

国際協力事業団

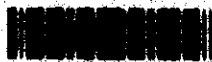
フィリピン国エネルギー省

フィリピン国  
 天然ガス産業開発計画調査  
 ファイナル・レポート

要約

平成14年1月

JICA LIBRARY



J1167457191

財団法人日本エネルギー経済研究所  
 大阪ガス株式会社

鑑調資
J R
01-123

フィリピン国  
 天然ガス産業開発計画調査  
 ファイナル・レポート  
 要約

平成14年1月

JICA  
 118  
 85  
 RARY

国際協力事業団

フィリピン国エネルギー省

フィリピン国  
天然ガス産業開発計画調査  
ファイナル・レポート

要 約

平成14年1月

財団法人日本エネルギー経済研究所  
大阪ガス株式会社



1167457(9)

## 序文

日本国政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国の天然ガス産業開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団が実施いたしました。

当事業団は、平成12年8月から平成13年12月までの間、5回にわたり財団法人日本エネルギー経済研究所の木村徹氏を団長とし、同社および大阪ガス株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

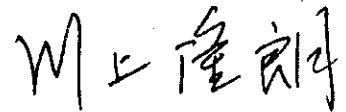
調査団は、フィリピン共和国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書の完成の運びとなりました。

この報告書が、フィリピン共和国の天然ガス産業開発計画に係る最適計画策定に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成13年12月

国際協力事業団  
総裁 川上 隆朗



## 伝達状

国際協力事業団

総裁 川上 隆朗 殿

ここに、「フィリピン国天然ガス産業開発計画調査」最終報告書をご提出申し上げます。本調査は、貴事業団との契約に基づき、日本エネルギー経済研究所および大阪ガスが、平成12年8月より17ヶ月間にわたり実施してまいりました。

本調査の実施に際しましては、フィリピン共和国（フィリピン国）の天然ガス需給見通しおよび関連の法規制等を十分に踏まえて、フィリピン国における天然ガス利用促進のための包括的な中・長期マスタープランを作成すること、ならびにそのマスタープランを調査終了後もカウンターパートが自ら継続的にローリング、活用していくことを目指してまいりました。

このために調査を行う中でフィリピン国エネルギー省（DOE）カウンターパートに対し OJT による継続的な技術移転を行うとともに、この技術移転の成果を高めるべくあわせて調査実施中適時に政府機関および天然ガス産業関係者を対象としたセミナーを開催しました。

本報告書ではフィリピン国における天然ガス利用を促進するために必要な LNG 基地の建設、投資、財務、人材育成および政策的措置にかかる10年間のマスタープランを纏めております。

また報告書作成に際しては、調査実施中にいただいたフィリピン国エネルギー省（DOE）カウンターパートのご意見を反映させております。

貴事業団、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解並びにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、フィリピン国における現地調査期間中は、フィリピン国 DOE、在フィリピン日本大使館、JICA フィリピン事務所に、緊密なご協力とご支援を頂きましたことにつき、深く感謝申し上げます。

平成13年12月

財団法人 日本エネルギー経済研究所

フィリピン国

天然ガス産業開発計画調査団

総括 木村 徹

木村 徹

## 要約 目次

<b>1 本調査の目的と内容</b>	
1-1 調査の目的	1
1-2 調査対象地域	1
1-3 調査の内容	4
1-4 主要な調査結果	9
<b>2 ガス需給に関するケース、シナリオ、およびオプションの設定</b>	
2-1 ガスの「潜在」需要と「顕在」需要	15
2-2 ケース、シナリオ、およびオプションの設定	16
2-3 経済成長率とエネルギー価格の想定	17
2-4 「供給計画」決定のためのオプション設定	22
<b>3 「天然ガス利用」シナリオの検討</b>	
3-1 発電用ガス「潜在」需要の推定	23
3-2 発電用以外の「潜在」需要推定	31
<b>4 天然ガス供給システム</b>	
4-1 ガス供給源	35
4-2 パイプライン	37
4-3 LNG 受入基地	41
<b>5 「天然ガス利用」シナリオの評価</b>	
5-1 「顕在」需要の推定	44
5-2 パイプライン網の検討	45
5-3 2つのオプションの評価	46
<b>6 政策・制度と「天然ガス利用促進」シナリオ</b>	
6-1 経済・財政面における政策	50
6-2 ガス利用推進のための DOE の組織と研修	52
6-3 ガス需給シナリオとの関係付け	53
6-4 各種インセンティブ・プログラムの提案	53
6-5 「天然ガス利用促進」シナリオに組み入れる各種優遇政策とその評価	54
<b>7 「天然ガス利用促進」シナリオの評価</b>	
7-1 ガス「顕在」需要	58

7-2	パイプライン網の検討	58
7-3	2つのオプションの評価	58
8	運輸部門などにおけるガス「潜在」需要の可能性	
8-1	NGVの導入と優遇制度	60
8-2	NGV向けガス潜在需要	61
8-3	その他のガス新利用法の検討	61
9	2つのシナリオの総合評価	
9-1	経済分析およびマクロ経済指標	64
9-2	環境影響・安全性	66
9-3	社会的・経済的影響	69
9-4	総合的評価	70
10	マスタープランの策定	
10-1	High ケース	73
10-2	Low ケース	84
10-3	今後の検討課題	95

## 要約

### 表目次

表 2-1	ガス需給検討のためのケース、オプション、およびシナリオ	14
表 2-2	フィリピンの経済成長率と輸入原油価格の想定	15
表 2-3(1)	エネルギー価格の想定 (High ケース)	17
表 2-3(2)	エネルギー価格の想定 (Low ケース)	17
表 2-4	LNG 価格の想定 (2000)	18
表 2-5(1)	石油製品価格の想定 (High ケース)	18
表 2-5(2)	石油製品価格の想定 (Low ケース)	19
表 2-6(1)	ガス価格の想定 (High ケース)	19
表 2-6(2)	ガス価格の想定 (Low ケース)	19
表 3-1(1)	電源構成 (High ケース)	23
表 3-1(2)	電源構成 (Low ケース)	23
表 3-2(1)	発電量の電源別構成 (High ケース)	24
表 3-2(2)	発電量の電源別構成 (Low ケース)	24
表 3-3(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (High ケース)	25
表 3-3(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)	25
表 3-4(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (Low ケース)	26
表 3-4(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)	26
表 3-5(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (High ケース)	27
表 3-5(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)	27
表 3-6(1)	対象地域別のガス火力発電能力 (Low ケース)	27
表 3-6(2)	対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)	28
表 3-7	地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (High ケース)	31
表 3-8	地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (Low ケース)	32
表 4-1	フィリピンの天然ガス源	33
表 4-2	計画中の発電所	33
表 4-3(1)	地域 L での必要輸入量 (High ケース)	40
表 4-3(2)	地域 L での必要輸入量 (Low ケース)	40
表 4-4	地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (High ケース)	40
表 4-5	地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (Low ケース)	40
表 5-1(1)	ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定 (High ケース)	42

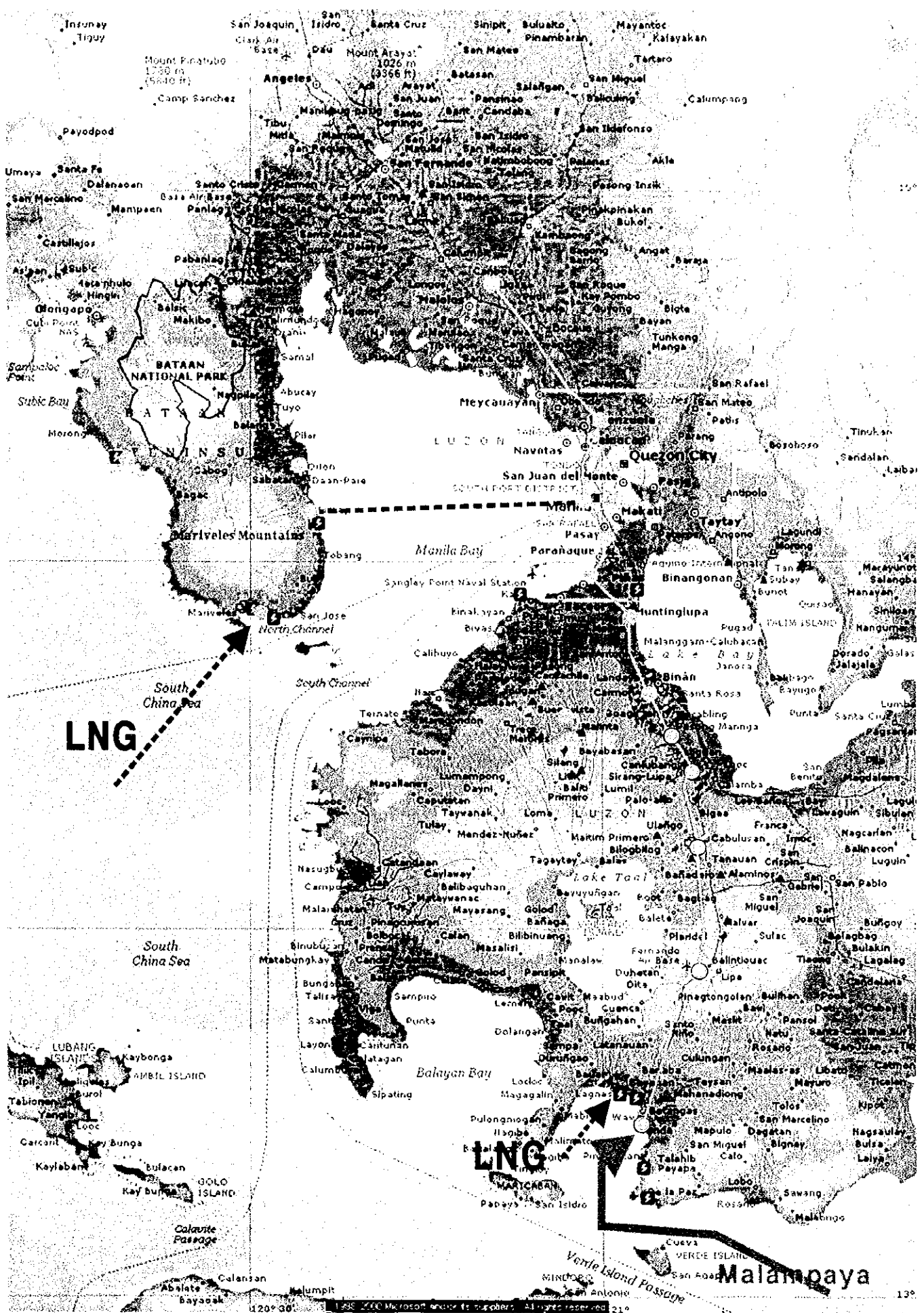


表 5-1(2) ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定 (Low ケース) .....	42
表 5-2 2つのオプションの比較.....	43
表 5-3 財務分析の結果 (オプション1) (High ケース) .....	44
表 5-4 財務分析の結果 (オプション2) (High ケース) .....	44
表 5-5 財務分析の結果 (Cebu/Mactan) (High ケース) .....	45
表 5-6 財務分析の結果 (Davao) (High ケース) .....	45
表 5-7 財務分析の結果 (オプション1) (Low ケース) .....	45
表 5-8 財務分析の結果 (オプション2) (Low ケース) .....	45
表 5-9 財務分析の結果 (Cebu/Mactan) (Low ケース) .....	46
表 5-10 財務分析の結果 (Davao) (Low ケース) .....	46
表 6-1 各種インセンティブ・プログラムの提案.....	52
表 6-2 部門別の優遇政策の内容.....	53
表 6-3 「優遇なし」と「優遇あり」の用途別ガス販売価格.....	54
表 7-1 優遇政策によるパイプライン部門の FIRR への影響.....	56
表 8-1 価格補助額 (D) の推定 .....	58
表 9-1 ルソン島での天然ガス供給計画の EIRR (「政策なし」) .....	63
表 9-2 ルソン島での天然ガス供給計画の EIRR (「政策あり」) .....	63
表 9-3 天然ガス利用の経済への影響分析.....	64
表 9-4 シナリオの総合的評価.....	69
表 10-1 人材開発の方法 (High ケース) .....	77
表 10-2 Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要 (High ケース) .....	79
表 10-3 Batangas 湾岸 LNG 基地プロジェクトの概要 (High ケース) .....	81
表 10-4 人材開発の方法 (Low ケース) .....	91
表 10-5 Bataan 半島 LNG 基地プロジェクトの概要 (Low ケース) .....	93
表 10-6 Action Plan (High ケース) .....	99
表 10-7 Action Plan (Low ケース) .....	101

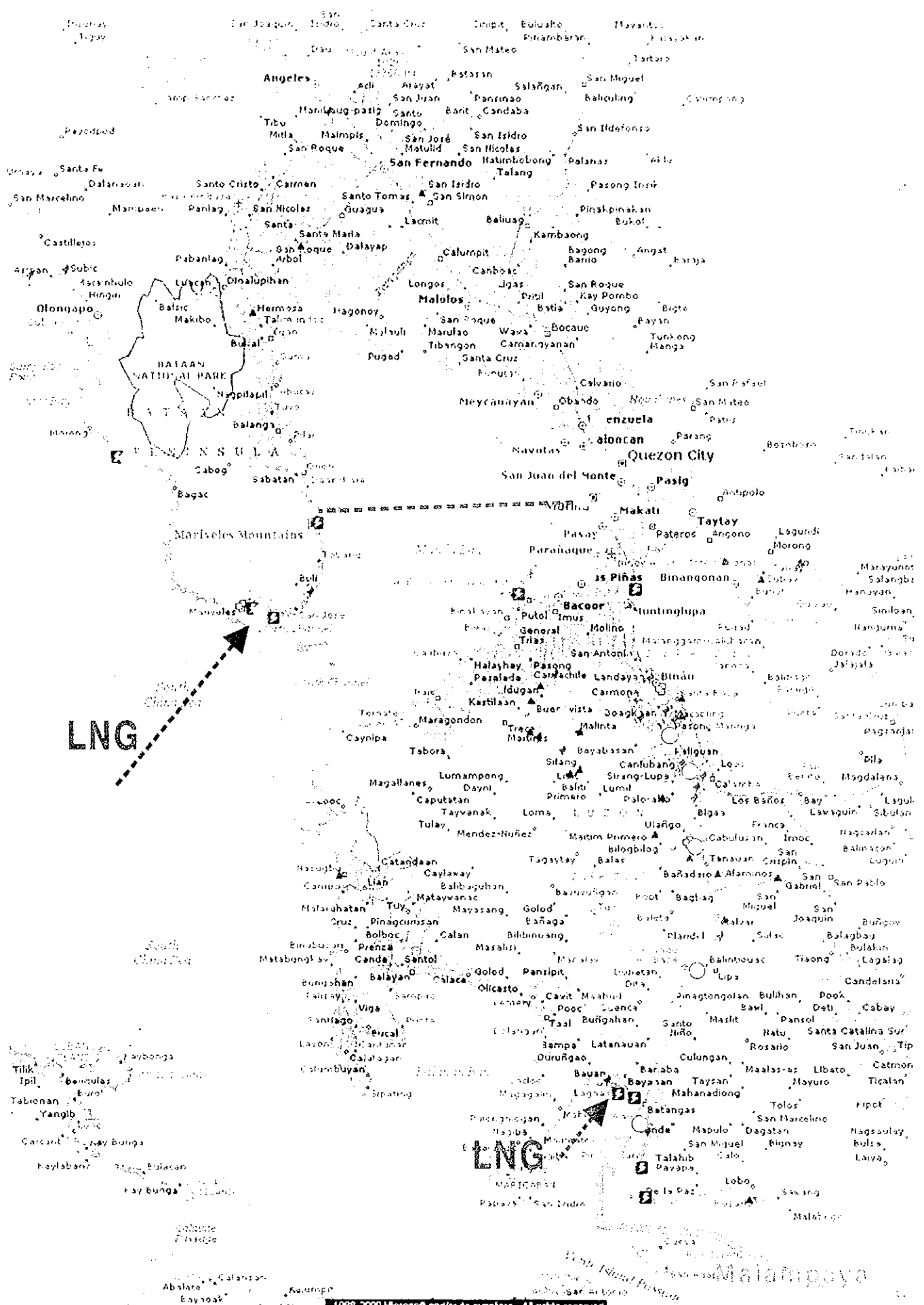
## 要約

### 図目次

図 1-1	本調査の対象地域	2
図 1-2	ルソン島の調査対象地域	3
図 1-3	Cebu 島の調査対象地域	3
図 1-4	Mindanao 島の調査対象地域	3
図 1-5	調査の主要項目とフロー	8
図 3-1	天然ガスと石油製品の需要家渡し価格の予測	31
図 4-1	アジアでの LNG 需給バランス	34
図 4-2	地域 L-Option 1 (Phase 1) (2006 年～2015 年)	35
図 4-3	地域 L-Option 1 (Phase 2) (2016 年～2025 年)	35
図 4-4	地域 L-Option 2 (Phase 1) (2006 年～2015 年)	36
図 4-5	地域 L-Option 2 (Phase 2) (2016 年～2021 年)	36
図 4-6	地域 L-Option 2 (Phase 3) (2022 年～2025 年)	37
図 4-7	National Pipeline Route	38
図 4-8	Trans-ASEAN Pipeline Route	38
図 9-1	電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測 (ベースライン、High ケース)	65
図 9-2	電力部門からの炭酸ガス排出量推移予測 (天然ガス転換後、High ケース)	65
図 9-3	硫黄酸化物排出量推移予測 (ベースライン)	66
図 9-4	硫黄酸化物排出量推移予測 (天然ガス転換後)	66



想定パイプラインルート



1988-2000 Microsoft and/or its suppliers. All rights reserved.

想定パイプラインルート

# 1 本調査の目的と内容

## 1-1 調査の目的

本調査の目的は、フィリピン国における天然ガス利用促進のための包括的な中・長期マスタープランを作成すること、ならびに、そのマスタープランをカウンターパートが自ら点検・修正して、ローリングしながら継続的に活用していけるように、技術移転を行なうことである。

調査対象期間は25年間とするが、最初の10年間に特に焦点を置いて、出来る限り具体的、かつ現実的なプランを作成する。

また、カウンターパートに対して、マスタープランの作成方法、天然ガスの需要予測モデルの開発、需給最適化の手法、プロジェクトの経済財務評価、天然ガス供給システムの検討方法などにつき、技術移転を行なう。

## 1-2 調査対象地域

### 1-2-1 ルソン島の「Batangas・マニラ・Bataan (Subic および Clark を含む)」地域 (以下、「地域 L」と呼ぶ)

この地域は、次の3つのサブ地域からなる。

- イ) 「マニラ」 (以下、「地域 L-1」と呼ぶ) ---- これは「メトロ・マニラ」、あるいは「ナショナル・キャピタル・リージョン(NCR)」と呼ばれる地域を指す。
- ロ) 「Batangas」 (以下、「地域 L-2」と呼ぶ) ---- これはルソン島南部にある4つの州を含む地域を指す。
- ハ) 「Bataan (Subic および Clark を含む)」 (以下、「地域 L-3」と呼ぶ) ---- 中部ルソンの3州とSubic および Clark を含む。

### 1-2-2 Cebu 島の「Cebu-Mactan」 (メトロ Cebu) (以下、「地域 C-M」と呼ぶ) ---- これは、Cebu 市周辺の3市7町からなる地域である。

### 1-2-3 Mindanao 島の「Davao」 (以下、「地域 D」と呼ぶ) ---- これは Davao 市と周辺4州からなる地域であり、Davao Integrated Development Program (DIDP) Area と同じである。

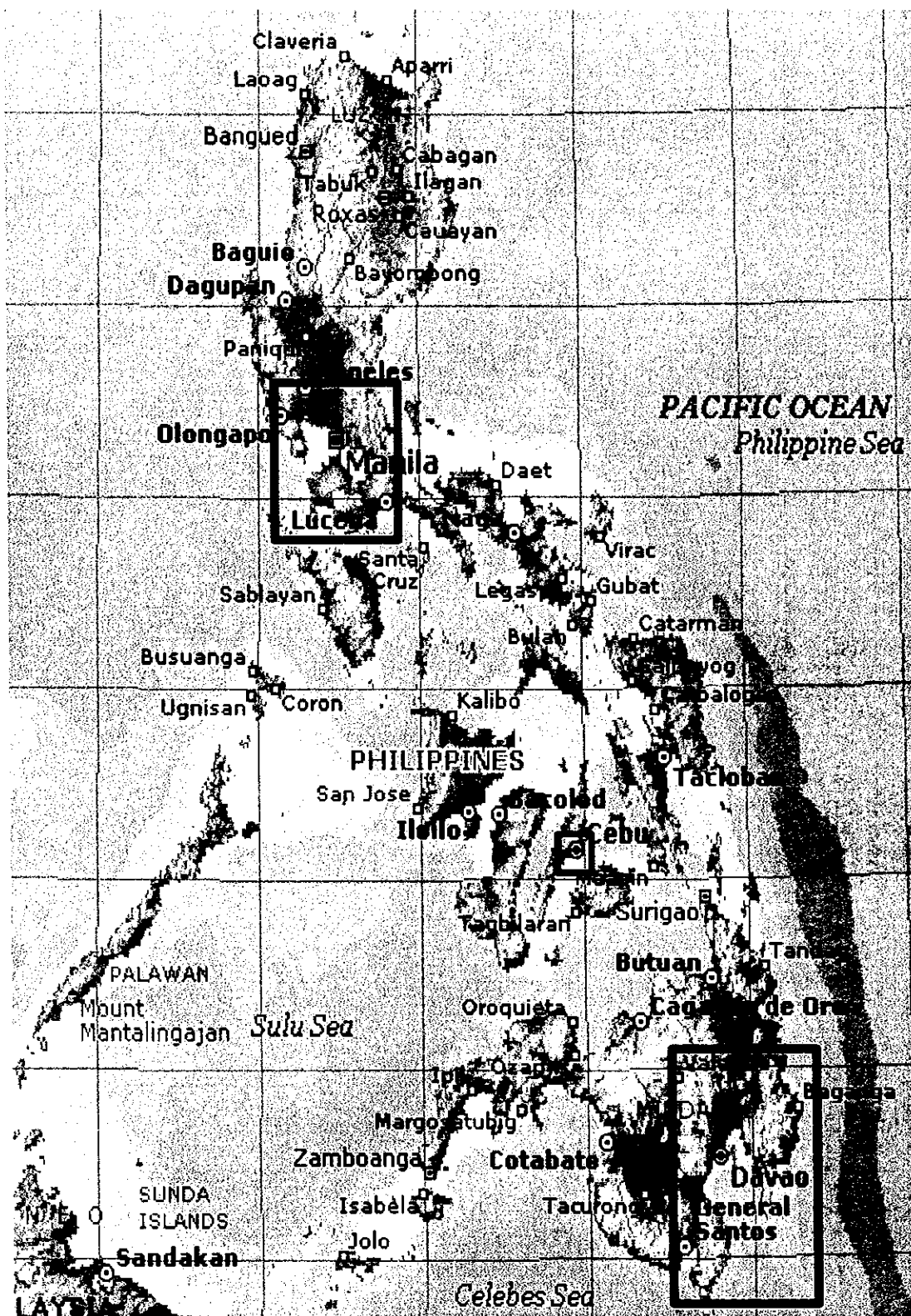


図 1-1 本調査の対象地域

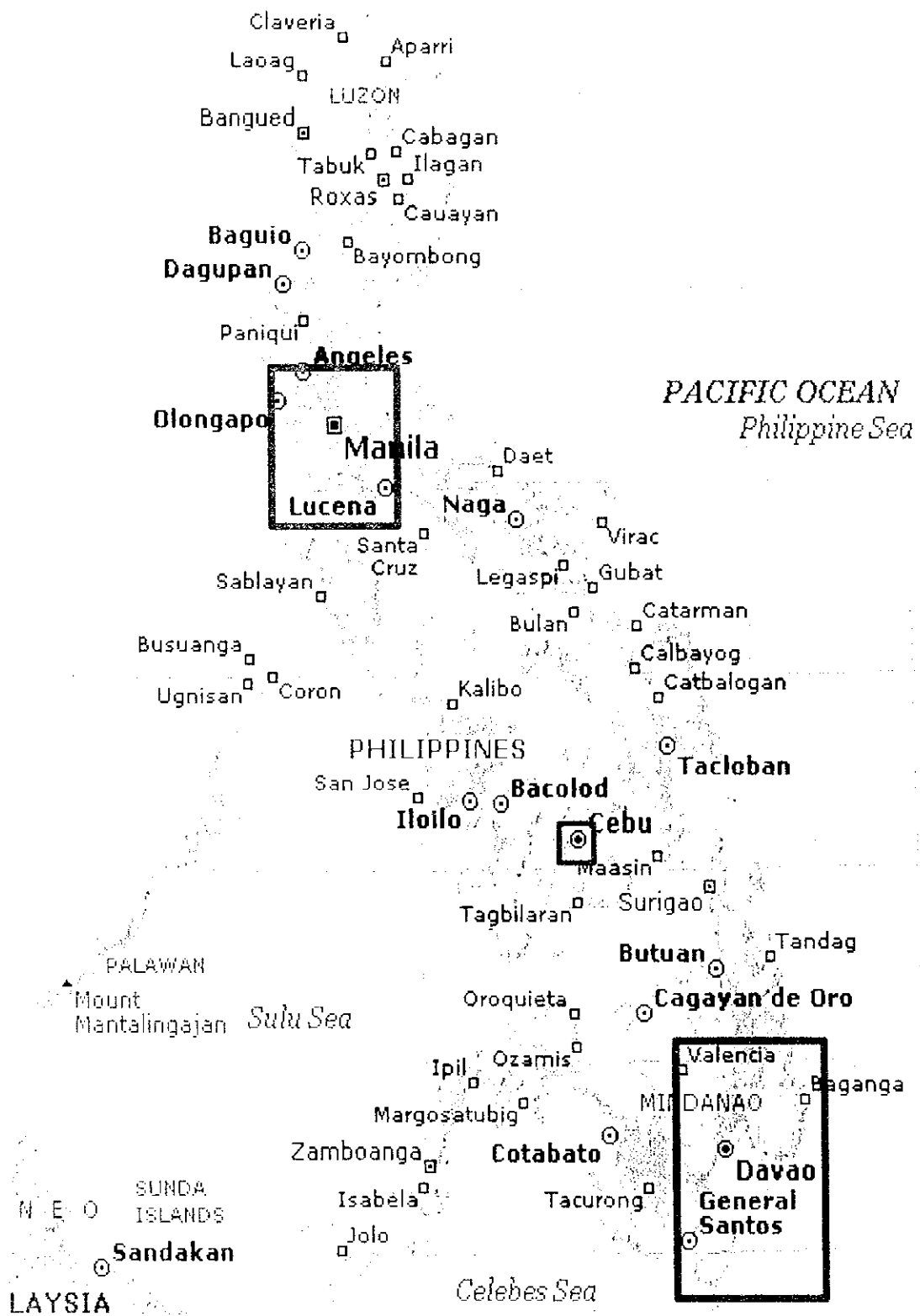


図 1-1 本調査の対象地域



図 1-2 ルソン島の調査対象地域

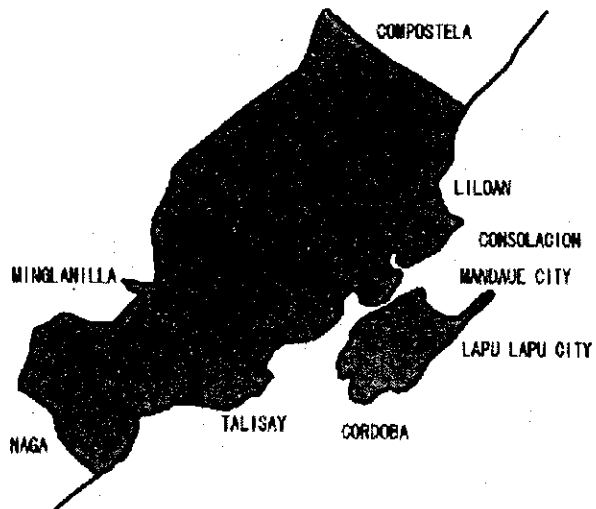


図 1-3 Cebu 島の調査対象地域

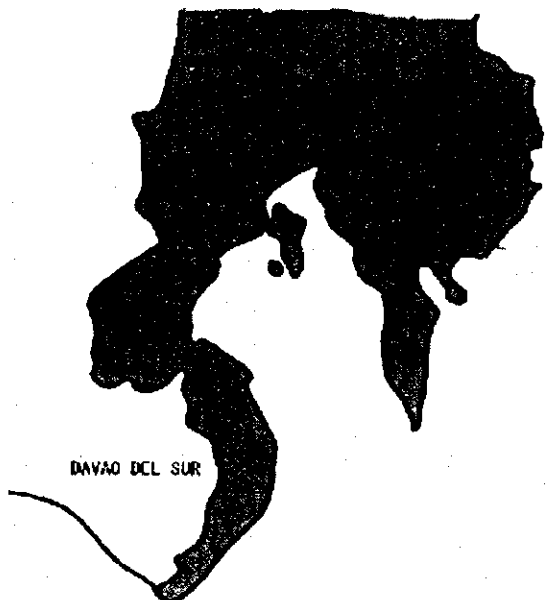


図 1-4 Mindanao 島の調査対象地域



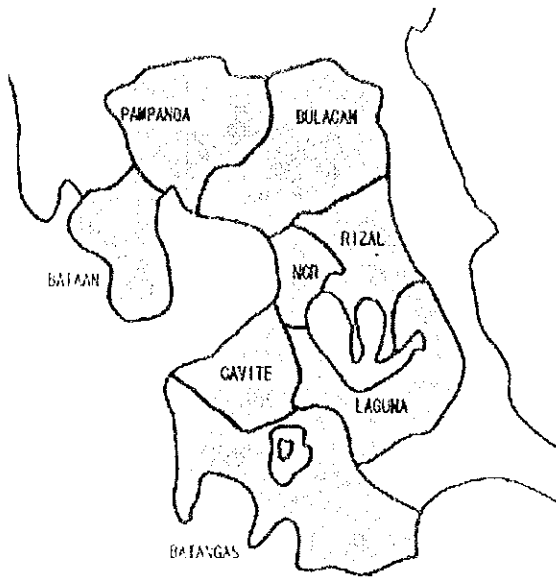


図 1-2 ルソン島の調査対象地域

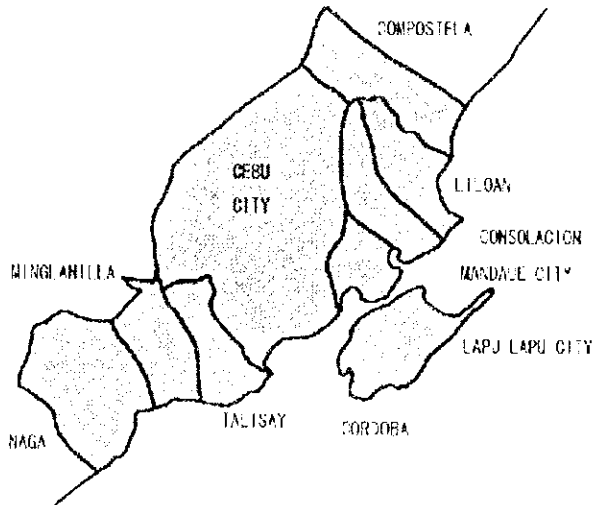


図 1-3 Cebu 島の調査対象地域

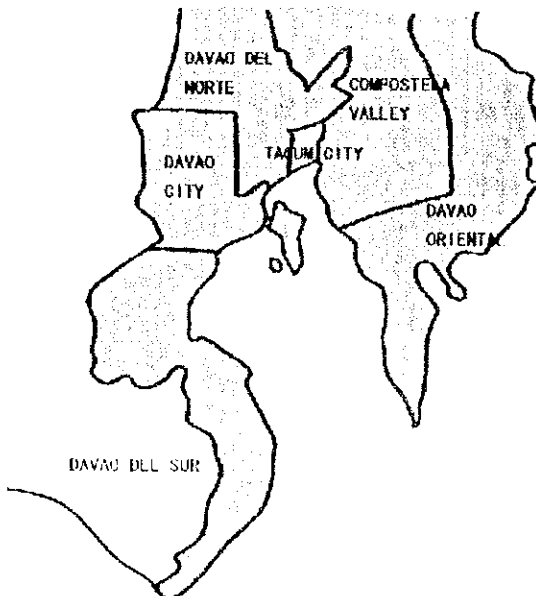


図 1-4 Mindanao 島の調査対象地域

### 1-3 調査の内容

マスタープラン作成の作業は、次の2つのフェーズに分かれる。すなわち、

- ① ガスの需要予測、供給方法検討、需給最適化評価、需給に係わる政策手段検討などの作業を経て、どのような「天然ガス利用促進シナリオ」を作り上げたらよいか、を検討し、いくつかのシナリオを設定するまでの“フェーズ1”と、
- ② それらのシナリオの中から、プロジェクトの経済評価、環境評価、マクロ経済・エネルギー需給動向からの評価により、フィリピン国にとって最も望ましい、と考えられるものを選び出し、それにアクション・プラン（実行計画）と優先プロジェクトを付け加えて、「天然ガス利用促進マスタープラン」を作り上げる“フェーズ2”

である。

また、技術移転については、3回にわたり、DOE（エネルギー省）のカウンターパートを対象とする「技術移転会合」を開催するとともに、3回の「ガス・セミナー」を開き、DOE カウンターパート以外の官民の天然ガス関係者に対しても、本調査の内容を周知させ、および意見徴収することに務めた。

以下に、調査のフローを略述する（図 1-5 参照）。

#### (1) フェーズ1

##### <ステップ1>

ステップ1は、「需要調査/利用計画」(1-1)、「供給方式調査」(1-2)、「政策検討」(1-3)からなる。

「需要調査/利用計画」では、本調査の対象3地域について、電力部門、工業部門、民生部門（商業用および家庭用）、ならびに輸送部門における天然ガスの潜在的需要を調査する。

「供給方式調査」では、これらの潜在的需要に対応する供給方式として、国産天然ガス、輸入 LNG、およびアセアン・パイプラインにつき、供給ルートおよびコストを含む供給の可能性につき、検討を行なう。

さらに、「政策検討」では、天然ガスの利用促進に係わる諸政策手段や制度などにつき、検討を行なう。

#### <ステップ2>

ステップ2は、「マクロ経済想定およびエネルギー需要予測」(2-1)、および「供給選択肢の検討」(2-2)からなる。

「マクロ経済想定およびエネルギー需要予測」では、対象3地域について、まず、将来のガス需要を予測するための前提となる経済の見通しを行ない、次いで、それに基づいてエネルギー全体の需要予測を行なう。この予測結果に基づき、エネルギー全体の一部を占めるガスの需要予測が、次のステップ3で行なわれる。

「供給選択肢の検討」では、ステップ1-2における検討結果を踏まえ、より具体的に、天然ガス供給施設(パイプライン、貯蔵設備、LNG受入基地など)につき、供給ルートを含め、消費者向けの流通・配給設備に至るまでの検討を行なうとともに、上記のステップ1-1で検討したガスの潜在需要を満たすための供給コストの推定を行なう。

これは、将来のガス需要を予測する場合に重要な評価基準となる石油、石炭、その他のエネルギー源との経済性比較、さらに、上述のような各種のガス源の間の経済性比較のために行なわれるものである。

#### <ステップ3>

ステップ3は、「天然ガス需要予測」(3-1)、および「供給方法の策定」(3-2)からなる。

「天然ガス需要予測」では、上述のステップ1-1、1-3、2-1、さらには、2-2の作業結果を受けて、対象3地域における将来のガス需要を予測する。ここでは、需要シナリオとして、ガス需要を促進するための政策を特に実施しない“ガス利用シナリオ”と、政策・制度を整備してガス需要を促進する“ガス利用促進シナリオ”を設定する。

「供給方法の策定」では、ステップ1-2、1-3、さらには2-2の作業結果を受けて、対象3地域におけるガス需要を満たすための各種の供給方法が策定される。これらの方法は、上述のいくつかの需要シナリオごとに検討される。すなわち、例えば“利用シナリオ”に対応する供給方法として、B<sub>1</sub>(国産ガスのみによる供給)、B<sub>2</sub>(国産ガスと輸入LNGとの組み合わせ)、B<sub>3</sub>(国産ガス、輸入LNG、およびアセアン・パイプライン・ガスの組み合わせ)などの供給シナリオが検討される。

このように、一つの需要シナリオに対して複数の供給シナリオを用意するのは、次のステップ 4 で、これらの中から、各需要シナリオごとに最適な供給シナリオを選び出すためである。

#### <ステップ 4>

ステップ 4 は、「供給システムの選択」(4-1)、および「ガス需給シナリオの設定」(4-2)からなる。

「供給システムの選択」では、2 つの需要シナリオに対応する複数の供給シナリオにつき、特にパイプラインに焦点を絞り、財務分析などにより評価を行なう。

次いで、「ガス需給シナリオの設定」では、そのような方法により、各需要シナリオごとに最適な供給シナリオを選択する。このようにして設定された「ガス需給シナリオ」は、単なる需要シナリオと供給シナリオの組み合わせではなく、政策手段や制度・機構などを含む、一定の政策パッケージに基づいたものである。これは、次のフェーズ 2 のステップ 5 で、2 つの「ガス需給シナリオ」から、より優れたものを選び出すための前段の作業になる。

### (2) フェーズ 2

#### <ステップ 5>

このステップでは、次の評価基準により、2 つのシナリオから最適な「ガス需給シナリオ」が選出される。すなわち、

- プロジェクトの経済評価
- マクロ経済への効果（経済成長率、所得水準、政府財政収支など、各シナリオがフィリピン経済に対してもたらす効果の比較）
- 環境影響・安全性（地域的・地球的環境および安全性に対する影響あるいは効果の比較）
- ガスの安定供給（各シナリオのガス安定供給への寄与度の比較）
- その他の経済的・社会的影響

である。

#### <ステップ 6>

このステップでは、「ガス利用促進マスタープラン」が策定される。われわれは、同マスタープランは、(i)「ガス需給シナリオ」、(ii) それを実効あらしめるために必要とされる“条件”の整備について具体的・実際的に取りまとめた“アクション・プラン”、すな

わち、資金調達の方法、制度・機構の整備、ならびに人材の育成方策、に関する“行動計画”、(iii) 同じく、このシナリオを実現するために、近い将来、優先的に実施されるべきガス関連プロジェクトの提案、の3つから構成されると考える。

(ii) と (iii) については、特に対象期間の前半(10年間)に関しては、年次別のプログラムの形にまとめられる。

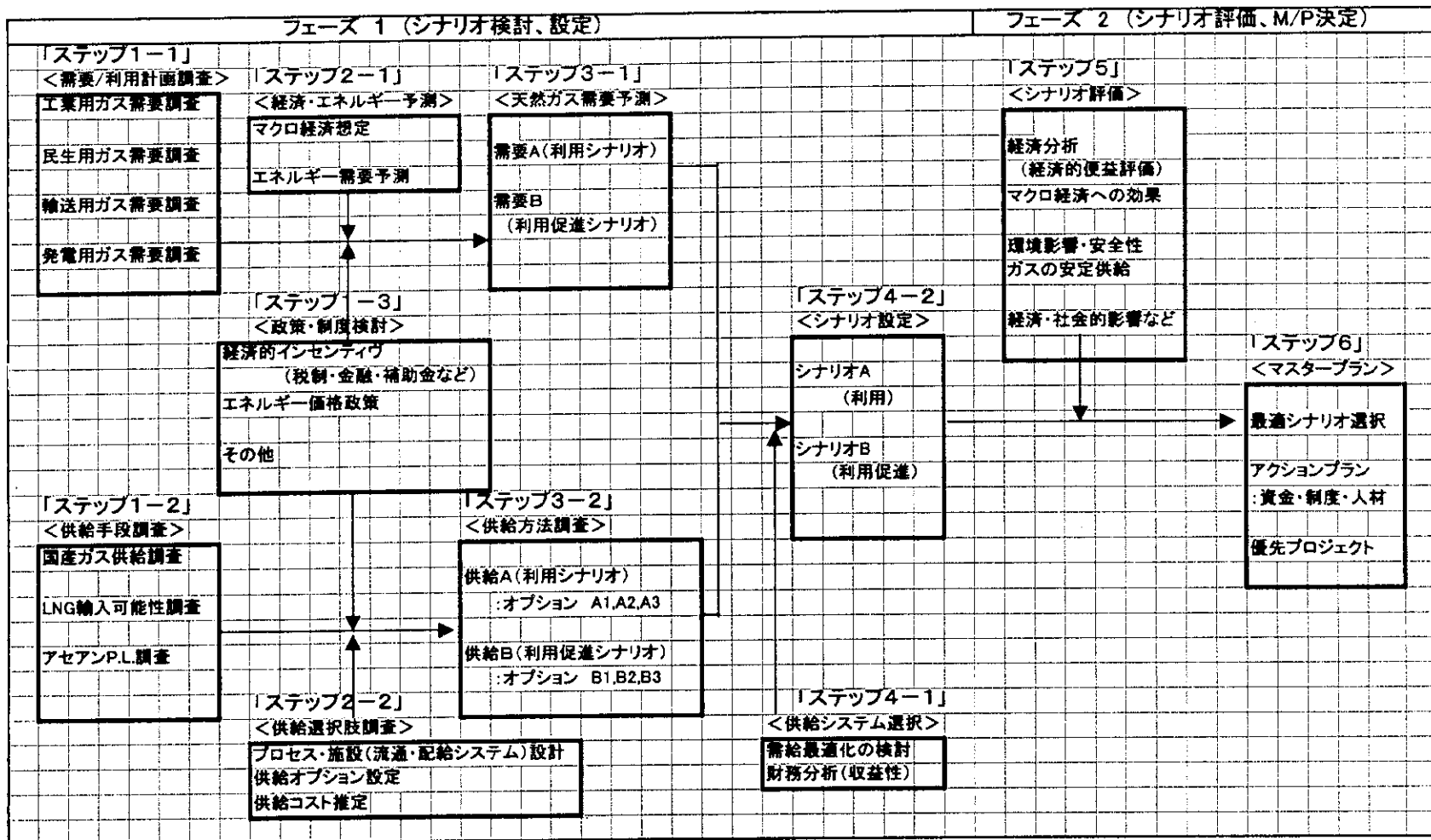
これらのうち、(i) はステップ5において選択される。

次に、(ii) については、必要な情報・データが、主にこれまでに述べてきた作業において用意される。まず、資金調達の方法は、ステップ5で述べた財務・経済評価において、ある意味では自動的に用意されるが、それについて、さらに具体的な計画・方針を策定する。また、制度・機構の整備についても、ステップ1-3で検討した諸々の政策手段をどのような機構が担当するか、あるいは、それらの実施のためにどのような制度を整備する必要があるか、などの問いに答えることによって、“アクション・プラン”が作成される。人材の育成についても、同じことがいえる。

(iii) については、ステップ1-2、2-2、3-2などにおいて、供給プロジェクトの技術的・財務的なフィージビリティの概略検討が行なわれているので、それらの結果から、いくつかの優良プロジェクトを選び出してリストを作成することができる。

以下では、主要な調査結果を紹介する。

図1-5 調査の主要項目とフロー



## 1-4 主要な調査結果

天然ガス需給の検討に当たっては、その需要について、「High」と「Low」の2つのケース、その供給システムについて、「オプション1」と「同2」の2つのオプション、さらに、需給に関する政策についても、「ガス利用」と「ガス利用促進」の2つのシナリオを設定した。以下では、両ケース毎に、検討結果を説明する。

### 1-4-1 High ケース

#### (1) ガス需要について

- 1) ルソン島の調査対象地域におけるガス需要は、2006年の約363mmscfdから2025年には約1,533mmscfdに達すると推定される。2025年までの全期間を通じて、発電用が圧倒的な大きさを持ち、全需要に対するその比率は最低でも約90%である。
- 2) C-MおよびD地域においては、発電用を含め、ガスの潜在需要は見られるが、それを前提にしてガス関連事業（パイプライン、LNG供給およびガス発電）の収益性を検討してみると、事業が成り立たないことがわかる。したがって、これら両地域では、2025年までの間にガス需要は実際には発生しないであろう。
- 3) われわれの推定による販売価格を前提すると、後の(3)-2)のa)からd)までの政策を実施しても（「ガス利用促進」シナリオ）、NGV用のガス需要は生じてこない。NGV（天然ガス自動車）用にガスが使われるようになるためには、同じく(3)-2)のe)に述べるような、政策・制度上のさらに手厚い支援が必要である。

#### (2) ガス供給について

- 1) われわれは、国産天然ガス（Camago/Malampayaガス田から供給される）の供給量は約500mmscfd（発電能力では約3,800MW）を上限とすること、そして、この量を超えるガス消費量はLNGの形で輸入されることを想定した。
- 2) それを前提にすると、ルソン島については、次のようなガス供給システムが最も望ましいと考えられる。すなわち、LNG基地をBatangas地域とBataan半島地域の双方に立地し、NCR地域以遠の地域に対しては、陸上パイプラインのみならず、海底パイプライン（マニラ湾を横断してNCRとBataan半島を結ぶ）を建設して、ガスを供給するというシステムである（オプション2）。

- 3) また、国産ガス供給量が約 650mmscfd まで増大する場合に、LNG 輸入の時期がどの程度遅れるかについて、推定を行なった。それによると、その時期は 500mmscfd の場合の 2009 年から、この場合には 2012 年へと遅れるであろう。

### (3) 政策・制度について

- 1) 本報告で想定しているガス販売価格を前提にすると、NGV に見られるように、発電用以外の部門では、必ずしも十分なガス需要が見込まれないだけでなく、ガス関連事業の収益性も必ずしも高くはない。したがって、われわれは、ガス利用促進のためには、ガス事業に対して何らかの支援対策を講ずることが必要であると考え（「ガス利用促進」シナリオ）。
- 2) ガス利用促進のために、われわれが提案している主な政策・制度は次のようなものである。
- a) 認定したパイプライン・プロジェクトに対して 10 年間のタックス・ホリデー付与。
  - b) LNG 輸入関税廃止（2006 年から）。
  - c) ガス・パイプライン網設備部品の輸入税減税（2005 年から）。
  - d) 国際開発金融機関などからの低利融資の確保。  
＜以上が「ガス利用促進」シナリオに含まれる。＞
  - e) NGV プロジェクトに対して、ガス価格の引下げ、ガス充填所の建設費補助。
  - f) ガス・コージェネレーション、ガス空調に対して認定投資額の 10% の税額控除。

### (4) 優先プロジェクトについて

われわれは、ガス利用促進のために、ここ 10 年間に実施されるべき「アクション・プラン」＜1) プロジェクトの建設、2) 投資と資金調達、3) マンパワーの整備、さらに、4) 政策・制度の整備を含む＞とともに、近い将来、優先的に実施されるべき、次のようなプロジェクトを提案する。

- 1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設
- 2) Bataan 半島東岸(Limay/Mariveles 近辺)の LNG 基地の建設
- 3) NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設
- 4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設
- 5) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設



## 1-4-2 Low ケース

### (1) ガス需要について

- 1) ルソン島の調査対象地域におけるガス需要は、2006 年の約 363mmscfd から 2025 年には約 1,316mmscfd に達すると推定される。2025 年までの全期間を通じて、発電用が圧倒的な大きさを持ち、全需要に対するその比率は最低でも約 95%である。
- 2) C-M および D 地域においては、High ケースと同様、発電用を含め、ガスの潜在需要は見られるが、それを前提にしてガス関連事業（パイプライン、LNG 供給、およびガス発電）の収益性を検討してみると、事業が成り立たないことがわかる。したがって、これら両地域では 2025 年までの間にガス需要は実際には発生しないであろう。
- 3) われわれの推定による販売価格を前提すると、上の 1-4-1 における (3)・2) の a) から d) までの政策を実施しても（「ガス利用促進」シナリオ）、NGV 用のガス需要は生じてこない。NGV 用にガスが使われるようになるためには、同じく (3)・2) の e) に述べるような、政策・制度上のさらに手厚い支援が必要である。

### (2) ガス供給について

- 1) われわれは、国産天然ガス（Camago/Malampaya ガス田から供給される）の供給量は約 500mmscfd（発電能力では約 3,800MW）を上限とすること、そして、この量を超えるガス消費量は LNG の形で輸入されることを想定した。
- 2) それを前提にすると、ルソン島については、次のようなガス供給システムが最も望ましいと考えられる。すなわち、LNG 基地を Batangas 地域と Bataan 半島地域の双方に立地し、NCR 地域以遠の地域に対しては、陸上パイプラインのみならず、海底パイプライン（マニラ湾を横断して NCR と Bataan 半島を結ぶ）を建設して、ガスを供給するというシステムである（オプション 2）。
- 3) また、国産ガス供給量が約 650mmscfd まで増大する場合に、LNG 輸入の時期がどの程度遅れるかについて、推定を行なった。それによると、その時期は 500mmscfd の場合の 2013 年から、この場合には 2017 年へと遅れるであろう。

### (3) 政策・制度について

- 1) 本報告で想定しているガス販売価格を前提にすると、上の(2)の 2)で想定している供給システムを採用すれば、ガス関連事業は十分な収益性を有すると推定される。したがって、このケースでは、ガス利用促進のために、ガス事業に対して特別の支援策を講ずることは必要ではないと考える（「ガス利用」シナリオ）。
- 2) ただし、上の(1)の 3)で述べたように、NGVは例外である。

#### (4) 優先プロジェクトについて

われわれは、ガス利用促進のために、ここ 10 年間に実施されるべき「アクション・プラン」 [1]プロジェクトの建設、2)投資と資金調達、3)マンパワーの整備、さらに、4)政策・制度の整備を含む]とともに、近い将来、優先的に実施されるべき、次のようなプロジェクトを提案する。

- 1) Tabangao-Sucacat 間ガス・パイプラインの建設
- 2) Bataan 半島東岸(Limay/Mariveles 近辺)の LNG 基地の建設
- 3) NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設
- 4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設

#### 1-4-3 今後の検討課題

フィリピンにおいて、今後、ガス利用を促進していくためには、上に述べた「アクション・プラン」および「優先プロジェクト」について、さらに掘り下げた具体的な検討を行なうとともに、これら「プラン」および「プロジェクト」の効率的かつ効果的な実施に向けて、諸々の措置を採ることが必要である。

特に、そのような検討において採り上げるべき課題として、重要であると考えられるのは、次のようなものである。

##### (1) フィージビリティスタディ・レベルにおける検討

まず、マスタープランスタディのレベルで行なわれた本調査を踏まえて、次のような調査がフィージビリティスタディのレベルにおいて行なわれるべきであろう、と考えられる。

- 1) ガス潜在需要の推定

本調査では、ガス潜在需要の推定を行なうに当たって、経済成長率とエネルギー価格を構成要素として、HighとLowの2つのケースを設定した（本要約の2）。

しかし、実際にパイプラインを敷設するための前提として需要推定を行なうに当たっては、これらにつき、よりきめの細かい予測あるいは想定が必要であるばかりでなく、対象地域におけるエネルギー消費の現状を、その実態をより一層反映したデータおよび情報に基づき把握することが必要である。

## 2) パイプライン・ルートの評価

本調査では、パイプライン・ルートの選定に当たり、2つのオプションを設定し（同じく2）、最適供給モデルによる評価（費用/便益比）および財務分析により、それらのうち、オプション2（マニラ湾横断ルートを含むもの）がより優れている、と結論した（同じく5と7）。

しかし、両者の差は必ずしも決定的に大きなものではない。したがって、今後、実際にパイプラインを敷設するに当たっては、上記1)の結果に基づき、より掘り下げた費用/便益比推定および財務分析を行なうことが望ましい、と考えられる。

## (2) マスタープランスタディ・レベルにおける検討

次に、本調査をマスタープランレベルにおいて補完するものとして、L-2およびL-3地域における地域開発計画に関する調査が必要であろう、とわれわれは考える。

これら地域の開発計画については、JICA調査<sup>1) 2)</sup>を含めて、すでにいくつかの調査が行なわれている。

ルソン島南部（カラバルゾン）地域の総合開発計画は、もともと貿易・産業省（DTI）の構想になるもので、メトロ・マニラへの投資や人口の一極集中を緩和するため、その隣接地域の工業化を挺にして、同地域の開発を進めることを目的とするものであった。1991年10月に作成されたJICA調査報告書の中には、Batangas港を含む港湾やルソン島南部高速道路を含む道路の開発・整備、石炭火力発電所建設を含む工業化促進、さらには、都市・農村開発、社会開発、環境管理などの計画が提案されている。

<sup>1)</sup> 国際協力事業団、「カラバルゾン地域総合開発計画調査」、1991年10月

<sup>2)</sup> 国際協力事業団、「中部ルソン開発計画調査」、1995年9月

ルソン島中部地域の総合開発計画も、基本的には、カラバルゾン計画と同じ目的をもっていた、ということが出来る。1995年9月に作成された JICA 調査報告書には、1990年代初めにアメリカから返還された Clark（空港）、Subic（海港）2つの旧基地の再開発や、中部ルソン高速道路（Subic、Clark、Tarlacを結ぶもの）が含まれている。

われわれが、これらの既存調査に加えて、新たに L-2 および L-3 地域に関する地域開発計画調査の必要性を唱えるのは、次のような理由による。

第1に、本調査では、これら両地域（地域 L-2 と L-3 はこれら両地域のうちの、かなり大きな部分を占める）について、近い将来におけるパイプラインの敷設、LNG 基地や LNG 火力発電所の建設などを提案している。いうまでもなく、これらのプロジェクトは、地域開発に大きな影響を与える可能性がある。そこで、これらプロジェクトの実施による両地域への経済的、社会的、さらには、環境面における影響をプラス、マイナスの両面から、一段と掘り下げて評価する必要がある、と考えられる。

第2に、上記2つの JICA 調査はいずれも 2010年までの期間を対象としているが、この期間だけを考慮するとしても、最近実施された、あるいは、計画されている新たなプロジェクトを考慮に入れると同時に、最近における関連条件の動向の変化---例えば世界経済およびフィリピン経済の現状と見通し、エネルギー価格の展望など---をも踏まえて、これらの調査に盛り込まれた計画をレビューする必要がある、とわれわれは考える

第3に、その上、本調査は 2025年までの長期にわたるものであり、上記調査を 2025年までを対象とするものに修正する必要がある、とわれわれは考える。

なお、このような調査は、例えばパイプライン敷設計画のために不可欠である、ガス潜在需要の的確な把握にも役立つことによって、フィリピンにおける今後のガス利用促進およびガス産業の発展にも寄与するであろう。

## 2 ガス需給に関するケース、シナリオ、およびオプションの設定

### 2-1 ガスの「潜在」需要と「顕在」需要

天然ガスの需要予測に当たっては、まず「潜在」需要の予測を行ない、次いで、それに基づき「顕在」需要（実際に利用される天然ガス量）の予測を行なう。

ガス「潜在」需要とは、

- ・現在および将来（2000年から2025年まで）の各年において、
- ・ある地域に対してパイプラインによりガスの供給が可能になっていると仮定した場合、
- ・利用者による他のエネルギー源から天然ガスへの転換、ならびに天然ガスの新規利用を左右する要因（経済性、環境影響、使用上の利点、その他）を考慮した上で、実際に利用されるであろうと推定される

ガス量のことである。

「潜在」需要の推定は、本文の第4章（4-3）に述べる「フィリピン全国のエネルギー需要予測」に基づいて行なわれる。

地域別に見ると、下に述べる「供給計画」にとっては上述の3つ（L、C-MおよびD）あるいは5つ（L-1、L-2、L-3、C-MおよびD）の対象地域をさらに細分化した“サブ”対象地域（例えば、L-1は北部地区、中央部地区、南部地区の3つに細分化される）別の「潜在」需要の推定が必要である。したがって、実際には“サブ”対象地域別のガス「潜在」需要を推定する。

部門別に見ると、まず発電部門については、「フィリピン全国のエネルギー需要予測」における必要発電量の予測に基づき、その推定が行なわれる（同じく4-4）。

次に、工業、商業、輸送、住宅の各部門については、「フィリピン全国のエネルギー需要予測」におけるこれら各部門のエネルギー（電力および石油製品）需要のうち、どの程度が天然ガスに転換可能であるかについての推定が行なわれる（同じく4-5）。

このようにして行なわれた推定の結果に基づき、パイプラインの敷設計画を取りまとめ

た「ガス供給計画」を作成し（第5章）、これに照らして、ある時点およびある地域において現実に利用されると見なされるガス「顕在」需要を推定する。

## 2-2 ケース、シナリオ、およびオプションの設定

今後の天然ガス需給の検討に当たっては、その需要について2つのケース、その供給について2つのオプション、さらに需給に関する政策についても2つのシナリオを設定する（表2-1参照）。

表 2-1 ガス需給検討のためのケース、オプションおよびシナリオ

Cases (Economic growth / Crude oil price)	Scenarios (Policy)	Options	
		Maximum supply (mmscfd)	Supply system
High case	Gas Use	500	Option 1
		500	Option 2
	Gas Promotion	500	Option 1
		500	Option 2
High case	Gas Use	650	(*)
		650	(*)
	Gas Promotion	650	(*)
		650	(*)
Low case	Gas Use	500	Option 1
		500	Option 2
	Gas Promotion	500	Option 1
		500	Option 2
Low case	Gas Use	650	(*)
		650	(*)
	Gas Promotion	650	(*)
		650	(*)

(\*) To be studied only on gas demand for power generation.

第1に、天然ガスの潜在需要の推定は、まず2つのケース（「Highケース」と「Lowケース」）に沿って行なう。「Highケース」とは、フィリピンの経済成長率および同国の輸入エネルギー価格が高いケースであり、「Lowケース」とは、それらがいずれも低いケースである（2-3参照）。

ここでは、世界経済の動向が世界のエネルギー需要とエネルギー価格、さらにフィリピンの経済成長に大きな影響を与える、すなわち、世界経済の成長率が高ければ、エネルギー需要が大きくなり、その価格を引き上げ、かつフィリピン経済の成長にも好影響をもたらすと想定している。

第2に、ガス供給については、まず国産ガスの供給上限を現在想定されている500 mmscfdと設定し、それに基づき、LNG輸入基地およびLNG火力発電所の立地点、ならびにパイプライン・ルートを想定する（オプション1と2）（2-4参照）。

加えて、国産ガスの供給上限を、現在のパイプラインの輸送能力を引き上げることによって到達できる650 mmscfdとした場合に、LNGの導入がどの程度遅れるかの検討を行なう（2-4参照）。

第3に、ガス需給に関連する政策措置について、それらを全く実施しないシナリオ（「天然ガス利用」シナリオ）に加え、ガス関連事業の収益性の推定に基づき、収益性向上のためにいくつかの政策措置を導入するシナリオ（「天然ガス利用促進」シナリオ）を設定する。それらの促進策の詳細については第3章を、またそのガス価格への効果などについては第6章（6-2）をそれぞれ参照されたい。

## 2-3 経済成長率とエネルギー価格の想定

### (1) 経済成長率の想定

2000~2025年における実質経済成長率は、Highケースでは年平均5.3%、Lowケースでは

表 2-1-2 フィリピンの経済成長率と輸入原油価格の想定

	GDP growth rate		Crude oil price	
	High (% / year)	Low (% / year)	High (US\$/bbl)	Low (US\$/bbl)
2000	4.0	4.0	26.14	26.14
1	3.3	2.5	23.00	23.00
2	4.0	3.5	19.00	19.00
3	4.0	3.5	22.00	20.00
4	5.3	3.5	22.00	20.00
5	5.4	3.5	24.00	20.00
6	5.9	4.0	24.00	20.00
7	5.9	4.0	26.00	20.00
8	5.9	4.0	26.00	20.00
9	5.9	4.0	28.00	20.00
10	5.9	4.0	28.00	20.00
11	5.5	5.5	28.00	20.53
12	5.5	5.5	28.00	21.08
13	5.5	5.5	28.00	21.64
14	5.5	5.5	28.00	22.21
15	5.5	5.5	28.00	22.80
16	5.5	5.5	28.00	23.41
17	5.5	5.5	28.00	24.03
18	5.5	5.5	28.00	24.67
19	5.5	5.5	28.00	25.33
20	5.5	5.5	28.00	26.00
21	5.0	5.0	28.39	26.39
22	5.0	5.0	28.79	26.78
23	5.0	5.0	29.19	27.18
24	5.0	5.0	29.60	27.59
25	5.0	5.0	30.00	28.00

同じく 4.6%と想定されている（表 2-1-2）。このような想定の詳細については第 4 章（4-2-2）を参照されたい。

## (2) エネルギー価格の想定

第 1 に、フィリピンの輸入エネルギー価格（CIF）は、IEA の見通し<sup>3)</sup>を参考にして想定した。IEA 見通しを用いた理由は、それが現在における有力な見通しの 1 つであり、多くの機会に参照されていることである。具体的には、High ケースは IEA 見通しにおける“High Price Scenario”、また、Low ケースは同じく“Reference Scenario”に基づいている。ただし、IEA 見通しは 2020 年までに関するものであり、それ以降については、われわれが独自に想定した（表 2-3）。なお、以下に説明する価格は 2000 年価格（実質）である。

フィリピンへの原油の輸入価格は、2000 年における実績値に基づき、長期的には IEA 見通しと同じ変化率で推移するであろうと想定した。但し、2010 年までの期間については、われわれが IEA 見通しを修正した。すなわち、High ケースでは、2001 年の 11、12 月についての推定値に基づき、2001 年全体の平均輸入価格を求め、2002 年の輸入価格は多くの石油専門家の推定を参考にして、2001 年の水準から 4US\$ 低下すると想定した。その後は 2010 年にかけて、2 年毎に 2US\$ ずつ次第に上昇していくであろうと想定した。一方、Low ケースでは、2004 年以降 2010 年ごろまでは、世界経済の低成長から原油価格も引き続き大きな上昇はないであろうと想定した。

次に、LNG については、LNG の大量輸入国である日本の輸入価格の実績値（2000 年）に基づき、原産地からの輸送費を考慮して、現在におけるフィリピンへの輸入価格を推定し、次に、各種の情報から比較的近い将来におけるフィリピンへの LNG 輸入を想定し（US\$3.75/MMBtu）、これらの平均値として、2000 年における輸入価格を US\$4.00/MMBtu と想定した（表 2-4）。なお、ここでの原産地としては、フィリピンとの地理的な関係を考慮してオーストラリアを採った。

2002 年から 2010 年までの LNG 輸入価格（フィリピンが LNG を輸入するとして）は、上記のフィリピン輸入価格の想定値と IEA 見通し<sup>4)</sup>に基づくオーストラリア産 LNG 価格の推定値とを単純平均して求めた。さらに 2021 年以降については、LNG 価格は原油価格と同じ変化を示すであろうと想定した。

<sup>3)</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2001*, October 2001.

<sup>4)</sup> IEA は“High Price Scenario”では 4.1、5.5、5.5、“Reference Scenario”では 4.1、3.9、5.5 と想定している（いずれもそれぞれ 1997、2010、2020 年における日本の輸入価格で、単位は 2000 年の US\$/MMBtu である）。



石炭については、IEA 見通しにより、2000 年から 2020 年まで横這い、さらにその後も同様に推移すると想定した。その場合、2000 年の実績値としては、インドネシア炭の輸入価格を採った。

表 2-3(1) エネルギー価格の想定 (High ケース)

		(In 2000 price)									
	Unit	1997	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
<b>&lt; IEA "World Energy Outlook 2001" &gt;</b>											
Crude oil	US\$/Bbl	20.00	n.a.	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	31.65	33.40	35.24
LNG	US\$/MMBtu	4.10	n.a.	5.50	5.50	5.50	5.50	5.50	5.80	6.12	6.46
Coal	US\$/t	n.a.	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50
<b>&lt; Import price to the Philippines &gt;</b>											
Crude oil	US\$/Bbl	18.80	26.10	19.00	24.00	28.00	28.00	28.00	30.00	31.65	33.40
LNG	US\$/t		206.44	231.60	231.60	231.60	231.60	231.60	248.14	261.83	276.27
	US\$/MMBtu		4.00	4.49	4.49	4.49	4.49	4.49	4.81	5.07	5.35
Coal	US\$/t		43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90

表 2-3(2) エネルギー価格の想定 (Low ケース)

		(In 2000 price)									
	Unit	1997	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
<b>&lt; IEA "World Energy Outlook 2001" &gt;</b>											
Crude oil	US\$/Bbl	20.00	n.a.	21.00	21.00	21.00	23.37	28.00	29.54	31.17	32.89
LNG	US\$/MMBtu	4.10	n.a.	3.90	3.90	3.90	4.63	5.50	5.80	6.12	6.46
Coal	US\$/t	n.a.	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50	46.50
<b>&lt; Import price to the Philippines &gt;</b>											
Crude oil	US\$/Bbl	18.80	26.10	19.00	20.00	20.00	22.80	26.00	28.00	29.54	31.17
LNG	US\$/t		206.44	192.38	192.38	192.38	210.33	231.60	244.37	257.85	272.07
	US\$/MMBtu		4.00	3.73	3.73	3.73	4.08	4.49	4.73	5.00	5.27
Coal	US\$/t		43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90	43.90

表 2-4 LNG 価格の想定(2000)

(US\$/MMBtu)

	Current (2000)		Future (2006-)		
	Average	Australia	Low	Middle	High
CIF Japan	4.72	4.52			
Shipping costs (Aust. to Japan)	0.5	0.5			
FOB Australia	4.22	4.02			
Shipping costs (Aust. to Philippines)	0.25	0.25			
CIF Philippines	4.47	4.27	3.50	3.75	4.00
< Average of the current and future prices >					
3.5 for the future price	3.99	3.89			
3.75 for the future price (Note)	4.11	4.01			
4.0 for the future price	4.24	4.14			

(Note) 3.75 US\$/MMBtu means around 12% cost reduction from 2000 price above.

第2に、需要予測に直接的に使用するものとして、石油製品と電気、さらに天然ガスの消費者渡し価格を想定した。まず、石油製品については、2000年における消費者渡し価格を推定し、それらが上述の輸入原油価格と同じ変化を見せると想定した(表2-5)。

表 2-5(1) 石油製品価格の想定 (High ケース)

(in 2000 price)

	Unit	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
< IEA "World Energy Outlook 2001" >										
Crude oil	US\$/Bbl	16.50	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	31.65	33.40	35.24
< Import price to the Philippines >										
Crude oil	US\$/Bbl	26.10	19.00	24.00	28.00	28.00	28.00	30.00	31.65	33.40
< Consumer prices >										
Petroleum products										
D.F.O. (Industry)	P/liter	12.06	8.78	11.09	12.94	12.94	12.94	13.86	14.63	15.43
(Commercial)	P/liter	12.14	8.84	11.16	13.02	13.02	13.02	13.95	14.72	15.54
(Transport)	P/liter	12.14	8.84	11.16	13.02	13.02	13.02	13.95	14.72	15.54
H.F.O. (Industry)	P/liter	10.26	7.47	9.43	11.01	11.01	11.01	11.79	12.44	13.13
Kerosene	P/liter	11.65	8.48	10.71	12.50	12.50	12.50	13.39	14.13	14.91
LPG (Industry)	P/liter	11.61	8.45	10.67	12.45	12.45	12.45	13.34	14.08	14.85
(Commercial)	P/liter	12.40	9.03	11.40	13.30	13.30	13.30	14.25	15.04	15.87
(Residential)	P/liter	12.90	9.39	11.86	13.83	13.83	13.83	14.82	15.64	16.50
Regular gasoline	P/liter	14.97	10.90	13.77	16.06	16.06	16.06	17.21	18.16	19.16

表 2-5(2) 石油製品価格の想定 (Low ケース)

(In 2000 price)										
	Unit	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
< IEA "World Energy Outlook 2001" >										
Crude oil	US\$/Bbl	n.a.	21.00	21.00	21.00	23.37	28.00	29.54	31.17	32.89
< Import price to the Philippines >										
Crude oil	US\$/Bbl	26.10	19.00	20.00	20.00	22.80	26.00	28.00	29.54	31.17
< Consumer prices >										
Petroleum products										
D.F.O. (Industry)	P/liter	12.06	8.78	9.24	9.24	10.54	12.01	12.94	13.65	14.40
(Commercial)	P/liter	12.14	8.84	9.30	9.30	10.61	12.09	13.02	13.74	14.50
(Transport)	P/liter	12.14	8.84	9.30	9.30	10.61	12.09	13.02	13.74	14.50
H.F.O. (Industry)	P/liter	10.26	7.47	7.86	7.86	8.96	10.22	11.01	11.61	12.25
Kerosene	P/liter	11.65	8.56	8.93	8.93	10.18	11.61	12.50	13.19	13.91
LPG (Industry)	P/liter	11.61	8.45	8.89	8.89	10.14	11.56	12.45	13.14	13.86
(Commercial)	P/liter	12.40	9.03	9.50	9.50	10.83	12.35	13.30	14.04	14.81
(Residential)	P/liter	12.90	9.39	9.88	9.88	11.27	12.85	13.83	14.60	15.40
Regular gasoline	P/liter	14.97	10.90	11.47	11.47	13.08	14.91	16.06	16.95	17.88

一方、ガス価格は、セクター別に競合エネルギーの価格を参照しながら、「コスト・プラス方式」で想定されている(表 2-6)。ただし、各セクター向けの価格がそれぞれガス供給に直接かかるコストを全て含むというわけではなく、特に住宅用の価格はコストの一定部分が他の、特に工業用のガス価格によって担われるという格好になっている。このような価格体系は、例えば 1990 年代半ばのインドネシアに見られるように<sup>5)</sup>、特にガス供給事業を発展させるための初期の段階にはよく見られるものである。

表 2-6(1) ガス価格の想定 (High ケース)

Tabangao 渡しガス価格	5.23US\$/MMBtu (2006 年)		
ガス販売価格 (パイプライン経由)	工業用	7.25 US\$/MMBtu	(2006 年)
	商業用	8.48 US\$/MMBtu	(2006 年)
	家庭用	9.42 US\$/MMBtu	(2006 年)
	輸送用	7.82 US\$/MMBtu	(2006 年)
	発電用	7.06 US\$/MMBtu	(2006 年)

表 2-6(2) ガス価格の想定 (Low ケース)

Tabangao 渡しガス価格	4.77US\$/MMBtu (2006 年)		
ガス販売価格 (パイプライン経由)	工業用	6.15 US\$/MMBtu	(2006 年)
	商業用	7.19 US\$/MMBtu	(2006 年)
	家庭用	7.98 US\$/MMBtu	(2006 年)
	輸送用	6.63 US\$/MMBtu	(2006 年)
	発電用	5.99 US\$/MMBtu	(2006 年)

<sup>5)</sup> 国際協力事業団『インドネシア共和国都市ガス網開発計画調査』1997 年 8 月

## 2-4 「供給計画」決定のためのオプション設定

われわれは、国産天然ガス（Camago/Malampaya ガス田から供給される）の供給量について2つの想定を行なった。第1は、それが約500MMSCFD（発電能力では約3,800MW）を上限とすること、第2は、それが約650mmscfdを上限とすることである。そして、それぞれこれらの量を超えるガス消費量はLNGの形で輸入されると想定した。

第1は、これまでに発表されている同ガス田の確認埋蔵量に基づくものであり、第2は、これらのガス田、あるいは、それら近くの他のガス田において、近い将来、確認埋蔵量が追加されるという想定に基づいている。ただし、第2の想定については、上述の通り、発電用のガス需要との対比において、LNGの導入がどの程度遅れるかについての推定のみを行なった。

そこで、「供給計画（パイプライン敷設計画）」決定のための前提として、ルソン島におけるLNG受入基地の立地点、およびパイプラインのルートにつき、従来から各種の報告書などで発表されている案を参考にしながら、いくつかの予備的な検討を行なった上で、最終的に次の2つのオプションを設定した。

--オプション1： LNG基地をBatangas地域、Bataan半島地域の双方に立地し、NCR地域以遠の地域に対しては、陸上パイプラインのみによりガスを供給する。このオプションでは、ガスの供給元が2カ所である。

--オプション2： LNG基地をBatangas地域、Bataan半島地域の双方に立地し、NCR地域以遠の地域に対しては、陸上パイプラインのみならず、海底パイプライン（マニラ湾）を建設してガスを供給する。このオプションでも、ガスの供給元は2カ所である。

われわれがガスの供給元を2つ含むこれらのオプションを設定した理由は、次の通りである。

第1に、長期にわたるガス供給の安定性確保のためには、Batangas地域のみをガス供給元とすることは望ましくない。

第2に、同じく電力供給の安定性確保のためにも、短期的な送電システムの不備は問わないとしても、Batangas地域のみを電源を立地することはきわめて問題である。

### 3 「天然ガス利用」シナリオの検討

以下では、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、商業、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。

#### 3-1 発電用ガス「潜在」需要の推定

##### 3-1-1 「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賄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、それを賄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“Philippine Energy Plan: 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、高低の差をつける。

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。

そのうえで、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。

#### 3-1-2 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3-1および3-2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がバタンガス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 3-1(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 3-1(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 3-2(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 3-2(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 3-3、3-4)。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 mmscfd から急速に増大し、2025 年には 1,294 mmscfd 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 787 mmscfd 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、バタンガス地域にも建設され、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 436mmscfd 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 52mmscfd にすぎない。

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

Option/Target Area	(mmscfd)					
	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 343mmscfd から急速に増大し、2025 年には 1,158mmscfd 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 713mmscfd 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、バタンガス地域にも建設され、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 374 mmscfd 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 52 mmscfd にすぎない。

表 3-4(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 3-4(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	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

### 3-1-3 推定の結果 (国産ガス供給 : 650 mmscfd)

国産ガス供給が 150mmscfd 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 500mmscfd 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 3-5(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 3-5(2) 対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (High ケース)

	(mmscfd)					
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 3-6(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 3-6(2) 対象地域別の発電用ガス「潜在」需要 (Low ケース)

Option/Target Area	(mmscfd)					
	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

### 3-2 発電用以外の「潜在」需要推定

#### 3-2-1 「潜在」需要の推定方法

われわれは、工業、商業、輸送、住宅の各部門については、エネルギー源別、部門別、対象地域（サブ地域）別にエネルギー消費の現状の推定を行なうことから始めた。それは、これらのデータが将来の「潜在」需要の予測に不可欠であるにもかかわらず、これまで整備されていなかったからである。

この推定における第 1 ステップは、フィリピン全国におけるエネルギー源（電力および石油製品）別および部門別の需要推定である。われわれは、この推定を DOE から入手した数種のエネルギー関連データの他、IEA や APEC のデータ、さらに現地のコンサルティング企業（MEMSI）への委託調査などをもとに行なった。

第 2 ステップは、全国のエネルギー消費量の推定値に基づき、フィリピンの地方（リージョン）、ならびにその下のレベルである市や州、さらには上述の“サブ・サブ”地域に配分することである。この作業は、マクロ経済指標……リージョンの GDP（GRDP）、人口 1 人当たりの GRDP、リージョンの付加価値生産額（GRVA）、全国の産業別 GVA、さらには“サブ・サブ”地域の人口などの指標……を用いて行なった。

次に、このようにして推定された現在の対象地域別、部門別、エネルギー源別の消費量を、「フィリピン全国のエネルギー需要予測」（本文の第 4 章〈4-3〉参照）に沿って展開することによって、将来の対象地域別、部門別、エネルギー源別の消費量を推定した。その際、上述のマクロ経済指標については、将来の値を想定して用いた。

最後に、われわれは、これら各地域、各部門のエネルギー（電力および石油製品）需要のうち、どの程度が天然ガスに転換可能であるかについての推定を行なった。その方法は次の通りである。

第 1 に、上記の各部門について、ガスへの転換（あるいはその利用）が可能であると判断されるサブ部門を選び出した（例えば、工業部門では、セメント産業は天然ガスの利用の可能性はきわめて小さく、また輸送部門では、鉄道では天然ガスは利用されないであろうと考えられるので除いた）。

第 2 に、このようにして選び出されたサブ部門において、天然ガス転換の対象となりうる用途とエネルギー源（石油製品ならびに電力）を選び出した（例えば、工場における加熱用の LPG、自家発電用の重油など）。

第 3 に、このようにして選び出された部門とエネルギー源を対象に、転換対象範囲、経済性、投資意思決定の可能性、その他、ガス利用への投資を左右する諸要因を考慮に入れて転換係数を想定し、それらを用いて部門別、エネルギー源別のガス「潜在」需要を推定した。なお、これらの係数は既存設備、新規設備毎に想定した。

ガス「潜在」需要の推定に当たって、このような、いわばマクロ的な方法を採用したのは、対象とする多くの部門に関して、いわばミクロ的（あるいは積み上げの）な方法を採用するために十分なデータ、情報が入手できないと考えられたからである。そこまでのデータ、情報の収集は、MEMSI への委託調査をもってしても、本来的に不可能であった。

他方、少なくとも商業、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、マクロ方式による推定結果を補完することとした。その結果は第 4 章の 4-6 に記載されている。

特に、後述の 8 において、ガス利用促進のための政策実施の効果を定量的に評価するために、この方式による推定の結果と方法を活用した。

### 3-2-2 「潜在」需要の推定結果

#### (1) High ケース

フィリピン全体で天然ガスの「潜在」需要は 2025 年で 237.17mmscfd、このうち調査対象地域合計では 176.37mmscfd と推定される（表 3-7）。

天然ガス転換の対象となるエネルギー源に対する 2025 年の潜在的転換比率は、フィリピン全土で 4.91%、調査対象地域合計で 5.63%、そのうち地域 L-1 が 6.64%、地域 L-2 の 3.90%、地域 L-3 の 3.57%、地域 C-M の 4.02%、地域 D の 3.86%となっている。

図 3-1 に、この推定に用いた天然ガス価格と他の燃料価格の見通しを示す（High、Low の両ケース）。これによると価格の面で天然ガスと折り合う燃料は、自動車用ガソリンと LPG である。しかし、天然ガスを自動車用に使うための改造費を考えると、ガソリンの「潜在」需要はきわめて限られたものになる（本文の第 4 章 4-6 参照）。一方、使用上の利便性から見て、価格差はあるとしても、灯油の天然ガスへの転換の可能性は大きいと見てよいであろう。要するに、上記の価格関係を前提にする限り、燃料別に見ると、LPG の天然ガスへの転換可能性が潜在的に大きく、それに灯油が続いているが、他の燃料については、天然ガス利用の可能性はきわめて小さい範囲に限定されている。

表 3-7 地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果（High ケース）

(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
Study Area	Total	7.54	5.01	27.60	68.16	120.17	176.37
<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
Study Area	Total	785.86	1,051.86	1,416.44	1,876.11	2,468.37	3,135.26
<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%
Study Area	Total	0.96%	0.48%	1.95%	3.63%	4.87%	5.63%

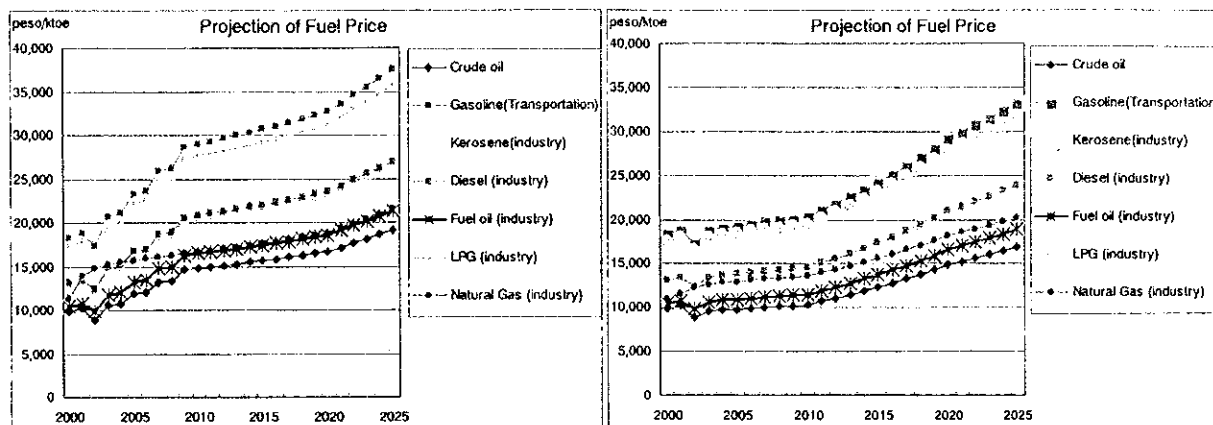


図 3-1 天然ガスと石油製品の需要家渡し価格の予測 (High ケース左、Low ケース右)

(2) Low ケース

フィリピン全体で天然ガスの「潜在」需要は 2025 年で 69.66mmscfd、このうち調査対象地域合計では 51.71mmscfd と推定される (表 3-8)。

天然ガス転換の対象となるエネルギー源に対する 2025 年の潜在的転換比率は、フィリピン全土で 1.59%、調査対象地域合計で 1.84%、そのうち地域 L-1 が 2.19%、地域 L-2 の 1.27%、地域 L-3 の 1.16%、地域 C-M の 1.28%、地域 D の 1.28%となっている。

表 3-8 地域別の天然ガス転換潜在需要の予測結果 (Low ケース)

		2000	2005	2010	2015	2020	2025
(mmscfd)							
<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>





## 4 天然ガス供給システム

### 4-1 ガス供給源

#### 4-1-1 国産ガス

本調査では、検討の対象を確認されているガス田のみに限定する。その中で San Antonio は確認埋蔵量が非常に少量であり、国産天然ガス源として期待できるのは Camago-Malampaya と San Martin である。

表 4-1 フィリピンの天然ガス源

	ガス田	最小量(BCF)	有望量(BCF)	最大量(BCF)
確認	Camago-Malampaya	2,528	3,340	4,277
	San Martin	243	359	454
	San Antonio		4	
潜在	Mindoro-Cuyo	2,720	7,060	11,210
	Cotabato	60	1,158	1,760
	Cagayan	176	322	518
	Central Luzon	78	637	2,594

(出所) PNOC 資料より

現在、Camago/Malampaya からの天然ガスの供給先は、表 4-2 に示す発電所であり、合計 2,725MW の需要が計画されている。

表 4-2 計画中の発電所

	イリハン発電所	サンタリタ 発電所	サンローレンツォ 発電所
発電量(MW)	1,200	1,000	525
企業名	KEPCO Ilijan Corp.	First Gas Power Corp.	First Gas Power Corp.
オペレーター	NPC	Meralco	Meralco
運転開始	2002 年	2000 年	2002 年

これらの発電所の稼働率を 75%、発電効率を総発電熱量基準で 45%とすると、ガス量換算で 365mmscfd となる。現状、供給能力は Camago/Malampaya ガス田のプラットフォーム能力 500mmscfd、海底パイプライン能力 650mmscfd である。以上より、国産ガスの供給余力は 135mmscfd(発電量 1,000MW 相当)とする。

なお、本調査では、Camago/Malampaya ガス田からのガス供給量は 500mmscfd として各種の検討を行なっているが、それが 650mmscfd に増量された場合の LNG 導入時期の遅

れについては、上の 3-1 で、またその他のガス田で追加ガス埋蔵量が確認された場合の影響については、本報告書の第 5 章の 5-5 で説明しているの、参照されたい。

#### 4-1-2 輸入 LNG

下図の通り、2010 年におけるアジアの LNG 需給は、ベース・ケースで、既存プロジェクト、ならびに現在、契約へ向け進展中、計画中のプロジェクトによる供給能力とほぼバランスしている。Low ケースでは供給能力を 500 万 t 下回り、High ケースにおいては約 1,700 万 t の追加供給が必要ではあるが、計画中のプロジェクトが 7,860 万 t の供給能力を有しているの、供給不足に陥る可能性は小さいと考えられる。

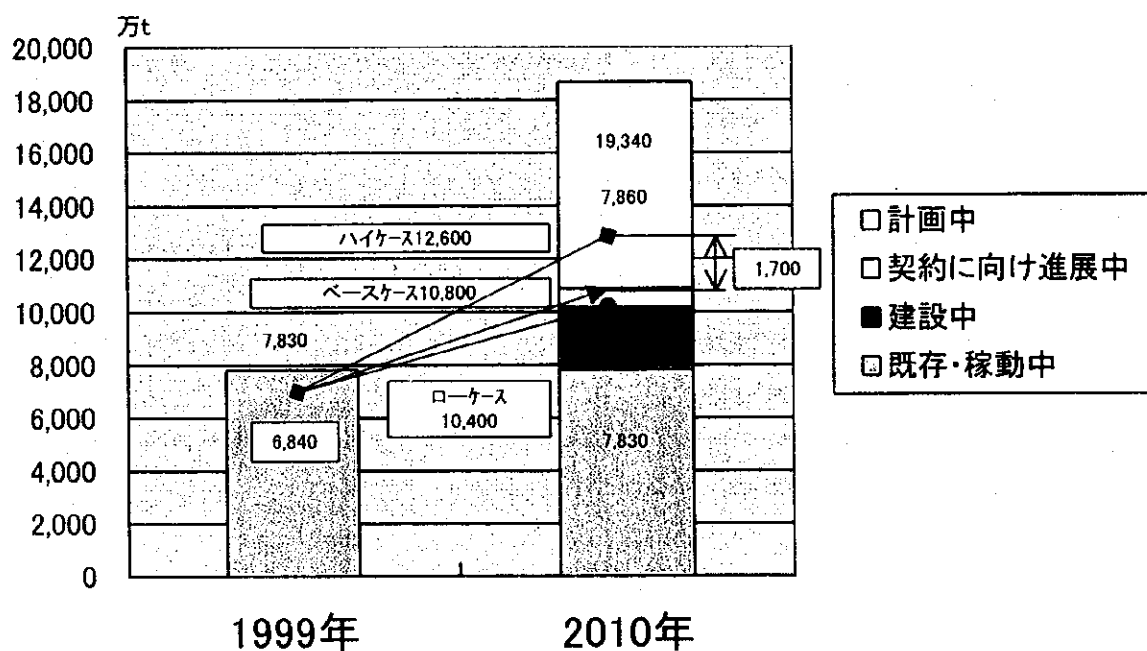


図 4-1 アジアでの LNG 需給バランス

上図は、アジア地域における LNG 需給見通しを示したものであるが、世界的に見ても、今後、2010 年頃までについては、LNG 需給は供給過剰気味に推移すると見てよいであろう。

#### 4-1-3 トランス・アセアン・パイプライン (TAP) ガス

TAP ガスの供給源は、マレーシアとインドネシアと豊富なガス資源を有する国であり、計画的にガス田などの開発を進めれば、十分な供給を見込むことができる。

ねについては、上の3-Fで、またその他のガス田で追加ガス埋蔵量が確認された場合の影響については、本報告書の第5章の5-5で説明しているのので、参照されたい。

#### 4-F-2 輸入 LNG

下図の通り、2010年におけるアジアの LNG 需給は、ベース・ケースで、既存プロジェクト、ならびに現在、契約へ向け進展中、計画中のプロジェクトによる供給能力とほぼバランスしている。Low ケースでは供給能力を 500 万 t 下回り、High ケースにおいては約 1,700 万 t の追加供給が必要ではあるが、計画中のプロジェクトが 7,860 万 t の供給能力を有しているのので、供給不足に陥る可能性は小さいと考えられる。

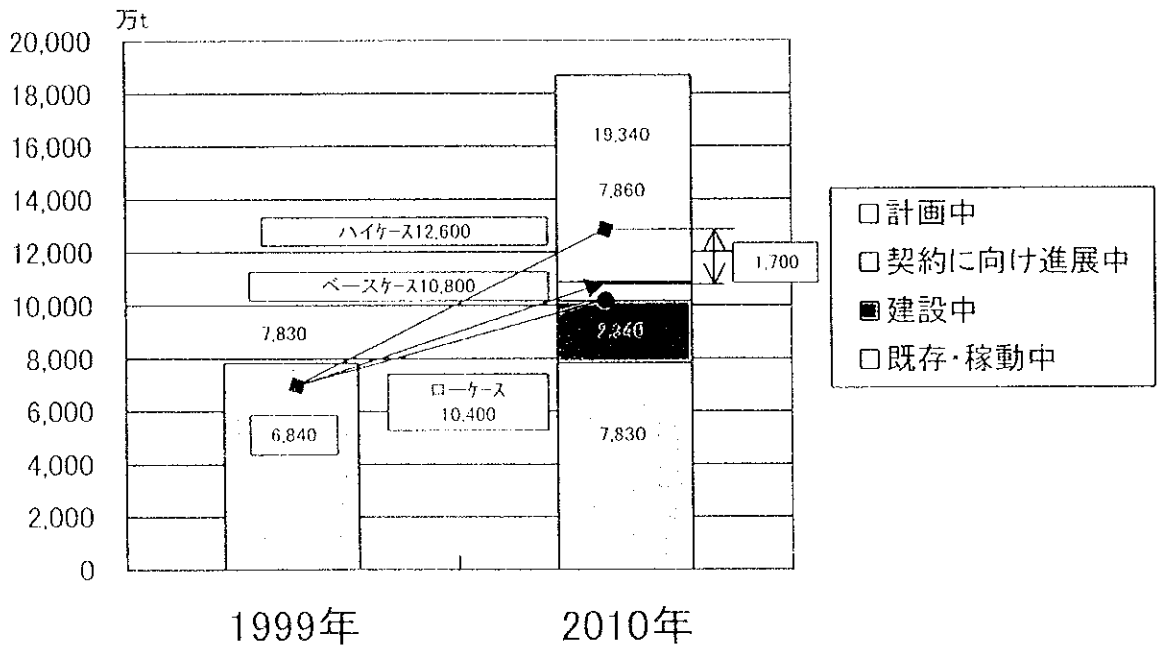


図 4-F-1 アジアでの LNG 需給バランス

上図は、アジア地域における LNG 需給見通しを示したものであるが、世界的に見ても、今後、2010年頃までについては、LNG 需給は供給過剰気味に推移すると見てよいであろう。

#### 4-F-3 トランス・アセアン・パイプライン (TAP) ガス

TAP ガスの供給源は、マレーシアとインドネシアと豊富なガス資源を有する国であり、計画的にガス田などの開発を進めれば、十分な供給を見込むことができる。

## 4-2 パイプライン

上述の通り、ルソン島に関しては、発電用のガス「潜在」需要を中心に、LNG受入基地の立地点につき2つのケースを設定した。それに基づき、パイプラインのルートについて計2つのケースを設定した。

### (1) 地域L-オプション1

地域L-3に電源開発需要で建設されるLNG基地(Limay/Mariveles)と、国産天然ガスの受入基地のある地域L-2(Batangas)をマニラ湾沿いの輸送ラインで結ぶ。

供給地としては、最初に地域L-1、地域L-2を考慮し、最終的には地域L-3へ供給する。

第1フェーズ：地域L-1、地域L-2への供給を先行して行なう。国産ガス受入基地のあるBatangas地域からの国産ガスを輸送する。

第2フェーズ：上記の区間の輸送ラインの能力が限界になる2015年までに、地域L-3に建設されているLNG基地(Limay/Mariveles)より、陸上パイプラインをマニラ湾沿いに建設し、第1フェーズの輸送ラインに接続する。

これにより、国産天然ガスと輸入天然ガスの2つの供給源を持つ2基地体制が整い、ガスの安定供給が確保される。

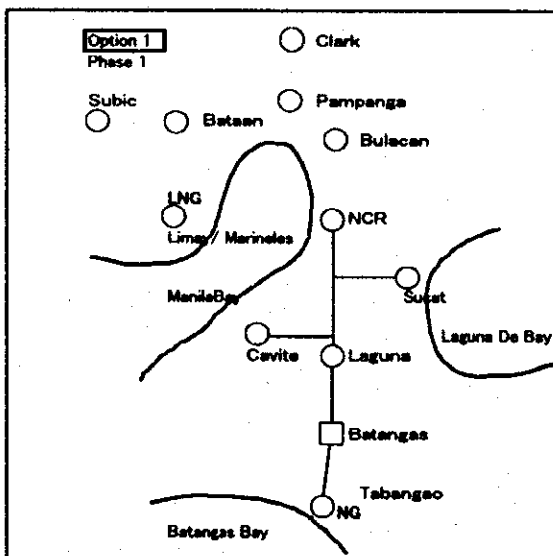


図4-2 地域L-オプション1(Phase 1)  
(2006-2015): High ケース  
(2006-2011): Low ケース

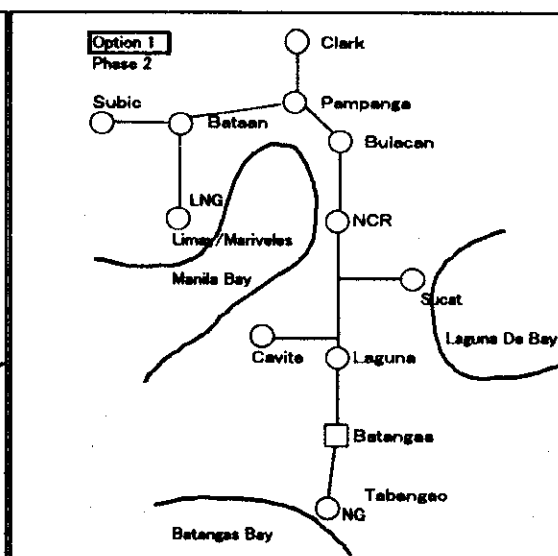


図4-3 地域L-オプション1(Phase 2)  
(2016-2025): High ケース  
(2012-2025): Low ケース

(2) 地域 L-オプション 2

地域 L-3 に建設される LNG 基地と、国産天然ガスの受入基地のある地域 L-2 をマニラ湾横断のパイプラインで結ぶ。供給地としては、最初に地域 L-1、地域 L-2 を考慮し、最終的には地域 L-3 へも供給する。

第 1 フェーズ：地域 L-1、地域 L-2 への供給を先行して行なう。国産ガス受入基地のある Batangas 地域からの国産ガスを輸送する。

第 2 フェーズ：上記の区間の輸送ラインの能力が限界になる年次までに、地域 L-3 に建設されている LNG 基地 (Limay/Mariveles) より、マニラ湾を横断する海底パイプラインを建設し、第 1 フェーズでの輸送ラインに接続する。

第 3 フェーズ：さらに、NCR 北部および地域 L-3 の LNG 基地からパイプラインを延伸して、地域 L-3 へ供給する。

これにより、国産天然ガスと輸入天然ガスの 2 つの供給源を持つ 2 基地体制が整い、ガスの安定供給が確保される。

第 2 フェーズで敷設する海底パイプラインは、その径を大きくすることにより、地域 L-1 および地域 L-2 の需要の増加に柔軟に対応できるので、敷設時には十分な需要予測を行なっておくことが大切である。また、NCR 北部および地域 L-3 の LNG 基地から延伸して、地域 L-3 へ供給するパイプラインは、第 2 フェーズ以降であれば、いつの年次でも敷設可能であり、L-3 地域における将来の需要の伸びに柔軟に対応できる。

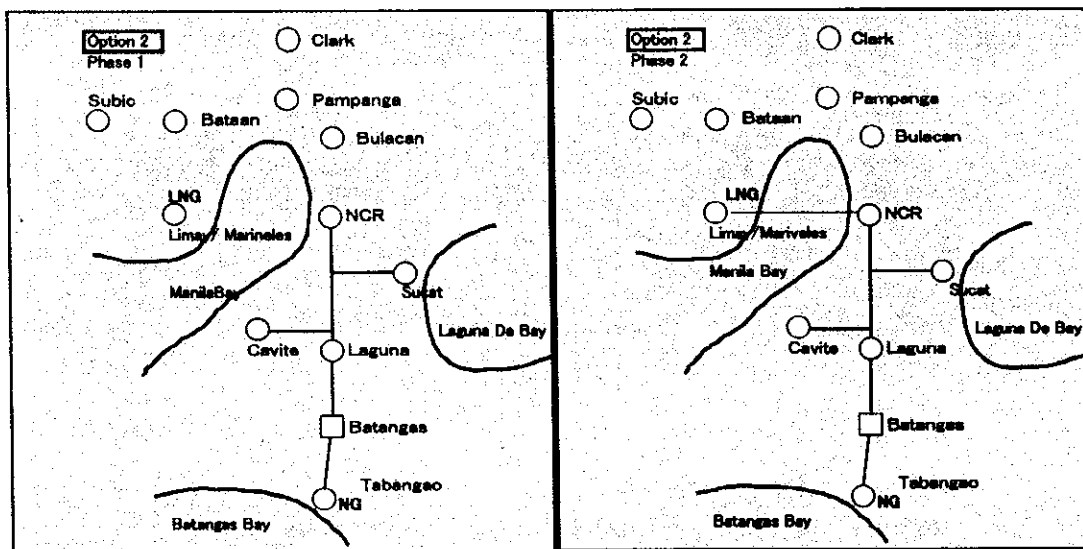


図 4-4 地域 L-オプション 2 (Phase 1)  
(2006-2015): High ケース  
(2006-2011): Low ケース

図 4-5 地域 L-オプション 2 (Phase 2)  
(2016-2020): High ケース  
(2012-2020): Low ケース

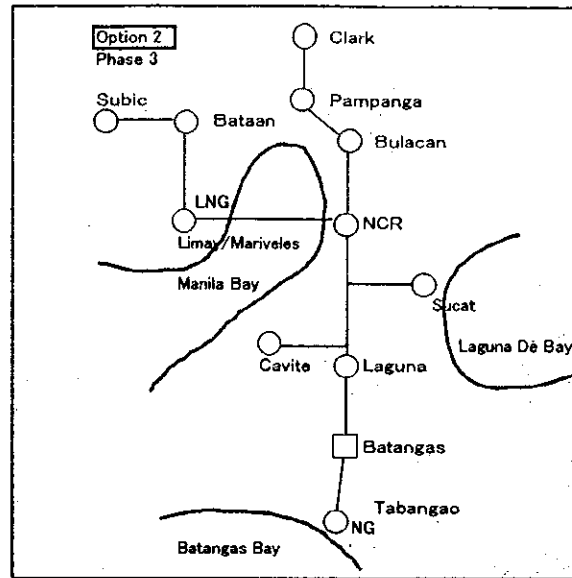


図 4-6 地域 L-オプション 2 (Phase 3)  
(2021 to 2025): High ケース、Low ケース

(3) 地域 C-M および地域 D

1) Camago/Malampaya 国産ガス利用ケース

Camago/Malampaya 国産ガス陸揚げ基地がある Batangas 地域からナショナル・パイプラインで供給することとなる。図 4-7 にそのルートを示す。

浅い海域部を横断し、Cebu 島、Mindanao 島 Iligan、Cagayan de Oro を通過し Davao に至るルートを選択した。Mindoro 島に渡るルートは Camago-Malampaya 海底パイプラインと交差するルートとなるため採用しない。延長 1,400 km、最大需要量 102mmscfd の条件でパイプライン・ネットを解析した結果、16inch 輸送ラインで輸送可能であるとの結論を得た。

しかし、長距離のパイプラインであるため、地域 C-M、地域 D の需要量の変化や途中の地域の新規需要があると、導管口径を大きくしなければならず、導管口径の決定には慎重な検討が必要となる。

2) LNG 基地建設ケース

Cebu 市、Davao 市付近に建設される LNG 基地より直接高圧供給導管にて対象地域に供給する。供給地点は現在では特定できず、ネット解析は行なっていないが、通常使用される 16inch のパイプラインであれば十分供給可能であると考えられる。

### 3) トランス・アセアン・パイプライン利用の検討

2001 年にフィリピンで行なわれた第 2 回 Trans-ASEAN Gas Pipeline Forum によると、マレーシアからパラワン島をへてフィリピンのルソン島へのルートが提唱されている。このルートは比較的水深の浅い海域を渡っており、実現可能と思われる（図 4-8 参照）。

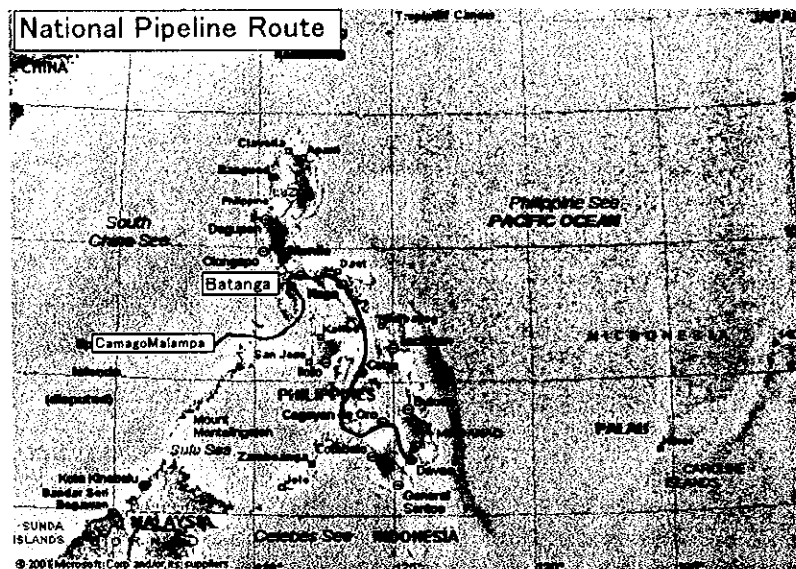


図 4-7 National Pipeline Route

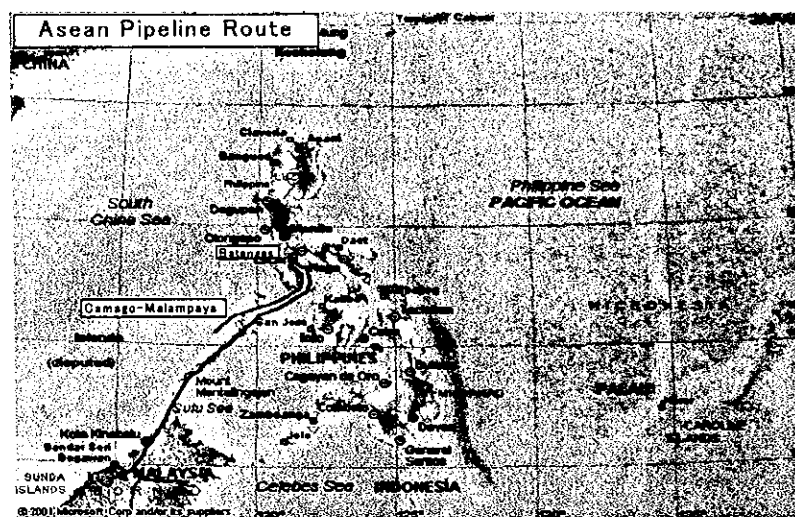


図 4-8 Trans-ASEAN Pipeline Route

トランス・アセアン・パイプラインの受入基地を Batangas 地域とし、上記1) で検討したナショナル・パイプラインを利用して地域 C-M、地域 D へ供給する。

延長 1,500 km、最大需要量 411mmscfd の条件で検討した結果、中間地点にブースターステーションを設置することで輸送可能となる。

#### 4-3 LNG 受入基地

##### 4-3-1 受入基地の条件

受入基地の立地条件は以下の通りである。

- ・地域社会との調和

受入基地の立地によって地域社会の環境がいかにか維持できるか、に留意することが必要である。すなわち、基地の安全性に関する地域社会の理解、地域社会固有の優れた特色（たとえば自然）の維持、さらに、地域社会の生活条件の維持が必要になる。また、環境の維持のみにとどまらず、可能な限り、それを改善できることが望ましい。

- ・LNG 利用の便

LNG 基地は、基地から最終利用者にいる輸送施設が整備されている場所、あるいは今後容易に整備できる場所にあること、さらには、最終利用者に近い場所にあることが必要である。

- ・LNG 受入の便

LNG を輸送する手段は船であるが、一般的に計画される LNG プロジェクトに対して使用される船の規模は最大で 13 万～14 万  $m^3$  が主体となる。LNG 基地は、これらの規模の船が安全、かつ確実に入港・揚荷できる港湾の付近に立地することが必要である。

- ・供給セキュリティ確保

供給拠点が複数ある場合は、それらをお互いに極力遠ざけて、輸送導管網上バランスのよい位置関係を確保する。これによって、供給のセキュリティ・レベルを上げることができるとともに、経済性も確保できる。

##### 4-3-2 LNG 基地の候補地点



LNG 基地の候補地点としては、以下のものがある。これらの中から、上記の条件を満たすかどうかの検討を経て、最終的に LNG 基地が選ばれることになる。

①地域 L-2…バタンガス(Batangas)地域

②地域 L-3… Bataan(Bataan)半島の Limay、Mariveles、Morong など。

③地域 C-M… Talisay 市の海岸沿い、また Talisay 市から Naga 市までの海岸地域など。

④地域 D…ダバオ市の南方約 45km に位置する Sta.Cruz、約 100km に位置する Malalag、さらに北方 40km ほどに位置する Panabo など。

#### 4-3-3 LNG 受入量の推定

天然ガス需給予測から得られる必要輸入 LNG 量を表 4-3 と表 4-4 に示す。

表 4-3(1) 地域 L での必要輸入量 (High ケース) (百万 t/年)

		2009	2013	2017	2021	2025
オプション 1	L-2	0.00	0.34	1.25	2.48	3.52
	L-3	0.26	1.22	1.89	2.95	4.42
オプション 2	L-2	0.00	0.34	1.24	2.47	3.52
	L-3	0.26	1.22	1.88	2.93	4.42

表 4-3(2) 地域 L での必要輸入量 (Low ケース) (百万 t/年)

		2013	2017	2021	2025
オプション 1	L-2	0.00	0.61	1.65	2.54
	L-3	0.30	1.22	2.48	3.31
オプション 2	L-2	0.00	0.61	1.65	2.54
	L-3	0.30	1.21	2.48	3.31

表 4-4 地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (High ケース) (百万 t/年)

	2019	2022	2025
地域 C-M	0.23	0.23	0.49
地域 D	0.22	0.22	0.48

表 4-5 地域 C-M および地域 D での必要輸入量 (High ケース) (百万 t/年)

	2020	2024	2025
Area C-M	0.22	0.20	0.45
Area D	0.22	0.20	0.45

地域Lでのオプション1とオプション2とを比較すると、HighケースとLowケースともに必要輸入量はほとんど差がない。Highケースにおいて、2025年時点で供給しなければならないLNG量は、地域L-2に対しては年間約350万t、地域L-3に対しては440万tである。また、Lowケースにおいて、地域L-2に対しては年間約250万t、地域L-3に対しては330万tである。

一方、地域C-Mと地域Dについては、Highケース、Lowケースともに年間約50万t弱となる。

そこで2025年時点で必要となるLNG基地規模をHighケースについては、オプション1、2ともにL-2が400万t/年、L-3が500万t/年、LowケースについてはL-2が300万t/年、L-3が400万t/年とする。

また、地域C-M、地域Dに対しては100万t/年とする。

なお、政策導入による促進ケースも上記の規模で対応することが可能である。



## 5 「天然ガス利用」シナリオの評価

### 5-1 「顕在」需要の推定

上の 4 で策定したガス供給計画（パイプライン敷設計画）に基づき、ガス「顕在」需要を推定した（表 5-1）。ルソン島の対象地域（L-1、L-2、L-3）におけるガス「顕在」需要は、High ケースでは、2006 年の 363mmscfd から 2025 年には 1,533mmscfd に達すると推定されている。2025 年までの全期間を通じて、発電用が圧倒的な大きさを持ち、全「顕在」需要に対するその比率は、最低でも約 90%であると推定されている。また、Low ケースでも、2006 年の 363mmscfd から、その後、需要量はやや小さいが、High ケースとほぼ同様の推移が見られる。

C-M および D 地域における「顕在」需要においても、このような事情は変わらない。これら両地域におけるガス需要は 2019 年から見られるようになるが、ここでも、発電用は圧倒的な大きさを持つ。しかし、後述のように、これら地域へのガス供給は収益性を持たないため、実際の供給は行なわれまいであろう。

このように、ガス「顕在」需要全体の大きさは発電用によって左右されるが、本調査では、発電用ガスの供給は、ルソン島における 2 つの発電所を除き、全て発電所に特別に建設されたパイプラインによって行なわれると想定しているため、それらは、以下で行なう供給ルート（パイプライン）の評価の対象には含まれないことに注意されたい。

表 5-1(1) ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定（High ケース）

	(mmscfd)				
	2006	2010	2015	2020	2025
Power (a)	362	597	791	1,036	1,371
Others	1	10	39	90	162
Total (b)	363	606	830	1,126	1,533
a/b	1.00	0.98	0.95	0.92	0.89

表 5-1(2) ルソン島におけるガス「顕在」需要の推定（Low ケース）

	(mmscfd)				
	2006	2010	2015	2020	2025
Power (a)	362	386	646	997	1,268
Others	1	3	10	23	47
Total (b)	363	388	656	1,020	1,316
a/b	1.00	0.99	0.98	0.98	0.96

## 5-2 バイプライン網の検討

上に述べたガス需要に対応するパイプライン網は、オプション1および2につき、それぞれ2つのフェーズおよび3つのフェーズに分けて建設される。その内容は、すでに4-2に述べた通りである。

## 5-3 2つのオプションの評価

### 5-3-1 最適供給モデルによる評価

天然ガス需要、天然ガス供給ルートおよび建設コストを基に、最適供給モデルを構築し、2つのケースの評価を行なった。ここではパイプラインに焦点を絞っているため、LNG基地や Camago/Malampaya ガスの陸揚げ地点である Batangas 市近く、あるいは Bataan 半島に立地する発電所の需要は検討の対象になっていない。したがって、最適供給モデルの中で考慮されている発電所は Santo Tomas と、Sucat 近くに計画されている工業団地向け発電所だけである。

表 5-2 は、それぞれのケースで利益が一番大きくなる供給計画の供給年次と利益、さらに費用・便益比を示している。利益の純現在価値（割引率7%）は、High ケースではオプション2の方が大きく、費用・便益比もオプション2の方が大きい。また、Low ケースでは、利益の純現在価値、費用・便益比とも、オプション2の方が僅かながら大きい。

したがって、費用・便益比からみると、両ケースともオプション2の方が優れているということになる。

表 5-2 2つのオプションの比較

Case/Option	Economically supplied area	NPV of profit (2007-2025) Million US\$	Cost-benefit ratio (Benefit/Cost)
High Case Option 1	Sucate (2009) – Pasay (2015) - North NCR (2018)	364	1.091
High Case Option 2	Sucate (2009) – Pasay (2014) - North NCR (2016) - Santa Rita (2020) – San Fernando (2025)	514	1.133
Low Case Option 1	Santo Tomas (2011) – Sucate (2012) – Pasay (2018) - North NCR (2024)	160	1.066
Low Case Option 2	Santo Tomas (2011) – Sucate (2012) – Pasay (2018) - North NCR (2021)	167	1.073

## 5-3-2 財務分析による評価

### (1) High ケース

#### 1) ルソン島

オプション1の各部門の財務分析の結果は以下の通りである。

表 5-3 財務分析の結果（オプション1）（High ケース）

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investment	1,180	794	7,991	9,965
	MillionUS\$	MillionUS\$	MillionUS\$	MillionUS\$
FIRR	12.0%	10.3%	12.5%	14.0%
DCR	0.9	0.9	1.0	2.1

LNG 部門については、FIRR を 12% 確保できるように LNG 販売価格が設定されている（以下、全てのオプションで同じ）。

このオプションでは、パイプライン部門の FIRR は 10.3% で、12% 以上の FIRR が期待されている中で、採算性は厳しい状態にある。一方、電力部門の FIRR は 12.5% であり、経済性があると見られる。

オプション2の各部門の財務分析の結果は以下の通りである。

表 5-4 財務分析の結果（オプション2）（High ケース）

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	1,180	788	7,991	9,958
	MillionUS\$	MillionUS\$	MillionUS\$	MillionUS\$
FIRR	12.0%	10.9%	12.5%	14.1%
DCR	0.9	1.0	1.0	2.1

このオプションでは、パイプライン部門の FIRR は 10.9% で、12% 以上の FIRR が期待されている中で、採算性はよくはない。一方、電力部門の FIRR は 12.5% で、オプション1と同様に採算性に問題はない。

#### 2) Cebu/Mactan(C-M)

C-M の各部門の財務分析の結果は以下の通りである。

表 5-5 財務分析の結果 (C-M) (High ケース)

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investment	392 MillionUS\$	60 MillionUS\$	397 MillionUS\$	849 MillionUS\$
FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	6.3%
DCR	1.5	計算不能	計算不能	0.6

C-M へのガス供給は、プロジェクト全体の FIRR が 6% 台であり、本調査で想定されている需要量では経済性はない。

### 3) Davao

表 5-6 財務分析の結果 (Davao) (High ケース)

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	392 MillionUS\$	102 MillionUS\$	397 MillionUS\$	891 MillionUS\$
FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	5.9%
DCR	1.5	計算不能	計算不能	0.4

Davao へのガス供給は、プロジェクト全体の FIRR が 6% 弱であり、本調査で想定されている需要量では経済性はない。

## (2) Low ケース

### 1) ルソン島

表 5-7 財務分析の結果 (オプション 1) (Low ケース)

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	1049 MillionUS\$	311 MillionUS\$	6,230 MillionUS\$	7,590 MillionUS\$
FIRR	12.0%	11.0%	19.5%	18.6%
DCR	0.8	1.0	1.7	3.0

このオプションでは、パイプライン部門の FIRR は 11.0% で、12% 以上の FIRR が期待されている中で、採算性は厳しい状態にある。しかし、電力部門の FIRR は 19.5% で、経済性があると見られる。

表 5-8 財務分析の結果 (オプション 2) (Low ケース)

	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	1,049 MillionUS\$	289 MillionUS\$	6,231 MillionUS\$	7,569 MillionUS\$
FIRR	12.0%	12.7%	19.5%	19.0%
DCR	0.8	1.3	1.7	3.1

このオプションでは、パイプライン部門の FIRR は 12.7% で、12% 以上の FIRR が期待されている中で、採算性は十分にある。電力部門の FIRR は 19.5% で、経済性があると見られる。

## 2) Cebu/Mactan

表 5-9 財務分析の結果 (Cebu/Mactan) (Low ケース)

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	372 MillionUS\$	58 MillionUS\$	376 MillionUS\$	847 MillionUS\$
FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	3.9%
DCR	1.5	計算不能	計算不能	0.1

このケースでも、Cebu/Mactan へのガス供給は、プロジェクト全体の FIRR が 3.9% で、本調査で想定されている需要量では経済性はない。

## 3) Davao

表 5-10 財務分析の結果 (Davao) (Low ケース)

Sectors	LNG	Pipeline	Power	Total
Investments	373 MillionUS\$	96 MillionUS\$	376 MillionUS\$	845 MillionUS\$
FIRR	12.0%	計算不能	計算不能	9.2%
DCR	1.5	計算不能	計算不能	1.3

このケースでも、Davao へのガス供給は、プロジェクト全体の FIRR が 9% 台で、本調査で想定されている需要量では経済性はない。

### 5-3-3 評価の結果

以上の評価から、次のことがいえるであろう。

#### (1) High ケース

まず、ルソン島においては、収益性の点でオプション 2 の方が優れているが、ガス関連事業 (LNG 供給、ガス・パイプライン供給、ならびにガス発電) を成立させるために十分な収益性が確保されているとはいえない。



一方、C・M および D 地域においては、2025 年までに予想されるガス需要を前提すると、ガス供給事業は成立しないであろう。

(2) Low ケース

まず、ルソン島においては、収益性の点でオプション 2 の方が優れており、しかもこのオプションでは、ガス関連事業（LNG 供給、ガス・パイプライン供給、ならびにガス発電）を成立させるために十分な収益性が確保されているといえる。

一方、C・M および D 地域においては、High ケースと同様、2025 年までに予想されるガス需要を前提すると、ガス供給事業は成立しないであろう。