

フィリピン共和国
エネルギー省

クリーンエネルギー資源利用促進
情報収集・確認調査
(フィリピン)

—要約版—

平成 24 年 3 月
(2012 年)

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
新日鉄エンジニアリング株式会社
財団法人日本エネルギー経済研究所

| |
|--------|
| 産公 |
| JR |
| 12-030 |

BatMan 1 Proposed Pipeline and Facilities Overview



Photos of Project Sites



IRIJAN natural gas fired power plant
Existing Malampaya OGP Facility



Gas Pipeline Route Section 1



Gas Pipeline Route Section 2



Gas Pipeline Route Section 3



LNG Terminal Candidate Site



Industrial Park in Laguna

目 次

| | | |
|-------|---|-----|
| 1. | はじめに..... | 1-1 |
| 1.1 | 調査の背景..... | 1-1 |
| 1.2 | 調査の目的..... | 1-1 |
| 1.3 | 調査対象地域..... | 1-2 |
| 1.4 | 調査スコープ..... | 1-2 |
| 1.5 | 主な調査結果..... | 1-3 |
| 1.5.1 | BatMan1 パイプラインプロジェクト | 1-3 |
| 1.5.2 | LNGターミナル..... | 1-3 |
| 2. | 天然ガス利用促進施策..... | 2-1 |
| 2.1 | 天然ガスの生産と消費の現状..... | 2-1 |
| 2.1.1 | 一次エネルギー構成と天然ガスのポジション..... | 2-1 |
| 2.1.2 | 天然ガスの生産と消費..... | 2-1 |
| 2.2 | 現行政策の概要..... | 2-1 |
| 2.2.1 | フィリピンエネルギー計画（PEP2009-2030）とアキノ政権のエネルギー政策 | 2-1 |
| 2.2.2 | PEPと天然ガス関連施策..... | 2-2 |
| 2.2.3 | 天然ガス関連インフラプロジェクト..... | 2-2 |
| 2.2.4 | Power Development Plan 2010-2030..... | 2-3 |
| 2.2.5 | 他ドナーの動向（世界銀行）..... | 2-4 |
| 2.3 | 天然ガス関連法令と規制の概要..... | 2-4 |
| 2.3.1 | 立法および大統領令レベルの既存法令..... | 2-4 |
| 2.3.2 | Circular No. 2002-08-005 にかかる考察 | 2-4 |
| 2.4 | JICA M/P(2002) のレビューと天然ガスインフラ開発の必要性..... | 2-5 |
| 2.4.1 | JICA M/P(2002) のレビュー..... | 2-5 |
| 2.4.2 | 天然ガスインフラ開発の必要性..... | 2-5 |
| 3. | 環境社会配慮面の規制・制度の基礎情報確認..... | 3-1 |
| 3.1 | 本プロジェクトに係る環境社会配慮面の規制・制度..... | 3-1 |
| 3.1.1 | 環境アセスメント（EIA） | 3-1 |
| 3.1.2 | 用地取得・住民移転..... | 3-3 |
| 3.1.3 | 先住民族対応..... | 3-4 |
| 3.2 | パイプラインに係る環境社会配慮..... | 3-5 |
| 3.2.1 | 環境影響評価書（EIS）等の準備状況、環境許認可の取得状況 | 3-5 |
| 3.2.2 | ROW、及び用地取得の現状..... | 3-5 |
| 3.2.3 | 住民移転の規模と補償..... | 3-7 |
| 3.2.4 | 先住民族対応..... | 3-7 |
| 3.3 | LNG基地に係る環境社会配慮..... | 3-7 |
| 3.3.1 | LNG基地候補サイトの選定..... | 3-7 |

| | | |
|-------|--|------|
| 3.3.2 | JICA「環境チェックリスト」による確認の結果..... | 3-7 |
| 3.3.3 | ROW、及び用地取得の現状..... | 3-13 |
| 3.3.4 | 住民移転の規模と補償..... | 3-13 |
| 3.3.5 | 先住民族対応..... | 3-13 |
| 3.4 | 本プロジェクトの実施によるCO ₂ 削減効果..... | 3-13 |
| 4. | 天然ガス需要想定..... | 4-1 |
| 4.1 | JICA M/P(2002) のレビュー..... | 4-1 |
| 4.1.1 | エネルギー政策..... | 4-1 |
| 4.1.2 | エネルギー需要..... | 4-1 |
| 4.1.3 | エネルギー価格..... | 4-2 |
| 4.2 | 天然ガス需給の現状..... | 4-2 |
| 4.3 | LNG（液化天然ガス）輸入価格の国際動向..... | 4-2 |
| 4.4 | 電力用需要想定..... | 4-2 |
| 4.4.1 | 2030年までの需給見通し..... | 4-2 |
| 4.4.2 | Luzonの民間企業の新規発電プロジェクト..... | 4-3 |
| 4.4.3 | ガス火力発電の検討..... | 4-3 |
| 4.4.4 | ガス火力発電所のガス需要量..... | 4-3 |
| 4.4.5 | Cebu-Mactan及びSouth Mindanaoの電力用ガス需要ポテンシャル..... | 4-4 |
| 4.5 | 産業用需要想定..... | 4-4 |
| 4.5.1 | パイプライン沿いの工業団地..... | 4-4 |
| 4.5.2 | 工業団地のエネルギー消費..... | 4-4 |
| 4.5.3 | Visayas及びMindanaoのガス需要ポテンシャル..... | 4-5 |
| 4.6 | 商業用需要想定..... | 4-6 |
| 4.6.1 | 日本の商業用需要の現状..... | 4-6 |
| 4.6.2 | フィリピンの商業用需要の想定..... | 4-6 |
| 4.7 | 輸送用需要想定..... | 4-6 |
| 4.8 | Luzonのガス需要想定..... | 4-7 |
| 5. | LNG供給システム検討..... | 5-1 |
| 5.1 | LNGガス需給バランス..... | 5-1 |
| 5.1.1 | 世界の天然ガス需要の現状と見通し..... | 5-1 |
| 5.1.2 | LNG輸出入の現状と見通し..... | 5-1 |
| 5.1.3 | LNG需給バランス予測..... | 5-1 |
| 5.1.4 | カタールと豪州のLNGプラント..... | 5-2 |
| 5.1.5 | ガス供給シナリオ..... | 5-2 |
| 6. | BatMan 1パイプライン計画..... | 6-1 |
| 6.1 | 天然ガス供給量と供給位置..... | 6-1 |
| 6.1.1 | ガス火力発電向け天然ガス供給量と供給位置..... | 6-1 |
| 6.1.2 | 工業団地向け天然ガス供給量と供給位置..... | 6-1 |
| 6.1.3 | 商業用需要向け天然ガス供給量と供給位置..... | 6-1 |
| 6.1.4 | 輸送用天然ガス供給量と供給位置..... | 6-1 |

| | | |
|--------|--------------------------------|-----|
| 6.2 | ガスパイプラインルート | 6-2 |
| 6.2.1 | 全般 | 6-2 |
| 6.2.2 | 各セクションにおけるルートの特徴と課題 | 6-2 |
| 6.2.3 | ガスパイプライン維持管理に必要な用地 | 6-2 |
| 6.3 | パイプラインの基本設計 | 6-3 |
| 6.3.1 | パイプラインシステム設計における基本条件 | 6-3 |
| 6.3.2 | パイプライン流送条件 | 6-3 |
| 6.3.3 | 流量解析 | 6-3 |
| 6.3.4 | 流量解析結果 | 6-4 |
| 6.3.5 | 管厚計算 | 6-4 |
| 6.3.6 | JICA M/P(2002) と 2011 の選定口径の比較 | 6-4 |
| 6.4 | パイプライン関連設備 | 6-4 |
| 6.4.1 | パイプラインブロックバルブステーション | 6-4 |
| 6.4.2 | メータリングステーション | 6-4 |
| 6.4.3 | SCADAシステム | 6-4 |
| 6.5 | 事業実施検討 | 6-5 |
| 6.5.1 | 建設費 | 6-5 |
| 6.5.2 | 建設工程 | 6-7 |
| 7. | LNG受入基地 | 7-1 |
| 7.1 | LNG受入基地設計条件 | 7-1 |
| 7.1.1 | LNG受入基地形式 | 7-1 |
| 7.1.2 | 受入基地の立地 | 7-2 |
| 7.1.3 | LNG取扱量 | 7-2 |
| 7.1.4 | 受入LNG船 | 7-3 |
| 7.2 | LNG受入基地主要設備 | 7-3 |
| 7.2.1 | LNG受入設備 | 7-3 |
| 7.2.2 | LNGタンク | 7-4 |
| 7.2.3 | LNG気化器 | 7-4 |
| 7.2.4 | BOG処理設備 | 7-4 |
| 7.2.5 | 海水設備 | 7-5 |
| 7.2.6 | ガス送出設備 | 7-5 |
| 7.2.7 | ユーティリティー設備 | 7-5 |
| 7.2.8 | 電気設備 | 7-5 |
| 7.2.9 | 制御・監視システム | 7-5 |
| 7.2.10 | 主要設備とレイアウト | 7-6 |
| 7.3 | 事業実施検討 | 7-6 |
| 7.3.1 | 設備費 | 7-6 |
| 7.3.2 | 維持管理計画 | 7-6 |
| 7.3.3 | EPC実施体制 | 7-6 |
| 7.3.4 | 調達 | 7-7 |

| | | |
|-------|------------------------------------|------|
| 7.3.5 | 建設工程..... | 7-7 |
| 7.4 | LNG冷熱利用..... | 7-7 |
| 7.4.1 | LNG冷熱利用とは..... | 7-7 |
| 7.4.2 | LNG冷熱利用の種類..... | 7-7 |
| 7.4.3 | LNG冷熱利用のメリット..... | 7-7 |
| 8. | プロジェクトスキーム検討..... | 8-1 |
| 8.1 | 現行制度..... | 8-1 |
| 8.2 | パイプライン..... | 8-1 |
| 8.2.1 | 検討対象となるスキーム案..... | 8-1 |
| 8.2.2 | 財務分析結果によるプロジェクトスキーム比較..... | 8-2 |
| 8.3 | LNG 受入基地..... | 8-5 |
| 8.3.1 | 資金調達方法の想定と財務分析..... | 8-5 |
| 8.4 | 経済分析..... | 8-6 |
| 8.4.1 | 便益..... | 8-6 |
| 8.4.2 | 費用..... | 8-6 |
| 9. | BatMan 1 パイプラインプロジェクトの遂行..... | 9-1 |
| 9.1 | ガス供給源と利用者とを物理的に連携する必要性..... | 9-1 |
| 9.2 | プロジェクト推進主体..... | 9-1 |
| 9.2.1 | 諸外国に見る政府の役割..... | 9-1 |
| 9.2.2 | 政府による市場規制の役割..... | 9-2 |
| 9.2.3 | 低廉な価格でのガス供給を可能とするための政府の役割..... | 9-2 |
| 9.2.4 | フィリピンとしての選択肢：政府保有、政府資金活用型..... | 9-3 |
| 9.3 | 民間セクターの参画を奨励するプロジェクトスキーム..... | 9-3 |
| 9.3.1 | 主な役割の分担の考え方..... | 9-3 |
| 9.3.2 | BatMan 1 パイプラインプロジェクトのためのスキーム..... | 9-4 |
| 10. | プロジェクト実施に係る提言..... | 10-1 |
| 10.1 | DOEの案件実施に係る基本的理解..... | 10-1 |
| 10.2 | 法規制に係る制度整備..... | 10-3 |
| 10.3 | 案件可能性調査..... | 10-3 |
| 10.4 | プロジェクトスキーム・財務..... | 10-4 |
| 10.5 | 案件推進手続き..... | 10-4 |

略語表

| | | |
|------|--|--------------------------|
| BIR | Bureau of Internal Revenue | 国税局 |
| CBR | Cost Benefit Ratio | 費用便益比 |
| DOE | Department of Energy | エネルギー省 |
| 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 | 環境応諾証書 |
| EIA | Environmental Impact Assessment | 環境アセスメント |
| 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 |
| EPC | Engineering Procurement and Construction | 設計調達建設 |
| FERC | US Federal Energy Regulatory Commission | 米国連邦エネルギー規制委員会 |
| IROW | Infrastructure Right of Way | インフラストラクチャー道路用地 |
| JICA | Japan International Cooperation Agency | JICA |
| LNG | Liquefied Natural Gas | 液化天然ガス |
| NECA | Non-Environmentally Critical Area | 環境的に大きな影響のない地域 |
| NEDA | National Economic Development Authority | 国家経済開発庁 |
| NPV | Net Present Value | 純現在価値 |
| O&M | Operation and Maintenance | 保守運営 |
| PIP | Public Investment Program | 公共投資計画 |
| PNOC | Philippine National Oil Company | フィリピン国営石油会社エネルギー 開発公社 |
| PPP | Public-Private Partnership | 官民連携 |
| ROW | Right of Way | 通行権 |
| SCF | Standard Conversion Factor | 返還係数 |

1. はじめに

1.1 調査の背景

フィリピン国政府の新中期開発計画（2011～2016）によると、エネルギー分野における重点政策のひとつとして、従来の石油依存を抑制する手段として、代替エネルギーの利用促進が掲げられている。代替エネルギーの中でも、環境負荷が少ないという観点から、天然ガスの産業・民生用の利用促進が優先課題として位置づけられている。具体的には国産天然ガスの開発・利用促進と輸入 LNG の活用を両面を通じて、ガスパイプライン網の整備、既存火力発電所のガス転換、運輸セクターにおける天然ガスの利用促進（CNG 車両の導入等）等を推進するという政策方針が示されている。

フィリピン国における天然ガス利用は、2002 年の Malampaya ガス田の商業オペレーション開始により本格化し、海底パイプラインにより Batangas まで輸送され（最大能力：650MMcf/d）、Batangas における 3 発電所（Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo：計 2,700MW）に供給されている。

天然ガスパイプライン網の関連施設の建設計画を含むマスタープランは、JICA の天然ガス産業開発計画調査（2002 年）（以下「JICA M/P(2002)」とする）により策定された。フィリピン国政府は同 M/P に基づき、民間セクターの参入を奨励しながら、国産天然ガスの利用促進等を推進してきたが、投資環境が十分に整備されなかったこと等により、関連施設への建設等は計画どおりに実現しなかった。しかし、2010 年 6 月に発足したアキノ政権の下で、官民連携（PPP）によるインフラ整備が最優先政策として掲げられ、PPP 推進に係る政策制度改善及び個別案件の形成が推進されてきている。

1.2 調査の目的

上記の背景を踏まえ、エネルギー省（DOE）は、PPP の活用を念頭に、天然ガス関連のインフラ施設の開発に取り組んでいるところであり、最優先プロジェクトとして、Batangas-Manila 間のパイプラインプロジェクトを計画している。同プロジェクトは、Batangas から Sucat・Manila 首都圏までの約 100km にわたるパイプラインを引き、Sucat においてガス発電転換が計画されている発電所とその周辺へのガス供給が計画されている。また、交通セクターの需要も鑑み、Quirino highway までの延長可能性も検討されており、今後の天然ガス関連設備の優先事業として位置づけられている。また、今後 Malampaya ガス田枯渇後を見越し、Batangas の 3 発電所への輸入 LNG 供給の必要性を考慮し、Batangas における LNG 基地の必要性も再検討されている。

以上の JICA M/P(2002) 以降に進められている事業計画と現状を踏まえ、本調査業務はフィリピン国政府の政策推進に資するべく、今後の天然ガス事業の実現に必要な情報収集等を行うことを目的として実施した。

1.3 調査対象地域

フィリピン全土（BatMan1 パイプラインおよび LNG ターミナルは Luzon 島）

1.4 調査スコープ

(1) JICA M/P(2002) 調査時点の前提条件の再検討

- (a) JICA M/P 実施時のエネルギー政策と現在のエネルギー政策の比較
- (b) 天然ガス利用促進の位置付け
- (c) 重点調査事項

(2) 潜在的な天然ガス需要の現状確認

- (a) Luzon 地域における需要調査
- (b) Visayas・Mindanao 地方における需要調査

(3) JICA M/P(2002) で提案された天然ガス関連施設プロジェクトの妥当性再検討

- (a) パイプライン計画の妥当性検討
- (b) その他の計画の現状確認

(4) JICA M/P(2002) 以後に計画された天然ガス関連施設プロジェクトの情報収集

(5) 天然ガス関連施設プロジェクトの優先順位の検討

(6) 天然ガス関連施設建設に伴う環境社会配慮面の規制、制度の情報収集

- (a) パイプライン計画における環境許認可取得状況の確認
- (b) LNG 基地建設に必要な環境許認可の情報収集

(7) 天然ガス関連施設プロジェクト推進のための建設・プロジェクトスキーム案の検討

- (a) パイプライン事業に関するプロジェクトスキームの検討
- (b) LNG 基地に関するプロジェクトスキームの検討

(8) 天然ガス関連プロジェクト入札制度の現状確認

- (a) 民間事業者向け入札制度の状況確認及び官民役割分担の考え方
- (b) 想定されるコンサルタント TOR 等の確認

(9) 天然ガスセクターにおける政策制度改善に係る提言（案）作成

- (a) パイプライン事業における提言（案）の作成
- (b) LNG 基地事業における提言(案)の作成
- (c) その他の天然ガス関連事業における提言（案）の作成

(10) フィリピン国政府に対する調査内容の報告

1.5 主な調査結果

1.5.1 BatMan1 パイプラインプロジェクト

BatMan 1 パイプラインは Batangas から Sucat までの区間において、用地取得、技術面、環境面から判断して、大きな課題はなく開発が可能であることが確認された。

財務的には、インフラ完成後当初 2、3 年間はガス調達量が不十分であると想定されるため、政府機関による開発に比べて民間セクターが実施した場合にはプロジェクト経済性に課題があることが示された。またインフラ所有と運営を分割する、いわゆる上下分離方式によって効率的なオペレーションが期待できることが確認された。従って、調査において、インフラ部分は政府機関が、ガス供給のオペレーションは民間企業が担当する、PPP モデルを提言した。

1.5.2 LNGターミナル

LNG ターミナルについては、環境社会配慮面、用地取得の点においてさらに検討を要するものの、いくつかの候補地点について開発可能性を確認できた。LNG ターミナルは運転開始直後から堅調な収益が見込めることから、適正な料金設定により財務的に民間セクターによる開発、運営が可能であると思われる。従って、調査では LNG ターミナルを民間セクターによる開発を念頭に可能性調査を行うことを提言した。また、今後の DOE が実施すべきタスク及びスケジュールについて提言を行った。

2. 天然ガス利用促進施策

2.1 天然ガスの生産と消費の現状

2.1.1 一次エネルギー構成と天然ガスのポジション

フィリピンでは、一次エネルギーの多くを輸入に依存している。エネルギー自給率の向上は前アロヨ政権の時からエネルギー政策の根幹に据えられている。2009年の一次エネルギーは39.6MTOEであるが、そのうち自給できているのは59.2%である。一次エネルギー全体に占める天然ガスのシェアは7.8%（2008年）であり、これはデータが不明なラオスを除くとASEAN諸国の中でも最も低い水準である。天然ガスは、低炭素社会の実現に向けて早期に普及拡大が求められる重要なエネルギーであり、今後、フィリピンにおいても積極的に天然ガスの利用促進を図ることが期待されている。

フィリピン政府エネルギー省（DOE）のウェブサイトには、天然ガスの政策について次のように記載されている。「天然ガスは国のエネルギー構成に構造的な変化をもたらし、燃料の多様化を進める。また、石油から転換することによりエネルギーセキュリティにも、持続可能な発展にも寄与する。将来的には、技術移転や外国からの投資等を経て天然ガス産業の発展が期待される。」これらの点を鑑みて、天然ガスは将来にわたり戦略的な燃料に位置づけられていると想定される。

2.1.2 天然ガスの生産と消費

天然ガス生産では、2001年に生産を開始したMalampayaガス田がフィリピンの全量を生産している。2010年時点での生産量は130bcfである。

2010年時点での天然ガス消費は120bcfであり、ほぼ全量がBatangasエリアに位置するIlijan、Sta.Rita、San Lorenzoの3つの発電所で消費されている。現時点で一部が産業用（Shell Refinery）に使われているが、運輸用（BatangasでのCNGバス）の需要は極めて少ない。

2.2 現行政策の概要

2.2.1 フィリピンエネルギー計画（PEP2009-2030）とアキノ政権のエネルギー政策

DOEが毎年発表しているPhilippine Energy Plan（PEP）では、エネルギーセクターの計画やプログラムに焦点を当てており、特に国の繁栄にとって重要であるエネルギー開発の将来を検討対象としている。最新のPEPは2010年4月に発表されたPEP2009-2030である（アキノ政権発足前）。

PEP2009-2030の包括的な目的は、「より良質な生活のためにベストのエネルギー選択を確実にする」である。PEPは将来のエネルギー展望のために、現在のエネルギーセクターにとって必要な変化を述べている。PEP2009-2030では、以下の3つの方針がベースとなっている。

- Ensure energy security (エネルギーセキュリティの確保)
- Pursue effective implementation of energy sector reforms (エネルギーセクター改革の効果的な実施の追求)
- Implement social mobilization and cross-sector monitoring mechanisms (社会動員とセクター間監視メカニズムの実施)

2.2.2 PEPと天然ガス関連施策

上流、特に天然ガスの開発については、South China Sea area での探鉱を促進することとされているが、2030年に向けた Target が示すように天然ガス生産では Malampaya ガス田が引き続き主要な役割を果たすものと想定されている。

代替エネルギーとしての CNG については、運輸部門 (CNG バス) での普及を目指している。DOE から入手した CNG バスの普及目標は、2020年 で 2,500 台 (うち、Luzon で 1,884 台)、2030年 で 10,000 台 (うち、Luzon で 7,535 台) と想定している。ただし、これらを天然ガス需要に換算すると、2020年 で 0.006bcf (うち、Luzon で 0.0046bcf)、2030年 で 0.24bcf (うち、Luzon で 0.18bcf) であり、量的に大きな割合を占めているわけではない。

電力セクターでは、天然ガス火力発電所の計画が注目される。PEP では、LNG and Combined Cycle Gas Turbine(300MW,2011)、San Gabriel Power Plant(550MW,2013) について触れられているが、これらを含めて電源開発計画については後述する。

天然ガスの Downstream では、複数の施策が計画されている。特にインフラ開発において、現在 JICA 調査で実施されている天然ガスマスタープランの策定は最も優先順位の高い施策として位置づけられている。その他に、Visayas と Mindanao における LNG ターミナルの FS の実施、Visayas と Mindanao における天然ガスインフラ開発の実施等が謳われている。DOE へのヒアリングによると Visayas については、セブ島が LNG 基地の候補になっている。

2.2.3 天然ガス関連インフラプロジェクト

具体的なインフラ開発のプロジェクトを以下の表に示す。DOE へのインタビューによれば、これらのプロジェクトの中でも、Batangas と Manila を結ぶ BatMan1 パイプラインについては、最も優先順位が高いプロジェクトと位置づけられている。また、DOE では、Batangas 地域に立地する LNG ターミナルの方が Bataan 半島に立地する LNG ターミナルよりも優先順位が高いと考えている。その理由としては、1) BatMan1 パイプラインへの供給ソースと期待される Malampaya ガス田は将来の枯渇が懸念されており、新規に建設される LNG ターミナルに天然ガス供給の代替機能を期待されていること、2) Malampaya ガス田の価格 (Malampaya ガス田の価格フォーミュラに基づく天然ガスの販売価格) は国産ガスとしては平均的であるが、新たな供給源としての LNG を Malampaya ガス田と競わせることで天然ガス価格の一層の低下が期待されることなどが考えられよう。

インフラ開発

| Critical Gas Infrastructure Project | Target Year |
|--|-------------|
| Batangas-Manila (BatMan 1) pipeline | |
| Zone 1: Batangas-Binan | 2013 |
| Zone 2: Binan-Rosario/Robin | 2014 |
| Zone 3: Bian-Sucut | 2015 |
| CNG Refilling Stations in Metro Manila | 2010-2015 |
| Bataan-Manila (BatMan 2) Pipeline | 2016 |
| LNG Hub Terminal in Pagbilao Quezon | 2013 |
| LNG Terminal in Bataan | 2015 |
| Pipelines to Subic and Clark | 2017 |
| Sucut-Fort Bonifacio Pipeline | 2017 |
| Bataan-Cavite (BatCave) Pipeline | 2020 |
| Metro Manila Gas Loop/EDSA-Taft Loop | 2020 |

注: PNOC は初期段階のエンジニアリング・設計、設計調達建設(EPC)及び許認可を担当。ガス供給は PNOC と民間セクターが行い、資金調達は民間セクターが行う。

出所: Philippine Energy Plan 2009-2030

2.2.4 Power Development Plan 2010-2030

天然ガス需要を見通す上で鍵を握るのが発電需要である。2010 年時点でも、天然ガス消費の 97%が天然ガス火力発電所で消費されている（これらの天然ガス火力発電所は、Malampaya ガス田からの天然ガスを利用している Batangas エリアの Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo の各コンバインドサイクル発電所）。今後、BatMan1 パイプライン沿線や LNG 基地周辺で天然ガス火力発電所の新設や燃料転換が期待されるが、こうした電力開発の動向は、BatMan1 パイプラインや LNG 基地の F/S にも大きな影響を及ぼす。そこで以下では、“Power Development Plan 2010-2030”をもとに、今後の電力開発を見通す。

Luzon の民間企業の新規発電所プロジェクトは 23 件ある。これらの発電所が計画どおり建設された場合には、2020 年では 2010 年に比較して 5208.3MW の増加となる。それに加え、2022 年、2025 年に 700MW の新型コンバインドサイクル発電所を建設した場合の、電力需給見通しを以下の表に示す。

Luzon の電力需給予測

(MW)

| | ① Required additional capacity | ② Committ ed capacity | ③ Existing capacity | ④ Required reserve margin | ⑤ Peak demand | ⑥ Required capacity | ⑦民間新規 non-committee | ⑧Existing capacity (non-committeeが計画 どおり建設された場合) | ⑨Required additional capacity (non-committeeが計画 どおり建設された場合) |
|------|---|--------------------------------|---------------------------|------------------------------------|---------------------|---------------------------|------------------------|--|--|
| 2010 | | | 10,197 | 1,825 | 7,799 | 9,624 | | 10197 | |
| 2011 | | 75 | 10,272 | 1,847 | 7,895 | 9,742 | | 10272 | |
| 2012 | | 34 | 10,347 | 1,932 | 8,257 | 10,190 | | 10347 | |
| 2013 | 276 | 620 | 10,381 | 2,021 | 8,636 | 10,657 | 295.8 | 10,381 | 276 |
| 2014 | 145 | | 11,001 | 2,114 | 9,033 | 11,146 | 238.5 | 11,297 | -150 |
| 2015 | 657 | | 11,001 | 2,211 | 9,447 | 11,658 | 980 | 11,535 | 123 |
| 2016 | 1,192 | | 11,001 | 2,312 | 9,881 | 12,193 | 1050 | 12,515 | -322 |
| 2017 | 1,752 | | 11,001 | 2,418 | 10,335 | 12,753 | 1240 | 13,565 | -812 |
| 2018 | 2,337 | | 11,001 | 2,529 | 10,809 | 13,338 | 600 | 14,805 | -1,467 |
| 2019 | 2,949 | | 11,001 | 2,645 | 11,305 | 13,950 | 0 | 15,405 | -1,455 |
| 2020 | 3,590 | | 11,001 | 2,767 | 11,824 | 14,591 | 150 | 15,405 | -815 |
| 2021 | 4,260 | | 11,001 | 2,894 | 12,367 | 15,261 | 700 | 15,555 | -295 |
| 2022 | 4,960 | | 11,001 | 3,027 | 12,934 | 15,961 | 0 | 16,255 | -294 |
| 2023 | 5,693 | | 11,001 | 3,166 | 13,528 | 16,694 | 0 | 16,255 | 438 |
| 2024 | 6,459 | | 11,001 | 3,311 | 14,149 | 17,460 | 700 | 16,255 | 1,205 |
| 2025 | 7,260 | | 11,001 | 3,463 | 14,798 | 18,261 | 0 | 16,955 | 1,306 |
| 2026 | 8,098 | | 11,001 | 3,622 | 15,478 | 19,099 | 0 | 16,955 | 2,144 |
| 2027 | 8,975 | | 11,001 | 3,788 | 16,188 | 19,976 | 0 | 16,955 | 3,021 |
| 2028 | 9,892 | | 11,001 | 3,962 | 16,931 | 20,893 | 0 | 16,955 | 3,938 |
| 2029 | 10,851 | | 11,001 | 4,144 | 17,708 | 21,852 | 0 | 16,955 | 4,897 |
| 2030 | 11,854 | | 11,001 | 4,334 | 18,521 | 22,855 | 0 | 16,955 | 5,900 |

黒字が不足量
(赤字は余裕分)

注) ⑨Required additional capacityの算定は下記手順による
⑨=(当該年度の⑥(=④+⑤) - 当該年度の⑧(=前年度の⑦+⑧))

出所) 2010-2030PDPを用いてMRI修正
(成長率4.59% リザーブマージン23.4%はオリジナルPDPと同条件)

2.2.5 他ドナーの動向（世界銀行）

フィリピン国の天然ガスセクターにかかる他ドナーとして注目されるのは、世界銀行の動向である。世界銀行では、フィリピン国とベトナム国を対象に、中規模 LNG を活用した問題解決を提案している。フィリピン国では、Bataan 半島の Limay 地区を対象として、陸上、海上の LNG ターミナルの検討を行っている。世界銀行では、フィリピン国のような中規模な市場を対象とする場合、より小型の LNG 船の開発が必要であり、プロジェクトの実現性を早める観点から FSRU/FSU への関心が高まっていることを指摘している。ちなみに、世界銀行が提案している Limay 地区の LNG ターミナルの天然ガスは、ほとんどが近接する場所に想定している天然ガス発電所で消費されると想定されている。

2.3 天然ガス関連法令と規制の概要

2.3.1 立法および大統領令レベルの既存法令

フィリピンでは、天然ガスの利用は 21 世紀に入って始まったばかりであり、ガス規制の枠組みも十分ではない。既存のガス関連規制は、以下の石油関係法令に含まれているが、ガスの開発・利用促進を国家的に管理するための天然ガス法は長年国会で審議が止まっている状況である。

2.3.2 Circular No. 2002-08-005 にかかる考察

天然ガスセクターでは、2002 年に作成された Circular No. 2002-08-005（以下、「circular」と呼ぶ）が全ての基礎となっている。しかしながら、天然ガスセクターをとりまく状況は以前とは変わってきており、DOE としてはこの Circular の改訂が必要との

問題意識を有している。

(1) パイプラインに関する法令体系の中でのCircularの位置づけとカバー範囲

フィリピンでは、Circular No. 2002-08-005 は事業関連法令の主要な法令と位置づけられる。

(2) LNG、CNG導入への対応

DOE では、LNG terminals や CNG 充填スタンドなど、フィリピンにとって新しい技術の導入に合わせて、Circular 等の関連法令も改訂する必要があると認識している模様である。すなわち、パイプラインでも、LNG ターミナルとの関連や CNG 充填スタンド等との関連を新たに規定する必要があるかどうか、また規定する場合はどのように行うか、等が論点になるものと推察される。

2.4 JICA M/P(2002) のレビューと天然ガスインフラ開発の必要性

2.4.1 JICA M/P(2002)のレビュー

JICA では、2002 年にフィリピン国天然ガス産業開発計画調査（以下では「JICA M/P(2002)」と呼ぶ）を実施している。以下ではその概要を取りまとめるとともに、2002 年以降のフィリピン国における天然ガスの開発・利用、天然ガスインフラストラクチャーの整備動向を踏まえ、この JICA M/P(2002)をレビューした。

2.4.2 天然ガスインフラ開発の必要性

フィリピンでも積極的に天然ガスの利用促進を図ることが期待されており、そのためのインフラとして複数のパイプラインや LNG 基地、CNG Refilling Station の整備が計画されている。その中でも、DOE では、Batangas と NCR 地域を結ぶ BatMan1 パイプラインと Batangas 周辺に立地予定の LNG 基地を最も優先順位が高いプロジェクトと位置づけている。

フィリピンにおいても環境問題への対応は重要なエネルギー政策課題である。低炭素社会の実現に向けて天然ガスシフトを推進するためには、電力セクターにおける天然ガス火力発電所の整備、既存発電所の燃料転換を加速化することはもちろん重要であるが、さらに産業セクター、業務セクターでの燃料転換、コージェネレーション、地域冷房等の導入促進を図ることが重要である。また、パイプラインとパイプラインに接続する CNG Refilling Station を整備することで運輸セクターにおける CNG バス導入を促進することも重要である。

3. 環境社会配慮面の規制・制度の基礎情報確認

3.1 本プロジェクトに係る環境社会配慮面の規制・制度

3.1.1 環境アセスメント (EIA)

(1) 概要

フィリピン国では、全ての事業は必要な各報告書を提出した上で、最終承認者（Environmental Management Bureau (EMB) 局長等）から環境応諾証書（Environmental Compliance Certificate : ECC）、もしくは非該当証明書（Certificate of Non-Coverage : CNC）を取得しなければならない。環境影響評価システム（Philippines Environmental Impact Statement System : PEISS）では、事業が以下の表に示すように5つに区分される。

Department of Environment and Natural Resources（DENR）の DENR Administrative Order No. 30 series of 2003 (DAO 03-30)に係る Revised Procedural Manual (RPM) において、パイプライン事業は、環境的に大きな影響のない事業（Non-Environmentally Critical Projects ; NECP）として規定されており、グループⅡ、あるいはグループⅢに属する。本事業には、環境的に大きな影響のある地域（ECA）を含むため、グループⅡの規定が適用される。一方、LNG 基地の建設プロジェクトも天然ガスの貯蔵であり、石油の精錬や石油化学工業製品の製造など環境的に大きな影響のない事業ではあるが、プロジェクトサイトは環境的に敏感な地域に近接することから、パイプラインと同様にグループⅡの規定が適用される。

パイプラインの長さが 25km以上、又はLNG貯蔵キャパシティが 5,000KL以上の場合、環境影響評価書（Environmental Impact Statement ; EIS）を提出し、ECCの取得が必要となる¹。承認者は、EMB地域オフィスの長官²である。本事業は、パイプラインの長さが 25km以上、LNG貯蔵キャパシティも 5,000KL以上であるため、EISを提出し、ECCを取得する必要がある。

環境影響評価システムにおける事業の区分

| グループ | 事業の種類及び実施場所 |
|------|---|
| I | 環境的に大きな影響のある事業（Environmentally Critical Projects ; ECP）全て（実施場所にかかわらず） |
| II | 環境的に大きな影響のある地域（Environmentally Critical Area ; 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 (2008 年)

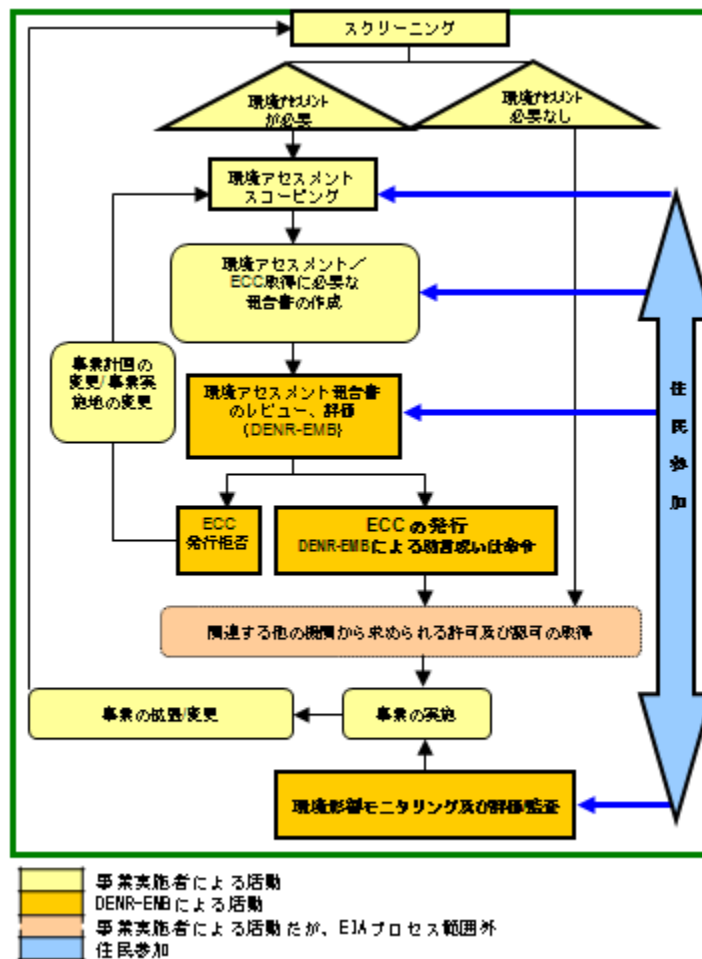
3-1 _____

¹ Revised Procedural Manual for DENR Administrative Order No.30 Series of 2003 (DAO 03-30) ANNEX 2-1b

² 本事業は、Region 4A の管轄である。

(2) EIAの実施フロー

EIAの実施フローを以下の図に示す。パイプラインの長さが25km以上の場合、又はLNG貯蔵キャパシティが5,000KL以上の場合、EIS提出後、承認を得るために必要な期間は、従来60営業日であったが、DENRのMemorandum Circular(Jun 29 2010)により、20営業日に短縮された。



出所: Revised Procedural Manual for DAO 03-30 (2008年)に基づき作成

EIAの実施フロー

(3) ECC取得までの手順

EISを提出する場合のECC取得までの手順は、以下のとおりである。DOEは、事業者の選定後に、その事業者がEIAを実施している。

- a. スコーピング
- b. EISの作成
- c. EISの審査

(4) EISの記載内容

EIS に記載される内容は、業概要、環境影響分析、環境生態へのリスク評価、影響管理計画などから構成される。

(5) JICA環境社会配慮ガイドラインとフィリピンのEIA関連法との比較

2010年4月に制定したJICA環境社会配慮ガイドラインとフィリピンのEIA関連法との比較を行った。制度上、特に大きな乖離はみられない。

3.1.2 用地取得・住民移転

(1) 概要

公共用地取得促進法（An Act to Facilitate the Acquisition of Right-of-Way）または共和国法第 8974 号（Republic Act (RA) No.8974）（2000 年）が根拠法となる。

フィリピン国では、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。用地取得の機会が多い機関としては、公共事業道路省（Department of Public Works and Highways : DPWH）に加え以下がある。用地取得・住民移転に係る手順を定めている機関は 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。

- ・ 国家住宅庁（National Housing Authority : NHA）
- ・ 国家電力公社（National Power Corporation : NAPOCOR）
- ・ 国営送電公社（Transmission Corporation : TRANSCO）
- ・ 国家灌漑庁（National Irrigation Administration : NIA）
- ・ 農地改革省（Department of Agrarian Reform : DAR）

(2) 用地取得・住民移転関連主要法規の内容

用地取得と住民移転に関する主要な関連法規の主な内容は以下のとおりである。

1) 「公共用地取得促進法」（An Act to Facilitate the Acquisition of Right-of-Way, 2000）

2000 年の「公共用地取得促進法」では、公共用地取得を促進するための政策措置が定められている。

- ・ 事業者は、最初のオプションとして地主に財産譲渡（donation）の意思があるか確認する。
- ・ 地主が譲渡を拒否した場合、事業者は国税局（Bureau of Internal Revenue : BIR）の定める価格（Zonal Value）に基づき算定した補償額³を提示し、交渉する。
- ・ 地主が国税局（BIR）による補償額を拒否した場合、事業者は適正市場価格以下の金

3-3

³Zonal Value は過去の土地売却価格の記録から算出したもので、世銀の OP4.12 において定義されている再取得価格（Replacement Cost）とは異なる。

額の範囲内で地主と交渉する。事業者は政府融資機関／民間に土地の適正市場価格の評価を依頼することができる。なお、交渉期間は最大 15 日である。

- ・地主が補償額に同意しない場合は、当該裁判所に収用裁定申請をする。裁判所は 60 日以内に補償費を算定し、地主に支払うことで、用地取得が成立する。

2) 「インフラストラクチャー道路用地手続きマニュアル」(Infrastructure Right-of-Way (IROW) Procedural Manual)

DPWH が 2003 年に制定した「インフラストラクチャー道路用地手続きマニュアル」では、公共用地取得の手順について次のような規定がある。

- ・用地測量 (Percellary Survey) の実施及び報告書の作成

プロジェクト実施機関 (Implementing Office : IO) 或いは認可されたコンサルタントは、用地測量 (Percellary Survey : PS) を詳細設計時に実施することが省令第 142 号及び第 187 号 (DO No.142:1995, 187: 2002) で規定されている。用地測量は、用地取得に必要な関連資料の収集と、取得した土地の登記に必要な図面ならびに関連図書を作成する業務である。

- ・用地取得及び移転計画書 (Land Acquisition Plan and Resettlement Action Plan : LAPRAP) の作成

省令第 5 号 (DO No.5) (2003 年) に従い、住民移転が生じる全ての事業の事業者は、地主との交渉に先立ち、用地取得及び移転計画書を作成しなければならない。

3) 不法占有者の住民移転に関連のある法律

不法占有者の取り扱いは、おもに共和国法第 7279 号の規定に従っている。

4) 補償対象者

前述した「IROW Procedural Manual」(2003 年) では LAPRAP 作成のための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。

3.1.3 先住民族対応

(1) フィリピン国における先住民族の定義と分布

フィリピン国では、1997 年に制定された先住民族権利法にて、先住民族 (indigenous peoples : IPs) 及び先住民文化共同体 (indigenous cultural communities : ICCs) について規定している (第 II 章、第 3-h 節)。

フィリピン国には先住民族の人口・分布について正確な統計はないが、国家先住民族委員会 (National Commission on Indigenous Peoples : NCIP) は、2011 年 3 月時点で先

住民族の人口を 14,183,809 人と推定している。これらの統計は NCIP が非公式な統計を基に試算したものであるが、先住民族の全人口に占める割合は 20%以上を超えている。

(2) 用地取得と住民移転における先住民族配慮

本プロジェクトとの関連から見る場合、前述した用地取得と住民移転における先住民族配慮が特に重要である。これについては「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) (第 3 版) (2007 年) があり、その中には、先住民族に影響が及ぶ場合の事業の手続きを別途説明されている。先住民族に負の影響が及ぶ可能性があることが社会アセスメントで明らかになった全ての事業について、先住民族アクションプラン (Indigenous Peoples Action Plan : IPAP) を策定しなければならないとしている。

3.2 パイプラインに係る環境社会配慮

3.2.1 環境影響評価書 (EIS) 等の準備状況、環境許認可の取得状況

現時点で、EIS は作成されておらず、また、必要な環境許認可は取得されていない。今後、環境基準等 EIS 作成に必要な基礎データの整理した上で、EIS の作成、ECC の取得を行う必要がある。

(1) JICA環境社会配慮ガイドラインにおける環境チェックリスト

JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、パイプラインは、カテゴリ A に区分される。パイプライン事業において円借款を利用する場合、環境社会配慮助言委員会から環境社会配慮の支援と確認に関する助言を得る必要がある。

(2) スコーピング案

工事中の汚染対策や事業に伴う社会環境への影響にも配慮する必要がある。

3.2.2 ROW、及び用地取得の現状

(1) ROWに係る規定

フィリピンの規定により、パイプラインの中央から左右 5m (幅 10m) が ROW となる。

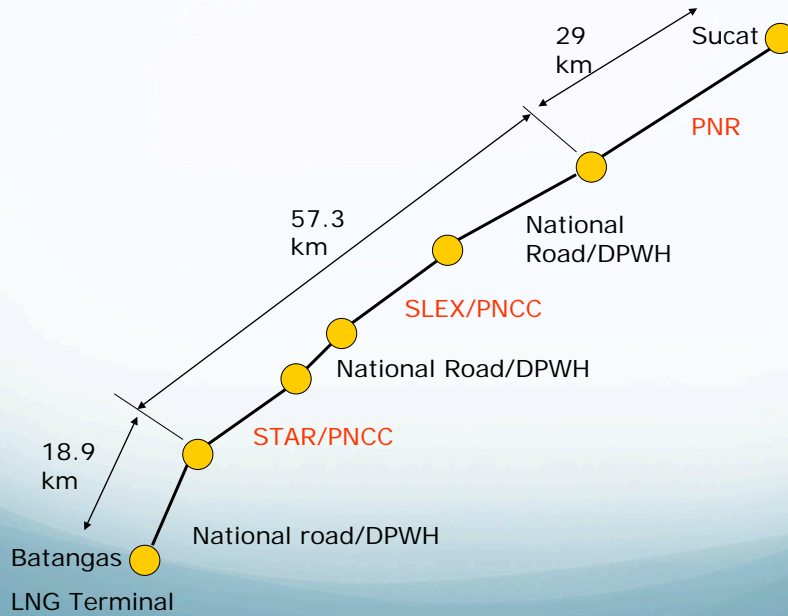
(2) ROWの取得者

事業者が ROW を取得する必要がある。

(3) ROW及び用地取得の現状

ROW は、以下の図が示すように、国道 (DPWH の管轄)、STAR・SLEX (PNCC の管轄)、PNC (PNC の管轄) に区分される。なお、用地取得や住民移転は、発生しない。

Gas Pipeline Route from Batangas to Sucat



54

出所: JICA 調査団

パイプラインルート

ROW、用地取得、住民移転の状況

| Route | | ROW | Land Acquisition | Involuntary Resettlement |
|----------|---------------|-------------------------|------------------|--|
| Batangas | Sucat | PNR | Not required | Need to move illegal people in PNR railway |
| | National Road | Negotiate with DPWH | | |
| | SLEX | Negotiate with PNCC | | No Involuntary Resettlement in other area |
| | National Road | Negotiate with DPWH | | |
| | STAR | Granted to STAR by PNCC | | |
| | National Road | Negotiate with DPWH | | |

55

出所: JICA 調査団

パイプラインルート上の Municipality と Barangay の数

| Route | | Number of Municipality | Number of Barangay |
|-------------------------|----------------------|------------------------|--------------------|
| Sucat | PNR | 4 | 29 |
| | National road (DPWH) | | |
| | SLEX | 8 | 39 |
| | STAR Tollway | | |
| Batangas (LNG Terminal) | National Road (DPWH) | 1 | 14 |
| Total | | 13 | 82 |

出所:調査団作成

3.2.3 住民移転の規模と補償

調査では必要な用地にかかる必要条件を把握した。用地取得や住民移転は発生しないが、ROW リース料を支払う必要がある。

3.2.4 先住民族対応

パイプラインの建設に関しては特別、先住民対策を実施する必要はない。

3.3 LNG基地に係る環境社会配慮

3.3.1 LNG基地候補サイトの選定

(1) LNG基地候補サイト選定の経緯

LNG 基地候補サイトについて、これまで4回のサイト調査が行われた。これらの調査から入手した情報に基づき、複数の候補サイトを比較した結果、Batangas 州 Batangas 市の Bagtangas Baseport というサイトを最有力のサイトとして選定した。また、同じく Batangas 市の Simlong 区のサイト及び Bauan 市にある PNOC 傘下のエネルギー供給基地のサイトも比較的有力な候補サイトである。

3.3.2 JICA「環境チェックリスト」による確認の結果

LNG 基地の最優先候補サイトとしての Batangas Baseport を対象に、JICA の「環境チェックリスト」により確認を実施した。

JICA「環境チェックリスト」による確認の結果

| 分類 | 項目 | 主なチェック事項 | 環境社会配慮の確認 | |
|----------------|--|--|---|---|
| 許認可・説明 | EIA 及び環境許認可 | ① 環境影響評価報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか。 | 左各項目はすべて未実施。 | |
| | | ② EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 | | |
| | | ③ EIA レポート等の承認は無条件か。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 | | |
| 現地ステークホルダーへの説明 | ① プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて地域住民に適切な説明を行い、理解を得るか。 | ④ 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。 | 第1回プロジェクト説明会は2011年12月1日に開かれた。説明の対象はガス・パイプライン、エネルギー・電力業界、政府関係者、マスコミ等だが、住民が含まれていなかった。 | |
| | | | | ② 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。 |
| | | | | ③ EIA レポート等の承認は無条件か。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 |
| 代替案の検討 | ① プロジェクト計画の複数の代替案は (検討の際、環境・社会に係る項目も含めて) 検討されているか。 | LNG 基地の最も有望な候補サイト一つと代替候補サイト2つを選定し、保留している。 | | |
| 汚染対策 | 大気質 | ① 船舶・車輛・付帯設備等から排出される硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx)、煤じん等の大気汚染物質は、当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。大気質に対する対策はとられるか。 | 大気汚染物質の排出はフィ国の排出基準・環境基準を満たすべく、必要な対策を採る。具体的な対策は次の段階の調査で検討する。 | |
| | | ② 船舶・付帯設備等 (ドック等) からの排水は、当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。 | 船舶・付帯設備等 (ドック等) からの排水はフィ国の排出基準・環境基準を満たすべく、必要な対策を採る。 | |
| | 水質 | ③ 油、有害物質等が周辺水域に流出・排出しない対策がなされるか。 | 具体的な対策は次の段階の調査で検討する。 | |
| | | ④ 水際線の変更、既存水面の消滅、新規水面の創出等によって、流況変化・海水交換率の低下等 (海水循環が悪くなる) | 次の段階の調査で具体的に確認する。 | |
| | | ④ 油、有害物質等が周辺水域に流出・排出しない対策がなされるか。 | 具体的な対策は次の段階の調査で検討する。 | |

| 分類 | 項目 | 主なチェック事項 | 環境社会配慮の確認 |
|------|-------------------------------------|--|--|
| | | が発生し、水温・水質の変化が引き起こされるか。 | |
| | | ⑤埋め立てを行う場合、埋立地からの浸透水が表流水、海水、地下水を汚染しない対策がなされるか。 | 具体的な対策は次の段階の調査で検討する。 |
| | 廃棄物 | ①船舶、関連施設からの廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。 | 廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分する。 |
| | | ②浚渫土・沖捨ての投棄が周辺水域に影響を及ぼすことがないよう、当該国の基準に従って適切に処理・処分されるか。 | 浚渫土・沖捨てはフィ国の基準に従って適切に処理・処分する。 |
| | | ③有害物質が周辺水域に排出・投棄されないよう対策がなされるか。 | 具体的な対策は次の段階の調査で検討する。 |
| | 騒音・振動 | ①騒音・振動は当該国の基準等と整合するか。 | 騒音・振動は当該国の基準等と整合するような対策を講じる。 |
| | 地盤沈下 | ①大量の地下水汲み上げ等により、地盤沈下が生じる恐れがあるか。 | 次の段階の調査で具体的に確認する。 |
| | 悪臭 | ①悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか | 次の段階の調査で具体的に確認する。 |
| | 底質 | ①船舶及び関連施設からの有害物質等の排出・投棄によって底質を汚染しないよう対策がなされるか。 | 具体的な対策は次の段階の調査で検討する。 |
| 自然環境 | 保護区 | ①サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。 | サイトが当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地することはない。 |
| | 生態区 | ①サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 | サイトの陸上部分はこのような地域を含んでいないが、周辺の沿岸地域と海域にはマングローブとサンゴ礁が存在するか、本件から影響を受ける可能性があるか、次の段階の調査で確認する。 |
| | | ②サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 | ない。 |
| | ③生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はな | このような影響の可能性が確認された場合、緩和対策を検討する。 | |

| 分類 | 項目 | 主なチェック事項 | 環境社会配慮の確認 |
|------|-------|---|--|
| | | されるか。 | |
| | | ④水生生物に悪影響を及ぼす恐れはあるか。影響がある場合、対策はなされるか。 | 次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。 |
| | | ⑤沿岸域の植生、野生動物に悪影響を及ぼす恐れはあるか。影響がある場合、対策はなされるか。 | 同上。 |
| | 水象 | ①港湾施設の設置による水系の変化は生じるか。流況、波浪、潮流等に悪影響を及ぼすか。 | 同上。 |
| | 地形・地質 | ①港湾施設の設置による計画地周辺の地形・地質の大規模な改変や自然海浜の消失が生じるか。 | 同上。 |
| 社会環境 | 住民移転 | ①プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 | 本件で最も有望な候補としているBatangas BaseportのサイトにおけるLNG基地の建設では非自発的住民移転が発生しないが、今後ガスパイプラインとの接続に係る建設工事により、住民移転が発生するかについて確認する必要がある。住民移転が発生することが確認された場合、以下の措置を実施する。 <ul style="list-style-type: none"> ・移転住民に対する説明会の実施 ・再取得価格（市場価格）による全額補償と移転後の生活基盤の回復を含む計画の策定 ・補償方針の文書での策定 ・社会的弱者に配慮する計画の策定 ・移転住民との移転前の合意達成 ・移転前の補償金支払い ・移転を実施するための体制の構築 ・移転による影響のモニタリング計画の策定 ・苦情処理の仕組みの構築 |
| | | ②移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 | |
| | | ③ 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 | |
| | | ④補償金の支払いは移転前に行われるか。 | |
| | | ⑤補償方針は文書で策定されているか。 | |
| | | ⑥移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 | |
| | | ⑦移転住民について移転前の合意は得られるか。 | |
| | | ⑧住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 | |

| 分類 | 項目 | 主なチェック事項 | 環境社会配慮の確認 |
|----|----------|--|---|
| | | ⑨移転による影響のモニタリングが計画されるか。 | |
| | | ⑩苦情処理の仕組みが構築されているか。 | |
| | 生活・生計 | ①プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 | 次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。 |
| | | ②プロジェクトにより周辺の水域利用（漁業、レクリエーション利用を含む）が変化して住民の生計に悪影響を及ぼすか。 | 同上。 |
| | | ③港湾施設が住民の既存水域交通及び周辺の道路交通に悪影響を及ぼすか。 | 同上 |
| | | ④他の地域からの人口流入により病気の発生（HIV等の感染症を含む）の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。 | 本プロジェクトの実施が原因となるこのような結果が生じる可能性がない。 |
| | 文化遺産 | ①プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。 | Batangas Baseport という本プロジェクトで最も有望な候補サイトにはこのような遺産、史跡が存在しない。 |
| | 景観 | ①特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。 | 次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。 |
| | 少数民族・先住民 | ①少数民族、先住民の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 | 本プロジェクトの実施により Bajau 族の文化、生活様式に影響を及ぼすか次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。 |
| | | ②少数民族、先住民の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。 | |
| | 労働環境 | ①プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 | フィ国の労働法への遵守は必須である。（The Labor Code of the Philippines, Presidential Decree No.442） |
| | | ②労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関 | プロジェクト関係者への安全配慮の措置を採る。 |

| 分類 | 項目 | 主なチェック事項 | 環境社会配慮の確認 |
|-----------------|--|---|--|
| | | 係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 | |
| | | ③ 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 | 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育等の対策を採る。 |
| | | ④プロジェクトに係る警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。 | 警備要員が関係者や地域住民の安全を侵害することのないような措置として、警備要員の雇用条件においてこのよう条項を明確に定める。 |
| その他 | 工事中の影響 | ① 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 | 工事中の汚染、自然環境と社会環境への影響がありうるが、フィ国の関連法規に従って緩和措置とる。 |
| | | ② 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 | |
| | | ③ 工事により社会環境に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 | |
| | モニタリング | ① 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 | フィ国の EIA 関連規定に従い上記影響のある項目の対策措置に関するモニタリング計画を作成・実施する。 |
| | | ②当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 | 計画実施の項目、方法、頻度、実施体制、所管官庁への報告の方法も EIA 関連規定に準じる。 |
| | | ③ 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 | |
| | | ④ 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。 | |
| 環境チェックリスト使用上の注意 | ①埋立地造成、港湾の掘込み等による地下水系への影響(水位低下、塩化) や地下水利用による地盤沈下等の影響についても必要に応じて検討され所要の措置が講じられる必要がある。 | Batangas Baseport の場合、利用可能な土地が広いから、埋立の必要性がないが、栈橋の建造などの工事による地下水系への影響などについて次の段階の調査で確認し、必要な措置を講じる。 | |

| 分類 | 項目 | 主なチェック事項 | 環境社会配慮の確認 |
|----|----|---|-----------|
| | | ②必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。 | そのとおり。 |

出所：JICA 調査団作成

3.3.3 ROW、及び用地取得の現状

LNG 基地建設プロジェクトのサイト現在想定されている Batangas 市 Port Authority 所管の Bataqngas Baseport は政府の公有地である。公開入札を通じて獲得すれば、今後 7 年毎のリース契約の更新が必要ではあるが、リースにより土地を長期的に使用することが可能であり、新たに ROW や土地の取得を必要としない。

3.3.4 住民移転の規模と補償

本件では、非自発的住民移転が発生しないが、今後ガスパイプラインとの接続に係る建設工事により、住民移転が発生するかについて確認する必要がある。

3.3.5 先住民族対応

Batangas 湾の海岸沿いには Bajau という先住民族の共同体が存在し、本プロジェクトの実施は Bajau 族の陸上における権益を侵害する可能性がないが、LNG 基地の海上部分（栈橋と LNG 船舶の停泊所など）がその漁業権のある海域と重なるか、彼らの生計に影響を及ぼすかを確認する必要がある。

3.4 本プロジェクトの実施によるCO₂削減効果

本プロジェクトの実施による環境改善効果の一部は CO₂ 排出の削減効果に反映されるといえる。本プロジェクトの裨益地域と想定されるルソン地域の電力セクターと工業セクターにおけるプロジェクトの実施に伴う CO₂ 排出削減効果を試算した。試算の対象期間はパイプライン竣工した 2017 年から本調査で行った需要予測最終年の 2030 年までとする。試算の結果は、両セクターを合計した 2017～2030 年の CO₂ 排出量削減量は累計約 14.5Mt の規模になる見込みである。

本プロジェクトの実施による電力セクターのCO₂排出削減効果

| 項目 | | 単位 | 合計 | 石炭 | 石油 | 天然ガス | その他 |
|--|---|-------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|------|
| 前提条件 | 発電用燃料ミックス | % | 100.0 | 17.7 | 7.4 | 17.0 | 57.9 |
| | 発電効率 | % | - | 40 | 55 | 55 | - |
| 2017-2030 年の天然 ガス需要 量とCO ₂ 排出量 | 天然ガス年間需要量(2017-21) | MMNm ³ | 123 | | | | |
| | 天然ガス年間需要量(2022-24) | MMNm ³ | 697 | - | - | - | - |
| | 天然ガス年間需要量(2025-30) | MMNm ³ | 1395 | - | - | - | - |
| | 天然ガス平均発熱量 | kcal/m ³ | 11,000 | - | - | - | - |
| | 天然ガス年間発熱量(2017-21) | Gcal | 1,353,000 | - | - | - | - |
| | 天然ガス年間発熱量(2022-24) | Gcal | 7,667,000 | - | - | - | - |
| | 天然ガス年間発熱量(2025-30) | Gcal | 15,345,000 | - | - | - | - |
| | 天然ガスCO ₂ 換算係数 | t-CO ₂ /Gcal | 0.20675 | - | - | - | - |
| | 天然ガスのCO ₂ 年間排出量 (2017-21) | t-CO ₂ | 279,733 | - | - | - | - |
| | 天然ガスのCO ₂ 年間排出量 (2022-24) | t-CO ₂ | 1,585,152 | - | - | - | - |
| | 天然ガスのCO ₂ 年間排出量 (2025-30) | t-CO ₂ | 3,172,579 | - | - | - | - |
| | 2017-30年天然ガスCO ₂ 排出量合計 | t-CO ₂ | 25,189,593 | - | - | - | - |
| 2017-2030 年のLNG 導入によ るCO ₂ 排 出削減量 | 代替される化石燃料年間発熱量 (2017-21) | Gcal | - | 329,286 | 100,122 | 230,010 | - |
| | 代替される化石燃料年間発熱量 (2022-24) | Gcal | - | 1,865,956 | 567,358 | 1,303,390 | - |
| | 代替される化石燃料年間発熱量 (2025-30) | Gcal | - | 3,734,589 | 1,135,530 | 2,608,650 | - |
| | 燃料別CO ₂ 換算係数 | t-CO ₂ /Gcal | - | 0.37927 | 0.29992 | 0.20675 | - |
| | 燃料別CO ₂ 年間排出量 (2017-21) | t-CO ₂ | - | 124,888 | 30,029 | 47,555 | - |
| | 燃料別CO ₂ 年間排出量 (2022-24) | t-CO ₂ | - | 707,701 | 170,162 | 269,476 | - |
| | 燃料別CO ₂ 年間排出量 (2025-30) | t-CO ₂ | - | 1,416,418 | 340,568 | 539,338 | - |
| | LNG導入によるCO ₂ の年間削減 量(2017-21) | t-CO ₂ | 84,704 | - | - | - | - |
| | LNG導入によるCO ₂ の年間削減 量(2022-24) | t-CO ₂ | 479,990 | - | - | - | - |
| | LNG導入によるCO ₂ の年間削減 量(2025-30) | t-CO ₂ | 960,669 | - | - | - | - |
| 2017-30年のCO ₂ 削減量合計 | t-CO ₂ | 7,627,502 | - | - | - | - | |

出所: 1. 発電用燃料ミックス: DOE「Power Development Program (2004-2013)」(2013年の予測値)

2. 天然ガス平均発熱量: 想定される輸入LNGの平均発熱量

3. 石炭平均発熱量: 想定される輸入一般炭の平均発熱量

4. 天然ガスCO₂換算係数、石炭CO₂換算係数: 日本エネルギー経済研究所軽量分析ユニット編

「エネルギー・経済統計要覧 2011」

本プロジェクトの実施による工業セクターのCO₂排出削減効果

| 項目 | | 単位 | 合計 | 軽油 | 灯油 | 重油 | LPG |
|---------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|------------|------------|---------|------------|-----------|
| 現在のエネルギー消費量 | エネルギー消費量(年) | - | - | (ℓ) | (ℓ) | (ℓ) | (kg) |
| | | | | 536,023 | 1,871 | 1,162,588 | 57,269 |
| | 平均発熱量 | kcal/ℓ(kg) | - | 9,006 | 8,767 | 10,009 | 12,136 |
| | 総発熱量(年) | Gcal | 17,175 | 4,827 | 16 | 11,636 | 695 |
| | エネルギー・ミックス | % | 100.0 | 28.1 | 0.1 | 67.8 | 4.0 |
| 2021-30年天然ガス累計需要量とCO ₂ 排出量 | 2010年天然ガス需要量 | MMNm ³ | 240 | - | - | - | - |
| | 2030年天然ガス需要量 | MMNm ³ | 960 | - | - | - | - |
| | 2010-30年需要量平均伸び率 | % | 7.2 | - | - | - | - |
| | 2021-30年天然ガス累計需要量 | MMNm ³ | 7,168 | - | - | - | - |
| | 天然ガス平均発熱量 | kcal/m ³ | 11,000 | - | - | - | - |
| | 2021-30年天然ガス累計発熱量 | Gcal | 78,848,000 | - | - | - | - |
| | 天然ガスCO ₂ 換算係数 | t-CO ₂ /Gcal | 0.20675 | - | - | - | - |
| | A. CO ₂ 累計排出量(2021-30) | t-CO ₂ | 16,301,824 | - | - | - | - |
| LNGの導入によるCO ₂ 排出削減量 | 代替される燃料別発熱量(2021-30) | Gcal | 78,848,000 | 22,161,778 | 75,303 | 53,420,230 | 3,190,688 |
| | 燃料別CO ₂ 換算係数 | t-CO ₂ /Gcal | - | 0.28748 | 0.28411 | 0.29992 | 0.24758 |
| | B. CO ₂ 累計排出量(2021-30) | t-CO ₂ | 23,204,208 | 6,371,068 | 21,394 | 16,021,795 | 789,951 |
| | CO ₂ 累計削減量(B-A) | t-CO ₂ | 6,902,384 | - | - | - | - |

出所: 1. 天然ガス平均発熱量: 想定される輸入 LNG の平均発熱量
 2. 天然ガスCO₂換算係数、燃料別発熱量とCO₂換算係数

4. 天然ガス需要想定

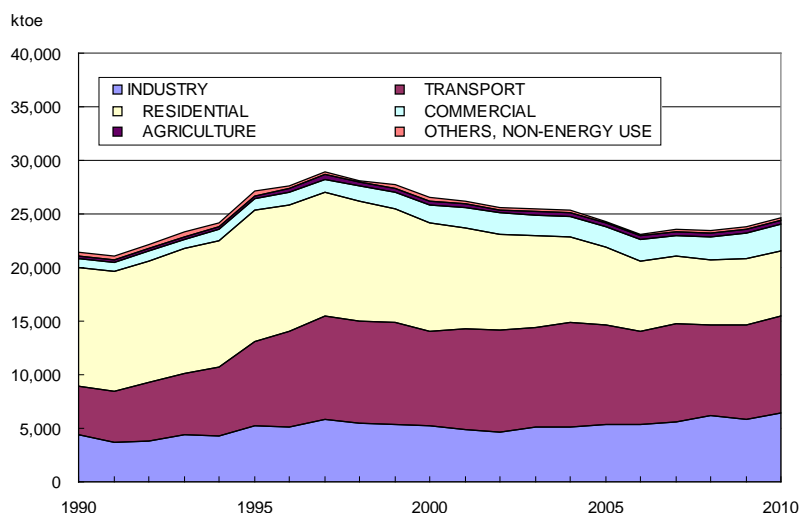
4.1 JICA M/P(2002) のレビュー

4.1.1 エネルギー政策

1999年時点で、フィリピン国は1次エネルギー供給の60%近くを輸入エネルギーに依存しているところから、国産エネルギー源の開発を目下のエネルギー政策上の重要な課題としていた。そこで、商業ベースの埋蔵量がパワラン島沖で確認された天然ガスは、この課題解決のための有望なエネルギー源であり、同国における大規模な天然ガス利用開始の契機になるであろうと期待されていた。

4.1.2 エネルギー需要

当時のマスタープランでは、過去のトレンドに基づき2000年以降エネルギー需要は5%前後で増大すると予想していた。しかしながら、実際には2000年から2010年までのGDPの年平均伸び率は4.8%で、JICA M/P(2002)時の想定とほぼ同じだったにもかかわらず、エネルギー需要は減少している。これは非商業エネルギーであるバイオマスが大きく減少したことによる。バイオマスを除いた商業エネルギーだけを見ても2000年からの平均伸び率はわずかに0.5%にとどまっている。部門別に見ると家庭用エネルギー消費の平均伸び率が2000年からマイナス5%と大きく減少しており、そのほかの産業はほぼ横ばいになっている。これらのデータを基に分析すると、産業構造がエネルギー多消費産業から軽工業にシフトし、サービス業のGDPの伸び率が工業の伸び率よりも大きいことからエネルギーをあまり必要としないサービス業の発展でGDPが伸びてきたことが窺える。



出所: Energy Balance Table, DOE

フィリピンの部門別最終エネルギー消費の推移

4.1.3 エネルギー価格

2010年時点で原油価格はUSD30/bbl、LNGがUSD5/MMBtuであったが、実際には両方共に想定のお3倍の価格になっている。これはLNGと石油製品の価格差も3倍になったことを示している。従って、2002年当時よりもLNGの競争力が高まったことになる。

4.2 天然ガス需給の現状

Camago-Malampayaガス田は2002年から商業生産に入り、Batangasに位置する3発電所(Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo)と産業及び交通部門に供給してきた。そのほとんどが発電所で消費されており、産業及び交通部門の消費量は全体の2%にも満たない。2010年までのCamago-Malampayaガスの累計消費量は、9,288億cfに達している。

4.3 LNG(液化天然ガス)輸入価格の国際動向

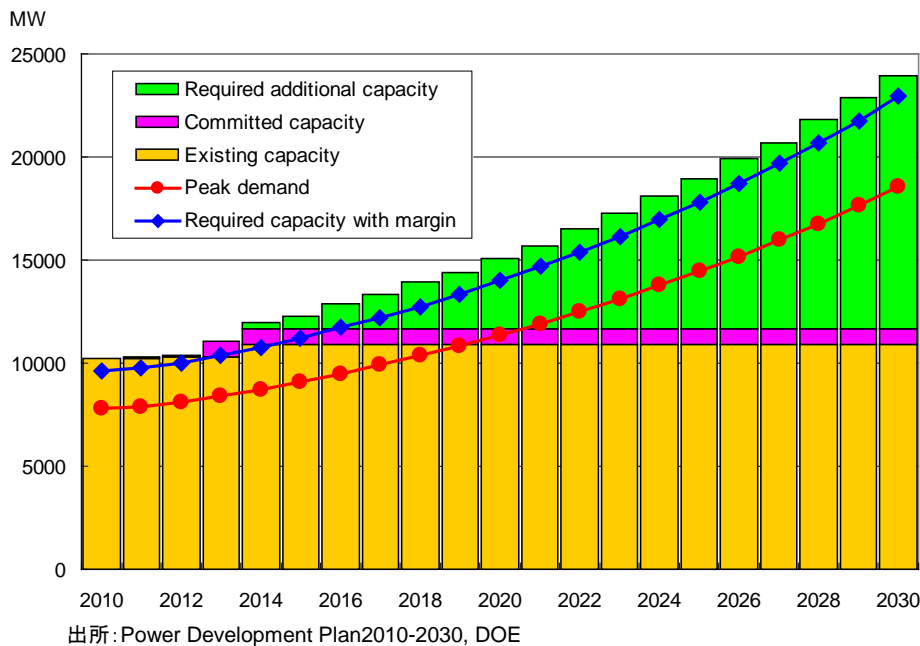
日本のLNG平均輸入価格(JLC)については、2011年前半より原油価格の上昇に伴って上昇傾向にあり、2011年7月時点ではUSD16/MMBtuに達している。価格決定方式が原油価格リンクであるため、一定値とはならないが、原油価格よりは低い値で推移している。フィリピンにおいてLNGを輸入すると仮定した場合、価格の参照値として、JLCが参考となる。

しかしJLCはアジアのLNG市場だけに適応しており、欧州や米国の価格決定方式とは異なっている。将来、フィリピンはLNG供給源をアジアだけでなくロシア、オーストラリア、カナダ等アジアとは違う価格決定方式を採用している地域からの購入も考えられる。

4.4 電力用需要想定

4.4.1 2030年までの需給見通し

電源開発計画(PDP2010-2030)によるとLuzonの電力需要は年率4.59%で増加していく見通しになっている。2010年の発電容量は10,197MWで、ピーク需要は7,799MWになっている。2013年までは既にコミットされた発電所があり、新規ガス火力の可能性は追加容量が必要になる2014年以降である。Luzonでは電力需要の増加に伴い2030年までに12,300MWの追加容量が必要になる。また、必要な予備率はピーク需要の23.4%に設定されている。



Luzon の電力需給見通し

4.4.2 Luzonの民間企業の新規発電プロジェクト

Luzon の民間企業の新規発電所プロジェクトは 23 件ある。このうちガス火力は、Energy World CCGT 300MW (Pagbilao)、First Gen San Gabriel 550MW (Batangas) である。前者は LNG 基地を建設し、ガスを供給しようとするもので、後者は国産ガスを利用するものである。現時点では Energy World CCGT 300MW を除くと建設が始まっていないことから運開年は遅れると見られる。

4.4.3 ガス火力発電の検討

火力発電所の検討は、フィリピン政府のエネルギー政策の方針に従い、ここではガス火力発電所の検討を行なう。DOE の情報によると、ガス転換の火力発電所候補として、Sucat 発電所 (850 MW) と Malaya 発電所 (650 MW) がある。両発電所とも現在は発電していない。これらの発電所は石油火力であり、発電効率も 35%程度と最新鋭のコンバインドサイクル発電所と比較するとかなり低かった。

4.4.4 ガス火力発電所のガス需要量

民間企業の新規発電所プロジェクトが仮に実現したとしたら新規のコンバインドサイクル発電所は、2020 年以降に電力需要の増大に伴い運開していくことになる。コンバインドサイクルの 1 系列は 350 MW (ガスタービン 300 MW、蒸気タービン 50 MW) を標準とし、2022 年に 2 系列、2025 年にさらに 2 系列の運開で、合計 1,400 MW の発電規模を想定す

る。

ここで、発電所の発電効率を 55%、設備利用率を 80%、天然ガス発熱量を 11,000 kcal/Nm³ と仮定すると新規コンバインドサイクル発電所の天然ガス需要は、2022 年で 99,504 Nm³/h (84 MMcf/d)、2025 年以降は 199,008 Nm³/h (168 MMcf/d) になる。これは Camago-Malampaya ガス田からの供給能力 (650 MMcf/d) の 26%に相当する。

4.4.5 Cebu-Mactan及びSouth Mindanaoの電力用ガス需要ポテンシャル

電力用ガス需要ポテンシャルは、電源開発計画に依存しており、PDP2010-2030 によるとガス火力発電所の計画は今のところない。しかしながら DOE からの情報によると、セブにおいて Libertad ガス田からのガス供給により、1MW のガス火力発電所がまもなく操業することになっている。

4.5 産業用需要想定

産業用の天然ガス需要想定は、BatMaN1 パイプラインに沿った工業団地のエネルギー消費サンプル調査を行なうことによって推定する。サンプル調査は 73 工場からデータを得た。対象になる Laguna と Batangas の工業団地の面積から工場数は約 700 あり、サンプル調査は対象となる工業団地内にある工場の 10%に当たる。現在、工業団地では燃料として石油製品が消費されているが、石油製品は国産天然ガスに比べて 2~3 倍の価格であるため、現地ヒアリングの結果では、工場は天然ガスの調達が可能になるとガス転換を行なうとしている。

4.5.1 パイプライン沿いの工業団地

DOE によると、計画されているガスパイプライン沿いには 16 の工業団地が位置している。この地域は Carabarzon 地方 (Region IV-A) の Batangas 州、Laguna 州にあたる。カルバ Luzon 地方にはこの他に Cavite 州、Quezon 州、Rizal 州が含まれる。

しかしながら、PEZA (Philippine Economic Zone Authority) によると、ガスパイプライン沿い (Batangas 州、Laguna 州) の工業団地は 28 になる。Cavite 州の工業団地も供給対象に含めるとその数は 37 に膨らむ。

4.5.2 工業団地のエネルギー消費

工業団地のエネルギー使用量は、本調査で実施したサンプル調査結果を元に推定した。

(1) 工業団地内の工場数

フィリピン全体の工業団地数は、現在操業している工業団地は 246 箇所あり、この他に操業前のものが 99 箇所、開発中のものが 216 箇所あり、これら承認を得ている工業団地の

総数は 561 箇所になる。内訳は IT 産業が多く、次いで製造業、農産業、旅行業と続く。操業している工業団地内の工場 (Locator) リストは PEZA のホームページから得ることが出来るが、これは PEZA に登録されているリストであり、既に操業されている工場数ではない。

(2) 工場の燃料消費量

サンプル調査の結果から工場の燃料消費量を推定した。

(3) ガスパイプライン沿いのガス需要ポテンシャル

これまで、ガスパイプライン沿いの工場数と 73 工場あたりのガス需要量 (126 万 Nm³/月) を仮定してきた。これらの仮定からガスパイプライン沿いの工業団地のガス需要は以下の通りである。

| | |
|--------------------|--|
| 工業団地の工場数 : | 1,143 工場 |
| 73 工場当たりの平均ガス使用量 : | 126 万 Nm ³ /月 (1,750 Nm ³ /h、61,800 scf/h) |
| ガス需要ポテンシャル : | 27,400 Nm ³ /h (0.968 MMcf/h、23.23 mmscf/d) |
| | $1,143 \div 73 \times 1,750 = 27,400 \text{ Nm}^3/\text{h}$ |

これは、新設のコンバインドサイクル発電所の 190 MW に相当する。

4.5.3 Visayas及びMindanaoのガス需要ポテンシャル

Luzon のガス需要ポテンシャルは既に前項で記述している。ここでは、DOE のエネルギー需要予測と地域 GDP を基に Cebu-Mactan 及び South Mindanao の産業用ガス需要ポテンシャルを推定する。

(1) 地域別GDP

フリピンは 16 の地域に分けられ、それぞれ地域別の統計がある。Cebu-Mactan は Region 7 (Central Visayas)、South Mindanao は Region11 (Davao Region) に属している。2009 年の地域別 GDP の内訳では、Region 7 の産業部門の GDP は全国の 6.6% を占めており、Region 11 のそれは 5.2% になっている。

(2) Ceb-Mactan及びSouth Mindanaoの産業用ガス需要ポテンシャル

産業用エネルギーは 2010 年の 1,453 ktoe から 2030 年には 3,888 ktoe へと年率 5% で増大していく見込みである。このエネルギー需要量を地域 GDP の割合で配分すると Cebu-Mactan の 2030 年の産業用エネルギー需要は 826 ktoe、South Mindanao のそれは 651 ktoe になる。このうちガスパイプラインが整備された場合、前項と同じ考え方で 2030 年のエネルギー需要の 9.2% がガス転換のポテンシャルがあると仮定すると、Cebu-Mactan で 6,900 万 Nm³/year (6.7 MMscfd)、South Mindanao で 5,400 万 Nm³/year (5.3 MMscfd)

になる。これは 2002 年のガス需要ポテンシャルと比較して Cebu-Mactan で 15%、South Mindanao で 30%減になる。

4.6 商業用需要想定

フィリピンでは、商業用のガス需要はまだ発生していない。しかし、DOE は将来の商業用ガス需要として、ヒートポンプやコージェネレーションシステムを視野に入れている。ここでは、日本の商業用ガス需要の例を紹介し、フィリピンにおける将来ガス需要の想定を行う。

4.6.1 日本の商業用需要の現状

ここでは、天然ガスを燃料として電気と蒸気を作り出す天然ガスコージェネレーションシステムの導入例を紹介する。作り出された電気と蒸気は、オフィスビル（地上 36 階・地下 4 階建て、延べ床面積 15 万 m²）に供給されている。このシステムはガスタービンエンジンと 1,100kW 発電機、廃熱ボイラの組み合わせ 2 系統で構成されている。廃熱ボイラで作られた蒸気は、蒸気配管を通して吸収式冷凍機へ投入し、冷水を作り、冷房に使用している。システムの出電力は 1,100kW×2 系統、発生蒸気は 3.5 トン/時×2 系統(1,000RT×2 系統、RT：冷凍トン)である。発電効率は 20～25%、熱効率は 50%で、総合効率は 70～75%となっている。

4.6.2 フィリピンの商業用需要の想定

フィリピンの大規模商業用施設 1 箇所あたりの将来ガス需要としては、コージェネレーションを導入した場合、約 500 万(Nm³/year)となる。Manila においては同規模もしくはさらに巨大な商業用施設が 10 数箇所程度存在すると仮定すると、大規模商業用施設のガス需要のみで約 5,000 万から 1 億(Nm³/year)となる。しかしながら、冷房に使用されている電気需要は、80 万 kWh/month (80 万 kWh/month×7 PHP/kWh=約 560 万 PHP) である。一方、上記①の 1 ヶ月のガス価格は輸入 LNG (32 PHP/Nm³) の場合は、830 万 PHP/month になり導入のメリットはない。②のコージェネレーションの場合も経済性がない。従って、商業用ガス需要のポテンシャルはない。

4.7 輸送用需要想定

フィリピンではパイロットプロジェクトとして CNG バスを Laguna と Batangas 間で運行させている。CNG バスは 61 台あり、DOE から入手したデータによると平均的なガス消費量は 1.67-2.0 km/Nm³ である。ガスの充填所は Batangas の Mother Station と Laguna の Daughter Station の 2 箇所である。Mother Station の充填能力は 1 日 200 台のバスに充填が可能で、Daughter Station の充填能力は 1 日 50 台であるが、実際には平均 26 台のバスに CNG を充填しており、1 台のバスの充填量は平均 112.9 kg になっている。CNG 価

格は PHP 18.38/kg であるが、この価格はパイロットプロジェクト期間の暫定的なもので、プロジェクト終了後は価格が見直される。

4.8 Luzonのガス需要想定

ガス需要は、2030年までに2010年度の需要の119,869 MMcfから約2倍の227,990 MMcfに増大する。新規発電所需要は4.4に示したように2020年から発生する。産業用需要はガスパイプラインが完成する2017年から新規需要が発生すると仮定した。輸送需要も同じようにパイプライン完成の2017年からDOEの目標にしたがって需要は増大している。商業需要は2020年から需要が発生すると仮定した。

Luzon のガス需要想定

(MMcf)

| Year | Consumption | | | | Total |
|------|-------------|----------|-----------|------------|---------|
| | Power | Industry | Transport | Commercial | |
| 2001 | 4,840 | - | - | - | 4,840 |
| 2002 | 54,329 | - | - | - | 54,329 |
| 2003 | 84,241 | - | - | - | 84,241 |
| 2004 | 81,097 | - | - | - | 81,097 |
| 2005 | 106,997 | 252 | - | - | 107,249 |
| 2006 | 99,199 | 2,193 | - | - | 101,392 |
| 2007 | 117,792 | 3,316 | - | - | 121,107 |
| 2008 | 123,604 | 2,932 | 15 | - | 126,550 |
| 2009 | 125,058 | 3,019 | 18 | - | 128,095 |
| 2010 | 116,809 | 3,044 | 16 | - | 119,869 |
| 2011 | 122,000 | 3,000 | 20 | - | 125,020 |
| 2012 | 122,000 | 3,000 | 20 | - | 125,020 |
| 2013 | 122,000 | 3,000 | 20 | - | 125,020 |
| 2014 | 122,000 | 3,000 | 20 | - | 125,020 |
| 2015 | 122,000 | 3,000 | 20 | - | 125,020 |
| 2016 | 122,000 | 3,000 | 20 | - | 125,020 |
| 2017 | 122,000 | 19,549 | 3,111 | - | 144,660 |
| 2018 | 122,000 | 20,887 | 3,517 | - | 146,404 |
| 2019 | 122,000 | 22,225 | 3,923 | - | 148,148 |
| 2020 | 122,000 | 23,563 | 4,331 | 1,236 | 151,130 |
| 2021 | 122,000 | 24,902 | 5,197 | 1,360 | 153,458 |
| 2022 | 146,626 | 26,240 | 6,063 | 1,483 | 180,412 |
| 2023 | 146,626 | 27,578 | 6,929 | 1,607 | 182,740 |
| 2024 | 146,626 | 28,916 | 7,795 | 1,730 | 185,068 |
| 2025 | 171,252 | 30,255 | 8,661 | 1,854 | 212,022 |
| 2026 | 171,252 | 31,593 | 10,393 | 1,978 | 215,216 |
| 2027 | 171,252 | 32,931 | 12,125 | 2,101 | 218,409 |
| 2028 | 171,252 | 34,269 | 13,857 | 2,225 | 221,603 |
| 2029 | 171,252 | 35,608 | 15,589 | 2,348 | 224,797 |
| 2030 | 171,252 | 36,946 | 17,320 | 2,472 | 227,990 |

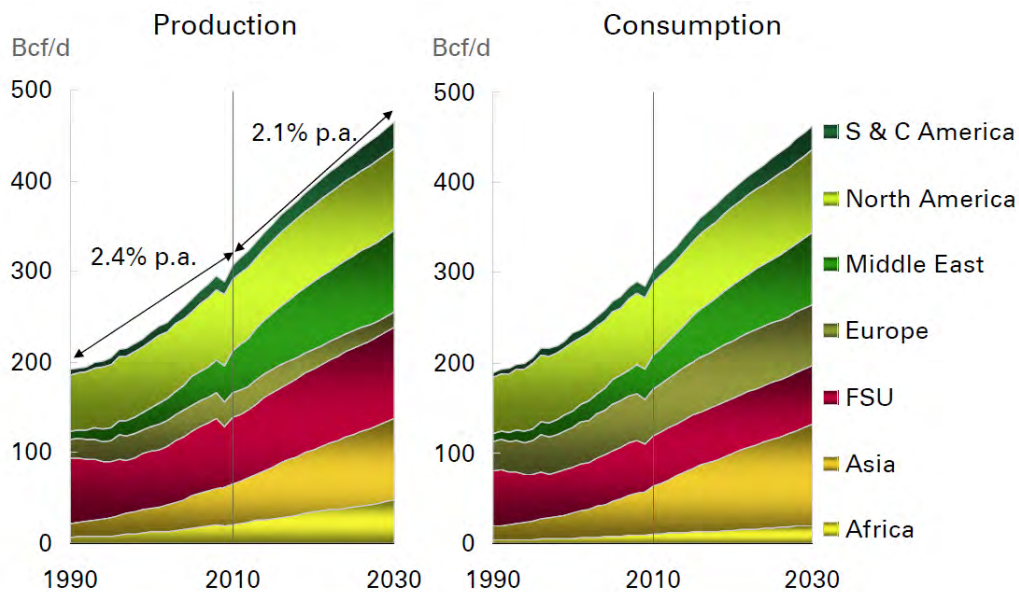
出所: JICA 調査団作成

5. LNG供給システム検討

5.1 LNGガス需給バランス

5.1.1 世界の天然ガス需要の現状と見通し

天然ガス生産は、ヨーロッパ以外のすべての地域で成長する。このなかで、アジアにおける天然ガス消費量は2010年約40Bcf/dから2030年には100Bcf/d以上に増加する見通しである。



地域別天然ガス生産・消費の現状と見通し

(単位 bcf/d : Billion Cubic Feet per Day(10億立方フィート))

≒LNG換算770万トン/年.)

出所:BP統計2011年1月

5.1.2 LNG輸出入の現状と見通し

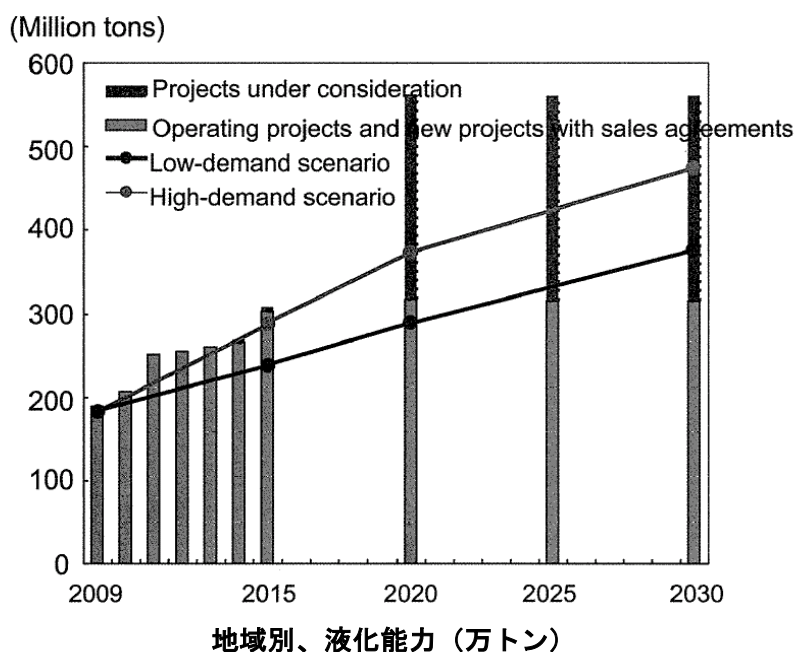
LNGの供給は2030年に向けて4.4%/年の増加が予想されている。これは、ガス生産の2倍以上の数値である。

東南アジア(インドネシア、マレーシア、ブルネイ)のLNG産業は1990年代から現在までほとんど変化が無く、世界のLNG取引の中で全体に占める供給比率を年々縮小させている。代わってカタール、豪州、やナイジェリアなどのアフリカ輸出国が供給力を伸ばしてきている。

5.1.3 LNG需給バランス予測

2020年以降の建設中LNG基地は200百万トンを超えており、2030年時点でも十分な供

給余力がある。



出所: IEEJ

5.1.4 カタールと豪州のLNGプラント

以下の表にカタール、豪州のLNGプロジェクトの概要を示す。

カタール、豪州のLNGプロジェクト例

| 国 | プラント名 | 液化能力 (万トン/年) |
|------|-----------------------|--------------|
| カタール | Qatargas (Train 1-3) | 970 |
| | Qatargas II (Train 4) | 780 |
| | Qatargas II (Train 5) | 780 |
| | Qatargas 3 | 780 |
| | Qatargas 4 | 780 |
| | Rasgas (Train1-2) | 660 |
| | Rasgas II III | 2970 |
| 豪州 | Prelude | 350 |
| | Wheatstone | 860 |
| | Australian Pacific | 1400 |
| | Southern Cross 他 | 70-130 |

出所: JICA 調査団作成

5.1.5 ガス供給シナリオ

2002年時点のMalampayaガス田の推定埋蔵量は2.7兆cf、2010年までに当該ガス田から生産されたガスは、約1兆cfである。従って、新たな追加埋蔵量が発見されない限り、今後のR/P比は15年程度になる。

6. BatMan 1 パイプライン計画

6.1 天然ガス供給量と供給位置

BatMan 1 ガスパイプラインを用いた天然ガス供給量と供給位置計は、第 4 章天然ガス需要想定を前提に以下のように定めた。

6.1.1 ガス火力発電向け天然ガス供給量と供給位置

カランバに発電所を新設する場合には、2つのケースを想定している。Sucat 発電所コンバインドサイクルの 1 系列 350MW (ガスタービン 300MW, 蒸気タービン 50MW) を標準とし、2 系列の 700MW のケースと Malaya 発電所 (650MW) 相当分も加えた 1400MW のケースを前提とした。

6.1.2 工業団地向け天然ガス供給量と供給位置

供給箇所は、Santo Tomas, Cabuyao, Carmona, Alabang の 4 か所にそれぞれ 4 等分した 1.94MMcf/h(55,000Nm³/h)を供給する前提とした。

6.1.3 商業用需要向け天然ガス供給量と供給位置

報告書本編 4.6 商業用需要想定に記載のように、将来的には、年間 7,000 万 Nm³の需要が見込めるものの、LNG の燃料価格 (16-17USD/MMBtu) から判断すると、電気式冷房に替わることがないとの想定である。しかしながら、シェールガスの液化による天然ガス低価格化も顕在化しつつあるため、将来的には、商業用需要もガスで補えるようにピーク流量として 0.35MMscf/h(10,000Nm³/h)を供給計画には含めておく。この供給地点は、Quirino highway 周辺の商業施設を前提とする。

6.1.4 輸送用天然ガス供給量と供給位置

報告書本編 4.7 輸送用需要想定に記載のように、将来的には、2.31MMscf/h(65,290Nm³/h)の需要が見込める。この供給地点は、Quirino highway 周辺の天然ガス供給ステーションを想定する。以上を整理した設計の前提とする天然ガスピーク供給量を以下の表に示す。

2030 年天然ガスピーク供給量

| | Power Station Calamba / Sucat | Industrial Area 4 Areas | Commercial and CGV (Quirino) | Total |
|---------------|----------------------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| Case 1 | 5.89 MMscf/h | 7.76 MMscf/h | 2.65 MMscf/h | 16.3 MMscf/h |
| | 167,000 Nm ³ /h | 220,000 Nm ³ /h | 75,290 Nm ³ /h | 462,290 Nm ³ /h |
| | 36.12% | 47.59% | 16.29% | 100% |
| Case 2 | 3.51 MMscf/h | 7.76 MMscf/h | 2.65 MMscf/h | 13.92 MMscf/h |
| | 99,273 Nm ³ /h | 220,000 Nm ³ /h | 75,290 Nm ³ /h | 394,563 Nm ³ /h |
| | 25.16% | 55.76% | 19.08% | 100% |
| Case 3 | 3.51 MMscf/h | 7.76 MMscf/h | 2.65 MMscf/h | 13.92 MMscf/h |
| | 99,273 Nm ³ /h | 220,000 Nm ³ /h | 75,290 Nm ³ /h | 394,563 Nm ³ /h |
| | 25.16% | 55.76% | 19.08% | 100% |
| Case 4 | 7.02 MMscf/h | 7.76 MMscf/h | 2.65 MMscf/h | 17.43 MMscf/h |
| | 198,545 Nm ³ /h | 220,000 Nm ³ /h | 75,290 Nm ³ /h | 493,835 Nm ³ /h |
| | 40.20% | 44.55% | 15.25% | 100% |

出所： JICA 調査団作成

6.2 ガスパイプラインルート

6.2.1 全般

ガスパイプラインルートは新設 LNG 受入基地から Sucat までの約 105.2km である。今回の調査では、既設発電所 Sucat を再利用する場合と新規発電所を Calamba に設ける場合を前提条件としてルートを選定した。

6.2.2 各セクションにおけるルートの特徴と課題

3つのセクションのルートレイアウトについて分析、設定を行った。

6.2.3 ガスパイプライン維持管理に必要な用地

パイプラインの建設及び維持管理用に使用する ROW の取得は、DOE が行っているものの、今回の調査時点では、42km の区間の South Tagalog Arterial Road (STAR) の ROW のみが許可を得た状況である。ROW の幅は、ブロックバルブステーション、カソード防食装置などの設備へのアクセスと保守のためにパイプライン用地と平行に 4m のサービストラックが必要である。従ってパイプライン用地を含め幅 6m の維持管理用地を設置することとするが、周辺既存道路からアクセス可能である場合はこの限りではない。

6.3 パイプラインの基本設計

6.3.1 パイプラインシステム設計における基本条件

(1) 適用基準

BatMan パイプラインの適用基準については、国際標準のものを用いた。

(2) 流量計算に適用する天然ガスの組成・比重・設計温度

パイプライン流体の流量解析には、ガス比重値が大きな影響を与えるため、マランパヤガス田からのガス組成をもとに比重を算定した。ガス組成より算出したガス比重は、空気に対して0.647であった。将来的にLNGも適用するため、安全をみたところで、ガス比重は、空気に対して0.65を採用した。設計温度は、埋設パイプラインであることから地中部が外気温とほぼ同じ前提と考え、35°Cとした。

(3) パイプ、異径管の仕様

パイプラインには、高強度で靱性に優れた鋼管を適用する。高強度なものとしては、API 5L X-80があるが、容易な溶接性を考慮してX-65を選定する。塗装は、外面は、ポリエチレン被覆による耐絶縁性を確保する。内面は、施工期間の錆発生を防ぐためにエポキシ塗装をほどこす。

(4) クラスロケーション

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を行った。

(5) パイプラインの埋設深さ

パイプラインの埋設深さ指針はANSIに定められている。

6.3.2 パイプライン流送条件

ガスの供給元であるTabangaoガスプラントからの最大流量は、650MMscf/dである。2011年現在、Batangas周辺の火力発電所トータルで2,700MW分(324MMscf/d)を使用しており、マランパヤからのガスの可能利用量は、326MMcf/dとなる。

6.3.3 流量解析

パイプラインの設計を行う上で、最も重要な点は、パイプライン設備を使用する長期に亘る供給計画を踏まえた上での口径選定である。そのベースとなるのが送出圧力、供給量、供給圧力、供給区間の距離を変数とした流量解析である。

(1) 流量解析条件

流量解析を実施するための設計条件を設定した。

(2) 流量解析ポイント（位置）

解析ポイント、つまり流量、着圧を確認するポイントは Tabangao (Batangas) から Sucat を経由し、Quirino Highway に向けて、工業団地への天然ガス供給、火力発電所への供給のポイント、Lipa City, Santo Tomas, Calamba, Cabuyao, Carmona, Alabang, Sucat, Quirino Highway の 8 つと設定した。工業団地への供給量は、2030 年の工業団地全体への想定供給量 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h) を Santo Tomas, Calamba, Cabuyao, Carmona, Alabang において等分とした供給量 1.94MMscf/h (55,000Nm³/h) とする。

6.3.4 流量解析結果

解析結果をレポートにとりまとめた。

6.3.5 管厚計算

(1) 設計圧力、クラスロケーションの設定

各セクションの設計圧力を設定した。

(2) 管厚計算

各セクションの最小管厚は、ANSI/ASME B31.8 より計算を行った。

6.3.6 JICA M/P(2002) と 2011 の選定口径の比較

JICA M/P(2002)では、メインパイプラインの口径は 16 インチであったが、今回は、24 インチと増加した。

6.4 パイプライン関連設備

6.4.1 パイプラインブロックバルブステーション

パイプラインブロックバルブステーション設置間隔は、ANSI/ASME B31.8 の各クラスロケーション毎に定められている。

6.4.2 メータリングステーション

本ガスパイプラインシステムにおけるメータリングステーションの数量と設置位置は、Batangas のガスプラントと発電所に供給する流量を計測する位置に設置する前提とする。

工業団地向けのメータリングステーションは、需要家毎に設置するため、本検討には含まないものとする。

6.4.3 SCADAシステム

SCADA システムは、パイプラインシステムの安全、確実かつ効率的な運転を遂行できるよう監視のために設置する。ガス漏えいなど緊急時には、指令を出し遮断弁の開閉や放散弁の開閉を遠隔操作するものとする。ガスプラント工場との連絡も行い、事前に送出条件の変更などの情報を入手し、運転に反映させる。運転制御室は、パイプライン保有者の事務所に設置され以下の項目を監視できるものとする。

6.5 事業実施検討

6.5.1 建設費

(1) 見積り前提条件と基本的構造

見積り前提条件の設定を稼働日数、時期、為替率などについて行った。

(2) 積算項目と積算方法

1) 材料費

本調査のための見積りについては、ガスパイプライン用のポリエチレン塗覆鋼管、バンド管、異径管などは、原則として新日鉄エンジニアリング(株)の調達部を介して入手した見積り書を基礎とし、日本国内からの調達品とした。

2) ステーションおよび関連設備費用

本調査のための見積りについては、バルブステーション、メータリングステーション、SCADA および防食設備の材料費ならびに工事費については、新日鉄エンジニアリング(株)が過去に行った国内外の類似プロジェクトの実績から算定したものを適用した。バルブ、メータリングスキッド等の設備材料は海外調達品とし、SCADA は日本国内調達品とした。

3) 建設費用

パイプライン敷設工事および関連工事に関わる、労務費、建設機材、消耗品、材料ストックヤード、輸送費、宿舍・移動費用などは、見積り要求書を作成のうえ、一括してフィリピンの現地建設会社へ見積り書作成を依頼した。こうして入手した建設費用見積りと、新日鉄エンジニアリング(株)が過去に行った国内外の類似プロジェクトの実績を加味して建設費用を算出した。

4) エンジニアリングおよびマネジメント費

パイプラインの詳細設計および現地工事実施における、工事計画ならびに管理、品質管理、安全管理などのエンジニアリングおよびマネジメント費については、新日鉄エンジニアリング(株)が過去に行った国内外の類似プロジェクトの総費用に対する実績比率から算定したものを適用した。

5) 予備費

本見積りは、物理的予備費および物価上昇に対する予備費を含まないベースコストのみを算出した。

6) ボーナス条項

本見積りではボーナス条項 (Incentive) は見込んでいない。

(3) 積算結果

Case 毎にガスパイプライン口径および肉厚が異なるため、各々のケースについて見積りを行った。結果を以下に示す。

各ケースの見積り結果

| Currency Rate: JPY/USD= 85 | | Section 1 18.9km | | Section 2 57.3km | | Section 3 28.5km | | Total | |
|----------------------------|---------------------------------|---------------------|-------|---------------------|-------|---------------------|-------|------------------|-------|
| Case 1 | Joint number | 1,663 jts | | 5,042 jts | | 2,552 jts | | 9,258 jts | |
| | Distance | 18.9 km | | 57.3 km | | 29.0 km | | 105.2 km | |
| | inch-m | 453,600 inch-m | | 1,375,200 inch-m | | 696,000 inch-m | | 2,524,800 inch-m | |
| | Grand total (x 1,000 JPY USD) | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD |
| | Cost / inch-m (JPY USD) | 7,513 | 88.39 | 5,258 | 61.86 | 6,582 | 77.44 | 6,028 | 70.92 |
| Case 2 | Joint number | 1,663 jts | | 5,042 jts | | 2,552 jts | | 9,258 jts | |
| | Distance | 18.9 km | | 57.3 km | | 29.0 km | | 105.2 km | |
| | inch-m | 453,600 inch-m | | 1,375,200 inch-m | | 504,000 inch-m | | 2,332,800 inch-m | |
| | Grand total (x 1,000 JPY USD) | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD |
| | Cost / inch-m (JPY USD) | 7,513 | 88.39 | 5,143 | 60.50 | 6,250 | 72.70 | 5,843 | 68.56 |
| Case 3 | Joint number | 1,663 jts | | 5,042 jts | | 2,552 jts | | 9,258 jts | |
| | Distance | 18.9 km | | 57.3 km | | 29.0 km | | 105.2 km | |
| | inch-m | 453,600 inch-m | | 1,375,200 inch-m | | 408,000 inch-m | | 2,236,800 inch-m | |
| | Grand total (x 1,000 JPY USD) | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD |
| | Cost / inch-m (JPY USD) | 7,513 | 88.38 | 5,300 | 62.35 | 6,160 | 72.47 | 5,905 | 69.47 |
| Case 4 | Joint number | 1,663 jts | | 5,042 jts | | 2,552 jts | | 9,258 jts | |
| | Distance | 18.9 km | | 57.3 km | | 29.0 km | | 105.2 km | |
| | inch-m | 453,600 inch-m | | 1,375,200 inch-m | | 504,000 inch-m | | 2,332,800 inch-m | |
| | Grand total (x 1,000 JPY USD) | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD | JPY | USD |
| | Cost / inch-m (JPY USD) | 7,513 | 88.39 | 5,302 | 62.38 | 6,005 | 70.65 | 5,884 | 69.22 |

出所: JICA 調査団作成

(4) 主要調達資機材の調達先内訳

主要調達資機材の調達先内訳を示した。

(5) JICA M/P(2002)との建設費比較

JICA M/P(2002)の建設費および 2011 建設費を、インチメートル単価に換算して比較した場合、2011 建設費対 2001 建設費は、US ドルベースで 2~3 倍となる。その理由として、人件費、材料費、輸送費および建設資材の高騰によるものと具体的な工事進捗を折り込んだ結果と推察される。

(6) パイプライン建設サイドから見た推奨ケース

パイプライン建設サイドから見て推奨できるのは Case 4 である。ガス送出量に対し建設費が少ない。言い換えれば、建設費に対して供給能力が最も高く、将来の需要増に対し最もフレキシブルに対応できる。以下の表に各ケースのガス送出量あたりの比較した表を示す。

ガス送出量あたりの建設費比較

| | a: Total Cost (USD) | b: Gas Flow Volume (scf/h) | a / b |
|---------------|------------------------|-------------------------------|--------------|
| Case 1 | 179,063,851 | 16,300,000 | 10.99 |
| Case 2 | 159,939,471 | 13,920,000 | 11.49 |
| Case 3 | 155,401,277 | 13,920,000 | 11.16 |
| Case 4 | 161,480,246 | 17,430,000 | 9.26 |

出所: JICA 調査団作成

6.5.2 建設工程

(1) 前提条件

建設工程検討にかかる前提条件の設定を行った。

(2) 工程概要と算出根拠

エンジニアリング、調達、建設、試運転の工程算出を行った結果、全体で2.1年の工期が必要である。各要素の期間は以下のとおりである。

- 1) エンジニアリング業務: 0.5年
- 2) 調達業務: 1.5年
- 3) コンストラクション (パイプライン敷設): 1.1年
- 4) コンストラクション (パイプライン完成試験): 0.2年
- 5) 試運転: 0.1年

7. LNG受入基地

7.1 LNG受入基地設計条件

7.1.1 LNG受入基地形式

LNG 受入基地には、陸上式と洋上式とがある。以下の表で陸上式と洋上式の LNG 受入基地の特徴を比較する。

陸上式基地と洋上式基地の比較

| | 陸上式基地 | 洋上式基地 (浮体式貯蔵再ガス化設備 (FSRU)) |
|----------|----------------------------------|----------------------------------|
| 設備投資 | 比較的高い (港湾の位置と設置場所による) | 比較的低い |
| 運営費 | 洋上式と同レベル | 陸上式と同レベル |
| 建設期間 | LNG 貯蔵タンクの EPC に要する期間が長いため、長期に及ぶ | 中古船を改造するケースでは短期間 |
| 操業の柔軟性 | 柔軟性が高い 利用可能な LNG 船の制限はない | ガス送出のパターン、陸揚げのタイミング等、制限が多い |
| ガス送出の信頼性 | 信頼性が高い (LNG 貯蔵容量が多い) | 信頼性が低い(LNG 貯蔵容量が少ない) |
| 拡張能力 | 土地と港湾の制約がない場合は制限なし | 港湾の制約がない場合は FSRU の増設が可能 |

出所： JICA 調査団作成

上記の表が示す通り、短納期での LNG 受入基地を実現する必要がある場合は、洋上式にて中古船の改造ケースで実施するスキームが良いと思われる。

しかし、長納期での LNG 受入基地建設が可能であれば、陸上式基地を採用し、ガス需要増加に合わせて、設備の拡張を実施する方が、ガス供給の高い信頼性を確保する面で優れており、本来採用されるべきである。

洋上式については初期の数年の利用は検討課題ではあるものの、今回の検討では、Camago-Malampaya ガス田枯渇時には代替のガス供給元がなくなり、LNG 基地に高い信頼性が要求されること、及び今後の基地拡張の可能性も考えられることから、洋上式は推奨出来ず、陸上式基地にて検討を進める。

7.1.2 受入基地の立地

(1) 地域社会との調和

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

(2) LNG利用の便

LNG 基地は、基地から最終利用者にいたる輸送施設が整備されている場所、あるいは今後容易に整備できる場所にあること、さらには、最終利用者に近い場所にあることが必要である。また、電力、工水、上水等のユーティリティー供給状況も選定条件となる。

(3) LNG受入の便

LNG を輸送する手段は船であるが、一般的に計画される LNG プロジェクトに対して使用される船の規模は最大で 266,000m³となる。LNG 基地は、これらの規模の船が安全、かつ確実に入港・揚荷できる様に、気象・海象・地震・地盤等のデータを確認した上で、港湾を選定する必要がある。

(4) 供給セキュリティ確保

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

(5) 海水/港湾条件

海水中に懸濁物質または浮遊物質(SS:suspended solid)又は、銅イオン濃度が多い場合は、気化器設計上で対策が必要となりコストアップの要因となる。基地近傍に大きな河川がある場合は、浚渫頻度が多くなりコストアップの要因となる。

7.1.3 LNG取扱量

Luzon のガス需給想定から得られる必要輸入 LNG 量を以下の表に示す。2020 年の基地運転開始時に取扱量は約 70 万トン/年となり、2030 年時点で約 250 万トン/年となる。

必要輸入 LNG 量

(千トン/年)

| Year | Power | Industry | Transport | Total |
|------|-------|----------|-----------|-------|
| 2020 | 0 | 556 | 102 | 658 |
| 2021 | 0 | 588 | 123 | 710 |
| 2022 | 581 | 619 | 143 | 1,343 |
| 2023 | 581 | 651 | 164 | 1,395 |
| 2024 | 1,163 | 682 | 184 | 2,029 |
| 2025 | 1,163 | 714 | 204 | 2,081 |
| 2026 | 1,163 | 746 | 245 | 2,153 |
| 2027 | 1,163 | 777 | 286 | 2,226 |
| 2028 | 1,163 | 809 | 327 | 2,298 |
| 2029 | 1,163 | 840 | 368 | 2,371 |
| 2030 | 1,163 | 872 | 409 | 2,443 |

出所: JICA 調査団作成

7.1.4 受入LNG船

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。2011年時点で世界最大容量のスケールのものを想定する。

7.2 LNG受入基地主要設備

7.2.1 LNG受入設備

(1) 航路と泊地

航路幅は 172.5m、回頭半径は 690mとする。また、必要水深は 14mとする。

(2) 棧橋

棧橋の位置は、航路、ターニングベイスン、LNG タンカーの規模、着離棧の頻度、操船上の容易性、及び送液、送ガス用配管の計画の他、気象、海象条件を検討して選定される。本検討においては、棧橋は浚渫作業を最小限にとどめ、必要水深 14mを確保できると想定される沖合い 300mにはり出し、ドルフィン形式とする。

(3) アンローディングアーム

日本国内で主流である 16 インチ×60 フィートのアームを想定する。アームの形式は、耐圧部材と支持部材を分離しており耐圧部材に熱応力のかからない、RCMA-S 型(Rotary Couterweighted Marine Arm-Suspended type)とする。また、すべてのアームに ERS(緊急離脱装置)及び自動着脱用の油圧カップラーを設ける。

(4) 受入配管仕様

毎時 11,000Nm³の LNG を受入可能な、750A×2 本の受入配管とする。この場合、1 系列が使用できなくなっても、他系列での受入が可能である。

7.2.2 LNGタンク

(1) タンク形式

最近の LNG タンクの建設動向は地上式 PC タンクが主流となっている。本検討では PC タンクを想定する。また、PC タンクには、耐震性能により、高耐震性のメタルドームルーフトタイプ（日本式）もしくは通常のスuspensionデッキタイプ（日本以外）の2種類がある。ドーム式は地震に強い為、日本・台湾で採用されているが、世界的には、より安価である suspensionデッキ式が標準仕様として採用されている為、本検討では suspensionデッキタイプを想定する。

(2) 必要基数の計算

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

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 3 基となる。また、同様に計算すると 2020 年時点では、タンク必要基数は 2 基となる。

(3) LNGポンプ

発電設備の稼働率は 80%であるが、最大送出時は全ての発電設備が稼働していると仮定し、時間あたりの最大送出量を算出した。

7.2.3 LNG気化器

(1) 気化器形式

運転性とメンテナンス性とコストを総合的に考慮して、世界的に実績のある気化器形式を決定した。

(2) 必要基数の計算

LNG 気化器の容量も、LNG ポンプ同様、時間当りの最大ガス送出量によって決定する。予備 1 基を想定すると必要基数は 4 基となる。

7.2.4 BOG処理設備

(1) BOG発生量

BOG 発生量は、ホールディング時 7.0t/h、受入時 17.0t/h（2030 年時点）、ホールディング時 5.5t/h、受入時 15.5t/h（2020 年時点）となる。

(2) BOG再液化設備

再液化のための BOG 設備容量を算出した。

(3) BOG圧縮機形式

本プロジェクトでは、運転性がよく、動力費も有利な往復動式圧縮機を想定する。

(4) BOG圧縮機／再液化設備の設置計画

BOG 設備容量、配置基数について算出を行った。

7.2.5 海水設備

(1) 必要海水量

海水設備として一基当たりの海水量は $5,250\text{m}^3/\text{h}$ ・基と算出した。

(2) 海水ポンプと海水ライン

海水ポンプは気化器用については $7,000\text{m}^3/\text{h}$ 、揚程 30m の堅型斜流型、防災用ブースターポンプについては $3,000\text{m}^3/\text{h}$ 、揚程 80m の遠心式を採用し、予備は各々 2 基、1 基とする。

7.2.6 ガス送出設備

(1) 付臭設備

日本のガス事業法では「都市ガスが大気中、体積基準で 1/1000 希釈のときに感知される濃度」が必要と定められている。付臭剤としては、大阪ガスが使用している DMS(dimethyl sulphide)と TBM(tertiary butyl mercaptan)の混合物を $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ とする。

(2) 計量と品質管理

送出管には計量と品質管理用装置が備え付けられる。

超音波流量計、オリフィスマーターがガス量計測装置として、また、熱量計やガスクロマトグラフィー等の分析装置が品質管理用装置として、利用できる。

7.2.7 ユーティリティ設備

ユーティリティ設備として必要な設備の配置計画を行った。

7.2.8 電気設備

(1) 設計の基本的な考え方

電気設備設計に必要な設計条件を設定した。

(2) 電力需要

ガス製造供給及び保安電力の積み上げを行い、需要量を算出した。

(3) 設備概要

各設備の仕様概要を取りまとめた。

7.2.9 制御・監視システム

(1) 設計の基本的な考え方

LNG 受入基地は発電、都市ガス等の需要に合わせて、安定的に送出することが必要である。本プロジェクトのシステムは分散型制御システム(DCS)と安全遮断システム(SIS)とプ

ラントマネジメントシステム(PIMS)をベースにする。

(2) システム構成

信頼性の高い、効率的な LNG 基地を実現するための主要システムを設置する計画とした。

(3) 設計コンセプト

設計コンセプトをシステムの分離と統合、冗長性と信頼性、及び自動オペレーション維持管理の点から検討を行った。

7.2.10 主要設備とレイアウト

主要設備と基地レイアウトをとりまとめた。

7.3 事業実施検討

7.3.1 設備費

インハウスデータを基に算定した LNG 受入基地建設費を以下の表に示す。その他には、土木・建築、栈橋、計装・電気、防災を含む。ただし、土地造成費用は含まない。

LNG 受入基地建設費

(百万ドル)

| | |
|---------------|-----|
| 年間取扱量(百万トン/年) | 250 |
| LNG タンク | 320 |
| 機械設備、配管 | 185 |
| その他 | 105 |
| エンジニアリング | 30 |
| 合計 | 640 |

出所: JICA 調査団作成

7.3.2 維持管理計画

(1) 運転体制

現在稼働中の LNG 基地でのデータを基に、各規模での運転、保全の要員を示した。

(2) 運転・保全費

運転費および保全費は、稼働中の LNG 基地の実績データをもとに運転・保全費を算出した。

7.3.3 EPC実施体制

一般的に、EPC 遂行時のオーナー側の体制は総勢 30~40 名程度となる。

7.3.4 調達

主要設備の内、主な設備の調達先リストを示した。

7.3.5 建設工程

建設の全体工程を検討した。

7.4 LNG冷熱利用

7.4.1 LNG冷熱利用とは

LNG は、200kcal/kg の冷熱エネルギーを保有している。冷熱エネルギーは、その組成、圧力により変化するものである。LNG 組成は、産地によって変わってくる。また、LNG 圧力は、その地域での配管運用圧力による。通常の LNG 受入基地では、LNG をガス化させるために、海水によりこの低温エネルギーを海へ放出している。

7.4.2 LNG冷熱利用の種類

(1) 空気液化分離プラント

空気液化分離プラントは、空気から沸点の差を利用して、液体窒素、液体酸素、液体アルゴンを製造し、工業用に鉄鋼、石油化学等の工場へ供給している。

通常は、大量の電気を用いて冷凍サイクルを設置し、冷熱エネルギーを発生させている。LNG 冷熱利用プロセスでは、LNG 冷熱を有効に利用して、その冷凍動力を大幅に削減することが可能である。

(2) 冷熱発電

冷熱発電は、LNG の極低温と海水の温度差を利用した発電システムである。このシステムは、蒸気タービン発電に似ている。蒸気タービン発電システムは海水と蒸気ボイラーの温度差を利用したランキンサイクル発電であり、その温度差を LNG と海水に変更し、熱媒体を蒸気から炭化水素系に変更したものである。

(3) 冷凍倉庫

冷凍倉庫についての検討を行った。

7.4.3 LNG冷熱利用のメリット

LNG 冷熱利用について長所を整理した。

8. プロジェクトスキーム検討

8.1 現行制度

現行 BOT 法によれば、フィリピンにて社会基盤を整備、運営する企業は国内外の資金を活用すること、業務を国内外企業の請負業者に業務発注することが可能である。

ただし、この社会基盤施設を運営する際に公益フランチャイズが必要とされる場合は、同運営者はフィリピン国籍でなくてはならず、これが企業の場合は証券取引委員会

(Securities and Exchange Commission) に登録され、かつ最低60%はフィリピン国籍者により保有されている企業でなくてはならない。同規定は、上下分離する場合、資産保有者のみでなく、O&Mを担う事業者にも適用される。BOT法では、パイプラインは社会基盤とみなされているため、同法の規定が適用される。

8.2 パイプライン

8.2.1 検討対象となるスキーム案

パイプラインの保有、運営を行う事業形態としては、以下に示す主な3つの形態を想定する。すなわち、Model 0; 従来型 BOT、Model 1; 統合運営型モデル Model 2; 上下分離型モデルである。

モデル1及び2については、2通りの資金調達方法を想定した。ひとつは ODA ローンによる資金調達で、低利かつ据置期間ならびに返済期間が長いという、好条件による資金調達方法である。もうひとつは、金融市場における調達で、10年満期の債券を発行し、10年ごとに借換を行う方法である。ODA ローンによる調達の場合を”A”、債券調達の場合を”B”としたところ、合計5通りのモデルを想定した。

プロジェクトスキームと資本調達費用の設定

| Model Name | Model 0 | Model 1A | Model 1B | Model 2A | Model 2B |
|--|--|--------------------------------------|---|--|---|
| Project Model | Model 0 (Conventional BOT) | Model 1 (Integrated Execution) | | Model 2 (Separation) | |
| | [Model 0] | [Model 1A] | [Model 1B] | [Model 2A] | [Model 2B] |
| Finance | Market Procurement | Concessional Loan | Market Procurement | Concessional Loan | Market Procurement |
| Initial Investment | | | USD 161 million | | |
| Annual O&M cost | USD 6.5 million | USD 8.1 million | | USD 6.5 million (For O&M company) | |
| Amount of Equity | USD 173 million | USD 61 million | USD 100 million | USD 43 million (For asset holding company) | USD 93 million (For asset holding company) |
| Expected Yield for Equity | | 20% | | 20% (For asset holding company) | |
| Amount of Debt | USD 121 million | USD 145 million | | USD 145 million (For asset holding company) | |
| - of which is Concessional Loan (Interest) [repayment] | None | USD 145 million (0.2%) [40 years] | None | USD 145 million (0.2%) [40 years] | None |
| - of which is market procured (Interest) [maturity] | USD 121 million (16%) [refinanced every 10 years] | None | USD 145 million (6%) [refinanced every 10 years] | None | USD 145 million (6%) [refinanced every 10 years] |
| Weighted Average Interest Rate of Debt | 16% | 0.2% | 6.0% | 0.2% (For asset holding company) | 6.0% (For asset holding company) |
| WACC: Weighted Average Cost of Capital | 16% | 6.0% | 11% | 4.6% (for asset holding company) | 10% (for asset holding company) |

出所: JICA 調査団作成

8.2.2 財務分析結果によるプロジェクトスキーム比較

各プロジェクトスキームについて、Discounted cash flow (DCF) 法による財務分析を行った。まずは財務的内部収益率(FIRR)を算出し、財務的な実行可能性を検証した。このような視点に立ち、パイプライン事業を実施する体制としての各種プロジェクトスキームを、財務的な実行可能性のみならず、そのために必要とされる託送料金の視点からも比較を行う。それぞれのプロジェクトスキームの前提条件に対応する分析結果は以下のとおりである。

(1) 託送料金

すでに投資金額、ならびに資本コストは既に設定されているため、それぞれのモデルの

収益はパイプラインの託送料金の設定水準に依存することになる。本ガスパイプラインは、不特定多数の顧客に天然ガスを供給することになるため、その託送料金は Energy Regulatory Commission (ERC)による規制対象となるものと想定される。他方、ERCによれば天然ガスパイプラインの託送料金の設定方法はまだ規定されていないものの、配電網の託送料金と同様に決定する可能性が高い模様である。このことから、5つのモデルの比較においては、それぞれのモデルで求められる採算性を達成できるよう収益を確保し、FIRRがWACCよりも2パーセントポイント高くなるように、託送料金を設定した。

コストリカバリー方式とは、OPEXに加え、資産額にWACCをかけた金額を需要で割って託送料金を求めるものであるが、即ち投資金額にWACCの利率ならびにリスクに対応した利益を上乗せした金額が回収される仕組みである。本分析では、事業者が所与の費用条件下で財務的実行可能性を確保するための収益条件を比較することとしている。

(2) プロジェクトスキームの比較

まずはFIRRがWACCよりも2パーセントポイント上回るように託送料金を設定すると、Model 1Aならびに2Aでは、開発援助借款の有利な資金調達条件を背景に最も低い託送料金となり、それぞれ0.018 USD/Nm³、0.017 USD/Nm³となっている。Models 2Bおよび2Aの託送料金は、これより約0.011 USD/Nm³割高な0.029 USD/Nm³、0.028 USD/Nm³となっている。従来型のBOT方式 (Model 0) の場合は、Model 1Aならびに2Aの2倍を超える0.047 USD/Nm³の託送料金を課す必要があることがわかる。

財務的実行可能条件を満たすために必要とされる託送料金水準の比較

| Model Name | [Model 0] | [Model 1A] | [Model 1B] | [Model 2A] | [Model 2B] |
|---|--------------------|---------------------------|--------------------|--|--|
| Project Model | Conventional BOT | Model 1 (Integrated Type) | | Model 2 (Separation) | |
| Finance | Market Procurement | Concessional Loan | Market Procurement | Concessional Loan | Market Procurement |
| Wheeling Charges [USD/Nm ³] | 0.047 | 0.018 | 0.029 | 0.017 | 0.028 |
| WACC | 16% | 6.0% | 11% | 5.4% (For asset holding company) | 10% (For asset holding company) |
| Financial IRR (=FIRR) | 19% | 8.4% | 13% | 7.2% (for asset holding company) 8.4% (for project overall) | 12% (for asset holding company) 13% (for project overall) |

出所：JICA 調査団作成

託送料金を 0.017 USD/Nm³ と 0.047 USD/Nm³の間で動かすことにより感度分析を行った。その結果、プロジェクトスキーム 1A 及び 2A は、WACC が低いために有利であり、Model 2A についてはいずれの託送料金水準でも財務的実行可能性が確保されることがわかった。Model 1A については、託送料金が 0.017 USD/Nm³に下がると財務的実行可能性は境界線上となることがわかる。

託送料金変動した場合の財務的実行可能性

| Model Name | Model 0 | Model 1A | Model 1B | Model 2A | Model 2B |
|--|--|---|--|---|---|
| Project Model | Conventional BOT | Model 1 (Integrated Type) | | Model 2 (Separation) | |
| Finance | Market Procurement | Concessional Loan | Market Procurement | Concessional Loan | Market Procurement |
| Wheeling Charge = 0.047 [USD/Nm ³] | FIRR = 19% WACC = 16% | FIRR = 18% WACC = 4.8% | FIRR = 18% WACC = 10% | 18% (for asset holding company) 19% (for project overall) WACC = 4.4% | 18% (for asset holding company) 19% (for project overall) WACC = 10% |
| Wheeling Charge = 0.029 [USD/Nm ³] | FIRR = 13% WACC = 16% <u>NOT VIABLE</u> | FIRR = 13% WACC = 5.5% | FIRR = 13% WACC = 11% | 13% (for asset holding company) 13% (for project overall) WACC = 5.1% | 13% (for asset holding company) 14% (for project overall) WACC = 10% |
| Wheeling Charge = 0.028 [USD/Nm ³] | FIRR = 13% WACC = 16% <u>NOT VIABLE</u> | FIRR = 13% WACC = 5.6% | FIRR = 13% WACC = 11% | 12% (for asset holding company) 13% (for project overall) WACC = 5.1% | 12% (for asset holding company) 13% (for project overall) WACC = 10% |
| Wheeling Charge = 0.018 [USD/Nm ³] | FIRR = 8.9% WACC = 17% <u>NOT VIABLE</u> | FIRR = 8.4% WACC = 6.0% | FIRR = 8.5% WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u> | 8.8% (for asset holding company) 7.2% (for project overall) WACC = 5.4% | 8.4% (for asset holding company) 9.2% (for project overall) WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u> |
| Wheeling Charge = 0.017 [USD/Nm ³] | FIRR = 8.9% WACC = 17% <u>NOT VIABLE</u> | FIRR = 7.9% WACC = 6.0% <u>MARGINAL</u> | FIRR = 8.0% WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u> | 8.4% (for asset holding company) 7.2% (for project overall) WACC = 5.4% | 7.8% (for asset holding company) 8.7% (for project overall) WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u> |

出所：JICA 調査団作成

(3) プロジェクトスキーム検討結果

比較検討の結果、開発援助借款を活用することにより Model 1A および 2A は財務上有利であり、従って低い託送料金を事業運営が可能になったことが明らかになった。さらに Model 1B および 2B についても、政府の信用を背景に低利で資金を調達することが可能なため、開発援助借款を活用する場合と比較し、0.011 USD/Nm³ または 70~80%割高になるが、同水準の託送料金を事業運営が可能になったことがわかった。他方、従来型 BOT については、事業が成立するためには、開発援助借款活用の 2.7 倍に相当する託送料金を利用者に課す必要があることが明らかになった。

さらには、Model 1 と 2 を比較すると、Model 2 では O&M 業務を分離することによって、同業務について競争原理が働き、効率向上による費用削減が可能となると想定しているため、託送料金もやや低くなるが、料金低下の度合はわずかでしかないことがわかった。他方、同一の託送料金という条件下で財務状況を比較した場合、FIRR に比較的大きな差異が出ることから、事業運営の条件としては、やはり O&M 業務の分離は有益であることが明らかになった。

8.3 LNG 受入基地

8.3.1 資金調達方法の想定と財務分析

LNG 受入基地は、財務分析を行う上では単体で自立した案件とみなすことが可能であり、その場合、収入は LNG のガス化に対する課金額という想定になる。このガス化に対する課金額は、プロジェクトの FIRR が WACC を 2 パーセントポイント上回る 12% となり、財務的に実行可能な条件とするために、0.07 USD/Nm³ と設定した。

財務分析の結果、LNG 受入基地は WACC が 9.7%、ガス課のための課金額が 0.07 USD/Nm³ であれば、本プロジェクトは財務的に実行可能であることが明らかになった。ただし、費用（初期投資額、O&M 費用等）ならびにガス需要状況の変動は、本プロジェクトの財務的な実行可能性を大きく左右する要因となる点にも留意が必要である。

LNG 受入基地の財務分析結果

| | Financial Analysis Results |
|-----------------------|---|
| Regasification charge | 0.07 USD/Nm ³ (USD 205 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards) |
| WACC | 9.7% |
| Financial IRR (=FIRR) | 12% |

出所：JICA 調査団作成

8.4 経済分析

ここでは経済分析の対象は、2つのプロジェクト、すなわち LNG 受入基地とパイプラインの案件を統合して扱う。これは、それぞれの案件実施に伴う便益が不可分のものであること、さらにはこれら2件のプロジェクトは両方がそろうことにより社会的便益がより顕在化すると考えられるためである。従って、ここでは LNG 受入基地とパイプラインの2件に係る費用と便益を合算し、分析を行っている。

8.4.1 便益

経済分析で計算の対象とする便益は、プロジェクト実施者が回収可能な利益に限らずプロジェクトが実施されることにより社会的に実現する便益は、定量化が可能な限りは含めることができる。この際、投資による経済的便益の波及効果を計測する際には、多くの場合、産業連関分析が行われる。他方、事業により整備された施設等の運営による便益を評価する場合は、DCF (discounted cash flow) 法によるキャッシュフロー分析が用いられることが多い。これらうち、本分析は後者、すなわち LNG 受入基地ならびに Batangas-Manila 間パイプラインの運営による便益を分析の対象とする。

プロジェクト実施者が収益として回収する便益以外にも考慮可能な便益の中、最も大きい便益としては、天然ガスを幅広く提供することにより、既存の燃料油利用者の燃料費を削減する効果がある。これは第4章にて言及されているとおり、現在幅広く使用されている燃料油は、国産天然ガスと比べると熱量あたりの単価が 2.2 倍、輸入天然ガスと比較しても 1.3 倍と、割高なためである。このような燃料費の節減による利用者の便益は、プロジェクト実施者により回収されるものではないが、社会に及ぶ定量化可能な経済便益である。定量化に際しては、燃料油と天然との単価の差分と天然ガス供給量の積として求めている。

8.4.2 費用

プロジェクトの費用は、LNG 受入基地とパイプライン双方の投資額と保守運営 (O&M) 費用の和として計算している。その際、公租公課は経済便益を図る際の費用ではないため除外し、事業実施者間相互の内部取引 (例えば O&M 事業者が資産保有者に支払うリース料等) は適宜相殺している。また、現地で発生する費用を国際価格に調整するための標準変換係数 (SCF) は 0.95 としている (資機材費、設計費、施工管理費以外の全ての費用を現地発生コストとしている)。

経済分析結果を評価するために、以下3つの指標を算出した。即ち、費用便益比 (CBR)、純現在価値 (NPV) ならびに経済的内部収益率 (EIRR) である。これら指標の定義は、以下の表に示すとおりである。

経済分析ならびに感度分析結果

| | Referential condition (Specification = Case 4) (Project Model = 2A) | Project cost [+20%] | Commercial Revenue [-20%] | Initial Investment [+20%] and Commercial Revenue [-20%] |
|---|---|------------------------|---------------------------------|--|
| Economic IRR (=EIRR) | 33% | 29% | 32% | 29% |
| Net present value (=NPV) at Social Discount Rate | USD 1,659 million | USD 1,487 million | USD 1,552 million | USD 1,381 million |
| Cost Benefit Ratio (=CBR) at Social Discount Rate | 2.9 | 2.4 | 2.8 | 2.3 |

出所： JICA 調査団作成

経済分析結果からは、まずは基本ケースで EIRR が 31% となり、フィリピンの公共事業評価で用いられる社会的割引率 16% を大きく上回り、本プロジェクトが経済的に実行可能であることがわかる。純現在価値額は 1,576 百万米ドル、費用便益比は 2.7 となり、従って本プロジェクトを実施することにより、投入資源の 2.7 倍の便益が社会に及ぶことがわかる。その結果、本プロジェクトは経済的に有益な案件であると言えよう。

次に、費用と収益条件を変えて感度分析を実施した。まずは総費用が基本ケースの 1.2 倍となる場合、EIRR は 28% となり、かかる状況下でもプロジェクトは十分に経済的に実行可能であることがわかった。次に、収益が 2 割減となり、基本ケースの 80% となる場合についても、EIRR は大きくは変化しないことが認められた。さらには費用が 2 割上昇すると同時に収益が 2 割減となる場合についても、引き続き経済的に実行可能である点が確認できている。

9. BatMan 1 パイプラインプロジェクトの遂行

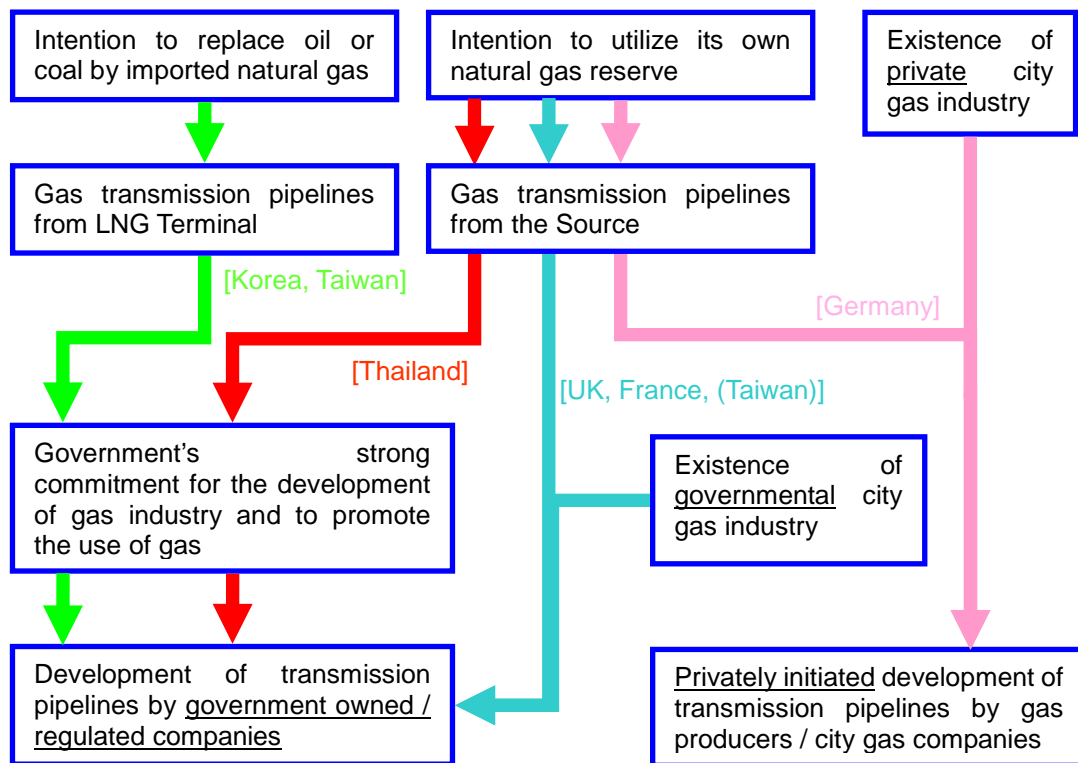
9.1 ガス供給源と利用者とを物理的に連携する必要性

自国内のガス田か輸入ガスかを問わず、ガス産業のバリューチェーンはガスの供給源に始まり、ガス輸送パイプライン介し配給者により最終消費者に流通するという構造である。このようなバリューチェーンが構築されていれば、事業者が参入する際に追わなくてはならない需要リスク、供給リスクが軽減される。すなわち **Batman 1** ガスパイプラインは、マニラ首都圏及びその周辺地域へのガス供給事業を開始する際のリスク保証機能を発揮することとなる。ガス供給の目処が立てば、事業者は参入が容易になり、従ってガス産業の振興に結びつく。

9.2 プロジェクト推進主体

9.2.1 諸外国に見る政府の役割

政府主導、民間主導いずれの場合であっても、諸外国、地域における天然ガスパイプライン整備事例が示唆することは、パイプライン整備主体は、基本的には当該国の、同時期におけるガス産業の成熟度合いと大きく関連しているという点である。また、パイプライン整備を推進するための動機は、大きく2つのケース、すなわち、ひとつは既存の石油、石炭及び同製品から天然ガスへの利用転換を促進するため、そしてもうひとつは自国の天然ガス資源の有効活用をすすめるためである。そしてガス産業の成熟度は、都市ガス事業が既に存在するか否かという指標でみることができる。天然ガスパイプライン整備の背景となるロジックを図式化すると、以下、図のとおりとなる。



天然ガスパイプライン整備背景理由と実施主体

出所： JICA 調査団作成

9.2.2 政府による市場規制の役割

バリューチェーン中の他のセグメントと連携することにより優位に立てるという構造を規制し、それぞれのセグメント内での公正な競争を促すために市場規制を設ける必要がある。そのためパイプラインは誰もが公平な立場で利用できる環境を構築する必要がある。欧州指令ならびに米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)令は、公共性がある供給事業に公平な開放政策を課している規制の事例である。^{4 5}

さらには、欧州指令においては、バリューチェーン内の各セグメントの事業の分離を課す「unbundling」の原則が規定され、課されている。この unbundling の原則は、バリューチェーンを超えた利益相反を防止するものである。

9.2.3 低廉な価格でのガス供給を可能とするための政府の役割

BatMan 1 プロジェクトがガス産業をゼロから振興するために、他のエネルギーからの転換を奨励するものとなるためには、これ以上の優遇施策が検討困難な中、プロジェクト

9-2

⁴ 欧州指令 (2009/73/EC of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC)

⁵ FERC Order No. 636

コストを極力軽減することにより、ガス価格への転嫁分を可能な限り低く抑えることが求められる。従って、公共セクターによる資金調達の有用性が高い。最も現実的な資金調達方法は、ODA 借款で裏付けた政府調達による資金の活用であり、次いで政府による債権発行の可能性も検討できよう。

資金調達方法の違いが生む託送料金の差は、無視できない大きさであり、BatMan 1 プロジェクトは、ガス産業を振興するという目的をもって遂行されるものであれば、ODA 借款を活用した政府調達資金を活用することが望まれる。

9.2.4 フィリピンとしての選択肢： 政府保有、政府資金活用型

これまでに見てきた 3 つの視点、すなわち諸外国の事例に見られる傾向、政府による市場規制の必要性、そして資金調達コスト低減の必要性を勘案すると、Batman 1 プロジェクトは政府主導で、政府により推進されることが望ましいという結論に至る。3 つの視点に共通するこの結論は、いずれもフィリピンにおいてガス産業の振興を支援するという目的を勘案した結果の結論である。

9.3 民間セクターの参画を奨励するプロジェクトスキーム

9.3.1 主な役割の分担の考え方

社会基盤整備プロジェクトに求められる主な役割または機能は、概ね以下の 5 つと考えられる。すなわち、設計、施工、資金調達、保有、そして運営である。この中、運営はさらに経営、技術的保守、営業の 3 つにわけることができる。

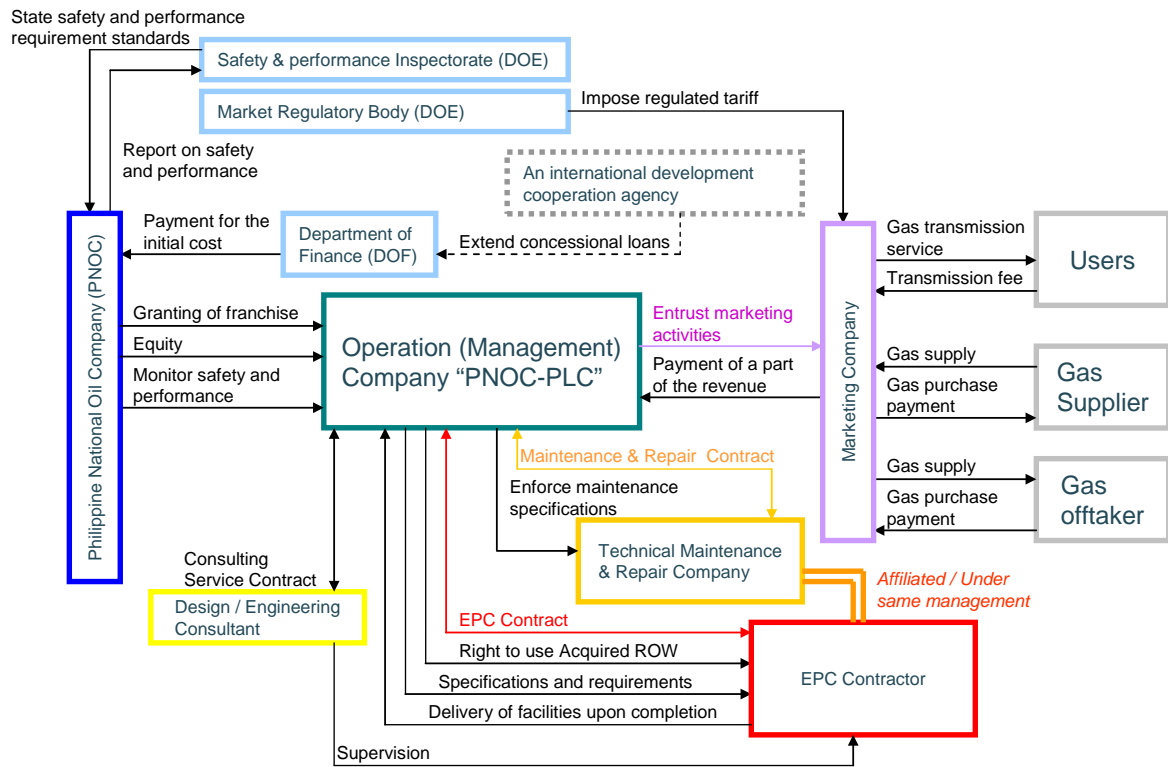
役割分担型プロジェクトスキーム

| 役割 | 役割を担う主体 | |
|-------|--|---|
| | 役割分担型プロジェクトスキーム | 従来型 BOT |
| 設計 | Engineering consultant (outsourced under service delivery contract from the management entity) | Private Proponent (or its subcontracting consultants) |
| 施工 | Contractor (outsourced under EPC contract from the management entity). | Private Proponent (or its subcontractor) |
| 資金調達 | Government | Private Proponent (Government, in the case of BTO) |
| 保有 | Government | Private Proponent (Government, in the case of BTO) |
| 運営 | | |
| 経営 | Public sector management entity | Management entity = Private Proponent |
| 技術的保守 | Subcontractor (outsourced from by the management entity), desirably the same entity as the EPC contractor to avoid interface risk. | Private Proponent (or its subcontractor) |
| 営業 | Private marketing company (outsourced from the management entity). | Private Proponent |

出所: JICA 調査団作成

9.3.2 BatMan 1 パイプラインプロジェクトのためのスキーム

これまで見てきたとおり、プロジェクトで必要とされる役割の官民での最適な分担を検討した結果、本プロジェクトに適用すべきは複合型の官民連携（PPP）プロジェクトスキームとなろう。



Batman 1 プロジェクトスキーム

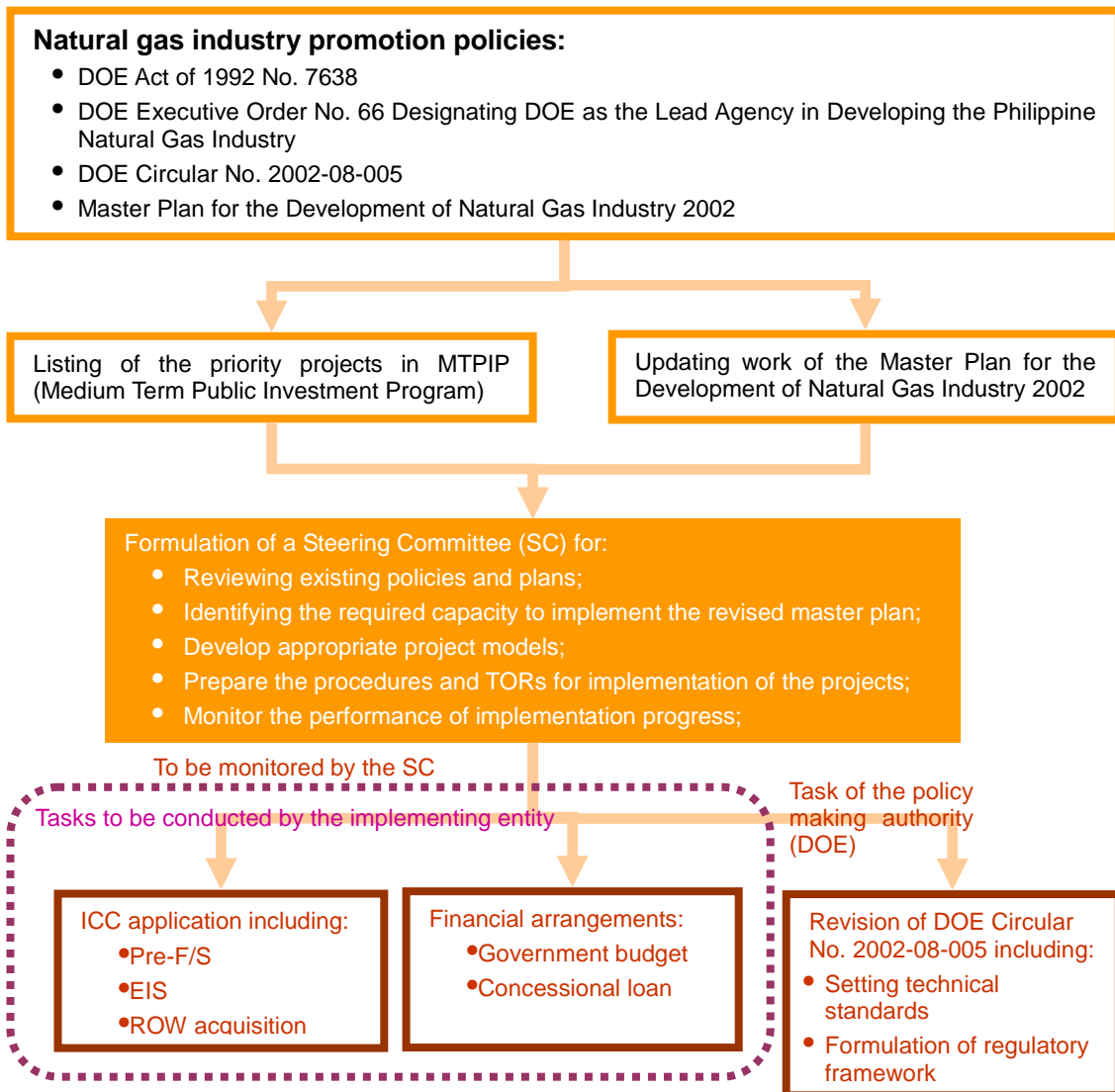
出所: JICA 調査団作成

10. プロジェクト実施に係る提言

10.1 DOE の案件実施に係る基本的理解

調査団は、天然ガス管理行政上で優先プロジェクトとされている案件は、2012 年前半に国家経済開発庁（NEDA）から公表予定の、次期中期公共投資計画（Medium Term Public Investment Program: PIP）にエネルギー省の案件としてリストアップされるものと理解している。また、このリストには BatMan 1 天然ガスパイプラインプロジェクトのみならず、他セグメントのプロジェクトも含まれるものと理解している。

調査団はさらに、2012 年 3 月に、本調査の結果を踏まえてガス産業振興のための優先プロジェクトを推進するための運営委員会（Steering Committee：以前は仮称技術作業部会 Technical Working Group）が設置され、これら優先プロジェクトが実施に移されると理解している。



マスタープラン提案プロジェクト実施に向けた流れ

出所: JICA 調査団作成

本調査においては DOE との数回にわたるミーティング、官民のプロジェクト関係者との個別ミーティング、最終プレゼンテーションにおける情報、意見交換を行った。これらのミーティングを通じてプロジェクト関係者から得られた理解、合意は概ね次のようである。

- ガスパイプラインはフィリピンの現状を勘案した場合、公共インフラであり政府保有が望ましい。一方で維持管理、運営については民間企業の経験、知見が有益であることから、官民連携の役割分担方式で進めることが効果的である。
- ガスパイプラインの実施機関の選定は、政府系機関を中心に、関連組織、機関との調整を図りながら進める。選定方法については DOE が今後詳細に検討する予定である。
- 今後、案件実施準備として、実施機関選定、可能性調査、法規制整備などを進めて

行く必要がある。これらについては DOE から JICA に追加支援（フォローアップ）の要請が出された。

- DOE では今回の JICA 調査を受けてエネルギー省内に検討委員会を設置し、案件を積極的に進めて行く予定である。

これらの理解の上で今後案件実施を進めていくためには、DOE の強いリーダーシップのもと、(a)法規制にかかる制度整備、(b)案件可能性調査、(c)プロジェクトスキーム・財務面、および(d) 案件推進手続きなどの観点から検討を進めて行くことが求められる。これらについて次に詳述する。

10.2 法規制に係る制度整備

フィリピンにおけるガスセクターは未だ発展段階ということもあり、保安基準、ガス工作物の技術基準などは確立されていない。今後ガスセクターにおけるプロジェクト、構造物の数が増加することを想定すると、これらの技術基準について政府として一定の見解を示し、規制体制を整備する必要があると考える。また、ガス供給は一義的にはガス供給業者の責任のもとで、計画、実施されるものであるものの、エネルギーの安定供給、産業誘致促進の観点から、中央官庁として必要な支援を検討し、供給確保を確認すべきであると考える。それらの具体的な項目は次の通りである。また、検討のスケジュールは本章の最後に取りまとめる。

- ガスセクター規制法制度レビュー
- 現行 Circular の改訂検討
- ガスセクター規制委員会設置の検討
- 料金認可に係る規制検討
- ガス安全・保安・検査基準検討

10.3 案件可能性調査

本調査においては、ガスパイプライン、LNG ターミナルについては現時点で得られることのできた基本データをもとに概念設計を行った。これは Pre-F/S レベルのものであり、今後案件の精度を上げるためには F/S レベルの調査を行う必要がある。このためには地形図、地質調査、気象・海洋データ、地震データほか基本情報を入手し、構造物、機器設計を行い、入札に対応できる図書を作成することが必要になる。必要となるデータは次の通りである。

- 海洋データ（水深、波、風、潮流、潮位ほか）
- 地盤データ
- 土地、ROW データ
- 地下埋設物データ

また、環境社会面においても環境審査に耐えうる精度のデータをもとに、レポート作成

を進める必要がある。例えば ROW については現状の詳細内容を整理し、実施機関に提示する必要がある。これら環境社会配慮は基本的には実施機関の対応すべき課題ではあるものの、担当中央官庁として満足できる内容であるか、確認を行う必要があると考える。さらに、円借款等の資金借入を検討するにあたっては、フィリピン法制度に基づく環境社会配慮に加えて、JICA ガイドラインに基づく検討が必要となる。

マランパヤガスの利用については現時点では暫定的に、受入ガス量を推定しているが、今後具体的な取引内容について詳細な検討を行う必要がある。またガス供給のシナリオについては供給先、供給量、条件などについて検討を深める必要がある。

10.4 プロジェクトスキーム・財務

実施機関決定のためには、現在フランチャイズ権を有している組織を含めてどこが事業主体になるかについて検討を深める必要がある。プロジェクトスキームについても政府主導で官民連携の詳細設計を行い、資金ソース、手続きについても関係機関と調整を行い、原案を取りまとめる必要がある。その上で、民間企業への情報開示を進め、理解を深めることが案件推進には重要である。

資金調達については、円借款などドナー資金や公的資金の導入を前提として事業を進める場合は、関連機関における必要な手続きの詳細を確認する必要があると考える。また、ガスの託送料金の認可については、未だフィリピンでは事例がないことから今後、認可や変更プロセス、認可条件などについて検討を深める必要があると考える。このガス託送料金は DOE が許認可を行うことになっており、料金設定については電力の送電線託送料金の考え方を参考に決定することになると考える。

10.5 案件推進手続き

今後の案件推進には事業準備のための諸手続き、交渉等が必要になる。これらは対象機関別に整理すると、(i)事業実施のための政府内関連機関との手続き、(ii)DOE における案件実施準備、(iii)実施機関との交渉、および(iv)融資機関との案件準備、に大別される。政府内関連機関は主に NEDA, DOF との開発手続き、予算手続きが主な内容となる。DOE 内における取組み事項としては、ガス事業規制、保安に係るルール規定が想定される。また、実施機関との交渉では、実施機関決定に係る手続き、事業推進にかかる交渉などが考えられる。さらに、金融機関からの借入れを考慮する場合は、NEDA、DOF との交渉と平行して、融資条件、内容について協議を進めることが必要である。これらを整理すると次のとおりである。

| Task | In Charge | 2012 | | | | | | | | | | | | 2013 | | | | | | | | |
|---|---|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep |
| (1) Application for Listing on MTRIP (Public Investment Program) | DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (2) Review and Confirmation of JICA Study | DOE | DONE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <Steering Committee> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (1) Establishment of Steering Committee (SC) | DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (2) Identification of the Implementing Entity / Project Model | SC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (3) Stakeholder Consultation | SC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (4) Scoping of Project Preparations including ICC Application | SC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (5) Institutional Decision to Proceed with the Project | DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <1. NEDA ICC Approval> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (1) Preparation of Documents to be submitted I F/S & Preparation of Project Profile Document | PNOC/DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (2) Preparation of Documents to be submitted II Preparation of Environmental Impact Assessment (EIA) Acquisition of Environmental Compliance Certificates (ECC) Regional Development Council (RDC) Endorsement Project Finance Review by DOF Department of Budget and Management (DBM) Certification Endorsement by Other Concerned Government Agency Pre-arrangement of ODA Financing Approval of NEDA ICC | PNOC PNOC PNOC PNOC PNOC PNOC NEDA PNOC/MOF | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (4) Finalization of Debt-Financing Arrangement & Conclusion of Loan Agreement (L/A) | PNOC/MOF | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <2. Financing Arrangements> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (1) Submission of (Preliminary) Request | PNOC/DOF | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (2) Preliminary Negotiations on Borrowing Terms | PNOC/DOF | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (3) F/S, EIA required for ODA approval | PNOC/DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (4) Finalization of Debt-Financing Arrangement & Conclusion of Loan Agreement (L/A) | PNOC/DOF | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <3. Technical Standards & Regulatory Framework (Circular)> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (1) Procurement of Advisory Services | DOE/PNOC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (2) Revision of Circular & Establishment of Administrative Regulation/ Technical Standard Review of Pipeline Technical Regulation LNG Terminal Technical Regulation Third Party Access Service Provider Regulation Pricing Regulation Safety Regulation Inspection and Monitoring Public Relations Offences and Penalty Documentation Public Consultation Approval & Enforcement | DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (3) Establishment of Gas Transmission Regulatory Office | DOE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <Project Implementations> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (1) Bidding Documents for EPC/Maintenance, Document Clearance | PNOC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (2) Start of Bidding Process for EPC/Maintenance | PNOC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <Assumption> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. DOE assigns PNOC as the project implementing entity for Batman 1 project. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. Government finance backed by Concessional Loan | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3. No major issues on endorsement by local government and concerned government agency. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4. No major issues on project processing by stakeholders. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5. Close coordination with donor. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

プロジェクト実施に向けた対応項目と 時間軸

出所: JICA 調査団作成

上記の対応項目のいくつかについては、本調査実施期間中に既に開始、完了している。調査団は、DOE と協議を重ねながら、上記対応項目と時間軸について最新動向を確認している。

以上