

## 4-2 2025年にいたるフィリピン経済の展望

### 4-2-1 過去の推移

フィリピン経済は、最近20年余りの間、必ずしも順調な発展を遂げては来なかった。同国全体の実質GDPは、1980年の563億4,000万US\$から1990年には665億9,000万US\$、1998年の821億1,000万US\$と、この18年間に年平均2.1%の割合で増大してきている。しかし、1人当たりのGDPは1980年の1,166US\$、1990年の1,083US\$、1998年の1,093US\$と、ほとんど横這いである(表4-2-1)。

表4-2-1 フィリピンの経済指標

	Unit	1980	1985	1990	1995	1998
GDP	Billions, 1995US\$	56.34	52.84	66.59	74.12	82.11
GDP per capita	1995US\$	1,166	966	1,083	1,055	1,093
Sectional shares of real GDP						
Agriculture, fishery and forest	%	23.5	24.6	22.3	21.5	19.4
Industry	%	40.5	35.1	35.5	35.4	35.4
Services, etc.	%	36.0	40.4	42.2	43.1	45.2

(出所) National Statistical Coordination Board

因みに、ASEAN諸国内のインドネシア、マレーシア、タイ、シンガポールでは、以下に示すように、この間、1人当たりGDPはかなりの上昇を見せている(単位:1995年US\$)。

表4-2-2 ASEAN諸国における1人当たりGDPの推移

	(In 1995US\$)			
	1980	1985	1990	1998
Indonesia	507	597	773	969
Malaysia	2,359	2,643	3,243	4,408
Thailand	1,121	1,324	1,997	2,593
Singapore	11,088	14,549	17,885	25,454

(出所) The Institute of Energy Economics, Japan, "APEC Energy Statistics 1998"

フィリピンにおける1人当たりGDPの低迷は、GDPが人口を上回る速度で上昇し得なかったことを意味している。GDPを生産関数の面から見ると、フィリピンにおけるGDPの低成長は、「資本」および「技術進歩」の2つの構成要素において、他の国に遅れをとっていたことがわかる。

日本エネルギー経済研究所の推定によると、1985年から1998年の間にフィリピンの実質

GDP は年率 3.4%の伸びを示したが、その伸びの 3 分の 2 は「労働」による寄与であり「資本」、「技術進歩」による寄与はそれぞれ 4 分の 1、8 分の 1 にすぎなかった(表 4-2-3)。

これに対して、インドネシアとマレーシアは、同じ期間にそれぞれ 5.5%と 6.5%の経済成長を遂げており、その内訳を見ると、「資本」と「技術進歩」による寄与が両者とも 7 割以上であることがわかる。

表 4-2-3 生産関数に基づく成長会計 (1985-1998)

	GDP growth	Capital	Labor	Technology
Contribution to GDP Growth Rate (% per annum)				
Philippines	3.4	0.8	2.2	0.4
Indonesia	5.5	2.5	1.9	1.1
Malaysia	6.5	2.9	1.9	1.1
Contribution Ratio (%)				
Philippines	100%	24%	65%	12%
Indonesia	100%	38%	29%	33%
Malaysia	100%	38%	38%	33%

(出所) The Institute of Energy Economics, Japan

このような事情は GDP の部門別内訳にも表れている。フィリピンでは、工業部門(鉱業、製造業、電気・ガス・水道、建設)の割合が 1980 年の 40.5%から 1985 年には 35.1%に低下し、その後はほとんど横這いである(表 4-2-1)。しかも、1990 年から 1999 年までの期間では、製造業の割合は 25.5%から 24.5%へと、僅かながら低下している。すなわち、フィリピンにおいては工業化がほとんど進展していない(製造業の割合が上昇していない)ということができる。その背景には、イスラム教勢力の反政府活動を含む政治的な不安定が継続したという事情や、その他の投資環境上の障害があったということができる。

これに対して、上記の諸国のうち、シンガポールを除く 3 カ国では、工業部門の割合はかなりの上昇を見せている(表 4-2-4)。

表 4-2-4 ASEAN 諸国の GDP に占める製造業の割合

	(%)			
	1980	1985	1990	1998
Indonesia	35.6	35.3	37.4	42.2
Malaysia	35.8	36.7	42.2	46.7
Thailand	30.1	31.6	37.8	40.9
Singapore	38.0	36.3	34.8	34.4

(出所) The Institute of Energy Economics, Japan, "APEC Energy Statistics 1998"

次に、本調査の対象地域における過去の推移を見ると、各地域の GDP の割合は過去 15 年の間、大きな変化を見せてはいない（ただし、本調査の対象地域毎のデータは、地域 L-1 <メトロ・マニラ>を除き、存在していないので、各対象地域が属する「リージョン」のデータを示す）（表 4-2-5）。しかし、この表からは、南 Mindanao は低下の傾向を見せているのに対して、他の地域の割合は、横這いか、若干の上昇を示していることが読み取れる。表 4-2-6 によると、南 Mindanao の GDP の伸び率は 1985 年から 1999 年の間に僅かに年率 1.12%であった。

表 4-2-5 GDP の地域別割合

Region	1985	1990	1995	1999
Philippines	100%	100%	100%	100%
Metro Manila	29%	31%	30%	30%
Central Luzon	9%	9%	10%	9%
Southern Tagalog	14%	15%	16%	15%
Central Visayas	6%	7%	7%	7%
Southern Mindanao	8%	7%	7%	6%

(Source) National Statistical Cordination Board

表 4-2-6 リージョナル GDP の伸び率

(% per annum)

Region	85-90	90-95	95-99	85-99
Philippines	4.73	2.18	2.71	3.43
Metro Manila	6.19	1.78	2.87	3.85
Central Luzon	4.88	2.83	1.36	3.23
Southern Tagalog	5.81	2.73	2.55	3.95
Central Visayas	5.71	2.09	3.77	4.12
Southern Mindanao	2.75	1.32	-0.94	1.12

(Source) National Statistical Cordination Board

#### 4-2-2 今後の展望

われわれは今後のフィリピン経済の展望を行なうに当たって、次のような想定を行なった。

第 1 に、フィリピンの経済成長率は、2003 年頃までの短期の期間については、政府の中

期見通し（NEDAによる2001~2005年）を下回るであろう。すなわち、High ケースでは、2001年は上記中期見通しの4.5%より低い3.3%、その後、2002、2003年とも、中期見通しよりもある程度低い水準になることを免れないであろう。また、Low ケースでは、2001年に2.5%、2002、2003年にそれぞれ3.5%と、さらに低い水準になるであろう。

その後、2010年までの間に、High ケースでは、政府の見通し（DOEによる2006~2011年の見通し）に回復するのに対して、Low ケースでは、それよりもかなり低い成長が続くと想定されている。このような相対的な低成長は、いずれも現在の世界的な経済低迷によるものであり、その影響が前者ではより大きく、かつ長く続き、また後者ではより小さく、かつ短いという想定による。

第2に、このような推移の中で、2010年頃までは、4-2-1で述べたような「資本」と「技術進歩」に影響を与えている諸条件が大きな変化を見せることはないであろう。しかし、その後は政治的な不安定も次第に終息し、資本投入に対するその他の障害も緩和していき、外国企業による投資を中心とする「資本」と「技術進歩」による寄与が大きくなっていくであろう。

具体的には、いわゆるIT産業、農産品加工産業、金属部品加工産業などを中心として製造業部門の発展が見られ、さらにIT関連のサービス産業（コールセンターなど）によって、サービス部門の発展も見られるであろう。

第3に、他方、経済成長に対する「労働」の寄与は、今後の人口増加率の低下によって次第に小さくなっていくであろう（人口増加率については、次の4-3を参照のこと）。その結果、2010年以降の成長率はそれ以前に比して、ある程度の低下を見せるであろう。

## (1) 地域L

### 1) 地域L-1

この地域のGDPは、1985年から1999年の間に年率3.85%で成長してきた。

この地域の資本に対する誘因としては、高い品質の労働力と、これまでに整備されたインフラストラクチャーがあり、ITに関しては、すでに企業とこの地域にある大学や研究機関との間の協同関係が成立しつつある。

ただし、インフラストラクチャーに関しては、今後、大規模の整備や追加は従来に比して数が少なくなっていくであろう。

## 2) 地域 L-2

この地域（中部ルソン・リージョン）の GDP は、1985 年から 1999 年の間に年率 3.23% で成長してきた。

この地域の資本に対する誘因としては、L-1 と同様、高い品質の労働力があり、加えて、今後の地域総合開発計画の結果として、高速道路網、港湾、さらには国際空港（Clark）が整備され<sup>4)</sup>、IT 産業（含むサービス）のみならず、地域 L-1 および海外の大きな市場を前提とする多くの産業の進出が想定される。

## 3) 地域 L-3

この地域（南 Tagalog）の GDP は、1985 年から 1999 年の間に年率 3.95% と、地域 L-1 を上回る速度で成長してきた。

この地域の資本に対する誘因としては、L-1 と同様、高い品質の労働力があり、加えて、今後、高速道路網、港湾、工業団地などが追加的に整備され<sup>5)</sup>、地域 L-2 と同様、IT 産業（含む、サービス）のみならず、地域 L-1 および海外の大きな市場を前提とする多くの産業の進出が想定される。

## (2) 地域 C-M

この地域（中央 Visayas リージョン）の GDP は、1985 年から 1999 年の間に年率 4.12% と、対象地域の中では最高の伸び率で成長してきた。

この地域の資本に対する誘因としては、高い品質の労働力と、これまでに整備されたインフラストラクチャーがあり<sup>6)</sup>、IT 産業の発展も期待されている。

ただし、特に労働力の Mindanao 島への移住という問題を抱えており、今後はそれが経済成長における労働投入の面で制約条件がある。

## (3) 地域 D

上述のように、この地域（南 Mindanao リージョン）の GDP 成長率は、1985 年から 1999 年の間に年率 1.12% にすぎなかった。

しかし、今後この地域への資本投入に対する誘因としては、インド洋および南太平洋諸国、

<sup>4)</sup> 国際協力事業団、『中部ルソン開発計画調査』、1995 年 9 月

<sup>5)</sup> 国際協力事業団、『カラバルソン地域総合開発計画調査』、1991 年 10 月

<sup>6)</sup> 国際協力事業団、『セブ地域総合開発計画調査』、1993 年 10 月

あるいは BIMP-EAGA [(ブルネイ-インドネシア-マレーシア-フィリピン) - (イ  
ースト・アジア・グロース・リージョン)] という海外の大きな市場がある。今後の工業地  
帯としては、Davao 市から Panabo (北 Davao 州) にいたる地域、ならびに Samar 島北西  
部がある<sup>7)</sup>。

---

7) 国際協力事業団、『Davao 地域総合開発計画調査』、1999 年 3 月

## 4-3 フィリピン全国のエネルギー需要予測

### 4-3-1 需要予測方法

天然ガス需要を予測するため、フィリピン全国のエネルギー需要予測モデルを構築した。需要予測モデルは、マクロ経済、セクター別エネルギー需要、エネルギー転換部門から構成されている。この予測モデルを使って、2025年までのセクター別、燃料別のエネルギー需要を予測した。前述のように、この予測結果を用いて対象地域の天然ガス「潜在」需要の予測を行なう(図4-3-1)。したがって、モデルを使ってエネルギー需要を予測するのは、全国ベースまでである。

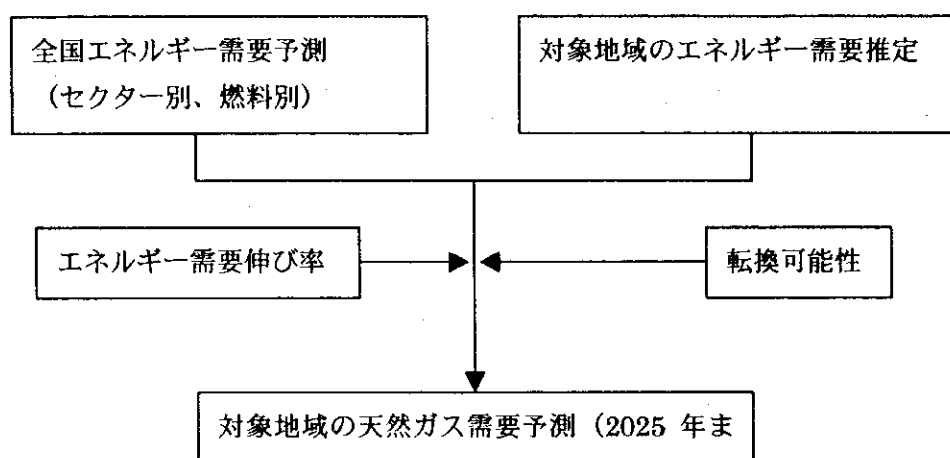


図 4-3-1 天然ガス需要予測フロー

### 4-3-2 全国エネルギー需要予測の枠組み

全国のエネルギー需要を予測するために、計量経済学モデルを構築した。計量経済学モデルは、経済理論を経済方程式を用いて表したものである。このモデルに必要なデータは、過去のマクロ経済、エネルギー需要、価格データなどである。

このエネルギー需要予測モデルは、本調査が終了した後もカウンターパートが更新できるように、できるだけフィリピンに存在するデータを使って構築された。経済データのほとんどは、Philippine Statistical Yearbook から得ることができた。エネルギー価格に関しては、カウンターパートである DOE から情報が得られた。政府歳入を予測するためのデータは、大蔵省(Department of Finance)から収集した。また、エネルギー需要量の推移は、IEA (International Energy Agency)の Energy Statistics of Non-OECD Countries のデータと DOE データから作成した。

マクロ経済モデルでは、人口、経済成長率、世界の消費者物価指数、労働分配率、原油価格などは外生変数として与えた。エネルギー需給モデルでは、各セクターのエネルギー構成、自動車保有台数などを外生変数とした。

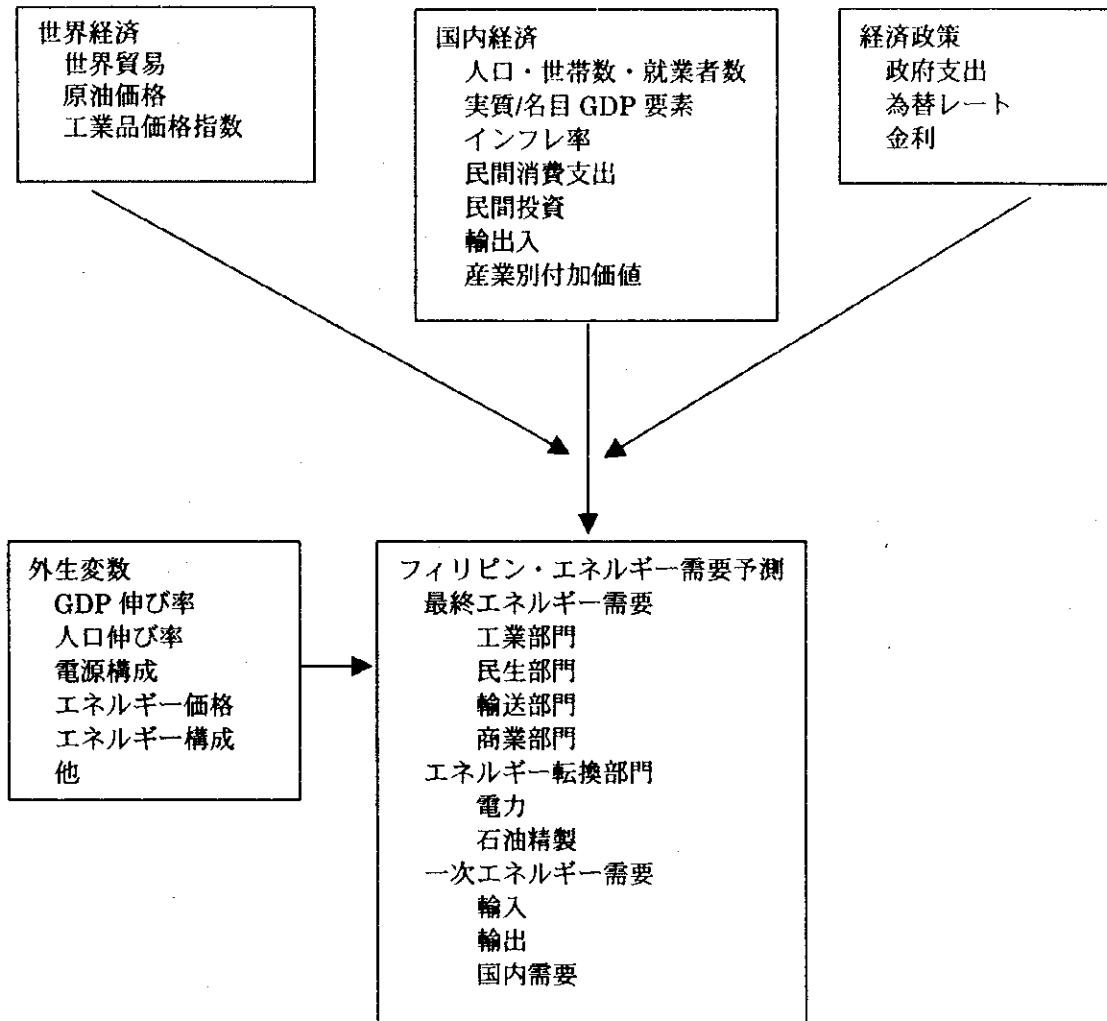


図 4-3-2 エネルギー需要予測モデルのフロー

表 4-3-1 に示されている外生変数は、将来のエネルギー需要を左右させる重要なファクターである。特に GDP の伸び率は将来のエネルギー需要を大きく左右させる。



### 4-3-3 主要外生変数

#### (1) 人口

将来の人口伸び率の推移は、1995 Census-Based National and Regional Population Projection (NSO)と World Population Prospects (United Nations)を基に想定された。人口伸び率は、2000年の2.1%から2025年の1.5%に徐々に減少していく。

#### (2) GDP

過去10年間のGDP伸び率の平均は約3%であったが、2000年のGDP伸び率は4%と上向きになってきている。本調査では、経済成長率につきHighケースとLowケースの2つを設定した(4-2-2参照)。Highケースでは、ここ1、2年の低迷の後、2006年には政府の中期的目標である6%成長が達成され、2010年までは6%程度の成長率が維持されるが、その後は経済成長は鈍化し、2011~2020年は5.5%程度、2021~2025年は5%程度になるであろう、と想定した。また、Lowケースでは、2006年から2010年までは4%、2011~2020年は5.5%、2021~2025年は5.0%と想定している。両ケースとも、長期的には成長率が漸次低下していく、という想定は、ある程度の経済水準に達した後は、労働生産性の向上が鈍化し、しかも人口増の鈍化に伴って就業者数伸び率も低下する、という見方によるものである(GDP伸び率=就業者数伸び率+労働生産性伸び率)。

#### (3) 世界の消費者物価指数

ここでは、世界の消費者物価指数はアメリカ経済に依存するものとして、アメリカの消費者物価指数上昇率を想定した(Highケース:2000~2005年が1%、2006~2015年が2.5%、2016~2025年が3.0%、Lowケース:2000~2005年が0.5%、2006~2015年が2.0%、2016~2025年が2.5%)。

#### (4) エネルギー価格

エネルギー価格については、原油、石炭、LNG価格を外生値として与えた。それぞれの価格の上昇率は、IEAの予測(World Energy Outlook 2001)を参考にして、表4-3-1に示すようにHighケースとLowケースを設定している(4-1-3参照)。モデルの中では、インフレーションを考慮し、これらのエネルギー価格は名目値で表示している。

#### (5) その他の外生変数

その他の主な外生変数としては、労働分配率、政府歳入構成、各セクターのエネルギー構成がある。これらの外生値は、現在の割合が今後も続くと想定している。

図4-3-3および4-3-4は、主要外生変数の想定値を示している。

表 4-3-1 主要外生変数の想定値 (%)

Year	Population growth rate	High Case					Low Case				
		GDP Growth Rate	US CPI Growth Rate	Crude oil price Growth Rate	Natural gas price Growth Rate	Coal price Growth Rate	GDP Growth Rate	US CPI Growth Rate	Crude oil price Growth Rate	Natural gas price Growth Rate	Coal price Growth Rate
2000	2.1	4.0	1.0	52.0	0.0	27.6	4.0	0.5	52.0	0.0	27.6
2001	2.0	3.3	1.0	-12.0	12.3	0.0	2.5	0.5	-12.0	-6.8	0.0
2002	2.0	4.0	1.0	-17.4	0.0	0.0	3.5	0.5	-17.4	0.0	0.0
2003	1.9	4.0	1.0	15.8	0.0	0.0	3.5	0.5	5.3	0.0	0.0
2004	1.9	5.3	1.0	0.0	0.0	0.0	3.5	0.5	0.0	0.0	0.0
2005	1.9	5.4	1.0	9.1	0.0	0.0	3.5	0.5	0.0	0.0	0.0
2006	1.8	6.0	2.5	0.0	0.0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	0.0
2007	1.8	6.0	2.5	8.3	0.0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	0.0
2008	1.7	6.0	2.5	0.0	0.0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	0.0
2009	1.7	6.0	2.5	7.7	0.0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	0.0
2010	1.6	6.0	2.5	0.0	0.0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	0.0
2011	1.6	5.5	2.5	0.0	0.0	0.0	5.5	2.0	2.7	1.8	0.0
2012	1.6	5.5	2.5	0.0	0.0	0.0	5.5	2.0	2.7	1.8	0.0
2013	1.5	5.5	2.5	0.0	0.0	0.0	5.5	2.0	2.7	1.8	0.0
2014	1.5	5.5	2.5	0.0	0.0	0.0	5.5	2.0	2.7	1.8	0.0
2015	1.5	5.5	2.5	0.0	0.0	0.0	5.5	2.0	2.7	1.8	0.0
2016	1.5	5.5	3.0	0.0	0.0	0.0	5.5	2.5	2.7	1.9	0.0
2017	1.5	5.5	3.0	0.0	0.0	0.0	5.5	2.5	2.7	1.9	0.0
2018	1.5	5.5	3.0	0.0	0.0	0.0	5.5	2.5	2.7	1.9	0.0
2019	1.5	5.5	3.0	0.0	0.0	0.0	5.5	2.5	2.7	1.9	0.0
2020	1.5	5.5	3.0	0.0	0.0	0.0	5.5	2.5	2.7	1.9	0.0
2021	1.5	5.0	3.0	1.4	1.4	0.0	5.0	2.5	1.5	1.0	0.0
2022	1.5	5.0	3.0	1.4	1.4	0.0	5.0	2.5	1.5	1.0	0.0
2023	1.5	5.0	3.0	1.4	1.4	0.0	5.0	2.5	1.5	1.0	0.0
2024	1.5	5.0	3.0	1.4	1.4	0.0	5.0	2.5	1.5	1.0	0.0
2025	1.5	5.0	3.0	1.4	1.4	0.0	5.0	2.5	1.5	1.0	0.0

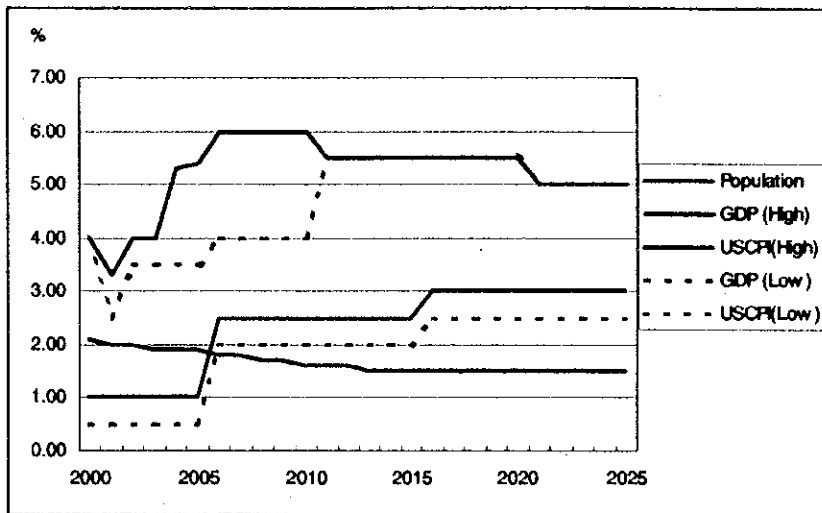
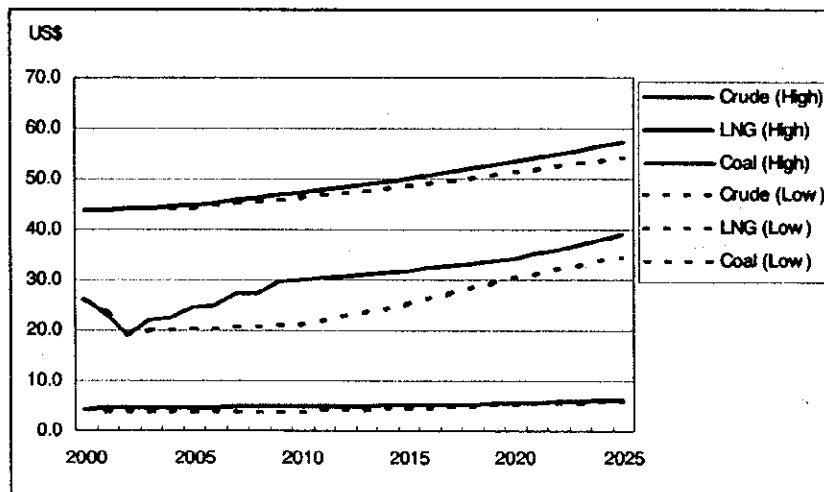


図 4-3-3 マクロ経済外生変数



(注) 原油 : US\$/bbl、LNG : US\$/MMBtu、石炭 : US\$/t

図 4-3-4 エネルギー価格外生変数

#### 4-3-4 データの入手可能性

入力データの入手可能性は、モデルを更新するのに重要である。このエネルギー需要予測モデルには、125種類の過去の実績値を入力する必要がある。表 4-3-2 は、将来、カウンターパートがモデルを維持、管理していくために必要なデータの入手先を示している。

表 4-3-2 エネルギー需要予測モデル・データ入手先

No. of Line	ITEMS 1	ITEMS 2	SECTORS	Data Availability	No. of Line	ITEMS 1	ITEMS 2	SECTORS	Data Availability
<b>MACRO ECONOMIC MODEL (DATA)</b>					<b>ENERGY DEMAND FORECASTING MODEL (DATA)</b>				
48	Census & Labour	Population	Population of Philippines	NSCB	251	Energy demand		Fuel oil	IEA, DOE
50			Population over 15 years old	NSCB	252			LPG	IEA, DOE
52			Ratio of Labor per population over 15	NSCB	253			Natural gas	IEA, DOE
55		Household	Household of Philippines	NSCB	254			Coal	IEA, DOE
57		No. of Workers by Sector	Agriculture, Fishery, Forestry	NSCB	255			Cokes	IEA, DOE
58			Mining & Manufacturing & Energy	NSCB	256			Firewood & Others	IEA, DOE
59			Construction	NSCB	258			Electricity	IEA, DOE
60			Transportation & Communication	NSCB	277		Residential energy demand	Naphtha	IEA, DOE
61			Trading & Commercials	NSCB	278			Kerosene	IEA, DOE
62			Banking & Services	NSCB	279			Diesel	IEA, DOE
63			Public & Others	NSCB	280			Fuel oil	IEA, DOE
69	GDP	GDP by Sector (1985 price)	Agriculture, Fishery, Forestry	NSCB	281			LPG	IEA, DOE
70			Mining & Manufacturing & Energy	NSCB	282			Natural gas	IEA, DOE
71			Construction	NSCB	283			Coal	IEA, DOE
72			Transportation & Communication	NSCB	284			Cokes	IEA, DOE
73			Trading & Commercials	NSCB	285			Firewood & Others	IEA, DOE
74			Banking & Services	NSCB	287			Electricity	IEA, DOE
75			Public & Others	NSCB	306		Commercial energy demand	Naphtha	IEA, DOE
102	Distribution & Wage	Distribution	Labor share of GDP	NSCB	307			Kerosene	IEA, DOE
110		Consumption & Save	Saving rate	NSCB	308			Diesel	IEA, DOE
115	Government finance	Government Finance	Income tax rate(*Labor distribution)	DOF	309			Fuel oil	IEA, DOE
116			Corporation tax rate(*Capital distribution)	DOF	310			LPG	IEA, DOE
117			Tariff rate(*Import)	DOF	311			Natural gas	IEA, DOE
118			Other tax rate(*GDP)	DOF	312			Coal	IEA, DOE
133	Inflation & Price	Inflation index	CPI of USA	IMF	313			Cokes	IEA, DOE
134			Exchange rate	NSCB	314			Firewood & Others	IEA, DOE
135			WPI	NSCB	316			Electricity	IEA, DOE
136			CPI	NSCB	324	Transportation	Stock statistics	Registered vehicles of gasoline use	NSCB
142		Energy price	Crude oil price(Average import price)	DOE	325			Registered vehicles of diesel use	NSCB
143			Coal price(Average of Indonesia & Australia)	DOE	336		Transportation energy demand	Road Gasoline	IEA, DOE
144			Natural gas price	DOE	337			Diesel	IEA, DOE
155		Wage	Wage index	NSCB	339			Marine Diesel	IEA, DOE
158	Government finance	Government finance (nominal)	Total Government revenue	NSCB	340			Fuel	IEA, DOE
159			Total Government Expenditure	NSCB	342			Air plane Jet	IEA, DOE
162	GDE	GDE by Sector (nominal)	Private consumption	NSCB	343			Aviation gasoline	IEA, DOE
163			Government consumption	NSCB		<b>TRANSFORMATION SECTORS (DATA)</b>			
164			Gross fixed formation	NSCB	380	Yields	Petroleum products yields	LPG / Crude oil	DOE
165			Export	NSCB	381			Gasoline / Crude oil	DOE
166			Import	NSCB	382			Aviation gasoline / Crude oil	DOE
167			Stocks	NSCB	383			Jet Fuel / Crude oil	DOE
168			Gross Domestic Expenditure	NSCB	384			Naphtha / Crude oil	DOE
					385			Kerosene / Crude oil	DOE
195	Prices	Energy prices	Gasoline(Regular)	DOE	386			Diesel / Crude oil	DOE
196			Kerosene	DOE	387			Fuel oil / Crude oil	DOE
197			Diesel	DOE	399	Power generation	Demand of electricity	Refinery	IEA, DOE
198			Fuel oil	DOE	400			Others	IEA, DOE
199			LPG	DOE	404		Loss & In-plant consumption	Loss & In-plant consumption	IEA, DOE
200			Natural gas	DOE	407		Generation by Hydro, Geothermal	From Hydro Geothermal	IEA, DOE
201			Coal	DOE	408			From Others	IEA, DOE
204		Electricity prices	Electricity(Residential)	DOE	417		Required energy for power generation	Diesel	IEA, DOE
205			Electricity(Commercial)	DOE	418			Fuel oil	IEA, DOE
206			Electricity(Industrial)	DOE	419			Natural gas	IEA, DOE
219	Energy demand	Agriculture energy demand	Naphtha	IEA, DOE	420			Coal	IEA, DOE
220			Kerosene	IEA, DOE	433	Refinery	In-plant consumption	Diesel	IEA, DOE
221			Diesel	IEA, DOE	434			Fuel oil	IEA, DOE
222			Fuel oil	IEA, DOE	453	Coal		For In-plant consumption	IEA, DOE
223			LPG	IEA, DOE	486	Primary energy demand	Import of Petroleum products	Gasoline	IEA, DOE
224			Natural gas	IEA, DOE	487			Kerosene	IEA, DOE
225			Coal	IEA, DOE	488			Diesel	IEA, DOE
226			Cokes	IEA, DOE	489			Fuel oil	IEA, DOE
227			Firewood & Others	IEA, DOE	490			Naphtha	IEA, DOE
229			Electricity	IEA, DOE	491			LPG	IEA, DOE
248		Industry energy demand	Naphtha	IEA, DOE	492			Aviation gasoline	IEA, DOE
249			Kerosene	IEA, DOE	493			Jet	IEA, DOE
250			Diesel	IEA, DOE	496		Primary energy	Crude oil	IEA, DOE



#### 4-3-5 シミュレーション結果

##### (1) エネルギー卸売価格

すでに記述したとおり、主要エネルギーである原油、石炭、LNGの価格は、外生値として与えられている。その他のエネルギー価格は、定義式によって求められている。将来の石油製品卸売価格は、原油価格上昇率と同じ率で上昇していくと定義した。平均電力料金については、原油、石炭、LNG価格を反映する、と定義しているが、電力産業改革法による料金への効果も加味している。定義式は以下の通りである。

$$RPIGAS = RPIGAS_{-1} * (RPICRD/RPICRD_{-1})$$

$$RPIKER = RPIKER_{-1} * (RPICRD/RPICRD_{-1})$$

$$RPIDIE = RPIDIE_{-1} * (RPICRD/RPICRD_{-1})$$

$$RPIFUE = RPIFUE_{-1} * (RPICRD/RPICRD_{-1})$$

$$RPILPG = RPILPG_{-1} * (RPICRD/RPICRD_{-1})$$

$$RPILEL = RPILEL_{-1} * ((PIMCRD + RPINGA + RPICOA) / (PIMCRD_{-1} + RPINGA_{-1} + RPICOA_{-1}))$$

RPICRD：原油価格 RPICRD<sub>-1</sub>：前年の原油価格

RPIGAS：ガソリン価格 RPIGAS<sub>-1</sub>：前年のガソリン価格

RPIKER：灯油価格 RPIKER<sub>-1</sub>：前年の灯油価格

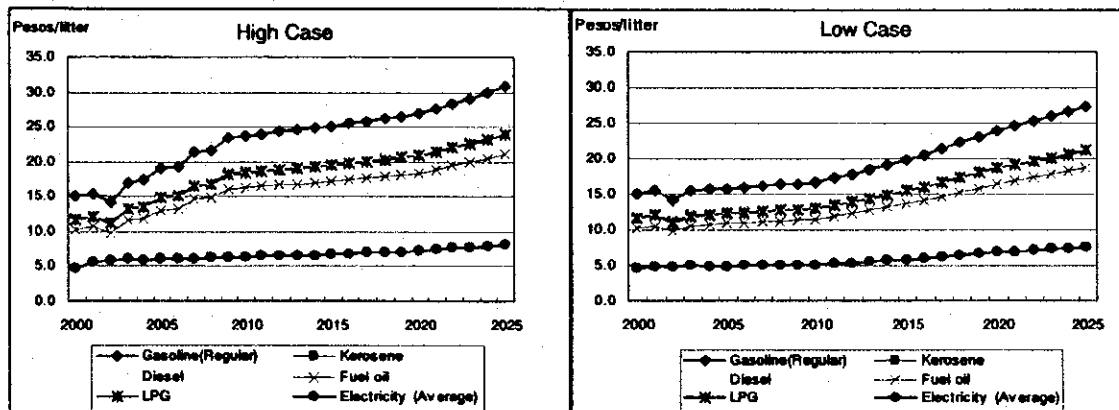
RPIDIE：ディーゼル価格 RPIDIE<sub>-1</sub>：前年のディーゼル価格

RPILPG：LPG価格 RPILPG<sub>-1</sub>：前年のLPG価格

RPILEL：平均電力料金 RPILEL<sub>-1</sub>：前年の平均電力料金

RPINGA：LNG価格 RPINGA<sub>-1</sub>：前年のLNG価格

RPICOA：石炭価格 RPICOA<sub>-1</sub>：前年の石炭価格



(注) 電力の単位は Ps/kWh

図 4-3-5 将来の石油製品および電力価格

## (2) 各部門における電力需要の予測

電力需要を予測するため、各セクター（農業、工業、家庭、商業）の過去の電力需要とGDP、価格などの推移との関係を調べて、将来の電力需要を予測する式を決定した。決定した予測式は以下の通りである。

### 1) 農業（回帰式）

$$\text{LOG}(\text{AGTELEW}) = -0.0588 + 1.0128 * \text{LOG} ((\text{AGTELEW}_{-1}) * (\text{VAAGR}/\text{VAAGR}_{-1}))$$

$$t \text{ 値} \quad \quad \quad (-0.919) \quad (73.5)$$

決定係数：0.999 Durbin-Watson (DW)比：2.99

AGTELEW：農業部門の電力需要量 AGTELEW<sub>-1</sub>：前年の農業部門の電力需要量

VAAGR：農業部門の GDP VAAGR<sub>-1</sub>：前年の農業部門の GDP

### 2) 工業（定義式）

工業、家庭、商業部門に関しては、過去のトレンドから将来の電力需要を説明する回帰式が得られなかったため定義式とした。

$$\text{MATELEW} = \text{MATELEW}_{-1} * (\text{VAMAN}/\text{VAMAN}_{-1})$$

MATELEW：工業部門の電力需要量 MATELEW<sub>-1</sub>：前年の工業部門の電力需要量

VAMAN：工業部門の GDP VAMAN<sub>-1</sub>：前年の工業部門の GDP

### 3) 家庭（回帰式）

$$\text{RETELEW} = -1157.2 + 247.56 * (\text{GDEPC}/\text{POP})$$

$$t \text{ 値} \quad \quad \quad (-7.45) \quad (10.3)$$

決定係数：0.921 DW比：1.01

RETELEW：家庭部門の電力需要量

GDEPC：民間最終消費支出 POP：人口

### 4) 商業（定義式）

$$\text{COTELEW} = \text{COTELEW}_{-1} * (\text{VACOM}/\text{VACOM}_{-1})$$

COTELEW：商業部門の電力需要量 COTELEW<sub>-1</sub>：前年の商業部門の電力需要量

VACOM：商業部門の GDP VACOM<sub>-1</sub>：前年の商業部門の GDP

図 4-3-6 は、上記予測式によって得られた 2025 年までのセクター別電力需要予測である。全体の電力需要伸び率は、High ケースで 2001~2005 年が 5.4%、2006~2010 年 6.9%、2011~2015 年 5.9%、2016~2020 年 5.6%、2021~2025 年 4.9%である(2001~2025 は 5.8%)。電力需要量は、1999 年の 32,919GWh から 2025 年には約 4.1 倍の 134,951GWh に上昇している。実際の発電量は、発電所内消費や送・配電ロスが加わるためもう少し大きくなる。

一方、Low ケースの 2001 年から 2025 年までの伸び率は、若干低く 5.1%で、総電力需要は 2025 年で 112,567GWh である。

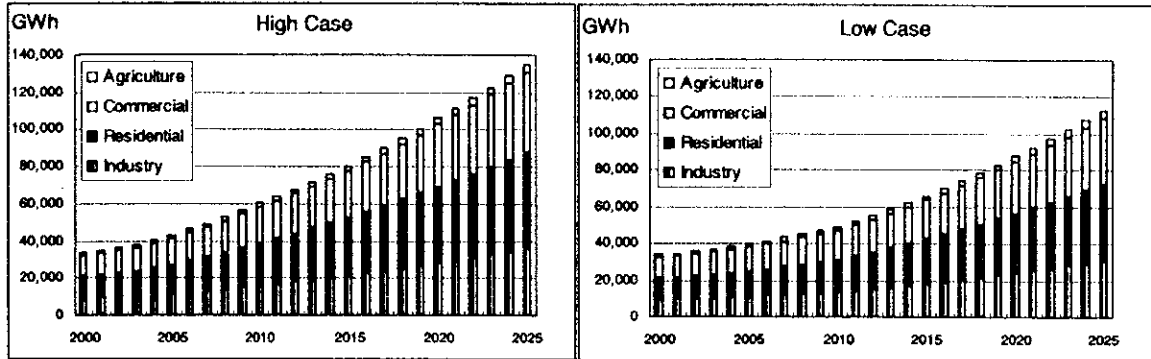


図 4-3-6 部門別電力需要予測

(3) 各部門における化石燃料需要予測

1) 農業部門

農業部門の化石燃料需要予測は、過去のトレンドと説明変数から表すことができなかった。そこで、農業部門のエネルギー需要予測は、工業用電力需要などと同様に定義式にした。

$$AGTTOTW = AGTTOTW_{-1} * (VAAGR/VAAGR_{-1})$$

AGTTOTW : 農業部門の化石燃料消費量 AGTTOTW<sub>-1</sub> : 前年の農業部門の化石燃料消費量

VAAGR : 農業部門の GDP VAAGR<sub>-1</sub> : 前年の農業部門の GDP

農業部門で使用されている主な燃料はディーゼル燃料油と重油である。2001 年から 2025 年までの平均伸び率は High ケースで 4.3%、Low ケースで 4.0%である。農業部門の化石燃料需要量は、他のセクターと比べて最も低く、工業部門と比較すると 6 分の 1 である。

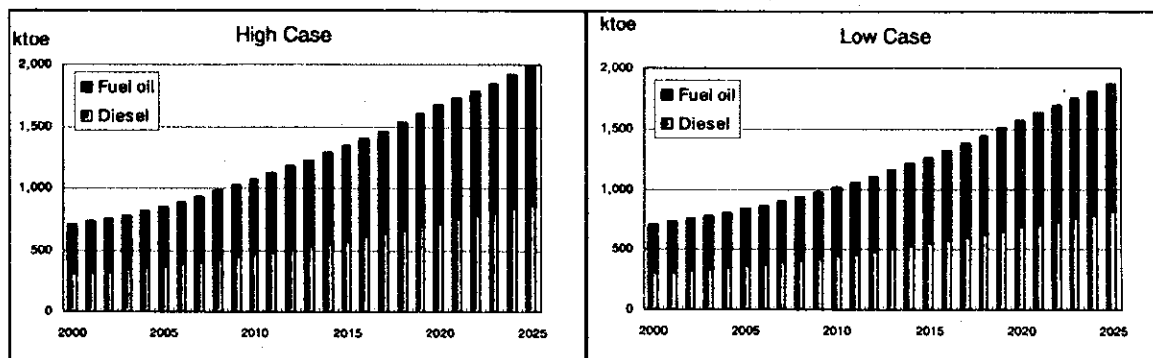


図 4-3-7 農業部門化石燃料需要予測



## 2) 工業部門

工業部門の化石燃料需要予測は、過去のトレンドと説明変数から表すことができなかった。そこで、工業部門の化石燃料需要予測も、農業部門の需要と同様に定義式にした。

$$\text{MATTOTW} = \text{MATTOTW}_{-1} * (\text{VAMAN}/\text{VAMAN}_{-1})$$

MATTOTW：工業部門の化石燃料消費量 MATTOTW<sub>-1</sub>：前年の工業部門の化石燃料消費量

VAMAN：工業部門の GDP VAMAN<sub>-1</sub>：前年の工業部門の GDP

図 4-3-8、工業部門の将来の化石燃料需要を示している。工業用の 2001 年から 2025 年までの化石燃料需要伸び率は、High ケースで 5.6%、Low ケースで 4.9%である。

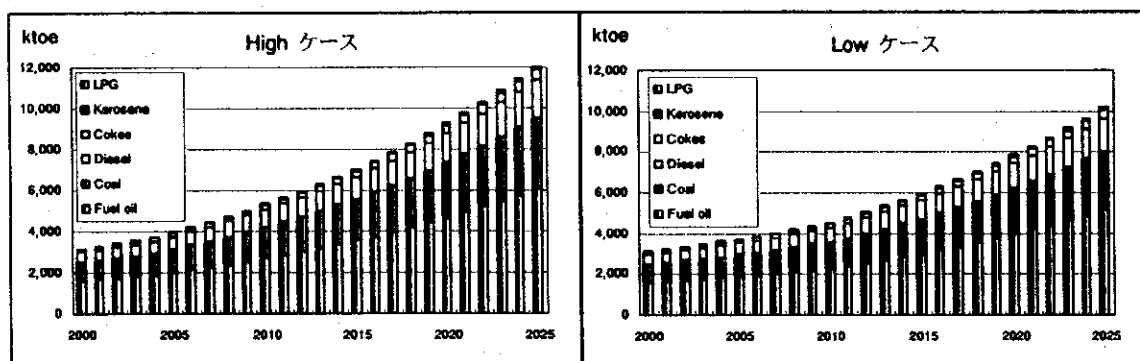


図 4-3-8 工業部門化石燃料需要予測

## 3) 商業部門

商業部門の化石燃料需要予測も過去のトレンドから説明できないため定義式とした。

$$\text{COTTOTW} = \text{COTTOTW}_{-1} * (\text{VACOM}/\text{VACOM}_{-1})$$

COTTOTW：商業部門の化石燃料消費量 COTTOTW<sub>-1</sub>：前年の商業部門の化石燃料消費量

VACOM：商業部門の GDP VACOM<sub>-1</sub>：前年の商業部門の GDP

図 4-3-9 は商業用化石燃料需要予測を示している。化石燃料需要は、商業セクターの GDP の上昇に伴い High ケースで 5.6%、Low ケースで 4.9%で伸びていく。

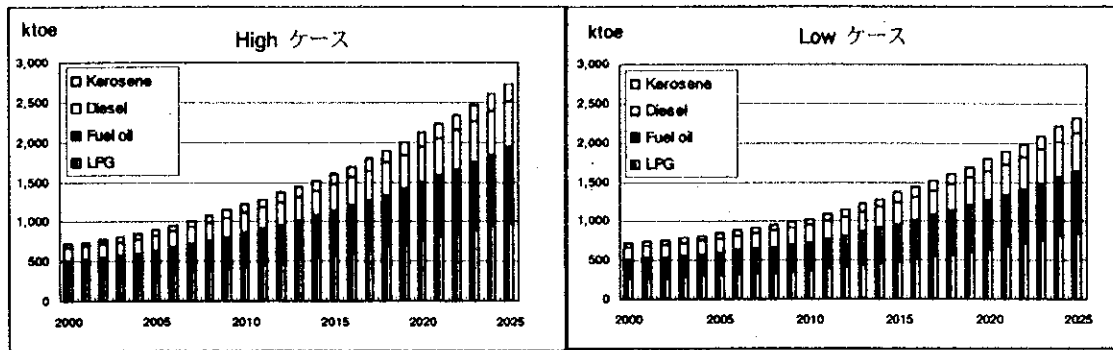


図 4-3-9 商業部門化石燃料需要予測

#### 4) 家庭（住宅）部門

家庭部門の化石燃料需要予測も過去のトレンドから説明がつかないため定義式とした。

$$RETTOTW = RETTOTW_{-1} * (GDEPC/GDEPC_{-1})$$

RETTOTW：家庭部門の化石燃料消費量 RETTOTW<sub>-1</sub>：前年の家庭部門の化石燃料消費量

GDEPC：民間最終消費支出 GDEPC<sub>-1</sub>：前年の民間最終消費支出

家庭で使われている燃料は、灯油、ディーゼル、LPGである。将来の化石燃料需要は、所得の上昇に伴い High ケースで年率 6.0%、Low ケースで 5.2%の割合で上昇していく。

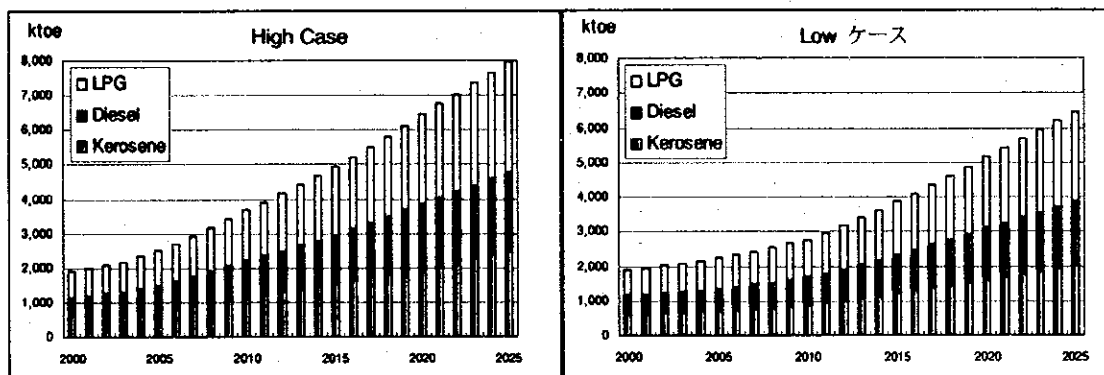


図 4-3-10 家庭（住宅）部門化石燃料需要予測

#### 5) 輸送部門

輸送部門に関しては、輸送モード別に推定式を作り需要予測を行なった。ガソリン自動車とディーゼル自動車については、回帰分析により式を推定した。一方、船舶および航空機については定義式とした。

a) ガソリン自動車 (回帰式)

$$\text{LOG}(\text{TRTGASW}) = 2.1996 + 0.5913 * \text{LOG}(\text{STKGV L}) - 0.3325 * \text{LOG}(\text{RPIGAS/DFCPI})$$

$$t \text{ 値} \quad (4.99) \quad (7.49) \quad (-3.66)$$

決定係数 : 0.964 DW 比 : 0.76

TRTGASW : ガソリン自動車の燃料消費量 STKGV L : ガソリン自動車保有台数

RPIGAS : ガソリン価格 DFCPI : 消費者物価指数

b) ディーゼル自動車 (回帰式)

$$\text{LOG}(\text{TRTDIEW}) = -0.8075 + 0.8845 * \text{LOG}(\text{STKDV L}) - 0.7584 * \text{LOG}(\text{RPIDIE/DFWPI})$$

$$t \text{ 値} \quad (-0.49) \quad (5.72) \quad (-1.73)$$

決定係数 : 0.852 DW 比 : 1.61

TRTDIEW : ディーゼル自動車の燃料消費量 STKDV L : ディーゼル自動車保有台数

RPIDIE : ディーゼル価格 DFWPI : 卸売物価指数

c) 船舶 (定義式)

$$\text{TRTMAR} = \text{TRTMAR}_{-1} * (\text{VATOT/VATOT}_{-1})$$

TRTMAR : 船舶部門の燃料消費量 TRTMAR<sub>-1</sub> : 前年の船舶部門の燃料消費量

VATOT : GDP VATOT<sub>-1</sub> : 前年の GDP

d) 航空機 (定義式)

$$\text{TRTAIR} = \text{TRTAIR}_{-1} * (\text{VATOT/VATOT}_{-1})$$

TRTAIR : 航空部門の燃料消費量 TRTAIR<sub>-1</sub> : 前年の航空部門の燃料消費量

VATOT : GDP VATOT<sub>-1</sub> : 前年の GDP

輸送用化石燃料需要のほとんどは、自動車用のガソリンとディーゼル油で占められている。今後も経済成長率と自動車普及率の上昇に伴い、化石燃料需要は増えていく。化石燃料需要の伸び率は、2010年までが High ケースで 5.9%、Low ケースで 7.5%、その後は High ケースで 5.5%、Low ケースで 4.5%になる。前半の伸び率が High ケースより Low ケースの方が高いのは、Low ケースの燃料価格が High ケースの燃料価格よりも安いいため Low ケースの需要の方が大きくなっている。

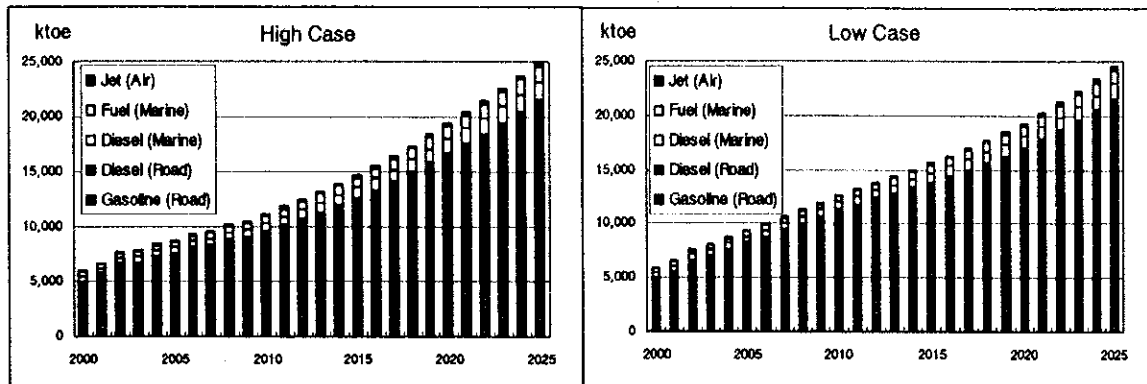


図 4-3-11 輸送部門化石燃料需要予測

(4) マクロ経済・エネルギー需給モデルの要約

表 4-3-3 は、本調査で構築したマクロ経済・エネルギー需給モデルによる予測結果の要約である。2000 年から 2025 年までの人口の伸び率は 1.6% で、2000 年の 7,620 万人から 2025 年には 1 億 1,450 万人に増える。一方、GDP の伸び率は High ケースで 5.3%、Low ケースで 4.6% であるため、この間、High ケースで 3.7%、Low ケースで 3.0% の労働生産性の伸びが達成されなければ、予測されている GDP 平均伸び率は困難になる。

GDP 伸び率に対するエネルギー伸び率の弾性値は High ケースで 1.09、Low ケースで 1.17 と、ほぼ妥当な値であると考えられる。

表 4-3-3 マクロ経済・エネルギー需給モデルにおける外生変数と  
それらによる予測結果の要約

	2000	2010	2025	Annual average growth rate (2000-2025)
Population (1,000)	76,235	91,392	114,486	1.6%
Labor force (1,000)	32,622	39,108	48,990	1.6%
Unemployment rate (%)	9.9	8.8	4.5	
Exchange rate (Ps/US\$)	48.0	58.6	58.6	
No. of vehicles (1,000)	4,129	8,768	22,071	6.9%
<b>High Case</b>				
GDP (billion Pss) 1985 price	955	1,582	3,448	5.3%
Wage index	100	273	717	8.2%
WPI	100	175	255	3.8%
CPI	100	217	364	5.3%
GDP deflator	100	203	326	4.8%
Crude price (US\$/bbl) nominal price	26.1	30.1	39.1	1.6%
LNG price (US\$/kcf) nominal price	4.0	4.8	6.3	1.8%
Coal price (US\$/t) nominal price	43.9	47.3	57.2	1.1%
Primary Energy Supply (ktoe)	23,971	37,474	71,764	4.5%
Total Final Consumption (ktoe)	12,084	22,208	49,337	5.8%
<b>Low Case</b>				
GDP (billion Pss) 1985 price	955	1,367	2,970	4.6%
Wage index	100	227	547	7.0%
WPI	100	168	229	3.4%
CPI	100	205	314	4.7%
GDP deflator	100	198	286	4.3%
Crude price (US\$/bbl) nominal price	26.1	21.1	34.6	1.1%
LNG price (US\$/kcf) nominal price	4.0	3.9	5.8	1.5%
Coal price (US\$/t) nominal price	43.9	46.3	54.2	0.8%
Primary Energy Supply (ktoe)	23,971	34,584	65,496	4.1%
Total Final Consumption (ktoe)	12,084	21,609	44,813	5.4%

#### 4-4 天然ガス「潜在」需要の推定（その1）…… 発電部門

以下では、上述の2つのケースおよび2つのシナリオにそって、天然ガスを利用すると考えられる各部門（発電、工業、業務、輸送、住宅）につき、ガス「潜在」需要推定の方法とその結果を説明する。

##### 4-4-1 発電部門におけるガス「潜在」需要の推定方法

発電部門におけるガス「潜在」需要の推定は、High ケース、Low ケースそれぞれについて、次のように行なわれる。

第1に、現在の電力需要、ならびに将来の電力需要の予測値に対応する各年の必要発電量に基づき、必要な発電能力（ピーク需要を十分に賅うことができる能力）を推定する。将来の発電量は、上述したフィリピン全体のエネルギー需要予測の結果により得られる。また、それを賅うのに必要な発電能力は、ピーク需要に対して最低限20%の予備率を持つものとして想定される。

第2に、その発電能力を構成する各種の電源と、それぞれの発電量を推定する。これは次のように行なわれる。まず、電源選択の基準は次の通りである。

- ・電力の安定供給の確保（特に各種電源の分散による安定供給の確保）
- ・環境保全（クリーンなエネルギー源、クリーン技術の選択）
- ・経済性（主にベース・ロード用について、発電コストの相対的に低いものの選択）
- ・国産エネルギー源の最大限の活用（地熱、水力、国産の石炭、天然ガスなど）

さらに、われわれは、

- ・電源選択については、DOEの“フィリピンエネルギープラン 2002-2011”を参照するとともに、
- ・ルソン、Visayas、Mindanaoの3グリッドにおける発電能力の割合は、将来においても、現在とほぼ同じ程度を維持すると想定する。
- ・また、上記のようにして選択された電源の設備利用率についても、電源の選択と同様の考え方により、High ケースとLow ケースの差をつける。

この際、より具体的には次のような検討を行なった。

##### (1) High ケース

われわれは、国産のエネルギー源（地熱、水力、バイオマス、さらに Camago/Malampaya

の天然ガス、Semirara 島の石炭など）は、それらの最大供給能力まで開発されると想定した。また、石油火力については、最近におけるフィリピン政府の基本的な方針に沿って、その開発を必要最低限に止めると想定した。

その上で、2つの輸入エネルギー源（石炭と天然ガス）については、経済性（主に発電コストの比較）の検討の結果から、ほぼ同規模の発電能力が開発されるであろうと想定した。

## (2) Low ケース

われわれは、国産エネルギー源と石油火力については、このケースにおいても High ケースと同じ想定を行なった。ただし、2つの輸入エネルギー源（石炭と天然ガス）については、経済性（主に発電コストの比較）の検討の結果から、ガス火力の開発が石炭火力のそれをかなりの程度上回るであろうと想定した。

第3に、各種の電源による発電量に基づき、ガス火力の必要燃料消費量を推定する。

このようにして、発電部門における2000年から2025年にいたる各年のガス「潜在」需要が推定される。

なお、各ケースにおいて、電源開発については、両シナリオとも同じ想定を行なった。その理由は、前述のように、利用促進シナリオにおいて採用されると想定されている政策・制度は、主として発電用以外のガス利用の促進を目的とするものであり、それらが発電用のガス利用や供給に対して、大きな影響を与えることはないと考えられることである。

### 4-4-2 推定の結果（国産ガス供給：500 mmscfd）

フィリピン全体の電源構成および発電量構成を表4-4-1および4-4-2に示す。

第1に、発電能力は2000年の12,541MWから、High ケースでは2010年には18,690MW、2020年には29,791MW、さらに2025年には37,841MWへと増大するであろう。

また、Low ケースでは2010年には16,458MW、2020年には24,749MW、さらに2025年には31,599MWへと増大するであろう。

第2に、そのうち、国産ガス火力は2005年（実際には、上述のように2002年から新規のガス火力2,725MWがBatangas地域で運転を開始する）の3,028MWが、High ケースでは2010年には3,960MWへと上昇するが、その後はほとんど横這いを続けるのに対して、

輸入ガス火力は2010年（実際には、2009年から300MWが運転を開始する）の300MWが2025年には8,900MWへと、30倍に増大するであろう。

Low ケースでは、国産ガス火力は2005年の3,028MWが2010年には3,060MW、さらに2015年には3,983MWへと上昇するが、その後は横這いを続けるのに対して、輸入ガス火力は2015年（実際には、2013年から300MWが運転を開始する）の600MWが2025年には7,400MWへと、12倍に増大するであろう。

表 4-4-1(1) 電源構成 (High ケース)

	(MW)					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Geo., hydro & others	4,167	4,606	4,719	5,798	6,242	6,492
Domestic coal	505	455	455	500	500	450
Domestic gas	3	3,028	3,960	3,983	3,983	3,983
Oil	5,016	4,557	5,606	5,827	7,017	7,316
Imported gas	0	0	300	2,100	4,500	8,900
Imported coal	2,850	2,850	3,650	5,550	7,550	10,700
Grand total	12,541	15,496	18,690	23,758	29,791	37,841
Domestic	4,675	8,089	9,134	10,281	10,725	10,925
Imported	7,866	7,407	9,556	13,477	19,067	26,916

表 4-4-1(2) 電源構成 (Low ケース)

	(MW)					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Geo., hydro & others	4,167	4,606	4,719	6,248	6,692	6,942
Domestic coal	505	455	455	530	530	480
Domestic gas	3	3,028	3,060	3,983	3,983	3,983
Oil	5,016	4,525	5,174	4,945	5,895	5,844
Imported gas	0	0	0	600	3,800	7,400
Imported coal	2,850	2,850	3,050	3,250	3,850	6,950
Grand total	12,541	15,464	16,458	19,556	24,749	31,599
Domestic	4,675	8,089	8,234	10,761	11,205	11,405
Imported	7,866	7,375	8,224	8,795	13,545	20,194



表 4-4-2(1) 発電量の電源別構成 (High ケース)

	(Gwh)					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Geo., hydro & others	13,141	13,315	14,882	18,285	19,684	20,472
Domestic coal	2,855	2,098	2,552	2,816	2,883	2,422
Domestic gas	0	17,062	24,656	24,797	24,797	24,797
Oil	13,182	9,182	12,276	12,760	15,367	16,022
Imported gas	0	0	1,708	11,957	27,594	48,712
Imported coal	16,112	13,143	20,473	31,252	43,539	57,590
Grand total	45,290	54,801	76,547	101,867	133,864	170,015
Domestic	15,996	32,476	42,090	45,897	47,364	47,691
Imported	29,294	22,325	34,457	55,970	86,500	122,325

表 4-4-2(2) 発電量の電源別構成 (Low ケース)

	(Gwh)					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Geo., hydro & others	13,141	12,105	14,882	21,018	22,417	23,205
Domestic coal	2,853	1,844	2,201	3,042	2,856	2,453
Domestic gas	13	17,075	18,966	24,810	24,810	24,810
Oil	13,182	7,928	11,330	12,128	14,459	14,334
Imported gas	0	0	0	4,100	25,765	41,487
Imported coal	16,101	11,550	14,751	18,651	20,743	35,524
Grand total	45,290	50,502	62,129	83,749	111,049	141,814
Domestic	16,007	31,024	36,048	48,870	50,082	50,468
Imported	29,283	19,478	26,081	34,879	60,967	91,346

以下では、調査対象地域毎の発電用「潜在」ガス需要の推定結果を説明する。調査対象地域毎の発電能力、同じく「潜在」ガス需要を下表に示す(表 4-4-3、4-4-4)。なお、調査対象地域毎の発電能力と「潜在」ガス需要は、両オプションとも同じである。

#### (1) High ケース

地域 L における潜在需要は 2005 年の 343 mmcf/d から急速に増大し、2025 年には 1,294 mmcf/d に達するであろう。

同地域の中では、地域 L-2 における需要が最も大きく、2025 年に 787mmcf/d と、地域 L 全体の 6 割を占めるであろう。これは、このケースでは LNG 基地が Bataan 半島地域のみならず、Batangas 地域にも建設され、国産ガス焚きの発電所に加え、輸入ガス (LNG) 焚き発電所もこの地域に立地すると想定されているからである。一方、多くの輸入ガス焚

きの発電所が地域 L-3 に立地する (2025 年までに合計 4,300MW) と想定されているので、地域 L-3 における潜在需要は 2025 年には 436mmcfcd と、地域 L 全体の 3 割余りを占めるであろう。

これらに対して、地域 L-1、C-M および D における潜在需要は、2025 年においてもそれぞれ 71、52 および 52mmcfcd にすぎない。

表 4-4-3(1) 対象地域別のガス火力発電能力 (High ケース)

Option/Target Area	(MW)					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Option 1 and 2						
L-1	0	0	600	600	600	600
L-2	0	3,025	3,357	4,280	5,180	6,980
L-3	0	0	300	1,200	2,300	4,300
L-total	0	3,025	4,257	6,080	8,080	11,880
C-M	0	0	0	0	200	500
D	0	0	0	0	200	500
Total	0	3,025	4,257	6,080	8,480	12,880

表 4-4-3(2) 対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)

Option/Target Area	(mmcfcd)					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Option 1 and 2						
L-1	0	0	71	71	71	71
L-2	0	343	419	517	627	787
L-3	0	0	32	127	261	436
L-total	0	343	522	714	959	1,294
C-M	0	0	0	0	23	51
D	0	0	0	0	23	51
Total	0	343	522	714	1,004	1,395

## (2) Low ケース

このケースでも、地域 L における潜在需要は 2005 年の 343mmcfcd から急速に増大し、2025 年には 1,158mmcfcd に達するであろう。

同地域の中では、地域 L-2 における需要が最も大きく、2025 年に 713mmcfcd と、地域 L 全体の 6 割以上を占めるであろう。これは、このケースでも、LNG 基地が Bataan 半島地域のみならず、Batangas 地域にも建設され、国産ガス焚きの発電所に加え、輸入ガス (LNG) 焚き発電所もこの地域に立地すると想定されているからである。一方、多くの輸入ガス焚

きの発電所が地域 L-3 に立地する(2025 年までに合計 3,600MW)と想定されているので、地域 L-3 における潜在需要は 2025 年には 374mmcfcd と、地域 L 全体の 3 割余りを占めるであろう。

これらに対して、地域 L-1、C-M および D における潜在需要は、2025 年においてもそれぞれ 71、52 および 52mmcfcd にすぎない。

表 4-4-4(1) 対象地域別のガス火力発電能力 (Low ケース)

		(MW)					
Option/Target Area	2000	2005	2010	2015	2020	2025	
Option 1 and 2							
L-1	0	0	0	600	600	600	
L-2	0	3,025	3,057	3,380	4,580	6,180	
L-3	0	0	0	600	2,200	3,600	
L-total	0	3,025	3,057	4,580	7,380	10,380	
C-M	0	0	0	0	200	500	
D	0	0	0	0	200	500	
Total	0	3,025	3,057	4,580	7,780	11,380	

表 4-4-4(2) 対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)

		(mmcfcd)					
Option/Target Area	2000	2005	2010	2015	2020	2025	
Option 1 and 2							
L-1	0	0	0	71	71	71	
L-2	0	343	382	422	573	713	
L-3	0	0	0	76	276	374	
L-total	0	343	382	569	920	1,158	
C-M	0	0	0	0	25	52	
D	0	0	0	0	25	52	
Total	0	343	382	569	970	1,261	

#### 4-4-4 推定の結果 (国産ガス供給 : 650 mmcfcd)

国産ガス供給が 150mmcfcd 増大すると、LNG 輸入の時期は数年間遅れることになる。High ケースでは、その時期は 500mmcfcd の場合の 2009 年から 2012 年へ、また Low ケースでは、同じく 2013 年から 2017 年へと遅れるであろう。

それぞれのケースにおける電源構成、発電量、ガス消費量などの詳細については、本調査報告書の “Appendix B: Forecast of Potential Gas Demand for Power Generation” を参照され

たい。

参考までに、以下に調査対象地域毎のガス火力、および発電用ガス「潜在」需要の見通しを示す。

表 4-4-5(1) 対象地域別のガス火力発電能力 (High ケース)

		(MW)				
Option/Target Area	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Option 1 and 2						
L-1	0	0	600	600	600	600
L-2	0	3,025	3,657	4,580	5,780	7,980
L-3	0	0	0	1,200	2,000	3,600
L-total	0	3,025	4,257	6,380	8,380	12,180
C-M	0	0	0	0	200	500
D	0	0	0	0	200	500
Total	0	3,025	4,257	6,380	8,780	13,180

表 4-4-5(2) 対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)

		(mmscf/d)				
Option/Target Area	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Option 1 and 2						
L-1	0	0	71	71	71	71
L-2	0	343	457	572	707	909
L-3	0	0	0	127	224	357
L-total	0	343	528	770	1,002	1,337
C-M	0	0	0	0	22	50
D	0	0	0	0	22	50
Total	0	343	528	770	1,047	1,436

表 4-4-6(1) 対象地域別のガス火力発電能力 (Low ケース)

		(MW)				
Option/Target Area	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Option 1 and 2						
L-1	0	0	0	600	600	600
L-2	0	3,025	3,057	3,980	5,580	6,980
L-3	0	0	0	0	1,200	2,800
L-total	0	3,025	3,057	4,580	7,380	10,380
C-M	0	0	0	0	200	500
D	0	0	0	0	200	500
Total	0	3,025	3,057	4,580	7,780	11,380

表 4-4-6(2) 対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)

(mmscfd)

Option/Target Area	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Option 1 and 2						
L-1	0	0	0	71	71	71
L-2	0	343	382	497	678	818
L-3	0	0	0	0	127	286
L-total	0	343	382	568	875	1,175
C-M	0	0	0	0	21	51
D	0	0	0	0	21	51
Total	0	343	382	568	917	1,277

## 4-5 天然ガス「潜在」需要の推定（その2）----- 発電以外の各部門

### 4-5-1 エネルギー需要予測

将来の天然ガス「潜在」需要の推定には、まずそのベースとなるエネルギー需要予測が必要となる。すでに4-3で予測されたフィリピン全国のエネルギー需要予測を基に、各調査対象地域のエネルギー需要予測を、2-2-2で述べたものと同手法で展開して求めた。

将来予測に関して、2-2-2で述べた手法で第1段階の全国データから各地方へ展開するためには、それぞれの地方のGRDP、1人当たりGRDP、人口などの将来推移を設定する必要がある。今回はまずGDP予測に対するGRDPの各地方比率は2000年と同じとした。次に人口の展開は、4-3に述べたモデルによる人口予測値を、過去10年間（行政区画変更部分は除外）の人口推移に対する各地方別人口比率変化の一次近似係数で各地方に振り分けた。これらの結果を次の図4-5-1および図4-5-2に示す。ここで1990年から2000年は実績で以降は予測となっている。

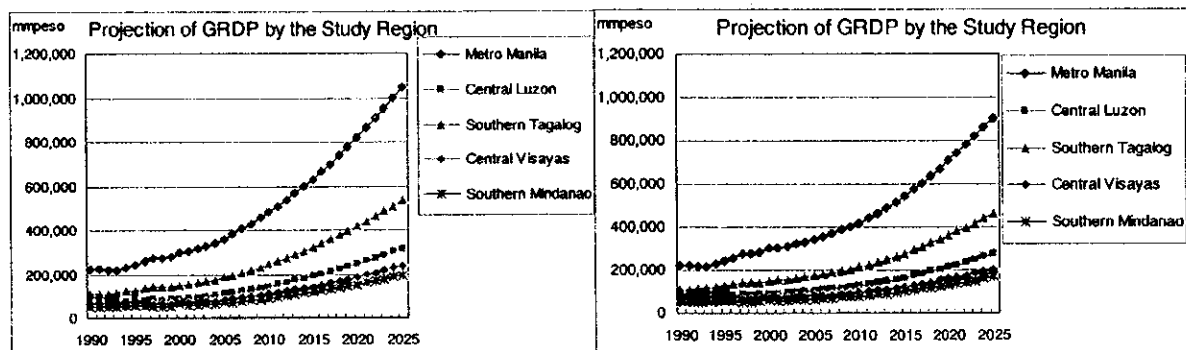


図 4-5-1 調査対象地方の GRDP 推移予測（左：High ケース、右：Low ケース）

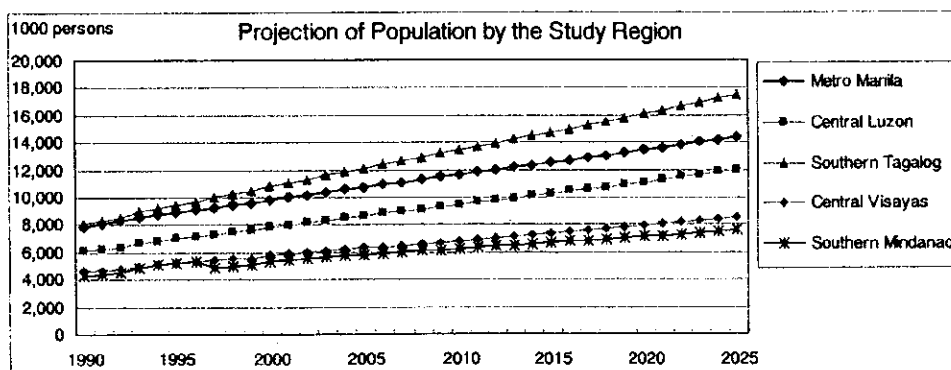


図 4-5-2 調査対象地方の人口推移予測（High ケース、Low ケースとも）

これらに基づき仮定した配分係数で、全国の部門別・エネルギー別のエネルギー需要想定を振り分けた結果を図 4-5-3 から図 4-5-5 に示す（単位 mmscf/d：天然ガス日量換算）。

図 4-5-3 によれば、1 人当たり GRDP の高い NCR に、家庭・業務部門のエネルギー消費がより多く配分されていることが分かる。エネルギー別に見ても、家庭・業務部門の配分の影響を受けて、電力と LPG の消費が NCR に比較的多く配分されている。また図 4-5-5 から、調査対象地域のエネルギー消費が、フィリピン全体の 64% を占めていることが分かる。

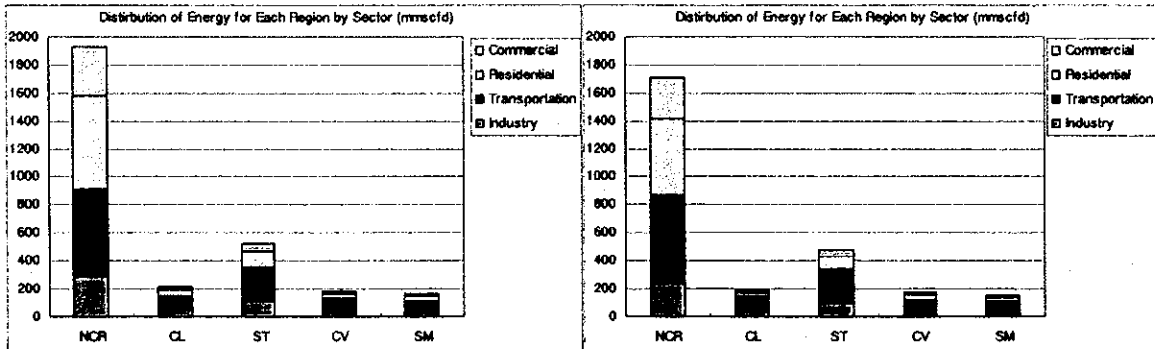


図 4-5-3 調査対象地方の部門別エネルギー消費 (2025) (左 High ケース、右 Low ケース)

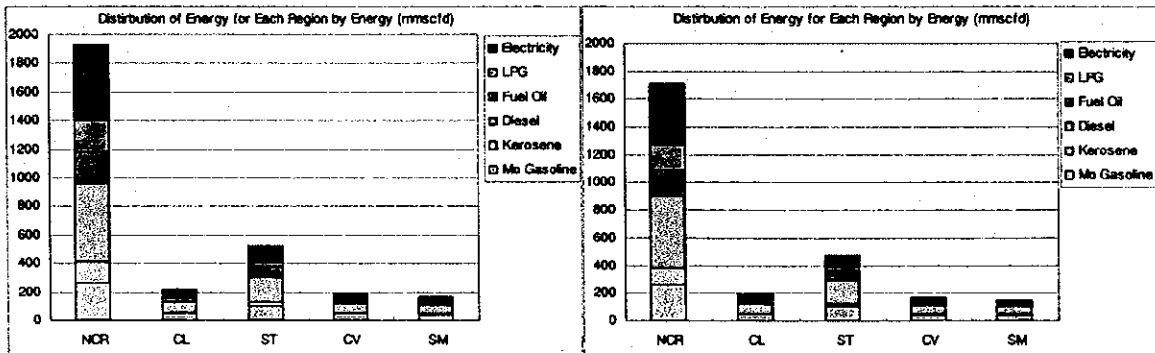


図 4-5-4 調査対象地方のエネルギー別消費 (2025) (左 High ケース、右 Low ケース)

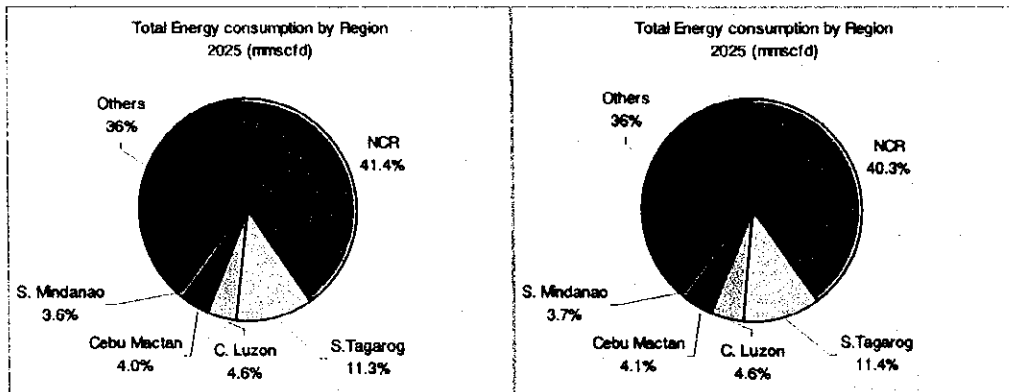


図 4-5-5 地方別調査対象範囲のエネルギー需要予測 (左 High ケース、右 Low ケース)

以下にこれらから推定された各対象地域の予測結果 (High ケース) を示す(単位 1000toe)。

(1) ルソン島マニラ地域

1) NCR 地域 (L-1) の最終エネルギー需要の予測結果

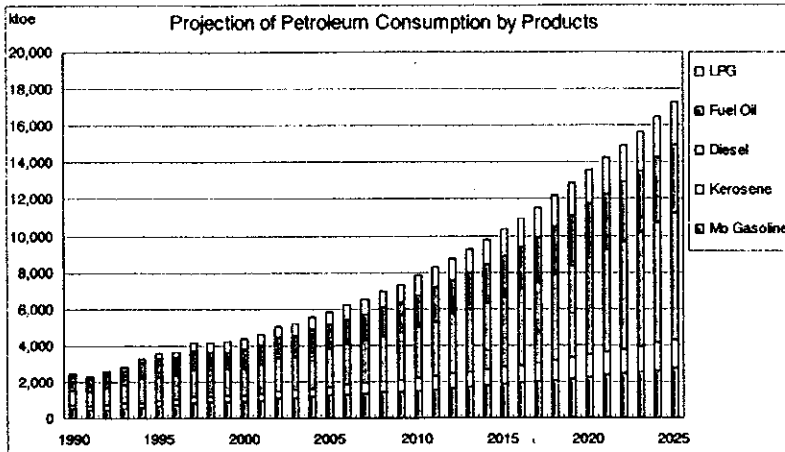


図 4-5-6 NCR 地域の石油製品別需要予測 (High ケース)

予測の結果、NCR における石油製品消費の年平均伸び率は 5.65% と想定されている。

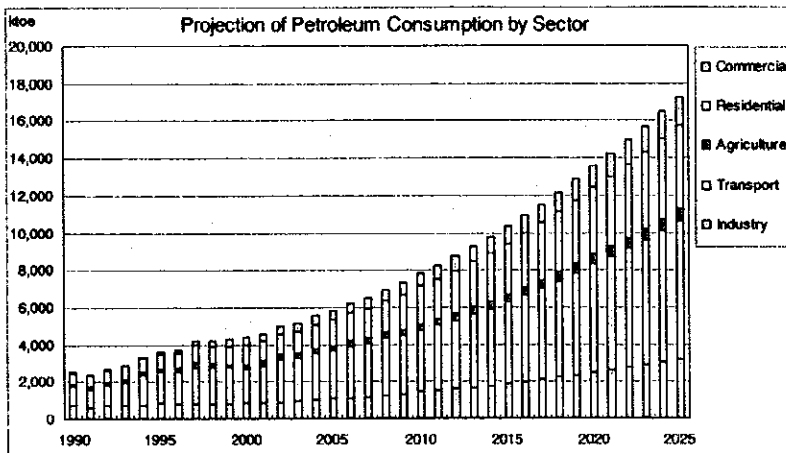


図 4-5-7 NCR 地域の部門別石油製品需要予測 (High ケース)

これをセクター別に表すと左の図のようになる。

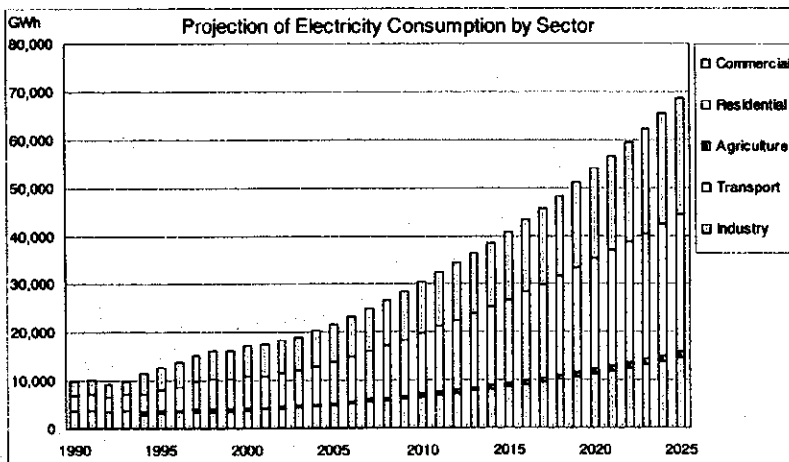
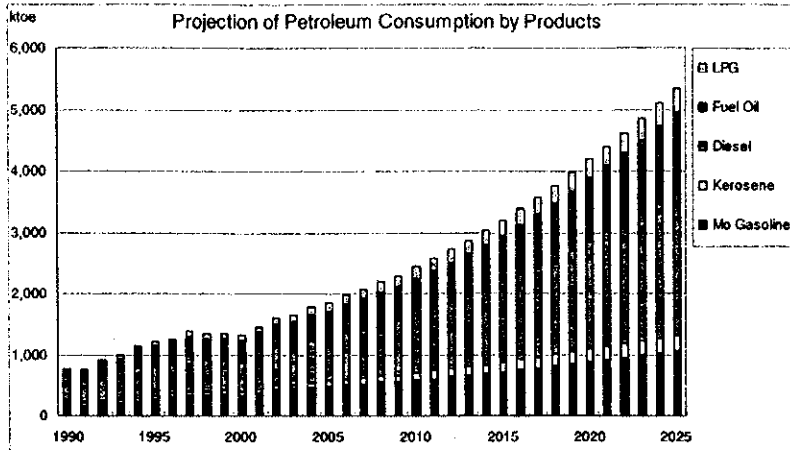


図 4-5-8 NCR 地域の部門別電力需要予測 (High ケース)

NCR における将来の電力消費の年平均伸び率は 5.68% と予測されている。

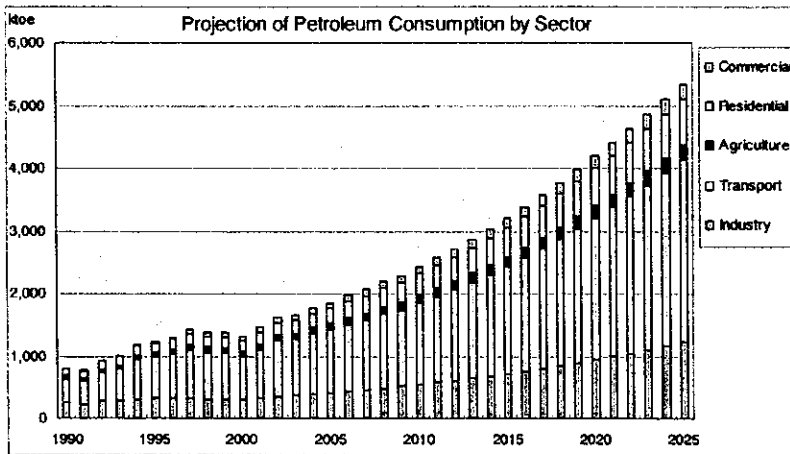


2) 南 Tagalog 地方内の対象地域 (L-2 地域) の最終エネルギー需要の予測結果



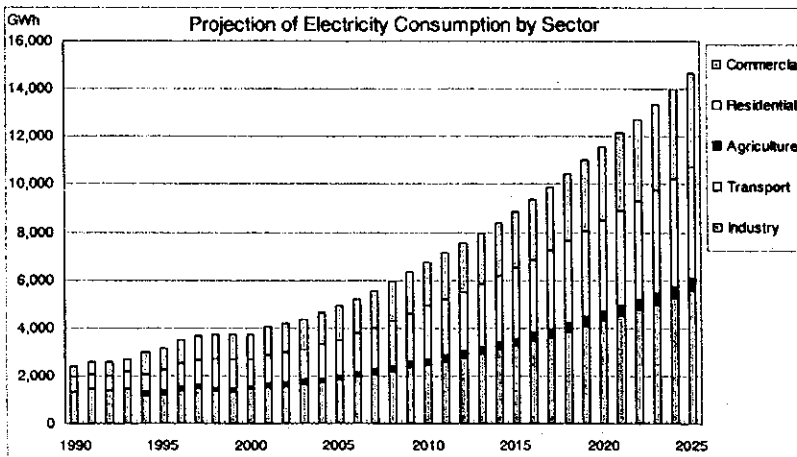
L-2 地域の石油製品消費の平均年伸び率は 5.76% と予想されている。

図 4-5-9 南 Tagalog L-2 地域の石油製品別需要予測 (High ケース)



これをセクター別に表すと左の図のようになる。

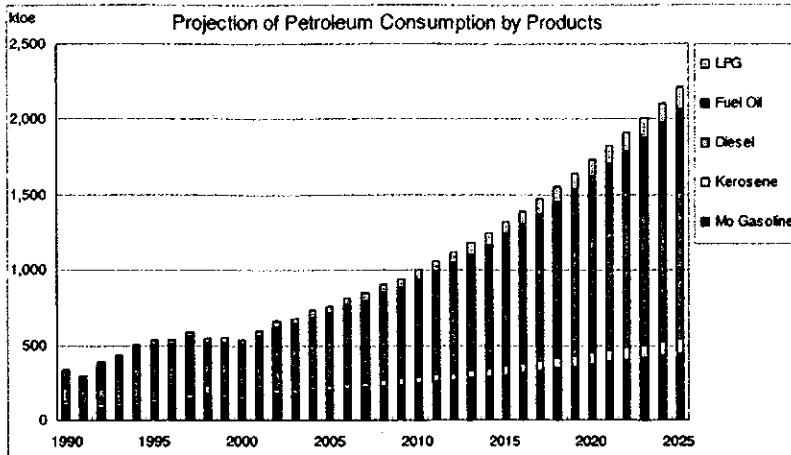
図 4-5-10 南 Tagalog L-2 地域の部門別石油製品需要予測 (High ケース)



L-2 地域の電力消費の年平均伸び率は 5.63% と予想されている。

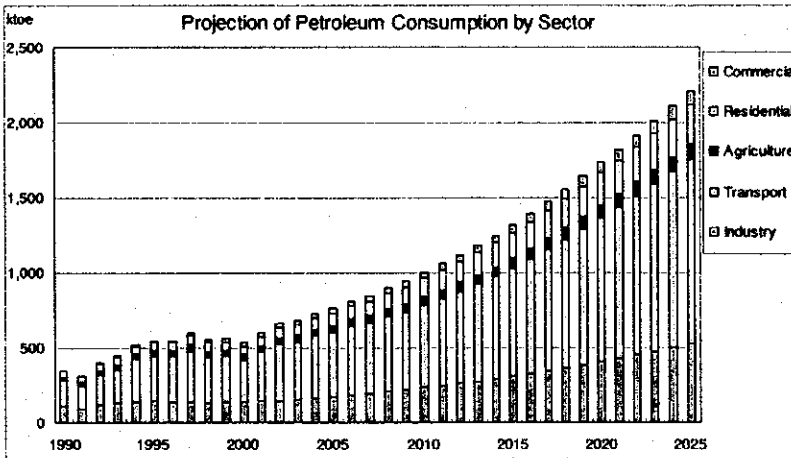
図 4-5-11 南 Tagalog L-2 地域の部門別電力需要予測 (High ケース)

3) 中部ルソン地方内の対象地域（L-3 地域）の最終エネルギー需要の予測結果



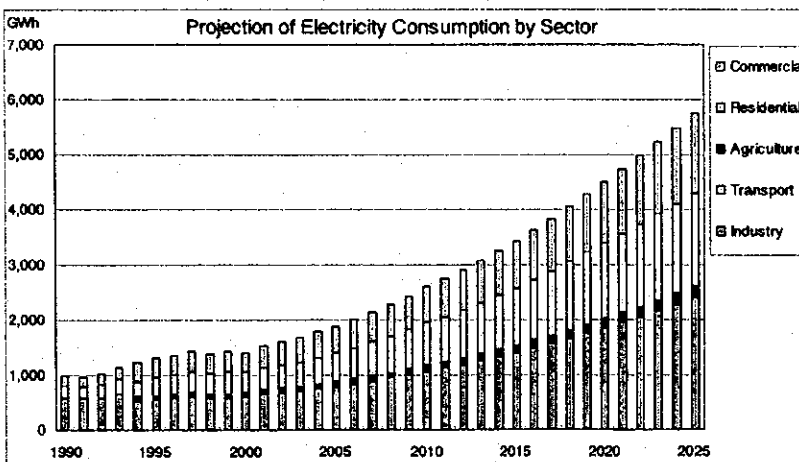
L-3 地域の石油製品消費の平均年伸び率は 5.84%と予想されている。

図 4-5-12 中部ルソン L-3 地域の石油製品別需要予測（High ケース）



これをセクター別に表すと左の図のようになる。

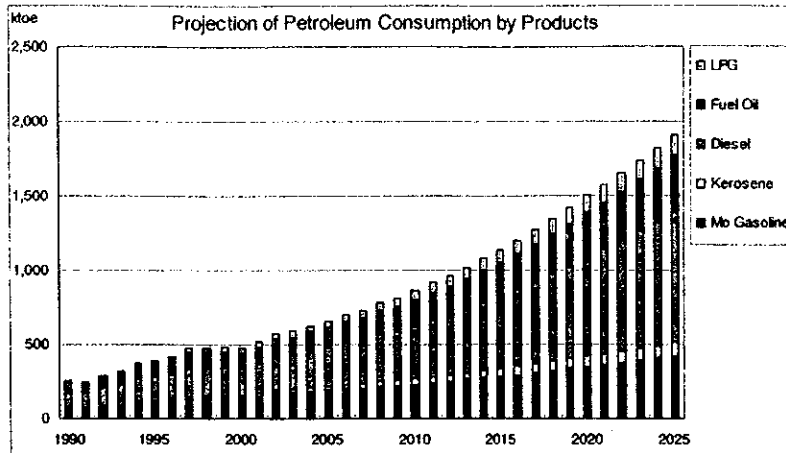
図 4-5-13 中部ルソン L-3 地域の部門別石油製品需要予測（High ケース）



L-3 地域の電力消費の年平均伸び率は 5.80%と予想されている。

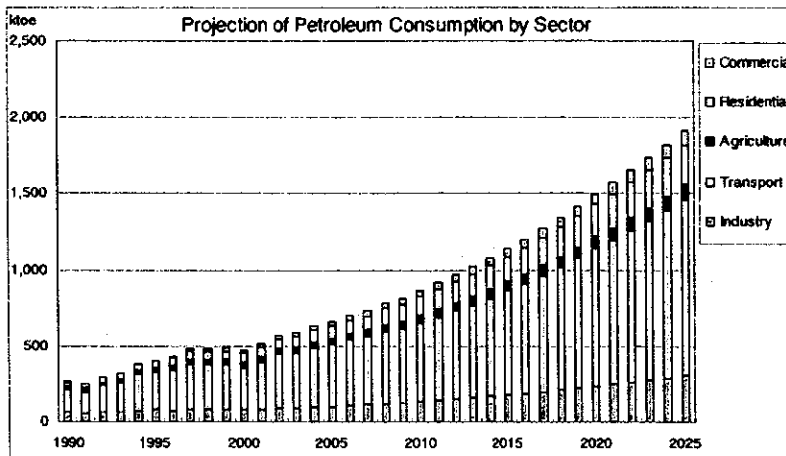
図 4-5-14 中部ルソン L-3 地域の部門別電力需要予測（High ケース）

(2) 中部 Viasayas 地方対象地域 (C-M 地域) の最終エネルギー需要の予測結果



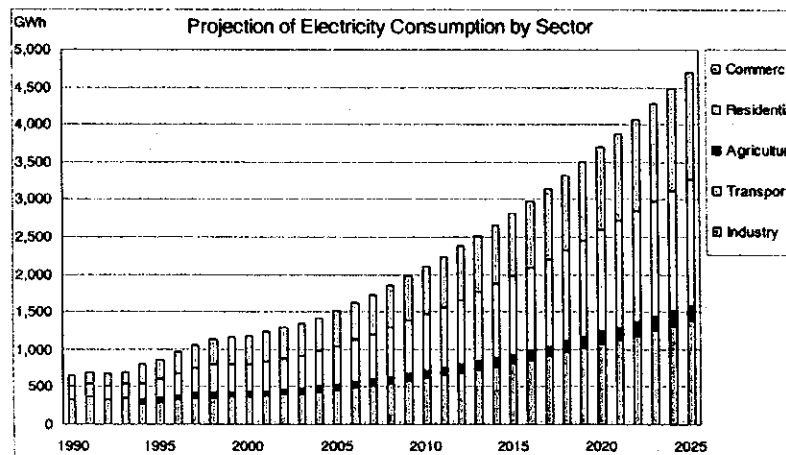
C-M 地域の石油製品消費の平均年伸び率は 5.74% と予想されている。

図 4-5-15 中部 Viasayas C-M 地域の石油製品別需要予測 (High ケース)



これをセクター別に表すと左の図のようになる。

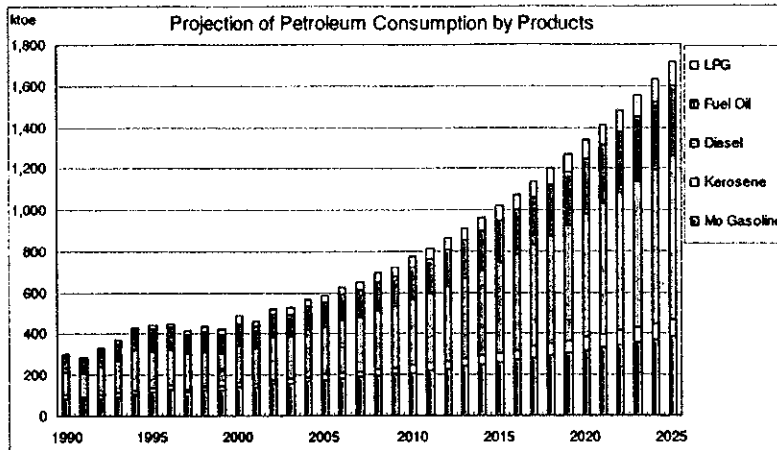
図 4-5-16 中部 Viasayas C-M 地域の部門別石油製品需要予測 (High ケース)



C-M 地域の電力消費の年平均伸び率は 5.71% と予想されている。

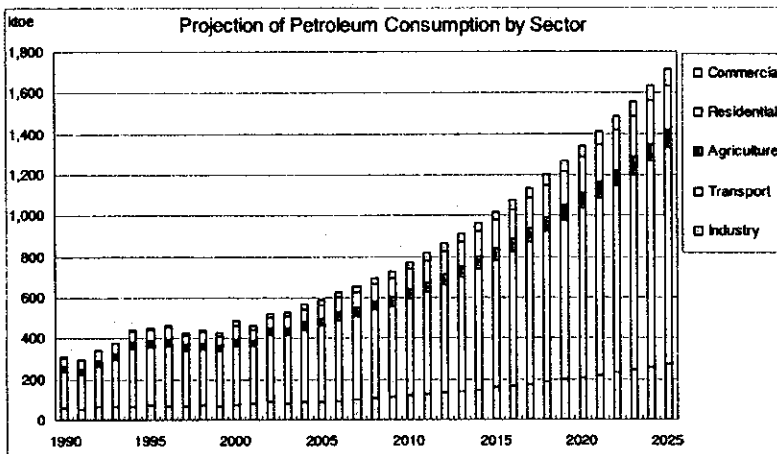
図 4-5-17 中部 Viasayas C-M 地域の部門別電力需要予測 (High ケース)

(3) 南 Mindanao 地方の対象地域 (D 地域) における最終エネルギー需要の予測結果



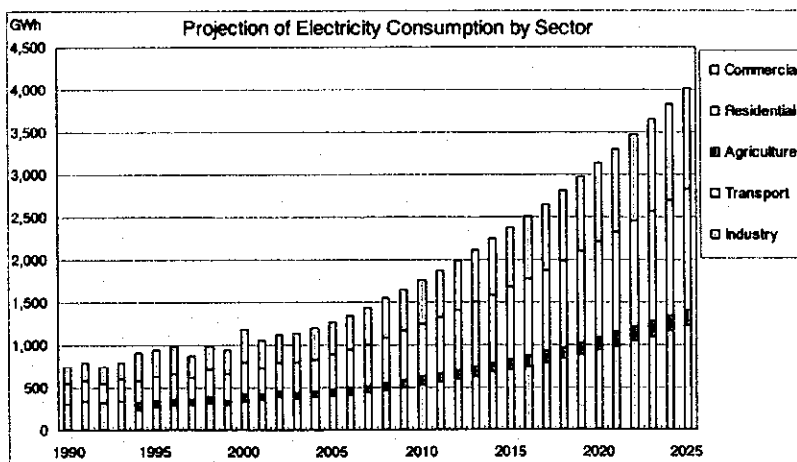
D 地域の石油製品消費の平均年伸び率は 5.18% と予想されている。

図 4-5-18 南 MindanaoD 地域の石油製品別需要予測 (High ケース)



これをセクター別に表すと左の図のようになる。

図 4-5-19 南 MindanaoD 地域の部門別石油製品需要予測 (High ケース)



D 地域の電力消費の年平均伸び率は 5.03% と予想されている。

図 4-5-20 南 MindanaoD 地域の部門別電力需要予測 (High ケース)

#### 4-5-2 天然ガス潜在需要の推定方法

##### (1) 対象となる部門

4-5-1 で求められた部門別燃料別エネルギー需要のうち、そのエネルギー消費の実態に基づき、各部門の中でその燃料消費を天然ガスに転換しうる業種または用途をまず選定する。ここで、工業別エネルギー消費の実態については、MEMSI 委託調査による燃料の用途についても考慮に入れた。

表 4-5-1 天然ガスへの燃料転換の対象となるサブセクターの選定

Sector	Sub-Sector		
Industry	Beverage	Wood Product/Furniture	Cement
	Tobacco	Paper Product/Printing	Other Non-Metallic Minerals
	Coco/Vegetable Oil	Chemical except Fertilizer	Basic Metals
	Sugar	Fertilizer	Machinery/Equipment
	Other Food products	Rubber/Rubber Product	Mining
	Textile/Apparels	Glass/Glass Product	Construction
Transportation	Railway	Domestic Air Transport	
	Road Transport		
	Internal Water Transport		
Residential	Residential		
Commercial	Commercial		

(出所) DOE の業種区分および MEMSI レポートから JICA 作成

表 4-5-1 に対象部門の選定一覧を示す。この中で、色のついた部分の業種が、その一般的なエネルギー使用の実態から、天然ガスへの転換の可能性を持つものとした。ここで天然ガスへの燃料転換の可能性がきわめて少ない部門は次の通りとした。

工業部門：セメント産業、窯業、基幹金属産業、鉱山、建設

輸送部門：鉄道、国内航空、内航輸送

農業部門：全部

これらの工業部門では使用エネルギーを天然ガスに転換する可能性は小さい。

##### (2) 部門別の天然ガス燃料転換対象となる燃料

各部門別に、一般的なエネルギーの用途が MEMSI レポートに記録されている、産業別エネルギー消費とその用途のアンケート結果から、天然ガス転換の対象となる燃料を表 4-5-2 に示す。表中ハイライト部分が転換対象燃料である。ここで、工業部門の灯油については、MEMSI レポートからそのほとんどがボイラーなどの始動時点火用なので除外した。また発電用については、年度別に需要の増減があり、電力購入価格との兼合いで運用しているとみられ、特別な場合を除いて、一般的に自家用ガスタービン発電設備などの導入は少ないと見て対象から外した。

表 4-5-2 部門別エネルギー用途と天然ガスへの転換可能性一覧

Sector	Energy	Usage		
Industry	LPG	Annealing	Heating	
	Fuel Oil	Generator	Furnace	Boiler
	Diesel	Generator	Boiler	
	Kerosene	Heating	Furnace	
	Electricity	Air Conditioning	Refrigerator	
Transportation	Mo Gasoline	Gasoline Engine		
	Diesel	Diesel Engine		
	Fuel Oil	Diesel Engine		
Residential	Kerosene	Cooking	Hot Water	
	LPG	Cooking	Hot Water	
	Electricity	Air Conditioning		
Commercial	Fuel Oil	Boiler	Absorption	
	LPG	Cooking	Boiler	Absorption
	Electricity	Air Conditioning	Refrigerator	

(出所) DOE のエネルギー区分および MEMSI レポートから JICA 作成

### (3) 潜在需要の推定方法

天然ガスの潜在需要の推定方法は、既存のエネルギー消費に対応するものと、将来の需要増加に対応するものとの 2 段階の設定を行なっている。将来の需要増加に対応するものは 4-5-3 に記述するが、各転換係数の設定以外は同じ手法をとっている。

既存設備の燃料転換については、まず消費先での天然ガス購入価格が現行燃料より安価であることが前提となるが、家庭用については、価格より利便性がある程度優先する例もあり、それを配慮した手法となっている。

一方、天然ガスの価格が比較安価であっても、その差が少なければ転換へのインセンティブは大きくなる。そこで天然ガス価格と被代替燃料価格との価格比によって天然ガスへの転換率を変化させている。一般的には、カロリー等価での価格が同等（価格比=1.0）以下のある価格からガスへの転換が始まり、代替燃料との価格比がさらに低下し、あるレベル以下まで安価になった場合は、燃料別部門別に定めた転換割合（Gross CF）の全てが実施されるとしている。これらの係数は部門別用途別に個別に設定できるようにした。

次に、需要家にとって、既存設備を燃料転換するにはそれなりの改造費が必要となるが、将来の需要増分については必ずしも追加投資が必要とならない場合も生ずる。そこで既存需要と将来需要増分に対して、天然ガスへの燃料転換係数を異なるように設定し、将来増分に対しては、緩い条件でより大きな割合で天然ガスへの燃料転換が行なわれるようにした。

燃料転換の実施にあたっては、個別の投資額、経済性、投資の実行判断など、さまざまな

判断要素があるものと考えられるが、これらの積み上げによる価値判断はマクロ的アプローチでは難しく、また有効でかつその全容を示すデータの入手は逆にほぼ不可能である。

サンプル結果も入手できてはいるが、それをそのまま全体に読み替えるには無理があり、参考程度にとどまる。表 4-5-3 に、設定された天然ガス転換係数の一覧を示す。

表 4-5-3 部門別エネルギー別天然ガス転換係数一覧

NG Conversion Factor by Usage for Existing Facilities				
	Gross CF	High Ratio	Low Ratio	Over High
<b>Mo Gasoline</b>				
Transportation Gasoline	0.06	0.6	0.3	0.001
<b>Kerosene</b>				
Residential Kerosene	0.08	2	0.9	0.01
<b>Diesel</b>				
Industry Diesel	0.02	0.9	0.6	0.001
Transportation Diesel	0.06	0.6	0.3	0.001
<b>Fuel Oil</b>				
Industry Fuel Oil	0.09	0.9	0.6	0.001
Transportation Fuel Oil	0.06	0.6	0.3	0.001
Commercial Fuel Oil	0.09	0.9	0.6	0.001
<b>LPG</b>				
Industry LPG	0.50	0.95	0.9	0.001
Residential LPG	0.50	0.7	0.5	0.01
Commercial LPG	0.50	0.8	0.6	0.01
<b>Electricity</b>				
Industry Electricity	0.01	0.6	0.4	0.01
Residential Electricity	0.01	0.6	0.4	0.01
Commercial Electricity	0.10	0.6	0.4	0.01
<b>NG Conversion Factor by Usage in Future Demand</b>				
<b>Mo Gasoline</b>				
Transportation Gasoline	0.09	0.6	0.4	0.001
<b>Kerosene</b>				
Residential Kerosene	0.15	2	0.9	0.01
<b>Diesel</b>				
Industry Diesel	0.05	0.9	0.7	0.001
Transportation Diesel	0.09	0.6	0.4	0.001
<b>Fuel Oil</b>				
Industry Fuel Oil	0.25	0.9	0.7	0.01
Transportation Fuel Oil	0.09	0.6	0.4	0.01
Commercial Fuel Oil	0.25	0.9	0.7	0.01
<b>LPG</b>				
Industry LPG	1.00	1	0.9	0.01
Residential LPG	1.00	0.8	0.7	0.01
Commercial LPG	1.00	0.9	0.8	0.01
<b>Electricity</b>				
Industry Electricity	0.01	0.6	0.5	0.01
Residential Electricity	0.01	0.6	0.5	0.01
Commercial Electricity	0.10	0.6	0.5	0.01

ここで、Gross CF（天然ガス転換係数）は、燃料別部門別のエネルギー消費量に対し、価格と投資条件が揃えば天然ガスに転換しうる比率（天然ガスへの最大転換比率）を表す。High Ratio（高価格基準比）は、天然ガスへの転換が始まる価格比（天然ガス価格／被代替燃料価格）を示し、カロリー等価で同価格の場合は1となる。Low Ratio（低価格基準比）は、ガス価格がさらに安価になり、Gross CFのすべてが転換する価格比を示す。Over Highは、Gross CFの範囲で、価格にかかわらず天然ガスが使用可能であれば燃料転換する割合を示す。

#### (4) 価格比の設定

##### 1) 輸送部門（ガソリン車、ディーゼル車）

自動車用燃料を圧縮天然ガス車（NGV）に改装するためには、ある程度の改造費用がかかり、さらにガス充填所も新規に必要ななど、現状の燃料であるガソリン、ディーゼル油、重油などのカロリー等価価格に対し、天然ガス価格（ガス充填所での充填価格）が約60%以下になることが必要となる（4-6 参照）。そこで、ガスへの転換が始まる価格比（転換起点価格比）を0.6（NG 価格/現用燃料価格）とし、既存需要と新規需要の改造費差を織り込んで、天然ガスの価格比が既存需要で0.3、また需要増分に対しては0.4まで低下した場合、(5)で述べるGross CF（天然ガス転換係数）の全てがガス燃料へ転換する（転換終点価格比）とした。

##### 2) 家庭用（灯油、LPG）

発展途上国の家庭用燃料は、その生活レベルの向上に伴い薪炭燃料から灯油に代わり、さらに比較的早いうちにLPGに転換していく傾向がある。特に灯油からLPGへの転換は、LPG価格が2倍程度高くてもその利便性から転換していく傾向が見られる。そこで灯油に関しては価格比が2.0、すなわち天然ガス価格が灯油の2倍であっても、家庭用燃料がガスに転換し始めるとし、価格比が0.9で対象部分（Gross CFの範囲）の灯油消費が全量ガスへ転換してしまうとした。LPGについてはガス転換時の改造費負担を考慮して、既存需要では、価格比が0.7すなわちガスが30%程度安く、また需要増分では価格比が0.8になればガスへの転換が始まり、価格比が既存需要で0.5、需要増分で0.7まで低下した場合、Gross CFのLPG消費はガスへ転換し終わるとした。

##### 3) 工業部門（LPG、ディーゼル油、重油）

LPGについて、その用途は特殊で、製品のコンタミ防止など品質維持の必要性から用いられていることが多い（MEMSI 調査および調査団訪問調査による）。したがって、天然ガスが適正な価格で供給されれば、その全量がガスへ転換し得るものと考えられる。既存需要で価格比が0.95、需要増分で価格比が1.0（他燃料と等価）でガスへの転換が始まり、価格



比が0.9になれば、対象部分の全量がガスに変わると設定した。ディーゼル油および重油はボイラーあるいは炉など、加熱設備を対象範囲としているが、燃焼設備の種類は多岐にわたり、改造に要する費用を定量的に把握をすることが難しいため、おおよその平均として、それぞれの燃料に対し価格比が0.9でガスへの転換が始まり、既存需要で価格比が0.6、需要増分で価格比が0.7に達した場合、Gross CF 全量が転換をし終わると設定した。

#### 4) 業務部門 (LPG、重油)

LPGの用途はほぼ厨房用と見てよい (MEMSI 調査)。したがって、天然ガスが適正な価格で供給されれば、その全量がガスへ転換し得るものと考えられる。価格比が0.9でガスへの転換が始まり、既存需要では改造費を見込んで価格比が0.6、需要増分で価格比が0.7になれば、対象部分の全量がガスに変わると設定した。重油はボイラーなどの加熱設備が対象範囲であり、その価格比が0.9でガスへの転換が始まり、既存需要で価格比が0.6、需要増分で価格比が0.7に達した場合、Gross CF 全量が転換をし終わると設定した。

#### 5) 電力

電力については、空調用動力源が天然ガスへの転換対象になるが、ガス冷房は小型に適さず、また改造費はかなりの金額 (ほぼ新設と同等) になるものと見られる。電力とガスのカロリー等価価格は単純な熱量換算ではなく、その用途が空調・冷房に限ることから、冷凍サイクルでの成績係数 (COP) を考慮に入れる必要がある。ここで、ガス式冷房の COP を一元的に1.0、電力のそれを3.0として価格比定義を行ない、この価格比が0.6でガスへの転換が始まり、既存需要で0.4、需要増分で0.5に価格比が低下した場合、Gross CF 範囲のガスへの転換が終了するとした。

#### (5) Gross CF (天然ガス転換係数) の設定

Gross CF は、その用途のうち天然ガスへの転換対象となる比率 (Focused)、その中で経済的な評価の対象となる比率 (Economical)、さらに実際に天然ガス転換の意思決定が行なわれる比率 (Accomplished) を想定し、それらを相乗した係数を燃料別部門別に設定している。

##### 1) Focused : 天然ガスへの転換の対象となるエネルギー用途の割合

エネルギー消費全体の中から、本質的に天然ガスへの転換が考え得る消費形態の割合を表している。技術的、消費形態からの是非等から考えられ、セクター別エネルギー種別に個別に定めている。

##### a) ガソリン

使用対象は輸送部門の自動車であり、対象となる車両は業務用とし、自家用は可能性が非

常に少ないとして除外した。NSO 統計によれば、車両の用途別台数の推移から、1999 年時点で全体の約 25%強が業務用とされ、年々その比率は増加傾向にある。

そこで、既存需要に対しては自動車全体の 25%、将来需要増分に対しては全体の 35%が転換の対象になると設定した。

#### b) 灯油

灯油の対象部門は家庭部門のみとした。発展途上国の家庭用燃料は、その生活レベルの向上に伴い、いわゆる薪炭燃料から灯油に代わり、さらに比較的早いうちに LPG に転換していく傾向がある。特に灯油から LPG への転換は、LPG 価格が 2 倍程度高くても、その利便性から、LPG へ転換していく傾向が見られる。

ただし、Gross CF 設定の前提として、調査対象地域の家庭部門での灯油消費量を直接的に把握できないが、一般状況から見て、すでにかなり LPG に転換しているものと予想され、灯油の消費量は相当少ないものとみられる。ここでは灯油消費の 15%が、転換対象として調査対象地域内の将来のガス供給予定地域にあるものと仮定した。

#### c) ディーゼル油

工業部門のディーゼル油の用途は、非常用を含めた発電用が大半を占めているが、その一部は小型ボイラーなど、加熱設備に常用もしくは起動暖機用として用いられている。この対象範囲は、MEMSI 調査などを参考に、既存需要および将来需要とも 20%と設定した。

輸送部門については、ガソリンと同様、既存需要に対しては 25%、将来需要に対しては 35%とした。

#### d) 重油（バンカー・オイル）

工業部門の重油の用途は、一部のディーゼル発電用を除いて、ボイラーなどの燃焼用に用いられており、その全量を天然ガスへの転換対象とした。すなわち、既存需要、将来需要とも、100%が転換の対象になると設定した。

輸送部門の陸上輸送に重油消費があるが、これはディーゼル車両消費として、ディーゼル油と同一割合の、既存需要についてはその 25%、将来需要に対しては 35%とした。

業務部門での消費は、全量ボイラーなどの加熱用に用いられているものと見られ、100%が天然ガスへの転換対象と考えた。

#### e) LPG

LPG については、各部門の現状需要と将来需要とも、その消費のすべてが天然ガスへの転換対象になるとした。

#### f) 電力

電力については、空調用動力源としてのエネルギー消費が天然ガスへの転換対象になる。一般的に分散型の空調設備は小型であり、電力によるものがほぼ最適であるといつてよい。

ガス燃料による空調設備は大型集中方式にその利点があり、集合住宅、大型ショッピングモール、大病院、集中オフィス街、集中ニュータウンなどが対象となる。

一方、工業用については大規模空調、深度冷却など、プロセスに密着した冷熱源としてのエネルギー需要を賄うため、電力と熱消費のバランスによって、いくつかのガス応用冷熱システムが適用できる。大規模化学工場などでは、熱併給発電方式が採用され、そのトッパービンとしてガスタービンの導入が考えられ、その燃料としての天然ガスも選択肢に入る。

ここでは、工業用では全電力消費の 5%（電力の用途は多岐にわたるので、最大 5%までとする）がその対象になるとし、以下、家庭用の 10%（全電力消費の 50%が空調用と仮定し、その 2 割）、業務用の 40%（全電力の 60%が空調用と仮定し、その 3 分の 2）を天然ガスへの転換対象として設定した。

#### 2) Economical：経済性検討の対象となる割合

燃料転換による経済性については、天然ガスと既存燃料の価格差が基本となり、燃料転換するのに必要な費用が、転換によって得られるメリット（燃料消費量 x 価格差）によって一定期間内に回収できるかどうか、その判断基準となる。

経済判断に持ち込む場合、設備費とは別に、その対象設備の年間稼働率、事業上の残存寿命が収益性に大きな影響を与える。一般的に、設備がフル稼働で 5 年以上使用する場合において、資本回収期間 3 年が投資判断の限界と考えられる。投資回収期間について、変動の激しい中小企業にとって投資回収期間 3 年は厳しく、ユーティリティなどの間接部門に対する投資は、1 年以内に回収できることが現実の判断となろう。

ここで価格差は転換フォーミュラに High Ratio（高価格基準比）および Low Ratio（低価格基準比）で設定を織込んである。なお、この係数は対象範囲（Focused）内での割合を示す。

#### a) ガソリン

陸用自動車の業務用のみを転換対象としているが、現状および将来増分とも、対象範囲 (Focused) の 50%が経済性評価の対象となるものとした。

b) 灯油

家庭用消費の対象範囲のうち、その既存需要の 50%が、また将来分はその 100%が経済的検討の対象になるとした。

c) ディーゼル油

工業用について、対象範囲を単純燃焼用途のものとしたが、燃焼用途に関する設備は多岐にわたるため、およその見積もりとして、現在需要に対してはその 30%が、また将来の増分については 50%が経済性判断の対象になるとした。輸送部門はディーゼル車が対象であり、ガソリン車と同一の係数を設定した。

d) 重油 (バンカー・オイル)

工業用については全量燃焼用とし、ディーゼル油と同一の係数を設定した。輸送部門は、陸上エンジン用としてディーゼル油と同一の係数を設定した。業務部門については、用途が工業部門と同様であり、それと同一の係数を設定した。

e) LPG

各部門とも、既存需要の 50%、将来需要の 100%が経済性検討の対象になるとした。

f) 電力

対象用途は空調・深度冷却用とかなり絞られていることから、工業部門と業務部門の経済性検討対象の範囲は、現状および将来とも対象範囲の 50%と設定した。家庭用はそれより厳しく、現状将来とも 30%と設定した。

3) Accomplished : 実際に実行される割合

転換対象とされ、さらに経済性検討の対象にもなり、経済性が成り立ったとしても、一般的に消費者が燃料転換への投資を優先させるとは限らない。数多くある資金投資先の中から選択することになる。そこで、実際に実行される割合を定義する必要がある。これらは、対象部門とそのエネルギー用途に応じた選択肢の大小を目途に、全量、半分、3分の1をそれぞれに定めた。

a) ガソリン

輸送部門では、現状および将来増分とも、経済性が成立した 50%が実行されるとした。

b) 灯油

家庭用消費で経済的に成り立つものは、全量 100%が実行されるものとした。

c) ディーゼル油

工業用について、現在需要に対しては経済性が成り立つ中の 30%が、また将来の増分については 50%が実際に実行されるとした。輸送部門はディーゼル車が対象であり、ガソリン車と同一の係数を設定した。

d) 重油 (バンカー・オイル)

工業用については全量燃焼用とし、現在需要で経済性が成り立つ範囲の 30%、将来需要増の 50%が実行されるとした。輸送部門は、陸上エンジン用としてディーゼル油と同一係数を設定した。業務部門については、用途が工業部門と同様であり、同一係数とした。

e) LPG

工業部門は現在需要および将来需要とも、経済性の成り立つ範囲の 100%が実行されるものとし、家庭部門と業務部門では、現在需要の 50%および将来需要の 100%が実行されるものとした。

f) 電力

工業部門と業務部門では、他のエネルギーと同様、経済性成立範囲に対しては、現状および将来とも 50%とが実行されるものとし、家庭用はそれより厳しく現状将来とも 30%と設定した。

表 4-5-4 に Gross CF の設定内容を續めて示す。

表 4-5-4 Gross CF (天然ガス転換係数) の定義

	Gross Conversion Factor		Ratio			Gross Conversion Factor		Ratio		
	Current Demand		Focused	Economical	Accomplished	Future Demand		Focused	Economical	Accomplished
<b>Mo Gasoline</b>										
Transportation	0.06	0.063	0.25	0.5	0.5	0.09	0.088	0.35	0.5	0.5
<b>Kerosene</b>										
Residential	0.08	0.075	0.15	0.5	1	0.15	0.150	0.15	1	1
<b>Diesel</b>										
Industry	0.02	0.018	0.2	0.3	0.3	0.05	0.050	0.2	0.5	0.5
Transportation	0.06	0.063	0.25	0.5	0.5	0.09	0.088	0.35	0.5	0.5
<b>Fuel Oil</b>										
Industry	0.09	0.090	1	0.3	0.3	0.25	0.250	1	0.5	0.5
Transportation	0.06	0.063	0.25	0.5	0.5	0.09	0.088	0.35	0.5	0.5
Commercial	0.09	0.090	1	0.3	0.3	0.25	0.250	1	0.5	0.5
<b>LPG</b>										
Industry	0.50	0.500	1	0.5	1	1.00	1.000	1	1	1
Residential	0.25	0.250	1	0.5	0.5	1.00	1.000	1	1	1
Commercial	0.25	0.250	1	0.5	0.5	1.00	1.000	1	1	1
<b>Electricity</b>										
Industry	0.01	0.013	0.05	0.5	0.5	0.01	0.013	0.05	0.5	0.5
Residential	0.01	0.009	0.1	0.3	0.3	0.01	0.009	0.1	0.3	0.3
Commercial	0.10	0.100	0.4	0.5	0.5	0.10	0.100	0.4	0.5	0.5

### 4-5-3 天然ガス「潜在」需要の推定

#### (1) 価格予測

図 4-5-21 に潜在需要予測に用いた天然ガス価格と他の燃料価格の推移を示す。

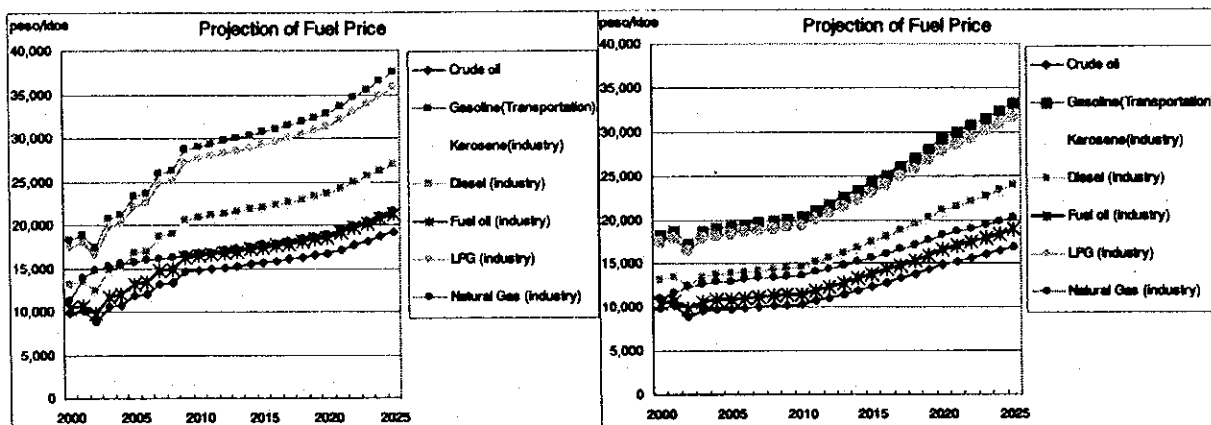


図 4-5-21 天然ガスと石油製品の需要家渡し価格の予測 (左 High ケース、右 Low ケース)

この価格推移は、6-2 で得られた天然ガスの需要家渡し価格予測 (天然ガス供給側が IRR12.0% を確保した場合の需要家価格: 平均 10.69US\$/1,000scf、2010 年価格) および他の燃料価格予測の結果である。これによると、価格の面で天然ガスと折り合う燃料は、自動車用ガソリン、LPG、灯油とディーゼル油である。一方、利便性から見ると、たとえば代替燃料価格が高くて、灯油の LPG または天然ガスへの転換は一般に考えやすい。

同じく、需要家渡しの電力価格は図 4-5-22 のように予測されている。

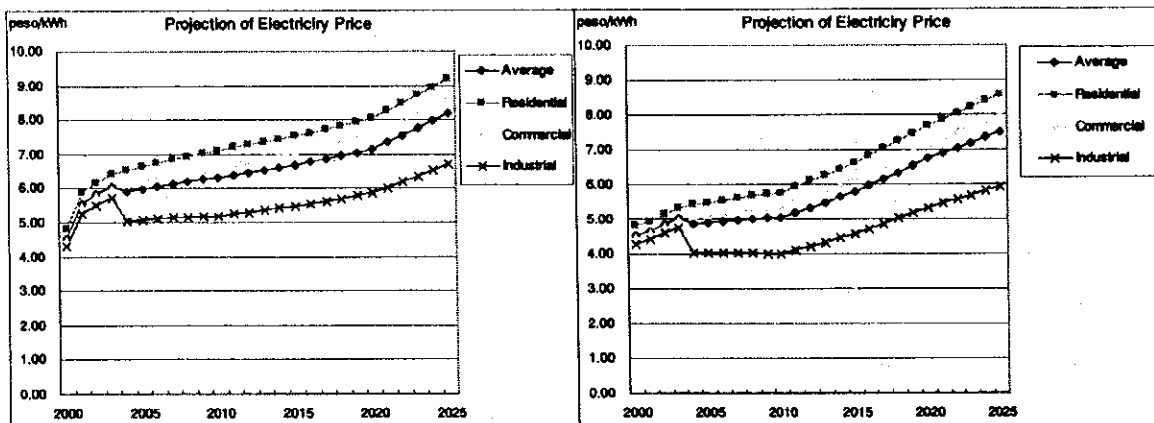


図 4-5-22 電力の需要家渡し価格の予測 (左 High ケース、右 Low ケース)

潜在需要推定にあたって、その転換難易度の目安となる、天然ガスの部門別販売価格と対応する既存エネルギー価格の比は、以上で述べた価格設定から次のようになる。

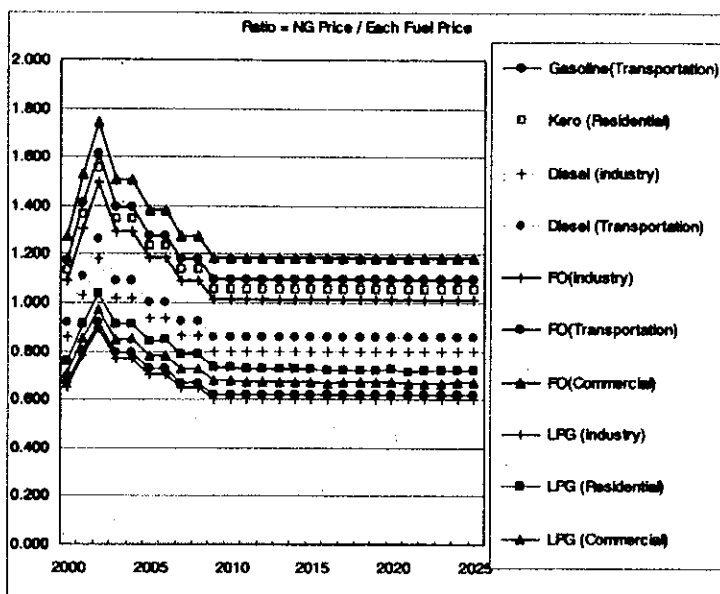


図 4-5-23 天然ガス予測価格と転換対象エネルギー価格との価格比 (High ケース)

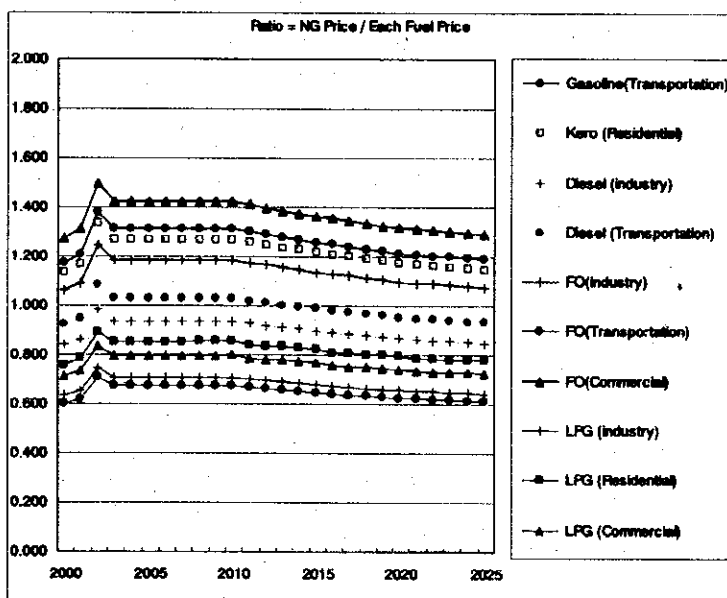


図 4-5-24 天然ガス予測価格と転換対象エネルギー価格との価格比 (Low ケース)



(2) フィリピン全国 (High ケース)

電力部門以外の天然ガス潜在需要の予測は、4-5-1 で述べた各調査地域のエネルギー需要の予測に対し、4-5-2 で述べた天然ガス転換係数と、各燃料・エネルギーの予測価格(図 4-5-21、図 4-5-22) に基づいて求められた各年毎の予測転換フォーミュラで推測計算を行なっている。以下、まず High ケースについて述べていく。表 4-5-5 に発電用以外の各エネルギー需要に対する天然ガス潜在需要の推定結果(日量平均)を示す。

表 4-5-5 フィリピン全国の燃料別部門別天然ガス潜在需要予測 (High ケース、日量平均)

Philippine Total	mmscfd					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>No Gasoline</b>						
Transportation Gasoline	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07
<b>Kerosene</b>						
Residential Kerosene	3.64	4.21	6.43	13.35	19.22	25.16
<b>Diesel</b>						
Industry Diesel	0.00	0.00	0.12	0.36	0.67	1.06
Transportation Diesel	0.01	0.02	0.03	0.05	0.07	0.10
<b>Fuel Oil</b>						
Industry Fuel Oil	0.01	0.01	0.13	0.28	0.47	0.71
Transportation Fuel Oil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Commercial Fuel Oil	0.00	0.00	0.03	0.06	0.11	0.16
<b>LPG</b>						
Industry LPG	0.29	0.36	0.61	0.92	1.34	1.84
Residential LPG	0.37	0.48	16.82	52.69	98.72	146.48
Commercial LPG	5.47	1.48	10.68	23.55	40.52	61.19
<b>Electricity</b>						
Industry Electricity	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02
Residential Electricity	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.04
Commercial Electricity	0.09	0.12	0.16	0.21	0.28	0.36
<b>Potential Substitution Total to NG</b>	<b>9.92</b>	<b>6.73</b>	<b>37.06</b>	<b>91.55</b>	<b>161.50</b>	<b>237.17</b>
<b>Total Energy Consumption (mmscfd)</b>	<b>1,190.67</b>	<b>1,631.39</b>	<b>2,181.66</b>	<b>2,886.49</b>	<b>3,799.82</b>	<b>4,830.82</b>

ここで、2010 年における天然ガス転換の対象エネルギー消費のフィリピン全国合計が、天然ガス日量換算で約 2,182 mmscfd であるのに対し、潜在的な天然ガス需要は 37mmscfd になると推定し、2025 年には 4,831 mmscfd のエネルギー消費予測に対し、天然ガスの潜在需要は 237 mmscfd と予想した。

表 4-5-6 にフィリピン全体と対象地域各地域別の天然ガス潜在需要予測結果の内訳を示しているが、フィリピン全体で天然ガスの潜在需要量は 2025 年で 237.17mmscfd と推定され、調査対象地域合計では 176.37mmscfd と予測された。

表 4-5-6 地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (High ケース、日量平均)

Projection of NG Potential Demand by Area		mmscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>Potential NG Demand</b>							
Philippine	N	9.92	6.73	37.06	91.55	161.50	237.17
NCR	L1	5.60	3.68	20.60	51.08	90.23	132.59
S.Tagarog	L2	0.96	0.68	3.47	8.38	14.62	21.29
C. Luzon	L3	0.33	0.24	1.27	3.09	5.43	7.94
Cebu Mactan	C-M	0.32	0.23	1.23	3.04	5.35	7.86
S. Mindanao	D	0.33	0.18	1.03	2.56	4.54	6.70
<b>Study Area</b>	<b>Total</b>	<b>7.54</b>	<b>5.01</b>	<b>27.60</b>	<b>68.16</b>	<b>120.17</b>	<b>176.37</b>
<b>Total Energy Demand</b>							
Philippine	N	1,190.67	1,631.39	2,181.66	2,886.49	3,799.82	4,830.82
NCR	L1	501.14	661.39	899.58	1,195.03	1,573.52	1,997.80
S.Tagarog	L2	134.48	188.81	249.86	328.42	430.52	546.17
C. Luzon	L3	53.29	76.11	100.76	132.79	174.60	222.18
Cebu Mactan	C-M	47.82	66.74	88.44	116.76	153.67	195.44
S. Mindanao	D	49.13	58.80	77.81	103.11	136.05	173.67
<b>Study Area</b>	<b>Total</b>	<b>785.86</b>	<b>1,051.86</b>	<b>1,416.44</b>	<b>1,876.11</b>	<b>2,468.37</b>	<b>3,135.26</b>
<b>Conversion Ratio</b>							
Philippine	N	0.83%	0.41%	1.70%	3.17%	4.25%	4.91%
NCR	L1	1.12%	0.56%	2.29%	4.27%	5.73%	6.64%
S.Tagarog	L2	0.71%	0.36%	1.39%	2.55%	3.40%	3.90%
C. Luzon	L3	0.62%	0.32%	1.26%	2.33%	3.11%	3.57%
Cebu Mactan	C-M	0.68%	0.34%	1.40%	2.60%	3.48%	4.02%
S. Mindanao	D	0.68%	0.31%	1.32%	2.49%	3.34%	3.86%
<b>Study Area</b>	<b>Total</b>	<b>0.96%</b>	<b>0.48%</b>	<b>1.95%</b>	<b>3.63%</b>	<b>4.87%</b>	<b>5.63%</b>

天然ガス転換の対象エネルギー消費に対する 2025 年の潜在的需要の比率は、フィリピン全

土で 4.91%、調査対象地域合計で 5.63%、うち NCR 地区 (L1) が 6.64%、ついでセブ・マクタン地区 (C-M) 4.02%、南タガログの対象地域 (L2) 3.90%、Davao 周辺 (D) 3.86%、中部ルソン対象地域 (L3) の 3.57% となっている。

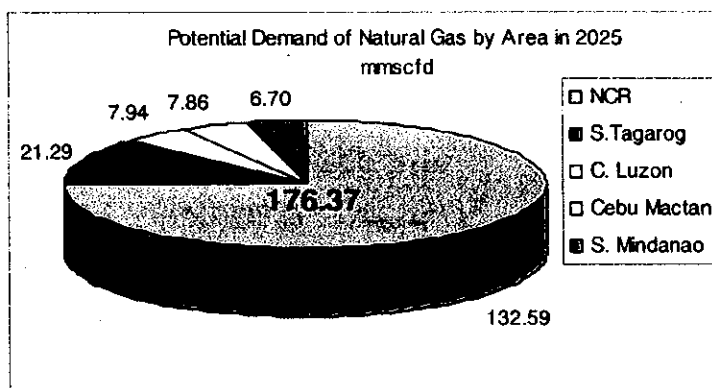


図 4-5-25 調査地域別天然ガス潜在需要の予測 (High ケース)

これを、部門別で見ると表 4-5-7 のようになる。天然ガス予想価格から、工業部門・輸送部門のガス転換が進まないのに反して、家庭・業務部門はある程度転換が期待できる結果となっている。

表 4-5-7 部門別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (High ケース、日量平均)

Projection of NG Potential Demand by Sector		mmscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>NG Potential Demand</b>							
<b>Total</b>		7.54	5.01	27.60	68.16	120.17	176.37
Industry		0.21	0.26	0.59	1.07	1.70	2.47
Transportation		0.02	0.02	0.03	0.05	0.07	0.09
Residential		3.07	3.52	18.86	49.27	87.91	127.85
Commercial		4.25	1.20	8.11	17.76	30.48	45.96
<b>Target Energy Demand</b>							
<b>Total</b>		739.85	998.27	1,348.08	1,790.77	2,361.59	3,007.64
Industry		125.46	158.66	214.21	282.75	373.06	483.18
Transportation		275.40	411.26	520.93	686.43	910.33	1,169.09
Residential		213.84	275.18	406.23	549.10	718.99	890.70
Commercial		125.14	153.17	206.71	272.49	359.21	464.68
<b>Conversion Ratio</b>							
<b>Total</b>		1.02%	0.50%	2.05%	3.81%	5.09%	5.86%
Industry		0.16%	0.16%	0.28%	0.38%	0.46%	0.51%
Transportation		0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
Residential		1.43%	1.28%	4.64%	8.97%	12.23%	14.35%
Commercial		3.40%	0.78%	3.92%	6.52%	8.49%	9.89%

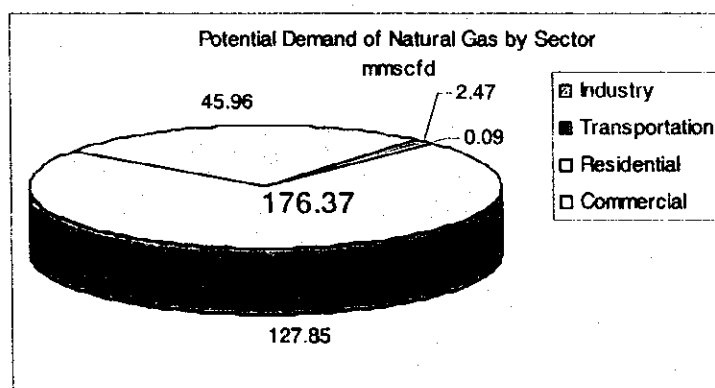


図 4-5-26 部門別天然ガス潜在需要の予測 (High ケース)

また燃料別に見ると、LPG 需要の天然ガスへの転換が潜在的に大きく、ついで灯油となっている。他の燃料については、天然ガス利用はきわめて小さい範囲に限定されている。

表 4-5-8 エネルギー別の潜在的天然ガス転換需要の予測結果 (High ケース、日量平均)

Projection of NG Potential Demand by Fuel		mmscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>NG Potential Demand by Fuel</b>							
<b>Total</b>		7.54	5.01	27.60	68.16	120.17	176.37
Mo Gasoline		0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04
Kerosene		2.78	3.15	6.30	9.97	14.34	18.75
Diesel		0.01	0.01	0.10	0.27	0.50	0.78
Fuel Oil		0.01	0.01	0.11	0.24	0.40	0.61
LPG		4.65	1.72	20.94	57.47	104.66	155.89
Electricity		0.08	0.10	0.14	0.18	0.24	0.31
<b>Target Energy Demand</b>							
<b>Total</b>		739.85	998.27	1,348.08	1,790.77	2,361.59	3,007.64
Mo Gasoline		158.55	218.86	265.45	326.22	401.78	484.83
Kerosene		49.54	63.04	91.57	123.01	160.78	199.76
Diesel		180.35	272.79	369.95	513.27	709.09	936.15
Fuel Oil		92.87	116.65	157.48	207.81	274.12	354.95
LPG		75.31	95.24	136.90	183.43	240.02	299.88
Electricity		183.23	231.70	326.72	437.03	575.79	732.08
<b>Conversion Ratio</b>							
<b>Total</b>		1.02%	0.50%	2.05%	3.81%	5.09%	5.86%
Mo Gasoline		0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
Kerosene		5.61%	5.00%	6.88%	8.11%	8.92%	9.39%
Diesel		0.00%	0.00%	0.03%	0.05%	0.07%	0.08%
Fuel Oil		0.01%	0.01%	0.07%	0.11%	0.15%	0.17%
LPG		6.18%	1.81%	15.29%	31.33%	43.60%	51.98%
Electricity		0.05%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%

(出所) JICA (燃料価格: 図 4-5-21 参照)

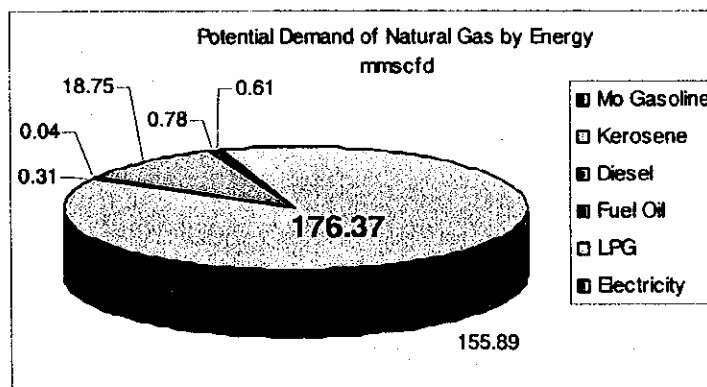


図 4-5-27 エネルギー別天然ガス潜在転換需要の予測 (High ケース)

次に、天然ガスの需要家価格によって潜在需要がどう変化するかを見た。現在の天然ガス価格は潜在需要とかなり急峻な相関関係に想定されており、ここから価格が5%上昇するだけで潜在需要は大幅に減少する。一方、価格を低下させた場合も、同様に潜在需要は大幅に増加する。さらに、燃料別の価格想定を見ると、ガソリン価格が比較的高目に想定されていることから、現状設定から5%程度価格を下げて、ガソリン車のNGV転換が可能な価格に達しており、さらに設定に対しガス価格が90%まで低下すれば、一部の重油燃料のガス転換も始まり、潜在需要の増加はさらに加速されていくものと予想している。

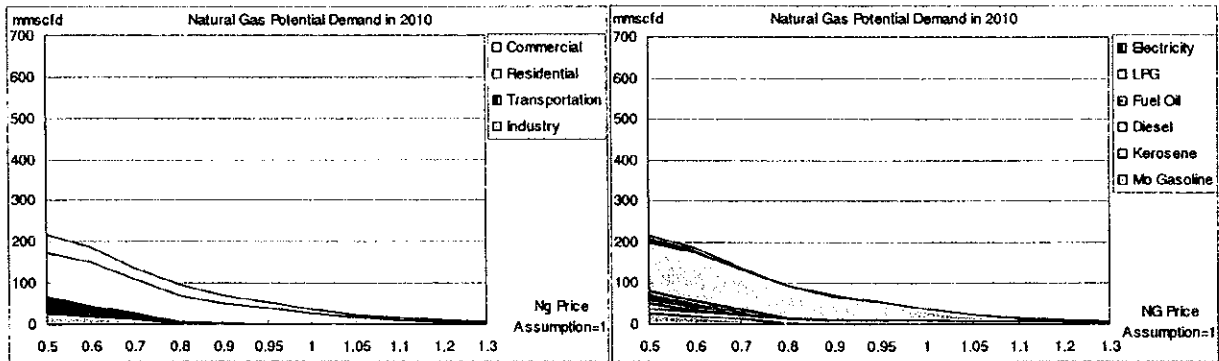


図 4-5-28 2010 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係 (High ケース)

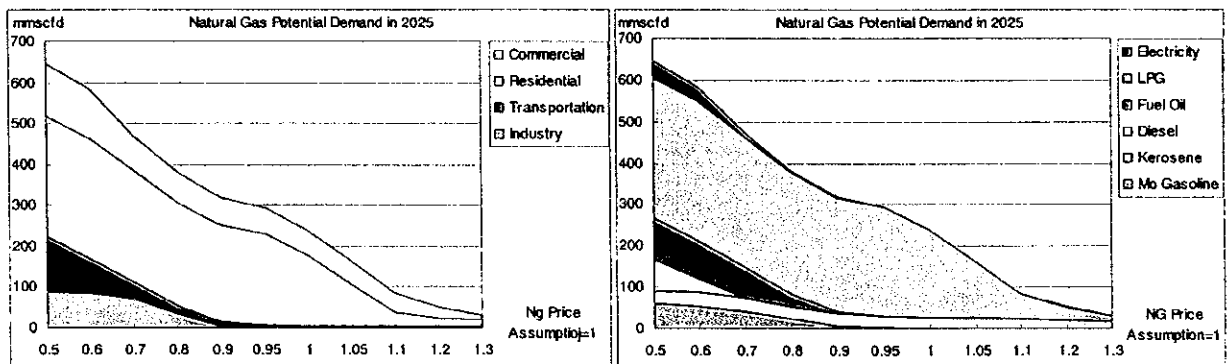


図 4-5-29 2025 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係 (High ケース)

図 4-5-28 に 2010 年の、図 4-5-29 に 2025 年の High ケースにおける天然ガス価格と潜在需要量の関係を示すが、これはフィリピン全体を示し、本対象地域の潜在需要量はこれの約 74%に相当する。

(3) フィリピン全国 (Low ケース)

次に、Low ケースについて、同様の推定結果を纏める。

表 4-5-9 フィリピン全国の燃料別部門別天然ガス潜在需要予測 (Low ケース、日量平均)

Philippine Total	mmscfd					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>Mo Gasoline</b>						
Transportation Gasoline	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06
<b>Kerosene</b>						
Residential Kerosene	3.64	3.58	5.25	8.69	13.02	17.56
<b>Diesel</b>						
Industry Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.09
Transportation Diesel	0.01	0.02	0.04	0.05	0.07	0.10
<b>Fuel Oil</b>						
Industry Fuel Oil	0.01	0.01	0.08	0.20	0.37	0.57
Transportation Fuel Oil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Commercial Fuel Oil	0.00	0.00	0.02	0.05	0.09	0.13
<b>LPG</b>						
Industry LPG	0.29	0.34	0.49	0.75	1.10	1.52
Residential LPG	0.37	0.43	0.64	1.07	2.26	12.70
Commercial LPG	5.47	0.48	3.65	10.49	21.49	36.58
<b>Electricity</b>						
Industry Electricity	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02
Residential Electricity	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03
Commercial Electricity	0.09	0.11	0.13	0.18	0.23	0.30
<b>Potential Substitution Total to NG</b>	<b>9.92</b>	<b>5.03</b>	<b>10.36</b>	<b>21.55</b>	<b>38.73</b>	<b>69.66</b>
<b>Total Energy Consumption (mmscfd)</b>	<b>1,190.18</b>	<b>1,631.49</b>	<b>2,120.91</b>	<b>2,715.00</b>	<b>3,456.89</b>	<b>4,390.34</b>

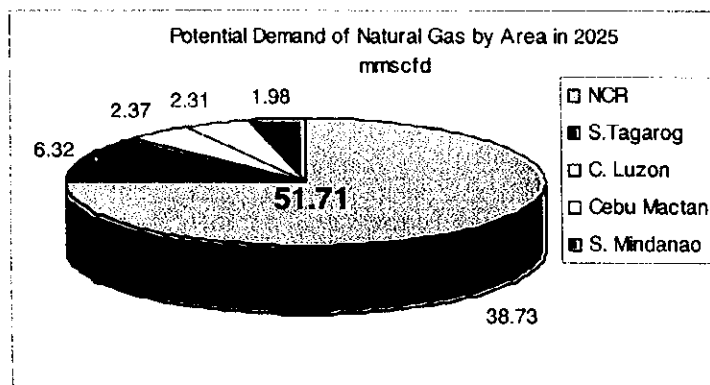
ここで、2010年における天然ガス転換の対象エネルギー消費のフィリピン全国合計が、天然ガス日量換算で約 2,121mmscfd であるのに対し、潜在的な天然ガス需要は 10.4mmscfd になると推定し、2025年には 4,390mmscfd のエネルギー消費予測に対し、天然ガスの潜在需要は 69.7mmscfd と予想した。Low ケースでは、エネルギー需要の伸び率が低だけでなく、ガス価格の設定が相対的に高止まりになっているため、ガスの潜在需要は大幅に抑制されている。

表 4-5-10 にフィリピン全体と対象地域各地域別の天然ガス潜在需要予測結果の内訳を示しているが、フィリピン全体で天然ガスの潜在需要量は 2025 年で 69.66mmscfd と推定され、調査対象地域合計では 51.71mmscfd と予測された。

表 4-5-10 地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (Low ケース、日量平均)

Projection of NG Potential Demand by Area		mmscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>Potential NG Demand</b>							
Philippine	N	9.92	5.03	10.36	21.55	38.73	69.66
NCR	L1	5.60	2.73	5.69	11.91	21.46	38.73
S.Tagarog	L2	0.96	0.51	0.99	2.02	3.57	6.32
C. Luzon	L3	0.33	0.18	0.37	0.75	1.33	2.37
Cebu Mactan	C-M	0.32	0.17	0.35	0.72	1.29	2.31
S. Mindanao	D	0.33	0.14	0.29	0.61	1.09	1.98
<b>Study Area</b>	<b>Total</b>	<b>7.54</b>	<b>3.73</b>	<b>7.68</b>	<b>16.00</b>	<b>28.75</b>	<b>51.71</b>
<b>Total Energy Demand</b>							
Philippine	N	1,190.18	1,631.49	2,120.91	2,715.00	3,456.89	4,390.34
NCR	L1	500.98	646.61	831.84	1,081.73	1,393.29	1,771.30
S.Tagarog	L2	134.43	189.47	245.08	311.31	394.02	499.10
C. Luzon	L3	53.27	76.74	99.80	126.77	160.56	203.84
Cebu Mactan	C-M	47.80	67.62	88.47	112.29	142.04	180.23
S. Mindanao	D	49.11	60.08	78.86	99.78	126.27	160.70
<b>Study Area</b>	<b>Total</b>	<b>785.58</b>	<b>1,040.51</b>	<b>1,344.06</b>	<b>1,731.87</b>	<b>2,216.18</b>	<b>2,815.18</b>
<b>Conversion Ratio</b>							
Philippine	N	0.83%	0.31%	0.49%	0.79%	1.12%	1.59%
NCR	L1	1.12%	0.42%	0.68%	1.10%	1.54%	2.19%
S.Tagarog	L2	0.71%	0.27%	0.40%	0.65%	0.91%	1.27%
C. Luzon	L3	0.62%	0.24%	0.37%	0.59%	0.83%	1.16%
Cebu Mactan	C-M	0.68%	0.25%	0.39%	0.64%	0.91%	1.28%
S. Mindanao	D	0.68%	0.23%	0.37%	0.61%	0.87%	1.23%
<b>Study Area</b>	<b>Total</b>	<b>0.96%</b>	<b>0.36%</b>	<b>0.57%</b>	<b>0.92%</b>	<b>1.30%</b>	<b>1.84%</b>

天然ガス転換の対象エネルギー消費に対する 2025 年の潜在的需要の比率は、フィリピン全



土で 1.59%、調査対象地域合計で 1.84%、うち NCR 地区 (L1) が 2.19%、ついでセブ・マクタン地区 (C-M) 1.28%、南タガログの対象地域 (L2) 1.27%、Davao 周辺 (D) 1.23%、中部ルソン対象地域 (L3) の 1.16%となっている。

図 4-5-30 調査地域別天然ガス潜在需要の予測 (Low ケース)

これを、部門別で見ると表 4-5-11 のようになる。

表 4-5-11 部門別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (Low ケース、日量平均)

Projection of NG Potential Demand by Sector		mmscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>NG Potential Demand</b>							
<b>Total</b>		7.54	3.73	7.68	16.00	28.75	51.71
Industry		0.21	0.24	0.39	0.66	1.02	1.50
Transportation		0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09
Residential		3.07	3.01	4.41	7.30	11.42	22.56
Commercial		4.25	0.45	2.84	7.98	16.24	27.56
<b>Target Energy Demand</b>							
<b>Total</b>		739.57	987.49	1,279.60	1,651.45	2,115.63	2,695.09
Industry		125.46	149.18	181.42	239.03	315.38	408.48
Transportation		275.12	449.86	617.00	752.77	921.30	1,171.61
Residential		213.84	244.41	306.11	428.86	574.71	721.44
Commercial		125.14	144.04	175.08	230.79	304.24	393.56
<b>Conversion Ratio</b>							
<b>Total</b>		1.02%	0.38%	0.60%	0.97%	1.36%	1.92%
Industry		0.16%	0.16%	0.22%	0.28%	0.32%	0.37%
Transportation		0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
Residential		1.43%	1.23%	1.44%	1.70%	1.99%	3.13%
Commercial		3.40%	0.31%	1.62%	3.46%	5.34%	7.00%

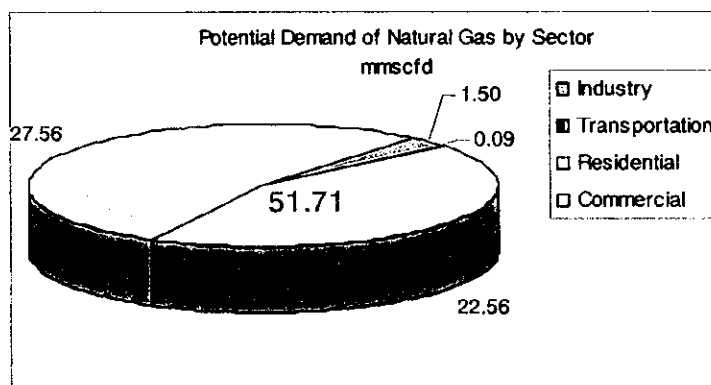


図 4-5-31 部門別天然ガス潜在需要の予測 (Low ケース)



また燃料別に見ると、High ケースと同様に、LPG 需要の天然ガスへの転換が潜在的に最も大きく、ついで灯油となっている。

表 4-5-12 エネルギー別の潜在的天然ガス転換需要の予測結果 (Low ケース、日量平均)

Projection of NG Potential Demand by Fuel		mmscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>NG Potential Demand by Fuel</b>							
<b>Total</b>		7.54	3.73	7.68	16.00	28.75	51.71
Mo Gasoline		0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04
Kerosene		2.78	2.68	3.92	6.49	9.72	13.09
Diesel		0.01	0.01	0.02	0.03	0.05	0.12
Fuel Oil		0.01	0.01	0.07	0.17	0.31	0.49
LPG		4.65	0.92	3.53	9.12	18.43	37.71
Electricity		0.08	0.10	0.12	0.16	0.21	0.26
<b>Target Energy Demand</b>							
<b>Total</b>		739.57	987.49	1,279.60	1,651.45	2,115.63	2,695.09
Mo Gasoline		158.42	231.00	293.07	342.61	401.37	480.44
Kerosene		49.54	56.49	70.19	97.16	129.54	162.81
Diesel		180.20	291.87	414.09	533.28	683.61	898.55
Fuel Oil		92.87	109.69	133.38	175.75	231.84	300.19
LPG		75.31	85.96	106.45	146.30	194.74	245.77
Electricity		183.23	212.47	262.43	356.35	474.54	607.33
<b>Conversion Ratio</b>							
<b>Total</b>		1.02%	0.38%	0.60%	0.97%	1.36%	1.92%
Mo Gasoline		0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
Kerosene		5.61%	4.75%	5.59%	6.68%	7.50%	8.04%
Diesel		0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
Fuel Oil		0.01%	0.01%	0.05%	0.10%	0.14%	0.16%
LPG		6.18%	1.07%	3.32%	6.24%	9.47%	15.34%
Electricity		0.05%	0.05%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%

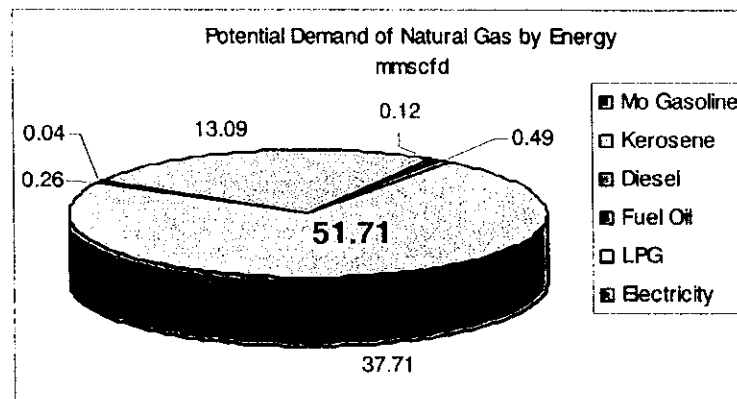


図 4-5-32 エネルギー別天然ガス潜在転換需要の予測 (Low ケース)

次に、天然ガスの需要家価格によって潜在需要がどう変化するかについてはすでに述べたが、Low ケースにおいても価格に対する感度は鋭敏で、現在の想定価格から 10%も下がれば、2025 年における潜在需要は、現在予測の約 70mmscfd から 200mmscfd 以上に急増することが伺える。

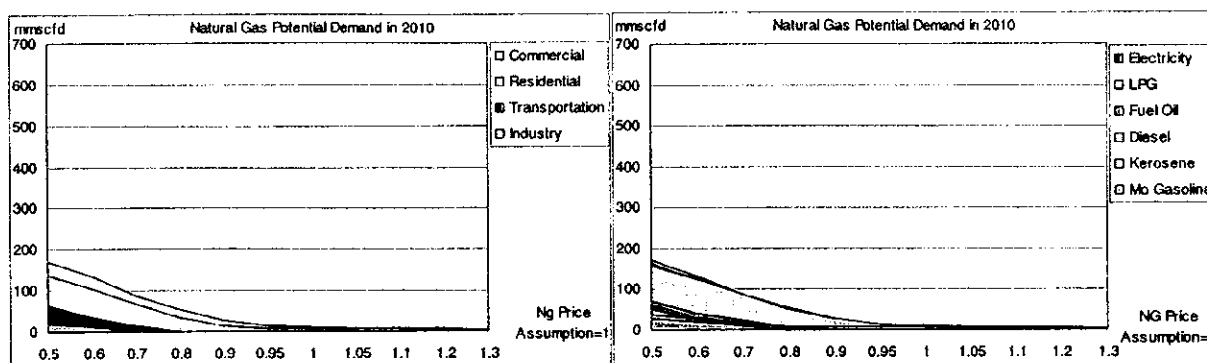


図 4-5-33 2010 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係 (Low ケース)

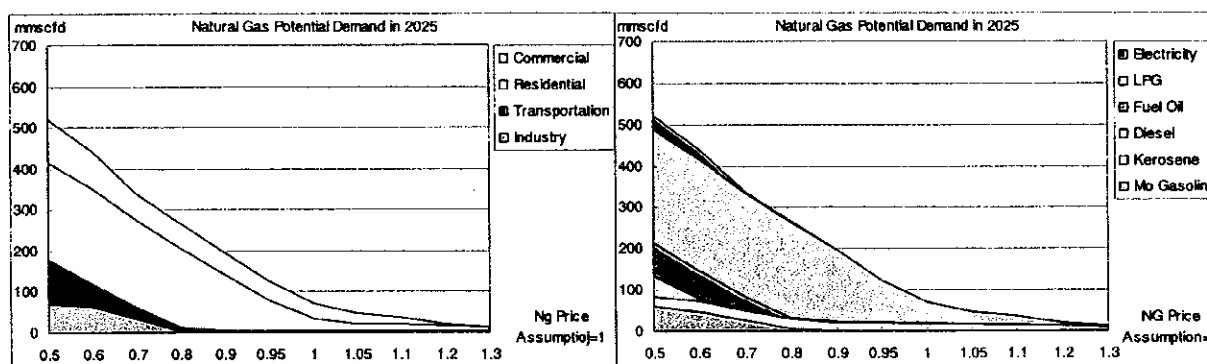


図 4-5-34 2025 年の天然ガス価格とフィリピン全体の潜在需要との関係 (Low ケース)

図 4-5-33 に 2010 年の、図 4-5-34 に 2025 年の Low ケースにおける天然ガス価格と潜在需要量の関係を示すが、これはフィリピン全体を示し、本対象地域の潜在需要量はこれの約 74%に相当する。

#### 4-6 積み上げ方式による業務用、輸送用、および工業用のガス「潜在」需要の推定

本調査におけるガス供給システムの検討は、上の 4-4 および 4-5 に述べた対象各部門におけるガス潜在需要の推定結果に基づいて行なわれる。

しかし、業務、輸送ならびに工業の各部門については、積み上げ方式による推定を可能にするようなデータ、情報の入手可能性があることが確認されたので、そのような方式による推定も行ない、4-4 における業務、輸送、住宅ならびに工業の各部門に関する、マクロ方式による推定結果を補完することとした。

それによると、ガス潜在需要は、業務部門においては、マクロ方式による推定結果をある程度上回っているが(4-6-1)、輸送部門においては、マクロ方式による推定結果と同様、「ガス利用促進シナリオ」においても、2025 年にいたるまで潜在需要はほとんど全く生じないであろう。そこで輸送部門については、その重要性に鑑み、「ガス利用促進シナリオ」で想定されたガス利用促進政策に加え、さらにいくつかの政策を実施することを想定して、潜在需要の推定を試みた(4-6-2)。

一方、工業部門においては、ガス潜在需要は、マクロ方式による推定結果をかなりの程度上回っている(4-6-3)。しかし、そのような推定結果が出たことについては、次の 2 点に留意することが必要である。すなわち、第 1 に、業務部門については、対象地域別および床面積別の施設(ホテル、レストラン、ストア、病院、オフィスビルなど)の数、また輸送部門については、対象地域別および燃料(ガソリン、ディーゼル燃料油)消費別の自動車(タクシー、ジブニー、バスなど)保有台数に関する現時点(2000 年)の統計が存在するのに反して、工業部門については、ボイラー、炉、その他の燃焼機器・設備に関するデータの入手は不可能であった。ガス潜在需要の推定に不可欠である、このような基本的なデータの入手可能性の有無に左右された結果、工業部門についての潜在需要の推定は、業務・輸送部門に比して、かなり大まかなものにならざるを得なかった。

第 2 に、上の 4-5 で述べた、公式の諸統計に基づいて推定された工業用の燃料消費(特に LPG)は、積み上げ方式による推定結果よりもかなり小さい。言い換えれば、われわれが公式の諸統計に依拠する場合、積み上げ方式による追加推定量に対する供給量はどこにも確認することが出来ない。したがって、ここでの推定は、公式諸統計には含まれていない燃料供給が実際には行なわれているという仮定の下に行なわれている。今後、実際にパイプラインを建設するに当たっては、特に工業部門におけるガス潜在需要について、具体的かつ詳細な調査が行なわれることが求められる所以である。

## 4-6-1 業務用ガス「潜在」需要の推定

### (1) 推定手順

業務用分野における天然ガス潜在需要の推定手順を下図に示す。

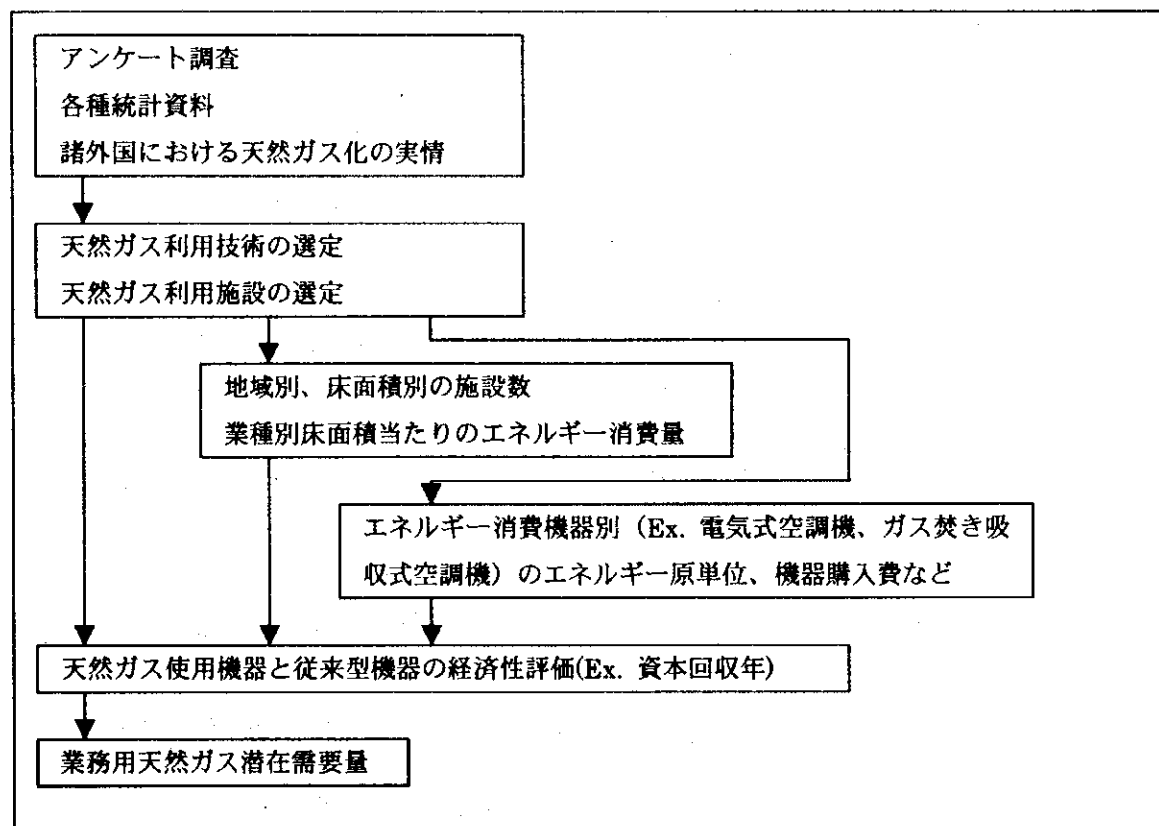


図 4-6-1 業務用分野における天然ガスへの転換の可能性推定手順

### (2) 天然ガス利用技術

業務用分野における検討対象となる天然ガスの用途は、空調、発電（コージェネを含む）、調理用燃料、ボイラー燃料などがある。

#### 1) 空調

吸収式冷凍機を使用する空調： 従来、フロン系冷媒を使用する電気駆動の圧縮式冷凍機が使われてきている。フロンの地球温暖化および成層圏オゾン破壊効果のため、脱フロン化の要求が強まり、臭化リチウム溶液（Li-Br）を駆動流体とする吸収式冷凍機が多く採用されるようになった。この冷凍機の熱源は天然ガス、蒸気、温水などが使え、電気式に比較して運転コストが安い。大型のオフィスビル、デパート、スーパーマーケット、一部の冷凍倉

庫などに用いられる。

ガスヒートポンプ (GHP)： 従来の冷凍機では、電気モーターにより圧縮機を駆動している。冷媒の圧縮・膨張により低温を得る。電気は燃料の燃焼熱を機械力に転換し、発電機のローターを回転させることにより電気を発生させるものである。GHP は機械力を電気に転換することなく、直接冷媒の圧縮に使うものである。電気式のパッケージエアコンに代替する技術として開発された。一般的には、天然ガスを使用する空調機は電気式に比べ設備費は高いが、運転費が安い。吸収式冷凍機が比較的大型の施設を対象としているのに対し、GHP は中小規模の施設を対象としている。小型のオフィスビル、大中型のレストランなどに用いられる。

## 2) 発電 (コージェネを含む)

発電： フィリピンにおいては、商用電力の信頼性の問題から、停電時に起動させる非常用発電機を設置するケースが多い。燃料は軽油が多く使われている。軽油は燃焼排ガス中に環境汚染物質を含む。非常用としてではなく常用発電機として使用する場合には、環境面より、将来的には天然ガスが使用されるようになると考えられる。しかし、業務用に常用発電機を使うことは経済的に問題があり、次項のコージェネレーションが採用される方向である。

コージェネレーション： 駆動にはガスタービン、またはガスエンジンが用いられる。発電と同時に、その排熱を回収することにより高効率なエネルギーの転換が可能である。排熱は蒸気および温水として回収される。業務分野では、回収された蒸気は吸収式冷凍機の熱源として使われるのが一般的である。回収された温水は、冷凍機の熱源として使用することもできるが、ホテル・病院などでは温水として利用される。将来的には、ガスタービン・ガスエンジンの他に、燃料電池も普及する。投資額が大きく、年間運転時間の長い施設への導入が経済的である。コージェネレーションは昼夜間を通じて、電力、冷房、温水の需要のあるホテル・病院などへの適用が効率的である。

## 3) 調理用熱源

調理用熱源は天然ガスの最も基本的な使い方である。

## 4) ボイラー用熱源

調理用熱源と同じく、天然ガスの最も基本的な使い方である。ただし、フィリピンでは暖房が不要であるため、業務用としては給湯やクリーニングなど限られたものとなる。

### (3) 天然ガス利用施設

天然ガスの需要が大きいと考えられる施設には以下のようなものがある。

ホテル  
病院  
事務所ビル  
デパート、スーパーマーケット  
レストラン  
学校  
冷凍倉庫  
劇場・市民ホール・集会場  
遊技場  
社会福祉施設

業務分野におけるエネルギー需要（電力、熱）の特徴は、業種別（ホテル、病院、レストランなど）、用途別（動力・照明、空調、調理など）に、エネルギー需要が施設の床面積にほぼ比例していることである。

### (4) 機器別天然ガス転換の可能性評価

機器別に、業務用施設への適用の経済性を単純資本回収年により評価する。新規設置または使えなくなった空調機を置き換える場合、および使用可能な空調機を廃棄して天然ガス利用技術に置き換える場合についての増分投資額および増分運転費用より、単純資本回収年を計算する。

#### 1) 吸収式空調機

オフィスビルへの導入を例として評価結果を表 4-6-1 に示した。9,000m<sup>2</sup>の事務所ビルの冷凍機容量は 327RT となる。吸収式冷凍機の価格は高いが、天然ガス価格が 21.8Ps/Nm<sup>3</sup> とすると、その増分設備費の資本回収年は 2.1～21 年となる。新規に冷凍機を設置する場合の回収年は 2.1 年である。すでにターボ圧縮機式冷凍機が設置されており、まだ使用可能であるが、吸収式冷凍機に置き換える場合には、資本回収年は 21 年となる。

表 4-6-1 吸収式空調機転換の資本回収年 (オフィスビル)

Economic Evaluation (Air Conditioning)		Evaluation Year	
Absorption Chiller vs. Turbo-Chiller		2010	
(1) Conditions/Assumptions		Absorptior	Turbo-chiller
<Case>	High	<Power price>	
<Scenario>	Gas Use & Gas Promotion	Source	Meralco Model
<Facility> Type	Office Building	Type	Non-industrial Service
Floor area	9,000 m <sup>2</sup>	Facility peak load	333 607 kW
Operation	11 hr/day	Power charge	6.65 6.65 Peso/kWh
	261 day/year	<Fuel gas price>	21.8 Peso/Nm <sup>3</sup>
Avr. Load	56.6 kcal/m <sup>2</sup> /hr	<Motor capacity>	17 291 kW/unit
	169 RT	<Gas consumption>	132,884 Nm <sup>3</sup> /year
Avr./Max.	0.515	<Equipment cost>	7.9 7.1 Mill. Peso
<Chiller> Design load	110.0 kcal/m <sup>2</sup> /hr		
Capacity/unit	327 RT		
No. of operation	1 unit		
No. of stand-by	0 unit		
(2) Economic Analysis		Absorptior	Turbo-chiller
<Annual running cost>	1,000Peso	<Economic Evaluation>	
Variable cost		Pay-back period (New facility)	2.1 years
Fuel cost	2,897.2	Pay-back period (Replacement)	21.0 years
Power cost	2,158.3		
Sub-total	5,055.5		
Fixed cost			
Depreciation	473.4		
Maintenance cost	236.7		
Interest	631.2		
Sub-total	1,341.3		
Total	6,396.8		

ホテル、病院などへの吸収式空調機を導入したときの資本回収年を次表に示した。

表 4-6-2 吸収式空調機の資本回収年

<Case>		High		Low		
<Scenario>		Gas Use & Gas Promotion		Gas Use & Gas Promotion		
<Gas price>		21.80 Peso/Nm <sup>3</sup>		18.32 Peso/Nm <sup>3</sup>		
Facility	Floor Area m <sup>2</sup>	Capacity RT	Pay-back Period		Pay-back Period	
			New	Replace	New	Replace
Hotel	10,000	225	0.9	9.5	1.3	13.4
	48,000	1,079	0.7	5.9	1.0	8.8
Hospital	10,000	240	0.6	5.8	0.8	8.7
	45,000	1,080	0.4	3.7	0.6	5.5
Office Building	9,000	327	2.1	21.0	3.8	37.2
	38,000	1,382	1.2	10.4	1.8	15.9
Store	7,500	370	0.9	9.1	1.4	13.9
	38,000	1,872	0.7	6.5	1.1	9.8

「New」は新規設置または使えなくなった空調機を置き換える場合であり、「Replace」は、使用可能な空調機を廃棄して吸収式冷凍機に置き換える場合を示す。「New」では、いずれのケースも資本回収年は短く、ガスを使用する吸収式空調機は経済的である。

冷凍倉庫への適用が考えられるが、一般的には困難である。魚・冷凍食品・アイスクリーム・肉などの保存には0℃以下の温度が必要となるため、吸収式冷凍機は使えない。バナナ・トマトなど熟す前に収穫し、倉庫で熟させる場合にのみ、使用可能である。現時点では、フィリピンには、このような倉庫の数は多くないが、将来は増えることが期待できよう。

## 2) ガスヒートポンプ (GHP)

表 4-6-3 に床面積 1,100m<sup>2</sup> のレストランへの導入例を示した。表 4-6-4 は各ケースの資本回収年を示した。いずれのケースも GHP 採用による比例費の削減は期待できず、フィリピンでは GHP が採用される可能性は小さいと考えられる。

表 4-6-3. GHP 転換の資本回収年 (レストラン)

Economic Evaluation (Air Conditioning)		Evaluation Year	
GHP vs. Package		2010	
<b>(1) Conditions/Assumptions</b>			
<Case>	High	<Power price>	
<Scenario>	Gas Use & Gas Promotion	Source	Meralco Model
<Facility>	Restaurant	Type	Non-industrial Service
Floor area	1,100 m <sup>2</sup>	Facility peak load	243 306 kW
Operation	12 hr/day	Power charge	6.65 6.65 Peso/kWh
	292 day/year	<Fuel gas price>	21.8 21.8 Peso/Nm <sup>3</sup>
Avr. Load	84.2 kcal/m <sup>2</sup> /hr	<Motor capacity>	64 kW/unit
	31 RT	<Gas consumption>	98,396 Nm <sup>3</sup> /year
Avr./Max.	0.565	<Equipment cost>	2.4 1.4 Mill. Peso
<Chiller>	Design load 149.0 kcal/m <sup>2</sup> /hr		
Capacity/unit	54 RT		
No. of operation	1 unit		
No. of stand-by	0 unit		
<b>(2) Economic Analysis</b>			
	GHP	Package	<Economic Evaluation>
<Annual running cost>	1,000Peso		Pay-back period (New facility)
Variable cost			-0.8 years
Fuel cost	2,145.3		Pay-back period (Replacement)
Power cost	1,382.4	2,428.3	-2.0 years
Sub-total	3,527.7	2,428.3	
Fixed cost			
Depreciation	143.3	83.8	
Maintenance cost	71.6	41.9	
Interest	191.0	111.8	
Sub-total	405.9	237.5	
Total	3,933.6	2,665.8	



表 4-6-4 GHP の資本回収年

<Case> <Scenario> <Gas price>			High Gas Use & Gas Promotion 21.80 Peso/Nm3		Low Gas Use & Gas Promotion 18.32 Peso/Nm3	
Facility	Floor Area m2	Capacity RT	Pay-back Year		Pay-back Year	
			New	Replace	New	Replace
Restaurant	1,100	54	-0.8	-2.0	-1.1	-2.7
Office Building	1,000	36	-1.1	-2.8	-1.5	-3.8
Store	1,000	49	-0.8	-1.9	-1.1	-2.6

### 3) コージェネレーション

コージェネレーションは電力・熱の需要と供給のバランスおよびタイミングが経済性に大きく影響する。通常、コージェネレーション・システムは電力需要に合わせた運転を行ない、発生蒸気は吸収式空調機に使う。蒸気は蓄えることができないため、蒸気発生量が空調機用蒸気量より多いときは、蒸気を排棄することになる。このため、エネルギーの時間帯毎の需要をもとに経済性を評価する必要がある。

コージェネレーション・システムには、一般にエンジンまたはタービンジェネレータが用いられる。燃料電池はほぼ技術的に確立されてはいるが、現状では設備費が高い。当面採用される可能性は小さい。また、採用されたとしても、天然ガス需要はエンジン・コージェネレーションと同程度と考えてよい。

ホテルで消費されるエネルギーは、照明用・エレベータ駆動用などの電力、空調用駆動エネルギー、バスルームなどへの温水供給に大別できる。各エネルギー消費の代表的な日内変動パターンを、時刻毎の消費比率（1日の全消費量に対する時間帯毎の比率）で示す。

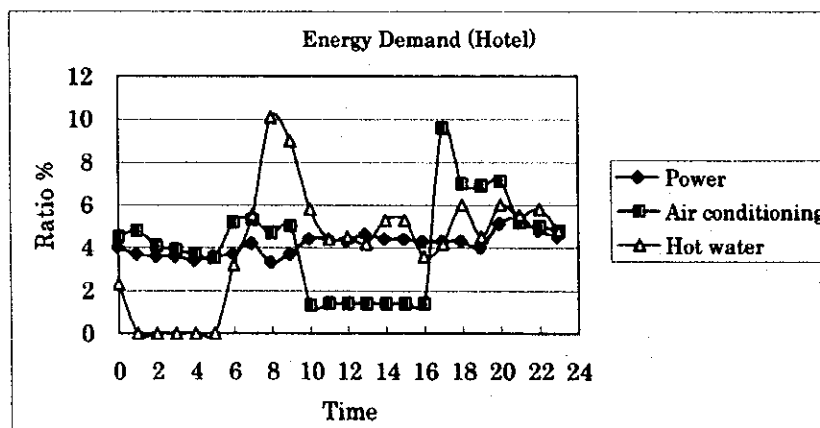


図 4-6-2 ホテルのエネルギー消費パターン

床面積 48,000m<sup>2</sup> のホテルについて、コージェネレーション・システム導入の経済性評価結果を表 4-6-5 に示す。回収された蒸気は吸収式空調機に使用ものとし、さらに蒸気が余る

場合は温水に利用するとした。フィリピンでは、システムの故障時に全消費電力を商用電力から購入しても電力単価が高くなることはない (Meralco の例) ため、エンジンの設置予備を無しとした。エンジン設置基数、システムの効率、利用率などはコージェネレーション・システム導入の経済性に大きく影響する。エネルギーの日間変動パターンを把握し、最適なシステムを設計する必要がある。

表 4-6-5 コージェネレーションの経済性評価

Economic Evaluation (Cogeneration)				Evaluation Year		
(Gas Engine Cogeneration + Absorption Chiller: CGS) vs.				2010		
(Power Company Supply Electricity + Conventional Chiller: Conv.)						
<b>(1) Conditions/Assumptions</b>						
<Case>	High		<Cogeneration Max. Efficiency>			
<Scenario>	Gas Use & Gas Promotion		Power	35.0%		
<Facility> Type	Hotel		Steam	28.0%		
Floor Area	48,000	m <sup>2</sup>	Hot Water	17.0%		
<Capacity>	620 kW		Total	80.0%		
<No. of Unit>	2		<Boiler Efficiency>	85.0%		
Stand-by	0		<Power Price>	CGS	Conv.	
<Equipment Cost>			Source	Meralco		
CGS Unit Cost	0.043	Mill. Ps/kW	Type	Non-industrial Service		
Eq. Cost	53.5	Mill. Ps	Facility peak load	632	2,569 kW	
Others	2.7	Mill. Ps	Power charge	6.94	6.65 Peso/kWh	
Total	56.2	Mill. Ps	<Accounting Conditions>			
Absorption Chiller	10.3	Mill. Ps	Labor Cost	0.20 Mill. Ps/Operator		
Conv. Chiller	9.2	Mill. Ps	No. of Operator	0.5		
H-water boiler (CGS)	0.0	Mill. Ps	Depreciation Year	14 years		
H-water boiler (Conv.)	0.8	Mill. Ps	Salvage Value	10%		
<Fuel> Gas Price	21.8	Ps/Nm <sup>3</sup>	Interest	8.0%		
			Maintenance cost	0.4 Ps/kWh		
<b>(2) Result</b>						
<Amount (-/+)>	CGS	Conv.	CGS Benefit	CGS	Conv.	CGS Benefit
Power Demand MWh	11,130	13,652	2,522	10.2	90.8	80.6
CGS Power MWh	9,660	-	-9,660	59.7	-	-59.7
Purchased Power MWh	1,470	13,652	12,182	5.5	11.3	5.8
Steam Demand Gcal	8,583	-	-8,583	75.4	102.0	26.7
H-water Demand Gcal	4,806	4,806	0	4.6	-	-4.6
CGS Steam Util'd Gcal	6,233	-	-6,233	3.9	-	-3.9
CGS H-water Util'd Gcal	4,806	-	-4,806	8.5	-	-8.5
CGS Purged Gcal	331	-	-331	83.8	102.0	18.2
CGS Fuel Nm <sup>3</sup> /1,000	2,736	-	-2,736	1.8	-	-1.8
Boiler Fuel Nm <sup>3</sup> /1,000	253	517	264			
<CGS Operation>			<Power cost (Ps/kWh)>	<Economic Evaluation>		
Power Self-generated %	86.8	Variable Cost	5.6	Pay-back period (New facility)	3.1 year	
Heat Self-supplied %	82.5	Fixed Cost	1.1	Pay-back period (Replacement)	3.7 year	
Heat Utilized %	97.1	Sub-total	6.6			
Operation time %	100.0	Purchased Power Cost	6.9			
Average Load %	93.6	Average Cost	6.7			
Operating Efficiency %	79.0	Conventional Cost	6.6			

\*\*Remarks: H-water/Hot Water, Utilz'd/Utilized, CGS/Cogeneration System, Conv./Conventional System

ホテル、病院、オフィスビルへ導入したときの資本回収年を表 4-6-6 に示した。ホテルへの導入には経済性がある。オフィスビルは夜間の電力消費がきわめて少なく、システムを停止するため稼働時間が短いことと、温水の用途がなく、廃棄しなければならないことによるエネルギー回収率の低さのため、メリットが期待できない。表 4-6-6 では、システムの容量を消費電力の 85%程度に設定している。容量を最適化することにより経済性は改善される。

表 4-6-6 コージェネレーションの資本回収年

<Case> <Scenario> <Gas price>			High Gas Use & Gas Promotion 21.80 Ps/Nm3		Low Gas Use & Gas Promotion 18.32 Ps/Nm3	
Facility	Floor Area m2	Capacity kW	Pay-back period		Pay-back period	
			New	Replace	New	Replace
Hotel	10,000	390	2.5	3.6	3.7	5.2
	48,000	1,800	3.1	3.7	4.7	5.5
Hospital	10,000	240	6.4	10.2	14.2	22.8
	45,000	1,080	10.1	13.8	44.2	60.5
Office Building	60,000	2,100	-31.9	-39.6	-13.3	-16.5

「New」は新規設置または使えなくなった空調機を置き換える場合であり、「Replace」は、使用可能な空調機を吸収式冷凍機に置き換える場合を示す。

(5) 施設別、ケース別、地域別の施設数推定

NSO (National Statistic Office)、DOT (Department of Tourism)、DOH (Department of Health)、MEMSI 報告書などの資料をベースに推定した施設別、ケース別、地域別の施設数を表 4-6-7~11 に示す。

表 4-6-7 施設数推定 (ホテル)

Hotel	Floor Area m2	Case: High					Case: Low				
		2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	-5,000	1	2	2	3	4	1	2	2	3	3
	5-20,000	10	13	17	22	29	9	11	14	19	24
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	11	15	19	25	33	11	12	16	22	28
L-1 Central	-5,000	9	11	14	19	25	8	9	12	16	21
	5-20,000	30	38	51	67	87	28	32	43	57	73
	20-50,000-	29	36	48	64	83	26	31	41	54	70
	Total	67	86	113	150	194	62	73	96	127	164
L-1 South	-5,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5-20,000	1	2	2	3	4	1	2	2	3	3
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	1	2	2	3	4	1	2	2	3	3
L-3	-5,000	7	9	12	12	20	6	8	10	10	17
	5-20,000	1	2	2	2	4	1	2	2	2	3
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	8	11	14	15	24	8	9	12	12	20
L-2	-5,000	1	2	2	3	4	1	1	2	2	3
	5-20,000	12	15	20	26	33	11	13	17	22	28
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	14	17	22	29	37	13	15	19	25	31
C-M	-5,000	3	4	5	6	8	3	3	4	5	7
	5-20,000	1	2	2	3	4	1	2	2	3	3
	20-50,000-	7	9	12	16	20	7	8	10	13	17
	Total	11	14	19	25	32	10	12	16	21	27
D	-5,000	3	4	5	6	8	3	3	4	5	7
	5-20,000	1	2	2	3	4	1	2	2	3	4
	20-50,000-	7	9	12	16	21	7	8	10	14	18
	Total	11	15	19	26	34	10	12	16	22	28
Grand Total	-5,000	24	31	40	50	69	22	26	34	42	58
	5-20,000	58	74	97	127	165	54	62	82	108	140
	20-50,000-	43	55	72	95	124	39	46	61	81	105
	Total	125	159	210	273	358	115	135	178	231	303

表 4-6-8 施設数推定 (病院)

Hospital	Floor Area m2	Case: High					Case: Low				
		2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	-5,000	80	102	135	178	231	74	86	114	151	196
	5-20,000	30	38	51	67	87	28	32	43	57	73
	20-50,000	6	7	10	13	17	5	6	8	11	14
	Total	116	148	195	258	334	107	125	165	218	283
L-1 Central	-5,000	53	67	89	118	153	49	57	76	100	129
	5-20,000	29	36	48	64	83	26	31	41	54	70
	20-50,000	10	13	17	22	29	9	11	14	19	24
	Total	92	117	154	204	264	84	99	131	173	224
L-1 South	-5,000	40	51	67	89	116	37	43	57	76	98
	5-20,000	1	2	2	3	4	1	2	2	3	3
	20-50,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	42	53	70	92	120	38	45	59	78	101
L-3	-5,000	156	197	258	338	436	143	167	218	287	369
	5-20,000	6	7	9	12	16	5	6	8	10	13
	20-50,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	161	204	267	351	451	149	173	226	297	382
L-2	-5,000	148	185	241	313	400	136	157	204	265	339
	5-20,000	4	5	7	9	11	4	4	6	7	9
	20-50,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	152	191	247	322	411	140	161	209	272	348
C-M	-5,000	30	38	50	66	85	28	32	42	56	72
	5-20,000	10	13	17	22	28	9	11	14	19	24
	20-50,000	1	2	2	3	4	1	2	2	3	3
	Total	41	52	69	91	118	38	44	59	77	100
D	-5,000	165	211	281	373	486	152	179	238	316	412
	5-20,000	6	7	10	13	17	5	6	8	11	14
	20-50,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	170	218	291	386	503	157	185	246	327	426
Grand Total	-5,000	671	852	1,121	1,476	1,907	618	722	949	1,250	1,615
	5-20,000	85	109	144	189	245	79	92	122	160	208
	20-50,000	17	22	29	38	49	16	19	24	32	42
	Total	774	983	1,294	1,703	2,202	713	832	1,096	1,443	1,865

表 4-6-9 施設数推定 (オフィスビル)

Office Building	Floor Area m2	Case: High					Case: Low				
		2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	-5,000	13	17	23	30	39	12	14	19	25	33
	5-20,000	8	11	14	19	24	8	9	12	16	20
	20-50,000	2	2	3	4	5	2	2	3	3	4
	Total	24	30	40	52	68	22	25	34	44	58
L-1 Central	-5,000	1,342	1,710	2,261	2,987	3,871	1,236	1,449	1,915	2,529	3,278
	5-20,000	833	1,061	1,403	1,853	2,402	767	899	1,188	1,570	2,034
	20-50,000	182	232	306	404	524	167	196	259	342	444
	Total	2,357	3,003	3,969	5,244	6,796	2,170	2,544	3,362	4,441	5,756
L-1 South	-5,000	13	17	23	30	39	12	14	19	25	33
	5-20,000	8	11	14	19	24	8	9	12	16	20
	20-50,000	2	2	3	4	5	2	2	3	3	4
	Total	24	30	40	52	68	22	25	34	44	58
L-3	-5,000	65	82	107	140	181	59	69	91	119	153
	5-20,000	40	51	66	87	112	37	43	56	74	95
	20-50,000	9	11	14	19	24	8	9	12	16	21
	Total	113	143	188	246	317	104	121	159	208	269
L-2	-5,000	162	203	263	342	438	149	172	223	290	371
	5-20,000	101	126	163	212	272	93	107	138	180	230
	20-50,000	22	27	36	46	59	20	23	30	39	50
	Total	285	356	462	601	769	262	302	391	509	651
C-M	-5,000	121	154	203	268	346	112	131	172	227	293
	5-20,000	75	96	126	166	215	69	81	107	141	182
	20-50,000	16	21	28	36	47	15	18	23	31	40
	Total	213	271	357	470	608	196	229	302	398	515
D	-5,000	90	115	153	204	266	83	98	130	173	225
	5-20,000	56	72	95	127	165	51	61	81	107	140
	20-50,000	12	16	21	28	36	11	13	18	23	30
	Total	158	202	269	358	466	145	171	228	303	395
Grand Total	-5,000	1,807	2,299	3,032	4,000	5,178	1,664	1,947	2,568	3,388	4,386
	5-20,000	1,121	1,426	1,882	2,482	3,213	1,033	1,208	1,594	2,102	2,721
	20-50,000	245	311	411	542	701	225	264	348	459	594
	Total	3,173	4,036	5,325	7,024	9,092	2,922	3,418	4,510	5,949	7,701

表 4-6-10 施設数推定 (レストラン)

Restaurant	No. of Seats	Case: High					Case: Low				
		2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	<=100	404	515	681	899	1,165	372	436	576	762	987
	101-200	428	545	721	952	1,234	394	462	610	806	1,045
	200-	190	242	320	423	548	175	205	271	358	464
	Total	1,022	1,302	1,721	2,274	2,947	941	1,103	1,458	1,926	2,496
L-1 Central	<=100	279	356	470	621	805	257	301	398	526	682
	101-200	296	377	498	658	852	272	319	422	557	722
	200-	131	167	221	292	379	121	142	187	247	321
	Total	706	900	1,189	1,571	2,036	650	762	1,007	1,330	1,724
L-1 South	<=100	150	191	253	334	432	138	162	214	283	366
	101-200	159	202	267	353	458	146	171	227	299	388
	200-	71	90	119	157	203	65	76	101	133	172
	Total	379	483	639	844	1,094	349	409	541	715	926
L-3	<=100	177	224	294	386	497	163	190	249	327	421
	101-200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	200-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	177	224	294	386	497	163	190	249	327	421
L-2	<=100	57	71	93	121	154	53	61	79	102	131
	101-200	227	284	369	480	613	209	241	312	406	519
	200-	57	71	93	121	154	53	61	79	102	131
	Total	341	427	554	721	922	314	362	469	611	781
C-M	<=100	40	50	66	87	113	36	43	56	74	96
	101-200	67	85	112	148	191	62	72	95	125	162
	200-	61	78	103	135	175	57	66	87	115	148
	Total	168	213	281	370	479	155	181	238	314	406
D	<=100	39	50	67	89	116	36	43	57	76	98
	101-200	20	26	34	46	60	19	22	29	39	51
	200-	13	16	22	29	38	12	14	18	25	32
	Total	72	93	123	164	214	67	79	104	139	181
Grand Total	<=100	1,147	1,458	1,923	2,537	3,283	1,056	1,235	1,629	2,148	2,780
	101-200	1,196	1,519	2,001	2,636	3,408	1,102	1,287	1,695	2,233	2,886
	200-	523	665	878	1,157	1,497	482	564	743	980	1,268
	Total	2,866	3,643	4,802	6,330	8,188	2,640	3,085	4,067	5,361	6,935

表 4-6-11 施設数推定 (ストア)

Store	Floor Area m2	Case: High					Case: Low				
		2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	<5,000	82	105	139	183	238	76	89	118	155	201
	5-20,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	82	105	139	183	238	76	89	118	155	201
L-1 Central	<5,000	57	73	96	127	164	52	61	81	107	139
	5-20,000	6	8	11	14	19	6	7	9	12	16
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	63	81	107	141	183	58	68	90	119	155
L-1 South	<5,000	31	39	52	68	88	28	33	44	58	75
	5-20,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	31	39	52	68	88	28	33	44	58	75
L-3	<5,000	14	18	24	31	40	13	15	20	26	34
	5-20,000	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	15	19	25	32	42	14	16	21	27	35
L-2	<5,000	28	34	45	58	74	25	29	38	49	63
	5-20,000	1	1	2	2	3	1	1	1	2	2
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	29	36	46	60	77	26	30	39	51	65
C-M	<5,000	14	17	23	30	39	12	15	19	25	33
	5-20,000	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	14	18	24	31	40	13	15	20	26	34
D	<5,000	6	7	10	13	17	5	6	8	11	15
	5-20,000	0	0	0	1	1	0	0	0	0	
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	6	8	10	14	18	6	7	9	12	15
Grand Total	<5,000	231	294	387	510	660	213	249	328	432	559
	5-20,000	9	11	15	19	25	8	9	12	16	21
	20-50,000-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Total	240	305	402	530	685	221	258	340	449	580

(5) 施設別エネルギー原単位

各施設の平均エネルギー原単位を表 4-6-12 に示す。これらの施設のエネルギー需要（電力、熱）は施設別（ホテル、病院、レストランなど）、用途別（動力・照明、空調、調理など）に施設の床面積にほぼ比例している。

表 4-6-12 施設別平均エネルギー原単位

	Hotel	Hospital	Office Building	Store	Restaurant
Electricity (kW/m <sup>2</sup> )	0.026	0.013	0.011	0.010	0.054
Cooling (kcal/m <sup>2</sup> /h)	20.5	33.6	56.6	84.2	84.2
Hot Water (kcal/m <sup>2</sup> /h)	11.4	6.3	0.0	0.0	0.5
Cooking (kcal/m <sup>2</sup> /y)	2,371	4,741	0	0	474,102

(6) 適用天然ガス利用技術の選定

需要推定のために、施設規模、エネルギー需要パターン、経済性などより、各施設別に適用するガス利用技術を表 4-6-13 に示した。経済性の点より、ガスを使うコージェネレーションや吸収式空調機は大型の施設にのみ採用されたとした。調理用、ボイラー用などの燃料はすべて天然ガスに転換されたとした。LPG、軽油などから天然ガスへの転換の投資額は大きくなく、天然ガス価格が使用中の燃料の価格と同程度であれば、利便性の優れる天然ガスが使われることになる。

表 4-6-13 適用技術

Facility	Floor Area m <sup>2</sup>	Technology	Remarks
Hotel	-5000	--	Electrical window-type air conditioner is more economical.
	5,000	Engine cogeneration & Absorption chiller	
Hospital	-5000	--	Electrical window-type air conditioner is more economical.
	5,000	Absorption chiller	
Office Building	-5000	--	Electrical window-type air conditioner is more economical.
	5-20,000 20,000	Absorption chiller Absorption chiller	
Store	-5000	--	Electrical window-type air conditioner is more economical.
	5,000	Absorption chiller	
Restaurant		--	Electrical window-type air conditioner is more economical.

(7) 天然ガス転換判定基準

天然ガス転換の最大の要因は経済性である。需要推定に当たり、下記基準により天然ガスへの転換がなされるとした。既設施設への導入を考慮して、転換比率を低めに設定した。

- ① 資本回収年が 1 年以下の場合、対象施設の 70%が天然ガスに転換する
- ② 資本回収年が 2 年以下の場合、対象施設の 50%が天然ガスに転換する
- ③ 資本回収年が 3 年以下の場合、対象施設の 20%が天然ガスに転換する
- ④ 資本回収年が 4 年以下の場合、対象施設の 10%が天然ガスに転換する

⑤ 資本回収年が4年以上の場合、天然ガスへの転換はない

(8) 潜在需要量推定

代表的施設の潜在需要量推定結果を表4-6-14に示した。表4-6-15は業務用ガス潜在需要量推定結果を示した。

表4-6-14 代表的施設の潜在需要量推定

Scenario	Gas Use	Case: High mmscfd					Case: Low mmscfd				
		2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
Hotel	L-1 North	0.2	0.4	0.6	0.8	1.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4
	L-1 Central	2.6	3.8	5.6	8.0	10.9	1.6	1.9	2.6	3.5	4.5
	L-1 South	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	L-3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
	L-2	0.3	0.5	0.7	1.0	1.3	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4
	C-M	0.5	0.7	1.0	1.5	2.0	0.3	0.4	0.5	0.7	0.9
	D	0.5	0.7	1.0	1.5	2.0	0.3	0.4	0.5	0.7	0.9
Total		3.7	6.2	9.2	13.0	17.8	2.5	3.1	4.2	5.6	7.3
Hospital	L-1 North	0.8	1.2	1.8	2.6	3.5	0.6	0.8	1.2	1.8	2.5
	L-1 Central	1.1	1.6	2.5	3.6	4.9	0.7	1.0	1.6	2.4	3.4
	L-1 South	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
	L-3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
	L-2	0.3	0.3	0.4	0.6	0.7	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
	C-M	0.2	0.3	0.5	0.7	1.0	0.2	0.2	0.4	0.5	0.7
	D	0.3	0.4	0.5	0.7	0.9	0.3	0.3	0.4	0.6	0.8
Total		3.0	4.4	6.4	8.9	12.1	2.3	3.1	4.6	6.5	8.9
Office Building	L-1 North	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
	L-1 Central	2.8	5.7	10.1	15.9	23.4	2.3	4.3	7.8	12.5	18.5
	L-1 South	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
	L-3	0.1	0.3	0.5	0.8	1.1	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9
	L-2	0.4	0.7	1.2	1.9	2.7	0.3	0.5	0.9	1.5	2.1
	C-M	0.3	0.5	0.9	1.4	2.1	0.2	0.4	0.7	1.1	1.7
	D	0.1	0.3	0.6	1.0	1.5	0.1	0.2	0.5	0.8	1.2
Total		3.8	7.6	13.5	21.4	31.3	3.0	5.7	10.5	16.8	24.8
Restaurant	L-1 North	2.2	2.8	3.7	4.9	6.4	2.0	2.4	3.2	4.2	5.4
	L-1 Central	1.5	2.0	2.6	3.4	4.4	1.4	1.7	2.2	2.9	3.7
	L-1 South	0.8	1.1	1.4	1.8	2.4	0.8	0.9	1.2	1.6	2.0
	L-3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4
	L-2	0.8	1.0	1.3	1.7	2.2	0.7	0.8	1.1	1.4	1.8
	C-M	0.5	0.6	0.8	1.1	1.4	0.5	0.5	0.7	0.9	1.2
	D	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4
Total		6.2	7.9	10.4	13.7	17.7	5.7	6.7	8.8	11.6	15.0
Store	L-1 North	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	L-1 Central	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
	L-1 South	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	L-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	L-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	C-M	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	D	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		0.0	0.1	0.2	0.2	0.4	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2

表4-6-15 業務用ガス潜在需要量推定

Scenario: Gas Use & Gas Promotion	Case: High mmscfd					Case: Low mmscfd				
	2006	2010	2015	2020	2025	2006	2010	2015	2020	2025
L-1 North	3.6	4.9	6.8	9.3	12.4	3.0	3.7	5.2	7.0	9.3
L-1 Central	8.8	14.4	23.0	34.2	48.2	6.7	9.8	15.7	23.5	33.4
L-1 South	1.1	1.4	1.9	2.5	3.3	0.9	1.1	1.5	2.0	2.7
L-3	0.7	1.0	1.5	2.1	2.9	0.6	0.8	1.2	1.7	2.3
L-2	1.9	2.8	4.0	5.6	7.6	1.6	2.0	2.9	4.1	5.5
C-M	1.7	2.5	3.7	5.3	7.2	1.3	1.7	2.6	3.6	5.0
D	1.1	1.7	2.7	3.9	5.5	0.9	1.2	1.8	2.6	3.6
Total	18.9	28.7	43.5	62.9	87.1	15.1	20.5	30.9	44.7	61.8

(9) 将来の天然ガス利用法

1) 都市開発

現在、Metro Manila の Taguig 地区において都市開発が進められている (Fort Bonifacio)。IT Center、IT Plaza、Incubator Office、Hotel、Government Center for Investment、学校などがあるビジネス地区、住宅学校などがある住居地区および広大なレクリエーション地区からなっている。全地域にガス管の敷設が計画されており、当分は LPG を供給する。将来的には天然ガスに切り替えることになっている。現在、2 基の吸収式冷凍機 (LPG 駆動) が稼働中である。全敷地面積は 25 ヘクタールである<sup>8)</sup>。今後、他地区においても、このような都市開発がなされ、天然ガスが使われるものと思われる。Fort Bonifacio の計画概念図 (Land Use Plan, Fort Bonifacio) を参考にして、類似都市開発を想定し、地域における天然ガス需要を推定した。

a) 想定敷地および建物面積

表 4-6-16 に想定都市開発の敷地および建物面積を示した。13.1 ヘクタールのビジネス地区と 6.9 ヘクタールの住居地区からなっていると想定した。

表 4-6-16 想定敷地および建物面積

		Site Area m <sup>2</sup>	Floor Area m <sup>2</sup>
Business Area	Mixed-use	48,000	
	Office Building	42,240	168,960
	Hotel	1,440	5,760
	Shop	2,400	6,000
	Restaurant	1,920	3,840
	Convention Center	6,000	12,000
	Institutional	10,000	
	School	7,000	7,000
	Hospital	3,000	7,500
	Residential (High-rise)	4,000	16,000
	Parking	4,000	4,000
	Utility Use	4,000	4,000
	Open Space	15,000	15,000
	Road	40,000	40,000
	Sub-total	131,000	290,060
Residential Area	Village Mixed-use	10,000	
	Shop	4,000	10,000
	Restaurant	3,000	6,000
	Hall	3,000	6,000
	Residential (Family)	26,000	26,000
	Institutional School	2,000	2,000
	Open Space	11,000	11,000
	Road	20,000	20,000
Sub-total	69,000	81,000	
Total		200,000	371,060

<sup>8)</sup> 各種のヒアリングによる。



b) エネルギー需要

ビジネス地区は地域冷房を想定し、全建物に冷水を供給することとした。住居地区の住宅の冷房は個別の電気式冷房とした。図4-6-3～4-6-5にエネルギー需要パターンを示した。

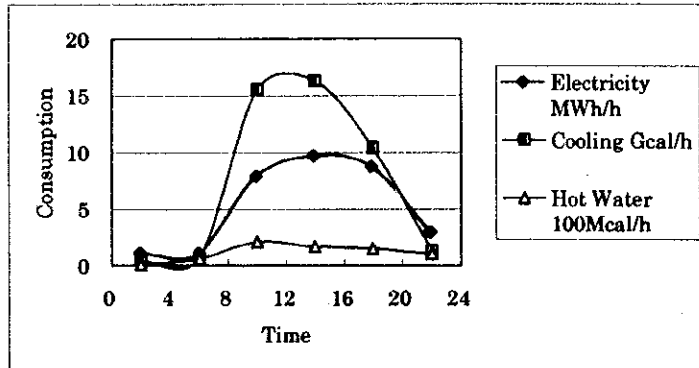


図4-6-3 地区全体のエネルギー需要

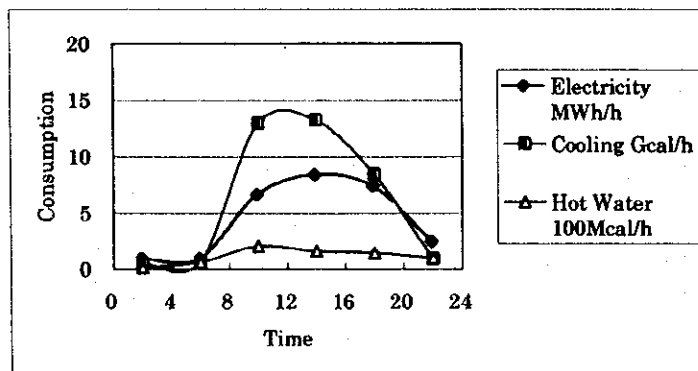


図4-6-4 ビジネス地区のエネルギー需要

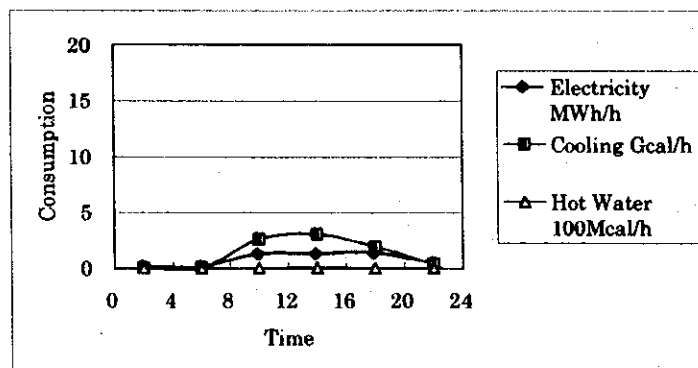


図4-6-5 住居地区のエネルギー需要

地区全体の電力、冷房および温水需要の最大は、それぞれ 18MW、10Gcal/h および 0.2Gcal/h 程度であり、夜間の需要は小さい。これはオフィスビルが中心であり、夜間のエ

エネルギー需要があるホテル・病院の比率が小さいためである。

このエネルギー・パターンからすると、全電力需要をカバーする自家発電設備を設置した場合の設備稼働率は低い。夜間の余剰電力を電力会社に売ることができれば設備の稼働率が上がる。夜間の余剰電力に加えて、夜間の余剰熱の利用法があれば、コージェネレーション・システムの導入が経済的となる。電力需要の小さい夜間に冷熱を蓄える蓄冷熱方式の採用も考えられる。余剰電力および熱の利用法がない場合には、自家発電と電力会社から電力供給の併用型となる。

冷房はガス吸収式空調機の使用が考えられる。冷房は地域冷房の可能性もある。地域冷房でも、建物ごとの個別冷房でも、ガスの需要量はほとんど同じである。

### c) ガス需要量

地区全体のエネルギー需要は表 4-6-17 のように推定される。

表 4-6-17 地区全体のエネルギー需要

Business Area	Electricity MWh/d	106.9
	Cooling Gcal/d	146.5
	Hot Water Gcal/d	2.8
	Cooking Gcal/d	5.4
Residential Area	Electricity MWh/d	19.3
	Cooling Gcal/d	32.3
	Hot Water Gcal/d	0.1
	Cooking Gcal/d	8.3
Total	Electricity MWh/d	126.2
	Cooling Gcal/d	178.8
	Hot Water Gcal/d	2.8
	Cooking Gcal/d	13.7

従来方式 (Conventional) では、電気駆動の冷凍機による冷房および LPG が使われるものとした。天然ガスが供給された後は、ガス吸収式冷凍機による空調が採用され、LPG はすべて天然ガスに置き換わるとした。ただし、住宅地区の住宅では従来型の電気式空調機が採用されるとした。Gas Cooling を採用した場合、全体で約 70 MWh/d の電力需要が削減され、天然ガス需要は約 0.7mmscfd となる。

表 4-6-18 エネルギー需要比較

			Conventional	Gas Cooling
Business Area	Electricity	MWh/d	164	107
	LPG	kg/d	679	
	NG	mmscfd		0.54
Residential Area	Electricity	MWh/d	32	19
	LPG	kg/d	700	
	NG	mmscfd		0.14
Total	Electricity	MWh/d	195	126
	LPG	kg/d	1,379	
	NG	mmscfd		0.69

## 2) 燃料電池

燃料電池は水素と酸素から電気化学反応によって直接電気と熱を取り出すものである。イオンの通路である電解質の種類によって分類されている。燃料電池はその種類によって作動温度や出力規模、利用分野が異なる。リン酸型や固体高分子型は比較的低温で作動し、分散型コージェネレーション電源や自動車用動力源として市場開発が進められている。これに対し、熔融炭酸塩型や固体酸化物型は600℃以上の高温で作動し、中規模発電プラントと位置付けられる。

最も開発が進んでいるのはリン酸型燃料電池であり、性能や信頼性については問題点がほとんどクリアされたとみなされている。しかし、設備価格は40万円/kW程度(160,000Ps/kW)と高く、コストダウンを目的とした開発努力が続けられている。発電効率は40%程度、熱回収を含めた総合効率は70~80%とされている。総合効率においては、エンジンやタービンを用いるコージェネレーション・システムとほぼ同じであるが、発電効率が高い特徴がある。

最近、自動車用に固体高分子型燃料電池の開発が進められている。現存の内燃機関に対抗し得る燃料電池の目標価格はUS\$500/kWと想定されている。この目標価格が達成されれば、コージェネレーション・システムとして住宅用、移動用動力源などに用いられよう。総合効率はリン酸型とほぼ同じであるが、作動温度が低いため熱は温水として回収される。自動車業界では2003~2004年頃に燃料電池自動車を実用化するとしている。コージェネレーション・システムとしての実用化は、燃料電池自動車の5~6年後になると思われる。

## 3) マイクロガスタービン

小型分散型発電機としてマイクロガスタービンが注目を集めている。出力は25~250kW程度のもので多く開発されてきており、総合効率60~80%、発電効率は30%程度である。マイクロガスタービンの特徴は、①タービン、コンプレッサー、発電機が一体化されていること、②回転数は50,000~100,000RPMと高速であり、小型であること。③空気軸受けが使われており、保守が容易であることなどが挙げられている。コージェネレーション設備として期待されている。現時点では、マイクロガスタービンの設備費は工場出荷価格でおよそ20万円/kW(80,000Ps/kW)とされており、10万円/kW(40,000Ps/kW)が目標価格となっている。5年以内には目標価格および発電効率40%の達成が期待されている。これが達成されれば普及するものと思われる。適用分野は昼夜営業のコンビニ、ファーストフード店、小規模の店舗、オフィスビル、医院、ホテルなどが考えられている。

## 4) 冷凍倉庫

冷凍倉庫には、貯蔵食品の鮮度を保持する倉庫と、未成熟の野菜・果物を成熟させる倉庫

の2種類がある。海産物など鮮度を保持する冷凍倉庫の保持温度は0℃以下である。この場合にはガス吸収式冷凍機は使えない。未成熟のバナナ・トマトなどを熟成させる倉庫の貯蔵温度が10℃以上であり、天然ガスを用いる吸収式冷凍機が使える。この種の倉庫としては、Davao にバナナ倉庫がある。現在はその数は少ないが、将来的には増える可能性も考えられる。

Davao のバナナ倉庫の床面積は3,300m<sup>2</sup>であり、冷凍機の消費電力は320,000 kWh/y と報告されている。ガス吸収式冷凍機を使用した場合の天然ガス需要量はおよそ 2,510cfd (=320,000×860/10,600/365×35.3) となる。

#### 5) ジメチルエーテル

中小ガス田の天然ガスを原料とするジメチルエーテル (Dimethyl Ether: DME) 製造法が研究されている。LPG と同様に取り扱いが容易であり、新しいクリーン燃料として期待される。化学構造の中に炭素同士の結合を持たないので、燃焼過程でPM(煤)を発生する可能性がない。温室効果やオゾン破壊の懸念がないと考えられている。現在、DME の大部分はスプレー用噴射剤 (化粧品、塗料、農薬用) として利用されている。LPG 並みのきわめて低毒性であることが確認されている。

従来、メタノールの脱水反応によって製造されている。DME を燃料として利用するためには、安価かつ大量に製造することが必要であり、合成ガスから直接合成する技術が開発されつつある。

その性質がLPGの主成分のプロパン、ブタンに類似しているため、LPG代替燃料として期待される。また貯蔵ハンドリングはLPGの技術が応用できる。ガス燃料として燃焼特性がメタンに近いので、天然ガス用のコンロがそのまま利用できる。中国ではLPG代替燃料としての使用例が報告されている。

表 4-6-19 物性

Properties	DME	Propane	Methane
Chemical Formula	CH <sub>3</sub> OCH <sub>3</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	CH <sub>4</sub>
Boiling Point (°C)	-25.1	-42.0	-161.5
Liquid Density (g/cc@25°C)	0.67	0.49	0.42
Vapor Pressure (MPa@25°C)	0.61	0.93	
Net Caloric Value (kcal/kg)	6,900	11,100	12,000

また、DME のセタン価は55~60と高く、ディーゼル燃料としての利用が可能である。軽油に比べ排気ガスが格段にクリーンであると報告されており、自動車用燃料として期待さ

れる。

経済性検討結果が報告されている。表 4-6-20 に経済性検討条件を示した。

表 4-6-20 経済性検討条件

Parameter	Value
Plant Capacity	2,500~10,000 t/day
Plant Capital Cost	365~924 MillionUS\$
Plant On-stream Factor	90 %
Natural Gas Consumption	1.114 Nm <sup>3</sup> /t-DME
Other Variable Cost	5.56 US\$/t-DME
Depreciation	10 years, constant
Other Capital Cost	18.65 US\$/t-DME
IRR before Tax	12 %

生産規模 10,000t/day の DME 価格 (FOB) が報告されている (図 4-6-6)。Camago/Malampaya のガス価格は 5 US\$/MMBtu 前後と想定されている。この場合、DME (FOB) 価格は 9.8 US\$/MMBtu 程度となり、この価格はフィリピンの LPG とほぼ等価となる。実用化の時期は 2010 年以降と想定されているが、早まる可能性もある。

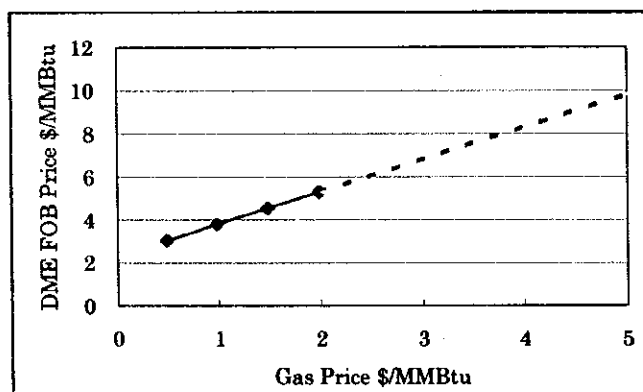


図 4-6-6 DME 価格

#### 6) モミ乾燥機

フィリピンでは National Postharvest Institute for Research and Extension (NAPHIRE) の開発したモミ乾燥機が使用されている。しかし、一部の農家では駆動用ガソリン代が高いため、この乾燥機を使っていない。この問題を解決するため、ガソリン燃料を Marsh Gas 燃料へ転換することが考えられる。

下記の理由により、モミ乾燥機の駆動にガスエンジンを使用することは経済的に困難と推定される。

- ① ガスエンジンの開発には数千万円を要することが指摘された。ある程度の台数を生産するとしても、設備費は1基当たり数十万円になると推定される。
- ② Philippine の Marsh Gas の発熱量は低いことが予想される。高発熱量のガス燃料を使う GHP の効率は約 30%、発熱量が低いと効率が下がる。入手したガス組成より、ガスにかなりの量の空気が混入しており、発熱量が低いガスがあると推定される。
- ③ Davao 郊外で見学した Marsh Gas 田のガス発生量は、せいぜい時間当たり数百リットルと推定される。5 HP のエンジンを駆動するには、時間当たり数千リットルのガスが必要となる。この場合、複数のガス噴出口からガスを集める必要があり、ガス配管費用が必要となる。
- ④ ガスエンジンへ供給するためのガス圧は 200~300mmAq である。このため、加圧のためのブロアーが必要となる。