

鉍工業プロジェクト形成基礎調査  
(フィリピン国天然ガス産業開発計画)

調査報告書

平成11年11月

国際協力事業団  
鉍工業開発調査部

鉍工業プロジェクト形成基礎調査  
(フィリピン国天然ガス産業開発計画)

調査報告書

平成11年11月

国際協力事業団  
鉍工業開発調査部

# 目次

## 調査関係図・写真集

### 第1章 総論

1-1	要請の背景・経緯	1
1-2	調査の目的	1
1-3	調査内容	1
1-4	団員構成	1
1-5	調査日程	2
1-6	主要面談者	2

### 第2章 協議の概要

2-1	協議結果	5
2-2	調査団長所感	8
2-3	合意した協議議事録(M/M)	9
2-4	面談記録	15

### 第3章 フィリピン国の社会・経済状況

3-1	社会状況	25
3-2	経済状況	28

### 第4章 フィリピン国の天然ガス開発、輸入計画

4-1	天然ガス開発の現状	31
4-2	国産天然ガス開発計画	42
4-3	LNG、パイプラインによる輸入計画	44

### 第5章 フィリピン国の天然ガス利用計画

5-1	天然ガス利用の現状および需要見通し	51
5-2	天然ガス利用関連施設の建設計画	55
5-3	天然ガスの発電利用計画	55
5-4	天然ガスの都市ガス利用計画	63
5-5	その他の利用可能性(輸送、工業等)	63

### 第6章 本格調査の概要

6-1	調査の目的	65
-----	-------	----

6-2 調査の内容	65
-----------	----

附属資料

資料-1 DOE組織図	69
資料-2 収集資料リスト	73
資料-3 要請書	77
資料-4 POWER TIMES	89
資料-5 共水性ガスに関する資料	99





建設中の Sta. Rita 発電所 (250MW×4)



Sta. Rita 発電所コントロールルーム



First Gas Power との協議 (Sta. Rita 発電所建設事務所)



CGS (Concrete Gravity Structure) 建設現場



CGS (Concrete Gravity Structure) 建設現場事務所



ドック内で建設中の CGS (Concrete Gravity Structure)





PNOC-EC との協議



PNOC-EC のビル



DOE (Department of Energy) との協議



Shell Philippines Exploration B.V.のプレゼンテーション



Manila Gas Co.との協議



Manila Gas Co.の設備



DOE、Secretary 表敬



DOE のビル



M/Mの署名

# 第1章 總論

# 第1章 総論

## 1-1 要請の背景・経緯

フィリピン国はエネルギー総需要の四割以上を輸入の石油に依存しており、国産エネルギー源の開発と有効利用を主とした石油代替エネルギーへの転換を目下の国家的課題としている。その中で、近年商業ベースの埋蔵量がパラワン島沖にて確認された天然ガスは、課題解決のための有望なエネルギーソースと考えられている。

調査結果によると、パラワン島沖の天然ガス埋蔵量は3.2兆立方フィートと推定されており、現在の国内エネルギー総需要の約3年分に対応する。フィリピン国ではルソン島までのパイプライン敷設による大規模な供給、利用を計画すると共に、長期的には天然ガス需要に応じて輸入液化天然ガス、トランス・アセアンパイプラインの利用等も含めた天然ガス利用促進を計画している。近年策定された"フィリピン・エネルギー・プラン 1996-2025"においては、天然ガスの利用を現状のエネルギー総需要の0.07%から2025年までに約10%に引き上げるとしており、実現に必要な天然ガス需要の分析、価格政策、生産・輸送・供給のインフラに関する包括的なプランの作成を必要としている。

このような背景の下、同国政府は天然ガス利用に関する経験、技術の蓄積のないことから、日本政府に対して天然ガス利用全般に係わる開発調査を要請した。同要請を受けた日本政府は1998年10月に鉱工業プロジェクト選定確認調査団を派遣し、協力の可能性を協議した。

## 1-2 調査の目的

本件プロジェクト形成基礎調査では、先方関係機関との協議及び現地踏査を実施し、要請内容の確認を行い、開発調査の実施可能性を検討し具体的な案件形成を図ることを目的とした。

## 1-3 調査内容

- (1) 要請の背景と内容の確認
- (2) 対象地域の社会・経済状況の把握
- (3) フィリピン国のエネルギー・電力セクターの現状把握
- (4) 先方の調査実施体制の確認
- (5) 開発調査の検討(調査の範囲、内容、スケジュール等)

## 1-4 団員構成

団長・総括	千原 大海	国際協力事業団国際協力専門員
技術協力行政	瀧川 利美	通商産業省通商政策局経済協力部技術協力課
調査・企画	佐藤 洋史	国際協力事業団鉱工業開発調査部資源開発調査課
エネルギー/天然ガス開発計画	中村 真一	日本オイルエンジニアリング(株)

1-5 調査日程

日数	月日	行程
1	9月23日(木)	東京 09:55 - <JL741> - 13:10 マニラ 16:30 JICA 事務所打合せ
2	24日(金)	9:00 エネルギー省表敬・エネルギー省・電力公社と協議 11:00 Camago/Malampaya プロジェクトのプレゼンテーション (Shell) 15:00 First Gas と協議
3	25日(土)	ゴパインド サイクル発電所 (Santa Rita, Batangas) 視察・資料収集
4	26日(日)	Concrete Gravity Structure(Subic)視察・資料収集
5	27日(月)	資料整理 14:00 PNOC-Exploration Corp.と協議
6	28日(火)	9:00 エネルギー省と協議 11:00 フィリピンにおける天然ガス利用について (Shell) 14:00 Manila Gas Corp.と協議
7	29日(水)	10:00 エネルギー省 Secretary 表敬 エネルギー省と協議
8	30日(木)	9:00 エネルギー省と協議、M/M 修正 13:00 M/M 署名 16:00 国家経済開発庁 (NEDA) 報告
9	10月1日(金)	9:30 JICA 事務所報告 11:00 日本大使館報告 マニラ 14:30 - <JL742> - 19:40 東京

1-6 主要面談者

(1) Department of Energy (DOE)

Mario V. Tiaoqui, Secretary

Flordeliza M. Andres, Assistant Secretary

Teresita M. Borra, Director, Energy Planning & Monitoring Bureau

Griselda J. Garcia-Bausa, Director, Energy Resource Development Bureau

Jesus T. Tamang, Chief, Management Information Bureau

Ismael U. Ocamp, Chief, Oil and Gas Bureau

Hershey Tapia dela Cruz, Energy Planning & Monitoring Bureau

Ricardo B. dela Cruz, Mining Engineer, Coal and Nuclear Minerals Bureau



- ( 2 ) Philippine National Oil Company Exploration Corporation ( PNOC-EC )  
Rufino B. Bomasang, President & CEO  
Susana Estera-Chua, Project Coordinator, Natural Gas Development
- ( 3 ) Shell Philippine Exploration B.V.  
Antonio Mozetic, Exploration & Development Manager  
Carlo S. Pablo, Gas & Power Market Development Manager  
Joanna Hughes, Natural Gas Development Manager
- ( 4 ) First Gas Holdings Corporation  
Richard B. Tantoco, Vice President
- ( 5 ) First Gas Power  
Ramon J. Araneta, Deputy Project Manager (First Gas Power)  
Mike Roberts, Commissioning Manager (British Gas)
- ( 6 ) Manila Gas Corporation  
Basilio R. Tagorio, Vice-President  
Glen S. Sadian, Operation Manager
- ( 7 ) National Economic and Development Authority  
Vanessa Agnes F. Dimaano, Economic Development Specialist, Public Investment Staff  
Violeta C. Conde, Chief, Public utilities Division, Trade Industry & Utilities Staff  
Dennis A. Lim, Senior Economic Development Specialist, Trade Industry & Utilities Staff
- ( 8 ) JICA フィリピン事務所  
所長 小野 英男  
次長 升本 潔  
次長 黒柳 俊之  
次長 須藤 和男  
所員 中澤 哉  
所員 飯田 鉄二

## 第2章 協議の概要

### 2-1 協議の結果

#### (1) 署名した M/M の内容

今回の調査を通じて確認した内容を M/M としてまとめ、エネルギー省 (DOE) との間で署名、交換した。M/M 内容は以下の通り (2-3 同意した協議議事録 (M/M) を参照)。

#### 1) カウンターパート機関

DOE は本調査のカウンターパート機関であり、本調査に関係する各部門の担当者からなる調査グループを作り、全調査期間を通じて調査に参加すると共に、円滑な調査実施のための調整をする。また、必要に応じて、関係政府機関、民間企業 (First Gas Holdings Corporation (FGHC), Manila Gas Corporation, Shell Philippines Exploration B.V. 等) の協力も DOE がカウンターパート機関として調整し、取り付ける。

#### 2) 調査に必要なデータ

調査に必要なデータ及び情報は、DOE 及び他の関係機関より秘密保持を条件に本格調査団に提供される。

#### 3) 現地コンサルタント

本格調査団は JICA が日本で選定し、契約するが、現地コンサルタントについても需要調査など調査の効率性からも有益と考えられる場合には参加することが考えられる。現地コンサルタントは、本格調査団からの業務再委託という形で活用することになる。JICA が現地コンサルタントの活用について検討するために、DOE は今年中に想定される分野のコンサルタントの専門、概要を含むリストを作成し、提出する。

#### 4) DOE からの要請内容のレビュー

現在進行中の天然ガスプロジェクト、最新の Philippine Energy Plan (1999-2008) および今回の調査に基づき、DOE の要請内容 (TOR) について日本側、フィリピン側双方で評価を行った。特に、要請書にある調査の各項目について、実施する場合の JICA 開発調査の内容との関連から評価した。

以下に各調査項目についての評価及び実施される場合の本格調査の内容を記す。

#### 既存の天然ガス需給見通しのレビューと評価

(To review and validate existing supply and demand projections on natural gas)

天然ガスのプロジェクトは現在進行中であり、天然ガス利用に関するエネルギー政策も変化してきている。従って、既存の天然ガスの需要と供給の見通しをレビューし、評価、更新していくことは重

要である。特に、PNOC-EC (Natural Gas as a New Energy Source in the Philippines) や ADB (Gas Sector Policy and Regulatory Framework Project) が実施している天然ガス利用に関する各種調査は良くレビューする必要がある。

#### パイプライン網の最適ルートを選定

(To determine the most economic route of the pipeline network)

調査団は本調査事項は PNOC-EC および FGHC が既に調査を実施していることから本格調査内容から除外すべきだと DOE に伝えた。PNOC-EC および Shell は、パイプラインの新設、" 既存の Batangas から Manila へのパイプラインの改修利用の 2 つの可能性について調査、検討している。PNOC-EC は、自らが Camago-Malampaya のガスを既存の Manila へのパイプラインを使って工業利用するための調査を行っていることから、DOE がパイプラインルートの調査を実施する必要はないとしている。

#### 潜在需要、供給の調査

(To determine the potential supply and possible markets)

PNOC-EC (及び Shell) が既に Batangas-Manila 間に建設予定のパイプライン周辺に立地する主要工業需要の調査は実施しているので、本調査では、住宅用、商業用及び輸送用の需要調査に重点を置くことで合意した。また、工業団地の建設等、新規の工業需要についても調査に含める。調査対象は、ルソンの Batangas-Manila-Bataan にわたる地域、ミンダナオの Cagayan de Oro-Iligan 回廊、Davao の計 3 地域とする。また、供給面については国産の天然ガス資源及び LNG 輸入、トランスアセアンパイプラインの利用について検討する。

#### インフラ整備に必要な費用の見積もり

(To identify the investment requirements including infrastructure)

本調査の実施項目に含めるが、マスタープランレベルの調査とし、フィージビリティレベルの調査は実施しない。マスタープランには短期、中期、25 年程度の長期にわたり、Philippines Energy Plan に基づく必要なインフラ整備のための投資額算定を含める。

#### 配給網の F/S 調査

(To look into the feasibility of establishing distribution networks (to service residential and commercial users) for identified high density areas in Luzon, Visayas (particularly Cebu) and Mindanao)

本調査項目は、上記のルソンの Batangas-Manila-Bataan にわたる地域、ミンダナオの Cagayan de Oro-Iligan 回廊、Davao の計 3 地域において実施するが、マスタープランレベルの調査とする。

ガス輸送、配給の料金と、ガス料金の競争力への影響

( To determine resulting tariff rates for transport/distribution and its effect on the competitiveness of prices )

市場調査及び供給調査において価格については調査内容に含めるが、マスタープランレベルとする。

DOE 職員への技術移転

( To enhance the capability and knowledge of DOE personnel through the conduct of trainings on natural gas supply and demand, projections, modeling on least cost option for natural gas supply and natural gas transmission and distribution operations )

DOE 職員への調査に関連した技術の移転を調査期間を通じて実施する。加えて、20人程度を対象とした技術移転セミナー/ワークショップを計画し、調査内容、手法に関する技術移転を行う。

#### 5) 想定される本格調査の内容

4) に記した各調査内容の確認・評価結果に基づき、想定される本格調査の内容は以下のようになる。ただし、本格調査の最終的な内容は S/W 調査時に決めるものとした。

調査項目

- ・既存の天然ガス需給見通しのレビュー
- ・天然ガス市場調査に基づく、各セクターにおける利用促進技術の導入も考慮した需要調査
- ・天然ガス需要予測に基づく、供給選択肢の評価
- ・天然ガス需給見通しのための手法、モデルの開発
- ・天然ガス利用促進のためのマスタープランの作成と天然ガス産業育成のためのアクションプラン、プロジェクトの優先順位付け
- ・調査期間を通じての DOE 職員への知識、技術の移転

調査対象地域

調査対象地域は、ルソン島、マニラ周辺 ( Batangas-Manila-Bataan )、ミンダナオ島 Cagayan de Oro-Iligan 及び Davao の計3地域とする。

本格調査名

Viability Study on Natural Gas Industry development

#### ( 2 ) その他の確認項目

##### 1) 事業化資金の目処について

天然ガス利用のパイプライン、発電所建設等の資金目処については、現在確認されている Camago/Malampaya ガス田の埋蔵量に対応する発電所等の施設は既に建設が始まっていること、本格調査がマスタープランレベルの中長期計画を想定することから詳細な調査は行わなかった。現在

PNOC-EC が検討している Batangas Manila 間のパイプラインについては民活で実施する可能性が高いとの話があった。

## 2) 他の援助機関の動向について

ニュージーランドの援助で、PNOC-EC が Batangas Manila 間のパイプラインについての市場調査を含む F/S、基本設計を *iNatural Gas as a New Energy Source in the Philippines* の中で実施している。また ADB が *iGas Sector Policy and Regulatory Framework Project* を実施している。何れの調査も現在最終レポートを作成している段階。これら以外の他国援助機関による調査は現在無く、今後も直ぐに始まる予定のものは無い。

## (3) その他

天然ガスの供給可能性に関連して、PNOC-EC より、過去に JICA が実施した調査に関連してミンダナオ島コタバトで発見された“共水性ガス”を評価するための専門家の派遣を要請している。PNOC-EC から提出されたコンセプト文および関連資料を附属資料に添付した。

## 2-2 団長所感

(1) 今回プロ形の主な目論は、1998年8月9日付フィリピン政府提出の天然ガス産業開発計画案件の開発調査要請の背景調査にある。特に、要請の中で、数年内にも着工可能性のあるパイプライン建設に関する具体的な F/S 実施要請から首都圏の都市ガス網整備で期待される市場調査のような中・長期あるいは未確認の国産天然ガス資源、域内 LNG 貿易、アセアンパイプラインまで視野に含める供給オプション最適化といった長・超長期の検討要請、ガス産業基盤整備に関連の制度や価格政策など、広範囲の項目と内容を明確にする作業が中心となった。そのため、本調査団は天然ガス探査・政策立案に関わる政府組織、民間会社とその関連施設を訪問し、要請課題の相互確認を行った。その結果、本調査を進める枠組み構築には、下記に示すような考察を勘案して調査項目の軽重のバランスを図る必要があると思われる。

(2) 本要請の意義は次ぎの三点にある。第一に、1989-90年に発見された Camago/Malanpaya ガス田開発利用の枠組み、契約関連の決着によりフィリピン国の一次エネルギー供給統計に西暦2002年初から天然ガスが加わることが確実にしたこと、第二に、その時宜が LNG を中心とする域内(ASEAN あるいは APEC)の天然ガス資源の開発利用、LNG 貿易の高まりが地球温暖化緩和に繋がること、第三に、エストラダ政権下でさらに奨励中のエネルギー分野の規制緩和と民営化という政治課題に、マランパヤ開発がその成功例として参照されつつある現実である(本調査団が入手したエストラダ政権下刊の1999年-2008年フィリピンエネルギー計画と1998年刊のラモス政権下計画の比較検討等の精査が必要)。

- (3) シェルがオペレータとして開発を進めてきた Camago/Malanpaya ガス田の確認埋蔵量は、3,000MW 相当のベース負荷コンバインドサイクル発電所を約 20 - 25 年間運転する量に当たる。すでに 2,700MW 相当分の利用権益は国営電力会社(NPC:1,200MW)と新たに電力ビジネスに参入する民間会社(FGPC:1,500MW)に BOT 契約済みとなっている。本調査団のサイト訪問時の FGPC1,000MW 発電所の工事進捗は約 90%、シェルが建設中の掘削用コンクリートブラットフォームは約 50%であった。したがって、要請内容にある本ガスの陸上基地からマニラ首都圏に到るパイプライン建設に関する諸調査についても、すでに事業への複数の参入意欲も確認され、本 JICA 調査には馴染まない旨確認した。
- (4) 上記(2)の意義から PNOC-EC を中心に、国産ガス田への開発期待の高まりがある。調査団訪問時には、PNOC-EC(国営石油資源開発会社)社長より、本月に新たな発見のあったミンダナオ島の Catabato 鉱区のガス分析結果が説明され専門家派遣による日本の技術協力の可能性が求められた。これらは、フィリピンの天然ガス開発利用計画への中長期的な協力意義を高める傍証という評価であろう。また、開発努力と相俟って、アセアンパイプライン通過近傍でもあるミンダナオを市場調査対象とする根拠でもある。
- (5) しかし、天然ガス開発利用の上流にあたる資源探査や掘削は、鉱区の所有権や資金の調達など当面はフィリピン政府が政策主導してその枠組みを検討すべき分野であろう。本調査団の協議でも、前回の確認調査の示唆にもあるように、需要サイドの軸足で進める基本姿勢が確認されており、供給オプションに関する最適化というデスクトップ調査のみをその範囲とする方向で調整を進めることになるだろう。
- (6) 上記を総括すると、本 JICA 調査の実施は、"供給側は天然ガス資源制約なし"として、外貨節約の可能性、環境負荷の緩和の政策意義を視野においた既存市場の輸入 LPG、ガスオイルへの代替、また、日本の最近の電力・ガス競合市場でのコージェネレーション、ガス冷房などの新技術によるガス市場の開発経験を移転すべき技術的な根拠を有することが思料される。ただし、マスタープラン立案を中心とする本 JICA 開発調査案では、その対象年はフィリピン国の経済開発およびエネルギー開発計画の最新刊(エストラダ政権での見直し)との整合性を中心に、今回の入手資料の分析を通じてフィリピン側とさらに協議を深める必要性が認められる。

## 2-3 同意した協議議事録(M/M)

1999年9月30日付けで署名した協議議事録(M/M)を次項に示す。

**MINUTES OF THE MEETINGS**  
**BETWEEN**  
**THE DEPARTMENT OF ENERGY**  
**AND**  
**JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**  
**PROJECT FORMULATION STUDY TEAM**  
**ON**  
**VIABILITY STUDY ON NATURAL GAS INDUSTRY DEVELOPMENT**  
**24-30 SEPTEMBER 1999**  
**MANILA, PHILIPPINES**



**Ms. Teresita M. Borra**  
Director  
Energy Planning & Monitoring Bureau  
Department of Energy



**Mr. Hiromi Chihara**  
Leader  
The Project Formulation Study Team  
Japan International  
Cooperation Agency

30 September 1999

The Project Formulation Study Team (hereinafter referred as "the Study Team"), headed by Hiromi Chihara, Development Specialist, Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), visited the Republic of the Philippines from September 23 to October 1, 1999 for the purpose of discussing the proposal submitted by the Republic of the Philippines entitled "Viability Study on Natural Gas Industry Development".

The Study Team had a series of discussions with the Department of Energy (hereinafter referred as "DOE") and the relevant Philippine authorities (hereinafter referred as "the Philippine side") on the above-mentioned study, and agreed to record the following points for confirmation and for consideration by their respective Governments.

#### I. Counterpart Organization

DOE will be the executing agency for the JICA technical cooperation and shall act as a coordinating body to ensure the smooth implementation of the study. The DOE study group composed of staff from the various bureaus will be formed to implement the technical cooperation. The study group will be fully involved in all phases of the study to ensure effective technology transfer. Necessary cooperation from related government agencies and private companies, such as First Gas Holdings Corporation (FGHC), Manila Gas Corporation and Shell Philippines Exploration B.V. (Shell), among others, shall also be secured through DOE coordination, if necessary.

#### II. Data and Information Necessary for the Study

Data and information from DOE and other government agencies shall be made accessible to the study team on a confidential basis.

#### III. Local Consultants

The JICA Development Study Team will be selected through bidding and contracted by JICA, Tokyo. Local consultants may participate as far as such a local contribution is considered beneficial for the study, for instance in the area of market survey. The employment of the local consultant will be through a sub-contracting arrangement with the selected JICA Study Team. In order for the JICA to examine a possibility of employing the local consultants, DOE should prepare a short list of local consultants with the area of expertise and if possible resumes before end of this year.

#### IV. Review of DOE's Terms of Reference (TOR)

Both the Study Team and the Philippine side made a review on the DOE's TOR dated on 9 August 1998, Based on the developments on the ongoing natural gas projects, latest Philippine Energy Plan 1999-2008 and the observation done by the Study Team. In particular, each objective of the Study stated in the original TOR has been evaluated, in relation to the framework of the JICA Development Study to



be possibly formulated, and commented as follows ;

#### Results of the review of DOE's TOR

##### 1) To review and validate existing supply and demand projections on natural gas

It is important to refine the existing supply and demand projections in the Philippine Energy Plan (PEP), since some natural gas projects are actually making progress and the national energy policy related to natural gas utilization has been updated. For instance, the recent natural gas development studies, such as "Natural Gas as a New Energy Source in the Philippines" done by PNOC-EC and "Gas Sector Policy and Regulatory Framework Project" done by Asian Development Bank could also be highlighted in the review.

##### 2) To determine the most economic route of the pipeline network

The JICA study team has suggested that this objective be excluded in the TOR since PNOC-EC and FGHC are already looking at the two options: (1) to construct a new pipeline and (2) to rehabilitate the existing oil pipeline from Batangas to Manila. PNOC-EC suggested that it would not be necessary for DOE to conduct this study since Shell and FGHC(\*1) are already looking at the possibility of utilizing the Camago/Malampaya gas by industries along the existing pipeline route. Since Shell and FGHC are private companies, it is better if they are the ones who will do such kind of study although PNOC-EC(\*2) is also interested in the transmission pipeline.

(\*1) Based on the presentation of Shell on September 28, a desk-top study has been done by Shell to seek for a possibility of converting the existing black oil pipeline for natural gas use, which runs from the Shell Tabangao refinery via Sucat power station through Paranaque, the southern part of Manila city. The study identifies that the industrial gas demands in the region will be more than the remaining Malampaya capability which is equivalent to the remaining power generation capacity of 300 MW for more than 20 year operation. Shell explained that the physical condition of this old pipeline (1965-1969 constructions) has to be inspected for safety reasons, otherwise a new pipeline construction possibly along the new highway under construction planning from Batangas to Manila could alternatively be considered for further investigation.

(\*2) Based on the meeting with PNOC-EC on September 27, a study has been conducted since 1997 by PNOC-EC in collaboration with a New Zealand Consultant (partly financed by the Government of New Zealand). The project was found to be technically and economically feasible. The study also includes the industrial market survey along the proposed pipeline.

##### 3) To determine the potential supply and possible markets

It was agreed that since there is a PNOC-EC study for large industries along the transmission pipeline, the project will cover the residential, commercial and

transport market demands. The project will also review more industrial demands in the region considering plans of new industrial parks, etc. The areas to be covered will include the Batangas-Manila-Bataan pipeline route in Luzon, Cagayan de Oro-Iligan corridor and Davao in Mindanao. For the potential supply, the focus will be on indigenous gas resources, LNG importation and trans-asean gas pipeline.

The ongoing natural gas project based on the Camago/Malampaya gas reserves is very significant because it indicates the birth of the natural gas industry in the Philippines. Although the size of this gas reserves is estimated by its developer (Shell) to be just enough to supply the fuel for the combined cycle base load power plants of 3,000 MW capacity(\*) to be operated for about 20 years, the emerging natural gas industry is strongly supported by the recent PEP encouraging further development of indigenous environmentally friendly natural gas resources.

Further, the project shall cover the expansion of the natural gas utilization, such as displacing the current use of LPG and diesel and the introduction of new technologies such as gas cogeneration system, space cooling of the commercial buildings and applications of CNG vehicles, etc.

(\*) Natural Gas for the 2,700 MW capacity has been committed through negotiations on the Gas Supply and Purchase Agreement for two BOT power projects, the 1,000 MW Santa Rita project and the 500 MW San Lorenzo project by FGHC and the 1,200 MW Ilijan project of National Power Corporation (NPC) and Korean Electric Power Company (KEPCO).

4) To identify the investment requirements including infrastructure

The objective will be included in the TOR but on a master plan level and not a feasibility study. The master plan will provide the investment for needed infrastructure requirements, covering the short, medium and longer term 25 year period in line with the PEP time frame.

5) To look into the feasibility of establishing distribution networks (to service residential and commercial users) for identified high-density areas in Luzon, Visayas (particularly Cebu) and Mindanao.

This objective will cover the areas in item IV number 3, paragraph 1, lines 5 and 6 and will be on a master plan level and not a feasibility study as suggested by the JICA study team.

6) To determine resulting tariff rates for transport/distribution and its effect on the competitiveness of prices.

This objective will be included in the potential supply and possible market study but on a master plan level as suggested by the JICA study team.

7) To enhance the capability and knowledge of DOE personnel through the conduct of trainings on natural gas supply and demand, projections, modeling on least

*Truck*

*Ateli*

cost option for natural gas supply and natural gas transmission and distribution operations.

The relevant technology transfer to the DOE personnel will be planned in the course of the study. Approximately twenty DOE personnel will be invited to the technology transfer seminars/workshops. The subject of the seminars/workshops will focus on the content of the study.

Taking the above discussions into consideration, the scope of JICA Development Study shall comprise the following items. However, the scope of the study can be finalized during the Scope of Work discussion with the JICA Preliminary Study Team.

a) Objectives of the study

- (1) to review and validate existing supply and demand projections on natural gas
- (2) to study natural gas demand on the basis of market survey including promotion of the natural gas utilization in the various sectors
- (3) to evaluate natural gas supply options in relation to the forecasted demands
- (4) to develop methodologies and models for natural gas supply/demand projections
- (5) to formulate a master plan for utilization of natural gas and placing priority of the action plans and projects for promoting natural gas industry in the country
- (6) to enhance the capability of knowledge of DOE personnel through the conduct of training in the course of the study.

b) Target Areas of the Study

Target areas for the study shall be Manila area, from Batangas to Bataan, and Mindanao, specifically in Cagayan de Oro, Iligan and Davao areas.

c) Title of the Study

The title of the study shall be "Viability Study on Natural Gas Industry Development".

*DMB*

*ALC*

## 2-4 面談記録

### (1) JICA フィリピン事務所

9月23日 16:30～

所長 小野 英男

次長 升本 潔

所員 飯田 鉄二

- F/S 調査とする場合、先方のスケジュールを確認して、JICA のスケジュールで実施可能か考える必要がある。
- 現在は停電もほとんど無いが、電気料金は日本に次いで高いと言われている。この電気料金高と、通信インフラの未整備が ASEAN の他の国々と比較して少ない海外投資の原因と考えられる。電気料金収集については非常に厳密で、スラムにもメーターがついている。
- 安全については、睡眠強盗が最近流行っているので注意が必要。マニラ市内よりも少し田舎に行ったほうが安全。

### (2) Shell Philippine Exploration B.V.

9月24日 11:00 12:00

Antonio Mozetic, Exploration & Development Manager

#### Malampaya プロジェクトの概要 (プレゼンテーション内容)

- フィリピンの歴史に於いて最大のビジネスで合計約 4 億 5 千万ドルが投資される。2001 年より 20 年以上にわたり、3TCF のガスを 2700MW の電力に変換する開発プロジェクトである。上流側には 2 億 5 千万ドルが投資される。
- フィリピン国に対する効果として、エネルギー自給率の増大、外貨の節約、雇用促進、クリーンエネルギーによる環境配慮等があげられる。
- ガス田開発の経緯として、1989 年にオキシデンタル社が Camago フィールドを発見し、1990 年にシェル社がファームインし、1992 年 Malampaya フィールドが発見された。1993 年から 1994 年にかけて 3 本の評価井を掘り、商業化できる埋蔵量があることが確認された。1998 年 1 月に最終的な開発案が固まり、1998 年 5 月に開発移行宣言が出された。1998 年 9 月 15 日にシェル社はオキシデンタル社より権益を買い取り、100%の権益となった。プロジェクト開始前の支出額は約 2 億 7 千万ドルである。
- Malampaya フィールドは水深約 850m で、ガス貯留層の深度は 3500m、南北方向に約 15km、東西に 2km である。水深が深いため海底仕上げとなり、海底坑井 5 本、海底マニフォールドを設置する。各坑井より生産されたガスはマニフォールドに集められ、直径 16 インチ、長さ 30km のフローラインを通りプラットフォーム上の生産施設に送られる。海底温度が低くハイドレートの生成が予想されるため各坑井にはインヒビターが注入される。フローライン中にハイド

レートが生成されて場合、これをかき出すためピグを通すためフローラインが 2 本設置されている。生産施設の設計処理能力は 500MMSCFD で、海底パイプラインは 650MMSCFD である。

- 生産するにつれてガスの坑口圧力が下がるため、2010 年頃には追加の坑井の掘削と、2016 年頃にはガスコンプレッサーの設置が予定されている。
- 生産施設搭載のためのプラットフォームは、水深 43m に設置され、CGS ( Concrete Gravity Structure ) でベースのサイズは 110m x 80m x 16m で、ベースには 61000 立方 m のコンデンセートが貯蔵できる。このベースの上に長さ 60m、直径 11m の 4 本の柱が立ち、その上に生産設備が搭載される。生産設備の重量は約 13,500 トンである。操業は自動化され、常時 18 人から 20 人で行われ、陸上基地からサテライトを用い監視および制御されている。
- プラットフォームより陸上基地までは 24 インチ、504km のガス海底パイプラインを通り送られる。パイプの調達三菱商事、パイプのコンクリートコーティングがマレーシアで行われており、敷設開始は 2000 年 5 月でパイプラインの敷設速度は 6km/日である。
- ガス陸上施設は Tabangao に建設され、First Gas Power 社の Santa Rita 発電所 ( 1000MW )、および San Lorenzo 発電所 ( 500MW )、そして National Power 社の Ilijan 発電所 ( 1200MW ) に処理されたガスを供給する。Santa Rita 発電所は建設中で 2000 年はじめに操業が開始される。San Lorenzo 発電所は Santa Rita 発電所の隣に建設され、融資先が決まり、建設に入る。Ilijan 発電所は融資も決まり、サイトでの建設が開始された。陸上基地の処理施設は、顧客へのガス供給が停止しないように 2 系列になっている。
- Tabangao のガス陸上施設より Santa Rita 発電所までの 8km のパイプラインは工事が開始され、2000 年 1 月には完成予定である。
- Malampaya プロジェクトは 2001 年 10 月 1 日にコミッショニングを開始し、2002 年 1 月 1 日にガスの販売を開始する。

### ( 3 ) First Gas Holdings Corporation

9月24日 13:00 ~

Richard B. Tantoco, Vice President

- First Gas Holdings Corporation は First Philippines Holdings Corporation 60%、British Gas 40%の合弁会社で 1994 年に設立された。First Philippines Holdings Corporation は Lopez グループ ( フィリピン最大のコングロマリット ) の傘下。

### 天然ガス火力発電所について

- First Gas は Camago/Malampaya からの天然ガスを利用する 1000MW と 500MW の発電所の建設している。Santa Rita に建設中の 1000MW ( 250MW x 4 系列 ) コンバインド・サイクル天然ガス火力発電所は、現在 90% の建設が終了し、今年中には完成する。San Lorenzo に建設予定の 500MW 火力発電所は現在資金調達中だが、ほぼ目処がついている。

- 発電所の運用はベースロードでロードファクターは83%としている。天然ガスはTake or Pay契約で、価格は3.85\$/MMBtu。Shellの最初の提示価格は6\$/MMBtuであり、その時に輸入LNGについても検討し、マレーシア、カタールに行き交渉した。その結果として、最終的に現在の契約金額となった。
- コンバインド・サイクル発電所はシーメンスの機器で、運転も担当する。運転員は世界中から3000人の応募者の中から選ばれた80人の非常に優秀な人材。
- ShellのBatangasガス処理施設からSanta Ritaまでのパイプライン8kmは現在D/D中で、オーストラリアのコントラクターがEPC(Engineering, Procurement, Construction)を行い伊藤忠からパイプを調達する。

#### Batangas (Sucat) - Manila パイプラインについて

- 現在 NPC 所有の Sucat 発電所が将来 NPC 民営化の際に売りに出された場合、我々は購入する意向。その上で、コンバインド・サイクル天然ガス火力発電所に転換する計画で、その場合、現在 Black oil 輸送用パイプライン(77km、建設後30年未満)を天然ガス輸送用に転用する計画。このパイプラインは60%がFirst Gasで、Shellが40%を所有している。転用のための技術的問題は既に解決しており、費用も10M\$と試算している。これは自前の資金で実施可能。
- 既存のパイプラインの転用ではなく、新設の場合は建設費用は77M\$(1M\$/km)と試算されており、転用が可能とすると非現実的。特に、パイプラインの新設の際のRight of wayの問題は難しいと考えられる。
- このパイプラインはこれまでも利益をあげており、我々としては売る意思はない。仮に NPC 所有の Sucat 発電所が他社に落ちた場合も、このパイプラインを使って、天然ガスへの転換を勧めるつもりだ。
- このパイプラインの周辺地域はフィリピンの工業総生産の75%程度が集中している地域であり、天然ガス利用の可能性を持つ産業が多数ある。既にShellはこの地域の需要調査を実施しており、我々にも情報はインプットされている。
- 我々は都市ガスビジネスに参入する意思もある。天然ガス輸送のパイプラインがあれば、需要も伸びてゆくものと考えており、将来的にはLNGステーションも建設可能になると考えている。

#### 天然ガス利用の普及について

- British Gas は数年前アルゼンチンで天然ガス自動車(CNG)システムを普及させた実績があり、我々はこの経験を生かしてフィリピンにおいても天然ガス自動車を普及させたいと考えている。また、彼らはガス冷房システムについても豊富な経験を持っている。
- 我々は、フィリピンにおけるガス利用の促進を推し進めており、用途は発電用に限定していない。

( 4 ) First Gas Power

1000MW Combined Cycle Gas Turbine Power Plant in Batangas

9月25日 11:00 ~ 14:00

Ramon J. Araneta, Deputy Project Manager (First Gas Power)

Mike Roberts, Commissioning Manager (British Gas)

( 同行者 )

Ismael U. Ocamp, Chief Oil and Gas Division, DOE

Hershey Tapia dela Cruz, Energy Planning & Monitoring Division, DOE

Santa Rita コンバインドサイクル発電所 1000MW ( 250MW×4 系列 )

- 建設は ECP 契約でシーメンスが請け負っており、ガスタービンはシーメンス製。現在の建設工事の進捗状況は、計画 98.5%に対して 88.7%。主な遅れの原因は配管工事の遅れ。受け入れ燃料(液体)のパイプラインは既に完成しており、スタートアップ用のディーゼル油も2つのタンクに入れられている。ディーゼル油で立ち上げて各部の漏れ等が無いこと確認した後、より廉価な(しかし揮発性で危険な)ナフサでの運転に切り替えることにしており、そのナフサも近く受け入れる予定。
- コンバインドサイクルの効率は 55-56%程度と考えている。液体燃料では若干効率は低下するが、発電量は大きい。フィリピンにおいて最も安い発電コストとなるはず。液体燃料は天然ガスより高いが、それでも十分利益は出る。
- 最初の 6 年間はシーメンスが運転し、その後移管される (BOT)。
- 液体燃料タンクの容量は 30 日分。ディーゼル油及びナフサは ENRON から供給される。
- 運転員は総勢で 80 名だが、1シフトはコントロールルームに 2 名で、点検見回りが 2 名程度になる。
- 今年中に発電ができることを目指している。

San Lorenzo コンバインドサイクル発電所 500MW ( 250MW×2 系列 )

- 500MW コンバインドサイクルは Santa Rita に隣接して建設され、コントロールルーム等の付帯設備は共用する。この発電所もシーメンスが建設を行う予定。

( 5 ) Shell (Malampaya Natural Gas Project)

CGS (Concrete Gravity Structure) construction site in Subic

9月26日 10:00 ~ 14:00

現場責任者 ( Shell )

Carlo S. Pablo, Gas & Power Market Development Manager

( 同行者 )

Ismael U. Ocamp, Chief Oil and Gas Division, DOE

Hershey Tapia dela Cruz, Energy Planning & Monitoring Division, DOE

Ricardo B. dela Cruz, Mining Engineer, Coal and Nuclear Minerals Division, DOE

- 政府から 48 ヶ月間のリース契約で元は湿地帯のこのサイトを借りて CGS ( Concrete Gravity Structure ) を建設している。サイトの開発を始めたのは昨年 ( 1998 ) 10 月からで、今年の 4 月まではサイトの建設 ( ドック、発電設備、労働者宿舎等の整備 ) にかかり、その後実際に CGS の建設に取り掛かった。今年中に残り半分と、上部のシャフトが完成する予定。現在のペースだと工事は 3 4 週間早めに終わる予定。
- CGS は 80,000t のコンクリート構造物 ( 底面の厚さは 1.2m ) だが、中のセルは空いているので、浮くことができる。完成後は、ドックに海水を入れ、各部のチェックをした後、堤防を崩して外洋に牽引する ( 来年 6 月に約 2 週間で実施する予定 )。来年の 9 月 1 日に実際の設置地点の深度 45m 海中に設置する予定だが、その際にはセルに鉄やバラスを入れて沈める。設置海底面はバラスで整地される。コンクリートは不浸透性の特殊なものを用いており、貯蔵したコンデンセートは外に漏れることは無い。
- 2001 年にはシンガポールで建設される生産設備及び居住区等の上載構造物が設置されて、海上施設は完成する。
- CGS をこのようなドックで建設するのはまだ世界で 3 , 4 例しかないが、大きさは北海油田のものと比較すると非常に小さい ( Baby 級 )。ちなみに北海油田の CGS はノルウェーのフィヨルドを利用して、海上で順次組み上げられた。
- CGS の建設コストは 50 ~ 60M\$ で、サイト建設、終了後の整備 ( 終了後は政府がマリーナにする計画を持っている ) を含めた総コストは 100M\$ 程度となる。
- 現在 1350 名の労働者がここで働いている。作業は 24 時間体制で、14 日シフトで 12 日間働いて 2 日間が休み。
- 地元との関係を非常に重視しており、労働者も地元から雇用し、2 週間に 1 度は必ず地元民とのミーティングを持ち、騒音、臭気等どんな小さな変化についても話し合っている。

( 6 ) Philippine National Oil Company Exploration Corporation ( PNOC-EC )

9月27日 14 : 00 ~ 15 : 30

Rufino B. Bomasang, President & CEO

Susana Estera-Chua, Project Coordinator, Natural Gas Development

- PNOC は持ち株会社で、実際の業務はその下の PNOC-EC 等の会社が実施している。PNOC-EC は、石油やガスの探査、開発だけでなく、石炭についても同様の調査を実施している。PNOC-EC の他には、PNOC-Oil & Gas, PNOC-Coal Trading, PNOC-Energy Development Corporation ( 地熱開発を実施 ) , PNOC-Petrochemical Development Corporation 等がある。
- iBasic Survey Report of Kyosui-sei-gasu Development Project in Iloilo Basin, Panay Island,



Philippines(1982)で JICA が調査している共水性ガス資源（水にメタン等が溶け込んでいるもの）が最近 Cotabato（ミンダナオ島）で発見され、先週の金曜に出た分析結果から、JICA 調査報告書でフィージブルといっている溶存ヨウ素の濃度 40ppm に対して、90ppm 以上を確認している。日本は、この共水性ガスを抽出して得られる Iodine（ヨウ素）の世界第2位の生産国であり、前回の調査もあることから是非専門家を派遣してほしい。この専門家派遣プロジェクトのコンセプト文は帰国までに作成して今回の調査団に渡すようにしたい。従って、供給可能性としてこの Iodine を含めれば、ミンダナオについても天然ガス資源の可能性は十分あると考えられる。

- Fuga 島の天然ガス資源は、今後ボーリング調査を実施するので、遅くとも来年中旬までには現在予想されている埋蔵量 4～18TCF が実在するか明確になる。
- Cebu 島については、過去にボーリング調査が実施されたことはあったが、現在のところ天然ガス資源は確認されていない。
- PNOC-EC としては、今後も特に浅層の採掘コストの安い天然ガスの探査を進めていきたい。フィリピンは電気料金が高いが、それゆえに輸入石油、石炭からの天然ガスへの転換も容易である。
- Batangas から Manila までのパイプラインの F/S 調査は既にニュージーランドの援助でコンサルタントが実施し、フィージブルであるとの結果を得ており、今後実施に向けて資金調達（10インチ径、110km で約 40M\$）について検討していく予定。パイプラインの所有者は分からないが、政府の基本方針は民営化であり、そうなる可能性は高いが、PNOC-EC としては積極的にプロジェクトを進めていく。
- ニュージーランドが実施した F/S 調査（Natural Gas as a New Energy Source in the Philippines）では、Phase1 でマーケット調査を含む F/S 調査を実施し、Phase2 でパイプライン（輸送と配給網）の Preliminary Design を実施している。マーケット調査はパイプラインに隣接する地域の工業利用されている LPG とディーゼル油の代替のみを対象に実施しており、調査は2段階に分けて実施された。第1段階においては、いろいろな工業分野の会社に質問票調査を実施し、可能性のある業種を絞り込んだ。第2段階では、選ばれたセラミック、ガラス等の業種に絞って、パイプライン周辺の会社を訪問し、インタビューによる詳細な調査を実施した。また、簡単な地質調査や道路網、Right of way 等についても検討した。調査は、Manila 周辺地域の総使用量ベースで 24%、61 の会社、調査対象地域（パイプライン周辺）の使用量ベースで 60%の会社について実施された。
- このマーケット調査結果からは、現在残っている Malampaya-Camago の 300MW 分の天然ガスで需要を賄うのに充分であり、それでもパイプラインはフィージブル。
- PNOC-EC がニュージーランドと共同で実施した市場調査には天然ガスの家庭や商業での利用は含まれておらず、JICA 調査で実施する意味はある。工業についてもパイプラインの周辺地域のみである。また、LNG 等の供給側の調査も有益。
- 既設のパイプライン（Shell と First Philippine Holdings）を転活用するには安全性について十分に調査する必要がある。
- Batangas から Manila までのパイプラインについては、PNOC-EC で実施しているし、民間で

も（転活用の F/S を）実施していることから更に調査する必要はないと考えられる。TOR にあるパイプラインの F/S は、以前に作られた TOR にあった項目が、その後の事態の変化をフォローしていないために残ったものと思われる。

- Trans-ASEAN-pipeline の F/S 結果は 2001 年には明らかになる予定。

( 7 ) Shell Philippine Exploration B.V.

9月28日 11:00 ~ 12:00

Carlo S. Pablo, Gas & Power Market Development Manager

Joanna Hughes, Natural Gas Development Manager

- 天然ガス需要予想：2002年には Malampaya ガスの供給が始まり、2700MW の発電にガスが供給される。また San Pascual の300MW、2004年からは IPP の Magellan の300MW、2005年に Luzon の1000MW 発電の需要が予想される。さらに工業・商業用として30~70MMscfd のガスが見込まれている。
- Tabangao ガスのネットバック価格：1997年時点の Tabangao のガスのネットバック価格は US\$4.0/kWh である。算定前提は電力価格を NPC の 2.5ペソ/kWh および Meralco の 4.0ペソ/kWh、US\$1が40ペソ、そして発電効率を33%とした。
- Batangas-Manila パイプライン：Batangas-Manila パイプラインについて既存のブラック油パイプラインが転用できるか机上スタディを行った。パイプラインの仕様は天然ガスの輸送には問題なく、またサイズについても充分であることが分かった。メンテナンス記録およびパイプの状態について調査する必要がある。この既存のパイプラインは1965-1970年に建設されたものである。問題点は現在輸送しているブラック油を Malaya 発電所へ輸送する方法であるが、バージで Manila 湾を通り、川を使って Lagoon Bay にある発電所へ運ぶ方法が考えらる。
- 仮に既存パイプラインが使えない場合、既存の有料道路沿いにパイプラインを敷設する方法がある。この道路はカランバよりケゾンまで通る予定である。Batangas までは20kmで Right of Way は6mあり、今年度中に建設に入る。Batangas よりインターナショナルポートまでは5kmである。新設パイプラインの建設費は現在建設している Tabangao ñ Santa Rita の8kmで150万ドルおよび Tabangao ñ Ilijan の2kmで120万ドルをベースに考えて新設の70kmのパイプラインでは700万ドルと予想される。このパイプライン沿いのマーケットは Gas Fired Cogeneration と商業ビルの冷房に用いられると考えている。またロペスグループの工業団地がパイプライン近辺に計画されており、団地用に65MW のガスタービン発電所の設置が予定されている。この工業団地はその他の工業団地の典型例であり、これらの工業用地が立ち上がれば、需要が増えると予想される。
- 新設パイプラインの建設スケジュールは、楽観的に考えて建設に2年、プロジェクトのファイナンスおよび許認可に1年とすると、今年中に始めれば、2002年末にガスが供給できると考える。

- ガス供給可能性：Malampaya ガス供給の可能な量は、パイプライン能力は650MMscfd であるが、プラットフォームの設備に制約があるため500MMscfd を若干超えた量である。この値は3000MW の発電所に供給可能なガス量で平均値ではない。Malampaya ガス供給に引き続き、San Martin および SC38 の鉱区でのガス供給が見込まれる。ポテンシャルマーケットの予想から、ガス供給量は Malampaya だけでは足りないため、国内でガス産出の可能性のある Fuga および中部フィリピン、LNG 輸入、そして Trans ASEAN パイプラインが供給源として予想される。ASEAN のガス埋蔵量は合計184TCF と予想され、インドネシア、マレーシアが量的には多く、フィリピンは約2%である。LNG は短期的な供給源として考えられ、輸入先としては、インドネシア、マレーシア、ブルネイ、オーストラリアである。また長期的には ASEAN Trans パイプラインが考えられる。
- ガスマーケットの新しい情勢は次の通りである。
  - 今後のガス利用の拡大は、エネルギーマーケットからも強い関心を持たれている。
  - ガス利用は、新規の発電や工業用および商業用として魅力がある。
  - 成長するガス需要を満たすためには現在の Malampaya のガス量だけでは不足し、新たなガスが必要となる。
  - 国産のガス利用は優先すべきであるが、新たなガスとして近隣の ASEAN 諸国からの輸入も可能である。
  - Malampaya プロジェクトで建設されたインフラは、長期的に見れば ASEAN パイプライン網に貢献する。
  - 小規模の LNG 輸入はガス利用促進の観点から将来の国産ガス開発を支援する。

#### ( 8 ) Manila Gas Corporation

9月28日 14:00 ~ 15:00

Basilio R. Tagorio, Vice-President

Glen S. Sadian, Operation Manager

- Manila Gas Corporation は国営会社の National Development Company の傘下であり、国営会社である。1912年に設立され、地下ガスパイプラインの営業権を保有しているが、1991年から都市ガス供給のため地下ガスパイプラインは運転していない。この理由は1986年に都市ガスのインセンティブを政府が解除したため、LPGより都市ガスが高くなり売れなくなったためである。ただし、地下ガスパイプラインの営業権は1962年より50年間保有している。現在の従業員は約120名。
- 現在はLPGの販売を行っており、シェアは約8%である。LPGの販売は大手としてCaltex、Shell、Petronがあり、Manila Gasは4番目である。その他小業者がある。LPGの供給は50%が輸入で残りは大手3者より購入している。
- 2週間前に Shell と共に Board of Investment ( Trade and Industry の傘下 ) で、天然ガスの配

給網について協議を行った。Shell は我々の持っている営業権を使って我々と一緒に事業を進めるべきだと思うが、Shell は独自にパイプラインを敷設するつもりかもしれない。天然ガス配給網を誰が実施するかは決めるのは政府。何れにしても、5～10 年後には天然ガスが配給網を使って普及していると思う。

- 都市ガスのパイプラインは 1912 年から順次建設されており、主幹パイプサイズは 14 インチで、枝管は 3/4 インチである。パイプライン網はほぼメトロマニラをカバーしている。（都市ガスパイプライン図を参照）。ガス配給網をマニラで持っているのはマニラガスだけ。パイプライン網としては、Shell の Oil 用のものがある。
- 天然ガスの配給網として都市ガスの配給網を使う場合、サンプルを採取して調査する必要があるが、1983 年および 1986 年に大阪ガスが JICA 調査団として行った“都市ガスパイプラインのリハビリ調査”の時点では問題なかった。
- 都市ガスパイプラインの内側にプラスチックをコーティングする技術が British Gas から提案されており、再使用時の老朽対策の選択肢の一つと考えられる。

( 9 ) National Economic and Development Authority (NEDA)

9月30日 16:00～16:30

Vanessa Agnes F. Dimaano, Economic Development Specialist, Public Investment Staff

Violeta C. Conde, Chief, Public utilities Division, Trade Industry & Utilities Staff

Dennis A. Lim, Senior Economic Development Specialist, Trade Industry & Utilities Staff

調査団より、今回の調査の結果概要を説明し、DOE との間で署名交換した M/M を手交した。NEDA からは、今後も必要な協力、情報があれば協力したいとのコメントがあった。

## 第3章 フィリピン国の社会・経済状況

## 第3章 フィリピン国の社会・経済状況

### 3 - 1 社会状況

#### (1) 国の概要

国 名：フィリピン共和国 ( Republic of the Philippines )

国土面積：30万km<sup>2</sup> (日本の約0.8倍)

人 口：7,553万人 (1997年)

一人当たりGDP：1,088米ドル (1997年)

首 都：マニラ

民 族：マレー系が多数。他に中国系、スペイン系及び少数山岳民族

主要言語：公用語はフィリピーノ語 (タガログ語を母体とした国語) と英語

宗 教：カトリック (約85%)、イスラム教 (約5%)、プロテスタント (約3%)

通 貨：ペソ (1米ドル = 40.98 ペソ(1998年1~9月平均) アジア通貨危機以降、ペソ安の傾向が続いている。

#### (2) 政治

フィリピンには、紀元前から様々な民族が住んでいたが、マゼランの発見によりスペインが長く支配。その後、アメリカ、また、第二次大戦中は日本にも一時支配された。

1946年、ロハス初代大統領のもとに、フィリピン共和国として独立。1965年に誕生したマルコス政権は、その後独裁政治を行い同族支配を固めていった。これに対する人民の怒りが爆発し、1986年マルコス政権は終焉を告げ、アキノ政権が発足。アキノ政権は着実に軌道に乗りつつあったが、その後度重なる自然災害や世界情勢の変化、さらには電力不足の影響で経済も大きな打撃を受けた。

その後、1992年アキノ政権を引き継いだラモス政権は、順調に経済回復を行ってきたが、アジア通貨危機の影響で任期2年目を迎える現 エストラダ政権の現在まで厳しい状況が続いている。

なお、今なお貧富の差は大きく、特に、ミンダナオ島を中心にイスラム教徒であるモロ族が独立を目指して武力闘争を続けている。

#### (3) エネルギーの状況及び政策

1992年に施行されたエネルギー省条例 ( Department of Energy Act of 1992, R.A.7638, December 9, 1992 ) には、以下のように記されている。

- 持続可能で、必要十分なエネルギー供給を経済的に行うこと。目標としては、民活によるエネルギー開発や省エネルギーによって、エネルギー自給のアップを目指す。
- 各種プログラムを有効に活用 (統廃合や協調的施行) することで、環境へ負担をかけることなく、エネルギーの生産性の向上及び自給をめざす。

1990年代前半からの順調な経済成長も、97年央の通貨危機に端を発したアジア全体の経済危機によりフィリピンにおいても様相が一変し、先行き不透明な状況になっている。

このような状況下でエネルギー省は、上記の政策目標達成に向け、下記の具体的施策に基づくエネルギー計画（ENERGY PLAN(1998 - 2035)）と題し、自国のエネルギー需給見通し改訂版を公表している（1998年）。1998年から2035年までと、実に37年間の長期見通しを行っているが、前政権下時代にベースが策定されていることや、超長期の見通しであることからフィリピン当局も不確実性をもったものであるとの言及。ここでは細部については、10年間（1999年 - 2008年）の見通しをもとに述べる。

### 1) エネルギー計画政策目標

継続的な国内資源の探査・開発によるエネルギー自給率の向上

経済性と安定供給の面から国内外資源の多様化

新エネルギー、再生利用可能エネルギーの利用拡大

利用部門が多岐に渡る電力、石油製品の安定的、効率的供給

エネルギー利用の省力化、効率化を促進

エネルギー分野における民間投資の促進

環境にやさしいエネルギーシステム導入の促進

エネルギー関連プロジェクトの計画・実施段階において、社会・環境問題に対する十分な配慮を行う

エネルギー政策立案・意思決定のためのエネルギー情報システムの構築

### 2) エネルギー供給実績

1996年の一次エネルギー供給は、27.51 百万TOEである（薪炭類を除く）。その中でも石油の占める割合が約70%と大きく、次いで地熱の約20%である。石油はほぼ全量を輸入に依存している。1986年から1996年までの一次エネルギー供給の年平均伸び率は7.0%である。うち、石油は年率8.3%と高い伸びを示している。輸送用燃料需要が増加したことが主な要因である。

### 3) 今後のエネルギー需給見通し

エネルギー全体では、1999年から2008年まで、年率6%の上昇を見込んでおり、今後10年間については、自給率のアップを図るためにも省エネルギー・デマンドサイドマネジメントの対策についても、焦点をあてているが、特に、自給率については、1998年の39%を2008年には、47%に上昇。これは、天然ガスと地熱の供給源拡大によるところが大きい。

表 3 - 1 Primary Energy Mix (in Million Barrels of Fuel-Oil-Equivalent, MMBFOE)

	1998		1999		2004		2008	
	Vol.	%	Vol.	%	Vol.	%	Vol.	%
INDIGENOUS ENERGY	93.87	39.3	103.8	42.3	145.6	45.7	195.4	46.9
oil	0.26	0.1	0.16	0.1	3.16	1.0	13.94	3.4
gas	0.02	nil	0.02	nil	21.45	6.7	28.74	6.9
coal	4.24	1.8	5.57	2.3	7.05	2.2	17.28	4.2
hydro	7.20	3.0	9.06	3.7	10.93	3.4	16.62	4.0
geothermal	13.74	5.8	18.77	7.7	22.95	7.2	27.53	6.6
new and renewable energy	68.42	28.7	70.22	28.6	80.06	25.2	91.32	21.9
IMPORTED ENERGY	144.9	60.7	141.6	57.7	172.7	54.3	221.0	53.1
oil	129.9	54.4	114.2	46.5	141.7	44.5	181.3	43.5
coal	14.9	6.3	27.4	11.2	31.0	9.8	39.7	9.5
TOTAL ENERGY	238.8	100	245.4	100	318.3	100	416.5	100
self-sufficiency %	39.31		42.30		45.73		46.92	

(Phillipine Energy Plan 1999-2008)

(石油)

人口の増加や経済成長により、エネルギー源を石油に頼るところは大きい。L P Gは、料理など家庭での消費が増加し、急成長の見通しである。自動車用のガソリンは、今後10年間で7.3%の増加の見通しである。

表 3 - 2 Petroleum Product Demand Forecast (in Million Barrels ,MMB)

	1998		1999		2004		2008	
	Vol.	%	Vol.	%	Vol.	%	Vol.	%
L P G	10.44	7.4	11.47	9.1	18.40	1.4	27.37	12.5
Kerosene	4.98	3.5	4.99	4.0	5.71	3.5	6.25	2.9
Diesel	44.35	31.4	43.16	34.2	54.54	33.7	66.71	30.6
MoGas *1	23.02	16.3	24.25	19.2	33.66	20.8	45.86	21.0
Avfuel *2	5.58	3.9	6.60	5.2	9.35	5.8	12.70	5.8
Fuel Oil	53.10	37.5	35.72	28.3	40.06	24.8	59.46	27.2
TOTAL	141.47	100.0	126.18	100.0	161.73	100.0	218.34	100.0

\*1 Motor gasoline includes premium,unleaded,and regular gasoline

\*2 Aviation fuel includes aviation turbo and aviation gasoline

(Phillipine Energy Plan 1999-2008)

(電力)



電力需要は、1999年の43,010GWhから2008年には、93,901GWhと9.1%の増加である。地域別でみると、ミンダナオ島の10.5%が高い。これは、2001年のThe Philippine Integrated Steel Project による効果である。また、次いで上昇率の高いビサヤス地域は、電化率のアップに伴うものである。

表3-3 Electricity Demand in Gwh

	Luzon	Visayas	Mindanao	TOTAL
1998	31,506	4,485	5,848	41,839
1999	32,564	4,501	5,945	43,010
2004	48,465	7,450	10,196	66,111
2008	68,367	10,908	14,626	93,901

Average Growth Rate(%)				
1999-2004	8.3	10.6	11.4	9.0
2004-2008	9.0	10.0	9.4	9.2
1999-2008	8.6	10.3	10.5	9.1

(Phillipine Energy Plan 1999-2008)

#### (天然ガス)

天然ガスは、カマゴ - マランパイヤ・ガス田の開発により、1998年の7万BFOEから、2002年には2010万BFOEに伸び、用途別では発電が最も多く、全体の85%を占める。特に、サンタリタに1,000MWのコンバインドサイクル発電が開始される。

当該ガス田のポテンシャルは、3,000MWクラスのガス火力発電プラントを20年以上操業するのに十分な資源量である。パイプライン沿線の企業供給網の拡大や投資により、LPGや席結い石油から天然ガスへの転換等需要拡大は、かなり見込める。この他、家庭や、運輸部門での利用が見込まれる。

#### (石炭)

1998年には、石炭の消費は5,711MMTとなると推定され、1年前と比べ20.8%の増加である。これは、発電向けの石炭火力用の大幅増による。一方、セメント産業用は、減少している。

10年間の見通しでは、1999年の9,790MMTが2008年には16,898MMT と大幅に上昇し、発電用比率は約88%となる。

### 3 - 2 経済状況

#### (1) これまでの状況

1965年から21年間続いたマルコス大統領による専制体制が終わり、1986年2月アキノ政権が発足した。アキノ政権は、就任当初より機構改革を進め、経済再建に取り組んだ結果、実質経済成長率も僅かながらプラスに転じるようになった。さらに、1987年から1989年にかけて5~6%の成長率を維持し続け、アキノ政権の経済改革は軌道に乗りつつあった。しかしながら、1990年代に入り、度重な

る自然災害や湾岸戦争、さらには電力不足の影響で経済も大きな痛手を受けることになる。

まず、1990年の前半は大規模な干ばつのあおりで水力発電所が稼働できず、3月下旬から7月上旬にかけてルソン島でほぼ連日停電が続いた。その後、バギオ地震、イラクのクェート侵攻により、中東の出稼ぎ労働者からの貴重な外貨獲得源が先細りになった他、原油高が経済に与えた影響は極めて大きかった。その後も、ピナツボ火山の大噴火により周囲の農地ばかりでなく、中部ルソンに拠点を置く輸出志向型企業約400社にも被害を出したこと等、また慢性的な電力不足を主要因として国内の経済活動は低迷した状況であった。

その後、アキノ政権を引き継いだラモス政権（1992年発足）は、フィリピンの経済力をアジア NIES諸国と同程度まで引き上げることを目標に、積極的に外貨を導入する政策を実施した。また、国営企業の民営化を通じて財政収支の改善と投資環境の整備を図ることが目指された。こうした経済政策を実施した結果、I P Pの進出による電力不足の改善等と相まって、1993年後半から経済は回復基調に転じていた。

## （2）現在の状況

ラモス政権(1992～1998年)の下で順調に経済回復を図ってきたが、1997年中央に発生したアジア通貨危機の影響で1998年のGDP成長率は1.5%と、1997年の5.3%から減速する見通しである。また、1998年の財政収支は1994年以来5年ぶりに赤字に転落することとなった。増加傾向にある銀行の不良債権比率（98年9月末で11.4%）も高い失業率(同年7月で8.9%)、高止まりしているインフレ率(11月11.2%)などは大きな懸念材料である。

アジア通貨危機は、フィリピンにおいては近隣諸国と比較してそれほど深刻ではなかったものの、経済成長率の悪化（実質GDP成長率97年5.2%、98年0.5%）、インフレ率の上昇(97年5.0%、98年9.6%)、財政収支の悪化(GDP比97年0.1%、98年1.9%)といった指標からも明らかのように、経済成長と貧困状況に対して大きな負の影響をもたらした。

フィリピンは、地理的優位性（東南アジア域内の中心に位置し、域内のハブ的役割を担える）と言語的特質（英語を公用語。外資系企業の進出容易。積極的労働力送付。）を有しているが、道路、交通、通信等のインフラ整備が遅れており、これが全ての産業の発展の足枷せとなっている。エネルギー総需要の四割以上を輸入の石油に依存し、国産エネルギー源の開発と有効利用を主とした石油代替エネルギーへの転換を図り、低価格の安定したエネルギー供給網の整備も経済への影響は大きいと考えられる。

## （参考文献）

- ・「PHILIPPINE ENERGY PLAN 1990・2008」,  
the Phillipines Department of Energy , 10 February 1998
- ・「アジア・太平洋地域の天然ガス需給動向に関する調査報告書」,  
財団法人、日本エネルギー経済研究所, 平成11年3月31日
- ・電力調査会資料, 1998年

## 第4章 フィリピン国の天然ガス開発、輸入計画

## 第4章 フィリピン国の天然ガス開発、輸入計画

### 4-1 天然ガス開発の現状

フィリピン群島は世界で最も複雑な地形を示す地域の一つであり、地質構造も極めて複雑である(図4-1に地質構造を示す。)。しかしその構造を大局的に区分すれば、北北西-南南東方向に連なる一連のスラスト断層によって二つの地質区に分けることができる。このスラスト列の東側はフィリピン群島の大半を占め、弧状列島系(Island Arc)を構成している。また西側はパラワン島、スル海、セレベス海に連なり、スラスト断層を介して東側の弧状列島系ブロックの下位にもぐり込んでいる。東側のブロックにはさらに弧状列島系中央に北北西-南南東に走向する横ずれ断層があり、この地域の地質構造をさらに複雑化させている。この弧状列島系には第三紀初期より Back Arc Basin が形成され、幾つかの第三系堆積盆地が発生している。これらの盆地では古くから油徴・ガス徴が知られており、一部の地域ではすでに一世紀も前から石油探査が行われている。

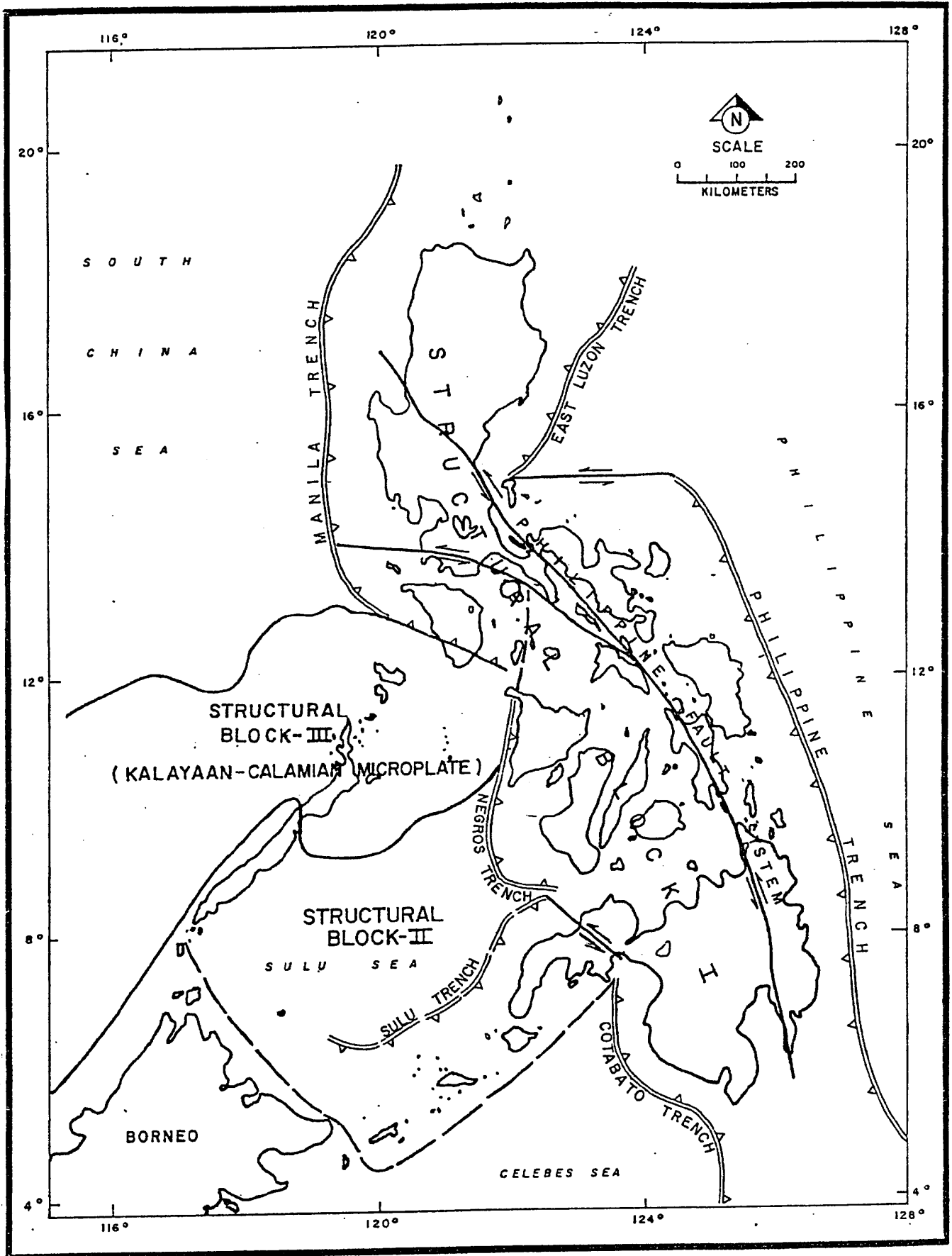
フィリピンは一応産油国ではあるが、その他のアセアンの産油国に比べれば遥かに産油量は小さい。同国では1970年代の後半に、Palawan 島北西部の海域で小規模な油田が相次いで発見され、その内のいくつかは開発されたが枯渇するのも早く、1994年の生産量は同海域の West Linapacan 油田と Nido 油田(間欠生産)からの合計 9,100 BPD にすぎない。受領した資料によれば、1999年8月5日の時点で、いわゆる生産分与契約(PSC)に相当するサービス契約(Service Contract)でアクティブなものは6件、また、より石油会社のオブリゲーションが緩い GSEQ(Exclusive Geophysical Survey and Exploration Contract)でアクティブなものが16件と、石油会社の活動も活発ではない状況が窺える。

天然ガスの生産についてはこれまでほとんど知られておらず、収集資料より Luzon 島北部の Kagayan で 3MW の発電所向けに、また、Cebu 島北部で Cophil Exploration Corp.により 5MW の発電所向けにガス開発が行われていることが判明したが、いずれもパイロット・プラントと呼んでも良い程の小規模のものとのことである。従って今日まで、フィリピンでは商業規模の天然ガス開発は事実上行われておらず、Shell Philippine Exploration B.V.(SPEX)と Occidental Philippine Inc.(Oxy)が計画している Palawan 島北西沖の Malampaya/Camago 油・ガス田の開発が、同国にとって最初の本格的な天然ガス開発プロジェクトになる。

#### (1) 開発政策

フィリピンにおける石油・天然ガスの探鉱・開発に関する法的な枠組みは、1972年12月に公布された大統領令 87号により、それまでの利権契約からインドネシアの PS 契約をモデルとしたサービス契約(SC)に移行した。サービス契約の条件は度々改正されたが、1983年の大統領令 1857号で大水深鉱区(面積の85%以上が水深200mを越える鉱区)に対するインセンティブを導入した以外はいずれも小幅な改正で、現行のシステムも大筋で導入当初のシステムと同様となっている。その内容の主なものを挙げると以下ようになる。

- フィリピン側の契約当事者はエネルギー省であり、PNOC(Philippine National Oil Company)



## STRUCTURAL BLOCKS

図 4-1 フィリピン国における地質構造

ではない。

- 設備等資産の所有権はコントラクターにあり、これは生産終了後も変わらない。但しコントラクターは、生産終了後 1 年以内に設備を撤去する必要がある。
- 探鉱期間は 7 年間で、通常の鉱区で 3 年間、大水深鉱区では 5 年間の延長が認められる。この間に原油・ガスの発見があれば、評価用に更に 1 年間の延長が認められる。探鉱義務の例として、通常鉱区で最初の 2 年間に 3 坑井の掘削、大水深鉱区で同期間に 2 坑井の掘削などがある。
- 鉱区返還は、5 年後に 25%、延長された場合は 7 年後に更に 25%となっている。
- 生産期間は、10 年間の探鉱期間の残存分プラス 25 年で、その後契約条件を再交渉した上で更に 15 年の延長が認められる。
- コスト回収は収入の 70%まで認められており、その対象は、FPIA ( Filipino Participation Incentive Allowance )、操業費、減価償却、政府の承認を得た開発・生産のための借入金金利の 2/3 となっている。
- FPIA は、サービス契約へのフィリピン人 ( 個人およびフィリピン人が 60%以上を所有している法人 ) の参加を奨励するもので、その参加シェアにより全収入の最大 7.5%までをコスト回収の対象とできる。7.5%を回収するために必要なフィリピン人シェアは、通常の鉱区では 30%超、大水深鉱区では 15%以上となっている。
- 減価償却は、定額法または残高低減法のどちらかをコントラクターが選べることになっている。償却期間は 5 年間。
- 大水深鉱区に対するインセンティブとして、複数鉱区にまたがるコスト回収と生産開始前 10 年間の操業費のコスト回収が認められている。10 年以上前の操業費についても、年率 20%で減額したものが回収できる。
- 原油・ガスの販売により得られた利益の配分は、政府が 60%、コントラクターが 40%となっている。
- 所得税 ( 税率 35% ) は、政府が払う。
- 生産された原油やガスの価格は、自由市場での価格が認められる。

このような契約条件は東南アジア、アフリカ、北海地域諸国の条件の中で最もコントラクターに有利とされているが、フィリピン政府は一層の探鉱活動の促進を目的として、フィリピンには上記で述べたサービス契約以外に Exclusive Geophysical Survey and Exploration Contract ( GSEC ) と Non-exclusive Geophysical Permit ( NGP ) と呼ばれる方式を採用している。これらは名称から分かるとおり、石油会社が大きなオブリゲーションを背負うサービス契約にコミットする前に探鉱を行うことを認めるもので、探鉱の促進策であり、開発に移行する場合はサービス契約を締結する必要がある。

GSEC は、石油会社に設定されたエリアで独占的に探鉱活動を行う権利を与えるもので、期間は 1 年であるが、義務となる物理探鉱に加えて試掘を行う場合は延長が認められている。更に GSEC 締結の際にサービス契約が事前に交渉されていれば、石油会社は GSEC の期限切れの際にこれをサービス契約に切り替えるオプションを与えられる。NGP は、石油会社に物理探鉱を行う非独占的な権利を与えるものであり、期間は半年間となっている。建て前は非独占的であるが、これまで同一エリアに複

数の会社に権利を認めたことはなく、運用上は独占的な権利を与えるものとなっている。これら全ての契約において政府所轄機関はエネルギー省（DOE）である。

下記に各契約にて活動を行なっている会社名と地域を示す。図4-2にその活動地域を示す。

表4-1 フィリピン国における天然ガス開発状況

Service Contract (SC)

No.	会社名	地域
6	Philodrill Corp.	Offshore NW Palawan
14	Alcom Production	Offshore NW Palawan
37	PNOC-Exploration Corp.	Isabela, Cagayan Valley
38	Shell Phils. Explo.	Offshore NW Palawan
40	Forum Exploration	North Cebu
41	ARCO Philippines	Sulu Sea
42	Socdet Production	Offshore NW Palawan

Geophysical Survey & Exploration Contract (GSEC)

No.	会社名	地域
73	PNOC-Exploration Corp.	Cotabato
75	Vulcan Industrial	Central Luzon
76	Globex Offshore	Ragay Gulf
84	PNOC-Exploration Corp.	Babuyan Channel
87	Philodrill Corp.	Sibutu
88	PNOC-Exploration Corp.	Offshore Mindro
89	Petrofields Corp.	Agusan-Davao
90	Basic Connsolidated	Lingayen Gulf
91	Shell Phils. Exploration	Offshore SW Palawan
92	Forum Exploration	Manila Bay/Cavite-Batangas
93	Alcom Petroleum	East Visayan Sea
94	Trans-Asia Oil	Offshore W Palawan
95	Socdet Production	Offshore SW Palawan
96	Murphy Philippines	Offshore NE Palawan/Cuyo
97	Dragon (Far East)	Reed Bank
98	Phiodrill Corp.	Mindoro

N90on-Exclusive Geophysical Permits (NGP)

No.	会社名	地域
-----	-----	----

	Pacrim Energy	Central Luzon
	Trans-Asia Oil	Offshore W. Batangas/Tables

#### GSEC Application

No.	会社名	地域
	South China Resources	Offshore NE Palawan

#### (2) 事業体制

一般的にガス事業には、上流事業者（ガスの開発生産事業）、中流事業者（生産したガスの輸送事業）、そして下流事業（ガスの販売もしくはガスを原料とする電力事業）に分けられるが、フィリピンのこれら3部門事業についての法的な枠組みは以下の通りである。

##### 1) 上流部門

ガス事業の上流部門の法令は DOE に委任されており、主として Energy Resources Development Bureau (ERDB)が実施しており、サービス契約の実質上の当事者である。また 1987 年に Board of Energy が Energy Regulate Board に改編され天然ガスや輸送価格を制定する権利が与えられた。すなわち、価格以外の法的管轄は DOE であり価格の法的管轄は ERDB となっているが、この分割的な統括体制はガス産業の経済的な法規制の推進を混乱させ困難にしている。

##### 2) 中流部門

1995 年 6 月 15 日に出された「フィリピンにおける天然ガスの総合的開発および利用に係わる政策ガイドライン(DOE Circular No.95-06-006)」では、輸送および配給パイプラインのような資本集約や自然の成り行きとして生じる独占的要素の強い事業に対して誰にでも得られる機会を与え、ガスの供給には競争の原理が必要であるとしている。

##### 3) 下流部門

1971 年に交付された Oil Industry Act が最終的に 1998 年に Downstream Oil Industry Act になり、特別な営業権のある地域にガスパイプラインでガスの配給を行っている会社に対してガスに課金できる明確な法的規制が必要であるとしている。

上記が現在各部門に対する法的枠組みであるが、実際にはガス事業がこれからであるため具体的な法規制はない。

Camago/Malampaya プロジェクトの場合、SPEX 社が上流・中流部門である生産およびガス輸送を行っており、SPEX 社はこのプロジェクトの開発にあたり、初期の 400MMscfd のガス生産量に対して下流側の市場を必要としたが、1990 年 12 月に SPEX がサービス契約に参入するにあたり、同社は政府に対して、商業規模のガスが発見された場合、価格は後日の交渉に委ねるもののそのマーケットを保証するよう求め、政府はそれに同意した。即ち本プロジェクトにおいては、販売先の確保というガス開発で最もクリティカルな部分は、最初から政府がその役割を担うという仕組みができあがっていた。このプロジェクトの事業体制を図 4-3 に示す。



# PHILIPPINES

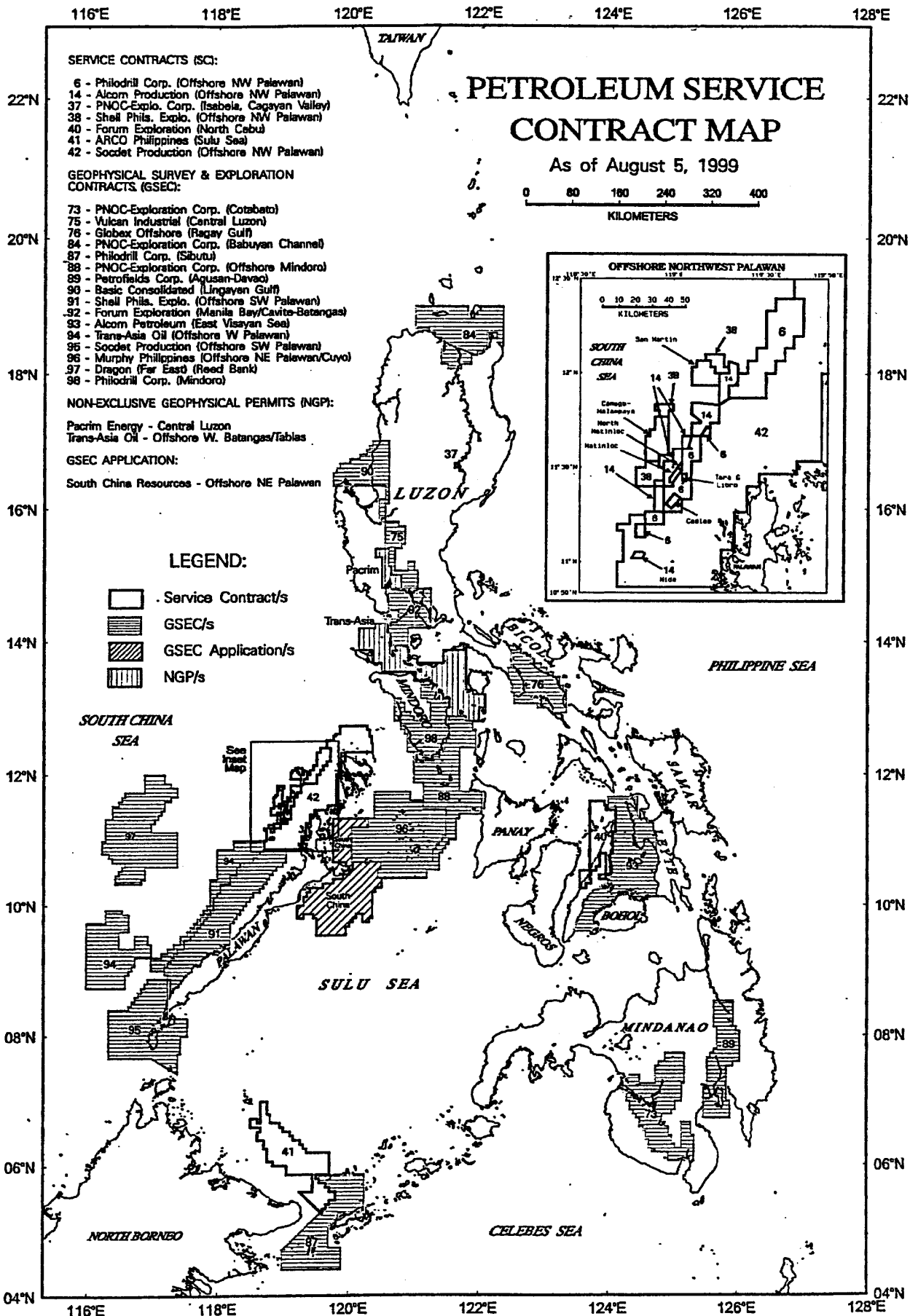


图 4-2 石油矿区图

1994年8月までに2.5 TCFの確認埋蔵量を得た SPEX/Oxy は、3,000 MW 規模の需要が確保でき、需要家との長期供給契約が締結できるなら、商業ベースでの生産を行うべく開発に移行する意志を政府に伝えた。そしてそのスケジュールとして、2001年1月までに2,000 MW、更に2002年1月までに1,000 MW との要求を出した。これに対して DOE は積極的に対応し、以下のような措置をとった。

Camago/Malampaya のガスを燃料とする発電所が2001/2002年に稼働するまでは、Luzon 島にはガス以外を燃料とする大規模なベースロード発電所を建設しないことを SPEX/Oxy に確約した。ガスの需要家として発電所を建設する役割を、Luzon 島の2大電力卸売会社である NPC( National Power Corporation ) と MERALCO ( Manila Electric Company ) に割り振った。

NPC と MERALCO から、発電所を SPEX/Oxy の要求する規模とタイミングで建設する旨の確たるコミットメントを取り付けた。

SPEX/Oxy に対して、ガスの長期供給契約を需要家と直接交渉することを認めた。

ガスに関連する事柄を処理し、Camago/Malampaya プロジェクトの迅速な立案と実行を図り、フィリピンにおけるガス工業の基礎を築く目的で、DOE 内に Gas Office を設置した。

民間セクターの最大限の参加を奨励し、政府の役割を規制に限定することを中心とした、基本的なガス政策を公表した。

Camago/Malampaya プロジェクトに関わる全ての面で政府全体にわたるサポートを継続し、勃興するフィリピンガス工業における重要な政策的および制度的問題を検討するために、関係省庁から構成する Philippine Gas Project Task Force を創設した。

DOE および NPC がプロジェクトにおいてその役割を果たすべく継続的な技術援助が得られるように、二国間(米国国際開発庁および豪州国際開発庁)および多国間(アジア開発銀行)からのグラントを確保した。

最終的に政府は NPC および MERALCO に対してそれぞれ1,500MW の発電に必要なガス量を引き取るよう命じた。NPC は1,200MW 発電設備建設および操業の契約の入札を行い、韓国の Electric Power Company が請け負った。一方 MERALCO は First Gas Holding Company と1,500MW の電力購入契約を結んだ。

Camago/ Malampaya の開発が、輸入石油依存からの脱却という国家エネルギー戦略上重要な意味を持つことからある意味で当然ではあるが、上に見たように本プロジェクトの形成過程は政府主導の色彩が鮮明である。ただそこでの役割は、政府自体が大規模な投資を行うというのではなく、民間の参加を最大限引き出し、その組織者と規制者となっている点に特徴がある。

### (3) 実行中の開発計画

これまで天然ガス田の探鉱が行なわれており、ガス可採埋蔵量が100BCF以上のフィールドが数カ所発見されているが、Shell Philippine Exploration B.V.(SPEX)と Occidental Philippine Inc.(Oxy)が1989年に発見した Palawan 島北西約70kmの沖合、水深約400~1200mの Camago/Malampaya



# The Commercial Structure

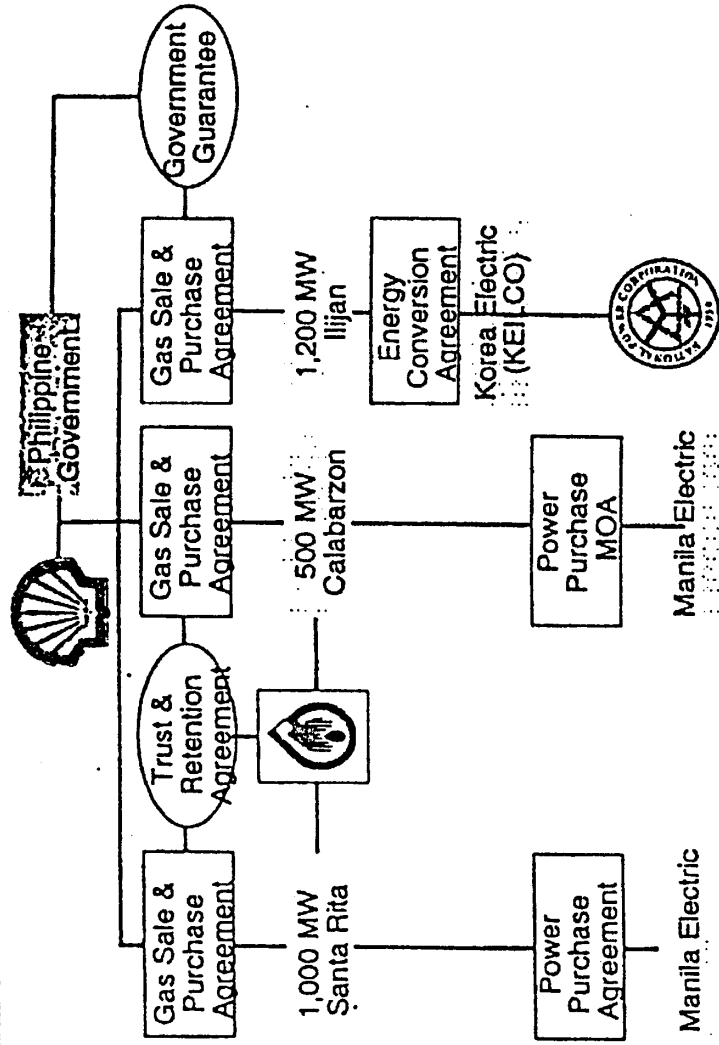


図 4-3 Malampaya プロジェクト事業体制

油・ガス田の開発が、同国にとって最初の本格的な天然ガス開発プロジェクトになる。フィリピンの歴史に於いて最大のビジネスで合計約 4 億 5 千万ドルが投資される。2001 年より 20 年以上にわたり、3Tcf のガスを 2700MW の電力に変換する開発プロジェクトである。上流側には 2 億 5 千万ドルが投資される。

フィリピン国に対する効果として、エネルギー自給率の増大、外貨の節約、雇用促進、クリーンエネルギーによる環境配慮等があげられる。

Camago/Malampaya 油・ガス田開発の経緯として、1989 年にオキシデンタル社が Camago フィールドを発見し、1990 年にシェル社がファームインし、1992 年 Malampaya フィールドが発見された。1993 年から 1994 年にかけて 3 本の評価井を掘り、商業化できる埋蔵量があることが確認された。1998 年 1 月に最終的な開発案が固まり、1998 年 5 月に開発移行宣言が出された。1998 年 9 月 15 日にシェル社はオキシデンタル社より権益を買い取り、100%の権益となった。プロジェクト開始前の支出額は約 2 億 7 千万ドルである。

Camago/Malampaya フィールドは水深約 850m で、ガス貯留層の深度は約 3500m、南北方向に約 15 km、東西に約 2km である。水深が深いため海底仕上げとなり、海底坑井 5 本、海底マニフォールドを設置する。各坑井より生産されたガスはマニフォールドに集められ、直径 16 インチ、長さ 30 km のフローラインを通りプラットフォーム上の生産施設に送られる。海底温度が低くハイドレート(ガス水和物でパイプライン中に生成、凍結すると閉塞の原因となる)の生成が予想されるため各坑井にはハイドレート防止剤が注入される。フローライン中にハイドレートが生成された場合、これをかき出すためピグ(ゴム製等による球体)を通すためフローラインが 2 本設置されている。生産施設の設計処理能力は 500MMscfd で、海底パイプラインは 650MMscfd である。

生産するにつれてガスの坑口圧力が下がるため、2010 年頃には追加の坑井の掘削と、2016 年頃にはガスコンプレッサーの設置が予定されている。

Malampaya プロジェクトの施設計画概要を図 4-4 に示す。生産施設搭載のためのプラットフォームは、水深 43m に設置され、CGS(Concrete Gravity Structure)でベースのサイズは 110m x 80m x 16m で、ベースには 61000 立方 m のコンデンセートが貯蔵できる。このベースの上に長さ 60m、直径 11m の 4 本の柱が立ち、その上に生産設備が搭載される。生産設備の重量は約 13,500 トンである。操業は自動化され、常時 18 人から 20 人で行われ、陸上基地からサテライトを用い監視および制御されている。

プラットフォームより陸上基地までは 24 インチ、504 km のガス海底パイプラインを通り送られる。パイプの調達には三菱商事、パイプのコンクリートコーティングがマレーシアで行われており、敷設開始は 2000 年 5 月でパイプラインの敷設速度は 6 km/日である。

ガス陸上施設は Tabangao に建設され、First Gas Power 社の Santa Rita 発電所(1000MW)、および San Lorenzo 発電所(500MW)、そして National Power 社の Ilijan 発電所(1200MW)に処理されたガスを供給する。Santa Rita 発電所は建設中で 2000 年はじめに操業が開始される。San Lorenzo 発電所は Santa Rita 発電所の隣に建設され、融資先が決まり、建設に入る。Ilijan 発電所は融資も決まり、サイトでの建設が開始された。陸上基地の処理施設は、顧客へのガス供給が停止しない

# Malampaya Development

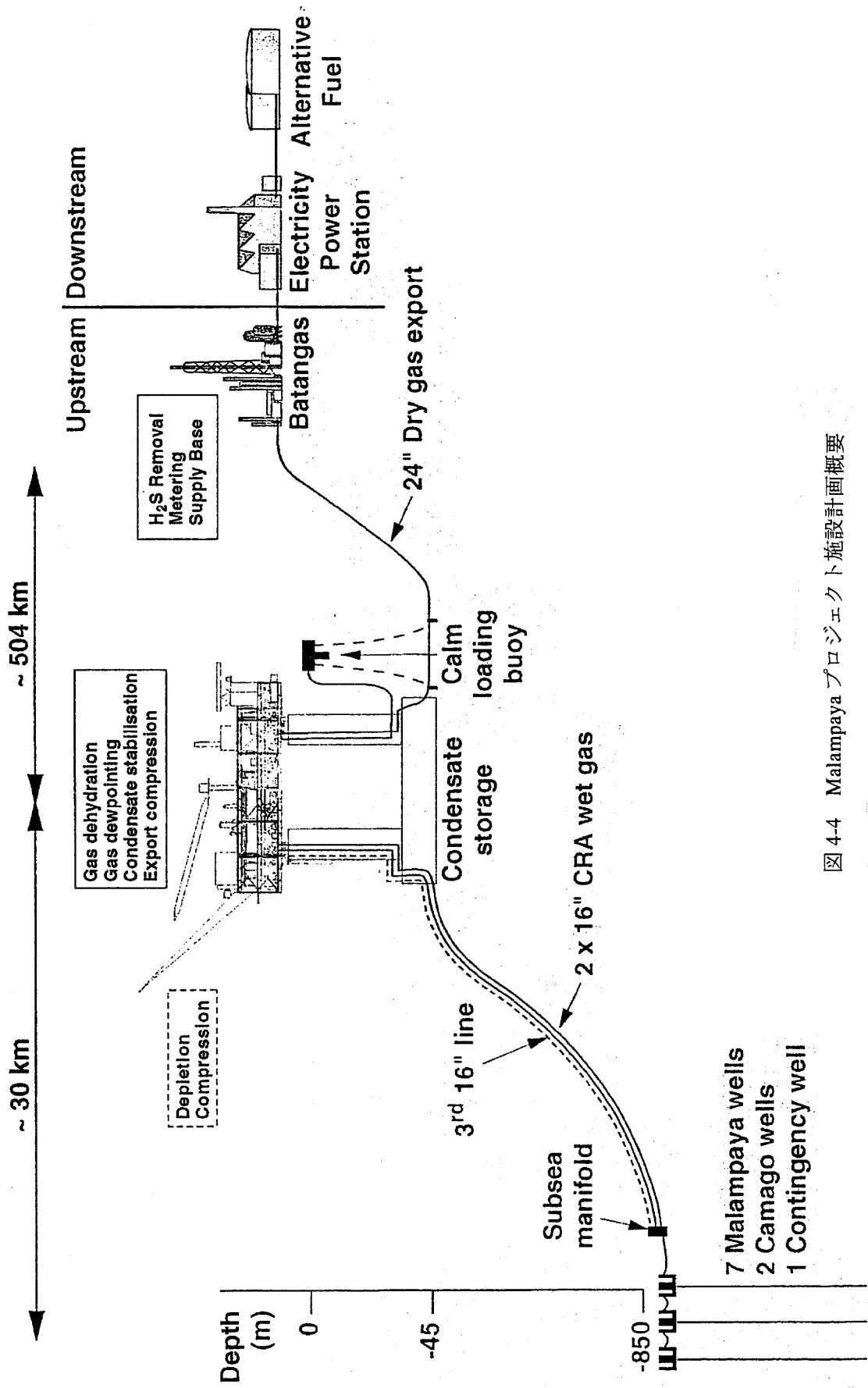


図 4-4 Malampaya プロジェクト 施設設計画概要

ように2系列になっている。

Tabangao のガス陸上施設より Santa Rita 発電所までの 8 km のパイプラインは工事が開始され、2000 年 1 月には完成予定である。

Malampaya プロジェクトは 2001 年 10 月 1 日にコミッショニングを開始し、2002 年 1 月 1 日にガスの販売を開始する。

#### 1) 開発事業コントラクターの名称および請負工事内容

SPEX 社は 1998 年 8 月に Brown & Root 社と海洋ガス田プラットフォームの設計から建設までのターンキー契約を締結した。CGS は Subic Bay で Arup Energy、John Holland Group および Van Oord ACZ のジョイントベンチャーにより建設されており、2000 年 9 月の完成を目指している。また生産施設等の上載設備は Sembawang Marine & Offshore Engineering によりシンガポールで建造中である。また Batangas のガス受け入れ基地の設計より建設の契約が SPEX 社より Foster Wheeler 社に出された。

パイプライン関連では設計は JP Kenny、敷設工事は Allseas Marine Contractors、調達には三菱商事、日本鋼管および新日本製鉄である。

#### 2) ガス契約の概要

ガス販売価格について、SPEX 社は競合関係にある燃料の価格との対比において価格を決めるべきとの基本的な考え方を表明している。SPEX は最新式の石炭火力である Sual 発電所のバーナーチップでの燃料コストが \$5/MMBTU であると説明し、最低でも低硫黄重油、高ければ LNG のバーナーチップ価格と同等とすべきとの主張を展開している。即ち、LNG であれば受け入れや再気化設備のコストまで含めたコストと比較すべきとの主張である。FGHC からの聞き取り調査では LNG 価格を調査し、この価格を基に交渉した結果、\$3.85/MMBTU に決定された。

これに対して NPC 側の主張は、Sual での石炭価格に準拠或いは LNG 価格に準拠など色々言われているが、前に述べた発電単価を競う形で行われた Iligan 発電所の入札の際に、応札者に示された燃料価格の仮定は \$2.70/MMBTU であったので、この程度の水準をもくろんでいるものと見られる。FGHC によれば、この水準は Sual での石炭価格 \$44/ton と等価とのことである。

#### (4) 確認埋蔵量

現在の Camago/Malampaya フィールドの確認可採埋蔵量はガスが 2.5 TCF、コンデンセートが 85MMstb とされており、3,000 MW の発電所を 15 年間稼働するに足る量とされているが、買い手側は発電所の稼働年数からして最低 20 年間それに 5 年延長のオプションが求められている。これは即ち、現在より埋蔵量が増えないのなら、発電所の規模縮小を意味するものであるが、現在進行中の発電建設計画では合計 2700MW の発電プラントで、さらに 300MW の発電プラントへガス供給の余力があるとされている。この点に関しては、SPEX 社の情報では楽観的であり、埋蔵量の上方修正に自信があるのではないかと見られるが、図 4-5 に示す SPEX 社による需給予測では生産 15 年以降は他のフィールドからのガスを見込んでいる。

Camago/Malampaya ガス田以外の既発見天然ガス田及び未発見であるがガス埋蔵の可能性のある堆積盆を下表に示す。

表 4-2 既発見天然ガス田

堆積盆	地域	確認埋蔵量 (BCF)
NW Palawan	San Martin	359.00
NW Palawan	Octon	3.65
Cagayan	San Antonio	3.01
Visayan	Libertad	2.00
合計		367.66

表 4-3 可能性のある堆積盆

堆積盆	推定最小埋蔵量 (BCF)	推定確実埋蔵量 (BCF)	推定最大埋蔵量 (BCF)
NW Palawan	523.0	1,505.0	2,606.0
Sandakan	6,749.0	6,749.0	6,749.0
Min.-Cuyo	1,025.0	2,801.0	2,801.0
S Palawan	306.0	1,308.0	3,185.0
Reed Bank	300.0	800.0	800.0
Cotabato	56.3	1048.6	1048.6
Cagayan	18,000.0	18,000.0	18,000.0
Central Luzon	77.9	637.0	2,594.3
合計	27,037.2	32,848.6	37,783.9

#### 4-2 国産天然ガス開発計画

上記のガス田で PNOG が操業している San Antonio ガス田では、約 1MMcfd の天然ガスが生産され、周辺地区や Santiago の一部に電力供給を行なっている 3MW の発電所へガスを供給している。セブ島の北東端に位置する Libertad ガス田では数本の試掘井が掘られており、2000 年までに小規模発電プラント向けの年間 0.24BCF のガスが生産される予定である。

さらに、Cagayan 堆積盆にある Fuga 島の天然ガス資源は、今後探掘井を掘削する予定であるので、遅くとも来年中旬までにはガス埋蔵量が明確になり、商業規模の埋蔵量が確認されれば開発の可能性はある。また Cotabato 堆積盆でつい最近掘削した探掘井で発見された地層水中のヨウ素濃度 95.5ppm について注目しており、共水性ガスの埋蔵可能性があるとし、日本に対して技術的支援を求めている。

# Domestic Gas Supply

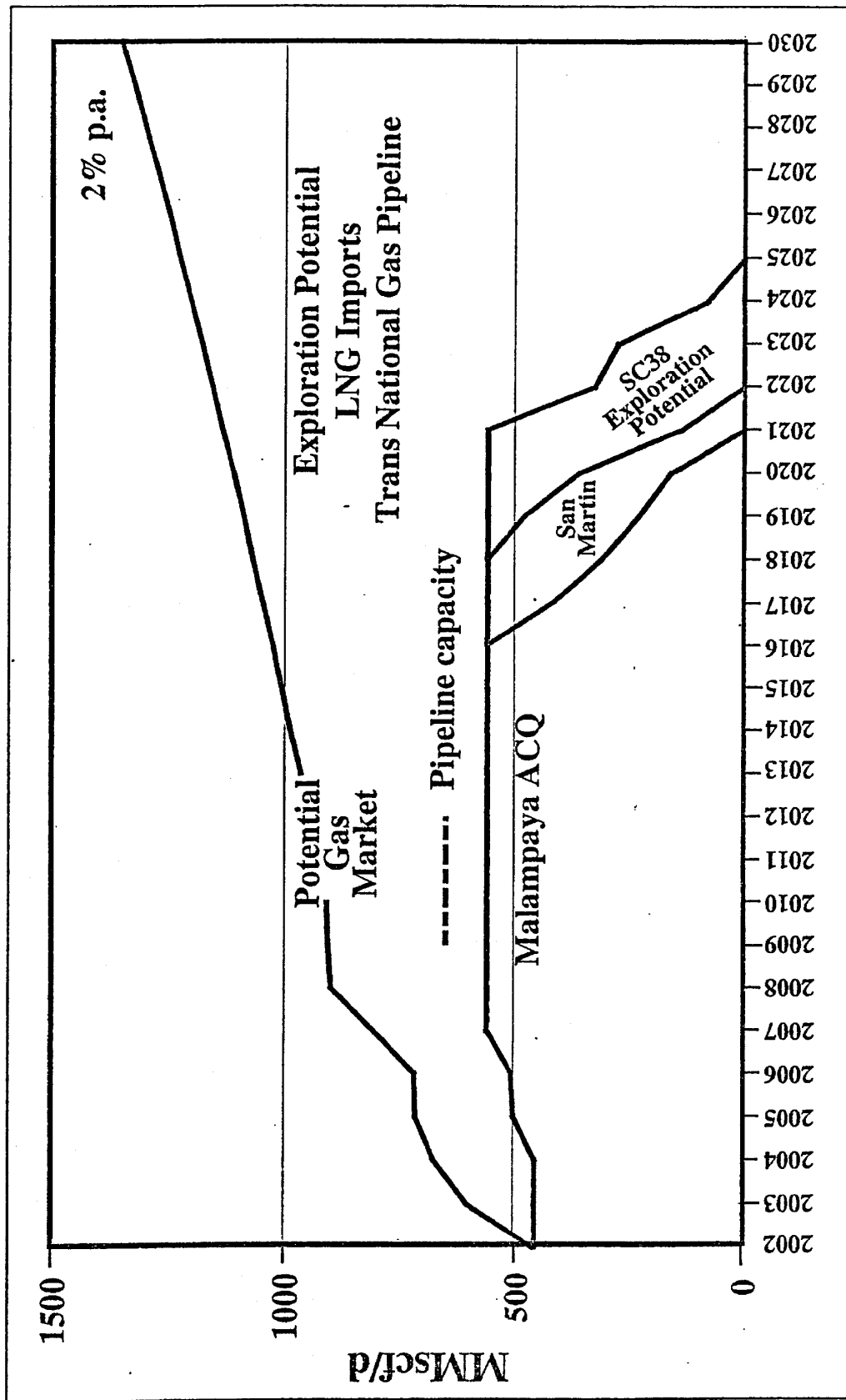


図 4-5 Shell Philippine Exploration によるガス需要予測



#### 4-3 LNG、パイプラインによる輸入計画

##### (1) LNG 関連施設建設計画

現時点では LNG 導入の具体的な計画は表れていないが、SPEX 社の需要予測では 2008 年には、ガス需要が約 900MMscfd になり、さらに年率 2% で増加すると予測している。Malampaya のガス供給最大量が 650MMscfd であるため 250MMscfd が不足し、この不足分を補うため新規ガス田開発、LNG 輸入、そして後述のトランス・アセアン・パイプラインによるガス供給の可能性を示唆している。

また PNOC 社長の Bomasang 氏によると電力等のガス供給に国内のパイプライン網のインフラ整備が必要である考え、トランス・アセアン・パイプラインの完成までのつなぎに国内のガス開発が成功しない場合 LNG 輸入が選択肢であるとしている。この場合 LNG 受け入れおよび再ガス化施設は LNG の主要ユーザーの近辺に位置するよう提言している。

##### (2) パイプライン計画の現状

ASEAN ガス・パイプライン構想は、1988 年、ASCOPE(注 1)会議の席上タイの代表から提唱されたものである。東南アジア域内でエネルギー - 資源の有効活用を計り、併せて域内経済を振興させるため、総延長約 8,000 km に及ぶガス・パイプライン網を建設し、ASEAN での埋蔵量が 433TCF とされるガス資源を融通・利用し合うという構想である。天然ガスの利用は、エネルギー - 供給の多角化に大きく寄与すること、および石油への依存度を減らしながら域内資源の有効活用および工業化を促すことから、同構想には大きな期待がかけられている。

注 1 : Asian Council on Petroleum。ASEAN 各国の国営石油会社が構成する、石油とガスの探鉱・開発に関する意見交換の場。

その後、1989 年の ASEAN 閣僚会議で AEEMTRC(ASEAN - EC Energy Management Training & Research Centre)のディレクターにより再び本件が取上げられ、実行に当たったのスタディを行うよう提案された。同結果を受け、欧州エネルギー - 関係企業および金融機関(注 2)、並びに AEEMTRC から成るコンソ - シアムにより、ASEAN ガス・パイプライン・プロジェクトに関する F/S が 1991 年末から開始され、18 ヶ月をかけて 1993 年半ばに完了している(注 3)。

注 2 : 同欧州コンソ - シアムは 1990 年春に発足、イタリアの炭化水素公社(ENI)、Agip、Agip Petroil および Snamprogetti の 4 社、並びにフランスの Total および Gas de France の両社が参加している。欧州共同体(EC)では、FS 経費として約 430 万 US ドルを融資、また、ASEAN 6 カ国およびアジア開発銀行も FS 費用を分担した、と伝えられている。

注 3 : これとは別のスタディが、各国国営石油会社(PTT、PETRONAS、PERTAMINA、PNOC、SPC(シンガポ - ル)、Prime Minister's Unit-Brunei)の共同で行われ、1990 年に完了している。

しかし、パイプラインの通過が予定されている多くの国の利害関係、すなわち、巨額な建設費用(約 100 億ドル)の負担、パイプライン使用料およびガス価格の設定、およびガス供給の安全性等解決す

べき問題が多く、その後の進展は見られない。現時点では、例えば、マレ - シア / シンガポ - ル又はマレ - シア / タイ間の国際幹線パイプラインの建設といった2 国間プロジェクトの形では一部実現し、また計画されているものもある。しかしながら、これはあくまで2 国間ベースのものであり、これが発展して ASEAN パイプライン網が実現する可能性はあるが、ASEAN ガス・パイプライン網という大構想の下での動きは全くないといって良い。

AEEMTRC および欧州企業とのコンソ - シアムによる F/S で提案されている ASEAN ガス・パイプラインの概要は以下の通りである。

- 総延長距離：7,970 km
- 主幹線ライン：6,300 km
- 陸上部分：42” x 6,875 km
- オフショア部分：36” x 1,095 km
- プロジェクト・コスト：100 億ドル

(出典：PETRONAS 資料)

提案されているパイプライン・ル - トは図4-6 に示したようなものであり、タイからシャム湾を南下し、マレ - シア、シンガポ - ル、Sumatra 島、Java 島および Kalimantan (Borneo) 島およびブルネイを経由してフィリピンの Luzon 島に至るラインである。基本的に ASEAN ガス・パイプラインの建設では、パイプラインを新設し、既設ラインに接続してガス輸送網を完成することになる。あるスタディでは、経済性維持のためには、年間 425 BCF、時間当り 49 MMCF の輸送能力が必要で、既設パイプラインの一部は、こうしたガス量に対処すべく、追加ラインの敷設等により輸送能力が増強される必要がある、としている。

またこれとは別に、図4-7 に示したような、シンガポ - ル / Batam 島から南シナ海をぬけ、マレ - シアの Sarawak 州南部または Natuna 島の何れかを經由してブルネイに向かうル - トも提案されている。特に、Natuna 島経由のル - トを採る場合、莫大な埋蔵量 (45 TCF) を保有する Natuna ガス田の開発が促進されること、およびパイプラインの敷設距離が Kalimantan 島の東岸経由のものより約 1,160 km 短縮される等の利点がある。

ASEAN ガス・パイプライン網は壮大な構想であるだけに、その実現には様々な問題が指摘されている。まず、100 億ドルとされる建設資金の負担の問題がある。財政的に厳しいフィリピンはもとより、同プロジェクトの主要なガス・ソ - ス国として予定されているブルネイ、インドネシア及びマレ - シアは、すでに自国の LNG プロジェクトに莫大な資金を投下しており、同ガス・パイプラインの建設に必要な資金をさらに捻出できるかはかなり疑問である。

次に、供給力の問題がある。構想初期当時主要ガス・ソ - ス国として期待されたインドネシアやマレ - シアは、国内ガス需要および LNG 輸出量の増加に対応すべく、既に主要なガス田や新規開発ガス田をそれらのソ - スとして利用することをコミットしており、トランス・アセアン・パイプライン用のガス供給余力があるかは今後調査する必要がある。

更に、様々なフィ - ルドからの異なる熱量のガスの取扱いが考慮された価格体系の構築といった運営上の問題や、セキュリティの確保、領土上の紛争の解決、環境への配慮等様々な解決すべき問題も抱えている。

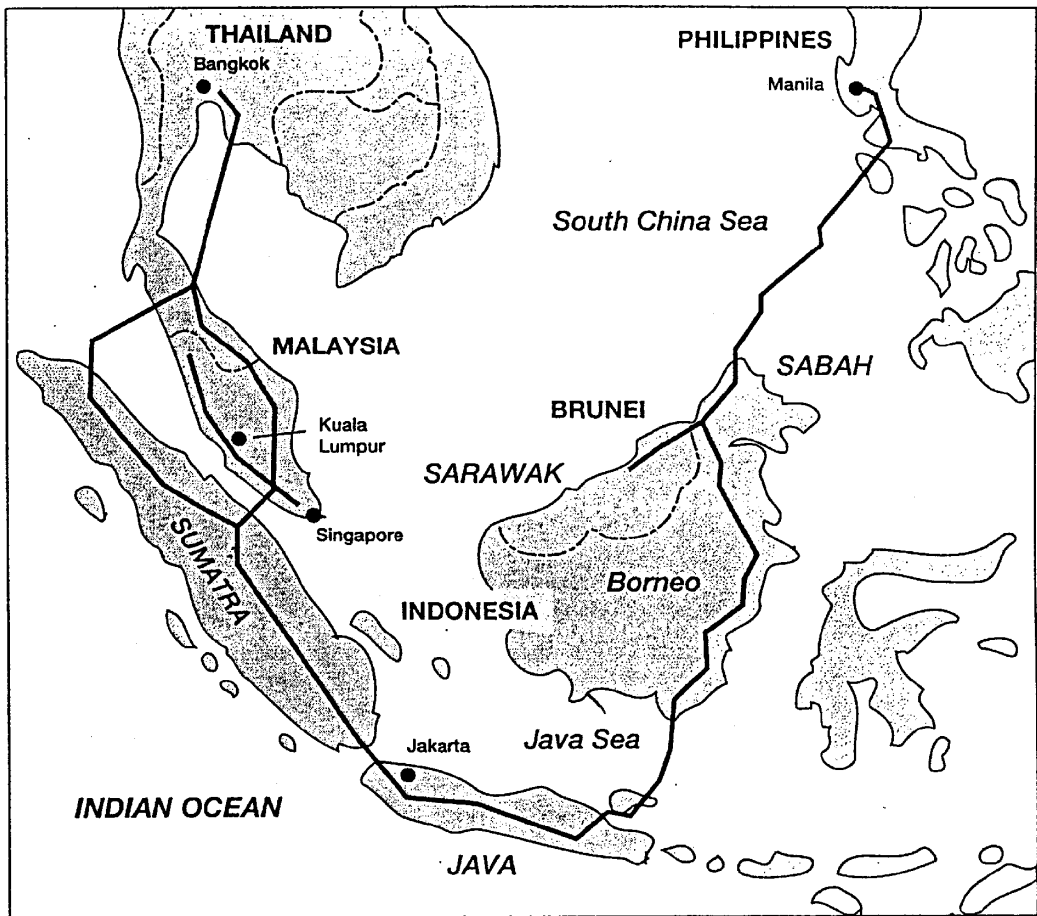


図 4-6 Trans Asean パイプライン

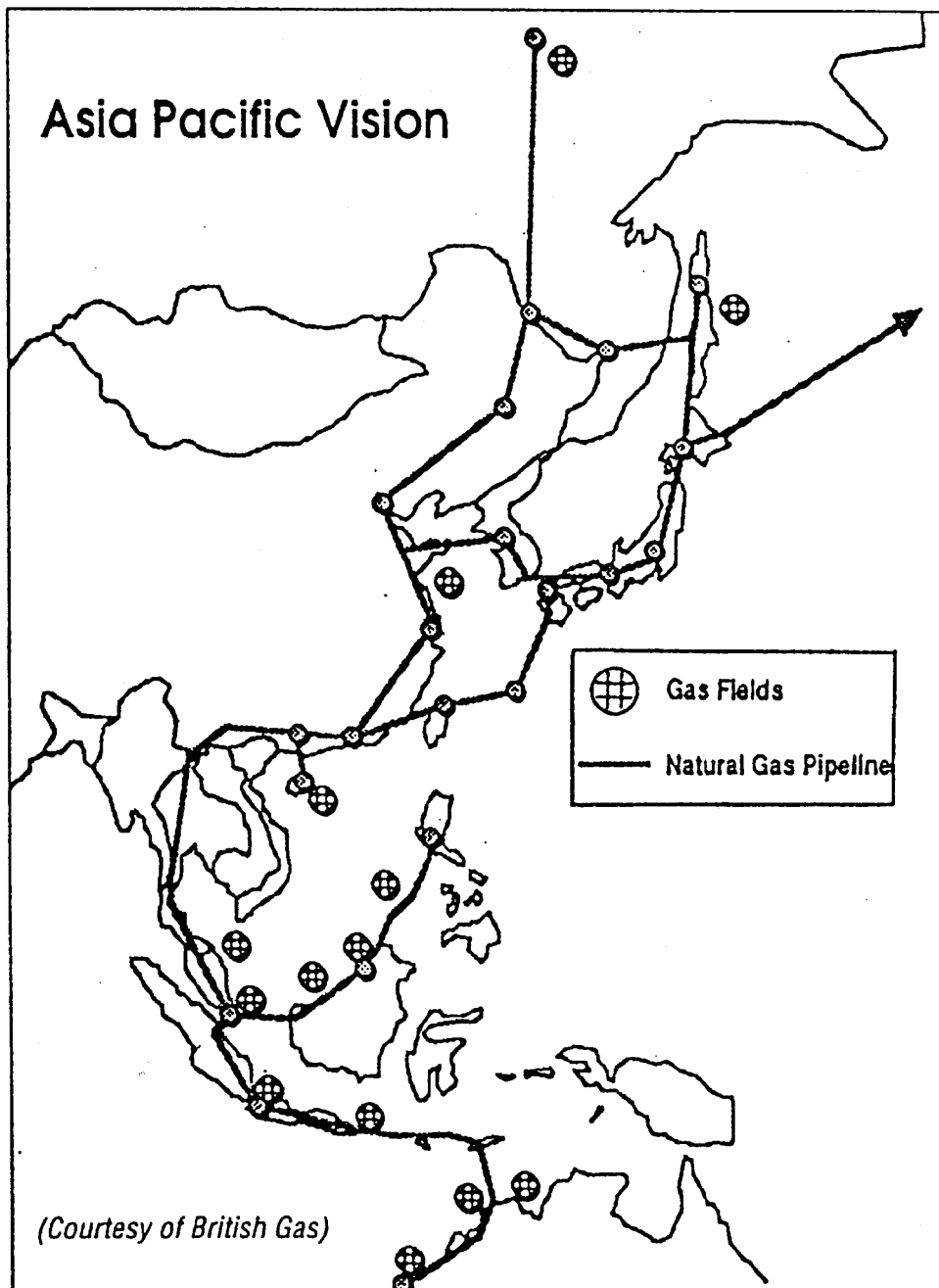


図 4-7 Trans Asean パイプライン(Sarawak または Natuna 経由)

冒頭述べたように、ASEAN ガス・パイプライン構想は現時点では動き出す気配はない。一方、2 国間の国際パイプラインの建設は、計画段階のものを含めるとある程度進展している。例えば、1992 年に完成したマレ - シア / シンガポ - ル間、1995 年 2 月にガス供給契約が締結され、1998 年 7 月から輸送開始予定のミャンマ - / タイ間、さらに計画段階ではあるが PGU」の完成に伴うマレ - シア / タイ間等、といった具合である。参考までに、これらを含む ASEAN 地域および周辺内で完成または計画中の国際ガス・パイプラインを、表 4-4 に示した。

表 4-4 ASEAN および周辺地域内で完成または計画中の国際ガス・パイプライン網

区 間	ガス・パイプライン建設計画
1) マレ - シア / シンガポ - ル	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 完成 : 1992 年 1 月 ( 30" x 3.2 km )</li> <li>・ ガス供給開始 : 1992 年 1 月末 ( 15 年契約 : 150 MMscfd )</li> <li>・ ガス利用先 : PUB の Seneko 発電所</li> <li>・ 工事費用 : 22 百万マレ - シア・ドル ( PETRONAS および PUB が折半 )</li> </ul>
2) マレ - シア / タイ南部	<p>PGU」の一部として、マレ - シアからタイへのガス輸出を計画。マレ - シアでは、電力での輸出可能性についても考慮している模様。</p>
3) マレ - シア / フィリピン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ マレ - シア Sabah 沖の産ガスをフィリピンにパイプライン輸送することを検討中で、マレ - シア側も興味を示している。</li> <li>・ Malampaya/Camago フィ - ルドの開発に伴う幹線ラインは、ASEAN ガス・パイプラインの一部を構成し得る。</li> </ul>
4) ベトナム / タイ	<p>BP により、Nam Con Son ベ - ズンで発見された Lan Tay および Lan Do ガス田からの産ガスを海底パイプラインでタイに輸出する計画があり、現在、BP および Statoil グル - プ等により F/S が行われている。</p>
5) ミャンマ - / タイ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ガス供給契約締結 : 1995 年 2 月、期間 30 年、( TOTAL、UNOCAL、PTTEP および Myanmar Oil &amp; Gas Enterprise/ PTT 間 )</li> <li>・ ガス供給開始予定 : 1998 年 7 月</li> <li>・ ガス供給源ソ - ス : ミャンマ - の Yadana ガス田</li> <li>・ パイプラインの概要 <ul style="list-style-type: none"> <li>- ミャンマ - 側 : オフショア 354 km ; 陸上 65 km ( オペレ - ター : TOTAL )</li> <li>- タイ側 : Pailok - Ratchaburi : 300 km ( オペレ - ター : PTT )</li> </ul> </li> <li>・ 送ガス量 : 65MMscfd ( 当初 )、525MMscfd ( 1999 年 9 月 )</li> <li>・ ガス利用先 : Ratchaburi 発電所 ( 発電能力 : 2,800 MW )</li> </ul>
6) インドネシア / シンガポ - ル	<p>Natuna ガス田からの産ガスを海底パイプラインによりシンガポ - ルまで輸送する計画が検討されている。</p>
7) オ - ストラリア / インドネシア	<p>両国間では、天然ガス取引に関する交渉がすでに進められており、オ - ストラリアから Bali 島北部または中部 Java までパイプラインを敷設する計画が検討されている。</p>

## 第5章 フィリピン国の天然ガス利用計画

## 第5章 フィリピン国の天然ガス利用計画

天然ガスの利用は統計データとして 1997 年にはじめて表れ、その年間使用量は 0.02MMBFOE (Million Barrels of Fuel Oil Equivalent) でエネルギー全体の 0.01% と現時点では、ごく限られたものであり、Malampaya プロジェクトの実施によりガス市場がより活発になるとエネルギープランでは予想している。また本プランでは環境に対して望ましい燃料ソースとして天然ガスの可能性を認識し、包括的な天然ガス産業方針および法的枠組の策定と実行が目論まれている。

ガス市場として、他のエンドユーザーセクターだけでなく発電用に利用できる拡張を持つ産業構造としている。

フィリピンエネルギープラン(1999-2008)による石炭、ガス、石油、LPG、その他のエネルギー需要見通しは表 5-1 に示すように、1999 年では 0.01% のシェアが 2008 年では 6.9% と予測されている。このデータは国内機関および国際機関から得られた GDP、人口、通貨交換レート、原油価格等のマクロ経済学的パラメータを基に作成されたものである。

### 5-1 天然ガス利用の現状および需要見通し

#### (1) フィリピンエネルギープランによるガス需給見通し

フィリピンエネルギープラン(1999-2008)によると、天然ガス需給は Camago/ Malampaya フィールドが生産開始する 2002 年の 96.78BCF と急増し、2008 年には 159.688BCF に達すると見込まれているが、この需要は全て発電用として考えられている。しかしながらエネルギープランの見通しでは計上はされていないが、ガスパイプラインルート沿いの工業団地等にガス需要の市場があり、燃料油や LPG の代替エネルギーとして利用される可能性があるコメントされている。需要量はおおよそ燃料油の 5% そして LPG の 2% が見込まれるとしている。この数字はエネルギー総需要量の約 1% である。その他の需要として家庭用燃料が考えられているが、インフラ整備が徐々にしか進まず、また他のエネルギーとの価格競争力に制約があるため普及が進まないと考えている。さらに自動車等の燃料としての利用が考えられるが、現在使われている自動車の適合性や燃料補給施設の問題があるため利用には制約があるとしている。天然ガスの需要見通しを図 5-1 に示す。

今回受領したフィリピンエネルギープランの改訂前フィリピンエネルギープラン(1998-2035)によれば、天然ガス需給は Camago/ Malampaya フィールドが生産を開始する 2002 年から急増し、2025 年には 457.8BCF (13.1BCM) に達すると見込まれている。発電用需要が大半を占め、2005 年に産業用、2015 年に民生用、輸送用の需要が発生する見通しである。それ以前の見通しから輸送用需要が下方修正になったほか、民生用需要も低い見通しとなっている。民生用需要に関しては、温暖な気候のフィリピンでは暖房用、給湯(風呂)用の天然ガス需要は見込めず、厨房用に限定されるものと考えられる。



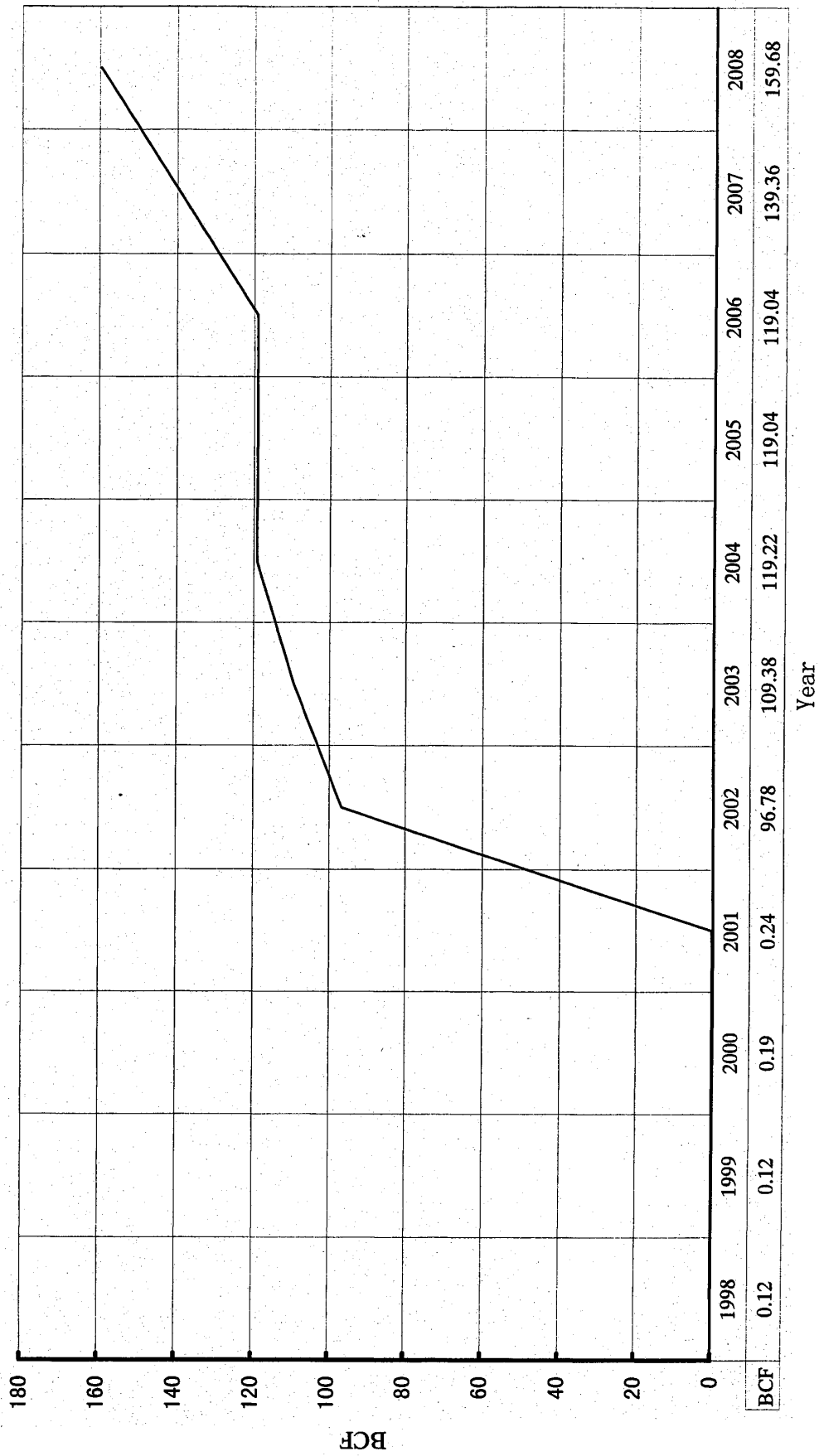
表 5-1 エネルギー需要見通し(In Million Barrels of Fuel Oil Equivalent, MMBFOE) (1/2)

	1998		1999		2000		2001		2002		2003	
	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share
I. Indigenous Energy	93.87	39.31	103.81	42.30	107.00	41.45	109.47	40.01	129.72	45.91	137.72	46.02
Oil	0.26	0.11	0.16	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas	0.02	0.01	0.02	0.01	0.03	0.01	0.04	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Coal	4.24	1.78	5.57	2.27	6.11	2.37	6.48	2.37	6.70	2.37	7.05	2.36
Hydro	7.20	3.01	9.06	3.69	9.86	3.82	9.94	3.63	10.02	3.55	10.28	3.44
Geothermal	13.74	5.75	18.77	7.65	18.90	7.32	18.95	6.92	19.58	6.93	22.71	7.59
New and Renewable Energy	68.42	28.65	70.22	28.61	72.10	27.93	74.05	27.06	76.00	26.90	77.98	26.06
Fuelwood	38.33	16.05	39.30	16.01	40.29	15.61	41.27	16.08	42.27	14.96	43.28	14.46
Bagasse	10.13	4.24	10.40	4.24	10.68	4.14	10.96	4.00	11.24	3.98	11.52	3.85
Charcoal	4.38	1.84	4.47	1.82	4.56	1.77	4.64	1.70	4.73	1.67	4.82	1.61
Agriwaste	15.48	6.48	15.93	6.49	16.42	6.36	16.98	6.20	17.49	6.19	18.02	6.02
Others	0.09	0.04	0.12	0.05	0.15	0.06	0.21	0.08	0.27	0.09	0.34	0.11
II. Imported Energy	144.93	60.69	141.61	57.70	151.13	58.55	164.16	59.99	152.81	54.09	161.56	53.98
Oil	129.94	54.41	114.17	46.52	122.65	47.52	134.45	49.14	130.34	46.14	136.43	45.59
Coal	14.99	6.28	27.44	11.18	28.47	11.03	29.71	10.86	22.46	7.95	25.12	8.39
TOTAL ENERGY	238.80	100.00	245.42	100.00	258.13	100.00	273.62	100.00	282.52	100.00	299.27	100.00
Growth Rate, %				2.77		5.18		6.00		3.25		5.93
Impact of Energy Efficiency Programs		2.52		3.12		3.63		4.52		6.01		8.18
Total Energy with Enercon		236.28		242.29		254.50		269.10		276.51		291.10
Power Use		69.26		70.32		75.73		83.50		83.41		90.35
Self-Sufficiency %		39.31		42.30		41.45		40.01		45.91		46.02

表 5-1 エネルギー需要見通し(In Million Barrels of Fuel Oil Equivalent, MMBFOE) (2/2)

	2004		2005		2006		2007		2008	
	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share	Volume	%Share
I. Indigenous Energy	145.59	45.73	157.88	46.35	166.28	45.57	179.62	46.18	195.43	46.92
Oil	3.16	0.99	8.77	2.57	8.35	2.29	13.94	3.58	13.94	3.35
Gas	21.45	6.74	21.43	6.29	21.43	5.87	25.08	6.45	28.74	6.90
Coal	7.05	2.21	7.05	2.07	12.68	3.48	12.68	3.26	17.28	4.15
Hydro	10.93	3.43	15.35	4.51	16.28	4.46	16.35	4.20	16.62	3.99
Geothermal	22.95	7.21	22.93	6.73	22.92	6.28	24.47	6.29	27.53	6.61
New and Renewable Energy	80.06	25.15	82.35	24.18	84.63	23.20	87.10	22.39	91.32	21.93
Fuelwood	44.30	13.92	45.34	13.31	46.33	12.70	47.36	12.18	48.41	11.62
Bagasse	11.81	3.71	12.11	3.55	12.41	3.40	12.71	3.27	13.02	3.13
Charcoal	4.91	1.54	4.99	1.47	5.07	1.39	5.16	1.33	5.24	1.26
Agrivaste	18.57	5.83	19.12	5.61	19.69	5.40	20.27	5.21	20.92	5.02
Others	0.47	0.15	0.80	0.23	1.12	0.31	1.61	0.41	3.73	0.90
II. Imported Energy	172.76	54.27	182.73	53.65	198.58	54.43	209.33	53.82	221.07	53.08
Oil	141.73	44.52	147.84	43.41	161.90	44.37	170.11	43.73	181.36	43.54
Coal	31.03	9.75	34.89	10.24	36.68	10.05	39.22	10.08	39.71	9.53
TOTAL ENERGY	318.35	100.00	340.61	100.00	364.86	100.00	388.95	100.00	416.50	100.00
Growth Rate, %		6.37		6.99		7.12		6.60		7.08
Impact of Energy Efficiency Programs		9.87		7.38		8.62		9.41		9.89
Total Energy with Enercon		308.48		333.24		356.24		379.54		406.61
Power Use		98.35		108.32		120.10		130.37		142.82
Self-Sufficiency %		45.73		46.35		45.57		46.18		46.92

図 5-1 天然ガス需要見通し



## ( 2 ) AEEMTRC スタディによるガス需給見通し

ASEAN-EC Energy Management Training and Research Centre ( AEEMTRC ) が 1995 年 8 月に作成した「ASEAN における天然ガス開発および利用に関するマスタープラン」の作成を行なったが、下記の手法によりフィリピン国のエネルギー需要見通しが発表されている。

- マクロ経済的推定法 ( 民生用、商業用および工業用のエネルギー需要を包括的に評価、電力需要の評価、電力利用のガス需要を見積もる、天然ガス総合的な可能性需要を見積もる )
- ASEAN 諸国の開発先進国の傾向例
- エネルギー統計分析 ( 人口および GDP の関数としてエネルギー消費の傾向を捉えている )

理論的にガスは輸送部門以外の全ての分野における油製品に置き換えることができ、ガスの利用および供給コストの制約が無いとした場合のエネルギー需要予測およびガス需要見通しを表 5-2 に示す。このデータによれば、ガス需要は約 6 割から 7 割を電力が占め、残りは工業用・民生用とされている。

## ( 3 ) ガス価格政策

1987 年に Board of Energy が Energy Regulate Board に改編され天然ガスや輸送価格を制定する権利が与えられているが、1972 年 12 月に公布された大統領令 87 号によりよると、生産された原油やガスの価格は、自由市場での価格が認められており、今回の調査でも売り手と買い手の間の話し合いにより価格決定がされていることが判明した。

### 5-2 天然ガス利用関連施設の建設計画

現時点では天然ガス利用に関連する施設建設計画は後述の発電利用が進行中であり、その他、バタンガス ( Batangas ) よりマニラ間に新規ガスパイプラインの建設または既存油パイプラインのガスラインへの転用が計画されている。このパイプラインの目的として、Sucat 発電所へのガス供給やパイプライン沿いの工業団地への発電用ガス、セメントおよびガラス工場への工業用ガスとしての需要があるとされている。なお PNOC-EC および SPEX がそれぞれこのパイプラインについてフィージビリティ・スタディを実施しており、その詳細は今後入手する必要がある。

### 5-3 天然ガスの発電利用計画

#### ( 1 ) フィリピンエネルギープランによる電力需給見通し

フィリピンの発電事業は、1987 年に省令 215 が実施されフィリピン国営電力公社(NPC)の独占権が廃止され、独立系発電会社(IPP)の参入が総発電設備容量の約 50%まで許可されるようになった。ただし送電設備は NPC の所有で、NPC が IPP より電力を購入し、販売の独占を行なっている。

エネルギープラン ( 1999-2008 ) による、燃料別の総発電電力量見通しを表 5-3 に示す。電力需要の伸び率は年 9.1%と予測している。天然ガスのシェアは 1998 年では 0.05%であるが、2008 年には 27.09%と急激な伸び率であり、また他の発電形態の中で最もシェアが高くなると予想されている。フィリピンを Luzon、Visayas および Mindanao の 3 地域に分けた電力需要見通しを表 5-4 に示す。

表 5-2 AEEMTRC による天然ガス需要見通し

General Assumptions						
		to 2000	2000/10	2010/20		
Population Annual Growth Rate		1.80%	1.20%	1.10%		
GDP Annual Growth Rate		6.00%	5.50%	4.50%		

	UNITS	1992	2000	2005	2010	2020
<b>POPULATION</b>	Thousand	64090	73788	78300	83087	92637
URBAN POPULATION	Thousand	27879	34587	36722	38989	43951
URBANIZATION RATE	%	44	47	47	47	47
<b>GROSS DOMESTIC PRODUCT (GDP)</b>	Total	38.2	60.8	79.4	103.8	161.0
GDP per Capita	US\$ 1987	596	824	1014	1249	1738
<b>TOTAL FINAL ENERGY CONSUMPTION</b>						
Residential & Commercial Sector	1000 Toe	2400	3318	4013	4901	6961
	Toe/Capita	0.037	0.045	0.051	0.059	0.075
Industrial Sector (excluding feedstocks)	1000 Toe	3330	5973	8371	11678	19953
	Toe/1000 US\$ 1987	0.087	0.098	0.105	0.113	0.124
<i>of which, gas in the industrial sector</i>						
High Gas Penetration (Maxi: 40%)	1000 Toe	0	0	811	2271	6242
	MMscfd	0	0	92	258	710
Low Gas Penetration (Maxi: 30%)	1000 Toe		0	487	1363	4681
	MMscfd		0	55	155	533
Transport Sector	1000 Toe	4475	6782	8643	11062	16734
	Toe/Capita	0.070	0.092	0.110	0.133	0.181
<b>FINAL ELECTRICITY CONSUMPTION</b>						
Residential & Commercial Sector	1000 Toe	1050	1545	1938	2446	3634
	Toe/Capita	0.016	0.021	0.025	0.029	0.039
Industrial Sector	1000 Toe	780	1363	1884	2595	4348
	Toe/1000 US\$ 1987	0.020	0.022	0.024	0.025	0.027
<b>GAS FOR POWER GENERATION</b>						
Electricity Production	GWh	25654	40644	53410	70460	111567
Power Generation Capacity Required	MW	7100	11250	14790	19510	30880
<i>of which, remaining, commissioned, planned</i>						
Gas-fired	MW	0	0	3000	5000	
Other	MW	7100	9720	12770	15570	
<b>POTENTIAL GAS DEMAND FOR POWER GENERATION</b>						
Scenario "Favourable to Gas"	1000 Toe	0	0	2027	3420	11062
	MMscfd	0	0	231	389	1259
Scenario "Neutral"	1000 Toe		0	1914	3191	6483
	MMscfd		0	218	363	758
<b>TOTAL GAS DEMAND</b>						
Scenario "Favourable to Gas"	1000 Toe	0	0	2881	5777	17563
	MMscfd	0	0	328	657	1999
Scenario "Neutral"	1000 Toe		0	2437	4622	11332
	MMscfd		0	277	526	1290

表 5-3 エネルギー別の発電電力量見通し (エネルギープラン 1999-2008 による)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Oil-Based	19,800	7,892	9,650	13,060	6,684	5,568	5,036	4,559	4,239	4,605	5,275
Local Coal	1,637	2,836	2,684	2,730	2,708	2,806	2,854	2,864	6,131	6,241	9,000
Imported Coal	8,100	15,882	17,079	18,037	13,056	14,868	18,717	19,536	18,863	18,762	18,661
Hydro	4,317	5,438	5,916	5,964	6,011	6,170	6,559	9,213	9,768	9,811	9,970
Geothermal	8,243	11,264	11,339	11,369	11,750	13,625	13,768	13,759	13,751	14,681	16,520
Natural Gas	19	19	30	39	15,646	17,685	19,265	19,245	19,245	22,530	25,815
NRE	0	3	7	252	252	263	280	363	380	380	993
Other Fuels	0	0	0	0	0	109	267	3,355	7,154	9,741	8,232
Baseload	0	0	0	0	0	0	0	1,621	3,127	4,599	4,511
Mid-Range	0	0	0	0	0	109	267	1,428	3,368	4,253	2,904
Peaking	0	0	0	0	0	0	0	307	659	889	817
OSW	0	2	7	13	21	31	61	113	210	359	835
Solar PV	0	1	5	10	17	23	30	38	47	56	66
Ocean	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131
Wind	0	1	2	3	5	8	31	75	163	304	637
TOTAL ENERGY	42,116	43,336	46,712	51,465	56,129	61,126	66,807	73,007	79,742	87,109	95,301

## ( 2 ) NPC による電力需給見通し

1998 年 8 月に NPC により作成された電力需給見通しを図 5-2 に示す。この図から 2004 年以降電力不足が予測される。

## ( 3 ) 将来の発電プラント計画および概要

将来の発電プラント建設計画を表 5-5 に示す。この表によると天然ガスによる発電は合計で 3,733MW であり Malampaya プロジェクトによるガス発電だけでなく、さらに天然ガスによる追加の 500MW の発電建設が 2 基計画されている。

## ( 4 ) Malampaya プロジェクトのガスを利用した発電所建設

Malampaya プロジェクトのガスを利用した発電所建設に関し、フィリピン政府は 1993 年にこの 3,000 MW を NPC(注 1)と MERALCO(注 2)に等分に割り振ることを決定しており、それぞれが 1,500 MW 分の発電所を建設する計画を進めている。

NPC 1 社としなかったのは、電力業界を含め、国営事業を徐々に民営化していくのが現政府の基本方針であり、従って NPC の独占を強めることを排除した結果とされている。

NPC は割り当て分の 1,500 MW を、自身では建設せず、IPP(独立系発電事業者、注 3)に BOT(注 4)ベースで委ねる方針である。これは、本プロジェクトに最大限の民間セクターの参加を奨励するとの政府方針に沿ったものである。従って実際にガスを消費するのは IPP であるが、ガスの購入は NPC が行い、IPP との間で締結するエネルギー転換契約(Energy Conversion Agreement)に基づいて IPP にガスを供給することとなる。Batangas 州の Iligan に、1,200 MW 規模の複合サイクルプラントとして建設される予定である。

MERALCO 分については、同社と FGHC ( First Gas Holdings Corp. ) との間で 1995 年 3 月に締結された売電契約に基づいて、FGHC が発電事業を行うことになっている。

注 1 : 現フィリピン政権は国営事業の民営化を推進しており、NPC も将来は民営化される見通し。

注 2 : 株式上場の送配電会社。現在、First Philippine Holding Corporation ( FPHC ) が 14 % および政府系の Social Security System が 8 % の株式を保有している。FPHC 株は、Benpres Corp. が 29% を保有しており、Benpres Corp. は Lopez 財閥が 100% 保有する Lopez Inc. の支配下にある。従って、MERALCO は Lopez 財閥系の会社とされる。Lopez 家はマルコス元大統領の政敵。

注 3 : 1989 年、NPC による発電事業の独占が解除され、IPP 制度が導入された。代表的な IPP として First Gas Holding Corp. ( FGHC ) が挙げられる。その他に外国資本系の Hopewell ( 香港 ) および Enron ( 米国 ) 等がフィリピンの電力事業に参入している。

注 4 : Build - Operate - Transfer の略。施設を建設する側が運営も行い、投下資本を回収した時点で相手国に譲渡する方式。

## [NPC による電源開発]

1997 年 11 月 5 日、NPC は韓国電力公社 ( KEPCO ) とエネルギー変換契約を締結している。エネ

表 5-4 電力需要見通し (エネルギープラン 1999-2008 による)

	ELECTRICITY DEMAND (In Gigawatt-hours, GWh)				PEAK DEMAND (In Megawatts, MW)			
	Luzon	Visayas	Mindanao	Total	Luzon	Visayas	Mindanao	Total
1998	31,506	4,485	5,848	41,839	5,215	827	942	6,984
1999	32,564	4,501	5,945	43,010	5,536	877	1,002	7,415
2000	34,950	4,925	6,460	46,335	5,958	945	1,194	8,097
2001	37,720	5,533	7,778	51,031	6,431	1,046	1,335	8,812
2002	40,938	6,157	8,531	55,626	6,979	1,164	1,464	9,607
2003	44,458	6,773	9,309	60,540	7,579	1,281	1,598	10,458
2004	48,465	7,450	10,196	66,111	8,262	1,409	1,750	11,421
2005	52,834	8,195	11,164	72,193	9,007	1,550	1,916	12,473
2006	57,572	9,014	12,219	78,805	9,815	1,680	2,098	13,593
2007	62,738	9,916	13,370	86,024	10,696	1,848	2,295	14,839
2008	68,367	10,908	14,626	93,901	11,655	2,033	2,511	16,199



Based on 1998 NPC PDP rev. 0  
 Based on Deterministic Approximation  
 Source: NPC Corplan, 8/8/98

**INDICATIVE SUPPLY - DEMAND IN MW  
 PHILIPPINES**

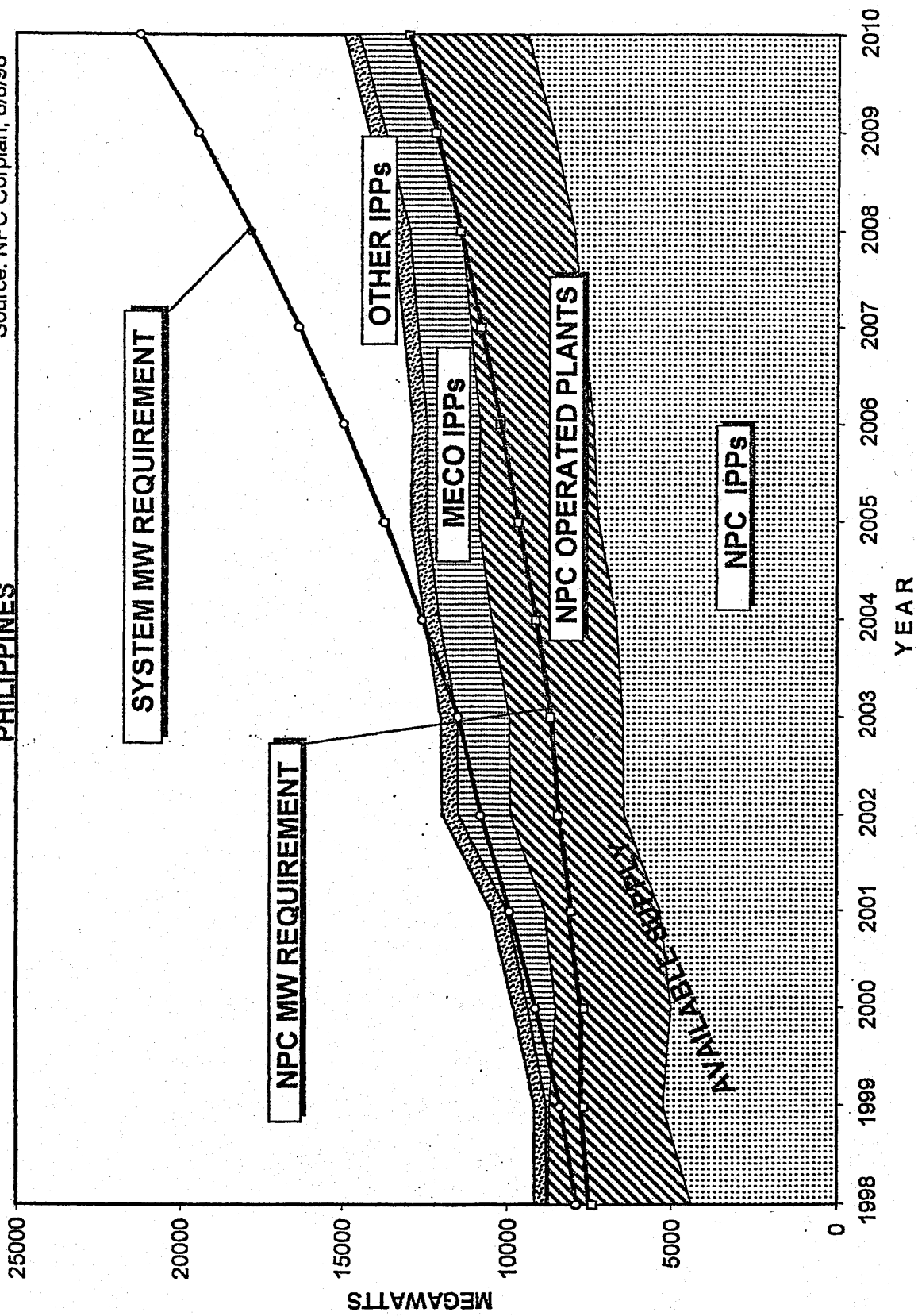


図 5-2 国営電力公社(NPC)による電力需給見通し

表 5-5 発電プラント建設計画

Power Plant Line-up							
YEAR	LUZON	CAP (MW)	VISAYAS	CAP (MW)	MINDANAO	CAP (MW)	TOTAL
1999	Sual 1&2 Coal <sup>1</sup> Masinloc 2 Coal <sup>1</sup> Duracom (Meralco) <sup>1</sup> Plant Retirement	1,000.0 300.0 130.0 (1,677.0)	Plant Retirement	(11.0)	Mindanao Geo <sup>1</sup> Bubunawan MHP <sup>1</sup>	48.0 7.0	(203)
2000	Bakun A/C Hydro <sup>1</sup> FGPC Natural Gas <sup>1</sup> Quezon Coal <sup>1</sup> Casecnan Hydro <sup>1</sup>	70.0 1,020.0 470.0 140.0	Libertad Nat. Gas	3.0			1,703
2001	Bulacan Biomass <sup>1</sup> San Pascual Cogen <sup>1</sup>	40.0 300.0	Plant Retirement	(22.0)	Odiongan 2 MHP Mindanao CCGT <sup>2</sup>	10.0 135.0	463
2002	Ilijan (Greenfields) <sup>1</sup>	1,200.0	Mambucal Geo	40.0	Liangan River MHP Mindanao CCGT <sup>2</sup>	10.0 65.0	1,315
2003	FGPC Natural Gas <sup>1</sup>	510.0	Timbaban Hydro <sup>2</sup> Bohol Mid-Range Plant Retirement	29.0 50.0 (55.0)	Taguibo MHP	7.2	541
2004	Kalayaan P/S Hydro <sup>1</sup> Mt. Labo Geo Wind Power Plant	300.0 20.0 5.0	Villasiga Hydro <sup>2</sup> Negros Mid-Range Plant Retirement	32.0 50.0 (37.0)	Tagoloan Hydro <sup>2</sup> Mindanao Coal <sup>1</sup> Odiongan 3 MHP Pugu E MHP <sup>2</sup>	68.0 200.0 10.0 6.8	655
2005	San Roque Hydro <sup>1</sup> Baseload Plant Mid-Range Plant Peaking Plant Wind Power Plant Municipal Waste Plant Retirement	345.0 200.0 300.0 300.0 10.0 10.0 (48.0)	Cebu Baseload Panay Baseload Bohol Peaking Plant Retirement	100.0 50.0 50.0 (96.0)	Pulangi V <sup>2</sup> Bulanog-Batang Hydro <sup>2</sup> Plant Retirement	218.0 132.0 (32.0)	1,539
2006	Cawayan 2 MHP Isabela Coal Mid-Range Plant Peaking Plant Wind Power Plant Plant Retirement	2.5 300.0 450.0 400.0 20.0 (340.0)	Panay Local Coal Negros Peaking Cebu Baseload Bugtong Falls MHP Plant Retirement	100.0 50.0 200.0 1.1 (150.0)	Agus III Zamboanga Coal Mindanao Peaking A Plant Retirement	224.0 150.0 50.0 (120.0)	1,338
2007	Luzon Nat. Gas Mid-Range Plant Peaking Plant Wind Power Plant	500.0 200.0 250.0 30.0	Cabalian Panay Baseload	110.0 100.0	Culaman River MHP Amacan Geo Mindanao Baseload	10.0 40.0 100.0	1,340
2008	Luzon Nat. Gas Peaking Plant Wind Power Plant Cagayan Coal Batong-Buhay Geo Buguias-Tinoc Geo Ocean Current Plant Nalatang MHP Kabayan MHP Timbac Ridge MHP Upper Agno MHP Rice-hull Power Plant Municipal Waste	500.0 200.0 80.0 300.0 120.0 120.0 30.0 10.0 10.0 10.0 10.0 50.0 50.0	Siaton MHP Bato-Lunas Geo Negros Mid-Range	5.4 60.0 50.0	Zamboanga Coal Mindanao Peaking B	150.0 50.0	1,805
TOTAL		8,198		709		1,539	10,496

Legend:

1. Awarded or Ongoing Projects 2. Under the Bidding Process

ルギー変換契約のもと、KEPCO が BOT 方式でマニラ南部 Batangas 市 Ilijan に IPP として発電所の建設を行う。発電能力は 1,200MW、運転開始は 2002 年を予定している。

エネルギー変換契約の内容は、以下の通りである。

- (a) NPC は 2002 年から年間 8,910GWh の電力を KEPCO より購入する。
- (b) NPC から KEPCO へは、下記の費用が支払われる。
  - 設備投資回収費用（従量料金 7.25376 ドル/kW）
  - 固定費（月払い：ドル建て分 0.76112 ドル/kW とペソ建て分 7.25 ペソ（0.033 ドル）/kW）
  - 燃料費（ドル建て分 0.00013 ドル/kWh とペソ建て分（0.0012 ペソ（0.00004 ドル）/kWh）
- (c) KEPCO は Ilijan 発電所を 2001 年 10 月までに完成し、2002 年 1 月 2 日から商業運転を開始するとともに、送電線の敷設を 2001 年 4 月 1 日までに、ガス輸送管のプラントへの引き込みを 2001 年 10 月 1 日までに完成する。

IPP プロジェクトのコストは 7.5 億ドルに達し、日米の輸出入銀行がうち 75～80%について融資を行うとみられている。残り約 2 割をドイツ、アジアの商業銀行から受ける予定である。

1998 年 12 月には三菱商事が同プロジェクトへ参加することが発表された。資金の 20%を拠出するといわれる。KEPCO は NPC との契約において、同プロジェクトの利益 49%までを拠出することが認められている。

#### [First Gas Power Corporation による電源開発]

First Gas Power Corporation はフィリピン最大のコングロマリット、ロペス（Lopez）グループ傘下の First Philippine Holdings Corporation と同グループ傘下の配電会社である MERALCO の年金基金、および British Gas（40%）による合弁企業である First Gas Holding Corporation の 100%子会社である。

First Gas Power Corporation は Batangas 市 Santa Rita やマニラ南部の工業成長地域である Cavite-Laguna-Batangas-Rizal-Quezon（CALABARZON）地域に電力を供給する総計 1,500MW の Santa Rita および San Lorenzo 発電所建設を計画している。

#### （Santa Rita 発電所）

Batangas 市 Santa Rita の 250MW4 基の 1,000MW コンバインド・サイクル発電所は、EPC 契約によりシーメンスが 1997 年 11 月に建設工事を開始し、1999 年末に商業発電を開始する予定である。25 年間の電力供給契約をマニラ電力公社と締結済みであり、政府からの運転承認を 1999 年第 3 四半期までに受ける予定である。マニラ電力公社の供給エリアまでは託送により、NPC の送電網を利用する。

天然ガス供給開始（2002 年）までの 3 年間はエンロン（Enron）社から供給されるコンデンセートで操業する。First Gas Power Corporation とエンロンはコンデンセート供給に関する長期契約（1999 年から 15 年間）を締結しており、エンロンは 30,000-50,000B/D のコンデンセートを供給することになっている。2002 年の天然ガス供給開始後はバックアップに廻され、契約条件はバックアップ契約へと修正される。

総工費は 9 億ドルで、First Gas Power Corporation は合計 5.7 億ドルの融資を 1997 年 9 月に締結済みである。さらにフィリピン銀行から追加の 1 億ドル融資を受ける。発電所の資材調達と建設に関しては、シーメンスと 5.5 億ドルの契約を締結している。  
本プロジェクトの事業形態を図 5-3 に示す。

( San Lorenzo 発電所 )

Santa Rita 発電所に隣接して 250MW<sup>2</sup> 基の 500MW のコンバインドサイクル型発電所が建設される。この発電所の建設もシーメンスが行ない、コントロール室等は Santa Rita 発電所と共用する予定である。運転開始時期は 2002 年を目標としている。

#### 5-4 天然ガスの都市ガス利用計画

天然ガスは、石炭、石油に比べて SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub> 等の排出物の量が少なく環境負荷が低いため、都市ガスとして家庭用燃料に用いられるが、フィリピンでは家庭用燃料として LPG や木材が利用されており、現時点では都市ガスとして天然ガスは利用されていない。

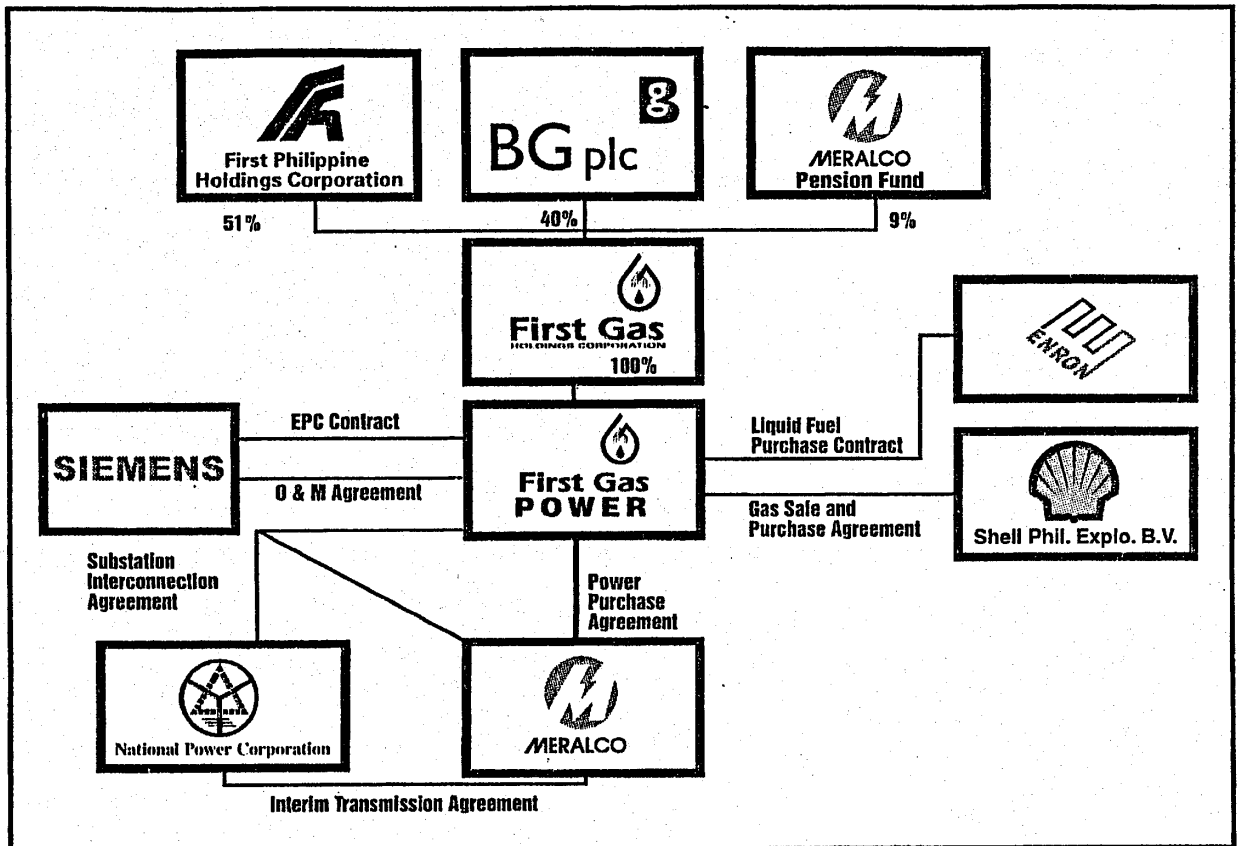
都市ガス事業体制としては Manila Gas Corporation が National Development Company の傘下であり、1912 年に設立されメトロマニラの需要者に地下ガスパイプラインを利用し都市ガスを供給していたが、1986 年に政府が都市ガスのインセンティブを解除したため LPG 価格が都市ガスより安価になり、1991 年に都市ガスの供給が停止された。

また他の都市ガス利用計画として First Gas Holding Corporation がルソン島のガス配給フランチャイズの申請を行なっている。

天然ガスは、以前出されたエネルギープラン ( 1998-2035 ) では都市ガスとして民生用の需要が予測されていたが、新しいエネルギープラン ( 1999-2008 ) では民生用としての需要はない。

#### 5-5 その他の利用可能性 ( 輸送、工業等 )

上記で述べた天然ガスの利用以外に、天然ガスは輸送用燃料、化学製品原料、業務用ビルのガス冷房、工業用燃料等があるが調査した結果、具体的な需要見通しの量については得られなかった。



## PROJECT STRUCTURE

図 5-3 Santa Rita 発電所プロジェクトの事業形態

## 第6章 本格調査の概要

## 第6章 本格調査の概要

### 6-1 調査の目的

本調査の目的は、ルソン島マニラ周辺、ミンダナオ島カガヤン・デ・オロ - イリガン回廊、ダバオにおける天然ガスの需要見通しを作成し、これに適した天然ガスの供給体制、配送・流通形態、価格体系等を検討し、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である。また、その中で国産天然ガスの価格競争力、安定供給を確保するための諸制度、供給計画手法、モデル開発手法などの技術移転を行う。

### 6-2 調査の内容

#### (1) 既存の天然ガス需給見通しのレビュー

フィリピンエネルギープラン（1999-2008）等の既存の天然ガス需給見通しをレビューすると共に、天然ガス関連プロジェクトの最近の進展や、新規の工業開発関連プロジェクト等の計画を良く確認する。特に PNOC-EC やアジア開発銀行（ADB）が実施した天然ガス利用に関する各種調査は良くレビューし、本調査との重複を避けると共に活用する。

#### (2) 天然ガス需要調査

対象地域において、天然ガスの需要量を住宅用、商業用、輸送用、工業用および電力用などセクター毎に既存の利用形態はもちろん他エネルギーへの代替需要、新たな利用促進技術導入等も視野に入れた天然ガスの潜在需要を調査する。調査方式としては、マクロ調査を主に行ない、補完的に精度をあげるためインタビュー調査を実施するなどが考えられる。また、需要はエネルギー価格と密接に関係しているので、今後の天然ガスの価格形態、税形態、天然ガスの高度利用形態等の利用促進政策についても、日本の経験等を踏まえて調査、提言する。

#### (3) 天然ガス需要予測に基づく供給選択肢の検討

上記需要調査に基づき、天然ガス供給選択肢について分析を行ない、中長期計画を立案する。供給形態は、対象地域毎に最適な供給形態を調査し、長期的な安定供給が可能な形態として、国産天然ガスを中心に、LNG 輸入、アセアンパイプラインの利用などの広範囲にわたる天然ガス供給手段について検討する。本調査では、対象地域における天然ガスの幹線パイプライン（高圧）や天然ガス配給網（低圧）計画の概要についても調査する。また、天然ガスの供給、輸送に関して望ましい経営形態、価格形態などについても日本の経験を踏まえて、調査、提言する。

#### (4) 需給見通しの手法および需給予想モデルの開発

マスタープラン作成に必要な“天然ガスの需給最適化モデル”を開発し、需給の変化に対応し

たシナリオの作成、最適供給システム構築のためのシナリオの作成を行う。最適化の目標は、国産天然ガスのコスト競争力の維持、外貨節約、地域への天然ガスの安定供給等となる。また、制約条件としては、国産天然ガスの供給量、地域の需要量、パイプラインネットワーク等インフラの整備状況、国産天然ガス以外の代替供給手段と量、天然ガス以外のエネルギー源との価格競争などがある。

#### (5) 天然ガス利用マスタープランの作成

以上の調査、モデルの開発、各種シナリオの評価を行い、対象地域の天然ガス利用に関するマスタープランを作成する。マスタープランでは、市場競争力と地域への安定供給を目的とした需要見通し、供給形態、各種開発シナリオ、経済性、必要な諸政策の提言を相互に関連させて作成する。具体的な内容として以下が想定される。

##### 1) 国内天然ガスパイプライン網の立案

天然ガス需要地域の需要量および重要度を考慮し、国内天然ガスパイプライン網のルートシナリオを作成する。また、国産天然ガスの可能性ある地域、予想 LNG 受け入れ基さらにトランス・アセアン・パイプライン受け入れ地点を考慮する必要がある。ルートシナリオには単一パイプラインネットワークおよび分散パイプラインネットワークが考えられ、それぞれの長所・短所について検討を行なう必要がある。

##### 2) 天然ガス供給施設計画の立案

国内産天然ガス供給の可能性のあるガス田施設、輸入 LNG 基地、そしてトランス・アセアン・パイプライン施設の設備計画案を作成する。

##### 3) パイプライン網の予備設計

上記天然ガスパイプライン網ルート案および天然ガス供給施設案に基づき、天然ガス利用計画に必要となるインフラの予備設計を行なう。パイプラインを含む施設の投資コストが最小となるようガスパイプライン網の最適化計画を行なう。予備設計に際しては環境対策に留意して行なうこと。

##### 4) プロジェクトスケジュールの立案

天然ガス利用計画に必要となるインフラの建設スケジュールを立案する。天然ガス需要供給予測に基づき、時系列な建設スケジュールを考慮する。

##### 5) 天然ガス利用計画施設の操業体制の立案

天然ガス利用計画に必要となるガスパイプラインおよびそれに付帯する設備の操業体制案を作成する。



6) コストの算定

天然ガス利用計画に必要なインフラの建設投資コストおよび運転・保守・検査費用の作業費用を算定する。

7) 経済検討

天然ガス利用計画の経済検討を行ない、適性ガス販売価格を検討する。

経済性の試算にあたって設定あるいは仮定した前提条件に列記する。条件またガス価格の経済性指標への影響を見るため、感度分析を行なう。

8) 提言

本調査で行なった結果を基に、天然ガス利用計画に関する提言を行なう。

(6) カウンターパートへの技術移転

本調査実施期間にカウンターパートである DOE の職員に、本調査の実施内容および方法等についてセミナーおよびワークショップを開催し技術移転を行なう。内容的には、天然ガス潜在需要調査方法と需給最適化モデル開発手法、天然ガス主幹パイプライン網のコスト最小化手法を含むものとなる。

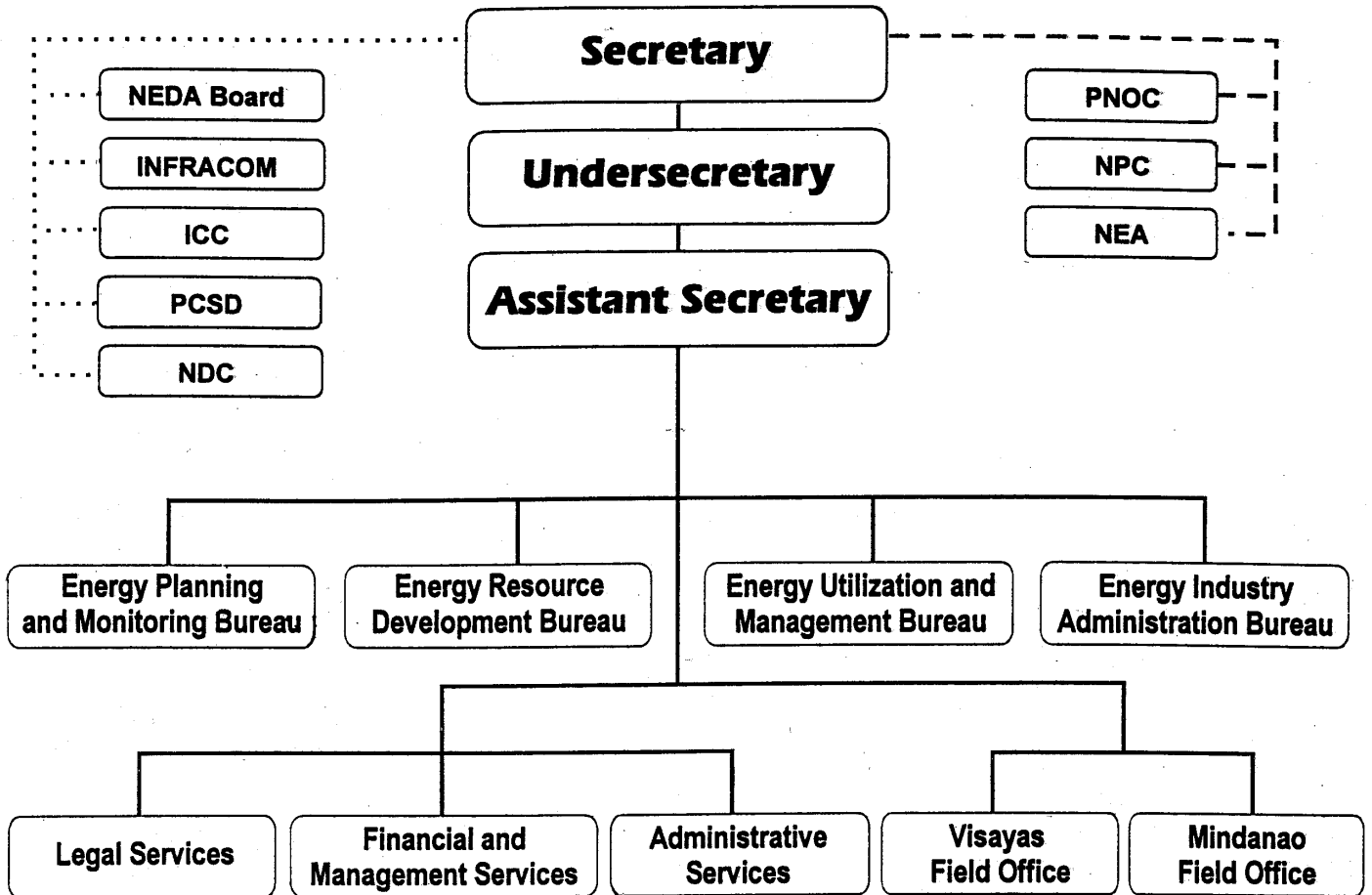
## 附属資料

- 資料 - 1 DOE 組織図
- 資料 - 2 収集資料リスト
- 資料 - 3 要請書
- 資料 - 4 POWER TIMES
- 資料 - 5 共水性ガスに関する資料

## 資料 - 1 DOE 組織図

# DEPARTMENT OF ENERGY

## Organizational Chart



————— Supervision and Control  
 - - - - - Attached for policy and program coordination  
 ..... Additional membership in governing boards

**NEDA** - National Economic Development Authority  
**Infracom** - Infrastructure Committee  
**ICC** - Investment Coordination Committee  
**PCSD** - Phil. Council for Sustainable Development  
**NDC** - National Development Company

**PNOC** - Phil. National Oil Company  
**NPC** - National Power Corporation  
**NEA** - National Electrification Administration

## 資料 - 2 収集資料リスト

## List of Received Documents

### (調査報告書)

- Philippine Energy Plan, 1999 – 2008
- The Medium-Term Philippine Development Plan, 1999 – 2004
- The Medium-Term Philippine Development Plan, 1999 – 2004, Executive Summary
- Master Plan on Natural Gas Development and Utilization in ASEAN, Component Report Task 1, Forecast of Potential Demand for Natural Gas
- Master Plan on Natural Gas Development and Utilization in ASEAN, Component Report Task 1, Forecast of Potential Demand for Natural Gas, Executive Summary
- Master Plan on Natural Gas Development and Utilization in ASEAN, Component Report Task 1, Forecast of Potential Demand for Natural Gas, Appendix
- Master Plan on Natural Gas Development and Utilization in ASEAN, Component Report 3, Analysis of Institutional Arrangements, Executive Summary
- Gas Sector Policy and Regulatory Frame Work Project, Draft formal report, Asian Development Bank (Fuels and Energy Management Group Ltd)

### (製本資料)

- Master Plan on Natural Gas Development & Utilization in ASEAN (Presentation Materials)
- ASEAN to Depend More on Natural Gas in Near-Future in Place of Oil Products, Dr. Hassan Ibrahim (AEEMTRC)
- Malampaya National Gas Project
- Natural Gas Industry Prospects in the Philippines, F. M. Andres, Assistant Secretary, DOE
- The Philippines: Future Natural Gas Options, Shell Philippines Exploration
- Prospect for Natural Gas Development in the Philippines, Rufino B. Bomasang, PNOC-EC
- Powering the Philippines into the next Millennium with Malampaya Natural Gas, David J. Greer, Shell Philippines Exploration

- Presidential Decree No.87, An Act to Promote the Discovery and Production of Indigenous Petroleum and Appropriating Funds Therefor
- Service Contract Concept
- Petroleum Service Contract Maps
- Petroleum Potential of the Philippines, Oil & Gas Division, DOE
- 1999 Oil & Gas Drilling Program/Results
- Estimated Petroleum Reserves of the Philippines
- Philippine Energy Plan 1999-2008, DOE (Philippine Energy Supply and Demand Outlook & Investment Opportunities in the Energy Sector)
- Reforms in the Philippine Electricity Supply Industry, Fernando Roxas, National Power Corporation (Philippine Electricity Sector Reforms)
- 1998 NPC Power Development Program, National Power Corporation (1998-2010), (Power Development Plan)
- Effective Power Rates per Grid
- Rules and Regulations to Implement Executive Order No. 215 on Private Sector Participation in Power Generation
- Executive Order 172, Creating the Energy Regulatory Board

(その他資料)

- Natural as a New Energy Source in the Philippines, PNOC-EC & FEMG
- The Department of Energy Charter: R.A. 7638
- IODINE, Phyllis A. Lyday
- Manila Gas Corporation Background and Business Lines, etc.
- Plan Layout of Manila Gas Main Distribution Lines, Manila Gas Corporation

## 資料 - 3 要請書



No. 992658

The Department of Foreign Affairs presents its compliments to the Embassy of Japan and has the honor to submit the project proposal of the Department of Energy (DOE) entitled "Viability Study on Natural Gas Industry Development" for possible technical assistance under the Government of Japan's Development Study Program.

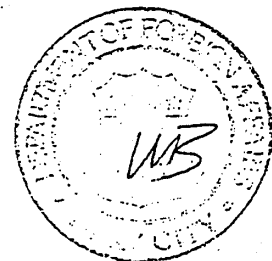
The project aims to assess the techno-economic viability of developing a natural gas industry which will take into account the putting up of pipelines and other infrastructure facilities attendant to its commercialization.

In terms of geographic scope, the project proposes to cover Luzon (Batangas to Bataan), Visayas (Cebu Island) and Mindanao (South Cotabato and Davao).

The project aims to: (i) review and validate existing supply and demand projections on natural gas; (ii) determine the most economic route of pipeline network; (iii) identify investment requirements; and (iv) enhance the capability and knowledge of DOE personnel through training in natural gas supply and demand forecasting, transmission and distribution.

The Department would appreciate being informed of the Japanese Government's decision on this request.

The Department of Foreign Affairs avails itself of this opportunity to renew to the Embassy of Japan the assurances of its highest consideration.



Enclosure: As stated

Pasay City, 09 August 1999

## TERMS OF REFERENCE

### Viability Study on Natural Gas Industry Development

#### *Justification of the Proposed Study*

The project will study the techno-economic viability of developing a natural gas industry which shall take into account putting-up of pipelines and other infrastructure facilities attendant to its commercialization.

#### *Justification of the Japanese Technical Cooperation*

A technical cooperation grant from the Japanese government is deemed necessary to avail of Japan's acknowledged expertise in technology of efficient utilization of natural gas in the power, industrial and transport sectors.

The possible areas of technical assistance include forecasting of natural gas supply and demand, economic and market survey techniques, evaluation of alternative supply options, determination of the optimum distribution network, contract negotiations for ownership of transmission and distribution networks, natural gas pipeline operations, natural gas distribution policies, system design and operations and environmental impact of natural gas distribution system.

#### *Objectives of the Study*

The study seeks to attain the following:

1. To review and validate existing supply and demand projections on natural gas
2. To determine the most economic route of the pipeline network
3. To determine the potential supply and possible markets
4. To identify the investment requirements including infrastructure cost
5. To look into the feasibility of establishing distribution networks (to service residential and commercial users) for identified high density areas in Luzon, Visayas (particularly Cebu) and Mindanao
6. To determine resulting tariff rates for transport/distribution and its effect on the competitiveness of gas prices
7. To enhance the capability and knowledge of DOE personnel through the conduct of trainings on natural gas supply and demand, projections, modelling on least cost option for natural gas supply and natural gas transmission and distribution operations.

## *Scope of the Study*

Technical assistance shall include the following components:

### Natural Gas Supply and Demand Balance

This shall review and validate existing supply and demand projections on natural gas in the country.

### Supply Options and Sectoral Demand for Natural Gas

A market study on the sectoral prospects for natural gas in the country specifically for residential and commercial sectors shall be carried out to study the substitutability of natural gas with other resources. In addition, a study shall be conducted to determine the options of supplying markets for natural gas in the country. These options include the production of indigenous gas resource, importation of LNG or tapping the TRANS-ASEAN or BIMP-EAGA pipeline interconnections. A model shall be developed to come up with the optimal solution for sourcing natural gas for the country.

Technical assistance is required in training DOE's planning personnel in modelling and forecasting natural gas supply/demand balance and evaluating alternative supply options. This shall include economic and financial analyses of supply options. Twenty (20) personnel who are responsible in determining the natural gas supply, demand and power requirements shall be trained for a period of two weeks.

### Natural Gas Distribution

The most economic route of the gas transmission and distribution network will be determined. This shall cover the following areas: (1) Luzon, particularly from Batangas to Bataan, (2) Northern Mindanao extending to South to Cotabato and Davao, and (3) Visayas, particularly the island of Cebu. Investment requirements including infrastructure costs, potential markets and supply, tariffs as well as alternative financing schemes for the transmission and distribution networks shall also be studied to recommend the most applicable for the country.

Technical assistance is required in training DOE's planning personnel in determining the optimum distribution network, determining natural gas pipeline operations, and assessing environmental impact of natural gas distribution system. Appropriate natural gas distribution policies and system design and operations will be recommended. Three (3) personnel who are responsible in downstream, upstream and power of natural gas shall be on study-tour for one month. The training will include a visit to Japan's LNG related facilities including related industries (i.e. cryogenic, power, etc.) aside from studying the transmission and distribution network of the country.

All the studies shall take into consideration safety, economic and environmental aspects of alternative technology options. At the same time, cost/benefit analysis shall be applied to determine the optimum distribution facilities and supply options.

The study will require six consultants (3 JICA and 3 local consultants) who should possess the following qualifications vis-a-vis their respective responsibilities :

#### *JICA Consultants*

##### 1. One Engineer and one Economist

The consultants should have at least five years of relevant experience in transmission and distribution network operations, model development and should be familiar with the latest software in economic modelling. The consultants should preferably have a Masteral degree in Engineering/Economics or any related field.

The consultants will be responsible for the conduct of a study to determine the most economic route of the transmission and distribution network, investment requirements including infrastructure costs, tariffs for transport/distribution and alternative financing schemes for the transmission and distribution networks. The consultants shall likewise develop a model (if existing softwares are not applicable) in determining the least cost solution for the pipeline and distribution network. Further, they will recommend appropriate natural gas distribution policies as well as the system design and operations.

##### 2. One Environmentalist

The consultant should be an environmental management expert preferably with a Masteral degree in environment or related field with five years of experience in environmental impact studies and environmental modelling.

The consultant will be responsible in determining the optimal solution for sourcing natural gas and identifying optimum distribution network taking into consideration environmental concerns.

#### *Local Consultants*

##### 1. One Engineer and one Economist

The consultants should be specialist in natural gas supply and demand forecasting preferably with Masteral degree in Engineering/Economics or related field. A five-year relevant experience in forecasting, market research, model development as well as familiarity with the latest software in econometric modelling are prerequisites.

The consultants will be responsible to undertake a market study on the sectoral prospects for natural gas, particularly for the residential, industrial and commercial sectors. They will conduct a study to determine the supply options of natural gas and develop a model (if

existing softwares are not applicable) to determine the optimal solution for sourcing natural gas for the country including investment cost.

## 2. One Geologist

The consultant should have a background in energy resource assessment preferably with a Masteral degree in Geology:

The consultant will conduct a study on the natural gas reserves of the country.

## FINANCIAL REQUIREMENTS

### For Local Funding (all components)

#### 1. Operating Expenses

Travel	250,000.00	
Communication	75,000.00	
Transportation/Postage/Del.	75,000.00	
Supplies and Materials	75,000.00	
Other Services	40,000.00	515,000.00
<b>Total</b>	<b>₱</b>	<b>515,000.00</b>

### For Foreign Funding

#### *A. Natural Gas Supply/Demand Component*

#### 1. Personal Services

##### Overtime Pay/Allowances

Project Manager (1)* P2,500/mo x 24 mos.	60,000.00	
Project Leader* P2,000/mo x 24 mos.	48,000.00	
Project Coordinator (1) P1,600/mo x 18 mos.	28,800.00	
Project Staff (5) P1,200/mo x 18 mos. X 5	108,000.00	
Administrative Support (2) P800/mo x 18 mos. X 2	28,800.00	
Local Consultants (2) P 10000/mo x 18 mos	360,000.00	633,600.00

#### 2. Operating Expenses

Travel	300,000.00	
Supplies and Materials	100,000.00	400,000.00

### *C. Distribution Component*

#### 1. Personal Services

##### Overtime Pay/Allowances

Project Coordinators (2) 76,800.00  
P1,600/mo x 24 mos. X 3

Project Staff (10) 288,000.00  
P1,200/mo x 24 mos. X 10

Administrative Support (2) 38,400.00  
P800/mo x 24 mos. X 2

JICA Experts/Consultants (3) 720,000.00  
P10,000/mo x 3 x 24

Trainer/Lecturer (4) 400,000.00 1,523,200.00  
P 2500/hr x 160 hrs

#### 2. Operating Expenses

Travel 500,000.00  
Trasportation/Postage/Del. 50,000.00  
Supplies and Materials 200,000.00 750,000.00

#### 3. Capital Outlay

Computers (1) 170,000.00  
P100,000/unit  
Portable Colored Printer (1) 25,000.00 195,000.00

**Sub-total** ₱ 2,468,200.00  
¥ 10,731,304.35

**Total** ₱ 7,018,800.00  
¥ 30,516,521.74

**GRAND TOTAL** ₱ 7,533,800.00  
¥ 32,755,652.17

\* For all project components

\*\* Exchange Rate Used : ¥1.0 = ₱ 0.23

Study/Project Activities	Months																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1. Energy Supply/Demand Balance																									
1.1 Data Collection																									
1.2 Review and Validation of Data																									
1.3 Field Visits/Study Tour*																									
1.4 Report Preparation																									
2. Sectoral Demand for Natural Gas																									
2.1 Data Collection																									
2.2 Review and Validation of Data																									
2.3 Market and Product Mix Survey																									
2.4 Field Visits/Study Tour*																									
2.5 Training**																									
2.6 Report Preparation																									
3. Supply Options for Natural Gas																									
3.1 Data Collection																									
3.2 Survey of Natural Gas Producing/Importing Countries																									
3.3 Review and Validation of Data																									
3.4 Feasibility Study																									
3.5 Model development																									
3.6 Field Visits/Study Tour*																									
3.7 Training***																									
3.8 Report Preparation																									

\* Field visits shall be conducted at least once a month for a maximum of one week per visit, conducted simultaneously for all the project components.  
 \*\* The same training for a period of two weeks on supply and demand for natural gas.



Study/Project Activities	Months																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
4. Natural Gas Distribution																									
4.1 Data Collection																									
4.2 Review and Validation of Data																									
4.3 Design of Infrastructure																									
4.4 Costing of Distribution System																									
4.5 Social Acceptability Assessment																									
4.6 Assessment of Existing Tariffs for NG Distribution																									
4.7 Identification and Assessment of Alternative Financing Schemes																									
4.8 Field Visits *																									
4.9 Training/Study Tour (Foreign)																									
4.10 Report Preparation																									

\* Field visits shall be conducted at least once a month for a maximum of one week per visit, conducted simultaneously for all the project components.

## 資料 - 4 POWER TIMES



# POWER TIMES

Vol. 3 No.1

Published by First Gas Holdings Corporation

September 15, 1999

## Sta. Rita Gas-Fired Power Plant Nears Completion



### FGP Corp. 500MW San Lorenzo Project

#### San Lorenzo Project Summary

FGP Corp., a special purpose company established by First Gas Holdings Corporation (FGHC), BG plc. and Lopez Inc., is developing a project to build, own and operate a combined cycle power station with a design capacity of approximately 500 MW in Santa Rita, Batangas (the San Lorenzo Project). The San Lorenzo Project is located 100 kms. south of Metro Manila, in the island of Luzon in the Philippines. Total capital costs are estimated to be US\$450 million, including hard costs such as the power plant and pipeline, and soft costs such as financing and insurance costs. In addition, the San Lorenzo Project will have a working capital requirement of up to US\$ 50.0 million.

#### Background

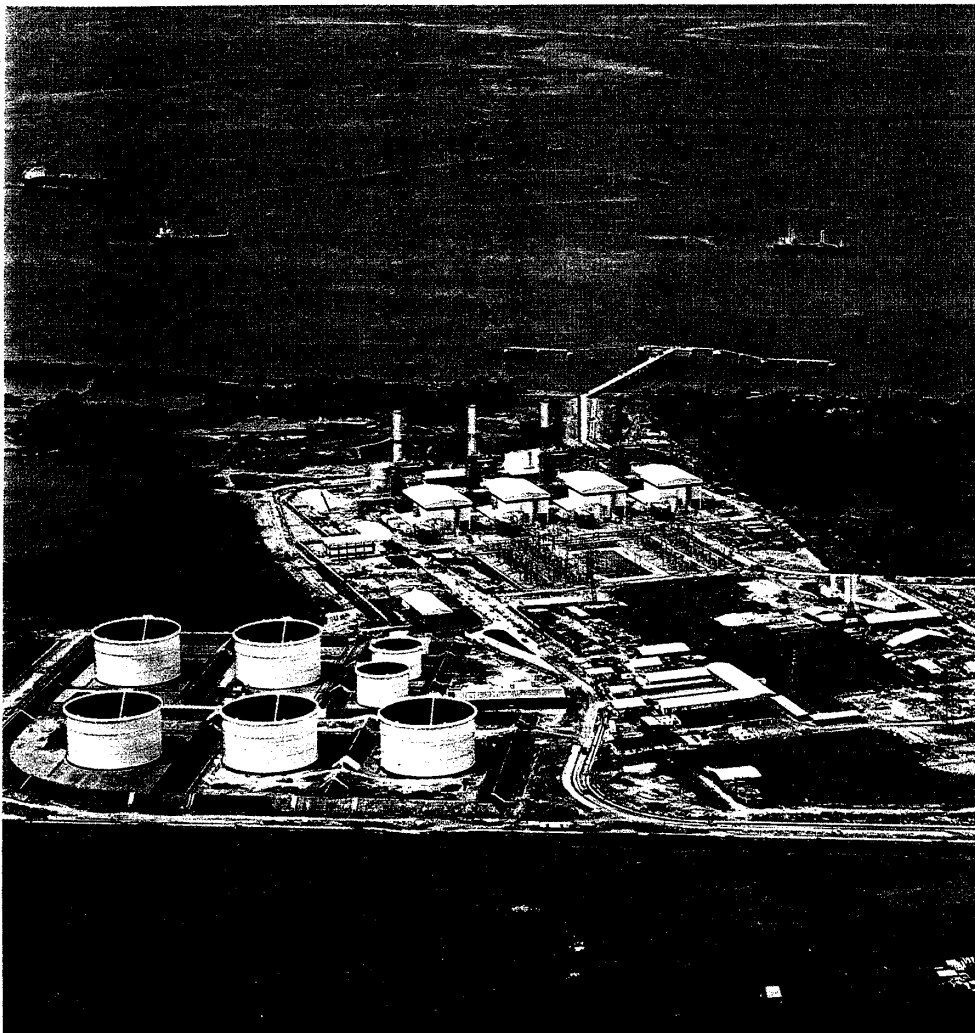
The discovery of the Malampaya gas field paved the way for the Malampaya gas to

turn to p.2

The 35-km, 230 kV overhead double circuit transmission line from Santa Rita to the Calaca substation has been completed. This is part of FGPC's responsibility under its Substation Interconnection Agreement with National Power Corporation. The transmission line is now ready to transmit electricity after its successful energization last August.

The Operation and Maintenance Team has been mobilized and is currently in its final stages of training. The Operation and Maintenance Team was formed after a thorough selection process where the top 80 of the 3,000 applicants were selected.

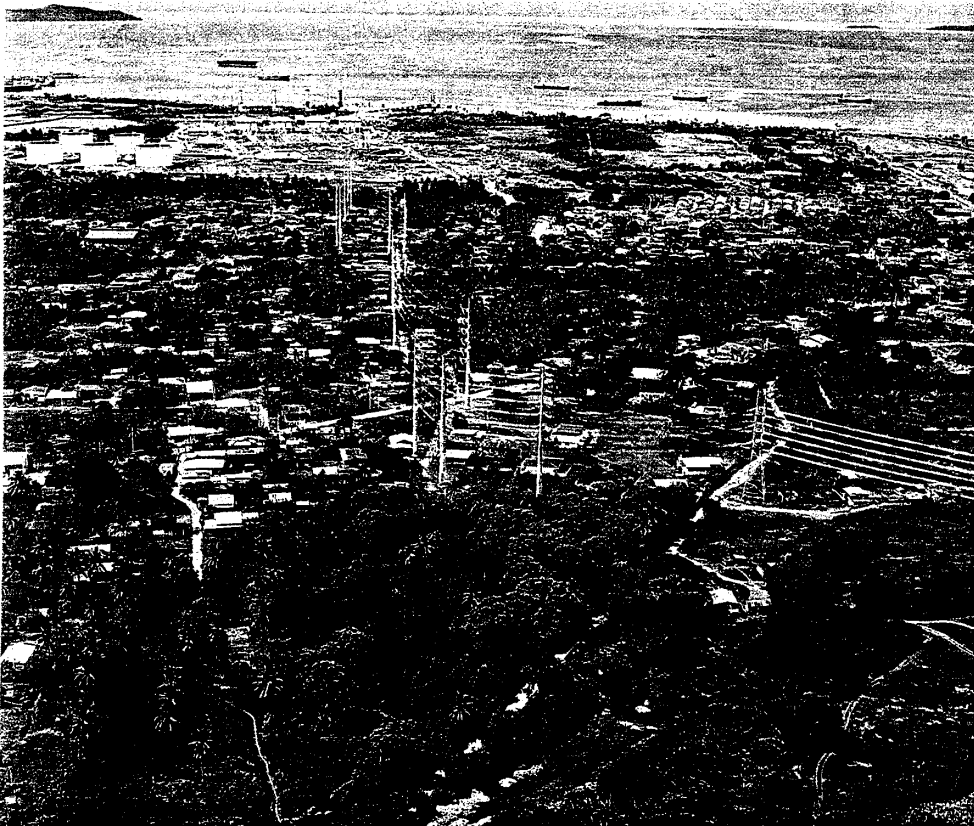
turn to p.2



An overview of the 1,000 MW CCGT Sta Rita Power Station.

The construction of the 1,000 MW gas fired combined cycle power station of First Gas Power Corporation (FGPC) has achieved significant progress since the start of construction last November, 1997. Major accomplishments have been achieved in various aspects of the development. The

turbo-generator sets have been installed. The liquid fuel-related infrastructure, which includes the liquid fuel jetty and liquid fuel storage tanks, has been completed. The plant received the initial fuel delivery in preparation for plant commissioning last September 1, 1999.



View of 230 kV transmission lines interconnecting Sta. Rita to Calaca substation

## The 1,000 MW Sta Rita Project

from p.1

The project forms part of the Malampaya Gas to Power Project, which calls for the supply of the Malampaya natural gas to combined cycle power plants with an aggregate capacity of up to 3,000 MW. The Malampaya Gas to Power Project entails a total funding of US\$4.5 billion, making it the largest industrial investment in the Philippines. The discovery of the Malampaya gas fields is especially important for an energy-importing country like the Philippines, because they form the largest single source of indigenous energy ever found in the country.

The project will operate as a baseload facility using natural gas from the Malampaya gas field as main fuel under a Gas Sale and Purchase Agreement entered into with Shell

Exploration B.V. The plant will initially operate on liquid fuel to be supplied by Enron Capital & Trade Resources Singapore Pte Ltd. under a Liquid Fuel Purchase Contract while natural gas from the Malampaya field is not yet available. The project will deliver competitively priced energy to the Manila Electric Company under a 25-year Power Purchase Agreement. FGPC entered into an Engineering, Procurement and Construction Contract on a fixed price, turnkey basis with Siemens AG and an Operation and Maintenance Agreement with Siemens Power Operations, Inc.

The project offers a number of competitive advantages. First, the project is expected to generate the cheapest electricity among Meralco IPPs. Second, the project will serve as the backbone of the Philippine natural gas industry. Last, the project will introduce the cleanest fuel source in the country.

## FGP Corp. 500 MW San Lorenzo Project

from p.1

power project, a program that receives strong support from the Philippine Government through the Department of Energy. The Malampaya gas to power project calls for the supply of Malampaya natural gas to combined cycle power plants with an aggregate capacity of 3,000 MW.

To be commercially viable, the Philippine Government invited the private sector to develop part of the 3,000 MW capacity. As a result, (a) 1,500 MW of capacity will be developed through Napocor by the Philippine Government and (b) the remaining capacity will be developed by the Manila Electric Company (Meralco). Meralco assigned its rights of developing its capacity allocation to First Philippine Holdings Corporation and BG plc.

Developing the Malampaya gas field will enormously benefit the Philippines:

- The project offers the opportunity of reducing the country's dependence on imported fuel. It is estimated that the Malampaya gas field can supply approximately 30% of the country's equivalent petroleum requirement.
- The project will spur further development of other indigenous energy sources.
- In terms of financial benefits, it is projected that the Philippine government will save

turn to p.5

## FGPC POWER OF HUMANITY "Sagip-Paningin"

As far as service for the underprivileged in concerned, First Gas Power Corporation has been consistent in its genuine intention to serve.

With it's project "Mula sa First Gas, Paningin Matalas Para sa Batangas" to promote eye care to the indigent Batanguenos in cooperation with the Ophthalmological

turn to p.6



**First Gas  
PIPELINE**

## FIRST GAS PIPELINE CORPORATION

### Tabangao to Sta. Rita Fuel Gas Onshore Pipeline Project

As early as 1995, First Gas Holdings Corporation (FGHC) has been examining the technical feasibility of constructing a Tabangao to Sta. Rita Fuel Gas Pipeline (TSR pipeline) which follows a predominantly onshore route. Although it is FGHC's intention to minimize the cost related to the TSR pipeline to enable the country to maximize the benefits that can be derived from the Malampaya natural gas field, onshore pipelines are much cheaper to construct and are easier to operate and maintain compared with offshore pipelines.

First Gas Pipeline Corporation (FGPL), a wholly owned subsidiary of FGHC, mobilized its development team to finalize route selection and to pursue Front End Engineering and Design (FEED), pipeline procurement, Engineering, procurement and construction (EPC) contractor selection, Right-of-Way (ROW) easements acquisition, and permitting activities.

FGPL engaged JP Kenny, a world class pipeline engineering and design company to perform the FEED and to determine the most technically feasible and economically viable onshore TSR pipeline route. JP Kenny was also requested to identify all pipeline design parameters and specifications that would subsequently be used in the tendering process for the linepipe contract, as well as the EPC contract. In the design process, JP Kenny has been asked to use the American Society of Mechanical Engineers (ASME) standard B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME B31.8 is the most internationally accepted and used standard for gas pipelines. More than 80% of gas pipelines around the world have used ASME B31.8.

The identified route is predominantly

onshore and traverses mainly agricultural land, two rivers, an inshore area (i.e., less than 30 feet deep but permanently submerged) and the onshore perimeter of the Batangas Port Authority facility.

The FEED determined that approximately 8 kilometres of 24-inch nominal diameter steel pipeline would be required for the onshore pipeline. X-60 grade carbon steel pipe, suitable for sour gas service (carriage of gas with Sulfur) with a minimum wall thickness of 18.2 millimetres was specified. Six of the top pipeline manufacturing companies in the world were invited to tender for the supply of the linepipe. Following detailed technical, legal and commercial evaluation and negotiations with the potential suppliers, Itochu Corporation of Japan was selected for the Pipe Procurement Contract. Kawasaki Steel, one of the biggest steel mills in the world, would be manufacturing the linepipes to be supplied by Itochu.

turn to p.7

## FGPC 230kV TRANSMISSION LINE ENERGIZED

Finally, the FGPC 230 kV Sta. Rita -

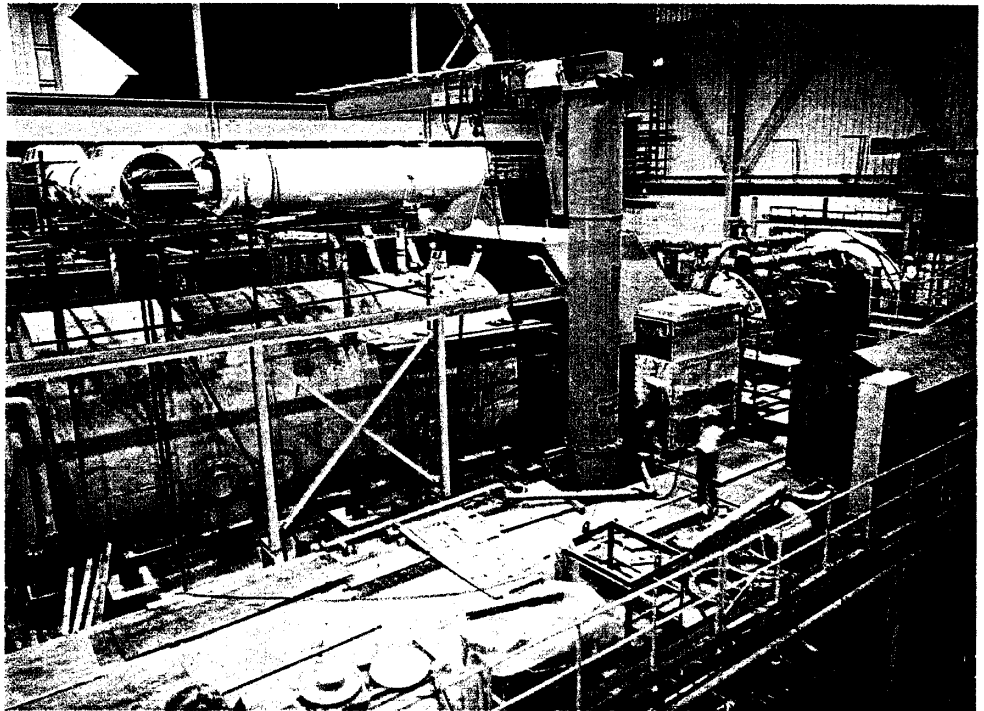
Calaca transmission line is energized. After more than 2 1/2 years, from right-of-way (ROW) acquisition to construction, the new transmission line is ready to provide commissioning power for the 1,000 MW power facility at Sta. Rita, Batangas City. The line was energized last August 11 making it one of the fastest transmission lines ever built and commissioned in the country.

The transmission line links the Sta. Rita 1,000 MW power generating facility to the National Power Corporation (NPC) substation at Calaca, Batangas providing an avenue to export power to the end users. Stretching approximately 35 kilometers, the line traverses a total of 58 barangays comprised by 8 municipalities and a city.

Approximately 700 landowners have to be dealt with in order to acquire the ROW. The task of negotiation has proven to be one of the most difficult undertakings in the project. Around 97% of the affected properties are classified agricultural, the rest being residential.

First Philippine Balfour Beatty (FPBB) undertook the construction of the line as the

turn to p.4



Siemens turbo - generator set in a single shaft arrangement

## FGPC 230kV TRANSMISSION LINE ENERGIZED

from p.3

main subcontractor of Siemens. It adopted NPC's technical specifications to ensure a safe and reliable line. During construction, safety has become one of the major concerns. Internationally accepted safety standards

were adopted by the contractors, which resulted in zero casualty over the duration of the project implementation.

The transmission line was built pursuant to the Substation Interconnection Agreement (SIA) entered into by FGPC, NPC and Meralco. Under this agreement, the line will be transferred to NPC after completion, and, henceforth, NPC will undertake the operation and maintenance of the facility.

## FIRST GAS POWER CORPORATION



### ENVIRONMENT, SAFETY and HEALTH (ESH)

With the advancement of technology vis-a-vis workmen's search for economic security, industrial as well as commercial processes have gone through a number of reengineering transformations to maintain operational efficiency, enhance productivity and ensure profitability. Enmeshed within this complexity is the mandate to manage business risks, people and natural resources.

Prevention of accidental loss, injury, occupational illness and ecological imbalance entails the same management principles as that of productivity and quality. Management commitment and the application of appropriate tools and systematic approach towards the environment, safety and occupational health, create a work culture of trust, comfort, security and environmental responsibility.

### FPHC ESH NETWORK

The First Philippine Holdings Corporation Group of Companies ESH Network was organized last September 25, 1998 with the following primary objectives:

- » *To share and learn from personal and functional experiences in the conduct of ESH practices*
- » *To collectively formulate the Group ESH Policies and Standards*
- » *To institutionalize a support group to implement and sustain ESH programs*

### TRANSMISSION LINE

- 16 Poles
- 122 Towers
- Foundation Works Completed - 13 February 1999
- Tower Erection Completed - 23 February 1999
- Stringing Preparations Completed - 31 May 1999
- Conductor Stringing Completed - 05 July 1999
- Final Inspection with NPC Completed - 11 July 1999
- Back Energization - The line is ready as of 28 July 1999
- Batangas Towns covered:

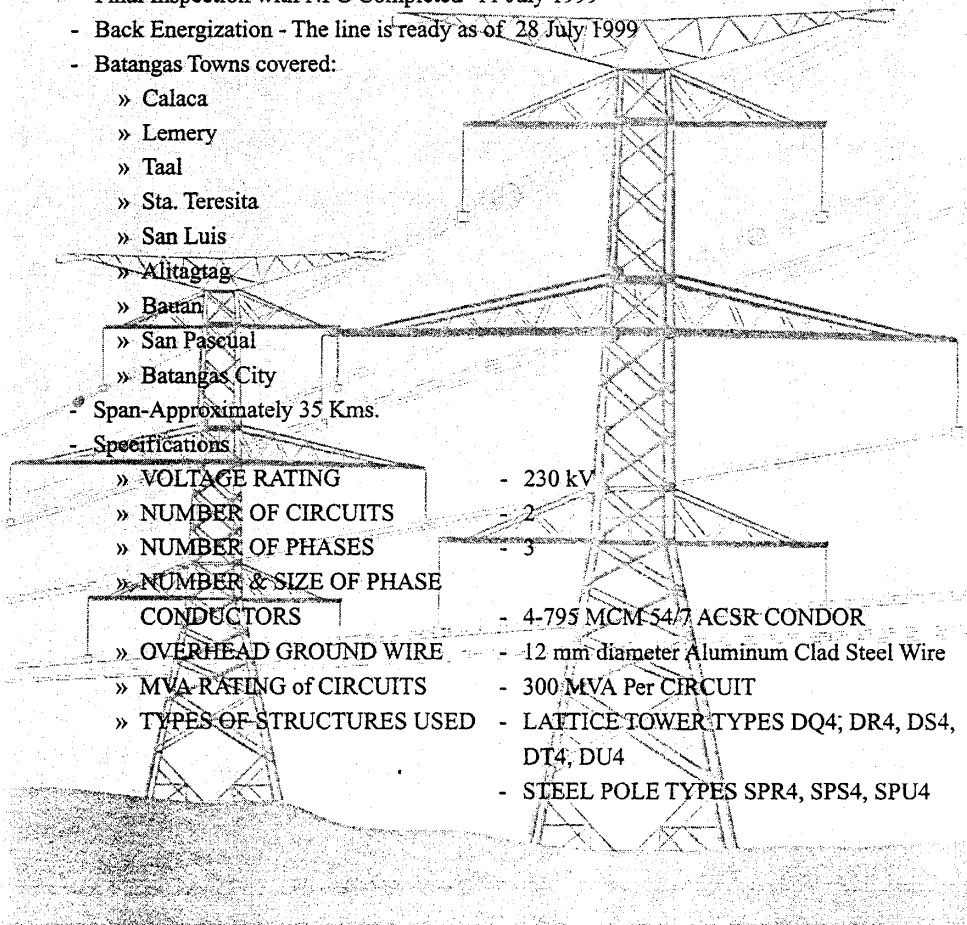
- » Calaca
- » Lemery
- » Taal
- » Sta. Teresita
- » San Luis

- » Alitagtag
- » Bauan
- » San Pascual
- » Batangas City

- Span-Approximately 35 Kms.

#### - Specifications

- » VOLTAGE RATING - 230 kV
- » NUMBER OF CIRCUITS - 2
- » NUMBER OF PHASES - 3
- » NUMBER & SIZE OF PHASE CONDUCTORS - 4-795 MCM 54/7 ACSR CONDOR
- » OVERHEAD GROUND WIRE - 12 mm diameter Aluminum Clad Steel Wire
- » MVA RATING of CIRCUITS - 300 MVA Per CIRCUIT
- » TYPES OF STRUCTURES USED - LATTICE TOWER TYPES DQ4; DR4, DS4, DT4, DU4
- STEEL POLE TYPES SPR4, SPS4, SPU4



## ESH POLICY SIGNING CEREMONY

The ESH policy signing took place in a simple ceremony held last January 26, 1999 at the 6th Floor Board Room, Benpres Bldg., Pasig City. The ceremony commenced with Mr. Oscar M. Lopez signing the ESH Policy of the FPHC Group of Companies. He was followed by the CEOs of all the subsidiary companies with Mr. Peter D. Garrucho, Jr. signing the ESH Policy of FGPC.

## FGPC ESH LAUNCHING

In time for the celebration of Earth Day, FGPC launched its contribution towards the protection of Mother Earth. Dubbed as "FGPC's Total Commitment to Environment, Safety and Health (ESH)", the activity was celebrated last April 22, 1999 in Batangan Plaza, Batangas City.

Every employee of FGPC rendered the oath for the "conservation and improvement of the environment and the protection of safety and health" and Mr. Garrucho personally signed the 160 oaths of commitment.

## FGPC ESH MANAGEMENT COMMITTEE

The ESH Committee is headed by Jesus A. Dimal as Chairman, Ramon J. Araneta as Vice-Chairman, Ignacito P. Panzo as Environmental Officer and Occupational Health Coordinator, Eduardo S. Sese as Safety Officer, Jerome H. Cainglet and Robin C. Rubina as ESH Officers (Head Office), Ramon V. Ocampo, Ruel Fajardo, Maricel P. Queliza, Irma C. Macatangay, Abigaile Palas and Ronald Aclan as Members of Secretariat.

## Management Assessment and Rating System (MARS)

In line with the ESH commitment and policy of the First Philippine Holdings Corporation's Group of Companies, specifically on Environmental Management Systems (EMS), systematic programs that eliminate hazardous acts and conditions, and establishment of high standards of safety and occupational health, each company shall be periodically appraised through MARS.

MARS stands for Management Assessment and Rating System. Its objectives are:

- » *To demonstrate Top Management commitment based on established ESH Management System*
- » *To promote company-wide awareness of participation in & adherence to the ESH Management System*
- » *To assess annually the level of accomplishment based on established ESH Management System*
- » *To recognize top performers for the fiscal year and sustain interest in the company ESH Programs*

Each company will be appraised and graded based on the following criteria:

- » *Organization and Policy*
- » *Meetings and Objectives*
- » *Education / Information Campaign*
- » *Compliance Monitoring*
- » *Physical Set-up and Contingencies Work Practices*

## 1999 MARS RESULT

The assessment for FGPC was conducted last July 8, 1999 with the results indicating that the amount of effort exerted on its ESH Management System, especially on

awareness programs and the methodical conduct of Multi-partite Monitoring Team (MMT). Based on the criteria designed for the program, FGPC meets its target of getting an "Average" rating although FGPC is still in the construction phase of the project. To further enhance the ESH commitment of FGPC and the level of ESH MS compliance, the following measures were recommended: 1) to continue with the conduct of ongoing awareness programs and 2) to develop/design housekeeping and waste minimization programs.

## FGP Corp. 500 MW San Lorenzo Project

from p.2

\$200 to \$600 million in imported fuel. In addition, the Philippine Government will earn between US\$ 6 billion and US\$ 10 billion in royalties over a span of 20 years.

- Promotion of a cleaner environment with the introduction of 3,000 MW of natural gas fired power plants to the Luzon grid. This will significantly displace higher polluting fossil fuels (e.g. coal and industrial fuel oil)

- Increased employment and transfer of technology.

turn to p.6



FGPC President Peter D. Garrucho, Jr. during the FGPC Launch (Earth Day) at Brgy. Hall Batangan Plaza, 22 April 1999

## FGPC POWER OF HUMANITY "Sagin Bayanin"

from p. 2

Foundation of the Philippines (OFPHIL) through the assistance of the United Nations Economic Society (UNIES), the said program had extended numerous free eye consultations, distributed free corrective eyeglasses to Batangas school children, and provided free cataract surgeries for those who are wishing to have better vision but deemed hopeless in their dreams due to financial difficulty.

A total of 16 free cataract operations were performed at the Mobile Eye Van (currently situated at the Meralco Compound in Ortigas, Pasig City).

Among the beneficiaries of the said cataract surgeries done last July and August 1999 were: Victorina Garibay of San Vicente, Bauan, 61 years old; Esteban Icao of San Pascual, 72 years old; Paulita Manalo of San Pascual; Juanito Maderazo of Batangas City, 68 yrs. old; Fermin Latoza of Bolbok, Lipa City, 77 years old; and Eugenia Maneja of Matinggain, Lemery, 45 years old.

Others who were given medical attention were: Rolando Saligao, 46 years old, diagnosed to have Dull Foveal Reflex in his

left eye and was referred to the Philippine General Hospital for Fundus examination; Salome Dinglasan, 65 years old, diagnosed to have McBonian Gland Dysfunction and Goblet deficiency; Narciso Comia and Segunda Aldovino both underwent Ptyredium removal; Joel Zenet, 27 years old, was recommended for possible corneal transplant. All said patients are from the Municipality of San Pascual. Maria Mendoza of Sta. Rita Karsada, Batangas City, was referred to the Lungsod ng Kabataan for further eye examination.

All the mentioned services were the product of combined efforts of the First Gas Power Corporation Eye Mission Team, UNIES, the expertise and excellence of the OFPHIL staff, the never-ending concern of Drs. Ria Evangelista and Anthony Richard Gomez Nunez, and last but not the least, the sincerity of our City and Provincial Government in their support for this eye care program.

### OTHER COMMUNITY DEVELOPMENT PROJECTS IMPLEMENTED IN BATANGAS CITY:

- » *Seawall construction and repair in Sta. Rita, Aplaya*
- » *Construction of basketball court roof cover in Sta. Rita, Aplaya*
- » *Deepwell construction for Sta. Rita*

### *Aplaya water supply*

- » *Installation of water line piping system in Sta. Rita Aplaya Elementary School*
- » *Provision of fire fighting equipment in Sta. Rita Aplaya*
- » *Provision of Tamara FX for barangay use in Sta. Rita, Aplaya*
- » *Development of relocation site for foreshore settlers and assistance in relocation in Sta. Rita, Aplaya*
- » *Construction of relocation site concrete fence in the relocation site in Sta. Rita*
- » *Rehabilitation of storm drainage system in the relocation site in Sta. Rita*
- » *Construction of a two-storey barangay hall in Sta. Rita Karsada*
- » *Construction of a three-classroom school building in Calumpang East, San Luis*
- » *Rebuilding of chapel in Calumpang East, San Luis*

## FGP Corp. 500 MW San Lorenzo Project

from p. 5

- Enhancement of Philippine industrial competitiveness that could result in increased exports.
- Possible conversion of public transport and private vehicles to natural gas with a consequent reduction in pollution.

### San Lorenzo Project

The development of the San Lorenzo Project plays an integral part in the realization of the downstream component of the Malampaya gas to power projects. Without the San Lorenzo Project, the development of the Malampaya gas field will not be possible.

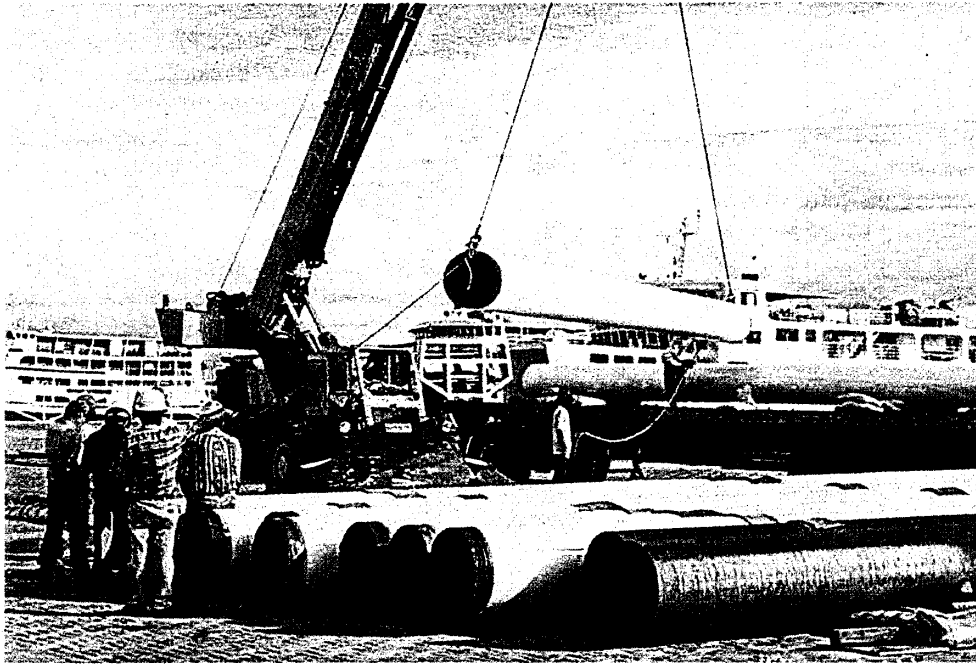
Development of the San Lorenzo Project took a major step forward in April 1998 with the signing of a Memorandum of Agreement for a PPA between FGP Corp. and Meralco for the supply of approximately 500 MW of electricity. Together with the Santa Rita Project, the San Lorenzo Project will complete Meralco's 1,500 MW offtake commitment to the Malampaya deepwater natural gas field project.

turn to p. 8



Just some of the happy faces of Batangas School children provided with free eyeglasses.





Sta. Rita Fuel Gas Onshore Pipeline Project

The following are the outstanding features of the project:

a. The San Lorenzo Project is expected to play a critical role both in ensuring the establishment of the Philippine natural gas industry as it will be a beneficiary of the country's first natural gas production facility that is currently being developed in Palawan, Southern Philippines by Shell.

b. The San Lorenzo Project will also be used in promoting increased competition in the Philippine power sector. Furthermore, it will play a critical role in allowing the Meralco, the offtaker of electricity, to meet its demand requirements, as well as capitalize on the medium to long term power supply gap that is forecasted for the region of Luzon.

c. Finally, the San Lorenzo Project's highly competitive tariff relative to other plants in the Luzon grid ensures a lower electricity price for the consumers.

### **San Lorenzo Power Plant**

The San Lorenzo Project is a 500 MW Combined Cycle Power Plant that is expected to operate as a baseload facility for 25 years using the natural gas from Malampaya gas field as its main fuel. The San Lorenzo

Project is planned to start commercial operations by first quarter 2002.

The power plant consists of two 250 MW units, each having one generator, one gas turbine, one steam turbine and one heat recovery steam generator (HRSG) on a single shaft. The power plant will use Siemens V84.3A gas turbine, one of the world's most advanced and most efficient. With efficiencies over 50% on both natural gas and liquid fuel, the technology would allow competitive power tariffs, while conserving energy resources. This would translate to a reduction of power generation charges to the Filipino consumer.

The power plant site is to the west of and immediately adjacent to the 1,000 MW approximately US\$ 250 million to US\$ 600 Rita Combined Cycle Power Plant located in Barangays Santa Rita Karsada and Santa Rita Aplaya in Batangas City. The site will be leveled and will include all access and service roads, plant foundations, control building, pump houses, workshop, administration building, site sewerage and surface water drainage system.

### **Project sponsors**

The lead sponsors for the San Lorenzo Project

## **FIRST GAS PIPELINE CORP. Tabangao to Sta. Rita Fuel Gas Onshore Pipeline Project**

from p.3

FGPL also started acquiring the right-of-way (ROW) easements needed for the TSR pipeline as early as the second half of 1998. To date, ROW acquisition is practically complete with negotiations for the last several landowners already in their final stages.

The two most critical permits have already been secured. In April 1999, the project was given its Environmental Compliance Certificate by the Department of Environment and Natural Resources (DENR). In June 1999, the Department of Energy (DOE) granted FGPL the authority to build, own and operate a natural gas pipeline from Tabangao to Sta. Rita.

Ten reputable pipeline contractors were invited to pre-qualify for the tendering of the EPC of the TSR pipeline. Four companies pre-qualified and were issued the invitation to tender ("ITT") documents. The bids were evaluated using the tender process being used by BG plc., a major shareholder in FGHC/FGPL and one of the top pipeline operating companies in the world. Following a detailed evaluation, two companies were short-listed. The contract for the supply of pipeline with Itochu would be novated to the winning contractor. The winning contractor will furnish materials, labor, technical advisory services, machinery, supervision and construction management services. Such services will bring the pipeline to commissioning and to commercial operations.

are FGHC, BG plc. and Lopez Inc. FGHC owns 41.6% of FGP Corp. FGHC, through its wholly-owned company, First Gas Power Corporation (FGPC), is constructing the 1,000 MW Santa Rita Project. BG plc., which owns 23.4% of FGP Corp., is a publicly listed UK company with extensive experience in gas transportation and energy development. Lopez Inc., which owns 35.0% of FGP Corp., is the main holding company of the Lopezes.

## FGP Corp. 500 MW San Lorenzo Project

from p.7

### Power sales

On April 29, 1998, FGP Corp. executed a Memorandum of Agreement for a Power Purchase Agreement (the "MOA") with Meralco for the supply of electricity from the San Lorenzo Project. The MOA was converted into a final Power Purchase Agreement ("PPA") on July 22, 1999, the terms of which are substantially in the form of that executed between FGPC and Meralco on January 9, 1997 for the Santa Rita Project.

The San Lorenzo Project will operate as a baseload facility and is expected to deliver competitively priced energy to Meralco, which will take-or-pay for an MEQ equal to the net electrical output of the plant at a capacity factor of 83%.

Based on Meralco's projection, the tariff offered by FGP Corp. under the San Lorenzo PPA is competitive with both the NPC grid rate and with Meralco's alternative sources of power.

### Engineering, procurement and construction (EPC)

On March 18, 1999, FGP Corp. entered into an agreement with Siemens (the "Contractor"), a leading power plant contractor in the world, for the engineering, procurement and construction of the San Lorenzo Project. The EPC Contract has been entered into on a fixed price turnkey, date-certain basis with guarantees for completion and performance (heat rate and output) of the power plant. The construction period is currently guaranteed at 23 months or 27 months depending on whether the four-month early start option is exercised by FGP Corp.

### Operation and maintenance

FGP Corp. signed an O&M Agreement on April 15, 1999 with Siemens Power Operations, Inc. ("SPO"), a 100%-owned subsidiary of Siemens incorporated in the Philippines (the "Operator"), to operate and maintain the Plant. The Operator, among

other activities, will manage, operate, maintain and repair the Plant and perform the services and other obligations specified in the O&M Agreement. With the present maintenance and outage schedules, an average availability of 90% is achievable during the term of the O&M Agreement. SPO is also the Operator of the adjacent Santa Rita Project.

### Fuel supply

With the supply of gas expected in 2002, FGP Corp.'s fuel strategy is to operate the San Lorenzo Project on the basis that it will use indigenous gas from the Malampaya field currently being developed by Shell as soon as it is made available. As an interim measure, a liquid fuel contract will be signed in order to allow the San Lorenzo Project to commence commercial operations in 2002 and meet Meralco's load requirements, thus protecting it from any delay that may be experienced by Shell.

In this connection, FGP Corp. entered into a binding Gas Sale and Purchase Agreement ("GSPA") on May 8, 1998. Under the GSPA, Shell will provide natural gas, for 22 year, to the San Lorenzo Project from the Malampaya gas fields after the conversion of the San Lorenzo Project from liquid fuel operation to natural gas operation.

FGP Corp. will utilize liquid fuel to enable the San Lorenzo Project to generate reliable and cost effective power to meet Meralco's needs for power prior to the San Lorenzo Project's gas flow date in July 2002. The liquid fuel, which could be gasoil, naphtha or condensate, will be supplied by Enron

Capital Trade Resources Singapore ("ECTRS") under a long term contract that will allow the flexibility to switch to and from natural gas, as necessary.

### Power transmission

Under the Interim Interconnection Agreement ("IIA") NPC, FGP Corp. and Meralco have agreed that priority delivery and transmission of energy produced by the San Lorenzo Project, from the plant site to the Meralco Grid System, will be performed by NPC. Load flow studies by the San Lorenzo Project's technical advisers, PB Kennedy & Donkin, have confirmed that the existing transmission system can, under normal transmission conditions, carry the full 1,500 MW (1,000 MW Santa Rita Project and 500 MW San Lorenzo Project) with no constraint.

### Project Financing

The total estimated cost of the San Lorenzo Project is US\$ 450 million including capital and financing costs. The project will be financed through a combination of long term debt and equity on a 75:25 basis which is a typical debt to equity structure for project financing of power plants. The San Lorenzo Project seeks to obtain non-recourse finance debt from a combination of export credit agencies (ECAs), bilateral agencies, and commercial banks. Like in the Santa Rita Project, the San Lorenzo Project is expected to utilize strong financing support from German ECAs like HERMES, KfW, and GKA. The long-term debt facilities are expected to have a comprehensive political risk cover.



FGPC representatives with Sta. Rita Aplaya residents during turnover of fire-fighting equipment to the barangay

## 資料 - 5 共水性ガスに関する資料

## EVALUATION OF THE POTENTIAL OF UTILIZING IODINE ASSOCIATED WITH 'KYOSUI-SEI-GASU' DEPOSITS IN THE COTABATO BASIN

September 1999

---

In response to a Philippine Government request, the Japanese Government, through the Japan International Cooperation Agency (JICA), conducted a field survey and evaluation of the potential for kyosui-sei-gasu deposits (i.e. natural gas associated with water) in the Iloilo Basin on Panay Island during the last quarter of 1981. While the study established the presence of kyosui-sei-gasu type deposits in the basin, it also highlighted the potential for commercially tapping the iodine found in the formation waters associated with the natural gas. However, no serious petroleum exploration programs were subsequently conducted in the Iloilo Basin since that time, particularly in view of the relatively marginal natural gas reserves established in the area.

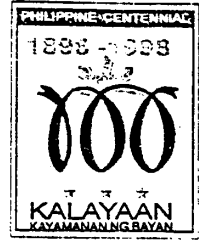
With the advent of the Malampaya Deep Water Gas to Power Project of Shell Philippines Exploration B.V. in offshore northwest Palawan, much attention is now being given to the exploration and exploitation of natural gas as a viable and environment-friendly energy source. For its part, PNOC-Exploration Corporation (PNOC-EC) continued to actively pursue its mandated task of oil and gas exploration in other Philippine basins and, in 1994, successfully put on stream its San Antonio Gas Project in Isabela Province on the Island of Luzon. Modest gas reserves of 4.3 BCF are being tapped to fuel a 3MW power plant, producing electricity that is sold to the local electric cooperative. With this pioneering project, the viability of small-scale natural gas utilization for power generation was established and PNOC-EC now intends to replicate this experience in its other exploration areas.

PNOC-EC has since embarked on an exploration program for so-called "shallow gas deposits" in other parts of the country. Current focus is on the Cotabato Basin on Mindanao Island where potential shallow gas deposits were encountered while drilling for oil in the Tukanakuden-1 well in 1996. Evaluation of seismic data acquired in 1993 and 1996 has subsequently led to the delineation of the Sultan-sa-Barongis (SSB) Prospect, which was the target of a recently completed and successful two-well drilling program. The wells SSB-1 and SSB-1 flowed methane gas and brine which was found to be high in iodine content. Iodine concentrations of as much as 95.5 ppm were measured from the analyses done by the DOE's Energy Research Laboratory. Based on preliminary results, the SSB Prospect meets all the prerequisites for a potentially viable iodine type kyosui-sei-gasu deposit, as outlined in the 1982 JICA report. Geological aspects relating to paleoenvironments of deposition, reservoir age and type, depth of burial, type of formation fluids, as well as on the preservation of formation fluids with high concentrations of iodine closely resemble those in the Iloilo Basin.

With this development, PNOC-EC is therefore looking at the possibility of tapping Japanese expertise and funding for studies on the potential of extracting and utilizing the iodine as an additional resource in the development of the natural gas reserves in SSB and in the other similar prospects in the Cotabato Basin.



Republic of the Philippines  
**DEPARTMENT OF ENERGY**



September 23, 1999  
Ref. No.: 99-W-064I

**Mr. Ernesto S. San Jose**  
Exploration Manager  
PNOC-Exploration Corporation  
Energy Center  
Merritt Road, Fort Bonifacio  
Taguig, Metro Manila


Subject: Results of Analysis

Dear **Mr. San Jose**:

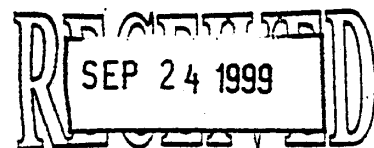
Attached are the results of analysis on the five water samples from Maguindanao that were submitted to the Geothermal Section-Energy Research Laboratory on September 8, 1999.

We are pleased to have been of service to you and should you need any clarification regarding the results, please feel free to communicate with us.

Very truly yours,

  
**Griselda. J. G. Bausa**  
Director  
Energy Resource Development Bureau

**PNOC EXPLORATION CORP.**



OFFICE OF THE  
EXPLORATION MANAGER

**RESULTS OF ANALYSIS**  
**GEO THERMAL SECTION**

September 22, 1999

Report No. 99-I-11


DEPARTMENT OF ENERGY  
 Energy Research Laboratory  
 Merritt Rd., Ft. Bonifacio,  
 Taguig, Metro Manila  
 Tel. # 8441020-40 Loc.258, 222


SERVICE FOR: PNOC - Exploration Corp.  
 Energy Center  
 Merritt Road, Fort Bonifacio  
 Taguig, Metro Manila

ATTENTION: Mr. Ernesto S. San Jose  
 Exploration Manager

SAMPLE LABEL	TYPE OF ANALYSIS		
	pH	Chloride (ppm)	Iodide (ppm)
BSW 8/28/99	7.71	22,600	95.5
Flow Test #3 8/28/99	7.67	22,600	91.5
Flow Test #3 8/29/99 0700H	7.72	22,400	92.3
Flow Test #3 8/29/99 0800H	7.71	22,400	93.3
Flow Test #3 8/29/99 0900H	7.67	22,400	92.9
<i>Sample Description</i> : Water			
<i>Source / Locality</i> : SSB-1, Maguindanao			
<i>Date Submitted</i> : September 8, 1999			
<i>Date Analyzed</i> : September 9 - 22, 1999			
<i>Analyzed By</i> : L. S. Pangilinan and H. C. Flores			

**COMMENTS:** Reference # : 99-W-0641 to 0681

Submitted by:  
  
 Alma R. Palabrica  
 Supervising SRS

Noted by:  
  
 Zalzon C. Espino  
 Chief  
 Energy Research Laboratory