	-564,412	-311,183	-277,934	-234,685	-191,436	-148,187	-104,938	-61,689	-18,440	24,889	68,148
Case-C	-165,975	-141,086	-116,193	-91,300	-66,407	-41,514	-16,621	8,272	33,165	58,058	82,951
Case-D	-159,066	-133,207	-111,354	-87,501	-63,648	-39,795	-15,942	7,911	31,764	55,617	79,470



Thermal Charge(Rp/Mcal)

Thermal charge	
Case-A	198.81
Case-B	198.81
Case-C	198.81
Case-D	203.70

Source: JICA Team

(3) 結論

前項と同じ手法で熱料金を変えてそれらの IRR の感度分析を行い、以下に比較表として纏めた。

Table 19-3-12 IRR in Conventional District Cooling Business

Coefficient of Thermal Charge	Thermal Charge (Price) Rp/Mcal	Demand Build-up (year)			
		1	2	5	10
1.00	198.81	5.38	4.66	2.84	0.41
1.10	218.69	8.58	7.63	5.39	2.61
1.20	238.57	11.50	10.31	7.62	4.48

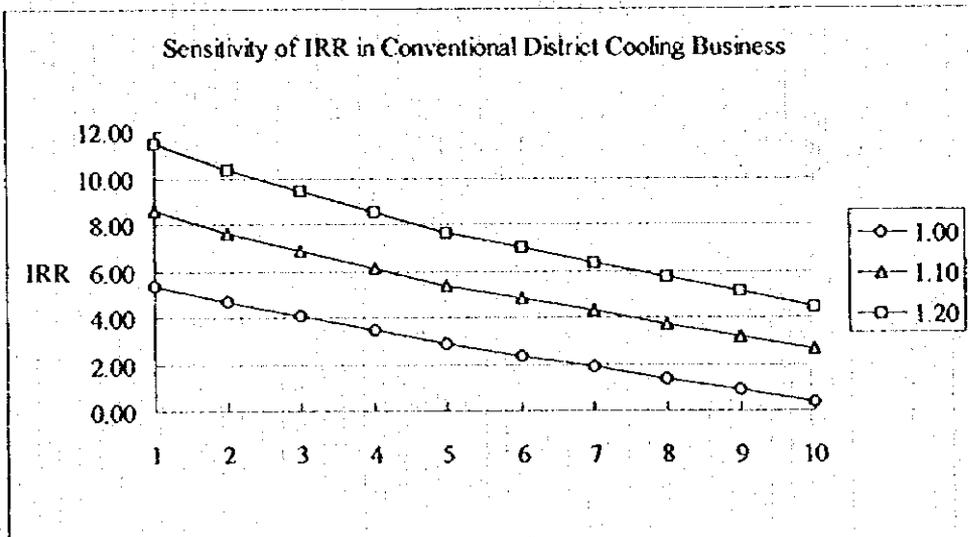
Source: JICA Team

Table 19-3-13 IRR in Co-generation Type District Cooling Business

Coefficient of Thermal Charge	Thermal Charge (Price) Rp/Mcal	Demand Build-up (year)			
		1	2	5	10
1.00	198.81	6.07	5.30	3.41	0.92
1.10	218.69	8.90	7.93	5.65	2.84
1.20	238.57	11.52	10.33	7.64	4.51

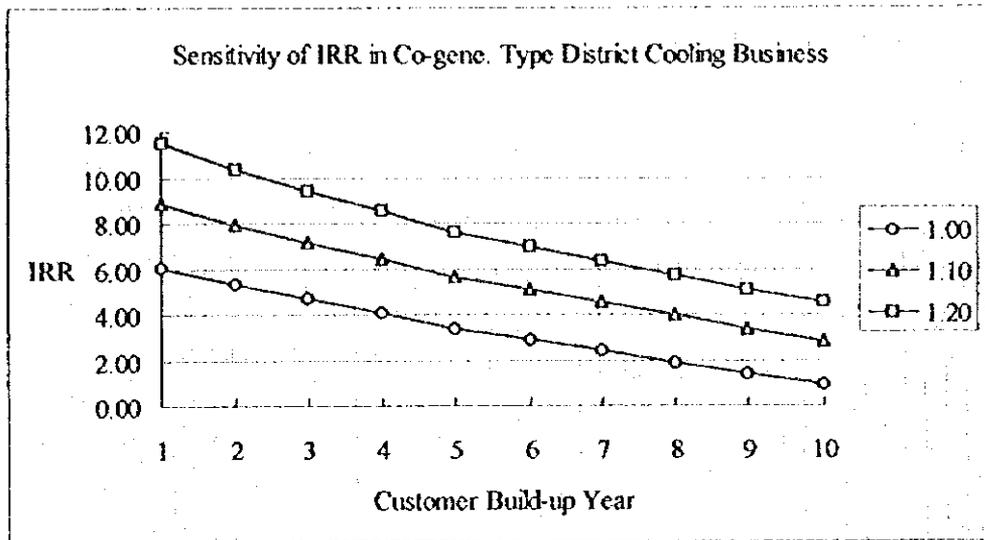
Source: JICA Team

Fig. 19-3-3 Sensitivity of IRR by Price in Conventional Cooling Business



Source: JICA Team

Fig. 19-3-4 Sensitivity of IRR by Price in Co-generation Type District Cooling Business



Source: JICA Team

以上から、IRRが10%を超えて事業性が見出せるのは、開発が2年以内に完成し、かつ、顧客が個別空調する場合のエネルギーコストの20%増しの熱料金が受け入れられるとした条件であるケースに限られる。

コージェネ型地冷は従来型に比べて相対的にはその省エネルギー性が功を奏し経済性に優れる。地冷はコージェネを組み込むと事業性に貢献する。

他のケースでは地冷事業はフィージブルとは言えない。しかし、建設費、運転費、人件費の削減や、更なる省エネルギー技術の導入によって、幾つかのケースがフィージブルに転じると考えられる。

19.4 導管計画

19.4.1 BSDでの導管設計の方法

BSDのフィージビリティ・スタディ・エリアは、プカシのフィージビリティ・スタディ・エリアと比較して、より多くの不確実性を含んでいる。BSDの開発マスタープランは、住居用とか商業用といったエリアゾーニングは明らかにしてくれるが、建物の位置や構造がわかるような具体的な図面は、まだ入手できない。このため、調査団では自由度のある導管網の設計を行うことにした。

この地域の導管網設計は、以下の手順で実施した。

- (1) 地域のゾーニングと負荷推定
- (2) 導管敷設路線の選定
- (3) 導管延長の測定とネット図作成
- (4) 導管負荷の割り付け
- (5) 導管網解析と管径の決定

BSDの開発マスタープランをもとに、検討地域をエリア分けし、18の商業ゾーンと18の家庭用ゾーンに分類した。商業用ゾーンの場合には面積をもとに、また家庭用ゾーンの場合には顧客数をもとに、各ゾーンの負荷量を推定した。導管敷設路線ならびに延長については、BSDの開発マスタープランに示されている地図を利用して確認した。これらの情報を利用してFigure 19-4-1に示すネット図を作成した。各ゾーンの需要量は、Table 19-4-1に示す比率でネット図上の各節点に割り付けた。導管網設計にあたっては、BSDが家庭用と商業用の顧客から構成され、両者のピーク時間が異なることから、それぞれのゾーンの負荷量の80%を導管の負荷とした。地域の総負荷量は、20,000 m³/hを上回るため、ゾーンC-13近傍の負荷集中地域にガスを輸送するための10 barシステムと家庭用地域へガスを供給するための1 barシステムが必要である。PGNのSerpong オフテーク・ステーションがBSDの北端にあるので、10 barの導管はここから延長されることになる。そして、10 barから1 barまでガス圧を減じる整圧器を、検討地域の北部と商業用ゾー

Fig. 19-4-1 Network Diagram for BSD F/S Area

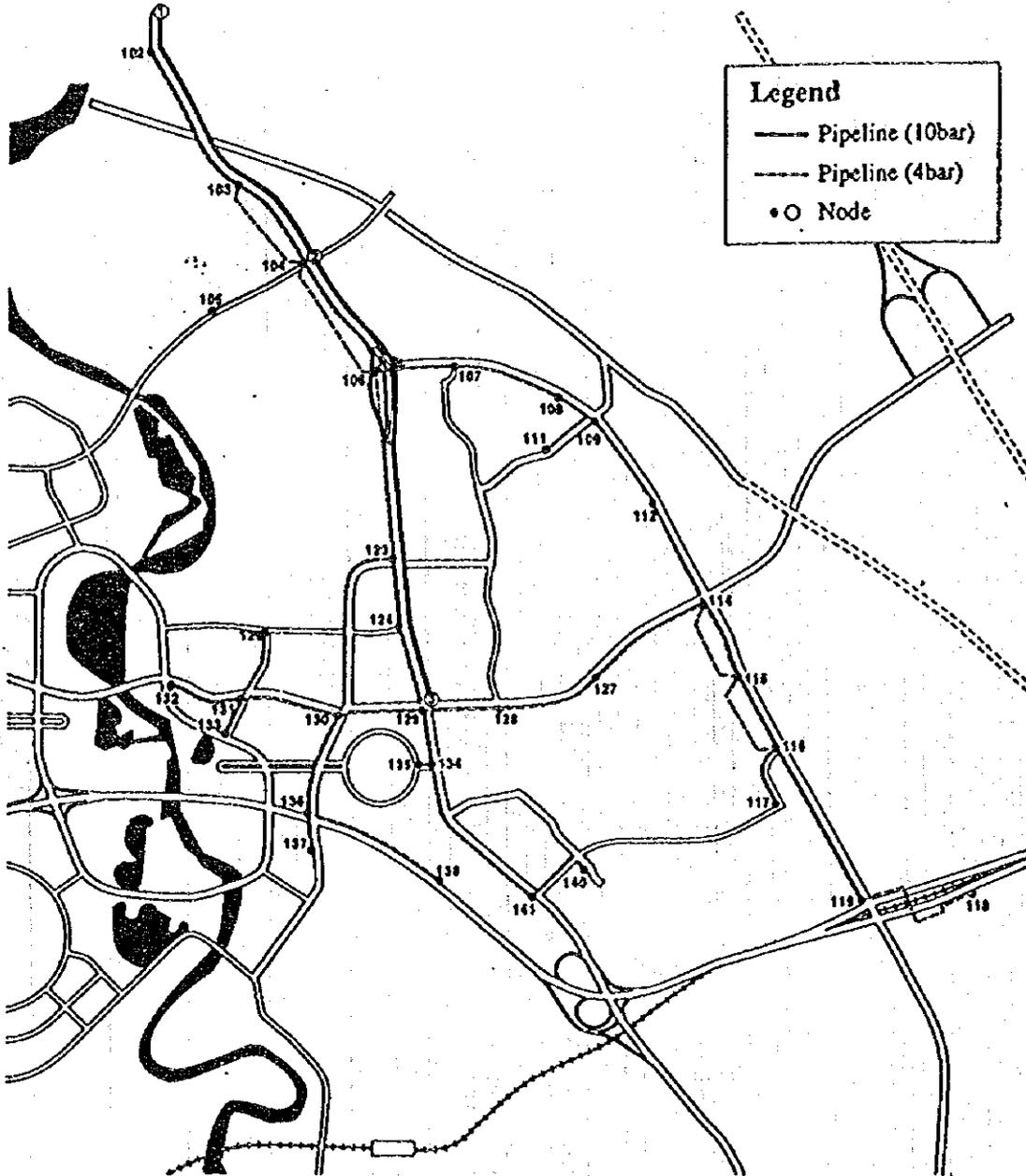


Table 1 9-4-1 Demand in Each Plot and its Assignment to Nodes

Plot No.	Demand (m ³ /h)	Demand Assignment to Nodes									
		Node 1		Node 2		Node 3		Node 4		Node 5	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
C-1	1,570	103	50%	104	50%						
C-2	2,100	103	50%	104	50%						
C-3	1,800	104	50%	106	50%						
C-4	800	106	33%	107	33%	121	33%				
C-5	1,200	121	100%								
C-6	2,100	114	50%	115	50%						
C-7	1,300	124	33%	129	33%	128	33%				
C-8	1,200	124	25%	129	25%	130	25%	125	25%		
C-9	800	125	25%	130	25%	131	25%	126	25%		
C-10	2,300	126	25%	131	25%	133	25%	132	25%		
C-11	500	128	34%	129	33%	134	33%				
C-12	2,600	130	25%	131	25%	133	25%	136	25%		
C-13	2,700	135	100%								
C-14	2,400	129	20%	130	20%	136	20%	139	20%	134	20%
C-15	1,100	116	70%	117	30%						
C-16	1,700	119	100%								
C-17	1,500	141	100%								
C-18	1,700	137	100%								
R-1	30	102	100%								
R-2	40	106	100%								
R-3	100	107	100%								
R-4	30	108	100%								
R-5	50	112	100%								
R-6	60	111	100%								
R-7	80	112	100%								
R-8	70	127	100%								
R-9	40	122	100%								
R-10	40	128	100%								
R-11	100	115	100%								
R-12	130	116	100%								
R-13	30	140	100%								
R-14	140	140	100%								
R-15	260	117	100%								
R-16	160	116	100%								
R-17	50	118	100%								
R-18	180	118	100%								

Source : JICA Team

ンの中心に設置することにした。これらのデータをもとに、導管網解析を実施し、ガス流速が20 m/sを超えない範囲で最適の導管口径を選択した。家庭用ゾーン内で各顧客へガスを供給するための導管については、ブカシの検討結果を利用して導管の延長、口径を算出した。

19.4.2 設計結果

BSDの開発は段階的に進められるため、調査団では4段階の導管延長計画を作成した。表19-4-2にそれぞれの導管の口径と延長を、また、表19-4-3に各段階で必要となる導管の延長と費用を示す。

Table 表 19-4-2 Diameter and Length of Pipeline in F/S Area

No.	Left Node	Right Node	Diam. (mm)	Length (m)	Phase	No.	Left Node	Right Node	Diam. (mm)	Length (m)	Phase
1	1	2	250	1,600	1	25	116	117	150	400	2
2	2	3	200	2,500	2	26	116	119	150	750	2
3	12	104	300	50	1	27	118	119	100	800	2
4	13	129	300	50	2	28	121	122	150	350	3
5	13	129	300	50	4	29	122	123	150	350	1
6	102	103	63	850	1	30	123	124	150	150	2
7	103	104	125	400	1	31	123	125	150	550	2
8	103	104	125	400	1	32	124	129	150	450	4
9	104	106	150	550	1	33	125	130	150	400	2
10	104	105	150	600	1	34	126	131	150	350	4
11	104	106	150	550	1	35	127	128	250	500	4
12	106	121	150	450	1	36	128	129	250	400	2
13	106	107	150	450	1	37	129	130	300	450	2
14	107	108	150	550	3	38	129	134	250	350	4
15	108	109	150	300	3	39	130	131	250	500	2
16	109	111	63	300	3	40	130	136	200	550	4
17	109	112	150	500	3	41	131	132	150	500	4
18	112	114	150	600	3	42	131	133	150	300	4
19	114	127	250	750	2	43	134	135	200	150	4
20	114	115	200	500	2	44	134	141	150	900	2
21	114	115	150	500	2	45	136	137	150	250	4
22	115	116	200	400	2	46	136	139	150	750	4
23	115	116	150	400	2	47	140	141	63	250	4
24	116	119	200	750	2	Total				24,450	

Source : JICA Team

Table 1 9-4-3 Length and Cost of Pipeline Necessary in BSD F/S Area
(Length [km], Cost [MM Rp.-])

Classification	Material	Phase	I	II	III	IV	Total
Main Pipes (10 bar)	Steel	Length	1.6	2.5	0	0	4.1
		Cost	223	460	0	0	683
Main Pipes to Plots (1 bar)	Steel	Length	3.0	6.9	2.8	5.6	18.2
		Cost	599	1,250	398	957	3,203
	P.E.	Length	1.7	0.0	0.3	0.3	2.2
		Cost	180	0	25	21	227
	Total	Length	4.7	6.9	3.1	5.8	20.4
		Cost	779	1,250	423	978	3,429
Distribution Pipes in Residential Plots	Steel	Length	0	0	0	0	0
		Cost	0	0	0	0	0
	P.E.	Length	22.8	0	128.4	0	151.2
		Cost	1,351	0	7,608	0	8,959
	Total	Length	22.8	0	128.4	0	151.2
		Cost	1,351	0	7,608	0	8,959
Total		Length	29.1	9.4	131.5	5.8	175.7
		Cost	2,353	1,710	8,031	978	13,071

Source : JICA Team

19.5 ガスの手当

BSDのフィージビリティ・スタディ地域で消費されるガスは、PGNのSerpong
オフテーク・ステーションが地域の北端にあるので、ここから直接、供給される。ガ
スの手当の問題は、マスタープランの検討の際に確認しており、供給上、問題がない
と考えている。

19.6 経済・財務分析－BSD

19.6.1 諸前提

BSDの経済・財務分析における諸前提は以下の通りである。

- (1) BSDの経済・財務分析においても14章のマスタープランと同様、ガス価格と事業運営に関する5通りの想定をした。ガス販売量と設備投資額に関する感度分析と、内管設備をガス会社が負担した場合についての分析等を行なった。
- (2) ケース5においてはPGNはAガバナまでのガス工作物に投資することを想定している。一方で別のガス会社はAガバナ以降の本管設備とBガバナ、供給導管、顧客への引き込み管に投資することを想定している。
- (3) 別のガス会社の労務費は現状のPGNの2/3（年金支出は無いものとする。）であることを想定している。プカシ地区と違ってBSDにおいては労働生産性はマスタープランと同一とした。
- (4) 別のガス会社への卸し売りガス価格は315Rp/m³に設定したが、これはPGNのK2料金である。この想定はマスタープランと一致する。
- (5) 最終需要家へのガス販売価格は（1）の5ケースにおいてそれぞれマスタープランと同様のレベルに想定している。
- (6) BSDにおける商業用の空調需要が半分になった場合の感度分析を行なった。

次表は空調需要が100%の場合のケース1から4の場合の諸想定である。それぞれのケースにおける詳細な想定はAppendices Oに示されている。

Table 19-6-1 Plans for BSD

(Gas Demand)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential		(1000m3)	0	126	679	1,800	4,932	5,028	5,028	5,028
Commercial	(cooking)	(1000m3)	0	921	1,286	2,670	4,273	5,561	6,908	6,908
	(AC)	100% (1000m3)	0	6,747	7,672	17,977	32,337	41,833	53,678	59,087
Gas demand Total		(1000m3)	0	7,795	9,636	22,447	41,542	52,421	65,615	71,023
AC demand with 100% contingency		(1000m3)	0	6,747	7,672	17,977	32,337	41,833	53,678	59,087
(Number of Customers)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential		(units)	0	212	1,142	4,017	12,431	12,592	12,592	12,592
Commercial	(cooking)	(units)	0	13	17	46	91	161	240	240
	(AC)	(units)	0	7	8	22	43	73	108	112
Gas demand Total		(units)	0	232	1,166	4,084	12,565	12,826	12,941	12,945
(Sales Volume per Customer)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Residential		(1000m3)	0	0.59	0.59	0.45	0.40	0.40	0.40	0.40
Commercial	(cooking)	(1000m3)	0	69.62	76.24	57.54	47.06	34.52	28.73	28.73
	(AC)	(1000m3)	0	945.74	976.88	833.41	747.08	573.92	496.58	525.37
Gas demand Total		(1000m3)	0	33.54	8.26	5.50	3.31	4.09	5.07	5.49
(Investment Plan)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Cumulative main pipeline length (10bar)	(km)		1.6	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Cumulative main pipeline length (15bar)	(km)		4.7	11.6	11.6	11.6	14.7	20.5	20.5	20.5
Cumulative distribution pipeline length	(km)		22.8	22.8	22.8	22.8	151.2	151.2	151.2	151.2
Cumulative offtaker	(units)		0	0	0	0	1	2	2	3
Cumulative A governor	(units)		1	1	1	1	2	2	2	2
Cumulative B governor	(units)		1	2	5	7	13	13	13	13
Total investment (PGN)	(mil Rp)		2,723	2,002	1,120	733	87	165	29	0
(Number of Workers)			1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Administrative staff (Except Safety)	(persons)		1	2	4	5	4	2	1	1
Administrative workers (Except Safety)	(persons)		3	5	9	10	6	2	1	1
Administrative staff (for Safety)	(persons)		2	2	1	1	5	2	1	0
Administrative workers (for Safety)	(persons)		4	4	2	1	6	1	0	0
Sales	(persons)		1	4	9	7	1	1	1	0
Meter reading	(persons)			1	1	3	5	4	3	2
Collecting	(persons)			1	2	4	8	6	4	3
High-medium pressure (Safety)	(persons)		0	2	2	1	1	1	1	0
Low pressure (Safety)	(persons)		10	9	8	8	38	27	19	13
Meter administration	(persons)		1	2	7	10	13	9	7	1
Total	(persons)		22	32	45	50	87	55	38	21

Sources: JICA team, Appendices O

19.6.2 分析の結果

次表はケース5におけるBSDの経済・財務分析の結果の要約である。最初のキャッシュフローは別のガス会社のものであり、次の表は経済分析である。3つめの表はPGNのものである。それぞれのケースについての詳細な分析は Appendices O に示されている。

Table 19-6-2 Financial Analyses and Economic Analyses

(Financial Feasibility Analysis)		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Gas sales	(mil Rp)	0	3065	4103	9509	18,035	22,278	27,263	29,048
Gas material cost	(mil Rp)	0	2,455	3,035	7,071	13,086	16,513	20,659	22,372
Gross profit	(mil Rp)	0	609	1,068	2,438	4,950	5,763	6,594	6,676
Property tax	(mil Rp)	2	3	4	4	7	5	3	2
Labor cost	(mil Rp)	100	229	479	588	528	318	208	120
Administrative expenses	(mil Rp)	30	69	144	177	158	95	62	35
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	48	78	101	116	320	355	387	368
Total investment	(mil Rp)	2,381	1,542	1,120	733	87	165	29	0
Before tax cash flow	(mil Rp)	-2,561	-1,313	-779	820	3,850	4,825	5,924	6,150
IRR of before tax cash flow		22.7%							
NPV as of 10%	(mil Rp)	13,786							
NPV as of 15%	(mil Rp)	5,263							
(Social Benefit & Loss Analyses of BSD Project)									
		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Social benefit for residential customers	(Rp/m ³)	800	800	800	800	800	800	800	800
Social benefit for commercial cooking	(Rp/m ³)	800	800	800	800	800	800	800	800
Social benefit for commercial AC	(Rp/m ³)	528	528	528	528	528	528	528	528
Total social benefit from gas sales	(MMRp)	0	4,400	5,622	13,068	24,438	30,559	37,891	40,747
Social loss for gas supplied	(Rp/m ³)	167	167	167	167	186	217	242	287
Total social loss from gas supplied	(mil Rp)	0	1,302	1,609	3,749	7,727	11,375	15,879	18,963
Gross social benefit	(mil Rp)	0	3,099	4,013	9,319	16,711	19,183	22,012	21,784
Total investment	(mil Rp)	2,723	2,002	1,120	733	87	165	29	0
LPG bottle repurchase (residential)	(mil Rp)	42	186	575	483	32	0	0	0
In house pipeline installation (residential)	(mil Rp)	85	372	1,150	956	65	0	0	0
LPG bottle repurchase (commercial)	(mil Rp)	3	1	6	1	1	4	0	0
In house pipeline installation (cooking)	(mil Rp)	47	13	104	23	17	63	0	0
In house pipeline installation (AC)	(mil Rp)	95	10	183	45	32	99	29	0
Turbo chiller	(1000\$)	7,216	727	13,874	3,440	2,468	7,494	2,211	0
	(mil Rp)	16,958	1,709	32,606	8,085	5,799	17,610	5,195	0
Absorption chiller	(1000\$)	7,735	779	14,872	3,688	2,645	8,033	2,370	0
	(mil Rp)	18,178	1,832	34,950	8,667	6,216	18,877	5,569	0
Imported facilities (included)	(mil Rp)	1,555	320	3,150	1,067	483	1,416	400	0
Imported tax	(mil Rp)	0	0	0	0	0	0	0	0
Net social loss for facilities	(mil Rp)	3,937	2,137	3,564	1,337	519	1,491	403	0
Labor cost	(mil Rp)	455	641	757	834	1,677	956	616	330
Income tax (included)	(mil Rp)	56	73	87	96	186	103	64	34
Administrative expenses	(mil Rp)	148	192	227	250	503	287	185	99
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	54	95	117	132	349	396	408	420
Value tax (included)	(mil Rp)	20	29	34	38	85	68	59	52
Net social benefit	(mil Rp)	-4,609	136	-530	6,902	13,934	16,224	20,524	21,020
EIRR		55.9%							
NPV as of 10%	(mil Rp)	75,527							
NPV as of 15%	(mil Rp)	41,634							
(Financial Feasibility of PGN in Separate Utility Case)									
		1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Gas sales price	(Rp/m ³)	315	315	315	315	315	315	315	315
Gas purchase price	(Rp/m ³)	182	168	174	183	212	230	252	277
Total gas sales	(mil Rp)	0	2,455	3,035	7,071	13,086	16,513	20,659	22,372
Total gas purchased	(mil Rp)	0	1,309	1,681	4,102	8,802	12,082	16,535	18,673
Gross profit	(mil Rp)	0	1,147	1,355	2,969	4,283	4,431	4,134	2,699
Offtaker	(mil Rp)	0	0	0	0	0	0	0	0
A governor	(mil Rp)	119	0	0	0	0	0	0	0
Main pipeline (10bar)	(mil Rp)	223	460	0	0	0	0	0	0
Labor expenses	(mil Rp)	359	374	253	224	1,045	560	371	192
Salaries	(mil Rp)	36	37	25	22	104	58	37	19
Pensions	(mil Rp)	395	411	279	245	1,149	638	408	211
Total	(mil Rp)	118	123	84	74	345	191	122	63
Administrative expenses	(mil Rp)	2	2	2	2	16	27	27	39
Maintenance & other expenses	(mil Rp)	-858	150	990	2,647	2,773	3,574	3,576	2,385
Net cash flow	(mil Rp)	94.7%							
FIRR		16.88%							
NPV as of 10%	(mil Rp)	10,127							
NPV as of 15%	(mil Rp)								

Sources: JICA team, Appendices O

次表はFIRR、10%の割引率におけるNPV、15%の割引率におけるNPVのそれぞれのケースにおけるものをまとめたものである。ケース5においては別のガス会社の結果を示している。ガス販売量が2%減少し、設備投資が10%上昇した場合の

感度分析を行なっている。家庭用内管敷設費用がガス会社負担にした場合の経済性も分析している。経済分析の結果は表の最後にある。空調需要が50%になった場合についても同様の計算をしている。

引き続き、ケース5におけるPGNの経済性の分析と別のガス会社の資金調達を考えた際の自己資本へのリターンを計算している。

Table 19-6-3 Results of Financial and Economic Projections-BSD

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
(% , mil Rp)					
(100% Air conditioning development demand)					
FIRR	10.3%	17.4%	38.0%	52.5%	22.7%
NPV(10%)	304	10,203	11,701	21,600	13,786
NPV(15%)	-3,611	2,126	5,887	11,623	5,263
(Downside contingency analysis)32%					
FIRR	7.6%	14.7%	32.1%	46.7%	18.8%
NPV(10%)	-2,969	6,733	9,566	19,267	10,110
NPV(15%)	-5,884	-262	4,561	10,183	2,770
(In house pipeline installation)					
FIRR	8.9%	15.8%	28.3%	41.1%	19.7%
NPV(10%)	-1,376	8,524	10,022	19,921	11,765
NPV(15%)	-5,010	727	4,487	10,224	3,613
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	6.4%	13.3%	24.1%	36.8%	16.4%
NPV(10%)	-4,648	5,053	7,887	17,588	8,088
NPV(15%)	-7,284	-1,661	3,162	8,784	1,120
(Economic Analysis)					
EIRR	52.2%	52.2%	52.2%	52.2%	55.9%
NSB(10%)	72,634	72,634	72,634	72,634	75,527
NSB(15%)	39,538	39,538	39,538	39,538	41,634

Table 19-6-3 (Continued)

(50% Air conditioning development demand)					
FIRR	-----	8.6%	8.5%	24.1%	21.2%
NPV(10%)	-----	-1,932	-777	9,122	12,027
NPV(15%)	-----	-5,640	-2,111	3,626	4,204
(Downside contingency analysis)					
FIRR	-----	6.7%	5.8%	21.6%	18.0%
NPV(10%)	-----	-4,594	-2,138	7,563	9,125
NPV(15%)	-----	-7,539	-2,970	2,652	2,177
(In house pipeline installation)					
FIRR	-----	7.5%	6.0%	19.7%	18.4%
NPV(10%)	-----	-3,612	-2,457	7,443	10,006
NPV(15%)	-----	-7,040	-3,510	2,227	2,555
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	5.8%	3.7%	17.6%	15.7%
NPV(10%)	-----	-6,274	-3,818	5,884	7,103
NPV(15%)	-----	-8,939	-4,370	1,252	527
(Economic Analysis)					
EIRR	30.1%	30.1%	30.1%	30.1%	32.9%
NSB(10%)	35,207	35,207	35,207	35,207	38,099
NSB(15%)	16,480	16,480	16,480	16,480	18,575

[Financial Feasibility of PGN, in Case 5]

仮定:

- PGN はオフテイカー、高圧幹線導管と A ガバナに投資する。
- PGN は別のガス会社に 315 Rp/m³ で卸し売りをする。
- PGN 低圧供給導管の安全管理を行い、労務費は PGN が負担する。修繕費は別のガス会社が負担する。
- PGN にとっての経済性は FIRR によって判断される。PGN にとっては限界的な投資であるため、資金調達上の制約は考えない。

結果: [100% 空調需要開発]

FIRR=94.7%
NPV(10%)=16,886
NPV(15%)=10,127

[50% 空調需要開発]

FIRR=40.6%
NPV(10%)=6,509
NPV(15%)=3,419

Table 19-6-3 (Continued)

(50% Air conditioning development demand)					
FIRR	-----	8.6%	8.5%	24.1%	21.2%
NPV(10%)	-----	-1,932	-777	9,122	12,027
NPV(15%)	-----	-5,640	-2,111	3,626	4,204
(Downside contingency analysis)					
FIRR	-----	6.7%	5.8%	21.6%	18.0%
NPV(10%)	-----	-4,594	-2,138	7,563	9,125
NPV(15%)	-----	-7,539	-2,970	2,652	2,177
(In house pipeline installation)					
FIRR	-----	7.5%	6.0%	19.7%	18.4%
NPV(10%)	-----	-3,612	-2,457	7,443	10,006
NPV(15%)	-----	-7,040	-3,510	2,227	2,555
(Downside contingency with in house pipeline installation)					
FIRR	-----	5.8%	3.7%	17.6%	15.7%
NPV(10%)	-----	-6,274	-3,818	5,884	7,103
NPV(15%)	-----	-8,939	-4,370	1,252	527
(Economic Analysis)					
EIRR	30.1%	30.1%	30.1%	30.1%	32.9%
NSB(10%)	35,207	35,207	35,207	35,207	38,099
NSB(15%)	16,480	16,480	16,480	16,480	18,575

[Financial Feasibility of PGN, in Case 5]

仮定:

- PGN はオフテイカー、高圧幹線導管と A ガバナに投資する。
- PGN は別のガス会社に 315 Rp/m³ で卸し売りをする。
- PGN 低圧供給導管の安全管理を行い、労務費は PGN が負担する。修繕費は別のガス会社が負担する。
- PGN にとっての経済性は FIRR によって判断される。PGN にとっては限界的な投資であるため、資金調達上の制約は考えない。

結果:	[100% 空調需要開発]	[50% 空調需要開発]
	FIRR=94.7%	FIRR=40.6%
	NPV(10%)=16,886	NPV(10%)=6,509
	NPV(15%)=10,127	NPV(15%)=3,419

〔別のガス会社の自己資本へのリターン〕

〔100% 空調需要開発〕

仮定:

- 自己資本への総投資額 3,000 mil Rp
- 自己資本への総投資額 /総設備投資額=16.3%
- 現預金の運用利率=5.0%
- 長短期借入金の利率=10.0%

結果: 自己資本への投資の IRR=18.4%

〔50% 空調需要開発〕

仮定:

- 自己資本への総投資額: 3,000 mil Rp
- 自己資本への総投資額 /総設備投資額=16.3%
- 現預金の運用利率=5.0%
- 長短期借入金の利率=10.0%

結果: 自己資本への投資の IRR=18.0%

(Source: JICA Team; Appendices O, BSD)

19.6.3 分析結果の評価

- (1) 財務分析の結果から、BSDは100%空調需要が開発された場合にはケース1を除いて極めて経済性が高いことがわかる。しかし、空調需要が50%となった場合の感度分析からはケース4とケース5だけが経済的に成り立つ事が示されている。
- (2) ケース4においてはPGNは100%の空調需要開発があった場合、あまりにも収益性が高い。現実的なケースとしては政府による供給導管投資が部分的なものになるか、PGNが家庭用のガス料金をもっとゆっくりとした速度で上昇させるかのいずれかあるいはその両方の組み合わせであろう。
- (3) 空調需要の増加はジャカルタ地域の開発スピードによって大きく変動しうるため、需要開発の感度分析の結果を重視すべきである。
- (4) ケース5では別のガス会社の経済性は空調開発の割合の違いではあまり変化はない。これは別のガス会社が空調需要に供給するガスのマージンが330Rp/m³と315Rp/m³の差と、小さなものであるためである。別のガス会社の空調需要変動に

対する経営の安定性は極めてたかい。

- (5) ケース5 PGNの空調需要変動に伴う収益性の変動率は大きい。これはPGNが需要量に関わりなく315 Rp/m³で販売する事を想定しているからである。
- (6) 想定した両空調需要変動ケースにおいてPGNはケース5の場合極めて高収益である。これはハイリスクにはハイリターンを、ローリスクにはローリターンをという経済原則に合致している。しかしまだPGNには別のガス会社への卸ガス価格を下げる余地がある。
- (7) 経済分析はどちらのケースでも極めてたかいEIRRが示されている。
- (8) ケース5の別のガス会社への自己資本投資へのリターンは空調需要が100%と50%の場合でそれぞれ18.4%、18.0%となっている。この時のプロジェクトの総投資額に占める自己資本の比率は16.3%であり、自己資本への総投資額は3000百万Rpである。

第 IV 部

結 論 及 び 提 言

第 20 章

結 論

第 IV 部 結論及び提言

20. 結論

20.1 エネルギー及び経済の状況と政策

(1) 負担能力: ジャカルタ地域の経済成長は顕著で現在一人当たりGRPは3、000ドルに達している。この水準は都市ガスインフラの保有負担能力として十分な水準と考えられる。インドネシアの都市ガス供給の可能性のある他の大都市地域でも成長率は高く一人当たりGRPは1、000ドルラインに近づきつつあるので、そのような都市でも将来の都市ガスは考慮に値すると考えられる。

(2) 都市用途のガス優先: 少なくともジャカルタの様な高度成長首都圏では都市ガスの優先政策を国のエネルギー政策に織り込むべきである。国内利用の可能なエネルギー資源ベースを見、長期的に豊富な天然ガスを想定した場合、ガスは都市のエネルギーインフラとして用いるのが最良ではないかと考えられる。近代的都市地域には、より良い交通状態、環境、便利さ、安全、エネルギー効率に貢献する近代的エネルギー供給システムが必要であり、ガスの直接利用はその条件に合致するからである。他のエネルギー資源はより大口の顧客用に、またより地方において利用されるのが相応しい。

(3) LPG との競合: 都市ガスの供給は経済価格レベルでLPGと競合可能である。都市ガスは大きな先行投資を要するパイプラインシステムを通じてのみ利用可能なので、経済性は消費者の負担能力とLPGとの競合力の観点から注意深く見極める必要がある。LPGの利用は郊外において急速に進みつつあり、これも注意深く使えば家庭用に相応しいクリーンなエネルギーである。しかし、安全及び供給システムの観点からLPGはより地方での利用に適している。都市にはガスが望ましい。

(4) 規制と政策: 都市ガス供給を規制する透明な枠組みといったものはまだほとんど存在していない。ガス価格はPGN, プルタミナ, MIGAS 及び政党間で協議の上、政府によって決定される。政策として、ガスの用途が同じカテゴリーにあるならば、供

給されたガスの価格は全国同一ということになっている。憲法と法律により、ガス石油は国有会社により販売される事になっているが、それが末端の顧客への配達をも規制するのどうかも不明確である。政府はこのような事情をよく把握しており、投資家導入の前提条件としても近代的な規制枠組みの法制化を必要とし、アジア開発銀行や世銀の協力で案出準備中である。

経済価格が市場経済において最も良く機能するという点を認識し、負担能力、効率的コスト、及び競争性の観点から価格設定に合理性がある限り、透明な規制ルールによって価格変更が円滑に認可される事が望ましい。又多額の先行投資が必要という点から、特に小口の顧客については二部料金の様なより有利な料金体系の採用が望ましい。

小口のガス供給はPGNが唯一の事業者として認められており、ガス価格には特に一価制度が厳しく適用されている。経済的に別のシステムの方が正当化され、住民もそれを選定する場合には、限定されたガス供給の為に別の会社を設立するといったバリエーションを認めるほうが良い。

(5) 市場開発の重要性: ガスの国内利用開発は今やいわば命令等しいが、このような時には上流部門の開発がより注目される。下流の市場開発も等しく重要であるとの認識が必要である。大口顧客を対象としている時、市場開発の為に負担はそれほど大きくないが、小口で且つ多数の顧客を相手にする場合には多大の開発努力とより緻密な計画が必要である。上流と下流は平行して開発する必要がある。

20.2 マスタープランの評価

(1) 概要: マスタープランの分析より、小規模顧客へのガスの供給は財務的にファイナシブルであり国民経済的にも便益があると調査団は判断した。1997年から2020年の計算期間でのEIRR、NPV(割引率10%)を用いて判断した。EIRR、NSBはそれぞれケースで次表の通りとなる。

調査団はガス料金を、各市場（家庭用、商業用、工業用、新技術）で他燃料との競合性を維持できる最高の価格と財務面から継続し

Table20-1 Economic Result of M/P

	E IRR (%/y)	NSB (Million Rp)
Base case	34.2%	970,601
High Case	40.2%	1,353,508
Low Case	28.1%	653,777

て投資できる最低の価格の範囲で設定した。家庭用の供給費用について後のフィージビリティスタディにて例示した。

フィージビリティ性については以下を前提としている。

- 価格が費用回収出来るよう設定されること
- LPGとの競合性が保たれていること
- 財務的に可能であること
- コスト削減に努力が払われること
- ガス冷房の様な大きな市場開発を探索すること

(2) **ガス購入価格**：将来、天然ガスがより遠方から来ることを予測し、ガス購入価格を1996年の167Rp/m³から2020年の268Rp/m³まで徐々に上げていく設定にした。

(3) **家庭用市場**：家庭用ガス価格は、経済価格以上で現実的な800 Rp/m³に設定した。この価格水準はLPG競合するにはなお十分に低く、投資回収できる価格でもある。それゆえこの価格は経済価格と同等だと考えられる。購入価格と800 Rp/m³の販売価格との差は効率的な運営を行った時の供給費用を現している。

800 Rp/m³の設定価格は、現在の家庭用価格に比べ非常に高く感じられるが、家庭用のガス供給事業を単独にフィージブルにするためには不可欠である。この価格レベルは、経済的に競合力が有りがち多くの潜在顧客が受け入れられるものである。十年間に徐々に現在の価格から800 Rp/m³までガス料金を上げていくシナリオでの分析結果より、プライベートセクターの投資家を招聘するには十分な利益率を上げることが出来ないことから一気に家庭用価格を800rp/m³上げる必要がある。

(4) 独立会社： 實際上、どのような方法でガス料金を値上をするかは、政策もしくは会社の方針で、調査団は別会社組織の供給会社設立を提案した。このコンセプトでは、PGNは別の供給会社に、PGNの子会社もしくは第三者会社に、ガスを卸価格で販売する。別会社は、供給エリアの顧客へ 800 Rp/m³ の料金で販売し、供給会社としての検針など残りの業務を行う。

別会社を設立する理由は、政府がPGNに対して国内の地域格差を考慮せず家庭用顧客に一律の料金、実際の費用とは異なる料金、を適用することを求めるからである。別会社は、現在と異なつたしかし経済的に適切な価格を顧客に適用することが許されると推定している。同じような方法は既にアパートビルディングに適用されている。そこではビルオーナーがエンドユーザーに購入価格より高いレベルの価格でガスを再販売している。PGNは安全性や共通の供給技術基準を維持するために、物質的運営や巡回点検を契約者として実施する。この事はPGNが市場を失うことを示さない。地域運営会社は、資産の特別扱いや経済的インセンティブを維持することで、一定の経済的利益が与えられる。この方法では顧客への最終価格は供給料金とガス料金とに分けられ、後者はPGNの料金表と同じ水準となる。

(5) 財務分析： 別会社構想を採用するとか、いかに早く家庭用料金を上げるとかは、利益のあがる工業用からの隠れた内部補填があるゆえに、あまりマスタープランの経済性に影響を与えない。

この状況を Table 20-2 に示す。全体のPGNの事業にしめる家庭用市場の比率は小さいため、現在のガ

ス価格が維持され、かつ需要が小さい組み合わせを除き、経済性の悪い面は吸収される。これはPGNが新しい市場に乗り出す時の保険の働きをす

Table 20-2 Financial Analysis on the Master Plan

	Scenario	Base		High		Low	
		IRR	NPV	IRR	NPV	IRR	NPV
		%y	milRp	%y	milRp	%y	milRp
1	Managed by separate PGN utility. Gas purchased at side	27.0	432,524	31.5	727,665	20.8	194,685
	315, sold at 800 Sep. U.	17.5	120,337	17.9	130,940	17.0	106,697
2	PGN operates. Price up in ten years	20.7	455,244	24.5	769,704	16.1	203,656
3	PGN operates. No price hike	16.6	259,105	21.2	574,686	10.4	8,837

Source: JICA Team 1997

る。PGNが輸送管に大きな投資を必要とする時に、家庭用ガスマーケットが他のセクターの財務指標に影響を与えることは望ましいことではない。それゆえに家庭用ガス事業の自立性を高めることは必要である。

(6) **商業用空調**：ガス導管が商業施設の近くにあれば、ガス吸収式冷凍機は、現在のガスと電気の価格でフィージブルである。償却年数は3から4年である。明らかに高い現在の発電コストを反映して将来電気料金が値上げになることが予測されることから吸収式冷凍機は将来もフィージブルであると考えられる。

(7) **コージェネレーション**：効率の高いコージェネレーションは、短期の投資回収を望む投資家にはインセンティブが低い。大きな資本投資が必要であり、一般的に安価なエネルギー費そして十分な廃熱需要がない為である。償却年数は5年から6年でIRRは15年の計画年数で年率10から13%である。投資余力のある投資家や資産の長期運用の見方からすれば経済性は存在する。都市エリアのホテルや病院では一考の価値がある。都市部で重油を使用するのに環境規制がなければ、ガスのコージェネレーションは燃料価格の低いオイル製品を使用する他のシステムの脅威にさらされる。

(8) **天然ガス自動車 (NGV)**：天然ガス自動車は経済性が許容されるなら、都市部の環境改善に明らかに貢献する。ガソリン車からCNG車への転換部品の価格が、現状を維持し安全が担保されれば、政府の行っているCNGを、タクシー、ガス、その他の交通手段に広げていく政策は支持されるだろう。なお都市部ではCNGステーション建設用地の価格が障害となっており、普及を阻害している。補助なしに自立したNGV事業を離陸させるにはある一定以上のステーションの設置が必要である。移行期には相互補填が有効であろう。

(9) **工業用市場**：セララと同様にジャカルタの東部に建設されつつある工業団地には大きな工業用潜在需要が存在する。多くの工業団地は開発の初期段階の為、潜在需要の予測には不確定要素が多い。調査団はそれにもかかわらず潜在需要の概略値を求めた。

都市ガスが低い価格のオイル製品に最近に追い上げられているので PGN は潜在需要地域でのエネルギー競合を感じ取り、一步先んじた考えを持つべきである。調査団は PGN が豊富な経験から工業市場を知り尽くしていると高く評価している。

(10) 環境面・社会面の影響：調査団はマスタープランの予測にもとずき、詳細な環境評価を実施した。ガスは他の燃料と比べ環境に良い面だけを持っているので、都市エリアでどのくらい良い影響を与えるのかを評価することで十分ある。工場で使用するオイルを都市ガスに置き換えることで都市部の SO_x や NO_x の排出は押さえられ、また同様に地球規模の温室効果も抑制する。ガス吸収式冷凍機はオゾン層を破壊するフロンガスの使用を撲滅する。都市ガスは便利でまた最近大きな爆発事故を起こしている LPG より安全である。都市ガスにはプレミアムバリューがあると人々に考えられており、この値は所得レベルによって変わるために定量的に決めるのは難しい。

20.3 フィージビリティスタディの結論

(1) 調査団は二つの地域、Perum Permnas Bumi Bekasi Baru と Bumi Serpong Damai の小規模顧客への都市ガス供給は、ある一定の条件下で経済的に成り立つことを確認した。前者は純然たる家庭用住居地域で後者は、大規模の商業ゾーンと家庭用地域との複合である。他の視点での特長として、前者は政府が開発しているもので後者は私企業が開発を手がけているものである。Table 20-3 に結果を示す。

Table 20-3 Financial Results of Feasibility Studies

No.	Scenario	Bekasi		BSD				
				100% Progress		50% Progress		
		IRR %/y	NPV mil Rp	IRR %/y	NPV mil Rp	IRR %/y	NPV mil Rp	
1	Operated by separate utility. Gas sold at 800 Rp, purchased at 315 Rp/m ³	PGN	15.2	403	94.7	16,886	40.6	6,509
		S. Ut.	14.5	1,971	22.7	13,786	21.2	12,027
2	PGN operates. Up to 800 Rp in 10 yrs.		7.3	-1,722	17.4	10,203	8.6	-1,932
3	PGN operates. Price remains w/o hike.			-7,824	10.3	304		-11,832
4	PGN operates. Gov. help pipes; no price hike.			-4,613	38.0	11,701	8.5	-777
5	PGN operates. Gov. help pipes; To 800 in 10 yrs.		13.6	1,489	52.5	21,600	24.1	9,122

Source: JICA Team

(2) プミ プカシ バル: プミ プカシ バルは典型的に純然な家庭用地域での供給の検討結果を表わし、厳しい経済性を示す。下記の条件が整えば経済的にフィージブルとなる。

- ガス料金を供給開始と同時に800 Rp/m³に値上げする。
- 従業員数を削減して運営費を極小化する。

(3) 別会社: PGN がすぐに都市ガス料金を値上げすることが困難なことを考慮して、ガスの請求をガス代と供給サービス費に分割して行える唯一の方法として別会社の設立考えた。PGN は Bekai の需要規模に適用されるK2料金315 Rp/m³の価格で、別の供給会社にガスを卸販売することで十分な利益を上げる事が出来る。収益性の分析より、PGNは地域の顧客がより都市ガスに魅力を感じるように、別会社への卸価格の減額もしくは新しい安価な料金を創ることが可能である。このように別会社と共同して供給業務を運営することから、責任の範囲を明確に定義しておかなければならない。

PGNと新会社との事業、投資範囲は、PGNが中A以上の導管、中Bまで減圧する整圧器、新会社との取り引きメーターの設備投資を行う。また地域内の中B以下の供給管についての維持安全巡回点検業務を行う。点検により発見されたガス設備の不具合の修繕費用は新会社が負担する。

安全は顧客を安心させ、企業が長年事業を続けていく上で大変重要である。この理由から長年の経験を持つPGNは低圧導管の巡回点検することが期待されている。地域内の中B以下の導管の点検をPGNが強制的に委託され実施するように考えたのは、新会社のガス設備維持管理能力が不明なため、また新会社が収益を追求すると導管などの維持管理が後回しになる恐れがあると考えたからである。

経済・財務分析では、点検業務費用も含めて卸価格としているが、プロジェクトの実施にあたり明確に分ける必要がある。

(4) PGNの責任範囲: PGNが新会社の供給する地域に敷設される中A以上の導管・ガス設備は自由に敷設運用することが可能とする。ガス事業は地域独占性が認められるケースが多いが、工業を中心とした大口顧客への都市ガスの供給および都市ガス供給網のインフラ整備がPGNの独自の判断で実施可能とする。またこれは公益企業の義

務であり権利でもあると考えられる。

PGN の家庭用供給戸数が現状のまま増えると、供給コストと実販売価格との乖離はより大きな問題となる。PGN が供給コストにより忠実な料金体系を実現すれば、自ずと家庭用料金は F/S 地域の料金と等しくなる。都市ガス価格の地域差はなくなる。

PGN は新会社に資本投資が可能にようにする。海外から投融資を受け入れる場合 PGN の持ち株比率は、PKLN の審査対象とされない範囲とする。タイミング良い導管投資が可能にようにするには必要である。

(5) *BSD* : BSD は住宅用地域と大規模な商業用施設により特長づけられる。全体の経済性はブカシよりも良かった。ブカシの時と同様な議論は家庭用地域について行えるが、別会社が商業用と家庭用の両方取り扱えば空調の大きな需要のため、適切に投資をすることで予想通り BSD の成績はより以上に魅力的なものとなった。我々の調査は、川で二分された地域の東地区だけに焦点をあわせた。将来の西半分の開発についてよい先例を与える。

(6) *商業施設の漸次開発* : ガス空調市場の将来性は商業施設の立ち上がり過程に大きく影響される。全ての施設が同時に 100 パーセント完成する時が一番良い分析結果を表わすが、このようなことは非現実的である。この調査では出来るだけ建物の建設時期が現実に合うように土地開発会社から得た情報を元に想定し、その結果を用いて分析を行った。また商業施設が計画通りに進まないことを想定し 50 パーセントの需要しか実現しなかった場合も検討した。結果はなお良いものであった。

(7) *地域冷房* : BSD の地域冷房は、商業ゾーンに冷熱需要がかなり大きな量で集積しているため経済的になりつつ。中央に集中したエネルギーシステムはエネルギー効率、利便性、安全性、景観を高め、そして建物のスペースの無駄を省く。これらの要素のプレミアムバリューは、個人や収入レベルによって捉え方がまちまちである。個別に空調を行うよりも初期投資が大きい為、意思決定は長期に考えるか短期に考えるか左右され、土地開発会社に委ねられる。

20.4 事業運営

(1) *財務及び市場状況*： PGNは現状工業用顧客向けのガス販売に成功しているが、更なる事業の拡張には高圧長距離パイプラインに膨大な投資が発生し、その財務状況を著しく変化させる。将来のプロジェクトは現状のPGNの規模に比べて極めて巨大であり、投資家を募る事とともに多額の借入が考えられる。即ち、負債/資金の比率が増加すると予測される。費用/総売上の増加や利益/総売上の減少しているここ数年は、それぞれの新規プロジェクトのフィージビリティを慎重に検証し、市場の確保と更なる効率の良い運営によるコスト削減に最大限の努力を払わねばならない。

これらのプロジェクトは、石油代替として国内でガスの使用を促進するという国策に重要な役割を果たす国家的夢である事から、主要なガス輸送及び供給会社としてのPGNの独自の努力を前提に、政府がそれらプロジェクトを全面的に支援する事が期待される。

市場無くして新設パイプラインはありえないという意味から、今後ガス需要確保には市場に根ざした事業展開が必要である。それにはより多くの努力と専門性が要求される。市場、とりわけジャカルタ地区の市場におけるあらゆる可能性が開拓され調査されるべきである。更なる事業拡張には小規模顧客もまたより木目細かく開拓されるべきである。

(2) *組織・人材開発*： PGNにおける組織改革は将来の新しい事業環境に適合すべく積極的に推進されている。PGNは過去10年間大幅な増員無しで事業拡張に成功してきた。然し、更なる拡張にはより多様なガス市場を開発が必要で、より高い専門性を持った人材が社内外に必要となる。より多くの外部工事会社を取り込み組織化する事、社内の人材をより専門性の高いものに育てる事、そして共通の目的に向けて従業員をチームワーク体制として強固なものに育て上げる事が必要である。

マスタープランを実施するに当たり、現在の組織に新たな機能を付加する必要があると考える。即ち、多くのガス販売手法を学ぶ事、安全基準を整備する事、より多く

の顧客に対応したりガス配管網をより効率的に制御するためのシステム開発が必要である。

(3) *ガス料金*：本調査で空調用ガスを除く小規模顧客市場に対する現状のガス料金が満足すべきレベルにない事が分かり、経済的に正当な範囲内における現実的な値上げ対策を提案する。2部料金制などの採用により投資コストを容易に回収出来る事を主目的に、新市場に適合する料金改革もまた望まれる。世界のすべてのガス会社に変化に対処するために行っているように、料金システムを継続的に研究する事が大切と考える。

(4) *ガス配管網*：詳細なネットワーク分析から、PGNも認識している供給配管網に多くの問題点を発見した。多くの問題点は小額の追加投資で解決される。然し、幾つかの問題は、高圧管と供給管が強く関連している事に起因するPGNとプルタミナの間で発生している。この観点から、プルタミナとの膝を突き合わせた話し合いと相互の協力が望まれる。

将来のガス配管網の拡張には、過度な人的依存無しに、更なる技術の導入が必要である。経済成長による1人当たりの収入の上昇に伴い人件費が供給費用の重荷に既になっている事が判明した。

(5) *マーケティング*：新たな小規模顧客へのこれからのマーケティングには、例えば、地域開発会社、ビル所有者、建築家そしてガス機器販売会社など、各種潜在顧客へのより多様な攻略が求められる。マスタープランの実施には、多様な市場に対する新しい戦略を徐々に開発しなければならない。

第 21 章

提 言

21. 提言

(1) 政策

- 1) ジャカルタ地区は既にその強固な経済力から都市ガスインフラストラクチャーを受け入れられる状態にあり、低いガス料金がその開発を妨げている事を、政府は認識すべきである。
- 2) 近代的都市エネルギーインフラストラクチャーとして、都市ガスに高い優先度を与える政府政策が薦められる。
- 3) ガスは LPG に競合出来る価格であり、都市の住宅には都市ガスが相応しく、LPG は地方での家庭用エネルギーとして重要な燃料である事を政府は認識すべきである。
- 4) 法的規制枠は、都市ガスインフラストラクチャーへの投資の回収を可能にする正当なレベルのガス料金が許容されるようなものとすべきである。
- 5) 市場開拓は、国内ガス使用促進のために上流部門の開発と同様に重要であると、政策立案者は認識すべきである。

(2) マスタープラン

- 1) 小規模顧客市場へのガス供給は、家庭用、商業用、空調用需要を組み合わせ、ガス価格に経済価格を用いる事によりフィージブルとなる。中所得者用住宅は家庭用ガス開発として良い対象であり、都市エネルギーインフラストラクチャーの構築の牽引車となり得る。
- 2) ガス供給コストを反映したガス料金が他燃料と競合出来るレベルの時、独立の事業体を設立して異なった料金を適用出来る仕組みが承認されることを提言する。
- 3) 商業ビルなどでのガス空調やコージェネレーションがフィージブルであるならば、政府はその促進を支持する事を薦める。
- 4) NGV は有益であり、都市部で推奨されるべきものである。普及するにはより多くのガス充填所が必要である。
- 5) 新規工業団地の開発には注意を払い続ける必要がある。ジャワ西部の工業団地は成長続けており、ガス需要を確保するには早期のパイプラインの計画が望まれる。

(3) フィージビリティスタディ

- 1) 調査団は、早期にガス料金を上げる政策を取るか、もしくは別料金の適用が許容される別会社を設立することを提案する。経済価格である 800Rp/m³ のガス料金であればブカシでのガス供給は経済的にフィージブルであるが、ブカシは商業顧客が無く、家庭用顧客だけで構成されているので、これより低い価格では都市ガス供給は不可能である。
- 2) BSDは家庭用と商業顧客が混在しておりガス供給は著しく有望である。したがって早期に関連事業者とガス供給の同意をとることを提案する。

(4) ガス事業運営

- 1) 戦略分野の市場開拓に必要な人材開発を効率的に推進することを薦める。
- 2) PGN の投資回収を促進する料金表の改善を提言する。
- 3) 将来のガス拡販に対する供給網の障害の解決を提言した。
- 4) ガス供給網の最適化のためにブルタミナと PGN の更なる協力を薦める。
- 5) フィージビリティスタディにおける供給管コストの分析から分かるように、人件費の負担が増大しており、更なる技術導入が望まれる。

第 22 章

次へのステップ

22. 次へのステップ

22.1 今後の予定

本報告は、マスタープランやフィージビリティスタディに関連する他のプランの実施に欠くことのできない国家レベル及びPGNレベル双方の政策変更を含む提言を行っている。ガス料金やPGNの組織・運営改造の政策立案や方向づけは、今回の調査から次のステップへの移行のために非常に重要である。

この調査では、これらの政策変更が1997年に行われ1998年にその施行が開始する事を仮定して予測や分析がなされている。政策策定が1年遅れる事は本報告の全ての計画が1年ずれる事を意味している。

22.2 実施にあたって

最終報告書が承認された後にも、実施に移るまでに以下のように多くの作業ステップが残っている。

- a. 政府の政策と規制の整備
- b. ガス料金の方向性の確立
- c. ガス購入の調整
- d. 監督コンサルタント雇用
- e. 会社政策の確立
- f. 具体的計画の見直し
- g. 投資機関のフィージビリティスタディの評価と最終承認
- h. 資金調達
- i. 実施体制確立
- j. 従業員と工事会社の教育と訓練
- k. ガス機器メーカー及び販売会社との調整
- l. 購買手続き

Table 22-1 Implementation Schedule

	初年度		2		3	4
	上期	下期	上期	下期		
1. 政府の政策と規制の整備						
ガス料金の方向性の確立	↕					
独立供給会社政策の確立	↕					
2. ガス購入の調整	↕					
3. 監督コンサルタントの雇用	↕			↕		
4. 具体的計画の見直し	↕	↕				
5. 投資機関のフィージビリティスタディーの評価と最終承認		↕				
6. 資金調達			↕			
7. 実施体制確立		↕				↕
8. 購買手続き						
入札仕様書の作成			↕			
応札評価と発注			↕			
9. 天然ガスへの機器調整						
ガス機器メーカー及び販売会社との調整			↕			
10. ガス設備実施設計				↕		
11. 従業員と工事会社の教育と訓練			↕	↕		
12. 実施				↕		↕

第 23 章

謝 辭

23. 謝辞

本調査の実施にあたり、この調査にご参加、ご協力、ご尽力を賜りました全ての方々に御礼を申し上げます。お世話になった方々のリストを記念に記します。

第 V 部

APPENDICES

目次

- A. ガス及び他燃料の質
- B. 都市開発
- C. 家庭用需要予測
- D. 商業用需要予測
- E. 工業用需要予測
- F. 総需要予測
- G. 組織
- H. 人材開発プログラム
- I. ガス配管コスト
- J. 新技術
- K. 同時使用率の理論的な背景とその応用
- L. 流量公式とパラメータ
- M. フィージビリティスタディ -Bekasi
- N. フィージビリティスタディ -BSD
- O. 財務・経済分析
- P. 技術移転
- Q. 天然ガス転換
- R. その他

A. ガス及び他燃料の質

Quality of Gas and Other Fuels

1. Natural Gas

The property of natural gas that PGN distributes is generally of high grade while the thermal (or calorific) value differs from branch to branch due to differences in gas composition. In the Jakarta area, the calorific value of gas is defined normally as 8,800 kcal/m³ (36.84 MJ/m³) at 27 degrees Celsius (deg C). The gas used in the Cirebon area, however, includes much carbon dioxide (CO₂) and the value is accordingly lower.

PGN as such usually quotes the thermal values at its standard temperature of 27 deg C. This standard compares with 60 deg F (Fahrenheit) or 15.5 deg C in the US, 15 deg C in Europe and 0 deg C in Japan. On gas purchasing side, however, PGN uses Pertamina's international, i.e., American petroleum industry's, standard, and is therefore familiar to the unit of Btu/scf at 15.5 deg C (60 degF) for the thermal value. The "Btu" represents British thermal unit and "scf" standard cubic foot.

Table APP 1-1 Property of PGN Gas

The properties of sampled gases is calculated in Table APX1-1. The table shows that calorific values of the gas in the Jakarta area are close to the standard 8800 kcal/m³ at 27 deg C or a little less. The substantially high thermal value of gas in Medan area and the low value in Cirebon are also shown in the table for reference. Standard thermal values set in kcal/m³ are 11,000 for Medan, 7,200 for Cirebon and 9,100 for Surabaya.

Location Sample date	Jakarta & Bogor			for Reference				
	average 10/95	Serpong 7/23/95	Tegal Code 7/25/95	Surabaya 10/95	Cirebon 10/95	Medan 10/95		
Composition:	Composits							
		%	%	%	%	%		
	N ₂	1.39	0.232	0.69	1.67	2.48	0.26	
	CO ₂	1.38	0.696	1.222	2.66	26.62	1.02	
	CH ₄	93.3	97.251	95.768	88.52	61.61	78.19	
	C ₂ H ₆	3.55	0.925	1.139	3.79	4.49	10.41	
	C ₃ H ₈	0.19	0.573	0.503	2.64	3.04	6.03	
	iC ₄ H ₁₀	0.06	0.11	0.206	0.36	0.57	1.65	
	nC ₄ H ₁₀	0.08	0.162	0.194	0.5	0.61	1.5	
	iC ₅ H ₁₂	0.03	0.032	0.048	0.15	0.38	0.56	
	nC ₅ H ₁₂	0.02	0.019	0.05	0.12	0.2	0.32	
nC ₆ H ₁₄	0	0	0	0.19	0	0.06		
Quality:	Total							
		100	100	100	100	100		
	Specific gravity:	SpGr						
		0.596	0.578	0.589	0.643	0.906	0.743	
	Calorific values:	kcal/m ³ (gross)						
		BCV 17 degC	8,716	8,779	8,755	9,035	7,212	10,856
		HCV 0 degC	9,585	9,655	9,629	9,937	7,932	11,947
		Btu/scf (gross 60 F)	1,019	1,026	1,024	1,056	843	1,270
		in MJ/m ³ (gross 17 degC)	36.48	36.75	36.65	37.82	30.19	45.44
	kcal/m ³ (net 27 degC)							
	LCV 27 degC	7,864	7,918	7,898	8,166	6,534	9,858	
Other values:	Flame velocity (CF)							
	FSCP	39.30	39.83	39.24	38.34	25.27	41.49	
	Wobbe number kcal/Nm ³							
	Wobbe	12,413	12,704	12,543	12,373	8,331	13,859	
	kcal per weight (gross)							
HCV kcal/kg	12,426	12,918	12,629	11,923	6,717	12,486		
Density								
D kg/m ³	0.704	0.679	0.693	0.738	1.063	0.871		

JICA 1997; gas composition: PGN

Note: HCV = gross (higher) calorific value, LCV = net (lower) calorific value

The gas is processed by international standards and impurities are controlled in Pertamina facilities according to a MIGAS document not cited here. PGN gas is odorized with tetra-hydrothiophene (THT) injected at the rate of 16 mg/m³ at city gates. The appropriateness of the olfactory intensity is discussed in the text of the Report.

2. Other Fuels

Thermal values of competing fuels are defined by the Government mainly for statistical purposes. Table APX 1-2 shows those values from MIGAS in 1995 which are extracted from PGN's "Konversi Satuan", an excellently edited document of unit

conversion tables. We had some reservation on the thermal value of LPG in the document, which we used our discretion to revise in this table.

Table APX 1-2 Standard Thermal Values of Fuels in Indonesia

Name of fuel		Thermal value	
(Indonesian)	(English)	kcal	per unit
Fuel Oil:			
Avgas	aviation gasoline	8,087	liter
Avtur	jet fuel	9,245	liter
Mogas, premium	gasoline	8,424	liter
Kerosin, M. Tanah	kerosene	9,040	liter
ADO, HSD, M. Solar	Diesel	9,440	liter
IDO, M. Diesel	industrial Diesel oil	9,440	liter
IFO, M. Bakar	fuel oil, bunker C	9,942	liter
Coal:			
rata-rata	average	6,000	kg
PLN	steam coal for PLN	6,600	kg
LPG:			
LPG Propan	propane	12,000	kg
LPG Butan	butane	11,800	kg
	average	11,900	kg

Source: PGN except for LPG

3. LPG Value

Among confusions about thermal value of LPG butane which was referred to as 11,200 kcal/kg in some local literature, the Team obtained the data of Arjuna LPG from PGN as a sample. The compositions of the LPG are shown in Table APP 1-3 as well as calculated properties. The property of butane is thus confirmed normal and the value is 11,800 kcal/kg.

Table APP 1-3 Property of Arjuna LPG

Composition %	LPG		
	Propane	Butane	
N ₂	0	0	
CO ₂	0	0	
CH ₄	0	0	
C ₂ H ₆	0.24	0	
C ₃ H ₈	97.66	0.02	
iC ₄ H ₁₀	1.38	34.99	
nC ₄ H ₁₀	0.12	46.22	
iC ₅ H ₁₂	0	10.35	
nC ₅ H ₁₂	0	5.92	
nC ₆ H ₁₄ *	0	2.5	
Total	100	100	
Property	Code		
Specific gravity	SpGr	1.554	2.162
HCV kcal/m ³ at 27°C	HCV 27°C	21,937	29,846
HCV at 0 degC	HCV/Nm ³	24,251	33,264
HCV per kg	HCVkg	12,031	11,800
in Btu/scf 60F	HCVscf	2,570	3,509

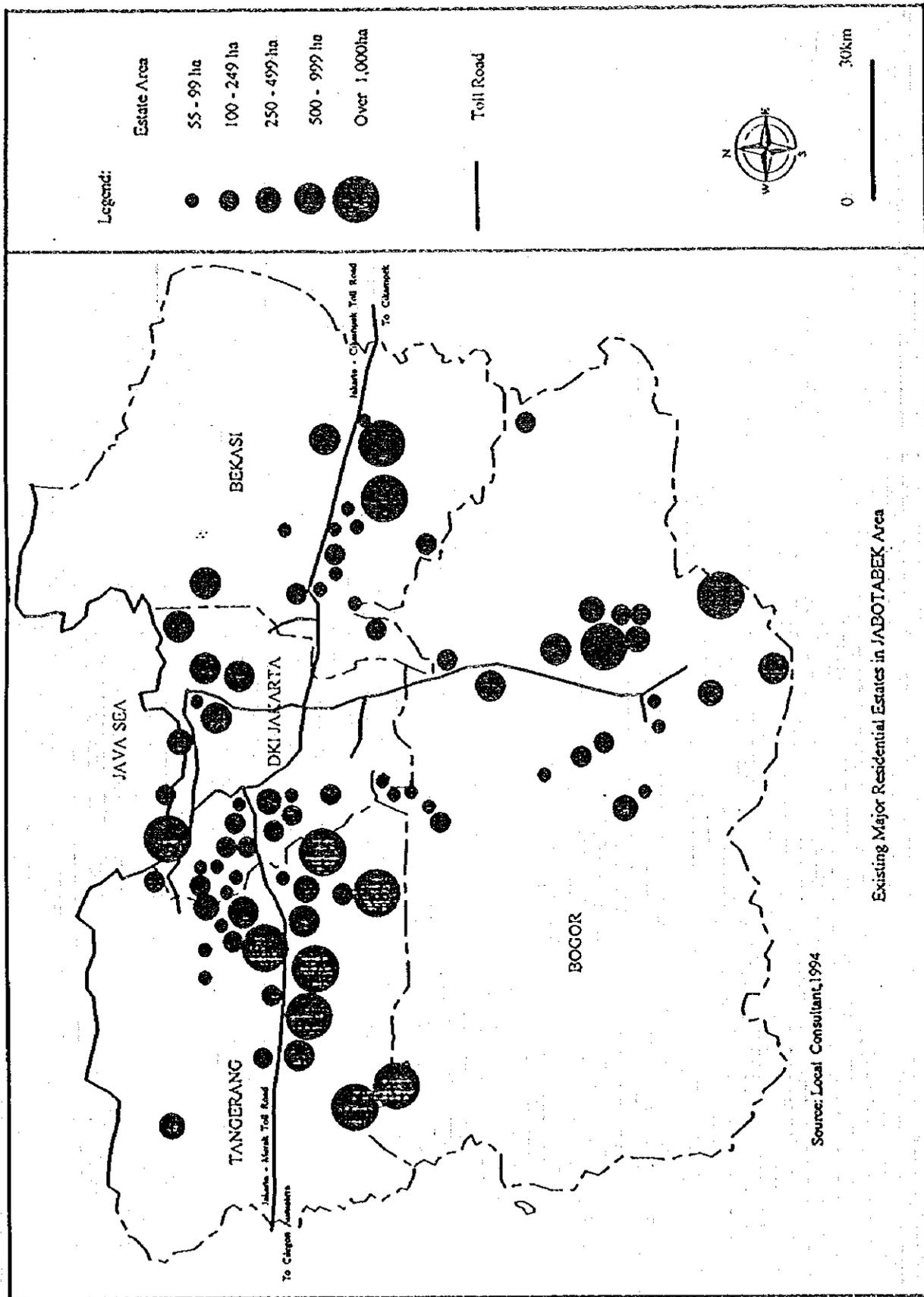
Note) HCV: Gross (higher) calorific value

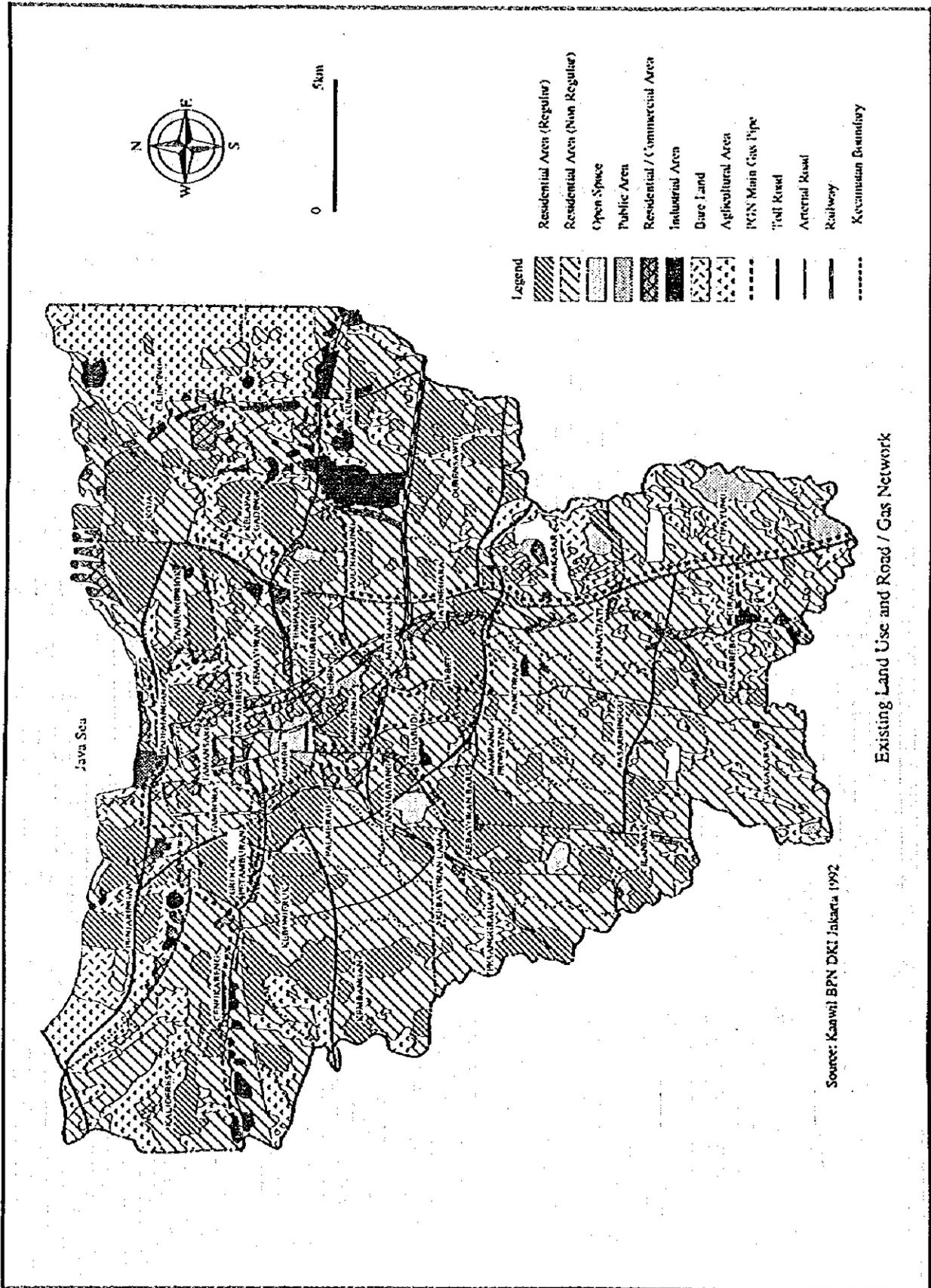
Source: JICA Team, Composition from PGN December 1996

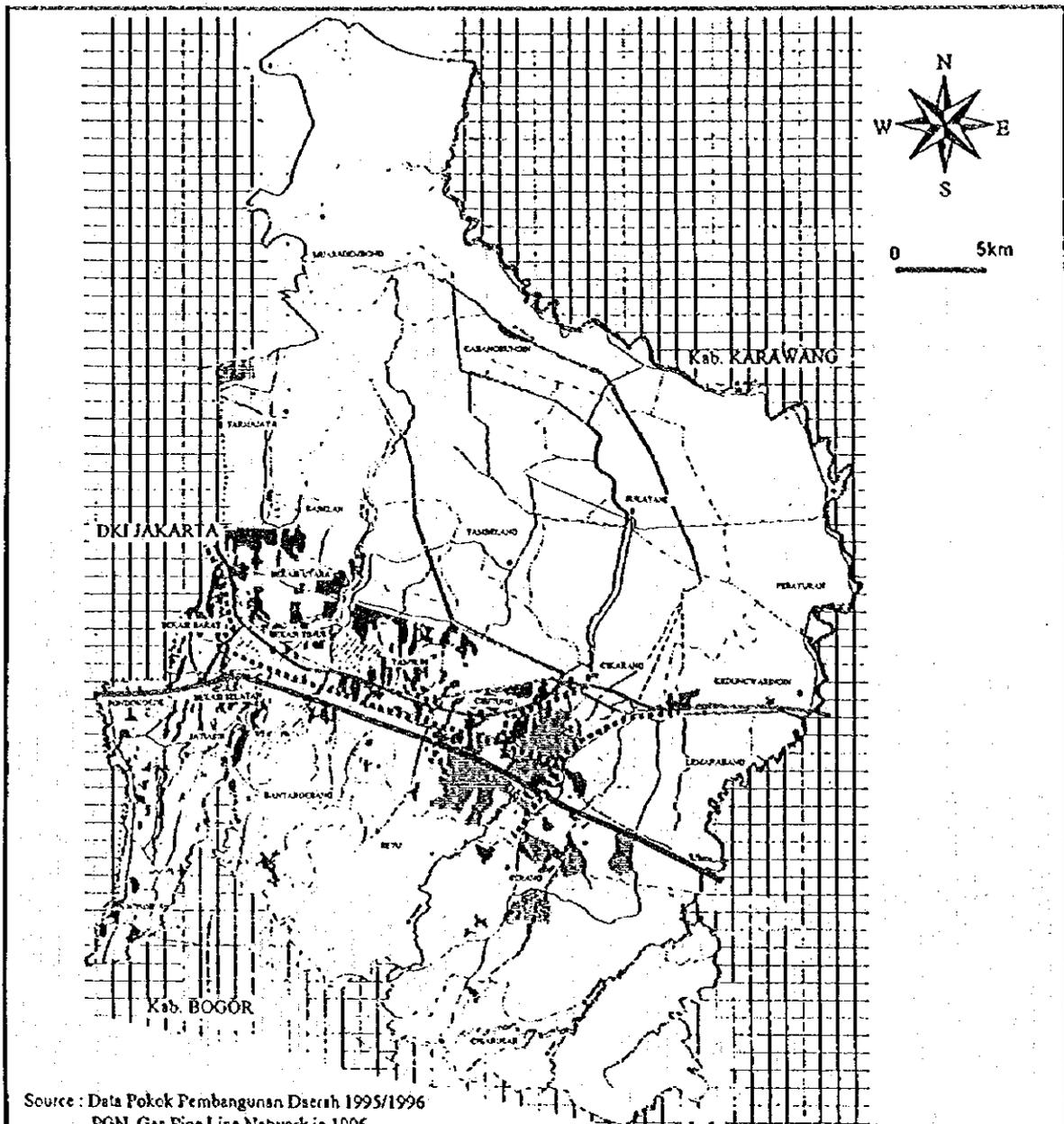
4. Other Issue

We take gross (higher) calorific values for energy value conversion among competing fuels in most cases while there is debate that net (lower) thermal values should be used for such a purpose especially in the residential market sector. Such statement is theoretically true if latent heat can never be used, which, though, is now untrue where very efficient condensing water-heaters could be used in some OECD countries.

B. 都市開発



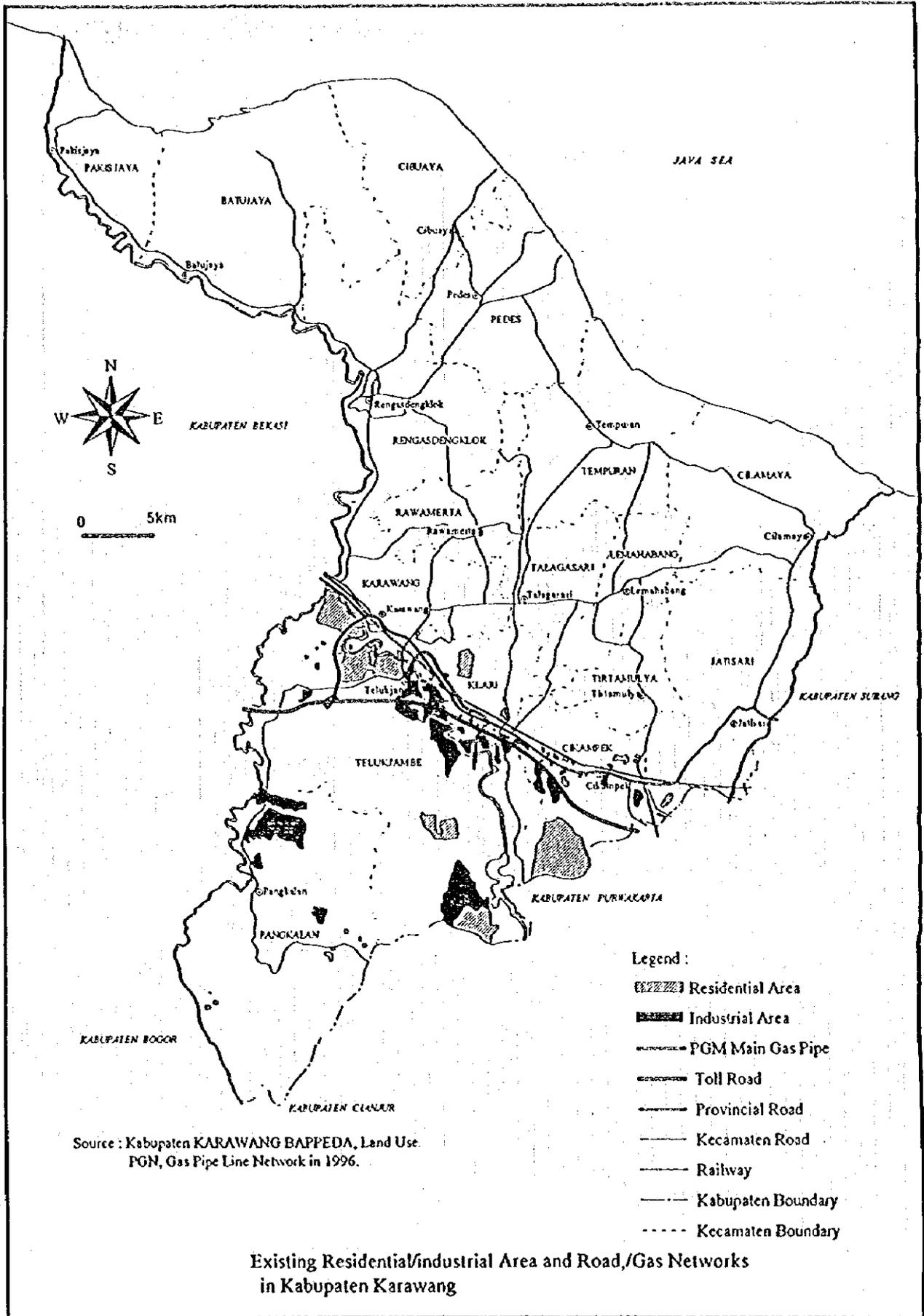




Source : Data Pokok Pembangunan Daerah 1995/1996
 PGN, Gas Pipe Line Network in 1996.

- | | |
|--|---|
|  Residential Area |  Lumber Company |
|  Public Residential Area |  Cargo Terminal |
|  Large Scale Residential Estate |  Golf |
|  Industrial Area |  PGM Main Gas Pipe |
|  Industrial Park |  Toll Road |
| |  Provincial Road |

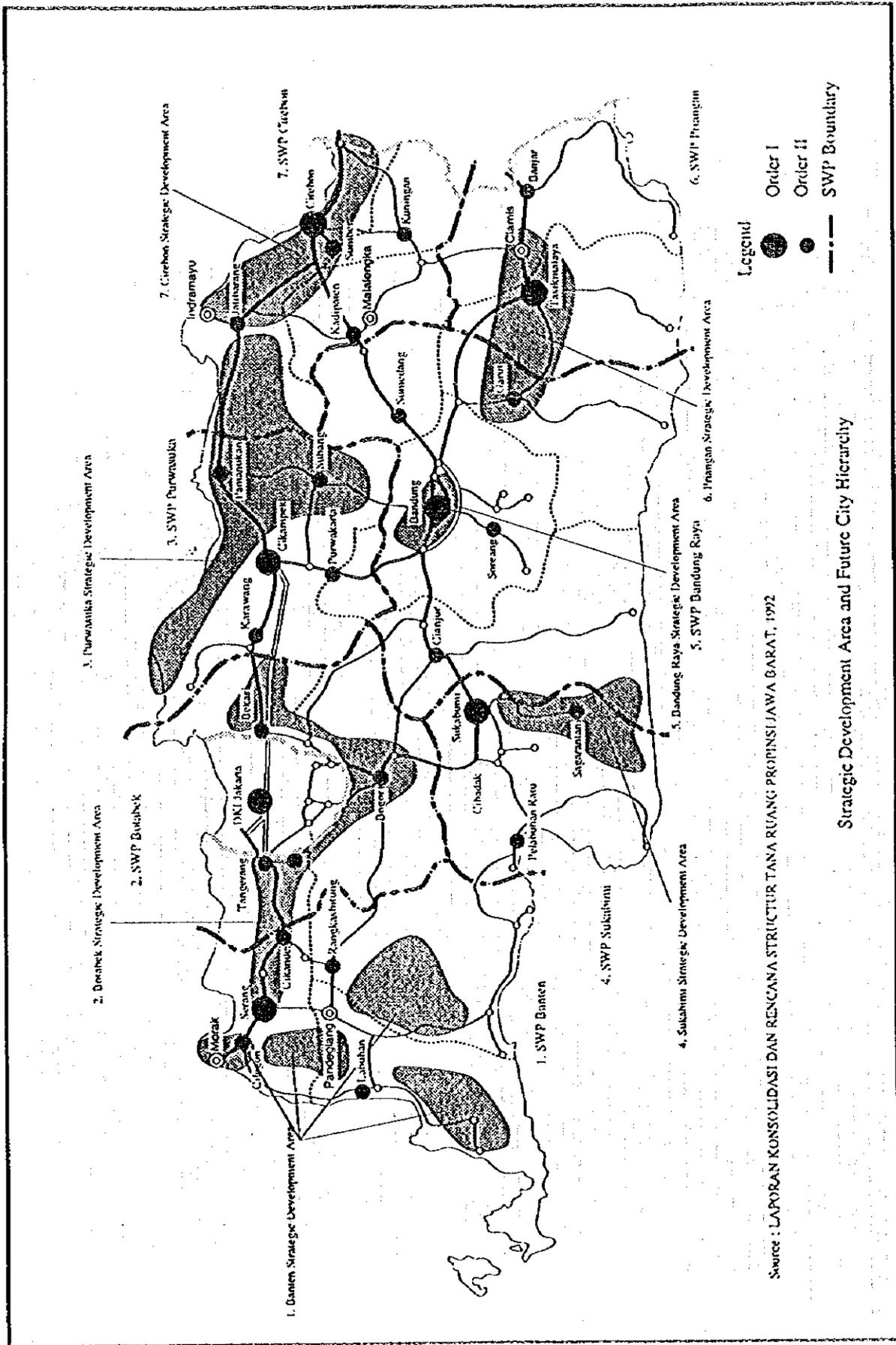
Existing Residential/Industrial Area and Road,/Gas Network
 in Kabupaten Bekasi



Strategic Development Area and Future City Hierarchy

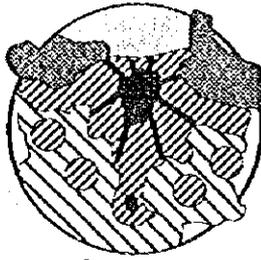
Strategic Development Area		City Hierarchy in 2010		
Area Name	Potential Industry	SWP Name	Order I	Order II
1. Banten (3,500 ha)	Plantation (Rubber Plantation and Large Estates) Forestry Tourism Large and Medium Scale Manufacturing Mining and Quarrying	1. Banten	Serang (Government Administration Center)	Cilegon (Trading, Services, Industry Center) Labuhan Rangka Rangkasbitung Cikande
2. Botabek (7,000 ha)	Plantation (Large Estates) Mining and Quarrying Large and Medium Scale Manufacturing	2. Botabek	DKI Jakarta*	Bogor Bekasi Tangerang Serpong
3. Purwasuka (15,600 ha)	Agriculture (Food Crops) Large Estates and Public Estates Forestry Mining and Quarrying Tourism Large and Medium Scale Manufacturing	3. Purwasuka	Cikampek	Karawang Subang Purwakarta Pamanukan
4. Sukabumi	Agriculture (Food Crops) Plantation Forestry Mining and Quarrying Small Scale Manufacturing and Home Industry Tourism	4. Sukabumi	Sukabumi	Cibadak Pelabuhan Ratu Sagarantan
5. Bandung Raya (1,000 ha)	Plantation (Large Estates and Public Estate) Forestry Mining and Quarrying Tourism	5. Bandung Raya	Bandung	Garut Sumedang Cianjur Soreang
6. Priangan	Agriculture (Food Crops) Mining and Quarrying Tourism	6. Priangan	Tasikmalaya	Banjar
7. Cirebon	Agriculture (Food Crops) Public Estates Forestry Mining and Quarrying	7. Cirebon	Cirebon	Sumber Jatibarang Kadipaten Kuningan

NOTE: * DKI Jakarta is not included in SWP Botabek

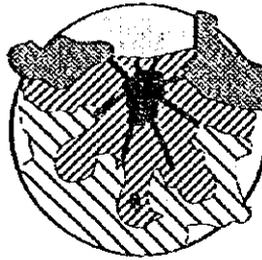


Source : LAPORAN KONSOLIDASI DAN RENCANA STRUKTUR TANA RUANG PROPINSI JAWA BARAT, 1992

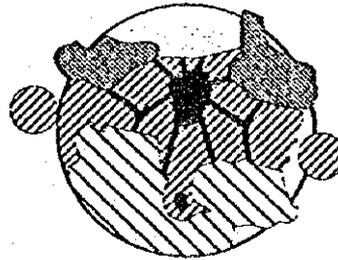
Strategic Development Area and Future City Hierarchy



SELF SUSTAINING NEW TOWNS



FINGER CITY

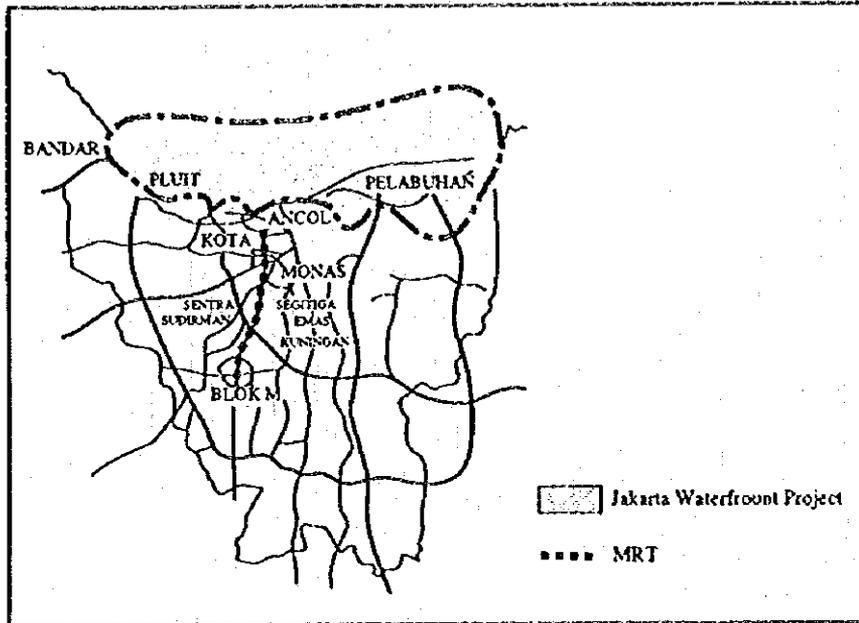


LINEAR CITY

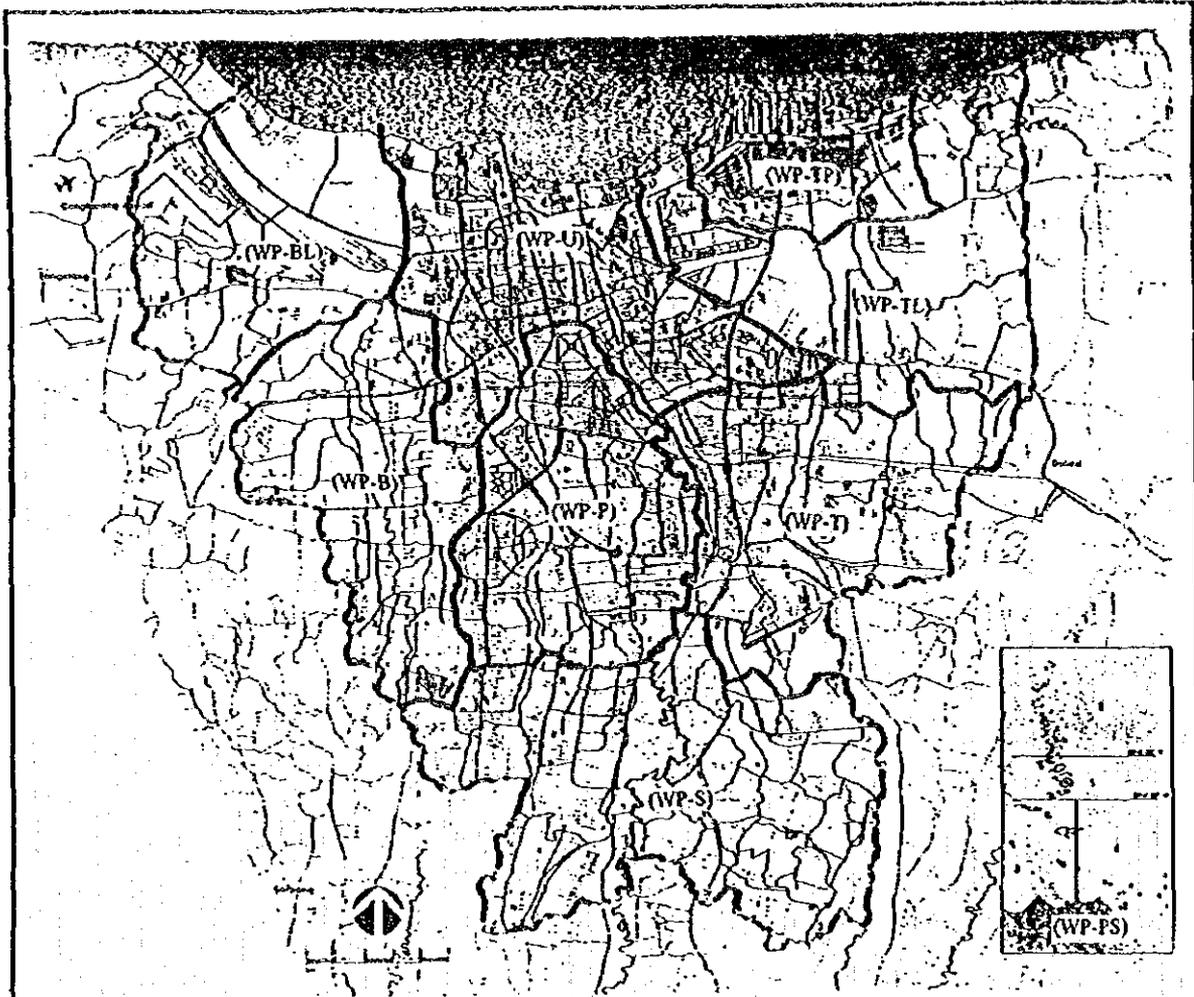
- Legend
-  Urban Core
 -  Urban Area
 -  Sea
 -  Coastal Plain
 -  Forest
 -  Green Belt

Source : JABOTABEK METROPOLITAN DEVELOPMENT PLAN REVIEW. 1993

Urban Development Paradigms

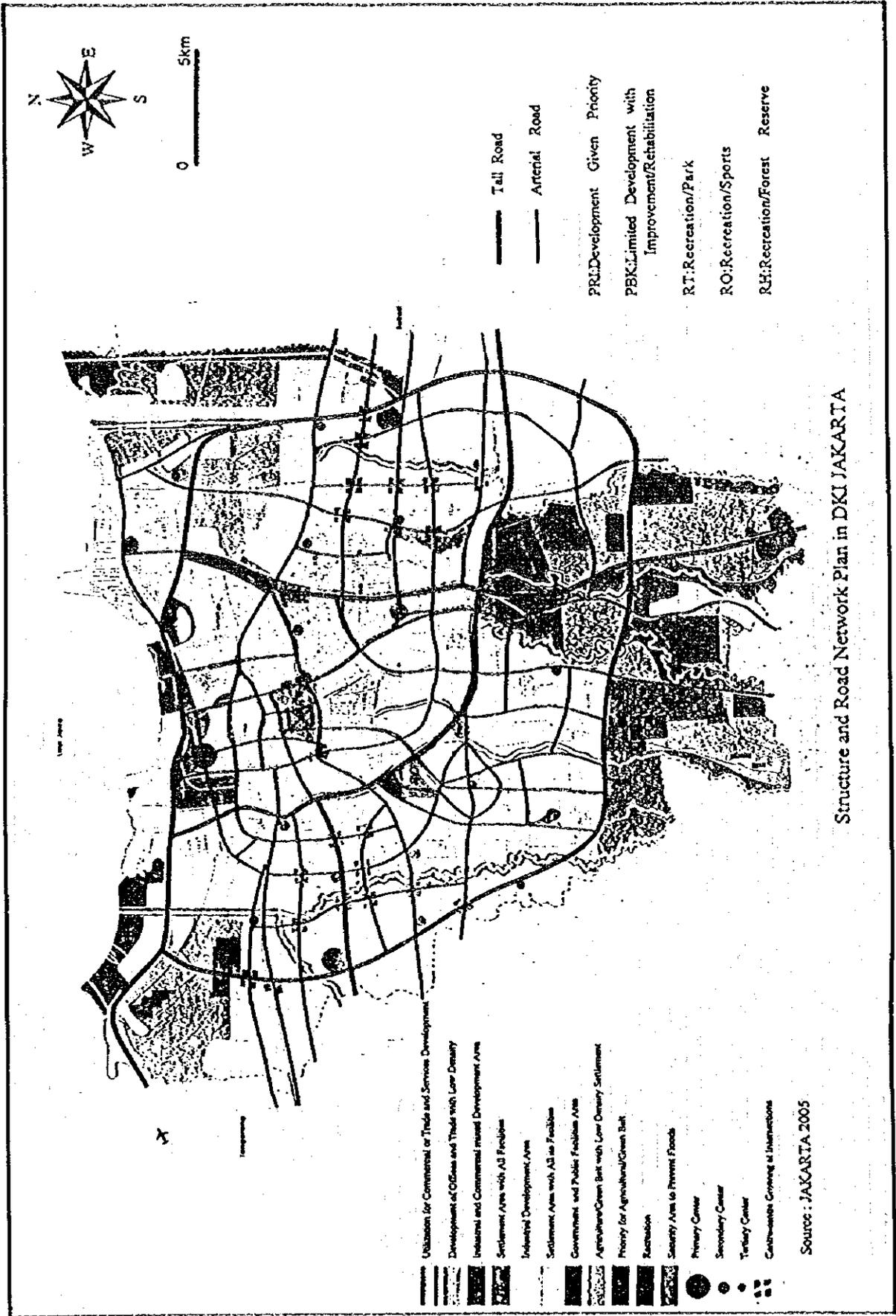


Projects Location

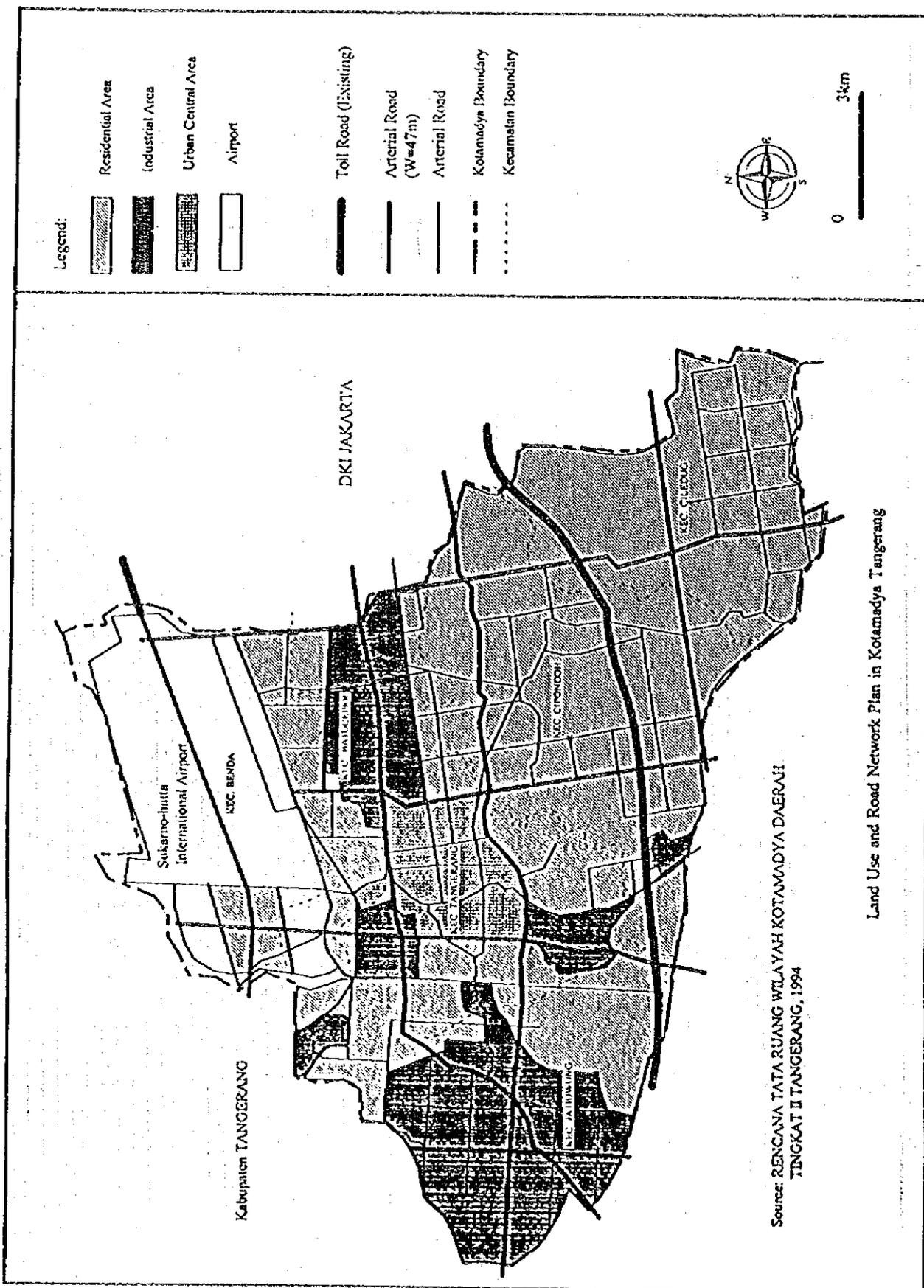


Source : JAKARTA 2005, 1990

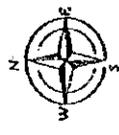
Development Planning Zones



Structure and Road Network Plan in DKI JAKARTA



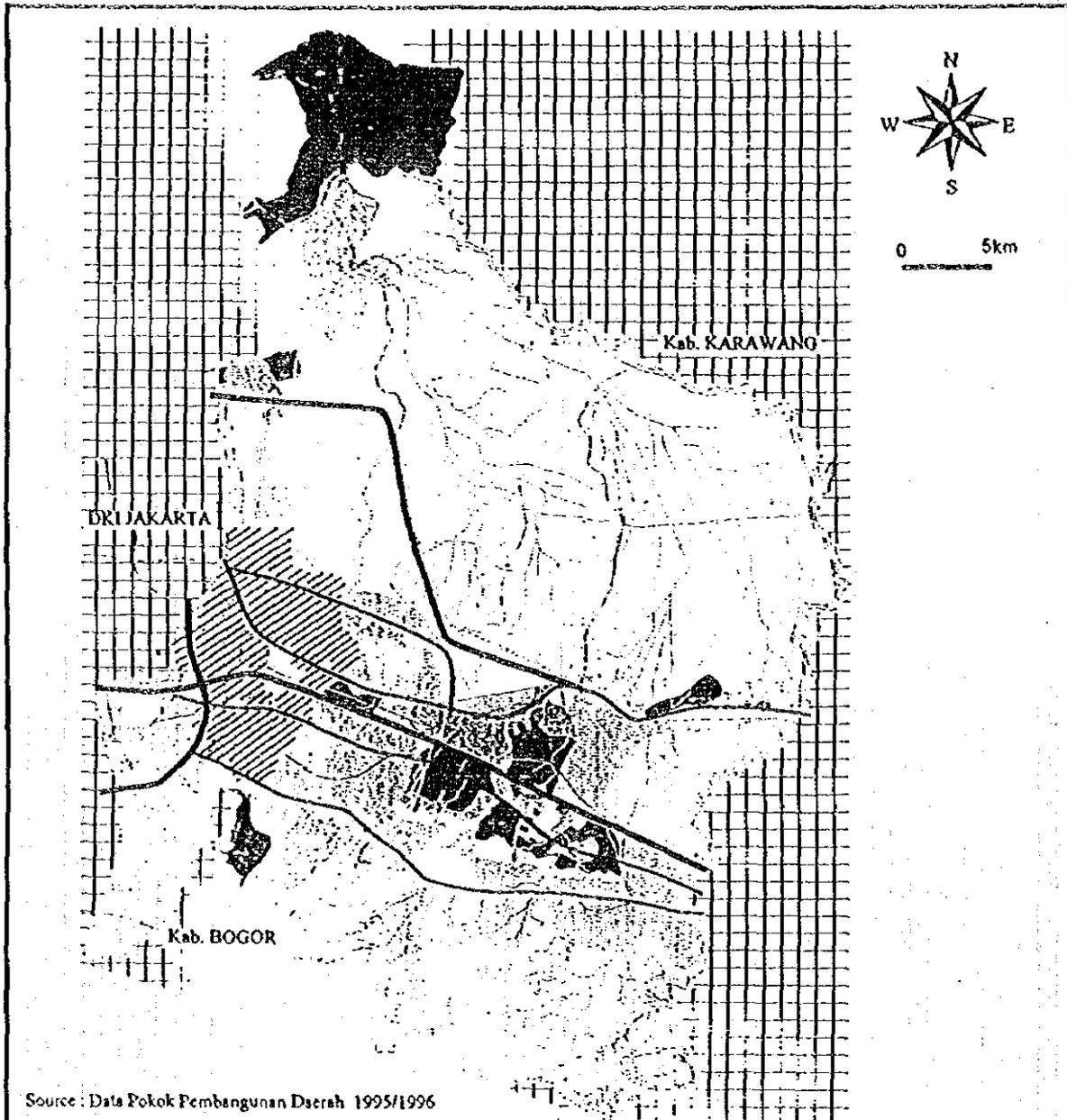
- Legend:
- Residential Area
 - Industrial Area
 - Urban Central Area
 - Airport
 - Toll Road (Existing)
 - Arterial Road (W=47m)
 - Arterial Road
 - Kotamadya Boundary
 - Kecamatan Boundary



0 3km

Source: RENCANA TATA RUANG WILAYAH KOTAMADYA DAERAH TINGKAT II TANGERANG, 1994

Land Use and Road Network Plan in Kotamadya Tangerang



Source : Data Pokok Pembangunan Daerah 1995/1996

- | | | |
|----------------------------------|-------------------------|-------------------|
| [] Residential Area | [] Protected Forest | [] Toll Road |
| [] Residential Area (Expanding) | [] Dry Land (Farmland) | [] Arterial Road |
| [] Industrial Area | [] Wet Land (Farmland) | |
| [] Industrial Park | [] Fish Pond | |
| [] Recreation | [] Green Area | |
| [] Service Center | | |
| [] Urban Area (Kotip Bekasi) | | |

Land Use and Road Network Plan in Kabupaten Bekasi

