

フィリピン共和国
エネルギー省
フィリピン国営石油公社

フィリピン国 天然ガスパイプライン建設事業 準備調査

報告書

2014年11月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

株式会社三菱総合研究所
大阪ガス株式会社
新日鉄住金エンジニアリング株式会社
日鉄住金パイプライン&エンジニアリング株式会社

東大
JR
14-053

プロジェクトサイト地図



出所：調査団作成

概要版

1 概要

(1) プロジェクトの必要性

天然ガス供給者とガス市場を結ぶため、フィリピン政府はルソン島においてガス供給ネットワークの整備を進めることとしている。ルソンのネットワークは主に、Camago - Malampaya ガス田と Batangas、Cavite 地域に立地する発電所をつなぐものである。このパイプラインは将来、マニラ首都圏、Bataan、そしてその後ルソン島中部、南部に延長される構想である。Batangas からマニラまでの陸上ガスパイプラインは、約 110km である。さらにこれが延伸されると、Bulacan、Pampanga を経て Bataan までの延長 250km のガスパイプラインとなる予定である。さらに、Bataan と Batangas において LNG 受入基地が建設されることになる。

長期的には、フィリピンにおけるガスセクター開発は、ルソン島その他地域やミンダナオ島などに拡大されることが期待され、高圧パイプラインや中圧供給パイプラインなどの建設が見込まれる。これらの建設には資金、技術をもったパイプライン建設、運営の会社が事業参加することが期待される一方、政府の役割についても明示する必要がある。

このプロジェクトの目的は、国産、輸入天然ガス資源を有効にかつ幅広く利用することにある。これは今後天然ガスセクターの開発に貢献し、さらにエネルギー多様化、フィリピンにおける持続可能な経済、社会開発に寄与するということが期待される。このためには、Batangas からマニラ首都圏にいたる消費地までをつなぐパイプライン、や LNG 受入基地、ガス発電所などのバリューチェーンを構築することが必要である。Batman1 プロジェクトはこのひとつとして重要な位置付けにあると考えられる。

(2) 調査の目的

フィリピンにおけるガス産業を振興させ、プロジェクトの実施を促進させるためには、実施機関である PNOC に対して、プロジェクトの可能性についての調査を行うことが重要であると考えられる。

調査における個別の目的は以下のように要約される。

- 総合的なバリューチェーン（LNG 施設、リガス設備、パイプライン、オフテーク施設など）を PPP スキームのもと、Batman1 プロジェクトの可能性を評価し、適切な実施戦略を提言すること
- マランパヤやその他ガス設備、発電所、工業団地、商業ビル、CNG バス、LNG 基地（Bataan、ミンダナオ、パグビラオなど）に係る必要な情報を収集すること
- 天然ガス開発および PPP 開発にかかるフィリピンの現行法規制について、情報収集、分析し、プロジェクトが円滑に実施できるよう必要な改訂について分析すること

2 Batman 1 プロジェクト形成調査

2.1 プロジェクト・スコープ

(1) 高圧パイプライン

Batangas ガス供給ポイント — SLEX 高速道路 Cabuyao 出口

(2) 中圧ガス供給パイプライン

(i) Lima 工業団地供給ルート

(STAR 高速道路 Malvar 出口付近-Lima 工業団地)

(ii) Calamba エコ・ゾーン供給ルート

(STAR 高速道路 Santo Tomas 出口付近-ファースト・フィリピン・工業団地)

(iii) Laguna 工業団地供給ルート

(STAR 高速道路 Cabuyao 出口付近-Laguna 工業団地)

(3) その他設備

ブロック・バルブ・ステーション、ガバナー・ステーション、メータリング・ステーションほか

2.2 パイプラインルート of 自然条件

(1) 地形・地質

フィリピン群島は、フィリピン変動帯とユーラシア大陸縁に分けられる。本プロジェクトの地域は、造構造運動、地震活動及び火山活動が活発なフィリピン変動帯に位置する。

パイプライン通過予定地には以下の 5 つの地震発生源がある。

- ・ Valley 断層系：Manila 首都圏とパイプライン通過予定地を通る活断層系。
- ・ Infanta 断層：Quezon の海岸線を形どる主フィリピン断層の 1 セグメント。
- ・ Lubang 断層：Batangas と Mindoro 間の海域にあるフィリピン断層の主要分岐。
- ・ Aglubarg River 断層：Mindoro 断層の分岐。1994 年 M7.1 ミッドロ地震の起震断層。
- ・ Manila 海溝：PHIVOLCS は M8.4 を想定。過去 400 年間動いていない

(2) 液状化危険度

一般に、液状化は浅い地下水位、低い N 値 (15 以下) の緩いシルト、細砂で起こりやすい。PHIVOLCS は、潜在的に液状化の影響を受けやすい地域を区分している。北部の Muntinlupa 地域では、Lagna 湖の西湖畔、パイプラインが横切るところは、中程度の液状化危険度に区分されている。パイプラインの大部分の区間を占める中央部の Taal 湖東岸地域では、液状化の起こりやすいところは示されていない。南部の Batangas 地域では、液状化危険箇所は示されていないが、第四紀沖積層の堆積物が分布する地域は液状化が起こりやすいと考えられる。

以上のことから、パイプラインの安全性に影響を与える地盤液状化の危険性のある地域に Batman 1 パイプラインを敷設するにあたっては、高圧ガスパイプラインとして担保すべき安全性を確保させる上で、地震国で長年に亘り耐震安全性の実績を有する日本ガス協会の「高圧ガス導管液状化耐震設計指針」等による耐震設計が必要となる。

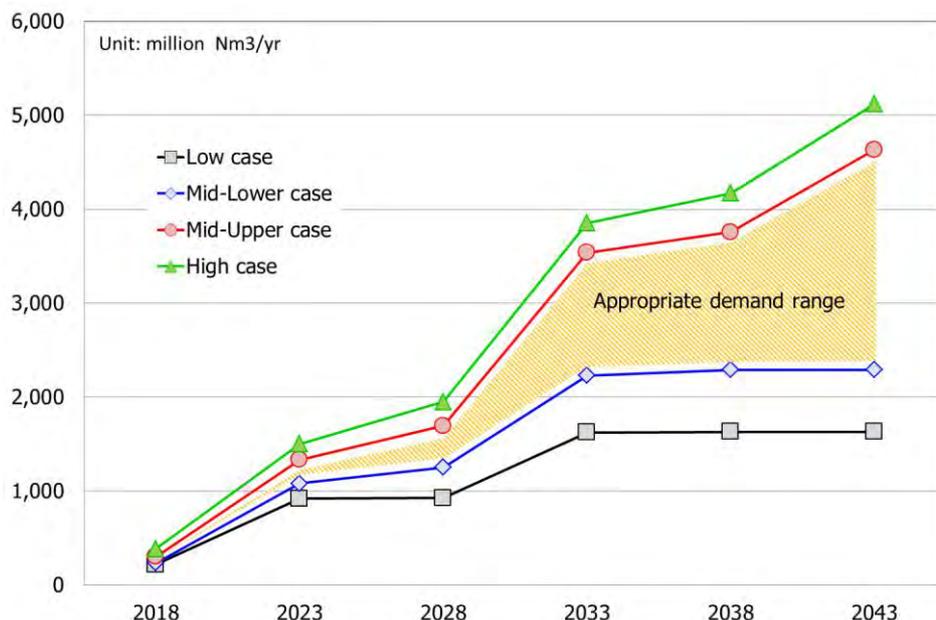
2.3 天然ガス需給分析

(1) ケース想定

天然ガス需要推計に際し、ここでは4つのケース想定を行った。それぞれ低位、中低位、中高位、高位ケースである。

(2) Batman 1 整備に伴う天然ガス需要推計の概括

Batman 1 天然ガスパイプライン整備に伴う天然ガス需要推計を発電、工業、商業、住宅、運輸の分野について行った結果を2018年から2043年までの25年間の推移として4つの推計ケースごとに示したのが次の図である。



出所：調査団推計

図1 ケース間比較：Batman 1 ガス需要推計結果

(3) 想定需要幅

需要想定の中、低位ケースは、低迷する経済状況、価格動向で特段施策も講じられない状況であり、すなわちすべてを市場原理に任せた状況で最も悪い条件を想定している。次に中低位ケースは、ガスの価格は下値（標準）で他燃料、エネルギーに対する競争力は確保されている状況である。仮にガス価格の設定が可能であれば、この中低位が最も悪い条件となる。これに加え中高位ケースは、マクロ経済環境で恵まれた場合に中低位ケースの条件からさらにプロジェクトの財務的実行可能性を高める効果を期待したケースである。現実には、中低位ケースから中高位ケースの間の需要範囲が、現実的に発現するであろう需要範囲と考えられる。言い換えれば、この需要範囲が当該プロジェクトにとって適した需要範囲でもある。最後に、高位ケースは、市場の地理的範囲の拡大も織り込んだケースであるが、これはガスが供給されることにより誘発需要が周辺地域にも生ま

れ、この需要をとりこむガス配給事業が民間ビジネスベースで育成されることを想定したものである。このケースは結果的に当初想定した設計容量を上回る需要となり、従って Batman1 のみならず例えば PEP 2012 にもリストアップされているガスインフラである Batman 2 (Bataan-Manila 間) の整備等によるネットワークでの対応が必要となるケースである。

(4) 政府による天然ガス普及奨励施策の意義

4つの想定ケースに基づく天然ガス需要推計の結果を待たずとも、天然ガス需要を左右する主な要因としてマクロ経済環境があることは明らかである。しかしマクロ経済環境は、政府が操作するには政策を講じることはできても限界がある。他方、ガス需要に影響を及ぼすもうひとつの重要な要因である天然ガス価格については、政府が意図を以て設定することが可能な要素である。そのため、中低位ケースは、政府がガス奨励施策を講じることが可能という条件下であれば最も低い需要の発現ケースとしている。すなわち、政府のガス普及奨励施策があれば、経済環境如何にかかわらずプロジェクトとして成立させることが可能である。

さらには、政府として天然ガスを普及させるための施策としては、他にも選択肢がある。ひとつには、CNG バス普及施策である NGVPPT で、当初計画である 2030 年までに 7,500 台以上の普及をめざしているが、例えばこのような「約束」の達成を目指し、政府としては一層の努力が求められる。運輸分野では、このほかにも CNG タクシーの普及を目指した充填スタンド増設など、Batman 1 パイプラインに付随するインフラを積極整備することも考えられよう。

ガスヒートポンプやオンサイト発電機材などの普及を奨励する意義としては、単なるガスの振興ではなく、ピーク需要の削減による電力インフラへの負荷軽減という側面も考えられよう。これは、既に送電線増設に制約が生じている中、電力インフラへの追加的投資の限界費用が高まる中、エネルギー政策全体としてのコスト削減に結びつく施策である。

また、幅広い視野からは、天然ガス振興は電力や石油製品燃料に加え、さらに多くの選択肢を提供するという点からも有益な施策である。さらには、エネルギーの多様化はエネルギー供給リスク緩和に貢献するとともに、自然災害に対応したリスク軽減にも有益である。

2.4 ガスパイプライン

(1) 設計コンセプト

- 地震や台風に耐えられる安全な設備設計を第一とする。
- Batman 1 に続く将来の高圧幹線との連携を踏まえた設計とする。
- 将来の需要を見据えた設備設計とする。
- 日常の運転・保守が安全簡単に行うことが出来る設備とする。

(2) 適用基準

BATMAN1 パイプラインの適用基準については、Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution and Supply of Natural Gas(DOE Circular No.2002-08-005(27 August

2002)に従って、国際基準をベースとする。ただし、他の章で記載しているように、自然災害、特に地震発生確率が高い比国において、設計寿命を満足させるために必要に応じて日本の耐震設計基準を採用した。

(3) ロケーションクラス・設計係

パイプラインの埋設深さやブロックバルブステーションの間隔を定めるためのロケーションクラスの設定は重要な基準である。ここでは ANSI/ASME B31.8 に定められたロケーションクラスを適用した。なお、供給ラインについては、将来的に供給するラインが増えることを想定し、ロケーションクラス 3 (設計係数 0.4) とした。

(4) パイプ、異径管の仕様

パイプラインには、アメリカ石油協会 (American Petroleum Institute 以下「API」という。) で定められた鋼管を適用する。本プロジェクトでは、日本国内で最も実績が多く、現地溶接やハンドリングに信頼がおける API 5L X-65 (口径 24inch) 及び API 5L X-52 (口径 16inch)、API 5L X-42 (口径 12inch) を前提とする (口径 16inch は Phase2 で適用)。鋼管の外面には、ポリエチレン被覆を施し、地中の腐食環境から腐食を防ぐ。また、鋼管の内面には、施工期間中の錆の発生を防ぐためにエポキシ塗装を施す。

口径 16 インチより逐次、試行計算を行った結果、Batangas から Cabuyao (GS3) までの口径を 24”、Cabuyao (GS3) から Sucat までの口径を 16”とした。

(5) 耐震設計

日本と同様、地震時にガスパイプラインに損傷を被る恐れのあるフィリピン国では、日本での様々な実験や検証を通じて作られた「高圧ガス導管耐震設計指針」「高圧ガス導管液状化耐震設計指針」の考え方を耐震部には適用する。また、人口密集地に埋設することを考慮し、日本の市街地での技術やノウハウを取り入れた仕様を適用する。Batman1 では、地震発生確率、人口密度、地盤性状を踏まえてラインパイプの材料仕様と現地周溶接部の合格基準を設定した。

(6) 施工仕様の検討

①高圧幹線パイプラインの接合 (現地溶接部の品質基準)

現地で行うパイプラインの周溶接部の溶接品質は特に重要であり、溶接方法と検査基準に対して、ロケーションクラス及び、SA level の分類から、溶接方法と品質基準を以下のよう

ア) 【耐震部】 SA Level 2、3 (ロケーションクラス 3、4)

耐震設計部における溶接方法は、日本の高圧幹線で実績のある全自動溶接 (マグ溶接) にて行う。溶接に使用する材料については、日本の規格にて製造された JIS 材を使用する。現地溶接部における放射性透過試験の合格基準は、前述の JIS 規格による判定を適用するものとし、全数検査を実施する。この場合、気密試験を実施することとする。

イ)【非耐震部】SA Level 1 (ロケーションクラス 2)

非耐震部における溶接方法は、被覆アーク溶接を適用する。放射性透過試験の合格基準は、API による判定を適用するものとし、抜取率は、API で定める 15%以上とする。なお、放射性透過試験を抜取で行う場合は、耐圧試験を実施することとする。

(7) ルート選定

調査開始当初の高圧幹線パイプライン (Trunk Line) ルートは前回調査 (2012 年) において報告している Batangas City の新設 LNG 受入基地から Sucat Power Station までの約 105.2km であった。しかし、今回の需給調査結果により高圧幹線パイプラインルートを下記の様に 3 つに大別し調査した。

- ①Batangas City の Energy Supply Company から Cabuyao City までを Phase-1 ルート:約 65.7km
- ②Cabuyao City から Sucat までを Phase-2 ルート:約 29.1km
- ③Mabini Municipal の将来的な LNG 受入ターミナルの候補地となる PNOG-ESB から Phase-1 ルートへアクセスする Lipa City までを将来オプションルート:約 33.8km

また、Phase-1 ルートとして Batangas City から Cabuyao City までの、下記に示す 2 つの日系工業団地と 1 つの工業団地エリアへの供給ライン (Distribution Line) を調査した。

- Lima Technology Center (以下: LTC)
- First Philippine Industrial Park(Future plan) (以下: FPIP (Future plan))
- Laguna Industrial Area (以下: LIA)

(8) 施工計画調査

①一般部の施工方法

パイプラインの埋設については、高速道路 (マニラ方向園地部) への埋設、道路下への埋設する箇所を総称して一般部と呼ぶ。一般部の施工方法は、一般的に、「道路掘削→パイプ吊り降ろし→溶接→検査→塗覆装→埋め戻し→道路復旧」の手順であるが、道路形態、渋滞状況、店舗・民家の状況などを考慮して昼間施工、夜間施工、即日復旧などの工法を選定する。また、実際の施工に関しては、道路管理者からの指示や地元からの要請等も考慮する必要があり、着工前には詳細設計と同時に、十分な検討、協議が必要となる。

②特殊部の工法検討

特殊部 (河川、道路、橋など) を横断する方法として、1.オープン掘削、2.推進工法、3. シールド工法、4.HDD 工法 (Horizontal Directional Drilling)、5.ガス単独橋、6.橋梁添架の方法があるが、経済合理性の観点から工法を選択した。従って、工期が短く、施工費用が安価であるオープン掘削を基本とし、本工法の適用が困難と予想される場合に、推進工法又は HDD 工法を適用する計画とした。添架や単独橋は、高圧ガス管を露出させることになり、テロ行為、悪戯対策を考慮すると維持管理費用も必要となることから、ここでは選択外とした。(ステーション等の露出パイプラインは、24 時間ガードマンにて監視している)

2.5 LNG 受け入れ基地ターミナル

Batman1 に供給する天然ガスは、Malampaya のガス田からは、供給余力がないため、

LNGによる輸入を前提とする。ルソン島南部におけるLNG受け入れ基地は、2014年7月時点で、計6か所における建設計画がある。これらの建設予定地の中でも、以下の条件からBatangas地域に設けることが適切かつ重要であるといえる。

Batangas地域の合計2700MWの火力発電所への天然ガス供給は、Malampayaガス田が枯渇した後も、供給が必要であり、そのためには、Batangas地域にLNG受け入れ基地を設置する必要がある。現在、2700MWの火力発電所に供給している天然ガスは、Malampayaからの海底パイプライン一本で供給されており、このパイプラインからの天然ガス供給が何らかの影響で途絶えた場合、そのバックアップとして別ソース、別ルートからの天然ガス供給手段が必要とされる。Batangasからマニラに向けたガスパイプライン沿いには、多くの工業団地、商業施設が存在し、パイプラインから効率的に天然ガスを供給することができる。その結果、産業基盤の拡大、雇用創出につなげることができる。

2.6 事業費積算

本節は、公開版報告書では掲載されません。

2.7 事業計画・開発スケジュール

(1) 事業スキームのオプション

事業スキームとしては、通常の公共事業のように資金調達から施設整備及び運営維持管理の全てを公共側で実施する場合から、BOT事業のように資金調達、施設整備及び運営維持管理を包括的に民間に委ねる場合、そして、以上の中間に位置するスキームが存在する。本事業において、可能性のある事業スキームオプションは、次表のとおりである。

表1 事業スキームオプション

事業スキームオプション		資金調達	施設整備	運営維持管理	料金收受
Model 1	通常の公共事業	公共	公共	公共	公共
Model 2-1*	O&M分離方式 (アウトソーシング)	公共	公共	民間	公共(民間) *
Model 2-2*	O&M分離方式 (リース)	公共	公共	民間	公共(民間) *
Model 3	JV方式	公共/民間	公共/民間	公共/民間	公共/民間
Model 4	BOT方式	民間	民間	民間	民間

*O&M分離方式の場合、2つのオプション(2-1及び2-2)に区分できる。一つは、民間にO&Mを委託し委託料を支払うケース、もう一つは民間に施設をリースし、民間からリース料を徴収するケースである。前者の場合はエンドユーザーからの料金は公共側の収入となるが、後者の場合には民間の収入となる。

評価の結果、調査団は、モデル2(O&M分離方式)が最適なスキームであると結論に至った。モデル2は、更に2つのモデルに分けることができる。モデル2-1及び2-2の選定は、民間事業者の事業範囲の議論と深くかかわっているため、民間事業者が事業に対してより明確な考え方を有するであろう、事業準備の後半段階において、より詳細に議論され選定されるべきである。モデル3(JV方式)は、モデル2の次に推奨される。もともと、

ODA 資金の利用可能性について更に検討を要する。なお、アベイラビリティペイメント方式が適用される場合には、需要リスクが官民にて分担され、民間事業者の本事業への参画意欲が高まることが想定される。モデル1（通常の公共事業）は、公共側にガスパイプラインの建設及び運営のノウハウが無いため適用困難である。モデル4（BOT方式）は、ソフトローンを利用しないため、財務的実現可能性が低く、またガス料金の水準をコントロールすることが困難であり政府の政策を達成できない可能性があるため、適用困難である。

(2) PNOC の事業実施能力

PNOC は、Batman1 における事業実施機関（IA）となる可能性が高い。仮に ODA ファイナンスが活用される場合には、PNOC が直接的な借手となる。Batman1 の実施機関として求められる主な能力は以下のとおりである。

- ・ 海外からの借入にかかる融資契約締結能力
- ・ PPP 契約を含む契約締結能力
- ・ プロジェクトモニタリング
- ・ 事業調達（PPP 事業実施に必要な手続きや技術的検討を含む）

調査団は、PNOC の能力を調査するため、2014 年 1 月に関連部署に対してインタビューを行った。現時点における仮評価を以下に示す。PNOC が Batman1 を実施する上でもっとも欠如している能力は、PPP 事業における各種手続きや技術的検討を含む調達能力である。

表 2 PNOC の能力仮評価の結果

能力	仮評価の結果
ODA ローンに対する実施能力	<u>外部専門家の支援を受けることにより、十分</u> 財務部内にある Revenue Management Division (RMD)が、融資を担当している。RMD は、過去に JICA 及び ADB ローンを受けた経験があり、その当時の職員も残っている。PNOC の ODA ローンの実施に必要な人的能力は外部コンサルタントを必要に応じて活用することにより、十分であると考えられる。
PPP 契約を含む契約締結能力	<u>外部専門家の支援を受けることにより、十分</u> PNOC は、その法務部に民間セクターとの契約に豊富な経験を有する 5 人の渉外弁護士を有している。これらの弁護士は、PPP 契約を含む契約締結について十分な能力を有している。もっとも、PPP 事業契約の締結については、その作業・検討内容は膨大となるため、通常は PPP 事業の経験が豊富な独立した弁護士事務所を活用することとなるが、その管理能力は十分である。
プロジェクトモニタリング	<u>外部専門家の支援を受けることにより、十分</u> PNOC は、子会社の実施するプロジェクトにつき Project Management Department (PMD) を通じてモニタリングを継続的に実施している。PMD は、運営開始前の 30 の事業に対してモニタリングを実施し、7 つの運営開始後の 7 つの事業につき評価を行っている。そのため、親

	会社としてプロジェクトをモニタリングする能力を十分に有している。現場ベースでの日常のモニタリングについては、コンサルタントを活用することが考えられる。
事業調達 (PPP 事業の手続き及び技術的検討を含む)	<u>不十分</u> PNOC は、大規模なインフラ事業における調達を経験したことがなくこの役割を担うことができる職員を有していないと考えられる。本事業においては、国際競争入札の経験を有していることが、調達を円滑に進める上において重要である。また、特にエネルギーセクターやガスセクターにかかる経験を有するエンジニアの参画も不可欠である。

出所: 調査団、PNOC へのインタビューに基づく

(3) ガスパイプライン開発における政府の役割

① フィリピン政府の役割

フィリピンにおけるガス市場はまだ設立されていないことから、米国やドイツのような歴史のある先進事例を参考にすることは適切ではない。むしろ、自国にガス資源がなく、消費・市場規模の小さい国での市場黎明期のイメージをもつことが参考になると考えられる。この場合、初期投資に比べて当初のガス需要および収益の拡大にある程度時間がかかることが予想され、また市場リスクも比較的大きいと考えられるため、民間主導の開発は難しいことが予想される。また、ガスパイプラインなどの流通設備は一般に、利益率が大きくないため民間主導による開発が世界的にもあまり進んでいない。

従って、まず重要なことは政府主導にてガスパイプラインの建設を行い、関連インフラ整備、提供することが望ましいと考えられる。次に市場黎明期における需要リスクをある程度政府が肩代わりし、消費者の需要を喚起することが重要である。さらに、政府の「呼び水」をもとに、ガスセクターの利害関係者や新規投資家に対して、安心感を与え、追加開発や投資を喚起することがさらなる市場の拡大につながると期待される。

これらの政策実現のためには、政府主導で開発コストの低い資金調達を行って開発を進めるとともに、市場運営のルールとなる規制の整備を行い、公正で透明性の高い市場を目指すことが望まれる。

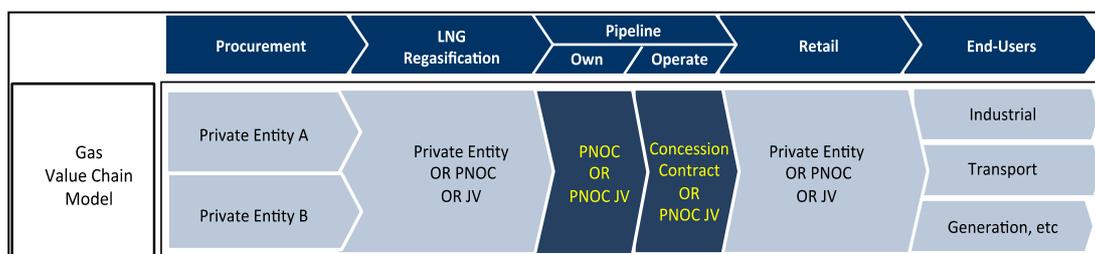
② 市場規制

市場は上流、中流、下流の3つに大別され、フィリピンにおいては上流では現存のマランパヤ・ガス田や今後、民間企業による天然ガス輸入が想定される。下流の消費者は産業需要家、運輸セクター、民間発電会社になるため、政府の役割は中流のガスパイプラインを中心とした流通設備となる。

ガスセクターのバリューチェーンをフィリピンに当てはめたものが次の図である。ガス調達や LNG ターミナルは現存のマランパヤ・ガス田を含めて民間会社主導にて開発されることが想定される。小売りにおいては最終消費者の規模、数、地域性もありいくつかの可能性はあるものの、PNOC などの政府系組織が単独で直接の事業展開をすることは想定しにくい。

一方、ガスパイプラインは PNOC 単独あるいは民間企業との JV にて投資、開発をするこ

とによって、安定したセクター運営の立ち上げをすることが期待される。パイプラインのオペレーション・運営については経験や必要とされるスキルの関係から、民間企業への委託やJVによるオペレーション等が考えられる。いずれにしてもPNOCが保有するフランチャイズ権を法的根拠として事業展開をすることになる。



出所：調査団作成

図2 フィリピンガスセクター バリューチェーン

2.8 経済財務分析

(1) パイプラインのプロジェクトスキーム

フィリピンでは、ガスパイプラインの事業形態として、政府部門単独、政府と民間のJV、民間単独が認められ、またインフラの所有事業者と運営事業を分離する方式（上下分離）、統合する方式（上下統合）の双方が可能である。そのため、本事業の実施にあたり様々なプロジェクトスキームが想定される。

分析にあたっては、予備調査（2012）で譲許性融資の利用が費用面で有利であることがわかっており、前回調査で検討したプロジェクトスキームから、コンセッション・ローン供与を想定したものをまず選定した。また、アレンジメント次第では、政府と民間が共同で出資するJVに関してもコンセッション・ローン供与が可能となるため、新たに分析に加えた。さらに、比較を目的として、民間セクターが保有運営するスキームも分析対象に含めている。現時点で検討されている各プロジェクトスキームの概要と対応関係は下表の通りである。なお、各プロジェクトスキームの詳細は「2.7 事業計画・開発スケジュール」にて既述である。

表3 今次調査のプロジェクトスキーム

	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
株式出資	政府 100%	政府 100%	政府 49% 民間 51%	民間 100%
円借款	あり	あり	あり	なし
商業融資	なし	なし	なし	あり
所有/O&M	統合	分離	統合	統合
留意事業	—	資産は民間企業にリース	民間の株式出資は50%以上	—

(2) プロジェクトスキーム毎のパイプラインの FIRR 算出

Model 1 は、Project FIRR が WACC を超える水準となった。また、Equity IRR も株式コストをわずかながら超える水準にある。財務上では、Model 1 は実行可能と判断される。但し、Model 1 では、PNOC が直接 O&M を担当するため、運営上の課題が残されている。

Model 2 では、パイプラインのオーナー、オペレータ共に、Project FIRR が WACC を超え、また Equity IRR が株式コストを超えた。Model 2 は財務面で実行可能であり、また O&M は民間企業が実施し、運営上の課題も少ないと考えられる。そのため、4 スキーム中で最も望ましいオプションと考えられる。Model 2 ではガス輸送量が少ない初期段階でもパイプライン保有者が費用をカバーできる一定額の収入を得ることができる。オーナーは運開直後に追加の株式出資を行う必要はない。また、民間のオペレータも自社の信用で借入を行うことで、株式出資の利回りを高めることができる。

Model 3 では、Project FIRR が WACC を超える水準となった。民間からの出資が株式コストを押し上げており、Equity IRR は株式コストには届いていない。しかしながら、Equity IRR と株式コストの差はわずかであり、株式出資の一部を債務で置き換えることで、Equity IRR を引き上げることが可能である。資金調達次第では、Model 3 も実行可能なスキームと判断される。また、O&M は民間企業のノウハウを活用できるため、運営上の課題も少ないと考えられる。

Model 4 では、Project FIRR は WACC に到達せず、また Equity IRR も株式コストに届かなかった。民間出資により株式コスト自体が高く、また ODA ローンに比べて短い債務猶予期間となっており、運開直後の株式出資が Model 1 及び 3 に比べて多額となる。その結果、株式コストが WACC を押し上げる結果となっている。

(3) プロジェクトスキーム毎のパイプラインの EIRR 算出

EIRR を比較すると、経済便益はプロジェクトスキーム間で差異がないため、O&M 費用が高い Model 1 が最も低くなり、他のスキームは同水準の EIRR となった。いずれのプロジェクトスキームでも、ハードルレートを上回る結果となっている。

EIRR の感度分析に関しては、いずれのスキームにおいても経済便益、事業費、為替レートの順で利回りへの影響が大きかった。経済便益 20%減少、事業費 20%増加、円高 20%のいずれのケースにおいても、すべてのプロジェクトスキームでハードルレート以下となる結果は出なかった。

2.9 環境社会配慮

(1) 環境影響評価の手続きと関連機関

フィリピンでは、重大な環境影響が想定される事業 (Environmentally Critical Project (ECP)) と重大な環境影響が想定される地域 (Environmentally Critical Area (ECA)) における事業は、環境影響評価書 (Environment Impact Statement (EIS)) 作成の対象となり、環境天然資源省 (Department of Environment and Natural Resources (DENR)) 環境管理局 (Environmental Management Bureau (EMB)) の承認を経て、環境適合証明書 (Environmental Compliance Certificate (ECC)) を取得しなければならない。

(2) 環境影響評価書 (EIS) 制度の示すプロジェクトカテゴリ

大統領令の実施細則 (DENR 省令 2003 年 30 号) の改訂手順書 (2007 年) の中で、事業の種類と実施場所により、下表のとおり 5 グループに事業分類がなされ、パイプライン事業は、グループ II または III に分類される。

表 4 PEISS 下での事業区分

グループ	事業の種類及び実施場所
I	ECP 事業全て (実施場所にかかわらず)
II	ECA 内における、環境的に大きな影響のない事業 (Non-Environmentally Critical Projects (NECP))
III	環境的に大きな影響のない地域 (Non-Environmentally Critical Areas (NECA)) における NECP 事業
IV	共同事業 (複数の事業者が一連の区域内で事業を実施・管理する。経済開発区や工業団地等があてはまる。)
V	その他の事業

出所 : Revised Procedural Manual for DAO 2003-30 (2007)

25km を超えるパイプライン建設事業の場合、DENR に環境影響評価書 (EIS) を提出し、ECC を取得することが求められる。事業立地州の EMB 長の承認を受けなければならない。本件パイプライン事業は 25km 以上であるため、EIS を提出し、ECC 取得が必要になる。また、本件事業はバタンガスとラグナの 2 つの州にまたがる事から、DENR-EMB の本部で PEISS プロセス (EIA レビューと ECC を含む) の検討が行われている。分類カテゴリはグループ II または III だと判断されるが、最終判断は検討過程の中で EMB が決定する。なお、JICA の環境社会配慮ガイドライン上は、パイプライン事業が「影響を及ぼしやすいセクターの例」に分類されることから、カテゴリ A 相当と判断される。

(3) スコーピング案

事業者は、スコーピング段階と EIA レビュー段階において、ステークホルダー協議を実施する必要がある。参加者は、地方自治体の首長、地方自治体行政機関関係者、バランガイの代表者等である。スコーピング段階では、暫定的な事業影響範囲を検討した上で、情報公開活動を開始し、まずはステークホルダーの検討や公開スコーピング (Public Scoping) を行う。事業者が必要書類を提出すると、中央/地方 EMB が、EIA 審査委員会を設立する。EIA 審査委員会との事業概要等に係る協議、事業実施地域での公開スコーピング、EIA 審査委員会との技術的スコーピング (Technical Scoping) を随時実施することが規定されている。EIA レビュー段階では、住民協議 (Public Consultation) を通じて、ドラフト EIS のステークホルダーへの説明・合意形成、及び事業計画へのフィードバックを実施する。

現段階でのスコーピング案は次表のとおりである。

表5 スコーピング表 (1/2)

分類	影響項目	評価		評価理由
		掘削 HH	世帯 HH	
Pollution Control	1 Air Quality	B-	D	工事中 (DC): 工事中の重機、大型車輛の稼働があるが、大量の物資輸送はないため稼働量・頻度は限定的だと考えられる。一部市街地での工事でダスト対策等の必要性が考えられる。 供用時(DO): 事業設備に、排ガスの発生源はない。
	2 Water Quality	B-	D	DC: 埋設工事に伴う掘削土による一時的な濁水による影響が考えられる。地盤改良工がある場合、薬液注入の影響監視が必要。 DO: 事業設備に、排水の発生源はない。
	3 Wastes	B-	D	DC: 埋設工事に伴う掘削土の多くは埋め戻されるが、少量の余剰土が出るため、廃棄プロセスの管理が必要になる。 DO: 大規模な廃棄物保管場所や処分場は、本件では想定されない。
	4 Soil Contamination	D	D	化学物質、汚染された浸出水等の発生源はない(パイプラインの最終確認試験では、水圧試験は実施せず、気圧試験とするため)。
	5 Noise and Vibration	B-	D	DC: 工事中の重機、大型車輛の稼働があるが、稼働量・頻度は限定的だと考えられる。一部市街地での工事で工事時間への配慮等の必要性が考えられる。 DO: 事業設備に、騒音振動の発生源はない。
	6 Subsidence	D	D	地下水のくみ上げ等はない。
	7 Odor	D	D	悪臭源はない。
	8 Sediment	B-	D	DC: パイプライン河川横断部の地下埋設が想定されるが、既に橋梁のある場所であり、底質への影響は少ない。(27カ所の河川横断部のうち、多くは小河川だが、2カ所は200m前後の橋長を持つ河川横断となる。幅広河川については、推進工法やHDD工法など、低質影響を回避できる手法が検討されている。) DO: ヘドロ等の発生源はない。
Natural Environment	9 Protected Areas	D	D	存在しない。想定ルートに最も近接する保護区は、Taal Volcano Island NPで約15km、次に近接するMt.Banahaw-San Cristobal NPで約36 km 離れている。
	10 Ecosystem	C-	D	自然生態系の残る場所での関連施設工事はない。パイプライン河川横断部での橋梁脇の自然林への影響は、生態系への影響という点では極小であると考えられるが、EIA調査で河川横断部の水質調査、斜面影響を検討する際に、追確認する。高速道路(敷地内)の植栽への影響は、生態系への影響ではなく、「17 土地利用・地域資源への影響」に分類した。
	11 Hydrology	B-	D	DC: 河川横断部での工事中に、一時的に流れを制御する場合がある。ただし、大規模な水流制御ではない。 DO: 供用時は水流に影響を及ぼす構築物はない。
	12 Topography and Geology	B-	D	DC: 急峻なクリーク状の河川横断部では、斜面工事に注意を払う必要がある。フィリピンは地震多発国なので、液状化危険度などに応じて地域分類し、パイプライン設計の安全基準に反映する必要がある。 DO: 埋設工事で適切な安全対策が講じられていれば、地中管道のため供用時の問題は想定されない。

表5 スコーピング表 (2/2)

分類	影響項目	評価		評価理由
		社会	環境	
Social Environment	13 Resettlement	B-	D	DC: 河川横断部での河川近傍にある数世帯の移転が必要。また、BVS1箇所(1,200m ²)、GS3箇所(5,900m ²)に係る用地取得または借上げ(合計7.1ha)が必要。
	14 People in poverty	D	D	原則、既存道路下に埋設される点に加え、貧困層への影響がある地域は、計画対象地域に含まれない。
	15 Ethnic Minorities and Indigenous Peoples	D	D	少数民族や先住民族の居住地域は、通過しない。
	16 Local economies, such as employment and livelihood	B+	B+	DC: 工事中の地域労働者の雇用効果は見込まれる。 DO: 点検用モニタリング要員の地域雇用やガス供給による雇用促進が見込まれる。
	17 Land use and utilization of local resources	C-	D	パイプラインは既存道路下だが、高速道路で植栽への影響(特に、SLEX高速道路区間のCabuyao出口から南約5kmの区間で、15-30年程度の樹齢と見られる比較的太い植栽の連続伐採)の可能性はある。付帯ステーションの設置場所は、高速道路敷地内もしくは高速道路脇で、土地利用への影響が最小となる場所が検討されている。
	18 Water usage	D	D	本事業計画による水利用はない。
	19 Existing social infrastructure & services	B-	D	DC: 道路及び河川横断部での他の構造物、他のユーティリティ、交通への影響について調査検討が必要。
	20 Social structure and local decision-making institutions	D	D	地域の社会組織に影響を与えることも想定されない。
	21 Uneven distribution of benefits and damages	D	B-	DO: ガス供給を受ける地域・対象と、ガスパイプラインが通過する地域は異なる。通過地域にも供給できる設備等、便益の偏在を補うための方策検討の必要あり。
	22 Local conflicts of interest	D	B-	上記21と同様の理由で、影響を検討する必要がある。
	23 Heritage	D	D	事業関連設備は、すべて既存道路沿いに設置されるので、文化遺産への影響もない。
	24 Landscape	D	D	地上設備は、小規模なBVS1箇所、GS3箇所が道路脇に設置されるだけなので、景観影響もない。
	25 Gender	D	D	ジェンダー影響は考えられない。
	26 Children's rights	D	D	子供の生活環境への特別な影響は考えられない。
27 Infectious diseases such as HIV/AIDS	D	D	DC: 大規模な労働キャンプの設営は想定されない。このため、外部労働者の多数の流入などは見込まれない。	
28 Working environment	B-	B-	DC: 特に、特殊部(河川及び道路横断部)と市街地での工事の際に、労働者の安全対策(斜面工事、交通安全)、高速道路内工事の交通安全対策が検討される必要がある。	
Others	29 Accident	B-	A-	DC: パイプライン敷設工事による地域交通への影響が検討される必要がある。 DO: 地下埋設のため可能性は非常に低いが、ガス漏れに引火することによる局所的な暴発的の火災リスクはある。日本ではこれまでこういう重大事故は発生していない。火災事故等、重大事故につながらない設計、維持管理計
	30 Climate Change/ Global Warming	D	B+	DO: 天然ガスの利用による石炭火力発電への代替効果などが想定されるので、CO ₂ 排出削減につながる。「(間接的な影響)」

A+/-: Significant positive/negative impact is expected. B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progresses) D: No impact is expected.

(4) 住民移転計画 (RAP)

① 用地取得・住民移転の必要性

用地取得・住民移転を生じさせる事業コンポーネントは、パイプライン（高圧幹線）であり、Batangas 市内の 2 ヶ所の橋梁部である。移転は生じないが用地取得が必要な事業コンポーネントは、その他設備であり、ブロックバルブステーション (BVS)、ガバナステーション(GS)、ガバナ・メータリングステーション(GMS)、メータリングステーション(MS) である。

② 移転を回避・最小化するために検討された初期設計代替案

パイプライン(高圧幹線)は、基本的に進行方向右側の道路等の地下 1.2m に埋設される。河川の横断時も基本的に進行方向右側を開削工法、もしくは推進工法等により埋設する。Batangas 市内の河川横断 (2 ヶ所) に当たっては、住居・商店等の移転を最小化するため進行方向左側に地下埋設することとした。

2.10 運用効果指標

(1) 運用効果指標の設定

事業完成後の事業効果測定のため、運用効果指標は設定される。円借款事業では事業完成から 2 年後に事後評価が実施され、運用効果指標の目標達成度が精査される。円借款事業の事後評価時の参照資料「Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002」では、主要セクターの運用効果指標が取りまとめられている。

適切な評価判断のためには、運用効果指標は事業で建設されたインフラの運用状況を直接把握することができ、事業以外の要因の影響を極力受けにくいものが望ましい。また、データ収集のための業務量を踏まえると、事業効果のモニタリングのみのために多くの指標に関するデータを収集する体制は持続性が確保されにくいことから、パイプラインの O&M を通じて日常的に収集されるデータから数指標を選定することが適切と考えられる。上記の点を踏まえて、適切と考えられる運用効果指標は、次表の通りである。

表 6 本事業の運用効果指標

指標	目標値	達成時期	詳細
運用指標			
ガス搬出量	406 百万 Nm ³ /年	事業完了後 2 年目	
停止時間	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	複数の顧客が想定されるため、高圧パイプラインの停止時間は想定しない。
うち人為ミス	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	
うち機器故障	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	
うち計画停止	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	
稼働率	100%	事業完了後 2 年以内	(運転時間/年間時間×100)

効果指標			
天然ガス販売量	406 百万 Nm ³ /年	事業完了後 2 年目	輸送ロスは 0%を想定するため、搬出量が販売量となる。
天然ガスを導入した工業団地数	3 工業団地	事業完了後 2 年以内	
顧客からの供給停止へのクレーム数	0 回/年	事業完了後 2 年以内	高圧パイプラインの停止がなく、パイプラインにラインバック機能があるため、顧客への供給停止は想定しない。

(2) 定性的効果の設定

円借款事業の事後評価時には、有効性やインパクトの評価判断のために、運用効果指標の目標達成に加えて、定性的効果の発現状況を併せて精査する。本事業で想定される定性的効果は、以下の通りである。

フィーダーパイプラインの延伸：本事業を契機として、PNOC や小売業者による最終需要家への供給のためのフィーダーパイプライン（中圧・低圧導管）の整備が進むと想定される。延伸距離そのものは定量的に把握できるが、目標水準の設定が難しいこと、本プロジェクト以外の要因に影響されやすいこと、PNOC 以外のインフラ整備は定量的な把握が困難になる可能性が高いこと、を踏まえ、定性的効果として取り扱うことが適切と考えられる。

エネルギーセクターへの投資活性化：本事業が呼び水となり、LNG の導入が進めば、フィーダーパイプライン以外にも LNG 関連施設（受け入れ基地、CNG 車両向けのガススタンド）やガス焼き発電所への投資が活性化するものと想定される。また、個々の需要家において燃料油から天然ガスに切り替えるための投資も考えられる。

法規整備や規制機関の強化：天然ガスパイプラインの運営開始に伴い、関連分野での法規整備や法規運用を行う規制機関の強化が促進されるものと想定される。

CO₂ 排出量の削減：LNG 受入基地の建設と併せて天然ガスパイプラインの建設はガソリンや軽油から天然ガスへのエネルギー転換の契機となりうるため、それに伴い CO₂ 排出量の低下が予想される。CO₂ 排出量削減の推計は可能であるが、事後評価時に地理的に分散した需要家毎にエネルギー転換のデータを収集して、削減量の実証を行うことは困難を伴うため、定性的効果として取り扱うことが適切と考えられる。

2.11 事業環境 ・ 関連法規制

エネルギー省通達の改訂を検討するにあたって他の法律との比較を通じ、以下について留意すべきことを確認した。つまりエネルギー自給を適正に維持することで利害関係者の利益を確保することが必要であり、そのためには公正な競争による天然ガス産業への投資を奨励することが不可欠だということである。

エネルギー省通達の改訂に当たっては、以下に基づくことを検討する。

・改訂は、通達がエネルギー省の改革アジェンダに沿ったものであること。エネルギー省の改革アジェンダは以下の3つについて優先することを明示している。

ア) エネルギー安全保障の確保

イ) 最適なエネルギー価格設定メカニズムの実現

ウ) 持続可能なエネルギーシステムの構築

・改訂に当たってはタイのガス事業法と日本のガス事業法を参照する。2つの事業法を参考にすることはフィリピンの通達改訂に意義がある。日本のガス事業は成熟しており、その法は広範囲にわり包括的である。一方、タイの天然ガス事業は比較的新しく、ガスの供給ソースとしては国内資源の利用と、輸入の双方を保有するところがフィリピンに最も類似している。

・修正に当たっては、フィリピンの天然ガス事業と、ガス産業のレギュレーターであるエネルギー省の権限に影響を与える既存の法律や、規制を十分考慮すること。

エネルギー省通達の改訂を検討するに当たって、考慮すべき検討項目を下表に例示した。実際の修正事項や用語あるいは表現については、今後実施される新たなプロジェクトで改めて具体的に検討し、その時点のフィリピンの状況を十分に勘案し採用、反映すべきである。

3 提言

3.1 ガスパイプラインの安全性

Batman 1 パイプラインルートは自然条件、地質条件、気象条件は活断層の存在、台風の影響、年降雨量など日本の自然条件と類似している。なかでも活断層が多く存在し、地震の脅威に常にさらされている点に特に着目し、日本で開発された耐震技術を活かすことを提言する。

地震が起きた際、高圧ガスパイプラインは、地震時の地盤変形等に対して変形性能を具備し、変形は許容してもガスの漏えいを許容してはいけない。そこで、下記のように安全性のエリア別基準を定めた。

SA Level 2 と SA Level 3 は SA Level 1 にくらべ地震被害リスクが高いほか、人口密集地でもある。Batman 1 では日本基準と API 基準を組み合わせた基準を推奨する。Safety Assessment Level (SA Level) 1~3 の選定方法を次図に示す。

液状化可能性大 活断層多い		Sa Level 3		
液状化可能性低い 活断層なし		Sa Level 2		
液状化可能性なし 活断層なし	Sa Level 1			
	1	2	3	4
	Location Class			

出所：調査団作成

図3 Safety Assessment Level (SA Level) の選定方法

調査団は Batman 1 に適用するパイプラインの安全性を担保するための基準は、下記を提案するに至った。

提案1 レベル2 地震動を考慮した設計を全ラインに行う。

ガスパイプラインの設計では、高い安全性が必要である。高圧ガス導管耐震設計指針は、地震動に対する2段階の耐震設計法で、一般的な地震動であるレベル1地震動と非常に強い地震動であるレベル2地震動に対して、ガスパイプラインの耐震性を確保することを基本としている。

地盤変状については、傾斜地盤や護岸背後地盤の液状化側方流動によるものが定義されている。これらを本報告書では Batman 1 に適用することとしている。

提案2 活断層の存在するエリアや人口密度の高いエリアにおけるラインパイプの材質、現地周溶接部については、JIS 基準など日本の仕様を適用する。

ガスパイプラインの設計では、高い安全性が必要であり、特にパイプラインに塑性域レベルの変形が予想される地域では、ガスパイプラインはより高い信頼性を担保していなければならない。

本調査においては、特定地域については日本のパイプ材料と日本の溶接品質を適用することとしている。

ア) ラインパイプの仕様

活断層の影響や人口密集地のラインパイプの仕様は、実管試験で変形性能を確認している JGA 基準の日本仕様のパイプの適用を推奨する。

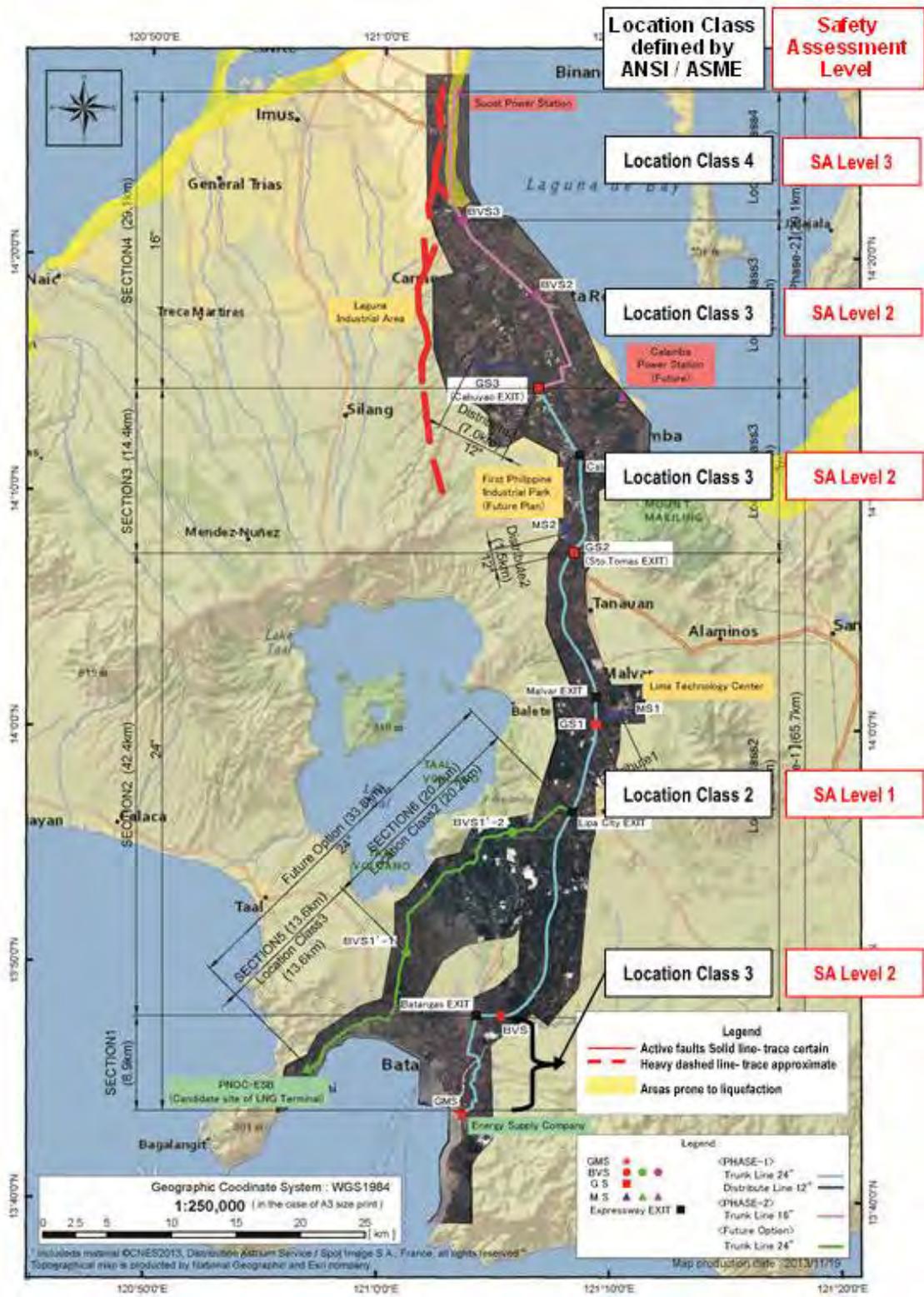
イ) 溶接の仕様

活断層の影響や人口密集地の溶接部の仕様は、API 基準に比べ許容値が厳しい日本の JIS 基準の適用を推奨する。

Batman 1 では、地震発生確率、人口密度、地盤性状 を踏まえてラインパイプの材料仕様と現地周溶接部の合格基準を定めた。Batman 1 パイプラインの安全性に大きな影響を及ぼすと考えられる活断層と地盤液状化危険地域に人口密度による ANSI / ASME クラスロケーションを考慮した上で定めたエリア別適用基準 (SA Level) を Batman 1 計画ルート沿いならびに近郊で確認されている液状化危険地域と活断層とあわせて下図に示す。

- SA Level 1: 高速道路沿い区間。液状化危険エリアが殆どなく、人口密度が低い地域。
- SA Level 2: Batangas 市区域、Cabuyao 市地域。液状化危険エリアがあり、人口密度が高い地域。
- SA Level 3: Sucat 地域。液状化危険エリアや活断層があり、人口密度が高い地域。

日本でパイプラインの破損が無いのは、日本ガス協会 (JGA) の高圧ガス導管耐震設計指針を満足した材料を使用しているためである。日本ガス協会 (JGA) の高圧導管耐震設計指針は、パイプラインの地震時の大変形、繰り返し変形 (疲労) に対する品質を確保するために、鋼管の実物大の試験を行い地震時の許容ひずみを定義しているため、パイプラインの破損防止には最適規格である。以上のことから、耐震エリア及び市街地は日本ガス協会 (JGA) 仕様の鋼管を適用することを提案する。



出所：調査団作成

図4 Batman1 エリア別適用基準

3.2 LNG 受け入れターミナル

Batman1 への天然ガス供給は、Tabangao における FSRU からの供給を前提とすることを提言する。また、将来の需要、安定供給の点から、Batangas エリアの西側の静穏な海域に面する PNOC-ESB の土地を FSRU の適用も含め、天然ガス受け入れ基地としての活用を検討する余地はある。

3.3 天然ガス供給ソースに関する提言

Batman1 に供給する天然ガスを、どこから持ってくるかは、重要なポイントである。供給元の選択条件として、①確実に Batman1 建設完了と同時に天然ガスが供給できるソースであること②安定的に供給できる計画を現時点で確認できるソースであること③将来的に比較的、安定した価格で供給されるであろうソースであることの3つのポイントを重視した。その結果、①と②を満たす、Batangas の FSRU からの天然ガス供給を選択した。

③を満たすために、いくつかのエネルギー供給会社が将来的に Batman1 にアクセスして供給できるようにしている。

また、将来的には、PNOC が保有する PNOC-ESB に LNG 受け入れ基地を建設し、Batman1 に繋げ、安定供給と天然ガス価格の国策とリンクさせることも一案である。

以上を前提に、本調査では、Batman1 の上流側取り合い点を Tabangao とした。Batman1 のステーション設備には、他のエネルギー供給会社が天然ガスを Batman1 に供給したい場合 受け入れられるノズルを取りつけている、

3.4 ガスパイプライン能力強化支援策に関する提言

(1) 法制度の整備

ガスパイプライン事業規制については、現行ではエネルギー省の Circular(省令)があるだけで、ガスパイプライン事業全般をカバーする法制度は十分整備されているとは言えない。また、フィリピンにおける安全基準にかかる分析は、DOE Circular No.2002-08-005 の第14条が主な対象になると考えられる。この条項ではパイプラインの建設、操業は ISO に準拠するとされている。特に、パイプライン設計は ISO 13623 に従うものとなっており、環境その他についてはフィリピンの他の国内法に従うとなっている。

さらに、比国の天然ガス建設に関する省令では、ISO 13623 または、DOE が定めるものを基準として適用する旨が記載されている。既に 本文で記載したように、地震国であるため、日本のガス耐震技術を必要な個所には適用することを推奨する。

本件ではローカルコンサルタントと議論を重ねた結果、今回の調査では、活断層や液状化による地盤変形が予想されるエリアや、人口密度が高い場所には、日本のガス耐震技術を適用する方針としており、フィリピン国内での制度整備が求められる。

(2) 技術・安全基準等に係る改善案の提案

比国において、ガスパイプラインの設計、調達および建設を実行するためには、パイプライン技術基準の整備が必要である。「設計」「工事」および「維持管理」等に関する規定類を整備・策定する必要がある。Batman1 案件はフィリピン国初の都市ガス活用となる基幹導管建設であり、円滑な実行を優先とする。そこで、細部の細かい技術・安全基準の作

成ではなく、まず、以下に示す骨太の技術基準検討項目を定めることを提言する。

表 7 技術基準検討項目案

(1) 設計基準

No.	項目	内容
1	材料	導管主要材料規格の規定等
2	溶接	溶接施工法確認試験等
3	構造設計	適切なエンジニアリング手法必要条件等
4	防食	防食方法等

(2) 工事基準

No.	項目	内容
1	土木工事	土被り検査等
2	溶接工事	溶接方法、溶接士資格、溶接検査等
3	防食工事	防食工事方法、防食検査等
4	耐圧・気密試験	耐圧・気密試験の方法・検査等
5	使用前検査	使用前検査方法等

(3) 維持管理基準

No.	項目	内容
1	導管・設備管理	点検項目、方法等
2	防食管理	防食措置に応じた防食状況点検等
3	他工事管理	把握、協議、保安措置等
4	漏洩等の対応	通報、遮断・減圧、修理・復旧等

出所：調査団作成

また、比国ガスパイプライン網整備・運用状況に応じてさらなる追加規定類の整備を進めていくことが必要である。日本国内においては、安全性を向上させ迅速に新しい技術知見を組み込むことおよび自主的な努力を促進するために技術基準は性能規定化されており、ガス工作物の設計の柔軟性を確保し、技術基準の制定、運用に係る国の関与を最小限化するとともに、性能規定化された技術基準に適合する仕様等を事業者が自己責任により選択することが可能となっている。比国の技術基準策定に際しても、このような視点を考慮して整備・策定する必要がある。この他、ガスパイプライン事業を実施するにあたり、設置に関する認可・届出や需要家との保安責任区分に関する事項についても検討する必要がある。

以上

目 次

1. 概要	1-1
1.1 事業の背景	1-1
1.2 事業の目的	1-1
1.3 調査の目的	1-4
1.4 調査エリア	1-4
1.5 調査のカウンターパート.....	1-4
1.6 調査スコープ	1-5
1.7 調査スケジュール.....	1-8
2. Batman 1 プロジェクト形成調査	2-1
2.1 調査概要	2-1
2.1.1 調査プロセス.....	2-1
2.1.2 プロジェクト・スコープ.....	2-2
2.2 パイプラインルート of 自然条件.....	2-4
2.2.1 気象条件	2-4
2.2.2 地形・地質.....	2-7
2.2.3 液化化危険度.....	2-14
2.2.4 現地視察結果.....	2-15
2.3 天然ガス需給分析.....	2-21
2.3.1 現在の天然ガス需給状況.....	2-21
2.3.2 既存のガス需要推計.....	2-23
2.3.3 Batman 1 整備に伴う天然ガス需要	2-28
2.3.4 パイプライン事業に向けたガス市場分析.....	2-45
2.4 ガスパイプライン.....	2-49
2.4.1 パイプラインの基本設計.....	2-49
2.4.2 ルート選定.....	2-85
2.4.3 施工計画調査.....	2-111
2.4.4 高圧パイプライン・ガス供給設備の維持管理.....	2-117
2.4.5 課題分析と本事業の実現可能性の検討.....	2-124
2.4.6 他国類似案件の設計基準との比較検討.....	2-128
2.5 LNG 受け入れ基地ターミナル	2-132
2.5.1 バタンガスエリアに LNG 受け入れ基地が必要な理由.....	2-132
2.5.2 LNG 受入基地の種類と特徴	2-132
2.6 事業費積算	2-142
2.7 事業計画・開発スケジュール.....	2-143
2.7.1 事業スキームの検討.....	2-143

2.7.2	実施・運営体制.....	2-153
2.7.3	ガスパイプライン開発における政府の役割.....	2-168
2.7.4	開発スケジュール.....	2-174
2.8	経済財務分析.....	2-177
2.8.1	パイプラインのプロジェクトスキーム.....	2-177
2.8.2	託送料金の設定.....	2-178
2.8.3	パイプラインの FIRR 算出条件.....	2-178
2.8.4	プロジェクトスキーム毎のパイプラインの FIRR 算出.....	2-178
2.8.5	資金調達条件変更後の FIRR 算出.....	2-179
2.8.6	パイプライン延伸時の FIRR 算出.....	2-179
2.8.7	パイプラインの EIRR 算出条件.....	2-179
2.8.8	プロジェクトスキーム毎のパイプラインの EIRR 算出.....	2-179
2.8.9	パイプライン延伸を考慮した EIRR 算出.....	2-179
2.8.10	再ガス化料金の試算.....	2-179
2.8.11	CO2 削減量の推計.....	2-179
2.9	環境社会配慮.....	2-183
2.9.1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要.....	2-183
2.9.2	ベースとなる環境社会現況（プロジェクトの立地環境）.....	2-188
2.9.3	本事業の環境社会配慮に関する法制度と組織.....	2-201
2.9.4	スコーピング案.....	2-210
2.9.5	環境社会配慮調査の TOR 案.....	2-212
2.9.6	環境社会配慮調査結果.....	2-213
2.9.7	環境社会影響の緩和策.....	2-228
2.9.8	環境管理計画.....	2-237
2.9.9	環境モニタリング計画.....	2-242
2.9.10	ステークホルダー協議.....	2-245
2.9.11	住民移転計画 (RAP).....	2-245
2.10	運用効果指標.....	2-265
2.10.1	事業目的.....	2-265
2.10.2	運用効果指標の設定.....	2-265
2.10.3	定性的効果の設定.....	2-266
2.10.4	参考指標の設定.....	2-267
2.11	事業環境・関連法規制.....	2-268
2.11.1	エネルギー事業環境と法規制.....	2-268
2.11.2	天然ガスの事業環境と法規制.....	2-273
2.11.3	電力事業環境と法規制.....	2-278
2.11.4	PPP 事業環境および法制度.....	2-283
2.11.5	具体的な法制度.....	2-286
2.11.6	フィリピンと日本・タイの天然ガス事業規制の比較.....	2-294
2.11.7	エネルギー省通達（エネルギー省通達）改訂のための検討.....	2-297

3. 提言	3-1
3.1 ガスパイプライン	3-1
3.1.1 日本の高圧ガスパイプライン耐震技術及び維持管理技術の適用	3-1
3.1.2 Batman1 における需給に応じた運用圧力の考え方	3-28
3.1.3 ガス供給運用面の実行準備	3-28
3.2 LNG 受け入れターミナル	3-31
3.2.1 Batangas における LNG 受け入れ基地候補	3-31
3.2.2 受け入れ基地の基本設計（陸上、洋上共通）	3-35
3.2.3 ケース比較	3-35
3.2.4 各ケースの比較結果	3-39
3.3 天然ガス供給ソースに関する提言	3-40
3.4 ガスパイプライン能力強化支援策に関する提言	3-41
3.4.1 ガスパイプラインに係る現状認識	3-41
3.4.2 能力強化支援策の検討	3-42
3.4.3 安全基準にかかる能力強化支援策にかかる協議、パイロット的取り組み	3-45

本文中の挿入図表

- 図 1.7-1 調査スケジュール
- 図 2.1-1 調査プロセス
- 図 2.1-2 経済・財務分析の作業フロー
- 図 2.1-3 プロジェクトスコープ
- 図 2.2-1 年間の日平均気温
- 図 2.2-2 2012年における日の出、正午、日の入り
- 図 2.2-3 年間の日平均湿度変化
- 図 2.2-4 ある時点における降雨の確率の例
- 図 2.2-5 年間の日平均風速 (mph: miles per hour)
- 図 2.2-6 フィリピン国の断層と海溝の位置図
- 図 2.2-7 150km 圏にある主要活断層と Batman 1 計画ルート
- 図 2.2-8 地質図(1963)と Batman1 計画ルート
- 図 2.2-9 地質図(1994)と Batman 1 計画ルート
- 図 2.2-10 液状化危険度図と Batman1 計画ルート
- 図 2.2-11 現地視察個所 (Batangas city 近郊)
- 図 2.2-12 現地視察個所 (Muntinlupa 近郊)
- 図 2.2-13 現地視察個所 (Muntinlupa 近郊)
- 図 2.3 1 燃料別一次エネルギー供給
- 図 2.3 2 燃料別最終需要エネルギー
- 図 2.3 3 燃料別一次エネルギー供給予測(Low Carbon Scenario)
- 図 2.3 4 フィリピンにおける一次エネルギー供給の見通し(BAU シナリオ)
- 図 2.3 5 フィリピンにおける一次エネルギー供給の見通し(High Gas シナリオ)
- 図 2.3 6 Luzon における天然ガス火力発電所の発電容量の将来予測
- 図 2.3 7 Luzon におけるマクロ視点と積み上げによる天然ガス需要予測の比較
- 図 2.3 8 天然ガスの末端価格
- 図 2.3 9 天然ガスの価格面での競争力
- 図 2.3 10 Batman 1 沿線の主要工業団地
- 図 2.3 11 天然ガス需要 (低位ケース)
- 図 2.3 12 天然ガス需要 (中低位ケース)
- 図 2.3 13 天然ガス需要 (中高位ケース)
- 図 2.3 14 天然ガス需要 (高位ケース)
- 図 2.3 15 ケース間比較: Batman 1 ガス需要推計結果
- 図 2.3 16 マクロ視点の需要推計と比較した Batman 1 沿線における推計需要
- 図 2.4 1 設計フロー
- 図 2.4 2 路線図
- 図 2.4 3 エリア別適用基準
- 図 2.4 4 2028 年の流送解析結果

- 図 2.4-5 2033 年の流送解析結果
- 図 2.4-6 2038 年の流送解析結果
- 図 2.4-7 2043 年の流送解析結果
- 図 2.4-8 2043 年の流送解析結果 (2) Trunk Line 全線 24” ケース
- 図 2.4-9 最大流送可能流量
- 図 2.4 10 標準掘削断面
- 図 2.4 11 Process Flow Diagram 「Phase1」
- 図 2.4 12 Typical Drawing of Block Valve Station (BVS1)
- 図 2.4 13 Typical Drawing of Governor Station (GS1,GS2) 「Phase1」
- 図 2.4 14 Typical Drawing of Governor Station with PIG Launcher/Receiver Line (GS3) 「Phase1」
- 図 2.4 15 Typical Drawing of Governor & Metering Station with PIG Launcher Line (GMS) 「Phase1」
- 図 2.4 16 Typical Drawing of Metering Station(MS1,MS2) 「Phase1」
- 図 2.4 17 SCADA 概要図
- 図 2.4 18 SCADA システム全体イメージ図
- 図 2.4 19 VSAT ネットワーク接続図
- 図 2.4 20 カメラ監視システム構成イメージ
- 図 2.4 21 外部電源方式 概要図
- 図 2.4 22 電気防食装置の配置計画
- 図 2.4 23 電気防食装置の設置 (例)
- 図 2.4 24 インテリジェントピグによる健全性確認 (例)
- 図 2.4 25 ルート調査範囲
- 図 2.4 26 調査結果 (Section 1)
- 図 2.4 27 調査結果 (Section 2)
- 図 2.4 28 調査結果 (Section 3)
- 図 2.4 29 調査結果 (Distribution 1)
- 図 2.4 30 調査結果 (Distribution 2)
- 図 2.4 31 調査結果 (Distribution 3)
- 図 2.4 32 FPIC2 条配管 ROW ルート概要図
- 図 2.4 33 16inch 配管敷設施工スペース概要図
- 図 2.4 34 Batangas City 調査結果 (No.1)
- 図 2.4 35 Batangas City 調査結果 (No.2)
- 図 2.4 36 San Jose Municipality 調査結果 (No.3)
- 図 2.4 37 Lipa City 調査結果 (No.4)
- 図 2.4 38 Malvar Municipality 調査結果 (No.5)
- 図 2.4 39 Tanauan City 調査結果 (No.6)
- 図 2.4 40 Calamba City 調査結果 (No.7)
- 図 2.4 41 FPIC 既設管を鞘管利用した場合
- 図 2.4 42 ステーション候補地位置図

- 図 2.4 43 BVS1 (ブロックバルブステーション) 位置図
- 図 2.4 44 GS1 (ガバナステーション) 位置図
- 図 2.4-45 GS2 (ガバナステーション) 位置図
- 図 2.4 46 GS3 (ガバナステーション) 位置図
- 図 2.4 47 GMS、MS 候補地位置図
- 図 2.4-48 一般埋設工法 (例)
- 図 2.4-49 特殊部 (河川横断部) 開削工法 (例)
- 図 2.4-50 特殊部 (河川横断部) 推進工法 (例)
- 図 2.4-51 HDD 工法 (例)
- 図 2.4-52 道路管理者確認用路線図
- 図 2.5-1 ルソン島南部における天然ガス関連設備の計画
- 図 2.5-2 陸上式 LNG 基地の基本的な構成
- 図 2.5-3 FSRU の基本概念
- 図 2.5-4 FSRU の基本構成
- 図 2.5-5 FSRU の構造
- 図 2.5-6 FSRU のガス受け入れ方法
- 図 2.5-7 FSRU のアレンジメント
- 図 2.5-8 工期、建造・建設費
- 図 2.7-1 LNG 事業の全体像と本事業の範囲
- 図 2.7-2 事業スキームオプションと民間関与の度合い
- 図 2.7-3 Model 1 (通常の公共事業) の事業スキーム図
- 図 2.7-4 Model2 (O&M 分離型:アウトソーシング) の事業スキーム図
- 図 2.7-5 Model2 (O&M 分離型:リース) の事業スキーム図
- 図 2.7-6 Model3 (JV 方式) の事業スキーム図
- 図 2.7-7 Model 4 (BOT 方式) の事業スキーム図
- 図 2.7-8 DOE 組織図
- 図 2.7-9 PNOC の組織図
- 図 2.7-10 PNOC とその子会社の関係
- 図 2.7 11 契約締結前の組織体制の例
- 図 2.7-12 契約締結前の PNOC の組織例
- 図 2.7-13 契約締結後の組織体制の例
- 図 2.7-14 ガス市場概念図
- 図 2.7-15 ガス市場事例
- 図 2.7-16 フィリピンガスセクター概念図
- 図 2.7-17 フィリピンガスセクター バリュチェーン
- 図 2.9-1 代替ルート
- 図 2.9-2 プロジェクト位置図 (Batman1-Phase1)
- 図 2.9-3 「フィ」国の地方行政組織
- 図 2.9-4 対象ルート・セクション 1 の位置図
- 図 2.9-5 対象ルート・セクション 2 と 3 の位置図

- 図 2.9-6 対象ルート・供給ライン 1、2、3 の位置図
- 図 2.9-7 環境アセスメントの実施フロー
- 図 2.9-8 Batman1 計画ルート 150km 圏内の主な活断層
- 図 2.9-9 Batman1 エリア別安全評価適用基準
- 図 2.9-10 橋梁部の位置
- 図 2.11-1 Indigenous Energy Output Targets, PEP 2012-2030
- 図 2.11-2 電源構成
- 図 2.11-3 フィリピンの電力料金の仕組み
- 図 2.11-4 RCOA における課金フレームワーク
- 図 3.1-1 フィリピン国と日本の震央分布図 (1900 年～2012 年 3 月)
- 図 3.1-2 兵庫県南部地震による被害状況
- 図 3.1-3 パイプの変形性能確認試験
- 図 3.1-4 高圧ガス導管耐震設計指針 (日本ガス協会) の設計地震動設定フロー
- 図 3.1-5 高圧ガス導管液状化耐震設計指針 (日本ガス協会) の設計フロー
- 図 3.1-6 断層と大地震記録 (1589 年～1990 年)
- 図 3.1-7 フィリピン国の活断層と最近の地震被害 (例)
- 図 3.1-8 地域区分と地表面最大速度
- 図 3.1-9 ESCA Inc. と JICA チームの意見交換
- 図 3.1-10 DOE、PNOC への報告会
- 図 3.1-11 Safety Assessment Level (SA Level) の選定方法
- 図 3.1-12 Batman1 エリア別適用基準
- 図 3.1-13 現地周溶接部のマクロ組織写真
- 図 3.1-14 材料引張強度試験
- 図 3.1-15 API 規格と JIS 規格の判定 (例)
- 図 3.1-16 X 線フィルムの判定基準「API1104 : Fig19 (T \leq 12.7 mm)」より抜粋
- 図 3.1-17 自動溶接施工状況
- 図 3.1-18 1995 年～2004 年のパイプライン事故原因
- 図 3.1-19 輸送用ガスパイプライン (陸上) の原因別事故発生比率
- 図 3.1-20 原因別事故発生率の変遷
- 図 3.1-21 被害マップの例
- 図 3.1-22 被害状況
- 図 3.1-23 被害状況
- 図 3.1-24 パイプライン損傷調査結果
- 図 3.1-25 中央監視センター設置位置案
- 図 3.2-1 LNG 受け入れターミナル候補地
- 図 3.2-2 Tabangao Shell Philippines FSRU からの天然ガス供給
- 図 3.2-3 PNOC-ESB の保有する土地とエネルギー供給会社の FSRU との位置関係
- 図 3.2-4 FSRU の想定
- 図 3.2-5 PNOC-ESB
- 図 3.4-1 2013 年 2 月 研修風景

表 2.2-1	地質層序表
表 2.3 1	分野ごとの天然ガス消費量
表 2.3 2	APEC 地域の平均 GDP および人口成長率
表 2.3 3	天然ガス供給量の推計
表 2.3 4	Luzon 島における天然ガス火力発電所新設計画
表 2.3 5	天然ガス需要推計に際する 4 つのケース想定
表 2.3 6	Luzon における燃料別発電所「想定計画」
表 2.3 7	新設コンバインドサイクル発電所における天然ガス需要
表 2.3 8	Batman1 沿線の主要工業団地
表 2.3 9	工業分野における天然ガス需要
表 2.3 10	商業分野における天然ガス需要
表 2.3 11	住宅部門における天然ガス需要
表 2.3 12	運輸部門における天然ガス需要
表 2.3 13	天然ガス需要 (低位ケース)
表 2.3 14	天然ガス需要 (中低位ケース)
表 2.3 15	天然ガス需要 (中高位ケース)
表 2.3 16	天然ガス需要 (高位ケース)
表 2.4 1	主要な国際基準
表 2.4 2	ロケーションクラスと設計係数
表 2.4 3	パイプ仕様 (1)
表 2.4 4	パイプ仕様 (2)
表 2.4 5	SA Level の設定
表 2.4 6	エリア別の現地溶接部の合格基準
表 2.4 7	材料仕様と溶接品質レベルの相関
表 2.4-8	需給予測
表 2.4-9	最大ガス流量
表 2.4 10	埋設パイプラインの埋設深さの指針
表 2.4 11	埋設パイプラインの埋設深さの設定
表 2.4 12	通信回線比較
表 2.4 13	セキュリティ対策比較検討表
表 2.4 14	ルート調査範囲
表 2.4 15	ステーション間距離
表 2.4-16	施工工程表 (Phase1)
表 2.4-17	パイプライン O&M 検討案
表 2.4-18	道路管理者への確認状況 (Phase-1)
表 2.4-19	基準の比較
表 2.4-53	国際標準規格と JIS の溶接欠陥合格基準の比較
表 2.7-1	事業者の業務範囲のオプション例

表 2.7-2	事業スキームオプション
表 2.7-3	事業スキームオプション評価項目
表 2.7-4	各事業スキームの評価
表 2.7-5	PNOC の財務レシオ（連結ベース）
表 2.7-6	PNOC の能力仮評価の結果
表 2.7-7	PNOC 子会社の概要
表 2.7-8	世界におけるパイプライン開発と資金調達
表 2.7-9	政府関与のオプション
表 2.7-10	開発スケジュール（PNOC が実施主体のケース）
表 2.7-11	開発スケジュール（JV 方式の場合）
表 2.8-1	今次調査のプロジェクトスキーム
表 2.8-2	プロジェクトスキームの対応関係
表 2.8-3	CO ₂ の排出係数
表 2.8-4	天然ガス導入に伴う CO ₂ 削減量
表 2.9-1	代替案の比較・検討結果
表 2.9-2	事業スコープ（案）概要
表 2.9-3	フィリピン国概要
表 2.9-4	事業周辺地域で確認した生息危惧植物
表 2.9-5	事業周辺地域で確認した両生類と爬虫類（2014 年 3 月）
表 2.9-6	事業周辺地域で確認した鳥類（2014 年 3 月）
表 2.9-7	事業周辺地域で確認した哺乳類（2014 年 3 月）
表 2.9-8	PEISS に係る重要な法令・条例等
表 2.9-9	PEISS 下での事業区分
表 2.9-10	ステークホルダー協議実施要領
表 2.9-11	環境アセスメントに関するフィリピン国法令と JICA ESC ガイドラインおよび 世銀セーフガードポリシーの比較
表 2.9-12	スコーピング表
表 2.9-13	環境社会配慮調査のための TOR（環境汚染と自然環境影響項目）
表 2.9-14	トラックやバスを含む大型ディーゼルエンジン車両の EU 排出基準
表 2.9-15	一般的な地域特性による騒音基準
表 2.9-16	計画ルート沿い交通量の現況
表 2.9-17	道路区間の道路サービス水準（LOS）で見る混雑レベル
表 2.9-18	道路区間別の交通量容量比の現況および予測値
表 2.9-19	緩和策のための環境管理計画（設計段階、工事前、工事中の段階）
表 2.9-20	緩和策のための環境管理計画（供用段階）
表 2.9-21	環境モニタリング計画
表 2.9-22	用地取得・住民移転を生じさせる事業コンポーネント・影響エリア
表 2.9-23	用地取得を生じさせる事業コンポーネント・影響エリア
表 2.9-24	「フィ」国の用地取得及び非自発的住民移転に係る重要な法規等
表 2.9-25	用地取得・住民移転に係る「フィ」国と JICA ESC ガイドライン/世銀セーフ

ガードポリシーの比較と相違点

表 2.9-26	Number of Project Affected Units (PAUs) and Affected Persons (Aps)
表 2.9-27	用地取得の概要
表 2.9-28	移転する建物の概要
表 2.9-29	家計・生活調査結果
表 2.9-30	エンタイトルメント・マトリックス案
表 2.9-31	Preparation of Resettlement Sites (where necessary)
表 2.9-32	モニタリングフォーム案
表 2.9-33	Public Scoping Meeting
表 2.9-34	Public Consultation
表 2.10-1	本事業の運用効果指標
表 2.11-1	フィリピン政府のエネルギーミックス戦略
表 2.11-2	PPP プロジェクトに関するフィリピン BOT 法
表 2.11-3	天然ガスパイプラインの開発のための課題
表 2.11-4	天然ガス関連規制
表 2.11-5	エネルギー省通達の制定に影響を与えた法制度
表 2.11-6	フィリピンの天然ガスに関する法制度に与える影響についての検討
表 2.11-7	フィリピン電力セクターの民営化の詳細
表 2.11-8	EPIRA 法の基礎的重要事項
表 2.11-9	ERC の価格規制の内容
表 2.11-10	2014 年 4 月 10 日時点における PPP 事業の数
表 2.11-11	BOT 法及び JV ガイドラインの比較
表 2.11-12	公共事業におけるフランチャイズおよびコンセッション契約を規制するフィリピンの法制度
表 2.11-13	電力価格と託送料金の決定に関する規定
表 2.11-14	RORB と PBR のメリット
表 2.11-15	エネルギー省通達（エネルギー省通達）と EPIRA 法の比較
表 2.11-16	エネルギー省通達の改訂検討項目
表 3.1-1	フィリピン国と日本の天然ガスパイプライン設計基準の比較
表 3.1-2	耐震基準改定の歴史
表 3.1-3	耐震設計指針の比較
表 3.1-4	高圧ガス導管耐震設計指針（日本ガス協会）の設計思想
表 3.1-5	地震による外力に対する耐震性能と照査方法
表 3.1-6	非破壊検査 適用規格の比較
表 3.1-7	外観検査 適用規格の比較
表 3.1-8	API 規格と JIS 規格における許容溶接欠陥の比較
表 3.1-9	JIS Z 3104 : 判定基準
表 3.1-10	現地溶接部の合格基準
表 3.1-11	輸送用天然ガスパイプライン敷設延長の例
表 3.1-12	輸送用ガスパイプライン（陸上）の原因別事故発生比率

表 3.1-13	事故発生頻度 (Source : 8th EGIG-report 1970-2010, Table1)
表 3.1-14	原因別事故の割合 (Source : 8th EGIG-report 1970-2010, Table2)
表 3.2-1	LNG 受け入れタンク数算定の前提となる供給量
表 3.2-2	必要なタンク数 (陸上設備を用いる場合)
表 3.2-3	必要なタンク数 (FSRU から陸上設備に移行するケース)
表 3.2-4	陸上 LNG 受入基地の年間維持管理費用
表 3.2-5	FSRU の運転保全費
表 3.2-6	陸上受入基地の建設工程
表 3.2-7	洋上受入基地の建設工程
表 3.2-8	ケース比較評価結果
表 3.4-1	技術基準検討項目案

略語表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AGA	American Gas Association	アメリカガス協会
ANSI	American National Standards Institute	アメリカ規格協会
APERC	Asia Pacific Energy Research Centre	アジア太平洋エネルギー研究センター
API	American Petroleum Institute	アメリカ石油協会
ARR	Annual Revenue Requirement	年間必要収入
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
ASME	American Society of Mechanical Engineers	アメリカ機械学会
ASTM	American Society for Testing and Materials	アメリカ材料・試験協会
BAU	Business as Usual	趨勢型
BH	Blowhole	気泡
BIR	Bureau of Internal Revenue	国税局
BOG	boil-off gas	ボイルオフガス
BOT	Build Operate Transfer	建設・運営・譲渡
BSI	British Standards Institution	イギリス規格協会
BVS	Block Valve Station	ブロックバルブステーション
BIR	Bureau of Internal Revenue	国税局
CAPM	Capital Asset Pricing Model	資本試算価格モデル
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクル発電所
CD	Cost of Debt	債務コスト
CE	Cost of Equity	株式コスト
CEO	Chief Executive Officer	最高経営責任者
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約
CMVR	Compliance Monitoring and Validation Report	遵守モニタリング及び妥当性確認報告書
CNC	Certificate of Non-Coverage	非該当証明書
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
COA	Commission on Audit	会計検査院
COO	Chief Operation Officer	最高執行責任者
DENR	Department of Environment and Natural Resources	環境天然資源省
DEPO	Deposit Metal	溶着金属
DNV	Det Norske Veritas	ノルウェー船級協会

DIN	Delltsches Institut fur Normung	ドイツ規格協会
DOE	Department of Energy	エネルギー省
DOF	Department of Finance	財務省
DRR	Disaster Risk Reduction	減災
DPWH	Department of Public Works and Highways	公共事業道路省
ECA	Environmentally Critical Area	重大な環境影響が想定される地域
ECC	Environmental Compliance certificate	環境コンプライアンス証明書
ECP	Environmentally Critical Project	重大な環境影響が想定される事業
EGIG	European Gas Pipeline Incident Data Group	欧州ガス・パイプライン事故データ・グループ
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EIS	Environmental Impact Statement	環境影響評価書
EMB	Environmental Management Bureau	環境管理局
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EO	Executive Order	大統領令
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設
EPIRA	Electric Power Industry Reform. Act	電力産業改革法
ERA	Energy Reform Agenda	エネルギー改革アジェンダ
ERB	Energy Regulatory Board	エネルギー規制会議
ERC	Energy Regulatory Commission	エネルギー規制委員会
EVP	Executive Vice President	上級副社長
FEM	Finite Element Method	有限要素法
FEP/PE	Perfluorinated etylene-propylene/polyethylene	フッ素樹脂絶縁ポリエチレン
FERC	US Federal Energy Regulatory Commission	米国連邦エネルギー規制委員会
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FPIP	First Philippine Industrial Park	ファースト・フィリピン工業団地
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	浮体式貯蔵再ガス化設備
GCG	Governance Commission for Government Owned or Controlled Corporations	国有・国営企業ガバナンス理事会
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GS	Governor Station	ガバナステーション
GMS	Governor Metering Station	ガバナメータリングステーション
HDD	Horizontal Directional Drilling	弧状推進工法
HUDCC	Housing and Urban Development Coordinating Council	住宅都市開発調整評議会
HMI	Human Machine Interface	ヒューマンマシンインターフェース

ICC	Investment Coordination Committee	調整委員会
ICCs	Indigenous Cultural Communities	先住民文化共同体
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IFD	Incomplete Fusion Due to Cold Lap	融合不良
IFRS	International Financial Reporting Standards	国際財務報告基準
IGE	The Institution of Gas Engineers	英国ガス技術者協会
IP	Incomplete Penetration	溶け込み不足
IPAP	Indigenous Peoples Action Plan	先住民アクションプラン
IPRA	Indigenous People's Rights Act	先住民の権利法
IROW	Infrastructure Right-of-Way	インフラストラクチャー道路用地 手続きマニュアル
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JIS	Japanese Industrial Standards	日本工業規格
JGA	Japan Gas Association	日本ガス協会
JV	Joint Venture	ジョイントベンチャー
KBA	Key Biodiversity Area	重要生物多様性地域
LAPRAP	Land Acquisition Plan and Resettlement Action Plan	用地取得及び住民移転計画
LCS	Low Carbon Scenario	低炭素
LGU	Local Government Unit	地方自治体
LIA	Laguna Industrial Area	ラグナ工業地帯
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LTC	Lima Technology Center	リマテクノロジーセンター
LRES	Local Retail Electricity Supplier	地方小売電力供給者
LOS	levels of service	サービス水準
MAR	Maximum Allowable Revenue	最大許容収入
MAP	Maximum Allowable Price	最大許容価格
MC	Memorandum Circular	覚書回覧
MMB	Million barrels	百万バレル
MMDA	Metropolitan Manila Development Authority (MMDA)	マニラ首都圏地震防災対策計画
MMO	Mixed Metal Oxide	混合金属酸化物
MMT	Multi-partite Monitoring Team	モニタリングチーム
MPa	Mega Paskal	メガパスカル

MS	Metering Station	メータリングステーション
MTU	Master Terminal Unit	主監視制御端末装置
MSS	Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry, Inc.	アメリカバルブ・継手標準化協会
NACE	National Association of Corrosion Engineers	全米防食技術者協会
NCR	National Capital Region	マニラ首都圏
NDI	Nondestructive Inspection	非破壊検査
NEA	National Electrification Administration	国家電化庁
NECA	Non-Environmentally Critical Area	環境的に大きな影響のない地域
NECP	Non-Environmentally Critical Project	環境的に大きな影響のない事業
NEDA	National Economic Development Authority	国家経済開発庁
NGO	Non-Governmental Organizations	非政府組織
NGVPPT	Natural Gas Vehicle Program for Public Transport	公共交通天然ガス車輛プログラム
NHA	National Housing Authority	国家住宅庁
NPC	National Power Corporation	フィリピン電力公社
NPV	Net Present Value	純現在価値
NSCP	National Structural Code of the Philippines	フィリピン建築構造基準
NTC	National Transmission Corp	国営送電公社
O&M	Operation and Maintenance	運営・維持管理
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PMO	Project Management Office	事業管理事務所
PAP	People affected by the Project	被影響住民
PAUs	Project Affected Units	影響を受ける事業対象地
PAWB	Protected Areas and Wildlife Bureau	保護地域野生生物局
PD	Presidential Decree	大統領令
PDP	Power Development Plan	電源開発計画
PECR	Philippine Energy Contracting Round	フィリピン鉱区入札ラウンド
PEISS	Environmental Impact Statement System	フィリピン環境影響評価書制度
PEMC	Philippine Electricity Market Corp	フィリピン電力市場公社
PEP	Philippine Energy Plan	フィリピンエネルギー計画
PEZA	Philippine Economic Zone Authority	フィリピン経済特区庁
PIS	Performance Incentive Scheme	業績インセンティブスキーム
PHIVOLCS	Philippine Institute of Volcanology and Seismology	フィリピン火山地震研究所
PHMSA	Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration	有害物質安全局

PLDT	Philippine Long Distance Telephone Company	フィリピン長距離電話会社
PBR	Performance Based Regulation	パフォーマンスベース算定方式
PM	Particulate Matter	粒子状物質
PMD	Project Management Department	事業管理事務所
PNOC	Philippine National Oil Company	フィリピン国営石油公社
PNOC-AFC	PNOC Alternative Fuels Corporation	PNOC 代替燃料公社
PNOC-DMC	PNOC Development and Management Corporation	PNOC 開発管理公社
PNOC-EC	Philippine National Oil Company Exploration Corporation	フィリピン石油探査公社
PNOC-ESB	PNOC Energy Supply Base	PNOC エネルギー供給基地
PNOC-RC	PNOC Renewables Corporation	PNOC 再生可能エネルギー公社
PNOC-STC	PNOC Shipping and Transport Corporation	PNOC 海運輸送公社
PSC	Power Supply Contracts	電力供給契約
PSALM	Power Sector Assets & Liabilities Management Corp	電力部門資産・負債管理公社
PNR	Philippine National Railway	フィリピン国鉄
PPP	Public-Private Partnership	官民連携
RAP	Resettlement Action Plan	住民移転計画
RIC	Resettlement Implementation Committee	移転実施委員会
RMD	Revenue Management Division	収益管理部門
ROA	Return on Asset	総資産利益率
ROE	Return on Equity	自己資本利益率
ROR	Rate of Return	レートベース収益
ROW	Right of Way	通行権
RT	Radiographic Testing	放射線透過試験
RTU	Remote Terminal Unit	遠隔端末装置
SA	Safety Assessment	安全性評価
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	リモート監視・制御システム
SCF	Standard Conversion Factor	変換係数
SIS	Standardiseringskommissionen i Sverige	スウェーデン規格協会
SLEX	South Luzon Expressway	南ルソン高速道路
SMR	Self-Monitoring Report	自己モニタリング報告書
SPEX	Shell Philippines Exploration B.V.	フィリピンシェル開発会社
SSPC	Steel Structures Painting Council	アメリカ鉄鋼めっき・塗装委員会
STAR	South Tagalog Arterial Road	南タガログ地方幹線道路

SWR	Shadow Wage Rate	潜在賃金率
TDM	Time Division Multiplexing	時分割多重
TDMA	Time Division Multiple Access	時分割多元接続
TRANSCO	Transmission Corporation	国営送電公社
TOR	Terms of Reference	委託事項
UDHA	Urban Development and Housing Act	都市開発住宅法
UT	Ultrasonic Testing	超音波試験
VAT	Value-Added Tax	付加価値税
VPMS	Vice President for Management and Services	管理・業務担当副社長
VSLAE	Vice President for Legal, Administrative, and Estate Management	法務・総務・]資産管理担当副副社長
VT	Visual Testing	外観検査
VSAT	Very Small Aperture Terminal	超小型地球局
VHF	Very High Frequency	超短波
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本コスト
WC	Wheeling Charge	託送料金
WEO	World Energy Outlook	世界エネルギー展望
WB	World Bank	世界銀行
WESM	Wholesale Electricity Spot Market	卸電力スポット市場
WTP	Willing to Pay	支払意思額

単 位

分野	略語	単位	備考
天然ガス	scf	: standard cubic feet (標準立方フィート)	1 scf = 0.0268 Nm ³
	ton	: tonnes(トン)	1,000 tonnes = 48,700 cuf = 51,750 million Btu = 0.05458 PJ
	Btu	: British thermal unit (英熱量)	1 Btu = 1,055.056 joules
	PJ	: peta joule(ペタジュール)	1 PJ = 23.9 toe
	toe	: tonne oil equivalent (石油換算トン)	1 toe = 41.8 GJ
	BCF	: billion cubic feet(十億立方フィート)	
	MMscf/d	million standard cubic feet per day : (百万標準立方フィート/日)	
	MMscf/h	million standard cubic feet per hour : (百万標準立方フィート/時)	
	Nm ³	normal cubic meter (ノルマル立方メートル)	
	MMNm ³ /h	: Million Normal cubic per hour (百万ノルマル立方メートル/時)	
距離	ft	: feet (フィート)	1 feet = 12 inch = 0.303 meter
	M	: meter (メートル)	1 meter = 100 cm = 0.001 km
面積	m ²	: square meters (平方メートル)	1.0 m * 1.0 m
	km ²	: square kilometers (平方キロメートル)	1.0 km* 1.0 km
	Ha	: hectare (ヘクタール)	1 ha = 10,000 m ²
	acre	: acre (エーカー)	1 acre = 4,046.86 m ²
通貨	JPY	: Japanese Yen (日本円)	
	USD	: United States Dollars (米ドル)	USD = JPY 103.9 USD = PHP 44.9
	PHP	: Philippines Pesos (フィリピンペソ)	PHP = JPY 2.31 (プロジェクトコスト積算 2013年1月時点)
電力	kV	: kilo volts (キロボルト)	
	kW	: kilo watts (キロワット)	1 kW = 1,000 W
	MW	: mega watts (メガワット)	1 MW = 1,000 kW
	Wh	: watt-hours (ワット時)	
	kWh	: kilo watt-hours (キロワット時)	1 kWh = 1,000 Wh
	MWh	: mega watt-hours (メガワット時)	1 MWh = 1,000 kWh
	GWh	: giga watt-hours (ギガワット時)	1 GWh = 1,000 MWh

本 編

1. 概要

1.1 事業の背景

フィリピンにおけるガス利用は、2002年にカマゴーマランパヤ（Camago - Malampaya）ガス田が商業運転を開始されてから始まった。ガスは海底ガスパイプライン（最大容量；650MMcf/d）によって輸送され、3つのガス発電所（Ilijan、Santa Rita、San Lorenzo。合計容量；2,700MW）に共有されている。天然ガスパイプラインを含む関連設備のマスタープランは2002年にJICA支援によって実施された、「フィリピン共和国における天然ガス産業開発におけるマスタープラン」（これ以降、「天然ガスマスタープラン」という）を基本として計画されている。

フィリピン政府は天然ガスマスタープラン(2002年)をベースの国内天然ガス利用の振興を含む政策を展開し、民間企業の参画を促しているが、関連施設を含むいくつかのプロジェクトは未熟な開発環境などの理由から現実化されていない状況である。しかしながら、2010年に発足したアキノ政権のもと、官民パートナーシップによるインフラ開発は最優先課題として位置づけられ、官民パートナーシップ促進にかかるシステムの改善や個別プロジェクトの促進が図られている。

上記の背景のもと、JICAはDOEとの関係によって、2012年にM/P(2002)のアップデート及び天然ガス産業のバリューチェーン全体を評価する「フィリピン国クリーンエネルギー資源利用促進情報収集・確認調査」を実施した。これはLNG受入基地、Batman1、天然ガス発電所(Sucat(850MW)およびCalamba(1,400MW))、および潜在的ないくつかの工業団地、CNGガス供給ステーションなどを含む計画である。

フィリピンにおける天然ガスのさらなる開発を進め、日本のODAローンの候補プロジェクトとして案件の促進を図るため、フィリピン政府は日本のODAローンを利用する場合を考慮し、JICAはこのバリューチェーン全体を包括するプロジェクト調査を行うため、準備調査に取りかかったものである。

1.2 事業の目的

(1) 国家開発計画

フィリピン政府のフィリピン中期開発計画（2011-2016年）によると、伝統的な石油燃料への依存度を軽減するため、代替燃料の活用がエネルギー分野においては重要な政策課題の一つとして掲げられている。天然ガスはいくつかの代替燃料のうちでも環境負荷が少ないため、産業や商業セクターにおける天然ガスの利用増加は、高い優先度があると考えられている。特に、国内天然ガス開発やLNG輸入、利用の増加について、政府はガスパイプライン・ネットワークの開発、既存発電所のガス転換、輸送分野における天然ガス利用の拡大（CNG自動車の導入など）に係る政策を提示している。

DOE によって毎年発表されるフィリピン・エネルギー計画(PEP)は、エネルギーセクターにおける計画、プログラムを取り上げるものである。将来のエネルギー開発はフィリピン発展のために重要な課題であり、PEP の主要検討課題である。PEP の包括的な目標は、より良い生活のための最善のエネルギー選択肢を確保する、ということにある。特に PEP は将来を見据えて現在のエネルギーセクターの方法性の転換の必要性を示している。この 3 つの柱は次の通りである。

- エネルギー・セキュリティの確保
- エネルギーセクター改革の効果的実施
- 社会参加とセクター間のモニタリング仕組みの実施

アキノ政権は 2010 年に発足したが、基本的には前政権の政策を踏襲している。アキノ政権におけるエネルギー政策はエネルギー改革アジェンダ(ERA)に代表される。これは 6 年間の期間における目標を示したものである。ERA において、エネルギーは貧困削減の手段であり、社会的に弱く困難な立場にあるセクターに対して公的サービスを提供することによって、草の根開発を進めるために資するものであるとされている。この方針に従って ERA は、さらにたくさんの人に対して、信頼度の高く安価なエネルギー・アクセスを促進するという事に主眼を置いている。

また、アキノ政権はエネルギーセクターに置ける次の 3 つの柱を示している。第 1 にはエネルギー・セキュリティの確保ということであり、これは前政権と同じである。第 2、第 3 には、適正なエネルギー価格を達成すること、と持続可能なエネルギー計画を立てる、ということが掲げられている。

(2) ガスセクターの背景

1989 年 10 月、オクシデンタル・フィリピン社(Oxy)(オクシデンタル・石油会社の子会社)が、パラワン島の 75km 北西、ルソンの 500km 南西における、350,000 ヘクタールの区域内において、深海井から天然ガスを発見した。これは国内に置ける初めての天然ガス発見ではなかったが、(1980 年に PNOC-EC 社が北ルソンの Isabela において天然ガスを発見していた。これは 3MW の発電を行う程度の規模であった。) 今後のフィリピンにおける天然ガス産業の立ち上げに向けて明るい発見であったといえる。1 年後、Oxy 社の開発権は、フィリピンシエル開発会社(SPEX)にサービス契約(SC38)として譲渡された。

投資義務の一部として、SPEX は事業のオペレーションを引き継ぎ、3 つの主要探査井を掘削した。このうち 2 つ目のものは、1992 年の Malampaya ガス田の発見につながり、これは Camago に接続されている。この後 2 年間の掘削プログラムを経て、SPEX は約 2.5 tcf のガス埋蔵量、85 mil. バレルの凝縮量を確認した。こうして Malampaya ガス田は、1998 年 5 月に商業性を公表した。1998 年 7 月、SPEX は SC38 の総合運営権を取得し、Texaco フィリピン (現在の Chevron Texaco) と PNOC-EC との合弁会社を形成した。

この SC38 コンソーシアムは、フィリピン歴史上最大の外資投資を行った。これにより、

世界でも有数の海底に 504km のガスパイプラインと Batangas のタバングオに陸上ガス基地を建設し、ガス田からのガスのプロセスを行っている。2001 年 10 月 16 日、アロヨ大統領は、Malampaya ガス-発電プロジェクトを開始し、これにより総発電容量 2,760MW（ルソン島の設備容量の約 20%程度）の 3 つのコンバインドサイクルガス発電所の開発を行った。ガス田は潜在容量として、4.3 tcf (trillion cubic feet)の生産を行うことと考えられている。

同プロジェクトは約 3 年強の建設期間を経て完成し、2002 年 1 月に商業運転を開始した。これら 3 つのガス発電所は Batangas 湾の 12km 圏内に位置しているが、それ以外のガス利用者がいると考えられる。従って、今後重要となるガス下流セクター開発の青写真を準備することが重要と考えられ、これを支えるための物理的、規制面両方の施策を検討すべきである。

(3) プロジェクトの必要性

天然ガス供給者とガス市場を結ぶため、フィリピン政府はルソン島においてガス供給ネットワークの整備を進めることとしている。ルソンのネットワークは主に、Camago - Malampaya ガス田と Batangas、Cavite 地域に立地する発電所をつなぐものである。このパイプラインは将来、マニラ首都圏、Bataan、そしてその後ルソン島中部、南部に延長される構想である。Batangas からマニラまでの陸上ガスパイプラインは、約 110km である。さらにこれが延伸されると、Bulacan、Pampanga を経て Bataan までの延長 250km のガスパイプラインとなる予定である。さらに、Bataan と Batangas において LNG 受入基地が建設されることになる。

長期的には、フィリピンにおけるガスセクター開発は、ルソン島その他地域やミンダナオ島などに拡大されることが期待され、高圧パイプラインや中圧供給パイプラインなどの建設が見込まれる。これらの建設には資金、技術をもったパイプライン建設、運営の会社が事業参加することが期待される一方、政府の役割についても明示する必要がある。

このプロジェクトの目的は、国産、輸入天然ガス資源を有効にかつ幅広く利用することにある。これは今後天然ガスセクターの開発に貢献し、さらにエネルギー多様化、フィリピンにおける持続可能な経済、社会開発に寄与するということが期待される。このためには、Batangas からマニラ首都圏にいたる消費地までをつなぐパイプライン、や LNG 受入基地、ガス発電所などのバリューチェーンを構築することが必要である。Batman1 プロジェクトはこのひとつとして重要な位置付けにあると考えられる。

またフィリピンにおける天然ガス利用は、全エネルギー消費における約 8%と ASEAN 諸国の中でも低い水準に留まっている。今後、天然ガスの相対価格は低下することが予測されており、エネルギーコスト低減および温室効果ガス低減の観点から、化石燃料における天然ガス比率を拡大することが望まれている。

(4) 地域特性

プロジェクトは、Batangas から Laguna にわたる地域をカバーする。この地域は国内の産

業集積地域として最も重要な地域である。例えば、Santa Rosa には主要自動車工場が位置している。またこの地域はフィリピンにおける「シリコンバレー」と称される、電気、電子産業が生産を行っていることでも知られる。従って、この地域は産業用の天然ガスや電力などのインフラが必要とされている。

Malampaya ガス田は発電所にガス供給を行っているものの、産業向けにはガスの供給がなされていない。この地域にガス供給を行うために、政府はガスセクター開発を進めている。特にガス利用を拡大するため、ガス下流セクター開発については、天然ガスインフラ開発やガス市場の整備などに取り組みことが期待される。

1.3 調査の目的

フィリピンにおけるガス産業を振興させ、プロジェクトの実施を促進させるためには、実施機関である PNOC に対して、プロジェクトの可能性についての調査を行うことが重要であると考えられる。

調査における個別の目的は以下のように要約される。

- 総合的なバリューチェーン（LNG 施設、リガス設備、パイプライン、オフテーク施設など）を PPP スキームのもと、Batman1 プロジェクトの可能性を評価し、適切な実施戦略を提言すること
- Malampaya やその他ガス設備、発電所、工業団地、商業ビル、CNG バス、LNG 基地（Bataan、ミンダナオ、パグビラオなど）に係る必要な情報を収集すること
- 天然ガス開発および PPP 開発にかかるフィリピンの現行法規制について、情報収集、分析し、プロジェクトが円滑に実施できるよう必要な改訂について分析すること

1.4 調査エリア

本調査の調査エリアは下記の通りである。

- BATMAN 1 : バタンガス (Batangas) ～メトロ・マニラ
- LNG 受入ターミナル : バタンガス (Batangas)
- 天然ガス火力発電所 : ルソン南部、メトロ・マニラ

1.5 調査のカウンターパート

本調査のカウンターパートはフィリピン国営石油公社 (PNOC) である。

1.6 調査スコープ

本調査は、大きく以下の 6 つのコンポーネントで構成される。

- Batman1 及び関連事業（LNG 受入ターミナル（Batangas）やガス火力発電所（Sucat 発電所/Calamba 発電所）等）の円滑な事業実現に必要なセクター情報の収集
- Batman1 を有償資金協力事業として実施するために必要な調査
- Batman1 に関連する天然ガスセクターの上流（LNG 受入ターミナル等）や下流（ガス火力発電所等）のバリューチェーン構築を総合的に促進するために必要な各種調査
- その他ガス関連設備に係る（Malampaya ガス田、パイプライン周辺のガス発電所・工業団地・商業施設・交通機関（CNG バス等）、LNG 受入ターミナル（Bataan、ミンダナオ等）等）情報収集
- ガス関連法制度・安全基準等に係る分析・改善提案・能力強化支援策の検討（今後の技術協力プロジェクトの提案含む）
- 各種報告書・先方政府用説明資料等の作成・説明・協議/先方政府内事業承認支援

調査は、原則 JICA が当該国側と 2013 年 4 月 23 日付で合意済みの協議議事録に基づいて実施する。各コンポーネントの詳細は、協議議事録に示す次のとおりである。

I .Introduction

1.Background

2.Objective of the Survey

3.Scope of the Survey

4.Executive Summary of the Preparatory Survey (I ～IV)

II.Natural Gas Master Plan

1.Review the results of the previous studies regarding Natural Gas Planning for the efficient implementation of the Projects

Points of consideration include:

- (1) Review the current demand supply and forecast for Energy and Natural Gas, analyzing macro-economic merits and demerits on the proposed scenarios, including the examination on the Natural Gas upstream and downstream (retail) price for the good of the Government and the Consumers
- (2) Review current rules and regulations of the Philippines regarding Energy, Natural Gas, and PPP
- (3) Collect updates on new alternative technologies developments
- (4) Collect updates on new Natural Gas application technologies and practices around the World, including the technical aspects (modified Japanese model/technical solution applicable to Philippine context)
- (5) Others, if any

2. Proposal for further modification of the previous studies regarding Natural Gas Planning for the efficient implementation of the Projects

Points of consideration include:

- (1) Propose update on the demand supply analysis and forecast for Energy and Natural Gas, concluding on the most feasible scenario, taking into consideration merits and demerits for the Government and the Consumers
- (2) Propose change of current rules and regulations of the Philippines regarding Energy, Natural Gas, and PPP, for the smooth implementation of the Projects (e.g. Technical and Safety standards for the hazardous material handler, Business Regulation : Entry Regulation, Pricing and Fee Collection System, and Service Standards ...etc), HSSE (Health, Safety, Security, and Environment) Program, etc)
- (3) Propose utilization of new alternative technologies to be considered in the Project design
- (4) Propose utilization of new Natural Gas application technologies to be considered in the Philippines
- (5) Others, if any

III. Feasibility Study of Natural Gas Construction Project (Batman1)

1. Introduction

- Background
- Objective of the Project
- Necessity of the Project
- Rationale of the Project (timing, scale, concessional loan)

2. Energy Sector Overview, including Natural Gas

3. Socio Economic Condition of the Project Area

- of the Philippines, of the Luzon Area, of the Batangas, Cavite, Laguna, Metro Manila Area

4. Demand and Supply Analysis

*Note: The Section of the Survey will be included in the Natural Gas Master Plan: however, it is mentioned here for the purpose of making the FIS an independently complete document.

- Current Demand and Supply
- Future prospect of Demand and Supply
- Energy Mix Policy and Import Policy of LNG

5. Basic Design

- Engineering Survey (e.g. Oceanographic, Foundation, Land Use, ROW, underground facilities data)
- Design Standard
- Gas Pipeline Design

6. Project Cost Estimate

- Civil Work Cost

- Engineering Service Cost
- ROW Acquisition Cost
- Administrative Cost
- O&M Cost
- Project Cost (Price Escalation Rate, Contingency Rate)
- Comparison of Project Cost with STEP Loan Application

7. Economic and Financial Analysis

- Economic Evaluation
- Financial Evaluation
- Sensitivity Analysis
- Risk Allocation Matrix
- Risk Mitigation Measures
- Conclusion on the PPP Scheme

Consider several Options of PPP Schemes and analysis on the financial outcomes (Project Financial IRR, Project Financial IRR for the private, Equity IRR for the private ...etc.) of each Option, taking into consideration the appropriate share of cost and risks between the public and private.

8. Environmental and Social Consideration

*Note: This portion includes the environmental and social study, under "JICA's Guideline for Environmental and Social Consideration (2010)".

- Alternative Plan Consideration (alternative site, route, size, etc to mitigate the impact on environmental and social issues)
- Assist ROW acquisition
- Assist Conduct of Stakeholder Meeting
- Draft EIS
- Draft RAP
- Draft EMP

9. Project Implementation Plan

- Project Implementation Scheme
(Including capacity of the Implementing Agencies, such as DOE, PNOC and other related agencies)
- Project Implementation Schedule
- Procurement Plan
- Financial Plan (Project Cost/ year and available fund/ year)

10. Operation and Effect Indicators

- Selection of Operation and Effect Indicators
- Survey on current base statistics
- Prediction of the selected Operation and Effect Indicators

- CO2 emission reduction effect expected to be brought by the proposed Projects

11. Conclusion and proposal of next step forward

- Summary of F/S
- Assistance in drafting documents needed for NEDA-ICC approval
- Task list and schedule for the stakeholders

VI Feasibility Study of LNG Receiving Terminal Project

1.~11. Same as above III

V Feasibility Study of Natural Gas Fired Power Plant Project

1.7 調査スケジュール

調査スケジュールは以下に示す通りである。

PNOC Survey Schedule

Item	Particular	Japanese FY 2013												Japanese FY 2014						
		CY 2013						CY 2014												
		7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7						
1	Field Survey																			
	Data Collection																			
	Interviews																			
	Demand-Supply Balance Analysis																			
	Documentation																			
2	Initial Field Assessment																			
	Filed Survey & road authority permission																			
	Basic Design																			
	Seismic Analysis																			
	Study of instalation method																			
	LNG Planning																			
	Preparation of Design Documents																			
	Documentation																			
3	Data Colletion																			
	Cost Estimation																			
	Documentation																			
4	Interviews & Data Collection																			
	Cashflow Analysis (incl. scenario)																			
	NEDA Documentation																			
	Study on Project Indicator																			
5	Documentation																			
	Data Collection & Report Review																			
	Field Survey																			
	Information Analysis																			
	Preparation of EIA																			
	Advisory Committee & Public Hearing																			
	Documentation																			
6	Interviews & Data Collection																			
	Study on Project Scheme & Schedule																			
	Legal & Economics Analysis																			
	NEDA Documentation & Institutional Setup																			
	Documentation																			
7	Reference Survey & Interviews																			
	Study on Framework Deceolpment																			
	Study on Capacity Development																			
	Documentation																			
8	Coordination w/ PPP Advisor																			
	PNOC Board Decision																			
Deliverables																				

図 1.7-1 調査スケジュール

2. Batman 1 プロジェクト形成調査

2.1 調査概要

2.1.1 調査プロセス

調査は複数のコンポーネントから構成されている。すなわち (i) 需要予測、(ii) エンジニアリングデザイン、(iii) コスト計算、(iv) PPP 事業スキーム検討、(v) 経済・財務分析、(vi) 環境社会配慮、(vii) 総括・提言である。調査の基本的なプロセスを下図にまとめる。調査におけるタスクとアプローチについては各々の節にて詳述している。

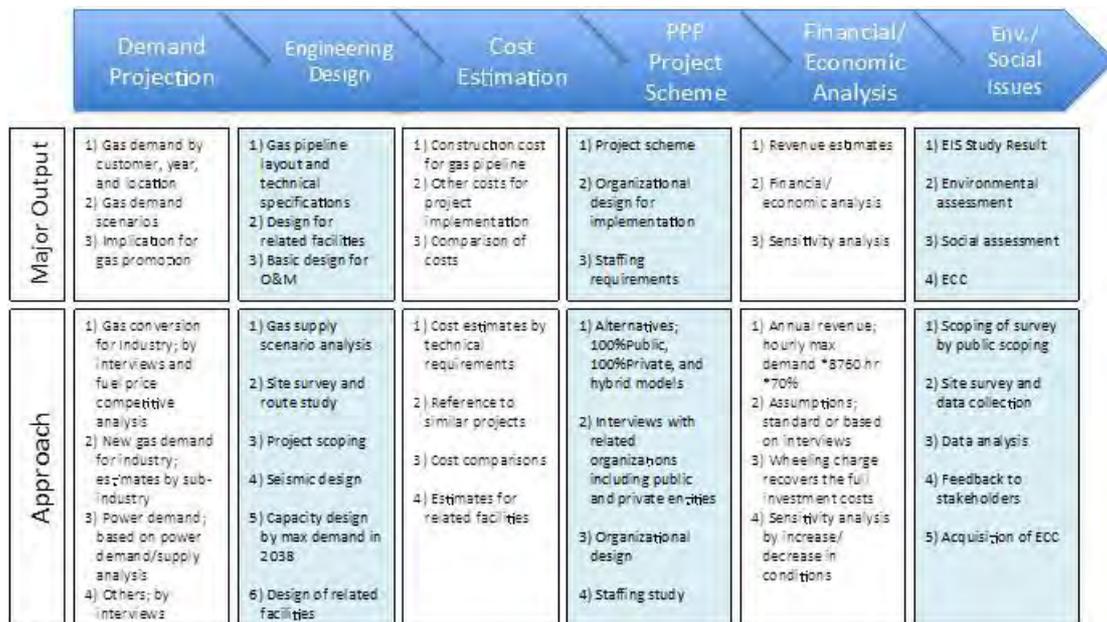


図 2.1-1 調査プロセス

また、収益予測、プロジェクトコスト算出を含めた経済・財務分析の作業フローは、次図に示すとおりである。

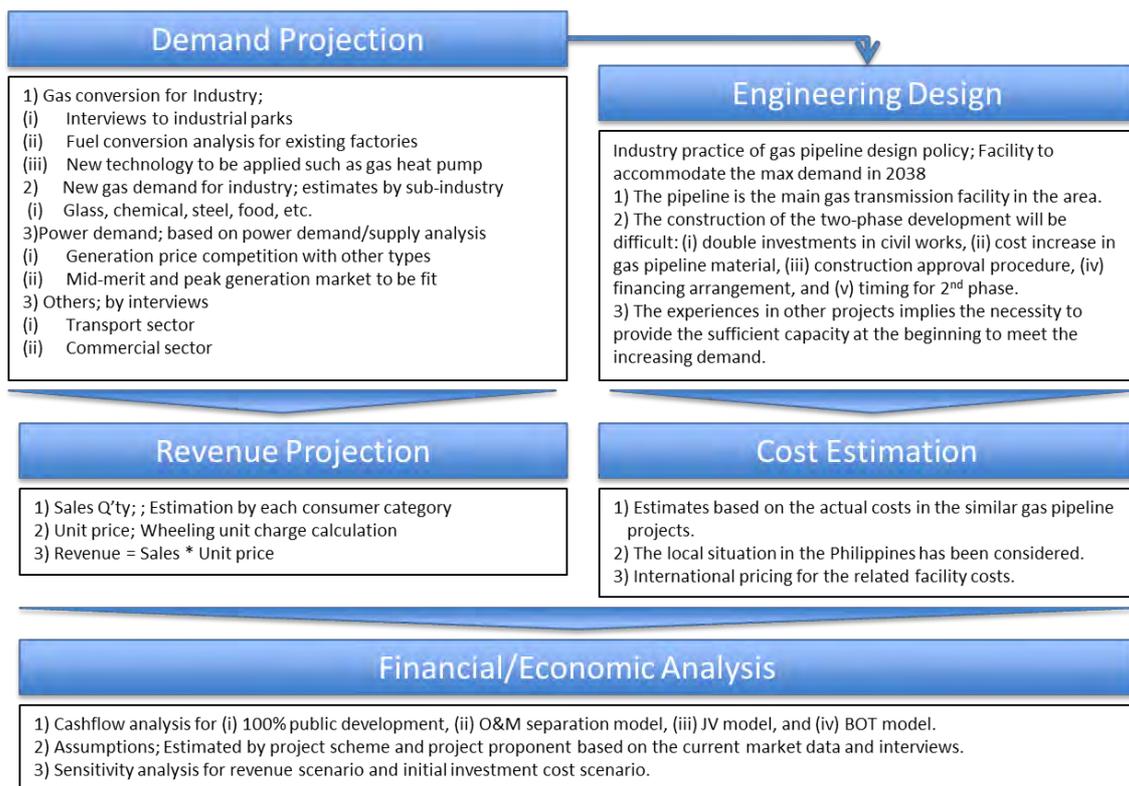


図 2.1-2 経済・財務分析の作業フロー

2.1.2 プロジェクト・スコープ

プロジェクトの範囲は次に示すとおりである。

高圧パイプライン

Batangas ガス供給ポイント — SLEX 高速道路 Cabuyao 出口

中圧ガス供給パイプライン

- (i) Lima 工業団地供給ルート
(STAR 高速道路 Malvar 出口付近-Lima 工業団地)
- (ii) Calamba エコ・ゾーン供給ルート
(STAR 高速道路 Santo Tomas 出口付近-ファースト・フィリピン・工業団地)
- (iii) Laguna 工業団地供給ルート
(STAR 高速道路 Cabuyao 出口付近-Laguna 工業団地)

その他設備

ブロック・バルブ・ステーション、ガバナー・ステーション、メータリング・ステーションほか



図 2.1-3 プロジェクトスコープ

調査全体スコープは、Batangas から Sucat までの区間を対象としているが、調査の結果、事業スコープとしては Batangas から Cabuyao までの区間を選定している。

本プロジェクトの一体性については次のように整理できる。すなわち、

- (i) LNG ターミナル（受入基地）： 至近の発電所が需要家となる場合、同発電所はパイプラインがなくともガスの供給を受けることが可能。従ってパイプラインの有無にかかわらず自立可能である。
- (ii) ガスパイプライン： ガス供給源としての LNG ターミナルが存在しないと成立しない。このような視点からは、自立は不可能といえる。
- (iii) 最終需要家： パイプラインがなければガスの供給を受けることができない。従って最終需要家にとってパイプラインは必要不可欠な施設である。
なお、最終需要家とは、発電のみならず、パイプライン沿線工業団地等での様々な需要が想定される。

2.2 パイプラインルート の自然条件

ここでは、Batman 1 パイプラインルートに沿った領域の PAGASA (The Philippine Atmospheric, Geophysical and Astronomical Services Administration) の情報に基づいた過去 2 年間(2011 年と 2012 年)の一般的な気象条件と PHIVOLCS (Philippine Institute of Volcanology and Seismology) の情報に基づいた地勢学的特徴について述べる。気象条件については、パイプライン工事実施計画の実稼働日数、工法選定の算定に資する。

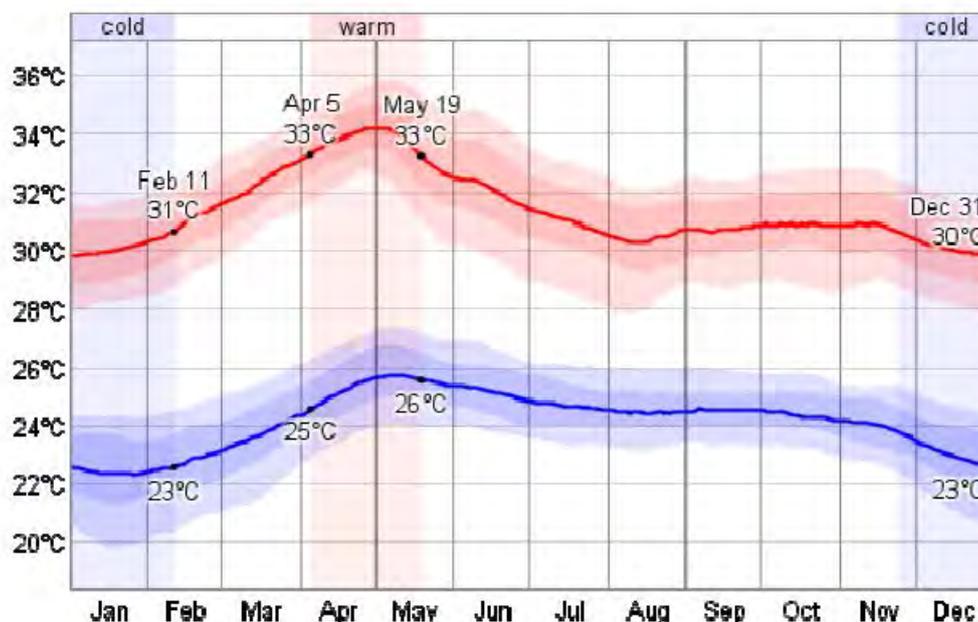
地勢学的特徴の調査では、特に高圧ガスパイプラインの安全性に影響を与える活断層の存在や液状化層の存在、液状化地盤の変位の影響を詳細に調べ、パイプラインの材料設計、現地溶接部の設計に資することとした。その結果は、「2.4.1 パイプラインの基本設計」に反映している。

2.2.1 気象条件

(1) 気温

年間を通して気温は 28°C から 35°C であり、20°C 以下または 36°C 以上はごく希である。最も暑い時期は 4 月の第 2 週から 5 月の第 3 週までであり、日最高気温は 36°C 以上に達する。最も寒い時期は 12 月から 2 月まで続き、日最低気温は 20°C 以下となる。下図に年間の日平均気温の変化を示す。

Daily High and Low Temperature



(青線：最低気温 赤線：最高気温)

図 2.2-1 年間の日平均気温

(2) 日の出、日の入り

下図に 2012 年における日の出と日の入り時刻を示す。

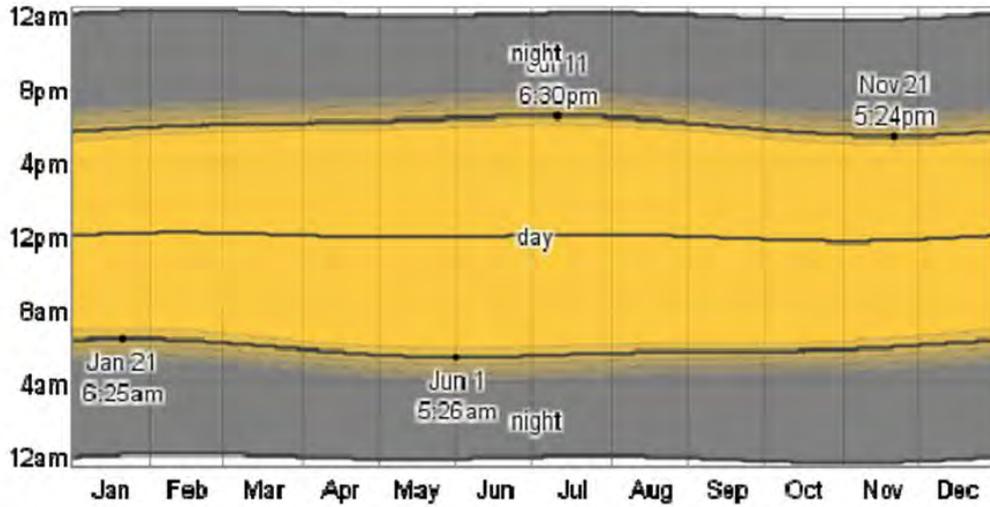
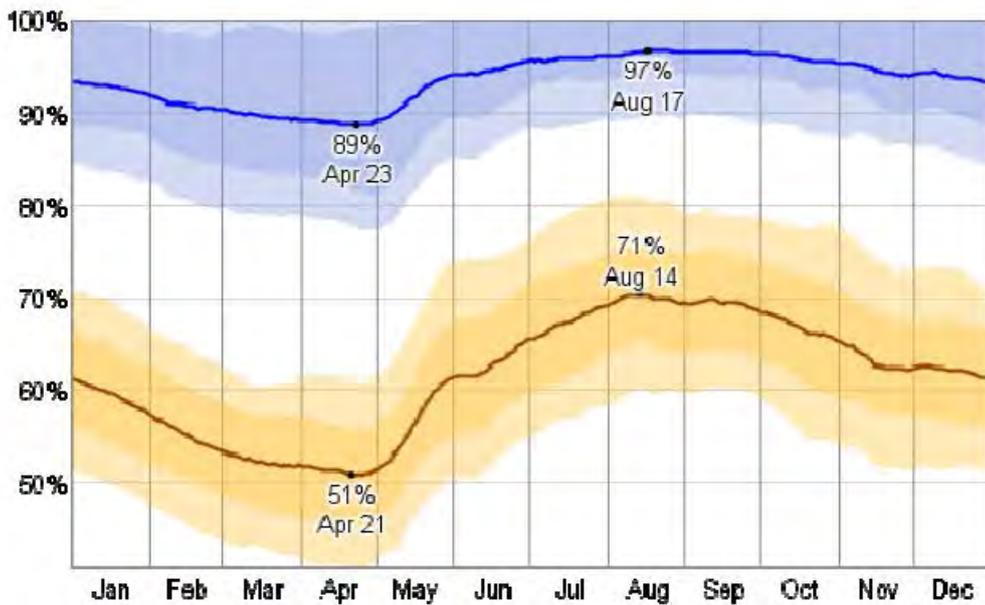


図 2.2-2 2012 年における日の出、正午、日の入り

(3) 湿度

年間を通して相対湿度は 61%から 98%であり、平均的に 80%以上である。

空気は 4 月に最も乾燥し、8 月に最も多湿で 98% に達する。下図に年間の日平均湿度の変化を示す。



(青線：日平均最高相対湿度 茶線：日平均最低相対湿度)

図 2.2-3 年間の日平均湿度変化

(4) 降雨

降雨の確率は7月頃に最も多く、77%の確率で起こる。降雨の確率は4月頃に最も少なく、16%の確率である。下図に1日のある時点における降雨の確率の例を示す。

Probability of Precipitation at Some Point in the Day

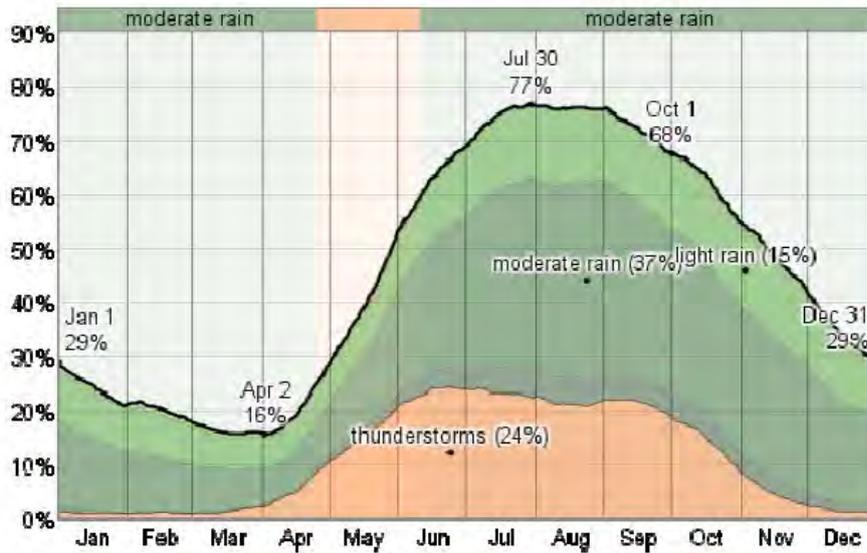


図 2.2-4 ある時点における降雨の確率の例

(5) 風速

年間を通して、風速は 18mph (miles per hour) (無風から少し強い風) までで 39mph(強風) 以上は希である。下図に日平均最高速度と日平均速度を示す。

Wind Speed

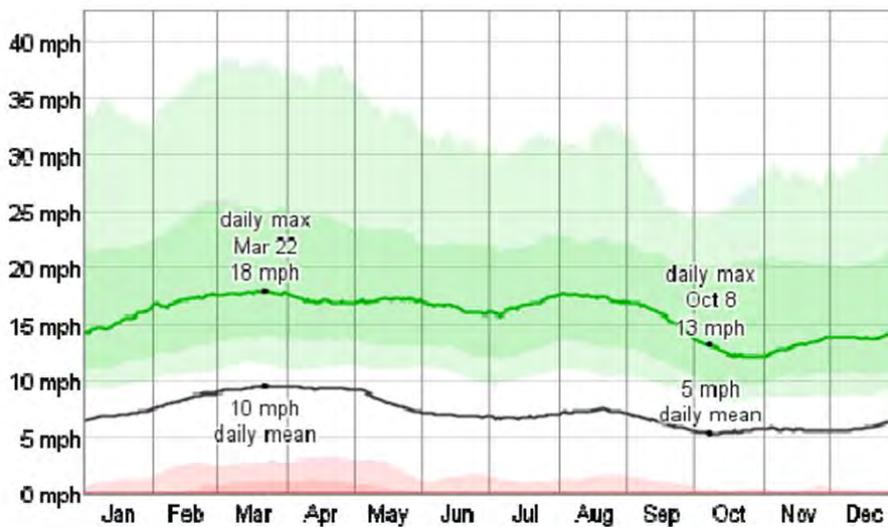


図 2.2-5 年間の日平均風速 (mph: miles per hour)

2.2.2 地形・地質

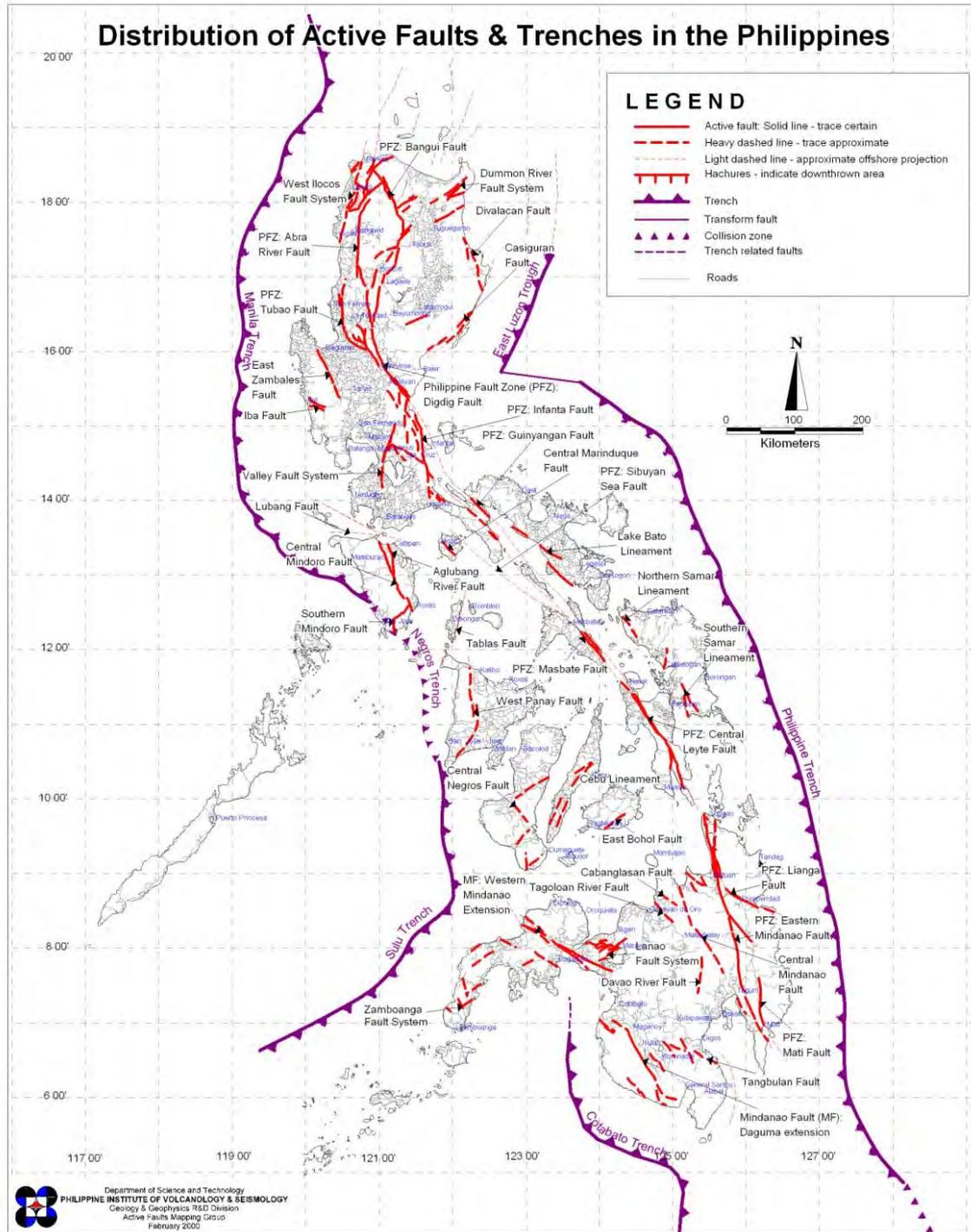
(1) 構造地質学的位置付け

フィリピン群島は、フィリピン変動帯とユーラシア大陸縁に分けられる。本プロジェクトの地域は、造構造運動、地震活動及び火山活動が活発なフィリピン変動帯に位置する。フィリピン国の断層と海溝情報を図 2.2-6 に示す。さらに、Batman1 計画ルート近傍を拡大して図 2.2-7 に示す。

パイプライン通過予定地には以下の 5 つの地震発生源がある。

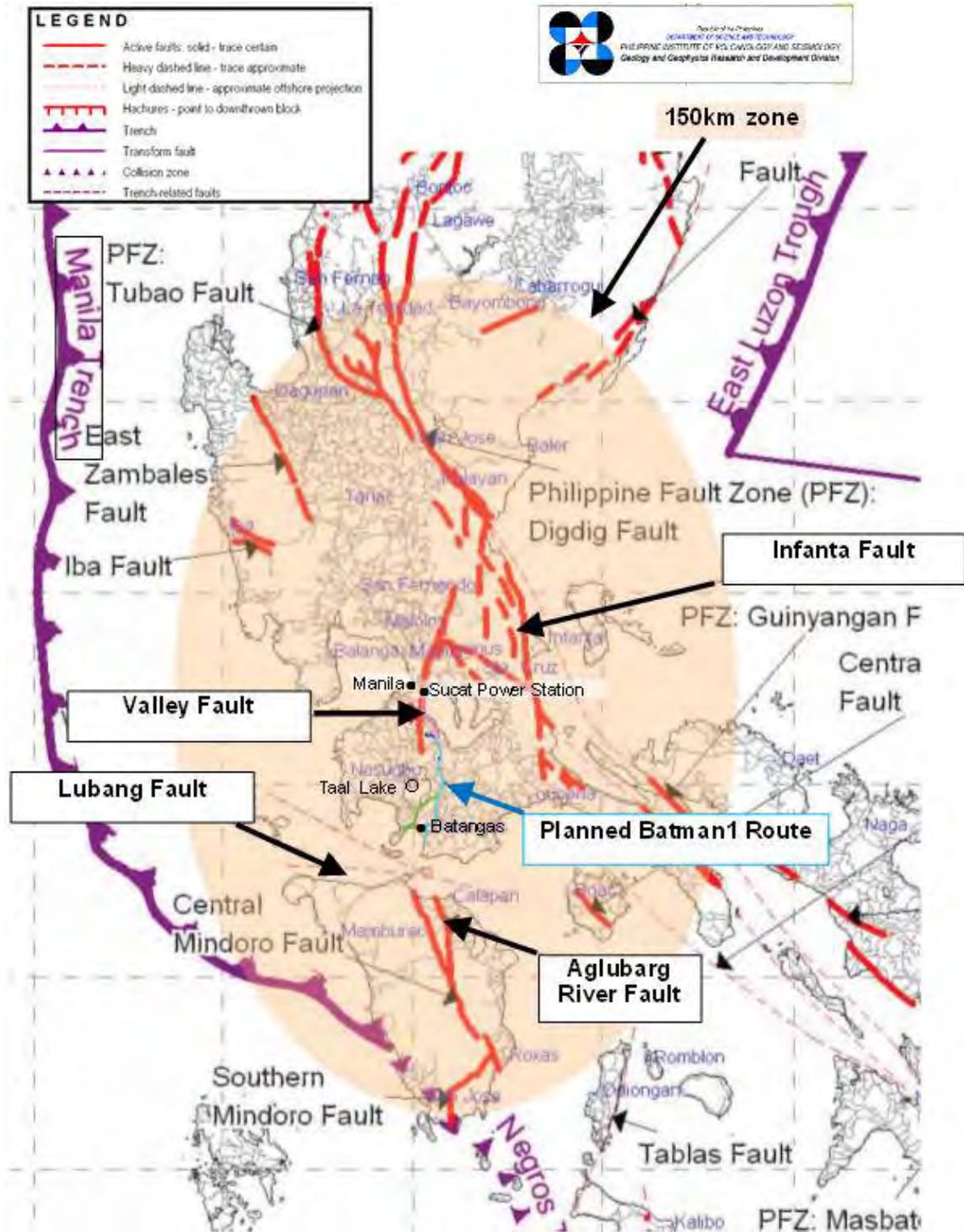
- ・ Valley 断層系：Manila 首都圏とパイプライン通過予定地を通る活断層系。
- ・ Infanta 断層：Quezon の海岸線を形どる主フィリピン断層の 1 セグメント。
- ・ Lubang 断層：Batangas と Mindoro 間の海域にあるフィリピン断層の主要分岐。
- ・ Aglubarg River 断層：Mindoro 断層の分岐。1994 年 M7.1 ミンドロ地震の起震断層。
- ・ Manila 海溝：PHIVOLCS は M8.4 を想定。過去 400 年間動いていない

火山活動としては、Taal 湖中央に位置する Taal 火山がある。Taal 湖は Manila 南方約 70 km に位置するカルデラ湖（水面標高 5.0m、面積 234.2k m²、平均水深 100m、最深 172m）であり、フィリピン国で最も深い湖とされる。湖中央部には、活火山である Taal 火山（湖面からの比高 295m）があり、世界最小級（世界で一番低い）の火山と称される。Taal 火山には直径 2km の火口内にも湖があり、二重カルデラ構造をなす。多数の噴気口が確認されており、1572 年から 30 回以上の噴火が記録されている。記録に残る最も破壊的な噴火は 1911 年 1 月 30 日に起きた噴火で、ベースサージ（低温の火山碎屑流）が発生し、1,307 人もの犠牲者を出した。最新の噴火は 1965 年 9 月 28 日から 9 月 30 日にかけて起きた噴火で、この噴火でもベースサージが発生し 190 人の犠牲者を出した。



Source : Active Faults Map, PHIVOLCS

図 2.2-6 フィリピン国の断層と海溝の位置図



Source : Active Faults Map, PHIVOLCS

図 2.2-7 150km 圏にある主要活断層と Batman 1 計画ルート

(2) 地勢学的特徴

①地形

Batman 1 計画地域には、造構造運動と火山活動で形成された Laguna 湖と Taal 湖がある。Taal 湖南東岸に沿って Macolod 山がある。タール湖の東とラグーナ湖の南には Makiling 山 と Malepunyo 山がある。パイプライン通過予定地は、西の Macolod 山と東の Makiling 山・Malepunyo 山の間で、Taal 湖の東方を通る。さらに、パイプライン北部は、Laguna 湖西湖岸沿いの台地状の地形面を通る。パイプライン通過予定地の北部は、Valley 断層の断層崖と Laguna 湖に挟まれた狭小な平野が形成されている。この平野の幅は、Sucat で半キロメートル以下、Calamba 近くで数kmに広がっている。

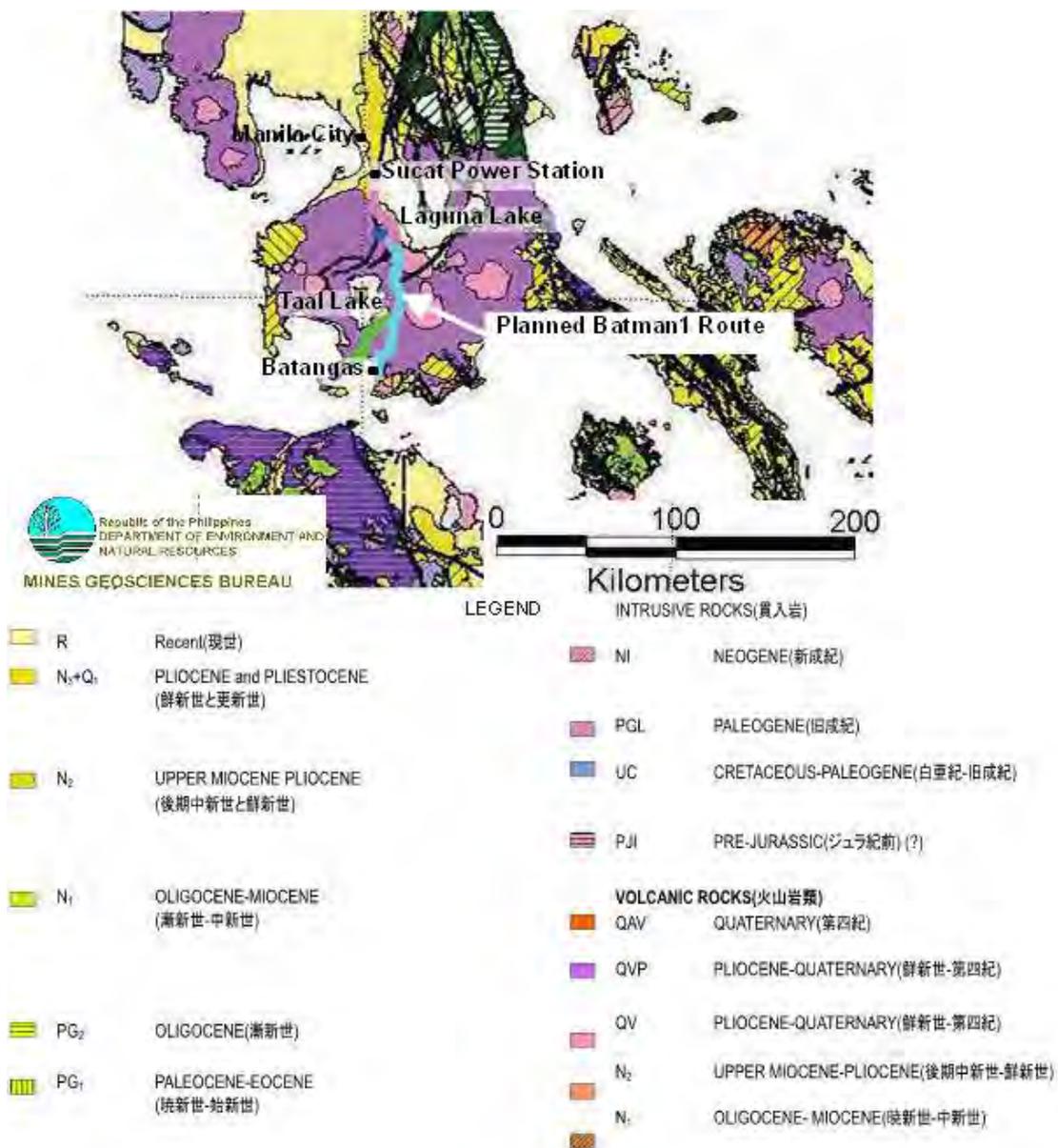
②地質層序

1/100 万のフィリピン国地質図 (Bureau of Mines,1963) 及び 1/5 万地質図によれば、当該地域の地質は 5 つのユニットに分けられる。地質図と地質層序表を下図と下表に示す。パイプライン通過予定地の大部分は、Taal 凝灰岩の分布域である。一方、その北部は現世堆積物の分布域を通っている。



Source: Geological map, 1st edition, 1963, BUREAU OF MINES, PHILIPPINES

図 2.2-8 地質図(1963)と Batman1 計画ルート



Source: Geological map, 2nd edition, 1994, MINES AND GEOSCIENCES BUREAU, PHILIPPINES

図 2.2-9 地質図(1994)と Batman 1 計画ルート

表 2.2-1 地質層序表

地層名	地質年代	岩相・層相	分布
堆積岩類			
現世堆積物 (R)	現世	浅い地下水面で形成されたN値の低い厚く未固結な砂・シルト・粘土	Laguna湖の西側の湖畔地域.
Guadalupe累層のDeliman凝灰岩、Taal凝灰岩 (N3+N1)	更新世— 鮮新世	地元でアドベ(日干し煉瓦)として知られる.厚い溶結凝灰岩とより薄い凝灰岩質砂岩・頁岩・シルト岩からなる凝灰質層(シーケンス).古土壌の層を含む.	Guadalupe層のDiliman凝灰岩と相当のタール凝灰岩は、West Valley Faultの西のTagaytay Ridgeの下にある. Batangas-Laguna地域のパイプラインルート下のほとんどに分布.
火山岩類			
活火山 (QAV)	活火山	玄武岩質ないし安山岩質の火山、ドームと火山岩柱.	Taal湖中央のTaal火山.
第四紀火山碎屑岩類 (QVP)	第四紀	安山岩質ないし玄武岩質の火砕岩質の堆積物、第四紀火山(QV)の火山碎屑エプロン.	●タール湖の西、Tagaytay Ridge近くのBatulao山の火山碎屑エプロンとそれに伴うドームと火山岩柱. ●ラグーナ湖南とタール湖東のMakiling 山とMalepunyo山の火山碎屑エプロン. パイプラインルートの東方にある.
第四紀火山岩類 (QV)	第四紀	安山岩質ないし玄武岩質の火山、ドーム、火山岩柱.	●タール湖の西、Tagaytay Ridgeとその南西端のBaturao山とそれに伴うドームや火山岩柱. ●タール湖の南東湖畔のMacolod.パイプライン西方にある. ●ラグーナ湖南とタール湖東のMakiling 山とMalepunyo山. パイプラインルートの東方にある.

③ 地質構造：Valley 断層系

Valley 断層系 (旧 Marikina Valley 断層系) は、Manila 首都圏を通る活断層で西 Valley 断層と東 Valley 断層からなり、このうち、パイプライン通過予定地を横切るのは西 Valley 断層である。本断層は、Southern Sierra Madre から Tagaytay まで 110km わたって発達し、明瞭な東傾斜の急斜面を有し、Guadalupe-Dilman Plateau と Marikina Basin を境とする。断層面は、ほぼ垂直で右横ずれ運動が卓越している。

1658 年に M5.7 の地震が発生した記録があるが、その他の地震の歴史記録は明確にはなく、近年の地震活動も顕著ではない。地形・地質学的調査によって活断層であることを示す証拠 (変位地形、断層露頭、トレンチ調査など) が認められており、西 Valley 断層に沿う M7 あるいはそれ以上の地震発生リスクは大きい。放射性炭素同位体年代測定 (14C 年代測定) の値によると、断層活動の再来周期は過去 1400 年で 200~400 年、最新活動時期は 18~19 世紀とされている (Dalidig et.al,1997)。

フィリピン国では 2004 年に JICA/MMDA/PHIVOLCS によるマニラ首都圏地震防災対策

計画調査が実施され、短中長期的予測のために地震の再現期間とマグニチュードが調査された。地震活動情報によると Batman 1 に影響を及ぼすと考えられる断層は Lubang 断層、West Valley 断層、そして Manila Trench 断層である。フィリピン国火山地震機関 PHIVOLCS (Philippine Institute of Volcanology and Seismology)によると、これら断層により生じる地震の規模は Lubang 断層によりマグニチュード7以上、West Valley 断層によりマグニチュード7.2そして Manila Trench 断層によりマグニチュード8.4の可能性があるとされている。

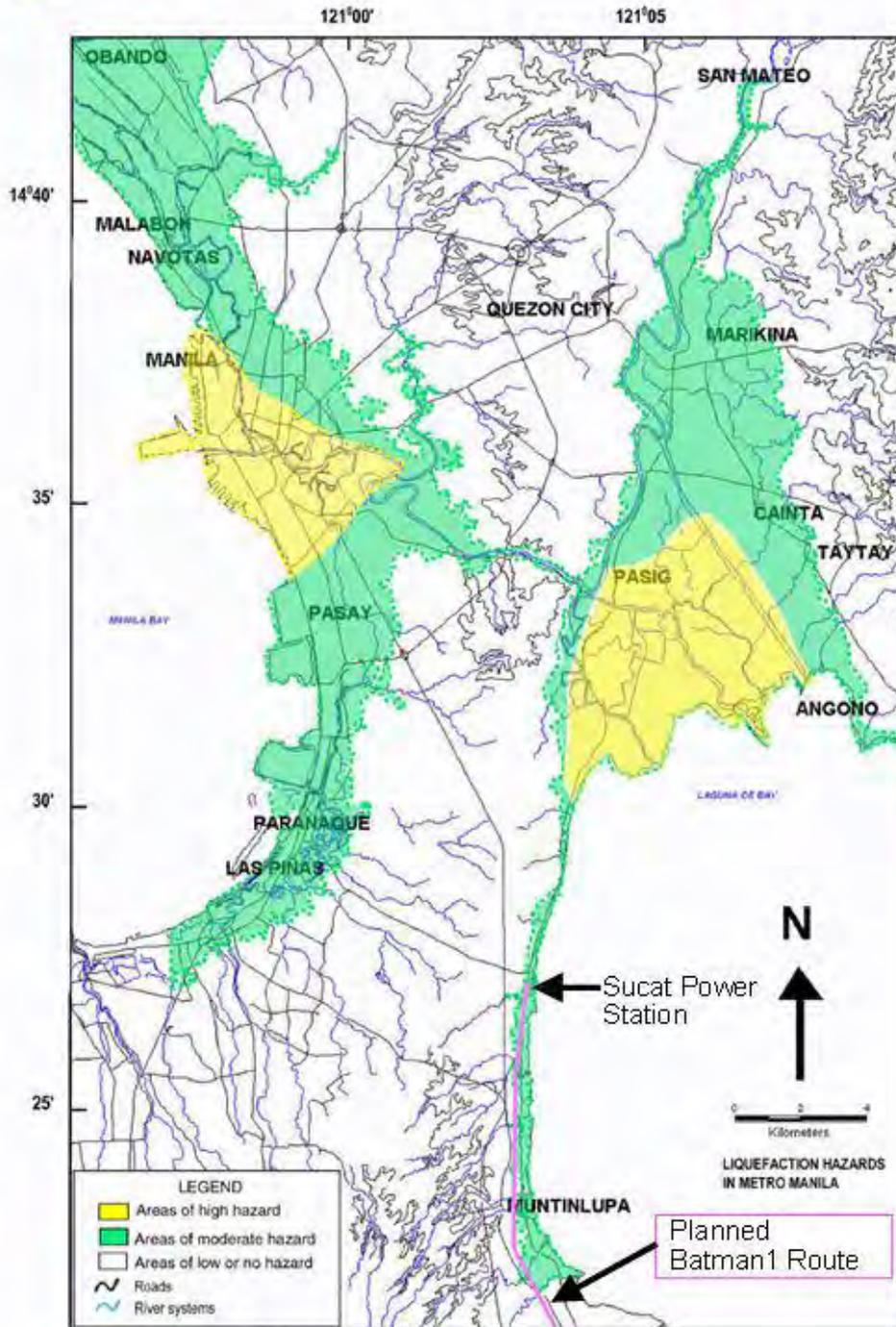
以上のことから、パイプラインの安全性に影響を与える活断層の存在が確認されているフィリピン国において Batman 1 パイプラインを敷設するにあたっては、高圧ガスパイプラインとして担保すべき安全性を確保させる上で、地震国で長年に亘り耐震安全性の実績を有する日本ガス協会の「高圧ガス導管耐震設計指針」等による耐震設計及び耐震設計を定める際に適用した日本のラインパイプの機械的特性を満足させることが必要となる。

2.2.3 液状化危険度

一般に、液状化は浅い地下水位、低いN値（15以下）の緩いシルト、細砂で起こりやすい。PHIVOLCSは、潜在的に液状化の影響を受けやすい地域を区分している。Metro Manilaの地盤液状化危険域と Batman 1 計画ルート的位置を下図に示す。

北部の Muntinlupa 地域では、Lagna 湖の西湖畔、パイプラインが横切るところは、中程度の液状化危険度に区分されている。パイプラインの大部分の区間を占める中央部の Taal 湖東岸地域では、液状化の起こりやすいところは示されていない。南部の Batangas 地域では、液状化危険箇所は示されていないが、第四紀沖積層の堆積物が分布する地域は液状化が起こりやすいと考えられる。

以上のことから、パイプラインの安全性に影響を与える地盤液状化の危険性のある地域に Batman 1 パイプラインを敷設するにあたっては、高圧ガスパイプラインとして担保すべき安全性を確保させる上で、地震国で長年に亘り耐震安全性の実績を有する日本ガス協会の「高圧ガス導管液状化耐震設計指針」等による耐震設計が必要となる。



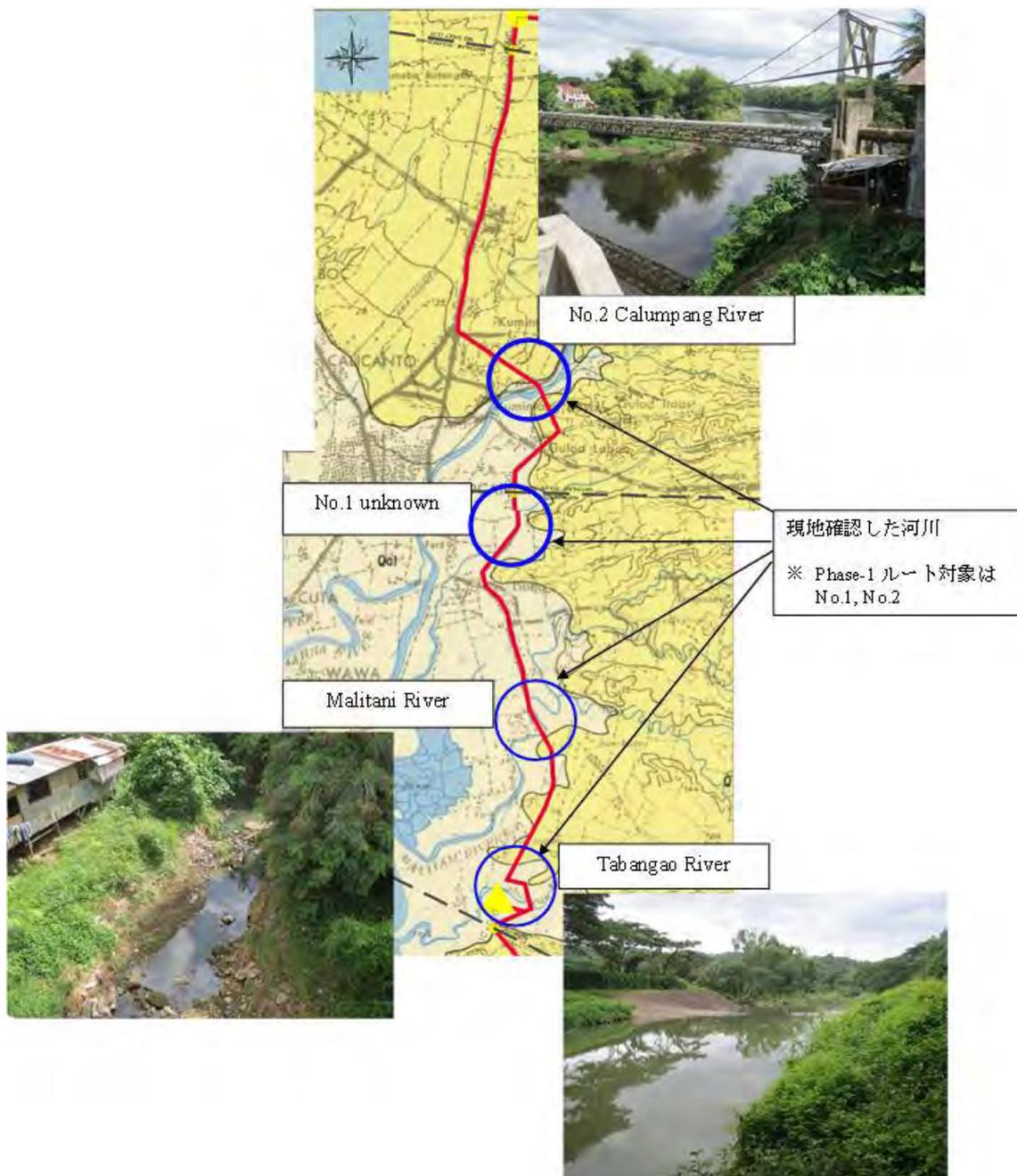
Source: Liquefaction Hazard Map of Metro Manila of the Philippines, PHIVOLCS

図 2.2-10 液状化危険度図と Batman1 計画ルート

2.2.4 現地視察結果

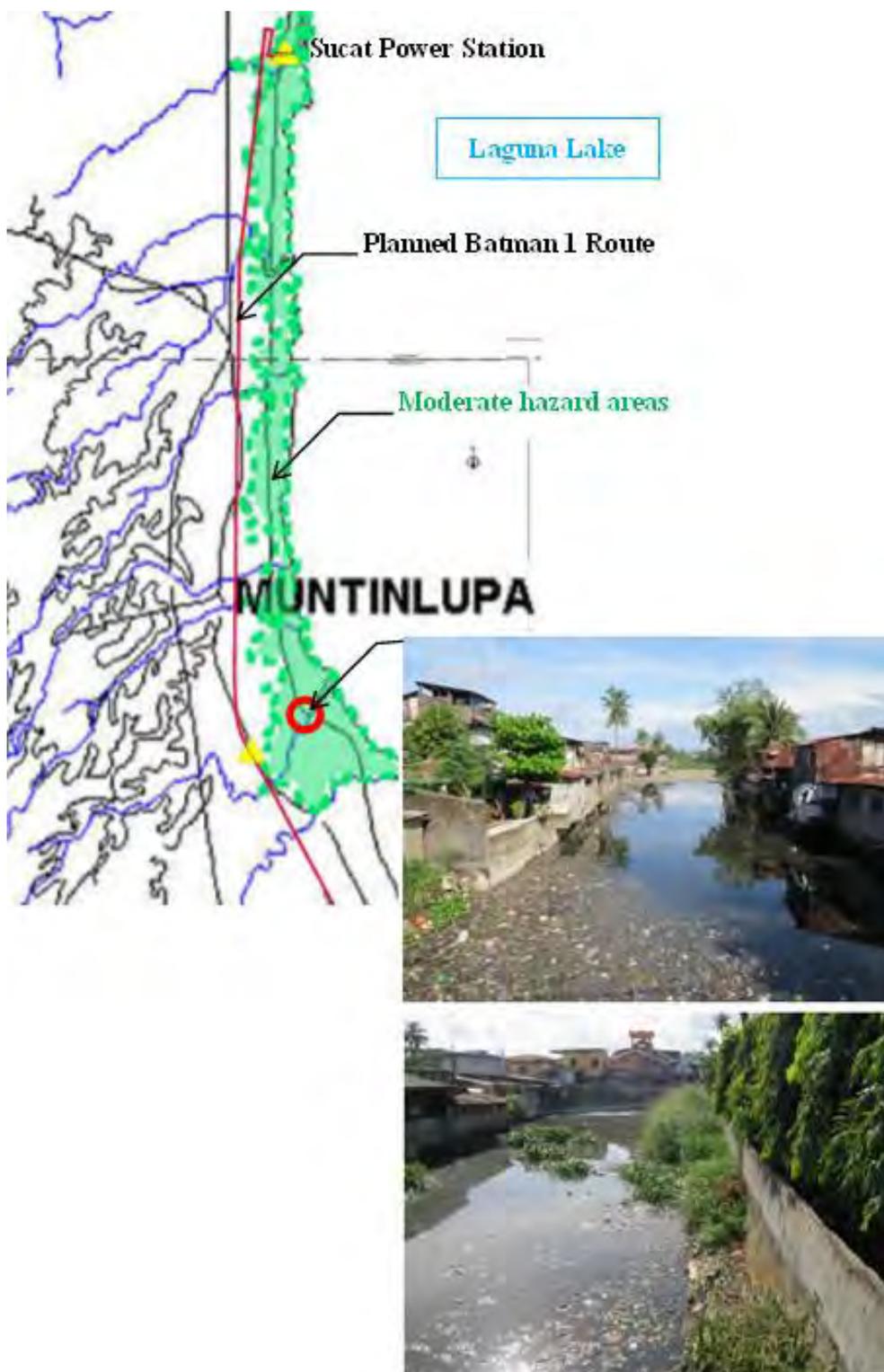
JICA 調査団上述の(1) 構造地質学的位置付け、(2)地勢学的特徴 および(3) 液状化危険度

の調査結果を踏まえ、河川のある Batangas city と Muntinlupa について、日本の地質コンサル
 ル 応用地質(株)と現地視察による確認をおこなった。現地視察位置を下図に示す。



出所 : Geological map of Batangas Quadrangle, Sheet 3261 III,
 PHILIPPINE BUREAU OF MINES AND GEO-SCIENCES

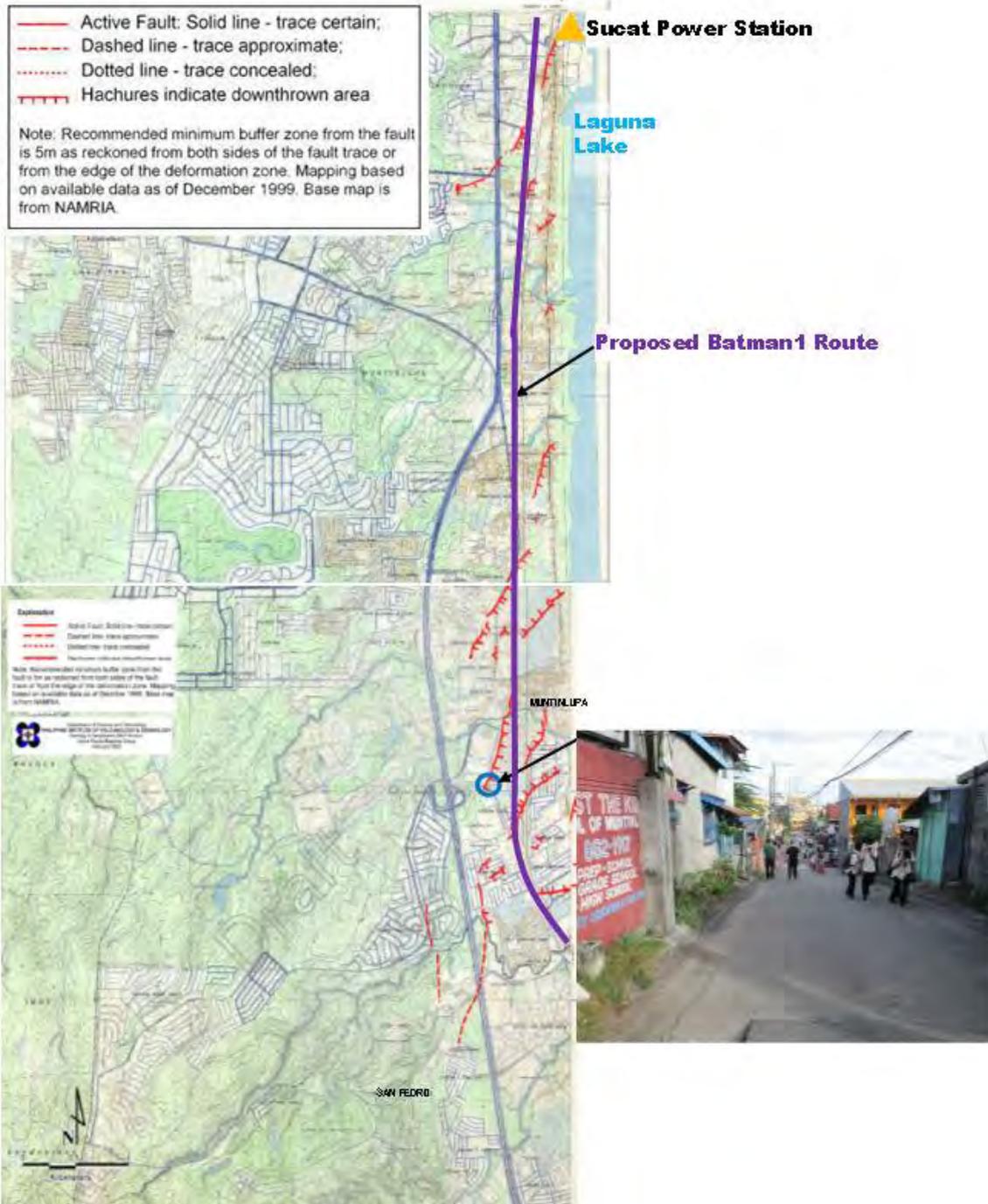
図 2.2-11 現地視察箇所 (Batangas city 近郊)



(图中 緑色の地域は液状化危険地域)

出所： Liquefaction Hazard map of Metro Manila of the Philippines, PHIVOLCS

図 2.2-12 現地視察個所 (Muntinlupa 近郊)



(图中、赤色線は活断層（确实、推定、伏在等）

出所 PHIVOLCS

図 2.2-13 現地視察箇所（Muntinlupa 近郊）

(1) 起点側の Batangas 地域

地質図によると、Batangas 地域では、谷沿いに広く沖積層が分布するとされる。このため、予定パイプラインルートが横断する2つの河川（南から 1. 河川名不明、2. Calumpang 川）を中心に現地視察を実施した。この地域では、主に新第三系の Taal 凝灰岩が分布しており、これらの河川の河床付近にも凝灰岩、砂岩、泥岩などの露頭が確認される（写真 2.2.4-1 参照）。したがって、軟弱な沖積層の分布は局所的であると考えられる。



写真 2.2-1(1)

Calumpang river の横断箇所。起点側では、最も規模の大きい河川。局所的に沖積低地がみられる。



写真 2.2-1(2)

Calumpang river の河床にみられる岩盤露頭。新第三系の Taal 凝灰岩に属する地層と考えられる。

(2) 中間区間の STAR TOLLWAY 沿い

Batman 1 計画ルートの大部分を占める STAR TOLLWAY は、Tall 火山の火砕流台地上に位置する。この区間には、新第三系の Taal 凝灰岩（火砕流堆積物）が分布する。Taal 凝灰岩の岩相は、ほとんどが凝灰岩ないし凝灰質砂岩であり、全体に半固結状で締りが良い。

ルート上では、起点側に近い Patay river, Tinga river, Sabang river, Malainin river、終点側の San Juan river などを除けば、比較的大きな河川は少なく、全体に地下水位は低いと考えられる。



写真 2.2-2

STAR TOLLWAY 沿いの掘削工事箇所。火砕流台地上に位置し、半固結状の凝灰岩ないし火山灰が分布する。掘削工事現場は、地下水位は低いようで、“ドライ”な環境にある。

(3) 終点側の Muntinlupa 地域

地質図によると、Muntinlupa 地域は、ほとんどが沖積低地に位置しており、軟弱な沖積層が分布すると考えられる。また、この区間のうち、特に San Pedro～Muntinlupa 間には、PHIVOLCS による西 Valley 断層 (主に東落ちの低断層崖)が判読されている。この付近の現地踏査の結果、一部で地形変換点をなす南北性の低い崖が認められたが、活断層による変位地形なのか、それ以外の湖岸段丘崖や浸食地形なのか判断することはできなかった。また、判読されている東西性の極めて短い複数の線状地形は、活断層セグメントとみなすには連続性が悪く、そのくりかえしの性状から地盤の不等沈下に由来する可能性もあるが、地下浅部の土質状況を直接把握できなかったため最終的な判断には至らなかった (写真 2.2-3 参照)。



写真 2.2-3

Muntinlupa 市街地の低崖。写真奥から手前人物のところ (湖側) まで、道路が緩やかに下る。PHIVOLCS は、この部分に活断層による変位地形を判読している。

(4) PHIVOLCS からの情報

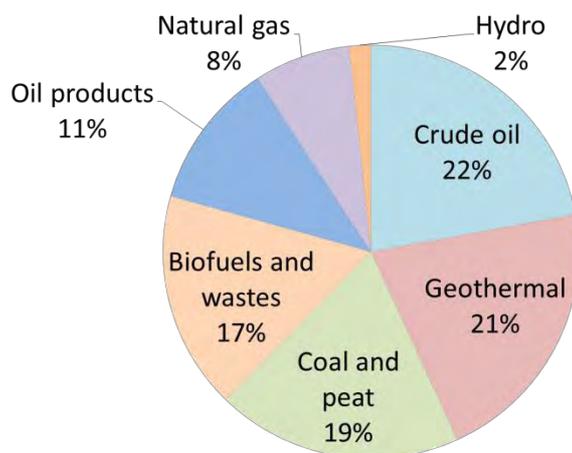
PHIVOLCS にヒアリングを行ったところ、現在、Valley 活断層系の見直しを実施しているとのことで、予定パイプラインルートに関連する区間 (北から、Tagung City～Muntinlupa City～Laguna～Cavite にかけての全 12 葉) の縮尺 1:5,000 の新版の活断層分布図 (未公表) によると、対象地域の地形状況が詳細に把握されている。

2.3 天然ガス需給分析

2.3.1 現在の天然ガス需給状況

(1) 一次エネルギー供給

2010年のフィリピンにおける一次エネルギーで最も大きな割合を占めるのは原油で、全体の22%を占めている。次いで地熱21%、石炭・泥炭が19%、バイオ燃料及び廃棄物が17%と、それぞれほぼ同程度の割合となっている。天然ガスが占める割合は8%に留まっている。

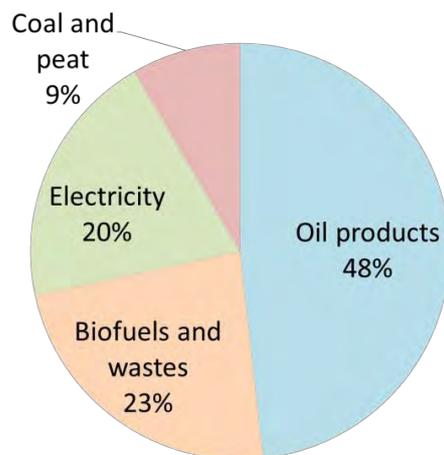


出所： IEA Database 2010 より作成

図 2.3-1 燃料別一次エネルギー供給

(2) エネルギー最終需要

フィリピンにおけるエネルギー消費のおよそ半分が石油製品としての消費である。これに続きバイオ燃料及び廃棄物が23%であり、これは電力を上回る割合である。現時点でのガス利用は、そのほぼ全量が発電用であるため、最終需要としては電力に含まれている。



出所： IEA Database 2010 より作成

図 2.3-2 燃料別最終需要エネルギー

(3) 天然ガス生産と消費

現在、フィリピンには天然ガス生産地が2拠点ある。そのひとつが Camago-Malampaya ガス田であり、これは2002年に生産を開始し、Ilijan、Sta. Rita、San Lorenzo の3つの発電所（合計2,700 MW）にガスを供給してきている。同ガス田で生産されている天然ガスの、その他の用途としては、産業用（Shellの精製所）および運輸用（CNGバス）があるが、いずれも発電用と比較すると非常に限られた消費量である。もうひとつのガス田がCebu島にある小規模ガス田のLibertadである。Libertadは2012年に生産開始しており、同島上の1MW規模の発電に利用されているのみである。

フィリピンにおける1994年から2013年6月に至る天然ガス消費量の時系列データは、次表のとおりである。

表 2.3-1 分野ごとの天然ガス消費量

Year	Consumption			
	Power	Industrial	Transport	Total
1994	5	0	0	5
1995	5	0	0	5
1996	9	0	0	9
1997	5	0	0	5
1998	9	0	0	9
1999	7	0	0	7
2000	10	0	0	10
2001	149	0	0	149
2002	1,508	0	0	1,508
2003	2,343	0	0	2,343
2004	2,260	0	0	2,260
2005	2,985	14	0	3,000
2006	2,766	59	0	2,825
2007	3,302	89	0	3,391
2008	3,458	79	0	3,537
2009	3,502	81	0	3,583
2010	3,268	82	0	3,350
2011	3,570	88	1	3,660
2012	3,424	66	1	3,492
*2013	1,765	39	1	1,805
Total	34,351	596	4	34,951

Unit: Million Nm³/yr (converted from original unit of MMscf/yr)

Note: * figure for 2013 is for up to June 2013 only.

出所: DOE

Camago-Malampaya ガス田の推定埋蔵量は、おおよそ76十億 Nm³（原データは2.7兆立方フィート）とされている。他方、これまでの累計ガス生産量は、約34十億 Nm³にのぼり、すなわち同ガス田操業10年にして既に推定埋蔵量の約半分が生産済みである状況といえる。今後、新たな埋蔵量が確認されない限りは、同ガス田の残存生産年数10年に及ば

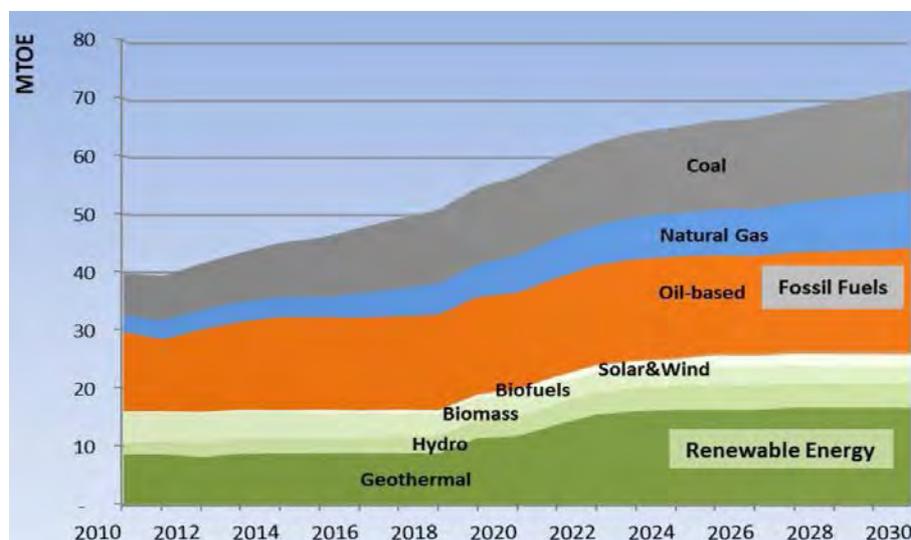
ない可能性がある。Camago-Malampaya ガス田におけるこのような状況を勘案すると、Batman 1 に供給されるガスの大半は輸入 LNG に依存せざるを得ないことがわかる。DOE による 2011 年の推計値（聴取情報）では、Camago-Malampaya ガス田から Batman 1 に供給が可能なガスの量は、100 MW 規模の火力発電所への供給量に相当する、約 4,000 Nm³/h 程度とされている。

2.3.2 既存のガス需要推計

(1) Philippine Energy Plan 2012-2030 における推計値

Philippine Energy Plan 2012-2030 (PEP) においては、将来推計のための 2 つのシナリオを設定している。ひとつは Business as Usual (BAU) シナリオ、もうひとつは Low Carbon Scenario (LCS) である。BAU では市場原理に任せたエネルギー需給状況を、LCS では、環境にやさしいエネルギーおよび技術の導入プログラムを積極的に推進するなどの政策が推進される想定となっている。

天然ガスは、一次エネルギーの約 9% を占めている状況から、BAU では年率 5% で供給量が増加する想定となっている。この際、ガスの供給元は、基本的には Camago-Malampaya ガス田であり、一部他の供給源からの一時的な供給も想定されている LCS においては、新規の天然ガス埋蔵が確認されない限りは、輸入 LNG が自国生産ガスでは足りない分を補うことが想定されている。



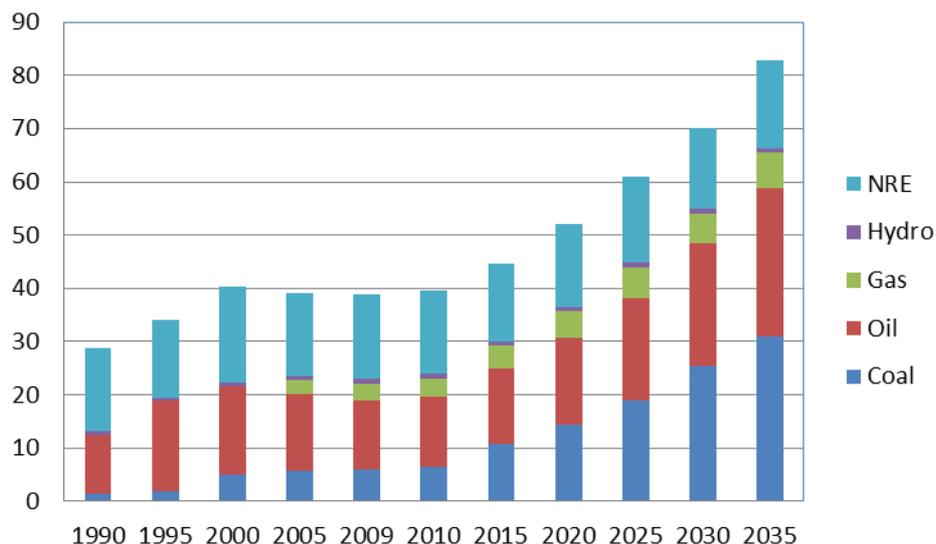
出所：DOE, Philippine Energy Plan 2012-2030

図 2.3-3 燃料別一次エネルギー供給予測
(Low Carbon Scenario)

(2) APEC Energy Demand Supply outlook における推計値

いくつか存在するエネルギー需給状況推計の中、国際エネルギー機関 (IEA) による World Energy Outlook (WEO) が最も幅広く参照、利用されている情報である。この WEO の最新

版においては、フィリピン国ベースでのエネルギー需給予測データは公開されていない。そこで、アジア太平洋経済協力機構（APEC）傘下にある Asia Pacific Energy Research Centre（APEREC）発刊 Energy Demand Supply Outlook に着目する。同資料においても、2つのシナリオ設定がなされており、それぞれ BAU、High Gas シナリオである。High Gas シナリオでは、シェールガスなど、新しい形の天然ガス源の開発を想定しており、フィリピンのみならず全世界で石炭需要の大半を天然ガスが代替することを想定している。



出所：APEREC, APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition より作成

図 2.3-4 フィリピンにおける一次エネルギー供給の見通し (BAU シナリオ)

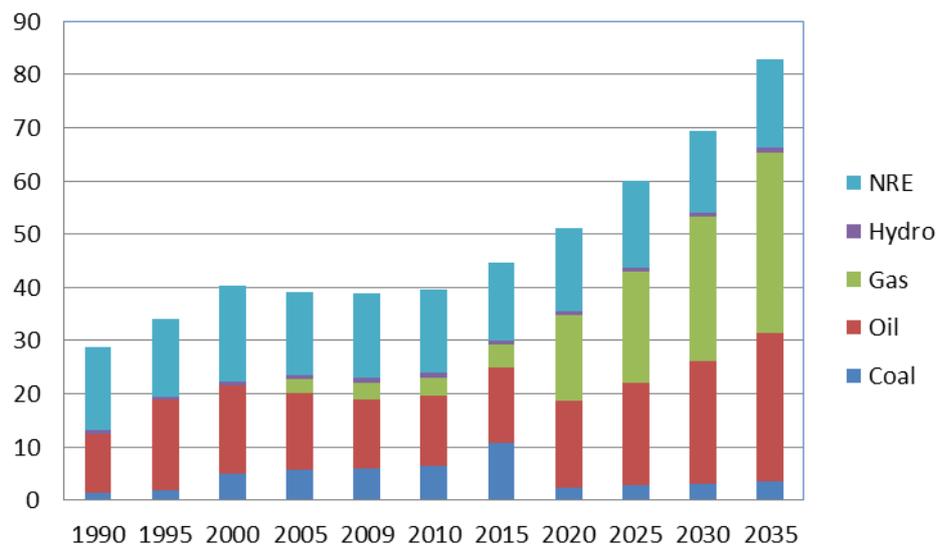


図 2.3-5 フィリピンにおける一次エネルギー供給の見通し (High Gas シナリオ)

APEC Energy Demand Supply Outlook における需要の前提条件としては、APEC 地域における GDP 実質成長率が約 4%、人口増加率が 0.4% to 0.5 % という設定である。フィリピンにおける経済成長、人口増加ともにこの APEC 諸国平均値よりも高い値となることが予想される。なお、IEA の WEO 2013 では、ASEAN 諸国平均として 2035 年までの実質経済成長率が約 5%、うち 2011-2020 にかけては 5.5%、2011-2035 にかけては 4.6% と想定している。

表 2.3-2 APEC 地域の平均 GDP および人口成長率

	2005-2030	2005-2035	2010-2035
Population	0.5%	0.5%	0.4%
GDP	4.0%	4.0%	4.1%

出所： APERC, APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition より作成

天然ガス供給の推計値に着目すると、百万 toe ベースの原データを年間 Nm³ 換算したのが下表である。これによると、BAU シナリオでも 2030 年には現在の倍に、High Gas ケースでは現在の 10 倍に増えるものと予想されている。

表 2.3-3 天然ガス供給量の推計

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Business as usual case	3,389	4,384	5,030	5,811	5,688	6,690
High gas case	3,389	4,384	16,261	21,166	27,683	34,616

Unit: million Nm³/yr (converted from original data in million toe)

出所： APERC, APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition より作成

本協力準備調査では、シェールガスなど新しい形の天然ガス源からのガス供給によるインパクトを考慮しつつも、影響の度合いを予測することが困難であることもあり、限定的なもののみを想定している。したがって、BAU は、特段の施策が講じられず、技術革新も限定的な想定とし、High Gas シナリオは、世界的なガス供給の拡大に伴い、フィリピンにおいても LNG が積極的に導入されるケースとしている。

(3) 新設天然ガス火力発電所に伴う天然ガスの需要推計

DOE の各種文書ならびに報道情報に基づくと、主要なものだけでも今後 5 件以上の天然ガス火力発電所の新設が予定されている。これら 5 つの発電所はいずれも Luzon 島内における計画である。Energy World 社による Pagbilao における案件、First Gen 社による Batangas の San Gabriel 発電所は、これら 5 件の中でも最も早期に運用を開始することが見込まれ、2015 頃の運用開始が期待されている。他案件についても、いずれも 2020 年までには運用を開始する見込みである。これら 5 件の発電所の発電容量は合計 6,300 MW 以上となる予定で

ある。これらすべての発電所が運用を開始すれば、現在の Luzon 島における天然ガス発電容量 2,700 MW は、3 倍以上に増加する結果となる。

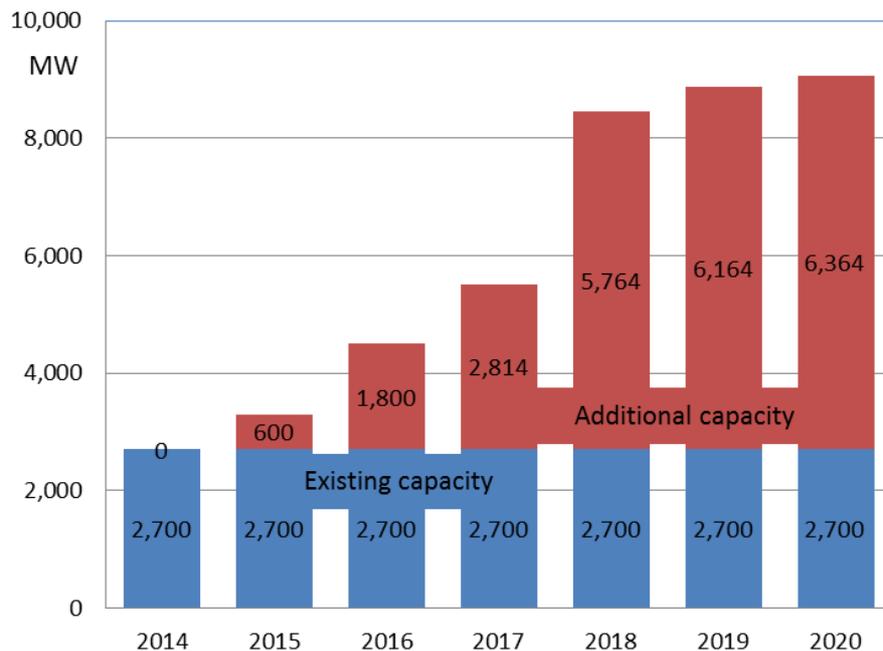
表 2.3-4 Luzon 島における天然ガス火力発電所新設計画

Project owner	Project name / Location	Phase	Capacity	Inauguration
1 Energy World	Pagbilao	Phase 1	200 MW	2015
		Phase 2	200 MW	N/A (2017*)
		Phase 3	200 MW	N/A (2020*)
2 First Gen	“San Gabriel” / Sta Rita, Batangas	Phase 1	400 MW	2015
		Phase 2	400 MW	2017
		Phase 3	400 MW	2019
3 AG&P	PNOC AFC Industrial Estate / Bataan	Phase 1	1200 MW	2016
		Phase 2	1200 MW	2018
4 Meralco+Chubu	Atimonan, Quezon	Phase 1	1200 MW	N/A (2018*)
		Phase 2	550 MW	2018
5 TransAsia	Shell Tabangao Refinery / Batangas		414 MW	2017

Note *: Survey team assumption

出所： 報道情報等をもとに調査団とりまとめ

これら 5 件の天然ガス火力発電所は、いずれについてもガス供給源をあわせて整備する必要がある。具体的には、輸入 LNG であり、発電所近辺に LNG 受入、ガス化施設の整備を伴うこととなる。この中、Energy World 社の案件については、現在建設が進む発電所に隣接して、実際に LNG 受入基地整備が行われている。First Gas 社の San Gabriel 発電所については、やはり別途 LNG 受入基地が計画されているものの、運用開始当初は、Camago-Malampaya gas に依存せざるを得ない模様である。その他の案件については、具体的な LNG 受入基地に関する計画が明らかではないものの、施設整備は必須となるであろう。



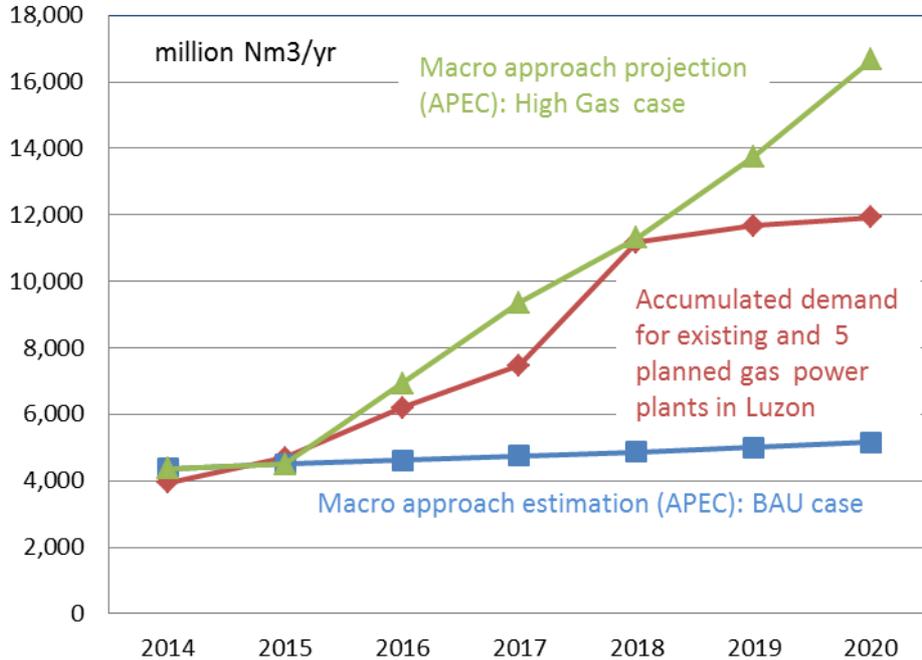
出所： 報道情報等をもとに調査団とりまとめ

図 2.3-6 Luzon における天然ガス火力発電所の発電容量の将来予測

(4) 3つの側面からみた天然ガス需要推計の比較

現在の天然ガス需要は、2,700 MW の発電容量に対し、450,000 Nm³/h（年間 3,942 百万 Nm³）である（天然ガスの単位熱量を 40 MJ/Nm³）とすると発電効率は 50%となる）。今後整備分については発電効率を 60%とすると、900,000 Nm³/h（年間 8,000 百万 Nm³）増加し、2020 年には合計 1,360,000 Nm³/h（年間 11,914 百万 Nm³）となる計算である。この増加度合いは、APEC Energy Demand Supply Outlook の High Gas シナリオが 2020 年までに天然ガス需要が約 16,000 百万 Nm³ になるという推計と概ね合致するものである。

天然ガスの需要要素（ここでは発電所のみ）を積み上げる方式で推計した需要と、マクロの視点での需要推計がほぼ一致することから、積み上げ方式（または需要要素に着目したミクロの視点での推計）もまた有効な需要推計方法であるといえる。本協力準備調査では、この積み上げ、ミクロ視点での需要推計を行うこととする。



出所：調査団作成

図 2.3-7 Luzon におけるマクロ視点と積み上げによる天然ガス需要予測の比較

2.3.3 Batman 1 整備に伴う天然ガス需要

本協力準備調査では、Batman 1 天然ガスパイプライン整備に伴う天然ガス需要を、積み上げ及びミクロの視点で行う。まずは需要要素を特定、分類し、それぞれの要素の量を想定した。ここでは、(i) 発電分野、(ii) 工業分野（工場）、(iii) 商業分野、(iv) 住宅分野、そして(v) 運輸分野に着目した。

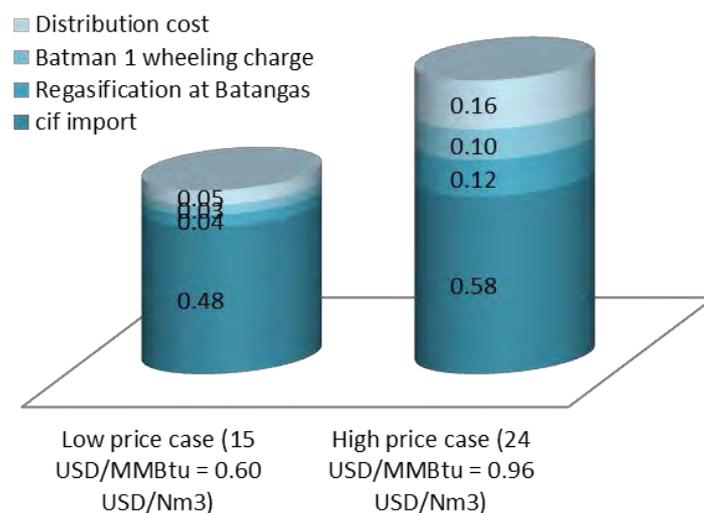
(1) 天然ガス価格に関する想定条件

Batman 1 沿線に立地する天然ガスの末端消費者が支払うガス価格は、大口の場合はガス配給会社との交渉による相対価格となることが予想される。その結果、価格は契約ごとに異なるものと想定される。傾向としては、大口消費者がより安価に、家庭等の小口消費者は割高となる価格表の単価により支払うこととなる。

天然ガス価格の典型的な構成要素は、(i) LNG 輸入価格、(ii) ガス化費用、(iii) 託送料金、そして(iv) 配給料金である。まず、(i)については、現在の LNG 輸入価格は、地域によって大きく異なっており、東アジアが需要の高さを反映して最も高額で、他方北米は供給源の多様化に伴い価格は比較的低い水準にある。他方、WEO 2013 では、ガス供給源が今後世界的に多様化することに伴い、このような地域間の価格差は徐々に縮まることを予想している。WEO2013 では、天然ガスの輸入価格（MMBtuあたりの USD、cif ベース）で、アジアの最も高い想定が 14.5、最も低い想定が 12.0 である。次に、ガス化価格については、フィリピンにおけるガス受入施設整備、運用を検討している事業者への聴取結果から、MMBtu

あたり USD 1 を軸に、高振れする場合は 3 程度が上限となる想定とした。このガス化コストは、WEO 資料と比較しても非常に高い水準であるが、これはフィリピンにおいて整備される LNG 受入設備は小規模となることを勘案すると妥当な水準といえよう。Batman 1 託送料は、MMBtu あたり USD 0.8 から 2.5 の範囲 (0.03 – 0.10 USD/Nm³) としている。これは財務分析における 0.035 程度を標準的なケースとしている一方で、需要の伸び悩み等の原因で高振れする可能性を勘案し、上限を想定したものである。配給料金については、託送料金よりもやや高い範囲を想定した。これは配給事業はいずれもゼロから民間ビジネスベース (補助金、優遇条件等はない) で開始しなくてはならない業務分野であり、初期コストが多くかかることが予想される点を勘案したためである。その結果、MMBtu あたり USD 1.2 から 4 (0.05 – 0.16 USD/Nm³) を想定範囲としている。

これまでに述べてきた価格の構成要素を積み上げて算出した天然ガスの末端価格は、通常の想定値として MMBtu あたり USD 15 (0.60 USD/Nm³) とした。また、高振れする場合の上限値としては、MMBtu あたり USD 24 (0.96 USD/Nm³) という結果となった。ここで算出した価格想定との差分の殆どが、フィリピンへの LNG 輸入後、フィリピン国内においてかかる費用による要因が大きい割合を占めている。



出所：調査団推計

図 2.3-8 天然ガスの末端価格

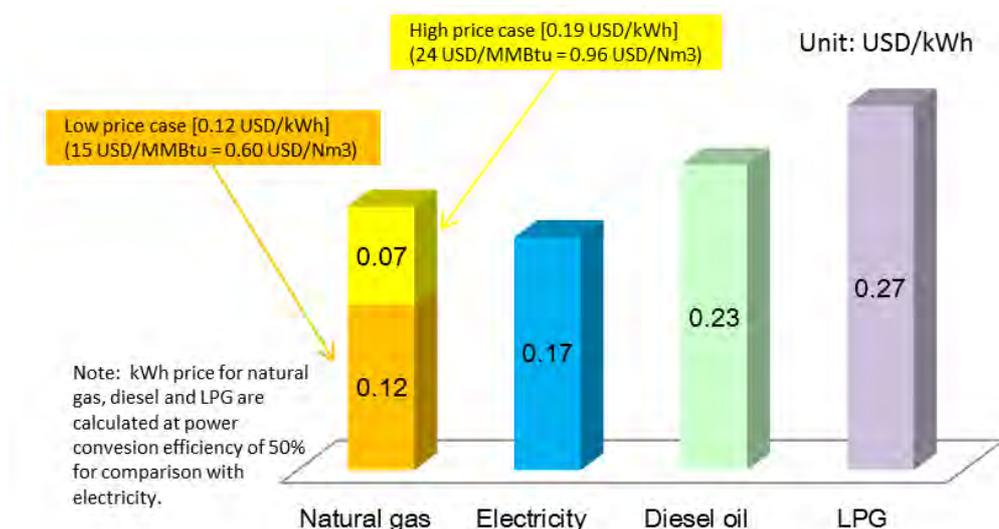
(2) 天然ガス価格の競争力

天然ガスの末端価格水準は、天然ガスの普及、すなわち他燃料との代替関係や、その結果期待される需要量に直結する最も重要な要素でもある。上記で算出した天然ガスの末端価格を他燃料、エネルギーと比較するため、すべての燃料を電力として消費する想定下、電力量 kWh あたりの価格 (USD/kWh) を算出した。天然ガス、LPG、石油製品は、発電効率を 50% と想定することにより kWh 換算し、電力とも比較が可能な形とした。

Meralco 社の電力価格表によると、2014 年 2 月現在の家庭用電力小売価格は、約 10

PHP/kWh (0.23 USD/kWh) である。業務、工場施設等向けの価格は、約 7~8 PHP/kWh (0.16-0.19 USD/kWh) である。当調査団が実施した工業団地等聴取調査結果からは、多くの工場では約 7 PHP/kWh (0.17 USD/kWh) を支払っていることが確認できている。なお、軽油ならびに LPG の実勢価格は、DOE 統計から抽出している。ここでは、2014 年 3 月の価格として、LPG は 75 PHP/kg (0.27 USD/kWh)、同時点での軽油価格は 43 PHP/L (0.23 USD/kWh) であった。

天然ガスの末端価格の下値(標準)をオンサイト発電を想定した電力コスト換算すると 0.12 USD/kWh、上値は 0.19 USD/kWh となる。電力が 0.17 USD/kWh、軽油が 0.23 USD/kWh、LPG 0.27 USD/kWh であることを勘案すると、天然ガス末端価格の下値(標準)は、比較対象のすべての燃料、エネルギーよりも安価となり、天然ガスの競争力が高い設定となる。この場合、新規立地する工場、商業施設、住宅においてもガスヒートポンプ、オンサイトコージェネレーションなどのガス設備が導入されることが期待される。他方で天然ガスの末端価格が上値となってしまう場合は、天然ガスは軽油や LPG に対しては競争力はあるものの、電力に対する価格面での優位性はなくなる。この場合、ガス需要が発生する転換需要は、LPG や軽油からの転換のみが期待でき、電力の代替としての需要は期待できなくなる。これは新規立地工場、商業施設、住宅についてもあてはまり、電力を代替するようなガスヒートポンプ、オンサイトコージェネレーションがこれら新しい施設に設置されることは期待できなくなる。あり得るのは、電力と熱の両方の需要があり、ガスに優位性が見いだせる場合だけである。



Source: Projection by the Survey team based on DOE statistics, Meralco schedule of rates.

図 2.3-9 天然ガスの価格面での競争力

(3) ケース想定

天然ガス需要推計に際し、ここでは4つのケース想定を行った。それぞれ低位、中低位、中高位、高位ケースである。低位ケースは、マクロ経済環境に恵まれず、新規の施設立地がない状況下、既存施設における石油製品(軽油など)とLPGからの転換需要だけが生じ

るといふ、想定である。これはマクロ経済環境が悪い上に天然ガスの末端価格が上値となる場合にあり得る状況想定である。

中低位ケースは、同じくマクロ経済環境に恵まれず、新規の施設立地がない状況下で、天然ガス末端価格が下値（標準）となった想定である。この場合、既存施設からの転換需要しか需要がない中でも、軽油やLPGのみならず電力からの転換が発生するケースである。これはまた、低位同様の環境下で政府がガス価格を電力よりも低い水準に抑える政策を講じる場合にもあてはまるケースである。

中高位ケースは、マクロ経済環境が良い結果、新規開発が実現し、新規の施設（工場、商業施設、住宅等）立地が発生する想定である。天然ガスの末端価格は下値（標準）のため、電力代替需要も見込まれる。本ケースでは、このような旺盛なガス需要に対応するため、Cabuyao 以遠についてもガス供給が可能となることを想定している。ただし、Cabuyao 以遠へのガス供給については別箇のプロジェクトとして実施される想定である。

4つ目のケースは、高位ケースであり、中高位ケースの需要に加え、天然ガス利用の地理的範囲が広がり、ガスパイプライン沿線でもより広範囲が市場となる想定である。具体的には、Cavite 州の東部における工業、商業、住宅が対象となる想定である。ここでは中高位同様に、マクロ経済環境は好ましく、天然ガスの末端価格は下値（標準）という設定である。

表 2.3-5 天然ガス需要推計に際する4つのケース想定

		低位	中低位	中高位	高位
マクロ経済環境		低迷		良好	
ガス価格		上値	下値（標準）		
	Batangas & Laguna	✓	✓	✓	✓
市場の範囲	Southern Metro Manila			✓	✓
	Eastern Cavite				✓

出所：調査団作成

(4) 発電用天然ガス需要の推計

PDP 2012-2030 では、Luzon における電力需要は 2015 年までは年率 4.2%で、以降 2020 年までは年率 4.8%で延びるとしている。2013 年時点で Luzon 全体の利用可能発電容量は 10,500 MW である。追加的に発電容量の増強が行われない限りは、2015 年には 184 MW、2016 年には 635 MW、2017 年には 339 MW、2018 年には 833 MW の発電容量が不足することが見込まれている。このような状況下、2016 年までは既に実施確定している新規発電所（石炭、地熱、再生可能エネルギー）建設計画によりこの発電容量の不足は回避できる公算である。他方、2017 年以降については、追加的な発電所建設が必要な状況である。

発電所建設の必要性に対応するため、DOE では今後実施が期待される「想定計画」として発電所構想をリストアップしている。この想定計画を利用燃料別にみたのが次表である。同表によれば、追加的発電容量の中、燃料別では天然ガスが 5,300 MW と最も大きな割合を

占めており、天然ガス発電所に対する期待が非常に高いことが伺える。

前述のとおり、既に 5 つの天然ガス火力発電所の計画があり、この合計発電容量は 2018 年までには 5,800 MW、2020 年までには 6,300 MW である。これら 5 件の計画がすべて計画スケジュールどおりに実施される場合、Luzon における発電容量の不足は回避されよう。ただし、天然ガス発電所はいずれもガス供給源までも整備されなくてはならない点に留意する必要がある。これは具体的には LNG 受入基地、ガス化施設である。そのような制約があるため、5 件すべての実現は難しい場合も考えられ、その場合は石炭火力発電所の建設が進まない限りは電力不足に陥ることとなる。

表 2.3-6 Luzon における燃料別発電所「想定計画」

Energy	Capacity	Expected service entry
Natural gas	5,300 MW	2014-2018
Coal	4,140 MW	2015-2020
Wind	367 MW	2014-2017
Diesel oil	150 MW	TBD
Geothermal	120 MW	2018-2019
Solar	50 MW	2014-2016
Biomass	18 MW	2015
Hydro	8 MW	2015

Source: Extracted from DOE Secretary presentation document “Investment Opportunities in the Philippine Energy Sector”

具体的な立地個所が確定されているわけではないが、Batman 1 ガスパイプライン沿線でガス火力発電所整備の候補地となり得る敷地を調査団は特定できている。本協力準備調査では、2 件のガス火力コンバインドサイクル発電所整備を想定に入れている。1 つはガバナーステーション 3 (GS3) 付近のサイト A (Calamba)、もう 1 つはフェーズ 2 区間の終点であるサイト B (Sucat) である。Calamba については、Meralco が 300 MW の発電所（重油または軽油を燃料とする）建設の計画を表明したことがあるが、これら燃料の価格競争力を勘案すると合理的ではなくなるとして、同計画は以降言及されなくなっている Batman 1 パイプラインが整備され、同候補地に天然ガス供給が実現すれば、当該計画は復活することが期待できる。このような背景に基づき、本調査団は、Batman 1 パイプラインが整備された場合、Calamba 発電所計画が数年内に実現することは可能とみている。

Calamba 発電所の第一段階は、Batman 1 パイプライン運用開始後 5 年目にあたる 2023 年までに 350 MW 規模のコンバインドサイクル発電機（ガスタービン 300 MW、蒸気タービン 50 MW）を整備することを想定する。第二段階では、2033 年までには倍の規模に増設され、合計 700 MW 規模とすることを想定する。この Calamba 発電所における天然ガスの需要は、低位ケースでも想定に含めているが、これは、同発電所計画が政府が策定する電力マスタープラン案に概ね沿ったものという位置づけとしたためである。他方、サイト B における発電所計画は、Calamba 同様の規模のコンバインドサイクルで、2033 年に 350MW、以後 2043 年に 700 MW に倍増するというステップを想定している。サイト B の発電所計

画は、経済環境が好ましく、ガス価格も低いという状況下である中高位ケース以上で実現するという想定である。

発電所における天然ガス需要を算出するに際しては、発電効率 55%、利用可能率 80%、天然ガスの単位あたり熱量は 40 MJ/Nm³ という技術的な値を置いている。Batman 1 ガスパイプライン運用開始 2018 年から 25 年間、2043 までの 5 年間隔での発電需要は、以下の表のとおりとなった。

表 2.3-7 新設コンバインドサイクル発電所における天然ガス需要

(低位 / 中低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Site A Calamba (MW)	0	350	350	700	700	700
Site B Sucat (MW)	0	0	0	0	0	0
Total capacity (MW)	0	350	350	700	700	700
Demand (MMNm ³ /yr)	0	697	697	1,395	1,395	1,395

(中高位 / 高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Site A Calamba (MW)	0	350	350	700	700	700
Site B Sucat (MW)	0	0	0	350	350	700
Total capacity (MW)	0	350	350	1,050	1,050	1,400
Demand (MMNm ³ /yr)	0	697	697	2,092	2,092	2,790

出所：調査団推計

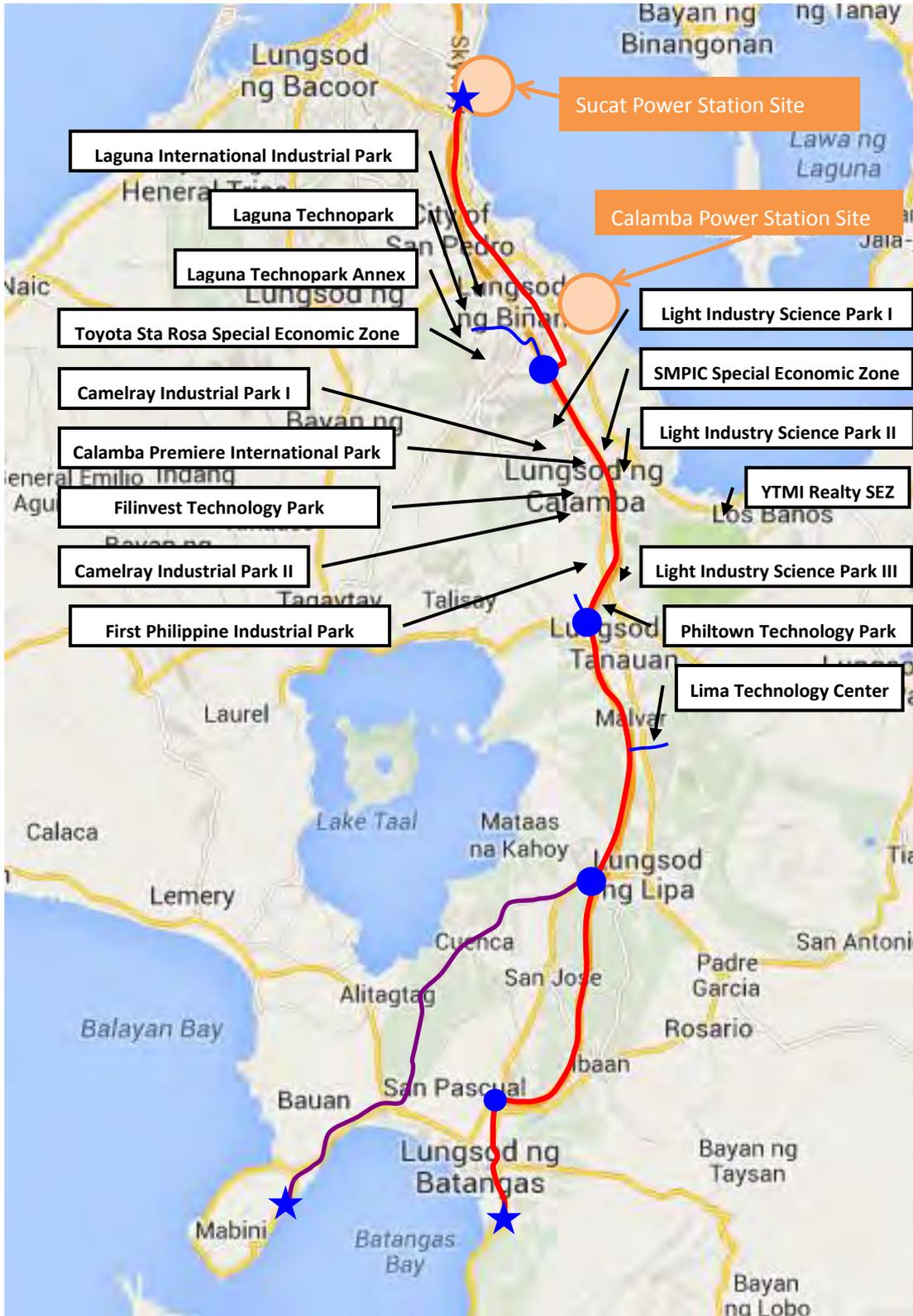
(5) 工業用天然ガス需要の推計

フィリピン経済特区庁 (PEZA) の資料によると、Batman1 パイプライン沿線中、Batangas 州と Laguna 州をあわせて 19 の主な工業団地が立地している。これら工業団地の合計面積は、1,962 ha である。これらの工業団地における天然ガスの需要は、既存工場の転換需要よりも、新規立地事業所による新規の需要が格段に大きくなることが期待される。また、ガス供給をうけられる工業団地が開発されることにより、ガスを利用する工場の誘致もさかんに行われることが期待される。

表 2.3-8 Batman1 沿線の主要工業団地

Name	Location	Developer/Operator	Area (ha)
Calamba Premiere International Park	Batino, Parian and Barandal, Calamba City, Laguna	Starworld Corporation	65.63
Carmelray Industrial Park	Canlubang, Calamba City, Laguna	Carmelray Industrial Corporation	89.29
Carmelray Industrial Park II	Punta & Tulo, Calamba City, Laguna	Carmelray - JTCI Corporation	143.03
Carmelray International Business Park	Canlubang, Calamba City, Laguna	Carmelray Industrial Corporation	40.00
Filinvest Technology Park - Calamba	Punta, Burol & Bubuyan, Calamba City, Laguna	Filinvest Land Inc.	51.07
First Philippine Industrial Park	Barangays Ulango and Laurel, Tanauan City and Sta. Anastacia, Sto. Tomas, Batangas	First Philippine Industrial Park Inc.	331.85
Greenfield Automotive Park	Don Jose, Sta. Rosa City, Laguna	Balibago Land Corporation	65.95
Laguna International Industrial Park	Ganado & Mamplasan, Biñan City, Laguna	Laguna Int'l. Industrial Park Inc.	34.88
Laguna Technopark	Sta. Rosa and Biñan City, Laguna	Laguna Technopark Inc.	322.98
Laguna Technopark Annex	Barangay Biñan, Biñan City, Laguna	Laguna Technopark, Inc.	29.00
Light Industry & Science Park I	Diezmo, Cabuyao, Laguna	LISP-I Locators' Association, Inc.	71.75
Light Industry & Science Park II	Real & La Mesa, Calamba City, Laguna	LISP-II Locators' Association, Inc.	68.01
Light Industry & Science Park III	San Rafael & Sta Anastacia, Sto. Tomas, Batangas	RFM-Science Park of the Phils. Inc.	110.48
Lima Technology Center	San Lucas, Bugtong na Pulo & Inosluban, Lipa City and Santiago & Payapa, Malvar, Batangas	Lima Land Inc.	280.17
Philtown Technology Park	Trapiche, Pagaspas & Baloc-Baloc, Tanauan, Batangas	Philippine Townships Inc.	66.63
SMPIC Special Economic Zone	Barangay Paciano Rizal, Calamba City, Laguna	Taurus First Properties, Inc.	3.31
Tabangao Special Economic Zone	Tabangao, Batangas	Tabangao Realty, Inc.	86.00
Toyota Sta. Rosa (Laguna) Special Economic Zone	Pulong Sta. Cruz, Sta. Rosa City, Laguna	Toyota Motors Philippines Corporation	81.67
YTMI Realty Special Economic Zone	Brgy. Makiling, Calamba City, Laguna	YTMI Realty Corporation	20.66

Source: Screened by the Survey team from PEZA Economic Zone list as of June 2013



出所： PEZA 資料をもとに調査団作成

図 2.3-10 Batman 1 沿線の主要工業団地

まず、転換需要については、既存の事業所で利用されているLPGならびに軽油、重油等の石油製品燃料を対象としている。これら燃料はすべて天然ガスに転換される想定とした。Batman 1 パイプライン沿線には、特にGS3 付近の Calamba、Cabuyao、Santa Rosa、等に工場が集中している。当調査団が実施したこれら工場の訪問調査の結果、LPG や石油製品燃料の主な利用者としては、自動車製造関連の金属加工業者が特定できた。現需要量は天然ガス換算で年間 1.4 百万 Nm³ で、年率 10%で増加中のため、2020 頃には年間約 2.6 百万 Nm³ にのぼる見込みであった。同様の事業所が他にも 2 か所あるため、合計で需要は年間約 7.8 百万 Nm³ にのぼるとみられる。他に転換需要が期待されるのは、食品加工業者であり、例えばGS3 付近のビール、飲料工場へはLPG と石油製品燃料を天然ガス換算で年間約 7.5 百万 Nm³ 消費していることが確認できた。同規模の食品加工事業所が付近に少なくとも 3 件（菓子、清涼飲料、乳製品、缶詰等の製造）あり、いずれも同程度の燃料消費がみこまれた。また、他には化学工業事業所においてもまとまった燃料需要があり、天然ガス換算で年間約 8.8 百万 Nm³ の需要が確認できた。これらを合計すると、GS3 付近だけでも年間約 30 百万 Nm³ の転換需要が特定できている。この転換需要は、2020 以降も現在の量のまま横ばいで存在し続けるものとした。GS3 のみならず、GS1、GS2 もあわせた転換需要規模は、年間約 62 百万 Nm³ にのぼった。

Batman 1 ガスパイプライン沿線では、工業団地の活発な新規開発の動きがみられる。これら工業団地の中、数か所においては、天然ガス基盤が導入される場合は、このガスインフラの存在を前面に出して販売促進に役立てることを検討している。このようなガスインフラに対する期待は、これまでの経験上、エネルギー供給インフラの欠如により立地を見送るケースが多々存在したことに基づいている模様である。ガスインフラの積極的宣伝を検討している一例として、GS1 付近で 240 ha の規模で新規造成を計画している Lima Technology Center、GS2 付近で 100 ha の新規造成を計画している First Philippine Industrial Park などがある。GS1 付近では、合計 600 ha 程度の規模の新規開発が、GS2 付近では 400 ha 規模の新規開発が期待できることが確認できている。

中高位ケースでは、このような工業団地の新規開発が進む中で、新しく造成された敷地の約 20% に食品加工や化学工業等のガス需要事業所が、他に 10% に金属加工事業所が立地することを想定している（金属加工事業所の割合が少ない背景には、同様の事業所が既に立地しており、大規模な追加的立地は期待できない点を反映した結果である。

高位ケースでは、Cavite 州の I ~ V 地区における工業団地の需要も含めている。ここで新たに含めている地区の集積規模は、中高位までに検討対象としている Batangas 州と Laguna 州の Batman 1 沿線地域の規模の 3 分の 1 程度であることから、ここでは簡便に同比率を上乗せして需要を推計している。

表 2.3-9 工業分野における天然ガス需要

(低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Industrial processing						
GS1	5	5	5	5	5	5
GS2	10	10	10	10	10	10
GS3	47	47	47	47	47	47
Cooling and electricity	0	0	0	0	0	0
Demand (MMNm ³ /yr)	62	62	62	62	62	62

(中低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Industrial processing						
GS1	5	5	5	5	5	5
GS2	10	10	10	10	10	10
GS3	47	47	47	47	47	47
Cooling and electricity	6	30	60	90	119	119
Demand (MMNm ³ /yr)	68	92	122	152	181	181

(中高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Industrial processing						
GS1	7	55	155	205	255	305
GS2	13	60	85	110	160	210
GS3	47	47	47	47	47	47
Cooling and electricity	7	42	87	126	167	179
Demand (MMNm ³ /yr)	74	204	374	488	629	741

(高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Industrial processing						
GS1	7	55	155	205	255	305
GS2	13	60	85	110	160	210
GS3	47	47	47	47	47	47
Beyond	49	87	137	168	207	247
Cooling and electricity	10	59	122	176	234	251
Demand (MMNm ³ /yr)	126	308	546	706	903	1,060

出所：調査団推計

(6) 商業用天然ガス需要の推計

商業分野における天然ガスの潜在的需要は、3つの用途に分けて考えている。すなわち(i) 食品加工（調理）用途、(ii) 冷房用途、(iii) オンサイト発電用途である。現状、商業施設における殆どの調理は、LPG を利用しており、この燃料需要は全て天然ガスに転換すると想定している。ただし、同用途に消費されている LPG のデータが存在しないため、ミクロの視点から各店舗において平均 3 Nm³/hour の LPG が消費されているという単位を利用した。この消費量単位は、ガス器具メーカーがマニラにおいて実施したパイロット事業における

値を参考としたものである。

冷房用のガス需要としては、天然ガス末端価格が下値（標準）となり、電気エアコンを代替するガスヒートポンプが普及するという想定である（中低位ケース以上で実現）。対象とする商業施設数は、主要ショッピングモールおよびレストランチェーンの店舗一覧から抽出している。また、ガスヒートポンプ導入時の施設面積あたりの消費天然ガス量の原単位は、ガスヒートポンプメーカーであるヤンマーエナジーシステム社のデータを利用して

いる。
 オンサイト発電のためのガス需要も、冷房用ガス需要同様、天然ガス末端価格が下値（標準）となる場合に実現する需要である。ただし、冷房需要とは異なり、既存の商業施設に増設される場合は限られており、新規に建設される商業施設に導入される場合を想定対象としている。これは、グリッドからの電力供給インフラはいずれにせよ整備されるものであり、ガスオンサイト発電は追加的な設備という位置づけになるためである）。Batangas 州および Laguna 州における当面の新規商業施設開発は、最低 100 ha が見込まれる（既に Malviar 近辺にて計画あり）。これに加え、Cabuyao 以遠 Southern Metro Manila で 50 ha、Cavite 州の districts I to V でさらに 60 ha の新規開発を見込んだがこれは対象地域の規模を勘案したものである。また、全般において、オンサイト発電の普及率は、ガスヒートポンプの普及率の半分を上限としている。

表 2.3-10 商業分野における天然ガス需要

(低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Food Processing	1	1	1	1	1	1
Cooling	0	0	0	0	0	0
Electricity	0	0	0	0	0	0
Demand (MMNm3/yr)	1	1	1	1	1	1

(中低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Food Processing	1	1	1	1	1	1
Cooling	1	2	3	5	6	7
Electricity	0	0	0	0	0	0
Demand (MMNm3/yr)	2	3	4	6	7	8

(中高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Food Processing	2	2	2	2	3	4
Cooling	20	23	29	35	42	50
Electricity	9	10	12	14	15	17
Demand (MMNm3/yr)	31	35	43	51	60	71

(高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Food Processing	2	2	2	2	3	4
Cooling	38	41	47	54	60	68
Electricity	20	21	23	24	26	27
Demand (MMNm3/yr)	60	64	72	80	89	99

出所：調査団推計

(7) 住宅用天然ガス需要の推計

住宅分野における天然ガス需要の用途別構成は、商業分野と同様であり、(i) 調理、給湯用、(ii) 冷房用、(iii) オンサイト発電用である。家庭用 LPG データが入手できていないため、ミクロレベルでの消費原単位として、世帯あたり 1 日平均約 2/3 Nm³、普及率の上限を 20%、供給先の増加率年間 7%（人口増加率と経済成長率を勘案）として、推計を行った。その他、Batman 1 パイプライン沿線で新たに開発される住宅施設の半分程度にガスが供給される想定としている。なお、新規開発を推計に含めているのは、中高位ケース以上である。

住宅分野における冷房用ガス需要は、商業分野同様、ヤンマーエナジーシステム社の原単位を利用している。この際平均運転負荷は 40%で、需要はマクロ経済動向が好調であり、新規需要が見込める場合とした。これは、冷房が必要な世帯では既に電気器具が導入されている点に勘案したためである。また、冷房機器の普及率上限は 5%とした。

住宅分野におけるオンサイト発電需要は、限定的なものとして推計している。これは、ガスの末端価格が下値（標準）となり、エネルギーの単価が電力よりも安い場合であっても、既に殆どの住宅ではグリッドからの電力供給が受けられる状況であるため、ガスによるオンサイト発電機材の導入は追加的投資となるためである。このため、電力とあわせて温水供給も必要となる場合に限りガスのオンサイト発電機材の有意性が強まり、追加投資であっても導入の可能性が高まる場合がある。ここでは、上記のような状況を勘案し、オンサイト発電の普及率の上限を 1%とした。

なお、高位ケースでは、Cabuyao 州の I ~ V 地区の住宅における需要も含めて推計を行っているが、これら追加的地区の需要は、Batangas 州、Laguna 州の該当地域との世帯数の割合を乗じる形で簡便に計算している。

表 2.3-11 住宅部門における天然ガス需要

(低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Cooking	1	5	9	9	18	18
Cooling	0	0	0	0	0	0
Electricity	0	0	0	0	0	0
Demand (MMNm3/yr)	1	5	9	9	18	18

(中低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Cooking	2	10	21	21	41	41
Cooling	4	4	9	9	19	19
Electricity	2	2	5	5	11	11
Demand (MMNm3/yr)	6	14	30	30	60	60

(中高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Cooking	2	52	79	102	156	202
Cooling	4	11	20	24	40	48
Electricity	0	1	1	3	3	4
Demand (MMNm3/yr)	6	64	100	129	199	254

(高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
Cooking	3	80	122	159	242	313
Cooling	6	18	31	38	61	75
Electricity	0	2	3	3	5	7
Demand (MMNm3/yr)	9	100	156	200	308	395

出所：調査団推計

(8) 運輸部門用天然ガス需要の推計

運輸部門における天然ガス需要は、(i) バスと (ii) タクシー で期待できる。現在実施されている公共交通天然ガス車輛プログラム (NGVPPT: Natural Gas Vehicle Program for Public Transport) では、Batangas と Manila を結ぶ路線上のバスに CNG を供給している。このプログラムでは、Batangas に “mother station” を設置し、ここから陸路で CNG を “daughter stations” に運び、ここでバスへの充填を行っている。現在、daughter station は、Laguna 州に 1 か所あるのみで、ここでは CNG を 1 日最大 50 台のバスに供給している状況である。今後、daughter station は追加的に Batangas 州、Laguna 州ならびに Manila 首都圏にされる予定である。当調査団の調査結果では、1 台に 1 回の充填で約 113 kg の CNG が充填されており、しかし実際に CNG を提供している状況として、バスの認可、運用上の制約もあり、平均 1 日あたり 26 台程度に留まっていることが確認できている。

同プログラム NGVPPT における CNG バス普及目標は、2030 年までに 7,500 台以上であるが、現行の NGVPPT 運用のままでは、同目標達成は困難とみられる。目標達成に向けては、daughter station の整備を急ぐとともに、CNG バスの柔軟な導入、運用を可能とする規制緩和も必要となろう。このような状況を勘案し、ガス需要推計に際する低位ケースでは、現状のプログラムが引き続き停滞する状況を想定した。中低位ケースでは、天然ガスの価格競争力強化が追い風となり、NGVPPT が当初計画どおりの実施となることを想定した。さらに中高位ケースでは経済成長に伴い、導入される CNG バス台数の目標値が 20% 増えることを想定した。

タクシーについては、現在、殆どの自動車用 LPG がタクシーに使われている中、天然ガ

スがLPGより安価に導入されれば、LPG車のほぼすべてがCNGに転換することが予想される。DOE統計によると、車輻用LPGの需要は安定して毎年1.6百万バレル（天然ガス熱量換算で、毎年154百万Nm³に相当）である。CNG車への改造は容易なことから、この転換需要は、天然ガス供給開始とほぼ同時に顕在化するものと見込める。そこで、今次推計では同需要が安定して2043年まで持続するものとした。ただし、中高位ケースにおいては、経済成長に伴いCNGタクシー台数も20%増加するものと想定した。

表 2.3-12 運輸部門における天然ガス需要

(低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
CNG buses	2	2	2	2	2	2
CNG Taxis	154	154	154	154	154	154
Demand (MMNm ³ /yr)	156	156	156	156	156	156

(中低位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
CNG buses	7	124	247	494	494	494
CNG Taxis	154	154	154	154	154	154
Demand (MMNm ³ /yr)	161	278	401	648	648	648

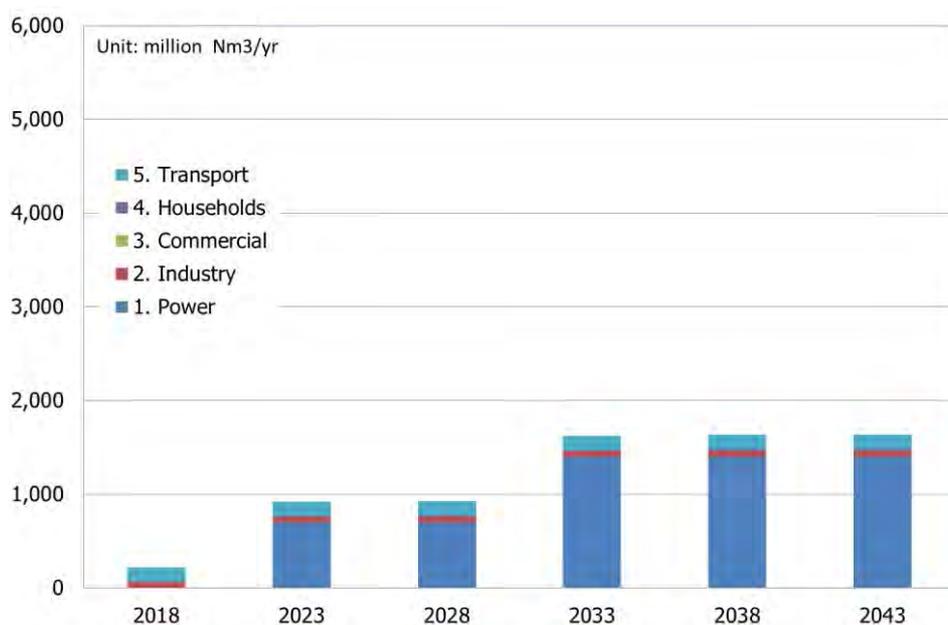
(中高位 / 高位ケース)

	2018	2023	2028	2033	2038	2043
CNG buses	8	148	296	593	593	593
CNG Taxis	185	185	185	185	185	185
Demand (MMNm ³ /yr)	193	333	481	778	778	778

出所：調査団推計

(9) Batman 1 整備に伴う天然ガス需要推計の概括

Batman 1 天然ガスパイプライン整備に伴う天然ガス需要推計を発電、工業、商業、住宅、運輸の分野について行った結果を2018年から2043年までの25年間の推移として4つの推計ケースごとに示したのが次の表ならびに図である。



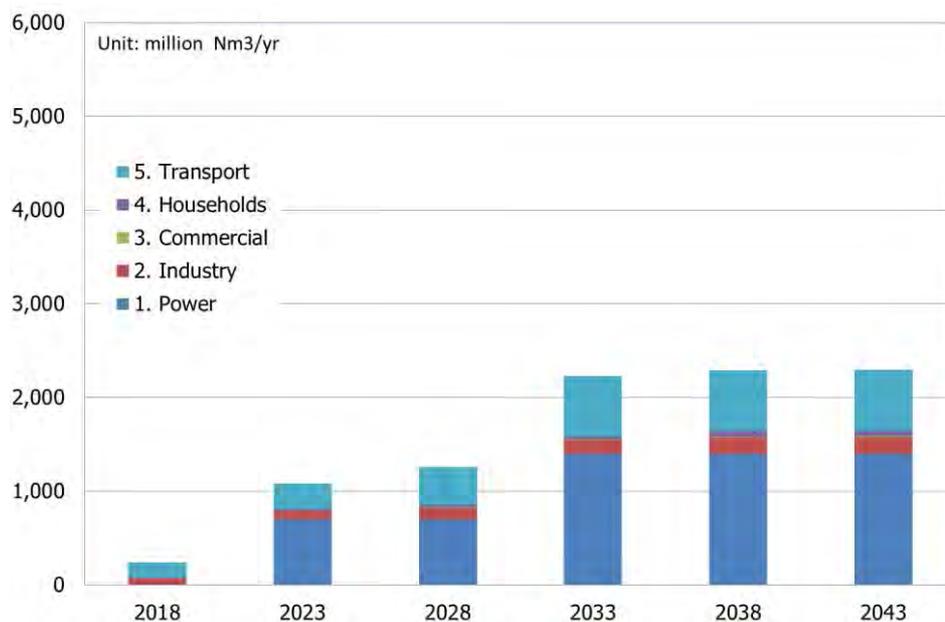
出所：調査団推計

図 2.3-11 天然ガス需要 (低位ケース)

表 2.3-13 天然ガス需要 (低位ケース)

	Power MMNm3/yr	Industry MMNm3/yr	Commercial MMNm3/yr	Households MMNm3/yr	Transport MMNm3/yr	TOTAL MMNm3/yr
2018	0	62	1	1	156	220
2023	697	62	1	5	156	920
2028	697	62	1	9	156	925
2033	1,395	62	1	9	156	1,623
2038	1,395	62	1	18	156	1,632
2043	1,395	62	1	18	156	1,632

出所：調査団推計



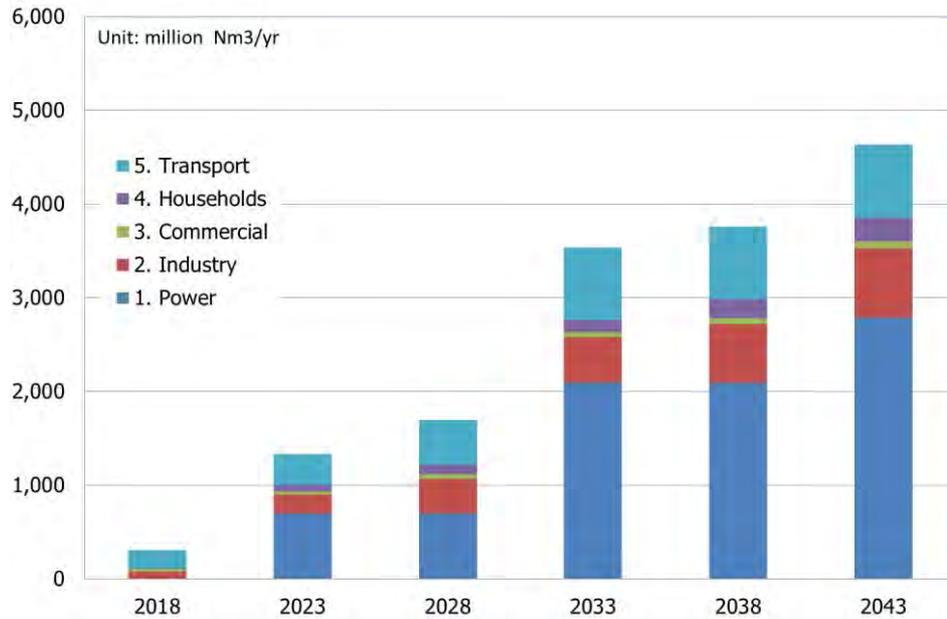
出所：調査団推計

図 2.3-12 天然ガス需要 (中低位ケース)

表 2.3-14 天然ガス需要 (中低位ケース)

	Power MMNm3/yr	Industry MMNm3/yr	Commercial MMNm3/yr	Households MMNm3/yr	Transport MMNm3/yr	TOTAL MMNm3/yr
2018	0	68	2	6	161	236
2023	697	92	3	14	278	1,083
2028	697	122	4	30	401	1,254
2033	1,395	152	6	30	648	2,230
2038	1,395	181	7	60	648	2,290
2043	1,395	181	8	60	648	2,292

出所：調査団推計



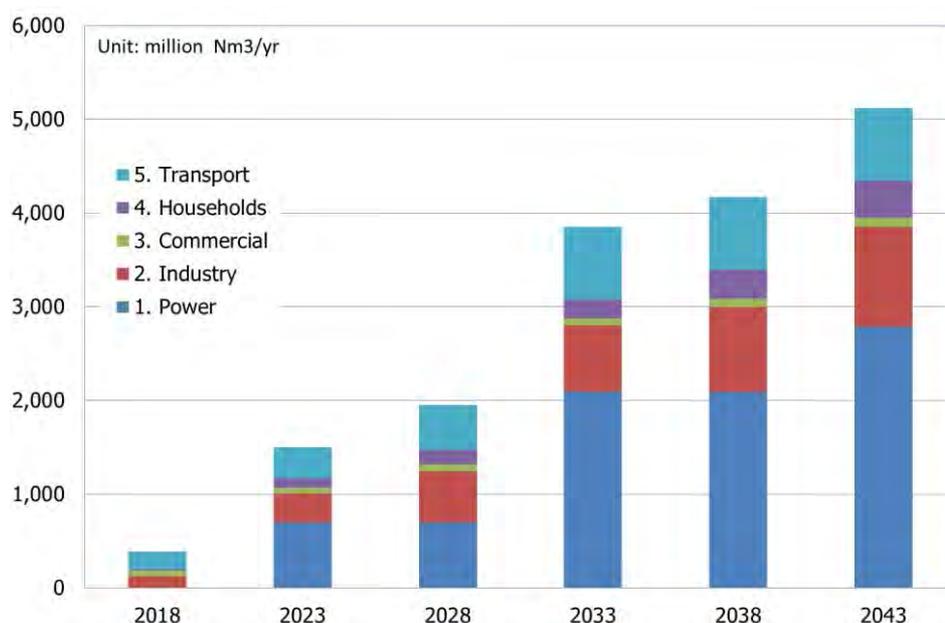
出所：調査団推計

図 2.3-13 天然ガス需要 (中高位ケース)

表 2.3-15 天然ガス需要 (中高位ケース)

	Power MMNm3/yr	Industry MMNm3/yr	Commercial MMNm3/yr	Households MMNm3/yr	Transport MMNm3/yr	TOTAL MMNm3/yr
2018	0	74	31	6	193	303
2023	697	204	35	64	333	1,333
2028	697	374	43	100	481	1,695
2033	2,092	488	51	129	778	3,537
2038	2,092	629	60	199	778	3,757
2043	2,790	741	71	254	778	4,633

出所：調査団推計



出所：調査団推計

図 2.3-14 天然ガス需要 (高位ケース)

表 2.3-16 天然ガス需要 (高位ケース)

	Power MMNm3/yr	Industry MMNm3/yr	Commercial MMNm3/yr	Households MMNm3/yr	Transport MMNm3/yr	TOTAL MMNm3/yr
2018	0	126	60	9	193	388
2023	697	308	64	100	333	1,502
2028	697	546	72	156	481	1,952
2033	2,092	706	80	200	778	3,856
2038	2,092	903	89	308	778	4,170
2043	2,790	1,060	99	395	778	5,122

出所：調査団推計

上記4つの図は、推計結果をケースごとに示したものである。いずれのケースについても共通する傾向としては、発電需要が大きな割合を占め、アンカーロードとしての役割を果たしているという点である。運輸分野の需要も施策次第では重要な需要要素となる点も、低位と中低位ケースとの比較から読み取れる点である。

2.3.4 パイプライン事業に向けたガス市場分析

(1) 想定需要幅

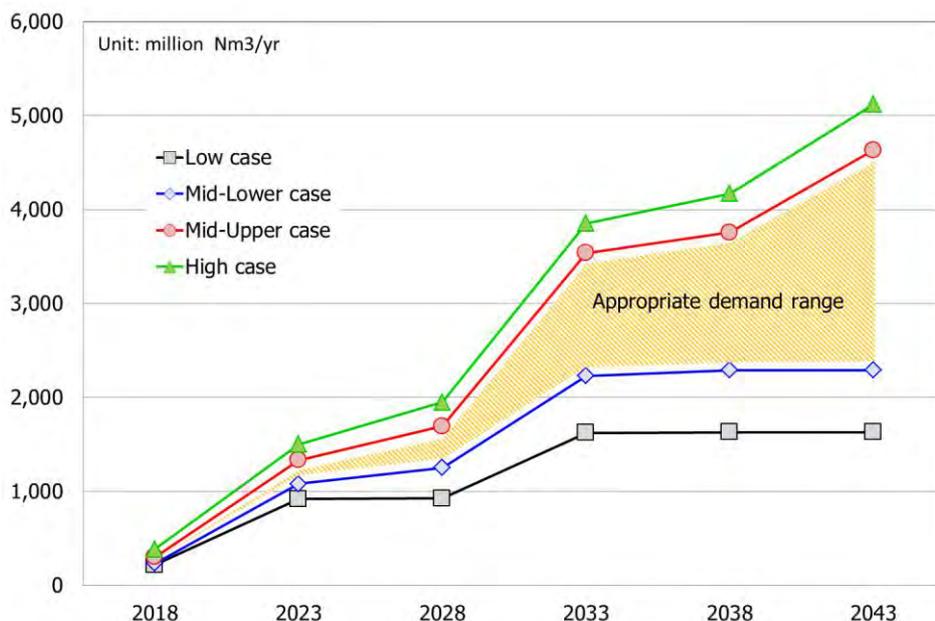
需要想定の4つのケースの中、低位ケースは、低迷する経済状況、価格動向で特段施策も講じられない状況であり、すなわちすべてを市場原理に任せた状況で最も悪い条件を想定している。

次に中低位ケースは、ガスの価格は下値（標準）で他燃料、エネルギーに対する競争力は

確保されている状況である。仮にガス価格の設定が可能であれば、この中低位が最も悪い条件となる。

これに加え中高位ケースは、マクロ経済環境で恵まれた場合に中低位ケースの条件からさらにプロジェクトの財務的実行可能性を高める効果を期待したケースである。現実には、中低位ケースから中高位ケースの間の需要範囲が、現実的に発現するであろう需要範囲と考えられる。言い換えれば、この需要範囲が当該プロジェクトにとって適した需要範囲でもある。

最後に、高位ケースは、市場の地理的範囲の拡大も織り込んだケースであるが、これはガスが供給されることにより誘発需要が周辺地域にも生まれ、この需要をとりこむガス配給事業が民間ビジネスベースで育成されることを想定したものである。このケースは結果的に当初想定した設計容量を上回る需要となり、従って Batman1 のみならず例えば PEP 2012 にもリストアップされているガスインフラである Batman 2 (Bataan-Manila 間) の整備等によるネットワークでの対応が必要となるケースである。



出所：調査団推計

図 2.3-15 ケース間比較：Batman 1 ガス需要推計結果

(2) Luzon における天然ガス需要の展望

前述の、Luzon において計画されている 5 件の天然ガス火力発電所（いずれも Batman 1 沿線以外のもの）がすべて実現した場合、既存の発電所分も含め 2020 年までに Luzon における天然ガス需要は年間約 12,000 百万 Nm³ になる。これに加え、Batman 1 パイプライン沿線で期待される需要を加えると、中低位ケースの場合は年間約 14,000 百万 Nm³ に、中高位ケースの場合は年間約 16,000 百万 Nm³ に押し上げるることとなる。これを APEC の需

要推計の High Gas シナリオと比較すると、Batman 1 沿線の需要推計結果は、マクロ視点での需要予測範囲に概ね収まっていると言えよう。

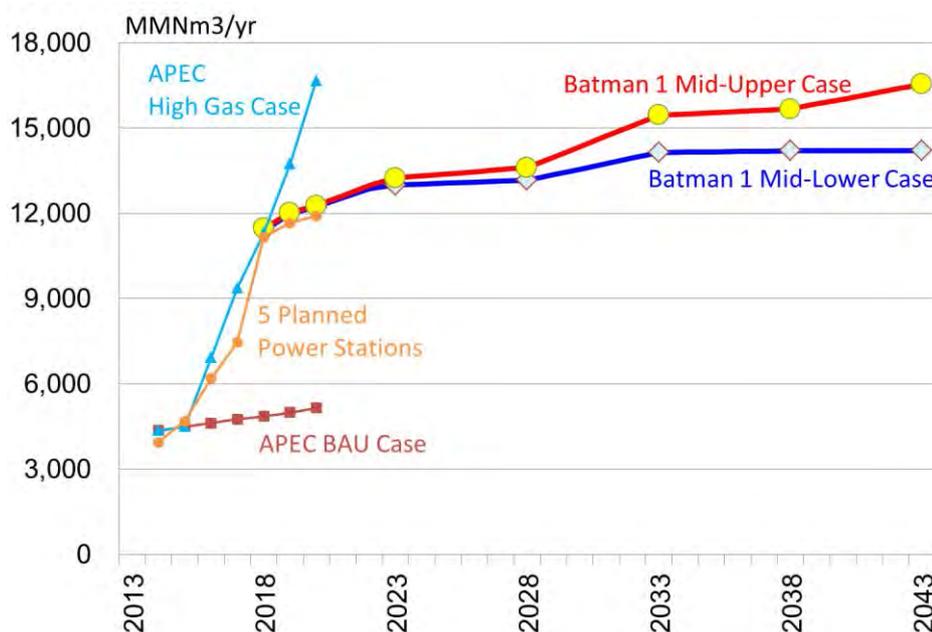


図 2.3-16 マクロ視点の需要推計と比較した Batman 1 沿線における推計需要

Batangas と Manila を結ぶ区間に天然ガスパイプラインを敷設する目的として、同沿線地域に立地する事業所や住宅を対象としてガス産業を育成するというものがある。その結果、フィリピンの産業競争力の強化を促すことも有益である。協力準備調査実施の一環として実施した事業所からの状況聴取に際しては、工業団地においてガス供給基盤がないことが主な原因となり、事業所立地が実現しなかった事例などを把握している。これら立地候補事業所は、他の東南アジア諸国に立地したものと思われる。工業団地の営業担当者は、天然ガスの供給が可能になることは、幅広い業種の事業所を誘致するためには必要な条件となっている旨証言している。一部の工業団地においては、今後の工場誘致に際しては、天然ガス供給の可能性を示唆することが有益な要素となると主張している。

(3) 政府による天然ガス普及奨励施策の意義

4つの想定ケースに基づく天然ガス需要推計の結果を待たずとも、天然ガス需要を左右する主な要因としてマクロ経済環境があることは明らかである。しかしマクロ経済環境は、政府が操作するには政策を講じることはできても限界がある。他方、ガス需要に影響を及ぼすもうひとつの重要な要因である天然ガス価格については、政府が意図を以て設定することが可能な要素である。そのため、中低位ケースは、政府がガス奨励施策を講じることが可能という条件下であれば最も低い需要の発現ケースとしている。すなわち、政府のガス普及奨励施策があれば、経済環境如何にかかわらずプロジェクトとして成立させることが可能である。

さらには、政府として天然ガスを普及させるための施策としては、他にも選択肢がある。

ひとつには、CNG バス普及施策である NGVPPT で、当初計画である 2030 年までに 7,500 台以上の普及をめざしているが、例えばこのような「約束」の達成を目指し、政府としては一層の努力が求められる。運輸分野では、このほかにも CNG タクシーの普及を目指した充填スタンド増設など、Batman 1 パイプラインに付随するインフラを積極整備することも考えられよう。

ガスヒートポンプやオンサイト発電機材などの普及を奨励する意義としては、単なるガスの振興ではなく、ピーク需要の削減による電力インフラへの負荷軽減という側面も考えられよう。これは、既に送電線増設に制約が生じている中、電力インフラへの追加的投資の限界費用が高まる中、エネルギー政策全体としてのコスト削減に結びつく施策である。

また、幅広い視野からは、天然ガス振興は電力や石油製品燃料に加え、さらに多くの選択肢を提供するという点からも有益な施策である。さらには、エネルギーの多様化はエネルギー供給リスク緩和に貢献するとともに、自然災害に対応したリスク軽減にも有益である。

2.4 ガスパイプライン

2.4.1 パイプラインの基本設計

(1) 設計コンセプト

- 地震や台風に耐えられる安全な設備設計を第一とする。
- Batman1 に続く将来の高圧幹線との連携を踏まえた設計とする。
- 将来の需要を見据えた設備設計とする。
- 日常の運転・保守が安全簡単に行うことが出来る設備とする。

(2) 設計スコープ

Batangas に新設される LNG 受入基地を基点に Cabuyao まで天然ガスを輸送するパイプラインと途中、工業団地としての需要が見込まれる工業団地 2 箇所（Lima Technology Center, First Philippine Industrial Park）および Laguna 地域 1 箇所（Laguna Industrial Area）への供給をメインスコープ (Phase-1) とする。また、将来オプションとして、発電所向けの延伸 (Phase-2) 分岐、CNG ステーション向けの将来用延伸分岐、Batangas エリアへの供給、LNG 受入基地候補地（PNOC-ESB）からの天然ガス受入用分岐（Future Option）を考慮している。

パイプライン関連設備は、ガス輸送パイプラインの安全確保のためのバルブステーション、高圧幹線から供給圧へ減圧するためのガバナステーション、ガス取引管理用のメータリングステーション、電気防食設備、分岐バルブステーション（バルブピット含む）、SCADA システム、ピグランチャー・レシーバー設備及び制御監視室が含まれる。

なお、パイプラインは、電気防食、定期的なピグ検査、随時補修することで半永久的に機能を持たせることが可能である。ここでは、パイプライン関連設備における消耗パーツを交換し、定期的なメンテナンスを行うことを前提として、設計寿命を 40 年とした。

なお、パイプラインの基本設計に関しては、下図に示すフローで実施した。

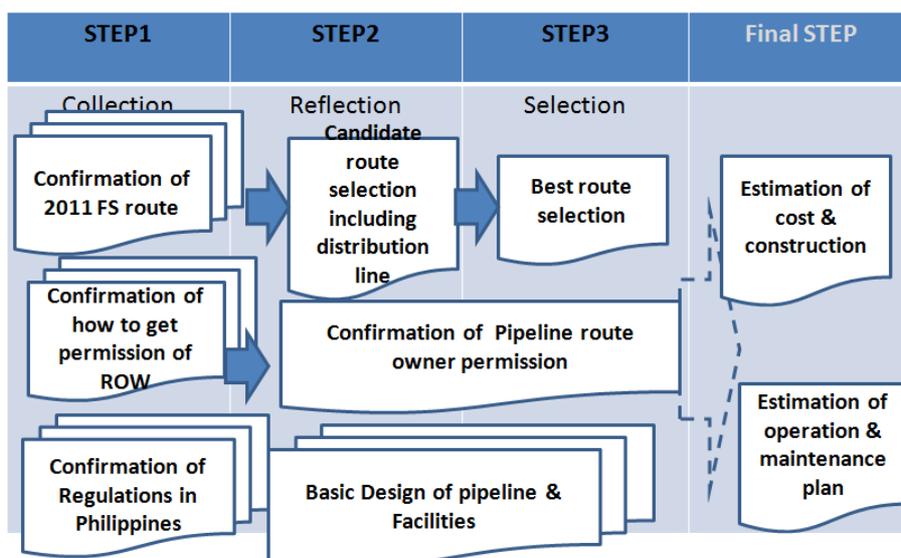


図 2.4-1 設計フロー

(3) 設計基準、設計仕様の検討

①適用基準

BATMAN1 パイプラインの適用基準については、Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution and Supply of Natural Gas(DOE Circular No.2002-08-005(27 August 2002))に従って、国際基準をベースとする。代表的な国際基準を表 2.4-1 に示す。ただし、他の章で記載しているように、自然災害、特に地震発生確率が高い比国において、設計寿命を満足させるために必要に応じて日本の耐震設計基準を採用した。

表 2.4-1 主要な国際基準

ANSI/ASME (American National Standards Institute アメリカ規格協会) ANSI/ASME B31.4 Liquid Petroleum Transportation Piping Systems ANSI/ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems ANSI/ASME B16.5 Steel Flanges and Flanged Fittings ANSI/ASME Factory-made Wrought Steel Butt Welding Fitting
ASME (American Society of Mechanical Engineers アメリカ機械学会) ASME Boiler And Pressure Vessel Code ASME Section V Nondestructive Examination ASME Section VIII Pressure Vessels ASME Section IX Welding and Brazing Qualifications
API (American Petroleum Institute:アメリカ石油協会) API SPEC 5L API SPEC6D
ASTM (American Society for Testing and Materials アメリカ材料・試験協会) ASTM A105 Forgings, Carbon Steel, for Piping Components ASTM A370 Mechanical Testing of Steel Products
NACE (National Association of Corrosion Engineers : 全米防食技術者協会)
SSPC (Steel Structures Painting Council)
BSI (British Standards Institution)
DIN (Deutsches Institute fur Normung)
DNV (Det Norske Veritas)
ISO (International Organization for Standardization)

②ロケーションクラス・設計係

パイプラインの埋設深さやブロックバルブステーションの間隔を定めるためのロケーションクラスの設定は重要な基準である。

以下に ANSI/ASME B31.8 に定められたロケーションクラスの定義抜粋を示す。

Location Class 1

A Location Class 1 is any 1 mile section that has 10 or fewer buildings intended for human occupancy. A Location Class 1 is intended to reflect areas such as wasteland, deserts,

mountains, grazing land, farmland, and sparsely populated areas.

- ア) Class 1 Division 1. A Location Class 1 where the design factor of the pipe is greater than 0.72 but equal to or less than 0.80, and which has been hydrostatically tested to 1.25 times the maximum operating pressure.
- イ) Class 1 Division 2. A Location Class 1 where the design factor of the pipe is equal to or less than 0.72, and which has been tested to 1.1 times the maximum operating pressure.

Location Class 2

A Location Class 2 is any 1 mile section that has more than 10 but fewer than 46 buildings intended for human occupancy. A Location Class 2 is intended to reflect areas where the degree of population is intermediate between Location Class 1 and Location Class 3 such as fringe areas around cities and towns, industrial areas, ranch or country estates, etc.

Location Class 3

A Location Class 3 is any 1 mile section that has 46 or more buildings intended for human occupancy except when a Location Class 4 prevails. A Location Class 3 is intended to reflect areas such as suburban housing developments, shopping centers, residential areas, industrial areas, and other populated areas not meeting Location Class 4 requirements.

Location Class 4

A Location Class 4 includes areas where multistory buildings are prevalent, and where traffic is heavy or dense and where there may be numerous other utilities underground. Multistory means 4 or more floors above ground including the first or ground floor. The depth of basements or number of basement floors is immaterial.

図 2.4-2 に全体の路線図とセクション毎のロケーションクラスを示す。

ロケーションクラス及び設計係数の設定は、表 2.4-2 に示す。

なお、供給ラインについては、将来的に供給するラインが増えることを想定し、ロケーションクラス 3（設計係数 0.4）とした。



図 2.4-2 路線図
(図 2.9-2 に再掲載)

表 2.4-2 ロケーションクラスと設計係数

Location Class

Part	Trunk Line					Distribution Line
Section	Section1	Section2	Section3	Section4	FutureOption	-
Location Class	3	2	3	3.4	2.3	3

Design Factor

Part	Trunk Line					Distribution Line
Location Class	1 division1	1 division2	2	3	4	3
Design Factor	0.8	0.72	0.6	0.4		0.4

③パイプ、異径管の仕様

パイプラインには、アメリカ石油協会 (American Petroleum Institute 以下「API」という。) で定められた鋼管を適用する。本プロジェクトでは、日本国内で最も実績が多く、現地溶接やハンドリングに信頼がおける API 5L X-65(口径 24inch)及び API 5L X-52(口径 16inch)、API 5L X-42 (口径 12inch) を前提とする (口径 16inch は Phase2 で適用)。鋼管の外面には、ポリエチレン被覆を施し、地中の腐食環境から腐食を防ぐ。

また、鋼管の内面には、施工期間中の錆の発生を防ぐためにエポキシ塗装を施す。

- ・ 仕様 : API 5L X-65(24inch)、X-52(16inch)、X-42(12inch)
- ・ 外面塗装 : 高密度ポリエチレン被覆
- ・ 内面塗装 : エポキシ塗装

異径管もパイプの仕様に準ずる。

表 2.4-3 に高圧幹線におけるパイプ、異形管の標準管厚と標準的な仕様を示す。

なお、管厚計算の結果は添付資料に示す。

表 2.4-3 パイプ仕様 (1)

Pipe Wall Thickness

Part	Size(Grade)	Design Pressure	Location Class (mm)				
			1 division1	1 division2	2	3	4
Trunk Line	24inch (API 5L X65)	7.0Mpa	—	—	10.3	14.3	
	16inch (API 5L X52)	7.0Mpa	—	—	8.7	11.9	
Distribute Line	12inch (API 5L X42)	2.0Mpa	—	—	7.0		

Pipe Spec

Part	Pressure	Size	Grade	Location Class	Pipe Type	External Coating	Internal Coating	Sour
Trunk Line	7.0Mpa	24inch	API 5L X-65	3.4	UOE	Hi PEL 3.5mm	Epox min. 50μ	Non Sour
				2	UOE	Hi PEL 3.5mm	Epox min. 50μ	Non Sour
		16inch	API 5L X-52	3.4	S'MLESS	Hi PEL 3.5mm	Epox min. 50μ	Non Sour
Distribute Line	2.0Mpa	12inch	API 5L X-42	2.3	S'MLESS	Hi PEL 3.0mm	Epox min. 50μ	Non Sour

④耐震設計

日本と同様、地震時にガスパイプラインに損傷を被る恐れのあるフィリピン国では、日本での様々な実験や検証を通じて作られた「高圧ガス導管耐震設計指針」「高圧ガス導管液化耐震設計指針」の考え方を耐震部には適用する。また、人口密集地に埋設することを考慮し、日本の市街地での技術やノウハウを取り入れた仕様を適用する。

Batman1 では、地震発生確率、人口密度、地盤性状を踏まえてラインパイプの材料仕様と現地周溶接部の合格基準については下記のように設定した。

ア) ラインパイプ仕様

耐震部に適用する実際のラインパイプは、実管試験や変形性能を行い、様々な性能を確認する必要があるが、日本での耐震技術を踏まえて採用された仕様を適用する。

表 2.4-4 に API 標準（非耐震部）と日本での耐震技術を踏まえて採用された材料仕様を示す。

表 2.4-4 パイプ仕様 (2)

主要項目		【非耐震区域】高圧幹線 API 5L-2012 <SaLevel 1>	【耐震区域】高圧幹線 API 5L-2012 (国内仕様考慮) <SaLevel 2.3>	【耐震区域】供給ライン API 5L-2012 (国内仕様考慮) <SaLevel 2.3>	
外径		610.0mm (UOE)	610.0mm (UOE)	323.9mm (SML)	
管厚		10.3t	14.3t	9.2t (7.0t 保障)	
グレード		L450M (X65M) PSL2	L450M (X65M) PSL2	L290Q (X42Q) PSL2	
化学成分	Pcm	≤0.25 (C≤0.12)	≤0.22 (C≤0.12)	≤0.22 (C≤0.12)	
	Ceq	≤0.43 (C>0.12)	≤0.43 (C>0.12)	≤0.43 (C>0.12)	
引張特性	周方向	耐力	450-600	450-600	
		引張強さ(母材)	535-760	535-670	
		引張強さ(溶接部)	535以上	535-760	
		降伏比	≤0.93	≤0.93	
	軸方向	耐力	-	-	290-495
		引張強さ	-	-	415-760
	降伏比	-	-	≤0.93	
型曲げ		長さ32mm、深さ0.125t	長さ32mm、深さ0.125t	長さ32mm、深さ0.125t	
硬度		-	≤250HV	≤220HV	
シャルピー	試験温度	0°C/最低使用温度	0°C	0°C	
	Ve (サグサイズ*2/3)	平均≥27J(母材、HAZ、Depo) 個々≥0.75×27J	母材、HAZ、Depo 個々≥40J、平均80J	母材、HAZ、Depo 個々≥34J、平均65J (試験片10mm*6.7mm)	
	SA	推奨平均≥85%(母材)	実測値報告	実測値報告	
DWTT	試験温度	0°C/最低使用温度	0°C	-	
	SA	平均≥85% ※20"以上で要求有る場合実施	平均≥85%	-	
水圧		使用管厚・90%SMYS	API 但し100%SMYS、最小管厚で計算、10秒	API 但し100%SMYS、最小管厚で計算	
外観	凹み	0.5D長、6.4mm深	300mm長、1.6mm深	150mm長、1.6mm深	
	ラミネーション	6.4mm	なき事	なき事	
	その他きず	0.8mm (フンダーカット) 0.125t(キス)	(キス) 0.4mm超は補修(溶接不可) 0.8mm超は切断	(キス) 0.4mm超は補修(溶接不可) 0.8mm超は切断	
寸法	外径(管端)	±1.6mm	±1.6mm	±1.6mm	
	外径(中央)	±3.2mm	±3.2mm	±0.0075D	
	管厚	5t~15t未満:0.1t 15t以上:±1.5mm	(+15%、-0)	(+15%、-12.5%)	
	真円度	1.5%(管端) 2%(中央)	1%(管端) 2%(中央)	1%(管端) 2%(中央)	
	曲がり	2/1000 端1m(4mm以下)	2/1000 端1m(4mm以下)	2/1000 端1m(4mm以下)	
	長さ	±500mm	±500mm	±500mm	
	重量	(個々)+10%、-3.5% (ロット平均)-1.75%	(個々)+15%、-0 (ロット平均)-1.75%	(個々)+10%、-3.5% (ロット平均)-1.75%	
非破壊検査	銅板UT	-	端部のラミネーション無 長さ25mm超のラミネーション無	-	
	RT	両管端(200mm)	両管端、溶接手直部&UT指示部 (API&JISZ3104の2類以上)	-	
	UT	端部200mmを除くシーム全長	端部200mmを除くシーム全長	全面全長 N5ノッチ保証	
	MT(直管のみ)	-	両管端内外面100mm(溶接部含む)、開先面 (割れ、ラミネーション)	両管端内外面100mm、開先面 (割れ、ラミネーション)	
	残留磁気	AVE:3.5mT、個々:3.0mT	AVE:3.5mT、個々:3.0mT	AVE:3.5mT、個々:3.0mT	

イ) 溶接仕様

活断層の影響や人口密集地の溶接部の仕様は、API 基準に比べ、溶接欠陥の許容値が厳しい日本の JIS 基準を適用する。

図 2.4-3 にエリア別の適用基準を示す。また、Location Class と Safety Assessment Level (以下 SA Level) の設定を表 2.4-5 に示す。この仕様決定に至るまでの経緯については、3.1.1 項を参照されたい。

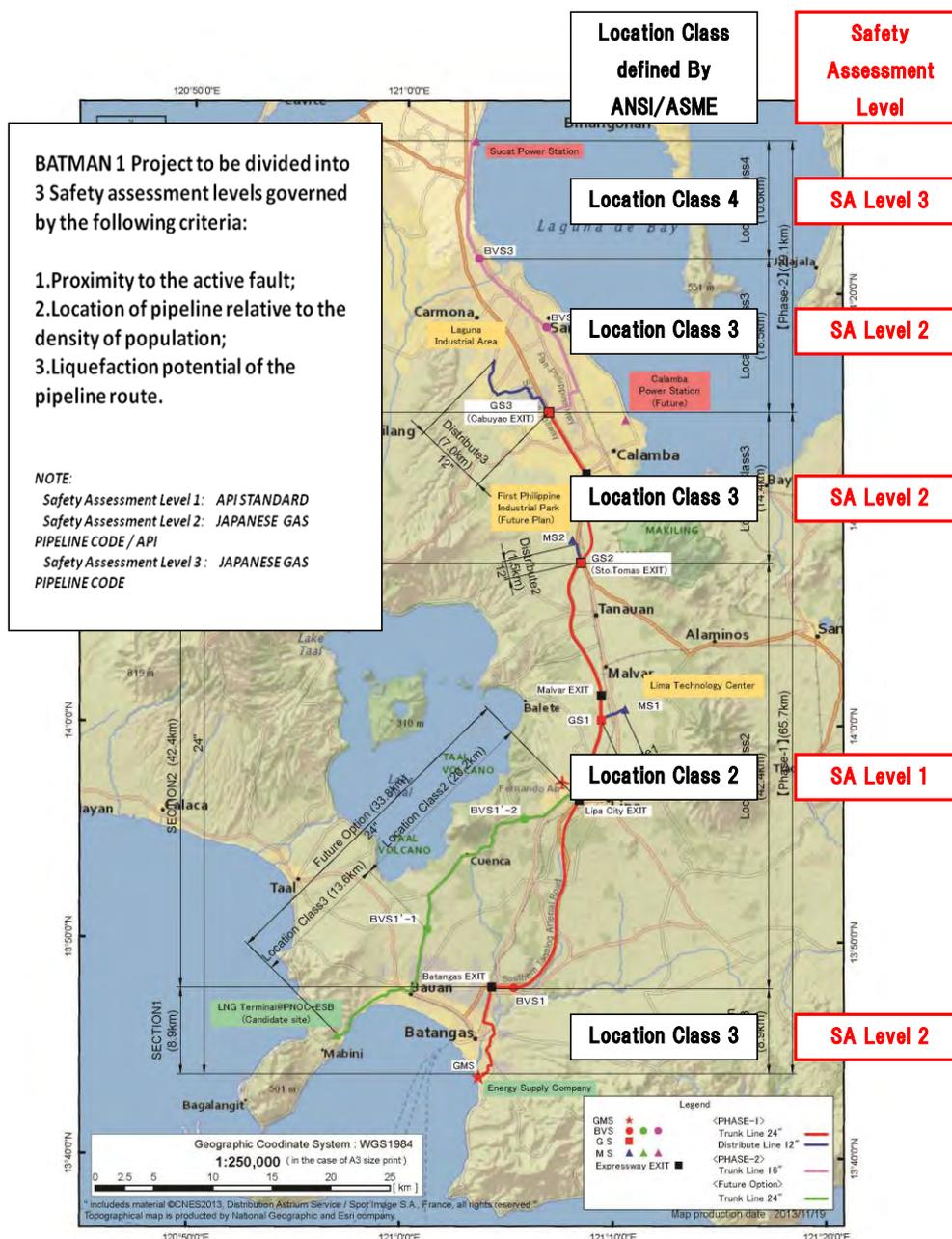


図 2.4-3 エリア別適用基準

表 2.4-5 SA Level の設定

液状化 可能性大	Sa Level 3			
	Sa Level 2			
液状化 可能性低	Sa Level 1			
	1	2	3	4
	Location Class			

ウ) 溶接基準

Batman1 では、前項ア) を踏まえ、現地周溶接部の合格基準をエリア別に表 2.4-6 のように定めた。

外観検査 (VT) は JIS 規格と API 規格は、同じ評価内容であるため、いずれの場合でも問題はないが、ここでは、国際的な標準である API 規格とする。

放射線透過試験 (RT) は、耐震エリア及び市街地での事故防止に JIS 規格を適用する。

材料仕様と溶接品質レベルの相関については、表 2.4-7 に示す。

なお、この仕様の適用決定に至るまでの経緯、API 規格と JIS 規格及び JIS Z 3104 の内 2 類と 3 類の違いについては 3.1.1 項を参照されたい。

表 2.4-6 エリア別の現地溶接部の合格基準

	Safety Assessment		
	Level 1	Level 2	Level 3
VT	API1104	API1104	API1104
RT	API1104	JIS Z 3104	JIS Z 3104

表 2.4-7 材料仕様と溶接品質レベルの相関

材料仕様	日本の耐震設計を満たす材料仕様	N.A	Sa Level 2 ※1 RT 100%	Sa Level 3 RT 100%
	As Per API	Sa Level 1 RT 抜取	N.A	N.A
		As Per API	JIS 3104 3類	JIS 3104 2類
溶接部品質レベル				

※1: JIS3104 2類以上の品質レベルが望ましい

(4) 需給予測からの口径、設計圧力、供給量の設定

設計圧力、口径選定、供給量については、以下の情報を収集し、流送解析を行い、最適な仕様を選定する。

- LNG 受入ターミナルからの送出圧力
- 各供給先への供給最低圧力と流量
- 天然ガスの成分
- Batman2 など将来のパイプラインネットワーク化への対応

①検討条件

ア) 圧力損失式

本設計には、高圧の天然ガスの流送計算で良く使用される AGA の式を採用した。AGA の式を以下に示す。

$$Q = 38.774 \times 10^{-6} \times \frac{T_b}{P_b} \times \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 - (0.0375 \times G \times h \times P_m^2 / Z_m \times T_{abe})}{G \times L \times T_{ave} \times Z_m} \right)^{1/2} \times D^{2.5} \sqrt{\frac{1}{f}}$$

Where ;

- Q Flow Rate (MMCFD)
- T_b Temperature Base (°R)
- P_b Pressure Base (PSIA)
- P₁ Inlet Pressure (PSIA)
- P₂ Outlet Pressure (PSIA)

G	Gas Specific Gravity (dimensionless)
h	Vertical Drop (feet)
P _m	Average Gas Pressure (PSIA)
Z _m	Compressibility Factor (dimensionless)
T _{ave}	Average Gas Temperature (°R)
L	Pipe Length (mile)
D	Pipe Diameter (inch)
f	Friction Factor (dimensionless)

イ) 対象ライン

検討の対象とするパイプライン並びにその延長は、以下の通りとする。

- Trunk Line(form Batangas to Sucat Power Station) : 95km
- Distribution Line (from GS1 to Lima Technology Center) : 2.2km
- Distribution Line (from GS2 to First Philippine Industrial Park) (Future) : 1.5km
- Distribution Line(from GS3 to Laguna Industrial Area) : 7.0km

ウ) ガス送出流量

各需要先の需給予測は、表 2.4-8 のとおりである。

表 2.4-8 需給予測

Customer Name		Lima Technology Center	First Philippine Industrial Park	Calamba Power Station	Laguna Industrial Area	Sucat Power Station	TOTAL
Demand (MNm ³ /年)	2018	46.5	52.5	39.5	86.5	79.0	304.0
	2023	134.0	139.0	776.0	126.0	158.0	1,333.0
	2028	273.5	203.5	815.5	165.5	237.0	1,695.0
	2033	385.7	290.7	1,575.7	227.7	1,058.3	3,538.0
	2038	455.7	360.7	1,595.7	247.7	1,098.3	3,758.0
	2043	518.7	423.7	1,608.7	260.7	1,822.3	4,634.0

本流送設計にあたっては、上表の需要予測を単位時間当たりの流量 (Nm³/h) に改めるものとし、各需要先へのガス送出流量は、表 2.4-9 の通りとした。

また、流送上のピーク時を考慮し、時間当たりの平均値に対して 10%程度の割り増

しを考慮した。

なお、口径の検討にあたっては、上表の 2028 年、2033 年、2038 年及び 2043 年の 4 ケースを検討対象とする。

表 2.4-9 最大ガス流量

Customer Name		Lima Technology Center	First Philippine Industrial Park	Station Calamba Power	Laguna Industrial Area	Sucacat Power Station	TOTAL
Demand (Nm ³ /h)	2018	6,000	7,000	5,000	11,000	10,000	39,000
	2023	17,000	18,000	98,000	16,000	20,000	169,000
	2028	35,000	26,000	103,000	21,000	30,000	215,000
	2033	49,000	37,000	198,000	29,000	133,000	446,000
	2038	58,000	46,000	201,000	32,000	138,000	475,000
	2043	66,000	54,000	203,000	33,000	229,000	585,000

エ) 到達圧力

各ライン最終地点における到達圧力は、天然ガス CCGT の供給圧力が 1.5MPa であることから、基本設計では、着圧を 2.0MPa 以上とする。

オ) 流速

高圧導管のガスの流速は、20m/s 以下を基本とする。

供給導管における計算では、将来的にはいくつかの工業団地に供給するものの、ここでは 1 本の供給導管で計算しているために最大 35m/s を超えるが問題とはしない。

カ) ガス比重

ガスの比重は、0.65 とする。

②検討結果

検討結果の詳細は、添付資料に示す。

ア) 口径

口径 16 インチより逐次、試行計算を行った結果、Batangas から Cabuyao (GS3) までの口径を 24”、Cabuyao (GS3) から Sucat までの口径を 16”とした。流量解析結果を表に示す。

2028 年、2033 年及び 2038 年の需給予測に対する流送解析結果を下記に示す。

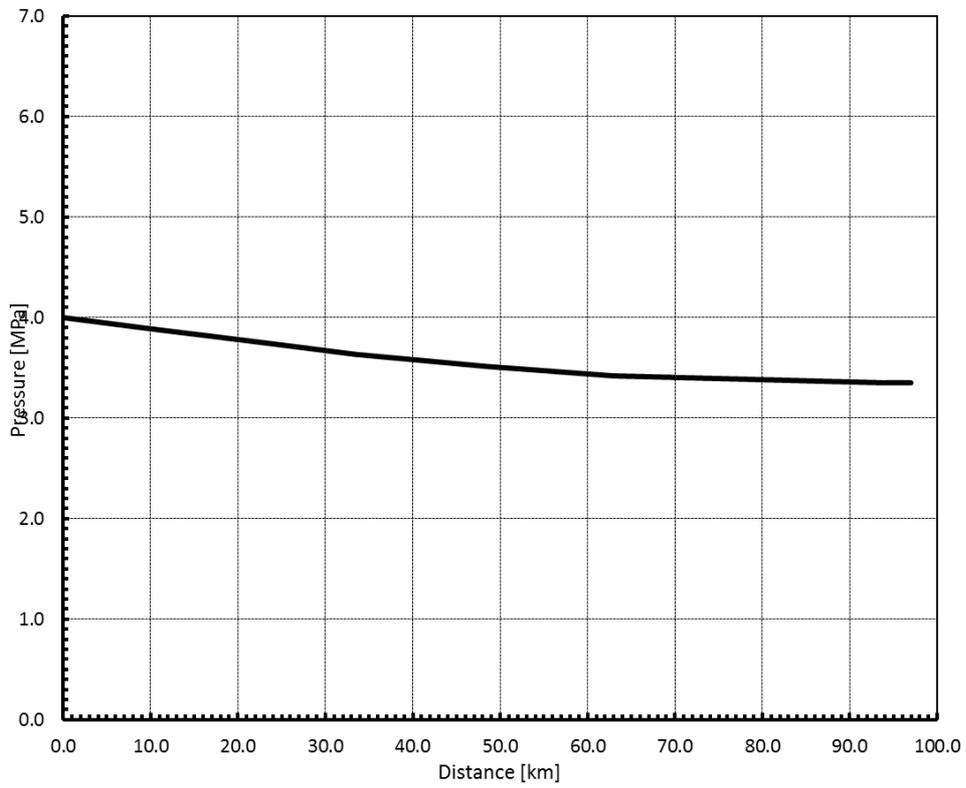


図 2.4-4 2028 年の流送解析結果

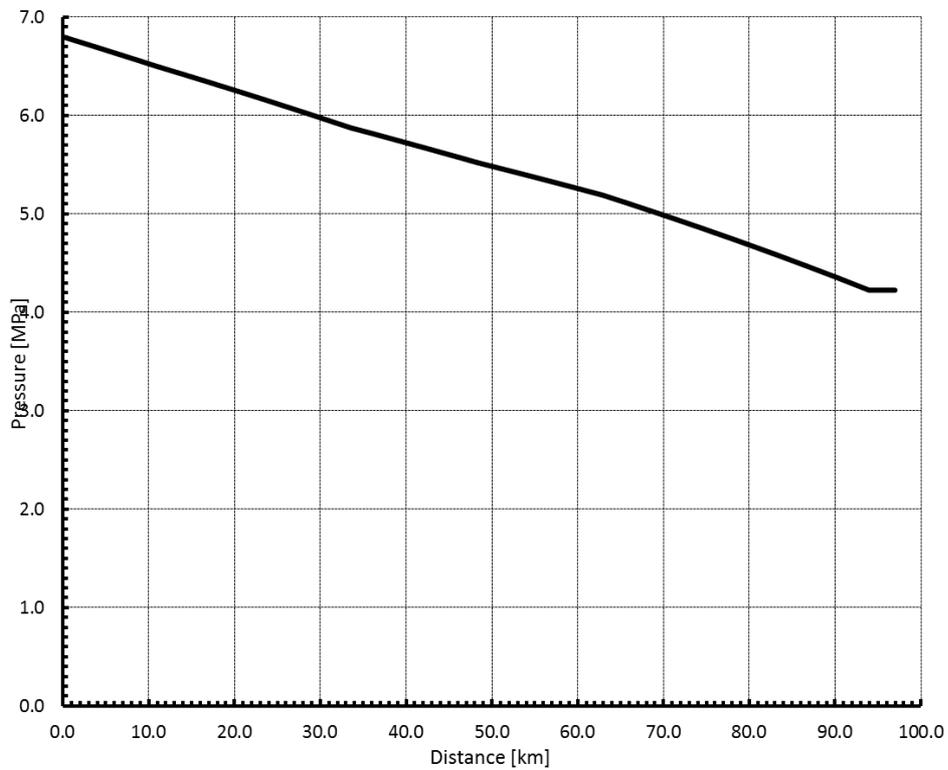


図 2.4-5 2033 年の流送解析結果

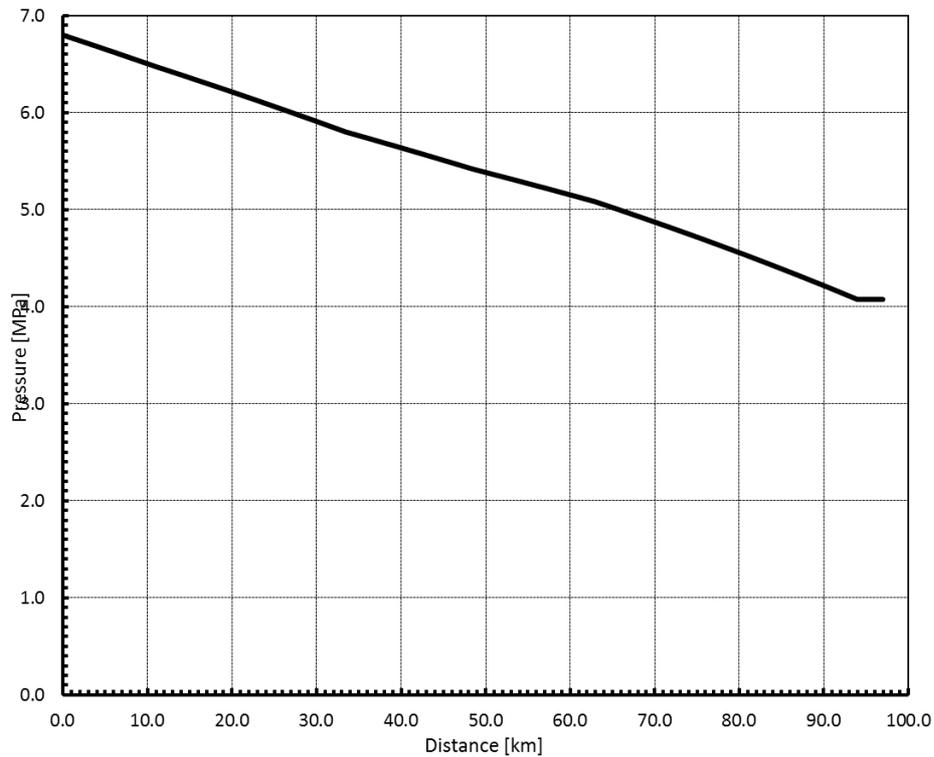


図 2.4-6 2038 年の流送解析結果

流送解析結果より、各ラインの口径は、以下の通りとした。

- Trunk Line (form Batangas to Sucat Power Station)from Batangas to GS3 : 24"
- from GS3 to Sucat Power Station : 16"
- Distribution Line (from GS1 to Lima Technology Center) : 12"
- Distribution Line (from GS2 to First Philippine Industrial Park) : 12"
- Distribution Line (from GS3 to Laguna Industrial Area) : 12"

次に、2043 年の需要予測に対する流送解析結果を示す。下図の通り、最終地点（Sucat Power Station）までは到達しない結果となる。

これは、Sucat Power Station の発電量を 2038 年までは 350MW、2043 年以降の発電量を 700MW と想定したことに伴うガス需要量の増加が要因となっている。

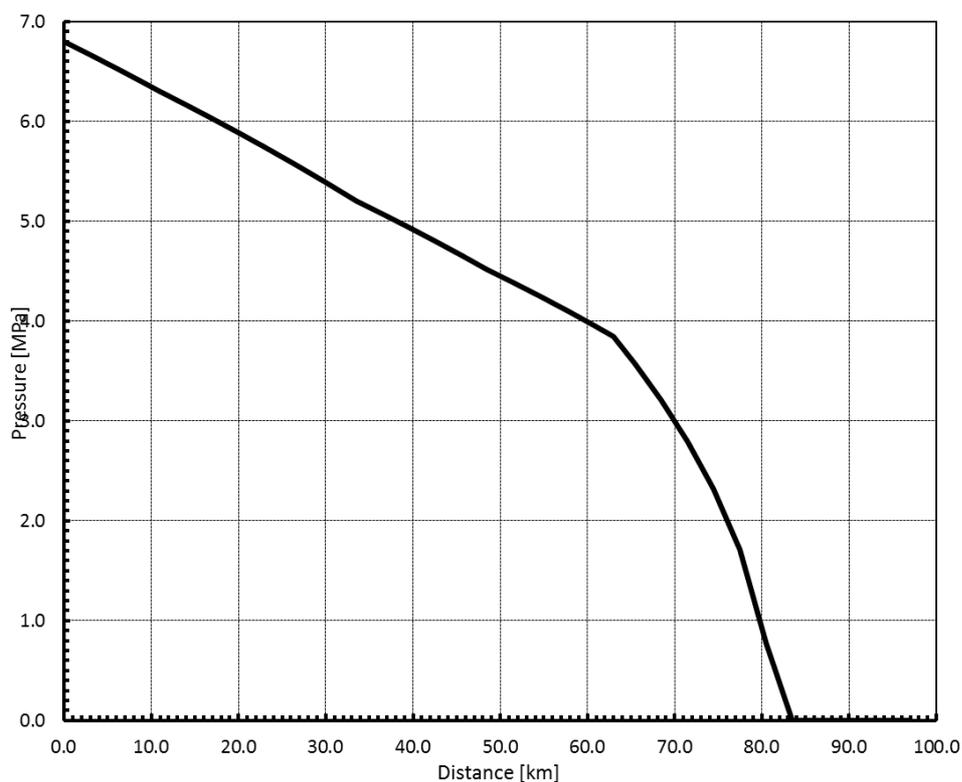


図 2.4-7 2043 年の流送解析結果

Sucat Power Station における将来の発電量を 700MW と想定する場合は、GS3 以降のライン口径は、16”ではなく、上流側の口径と同径の 24”とする必要がある。

設備投資額の低減を目途として、今回は、2048 年の Sucat Power Station における発電予測も含めた需要予測における結果については、今後の課題とする。

参考として、Trunk Line 全線の口径を 24”とした場合の流送解析結果を次の図に示す。

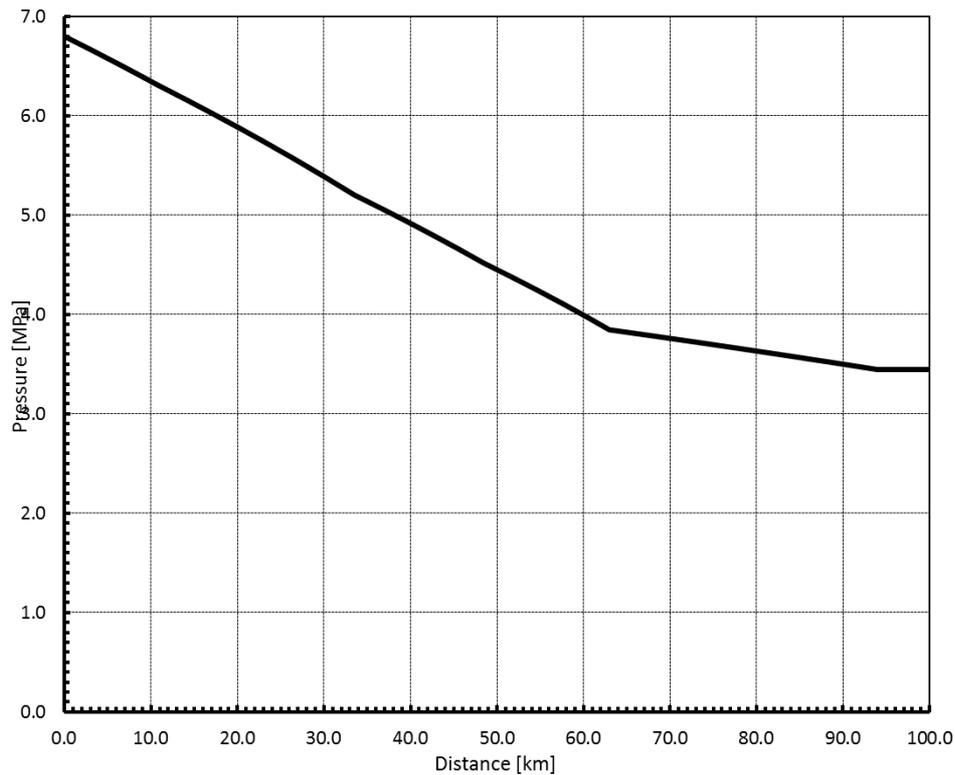


図 2.4-8 2043 年の流送解析結果 (2) Trunk Line 全線 24”ケース

イ) 送出圧力

前述の口径を選定することで、2028 年迄の始点からの送出圧力は、4.0MPa で可能となる。但し、2033 年の想定需要量を送出する為には、始点からの送出圧力を 6.8MPa まで上げる必要がある。

また、各 Distribution Line の Inlet Pressure は、2.0MPa とする。このため、それぞれの分岐ポイントとなる GS1、GS2 及び GS3 に設置される Pressure Regulators で 2.0MPa まで圧力を減圧して各 Distribution Line にガスを供給する。

これらの結果を纏めると、以下の通りとなる。

- Trunk Line (form Batangas to Sucat Power Station)from 2018 to 2033: 4.0 MPa
from 2038 : 6.8 MPa
- Distribution Line (from GS1 to Lima Technology Center) : 2.0 MPa
- Distribution Line (from GS2 to First Philippine Industrial Park) : 2.0 MPa
- Distribution Line (from GS3 to Laguna Industrial Area) : 2.0 MPa

なお、仮に Batangas から Cabuyao (GS3)までの口径を 16”とした場合、2028 年迄の予測需要量には対応できるが、以降の需要には対応出来ない。

また、当該範囲の口径を 16”としても、口径 24”の場合の工事費に対して 2/3 程度であり、将来の需要量を考慮し、24”を選定することが望ましい。

ウ) 設計圧力

上記の送出圧力を考慮し、設計圧力は、以下の通りとする。

- Trunk Line (form Batangas to Sucat Power Station) : 7.0 MPa
- Distribution Line (from GS1 to Lima Technology Center) : 2.0 MPa
- Distribution Line (from GS2 to First Philippine Industrial Park) : 2.0 MPa
- Distribution Line (from GS3 to Laguna Industrial Area) : 2.0 MPa

エ) 最大可能ガス流送量

GS3 から Sucat までの口径を 16”とした場合、2043 年の想定需要量に対し、Sucat Power Station の需要量から 50,000Nm³/h を減じた量が最大流量(合計 535,000Nm³/h)となる。

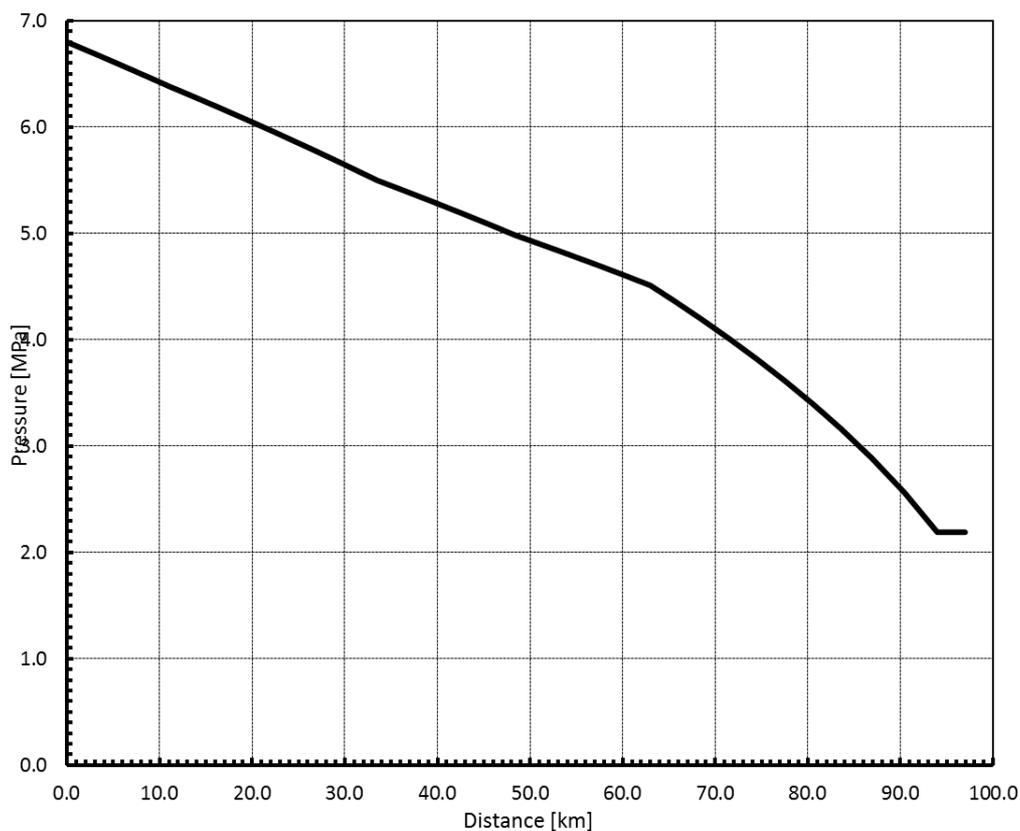


図 2.4-9 最大流送可能流量

Lima Technology Center	:66,000 Nm ³ /h (2043 年ベース)
First Philippine Industrial Park	:54,000 Nm ³ /h (2043 年ベース)
Calamba Power Station	:203,000 Nm ³ /h (2043 年ベース)
Laguna Industrial Area	:33,000 Nm ³ /h (2043 年ベース)
Sucut Power Station	:179,000Nm ³ /h (229,000Nm ³ /h – 50,000Nm ³ /h)

一方、Sucut Power Station で想定される発電量 700MW を満たすために、GS3 から Sucut までの口径を 24”とした場合の供給量は 635,000Nm³/h となる

(5) 施工仕様の検討

①高圧幹線パイプラインの接合（現地溶接部の品質基準）

現地で行うパイプラインの周溶接部の溶接品質は特に重要であり、溶接方法と検査基準に対して、ロケーションクラス及び、SA level の分類から、溶接方法と品質基準を以下のよう規定した。

ア) 【耐震部】 SA Level 2、3（ロケーションクラス 3、4）

耐震設計部における溶接方法は、日本の高圧幹線で実績のある全自動溶接（マグ溶接）にて行う。

溶接に使用する材料については、日本の規格にて製造された JIS 材を使用する。

現地溶接部における放射性透過試験の合格基準は、前述の JIS 規格による判定を適用するものとし、全数検査を実施する。この場合、気密試験を実施することとする。

イ) 【非耐震部】 SA Level 1（ロケーションクラス 2）

非耐震部における溶接方法は、被覆アーク溶接を適用する。

放射性透過試験の合格基準は、API による判定を適用するものとし、抜取率は、API で定める 15%以上とする。なお、放射性透過試験を抜取で行う場合は、耐圧試験を実施することとする。

②埋設深さと防護措置

パイプラインの埋設深さ指針は ANSI に定められている。表 2.4-9 に ANSI/ASME B31.8 における土被り深さの指針を示す。

表 2.4-10 埋設パイプラインの埋設深さの指針

ANSI/ASME B31.8 における土被りの規定				
位 置		土被り (inch)		
		通常掘削	岩盤掘削の場合	
			口径20inch 以下	口径20inch 以上
クラス1	パイプラインに沿った任意の1.6km 区間(幅は0.4km)で住居数が10以下の地区をいう。具体的には荒野、砂漠、山、牧草地、農地等が該当する。	24	12	18
クラス2	パイプラインに沿った任意の1.6km 区間(幅は0.4km)で住居数が10を超え46未満の地区をいう。具体的には町や市の外周地区、工業地帯等が該当する。	30	18	18
クラス3	パイプラインに沿った任意の1.6km 区間(幅は0.4km)で住居数が46以上の地区をいう。具体的には郊外の住宅発展地区、工業地帯が該当する。	30	24	24
クラス4	4階建て以上の高層建築物がほとんどを占めており、交通量が多く、ガス導管以外にも各種他埋設物が多くある地域をいう。			
公道・鉄道横断部(すべてのロケーションクラスについて)		36	24	24

上記指針を元に、現地調査及び道路管理者等へのヒヤリングを実施し、埋設深さを表 2.4-11 のように定めた。なお、高速道路上の ROW に関しては、将来の拡幅計画やクリアリングの状況が現時点では判断が困難のため、最低埋設深さを 1.2m とした。

また、高速道路 ROW 以外の箇所については、市街地中心若しくは市街地近傍への敷設となるため、他工事等によるパイプラインの損傷リスクを避けるため、防護鉄板を敷設することとした。

将来計画の PNR 沿線についても、将来の複線化工事や他埋設物の計画も予定されていることから、市街地と同様に防護鉄板を敷設する計画とした。

表 2.4-11 埋設パイプラインの埋設深さの設定

Part	Trunk Line			Distribution Line		
	Section1	Section2	Section3	Distribution 1	Distribution 2	Distribution 3
Location Class	3	2	3	3	3	3
Depth (m)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Protective plate	Need	None	None	Need	Need	Need

③埋戻し仕様

一般埋設部の標準的な掘削断面及び、埋戻し仕様を以下に示す。

埋設深さについては前述に標準埋設深さを規定している。但し、詳細設計時には道路管理者との協議や他埋設物との離隔を考慮して決定する必要がある。

また、埋戻しについても、道路管理者の指示に従い決定するが、下層路盤以下は、埋設管上の 30 cm までは、良質な砂にて埋め戻すこととする。なお、高速道路の ROW 以外の道路における埋め戻しの砂の上部には、防護鉄板を敷設する。

防護板上部より路盤までは、基本的に、掘削土（発生土）での埋め戻しを行い、下層路盤、上層路盤については、各道路構造（道路管理者の指示）を基本とする。

なお、埋め戻しの際は、道路の陥没を防ぐため、転圧作業を十分に行う。

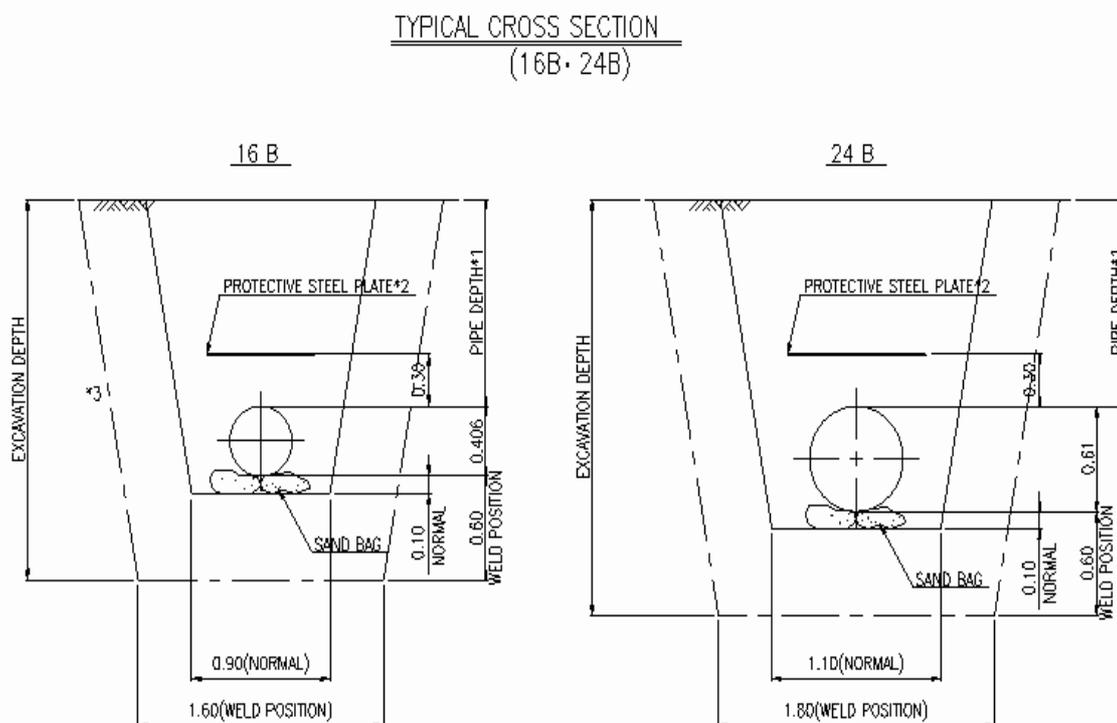


図 2.4-10 標準掘削断面

(6) ステーション設備

①各設備の役割

パイプラインには、測定、維持管理、緊急時の対応などを目的とした各ステーションを設置する。

以下に、各設備の役割、機能を示す。

ア) BVS (ブロックバルブステーション)

ガスパイプラインを維持管理するために、パイプライン網の中間地点に BVS を設置する。

BVS にはパイプラインの遮断装置として緊急遮断弁を設置するとともに、パイプラインの放散機能を持った放散装置（放散弁および放散塔）を設置する。

BVS でのパイプライン圧力、バルブの開閉状況については、パイプラインを集中管理する Center Station から 24 時間、監視・測定され、また緊急遮断弁等の遠隔操作を可能とする。

イ) GS (ガバナステーション)

Trunk-Line はガスの輸送能力を上げるために設計圧力 7.0MPa としているが、Distribution-Line の運用圧力までガスの圧力を下げる（減圧する）ために GS を設置する。

GS には減圧後の圧力を駆動源とする自力式圧力調整弁（ガバナ）を設置し、ガバナは万が一の故障時や定期点検時の連続供給に備えて 2 系統設置する。また、ガバナを正常に運転させるために、パイプライン中のダストを除去するフィルター、および減圧時の温度降下に備えた加温装置を設置する。

GS でのパイプライン圧力や各機器類の運転状況については、パイプラインを集中管理する Center Station から 24 時間、監視・測定を可能とする。

ウ) MS (メータリングステーション)

パイプラインの流送状況、需要家への供給状況を把握するために、各分岐部や需要家との取合地点近傍に MS を設置する。

MS には流量計を設置し、また、流量計を正常に維持管理するためにパイプライン中のダストを除去するフィルターを設置する。

MS でのパイプライン流量については、パイプラインを集中管理する Center Station から 24 時間、監視・計測を可能とする。

エ) GMS (ガバナメータリングステーション)：起点ステーション

Gas Supply Company との取合近傍に GMS を設置する。

GMS には、Supply Company からのガス取引流量を測定するための流量計を設置し、流量値の測定誤差や測定精度を把握するため、流量計は直列に 2 基設置する。また、Supply Company との取引用としてガスの組成、熱量を測定するための装置（ガスクロマトグラフや熱量計）もあわせて設置する。

更に、Supply Gas の圧力を当該パイプラインの運用圧力に減圧するための GS 機能を持った設備を設置する。GMS には、起点ステーションの機能としてパイプラインの維持管理に必要な検査ピグを走行させるためのランチャー設備を設置する。

GMS での各測定値、各機器の運転状況については、パイプラインを集中管理する Center Station から 24 時間、監視・測定を可能とする。

②系統図

Phase-1 の Process Flow Diagram を図 2.4-11 に示す。Phase-2 及び Future Option ルートに関

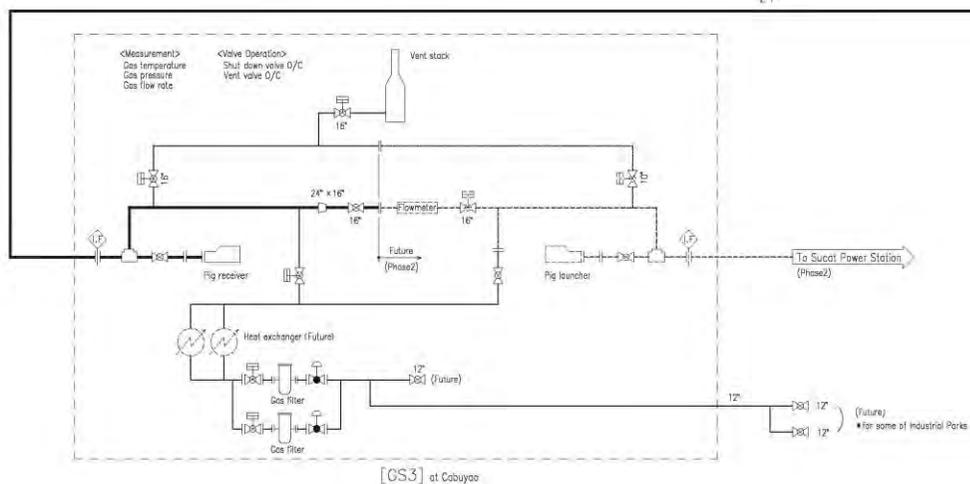
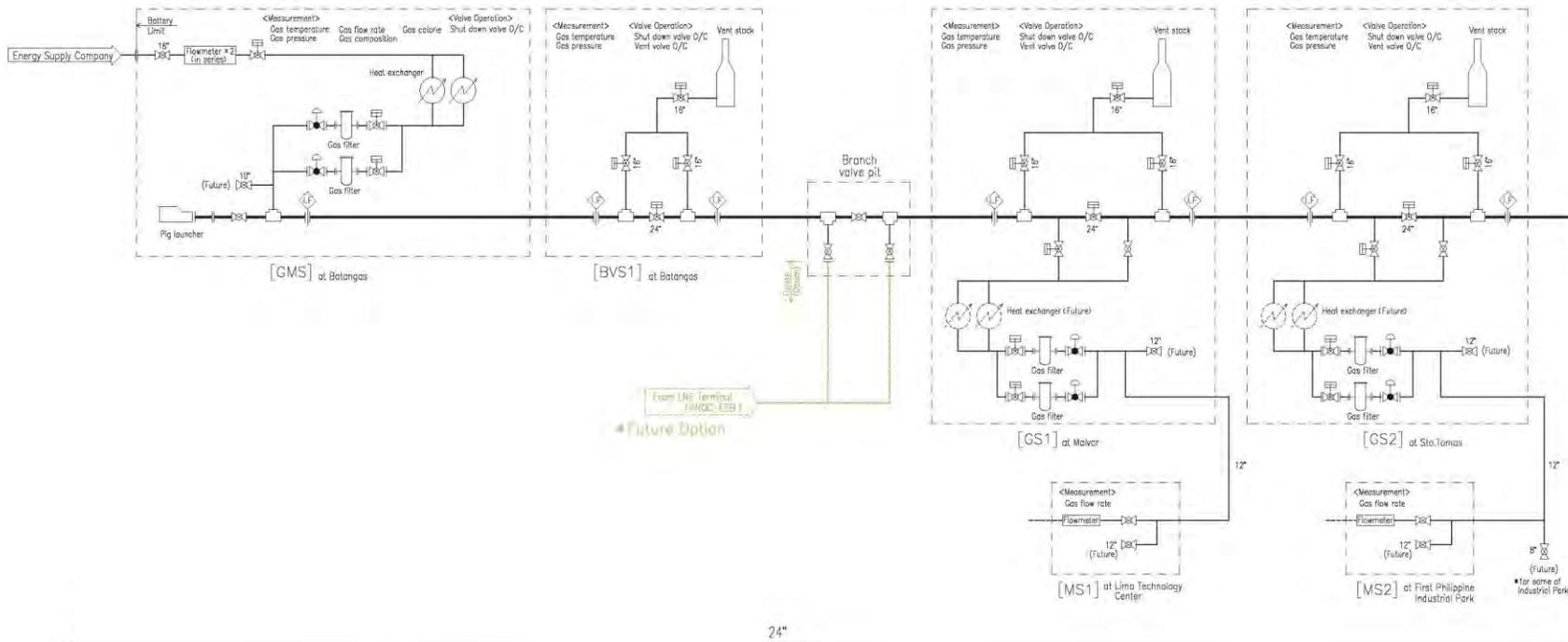
する系統図については、添付資料に示す。

③レイアウト標準図

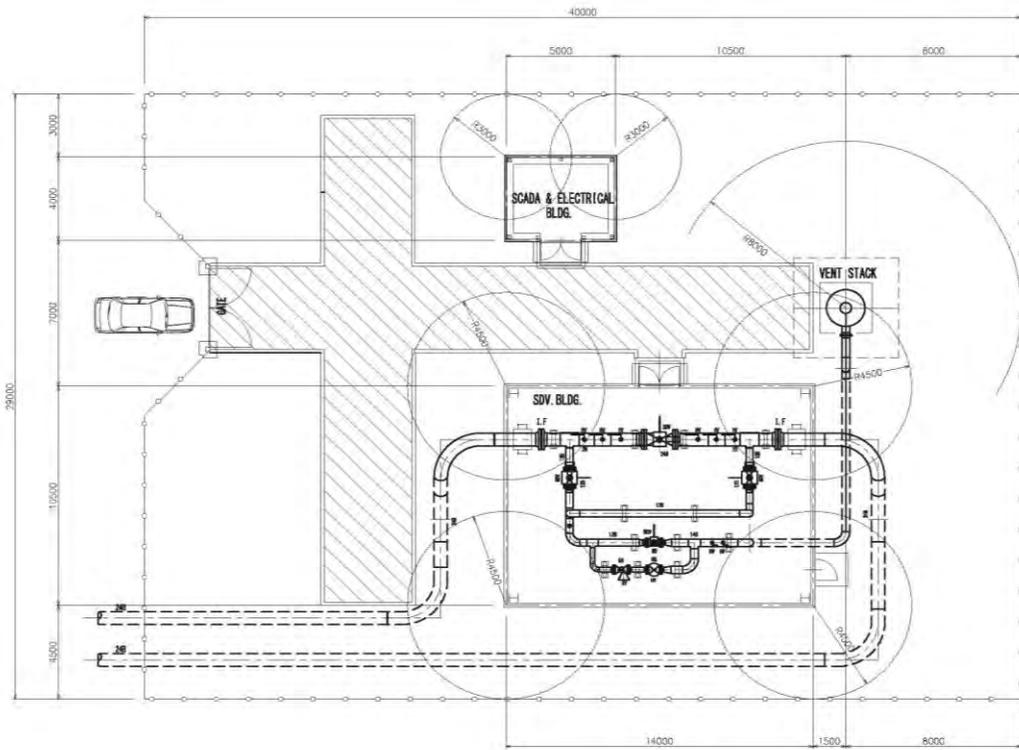
Phase-1 の各ステーション標準図 を図 2.4-12～図 2.4-16 に示す。Phase-2 に関する Sucat Power Station 設置の Metering Station (MS) 標準図は添付資料に示す。

- Block Valve Station (BVS1)
- Governor Station (GS1、GS2)
- Governor Station with PIG Launcher/Receiver Line (GS3)
- Governor & Metering Station with PIG Launcher Line (GMS)
- Metering Station (MS1、MS2)

BATMAN Pipeline – Process Flow Diagram (Phase1)



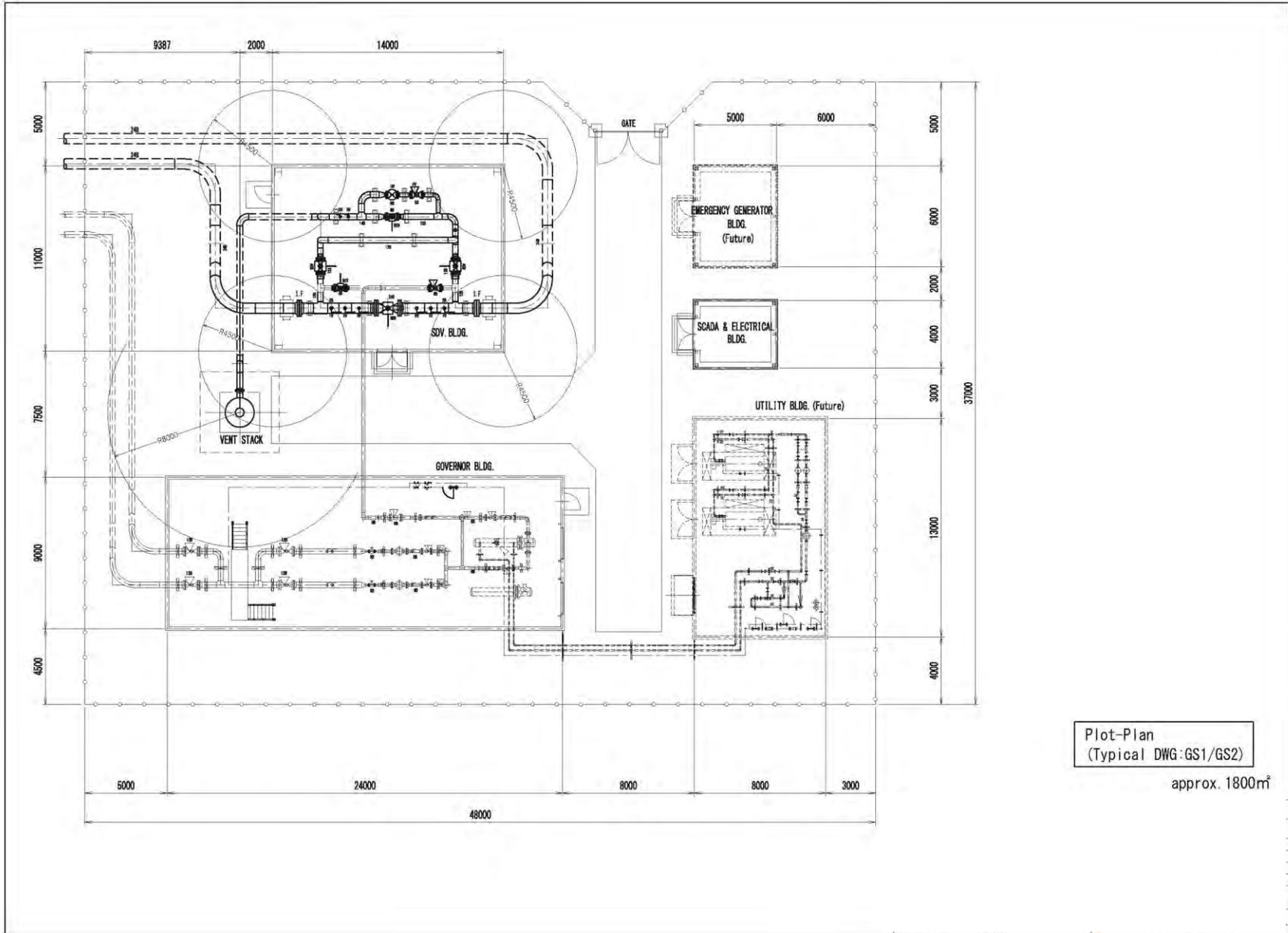
2.4-11 Process Flow Diagram [Phase1]



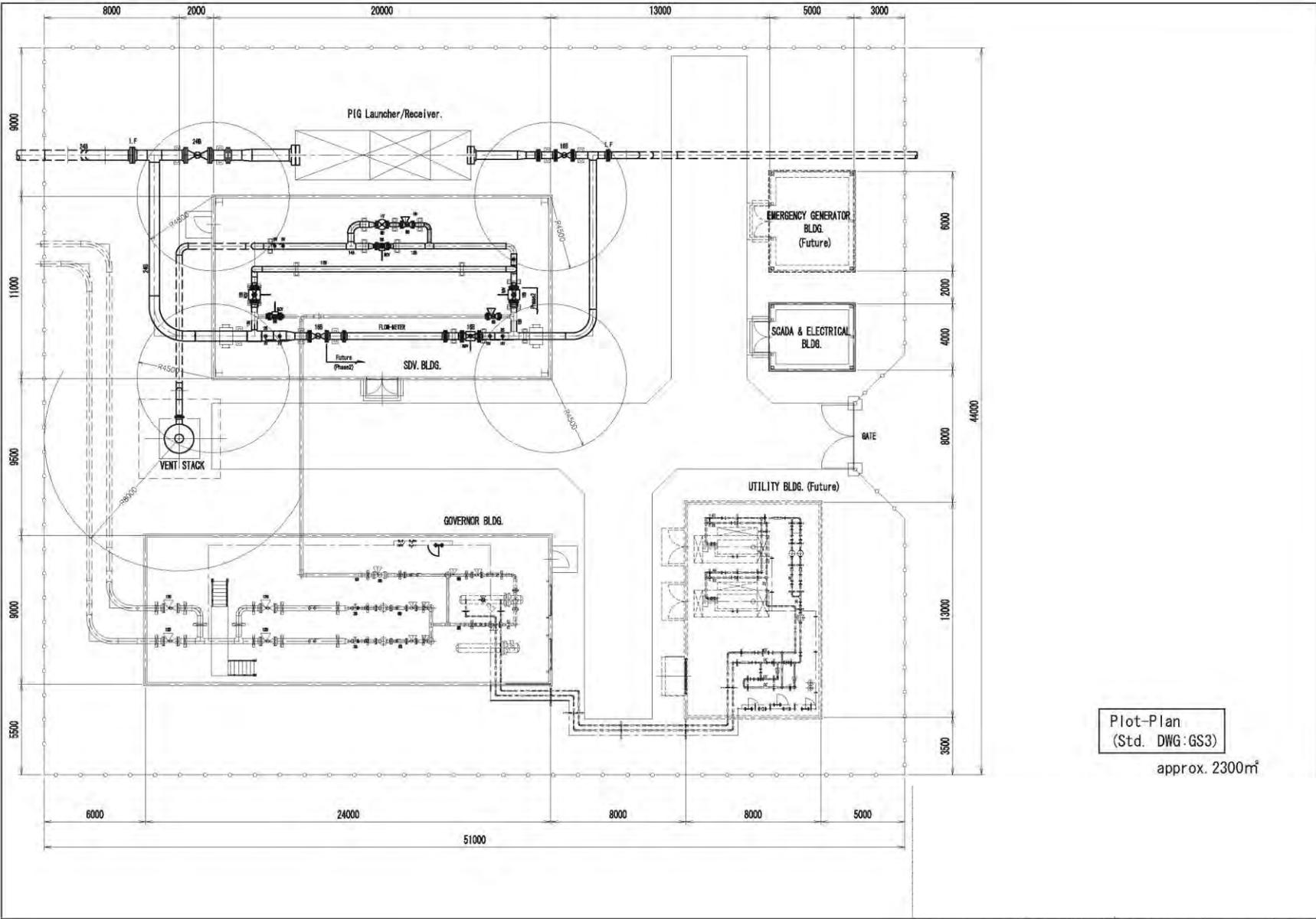
Plot-Plan
(Typical DWG:BVS)

approx. 1200m²

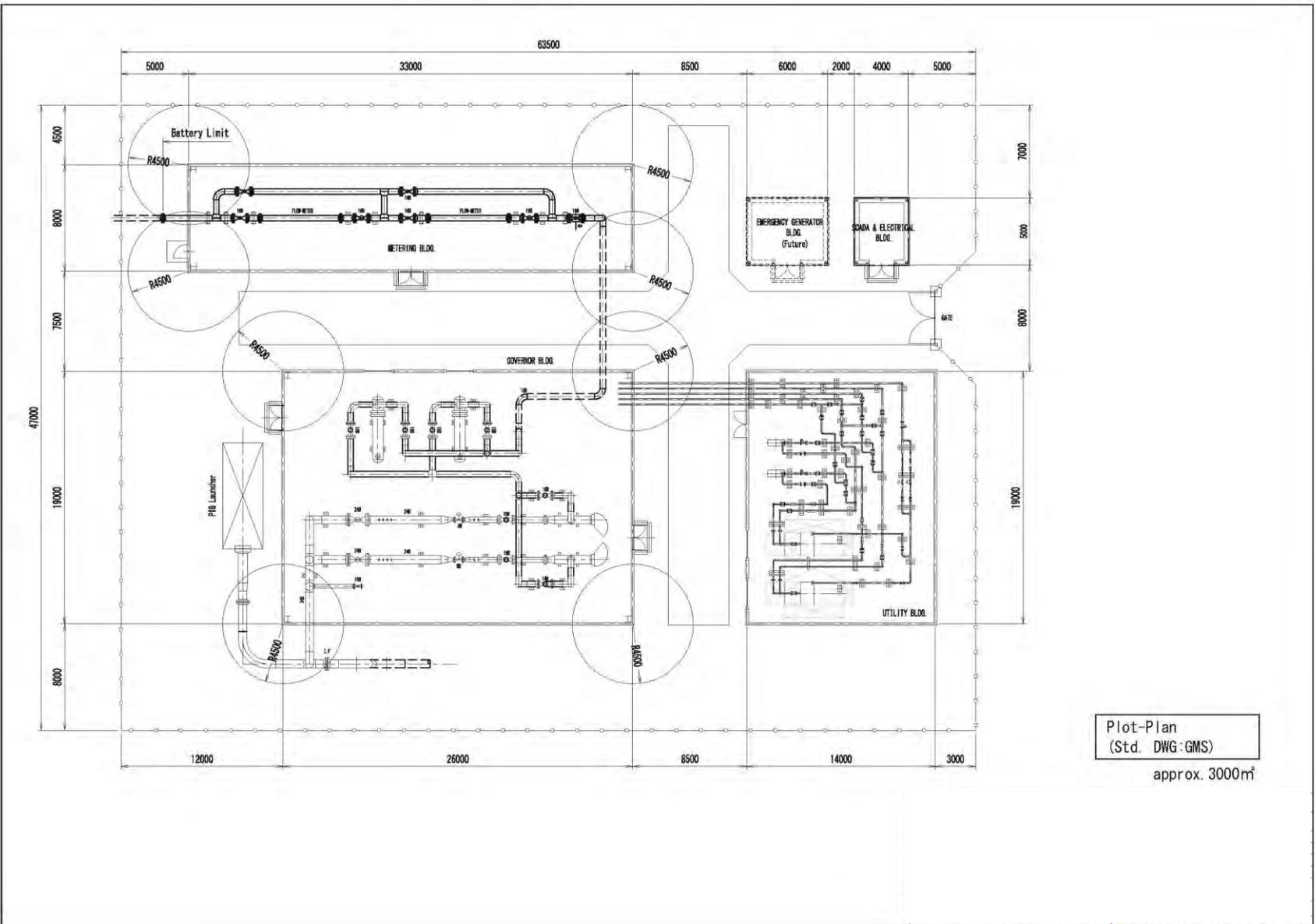
2.4-12 Typical Drawing of Block Valve Station (BVS1)



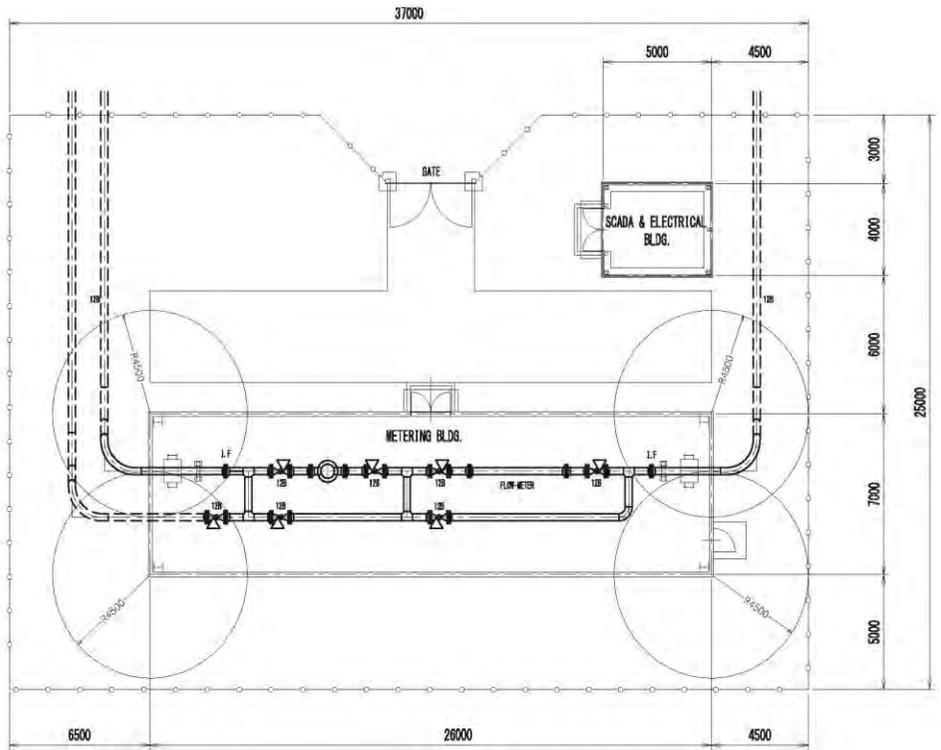
2-4-13 Typical Drawing of Governor Station (GS1,GS2) [Phase I]



2-4-14 Typical Drawing of Governor Station with PIG Launcher/Receiver Line (GS3) [Phase1]



2-4-15 Typical Drawing of Governor & Metering Station with PIG Launcher Line (GMS) [Phase1]



Plot-Plan
 (Std. DWG:METERING STATION)
 approx. 1000m²

☒ 2.4-16 Typical Drawing of Metering Station(MS1,MS2) [Phase1]

尚、ステーションの建屋・鉄塔については、以下の点に留意して建設することとする。

- 屋根構造だけのトップライト構造とする。建屋の設計は比国の建築基準に準じるが、屋根材の剥離防止対策(下地鉄骨材の間隔を小さくする)などを行い台風への対策を講じることとする。
- 鉄塔などの設計基準は、比国の National Structural Code of the Philippines (NSCP) 2010 を適用する。今回のプロジェクトエリアは ZONE II (V=200km/h)に属しているが、今回の台風被害をふまえて基準の改訂が検討されていることから、改訂を先取りし現行のビサヤ地方並みの規準風速 250Km/h を提案する。

(7) SCADA システム

①SCADA システム

SCADA とは、Supervisory Control And Data Acquisition の略であり、監視と制御を行うシステムである。

通常以下の主なアイテムにより構成される。

ア) MTU (Master Terminal Unit)

MTU (主監視制御端末装置) は、監視制御局 (中央基地局) に設置され、SCADA システムの中核となる装置で、RTU (遠隔端末装置)からのデータを収集、及び RTU へのコマンドを送信する。

イ) HMI (Human Machine Interface)

MTU と共に監視制御局に設置される装置で、対象システムのデータをオペレータに表示し、オペレータがシステムを監視／制御できるようにする装置である。

ウ) RTU (Remote Terminal Unit)

遠隔局に設置されたセンサと接続し、センサの信号や各種ステータスを中央基地局の MTU に送る装置である。また、MTU からのコマンドにより、外部装置を制御する機能を合わせ持つ装置である。

エ) 通信媒体

監視制御局と遠隔局を接続する通信媒体であり、通信回線の種別や通信方式については、専用目的の有線・無線回線、公衆通信回線や携帯電話網の利用、及び衛星通信回線等、種々の方式がある。

②BATMAN におけるシステム概要

ア) 監視制御システム「SCADA」

SCADA における基本的な概念を図 2.4-17 に示す。

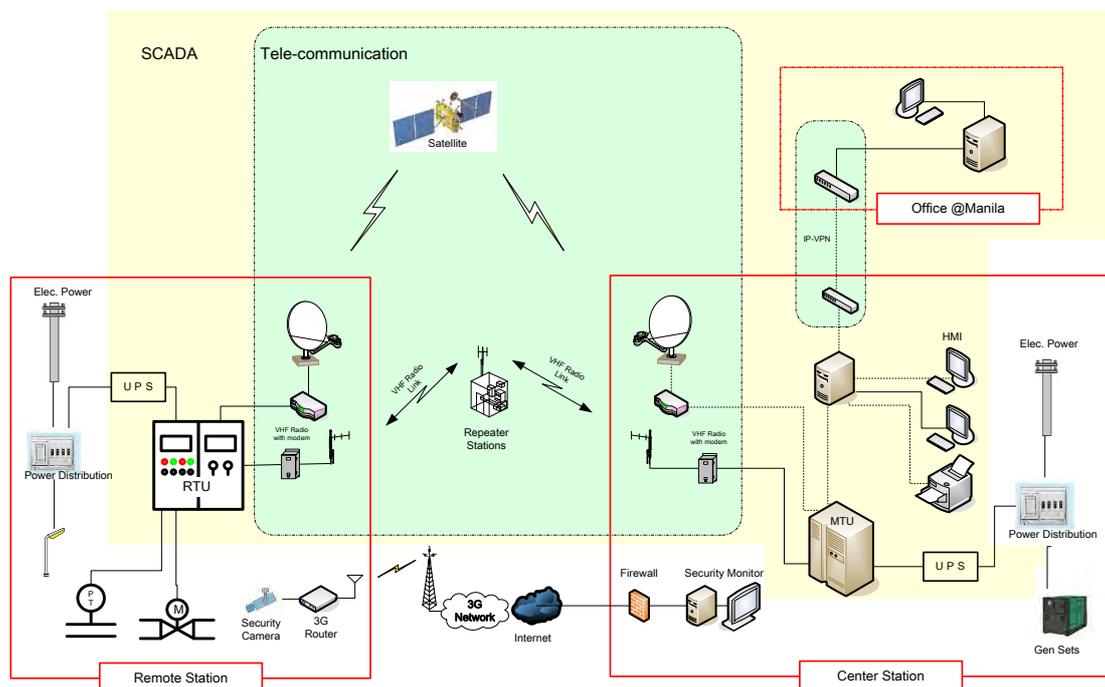


図 2.4-17 SCADA 概要図

イ) 監視・制御

ガスパイプライン施設における SCADA システムは、パイプラインを安全、かつ効率的な運転を遂行するため、施設の運用と保守に必要なデータを通信媒体によって伝送し、監視制御局によって、遠隔監視、遠隔制御を行う。

制御及び監視は、各ステーション（GMS、BVS、GS、MS）からの以下の情報を伝送する。

- ガス流量
- ガス圧力
- ガス温度
- 外部電源装置の防食電流

パイプラインのガス漏洩など緊急時には、遠隔操作にて遮断弁、放散弁の開閉が可能となる。

本システムの全体イメージを図 2.4-18 に示す。

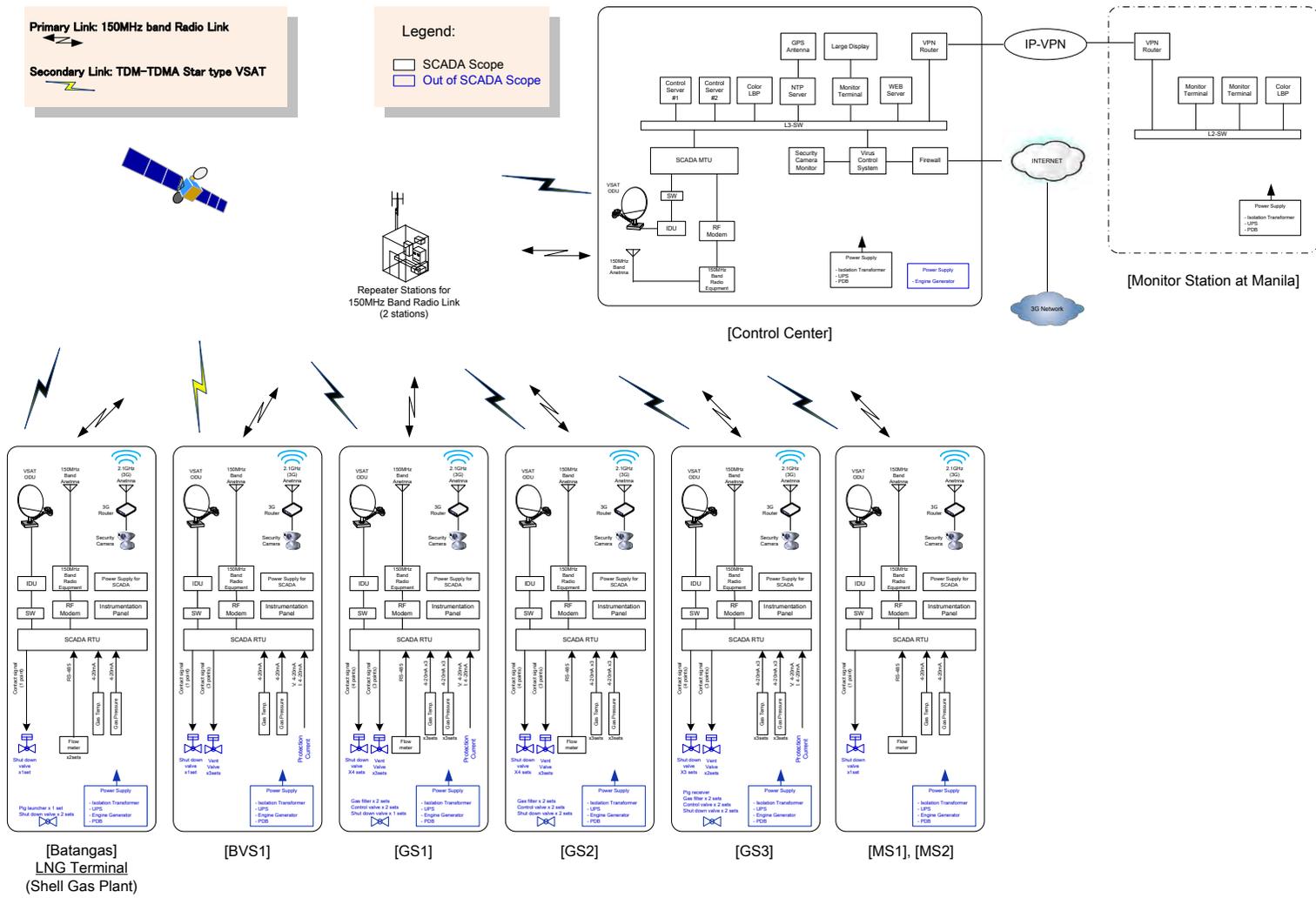


図 2.4-18 SCADA システム全体イメージ図

③通信回線

通信回線の種別や通信方式については、専用目的の有線・無線回線、公衆通信回線や携帯電話網の利用、また、衛星通信回線等種々の方式がある。伝送情報量・伝送速度・伝送の信頼性・使用環境・実現性・経済性等について通信環境と使用条件等を考慮し検討した結果、主回線を VHF 無線回線、副回線を VSAT 衛星回線とすることが適切であると判断した。

ア) 通信回線比較

以下に、通信回線比較検討結果を示す。

表 2.4-12 通信回線比較

CASE	A1	A2	A3	A4	A5	
シングル/ダブル	シングル	シングル	シングル	ダブル	ダブル	
ダブル	メイン	Fiber Optic Link	Satellite Link	Radio Link	Radio Link	Satellite Link
	バックアップ	—	—	—	Satellite Link	Radio Link
コスト	× (非常に高価)	△ (中程度)	○ (安価)	△ (中程度)	△ (中程度)	
メリット	-高速通信が可能 -カメラも接続可能	比較的高速な監視制御が可能	自営回線で高信頼性	高信頼なVHF回線に加え、手軽な衛星回線にて二重化することで、より高い信頼性が確保可能。メイン回線を高信頼なVHF回線にすることで、制御シーケンスがシンプルになる。	-回線を二重化することで、より高い信頼性が確保可能 -衛星回線確立時は、データ収集時間が早くなる。	
デメリット	-初期費用が高価 -保守費用が高価	-降雨時等の通信断 -運用コストが発生	-低速な通信速度 -VHF中継局が必要な場合、土地収用が必要	-VHF中継局が必要な場合、土地収用が必要 -運用コストが発生	-VHF中継局が必要な場合、土地収用が必要 -運用コストが発生 -メイン回線が降雨等で通信断が有り得るため、制御中の回線断などを検討する必要がある、より複雑な制御シーケンスになる。	
判定	×	△	△	◎	○	

イ) VHF 無線回線

BATMAN1 におけるメイン回線とする VHF 無線回線の基本諸元は、SCADA システムの基本要件及び回線二重化のバックアップ回線の仕様を考慮し、次のとおりとする。

VHF 無線回線の基本諸元

- 周波数帯： 150MHz 帯
- 送信出力： 1W / 10W
- 伝送速度： 1200 bps

なお、基本ルート及び延伸計画、将来オプションを含めて、VHF 無線回線の有効性を検討した。

基本計画 (Batangas~Cabuyao) の場合、途中に 2 局の中継局の建設が必要となる。更に、ガスパイプラインの延伸計画 (~Sucat)、将来オプション (PNOC-ESB~) が建設される場合には、それぞれ 1 局のクロス中継追加が必要となる。

ウ) VSAT 衛星回線

本プロジェクトにおいてバックアップ回線となる VSAT 衛星回線の基本諸元は、SCADA システムの基本要件及び回線二重化のメイン回線の仕様を考慮し、以下のとおりとする。

VSAT 衛星回線の基本諸元

- 多重方式 : TDM
- 多元接続 : TDMA
- トポロジー : Gatewaysuta-スター型
- TDM CH 伝送速度 : 32 kbps
- TDMA CH 伝送速度 : 32 kbps

本パイプラインにおけるネットワーク接続図を図 2.4-19 に示す。

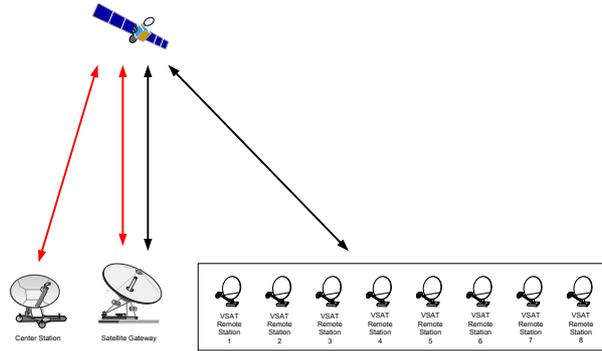


図 2.4-19 VSAT ネットワーク接続図

エ) セキュリティ

本パイプラインは重要なインフラ設備であり、安定したガスの連続供給が要求される。各ステーションは地上に露出した設備であるため、盗難、悪戯対策が必要であると同時に、緊急時には迅速な連絡体制を整えることも必要であり、セキュリティに関しては、以下を比較検討し、カメラ監視、及び、24 時間対応のガードマンを配置することとした。

表 2.4-13 セキュリティ対策比較検討表

CASE		B1	B2	B3	B4
セキュリティ	カメラ監視	あり	あり	なし	なし
	ガードマン	あり	なし	あり	なし
コスト		△	○	○	—
メリット		最も安全な対策となる	-犯罪抑止効果が期待可能 -証拠の記録が可能	監視カメラよりも犯罪抑止効果が高い	—
デメリット		監視カメラの設備費用及び通信費用、並びにガードマンの人件費がかかる	カメラの死角に対し、対策の遅れが懸念される	—	常にVandalismの危険に脅かされる
判定		◎	△	○	×

カメラ監視システムの構成イメージを図 2.4-20 に示す。

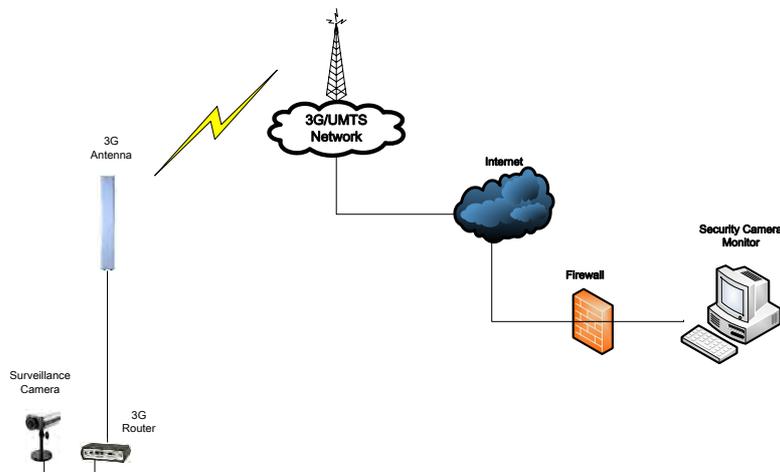


図 2.4-20 カメラ監視システム構成イメージ

(8) 電気防食設備

高圧ガスパイプラインは、腐食（自然腐食、電食、他工事による損傷等から）の進行を防ぐために、長期的な防食状態を維持する必要がある。

BATMAN1 は全体規模が大きく、市街地での埋設部も多くあるため、電気防食の方法は、防食状態を総合的に監視可能な「外部電源方式」を適用する。

外部電源法のメリットは以下が挙げられる。

- 防食効果範囲が広い大規模な管路の防食に適している。
- 防食電流調整が可能である。
- 環境変化に追従できる。

①基本仕様

防食設備の仕様、電極の設置位置、及び、外部電源の基本仕様を以下に示す。

なお、土壌抵抗率については、現段階では想定値であり、詳細設計段階において、測定及び分析が必要である。

図 2.4-21 に、外部電源方式の概要を示す。

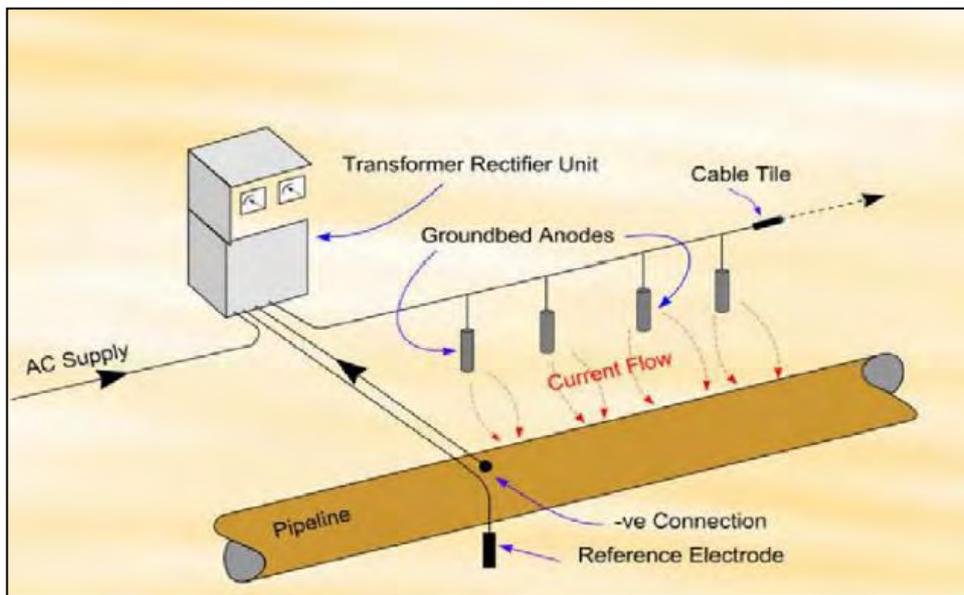


図 2.4-21 外部電源方式 概要図

②設計概要

ア) 防食対象

Pipe Size	Total Length
24inch (Trunk Line)	65.7km (Trunk Line)
12inch (Distribution Line)	10.7km (Distribution Line)

イ) 防食方式

酸化物被覆電極（MMO 電極）を使用した電極装置による外部電源方式とする。

ウ) 電気防食装置の配置

電気防食装置の配置概要を図 2.4-22 に示す。

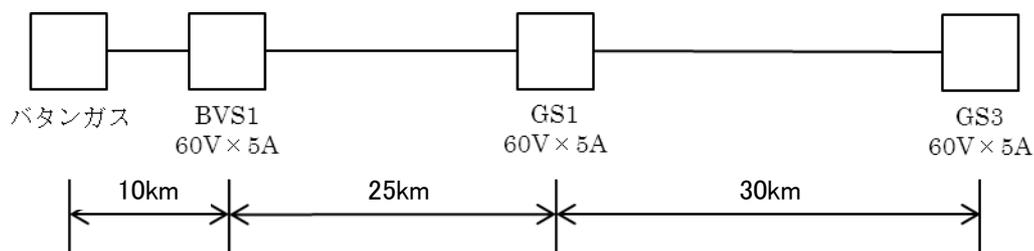


図 2.4-22 電気防食装置の配置計画

③設計条件（外部電源方式）

防食対象施設の両端は絶縁フランジにより絶縁されるものとする。

- ア) 設計寿命 : 40 年
- イ) 土壌抵抗率 : 30000 $\Omega \cdot m$ (仮定値)
- ウ) 適用温度 : 常温
- エ) 塗覆装 : ポリエチレンライニング
- オ) 塗膜抵抗 : 10000 $\Omega \cdot m^2$

④防食基準電位

防食対象施設の管対地電位を飽和硫酸銅照合電極基準で $-850mV$ より負の値とする。

⑤防食設備構成

防食設備は、直流電源装置および電極装置を主要構成機器とする。

ア) 直流電源装置

本装置は、長期連続使用に耐え得るよう、耐候性および耐食性を考慮したシリコン整流器であり、鋼製筐体内に配電盤、変圧器およびシリコン素子等を収納したものである。配電盤には運転監視に必要な計器（電圧・電流計）、電圧切替機器等が設置される。

日本国内における電気防食装置の設置例を図 2.4-23 に示す。



図 2.4-23 電気防食装置の設置 (例)

イ) 電極装置

本装置は、電流分布の良化および陽極干渉の低減を考慮して電極を土中深く設置する深埋電極装置であり N S T 電極を鋼製ケーシング管の内側に収納し、バックフィルを充填して、電極と鋼製ケーシング管を電氣的に一体化させたものである。電極は、チタン基体に白金族金属酸化物を被覆した高耐久性の電極で、電極の形状変化がなく軽量で取扱いが容易である。また、電極リード線は電極近傍の過酷な化学的環境に耐え得るように、ふっ素樹脂絶縁ポリエチレンシースケーブル (FEP/PE) を使用する。

(9) ピグランチャー／レシーバー設備

パイプラインの建設完了後、試運転を行うまでにパイプライン全線のピグクリーニングの実施と、供用開始後の定期的なインテリジェントピグによる健全性確認 (例: 図 2.4-24) の必要性を考慮し、ピグランチャー・レシーバー設備を当計画に含める。ピグランチャー・レシーバー設備は将来計画の BATMAN2 等を考慮し過般式とする。24 インチ用ピグランチャーラインは Phase-1 ルートの高圧幹線始点部の GMS 内に、24 インチ用ピグレシーバーラインは高圧幹線終点部の GS3 内に設置する。また、GS3 内には Phase-2 ルートの高圧幹線を考慮した 16 インチ用ピグランチャーラインも当計画に含める。



図 2.4-24 インテリジェントピグによる健全性確認 (例)

2.4.2 ルート選定

調査開始当初の高圧幹線パイプライン（Trunk Line）ルートは前回調査（2012年）において報告している Batangas City の新設 LNG 受入基地から Sucat Power Station までの約 105.2km であった。しかし、今回の需給調査結果により図 2.4-25 に示すとおり高圧幹線パイプラインルートを下記の様に 3 つに大別し調査した。

- ①Batangas City の Energy Supply Company から Cabuyao City までを Phase-1 ルート：約 65.7km（図 2.4.2-1 の赤線）
- ②Cabuyao City から Sucat までを Phase-2 ルート：約 29.1km（図 2.4-25 の緑線）
- ③Mabini Municipal の将来的な LNG 受入ターミナルの候補地となる PNOC-ESB から Phase-1 ルートへアクセスする Lipa City までを将来オプションルート：約 33.8km（図 2.4-25 の紫線）

また、Phase-1 ルートとして Batangas City から Cabuyao City までの、下記に示す 2 つの日系工業団地と 1 つの工業団地エリアへの供給ライン（Distribution Line）を調査した。（図 2.4-25 の青線）

- Lima Technology Center（以下：LTC）
- First Philippine Industrial Park(Future plan)（以下：FPIP（Future plan））
- Laguna Industrial Area（以下：LIA）

今回の調査では、下記の前提条件と予備調査（2012年）の結果を基本とし、設置環境・経済性・工期・施工性・維持管理性などを考慮し、以下の点を留意してパイプラインルートを選定した結果、Phase-1 ルートのうち高圧幹線パイプラインルートについては、LNG 受入基地との取り合い箇所以外は予備調査（2012年）で選定したルートとなった。（供給ラインについては予備調査（2012年）では調査対象外）

- 土地利用の現況と将来計画
- 用地取得の難易度
- 埋設物および構造物の現況と将来計画
- 施工方法の制約
- 道路、鉄道、河川横断等の現況と将来計画
- 道路管理者へのパイプライン占有（ROW）許可の可能性確認
- 施設管理者への選定ルート上における既設埋設物（水道・電気など）情報の確認
- First Philippine Industrial Corporation(以下:FPIC)保有の White Oil 配管(口径:14inch) と Black Oil 配管(口径:16inch) 2 条配管 ROW の利用性確認

以下に、Phase-1 ルートの調査結果について述べる。（その他については添付資料に示す）

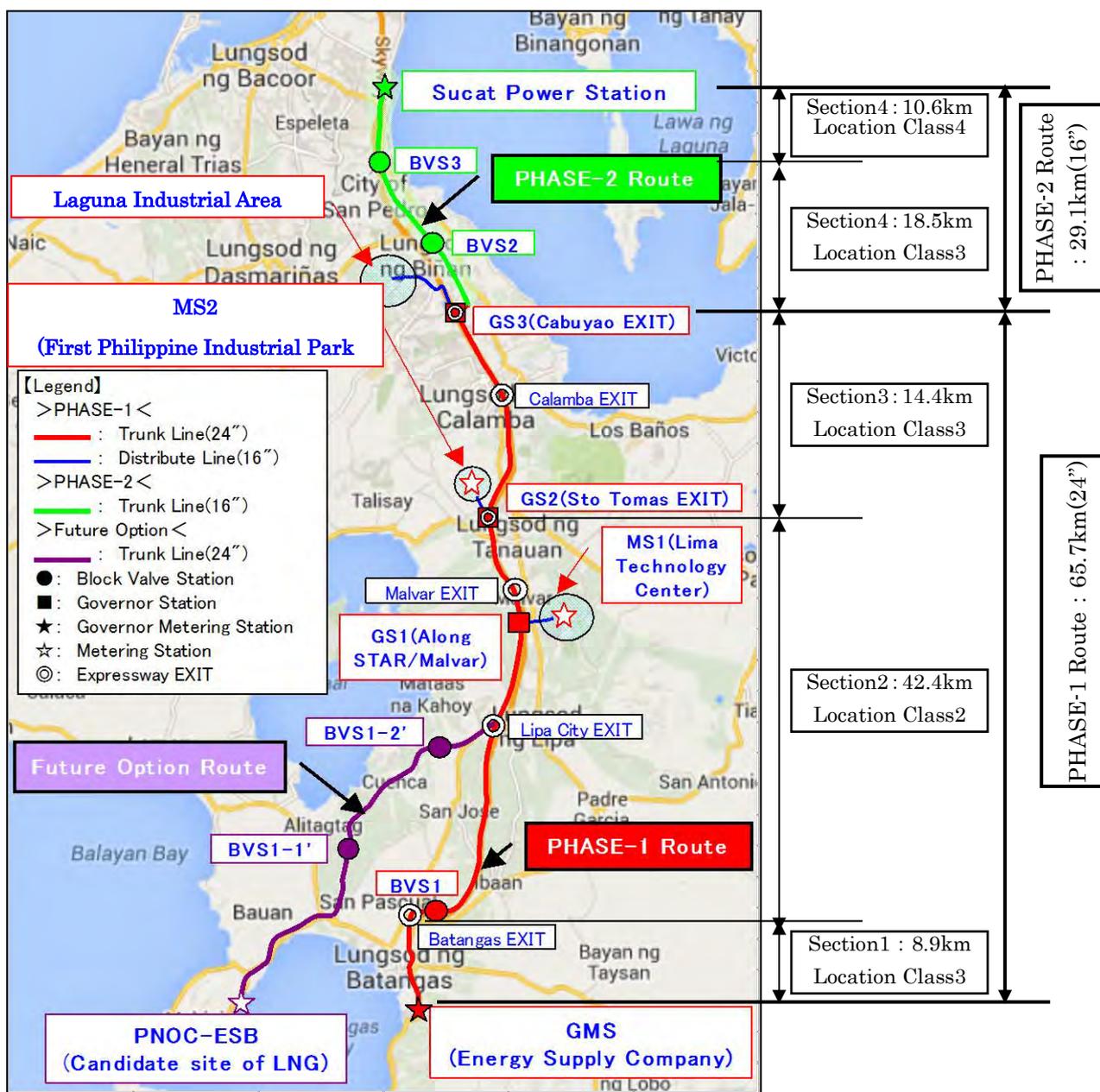


図 2.4-25 ルート調査範囲

(1) 円借款スコープとするパイプラインルート (Phase-1)

Phase-1 ルートを下記の様に区分けする。

- ・ Section 1 (Trunk Line) : Btangas 市街地 (GMS@Energy Supply Company ~ Batangas EXIT)
- ・ Section 2 (Trunk Line) : Southern Tagalog Arterial Road (以下 : STAR) 高速道路沿い (Batangas EXIT ~ GS2@ Sto Tomas EXIT)
- ・ Section 3 (Trunk Line) : South Luzon Expressway (以下 : SLEX) 高速道路沿い (GS2@Santo Tomas EXIT ~ GS3@Cabuyao EXIT)

- Distribution Line1 : LIMA Technology Center 向け (GS1～MS1)
- Distribution Line2 : First Philippine Industrial Park(Future plan)向け (GS2～MS2)
- Distribution Line3 : Laguna Industrial Area 向け (GS3～)

①Section 1 (Trunk Line) の調査結果

Batangas City 内の天然ガス供給元 (Energy Supply Company) 敷地内 GMS から STAR 高速道路の Batangas EXIT までの区間 8.9km を Section 1 の選定ルート (図 2.4-26 の赤線) とする。ルートは、Energy Supply Company～National Highway までの Barangay Road : 1 km (Batangas City 管理) と昼間交通量が多く (夜間交通量は少ない)、沿線に特殊部となる河川横断部 2 箇所と大型ショッピングモールが存在する Batangas EXIT までの National Highway : 7.9km (DPWH Batangas 2nd District 管理) となる。パイプライン敷設方法は、昼間施工時における交通渋滞による周辺地域への影響を考慮すると夜間の一般開削工法とする。

パイプライン占有 (ROW) 許可の可能性について、道路管理者へ確認した結果、当 Feasibility Study (以下 : FS) 時においては問題ない。しかし、詳細な占有位置については詳細設計時に道路管理者と最終確認が必要となる。ルート上の既設埋設配管について調査した結果、水道配管 (Batangas City Water District 管理)、オイル配管 2 条 (FPIC 所有) 及び通信ケーブル (PLDT、GLOBE、SMART) の既設埋設配管が存在する。代替ルート (図 2.4-26 の水色線) について調査した結果、商業・住宅が密集した中心街 (図 2.4-26 の緑色円部) を通過するため、選定ルート以上の施工時交通渋滞が予測される。Section 1 は ANSI/ASME B31.8 に基づき Location Class3 とする。



図 2.4-26 調査結果 (Section 1)



【Barangay Road 風景】



【河川横断部（特殊部）】



【National Highway 風景】



【National Highway（夜間）】



【Urban Area (Alternative)】



【Urban Area (Alternative)】

②Section 2 (Trunk Line) の調査結果

STAR 高速道路沿いの Batangas EXIT から Sto Tomas EXIT 付近の GS2 までの区間 42.4km を Section 2 の選定ルート（図 2.4-27 の赤線）とする。ルートの特徴として、特殊部となる河川横断部 9 箇所、道路横断部 6 箇所が存在する。その他に料金所横断部 4 箇所、IC・SA 横断部 6 箇所及び Over Pass 橋梁部 21 箇所が存在する。また、対面通行区間の Batangas EXIT ～Lipa EXIT 間では 2 車線拡幅工事が一部行われている。

パイプライン占有 (ROW) 許可の可能性について、道路管理者 (STAR Tollway Corporation) へ確認した結果、当 FS 時においては問題ない。また、占有位置については協議の結果、マニラ方向車線側の園地部を基本案とする。しかし、拡幅工事中であるため詳細な占有位置について詳細設計時に道路管理者との最終確認が必要となる。パイプライン敷設方法は予備調査 (2012 年) 時提案の中央分離帯をパイプライン占有とした Spread 工法から昼間の一般開削工法とする。また、着工前の伐採が必要となる。

Section 2 は ANSI/ASME B31.8 に基づき Location Class2 とする。

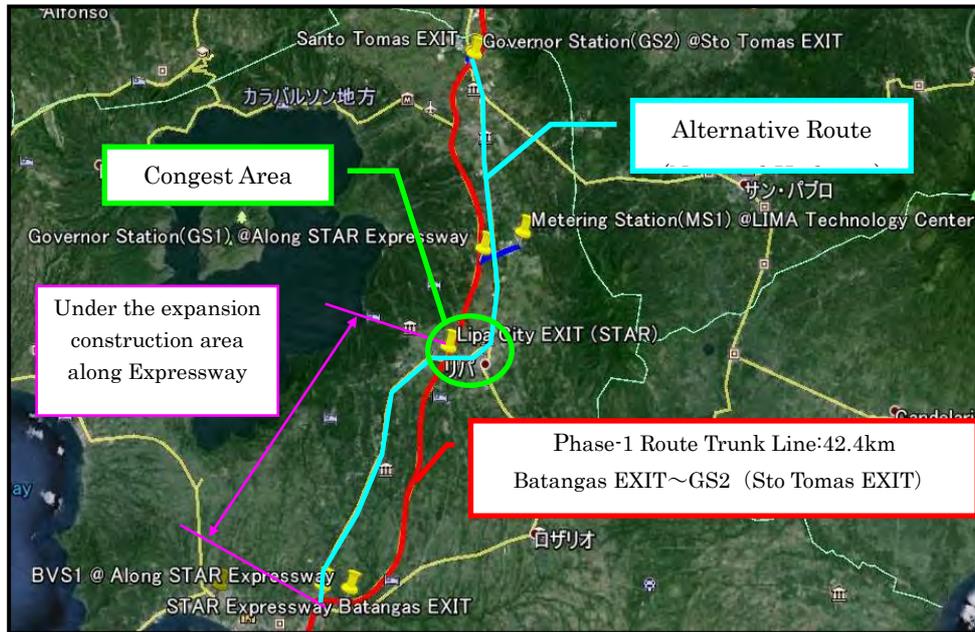


図 2.4-27 調査結果 (Section 2)



【車線拡幅工事】



【車線拡幅工事 (橋梁)】



【予備調査 (2012年) ・ FS (2013年) ROW 計画位置】



【河川横断部 (特殊部)】



【Urban Area @ Lipa city(Alternative)】



【Urban Area @ Lipa city(Alternative)】

③ Section 3 (Trunk Line) の調査結果

SLEX 高速道路沿いの Sto Tomas EXIT 付近の GS2 から Cabuyao EXIT 敷地内の GS3 までの区間 14.4km を Section 3 の選定ルート（図 2.4-28 の赤線）とする。ルートの特徴として、特殊部となる河川横断部 12 箇所、道路横断部 5 箇所が存在する。その他に料金所横断部 2 箇所、IC・SA 横断部 4 箇所及び Over Pass 橋梁部 10 箇所が存在する。

パイプライン占有（ROW）許可の可能性について、道路管理者（SOUTH LUZON Tollway Corporation）へ確認した結果、当 FS 時においては問題ない。また、占有位置については協議の結果、マニラ方向車線側の園地部を基本案とする。しかし、拡幅工事を計画しているとの情報があり、詳細設計時にパイプライン占有（ROW）位置の最終確認が必要となる。照明用、カメラ用ケーブル以外の既設埋設配管は存在しない。パイプライン敷設方法は、昼間の一般開削工法とする。また、着工前の伐採が必要となる。

代替ルート（図 2.4.28 の水色線）について調査した結果、一部商業・住宅が密集した地域（図 2.4-28 の緑色円部）を通過するコンクリート舗装厚 23cm の National Highway が代替ルートとなるため、選定ルート以上の施工時交通渋滞と施工進捗低下が予測される。

Section 3 は ANSI/ASME B31.8 に基づき Location Class3 とする。

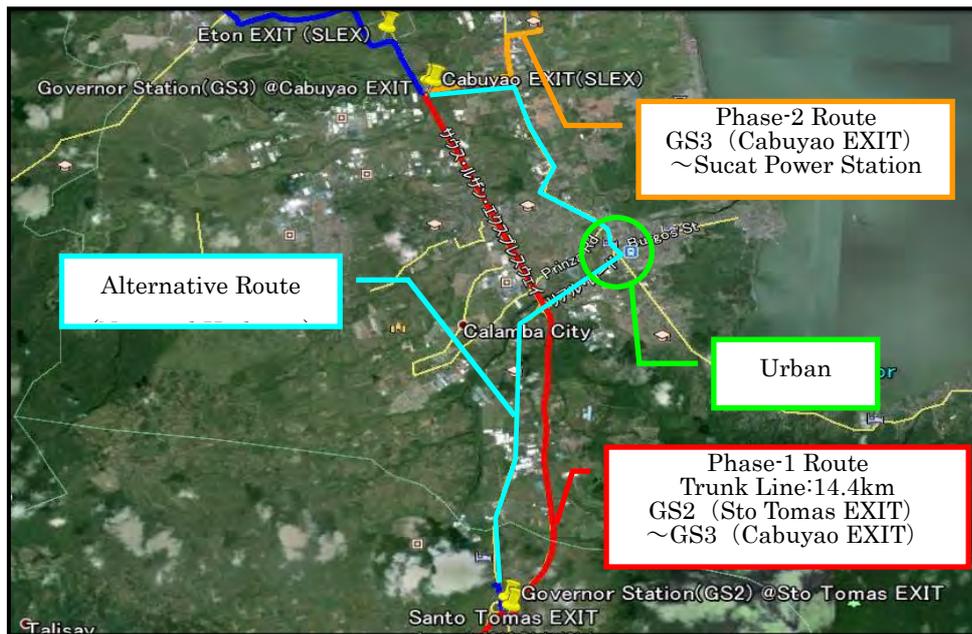


図 2.4-28 調査結果 (Section 3)



【ROW 計画位置 (Calamba 付近)】



【ROW 計画位置 (Cabuyao 付近)】



【ROW 計画位置 (Over Pass 部)】



【河川横断部 (特殊部)】



【Urban Area @ Calamba (Alternative)】



【Urban Area @ Calamba (Alternative)】

④Distribution Line1 の調査結果

STAR 高速道路沿いの GS1 (Malvar Municipality) から Lima Technology Center (以下:LTC) 内の MS1 までの区間 2.2km を Distribution Line1 の選定ルート (図 2.4-29 の青線) とする。ルートは、道幅が狭く沿線上に特殊部となる河川横断部 2 箇所と商店街が存在する Barangay Road : 2.13km (Malvar Municipality 管理) と National Highway (DPWH Batangas 3rd District 管理) : 0.07km となる。特徴として National Highway と Barangay Road 交差部に Tricycle (三輪タクシー) 駐車場と商店がある。パイプライン敷設方法は、交通渋滞による周辺地域への影響と Malvar Municipal Engineer のアドバイスを考慮して夜間の一般開削工法の適用を前提とした。パイプライン占有 (ROW) 許可の可能性について、道路管理者へ確認した結果、当 FS 時においては問題ない。しかし、詳細な占有位置については詳細設計時に道路管理者との最終確認が必要となる。ルート上の既設埋設配管について調査した結果、水道配管 (Metro Lipa Water District 管理) とオイル配管 2 条 (FPIC 所有) が存在する。National Highway 沿いには通信ケーブル (GLOBE、SMART) の既設埋設配管が存在する。

代替ルート (図 2.4-29 の水色線) について調査した結果、STAR 高速道路の Malvar EXIT から National Highway をルートとする約 5 km となり、パイプライン延長が選定ルートより長くなる。

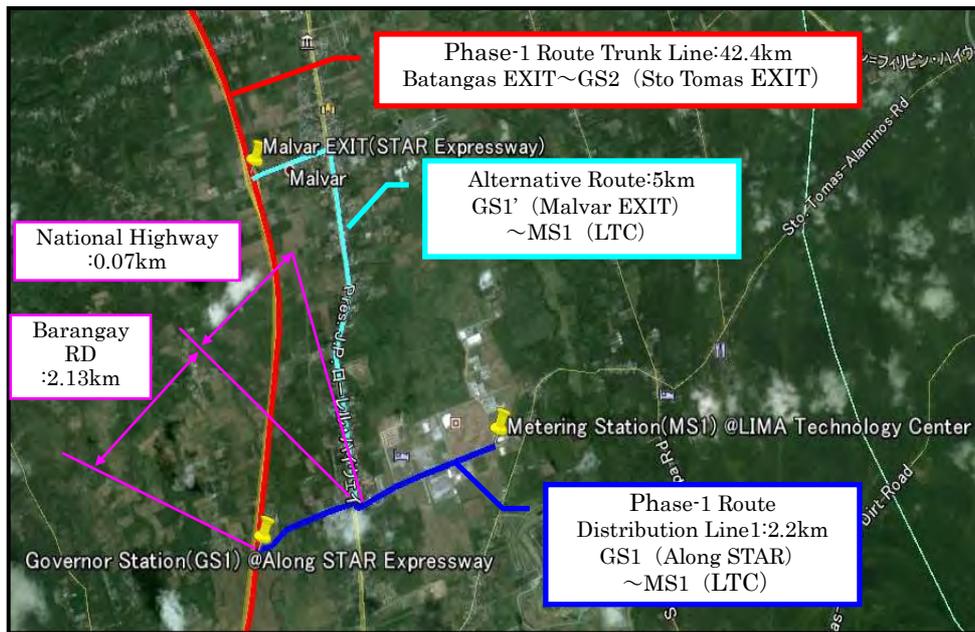


図 2.4-29 調査結果 (Distribution 1)



【National Highway (夜間)】



【Barangay Road (昼間)】



【Barangay Rd (既設埋設管交差部)】



【Barangay Rd (河川横断部)】

⑤Distribution Line2 の調査結果

STAR 高速道路 Sto Tomas EXIT 付近の GS2 (Sto Tomas Municipality) から将来的に拡張予定の First Philippine Industrial Park (以下: FPIC(Future plan)) 内の MS2 までの区間 1.5km

を Distribution Line2 の選定ルート (図 2.4-30 とする。ルートは、日中交通量が多い4車線道路の National Highway (DPWH Batangas 3rd District 管理) : 1.5km となる。特徴としては、Sto Tomas EXIT 付近に LIGHT INDUSTRY & SCIENCE PARKIII と FPIP (Future plan) から Calamba EXIT までの間に Yakult Philippines、Yazaki-Torres Manufacturing、Carmelray Industrial Park などがある。交通渋滞による周辺地域への影響を考慮するとパイプライン敷設方法は夜間の一般開削工法とする。パイプライン占有 (ROW) 許可の可能性について、道路管理者へ確認した結果、当 FS 時においては問題ない。しかし、詳細な占有位置については詳細設計時に道路管理者との最終確認が必要となる。ルート上の既設埋設配管について調査した結果、水道配管 (Sto Tomas Municipality 管理)、オイル配管 2 条 (FPIC 所有) 及び通信ケーブル (GLOBE、SMART) の既設埋設配管が存在する。

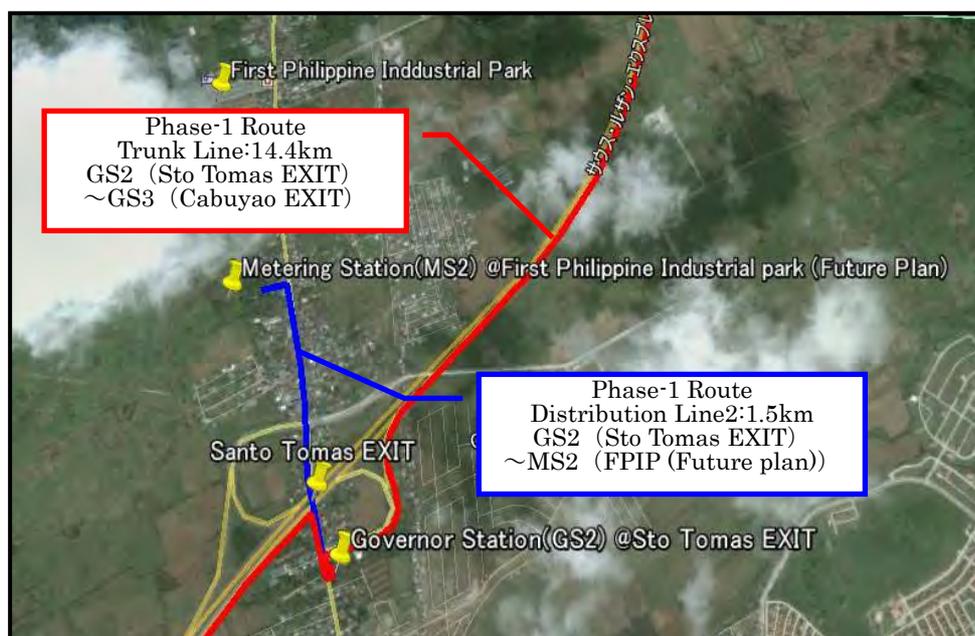
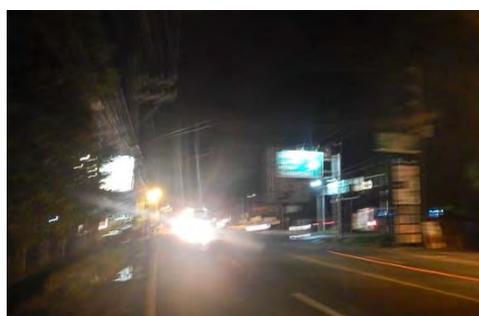


図 2.4-30 調査結果 (Distribution 2)



【National Highway (昼間)】



【National Highway (夜間)】



【National Highway (EXIT 付近)】



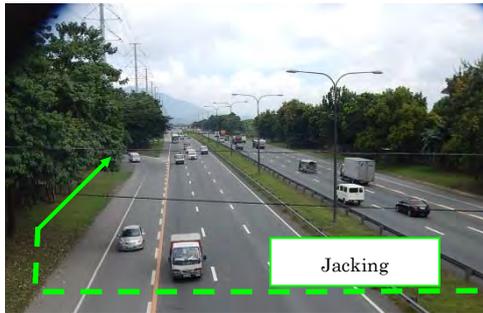
【National Highway (FPIP 入口)】

⑥ Distribution Line3 の調査結果

SLEX 高速道路 Cabuyao EXIT 内の GS3 (Cabuyao City) から Eaton EXIT を通過して Laguna Technopark や TOYOTA が存在する Laguna Industrial area までの区間 7.0km を Distribution Line3 の選定ルート (図 2.4-31 の青線) とする。ルートは、SLEX 高速道路 : 2km と Private Road (Santa Rosa City 管理) 5km となる。特徴としては GS3 からバタンガス方向車線側の園地部までの道路横断部 1 箇所と河川横断部 1 箇所が SLEX 高速道路の沿線上の特殊部となる。Eton EXIT 通過後の Private Road 沿線上は特殊部となる河川横断部が 1 箇所存在し、終点部の交差点付近は日中の交通量が多い。パイプライン敷設方法は交通渋滞による周辺地域への影響を考慮する交差点部を夜間の一般開削工法とする。また、SLEX 高速道路においては着工前の伐採が必要となる。パイプライン占有 (ROW) 許可の可能性について、Santa Rosa 市長と打合せした結果、2 つの Private Road (ETON、Greenfields Subdivisions) 所有者との協議を今後行う必要がある。ルート上の既設埋設配管について、通信ケーブルは存在しないが、一部水道配管がある情報を得ている。



図 2.4-31 調査結果 (Distribution 3)



【SLEX 高速 GS3 道路横断部】



【SLEX 高速 ROW 位置】



【Private RD 河川横断部】



【Private RD 交差点 (終点部)】

⑦FPIC 保有 2 条配管 ROW (Batangas~Calamba) の調査結果

Batangas から Calamba 区間において、廃線鉄道沿いに埋設されている FPIC 保有 2 条配管 ROW (図 2.4-32 のピンク線) 上の 7 か所について調査した結果を以下に示す。

【調査箇所】

- ・ Batangas City : 2 箇所 (図 2.4-34 (No.1)、図 2.4-35 (No.2))
- ・ San Jose Municipality : 1 箇所 (図 2.4-36 (No.3))
- ・ Lipa City : 1 箇所 (図 2.4-37 (No.4))
- ・ Malvar Municipality : 1 箇所 (図 2.4-38 (No.5))
- ・ Tanauan City : 1 箇所 (図 2.4-39 (No.6))
- ・ Calamba City : 1 箇所 (図 2.4-40 (No.7))

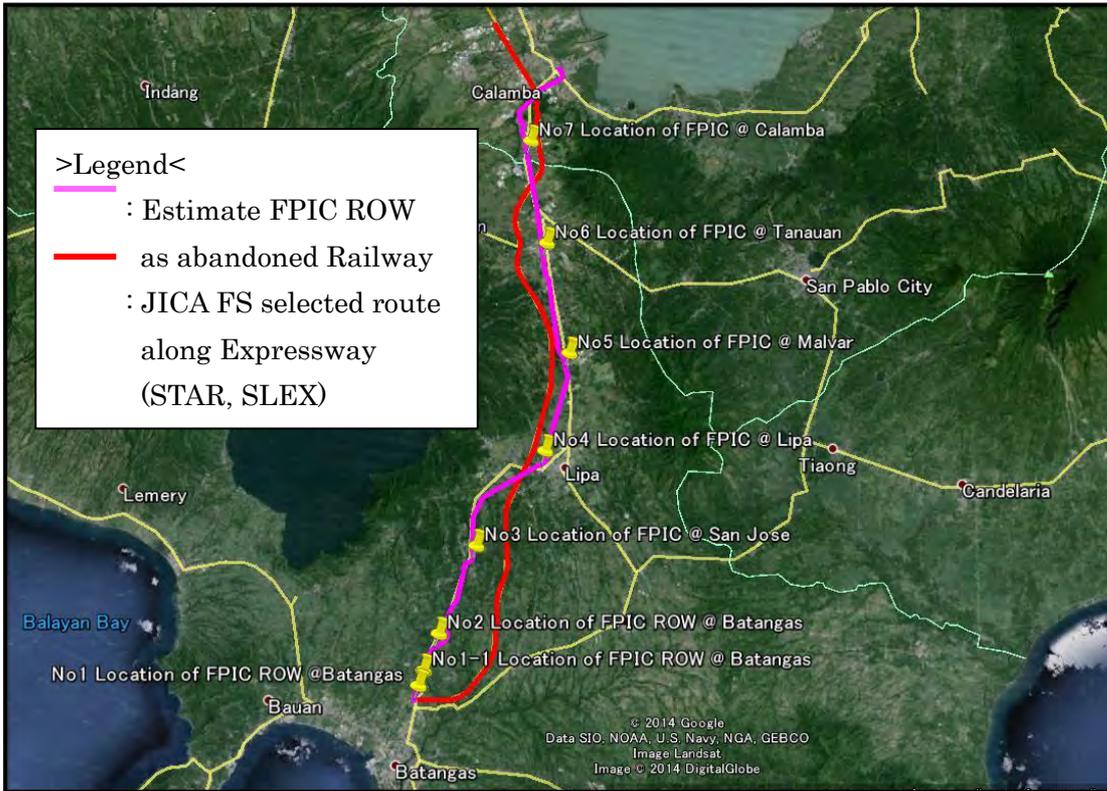


図 2.4-32 FPIC2 条配管 ROW ルート概要図

【調査結果】

- ・ 多数の住民が近接し敷地が狭い（幅 2.0m～4.0m）ので 24inch 新設ガス管敷設への施工スペースがない
- ・ 同じく 16inch 新設ガス管敷設への施工スペースがない（図 2.4-33 参照）

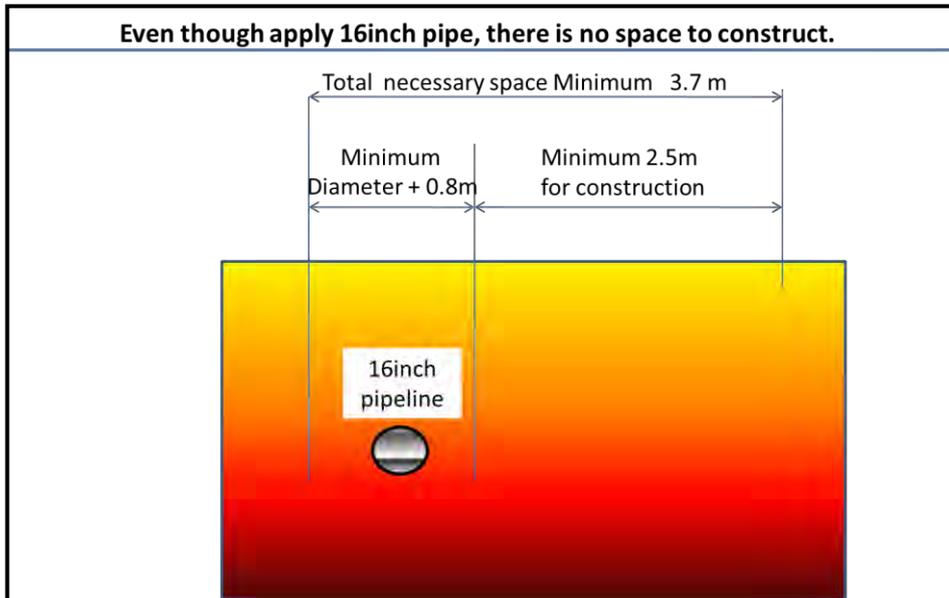


図 2.4-33 16inch 配管敷設施工スペース概要図

- ・ 施工スペース確保のためには、多数の住民移転が必要となる
- ・ 既設配管撤去作業に伴い建設費増及び工期延期に影響がある

上記結果より周辺環境、建設費及び工事進捗への影響を考慮すると、Batangas から Cabuyao 区間は選定した高速協ルート（図 2.4-32 の赤線）が最適となる。

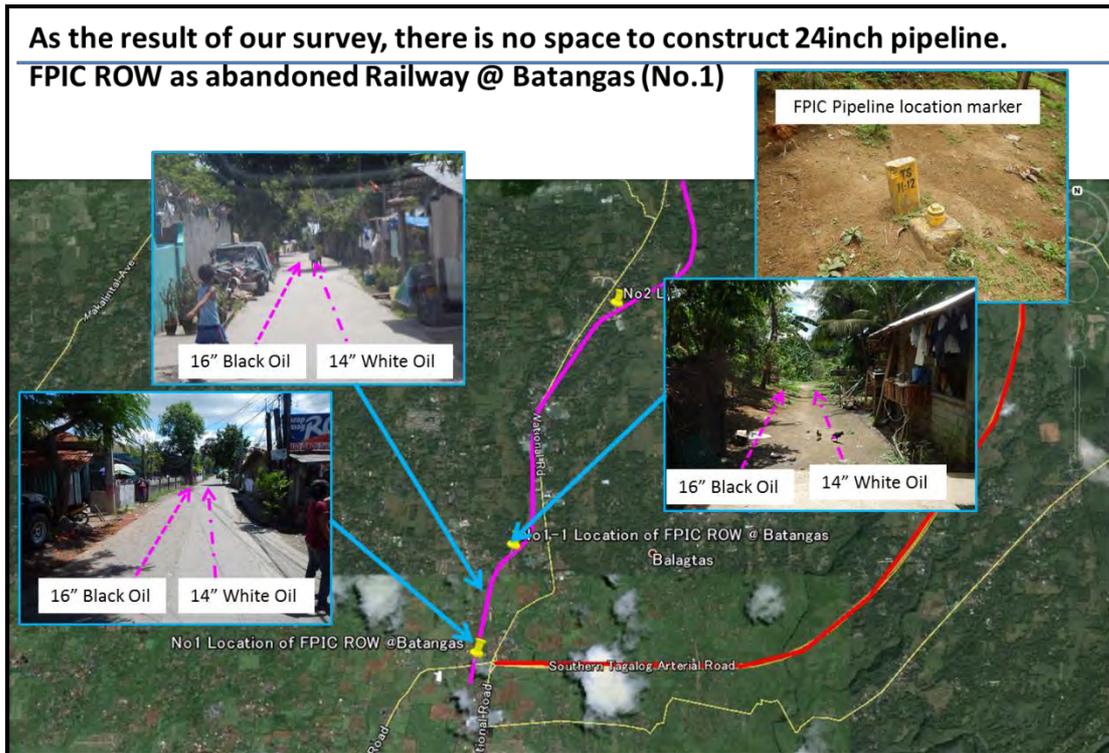


図 2.4-34 Batangas City 調査結果 (No.1)

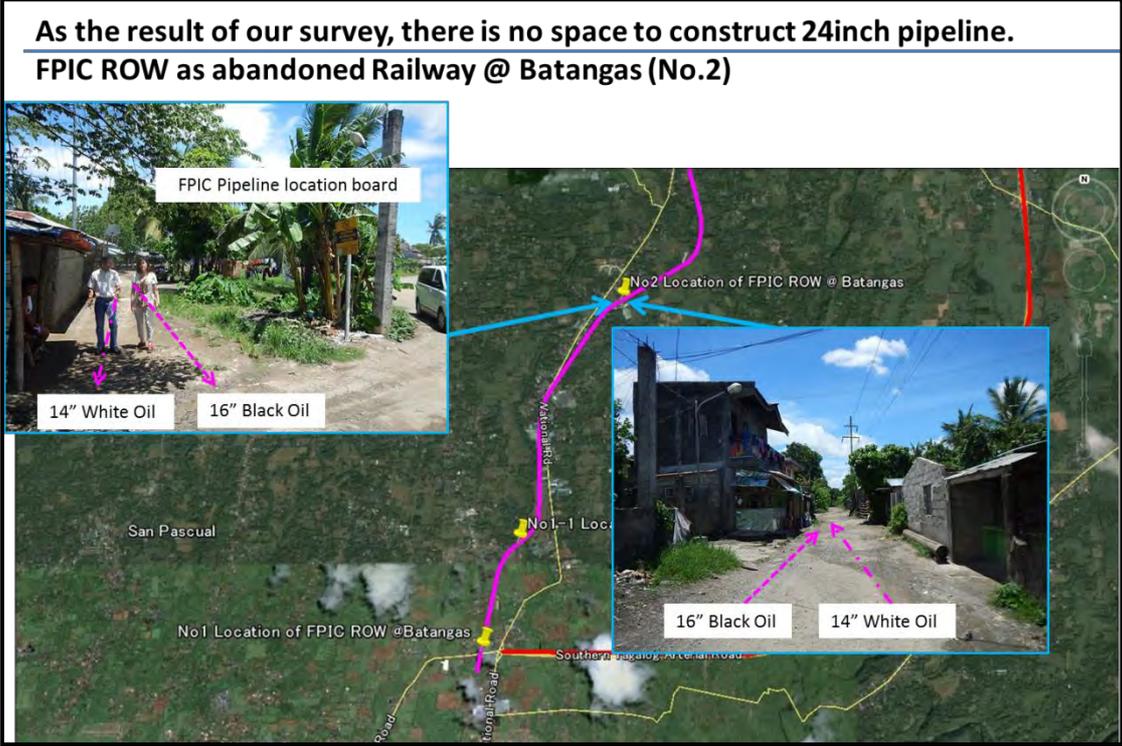


図 2.4-35 Batangas City 調査結果 (No.2)

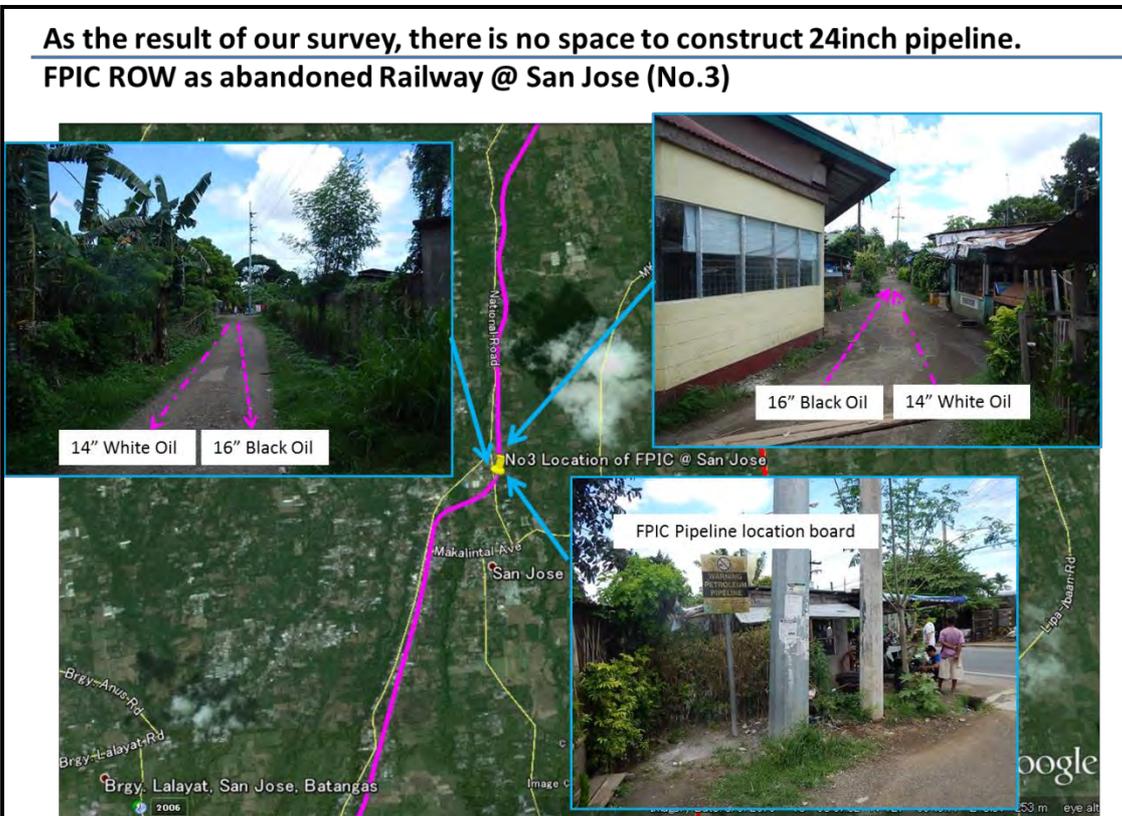


図 2.4-36 San Jose Municipality 調査結果 (No.3)

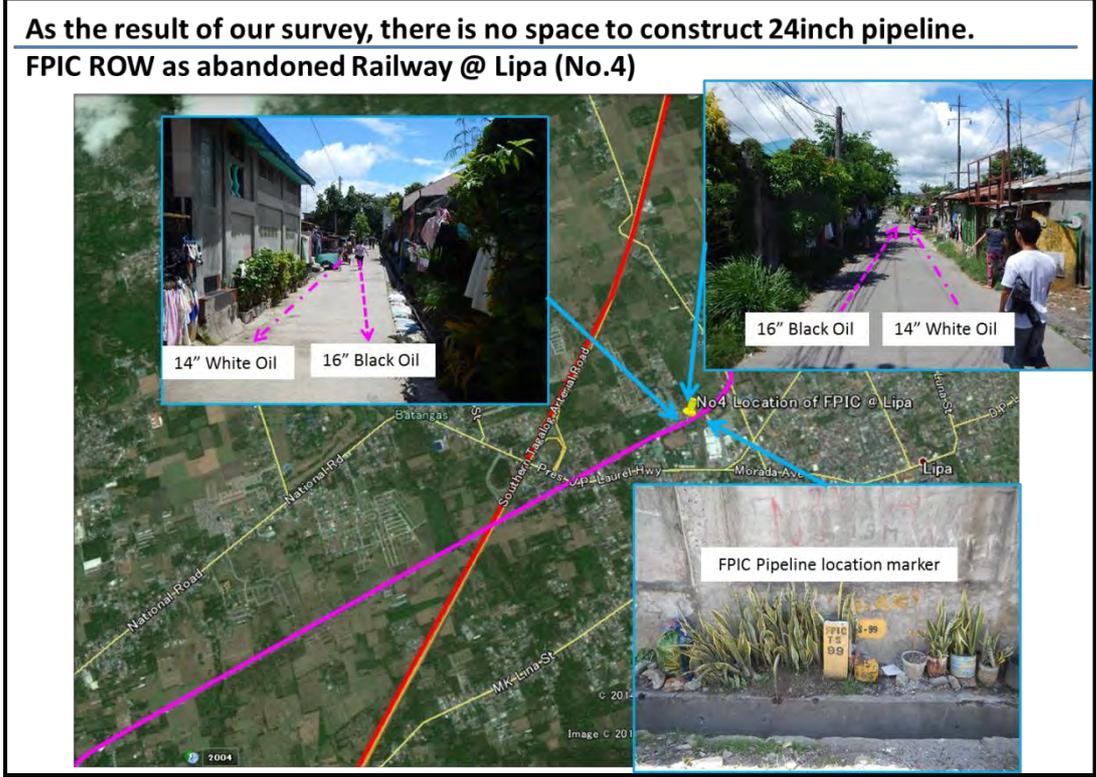


图 2.4-37 Lipa City 調查結果 (No.4)

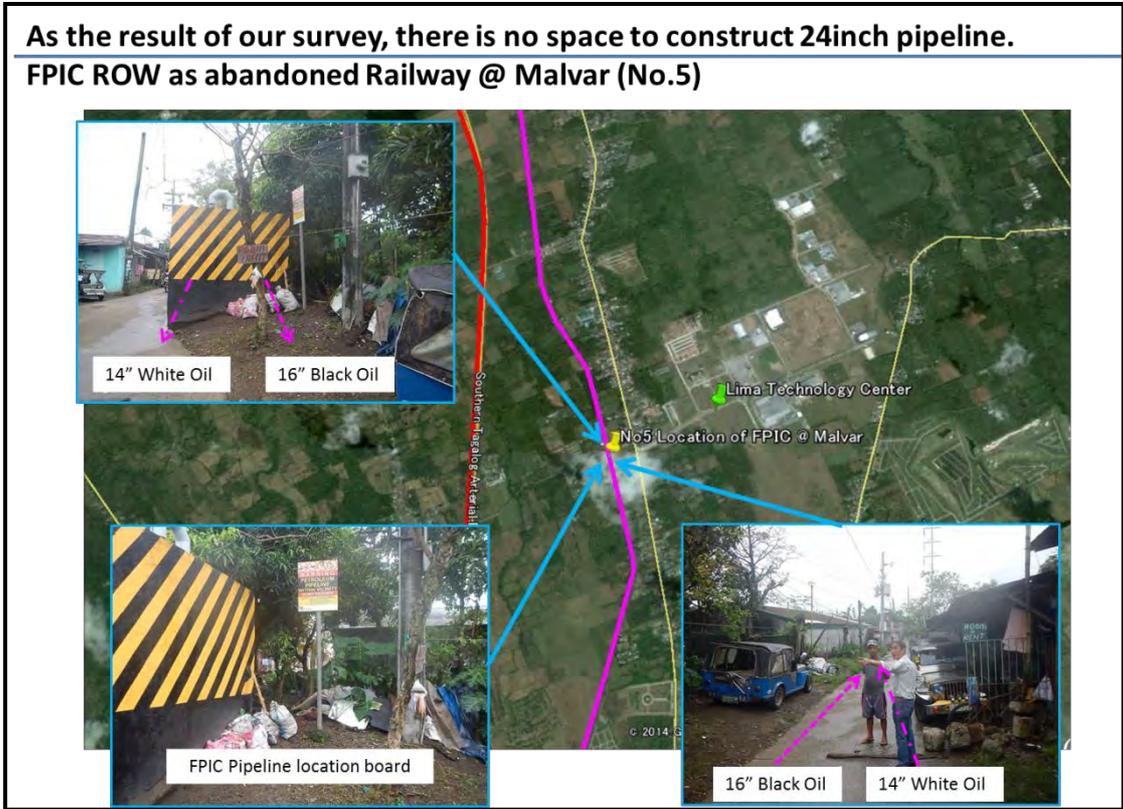


图 2.4-38 Malvar Municipality 調查結果 (No.5)

**As the result of our survey, there is no space to construct 24inch pipeline.
FPIC ROW as abandoned Railway @ Tanauan (No.6)**



図 2.4-39 Tanauan City 調査結果 (No.6)

**As the result of our survey, there is no space to construct 24inch pipeline.
FPIC ROW as abandoned Railway @ Calamba (No.7)**

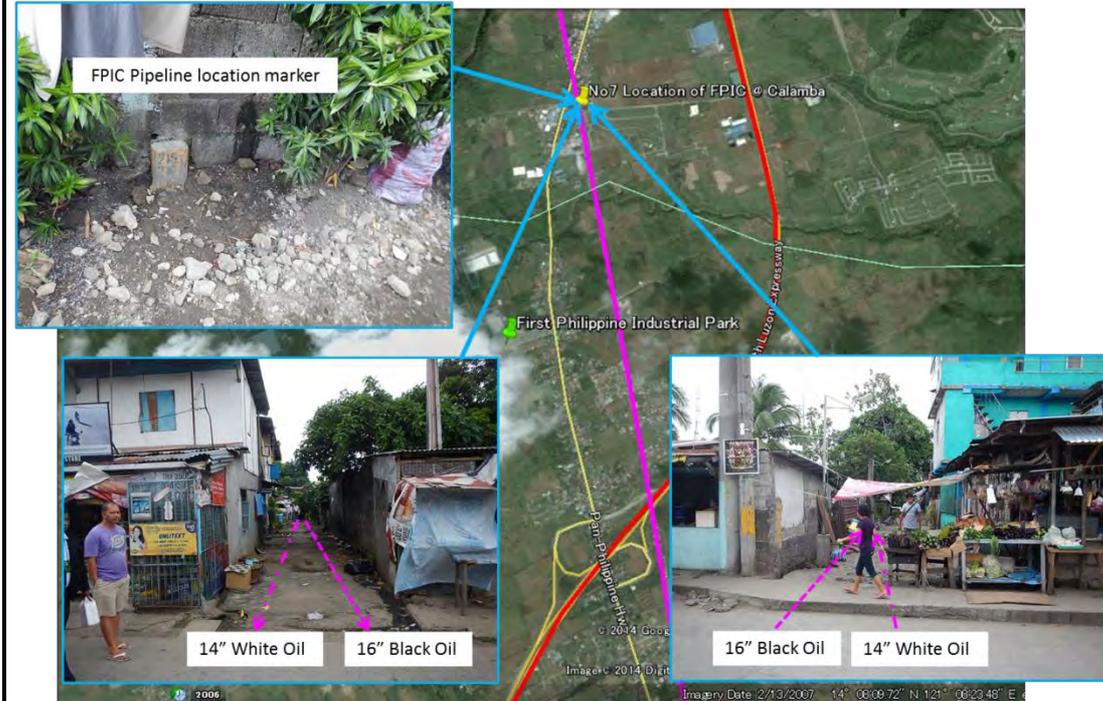


図 2.4-40 Calamba City 調査結果 (No.7)

また、既設配管を鞘管利用した新設ガス管敷設は下記理由により困難である。

- ・ 新設ガス管の外面塗覆装保護を考慮して挿入する場合、配管口径が半分以下となる（14inch⇒6inch、16inch⇒8inch）（図 2.4-41 参照）
- ・ 既設配管の曲り部への直管挿入が出来ない

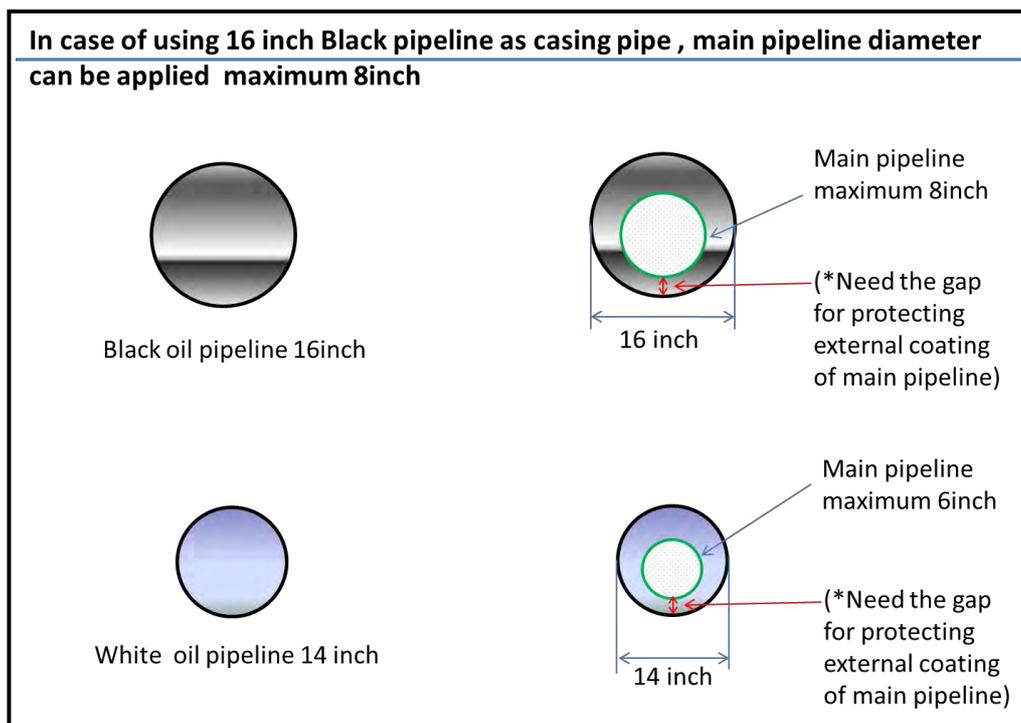


図 2.4-41 FPIC 既設管を鞘管利用した場合

(2) パイプラインルート図

選定したパイプラインルート図（尺度 1/10,000）を添付資料に示す。

なお、本図の作成に当たっては、2013年に撮影された衛星写真を基本としている。

(3) 特殊部一覧

表 2.4-14 に Phase-1 における Section 毎の特殊部一覧表を示す。

なお、特殊部には、河川横断部と道路横断部を記載した。

Phase-2 及び Future Option Route の特殊部については、添付資料に示す。

表 2.4-14 ルート調査範囲

「Phase-1」Special PART (River Crossing & Road Crossing)

No.	Drawing No.	Line	Section	Location Class	PART No.	Road	KPNo.	Object	Bridge/UnderPass/C-Box	Distance (m)	Bridge Distance (m)	Height (m)			
1	2	Trunk Line	1	3	1BRi-1	NationalH-W	—	River	BRIDGE/River	30	20	7			
2	2				1BRi-2		—	River	BRIDGE/River	150	115	12			
3	3		2	2	2BRi-1	STAR	KM101.6	River	BRIDGE/River	120	85	25			
4	4				2BRi-2		KM100.6	River	BRIDGE/River	150	115	27			
5	5				2BRi-3		KM99.2	River	BRIDGE/River	300	227	50			
6	5				2BRi-4		KM98.1	River	BRIDGE/River	100	70	6			
7	5				2BRo-1		KM96.9	Road	BRIDGE/Road	70	42	8			
8	5				2Bri-5		KM96.6	River	BRIDGE/River	100	76	18			
9	6				2URi-1		KM95.6	River	UP/C-BOX/River	20	3	4			
10	8				2BRo-2		KM89.8	Road	BRIDGE/Road	70	42	8			
11	9				2URo-1		KM86.4	Road	UP/C-BOX/Rord	20	5	6			
12	10				2BRi-6		KM82.6	River	BRIDGE/River	80	54	15			
13	10				2BRo-3		KM82.3	Road	BRIDGE/Road	150	105	8			
14	10				2BRo-4		KM82.1	Road	BRIDGE/Road	80	49	9			
15	13				2BRi-7		KM73.8	River	BRIDGE/River	80	52	13			
16	16				2BRi-8		KM61.2	River	BRIDGE/River	120	85	20			
17	16				2BRo-5		KM60.0	Road	BRIDGE/Road	60	58	7			
18	16				3		3	3URo-1	SLEX	STA57.3	Road(PNR)	UP/C-BOX/Road	30	15	5
19	16							3BRo-1		STA57.2	Road	BRIDGE/Road	140	90	13
20	17		3BRi-1	STA55.5		River		BRIDGE/River		120	78	23			
21	17		3URo-2	STA53.8		Road		UP/C-BOX/Rord		10	5	5			
22	17		3URi-1	STA53.6		River		UP/C-BOX/River		30	16	4			
23	18		3BRi-2	STA51.0		River		BRIDGE/River		110	77	25			
24	18		3BRo-2	STA50.2		Road		BRIDGE/Road		20	20	10			
25	19		3BRi-3	STA49.6		River		BRIDGE/River		193	193	30			
26	19		3URi-2	STA48.2		River		UP/C-BOX*2/River		50	50	10			
27	19		3BRi-4	STA47.7		River		BRIDGE/River		70	40	17			
28	19		3BRo-3	STA47.1		Road		BRIDGE/Road(Rail)		40	21	8			
29	19		3BRi-5	STA46.9		River		BRIDGE/River		90	52	15			
30	20		3URi-3	STA46.4		River		UP/River(C-BOX*2)		21	21	4			
31	20		3URi-4	STA46.1		River		UP/River(C-BOX)		10	10	2			
32	20		3URi-5	STA45.3		River		UP/River(C-BOX)		6	6	2			
33	20		3URi-6	STA44.9		River		UP/River(C-BOX)		5	5	2			
34	20		3BRi-6	STA44.1		River		BRIDGE/River		90	61	21			
35	12	Distribution Line1		3	—	Brangay Road	—	River	BRIDGE/River	10	5	5			
36	12				—	—	River	BRIDGE/River	10	5	5				
37	20	Distribution Line3		3	—	SLEX	—	Road	Road	50	50	—			
38	42				—	—	River	BRIDGE/River	30	20	5				
39	42				—	Field Park Way	—	River	BRIDGE/River	60	45	4			

(4) ステーション候補地選定

① ブロックバルブステーション・ガバナステーション位置

パイプライン遮断用ブロックバルブの設置間隔は、ANSI/ASME B31.8 のクラスロケーション毎に下記のように定められている。

- ・ Location Class 1 : 20miles(32km) in areas of predominantly
- ・ Location Class 2 : 15miles(24km) in areas of predominantly
- ・ Location Class 3 : 10miles(16km) in areas of predominantly
- ・ Location Class 4 : 5miles(8km) in areas of predominantly

ステーションの位置は、上記設置間隔と下記ステーション位置選定条件に基づき、Phase-1 ルートの高圧幹線パイプラインにおける、遮断用ブロックバルブを備えたブロックバルブステーション (Block Valve Station 以下: BVS) 及びガバナステーション (Governor Station 以下: GS) の選定した候補地を図 2.4-42 に示す。

ステーション位置選定条件は、

- ・ ステーションに必要な敷地面積が占有できること。
- ・ 緊急のガス放散時に周囲への影響が少ないこと。
- ・ 需要家群に近いこと。(GS のみ)

対象とする需要家群は、LTC 周辺エリア、Sto Tomas 周辺の Eco-zone 及び Cabuyao EXIT 周辺の工業団地エリア

各ステーション間の距離については表 2.4-15 に示す。

表 2.4-15 ステーション間距離

Block No.	Upstream side (Location)	Downstream side (Location)	Distance (Approx. km)	Location Class (ANSI/ASME B31.8)
Block1	GMS (Batangas)	BVS1 (Batangas)	11.0km	Location Class3
Block2	BVS1 (Batangas)	GS1 (Malvar)	25.5km	Location Class2
Block3	GS1 (Malvar)	GS2 (Sto Tomas)	14.8km	Location Class2
Block4	GS2 (Sto Tomas)	GS3 (Cabuyao)	14.4km	Location Class3

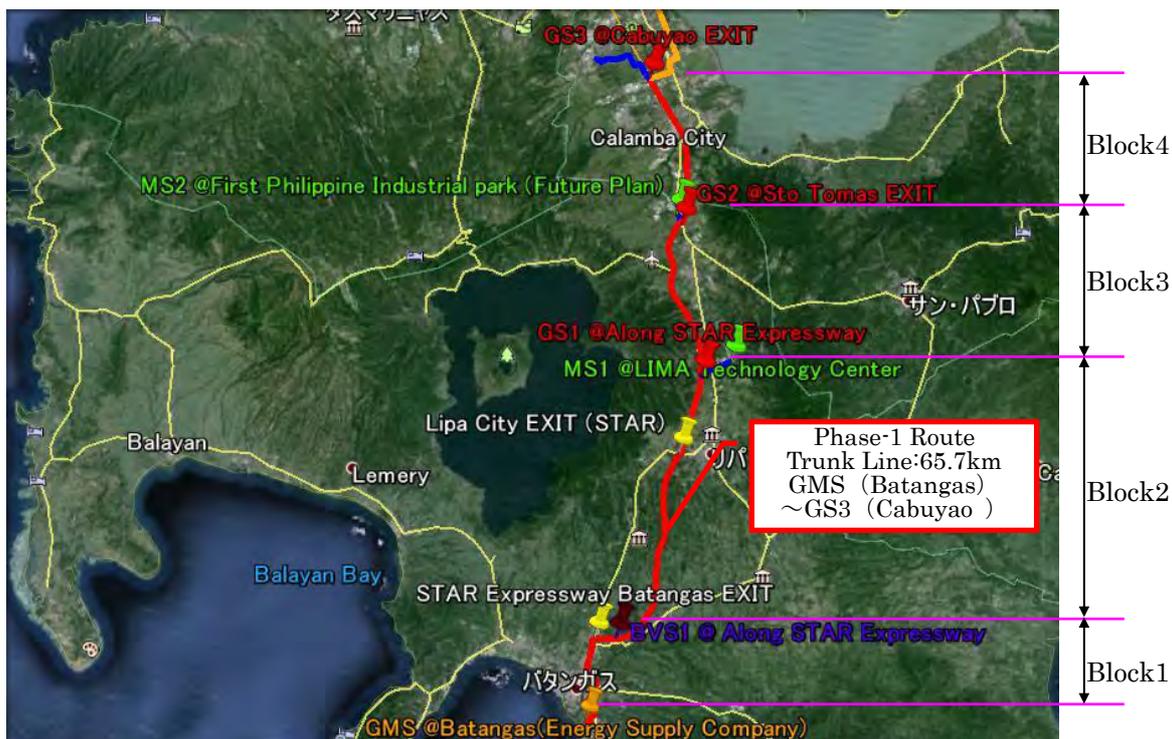


図 2.4-42 ステーション候補地位置図

ア) BVS1 Location : Batangas EXIT からマニラ方向へ約 2km の STAR 高速道路脇私有地 (Batangas City, Batangas Province)

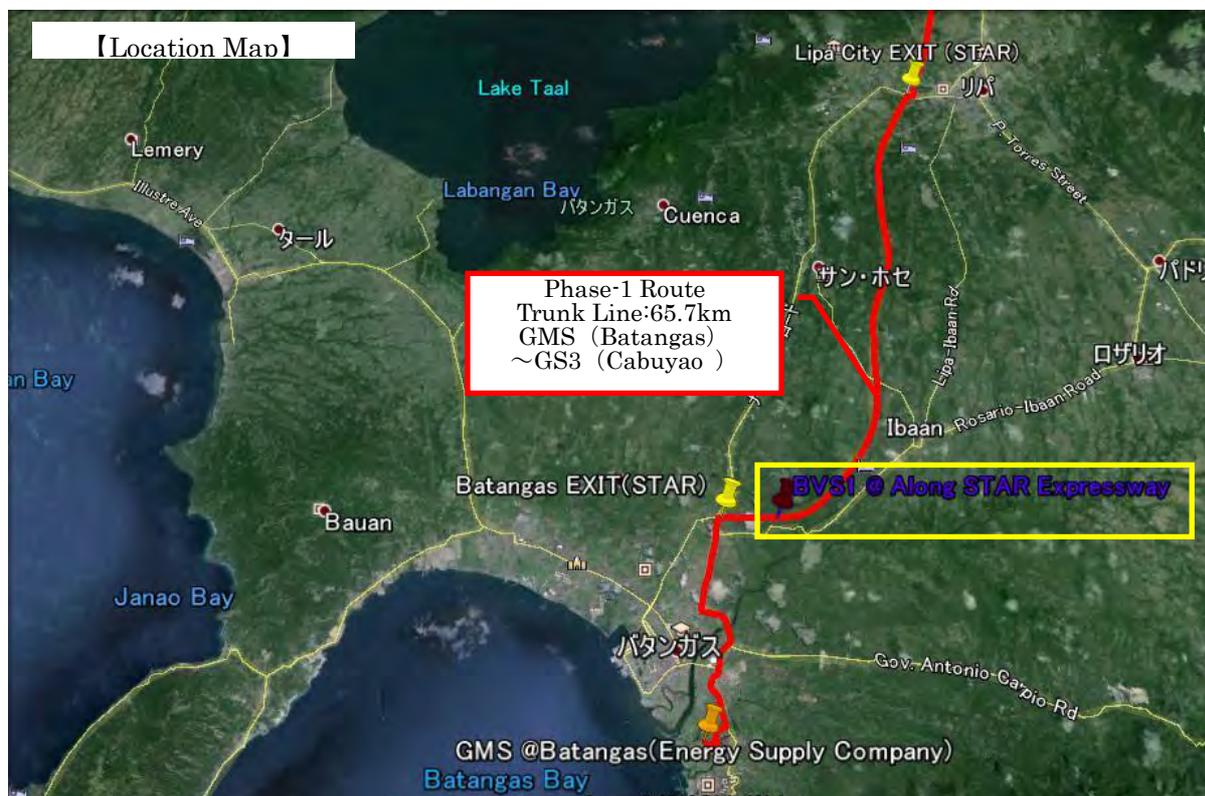




図 2.4-43 BVS1 (ブロックバルブステーション) 位置図

イ) GS1 Location : Lipa City EXIT からマニラ方向へ約 7km の STAR 高速道路脇私有地 (Malvar Municipality, Batangas Province)

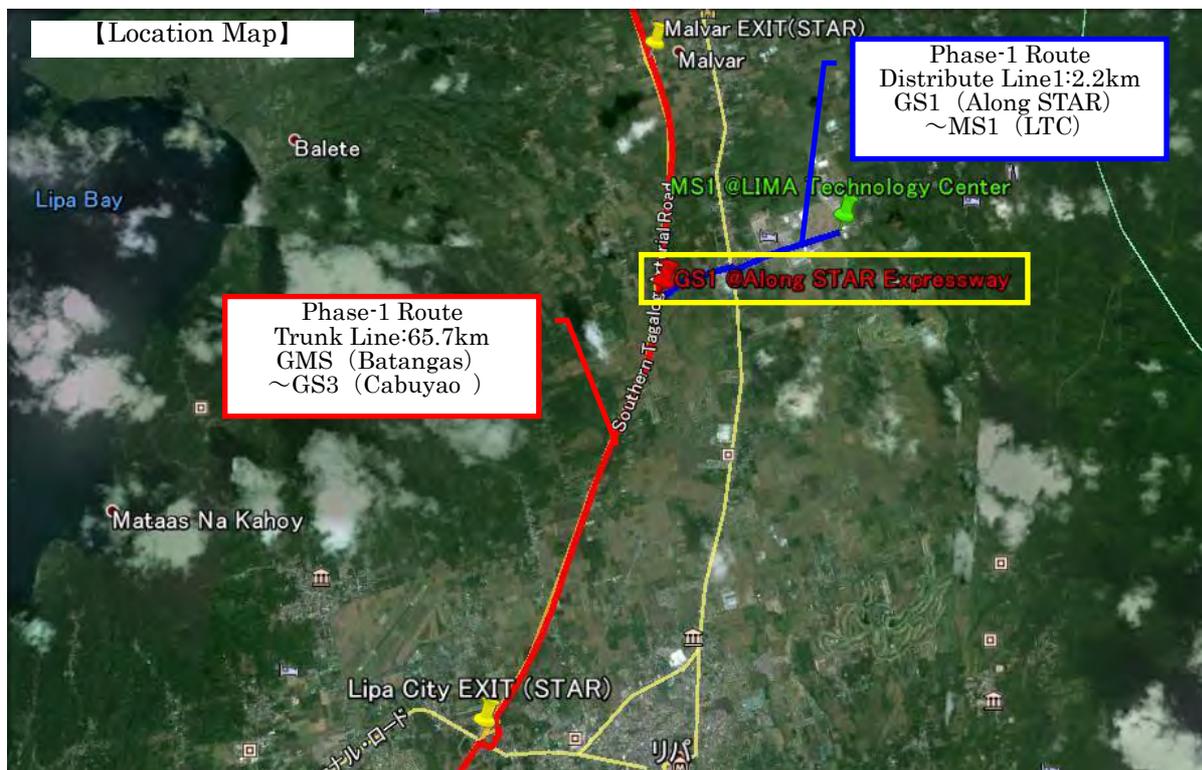




図 2.4-44 GS1 (ガバナステーション) 位置図

ウ) GS2 Location : Sto Tomas EXIT 近傍の私有地 (Sto Tomas Municipality, Batangas Province)



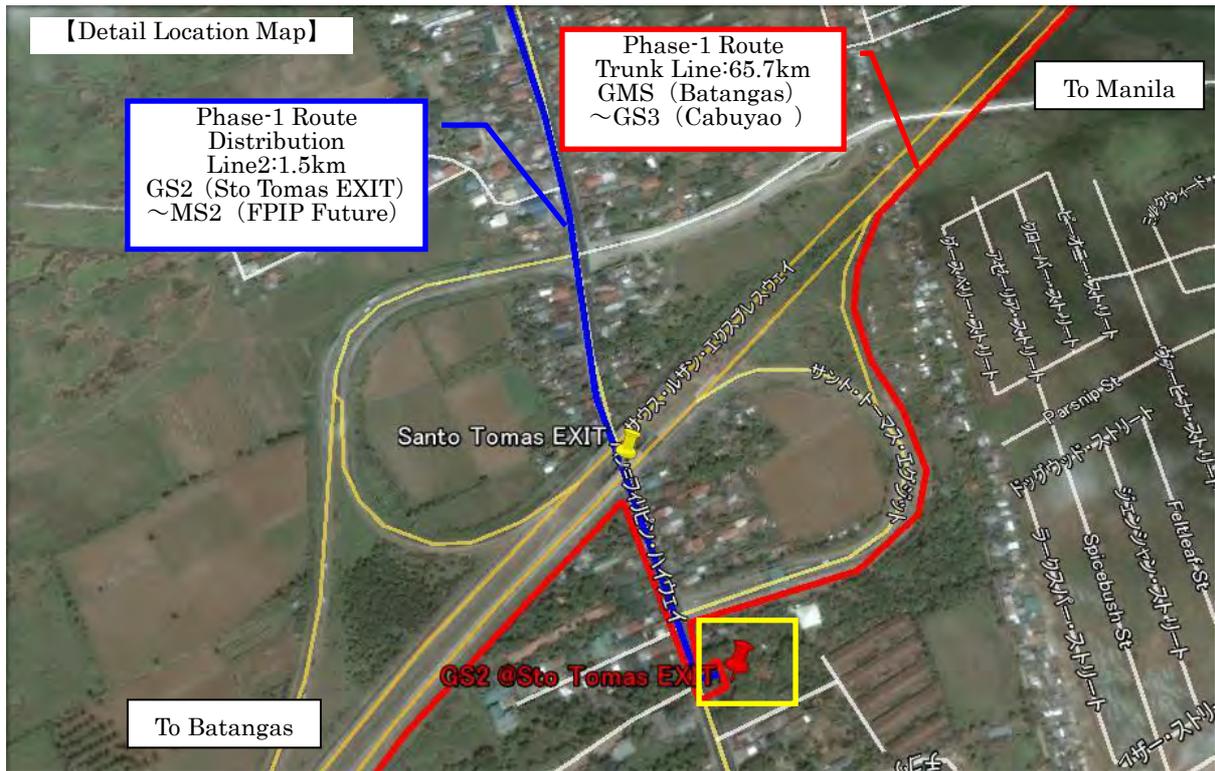
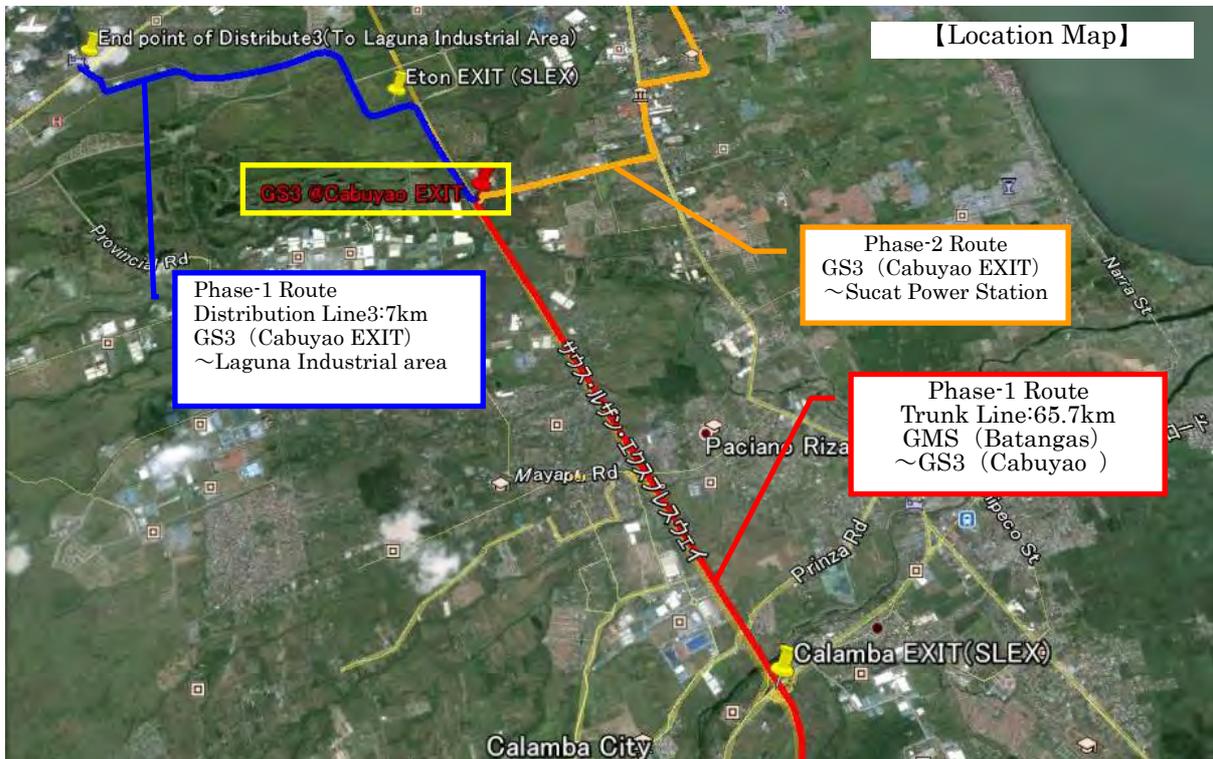


図 2.4-45 GS2 (ガバナステーション) 位置図

エ) GS3 Location : Cabuyao EXIT SLEX 敷地内 (Cabuyao City, Laguna Province)



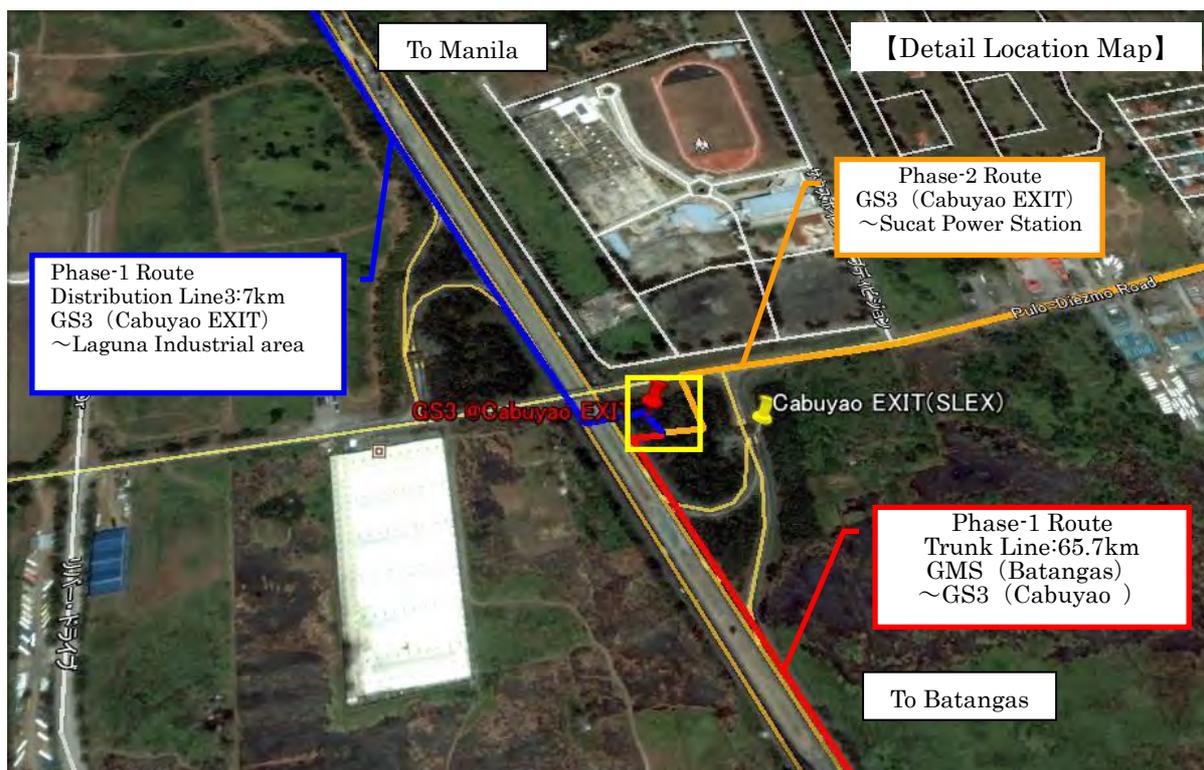


図 2.4-46 GS3 (ガバナステーション) 位置図

② メータリングステーション位置

Energy Supply Company からのガス取引流量を測定するためのガバナメータリングステーション (Governor & Metering Station 以下 : GMS) と各需要家への供給状況を把握するためのメータリングステーション (Metering Station 以下 : MS) の候補地を下記に示す。(図 2.4-47 参照)

- ・ GMS : Energy Supply Company 敷地内 (Batangas City, Batangas Province)
- ・ MS1 : Lima Technology Center 敷地内 (Malvar Municipality, Batangas Province)
- ・ MS2 : First Philippine Industrial Park(Future plan)敷地内 (Sto Tomas Municipality, Batangas Province)

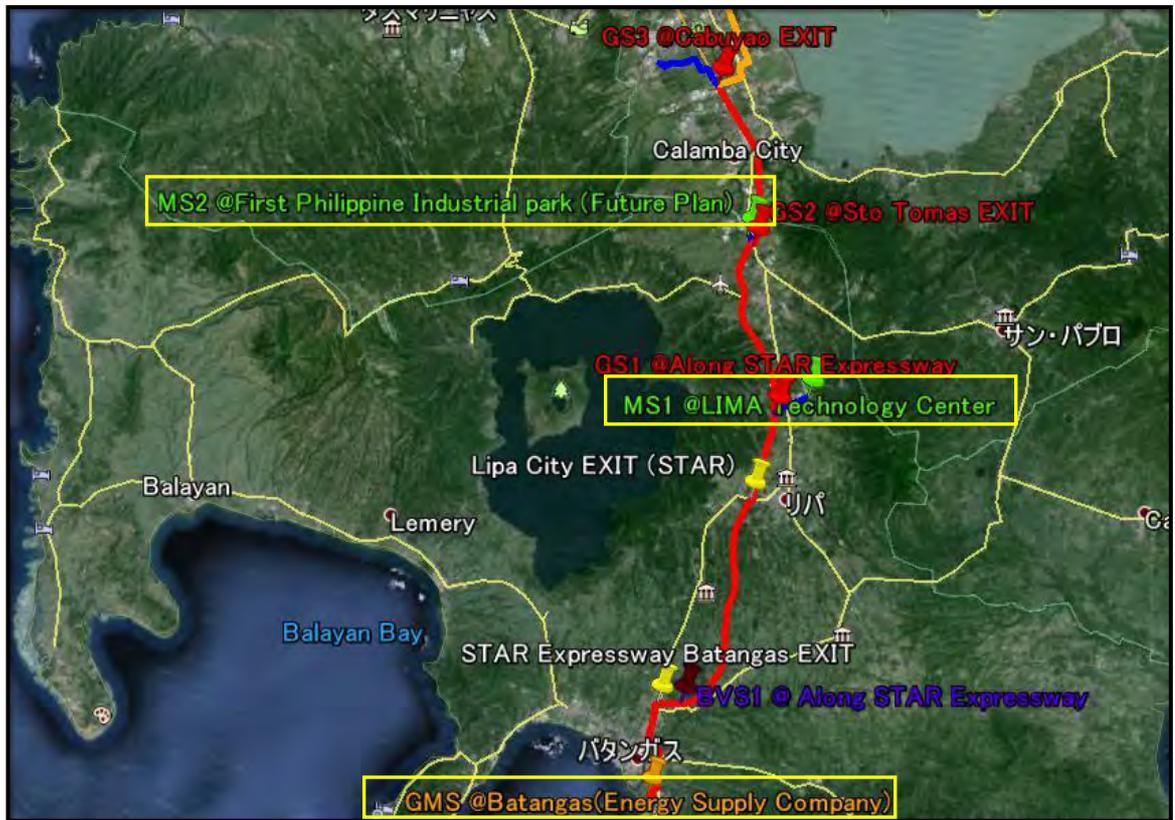


図 2.4-47 GMS・MS 候補地位置図

2.4.3 施工計画調査

(1) 工法検討

①一般部の施工方法

パイプラインの埋設については、高速道路（マニラ方向園地部）への埋設、道路下への埋設する箇所を総称して一般部と呼ぶ。一般部の施工方法は、一般的に、「道路掘削→パイプ吊り降ろし→溶接→検査→塗覆装→埋め戻し→道路復旧」の手順であるが、道路形態、渋滞状況、店舗・民家の状況などを考慮して昼間施工、夜間施工、即日復旧などの工法を選定する。また、実際の施工に関しては、道路管理者からの指示や地元からの要請等も考慮する必要があり、着工前には詳細設計と同時に、十分な検討、協議が必要となる。

②特殊部の工法検討

特殊部（河川、道路、橋など）を横断する方法として、1.オープン掘削、2.推進工法、3.シールド工法、4.HDD 工法（Horizontal Directional Drilling）、5.ガス単独橋、6.橋梁添架の方法があるが、経済合理性の観点から工法を選択した。従って、工期が短く、施工費用が安価であるオープン掘削を基本とし、本工法の適用が困難と予想される場合に、推進工法又は HDD 工法を適用する計画とした。添架や単独橋は、高圧ガスを露出させることになり、テロ行為、悪戯対策を考慮すると維持管理費用も必要となることから、ここでは選択外とした。（ステーション等の露出パイプラインは、24 時間ガードマンにて監視している）

以下、オープンカット、推進工法、HDD 工法を適用する際の留意点を包括的に記載したものである。

ア) 河川の堰き止めについて

オープン掘削での河川横断部は、水量の少ない渇水期での施工を基本とするが、水量がある場合、土のうや矢板により堰き止めを行い、一時的に水の流れを迂回させて、河床を掘削する。

なお、水量が多い大規模な河川の場合は、堰き止めが困難のため、推進工法などの非開削工法を選定した。

イ) 河床、法面の掘削について

河床、法面の掘削に伴い重機の乗り入れが可能となる仮設工事を行う。法面が急勾配である場合、段切りを行い、安全に施工が遂行できる施策を行う。

また、一部の河川の護岸部や法面は、洪水時等に水量が極端に増大した場合、崩壊等の危険性があるため、場所に応じた法面の復旧が必要である。

ウ) 河川部のガス管防護について

河床の洗掘と浮力防止のため、ガス管の外周に防護コンクリートを打設する。また、河川の法面が洪水などにより、崩壊する恐れがある箇所にも、同様に防護コンクリートを打設する。

防護コンクリートを打設しない箇所については、浮力対策として、コンクリートコーティングされたガス管を使用する。

エ) 河床の掘削深さについて

基本設計時での河床部でのガス管の埋設深さは、2.0mを基本とする。また、法面部の埋設深さについては、0.8m以上を基本とするが、河床や地盤の形状、状態を調査して、埋設深さを決定する必要がある。

オ) 推進工法について

河川のオープン掘削が困難と考えられる箇所、河川法面が急勾配であり、掘削や埋め戻しが施工困難と予想される箇所については、推進工法を選定した。

推進工法は、地盤の状況に適合した推進機の選定及び立坑築造検討が必要であり、詳細設計時には、地盤調査が必要である。

カ) HDD 工法について

SLEXにある「SAN JUAN BRIDGE」横断部については、橋長が長く（200m）、河床までの距離が高い（30m）。更に、大規模な道路横断部とインターチェンジが近くにあることから、それらを一括で横断可能な HDD 工法を選定した。詳細設計時には、地盤調査や付近の構造物への影響調査を行い、施工検討が必要となる。

図 2.4-48～図 2.4-51 に一般的な工法概要と施工写真を示す。

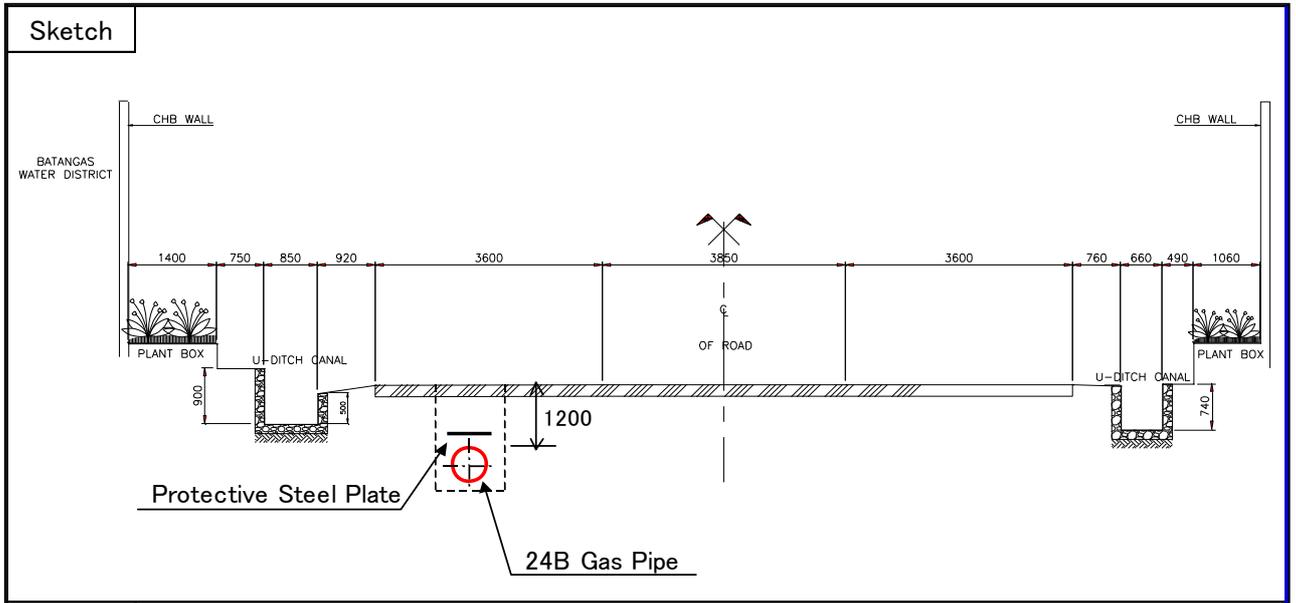


図 2.4-48 一般埋設工法 (例)

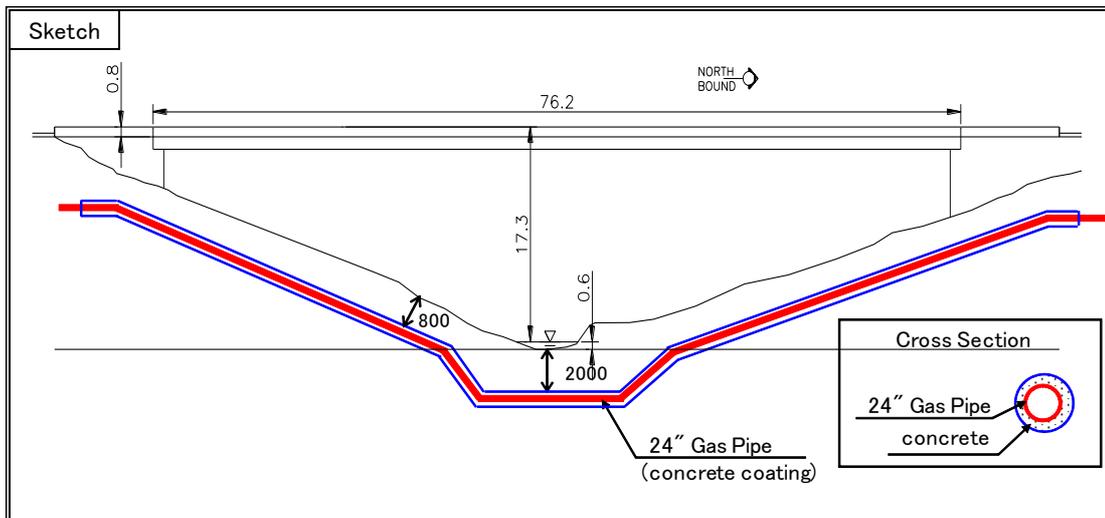


図2.4-49 特殊部 (河川横断部) 開削工法 (例)

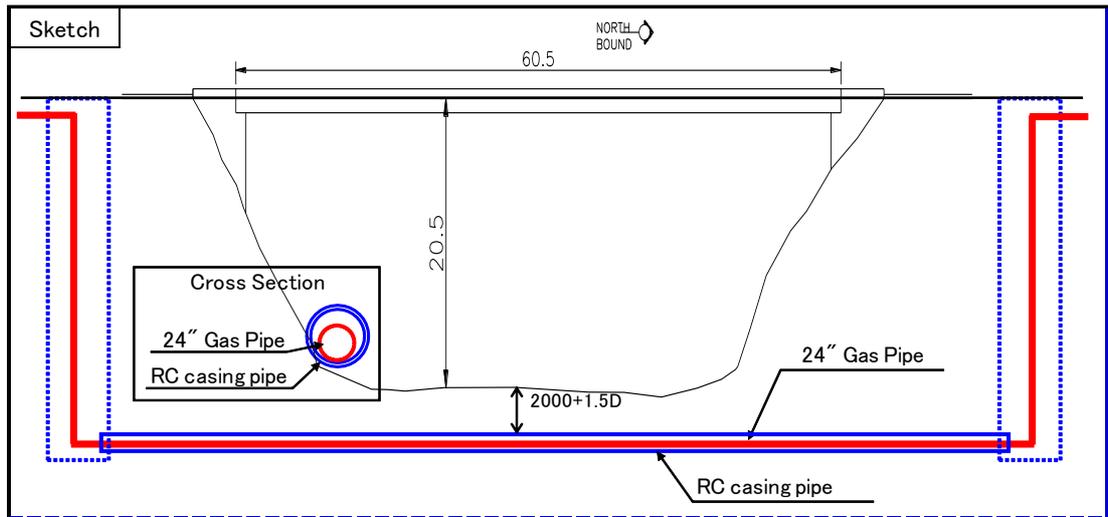
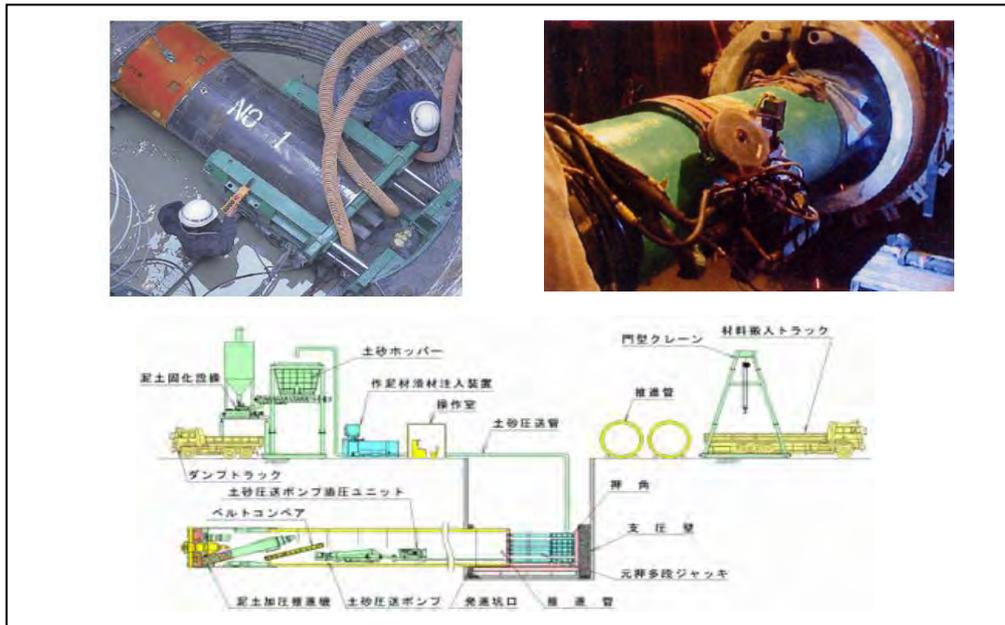


図 2. 4-50 特殊部（河川横断部）推進工法（例）



図 2.4-51 HDD 工法（例）

(2) 仮設計画

①資機材輸送計画（ロジスティック）

Batman1 建設工事に伴う必要な資機材のうち、配管材料の多くは日本国内から調達する必要があり、日本国内の主要な港から、Manila Port 若しくは、Batangas Port へ海上貨物輸送にて運搬を行う。比国の港では、荷受けのための保管ヤードを設置し、通関処理の後、複数の現場の拠点となるストックヤードへ陸上輸送を行う。

ストックヤードで保管、管理した資機材は、各現場ヤードへ適宜、運搬を行いながら、建設を進める。なお、土木資材など現地調達可能なものは極力、現地調達を行い、陸上輸送でストックヤード又は現地ヤードへの運搬を行う。

②仮設計画

国道および高速道路の道路幅員下に埋設する一般埋設工事は、工事に必要な道路幅員の使用を前提とする。そのため、事前に道路管理者や工事中に影響範囲を及ぼすであろう道路沿線の店舗などと協議を行い、工事に必要な道路幅員の使用許可を得る。

高速道路の園地部への埋設は、クリアリングされた用地を仮設用地として使用する。

河川横断部、道路横断部の特殊部は、両サイドの立て坑建設のための仮設用地が必要となる。また、立て坑などの仮設用地を構築するための、建設重機の乗り入れに必要な仮設ロードの設置も必要に応じて行う。

(3) 施工工程計画

Phase-1 における施工工程表を表 2.4-16 に示す。

なお、契約～運転開始までの期間を 30 ヶ月と設定した。工事日数の算定に当たっては、比国の自然環境調査結果と既工事の実績から、年間の稼働率を 75%として計画した。

2.4.4 高圧パイプライン・ガス供給設備の維持管理

(1) 維持管理の考え方

Batman1 における Trunk Line の運用圧力は、当初 4MPa、将来的には 6.8MPa で運用する。また、Distribution Line の運用圧力は 2MPa で運用する。

Phase-1 における全長 76.4km (24inch×65.7km、12inch×10.7km) のパイプラインは、市街地にも埋設されるため、万が一高圧ガスが噴出し、引火すれば、多大な被害が発生することが予想される。また、Batman1 の高圧パイプラインは、Batcave、Batman2 と結ばれるまでは、全線片押しであり、パイプラインの破損やガス供給設備の故障が起こると、修繕作業を行うために高圧パイプライン事業者は需要家へのガス供給を停止しなければならない可能性もある。

したがって、高圧パイプライン事業者(PNOC)は安全と安定供給を確保するため、以下の考え方に基づいて高圧パイプライン維持管理を行う必要がある。

また、パイプラインは初期の投資費用の大きさから、その使用が長期間にわたることが期待されており、長期にわたりその機能や安全性を維持することが要求される。Batman1 の、埋設パイプラインは、電気防食と定期的なピグによる腐食検査、日々のパトロールによる第三者工事による損傷防止により、半永久的に機能させることが可能である。また、日本と同様に地震国である比国のパイプラインは、日本の耐震性能を保有した材料と現地溶接部の品質を満たすことで、自然災害に対しても十分に安全性が担保できる構造とする。

しかしながら、如何に耐震性に優れた構造であっても経年劣化を未然に防がなければ十分な安全性能を担保できない。

Batman1 パイプラインを維持管理する上で、比国のエンジニアが習得すべき維持管理の概念と具体的な維持管理手法について述べる。

まず、基本的な維持管理の概念であるが、以下の 4 つの保全概念の中で、Batman1 は、(i)の予防保全を前提として維持管理を行う。その理由は、国民生活、産業活動に欠かせない天然ガスが万が一、故障等で供給停止した場合に、その社会的影響および経済的損失の大きさについて配慮されていなければならないという考えに基づくものである¹。

(i) 事後保全(Breakdown Maintenance)

設備が故障してから修理・交換を行う方法

(ii) 予防保全(Preventive Maintenance)

設備が故障する前に修理・交換を行う方法

(iii) 生産保全(Productive Maintenance)

故障する前に予防的に修理を行うのではなく、経済性を考慮して予防保全か事後保全かを選択する考え方

(iv) 改良保全(Corrective Maintenance)

¹ 土木学会編 新体系土木工学 96 パイプライン 第7章 維持管理

設備自体の品質向上、メンテナンス・フリー材料や部品の使用により設備の故障や劣化の防止、修繕費用の低減を図る

Batman1 を保有する PNOC のエンジニアは、(ii) 予防保全(PreventiveMaintenance) 設備の故障が生じる前に予防的に点検修理を行う前提に立ち、以下の研修を日本の都市ガス会社において行うことで、比国の研修生が、自ら維持管理に必要な組織体制の構築、人材の募集、育成を図る一助とすることを期待する。

(2) パイプラインの維持管理

パイプラインが破損に至るリスクとして、他工事、サンドブラスト、腐食、地盤変位が考えられる。以下にこれらのリスクを低減させる手法を記述する。

①路線パトロール

パイプライン付近の他工事、異常の有無を発見することを目的として、パイプラインのルート上をパトロールする。他工事を発見した場合は、付近にパイプラインが埋設されている旨を他工事企業者に通知し、必要に応じて他工事企業者に工事の中断を要請し、パイプラインの保護に努める。また、パイプライン付近で漏水を発見した場合は、サンドブラストの恐れがあるため、試掘を行ってパイプラインへの影響の有無を確認する。

パイプラインが破損に至るリスクの中でも他工事は極めて高いため、路線パトロールは毎日、全線を対象に実施することが望ましい。

②他工事管理

日本では他工事によるパイプラインの破損の防止のため、前述の路線パトロールのほかに、他工事情報を収集し、他工事企業者と協議、パイプラインの保安措置、他工事現場への立会を行っている。現状、フィリピンにおいて他工事企業者から工事通知を受けることや他工事企業者と協議することは一般的ではない。しかし、将来、中低圧を含め延伸により管理するパイプラインの延長が増加した場合、路線パトロールのみでは他工事による破損を防止することは難しい。したがって、フィリピンのパイプラインの将来を考慮したうえで、工事通知や協議の仕組みを構築することも視野に入れることとする。

以下に、他工事情報の収集、協議、保安措置、立会について記述する。

ア) 他工事情報の収集

高圧パイプライン事業者が他工事受付を設置して他工事企業者からの工事通知を受ける。また、高圧パイプライン事業者自ら地下埋設物管理者や建築業者へ工事予定確認を行って他工事情報を収集する。

イ) 他工事企業者との協議

パイプライン付近での他工事の範囲が、パイプラインの影響範囲外となるよう当該他工

事の施工位置・工法について他工事企業者と協議を行う。協議の結果、他工事の範囲がパイプラインの影響範囲内に入る場合は、パイプラインの保安措置方法を、高圧ガスパイプライン事業者が選定する。保安措置の実施については、他工事企業者、高圧ガスパイプライン事業者のどちらが行うかを協議し決定する。他工事によりパイプラインが破損され事故が起こった場合は、他工事企業者、高圧ガスパイプライン事業者双方の責任問題に発展する。このため他工事企業者との協議後は、協議事項を書面に記録のうえ他工事企業者と取り交わすことが重要である。

ウ) 保安措置

パイプラインが他工事により露出する、または、他工事の掘削影響範囲内に入る場合は、受け防護・吊り防護などの防護措置を行う。

日本では、上述の保安措置方法のほか、万一の破損時の被害を小さくするため、ガスの圧力を減圧することがある。また、パイプラインが他工事の支障となる場合は、他工事の施工前にパイプラインの移設を行うこともある。しかし、Batman1 のパイプラインは当面、片押しであるため、これらの手法の採用は現実的でない。

エ) 立会

他工事の施工位置・工法や防護措置の状況を確認するため他工事現場への立会を行う。施工位置・工法が他工事企業者と協議した内容と異なる場合は、その旨を他工事企業者に通知の上、パイプラインを守るため他工事企業者に協議事項を遵守させる。

③ピグ検査

ピグとは、パイプラインの内面を走行し、パイプラインの減肉、凹み、埋設位置などを検知する検査機器である。ピグ検査の中で、オンラインピグ検査はガスの圧力をピグの駆動源としており、ガスの供給を停止する必要がないことが利点である。欧米諸国の一部では定期的にピグ検査を行うことが法律で定められており、法規制のない日本でも、一部のパイプライン事業者は定期的にピグ検査を行っている。

Batman1 のパイプラインにはポリエチレン被覆鋼管が採用され、外部電源法により防食措置がとられているので、腐食のリスクは小さい。しかし、パイプライン製造時の欠陥やパイプライン建設時の傷などが存在する可能性も考えられるため、腐食検査ピグによる減肉の有無を検査することが望ましい。また、フィリピンは台風、地震が発生しやすい環境にある。台風がもたらす雨に起因した土砂崩壊や地震動による地盤変位によって、パイプラインが変形し座屈に至る恐れがあるため、位置検知ピグによってパイプラインの形状(パイプラインの絶対位置)を把握することが望ましい。

ピグ検査の実施時期については、腐食検査ピグ、位置検知ピグ双方とも、パイプライン建設後に初回検査を実施すべきである。建設後に腐食検査ピグを走行させることにより、製造時の欠陥を検出することができ、以後の腐食検査ピグ走行時に、腐食と製造時の欠陥

を明確に区別できる。また、位置検知ピグを走行させることにより、初期のパイプラインの埋設位置を把握することができ、以後の位置検知ピグ走行時に、パイプラインの変位が大きい箇所を特定することができる。以上の理由から、初回のピグ検査は、パイプライン建設後に実施することが望ましい。初回検査以後は、腐食検査ピグについては定期的に、位置検知ピグについては地震等による地盤変位発生後など必要に応じて走行させるのがよい。

④漏えい調査

前述のとおり、Batman1 のパイプラインの腐食漏洩リスクは小さい。しかし、製造時の欠陥や建設時の傷が、パイプラインの貫通に発展する可能性もあるため、定期的にガス検知器を用いてパイプライン上を漏洩調査し、漏えい箇所の発見に努める。

⑤沈下測定

地盤変位のうち、地盤沈下もパイプラインに変形を及ぼす恐れがある。地盤沈下の可能性がある地域にパイプラインを設置する場合は、設置後、地表面からのパイプラインの埋設深さが変化していないかを定期的に測定する。測定の結果、パイプラインの変形が許容できない状態と判明した場合は、応力解放を実施しパイプラインの破壊を未然に防ぐ。

(3) ステーションの維持管理

ステーションとは、ガスの減圧、ガスの遮断、ガスの放散、ガスの計量などの機能を持つ施設のことである。主なものに、ガバナステーション、バルブステーション、メータリングステーションがある。これらステーションに設置されている供給設備が故障すると、ガスの供給停止につながる可能性があるため、定期的にその機能に異常がないかを点検することが必要である。

①共通事項

月 1 回を目安にステーションを巡回し、供給設備、計装設備、防食装置、建築物の点検を行う。点検として、ガス漏えいの有無、外観、その他異常の有無を確認する。また、ステーションはガス供給上重要であるため、侵入者の防止策を講じる。防止策として、ステーション敷地内、ステーション内建物の侵入監視を行う。

②ガバナステーション

ガバナーは需要家へのガスの供給源であり、安定して整圧することが求められる。

安定した整圧性能を確保するため定期的な点検を行うことが必要である。

年 1 回を目安にガバナーおよびその付帯設備の機能点検を行う。常用系統、予備系統ともに整圧機能の確認、バルブの動作確認を行う。

また、頻度を定めて定期的にガバナーの分解点検を行い、消耗部品の取替え、各部品の異常有無の確認等を行う。ガバナーの上流に設置しているフィルターについても、定期的

にダスト等の不純物の有無の確認、分解点検を行う。

③ブロックバルブステーション

バルブステーションは、万一のパイプライン破損時にガスを遮断、ガスを放散するための設備である。それらの機能を維持するため定期的に点検を行う。年 1 回を目安にバルブの機能点検を行い、開閉動作等の確認を行う。

④メータリングステーション

メータリングステーションでは、顧客との取引ガス量を計量する。適正に取引を行うため、定期的にメーターの校正点検を実施する。

⑤ガバナメータリングステーション

ガバナメータリングステーションは、ガバナステーションとメータリングステーションの機能を併せ持つステーションであり、維持管理において実施する項目は、それら 2 つのステーションの実施項目に準ずる。

(4) 日常監視

①輸送・供給圧力の監視

安定供給とは安定した圧力・流量のガスを需要家に届けることである。ガスの需要は、時間帯や季節により変動するため、安定供給のためには需要量の変化に応じてガスの供給量を調整しなければならない。需要家が必要としている圧力・流量のガスを供給できているかどうかを SCADA により監視し、必要に応じて供給量を調整する。

②防食状況の監視

Batman1 のパイプラインは外部電源法により防食措置がとられているが、防食が有効に機能しているかどうかを確認するため、SCADA により防食電流の監視を行う。万一、他工事によりパイプラインが破損された場合は、防食電流に変化が生じるため、パイプラインの維持管理においても防食電流の監視が有効である。

(5) 緊急時の対応

万一、他工事によるパイプライン破損や腐食漏洩が発生した場合は、爆発などの二次災害を防止するため緊急対応をとる必要がある。以下に緊急対応の流れを記述する。

①受付・連絡・出勤

緊急対応をとるため、高圧パイプライン事業者は受付を設置し、ガス漏えいなどの通報を受付ける。受付の連絡先については、一般の住民を含めパイプライン沿線に対して周知する必要がある。日本では需要家とのガス需給契約時に周知するとともに、ガス消費機器の付近に明示するなどの方法をとっている。フィリピンにおいては、まだガスパイプライ

ン事業に関する認知が低いため、パイプラインの供用開始にあたって十分な説明を行うことが必要である。

通報受付後は、受付内容に応じて関係者へ連絡する。ガス漏えい時は火災発生の恐れもあるため、必要に応じて消防機関への連絡や、住民の避難誘導のため警察機関への連絡を実施する。

また、パイプライン事業者は、通報内容に応じて緊急出動し現場の対応にあたりるとともに、発生した事象の規模に応じて、事業所に対策本部を設置し緊急対応に専念する。

特に市街地では、ガス漏えいの発生後、速やかな対応が必要不可欠であるため、受付・連絡・出動については 24 時間体制をしくことが望ましい。

②初期対応

パイプライン事業者の緊急出動要員は、現場到着後に現場状況を確認し、パイプライン事業所へ報告する。現場状況に応じて次にとるべき行動を決定し実行に移す。ガスが漏えいしている場合を例にとると、安全の確保およびガスの減圧と遮断を実施する。安全を確保するため警戒区域を設定し、住民を警戒区域外へ避難させる。また、火器を排除し着火爆発を防止する。

③応急修理

パイプラインの故障内容、供給箇所の故障内容に応じて、故障箇所の応急修理方法を決定し、応急修理を行う。緊急時に備え、スリーブなど応急修理に必要な資機材については備蓄しておく。

④恒久修理

応急修理の方法による違いはあるが、応急修理箇所は健全なパイプラインと比べると地盤変位によりパイプラインが受ける変形に対し十分な強度を有していないと考えられる。このため、恒久修理を実施する必要がある。恒久修理法は故障箇所の状況に応じて決定する。恒久修理の例としては、故障箇所を切り取って新しいパイプに取替える方法が挙げられる。

(6) 情報管理

高圧パイプライン・ガス供給設備の維持管理手法については、発生する故障・トラブルの傾向や設置環境の変化に応じて見直すことが必要である。そのため、維持管理に関わる情報を記録し管理することが必要である。情報管理によって、以上に記述してきたパイプライン・ステーションの検査結果、点検結果や故障・トラブルの内容の履歴から、既存の維持管理手法の問題点を洗い出し、見直しを行うことによって維持管理の質を向上させる。

表 2.4-17 に パイプラインの O&M 検討案を示す。

表 2.4-17 パイプライン O&M 検討案

実施項目		実施内容の一例	実施頻度	対象数	備考		
パイプラインの維持管理	①路線パトロール	パイプライン埋設ルート を車両にてパトロール	・路面の状況確認 ・ハンドホール等の状況確認 ・照会他工事の状況確認 ・未照会他工事の把握	1 往復/日	76.4 km		
	②他工事管理	ア) 他工事情報の収集	他工事の把握 未照会他工事の発見	・各埋設物管理者へ工事予定確認 ・路線巡回点検(①路線パトロール)	1 回/月 1 往復/日	- 76.4 km	
		イ) 他工事企業者との協議	施工位置・工法を協議	・導管の影響範囲外となるよう協議	-	-	
			保安措置の選定	・他工事の内容に応じ、適切な措置を決定	-	-	
		ウ) 保安措置の実施	立会時期の決定	・取り決めた内容を文書で交わす	-	-	
			標示	・ガス管理設置位置の標示	-	-	
	エ) 立会	防護	・防護措置の決定	-	-		
	③ピグ検査	腐食検査	パイプライン近傍の 他工事現場への立会	・腐食検査ピグ走行 ・腐食成長評価	0.1 回/年	65.7 km	
		三次元位置検知		・三次元位置検知ピグ走行 ・曲げ歪み解析	-	65.7 km	開通後、初回のピグ検査時に実施 初回検査以後は、地震で地盤が大きく変位した際等に 必要に応じて実施
	④漏えい検査	漏えい検査		・検知器により漏えい有無を検査	1 回/年	76.4 km	
⑤沈下測定	沈下測定		・地表面からのパイプの深さを計測 ・地盤沈下量の入手 (入手できない場合は計測)	-	-	パイプライン埋設地域で沈下の恐れのある箇所を 対象に実施 測定頻度は、対象箇所の沈下速度に応じ個別に決定	
ステーションの維持管理	①共通事項	供給設備の点検	・ガス漏えい有無の確認 ・異常有無の確認	1 回/日	7 st	ステーション常駐者にて実施 漏えい等の異常があった場合は、必要に応じ分解等を実施	
		計装設備の点検		1 回/日			
		防食装置の点検	・外観・異常有無の確認	1 回/日			
		建築物の点検		1 回/日			
	②ガバナステーション(GS)	侵入監視		・侵入有無の監視	常時	3 st	分解頻度は、設置するガバナのメーカー推奨頻度を 参考にして決定 ガバナ分解点検に随伴して実施
		ガバナ定期点検		・圧力履歴の確認	1 回/月		
		ガバナ機能点検		・二次圧の設定範囲内保持 ・緊急遮断弁の設定圧での作動確認 ・二次開バルブ越しガスなし確認	1 回/年		
		ガバナ分解点検		・消耗部品の取替え ・各部品の異常の有無確認 ・清掃・注油	-		
		フィルター定期点検		・ダスト等不純物有無の確認	1 回/月		
	③ブロックバルブステーション(BVS)	バルブ機能点検		・各部品の異常の有無確認	-		
④メータリングステーション(MS)	バルブ機能点検		・開閉動作の確認 ・遠隔開閉可否の確認	1 回/年	2 st	実施頻度は比国の計量に関する法規に準ずる	
	メーター定期点検		・異常動作有無の確認	1 回/月			
	メーター校正点検		・ガス販売取引に用いるメーターの校正	-			
⑤ガバナメータリングステーション	バルブ機能点検		・開閉動作の確認 ・遠隔開閉可否の確認	1 回/年	1 st		
日常監視	①輸送・供給圧力の監視	輸送・供給圧力の把握	日常監視	・供給圧力の監視 ・設備異常有無の監視 ・供給負荷の記録	常時	-	
		輸送・供給圧力の確保	供給計画	・供給検討 ・年間供給計画立案 ・供給改善計画立案	都度	-	
	オペレーション		・供給圧力のコントロール ・供給検討(緊急対応)	常時	-		
防食管理	②防食状況の監視	防食電流の監視	・外部電源法による防食電流の監視	常時	-		
	埋設導管の点検	電気防食状況の点検	・管対地電位の測定	1 回/年	76.4 km		
	露出導管の点検	管体状況等の点検	・塗覆塗の状態確認(露出時) ・錆止め塗装の状態確認 ・腐食有無の確認	1 回/年	7 st		
緊急時の対応	①受付・連絡・出動	受付	・自社通報の受付・記録 ・顧客通報の受付・記録	常時	-		
		連絡	・受付内容に応じ、関係者へ連絡	常時	-		
		出動指令	・受付内容に応じ、出動を指令	常時	-		
	②初期対応	現場状況の把握		・被害有無の確認	-	-	
		保安措置		・避難誘導 ・警戒区域設定	-	-	
		ガスの減圧		・減圧(放散減圧・消費減圧)	-	-	
	③応急修理	ガスの遮断		・バルブ・ガバナ操作	-	-	
		応急修理		・応急修理工事の発注 (バチ当て、スリーブなど) ・施工管理	-	-	
④恒久修理	修理・復旧		・修理・復旧工事の発注 ・施工管理 ・バルブ・ガバナ操作	-	-		

2.4.5 課題分析と本事業の実現可能性の検討

本章では、本プロジェクトを実現するための今後の課題と取り組み内容について述べる。

(1) パイプラインルート沿いの道路管理者、高速道路管理者の敷設認可

前述の 2.4.3 施工計画調査の章でも触れたが、本パイプライン工事は、一般道路の端部及び高速道路脇の路側帯より更に外側の緑地または芝部（以下、園地部とする。）を埋設位置としており、工事に当たっては、道路管理者の許可が必要条件である。また、建設時及び完成後の管理道路として可能な限り ROW を必要とするため、ROW の確保が重要な事業主体側の課題となるが、図 2.4-52、表 2.4-18 に示すように、本調査において、実行時には道路管理者と協議したうえで、パイプラインを敷設する許可が得られることを確認している。（詳細については「2.4.2 ルート選定」を参照）

高速道路を含む道路上においては、地下他埋設物の状況を把握し、また、将来のルート上の築造計画などを把握したうえで占用位置を決定する必要があり、事前の協議が必要となる。

また、工事を行う上で障害となる既設構造物（水路、電柱、看板類、他）が存在する場合は、一時的に撤去し、復旧する必要がある。

(2) 工法選定

パイプラインの敷設工法は、日本国内でも最も安価で実績の多い一般埋設工法を基本としているが、環境面や地域住民からの要望等により、非開削工法を選定せざるを得ない可能性も存在する。

非開削工法については、比国におけるパイプラインの実績が少ないため、市街地における実績が豊富な日本の技術を導入することが考えられる。

非開削工法の選定については、工事規模が大きくなるため、土質調査をはじめとする十分な調査や検討が必要となる。経験のある地元建設会社の協力を得ると同時に、土木機器や建設機械類調達を確保することが重要である。

(3) 地元対策

市街地における昼間の一般埋設工法は、交通車両の渋滞を増大させる可能性が高く、現地調査の結果、一部で夜間施工の必要性を確認した。

また、夜間工事においては、工事による騒音や振動の問題もあり、事前に地域住民や店舗の理解を得ることが必要である。

(4) 溶接技術

高圧幹線の現地周溶接の信頼性や判定基準（API/JIS）については随所で述べたが、自動溶接が使いこなせる技量を持った溶接技術者を工事期間中に育成、確保する必要がある。

運用開始後の維持管理業務（O&M）も見据えて、訓練施設の運用と技量の維持が必要である。

(5) 調査・設計関連

Phase-1 については詳細設計時において液状化による地盤の大変形が生じる箇所があるかどうかの確認を提案する。また、河川横断部などにおいては、ボーリング調査を含む詳細な地質調査を行ったうえで、工法を選定する必要がある。

Phase-2 においては、計画段階で、活断層及び液状化層の調査は、現地踏査を踏まえて、再度、行うことを提案する。PHIVOLCS 活断層図によれば、Batman1 予定ルートは地質構造学的に大規模地震を起こしうる活断層の地帯を通過する。このような活断層地帯では、パイプラインの安全性を確保するため、潜在的に危険な活断層の正確な位置を慎重に調査する必要があることに留意すべきである。また、活断層構造タイプの他に、断層のスリップ角度、パイプラインと断層の交差角度を正確に推定すること等も重要である。

(6) 工程計画

工程計画は、実際の事業計画案に基づいて設定し、無理、矛盾が無いように計画する必要がある。工事現場が複数に分散する本プロジェクトでは、近隣環境等による制約を受ける可能性があり、各 SECTION の施工順序が工程計画に影響するため、事前の関係者との協議や現地の状況を把握しながら工程に反映させる必要がある。

また、河川横断部の施工については、台風や大雨の影響が大きいため、乾期での施工が望ましい。詳細設計段階において、施工時期や工事稼働日数など、十分な調査と検討が必要である。

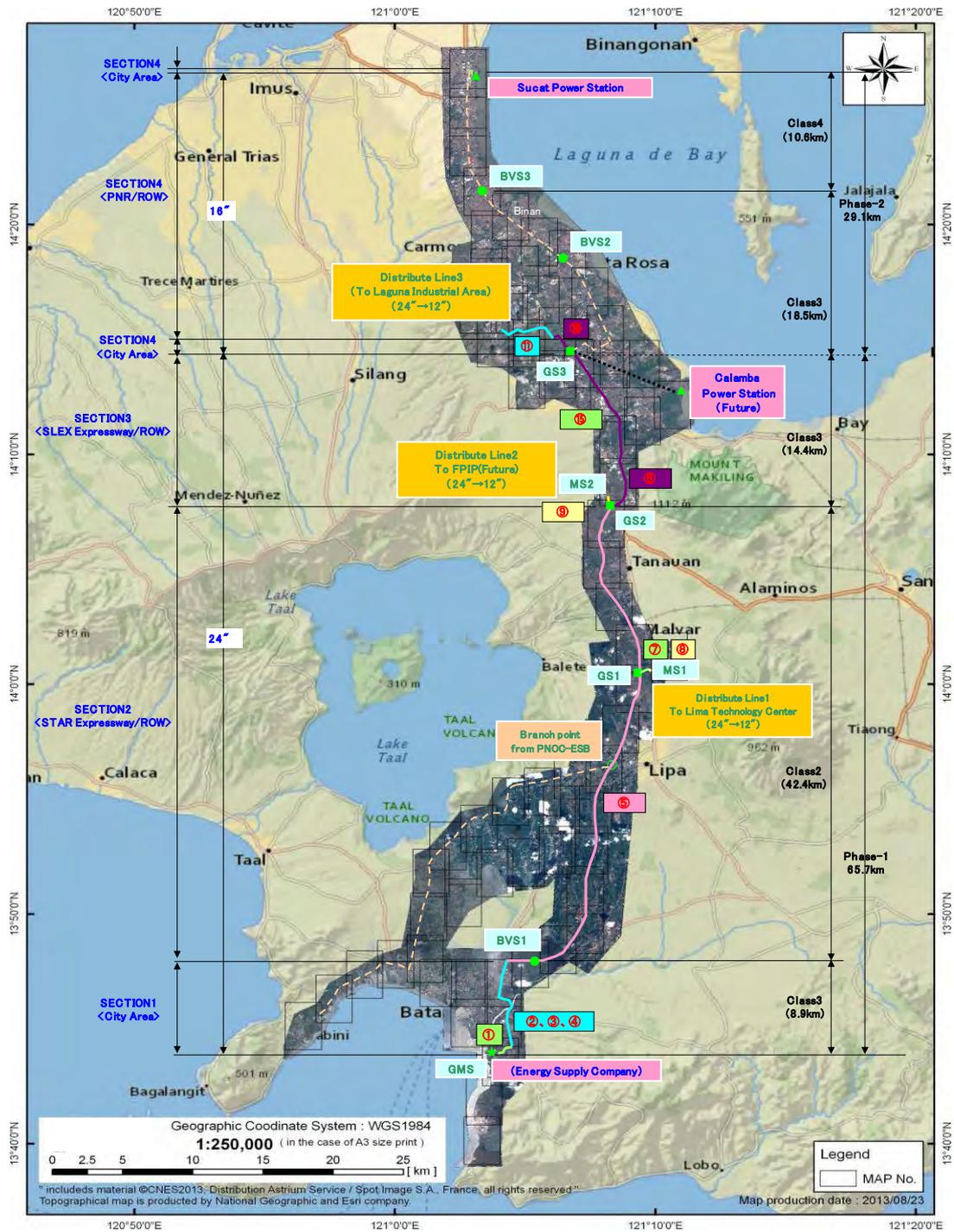


図 2.4-52 道路管理者確認用 路線図

表 2.4-18 道路管理者への確認状況 (Phase-1)

Situation of Pipeline route confirmation to road operators as PHASE-1 Route.

Authority / Agency				LGU	DPWH-BATANGAS		TRB		LGU		Reference Length (km)
				Batangas City	2nd District @Batangas	3rd District @Tanauan	STAR	SLEX	Malvar Municipality	Santa Rosa City	
SECTION 1	From SHELL OGP to Batangas EXIT(STAR)	①	Barangay Road (LIBJO-TAKAD Road)	Occupancy permit for pipeline	Possible						1.0Km
			Pipeline space	Possible							
		②	National Highway BATANGAS TABANGAO LOBO ROAD	Occupancy permit for pipeline		Possible					7.9Km
			Pipeline space		Possible						
	③	National Highway BATANGAS LOBO ROAD	Occupancy permit for pipeline		Possible						
		Pipeline space		Possible							
	④	National Highway MANILA BATANGAS ROAD	Occupancy permit for pipeline		Possible						
		Pipeline space		Possible							
SECTION 2	From Batangas EXIT(STAR) to Santo Tomas EXIT	⑤	STAR Expressway From Batangas/Basic route From Lipa/Alternative route	Occupancy permit for pipeline			Possible			42.4Km	
			Pipeline space			Possible					
SECTION 3	From Santo Tomas EXIT to Cabuyao EXIT(SLEX)	⑥	SLEX Expressway	Occupancy permit for pipeline				Possible		14.4Km	
			Pipeline space				Possible				
DISTRIBUTE 1	Distribute Line1 to Lima Technology Center From GS1 (Along STAR in Malvar) to MS1at Lima Technology Center	⑦	Barangay Road (San Andress Road) From GS1 to National Highway	Occupancy permit for pipeline					Possible	2.1Km	
			Pipeline space					Possible			
	⑧	National Highway J.P. Laurel Highway Road	Occupancy permit for pipeline		Possible				0.1Km		
		Pipeline space		Possible							
DISTRIBUTE 2	Distribute Line2 to FPIP(Future) From GS2(Sto Tomas EXIT(STAR) to FPIP(Future))	⑨	National Highway (Pan Philippine Highway) From GS2 to FPIP(Future)	Occupancy permit for pipeline		Possible				1.5Km	
			Pipeline space		Possible						
DISTRIBUTE 3	Distribute Lin3e to Laguna Industrial Area From GS3(Cabuyao EXIT(SLEX) to Laguna Industrial Area)	⑩	SLEX Expressway From GS3(Cabuyao EXIT(SLEX) to Eton EXIT(SLEX))	Occupancy permit for pipeline				Possible		2.0Km	
			Pipeline space				Possible				
	⑪	Green Field Park way (Private Road/Santa Rosa City) From Eton EXIT(STAR) to Laguna Industrial Area	Occupancy permit for pipeline					Informed*	5.0Km		
		Pipeline space					Possible				

*Informed to Santa Rosa city but not yet confirm to two private road owners. (Eton and Greenfields Subdivisions)

2.4.6 他国類似案件の設計基準との比較検討

Batman1 高圧ガスパイプラインのルートは、Batangas 市街地の国道、Batangas から Cabuyao に向けては、高速道路に沿っている。

人口密度が高く、かつ建築物が密に集積されている道路下に高圧ガスパイプラインを建設する例は、見られないため他国類似案件としては、日本がベースとなる。

ちなみに 諸外国では、高圧ガスパイプラインは、Right of Way を確保した上で、敷設するのが一般的である。

パイプラインに関する欧米諸国の規格・指針等のうち、比較的良好に使用されるものを以下に示す。これらは、日本国においても参照・利用されている規格・指針類である。

① ANSI/ ASME (American National Standards Institute :アメリカ規格協会/American Society of Mechanical Engineers :アメリカ機械学会)

- (ア) B 31.4 Liquid Petroleum Transportation Piping Systems (石油輸送配管システム)
- (イ) B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems (ガス輸送・配給配管システム)
- (ウ) B 16.5 Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings (鋼管フランジとフランジ継手)
- (エ) B 16.9 Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fittings (工場製作鋼製突き合わせ溶接式管継手)

② ASME (American Society of Mechanical Engineers :アメリカ機械学会)

- (ア) Boiler And Pressure Vessel Code (ボイラおよび圧力容器基準)
- (イ) Section V Nondestructive Examination (非破壊試験)
- (ウ) Section VII Pressure Vessels (圧力容器)
- (エ) Section IX Welding and Brazing Certifications (溶接およびろう付け施工法、溶接工等の認定)

③ API (American Petroleum Institute :アメリカ石油学会)

- (ア) SPECIFICATION 5L (SPEC 5L) Specification for Line Pipe (ラインパイプ仕様書)
- (イ) SPECIFICATION 6D (SPEC 6D) Specification for Pipeline Valves (パイプライン用バルブ仕様)
- (ウ) STANDARD 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities (パイプラインおよび付属設備の溶接基準)
- (エ) RECOMMENDED PRACTICE 1110 Recommended Practice for the Pressure
- (オ) Testing of Liquid Petroleum Pipelines (石油パイプラインの圧力試験に関する推奨実施指針)

- (カ) RECOMMENDED PRACTICE 1111 Recommended Practice for Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (炭化水素海底パイプラインの設計, 施工, 運転および維持管理に関する推奨実施指針)

④ ASTM (American Society for Testing and Materials :アメリカ材料・試験協会)

- (ア) A105 Forgings, Carbon Steel, for Piping Components (配管用炭素鋼鍛鋼品)
- (イ) A370 Mechanical Testing of Steel Products (鋼製製品の機械試験)等

⑤ IGE (The Institution of Gas Engineers :英国ガス技術者協会)

- (ア) TD/1 Recommendations on Transmission and Distribution Practice (輸送・配給の実施に関する推奨指針)
- (イ) Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission (高圧ガス輸送用鋼製パイプライン)
- (ウ) TD/9 Recommendations on Transmission and Distribution Practice (輸送・配給の実施に関する推奨指針)
- (エ) Offtakes and Pressure Regulating Installations for Inlet Pressure between 7 and 70 bar (入圧7-70バール用分岐・整圧設備)

これらの他に、以下の団体が定める規格が比較的良好に使用されている。

- (ア) AGA American Gas Association (アメリカガス協会)
- (イ) AWS American Welding Society (アメリカ溶接協会)
- (ウ) MSS Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings (アメリカバルブ・継手標準化協会)
- (エ) NACE National Association of Corrosion Engineers (全米防食技術者協会)
- (オ) SSPC Steel Structure Painting Committee (アメリカ鉄鋼めっき・塗装委員会)
- (カ) BS British Standards Institution (イギリス規格協会)
- (キ) DIN Deutsches Institut für Normung (ドイツ規格協会)
- (ク) DNV Det Norske Veritas (ノルウェー船級協会)
- (ケ) ISO International Organization for Standardization (国際標準化機構)

ANSI/ASME, ISO と日本のガス事業法 (関連する基準を包括する) の比較を表 2.4-19 に示す。

表 2.4-19 基準の比較

項目	ガス事業法	ASME (B31.8-1999)	ISO (13623-2000)
材料	ガス工作物の主要材料は最高使用温度及び最低使用温度において、安全な機械的性質を有するもの。 (JIS, API等を引用)	ASTM, APIを引用 本文に主要材料の規格名を記載、使用可能な規格名を附属書に記載	パイプラインシステムに使用する材料は、設計要求事項を満足させるのに必要な強度、靱性などの機械的性質を有すること。 組立、建設方法に適していること。
耐震	ガス耐震を引用 レベル2地震を考慮 (高圧導管のみ)	具体的な規定無し	環境荷重として地震を考慮することとなっているが、計算式は示されていない。
耐圧試験	耐圧部分は適切な方法により耐圧試験。 ただし、RTに合格したものを除く等 最高使用圧力の1.5倍	クラスロケーション毎（設計係数、場所）に異なる クラス1デビジョン1：水1.25倍以上 クラス1デビジョン2：水、空気1.1倍以上 クラス2水、空気1.25倍以上 クラス3&4：水1.4倍以上	水。水を使用できない場合空気。 最低1時間1.25倍以上（C,D流体で1.05倍を超えない場合1.20倍も可） 強度試験後漏れ試験として最低8時間1.1倍以上
気密試験	適切な方法により気密試験を行ったとき漏えいが無いこと。 最高使用圧力の気圧試験、通ずるガスの圧力での試験等	規定無し	規定無し
溶接部分	ガス工作物のガスを通ずる部分であって、0Paを超える圧力を受ける溶接部は、溶込みが十分で、溶接による割れ等で有害な欠陥がなく、設計上要求される強度以上の強度 高圧、中圧150mm以上の導管は、溶接施工法の確認 溶接士 適切な非破壊検査 RTの判断基準Z3104	溶接施工要領と溶接士はAPI1104によらなければならない API1104 溶接施工要領と溶接士	ISO13847に従って実施しなければならない ISO13847 溶接施工法 溶接士

今回、Batman1 で諸外国の基準と相違する代表的な部分は、現地溶接部の欠陥の許容基準である。ただし、人口密度が少なく、地震発生による影響がない部分においては、国際標準の規格を適用することとした。詳細は次表に示す。

表 2.4-20 国際標準規格と JIS の溶接欠陥合格基準の比較

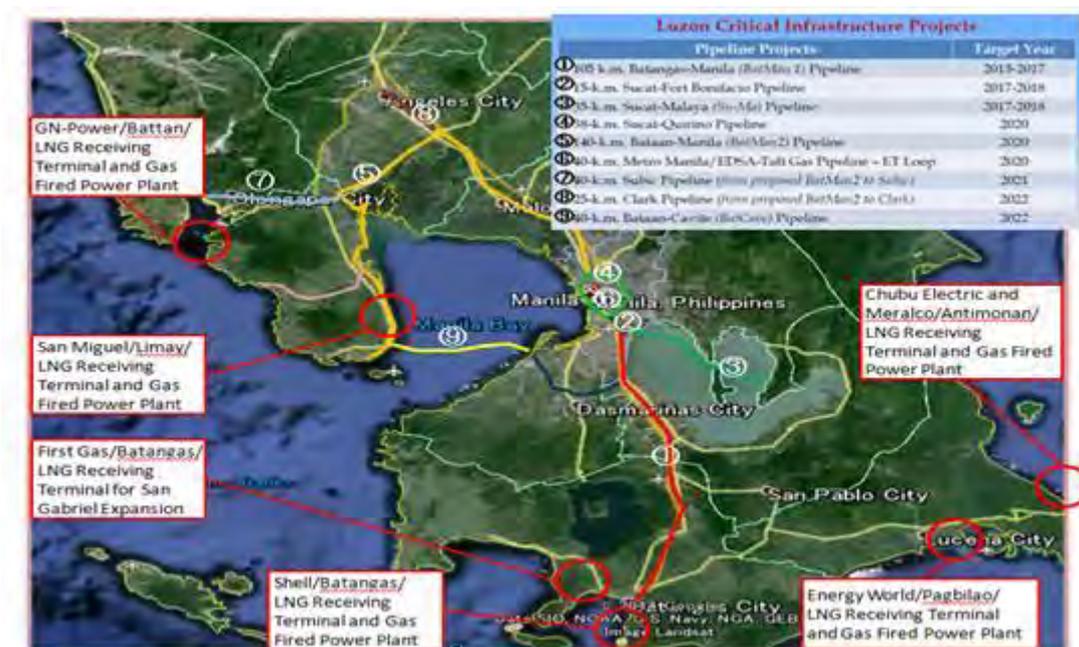
Standard Flaw Type	International standard API 1104	Japanese standard JIS Z3104 2 nd class
IP  Incomplete penetration	25 mm Individual or cumulative 25mm in 300mm length	5mm One third (1/3) of Wall Thickness
IFD  Incomplete fusion due to cold lap	50 mm Individual: 50mm Cumulative: 50mm in 300mm length	5mm One third (1/3) of Wall Thickness
BH  Blowhole	3mm Φ 3mm 25% of Wall Thickness	3mm 6 of ϕ 1mm BH in 1cm ² 3 of ϕ 2mm BH in 1cm ² 2 of ϕ 3mm BH in 1cm ²
REMARKS	In case 15mm Wall Thickness Pipe	

2.5 LNG 受け入れ基地ターミナル

2.5.1 バタンガス地域に LNG 受け入れ基地が必要な理由

Batman1 に供給する天然ガスは、Malampaya のガス田からは、供給余力がないため、LNG による輸入を前提とする。ルソン島南部における LNG 受け入れ基地は、下図に示すように 2014 年 7 月時点で、計 6 か所における建設計画がある。これらの建設予定地の中でも、以下の条件から Batangas 地域に設けることが適切かつ重要であるといえる。

Batangas 地域の合計 2700MW の火力発電所への天然ガス供給は、Malampaya ガス田が枯渇した後も、供給が必要であり、そのためには、Batangas 地域に LNG 受け入れ基地を設置する必要がある。現在、2700MW の火力発電所に供給している天然ガスは、Malampaya からの海底パイプライン一本で供給されており、このパイプラインからの天然ガス供給が何らかの影響で途絶えた場合、そのバックアップとして別ソース、別ルートからの天然ガス供給手段が必要とされる。Batangas からマニラに向けたガスパイプライン沿いには、多くの工業団地、商業施設が存在し、パイプラインから効率的に天然ガスを供給することができる。その結果、産業基盤の拡大、雇用創出につなげることができる。



出所：DOE 資料をもとに調査団作成

図 2.5-1 ルソン島南部における天然ガス関連設備の計画

2.5.2 LNG 受入基地の種類と特徴

LNG 受入基地は、産出地から船にて運ばれてきた液化天然ガスを受入れた後、再ガス化する施設である。

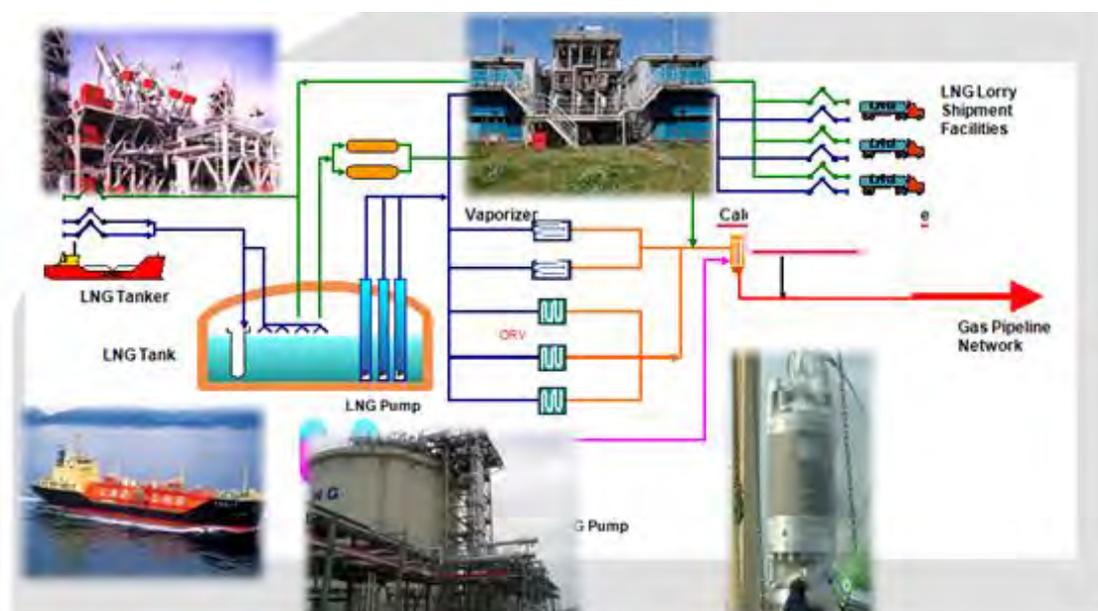
LNG 受入基地の主要機能は、以下の 4 点である。

- ・ LNG タンカーにて運搬されてきた LNG の受入
- ・ -162°C 未満の温度に耐えることができる極低温タンクでの LNG の貯蔵
- ・ 需要量に応じた LNG の再ガス化
- ・ パイプラインネットワークへのガスの供給

(1) 陸上式 LNG 受入基地

① 陸上式 LNG 受入基地の基本構成

LNG 受入基地はタンク、ポンプ、コンプレッサー、気化器、付臭設備などから構成される。LNG 受入基地の基本的な構成は、供給先に向けての安定供給、安全面、維持・管理の観点から適切な基本構成が選定される。



出所：調査団作成

図 2.5-2 陸上式 LNG 基地の基本的な構成

② LNG タンク容量と基数の設計

LNG 受入基地のタンク容量と基数を設計するためには、将来のガス需要量を見込んだ最大ガス需要量、季節変動要素と備蓄日数を定める必要がある。

ア) 設備設計

受入設備、貯蔵設備、気化設備、供給設備、防災設備、電気設備および計量設備等の LNG 受入設備を構成する各種設備は、適用法規・規格、納期やコストに適合した性能、構造、材料、品質および運転方法を設計・選定するのみではなく、自然条件（気象、海象や地形条件等）、耐震設計上の要求事項、LNG 条件（生産地、組成、密度や発熱量等）や供給ガスの要求事項（流速、送出圧力、発熱量等）を考慮する必要がある。

受入設備

LNG を運搬してきた LNG タンカー（長さ 200～300m）は、LNG 受入基地のドックに係留され、LNG を貯蔵用タンクに移送するためにローディングアームに接続される。受け入れられた LNG は、極低温（-162℃未満）に耐えられるように設計された鋼管に流される。この受入過程は、およそ 12 時間を必要とする。受入時に発生したボイル・オフ・ガス（BOG）は、LNG タンカーのタンクに戻される。

貯蔵設備

受け入れられた LNG は、BOG を抑制するため、二重壁で囲まれたタンクに貯蔵される。これらのタンクは、ガスの凝縮状態である液体状態を維持するために必要となる -162℃未満の温度に耐えることができるものである。外側の壁は PC コンクリートもしくは鉄で作られている。貯蔵タンクは、高度な技術によりガスの凝縮状態を維持するものの、少量の熱のタンクへの流入を避けることは困難であり、BOG を引き起こすことになる。発生した BOG は、コンプレッサーと再凝縮システムを運用することで LNG と混合され、フィードバックされる。このリサイクリングシステムにより、通常運転時における無駄な天然ガスの消費を避けることができる。

圧縮・気化設備

貯蔵された LNG は、タンクから搬送される際、加圧され、熱交換器を使用することで再ガス化する。タンク内には、LNG を高圧ポンプで送出するためのインタンク型サブマージドポンプを備えている。その後、圧縮された LNG は、気化器によって気体状態に戻される。

LNG は、海水の熱を利用することで温められる。この加温過程は、熱交換器（ガスと海水は接触しない）で行われる。その際の熱媒体として用いられた海水の温度低下は 6℃程度とし、放水管にて海に放流される。

計量設備

気体状態となった天然ガスは、パイプラインネットワークに送出される前に、流量を計測される。

イ) レイアウト

これらの各種設備は、決定された LNG 受入基地の基本構成に従ってレイアウト設計される（埠頭・受入設備 ⇒ LNG タンク ⇒ LNG ポンプ ⇒ 気化器 ⇒ 送出）。各々の機能に応じてこれらの設備を配置し、運転性能を向上するため、サイトを道路等でいくつかの領域に分割する。また、将来の設備拡張やメンテナンスの容易性等も考慮したレイアウト設計が実施される。

ウ) LNG 受入基地の設置場所

LNG 受入基地の設置場所は、以下の項目を考慮して選定する。

- ・ 送出位置（送出先となるパイプライン網が、基地の近くに位置している）

- ・ 港湾施設として問題なく LNG 輸送船の受入が可能
- ・ 電気供給および海水供給の容易性と安定性
- ・ 周囲環境および災害に対する環境保護
- ・ 経済性

(2) 洋上式 LNG 受入基地

洋上式 LNG 受入基地は、陸上に基地を設けることなく、海上における再ガス化専用施設として利用される浮体式の LNG 貯蔵再ガス化設備である。この洋上式 LNG 受入基地 (Floating Storage and Regasification Unit) は、略称で FSRU と呼ばれる。FSRU の最近の動向と特徴を以下に示す¹。

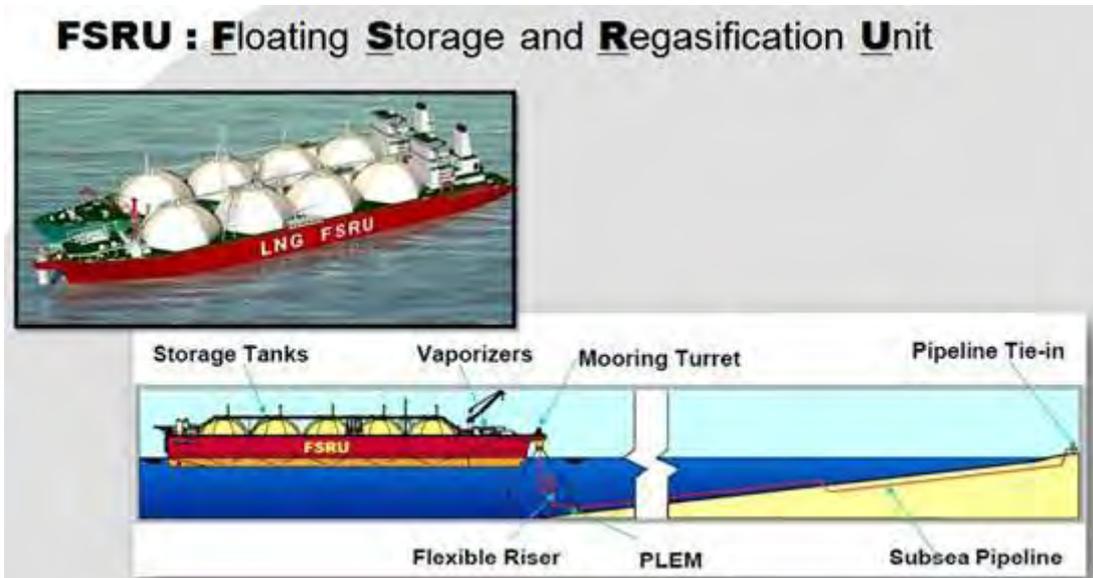
- ・ 全世界で、従来型の陸上 LNG 受入基地の代替として、FSRU の計画・建設が相次いでおり、既にいくつかは実際に操業が開始されている。
- ・ FSRU は、陸上 LNG 受入基地に比べて、建設コストが安く建設期間も短い。さらに、既存の LNG 船 (LNG タンカー) の改造により FSRU へと転用するケースも多く、その場合は一層の建設コスト低減と建設期間短縮が可能である。
- ・ これらの特性から、特に活用が見込まれるケースとして、急速にガス需要 (電力需要も含む) の増加が見込まれ、短期的にエネルギー需給がひっ迫する可能性の高い地域において、緊急対応的に利用される場合が多い。特に近年の石油価格高騰により、途上国では石油に代わるエネルギー源としてガスの重要性が高まっており FSRU が即効性のある解決策となっている。また、陸上 LNG 受入基地を建設するまでの期間、つなぎとして期間限定で使用される場合もあり、不要になった場合でも撤去が容易である。
- ・ FSRU を設置する場合、地上に建設する設備との兼ね合いにより、係留・荷役・ガス化の際のオペレーションレイアウトは多彩なものが考えられる。
- ・ 浮体式であることから、気象・海象による影響を受けやすい。
- ・ 今後も浮体式の LNG 受入基地 (FSRU) の建設が増えていくことが予想されるが、基本的には緊急的・一時対応的なものとしての使用が多くなる (望ましい) と考えられる。

その他、洋上式の LNG 受入基地を選定する理由としては、以下が挙げられる。

- ・ 陸上基地に対する住民の反対運動が強い
- ・ 陸上では許認可取得が困難
- ・ 基地の設置場所 (スペース) が無い場合
- ・ 環境問題、漁業補償などの解決に膨大な時間と費用が必要
- ・ 僻地、悪環境で陸上への設置が困難
- ・ テロなどの影響を考えると陸上は避けたい
- ・ 陸上の景観を損ないたくない
- ・ 航路および港湾建設に膨大な費用がかかる
- ・ 短期に建設したい

¹ JOGMEC, 石油・天然ガス資源情報, “グローバルに拡大する FSU・FSRU (浮体式 LNG 受入基地)”, 2013

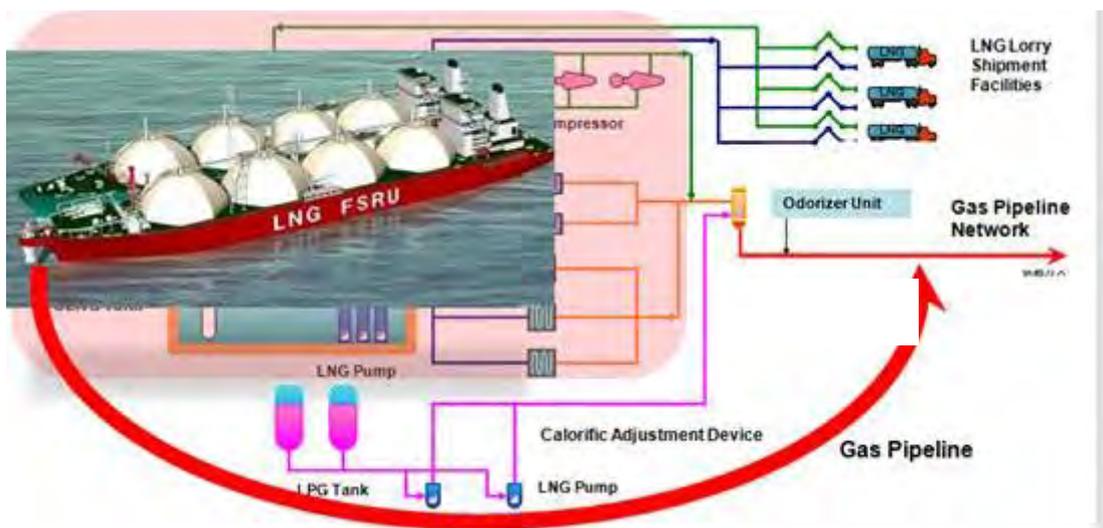
- ・ 利用後に他の地域に移動したい



出所：調査団作成

図 2.5-3 FSRU の基本概念

FSRU は、次図の陸上式 LNG 受入基地の基本構成図のハッチングされたすべての部分が LNG タンカーに搭載されている。但し、付臭設備および熱量調整設備は、一般的に FSRU に搭載されない。このため、これらの設備を必要とする場合は、別途、陸上に設置する必要がある。FSRU にて気化された天然ガスは、直接陸上のガスパイプラインネットワークに送出される。



出所：調査団作成

図 2.5-4 FSRU の基本構成

FSRU は、LNG の貯蔵機能および気化機能を有する船を新造もしくは既存のタンカーの改造にて実現する。

FSRU に搭載される主な設備は以下の通り。

- ・ LNG 荷卸設備（アンローディングシステム）
- ・ 貯蔵設備（船上・船内）
- ・ ボイルオフガス処理設備
- ・ LNG ポンプ設備
- ・ 気化設備
- ・ 送出設備
- ・ 補助設備

FSRU は、LNG タンカーにて運搬された LNG を FSRU に搭載されたアンローディングシステムにて受け入れ、タンクに貯蔵し、ポンプで圧送し、天然ガスに再ガス化する。その後、気化された天然ガスを海底パイプラインに直接的に送出するか、高圧のローディングアームを介して陸上に送出する。送出の前には天然ガスの流速を流量計にて測定する。

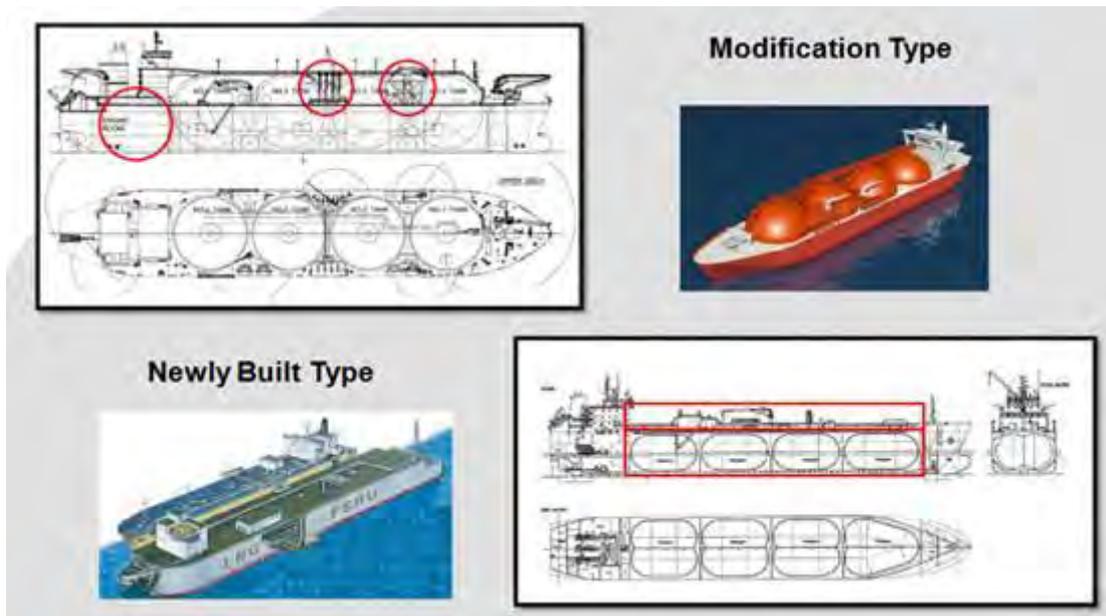
気化には、3 種類方法がある。

- ・ Open Loop Seawater : 海水を利用した気化方法
- ・ Closed Loop Water : ボイラーで作られた温水を利用した気化方法
- ・ Closed Loop Steam : ボイラーで作られた蒸気を利用した気化方法

① FSRU の構造

FSRU の構造は、大別すると、Modification Type と Newly Built Type の 2 種類となる。Modification Type とは、既存の LNG タンカーを改造するものであり、タンカーの空いたスペースを利用し、気化器や LNG ポンプを設置する方法である。

Newly Built Type とは、最初から FSRU としての機能を考慮して設計・建造するものであり、基本的に LNG タンクは船体内部に設置され、気化器や LNG ポンプ等は船体内もしくは甲板に設置される。



出所：調査団作成

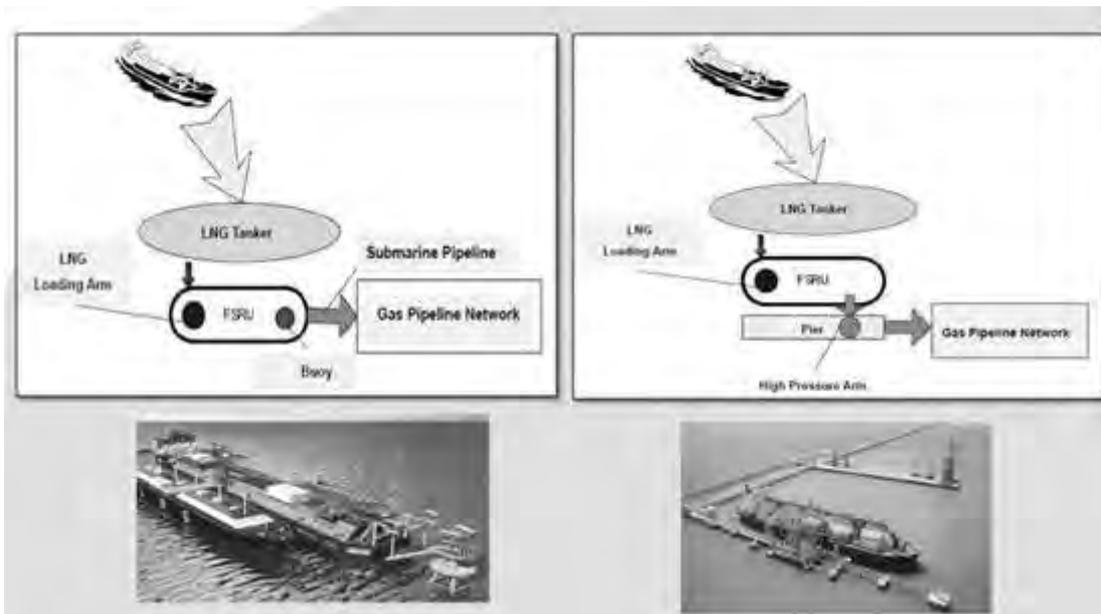
図 2.5-5 FSRU の構造

Modification Type のデメリットとしては、BOG の発電利用が出来ない点 (BOG は、0.15wt%/日の BOG レートベースで 100ton/日の発生が見込まれる)、船体寿命が短いとあげられる。なお、タンク容量も限られるが、近年は大型化が進んでいる。

② 受入方法

洋上式 LNG 受入基地は、陸上から敷設された栈橋もしくは海上に浮かぶブイ (アンカーチェーン等で固定) に係留される。係留および受入方法の選定は、運転費用、柔軟性、有用性および信頼性の面で大きな影響があるため、非常に重要となる。

この選定にあたっては、適切な選択のために、設置場所の特性 (気象条件、水深等)、貯蔵および供給要件、環境面への配慮などのいくつかの要素を検討・考慮する必要がある。



出所：調査団作成

図 2.5-6 FSRU のガス受け入れ方法

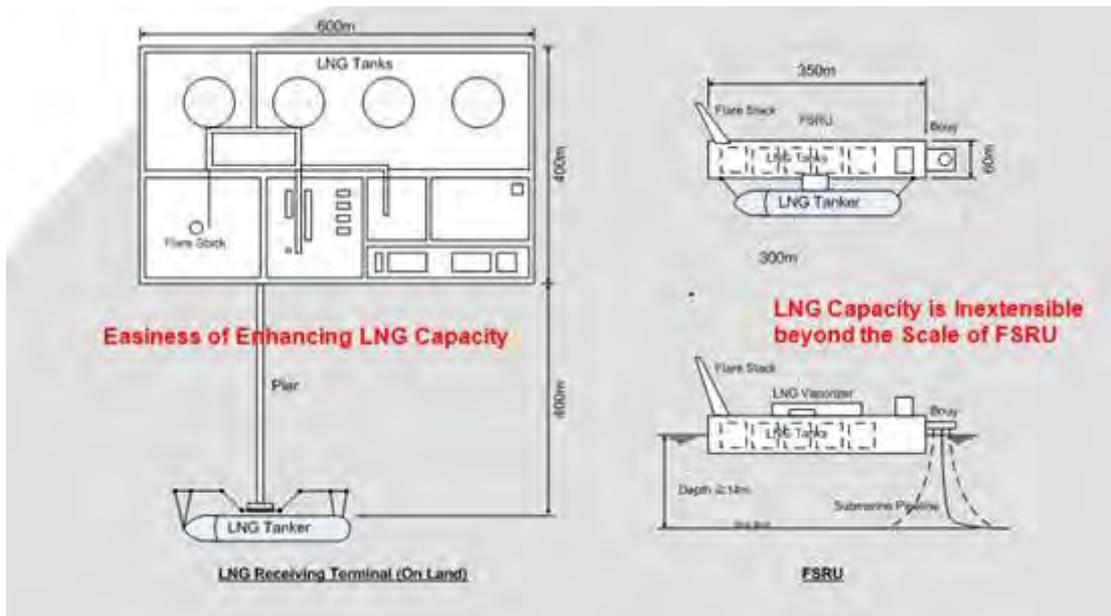
FSRU は、通常、ブイもしくは栈橋に係留された状態にある。LNG は、LNG タンカーにて定期的に FSRU に運搬される。LNG タンカーから降ろされた LNG は FSRU に格納されている低温貯蔵タンクに貯蔵される。その後、FSRU にて気化された天然ガスは、陸上のガスパイプラインネットワークに送出される。

FSRU の注意点としては、洋上に設置されるため、気象・海象に大きく影響を受ける点が指摘できる。特に係留索を用いたの係留では、通常、船舶が栈橋に係留されるのと同様、波高が高くなると安全性にも大きく関わってくる。特に、外洋に直接面した港湾では長周期波（周期が数十秒～数分の波で、ゆっくりと海面が上下する動き）の影響があるため、注意が必要である。従って、FSRU の設置場所としては、波浪の影響が少ない湾内とされることが多い。また、台風やハリケーンなどが接近する場合には、安全のために FSRU を離岸させ避難させることが必要になる可能性もある。

③ 陸上式と洋上式の比較

ア) アレンジメント

次の図は、陸上式 LNG 基地と FSRU のサイズとアレンジメントを示したものである。一般的に、陸上式 LNG 受入基地は、各種安全規定等に従った一定の離隔をもった状態でレイアウトされるが、FSRU では、全ての設備が制限された船体内および甲板上に配置される。これにより、FSRU は陸上式 LNG 基地に比べると小スペースとなるが、FSRU の容量は制限されるので、計画に応じた設備対応が求められる。



出所：調査団作成

図 2.5-7 FSRU のアレンジメント

イ) 建設工期および費用

建設工期の面では、FSRU は陸上式 LNG 基地よりも優位となる。新設の陸上式 LNG 基地は、全体建設工期として約 48 カ月を要する。一方、タンカー改造タイプの FSRU の建設工期は、その約半分から 2/3 の期間で建造される。

一般的に、FSRU の造船費は陸上式 LNG 受入基地の建設費より安いと言われるが、FSRU の造船費に加え、栈橋やブイ等の洋上までの受入設備の設置、追加安全対策、防食仕様のグレードアップや運転・保守コストの増加等も踏まえての比較が必要とされる。

In case of 100,000kl ~ 180,000kl x 1 tank

	Period of Construction	Commissioning	Total (month)	Ratio of Construction Cost
LNG Receiving Terminal	36 ~ 42	6	42 ~ 48	1.0
FSRU - Newly Build Type	34 ~ 37	6	40 ~ 43	1.0
FSRU - Tanker Remodeling Type	24	3	27	0.6 ~ 1.0

Demerits of Remodeling Type

1. There is no facilities of using BOG for power generation.
(BOG is generated at a rate of 100 ton/day based on 0.15 wt%/day of BOG rate)
2. Lifetime is shorter than Newly build type.
3. Tank volume of the old tankers is limited. (≤ 150,000kl)

出所：調査団作成

図 2.5-8 工期、建造・建設費

ウ) メリットおよびデメリット

陸上式および洋上式の LNG 受入基地のそれぞれのメリットおよびデメリットを纏めると以下の通りとなる。

陸上式 LNG 受入基地

メリット：

- ・ 気象状態に影響されない安定供給
- ・ LNG 貯蔵量、生産量等の拡張性（但し、スペースの確保が前提）

デメリット：

- ・ FSRU に比して、広い敷地面積を要する
- ・ FSRU に比して、長い工事期間を要する
- ・ FSRU に比して、環境影響評価に要する期間が長い

FSRU

メリット：

- ・ 陸上設備が不要（但し、熱量調整設備が必要な場合は、陸上に設置する必要がある）
- ・ 陸上式 LNG 基地に比して、建設工期が短い

デメリット：

- ・ 安定供給が困難（気象状態に左右され、悪天候時の供給が不可）
- ・ FSRU ではタンクの貯蔵容量は設置される船体の大きさによって画一的に決定される。したがって、需要増加などに併せてタンクの増設を行う際には、FSRU の隻数を増加させていかなければならず、その都度係留設備も増設していく必要がある。

2.6 事業費積算

本節は、公開版報告書には掲載されません。

2.7 事業計画・開発スケジュール

2.7.1 事業スキームの検討

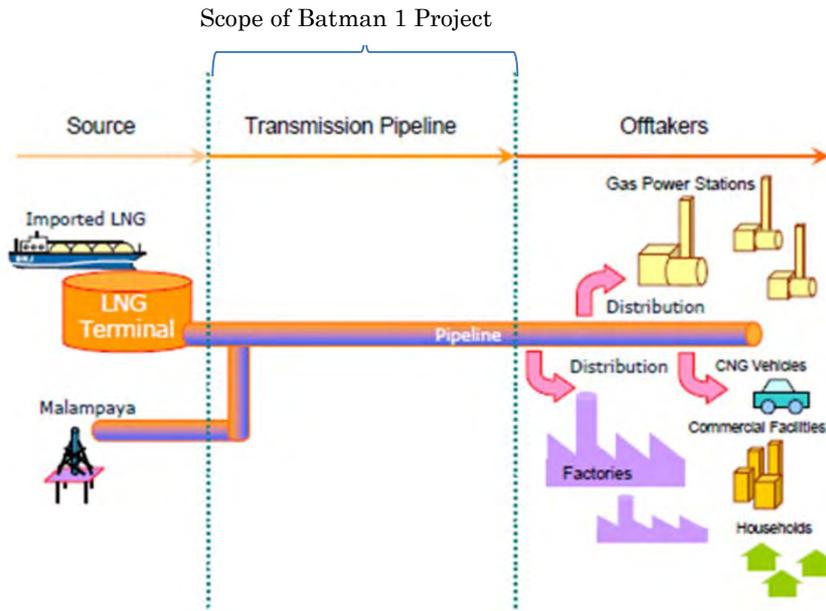
(1) 事業の範囲

フィリピン国内における天然ガス産業のバリューチェーンは、ガス供給（ガス田、LNG受入基地）、託送、そして卸売、小売を通じた配給へと続く。本調査においては、バリューチェーンは、ガス供給、託送、卸売、小売の4つの事業スコープ（セグメント）に分類して考える。このような天然ガス作業のバリューチェーンは、単一の事業主体によって一貫して整備・運営されることも可能であり、また、各事業スコープに分割整備・運営される形（分割方式）もあり得る。

天然ガス産業のバリューチェーン全体を単一事業主体が整備・運営する方式の利点は、投資、事業戦略立案等を、産業を全体俯瞰する視点で行えることである。すなわち、バリューチェーン全体での最適化が図られる。他方、事業スコープごとに分割整備・運営する方式の利点は、事業への参入障壁が低くなること、公平な競争環境を構築できることである。例えば、企業はガス供給、託送インフラに投資しなくとも、単に配給事業に参入することも可能となる。

例えば、ガス供給事業スコープとガス配給事業スコープを結ぶ託送事業が一施設（一本のパイプラインのみ）だけである場合（次図参照）、分割方式であればガス供給とガス配給のいずれの事業スコープにおいても競争環境が構築される。その際、託送事業は独占的な立場にあり、供給、配給双方に対し影響力を行使することが可能な立場（特定企業を優遇、冷遇できる立場）にある。従って、ガス託送事業は、その上流、下流のいずれにおいても競争環境を構築するためには、オープンアクセスの形で事業運営することが条件となろう。

このような背景を勘案し、本事業（Batman1）を検討するに際しては、フィリピンにおけるガス産業が競争環境を提供するもの、かつ事業参入の障壁が低いものとして育成されるべく、分割方式を前提とする。その結果、本事業の主な範囲は、次図に示すようにガス事業全体のうち、託送事業＝トランスミッションパイプラインの建設及び維持管理に係る部分とする。その上で、本節においては、本事業に関し官民連携（PPP）を含む如何なる事業スキームが最も適しているかを検討する。



出所：調査団作成

図 2.7-1 LNG 事業の全体像と本事業の範囲

まずは、Batman 1 事業の業務範囲については、仮に分割方式を軸としても、多くのオプションが考えられる。事業参画候補となる企業が託送事業としてのパイプライン整備び運営維持管理を超えた、幅広い事業範囲を有するパターンの例は以下に示したとおりである（オプション 4 はバリューチェーン全体を単一事業主体が整備・運営する方式）。

表 2.7-1 事業者の業務範囲のオプション例

Option No.	Scope			Charges		
	Supply (purchase)	Transmission	Distribution (wholesale)	Distribution (retail)	Content	Payer
1					Wheeling charge (transmission charge)	Distributor (wholesaler)
2					Gas charge (inc. gas purchase & transmission)	
3					Gas charge (inc. gas purchase, transmission & wholesale)	Distributor (Retailer)
4						
5					Gas charge (inc. all costs from purchase to distribution)	End users
6						

出所：調査団作成

オプション 1 は、パイプラインの建設及び運営維持管理を事業範囲とする場合である。このオプションの場合、ガス事業自体への公共側の関与は最低限のものとなる。公共側が行うのは、ガスパイプラインを建設し民間事業者に貸与し、初期投資分を回収するためパイ

プライン使用料を徴収するのみである（ガス事業の規制業務を除く）。オプション2、3及び5は、ガス供給者からのガスの購入が含まれる可能性があり、公共の関与がより大きくなるオプションである。オプション3～6は、配給（卸売、小売）についても関与する場合である。

民間事業者の事業範囲を決める上において、民間事業者の意向が重要となるところ、2014年1月に実施したインタビューによると、未だはっきりとした考えを有していないことが判明した。そのため、事業範囲にかかると最終的な調整は、事業準備の後半の段階において検討されることが望まれる。

(2) 事業スキームのオプション

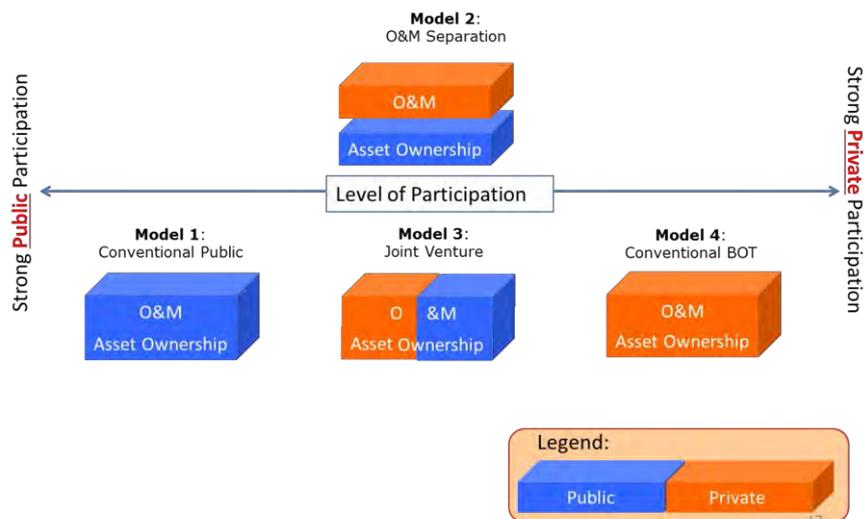
事業スキームとしては、通常の公共事業のように資金調達から施設整備及び運営維持管理の全てを公共側で実施する場合から、BOT事業のように資金調達、施設整備及び運営維持管理を包括的に民間に委ねる場合、そして、以上の中間に位置するスキームが存在する。本事業において、可能性のある事業スキームオプションは、次表のとおりである。

表 2.7-2 事業スキームオプション

事業スキームオプション		資金調達	施設整備	運営維持管理	料金收受
Model 1	通常の公共事業	公共	公共	公共	公共
Model 2-1*	O&M 分離方式 (アウトソーシング)	公共	公共	民間	公共 (民間) *
Model 2-2*	O&M 分離方式 (リース)	公共	公共	民間	公共 (民間) *
Model 3	JV 方式	公共/民間	公共/民間	公共/民間	公共/民間
Model 4	BOT 方式	民間	民間	民間	民間

*O&M 分離方式の場合、2つのオプション(2-1及び2-2)に区分できる。一つは、民間にO&Mを委託し委託料を支払うケース、もう一つは民間に施設をリースし、民間からリース料を徴収するケースである。前者の場合はエンドユーザーからの料金は公共側の収入となるが、後者の場合には民間の収入となる。

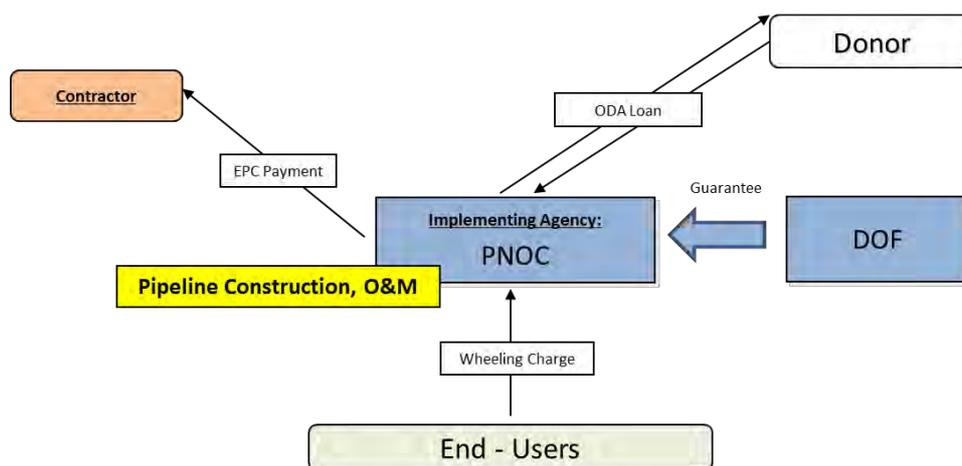
上表に示す各事業スキームオプションにおける民間の関与の度合いは、下図に示すようにModel 1が一番弱く、Model 4が一番強い。



出所：調査団作成

図 2.7-2 事業スキームオプションと民間関与の度合い

Model 1 は、通常の公共事業の場合で、資金調達、施設整備及び運営維持管理は全て公共側が実施する。託送費は全て公共側の収入となる。具体的には、下図に示すように、PNOC が政府からの予算ないし ODA ローンを受け、それを財務省が保証する。当初は、PNOC がパイプラインの維持管理を行う子会社を設立するというオプションもあったが、GCG (The Government Commission for Government Owned and Controlled Corporations) は、PNOC の子会社の設立について、否定的な見解を示しているとされている。

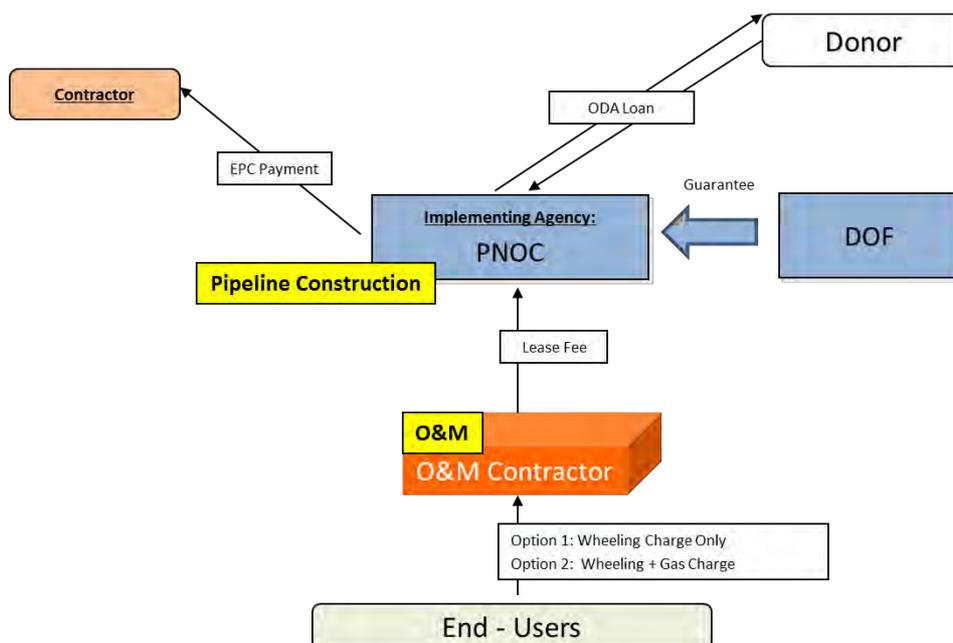


出所：調査団作成

図 2.7-3 Model 1 (通常の公共事業) の事業スキーム図

Model 2 は、O&M 分離型の場合で、資金調達及び施設整備については公共側が実施し、

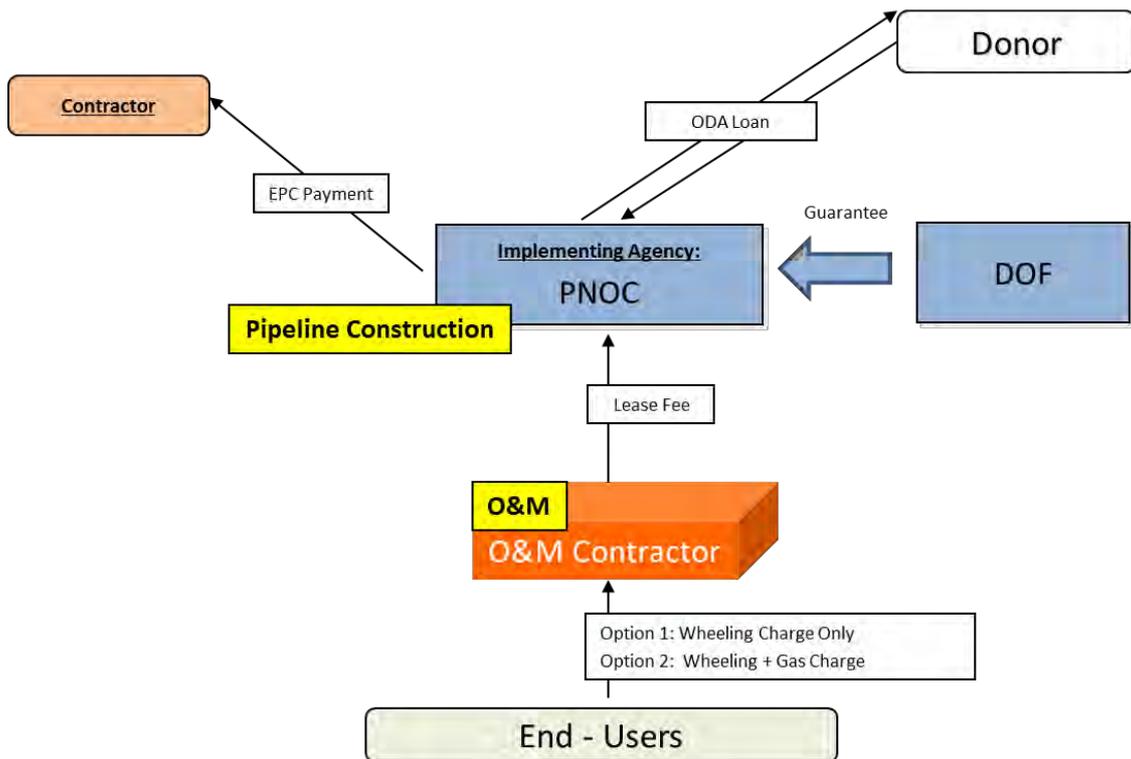
運営維持管理については民間が実施する。運営維持管理部分については PNOC が民間事業者に対して、業務委託する場合と施設を民間にリースする場合が想定される。前者の場合には、託送費は民間が料金徴収の代行を行うものの、全て公共側の収入となる。



出所：調査団作成

図 2.7-4 Model2 (O&M 分離型:アウトソーシング) の事業スキーム図

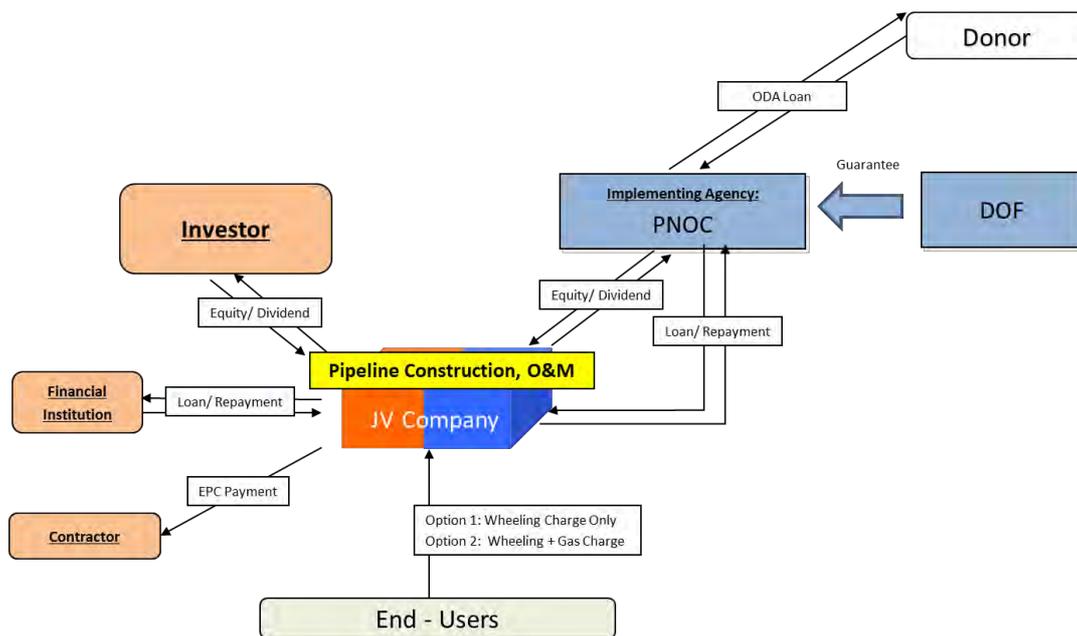
後者の場合(モデル 2-2)には、PNOC は、民間に施設をリースして、リース料を徴収する。民間はエンドユーザーからパイプライン使用料(オプション 1)ないし、ガス料金 (オプション 2) を徴収する。民間事業者がパイプラインの運営のみを行う場合には、オプション 1 が選定され、民間事業者がガスの購入、卸売、小売といったより幅広い事業を行う場合には、オプション 2 が選定される。以上のオプション 1 及び 2 のコンセプトは、モデル 2-2、3 及び 4 について共通である。



出所：調査団作成

図 2.7-5 Model2 (O&M 分離型:リース) の事業スキーム図

Model3 は、JV 方式の場合で、公共側と民間は子会社を共同で設立し、同子会社が資金調達、施設整備及び運営維持管理を行う。具体的には、PNO と民間が共同で出資し JV 会社を設立し、その JV 会社が PNO から円借等の転貸を受ける。また、同時にその他の民間金融機関等からの融資も受け、同資金を用いて施設整備を行う。エンドユーザーからの託送料金収入をもって以上の融資の返済や親会社への配当に充当する。

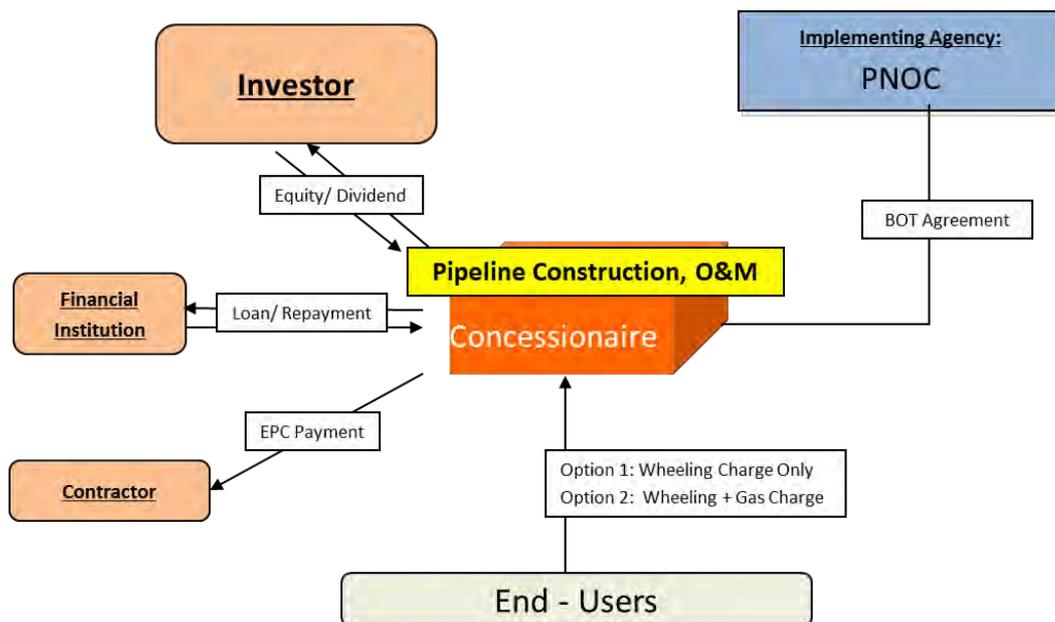


出所：調査団作成

図 2.7-6 Model3 (JV 方式) の事業スキーム図

なお、Model3 (JV 方式) の派生形として、アベイラビリティペイメント方式の適用が考えられる。アベイラビリティペイメント方式とは、施設が規定の条件を満たして利用可能である場合には、公共側が民間側に一定額を支払う方法である。この場合、利用者からの収入は一旦公共側に入ることとなり、需要リスクについては官民で分担することが想定される。

Model4 は、BOT 方式で、資金調達、施設整備及び運営維持管理を包括的に民間が実施する。具体的には、民間は、一定の出資により会社を設立し、同会社と PNOC が BOT 契約 (コンセッション契約) を締結する。また、同会社は、民間金融機関等から資金調達し、これらの資金により施設整備及び運営維持管理を行う。また、民間は託送料金をエンドユーザーから直接収受することにより、融資金の返済や出資に対する配当につき支弁する。



出所：調査団作成

図 2.7-7 Model 4 (BOT 方式) の事業スキーム図

なお、Model 4 (BOT 方式) についても、アベイラビリティペイメント方式の適用が考えられる。この場合、利用者からの収入は一旦公共側に入ることとなり、需要リスクについては官民で分担することが想定される。

(3) 事業スキームのオプションの比較検討

本事業において可能性のある事業スキームとして示された 4 つのオプションにつき、評価を行った。評価項目は、下表のとおりである。

表 2.7-3 事業スキームオプション評価項目

評価項目	内容
公共側のライフサイクルにおける純利益(VFMの観点から)	公共側の事業収入のみならず税金等を含む事業全体の収入から、建設費・維持管理等のライフサイクルコストを差し引き、ライフサイクルにおける純利益を現在価値ベースで算定。どのスキームが公共側にとって財務的なメリットが大きいのか。
財務的実行可能性	資金調達に政府の信用力や ODA の活用など、安定かつ低コストで資金調達が可能か。
経済的インパクト	低廉な利用料金の設定によりガス利用を促進するといった公共側の政策意図を達成できるか。
早期の事業実施可能性	ガスパイプラインの開業を早期に実現することができるか。

公共側の実施能力との適合性	スキームによって公共側の関与の形態が異なるところ、公共側の実施能力から当該スキームにおいて適切なガス事業の運営・維持管理が可能か。
人材開発の機会	公共側にガス事業のノウハウが蓄積され、更なる事業の展開につながるか可能はあるか。
政策・法制度との整合性	フィ国政府の政策及び法制度と整合がとれているか。

出所：調査団作成

以上の評価指標に基づき評価を行ったところ、JICA 調査団は、モデル 2 (O&M 分離方式) が最適なスキームであると結論に至った (分析内容の詳細については下表を参照のこと)。モデル 2 は、更に 2 つのモデルに分けることができる。モデル 2-1 及び 2-2 の選定は、民間事業者の事業範囲の議論と深くかかわっているため、民間事業者が事業に対してより明確な考え方を有するであろう、事業準備の後半段階において、より詳細に議論され選定されるべきである。

モデル 3 (JV 方式) は、モデル 2 の次に推奨される。もっとも、ODA 資金の利用可能性について更に検討を要する。なお、アベイラビリティペイメント方式が適用される場合には、需要リスクが官民にて分担され、民間事業者の本事業への参画意欲が高まることが想定される。

モデル 1 (通常の公共事業) は、公共側にガスパイプラインの建設及び運営のノウハウが無い場合適用困難である。

モデル 4 (BOT 方式) は、ソフトローンを利用しないため、財務的実現可能性が低く、またガス料金の水準をコントロールすることが困難であり政府の政策を達成できない可能性があるため、適用困難である。

表 2.7-4 各事業スキームの評価

評価の視点	Model 1 (通常の公共事業)	Model 2 (O&M 分離方式)	Model 3 (JV 方式)	Model 4 (BOT 方式)
公共側のライフサイクルにおける純利益(VFMの観点から)	高 政府：163 Mil USD (NPV) PNOC：191 Mil USD (NPV)	高 政府：200 Mil USD (NPV) PNOC：104 Mil USD (NPV)	高 政府：167 Mil USD (NPV) PNOC：93 Mil USD (NPV)	低 政府：161 Mil USD (NPV) PNOC：0 (NPV)
財務的実行可能性	高 ○：ソフトローンの利用により資金調達コストが低い。 ×：初期投資につき公共側が資金調達する必要	高 ○：ソフトローンの利用により資金調達コストが低い。また、PNOC はリース収入より初期段階から安定した収入を得ることが	中 ○：民間の資金に一定の公的資金をブレンドすることにより資金調達コストを一定程度抑えることができる。	低 ○：政府の初期投資に対する負担がほとんどない ×：全て民間から資金調達するためコストがモ

評価の視点	Model 1 (通常の公共事業)	Model 2 (O&M 分離方式)	Model 3 (JV 方式)	Model 4 (BOT 方式)
		できる ×: 初期投資につき公共側が資金調達する必要	×: 一定の初期投資について公共側が資金調達する必要	デルの中で一番高い。
経済的インパクト	高 ○: 公共主導により、ガス料金を低く抑えガスの利用を促進することにより、高い経済的インパクトを期待	高 Model 1 と同様	高 Model 1 と同様	中 ×: 政府によるガス料金のコントロールがしにくいので、幅広いガス利用の普及が困難となる可能性
早期の事業実施可能性	高 ○: 契約関係及び選定手順がシンプル且つ事業成立までの予測可能性が高い ×: ODA を活用する場合には、一定の準備期間を要する。	高 ○: O&M 事業者の選定前に建設を開始することができる。 ×: ODA を活用する場合には、一定の準備期間を要する。	中 ○: JV ガイドラインを根拠法として事業者選定を実施できる ×: 契約関係及び選定手順が複雑かつ事業成立までの予想可能性が低い	中 ○: BOT 法及びその IRR が整備されており、手続きは明快。 ×: BOT 法に基づき ICC の審査を必要とするなど、手続きに時間を要する。
公共側の実施能力との適合性	低 ×: 運営も含めて全て公共側により実施することとなるが、公共内部のみでは、十分な維持管理にかかる経験及び能力を有しない	高 ○: 公共側の運営等の実施能力が不足していても O&M の部分について、能力のある民間を選定できる ○: 維持管理の水準が下がった場合には、O&M の支払い額を減額するなど管理が容易。(O&M を委託する場合)	中 ○: 能力のある民間と JV を組むことにより、公共側の実施能力の補完可 ×: 公共側がマジョリティを持つ場合には、運営・維持管理の能力につき民間側ノウハウが十二分に発揮できない可能性	中 ○: 能力のある民間を選定することにより実施可 ×: 一方で、維持管理の水準が下がった場合にも、公共側から民間への支払いがないため、減額措置等によるコントロールが困難
人材開発の機会	低 ×: 公共側にとって人材開発の機会がほとんどない	中 ○: ノウハウを有する民間の運営維持管理への発注及びモニタリングから間接的に人材開発の可能性	高 ○: 共同でプロジェクトを実施するため、OJT 等により人材開発の機会が豊富に得られる	低 ×: 公共側にとって人材開発の機会がほとんどない
政策・法制度との整合性	高 通常の公共事業であり、法制度的に問題ない。	高 通常の公共事業により施設整備し、運営維持管理の	中 PNOC と民間の共同出資により会社を設立し	高 BOT 法に基づいて実施。

評価の視点	Model 1 (通常の公共事業)	Model 2 (O&M 分離方式)	Model 3 (JV 方式)	Model 4 (BOT 方式)
		みを民間に委託する場合は現時点で大きな課題は見受けられない。リースする場合には、コンセッションを民間に付与できるか今後詳細な検討が必要	た場合、GOOC となる可能性があるところ、現在政府は、新たな GOOC 設立に後ろ向きとされている。もっとも PNOC の子会社と民間との共同出資の可能性もあり、今後詳細が必要	
総合評価	低 公共側にとってライフサイクルでの財務的メリットが高く、料金水準に対するコントロールもしやすいが、公共側に <u>ガスパイプラインの建設・運営維持管理のノウハウがない</u>	高 公共側にとって <u>ライフサイクルでの財務的メリットが高く、O&M 委託の場合、料金水準に対するコントロールもしやすい。ガスパイプラインの運営維持管理にノウハウを有する民間を活用しつつ契約で管理することにより安全性を確保できる。</u>	高 公共側にとってライフサイクルでの財務的メリットは中程度であるが、 <u>ガスパイプラインの運営維持管理にノウハウを有する民間と共同で実施することにより安全性を確保しつつ人材開発を図ることができる。もっとも政策的・法制度的整合性に<u>つき要検討</u></u>	低 リスクの多くを民間に移転できるというメリットがある。しかし、公共側にとって <u>ライフサイクルでの財務的メリットが小さい。料金水準等、民間に対するコントロールが効きにくく、政策目的の達成に支障が生じる可能性。公共側の人材開発にもつながらない。</u>

出所：調査団作成

2.7.2 実施・運営体制

(1) 実施機関と関係機関

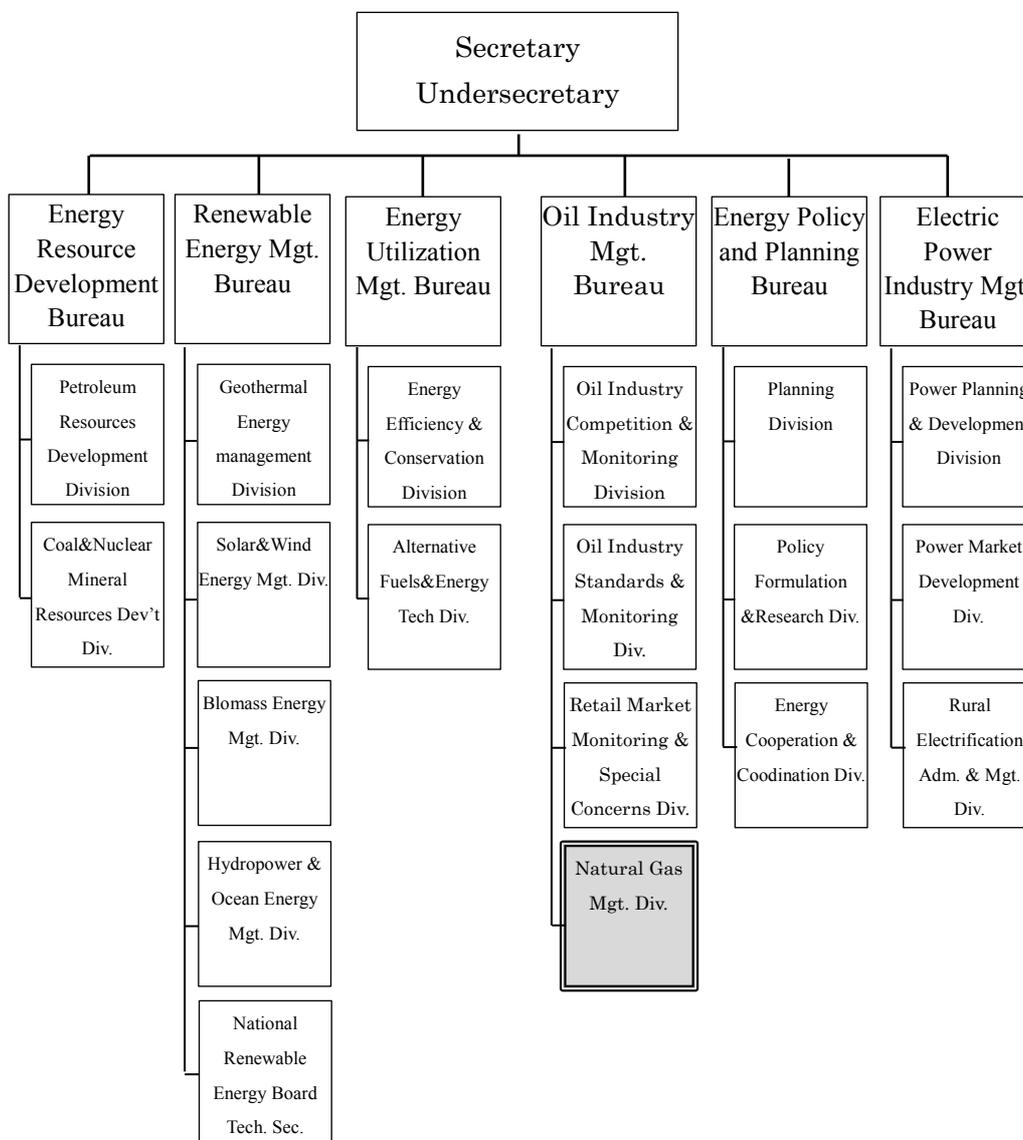
①本事業に関係する各機関の機能及び組織構造・人員体制

ア) DOE

エネルギー省 (DOE) は、フィリピンにおけるエネルギー分野の政策及び計画策定を行っている。下図は、DOE の主な組織を示したものである。DOE は、i)エネルギー資源開発局、ii)再生エネルギー管理局、iii)エネルギー利用管理局、iv)石油産業管理局、v)エネルギー政策及び計画局、vi)電力産業管理局、という 6 つの局からなる²。石油産業管理局の下に、天

² DOE website, <http://www.doe.gov.ph/about-doe/who-we-are/organizational-structure>

然ガス管理部があり、天然ガスの政策を担当している。



出所： DOE ウェブサイト情報より調査団作成

図 2.7-8 DOE 組織図

天然ガス管理部は、天然ガスの開発及び推進に係る政策、プログラム及び規則の作成・適用等をその目的としている³。天然ガス管理部は、2つのセクションからなり、一つは、天然ガス市場開発・モニタリングセクションで、もう一つが、天然ガス産業インフラ開発セクションである。これらのセクションの主な目的は以下のとおりである。

³ DOE website, <https://www.doe.gov/ph/about-doe/what-we-do/bureau-services-functions/1791-natural-gas-management-division>

天然ガス市場開発・モニタリングセクションの目的

- ・天然ガス市場開発のための政策提言、政策、計画プログラムの策定
- ・電力その他のセクターにおけるガス利用の促進及びモニタリング
- ・天然ガス利用の傾向及び、その他の石油資源や経済に与える影響の評価
- ・天然ガス産業のエンドユーザーの傾向評価
- ・天然ガス産業のパフォーマンス、傾向、開発の、レビュー及びアップデート
- ・天然ガスの利用、市場、開発にかかるデータベースの管理
- ・DOE の関連部署との調整
- ・アドホックな業務への対応

天然ガス産業インフラ開発セクションの目的

- ・天然ガスのインフラ開発のための政策提言、実施政策、計画、プログラム、及び基準の策定
- ・天然ガスインフラの開発プログラムの策定
- ・天然ガスパイプライン及びガス関連施設の用地の評価
- ・ライセンス発行や許認可付与
- ・パイプラインや施設の法的整合性の確認・モニタリング
- ・天然ガス施設にかかる安全性、健康、環境等の検査・調査
- ・DOE 関連組織や政府機関、民間及び他の利害関係者間の調整
- ・アドホックな業務への対応

以上に掲げられた目的によると、天然ガス管理部は、天然ガスパイプラインや施設開発計画やプログラム、そして天然ガスのパイプラインの事業用地の評価等の準備につき役割を担うこととなる。

また、DOE は、以下の会社をその支配下に置いている。これらの会社の中で、PNOC は、ガスパイプラインの整備事業につき中心的な役割を担うこととなる。

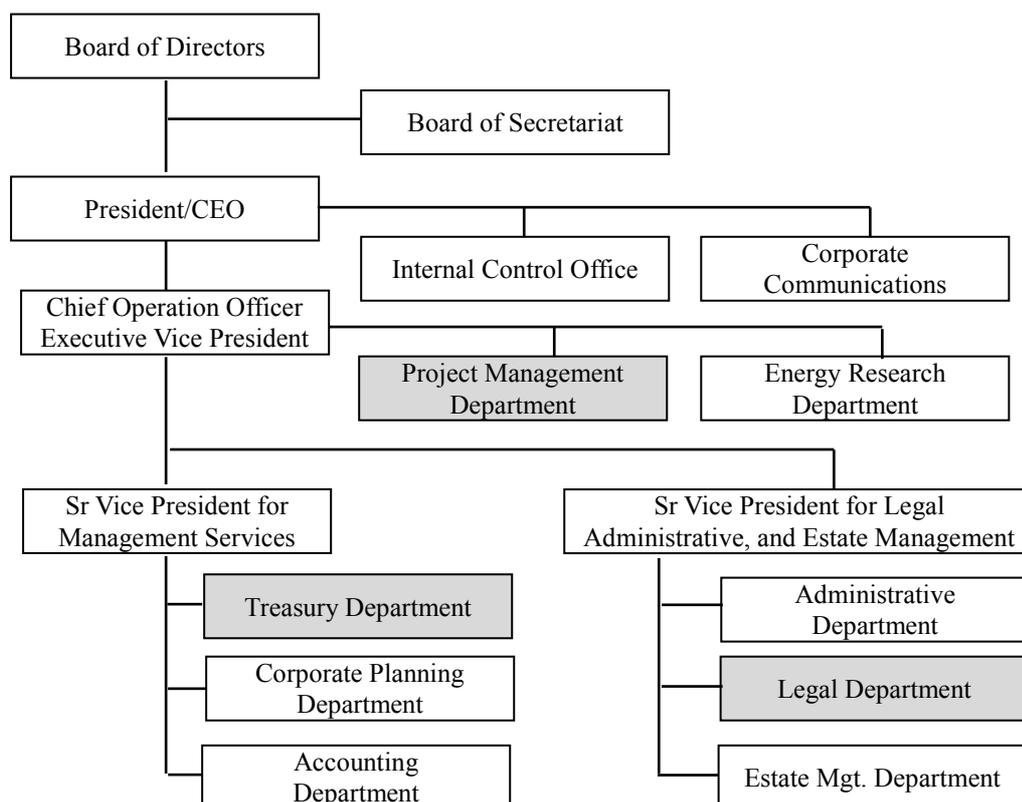
- i) Philippine National Oil Corporation (PNOC)
- ii) National Power Corporation (NPC)
- iii) National Electrification Administration (NEA)
- iv) Power Sector Assets & Liabilities Management Corp (PSALM)
- v) National Transmission Corp (NTC)
- vi) Philippine Electricity Market Corp (PEMC)

イ) Philippine National Oil Company (PNOC)

PNOC は、石油危機の初期である 1973 年に、安定的な石油供給を目的として大統領令

No334 により設立された。その後、PNOC は、徐々に、その役割を拡大し、石油、ガス、石炭及び地熱を含む総合的なエネルギー開発を担うこととなった。

下図は、PNOC の組織図を示したものである。Board of Director が最高意思決定機関であり Chairman、President and CEO 及び 5 名のメンバーからなる。



出所：PNOC ウェブサイト情報より調査団作成

図 2.7-9 PNOC の組織図

President/CEO の下、Project Management Department 及び Energy Research Department を管理する Chief Operation Officer/Executive Vice President(COO/EVP)が配置されている。Project Management Department は、PNOC 子会社の実施する事業の運営開始までのモニタリング及び運営開始後の評価を行っている。Project Management Department は、BATMAN 1 のモニタリングにつき重要な役割を果たすものと思われる。COO/EVP の下、更に Sr Vice President for Management and Services(VPMS)及び Sr Vice President for Legal, Administrative, and Estate Management (VSLAE)が配置されている。VPMS 下の財務部は、詳細は後述するが、海外からの借入につき重要な役割を果たすものと考えられる。また、VSLAE 下の法務部は、BATMAN1 において民間事業者と契約締結するにあたって重要な役割を担うと考えられる。

ウ) PNOC 子会社

PNOC は以下に示すように 5 つの子会社を有している。実際の事業は、これらの子会社が実施し、PNOC はその管理を行っている。この子会社の内、最も多くの職員(236 名、2014 年 1 月現在。)を擁するのは PNOC Exploration Corporation (PNOC-EC)である。PNOC-EC は、1976 年に設立され、石油、ガス及び石炭の試掘及び開発をその目的としている。現在のところ、PNOC-EC は、7 つの石油サービス契約 (SC) を有している。具体的には、SC 37 (Cagayan Basin)、SC 38 (Malampaya)、SC 47 (Offshore Mindoro)、SC 57 (Calamian)、SC 58 (West Calamian)、SC 59 (West Balabac) and SC 63 (East Sabina)。PNOC-EC は、SC37、SC47、SC63 についてオペレーターの役割を担っている。また、SC38、SC57、SC59 については、オペレーターではないパートナーとして事業に参画している。PNOC-EC は、1999 年に Malampaya consortium(SC38)に 10%の株主として参画する前に、フィ国における最初の天然ガス事業である SC37 内の San Antonio Gas Power Plant を運営していた。

PNOC PNOC Alternative Fuels Corporation (PNOC-AFC) (かつての PNOC Petrochemical Development Corporation) は、2006 年に設立された。PNOC-AFC の主な役割は、フィ国においえる代替エネルギーの探査、開発そして利用と商業化の促進である。PNOC-AFC は、石油化科学産業団地の開発、運営、管理をもその目的としている。

PNOC Shipping and Transport Corporation (PNOC-STC) は、1978 年に設立され、船荷輸送、タンカー等の業務を行っている。4

PNOC Development and Management Corporation (PNOC-DMC)は、1959 年設立され、2009 年に 50 年間の存続期間の延長が認められている。PNOC-DMC は、PNOC グループの中で唯一、法律によってその開発、管理及び PNOC 及びその子会社の不動産の価値保全を行うことが定められている。また、その提案において、製油やパイプライン等のエネルギーインフラ事業への参画が認められている。5

PNOC Renewables Corporation (PNOC-RC)は、2008 年に PNOC の中で最も新しい組織として設立された。PNOC-RC の目的は、フィ国における新しい又は再生可能エネルギーの促進、開発、実施である。6

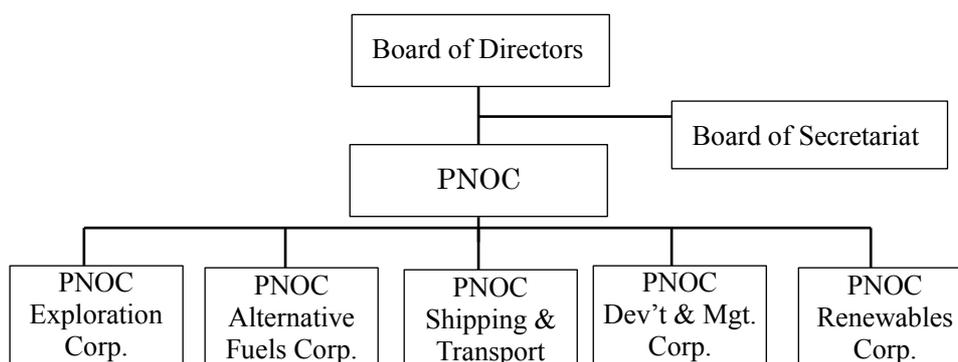
⁴ PNOC website:

<http://www.pnoc.com.ph/subsidiaries.php?sectionid=e4f3bb95-1514-11df-a7de-92d1637a39b1&menuid=61112596-15cf-11df-bb83-e1a07d93674e>

⁵ PNOC website:

<http://www.pnoc.com.ph/subsidiaries.php?sectionid=e4f3bb95-1514-11df-a7de-92d1637a39b1&menuid=862d0008-15cf-11df-bb83-e1a07d93674e>

⁶ PNOC-RC website: <http://www.pnoc-rc.com.ph/cprofile.html>



出所： PNOC ウェブサイト情報より調査団作成

図 2.7-10 PNOC とその子会社の関係

② 関係機関の財務状況

前述のように、現在の政府の方針のもとでは、PNOC の新たな子会社を設立することは困難である。また、PNOC の担当者との協議によると、既存の子会社が BATMAN1 の実施機関となることも困難であると考えられる。以上から、JICA 調査団は、PNOC 自体が実施機関（IA）となり、併せて ODA ローンの借り手となると仮定している。そのため、PNOC を中心に財務状況の確認を行うこととした。

ア) PNOC の財務情報の信頼性

Philippine National Oil Corporation (PNOC) は 1973 年に石油の安定供給のために設立されており、2012 年 7 月現在では持株会社である PNOC が 5 つの子会社 (PNOC Exploration Corp., PNOC Alternative Fuels Corp., PNOC Shipping and Transport Corp., PNOC Development and Management Corp., PNOC Renewables Corp.) を保有する構成となっている。2012 年度時点では PNOC の財務諸表は International Financial Reporting Standards (IFRS) に沿って作成されている。連結ベースの財務諸表は 2009 年まで、PNOC 単体の財務諸表は 2012 年まで監査済である。外部監査はフィリピンの会計検査院 Commission on Audit (COA) が実施している。COA の監査意見は無限定適正意見 (unqualified opinion) となっており、財務諸表は会計基準に沿って作成され、判断を誤る可能性がある重大な誤記載は指摘されていない。また、2012 年の COA による監査報告書では単年度の監査結果ばかりでなく、前年度の提言事項のフォローアップ状況にも言及している。PNOC の内部監査として、コンプライアンス監査、マネジメント/業績監査、業務監査が実施されている。監査結果は外部監査役 3 名から構成される監査役会に直接、報告される制度となっており、内部監査人は独立性を有していると判断される。監査結果や内部監査制度を考慮すれば、PNOC の財務情報は十分信頼できるものと考えられる。

イ) 財務レシオ分析

連結ベースでの PNOC の売上は、燃料の市況動向に沿って変動している。燃料の市況動

向やその他収益（損失）の増減が利益率に影響を与えているが、その変動は比較的小幅である。2009年から2012年の間、ROAは3.9%～4.7%、ROEは5.0%～6.2%で推移している。連結ベースでは、PNOCは継続的に純利益を計上し、利益率も安定していることから、十分な収益基盤を持っていると判断される。

PNOCは近年有利子負債の圧縮を進めており、2012年末時点ではグループ全体で有利子負債を保有しておらず、営業債務、未払い配当等が主たる債務となっている。総負債は2009年から2012年まで低下する一方、純資産は2009年以降、安定的に推移している。その結果、負債比率は低下傾向にあり、2009年の0.34倍から2012年には0.22倍に低下しており、PNOCは現在健全なバランスシートを有している。手元流動性に関しても問題点はなく、2012年の流動比率8.50倍は、当座比率は6.68倍となっている。継続的に営業キャッシュフローは黒字であるが、株主であるフィリピン政府に配当支払いを行っており、2009年から2012年にかけて現金は一定額の範囲で推移している。運転資本（流動資産－流動負債）は、2009年以降、安定した推移となっている。

表 2.7-5 PNOC の財務レシオ（連結ベース）

	2009	2010	2011	2012
ROA	4.6%	3.9%	4.7%	4.2%
ROE	6.2%	5.0%	5.7%	5.1%
純利益率 (%)	38.0%	24.0%	25.2%	24.8%
総資産回転率 (回)	0.12	0.16	0.18	0.17
財務レバレッジ (倍)	1.37	1.28	1.22	1.22
負債比率 (倍)	0.34	0.23	0.21	0.22
負債比率 (有利子負債のみ,倍)	0.10	0.01	0.01	0.00
流動比率 (倍)	4.73	5.87	7.56	8.50
当座比率 (倍)	3.80	4.60	6.13	6.68

出所：PNOC ウェブサイト情報より調査団作成

③各機関の実施能力

ア) PNOC の実施能力

前述のように、PNOCは、BATMAN1における事業実施機関（IA）となる可能性が高い。仮にODAファイナンスが活用される場合には、PNOCが直接的な借手となる。BATMAN1の実施機関として求められる主な能力は以下のとおりである。

- ・ 海外からの借入にかかる融資契約締結能力
- ・ PPP契約を含む契約締結能力
- ・ プロジェクトモニタリング

- ・ 事業調達（PPP 事業実施に必要な手続きや技術的検討を含む）

JICA 調査団は、PNOC の能力を調査するため、2014 年 1 月に関連部署に対してインタビューを行った。現時点における仮評価を以下に示す。PNOC が BATMAN1 を実施する上でもっとも欠如している能力は、PPP 事業における各種手続きや技術的検討を含む調達能力である。

表 2.7-6 PNOC の能力仮評価の結果

能力	仮評価の結果
ODA ローンに対する実施能力	<u>外部専門家の支援を受けることにより、十分</u> 財務部内にある Revenue Management Division (RMD)が、融資を担当している。RMD は、過去に JICA 及び ADB ローンを受けた経験があり、その当時の職員も残っている。PNOC の ODA ローンの実施に必要な人的能力は外部コンサルタントを必要に応じて活用することにより、十分であると考えられる。
PPP 契約を含む契約締結能力	<u>外部専門家の支援を受けることにより、十分</u> PNOC は、その法務部に民間セクターとの契約に豊富な経験を有する 5 人の渉外弁護士を有している。これらの弁護士は、PPP 契約を含む契約締結について十分な能力を有している。もっとも、PPP 事業契約の締結については、その作業・検討内容は膨大となるため、通常は PPP 事業の経験が豊富な独立した弁護士事務所を活用することとなるが、その管理能力は十分である。
プロジェクトモニタリング	<u>外部専門家の支援を受けることにより、十分</u> PNOC は、子会社の実施するプロジェクトにつき Project Management Department (PMD) を通じてモニタリングを継続的に実施している。PMD は、運営開始前の 30 の事業に対してモニタリングを実施し、7 つの運営開始後の 7 つの事業につき評価を行っている。そのため、親会社としてプロジェクトをモニタリングする能力を十分に有している。現場ベースでの日常のモニタリングについては、コンサルタントを活用することが考えられる。
事業調達（PPP 事業の手続き及び技術的検討を含む）	<u>不十分</u> PNOC は、大規模なインフラ事業における調達を経験したことがなくこの役割を担うことができる職員を有していないと考えられる。本事業においては、国際競争入札の経験を有していることが、調達を円滑に進める上において重要である。また、特にエネルギーセクターやガスセクターにかかる経験を有するエンジニアの参画も不可欠である。

出所: JICA 調査団、PNOC へのインタビューに基づく

イ) PNOC 子会社の能力

JICA 調査団は、PNOC 子会社の能力について、BATMAN 1 について PNOC を支援するという視点から調査した。PNOC は 4 つの子会社と、複数のマイノリティシェアを有する関連企業を有している。しなしながら、事業実施を支援するという視点からは、子会社の性質上、PNOC-EC、PNOC AFC、そして PNOC RC のみがある可能性を有している。これらの子会社の概要を以下に示す。

表 2.7-7 PNOC 子会社の概要

子会社名	設立年	職員数	主な事業	国際競争入札の経験
PNOC Exploration Corp.	1976	235 名 (弁護士 5 名 を含む)	Malampaya Gas Project	<u>経験あり</u>
PNOC Alternative Fuels Corp.	1993	65 staffs (incl. 2 lawyers)	PAFC Industrial Park	経験なし
PNOC Renewable Corp.	2006	24 staffs (incl. 2 lawyers)	Hydropower Nalantang(46MW)	経験なし

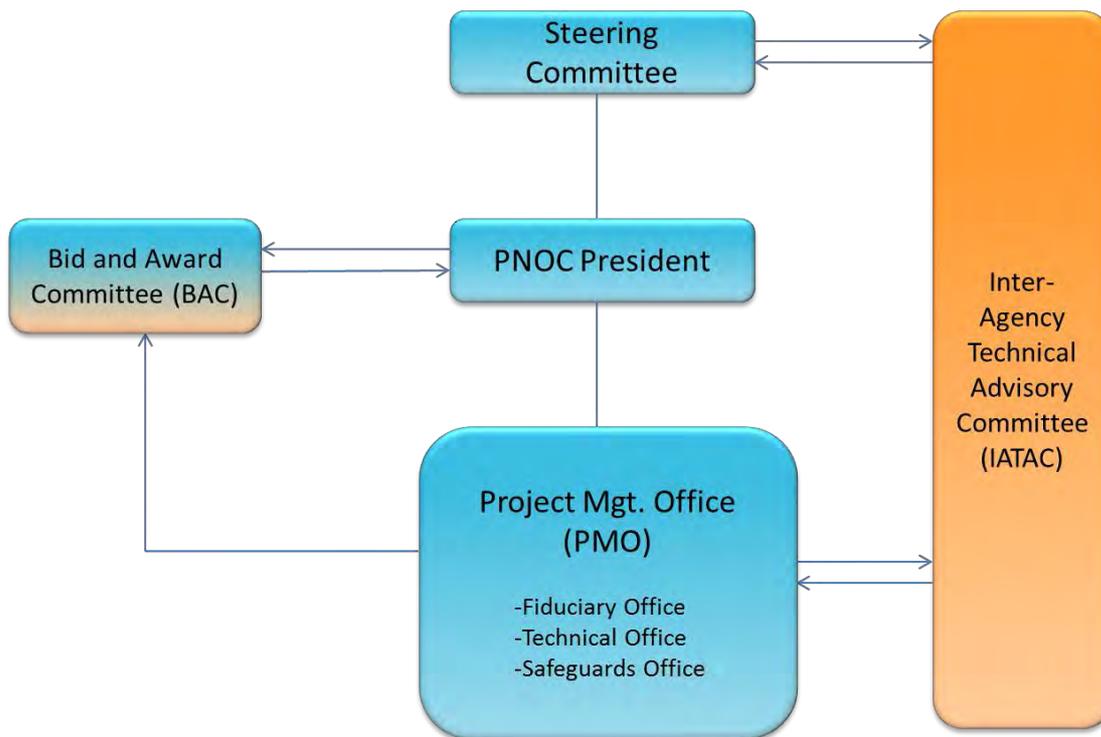
出所：PNOC 子会社へのインタビューに基づき JICA 調査団作成

PNOC 子会社の内、PNOC-EC のみが国際競争入札の経験を有している。前述のように、PNOC の PPP 事業の各種手続きや技術的検討の能力は不十分であることから、PNOC は PNOC-EC から、PPP 事業の調達を支援するスタッフを見つけることが出来る可能性がある。

(2) 事業管理

①契約締結までの管理体制

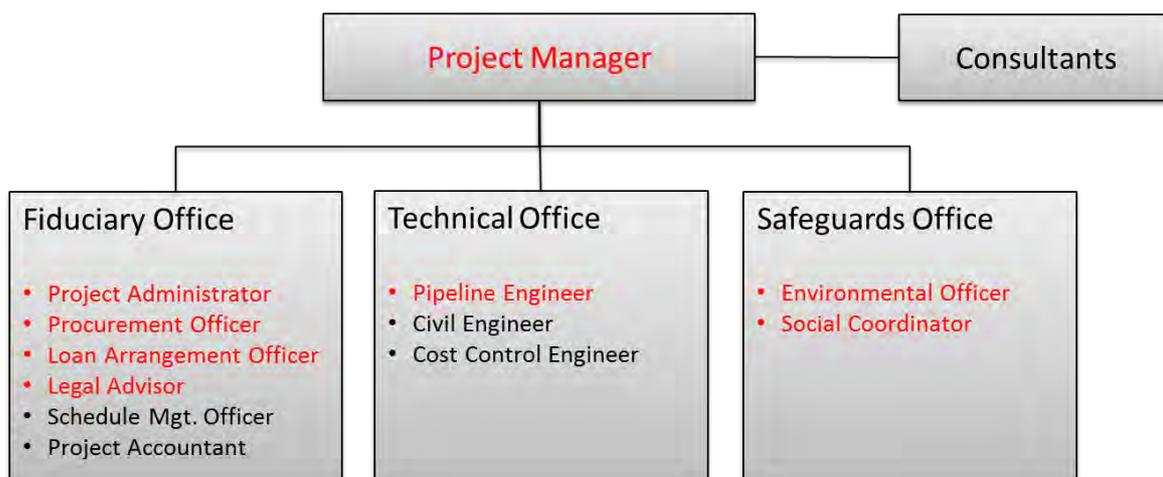
下図は、BATMAN 1 における組織体制の例である。ステアリングコミッティは (SC) は、本事業の最高意思決定機関となることが考えられる。ステアリングコミッティの下、PNOC 総裁は、プロジェクト実施の役割と責任を負うこととなる。PNOC 総裁は、プロジェクトマネージメントオフィス (PMO) を直接管理する。関係省庁からなる省庁横断技術助言委員会(IATAC)は、SC や PMO からの要請により、アドバイス等を行う。事業者選定委員会(BAC)は、事業者選定プロセスのモニタリング及び事業者の提案書の評価を行う。



出所：調査団作成

図 2.7-11 契約締結前の組織体制の例

下図は、PMO の組織図の例を示したものである。PMO はプロジェクトマネージャー (PM) により管理され、また外部コンサルタントからの支援を受ける。PM は、業務部、技術部及び安全管理部を管理する。



出所：調査団作成

図 2.7-12 契約締結前の PNOC の組織例

ア) ステアリングコミッティ(SC)

SC のメンバーの例を以下に挙げる。

- Chairman: President/CEO of PNOC
- Vice Chairman: Executive Vice President of PNOC
- Co-Vice Chairman : Sr Vice Presidents
- Members: Head of Concerned Department
- Observer: Consultant

SC の TOR の例を以下に挙げる。

- プロジェクトの全体把握
- 重要事項の意思決定
- FS のレビュー
- 調達計画・調達関連書類のレビュー
- PNOC 内の関連部署間の調整
- プロジェクトモニタリング結果のレビュー

イ) 省庁横断技術助言委員会 (IATAC)

IATAC のメンバーの例を以下に示す。

- Department of Energy (DOE)
- Department of Finance (DOF)
- National Economic Development Authority (NEDA)
- Department of Environment and Natural Resources (DENR)
- Department of Public Work and Highway (DPWH)
- Public Private Partnership (PPP) Center
- Energy Regulatory Commission (ERC)
- Philippine National Oil Corporation (PNOC)
- Concerned Local Governments Units (LGUs)

IATAC の TOR の例を以下に示す。

- 関係省庁間の調整 (エネルギー政策、ODA 借款、国会経済開発政策、PPP 政策)

ウ) 事業者選定委員会 (BAC)

BAC のメンバーの例を以下に示す。

- PNOC
- DOE
- 外部からの専門家

BAC の TOR の例を以下に示す。

- 事業者選者手続きのモニタリング及び事業者からの提案書の評価
- 事業者選定にかかる課題にかかるアドバイス等の提供

エ) プロジェクトマネージャー

プロジェクトマネージャー (PM) は、BATMAN 1 の事業の成功につき鍵を握ることとなり、リーダーシップと BATMAN 1 に対する深い理解が求められる。また、本プロジェクトに対する専任の PM を配置することが重要である。

プロジェクトマネージャーの TOR の例

- BATMAN 1 の全体的な管理
- PNOC の President/CEO やステアリングコミッティへの報告
- プロジェクトマネージャー以下の 3 つの部の管理

オ) 業務部

業務部は、業務、調達管理、借入管理、法令及びスケジュール管理を行う。多くの担当者は PNOC 内部の人材がから選定されることが想定されるが、調達担当者は PNOC 内部に専門家が存在しないため関連会社や外部からの調達が必要と考えられる。主な担当者の TOR の例は以下のとおりである。

副プロジェクトマネージャーの TOR の例

- プロジェクトマネージャーの支援
- プロジェクト予算の管理

調達担当者の TOR の例

- コンサルタントの準備した PQ(Pre-Qualification)書類のレビュー
- コンサルタントの準備した RFP(Request for Proposal)書類のレビュー
- 事業者からの提案書のレビュー

借入管理担当者の TRO の例

- プロジェクトの資金調達検討
- 借入管理 (外貨借入を含む)
- 金融機関との折衝
- 融資に必要な書類作成
- 返済計画の作成

法務担当者の TOR の例

- 事業に係る法的課題の検討
- 契約書案のレビュー
- 民間事業者との契約交渉

カ) 技術部

技術担当者は、事業にかかる必要な技術的検討を行う。PNOC は十分な技術担当者を擁していないので、関連会社や外部からの調達が必要となる。主要な技術担当であるパイプライン技術者の TOR の例は以下のとおりである。

- コンサルタントの準備したルート及び設計のレビュー
- パイプラインに関する PQ 書類のレビュー
- パイプラインにかかる RFP 書類のレビュー
- 民間事業者からの提案書のレビュー

キ) 環境社会配慮部

環境社会配慮部は、事業の環境及び社会配慮にかかる検討を行う。主な担当者の TOR は以下のとおりである。

環境配慮担当者の TOR の例

- 環境影響評価（EIA）及び関連資料のレビュー
- 環境影響にかかる PQ 書類のレビュー
- 環境影響にかかる RFP 書類のレビュー
- 環境配慮にかかる民間事業者の提案書のレビュー

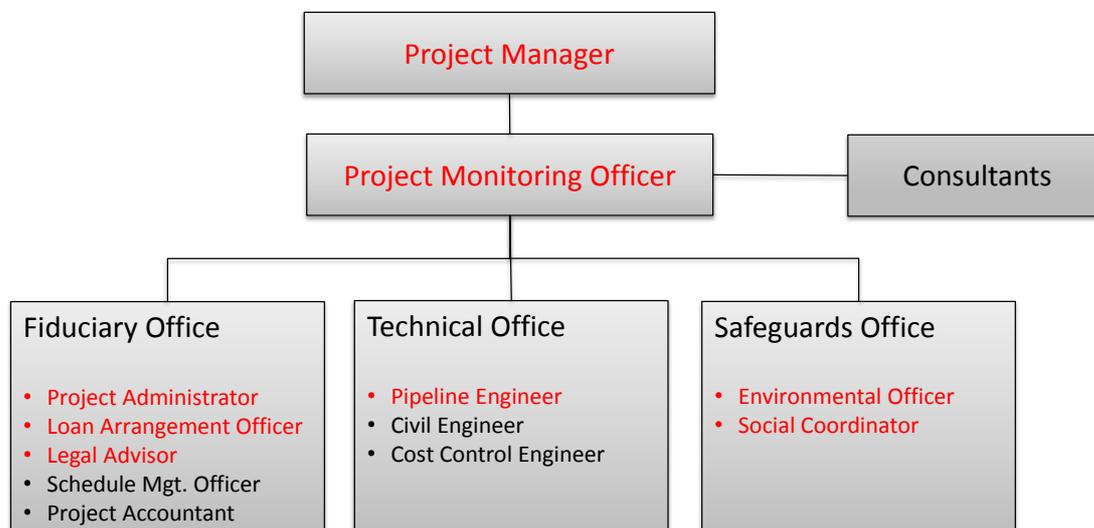
社会配慮担当者の TOR の例

- パブリックスコーピング及び関連資料のレビュー
- 社会配慮にかかる PQ 書類のレビュー
- 社会配慮にかかる RFP 書類のレビュー
- 社会配慮にかかる民間事業者の提案書のレビュー

②契約締結後の管理組織

契約締結後、PNOC は下図に示すようにモニタリングを中心とした業務に移行する。PNOC は、子会社の実施する事業のモニタリングを長期にわたって行ってきたことから、PNOC 内の Project Monitoring Officer が中心的な役割を担うことが考えられる。この段階において調

達担当は必要なくなるが、必要におうじてプロジェクトのモニタリングの観点から支援することが想定される。



出所：調査団作成

図 2.7-13 契約締結後の組織体制の例

③ディスバース促進

プロジェクトの実施過程において、プロジェクト実施の進捗状況についてモニタリングをすることになるが、これには、設計、建設、エンジニアリング、環境社会配慮などの実施に直接関連する事項に加えて、実施の手続き関連の事項が重要と考えられる。これらの事項としては、借款契約発効、調達、貸付実行、利子の支払と元本の償還等が含まれる。

貸付実行の形式は今後検討されることになると想定される。一般的に貸付実行方式には、(i)ラインバース方式、(ii)コミットメント方式、(iii)トランスファー方式、(iv)スペシャルアカウント方式、(v)アドバンス方式などがある。本プロジェクトはガスパイプライン建設とそれに付帯するコンサルタント雇用が中心となり、一般的にはラインバース形式が適用されると想定される。

また、本プロジェクトにおいては耐震対応をはじめとした先端技術が適用されると考えられるため、エンジニアリング指導、案件監理のための本体事業向けのコンサルタントが雇用されると想定される。このコンサルタントは事業管理、事業手続き、および事業推進の点で相手国実施機関を全面的に支援する役割を担っており、案件課題について中立的立場から実施機関に対して改善策の提言を行うことが期待されている。例えばプロジェクトの工程管理、コスト管理、現場での環境社会配慮などに課題が生じた場合に

において、対応策の選択肢を示して所期の事業計画が実施できるよう、助言をする役割を担う。従って、雇用されるコンサルタントは、プロジェクトの技術レベルに相当する質の高いエンジニアを確保するに加えて、事業監理の面でも多角的なニーズに答えることができるスタッフを配置することが求められる。

特に本プロジェクトに実施機関は至近年に円借款事業を行った経験がなく、エンジニアリング、調達についても円借款独特の方式については明るくないと考えられる。ディスバースはプロジェクトの進捗に応じて、相手国機関からの貸付実行請求に基づいて行われるため、進捗の応じた迅速な対応が極めて重要である。従って、コンサルタントは事業課題を解決しつつ、時宜を得たディスバース書類を作成し、実施機関あるいは相手国政府内での手続きの迅速化を図るが重要な役割であり、この取り組みを通じて、事業実施促進、ディスバース促進が可能になると考えられる。また、コンサルタントは JICA フィリピン事務所、JICA 本部、あるいは事業監理ミッションと緊密な連携を図り、案件監理を進めて行くことが重要である。

さらに貸付実行の点では間接的ではあるが、ディスバース手続き促進に加えて、事業実施本体の促進に取り組むことが最終的にはディスバース促進につながる。このためには事前にプロジェクト課題、リスクを予見し事前に対策を講じておくことが重要である。本プロジェクトにおける遅延の原因になる可能性がある事項としては次が考えられる。

- a) コンサルタント、コントラクター選定の遅延
- b) 詳細設計（図化を含む）に要する時間
- c) 工事開始・実施にかかる手続き、承認
- d) 建設業者の事情（資材調達、資金準備など）
- e) 実施機関側の内貨準備
- f) 悪天候、自然災害
- g) 政情不安、その他想定外の事象

これらについて不可抗力事項を除くコントロールできるものについては、事前に円借款コンサルタントが対応策を検討し、関係各所と協議をしておくことが重要である。

④汚職防止

フィリピンにおける汚職防止関連の主要規制は、刑法と収賄および汚職行為防止法（法第 3019 号）である。刑法は贈賄、汚職に係る定義および罰則を規定し、公務員、民間人の両方に適用される。汚職行為防止法は、具体的な汚職行為を規定しており、次のような行為が規定されている。

- 斡旋収賄行為、政府との契約に関連して利益を得ること、権利の行使により利益を得ること
- 私的な利益を得るために任務を遂行しないこと、著しく不利な取引の実行

- 行政上、司法上の権利行使にあたり不当な損害を生じさせること
- その他不当な利益や許可の承認

その他の汚職防止に関連する法規制としては、略奪防止法（法第 7080 号）、反官僚主義法（法第 9485 号）、マネー・ロンダリング防止法（法 9160 号）などがある。

一方、円借款事業の汚職防止施策としては、次のような事項について取り組みを強化している。

- 調達にかかる、JICA の同意手続きの強化
- 調達手続きの適正化についての事後監査の強化
- 実施機関・関連機関に対する調達手続き支援
- 不正に関わった企業の情報把握

また、JICA では過去における経験から改善策を施行しており、これらには次の取り組みが含まれ、これらの効果も期待できる。

- QCBC(技術・価格評価)の導入
- 随意契約の適用範囲の厳格化
- ディブリーフィングの導入

本プロジェクトにおいては、円借款本体コンサルタント契約と、パイプライン・インフラ構築のための建設工事契約が主な契約と想定される。これらの契約は他プロジェクトにおいても一般的に実施されているもので、契約にかかる手順や入札図書、契約書などは標準的なものが適用されると考えられる。従って、契約そのものには特殊な手続きはないと考えられるため、過去における事例に従うことによって適正な調達実施が可能であると考えられる。

またフィリピン側に対しては、円借款事業実施にかかる手続きを適正に実施するよう取り組み強化を求めると同時に、本体コンサルタントを通じた支援を充実させることが必要であると考えられる。また、不正があった場合には情報提供、責任責任を果たすよう求めることも必要である。さらに、実施機関、担当主管庁だけでなく、既存の汚職防止を担当する諸機関（オンブズマン機関、検察庁、裁判所、国家警察、大統領府汚職防止委員会など）と緊密な連携を図り、汚職防止に努めることも重要である。

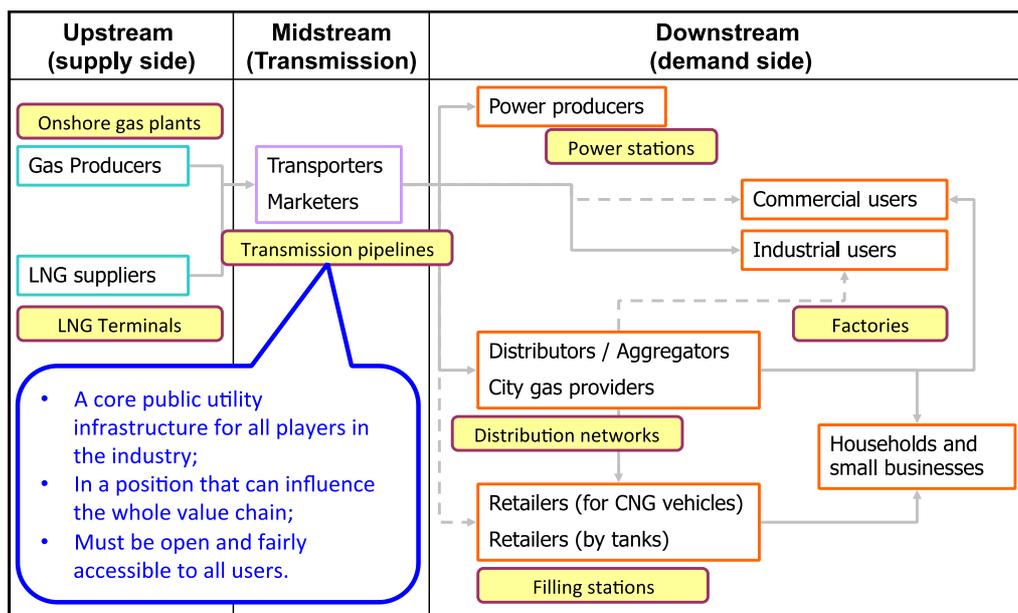
2.7.3 ガスパイプライン開発における政府の役割

(1) 諸外国におけるガスパイプライン事情

①市場規制

一般的にガス市場は、上流、中流、下流の 3 つのセグメントで構成されている。上流では、

ガス生産者、LNG 供給者などがガスを提供する。中流ではガス輸送会社やパイプライン会社などがガスを運搬する役割を担う。また下流側では、発電会社や産業用大口顧客が直接ガスを購入する場合や、ガスブローカー会社などを通じて最終消費者にガスを販売する場合、都市ガス会社を通じて家庭用や小規模ビジネス需要家に提供されるなど多様な販売チャンネルが見られる。

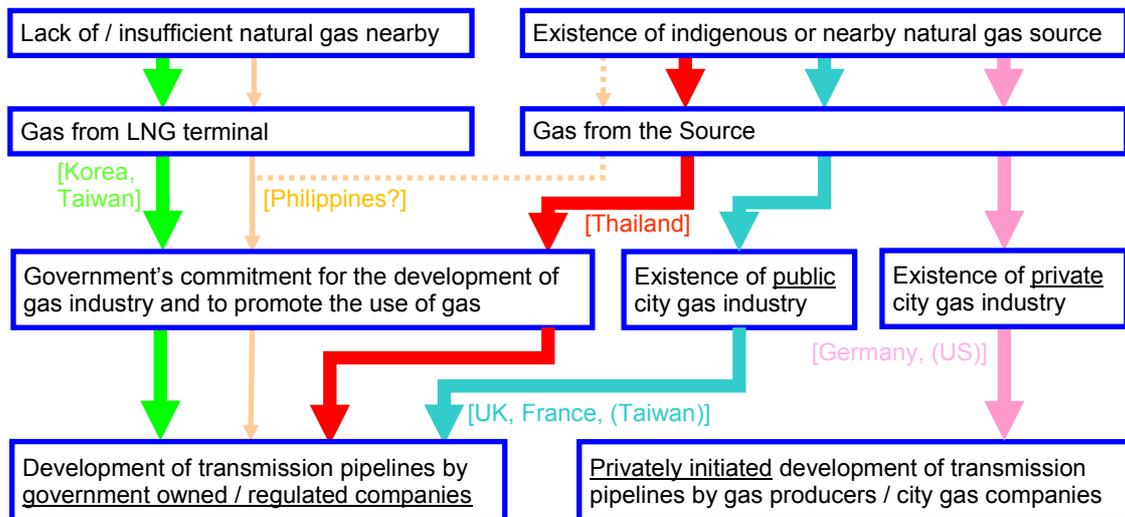


出所：調査団作成

図 2.7-14 ガス市場概念図

このガス市場の形態をいくつかの事例で紹介したものが次の図になる。韓国、台湾などでは天然ガスによってオイルの代替をすることを目的として、LNG ターミナルにて天然ガスを輸入し、これを政府所有の会社がパイプラインを通じてガスを供給している。

また、タイの事例では自国のガスを政府所有のガス会社のパイプラインを通じてガスを供給している。英国、フランス、台湾（一部）では、自国生産ガスをパイプラインや政府所有のガス会社を通じて需要家に供給している。ドイツの例では民間会社が同じく民間所有のパイプライン会社を通じてガス供給を行っている。しかしながら世界的に見ると民間会社所有のパイプライン設備を通じてガス供給を行っている国はごく少数となっている。



出所：調査団作成

図 2.7-15 ガス市場事例

②パイプライン設備開発および資金調達

パイプライン設備の所有者とその資金調達について世界各国の事例を次に示す。英国では政府所有会社がパイプラインを建設、所有しており、その資金調達は政府によるものである。フランス、イタリアにおいても政府所有会社がパイプラインを所有しており、資金調達は政府の金融機関を利用している。

韓国においてもパイプラインは政府所有会社が建設を行っており、資金は政府、政府系電力会社、地方政府などからのものである。台湾、タイにおいては、政府所有会社がパイプラインを所有しており、資金については同じく政府系機関から調達している。

表 2.7-8 世界におけるパイプライン開発と資金調達

country	Pipeline developer	Financial/Public assistance
UK	National company (British Gas Corporation)	•Financial assistance by the government
France	The government formulated an investment plan National company (Gas de France)	• Establishment of a finance corporation to raise funds for gas pipeline development • Capital investment/long-term loan using the profits of Gas de France
Italia	National company (Snam)	• Treasury payment to import pipeline construction/ debt guarantee by the government • Pipeline construction costs were covered by the regional government
Korea	The government formulated a basic natural gas supply plan and constructed Gas Transmission Pipeline National company (KOGAS)	• Financed by the national government, Korea Electric Power Corporation and the regional governments • Long-term low-interest loan • Corporate/local tax break
Taiwan	National company (China Petroleum Corporation)	• Development by national company • Nationally driven to promote LNG usage
Thailand	Petroleum Authority of Thailand (PTT)	• Owned and operated by PTT

出所：調査団作成

③市場設計

ガスパイプラインの市場設計についての事例を検討する上で重要になることは、競争促進のためにはオープンアクセスが確保されることである。EU においては、EC Directive (2009/73/EC of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC) においてパイプラインにおける公正な競争が規定されている。米国においては、FERC Order No. 636 においてオープンアクセスと市場競争の規制が整備されている。

また、ガス供給、貯蔵、運搬の各セグメントを分離することによって競争性の確保を行っている国もある。英国では各セグメントの所有者を分けることによって、フランス、ドイツ、ベルギーでは組織分離はしないものの、会計分離を行っている。またスペイン、イタリアでは会社分離を通じて各セグメントの分離を行っている。どのモデルにおいても独立規制機関が適切な市場監視と指導を行うことは重要であることは言うまでもない。

(2) フィリピンにおけるガスパイプライン市場設計

①政府の役割

ア) フィリピン政府の役割

フィリピンにおけるガス市場はまだ設立されていないことから、米国やドイツのような歴史のある先進事例を参考にすることは適切ではない。むしろ、自国にガス資源がなく、消費・市場規模の小さい国での市場黎明期のイメージをもつことが参考になると考えられる。この場合、初期投資に比べて当初のガス需要および収益の拡大にある程度時間がかかることが予想され、また市場リスクも比較的大きいと考えられるため、民間主導の開発は難しいことが予想される。また、ガスパイプラインなどの流通設備は一般に、利益率が大きくないため民間主導による開発が世界的にもあまり進んでいない。

従って、まず重要なことは政府主導にてガスパイプラインの建設を行い、関連インフラ整備、提供することが望ましいと考えられる。次に市場黎明期における需要リスクをある程度政府が肩代わりし、消費者の需要を喚起することが重要である。さらに、政府の「呼び水」をもとに、ガスセクターの利害関係者や新規投資家に対して、安心感を与え、追加開発や投資を喚起することがさらなる市場の拡大につながると期待される。これらの政策実現のためには、政府主導で開発コストの低い資金調達を行って開発を進めるとともに、市場運営のルールとなる規制の整備を行い、公正で透明性の高い市場を目指すことが望まれる。

イ) 政策実施ツール

政府関与のオプション、ツールとして代表的なものを次の表に示す。まず、補助金である

が、フィリピン政府の方針、ガスセクターの性格から今回のガスパイプラインではあまりなじまないと考えられる。

つぎに政府がなんらかのリスク補填をすることが考えられるが、take-or-pay のような直接的なリスクを政府が負うことは望ましくない。むしろ、需要に応じて民間企業には事業を行ってもらい、その状況に応じてガスパイプラインの適正な託送料金の設定・請求を行うという民間企業の側面支援を行いつつ、ガス需要喚起や市場拡大を指導することが政府の役割であると考えられる。

資金調達においても、市場黎明期において不確実性のある投資に対して、民間資金では十分対応できない資金確保に政府が積極的な役割を果たし、ガスパイプラインを建設することが望ましいと考えられる。

最後にセクター規制は、セクターの成長のために政府が最大限注力すべき範疇である。ガス消費の量的、地域的、顧客ベースの拡大を目指すとともに、消費者保護の観点から料金規制、安全管理基準、運用技術基準などを整備し、セクター運営ルールを確立することが、政府の役割である。

表 2.7-9 政府関与のオプション

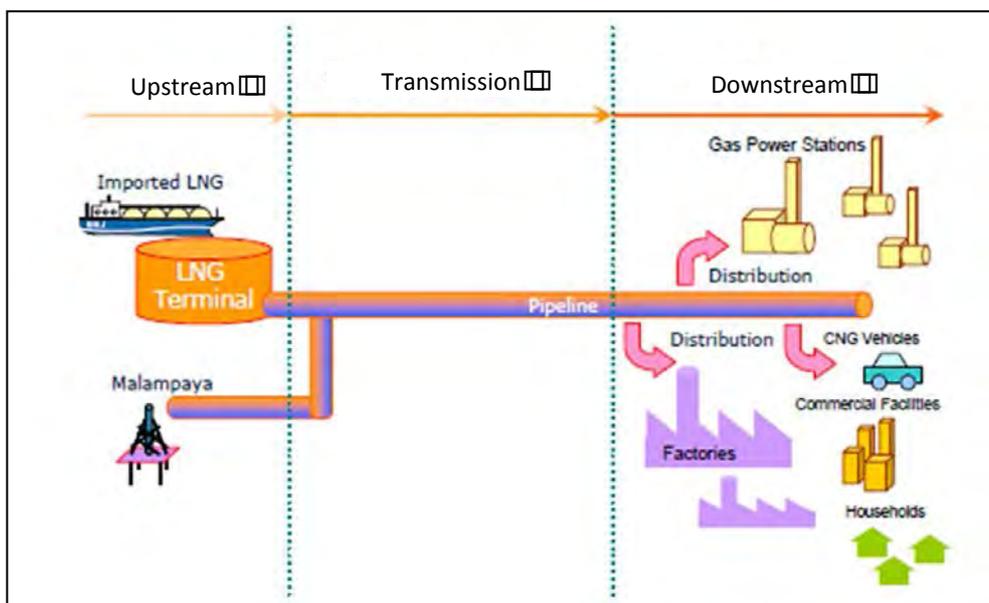
Options	Examples	Pros	Cons
Subsidy□□	Providing financial support for the development of infrastructure	Straightforward support to encourage private participation	Not sustainable Difficult to be justified
Risk bearing & Guarantees□□	Take or pay contract for the first years of operation	Promotes autonomous growth of the industry	Difficult to be justified
Financing □□	Infrastructure developed and owned by the government	Sustainable and easy to be justified	Requires sophisticated risk sharing arrangements
Regulation□□	Enforcing rules to promote fair competition	In line with the global trend to develop a competitive industry	Requires expertise and institutional capacity development

出所：調査団作成

②市場規制

市場は上流、中流、下流の3つに大別され、フィリピンにおいては上流では既存のマランパヤ・ガス田や今後、民間企業による天然ガス輸入が想定される。下流の消費者は産業需要家、運輸セクター、民間発電会社になるため、政府の役割は中流のガスパイプラインを

中心とした流通設備となる。

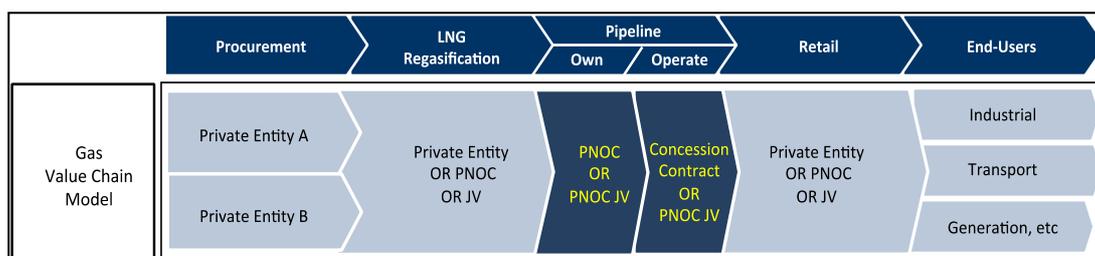


出所：調査団作成

図 2.7-16 フィリピンガスセクター概念図

ガスセクターのバリューチェーンをフィリピンに当てはめたものが次の図である。ガス調達や LNG ターミナルは現存のマランパヤ・ガス田を含めて民間会社主導にて開発されることが想定される。小売りにおいては最終消費者の規模、数、地域性もありいくつかの可能性はあるものの、PNOC などの政府系組織が単独で直接の事業展開をすることは想定しにくい。

一方、ガスパイプラインは PNOC 単独あるいは民間企業との JV にて投資、開発をすることによって、安定したセクター運営の立ち上げをすることが期待される。パイプラインのオペレーション・運営については経験や必要とされるスキルの関係から、民間企業への委託や JV によるオペレーション等が考えられる。いずれにしても PNOC が保有するフランチャイズ権を法的根拠として事業展開をすることになる。



出所：調査団作成

図 2.7-17 フィリピンガスセクター バリューチェーン

③ガスセクターにおけるオペレーション

ア) ガス上流セクター

ガスセクターのオペレーションにおいて重要なことはまず、パイプラインのガス調達である。今回のガスパイプラインはリガス設備との一貫開発ではないため、既存のマランパヤ・ガス田や新規 LNG ターミナルとの連携が必要不可欠である。

新規 FSRU の計画は現在複数あるため、それらからガスを調達できるように、すなわちガスパイプラインのオープンアクセスを確保するように設備・制度設計する必要がある。また、将来需要が大きくなったときは陸上 LNG ターミナルが建設されることが考えられるため、そのターミナルとの連携についても今回検討を行った。さらに、その規制、制度整備の方向性についても検討を行うことになる。

イ) ガス下流セクター

一方、下流側では、ガス供給会社がガスパイプラインからガス供給を受け最終消費者にガス販売をすることになる。この法的規制については細則を整備する必要がある、これについては今後の検討課題であると考えられる。しかしながら、ガス市場がまだ立ち上がっていない段階であることから、この分野においても政府が当初は何らかの指導的役割を担うことが期待される。

今回の設備設計においては高圧ガスパイプラインに加えて、中圧ガスパイプラインを整備することを提言している。これは市場でのガス供給ビジネスの成功事例をなるべく早い段階で関係者に示し、それ以降のガスビジネスの拡大を促進するためである。このガス供給ビジネスについてはその役割を果たした後、将来政府機関から民間企業に移管することが想定される。

さらに消費者保護の観点からも、このガス下流セクターと上流セクターを結ぶ民間企業間の取引について必要に応じて調整をすることも規制機関として必要な役割である。

2.7.4 開発スケジュール

以下に調査団が策定した本事業の開発スケジュール（PNOC が実施主体となった場合及び JV の場合）を示す。

表 2.7-11 開発スケジュール (JV 方式の場合)

Natural Gas Study Schedule (Draft)			Detail Version JV: Implementing Agency Phasing Development		Japanese FY 2013												FY 2014												FY 2015												2016	2017	...	2057
Item	Target Date	Actions by	CY 2013												CY 2014												CY 2015																	
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12									
Project Preparation	1 TOR I (Introduction)		Consultants																																									
	2 TOR II (Natural Gas Master Plan)	September, 2013	Consultants																																									
	3 TORIII (Feasibility Study of Batman1)	February, 2014	Consultants																																									
	4 TORIV (Feasibility Study of LNG Receiving Terminal Project)	February, 2014	Consultants																																									
	5 TOR V (Feasibility Study of Natural Gas Fired Power Plant Project)	February, 2014	Consultants																																									
	6 TORVI (Data Collection on Related Projects)	February, 2014	Consultants																																									
	7 Technical Assistance Package included in TOR II	June, 2014	Consultants																																									
	8 Reports		Consultants																																									
	9 Submit EIS*2	Jan, 2014	PNOC																																									
	10 Approval of Updated EIS (ECC)*2	March, 2014	PNOC																																									
	11 Submit ICC PE Form to NEDA*1	November, 2013	PNOC																																									
	12 NEDA Board Approval*1	December, 2013	PNOC																																									
	13 Official Request (DFA to EOJ at Manila)	February, 2014	GOP																																									
	14 J/F Missions	Oct- Nov, 2014	JICA																																									
	15 Pre-Appraisal Review Meeting with GOJ	before appraisal	JICA-GOJ																																									
	16 Appraisal	Jan, 2014	JICA																																									
	17 Reporting to JICA Board of Directors	as soon as appraisal end	JICA																																									
	18 Post-Appraisal Meeting with GOJ	as soon as appraisal end	JICA-GOJ																																									
	19 Pledge by GOJ to GOP	as soon as recieval of Request	GOJ-GOP																																									
	20 LIA Negotiation	as soon as recieval of Request	JICA-GOP																																									
	21 E/N between GOJ and GOP	preferably within March, 2014	GOJ-GOP																																									
	22 LIA and P/M between JICA and GOP	preferably within March, 2014	JICA-GOP																																									
Procurement	1 Preliminary FIS	late-June to late-Dec, 2013	PPPCCP Tas																																									
	1.1 Demand and Supply Analysis	late-June to late-Sep, 2013	PPPCCP Tas																																									
	1.2 Technical Study	late-Jul to late-Nov, 2012	PPPCCP Tas																																									
	2 Selection of D/D Consultant	late-Dec, 2013 to mid-Apr, 2014	PPPCCP Tas																																									
	3 Selection of Yen Loan Consultant	late-Dec, 2013 to mid-Aug, 2014	GOP																																									
	4 Detail Engennering Design	mid-Apr to mid-Oct, 2014	PPPCCP Tas																																									
	5 ROW Acquisition	mid-Nov to early-Nov, 2014	PPPCCP Tas																																									
	6 Bidding Preparation/ Bidding Assistance	mid-Nov, 2014 to late-Jul, 2015	PPPCCP Tas																																									
	6.1 JV Proposal	late-Oct, 2014	PPPCCP Tas																																									
	6.2 Project Approval	late-Oct to late-Nov, 2014	NEDA																																									
	6.3 Project Approval	mid-Dec, 2014 to mid-Jan, 2015	DoF																																									
	6.4 Project Approval	mid-Dec, 2014 to mid-Jan, 2015	DBM																																									
	6.5 Preparing Selection/Tender Documents	mid-Jan to mid-Feb, 2015	PPPCCP Tas																																									
	6.6 Instruction to Private Sector Participants	mid-Feb, 2015	PPPCCP Tas																																									
	6.7 Minimum Design, Performance Standard / Specification and Economic Parar	mid-Feb to mid-Mar 2015	DENR																																									
	6.8 Preparing Draft Contract	mid-Feb to mid-Mar 2015	PPPCCP Tas																																									
6.9 Publication of Invitation to Apply for Proposal (IAESP)	mid-Mar to mid-Apr, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.10 Evaluation of Participant's Qualification	late-Apr to early-Apr, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.11 Approval of Eligible Partners	early-Apr, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.12 Issuance of Tender Documents	mid-Apr. to late May, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.13 Pre-Selection Conference	late-Apr, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.14 Publication of Competitive Selection Bulletins	mid-Apr. to late-May, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.15 Opening and Evaluation of Proposals	Jun, 2015	PPPCCP Tas																																										
6.16 Decision and Notice of Award	late-Jun, 2015	PPPCCP Tas																																										
Construction / Service	1 Construction	Jul, 2015 to Jul, 2017																																										
	2 O&M	Aug, 2017 to Jul, 2057																																										

*1 Subject to NEDA-ICC schedules for TB, CC, and NEDA Board

*2 Subject to DENR ECC approval

2.8 経済財務分析

2.8.1 パイプラインのプロジェクトスキーム

フィリピンでは、ガスパイプラインの事業形態として、政府部門単独、政府と民間のJV、民間単独が認められ、またインフラの所有事業者と運営事業を分離する方式（上下分離）、統合する方式（上下統合）の双方が可能である。そのため、本事業の実施にあたり様々なプロジェクトスキームが想定される。

分析にあたっては、予備調査（2012）で譲許性融資の利用が費用面で有利であることがわかっており、前回調査で検討したプロジェクトスキームから、コンセッショナルローン供与を想定したものをまず選定した。また、アレンジメント次第では、政府と民間が共同で出資するJVに関してもコンセッショナルローン供与が可能となるため、新たに分析に加えた。さらに、比較を目的として、民間セクターが保有運営するスキームも分析対象に含めている。現時点で検討されている各プロジェクトスキームの概要と対応関係は下表の通りである。なお、各プロジェクトスキームの詳細は「2.7 事業計画・開発スケジュール」にて既述である。

表 2.8-1 今次調査のプロジェクトスキーム

	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
株式出資	政府 100%	政府 100%	政府 49% 民間 51%	民間 100%
円借款	あり	あり	あり	なし
商業融資	なし	なし	なし	あり
所有/O&M	統合	分離	統合	統合
留意事業	—	資産は民間企業にリース	民間の株式出資は 50%以上	—

表 2.8-2 プロジェクトスキームの対応関係

スキームの概要	譲許性融資	予備調査	今次調査
公共セクターの所有運営	あり	Model 1A	Model 1
	なし	Model 1B	—
公共セクターの所有/ 民間セクターの運営	あり	Model 2A	Model 2
	なし	Model 2B	—
官民 JV の所有運営	あり	—	Model 3
民間セクターの所有運営	なし	Model 0	Model 4

Model 1 は通常の日借款事業で想定されるスキームで、実施機関（政府部門）がインフラを保有し運営も行う方式である。但し、この方式では PNOC がパイプラインを直接運営す

の必要がある。Model 2 は実施機関がインフラを保有するが、運営を民間に委託し、リース料を得る方式である。民間企業への委託により、O&M 費用が削減されることが Model 2 の主なメリットである。Model 3 は実施機関と民間企業の JV がインフラを保有し運営も行う方式である。実施機関の出資金額が削減されることが Model 3 の主なメリットである。JV ガイドラインに基づくと、フィリピンの政府と民間の JV では、民間の株式保有が 50% を上回る必要がある一方、ODA ローン の 供与のため、政府部門が JV の経営判断を下せるようなスキームを策定する必要がある。Model 4 は通常の BOT スキームで、民間企業が全額出資し、インフラを保有し運営も行う方式である。托送料は他のケースに比べて高くなる可能性がある。円借款の供与に関しては、民間企業への直接貸付は行うことはできない。

2.8.2 託送料金の設定

本項は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.3 パイプラインの FIRR 算出条件

本項は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.4 プロジェクトスキーム毎のパイプラインの FIRR 算出

Model 1 は、Project FIRR が WACC を超える水準となった。また、Equity IRR も株式コストをわずかながら超える水準にある。財務上では、Model 1 は実行可能と判断される。但し、Model 1 では、PNOC が直接 O&M を担当するため、運営上の課題が残されている。

Model 2 では、パイプラインのオーナー、オペレータ共に、Project FIRR が WACC を超え、また Equity IRR が株式コストを超えた。Model 2 は財務面で実行可能であり、また O&M は民間企業が実施し、運営上の課題も少ないと考えられる。そのため、4 スキーム中で最も望ましいオプションと考えられる。Model 2 ではガス輸送量が少ない初期段階でもパイプライン保有者が費用をカバーできる一定額の収入を得ることができる。オーナーは運開直後に追加の株式出資を行う必要はない。また、民間のオペレータも自社の信用で借入を行うことで、株式出資の利回りを高めることができる。

Model 3 では、Project FIRR が WACC を超える水準となった。民間からの出資が株式コストを押し上げており、Equity IRR は株式コストには届いていない。しかしながら、Equity IRR と株式コストの差はわずかであり、株式出資の一部を債務で置き換えることで、Equity IRR を引き上げることが可能である。資金調達次第では、Model 3 も実行可能なスキームと判断される。また、O&M は民間企業のノウハウを活用できるため、運営上の課題も少ないと考えられる。

Model 4 では、Project FIRR は WACC に到達せず、また Equity IRR も株式コストに届かなかった。民間出資により株式コスト自体が高く、また ODA ローン に比べて短い債務猶予期間となっており、運開直後の株式出資が Model 1 及び 3 に比べて多額となる。その結果、株式コストが WACC を押し上げる結果となっている。

以降の内容は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.5 資金調達条件変更後の FIRR 算出

前項ではプロジェクトスキームの比較のため、Model 4 で想定する民間企業でも資金調達しやすい債務水準（事業費のうち、株式 30%、債務 70%）を想定した。但し、ODA ローンを活用する場合、より高い債務水準でも資金調達が可能であることから、財務面で有望かつ、運営上の課題の少ないスキームである Model 2 及び 3 に、事業費のうち株式 20%、債務 80%に変更した条件を適用し、Project FIRR と Equity IRR を再計算した。

Model 2 では、ODA ローン利用による債務比率の上昇はオーナーのみにその影響がでる。債務比率を引き上げることで、WACC が低下し、Project FIRR とのマージンが広がる一方、Equity IRR も上昇している。Model 3 においても、同様に WACC が低下し、Project FIRR とのマージンが広がる一方、Equity IRR も上昇している。その結果、Equity IRR は株式コストを超える水準となった。債務比率を引き上げることで、Model 3 も財務面でのフィージビリティを確保できる状況になった。

2.8.6 パイプライン延伸時の FIRR 算出

本項は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.7 パイプラインの EIRR 算出条件

本項は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.8 プロジェクトスキーム毎のパイプラインの EIRR 算出

EIRR を比較すると、経済便益はプロジェクトスキーム間で差異がないため、O&M 費用が高い Model 1 が最も低くなり、他のスキームは同水準の EIRR となった。いずれのプロジェクトスキームでもハードルレートを上回る結果となっている。

EIRR の感度分析に関しては、いずれのスキームにおいても経済便益、事業費、為替レートの順で利回りへの影響が大きかった。経済便益 20%減少、事業費 20%増加、円高 20%のいずれのケースにおいても、すべてのプロジェクトスキームでハードルレート以下となる結果は出なかった。

2.8.9 パイプライン延伸を考慮した EIRR 算出

本項は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.10 再ガス化料金の試算

本項は、公開版報告書には掲載されません。

2.8.11 CO2 削減量の推計

本プロジェクトは、LNG 受入基地、ガス焚き発電所、需要家の設備投資と併せて、エネルギー転換に寄与し、CO2 排出削減が想定される。そのため、本項ではプロジェクト単体ではなく、他の投資も含めた結果である天然ガスの利用に伴う CO2 排出削減の推計を行う。

算出にあたり、With ケース（プロジェクトが実施されるという仮定）と Without ケース（プロジェクトが実施されないという仮定）を比較し、CO₂ 排出の削減量を推計する。具体的には、With ケースとして、投資の結果として天然ガスが利用される場合が想定される。Without ケースとしては、天然ガスへの転換が進まず、With ケースの天然ガス供給量に基づき同量のエネルギーを他のエネルギー源で対応した場合が考えられる。With ケースと Without ケースの燃料消費量に沿って、CO₂ 排出量を推計し、両ケースでの CO₂ 排出量の差分が天然ガス導入による CO₂ 削減効果となる。

本パイプラインで供給される天然ガスの需要は電力用需要、産業用需要、商業施設用需要、住宅用需要、運輸用需要の合計となっている。需要予測は「2.3 天然ガス需給分析」の中低位ケースを使用した。需要毎に代替されるエネルギー源は異なるため、CO₂ 排出量の推計にあたっては各需要別に推計を行う。なお、エネルギー別の排出係数は次表の通りである。

表 2.8-3 CO₂ の排出係数

エネルギー源	排出係数
天然ガス	0.0139 t-CO ₂ /GJ
灯油	0.0185 t-CO ₂ /GJ
ディーゼル油	0.0187 t-CO ₂ /GJ
重油	0.0195 t-CO ₂ /GJ
LPG	LPG0.0161 t-CO ₂ /GJ
電力	0.480kg/kWh

出所：環境省・経済産業省（2013）「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル Ver3.4」
IEA (2012), “CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights (2012 Edition)”

電力用需要: With ケースでは、パイプラインで供給される天然ガスを使用し、新規に建設されるガスコンバインドサイクル発電所で発電を行う。ガスコンバインドサイクル発電所の発電効率は 55%を想定した。代替されるエネルギー源は、既存の発電設備による電力となる。With ケースでは新規発電所で天然ガスを燃焼した場合の CO₂ 排出量、Without ケースでは既存の発電設備を使用し同量の電力を発電した場合の CO₂ 排出量を推計する。

産業用需要: With ケースでは、パイプラインで供給される天然ガスが工場での新たな熱源となる。代替されるエネルギー源は、工場で使用されている燃料類や電力となる。With ケースでは工場が天然ガスを燃焼し熱源とした場合の CO₂ 排出量、Without ケースでは同量の熱量を現在使用している燃料類や電力で得た場合の CO₂ 排出量を推計する。過去のサンプル調査（73 工場）では、工業団地あたりの石油燃料の消費は灯油 1,800 リットル、ディーゼル油 32 万リットル、重油 116 万リットル LPG 5.7 トンが代替される可能性があることがわかっている。熱量ベースでみた場合、灯油 0.1%、ディーゼル油 19.7%、重油 79.7%、LPG 0.5%の比率となる。代替される電力については、既存の電源で同量の電力を発電することを想定する。

商業施設用需要: With ケースでは、パイプラインで供給される天然ガスが施設での新たな熱源となる。代替されるエネルギー源は、施設で使用されている燃料類や電力となる。With

ケースでは施設が天然ガスを燃焼し熱源とした場合の CO2 排出量、Without ケースでは同量の熱量を現在使用している燃料類や電力で得た場合の CO2 排出量を推計する。食品加工に費用な熱量は LPG を、冷房及び電力に関しては既存の発電施設からの供給を想定した。

住宅用需要: With ケースでは、パイプラインで供給される天然ガスが住宅での新たな熱源となる。代替されるエネルギー源は、住宅で使用されている燃料類や電力となる。With ケースでは住宅が天然ガスを燃焼し熱源とした場合の CO2 排出量、Without ケースでは同量の熱量を現在使用している燃料類や電力で得た場合の CO2 排出量を推計する。調理に費用な熱量は LPG を、冷房及び電力に関しては既存の発電施設からの供給を想定した。

運輸用需要: With ケースでは、パイプラインで供給される運輸セクター向け天然ガスがタクシーやバスの燃料となる。代替されるエネルギー源は、タクシーで利用されている LPG、バスで使用されているディーゼル油となる。With ケースではタクシーやバスが天然ガスを燃焼した場合の CO2 排出量、Without ケースでは同量の熱量を LPG、もしくはディーゼル油で代替したケースを想定する。

両ケースにおける各需要合計の差分が、本プロジェクトの CO2 排出削減効果となる。CO2 排出削減量は初年度から徐々に増えてゆき、最終年（25 年目）では 7.8 百万トン/年となる。事業期間中（25 年間）の CO2 排出削減量は 44.6 百万トン、その内訳は電力用需要 51.7%、産業用需要 29.1%、商業施設用 0.7%、住宅用 2.5%、輸送用需要 16.0%となる見込みである。

表 2.8-4 天然ガス導入に伴う CO2 削減量

単位：千トン

	1 年目	5 年目	10 年目	15 年目	20 年目	25 年目	事業期間 合計
Without ケース: CO2 排出量							
電力用	0.0	1,778.7	2,223.4	4,004.7	4,450.1	4,450.1	75,634.9
産業用	225.9	414.9	670.7	937.2	1,196.6	1,248.1	20,312.0
商業施設用	7.4	12.0	17.8	28.3	35.2	41.0	602.6
住宅用	28.3	44.0	95.5	107.4	193.4	214.8	2,902.6
運輸用	416.3	695.5	1,058.8	1,721.6	1,868.9	1,868.9	33,163.2
合計	678.0	2,945.2	4,066.3	6,799.2	7,744.1	7,822.9	132,615.3
With ケース: CO2 排出量							
電力用	0.0	1,236.2	1,545.3	2,783.3	3,092.8	3,092.8	52,566.3
産業用	150.8	193.3	257.2	323.7	388.4	401.3	7,318.5
商業施設用	4.4	6.2	8.4	12.4	15.1	17.3	270.5
住宅用	13.3	27.5	59.4	66.5	119.7	133.0	1,791.4
運輸用	359.7	568.8	840.9	1,337.3	1,447.6	1,447.6	26,035.3
合計	528.2	2,032.0	2,711.2	4,523.2	5,063.7	5,092.0	87,981.9
CO2 削減量 (Without ケース - With ケース)							
電力用	0.0	542.5	678.1	1,221.4	1,357.3	1,357.3	23,068.6

産業用	75.1	221.6	413.6	613.5	808.2	846.8	12,993.6
商業施設用	3.0	5.8	9.4	15.9	20.2	23.7	332.1
住宅用	15.0	16.5	36.1	40.9	73.6	81.8	1,111.3
運輸用	56.7	126.7	217.9	384.3	421.2	421.2	7,127.9
合計	149.8	913.2	1,355.1	2,276.0	2,680.5	2,730.9	44,633.4

2.9 環境社会配慮

2.9.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

(1) 事業概要

① 事業名称

BATMAN1 Project (以下「本事業」という。)

② 調査の分類

協力準備調査 (プロジェクト形成 (有償))

③ 環境カテゴリ及びその理由

環境カテゴリ : A

理由 : 「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン」(2010年4月公布)に掲げるパイプラインセクターに該当するため。

④ 事業実施機関名等

借入人 : フィリピン共和国政府

監督機関 : フィリピン国エネルギー省 (Department of Energy。以下「DOE」という。)

事業実施機関 : フィリピン国営石油公社 (Philippine National Oil Company。以下「PNOC」という。)

運営・維持管理体制 : 民間企業への委託を想定 (協力準備調査で確認中)

(2) 代替案 (ゼロオプションを含む) の比較検討

本件事業に関して、以下の4つのルートが検討された。

(i)2003年時点での検討ルート、

(ii)2011年時点での検討ルート、

(iii)ガス供給プラント (LNG 輸入ターミナル候補地 1)からバタンガス出口を経て Cabuyao 出口に至るルート、

(iv)LNG 輸入ターミナル候補地 2 から Lipa City 出口を経て Cabuyao 出口に至るルート

(i)および(ii)の案については 2013 年検討時に概略レビューを行ったが、Cabuyao～Sucat までの需要密度が相対的に低いと考えられること (すなわち Batangas～Cabuyao までのルートに比べて費用対効果が低いと考えられる)、Sucat 近郊は住宅密集地であり、住民移転などの社会面で課題が大きいと想定されること、Cabuyao～Sucat までの区間においても同様に社会面で課題が大きいと考えられること、等から開発区間を短縮して検討を進めた。すなわち、Batangas～Cabuyao 区間を主な検討対象として抽出した。なお施設設計としては、

将来的に施設延伸ができるよう配慮をすることとしている。

次に、2013年における検討については、Batangas のガス供給地点（LNG ターミナル候補地 1）から STAR 高速道路に入るルート（ルート(iii)）と PNO-ESB 地点（LNG 輸入ターミナル候補地 2）から STAR 高速道路に入るルート（ルート(iv)）の 2 つを採択し、比較検討を行った。この結果、ルート(iv)に比べルート(iii)のほうが比較的住民移転が少なく、工事費も低廉であるとの調査結果を得た。以上の検討により、技術面、経済面、環境・社会配慮面等から鑑みて、ルート(iii)が最適ルートと判断された。

代替ルートを次図に、代替案の比較・検討結果を次表に示す。技術面、経済面、環境・社会配慮面等から鑑みて、ルート(iii)が最も優れていると判断される。

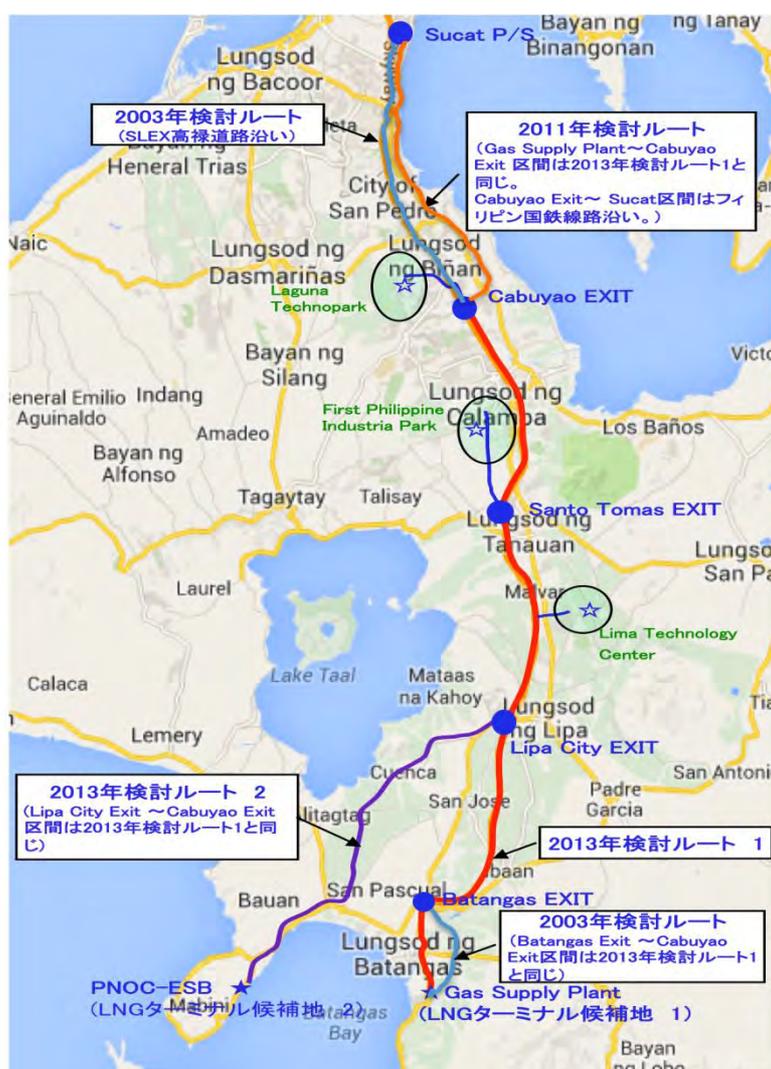


図 2.9-1 代替ルート

表 2.9-1 代替案の比較・検討結果

		ゼロオプション	(i) 2003 年時点ルート	(ii) 2011 年時点ルート	(iii)2013 年検討ルート 1	(iv)2013 年検討ルート 2
幹線概要	起点	—	Batangas ガス供給地点	Batangas ガス供給地点	Batangas ガス供給地点 (LNG 輸入ターミナル候補地①)	LNG 輸入ターミナル候補地②
	終点	—	Sucac 地点	Sucac 地点	SLEX 高速道路 Cabuyao 出口	STAR 高速道路 Lipa City 出口
	延長	—	95km	105m	65km	70km
	ルート	—	Batangas ガス供給地点 ～Batangas 近郊 丘の尾根沿い ～STAR 高速道路 ～SLEX 高速道路 ～Sucac 発電所	Batangas ガス供給地点 ～Batangas 市内 一般国道 ～STAR 高速道路 ～SLEX 高速道路 ～Sucac 発電所	LNG 輸入ターミナル候補地 ～STAR 高速道路 Batangas 出口 ～STAR 高速道路 Lipa City 出口 ～STAR 高速道路 Santo Tomas 出口 ～SLEX 高速道路 Cabuyao 出口	LNG 輸入ターミナル候補地② ～STAR 高速道路 Lipa City 出口 ～STAR 高速道路 Santo Tomas 出口 ～SLEX 高速道路 Cabuyao 出口
	構造形式	—	地下埋設・地上構造併用	地下埋設・地上構造併用	地下埋設	地下埋設
技術面		—	<ul style="list-style-type: none"> Batangas 近郊の山林にて、工事用取付道路を別途建設することが必要。 Sucac 近郊は人口密集地域であり、工事が困難。 	<ul style="list-style-type: none"> Sucac 近郊は人口密集地域であり、工事が困難。 	<ul style="list-style-type: none"> LNG 輸入ターミナル候補地～STAR 高速道路 Lipa City 出口に河川等特殊横断部が 14 箇所存在する。 	<ul style="list-style-type: none"> LNG 輸入ターミナル候補地②～Lipa City 出口に河川横断部が 9 箇所存在する。急峻なクレーク状河川が多い。
経済面		<ul style="list-style-type: none"> 事業費は発生しないが、フ国全体で見れば、エネルギーコストの低減化が進まない。 マニラ首都圏を含むルソン系統の電力安定供給に資するガス火力開発政策に寄与できない 	<ul style="list-style-type: none"> Batangas 近郊の山林民有地の土地収用費用、Sucac 近郊の工事費用によりコスト高。 	<ul style="list-style-type: none"> Sucac 近郊の工事費用によりコスト高。 	<ul style="list-style-type: none"> 代替ルートに比して距離が短く、BVS が 1 箇所のみで、コスト安（事業費試算中）。 	<ul style="list-style-type: none"> 距離が長く、BVS が 2 箇所必要でありコスト高（事業費試算中）。
環境社会配慮	自然環境	<ul style="list-style-type: none"> (石炭火力を中心とする) 電力や(ガソリンを中心とする) 車両からの排ガスにより、大気汚染が継続される。 クリーンエネルギー転換、CO2 等の削減が進まない。 	<ul style="list-style-type: none"> Batangas 近郊の山林民有地を利用するため、立木の伐採が必要。 Sucac 近郊の工事中の環境対応が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 市街地は自然環境の影響は少ない。 Sucac 近郊の工事中の環境対応が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 市街地は自然環境の影響は少ない。 STAR 高速道路 Santo Tomas 出口～SLEX 高速道路 Cabuyao 出口の間で、一般開削工法を採用する場合、植栽の伐採がかなり発生する。推進工法であれば植栽の伐採は発生しない。 	<ul style="list-style-type: none"> 市街地は自然環境の影響は少ない。 Santo Tomas 出口～Cabuyao 出口の間で、一般開削工法を採用する場合、植栽の伐採がかなり発生する。推進工法であれば植栽の伐採は発生しない。
	社会環境	<ul style="list-style-type: none"> (石炭火力等の) 電力や(ガソリン等の) 車両に伴う大気汚染による人への健康影響が持続する。また、CNG 運搬用に使われる大型タンクローリー車走行による交通安全リスクを継続させる。 	<ul style="list-style-type: none"> Cabutyao ～Sucac 近郊の工事中の環境社会対応が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> Cabutyao ～Sucac 近郊の工事中の環境社会対応が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 河川部で 6～7 戸の住民移転が発生する。 	<ul style="list-style-type: none"> 河川部で 10 戸程度の住民移転が発生する。
推奨される最適案とその根拠		<p>推奨されない。</p> <ul style="list-style-type: none"> フ国政策での、エネルギー・コストの低減化、電力の安定供給政策の促進、温室効果ガスの排出削減策に寄与することができない 	<p>推奨されない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 工業団地のガス需要を満たす 住民移転数が多いと考えられる 	<p>推奨されない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 工業団地のガス需要を満たす 住民移転数が多いと考えられる 	<p>最適案として推奨される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 工業団地のガス需要を満たす 事業費が相対的に安いと試算される 住民移転数が相対的に少ない 	<p>推奨されない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 工業団地のガス需要を満たす 事業費が相対的に高いと試算される 住民移転数が相対的に多い

(3) 本事業スコープ (BATMAN1-Phase1) のコンポーネント

バタンガス (Batangas) 州バタンガス市の LNG 輸入ターミナル候補地から、マニラ首都圏に南接するラグナ (Laguna) 州内の需要地 (南ルソン高速道路⁷ Cabuyao 出口) までの高圧幹線(65.7km) と供給ライン (総延長 10.7km) 及び下記の関連設備を建設するものである。



図 2.9-2 プロジェクト位置図 (Batman1-Phase1)

(図 2.4-2 再掲)

⁷ 南ルソン高速道路 (South Luzon Expressway。以下「SLEX 高速道路」という。)

パイプラインは、全て地下に埋設される。事業スコープ（案）概要は次表のとおり。各設備の仕様詳細は本報告書「2.4.1 パイプラインの基本設計」で検討内容と設計仕様を記述しているため、当該個所を参照のこと。

表 2.9-2 事業スコープ（案）概要

区分		位置		規模	
パイプライン	高圧幹線	LNG 輸入ターミナル候補地～		65km	
		SLEX 高速道路 Cabuyao 出口			
		(特性：国道＋高速道路沿い)			
	供給ライン	Lima Technology Center	STAR 高速道路 ⁸ ～		2km
			Lima Technology Center		
			(特性：Barangay Road＋国道沿い)		
		First Philippine Industrial Park	STAR 高速道路 Santo Tomas 出口～		2km
			First Philippine Industrial Park		
		(特性：国道沿い)		7km	
	Laguna Industrial Area	SLEX 高速道路 Cabuyao 出口～			
Laguna Industrial Area					
(特性：高速道路＋Municipal Road 沿い)					
その他の設備	ガバナーメータリングステーション (GMS)		Batangas 市 LNG 輸入ターミナル候補地内 (供給側メータリングステーションを兼ねる)	3,000m ²	
	ブロックバルブステーション (BVS)		STAR 高速道路脇	私有地 (畑地)	1,200m ²
	ガバナーステーション (GS)	GS1	STAR 高速道路脇	私有地 (畑地)	1,800m ²
		GS2	STAR 高速道路 Santo Tomas 出口近辺	私有地 (畑地)	1,800m ²
		GS3*	SLEX 高速道路 Cabuyao 出口内	SLEX 高速道路敷地内 (植生部)	2,300m ²
	需要側メータリングステーション (MS)	MS1	Lima Technology Center 内		1,000m ²
		MS2	First Philippine Industrial Park 内		1,000m ²
	SCADA システム				
ピグ*ランチャー・レシーバー					

*健全性確認用計測機器

- ・ ブロックバルブステーション (Block Valve Station。以下「BVS」という。): 緊急時の供給遮断
- ・ ガバナステーション (Governor Station。以下「GS」という。): 高圧幹線から供給ラインへ圧力を調整 (減圧)
- ・ メータリングステーション (Metering Station。以下「MS」という。): ガス取引管理用

⁸ 南タガログ幹線道路 (Southern Tagalog Arterial Road。以下「STAR 高速道路」という。)

- ・ 電気防食設備：パイプライン（鋼管）の腐食対策
- ・ 分岐バルブステーション：将来延伸または受入用
- ・ SCADA システム⁹：遠隔監視システム（制御室含む）
- ・ ピグ（健全性確認用計測機器）ランチャー・レシーバー：健全性確認用計測機器の発射/受入用設備

2.9.2 ベースとなる環境社会現況（プロジェクトの立地環境）

(1) フィリピン国の概要

① 概要

フィリピンの概要は、表 2.9.2-1 のとおり。なお、2013 年第 3 四半期のフィリピンの経済成長率が 7.9%を記録する等、ASEAN 諸国の中で最も高い成長率を記録する等著しく、格付け会社からも投資適格級の格付けを得た。

表 2.9-3 フィリピン国概要

地理	特性	7,107 の島からなる島嶼国家
	国土面積	298,170 km ²
	海岸線延長	36,289 km
	気候	熱帯海洋性に属し、高温・多湿・多雨。プロジェクト対象地域を含め、概ね乾季は 11 月～4 月、雨季は 5 月～10 月。
人口動態	人口	105,720,644 (July 2013 est.)
	人口成長率	1.84% (2013 est.)
	宗教	カトリック：82.9%、ムスリム：5%、その他：12.1% (2000 census)
	都市部人口	48.8% of total population (2011)
	貧困線*以下の人口比率	26.5% (2009 est.) (*1 日 1.25 ドル)
経済	GDP (nominal)	\$ 250 billion (2012 IMF)
	実質 GDP 成長率 (2012 年)	6.8% (2013 est.)
	GDP per capita (PPP)	\$ 4,700 (2013 est.)
	GDP (セクター別貢献度)	農業:11.2%、工業:31.6%、サービス業: 57.2% (2013 est.)
	失業率	7.4 % (2013 est.)

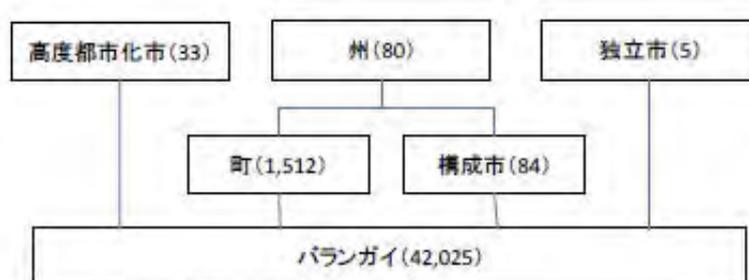
⁹ Supervisory Control And Data Acquisition の略。産業制御システムの一つであり、コンピュータによるシステム監視とプロセス制御を行う。

	インフレ率	2.8 % (2013 est.)
	経常収支	\$7.51 billion (2013 est.)
	貿易収支	▲\$16.46 billion (2013 est.)
エネルギー	電力需要	67.45 billion kWh (2011 est.)
	電力設備容量	16.36 million kW (2010 est.)
	うち化石燃料比率	66.9 % (2010 est.)
	年間 CO2e 排出量	81.15 million Mt (2011 est.)

出所：CIA World Factbook 等から抜粋。

② 行政区分

フィリピンでは、1991 年の地方自治法により、行政機能の大部分が地方自治体の管轄下に移され、地方分権化が進んでいる。同国の地方行政単位には、地方 (Region)、州/独立市 (Province/Independent City)、市/町 (City/Municipality)、バランガイ (Barangay) の 4 階層がある。全国に州は 80、市 (構成市、高度都市化市、独立市を合算) は 122、町は 1,512、バランガイは 42,025 ある (2009 年 6 月時点)。



注：カッコ内は 2010 年 6 月時点での各行政組織の数

出典：内務・自治省 (Department of Interior and Local Government) ウェブサイト <http://www.dilg.gov.ph/lgu.php> に基づき作成 (2011 年 4 月アクセス)

図 2.9-3 「フィ」国の地方行政組織

(2) 事業対象地域の自然社会概況

① マニラ首都圏 (National Capital Region: NCR)

ア) 自然環境

6～11 月が雨季、12 月～5 月が乾季で、平均気温は 26～27℃である。台風等による雨水により、冠水する地域がある。政治・経済都市であり、自然環境が豊かとは言えない。

イ) 社会環境

マニラ首都圏の人口は、約 1,200 万人でフィリピンの人口の 10%強であり、またマニラ首都圏の GDP は、フィリピン全体の 30%強を占める。オフィス、商業ビル、住宅等が存在

する政治・経済都市となっている。

② Region IV-A (CALABARZON)

ア) 自然環境

マニラ首都圏の南方に位置する。工業団地や住宅地等が開発されているが、山林、畑地が多く残り、自然環境が豊かな地域である。

イ) 社会環境

南方の Batangas 市までの SLEX、STAR 沿い等を中心に多くの工業団地や住宅地等が開発されており、工業団地に日本企業が進出している。

③ 本事業パイプラインルート上の2つの州と本事業との関係

ア) バタンガス (Batangas) 州

バタンガス市にあるエネルギー供給会社のガバナーメータリングステーション (GMS) から、STAR 高速道路 Santo Tomas 出口までのパイプライン高圧幹線区間および、Malval 出口南から Lima Technology Center までの供給ラインと、Santo Tomas 出口から First Philippine Industrial Park までの供給ラインが、バタンガス州を通る。幹線パイプラインは、バタンガス市東部を通過する一般国道区間の約 9km、STAR 高速道路区間約 42km を通過する。2 つの供給ラインは、それぞれ約 2km で、国道とバランガイ道路を通る。

同州は、平野部と丘陵部からなり、南部は海と山岳地域を持っているが、パイプラインルートには海、山岳部は含まれない。河川横断箇所は、国道区間内に 2 カ所、STAR 高速区間に 9 カ所あり、河川幅はおおよそ数 10 から 150m である (1 カ所 200m 超の橋長を持つ河川の横断がある)。河川脇には自然林も残っているが、自然保護区、原生林地帯等は通過しない。

国家統計局 (National Statistics Office) の 2010 年 5 月の国勢調査では、同州の人口は約 240 万人、1990 年から 2010 年までの年平均人口増加率は 2.41% である。都市別の凡その人口は、パイプラインルート沿いに、バタンガス市 30 万人、イバーン市 5 万人、サンホセ市 7 万人、リパ市 28 万人、マルバル市 5 万人、タナウアン市 15 万人、サントトーマス市 12 万人となっている。

幹線パイプライン区間の内、バタンガス市東部を通る約 5km におよぶ市街地区間は、道路沿いに、住宅と店舗が連続する。この区間では、パイプラインは原則国道の道路下 (路肩部を含む) 1.2m 地中に埋設することが計画されている。

供給ラインは一般道の下、付帯ステーションは高速道路沿いの畑地等に置かれる。

イ) ラグナ州 (Laguna) 州

パイプラインルートは、Santo Tomas 出口地点で、STAR 高速道路から SLEX 高速道路に

入る。更に、Santo Tomas 出口北 2km 地点で、バタンガス州からラグナ州に入る。ここから以北の、SLEX 高速道路 Cabuyao 出口までのパイプライン高圧幹線区間と、Cabuyao 出口から Laguna Industrial Area までの供給ラインが、ラグナ州を通る。Cabuyao 出口から、直線距離でマニラ首都圏境まで約 15km、Sucat 発電所跡地まで約 25km、首都圏中心のマカティ地区まで約 35km の距離にある。

同州は、ラグナ湖を囲むように立地しているが、パイプラインルートになる SLEX 高速道路は、ラグナ湖の西側 4-6km を南北に走っている。同州の南州境沿いには、マキリン山 (Mt. Makiling) などの休火山があり、地熱エネルギーの供給地帯になっている (マキリン山は SLEX 高速道路の東約 5.5km に位置する)。この区間の河川横断箇所は、SLEX 高速道路沿いに 12 カ所あり、1 カ所を除き数 m から 100m 以内の幅である (Calamba-Cabuyao 間に 1 カ所 200m 弱の橋長を持つ河川の横断がある)。この区間の高速道は、上に述べた河川横断部等を除けば、ほとんど水田等の農地と牛などの牧草地の中を通過する。概して、一様で平坦な土地が続く。少数の河川横断部では、高速道路の橋梁が自然林に囲まれているところがある。

国家統計局の上述の国勢調査では、同州の人口は約 270 万人、1990 年から 2010 年までの年平均人口増加率は 3.39% である。都市別の凡その人口は、パイプラインルート沿いに、カランバ市 39 万人、カブヤオ市 25 万人、サンタロサ市 28 万人となっている。

パイプラインは、高速道路敷地内の地下を通す計画である。供給ラインは一般道の下に置かれる。

④ 本件対象ルート of 自然社会概況

ア) パイプラインルートの自然条件

a) 気象

本報告書 2.2 節 パイプラインルートの自然条件 2.2.1 項に記載。

b) 地形・地質

本報告書 2.2 節 パイプラインルートの自然条件 2.2.2 項に記載。

c) 陸生植物

バタンガス市からマルバル市：予定パイプラインルートは、LNG 輸入ターミナル候補地を出てすぐに 2 河川と交差する。その既存橋脇の川縁には、マヤブシギ (Pagatpat) やヒルギモドキ (Bungalon) などのマングローブが帯状に茂っている。そこから STAR 高速道入口まで、景観保全や美化を目的とした都市部に特徴的な植栽が見られ、その多くは外来種である。一般的な植林種のカマバアカシア (Acacia auriculiformis)、メリナ (Gmelina arborea)、モンキーポッド (Samanea saman) が多く、他にはマンゴ (Mangifera indica)、サババナナ (Musa paradisiaca) などの換金作物や、装飾用の低木類である。

STAR 高速道から SLEX 高速道まで：この長い区間は、成長の早い植林外来樹種の草地在

続く。カマバアカシア、セキザイユーカーリ (*Eucalyptus camaldulensis* Dehnh.)、マホガニー (*Swietenia mahogani*) などからなり、高速道沿いにマンゴなど換金作物が残っている。

農村やプランテーション地帯では、マンゴ、サババナナ、ココヤシ (*Cocos nucifera*) などの換金作物が卓越する中に、自然林が混在する。都市部では、カマバアカシア、メリナ、マホガニー、ハウオウボク (*Delonix regia* (Bojer.) Raf.) などの成長の早い植林種や、アソカツリー (*Polyalthia longifolia*) など観賞用植物に、マンゴ、ココヤシ、バナナなどが混在する。

<固有種、保全種の現況>

事業地周辺の調査区域で確認できた植物の約 4 割 (37.24%) が外来種だった。外来種の多くは観賞用か、移入された後、フィリピンの陸地生態系に同化した草原植物である。低草木類には食用または観賞用のものが多く、外来の樹木類には果樹が多い。調査で確認できたシダ類は全て地域固有種だった。周辺で分布を確認した国内もしくは国際条約指定の保護植物 10 種の半数は樹木種であった。事業周辺地域で確認した生息危惧種を次表に要約した。

表 2.9-4 事業周辺地域で確認した生息危惧植物

一般地方名	学名	科	用途 (実用、潜在用途)	保全状況
Ferns and Fern Allies				
Pakpak lawin lalaki	<i>Asplenium nidus</i> L.	Aspleniaceae	ornamental	Vulnerable Species ^b
Kabkab	<i>Drynaria quercifolia</i> (L.) J. Sm.	Polypodiaceae	ornamental	Vulnerable Species ^b
Herbs and Herbaceous Species				
Gabi	* <i>Colocasia esculentum</i> (L.) Schott	Araceae	food, medicinal, occasionally ornamental	Least Concern ^a
Palms and Rattans				
Manila palm	<i>Adonidia merrillii</i> (Becc.) H. E. Moore	Arecaceae	ornamental	Lower Risk/near threatened ^a ; Endangered ^b
Bungang ipod	<i>Areca ipot</i> Becc.	Arecaceae	masticatory, ornamental	Vulnerable A1c ^a , Vulnerable Species ^b
Trees and Arborescent Species				
Piling liitan	<i>Canarium luzonicum</i> (Blume) A. Gray	Burseraceae	edible fruit, medicinal, source of resin	Other Threatened ^b
Bitag	<i>Calophyllum inophyllum</i> L.	Clusiaceae	oil, ornamental	Lower Risk/Least Concern ^a
Takip asin	<i>Macaranga grandifolia</i> (Blanco) Merr.	Euphorbiaceae	medicinal, food covering	Vulnerable A1cd ^a
Prickly narra	<i>Pterocarpus indicus</i> Willd. forma <i>echinatus</i> (Pers.) Rojo	Fabaceae	ornamental, medicinal, furniture, cabinets, flowers have medicinal values, reforestation species	Vulnerable A1d ^a ; Critically Endangered ^b
Molave	<i>Vitex parviflora</i> Juss.	Lamiaceae	heavy construction, railroad ties, bridges, wharves, occasionally ornamental, medicinal	Vulnerable A1cd ^a ; Endangered ^b
Small leaf mahogany	* <i>Swietenia mahogani</i> (L.) Jacq.	Meliaceae	veneer, furniture, interior finishing, musical instruments, ship-building ornamental shade tree, valves as fuel, endocarp and core for dry arrangements	Endangered A1cd ^a

注：* - 外来種; a - IUCN リスト; b - 環境天然資源省令(DAO) 2007-01; c - CITES リスト

<生態学的検討>

景観生態学の観点では、陸上の土地が樹木園、農地に転換、もしくは都市化するとともに、原生種の分布や連続性がとぎれ、別の生態構造や機能を獲得する。調査対象の事業候補地周辺地域では、既に豊かな生物多様性は見られない。事業対象ルートが通る地域には、広大な草地、裸地、耕作地、低木林、集約型農耕地、広い開発区域と道路が連なる。河川やクリークなど湿度の高い水辺域も横切る。低質土は一般に粘土状の腐植土が広がっている。これは、トウダイグサ、マメ類、アオイ、ダイゾックス (*Dysoxylum gaudichaudianum*) などに交ざり、イチジク類が優勢であることに見られる。草木類は、マメ類に次いで種類が多いことから、この地域で重要な植生であることが分かる。事業周辺地域では外来種が大きな比率 (37.24%) を占めていることから、人間による生態系の攪乱が相当進んでいることが分かる。外来種のほとんどが観賞用、いくらかが農業用であることから、都市化が進行する中に農耕地が残る景観生態が想起できる。空き地と灌木地帯のほとんどは植生遷移中である。

<調査で確認した植物種の経済的、民族植物学的な意義>

調査地域で確認した植物の大半は、商用的な価値、装飾用の価値を持っており、その他に、食用や医療用のものもある。実際、当該地域で最も優勢な樹木であるココヤシは、「貧者の木」と呼ばれ、根から葉っぱまで多目的に使用される、薬、食物 (実と果汁)、住居用材、建材、観賞植物である。

高木類の多くは、木材、家具、建築用材となる。低木・灌木類の多くは雑草とみなされているが、医療用、建築用、観賞用にも利用できるものがある。他に、手工芸品、農耕用具、繊維素材、土地皮膜、染料、家畜飼料となるものも含まれる

d)陸生動物

現地観察調査、地元住民への聞き取り調査、及び簡易アセスメントにより、BATMAN1事業ルートの近傍で、41種の陸生動物が確認された。固有・準固有種は21種で、26%にあたり、固有種の割合は非常に低い。記録された固有種の多くは、草地から、湿地、農耕地域に分布する種である。

<両生類と爬虫類>

全6種の両生・爬虫類が現地調査で確認された。次表に調査で確認された両生類と爬虫類を示す。

表 2.9-5 事業周辺地域で確認した両生類と爬虫類 (2014年3月)

No	科/ 種の名称	一般名/ 地方名	生息特性/ 生息密度	保全状況
1	BUFONIDAE <i>Bufo (Rhinella) marinus</i>	Giant Marine Toad	Introduced/ Common	Least concern
2	<i>Fejervarya vittigera</i>	Ricefield Frog	Philippines only/ Common	Least concern
3	GEKKONIDAE <i>Hemidactylus cf. frenatus</i>	Common House Gecko	Non-endemic/ Common	Least concern
4	<i>Mabuya cf. multifasciata</i>	Common Mabuya	Non-endemic/ Common	-
5	VARANIDAE <i>Varanus sp.</i>	Monitor Lizard "Bayawak"	Common but heavily hunted	CITES Appendix II
6	PYTHONIDAE <i>Python(Broghammerus)reticulates</i>	Reticulated Python "Sawa"	Non-endemic, Common but normally persecuted or killed for food	CITES Appendix II

注:分類法、名称、保全状況は、「IUCN 絶滅危惧種レッドリスト 2011 (IUCN Redlist of Threatened Species 2011)」に従う。(http://www.iucnredlist.org)

<鳥類>

事業ルートの近傍の調査地で、19科26属に属する全30種の鳥類が確認された。その多くは普通種と考えられている種である。次表に調査で確認された鳥類を示す。

表 2.9-6 事業周辺地域で確認した鳥類 (2014年3月)

No	科/ 種の名称	一般名/ 地方名	生息特性/ 生息密度	保全状況	採餌ギルド
1	ARDEIDAE <i>Egretta alba</i>	Great Egret	Migrant, Uncommon	Least concern	GP
2	<i>Egretta garzetta</i>	Little Egret	Migrant, common	Least concern	GP
3	<i>Egretta intermedia</i>	Intermediate Egret	Migrant, common	Least concern	GP
4	<i>Bubulcus ibis coromandus</i>	Cattle Egret	Resident, Common	Least concern	GP
5	<i>Ixobrychus cinnamomeus</i>	Cinnamon Bittern	Resident, Common	Least concern	GP
6	ACCIPITRIDAE <i>Amaurornis phoenicurus javanica</i>	White-breasted Waterhen	Resident, Common	Least concern	TI
7	ROSTRATULIDAE <i>Rostratula benghalensis</i>	Greater Painted Snipe	Resident, Uncommon	Least concern	TIF
8	COLUMBIDAE <i>Streptopelia tranquebarica humilis</i>	Red Turtle Dove/Red-collared dove	Resident, Fairly common	Least concern	TF
9	<i>Geopelia striata</i>	Zebra Dove	Resident, Common	Least concern	TF
10	APODIDAE <i>Collocalia sp.</i>	Swiftlet	-	-	SwI
11	<i>Collocalia troglodytes</i>	Pygmy Swiftlet	Philippines only, Fairly Common	Least concern	SwI
12	<i>Halcyon chloris collaris</i>	White-collared Kingfisher	Resident, Common	Least concern	PP
13	MEROPIDAE <i>Merops viridis</i>	Blue-throated Bee-eater	Resident, Fairly common	Least concern	Sal
14	HIRUNDINIDAE <i>Hirundo tahitica javanica</i>	Pacific Swallow	Resident, Common	Least concern	SwI
15	<i>Hirundo rustica</i>	Barn Swallow			
16	PYCNONOTIDAE <i>Pycnonotus goiavier suluensis</i>	Yellow-vented Bulbul	Resident, Common	Least concern	AIF
17	ORIOIDAE <i>Oriolus chinensis yamamurae</i>	Black-naped Oriole	Resident, Common	Least concern	AF
18	CORVIDAE <i>Corvus macrorhynchos philippinus</i>	Large-billed Crow	Resident, Common	Least concern	AFF
19	TURDIDAE	Oriental Magpie	Resident, Uncommon	Least concern	FGI

No	科/ 種の名称	一般名/ 地方名	生息特性/ 生息密度	保全状況	採餌ギルド
	<i>Copsychus saularis mindanensis</i>	Robin			
20	<i>Megalurus palustris forbesi</i>	Striated Grassbird	Resident, Common	Least concern	FGI
21	MUSCICAPIDAE <i>Rhipidura javanica nigritorquis</i>	Pied Fantail	Resident, Common	Least concern	FGI
22	ARTAMIDAE <i>Artamus leucorynchus</i>	White-breasted Woodswallow	Resident, Common	Least concern	SwI
23	LANIIDAE <i>Lanius cristatus</i>	Brown Shrike	Migrant, common	Least concern	SpI
24	MOTACILLIDAE <i>Motacilla sp.</i>	Wagtail	Migrant, common	-	TI
25	<i>Anthus sp.</i>	Pipit	-	-	TI
26	STURNIDAE <i>Aplonis panayensis</i>	Asian Glossy Starling	Resident, Common	Least concern	AF
27	NECTARINIIDAE <i>Nectarinia jugularis jugularis</i>	Olive-backed Sunbird	Resident, Common	Least concern	IN
28	PLOCEIDAE <i>Passer montanus</i>	Eurasian Tree Sparrow	Introduced, Common	Least concern	G
29	ESTRILDIDAE <i>Lonchura leucogastra manueli</i>	White-bellied Munia	Resident, Common	Least concern	G
30	<i>Lonchura malacca jagori</i>	Chestnut Munia	Resident, Common	Least concern	G

注1: 分類法、名称、保全状況は、「IUCN 絶滅危惧種レッドリスト 2011 (IUCN Redlist of Threatened Species 2011)」(<http://www.iucnredlist.org>)及び Kennedy et al. 2000 に従う。

注2: 凡例: (Feeding guild) grabber piscivore (GP), plunging piscivore (PP), raptorial (R), terrestrial

faunivore/frugivore (TFF), arboreal faunivore/frugivore (AFF), sweeping insectivore (SwI), sallying insectivore (Sal), sweeping and sallying insectivore (SSI), foliage gleaning insectivore (FGI), bark gleaning insectivore (BGI), arboreal insectivore/frugivore (AIF), insectivore/nectarivore (IN), arboreal frugivore (AF), terrestrial frugivore (TF), terrestrial insectivore (TI), specialized insectivore (SpI), lastly, terrestrial insectivore (including invertebrates)-frugivore (TIF), graminivore (G).

<哺乳類>

事業ルートの近傍の調査地で、5種の哺乳類が記録されたが、1種類を除いて家畜種であった。1種類が、固有種であり、かつワシントン条約で保護された種だった。次表に調査で確認された哺乳類を示す。

表 2.9-7 事業周辺地域で確認した哺乳類 (2014年3月)

No	科/ 種の名称	一般名/ 地方名	生息特性/ 生息密度	保全状況
1	CANIDAE <i>Canis familiaris</i>	Domesticated dogs	Abundant in residential areas	-
2	FELIDAE <i>Felis domestica</i>	Domesticated cats	Abundant in residential areas	-
3	BOVIDAE <i>Bubalus bubalis carabanesis</i>	Carabao	Seen in some areas	-
4	<i>Bos primigenius Taurus</i>	Domestic cow	Abundant in some farm areas	-
5	MURIDAE <i>Rattus tanezumi</i>	Oriental House Rat	Non-endemic/ abundant in urban and agri. Areas, common in disturb lowland & mountane forest.	Least concern

注: 分類法、名称、保全状況は、「IUCN 絶滅危惧種レッドリスト 2011 (IUCN Redlist of Threatened Species 2011)」

(<http://www.iucnredlist.org>)及び Heaney and collaborators 1998 に従う。

イ) 事業地周辺の保護区等の分布について

a)保護区

DENR の保護地域野生生物局 (PAWB) 発行の同国保護区リストで確認すると、想定ルートに最も近接する保護区は Taal Volcano Island NP、次に近接するのは Mt.Banahaw-San Cristobal NP である。本事業の想定ルートから、それぞれ、約 15km と 36 km 離れている。

b)重要生物多様性地域 (KBA) ¹⁰

コンサベーション・インターナショナル、DENR 保護地域野生生物局、ハリボン財団のフィリピンの重要生物多様性地域 (KBA) に関する資料では、想定ルートの周辺では以下の 2 つの KBA が位置する。

- Taal Volcano Protected Landscape (KBA27)
- Mt. Makiling Forest Reserve (KBA 28)

右図のように、上記資料の地図情報では、想定パイプラインルートは、KBA28 の西方約 5km を通過するが、STAR 高速道の Lipa City 出口と Malvar 出口の間で、KBA27 の東端にかかる。ただし、KBA27 はタール火山とその周囲のタール湖を中心とした保全区域であり、主に湖の魚類が保全対象になっている。



既存高速道路沿いの地下パイプラインという本事業の特性を考慮すると、本事業が KBA27 と 28 に対して影響を与えるものではないと考えられる。

c)ECA は、地域特性のカテゴリで示されるもので、特定の場所が指定されているわけではありません。DENR-EMB への EIS 案提出時に申請者は、ECA が関係するかどうか証明義務がありますので、現在実施中の調査を通じて確認中。

ウ) 高圧幹線セクション 1

バタンガス市 Tabangao のエネルギー供給会社敷地内 GMS から STAR 高速道路 Batangas 出口までの区間

¹⁰ 参照資料 : Conservation International, DENR-Protected Areas and Wildlife Bureau, Haribon Foundation, Priority Sites for Conservation in the Philippines: Key Biodiversity Areas, 2006, accessed and downloaded from <http://www.conservation.org/global/philippines/publications/Pages/Priority-Sites-for-Conservation-Key-Biodiversity-Areas.aspx> in March 2014

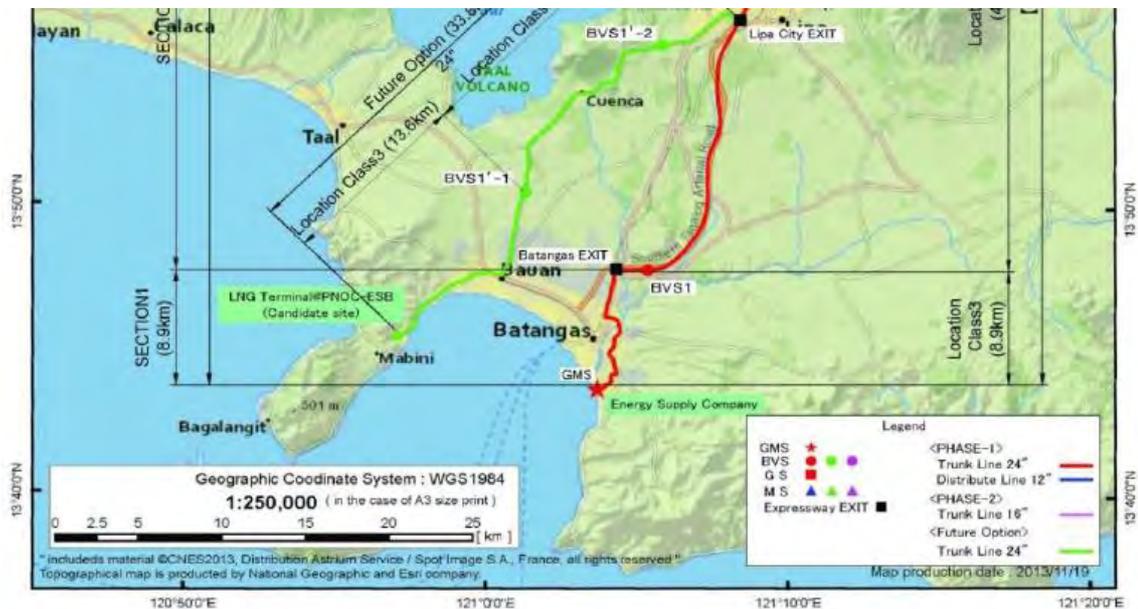


図 2.9-4 対象ルート・セクション1の位置図

a)事業地と周辺の物理環境

区間距離は 8.9 km。Batangas 市東部を通る約 5km におよぶ市街区間は、住宅と店舗が連続する。この区間では、パイプラインは原則国道のマニラ方向右側の 1.2m 地中に埋設することが計画されている。同区間内には、2カ所の河川横断部があり、Shell 社のオイルパイプライン専用橋が 1 橋に併設されている。河川幅は、およそ数 10 から 150m である。



b)事業地周辺の生物環境

同区間の国道は、自然保護区、原生林、生態学的に脆弱な地域は通過しない。

街路樹は、ルート起点部の近傍区間と建屋が込み合っていないところに多く見られる。河川脇には自然林も残っている。



c)事業地と周辺の社会経済環境

バタンガス市東部の区間内に見られる、橋梁に隣接する家屋、交通量の多さに対するパイプライン敷設工事中的の影響について検討する必要がある。



d)事業地域内での進行中または計画中の開発行為

この区間沿道では、本事業に対する 2003 年の EIS と 2004 年の ECC 取得以降、現地踏査では目立った開発行為は確認されていない。

e) DENR 指針の示す「環境面で脆弱な地域」もしくは JICA ESC ガイドラインの示す「影響を受けやすい地域」

この分類カテゴリに該当する地域は、同区間には分布しない。また、河川横断部の橋梁脇に自然林が残る場所があるが、当該個所は推進工法が検討されており、自然面の影響は回避できる。

エ) 高圧幹線セクション 2 及び 3

STAR 高速道路 Batangas 出口から SLEX 高速道路 Cabuyao 出口までの区間



図 2.9-5 対象ルート・セクション 2 と 3 の位置図

a)事業地と周辺の物理環境

区間距離は 56.8 km。同区間には、合計 32 カ所の特殊横断部がある。河川横断が 21 カ所、道路横断が 11 カ所ある。パイプラインルート的高速道路の敷地外縁部には植栽があり、Calamba 以南は、樹齢 15 年以下程度の細い植栽が多いが、Calamba から Cabuyao 出口までの約 5km の区間には 15-30 年程度の樹齢と見られる比較的太い植栽が連続する。



b) 事業地周辺の生物環境

この区間的高速道は、上に述べた河川横断部等を除けば、ほとんど水田等の農地と牛などの牧草地の中を通過する。概して、一様で平坦な土地が続く。少数の河川横断部では、高速道路の橋梁が自然林に囲まれているところがある。パイプラインは、高速道マニラ方向右側車線の下を通す計画である。



c)事業地と周辺の社会経済環境

同区間の高速道周辺は、概して農地が広がる。市街地は通過しない。

d)事業地域内での進行中または計画中の開発行為

高速道路敷地内の地下を通過するので、他の事業者の開発計画との影響関係はない。他方、高速道路会社の道路拡幅計画等がパイプラインのライン取りに影響する。敷地外縁部には植栽があるため、それに対する影響とその緩和策について、EI A 調査で検討し、基本設計の総合検討にフィードバックする。

e)DENR 指針の示す「環境面で脆弱な地域」もしくは JICA ESC ガイドラインの示す「影響を受けやすい地域」

⑤ 供給ライン

供給ライン 1 : Lima Technology Center への供給ルート

区間距離は約 2km。STAR 高速道路から狭い Barangay 道路 (Batangas 州管轄) を通り、国道 (DPWH Batangas 第 3 地区管轄) に入り Lima Technology Center に至る。ガス圧を中圧に落とすための GS が、STAR 高速道路 Malvar 出口南の高速道路脇の畑地に計画されている。

供給ライン 2 : First Philippine Industrial Park への供給ルート

区間距離は約 2km。国道沿いに、First Philippine Industrial Park に至る。GS が、STAR 高速道路 Santo Tomas 出口近傍の私有地内に計画されている。

供給ライン 3 : Laguna Technopark 付近への供給ルート

区間距離は約 7km。Municipal 道路と SLEX 高速道路マニラ方面車線の路側園地部を通り、Laguna Technopark 付近に至る。GS が、STEX 高速道路 Cabuyao 出口敷地内の園地部に計画されている。

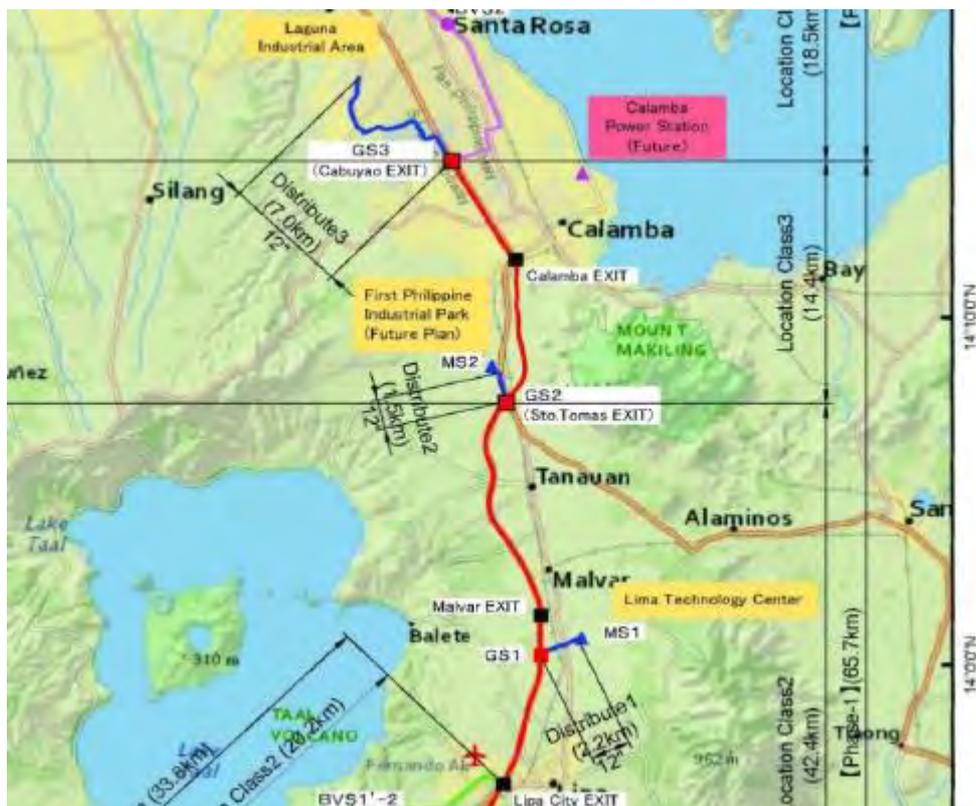


図 2.9-6 対象ルート・供給ライン 1、2、3 の位置図

b)供給ラインの立地環境

上記 3 区間では、どのラインも既に開発された区域の既存道路沿いに敷設されるので、幅 2-3m の小河川の他は、自然環境が残る場所は通らないため、自然環境への影響はほぼないと予想される。

高速道路からの分岐部の立木・牧草地への影響、GS と BVS 用（典型的には 30m x 40m から 40 m x 50m の区画面積を取る）の土地の整地（高速道路敷地内もしくは道路脇用地が利用できる可能性が高いので影響は限定的だと予測される）、工業団地までの一般道での工事時の交通遮断の影響が考えられる。特に、供給ライン 1 の Lima Technology Center への区間の Barangay 道路沿いの約 1km 区間は、道幅が狭く両側に家屋が迫った状態であり、工事時の配慮を特に要する。

2.9.3 本事業の環境社会配慮に関する法制度と組織

(1) フィリピンの法制度

フィリピン国の環境アセスメント制度（フィリピン環境影響評価書制度（PEISS））に係る重要な法令・条例等は以下のとおり。

表 2.9-8 PEISS に係る重要な法令・条例等

法令・条例	規定事項
大統領令第1152号 (Presidential Decree (PD) No. 1152) (1977年)	「フィ」国の環境法典。総合的な環境保全対策及び管理を規定しており、初めて環境アセスメントの概念が組み込まれた。
大統領令第 1586 号 (PD No. 1586) (1978年)	環境影響アセスメントシステムが確立され、環境に多大な影響を及ぼすプロジェクト及び地域での環境影響評価の実施が定められた。
大統領宣言第2146号 (1981年) (Presidential Proclamation (PP) No.2146)	環境に重大な影響をもつECP事業 (Environmentally Critical Projects) とECA 地区 (Environmentally Critical Areas) を規定した。
環境天然資源省省令第30号 (DENR Administrative Order (DAO) No.30, series of 2003) (2003年) 改訂版プロセスマニュアル (Revised Procedural Manual for DAO 2003-30) (2007年)	DENR省令第30号により、大統領第1586号の実施細則を規定し、詳細な技術用語などの定義と解説をした。

出所：DENR-EMB ウェブサイト (2011年4月-2013年11月にアクセス)

その他、同国の環境社会配慮に関する主要な法令は、以下のように整理できる。

<p>a) 大統領政令 (PD) と大統領行政命令 (EO)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidential Decree No.1151, June 6, 1977; Philippine Environmental Policy ▪ Presidential Administrative Order 42; Rationalizing the Implementation of the PEIS System and giving Authority in addition to the Secretary of the DENR to the Director and Regional Directors of the EMB to Grant or Deny the issuance of ECCs ▪ Presidential Administrative Order 300; Further Strengthening the PEIS System and Clarifying the Authority to Grant or Deny the Issuance of ECC ▪ Executive Order No.291, January 12, 1996; improving the Environmental Impact Statement System
<p>b) 環境社会配慮とフィリピン環境影響評価書制度に係る環境天然資源省令 (DAO) と通達 (MC)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ DENR Administrative Order (DAO), No.11, March 28, 1994 (Sup-Dao21,S1992); Providing for programmatic compliance procedures within the EIS system ▪ DENR DAO, No.96-37, December 02, 1996 (Rev-Dao21, S1992); Further strengthen the implementation of the EIS system ▪ DENR DAO, No. 2000-05, January 06, 2000 (Rev-Dao No.94-11, Sup-DAO No.96-37); Providing for programmatic compliance procedures within the EIS system ▪ DENR Memorandum Circular (MC), No.2002-15, November 25, 2002; Scope of violations and guidelines for the impositions of penalties for violations under the Philippine EIS System (P.D.1586) ▪ DENR MC, No.2003-21, September 30, 2003; Guidelines on the availment of the reduction of the penalties for projects found operating without ECC in violation of the Philippine EIS System

<p>(P.D.1586)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Procedural Manual for DAO 2003-30 (2004) ▪ DENR MC, No.2008-08, December 24, 2008; Clarification of the Role of LGUs in the Philippine EIS System in Relation to MC 2007-08 ▪ DENR DAO, No. 2009-15, November 24, 2009; Implementation of EIS-Information System, CNC Automated Processing System, GIS Maps of Environmentally Critical Areas ▪ DENR MC, No. 2010-14, January 29, 2010; Standardization of requirements and enhancement of public participation in the streamlined implementation of the Philippine EIS System
<p>c) 環境天然資源省（DENR）環境管理局（EMB）の指針類</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Environmental Impact Assessment (EIA) Technical Guidelines Incorporating Disaster Risk Reduction (DRR) and Climate Change Adaptation (CCA) Concerns Under the Philippine EIS System (EIA DRR/CCA Technical Guidelines), November 2011 ▪ EIA Series 04 – 2007, A Brief Guide for the Industry Sector and EIA Reviewers on the Revised Procedural Manual of DAO 2003-03 ▪ EIA Series 02 – 2007, Initiatives to Streamlining : A Brief Guide for LGUs ▪ EIA Series 03 – 2007, The Role of Government Agencies in the Philippine EIS System (PEISS) under the Revised Procedural Manual
<p>d) 環境アセスメントと環境管理に関連する法律と省令</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Protected Area Act of 1992 (RA7586), June 01, 1992; An act providing for the establishment and management of the national integrated protected areas system ▪ Clean Air Act of 1999 (RA 8749), June 23, 1999; An act providing for a comprehensive air pollution control policy ▪ Clean Air Act of 2004 (RA 9275), March 02, 2004; An act providing for a comprehensive water quality management and for other purposes ▪ DAO 2005-10 – General Implementing Rules and Regulations of Clean Water Act ▪ Ecological Solid Waste Management Act (RA 9003) ▪ DAO 2001-34 “Implementing Rules and Regulations of Republic Act 9003”
<p>e) 天然資源開発に係る法規</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Presidential Decree No.1585, Prescribing certain standard conditions for government contracts, concessions, licenses, permits, leases, or similar privileges involving the exploration, development exploitation or utilization of natural resources

(2) 環境基準

フィリピンの汚染質に関する環境管理基準のなかで、本件の参考となりうる以下の基準類について Attachment 1 にリストアップした。

- 大気環境基準
- 騒音基準
- 淡水環境基準（生活環境と人の健康の保護）
- 廃棄物管理規定（一般廃棄物、有害廃棄物）

(3) 環境影響評価の手続きと関連機関

フィリピンでは、重大な環境影響が想定される事業 (Environmentally Critical Project (ECP))

と重大な環境影響が想定される地域 (Environmentally Critical Area (ECA)) における事業は、環境影響評価書 (Environment Impact Statement (EIS)) 作成の対象となり、環境天然資源省 (Department of Environment and Natural Resources (DENR)) 環境管理局 (Environmental Management Bureau (EMB)) の承認を経て、環境適合証明書 (Environmental Compliance Certificate (ECC)) を取得しなければならない。

① 環境影響評価書 (EIS) 制度の示すプロジェクトカテゴリ

大統領令の実施細則 (DENR 省令 2003 年 30 号) の改訂手順書 (2007 年) の中で、事業の種類と実施場所により、下表のとおり 5 グループに事業分類がなされ、パイプライン事業は、グループ II または III に分類される。

表 2.9-9 PEISS 下での事業区分

グループ	事業の種類及び実施場所
I	ECP 事業全て (実施場所にかかわらず)
II	ECA 内における、環境的に大きな影響のない事業 (Non-Environmentally Critical Projects (NECP))
III	環境的に大きな影響のない地域 (Non-Environmentally Critical Areas (NECA)) における NECP 事業
IV	共同事業 (複数の事業者が一連の区域内で事業を実施・管理する。経済開発区や工業団地等が当てはまる。)
V	その他の事業

出所 : Revised Procedural Manual for DAO 2003-30 (2007)

25km を超えるパイプライン建設事業の場合、DENR に環境影響評価書 (EIS) を提出し、ECC を取得することが求められる。事業立地州の EMB 長の承認を受けなければならない。本件パイプライン事業は 25km 以上であるため、EIS を提出し、ECC 取得が必要になる。また、本件事業はバタンガスとラグナの 2 つの州にまたがる事から、DENR-EMB の本部で PEISS プロセス (EIA レビューと ECC を含む) の検討が行われている。分類カテゴリはグループ II または III だと判断されるが、最終判断は検討過程の中で EMB が決定する。なお、JICA の環境社会配慮ガイドライン上は、パイプライン事業が「影響を及ぼしやすいセクターの例」に分類されることから、カテゴリ A 相当と判断される。

② 環境影響評価書 (EIS) 制度の関連機関

ア) アセスメントの監督・審査官庁 : 環境天然資源省の環境管理局 (DENR-EMB)

開発事業に係る環境影響評価の審査プロセスを管理し、環境適合証明書 (ECC) の発行責任機関となる。EMB 本部事務所は、主に PEISS 事業分類のグループ I 事業のアセスメントを監督する。複合事業分類のグループ IV や V の事業の内、グループ I 事業が主要部分となる場合、EMB 本部が監督する。本事業の場合、グループ I 事業ではないが、2 つの州に

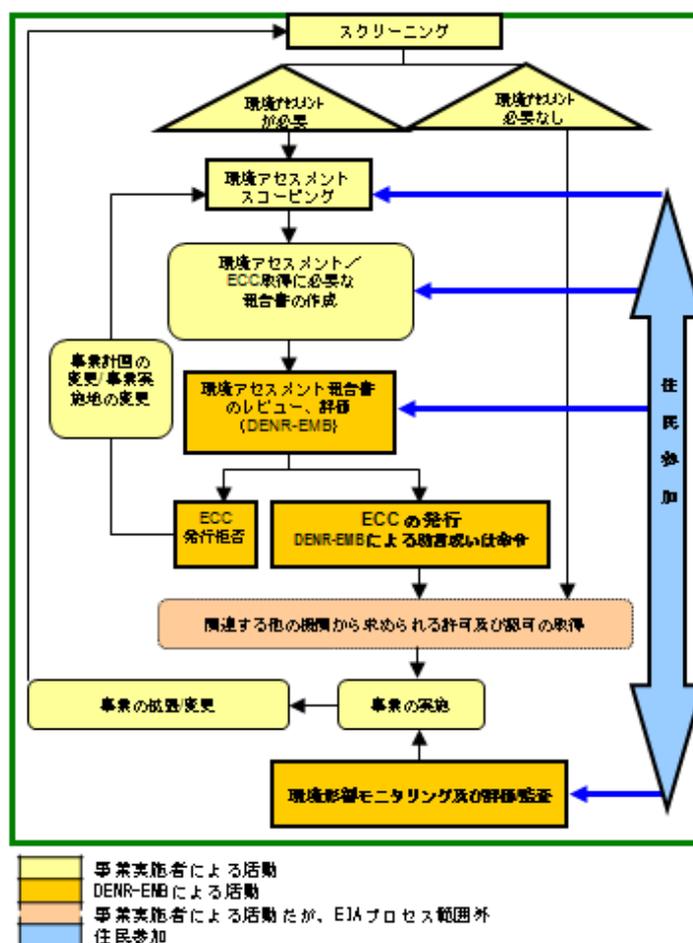
またがる事から、EMB 本部が責任官庁となっている。EMB 地方事務所は、各地方の開発事業に関する協議と監督の責任を有する。

イ) アセスメントの実施機関： フィリピン国営石油会社 (PNOC)

BATMAN1 事業の提案者として、本事業の EIA 調査と環境影響評価書 (EIS) 準備にかかる実施責任機関となる。なお、JICA は BATMAN1 事業への協力を検討する機関として、PNOC による EIA 調査と環境影響評価書 (EIS) 準備活動を支援している。

③ 環境影響評価書の承認手続き

環境アセスメント調査のスコーピングから、環境アセスメントの実施、EIS の審査と承認、ECC の発行と事業実施後のモニタリングと評価までの、PEISS に基づく、一連の環境社会配慮手続きのフローを、次図に示す。環境アセスメントプロセスを、ア) スコーピング、イ) 環境アセスメントの実施、ウ) 評価書の審査の 3 段階に分解すると、以下のとおり。



出所：改訂版プロセスマニュアル（2007年）のp14より引用

図 2.9-7 環境アセスメントの実施フロー

ア) スコーピング

事業者は、スコーピング段階と EIA レビュー段階において、ステークホルダー協議を実施する必要がある。参加者は、地方自治体の首長、地方自治体行政機関関係者、バラنگアイの代表者等である。スコーピング段階では、暫定的な事業影響範囲を検討した上で、情報公開活動を開始し、まずはステークホルダーの検討や公開スコーピング (Public Scoping) を行う。事業者が必要書類を提出すると、中央/地方 EMB が、EIA 審査委員会を設立する。EIA 審査委員会との事業概要等に係る協議、事業実施地域での公開スコーピング、EIA 審査委員会との技術的スコーピング (Technical Scoping) を随時実施することが規定されている。EIA レビュー段階では、住民協議 (Public Consultation) を通じて、ドラフト EIS のステークホルダーへの説明・合意形成、及び事業計画へのフィードバックを実施する。

表 2.9-10 ステークホルダー協議実施要領

区分		要領
スコーピング段階	公開スコーピング (Public Scoping)	EIA 調査のスコーピングに係るステークホルダー協議
EIA レビュー段階	住民協議 (Public Consultation)	ドラフト EIS のステークホルダーへの説明・合意形成、及び事業計画へのフィードバック

イ) 環境影響評価書の作成

EMB が環境アセスメント調査の TOR を決定したら、事業者はその TOR に基づいて環境アセスメント調査を実施し、EIS を作成し、提出する。

ウ) 環境影響評価書の審査

EMB に提出されたドラフト EIS を EIA 審査委員会が審査する。これと並行して、事業者は公聴会 (Public Hearing) もしくは住民協議 (Public Consultation) を実施して、ドラフト EIS の内容について、事業実施地域のステークホルダーに説明するとともに、情報公開しなければならない。この際、審査委員会が現地視察 (Site Visit) して協議内容を確認することもある。これらを受けて問題がないと判断された場合には、ECC が発行される。

④ 環境モニタリングの実施及び手続き

ア) モニタリング内容

PEISS では、改訂版プロセスマニュアル (2007 年) おいて、モニタリング、妥当性確認および評価を実施する目的は、事業者が ECC 及び関連法規を遵守し、事業対象地域において環境管理の実施を確実に行うことであると記載されている。具体的には以下の 4 項目を挙げている。

- ECC で定められた事項を遵守している。

- 環境管理計画（Environmental Management Plan (EMP)）を遵守している。
- EMP 立案にて予測した影響に対して、実際の影響回避または緩和するような効果的な対策を実施している。

事業による環境影響に対応した EMP の持続的な更新を行っている。

イ) モニタリング頻度

上記改訂版マニュアルでは、更に、ECC を取得した事業者は、半年ごとの遵守モニタリング報告書及び 4 半期ごとの自己モニタリング報告書を当該地方 EMB に提出することが規定されている。また、複数の関係者機関で構成されるモニタリングチーム（自治体、NGO/NPO、住民組織、EMB 地方事務所、関係省庁等の代表者から構成）が ECC 発行後に形成された場合、半年ごとに遵守モニタリング及び妥当性確認報告書を当該地方 EMB 事務所に提出する必要がある。

ウ) 監視機能

ECC の条件や環境基準・関連法に違反していることが確認された事業者に対しては、ECC を一時差し止め或いは取り消し、罰則や罰金が科される場合がある。また、環境法に関係しない PEISS に係る違反、或いは環境に重大な取り返しのつかない影響を与えた場合は、EMB が終了・中止命令を発行する可能性がある。

⑤ フィリピン法制度と JICA 環境社会配慮ガイドライン、世界銀行セーフガードポリシーの比較

フィリピン国の EIA 関連法と、2010 年 4 月に制定した国際協力機構環境社会配慮ガイドライン（JICA ESC ガイドライン）および、世界銀行セーフガードポリシーの比較を行った結果を表 2.9.3-4 に示す。基本的には、ギャップは想定されない。但し、土質、底質、振動等のフィリピンでは環境基準が定められていない項目については、スコーピングと影響評価の結果、重大な影響が考えられる場合は、国際的に認知された指針（WHO, IFC 等）、または先進国の基準を参照した上で、緩和策の検討が必要になる点に留意しなければならない。

表 2.9-11 環境アセスメントに関するフィリピン国法令と JICA ESC ガイドライン
および世銀セーフガードポリシーの比較

JICA ESC ガイドライン/世銀セーフガードポリシー OP4.01	フィリピン関連法	主な相違点	相違点を埋めるための方針
プロジェクトは、プロジェクトの実施地における政府（中央政府及び地方政府を含む）が定めている環境社会配慮に関する法令、基準を遵守しなければならない。また、実施地における政	「フィ」国では自然社会環境に対し影響が想定される官民事業は環境影響アセスメントシステム（PEISS）が適用される。重大な環境影響が想定される事業（ECPs）及び重大な環境影響が	なし	-

JICA ESC ガイドライン/世銀 セーフガードポリシーOP4.01	フィリピン関連法	主な相違点	相違点を埋める ための方針
府が定めた環境社会配慮の政策、計画等に沿ったものでなければならない。	想定される地域（ECAs）における事業は、EIS 実施対象となる。これらの事業では環境適合証明書（ECC）を取得しなければならない（PD1586）。		
プロジェクトを実施するに当たっては、その計画段階で、プロジェクトがもたらす環境や社会への影響について、できる限り早期から、調査・検討を行い、これを回避・最小化するような代替案や緩和策を検討し、その結果をプロジェクト計画に反映しなければならない。	DENR の PEISS 改訂版プロセスマニュアル（2007）では、概略計画段階から事前フィージビリティスタディの段階において、事業者は事業計画地や与える影響の重大性について検討し初期スコーピングを行うとしている。続くフィージビリティスタディ段階では、代替案の検討を行い、EIS 報告書に記載する必要がある。	なし	-
プロジェクトによる望ましくない影響を回避し、最小限に抑え、環境社会配慮上よりよい案を選択するため、複数の代替案が検討されていないなければならない。	事業を実施しない場合を含む代替案を検討する（「フィ」国環境政策法 PD1151） 代替案の検討を行い、EIS 報告書に記載する必要がある（PEISS 改訂版プロセスマニュアル、2007）。	なし	-
環境社会配慮に関して調査・検討すべき影響の範囲には、大気、水、土壌、廃棄物、事故、水利用、気候変動、生態系及び生物相等を通じた、人間の健康と安全への影響及び自然環境への影響（越境の又は地球規模の環境影響を含む）並びに社会配慮を含む。	環境アセスメントに含まれる評価項目及び EIS 報告書に記載すべき影響分析の内容は、以下の通りである。 土地（土地利用、地質・地形、土壌、陸域生物）、水（水文（地下水を含む）、海洋、水質、淡水及び海洋生物）、大気（気象・気候（気候変動を含む）、大気質、騒音）、人（住民移転、移住、先住民、公衆衛生、地域貢献、生活基本的サービスや資源分配、交通、環境リスクと管理）、（PEISS 改訂版プロセスマニュアル、2007）。	評価項目及び内容に相違はない。土質、底質、振動についてはフィリピン環境基準は定められていない。	スコーピングと影響評価の結果、重大な影響が考えられる場合は、国際的に認知された指針、または先進国の基準を参照し、緩和策の検討をする。
環境に与える影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、プロジェクト計画の代替案を検討するような早期の段階から、情報が公開された上で、地域住民等のステークホルダーとの十分な協議を経て、その結果がプロジェクト内容に反映されていることが必要である。	住民参加が重視されており、改訂版プロセスマニュアル（2007 年）では住民参加を以下の活動を通じて実施することを明記している。 ・広報教育（IEC）活動 ・公開スコーピング ・地域ステークホルダーの参加 ・公聴会/住民説明会（Public Hearing/Consultation）の開催 ・EIA 調査結果と勧告書の共有 公聴会及び住民協議の開催前には、事業の環境アセスメント報告書は地方 EMB 事務所や当該地方自治体で閲覧可能となる。ECC	なし	-

JICA ESC ガイドライン/世銀 セーフガードポリシーOP4.01	フィリピン関連法	主な相違点	相違点を埋める ための方針
	取得後は、EMB が EIA 勧告書を 関係省庁と自治体に配布する。		
<p>相手国等が環境社会配慮を確実に実施しているか、一定期間、相手国等によるモニタリングのうち重要な環境影響項目につき、相手国等を通じ、そのモニタリング結果を確認する。</p> <p>モニタリング結果の確認に必要な情報は、書面等の適切な方法により、相手国等より報告される必要がある。</p>	<p>ECC を取得した事業者は、半年ごとの遵守モニタリング報告書 (CMR) 及び 4 半期ごとの自己モニタリング報告書 (SMR) を EMB に提出する。また複数の関係者機関で構成されるモニタリングチーム(MMT) が半年ごとに遵守モニタリング及び妥当性確認報告書 (CMVR) を EMB 事務所に提出する。(PEISS 改訂版プロセスマニュアル, 2007)。</p>	なし	-

2.9.4 スコーピング案

表 2.9-12 スコーピング表 (1/2)

分類	影響項目	評価		評価理由
		掘削 HH	塩基	
Pollution Control	1 Air Quality	B-	D	工事中 (DC): 工事中の重機、大型車輛の稼働があるが、大量の物資輸送はないため稼働量・頻度は限定的だと考えられる。一部市街地での工事でダスト対策等の必要性が考えられる。 供用時(DO): 事業設備に、排ガスの発生源はない。
	2 Water Quality	B-	D	DC: 埋設工事に伴う掘削土による一時的な濁水による影響が考えられる。地盤改良工がある場合、薬液注入の影響監視が必要。 DO: 事業設備に、排水の発生源はない。
	3 Wastes	B-	D	DC: 埋設工事に伴う掘削土の多くは埋め戻されるが、少量の余剰土が出るため、廃棄プロセスの管理が必要になる。 DO: 大規模な廃棄物保管場所や処分場は、本件では想定されない。
	4 Soil Contamination	D	D	化学物質、汚染された浸出水等の発生源はない(パイプラインの最終確認試験では、水圧試験は実施せず、気圧試験とするため)。
	5 Noise and Vibration	B-	D	DC: 工事中の重機、大型車輛の稼働があるが、稼働量・頻度は限定的だと考えられる。一部市街地での工事で工事時間への配慮等の必要性が考えられる。 DO: 事業設備に、騒音振動の発生源はない。
	6 Subsidence	D	D	地下水のくみ上げ等はない。
	7 Odor	D	D	悪臭源はない。
	8 Sediment	B-	D	DC: パイプライン河川横断部の地下埋設が想定されるが、既に橋梁のある場所であり、底質への影響は少ない。(27カ所の河川横断部のうち、多くは小河川だが、2カ所は200m前後の橋長を持つ河川横断となる。幅広河川については、推進工法やHDD工法など、低質影響を回避できる手法が検討されている。) DO: ヘドロ等の発生源はない。
Natural Environment	9 Protected Areas	D	D	存在しない。想定ルートに最も近接する保護区は、Taal Volcano Island NPで約15km、次に近接するMt.Banahaw-San Cristobal NPで約36 km 離れている。
	10 Ecosystem	C-	D	自然生態系の残る場所での関連施設工事はない。パイプライン河川横断部での橋梁脇の自然林への影響は、生態系への影響という点では極小であると考えられるが、EIA調査で河川横断部の水質調査、斜面影響を検討する際に、追確認する。高速道路(敷地内)の植栽への影響は、生態系への影響ではなく、「17 土地利用・地域資源への影響」に分類した。
	11 Hydrology	B-	D	DC: 河川横断部での工事中に、一時的に流れを制御する場合がある。ただし、大規模な水流制御ではない。 DO: 供用時は水流に影響を及ぼす構造物はない。
	12 Topography and Geology	B-	D	DC: 急峻なクレーク状の河川横断部では、斜面工事に注意を払う必要がある。フィリピンは地震多発国なので、液状化危険度などに応じて地域分類し、パイプライン設計の安全基準に反映する必要がある。 DO: 埋設工事で適切な安全対策が講じられていれば、地中管道のため供用時の問題は想定されない。

表 2.9-12 スコーピング表 (2/2)

分類	影響項目	評価		評価理由
		掘 削 HH	世 帯 数	
Social Environment	13 Resettlement	B-	D	DC: 河川横断部での河川近傍にある数世帯の移転が必要。また、BVS1箇所(1,200m ²)、GS3箇所(5,900m ²)に係る用地取得または借上げ(合計71ha)が必要
	14 People in poverty	D	D	原則、既存道路下に埋設される点に加え、貧困層への影響がある地域は、計画対象地域に含まれない。
	15 Ethnic Minorities and Indigenous Peoples	D	D	少数民族や先住民族の居住地域は、通過しない。
	16 Local economies, such as employment and livelihood	B+	B+	DC: 工事中の地域労働者の雇用効果は見込まれる。 DO: 点検用モニタリング要員の地域雇用やガス供給による雇用促進が見込まれる
	17 Land use and utilization of local resources	C-	D	パイプラインは既存道路下だが、高速道路で植栽への影響(特に、SLEX高速道路区間のCabuyao出口から南約5kmの区間で、15-30年程度の樹齢と見られる比較的太い植栽の連続伐採)の可能性がある。付帯ステーションの設置場所は、高速道路敷地内もしくは高速道路脇で、土地利用への影響が最小となる場所が検討されている。
	18 Water usage	D	D	本事業計画による水利用はない。
	19 Existing social infrastructure & services	B-	D	DC: 道路及び河川横断部での他の構造物、他のユーティリティ、交通への影響について調査検討が必要。
	20 Social structure and local decision-making institutions	D	D	地域の社会組織に影響を与えることも想定されない。
	21 Uneven distribution of benefits and damages	D	B-	DO: ガス供給を受ける地域・対象と、ガスパイプラインが通過する地域は異なる。通過地域にも供給できる設備等、便益の偏在を補うための方策検討の必要あり。
	22 Local conflicts of interest	D	B-	上記21と同様の理由で、影響を検討する必要がある。
	23 Heritage	D	D	事業関連設備は、すべて既存道路沿いに設置されるので、文化遺産への影響もない。
	24 Landscape	D	D	地上設備は、小規模なBVS1箇所、GS3箇所が道路脇に設置されるだけなので、景観影響もない。
	25 Gender	D	D	ジェンダー影響は考えられない。
	26 Children's rights	D	D	子供の生活環境への特別な影響は考えられない。
27 Infectious diseases such as HIV/AIDS	D	D	DC: 大規模な労働キャンプの設営は想定されない。このため、外部労働者の多数の流入などは見込まれない。	
28 Working environment	B-	B-	DC: 特に、特殊部(河川及び道路横断部)と市街地での工事の際に、労働者の安全対策(斜面工事、交通安全)、高速道路内工事の交通安全対策が検討される必要がある。	
Others	29 Accident	B-	A-	DC: パイプライン敷設工事による地域交通への影響が検討される必要がある。 DO: 地下埋設のため可能性は非常に低いが、ガス漏れに引火することによる局所的な暴発的の火災リスクはある。日本ではこれまでこういう重大事故は発生していない。火災事故等、重大事故につながらない設計、維持管理計
	30 Climate Change/ Global Warming	D	B+	DO: 天然ガスの利用による石炭火力発電への代替効果などが想定されるので、CO ₂ 排出削減につながる。「(間接的な影響)」

A+/-: Significant positive/negative impact is expected. B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progresses) D: No impact is expected.

2.9.5 環境社会配慮調査の TOR 案

スコーピングにより A、B、または C 判定となった影響項目に関する環境社会配慮調査のための TOR は、環境社会配慮助言委員会での検討を経て、下記の通り定まった。

表 2.9-13 環境社会配慮調査のための TOR (環境汚染と自然環境影響項目)

Category of Environmental Impacts	Study Item	Method of the Study
Air Quality	(1) Environmental standards (Philippines, international reference such as WHO and Japan) (2) Confirmation of surrounding social environment (check residence, hospitals, schools) along the pipeline routes (3) Order of amount and frequency of heavy machines and vehicles operation in the construction work at peak period and time (4) Work schedule for mitigating impacts	(1) Existing literature and legal circulation (2) On-site survey along the route (3) Inquiry to facility engineer of the study team (4) Examination of work schedule for mitigating impacts with reference to other construction cases in similar projects
Water Quality	(1) Environmental standards (Philippines, international reference such as WHO and Japan) (2) Baseline data of river water quality at river crossings on Water Temperature, Flow volume, Turbidity, pH, BOD, Suspended Solids (SS), Dissolved Oxygen (DO) and Coliform group (3) Confirmation of work type and contents of work at river crossings (4) Confirmation of slope conditions, vegetation cover and bottom sediments	(1) Existing literature and legal circulation (2) Water quality measurements of river water at river crossings of pipeline route (3) Inquiry to facility engineer of the study team (4) On-site survey
Wastes	(1) Waste management regulations in Philippines (2) How to dispose surplus waste soil (3) How to dispose other construction waste	(1) Existing literature and legal circulation (2) Clarification of disposal procedure for waste soil and waste-soil disposal sites along the pipeline route (3) Clarification of disposal procedure for construction waste and industrial waste disposal sites along the pipeline route
Noise and Vibration	Same as for 'Air Quality', (1) Environmental standards (Philippines, international reference such as WHO and Japan) (2) Confirmation of surrounding social environment (check residence, hospitals, schools) along the pipeline routes (3) Order of amount and frequency of heavy machines and vehicles operation in the construction work at peak period and time (4) Work schedule for mitigating impacts	(1) Existing literature and legal circulation (2) On-site survey along the route (3) Inquiry to facility engineer of the study team (4) Examination of work schedule for mitigating impacts with reference to other construction cases in similar projects
Sediment	(1) Confirmation of river bottom conditions	(1) On-site survey in rivers along pipeline route
Ecosystem	(1) Conditions of vegetation cover around bridges at river crossings (2) Impacts on vegetation cover around bridges at river crossings	(1) On-site survey of vegetation cover at river crossings (2) Assessment of impacts based on assumed construction work
Hydrology	(1) Confirmation of assumed flow control of river (2) Downstream water use	(1) Inquiry to facility engineer of the study team (2) On-site survey downstream of river crossings and local hearing at local administration
Topography and Geology	(1) Confirmation of assumed slope work at steep creek-type river crossings. (2) Current slope conditions and vegetation cover	(1) Inquiry to facility engineer of the study team (2) On-site survey of slopes at river crossings

表 2.9-13 環境社会配慮調査のための TOR (社会環境影響項目)

Category of Social Impacts	Study Item	Method of the Study
Land Acquisition and Resettlement	(1) Identification of possibly affected houses at river crossing points (2) Confirmation of assumed locations of Governor and Valve Stations for land occupation/ lease (supposedly inside expressway lot area)	(1) On-site survey of river crossing points (2) Land registration survey for the assumed land spaces and necessary procedure (3) Preparation of Resettlement Action Plan (RAP)
Land use and utilization of local resources	(1) Approximation of expressway road side planting to be cut down (2) Necessary mitigation and compensation for the removed planting (3) Relevant regulations	(1) On-site survey along express way (2) Clarification of mitigation measures including method, required replantation amount, sites for replantation and its cost (3) Local stakeholders opinion (4) Confirmation of concerned regulations
Existing social infrastructure and services	(1) Possible impacts on other social infrastructure and utilities along the roads and at the river crossings (2) Possible impacts on local traffic along the roads and at the river crossings	(1) Review of engineering survey results (2) Traffic volume survey and analysis at condensed urban areas and special crossing points
Uneven distribution of benefits and damages	(1) Identification of benefits for the areas where pipelines pass through (2) Feasibility of installation of ancillary facilities to supply natural gas not only for the target areas but for the areas along the pipelines	(1) Review of public scoping results and examination in the study team (2) Inquiry to facility engineer of the study team
Local conflicts of interest	(1) Same as 'Uneven distribution of benefits and damages' above (2) Demand and expectation of local stakeholders	(1) Same as 'Uneven distribution of benefits and damages' above (2) Review of public scoping results
Working environment	(1) Safety measures to be taken for labor workers on road traffics, especially for works in expressways, and on construction work in slopes, particularly during construction works at river and road crossings and in urban areas. (2) Accident prevention measures to be taken for labor workers on the following; such as on safety measures in handling high-pressure gas and on traffic accidents prevention in maintenance work inside expressway lot areas.	(1) - Review of the concerned mitigation measures in similar projects - Inquiry to facility engineer of the study team (2) Review of standard safety measures and procedure for the concerned works with literature, ILO's manual on 'Safety and Health in Construction' and Inquiry to facility engineer of the study team
Accident	(1) Effects and necessary measures of pipeline installation works on local traffic and traffic accidents of local people (2) Accidents preventive design and maintenance plan of facilities	(1) - On-site survey at condensed urban areas and special crossing points - Literature survey on standard measures on traffic safety (2) Inquiry to facility engineer of the study team

2.9.6 環境社会配慮調査結果

環境社会配慮調査のための TOR に基づき、スコーピングで同定した A、B、または C 判定項目について EIA 調査と評価を実施した。

(1) 大気質への影響

本事業の工事には、バックホー、ダンプ、トラック、ラフテレールクレーン、コンプレッサー等の重機、大型車両が使用される。これら工事用車両、重機類の燃料は、すべて軽油が想定される。

排ガス基準

フィリピンを含むアジア諸国（中国、インドネシア、マレーシア、タイ等）では、車両排ガス基準としてEUの基準値（EURO 1～EURO6）を採用している。フィリピンでは、乗用車に関する排出基準はEURO2と一部EURO3を採用し、2016年からEURO4の導入も決まっているが（DAO2010-23, Sep 2010）、工事用大型車両や重機に対する基準は未定である。そこで、トラックやバスの軽油燃料使用車に対するEU基準値を参考値として、次表に示す。

表 2.9-14 トラックやバスを含む大型ディーゼルエンジン車両のEU排出基準

規制開始年	規制	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	NOx (g/kWh)	PM (g/kWh)	Smoke (g/m)
1992	EURO-I, <85kW	4.5	1.1	8.0	0.612	
	EURO-I, >85kW	4.5	1.1	8.0	0.36	
1998	EURO-II	4.0	1.1	7.0	0.15	
2000	EURO-III	2.1	0.66	5.0	0.10	0.8
2005	EURO-IV	1.5	0.46	3.5	0.02	0.5
2008	EURO-V	1.5	0.46	2.0	0.02	0.5
2014	EURO-VI	1.5	0.13	0.4	0.01	

<工事前、工事期間中の影響可能性>

本事業の基本設計では、工事期間として延べ 21 か月を想定している。工事対象範囲を、バタンガス市街地、STAR および SLEX 高速道路沿いの高圧幹線部、供給ライン (Distribution Line)部について、一般開削部と特殊部に分けて検討し、車両稼働状況を推計した。工事期間に加え、工事対象範囲について、工事車両・重機の車種別稼働想定量から推計した結果、本事業にかかる工事に使用される工事車両・重機の総燃料消費量は、約 3,783kL だと見込まれる。これを工事期間の 1 日当たりに直すと、約 8.01kL/日の消費量になる（1 ヶ月あたりの稼働日数を 22.5 日と仮定している）。上の燃料消費量は、100L の燃料タンクを持つ車両 80 台分が毎日消費される計算である。

- ・ 粒子状物質である粉塵（ダスト）量が、建設工事現場とその周囲で一時的に増加する可能性がある。
- ・ 特に住宅地、病院、学校など浮遊粉塵の影響を受けやすい地域では、ダスト汚染を抑制する必要性が高い。

- ・ ダストと同様に、一酸化炭素、炭化水素類、窒素酸化物、硫黄酸化物の濃度も、工事車両・重機からの排ガスにより、一時的に増加する可能性がある。

(2) 水質への影響

<工事前、工事期間中の影響可能性>

表流水：

- ・ パイプライン地下埋設工事中一時的に、掘削土による濁水が、下流の水の濁度を上昇させる可能性がある。
- ・ パイプラインルート上の河川横断部を流れる河川水で、工事用車両や重機から漏出した燃料油や潤滑油により、油分汚染が見られるかもしれない。
- ・ パイプラインが横断する河川の内、比較的河川幅があり、かつ、水量が豊富な場合、パイプライン地下埋設工事中、一時的に片側の水流を河川内で迂回させる可能性がある。
- ・ パイプラインルート上の河川横断部を流れる河川で、建設廃材や部材破片もしくは除去された植生などの不十分な管理により、水流が阻害されて流量が減る場合がある。
- ・ 衛生設備が設置されない場合は、衛生状況の悪化による水質の低下の恐れがある。

地下水：

- ・ 油分漏出や、有害化学物質（ペンキや廃油類）が分別管理しない状態で投棄されることにより、地下水層が汚染される可能性がある。

<工事期間中の影響可能性>

地下水流と近接する水源（例えば、井戸水）：

本事業の基本設計では、下記3カ所の河川横断部でパイプライン埋設工事の手法として、推進工法が想定されている。

- 1) バタンガス市内の1河川（横断幅 150 m）
- 2) SLEX 高速道 CANLBANG インター南側で交差する河川横断部
- 3) SLEX 高速道 CABUYAO インター南側で交差する河川横断部

- ・ 上記の河川横断部の両側の自然堤の土質条件によっては、地盤改良のために薬液注入の可能性がある、それによって地下水と近接する水源が汚染される可能性がわずかにある。

(3) 廃棄物

埋設されるパイプラインの占める容積は、高圧幹線区間で 19,132 立米、供給ライン 3 区

間で 852 立米、合計 19,984 立米になると推計される。掘削土の埋め戻し後に残る余剰土は、防護板など付属物の埋設と、掘削土の体積は、掘り返される前よりも少し大きくなることを考慮すると、20,000–25,000 立米程度になると見込まれる。これは、一辺約 27m から 29m 程度の立方体の体積に相当する。

< 工事期間中の影響可能性 >

- ・ 埋設工事に伴う掘削土の多くは埋め戻されるが、20,000–25,000 立米程度の余剰廃棄土が出ると見込まれるため、適切な処分地に廃棄される必要が生じる。
- ・ 廃材等の建設廃棄物や使用済みオイル等の廃油などによる汚染の可能性がある。

(4) 騒音・振動

騒音基準：

フィリピンにおける騒音の許容水準・規制値は、地域特性による分類と 1 日の間の時間帯に応じて定められている。一般的な地域特性による騒音基準は下表のように規定されている。

表 2.9-15 一般的な地域特性による騒音基準

Areal factor	Time factor		
	Daytime (dBA)	Morning & Evening (dBA)	Nighttime (dBA)
Category of Areas			
Class AA: section or contiguous area which require quietness such as area within 100 meters from (school sites, nursery schools, hospitals and special home for the aged)	50	45	40
Class A: section or contiguous area which is primarily used for residential purposes	55	50	45
Class B: section or contiguous area which is primarily a commercial area	65	60	55
Class C: section or contiguous area primarily reserved as a light industrial area	70	65	60
Class D: section or contiguous area primarily reserved as a heavy industrial area	75	70	65

Source: Rules & Regulations of the National Pollution Control Commission (1978), Section 78, Table 1. Environment Quality Atandards for Noise in general Areas (maximum allowable noise levels in general areas)

1 日 24 時間の時間帯の定義

朝 (Morning) : 6:00 AM to 9:00 AM 夕方 (Evening) : 6:00 PM to 10:00 PM
 昼間 (Daytime) : 9:00 AM to 6:00 PM 夜間 (Nighttime) : 10:00 PM to 5:00 AM

プロジェクト対象地域は、それぞれ以下の地域分類に入ると仮定される。

- 高圧幹線 (国道区間/Batangas 市街地) : Class B
- 高圧幹線 (高速道路区間) : Class B (or Class C)
- GS1 供給ライン (Lima Technology Center まで) : Class B

GS2 供給ライン (First Philippine Industrial Park まで) : Class B
 GS3 供給ライン (Laguna Industrial Area まで) : Class B

振動基準 :

フィリピンでは、特定建設作業に対する騒音基準や、上述の騒音基準に相当する地域別の騒音規制がない。従って、振動に関する影響は、一般に騒音公害と重なると考えられるので、騒音基準による評価で代替する。

<工事期間中の影響可能性>/

- ・ 工事用の車両・重機の稼働により、工事エリアでは騒音レベルの上昇が見込まれる。
- ・ 掘削工事、パイプライン埋設とその関連工事により、工事カ所周辺で、地面の振動が見られる可能性がある。

(5) 底質/生態系/水象

本事業による河川横断部は、本調査基本設計で 27 カ所となる。内訳は、バタンガス市内国道部で 2 カ所、STAR および SLEX 高速道路区間で 21 カ所、供給ライン 1 区間で 2 カ所、供給ライン 3 区間で 2 カ所である。本事業のパイプラインルートは、市街地の既存国道や市道、既存幹線高速道路下の開発された区域を通過するため、これら河川横断部においても、保全対象となるような自然植生や自然生態系の残る場所はない。しかしながら、既存橋長が 100m 以上であるような河川横断部は 5 カ所(100 から 200m が 4 カ所、最大橋長 227m の横断部が 1 カ所) あり、橋梁のとりつき部に自然植生が残存している。この内、2 カ所については推進工法又は HDD 工法での施工が計画されており、橋梁のとりつき部の地下を通ることになるため、残存する自然植生への影響はない。

	
<p>バタンガス市内国道沿い河川横断部 : 橋長 115m (推進工法)</p>	<p>STAR 高速 Batangas Toll Gate より 2km 地点、 最大橋長の河川横断部 : 橋長 227m (開削工法)</p>

以上を総括すると、橋梁とりつき部の斜面に残存する自然植生への工事の影響について、

特に、橋長 100m 以上の河川横断部 3 カ所で、影響緩和策を検討する必要がある。

<工事期間中の影響可能性>/

生態系：

- ・ 事業準備段階で、河川横断部の自然植生に影響する可能性がある活動として、パイプライン埋設位置の詳細設計調査、地質調査用機材の運搬と一時的な保管などがある。これらの調査活動中に、木立や低木の枝や根を踏みつける、痛めてしまう可能性がある。また、それら機材の重みによって、土壌が圧縮されて、植物の根の成長を阻害することもありうる。

<工事期間中の影響可能性>/

底質：

- ・ 工事期間中の河川内での臨時構造物の設置や植生伐採により、河川横断部の水路下流部で、土砂の堆積が増加する可能性がある。

生態系：

- ・ 河川横断部橋梁脇の河川堤や斜面で、パイプライン地下埋設のために地面が掘削されるのに伴い、幅数メートルの植物、樹木と根が除去される。
- ・ 同じ掘削作業により、更に広い幅の木の根が損傷を受け、病気や害虫に対して抵抗力が落ち、不健康な植生が拡大する可能性が考えられる。あるいは、地面の掘削作業の管理が不十分な場合、地面の表土層を阻害する場合もある。表土層には、土壌栄養分を分解して生態系にリサイクルさせる微生物が多く存在しており、表土層を攪乱すると、周囲の植生の健全な成長を阻害する可能性がある。



河川横断部でのパイプライン埋設作業の例（日本の事例）

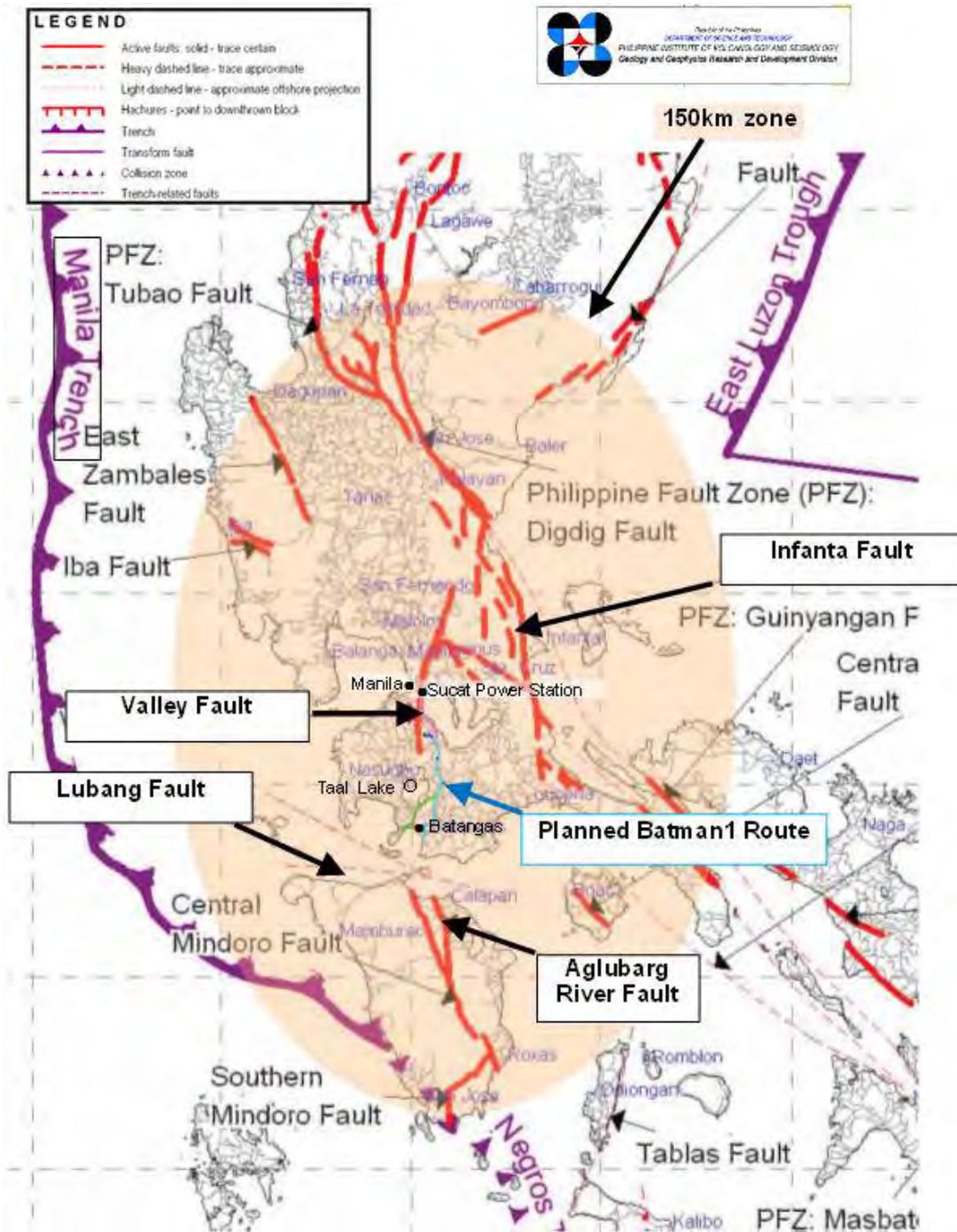
水象と淡水生態：

全パイプラインルート上の 27 の河川横断部のうち、23 の小河川に適用が予定されるオープン掘削法では、川をせき止めながら、河川内の川床を掘削することになる。

- ・ 掘削堀の横に積み上げられた掘削土は、パイプラインの埋設作業終了後、堀に埋め戻されるが、埋設工事中に地域的な集中豪雨があると、異常に水嵩を増した流水で水路が変化したり、下流部の堆砂が増える可能性がある。水量の少ない乾期に当該工事を実施すると仮定すれば、河の濁りや水流への影響、更には堆砂や植生と水辺の攪乱影響は、最小化、短期的な影響に止めることができる。
- ・ 推進工法もしくは弧状推進(HDD)工法が計画される 4 カ所の河川横断部では、流量、洪水の現れ方、流路等に水理学的な影響の可能性はない。
- ・ 地下水位が浅いところを掘削する場合、作業中の排水が必要になる。ポンプでくみ上げた排水には、泥や土砂が混ざっているため、下流の流水濁度への影響とそれに伴う地表水への影響が考えられる。

(6) 地形・地質

フィリピン群島はフィリピンモービルベルトとユーラシアマージンに分けられる。Batman1 は、造構運動、地震活動や火山活動が活発な地域に位置する。計画ルートの大半は南部ルソンの火山帯である Macolod 回廊に属する。この地域に影響を与える地殻構造には、マニラ海溝、Valley 断層、Lubang 断層、Central Mindoro 断層、Aglubarg 断層、Philippine 断層帯がある。計画ルートの近傍地域で記録された地震は、歴史的には、Lubang 断層沖の地震活動に集中している。Batman1 計画ルート近傍の主要な活断層の分布を次図に示す。



出所：Active Faults Map, PHIVOLCS

図 2.9-8 Batman1 計画ルート 150km 圏内の主な活断層
(図 2.2-7 再掲)

Batman1 計画ルートから 150km 圏内に知られている 5つの地震源は以下の通りである。

- ・ Valley 断層系：Manila 首都圏とパイプライン通過予定地を通る活断層系
- ・ Infanta 断層：Quezon の海岸線を形どる主フィリピン断層の 1 セグメント

- ・ Lubang 断層：Batangas と Mindoro 間の海域にあるフィリピン断層の主要分岐。
- ・ Aglubarg River 断層：Mindoro 断層の分岐で、1994 年 M7.1 ミンドロ地震の震源となった断層
- ・ Manila 海溝：過去 400 年間動いていないが、PHIVOLCS は M8.4 の地震可能性を想定

2004 年、フィリピン国マニラ首都圏地震防災対策計画が JICA/MMDA/PHIVOLCS により調査された。ここで短中長期的予測のために地震の再現期間とマグニチュードが調査された。地震活動情報によると Batman 1 に影響を及ぼすと考えられる断層は Lubang 断層、West Valley 断層、そして Manila Trench 断層である。フィリピン国火山地震機関 PHIVOLCS (Philippine Institute of Volcanology and Seismology)によると、これら断層により生じる地震の規模は Lubang 断層によりマグニチュード 7 以上、West Valley 断層によりマグニチュード 7.2、そして Manila Trench 断層によりマグニチュード 8.4 の可能性があるとされている。

液状化現象：

一般に、液状化は、標準貫入試験による低い N 値¹¹ (15 以下) となる、浅い地下水位の緩いシルトや細砂で起こりやすい。Batman1 のフェーズ 1 計画ルート付近の地域は、液状化が起こりやすい地域ではなく、パイプラインの大部分の区間を占める中央部の Taal 湖東岸地域では、液状化の起こりやすいところは示されていない。南部の Batangas 地域では、PHIVOLCS の示す液状化危険箇所はないが、第四紀沖積層の堆積物が分布する地域は液状化が起こりやすい。

安全評価水準 (Safety Assessment Level) による Batman1 計画ルートの地域区分：

地震リスクの観点から、以下 3 つの基準 1)活動層との近接性、2)パイプラインの位置と人口密度との関係、3)パイプラインルートの潜在的な液状化リスク¹²に基づく安全評価水準 (SA Level) により、Batman1 計画ルートを、3 つのゾーンに地域分けした。

- ・ SA Level 1：高速道路沿い区間。液状化危険エリアが殆どなく、人口密度が低い地域。
- ・ SA Level 2： Batangas 市区域、Cabuyao 市地域。液状化危険エリアがあり、人口密度が高い地域。
- ・ SA Level 3: Sucat 地域。液状化危険エリアや活断層があり、人口密度が高い地域。
- ・ SA Level 2 と SA Level 3 は SA Level 1 にくらべ地震被害リスクが高いほか、人口密

¹¹ N 値 (N-value) とは、標準貫入試験によって求められる地盤の強度等を求める試験結果 (数値)。N 値が大きいかほどその地盤は強固である。軟弱粘土地盤では、N 値は一般に 4 以下である。N 値が 30 以上の地盤は、大型の構造物の基盤として安全とされている。

¹² 上記ゾーン分類までの、詳細な検討プロセスは、本調査報告書の「3.1.1 日本の高圧ガスパイプライン耐震技術及び維持管理技術の適用」を参照。

集地でもある。Batman1 では上述のゾーンごとに日本基準と API 基準を組み合わせた基準が推奨される。

(7) 用地取得と住民移転

住民移転の必要性：

バタンガス市の Libjo 橋脇：最大で 5 世帯（土地所有者 1 世帯、借家人 4 世帯）が同橋脇で移転の必要がある。影響を受ける世帯数は、パイプラインの敷設方法（開削工法か、推進工法か）で異なる。基本設計で想定する開削工法の場合、影響世帯は 5 世帯より少なくなると想定される。

バタンガス市の Bridge of Promise 橋脇：同橋脇では、基本設計では河川条件により推進工法が想定されているが、埋設工事に伴い 1 世帯（所有者不明）が影響を受ける可能性がある。

用地取得の必要性：

STAR 高速道脇の私有地内の空き地（草地）を、BVS（Batangas 出口近くの 1,200 平米）、GS 1（Malvar 出口近くの 1,800 平米）、GS2（Santo Tomas 出口近くの 1,800 平米出口）の各ステーションに充てることを、基本設計では想定しており、用地取得が必要となる。

GMS、GS3、MS1、MS2 の各ステーションについては、候補 LNG ターミナル、高速道路、工業団地の各管理会社の敷地内に設置される計画で調整されており、それぞれの会社と用地使用合意書を作成する必要はあるが、用地取得は必要ない。

< 工事期間中の影響可能性 >

- ・ 河川横断部橋梁脇の（最大）6 世帯に移転が必要になる可能性がある。
- ・ STAR 高速道脇の私有地内の空き地（草地）を、BVS（Batangas 出口近くの 1,200 平米）、GS 1（Malvar 出口近くの 1,800 平米）、GS2（Santo Tomas 出口近くの 1,800 平米出口）の各ステーション用の敷地として取得する必要がある。

(8) 土地利用や地域資源利用

高速道路区間には、Cabuyao 出口の小園地部を含めると、約 1,200 本の植栽が道路端に沿って植えられている。特に、Calamba 出口と Cabuyao 出口間の約 5km 区間には、道路端に樹齢 15 から 30 年程度と見られる植栽が続いており、パイプライン敷設ラインによっては連続した伐採が必要になる可能性がある。高速区間の路側植栽を、今後、PNOC と調整し、貨幣価値に換算する。

GS や BVS など付帯ステーション施設は、高速道路敷地内もしくは高速道路脇に設置す

る計画で、土地利用、地域資源への影響が最小となる場所が検討されている。これらの付帯施設による重大な影響は想定されない。

<工事期間中の影響可能性>

- ・ パイプラインは既存道路下に地下埋設されるが、高速道路区間の植栽への影響が予想される。特に、Calamba 出口と Cabuyao 出口間の約 5km 区間では、パイプラインのライン取りが道路端に沿う詳細設計となった場合、道路端の植栽を連続伐採する可能性がある。
- ・ 路側林の連続伐採は、高速道路沿いの地域景観や、こうした木が担っている通行車両による周辺環境の騒音・大気汚染を抑制する機能などを損なう可能性がある。

(9) 既存の社会インフラや社会サービス

1)パイプライン及びステーションが住宅街や学校・病院・宗教施設などの公共施設に近接して建設・運用されることへの規制及び補償について:

フィリピン国において、現在、これらの規制や補償は規定されていない。

2) 事業計画ルート上の交通概況

国道、バランガイ道路沿いの交通量:

解析方法

交通状況の解析は、現地視察、聞き取り、DPWH による交通量調査の結果に基づくものである。この DPWH 交通量調査は、Batangas から Laguna 間の事業に役立てる目的で DPWH が実施したもので、CALABARZON と呼ばれる第 VI 管区 (Region IV-A) の諸工区について、2011 年度の交通量データ (日量交通量の年間平均) を取り纏めたものである。

解析区間

解析対象は、バタンガス市タバングオ (Tabangao) の LNG 輸入ターミナル候補地から、国道沿いにバタンガス市東部、そして STAR 高速道 Batangas 出口を経て、STAR 高速道と SLEX 高速道を通り、SLEX 高速道 Cabuyao 出口を通り、ETON 出口に至る区間。国道は 2 車線道路。STAR 高速道は、Batangas 出口から Lipa City 出口までは同じく 2 車線だが、4 車線への拡張工事の実施中だ。STAR 高速道から SLEX 高速道の連結延長区間は 4 車線、SLEX 高速道路は 6 車線となっている。高速道路の路側帯は、原則広めに設定されているが、南に向かってより路側幅は広い、また、路側帯は立木と芝生等の植生被覆がされている。これに対して、国道の路側帯は 1.5 から 2 メートルの幅である。

表 2.9-16 計画ルート沿い交通量の現況

道路区間	両方向の通行車両数	車線数
Sec1: National Highway from Tabangao to Batangas City	8,038	2
Sec2: STAR Tollway from Batangas to Lipa City	10,439	2
Sec3: STAR Tollway from Lipa City to Sto. Tomas	19,818	4
Sec4: SLEX Extension	20,764	4
Sec5: SLEX Expressway	47,951	6

出所：DPWH, 2011 Summary of Traffic data (annual average daily traffic)

「混雑レベル (Level of congestion) の指標」:

VCR (Volume Capacity Ratio/交通容量比) は、道路区間の混雑度合いを示す指標で、所与の道路容量に対する交通量の密度を測る。実際の交通量を、当該道路の支配的な条件から推定した道路の容量で割ったものである。交通調査では、混雑状況が起こりやすい時間帯をピーク時間という。理論的には、VCR 値が 0.85 を超えてくると、当該道路区間は混雑状態だと見なされる。この混雑比率を次表に示し、この VCR に基づいてある道路区間の道路サービス水準 (levels of service (LOS)) を分類した。

表 2.9-17 道路区間の道路サービス水準 (LOS) で見る混雑レベル

LOS 区分	特性	VCR
LOS-1	Condition of free flow with high speed and low traffic volume	0.00 – 0.19
LOS-2	Stable flow. Reasonable freedom to select speed	0.20 – 0.44
LOS-3	Stable flow. Restricted selection of speed	0.45 – 0.69
LOS-4	Approaches unstable flow with nearly all drivers restricted	0.70 – 0.84
LOS-5	Traffic volumes near or at capacity	0.85 – 1.00
LOS-6	Forced or congested flow at low speeds	Greater than 1.00

(測定) 交通量を、同等の乗用車数のピーク時間推定値に換算した数量を使って、道路区間別に VCR と LOS を解析した結果を次表に示す。

表 2.9-18 道路区間別の交通容量比の現況および予測値

道路区間	ピーク時間交通量 (乗用車換算 PCU) 現況値/ 予測値	片側車線数	推定容量 (時間当り乗用車通 行容量: PCUs/Hour)	VCR 現況値	VCR 予測値	LOS 現況値	LOS 予測値
Sec-1	472/945	1	865	0.55	1.09	LOS-3	LOS-6
Sec-2	736	1 (to 2)*	865/1300	0.85	0.69	LOS -5	LOS-3
Sec-3	1051	2	1730	0.61	0.81	LOS-3	LOS-4
Sec-4	1063	2	1730	0.61	0.82	LOS-3	LOS-4
Sec-5	1885	3	2600	0.73	0.87	LOS-4	LOS-5

VCR – volume capacity ratio

LOS – level of service

PCU – passenger car unit: car = 1.9; Van/Bus = 6.5; Truck = 2.0; Tricycle/Motorcycle = 0.75

*Widening to 2 lanes each way

<工事期間中の影響可能性>

- ・ タバンガオからバタンガス市街地までの国道沿いの交通状況はスムーズな流れだが、既に LOS-3 セクションの速度調整が必要である。これは更に、パイプラインの敷設工事期間中は、バタンガス市内のサークル広場（ロータリー）地点の混雑により、LOS-6 セクションの渋滞徐行を強いられる状態まで悪化すると予想される。
- ・ 他方、STAR 高速道の Batangas 出口から Lipa City までの交通量は、現在両方向とも片側 1 車線区間であることと、現在拡張工事中であることから、道路容量の限度に近付きつつある。片側 2 車線への拡張工事が完了すれば、LOS-3 の速度制限は残るものの、通行車両の流れは安定すると予想されている。
- ・ STAR 高速道の Lipa City から、SLEX 高速道延長区間を経てマニラ方面の交通の流れは、現状、LOS-3 の一時的な速度調整で済む安定した流れだが、パイプライン工事中は常時速度抑制を強いられる LOS-4 の不安定な流れになると見られる。
- ・ SLEX 高速道区間は、現在 LOS-4 の不安定な交通の流れになりつつあり、パイプライン工事中は LOS-5 の道路容量限度に近付いた状態になると予想される。

(10) 被害と便益の偏在/地域内の利害対立

<工事期間中の影響可能性>

- ・ 事業計画で、ガス供給を受ける地域・対象と、ガスパイプラインが通過する地域は異なる。ガスパイプラインが通過する地域の住民と自治体（LGU）は、パイプラインの埋設に伴う工事期間および供用期間中に被る不便やリスクと引き換えに、それに見合う事業便益を期待するものである。実際、事業と関係する市町で開かれたパブリックスコーピング会合では、以下 2 つの質問が地元ステークホルダー（利害関係者）の主たる関心事となっている；
- ・ パイプラインは、自分たちがパイプラインのガスにアクセスできる（利用できる）ように、自分たちの地元を通るのか？
- ・ ガスパイプラインが自分たちの町を通るのは安全なのか？
- ・ 仮に、好ましくない影響に見合うだけの便益を得ることができなければ、同じパイプラインのルート上でも、ガス供給の便益を受けられる人々と、それを受けられない人々の間で、地域間対立が生じる可能性はある。したがって、便益が偏ってしまうことへの補償策は講じておく必要がある。

(11) 労働環境

< 工事期間中の影響可能性 >

- ・ 特に、特殊部（河川及び道路横断部）と市街地での工事の際に、労働者の安全対策（斜面工事、交通安全）が検討される必要がある。とりわけ高速道路内での工事中の交通安全対策には注意する必要がある。

< 供用期間中の影響可能性 >

- ・ 高圧ガス取り扱いの際の安全対策、拘束道路敷地内での維持管理作業中の交通事故防止のための対策など、労働者の事故防止策を検討・計画する必要がある。

(12) 事故

潜在的なパイプライン事故に関する基本条件は、本節「(6) 地形・地質」の項および、本報告書の「第 3 章ガスパイプラインに関する提言」に既述されている「Batman1 ルート沿いの地震被害リスクに関する調査」と同様である。

事業計画ルート上での交通事故可能性の基本条件は、本節「(9) 既存の社会インフラや社会サービス」の項、事業計画ルート上の交通概況調査に示した条件と同じである。

パイプライン敷設工事による地域交通への影響が検討される必要がある。

(13) 気候変動/ 地球温暖化

1) 建設機械と車両から、工事期間中に排出される CO2

- ・ 本事業にかかる工事に使用される工事車両・重機の総燃料消費量は、約 3,783kL だと見込まれる。

「(1) Air Quality」の項目で、本事業工事期間中の工事車両・重機類の稼働による燃料消費量の計算で示したように、本工事事用車両、重機類の燃料は、すべて軽油が想定される。工事期間は延べ 21 か月を想定している。その結果、本事業に使用される工事車両・重機の総燃料消費量は、約 3783kL だと見込まれる。これを工事期間の 1 日当たりに直すと、約 8.2kL/日の消費量になる（1 ヶ月あたりの稼働日数を 22.5 日と仮定している）。

- ・ 工事期間中の 1 年あたり CO2 排出量は、5,580 [tCO2/yr] だと推計される。

計算根拠は以下の通り。

まず、工事車両・重機からの、軽油 1kL あたりの単位 CO2 排出量は、2.58 [tCO2/軽油 kL]。この値は、特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令（H18

年 3 月 29 日経済産業省・環境省令第 3 号、最終改正：H25 年 12 月 27 日経済産業省・環境省令第 8 号) に基づき、以下の計算式による。

軽油 kL あたり、単位発熱量 37.7 [GJ/ kL] 排出係数 0.0187 [tC/GJ]
単位発熱量 (GJ/kL) * 排出係数 (tC/GJ) * 44/12 = 単位当たり二酸化炭素排出量 (tCO₂ /kL)
軽油の場合、 37.7 [GJ/ kL] * 0.0187 [tC/GJ] * 44/12 = 2.58 [tCO₂ /kL]

従って、本工事による総 CO₂ 排出量は 9,760 [tCO₂]、工事期間中の 1 年あたり CO₂ 排出量は、5,580 [tCO₂/yr] だと推計される。

2) 本事業により供用される天然ガスから、供用期間中に排出される CO₂

本事業で供給される天然ガスは、電力用、産業用、商業用、住宅用、運輸用エネルギー需要の一部に、電力、燃料、熱エネルギーとして代替されると予想されている。

本報告書「2.8.11 CO₂ 削減量の推計」の節で議論されたように、本事業が実施された場合 (With ケース) と本事業が実施されない場合 (Without ケース) を比較すると、Without ケースでは、電力用、産業用、商業用、住宅用、運輸用を合算した、供用中の CO₂ 総排出量は 132.6 百万トンと推計されるが、With ケースでは 88.0 百万トンという推計になる。従って、本事業の事業期間 (25 年間と仮定) を通してみると、44.6 百万トンの CO₂ 排出量の削減効果が生まれると推計される。

事業期間を 25 年と仮定した場合、年間 CO₂ 削減量は、供用初年度の 15 万トンから徐々に増え、25 年目の最終年度には 780 万トンに達すると推定される、これは年間平均で 170 万トンの削減量に相当する。

< 工事期間中の影響可能性 >

本工事による 1 年あたり CO₂ 排出量は、5,580 tCO₂ であり、2010 年のフィリピン国全体の温室効果ガス (CO₂ 換算) 推計排出量 1 億 5,900 万トン¹³に対して、約 2 万 8,495 分の 1 という、小さな量だと言える。

けれども、工事中の省燃費運転 (整備状態のよい機械・車輛の使用、不要なアイドリング運転の防止、エンジン回転数を上げ過ぎない) を心掛けることにより、更に、それぞれ 25% 程度、燃料消費量を抑制することは可能である。仮に、25% 燃料消費量を選らずことができれば、工事期間中の 1 年あたり CO₂ 排出量を 1,395 トン削減することができる。

¹³ 数値データは右資料から引用。‘Senate Economic Planning Office (SEPO), Senate of the Philippines, *GHG emissions at a glance*, March 2013, based on the source from European Commission Joint Research Centre (JRC)/ Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL), *Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR)*, *GHG Emissions of the World, ASEAN Countries and the Philippines, MtCO₂, 1990-2010*.

< 供用期間中の影響可能性 >

本事業の25年の供用期間を想定すると、年間平均で170万トンのCO₂排出量の削減をもたらすことができる。これは、2年弱の工事期間の排出量 5,580 tCO₂/year に対して、年間単位でも約300倍の量にあたり、プロジェクトライフで見れば、4,570倍の削減効果を生むものである。

2.9.7 環境社会影響の緩和策

(1) 大気質

① 工事前、工事期間中に取りべき緩和策

- ・ 工事会社とその職員及びドライバーによる、工事の際、また関連する車両メンテナンスに関する省燃費運転（整備状態のよい機械・車輛の使用、不要なアイドリング運転の防止、エンジン回転数を上げ過ぎない）の指導教育と実践
 - ・ 工事車両・機械類の、工事期間中に常時よい整備状態であることを確実にするための、定期的なメンテナンス作業
 - ・ 工事車両・機械類の毎日の始業前点検ルーティーンの実施
 - ・ 工事現場、特に、大気・粉塵汚染の影響を受けやすい地域（都市部住宅街や重要な公共施設の近接区域など）での、時速20km以下への速度自主規制
 - ・ 工事機材・重機等の配送車両、トレーラーの粉塵防止カバーの徹底
 - ・ 一時的な建設廃棄物・廃材置き場の粉塵飛散防止用のカバー、防水シートの使用
 - ・ 工事中の、植生被覆がとれ地肌が見える場所の粉塵最小化のための、定期的な散水
- 工事前、工事期間中の、粉塵などの影響を受けやすい地域での、定期的な粒子状物質（PM）のモニタリング

(2) 水質

① 工事前、工事期間中に取りべき緩和策

- ・ 工事車両・機械類の、工事期間中に常時よい整備状態であることを確実にするための、定期的なメンテナンス作業
- ・ 工事車両・機械類の毎日の始業前点検ルーティーンの実施

表流水の水象

- ・ 河川内での一時的な水路変更
- ・ 臨時衛生設備、特に全ての建設現場と一時的な現地事務所などの簡易トイレやごみ箱等の確保
- ・ 工事完了後の工事現場、特に水路近傍の場所での、臨時衛生設備の即時解体撤去

地下水

- ・ 工事車両・重機類の駐車場内に、使用済みオイルや他の有害廃棄物の臨時保管庫の確保
- ・ 潤滑油・油脂類による汚濁防止のために、工事用機材の水路の近くで洗浄しないこと
- ・ 現場での、工事用機材の修繕、メンテナンスを絶対にしないこと、

地下水の水文、周辺の水源（井戸等）

- ・ 特殊横断部での工事の際に、推進工法を採用する場合、詳細設計時に地盤調査や付近の構造物への影響調査を行い、地盤の状況（帯水層、軟弱地盤の有無など）に適合した推進工法と推進機の選定をすることと、適切な工法と推進機の選定による、周囲の地下水系と水源への悪影響（泥水や地盤改良用の化学薬液注入などによる汚染）の防止
- ・ 地盤改良用の化学薬液注入が実施される場合は、地下水汚染監視のために、推進工法用立坑築造個所の周囲にモニタリング井戸を設置すること
- ・ 該当地点周囲の井戸に汚染が観測された場合は、選定した工法を即時に中止して、再検討する
- ・ 上記改善措置を講じても、長期間モニタリング井戸で汚染が観測された場合は、PNOCと関係自治体（LGU）が、影響を受けた居住世帯への補償策として、給水車による清浄飲料水の定期給水等の策を講じる

(3) 廃棄物

工事期間中に取りべき緩和策

- ・ 工事に出る廃棄物の適切な分別管理の実施
- ・ 掘削後の余剰土砂を関係自治体の指定する処分場に適切廃棄し、不法投棄しないこと
- ・ 建設廃棄物・ごみ、特に除去された植物の、関係自治体の指定する処分場への定期的な搬送と処分
- ・ 使用済みオイル、摩耗部品など有害廃棄物の DENR 認定業者による DENR 承認処分場への定期的な廃棄
- ・ 建設現場に一時的に積まれた建設廃棄物・ごみを、現場工事終了後、関係自治体の指定する処分場に適切廃棄し、現場放置しないこと
- ・ 使用済みオイル、摩耗部品、その他有害化学物質など全ての有害廃棄物を、車両・重機類の駐車場から完全に撤収し、DENR が承認した地元自治体の処分場に適切に廃棄すること

(4) 騒音・振動

工事期間中に取りべき緩和策

- ・ 建設車両・重機から出る騒音を許容基準値以下に抑制するために必要な場合、車両・重機に消音装置を設置する
- ・ 住宅街、学校、病院、宗教施設など騒音影響を受けやすい場所では、騒音を許容基準値以下に抑制するために、臨時の遮音塀を設置する
- ・ 住宅街や騒音影響を受けやすい場所の近くで、騒音の激しい建設作業活動を行う場合は、影響を最小限度に抑制するために、昼間作業に限定する
- ・ 工事車両・機械類の、工事期間中に常時よい整備状態であることを確実にするための、定期的なメンテナンス作業

(5) 底質

工事期間中に取りべき緩和策

- ・ 斜面工事や橋梁部での、土砂掘削とその関連工事の丁寧な実施により、土砂流出につながる地面の攪乱を最小化する
- ・ 特に多雨期の流出水により引き起こされる沈泥（シルト）の増加を防止用するために、一時的なシルト防護柵を設置する
- ・ 水路近傍の地肌が露わになった工事現場の、表土流出防止のための植生回復措置

(6) 生態系

植生保全：

工事前期間に取りべき緩和策

- ・ パイプライン埋設位置の調査、地質調査などの現地調査による影響は、調査地点に限定されたもの、短期的で一時的な影響ではあるが、調査実施の際には、周囲の植生への影響を最小化できるよう、現場監督の指導下で、適切な管理と注意が払われること

工事期間中に取りべき緩和策/

- ・ 地面の掘削とパイプライン敷設工事の前に、植物学の専門家による樹木・植物種確認のための現場調査を行う必要がある。埋設予定線形上に、特に河川横断部の河川堤斜面に、絶滅危惧種の樹木・植物が生育し、かつその撤去が回避できない場合、近傍の適切な場所に移植を必ず検討する
- ・ 他の一般的な植生（普通種）の場合は、河川堤防や斜面崩壊に対する安全面の検討を踏まえて、多様な在来植物による掘削個所の植生回復を行う
- ・ 水辺植生のある場所を掘削する場合、地中 20cm までの表土層に生息する有用微生物や細根バイオマスを保存するために、当該表土層は分別保全する。掘削により主

根が傷ついた場合は、病原菌の侵入を防ぐために、当該部位をペンキやコールター等などでコーティングする。当該個所のパイプライン敷設工事が終了したら、植生回復のために保存した表土層を元に戻す。

淡水生態系の保全：

工事前期間に取るべき緩和策

- ・ パイプライン埋設位置の調査、地質調査などの現地調査による影響は、調査地点に限定されたもの、短期的で一時的な影響ではあるが、調査実施の際には、廃棄物、調査船の油漏れや土砂流出による調査地点および下流部の植生、流水への影響を最小化できるよう、現場監督の指導下で、適切な管理と注意が払われること。

工事期間中に取りべき緩和策

(土壌流出)

- ・ パイプライン敷設工事中、地肌を裸地のまま長期間曝さなくて済むように、整地範囲を最小化し、工事日程を適切に調整する
- ・ 各工事区間の完了に合わせ、漸進的に、植生回復と根覆いを実施する

(堆砂の制御)

- ・ 工事中、一時的な堆砂物捕集柵の設置

(水路内での工事)

- ・ 工事範囲と期間の最小化
- ・ 水路変更と遮断は川の片側ずつ実施することにより、下流部の水生生物コミュニティの生息条件を守るための最低流量を保持する
- ・ 一時的な流路変更には、水充填タイプのダムなど影響が少ない手法を採用する
- ・ 水路内横断個所の工事は乾期の水の少ない時期とし、突然の集中豪雨等に備えて緊急時対応計画を準備しておく
- ・ 下流部の濁度を高めないように、車両用の水路横断路には、碎石のみを使用し、土砂の使用は避ける

(7) 水象

工事期間中に取りべき緩和策

- ・ 適切な流路変更計画の立案。基本設計では、開削工法による水路内のパイプライン敷設工事を水路の片側ずつ実施することにより、下流側への影響を最小化し、短期的なものに制御する計画となっている。敷設工事の完了次第、水路を回復する。
- ・ 水路内横断個所の工事は乾期の水の少ない時期とし、突然の集中豪雨等に備えて緊急時対応計画を準備しておく
- ・ 一時的な流路変更には、水充填タイプのダムなど影響が少ない手法を採用する

(8) 地形・地質

工事前（基本設計）時に取るべき緩和策

Batman1 では、地震発生確率、人口密度、地盤性状を踏まえてラインパイプの材料仕様と現地周溶接部の合格基準を定めた。活断層と地盤液状化危険地域図に示された ANSI/ASME クラスロケーションを考慮して策定した安全評価基準（SA Level）の分布を下図に示す。

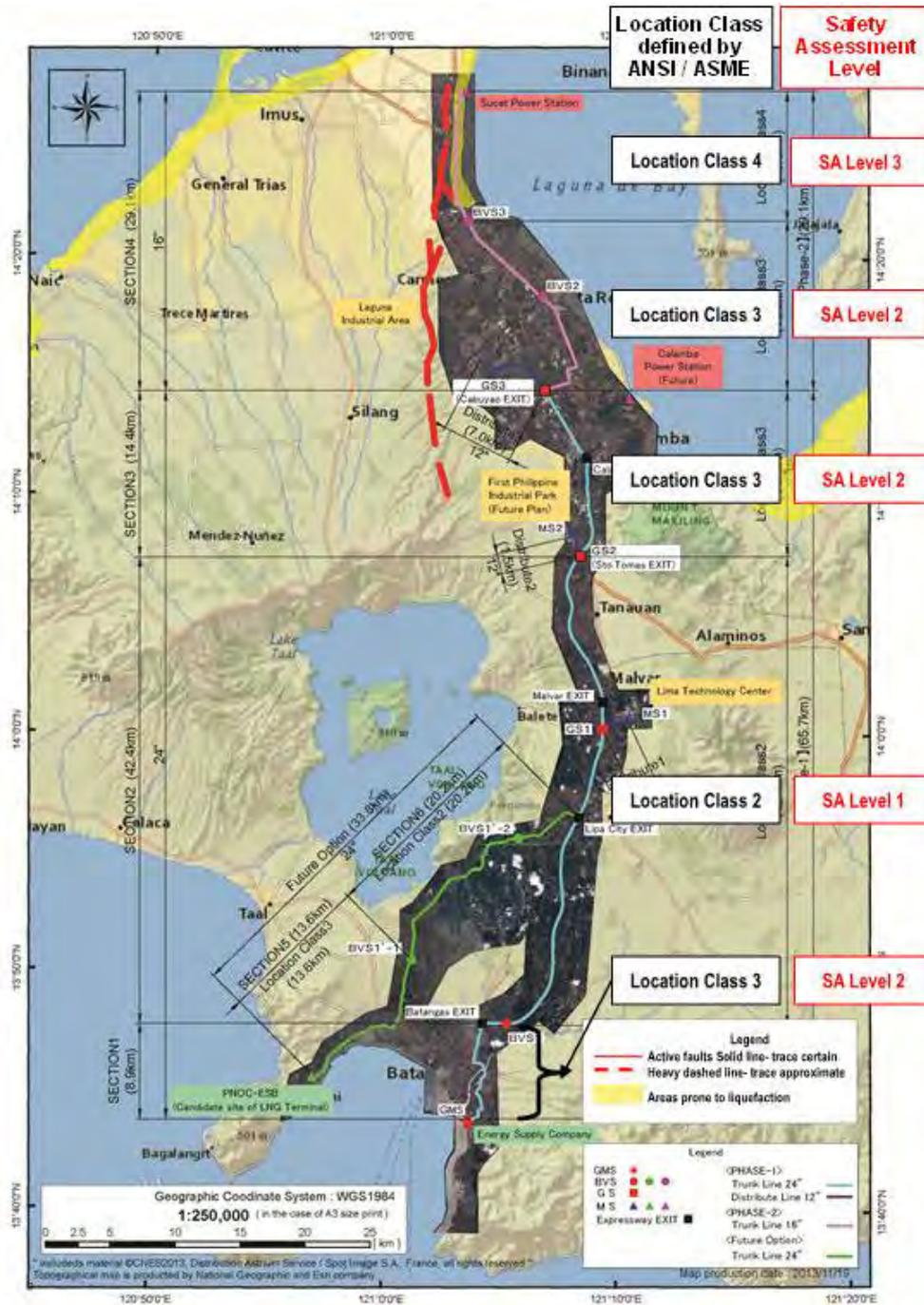


図 2.9-9 Batman1 エリア別安全評価適用基準
(図 3.1-12 に再掲載)

(9) 用地取得と住民移転

工事前期間に取るべき緩和策

- ・ 住民移転をできるだけ回避し、住民移転が発生する場合は、補償支援を提供し、生計回復支援などを行う。
- ・ 住民移転が発生する場合は、フィリピン関連法規（関係自治体および DENR-EMB）と JICA 環境社会配慮ガイドラインに沿って、住民移転計画（RAP）を策定する。
- ・ 住民移転に関する強制性のない合意に至るまでに、事業者（Project Proponent）から、直接影響を被る住民に、十分なプロジェクト情報の提供、移転による影響と必要性に関する説明と適切なコンサルテーションを行う。

工事前期間から工事完了後を通じて取るべき緩和策

- ・ 住民移転計画の実施状況についてのモニタリング計画を準備し、適切なモニタリングを実施する、これには、補償や他の支援策の実施状況、移転プロセスの完了、移転後の新しい生活状況についてのモニタリングを含む

(10) 土地利用や地域資源利用

工事前（詳細設計時）に取るべき緩和策

- ・ 詳細設計時に、高速道路内パイプライン敷設工事で、道路側路肩部への敷設を検討する、これにより、道路端に沿う立木の伐採数を最小化できる。現地ステークホルダー、道路用地管轄者（関係高速道路管理会社と DPWH）、PNOC（事業者）の3者の話し合いにより、パイプラインの敷設位置を道路側路肩寄りか、道路端寄りとするか、設計内容を確定する。
- ・ 通行車両による騒音や大気汚染を軽減する路側樹の機能保全という環境面から見た場合、道路側路肩寄りのパイプライン敷設計画が推奨される
- ・ 道路端に沿ったパイプライン敷設と路側樹の連続伐採を避けることができない場合は、植林スペースがある場合の苗木の植樹による代償、もしくは金銭補償が立木の伐採に対して必要である
- ・ この緩和策の選択に関しては、路側樹の騒音・大気汚染軽減機能の保全という観点から、金銭補償よりも再植樹が望ましい。しかし、再植樹を法的に求めることはできない（大統領令 23 号（EO23）の 2.2 節は、DENR に全ての残存する自然林の伐採許可を禁止する中で、DPWH の道路用地内の植生除去は例外として認めている）。

注：大統領令 23 号（EO23）は、2011 年 2 月 1 日アキノ大統領の署名により発効、フィリピン全国で残存する自然林の伐採と収穫を停止することを命じている。

(11) 既存の社会インフラや社会サービス

道路交通の管理：

工事前（詳細設計時）に取るべき緩和策

- ・ 工事中のパイプライン敷設工事中の交通管理計画を、道路区分毎に、詳細設計時準備する必要がある、この際、DPWH が既に策定している計画・プログラムと、本件交通管理対策計画を整合させるために、関係自治体と密接に調整する必要がある
- ・ 交通管理計画では以下のことを規定しておくべきである
- ・ 周辺住民と車両通行者の安全保護策、工事時間帯・場所、交通安全設備・バリケード・安全標識・信号手等の種類と数
- ・ 建設作業基地や工事現場の臨時設備への出入り口における運搬業者・機材運搬時の安全管理
- ・ 工事現場周辺の車両通行と路上駐車制御
- ・ 上記安全策を実行する警備員と熟練した交通取締り官の十分な配置
- ・ 本事業工事現場の臨時標識（危険個所の交通信号、工事現場の近接を知らせる警告表示・標識の戦略的な配置など）の適切な設置
- ・ ピーク時間帯とトラック走行禁止時間帯を避けた建設材料や建設廃材の配送・運搬のスケジュール
- ・ 人身事故防止のために、工事用車両による狭い住宅街や商店街等の迂回路を使用しない計画の立案
- ・ 工事用機材・車両の配送ルートと時期に関する DPWH 交通工学センター及び関係自治体との調整
- ・ 道路の遮断、通り抜け車両の迂回路、掘削個所の原状回復措置などの工事内容に関する DPWH 交通工学センター及び関係自治体との調整
- ・ 各工事現場での工事期間前に、地域住民と車両通行者に対する工事日程の適切な事前通知

工事前に取るべき緩和策

- ・ 工事契約業者は、以下の課題項目の対応方針を示す交通管理プログラムを準備する必要がある、課題項目には、交通法規の執行、交通管理技術、道路信号と安全標識、交通管理策の方針、交通面の指示と指導、継続的な交通当局との調整などが含まれる

工事期間中に取るべき緩和策

- ・ 全工事期間を通じて、上記の計画・調整にもとづく交通管理計画・プログラムが適切に実施されること

(12) 被害と便益の偏在/ 地域内の利害対立

工事前（設計）時に取るべき緩和策

- ・ ガス供給の対象地区だけでなく、パイプラインルート通過地域へのガス供給を可能にする付属設備を事業計画に含めることを、基本設計で計画している、この計画では将来の延伸ライン用取付け口を、GMS (Batangas)、GS1 (Malvar)、GS2 (Santo Tomas)、GS3 (Cabuyao)にそれぞれ設置する計画となっている

工事期間中に取るべき緩和策/

- ・ パイプライン敷設工事のための労働者を、技術的な要求水準が許す限り、パイプラインルート沿いの市町やバラングイから最大限地域雇用する

供用期間中に取るべき緩和策/

- ・ パイプライン保守管理作業員を、技術的な要求水準が許す限り、パイプラインルート沿いの市町やバラングイから地域雇用する

(13) 労働環境

工事期間中に取るべき緩和策

(工事労働者の安全対策)

- ・ 斜面工事や市街地区域での調査、特に工事車両や重機の運行に関する安全マニュアルの作成
- ・ 各工事現場での安全管理計画の事前準備
- ・ 工事中の安全標識や対策の利用
- ・ ヘルメット、手袋、安全靴、反射機能ジャケットなど適切な安全装備の使用
- ・ 工事開始前の工事労働者への安全ルーティーンの徹底指導

(道路交通対策)

- ・ 工事労働者が混雑した道路区間での作業中に交通事故に遭う危険回避のために、「(19)既存の社会インフラや社会サービス」に示した緩和策と同様に、現場工事開始前に適切な交通管理計画を必ず立案する必要がある
- ・ 各工事現場の現場監督が現場作業の開始前に交通管理計画について適切な教育指導を受けるとともに、工事期間中は同計画を適切に実施すること
- ・ 工事期間中、警備員と熟練した交通取締り官を各現場に配置すること
- ・ 高速道路内での作業についての現場作業計画の準備や現場作業期間中、工事業者と現場監督は、DPWH 交通工学センター及び STAR 及び SLEX 高速道路管理会社と適切な調整を継続して行う必要がある

供用期間中に取り組むべき緩和策

(高圧ガスの取り扱いに関する安全対策)

- ・ 保守管理と非常時の対応に関する安全マニュアルの作成
- ・ 非常時の連絡ネットワークの構築と定期的な確認
- ・ 保守管理作業における適切な安全装備の使用
- ・ 保守管理・監視作業員に対する安全確保ルーティーン、非常時対応ルーティーンの徹底した教育指導、訓練の定期的な実施

(道路交通対策)

- ・ 特に、高速道路内・脇での保守管理・監視作業中の安全標識や対策の確実な使用
- ・ 交通事故その他の危険回避のために、保守管理・監視作業は、常に、十分訓練を受けた複数の作業員チームで実施すること
- ・ 関係自治体および STAR・SLEX 高速道路管理会社の道路管理者への、保守管理・監視作業スケジュールの事前通知と適切な調整

(14) 事故

事故に際しては、高圧ガスパイプラインのガス漏れ防止が確保されるとともに、人身の安全確保が重要である。

工事前（設計）時に取り組むべき緩和策

工事前の設計段階では、地震災害リスクに対する緩和策として、適切な耐震設計の採用が重要である。

- ・ レベル 2 地震動を考慮した設計を全ラインに行う。(一般的な地震動であるレベル 1 地震動と非常に強い地震動であるレベル 2 地震動に対して、ガスパイプラインの耐震性を確保する)
- ・ 活断層の存在する地域や人口密度の高い地域におけるラインパイプの材質、現地周溶接部については、JIS 基準など日本の仕様を適用する。(塑性域レベルのパイプライン変形が予想される地域では、ガスパイプラインはより高い信頼性を担保していなければならない。本調査結果より、特定該当地域については日本のパイプ材料と日本の溶接品質の適用が妥当と判断される。)

工事期間中に取り組むべき緩和策

(パイプライン敷設工事での適切な土木工事基準の適用)

- ・ 適用すべき基準には、土木工学（覆土試験）、溶接品質、防食、耐圧気密試験、使用前検査がある

(交通事故に対する安全対策)

- ・ 工事中のパイプライン敷設工事中の交通管理計画を、道路区分毎に、詳細設計時準備する必要がある。この際、DPWH が既に策定している計画・プログラムと、本件交通管理対策計画を整合させるために、関係自治体と密接に調整する必要がある
- ・ 「(19) 既存の社会インフラや社会サービス」で示した交通管理計画への要求事項と同じ要件が、パイプライン敷設工事中の交通事故の最小化に役立つと想定される
- ・ しかしながら、工事用機材、車両・重機移動に関する、地域住民向けの安全対策として、工事日程と安全上の注意事項を工事現場周辺のコミュニティに事前通知しておくことは、特に重要である

供用期間中に取るべき緩和策

(運用・維持管理基準の適用)

- ・ 適用すべき基準には、管網と施設の維持管理、防食管理、他の建設工事の管理、ガス漏れと他の異常現象への対応策がある

(パイプラインの運用と保守管理)

- ・ パイプラインの供用開始前に、保守担当技師が上記基準内容をマスターするための、適切かつ十分な教育訓練の実施
- ・ 下記事項の体系的な実施：
 - (a) 日常の管理・点検
(漏洩検査/ パトロールによる点検/定期的な分解点検や作動試験/ 研修センターとパトロール職員の詰め所機能を持つ遠隔監視局での SCADA による遠隔監視/ パイプライン配置図と道路形態の変更等の設置環境の変化に伴うパイプライン基本図面の更新)
 - (b) 非常時または異常事態に対する準備体制の確立
(異常事態の確認/ マニュアルと標準手順書による非常事態への体系的な対応/ 地震災害によるガス漏れの場合の避難誘導等、近隣住民への通知と案内/ 漏えい個所の調査と補修/ 以上の対応に必要な研修の受講)
 - (c) 水道、他のエネルギー供給、通信ケーブル、可能性としての下水道の建設工事などにより、Batman1 パイプラインが影響を受ける、又は偶発的に損傷を受ける事がないようにするための、第3者の事業状況のモニタリング

2.9.8 環境管理計画

本事業に際して取るべき主たる緩和策を、想定される実施機関、責任機関、対策実施費用と合わせて、環境管理計画として、次表に整理した。

表 2.9-19 緩和策のための環境管理計画(設計段階、工事前、工事中の段階 : 1/3)

Category of Impacts	Items of Impacts	Project Stage	Key Mitigation Measures to be taken	Implementing Agency	Responsible Agency	Undertaking Cost
Pollution Control	1 Air Quality	At Pre-Construction At Construction	- Periodical maintenance services (PMS) of construction vehicles and machineries - Practicing and instruction of eco-driving - Low speed at dust pollution sensitive receptor areas of construction vehicles - Cover material for trucks and stockpiles to minimize dust re-suspension	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost with no significant extra cost
	2 Water Quality	At Pre-Construction At Construction	For surface hydrology and ground water - PMS of construction vehicles and machineries - Temporary rechanneling of stream flow - Temporary sanitation facilities for construction sites and field offices - Temporary storage depots for used oils and other toxic wastes in the motor pool area	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost for special parts
			For ground water hydrology and surrounding wells - Selection of method appropriate for the ground conditions in case of pipe jacking method - Setting monitoring wells at pipe jacking sections to monitor contamination of ground water - In case of contamination of monitoring wells, stop chemical injection immediately, and if it is prolonged, periodical provision of clean drinking water as the compensation for the affected residents	Construction Contractor	PNOC	Cost to be included in Contractor's Bid as monitoring cost
	3 Wastes	At Construction	- Practicing waste segregation properly - Surplus waste soil, construction spoils and debris and stripped vegetation, to designated dumpsite - Hazardous wastes such as used oils, worn out parts, and related materials to be disposed to DENR-approved sites with accredited disposer - Complete removal of all temporary stockpiles of spoils and debris from the construction areas	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost as waste disposal cost
	4 Noise and Vibration	At Construction	- Installation of noise suppressors in construction equipment and machineries - Installation of temporary noise barriers at noise sensitive receptor areas - For high noise generating construction activities to be undertaken only in the daytime - PMS of construction vehicles and machineries	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost with no significant extra cost
	8 Sediment	At Construction	- Installation of temporary silt traps in waterways - Re-vegetation of exposed and open construction areas adjacent to the waterways	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost for special parts

表 2.9-19 緩和策のための環境管理計画(設計段階、工事前、工事中の段階 : 2/3)

Category of Impacts	Items of Impacts	Project Stage	Key Mitigation Measures to be taken	Implementing Agency	Responsible Agency	Undertaking Cost
Natural Environment	10 Ecosystem	At Pre-Construction	- Conducting site survey, such as pipeline alignment survey and geotechnical investigations, in controlled manner and with proper care	Detailed Design Contractor	PNOC	in contract with no extra cost
		At Construction	For preservation of vegetation - Species of trees and vegetation shall be identified onsite with botanical specialists. For threatened species, if any and removal unavoidable, transplant to a nearby appropriate site - For other common species, revegetation of the excavated sites is recommended with considerations on safety measures against a failure of river bank and slope - During soil excavation over riparian vegetation cover, the topsoil layer should be separated and placed back for revegetation	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost for special parts as contingency transplantation and revegetation.
			For preservation of freshwater aquatic biota - Soil erosion control with minimum land clearances, and a shortened exposure period of bare land before re-vegetation - Maintained minimum flows and use of a low-impact method for temporary diversion of water flow - Scheduling the work period for a section of stream crossing at low flow periods - Avoidance of using earth for vehicles crossing passes in waterways	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost for special parts
	11 Hydrology	At Construction	- Appropriate flow diversion with one side of a river flow kept open for a maintained flow - Scheduling the work period for a section of stream crossing at low flow periods - Use of a low-impact method for temporary diversion of water flow	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost for special parts
	12 Topography and Geology	At Basic Design	- The acceptance standards for the materials specifications for line pipes and field girth welds are defined by areal category on Safety Assessment Levels from the view point of the earthquake occurrence probability, population density and soil properties, in accordance with ANSI/ ASME Class Location	JICA team	PNOC	-

表 2.9-19 緩和策のための環境管理計画(設計段階、工事前、工事中の段階：3/3)

Category of Impacts	Items of Impacts	Project Stage	Key Mitigation Measures to be taken	Implementing Agency	Responsible Agency	Undertaking Cost
Social Environment	13 Land Acquisition and Resettlement	At Pre-Construction	- Proper formulation and implementation of the RAP - PAPs be provided with sufficient information and proper consultation about the project and impacts	PNOC	DENR-EMB Region IV-A/ LGUs concerned	in RAP as compensation cost.
	17 Land use and utilization of local resources	At Detailed Design At Pre-Construction	- Minimizing the cutting of road side trees along the expressway through trilateral talks among the local stakeholders, the ROW authority and the PNOC in the detailed design phase - If clearance of road side trees become inevitable, the re-plantation of sapling trees is the second recommended, and the monetary compensation last	Detail Design Consultant/ PNOC/ ROW Authority	CENRO Region IV-A/ RED of LGUs/ Sec. DENR	T.B.D
	19 Existing social infrastructure and services	At Detailed Design At Pre-Construction At Construction	- Preparation of traffic management plan for pipeline installation works in detailed design, coordinating with LGUs concerned and DPWH - Preparation of detailed traffic management program by the contractor based on the agreed scheme in detailed design - Proper implementation of the traffic management plan/program throughout the construction work	Detail Design Consultant/ Construction Contractor	PNOC/ Road administrator in LGUs/ DPWH Region IV-A	in general construction cost
Social Environment	21 Uneven distribution of benefits and damages	At Basic Design At Construction	- Inclusion of ancillary facilities not only for the target areas but for the areas along the pipeline route - Maximized local employment of construction workers for pipeline installation from the municipalities and barangays along the pipeline route	Basic Design: JICA team / Construction: Construction Contractor	PNOC	in general construction cost
	22 Local conflicts of interest					
	28 Working environment	At Construction	For safety measures for construction workers - Preparing safety manuals, especially in regard of heavy machine and vehicle movement and of works in slope and in urban area - Prep advance safety management plan and giving thorough instruction of safety routines to workers - Use of proper safety signs, measures and protective gears On road traffics - Preparation of proper traffic management plan to avoid a risk of traffic accident for labor workers, as planned for general public in '19. Existing social infrastructure and services' above - Placement of well-informed site manager, security personnel and traffic enforcers on each work site	Construction Contractor	PNOC PNOC/ Road administrator in LGUs/ DPWH Region IV-A	in general construction cost
	29 Accidents	At Basic Design	Seismic design - Proper seismic design for the entire pipelines shall be employed against seismic hazard risks of Level 2 earthquakes, which is a very strong earthquake motion - Application of Japanese specifications, such as JIS standard, to the materials for the line pipe materials and field girth welds in the areas with active faults and/or high density population	JICA team	PNOC	-

		At Construction	Construction standards in pipeline installation - Application of proper construction standards, including civil work (soil cover test)/ welding quality/ corrosion protection/ pressure resistance and air tightness test/and pre-service inspection	Construction Contractor	PNOC	in general construction cost
			Safety measures against traffic accidents - Same requirements for the traffic management plan, as in '19. Existing social infrastructure and services' - Especially important are the safety measures for the community people with regard to the movement of construction material and heavy machine and vehicle, and to inform adjacent community on work schedule and safety caution in advance		PNOC/ Road administrator in LGUs concerned	in general construction cost

表 2.9-20 緩和策のための環境管理計画(供用段階)

Category of Impacts	Items of Impacts	Project Stage	Key Mitigation Measures to be taken	Implementing Agency	Responsible Agency	Undertaking Cost
Social Environment	21 Uneven distribution of benefits and damages	At Operation	- Local employment of maintenance workers for safeguarding pipeline from the municipalities and barangays along the pipeline route	Operation Company	PNOC/ LGUs concerned	in OPEX as OM budget of Operation Company
	22 Local conflicts of interest					
	28 Working environment	At Operation	For safety measures in handling high-pressure gas - Preparation of safety manuals for maintenance work and emergency response - Establishment and periodical check of the emergency contact network - Periodical thorough instruction and training of routines for safety and emergency response to maintenance and monitoring workers	Operation Company	PNOC/ DOLE	in OPEX as OM budget of Operation Company
			On road traffics - Use of safety sign and measures during maintenance and monitoring work - Conducting maintenance and monitoring work with a team of well-trained multiple personnel - Informing work schedule in advance to and for coordination with the road administrator in LGUs and toll-way corporations		PNOC/ Road administrator in LGUs and toll-way corporations	
	29 Accidents	At Operation	Operation and maintenance standards - Application of proper OM standards, including pipe and facility maintenance/ corrosion protection management/ management of other construction works/ and response to leaks and other abnormality	Operation Company	PNOC/ DOE	in OPEX as OM budget of Operation Company
			Pipeline operation and maintenance - Sufficient and proper training of the engineers - Systematic conduct of the below activities 1) Daily supervision and inspection 2) Establishing the system of preparedness for emergency or abnormal situation 3) Monitoring of third party projects to prevent the pipeline to be affected or incidentally damaged		Operation Company/ LGUs concerned wrt Activities 2)	

2.9.9 環境モニタリング計画

表 2.9-21 環境モニタリング計画(1/2)

Phase	Item	Indicator	Location	Method / Frequency	Reference Standard	Implementer/ Responsible Agency / Cost	Reporting interval to JICA office
Construction Phase	Air Quality (exhaust gas)	Dust / TSP or its comparables	At construction sites adjacent to urban sensitive receptor areas, such as residential, hospitals and schools At garage yard of construction machines and vehicles	Daily site inspection of exhaust of construction machines and vehicles at construction sites Bimonthly measurement with digital dust meter at sensitive receptor areas for dust Periodical inspection (daily, monthly, once a year) for maintenance of machines and vehicles	Daily observance on site Bimonthly-DENR standard for TSP 300 µg/Ncm (1 hour) Periodical -Inspection checklist for machine maintenance	Site manager and ESHO of the Contractor, under supervision PNOC in coordination with DENR-EQD Region IV-A Cost to be included in Contractor's Bid – for the entire duration of construction phase	Quarterly reporting (once every 3 months)
		NO ₂ , SO ₂	Same as Dust / TSP		Daily observance on site NO ₂ : Abnormal rust colour SO ₂ : Abnormal irritating odor Periodical -Inspection checklist for machine maintenance		
	Noise/ Vibration	Noise	Same as Dust, NO ₂ , SO ₂	Measurement with Digital Noise Level Meter and Monitoring Checklist Daily for high noise level generating activities and weekly for other activities during construction Investigation on a complaint basis shall be immediately undertaken	Class B "a category of areas which is primarily a commercial area" 60 dBA (Morning 6:00-9:00) 65 dBA (Daytime 9:00-18:00) 60 dBA (Evening 18:00-22:00) 55 dBA (Nighttime 22:00-5:00)	Site manager and ESHO of the Contractor, under supervision PNOC in coordination with DENR-EQD Region IV-A (Cost included in Air Quality above)	
	Water Quality (river water)	Color, Oil flow Maintained water flow	Work sites in all river crossing sections of the pipeline route	Daily site inspection of work sites with Monitoring Checklist	Daily observance on site Abnormal color and flow	Site manager and ESHO of the Contractor, under supervision PNOC in coordination with DENR-EQD Region IV-A approx PHP 5,000.00 per sampling and analysis for each location	

Phase	Item	Indicator	Location	Method / Frequency	Reference Standard	Implementer / Responsible Agency / Cost	Reporting interval to JICA office
Construction Phase		pH,BOD,TSS, DO,Total Coli., oil & grease	Reference points in EIS study and their downstream points at river crossing sections of the pipeline route	Sampling once in each reference point at end of construction period and analysis of samples at labo	DENR Surface freshwater Classification Wrt this project, mostly Class C and exceptionally Class A Example: Calumpang River (C), San Juan River in Batangas (A), San Juan River in Laguna (C), San Cristobal River (C).		
	Sediment Ecosystem Hydrology Topography and Geology (river crossings)	Soil erosion Vegetation and Slope condition at embankment and bridge sites	Around work sites at river crossings along the pipeline route	Daily site inspection of work sites with Monitoring Checklist	Based on the Environmental Management Plan (EMP) of this EIA	Site manager and ESHO of the Contractor, under supervision PNOC in coordination with DENR-EQD Region IV-A Part of the construction costs	
	Wastes (waste disposal)	Disposal procedure of surplus waste soil and other construction wastes	All construction sites and garage yards of pipeline and ancillary facilities Disposal sites where the wastes to be carried	Daily site inspection of concerned sites with Monitoring Checklist Weekly site inspection of concerned sites with Monitoring Checklist	Daily observance on site with consideration on safety and sanitation Authorization of disposal sites and disposal activity by the LGUs concerned	Site manager and ESHO of the Contractor, under supervision PNOC in coordination with DENR-EQD Region IV-A Part of the construction costs	
	Water Quality (groundwater)	pH, COD (or TOC) fluoride, formaldehyde (HCHO), Cr(VI)	Monitoring wells within 100m around vertical shafts of pipe jacking sections (assumed to be 3 sections in the Basic Design)	Once before chemical injection (baseline data) for ground improvement Once daily during injection Once until 2 weeks after and Twice monthly until a half year after injection	Reference to corresponding MHLW-Japan ordinance 1966-11 pH not exceed 8.6 (or not exceed baseline data) COD not exceed 10 ppm (or not exceed baseline data) / (TOC not exceed 5mg/L (or not exceed baseline data)) When injected chemicals contain the pertinent chemical, fluoride not exceed 0.8 mg/L HCHO not exceed 0.8mg/L Cr(VI) not exceed 0.05 mg/L	Site manager and ESHO of the Contractor, under supervision of PNOC in coordination with DENR-EQD Region IV-A Cost to be included in Contractor's Bid – for the entire period of the monitoring concerned	Quarterly reporting (once every 3 months)

表 2.9-21 環境モニタリング計画(2/2)

Phase	Item	Indicator	Location	Method / Frequency	Reference Standard	Implementer/ Responsible Agency / Cost	Reporting interval to JICA office
Operation Phase	Uneven distribution of benefits and damages (local employment)	Local employment of maintenance staff	By section of pipeline route with reference to LGUs concerned	Yearly review of maintenance staff inventory by section	Based on the EMP of this EIA	Operation Company under agreement and coordination with PNOC and the LGUs concerned To be included in annual OM budget of the Operation Company	Semi-annual reporting (once every 6 months) for the first 3 years of operation and Annual reporting (once a year) after 3 years of operation
	Working environment (safety measures for OM staff)	Safety measures in handling high-pressure gas facilities, underground and roadside (manual/ SOP, network system, training, protect gear)	Archive of OM division of Operation Company for; - existing documents (manual/ SOP, chart of network system, etc.) - records/photo of training & OM activities	Daily working record of OM activity by the paired staff themselves Weekly review of OM activities by unit/section of OM Monthly/Quarterly review of OM activities and Yearly review of OM plan/manual by the OM department	OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH STANDARDS (As Amended, 1989) Department of Labor and Employment, Philippines ILO Guidelines on occupational safety and health management systems, 2001	OM Department of the Operation Company under supervision of DOLE To be included in annual OM budget of the Operation Company	
	Accident (maintenance activities)	OM records, Trouble/incident records, Emergency response system	Archive of OM division of Operation Company for relevant records regarding entire stretch of the pipeline	Monthly/Quarterly review of OM activities and Yearly review of OM system/plan/manual by the OM department of Operation Company	Operation and Maintenance Standards to be prepared by DOE in coordination with the LGUs concerned for the emergency response system (according to RA7160, the Local Government Code 1990)	OM Department of the Operation Company, PNOC under supervision of DOE and the LGUs concerned To be included in annual OM budget of the Operation Company	

2.9.10 ステークホルダー協議

2.9.11 (8) 参照。

2.9.11 住民移転計画 (RAP)

(1) 用地取得・住民移転の必要性

① 移転を生じさせる事業コンポーネント、影響エリア

用地取得・住民移転を生じさせる事業コンポーネントは、パイプライン（高圧幹線）であり、Batangas 市内の 2 ヶ所の橋梁部である（表 2.9-22）。また橋梁部の位置を図 2.9-10 に、各橋梁部の写真を示す。

表 2.9-22 用地取得・住民移転を生じさせる事業コンポーネント・影響エリア

事業コンポーネント		影響エリア	写真
パイプライン	高圧幹線	橋梁部 1 (Batangas 市)	写真 2.9.11-1 写真 2.9.11-2
		橋梁部 2 (Batangas 市)	写真 2.9.11-3 写真 2.9.11-4

出所：調査団作成

移転は生じないが用地取得が必要な事業コンポーネントは、その他設備であり、ブロックバルブステーション (BVS)、ガバナステーション (GS)、ガバナ・メータリングステーション (GMS)、メータリングステーション (MS) である（表 2.9-23）。BVS、GS、MS の位置は 2.4.2 項を参照。BVS、GS の写真を以下に示す。



● : 橋梁部 1 ● : 橋梁部 2

出所：調査団作成

図 2.9-10 橋梁部の位置

橋梁部 1



橋梁部 1



出所：調査団撮影

橋梁部 2



橋梁部 2



表 2.9-23 用地取得を生じさせる事業コンポーネント・影響エリア

事業コンポーネント		影響エリア		写真
その他 設備	ブロックバルブ ステーション (BVS)		STAR 高速道路脇の私有地 (畑)	写真 BVS
	ガバナステーション (GS)	GS1	STAR 高速道路脇の私有地 (畑)	写真 GS1
		GS2	STAR 高速道路 Santo Tomas 出口近辺 の私有地 (畑)	写真 GS2
		GS3	SLEX 高速道路 Cabuyao 出口内の植生 部	写真 GS3
	ガバナ・メータリング ステーション (GMS)		Batangas 市 LNG 輸入ターミナル候補 地内	—
メータリング ステーション (MS)	MS1	Lima Technology Center 内	—	
	MS2	First Philippines Industrial Park 内	—	

BVS: Block Valve Station, GS: Governor Station, GMS: Governor/Metering Station, MS: Metering Station

出所：調査団作成

BVS



GS1



出所：調査団撮影

GS2



GS3



出所：調査団撮影

② 移転を回避・最小化するために検討された初期設計代替案

パイプライン（高圧幹線）は、基本的に進行方向右側の道路等の地下 1.2m に埋設される。河川の横断時も基本的に進行方向右側を開削工法、もしくは推進工法等により埋設する。Batangas 市内の河川横断（2ヶ所）に当たっては、住居・商店等の移転を最小化するため進行方向左側に地下埋設することとした。

③ 事業実施中に移転を可能な限り最小化するための方法

特になし。

(2) 用地取得・住民移転にかかる法的枠組み

① 用地取得・住民移転にかかる相手国法制度の概要

ア) 関連法規

用地取得及び非自発的住民移転に係る主要な関連法規は、以下のとおりである。

表 2.9-24 「フィ」国の用地取得及び非自発的住民移転に係る重要な法規等

法規等	規定事項概要
地方自治法または共和国法第 7160 号 (Local Government Code of 1991/ Republic Act No.7160、1991)	<ul style="list-style-type: none"> • 事前に定まった適正金額を所有者に掲示することなく用地取得することを禁止。 • 地方自治体の取得権・手続を規定し、地方自治体は税金申告に基づく公平な市場の土地価格の 15%を預託することで、取得裁定申請後すぐに土地を占有できると規定、残る支払価格は、用地取得時の適正市場価格にもとづき裁判所にて決定。
都市開発住宅法または共和国法第 7279 号 (Urban Development and Housing Act : UDHA, Republic Act No.7279, 1992)	<ul style="list-style-type: none"> • 都市部貧困層や非正規居住者の生活向上と低所得者住宅供給、生計援助の実施、雇用機会へのアクセス配慮などを規定。 • 公平な土地保有制度を規定し、事業の受益者からの借地権を補償し、矮小財産の所有者の権利を認めて補償支払いを確実にすると規定。 • 強制立ち退きと解体は、線路、公共の場等に居住している場合、資金が確保された政府のインフラ事業が実施される場合、及び立ち退きと解体の裁判所命令があった場合に認めている。 • 低所得者住宅や移転地では地方自治体と国家住宅庁 (National Housing Authority。以下「NHA」という。) が中心となり、移転地の基本的インフラ設備を提供することを規定している。
公共用地取得促進法または共和国法第 8974 号 (An Act to Facilitate the Acquisition of Right-of-Way/ Republic Act No. 8974) (2000 年)	<ul style="list-style-type: none"> • 用地取得手続きでの迅速な土地取得のため、補償額の統一基準、用地取得のガイドラインを記載。 • 公共インフラ事業のために ROW や私有地の取得が必要な場合は、適切な実施機関が裁判所の決定前にガイドラインにもとづき取得手続きを行うことを規定。 • 実施機関は国税局 (Bureau of Internal Revenue。以下「BIR」という。) が定める価格 (Zonal Value) にもとづき算定した所有価格の全額および土地改良費用と構造物費用の支払を直ちに行うことを規定。 • 強制収用もしくは交渉による用地取得における価格算定の基準を規定。 • インフラ事業による ROW から非正規居住者を撤去するため、地方自治体と NHA に民間開発業者および関連諸機関と連携し、基礎的サービスの提供を義務付け。
先住民族権利法 (Indigenous Peoples' Rights Act) (1997 年)	<ul style="list-style-type: none"> • 先住民族に影響する計画、プログラム、事業に対し、条件、要件、セーフガードを規定しており、先住民族の権利を明確に説明し保護。
DPWH 省令第 5 号 (Department Order (DO) No.5) (2003 年)	<ul style="list-style-type: none"> • 省令第 5 号では、用地取得を的確に実施するための方針及び住民移転支援室の設置について規定している。実施機関は道路用地取得にかかる予算を確保すること、また、用地取得及び住民移転計画 (Land Acquisition Plan and Resettlement Action Plan。以下「LAPRAP」という。) を策定しなければならないことを規定している。
DPWH インフラストラク	<ul style="list-style-type: none"> • この手続きマニュアルは、道路用地取得及び管理に係るすべ

チャー道路用地手続きマニュアル (Infrastructure Right-of-Way (IROW) Procedural Manual) (2003年)	ての事業の計画段階から管理段階までの手続き方法が示されている。
DPWH 省令第 327 号 (DO No.327) (2003 年)	• 同省令は、インフラ事業に係る用地取得及び LAPRAP の策定に係るガイドラインとなっている。
DPWH 用地取得・住民移転・生計回復及び少数民族に関する方針 (LARRIP Policy ¹⁴) (第 3 版) (2007 年)	• この方針は「フィ」国の法令に基づき、世界銀行 (以下、WB)、アジア開発銀行 (以下、ADB) など国際ドナーのガイドラインの趣旨を反映させ、非自発的住民移転、法的根拠、受給権利、補償と資格、少数民族に関する方針、実施プロセス、LAPRAP に関する内部・外部モニタリングの実施と少数民族への配慮を盛り込んだものである。これは WB や ADB の支援を受けて改定を繰り返しており、第 3 版は、先住民権利法 (Indigenous People's Right Act) 及び国家先住民委員会省令第 1 号 (National Commission on Indigenous People Administrative Order No.01 of 2006) (2006 年)に基づいて DPWH の先住民族に関する方針を付加し 2007 年 3 月に改定された方針である。

出所：調査団作成

イ) 用地取得・非自発的住民移転に係る手続き

(a) 制度の概要

「フィ」国では詳細設計段階で LAPRAP 案を更新し、Barangay ごとに住民協議を実施し、被影響住民 (People affected by the Project。以下「PAPs」という。) からの賛同を得る必要がある。なお、用地取得・住民移転を専門に扱う政府組織はなく、各事業実施機関が独自に用地取得・住民移転を実施している。明確な手順を定めているのは DPWH のみであり、DPWH 以外の機関は、DPWH の手順や融資機関のガイドラインに従って、用地取得・住民移転を実施しているのが実情である。

(b) 用地取得・非自発的住民移転に係る手続き

DPWH が定める IROW Procedural Manual (2003 年) 及び LARRIP Policy (2007 年) 等に基づく用地取得手続きは以下のとおりである。

- (i) 用地測量の実施及び報告書の作成
- (ii) LAPRAP の作成
- (iii) 生計回復支援内容の検討
- (iv) 情報公開
- (v) 住民協議の実施
- (vi) 苦情処理メカニズムの開設
- (vii) 交渉による用地取得の実施
- (viii) 留意事項：

• 補償対象者：	現地調査を開始する日 (カットオフ・デート) 以前に当該地を所有・使用している住民が補償の対象者となる。
----------	--

¹⁴ Land Acquisition, Resettlement, Rehabilitation and Indigenous Peoples' Policy の略。

• 補償内容：	土地、固定資産、その他の保証パッケージ（収入補てん、職業訓練、迷惑料等）等が対象となる。
• 先住民族への配慮：	先住民族アクションプラン（Indigenous Peoples Action Plan：IPAP）等を策定する等特別な留意を要する。
• 不法占有者の住民移転：	共和国法第 7279 号の規定に従い、移転地の提供なくして移転を強要することが出来ない。移転地の提供は主に地方自治体の責任とし、国家住宅庁（National Housing Authority：NHA）、住宅都市開発調整評議会（Housing and Urban Development Coordinating Council：HUDCC）が支援すると規定されている。不法占有者については、共和国法第 7279 号にて、以下を全て満足するものを補償の対象としている。 <ul style="list-style-type: none"> ○フィリピン国籍を有すること ○収入が Poverty Threshold 以下の個人・家族であること ○他の場所に不動産を有しないこと ○Professional Squatter 及び Squatter Syndicate のメンバーでないこと。Professional Squatter とは、合法的な居住をするに足る収入があるにもかかわらず所有者の許可を得ずに他人の土地を占拠している個人またはグループをいう。Squatter Syndicate とは、利益を目的として不法居住に関与している個人またはグループをいう。
• 強制収用：	基本的には、すべての PAPs からの賛同を得る様工夫を続けるが、DPWH が定める IROW Procedural Manual（2003 年）等に基づく用地取得手続きにおいて、地主との交渉において地主が二回目の提示を拒否した場合には、強制収用手続きに入ることが出来るとの規定がある。

ウ) 社会影響モニタリング実施及び手続き

ドナー等支援による援助事業においては、セーフガードに従って以下のとおりモニタリング及び公開を実施している。

(a) 内部モニタリング

LAPRAP 等の合意事項に沿って用地取得や補償の提供、住民移転が適切に実施されているか、4 半期に一度の頻度で内部モニタリングを実施する。モニタリング結果は事業管理事務所（Project Management Office：PMO）に提出する。

(b) 外部モニタリング

PMO は第三者（個人或いはコンサルタント会社）に外部モニタリング及び評価を依頼し、内部モニタリングの検証、及び情報開示状況、補償手続き、移転状況等のモニタリング、補償金額の妥当性の検証を月に一回実施する。モニタリング結果は、移転計画で検討された住民協議の開催時に公表する。なお、モニタリング評価は、全ての補償対象者に対する補償の終了 3 カ月後に最終評価を行う。さらに、事業完了 1 年後には、補償対象者及び被影響先住民族の社会的及び経済的状況を確認するため、事後評価を行う。

② 住民移転にかかる JICA の方針

住民移転にかかるJICAの方針の概要を以下に示す。

- ア) 非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。
- イ) このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、実効性ある対策が講じられなければならない。
- ウ) 移転住民には、移転前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるような補償・支援を提供する。
- エ) 補償は可能な限り再取得費用に基づかなければならない。
- オ) 補償やその他の支援は、物理的移転の前に提供されなければならない。
- カ) 大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない。住民移転計画には、世界銀行のセーフガードポリシーのOP4.12 Annex Aに規定される内容が含まれることが望ましい。
- キ) 住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。協議に際しては、影響を受ける人々が理解できる言語と様式による説明が行われていなければならない。
- ク) 非自発的住民移転及び生計手段の喪失にかかる対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない。
- ケ) 影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。

また、JICAガイドラインには、「JICAは、環境社会配慮等に関し、プロジェクトが世界銀行のセーフガードポリシーと大きな乖離がないことを確認する。」と記載していることから、上記の原則は、世界銀行 P 4.12によって補完される。世銀OP 4.12に基づき追加すべき主な原則は以下のとおりである。

- コ) 被影響住民は、補償や支援の受給権を確立するため、初期ベースライン調査(人口センサス、資産・財産調査、社会経済調査を含む)を通じて特定・記録される。これは、補償や支援等の利益を求めて不当に人々が流入することを防ぐため、可能な限り事業の初期段階で行われることが望ましい。
- サ) 補償や支援の受給権者は、土地に対する法的権利を有するもの、土地に対する法的権利を有していないが、権利を請求すれば、当該国の法制度に基づき権利が認められるもの、占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものとする。
- シ) 移転住民の生計が土地に根差している場合は、土地に基づく移転戦略を優先させる。
- ス) 移行期間の支援を提供する。
- セ) 移転住民のうち社会的な弱者、得に貧困層や土地なし住民、老人、女性、子ども、先

住民族、少数民族については、特段の配慮を行う。

ソ) 200人未満の住民移転または用地取得を伴う案件についても、移転計画 (RAP) を作成する。

上記の主要原則に加え、各事業の住民移転計画、実施体制、モニタリング・評価メカニズム、スケジュール、詳細な資金計画も必要である。

③ JICA ガイドラインと相手国法制度との比較

JICA 環境社会配慮ガイドライン及び世界銀行セーフガードと、「フィ」国の用地取得及び住民移転に係る法制度の比較を表 2.9.11-4 に示す。「フィ」国には、LAPRAP の作成、住民参加、生計回復、モニタリング評価等に係る法律がなく、ギャップは大きいですが、DPWH 内の制度や方針に基づき実施する場合には、大きなギャップはない。但し、現状の DPWH の住民移転計画の内容に係る規定では、WB セーフガードポリシーと比較して、住民参加、苦情処理手続き、モニタリングに係る計画の規定が明記されていないことから、ドナー等の融資機関のガイドラインを併用して対応する必要がある。

表 2.9-25 用地取得・住民移転に係る「フィ」国と JICA ESC ガイドライン/世銀セーフガードポリシーの比較と相違点

JICA ESC ガイドライン/ 世銀セーフガードポリ シーOP4.12	「フィ」国関連法	主な相違点	本事業の 移転方針
非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めなければならない。このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、対象者との合意の上で実効性のある対策が講じられなければならない。	生活、自由、私有財産を法的手続きなしで、公的法の擁護のもと収用されることはない (憲法第 3 条)。 私有財産は公正な補償なくして公共目的のため収用されることはない (憲法第 3 条)。 領域にとどまる権利：住民移転が回避されない場合は先住民族の自由意志と先住民文化共同体に基づく事前合意が必要である (IPRA, 1997)。	大きな相違はない。	-

JICA ESC ガイドライン/ 世銀セーフガードポリ シーOP4.12	「フィ」国関連法	主な相違点	本事業の 移転方針
非自発的住民移転及び生計手段の喪失の影響を受ける者に対しては、相手国等により、十分な補償及び支援が適切な時期に与えられなければならない。相手国等は、移転住民が以前の生活水準、収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるように努めなければならない。	非正規居住者へは、低所得者用住宅や移転地において、地方自治体と国家住宅庁（NHA）が中心となり、移転地のインフラ整備を提供することを規定している（RA7279）。	「フィ」国では合法的な土地所有者へは金銭補償を行う。非正規居住者の移転の場合、生活・生計回復支援に関する法律がある。	社会経済調査結果に基づき、受給権者と生活再建策の内容を立案する。
補償は、可能な限り再取得価格に基づき事前に行わなければならない。	用地取得では、事業者は国税局（BIR）が定める価格（Zonal Value）に基づき算定した補償額を提示し、交渉する。地主が BIR による補償額を拒否した場合、事業者は査定委員会または個人の土地査定者の提案する金額に基づいて再度地主と交渉する（RA 8974）。	BIR の Zonal Value は過去の土地売買記録を参照して決定されており、完全な再取得価格とは異なる。	再取得価格調査結果に基づき、適正な市場価格に基づく再取得価格を補償額とすることを、実施機関と協議の上 RAP 案に記載する。
大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていない。	「フィ」国には住民移転計画作成を規定する法律は存在しない。	「フィ」国には住民移転計画作成を規定する法律は存在せず、融資機関のガイドラインに従って移転計画が作成されている。	世銀セーフガードポリシー OP4.12 Annex A “Resettlement Plan” を参照し RAP 案を作成する。

JICA ESC ガイドライン/ 世銀セーフガードポリ シーOP4.12	「フィ」国関連法	主な相違点	本事業の 移転方針
<p>住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。</p> <p>影響を受ける土地無所有者、高齢者、女性と子供、先住民などの社会的弱者、貧困層のニーズに対して細心の注意を払う。</p>	<p>「フィ」国の環境影響アセスメント制度では住民参加が重視されており、改訂版プロセスマニュアル（Revised Procedural Manual for DAO 2003-30, 2008）では、住民参加を公聴会（Public Hearing）の開催、公開スコーピング等を通じて実施することを明記している。</p>	<p>「フィ」国には住民移転計画作成に係る住民協議の法律はないが、環境影響評価アセスメントを実施するなかで、公聴会が開催されている。</p>	<p>被影響住民が参加するステークホルダー会議の開催を支援し、協議会で示された意見はRAP案に反映する。</p>
<p>非自発的住民移転及び生計手段の喪失に係る対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない。</p> <p>モニタリング結果を、当該プロジェクトに関わる現地ステークホルダーに公表するよう努めなければならない。</p>	<p>「フィ」国にはモニタリング評価に関する法律が存在しない。</p>	<p>「フィ」国にはモニタリング評価に関する法律が存在せず、融資機関のガイドラインに従ってモニタリング計画が作成されている。</p>	<p>実施機関によるモニタリング、独立機関による外部モニタリングの中で、移転住民のモニタリング過程への参加を促すための仕組みを立案する。</p>
<p>影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。</p>	<p>「フィ」国には苦情処理に関する法律は存在しない。</p>	<p>「フィ」国には苦情処理に関する法律は存在せず、融資機関のガイドラインに従って苦情処理メカニズムを作成している。</p>	<p>苦情処理を扱う組織の構成メンバーには住民代表、NGO、法律専門家等を含め、信頼性の高い苦情処理手続きを立案する。</p>

JICA ESC ガイドライン/ 世銀セーフガードポリ シーOP4.12	「フィ」国関連法	主な相違点	本事業の 移転方針
<p>受給権者は以下を含む。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・土地に対する法的権利を有するもの(当該国の法制度で認識される慣習的及び伝統的権利を含む) ・土地に対する法的権利を有していないが、権利を請求すれば当該国の法制度に基づき権利が認められるもの ・占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないもの 	<p>合法的な土地所有者に対する用地取得は金銭補償を行うことが規定されている。非正規居住者に対しては移転地の提供、基礎的サービスの提供を義務付けている (RA 8974)</p>	<p>「フィ」国には占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものに関する法律は存在せず、融資機関のガイドラインに従って、受給権者に含めている。</p>	<p>社会経済調査結果に基づき、合法、非合法を問わず、損失のタイプ、補償・支援の受給権者、及び補償内容を記載したエンタイトルメントマトリクスを立案する。</p>
<p>移転住民の生計が土地を基盤としている場合、土地を基盤とする移転戦略が優先されるべきである。</p>	<p>合法的な土地所有者に対する用地取得は金銭補償を行うことが規定されている。非正規居住者に対しては移転地の提供、基礎的サービスの提供を義務付けている (RA 8974)</p>	<p>「フィ」国では、用地取得の土地を基盤とする補償について法律はないが、融資機関のガイドラインに従って、受給権者への補償には、土地対土地を含めている。</p>	<p>市内近隣地で、同等の価値を持つ交換可能な土地について調査し、補償オプションに含める。</p>

出所：調査団作成

④ 本事業における用地取得・住民移転方針

本事業における用地取得・住民移転方針を以下に示す。

- ア) 「フィ」国政府は、現行国内法と JICA ポリシーを含む international practice と乖離があることから、Batangas-Manira 天然ガスパイプライン建設事業 (Batman 1)について、特別に以下のポリシーを採用する。事業ポリシーは、国内法と JICA ポリシーのギャップを埋めることを目的とする。ここでは、損失の内容・程度に応じた PAPs の受給権について、本事業のポリシーを説明する。国内法と住民移転にかかる JICA ポリシーの間にかい離がある場合には、両者を満たすような現実的な方法を検討する。
- イ) 代替案の検討を行い、移転を回避又は最小化する。
- ウ) 移転が避けられない場合は、PAPs の生計が改善または少なくとも回復できるように、十分な補償や支援を行う。

エ) 補償や支援は、以下のような影響を受ける全ての人に提供される。

- ・生活水準への負の影響
- ・家屋への権利、土地利用の権利、農地・放牧地・商業地・テナント・一年生または多年生作物・樹木・その他の不動産等への永久的及び一時的権利への負の影響
- ・一時的または永久的な負の影響を受ける、所得創出機会、営業、職業、住民の営業場所等
- ・社会的・文化的活動及び関係への影響(移転計画作成のプロセスで明らかになることが多い)

オ) 所有権の有無や社会的地位に関係なく、影響を受ける人は全て補償や支援の対象とする。直近のセンサス及び資産調査の時に影響地域において居住、労働、営業または耕作していることが確認された者は、全て補償や支援の対象となる。

カ) 資産の一部を失う場合、残りの資産がその後の生計を維持していくのに十分でなければ、移転として扱う(残地、残資産等の最小規模は、移転計画作成時に決定される)。

キ) 一時的な影響についても、移転計画で考慮する。

ク) 移転先のホスト・コミュニティへの影響が想定される場合には、移転計画作成や意思決定へのホスト・コミュニティの参加が確保されなければならない。

ケ) 「フィ」国法制度及び住民移転にかかる JICA ポリシーに沿って、移転計画を作成する。

コ) 移転計画は、現地語に翻訳され、PAPs やその他関心のある人(6)のために公開される。

サ) 補償は再取得費用の考え方にに基づき提供される。

シ) 農地に依存している PAPs への補償は、可能な限り土地ベースで行う。

ス) 代替地は、移転前の土地と同立地同生産性とすべき。

セ) 移転支援は、目先の損害だけでなく、PAPs の生活水準回復のための移行期間に対しても提供される。この様な支援は、短期の雇用、特別手当、収入補償等の形態をとることができる。

ソ) 移転計画は、移転の負の影響に対して最も脆弱な人々のニーズに配慮して作成されなければならない。また、彼らの社会経済状況を改善するための支援が提供されなければならない。脆弱な人々には、貧困層、土地の所有権を持たない人々、先住民族、少数民族、女性、子ども、老人、障害者等が含まれる。

タ) PAPs は、移転計画の作成・実施に参加する。

チ) 事業や彼らの権利、検討されている負の影響への緩和策等について、PAPs 及び彼らのコミュニティの意見を聞き、可能な限り移転に関する意思決定に参加する。

ツ) 補償や所得回復対策等を含む用地取得に必要な費用は全て、合意された実施期間内に入手可能な状態となる。移転活動に必要な費用は全て、「フィ」国政府が負担する。

テ) 物理的移転は、移転のために必要な補償や支援の提供前に実施されない。移転地のインフラは、移転前に十分整備される。資産の取得、補償費の支払い、移転、及び生計回

復活動の開始は、裁判所により収用が決定された場合を除き、全て工事前に完了する(生計回復支援は、継続すべき活動であるため、移転前に開始される必要はあるが、完了している必要はない)。

- ト) 実効的な移転計画作成・実施のための組織・管理体制が、移転プロセス開始前に構築される。これは、住民協議、用地取得・生計回復活動にかかるモニタリング等について管理するために必要な人的資源を含む。
- ナ) 移転管理体制の一部として、適切なモニタリング、評価、報告のメカニズムが構築される。本事業のための外部モニタリンググループが雇用され、移転のプロセスや最終成果を評価する。外部モニタリンググループとしては、資格を有する NGO や、研究機関、大学等が考えられる。

なお、本事業のカットオフデートの設定方針、再取得費用の求め方、再取得費用算出のために用いる根拠資料については、PNOC との協議事項である。

(3) 用地取得・住民移転の規模・範囲 (Scope of Resettlement Impact)

① 人口センサス

影響を受ける事業対象地の占有者を表 2.9-26 に示す。

表 2.9-26 Number of Project Affected Units (PAUs) and Affected Persons (Aps)

Type of loss	No of PAUs			No of APs		
	Legal	Illegal	Total	Legal	Illegal	Total
Required for displacement						
Households of Bridge 1	5	0	5	24	0	24
Households of Bridge 2	6	0	6	29	0	29

出所：調査団作成

② 財産・用地調査

ア) 土地

用地取得の規模（面積）、現在の土地利用状況を表 2.9-27 に示す。

表 2.9-27 用地取得の概要

No.	Location	Land Type	Affected(m ²)
1	Bridge 1 (Batangas City)	Privately Owned Land	2,000
2	Bridge 2 (Batangas City)	Privately Owned Land	480

出所：調査団作成

イ) 建物

移転が必要な家屋数、居住人数を表 2.9-28 に示す。

表 2.9-28 移転する建物の概要

No.	Location	Type of Building	Legal / Illegal	APs	Total HH
1	Bridge 1 (Batangas City)	Single story, wood	Legal	24	5
2	Bridge 2 (Batangas City)	Double story, Mixed wood and Concrete	Legal	29	6

出所：調査団作成

ウ) 樹木

移転対象となる樹木は、存在しない。ただし、いくつかの樹木の伐採が必要である。

③ 家計・生活調査

家計・生活調査結果（世帯当たりの月収）を表 2.9-29 に示す。

表 2.9-29 家計・生活調査結果

Range (PHP)	No. of Household
0	2
0 – 1,000	2
2,001 – 3,000	1
4,001 – 5,000	1
5,001 – 6,000	1
9,001 – 10,000	1
12,001 – 15,000	1
15,001 – 20,000	2
Total	11

出所：調査団作成

社会的弱者の状況については、PNOC の調査事項である。

(4) 補償・支援の具体策

損失補償、生活再建策については、PNOC における検討、協議事項である。

① エンタイトルメント・マトリックス

エンタイトルメント・マトリックス案を表 2.9-30 に示す。

表 2.9-30 エンタイトルメント・マトリックス案

Item No.	Type of loss	Entitled Persons (Beneficiaries)	Entitlement (Compensation Package)	Implementation Issues/Guidelines	Responsible organization
1	Loss of agricultural land	Legal owners of land	Cash compensation under low(CCL)	Assessment of CCL	PNOC
2	Loss of houses	Squatters	Cash compensation under low(CCL)	Assessment of CCL	PNOC
3	Loss of house	Legal owners of land	Cash compensation under low(CCL)	Assessment of CCL	PNOC
4	Loss of trees	Legal owners of land	Cash compensation under low(CCL)	Assessment of CCL	PNOC

出所：調査団作成

(5) 苦情処理メカニズム

明確な異議申し立て制度は確立されていない。また、関連する法律・政令も存在しない。異議ある住民は、実施機関に直接申し立てるか、裁判所に申し立てるしかないが、共和国法第 8975 号の規定により、最高裁判所以外の裁判所は、用地取得差し止めの仮処分ができないことになっている。

WB や ADB のコンサルテーションにより、DPWH は LARRIP Policy (2007 年) で移転計画に関する異議申し立て方法を以下のように明記した。

- ① PAPs は、移転実施委員会 (Resettlement Implementation Committee : RIC) に異議を書面で申し立てる。
- ② もし不服が解消されなかった場合、あるいは申し立てから 15 日以内に RIC から回答がない場合、PAPs は DPWH の地方事務所に異議を申し立てる。
- ③ もし、PAPs が満足いく回答を DPWH 地方事務所から得られない場合、PAPs は裁判所に提訴する。

なお、実施体制(住民移転に責任を有する機関の特定、及びその責務)、実施スケジュール(損失資産の補償支払い完了後、物理的な移転を開始)については、PNOC の検討、協議事項である。

(6) 費用と財源

移転先の調達費用を除く全ての費用を PNOC が準備する。LGU は移転先の調達を行い、これに必要な費用を手当とする。

詳細は、PNOC と協議の上で決定される。

(7) 実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム

① 実施機関によるモニタリング体制

実施機関のモニタリング体制は、PNOC と協議の上で決定される。

② モニタリングフォーム

表 2.9-31、および表 2.9-32 に示す様式でモニタリングフォーム案を取りまとめる。

表 2.9-31 Preparation of Resettlement Sites (where necessary)

No.	Explanation of the Site (e.g. Area, no of resettlement HH, etc.)	Status (Completed(date)/not complete)	Details (e.g. Site selection, identification of candidate sites, discussion with PAPs, Development of the site, etc.)	Expected Date of Completion
1				
2				

出所：調査団作成

表 2.9-32 モニタリングフォーム案

Resettlement activities	Planned Total	Unit	Progress in Quantity			Progress in %		Expected Date of Completion	Responsible Organization
			During the Quarter	Till the Last Quarter	Up to the Quarter	Till the Last Quarter	Up to the Quarter		
Preparation of RAP									
Employment of Consultant		Man-month							
Implementation of Census survey (including socioeconomic survey)									
Approval of RAP			Date of Approval						
Finalization of PAPs list		No of PAPs							
Progress of Compensation Payment		No of HHs							
Lot 1		No of HHs							
Lot 2		No of HHs							
Progress of Land Acquisition(All)		12,100m2							
GMS		3,000m2							
BVS		1,200m2							
GS1		1,800m2							
GS2		1,800m2							
GS3		2,300m2							
MS1		1,000m2							
MS2		1,000m2							
Progress of Asset Replacement(All)		No of HHs							
Lot 1		No of HHs							
Lot 2		No of HHs							
Progress of Relocation of People(All)		No of HHs							
Lot 1		No of HHs							
Lot 2		No of HHs							

出所：調査団作成

(8) 住民協議

① Public Scoping Meeting

Public Scoping Meeting の結果を表 2.9-33 に示す。

表 2.9-33 Public Scoping Meeting

No.	Date	Place	Contents of the consultation/main comments and answers
1	February. 7, 2014	BATANGAS City	<p>コメント：コミュニティの福祉への影響を懸念している</p> <p>回答：社会開発プログラムが住民協議の場で提示される予定である</p> <p>質問：コミュニティの利益は何か</p> <p>回答：社会開発プログラム、LGU の税収増がある</p> <p>質問：交通量調査を行ったのか</p> <p>回答：建設前、建設期間中、廃止時に調査を行う計画</p> <p>質問：漏出等の災害時に何が起こるのか</p> <p>回答：安全施策を検討中である</p> <p>質問：住民の健康にどんな影響があるのか</p> <p>回答：モニタリングチームがプロジェクトの持続性を確保する</p> <p>質問：プロジェクト内容等に係る資料が欲しい</p> <p>回答：関連資料を住民協議において提示する</p>
2	March 14, 2014	Municipality of IBAAN	<p>コメント：住民の安全について懸念している</p> <p>回答：最新の技術を使用し、安全設計を行っている</p> <p>天然ガスは空気より軽く、漏えいが起きても上空に拡散するため、爆発は起こりにくい</p> <p>質問：プロジェクトから得られる利益は何か</p> <p>回答：社会開発プログラムによる利益、LGU の税収増がある</p> <p>コメント：プロジェクトが実施されなければ、危険もリスクもない</p> <p>回答：EIS において検討する</p> <p>コメント：当市へのガス供給の優先度を高くして欲しい</p> <p>回答：技術面、経済面から妥当性を検討する</p> <p>質問：プロジェクトの開始時期はいつか。継続期間はどの程度の期間か</p> <p>回答：開始目標年は、2016 年を予定している。</p> <p>質問：エネルギーコストの削減に資するのか</p> <p>回答：現時点で予測されていない。</p>
3	February.4, 2014	Municipality of SAN JOSE	<p>質問：プロジェクト実施主体は、パイプラインのみを敷設するのか</p> <p>回答：そうである</p> <p>質問：個人所有地の買収があるのか</p> <p>回答：買収、または賃貸のうち、妥当な措置</p>

			が取られる
4		LIPA City	今後実施予定
5	January 16, 2014	Municipality of MALVAR	<p>質問：ガス漏れが起きた場合、どうなるのか</p> <p>回答：天然ガスは空気より軽く、漏えいが起きても上空に拡散するため、爆発は起こりにくい</p> <p>質問：住民への影響は何か</p> <p>回答：EIS において影響が検討される</p> <p>質問：バラングイが得る利益は何か</p> <p>回答：社会開発プログラムによる利益である</p> <p>コメント：バラングイは道路が狭く、人口が密集している</p> <p>回答：提起された懸念について調査に含める</p>
6	January 15, 2014	TANUAN City	<p>質問：STAR 有料道路におけるパイプラインの具体的なルートを示して欲しい</p> <p>回答：STAR 有料道路の内側、右側路側を予定している</p> <p>質問：環境影響の緩和策は何か</p> <p>回答：EIS 調査において検討する</p> <p>質問：安全確保策、事故時の責任体制はどのようなものか</p> <p>回答：実施主体が検討する</p> <p>質問：バラングイが得る利益は何か</p> <p>回答：社会開発プログラムによる利益、LGU の税収増がある</p> <p>質問：バラングイとしてプロジェクトに反対する権限はあるのか</p> <p>回答：住民の関心や懸念をスコーピングフォームに記載する。</p> <p>質問：プロジェクトに反対するバラングイがあってもプロジェクトは強行されるのか</p> <p>回答：スコーピングは、利害関係者がプロジェクトに対する関心や懸念を表明する手段である。利害関係者からのインプットは調査に必要不可欠である。</p>
7	January 29, 2014	Municipality of STO. TOMAS	<p>質問：SCADA は、どの程度の速さで対応できるのか</p> <p>回答：実施主体は IEC を実施予定である</p> <p>質問：プロジェクトの開始時期はいつか。</p> <p>回答：開始目標年は、2016 年を予定している</p> <p>質問：コミュニティの利益は何か</p> <p>回答：社会開発プログラムによる利益、LGU の税収増がある</p> <p>コメント：影響を受けるセクターへの措置が必要である</p>

			<p>回答：留意する コメント：プロジェクトに必要な人材育成を検討したい 回答：留意する</p>
8	April 30, 2014	CALAMBA City	<p>質問：どの程度の地震に耐えられるのか 回答：日本の基準に準拠し、マグニチュード 8.5 から 9.0 に耐えられる 質問：プロジェクトの開始時期はいつか。 回答：開始目標年は、2016 年を予定している 質問：パイプラインは簡単に掘り起こせるのか 回答：地下 1.2m に埋設する コメント：住民にわかりやすい説明が必要である 回答：留意する 質問：ボーリングを行ったのか 回答：確認する 質問：高速道路沿いの樹木の撤去が必要な場合、どのような措置が取られるのか 回答：関連法令に則った措置が取られる 質問：コミュニティの利益は何か 回答：社会開発プログラムによる利益、LGU の税収増がある</p>
9	January 17, 2014	Municipality of CABUYAO	<p>コメント：PNR に沿ってパイプラインを通すことは、分譲住宅地があり、考えるべきではない 回答：留意する コメント：ETON 出口を通過すれば人口密集地を通過せずにすむ 回答：留意する 質問：コミュニティの利益は何か 回答：社会開発プログラムによる利益、LGU の税収増がある 質問：GS はどこに置かれるのか 回答：SLEX 高速道路の CABUYAO 出口の敷地内を予定している 質問：ガス漏れの際の爆発の強度は、どの程度か 回答：天然ガスは空気より軽く、漏えいが起きても上空に拡散するため、爆発は起こりにくい コメント：ガス漏れのリスクはあり、安全装置が適切に機能しない可能性もある 回答：留意する 質問：どの程度の地震に耐えられるのか</p>

			<p>回答：日本の基準に準拠し、マグニチュード 8.5 から 9.0 に耐えられる</p> <p>質問：住民がプロジェクトに反対する権利はあるのか</p> <p>回答：関心事項、懸念事項は、スコーピングフォームに記載される</p>
10	January 21, 2014	STA. ROSA City	<p>質問：プロジェクトを拒否する権限があるのか</p> <p>回答：関心事項、懸念事項は、スコーピングフォームに記載される</p> <p>質問：市政府のメリットは何か</p> <p>回答：社会開発プログラムによる利益、LGU の税収増がある。地方交付税交付金 (IRA) について検討する</p> <p>質問：地域の環境プロジェクトにどのような利益があるのか</p> <p>回答：社会開発プログラムにおいて検討したい</p> <p>コメント：地域住民の安全と健康に与える影響を懸念している</p> <p>回答：懸念に留意する。天然ガスは空気より軽く、漏えいが起きても上空に拡散するため、爆発は起こりにくい</p> <p>質問：プロジェクトの開始時期はいつか。</p> <p>回答：開始目標年は、2016 年を予定している</p> <p>コメント：プロジェクトにより影響を受ける既存インフラを特定し、早急に復旧させる必要がある</p> <p>回答：懸念に留意する。</p>

出所：調査団作成

② Public Consultation

Public Consultation 実施後、表 2.9-34 に示すフォーマットで取りまとめる。

表 2.9-34 Public Consultation

No.	Date	Place	Contents of the consultation/main comments and answers
1			
2			

出所：調査団作成

2.10 運用効果指標

2.10.1 事業目的

本事業の目的としては「本事業は天然ガスパイプラインを建設することにより、天然ガスの受入地から天然ガスの潜在需要地であるマニラ首都圏への輸送インフラを整備することで、当該国における天然ガスの導入、また石油系燃料から天然ガスへの燃料転換に貢献し、もって持続的な経済・社会の発展に資するものである」が想定される。通常の円借款事業においては、アウトプットは本事業により建設されたインフラ、アウトカムはインフラの運営による直接の効果、インパクトは長期的かつ二次的に発現する効果と整理される。このフレームワークを本事業に適用すると以下ようになる。

アウトプット：天然ガスパイプラインの建設

アウトカム：天然ガスの導入、石油系燃料から天然ガスへの燃料転換

インパクト：持続的な経済・社会の発展

上記の整理を踏まえると、事後評価時において事業目的の達成状況を判断するにあたり、以下の評価情報の入手が適切と考えられる。

アウトプット：高圧及び中圧パイプラインの完成状況（「2.6 事業費積算」を参照）

アウトカム：運用効果指標の目標達成状況、定性的効果の発現状況（以下を参照）

インパクト：定性的効果の発現状況、参考指標の事前事後比較（以下を参照）

2.10.2 運用効果指標の設定

事業完成後の事業効果測定のため、運用効果指標は設定される。円借款事業では事業完成から2年後に事後評価が実施され、運用効果指標の目標達成度が精査される。円借款事業の事後評価時の参照資料「Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002」では、主要セクターの運用効果指標が取りまとめられている。

適切な評価判断のためには、運用効果指標は事業で建設されたインフラの運用状況を直接把握することができ、事業以外の要因の影響を極力受けにくいものが望ましい。また、データ収集のための業務量を踏まえると、事業効果のモニタリングのみのために多くの指標に関するデータを収集する体制は持続性が確保されにくいことから、パイプラインのO&Mを通じて日常的に収集されるデータから数指標を選定することが適切と考えられる。上記の点を踏まえて、適切と考えられる運用効果指標は、次表の通りである。

表 2.10-1 本事業の運用効果指標

指標	目標値	達成時期	詳細
運用指標			
ガス搬出量	406 百万 Nm ³ /年	事業完了後 2 年目	
停止時間	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	複数の顧客が想定されるため、高圧パイプラインの停止時間は想定しない。
うち人為ミス	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	
うち機器故障	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	
うち計画停止	0 時間/年	事業完了後 2 年以内	
稼働率	100%	事業完了後 2 年以内	(運転時間/年間時間×100)
効果指標			
天然ガス販売量	406 百万 Nm ³ /年	事業完了後 2 年目	輸送ロスは 0%を想定するため、搬出量が販売量となる。
天然ガスを導入した工業団地数	3 工業団地	事業完了後 2 年以内	
顧客からの供給停止へのクレーム数	0 回/年	事業完了後 2 年以内	高圧パイプラインの停止がなく、パイプラインにラインバック機能があるため、顧客への供給停止は想定しない。

2.10.3 定性的効果の設定

円借款事業の事後評価時には、有効性やインパクトの評価判断のために、運用効果指標の目標達成に加えて、定性的効果の発現状況を併せて精査する。本事業で想定される定性的効果は、以下の通りである。

フィーダーパイプラインの延伸：本事業を契機として、PNOC や小売業者による最終需要家への供給のためのフィーダーパイプライン（中圧・低圧導管）の整備が進むと想定される。延伸距離そのものは定量的に把握できるが、目標水準の設定が難しいこと、本プロジェクト以外の要因に影響されやすいこと、PNOC 以外のインフラ整備は定量的な把握が困難になる可能性が高いこと、を踏まえ、定性的効果として取り扱うことが適切と考えられる。

エネルギーセクターへの投資活性化：本事業が呼び水となり、LNG の導入が進めば、フィーダーパイプライン以外にも LNG 関連施設（受け入れ基地、CNG 車両向けのガススタンド）やガス焚き発電所への投資が活性化するものと想定される。また、個々の需要家において燃料油から天然ガスに切り替えるための投資も考えられる。

法規整備や規制機関の強化：天然ガスパイプラインの運営開始に伴い、関連分野での法規整備や法規運用を行う規制機関の強化が促進されるものと想定される。

CO2 排出量の削減：LNG 受入基地の建設と併せて天然ガスパイプラインの建設はガソリンや軽油から天然ガスへのエネルギー転換の契機となりうるため、それに伴い CO2 排出量の低下が予想される。CO2 排出量削減の推計は可能であるが、事後評価時に地理的に分散した需要家毎にエネルギー転換のデータを収集して、削減量の実証を行うことは困難を伴うため、定性的効果として取り扱うことが適切と考えられる。

2.10.4 参考指標の設定

インパクトの発現状況を検討する際に入手が可能な参考指標としては、以下が挙げられる。以下の a 及び b については National Statistical Coordination Board より、c 及び d については DOE より、e に関しては PNOC より、それぞれデータが入手可能である。ただし、指標の目標設定そのものは困難であり、また本事業以外の影響を受けるため、事後評価時の事前事後比較にあたっては注意を要する。

- a. カラバルソン地方 (Region IV-A) の地域 GDP (2012 : 1,086 億ペソ (名目値))
- b. カラバルソン地方 (Region IV-A) の雇用率 (2012 : 91.1%)
- c. フィリピンの天然ガス消費量 (2012 : 112, 260 mmscf)
- d. フィリピンの LNG 輸入量 (2013 : 輸入なし)
- e. PNOC の財務指標 (2012: ROA 4.2%、ROE 5.1%、負債比率 0.22、流動比率 8.50)

2.11 事業環境 ・ 関連法規制

2.11.1 エネルギー事業環境 と法規制

(1) エネルギー事業環境

フィリピン政府は、再生可能エネルギーを含め自国に豊富に存在するエネルギー源を開発し、電力及び運輸部門の燃料とすることで石油製品や石炭の輸入の削減を計画している。アジア開発銀行（ADB）は、フィリピンの経済成長への期待とそれに伴う乗用車及び公共輸送のエネルギー需要の増加に伴い、少なくとも 2035 年¹⁵ までは石油等の輸入に依存せざるを得ないとみている。

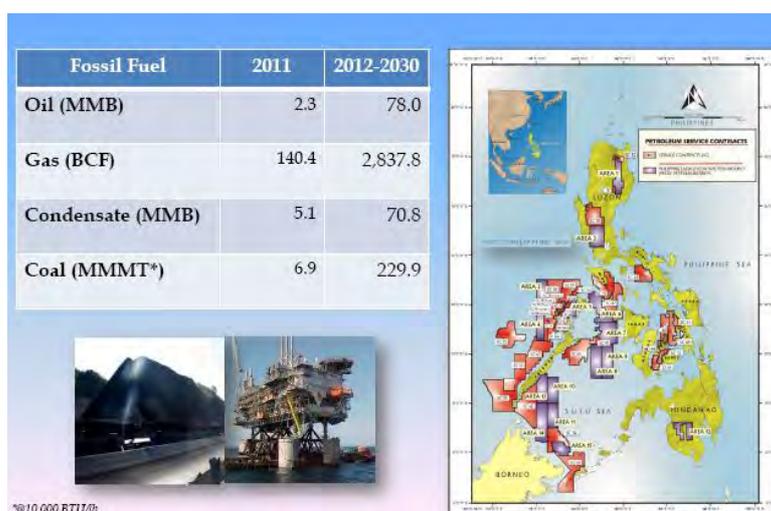
表 2.11-1 フィリピン政府のエネルギーミックス戦略

- | |
|---|
| <p>(1) 成長分野のエネルギー需要増に対応するために、エネルギーの法制度の整備を早急に行う。</p> <p>(2) バイオ燃料、CNG、水素の利用などの代替燃料プログラムの促進を加速すること。</p> <p>(3) 情報キャンペーン、投資フォーラム及び Philippine Energy Contracting Round によるフィリピン固有のエネルギー源及び再生可能エネルギーの開発のための民間投資の促進</p> |
|---|

出所：ASEAN Energy, The 3rd ASEAN Energy Outlook. Energy Supply Security Planning for ASEAN (ESSPA) 2011

このような状況においてフィリピン政府は、エネルギー戦略として、上表に示す 3 項目をあげている。エネルギー省の活動としては、エネルギー安全保障を確保するための 3 つの戦略の内、アップストリームの開発を促進するための PECR (Philippine Energy Contracting Round) が良い成果を収めている。PECR 4 (The Philippine Energy Contracting Round 4) では石油の 11 件、石炭の 69 件の探査の申請があり、2030 年までに石油、ガス及びコンデンセートの生産を目指している。2014 年上半期現在、PECR5 (The Philippine Energy Contracting Round 5) として、さらに石油及び石炭の探査の申請を受け付けている。次図 は PEP 2012 ~2030 年で取り上げられているアップストリームの見通しである。2012~2030 年の生産目標は、石油は 78.0MMB、天然ガスは 2,837.8BCF、コンデンセートは 70.8MMB 及び、石炭は 229.9MMMT である。

¹⁵ <http://business.inquirer.net/126791/ph-to-remain-heavily-dependent-on-oil-imports-adb#ixzz2xQcfNG9K>



出所：DOE

図 2.11-1 Indigenous Energy Output Targets, PEP 2012-2030

(2) エネルギー産業の民間セクターに関する法規制 (BOT 法)

フィリピンの BOT 法（共和国法 7718）は、旧法の BOT 法（共和国法 6957）を改定して制定されたもので、エネルギーインフラ事業に参入する民間企業が守るべき基本的な法である。下記の第 2 条(a)及び第 3 条が示すようにエネルギーインフラ事業には、天然ガスパイプライン事業も含まれる。

第 2 条(a)：インフラ構築あるいは開発プロジェクトに関しては、通常、資金手当ても操業も公的機関によって実施されるのが通常であるが、現在では全面的あるいは部分的に民間セクターによって実施される。具体的には、発電、高速道路、港湾、空港、運河、ダム、水力発電プロジェクト、上水、灌漑、通信、鉄道、交通システム、埋め立てプロジェクト、工業団地あるいは都市開発、住宅開発、政府系の建物建設、観光プロジェクト、マーケット、屠殺所、廃棄物管理、情報技術ネットワーク・データベース、教育・健康機器、下水、排水、浚渫が事業対象となるが、これらの事業に限定されず、同法に定められた関係機関及び地方政府に認可されるその他のインフラ建設と開発プロジェクトも対象となる。

第 3 条 民間主導のインフラ事業 – 政府が保有し管理する企業である GOCC (government-owned and controlled corporations)及び地方政府を含め政府系のインフラ事業に関わる全ての機関は、正式な手続きを経て資格を持つ、経済性のあるプロジェクトの提案者との間で、法に基づき、資金調達、建設、操業・維持の実施に関する契約の締結を認可する権限をもつ。

上記各機関は、契約の条件として、インフラ整備や開発プロジェクトに関し豊富な経験を持つ民間の個人、グループまたは企業の専門知識が不可欠であることを義務付けている。

第 3 条は、PNOC のような政府が所有する企業 (GOCC : government-owned and controlled

corporations) は、インフラプロジェクト（例えば天然ガスパイプライン）の実施に伴い、プロジェクトの提案者（民間企業）と「契約」を締結することができると定めている。

BOT 法は、パブリック・プライベート・パートナーシップ (PPP) プロジェクトに関わる契約がフィリピン政府と民間セクターとの間で可能であると定める。

表 2.11-2 PPP プロジェクトに関するフィリピン BOT 法

<p>第 2 条</p>
<p>(b) ビルド・オペレート・アンド・トランスファー (Build-operate-and-transfer)</p> <p>ープロジェクト提案者は契約により、資金調達を含めインフラ施設の建設およびその操業・維持について請け負うことができる。</p> <p>プロジェクト提案者は一定の期間にわたって施設を運営し、施設利用者に適切な通行料、手数料、レンタル料金を請求することができる。但し、料金等の規模は、投資額の回収、及び施設の操業・維持のために要する経費であり、その額は契約に規定された範囲を超えることはできない。</p> <p>プロジェクト提案者は一定期間の終了時に、関係機関あるいは地方政府に施設を移転するが、その期間は 50 年を超えてはならない、</p> <p>公共事業としてのフランチャイズ権を要するインフラ整備や、開発施設の場合には提案者は、フィリピン人であるか、企業の場合には正式に証券取引委員会に登録されることを条件とし、フィリピン人が 60%以上の株式を所有していなければならない。</p>
<p>(c) ビルド・アンド・トランスファー (Build- and -transfer)</p> <p>ープロジェクト提案者は、インフラ整備及び開発施設の資金調達や建設を行い、その完了後に政府機関や地方自治体に移管する。プロジェクト提案者は、投資総額と投資のリターンについて契約の定めに従い支払いを受ける。</p> <p>この方式は、安全保障上あるいは戦略的な理由で政府が直接実施する場合もあるが、重要施設を含む任意のインフラ開発等のプロジェクトの建設に用いることができる。</p>
<p>(d) ビルド・OWN・AND・オペレート (Build-own-and-operate)</p> <p>ープロジェクト提案者はインフラ整備あるいは開発施設に関する、資金調達、建設、所有、操業、維持を許可されプロジェクトを実施する。完成後は取決めにしたがって、施設の利用者等からの通行料、手数料、レンタル料金収入により、投資総額と操業および維持のコストに加えて、合理的な投資のリターンを回収する。</p> <p>このようなプロジェクトは、国家経済開発庁 (NEDA : National Economic and Development Authority) の調整委員会 (ICC : Investment Coordination Committee) からの投資の勧告に基づきフィリピン大統領の承認を得なければならない。この事業では施設の資産を所有するプロジェクト提案者は、施設オペレーターを依頼しその運用・保守について委託することができる。</p>
<p>(e) ビルド・リース・アンド・トランスファー (Build-lease-and-transfer)</p> <p>ープロジェクト提案者は、インフラ整備や開発施設の資金調達、建設を認可され、その完了時に、施設の権利は一定期間のリースの形式で政府機関や地方政府に委ねられ、その時</p>

<p>点で所有権は自動的に政府機関や地方政府に移転される。</p>
<p>(f) ビルド・トランスファー・アンド・オペレート (Build-transfer-and-operate)</p> <p>ー ターンキーベースで建設される施設に関し、費用超過、遅延、指定されたパフォーマンスリスクを想定し、公共セクターは契約上の取決めにより民間に委託することができる。</p>
<p>(g) コントラクト・アッド・アンド・オペレート (Contract-add-and-operate)</p> <p>ー プロジェクトの提案者は、政府から借りている既存のインフラ施設に追加し契約上のフランチャイズ期間を延長して操業する。なお設備に関する移管の有無は確定していない。</p>
<p>(h) ディベロップ・オペレート・アンド・トランスファー (Develop-operate-and-transfer)</p> <p>ー 契約上の取決めによって、プロジェクト提案者は新規のインフラ案件として建設を行い、同時に投資効果の期待できる隣接の開発案件への参加の権利も与えられる。</p>
<p>(i) リハビリテイト・オペレート・アンド・トランスファー (Rehabilitate-operate-and-transfer)</p> <p>ー 既存の施設はリハビリのために民間に移管され、民間の手でフランチャイズ期間に操業及び維持が行われる。期間満了時に施設の法的所有権は政府に引き渡される。上記の条件は海外からの既存設備の購入、輸入、改修、建設とホスト国における消費に関する場合にも適用される。</p>
<p>(j) リハビリテイト・オウン・アンド・オペレート (Rehabilitate- own-and-operate)</p> <p>ー 既存の施設はリハビリのために民間に移管される。民間は所有権があるので、期限なしで操業及び維持を行うことができる。オペレータは、フランチャイズ制度に違反していない限り、永久にその施設の操業を継続することができる。</p>

出所：共和国法 7718 (フィリピン BOT 法第 2 条(b-j)の抜粋)

フィリピンの BOT 法 (共和国法 6957) は 1990 年に制定され、1994 年に改正され共和国法 7718 となった。同法の改正に伴い、フィリピンの大型インフラプロジェクトのほとんどは BOT スキームの下で実施されている。エネルギー案件で最も新しい事例は、国家所有の送電網に関する操業・維持に関するもので、政府 (Transco) と NGCP の間で契約が締結された。

(3) 石油事業法 (Petroleum Act)

フィリピンの石油事業法はパイプラインに関する許認可について定めており、パイプラインのコンセッション契約の法的な根拠となっている。なお、同法はパイプラインプロジェクトをパブリック・プライベート・パートナーシップ (PPP) スキームと定義づけている唯一の法律である。石油事業法の第 1 章 第 2 条の(a)及び(c)において石油及び天然ガスの定義が明記されている。

第 2 条 (a) : 石油

「石油」には、鉱物油、炭化水素ガス、ビチューメン、アスファルト、ミネラルワックス、およびこれらに類似する物質または随伴する物質を含むものとし、石炭、泥炭、瀝青頁岩、および他の層状鉱物燃料は含まない。

第2条(c)：天然ガス

「天然ガス」とは、ボーリング孔及びガス・油井から得られる炭化水素からなるガスのことである。

石油事業法で定められている「パイプラインコンセッションに関わる権利条項」は、Batman 1プロジェクトにも適用し得るものと考えられる。同法はフィリピン政府が、パイプラインに関するコンセッションの権利を付与することができるかと規定している。

第10条(e)：パイプラインコンセッション

パイプラインコンセッションとは、石油の輸送のためのパイプラインの建設あるいはオペレーションを行うことができる権利である。

石油事業法は、コンセッション契約者がパイプライン建設用地を必要とするときみなされる場合、公共用地、私有地のいずれの場合でも土地を使用する権利が与えられ、土地使用の契約の締結が可能であることを定めている。

第21条：私有地の地役権

コンセッション契約者が、プロジェクトに伴う操業等のために私有地の一時的な占有が必要である場合には、石油事業法の定めにより地役権の行使が認められる。コンセッション契約者は、私有地の所有者または占有者と土地使用の契約を締結することができる。

第22条：公有地の地役権

コンセッションに関わる業務を実施するために公有地の使用が必要となる場合には、公有地の地役権または一時的な占有権が保障される。この権利は適用される関連法規に従うことを条件として、第3者に優先して農業長官及び天然資源長官によって付与されるものである。

パイプラインに関わるコンセッション権に関するエネルギー省通達 の規定は、石油事業法によって担保されるものである。

第85条：パイプラインコンセッションに関わる権利の移譲

パイプラインコンセッションの保有者は、石油事業法の規定によって、生産源点および/または石油精製基地と、パイプラインコンセッションで定義された場所との間に敷設したパイプラインシステムを使用して石油を運搬する非独占的権利を取得する。

第87条：パイプラインに関するコンセッションの期間

パイプラインコンセッションの期間は、その発行日から数えて25年を超えてはならないが、当初の契約期間である25年が経過する前に再度コンセッション権取得の申請をし受理されればさらに25年の延長が可能である。

なお、下記のようにパイプラインの所有者への使用料の支払いに応じて、パイプラインの利用を可能とすることが定められている。

第86条：パイプラインコンセッション

パイプラインコンセッションは、所有する石油の輸送のために施設を利用する優先権を持つが、パイプ輸送に余裕の空きがあって他の者が石油の輸送を行う場合には、農業・天然資源省長官によって承認される公平な料率を定め課金することが義務付けられている。

同法は、石油パイプラインの建設に当たって農業省及び環境省の役割を規定している。天然ガスパイプラインの許可に関しても、建設などの活動を開始する前に、これらの機関からの許可が必要となる。

2.11.2 天然ガスの事業環境と法規制

(1) 天然ガスの事業環境

天然ガスの開発は発電用及び輸送用代替燃料供給を目的として行われ、国家のエネルギー安全保障の計画の一部となっている。ところが、まだフィリピンの天然ガス産業は十分には開発されていない。天然ガスは1992年に、マランパヤのガスの埋蔵が発見されて以来、3基の天然ガス火力発電所の電力用燃料向けに開発された。3基の総発電容量は2700メガワットであり、2001年当時、ルソン島の発電需要の40から45%に相当する発電量であった。この他にもエネルギー省の天然ガス開発計画はあったもののマランパヤ以外の開発に大きな進展はなかった。フィリピン政府は、気候変動のリスクを軽減するために、一次エネルギー供給源として天然ガスの利用を増加させることを発表した。大統領のベニグノ S. アキノ III は、2030年までに一次エネルギー供給源として天然ガスの利用の割合を、現在の8%から14%に上げると発表した。

マランパヤガス田は、天然ガスの生産量の全量を国内消費のため供給する - 出力の約98%は、3基の天然ガス火力発電所の燃料として使用され、残りの2%は政府が始めた天然ガス輸送プログラムのための燃料供給に使用されている（例えば、天然ガスによる公共バスのパイロット運転計画である）。PNOCによると、フィリピンの現在の天然ガスに関する問題は2つあるといわれている。ひとつは2024年にマランパヤガスの埋蔵が枯渇すると予想していること。一方で、現在新たなガスは発見されていないこと、これが二つ目の問題である。産業部門（例えば経済特区）から天然ガスの供給に対する強い要望があり、供給手段として液化天然ガスの輸入が長期的な解決策とされており¹⁶、調査が活発に行われている。また、ガスの供給が不十分であるということだけでなく、フィリピンの天然ガス産業に関しては、法整備や事業環境が整っていないことも課題であり産業の開発に障害となっている。産業の発展を妨げる不確実性を減らすための政策の欠如、資本集約的な産業の資金調達が十分でないこと等々も、天然ガス産業の振興を妨げている。

¹⁶ PNOC-EC (2013) “Challenges of Commercializing Imported Natural Gas in the Philippines – How ASEAN can benefit from its experience?” Presented by Rolando V. Oliquino, Jr., Project Manager, PNOC-Exploration Corporation. November 28-30, 2013 at Saigon Convention Center, Ho Chi Minh City, Vietnam.

天然ガスパイプラインを構築するための議論が10年以上続いていることにも注目したい。マニラとバタングスを結ぶパイプラインの建設計画（BatMan1）は、マランパヤでガスの埋蔵が最初に発見された際に浮上したが、プロジェクトのコストが高いこと、国家政策の優先順が変わったこと、天然ガスの法制度が整備されていなかったこと等々によって建設計画の実施は実現していない。パイプラインの開発が実現しなかった原因について次表にまとめた。

表 2.11-3 天然ガスパイプラインの開発のための課題

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">• 財政的インセンティブの欠如。• 規制環境の明確さの欠如• 関係機関の能力開発の必要性• 関係者をプログラムに参加させ従事させるために必要な教育、情報の提供• 商業および住宅セクターの需要不足 |
|---|

出所：The Philippine Natural Gas Master Plan, World Bank 2013

(2) フィリピンの天然ガス事業に関する法規制

①大統領令 66 号とエネルギー省通達

フィリピンにおいて天然ガス事業に関する政策的な対話が始まったのは、マランパヤガス田の発見後の 2001 年にさかのぼる。フィリピンが保有する天然ガスを最も依存すべきエネルギー源とし、その開発を国是と考えたアロヨ大統領はフィリピンの天然ガス事業の牽引役をエネルギー省とする大統領令-66 号を発令した。エネルギー省は、大統領令-66 号に基づき、2002 年にフィリピンの唯一の天然ガス事業に関する規定である DOE Circular No. 2002-08-005（以下 DOE Circular）を制定した。

②天然ガスに関する法令

エネルギー省は、フィリピンにおける天然ガス事業の行政に関する唯一のけん引役として、輸送及び配送の料金体系を管掌する ERC（Energy Regulatory Commission）と協力し、行政をあずかることが定められている。表 2.11.2-2 にあるように、天然ガス事業に関連する規定は相当数あるが、フィリピンの天然ガスのダウンストリームに関して具体的な手続きの指示や規制を意図する法規は、DOE Circular 以外に存在しない。

発電用の燃料をはじめとし、天然ガスの需要は堅調であり、LNG を含め供給ソースの確保が急務となっている現時点において、DOE Circular の規制が実情に即していないとの認識がある。そのような状況を裏付けるものとして、エネルギー省の天然ガス課との面談において、フィリピンのガス事業法案（House Bill No. 1521）及びパイプライン法案（House Bill Act No. 5477）が国会に提出されていることが確認された。法案が国会での審議を経て法律となるか否かは、その法案に関わる与野党政党的政治的な優先順位によって左右されるので

成立まで 3~5 年の期間を要すると考えるべきであり、現時点ではフィリピンの天然ガス事業の開発に関する法規は、DOE Circular が唯一であるので、実情に合わせるべくその改定が望まれている。

表 2.11-4 天然ガス関連規制

<p>(1) Constituting an Inter-Agency Committee on Natural Gas Development.(Department Adm. Order No.193 (22 August 1990)</p> <p>(2) An Act Creating the Department of Energy, Rationalizing the Organization and Functions of Government Agencies Related to Energy, and for Other Purposes (Republic Act no. 7638 (9 December 1992)</p> <p>(3) Rules and Regulations Implementing Section 5 of DOE Act of 1992 or RA 7638(Energy Regulation ER 1-94.May,24,1994)</p> <p>(4) Policy Guidelines on the Overall Development and Utilization of Natural Gas in the Philippines(DOE Circular No.95-06-006.June,15,1995)</p> <p>(5) Creating the Philippine Gas Project Task Force (Executive Order No.254(30, June 1995)</p> <p>(6) Department of Justice Opinion No.95,S.1988 (May,11,1988)</p> <p>(7) Department Circular No.2000-03-003 (March,17,2000)</p> <p>(8) Department Circular No.2000-06-010 and other several circulars in 2000</p> <p>(9) Department of Justice Opinion No.95,S.2000 (June,6,2000)</p> <p>(10) Designating the Department of Energy as the Lead Agency in Developing the Philippine Natural Gas Industry(18 January 2001)</p> <p>(11) Rules of Practice and Procedure Before the Department of Energy (DOE Circular No.2992-07-004(31 July 2002)</p> <p>(12) DOE Reorganization (Administrative Order No.38 (23 August 2002)</p> <p><u>(13) Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution and Supply of Natural Gas(DOE Circular No.2002-08-005(27 August 2002)</u></p> <p>(14) Assignment of Personnel at the Natural Gas Office (DOE Special Order No.2002-12-050 (3 December 2002)</p> <p>(15) Implementing the Natural Gas Vehicle Program for Public Transport(Executive Order No.290 24 February 2004)</p> <p>(16) Guidelines on the Issuance of Certificate of Accreditation and Certificate of Authority to import under the Natural Gas Vehicle Program for Public Transport(NGVPPT)(DOE Circular No.2004-04-004(2 April 2004)</p> <p>(17) Enhanced Implementation of the NGVPPT and the Development of Compressed Natural Gas (CNG) Supply and Infrastructure (DOE Circular No. 2005-07-006 (5 July 2005)</p>
--

出所：JICA クリーンエネルギー資源利用促進情報収集・確認調査 報告書（2012年3月）

③エネルギー省通達の制定に参照された規制と政策

2002年にエネルギー省通達が制定されるに当たって参照されたと考えられる規制は、次のとおりである。

- (1) The Philippine Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law (Republic Act No. 5092)

- (2) The Philippine Petroleum Act (Republic Act 387)
- (3) The Philippine Public Service Law (Commonwealth Act No. 146)
- (4) The Electric Power Industry Reform Act of 2001 (Republic Act No. 9136 : EPIRA)

次表は、上記の 4 つの規制について、天然ガス事業に関連する情報を取り出し明示したものである。

表 2.11-5 エネルギー省通達の制定に影響を与えた法制度

法制度/政策	天然ガス事業に関する情報
(1) フィリピン地熱エネルギー、天然ガス、メタンガス法 (共和国法 5092 号)	(1) 地熱、天然ガス、メタンガスの開発に関する法規。フィリピンが目指すエネルギー安全保障を実現するために、天然ガスを総合的に利用することを定めた最初の法律である。
(2) フィリピン石油事業法 (共和国法 387 号)	(2) フィリピンの石油事業法は、パイプラインに関する具体的な許可事項を定めるもので、パイプライン事業のコンセッション契約についての法的な枠組みを提示するものである。 パイプライン事業に関する唯一の法律として、官民パートナーシップ・スキームによるパイプライン事業の概念を定義づけるものである。
(3) フィリピン公共事業法 (共和国法第 146 号)	(3) 公共事業法は「公共事業」がどのような事業であるかを具体的に定義づける法律であり、民間企業が公共事業を行うためにその事業の開始に先立って義務付けられる、フランチャイズ権の取得について定める規定を含むものである。 第 II 章 13b 条: 「公共事業」は以下の事業を含む… 鉄道等の交通事業で、貨物・旅客用のいずれをも含み、運行ルートも、一定のもの、定まらないもののいずれを含む。蒸気船等海上輸送事業で、貨物・旅客用のいずれをも含む。海洋修理工場、[倉庫]波止場や造船所ドック、製氷プラント、アイス冷凍プラント、運河、灌漑システム、 <u>ガス、電気、熱と電力、水供給と電力、石油</u> 、下水道システム、有線又は無線通信システム、有線または無線の放送局に関する事業、及び他の同様の公共サービス。
(4) 2001 年の電力産業改革法 (EPIRA 法、共和国法第	EPIRA 法の主たる目的は、フィリピンの電力事業を再構築することにあるが、最も重要な点は、送配電に関する法

9136)	<p>規、及び価格・料金の設定に関する法規を定めたことである。また、法としてフィリピンのエネルギーセクターの法規制のモデル的な存在であることも重要である。</p> <p>EPIRA 法はその後改訂され、DOE がフィリピン固有のエネルギー資源（天然ガスを含む）の開発をその管掌事項とすることを定め、且つ ERC は、準政府機関として、料金設定の規則と送配電事業の管理を管掌することを定める。</p> <p>37 条</p> <p>天然ガスパイプラインに関する事業を開発する任務を遂行するためにエネルギー省に権限を与えることを定めている。</p> <p>37 条 e (i)</p> <p>この法律は更に改定され、エネルギー省に「電力及びエネルギー業界の規制緩和」と「石油火力発電への依存の軽減」に関する政策を立案することを義務付けた。</p> <p>最も重要なことは、EPIRA 法は、電力部門への民間投資の奨励、固有の天然資源及び再生可能エネルギーの開発促進に関し、エネルギー省に権限を与えたことである。</p> <p>43 条(r) (u)</p> <p>EPIRA 法は ERC に対して、反競争的行為、クロスオーナーシップ及び職権の乱用に関する捜査の権限と、料金に関する質疑、罰金や罰則に関する処分・措置を決定する権限を与えた。</p>
-------	---

出所：調査団作成

④他国の天然ガス法制度の検討

フィリピンの天然ガス事業に関する法的枠組の構築に影響を与えられたいことは、LNG ターミナル等の関連設備の開発に関する事項である。これは世界銀行のマスタープランを手掛ける Lantau グループが検討しており、もうひとつはエネルギー省による天然ガス事業に関する通達の改正である。

現在、エネルギー省通達は天然ガス事業に関する唯一の法的な拠り所であり、より効果的な規定とするために法改正の検討が行われている。改正の方向性は、産業界に実情、エネルギー省の既存のエネルギー改革アジェンダの他、外国の事例として日本、タイの天然ガス事業法を参考にして進めることが有効であると考えられる。

表 2-11.6 フィリピンの天然ガスに関する法制度に与える影響についての検討

<p>LNG ハブに関する世界銀行・Lantao グループの検討</p>	<p>公開討論会と協議が進められ、現在第 2 段階にある。フィリピンの天然ガス事業におけるガス供給のバリューチェーンの開発に最も重要な位置づけとされるのは、ガス化装置の建設でありその促進のための方策が検討されている。</p> <p>世界銀行のレポートは、通常の陸上ターミナルではなく、海上フローティング方式の FSRU (Floating Storage Re-gasification Unit) の設置を推奨している。ガスの用途は多岐にわたるもので、交通機関の燃料、発電以外の産業用燃料及び、新たな天然ガス発電用の燃料を念頭に置いている。同レポートは、ガス化に関する法規制には特別な配慮と、明確な規制が必要であるとしている。</p>
<p>タイのガス事業法</p>	<p>この法律はタイの天然ガス事業の基盤となっている。フィリピン、タイ両国の天然ガス事情は類似しているため、タイのガス事業法を検討することは極めて有益である。両国ともガスについては輸入に頼るだけでなく、自ら保有する天然資源のガスを利用しようという点でも似かよっており、タイのガス事業法は、フィリピンが天然ガス産業を立ち上げるに当たって、参考にすべき法制度である。タイではパイプライン事業は国営企業 PTT の独占で行われている。第三者利用は制度化されていないので、PTT 以外にはパイプラインの使用は許されない。</p>
<p>日本ガス事業法</p>	<p>この法律は、成熟した日本の天然ガス産業の基礎となるものである。規制の対象は極めて包括的であり、ガスの陸上輸送、ガス化、小売、ガス機器の安全基準まで広範にわたって規定を定めているので、フィリピンのエネルギー省通達の改正を検討するにあたって有用である。</p>

出所：調査団作成

2.11.3 電力事業環境と法規制

(1) 民間企業の参入における EPRA 法のインパクト

①電力セクター改革

フィリピン政府が 2001 年に電力産業事業法 (EPIRA 法) を施行して以来、電力事業に関する民間企業の参入と投資は改善された。発電事業も 2001 年に自由化され、当時は 90% が公営であったが、現在では民間企業が 95% を占めるに至っている (地方電化の発電に関しては公営によると定められ National Power Corporation が発電所を所有し操業している)。独占事業であった送電事業に関しては、2008 年、送電網の操業・維持 (O & M) に関しては民間企業体である NGCP (National Grid Corporation of the Philippines) に移管された。配電事

業ももともとフランチャイズ権を保有する企業に独占されていたが、2013年にオープンアクセス制度と、電力の小売り事業の競争が始まって以来数多くの企業の参入が実現した。

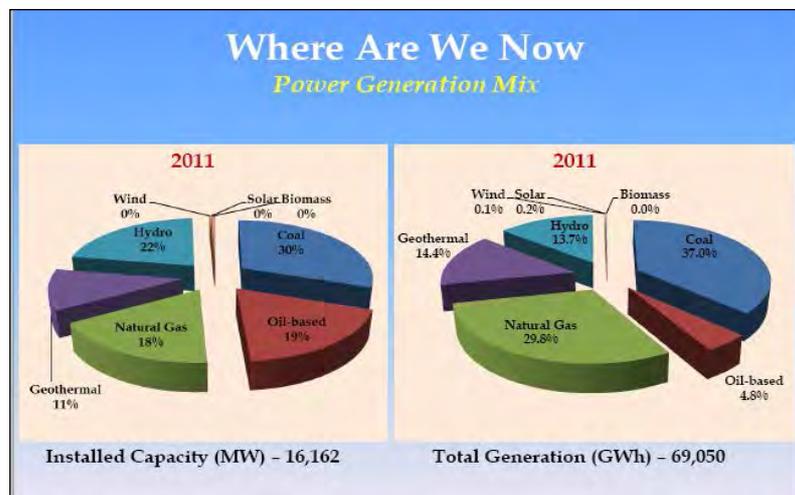
表 2.11-7 フィリピン電力セクターの民営化の詳細

事業区分	参入者
発電事業	IPP 及び発電事業者（民間企業） 国有の発電設備は公的な公開競売を通じ民間に移管された。
送電事業	フランチャイズ権の移譲とコンセッション契約を締結した民間企業 NGCP (National Grid Corporation of the Philippines)
配電事業	フランチャイズ権をもつ民間配電事業者 小売電力供給者（RES：Retail Electricity Supplier） 地方小売電力供給者（LRES：Local Retail Electricity Supplier）

出所：調査団（DOE 面談資料からの抜粋）

②発電事業

EPIRA 法はフィリピンの発電セクターの改革を実現した。再生可能エネルギーをより多く取り入れること等により、石炭・石油に偏った電源構成を改善した。



出所：DOE

図 2.11-2 電源構成

改善に成功したものの課題はまだ残されている。例えば、電力需給バランスは依然と供給不足でありながら、しばらくは新規の発電所計画は限られている。また、電源開発が Luzon 送電網に偏っていることと、Mindanao、Visayas 送電網には電源の多様化が必要であるということが問題となっている。例えば、Mindanao では安価な水力発電が主体となっているが降水量が季節の移り変わりで変動し発電量が不足することが課題である。

(2) 電力セクターの法規制

①電力事業改革法 2001 (EPIRA: Electric Power Industry Reform Act/Republic Act No. 9136)

EPIRA 法は電力事業の開発のための法規制の枠組みを規定するもので、これまで民間投資を促進し実現して実績をあげている。2001 年の EPIRA 法が施行されるまで、フィリピンの電力セクター及び民間の参入に関する重要事項の規定は存在していなかった。次表に EPIRA 法に規定される基本かつ重要事項を記載した。

表 2.11-8 EPIRA 法の基礎的重要事項

指 標	EPIRA 法の基礎的重要事項
産業構造	<p>産業構造の定義</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sec. 6. 発電 - Sec.7. 送電 - Sec. 22. 配電 -小売り -供給 -地方電化 <p>個々の EPIRA 法の詳細な議論は、産業構造の順に展開された。まず発電に関する法制度が議論され続いて TRANSCO 等を含めた送電に関する法規を定める。</p>
事業に関する規制と要件	<p>電力部門の構成に関する EPIRA 法の議論について、投資家のために以下のような情報を開示している。</p> <p>電力事業の部門構成の定義とそれぞれの部門の市場競争の程度に関し以下について明示する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電部門 Section 6 ・ 送電部門 Section 7 ・ 送電部門 Section 22, <p>いずれも、事業環境の説明に続いて規制事業かそうでないか、オープン競争か、フランチャイズ制を伴うか否かについて明示し、どの政府機関が許認可を与えるか、あるいは価格の設定がどの機関によるか等を定める。</p>
エネルギー省と他機関の役割に関する記述	<p>EPIRA 法は、電力部門におけるエネルギー省の役割と、エネルギー省が関係する他の政府機関の業務内容を明示し、特に、送配電事業における ERC と TRANSCO に関し明確に定義している。</p>
料金と価格設定のガイドライン	<p>送配電の料金と価格、託送料金及び小売価格は、ERC の権限により規定される (Sec. 19, Sec. 23, Sec 25) 。</p> <p>価格設定、価格・料金に関する規定の詳細な記述は、EPIRA 法の権</p>

	限で行われ、その実施規則（IRR：Implementation Rule and Regulation）に準拠し ERC によって公示される。
オープンアクセス/ 第三者アクセスのガイドライン	<p>小売競争とオープンアクセスは EPIRA 法の Section 31 で規定され、エネルギー省の通達と ERC の該当規定、実施規則（IRR：Implementation Rule and Regulation）に準拠する。</p> <p>EPIRA 法のオープンアクセスに関する規定について注目すべきことは、競争力のある大口消費者（Contestable Market）とのビジネスとその調整メカニズムである。特にオープンアクセス制度によってアクセスが増加しいずれ全ての一般世帯が恩恵を受ける可能性がある。</p>
競争のガイドライン	<p>EPIRA は競争のガイドラインについて以下のように詳述している：</p> <p>(1) スコープの定義 競争力のある大口消費者（Contestable Market）/ WESM の奨励とその保護は、以下のような行為によって妨げられる。（規則 II, Section 1, EPIRA IRR.）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電気事業の参加者が全くいないこと ・または非競争行為に従事する者がいること ・または公平でない取り引き行為をする者がいること <p>(2) クロス所有権の制限（EPIRA 法 IRR 規則 II, Section3）</p> <p>(3) 二者間供給契約の制限（EPIRA 法 IRR 規則 II, Section 5）</p> <p>(4) 競争と所有権の規制に関する ERC の義務と責任</p>
一般規定に関する議論	<p>EPIRA 法は以下のガイドラインを含む。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 報告の要件 (2) 議会合同電力委員会 (3) 影響を受けた機関の職員の分離措置によるメリット (4) 財政規定 (5) 環境保護 (6) ホストコミュニティのための利益 (7) 既存の契約のレビュー (8) 地方電化 (9) 電力危機規定 (10) 特別低料金、ライフラインレートおよびクロスサブシディー (11) エンドユーザーの教育と保護

出所：調査団（EPIRA法：共和国法 9136の抜粋）

EPIRA 法は電力の価格体系を変えた。フィリピンにおいてエネルギー価格を決めるのは ERC（Energy Regulatory Commission）である。ERB（Energy Regulatory Board）は EPIRA 法が成立する 2001 年以前、ERC の前身であった。電力の消費者から支払われる電気料金は、発電コストに送電線及び配電線の託送料金を上乗せしたものである。なお ERC が規定する

電気料金の算定方法について次表に示した。

表 2.11-9 ERC の価格規制の内容

発電（電力供給）	<ul style="list-style-type: none"> ERC は、配電会社と発電会社の電力供給契約（PSC）をレビューする。ERC は、現在 16%の資本回収率を適用し電力供給契約（PSC）の費用便益分析を行う。
送電	<ul style="list-style-type: none"> ERC は、送電会社、NGCP の託送料金を承認する。 送電託送料金はパフォーマンスに応じた PBR (Performance Based Regulation)方式によって計算される。 ERC は、パフォーマンスベース算定方式（PBR）の最大許容収入（MAR）を承認する。 MAR の算定は、規制期間と定められている 5 年の期間も適用可能であるが、毎年調整することもできる。 ERC は NGCP に パフォーマンスベース算定方式（PBR）での操業効率を向上させるために業績インセンティブスキーム（PIS）により業績目標を設定することを奨励している。 NGCP は、PIS で設定した目標を達成した場合より高い MAR が許される。一方、PIS の目標を達成できなかった場合 MAR の低下が義務付けられる。
配電	<ul style="list-style-type: none"> ERC は、配電会社の託送料金を承認する。 配電託送料はパフォーマンスベース算定方式（PBR）により算定される。 ERC は毎年、PBR の最大許容価格（MAP）を承認する。
電力小売業者（RES：Retail Electricity Suppliers）	<ul style="list-style-type: none"> ERC は、発電会社と電力小売業者（RES）の電力供給契約（PSC）をレビューする。

出所：調査団（ERC 面談資料抜粋）

下図はフィリピンの電力料金の仕組みである。

Electricity Tariff in Philippines			
Before 2001			
Structure	Generation + Transmission		Distribution
Players	Public: Napocor		Private: Distribution Utilities
Methodology	Generation price using cost-plus		Wheeling charge using RORB
Regulation	Energy regulatory board (ERB) approves charges. Price usually below cost. Napocor incurs debts.		ERB approves rates based on RORB computation
After 2001			
Structure	Generation	Transmission	Distribution
Players	Private: IPPs and Public: Napocor	Private: NGCP	Private: DUs
Methodology	Generation price using cost-plus	Wheeling charge using PBR: MAR	Wheeling charge using PBR: MAP
Regulation	ERC reviews supply contracts (cost-benefit analysis)	ERC reviews and approves 5-year MAR, adjusted annually. Sets PIS targets	ERC approves MAP, annually. Sets PIS targets

出所：調査団（ERC 面談資料抜粋）

図 2.11-3 フィリピンの電力料金の仕組み

2.11.4 PPP 事業環境および法制度

(1) 現在の PPP 事業環境

現在の政権が誕生して依頼、PPP 事業環境は徐々に改善されている。法制度については、BOT 法の施行令 (IRR) が改正され、例えば民間提案型事業 (Unsolicited Project) に対して禁止されている直接的な補助金や出資の定義が明確化されるなど、PPP 実施における課題が解決されている。また、政府の実施能力についても PPP センターの設立や ADB や JICA の実施している能力開発プログラムによって向上されてきていると考えられる。フィリピン国政府は、更に 300 億ペソの偶発債務に対する基金を設立すると発表している。これは、PPP 事業契約において政府が民間事業者に対して負債を負うこととなった場合に、政府から民間事業者への支払いを保証するものである¹⁷。

¹⁷ 出所：PPP センターウェブサイト：http://ppp.gov.ph/?tag=contingent-liability-fund

2014年4月10日時点におけるPPP事業の数を以下に示す。

表 2.11-10 2014年4月10日時点におけるPPP事業の数

段階	No.	Example of Project
契約締結	7	Daang Hari-SLEX Link Road Project, PPP for School Infrastructure Project (PSIP) Phase I, NAIA Expressway Project
入札手続き	5	Cavite - Laguna (CALA) Expressway, LRT Line 1 Cavite Extension and O&M
NEDA 委員会の承認	4	Enhanced Operation and Maintenance of the New Bohol (Panglao) Airport
ICC-閣僚委員会承認	1	Laguna Lakeshore Expressway Dike- Calamba-Los Banos Toll Expressway
IC-技術委員会承認	0	
事業スキームの確定	2	Regional Prison Facilities through PPP
ビジネスケース/導入可能性調査	12	Integrated Luzon Railway Project- Phase 1 (North-South Commuter Rail)
トランザクションアドバイザーの調達	10	Clark International Airport Project
計画段階	1	Civil Registration System – Information Technology Project Phase II
合計	33	

*実施段階におけるその他3事業を除く

出所: PPP Center ウェブサイト

http://ppp.gov.ph/wp-content/uploads/2014/04/STATUS-OF-PPP-PROJECTS_10-APRIL-2014.pdf

(2) PPP 法規制の現況

BOT 法は、1990年に施行され、1994年に改正されている。このBOT法は、主に1980年代後半の深刻な電力不足を克服するため民間の同セクターに対する投資を促進する目的で制定された。フィ国のBOT法は、導入可能なPPPスキームの形態、外資規制、PPP事業の承認手続き、民間発案型事業又は通常の形態、政府の保証及び支援等について規定されている。BOT法は、1994年以来改正されていない。しなしながら、改正すべき点について、様々な機関や議会から指摘されている。現在のアキノ政権が、民間セクターが国の発展に主要なエンジンであるとしてその役割を認めたことから、法改正の圧力が高まっている。

その他、フィ国におけるPPP事業の根拠法令として、「Revised Guidelines and Procedures for

Entering into Joint Venture (JV) Agreement Between Government and Private Entities」(以下「2013年JVガイドライン」という)がNEDAから発行されている(改正前のバージョンは2008年に発行されている(以下「2008年JVガイドライン」という。))。JVガイドラインは、民間事業者とGOCC、政府系企業、government instrumentalities with corporate powers、政府系金融機関及びSUCs間のJV契約に対して適用される。

2008年JVガイドラインは、関連する政府の長が唯一の承認機関とされていた。しかしながら、2013年JVガイドラインは、NEDAの投資調整委員会(ICC)といった承認機関からの承認を必要としている。例えば、2013年JVガイドラインのセクション5.11に定義されている公共ユーティリティ事業については、政府の支出が150百万ペソ以上の場合には、NEDAのICCからの承認を必要としている(2013年JVガイドライン、セクション7.2b ii)

また、2013年JVガイドラインは、JVプロポーザルを承認機関に提出するにあたって、事前に関係機関からの承認を得ることを要件としている。例えば、JV会社との組成を伴う事業においては、GOCCガバナンス法として知られるRA No.10149に基づき、GCGから承認を得ることが求められる(2013年JVガイドライン、セクション7.2)

その他の、主な変更点としては、JV会社に対する政府の出資比率の上限が50%未満から50%までに変更されたことである(同ガイドライン、セクション6.2b)。

(3) BOT法及びJVガイドラインの差異

BOT法とJVガイドラインの主な違いは下表のとおりである。

表 2.11-11 BOT法及びJVガイドラインの比較

項目	BOT法	2013年JVガイドライン
適用可能なPPPスキーム	Build/ Operate/ Transfer/ Lease/ Rehabilitate/ Add/ Develop/ Own/ Management/ Supply/ Construct/ Financeの組み合わせ	ジョイントベンチャー
必要な承認	NEDA-ICC; OP; DOF/ DBMにおける承認が必要となる可能性	事業規模に応じて、NEDA-ICC又は、関係政府機関による承認が必要
資金源	民間事業者	政府企業及び民間事業者間による協同出資
適切な利益率	公共サービス事業について、交渉前や比較提案書の承認前に、NEDA-ICにより承認が必要(上限12%)	利益率にかかる規定はない。
民間発案事業にかかる規定	新しいコンセプトや技術が含まれていること。政府の直接の保証がなされないこと。同発案に対する比較ないし競争提案が提出されていないこと。契約交渉前にNEDA-ICC要求を満たしていること。	ジョイントベンチャーにおいては、係る規制はない。

手続きに要する期間	250 から 410 日	不明
-----------	--------------	----

出所： Alberto C. Agra (2011) Knowing PPP, BOT and JV: A Legal Annotation を 2013 年 JV ガイドラインに基づき調査団が修正

(4) PPP 法令の適用可能性

Batman1 の根拠法は、プロジェクトスキームによって異なったものとなる。プロジェクトスキームは、2.9 において大きく 4 つの方法を検討している。すなわち、モデル 1：通常の公共事業、モデル 2：O&M 分離型 (2-1 アウトソーシング/2-2 リース)、モデル 3：ジョイントベンチャー、モデル 4：BOT である。モデル 1 の場合、公共調達法 (2003 年、Republic Act No.9184) に基づく通常の公共事業と同様であることから、大きな法的問題は見当たらない。モデル 3 の場合、根拠法は 2013 年 JV ガイドラインとなる。なお、モデル 4 の場合には、BOT 法に基づくことが明確である。

モデル 2、特に 2-2 (O&M 分離型のリース) については、建設部分は通常の公共事業として PNOC により実施され、リースの部分について BOT 法が適用されると考えられる。BOT 法においてリースの適用可能性については、明記されていないが、BOT 法によるとその他のスキームについても、大統領の承認を基に認められことが記載されている (BOT 法セクション Sec 2 (a))。PPP センターでのインタビューによると、本事業におけるリース方式は、フィ国の大統領が委員長となる NEDA の ICC 委員会により承認される限りにおいて、BOT 法の適用があると考えるとのコメントがあった。

2.11.5 具体的な法制度

(1) 法規の検討

①公共事業におけるフランチャイズおよびコンセッション

エネルギー分野の公共事業のためのフランチャイズ制度と、コンセッション契約の適用に関するフィリピン法は複数存在する (次表)。

表 2.11-122.11.5 公共事業におけるフランチャイズおよびコンセッション契約を規制する
フィリピンの法制度

The Philippine Public Service Law (Commonwealth Act No. 146)
The Electric Power Industry Reform Act of 2001 (EPIRA: Republic Act No. 9136)
The Philippine Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law (Republic Act No. 5092)
The Philippine Petroleum Act (Republic Act 387)
DOE Circular No. 2002-08-005 “Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution, and Supply of Natural Gas”
First Gas Holdings Corporation Franchise Bill (Republic Act No. 8997)
MERALCO Franchise Bill (Republic Act No. 9209)
NGCP Franchise Bill (Republic Act No. 9511)

出所：調査団作成

フランチャイズの必要性は、フィリピンの公共事業法（共和国法第 146 号）にその基本事項が規定される。また公共事業に関わるすべての民間企業は、フランチャイズ契約（フランチャイズ法案）についてフィリピンの議会の承認を要すると定められており、第 2 章、Section 13b によって規定される公共事業が対象とされる。

「公共事業」とは、任意の一般的な運搬手段、鉄道、路面鉄道、...運河、灌漑システム、ガス、電気、光、熱・電気・水供給と電力、石油、下水道システム、有線または無線通信システム、有線または無線の放送局や他の類似の公共事業をいう。

立法上のフランチャイズは、特定の地理的範囲あるいはサービスエリア（フランチャイズ地域）において、上記のような公共事業に興味を持って投資をし、あるいは事業に携わるような事業者に与えられる権限であるといえる。フランチャイズの範囲、フランチャイズ期間、フランチャイズを更新するための契約条件は、フランチャイズ法案の重要な特徴のひとつである。フランチャイズは、議会の承認により取得される（上下両院の議会承認により民間企業に付与される特権である）。公共事業法は、次のように規定している。つまり、フランチャイズ権を付与された民間企業がその権利を、転売する、抵当に入れる、リースする、他との合併・移転をする場合は、議会の承認を得ない限り実施できないと定められている（公共事業法、第 III 章、Section.20g）。

ガス事業については、エネルギー省の通達が高压配送、中低压配送を公共事業とし、フランチャイズ権の取得を必要とすることを定める(エネルギー省通達、第II部、規則10、Section 1)。現在、ガス事業のフランチャイズ権を付与されているのは PNOC と First Gas Corporation の2社である。エネルギー省通達の規則10、Section 2 は、天然ガスパイプラインの建設やオペレーションに関するサービス契約者は、ガスの公共事業者としフランチャイズ権を得なければならないと定めている。また、エネルギー省通達の第II部、規則10、Section 3 は、天然ガスの高压配送、中低压導管配送及びガス供給に関する事業者に対するフランチャイズ権の付与に当たっては、フィリピン国憲法で定める所有権の制限条項を勘案すると規定し、その規定によれば、フランチャイズ権はフィリピン国民、またはフィリピンの法律によって設立された企業、団体であると定められている。天然ガスパイプラインの建設、操業を行う企業はフィリピンによる100%所有、またはフィリピン60%、外国40%までの所有と定められている。

一方、コンセッション契約はフィリピン政府によって、資金調達、操業、将来の発展性、政府の保有する特定資産の維持および管理を任せられるような企業に与えられた契約であり、あるいは裁定である(EPIRA法第1章、Section 4g)。これは、民間企業の公共事業への参入を促進するスキームである(民営化という形式による)。議会からフランチャイズ権を取得する手続きが複雑すぎることに、またフランチャイズ権の移譲には再度議会承認が必要であるために、競争入札によるコンセッション契約を利用し、権利(建設、操業・維持)の移譲を行うことが許される。天然ガス産業の発展という目標を達成するために、エネルギー省の通達は既存の法制度に準拠した入札によることを明記している(エネルギー省の通達 規則12、Section 2)

②フィリピンにおける第三者アクセスとオープンアクセス制度

フィリピンのエネルギー分野における第三者アクセスやオープンアクセスは、競争によって投資や市場参加を促進するメカニズムとして、EPIRA法において導入された制度である。第三者アクセス制度は、送配電事業のフランチャイズ権を保有しない第三者の参入について規定する。一方、オープンアクセスは、一定の資格のある者に送配電線とそれに付随する施設の使用を可能にする制度である。施設の使用に当たってはERCによって承認された送配電線の託送料金の支払いを伴う(EPIRA法、第1章、Section 4 II)。

資格のある者あるいは企業等が送配電線の施設の使用を望む場合、送配電設備の所有者は、第三者アクセス、オープンアクセス制度によって、これを拒否することができない。たとえば、TRANSCO または送電事業のフランチャイズ権を保有する企業体である NGCP、配電事業者、経済特区、電力供給者、IPP 事業者、WESM 市場オペレータ、競争力のある大口の電力消費者 (Contestable market) 市場におけるエンドユーザーは¹⁸、電力卸売スポット

¹⁸ 12カ月を通じピーク時の月間平均消費電力が1MW以上である最終消費者は、競争力のある大口の電力消費者 (Contestable market) とみなされる (EPIRA法、第II章、Section 31 (e))。商業・産業の需要家が典型的なセクターである。オープンアクセス制度の適用が始まって2年間経過すると、上限は1MWから750kWに低減され、5年後には上限はさらに低減され一般家庭の消費水準になるまで提言が継続されるこ

市場である WESM の参加者として定義され、第三者アクセス、オープンアクセス制度の適用を受けることができる（EPIRA 法から IRR、Rule12、第 2 節）。送配電線施設利用に対する要望を拒否する場合、フィリピンの法により処罰される。

フィリピンのオープンアクセス制度の適用は 2013 年 7 月に始まった。要件を満たし ERC の宣言によって、最初にこの制度の適用を受けた参加者は 239 社であった。その中には Meralco の子会社である MPower も含まれる。

オープンアクセス制度の下では、競争力のある大口の電力消費者（Contestable market）に代わって発電会社や小売電力供給業者（RES：retail electricity supplier）が、配電線託送サービスの取引を代行する。配電事業者は、配電線網に接続されている競争力のある大口の電力消費者（Contestable market）に代わって送電託送サービスを行い、電力の調達・供給と料金徴収の責任を負う。小売電力供給業者（RES：retail electricity supplier）は、顧客に請求書を発行し集金事務を代行する。したがって契約は、小売電力供給業者（RES：retail electricity supplier）と競争力のある大口の電力消費者（Contestable market）の間で結ばれる。小売電力供給業者（RES：retail electricity supplier）は電力の売り手市場において配電事業者を代行することになる。消費者と配電事業者の関係は配電線の使用に限定され、接続契約によって確認される。

③ サービスプロバイダーに関する規定

天然ガスのサービスプロバイダーあるいは中・低圧配送事業に関しては、エネルギー省の通達に規定される。例えば、サービスの提供、事業に使用するインフラ、ガス配送事業のサービス義務、あるいはガス配送に伴う施設に関し、政府機関がどのような許可を付与する権限を持っているかについて規定している。

④ 価格設定と請求の仕組み

ア) ガス価格

フィリピンには、現在、天然ガスの価格設定、ガス料金とガスの託送料金の計算に関する規定は存在しないが、エネルギー省の通達はガス料金と価格は「公正かつ合理的」であるべきだと明示している（エネルギー省通達、第 3 部、規則 15、Section 3）。ガス価格と料金に関するエネルギー省通達は、競争力のある価格水準の確保、消費者に販売されるガスの品質は基準を満たすものであること、製品の価格とサービスは規制を受けず自由であると規定している（エネルギー省通達 第 3 部、規則 3.15 Section 2）。

エネルギー省は天然ガス産業の育成を推進する機関であり、ガス価格と料金が「公正かつ合理的」であり「競争力をもつ」ことがエネルギー省の権限によって保証されると定められている（エネルギー省 法 Section 2, Section 4, 5(a), 5(b)）。

天然ガス価格に関する規定がないために、その価格を算定することも、また公正、合理的かつ競争性のある価格であるかどうかを判断することもできない。しかし、フィリピンの電力部門は、料金及び託送料金をいかに算定するかについて情報の提供が可能である。電力部門には送配電に関し、料金及び託送料金をいかに算定するかについての規定と政策

とが法に定められている。

がある。

表 2.11-13 電力価格と託送料金の決定に関する規定

(1) Republic Act No. 9136, Electric Power Industry Reform Act of 2001, Chapter II: Organization and Operation of the Electric Power Industry, Section 24: Distribution Wheeling Charges, Section 25: Retail Rate, Section 26: Distribution Related Business; Section 29, Supply Sector; and Section 36: Unbundling of Rates and Functions.
(2) Republic Act No. 9136, Electric Power Industry Reform Act of 2001, Implementing Rules and Regulations (IRR)
(3) Republic Act No. 9136, Electric Power Industry Reform Act of 2001, Distribution Code
(4) Republic Act No. 9136, Electric Power Industry Reform Act of 2001, The Philippine Grid Code
(5) Energy Regulatory Commission’s Rules for Setting Distribution Wheeling Rates for Privately Owned Electricity Distribution Utilities Operating Under Performance Based Regulation, 01 December 2009
(6) Energy Regulatory Commission, Rules for Setting Transmission Wheeling Rates for 2003 to around 2027 ERC Case no. 2009-xx, 16 September 2009
(7) ERC CASE NO. 2012-109 RC Decision. Dated December 2, 2013. In the matter of the application for the MAR for CALENDAR YEAR (CY) 2013 and the PIS.

出所：調査団作成

送配電部門における料金と託送料金の決定に当たり、パフォーマンスベース算定方式（PBR: performance based regulation）が適用される。「公正かつ合理的」かつ競争力のある料金の算定にあたり、送電事業については最大許容収入（MAR: Maximum Allowable Revenue）を使用し、配電事業については最大許容価格（MAP: Maximum Allowable Price）が適用される。MARは顧客に請求する kWh あたりの送電平均価格を決定する。送電の MAR は以下の計算式で表される。

$$MAR_t = [MAR_{t-1} \times \{1 + CWI_t - X\}] - K_t - RBR_t$$

最大許容収入 (MAR _t)	MARは規制により定められる期間に応じる。
最大許容収入-1 (MAR _{t-1})	前の規制期間で承認されたMAR
CWI _t	現在3.0265%
X	効率ファクター：現在3%
K _t	前年の収益または欠損の補正
RBR _t	他の関連事業（もしあれば）からの純利益。現在NGCP（フィリピン送電会社）には他の関連事業は存在しない。

出所：ERC

配電事業については最大許容価格（MAP: Maximum Allowable Price）を適用し、次の式を使用して計算される。

$$MAP_t = [MAP_{t-1} \times \{1 + CWI_t - X\}] + St - K_t - ITA_t$$

MAP_t	適用規制期間のMAP
MAP_{t-1}	前の規制期間に承認されたMAP
CWI_t	現在3.0265%
X	効率ファクター：現在3%
St	規制年度のパフォーマンスインセンティブファクター
K_t	前年の収益の補正
ITA_t	上や規制年t 法人税の調整

出所：ERC

レートベース収益算定方式（RORB：Return on Rate Base）は、2001年以前に託送料金の算定に当って使用された方式である。

レートベース収益算定方式（RORB）の計算式は以下のとおり。

$$RORB = \text{Rate of Return (ROR)} \times \text{Rate Base} \times \text{Operating Expense} \times \text{Depreciation} \times \text{Taxes}$$

Rate Base	Rate Base とは事業に供する純固定資産の評価額（公共事業用の建物、工場及び設備の取得価額から減価償却引当金を控除した価額）、余裕運転資金、将来の工場使用率、建設工事の進捗（CWIP：Construction Work Progress）及び原材料・貯蔵品の在庫から成る。
Rate of Return	投資に対する許容収益率現在フィリピンの法定収益率は12%である。

出所：ERC

送配電事業者の全ての資産を合計し、許容される収益率（ROR）を乗じる。レートベースの計算に含まれる資産は、ERCとEPIRA法によって定義され、資産価値は3年の事業年度毎に再評価される。フィリピンでは収益率は大統領令86号により定められ、現行の収益率は12%である。

フィリピンでは、民間の送配電事業者に対し送配電網の事業効率改善を奨励するため、2001年にパフォーマンスベース算定方式（PBR）に変更したが、その後もレートベース収益算定方式算定方式（RORB）の方がより実用的ではないかという議論が継続している。ERCもフィリピンの電力セクターが、再びレートベース収益算定方式算定方式（RORB）に戻すべきか検討を続けている。

天然ガスの価格規制を管掌する ERC は、ガスの価格設定に関し主たる規制機関であることが望まれている。一方、エネルギー省はより多くの市場関係者の参加及び、FSRU あるいは FSU¹⁹を含む LNG ターミナルの投資を奨励しており、投資家のリターンを維持しながら消費者に手の届く価格レベルを実現するための競争を促す重要な役割を担っている。

フィリピンの電力部門の初期に使用されレートベース収益算定方式算定方式 (RORB) は、天然ガス配送の託送料金の算定方式として検討されるべき方法論である。天然ガス産業にレートベース収益算定方式算定方式 (RORB) 方式が提案される理由は、産業が初期段階にあるため、パフォーマンスにインセンティブを与え、事業効率の向上を図ることに無理があったからである。また、レートベース収益算定方式算定方式 (RORB) はエネルギーの分野で広く受け入れられグローバルに使用されてきたが、これは、期待される収益の長期的な予測が可能であり、計算の手法が投資家の理解を得やすいからである。

表 2.11-14 RORB と PBR のメリット

レートベース収益算定方式 (RORB : Rate of Return Base)	パフォーマンスベース算定方式 (PBR : Performance Base Rate)
<p>利点 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rate Base は 3 年ごとに提示され、収益率も既に固定されているので収益のレベルを予測しやすい。 • 計算が簡単である。 	<p>利点 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • システムの非効率性が大きな問題となるような成熟した市場においては、投資の拡大を奨励できる。 • パフォーマンス・インセンティブ・スキームにおいて、高い効率が確保される場合、投資家の利益の拡大の機会が増大する。
<p>短所 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • インフラが既に構築されている場合、投資の拡大と事業効率の改善を進めにくい。 • 収益率が固定されているので、新たな市場参加を招きにくい。 	<p>短所 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • パフォーマンス・インセンティブ・スキームの下では、MAR/ MAP の調整が目標を達成してから行われるので実際の収入の予測は難しい。 • レートベース収益算定方式算定方式 (RORB) に比べ計算が複雑で多岐にわたる。

出所：調査団作成

イ) 送配電事業における RCOA による課金の枠組み

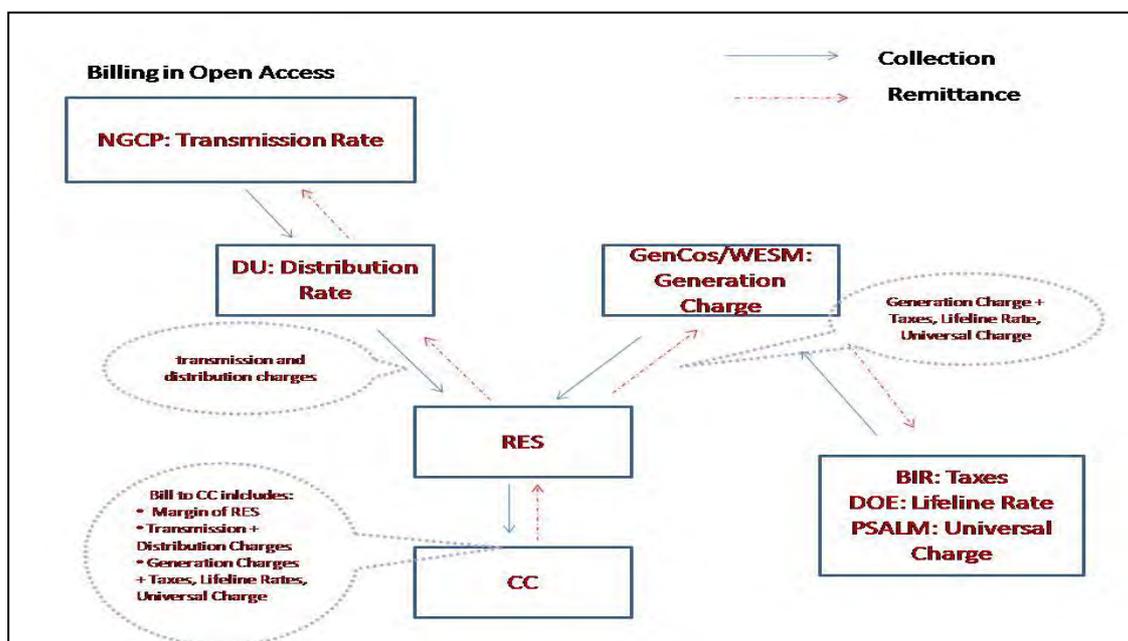
フィリピンでは天然ガス事業には第三者アクセスが義務付けられているので、電力事業のオープンアクセス方式の検討が行われ、次のような状況が明らかとなっている。

フィリピンの送配電事業において、最近の最も重要な出来事は 2013 年 6 月に小売競争と

¹⁹ Floating Storage Re-gasification Unit or Floating Storage Unit

オープンアクセス (RCOA: Retail Competition and Open access) が始まったことである。EPIRA法の施行前は、有力な電力事業者が配電事業を支配していた。また、市場参加に不可欠なフランチャイズ権は、フィリピン議会の承認を必要するので民間企業の参入障壁は高かった。エネルギー省は、配電の効率が不十分であること及び電力料金が高いことの理由²⁰として、限られた競争の中で行われる配電事業が、限られたプレイヤーによって取り仕切られていることを挙げている。RCOAは、配電設備の高い投資コスト及び議会のフランチャイズ制のような参入障壁を軽減する措置として機能し、他の民間部門の投資家が、認可された小売電力供給業者 (RES) として配電事業に参入することを認めている。

ERCによると、963の競争力のある大口の電力消費者 (Contestable market) あるいは資格のある電力消費者 (1MW以上の消費) のうち、263は小売供給契約 (のRSC) を締結しており、制度が発足して以来小売競争とオープンアクセス (RCOA) に参加している。現在RESのライセンス取得者は17、公認の地元RESは21、およびSOLRs (Suppliers of Last Resort) は27任命されている。小売競争とオープンアクセス (RCOA) は、フィリピンの配電事業における新しいビジネスフレームワークを提示する。例えば、課金処理に関して、小売電力供給業者 (RES) に計量メーターを供給するような民間企業の新規ビジネスの可能性がある。小売競争とオープンアクセス (RCOA) に伴う新しいビジネスフレームワークとして、オープンアクセス制度の下で次図に示されるような課金プロセスが検討されている。第三者アクセスがフィリピンで天然ガス事業に義務付けられているので、小売競争とオープンアクセス (RCOA) の課金の枠組みが参考となる。



出所：調査団 (ERC 面談資料抜粋)

図 2.11-4 RCOA における課金フレームワーク

²⁰ <http://www2.doe.gov.ph/FAQ%27S/power%20restruc.htm>

2.11.6 フィリピンと日本・タイの天然ガス事業規制の比較

(1) フィリピンと日本・タイの天然ガス事業規制の比較

フィリピンの天然ガス事業に関する規制の枠組みとして、エネルギー省通達が現在唯一のものであることに留意し、民間セクターの事業参入と投資を奨励するために、2002年に草稿されたエネルギー省通達の改訂が計画されている。3つの法令、即ち2001年の電力産業改革法（共和国法第9136：EPIRA法 Electric Power Industry Reform Act of 20019）、日本ガス事業法及びタイのガス事業法との比較を通じ、エネルギー省通達の改訂をどのような内容にするかについて検討する。

①エネルギー省通達とEPIRA法

エネルギー省通達の改訂のガイドラインとするために、EPIRA法との比較を行う。EPIRA法は電力事業規制の枠組みとして機能し、民間部門の投資を実現しフィリピンの電気事業を発展させている。フィリピンの電力セクターにおける法規制は、EPIRA法が2001年に施行されるまで存在せず、民間部門の事業参加もなかった。

表 2.11-15 エネルギー省通達（エネルギー省通達）とEPIRA法の比較

項目	エネルギー省通達	EPIRA法
事業の定義	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 送電（規則6） ✓ 配電（規則7） ✓ 電力供給（規則9） <p>ガス事業（輸送、商業、工業、家庭用）は上記に含まれない。石油事業のパイプラインについては規則12の第5条で触れている。</p>	<p>電力事業は以下のように分類されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 発電 ✓ 送電 ✓ 配電 ✓ 電力小売り ✓ 電力供給 ✓ 地方電化 <p>EPIRA法の法令は上記の分類に従って表記されており、発電事業に関する法令の記述で始まり、続いてTRANSCO等の送電事業に関する法令の記述が続く。</p>
ビジネス規制や要件の明示	要件の説明は簡潔である。例えば、規則6：送電では、可能性のある有望な投資家についてのわずかな記述があるにすぎない。	要件、制限事項及び業務の監督責任部署に関しては、それぞれの定義が明確に記述されている。

	<p>「天然ガスの輸送事業を行うにはエネルギー省の許可を得なければならない」</p> <p>さらに、「エネルギー省は、輸送 (Transmission) と配送 (Distribution) の区別についての物理的基準を決定することができる。」と規定している。</p> <p>配送 (Distribution) 及び供給部門については、配送業者のユニバーサルサービス義務を含む (規則 7、第 3 条)。</p> <p>EPIRA 法とは異なり、フランチャイズのための要件は、事業構成に関する議論とは別に、規則 10 に記載される。</p> <p>エネルギー省通達で扱われるフランチャイズのための要件は、フィリピン国の所有に関する規制やクロスオーナーシップに関する規定を含むことについては EPIRA よりも優れている。</p>	<p>EPIRA に記載される電力セクターに関する論点には、投資家にとって重要な情報、例えば電力の各事業とそれぞれの事業の競争の実体、例えば規制事業かどうか等についての明確な定義が含まれている。</p> <p>第 6 条：発電 第 7 条：送電 第 22 条：配電</p> <p>上記のいずれも、まずそれぞれの事業内容を明示し、規制事業であるかどうかについて述べている。</p> <p>公開された競争事業であるか、またはフランチャイズを必要とするか否かについて明示している。フランチャイズを必要とする場合には、その許認可と料金・価格設定を管掌する機関について明示している。</p>
<p>料金・価格設定のガイドライン</p>	<p>料金・価格設定については、第一部、規則 4、第 3 条及び規則 15 で規定される。エネルギー省通達はパイプで供給されるガスの料金・価格はガスを輸送するフランチャイズ企業によって請求され、ERC の管理責任に従うことが定められている (規則 15, 第 1 条 1)。</p> <p>規則 15, 第 2 条はエネルギー省が価格設定に関与すると定められる。</p> <p>規則 15 は、第 2 条は、価格設定に関しエネルギー省の関与する事項を定義する。</p> <p>送電及び他の業務に関する料金及び価格設定メカニズムが、料金設定の監督機</p>	<p>送電、配電に関する料金や価格及び託送料金の設定は、ERC に一存するものである (19 条, 23 条, 25 条)。</p> <p>なお、規定の詳細については、EPIRA 法の IRR (Implementation Rules and Regulation) による価格、料金の設定に基づき ERC が明らかにする立場にある。</p>

	<p>関である ERC によることについては明確には規定されていない。</p> <p>託送料金及び小売価格が ERC の管轄下にあるかどうかについても、明確ではない。</p>	
オープンアクセス/第三者アクセスのガイドライン	<p>エネルギー省通達は、ガスの高圧配送 (Transmission) 及び中・低圧配送 (Distribution) 事業への、第三者アクセスに関し詳細に規定している。</p> <p>小売に関する競争とオープンアクセスに関する EPIRA 法の情報は、エネルギー省通達の規則 11 に規定され、第三者アクセスに関して投資家に必要な重要な情報が明示されている。</p> <p>エネルギー省通達の Annex 2 には、パイプラインへのアクセスに関する詳細規定が記載されている。</p> <p>エネルギー省通達は、EPIRA 法と同様に第三者アクセスを管理するための IRR (Implementation Rules and Regulation) あるいは法政策について明らかにすべきである。例えば会計事務 (請求、課金) について明らかにすることは、問題がおきた場合の解決が容易となることにつながる。</p>	<p>小売に関する競争とオープンアクセスについては、EPIRA 法の 31 条に規定されており、さらにエネルギー省の通達及び IRR (Implementation Rules and Regulation) によって補足されている。</p> <p>オープンアクセスに関し注目すべき点は、競争力のある大口の電力消費者 (Contestable market) 向けの電力の小売りが浸透し、オープンアクセスが一般家庭にも及ぶことである (大口の消費者に関する ERC の市場評価によれば、調整機能が働きつつあるとのことである)。</p>
一般規定	<p>エネルギー省通達は一般規定に関するガイドラインとして以下について明示している。</p> <p>(1) 暫定規定 (2) 報告の対象となる要件 (3) 犯罪や罰則 (4) 建設、運転および安全に関する基準 (5) 環境保全</p>	<p>EPIRA には以下のようなガイドラインが含まれている。</p> <p>(1) 報告の対象となる要件 (2) 議会の電力委員会 (3) 事業に影響を与える機関の経営陣・職員分離によるメリット (4) 財政手当て (5) 環境保全 (6) 地域社会のメリット</p>

	(7) 既存の契約に関するレビュー (8) 地方電化 (9) 電力危機に関する規定 (10) 特定料金削減、ライフライン料金、クロスサブシディー (11) 消費者保護と消費者向け教育
--	---

出所：調査団作成

②エネルギー省通達と天然ガス事業法

エネルギー省通達と、天然ガス事業に関する包括的な法律である日本の天然ガス事業法を比較する。日本ガス事業法第 51 条は法制度の枠組みを示すものである。ガス事業法は以下について規定している。

- ア) ガスインフラの建設に関する規制
- イ) ガス設備に関する維持・保守
- ウ) ガスの製造及びガス機器の販売

③エネルギー省通達とタイのガス事業法

エネルギー省通達とタイの 2007 年のガス事業法を比較してみると、タイのガス事業法は電力および天然ガス産業の両方について規定しており、興味深い事実が確認される。タイの事業法の規定は、発電、原料調達、送電、配電及び制御システムを含み広範にわたるものである。事業法はガスの高圧配送に焦点を当て、天然ガス配送システムの規定を通じて貯蔵、LNG のガス化に関する工程、原料調達、卸売及び小売について規定する。但し、天然ガスの輸送事業に関する規制は含まれていない。

2.11.7 エネルギー省通達（エネルギー省通達）改訂のための検討

エネルギー省通達の改訂を検討するにあたって他の法律との比較を通じ、以下について留意すべきことを確認した。つまりエネルギー自給を適正に維持することで利害関係者の利益を確保することが必要であり、そのためには公正な競争による天然ガス産業への投資を奨励することが不可欠だということである。

エネルギー省通達の改訂に当たっては、以下に基づくことを検討する。

・改訂は、通達がエネルギー省の改革アジェンダに沿ったものであること。エネルギー省の改革アジェンダは以下の 3 つについて優先することを明示している。

- ア) エネルギー安全保障の確保
- イ) 最適なエネルギー価格設定メカニズムの実現
- ウ) 持続可能なエネルギーシステムの構築

・改訂に当たってはタイのガス事業法と日本のガス事業法を参照する。2 つの事業法を参

考にすることはフィリピンの通達改訂に意義がある。日本のガス事業は成熟しており、その法は広範囲にわり包括的である。一方、タイの天然ガス事業は比較的新しく、ガスの供給ソースとしては国内資源の利用と、輸入の双方を保有するところがフィリピンに最も類似している。

・修正に当たっては、フィリピンの天然ガス事業と、ガス産業のレギュレーターであるエネルギー省の権限に影響を与える既存の法律や、規制を十分考慮すること。

エネルギー省通達の改訂を検討するに当たって、考慮すべき検討項目を下表に例示した。実際の修正事項や用語あるいは表現については、今後実施される新たなプロジェクトで改めて具体的に検討し、その時点のフィリピンの状況を十分に勘案し採用、反映すべきである。

表 2.11-16 エネルギー省通達の改訂検討項目

区 分	修正の方向性	検討内容
第1部 一般規定		
規則 1. 規定の名称と範囲	項目の修正事項はないが、全ての項目についての修正を検討した後に、改めて全体を見直し必要に応じて再度調整する。	<ul style="list-style-type: none"> 修正事項なし。
規則 2. 政策の宣言	<p>エネルギー省の改革アジェンダにある3つの優先事項を網羅する必要がある。</p> <p>(1) エネルギー安全保障の確保</p> <p>(2) 最適なエネルギー価格設定メカニズムの実現</p> <p>(3) 持続可能なエネルギーシステムの構築</p>	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障と持続可能性につながる最適なエネルギー価格設定のメカニズムを構築することについて言及する項目を追加する。
規則 3. エネルギー省の責任	<p>エネルギー省の改革アジェンダにある3つの優先事項を網羅する必要がある。</p> <p>(1) エネルギー安全保障の確保</p>	<ul style="list-style-type: none"> 規則 3(b) に項目を追加しより詳しくする。 (b) “All other measures allowed under existing laws” に続けて、フィリピンの天然ガス開発への参入と投資を促す適切な文言を追加する。

	<p>(2) 最適なエネルギー価格設定メカニズムの実現</p> <p>(3) 持続可能なエネルギーシステムの構築</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ レギュレーターとしてのエネルギー省の役割として以下のような計画書の提出を求める規定を追加する。 <ul style="list-style-type: none"> ・天然ガスの高圧配送網や中低圧配送網の建設計画 ・導管配送のフランチャイズ、パイプラインコンセショネアーの事業計画 <p>日本のガス事業法の 25 条に計画書の提出を義務付ける規定がある。</p> <p>EPIRA 法も、送配電事業者に計画書の提出を義務付けている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 高圧配送及び中低圧配送事業の参入者は、経営陣あるいは企業所有の変更、安全・検査基準の変更、設備能力の増設・拡張計画等、経営上の重要事項について、エネルギー省に事前に報告し承認を申請することについての条文を追加する。 ○ 天然ガスの投資に関する地方政府の懸念事項に対処するため、エネルギー省が調整・促進する役割を担うことについて明示する。 <ul style="list-style-type: none"> ● 天然ガス産業の発展のためにエネルギー省に協力する立場にある他機関省庁についての記載を追加する。 <p>例えば ERC は料金設定の権限を持つ国家委員会であり、財務省 (DOF) は、ガスの供給に関するインセンティブを供与する機関である。</p> <p>大統領令 66 に定められる「フィリピンの天然ガス事業に関連するすべての機関は、その発展のために協力すべきであ</p>
--	--	---

		る」について、エネルギー省通達に参照し記載する。
規則 4. 天然ガスの測定	持続可能なエネルギーシステムの構築の一環として、この規則は天然ガスの技術の進歩を可能にすべきである。	<ul style="list-style-type: none"> ●天然ガスの技術の進歩に応じ、技術基準を変更することができる旨追加する。
第 2 部 天然ガス産業の構造とオペレーション		
規則 6. 高圧配送セクター 規則 7. 中・低圧配送セクター 規則 8. 高圧配送セクター/中・低圧配送セクター	エネルギー安全保障を確保するという優先目標に基づく改訂	<ul style="list-style-type: none"> ●天然ガスの高圧配送、中・低圧配送、供給に関する事項及び、各部門の業務に必要なことについて明確な定義付けを行う。 <p>EPIRA 法、日本ガス事業法とタイのガス事業法には、それぞれの業務部門において以下の関連項目が含まれている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ <u>明確な定義</u>： 天然ガスの受け入れ及び高圧配送のためのパイプラインシステムとその他必要な設備に関連して、次のように明確に記述している(セクション 5)。 <p>パイプラインシステムの区分けを、天然ガスの購入ポイントから、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・天然ガス中低圧配送ポイント ・天然ガス中低圧配送システム ・タイ発電公社 (EGAT) の発電所 ・IPP の発電所 <p>というように区分けし明示している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ <u>業務の開始に当たっての基本要件の通知</u>： まず事業を取り巻く環境について明示する。規制の有無、完全競争下のも

		<p>のか、解放されているかまたはフランチャイズ権を要するか、認可や料金設定がどの機関によるかについて明らかにされている(EPIRA 法参照)。</p> <p>天然ガス事業における一般的なビジネス規定の詳細を示し以下について含めること。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ どこでどのように事業許可を取得するか ○ 事業許可の申請・認可の条件 ○ 事業許可に伴う義務 <ul style="list-style-type: none"> ・ どのような場合でも直ちにガスを供給すること ・ 供給において差別をしないこと ・ 政府への通知義務（経営陣あるいは企業所有の変更等、事業の操業に影響する事項の通知） <ul style="list-style-type: none"> ● 料金、価格と託送料金の設定を詳細に記すこと。EPIRA 法にならい価格設定を担う機関について明示する。高压配送及び中低压配送事業者の託送料金を課金できる権利について、また価格の計算方法の決定と公布をどのような環境で行うかについても明示する。 ● EPIRA 法では、RORB 方式が適正な方法として取り入れられている。同様に、天然ガスの高压配送及び中低压配送の料金計算において RORB 方式を検討しかつ PBR についての記述も加える。 ● 高压及び中低压の配送計画の申請と承認についての規定の追加。 ● 安全基準・検査基準、および高压配送及
--	--	---

		<p>び中低圧配送の安全性維持に関する規定の追加。</p>
<p>規則 9. 供給セクター</p>	<p>持続可能かつ全てを備えたエネルギーシステムを確保するために、天然ガスバリューチェーンのコンポーネントは全て、エネルギー省通達においてカバーされるべきである。</p>	<p>日本ガス事業法には、ガス供給に伴う輸送に関する規定があり、かつガスのトラック輸送及びガスのトレーディングに関する規定も含まれている。これはエネルギー省通達にもとりいれるべきである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 輸送に関する規定の議論の追加 ● 供給のための輸入に関する規定の追加 ● 供給の輸出に関する規定の追加 ● ガス供給に伴う輸送、輸出入事業に参入するための資格に関する規定の追加 ● 供給部門の輸送、輸出入に関する、エネルギー省の認可のためのメカニズムに関する規定の追加 ● ターミナルあるいはガスの小売りに関する検討及び規定の追加 <p>日本のガス事業法では、機器や天然ガス器具に関する規定も含まれており、エネルギー省通達にもとりいれるべきである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 天然ガスを使用する器具、設備に関する規定を追加し、安全製品基準などを含むべきである
<p>規則 11. 第三者アクセス</p>	<p>エネルギー安全保障の確保だけでなく、全国民のために最適なエネルギー価格設定のメカニズムを目指し、市場参加者に対し働きかける。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 承認、レビュー、評価を含め、第三者契約に関する承認手続きのメカニズムに関する規定を追加する。 ● 第三者の利用に関する料金や価格設定に関する規定を追加する。 ● 大規模な消費者への供給を前提とする第三者アクセスに関する規定を追加する。
<p>規則 14. 建設、運転および安全に関する基準</p>	<p>安全基準は、持続可能なエネルギーシステムの構築の一環として設定されるべきである。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● ガスインフラに関する保守、運用、安全性に関し詳細な規定を追加する。 ● タイ及び日本のガス事業法に取り上げられている以下の追加を検討する。 <ul style="list-style-type: none"> ○ 不必要に市場に介入し、事業者間の競争に制限を加えることができないような、政府に対する規制。

		<ul style="list-style-type: none"> ○ 事業者が行う自主点検のためのガイドライン – 検査及び報告をどの程度の頻度で実施するかについての規定。 ○ エネルギー省の立ち入り検査のガイドライン ○ 設備使用基準 ○ 検査機関の免許 ○ メンテナンス、修理、効率的なオペレーションの確保に要する、オペレータの負担に関する規定。 ○ ライセンスおよび営業許可を取り消すための根拠に関する規定
<p>規則 15. 天然ガスの価格メカニズム</p>	<p>安全保障計画の一環として、天然ガス事業に投資家を誘致する原則に基づき、国民にとって最適なエネルギー価格設定のメカニズムの構築を目指す。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● タイのガス事業法に定められる規定で、フィリピン向けに修正し適用を検討すべきガイドラインを含めること。 <p>料金に関する規定のための重要なガイドラインとして以下のような検討をする。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 実際のコストを反映し、エネルギー産業の効率的なオペレーションを維持するのに必要な設備投資のリターンを確保する。 (2) 国のエネルギー需要を満たすために、効率的かつ適切なエネルギーを調達する。 (3) 認可された事業者に、エネルギー産業の業務効率を向上させるためのインセンティブを与えること。 (4) エネルギー消費者と認可された事業者双方の公平性を保つこと。 (5) 恵まれない消費者の支援あるいは地方への電源の分散を考慮すること。 (6) 簡潔で透明性を維持する料金設定を行いその公表を実施すること。 (7) エネルギー消費者やエネルギーを使用したい人に不当な差別をしないことを担保すること。

		料金・価格の設定の権限を持つ国家機関として ERC は「公正かつ合理的な価格」を目指し天然ガスの価格、託送料金の算定方法を定めることについての追加を検討する。
--	--	---

出所：調査団作成

3. 提言

3.1 ガスパイプライン

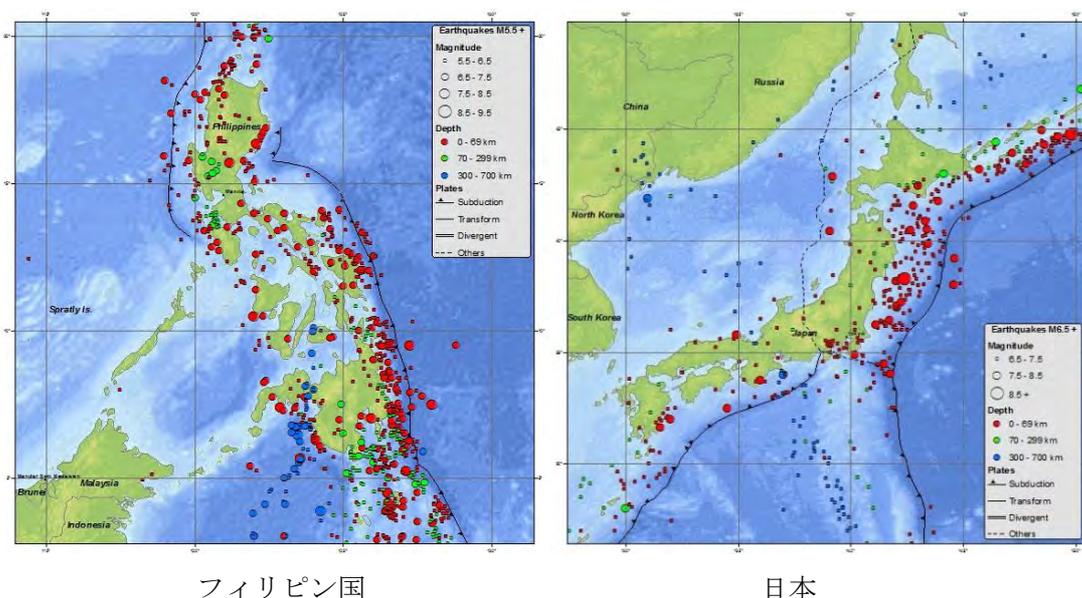
3.1.1 日本の高圧ガスパイプライン耐震技術及び維持管理技術の適用

Batman1 のパイプラインルートは自然条件、地質条件、気象条件などは、2.2 で述べたように、活断層の存在、台風の襲来、年降雨量等 日本の自然条件と類似している。中でも、活断層が多く存在し、地震の脅威に常にさらされている点は、我が国で開発してきた耐震技術を活かすことを強く提案したい。ここでは、日本の耐震技術の発展過程について述べるとともに、パイプラインの維持管理の重要性について諸外国の事故例を用いて訴求したい。

(1) 日本の耐震技術

比国は西太平洋のプレートの沈み込み地帯に位置し地勢学的に日本と類似している。比国、初の高圧ガスパイプラインは地中パイプラインに影響する地震に対する安全性を確固としたものにする必要がある。ここでは2.2 に記載したように、パイプラインルート上で将来的に地震による影響が予想される箇所や人口集積度の高い箇所には、日本の耐震技術を適用することを提言する。

フィリピン国と日本の地震発生記録（震央分布 1900年～2012年3月）を下図に示す。



出所：<http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/world/>

図 3.1-1 フィリピン国と日本の震央分布図（1900年～2012年3月）

立案は、以下の STEP 1 から STEP 3 の手順に進めた。

STEP 1では、フィリピン国のガスパイプラインに関連する技術基準の調査と設計に貢献できるであろう日本の耐震設計基準を紹介した。STEP 2では、Batman 1 のルートの地震時の危険性について評価を行った。Batman 1 ルート沿いの地質、特に活断層の有無や液状化の発生可能性についての調査を行った。

STEP 3では、Batman 1 のルートに沿って、危険度に応じてパイプラインの仕様、現地周溶接の品質を提案する。調査にあたっては、現地エンジニアリングコンサル会社 ESCA の地質学者、地震学者、構造専門家と意見交換を行った。

①フィリピン国における埋設構造物の耐震設計基準の調査および日本の耐震設計基準の紹介 (STEP 1)

現在のフィリピン国における天然ガス関連法規、技術基準について情報を収集、整理を行った。整理した結果を添付資料に示す。

フィリピン国と日本の天然ガスパイプライン設計基準の比較を下表に示す。

表 3.1-1 フィリピン国と日本の天然ガスパイプライン設計基準の比較

The Philippines	JAPAN
<p>Interim Rules and Regulations Governing the Transmission Distribution and Supply of Natural Gas (Department of energy circular No.2002-08-005)</p> <p>Rule 14 Standards for construction, operation and safety</p> <p>Section 3. Pipeline Design Standard The design standard for Pipelines shall comply with the requirements of <u>ISO 13623 or other internationally-accepted standards as the DOE may approve.</u></p>	<p>Gas Business Act (Act No. 51 of March 31, 1954)</p> <p>Section 4. Gas Facilities</p> <p>Subsection 1. Conformity of technical standards etc.</p> <p>Article 28 (1) A General Gas Utility shall maintain Gas Facilities to be used for the General Gas Utility Business to ensure that they conform to <u>the technical standards established by an Ordinance of the Ministry of Economy, Trade and Industry.</u></p>
<p>ISO13623(Petroleum and Natural Gas Industries–Pipeline Transmission System)</p>	<p>Recommended practices for design of gas pipelines issued by the JGA (Japan Gas Association)</p>

出所： Interim Rules and Regulations Governing the Transmission Distribution and Supply of Natural Gas (Department of energy circular No.2002-08-005)
Gas Business Act (Act No.51 of March 31, 1954)

フィリピン国において、現状では天然ガス事業にかかる法律はない。ここでは、フィリピン国天然ガス産業開発推進機関である DOE (The Philippines' Department of Energy) に注目した。2002年8月に発行された公式見解「DOE Circular No.2002-08-005」では、ガスパイプライン設計基準は ISO 13623 もしくは DOE が承認する国際的に認知された規準によることが Rule14 に規定されている。しかしながら、天然ガスパイプライン国際標準 ISO 13623、ASME / ANSI 31.8 は設計マニュアルではなく、必要事項として地震荷重が示されているものの、安全性評価手法について規定はない。

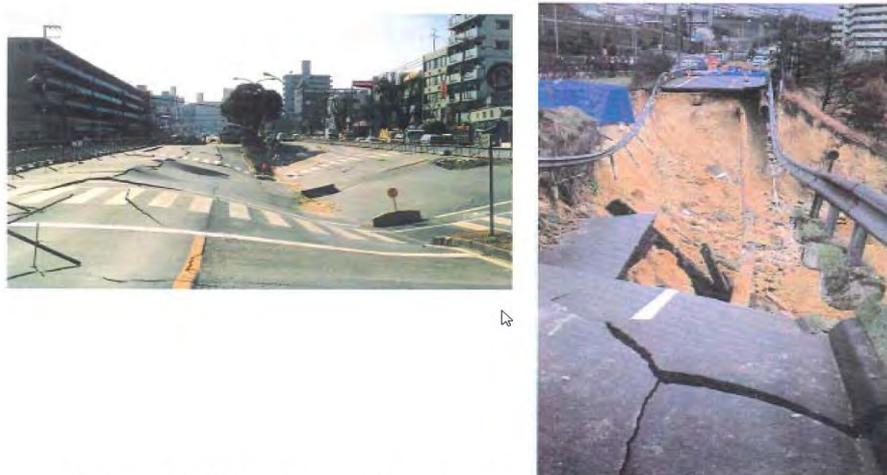
他の類似コードとしては、フィリピン国の土木建築構造エンジニアが使う設計コードであるフィリピン国家コード NSCP 2010 (the National Structural Code of the

Philippines 6th Edition Volume 1, Association of structural Engineers of the Philippines 発行) があり、主にフィリピン国の建築物、塔類などの一般建造物の設計コードとして使われている。鋼構造物も含まれており、設計荷重としての死荷重、活荷重、地震荷重、風荷重の他、組み合わせ荷重などが規定されているものの、石油化学関連の構造であるガスパイプラインの耐震設計コードはない。

日本の高圧ガスパイプラインの設計では、ガス事業法を法律として、ガス事業法施工令、ガス工作物の技術上の基準を定める省令、ガス工作物の技術上の基準を定める告示に 導管、整圧器およびこれらの付属設備等のガス工作物に関する技術上の基準が詳細に規定されている。

また、日本ガス協会 (JGA; The Japan Gas Association) では、これまでの地震発生時の経験から導管の安全性検討を行っており、その成果として、高圧ガス導管設計指針、高圧ガス導管液状化耐震設計指針を制定し、これに準じた耐震性能を保有する高圧ガスパイプラインを敷設している。

下の写真は、1995 年におきた兵庫県南部地震による被害状況である。



出典 土木学会阪神・淡路大震災調査報告編集委員会：阪神・淡路大震災調査報告 ライフライン施設の被害と復旧、1997

図 3.1-2 兵庫県南部地震による被害状況

次表は、大地震に見舞われる度に耐震基準を見直してきた歴史を示すものである。

表 3.1-2 耐震基準改定の歴史

Technical knowledge and know-how accumulated through earthquakes		
Year/Month	Earthquakes (Magnitude)	Technical knowledge and know-how accumulated through earthquakes
1983/5	Central Japan Sea Earthquake (M7.7)	• Issuance of the Guidelines for Aseismic Design of Production Facilities etc.
1987/12	East Off Chiba Prefecture Earthquake (M6.7)	• Issuance of the Manual for Work for Placement of Gas Pipelines Back into Service after Earthquakes
1993/1	Kushiro Offshore Earthquake (M7.5)	• Contains facility measures, emergency measures, and resumption measures
1993/7	Hokkaido Nansei-Oki Earthquake (M7.8)	• Issuance of the Manual for Emergency Measures for Gas Pipelines in the Event of Earthquakes
1995/1	Great Hanshin-Awaji Earthquake (M7.3)	• Revision of the Earthquake Disaster Prevention Guidelines • Revision of the Guidelines for Aseismic Design of High-pressure Gas Pipelines • Issuance of the Guidelines for Aseismic Design to Protect High-Pressure Gas Pipelines from Ground Liquefaction • Revision of the Guidelines for Aseismic Design of Production Facilities etc. • Effectuation of the Law for Special Measures for Promotion of Measures to Prevent Disaster in the Event of the Tonankai and Nankai Earthquakes
2004/10	Niigata Chuetsu Earthquake (M6.8)	• Effectuation of the Law for Special Measures for Promotion of Measures to Prevent Earthquake Disaster in Relation to Subduction Zone Earthquakes around the Japan Trench and the Chishima Trench • Revision of the Manual for Emergency Measures for Gas Pipelines in the Event of Earthquakes • Revision of the Manual for Work for Placement of Gas Pipelines Back into Service after Earthquakes
2007/7	Niigata Chuetsu Offshore Earthquake (M6.8)	• Issuance of the Guidelines for Aseismic design to prevent long-column buckling
2011/3	Great East Japan Earthquake (M9.0)	

THE JAPAN GAS ASSOCIATION

NIPPON STEEL ENGINEERING

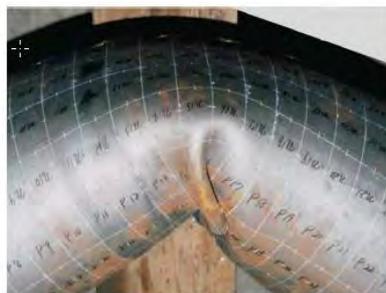
15

出所：日本ガス協会

兵庫県南部地震発生後には、レベル 2 地震動（供用期間中に 1~2 回発生する確率は低いが非常に強い地震動）に対する疲労強度を検証しており、日本における高圧ガス設計の一つの基本となっている。

Evaluation of steel pipe deformation capacity

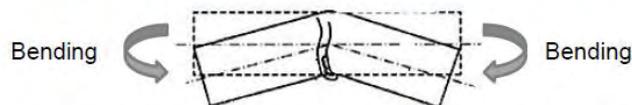
Full-scale tests



Inner pressure



No inner pressure



Deformation of straight steel pipes buckling at the final stage

出所：日本ガス協会，高圧ガス導管液状化耐震設計指針(JGA 指-207-01)

図 3.1-3 パイプの変形性能確認試験

上記の調査を踏まえ、それぞれの耐震設計との比較をおこなった。
NSCP, ISO, ANSI/ASME そして JGA 耐震設計指針の比較を下表に示す。

表 3.1-3 耐震設計指針の比較

Standard/ Guideline	NSCP vo.1 National Structural Code of the Philippines	ISO 13623 Petroleum and natural gas industries-Pipeline transportation systems	ASME 31.8 Gas transmission and distribution piping systems	Japan Gas Association Recommended Practices for Seismic design of gas pipelines
Application	Buildings and other structures	Pipeline systems	Pipeline facilities	Buried steel pipelines onshore
Contained fluids	Not mentioned	Gases and liquids	Gases and liquids	Natural gas
Seismic zoning	Specified on level1 motion	Not mentioned	Not mentioned	Specified
Earthquake loads		Mentioned as requirement	Mentioned as requirement	
Level1 motion	Specified			Specified
Level2 motion	Not mentioned			Specified
Ground liquefaction	Not mentioned			Specified
Safety estimation method	not mentioned	Mentioned as requirement	Specified	Specified

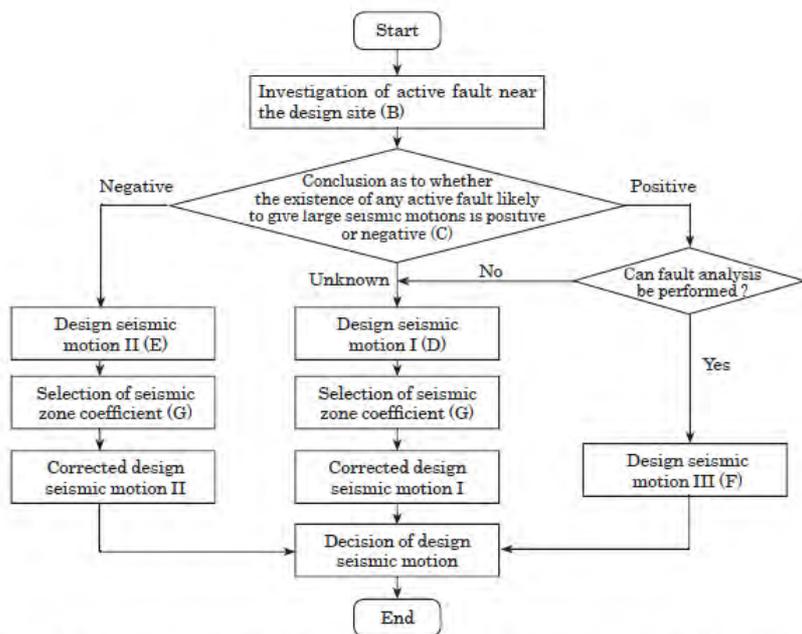
出所： National Standard Code of The Philippines SIXTH EDITION 2010
ISO 13623 (Petroleum and natural gas industries Pipeline transportation systems)
ASME 31.8 (Gas transmission and distribution piping systems)
日本ガス協会， 高圧ガス導管耐震設計指針（JGA 指-206-13）
日本ガス協会， 高圧ガス導管液状化耐震設計指針(JGA 指-207-01),

JGA 高圧ガス導管耐震設計指針ならびに高圧ガス導管液状化耐震設計指針では、下表のように地震大きさ（発生確率）と担保すべき変形性能が規定されている。また地盤液状化による影響についても規定されている。レベル 2 地震動と地盤液状化に対する耐震設計フローを下図に示す。

表 3.1-4 高圧ガス導管耐震設計指針（日本ガス協会）の設計思想

Classification of earthquake load	Probability of earthquake during the service	Requirements for pipeline performance
Level 1 earthquake	General seismic motion	No severe deformation and no repair
Level 2 earthquake	Very strong seismic motion	Large deformation but no gas leakage
Ground liquefaction	Ground displacement caused by soil liquefaction	Large deformation but no gas leakage

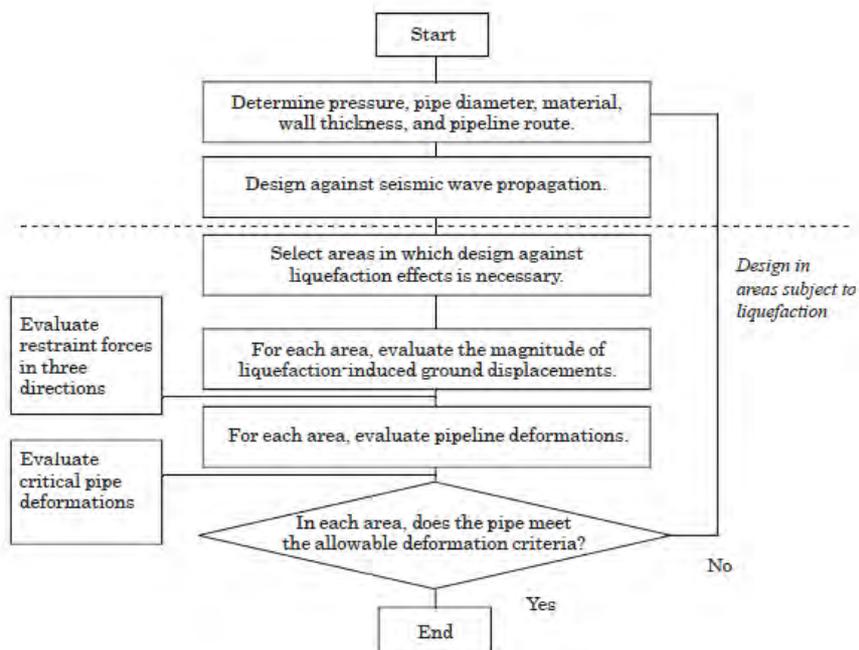
出所： 日本ガス協会， 高圧ガス導管耐震設計指針（JGA 指-206-13）
日本ガス協会， 高圧ガス導管液状化耐震設計指針(JGA 指-207-01),



*1) If the design seismic motion III is smaller than the corrected design seismic motion II, the corrected design seismic motion II is used as the design seismic motion.

出所 : T. Kobayashi, K. Shimamura, N. Oguchi et al : Seismic Design for Gas Pipelines (2000) (By Japan Gas Association), 1. Recommended Practice for Earthquake-Resistant Design of Gas Pipelines (2000)

図 3.1-4 高圧ガス導管耐震設計指針 (日本ガス協会) の設計地震動設定フロー



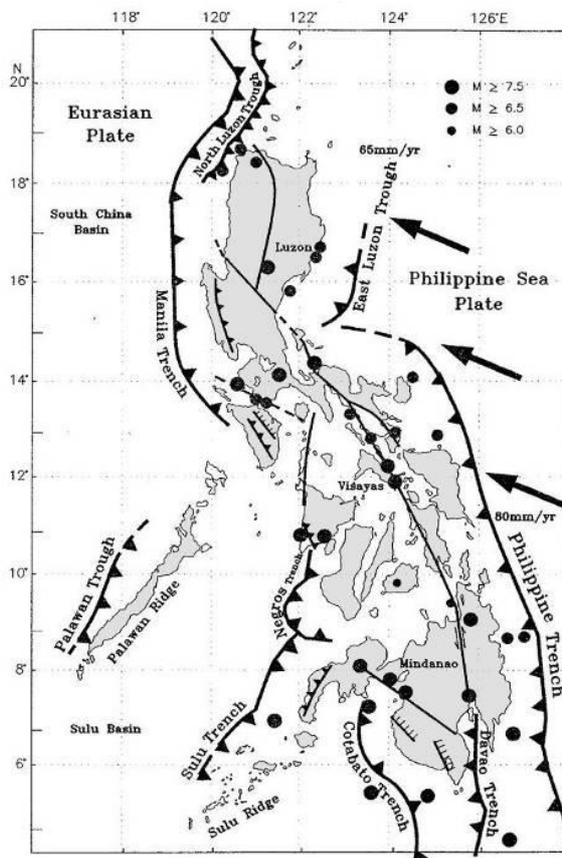
出所 : Japan Gas Association, Recommended Practice for Design of Gas Transmission Pipelines in Areas Subject to Liquefaction

図 3.1-5 高圧ガス導管液状化耐震設計指針 (日本ガス協会) の設計フロー

活断層の存在が確認されている地域では、慎重な調査と信頼性ある評価に基づき活断層を横断するパイプラインの耐震安全性対策がなされるべきである。現行の日本の耐震設計指針は性能規定型設計を指向しており、地震動ならびに液状化地盤に対する耐震性能を確保すればよいことになっている。活断層横断部においては、レベル 2 地震時に漏えいさせないという設計思想に基づき、現地周方向溶接部とともに変形性能を証明した高品質かつ高変形性能のラインパイプの適用を前提に実用上の耐震対策を実施している。

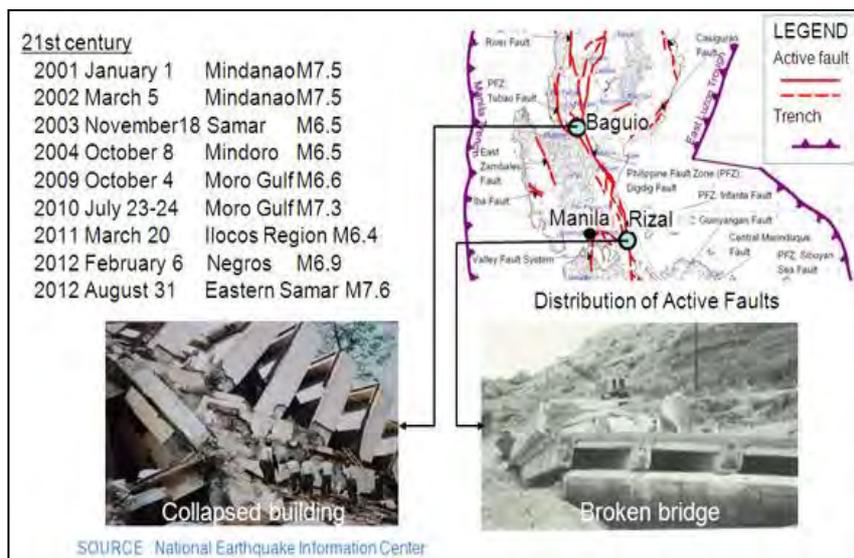
② Batman 1 ルート沿いの地震被害リスクに関する調査 (STEP 2)

ここでは、フィリピン国や官公庁等の情報を収集し、フィリピン国における大地震の記録とその被害事例、ならびに、地震発生確率的等を調査した。調査結果を下図に示す。



出所: Cassaro, M.A. (1991) Lifeline Earthquake Engineering Technical Council on Lifeline Earthquake Engineering Monograph No. 4, New York

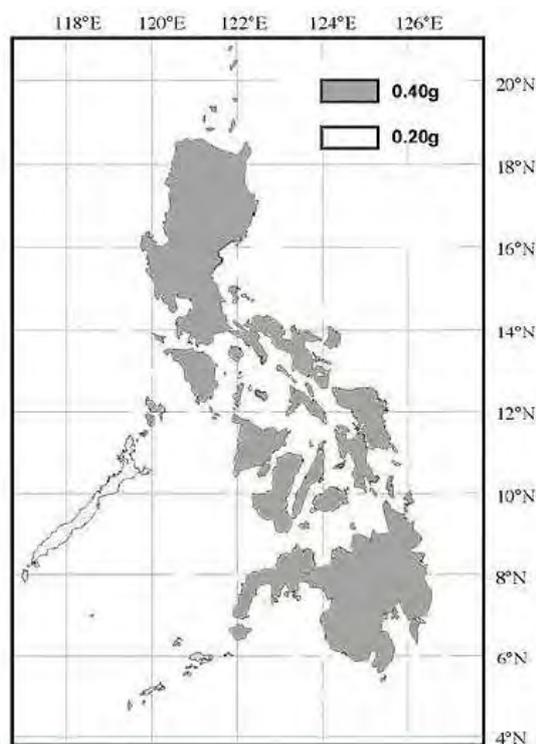
図 3.1-6 断層と大地震記録 (1589 年～1990 年)



出所： USGS (U.S. Geological Survey) National Earthquake Information Center
 PHIVOLCS, Distribution of Active Faults & Trenches in the Philippines (2000)

図 3.1-7 フィリピン国の活断層と最近の地震被害 (例)

NSCP 2010 に地震荷重予想が示されている。地表面最大加速度の値により地域が 2 つに分割されている。Batman 1 は Zone 4 (0.4g) に位置する。地域区分と地表面最大速度を下図に示す。



Seismic Zone Map of the Philippines (NSCP 2010).

図 3.1-8 地域区分と地表面最大速度

以上のように、日本と同様、耐震性を満足させることはマグニチュード的にも重要であることが調査結果で明確になった。

③ Batman 1 を対象に織り込むべき日本のガスパイプライン設計基準の整理 (STEP 3)

前述 ①, ② の調査結果を踏まえて、Batman 1 に反映すべき日本のガスパイプラインの技術基準を絞り込む。絞り込むにあたっては、現地コンサルタント ESCA の地質学者 地震学者 構造専門家によるチームと調査団による意見交換を行った。2013年9月25日 その結果を DOE, PNOC に報告 確認するという手順で行った。意見交換と報告会の様子を以下の写真に示す。



図 3.1-9 ESCA Inc.と調査団の意見交換



図 3.1-10 DOE、PNOC への報告会

地震が起きた際、高圧ガスパイプラインは、地震時の地盤変形等に対して変形性能を具備し、変形は許容してもガスの漏えいを許容してはいけないとの結論に至った。また、日本ガス協会による耐震設計指針類は日本都市ガス用材料仕様の鋼管を供して実物大実験や FEM 解析等でその変形性能を検証した上で構築されたものでその耐震安全性については実環境下で立証されていることから、耐震性能を担保させるべき区間に敷設する高圧ガスパイプラインには日本ガス協会の指針等を日本仕様として適用する必要があるとの見解があった。そこで、ESCA と協議の上、下記のように安全性のエリア別基準を定めた。

SA Level 2 と SA Level 3 は SA Level 1 にくらべ地震被害リスクが高いほか、人口密集地でもある。Batman1 では日本基準と API 基準を組み合わせた基準を推奨する。

Safety Assessment Level (SA Level) 1～3 の選定方法を下図に示す。

液状化可能性大 活断層多い			Sa Level 3	
液状化可能性低い 活断層なし			Sa Level 2	
液状化可能性なし 活断層なし		Sa Level 1		
	1	2	3	4
	Location Class			

出所：調査団作成

図 3.1-11 Safety Assessment Level (SA Level) の選定方法
(表 2.4-5 再掲)

調査団は ESCA 専門家と協議をおこない、Batman 1 に適用するパイプラインの安全性を担保するための基準は、下記を提案するに至った。

提案 1 レベル 2 地震動を考慮した設計を全ラインに行う。

ガスパイプラインの設計では、高い安全性が必要である。高圧ガス導管耐震設計指針は、下表に示すように地震動に対する 2 段階の耐震設計法で、一般的な地震動であるレベル 1 地震動と非常に強い地震動であるレベル 2 地震動に対して、ガスパイプラインの耐震性を確保することを基本としている。

地盤変状については、傾斜地盤や護岸背後地盤の液状化側方流動によるものが定義されている。これらを本報告書では Batman 1 に適用することとしている。

表 3.1-5 地震による外力に対する耐震性能と照査方法

「高圧ガス導管耐震設計指針」
 「高圧ガス導管液状化耐震設計指針」

	想定される外力	耐震性能	照査方法
レベル1 地震動	供給期間中に1～2回発生する確率を有する一般的な地震動（関東大震災級）	被害がなく、修理することなく運転に支障がない	許容ひずみ1%もしくは35t/D%の小さい方の値以下
レベル2 地震動	供給期間中に発生する確率は低いが非常に強い地震動（兵庫県南部地震級）	導管に変形は生じるが漏洩は生じない	許容ひずみ3%以下
液状化 地盤変状	傾斜地盤や護岸背後地盤の液状化側方流動による地盤変状	導管に変形は生じるが漏洩は生じない	座屈収束もしくは局部ひずみ30%以下

出所： 日本ガス協会，高圧ガス導管耐震設計指針（JGA 指-206-13）
 日本ガス協会，高圧ガス導管液状化耐震設計指針（JGA 指-207-01），

提案2 活断層の存在するエリアや人口密度の高いエリアにおけるラインパイプの材質、現地周溶接部については、JIS 基準など日本の仕様を適用する。

ガスパイプラインの設計では、高い安全性が必要であり、特にパイプラインに塑性域レベルの変形が予想される地域では、ガスパイプラインはより高い信頼性を担保していなければならない。

本調査においては、特定地域については日本のパイプ材料と日本の溶接品質を適用することとしている。

ア) ラインパイプの仕様

活断層の影響や人口密集地のラインパイプの仕様は、実管試験で変形性能を確認している JGA 基準の日本仕様のパイプの適用を推奨する。

イ) 溶接の仕様

活断層の影響や人口密集地の溶接部の仕様は、API 基準に比べ許容値が厳しい日本の JIS 基準の適用を推奨する。

当調査団は ESCA との協議の結果、以下提案を本報告書に盛り込むこととした：

**BATMAN 1 Project to be divided into
3 Safety assessment levels governed
by the following criteria:**

- Proximity to the active fault;
- Location of pipeline relative to the density of population;
- Liquefaction potential of the pipeline route.

NOTE:

Safety Assessment Level 1: API STANDARD

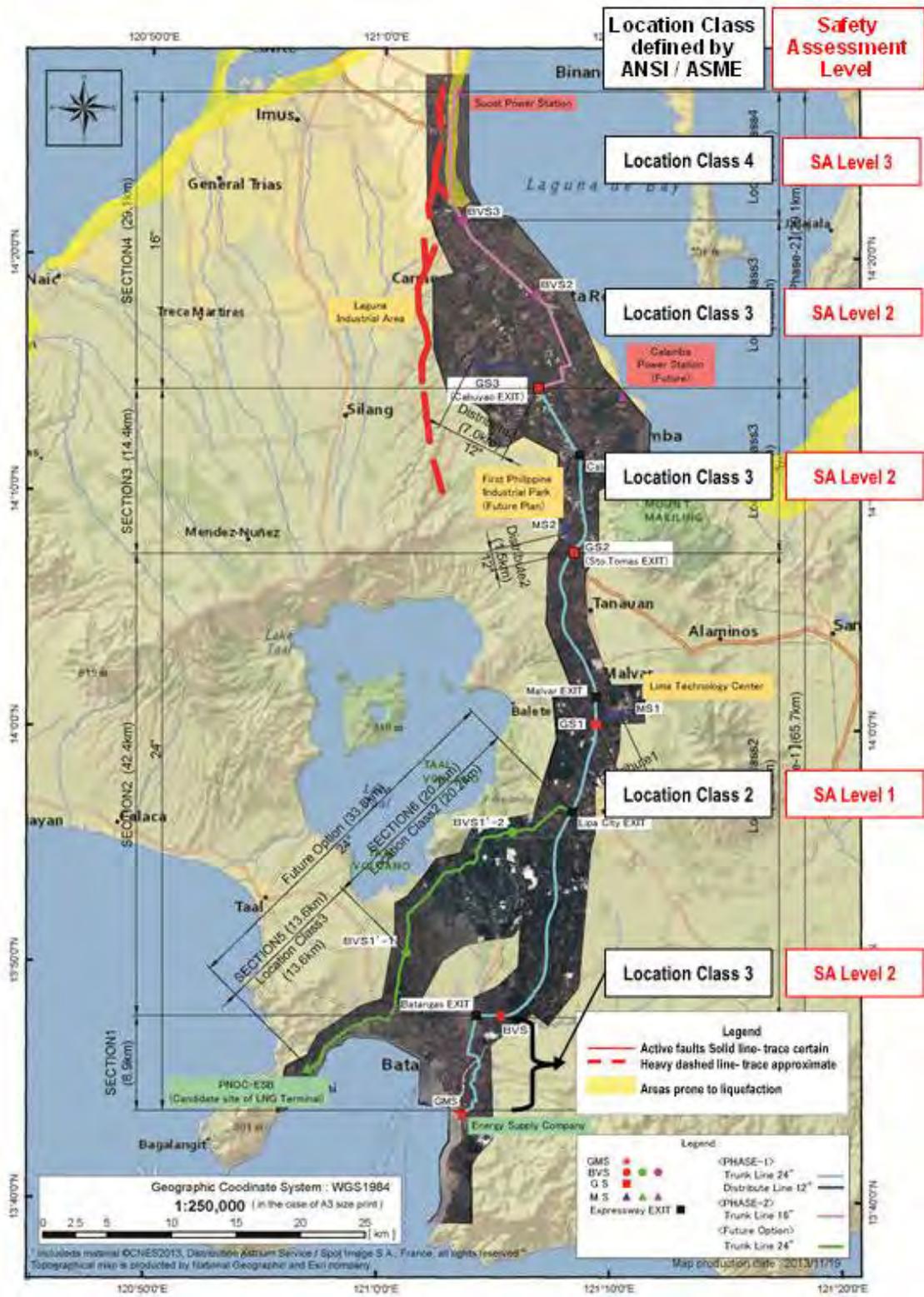
*Safety Assessment Level 2: JAPANESE GAS
PIPELINE CODE / API*

*Safety Assessment Level 3: JAPANESE GAS
PIPELINE CODE*

④ Batman 1 ルート沿いの耐震技術適用エリアの調査 (STEP 3)

Batman 1 では、地震発生確率、人口密度、地盤性状 を踏まえてラインパイプの材料仕様と現地周溶接部の合格基準を定めた。Batman 1 パイプラインの安全性に大きな影響を及ぼすと考えられる活断層と地盤液状化危険地域に人口密度による ANSI / ASME クラスロケーションを考慮した上で定めたエリア別適用基準 (SA Level) を Batman 1 計画ルート沿いならびに近郊で確認されている液状化危険地域と活断層とあわせて下図に示す。

- SA Level 1: 高速道路沿い区間。液状化危険エリアが殆どなく、人口密度が低い地域。
- SA Level 2: Batangas 市区域、Cabuyao 市地域。液状化危険エリアがあり、人口密度が高い地域。
- SA Level 3: Sucat 地域。液状化危険エリアや活断層があり、人口密度が高い地域。



出所：調査団作成

図 3.1-12 Batman1 エリア別適用基準 (図 2.9-9 再掲)

⑤ SA Level 2,3 に適用する材料仕様、現地溶接部の合格基準について (STEP 3)

ア) 材料仕様

パイプラインの材料仕様について、現地コンサルトと協議を行った。

その結果、日本でパイプラインの破損が無いのは、日本ガス協会 (JGA) の高圧ガス導管耐震設計指針を満足した材料を使用しているためと判断した。

日本ガス協会 (JGA) の高圧導管耐震設計指針は、パイプラインの地震時の大変形、繰り返し変形 (疲労) に対する品質を確保するために、鋼管の実物大の試験を行い地震時の許容ひずみを定義しているため、パイプラインの破損防止には最適規格である。

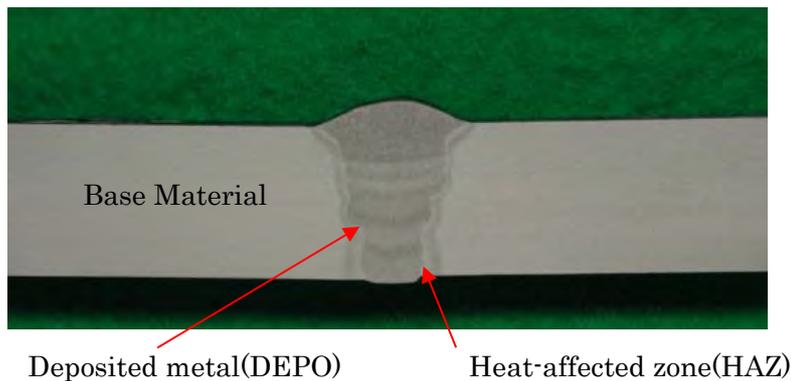
以上のことから、耐震エリア及び市街地は日本ガス協会 (JGA) 仕様の鋼管を適用する。

イ) 現地溶接部の合格基準

パイプラインは、局所的な歪集中が無い事を前提に安全性が担保されている。

パイプラインで歪集中が発生しやすい箇所は、局所的、材質的に不連続となる現地周溶接部 (下の写真) になるため、歪集中の防止には、下記の 2 つが必要となる。

- (a) 現地周溶接部の強度確保
- (b) 現地周溶接部の許容欠陥



出所：調査団作成

図 3.1-13 現地周溶接部のマクロ組織写真

(a) 現地周溶接部の強度確保

現地周溶接部の強度は母材の強度よりも大きい、いわゆるオーバーマッチ継手が必要であるため、以下の確認及び管理を行う。

- (i) 溶接施工法試験による確認
 - ・溶接方法、溶接材料、入熱管理等の決定
 - ・機械試験による確認 (引張試験、曲げ試験等)
- (ii) 溶接士技量試験による確認
- (iii) 現地溶接施工要領書に基づく現地管理

一例として、溶接施工法試験/機械試験のうち、引張試験状況を下の写真に示す。

引張試験は、破断位置が溶着金属 (DEPO) で破断しないこと、引張強さが母材の規格最小引張強度超であれば、合格となる。

Tensile-strength test: Base Material SMTS \leq TS



出所：調査団作成

図 3.1-14 材料引張強度試験

(b) 現地周溶接部の許容欠陥

パイプラインに適用される非破壊検査 (NDI : Nondestructive inspection) は、外観検査、放射線透過試験、超音波探傷試験がある。

許容欠陥を規定した非破壊検査(NDI)の基準には、世界標準としての API 1104 と地震時の影響を考慮した日本の JIS Z 3104 等がある。

日本で全数検査となっている、外観検査、放射線透過試験について、世界標準の検査規格 (API) と日本の検査規格 (JIS) の比較を次表に記す。

表 3.1-6 非破壊検査 適用規格の比較

	International standard	Japanese standard
VT (Visual Testing)	API1104	JIS B 8265
RT (Radiographic Testing)	API1104	JIS Z 3104
UT (Ultrasonic Testing)	API1104	JIS Z 3060

VT and RT are 100% inspection in Japan and API.

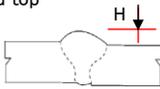
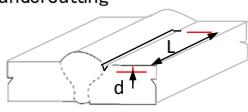
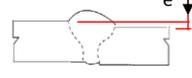
UT is sampling (5~10%) inspection in Japan.

出所：調査団作成

(i) 外観検査

検査員が目視で余盛りの高さ、アンダーカットの幅と深さ、食違い等を確認する。
API 規格と JIS 規格の比較を下表に示す。

表 3.1-7 .外観検査 適用規格の比較

Standard Type	International standard API1104	Japanese standard JIS B 8265
weld top 	WPS	$T \leq 12\text{mm} : H \leq 1.5\text{mm}$ $12 < T \leq 25 : H \leq 2.5\text{mm}$
undercutting 	$d \leq 0.4\text{mm}$ $0.4 < d \leq 0.8 : L \leq 50\text{mm}$ and $L \leq 1/6$ weld length	WPS
high-low 	$e \leq 3.0\text{mm}$	$T \leq 8.0\text{mm} : e \leq 2.0\text{mm}$ $8 < T \leq 50\text{mm} : e \leq 3.5\text{mm}$

WPS:Welding Procedure Specification.

T : Wall Thickness

出所：調査団作成

(ii) 放射線透過検査

X線フィルムに放射線で透過された画像を焼き付け、その画像によりきずの有無及び大きさを判定する。

溶接きずには、溶け込み不足 (IP)、融合不良 (IFD)、気泡 (BH) 等があるが、全ての欠陥の判定基準で API 規格よりも JIS 規格 (3 類以上) が厳しい (下表参照)。

日本では、高圧ガスパイプラインの地震時の大変形、繰り返し変形(疲労)に対する品質を確保するために前述したように変形性能確認試験を行い地震時の許容ひずみを定義している。この許容ひずみは、母材強度を上回る現地周溶接施工法に加えて JIS Z 3104 における 3 類以上を合格とする溶接品質の確認により保証できるものである。母材強度を上回る現地周溶接施工法や JIS Z 3104 の 3 類を達成するために、日本では自動溶接機を導入して高い溶接品質を確保している事例もある。

《JIS 規格が 3 類以上となっている理由》

前述した、日本ガス協会 (JGA) の高圧導管耐震設計指針は、パイプラインの地震時の大変形、繰り返し変形 (疲労) に対する品質を確保するために、鋼管の実物大の試験を行い地震時の許容ひずみを定義している。

この許容ひずみは、JIS Z 3104 における 3 類以上の現地周溶接で保証できるものであるために、3 類以上となっている。

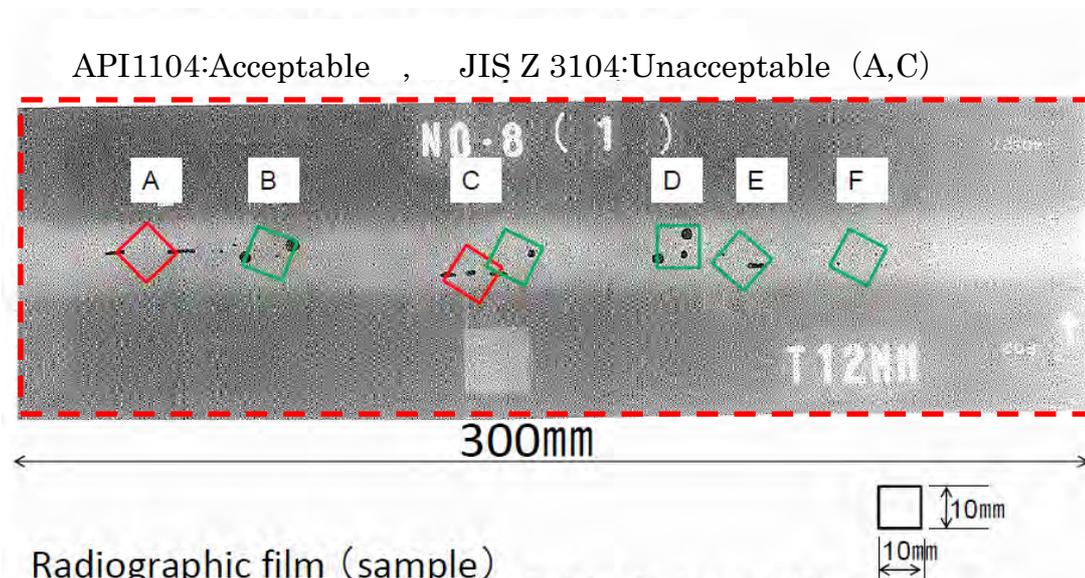
表 3.1-8 API 規格と JIS 規格における許容溶接欠陥の比較

Standard Flaw Type	International standard API1104	Japanese standard JIS Z 3104 3 rd class
IP  Incomplete penetration	25mm Individual or cumulative 25mm in 300mm length	7.5mm One second(1/2)of Wall Thickness
IFD  Incomplete fusion due to cold lap	50mm Individual: 50mm Cumulative: 50mm in 300mm length	7.5mm One second(1/2)of Wall Thickness
BH  Blowhole	3mm φ 3mm 25% of Wall Thickness	3mm 12 of φ 1mm BH in 1cm ² 6 of φ 2mm BH in 1cm ² 4 of φ 3mm BH in 1cm ²
REMARKS	In case 15mm Wall Thickness Pipe	

出所：調査団作成

具体的な例で世界標準の API と JIS が規定する許容溶接きずについて比較する。

- 下図の X 線フィルムを API 規格と JIS 規格で判定する。
- API 規格は、X 線フィルム全体（赤枠点線内）で判定し、合格になる。
- JIS 規格は、赤枠内は 4 類で不合格、緑枠内は 1 類、2 類、3 類で合格、総合判定で不合格となる。



Radiographic film (sample)
In case 12mm Wall Thickness.

Field of vision: API1104 300 mm , JIS Z 3104 10 mm×10 mm

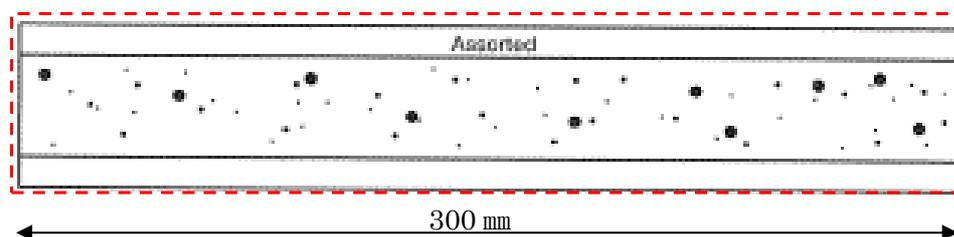
出所：調査団作成、写真は放射線透過試験問題集（日本非破壊検査協会）より抜粋

図 3.1-15 .API 規格と JIS 規格の判定（例）

【API 規格】

API 規格では、X 線フィルム（長さ：300 mm）全体を試験視野として判断する。

気泡（BH）の場合は、下図と比較して測定する。



出所：API1104：Fig19 (T≤12.7 mm) より抜粋

図 3.1-16 X 線フィルムの判定基準

【JIS 規格】

JIS 規格では、母材の板厚によって試験視野を変更して判断する。

また、全てのキズについて第 1 種（ブローホール）、第 2 種（溶け込み不足等）、第 3 種（割れ）、第 4 種（タングステン巻込み）の 4 種別に区分して、キズの大きさを測定し試験視野毎に 1 類、2 類、3 類、4 類に分類する。

第 1 種及び第 4 種のキズは、表の「JIS Z 3104 付属書 4 表 5 第 1 種及び第 4 種のきずの分類」により、各キズに点数を付けて分類する。キズ点数は、キズの大きさにより異なり、例えば、0.5 mm を越え 1.0 mm 以下の場合には 1 点、1.0 mm を越え 2.0 mm 以下は 2 点となる。

第 2 種のキズは、長さを測定し表の「JIS Z 3104 付属書 4 表 6 第 2 種のきずの分類」により、分類する。

第 3 種のキズは、全て 4 類となる。

日本ガス協会（JGA）における高圧ガス導管の非破壊検査基準は、1 類（無欠陥を含み最も品質が良い）、2 類、3 類が合格になり、4 類は不合格になる。

例えば、板厚 12 mm の場合は、試験視野は 10 mm×10 mm で、第 1 種及び第 4 種のキズは 12 点以下、第 2 種のキズは長さ 6 mm 以下、の場合に合格となる。

表 3.1-9 JIS Z 3104：判定基準

Annex 4 Table 5 Subclassification of flaws of type 1 and type 4

Unit: mm

Subclassification	Test field of vision				
	10 × 10	10 × 20		10 × 30	
	Thickness of base metal				
	10 or under	Over 10, up to and incl. 25	Over 25, up to and incl. 50	Over 50, up to and incl. 100	Over 100
Class 1	1	2	4	5	6
Class 2	3	6	12	15	18
Class 3	6	12	24	30	36
Class 4	Where the score of flaw is larger than that of class 3				

表 3.1-9 JIS Z 3104 : 判定基準 (続)

Annex 4 Table 6 Subclassification of flaws of type 2

Unit: mm

Subclassification	Thickness of base metal		
	12 or under	Over 12 and under 48	48 or over
Class 1	3 or under	1/4 or less of the thickness of the base metal	12 or under
Class 2	4 or under	1/3 or less of the thickness of the base metal	16 or under
Class 3	6 or under	1/2 or less of the thickness of the base metal	24 or under
Class 4	Where the flaw length is larger than that of class 3		

出所：日本規格協会、日本ガス協会

(iii) 現地溶接部の合格基準

i. 外観検査

現地コンサルと協議した結果、API 規格を適用する。

ii. 放射線透過試験

現地コンサルと協議した結果、耐震エリア及び市街地の事故防止に、過去にガスパイプラインの破損が無い JIS 規格を適用する、それ以外のエリアでは API 規格を適用する。

以上の結果、現地溶接部の合否基準を下表に示す。

表 3.1-10 現地溶接部の合格基準

	Safety Assessment		
	Level 1	Level 2	Level 3
VT	API1104	API1104	API1104
RT	API1104	JIS Z 3104	JIS Z 3104

出所：調査団作成

(iv) 日本の都市ガス事業者の特記仕様

日本の都市ガス事業者は、地震時の繰り返し荷重に対する安全性確保には、JIS Z 3104 2 類以上の品質確保が望ましいと考えている。そのため、日本の都市ガス事業者は、発注仕様の合格基準は 3 類以上であるが、実際には 1 類以上の品質を目標としている。1 類以上の品質を満たすために日本では、独自に開発した自動溶接機を導入している。下の写真は、開削部とトンネル内 (内径 2m) での自動溶接施工状況である。鋼管の外側にガイドレールと溶接ヘッドをセットし、外面からの片側溶接を実施している。日本国内での自動溶接機を適用したガス導管建設工事での溶接品質は、1 類フィルム率：98~99%を確保している。



(開削部)

(トンネル内)

図 3.1-17 自動溶接施工状況

出所：調査団作成

(2) パイプライン事故の実状

日本では、高圧ガスパイプラインの事故は皆無である。これは日本では「高圧ガスパイプラインの漏洩は許容しない」との思想の下、設計から維持管理運用まで注意を払っていることによるものと考えられる。

本項では、主に米国、西欧州で発生した各種の事故事例およびその事故頻度などの分析結果を要約して示す。下表に北米、西欧州ならびに日本におけるガスパイプラインの敷設延長を示す。米国、西欧州では、パイプライン延長が長い分だけ事故も多い。諸国の事故事例リストを添付資料「諸外国におけるガスパイプラインの事故例」に記す。

表 3.1-11 輸送用天然ガスパイプライン敷設延長の例

地域	延長	調査年	出典
United States	1,984,321 km;	2013	The World Factbook, CIA
EGIG* Members	135,211 km	2010	8th EGIG-Report
Japan	4,344 km	2010	Japan Gas Association

Note *: EGIG は西欧州輸送用ガスシステム操業企業主要 15 社からなる機構

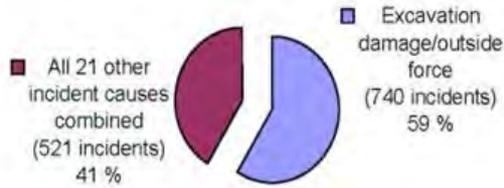
出所：調査団とりまとめ

① 米国における天然ガスパイプライン事故の概要 (Source by DOT Report)

米国には 198 万 km 以上の輸送用の天然ガスパイプラインが敷設されている。これらの 50%以上は建設から 50 年以上経過している。

米国防総省パイプライン安全輸送オフィスの統計によると、1995 年から 2004 年の間に報告されたすべての供給パイプライン事故のうち、掘削損傷によるものは約 60 %を占めた。統計結果を次図に示す。

Most Incidents on Natural Gas Distribution Pipelines
Caused by Excavation Damage/Outside Force
(1995-2004)

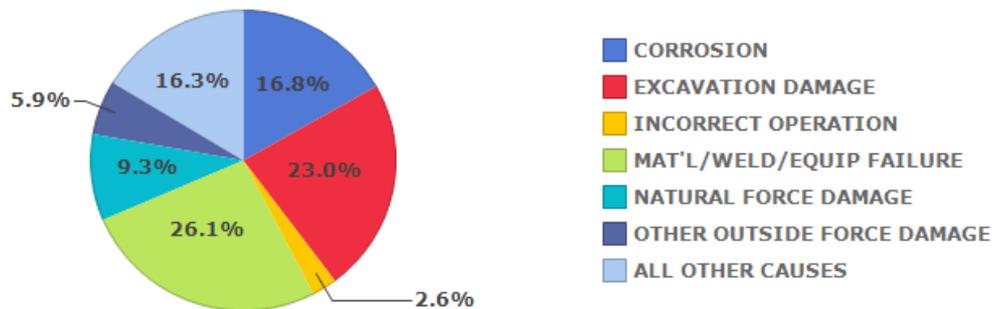


出所 : <http://www.aga.org/Kc/aboutnaturalgas/consumerinfo/Pages/CausesofNGPipelineAccidents.aspx>

図 3.1-18 1995 年~2004 年のパイプライン事故原因

米国連邦運輸省パイプライン・有害物質安全局 (PHMSA (Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration), U.S. DOT) によると、1993 年から 2012 年迄の重大事故の主な要因と割合は、陸上輸送用ガスパイプライン事故 1519 件に対し、材料/溶接/設備の欠陥 250 件 (27%)、掘削損傷 179 件 (19%)、腐食 171 件 (18%)、自然災害による損傷 78 件 (8.5%) であった。地盤の動きによる損傷は 33 件 (3.5%) で自然災害による損傷に含まれている。ここで、重大事故とは、致命傷や入院を必要とする人体被害、損害が USD 50,000 以上の場合、緊急時に供給設備を止めた場合等である。原因別事故発生比率を次図と次表に示す。

All Reported Incident Cause Breakdown
National, Gas Transmission Onshore, 1993-2012



Source: PHMSA Significant Incidents Files, Nov 1, 2013

図 3.1-19 輸送用ガスパイプライン (陸上) の原因別事故発生比率

表 3.1-12 輸送用ガスパイプライン（陸上）の原因別事故発生比率

原因	事故件	事故比率	
腐食	外部腐食	109	9.0%
	内部腐食	62	5.1%
	小計	171	14.1%
外部からの損傷	作業者による損傷	24	1.9%
	第三者による損傷	147	12.1%
	その他の損傷	8	0.6%
	小計	179	14.7%
不適切操作	バルブ設置ミス	2	0.1%
	圧力超過	1	0.0%
	不適切設置	1	0.0%
	他不適切作業	7	0.5%
	特定不可	20	1.6%
		31	2.5%
材料・溶接 設備不良	建設、設備または加工関連	21	1.7%
	製造関連	10	0.8%
	環境クラック関連	14	1.1%
	鋼管本体	19	1.5%
	鋼管シーム	17	1.4%
	突き合せ溶接	25	2.0%
	すみ肉溶接	6	0.5%
	接合、継手、構成	19	1.5%
	制御機能不良、設備結合不良	38	3.1%
	ポンプ・コンプレッサー不良	3	0.2%
	ねじ接続不良	20	1.6%
	非ねじ接続不良	6	0.5%
	本体設備不良	2	0.1%
	付帯設備不良	4	0.3%
	その他	46	3.8%
	小計	250	20.6%
自然現象	地盤変状	33	2.7%
	豪雨、洪水	17	0.6%
	雷	7	2.1%
	温度	4	0.0%
	暴風	6	0.3%
	他自然力	1	0.0%
	特定不可の自然力	10	0.3%
	小計	78	0.0%
他の外的要因	45	3.7%	
その他	168	13.8%	
合計	922	76.1%	

出所：http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/AllPSIDet_1993_2012_US.html?nocache=7945#_ngtranson

② 西欧州におけるガスパイプライン事故の概要（Source：8th EGIG-report 1970-2010）

EGIG（European Gas Pipeline Incident Data Group）は西欧州の1970年からのガスパイプライン事故のデータを収集分析する機関で、西欧州主要ガス会社15社からなる。

EGIGメンバーの15社は以下の通り。

- Bord Gais (Ireland)
- DGC (Denmark)
- ENAGAS, S.A. (Spain)
- Fluxys (Belgium)
- Gasum (Finland)
- GRT Gaz (France)
- National Grid (UK)
- NET4GAS (Czech Republic)
- N.V. Nederlandse Gasunie (The Netherlands)
- OMV Gas GmbH (Austria)
- Open Grid Europe (Germany)
- Ren Gasodutos S.A. (Portugal)
- Snam Rete Gas (Italy)
- Swedegas A.B. (Sweden)
- SWISSGAS (Switzerland)

EGIG におけるパイプライン総延長は 2010 年に 135,211km におよぶ。EGIG の事故データを抜粋して以下に示す。対象としているのは陸上の鋼管かつ製造設備域外である。

事故発生頻度は 1970 年から 2010 年までの 41 年間の合計 1249 件、平均 0.35 件／1000km・年である。過去 5 年間の事故発生頻度は年々減少傾向にあり、2010 年の 5 年発生頻度平均推移は 0.16 件／1000km・年であった。EGIG 統計結果を下表に示す。

表 3.1-13 事故発生頻度

Period	Interval	Number of incidents [-]	Total system exposure [km·yr]	Primary failure frequency per 1000 km·yr
1970 - 2007	7 th report 38 years	1173	3.15.10 ⁶	0.372
1970 - 2010	8 th report 41 years	1249	3.55.10 ⁶	0.351
1971 - 2010	40 years	1222	3.52.10 ⁶	0.347
1981 - 2010	30 years	860	3.01.10 ⁶	0.286
1991 - 2010	20 years	460	2.25.10 ⁶	0.204
2001 - 2010	10 years	207	1.24.10 ⁶	0.167
2006 - 2010	5 years	106	0.654.10 ⁶	0.162

出所：8th EGIG-report 1970-2010, Table1

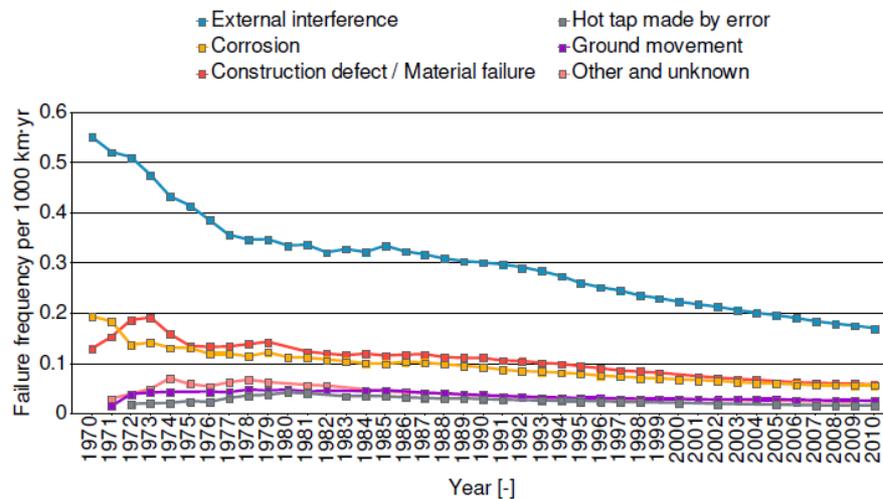
原因別事故の割合を下表に示す。事故の発生件数の多い順に、外部からの損傷による事故 48%、建設ミス・材料不良 16%、腐食 16%、地盤沈下 7%、活管分岐 4%であった。

表 3.1-14 原因別事故の割合

Cause	Distribution [%]
External interference	48.4
Construction defect / Material failure	16.7
Corrosion	16.1
Ground movement	7.4
Hot-tap made by error	4.8
Other and unknown	6.6

出所：8th EGIG-report 1970-2010, Table2

原因別事故発生率の変遷を下図に示す。原因別事故発生率は、すべての原因で減少傾向にある。理由としては、管理、建設、構造、材料に対して様々な対策が講じられてきたからと考えられる。



出所：8th EGIG-report 1970-2010

図 3.1-20 原因別事故発生率の変遷

③ 事故事例

ここでは、近年の事故事例として、1994年 Northridge 地震による事故と 2010年におきた不十分な継手品質と管理による San Bruno 事故の概要を紹介する。

ア) 事故事例 1 1994年 Northridge 地震 (M6.8)

Source: T.D. O'Rourke, M.C. Palmer: Earthquake performance of gas transmission pipelines
<http://cidbimena.desastres.hn/docum/crid/Diciembre2004/pdf/eng/doc7491/doc7491-contenido.pdf#search='1994+Northridge+gas+pipeline+diameter+26in'>

事故概要

- 敷設国：米国 ノースリッジ
- 事業者、操業者：The Southern California Gas Company
- 事故原因：地震による地盤動、地盤永久変位
- パイプライン緒元 (例)

Installation Date	Line No.	Nominal Diameter (in)	Wall Thickness (in)	Operated Pressure (MPa)
1925	1001	12	0.22	1.7
1941	104	10	0.203	1.4
1931	85	26	0.25	2.2

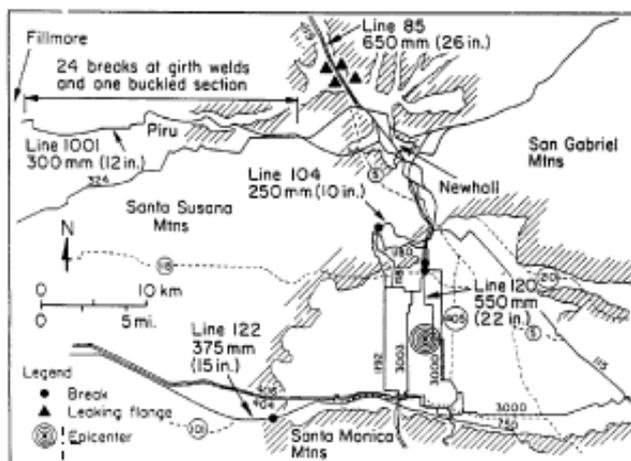


図 3.1-21 被害マップの例



Source 左図: T.D. O'Rourke, M.C. Palmer: Earthquake performance of gas transmission pipelines
 右図: The Shake Out Scenario, USGS Open File Report 2008-1150

図 3.1-22 被害状況

イ) 事事故事例 2

2010年 San Bruno California, Gas Pipeline Explosion and Fire

Source: <http://www.nts.gov/doclib/reports/2011/PAR1101.pdf>, Pipeline Accident Report, Pacific Gas and Electric Company Natural Gas Transmission Pipeline Rupture and Fire, San Bruno, California, September 9, 2010, National Transportation Safety Board

事故概要

- ・ 敷設国：米国 カルフォルニア州
- ・ 事業者、操業者：the Pacific Gas and Electric Company
- ・ 事故原因：(1) 溶接継手部の不十分な品質保証 (2) 不十分な安全管理体制

- ・パイプライン概要 1956年建設 API 5L X42
- ・内部流体：天然ガス
- ・パイプライン：Line132 -寸法 30in.×管厚 0.375-in.
- ・許容最高圧力 約 2.76MPa
- ・操業最高圧力 約 2.59MPa



出所： <http://www.nts.gov/doclib/reports/2011/PAR1101.pdf>

図 3.1-23 被害状況

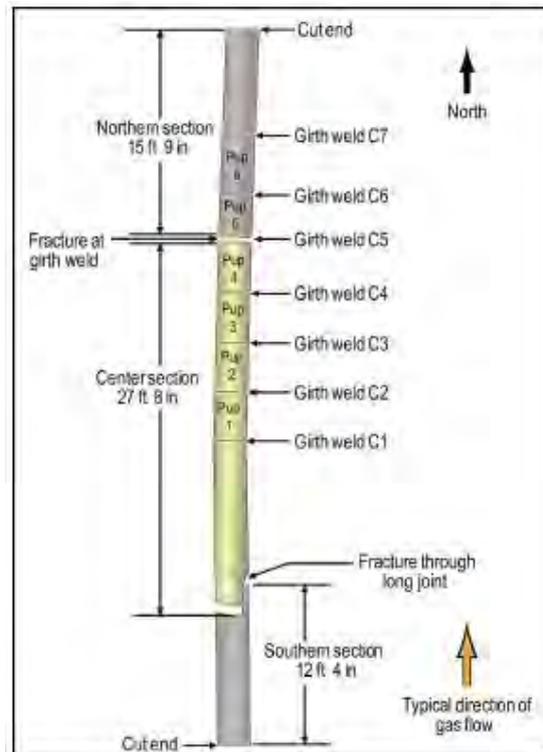


図 3.1-24 パイプライン損傷調査結果

3.1.2 Batman1 における需給に応じた運用圧力の考え方

(1) 初期運用圧力（4 MPa 供給）

パイプライン敷設後 2030年までの天然ガス供給量は、30万Nm³/h 以下であり、4MPa の運用圧力で供給するものとする。

(2) 2030年以降の最大供給時に対応する運用圧力（6.8 MPa 供給）

2030年 以降 Phase-2のパイプラインが敷設後、天然ガス供給量が 30万Nm³/hを超えるとともに送給距離が9.5 kmになるため、この時点で運用圧力は 6.8MPa とする。GS1, GS2, GS3 のガバナードで圧力を減圧する際には、減圧幅が大きくなり、断熱膨張によりガスの温度が降下するため、ヒーターをこの時点で設置する。

3.1.3 ガス供給運用面の実行準備

ここでは、2.4.4のパイプライン設備の維持管理について、具体的な提言を行う。ここで述べる提言内容は、日本国において 比国の高圧ガスパイプライン事業者のエンジニアに、運用開始前に研修を通じて学んでいただきたい内容である。

(1) 日常の管理・点検

①パトロール点検

パイプラインを埋設した地表面上より、漏洩の有無、他工事の実施状況等、パイプラインの安全と運転に係わる事項についてのパトロールを実施する。その頻度は、全線を1度/日 以上の頻度で巡回することを提言する。なお、パトロールについては、地元自治区 バランガイ地区の住民に協力を求めることが必要と思われる。

②ステーションにおける保安・運転制御設備の点検

圧力・流量を制御する整圧器、遮断装置等の設備は、定期的に分解点検や作動試験が行われる。

③中央監視センターにおける運転状態の確認

遠隔監視により、圧力・流量等の運転状態を把握し、その結果をもとに必要な運転操作が行われる。Batman1 では、SCADA による遠隔監視を行うのが一般的である。

中央監視センター（遠隔監視を行う地点）の設置位置は、Batman1 の路線上、標高が367m と最も高く、かつ、沿線の中心に位置するLIPA市に置くことを提言する。ここには、研修センターとパトロール員の詰め所も設置する。研修センターは、定期的に維持・検査技術のスキル向上の研修プログラムを受講させ、管理スキルの向上を果たす役割も担う。

中央監視センターを LIPA 市に設置することで、中央監視センターからパイプラインのど

の地点にも、当地より1時間以内に到着することができる。また、標高が360mと高く洪水に対する耐性が高い。

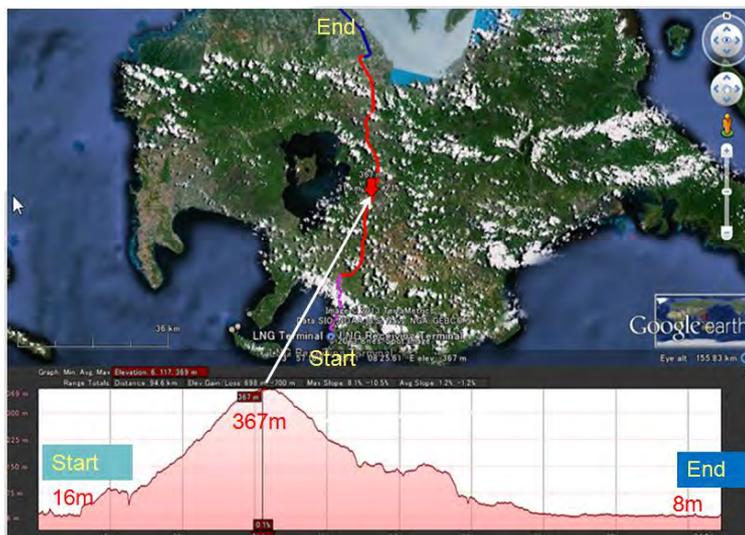


図 3.1-25 中央監視センター設置位置案

④ 図面等の整備

パイプラインの維持管理の基本となる図面等は、道路形態の変更等、設置環境の変化に応じてパイプラインの敷設位置が正確に反映されるよう、常に補正・修正をする必要がある。図面等の管理は、LIPA市の研修センター兼 Batman1 管理センターにて行うことを提言する。

(2) 緊急事態における管理・点検

万一、パイプラインの機能が損なわれた場合は、安全の確保を図るとともに早期復旧を図る必要がある。世界でも有数の地震国である日本では、諸外国に比べて、パイプラインに対する安全性に関する社会的要請が強いため、ソフト・ハード両面での対応策が法規、基準で定められている。Batman1 では、日本の基準を参考にした、比国における運用基準を定めることが必要である。

(3) 他工事管理の方法

Batman1 のパイプラインは、国道及び高速道路下に埋設される。道路下には、水道管、石油管、通信ケーブルが既に埋設されている。また、将来的には下水道の建設が行われる可能性がある。これらのメンテ工事や新設工事がBatman1 パイプラインに影響を与えないように管理していくことは重要である。日常のパトロールは、当然のことではあるが、それに加えて、日ごろ必要な施策を述べる。

① 他工事の把握

道路上で工事を行う場合に対象となる道路下にパイプラインを設置している保有者に対して工事の照会が可能となるような手続き基準を設けることが必要である。パイプラインの事業者は、他の地下埋設物を保有する企業との連絡を密にするとともに、道路管理者・交通管理者等の協力を得るなどして、早期に他工事の情報を得て、パイプラインの保安確保のための協議・調整を行うことが大切である。

② 他工事企業者との協議

工事の照会があった場合、工事予定のパイプラインの埋設位置を図面・試掘等により確認し、工事に対するパイプラインへの影響、防護措置等について他工事企業者と協議・調整を行い、保安の確保を図る。あらかじめパイプラインの保安に関する協定を企業者間で締結し、保安確保の推進を図ることも重要である。

比国では、これらの企業間の協定等の整備ができておらず、今後 Batman1の供給開始までには、整備を進める必要がある。

③ 防護措置

掘削によって高圧ガスパイプラインが露出したり、近接で他工事が行われる場合は、それぞれの形態に合わせて必要な防護措置を講ずる。また、地盤の変状が予想される場合は、必要な防護措置のほか、変状計測を実施してガスパイプラインの状況を把握することが必要である。

④ 立会い・点検

ガスパイプライン管理事業者と他工事企業者が協議により定めた時期に、立会いにより状況を確認し、適宜、点検等により異常の有無の確認を行う必要もある。

3.2 LNG 受け入れターミナル

3.2.1 Batangas における LNG 受け入れ基地候補

ルソン島南部には Batangas エリアを含め、下の図に示すように 6 つの LNG 受け入れ基地建設の計画がある。Batangas エリアでは、San Gabriel と Tabangao に計画されている 2 つがある。いずれも陸上式 LNG 受け入れ設備ではなく、海上に敷設する FSRU で計画されている。このうち、最初に Batman1 に供給する LNG は Tabangao からを前提とする。但し、Batman1 パイプラインは、オープンアクセスとし、天然ガスを供給したい企業は、所定の認可を得て Batman1 を介して需要家に供給できることを前提とする。また、次図には含まれていないが、Batman1 の所有者となるであろう PNOC 自身が、LNG 受け入れ設備を保有するケースも検討の対象とした。



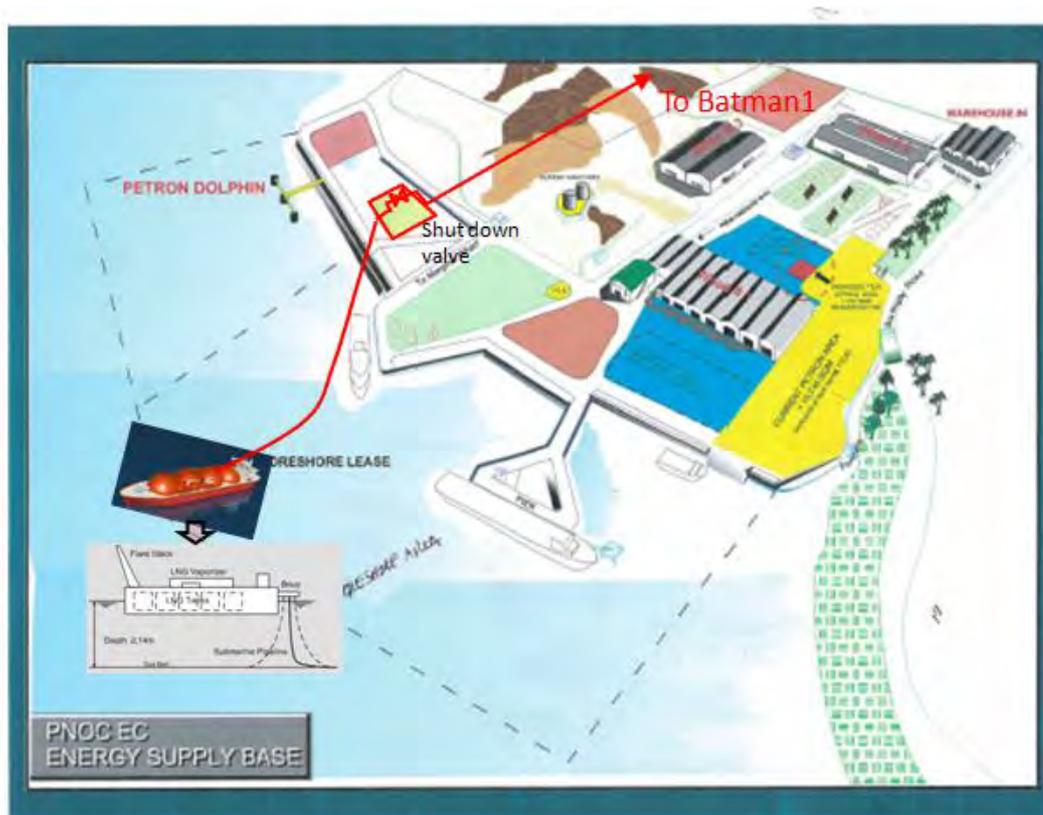
Source: JICA Study Team based on Broadcasted Information, etc

図 3.2-1 LNG 受け入れターミナル候補地

Tabangao の FSRU の供給開始時期については、Batman1 のパイプライン稼働と同時に本 FSRU からの天然ガス供給は、実現可能と考えられる。

Batangas エリアの西側の静穏な海域に面する PNOC-ESB の土地に、将来、LNG 受け入れ基地に転用することが考えられる (PNOC-ESB の土地活用ケース)。ただし、この PNOC-ESB の土地は、全体で 15.2ha そのうちの 4ha は、PETRON に 2020 年までの契約で貸しているため、実質、11.2ha の土地が、PNOC-ESB として活用できる土地面積とみなせる。PNOC-ESB の栈橋周辺の水

深は 11-14m のため、LNG 輸送船の着岸には、使えないが、40m の沖合では、水深が 20m を確保できるため、LNG 受け入れ基地としての活用は 11.2ha の土地の制約を除けば可能である。ただし、この 11.2ha についても現在、海洋掘削用ドリルパイプの置き場や海洋開発会社の倉庫として運用されており、簡単にそれらを移転して LNG 受け入れ基地に転用することは容易ではない。しかしながら、将来の需要、安定供給の点から、当地に FSRU の適用も含め、天然ガス受け入れ基地としての活用を検討する余地はある。

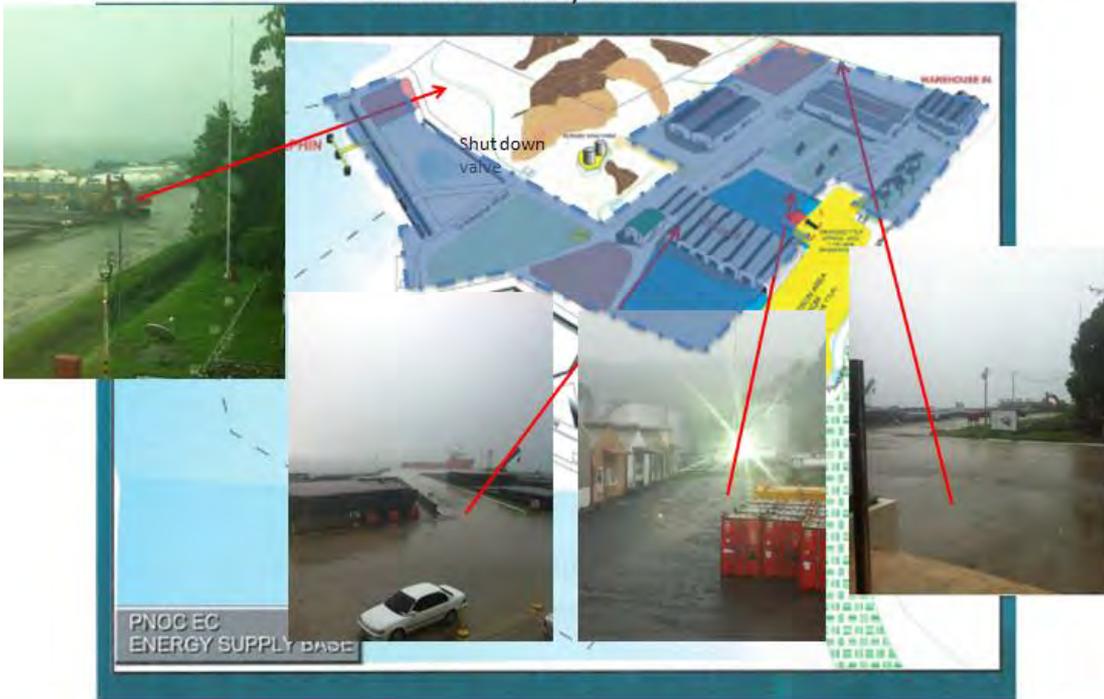


出所：調査団作成

図 3.2-4 FSRU の想定

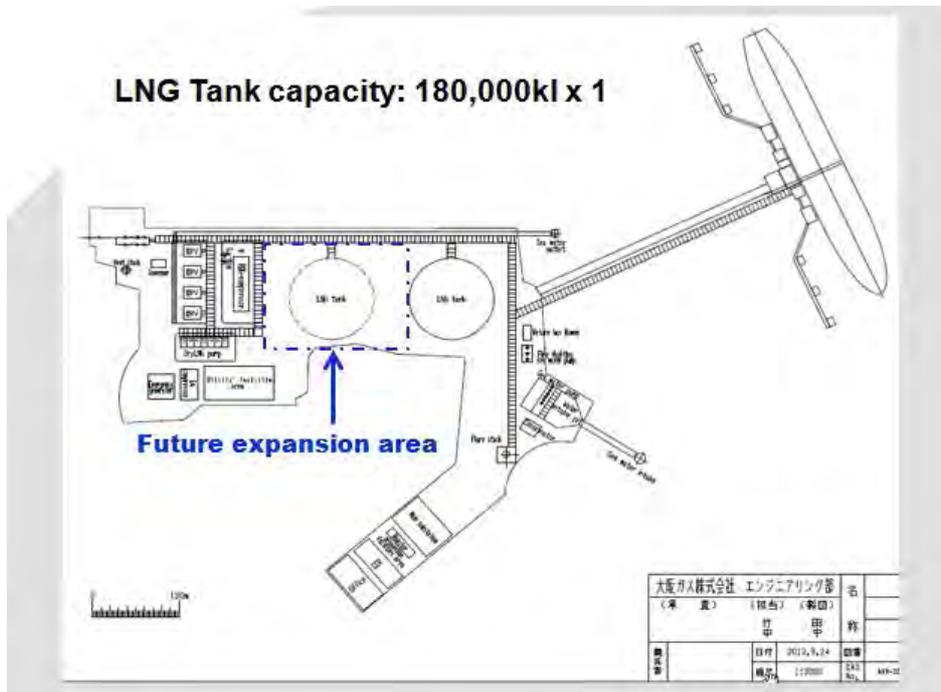
【PNOC-ESB】

Total Land Area is 15.7 ha.
4.0ha is owned by PETRON .



出所：調査団作成

☒ 3.2-5 PNOC-ESB



3.2.2 受け入れ基地の基本設計(陸上、洋上共通)

Batman1 の需要に合わせた天然ガス供給計画に沿ってLNG 受け入れターミナルの保有の仕方について検討する。LNG 取り扱い量は、本調査により得られた Middle-upper の需要予想と Malampaya の枯渇による不足分を加えたものとする。

表 3.2-1 LNG 受け入れタンク数算定の前提となる供給量

Mid-Upper case									
	1. Power	2. Industry	3. Commercial	4. Households	5. Transport	TOTAL	MTPA	Malampaya Oil Depletion Management	Total demand
						MNm3/yr		MTPA	MTPA
2018	0	74	31	6	193	303	0.233		0.233
2023	697	204	35	64	333	1,333	1.025		1.025
2028	697	374	43	100	481	1,695	1.304	1	2.304
2033	2,092	488	51	129	778	3,537	2.721	1	3.721
2038	2,092	629	60	199	778	3,757	2.890	2.5	5.390
2043	2,790	741	71	254	778	4,633	3.564	2.5	6.064

出所：調査団推計

(1) LNG 取り扱い量の算定

陸上基地において、備蓄量は LNG 火力電源の位置付け、ガス供給継続の必要性、LNG チェーンでのリスク評価等によって決めることになる。ここでは、備蓄量、受入操作用分を合わせて一日当りの平均送出量の 15 日分とする。FSRU においては、貯蔵能力の制限から備蓄量を確保することはできない。

LNG 船は、125,000m³～153,000m³ 程度の容量が一般的であったが、近年、大型化が進み、2007 年に Q-Flex 型(216,000m³)が、2008 年には Q-Max 型(266,000m³)が建設された。受入 LNG 船を Q-Max まで想定することで、LNG 輸入国の選択肢が広がり価格交渉を優位に進めることが可能となる。また、本検討での LNG 基地候補地は水深が深く Q-Max 受入の為の、浚渫を要しないことから、2011 年時点で世界最大容量の以下のスケールのもを想定する。尚、Q-Max 想定の際には、通常サイズの LNG 船も着岸可能である。

LNG 容量:266,000kl(Q-Max)、153,000kl(通常サイズ)

3.2.3 ケース比較

今回の検討では BATMAN1 沿線の需要と Camangao-Malampaya ガス田枯渇時のガス需要増加を踏まえ、①陸上式基地のみにてガス供給するケース、②初期において洋上式を採用し、途中で陸上基地に切替えるケースの 2 ケースにて比較検討を実施する。

【ケース1】 陸上基地のみにてガス供給するケース

- 必要な LNG タンク 基数の計算
LNG 基地での必要貯蔵量は次式に基づく。

必要貯蔵量＝備蓄量＋季節格差分＋受入操作用分＋LNG 船積載容量

年間取扱量が 372 万 t のとき（2033 年時点）の備蓄量は次の通り。

$$372 \text{ 万 t/年} \div 0.46 \text{ t/m}^3 \div 365 \text{ 日/年} \times 15 \text{ 日} = 33.2 \text{ 万 kl}$$

季節格差については、フィリピンの気候から判断してほとんどないとする。

LNG 船は輸送効率の観点から、大型船を仮定して、26.6 万 kl の LNG 船積載容量とする。LNG 船積載容量の内、実際に荷揚げ可能な LNG 量は約 26.3 万 kl である為、必要 LNG 貯蔵量は、以下となる。

$$33.2 \text{ 万 kl} + 26.3 \text{ 万 kl} = 59.5 \text{ 万 kl}$$

18 万 kl タンクを想定して、タンクデッド容量（LNG ポンプ運用のため活用できない容量）を 3%とすると、タンク必要基数は以下のように 4 基となる。

$$59.7 \text{ 万 kl} \div (18 \text{ 万} \times 0.97) = 3.41$$

同様に各年のタンク必要基数は表に示す通りとなる。

また、2043 年までの原価償却費用は、15 年 定額償却と仮定して算出した。

表 3.2-2 必要なタンク数(陸上設備を用いる場合)

経過年		2018-22	2023-27	2028-32	2033-37	2038-42	2043-47
総需要	MTPA	0~0.233	~1.025	~2.304	~3.721	~5.39	~6.064
必要な陸上タンクの数	基	2	3	4	5		
総投資額	MUS\$	500	700	900	1150		総償却費用
償却費用(15年定額)	MUS\$	180	210	120	390		900

【ケース2】 初期において洋上式を採用し、途中で陸上基地に切替えるケース

表 3.2-1 の需要分析シナリオにおいて、備蓄量を考慮せず、供給ガス能力だけで考えると、FSRU の年間最大供給量を 5.0MTPA と仮定した場合、2030 年頃までは FSRU で対応するという考え方もある。ただし、FSRU が 6.0MTPA に対応可能な場合は、陸上式に移行する必要は生じない。

表 3.2-3 必要なタンク数(FSRU から陸上設備に移行するケース)

経過年		2018-22	2023-27	2028-35	2036-37	2038-42	2043-47
総需要	MTPA	0~0.233	~1.025	~3.1542	~3.721	~5.39	~6.064
必要な陸上タンクの数	基	FSRU			4	5	
総投資額	MUS\$	400			1200	1550	
償却費用(15年定額)	MUS\$	173			48	690	
							総償却費用
							911

表 必要なタンク数(FSRU に陸上設備を追加するケース)

FSRUは、残存簿価 50% 陸上設備は 残存簿価 10% とする。

各ケースの維持管理費用

【ケース 1】

陸上 LNG 受入基地の運転保全費を次表に示す。運転保全費には、電力費、保全費、労務費、諸経費を含んでいる。

表 3.2-4 陸上 LNG 受入基地の年間維持管理費用

年間取扱量	200~600 万トン/年
運転保全費	1000~1100 円/LNG-ton

【ケース 2】

FSRU の運転保全費を次表に示す。

表 3.2-5 FSRU の運転保全費

年間取扱量	500 万トン/年
運転保全費	1100 円/LNG-ton

3.2.4 各ケースの比較結果

今回の需要予測より、将来的に年間6百万トンを扱う前提で陸上方式と洋上方式(FSRU)の比較検討を行った。

基地の保有の仕方について、陸上基地のみを保有するケース、初期にFSRUを保有し、後に陸上基地へ移行するケースの2ケースを検討した結果、コスト、スケジュール等の観点から、以下に比較結果を示す。

表 3.2-8 ケース比較評価結果

	ケース1 陸上方式	ケース2 FSRU から 陸上方式に移行
設備費用	通常は、FSRUの建設費用が小さいが、将来的に陸上設備に移行する前提の場合は、始めから陸上設備で建設するのが本ケースでは、若干、優位となる。ただし、立ち上がり初期の需給が計画値よりも下ぶれする場合は、陸上設備の償却負担が大きく経営を圧迫する可能性があるため、設備費用面からみてもFSRUを最初に適用することは利にかなっている。	
	○	○
運営費	○	○
建設工期	△	○
安定供給性	一般的には、FSRUは、天候条件によつての安定供給性が問われるが、本件では、1)マランバヤからの海底パイプラインからの供給が可能 2)パイプラインのラインバック 65km 分があることから、安定供給性に関しては両者に大差はない。	
	○	○
拡張能力	○	○

○:優位性あり 両者○は、同レベルの意味 △劣る

出所:調査団作成

短納期でのLNG受入基地建設によるガス供給を実現する必要がある場合は、FSRUにて早期に実施するスキームが望まれる。FSRUと陸上受入基地との工期の違いは約1年間であり、その納期が許容できる場合は、陸上式LNG受入基地を採用し、ガス需要増加に合わせて、設備の拡張を実施するのが、最終的な設備投資額や、ガス供給の信頼性を確保する面で優れていると考えられる。しかしながら、本件では、比国初の本格的な天然ガスの商業用、工業用、発電用、住居向供給であり、需要の想定が難しく、特に最初の数年間は、少量の需要のため、FSRUで需給の立ち上がり時期を供給対応することは利にかなっている。

3.3 天然ガス供給ソースに関する提言

Batman1 に供給する天然ガスを、どこから持ってくるかは、重要なポイントである。供給元の選択条件として、①確実に Batman1 建設完了と同時に天然ガスが供給できるソースであること②安定的に供給できる計画を現時点で確認できるソースであること③将来的に比較的、安定した価格で供給されるであろうソースであることの3つのポイントを重視した。その結果、①と②を満たす、Batangas の FSRU からの天然ガス供給を選択した。

③を満たすために、いくつかのエネルギー供給会社が将来的に Batman1 にアクセスして供給できるようにしている。

また、将来的には、PNOC が保有する PNOC-ESB に LNG 受け入れ基地を建設し、Batman1 に繋げ、安定供給と天然ガス価格の国策とリンクさせることも一案である。

以上を前提に、本調査では、Batman1 の上流側取り合い点を Tabangao の敷地内とした。Batman1 のステーション設備には、他のエネルギー供給会社が天然ガスを Batman1 に供給したい場合、受け入れられるノズルを取りつけている、

3.4 ガスパイプライン能力強化支援策に関する提言

3.4.1 ガスパイプラインに係る現状認識

(1) 現行法制度の分析

ガスパイプライン事業規制については、現行ではエネルギー省の Circular(省令)があるだけで、ガスパイプライン事業全般をカバーする法制度は十分整備されているとは言えない。また、フィリピンにおける安全基準にかかる分析は,DOE Circular No.2002-08-005 の第 14 条が主な対象になると考えられる。この条項ではパイプラインの建設、操業は ISO に準拠するとされている。特に、パイプライン設計は ISO 13623 に従うものとなっており、環境その他についてはフィリピンの他の国内法に従うとなっている。

さらに、比国の天然ガス建設に関する省令では、ISO 13623 または、DOE が定めるものを基準として適用する旨が記載されている。既に 本文で記載したように、地震国であるため、日本のガス耐震技術を必要な個所には適用することを推奨する。

本件ではローカルコンサルタントと議論を重ねた結果、今回の調査では、活断層や液状化による地盤変形が予想されるエリアや、人口密度が高い場所には、日本のガス耐震技術を適用する方針としており、フィリピン国内での制度整備が求められる。

(2) 技術・安全基準等に係る改善案の提案

比国において、ガスパイプラインの設計、調達および建設を実行するためには、パイプライン技術基準の整備が必要である。「設計」「工事」および「維持管理」等に関する規定類を整備・策定する必要がある。BATMAN1 案件はフィリピン国初の都市ガス活用となる基幹導管建設であり、円滑な実行を優先とする。そこで、細部の細かい技術・安全基準の作成ではなく、まず、以下に示す骨太の技術基準検討項目を定めることを提言する。

表 3.4-1 技術基準検討項目案

(1) 設計基準

No.	項目	内容
1	材料	導管主要材料規格の規定等
2	溶接	溶接施工法確認試験等
3	構造設計	適切なエンジニアリング手法必要条件等
4	防食	防食方法等

(2) 工事基準

No.	項目	内容
1	土木工事	土被り検査等
2	溶接工事	溶接方法、溶接士資格、溶接検査等
3	防食工事	防食工事方法、防食検査等
4	耐圧・気密試験	耐圧・気密試験の方法・検査等

5	使用前検査	使用前検査方法等
---	-------	----------

(3) 維持管理基準

No.	項目	内容
1	導管・設備管理	点検項目、方法等
2	防食管理	防食措置に応じた防食状況点検等
3	他工事管理	把握、協議、保安措置等
4	漏洩等の対応	通報、遮断・減圧、修理・復旧等

出所：調査団作成

また、比国ガスパイプライン網整備・運用状況に応じてさらなる追加規定類の整備を進めていくことが必要である。日本国内においては、安全性を向上させ迅速に新しい技術知見を組み込むことおよび自主的な努力を促進するために技術基準は性能規定化されており、ガス工作物の設計の柔軟性を確保し、技術基準の制定、運用に係る国の関与を最小限化するとともに、性能規定化された技術基準に適合する仕様等を事業者が自己責任により選択することが可能となっている。比国の技術基準策定に際しても、このような視点を考慮して整備・策定する必要がある。この他、ガスパイプライン事業を実施するにあたり、設置に関する認可・届出や需要家との保安責任区分に関する事項についても検討する必要がある。

3.4.2 能力強化支援策の検討

(1) 協力概要

① 協力事業の目的

比国におけるガス事業を行うにあたり、ガス事業の適用を受ける導管、整圧器およびこれらの付属設備における保安の確保、維持及び運用の規定を定めることが必要である。そのため、諸外国を参考に比国の実情に沿った整備を行うことを目的とする。また、既に本調査で定めている建設時の技術基準についても汎用的な整理が必要とされる。

② 期間

2015年9月から2017年8月

③ 相手先機関

フィリピンエネルギー省

フィリピン石油公社

④ 計画の対象

対象分野； ガスセクター

対象地域； フィリピン全土

(2) 協力の枠組み

①調査項目

(a) 技術・安全基準の現状分析

- 1) 技術・安全基準の現状課題分析
- 2) その他関係法規（労働法、消防法、環境法、事業法）などの現状課題分析
- 3) 関連する国際法、基準の分析
- 4) 現行類似プロジェクトにおける承認手続きレビュー（具体的には Energy World)

(b) 技術・安全基準の改訂・追加

- 1) 設計・材料・製造基準
- 2) 検査規定
- 3) 完成検査基準
- 4) 保安検査基準
- 5) 維持監理・安全監視規定
- 6) その他関連事項

(c) 技術・安全基準の適用、改訂のための施策

(d) 基準適用のための組織体制などの提言

(e) 基準制定のための C/P 手続きへの支援

②アウトプット（成果）

- (a) ガスパイプラインおよび関連施設の設計、製造、建設、運用、維持監理などに係る最低限の品質レベルを設定する技術・安全基準が制定される。
- (b) 同基準の内容が C/P に十分理解されるとともに、C/P によって適切に運用されるための施策および組織体制が確立される。
- (c) 必要に応じて本事業後の後続案件が検討される。

③インプット

(a) コンサルタント（分野／人数）

- 総括／1名
- 機械／2名
- 設計／2名
- 材料・製造／1名
- 運用／1名
- 維持監理／1名

法律／1名
環境／1名
事業規制／1名

(b)その他

研修員受け入れ 5名×3回

(3) 協力終了後に達成が期待される目標

- 策定した技術・安全基準が適切に運用される。
- ガスが安全かつ安定的に供給される。

(4) 外部要因

- フィリピンにおけるガスセクター開発の政策に変更がないこと。
- 関連する Batman1 プロジェクト実施に大幅な遅れ、変更がないこと。

(5) 貧困・ジェンダー・環境への配慮

本件は基準制定のための取り組みであり、環境社会への影響がないことから、JICA 環境社会配慮ガイドラインによるカテゴリー分類はCである。貧困・ジェンダーについては特記事項はなし。

(6) 過去の類似案件からの教訓の活用

過去においてガスセクターにかかる基準制定の実績はないものの、類似案件からは次のような教訓が指摘されている。

- 技術基準の制定にとどまらず、その内容、適用方法についてC/Pが十分理解し、基準を運用していくことに留意すべきである。
- 基準制定にあたり、C/Pの積極的な関与を促し、能力開発を図ることが重要である。
- 基準に関連する各機関（規制機関を含む）、関連企業、一般国民からの意見聴衆に十分配慮すべきである。
- C/Pを含むガスセクター全体にとって有益な基準作りを企図すべきである。
- 周辺諸国からの情報収集、将来の係にむけた議論をすべきである。

(7) 今後の評価計画

事後評価に用いるための指標としては次が考えられる。

①基準活用の進捗度

- 技術・安全基準が法的拘束力を有しているか。
- C/P 機関、規制機関によって基準が適切に運用、管理されているか。
- 関連機関、企業に対して、技術基準の内容および運用方法が十分に周知されているか。
- 技術基準が国内のすべての設備、プロジェクトを対象に適切に運用されているか。

②基準活用による達成目標の評価のための指標

- 基準の法制化
- 基準の運用、管理状況
- 基準にかかる Public Consultation のカバー範囲、回数、参加者数
- 基準周知を目標としたセミナーのカバー範囲、実施回数、参加者数
- 基準を適用した実績についての評価

3.4.3 安全基準にかかる能力強化支援策にかかる協議、パイロット的取り組み

(1) 安全基準にかかる情報提供

2013年2月比国より、5名の研修性が下記の目的で1週間の研修を実施した。研修の目的は以下であった：

- 日本の天然ガス供給事業の歴史を紹介し、比国の天然ガス事業発展の一助とする。
- ガスパイプラインの耐震設計のベースとなる試験データを紹介し、耐震設計の重要性を理解する。
- ラインパイプの製造工程を紹介し、日本製鋼管の優れた品質を理解する。
- ガスパイプラインの建設現場見学を通じ、自動溶接などの施工技術、溶接品質管理の重要性を理解する。
- LNG受け入れターミナルの見学を通じ、比国に建設する際の参考とする。

(2) 活動報告

今後は、この質疑応答を参照とし、より深い天然ガス事業に関する知見を身につけることで、主体的に天然ガス事業の発展に取り組めるように研修を進める。



图 3.4-1 2013年 2月 研修風景

主要参考文献

1. 政策文書等

- Philippine Development Plan 2011-2016 (PDP)
- Philippine Energy Plan 2012-2030 (PEP)
- Energy Reform Agenda (ERA)
- DOE Secretary presentation document “Investment Opportunities in the Philippine Energy Sector”

2. 調査報告書等

- World Bank, The Philippine Natural Gas Master Plan, 2013
- JICA, Master Plan Study on the Development of the Natural Gas Industry in the Republic of the Philippines, 2002
- JICA, MMDA and PHIVOLCS, Earthquake Impact Reduction Study for Metropolitan Manila, Republic of the Philippines, 2004
- JICA, Data Collection Survey on Utilization of Clean Alternative Energy in the Republic of the Philippines, 2012
- ASEAN Energy, The 3rd ASEAN Energy Outlook. Energy Supply Security Planning for ASEAN (ESSPA), 2011
- APEC, Energy Demand Supply outlook of which the 5th edition (2013)
- METI and MOE, Estimation and Reporting Guideline on Green House Gas Ver. 3.4, 2013
- IEA, CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights (2012 Edition), 2012
- PNOC –EC, “Challenges of Commercializing Imported Natural Gas in the Philippines – How ASEAN can benefit from its experience?” Presented by Rolando V. Oliquino, Jr., Project Manager, PNOC-Exploration Corporation. November 28-30, 2013 at Saigon Convention Center, Ho Chi Minh City, Vietnam, 2013

3 刊行物等

- Bureau of mines – Philippines, Geological map, 1st edition, 1963,
- Bureau of mines – Philippines, Geological maps of Batangas Quadrangle, Sheets
- DENR, Revised Procedural Manual for DAO 2003-30, 2007
- IUCN, Redlist of Threatened Species, 2011
- JICA, Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, 2002
- JICA, Guidelines for Environmental and Social Considerations (April 2010)
- Mines and Geosciences Bureau – Philippines, Geological map, 2nd edition, 1994,
- PHIVOLCS, Faults Map
- PHIVOLCS, Liquefaction Hazard map of Metro Manila of the Philippines,
- Conservation International, DENR-Protected Areas and Wildlife Bureau, Haribon Foundation, Priority Sites for Conservation in the Philippines: Key Biodiversity Areas, 2006

4. 法令等

- Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution and Supply of Natural Gas (DOE Circular No. 2002-08-005 (27 August 2002)
- Anti-money laundering act (Republic Act 9160)
- Anti-red tape act (Republic Act 9485)
- Penal Code (Republic Act 3019)
- Plunder Law (Republic Act 7080)
- Rules & Regulations of the National Pollution Control Commission (1978)
- Presidential Decree (PD) No. 1152, 1977, known as ‘Philippine Environment Code’ PD No. 1586,

- 1978, establishing the Philippine EIS System (PEISS)
- DENR Administrative Order (DAO) No. 2003- 30
- Presidential Proclamation (PP) No.2146,1981, proclaiming Certain Areas and Types of Projects as Environmentally Critical and Within the Scope of the EIS System established under Presidential Decree No.1586
- EC Directive (2009/73/EC of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC).
- FERC Order No. 636

5. データベース等

- IEA Database 2010
- World Energy Outlook, published by OECD-IEA
- PEZA Economic Zone list as of June 2013
- DPWH, 2011 Summary of Traffic data

6. その他公開情報

- ASEAN Secretariat website
- Department of Energy website
- Department of Finance website
- Department of Interior and Local Government
- PNOC website
- PPP Center website
- Malampaya Deepwater Gas to Power Project website
- Meralco schedule of rates on website