

Bangladesh People's Republic  
 Bangladesh Power Energy and Mineral Resources Ministry (MOPEMR)  
 Bangladesh Power Development Board (BPDB)

Bangladesh  
 Power & Energy Master Plan  
 Revision Information Collection & Confirmation Survey  
 (PSMP2016)

Final Report

September 2016

International Cooperation Agency (JICA)

Teikoku Electric Design Co., Ltd.  
 Teikoku Electric Holdings Co., Ltd.

Бан事
CR (3)
16-004

目 次

第Ⅰ部	マスタープラン主要論点	[ 1 章]
第Ⅱ部	政策論	[ 2 章～ 4 章]
第Ⅲ部	エネルギー需給バランス	[ 5 章～10 章]
第Ⅳ部	電力需給バランス	[11 章～18 章]
第Ⅴ部	エネルギーコストと料金のバランス	[19 章～21 章]
第Ⅵ部	今後の支援方策	[22 章]
付録資料		[23 章]

<b>第 1 章</b>	<b>マスタープラン要約</b> .....	<b>1-1</b>
1.1	要旨 .....	1-1
1.2	背景と目的 .....	1-1
1.3	ビジョンペーパー .....	1-3
1.4	政策的ビジョン .....	1-4
1.4.1	マスタープランの目指す目標 .....	1-4
1.4.2	5つの大切な政策的視点 .....	1-5
1.4.3	国際社会への貢献と責任 .....	1-6
1.5	実務的アプローチ .....	1-8
1.5.1	5つの大切な視点とマスタープランとの関連性 .....	1-8
1.5.2	調査方法論 .....	1-9
1.5.3	調査業務の範囲 .....	1-12
1.5.4	業務実施体制について .....	1-14
1.5.5	JICA 調査団 .....	1-16
1.5.6	Bangladesh 政府との協働 .....	1-17
1.6	主要論点 .....	1-21
1.6.1	PSMP 2010 レビュー .....	1-21
1.6.2	経済成長政策 .....	1-25
1.6.3	一次エネルギー .....	1-27
1.6.4	国内天然ガス .....	1-30
1.6.5	輸入液化天然ガス (LNG) .....	1-32
1.6.6	石炭 .....	1-34
1.6.7	石油 .....	1-37
1.6.8	電力需要想定と電源開発計画 .....	1-38
1.6.9	水力発電 .....	1-53
1.6.10	再生可能エネルギー .....	1-57
1.6.11	国際連系 .....	1-59
1.6.12	系統計画 .....	1-63
1.6.13	電力の質向上 .....	1-68
1.6.14	O&M 法整備 .....	1-75

---

1.6.15	火力発電 O&M	1-78
1.6.16	料金施策	1-84
1.7	ロードマップ	1-90
<b>第2章</b>	<b>エネルギー・電力セクター概要</b>	<b>2-1</b>
2.1	総括組織	2-1
2.1.1	電力エネルギー鉱物資源省 Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MoPEMR)	2-1
2.1.2	Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC)	2-1
2.2	エネルギーセクター概要	2-3
2.2.1	Energy and Mineral Resources Division	2-3
2.2.2	Petrobangla	2-4
2.2.3	Bangladesh Petroleum Corporation (BPC)	2-4
2.2.4	その他の政府組織	2-5
2.3	電力セクター概要	2-6
2.3.1	Power Division	2-7
2.3.2	Sustainable and Renewable Energy Development Authority	2-7
2.3.3	Bangladesh Power Development Board (BPDB)	2-8
2.3.4	発電事業体	2-8
2.3.5	Power Grid Company of Bangladesh	2-9
2.3.6	配電部門および地方電化局 Bangladesh Rural Electrification Board (BREB)	2-9
2.3.7	Infrastructure Development Company Limited (IDCOL)	2-10
<b>第3章</b>	<b>エネルギー・電力政策</b>	<b>3-1</b>
3.1	世界の潮流～SDGs と COP21	3-1
3.1.1	持続可能な開発目標	3-1
3.1.2	パリ協定	3-1
3.2	ビジョン 2041 実現に向けて	3-2
3.3	第7次五か年計画(2016～2020)	3-2
3.4	エネルギー政策	3-3
3.5	電力政策	3-4
3.6	再生可能エネルギー政策および持続・再生可能エネルギー開発庁(SREDA)法	3-4
3.7	エネルギー効率化および省エネルギー政策	3-5
3.8	エネルギーおよび電源開発政策における PSMP2016 が果たす役割	3-5
<b>第4章</b>	<b>環境政策</b>	<b>4-1</b>
4.1	温暖化ガス排出に関する「バ」国の対応状況	4-1
4.1.1	温暖化ガス排出状況	4-1

---

4.1.2 「INDC（各国が自主的に決定する約束草案）」における対応	4-2
4.2 国際的枠組みに関する最近の動向および今後の見通し	4-4
4.2.1 IPCC 第5次評価報告書（AR5）	4-4
4.2.2 COP21 の結果	4-5
4.2.3 アジア主要各国が提出した INDC の概要	4-6
4.2.4 その他の環境配慮	4-15
4.3 PSMP への示唆	4-15
<b>第5章 経済成長見通し</b>	<b>5-1</b>
5.1 「バ」国経済の歴史	5-1
5.2 経済成長シナリオについて	5-2
5.3 東南アジア諸国における経済成長およびエネルギー需要の推移	5-3
5.3.1 東南アジア諸国における経済指標の推移	5-3
5.3.2 東南アジア諸国におけるエネルギー需要の推移	5-5
5.4 経済成長シナリオに関する考察	5-6
5.4.1 「バ」国経済成長見通しに資するロールモデルの特定	5-6
5.4.2 「バ」国の将来経済成長に対する示唆	5-10
5.5 「バ」国の将来経済発展シナリオ	5-11
5.5.1 「バ」国の製造業	5-11
5.5.2 「バ」国の製造業の役割と方向	5-13
5.5.3 工業化過程における「バ」国の現在の位置と取られるべき政策	5-15
5.6 2041年までの「バ」国 GDP 見通し	5-16
5.6.1 「バ」国政府 GDP 成長率目標	5-16
5.6.2 国際機関による予測	5-18
5.6.3 PSMP 2016 における予測	5-18
5.7 本章の GDP 予測方法論	5-19
5.7.1 人口	5-19
5.7.2 経済開発シナリオ	5-20
5.7.3 2041年までの GDP 予測	5-24
5.7.4 産業別 GDP 構成	5-25
5.7.5 高成長シナリオ、低成長シナリオの検討	5-28
<b>第6章 エネルギー需給見通し</b>	<b>6-1</b>
6.1 「バ」国におけるエネルギー需給の概要	6-1
6.1.1 一次エネルギー供給量の推移	6-1
6.1.2 最終エネルギー消費の用途別内訳の推移	6-1
6.1.3 燃料種別需給の推移	6-2
6.1.4 各用途別エネルギー最終需要の供給方式別内訳の推移	6-4
6.1.5 電力消費量の用途別内訳	6-7
6.2 民生用需要（住宅用、業務用）	6-8

6.2.1 エネルギー需要の現状	6-8
6.2.2 今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因	6-12
6.2.3 最終エネルギー需要見通し	6-12
6.3 産業用需要	6-16
6.3.1 エネルギー需要の現状	6-16
6.3.2 今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因	6-20
6.3.3 最終エネルギー消費見通し	6-21
6.4 運輸用需要	6-23
6.4.1 エネルギー需要の現状	6-23
6.4.2 今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因	6-28
6.4.3 最終エネルギー消費見通し	6-31
6.5 その他需要（農業用等）	6-33
6.5.1 エネルギー需要の現状及び今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因	6-33
6.5.2 エネルギー消費見通し	6-34
6.6 2041年に至る、エネルギー需給見通し	6-37
6.6.1 最終エネルギー消費見通し	6-37
6.6.2 一次エネルギー供給見通し	6-41
<b>第7章 国産天然ガス供給</b>	<b>7-1</b>
7.1 天然ガスの開発	7-1
7.1.1 既存ガス田の位置	7-1
7.1.2 天然ガス埋蔵量評価	7-2
7.1.3 未発見資源量と既存資源量	7-5
7.1.4 今後の新規ガス田開発の見通しと考察	7-7
7.2 ガス生産販売システムとコスト構造	7-8
7.2.1 Petrobangla の役割とガス供給システム	7-8
7.2.2 ガス価格のコスト構造	7-13
7.2.3 Petrobangla 傘下企業の収益構造と運営状況	7-14
7.3 天然ガス供給予測	7-16
7.3.1 既存のガス田の現状と Fast Track Program	7-16
7.3.2 既存のガス田の生産予測：2015-2019	7-18
7.3.3 天然ガス供給シナリオ：2015-2041	7-25
7.3.4 ガス開発費及び生産設備費	7-28
7.3.5 コンデンセート生産	7-30
7.4 天然ガス開発と PSC	7-30
7.4.1 天然ガス開発の問題点	7-30
7.4.2 2012 モデル PSC	7-31
7.4.3 PSC とパートナーシップ	7-32
7.4.4 BAPEX の役割	7-33
7.5 天然ガス供給システムと問題点	7-33
7.5.1 ガス供給幹線パイプライン及び地域配管網の問題点	7-33

---

7.5.2 ガス利用の効率化の問題	7-34
7.6 日本の役割	7-35
7.7 国内天然ガス開発にかかる環境面での手続きとリスク	7-35
7.7.1 ガス開発にかかる環境影響評価の手続き	7-35
7.7.2 既存のガス開発による環境影響	7-36
7.7.3 将来のガス開発と環境社会面のリスク	7-39
<b>第8章 液化天然ガス供給</b>	<b>8-1</b>
8.1 調査の背景と目的	8-1
8.2 今後の LNG 輸入計画概要	8-1
8.3 FSRU による LNG 導入の検討状況	8-2
8.4 陸上式 LNG 受入基地による LNG 導入の検討状況	8-3
8.4.1 Power Cell による計画	8-3
8.4.2 Petrobangla による計画	8-4
8.5 FSRU と陸上式 LNG 受入基地との経済性比較	8-5
8.5.1 概要	8-5
8.5.2 陸上 LNG ターミナルの仕様及び建設費	8-5
8.5.3 運用費比較	8-6
8.5.4 運送費比較	8-6
8.5.5 タンク数による運用費比較	8-7
8.5.6 建設スケジュール比較	8-9
8.5.7 サイクロン多発地域における FSRU の運営リスク	8-9
8.5.8 LNG 導入のためのマスタープラン	8-9
8.6 LNG 売買契約	8-10
8.6.1 LNG 売買契約の歴史	8-10
8.6.2 LNG の市場価格化	8-11
8.6.3 今後の LNG 契約	8-12
8.7 Cross-border 取引による LNG 導入の検討状況	8-12
8.7.1 事業概要	8-12
8.7.2 事業実施機関	8-13
8.7.3 事業進捗状況	8-13
8.7.4 スケジュール	8-13
8.7.5 建設費等	8-13
8.8 陸上式 LNG 受入基地の計画	8-14
8.8.1 一般論	8-14
8.8.2 現状の計画	8-15
8.8.3 既存ガス導管網への LNG 気化ガスの送出影響	8-17
8.8.4 LNG 船仕様と港湾条件	8-18
8.8.5 地盤高さの検討	8-28
8.8.6 地盤調査	8-29

---

8.8.7	地震に対する検討	8-32
8.8.8	津波への配慮	8-35
8.8.9	建設費および運転、メンテナンス費用の概算	8-36
8.9	LNG 導入の課題	8-36
8.9.1	LNG Value Chain の確立	8-36
8.9.2	LNG 受入基地の操業	8-36
8.9.3	効果的な基地運営	8-37
<b>第 9 章 石炭供給</b>		<b>9-1</b>
9.1	国家開発政策	9-1
9.1.1	石炭政策の現状	9-1
9.1.2	PSMP2010 の再検討	9-1
9.1.3	国内炭開発の意義	9-2
9.2	国内炭の現状と課題	9-3
9.2.1	各炭田の資源量と推定可採掘埋蔵量	9-3
9.2.2	Barapukuria 炭鉱の現状と課題	9-7
9.2.3	未開発炭田の計画状況	9-10
9.2.4	国内炭生産予測	9-10
9.3	輸入炭の現状と課題	9-12
9.3.1	輸入炭概況	9-12
9.3.2	輸入炭価格	9-14
9.4	石炭需給予測と課題	9-16
9.4.1	石炭需給予測	9-16
9.4.2	石炭供給に伴う課題	9-17
9.4.3	一般産業用石炭需要量	9-18
9.4.4	産業用輸入石炭の品質	9-18
9.5	石炭開発にかかる環境社会面での手続きとリスク	9-19
9.5.1	石炭開発にかかる環境影響評価の手続き	9-19
9.5.2	既存の石炭開発による環境影響	9-20
9.5.3	将来の石炭開発と環境社会面のリスク	9-21
<b>第 10 章 石油系燃料供給</b>		<b>10-1</b>
10.1	石油製品の需要想定	10-1
10.1.1	石油需要	10-1
10.1.2	石油輸入の現状	10-3
10.1.3	石油の輸入・供給設備計画	10-4
10.1.4	石油の需給バランス	10-6
10.2	製油所建設に関わる検討 自前の製油所/製品輸入	10-6
10.3	製油所拡張・建設計画に関する国際動向と提言	10-7
10.4	LPG	10-9
10.4.1	LPG に関する状況	10-9

10.4.2 LPG 政策.....	10-10
10.4.3 LPG 価格.....	10-11
10.4.4 LPG 需要見通し.....	10-11
10.4.5 LPG 供給計画.....	10-12
10.4.6 LPG に関する課題.....	10-13
10.4.7 LPG を含む石油製品の補助金と、国庫への負担について.....	10-14
<b>第 11 章 電源開発計画.....</b>	<b>11-1</b>
11.1 電力需要想定.....	11-1
11.2 ピーク電力需要想定のお考え方.....	11-1
11.2.1 検討フロー.....	11-1
11.2.2 前提条件.....	11-2
11.3 GDP 弾性値手法を用いたピーク電力需要見通し.....	11-3
11.3.1 経済成長見通し.....	11-3
11.3.2 GDP 弾性値の妥当性検証.....	11-4
11.3.3 ピーク需要抑制効果の設定.....	11-5
11.3.4 GDP 弾性値手法による経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し.....	11-5
11.4 セクター別積み上げ手法によるピーク需要見通しの検証.....	11-9
11.4.1 ピーク電力需要予測の手順.....	11-9
11.4.2 セクター別積み上げ手法によるピーク電力需要見通し.....	11-10
11.5 需要想定モデルの妥当性検討.....	11-10
11.5.1 PSMP 2016 のピーク需要見通し.....	11-10
11.5.2 ピーク電力需要見通しとエネルギー需給見通しとの統合.....	11-11
11.6 電源開発計画.....	11-13
11.7 PSMP2010 レビュー.....	11-14
11.7.1 電源計画信頼性レビュー.....	11-14
11.7.2 ガス供給レビュー.....	11-15
11.7.3 石炭供給レビュー.....	11-15
11.7.4 需給シミュレーション上の燃料消費量と一次エネルギーバランスとの関連性.....	11-15
11.8 既設電源設備量の検討.....	11-16
11.8.1 既設設備量（合計）.....	11-16
11.8.2 ガス.....	11-16
11.8.3 石炭.....	11-17
11.8.4 石油.....	11-18
11.8.5 水力.....	11-18
11.8.6 国際連系.....	11-19
11.8.7 廃止計画.....	11-19
11.9 政府承認済み開発計画の検討(Committed Plan).....	11-19
11.9.1 ガス.....	11-20
11.9.2 石炭.....	11-20
11.9.3 石油.....	11-20



11.9.4	水力	11-21
11.9.5	国際連系	11-21
11.9.6	原子力	11-21
11.9.7	運用開始日の妥当性検証	11-22
11.10	港湾開発計画との整合性	11-25
11.10.1	港湾開発計画	11-25
11.10.2	天然ガスの配分の考え方	11-25
11.10.3	LNG 基地建設の考え方	11-26
11.10.4	石炭開発計画の考え方	11-30
11.11	超長期電源計画の検討 (Candidate Plan)	11-32
11.11.1	ガス電源	11-32
11.11.2	石炭電源	11-32
11.11.3	国際連系	11-33
11.11.4	原子力発電	11-34
11.11.5	基本ケース：電源開発計画の集約	11-34
11.12	経済性および環境性の算定のための前提条件	11-39
11.12.1	日負荷曲線	11-39
11.12.2	供給信頼性	11-42
11.12.3	燃料価格シナリオ	11-43
11.13	需給運用シミュレーションによる経済性および環境性の算定	11-45
11.14	経済性の算定	11-47
11.14.1	経済性の指標	11-47
11.14.2	需給運用シミュレーションの概念	11-47
11.14.3	最適運用パターン	11-48
11.14.4	燃料消費量の変化	11-49
11.14.5	全電源発電原価の変化	11-49
11.15	環境性の算定	11-50
11.15.1	燃料別 CO2 排出量の設定	11-50
11.15.2	CO2 排出量の変化	11-50
11.15.3	環境価値の定量評価	11-50
11.16	エネルギー安定供給性の算定	11-51
11.16.1	エネルギーセキュリティの定量的評価	11-51
11.16.2	エネルギーセキュリティ定量的評価に関する既存文献	11-52
11.16.3	主要論点	11-55
11.16.4	評価方法	11-56
11.17	エネルギーミックスの 3E 評価	11-58
11.17.1	3E 評価に基づくエネルギーミックス最適シナリオ	11-58
11.17.2	再生可能エネルギー拡大への挑戦	11-59
11.18	最適エネルギーミックス達成に向けたロードマップ	11-62
11.18.1	概論	11-62
11.18.2	最適エネルギーミックス達成	11-63

---

11. 18. 3	マスタープランの実施・モニタリングへ向けた提言	11-64
<b>第 12 章</b>	<b>水力発電</b>	<b>12-1</b>
12. 1	包蔵水力調査の概要	12-1
12. 1. 1	背景	12-1
12. 1. 2	調査目的	12-1
12. 1. 3	調査フロー	12-1
12. 1. 4	調査における制限	12-1
12. 2	Bangladesh 国における水力開発の現状	12-2
12. 2. 1	カルナフリ水力発電所の概要	12-2
12. 2. 2	Bangladesh 国における包蔵水力及び水力開発計画	12-4
12. 3	環境関連法規及び規則	12-6
12. 3. 1	環境保護法	12-6
12. 3. 2	環境影響評価関連法制度とガイドライン	12-7
12. 3. 3	環境保全に関する関係機関の概要	12-8
12. 3. 4	土地収用と住民移転関連法制度	12-8
12. 4	対象水力候補地点の選定	12-8
12. 4. 1	揚水発電候補地点の基準	12-8
12. 4. 2	対象従来型水力あるいは小水力候補地点の選定	12-10
12. 5	現地踏査対象地域の選定	12-11
12. 6	候補地点周辺の地質	12-11
12. 7	環境社会現況と想定される影響	12-12
12. 7. 1	水力候補地周辺の環境社会の現況	12-12
12. 7. 2	水力発電事業による環境影響	12-34
12. 8	包蔵水力調査結果のまとめ	12-45
12. 8. 1	揚水発電候補地点	12-45
12. 8. 2	従来型水力／小規模水力候補地点	12-45
12. 9	次ステップに向けた提言	12-47
12. 9. 1	円借款によるプロジェクト開発の可能性	12-47
12. 9. 2	将来プロジェクトの参考 TOR	12-47
<b>第 13 章</b>	<b>再生可能エネルギー</b>	<b>13-1</b>
13. 1	再生可能エネルギーと取り巻く状況	13-1
13. 1. 1	世界潮流	13-1
13. 1. 2	インドの再エネ導入計画	13-2
13. 2	「バ」国の再生可能エネルギー導入政策	13-3
13. 2. 1	政府方針と定義	13-3
13. 2. 2	再生可能エネルギー促進策および規制	13-5
13. 3	再生可能エネルギーに関する組織	13-6

---

13.4	バングラデシュにおける再生可能エネルギーのポテンシャル	13-7
13.4.1	再生可能エネルギー導入ポテンシャル概要	13-7
13.4.2	太陽光発電	13-8
13.4.3	風力発電	13-8
13.4.4	バイオマス発電、バイオガス発電、廃棄物発電	13-8
13.4.5	水力	13-10
13.4.6	バイオガス（家庭用燃料）	13-10
13.4.7	バイオ燃料	13-15
13.5	今後の再生可能エネルギー開発に向けた課題	13-17
13.5.1	再生可能エネルギー計画とポテンシャルのギャップ（バイオガスおよびバイオ燃料を除く）	13-17
13.5.2	バイオガス	13-18
13.5.3	バイオ燃料	13-19
13.6	再生可能エネルギーの電源計画への反映	13-20
13.7	大容量再生可能エネルギーの系統接続について	13-21
13.7.1	太陽光、風力等、可変な再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy）の大容量系統接続について	13-21
13.7.2	国際連系（大型水力）	13-22
<b>第 14 章</b>	<b>国際連系</b>	<b>14-1</b>
14.1	バングラデシュを囲む各地域における需給状況	14-1
14.2	バングラデシュにおける国際間電力取引の可能性	14-3
14.3	水力開発候補地域のスクリーニング	14-4
14.3.1	評価基準の設定	14-4
14.3.2	連系可能な水力開発候補地域	14-4
14.3.3	評価基準を踏まえたスクリーニング	14-5
14.4	水力開発候補地点の選定	14-8
14.4.1	評価基準の設定	14-8
14.4.2	水力開発候補各地点の比較と評価基準を踏まえたスクリーニング	14-9
14.5	隣国からの電力輸入実現に向けた提言	14-13
14.5.1	電力輸入に関する課題と対応策	14-13
14.5.2	電力輸入構想の提言	14-14
14.5.3	推進方策	14-18
<b>第 15 章</b>	<b>系統計画</b>	<b>15-1</b>
15.1	系統計画の課題	15-1
15.2	系統計画の検討条件	15-1
15.2.1	検討方法	15-1
15.2.2	PGCB による 2020 年頃の系統計画	15-2
15.2.3	本調査における系統計画の検討	15-3
15.2.4	最大電力需要想定	15-7

15.2.5	電源計画	15-13
15.2.6	地域毎の需給バランス	15-14
15.3	2025年と2035年の系統計画の設定	15-16
15.3.1	2025年	15-16
15.3.2	2035年	15-22
15.4	2025年と2035年の系統解析	15-28
15.4.1	系統解析の条件	15-28
15.4.2	潮流計算	15-29
15.4.3	事故電流計算	15-29
15.4.4	安定度計算結果	15-31
15.5	系統計画に対する提言	15-35
15.6	送変電設備コストの検討条件	15-35
15.7	系統計画	15-36
15.7.1	2025年度までの設備増強量	15-36
15.7.2	2035年度までの設備増強量	15-41
15.8	送変電設備増強コストの見積もり結果	15-44
15.9	地方電化	15-44
15.9.1	政府方針と定義	15-44
15.9.2	バングラデシュの配電会社	15-47
15.9.3	配電線延長による電化（オングリッド）	15-47
15.9.4	オフグリッド発電による地方電化	15-50
15.9.5	電化率100%達成へのアプローチ	15-52
15.9.6	無電化エリアの需要想定	15-52
15.9.7	将来的な配電線延長	15-54
15.9.8	将来のSHS廃棄物による健康・環境への影響	15-55
15.9.9	今後の課題	15-56
<b>第16章</b>	<b>電力品質</b>	<b>16-1</b>
16.1	需給運用業務の概要	16-1
16.1.1	需給計画	16-1
16.1.2	当日需給運用	16-1
16.2	「バ」国の需給運用業務・周波数調整業務の実態と改善の必要性	16-4
16.2.1	「バ」国の需給運用業務	16-4
16.2.2	周波数品質の実態	16-6
16.3	本調査における調査検討項目	16-10
16.4	法律・ルール整備関係調査	16-10
16.4.1	電力の系統運用に係わる法律・ルール体系	16-10
16.4.2	電気事業法等による国レベルの規制	16-13
16.4.3	独立規制機関によるルール	16-17
16.4.4	まとめ	16-20

---

16.5	周波数品質向上に向けた計画の提案	16-27
16.5.1	想定需要および供給力確保	16-27
16.5.2	調整力確保（ガバナフリー運転・LFC 制御運転）	16-28
16.6	NLDC EMS/SCADA システムによる負荷周波数制御（LFC）	16-44
16.6.1	NLDC システムに装備されている機能	16-44
16.6.2	LFC 制御ロジック（参考）	16-46
16.6.3	LFC 制御の早期実現の可能性	16-47
16.6.4	ガバナフリー運転の早期実現の可能性	16-48
<b>第 17 章</b>	<b>火力発電所運営に係る法的枠組み</b>	<b>17-1</b>
17.1	緒言	17-1
17.1.1	目的	17-1
17.1.2	手順	17-1
17.1.3	要因分析	17-2
17.1.4	リーガルフレームワークの体系	17-3
17.1.5	安全運転への重要事項	17-4
17.1.6	O&M の基本的経済概念	17-5
17.2	日本の O&M リーガルフレームワーク	17-7
17.2.1	O&M 関連法令の基本コンセプト	17-7
17.2.2	日本政府の発電所に対する規制	17-8
17.2.3	発電所の主要法令	17-9
17.2.4	保安法令の体系	17-11
17.2.5	電気事業法の保安条項	17-13
17.2.6	電気事業法の保安条項詳細	17-14
17.2.7	保安規定	17-15
17.2.8	発電所規定マニュアル	17-17
17.2.9	ライセンスシステム	17-18
17.2.10	届出報告制度	17-19
17.3	「バ」国の O&M リーガルフレームワーク	17-20
17.3.1	電力部門の組織図	17-20
17.3.2	「バ」国電力関連法令	17-21
17.3.3	Electricity Act 1910	17-21
17.3.4	Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003	17-24
17.3.5	Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003. (excerpt)	17-25
17.4	日本と「バ」国の法令比較	17-27
17.5	提言	17-35
17.5.1	調査結果	17-36
17.5.2	O&M 法整備推奨項目	17-37
17.5.3	法整備推奨スケジュール	17-38
<b>第 18 章</b>	<b>火力発電所のオペレーションとメンテナンス</b>	<b>18-1</b>
18.1	本章の概要	18-1

---

---

18.2 全体基礎調査	18-2
18.2.1 設備	18-2
18.3 O&M 現状	18-7
18.3.1 発電所個別情報	18-7
18.3.2 O&M の現状取り纏め	18-27
18.3.3 人材	18-28
18.3.4 設備・補修計画	18-29
18.3.5 予算	18-29
18.3.6 情報	18-29
18.3.7 項目ごとの取纏め	18-30
18.4 課題	18-30
18.4.1 人材	18-30
18.4.2 設備・補修計画	18-30
18.4.3 予算	18-31
18.4.4 情報	18-32
18.4.5 課題の分析	18-32
18.5 対策	18-35
18.5.1 対策概要	18-35
18.6 リハビリテーション	18-40
18.6.1 リハビリテーション検討	18-40
18.6.2 費用対効果	18-41
18.6.3 発電所コメント	18-42
18.7 コンバインド化	18-42
18.7.1 コンバインド化検討	18-42
18.7.2 「バ」国が抱える周波数変動問題と小規模コンバインドサイクル	18-45
18.7.3 効果	18-46
18.8 情報戦略	18-47
18.8.1 課題と仮説	18-47
18.8.2 情報管理戦略とは	18-48
18.8.3 情報管理の目的	18-48
18.8.4 情報管理戦略	18-52
18.8.5 情報共有システムの導入	18-55
18.8.6 実現方法の提案	18-62
18.8.7 期待される効果	18-65
18.9 訓練センター	18-69
18.9.1 研修施設の必要性	18-69
18.9.2 研修コース	18-69
18.9.3 講師	18-70
18.9.4 研修施設（シミュレータ）	18-70
18.9.5 研修設備（メンテナンス用）	18-71
18.9.6 訓練センターにとって重要なこと	18-71
18.9.7 研修センター構築に向けたスケジュール	18-71

---

<b>第 19 章</b>	<b>電力セクター財務状況</b> .....	<b>19-1</b>
19.1	「バ」国における電力料金 .....	19-1
19.2	電力セクターにおける資金調達状況 .....	19-5
19.2.1	「バ」国電力セクターに対するドナーの援助プログラム .....	19-6
19.2.2	「バ」国政府からの資金援助 .....	19-9
19.2.3	電力セクターへの商業銀行の融資条件 .....	19-10
19.3	「バ」国電力セクターにおける財務状況 .....	19-10
19.3.1	電力セクター全体の財務状況 .....	19-10
19.3.2	BPDB の財務状況 .....	19-14
19.3.3	PGCB・配電事業者の財務状況 .....	19-18
19.3.4	発電部門コスト構造 .....	19-25
19.3.5	電力セクター財務状況概観および今後に向けた示唆 .....	19-28
19.4	電力供給コストの将来見通し .....	19-30
19.4.1	発電費用の推計 .....	19-30
19.4.2	送配電費用の推計 .....	19-31
19.4.3	費用見通し試算結果 .....	19-31
<b>第 20 章</b>	<b>ガス・石油セクター財務状況</b> .....	<b>20-1</b>
20.1	天然ガス料金 .....	20-1
20.1.1	「バ」国天然ガス料金の概要 .....	20-1
20.1.2	他国における天然ガス料金との比較 .....	20-4
20.2	Petrobangla および BPC の財務状況 .....	20-5
20.2.1	Petrobangla .....	20-5
20.2.2	バングラデシュ石油公社 (BPC) .....	20-7
<b>第 21 章</b>	<b>料金政策</b> .....	<b>21-1</b>
21.1	手法 .....	21-1
21.2	電気料金の分析 .....	21-1
21.2.1	単年度の分析 .....	21-1
21.2.2	時系列分析 .....	21-3
21.3	天然ガス価格の分析 .....	21-7
21.3.1	単年度の分析 .....	21-7
21.3.2	時系列分析 .....	21-9
21.4	エネルギー・電気料金に係る政策提言 .....	21-11
21.4.1	電気料金改革 .....	21-11
21.4.2	財務評価に関する人材育成 .....	21-16
21.4.3	天然ガス価格改革 .....	21-17

---

<b>第 22 章</b>	<b>マスタープランの実施・モニタリングへ向けた提言</b> .....	<b>22-1</b>
22.1	マスタープラン改訂に係る人材育成や組織制度強化 .....	22-1
22.1.1	計画策定に関わる組織間の協働・連携 .....	22-1
22.1.2	マイルストーン計画のローリング見直しによる定期的更新 .....	22-1
22.1.3	包括的な統計処理機能の強化 .....	22-1
22.1.4	Key Performance Indicators に基づく数値目標管理の導入.....	22-2
22.2	投資環境の改善方策 .....	22-3
22.2.1	概論 .....	22-3
22.2.2	事業実施体制 .....	22-3
22.2.3	国が直接関与するリスク .....	22-4
22.2.4	事業者が主にコントロールするリスク .....	22-4
22.2.5	改善提案 .....	22-4
22.3	経済成長政策 .....	22-5
22.4	国産天然ガス [ガス] .....	22-7
22.5	輸入液化天然ガス [ガス] .....	22-9
22.6	再生可能エネルギー[蓄電池技術の適用] .....	22-10
22.7	系統計画 .....	22-13
22.8	火力発電に係る法整備 [O&M] .....	22-14
22.9	火力発電オペレーション・メンテナンス [O&M] .....	22-14
22.10	料金施策 .....	22-18
22.11	ネットワークアセットの電子インフラ構築 .....	22-19
22.12	低エネルギー消費社会の実現 .....	22-21
22.12.1	エネルギー種別による新規技術 .....	22-21
22.12.2	電力における新規技術 .....	22-22
22.12.3	責任あるエネルギー消費と「先進国」 Bangladesh への発展 .....	22-22
<b>第 23 章</b>	<b>付録資料</b> .....	<b>23-1</b>



表目次

表 1-1 PSMP2015 の思想と SDGs の関連.....	1-7
表 1-2 本調査の業務範囲 .....	1-12
表 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長） .....	1-21
表 1-4 PSMP2010 レビュー（石炭供給） .....	1-22
表 1-5 PSMP2010 レビュー（ガス供給） .....	1-23
表 1-6 2041 年までの GDP 及び 1 人当たり GDP の予測.....	1-25
表 1-7 一次エネルギー供給見通し .....	1-29
表 1-8 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（ベースシナリオ） .....	1-50
表 1-9 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（再生可能エネルギー拡大シナリオ） .....	1-51
表 1-10 「バ」国再生可能エネルギー導入ポテンシャル .....	1-57
表 1-11 Power Division の電化率 内訳.....	1-64
表 1-12 各年度の考慮すべき供給脱落量と要因 .....	1-73
表 1-13 課題の整理 .....	1-79
表 1-14 課題に対する解決案 .....	1-80
表 1-15 課題解決実施案 .....	1-82
表 1-16 電気料金の上昇が Bangladesh の経済に与える影響（単年度分析の結果） .....	1-85
表 1-17 電気料金上昇のシナリオ：ケース 1（電力供給コスト増）.....	1-86
表 1-18 電気料金上昇のシナリオ：ケース 2（電力コスト増加なし）.....	1-86
表 1-19 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響（ケース 1） .....	1-87
表 1-20 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響（ケース 2） .....	1-87
表 1-21 天然ガス価格の上昇が Bangladesh の経済に与える影響（単年度分析の結果） ..	1-87
表 1-22 天然ガス料金の値上げシナリオ .....	1-88
表 1-23 天然ガス料金の上昇による Bangladesh 経済への影響 .....	1-88
表 1-24 電気料金の上昇シナリオの例 .....	1-89
表 1-25 天然ガス料金の値上げシナリオ .....	1-90
表 1-25 PSMP2016 実現に向けたロードマップ.....	1-91
表 3-1 他の中進国のエネルギー消費および一人当たり名目 GDP.....	3-2
表 3-2 既存のエネルギー・電力関連政策と PSMP2016 の補完性 .....	3-6
表 4-1 「バ」国における温暖化ガス排出実績（百万トン-CO <sub>2</sub> 、2010 年時点） .....	4-1
表 4-2 「バ」国政府が提出した INDC の概要と電力セクターに求められる行動 .....	4-2
表 4-3 「バ」国政府 INDC における、電力・運輸・産業セクターの温暖化ガス排出削減量予測 （2030 年） .....	4-3
表 4-4 2100 年の CO <sub>2</sub> 濃度緩和シナリオ（IPCC 第 5 次評価報告書） .....	4-4
表 4-5 長期的な温暖化ガス削減目標に関するパリ合意における条項 .....	4-5
表 4-6 パリ合意におけるグローバル・ストックテイクに関連した条項 .....	4-5
表 4-7 アジア主要各国が提出した INDC の概要 .....	4-7
表 5-1 過去の 5 か年計画期間における重要経済指標 .....	5-1
表 5-2 1995 年以降の GDP の部門別シェア.....	5-2

表 5-3	タイ国家経済社会開発計画（1次～11次）における主な産業政策	5-9
表 5-4	「バ」国経済発展に向けた将来シナリオ	5-11
表 5-5	大規模及び中規模製造業の付加価値額	5-11
表 5-6	バングラデシュの輸出の推移	5-13
表 5-7	「バ」国 GDP 成長率予測:国際機関との比較(実質 GDP)	5-18
表 5-8	2041 年までの人口予測(中位推計シナリオ)	5-20
表 5-9	2041 年までの 1 人当たり GDP 予測 (2005 年価格の実質ベース)	5-22
表 5-10	2041 年までの 1 人当たり GDP の予測 (名目ベース)	5-23
表 5-11	実質 GDP 予測 (2005 年価格基準)	5-24
表 5-12	名目 GDP 予測 (現在価格)	5-24
表 5-13	GDP 予測 (PPP、2011 年価格基準)	5-24
表 5-14	GDP 予測 (PPP、現在価格)	5-25
表 5-15	実質 GDP 予測 (2005 年価格基準) — 高成長シナリオ	5-29
表 5-16	名目 GDP 予測 (現在価格) — 高成長シナリオ	5-29
表 5-17	実質 GDP 予測 (2005 年価格基準) — 低成長シナリオ	5-29
表 5-18	名目 GDP 予測 (現在価格) — 低成長シナリオ	5-29
表 6-1	行政区域別家屋電化率	6-10
表 6-2	農村部における 1 世帯あたり年間エネルギー使用量内訳 (2004 年調査)	6-11
表 6-3	産業別 GDP 構成 (2014 年実質)	6-16
表 6-4	製造業の GDP 成長率 (実質ベース)	6-16
表 6-5	全雇用者数の産業別内訳 (2010 年)	6-17
表 6-6	「バ」国における登録車両台数の推移	6-27
表 6-7	「バ」国とタイの運輸関連データの比較	6-29
表 6-8	バンコクにおける交通渋滞緩和のため実施されている方策	6-30
表 6-9	タイで実施されたエコカープログラムの概要	6-30
表 6-10	最終エネルギー消費量見通し- BAU シナリオ	6-37
表 6-11	部門別エネルギー効率化目標	6-39
表 6-12	最終エネルギー消費量見通し- エネルギー効率化シナリオ	6-40
表 6-13	2021 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 1～5 共通	6-42
表 6-14	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 1	6-43
表 6-15	2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 1	6-43
表 6-16	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 2	6-44
表 6-17	2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 2	6-44
表 6-18	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 3	6-45
表 6-19	2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 3	6-45
表 6-20	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 4	6-46
表 6-21	2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 4	6-46
表 6-22	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 5	6-47
表 6-23	2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 5	6-47

表 7-1 天然ガス埋蔵量算定結果に関する HCU (2011) と Petrobangla (2015) との比較.....	7-4
表 7-2 未発見ガス資源.....	7-6
表 7-3 セクター別ガス販売価格.....	7-13
表 7-4 ガス価格の内訳 (単位 BDT/M <sup>3</sup> ).....	7-14
表 7-5 ガス価格の内訳 (単位 USD/MMBTU).....	7-14
表 7-6 2010～2014 年の平均日産量の実績と PSMP2010 による予測との比較.....	7-17
表 7-7 2015～2019 年の生産予測.....	7-20
表 7-8 2016～2041 年の既存国産ガス生産予測.....	7-23
表 7-9 新規国産ガス及び輸入ガス供給シナリオ 2016-2041 (mmscfd).....	7-26
表 7-10 ガス開発に必要な投資コスト総額.....	7-29
表 7-11 EIA のカテゴリーと必要な承認・文書.....	7-36
表 7-12 ガス関連事業と EIA カテゴリー・ガイドライン.....	7-36
表 7-13 ガス田によるガス成分の比較.....	7-37
表 7-14 バングラデシュで発生した大規模な暴噴事故.....	7-38
表 7-15 保護区・保護生物の分布域と開発可能性のあるガス田.....	7-41
表 7-16 土地利用と開発可能性のあるガス田.....	7-43
表 8-1 LNG ターミナル建設予定.....	8-2
表 8-2 「バ」国直近の LNG 輸入計画.....	8-2
表 8-3 FSRU と陸上 LNG ターミナル運用費比較.....	8-6
表 8-4 米国産 LNG のアジア CIF 価格.....	8-11
表 8-5 陸上式 LNG 受入基地レイアウト、主要設備の計画方針.....	8-15
表 8-6 主要設備仕様.....	8-16
表 8-7 セクター毎の NG 需要と供給バランス.....	8-17
表 8-8 LNG 船のクラス別形状.....	8-18
表 8-9 LNG 船着船波高基準.....	8-18
表 8-10 Q-Flex LNG 船受入のための LNG Harbor 仕様.....	8-19
表 8-11 航路および泊地の静穏度の条件.....	8-19
表 8-12 LNG 受入基地の候補地と港湾、棧橋等の条件.....	8-26
表 8-13 Case1-1 Matarbari 石炭港共有案 (Excavated Type Plan).....	8-27
表 8-14 Case1-2 Matarbari 港口案 (Without Breakwater).....	8-27
表 8-15 Case1-3 Matarbari 港口案 (Breakwater Construction).....	8-27
表 8-16 Case2 North Maheshkhali 案.....	8-27
表 8-17 Case3 Kutubdia Channel 案.....	8-27
表 8-18 LNG 受入基地候補地の評価結果.....	8-28
表 8-19 高潮の想定高さ.....	8-28
表 8-20 地盤データ (その 1).....	8-29
表 8-21 建設費概算.....	8-36
表 9-1 PSMP2010 と本調査 (PSMP2015) における国内石炭生産量予測の比較.....	9-1
表 9-2 「バ」国の炭田開発状況.....	9-5

表 9-3 採掘法別の可採掘量 .....	9-6
表 9-4 Barapukuria 炭鉱の出炭と販売実績 .....	9-8
表 9-5 PDB (バラプクリア発電所) への石炭販売価格の推移 .....	9-8
表 9-6 国内炭生産実績と予測 .....	9-11
表 9-7 過去5年間の中国、インド、その他を除く南東アジアの輸入炭量 .....	9-13
表 9-8 インドネシア ICI の発熱量当たりの炭価のウェイト .....	9-15
表 9-9 高品位炭と低品位炭の 1,000kca/kg の炭価予測 .....	9-15
表 9-10 豪州炭の FOB とフレート・保険を含めたチッタゴン CFTPP での総額予測 .....	9-16
表 9-11 インドネシア炭の FOB とフレート・保険を含めたチッタゴン CFTPP での総額予測 ..	9-16
表 9-12 石炭需給予測表 .....	9-16
表 9-13 「バ」国統計局の石炭輸入量 .....	9-18
表 9-14 レンガ工場向けの石炭品質例 .....	9-19
表 9-15 EIA のカテゴリーと必要な承認・文書 .....	9-19
表 9-16 石炭関連事業と EIA カテゴリー・ガイドライン .....	9-20
表 9-17 バラプクリア炭鉱による環境社会影響 .....	9-20
表 9-18 バラプクリア炭鉱で記録にある紛争 .....	9-21
表 9-19 ルバリ炭鉱の環境アセスメントレポートに記載された主な環境社会影響 .....	9-22
表 10-1 SPM システムの主な構成 .....	10-4
表 10-2 製油所の装置構成 (推定) .....	10-5
表 10-3 製油所建設のメリットとデメリット .....	10-7
表 10-4 LPG 民間業者価格と住宅部門向け都市ガスの単位熱量あたり価格差 .....	10-13
表 11-1 2005-2015 年 推定最大負荷 .....	11-3
表 11-2 実質 GDP 成長率見通し (2005 年価格基準) .....	11-3
表 11-3 名目 GDP 成長率見通し (現在価格) .....	11-4
表 11-4 バ国における電力需要 GDP 弾性値の推移 .....	11-4
表 11-5 ASEAN 諸国における電力需要 GDP 弾性値の推移 .....	11-5
表 11-6 GDP 弾性値手法によるピーク電力需要見通し (GDP 標準シナリオ) .....	11-6
表 11-7 GDP 弾性値手法によるピーク電力需要見通し (GDP 高成長シナリオ) .....	11-7
表 11-8 GDP 弾性値手法によるピーク電力需要見通し (GDP 低成長シナリオ) .....	11-8
表 11-9 セクター別積み上げ手法による、経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し ....	11-10
表 11-10 系統からの電力供給可能量、電力総消費量及び自家発自家消費量の見通し ....	11-12
表 11-11 2015 年における既設設備量 [MW] .....	11-16
表 11-12 既設ガス設備量 .....	11-17
表 11-13 既設石炭設備量 .....	11-18
表 11-14 既設石油設備量 .....	11-18
表 11-15 既設水力設備量 .....	11-18
表 11-16 既設国際連系量 .....	11-19
表 11-17 2015 年における新設設備量 .....	11-19
表 11-18 新設ガス設備量 (Committed) .....	11-20

表 11-19	新設石炭設備量 (Committed) .....	11-20
表 11-20	新設石油設備量 (Committed) .....	11-21
表 11-21	新設水力設備量 (Committed) .....	11-21
表 11-22	新設国際連系線設備量 (Committed) .....	11-21
表 11-23	新設原子力設備量 (Committed) .....	11-21
表 11-24	輸入石炭による火力発電所開発計画の現況 .....	11-23
表 11-25	ガス火力発電開発の現況 .....	11-24
表 11-26	LNG 受入れターミナル開発シナリオ .....	11-27
表 11-27	マタバリ地区開発予定 LNG ターミナル .....	11-28
表 11-28	「バ」国のガス新設設備量 (Candidate) .....	11-32
表 11-29	「バ」国の石炭新設設備量 (Candidate) .....	11-33
表 11-30	「バ」国の国際連系線新設設備量 (Candidate) .....	11-33
表 11-31	「バ」国の原子力新設設備量 (Candidate) .....	11-34
表 11-32	基本電源開発計画 .....	11-36
表 11-33	長期最大電力需要量 .....	11-40
表 11-34	各種燃料の原油価格係数 .....	11-44
表 11-35	各種燃料の長期価格シナリオ .....	11-44
表 11-36	燃種別 CO2 排出値 .....	11-50
表 11-37	IEA WEO 2015 における CO2 価格の想定 .....	11-51
表 11-38	エネルギーセキュリティに関するリスクの分類 (例) .....	11-52
表 11-39	エネルギーセキュリティの定量的評価に関する既存文献 .....	11-53
表 11-40	「バ」国におけるエネルギーセキュリティに関する既存文献 .....	11-55
表 11-41	エネルギー資源の供給国・量の想定 .....	11-57
表 11-42	輸出停止リスクの設定 .....	11-57
表 11-43	各電源開発シナリオの「3E」評価結果 (ベースシナリオ) .....	11-58
表 11-44	各電源開発シナリオの「3E」評価結果 (再生可能エネルギー拡大シナリオ) ..	11-60
表 11-45	電源開発に係るロードマップ .....	11-63
表 12-1	全国の小水力候補地点 (チッタゴン丘陵地域を除く) .....	12-4
表 12-2	チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点リスト .....	12-5
表 12-3	揚水発電候補地点の抽出基準 .....	12-9
表 12-4	水力候補地と河川流域 .....	12-14
表 12-5	野生生物保護法と森林法によって指定された保護区 .....	12-16
表 12-6	その他の法律によって指定された保護区 .....	12-17
表 12-7	バングラデシュ国内の KBA 指定地 .....	12-19
表 12-8	IUCN レッドリスト種の数 .....	12-20
表 12-9	絶滅の恐れのある哺乳類の既知の分布域と水力候補地 .....	12-20
表 12-10	水力候補地の位置する行政区 .....	12-23
表 12-11	水力候補地の位置する村 (Union/Mouza) の人口 .....	12-24
表 12-12	水力候補地周辺の村の電化率 .....	12-25

表 12-13	水力候補地の位置する村の土地利用	12-26
表 12-14	水力候補地周辺の村に居住する少数民族	12-27
表 12-15	水力候補地周辺で確認されている宗教	12-28
表 12-16	事業計画地周辺の村の識字率	12-29
表 12-17	チッタゴン丘陵エリアの歴史	12-30
表 12-18	水力候補地の位置する村で実施されている支援プログラム	12-32
表 12-19	PSPP No. 6 の諸元	12-34
表 12-20	PSPP No. 10 の諸元	12-35
表 12-21	PSPP No. 12 の諸元	12-36
表 12-22	PSPP No. 13 の諸元	12-37
表 12-23	PSPP No. 14 の諸元	12-38
表 12-24	PSPP No. 15 の諸元	12-39
表 12-25	PSPP No. 16 の諸元	12-40
表 12-26	PSPP No. 17 の諸元	12-41
表 12-27	PSPP No. 18 の諸元	12-42
表 12-28	小水力発電事業による環境影響の一覧	12-43
表 12-29	揚水発電候補地点の比較	12-46
表 12-30	揚水発電プロジェクト FS 調査の TOR (1)	12-47
表 12-31	揚水発電プロジェクト FS 調査の TOR (2)	12-48
表 13-1	「バ」国の再エネ既設設備容量 (2016 年 4 月時点)	13-4
表 13-2	2020 年までの再エネ導入計画 (新規のみ)	13-4
表 13-3	大型再エネプロジェクトの導入形態および価格決定方式案	13-5
表 13-4	再生可能エネルギー導入ポテンシャル	13-7
表 13-5	微細藻類起源バイオディーゼルの持続的な開発 (参考)	13-19
表 14-1	水力開発候補地域選定の評価基準	14-4
表 14-2	バングラデシュ系統に送電可能な水力開発候補地域	14-4
表 14-3	スクリーニング結果	14-7
表 14-4	水力開発候補地点選定の評価基準	14-8
表 14-5	ブータン東部の候補地点	14-9
表 14-6	ブータン東部の水力開発候補地点の評価	14-9
表 14-7	メガラヤ州の候補地点	14-11
表 14-8	メガラヤ州の水力開発候補地点の評価	14-11
表 14-9	電力輸入計画提案 (High Case Scenario)	14-14
表 14-10	電力輸入計画提案 (Low Case Scenario)	14-15
表 14-11	PSMP2016 Scenario	14-17
表 15-1	2016 年 3 月時点の PGCB による実施中のプロジェクト	15-4
表 15-2	2016 年 4 月時点の PGCB による計画	15-5
表 15-3	系統計画の検討に用いた系統の最大需要	15-7
表 15-4	132kV 変電所の計画リストと最大需要 (Bogra)	15-8

表 15-5	132kV 変電所の計画リストと最大需要(Chittagong)	15-9
表 15-6	132 kV 変電所の計画リストと最大需要(Comilla)	15-10
表 15-7	132kV 変電所の計画リストと最大需要(DESCO&DPDC)	15-11
表 15-8	132 kV 変電所の計画リストと最大需要(Dhaka)	15-12
表 15-9	系統解析データにモデル化されている発電機の容量	15-13
表 15-10	2025 最大電力需要時の地域別の需給バランス	15-14
表 15-11	2035 最大電力需要時の地域別の需給バランス	15-14
表 15-12	2025 年の 230kV 以上の系統の変電所母線での三相短絡事故電流(40kA を超過)	15-30
表 15-13	2035 年の 230kV 以上の系統の変電所母線での三相短絡事故電流(40kA を超過)	15-30
表 15-14	建設コスト算出に使用した積算単価	15-36
表 15-15	2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 230kV 送電線	15-36
表 15-16	2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 400kV 送電線	15-38
表 15-17	2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 230kV/132kV 変電所	15-39
表 15-18	2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 400kV/230kV, 132kV 変電所	15-40
表 15-19	2016 年度から 2025 年度に設置が必要なキャパシタ	15-41
表 15-20	2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 230kV 送電線	15-41
表 15-21	2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 400kV 送電線	15-42
表 15-22	2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 765kV 送電線	15-42
表 15-23	2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 230kV/132kV 変電所	15-42
表 15-24	2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 400kV/230kV, 132kV 変電所	15-43
表 15-25	2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 765kV/400kV 変電所	15-43
表 15-26	2026 年度から 2035 年度に設置が必要なキャパシタ	15-43
表 15-27	送変電設備増強コストの見積もり結果	15-44
表 15-28	Power Division の電化率 内訳	15-45
表 15-29	電力セクターの各年次状況 (2005-2014)	15-46
表 15-30	農村電化計画 (~2041 年)	15-49
表 15-31	電力部門の各年次比較	15-50
表 16-1	日本および北米、欧州の周波数偏差目標値	16-8
表 16-2	電力周波数変動が産業界に与える悪影響の例	16-8
表 16-3	同期発電機の運用上の制約例	16-8
表 16-4	日本の電気事業法および「バ」国の Electricity Act 主要条項の規定状況比較	16-14
表 16-5	日本の電気事業法および「バ」国の Electricity Act の詳細比較と改善提案	16-15
表 16-6	両国 Grid Code における需給運用・周波数調整に関わる規定状況概略比較	16-17
表 16-7	両国 Grid Code の需給運用・周波数調整に関わる規定状況比較	16-21
表 16-8	一般電気事業者への作業停止計画の提出期日 (日本)	16-25
表 16-9	各電気事業者の需給計画の策定概要 (日本)	16-25
表 16-10	発電計画の策定概要 (日本)	16-25
表 16-11	各供給区域の需給計画の策定概要 (日本)	16-25
表 16-12	需給バランス計画の策定概要 («バ» 国)	16-26

表 16-13	日本における系統情報の細目	16-26
表 16-14	ガバナフリー運転試験実施発電所リスト	16-29
表 16-15	周波数調整のために電話指令に応じている発電所リスト	16-30
表 16-16	Primary Reserve 供出可能量一覧表	16-32
表 16-17	ガバナフリー運転のみ調整力として期待できる場合の供出可能量一覧表	16-33
表 16-18	クルナ発電所における周波数調整試験の概要	16-38
表 16-19	各年度の考慮すべき供給脱落量と要因	16-40
表 16-20	SCADA/EMS システム機能とその活用状態	16-45
表 17-1	出力と利益の前提条件	17-6
表 17-2	発電所の電気事業法関連法令	17-12
表 17-3	Electricity Act 1910	17-21
表 17-4	O&M 関連法令比較表	17-27
表 18-1	ヒアリング情報取り纏め表－Rauzan 発電所	18-8
表 18-2	ヒアリング情報取り纏め表－Ashuganji 発電所	18-10
表 18-3	ヒアリング情報取り纏め表－Siddhirganj 発電所	18-12
表 18-4	ヒアリング情報取り纏め表－Barapukuria 発電所	18-14
表 18-5	ヒアリング情報取り纏め表－Chandpur 発電所	18-16
表 18-6	ヒアリング情報取り纏め表－Ghorasal 発電所	18-18
表 18-7	ヒアリング情報取り纏め表－Baghabari 発電所	18-20
表 18-8	ヒアリング情報取り纏め表－Shahibazar 発電所	18-22
表 18-9	ヒアリング情報取り纏め表－Fenchuganj 発電所	18-24
表 18-10	ヒアリング情報取り纏め表－Sylhet 発電所	18-26
表 18-11	「バ」国 BPDB が所有している火力発電所の現状要約表	18-27
表 18-12	項目ごとの取り纏め表	18-30
表 18-13	「バ」国発電所の現状取り纏め表	18-32
表 18-14	課題の整理	18-34
表 18-15	課題に対する対策案	18-35
表 18-16	情報取り扱い観点から見た調査結果とリスク要素	18-47
表 18-17	調査で見つかった企業活動への阻害要因	18-51
表 18-18	経営資源から見た主要業務領域での課題	18-52
表 18-19	各種指標と元データの収集例	18-56
表 18-20	今後の詳細調査において検討すべき内容	18-63
表 18-21	導入実施と業務プロセスの変更案	18-64
表 19-1	主要な料金政策	19-1
表 19-2	料金政策	19-2
表 19-3	バングラデシュにおける電気料金体制（2015 年現在）	19-3
表 19-4	料金政策	19-4
表 19-5	2015 年時点で進行中の開発パートナーによる主要な援助プロジェクト	19-7
表 19-6	WB、ADB 及び JICA の借款供与条件	19-9



表 19-7 「バ」国政府による融資条件 (BPDB に対する融資条件の例) .....	19-9
表 19-8 商業銀行による融資条件 .....	19-10
表 19-9 発電コスト、供給価格、卸売価格 .....	19-12
表 19-10 BPDB (全体) の収支 (百万 BDT) .....	19-14
表 19-11 BPDB (配電部門) 収支概要 .....	19-15
表 19-12 政府から BPDB への貸付金 (十億 BDT) .....	19-17
表 19-13 WZPDCL 収支概要 .....	19-20
表 19-14 DESCO 収支概要 .....	19-21
表 19-15 DPDC 収支概要 .....	19-23
表 19-16 REB 収支概要 .....	19-24
表 20-1 BERC のミッション .....	20-1
表 20-2 1969 年以降のガス料金単価の推移 .....	20-3
表 20-3 バングラデシュおよび主なアジア諸国における天然ガス料金の比較 .....	20-4
表 20-4 Petrobangla から「バ」国政府に対する支払総額の内訳 .....	20-7
表 20-5 輸入精製ディーゼル油およびファーンズ油に対する補助金 .....	20-8
表 21-1 電気料金の上昇がバングラデシュの経済に与える影響 (単年度分析の結果) .....	21-2
表 21-2 電気料金の上昇が各業種に与える影響 (単年度分析の結果) .....	21-2
表 21-3 電気料金の上昇が各業種に与える影響 (単年度分析の結果、続き) .....	21-2
表 21-4 電気料金の値上げシナリオ: ケース 1 (電力供給コスト増あり) .....	21-3
表 21-5 電気料金の値上げシナリオ: ケース 2 (電力供給コスト増なし) .....	21-3
表 21-6 電気料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響 (ケース 1) .....	21-5
表 21-7 電気料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響 (ケース 2) .....	21-6
表 21-8 天然ガス価格の上昇がバングラデシュの経済に与える影響 (単年度分析の結果) .....	21-8
表 21-9 天然ガス価格の上昇が各業種に与える影響 (単年度分析の結果) .....	21-8
表 21-10 天然ガス価格の上昇が各業種に与える影響 (単年度分析の結果、続き) .....	21-8
表 21-11 天然ガス料金の値上げシナリオ .....	21-9
表 21-12 ガス料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響 .....	21-10
表 21-13 一人当たり GDP と電気料金 .....	21-14
表 21-14 電気料金の上昇シナリオ案 .....	21-16
表 22-1 フィジビリティ評価に必要な項目 .....	22-17
表 22-2 エネルギー種別による研究分野 .....	22-21
表 22-3 電力における研究支援分野 .....	22-22

図目次

図 1-1 本調査全体の作業フロー図	1-9
図 1-2 業務実施体制図	1-15
図 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長）	1-21
図 1-4 PSMP2010 レビュー（石炭供給）	1-22
図 1-5 PSMP2010 レビュー（ガス供給）	1-23
図 1-6 PSMP2010 レビュー（電力需要と電源開発計画）	1-24
図 1-7 大規模及び中規模製造業の付加価値額	1-26
図 1-8 2041 に向けた Bangladesh の工業発展イメージ	1-26
図 1-9 産業高度化のプロセス及び必要とされる支援施策	1-27
図 1-10 最終エネルギー消費見通し（BAU シナリオ）	1-27
図 1-11 最終エネルギー消費見通し（エネルギー効率化シナリオ）	1-28
図 1-12 一次エネルギー供給見通し	1-29
図 1-13 「バ」国ガス資源概要	1-30
図 1-14 ガス供給予測 2016~2041	1-32
図 1-15 石炭需給予測	1-34
図 1-16 石油の需給バランス予測 2014-2041 年	1-37
図 1-17 電源計画策定フロー	1-39
図 1-18 「バ」国の夏場における想定合成日負荷曲線	1-40
図 1-19 「GDP 弾性値手法」及び「セクター別積み上げ手法」による想定結果比較	1-40
図 1-20 電源計画策定における時間軸とリスク変化の関係	1-41
図 1-21 2015~2041 各電源設備量推移（MW）	1-43
図 1-22 2015~2041 年「バ」国推定電力需要量推移（MW）	1-43
図 1-23 予備供給力の設定	1-44
図 1-24 IEA 原油価格シナリオ	1-44
図 1-25 需給運用シミュレーションの概念図	1-45
図 1-26 2041 年度断面における電源構成比率	1-46
図 1-27 シミュレーションパターンの考え方	1-46
図 1-28 シナリオ別電源構成比率年度推移	1-47
図 1-29 シナリオ別および石炭比率別の発電原価（US cent/kWh）	1-47
図 1-30 シナリオ毎 CO2 排出量（CO2 kg-C/kWh）	1-48
図 1-31 エネルギーの物理的配送ルートとリスク	1-49
図 1-32 エネルギー配送の確率密度関数の例	1-49
図 1-33 「3E」評価結果（各指標）	1-50
図 1-34 「3E」評価結果（合計）	1-50
図 1-35 「3E」評価結果（各指標）	1-51
図 1-36 「3E」評価結果（合計）	1-51
図 1-37 「3E」評価結果（合計）	1-51
図 1-38 再生可能エネルギー拡大を含むエネルギーミックス	1-52

図 1-39 揚水発電候補地点位置図 .....	1-54
図 1-40 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点位置図 .....	1-55
図 1-41 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (High Case Scenario) .....	1-61
図 1-42 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (Low Case Scenario) .....	1-61
図 1-43 バングラデシュの現状の基幹系統(2014年).....	1-63
図 1-44 電化率(BPDB 定義)の推移.....	1-65
図 1-45 配電線延長実績と計画 (BREB) .....	1-66
図 1-46 IDCOL による SHS 設置台数.....	1-66
図 1-47 2035 年までに計画されている大規模発電所の概略図.....	1-67
図 1-48 調整力の確保必要量と供出可能量の比較 .....	1-71
図 1-49 今後の周波数品質改善の推移 .....	1-72
図 1-50 電源脱落時の周波数変動の時間的推移イメージ .....	1-73
図 1-51 Roopoor 原子力発電機脱落時における周波数最低値の年度推移.....	1-73
図 1-52 法整備スケジュール .....	1-77
図 1-53 候補サイト選定フロー .....	1-78
図 1-54 対象サイトリスト .....	1-79
図 1-55 情報管理による O&M の最適化 .....	1-83
図 1-56 需給調整イメージ .....	1-83
図 1-57 火力 O&M ロードマップ .....	1-84
図 2-1 「バ」国エネルギーセクター概要 .....	2-3
図 2-2 「バ」国電力セクター概要 .....	2-6
図 2-3 各配電会社の受け持ちエリア .....	2-10
図 2-4 PBS の配置.....	2-10
図 2-5 再生可能エネルギー導入に関わるフロー .....	2-11
図 4-1 「バ」国における温室効果ガス排出実績 (百万トン-CO <sub>2</sub> 、2010 年時点) .....	4-1
図 4-2 「バ」国におけるガス別 CO <sub>2</sub> 排出量シェアの推移 .....	4-2
図 4-3 「バ」国政府 INDC における、電力・運輸・産業セクターの温暖化ガス排出量 (MtCO <sub>2</sub> e) の 2011-2030 年予測 .....	4-3
図 4-4 シナリオ別 2050 年の CO <sub>2</sub> 排出量削減 (IPCC 第 5 次評価報告書) .....	4-4
図 4-5 パリ合意で定められた INDC とグローバル・ストックテイクスケジュール .....	4-6
図 4-6 2 度上昇シナリオと INDC の差分.....	4-6
図 5-1 1995 年以降の GDP の部門別シェア.....	5-2
図 5-2 東南アジア諸国および「バ」国の 1 人あたり GDP (名目値 USD ベース) の推移.....	5-3
図 5-3 東南アジア諸国および「バ」国の 1 人あたり GDP (実質値 2005 年 USD) 推移.....	5-4
図 5-4 東南アジア諸国および「バ」国の GDP 年成長率の推移 .....	5-4
図 5-5 東南アジア諸国および「バ」国における 1 人あたりエネルギー消費量の推移 .....	5-5
図 5-6 東南アジア諸国および「バ」国のエネルギー使用量当たり GDP の推移 .....	5-5
図 5-7 タイにおける GDP 成長率の推移 .....	5-6
図 5-8 タイにおける、GDP、輸入および輸出の推移 .....	5-7
図 5-9 商品輸出における産業部門別内訳の推移 .....	5-8

図 5-10	タイの GDP に占める各産業別割合の推移	5-8
図 5-11	総就業者に占める農業就業者のシェア	5-9
図 5-12	大規模及び中規模製造業の付加価値額	5-12
図 5-13	輸出製品の構成比 (2014-2015)	5-13
図 5-14	2041 に向けた「バ」国の工業発展イメージ	5-14
図 5-15	2020 年代初頭の製造業の産業構造のイメージ	5-15
図 5-16	2041 年時点での製造業の産業構造のイメージ	5-15
図 5-17	工業化過程と必要とされる支援施策	5-16
図 5-18	第 7 次 5 か年計画における GDP 成長率予測	5-17
図 5-19	第 6 次 5 か年計画における政府予測と実績の比較	5-17
図 5-20	2041 年までの GDP 予測	5-19
図 5-21	2041 年までの人口予測	5-19
図 5-22	「バ」国と ASEAN 諸国の 1 人当たり GDP の推移	5-20
図 5-23	「バ」国と ASEAN 諸国における GDP 産業部門のシェアと 1 人当たり実質 GDP	5-21
図 5-24	「バ」国 (赤) とタイ (青) における 1 人当たり GDP (実質 GDP) の推移	5-22
図 5-25	1 人あたり GDP の推移と予測 (名目ベース)	5-23
図 5-26	GDP における農業シェア: 「バ」(赤)、タイ (青)	5-25
図 5-27	GDP における農業シェア: 「バ」(赤)、タイ (青)	5-26
図 5-28	GDP における産業セクターのシェア: 「バ」(赤)、タイ (青)	5-26
図 5-29	GDP における産業セクターのシェア: 「バ」(赤)、タイ (青)	5-27
図 5-30	GDP における商業及び公共サービスのシェア: 「バ」(赤)、タイ (青)	5-27
図 5-31	GDP 予測におけるセクター構成 (実質 GDP、2005 年価格で実質)	5-28
図 6-1	「バ」国一次エネルギー供給量の推移 (1990~2013 年)	6-1
図 6-2	「バ」国最終エネルギー消費の用途別内訳の推移 (1990~2013 年)	6-2
図 6-3	「バ」国天然ガス需給バランスの推移 (1990~2013 年)	6-2
図 6-4	「バ」国石炭需給バランスの推移 (1990~2013 年)	6-3
図 6-5	「バ」国石油 (原油及び石油製品) 需給バランスの推移 (1990~2013 年)	6-4
図 6-6	「バ」国最終エネルギー消費の供給方式別内訳推移 (1990~2013 年)	6-4
図 6-7	住宅部門最終エネルギー消費の供給方式別内訳推移 (1990~2013 年)	6-5
図 6-8	商業・公共サービス部門最終エネルギー消費の供給方式別内訳 (1990~2013 年)	6-5
図 6-9	産業用最終エネルギー消費の供給方式別内訳の推移 (1990~2013 年)	6-6
図 6-10	運輸用最終エネルギー消費の供給方式別内訳の推移 (1990~2013 年)	6-6
図 6-11	農業用等最終エネルギー消費の供給方式別内訳の推移 (1990~2013 年)	6-7
図 6-12	電力消費量の用途別内訳の推移 (1990~2013 年)	6-7
図 6-13	住宅部門最終エネルギー需要 供給方式別内訳の推移 (Biofuels and waste 除く)	6-8
図 6-14	人口 1 人あたり住宅用電力消費量の推移	6-9
図 6-15	家屋電化率の変化 (2001 年及び 2011 年)	6-9
図 6-16	地域別ガス供給状況	6-10
図 6-17	業務部門における GDP あたりの最終エネルギー消費量	6-11

図 6-18	住宅部門におけるエネルギー消費量と GDP	6-12
図 6-19	住宅部門における電力消費量と GDP	6-13
図 6-20	住宅部門におけるエネルギー消費量 見通し	6-14
図 6-21	都市部及び農村部におけるエネルギー消費パターン	6-14
図 6-22	商業・公共サービス部門におけるエネルギー消費量 見通し	6-15
図 6-23	産業別 GDP 構成 (2014 年実質)	6-16
図 6-24	全雇用者数の産業別内訳 (2010 年)	6-17
図 6-25	産業部門付加価値あたりのエネルギー消費量の推移	6-21
図 6-26	「バ」国産業部門付加価値あたりのエネルギー消費量 見通し	6-22
図 6-27	「バ」国産業部門エネルギー消費量 見通し	6-22
図 6-28	「バ」国の運輸部門のエネルギー消費の推移	6-23
図 6-29	運輸部門のエネルギー消費における道路輸送のシェア	6-24
図 6-30	「バ」国における、運輸部門の輸送手段別の付加価値額	6-24
図 6-31	「バ」国における、自動車保有台数	6-25
図 6-32	バングラデシュ及び ASEAN 諸国のモータリゼーション率	6-25
図 6-33	「バ」国及び ASEAN 主要国における、1 人あたり GDP (PPP) と	6-26
図 6-34	「バ」国及び ASEAN 諸国における、人口 1 人あたり GDP と人口 1 人あたり	6-31
図 6-35	運輸部門 1 人あたりエネルギー消費量 見通し	6-32
図 6-36	運輸部門エネルギー消費量 見通し	6-32
図 6-37	「バ」国の農業生産高の推移	6-33
図 6-38	「バ」国の輸出農作物の推移	6-34
図 6-39	農業部門における付加価値あたりエネルギー消費量の推移	6-35
図 6-40	農業部門 付加価値あたりエネルギー消費量の推移 (ASEAN 諸国との比較)	6-35
図 6-41	農業部門 付加価値あたりエネルギー消費量 見通し	6-36
図 6-42	農業部門エネルギー消費量 見通し	6-36
図 6-43	最終エネルギー消費量見通し- BAU シナリオ	6-37
図 6-44	エネルギー消費原単位の推移と見通し- BAU シナリオ	6-38
図 6-45	エネルギー原単位の推移と予測 (省エネルギーシナリオ)	6-39
図 6-46	最終エネルギー消費量見通し- エネルギー効率化シナリオ	6-40
図 6-47	電力消費量見通し- エネルギー効率化シナリオ	6-41
図 6-48	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 1	6-43
図 6-49	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 2	6-44
図 6-50	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 3	6-45
図 6-51	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 4	6-46
図 6-52	一次エネルギー供給見通し-シナリオ 5	6-47
図 7-1	既存のガス田の位置	7-1
図 7-2	未発見の潜在ガス量	7-5
図 7-3	天然ガス埋蔵バランス	7-6
図 7-4	GIIP と残存可採埋蔵量 (2P)	7-7

図 7-5	2014 年 12 月の各社ガス生産比率	7-9
図 7-6	2014 年 12 月の各社コンデンセートと NGL 生産割合	7-9
図 7-7	GTCL のガス輸送量 2014 FY	7-10
図 7-8	GTCL ガスパイプライン網	7-11
図 7-9	ガス配給販売会社の販売量と割合	7-12
図 7-10	セクター別ガス消費量	7-14
図 7-11	ガス価格比較	7-16
図 7-12	生産予測推算式	7-21
図 7-13	ガス田ごとの生産予測	7-24
図 7-14	ガス供給シナリオ 2016-2041 (mmscfd)	7-27
図 7-15	ガス供給シナリオとガス需要見通しの比較	7-28
図 7-16	コンデンセートのマーケット概要	7-30
図 7-17	「バ」国の鉱区図	7-32
図 7-18	尿素工場のエネルギー効率比較	7-34
図 7-19	アジアでの人間活動によるメタンガスの集積	7-38
図 7-20	保護区と開発される可能性のあるガス田	7-39
図 7-21	保護生物の分布域と開発可能性のあるガス田の位置	7-40
図 7-22	土地利用と開発可能性のあるガス田の位置	7-42
図 8-1	大阪ガス泉北 LNG 受入基地全景	8-1
図 8-2	FSRU のイメージ	8-3
図 8-3	Structure of On-shore LNG Terminal and IPPs	8-4
図 8-4	タンカーサイズによる輸送費の違い (USD/MMTBU)	8-7
図 8-5	タンク数による運営費の違い	8-7
図 8-6	FSRU の建設期間	8-8
図 8-7	Time Schedule for Land-based LNG Terminal Construction	8-8
図 8-8	ベンガル湾のサイクロン発生状況	8-9
図 8-9	アジアプレミアム 2012 年 4 月より 2013 年 3 月までの平均値	8-10
図 8-10	LNG 契約の流動化	8-11
図 8-11	Cross-border LNG 事業概略図	8-13
図 8-12	LNG 受入基地の設備系統図例	8-14
図 8-13	LNG 受入基地の標準レイアウト図 (約 50ha, 1,000 万トン/年)	8-17
図 8-14	候補地近傍の海図	8-20
図 8-15	波浪データ	8-21
図 8-16	風速	8-23
図 8-17	風向	8-25
図 8-18	LNG 受入基地の候補地	8-26
図 8-19	ボーリングデータ	8-30
図 8-20	地盤データ (その 2, 3)	8-31
図 8-21	世界の震源分布 (M6 以上) とプレート境界	8-32

図 8-22	耐震性 LNG 貯槽タンクの構造	8-33
図 8-23	地上式ドームルーフ型 PC LNG 貯槽タンク外観	8-34
図 8-24	インド洋およびベンガル湾周辺の津波危険度マップ	8-35
図 9-1	各 PSMP の比較	9-2
図 9-2	「バ」国の炭田位置図	9-4
図 9-3	Barapukuria 炭鉱拡大計画	9-9
図 9-4	南部（左図）拡大計画と北部（右図）北部拡大計画	9-9
図 9-5	世界での石炭需要予測	9-12
図 9-6	アジアの OECD 以外の国での石炭需要予測	9-13
図 9-7	中国、インド、その他を除く南東アジアの輸入炭量	9-13
図 9-8	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの炭価の変動	9-15
図 9-9	1,000kcal/kg 当たりの炭価の予測	9-15
図 9-10	石炭供給内容	9-17
図 9-11	開発可能性のある石炭鉱山と保護区	9-23
図 9-12	開発可能性のある石炭鉱山の位置と植生図	9-23
図 10-1	Oil 石油製品別需要（2012-2013）	10-1
図 10-2	「バ」国におけるセクター別石油需要	10-2
図 10-3	石油需要予測（電力および非電力セクター比較）	10-2
図 10-4	石油需要予測（非電力セクター内訳）	10-3
図 10-5	石油需給見通し（2014 ～2041 年）	10-6
図 10-6	原油および石油製品の貿易状況	10-7
図 10-7	各国精油能力の推移	10-8
図 10-8	シンガポール（Singapore Medium Sour Hydrocracking）精製マージンの推移	10-8
図 10-9	新規精製施設建設の経済性	10-9
図 10-10	「バ」国の LPG 概要	10-10
図 10-11	LPG 需要見通し（家庭＋運輸向け）2014 年～2041 年	10-12
図 11-1	需要想定フロー	11-1
図 11-2	「バ」国の夏場における想定合成日負荷曲線	11-2
図 11-3	GDP 弾性値手法による経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し	11-9
図 11-4	セクター別積み上げ手法による経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し	11-10
図 11-5	「GDP 弾性値手法」及び「セクター別積み上げ手法」による想定結果比較	11-11
図 11-6	電力総消費量見通し（系統供給可能量、電力総消費量及び自家発自家消費量）	11-12
図 11-7	電源計画策定フロー	11-13
図 11-8	電源計画策定における時間軸とリスク変化の関係	11-14
図 11-9	PSMP2010 レビュー（電力需要と電源開発計画）	11-14
図 11-10	PSMP2010 レビュー（石炭とガス供給）	11-15
図 11-11	2015～2041 年「バ」国既設設備量推移（MW）	11-19
図 11-12	南部チッタゴン地区におけるインフラ・港湾開発計画（2031/2041）	11-25
図 11-13	天然ガスの供給配分の考え方	11-26

図 11-14	ガス供給スキーム	11-27
図 11-15	地域別輸入ガス開発シナリオ	11-28
図 11-16	地域別輸入ガス開発シナリオ (Unit: mmctd)	11-29
図 11-17	地域別予測石炭輸入量	11-31
図 11-18	2040 年時予想石炭輸入量 (Unit: kTon)	11-31
図 11-19	2015～2041 各電源設備量推移 (MW)	11-35
図 11-20	「バ」国日負荷曲線 (左: 2015 年実績値、右: 2041 年想定)	11-39
図 11-21	2014～2041 年バ国推定日負荷曲線	11-40
図 11-22	2015～2041 年「バ」国最大電力需要量推移 (MW)	11-41
図 11-23	2015～2041 年「バ」国推定電力需要量推移 (MW)	11-41
図 11-24	予備供給力の設定	11-43
図 11-25	IEA 原油価格シナリオ	11-43
図 11-26	2041 年度断面における電源構成比率	11-45
図 11-27	シミュレーションパターンの考え方	11-46
図 11-28	シナリオ別電源構成比率年度推移 (MW)	11-46
図 11-29	需給運用シミュレーションの概念図	11-47
図 11-30	電源開発計画 (MW)	11-48
図 11-31	総発電量時系列変化 (GWh)	11-48
図 11-32	日負荷曲線の変化	11-48
図 11-33	シナリオ毎のガス消費量及び石炭消費量 (Unit / kTon of oil equivalent)	11-49
図 11-34	シナリオ別および石炭比率別の発電原価 (US cent/kWh)	11-49
図 11-35	シナリオ毎 CO2 排出量 (CO2 kg-C/kWh)	11-50
図 11-36	米国商工会議所 (ACC) によるエネルギーセキュリティ指標の体系	11-54
図 11-37	経済産業省による、日本のエネルギーセキュリティに関する現状評価	11-54
図 11-38	IEA による、原油のセキュリティに関する分析フロー図	11-54
図 11-39	「バ」国へのエネルギー供給国 (2013 年)	11-56
図 11-40	エネルギーの物理的配送ルートとリスク	11-56
図 11-41	エネルギー配送の確率密度関数の例	11-57
図 11-42	「3E」評価結果 (各指標)	11-58
図 11-43	「3E」評価結果 (合計)	11-58
図 11-44	シミュレーションパターンの考え方 (再掲)	11-59
図 11-45	2041 年度断面における電源構成比率 (再掲)	11-59
図 11-46	再生可能エネルギーの標準的発電原価	11-60
図 11-47	「3E」評価結果 (各指標)	11-60
図 11-48	「3E」評価結果 (合計)	11-60
図 11-49	「3E」評価結果 (再生可能エネルギー拡大シナリオ)	11-61
図 11-50	再生可能エネルギー導入時の運用パターン	11-62
図 11-51	再生可能エネルギー拡大を含むエネルギーミックス	11-63
図 11-52	PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)	11-66



図 11-53 IPP 実施体制.....	11-66
図 12-1 包蔵水力調査の調査フロー.....	12-2
図 12-2 カルナフリ水力発電所 貯水池運用計画曲線と実績運用.....	12-3
図 12-3 小規模水力候補地点の位置図.....	12-5
図 12-4 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点の位置図.....	12-6
図 12-5 揚水発電候補地点.....	12-10
図 12-6 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点.....	12-10
図 12-7 チッタゴン丘陵地域の広域地質図.....	12-11
図 12-8 チッタゴンの気温と降水量(1971-2000年の平均値).....	12-12
図 12-9 調査地域とその周辺の平均年間降水量.....	12-12
図 12-10 チッタゴン丘陵地の主な河川.....	12-13
図 12-11 2007年8月の洪水被害エリア.....	12-14
図 12-12 塩害被害エリア.....	12-15
図 12-13 水力発電候補地周辺の国の指定する保護区.....	12-18
図 12-14 水力候補地周辺のKBA.....	12-19
図 12-15 Indian hog deer と Asian Elephant の既知の分布域.....	12-21
図 12-16 GlobCover による水力候補地周辺の植生情報.....	12-22
図 12-17 水力候補地周辺の行政区界.....	12-23
図 12-18 水力候補地近くの県別人口ランク.....	12-24
図 12-19 水力候補地周辺の主要道路.....	12-25
図 12-20 水力候補地の土地利用.....	12-26
図 12-21 水力候補地周辺の少数民族の割合.....	12-27
図 12-22 水力候補地周辺で確認されている宗教.....	12-28
図 12-23 水力候補地周辺の貧困ギャップ指数.....	12-29
図 12-24 PSPP No. 6.....	12-34
図 12-25 PSPP No. 10.....	12-35
図 12-26 PSPP No. 12.....	12-36
図 12-27 PSPP No. 13.....	12-37
図 12-28 PSPP No. 14.....	12-38
図 12-29 PSPP No. 15.....	12-39
図 12-30 PSPP No. 16.....	12-40
図 12-31 PSPP No. 17.....	12-41
図 12-32 PSPP No. 18.....	12-42
図 13-1 再生可能エネルギーおよび低炭素技術の単位当たり単価、2014~2040年の発展....	13-1
図 13-2 インドのエネルギー供給内訳.....	13-2
図 13-3 インドの再生可能エネルギー電源 設備容量 (GW) 内訳.....	13-3
図 13-4 再生可能エネルギー電源の割合予測.....	13-5
図 13-5 風力密度.....	13-8

図 13-6 風速 .....	13-8
図 13-7 バイオマスポテンシャルと IDCOL 案件 .....	13-9
図 13-8 「バ」国におけるバイオ燃料の原料の可能性 .....	13-17
図 13-9 再生可能エネルギーのポテンシャルと目標値、計画値のギャップ .....	13-17
図 13-10 太陽光発電 技術別のポテンシャルと目標値、計画値 .....	13-18
図 13-11 バイオディーゼル用微細藻類の大量培養実験プラント .....	13-20
図 13-12 太陽光の最大発電時間と日負荷曲線 .....	13-21
図 14-1 バングラデシュ周辺地域の電力需給状況 (2014 年) .....	14-1
図 14-2 バングラデシュ周辺地域の電力需給状況 (2030 年) .....	14-2
図 14-3 バングラデシュ-インド間の国際連系線全体構想図 .....	14-3
図 14-4 連系可能地域の接続イメージ図 .....	14-5
図 14-5 Kuri I 地点の計画概要.....	14-10
図 14-6 メガラヤ州の揚水式水力の候補地点 .....	14-12
図 14-7 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (High Case Scenario) .....	14-14
図 14-8 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (Low Case Scenario) .....	14-15
図 14-9 電力輸入の状況 .....	14-16
図 14-10 PSMP2016 Scenario .....	14-17
図 15-1 PGCB の送電計画.....	15-3
図 15-2 地域別の需給バランス .....	15-15
図 15-3 2025 年のバングラデシュ系統マップと予想電力潮流 (全国) .....	15-17
図 15-4 2025 年のバングラデシュ 400kV 系統と予想電力潮流.....	15-18
図 15-5 2025 年のバングラデシュ系統マップと予想電力潮流 (Dhaka エリア) .....	15-19
図 15-6 2025 年の Chittagong400kV 系統と予想電力潮流.....	15-20
図 15-7 2025 年の Khulna400kV 系統と予想電力潮流.....	15-21
図 15-8 2035 年のバングラデシュ系統マップと予想電力潮流 (全国) .....	15-23
図 15-9 2035 年のバングラデシュ 765kV・400kV 系統と予想電力潮流.....	15-24
図 15-10 2035 年のバングラデシュ系統と予想電力潮流 (Dhaka エリア) .....	15-25
図 15-11 2035 年の Chittagong765kV・400kV 系統と予想電力潮流.....	15-26
図 15-12 2035 年の Khulna765kV、400kV 系統と予想電力潮流.....	15-27
図 15-13 Rooppur - Kalikoir および Rooppur - Aminbazar 400kV 送電線 2 回線事故の Rooppur 原子力発電機の内部相差角の動揺 (2025 年) .....	15-32
図 15-14 Rooppur - Kalikoir および Rooppur - Aminbazar 400kV 送電線 2 回線事故の Rooppur 原子力発電機の内部相差角の動揺 (2035 年) .....	15-32
図 15-15 Gopalganj - Aminbazar 400kV 送電線 1 回線事故の Pyra 火力発電機の内部相差角の動 揺 (2025 年) .....	15-33
図 15-16 Pyra - Aminbazar765kV 送電線 1 回線事故の Pyra 火力発電機の内部相差角の動揺 (2035 年) .....	15-33
図 15-17 Matarbari- Madunaghat 400kV 送電線 1 回線事故の Matarbari 火力発電機の内部相差角 の動揺 (2025 年) .....	15-34

図 15-18 Mohesikali - Bhulta 765kV 送電線 1 回線事故の Mohesikali 火力発電機の内部相差角の動揺 (2035 年) .....	15-34
図 15-19 電化率(BPDB 定義)の推移.....	15-46
図 15-20 BREB における電化の推移.....	15-48
図 15-21 配電線延長実績と計画 (BREB) .....	15-49
図 15-22 IDCOL による SHS 設置台数.....	15-51
図 15-23 IDCOL の SHS 設置状況.....	15-51
図 15-24 電化率の推移想定(配電線延伸+ SHS 設置) .....	15-52
図 15-25 配電線延長と販売電力 .....	15-53
図 15-26 配電線と販売電力の関係 .....	15-53
図 15-27 無電化エリア需要の電化推移 .....	15-54
図 15-28 配電線接続による電化の想定 .....	15-55
図 16-1 翌日需給計画の策定フロー .....	16-2
図 16-2 日本における日負荷曲線と供給力配分計画の例 .....	16-3
図 16-3 変動負荷の制御分担 .....	16-3
図 16-4 バングラデシュの各月最大電力の推移と供給力内訳 .....	16-4
図 16-5 2013~2015 年最大需要発生日の発電設備の状況.....	16-5
図 16-6 バングラデシュ国における周波数調整の実態 .....	16-6
図 16-7 同期発電機の周波数一連続運転可能時間特性のイメージ .....	16-9
図 16-8 日本の電気事業に係わる法律・ルール体系 .....	16-11
図 16-9 日本の一般電気事業者 10 社と各社の供給区域 .....	16-12
図 16-10 日本の電力自由化と発送電分離に関する今後の流れ .....	16-12
図 16-11 「バ」国の電力事業に係わる法律・ルール体系 .....	16-13
図 16-12 2041 年度までの需給バランス見通し (PSMP2015) .....	16-27
図 16-13 2015 年度以降の新設機の内訳.....	16-28
図 16-14 周波数変動を 0.1Hz 改善するのに必要な調整量 (NLDC 資料) .....	16-35
図 16-15 HVDC 国際連系線トリップの影響 (電力系統の周波数と発電機出力の記録) ....	16-35
図 16-16 発電機トリップによる電力系統の周波数への影響 .....	16-36
図 16-17 クルナ発電所における試験運転時の周波数変動記録 .....	16-38
図 16-18 「バ」国電力系統図 .....	16-39
図 16-19 電源脱落時の周波数変動の時間的推移イメージ .....	16-40
図 16-20 Roopoor 原子力発電機脱落時における周波数低下の極限値の年度推移.....	16-41
図 16-21 調整力の確保必要量と確保可能量の比較 (稼働率 100%) .....	16-42
図 16-22 調整力の確保必要量と確保可能量の比較 (稼働率 80%) .....	16-42
図 16-23 今後の周波数品質改善ロードマップ .....	16-43
図 16-24 東京電力の LFC 制御ロジック .....	16-47
図 17-1 O&M リーガルフレームワークの目的 .....	17-1
図 17-2 O&M リーガルフレームワーク手順.....	17-1
図 17-3 「バ」国 O&M の要因分析 .....	17-2
図 17-4 具体的対応策 .....	17-3

図 17-5 概念的対応策 .....	17-3
図 17-6 O&M リーガルフレームワーク枠組み .....	17-4
図 17-7 O&M 重要事項の詳細 .....	17-4
図 17-8 運転利益と設備保全期間率 .....	17-5
図 17-9 出力低下と利益 .....	17-6
図 17-10 政府関与と自己責任 .....	17-7
図 17-11 日本の法規制 .....	17-8
図 17-12 保安法令の体系 .....	17-11
図 17-13 電気事業法における保安の柱 (1) .....	17-13
図 17-14 電気事業法における保安の柱 (2) .....	17-13
図 17-15 「バ」国 O&M の要因分析(抜粋) .....	17-16
図 17-16 発電所内部規定 .....	17-17
図 17-17 Hierarchy of power section in Bangladesh .....	17-20
図 17-18 Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003(Front) .....	17-24
図 17-19 法整備スケジュール案 .....	17-39
図 18-1 「バ」国における発電設備一覧表 .....	18-3
図 18-2 「バ」国における発電設備建設計画 .....	18-4
図 18-3 候補サイト選定理由及び選定フロー .....	18-6
図 18-4 対象発電所リスト .....	18-6
図 18-5 Rauzan 発電所組織図 .....	18-7
図 18-6 Ashuganj 発電所組織図 .....	18-9
図 18-7 Siddhirganj 発電所組織図 .....	18-11
図 18-8 Barapukuria 発電所組織図 .....	18-13
図 18-9 Chandpur 発電所組織図 .....	18-15
図 18-10 Ghorasal 発電所組織図 .....	18-17
図 18-11 Baghabari 発電所組織図 .....	18-19
図 18-12 Shahibazar 発電所組織図 .....	18-21
図 18-13 Fenchuganj 発電所組織図 .....	18-23
図 18-14 Sylhet 発電所組織図 .....	18-25
図 18-15 教育と組織 .....	18-28
図 18-16 課題ツリー分析 .....	18-33
図 18-17 蒸気タービンリハビリスコープ .....	18-36
図 18-18 コンバインド化計画の種類 .....	18-37
図 18-19 情報共有システムによる O&M の最適化 .....	18-38
図 18-20 需給調整イメージ .....	18-39
図 18-21 Long-mid リスト選定イメージ .....	18-40
図 18-22 Mid-Short リスト選定イメージ .....	18-41
図 18-23 費用対効果 (タービンリハビリテーション) .....	18-41
図 18-24 各コンバインド化方法と対象発電所毎の適用可否根拠 .....	18-43

図 18-25 発電供給力を落とさない建設除却工程.....	18-43
図 18-26 ハリプールにおける配置イメージ.....	18-44
図 18-27 Haripur 想定配置図.....	18-44
図 18-28 150MW コンバインドサイクル発電設備配置イメージ.....	18-45
図 18-29 起動性及び効率.....	18-45
図 18-30 効率変化曲線.....	18-46
図 18-31 Khulna 発電所負荷調整テスト期間中の周波数変動記録.....	18-46
図 18-32 現状認識とそれによるリスクおよび発電効率への影響.....	18-48
図 18-33 鍵となる業務領域探索のための課題分析ツリー.....	18-50
図 18-34 発電事業における主要業務サイクル.....	18-53
図 18-35 補修業務のための情報共有フレームワーク.....	18-55
図 18-36 情報共有プラットフォームのイメージ.....	18-57
図 18-37 情報共有システムと SCADA システムの範囲の違い.....	18-58
図 18-38 バングラデシュ向けシステム機能およびデータフロー概観.....	18-59
図 18-39 日本の先進的な火力発電所の情報管理システムの例.....	18-61
図 18-40 各改善フェーズにおける主要業務領域への適用効果.....	18-65
図 18-41 マタバリへの適用を仮定した導入スケジュールと評価指標.....	18-66
図 18-42 将来のシステム化イメージ.....	18-68
図 18-43 ベストプラクティスに向けた情報管理の実践.....	18-68
図 18-44 訓練エンター研修コース例.....	18-70
図 18-45 研修センター構築計画のスケジュール.....	18-72
図 19-1 「バ」国電力セクターにおける事業規制枠組み.....	19-4
図 19-2 運用段階におけるバングラデシュ電力セクターでのキャッシュ・フロー.....	19-5
図 19-3 設備投資段階におけるバングラデシュ電力セクターのキャッシュ・フロー.....	19-6
図 19-4 「バ」国電力セクターにおける電力供給フローと課金フロー.....	19-10
図 19-5 2015 年度「バ」国電力供給フロー（2014-2015 年度）.....	19-11
図 19-6 「バ」国電力セクターにおける収支状況概観（2014-2015 年度）.....	19-11
図 19-7 電力の供給価格、卸売価格、小売電気料金（2014-2015 年度）.....	19-12
図 19-8 「バ」国電力セクターの収支（連結）（十億 BDT）.....	19-13
図 19-9 「バ」国電力セクターの販売電力量あたり収支（連結）（十億 BDT）.....	19-13
図 19-10 BPDB（全体）の営業費用内訳.....	19-14
図 19-11 BPDB 発電部門の販売電力量あたり収支（BDT/kWh）.....	19-15
図 19-12 BPDB（配電部門）販売電力量あたり収支（BDT/kWh）.....	19-16
図 19-13 BPDB（全体）キャッシュフロー.....	19-17
図 19-14 BPDB（全体）のバランスシート.....	19-18
図 19-15 PGCB 供給電力量あたり収支（BDT/kWh）.....	19-19
図 19-16 PGCB キャッシュフロー.....	19-19
図 19-17 WZPDCL 販売電力量あたり収支（BDT/kWh）.....	19-20
図 19-18 WZPDCL キャッシュフロー.....	19-21

図 19-19	DESCO 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)	19-22
図 19-20	DESCO キャッシュフロー	19-22
図 19-21	DPDC 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)	19-23
図 19-22	DPDC キャッシュフロー	19-24
図 19-23	REB 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)	19-25
図 19-24	BPDB 発電部門の販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)	19-25
図 19-25	BPDB 電力調達量 (プラント所有者別内訳)	19-26
図 19-26	BPDB 電力購入コスト (プラント所有者別)	19-26
図 19-27	BPDB 所有発電所における発電コスト	19-27
図 19-28	BPDB 所有発電所における燃料種別発電電力量内訳	19-27
図 19-29	BPDB 所有プラントにおける発電コスト (燃料種別)	19-28
図 19-30	電力供給コスト見通しの概要	19-30
図 19-31	電源種別発電費用見通し及び発電電力量あたり単価の見通し (USD)	19-32
図 19-32	電源種別発電費用及び見通し (BDT)	19-32
図 19-33	電力供給コスト見通し (USD)	19-33
図 19-34	電力供給コスト見通し (BDT)	19-33
図 20-1	「バ」国天然ガス料金の決定プロセス	20-2
図 20-2	1997 年物価水準を基準として実質価格ベースで指標化した、平均ガス価格の推移	20-5
図 20-3	2014-2015 年度 Petrobangla 天然ガス販売量の部門別内訳	20-5
図 20-4	Petrobangla から「バ」国政府に対する支払総額の推移	20-6
図 20-5	BPC の損失額 (単位: 百万 BDT)	20-8
図 21-1	電気料金の上昇に関するシナリオ (ケース 1)	21-4
図 21-2	電気料金の上昇に関するシナリオ (ケース 2)	21-4
図 21-3	電気料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響 (ケース 1)	21-5
図 21-4	電気料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響 (ケース 2)	21-6
図 21-5	天然価格の上昇に関するシナリオ	21-9
図 21-6	ガス料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響	21-10
図 21-7	電気料金の上昇による正の効果	21-11
図 21-8	日本における電気料金の推移	21-12
図 21-9	日本における一人当たり GDP の推移	21-12
図 21-10	一人当たり GDP と電気料金の関係	21-13
図 22-1	PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)	22-3
図 22-2	IPP 実施体制	22-3
図 22-3	新たなマッピング技術—オブジェクト指向システム	22-8
図 22-4	蓄電池技術の活用例 その 1	22-10
図 22-5	蓄電池技術の活用例 その 2	22-11
図 22-6	蓄電池技術の活用例 その 3	22-12
図 22-7	リハビリテーション案	22-14
図 22-8	コンバインドサイクル化案	22-15

図 22-9 訓練センター研修コース .....	22-16
図 22-10 バングラデシュ向けシステム機能およびデータフロー概観 .....	22-17

## 略語表

略語	名称
ACC	American Chamber of Commerce
ADB	Asian Development Bank
ADF	Asian Development Fund
ADP	Annual Development Programme
AGC	Automatic Generation Control
AHWR	Advanced Heavy Water Reactor
AMD	Acid Mine Drainage
API	American Petroleum Institute
APSC	Ashuganj Power Station Company
AR5	The Fifth Assessment Report
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
ATC	Available Transfer Capability
AZEs	Alliance for Zero Extinction Sites
Bangladesh	the People's Republic of Bangladesh
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration & Production Company Limited
BAU	Business as Usual
bbf	Barrel
bpd	Barrel per Day
BCMCL	Barapukuria Coal Mine Company Limited
BBS	Bangladesh Bureau of Statistics
BCBJ	Back Contact Back Junction
BCF	Billion Cubic Feet
BDT	Bangladesh Taka
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BGFCL	Bangladesh Gas Fields Company Ltd.
BNBC	Bangladesh National Building Code
BOP	Bottom of Pyramid
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BREB	Bangladesh Rural Electrification Board
BST	Bulk Supply Tariff
BTK	Bull's Trench Kiln
CBM	Coal Bed Methane
CBM	Condition Based Maintenance
CC	Combine Cycle
CCAC	Climate and Clean Coalition
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CCT	Clean Coal Technologies



略語	名称
CEB	Ceylon Electricity Board
CGE	Computable General Equilibrium
CHT	Chittagong Hill Tracts
CLDO	Central Load Dispatching Office
CNG	Compressed Natural Gas
COD	Commercial Operation Day
COD	Commercial Operations Date
COP	Conference of the Parties
C/P	Counterpart
CRT	Cathode-Ray Tube
CTT	Coal Transshipment terminal
DAC	Development Assistance Committee
DESCO	Dhaka Electricity Supply Company Limited
DFR	Draft Final Report
DOE	Department of Environment
DOF	Department of Forest
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Limited
DSM	Demand Side Management
EBA	Electricity Business Act
ECC	Environment Clearance Certificate
ECMP	Energy Efficiency and Conservation Master Plan
EDC	Economical load Dispatching Control
EEC	Energy Efficiency and Conservation
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EGB	Exhaust Gas Boilers
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIA	Environmental Impact Assessment
EIA	Energy Information Administration, USA
ELBL	Eastern Lubricants Blenders Limited
EMRD	Energy and Mineral Resources Division
EMS	Energy Management System
EN	European Norm (European Standards)
EOI	Expression of Interest
EPZ	Export Processing Zone
ERD	Economic Relation Division
ERL	Eastern Refinery Limited
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Programme
EST	Environmentally Sound Technology
EU	European Union
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
FBR	Fast Breeder Reactor
FC	Frequency Convertor
FCK	Fixed Chimney Kiln

略語	名称
FD	Finance Division
FDI	Foreign Direct Investment
FGMO	Free Governor Mode Operation
FIDC	Forest Industries Development Corporation
FLEGT	Forest Law Enforcement Governance Trade
FR	Final Report
F/S	Feasibility Study
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
FY	Fiscal Year
GCF	Green Climate Fund
GDF	Gas Development Fund
GDP	Gross Domestic Product
GE	General Electric
GEF	Global Environment Facility
GHG	Greenhouse Gas
GNI	Gross National Income
GOB	Government of Bangladesh
GPS	Ghorasal Thermal Power Station
GSRR	Gas Sector Reform Roadmap
GTAP	Global Trade Analysis Project
GTCL	Gas Transmission Company Limited
ha	Hectare
HCU	Hydrocarbon Unit
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
HIES	Household Income and Expenditure Survey
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin-layer
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
HSD	High Speed Diesel
HVDC	High Voltage Direct Current transmission line
Hz	Hertz
IAEA	International Atomic Energy Agency
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
I&C	Instrument & Control
ICI	Indonesian Coal Index
IcR	Inception Report
ICT	Information and Communication Technology
IDCOL	Infrastructure Development Company Limited
IEA	International Energy Agency
IEE	Initial Environmental Examination
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGCC	Integrated Gasifier Combined Cycle
IGFC	Integrated Gasifier Fuel Cell
IISD	International Institute for Sustainable Development

略語	名称
IMF	International Monetary Fund
INDC	Intended Nationally Determined Contributions
IOC	International Oil Company
ItR	Interim Report
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
ISO	International Organization for Standardization
JETRO	Japan External Trade Organization
JICA	Japan International Cooperation Agency
JMAR	Japan Management Association Research Institute Inc.
JOCL	Jamuna Oil Company Limited
JST	JICA Survey Team
KBA	Key Biodiversity Areas
KPC	Kuwait Petroleum Corporation
ktoe	Kilo tonne of Oil Equivalent
KV	Kilovolt
kWh	Kilowatt Hour
LED	Light Emitting Diode
LFC	Load Frequency Control
LMZ	Leningradsky Metallichesky Zavod
LN	Natural Logarithm
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LPGL	LP Gas Limited
LTCC	Longwall Top Coal Caving
LTSA	Long Term Service Agreement
MCF	Million Cubic Feet
MDGs	Millennium Development Goals
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
MF	Ministry of Finance
MLJPA	Ministry of Law, Justice, & Parliamentary Affairs
mm	millimeter
MMBTU	Million British Thermal Unit
mmcf	Million Cubic Feet
mmscfd	Million Standard Cubic Feet per Day
MMPA	Million Metric Ton per Annam
MOI	Ministry of Industries
MoPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
MPL	Meghna Petroleum Limited
MPM&P	Management, Production, Maintenance & provisioning Services

略語	名称
MPR	Maintenance Period Rate
MRT	Mass Rapid Transit
MW	Megawatt
MWh	Megawatt Hour
MWR	Ministry of Water Resources
NLDC	National Load Dispatching Center
NM	Nautical Mile
NOC	No Objection Certificate
NRECA	National Rural Electrification Cooperative Association
NSAPR II	National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II
NWPGCL	North West Power Generation Company
O&M	Operation and Maintenance
OCCTO	Organization of Cross-regional Coordination of Transmission Operations
OCR	Ordinary Capital Resources
O/C	Open Cut
ODA	Official Development Assistance
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OICA	International Organization of Motor Vehicle Manufacturers
p.a.	Per Annum
PAS	Protected Area Systems
PBS	Palli Bidyuit Samity
PC	Power Cell
PCFBC	Pressurized Circulating Fluidized Bed Combustion
PCJSS	United People's Party of the Chittagong Hill Tracts (Parbatya Chattagram Jana Sanghati Samiti)
PD	Power Division
PDCA	Plan, Do, Check, Action
PDP	Power Development Plan
PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh Limited
PM	Particulate Matter
POCL	Padma Oil Company Limited
P/P	Power Plant
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Power Purchasing Parity
PPP	Public Private Partnership
PRF	Protected Public Forest
PSA	Production Sharing Agreements
PSC	Product Sharing Contract
PSMP	Power System Master Plan
PSPP	Pumped Storage Power Plant
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PV	Photo Voltaic

略語	名称
Q & A	Questions & Answers
R&D	Research and Development
Re	Reliability
REB	Rural Electrification Board
RES	Renewable Energy power Source
RF	Reserved Forest
RHD	Road and Highways Department
RMG	Ready-Made Garment
SAOCL	Standard Asiatic Oil Company Limited
SARI/EI	South Asia Regional Initiative for Energy Integration
SC	Steering Committee
SC	Super Critical
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCC	Site Clearance Certificate
SD/VAT	Supplementary Duty/Value Added Tax
SDGs	Sustainable Development Goals
SEC	Specific Energy Consumption
SEZ	Special Economic Zone
SGFL	Sylhet Gas Fields Limited
SHS	Solar Home System
SIPP	Small Independent Power Producers
SME	Small and Medium Enterprise
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SPM	Single Point Mooring
SREDA	Sustainable and Renewable Energy Development Authority
SSHP	Small Scale Hydropower Plant
ST	Steam Turbine
TCF	Trillion Cubic Feet
TDS	Transmission and Distribution Sector (in General Electricity Utility)
Tk	Taka
TEPCO	Tokyo Electric Power Company, Inc.
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.
TFC	Total Final Consumption
T/D	Transmission and Distribution
TNA	Technology Needs Assessment
TOR	Terms of Reference
TPES	Total Primary Energy Supply
UAE	United Arab Emirates
UCG	Underground Coal Gasification
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UFR	Under Frequency Relay
U/G	Under Ground
UMIC	Upper Middle Income Countries

略語	名称
UNEP	United Nations Environment Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UN-REDD	United Nations Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation
USD	United States Dollar
USC	Ultra Super Critical
WB	World Bank
WEO	World Energy Outlook
WG3	Working Group 3
WPP	World Population Prospects
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited
YTF	Yet to find
$\eta$	Efficiency

## 第 I 部 マスタープラン主要論点

## 第1章 マスタープラン要約

### 1.1 要旨

「電力・エネルギーマスタープラン(PSMP2016)」は、エネルギー・バランス、電力バランス及び料金政策に配慮しつつ、2041年までの包括的なエネルギーと電力の開発計画を策定したものである。

Bangladesh は 2041年までに高所得国になることを希求している。このため、エネルギーと電力の開発に必要なインフラは、長期的な経済成長を実現するためにも、量のみならず質をも追求したものでなければならない。

Bangladesh は国内ガスが枯渇する方向にあることから、経済の最適化と調和した持続可能な成長、将来のハイテク産業導入を見据えた電力の質的向上、そして発電所のオペレーションとメンテナンスに係わる規律の確立といった様々な課題に包括的に対応する必要がある。

更に、燃料や電気料金の引き上げは国家経済に負の影響を及ぼす可能性があることから関心も高く、エネルギーに対する補助金を議論することは容易でない。従って、経済成長とバランスがとれ持続可能なエネルギー部門と電力部門を実現するためには、精緻な分析によって最善のシナリオを見付け出すしかない。

新しい PSMP は、前述した課題を包括的にカバーするとともに、 Bangladesh にとって実施可能な提案とアクション・プランを示すものである。

### 1.2 背景と目的

Bangladesh 人民共和国（以下「 Bangladesh 」）は、主に国産天然ガスを燃料とした電源に依存しているが、今後その生産量減少が予測される中、政府は 2010年に長期的な電源多様化を柱とするセクター全体の開発計画（電力システムマスタープラン（Power System Master Plan 2010、以下「PSMP2010」）を策定した。

しかしながら、ベースロード電源と期待された燃料に係る各種前提がそれ以降変わり、必ずしも PSMP2010 の計画通りに電源開発は進んでいない。特に国内天然ガス開発や国際ガス取引の減少、レンタルパワープラントや輸入炭を利用した発電所の急速な増加、省エネによる電力需要抑制策の検討など、外部要因やを反映させたレビューが必要となっている。

また、恒常的な電力供給不足から発電設備の運転を計画的に停止・点検できず、予防保全や維持管理（Operation and Maintenance、以下「O&M」）に係る法制度の不備、低買電価格に起因する公社の低い財務健全性等もあり、発電設備が設計どおりの性能（発電出力・熱効率等）を発揮できておらず、安定的な電力供給のための包括的な体制が求められている。加えて、政府が推進する再生可能エネルギーの中で、水力発電（30kW～5MW 規模の小規模水力発電や需給調整機能としての揚水式発電）の検討も急務となっている。

国際協力機構（以下「JICA」）は、日本の対 Bangladesh 国別援助方針を受けて電力セクターを重点分野として位置付け、発電所建設（コンバインドサイクルガス火力、輸入石炭火力、水力）、送電網や配電網整備、再生可能エネルギー開発といった有償資金協力のみならず、省エネマスタープラン策定支援等、包括的に電力・エネルギーセクターを支援している。

かかる背景のもと、同セクターの中長期に亘る包括的な開発課題・リスクを把握するとともに、各課題に対する効果的なアプローチについて検討し、実効性のある支援戦略等の検討を目的とした電力システムマスタープラン（Power System Master Plan 2016、以下「PSMP2016」）を策定することとなった。

本調査の開始後、 Bangladesh 政府の新たな方針である「Vision 2041」において、2041年までに先進国入りを果たすという大目標が提示された。このため、開発予算の最重点配分セクターである電力・エネルギーセクターにおいても、先進国入りへ向けた経済成長戦略との整合性を確



保する必要が生じた。

経済成長戦略と PSMP の整合性検討のためには、一次エネルギーの需要家セクターの一つである電力セクターの調査を実施するにあたって、その前提となる経済成長戦略における産業構造の変化の想定、産業構造の変化に沿う精緻な一次エネルギーの将来需要想定及び供給方針につき調査する必要がある。このため、電力セクター以外の需要家セクター（肥料、工業、商業、運輸等）についても、最も合理的で蓋然性が高いと考えられる一次エネルギーの需要・供給シナリオを、本調査で確認・推計することとなった。

さらに、上述の通り、先進国入りを前提として考える際、電力セクターは、経済成長に伴う産業構造の変化への対応を求められる。具体的には、先進国入りへ向けて、一般的に工業の高度化は必須であるとのバングラデシュ側の見解を踏まえれば、電力の品質向上が不可欠である。

また、調査の開始後、バングラデシュにおいてインド、ブータン、ネパール等近隣国からの電力輸入を拡大する具体的計画の検討が開始された。将来的な電力の国際系統連携は交流電流による直接連携を志向するのが通例であり、この場合、連携相手国の電力品質と同程度以上の品質とすることが求められる。短期的に実現可能な電力品質向上施策についても検討を進める必要が生じる。PSMP 改訂にあたっては、本項目も電力セクター全体の課題となるため、品質改善ニーズの具体的内容等についても本調査で検討を行うこととした。

以上を踏まえ、電源開発計画の見直し、O&M にかかる体制検討、水力発電の検討に加え、一次エネルギーの需要と供給計画及び電力の品質改善ニーズにかかる情報収集・確認も本調査の対象とすることで、本マスタープランは電力のみならずエネルギーセクターも総合的にカバーし、相互のインターフェースにも触れている。また、本マスタープランは電力エネルギー鉱物資源省（MPEMR）の下、電力局（Power Division）とエネルギー局（Energy Division）が共同で実施する初の調査の成果物であり、今後、電力・エネルギー政策の実施における両局の連携の良き先例となることが期待される。

### 1.3 ビジョンペーパー

VISION 2041: POWER SYSTEM MASTER PLAN 2016		2041年の高所得国化を目指して																												
Value-up Plan 1 輸入エネルギーインフラの強化と効率的な運用		<b>Value-up Plan 1&amp;2</b> <b>1次エネルギーの需要</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー消費量 [3.42→2.56 toe/百万バングラ・タ]</li> </ul> <b>ガスとLNG</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>国内ガス供給 [2,500→今後の開発分を含み 2,000 mmcfd]</li> <li>輸入 LNG [0→4,000 mmcfd]</li> </ul> <b>石炭</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>国内炭 [0.7→11 百万トン/年]</li> <li>輸入炭 [0→60 百万トン/年]</li> </ul> <b>石油</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>石油の輸入 [5→30 百万トン/年]</li> </ul>																												
Value-up Plan 2 国内資源の効率的な開発と利用(ガス・石炭)																														
Value-up Plan 3 高品質かつ強靱な電力ネットワークの構築																														
Value-up Plan 4 グリーンエネルギーの導入促進																														
Value-up Plan 5 エネルギー安定に寄与する人材育成と仕組みの構築																														
<b>PSMP2016 報告書の構成</b> <table border="1"> <tr><td>パート I マスタープラン主要論点 [1章]</td></tr> <tr><td>第1章 マスタープラン主要論点</td></tr> <tr><td>パート II 政策論 [2-4章]</td></tr> <tr><td>第2章 エネルギー・電力セクター概要</td></tr> <tr><td>第3章 エネルギー・電力政策</td></tr> <tr><td>第4章 環境政策</td></tr> <tr><td>パート III エネルギー需給バランス [5-10章]</td></tr> <tr><td>第5章 経済成長見通し</td></tr> <tr><td>第6章 エネルギー需給見通し</td></tr> <tr><td>第7章 国産天然ガス供給</td></tr> <tr><td>第8章 液化天然ガス供給</td></tr> <tr><td>第9章 石炭供給</td></tr> <tr><td>第10章 石油系燃料供給</td></tr> <tr><td>パート IV 電力需給バランス [11-18章]</td></tr> <tr><td>第11章 電源開発計画</td></tr> <tr><td>第12章 水力発電</td></tr> <tr><td>第13章 再生可能エネルギー</td></tr> <tr><td>第14章 国際連系と原子力発電</td></tr> <tr><td>第15章 系統計画</td></tr> <tr><td>第16章 電力品質</td></tr> <tr><td>第17章 火力発電所運営に係る法的枠組み</td></tr> <tr><td>第18章 火力発電所のオペレーションとメンテナンス</td></tr> <tr><td>パート V エネルギーコストと料金のバランス [19-21章]</td></tr> <tr><td>第19章 電力セクター財務状況</td></tr> <tr><td>第20章 ガス・石油セクター財務状況</td></tr> <tr><td>第21章 料金政策</td></tr> <tr><td>パート VI 今後の支援方策 [22章]</td></tr> <tr><td>第22章 今後の支援方策</td></tr> </table>		パート I マスタープラン主要論点 [1章]	第1章 マスタープラン主要論点	パート II 政策論 [2-4章]	第2章 エネルギー・電力セクター概要	第3章 エネルギー・電力政策	第4章 環境政策	パート III エネルギー需給バランス [5-10章]	第5章 経済成長見通し	第6章 エネルギー需給見通し	第7章 国産天然ガス供給	第8章 液化天然ガス供給	第9章 石炭供給	第10章 石油系燃料供給	パート IV 電力需給バランス [11-18章]	第11章 電源開発計画	第12章 水力発電	第13章 再生可能エネルギー	第14章 国際連系と原子力発電	第15章 系統計画	第16章 電力品質	第17章 火力発電所運営に係る法的枠組み	第18章 火力発電所のオペレーションとメンテナンス	パート V エネルギーコストと料金のバランス [19-21章]	第19章 電力セクター財務状況	第20章 ガス・石油セクター財務状況	第21章 料金政策	パート VI 今後の支援方策 [22章]	第22章 今後の支援方策	<b>Value-up Plan 3</b> <b>電力の発電と供給</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>現東京首都圏と同規模の発電設備 [8,000 MW→60,000 MW]</li> <li>レンタル・パワーからの完全な脱却 [3,000 MW→0 MW]</li> <li>国民全員への電力供給 [250→1,500 kWh/人/年]</li> </ul> <b>電力の質向上</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>電力不足の解消 [500 MW→0 MW]</li> <li>世界トップクラスの周波数制御 [±1.5 Hz→±0.2 Hz]</li> </ul> <b>オペレーションとメンテナンスの強化</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>高い熱効率の実現 [30%→50%]</li> </ul> <b>電力輸入/原子力</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>電力輸入 [500→9,000 MW]/ 原子力 [0→7,200 MW]</li> </ul>
パート I マスタープラン主要論点 [1章]																														
第1章 マスタープラン主要論点																														
パート II 政策論 [2-4章]																														
第2章 エネルギー・電力セクター概要																														
第3章 エネルギー・電力政策																														
第4章 環境政策																														
パート III エネルギー需給バランス [5-10章]																														
第5章 経済成長見通し																														
第6章 エネルギー需給見通し																														
第7章 国産天然ガス供給																														
第8章 液化天然ガス供給																														
第9章 石炭供給																														
第10章 石油系燃料供給																														
パート IV 電力需給バランス [11-18章]																														
第11章 電源開発計画																														
第12章 水力発電																														
第13章 再生可能エネルギー																														
第14章 国際連系と原子力発電																														
第15章 系統計画																														
第16章 電力品質																														
第17章 火力発電所運営に係る法的枠組み																														
第18章 火力発電所のオペレーションとメンテナンス																														
パート V エネルギーコストと料金のバランス [19-21章]																														
第19章 電力セクター財務状況																														
第20章 ガス・石油セクター財務状況																														
第21章 料金政策																														
パート VI 今後の支援方策 [22章]																														
第22章 今後の支援方策																														
 <p>要旨</p> <p>国際協力機構 (JICA) の技術協力によって実施された「電源開発マスタープラン (PSMP2016)」は、エネルギー・バランス、電力バランス及び料金政策に配慮しつつ、2041年までの包括的なエネルギーと電力の開発計画を策定するためにバングラデシュ政府を支援したものである。</p> <p>バングラデシュは2041年までに高所得国になることを希求している。このため、エネルギーと電力の開発に必要なインフラは、長期的な経済成長を実現するためにも、量のみならず質をも追求したものでなければならない。</p> <p>バングラデシュは国内ガスが枯渇する方向にあることから、経済の最適化と調和した持続可能な成長、将来のハイテク産業導入を見据えた電力の質的向上、そして発電所のオペレーションとメンテナンスに係わる規律の確立といった様々な課題に包括的に対応する必要がある。</p> <p>更に、燃料や電気料金の引き上げは国家経済に負の影響を及ぼす可能性があることから関心も高く、エネルギーに対する補助金を醸成することは容易でない。従って、経済成長とバランスがとれた持続可能なエネルギー部門と電力部門を実現するためには、精緻な分析によって最善のシナリオを見付け出すしかない。</p> <p>新しいPSMP調査は、前述した課題を包括的にカバーするとともに、バングラデシュにとって実施可能な提案とアクション・プランを示すものである。</p>		<b>Value-up Plan 4</b> <b>再生可能エネルギー</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>限られた国土での再生可能エネルギーの潜在力を最大化</li> <li>バイオ・ガス [4→62 mmcfd]</li> </ul>																												
		<b>Value-up Plan 5</b> <b>エネルギー料金政策</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>供給コストに見合ったエネルギー料金体系を目指す [電力:2031年まで年2.6%、その後年1.5%の料金引き上げ] [ガス:2031年まで年10-20%、その後年1.5%の料金引き上げ]</li> </ul> <b>人材育成</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>トレーニング・センターの設置</li> <li>国際的に認知された資格の取得</li> <li>真にプロフェッショナルなエンジニアの育成</li> </ul>																												

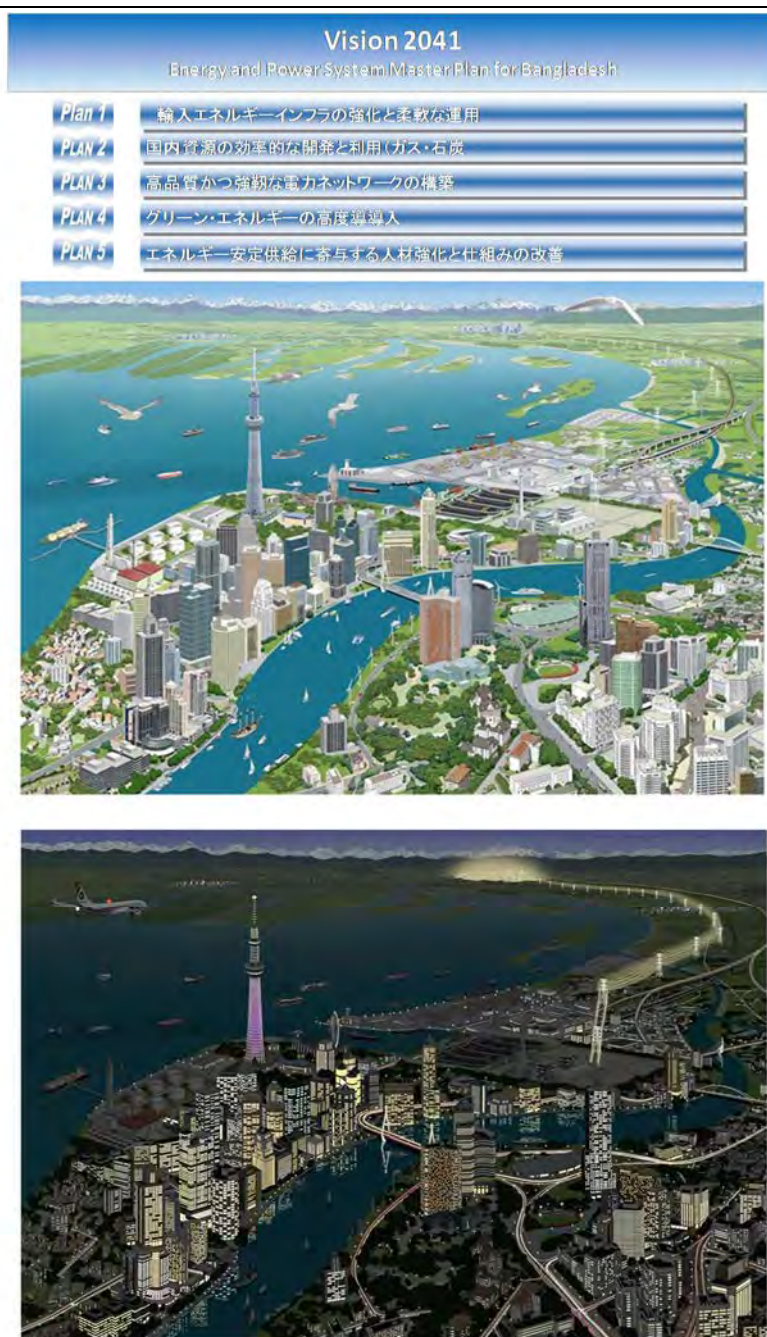
## 政策的ビジョン

### 1.4 政策的ビジョン

Bangladesh 政府は、2041 年に先進国入りすることを VISION2041 の大きな目標として掲げている。こうした VISION 達成に向け、本マスタープランは電力・エネルギーセクターのあるべき目標と、その実現に向け取り組む全ての人々が、常に念頭に置くべき「5つの大切な視点」を定めるものとする。

#### 1.4.1 マスタープランの目指す目標

「2041 年に先進国入りする」 VISION2041 目標達成へ向け、電力・エネルギーセクターにおけるアプローチを示すこと



## 1.4.2 5つの大切な政策的視点

5つの大切な政策的視点は、以下に示すとおりである。

### その1 輸入エネルギーインフラの強化と効率的な運用

今後2041年までに「バ」国が高所得国入りを達成するために、2016年から2020年までは年率7.4%の経済成長を続けて高中所得国の基準に到達し、それ以後は、成長率は若干緩やかになる可能性があるもののGDPは引き続き着実に成長する、と想定している。この経済成長に伴い、BAUおよびエネルギー効率化シナリオの双方において、一次エネルギー需要が、特に産業部門および運輸部門で激増することが見込まれている。

この急増する一次エネルギー需要を満たすには、これまでのような国産天然ガス依存から、各種輸入エネルギーに依存する大きな変化に対応する必要がある。また輸入エネルギーの大量消費時代においては、現状の非効率なエネルギー資源消費は、巨額の経済的損失に直結する。今後はエネルギーの効率的利用と、これを支えるインフラおよび政策・制度の整備が必須となる。インフラの整備には国内の設備はもとより、近隣国とのエネルギー融通に必要な設備も含まれる。また、政策・制度整備には、各種エネルギー資源の戦略的な位置づけ、非効率な利用を改め効率的な利用を促進する法制度が含まれる。

### その2 国内資源の効率的な開発と利用（ガス・石炭）

国産天然ガスは、既発見埋蔵量は減衰するものの、効率的な開発体制を構築することで、限りある資源を最大限活用すべきである。未発見資源の炭鉱・開発については、これまでの体制では成果が限られており、PSCの改定や外国技術の導入等、抜本的な見直しが必要である。さらに、「その1」で述べたように、ガスの経済的・効率的利用を実現するためのインフラ整備および制度構築・実施が必要である。

国産石炭は、高品質かつ豊富に賦存することから、今後は経済的な国内炭開発体制の構築および国内炭の活用が重要である。また国内炭開発は周辺環境・社会へのインパクトが大きく長期間を要するため、2041年断面を見越して今から必要なアクションを取っていくべきである。

### その3 高品質かつ強靱な電力ネットワークの構築

今後急増する電力需要を満たし、安定供給を実現するためには、大規模な電源開発および系統設備の構築が必要である。また、電源開発の新たな機会および課題として、近隣国における電源開発と電力輸入（国際連系）、さらに原子力発電がある。これらの電源開発にあわせて、系統増強も不可欠である。

今後急速な経済発展を見込む「バ」国にとり、高付加価値の産業への移行など産業の高度化が不可欠となるが、これを支えるのは高品質の電力である。そのため今後「バ」国は、電力システム開発に加え、高品質の電力、すなわち周波数安定化に向けたインフラ整備および制度構築と実施が必要である。

### その4 グリーンエネルギーの導入促進

気候変動の影響を受けやすい「バ」国にとり、低炭素なエネルギー開発は、再生可能エネルギー推進という国際潮流やエネルギー多様化という観点のみならず、非常に重要性が高い。また農村部のエネルギーへのアクセス向上という観点からも、国内再生可能エネルギー資源の開発が望まれる。

しかしながら、「バ」国にとり大規模な再生可能エネルギー導入は、主に用地の制限から限界がある。近隣国における水力電源からの電力輸入の可能性は、「バ」国国内における再生可能エネルギー導入の限界を補って余りある。

### その5 エネルギー安定に寄与する人材育成と仕組みの構築

「バ」国におけるエネルギー・電力の高度利用と安定供給を実現するには、インフラ構築というハード面のみならず、既存制度の改定と新制度の構築、更にそれを実施する人材の育成というソフト面での対応が不可欠である。特に、今後の輸入エネルギー大量消費時代を控えて、ガス火力発電所の効率化と、これを実現するための法制度整備・人材育成は急務である。

同様に、国際連系および原子力発電は、従来の「バ」国電源開発および系統運用から、諸方面で大きな飛躍が要求される。国際連系および原子力発電に関わる法制度整備および人材育成は、「バ」国にとり難易度は高いが、挑戦し、達成すべき事項である。

また電気料金については、電力セクターの持続性という観点から、現在の原価割れ電気料金の構造改革が必要である。同時に「バ」国経済成長を阻害しないよう、今後は主に家庭用電気料金の値上げを図ることが求められる。その際は貧困層への影響を緩和しつつ、さらに電気料金値上げ以前に発・送・配の各部門でコスト削減の余地がないか分析し、コスト削減策を実施することが必要である。

### 1.4.3 国際社会への貢献と責任

2015 年、国連は 2030 年までの国際的な開発目標として「持続可能な開発目標 (Sustainable Development Goals: SDGs)」を採択した。これは、2000 年～2015 年の開発目標であった「ミレニアム開発目標 (Millennium Development Goals: MDGs)」を土台として発展させたものである。

旧目標 MDGs は端的に言えば「途上国」を対象とした開発目標であり、2015 年までに 8 つの貧困対策目標を掲げていた。

これに対し、新目標 SDGs は、途上国のみならず先進国も含め、「持続可能な開発」を横断的テーマとした 17 の分野で設定された開発目標である。特にエネルギー・電力分野との関連が強いものとしては、以下の目標がある。



目標 7 「誰もが使えるクリーンエネルギー」：すべての人に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する






目標 9 「産業、技術革新、社会基盤」：強靱なインフラを整備し、包摂的で持続可能な産業化を推進するとともに、技術革新の拡大を図る



目標 13 「気候変動への緊急対応」：気候変動とその影響に立ち向かうため、緊急対策を取る

今後、先進国入りを目指すためには、国際社会への貢献とそれに対する責任をしっかりと認識する必要があり、本マスタープラン策定に当たっては、国際社会の目指す大きな方向性と一致していることが、今まで以上に求められることとなる。最後に、これら SDGs と本マスタープランとの関連性を示す。

表 1-1 PSMP2015 の思想と SDGs の関連

エネルギーに関する Sustainable Development Goals: SDGs			
コンセプト	エネルギーをみんなにそしてクリーンに	産業と技術革新の基盤をつくろう	気候変動に具体的な対策を
具体的内容	すべての人に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する	強靱なインフラを整備し、包摂的で持続可能な産業化を推進するとともに、技術革新の拡大を図る	気候変動とその影響に立ち向かうため、緊急対策を取る
5つの大切な政策的視点			
その1	輸入エネルギーインフラの強化と柔軟な運用	◎	
その2	国内資源の効率的な開発と利用（ガス・石炭）	◎	
その3	高品質かつ強靱な電力ネットワークの構築	◎	○
その4	グリーン・エネルギーの導入促進	○	◎
その5	エネルギー安定供給に寄与する人材強化と仕組みの改善	○	◎

出典：UNDP Web サイトおよび JICA 調査団

## 実務的アプローチ

### 1.5 実務的アプローチ

#### 1.5.1 5つの大切な視点とマスタープランとの関連性

上記「5つの大切な政策的視点」と、マスタープラン構成との関連性を下表に纏めた。マスタープランは、経済成長、一次エネルギーバランス、電源開発計画を中心としたパワーバランスおよびエネルギー料金政策から構成され、前項で述べた、ビジョンを達成するために必要な5つの大切な視点とは、下表に示すように、密接に関連している。

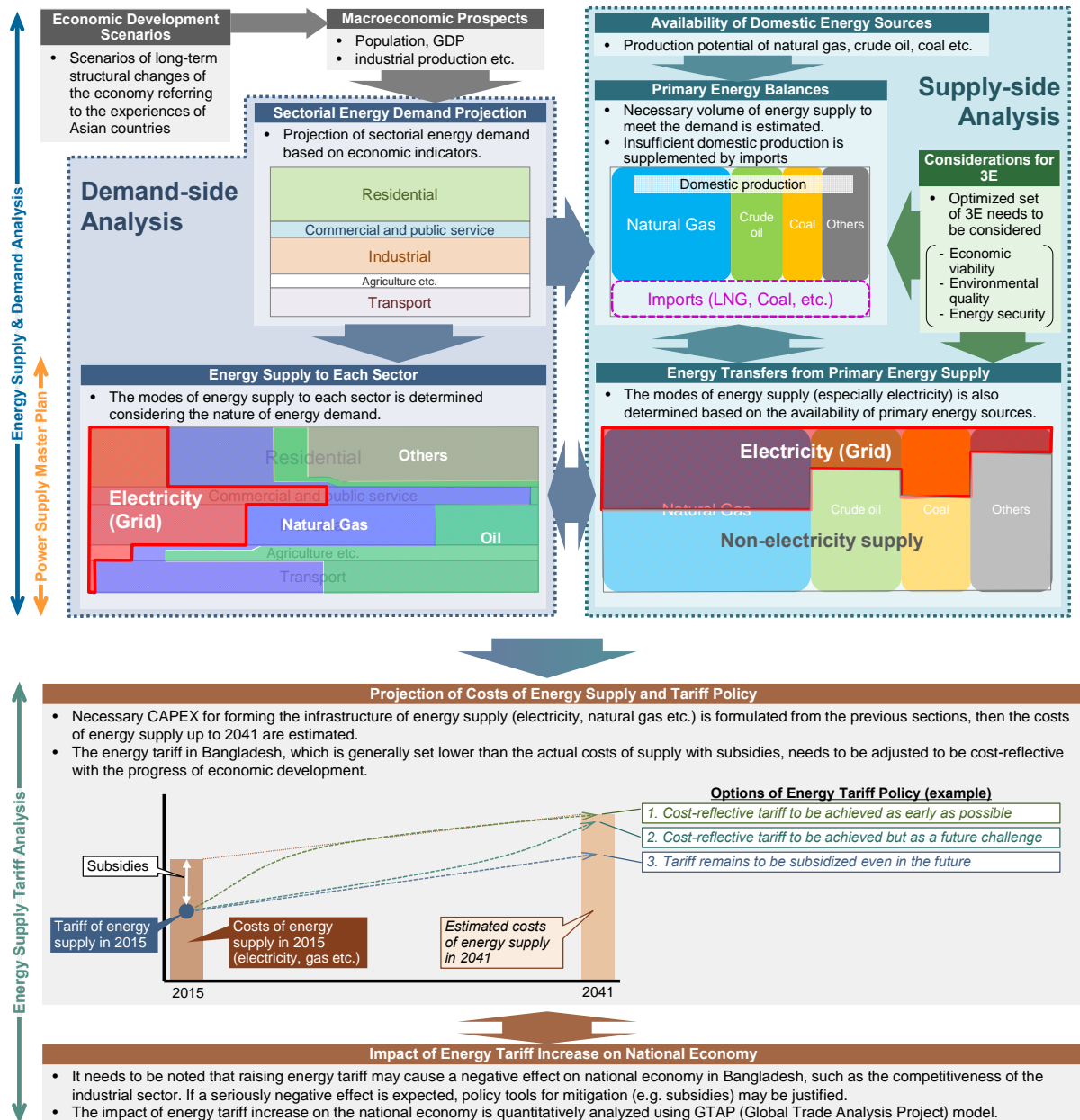
PSMP 構成		政策的ビジョン				
		5つの大切な政策的視点				
		1: 輸入エネルギーインフラの強化と効率的な運用	2: 国内資源の効率的な開発と利用(ガス・石炭)	3: 高品質で強靱な電力ネットワークの構築	4: グリーン・エネルギーの導入促進	5: エネルギー安定供給に寄与する人材育成と仕組みの改善
経済	1. 経済成長政策	◎				
	2. エネルギー需要	◎				
エネルギーバランス	3. ガス	◎	◎			◎
	4. 石炭	◎	◎			◎
	5. 石油	◎				
パワーバランス	6. 電源開発計画			◎		◎
	7. 水力発電			◎		◎
	8. 再生可能エネルギー				◎	
	9. 国際連系			◎	◎	
	10. 原子力			◎		
	11. 系統解析					◎
	12. 電力の質向上					◎
	13. 火力発電 O&M					◎
料金	14. エネルギー料金政策					◎

実務的アプローチ

### 1.5.2 調査方法論

#### (1) 実施フロー

本調査全体の方法論および主な作業項目について、以下のフロー図に示す。



出典:JICA 調査団

図 1-1 本調査全体の作業フロー図

#### (2) 将来経済成長シナリオに関する考察

本調査では、エネルギー需給見通しのためのベースラインデータとして、「バ」国における将来経済成長シナリオに関する考察を行う。

本調査におけるエネルギー需給見通し策定の対象期間が 2041 年までとかなり長期間であり、この間に「バ」国の経済において構造的な変化が生じることが予想される。すなわち、GDP や工業



生産等、将来エネルギー需要を予測するための前提諸元については、「バ」国経済が成長する中で経済構造に非直線的な変化が生じることを前提に想定する必要がある。

こうした将来の構造変化について定量的に予測することは困難に近いが、本調査では、「バ」国の関係者との協議も踏まえ、今後同国で起こりうる将来経済成長シナリオについて検討を行う。

「バ」国政府では、2041年までに先進国（High-income Countries）の仲間入りをするという野心的な目標を設定しているが、それをどのように達成するのか、詳細は示されていない。本調査で作成される経済成長見通しによって、こうした目標の実現可能性について評価を行うとともに、本調査では経済成長目標の達成に向けた政策提言も行う。

### (3) エネルギー需要の予測および一次エネルギー要調達量見通しの作成

経済成長見通しを踏まえ、本調査では、将来のエネルギー需要を予測し、その需要を賄うのに必要な将来のエネルギー供給量を想定する。

最適なエネルギー供給のあり方は、各国の地理的・地勢的要因によって異なってくることに留意する必要がある。特に、「バ」国のように、これまで天然ガスを中心とした国産のエネルギー資源主体で国内需要を満たしてきたものの、今後資源の枯渇化、エネルギー輸入依存度の上昇が見込まれる国においては、まず国産エネルギー資源の最適利用を前提とした上で、不足分をどのようにして輸入で賄っていくか、というアプローチで検討することが適切と考えられる。

従って、本調査では、まずエネルギー需要予測を元に、「バ」国が将来必要とするエネルギー供給量を推定し、次いで各エネルギー種別の要調達量について、国産資源と輸入エネルギー資源との最適な組み合わせという観点から推定する。

### (4) 電力供給マスタープラン

また本調査では、エネルギー供給見通しに関して、最終エネルギー消費に対してどのような方式にて供給するかという観点からも考察も行う。各種のエネルギー供給方式のうち、特にインフラ整備形成のための詳細な計画策定が必要となる電力供給に関しては、別途切り出して、「電力マスタープラン」として提示する。

供給方式のあり方については、需要・供給の両サイドから考察を行うことにより、最適な組み合わせを導出する。需要サイドからの考察として、上述のエネルギー需要想定の中で、各エネルギー供給方式（電力、天然ガス、石油製品等）に関する想定を行い、将来の電力需要見通しを特定する。エネルギー需要の電化がまだ途上である「バ」国においては、未電化の村落が電化されていくとともに、既に電化された村落においても他のエネルギー供給方式から電気へのシフトが進んでいくことが想定される。こうした想定される変遷について、適切なタイムラインで検討することが求められる。

供給サイドからの考察としては、一次エネルギーの供給量と最終エネルギー需要に対する供給方式とでどのように対応させていくか、検討する。エネルギー供給インフラの形成には長いリードタイムを要することから、短期間でエネルギー供給方式をドラスティックに変更することは困難である。従って、既存のエネルギーインフラが漸次的に構造が強化・変化していくことを前提に、適切なタイムラインを見込むことが必要となる。一例としては、今後エネルギー需要が急速に増加することが予想される「バ」国産業部門での電力消費が挙げられる。「バ」国では現在、電力系統からの供給量の制約が存在する一方、同国産業部門では過去に設置された自家発電設備が相当量存在し、自家発電による電力消費が相当の割合を占めている。そのため、当面は系統電力よりも低効率の自家発電がある程度残ることを容認しつつ、時間を掛けて徐々に減少していくことが現実的と考えられる。

こうして、需要サイド・供給サイド両面からのすりあわせを行い、将来の最終エネルギー需要に対してどのように供給していくか、決定する。最後に、エネルギー供給方式によって、エネルギー変換（発電等）や輸送・最終消費にともない発生する減損量が異なることを考慮に入れ、エネルギー供給方式から逆算する形で、一次エネルギー要調達量を確定させる。

## (5) 3E の定量評価

「電力供給マスタープラン」として最善なエネルギーミックスを特定すべく、3E（経済性：economic viability、環境品質：environmental quality、エネルギーセキュリティ：energy security）に基づく評価が援用される。

「バ」国のように、経済成長に支えられてエネルギー需要が急速に増加することが予想される国においては、経済性、すなわち「エネルギー需要を満たすべく、エネルギー供給を低廉な方法で確保する」ことが最優先の検討事項であることは言うまでもない。

しかしながら、2041年までに先進国入りするという国家目標の通り、「バ」国の経済発展がある程度成熟した段階に達した際には、同国のエネルギー政策が、「低コストでのエネルギー供給」以上の責任を負うことになり、同国のエネルギー供給構造にも影響を及ぼすことが予想される。具体的には、温暖化ガスの排出量等の環境負荷の軽減に対する国内外へのコミットメントの必要性が高まることが想定される。「バ」国における将来のエネルギー供給を検討する上で、こうした環境面でのコミットメントが強まることを前提に、用意しておくべき政策オプションについて、同国関係者との協議を通じて検討する。

それに加え、「バ」国の経済が今後高度化・現代化していく中で、エネルギー供給の安定性について更なる向上が求められることが予想される。エネルギー供給の安定化のためには、供給インフラ自体の改善が求められるのは言うまでもないが、加えて、より上流面での安定性、すなわち一次エネルギーの供給源の確保に際し、量や価格等の観点から安定性を維持・向上していく必要が今後一層高まると考えられる。エネルギーセキュリティについては、過去に日本および諸外国で定量評価を試みた事例は存在するものの、統一した方法論はまだ確立しておらず、またそもそも国によってエネルギーセキュリティに対する問題意識が異なるとも言える。従って本調査では、「バ」国でのエネルギーセキュリティを評価するにあたり、こうした過去の検討事例をレビューしつつも、それらをそのまま踏襲するのではなく、同国関係者との協議を通じて適切な評価指標を検討していく。

本調査では、経済性からの評価に加えて、こうした環境面でのコミットメントおよびエネルギーセキュリティの観点からの定量評価も行うことで、責任ある先進国となった「バ」国に適したエネルギー供給のあり方について提言する。

## (6) 電力セクター財務状況及び電力供給コストに関する分析

前項で行った、エネルギー需給見通し及び電力需給見通しの結果も踏まえ、「バ」国における電力セクター財務状況及び電力供給コストに関する分析を行う。

電気事業の経営を自立・持続可能なものとするためには、こうした電力供給に要するコストを最終需要家から適切に回収できるよう、供給価格が設定される必要がある。「バ」国では、これまで補助金等によりエネルギー供給価格が低廉に抑えられてきており、コストを適切に回収できる水準になっているとは言い難い。本調査では、「バ」国電力セクターの財務状況及び電力供給コストの現状について俯瞰し、電気料金が供給コストを回収できる水準に設定されていない状況を構造的に把握するとともに、電気料金制度改革に関する考察を行う。

## (7) エネルギー供給価格引き上げによる、国民経済への影響試算

他方で、エネルギー価格の引き上げは政治的にセンシティブな問題でもあり、料金制度の改革は漸次的に進めて行かざるをえないという配慮も必要となる。また製造業が本格的な発展を始め、国際市場での競争に晒され始めた段階でエネルギー価格を大幅に引き上げることは、同国製造業の国際競争力に悪影響を及ぼす恐れもある。

従って、「バ」国における2041年までのエネルギー供給価格について検討する際は、「原価を反映した料金体系を実現する」タイミングによってどのような影響が生じうるか、その時点での経済発展水準も考慮に入れて分析すべきである。

エネルギー供給価格引き上げによる国民経済への影響について定量的に評価すべく、本調査では、GTAP (Global Trade Analysis Project) モデルによる試算を行うこととする。この試算結果も参考に、将来のエネルギー供給価格引き上げの進め方について、提言を取りまとめることとする。

### 1.5.3 調査業務の範囲

本調査は、バングラデシュ政府と合意したミニッツに基づき実施される。業務の目的を達成するため、実施方針及び留意事項を踏まえつつ、以下に示す事項の業務を実施し、報告書の作成を行う。本調査では、2014年10月下旬より業務を開始し、表 1-2に示す業務を実施し、2016年9月下旬を目途にファイナルレポートを提出する。

**表 1-2 本調査の業務範囲**

業務項目	
1.	<b>本調査の背景・経緯の確認</b> PSMP2010 のレビュー - 主要一次エネルギー供給シナリオ - O&M 政策 - 電源ベストミックス
2.	- 電源開発計画・送電網開発計画に係る特別な留意事項の検討 - オフグリッド再生可能エネルギー普及と電源開発計画との整合性に係る検討 - エネルギー価格上昇が与える経済インパクトと影響緩和策 - 貴機構の電力・エネルギーセクターにおける支援戦略・アプローチ及び具体的な事業候補案（有償・技協・無償・追加調査）の検討
3.	<b>O&amp;M に係る情報収集</b> - 国営火力発電所における O&M の現状 - 国営火力発電所コンバインドサイクル化検討に係る基礎情報 - 既存火力発電 O&M 実施及びコンバインドサイクル化検討のためのモデル発電事業選定 - モデル発電事業所 O&M 費用対効果試算、リスク・課題の整理、支援アプローチ検討 - O&M 継続実施に係る法制度整備検討 - モデル発電事業所のコンバインドサイクル化計画（コンセプトレベル） - コンバインドサイクル化に関するリスク・課題の整理、支援アプローチ検討 - O&M 法整備支援からの教訓の取り纏め
4.	<b>国内水力発電開発の情報収集</b> - 小規模（マイクロ）・揚水式水力発電所に係る既存文献レビュー、関係者ヒアリング等 - 揚水発電に係る現地調査（カプタイ湖周辺）と候補地の検討・選定 - 円借款案件形成を念頭に置いた F/S またはプレ F/S 実施のための調査 TOR 検討・作成 - 自然社会環境配慮に関わる検討
5.	<b>一次エネルギー（燃料）</b> - 一次エネルギー需要見通し・供給計画策定のための基礎情報収集および聞き取り調査 - 第 7 次 5 ヶ年計画の策定方針に関する調査 - 2041 年までの経済見通しおよびエネルギー需要見通しの作成 - 未発見国産天然ガスの探鉱・開発計画についての考察 - 一次エネルギー供給計画の作成 - エネルギー供給インフラ開発に要する費用の算定 - 国内エネルギー供給料金に関する検討 - 資金計画の策定（エネルギー供給料金引き上げを考慮に入れた将来シナリオ） - LNG 受入基地導入検討に係る技術的課題 - 進行中の LNG 受入基地計画進捗確認
6.	<b>電力の品質改善方策</b> (1) 需給運用・周波数品質向上に関する法律・ルール整備、業務プロセス改善の提案 - 日本（必要により欧米諸国）、東京電力の事例を交えた法律・ルール整備方策の提案

業務項目	
	- BPDB におけるグリッドコード改訂作業の進捗状況を確認のうえ、NLDC の指令権限強化、発電機の周波数調整への参加を盛り込んだ提言 (2) 周波数品質向上に関する計画案 - 出力調整機能を持つ発電機の導入による周波数品質向上効果の評価 - 電源計画と整合性のある調整力(GF、AFC)確保の将来計画案、周波数品質向上のロードマップの策定 (3) NLDC システム整備と更新時の対応案 - 発電所に対するオンライン出力指令を実現するための現行システムへの追加事項の確認 - 日本製システムの導入可能性の確認
	<b>セミナーの開催</b>
	第 1 回セミナー (1 <sup>st</sup> ステアリングコミティー) 時期：2014 年 12 月, 場所：ダッカ 内容：インセプション・レポートの方向性を、先方に説明・協議
7.	第 2 回セミナー (2 <sup>nd</sup> ステアリングコミティー) 時期：2015 年 6 月下旬, 場所：ダッカ 内容：プログレス・レポートの方向性を、先方に説明・協議
	第 3 回セミナー (3 <sup>rd</sup> ステアリングコミティー) 時期：2015 年 12 月, 場所：ダッカ 内容：インテリム・レポートの方向性を、先方に説明・協議
	第 4 回セミナー (4 <sup>th</sup> ステアリングコミティー) 時期：2016 年 6 月中旬, 場所：ダッカ 内容：最終的な調査結果 (ドラフト・ファイナルレポート) について、先方に説明・協議
	<b>調査報告書</b>
8.	インセプションレポート (2014 年 10 月下旬) インテリムレポート (2015 年 12 月) ドラフトファイナルレポート (2016 年 6 月中旬) ファイナルレポート (2016 年 9 月下旬)

出典:JICA 調査団

#### 1.5.4 業務実施体制について

既往 PSMP2010 は 2030 年までを計画の対象としているが、策定終了時点から既に 5 年経過していること、また、Bangladesh 側からの要望もあり、本 PSMP2016 はレビューとともに参考として 2041 年までの計画を検討するものである。

なお、本調査では、調査範囲が多岐に亘るため、関係官庁も多く、Bangladesh 政府側との合意形成に困難が予想されることから、ステアリング・コミッティーと下部組織としての 5 つのテクニカルディスカッションミーティングが設置され、その枠組みの中で、業務を実施するものとした。

##### (1) ステアリングコミッティー

構成メンバーは以下の通り：電力エネルギー鉦物資源省電力局、同省エネルギー鉦物資源局、同省電力改革室、BPDB、Bangladesh 送電会社 (Power Grid Company of Bangladesh: PGCB)、財務省経済関係局、同省財務局、法務省、水資源省、及び首相府。本ステアリング・コミッティーは、5 つのテクニカルディスカッションミーティングで議論された論点に関する最高意思決定機関である。

##### (2) Master Plan テクニカルディスカッションミーティング

構成メンバーは以下の通り：電力エネルギー鉦物資源省電力局、同省エネルギー鉦物資源局、同省電力改革室、持続・再生可能エネルギー開発庁、BPDB、各発電公社、PGCB (中央給電指令所含む)、インフラストラクチャー開発公社、Petrobangla 及び各ガス子会社、財務省経済関係局、財務省財務局。本テクニカルディスカッションミーティングでは、電力・エネルギー事業体への補助金削減、LNG 輸入及び電力・ガス料金への影響、オフグリッド再生可能エネルギー設備とオングリッド設備の併存または棲み分け等、監督官庁・実施機関を跨いで議論が必要な論点を主に扱った。

##### (3) 火力 O&M テクニカルディスカッションミーティング

構成メンバーは以下の通り：電力エネルギー鉦物資源省電力局、同省電力改革室、BPDB 及び各発電公社、PGCB (中央給電指令所含む)、Petrobangla 及び各ガス子会社、法務省。本テクニカルディスカッションミーティングでは、改訂電気事業法 (Electricity Act) 案、及び関連規則・規制について議論された。

##### (4) 水力開発テクニカルディスカッションミーティング

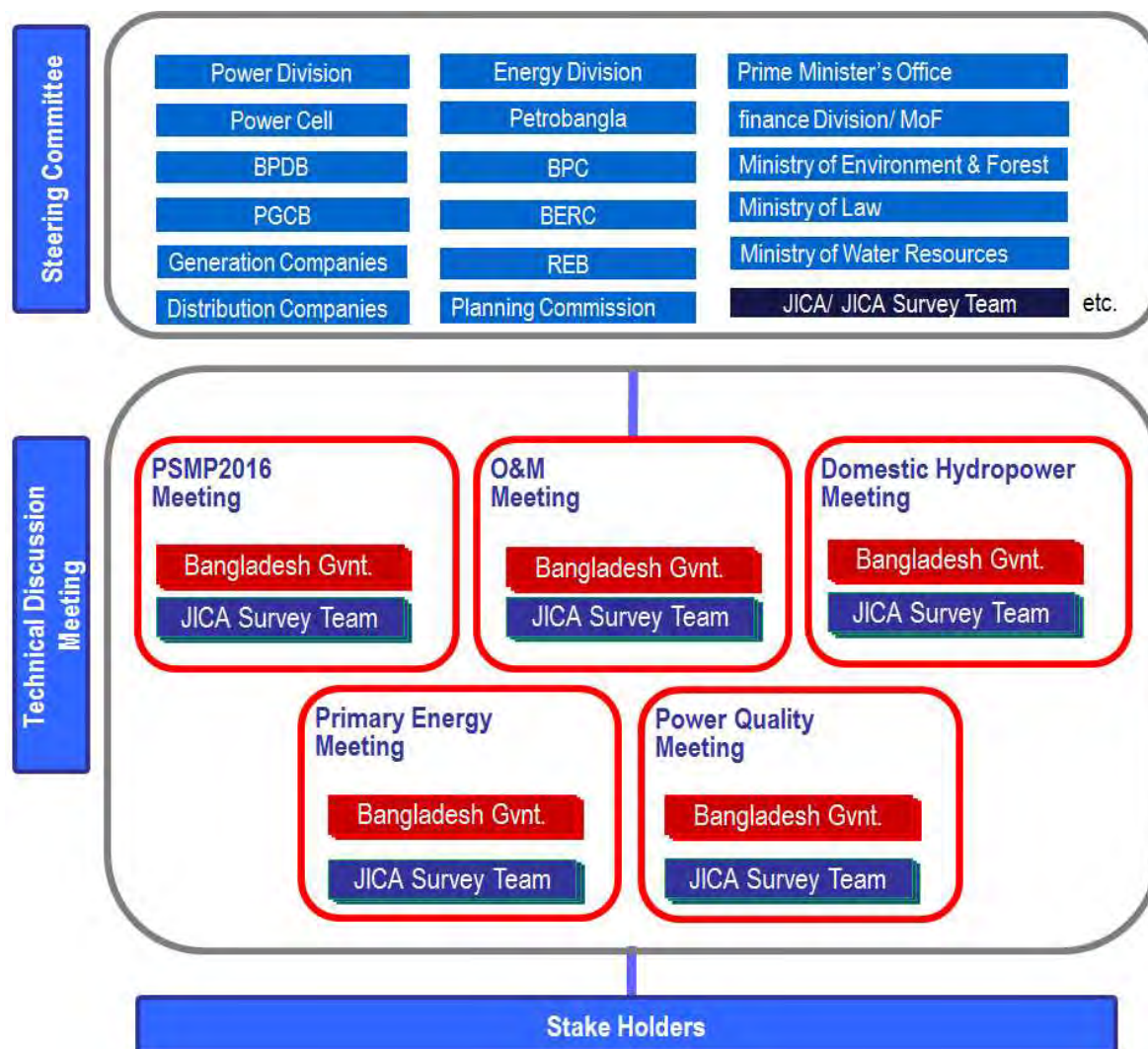
構成メンバーは以下の通り：電力エネルギー鉦物資源省電力局、水資源省、BPDB。本テクニカルディスカッションミーティングでは、ダム建設に伴う下流水資源への影響とその緩和策等、監督官庁・実施機関を跨いで議論が必要な論点を主に扱った。

##### (5) 一次エネルギーテクニカルディスカッションミーティング

電力エネルギー鉦物資源省エネルギー局 (Energy Division) を主カウンターパート機関とする、一次テクニカルディスカッションミーティングが新たに行われた。

(6) 電力の品質改善テクニカルディスカッションミーティング

Master Plan テクニカルディスカッションミーティングと火力 O&M テクニカルディスカッションミーティング間と相互連携し、需給運用・周波数品質向上に関する法律・ルール整備、業務プロセス改善の提案や周波数品質向上に関する計画などの電力の質向上を検討するテクニカルディスカッションミーティングが組成された。



出典:JICA 調査団

図 1-2 業務実施体制図

### 1.5.5 JICA調査団

本調査の専門家リストは下表に示すとおりである。

専門家	氏名
総括／電源開発計画 A	小林 俊幸
副総括（電力 MP）／電源開発計画 B	畑中 邦夫
系統計画 A	餘語 正晴
系統計画 B	船橋 伸一
一次エネルギー分析 1A（石炭）	遠藤 一
一次エネルギー分析 1B（ガス、石油）	小出 和男
一次エネルギー分析 2A（エネルギーバランス）	井上 友幸
一次エネルギー分析 2B	青木 猛
経済・財務分析 A	奥村 重史（大和田 慶）
経済・財務分析 B	Dinh Minh Hung
エネルギー供給コスト分析	堀江 紗都子
環境・社会配慮 A	和田 茂樹
環境・社会配慮 B	浦郷 昭子
再生可能エネルギー	黒岩 正貴
地方電化	綿引 史敏
送変電設備	松崎 理
副総括（電力の質向上、O&M）／発電所維持管理 A	狩野 弦四朗
発電所維持管理 B	清水 憲
火力発電能力分析 A	大瀬 正宙（田井 翔）
火力発電能力分析 B	酒向 宏行（奈良岡 英治）
火力発電能力分析 C	入澤 祐介
法律・制度設計	小村 勝博
水力発電計画	玉川 純
副総括（一次エネルギー）／エネルギー経済分析	飯田 康
経済成長戦略	中野 正也
環境政策	河岸 俊輔
エネルギー需給分析（民生用）	岩田 まり（奥村 清香）
エネルギー需給分析（産業用）	松本 秀茂
エネルギー需給分析（運輸）	田中 秀尚
エネルギー需給分析（エネルギーモデル）	渡邊 裕美子
マクロ経済分析	東 暁子
エネルギー需給分析（電力）	斉藤 大地

専門家	氏名
エネルギー需給分析 (LNG ガス開発 A)	松下 秀雄
エネルギー需給分析 (LNG ガス開発 B)	町田 宇市郎
エネルギー需給分析 (LNG ガス開発 C)	岡井 大八
エネルギー需給分析 (国内天然ガス開発)	蝦名 雅章
副総括/系統運用 A	菅沼 伸一
系統運用 B	篠崎 正史
系統運用 C	植田 圭輔 (倉石 英明)
系統設備 A	鬼頭 和希
系統設備 B	益田 寿典 (床田 直人)
系統設備 C	楠原 啓右
副総括 (エネルギー戦略) / エネルギー政策	松川(餅田) 美奈子
料金体系 (電力・ガス) A	武藤 正人
料金体系 (電力・ガス) B	植田 純二

### 1.5.6 バングラデシュ政府との協働

#### (1) 1<sup>st</sup> Seminar (1<sup>st</sup> Steering Committee)

- Date: 29 October 2014
- Venue: Board Room of BPDB at Buddyut Bhaban, Dhaka
- Discussion Point: Explain for Inception Report
  - ✓ Establishment of Steering Committee (SC) and the Working Group (WG) for the Survey.
  - ✓ Explained the survey objectives, methodologies, member, and implementation schedule



#### (2) 2<sup>nd</sup> Seminar (2<sup>nd</sup> Steering Committee)

- Date: 4 Jun 2015
- Venue: Board Room of BPDB at Buddyut Bhaban, Dhaka
- Discussion Point:
  - ✓ Primary Energy Balance for Power Sector
  - ✓ Power Demand Forecast
  - ✓ Power Development Plan





(3) 3<sup>rd</sup> Seminar (3<sup>rd</sup> Steering Committee)

- Date: 15 December 2015
- Venue: Board Room of BPDB at Buddyut Bhaban, Dhaka
- Discussion Point:
  - ✓ Project Outline
  - ✓ Primary Energy
  - ✓ Power Demand Forecast and Power Development Plan
  - ✓ Power Quality
  - ✓ Operation and Maintenance (O&M)



(4) Pre- High Level Discussion Meeting (Tokyo)

- Date: 5 Apr 2016
- Venue: TEPCO Headquarter (Tokyo)
- Discussion Point:
  - ✓ Economic Development
  - ✓ Primary Energy Balance
  - ✓ Power Balance
  - ✓ Cost and Tariff Balance



(5) High Level Discussion (Dhaka)

- Date: 7 April 2016
- Venue: Bijoy Hall, Bidyut Bhaban, Power Division, MoPEMR
- Discussion Point:
  - ✓ PSMP 2010/2016 comparison

- ✓ Macroeconomic Projection & Industrial Policy
- ✓ Energy Balance Strategy
- ✓ Energy Efficiency Target Setting & Supply-Demand Balance
- ✓ Power Balance Strategy
- ✓ A Project Outline and Road Map



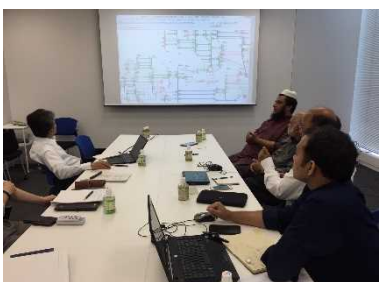
(6) 4th Seminar (4th Steering Committee)

- Date: 18 June 2016
- Venue: Bijoy Hall, Bidyut Bhaban, Power Division, MoPEMR
- Discussion Point: Explain for Draft Final Report
  - ✓ Economic Development
  - ✓ Primary Energy Balance
  - ✓ Power Balance
  - ✓ Cost and Tariff Balance



(7) Official comments meeting for Final Report (FR)

- Date: 1,2,4 August 2016
- Venue: TEPCO Headquarter (Tokyo)
- Discussion Point:
  - ✓ Economic Development
  - ✓ Primary Energy Balance
  - ✓ Power Balance
  - ✓ Cost and Tariff Balance



(8) Official comments meeting for Final Report (FR)

- Date: 7 September 2016
- Venue: TEPCO Headquarter (Tokyo)
- Discussion Point:
  - ✓ Continuous Technical Support for Post-PSMP2016



## 主要論点

### 1.6 主要論点

#### 1.6.1 PSMP 2010 レビュー

##### (1) 経済成長

PSMP2010 の前提として設定した GDP 成長率見通し、及び「バ」国政府が 2011 年に策定した第 6 次 5 ヶ年計画での GDP 成長率目標を、実績値と比較したものを、表 1-3 および図 1-3 に示す。同 5 ヶ年計画の実施期間における GDP 成長率（実質ベース）の実績は、5 ヶ年平均で 6.3%であった。この数値は、第 1 次から第 5 次までの各 5 ヶ年計画の実施期間における平均 GDP 成長率実績を上回っており、「バ」国経済が本格的な高成長期に入ったことを示唆している。

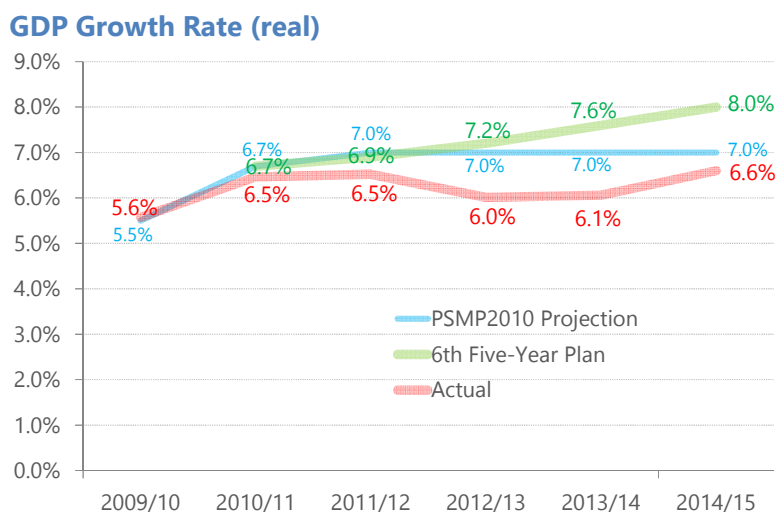
しかしながら、第 6 次 5 ヶ年計画で設定された目標（同期間に平均 7.3%の成長）と比較すると、いずれの年も実績が目標を下回っており、特に後年度での乖離が大きくなっている。PSMP2010 では今後 7%程度の経済成長が続くことを見込んだが、これと比べても実績は下回っている。目標未達の主な要因としては、更なる高成長を誘引するための経済制度改革が遅れたことが考えられ、今後もこうした経済制度の導入が予定どおり進まなければ、経済成長の機会を十分に刈り取ることができず、「バ」国政府が期待する経済成長目標が達成できない状況が続く恐れがある。

**表 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長）**

FY	GDP Growth Rate (real price)		
	PSMP2010 Projection	6 <sup>th</sup> Five-Year Plan	Actual
	[%]	[%]	[%]
2009/10	5.5%	-	5.6%
2010/11	6.7%	6.7%	6.5%
2011/12	7.0%	6.9%	6.5%
2012/13	7.0%	7.2%	6.0%
2013/14	7.0%	7.6%	6.1%
2014/15	7.0%	8.0%	6.6%
Average	6.9%	7.3%	6.3%

出典：JICA 調査団

注：表中の平均値は 2010-2011 年度～2014-2015 年度の 5 ヶ年平均



出典：JICA 調査団

**図 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長）**

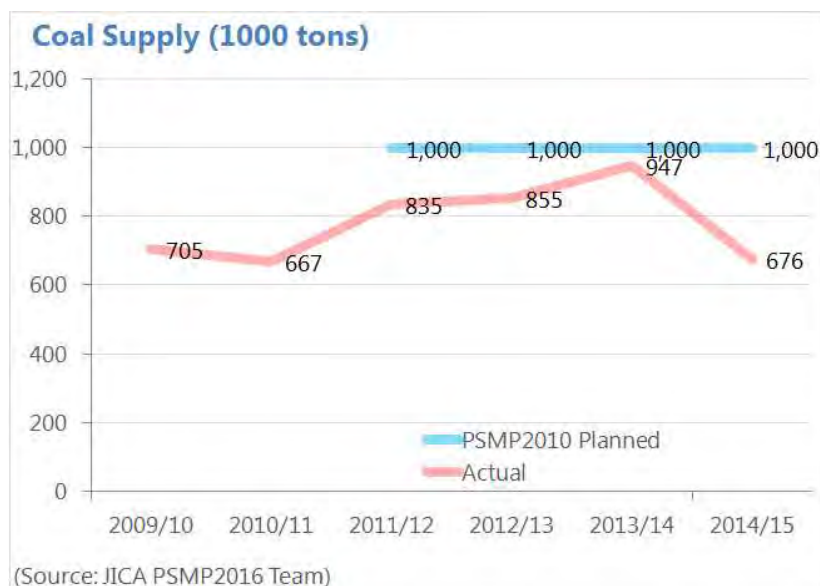
## (2) 石炭供給

PSMP2010 に計画した 5 カ年石炭生産予測とその実績を下の図表に示す。年間 100 万トンの生産量は現状設備での設計能力である。2013 年 5 月から LTCC(Longwall Top Coal Caving)と呼ばれる厚層採炭設備を中国から導入、従来の 3m の採掘高さが、約倍位になった。実際にはどの位の石炭を掘っているかは不明ではあるが、効率が良くなり 2013/14 で 94.7 万トン達成したが、2014/15 年は 67.6 万トンと下がっている。この理由として、その新設備の採掘後の機器の撤退と新規切羽の設備に時間がかかったとのことであった。どうしても新設備の取り扱いには慣れが必要であり、時間がかかることが想定されるが、新設備の運転技術を習得できれば、100 万 t は十分可能と推察する。

表 1-4 PSMP2010 レビュー (石炭供給)

FY	Coal Supply		
	PSMP2010 Planned	Actual	Gap
	[1000tons]	[1000tons]	[%]
2009/10		705	
2010/11		667	
2011/12	1,000	835	84%
2012/13	1,000	855	86%
2013/14	1,000	947	95%
2014/15	1,000	676	68%
Average	1,000	781	83%

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 1-4 PSMP2010 レビュー (石炭供給)

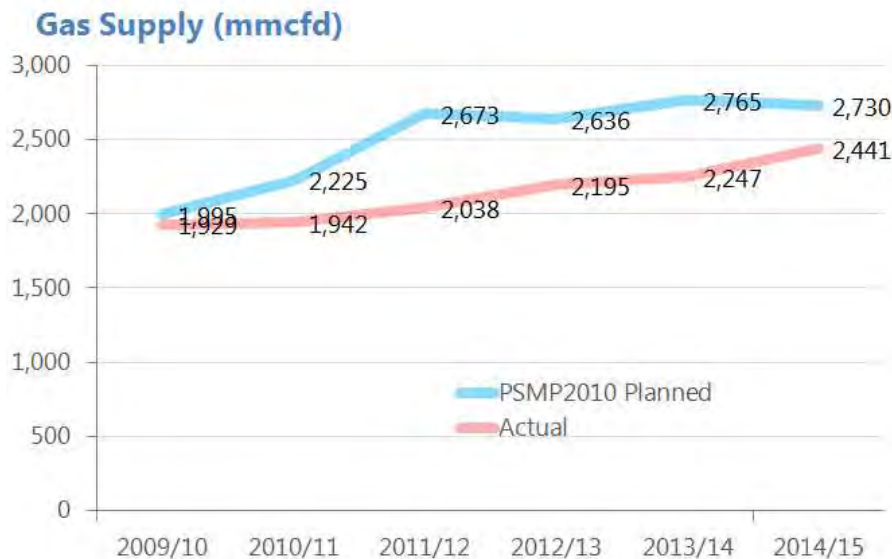
(3) ガス供給

PSMP2010 に計画した 5 年ガス供給予測とその実績を下の図表に示す。実際の供給量は、予測値より平均で 14 ポイント低くなっている。PSMP2010 では、生産予測のために用いられたガス埋蔵量データは、Hydrocarbon Unit (HCU) (2011) に基づいて行われた。しかし、これには、各ガス田への投資や生産状況、及び新規ガス田開発が反映されていない。また、Hydrocarbon Unit (HCU) (2011) の埋蔵量推定値と Petrobangla の推定値に違いがあり、HCU は大き目の数字になっている（この差異は、主にガス田のモデル違いと考えられる）。これらの積み重なりにより乖離が生じている。

表 1-5 PSMP2010 レビュー (ガス供給)

FY	Gas Supply		
	PSMP2010 Planned	Actual	Gap
	[mmsfd]	[mmsfd]	[%]
2009/10	1,995	1,929	97%
2010/11	2,225	1,942	87%
2011/12	2,673	2,038	76%
2012/13	2,636	2,195	83%
2013/14	2,765	2,247	81%
2014/15	2,730	2,441	89%
Average	2,504	2,132	86%

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

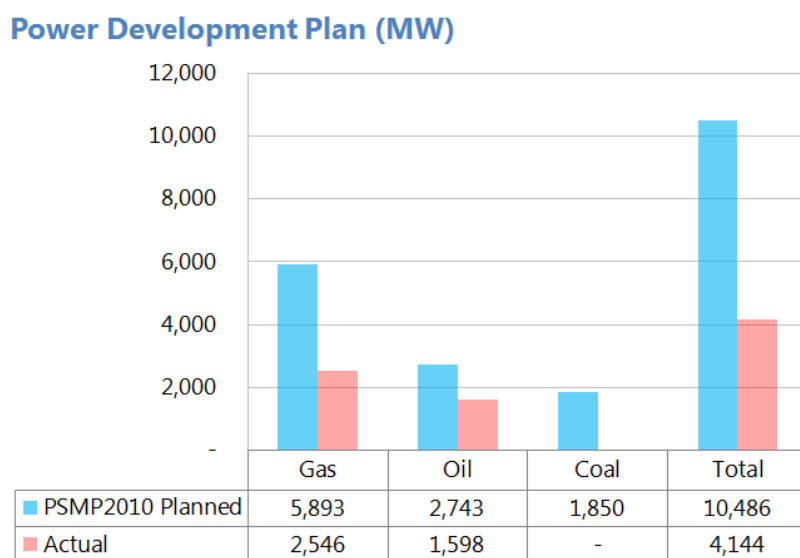
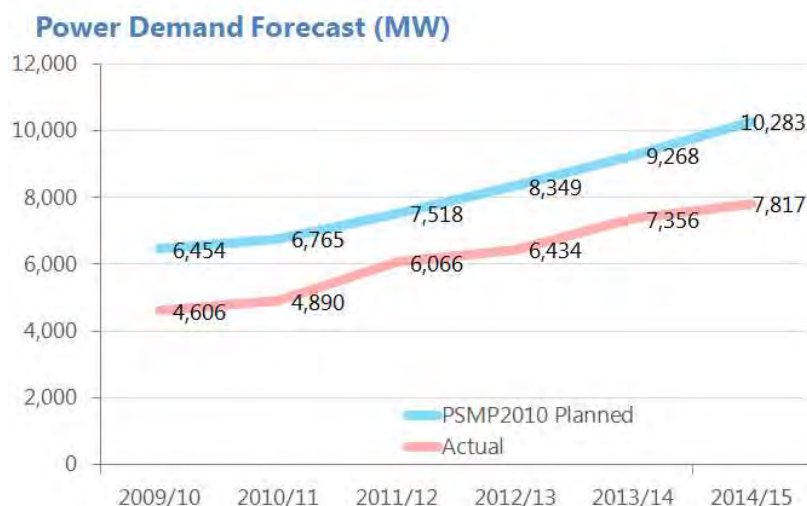
図 1-5 PSMP2010 レビュー (ガス供給)

#### (4) 電力需要と電源開発計画

PSMP2010 に計画した 5 カ年電力需要とその実績を下の図表に示す。5 年前の PSMP2010 策定時、その 5 年後 2015 年には、約 10,000MW 相当の需給がバランスすると想定したが、実際には、その約 80%レベルの約 8,000MW に留まる。

近年の著しい経済発展により、潜在需要を含め、電力需要は引き続き増加する傾向にあるが、この需給バランスの未達の主要因は、供給面に起因すると考える。下図に示すとおり、ガス火力、石炭火力ともに、当初計画の 40%～60%程度しか実現できていない。さらに、エネルギーミックス上、非常に重要なベース型電源である石炭火力に至っては、当初計画した 1,850MW が、5 年後にも建設すら始まっていないといった状況である。このことは、安定的な燃料輸入に不可欠な大規模港湾施設と発電所建設が、一体となり計画・実施されてこなかったこと、また、大規模インフラ建設となり、資金調達がより困難となっていることも、一つの大きな要因と考える。

従って、今後、経済発展の源であるエネルギーの安定的確保に当たっては、一次エネルギー調達部門(Energy Division)と、電源部門(Power Division)が、今まで以上により一層、一致団結した組織体制、運用体制を構築し、共同インフラ計画の策定、官民連携した資金調達の確保、共同建設へと取り組むことが重要であると考えられる。



出典：JICA 調査団

図 1-6 PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)

## 1.6.2 経済成長政策

### (1) 現状と課題

「バ」国経済は1971年の独立以降、堅調な成長を遂げてきた。特に既製服（RMG）産業が主要な輸出産業として台頭してきた1990年以降、1人当たりGDPは安定して拡大している。2011年から2015年までの第6次5か年計画期間中のGDPの年平均成長率は6.3%となった。「バ」国政府が策定した第7次5ヶ年計画では、2016～20年の平均GDP成長率を7.4%と見込んでいる。

これを踏まえ、調査団が実施した2041年までの「バ」国経済の予測結果を下表に示す。2020年代前半は第7次5ヶ年計画と同様の経済成長を続けるものの、2025年以降は、「バ」国の経済が一定の水準に到達することや、世界経済停滞の影響を受けることから、GDP成長率は徐々に鈍化していくものと予想される。しかしその後も「バ」国経済は成長を続け、2041年の1人当たり名目GDPは10,993US\$に達するものと見込まれる。

世界銀行による所得階層別分類の定義に従うならば、「バ」国は2020年代に上位中所得国に到達し、2041年には高所得国にかなり近づいているものと期待される。

**表 1-6 2041年までのGDP及び1人当たりGDPの予測**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
GDP (million USD) *1	93,236	126,630	181,282	258,598	351,109	453,642	587,665
GDP Growth Rate (p.a.) *1	6.1%	6.3%	7.4%	7.4%	6.3%	5.3%	4.4%
GDP per capita (USD) *1	615	787	1,063	1,444	1,883	2,357	2,970
GDP per capita (USD) *2	760	1,207	1,998	3,270	5,060	7,396	10,993

Source) JICA Study Team

Note) Average growth rate is five-year average except in the column of year 2041 that is six-year average.

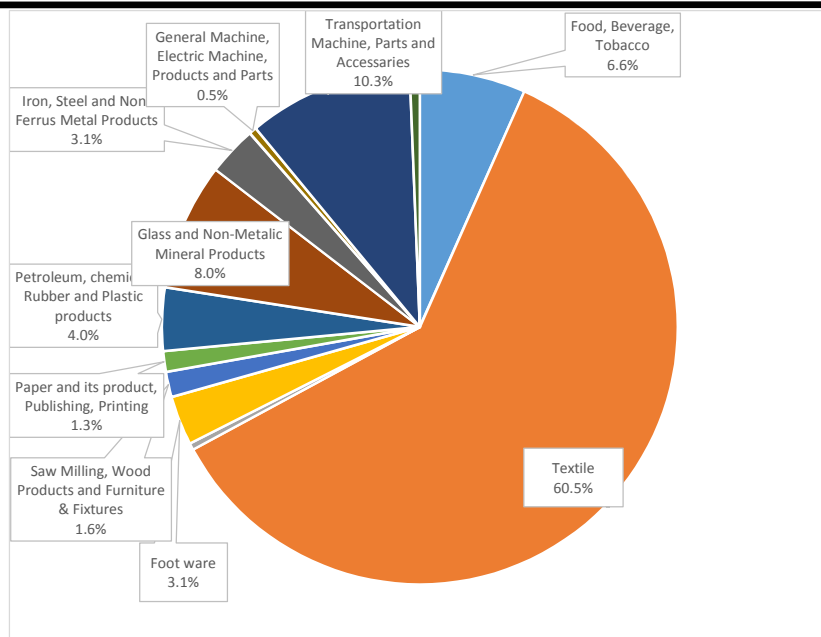
\*1:Real Basis at 2005price

\*2:Nominal Basis

これまでの「バ」国経済の成長は、繊維産業等の労働集約的な産業によって支えられてきた。しかし今後更なる発展を実現するためには、これらの産業だけでは十分ではない。積極的な産業政策を講じ、産業の構造変化を引き起こすことによって、産業を多様化し、高付加価値産業を育成することが必要である。

現在の「バ」国の製造業における、サブセクター別の付加価値額を下図に示す。繊維産業は製造業の中で最大の産業であり、製造業の中で約60%のシェア占めている。しかしこのほかにも、シェアは低いものの、「機械及び部品」、「加工食品」、「プラスチック製品」、「金属製品」等の産業も存在している。これらの産業が、「バ」国の産業構造を変える源泉になる可能性がある。





注: (p) は予測値。

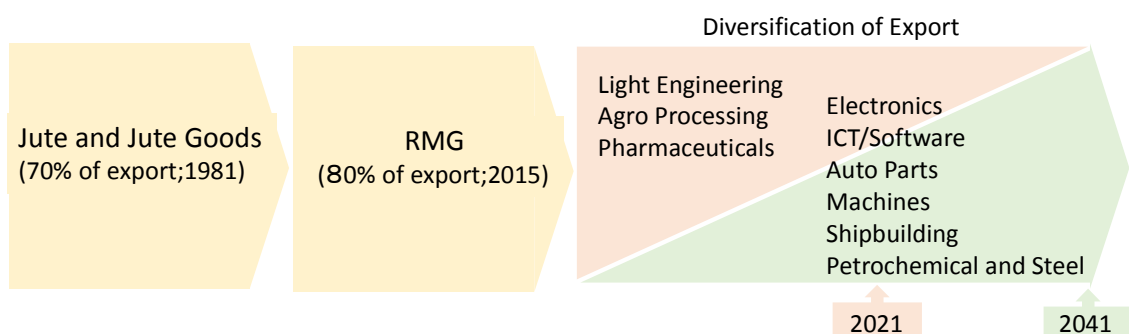
図中の数値は表 4-5 の 2013-2014(p)のものである。

出典: Bangladesh National Account Statistics: Sources and Methods 2013-14 (BBS)より JICA 調査団作成

図 1-7 大規模及び中規模製造業の付加価値額

2041 年に向けた将来の産業発展のイメージを、下図に示す。2020 年代初頭までは、「バ」国経済は伝統的な産業、すなわち、RMG、ジュート、皮革等に多くを依存し続けるものの、徐々に新しい産業が拡大する。輸出品目は、ライトエンジニアリング製品、食品加工品、医薬品などに多様化することが期待される。それ以降、すなわち 2041 年に向けて多様化は、電子、情報通信／ソフトウェア、自動車部品、機械、造船などの、より付加価値の高い、新しい産業や製品に拡大していく。

このような産業発展を実現していくためには、経済発展のステージに応じて、海外直接投資に対するインセンティブの提供やインフラ整備、産業人材育成等の様々な産業政策を講じていく必要がある。



出典: JICA 調査団

図 1-8 2041 に向けた Bangladesh の工業発展イメージ

## (2) 今後の目標

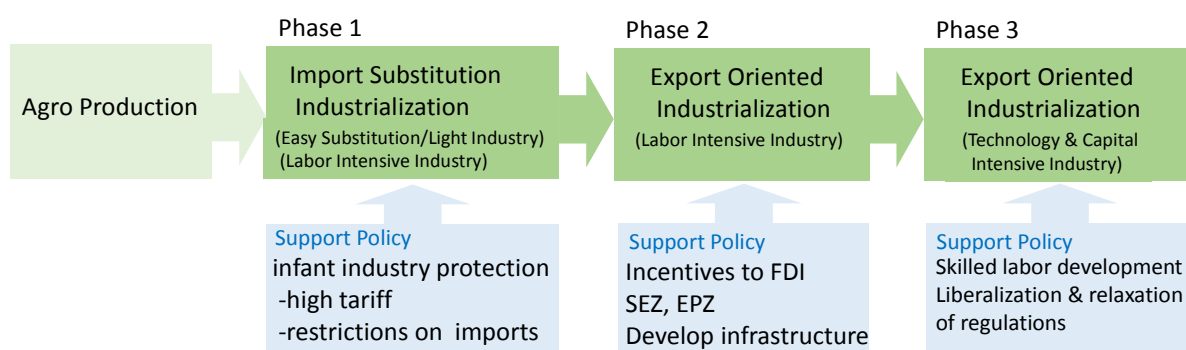
- 2025 年まで、年平均 7.4% の高い経済成長を実現し、2020 年代には、上位中所得国（1 人当たり国民総所得（GNI: Gross National Income）が 4,125USD より大きく、12,736USD 以下）の間入りを果たす。
- 2025 年以降も高い経済成長を維持し、2041 年には、高所得国（1 人当たり GNI が 12,736USD より大きい）に匹敵する 1 人当たり GDP を実現する。

- 高い経済成長を実現するために、高付加価値産業を育成し、輸出志向工業化を促進する。このために、産業の発展段階に応じて、適切な産業政策を講じる。

### (3) ロードマップ

現在「バ」国は、下図に示す工業化過程におけるフェーズ 2 の途上にあると推定され、徐々にフェーズ 3 に移行していくものと見られる。現在の好景気基調を失速させることなく長期的な経済成長を維持していくためには、国内産業の更なる高度化に向けて、以下のような対策を講じる必要がある。

- 短中期：外国直接投資に対するインセンティブの提供、海外企業のための、SEZ のような工業団地の建設、港湾、道路、鉄道、発電所等の様々なインフラ整備
- 中長期：工業団地の建設、インフラ整備の更なる促進及び、熟練労働力の開発等の産業人材育成、規制緩和と経済自由化の促進



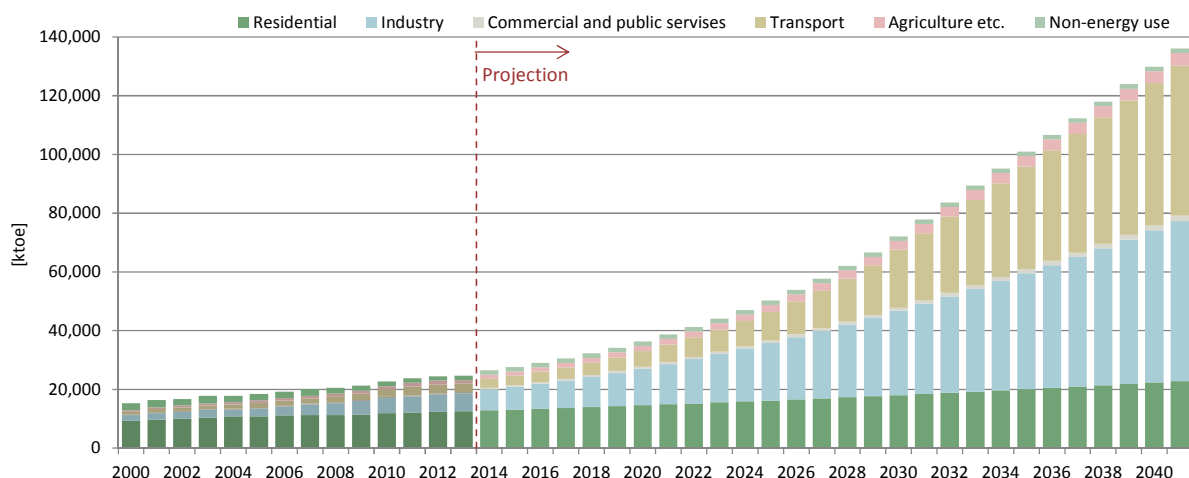
出典：JICA 調査団

図 1-9 産業高度化のプロセス及び必要とされる支援施策

## 1.6.3 一次エネルギー

### (1) 現状と課題

前述の経済成長見通しを元に、各セクター別に、2041 年までのエネルギー消費量見直しを行った。省エネ施策導入の効果を考慮する前の BAU シナリオにおける、最終エネルギー消費見直し及びセクター別内訳を示す。



出典：JICA 調査団

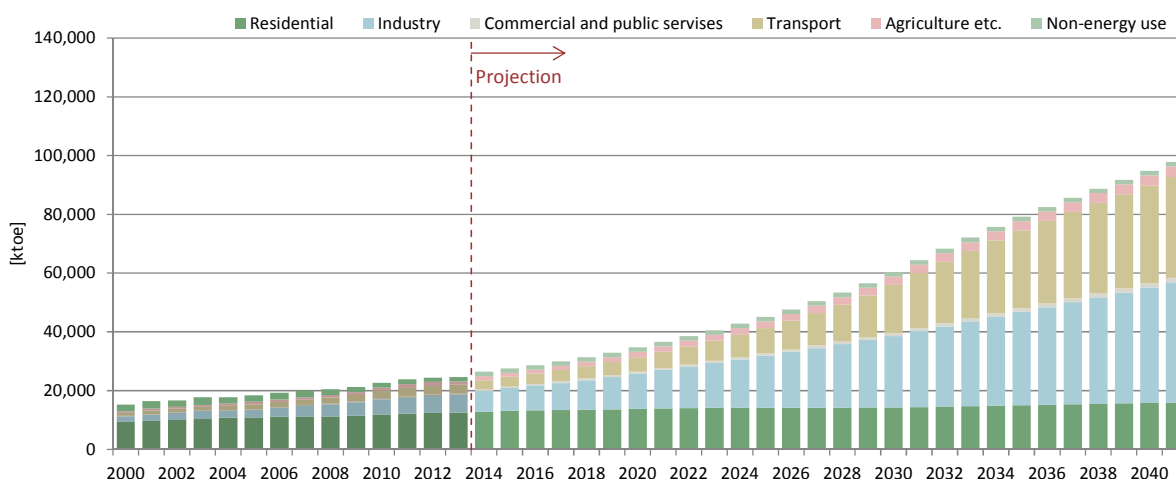
図 1-10 最終エネルギー消費見直し (BAU シナリオ)

今後「バ」国の産業化が急速に進展するとともに、産業部門においても労働集約型の RMG 等からエネルギー多消費業種へのシフトが進むと予想されることから、産業用でのエネルギー消費が急増する見通しである。加えて、運輸部門においても、1人あたり GDP の増加により、2020年代半ば以降、自動車所有が急速に進むと見込まれることから、将来運輸部門でのエネルギー消費量は住宅部門を大きく上回ると予想される。

上記両部門を含めた最終エネルギー総消費量は、2014年から2041年までの間に年平均6.3%成長すると予想している。このBAUシナリオでは、エネルギー総消費量の伸びがGDP成長率（実質ベースで年平均6.1%）をやや上回る。エネルギー総消費量のGDP原単位は、2020年代半ばまでは低下傾向が続くものの、以降反転増が始まり、2041年断面では、2014年実績（3.42 toe/million BDT）と同水準まで戻る見通しである。

「バ」国における今後の急速なエネルギー消費増加を緩和すべく、2015年3月にJICAの支援で「Energy Efficiency and Conservation Master Plan up to 2030」（EECMP）が作成された。ここでの検討結果を踏まえ、同MPで提言された方策が適切に実施されることを前提に、エネルギー効率化シナリオにおいては、エネルギー総消費量のGDP原単位が以下の通り低下することを見込んだ。EECMPでの目標値（2030年の原単位を対2030年比で-20%）と異なるのは、EECMPの数値目標では含まれていない運輸部門をここでは考慮していること、定義の違い等によるものであり、同じ定義で算定するならば、2030年の原単位は2014年比-20%、2041年の原単位は2014年比-25%となる。

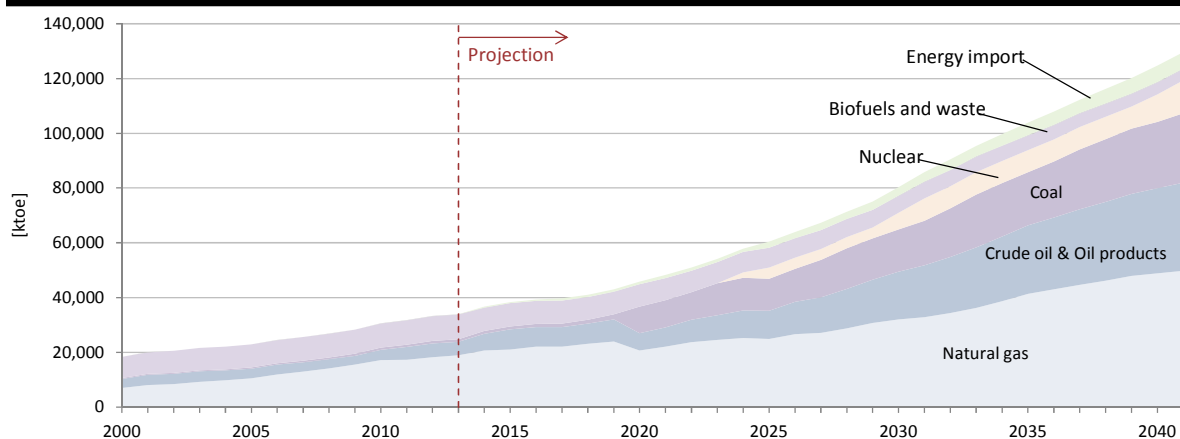
- 2030年時点で2.65 toe/million BDT（対2014年比で-23%低下）
- 2041年時点で2.56 toe/million BDT（対2014年比で-25%低下）



出典：JICA 調査団

図 1-11 最終エネルギー消費見通し（エネルギー効率化シナリオ）

これに基づき算定した一次エネルギー供給見通しは、下図・表の通りである。2041年までの年平均増加率は4.9%に抑えられるが、主として発電用に用いられる石炭及び再エネが大きく伸びているほか、運輸用の需要増により、石油の消費量も平均をやや上回っている。



出典：JICA 調査団

図 1-12 一次エネルギー供給見通し

表 1-7 一次エネルギー供給見通し

一次エネルギー	2014		2041		平均増加率 (‘14-’41)
	toe	(share)	toe	(share)	
天然ガス	20,726	(56%)	50,149	(38%)	年 3.3%
石油 (原油 + 石油製品)	6,263	(17%)	32,153	(25%)	年 6.2%
石炭	1,361	(4%)	26,273	(20%)	年 12.7%
原子力	-	-	11,942	(9%)	-
水力、太陽光、風力等	36	(0%)	197	(0%)	年 6.5%
バイオ燃料及び廃棄物	8,449	(23%)	4,086	(3%)	年-2.7%
電力 (輸入)	377	(1%)	6,027	(5%)	年 10.8%
合計	36,888	(100%)	130,827	(100%)	年 4.8%

出典：JICA 調査団

## (2) 今後の目標

- EECMP で提言された省エネ方策の導入を前提に、エネルギー総消費量の GDP 原単位につき、2030 年に対 2014 年比で-23% (EECMP と同じ定義で算出した場合、-20%)、2041 年に対 2014 年比で-25% (EECMP と同じ定義で算出した場合、-20%) の達成を目指す。
- 上記の達成のためには対 BAU シナリオ比で 2030 年に-16%、2041 年に-28%の削減を目指す。
- EECMP では運輸部門の省エネは考慮されていなかったが、所得の上昇により今後急速にモータリゼーションが進み、同部門のエネルギー消費が急増すると予想される。上記の目標を達成するためには、同部門のエネルギー消費量を対 BAU シナリオ比で-33%削減を目指す。

## (3) ロードマップ

EECMP で提言されたアクションプランを実施する。

- エネルギー管理制度 (大規模産業用・業務用需要を対象に)
- 電気機器の性能ラベリング、最低性能基準 (主に住宅用需要を対象に)
- 省エネ建築基準 (改訂版 BNBC) の施行
- EEC 設備導入に対する低利子融資プログラムほか

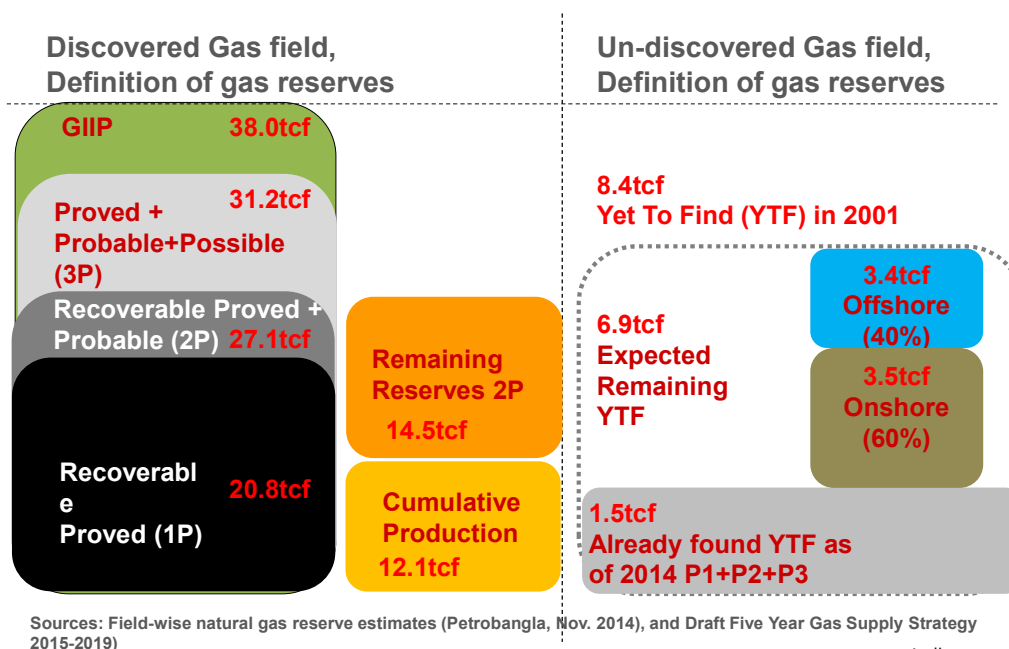
運輸部門においては、乗用車の燃料消費効率を向上することに加え、渋滞が慢性化している都市部（ダッカ市内）の道路交通状況改善策が挙げられる。

- 乗用車の燃費改善に向けた政策支援（エコカープログラム 等）
- 都市部の道路網整備改善（道路拡張、フライオーバーの建設 等）
- 鉄道網の整備（ダッカ市内での MRT 整備、ダッカーチッタゴン間鉄道網整備）ほか

## 1.6.4 国内天然ガス

### (1) 現状と課題

天然資源はいつかは無くなることになるが、「バ」国の天然ガス資源も同様である。確認埋蔵量の 20.8TCF のうち、12.1TCF を 2014 年までに使用しており、残りは 8.7TCF である。現在見込まれている需要では、可採年数は 9.5 年程度である。



出典：JICA 調査団

図 1-13 「バ」国ガス資源概要

国際経済の見地から、国産天然ガス資源の価値を認識し、効率的に回収率を最大にするよう開発、活用する必要がある。石油・ガス開発において、1990 年以降、探鉱や掘削技術の分野で大きな進歩があり、回収率も大きく改善されてきている。今後のガス開発に関してはそのような進歩を享受する仕組みを作ることが求められている。これまで、技術的に優れた外資の導入に関して消極的であったが、政策の転換が必要となってきた。これまでもオフショアの未発見ガス資源開発には外資を導入してきたが、今後はオンショアの未発見ガス資源開発、既発見ガス田の生産、回収にも外資の積極活用を検討すべきである。このためには PSC の改定が必要で、新たな PSC の下に、新規鉱区の国際入札を行うとともに、BAPEX や BGFCL、SGFL などのガス生産会社と外資のパートナーシップを推進することが求められている。国内の資源はやがてはなくなる。BAPEX もインド ONGC と同様に、海外エネルギー資産を獲得できるように役割の変革を行うべきである。

ガス利用の効率化の問題は、今後のエネルギー政策の中で避けては通れない問題となってきた。

とりわけ尿素と火力発電所の効率の問題は全ガス消費量にまで大きな影響を与えるため、緊急性が高い。尿素の製造では世界標準は 25 Mcf/ton 尿素であるが、「バ」国の平均は 2014 年において 44 Mcf/ton で製造効率が著しく落ちる。これは、2014 年の 1 年間で 130mmcf/d のガスが無駄遣いされていることを意味する。発電所に換算すると発電容量 1000MW となる。また、2014 年の「バ」国 BPDB 傘下の発電所が消費したガスは 337.4BCF であった。電力統計データから平均発電効率は、38%と推定されている。ガス発電の世界的な発電効率のベンチマークは 45%である。この両者の差はガスの消費量で 52BCF に相当し、発電容量に換算すると 1300MW に相当する。これに加え、Captive Power の発電効率も高くはないと考えられ実態を把握するべきである。低いガス利用効率は、ガス資源の浪費である。今後、現在の低い効率から国際的な水準にまで高める必要があり、そのための法整備を行なうべきである。さらに、高価な LNG の本格導入が始まれば、低いガス効率やシステムロス、リークは経済的損失に直結する。今後、現在の低い効率から国際的な水準にまで高める必要があり、そのための法整備を行なうべきである。

## (2) 今後の目標

- 1) 国内資源の効率的な開発のために、技術的に優れた外資の導入を積極的に行う。
- 2) ガス利用の効率を国際的な水準にまで高める。(短・中期)
- 3) 国内資産の目減りに対応し海外でのエネルギー資産(注)を獲得する。(中・長期)

注：海外エネルギー資源の獲得は必ずしも自国に直接持ち込むことを意味しない。基本的には、エネルギーのスワップを念頭に置いたものである。

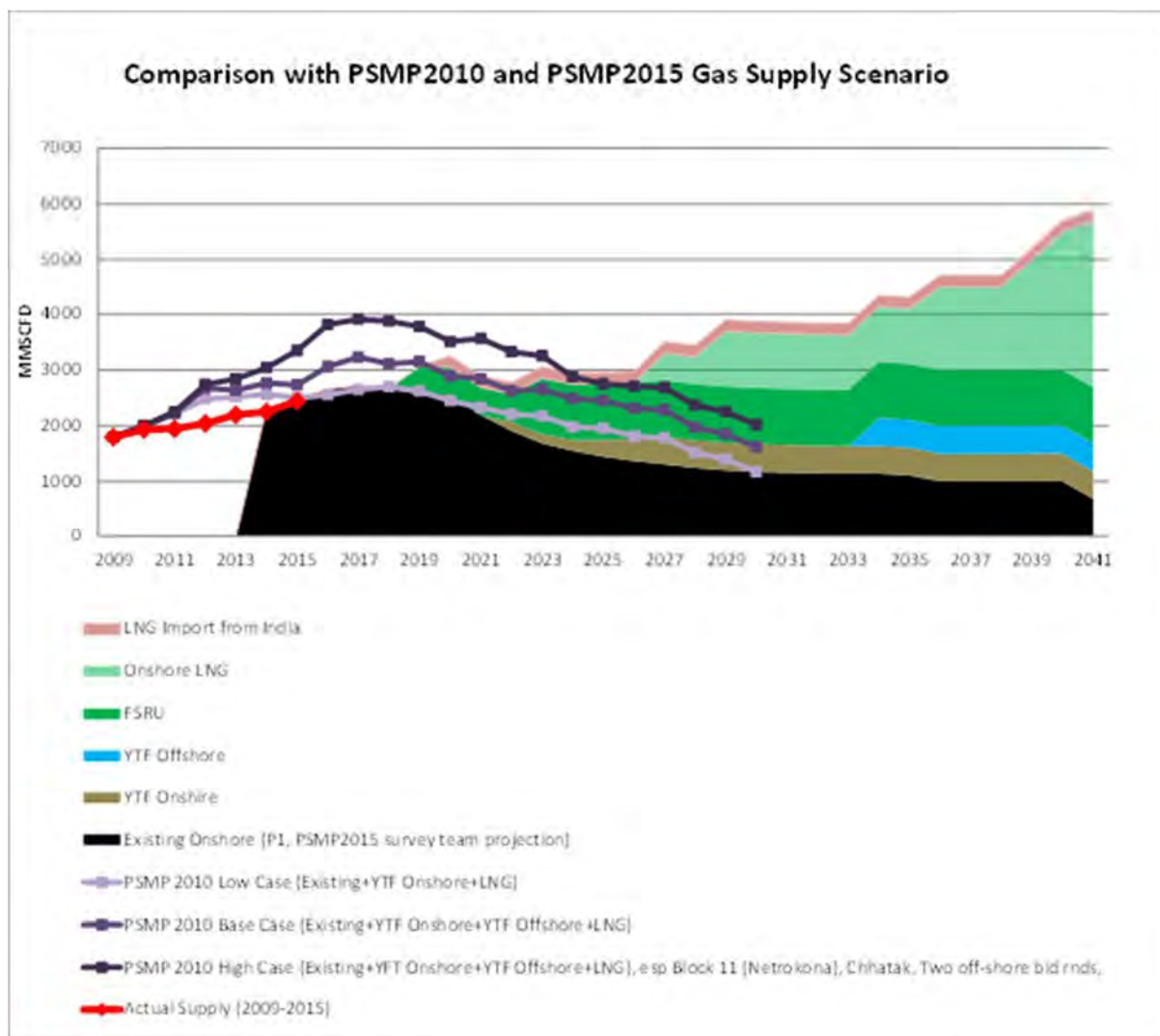
## (3) ロードマップ

- 1) 国内資源の効率的な開発のために、技術的に優れた外資の導入を積極的に行う。
  - PSC の改定により外資の導入を積極的に進める。2019 年までに改定。
  - 新規に陸上及び海洋鉦区の国際入札を行う。
  - 外資と BAPEX、BGFCL (Bangladesh Gas Field Company Limited)、SGFL(Sylhet Gas Field Limited)などガス生産会社とのパートナーシップを推進する。
- 2) ガス利用の効率を国際的な水準にまで高める。(短・中期)
  - ガス利用の効率化に関する法整備。2019 年までに法整備。
  - 効率を国際標準に高め、効率の悪い施設の排除を行う
  - ガスの効率利用を支えるインフラ整備 (ガス配管網の近代化)
- 3) 国内資産の目減りに対応し海外でのエネルギー資産を獲得する。(中・長期)
  - BAEX の役割の改正。早急に検討を行う。2019 年までに改正
  - 海外エネルギー資源の獲得を目指す。(2028 年ごろまでに)

## 1.6.5 輸入液化天然ガス(LNG)

### (1) 現状と課題

2015年には、既存ガス田よりの生産が約2,500 mmscfdで、2017年にはピークの2,700 mmscfdに達し、その後、漸減してゆくものと予想されている。今後、需要の急速な伸びが見込まれ、輸入天然ガス(LNG)への依存度-ガス需要に対する輸入ガスの割合-は急速に高まるものと予想されている。LNGが導入される2019年には17%、2023年には40%、2028年には50%、2041年には70%を超えると推定されている。



出典：JICA 調査団

図 1-14 ガス供給予測 2016~2041

このような状況で、輸入天然ガス(LNG)導入のためのインフラの整備、すなわち LNG 輸入ターミナルと既存インフラへの接続パイプラインの建設が急務となっている。そこで現在 FSRU の建設とそれを通じた LNG の導入計画が進んでいる。また、陸上 LNG ターミナル建設計画も議論されている。しかし、重要なことは、両者の違いを見極め正しい判断を行う必要があるということである。陸上 LNG ターミナルは、需要の増加に従い増設することができ、さらに運転コストが低下していくのが特徴である。また大型の LNG 船を使用することができるため FSRU と比較し輸送費も安価となる。

建設スケジュールの観点からは、陸上 LNG ターミナル建設には、土地の確保に絡み Re-Settlement Plan などを含め約 10 年の年月が必要であるが、FSRU は 3 年で商業運転に漕ぎ着けることができる。しかし FSRU は、年間 60 回以上の Ship to Ship Transfer を行うため天候の制約を受けがちである。

LNG ターミナルは段階的に拡張されてゆくため、それに合わせてターミナルから消費地への幹線パイプラインの設計思想を確立しておく必要がある。LNG の再気化施設では、ガスの輸送圧力の設定を随意に行うことができ、高圧での輸送が可能となるが、同時に既設インフラへの影響も検証しなければならない。以上、合理的な LNG 導入にあたっては、マスタープランの作成が必要である。マスタープラン作成にあたってはエネルギーの安全保障と経済性、国際連携（インドとの共同 LNG ターミナルの可能性）を考慮する。

LNG の売買契約はすでに流動化が始まっており、硬直的な Take or Pay 契約は過去のものになりつつある。価格交渉に際しては、他の LNG 輸入国と連携し市場化を目指すとともにスポット調達を考慮する必要がある。そのためにはターミナルには、大きめのタンク容量と輸入と再輸出の機能を持たせることが望ましい。LNG 売買契約締結にあたっては、以上を踏まえ、LNG 購入契約戦略の策定が必要となる。

また、現在、電力用ガス価格は、1.02 USD/MMBTU、尿素用ガス価格は 0.94USD/MMBTU である。それに対し、現在の LNG によるガス価格はこれらの価格のほぼ 10 倍程度となっている。今後 LNG への依存率が急速に増加し 2041 年には依存率が 70% を超え、ガス価格も LNG 価格に連動して増加するものと見られている。このような状況で現状の非効率なガス利用が改善されなければ、既設の尿素製造施設で生産される尿素的価格国際競争力は失われ、既設発電施設から発電される電気は割高となり、さらにガスのシステムロスやリークとあわせて、経済的に大きな損失となる。従って、LNG 大量導入が始まる前に、ガスの効率的利用を促進し、導管の整備を進めておくべきであり、その第一歩としてガス資産の電子データベース化および管理手法の確立が急務である。

## (2) 今後の目標

- 1) 陸上 LNG ターミナル：2027 年に 500 mmscfd を供給開始。その後タンクの拡張を行い 2041 年までに 3000 mmscfd を供給
- 2) FSRU Phase 1: 2019 年までに 500 mmscfd を供給、Phase 2 により追加 500mmscfd の供給を行う。

## (3) ロードマップ

- 1) 陸上 LNG ターミナル：2027 年に 500 mmscfd を供給開始。その後タンクの拡張を行い 2041 年までに 3000 mmscfd を供給
- 2) FSRU Phase 1: 2019 年までに 500 mmscfd を供給、Phase 2 により追加 500mmscfd の供給を行う。

- LNG 導入のためのマスタープラン作成。2017 年までに終了
- 陸上 LNG ターミナル設計及び建設（タンク 2 基分）2023 年より 500 mmscfd 供給開始。その後順次タンクの増設を行い、2041 年までに 3000mmscfd 供給できるようにする。
- FSRU Phase 1 と関連するパイプライン等インフラ建設、2019 年より 500mmscfd 供給開始。
- 既設ガスインフラへの影響の調査と、増強計画の作成。2019 年までに終了。
- LNG 購入契約戦略策定。2018 年までに終了。



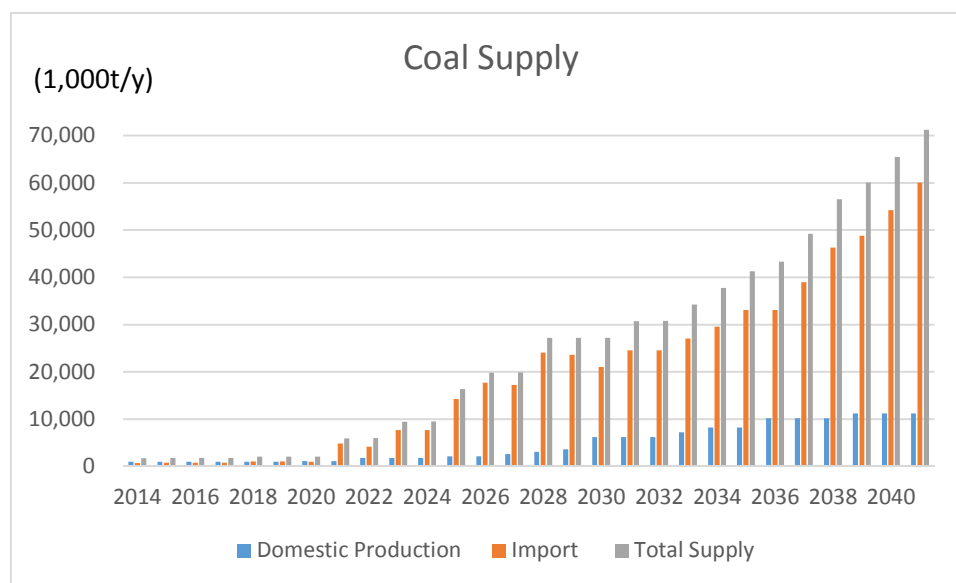
## 1.6.6 石炭

この項では輸入炭インフラと国内炭開発を検討した。

### (1) 現状と課題

#### (a) 輸入炭インフラ

- 1) 2041年での輸入石炭量は6,000万tが予想されている。
- 2) 輸入炭のインフラはハンドリングコストに関わる課題なので、現状は各発電所の独自性に任せている。現状では「沖積み下ろし+バージ輸送」と「コールセンター+バージ輸送」、「コールセンター+ベルトコンベヤー運搬」等が考えられる。
- 3) 一方、発電所にとっては安定供給が最大重要課題となるので、将来的にはコールセンター方式が中心となる。



出典：JICA 調査団

図 1-15 石炭需給予測

#### (b) 国内炭開発

- 1) 石炭は現在も今後も最も安い1次エネルギーであり、「バ」国も石炭火力発電所が増加する。
- 2) 一方、「バ」国を取り巻く南アジアでの石炭火力発電所も急増する。その結果輸入炭の供給、品質、価格が非常に不安定となるだろう
- 3) 上記の背景ならびに「バ」国には良質炭が豊富にあることから、今後国内炭開発が重要となる。
- 4) 国内炭開発には住民の理解が必要で、政府は国民の理解を得るための継続した啓蒙活動が必要である。
- 5) 中国に高価な代償を払っている Barapukuria 炭鉱での操業経験は非常に貴重である。現在中国が請負採炭により高価な石炭を掘っているにもかかわらず、Bangladesh人への技術移転内容が少なく、今後とも同じ形態が続くならば、坑内掘りの新規炭鉱が増えても生産コストは下がらない。その結果、国内炭の安定供給には繋がらなくなる。

## (2) 今後の目標

### (a) 輸入炭インフラ

- 1) 輸入炭インフラの F/S の実施。
- 2) F/S に基づく建設。

### (b) 国内炭開発

- 1) バングラ人の炭鉱技術習得
- 2) Barapukuria 炭鉱での露天掘り技術のパイロット操業を実施する。
- 3) Digipara 炭鉱、Karaspir 炭鉱の開発許可
- 4) Barapukuria 炭鉱でのパイロット操業後、Phulbari 炭鉱の小規模露天掘りを認可する。

## (3) ロードマップ

### (a) 輸入炭インフラ

- 1) 輸入炭インフラの F/S の実施。
  - マタバリ地区に計画している CTT(Coal Transshipment terminal)は、既に F/S を終了している（出典：バングラデシュ国マタバリ地区輸入石炭ターミナル建設・運営事業準備調査（PPP インフラ事業））。
  - この計画では、石炭火力発電所の運転開始年に合わせて柔軟な対応ができるよう段階的な施工計画をしており、2025 年までに 3,800MW(Phase1)、2029 年までに 5,240MW(Phase2) を対象としている。
  - CTT の F/S では、2025 年の Phase 1 では、1,040 万 t/年、2029 年の Phase2 では 2,560 万 t/年を計画している。
  - 将来に向けて、石炭火力発電所の新規開発の増加に伴い石炭輸入量が増加する場合には輸入炭インフラの F/S を実施し、効率的な石炭輸送の検討が必要である。
  - CTT の早期建設の実施並びに沖積み下ろしの可能性の検討に向けて、ベンガル湾での海上積み下ろし状況の実績値を含む F/S も重要となってくる。

### 2) F/S に基づく建設

- CTT(Coal Transshipment Terminal)は、長期的に安定性を確保しつつ効率的に石炭供給できる運用が望まれる。バングラデシュ特有の自然特性である広域な砂地盤、サイクロンなどによる多量の降雨、さらに貴重な動・植物保護も加味した建設が重要である。
- 石炭を海外から長期間に輸入する場合には、炭鉱の石炭埋蔵量によっては、将来炭鉱や対象国が変わる場合があるので、炭種の変化にも対応できる設備計画が望まれる。
- フローティングクレーンによる沖積み下ろしの安定供給の確保と機械化の推進、CTT の早期建設の実施。

### (b) 国内炭開発

- 1) 新たな国内炭鉱開発し、生産が始まるまでには、約 10 年かかるので、今から準備しても生産は早くても 2025 年となる。従って、国内の優良資源を最大限活用するためには、現在出来るところから実施しておく必要がある。
- 2) Barapukuria 炭鉱の生産は 2015 年は 676,000t で、残念ながら計画の 100 万 t には達していなかったが、2020 年は U/G から 1,100,000t、2030 年以降 2041 年までは U/G から 1,200,000t、O/C から 2,00,000t の合計 3,200,000t を想定している。
- 3) そのほか、開発可能性の高い、Dighipara 炭田、Kalaspur 炭田、Phulbari 炭田を含む、国内炭生産

シナリオを考慮すると、総計で、2020 年、1,100,000ton、 2030 年 5,700,000ton、 2041 年 11,200,000ton と想定する。

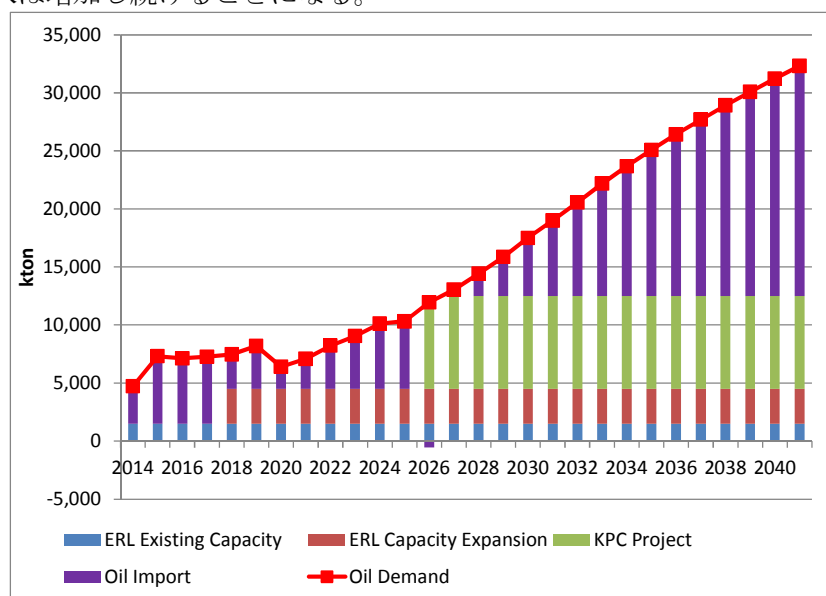
4) バングラデシュ人の炭鉱技術習得

- Barapukuria 炭鉱での安定生産に向けた採掘、通気、保安等の諸技術をバングラデシュ人が習得できる体制を確立すると共にバングラデシュ人が中心となって新規炭鉱開発が出来る体制・プログラムを 2020 年までに整える。その後、中・長期的には、プログラムの実施と成果の評価、及び他鉱山にも技術展開が可能となるような鉱山技術者育成機関の構築、技術移転のための第 3 者機関の設立、例えば鉱山専門学校等が考えられる。

## 1.6.7 石油

### (1) 現状と課題

現在、「バ」国の石油需要は約 500 万トン、このうち自給率は 5%程度にすぎない。しかし今後「バ」国の経済成長と共に、特に産業セクターと運輸セクターの需要の伸びが牽引するため、2041年には石油需要は 6 倍以上（年平均 7.4%の増加率）となる見通しである（エネルギー効率化ケース）。「バ」国には既存の国営精製所の拡張やクウェート石油による石油コンビナート建設など、2018 年以降に石油の国内供給力増強計画があるが、石油需要の増加ペースがこれを遥かに上回る限り、石油輸入は増加し続けることになる。



出典：JICA「南部チッタゴン」調査団および JICA 調査団

**図 1-16 石油の需給バランス予測 2014-2041 年**

さらに、現在は「バ」国の石油需要の 2%、エネルギー需要全体では 0.01%に過ぎない LPG 消費量は、今後は天然ガスの代替として、家庭向け調理用燃料および運輸セクターの燃料として、需要が急激に伸びる可能性がある。また現時点では、LPG の公定価格と市場価格には 2-3 倍の開きがあり、LPG が都市部貧困層や農村部のエネルギーアクセス向上に資するのは難しい状況にある。LPG への補助金は、一時的にはエネルギーアクセス改善を向上させる可能性があるが、LPG 需要が急増すると予測される状況では、国家財政の大きな負担にもなりうる政策であり、現在の家庭向け定額制ガス料金の改定と合わせ、慎重に検討されるべきである。また、石油の国内供給能力増強計画はあるものの、今後の「バ」国の急増するエネルギー需要の中で石油製品をどう戦略的に位置づけるか、明示的な政策は現時点では存在していない。

### (2) 今後の目標

- 今後の「バ」国エネルギー政策の中で、石油製品の戦略的位置づけを行う（一次エネルギー全体の中の石油の位置づけ、国内精製能力増強と製品輸入のバランス等）。
- 今後の「バ」国エネルギー政策の中で、石油製品補助金の出口戦略を策定する。

### (3) ロードマップ

- エネルギー政策中の石油製品の戦略的位置づけ明確化（2017 年まで）
- 石油製品補助金の出口戦略策定（2017 年まで）

## 1.6.8 電力需要想定と電源開発計画

### (1) 現状と課題

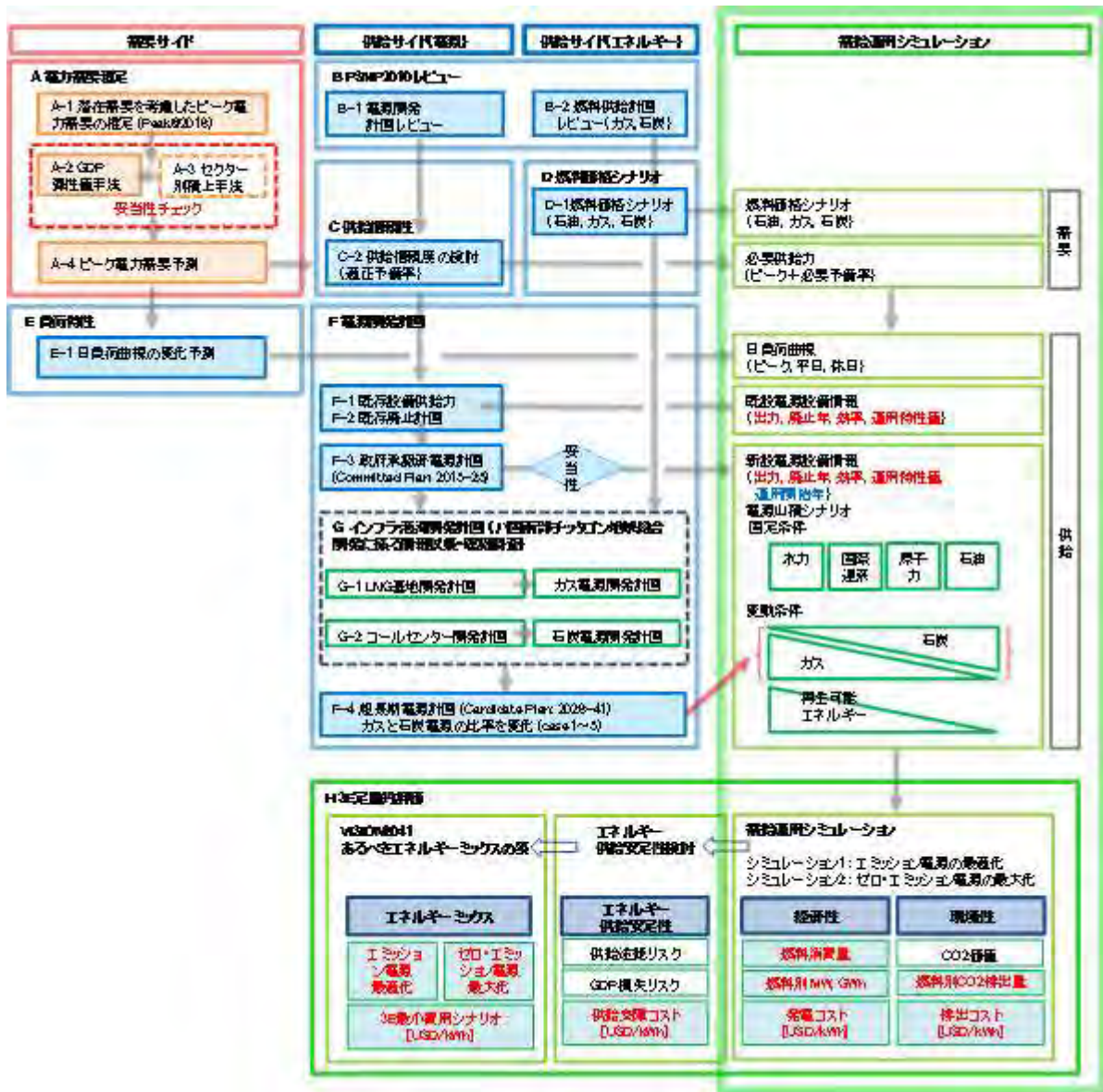
PSMP2010 レビューの章で前述したように、PSMP2010 において計画した 5 年電力需要とその実績は、予定していた発電所建設が遅れたことや安定的な燃料輸入に不可欠な港湾等の必要インフラが整備されてこなかったもあり、実際には約 80% レベルの約 8,000MW に留まっていた。

そのため、今後経済発展の源であるエネルギーの安定的確保に当たっては、一次エネルギー調達部門(Energy Division)と、電源部門(Power Division)が、今まで以上により一層、一致団結した組織体制、運用体制を構築し、共同インフラ計画の策定、官民連携した資金調達の確保、共同建設へと取り組むことが課題である。

### (2) 今後の目標

将来の電源開発計画を策定する場合、将来の需要予測が重要な要因となる。しかしながら、需要予測の持つ不確実性を踏まえると、ある一つの条件の下に、将来の最適電源開発計画を精度良く算出し、それを基に、具体的な電源開発を推進することは決して得策ではない。つまり、将来の電源開発計画を策定する場合には、需要を含めた種々の計算諸元をすべて変数と考え、それらの変数をその系統における蓋然性の範囲内で変更して感度解析を実施し、その系統での電源設備と経済性、環境性、エネルギーセキュリティー特性の傾向を把握することが非常に重要である。

従って、マクロ経済成長シナリオに基づいて大凡の電力需要想定を行い、その需要シナリオを変数とし、需給運用をある程度簡略に模擬し、それぞれのケースにおいて経済性、環境性、およびエネルギー安定供給性について 3E の定量評価を実施し、最適電源構成を策定することで、長期的な視点にたった将来の電源構成ビジョン、すなわち、エネルギー電力政策を提案する。具体的検討フローは下記に示すとおりである。



出典：JICA 調査団

図 1-17 電源計画策定フロー

1) 電力需要想定

本調査でのピーク電力需要の想定手法としては、手法が簡易で、現地カウンターパート機関が今後ローリングプランとして継承していく上で技術移転がし易い「GDP 弾性値手法」を採用することとした。ただし、この手法においては、電力需要に影響を及ぼす諸要因が大幅に捨象されており、他の想定手法と結果が乖離する可能性もあるので、今回は確認のため「セクター別積み上げ手法」によるピーク電力需要見通しを併用して、「GDP 弾性値手法」の妥当性を検証することとする。

(a) 潜在需要を考慮したピーク電力需要の推定

バ国では、ピーク時には常に需給が逼迫する状態が続き、潜在需要が満たせず、輪番停電が発生するため、実際に記録される最大電力は、こうした潜在需要を織り込んでいない。潜在需要を

考慮した最大需要をより正確に予測するためには、日負荷曲線と輪番停電量の季節変動特性に着目し、日々の運用データから理論的に負荷曲線を推測することが必要となる。

冬場(11~1月)休日では輪番停電の発生は相対的に少なく、日負荷曲線は、実際のピーク負荷(電灯ピーク)に極めて近い形状を示す。また、夏場負荷曲線上の、ベースおよびミドル負荷も、ほぼ実績と近い値を示す。

従って、下図に示すとおり、FY2015年実績データを用い、夏場ベース(5,487MW)&ミドル負荷(1,043MW)に、冬場ピーク(1,811MW)を加えることで合成日負荷曲線を作成し、ピーク電力需要想定を8,039MWと推定した。同様の手法で、FY2016の値を8,921MWに更新し、その値を起点として、ピーク電力需要想定を実施する。

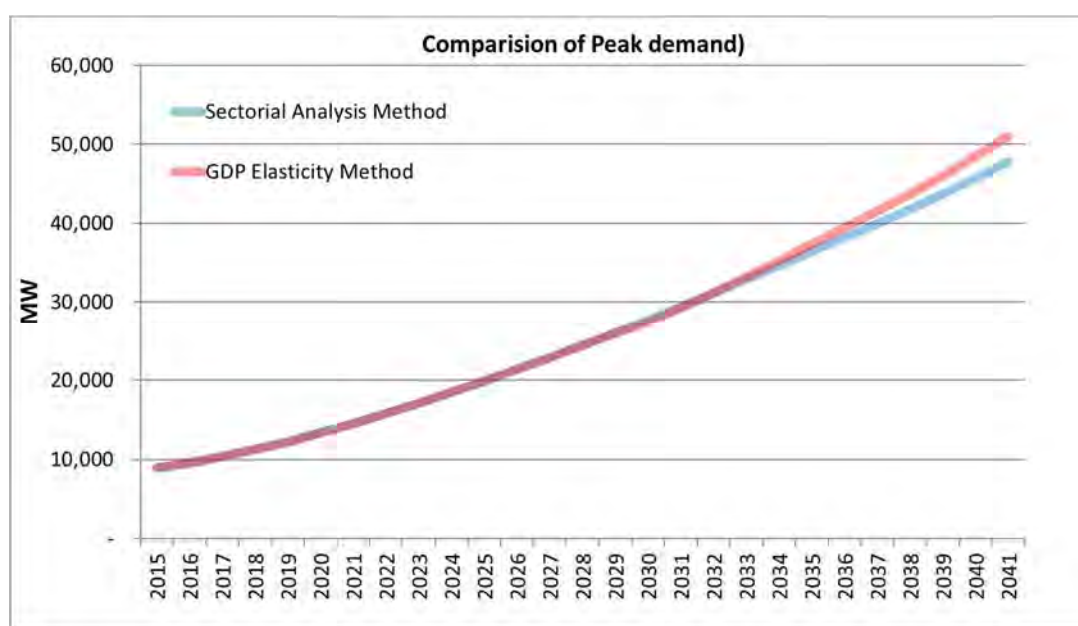


出典：JICA 調査団

図 1-18 「バ」国の夏場における想定合成日負荷曲線

(c) セクター別積上手法を用いた GDP 弾性値モデルの妥当性検証

「GDP 弾性値手法」と「セクター別積み上げ手法」のそれぞれを用いた、ピーク電力需要見通しを比較すると、2041年断面で前者(標準シナリオ)が後者を約5%程度上回っているものの、ほぼ同じ結果となっている。このことから、方法論が簡易で現地カウンターパート機関が今後ローリングプランとして継承していく上で技術移転がしやすい「GDP 弾性値手法」による電力需要想定を採用することとした。



出典：JICA 調査団

図 1-19 「GDP 弾性値手法」及び「セクター別積み上げ手法」による想定結果比較

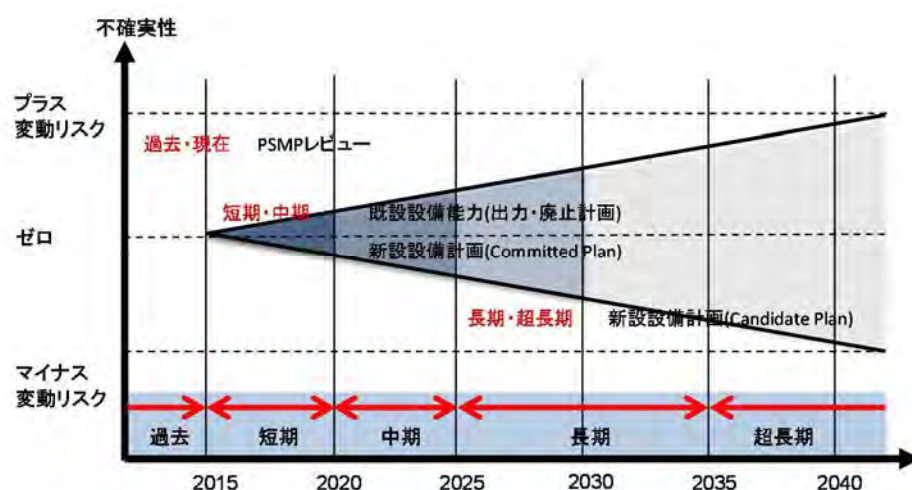
(d) ピーク電力需要見通しとエネルギー需給見通しとの統合

上記の通り導出されたピーク需要見通しに年負荷率を乗ずることによって、系統からの電力供給可能量を算出し、前述した一次エネルギー需給見通しにおける、電力総消費量の見通しとのすり合わせを行い、両者の見通しを統合し、統一的な「エネルギー・電力需給見通し」を完成させた。

2) 電源開発計画

長期的電源開発計画の策定にあたっては、短期における不確実性の低い事象（既存設備、廃止計画、政府承認済み計画）の妥当性を検証したうえで短期・中期計画を定め、さらに、別途「JICA バ国南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査（以下、南チッタゴン MP 調査）」において検討される港湾・燃料基地インフラ計画と整合をとる形で、長期・超長期計画上のガス、石炭電源等の基本運用開始時期を定める必要がある。

電源構成の将来ビジョン構築に当たっては、特に、不確実性の高い長期、超長期計画部分において、ガス、石炭電源との構成比率を、南チッタゴン MP のインフラ計画に矛盾を生じさせない範囲で変化させ、それぞれのケースにおいて、経済性、環境性、およびエネルギー安定供給性について、3E の定量評価を実施し、最適電源構成を模索する。



出典：JICA 調査団

図 1-20 電源計画策定における時間軸とリスク変化の関係

(a) 既存施設

既設設備については「バ」国関係者と協議し、下図「電源開発計画（基本ケース）」の通り決定した。既設設備量は、2015 年断面で 10,895MW となる。

(b) 廃止計画

この既設設備量から、出力、COD、廃止年及び運転年数が評価される。平均の運転年数が約 20 年であり、効率も低く、これらを老朽化の著しい既存設備の効率向上も費用対効果の観点から難しいことを鑑みると、政府の示している廃止計画は妥当であると判断する。限りある資源を最大限に活用するためには、低効率な既設発電所を順次廃止し、高効率な新設設備に置き換え、ネットワーク全体の高効率化を目指す方向性は重要であると考えられる。

(c) 政府承認済み計画（Committed Plan）

各燃種別の Committed Plan は、今後 10 年間に約 14,000MW の開発計画となっている。火力発電所のうち、特に、ガスと石炭炊き発電所の開発計画の進捗について、BPDB（ Bangladesh ）



電源開発公社：Bangladesh Power Development Board）、BIFPCL（Bangladesh・インド友愛電力会社：Bangladesh-India Friendship Power Company (Pvt) Limited）、CPGCBL（Bangladesh石炭火力発電会社：Coal Power Generation Company, Bangladesh Limited）、NWPGL（North-West Power Generation Company Limited）および Orion Group などの関係期間との打ち合わせにより確認した。

(d) 南チッタゴン MP 調査との整合性の考慮

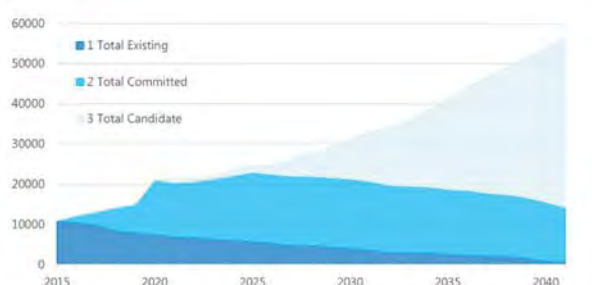
電源開発計画を策定する上で、燃料を長期的に安定的に確保することは、非常に重要である。特に、発電所の運用開始年の決定にあたっては、ガス、石炭のような輸入燃料を受け入れる港湾インフラが運用されていることが前提となるべきである。そこで、JICA が実施した「バ国南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査（以下、JICA 南部チッタゴン MP 調査）」によって、バ国政府と合意形成したインフラ・港湾開発計画を採用し、その計画に沿う形で、電源設備の運用開始年度を定めた。

(e) 超長期電源計画の検討 (Candidate Plan)

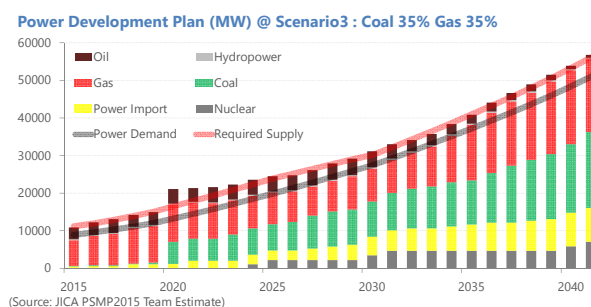
超長期計画策定にあたっては、南チッタゴン MP 調査におけるインフラ・港湾計画に沿った形で、ガスと石炭の比率を変化させた電源山積みを検討する。なお、本項では、ガス・石炭比率の各オプションにおける 3E 評価を踏まえ、基本電源開発計画として、2041 年度断面におけるガス電源と石炭電源の比率を、それぞれ 35%としたシナリオを定める。

(f) 基本ケース：電源開発計画の集約

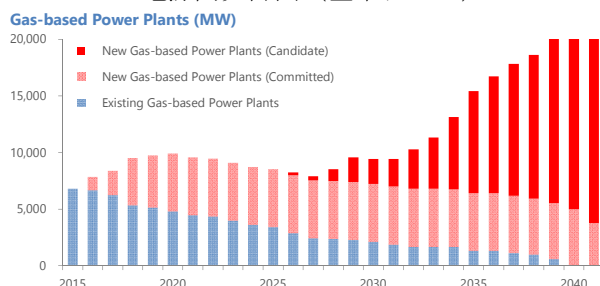
以上を総合し、既設設備に廃止計画を考慮した既設設備供給力(existing capacity)に、おおよそ 2025 年目途に計画された committed plan と、それ以降の不確定要素を含んだ candidate plant を組み合わせた電源開発計画は、下図のとおりとなる。なお、本計画は、ピーク需要 peak demand に、信頼性(reliability)を考慮した必要設備量を加えたものとなる。



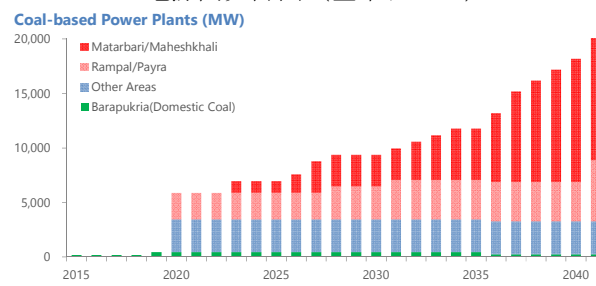
電源開発計画（基本ケース）



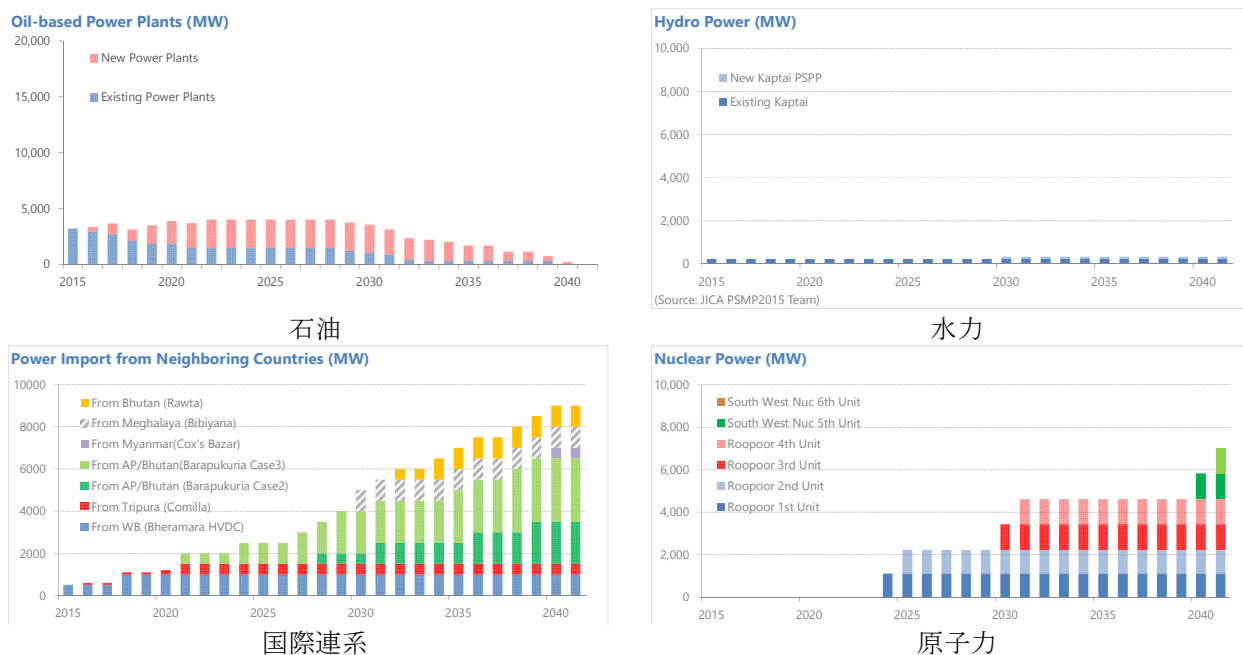
電源開発計画（基本ケース）



ガス



石炭



出典：JICA 調査団

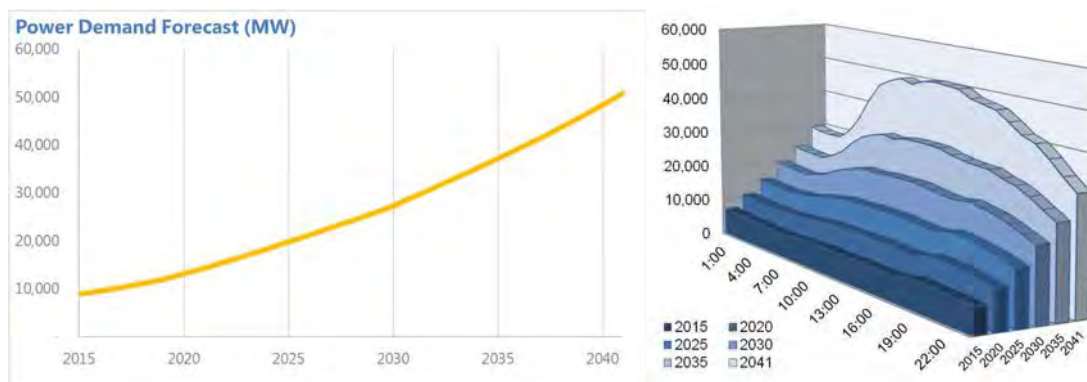
図 1-21 2015～2041 各電源設備量推移 (MW)

### 3) 需給運用シミュレーション

#### (a) 経済性および環境性の算定のための前提条件

##### (a-1) 日負荷曲線

「バ」国における 2015 年から 2041 年までの日負荷曲線を推定する。2015 年におけるバ国の日負荷曲線実績値は下図のように夕方に電力需要ピークがある曲線となる。一方で、「バ」国の経済成長率、電化率の伸びなどを勘案すると、2041 年までには日中と夕方にピークが来る先進国型の日負荷曲線になると想定される。



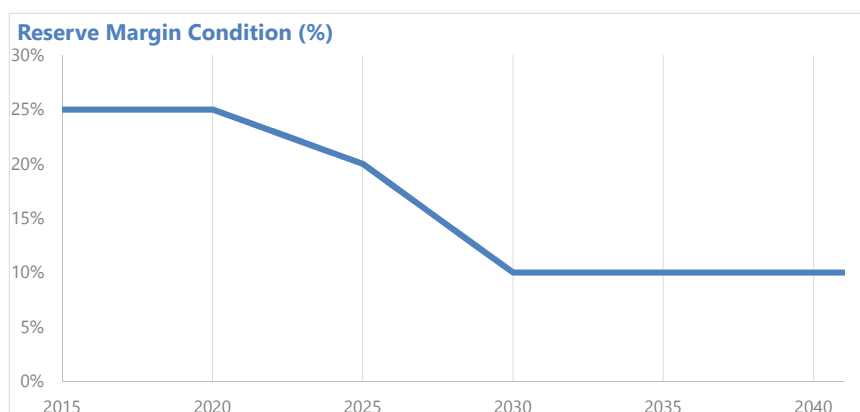
出典：JICA 調査団

図 1-22 2015～2041 年「バ」国推定電力需要量推移(MW)

##### (a-2) 供給信頼性

供給信頼度と必要設備量の間を、電力需要想定 (Base ケース) および電源開発計画に基づき検討した。供給予備率と LOLE との関係は、年々変化する。LOLE を途上国における一般値 1.0%～1.5%とした場合、現状の適正予備率は、理論上、約 25%となる。電力の質の章でも詳述するが、2025 年頃に、国際関係や原子力などの導入を前提とする場合、供給信頼性を高める必要が

あることを鑑みると、相当チャレンジな目標であると認識しつつも、LOLE=0.3%と設定した場合、必要予備率は8%~15%が必要となる。従って、本検討においては、2020年以降25%から減少させ2030年時点で10%の目標とし、それ以降もこの水準を維持するとした。



出典：JICA 調査団

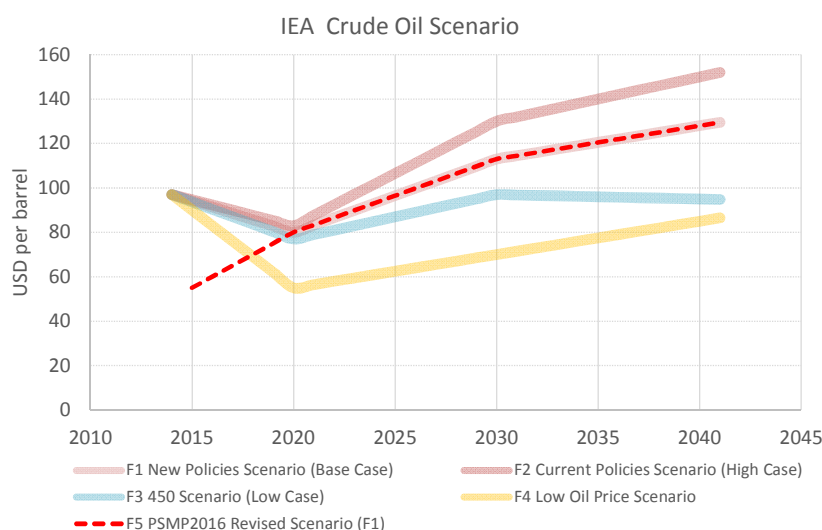
図 1-23 予備供給力の設定

### (a-3) 燃料価格シナリオ

「バ」国での燃料価格のうち、特に、国産ガス価格は、国際取引価格との乖離差が大きく、安価で供給されている。しかしながら、今後、経済がより成長し、需要が国産供給量では賅えなくなる事が明らかであることを考えると、燃料の輸入の割合は、今後ますます急増する傾向にあり、その時の取引価格は、国際価格に限りなく近くなると思われる。

本検討において、原油価格は、バ国政府、ならびに国際機関 IEA との協議により、超長期的な需給バランスに基づく価格シナリオを提示している IEA シナリオを採用することとした。

但し、IEA シナリオは、現況の市場価格と乖離があることから、これらを考慮し、2015年平均市場価格を起点に、2020年断面で IEA の New Policies Scenario (F1)に漸近するよう、価格を修正した、本検討オリジナル・シナリオ(F5)を設定し、このシナリオを原油ベースの基本シナリオと定めた。



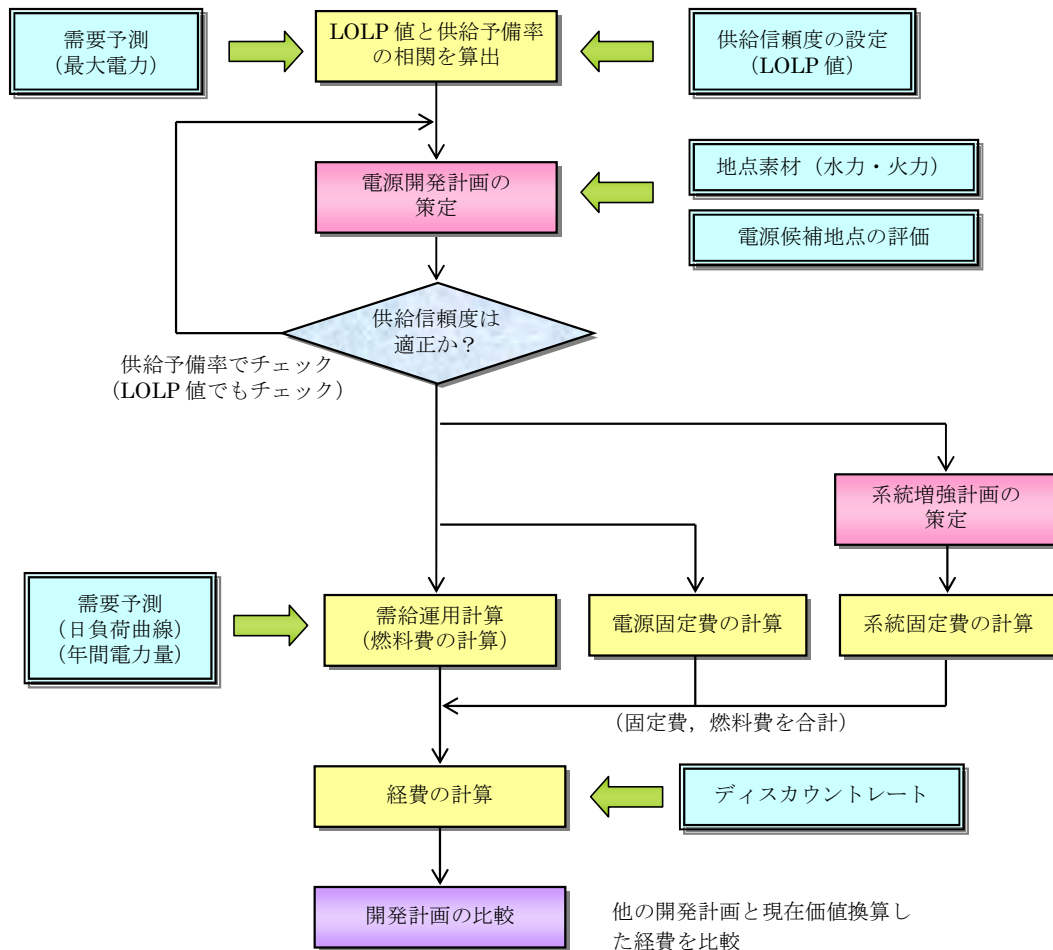
出典：JICA 調査団

図 1-24 IEA 原油価格シナリオ

(b) 需給運用シミュレーションの概要

最適電源計画 optimum power development plan の定量的評価については、一次エネルギー需給バランス、電源開発計画、系統解析、系統運用に基づく経済性、ならびに環境、エネルギーセキュリティなどの調和を鑑み、最小費用法に基づき算定し、評価を行い、その評価結果を電源開発計画に反映する。電源開発計画の策定にあたっては、需給運用シミュレーションツール power development planning assistant tool として、PDPAT II および WASP IV を使用し、下図に示すフローに従って実施する。

与えられた需要に対し、与えられた発電設備を用いて、最も経済的となる運用をシミュレートして、その時の年間燃料費を計算する。その際に、燃料費の比較を実施し、固定費 fixed cost、燃料費 fuel cost、融通費 inter-connected cost を合算して年間の経費 annual expense を計算し、系統全体 total power system で最も経済的となる least cost 運用をシミュレートして、開発計画の経済性を判断する。この年経費を他の開発計画と比較することにより、最適な開発計画を選定する。



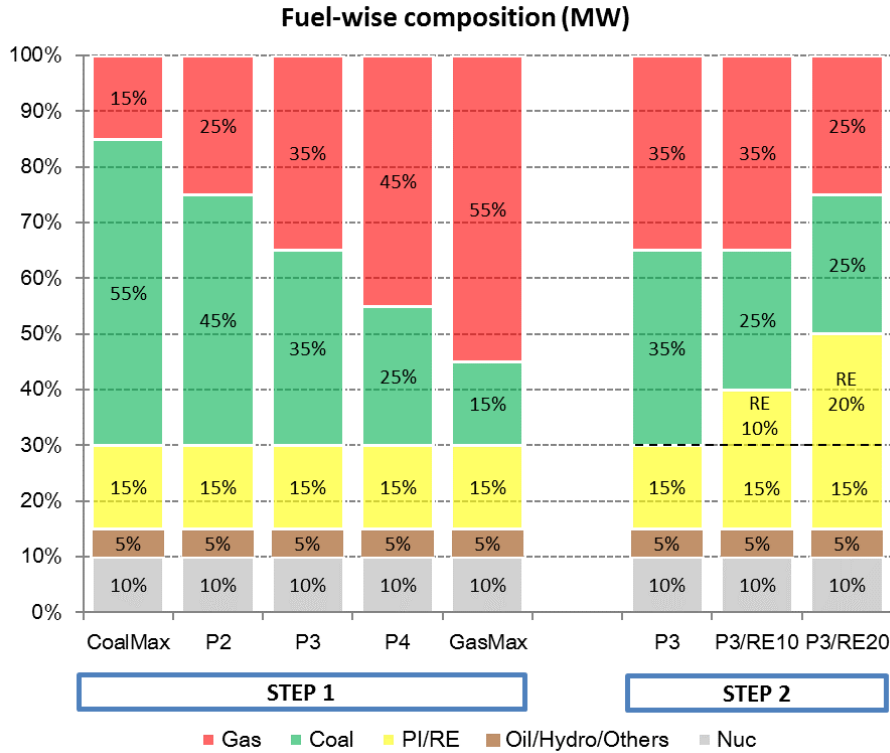
出典：JICA 調査団

図 1-25 需給運用シミュレーションの概念図

構成比率は下記図のように、固定条件 (Fixed Factor) 及び変動条件 (Variable Factor) をもとに検討する。固定条件では、原子力、国際連系線、水力、既設石炭、既設ガス、既設石油、及び新設の石炭ガス石油のうち既に計画が進行しているものを考慮する。変動条件では、電源計画上適切だと考えられる全電源のうち 70% を石炭およびガスで賄われると仮定し、最適電源構成を検

討するため 2041 年度断面における石炭・ガスの構成比率を下図の P1 から P5 のように変化させた 5 つの構成比率シナリオについて検討する。

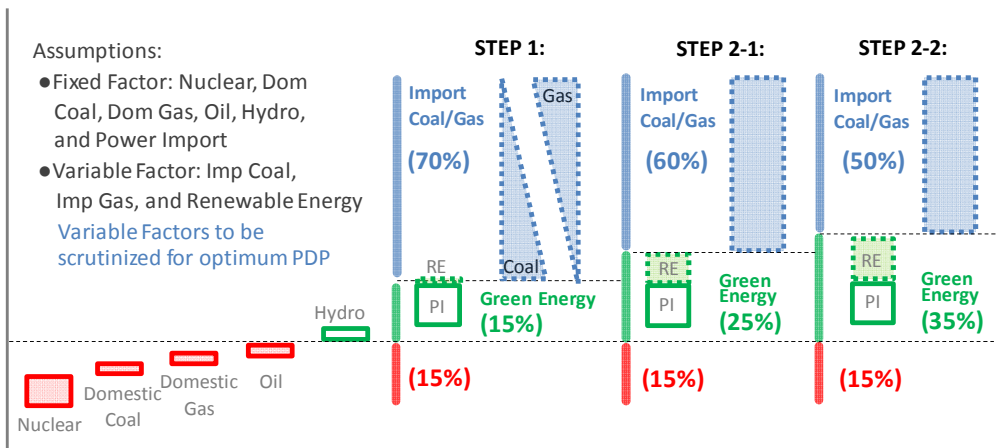
この時、それぞれのシナリオで石油・その他の電源構成については変化させないものとする。各シナリオの 2015 年から 2041 年における燃種別の電源構成比率は下図に示すとおりである。



出典：JICA 調査団

図 1-26 2041 年度断面における電源構成比率

またガス石炭の最適構成比率が決められた後、Step2 として火力・原子力以外の電源構成比率を変化させ、再生可能エネルギーの導入拡大も模索する。



出典：JICA 調査団

図 1-27 シミュレーションパターンの考え方

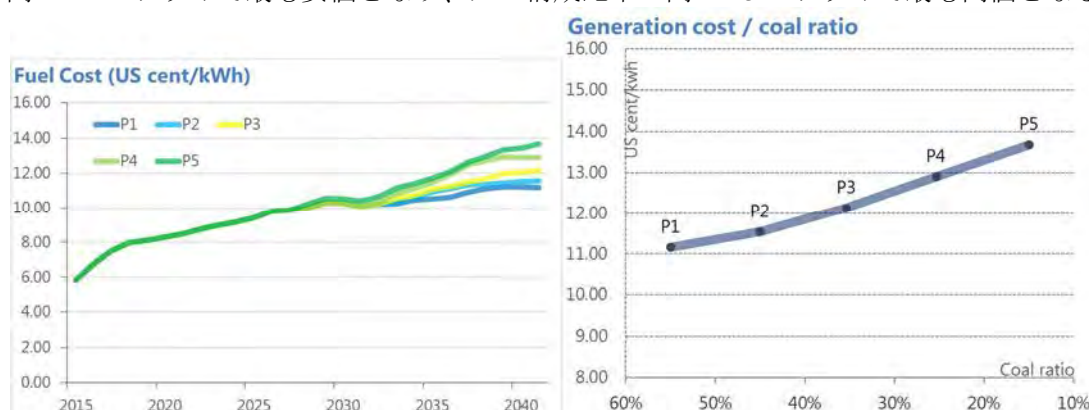


出典：JICA 調査団

図 1-28 シナリオ別電源構成比率年度推移

(c) 経済性の算定

シナリオ毎の全電源発電原価を下図に示す。発電原価は、2015 年度断面で約 4.5US cent/kWh となり、2041 年度断面で約 9.1~11.9 US cent/kWh となる。シナリオ毎にみても、石炭の構成比率の高い P1 シナリオで最も安価となり、ガス構成比率の高い P5 シナリオで最も高価となる。

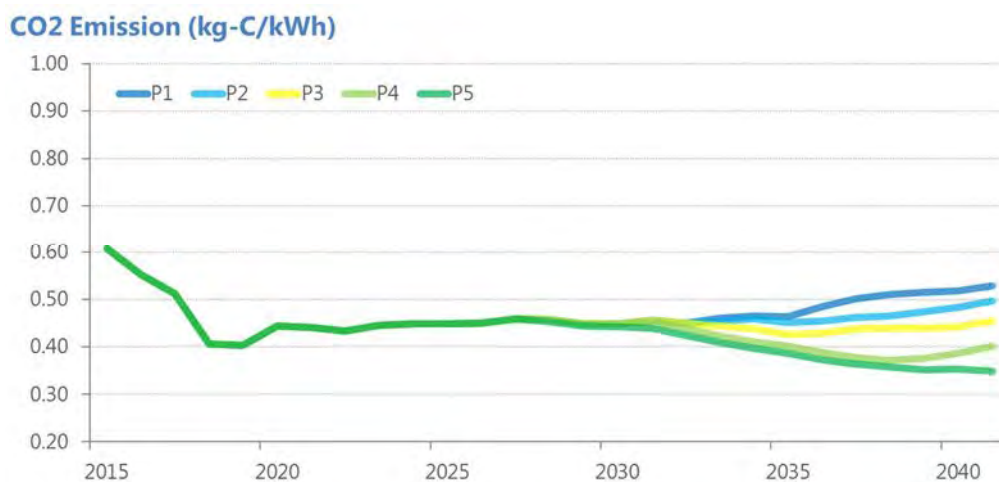


出典：JICA 調査団

図 1-29 シナリオ別および石炭比率別の発電原価 (US cent/kWh)

(d) 環境性の算定

シナリオ毎の CO2 排出量を下図に示す。2041 年度断面における CO2 排出量は石炭構成比率の高い P1 シナリオで最大の 0.82 CO2 kg-C/kWh となり、石炭構成比率の低い P5 シナリオでは最小の 0.55 CO2 kg-C/kWh となる。



出典：JICA 調査団

図 1-30 シナリオ毎 CO2 排出量 (CO2 kg-C/kWh)

環境政策の章でその動向を示したとおり、電力供給に伴う環境影響のうち、最も重大な問題は気候変動である。「バ」国も 2015 年に国連気候変動枠組条約事務局に INDC を提出しており、2030 年までの電力セクターからの温室効果ガスの排出削減を見通している。

このため、電源開発シナリオの環境性を評価するにあたっては、CO2 排出に着目することが妥当である。具体的には、単位発電量あたりの CO2 費用によりシナリオを評価した。CO2 費用は、CO2 排出量に CO2 価格を乗じることで算出できる。CO2 価格として、IEA WEO 2015 の 450 シナリオにおける想定を参考に、125 ドル/tCO2 を用いた。

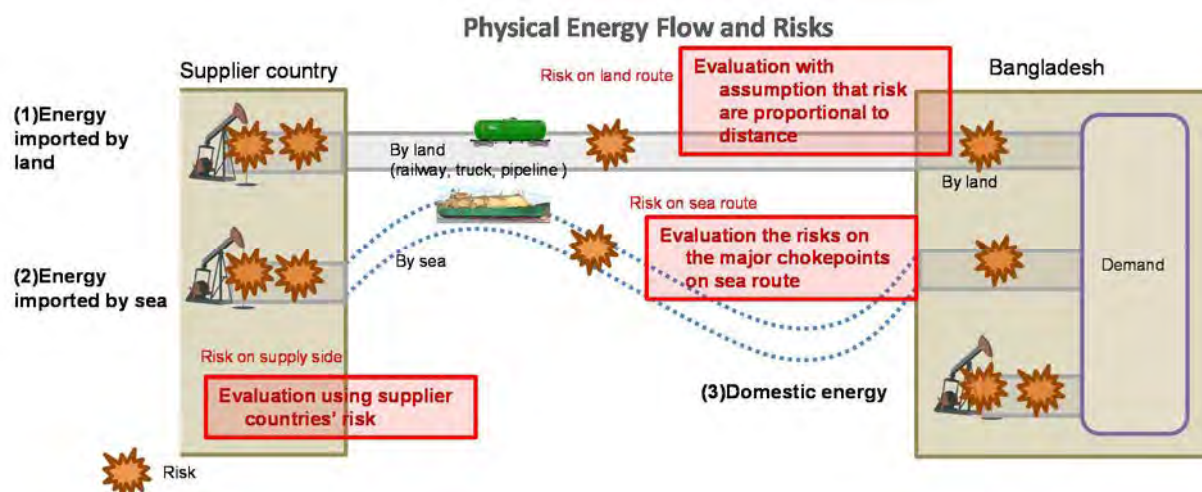
#### (e) エネルギー安定供給性の算定

「エネルギー安定供給」(エネルギーセキュリティ)は多様な概念を含んでおり、経済性や環境性と異なり一般的な評価指標がない。ここでは、「バ」国の経済活動に直接損失をもたらす、エネルギー供給の途絶のリスクに注目することとした。各電源開発シナリオでは石炭・ガスの比率が異なるが、これにより「バ」国へのエネルギー供給国・供給ルートが異なり、したがって供給途絶のリスクも異なる。エネルギー供給途絶のリスクは、経済的生産額の損失リスクであると見なすことで、金銭価値に換算することができる。

提案する評価指標は、次の式で計算される。

$$\text{エネルギーセキュリティ指標 [USD / kWh]} = \text{GDP[USD]} \times \text{エネルギー資源未達率[\%]} / \text{一次エネルギー供給[toe]} / \text{発電効率 [kWh/toe]}$$

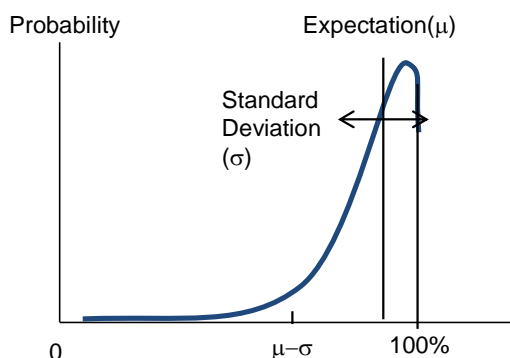
「エネルギー資源未達率」を計算するために、「バ」国へのエネルギーの物理的送配ルートをモデル化し、ルート上の各ポイントの遮断リスクを仮定した。下図はこのモデルの概念を示したものである。エネルギー配送のルート上の様々な遮断リスクの中で、特に、輸出停止リスク、陸路の封鎖リスク、海路の封鎖リスクに着目した。自国内のエネルギー資源の配送におけるリスクは無視した。



出典：JICA 調査団

図 1-31 エネルギーの物理的配送ルートとリスク

このモデルにおいて、リスクの顕在化の様々な組み合わせを考慮すれば、「バ」国へのエネルギー資源の配送率は、下図のような確率密度関数の形で表される。この曲線の計上そのものが、エネルギーの物理的配送におけるリスクの状態を示している。この分布曲線の、期待値( $\mu$ )と標準偏差( $\sigma$ )を用いると、( $\mu - \sigma$ )の値が配送率の最小値(数学的には信頼度 84%)を表すことになる。すなわち、 $1 - (\mu - \sigma)$ の値は、非配送率の最大値を表すことになる。この値が、ここで「エネルギー資源未達率」と呼ぶものである。



出典：JICA 調査団

図 1-32 エネルギー配送の確率密度関数の例

(f) エネルギーミックスの 3E 評価

電力供給は、経済活動や環境問題と深い関係を持っている。持続可能なエネルギー供給は、経済性(Economic value)、環境性(Environment value)、エネルギー安定供給性 (Energy security value)の「3E」と呼ばれる条件を満たす必要がある。日本のエネルギー基本計画においても、エネルギー政策が「3E」に則っていることが示されている。

本章では、前節で提案した各電力開発シナリオについて、2041 年における「3E」の定量評価を行うことで、最も望ましいシナリオを選ぶことを検討した。

上述した方法に基づき、2041 年の「3E」評価指標を計算した結果を、表 1-8 に示す。いずれの指標も金額ベースで表現されており、値が小さいほど望ましいエネルギー構成であることを示している。またこれらの合計が、「3E」の総合指標となる。

経済指標は、全電源に占める石炭火力の比率が高いほどよい値を示す。環境指標は、全電源に

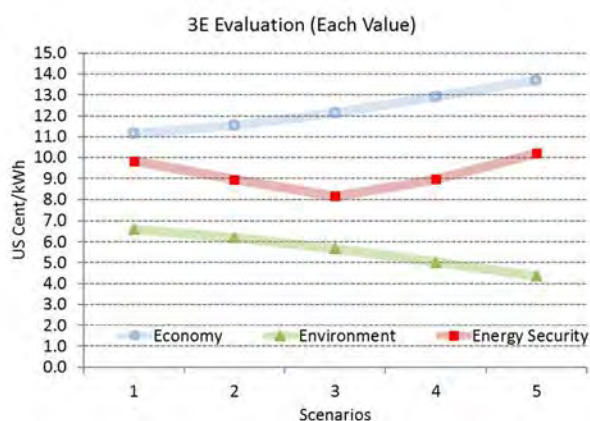


占める石炭火力の比率が低いほどよい値を示す。エネルギーセキュリティ指標は、石炭火力とガス火力がバランスするものが最もよい値である。これらの値の合計では、シナリオ 3 の指標が最もよい値を示す。

表 1-8 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（ベースシナリオ）

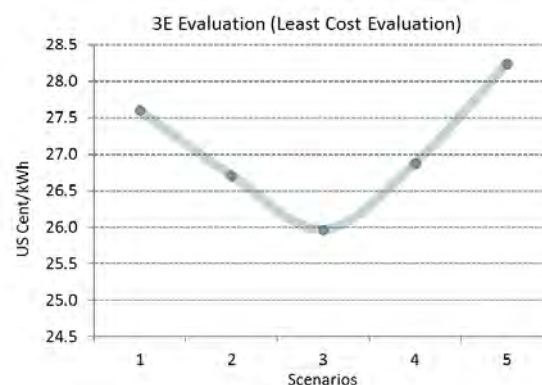
シナリオ	構成 (MW ベース)	経済性 [US cent/kWh]	環境性 [US cent/kWh]	エネルギー 供給安定性 [US cent/kWh]	合計 [US cent/kWh]
1	ガス 15%,石炭 55%	11.2	6.6	9.8	27.6
2	ガス 25%,石炭 45%	11.6	6.2	8.9	26.7
3	ガス 35%,石炭 35%	12.1	5.7	8.2	26.0
4	ガス 45%,石炭 25%	12.9	5.0	9.0	26.9
5	ガス 55%,石炭 15%	13.7	4.4	10.2	28.2

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 1-33 「3E」評価結果（各指標）



出典：JICA 調査団

図 1-34 「3E」評価結果（合計）

(g) 再生可能エネルギー拡大への挑戦

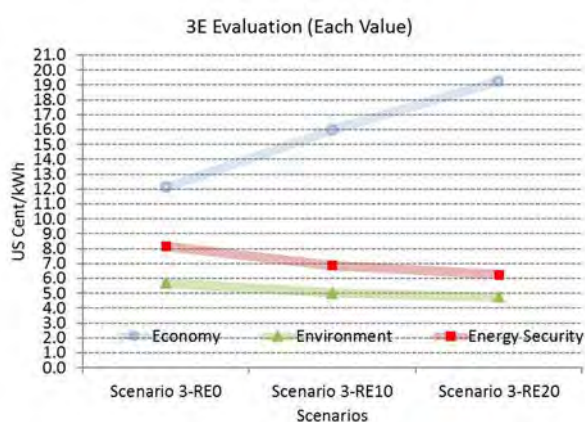
前述したとおり、ガス石炭の最適構成比率が決められた後、Step2 として火力・原子力以外の電源構成比率を変化させ、再生可能エネルギーの導入拡大も模索する。本検討では再生可能エネルギーを 10% (RE10 シナリオ) および 20% (RE20 シナリオ) 増加させたケースを検討する。また、それぞれのシナリオにおけるガス・石炭の構成比率は表 1-9 の通りである。

前述の「3E」評価指標計算方法に基づき、それぞれの指標を計算した結果を図 1-35、図 1-36 に示す。RE シナリオ 10 および RE20 シナリオでは、再生可能エネルギーの導入にかかるコスト増分が大きな影響を与えるため、発電原価が大きく上昇する結果となる。

表 1-9 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（再生可能エネルギー拡大シナリオ）

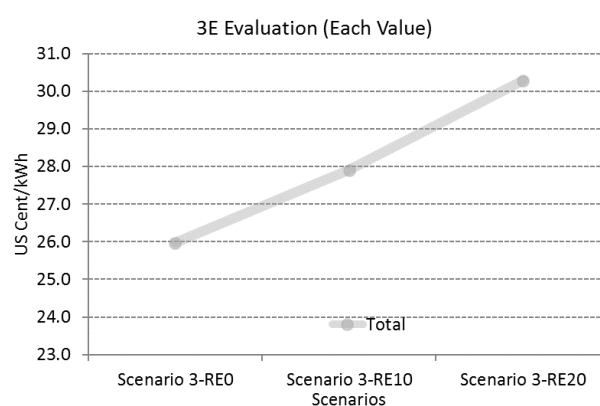
シナリオ	構成 (MW ベース)	経済性 [US cent/kWh]	環境性 [US cent/kWh]	エネルギー 供給安定性 [US cent/kWh]	合計 [US cent/kWh]
シナリオ 3	ガス 35%,石炭 35%	12.1	5.7	8.2	26.0
シナリオ 3 RE10	ガス 35%,石炭 25%	16.0	5.0	6.9	27.9
シナリオ 3 RE20	ガス 25%,石炭 25%	19.2	4.7	6.2	30.2

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 1-35 「3E」評価結果（各指標）

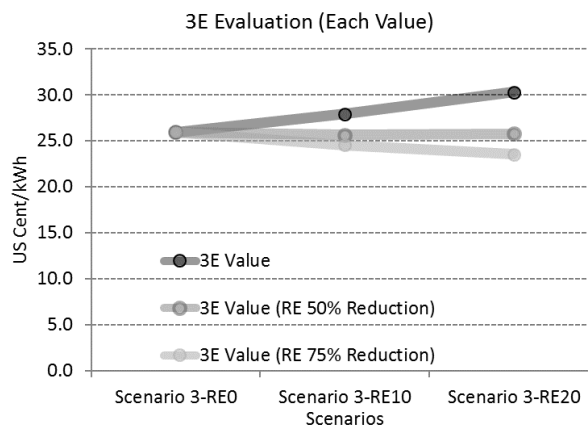


出典：JICA 調査団

図 1-36 「3E」評価結果（合計）

経済性指標である発電原価が 3E 評価に大きな影響を与えるため、再生可能エネルギーの導入コストを変化させて感度分析を実施する。導入コストを 50%減少させたケースと 75%減少させたケースの比較結果を図 1-37 に示す。

導入コストを 50%減少させたケースで初めて 3E 評価が再生可能エネルギーを導入しないケースを下回る結果となる。したがって、将来的には技術革新等による再生可能エネルギーの導入コスト変化を考慮にいれつつ、再生可能エネルギー導入の割合を検討していくことが望ましい。



出典：JICA 調査団

図 1-37 「3E」評価結果（合計）

(3) ロードマップ

最適エネルギーミックス達成に向けたロードマップは、以下に示すとおりである。

i) 短期的(2020年まで)

- マスタープラン改訂に係る人材育成や組織制度強化
  - ✓ 計画策定に関わる組織間の協働・連携
  - ✓ マイルストーン計画のローリング見直しによる定期的更新
  - ✓ 包括的な統計処理機能の強化
  - ✓ Key Performance Indicators に基づく数値目標管理の導入
- 投資環境の改善支援方策
  - ✓ PPA の改善
  - ✓ FDI における免税措置の強化
  - ✓ 手続きの迅速化
  - ✓ 国際機関による与信補完
- 輪番停電をゼロにする
- 発電所 O&M 改革、電気料金改定

ii) 短期-中期 (2025年まで)

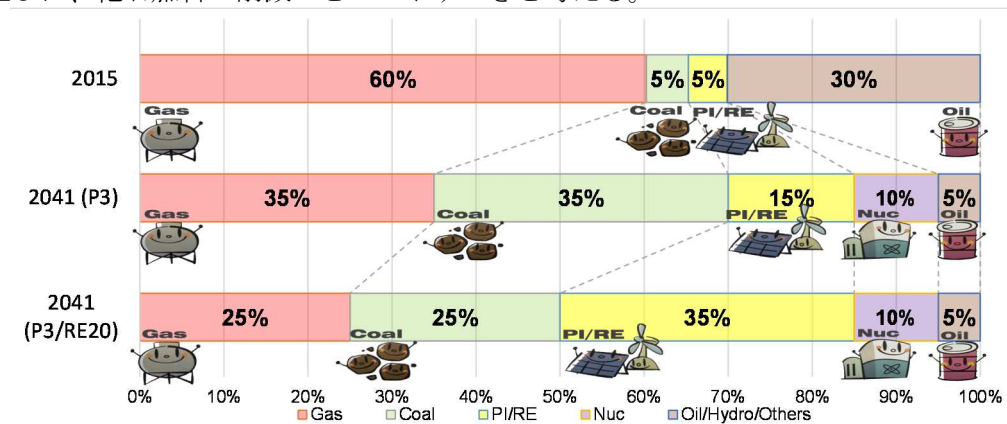
- 高価な石油電源・レンタルパワーからの脱却
- 官民連携による電力投資案件の促進
- 発電所 O&M 改革、電気料金改定

iii) 中期-超長期 (2041年まで)

- 大規模ベース電源の確保
- 官民連携による電力投資案件の促進
- O&M 改革、電気料金改定
- 経済性、環境性、エネルギーセキュリティーを考慮したベストミックス電源の実現

超長期的に、エネルギーミックスによる電源構成について、経済性、環境性、エネルギーセキュリティー性の 3E 最小化を目標とすると、現状のガス依存からの脱却としてガス比率を現状比で半分程度まで低減させるとともに、高価な石油系レンタルパワーからの脱却戦略として、比較的安価な大規模石炭や、隣国からの国際連系線などを計画的に拡大し、2041年断面で、ガス、石炭、その他の比率が比較的均等に構成される電源ポートフォリオを目指す。

さらに、一般的電源に比べ、投資コストが高価な再生可能エネルギーについて、今後、技術進歩やさらなる社会的普及により、コスト面が改善されることが想定され、そうした条件が整えば、ゼロエミッション電源の拡充を目指す世界的トレンドに同調し、再生可能エネルギーの積極的な導入並びに、化石燃料の削減へとシフトすべきと考える。



出典：JICA 調査団

図 1-38 再生可能エネルギー拡大を含むエネルギーミックス

## 1.6.9 水力発電

### (1) 現状と課題

#### 1) 現状把握

Bangladesh の気候は、亜熱帯モンスーン気候で、特徴として雨が多いことが挙げられる。しかし一方、地形に関しては、 Bangladesh の国土の大部分はインド亜大陸のベンガル湾沿いに形成されたデルタ地帯であり、沼沢地とジャングルが多く、大部分が海拔 9m 以下の低地であり、豊富な水資源があるにもかかわらず水力資源に乏しい。ただし、南東部のチッタゴン丘陵地帯に関しては起伏のある地域であるため、水力発電資源がある唯一の地域と言える。

そのチッタゴン丘陵地帯には、 Bangladesh における唯一の水力発電所である、総出力 230MW のカルナフリ(カプタイ)水力発電所がある。1,2 号機(40MW×2 台)及び 3 号機(50MW) は米国支援により、それぞれ 1962 年及び 1982 年に運転開始し、1987 年には我が国支援による 4, 5 号機(50MW×2 台)が運転開始している。さらに、ピーク供給力の増強を目的として 6,7 号機の増設が円借款案件として計画されたが、環境影響評価や住民同意取得が進まず、円借款供与には至らなかった。これは、カプタイ湖周辺に暮らしている複数の先住民族と入植ベンガル人との間の紛争、また、カプタイダム建設時の補償問題などが根底にある。今なお、同地域の治安は悪く、当地域への入域は制限されている。

このような情勢においても、 Bangladesh 政府は、CO<sub>2</sub> 排出量増加の抑制のためあるいは系統安定のために水力開発の進展を期待している。

#### 2) 今回の調査・検討結果と課題

今回の調査では、将来の水力プロジェクトの候補地点を抽出することを目的に、揚水発電地点および小水力(一般水力)地点の調査を行った。調査結果と課題をそれぞれ以下に示す。

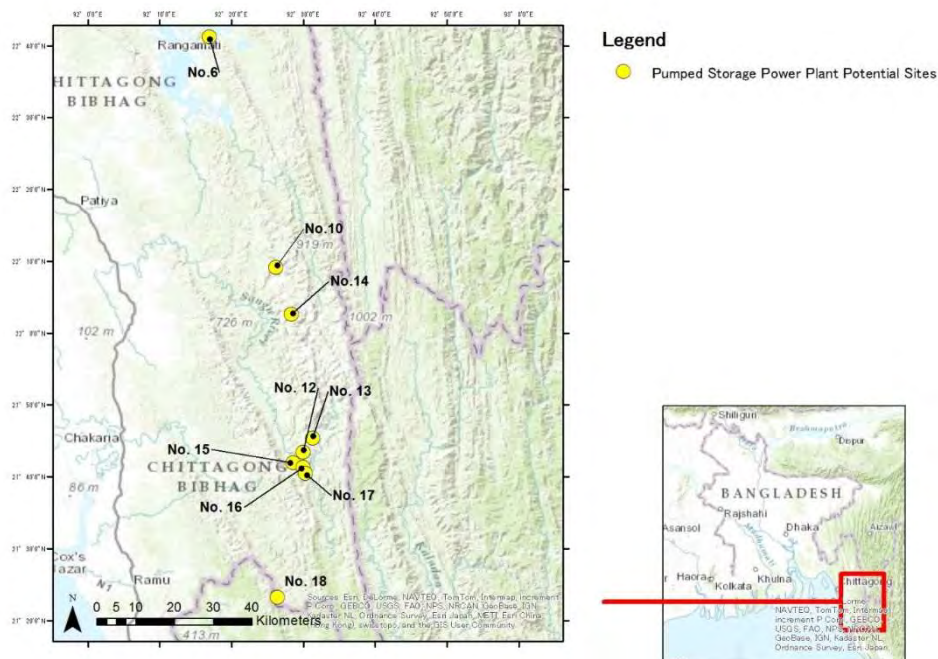
##### (a) 揚水発電候補地点

一般に、揚水発電に好ましい地点は、小さな L/H(水路長と落差の比)であること、環境社会的影響が少ないこと、短いアクセス道路、下部調整池に十分な集水面積があることが挙げられる。また、開発規模を大きくできる可能性があることも、開発の経済的効率性の観点から利点の一つと言える。

図 1-39 に示す候補地点を抽出し、文献調査及び現地踏査結果に基づく揚水発電候補地点の比較を行った。これにより、PSPP No.17 が Bangladesh における最初の揚水発電プロジェクトとして最適地点として、PSPP No.13 はその次の地点として選定された。

プロジェクトの実現のためには、計画や設計の段階でいくつかの困難さが存在する。現在入手可能な地形図は 100m 等高線の 1/50,000 地形図のみであり、それらの地形図は概略設計にさえも使用できない。また、チッタゴン丘陵地域での現地踏査や地点調査は、治安問題の理由で制限される。加えて、水力開発に対する地元感情のために、建設準備段階での用地取得において困難に遭遇するであろう。

以上から、チッタゴン丘陵地域での今すぐの水力開発実施は難しいであろうと考えられる。しかし、将来的には、系統安定のための揚水発電所のニーズが高まり、かつ、上述の開発上の課題が解決された場合は、選定された揚水発電候補地点の開発が期待される。



出典：JICA 調査団

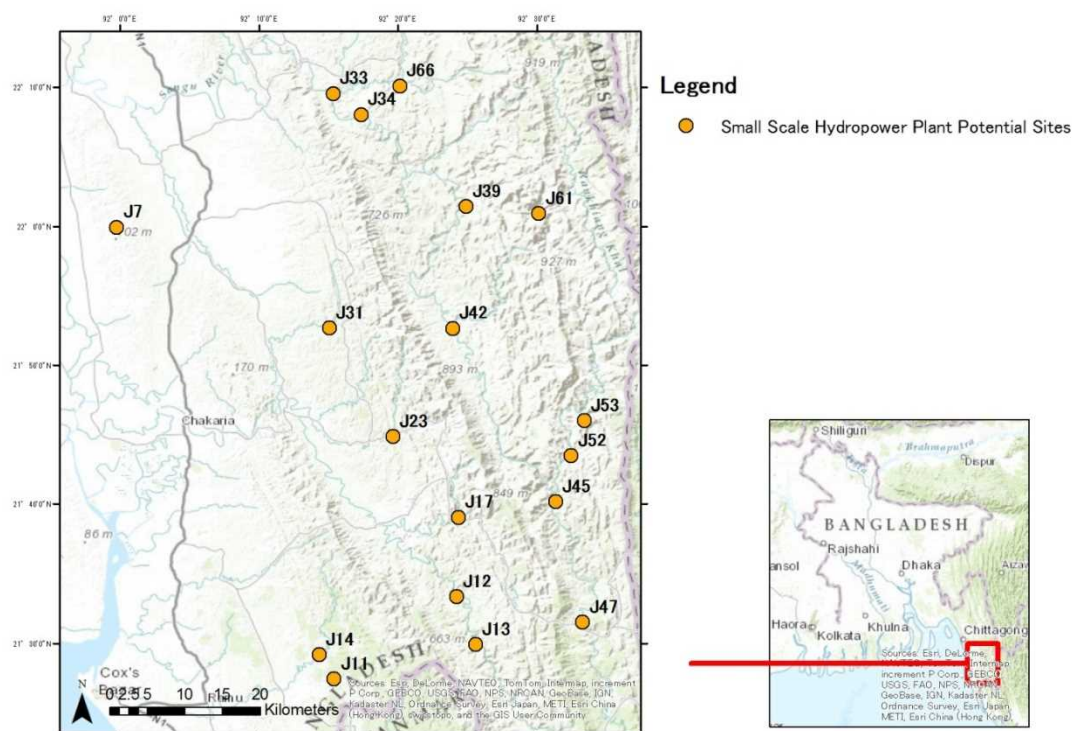
図 1-39 揚水発電候補地点位置図

(b) 従来型水力／小規模水力候補地点

今回調査対象とした従来型水力／小規模水力候補地点を図 1-40 に示す。現地へのアクセスの制限及び治安上の制限により、現地踏査時には限られた地点のみしか調査できなかった。しかし、サングウ川沿いの候補地点は、河川勾配は比較的緩やかであるため、大規模な住民移転に繋がる可能性が高いと思われた。技術的及び経済的な面での立地可能性から見て、いくつかの有望地点地点はあるものの、それらの地点は環境社会的な影響の観点からは開発に適するとは言えない。

一方、サングウ川の支川の候補地点は、乾期には河川流量が限られると想定される。従って、これらの地点は財務的立地可能は低いと思われる。

以上から、それらの候補地点は、特に円借款での水力開発としては魅力的とは言えない。



出典：JICA 調査団

図 1-40 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点位置図

## (2) 今後の目標

チッタゴン丘陵地域での水力開発を実現するために達成すべき目標は、次のとおりである。

- 水力開発のみならずインフラ整備に当たっては、最初の調査計画に当たっては地形図が必要である。しかし、チッタゴン丘陵地域においては、調査・計画に使用できる地形図が整備されていない。政府は、次に実施する計画や概念設計に必要なより詳細な（1/25,000 スケール）の地形図を製作・準備すべきである。
- 実施機関は、水力発電所の必要性に関して、住民の感情を和らげたり、住民の理解を得るための解決策を探ることが必要である。
- 政府は、その地域の治安に関する懸念を軽減させるべきである。

## (3) ロードマップ

2030 年までに揚水発電所を開発するためのロードマップは次のとおりである。

- 2018. 年までに地形図の準備  
地形図の整備が期待される。
- 2020 年までに、FS の完了・揚水発電実施機関の設立・能力強化  
地形図が整備され、地元住民の水力開発への理解が得られた時点で、今回抽出された有望地点を対象にプレ FS あるいは FS の実施が必要である。  
また、人材育成も必要となってくる。水力発電、特に揚水発電の開発に当たっては、実施機関が揚水発電所の機能と役割、経済性等に関する基礎知識の習得が重要である。特に、プロジェクトの実施判断をするためには、意志決定者の揚水発電に関する十分な理解が不可欠である。そこで、上述のプレ F/S や F/S に実施にあわせ、実施機関の担当者に加え、意志決定者を対象とした揚水発電に関する研修が期待される。

- 2023 年までに詳細設計の完了。  
 並行して、系統運用者教育。揚水発電所の大きな機能は、電力系統の安定化にある。したがって、揚水発電所を有効に活用するためには、系統運用者の育成が重要である。  
 また、電力マーケットにおけるアンシラリーサービスの整備も必要である。 Bangladesh の電力系統の電源として、石炭火力が増え、また再生可能エネルギーの比率が増加してくると、電力の負荷平準化のみならずアンシラリーサービスの必要性が高まり、揚水発電の価値が高まる。揚水発電の価値を正當に評価し、最適な電源バランスを実現するには、アンシラリーサービスを含む電力マーケットの整備が必要になる。
- 2024. 年までに建設工事の開始  
 揚水発電所は系統安定化に寄与する設備であるが、その価値を正當に評価することは簡単ではない。アンシラリーサービスマーケットなどの市場や独自の料金制度がない場合はプロジェクトの採算性が低いため民間企業による開発は難しい。また、 Bangladesh で最初に開発される揚水発電所という点を考えると、当面揚水発電所は国営企業により開発されると考えられる。上述を考慮し、F/S 結果に基づき、ODA による建設が期待される。
- 2030. 年までに初号機の運転開始

## 1.6.10 再生可能エネルギー

### (1) 現状と課題

国際潮流として、先進国・途上国を問わず再生可能エネルギーの導入促進（一次エネルギーおよび電力）が政策目標となっており、各国はFIT（Feed In Tariff）をはじめ各種インセンティブの整備など、積極的に導入促進策を取っている。特にインドでは、石炭火力発電を増強すると同時に、再生可能エネルギーは2040年までの新規設置容量の半数を占める計画である。

「バ」国も例外ではなく、Vision2021 および国際公約である COP-INDC では、設備容量の再生可能エネルギー導入割合を2015年までに5%、2021年までに10%としている。現在IPPによる競争入札準備のほか、FIT等、再生可能エネルギー事業者への各種インセンティブも用意されている。しかしながら、「バ」国国内では再生可能エネルギーに利用可能な土地面積や気象条件等の制約要因により、再生可能エネルギー発電の導入ポテンシャルは、最大で約3700MW程度に留まる（下表参照）。太陽光や風力という出力変動が大きい再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy: VRE）が最大限に開発されると、オフグリッド発電を除く系統接続量としては約4,200GWhとなる。他方、系統全体の発電量は、2020年で既に82,000GWh、2040年には307,000GWh以上とされ、この中では再生可能エネルギーの系統全体の発電量に対する割合としては限定的であり、従来の電源開発・系統計画アプローチの劇的な変革を問うものではない<sup>1</sup>。しかしながら、系統接続される再生可能エネルギー設備容量・発電量変動に合わせ、系統増強や系統運用を適切に行う必要はある。また、現在は系統接続する再生可能エネルギー案件に対する技術的規制が存在しないが、今後案件の増加を見越して、整備する必要がある。

表 1-10 「バ」国再生可能エネルギー導入ポテンシャル

再エネ分野	燃料	容量(MW)	年間発電量 (GWh)
ソーラーパーク	太陽光	1400*	2,000
屋上太陽光	太陽光	635	860
戸別太陽光発電装置（Solar Home Systems, SHS）	太陽光	100	115
太陽光灌漑	太陽光	545	735
風力パーク	風力	637**	1250
バイオマス	米の籾殻	275	1800
バイオガス	動物の排泄物	10	40
廃棄物発電	都市廃棄物	1	6
小水力	水力	60	200
ミニグリッド、マイクログリッド	ハイブリッド	3***	4
<b>合計</b>		<b>3,666</b>	<b>7,010</b>

\*農耕可能用地の利用を除く、\*\*洪水被害を受けやすい土地を除く、\*\*\*具体的な計画値の積み上げに基づくもので、理論上の最大ポテンシャルではない。

出典：SREDA・世界銀行 Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries (SREP)  
Investment Plan for Bangladesh. October 2015

一方、SGD目標7に謳われている「すべての人に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」という観点では、調理燃料用バイオガスは、ガス需要全体へのインパクトは限定的ながら、農村部へのクリーンエネルギー普及として大きな可能性を持つ。ただし、新型ダイジェスターの素材に対する関税撤廃や国内製造業者の育成といった、解決にある程度期間を要する課題があり、普及は中期的のスパンで考える必要がある。

<sup>1</sup> IEAによると、これらの出力変動が大きい再生可能エネルギーでも、年間出力量（GWh）が系統全体の発電量の5~10%程度では、技術的には大きな課題にはならないとしている。



また「バ」国内の再生可能エネルギーポテンシャル以外には、「バ」国外の大規模水力電源との国際連系（電力輸入）も、再生可能エネルギーとして利用可能である。この場合、2030年断面で3,500~8,500MWの水力を、主にネパールとインド北東部より、「バ」国で利用可能な再生可能エネルギーとして導入する余地がある。国際連系実現への課題と対応策（関係国の政治意思、運用技術、電力取引制度等）は、国際連系の項で整理する。

## (2) 今後の目標

- 1) 国内再生可能エネルギー電源（既設およびポテンシャル合計）：2,470 MW（2021年まで）、3,864 MW（2041年まで）
- 2) 国内バイオガス：79万 m<sup>3</sup>/日（追加60万 m<sup>3</sup>/日を含む、2031年まで）、300万 m<sup>3</sup>/日（2041年まで）
- 3) 国際連系：3,500~8,500MW（2031年まで）、9,000MW（2041年まで）
- 4) 国際連系導入促進制度整備、これに関わる人材育成（中期～長期）

## (3) ロードマップ

- 1) 国内再生可能エネルギー電源：2,470 MW（2021年まで）、3,864 MW（2041年まで）
    - Non-solicited/competitive bidding による Utility-scale（メガ）太陽光電源プロジェクトの成立・運開（1件）（短期）
    - Wind Resource Assessment の完成（短期）
    - 再生可能エネルギーも含めた系統接続ルールの策定（短期）
    - FIT、リバースオークション制度の策定（短期）
    - メガソーラー等大規模再生可能エネルギー発電に対する系統接続技術要件の確立
    - 系統への接続検討および、接続検討に基づく系統増強計画策定、系統増強工事実施（短期）
    - 再エネの変動出力を考慮した系統運用の確立（短期）
    - FIT の修正・新規案件への適用（中期）
    - Utility-scale（メガ）再生可能エネルギー電源の設置・運開（短期～中期）
  - 2) 国内バイオガス：79万 m<sup>3</sup>/日（追加60万 m<sup>3</sup>/日を含む、2031年まで）、300万 m<sup>3</sup>/日（2041年まで）
    - グラスファイバー製バイオガスダジェスタ材料輸入関税の撤廃（短期）
    - グラスファイバー製バイオガスダジェスタ国内製造者の育成（中期）
    - IDCOL 融資によるグラスファイバー製バイオガスダジェスタの普及（中期～後期）
  - 3) 国際連系：3,500~8,500MW（2031年まで）、9,000MW（2041年まで）  
国際連系の項参照
  - 4) 国際連系導入促進制度整備、これに関わる人材育成（中期～長期）  
国際連系の項参照
-

## 1.6.11 国際連系

### (1) 現状と課題

Bangladesh の更なる経済発展には産業の多角化・高度化が不可欠であり、そのためには電力の品質向上（系統の電圧および周波数の安定化）が必須である。さらに、今後中長期的に石炭火力発電の割合が増えていくことが見込まれる中で、気候変動対策の観点から環境負荷の低いエネルギーの開発が求められている。

オングリッドの大規模な水力発電開発は、上記の課題を克服する有効な手段であるが、 Bangladesh は、その平坦な地形のため、既存のカプタイ水力発電所（230MW）以外は、国内に有望な 1MW 程度以上の水力開発地点が見つかっていない。これに対し、ブータン・ネパール・ミャンマー・インド（北東諸州、西ベンガル州）といった Bangladesh を取り巻く各国（以下、「近隣国」）では豊富な包蔵水力を有することが確認されており、これらの水力発電源から国際連系線を介した電力輸入によって、安定的なベースロード供給、燃源多様化、気候変動緩和が期待できる。

電力の輸入を実施することにより発生が懸念される課題と対応策は以下のとおりである。

#### (i) エネルギーセキュリティ

他国から電力を輸入する場合には、両国間の関係が悪化し、供給が遮断されてしまうというリスクを考慮する必要がある。電力の場合、他の物資と異なり、供給の完全遮断は簡単であり、1分以内の非常に短時間で実施できる。このような事態になっても困らないためには、過度の依存を避ける必要がある。具体的には、電力輸入量は、すべての電力供給が突然途絶しても供給が継続できるように、供給予備力の範囲内とし、全供給力の 10%程度以内とすることが望ましい。

#### (ii) インド地内送電線の運転開始時期との整合

インドを経由した電力輸入は、現在 Bangladesh とインド間で協議されている国際連系線の Case 2 送電線（±800kV 直流送電線）か又は、Case 3 送電線（765kV 交流送電線）が運用を開始することが前提となっている。これらの送電線は、インドと協調して建設する必要があり、インドのニーズを十分に把握する必要がある。

アルナチャル州の水力開発量が 3,000MW を超えると、現在建設中の±800kV 直流送電線の容量が一杯になり、次期の送電線として、Case 2 送電線を建設するニーズが発生する。一方、Case 3 送電線は、インドにとって直接の引き金となるニーズは見当たらないが、Case 2 送電線の建設がアルナチャル州の水力開発の遅延や高コスト等の理由により遅延する場合には、Case 3 送電線建設のニーズが出てくる。

#### (iii) 大規模な供給力脱落に伴う大規模停電の発生

経済性の観点から見ると、一つの連系点において、より多くの電力輸入ができることが望ましい。しかし、一つの連系点において多くの電力輸入を行うと、その供給力脱落時に Bangladesh 全土にわたるような大規模停電に移行してしまうというリスクがある。このリスクを回避するためには、大規模な供給力脱落時における負荷遮断スキームや周波数低下時における発電機の運転継続可能性を十分にチェックし、大規模停電に移行しない供給力脱落量のレベルを見極めることが重要である。

#### (iv) 系統事故などに伴う相互干渉

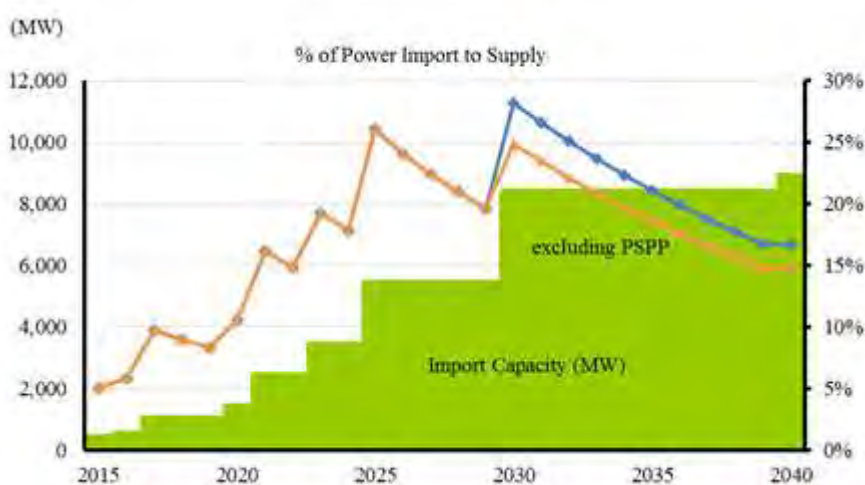
電力の輸入を実施するという事は、隣国の 2 国間の系統が何らかの形で接続されることを意味する。このことにより、系統事故などに伴う相互干渉が発生する恐れがある。直流を介して連

系することにより、この影響を極小化することが可能である。現在、バ国とインド間での連系は、直流を介した連系方法か又は負荷を切り替えることにより 2 国間の系統を直接接続させない方法を志向しており、系統事故などに伴う相互干渉はほとんど発生しない。

## (2) 今後の目標

### (i) High Case Scenario

国際連系線の Case 2 送電線および Case 3 送電線の運用開始が計画通り進展し、より多くの電力が期待できる High Case Scenario を以下に示す。全体供給力に占める比率は 2025 年以降 20%~25% 程度で推移しており、若干多めである。

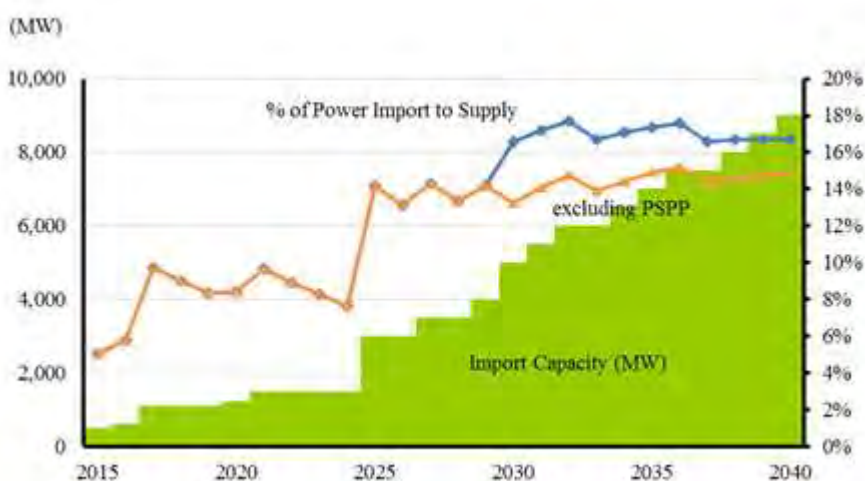


出典：JICA Survey Team

図 1-41 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (High Case Scenario)

### (ii) Low Case Scenario

他国からの電力輸入に過度に期待しない Low Case Scenario を以下に示す。全体供給力に占める比率は 2025 年以降 15%程度で推移しており、適正レベルである。



出典：JICA Survey Team

図 1-42 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (Low Case Scenario)

全体供給力に占める比率は 2025 年以降 15%程度で推移しており、適正レベルである。

### (3) ロードマップ

上記に示した近隣国からの電力輸入構想を実現するためには、インドの合意取得が不可欠である。具体的には、特に以下の項目について、粘り強く交渉を続けていくことが重要である。

- **Case 3 送電線案の先行開発**  
Case 3 送電線は Case 2 送電線よりも計画の柔軟性に富んでおり、 Bangladesh にとってより効果の高い計画である。Case 3 送電線を使うことにより、 Bangladesh は様々な地域からの電力輸入が可能となるため、Case 3 送電線案の先行開発を志向することが重要である。
- **インドにおける送電容量の確保**  
ブータンやネパールは Bangladesh への電力輸出に積極的である。しかしながら、両国からの電力輸入にあたっては、インドの系統を通過する必要があるため、当事者（2 国）間での合意だけでは前に進めない。特に、通過する送電線の送電容量を確保するため、インドにおける系統増強計画と整合を図るとともに、必要に応じて計画の前倒しを図ることが重要である。
- **メガラヤ州揚水式水力の Bangladesh 系統への直接接続**  
揚水式水力は、系統の安定化や電力品質の向上に非常に有効なツールである。そのような効果を楽しむためには、発電機を Bangladesh 系統に直接接続することが必要である。メガラヤ州の揚水式水力は、1 地点で 1,000MW 以上の大規模な開発が可能である。このため、発電所内で系統を分断し、開発量の半分ずつをインド系統と Bangladesh 系統に直接接続する方法でも経済性の確保が可能と考えられる。

Bangladesh とインドの 2 国間の電力輸入であれば、これまでのチャンネルで協議していけば良いと考えられる。しかし、ブータンやネパールの電力を相対取引により輸入する場合には、インドの系統を介する必要があるため、当事者（2 国）間の協議だけでは前に進めない。このためインドを含めた 3 か国の協議体を組成する必要がある。

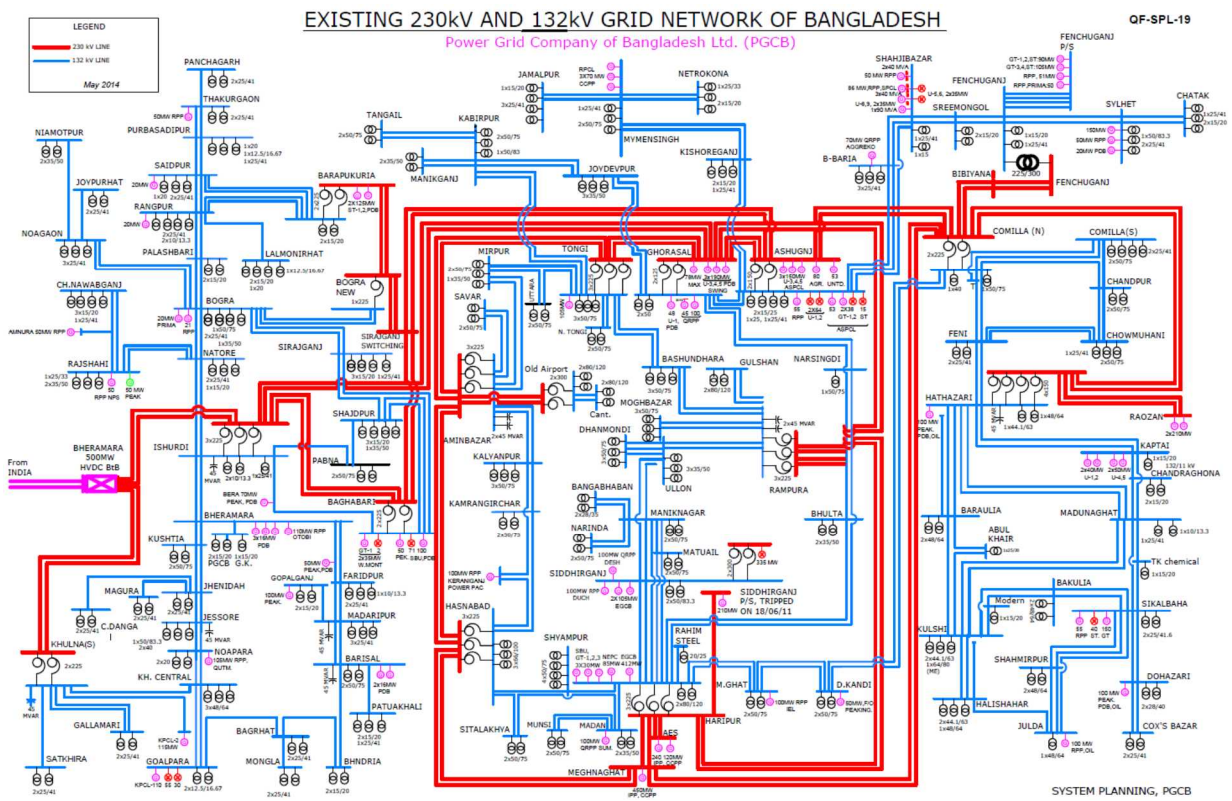
このような協議の場としては、すでに SAARC の枠組みの中で、 Bangladesh 、ブータン、インド、ネパールの 4 か国の協議体として BBIN が組成されている。BBIN は、JWG（Joint Working Group）を年に 2 回程度実施することにしており、JWG の議題の中に、地域間の電力連系を議題として取り上げ、推進していくのが最も効率的と考えられる。

## 1.6.12 系統計画

### (1) 現状と課題

#### 1) 送電計画

Bangladesh の系統電圧は、2014 年に運転を開始した Bheramara のインドとの直流連系 500 MW の設備を除き、全て 230 kV および 132 kV 以下であり、400 kV の送変電設備は、ようやく建設を始めているところである。また、現状の発電所は国産のガスを活用した出力 100MW 以下の箇所が多く、全国に分散して配置されている。下図に示すように、現状の Bangladesh の全国系統は 400 kV はなく、230 kV および 132 kV で構成され、全国に分散配置された小規模の発電所と変電所がネットワーク状に構成されている。



SYSTEM PLANNING, PGCB  
 出典：JICA 調査団

図 1-43 Bangladesh の現状の基幹系統(2014 年)

一方、今後の基幹系統の計画に対しては、以下に述べる大規模電源の構想、ダッカ、チッタゴンに集中する高い電力需要密度などの課題、および Bangladesh の系統の特徴を考慮し 765 V, 400 kV 送電線を含んだ効率的な全国をカバーする送電ネットワークを検討する必要がある。

- 老朽化、非効率化の著しい 100 MW 程度以下の小規模電源は順次廃止されていく。
- 将来の火力発電ユニットに使用される一次エネルギーは、石炭・LNG の輸入燃料が中心となる。燃料輸入のために大規模な船舶を受け入れる港湾の建設に適した地点は、チッタゴン南部、Khulna (Payra) および Patuakhali に限られるため、同地域へ数千 MW 規模の電源が偏在する。
- 西部の Roopptur 地点に合計 4,800MW の原子力発電所が計画されている。
- ブータンやネパールに位置する水力発電所の電力を、インド国内を通じ Bangladesh に送電する場合、 Bangladesh 北西部に 500-2000MW の超高圧直流連系設備(HVDC)が複数個

- 所必要になる。
- 電力需要の伸びは著しく、特にダッカ、チッタゴンの大都市の需要密度は益々増加する。
  - チッタゴンからダッカへ数千 MW の送電が必要になるが、ルート上の Comilla 地域は国土の東西の幅が狭い一方で人口密度が大きく、送電線のルート数に制約がある。
  - バングラデシュは国土の中央に Jamuna および Padma の二つの大きな川があり、その幅は最も狭いところでも 4.5 km から 6 km ある。このため国土の東部と西部間の送電線の建設には、非常に大きなコストがかかる。

## 2) 地方電化

バングラデシュ政府は VISION STATEMENT として、2021 年までに低価格で安定的な電気をすべての国民へ送る ("Electricity for all") という目標を掲げている<sup>2</sup>。Power Division によると、2015 年 12 月時点で「バ」国の電化率は 77% である。政府の政策文書である「第 7 次 5 年計画」では、この Power Division の電化率が用いられている。

**表 1-11 Power Division の電化率 内訳**

	BPDB	REB	DPDC	DESCO	WZPDCL	SHS
No. of Domestic (Residential) customer	2,721,205	12,223,002	910,336	641,978	728,453	4,000,000
Family member parameter	5.5	6.5	4.5	4.5	5.5	4.0
No. of people with electricity access	14,966,628	79,449,513	4,096,512	2,888,901	4,006,492	16,000,000
Total No. of population with electricity access	121,408,045					
Total population of Bangladesh	157.8 million					
Access to Electricity	77%					

出典： Power Cell, Power Division

一方、BPDB が用いる電化率は、全人口に対する電気へのアクセス人数であり、以下の式で算出される。

$$\text{Access to Electricity (\%)} = \frac{\text{Number of Electrified Customer} \times 7^{*1} + \text{Number of SHS} \times 4^{*2}}{\text{Total Population}}$$

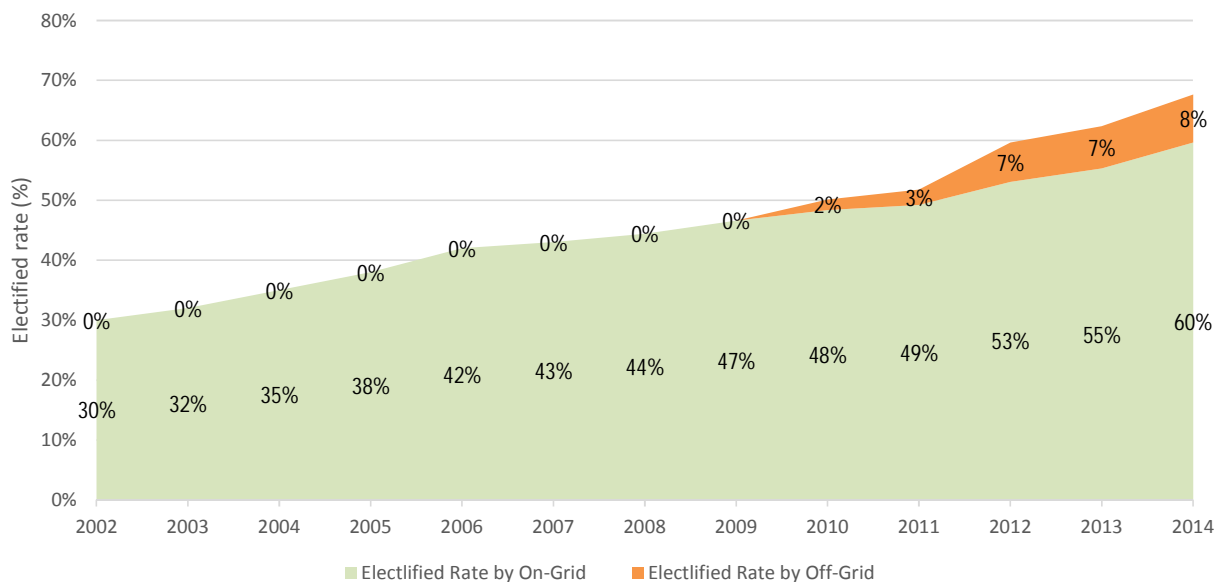
出典： BPDB System Planning Division

- \*1 配電線で接続される世帯人数は 7 人とする。  
世帯人数とは、夫・妻・2 人の子供・祖父・祖母・+1 名。病院のような大きい需要家もいるため、+1 としている。
- \*2 SHS 一つ設置あたりの電化人数は 2014 年からは 4 人、2013 年までは 5 人とする。これは SHS を使用して電化される世帯人数は、配電線接続で電化される世帯人数に比べて小さいと想定しているからである。

Power Division の定義と同様に、この式が意味するところは、電化率を向上させる方法は 2 通りあり、1 つは配電線の延長、接続による電化、もう 1 つは SHS 等のオフグリッド設備設置による電化である。

<sup>2</sup> 2015 年 12 月に策定された第 7 次五か年計画では、2020 年までの目標を Electricity coverage to be increased to 96 percent with uninterrupted supply to industries としている。

下図は BPDB から入手した電化率である。これによると 60%が配電線延長により電化されており、8%が SHS にて電化されている。BPDB の定義に従うと、2014 年時点で合計 68%が電化されている。

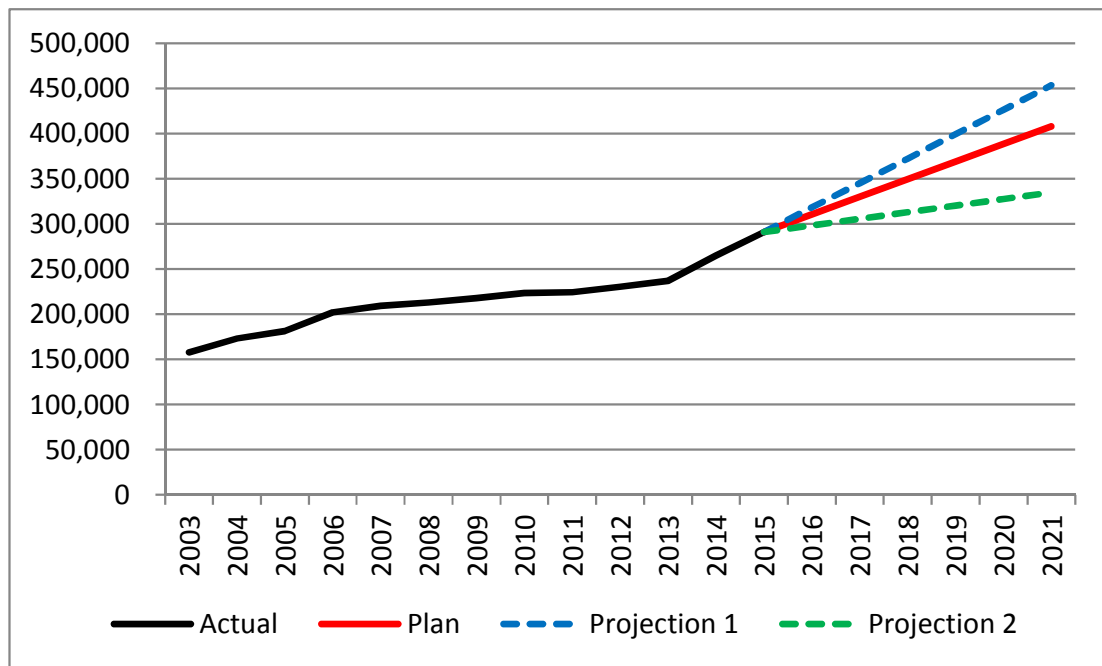


出典：BPDB データに基づき JICA 調査団まとめ

図 1-44 電化率(BPDB 定義)の推移

下図は BREB による 2021 年までの配電計画のペースを、2015 年までの実績と計画で比較したものである。黒の実線は実績を、赤の実線は具体的な個別延伸計画（2016 年 2 月時点）の合算を表す。

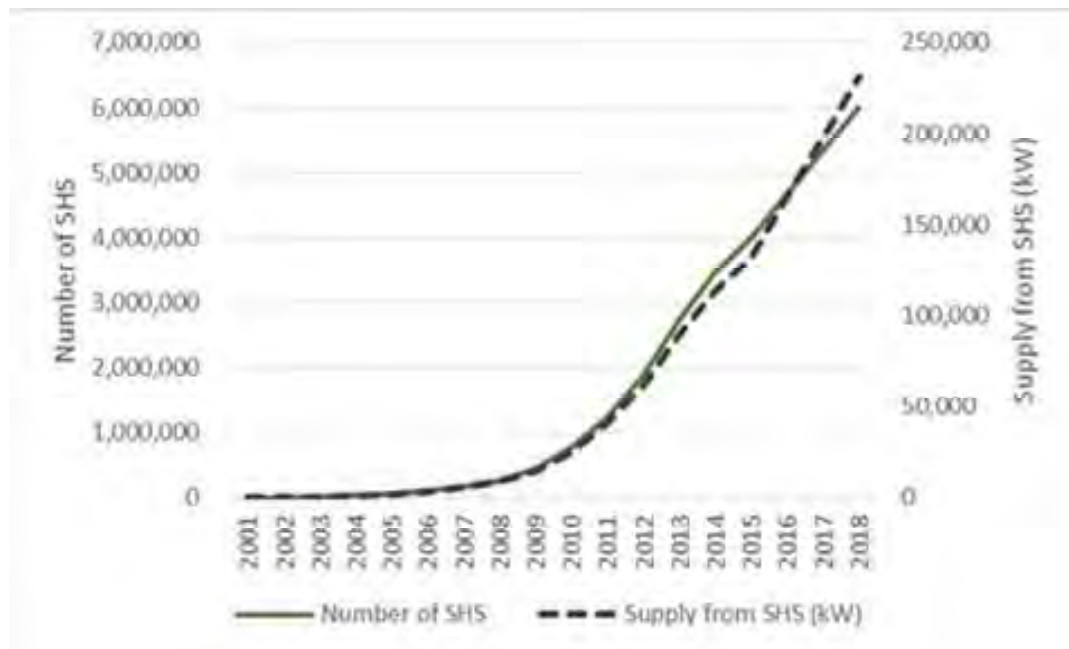
ここで注目すべきは、直近二年（2014 年～2015 年）の BREB の延伸実績である。2003 年～2013 年に比較し、急激に延伸を実現させたことが分かる。青の点線(グラフ中の Projection 1)は、この直近二年間の事業実績スピードを維持すれば、BREB が 2021 年までに「電化率 100%」となる 440,000km の敷設が達成可能であることを示している（ただし後述するように、配電線延伸のみの電化には技術的な課題が存在する）。逆に、もし今後延伸工事が 2003 年～2013 年並みの実施スピードに低下すると（緑点線、グラフ中の Projection 2）、2021 年までの電化率 100%実現は遠く及ばないことが示されている。



出典： JICA 調査団

図 1-45 配電線延長実績と計画 (BREB)

下図の通り、SHS 設置は主に IDCOL によって推進されており、世界を類に見ないペースで推進されてきた。



出典： JICA 調査団

図 1-46 IDCOL による SHS 設置台数

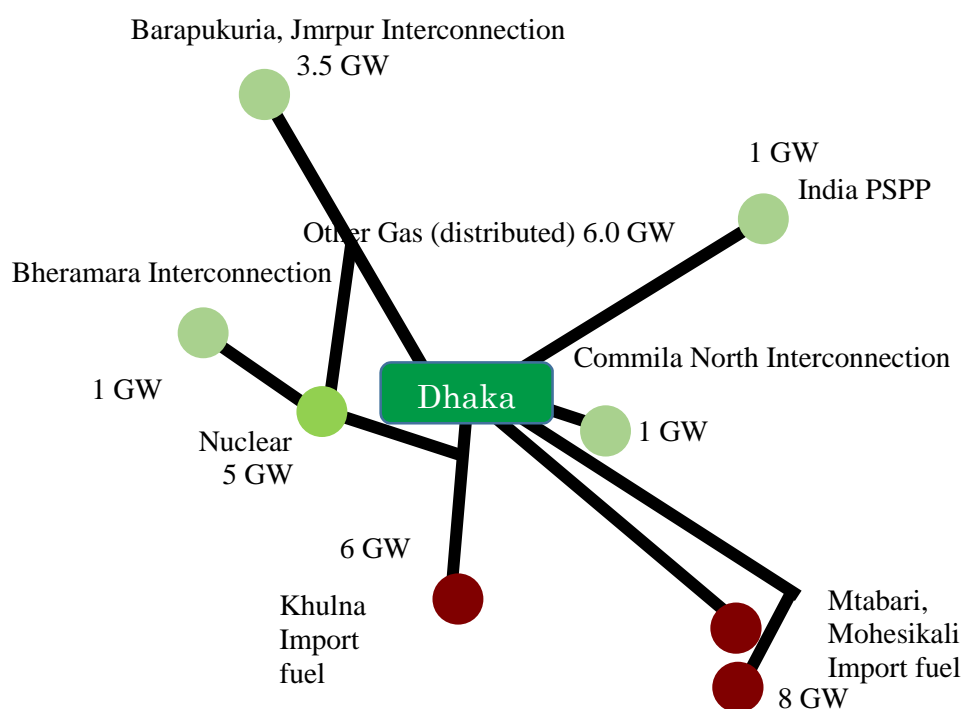


## (2) 今後の目標

### 1) 送電計画

系統計画は、400 kV とともに 765 kV の電圧の適用も考慮し、中期(2025)および長期(2035)にフェーズを分け、PSMP2010 のレビューを通して検討する。必要となる送変電設備の検討にあたっては、系統計画・系統解析のルールとクライテリアを設定し、クライテリアを満たすように送変電設備の計画を策定する。

上記現状と課題を認識し、本 MP における需要想定、電源計画の結果を反映して、効率的な基幹計画を策定する。



出典：JICA 調査団

図 1-47 2035 年までに計画されている大規模発電所の概略図

### 2) 地方電化

- 「バ」国内で「電化率」が複数存在するが、ひとつに絞るべきである。また BPDD 定義にある 1 世帯 7 人は実際の人数と相違がある可能性がある。統計局によると 1 世帯あたりの人数は 4.6 人である。
- 配電線延長計画実現のためには、今後 5 年の工事ペースは、2014 年～2015 年の工事ペースを維持するか、または 2003 年～2015 年の平均の倍のペースで工事を行う必要がある。
- BREB と IDCOL で、今後の電化計画時における調整（事前のコミュニケーション）が必要と考える。Power Division 等が調整役を果たせばよいと考える。
- SHS からの廃棄物回収は、2020 年前半以降「激増」する可能性があるが、現行の施策はスケラブルなのかを確認し、また現行施策の効果を検証する必要がある。

### 1.6.13 電力の質向上

#### (1) 現状と課題

##### 1) 周波数品質向上の必要性

一般的には、以下の必要性がある。

- おもに工業製品の品質を向上するため
- 太陽光・風力発電の連系を拡大するため
- 大容量発電設備の安定運転（とくに原子力の安定運転）を実現するため

どれも潜在的ニーズはあるものの、具体的な目標や基準を決める方法論は確立されていない。定性的には、周波数品質の向上による経済効果と国民負担のトレードオフできまると言えるが、電力系統と、様々な需要者設備や分散型電源との間に、インバータ回路を介する傾向が強まっている昨今においては、社会経済的なニーズを求めることは徐々に困難化している。

一方、大容量発電設備などの同期発電機は、その安定運転の観点から、概ね、基準周波数の±1.0%（50±0.5Hz）以内とすることが推奨されており、比較的明確な基準となりえる。

しかも、「バ」国においては、2024年に接続が予定されている原子力発電機は、同様の品質を推奨されているため、当面の短期的な目標値となりえる。

そこで、本検討では、周波数改善目標として2024年までに±0.5Hzを必須とし、遅くとも2041年までに±0.2Hzとした。

##### 2) 現状把握

###### (a) 発電設備の現状と深刻な供給力不足

2013年～2015年の最大需要発生日の発電設備の状況を調査した結果、各年とも最大需要に対する発電設備率は130%以上も保有されている状態であったにもかかわらず、実態としては、Load Sheddingによる需給バランス維持対策が常態化してしまっている。

その主な原因は以下のとおり。

- 発電設備の定期的なメンテナンスの不足による発電機出力・熱効率の低下、設備故障などにより供給力減少が発生しており、発電可能出力は発電設備容量に対して30%程減少している。
- 適切な供給力確保と需給運用を実現するには、本来、NLDCに計画策定・決定・指令の強い権限を持たせるのが通常であるところ、実質的にはBPDBや発電者などが発電機の運転計画を策定し、NLDCには、それらをコーディネーションする十分な権限が与えられていない。

###### (b) 周波数調整業務の現状

現在、発電機の出力調整は電話指令のみ（中給システムからのオンライン指令は未実施）の状態であり、平常時でも±1.0Hzを超過する運用が常態化している（Grid Codeでは、平常時において50Hz±1.0Hzとすることが定められている。）

その主な原因は以下の点が考えられる。

- 供給力不足のため周波数調整よりも電力供給を優先せざるを得ないこと、即ち周波数調整

用に出力の一部を供出せず、常に可能最大出力で一定運転していること。

- 周波数調整のためのルール・NLDC の指令権限が Grid Code に記載されているにもかかわらず、有名無実化していること。
- 周波数調整力を供出することで生じた逸失利益(可能最大出力で発電できなかった分の売電機会損失)の補償が受けられる仕組みがないこと。
- 現状では NLDC から出力の上げ・下げ指令に従うのみで、電力系統全体の需給バランスが見えないため、発電事業者に対する系統運用に公平性・透明性の確保が課題。



### 3) 電力品質の課題

#### (a) 法規制の枠組み

##### 電気事業法等による国レベルの規制

「バ」国の Electricity Act 1910 と日本の電気事業法等の比較検討を行った。下表に示すとおり、「バ」国では、需給・周波数制御に係わる条項に相当する義務規定は、④しかなく、罰則がない。その一方で日本は5つの義務規定がいずれも罰則付きで規定されている。



法律の実効性を持たせるため、義務規定の整備と罰則の付加を伴う改定を早急を実施するべきである。

Provisions				
	Article	Penalty	Article	Penalty
① Obligation to supply	18	Yes	None	-
② Obligation of endeavor to maintain voltage/frequency value	26	Yes	None	-
③ Obligation to prepare a "Supply Plan"	29	Yes	none	-
④ Obligation to prepare "General Supply Provisions"	19, 19-2 20, 21	Yes	22	None
⑤ Restrictions on Use of Electricity	27	Yes	None	-

##### 独立規制機関ルールによる規制

「バ」国の Grid Code 2012 について、日本の電力広域運営の規制機関である電力広域的運営推進機関 (OCCTO) の業務規程、送配電等業務指針 (以下一括して Grid Code という) の規定を基準にしながら、下表の需給運用・周波数調整プロセスに関わる規定について比較を行った。

その結果、「バ」国の Grid Code や業務プロセスについては、総じて、日本のルールと比較しても、実施事項・実施主体に関して必要最小限かつ明確に規定されている分野が多いが、予備力・調整力の確保の規定がない。

Provisions	Details		
<b>Supply Plans (Power Plants and Network Development Plan)</b>		Yes	None
<b>Demand Forecasting</b>	<b>Variety of Forecasting</b>	Yes	Yes
	<b>Responsibility of Forecasting</b>	Yes	Yes
	<b>Post Facto Inspection</b>	Yes	None
<b>Planned outage schedule</b>	<b>Integration for the Draft Plans</b>	Yes	Yes
	<b>Coordination between Users and Finalization of the Plans</b>	Yes	Yes
	<b>Remarkable Points to note</b>	Yes	Yes
<b>Demand/Supply Balance Schedules</b>	<b>Preparation of the plan and Monitoring the balance</b>	Yes	Yes
	<b>Operating Reserves</b>	Yes	None
	<b>Spinning Reserves</b>	Yes	None
	<b>Margin for lowering</b>	Yes	None
	<b>Measures when supply demand balance get worse</b>	Yes	Yes
<b>Real-time System Operation</b>	<b>Frequency Control</b>	Yes	Yes
	<b>Power Quality Analysis</b>	Yes	None
<b>Information Publication</b>		Yes	None

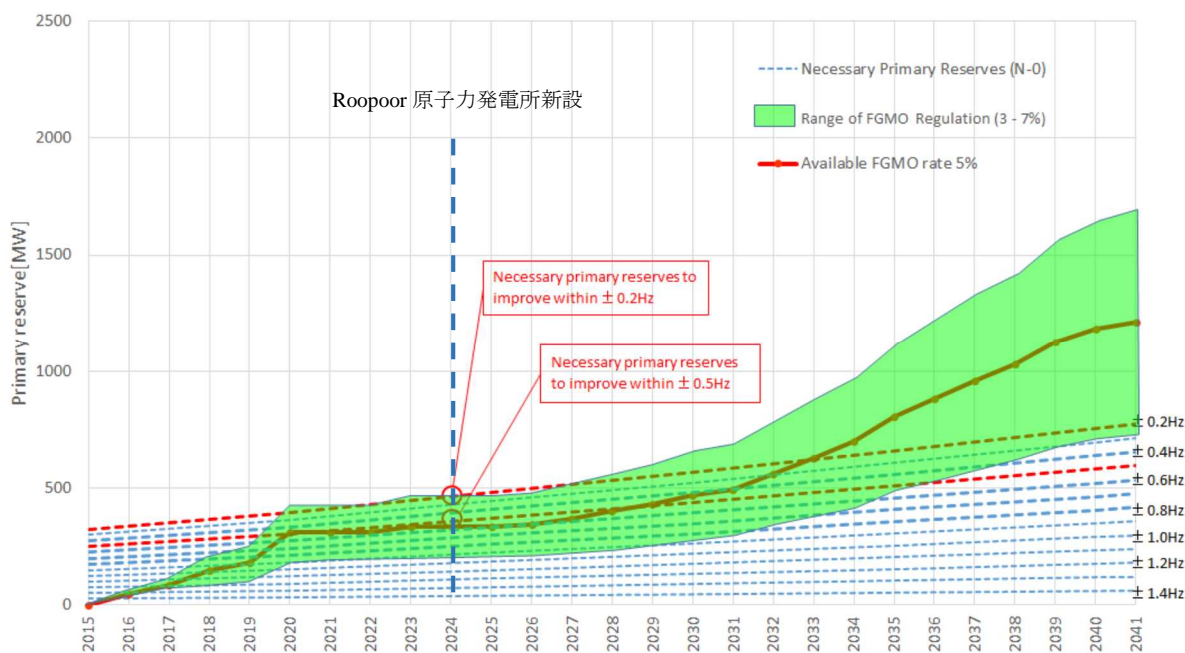
(b) 周波数品質改善見通しの試算と将来的課題

周波数調整は、ガバナフリー運転と LFC 制御とを織り交ぜて実施するのが通常であるが、現在、LFC 制御機能が整備されていないこと、および、瞬時性の負荷変動や電源脱落事故など、極めて短時間内に生じる需給アンバランスは、LFC 制御では追従できないことから、追従速度が相対的に速い発電機のガバナフリー運転のみで調整した場合の、将来の周波数改善の見通しについて試算することとした。

N-0 時（平常時）の周波数品質改善

周波数改善の見通しを試算する方法は確立されていないので、ここでは、おもに各年度の新設発電機からの調整力供出可能量と、周波数改善量 0.1Hz あたりの調整力必要量を、一定の仮定のもとに算出し、その供出可能量と必要量のバランスから、将来の周波数改善量の見通しおよび対応案の検討を試みた。詳細は最終レポートを参照いただきたい。

各年度における調整力の確保必要量と供出可能量との比較を表したのが、下図のグラフである。

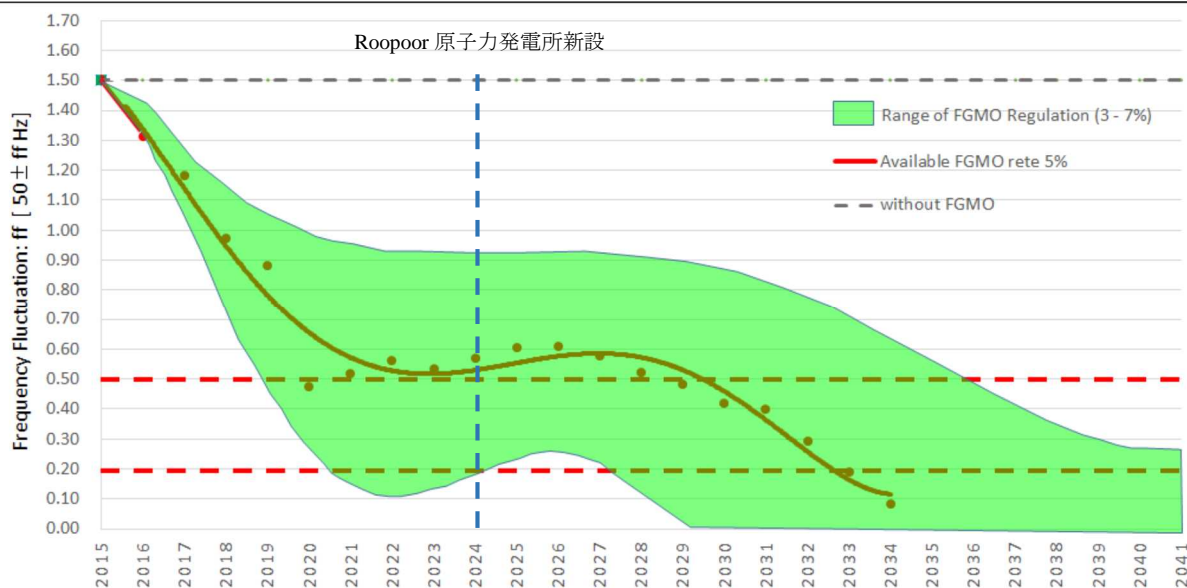


出典：JICA 調査団

図 1-48 調整力の確保必要量と供出可能量の比較

- 実線（赤）+ 緑の範囲 : 調整力供出可能量  
 = 新設機 [水力(100%) + 石油火力(100%) + ガス火力(100%) + 石炭火力(60%)]  
 × 80% (計画停止・計画外停止を考慮)  
 × 3~7% (ガバナフリー実効分)
- 破線 :  $\Delta P = 0.263 * \sqrt{P}$  (MW/0.1Hz)  
 $\Delta P$ : 周波数改善量 0.1Hz あたりの調整力確保必要量 P: 総需要  
 と仮定し、現状の周波数偏差±1.5Hz から±0.1Hz 改善する毎に必要な量を描画。

上記のグラフから、平常時の周波数変動が、現状±1.5Hzであることを前提とした場合の、今後の周波数品質改善の状況を示したのが下図のグラフである。



出典：JICA 調査団

図 1-49 今後の周波数品質改善の推移

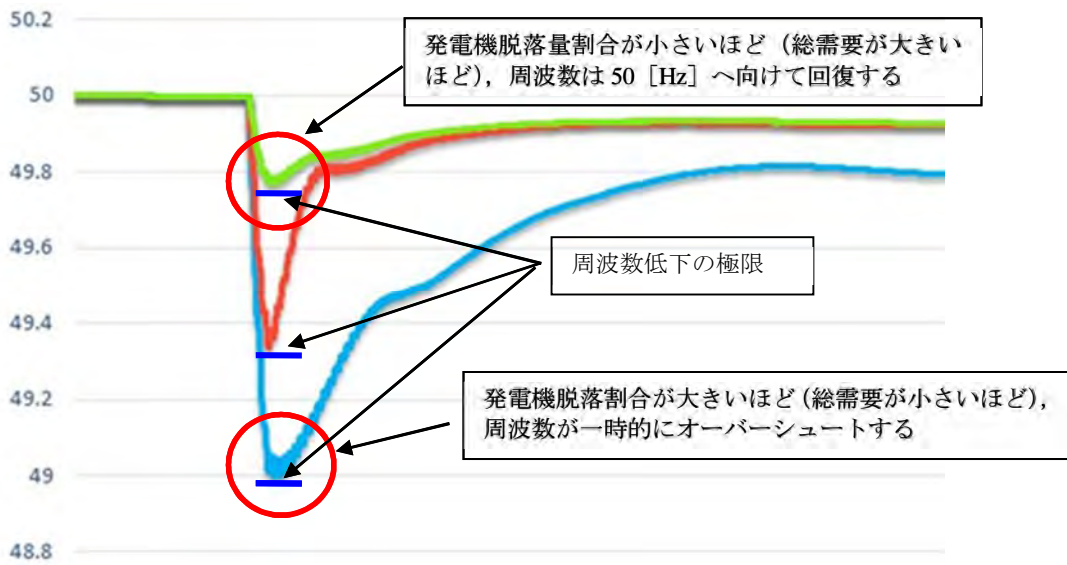
結論としては、着実なガバナフリー調整力の確保が実現できるならば、平常時の周波数品質について、大きな課題はないと言える。

- ガバナフリー運転の効果量が、平均的な値である総需要の 5%程度あれば、原子力発電機が運用を開始する 2024 年までに、周波数変動を±0.5Hz 程度に抑えるのに必要な調整力確保は、概ね可能な見通しである。
- 2041 年までに、平常時の周波数品質を日本並みの±0.2Hz まで改善するための調整力を確保することは、十分可能。

#### N-1 時（1 設備事故時）の周波数品質改善

周波数調整力の確保にあたっては、大容量電源の脱落など、事故時に周波数が大きく変動する事象が発生した場合でも、周波数低下を一定以内に抑え、かつ、速やかに正常値に回復させることにも留意する必要がある。

とくに事故直後の周波数の急峻な低下を一定以内に抑えるためには、負荷の自己制御性と発電機のガバナフリー運転による効果に期待する他はなく、現状、ガバナフリー運転を実施していない「バ」国においては、早急な対応が望まれる。



出典：JICA 調査団

図 1-50 電源脱落時の周波数変動の時間的推移イメージ

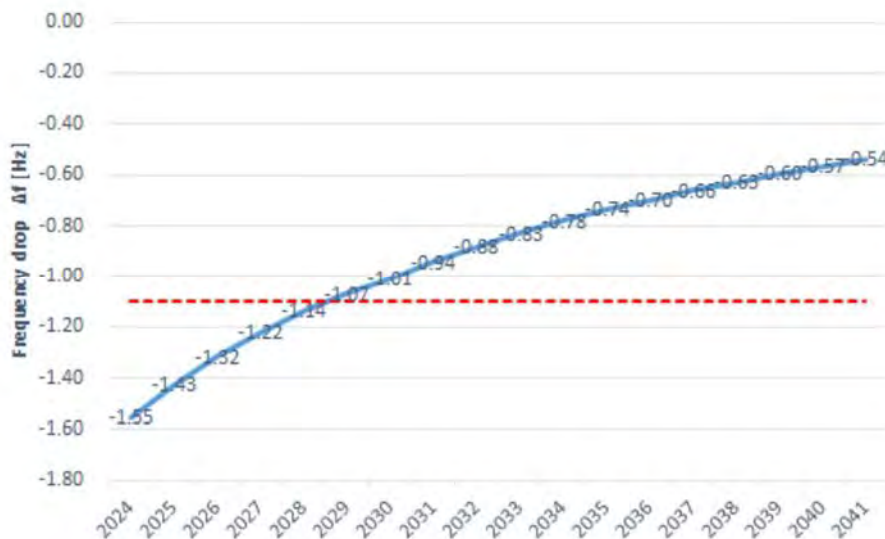
「バ」国において、配慮すべき最大容量電源の N-1 事故は、年度別に以下の表のとおりである。

表 1-12 各年度の考慮すべき供給脱落量と要因

年度	電源脱落量	要因
2015~2024	500MW	HVDC 500MW 1 変換器故障
2024~2041	1180MW	Roorpoor 原子力 1 ユニット脱落

出典：JICA 調査団

下のグラフは、Roorpoor 原子力発電機が運用開始する 2024 以降において、最低需要時間帯に当該原子力(1,180MW)が脱落した場合の周波数低下の極限值の年度推移を、東京電力の実績値をもとに推定したものである。



出典：JICA 調査団

図 1-51 Roorpoor 原子力発電機脱落時における周波数最低値の年度推移

グラフから、2028 年あたりまでは、Roorpoor 原子力脱落による周波数低下が UFR 整定値 48.9Hz

以下となるため、軽負荷時間帯・期間においては、負荷遮断が発生する可能性があるものの、発電機の連鎖的なトリップによるブラックアウトを回避することができるため、当面は許容する必要がある。

## (2) 今後の目標

### 1) 法律・Grid Code の整備

#### (a) 電気事業法制

「バ」国の法律レベルでの電力品質を維持・向上を図るための規制（各種義務と罰則規定）に関して、日本と比較して不足する面があり、早急な整備が望まれる。

#### (b) Grid Code 関係

「バ」国の Grid Code については、前述のとおり、日本のルールと比較しても、必要最小限かつ明確に規定されている分野が多いが、予備力・調整力の確保の規定をもう少し手厚くすべきである。

### 2) 周波数品質向上対策

2024 年頃に運転開始を計画している原子力発電所の安定的な系統連系のため、今後約 10 年以内には、少なくとも平常時の周波数変動を±0.5Hz 以内（現状の 1/3 以下）に抑える。

そのため、発電機からのガバナフリー調整力の着実な積み増しは必須。また、当面は、ブラックアウトを回避するため、周波数低下リレー（UFR）による負荷遮断量を十分に確保。

## (3) ロードマップ

PSMP2015 の精神	今後の目標	Action Plan	Target		
			短期 (2016~2021)	中期 (2022~2031)	長期 (2032~2041)
系統運用 (電力の 質向上)	法律・ルールの 整備（各種の義 務・罰則ほか）	Electricity Act の改定			
		Grid Code の改定			
		NLDC 運用ルールの改定			
	周波数調整力の 確保・制御の実 施	新設発電機のガバナフリー運転 - 設計 - 製作・改造 - 2015/6~2021 新設分の試 験・一斉運用開始 - 2022 以降の新設分は運用 開始時期を考慮しながら 計画的に推進	  		
新設発電機の LFC 制御の実現 UFR による負荷遮断量の確保					



## 1.6.14 O&M 法整備

### (1) 現状と課題

Bangladesh 国では、恒常的な電力供給不足から発電設備の運転を計画的に停止・点検できず、予防保全や O&M に係る法制度の不備、低買電価格に起因する公社の低い財務健全性等もあり、発電設備が設計どおりの性能（発電出力・熱効率等）を発揮できておらず、安定的な電力供給のための包括的な体制が求められている。

火力発電所の予防保全、O&M にかかる問題点について、本項では制度設計サイド、つまり法整備からのアプローチで分析する。加えて、次項にて現場サイドからのアプローチも行っている。

法整備の観点から調査した結果、日本の電気事業法の重要保安 5 条項は「バ」国において制度化されておらず、この 5 条項は、「バ」国発電所の安定運転に寄与できるものと考えられる。

#### <問題点>

#### 1) 定期点検制度化の必要性

定期点検が法令化されていない為、予算不足、需給逼迫等の理由により点検が延期されてしまい、設備の突然の停止に陥っている。

#### 2) 定検立入検査制度化の必要性

政府機関が検査状況を視察できず、運転の可否が判断できない

#### 3) 主任技術者を選任の必要性

技術的事項の責任の所在が組織に結びついていないことによる、技術判断及び不具合対応の組織的対応が不明確

#### 4) 保安規定作成義務化の必要性

発電事業者が自主的に運営するために必要となる保安に対する基本的考えが明文化されていない。

#### 5) 技術基準遵守の必要性

偶発的事故、災害の発生を減少させるための技術基準が存在しない。

これら 5 つの条項は、電力の安定供給のために欠かせないものであることから、「バ」国においてもこれらの整備が必要と考える。

### (2) 今後の目標

#### ● 定期点検制度化

ボイラ、ガスタービン、蒸気タービン、発電機等の設備毎に、点検インターバル、及び点検項目を定める。

#### ● 定検立入検査制度化

政府機関が定期的に発電所の定期点検状況を視察し、運転開始の是非を判断する。

- 主任技術者を選任

政府機関は、主任技術者の資格（経験年数や試験制度）、を定め、また、政府機関が発電事業者に主任技術者（技術部門の責任者）を選任することを義務付ける。

- 保安規定作成義務化

政府機関が発電事業者に保安規定を作成し、届け出させることを義務付ける。

- 技術基準遵守（「バ」国技術基準の作成）

政府機関が技術基準を定め、発電事業者はそれを遵守する。

### (3) ロードマップ

法整備のスケジュールは、「政府関与による監視強化」、「発電事業者の自主管理強化」、「技術面の強化」の順に三段階で進めることを推奨する。理由は、政府関与を強めて、確実に定期点検を実施し、その後に発電所の自主性を重視する順番とした。また技術管理については、技術基準策定に非常に高い技術力を必要としその習得までに時間が必要と想定されること、また昨今の規制緩和の趨勢から考えれば早急に技術基準を策定する根拠が薄らぐ事から、最後の段階で実施する事とする。

- 第1段階

- 政府関与による監視強化

- ◇ 定期点検の義務化
- ◇ 定検立入検査の実施

- 第2段階

- 発電事業者の自主管理強化

- ◇ 主任気技術者の選任
- ◇ 保安規定の策定

- 第3段階

- 技術面の強化

- ◇ 技術基準の策定（「バ」国技術基準の作成）

法規制を施行するまでの準備期間を2年とし、段階毎に1年の差をつけてスケジュールを組むと以下の通りとなる。このスケジュールはあくまで目安であるため、バングラ政府が、発電所法規制関係機関及び発電事業者にとって合理的なスケジュールを組むことを期待する。



出典：JICA 調査団

図 1-52 法整備スケジュール

### 1.6.15 火力発電 O&M

#### (1) 現状と課題

「バ」国では、火力発電所における O&M の実践ができていないことによる発電量不足の問題が存在する。十分な技術をもって適切な O&M を実施することで発電効率や発電容量をより高く維持・回復することができる。本調査では「バ」国の O&M の実態を確かめるため、調査対象となる発電所の絞り込みを後述の手順に従って行い、設備のリハビリテーション、コンバインドサイクル化の対象となる発電所を選定、これをリモデリングプランとした。選定基準は以下のとおり。

#### <選定基準及び根拠>

(a) BPDB が保有

根拠：「バ」国最大規模の発電事業者（公社）である。

(b) 10 年以上かつ 30 年未満の運転

根拠：10 年以上あることにより、十分な O&M 経験を有することが期待できる。

30 年を超えた老朽化設備は、リモデリングの実施後も大規模な不具合を起こす可能性があり、その後の 10 年から 20 年の安定した運転が期待できない。

(c) 100MW 以上

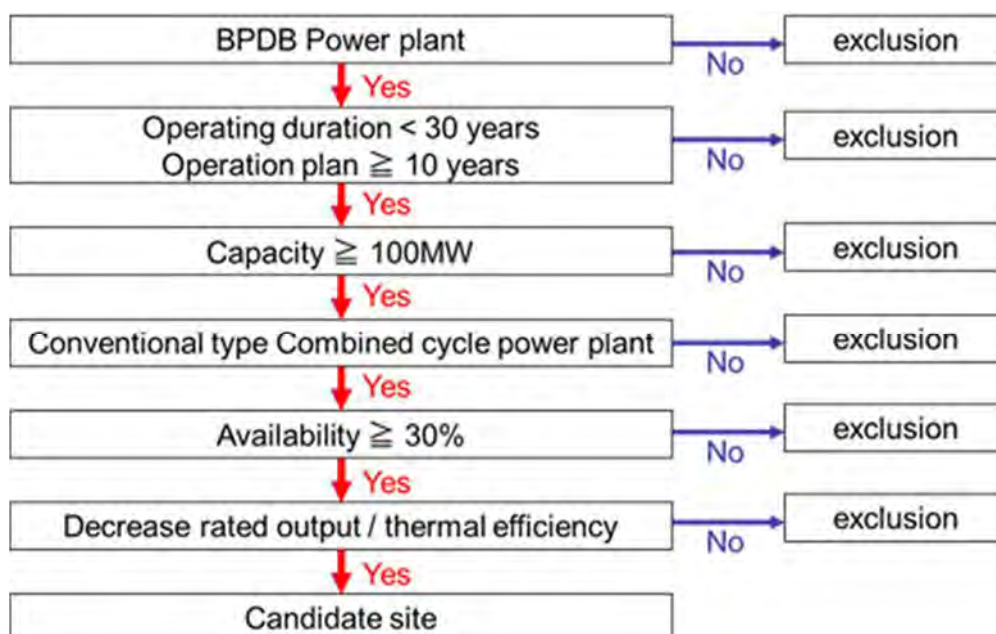
根拠：小規模発電プラントでは、リハビリテーション効果が期待しにくい。

(d) 利用率 (availability) >30% 以上

根拠：現状においても十分有効に活用されていることから、リハビリテーション乃至はコンバインド化後も活用されることが期待できる。

(e) 出力若しくは効率が低下していること

根拠：リハビリテーションによる効果が期待できる。



出典：JICA 調査団

図 1-53 候補サイト選定フロー

BPDB Annual Report 2012-2013

Name of powerplant	For		COD (Year)	Type	Fuel	Installed (MW)	Derated (MW)	Plant factor (%)	Efficiency (NET) (%)
	O&M	C/C							
Rauzan #1		○	1993	ST	Gas	210	180	23.94	27.98
Rauzan #2		○	1997	ST	Gas	210	180	15.80	28.89
Ashuganj #3, #4, #5	○	○	1987/87/88	ST	Gas	450	430	88.56	33.88
Siddhirganj	○	○	2004	ST	Gas	210	150	56.98	30.32
Barapukuria #1, #2	○		2009/2009	ST	Coal	250(125*2)	200	75.37	27.56
Chandpur	○		2012	CC	Gas	163	163	49.68	37.27
Haripur GT1,GT2,GT3		○	1987	GT	Gas	32*3	60	53.33	21.16
Ghorasal #3,#4	○	○	1987/89	ST	Gas	420(210*2)	360	69.53	31.09
Ghorasal #5,#6	○	○	1995/99	ST	Gas	420(210*2)	380	33.72	28.76
Tongi		○	2005	GT	Gas	105	105	38.38	25.93
Baghabari		○	2001	GT	Gas	100	100	87.52	28.29
Shahjibazar		○	2000	GT	Gas	70(35*2)	66	76.36	25.53
Fenchuganj	○		2011	CC	Gas	104	104	49.06	30.06
Sylhet		○	2012	GT	Gas	150	142	51.96	29.16

\*1) Rauzan発電所は、1)利用率が低い要因がガス不足による入用率低下が引き起こされていること  
 2)規模の大きな発電設備である、この2点により、対象候補とした。

出典：JICA 調査団

図 1-54 対象サイトリスト

現状調査は、対象発電所への訪問による聞き取りやアンケートにもとづき行った。調査結果から課題を拾い上げ、分析を行い、一般的な企業における経営に用いられる、“人材”、“設備”、“財務”、“情報”の4つの経営資源の括りで整理を行ったものが下表である。

表 1-13 課題の整理

発電所の主な 任務の領域・ 分野	人材	設備	財務	情報
発電容量維持	—	不具合の発生。 経年劣化。	—	—
日常運転業務	人事ローテーション がない。 実践的な訓練装置が ない。 訓練施設が足りな い。	—	—	発電効率の管理をし ていない。
補修作業	人事ローテーション がない。 実践的な訓練装置や 訓練資材がない。 訓練施設が足りな い。	—	予算の欠如。	—
補修計画・予算 計画	—	—	予算の欠如。	設備投資の裏づけデ ータがない。 停止の裏づけデータ がない。 補修による効果を管 理していない。

出典：JICA 調査団

これらの課題ひとつひとつに対する解決策は、(2) 今後の目標、にて提案する。なお、調査結果からは上記でカバーされないいくつかの課題も上がってきている。

- リプレースの基準がない。
- LTSA が結べない。
- 予防保全の基準がない。
- 法令がない。

これらの課題は法整備と深く関わるもので、政府による実効化が必要である。法整備の詳細については前項にて述べられているため、本項では割愛する。しかしながら、定期点検の実施は法的根拠を待たず各発電設備保有者にて実践して行くことは可能であり、早期の実施は、長期的な出力維持、ひいては発電事業者の継続的な収益性にもつながるものであるとの認識を定着させる必要がある。

## (2) 今後の目標

上記課題より、運転・メンテナンス要員のための「人材育成」、出力増強対策としての「コンバインド化」、定期点検を確実に実施するための「情報戦略」、を実施することが望まれる。

**表 1-14 課題に対する解決案**

発電所の主な 任務の領域・ 分野	人材	設備	財務	情報
発電容量維持	—	蒸気タービンリハビ リ、コンバインド化に よる設備増強。 計画的なメンテナンス 実施。	—	—
日常運転業務	シミュレーターを用いた実践的な訓練や新技術にも対応した訓練センター（オペレーション研修）による人材育成。 人事ローテーション。	—	—	発電データ、燃料データの取得による効率管理
補修作業	実機を用いた実践的な訓練や新技術にも対応した訓練センター（設備メンテナンス研修）による人材育成。 人事ローテーション。	—	中長期計画に基づく予算確保。	—
補修計画・予算計画	—	—	計画に基づく調達、財務効率監視による設備コストの最適化。	予算確保や停止の裏づけとなるデータの集積。 投資、補修の効果の測定。

上記解決策を実際に適用する実施案の内容を以下に提案する。これらの提案は、人材開発、設備増強、および財務における決裁の効率化に有効と思われる。

まず人材開発については、訓練施設の新設と実践的な訓練制度の導入を提案する（訓練センター）。訓練センターでは、次のような内容を想定している。

- 先端設備に対応した教育
- 実践的な訓練コースと実際の設備の運転、補修技術の実践
- 法令にもとづいた資格取得のための教育

訓練への需要を満たすため、本マスタープランでは、センターの建設中に訓練生を日本に招くことも提案している。

次に設備増強案としては、B&S (build and scrap) 方式によるリモデリングプランを提案、Haripur、Fenchuganj への導入を挙げる。B&S は他の方式と比べて、稼働設備の発電量への影響が比較的小さい。コンバインドサイクル化されたユニットの容量は 100MW が考えられる。これは、周波数の変動が電力需給の逼迫を示した場合に、すばやくその状態を解消する応答性があることによる。

100MW コンバインドサイクルの利点を以下に挙げる。

- 起動から定格負荷までの時間が短い（2 時間）。
- 低負荷時においても効率が良い。
- 経済的。

最後に、当局による財務面での決裁が効率化されるためには、中長期の補修計画と歩調を合わせた調達計画の作成が強く望まれる。それにより予算や購買の承認場面での遅延は軽減されるか無くすることができる。発電所の責任者は、実施可能な補修計画を立てやすくなる。

- 補修にかかる費用を期間にわたって割り当てる。
- 過去の停止や修理の記録から突発的な出費を見積もり不測の事態のため予算とする。
- 予備品・消耗品在庫を最適なレベルに保つ。
- 予算作成は全発電所にわたって統合的に行う。

以上、設備、人材、および財務における課題解決のための実施案を下表にまとめる。

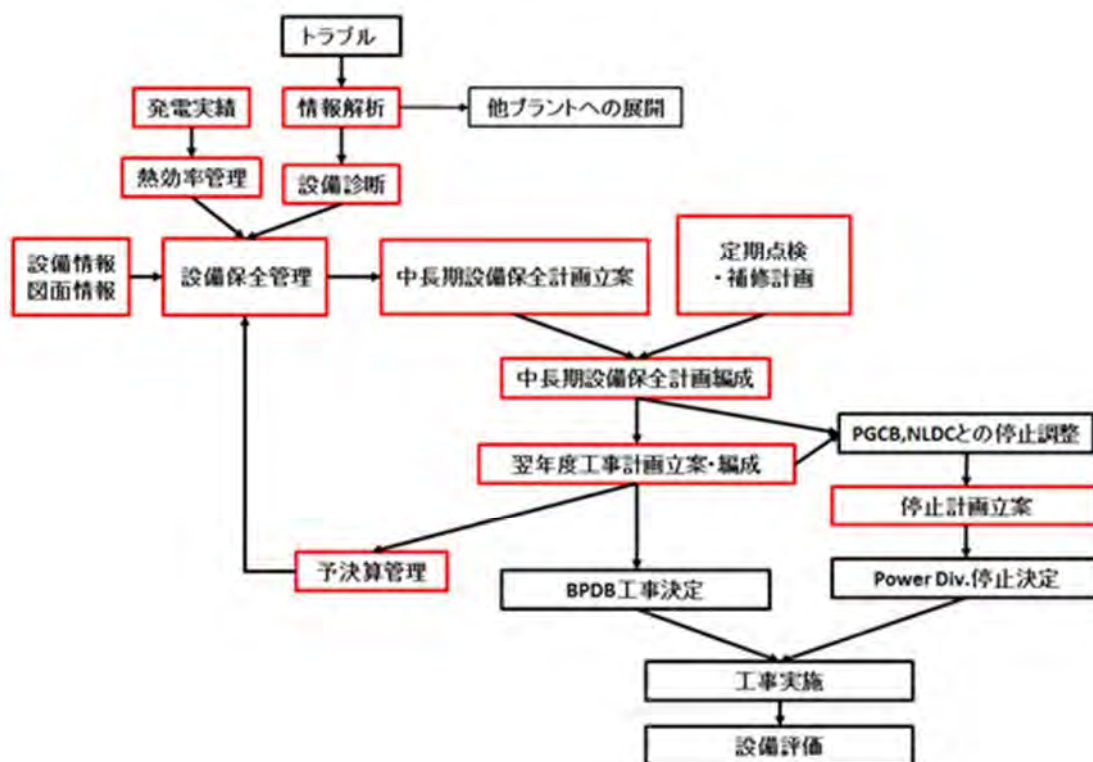
**表 1-15 課題解決実施案**

実施項目	内容
人材	人材開発
教育制度	カリキュラム、教材開発への日本からの支援 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 技術標準</li> <li>- 主任技術者の役割</li> </ul>
訓練施設	訓練センターの建設 シミュレーターなどの訓練資器材導入の支援
設備	設備増強
リハビリ・コンバインド化	S&B/B&S 方式による Fenchuganj and Haripur のコンバインドサイクル化
財務	財務における決裁の効率化
予算作成	補修計画との整合 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 補修費用の見積</li> <li>- 予算根拠となるデータの収集</li> <li>- 補修スケジュールにあわせた中長期予算の作成</li> </ul>
調達業務の最適化	計画立案 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 調達業務の見直し</li> <li>- 予備品・消耗品在庫の管理</li> <li>- コスト削減案</li> </ul> 調達効率のモニタリング <ul style="list-style-type: none"> <li>- 予算管理と調達遅延の管理</li> <li>- 財務効率の監視.</li> </ul>

出典：JICA 調査団

財務面での対策として、BPDB が傘下の全発電所からの情報、補修計画や修繕履歴などを一括管理することができれば、組織全体の予算見積りや停止計画の立案が可能となり、予算や停止の承認における遅延が改善される。下図において、図中の赤線で示した箇所が、情報分野での課題解決策の実践が有効である部分である。情報を有効活用することで、人材、設備、予算といった発電所の業務全般の諸課題の解決に資して、O&M をより適切に実施することができると考えられる。

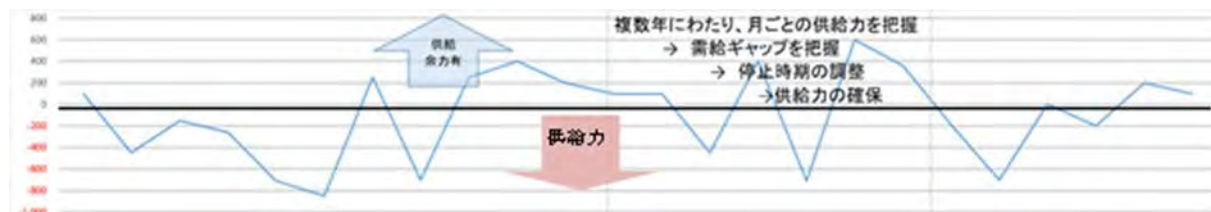




出典：JICA 調査団

図 1-55 情報管理による O&M の最適化

O&M 業務の最適化のひとつの例として、需給データにもとづく停止計画のイメージを下図に示す。



出典：JICA 調査団

図 1-56 需給調整イメージ

### (3) ロードマップ

火力 O&M の目指すところは、情報を有効活用することによる人材、設備、予算といった経営資源の効率化である。しかしながら、O&M の実践に際して、最初のステップはやはり法的な強制力が必要であり、それによって定期点検の実施が保証される。また、停止計画や許可についても遅滞なく行われるであろう。下図において、O&M のロードマップを示す。

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8
<b>O&amp;M 法整備</b>								
政府関与による監視強化	準備		実施					
発電事業者の自主管理強化		準備		実施				
技術面の強化			準備		適用			
<b>設備</b>	設備増強							
リハビリ・コンバインド化	設計		契約実施・建設			運転		
<b>人材</b>	人材開発							
教育制度	日本からの技術支援			日本での訓練			訓練実施	
訓練施設	設計			建設			訓練実施	
<b>財務</b>	財務における決裁の効率化							
予算作成	補修計画との同期							
調達業務の最適化	計画		調達効率の測定					

出典：JICA 調査団

図 1-57 火力 O&M ロードマップ

## 1.6.16 料金施策

### (1) 現状と課題

#### 1) 現状把握

##### (a) 電気料金

#### 電力の卸売価格と電力供給コストとの差によって生じる BPDB の財務悪化

現在の電力の卸売価格が、電力供給コストをカバーできるだけの高い価格に設定されていない。そのため、BPDB は長期融資の形で補助金を受け続けている。この状況を改善するには、卸売価格を上げる必要があるが、それは必然的に小売に対する電気料金を上げる必要がある。また、電気料金の上昇は Bangladesh の経済に悪影響を与える可能性もある。

#### 貧困対策としての電気料金設定

電気料金は電力の利用量に応じて細かく設定されており、貧困層に対しては、電力料金が安く設定されている。電気料金を上げる際には、そうした貧困層への対策を考える必要がある。

##### (b) ガス料金

#### 国際的な天然ガス価格と国内天然ガスの価格差

現在、天然ガス価格は低く抑えられているが、今後、天然ガスの需要が伸びて、LNG 等の天然ガス輸入が進んだ場合、天然ガスの消費者価格を調整しない限り、ガスセクターにおいても政府補助金を利用せざるを得ない状況になる。

#### 2) 今回の調査・検討結果と課題

#### 電気料金や天然ガス料金を単年で大きく上昇させると、 Bangladesh の経済に大きな負の影響が生じる。電気料金や天然ガス料金を段階的に上昇させることが望まれる。

電気料金とガス料金の上昇が Bangladesh の国家経済に与える影響を分析するため、GTAP を活用した。GTAP 分析には、以下のような前提を置いて分析した。

対象とする地域のカテゴリー： Bangladesh 、アジア諸国、その他の地域の国

対象とするセクター：農業、石炭\*、石油\*、ガス\*、電力、製造業、サービス業

\*ガスの分析のみ設定

##### (a) 電気料金

電気料金の上昇が Bangladesh のマクロ経済に与えるインパクトを分析するために、まずは単年度に限定して分析を実施した。具体的にはデータが得られる直近の年、すなわち 2014 年に電気料金が上昇した場合にどのような影響がもたらされるかを分析した。

電気料金の上昇に関しては、以下のシナリオを設定した。

シナリオ(a): 電力の小売価格（実質ドル）が平均で 10% 上昇

シナリオ(b): 電力の小売価格（実質ドル）が平均で 20% 上昇

シナリオ(c): 電力の小売価格（実質ドル）が平均で 30% 上昇

なお、上記は実質ドルベースでの上昇率であり、タカベースで考えた場合、2010 年～2014 年までのインフレ率 7.9%<sup>3</sup>を考慮すると、直近の伸び率は、シナリオ(a)は 19%、シナリオ(b)は 29%、シナリオ(c)は 40%となる。

バングラデシュの場合は、最終消費者向けの電気料金メニューは使用量に応じて異なる。しかし、GTAP の分析の手法的な限界から、分析には単一の平均価格を設定して分析を行った（例：シナリオ(a)は、メニュー別の価格設定（例えば、低収入世帯は 5%増で、高収入世帯は 15%増）ではなく、平均 10%増という一つの平均価格を設定した）。

分析した結果を下表に示す。電気料金が 10%増の場合は実質 GDP が 0.72%減少、20%増の場合は実質 GDP が 1.45%減少、30%増の場合は 2.17%減少する。このように、単年度で電気料金を急に上げると、現状の GDP 成長率と比較してやや大きい負の影響を実質 GDP に対して与える。

表 1-16 電気料金の上昇がバングラデシュの経済に与える影響（単年度分析の結果）

区分	(a) 10% 増加		(b) 20% 増加		(c) 30% 増加	
	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)
実質 GDP への影響	-0.72	-810.7	-1.45	-1618.6	-2.17	-2424.0
実質輸出へ の影響	-0.28	-79.3	-0.56	-157.7	-0.83	-235.1
実質輸入へ の影響	-0.27	-94.7	-0.55	-189.5	-0.82	-284.2

出典：JICA 調査団

次に、電気料金を徐々に上げた場合の経済への影響を分析した。2014 年から 2041 年の経済影響を分析するため、電力の供給コストが年率で実質ドルベースで 1.5%/年上昇するとの仮定の下で、電気料金の上昇に関するシナリオを設定し、バングラデシュのマクロ経済への影響を分析した。シナリオ 1 は 2021 年まで、シナリオ 2 は 2031 年まで、シナリオ 3 は 2041 年までに電気料金が供給コストをカバーできるようになるというように設定した。

表 1-17 電気料金上昇のシナリオ：ケース 1 (電力供給コスト増)

シナリオ	増加率（実質ドルベース）
電力供給コストの増加	1.5%/年 (直近の 2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
ベースシナリオ	1.5%/年 (直近の 2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 1	2021 年まで 4.2%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 12.4%/年) 2022 年以降 1.5%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 2	2031 年まで 2.6%/年

<sup>3</sup> Source: Worldbank data site

シナリオ	増加率（実質ドルベース）
	(2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで10.7%/年) 2032年以降 1.5%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで9.5%/年)
シナリオ3	2041年まで 2.2%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで10.3%/年)

出典：JICA 調査団

**表 1-18 電気料金上昇のシナリオ：ケース2(電力コスト増加なし)**

シナリオ	増加率（実質ドルベース）
電力供給コストの増加	0%/年
ベースシナリオ	0%/年 +モデルの計算上生じる微細な変動
シナリオ1	2021年まで 2.6%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで10.7%/年) 2022年以降 0%/年 +モデルの計算上生じる微細な変動
シナリオ2	2031年まで 1.1%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで9.1%/年) 2032年以降 0%/年 +モデルの計算上生じる微細な変動
シナリオ3	2041年まで 0.7%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで8.7%/年)

出典：JICA 調査団

単年度の分析と比較して、年度ごとの料金上昇の幅が小さくなるため、GDPに与える負の影響は緩和される。ケース1の場合、シナリオ1では2014年において0.17%/年及び2021年で0.26%/年、シナリオ2では2014年で0.07%/年及び2031年で0.17%/年、シナリオ3では2014年で0.04%/年及び2041年で0.15%/年といった程度、GDPを引き下げるといった結果が得られた。ケース2の場合でも、おおむねケース1と同様の結果が得られた。単年度分析の結果と比較して、長期的に見ても影響が低くなっていることがわかる。

表 1-19 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響 (ケース 1)

シナリオ	2014 年	2021 年	2031 年	2041 年
シナリオ 1	-0.17	-0.26	-0.06	-0.06
シナリオ 2	-0.07	-0.09	-0.17	-0.06
シナリオ 3	-0.04	-0.06	-0.1	-0.15

出典：JICA 調査団

表 1-20 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響 (ケース 2)

シナリオ	2014 年	2021 年	2031 年	2041 年
シナリオ 1	-0.17	-0.26	-0.04	-0.04
シナリオ 2	-0.07	-0.09	-0.15	-0.03
シナリオ 3	-0.04	-0.06	-0.09	-0.12

出典：JICA 調査団

### (b) ガス料金

天然ガス料金の価格上昇による Bangladesh の国家経済に与える影響を分析するため、まずは現状の年度に絞って分析を行った (単年度分析)。最新のデータが入手できる 2014 年の価格上昇について分析した。

天然ガス価格については、以下のシナリオを設定した。

- シナリオ(a): 電力の小売価格 (実質ドル) が平均で 50% 上昇
- シナリオ(b): 電力の小売価格 (実質ドル) が平均で 100% 上昇

なお、上記は実質ドルベースでの上昇率であり、タカベースで考えた場合、2010 年～2014 年までのインフレ率 7.9% を考慮すると、直近の伸び率は、シナリオ(a)は 62%、シナリオ(b)は 116% となる。

分析結果を下表に示す。天然ガス価格 50% 増加の場合は実質 GDP が 1.26% 減少、天然ガス価格 100% 増加の場合は、実質 GDP が 2.47% 減少といった影響を与える。天然ガス価格の急激な上昇は、現状の GDP の増加率と比較して大きな負の影響を実質 GDP に与えることがわかった。

表 1-21 天然ガス価格の上昇が Bangladesh の経済に与える影響 (単年度分析の結果)

区分	(a) 50% 増加		(b) 100% 増加	
	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)
実質 GDP への影響	-1.26	-1407.9	-2.47	-2759.1
実質輸出への影響	-0.72	-204.7	-1.35	-382.8
実質輸入への影響	-1.36	-472.6	-2.70	-937.7

出典：JICA 調査団

次に、天然ガス料金を徐々に上げた場合の経済への影響を分析した。その際、以下のようなシナリオを設定した。シナリオ 1 は天然ガス価格が、2021 年までに国際的な価格を考慮した水準まで漸近的に値上げするというものであり、シナリオ 2 は 2031 年までに当該水準まで値上げし、シナリオ 3 は 2041 年までに当該水準まで値上げするというものである

**表 1-22 天然ガス料金の値上げシナリオ**

シナリオ	増加率 (実質ドルベース)
ベースシナリオ	0%/年
シナリオ 1	2021 年まで 47.2%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベース で 58.8%/年) 2022 年以降 0%/年
シナリオ 2	2031 年まで 17.3%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベース で 26.6%/年) 2032 年以降 0%/年
シナリオ 3	2041 年まで 10.6%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベース で 19.3%/年)

出典：JICA 調査団

天然ガス料金については、シナリオ 1 では 2014 年で 0.33%/年、シナリオ 2014 年では 0.02%/年  
だけ GDP を引き下げ、シナリオ 3 では GDP に対して正の影響があるといった結果が得られた。  
単年度分析で急激に値上げをした結果と比較して、直近(2014 年)の負の影響は低くなっている。

**表 1-23 天然ガス料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響**

シナリオ	2014 年	2021 年	2031 年	2041 年
シナリオ 1	-0.33	-5.13	0.52	0.18
シナリオ 2	-0.02	-0.43	-2.82	0.09
シナリオ 3	0.04	0.19	-1.08	-0.32

出典：JICA 調査団

## (2) 今後の目標

### 1) 電気料金改革

#### (a) 家庭用電気料金の値上げ

家庭用電気料金の値上げを図る。BDBP に提供されている補助金を削減し、供給コスト全体を  
カバーできるように、卸売価格を値上げし、さらには最終的な小売電気料金を値上げする。ただ  
し、貧困層に対する配慮のため、電気料金メニューを工夫し、利用量の少ないカテゴリーに対す  
る安い料金は維持する。

#### (b) 関係者間の調整

最適な電気料金の値上げシナリオは、GDP への負の影響などを考慮しながら決まる。電力省や  
計画省等関係省庁とで議論して決定することになる。従って、関係省庁による協議を行い、電気  
料金の値上げ計画を策定する必要がある。

### 2) コスト削減計画の立案

電気料金の値上げを考える場合、コストの削減に対する取り組みが十分なされていないと、値  
上げに対する理解が得られない可能性がある。従って、コスト削減ができる部分を見つけながら、  
それとセットで値上げを提案していくことが重要である。  
コスト削減計画については、企業内情報であるため、非開示情報も多いと思われ、外部が関与す

るのは難しい点もあると思われる。まずは BDBP 内で専門のチームを立ち上げて、コスト的に非効率なところが生じている点を洗い出す。契約等については、すでに結んでしまった契約等を破棄することはできないため、新たに契約を結ぶ際に、その費用効率性を判断できるような体制を構築する。JICA 等によるそうした人材の育成支援等も有効であると考えられる。

### 3) ガス料金改革

#### ガス料金の値上げ

天然ガスの輸入に合わせて、天然ガス料金の値上げを図る。ただし、貧困層に対する支援のため、利用量の少ないカテゴリーに対する安い料金は維持する必要がある。電気料金メニューは利用量に応じて分類されており、低所得世帯向けには低い料金が設定されている。バングラデシュが電気料金を上昇させる際には、低所得世帯向けの対策が考慮されねばならない。

### (3) ロードマップ

#### 1) 電気料金改革

電気料金の値上げのシナリオは、前出のシナリオのような形が考えられる。

2021 年まで、2031 年まで、2041 年までの平均的な料金を下表のような形で値上することが望まれる。

表 1-24 電気料金の上昇シナリオの例

シナリオ	増加率 (実質ドルベース)
シナリオ 1	2021 年まで 4.2%/年 (直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 12.4%/年) 2022 年以降 1.5%/年 (直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 2	2031 年まで 2.6%/年 (直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 10.7%/年) 2032 年以降 1.5%/年 (直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 3	2041 年まで 2.2%/年 (直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 10.3%/年)

出典：JICA 調査団

#### 2) コスト削減計画の立案

BDBP 内で専門のチームの立ち上げは、早期に必要と考えられる。2017 年ないしは 2018 年にそうしたチームを立ち上げ、分析を開始する。

#### 3) 天然ガス料金改革

天然ガス価格についても、前出のシナリオ分析の形で値上げをしていくことが考えられるが、ただし、供給コストの増加などを考慮して、シナリオ 1 は 2022 年以降 1.5%/年、シナリオ 2 は 2032 年以降 1.5%/年上昇させるというのがより現実的なシナリオと考えられる。



**表 1-25 天然ガス料金の値上げシナリオ**

シナリオ	増加率 (実質ドルベース)
シナリオ 1	2021 年まで 47.2%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベース で 58.8%/年) 2022 年以降 1.5%/年
シナリオ 2	2031 年まで 17.3%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベース で 26.6%/年) 2032 年以降 1.5%/年
シナリオ 3	2041 年まで 10.6%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベース で 19.3%/年)

出典：JICA 調査団

### 1.7 ロードマップ

VISION2041 を達成するために、確実に実施すべき重要事項について、ロードマップの形でとりまとめた。ロードマップは、それぞれの項目について、実施時期を短期、中期～長期、超長期の 3 区分とし、達成すべき目標を掲げ、バ国政府が本マスタープランを実施するにあたり、いつ、何をすべきか明確に示している。今後、本ロードマップに記載されているすべての事項を、必要な時期までに着実に実施していくことが望まれる。

表 1-26 PSMP2016 実現に向けたロードマップ

Contents of PSMP2016		Target	Action Plan	Sort Term FY2016~2020	Mid-Long Term FY2021~2025/ 2026-2035	Super Long Term FY2036~2041
Economy	1. Economic Development	High-income country by 2041	Incentive for promoting foreign direct investment (Preferential Taxation)Other, Deregulation (Abolishment of entry regulation)			
			Implementation of program for improving skill			GDP per capita 11,000 USD (2041)
			Construction of industrial complex and SEZ			
			Other, Transportation infrastructure improvement(Port, Road, Railway)			
Energy Balance	2. Primary Energy Demand	Reduction of energy intensity by more than 20%	Implementation of recommendation by EECMP A-Appliance-labeling B-Energy management (reporting) C-Energy-saving building code D-Low interest loan program for EEC equipment			Energy intensity 3.42-->2.56 million USD/toe
			Program of Ecologically friendly car			
			Improvement of road network			
			Improvement of railway network			
	3. Domestic Gas Supply	Introduction of IOCs which has technological and financial advantages	Revised PSC to attract IOCs			
			International Tender for new onshore and offshore acreage			
			Partnership between foreign investor and BAPEX, BGFCL, SGFFL			
		Acqisition of energy assets in overseas	Revise the role of BAPEX			
			Transform the capacity of BAPEX			
			Acquisition of oversea energy asset			
		Efficient use of Gas	Development of legal framework regarding efficient use of gas			
			Improve efficiency towards international standard and decommission of inefficient facilities			
			Introduction of advanced operation and infrastructure management system	Transmission		Distribution
			Introduce electronic mapping system for gas transmission and distribution system			
			Introduce gas flow monitoring and safety management system			
Domestic biogas production: 790,000m3/day (including additional 600,000m3/day by 2031 and 3 million m3/day by 2041)	Import duty/levy on glass-fiber biogas digester/material removal					
	Glass-fiber biogas digester domestic manufacture development					
	Glass-fiber biogas digester roll-out through IDCOL loan scheme					
4. LNG Supply	Introduction of LNG	LNG F/S, FEED, EIA and Land Acquisition				
		Construction of onshore LNG Terminal (3 sets of tank) to be operational from 2027. Additional tank will be installed after COD of 1st Phase.		Initial Phase	Terminal Expansion	
	Onshore LNG Terminal to Supply 3,000 mmscf of Gas by 2041	Prepare strategy for LNG procurement		Initial phase completed and commercial operation started (2027)		
		Construction of pipeline to connect into onshore pipeline				
		Commencement of commercial operation				
	FSRU to Supply 500 mmscf of Gas by 2019	Construction of FSRU and related infrastructure of 1st and 2nd Phase	1st 2018-19 start operation		2nd 2023 start operation	
Commencement of commercial operation				1st phase of FSRU completed and commercial operation started (2019)		
5. Coal Supply	60 million ton to be expected imported Coal by 2041	Implementation of F/S Imported Coal infrastructure				
		CTT (Phase1~2)FY2025, FY2029				
		Construction based on F/S				
		CTT (Phase1)commencement of operation in 2025				
	Mining technology acquisition for Bangladeshi	Establishing technology acquisition system for Bangladesh in order to secure stable production at Barapukuria Mine				
		Establishing a system in order to proceed to new mining development mainly in Bangladesh				
		Commencement of construction for pilot site at Barapukuria Mine based on open-cut mining technology				
		Commercial Operation in 2021				
Development Permission for Digipara Mince, Karaspir Mine	Commencement of Construction after 2022					
	Commencement of production after 2027					
Small scale open-cut mining of Phulbari Mine	Review the result of pilot operation of Barapukuria Mine and commencement of small scale open-cut mining of Phulbari Mine after 2021			Commencement of Construction Barapukuria Mine open-cut mining (2025)		
	Commencement of construction after 2025					
6. Oil Supply	Oil imprt 30 million tons/yr	Analysis b/w domestic refinery and oil product import completed and decision made				
		Exit strategy on oil subsidy established and implemented				
		Oil import facility (storage tank or domestic refinery) developed to meet increased oil demand			Oil import: 5 --> 30 million tons/yr	
7. Power Development Plan	Optimized energy mix	<b>Energy mix: 3E-Value(Economy/Environment/Energy Security)</b>			Energy Mix-Min 3E	
		<b>Capacity building for MP revision</b>	Well-organized planning climate			
		-Collaboration between organizations for MP				
		-Periodical rolling revision for milestoned-MP				
		-Strengthen comprehensive statistical work function				
		-Introduction of KPI management				
		<b>Improvement in the investment climate</b>	Well-organized investment climate			
		-PPA improvement				
		-FDI improvement				
		-Prompt procedure of investment application				
		-Introduction of financial credit approval by Int'l Organization				
		No load shedding	Power for all			
		Exiting from high cost rental power				
		Securing low cost power supply for baseload				
Integrated energy infrastructure (Port facility for fuel terminal)						
Tariff reform						
O&M reform						

Contents of PSMP2016		Target	Action Plan	Sort Term FY2016~2020	Mid-Long Term FY2021~2025/ 2026-2035	Super Long Term FY2036~2041		
Energy Balance	8. Hydropower	To be achieved for realization of hydropower development in the Chittagong hilly area	Preparation of maps by 2018	■				
			Completion of Feasibility Study for a PSPP by 2020		■			
			Completion of Detailed Design by 2023			■		
			Commencement of Construction of a PSPP by 2024				■	
			Commissioning of the first unit of a PSPP by 2030					■
	9. Renewable Energy	Renewable Energy : Maximizing generation potential under the limited land availability	Transparent and competitive bidding process for utility-scale RE generation project (1 project)	■				
			Completion of wind resource assessment	■				
			Technical standards and regulation/rules for RE grid-connection	■				
			Transparent and competitive bidding process	■				
			FIT and reverse auction system	■				
Biogas production: 62 mmcf/d by 2041		Utility-scale solar project roll out	■					
		Removal of import duty and levy on high-quality glass-fiber biogas digester	■					
		Nurture of domestic glass-fiber biogas digester manufactures and dealers		■				
		Cost competitiveness of biogas over LPG maximized			■			
							■	
Power Balance	10. Power Import/ Nuclear Power	[Import Power] Increase power import from neighboring countries up to 9,000 MW	Advanced development of the Case 3 line		■			
			Securing power transmission capacity in India			■		
			Direct connection of PSPP in Meghalaya state to Bangladesh system				■	
			Establishment of legal and implementation framework	■				
			Meeting IAEA safety standards	■				
		[Nuclear Power] Development of nuclear power up to 7,200 MW	Establishment of fuel cycle management	■				
			Proper knowledge about nuclear safety and public acceptance	■				
			Operation of nuclear power plants			■	■	■
								■
								■
	11. Power Transmission Planning	Robust power system development	Direct connection of Dhakka - Chittagong	■				
			Strengthening trunk lines for regional development		■			
			Transmission facility developed to meet increased power demand			■		
	12. Distribution (Rural electrification)		Electrification for All by 2021	■				
			SEIS waste management process established		■			
13. Improving Power Quality	Development of laws and rules (obligation and penalty etc.)	Amendment of Electricity Act	■					
		Amendment of Grid Code	■					
		Amendment of NLDC's operational rule	■					
		Implement ensuring frequency adjustment margin and control	Governor-free operation of new installed generator	■				
			- Engineering	■				
	- Construction		■					
	Thermal power plant O&M	Commissioning and commencement of operation new installed plant from Jun 2015 to 2021	■					
		Implement plan based on the review of new installed plant After 2022		■				
	14. Thermal O&M	Development of laws	Strengthen monitoring by government	■				
			Strengthen utilities' self-management		■			
Technology enhancement					■			
Upgraded combined cycle thermal power plant		Building information management system	■					
		Establishment of training center	■					
Energy Cost and Tarrif Balance	15. Energy Tarrif Policy	No gap between tarrif and supply cost	Power tarrif increase		■	■		
			Gas tarrif increase		■	■		

Source: JICA Survey Team

## 第Ⅱ部 政策論

## 第2章 エネルギー・電力セクター概要

本章では、本調査に関わる Bangladesh のエネルギーおよび電力セクター、特に政策および価格に関わる主なプレイヤーを整理する。

最初に指摘しておくべきは、Bangladesh では主要エネルギーである天然ガス、石油および電力は、すべて政府の統制下であり、市場原理では決められていないということである。また、電力は一部公社化・民営化しているが、天然ガスおよび石油は実質的にすべて国営企業が運営している。

### 2.1 総括組織

#### 2.1.1 電力エネルギー鉱物資源省 Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MoPEMR)

「バ」国では Ministry of Power, Energy and Mineral Resources が、一次エネルギーおよび電力の担当省である。2016年3月現在、大臣は首相が兼務している（実務上の主務大臣 state minister in charge は別に存在している）。この下部組織に一次エネルギー担当局 Energy Division (Energy and Mineral Resources Division) および電力担当局 Power Division が存在する。（出典：www.emrd.gov.bd）

#### 2.1.2 Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC)

Bangladesh エネルギー規制委員会(BERC)は法の下に2003年に設立された。BERC は電力、国産天然ガス、石油部門の管理、運用、料金決定の透明性を確保するための規則や規制を構築している。委員会は、消費者と産業界の利益を保護し、競争市場を促進している。委員会は、会長と4人のメンバーで構成されている。

電力については、BERC 法で定めているように、発電効率、送配電の電力品質、民間投資を促進する環境整備、適切な電力料金の設定と透明性高い競争市場を通じて、電力セクターをマネージすることが、委員会の主な責務である。

特に経済・社会的に影響が大きいエネルギー料金について、BERC Act (2003) Chapter 7, Article 34 Tariff (1) は以下のように定めている：

Notwithstanding anything contained in any other law for the time being in force, the price of power generation in wholesale, bulk and retail, and the supply of energy at the level of end-user, shall be determined in accordance with the policy and methodology made by the Commission in consultation with the Government

しかしながら、2016年6月時点で、BERC が料金決定を行っているのは天然ガスと電気のみで、石炭およびLPGを含む石油製品に関しては、一切の決定を行っていない。

石油価格についてはBERCではなく、Energy and Mineral Resources Division がBPCとの協議に基づき決定している。LPG 価格については現在規制がなく販売業者がそれぞれ設定しているが、今後石油と同様に規制がかかり価格決定が行われると考えられる。2016年6月現在LPG政策全般について政府内検討中であり、このうちLPG Pricing Formula はLPG取扱業者との協議を踏まえ、最終的にEnergy Divisionにて検討がなされているとのことである（LPG価格について、さらなる情報は第10章を参照のこと）。また石炭については、現在生産されている国内炭は主に発電に利用されていると整理されており、価格に関する規制は存在しない<sup>1</sup>。

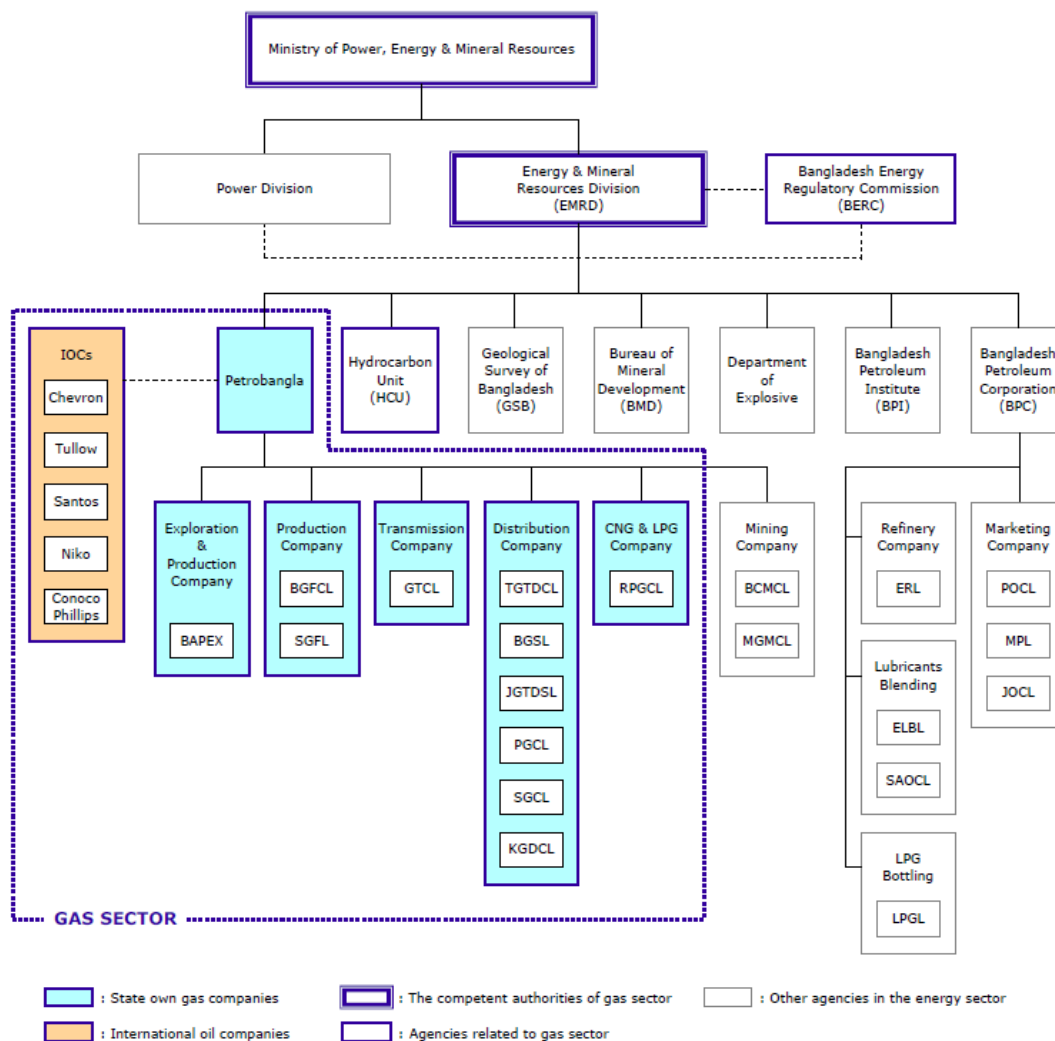
<sup>1</sup> JICA Bangladesh事務所によるEnergy Divisionへのヒアリングより。

また、2015年12月時点でBERCは再生可能エネルギー導入促進のための固定価格買い取り制度(Feed-In Tariff,以下FIT)をドラフトしている(詳しくは第13章を参照)。

最後に特筆すべきは、BERC ActにBERCの権限として規定されているものの、これまでの電力セクターの運用では十分にその権限が発揮されてこなかった分野2つを挙げておく。一つ目は、BERCは電力の品質向上のためのGrid Codeや規定設定の権限、二つ目は、発電所のエネルギー効率向上を促進するため、エネルギー監査および基準設定に関する権限である。これらの分野は、今後の「バ」国電力セクターの発展のためには対応が不可欠なものという認識のもと、本調査では詳細な分析および提言を行っている。BERCと電力の品質向上についての詳細な議論は、第16章を、また火力発電所のエネルギー効率向上については、第17章を参照のこと。

## 2.2 エネルギーセクター概要

エネルギーセクターとしては、Energy Division 以下に下図に示す組織が存在する。特に国産天然ガス、天然ガス随伴コンデンセートおよび石炭の探鉱、開発、生産、販売を統括する Petrobangla と、原油および石油製品の輸入、精製、販売を統括する BPC は、多数の下部組織を抱える。



出典：JICA 天然ガスセクター情報収集・確認調査 2012 年 1 月

図 2-1 「バ」国エネルギーセクター概要

また、「バ」国政府組織ではないが、国際石油会社 (IOC) 各社は、第 7 章で後述するように「バ」国国産天然ガス生産の過半を担っており、重要なプレイヤーである。

### 2.2.1 Energy and Mineral Resources Division

「バ」国のエネルギー計画を策定する部局。2005 年にエネルギー政策を策定以降、石炭開発政策や国産ガスの戦略的分配政策を策定しようと試みたが、環境社会配慮上の問題や利害関係者が多いために調整がうまく行かず、最終化には至っていない（したがって現在正式な政府文書されているのは 2005 年のエネルギー政策のみである）。

ただし天然ガスについては、世界銀行が 2006 年に Gas Sector Master Plan の策定支援をしており、2016 年には再び世界銀行支援による” Gas Sector Master Plan Update” が進行中である（詳しく

は第 3 章を参照のこと)。

なおガス開発について、随契による Gazprom の” Fast Track Program” が計画値の半量しか生産できない惨憺たる結果に終わっている状況について問題視しておらず(第 7 章参照)、再度 Gazprom による随契に前向きな姿勢を見せていることから、公共投資のコスト意識やオーナーシップが高いとは言い難い。

## 2.2.2 Petrobangla

Petrobangla は、天然ガス、CNG・LPG および、石炭等を担う国営企業を傘下に置く。天然ガスについては、組織探鉱・生産部門 3 社・搬送部門 1 社・販売部門 6 社の計 10 社、CNG・LPG 部門 1 社、マイニング部門(石炭および花崗岩) 2 社、計 13 社の国営企業を持つ巨大国営企業体である。特に「バ」国での主要一次エネルギーが天然ガスであることから、これまで Petrobangla が「バ」国における一次エネルギー政策実務担当の役割を担ってきた。

また Petrobangla の PSC (Product Sharing Contract) 部は、IOC を PSC 締結により監理している。新規鉱区(オフショアのみ)への入札も PSC 部が担う。さらに、現在計画中の FSRU での LNG 輸入は、Petrobangla を中心に検討されている(第 8 章参照)。

さらに、Petrobangla は傘下に国内で唯一操業中の石炭炭鉱会社である Barapukuria Coal Mine Company Limited (BCMCL)を持ち、BCMCL と外国企業との契約交渉・締結にも関わる(第 9 章参照)。

Petrobangla の傘下ガス各社は会社法に則り分社化されているものの、ガス販売で得た利益は、過半(55%)を政府への上納し、残りを Petrobangla が定める料率により各社に配分される仕組みになっており、各社が自律的に経営し、利益を追求できる構造ではない。この仕組みの下で分配される利益は、各社が将来に向けた投資活動や適切な設備の維持管理を行うには不足している(詳細は第 7 章参照)。

他方 Petrobangla 傘下の石炭炭鉱会社 BCMCL は、石炭販売価格への政府承認は必要であるものの、外国オペレータとの交渉などに裁量が認められている。2012 年以降は毎年 30 億タカ程度の営業利益を出しており、設備拡張への投資資金は潤沢にあると考えられる<sup>2</sup>。

## 2.2.3 Bangladesh Petroleum Corporation (BPC)

BPC は、原油および石油製品の輸入をほぼ独占的に担う国営企業体である<sup>3</sup>。精製部門 1 社、販売部門 3 社、LPG のボトリング 1 社(販売は民間)および石油製品調合 2 社、計 7 国営企業を傘下に置く。

近年まで BPC は市場(輸入)価格を下回る販売価格で市場に出してきており(およそ石油製品 1 リットルあたり 10 タカ)、その負担は FY2010 で 100 億タカ、FY2012 には 860 億タカ(GDP 比 0.9%)にのぼった。この解消に政府から補助金を受けており、この累積赤字と政府補助金の削減が、IMF からの構造改革借款(Extended Credit Facility, ECF)の条件とされた。近年の油価下落により BPC の輸入価格が国内販売価格を下回ったことが大きな要因で、FY2015 では赤字解消となった。BPC への政府補助金の現状については、第 19 章で詳述する。

<sup>2</sup> Petrobangla Annual Report 2013 および 2012, “Consolidated Income Statement”にもとづく。

<sup>3</sup> IPP は独自の燃料調達ルートが認められている。



なお第 10 章で詳述するように、精製部門は現状、日産 3 万バレルの精製能力を持つが、今後大幅な設備増強（3 万を 9 万バレルに、また新たに 16 万バレルの精製所を追加）を予定している。

LPG については同じく第 10 章で詳述する。

#### 2.2.4 その他の政府組織

以下の組織があるが、Bangladesh エネルギー政策立案・実施に関する影響力は、現時点では限定的である。

(1) Hydro Carbon Unit (HCU) : ノルウェー政府の支援により 1999 年設立され技術部門として主にガス埋蔵資源量の評価等を担う。設立には、ADB も 1993 年承諾の借款の一部で設立を支援しており、当時の意図としては Petrobangla 独占のガスセクターに透明性・自律性を持たせるセクター改革の一環であった<sup>4</sup>。2010 年に米国コンサルタントを雇用し埋蔵量評価を行っている。ただし後述第 7 章で述べるように、最新の Petrobangla の生産計画には、この HCU 評価は採用されていない。

(2) Geological Survey of Bangladesh (GSB) : 鉱物資源に係る地質調査を担う。

(3) Bureau of Mineral Development (BMD) : 鉱物採掘権を管理する。

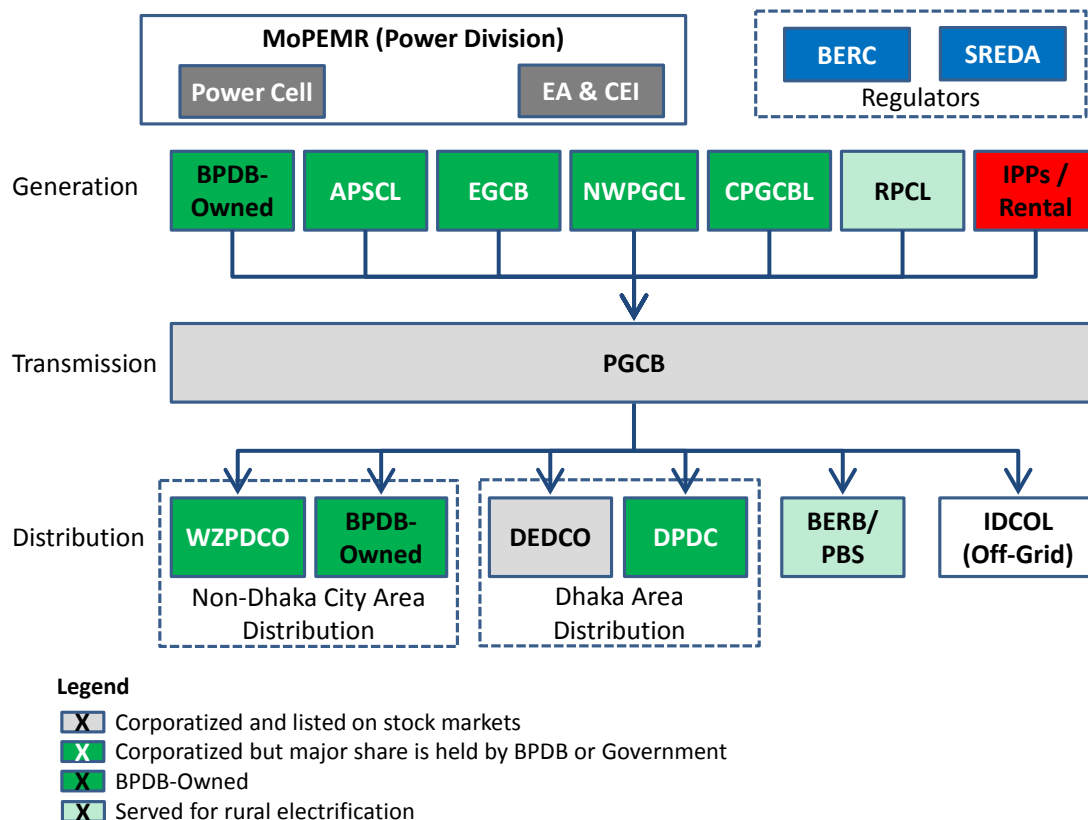
(4) Department of Explosive (DE) : 爆薬物を管理する。

---

<sup>4</sup> ADB, Technical Assistance Consultant's Report, People's Republic of Bangladesh: Preparing the Gas Sector Development Program, April, 2009

### 2.3 電力セクター概要

電力セクターは、電力局の監督下、以下の組織が存在する。1990年代から本格的なセクター改革が進展し、垂直統合の国家電力事業体であった Bangladesh 電力開発庁 (BPDB) からの分社化が進展した。現在は不完全ながら発・送・配が分離され、公社はおしなべて業績がよい。



出典：JICA 調査団

図 2-2 「バ」国電力セクター概要

### 2.3.1 Power Division

発電・送電・配電に関わる全てを所掌する。電力セクターへの官民連携および民間企業進出、農村電化、再生可能エネルギー推進を目的とした他省庁との調整も含まれる。また業績指標 (KPI) を用いて電力事業者の業績監視を行っている（予め電力事業者と合意した閾値を下回ると、電力業者は金銭的ペナルティを払う）。

さらに、局内に以下二つの下部組織を持つ。

(1) Power Cell : Power Cell は、元々は電力セクター改革の旗振り役として 1995 年に設立された。近年下火になっているものの、1990 年代～2000 年代に多くの発電公社および配電公社設立に「バ」国政府の中心的役割を担った。現在は、電力セクターが消費者の満足度を達成し、最適な成長を実現できるよう、電力セクター全体に関する制度設計、公社等の電力事業者に対するビジネスプランや人材開発等のアドバイスを提供している。この意味で、Power Division に対するインハウスコンサルタント的役割を担っていると言える。また、ドナー資金によるプロジェクトの進捗管理を行っている。加えて、第 8 章で詳述する LNG の受入基地建設計画において、「バ」国政府実施機関としての役割を担っている。

(出典 :[www.powercell.gov.bd](http://www.powercell.gov.bd).)

(2) Office of the Electrical Advisor & Chief Electric Inspector and Energy Monitoring Unit : Electrical Advisor and Chief Electrical Inspector (EA & CEI)事務所は、節約、単純さと安全性を重要視している。この事務所は、発電、送電、配電にさらされる人体の生命と及び財産の適切に保護するために設立された。この事務所の主な責任は、高電圧および中電圧消費者にライセンスを付与することばかりではなく、建設時変電所や送電線を検査する。加えて、電気請負業者、エンジニア、電気技師にライセンスを発行する。Energy Monitoring Unit は、このオフィスの下部組織で、EMU の目的は、産業界におけるエネルギーの効率的な使用を確実なものとする事と、省エネルギーを導入することである。

(出典 :[www.eacei.gov.bd](http://www.eacei.gov.bd))

### 2.3.2 Sustainable and Renewable Energy Development Authority

SREDA<sup>5</sup>は 2012 年 12 月 10 日に SREDA Act に基づき設立された。この組織の設置目的は、再生可能エネルギー導入とエネルギー効率化促進により、「バ」国のエネルギー安全保障を確固たるものとする事である。この法律で、SREDA の役割が定義されている。同時に「バ」国や国際金融機関からの借入を受け入れ、エネルギー監査やエネルギー管理システム制度を策定する機能を持つことも定義されている。

2016 年 2 月現在は実質的に（人材・所在）Power Division 下にあるが、本来は独立規制機関であり、今後所在地移転を含めて Power Division からの独立が計画されている。

再生可能エネルギーについては、2021 年までに、主にオングリッドによる再生可能エネルギー導入を合計 3100MW 導入という野心的な目標を立てている（内訳は、太陽光約 1700MW、風力 1400MW）。この計画については、後段、第 13 章で詳述する。再生可能エネルギープロジェクトの許認可権限を持つ（他方、具体的な再エネ促進政策である FIT は、前述のとおり BERC がドラフトを作成している）。

<sup>5</sup> <http://www.sreda.gov.bd/oldsreda/index.php/about-sreda/function>

エネルギー効率化については、需要家サイド(demand side)の省エネ・節エネを管轄し、供給家サイドは BERC が管轄するというデマケーションとなっている（ただし、本デマケーションは「バ」国電力セクター内での共通認識ではあるものの、公式な文書は存在しない）。現在、JICA 支援による Energy Efficiency and Conservation Master Plan に基づき、エネルギー管理士、グリーンビルディング、家電ラベリング制度等、各種制度設計を進めている。

### 2.3.3 Bangladesh Power Development Board (BPDB)

Bangladesh 電力開発庁 (BPDB) は、東パキスタン時代に電力・水開発庁として設立され、「バ」国独立後の 1972 年に電力開発庁となった（当時の発電容量は 200MW）。1990 年代に電力セクター改革が本格化し、発・送・配の分離独立が進むまで、独占的な電力垂直統合体であった。現在も、10,000MW を超える「バ」国の総発電設備容量および配電網の 3~4 割を保有する（ただし第 18 章で後述するように、BPDB 保有発電所の維持管理レベルは良くなく、発電量のシェアとしては 3 割弱程度にとどまる）。現在 BPDB は政府によって任命された会長と 6 人メンバーで構成されている。

また第 21 章で詳述するように、シングルバイヤーとして原価割れしている電気料金の営業損失を引き受けており、その額は FY2012 には 640 億タカに登った。ただし近年は電気料金の継続的な値上げに加え、国際的な油価の下落によりレンタル発電所への燃料費補填負担が減り、赤字幅が縮小傾向にある（FY2015 では 520 億タカ）。

配電網は、1990 年代~2000 年代前半に電力セクター改革の一環として、BPDB から地方配電公社の分離・独立が計画され、後述するようにダッカ圏で 2 社、クルナ・ボリシャルを含む西部地域で 1 社が公社化された。残りの地域（マイメンシンおよびシレットを含む北東部、チッタゴンを含む南部地域）は BPDB が引き続き保有しているが、これは、かつてこの地域の配電公社化が計画されるも、BPDB の抵抗により実質的に頓挫したからである<sup>6</sup>。

### 2.3.4 発電事業者<sup>7</sup>

- (1) Ashganji Power Station Company Limited (APSCL) : 2000 年設立の発電公社。BPDB から移管された設備を元に増設・拡張を続け、2016 年現在は 960MW を保有、「バ」国総発電量の 9%程度を担う。ADB 等多くのドナー支援事業の実施機関としての実績を有している。
- (2) Electricity Generation Company of Bangladesh (EGCB) : 2004 年設立の発電公社。現在は 622MW を保有、「バ」国総発電量の 7%程度を担う。JICA をはじめ、世銀、ADB 等多くのドナー支援事業の実施機関としての実績を有している。
- (3) North West Power Generation Company Limited (NWPGL) : 2007 年設立の発電公社。現在は「バ」国西部を中心に 368MW を保有、「バ」国総発電量の 5%程度を担う。JICA 等多くのドナー支援事業の実施機関としての実績を有している。近年は、保有するガス火力発電向けに、インド・西ベンガル州から LNG をパイプラインで輸入する計画も進行中である。

<sup>6</sup> 2008 年、JICA および世界銀行がこれらの公社化に伴う借款供与を承諾した。後に世界銀行は、期限までに南部配電の公社化が実現できなかったとして、借款のキャンセルをしている。他方、JICA は公社設立をディスパース要件と切り離し、配電網整備に資金提供した。

<sup>7</sup> ソースにより設備容量記載にバラつきがあるため、本項目内の数字出所は BPDB サイトおよび BPDB 年報 FY2014-2015 版に統一した。情報は 2016 年 2 月 24 日付。  
[http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com\\_content&view=article&id=193&Itemid=120](http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=193&Itemid=120)

(4) Coal Power Generation Company of Bangladesh Limited (CPGCBL) : 2011 年設立の発電公社。JICA が支援する「マタバリ超超臨界石炭発電所」の実施機関。保有発電所はまだない。

(5) Rural Power Company Limited (RPCL) : 1993 年設立の発電公社。株式の 3 割を BREB、残りを 12PBS が持つ (BPDB との資本関係はない)。設備容量は 77MW であり、系統への影響は限定的と言える。

以上の「バ」国の発電公社については、いずれも会社法 (1994 年) に基づき独立したガバナンス体制および自律的経営が取れる「建付け」にはなっているものの、「バ」国政府機関が 100%株式を保有し、取締役委員会にも「バ」国電力セクター要人が連なる等、「バ」国政府からの影響が非常に強い。

(6) Independent Power Producers (IPPs)および Quick Rentals : 現在「バ」国には大小合わせて 16 か所の IPP があり、FY2013 の BPDB 年次報告書によると、設備容量は合計 2627MW。また 2010 年の「Crash Program」以降続々と導入されたレンタル発電所は 40 か所近くに上り、IPP と併せた発電量は総発電量の 5 割程度となる。早急なレンタル発電所導入は「バ」国の停電軽減に大きく貢献するも、高い買電料金で BPDB の赤字体質を悪化させる要因にもなった。

(7) Ministry of Science and Technology : 科学技術省と原子力委員会は、「バ」国での初の原子力発電所建設を推進する中心的機関である。詳しくは第 14 章を参照のこと。

### 2.3.5 Power Grid Company of Bangladesh

発・送・配の分離により 1995 年設立された「バ」国で唯一の送電会社である。傘下に中央給電指令所 (National Load Dispatch Center: NLDC) を持ち、系統運用者としての性格も持つ (第 15 章で詳述するように、NLDC の PGCB からの独立は今後の電力セクター設計上の重要論点である)。発行株式数の 25%を上場させている「民間企業」である (残り 75%は政府保有)。主な設備は 230kV および 132kV 送電線で、託送料がほぼ唯一の収益源である。近年の電源増加に伴い 400kV 回線も追加されはじめた。JICA をはじめ、世銀、ADB 等多くのドナー支援事業の実施機関としての実績を有している。

### 2.3.6 配電部門および地方電化局 Bangladesh Rural Electrification Board (BREB)

Bangladesh には 5 つの配電会社が存在している。DESCO と DPDC はダッカエリアを担当し、BPDB と WZPDCL はダッカ以外の大きな都市を担当している。BPDB は北部及び中央部にエリアを分け、マネジメントを行っている。

特に DESCO および DPDC は、公社化後著しい業績改善を達成した。特に DESCO は、不正の温床であった検針員を外注化し業績給とするなど「革新的」な経営手法を取り入れた。DESCO および DPDC とともにシステムロス率は 9%未満、電気料金徴収率は DESCO は 98%以上を、DPDC も 90%以上を達成している。

BREB は 1977 年にアメリカの農村電化組合をモデルに設立された、農村電化推進のための実施機関である。下部組織に、「バ」国全土に 72 か所ある PBS(農村電化組合)を持ち (下図参照)、PBS の監督・指導を行う。農村電化に加えて農村部での経済社会活性化も行っている。全国の契約口総数 (産業、業務、農業、家庭含む全セクター) は 2016 年 2 月時点で 1400 万口以上。

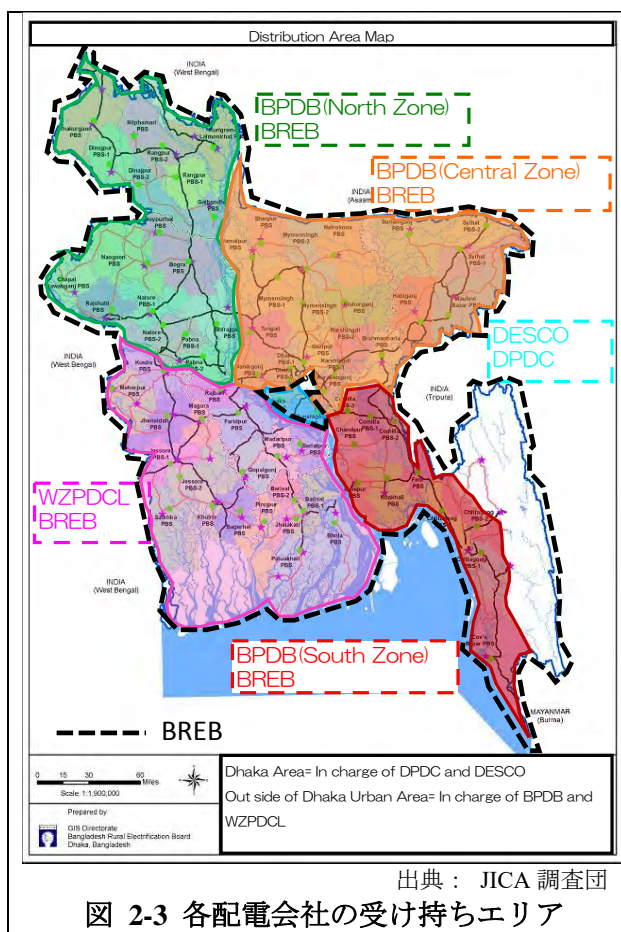


図 2-3 各配電会社の受け持ちエリア



図 2-4 PBS の配置

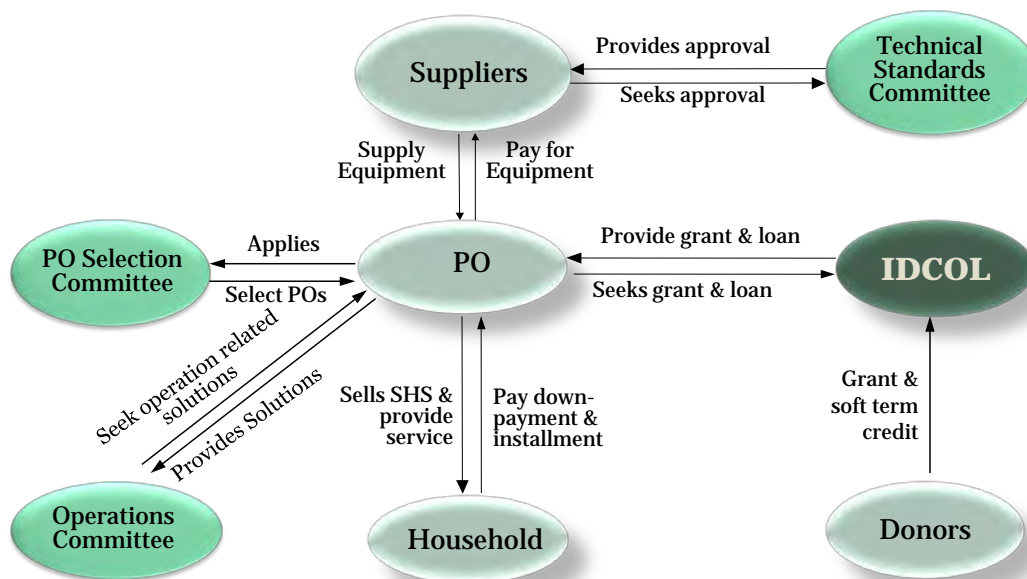
### 2.3.7 Infrastructure Development Company Limited (IDCOL)

IDCOL (インフラストラクチャー開発公社) は 1997 年設立。インフラ及び再生可能エネルギーセクターに融資を行う機関として、政府 100%出資の政府系金融機関 (ノンバンク金融機関) である。テレコム、ICT、港湾等へのインフラ事業に融資する一方、第 15 章で詳述するように、SHS (戸別太陽光発電装置、Solar home systems) の全国規模での爆発的な普及に大きく貢献してきた。SHS 以外にも、太陽光灌漑、ミニグリッド、バイオガス等、再エネインフラ事業に数多く融資する。JICA をはじめ、世銀、ADB、GIZ、KfW 等多くのドナー支援事業の実績を有している<sup>8</sup>。

再生可能エネルギー導入に関わるフローは下図の通りとなっている。IDCOL は PO (詳細は第 13 章参照) から依頼のあった SHS 設置について補助金やローンを仲介している。また、2015 年 12 月現在で 4 百万件 (合計約 125MW 相当) の SHS を導入しており、約 16 百万人、人口の 10% 以上の Bangladesh 国民の電気へのアクセスを提供していると言える<sup>9</sup>。

<sup>8</sup> Bangladesh 国 再生可能エネルギー普及支援事業準備調査報告書 ファイナルレポート (和文要約) (JICA)

<sup>9</sup> Power Division 提供資料による。



出典： IDCOL

図 2-5 再生可能エネルギー導入に関わるフロー

## 第3章 エネルギー・電力政策

### 3.1 世界の潮流～SDGs と COP21

「バ」国のエネルギー政策を整理する前に、「バ」国のエネルギー政策を取り巻く環境として、エネルギー利用に関する「世界の論調」を整理する。

#### 3.1.1 持続可能な開発目標<sup>1</sup>

2015 年、国連は 2030 年までの国際的な開発目標として「持続可能な開発目標（Sustainable Development Goals: SDGs）を採択した。これは、2000 年～2015 年の開発目標であった「ミレニアム開発目標（Millennium Development Goals: MDGs）を土台として発展させたものである。

MDGs は端的に言えば「途上国」を対象とした開発目標であり、2015 年までに 8 つの貧困対策目標を掲げていた。特にターゲットとしていたのは、極度の貧困と飢餓の根絶、致死的であるものの治療可能な疾病の予防、すべての子どもたちへの教育機会の拡大であり、これを測定可能な普遍的合意に基づき目標値を設定していた。具体的に数値化された目標に対し、国連加盟国各国が取り組んだ結果、特に低所得による貧困、水源へのアクセス、小学校就学率、子どもの死亡率、の分野で、改善が見られた。

これに対し SDGs は、途上国のみならず先進国も含め、「持続可能な開発」を横断的テーマとした 17 の分野で設定された開発目標である。MDGs で積み残された目標を達成し、さらに MDGs に含まれていなかったイシューへの国際的な解決努力を行うことを目的としている。特にエネルギー・電力分野との関連が強いものとしては、以下の目標がある：

目標 7 「誰もが使えるクリーンエネルギー」：すべての人に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する

目標 9 「産業、技術革新、社会基盤」：強靱なインフラを整備し、包摂的で持続可能な産業化を推進するとともに、技術革新の拡大を図る

目標 13 「気候変動への緊急対応」：気候変動とその影響に立ち向かうため、緊急対策を取る

「持続可能な開発」を、「現在及び将来の世代の人類の繁栄が依存している地球の生命維持システムを保護しつつ、現在の世代の欲求を満足させるような開発」と言い換えれば<sup>2</sup>、現代の社会経済活動に必須で、かつ地球温暖化への負荷が高いエネルギー・電力事業開発は、これらの国際目標から切り離して考えることは不可能であり、「バ」国も例外ではない。

#### 3.1.2 パリ協定

2015 年 12 月、気候変動枠組み条約第 21 回締約国会議（COP21）が開催され、1997 年に採択された京都議定書に代わり、2020 年以降の新たな地球温暖化対策として「パリ協定」が採択された。条約に加盟する 196 か国・地域全て（「バ」国ももちろん含まれる）が温暖化防止に努める、法的拘束力を持った枠組みである。詳しくは第 4 章で述べる。

<sup>1</sup> 本項目の内容および日本語訳は、国連開発計画（UNDP）東京事務所のサイトを参考にしている：

<http://www.jp.undp.org/content/tokyo/ja/home/sdg.html>

<sup>2</sup> <http://www.unforum.org/teigen/37.html>



### 3.2 ビジョン 2041 実現に向けて

2008～2011 年の間、「バ」国は実質 GDP ベースで平均 6.2%の経済成長を持続させた。これは、輸出の 8 割、400 万人を雇用する縫製業を筆頭に輸出セクターがけん引したものである。「バ」国は 2021 年に中進国入り、2041 年に先進国入りというビジョンを掲げているが、そのためには年 7%の経済成長の持続が求められている。さらに経済成長の持続のためには、工業セクターの多様化および高度化、そしてより高付加価値・高収入のフォーマルセクターでの雇用創出が求められている。もちろん、経済成長だけが「バ」国のこのビジョン実現の必要十分条件ではない。しかしながら、インフラ関連のボトルネックの撤廃とビジネス環境の改善は、「バ」国のさらなる成長に必須の条件であることは、広く認識されている。特に、十分に安定した妥当な価格の電力供給は、「バ」国の成長ポテンシャルを解放させる鍵である。

後の章で詳述するように、一人あたり GDP とエネルギー消費量の国際比較を見ると、両者に強い相関性があることが分かる。また「バ」国の一人あたりエネルギー消費量は、経済の成長に伴いコンスタントに年 5~6%の増加を持続させており、過去 30 年の間に倍増していることが分かる。それでも、経済成長で先行する ASEAN 諸国や他の南アジア諸国に比べ、一人あたりエネルギー消費量はまだ低い。

他方、この比較で特筆すべきは、過去に ASEAN 諸国や他の南アジア諸国が現在の「バ」国と同等の経済レベル（一人あたり名目 GDP）であったとき、一人あたりエネルギー消費量は遥かに大きかったという点だ。つまり、現在の「バ」国は、経済成長の先達に比べて、より少ないエネルギー消費量で、同等の国富を生んでいると言える。言い換えると、エネルギー供給問題が適切に対応されれば、「バ」国には先達よりも高い経済成長ポテンシャルがあると言える。このことから、「バ」国がさらなる経済成長に向けて一次エネルギーおよび電力供給を国家の最優先政策の一つとしていることは正しいと言える。

**表 3-1 他の中進国のエネルギー消費および一人あたり名目 GDP**

国名	「バ」国	インド	インド ネシア	スリランカ	タイ	ベトナム
一人あたり名目 GDP (他の国は、「バ」国と 同レベルの時期) (単位：米ドル)	2014 年 1,087	2009 年 1,125	2003 年 1,066	2004 年 1,075	1988 年 1,123	2008 年 1,165
一人あたりエネルギー 消費量(単位: kg of oil equivalent)	216 (2013 年)	545	752	458	596	571

出典：世界銀行 WDI データベース

さらに、上述したようなエネルギー利用に関する「世界の論調」から鑑みれば、エネルギー消費量の増大には「持続可能な」アプローチを取ることが求められている。「バ」国政府はこの点をよく認識しており、また自国が気候変動に脆弱であるとの認識から、非常に野心的な再生可能エネルギーの導入計画を持っている（詳細は第 13 章で述べる）。また、省エネ・節エネについても制度整備に着手したところである。

### 3.3 第 7 次五か年計画(2016~2020)

「5 か年計画」は、「バ」国での第一義的な総合開発計画である。経済成長、貧困削減、公共サービス・ガバナンス等、横断的なアジェンダに加えて、産業、農林水産業、エネルギー・電力、運輸、教育、保健、文化、社会保障等の分野計画も述べている。最新の第 7 次五か年計画は、2015 年 12 月に出版された。本計画中の、エネルギー・電力に関連する分野の目標は、下記のとおりである。

- Installed Generation Capacity of electricity to be increased to 23,000 MW by 2020
- Ensure energy mix for energy security
- Electricity coverage to be increased to 96 percent with uninterrupted supply to industries
- Reduce system loss from 13% to 9%, improve energy efficiency & conservation
- Construction of 6.15 km. long Padma Multipurpose Bridge at Mawa-Janjira (ガス輸送管が併設予定)

(出典：第7次五か年計画に調査団加筆)

なお、第7次五か年計画取りまとめ後に、本 PSMP2016 の電源計画がまとめられた。2016年6月時点で最新の電源開発計画は、PSMP2016 のものである。

### 3.4 エネルギー政策

現在のエネルギー政策は1996年に採択された”National Energy Policy (NEP)”で、2005年に一度更新された。本政策の目的は以下のとおりである：

- To provide energy for sustainable economic growth so that the economic development activities of different sectors are not constrained due to the shortage of energy,
- To meet the energy needs of different zones of the country and socio-economic groups,
- To ensure optimum development of all the indigenous energy sources
- To ensure sustainable operation of the energy utilities
- To ensure rational use of total energy sources
- To ensure environmentally sound sustainable energy development programmes causing minimum damage to environment
- To encourage public and private sector participation in the development and management of the energy sector

また NEP2005 は、重要分野として以下を挙げている：

- Primary energy resources
- Primary bio mass fuel
- Animal power
- New and renewable energy technology
  - Mini hydro power
  - Solar
  - Wind
  - Tidal and wave power
- Imported fuel
- Power:
  - Power generation, distribution and consumption
  - Rural electrification programme
  - Load management
  - Energy conservation

NEP2005 では、7.6 Pricing Policy にてガス、石油および電気料金が「生産価格や国際価格に基づき定めるべきである」と指摘しており、また農村部における再生可能エネルギー活用の重要性も指摘している。NEP 2005 以降は、国産天然ガス状況の劇的な変化にもかかわらず、エネルギー政策の改定はなされていない。

個別の資源については、2006年に世銀支援により Gas Sector Master Plan (GSMP 2006)が策定された。その後、国産ガスの減産や LNG 導入という環境変化を踏まえて、再度世銀支援により 2016年に Gas Sector Master Plan Update (GSMP Update)が実施される予定である。2016年6月現在、実

施機関 Petrobangla が GSMP Update のコンサルタントを雇用中である。なお、PSMP2016 と GSMP Update については、GSMP Update が PMSP2016 の完成後に実施されることから、GSMP Update コンサルタントが PSMP2016 の結果を活用することが想定されている。

### 3.5 電力政策

電力エネルギー・鉱物資源省電力局は、ミッションステートメントに「高品質の電力へ、支払可能な価格でコストパフォーマンスのよい方法によるユニバーサルアクセスを実現し、発・送・配電の総合的開発により、2021 年までに信頼性の高い電力の恩恵を全国民が浴する」と明確に定めている。<sup>3</sup> このビジョンを短期間で実現するため、電力局は「Power and Energy Fast Supply Enhancement (Special Provision) Act 2010」を策定することで、非常に高価なクイック・レンタル電源<sup>4</sup>導入を促進した。

同時に電力局は、2010 年 JICA に包括的電源開発計画として、Power System Master Plan (PMSP)2010 の策定支援を依頼した。しかしながら第 1 章で述べたように、PSMP2010 は「バ」国電源開発に関わる諸問題を十分には掘り下げられなかった。PMSP2010 でも、3E（経済性、エネルギー安全保障、自然・社会環境）をバランスよくというのが開発方針であった。

しかしこの数年で、当時の 3E の前提であった国産天然ガスおよび国産石炭開発に関わる状況が激しく変化し、当初の想定より著しく低い生産量に留まる見通しとなることが明らかになった。さらに、世界に類を見ない戸別太陽光発電装置（Solar home systems, SHS）の全国規模での爆発的な普及、近隣諸国における水力電源からの国際連係線による電力輸入、原子力発電計画など、「バ」国独自の現状は PSMP2010 では十分に勘案されなかった。これらの電源は総量可能性としては無視できないものであり、従来型の火力発電開発を補完する電源として計画に勘案されるべきものである。PSMP2016 では PSMP2010 で不足したこれらの論点を十分に掘り下げる。

最後に、「電力の品質向上」および「火力発電の維持管理」は、これまで「バ」国の電力政策では触れられてこなかったが、今後の「バ」国にとり、非常に重要な論点となる。特に、今後工業の高付加価値化を目指す「バ」国にとり、安定した周波数は工業製品の品質向上に不可欠である。また低廉な電気を安定供給するためには、火力発電の効率向上による燃料消費削減と、定期的な維持管理が必須である。特に今後輸入燃料が増加し燃料費が上昇する局面において、維持管理の重要性は高まる。これらのイシューは、第 16 章および第 18 章で詳述する。

### 3.6 再生可能エネルギー政策および持続・再生可能エネルギー開発庁(SREDA)法

2005 年の National Energy Policy 改定に回答して、再生可能エネルギー政策が 2008 年に策定された。ここで、「バ」国が 2015 年までに全電源の 5%、2021 年までに 10%を再生可能エネルギー電源にすることを明確に謳っている。

事実、「バ」国は世界トップクラスの太陽光発電導入国であり、2015 年 12 月時点で、400 万セット、合計 150MW 以上に相当する戸別太陽光発電システム（SHS）が導入されている。この太陽光発電導入実施には、政府系ノンバンク金融機関であるインフラ開発公社(IDCOL)とローカル NGO が大きな役割を果たしており、2017 年までにさらに 200 万戸、計 600 万戸への SHS 導入を目指している。

また「バ」国では、2012 年 12 月、持続・再生可能エネルギー開発庁(SREDA)法が国会承認され、SREDA が設立された。この省庁の設置目的は、再生可能エネルギー導入と省エネ促進により、エネルギー安全保障を確固たるものとするところである。この法律で、SREDA の役割が定義されている。同時に SREDA は「バ」国や国際金融機関からの借款を受け入れ、エネルギー監査やエネルギー

<sup>3</sup> <http://powerdivision.portal.gov.bd/site/page/e224f7e6-6d8d-403e-b64b-5d7c958140b9/Vision-&-Mission> ただし、後述するように、「バ」国政府内での「100%電化」の定義はまちまちである。

<sup>4</sup> 主にディーゼル発電で、民間事業者による中小型発電。契約期間は短く、着工から運開まで短期間で完成するため quick rental と呼ばれる。

一管理システム制度を策定する機能を持つことも定義されている。

加えて「バ」国は 2013 年に「500MW 太陽光発電プログラム」を打ち出した。またバイオガス発電、風力発電開発の可能性もある。「バ」国は 2021 年までに定格設備容量で約 3,200MW の再生可能エネルギー導入を計画しており、太陽光や風力等、再生可能エネルギーの技術別のポテンシャルを分析した” Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries (SREP), Investment Plan for Bangladesh”を、2015 年に世銀支援で SREDA が策定し、電力省が是認した（詳細は第 13 章を参照のこと）。

他方、定格容量 230MW のカプタイ水力を合わせても、2016 年 5 月時点の「バ」国の再生可能エネルギー設備容量合計は 404MW に過ぎない。まさに現在が、「バ」国の再エネ電源本格導入の正念場である。

### 3.7 エネルギー効率化および省エネルギー政策

国土全体が低地で温暖化による海面上昇により甚大な被害をこうむる可能性のある「バ」国にとり、気候変動対策は必須の温暖化対策である。また近い将来、輸入燃料の高い国際価格にさらされるという意味でも、エネルギーのディマンド・サイド・マネジメント(DSM)もまた重要な対策である。

これらの背景から「バ」国はエネルギー効率化および省エネを推進することとなり、2015 年 3 月、JICA 支援により「省エネマスタープラン」が策定された。現在、SREDA は本マスタープランに基づき、個別の省エネ策定やプロジェクトデザインを行っているところである。これにより、エネルギー管理制度やラベリング制度等のプログラムが統括され、開発パートナーの支援による実施が促進される予定である。

### 3.8 エネルギーおよび電源開発政策における PSMP2016 が果たす役割

エネルギー政策については、上記で述べたように、「バ」国による立案は、過去数年は実質的に進展が見られない状況である。本 PSMP2016 は、電源計画のみにとどまらず、Bangladesh 政府にとって、今後のエネルギー政策検討の基礎となる分析や、政策そのものの提言まで踏み込んでいる。具体的には、第 6 章、および第 7 章以降の個別エネルギーの供給に関する分析・提言、第 20 章以降のエネルギー供給価格に関する分析・提言は、すでにエネルギー政策の一部を構成するものであり、今後本マスタープランがエネルギー政策決定者・実施機関にとって十分に活用されることが期待される。

また、電力政策については、PSMP2016 により、PSMP2010 において提示された「バ」国電源開発に関わる諸問題をさらに掘り下げ、これまで「バ」国の政策として全く語られることのなかった「電力の質」、「火力発電の維持管理」という新たなアジェンダを設定し、具体的な対応策まで踏み込んで提言している。さらに再生可能エネルギーの導入といった最新状況も踏まえ、かつ単なる電源計画を超えた分析、政策策定、実施のためのロードマップを含めセクターを包括するマスタープランとなる。

これまでに策定された「バ」国のエネルギー・電力関連の政策（マスタープラン含む）は、すべて PSMP2016 を策定するにあたり貴重なインプットとなっている。それら政策・計画と、本 PSMP2016 の補完関係をまとめると、以下の表となる。

**表 3-2 既存のエネルギー・電力関連政策と PSMP2016 の補完性**

政策・計画	①	②				③	④	⑤								⑥	⑦
	経済成長政策	エネルギー需要	ガス	石炭	石油	省エネ	気候変動	電源開発	水力発電	再エネ	国際連系	原子力	系統計画	電力の質向上	火力発電 O&M	タリフ政策	人材育成
PSMP2016	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓	✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓
PSMP2010		✓	✓✓	✓✓	✓			✓✓		✓	✓	✓	✓✓			✓	✓✓
省エネ MP 2015						✓✓											✓✓
第7次五か年計画 2015	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓			✓	✓
National Energy Policy 2005		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓				✓	✓
Gas Sector Master Plan 2006			✓✓													✓	✓
Renewable Energy Policy 2008										✓							
SREP2015										✓✓							

凡例:

- ①: 経済, ②: エネルギーバランス, ③: 省エネ, ④: 環境, ⑤: パワーバランス, ⑥: 料金, ⑦: 人材
- ✓✓: 論理的な推計に基づく具体的な数値目標および、目標達成に向けた具体的アプローチや提言まで記載している。
- ✓: 課題や目標、アプローチの記載がある。または既存の政策・計画を言及している。
- なし: 記載なし、またはスコープ外。

出典: JICA 調査団

## 第 4 章 環境政策

### 4.1 温暖化ガス排出に関する「バ」国の対応状況

#### 4.1.1 温暖化ガス排出状況

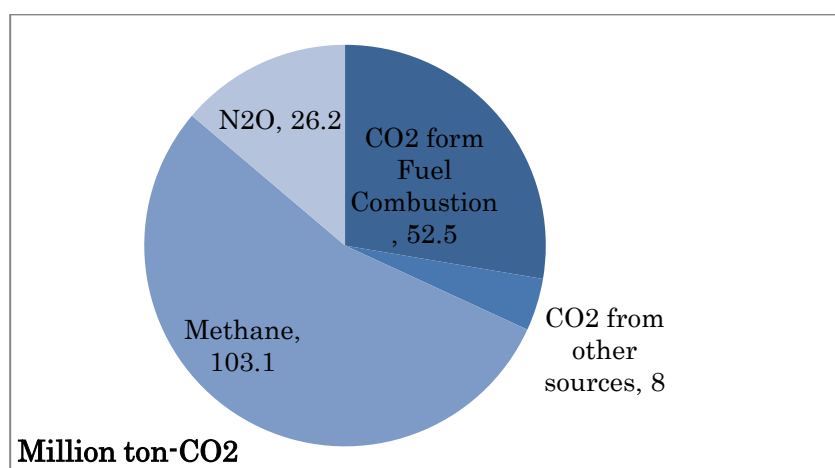
IEA の“CO2 emissions from fuel combustion”では、エネルギー起源 CO2 以外のガスを含めた各国の温室効果ガス排出量の推計値を掲載している。同レポートの 2015 年版では、2010 年時点の「バ」国の排出量について、表 4-1 の通り掲載されている。温室効果ガス全体に占める発電由来も含めたエネルギー起源 CO2 排出量は、現状では全体の 4 分の 1 強程度に留まる。

地球温暖化防止に向けた「バ」国の環境政策について、現時点での同国での排出量実績を前提に検討するのであれば、温暖化ガス排出の中でメタンが占める割合が最も大きく、農業セクターがメタン排出の主要因であることから、同分野での対策強化が最も重要であるように思われる。

表 4-1 「バ」国における温暖化ガス排出実績（百万トン-CO2、2010 年時点）

CO2				
Fuel Combustion	Fugitive	Industrial processes	Other	Total
52.5	0.2	2.4	5.4	60.5
CH4				
Energy	Agriculture	Other	Other	Total
12.4	70.4	20.3	0.0	103.1
N2O				
Energy	Industrial processes	Agriculture	Other	Total
1.8	-	22.0	2.4	26.2
Total GHG				189.7

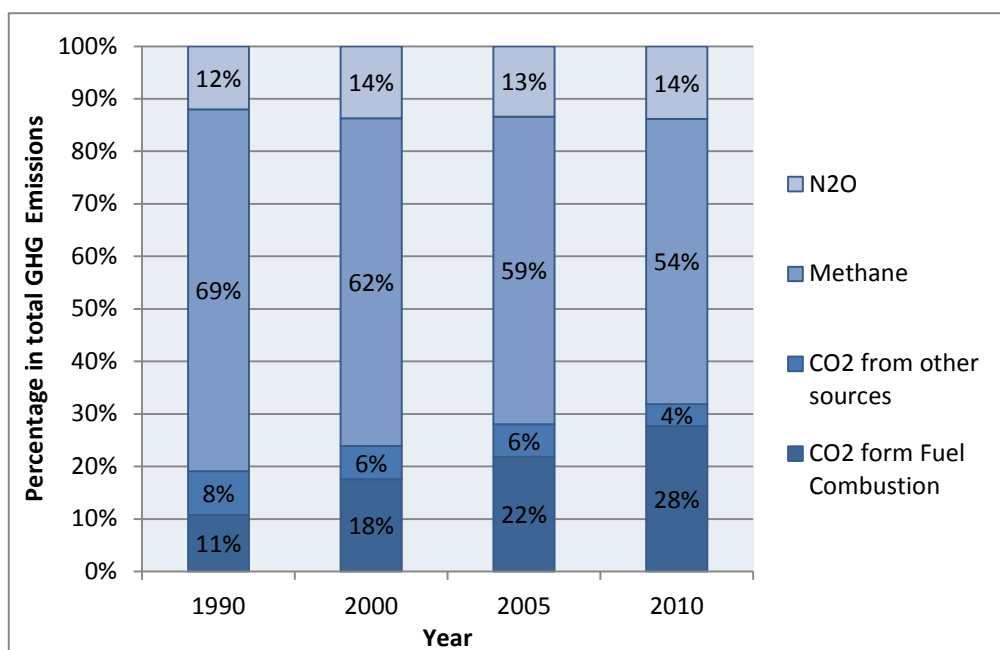
出典： IEA “CO2 Emissions from Fuel Combustion”



出典： IEA “CO2 Emissions from Fuel Combustion 2015”

図 4-1 「バ」国における温室効果ガス排出実績（百万トン-CO2、2010 年時点）

しかしながら、図 4-2 に示す通り、発電分を含む燃料由来 CO2 排出量の温室効果ガス排出量に対する割合は年を追って大きくなっており、図 4-3 に示す通り、更に今後 2030 年に向け大きく増加することが見込まれている。このため、温暖化ガス排出量全体を対策の対象とする UNFCCC による政策の影響が、今後より電力供給政策にも及んでくることを示唆している。



出典：IEA “CO2 Emissions from Fuel Combustion 2015”

図 4-2 「バ」国におけるガス別 CO2 排出量シェアの推移

#### 4.1.2 「INDC(各国が自主的に決定する約束草案)」における対応

2013 年 11 月にポーランド・ワルシャワで開催された、国連気候変動枠組条約第 19 回締約国会議 (COP19) において、参加各国は、先進国と途上国の区別なく、2020 年以降の温室効果ガス削減目標を含む約束草案を各国内の政策決定プロセスで決定した上、2015 年にフランス・パリで開催される同第 21 回会議 (COP21) に先立ち提出するよう求めることが決定された。

「バ」国政府は、2015 年 9 月にこの約束草案、正式名「各国が自主的に決定する約束草案」(INDC: Intended Nationally Determined Contributions) を提出している。表 4-2 に「バ」国政府によって提出された INDC の要点を示す。

表 4-2 「バ」国政府が提出した INDC の概要と電力セクターに求められる行動

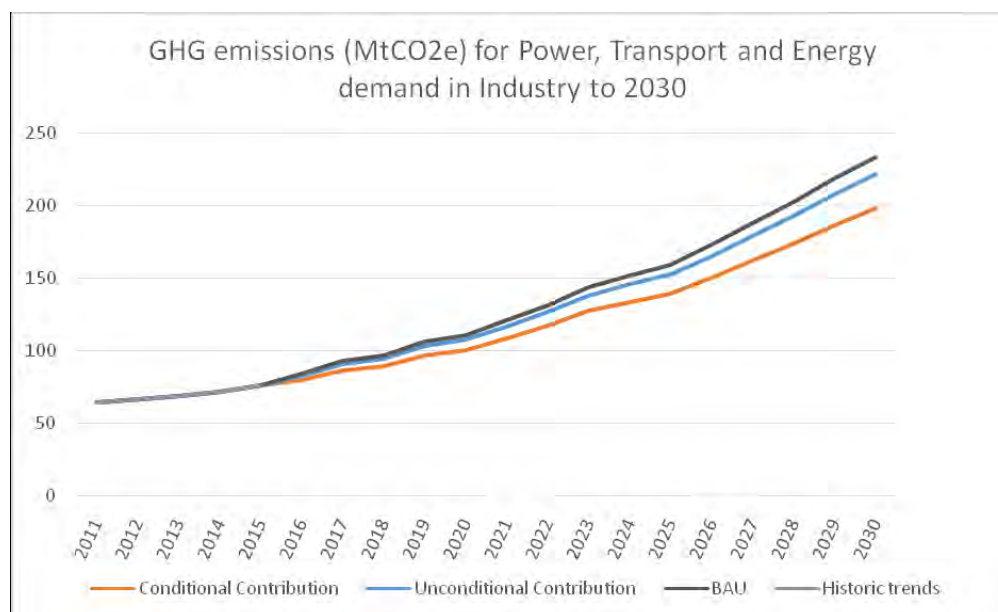
<p><u>Mitigation contribution</u></p> <p>■Unconditional contribution (Contribution assuming no additional international support)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reduce GHG emissions in the power, transport, and industry sectors by 12 MtCO<sub>2</sub>e by 2030 or 5% below BAU emissions for those sectors</li> </ul> <p>■Conditional contribution (Contribution assuming additional international support)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reduce its GHG emissions in the power, transport, and industry sectors by 36 MtCO<sub>2</sub>e by 2030 or 15% below BAU emissions for those sectors</li> </ul> <p><u>Measures assumed in Unconditional contribution</u></p> <p>■Power</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A target to deliver 5% of energy from renewable sources by 2015, and 10% by 2020 (2008 Renewable Energy Policy)</li> <li>Construction of Combined Cycle Power Plant (CCPP) by the Government of Bangladesh and utilities companies</li> </ul> <p><u>Measures assumed in Conditional contribution (with international support)</u></p> <p>■Power</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ensure all new coal generation uses super-critical technology (100% of new coal based power plants use super-critical technology by 2030)</li> </ul>
---

- Increased penetration of wind power (400 MW of wind generating capacity by 2030)
- Implement grid-connected solar plant to diversify the existing electricity generation mix (1000 MW of utility-scale solar power plant)

「バ」国政府によって提出された INDC 文書には、電力セクター・運輸セクター・産業セクターそれぞれについて、温暖化ガス排出量予測が、図 4-3、表 4-3 のように示されている。

電力セクターからの排出量が 2030 年 BAU シナリオでは 91 百万トン CO<sub>2</sub> 相当、2030 年の conditional シナリオでは 86 百万トン CO<sub>2</sub> 相当、2030 年 conditional contribution シナリオでは 75 百万 CO<sub>2</sub> 相当となっている。

なお、INDC 文書では、電源構成を含め、排出量予測に用いられた前提条件について言及されておらず、また、排出量予測は前提条件の変化に伴って更新されるものとしている。



出典：JICA 調査団

**図 4-3 「バ」国政府 INDC における、電力・運輸・産業セクターの温暖化ガス排出量 (MtCO<sub>2</sub>e) の 2011-2030 年予測**

**表 4-3 「バ」国政府 INDC における、電力・運輸・産業セクターの温暖化ガス排出削減量予測 (2030 年)**

Sector	Base year (2011) (MtCO <sub>2</sub> e)	BAU scenario (2030) (MtCO <sub>2</sub> e)	BAU change From 2011 to 2030	Unconditional contribution scenario (2030) (MtCO <sub>2</sub> e)	Change Vs BAU	Conditional contribution scenario (2030) (MtCO <sub>2</sub> e)	Change Vs BAU
Power	21	91	336%	86	-5%	75	-18%
Transport	17	37	118%	33	-9%	28	-24%
Industry	26	106	300%	102	-4%	95	-10%
Total	64	234	264%	222	-5%	198	-15%



## 4.2 国際的枠組みに関する最近の動向および今後の見通し

### 4.2.1 IPCC第5次評価報告書 (AR5)

IPCC 第5次評価報告書 (AR5: Fifth Assessment Report) は、「気候変動に関する政府間パネル」(IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change) が、気候変動に関する最新の幅広い科学的知見を取りまとめたものである。本報告書では、WG3 報告書の6章において、最新の科学論文により開発された GHG 排出量削減シナリオと道筋について述べられている。

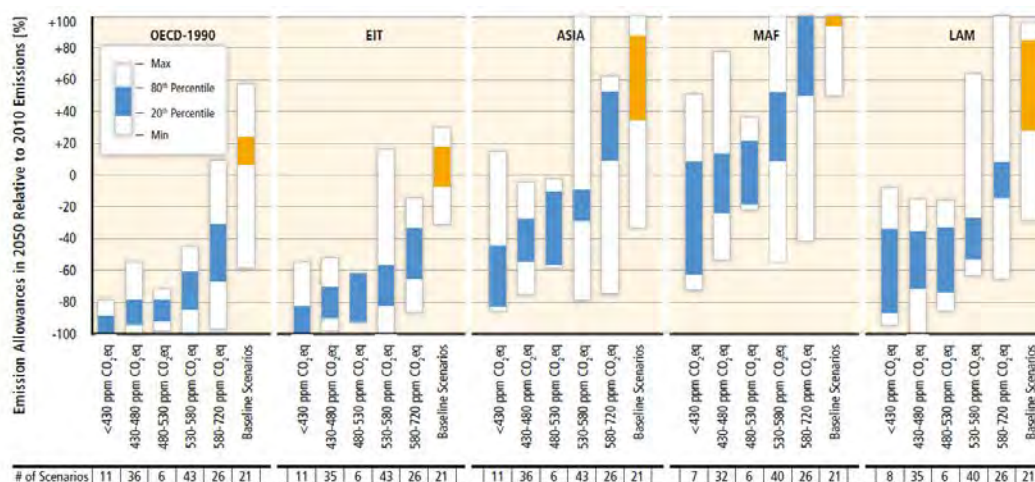
これらの削減シナリオは、表 4-4 に示すように、CO<sub>2</sub> の濃度水準によって7つのカテゴリーに分類されている。パリ合意は、2100 年において、温度上昇を2度に安定させ、人間由来の温暖化ガス排出量と吸収量を均衡させるという削減目標を掲げており、これは 430-480ppm カテゴリー下のシナリオと概ね整合する。

表 4-4 2100 年の CO<sub>2</sub> 濃度緩和シナリオ (IPCC 第5次評価報告書)

CO <sub>2</sub> -equivalent concentration in 2100 (ppm CO <sub>2</sub> eq) (based on full radiative forcing) <sup>1</sup>		Secondary categorization criteria <sup>2</sup>		Corresponding RCP <sup>3</sup>	No of scenarios extending through 2100	
CO <sub>2</sub> eq concentration (ppm)	Radiative forcing (W/m <sup>2</sup> )	Kyoto gas only CO <sub>2</sub> eq concentration in 2100 (ppm)	Cumulative total CO <sub>2</sub> emissions 2011-2100 (GtCO <sub>2</sub> )		Total <sup>4</sup>	With Overshoot Greater than 0.4 W/m <sup>2</sup>
430-480	2.3-2.9	450-500	< 950	RCP 2.6	114 (114)	72 (72)
480-530	2.9-3.45	500-550	950-1500		251 (257)	77 (77)
530-580	3.45-3.9	550-600	1500-1950		198 (222)	22 (22)
580-650	3.9-4.5	600-670	1950-2600	RCP 4.5	102 (109)	8 (8)
650-720	4.5-5.1	670-750	2600-3250		27 (27)	0 (0)
720-1000	5.1-6.8	750-1030	3250-5250	RCP 6	111 (120)	0 (0)
> 1000	> 6.8	> 1030	> 5250	RCP 8.5	160 (166)	0 (0)

出典：IPCC AR5, WG3 報告書6章より

図 4-4 は、各削減カテゴリーについて、それぞれの地域における 2050 年における CO<sub>2</sub> 排出許容量を表している。430-480ppm 濃度シナリオを達成することを念頭におくと、アジアにおいては、2050 年までに 2010 年比で 30~50%程度の排出量削減が求められる。しかし、UNFCCC 分析によると、UNFCCC 加盟国が提出した INDC において掲げられた温暖化ガス削減量を総計しても、430-480ppm シナリオを達成するには不足しているという (図 4-6)。この点については次節にて詳細に述べる。



出典：IPCC AR5, WG3 報告書6章より

図 4-4 シナリオ別 2050 年の CO<sub>2</sub> 排出量削減 (IPCC 第5次評価報告書)

## 4.2.2 COP21の結果

### (1) パリ合意の要旨

COP21（2015年12月於パリ）の一番の大きな成果は、パリ合意の採択であった。パリ協定は、長期的目標、各国による貢献（INDC）、損失と被害、技術発展と移転、ファイナンスを含む複数の課題をカバーするものであるが、長期的な削減目標については、2050年ビジョンと2100年の野心的な目標を以下のように定めており、温度上昇を2度にとどめ、さらには1.5度の上昇を収めるべく努力をすることに言及している。

表 4-5 長期的な温暖化ガス削減目標に関するパリ合意における条項

Article 2 1. This Agreement, in enhancing the implementation of the Convention, including its objective, aims to strengthen the global response to the threat of climate change, in the context of sustainable development and efforts to eradicate poverty, including by: (a) <b><u>Holding the increase in the global average temperature to well below 2 °C above pre-industrial levels and pursuing efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C above pre-industrial levels,</u></b> recognizing that this would significantly reduce the risks and impacts of climate change;
Article 4 1. In order to achieve the long-term temperature goal set out in Article 2, Parties aim to reach global peaking of greenhouse gas emissions as soon as possible (omission) <b><u>so as to achieve a balance between anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases in the second half of this century,</u></b> on the basis of equity, and in the context of sustainable development and efforts to eradicate poverty.

### (2) グローバル・ストックテイク

長期的な削減目標を達成する手段として、各国は約束草案（INDC）を用意、発信、維持しなければならないこととされており、約束草案には各国の削減目標を含むことが想定されている（「バ」国提出のINDC要旨は4.1.2、他アジア諸国のINDC要旨は4.2.3に示した）。

これに加えて、5年毎に「グローバル・ストックテイク」というレビュープロセスがあり、グローバルストックテイクの結果に基づいて、各国に対して行動や支援を更新あるいは強化させるよう通知が行われることとなっている。パリ合意にの関連条項を以下に示す。

表 4-6 パリ合意におけるグローバル・ストックテイクに関連した条項

Article 4 9. <b><u>Each Party shall communicate a nationally determined contribution (INDC) every five years</u></b> (Omission) and be informed by the outcomes of the global stocktake referred to in Article 14.
Article 14 1. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement shall periodically <b><u>take stock of the implementation of this Agreement to assess the collective progress towards achieving the purpose of this Agreement and its long-term goals (referred to as the “global stocktake”).</u></b> 2. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement <b><u>shall undertake its first global stocktake in 2023 and every five years thereafter</u></b> unless otherwise decided by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Agreement. 3. <b><u>The outcome of the global stocktake shall inform Parties in updating and enhancing, in a nationally determined manner, their actions and support in accordance with the relevant provisions of this Agreement, as well as in enhancing international cooperation for climate action.</u></b>

図 4-5 は、パリ合意の発効、INDC 提出、グローバル・ストックテイクに関して定められているタイムスケジュールを示している。

パリ合意は、55 개국及び全世界の温暖化排出量の 55%以上を占める国の批准によって発効する。パリ合意が 2020 年に発効すると仮定すると、最初のグローバル・ストックテイクは 2023 年に行われ、以降 5 年毎に実行される予定である。

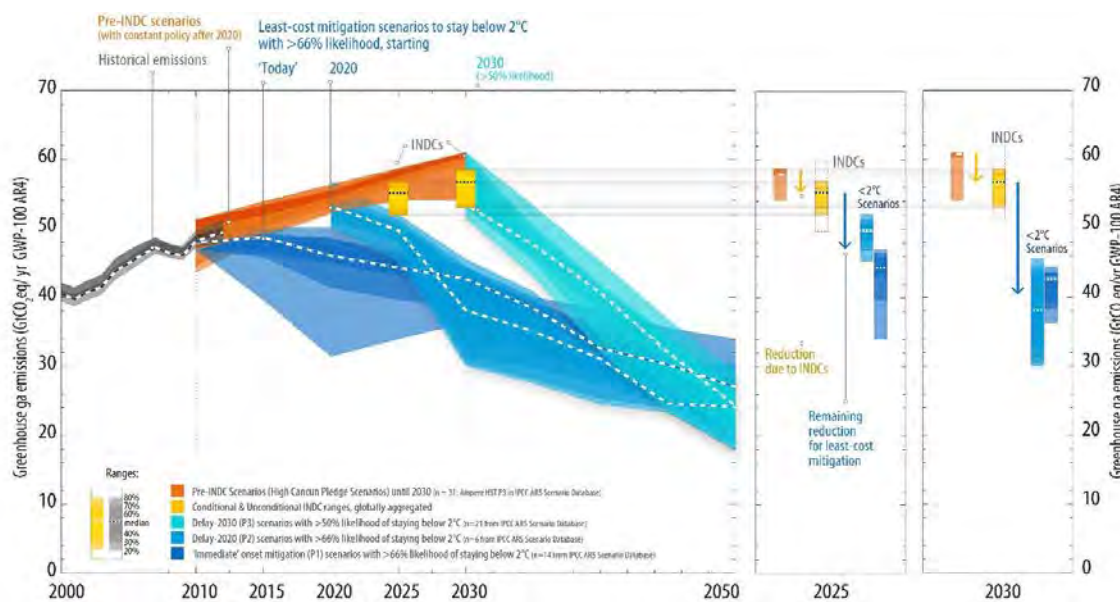
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2028	2030	2033
UNFCCC	Adoption of Paris agreement	open for signature				enter into force?			global stocktake			global stocktake		global stocktake
Individual countries	First INDC	signature and ratification				INDC update					INDC update		INDC update	

出典：JICA 調査団

図 4-5 パリ合意で定められた INDC とグローバル・ストックテイクスケジュール

### (3) 長期的な目標に向けた削減量の残分

UNFCCC では提出された INDC と 2 度上昇シナリオの差を図 4-6 のように分析しており、2 度上昇目標を達成するには、より多くの温暖化ガス削減量が求められる。したがって、全加盟国に適用されるパリ合意のもと、「バ」国もグローバル・ストックテイク年において温暖化ガス排出削減を強く求められる国の 1 つとなっている可能性がある。



出典：UNFCCC

図 4-6 2 度上昇シナリオと INDC の差分

#### 4.2.3 アジア主要各国が提出した INDC の概要

アジア主要各国が提出した INDC の概要を表 4-7 に示す。たとえば、電力セクターにおける IGCC のような最新技術について INDC 内で述べている。こうした技術は、「バ」国政府にとって、さらに野心的な目標を達成するための選択肢の一つであるかもしれない。

表 4-7 アジア主要各国が提出した INDC の概要

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
インド 10/1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ Reduce the emissions intensity of its GDP by 33 to 35 percent by 2030 from 2005 level.</li> <li>・ Achieve about 40 percent cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel based energy resources by 2030 with the help of transfer of technology and low cost international finance including from Green Climate Fund (GCF).</li> <li>・ Create an additional carbon sink of 2.5 to 3 billion tonnes of CO2 equivalent through additional forest and tree cover by 2030</li> <li>・ India declared a voluntary goal of reducing the emissions intensity of its GDP by 20-25%, over 2005 levels, by 2020, despite having no binding mitigation obligations as per the Convention</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(1) Introducing new, more efficient and cleaner technologies in thermal power generation.</li> <li>(2) Promoting renewable energy generation and increasing the share of alternative fuels in overall fuel mix.</li> <li>(3) Reducing emissions from transportation sector.</li> <li>(4) Promoting energy efficiency in the economy, notably in industry, transportation, buildings and appliances.</li> <li>(5) Reducing emissions from waste.</li> <li>(6) Developing climate resilient infrastructure.</li> <li>(8) Planning and implementation of actions to enhance climate resilience and reduce vulnerability to climate change</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■Clean Coal Technologies (CCT)               <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Pulverized Combustion Ultra Super Critical (PC USC)</li> <li>・ Pressurised Circulating Fluidised Bed Combustion, Super Critical, Combine Cycle (PCFBC SC CC)</li> <li>・ Integrated Gasifier Combined Cycle (IGCC)</li> <li>・ Solid Oxide Fuel Cell (SOFC), Integrated Gasifier Fuel Cell (IGFC)</li> <li>・ Underground Coal gasification (UCG)</li> </ul> </li> <li>■Nuclear Power               <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Pressurized water reactor, Integral pressurized water reactor, Advanced Heavy Water Reactor (AHWR)</li> <li>・ Fast breeder reactor (FBR)</li> <li>・ Accelerated-driven systems in advanced nuclear fuel cycles</li> </ul> </li> <li>■Renewable Energy               <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Yeast /enzyme based conversion to high quality hydrocarbon fuels</li> <li>・ Conversion of pre-treated biomass to fuels and chemicals</li> <li>・ Gasification technologies like fluidised bed, plasma induced etc. for power generation</li> <li>・ Wind Energy technologies:                   <ul style="list-style-type: none"> <li>-Development of smaller and efficient turbines</li> <li>-Wind turbines for low wind regime</li> <li>-Designs of offshore wind power plants</li> </ul> </li> <li>・ Solar PV technologies:</li> </ul> </li> </ul>

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
			<ul style="list-style-type: none"> <li>-Based on p-type silicon wafers and n-type silicon wafers</li> <li>-Hetero junction with Thin Interfacial (HIT) Module, Back Contact Back Junction (BCBJ) Modules</li> <li>-Crystalline silicon photovoltaic cells of &gt; 24 % cell efficiency</li> <li>-High efficiency Concentrating PV (CPV)</li> <li>-Non-silicon based solar PV technologies</li> <li>· Composite cylinders for on-board hydrogen storage</li> <li>· Advanced biomass gasification technologies</li> <li>· Low temperature Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (PEMFC) for stationary power generation and for vehicular applications</li> <li>· Energy storage technologies for bulk storage and Renewable Energy integration, frequency regulation, utility Transmission &amp; Distribution applications and for community scale projects.</li> </ul>
インドネシア 9/24	<ul style="list-style-type: none"> <li>■Unconditional Reduction</li> <li>Reduce 26% of its greenhouse gas against the business as usual(BAU) scenario by the year 2020.</li> <li>Reduce 29% against BAU by 2030</li> <li>■Conditional Reduction</li> <li>Reduce 41% (additional 12%) by 2030</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■Enabling conditions for climate resilience</li> <li>· Certainty in spatial Planning and land use; Tenurial security; food security; water security; renewable energy</li> <li>■Economic resilience</li> <li>· Sustainable agriculture and plantations; Integrated watershed management; reduction of deforestation and forest degradation; land conservation; utilization of degraded land for renewable energy; improved energy efficiency and consumption patterns</li> <li>■Social and livelihood resilience</li> </ul>	

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enhancement of adaptive capacity by developing early warning systems, broad-based public awareness campaigns, and public health programs; Development of community capacity and participation in local planning processes, to secure access to key natural resources; Ramping up disaster preparedness programs for natural disaster risk reduction; Identification of highly vulnerable areas in local spatial and land use planning efforts; Improvement of human settlements, provision of basic services, and climate resilient infrastructure development.; Conflict prevention and resolution.</li> <li>■Ecosystem and landscape resilience               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecosystem conservation and restoration; social forestry; coastal zone protection; integrated watershed management; climate resilient cities.</li> </ul> </li> </ul>	
ミャンマー 9/28	<p>The information required to estimate GHG emissions was collected and an estimate produced. However, given the deadline and the current available data, it was decided not to include the estimate in the INDC, as deemed not sufficiently reliable.</p> <p>■Forestry Sector The Government of Myanmar is following the implementation plan as set out in the 30-Year National Forestry Master Plan (2001-30).By 2030, Reserved Forest (RF) and Protected Public Forest (PPF) = 30% of total national land area, Protected Area Systems (PAS) = 10% of total national land area</p> <p>■Energy Sector (1)Renewable energy - Hydroelectric</p>	<p>■Forestry Sector In 2011, joined the UN-REDD Programme. In 2014, joined the European Union’ s Forest Law Enforcement Governance Trade (FLEGT) programme</p> <p>■Energy Sector (1)Renewable energy - Hydroelectric power :The Long Term Energy Master Plan and The National Electrification Master Plan. (2) Renewable energy - Rural electrification: The Ministry of Livestock, Fisheries and Rural Development has received co-funding from a number of international development partners to develop mitigation actions in this sub-sector (3)National Energy Efficiency and Conservation Policy,</p>	<p>There is a clear need for the transfer of Environmentally Sound Technologies (ESTs) such as</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• renewable energy</li> <li>• energy efficiency technologies for mitigation</li> <li>• flood control technology</li> <li>• early warning technologies</li> </ul> <p>for adaptation. Myanmar ’ s technology development and transfer needs also include technologies and skills transfer which support the implementation and operation of ESTs such as those that ensure the operation, repair and maintenance of EST.</p>

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
	<p>power :Increase the share of hydroelectric generation within limits of technical Hydroelectric potential (Indicative goal - 9.4 GW by 2030)</p> <p>(2)Renwable energy - Rural electrification: at least 30% renewable sources as to generate electricity supplies</p> <p>(3)Energy efficiency - Inustrial processes :a 20% electricity saving potential by 2030.</p> <p>(4)Energy efficiency - Cook-stoves: Distribute approximately 260,000 cookstoves between 2016 and 2031</p> <p>■Climate Change &amp; Environment Achieve climate resilient, low-carbon, resource efficient and inclusive development, mainstream environment and climate change into the national policy development, strengthen the climate change related institutional and policy environment, promote, increase awareness of climate change, promote an economy based on green growth. monitor and take stock of the status of national environmental quality</p> <p>■Forest Management Decrease the rate of deforestation, Preserve natural forest cover, Decrease the risk of floods and landslides, Increase the resilience of mangroves and coastal communities, Increase capacity Sustainable Forest management, Rural electrification through the use of at least 30% renewable sources.</p> <p>■Energy Achieve the optimal level of renewable sources, increase the understanding of the potential of renewable power</p>	<p>Strategy and Roadmap for Myanmar (4)Comprehensive Plan for Dry Zone Greening (2001-31), National Forestry Master Plan and National Energy Policy</p> <p>■Climate Change &amp; Environment National Climate Change Strategy, National Climate Change Policy,Green Economy Strategic Framework, National Environmental Policy, Framework and Master Plan (2030),update the National Environmental Policy (1994), Environmental Conservation Law (2012)</p> <p>■Forest Management National Forestry Master Plan(2001), National Biodiversity Strategy and Action-Plan(2011), forest plantations, agroforestry practice, community forestry, coastal zone management plan,</p> <p>■Energy National Energy Policy (2014), Long Term Energy Master Plan(2016), National Energy Efficiency and Conservation Policy, Strategy and Roadmap for Myanmar(2015), National Electricity Master Plan, Myanmar National Rural Development and Poverty Alleviation Programme(includes a Rural Electrification Plan(2017))</p> <p>■Other Key Sectors National Transport Master Plan and National Implementation Plan on Environmental Improvement in the Transport Sector, National Urban and Regional Development Planning Law, a National Housing Policy, National Urban Policy, National Waste Management Strategy and Action Plans(2017).</p>	

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
	<p>,realise a 20% electricity saving potential by 2030,  <b>■Other Key Sectors</b>                      Reduce the increasing rate of GHG emissions, ensure that increasing urbanisation takes place in a sustainable manner, mitigate emissions, generate power and reduce pollution from non-recyclable waste, mitigate GHG emissions from the agriculture sector</p>		
フィリピン 10/1	<p>undertake GHG (CO<sub>2</sub>e) emissions reduction of about 70% by 2030 relative to its BAU scenario of 2000-2030.                      conditioned on the extent of financial resources, including technology development &amp; transfer, and capacity building, that will be made available.</p> <p>Assumptions Used For the Baseline scenario</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ historical GDP from 2010 - 2014 and an annual average of 6.5% for 2015 - 2030</li> <li>・ Average annual population growth of 1.85%</li> <li>・ Loss-and-Damages from climate change and extreme events will not require substantial diversion of resources for rehabilitation and reconstruction thereby affecting development targets as well as mitigation commitments under this INDC.</li> <li>・ Identified co-benefits for mitigation options such as environmental and socio-economic benefits are realized.</li> <li>・ Climate projections were considered in the assessment of mitigation options</li> </ul>	<p>INDC is consistent with the</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Philippine Development plan,</li> <li>-the National Framework Strategy on Climate Change,</li> <li>-the National Climate Change Action Plan</li> <li>-the National Disaster Risk Reduction and Management Plan.</li> </ul> <p>These plans and the INDC were developed through exhaustive, inclusive and participatory processes.</p> <p>The Philippines is already undertaking initiatives to mainstream and institutionalize climate change adaptation and mitigation into the plans and programs of the government as reflected in government expenditures. The Philippine government has installed a system for tagging its expenditure for climate change adaptation and mitigation and is envisioned to use this system for its annual budgeting process starting 2015.</p>	<p>Technology transfers and innovations are needed to support adaptation and minimization of loss-and-damages as well as enhanced capacity for mitigation. Technical inputs and assistance are critical for certain sectors such as</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-grid efficiency improvement,</li> <li>-standard development for energy and water efficiency,</li> <li>-cost-effective renewable energy,</li> <li>-alternative or high-efficiency technology for conventional power generation, among others.</li> </ul>



国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
タイ 10/1	<p>■Unconditional reduction reduce greenhouse gas emissions by 20 percent from the projected business-as-usual (BAU) level by 2030. (BAU2030: approx. 555 MtCO<sub>2</sub>e)</p> <p>■Conditional reduction increase up to 25 percent</p>	<p>- National Economic and Social Development Plans - Climate Change Master Plan B.E. 2558-2593 (2015-2050) - Power Development Plan B.E. 2558 - 2579 (2015-2036) - Thailand Smart Grid Development Master Plan B.E. 2558-2579 (2015-2036) - Energy Efficiency Plan B.E. 2558-2579 (2015-2036) - Alternative Energy Development Plan B.E. 2558 - 2579 (2015-2036) - Environmentally Sustainable Transport System Plan B.E.2556-2573 (2013-2030) - National Industrial Development Master Plan B.E. 2555-2574(2012-2031) - Waste Management Roadmap</p>	<p>Thailand's TNA report formulated in 2012 has identified three highly impacted sectors in urgent need of adaptation technologies. These are:</p> <p>(1) Agriculture in need of forecasting and early warning system technologies, crop improvement technologies, and precision farming technologies</p> <p>(2) Water Resource Management in need of networking (via pipes and canals) and management of infrastructures (including zoning), seasonal climate prediction, and sensor web using observation and/or modeling data</p> <p>(3) Modeling in need of an integrated national data center, national data transfer/management process and the advanced research, weather research and forecasting (WRF - ARW) model, and an integrated model to address the need of agricultural sector and water resource management sector</p>
ベトナム 9/30	<p>■Unconditional contribution With domestic resources, by 2030 Viet Nam will reduce GHG emissions by 8% compared to BAU, in which:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Emission intensity per unit of GDP will be reduced by 20% compared to the 2010 levels;</li> <li>• Forest cover will increase to the level of 45%.</li> </ul> <p>■Conditional contribution • The above-mentioned 8% contribution could be increased to 25% if international support is received through bilateral and multilateral cooperation, as well</p>	<p>■Strengthen the leading role of the State in responding to climate change</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integration of climate change into development strategies, and development plans; Improving and strengthening institutions</li> </ul> <p>■Improve effectiveness and efficiency of energy use; reducing energy consumption</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Innovate technologies and apply advanced management and operation procedures; Apply energy savings and efficiency, and renewable energy applications; Develop public</li> </ul>	<p>Technology transfer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) technology for real-time forecasting, early warning, and sharing information system on real-time hydro-meteorological monitoring;</li> <li>(ii) tools to assess climate change impacts, vulnerability, exposure and climate change adaptation measures;</li> <li>(iii) technology for the sustainable use of water resources, prevention of water pollution, and urban water supply;</li> <li>(iv) technology to prevent erosion and protect the</li> </ul>

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
	<p>as through the implementation of new mechanisms under the Global Climate Agreement, in which emission intensity per unit of GDP will be reduced by 30% compared to 2010 levels.</p>	<p>passenger transport; Establish standards on fuel consumption.</p> <p>■Change the fuel structure in industry and transportation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Assure national energy security; Change the energy structure towards a reduced share of fossil fuel; Encourage buses and taxis to use compressed natural gas and liquefied petroleum gas (LPG); Apply market instruments to promote structural change and improve energy efficiency; Label energy-saving equipment and issue national standards</li> </ul> <p>■Promote effective exploitation and increase the proportion of new and renewable energy sources</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Develop and implement mechanisms and policies to support research and the application of appropriate advanced technologies; Develop a renewable energy technology market</li> </ul> <p>■Reduce GHG emissions through the development of sustainable agriculture</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Research and develop solutions to reduce GHG emissions; Research and apply production processes and economic technologies that efficiently use seedlings; Widely replicate technologies that treat and reuse by-products and waste from agricultural production</li> </ul> <p>■Manage and develop sustainable forest, enhance carbon sequestration and environmental services; conservation of biodiversity associated with livelihood development and income generation for communities and forest-dependent people</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ Review and identify the areas and objects to apply sustainable forest management; Develop and improve</li> </ul>	<p>coastline and riverbanks; and (v) technology for sustainable agriculture, forestry and aquaculture production; biotechnology to develop new varieties that are more resilient to climate change</p>

国名および提出日	排出削減目標	主な施策	導入促進する技術
		<p>policies to promote sustainable forest management; Integrate and effectively use resources; Strengthen and expand international cooperation for investment</p> <p>■Waste management</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Develop waste management planning and enhance capacity; Research and apply advanced waste treatment technologies; Utilise landfill gas and solid waste combustion for power generation.</li> </ul> <p>■Communication and awareness raising</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Raise public awareness of GHG mitigation activities; Encourage and provide technical assistance; Encourage and support communities to develop models of eco-cities, green rural areas, green housing,</li> </ul> <p>■Enhance international cooperation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Enhance cooperation in scientific research; Enlist the support of other countries and international organizations; Facilitate international cooperation to implement foreign direct investment</li> </ul>	

出典：JICA 調査団

#### 4.2.4 その他の環境配慮

4.1.1 で述べたように、「バ」国の部門別の排出量を見ると、電力セクター以外からの温暖化ガス排出量の削減についても、「バ」国では重点的に行う必要がある。特に近年、黒色炭素や対流圏オゾンのような、大気圏においては比較的短期間しか存在しないものの、温暖化効果が大きい、短寿命気候汚染物質について注目が集まっている。

CCAC (Climate and Clean Coalition) という国際イニシアティブでは、「バ」国における短寿命気候汚染物質の主な問題について以下のように整理している。

- ・ 料理用ストーブ：ブラック・カーボン
- ・ れんが焼き釜：ブラック・カーボン
- ・ 輸送機関による排出：ブラック・カーボン
- ・ 野焼き：ブラック・カーボン
- ・ パーボイル米システム：ブラック・カーボン
- ・ 籾殻付米の耕作：メタン
- ・ 都市廃棄物：メタン
- ・ 家畜（肥料・消化管内発酵）：メタン

#### 4.3 PSMP への示唆

本報告書に記された PSMP シナリオは「バ」国政府提出の INDC と概ね整合している。PSMP における電力セクターによる CO<sub>2</sub> 排出量は INDC における予測と同水準にあり、技術に関しても、INDC において CCGT (コンバインドサイクルガスタービン) が無条件 (unconditional) な貢献に、USC (超々臨界圧) が条件付 (conditional) の貢献に言及されているが、これらはすべて PSMP の想定範囲内にある。

しかし、パリ合意のグローバル・ストックテイクにおいて、さらに野心的な目標を掲げるような政治的圧力が生じる可能性については、念頭におくべきであろう。

加えて、PSMP では電化による環境への波及便益をもたらすことについても留意すべきである。家庭部門の電化は、クックストーブや炊飯システムによるブラック・カーボンの排出削減を伴うため、これは大きな地球温暖化の緩和に繋がるものとなるだろう。

### 第Ⅲ部 エネルギー需給バランス

## 第 5 章 経済成長見通し

### 5.1 「バ」国経済の歴史

1971 年の独立以降、「バ」国の経済は成長を続けてきた。しかしその経済が急速な成長を始めたのは最近のことである。

Bangladesh 政府は 2016 年から第 7 次 5 年計画を開始した。それまでに 6 回の 5 年計画が実施されている。各々の 5 年計画機関における社会経済指標の目標値と結果を表 5-1 に示す。

第 1 次計画から第 3 次計画までの初期の期間には、年平均の GDP 成長率は 4%程度であった。そしてこの間の、1 人当たり GDP 成長率は 1%から 2%程度の低い成長にとどまっている。これは、独立後の 20 年間の経済成長は、経済水準の向上よりも人口増加によるものであることを意味している。

第 4 次計画以降は、GDP 成長率は、1 人当たり GDP 成長率の増加にけん引されて加速を始めた。これは国家の経済水準が急速に成長を始めたことを意味している。第 6 次計画期間 (2011 年から 2015 年まで) には、GDP 成長率は 6.3%、1 人当たり GDP 成長率は 5%程度にまで達している。同時にこの期間に、平均余命や貧困人口比率等の社会経済指標も顕著に改善している。これは経済発展に伴って、国民の生活水準も顕著に改善が始まったことを示している。

しかしながら、5 年計画における GDP 成長率の結果は、当初の政府による目標値を常に下回っていることにも注意する必要がある。政府の目標値は、現実の経済状況を離れて、楽観的に設定される傾向がある。

表 5-1 過去の 5 年計画期間における重要経済指標

Specific Plan	Plan Periods (FY)	Average GDP Growth Rate		Per Capita GDP growth (%)	Per Capita GNI** (USD)	Life** Expectancy (Years)	Forex Reserve (Million USD*)	Headcount Poverty Ratio*** (%)
		Plan (%)	Actual (%)					
First Plan	1973-1978	5.5	4.0	1.3	111	53.07	-	82.1
Second Plan	1980-1985	5.4	3.8	1.5	145	55.10	395	69.9
Third Plan	1985-1990	5.4	3.8	1.6	204	56.10	520	56.6
Fourth Plan	1990-1995	5.0	4.2	2.4	253	58.70	3070	50.1
Fifth Plan	1997-2002	7.1	5.1	3.5	431	64.90	1583	48.9
Sixth Plan	2011-2015	7.3	6.3	4.9	1314	70.70	24141	24.8

Source: Bangladesh Bureau of Statistics (BBS) and Sixth Plan;

\*Balance of last day of corresponding terminal year

\*\*For the terminal year of Plan period

\*\*\*Corresponding HES, HIES year's figure

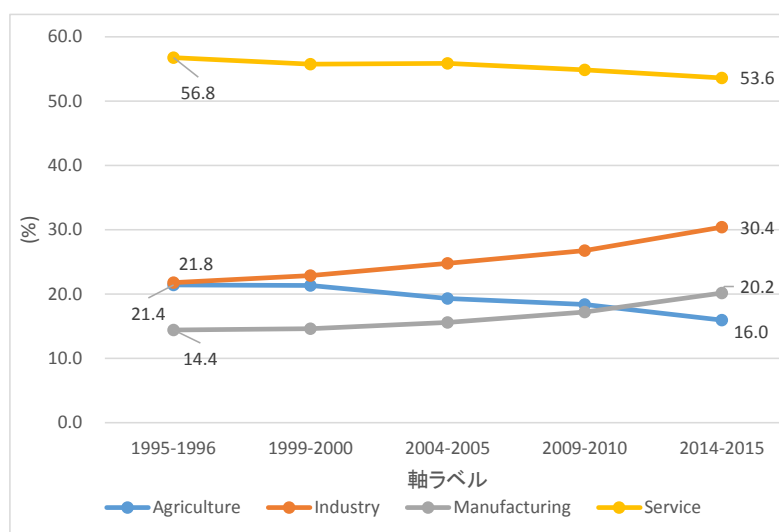
出典：第 7 次 5 年計画 2016-2020 (Final Draft 11 Nov.2015)

過去 20 年間の、各産業部門別の GDP 構成比 (実質価格) の変化を表 5-2 及び図 5-1 に示す。産業部門の構成比は 2000 年以降、農業部門のシェアが減少するのと逆に、急速な増加を始めた。他方、サービス部門の構成比は、ほぼ一定の構成比を保っている。

表 5-2 1995 年以降の GDP の部門別シェア

	Agriculture	Industry		Service
			Manufacturing	
1995-1996	21.4	21.8	14.4	56.8
1999-2000	21.3	22.9	14.6	55.8
2004-2005	19.3	24.8	15.6	55.9
2009-2010	18.4	26.8	17.2	54.8
2014-2015	16.0	30.4	20.2	53.6

出典：Bangladesh National Account Statistics (BBS)より調査団作成



出典：Bangladesh National Account Statistics (BBS)より調査団作成

図 5-1 1995 年以降の GDP の部門別シェア

経済の急速な成長に伴って、国家経済の構造変化、つまり工業化が始まった。1980 年代初頭までは、ジュート及びジュート製品が主要産業であり、輸出の主要製品ともなっていた。しかしこれらの産業は、合成繊維の普及によって市場競争力を失った。

1980 年代の中頃以降、RMG (ready-made garment;既製服) 産業が主要産業として台頭し、1990 年頃までに、PMG の輸出がそれまでの輸出産業をしのぐようになった。RMG 産業の輸出は拡大を続け、今や輸出金額の 80%以上を占めるに至っている。

輸出製品の多様化、つまり、RMG 以外の輸出産業の振興が、「バ」国にとって新しい大きな課題になっている。すでに「バ」国に存在し、さらに発展する余地のある産業だけでなく、「バ」国の自然資源や豊富な労働力を活かした新しい産業群が発展する可能性がある。これらの産業は、製靴及び革製品産業、ライトエンジニアリング、製菓産業、レンガ産業などである。これらの産業が発展することにより、「バ」国経済は、2020 年以降も継続して成長していくことが期待される。

## 5.2 経済成長シナリオについて

「バ」国の経済は、急速な成長期に入ったところであり、今後、構造変化が起こると考えられる。「バ」国経済の長期的な将来見通しを行うためには、過去の経済成長を将来に向けて単純に伸ばすのは適切ではないことに留意する必要がある。

ある国の産業構造の非連続的な変化がトリガーとなって経済発展が進むことは広く見られ

る現象である。そこで本調査では、「バ」国で「起こりうる」経済構造の変化を考慮に入れた将来シナリオを検討し、経済ファンダメンタルズに非連続的な変化が生じる可能性について考察を行うこととする。

本調査の分析にて仮定している基本モデルは以下の通り表すことができる。

技術的なスピルオーバー→産業構造の変化→経済発展→エネルギー消費への影響

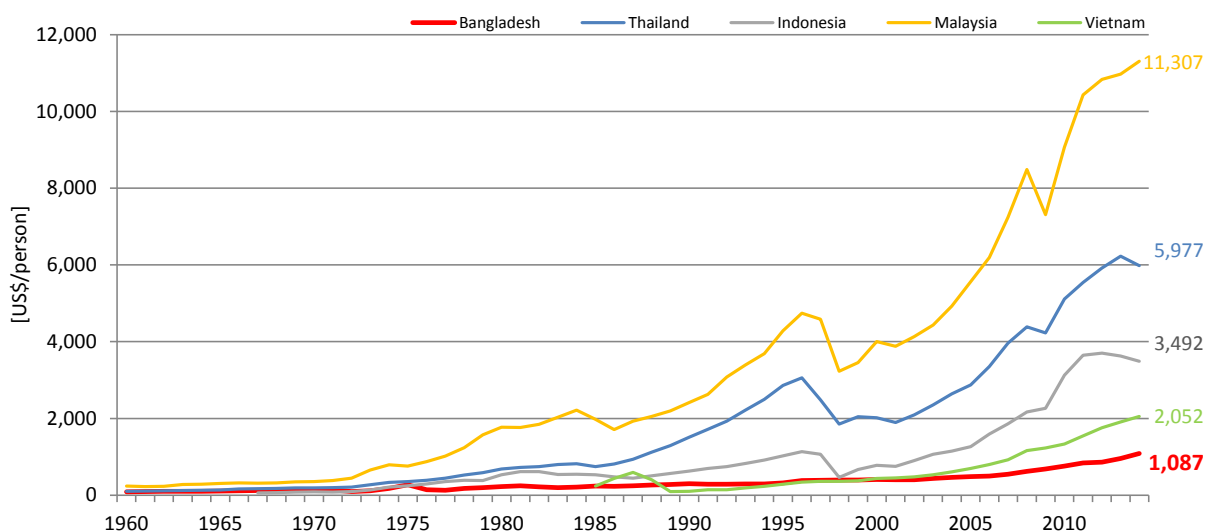
周知の通り、東南アジア諸国の多くは、それぞれ国情は異なるものの、過去数十年間顕著な経済発展を遂げてきている。従って、「バ」国経済の将来シナリオを検討する上でのロールモデルとして、これらの国の産業および経済の発展に関する歴史的経緯について調査することは有意義であると考えられる。

### 5.3 東南アジア諸国における経済成長およびエネルギー需要の推移

#### 5.3.1 東南アジア諸国における経済指標の推移

マレーシア、タイ、インドネシア、ベトナムの4ヶ国および「バ」国の1人あたりGDPの推移を比較したものを、図5-2に示す。マレーシアは、ASEAN諸国の中では、ブルネイおよびシンガポールと並んで経済発展を遂げた国であり、図中の他のASEAN諸国3ヶ国を大きく引き離している。他方、タイ、インドネシア、ベトナムの3ヶ国は、これに次ぐ中進国・新興国と位置づけられる。特にこれら3ヶ国の国の状況が、「バ」国の2041年までの経済発展の方向性を検討する上で示唆が得られると考えられる。

2014年時点での「バ」国の1人あたり名目GDPは1,087USDで、これはタイの5分の1、インドネシアの3分の1、ベトナムの約半分にとどまっている。1,087USDという1人あたりGDPは、ベトナムでは2008年、インドネシアでは2004年、タイでは26年前の1988年に達成している。



出典：世界銀行データベース

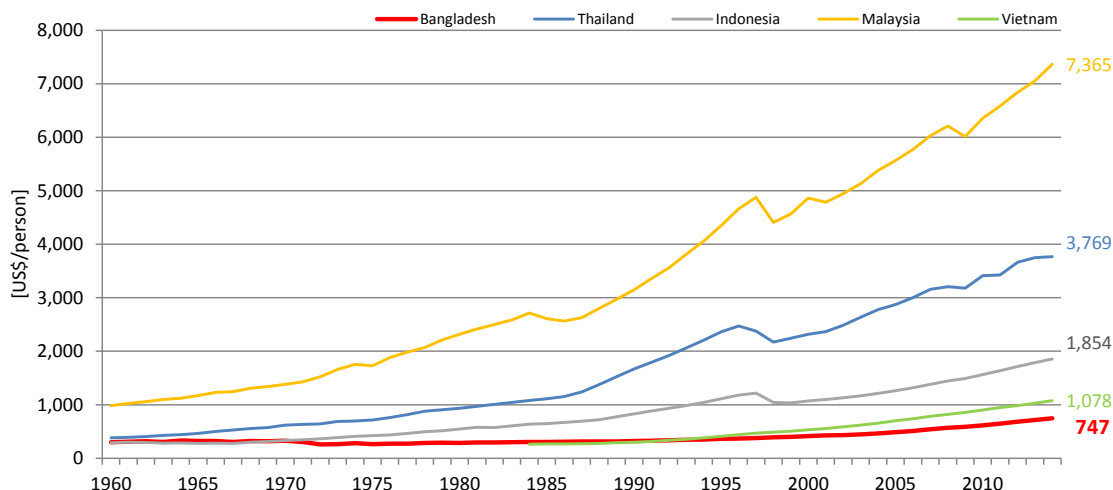
図 5-2 東南アジア諸国および「バ」国の1人あたりGDP（名目値、USDベース）の推移

図5-3は、同じ1人あたりGDPの比較を実質価格（2005年USD基準）で示したものである。これによれば2014年の「バ」国の1人あたりGDPは、747USDで、これは図5-2と同様に、タイの約1/5となっている。実質価格の推移を見ると、1人あたりGDPが748USDに



達したのは、ベトナムでは 2008 年であり、インドネシアでは 25 年前の 1989 年、タイでは 37 年前の 1977 年となっている。

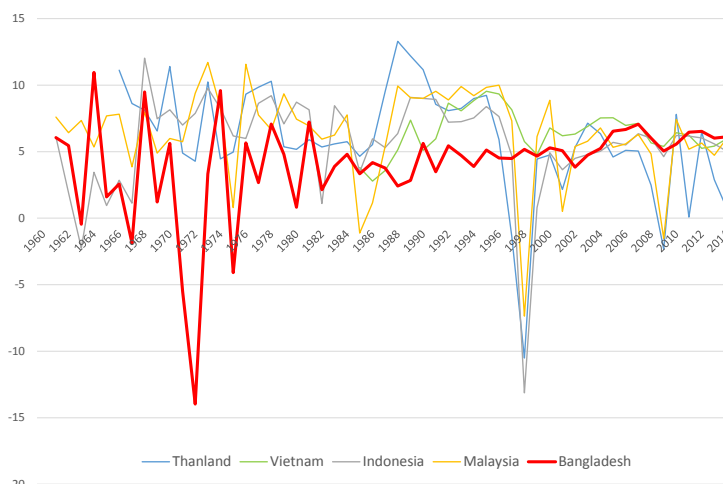
本調査では、今から 26 年後である、「バ」国の 2041 年時点での経済発展の予測を行うことを目的としていることから、タイやインドネシアにおける過去の経済発展の経験を参考にすることができる。



出典：世界銀行データベース

図 5-3 東南アジア諸国および「バ」国の 1 人あたり GDP（実質値、2005 年 USD ベース）の推移

図 5-4 は、図 5-2 及び 図 5-3 で取り上げた 5 ヶ国につき、GDP 成長率（実質成長率、2005 年 USD ベース）の推移を示したものである。「バ」国は比較的安定した成長率を維持している一方、他の 4 ヶ国では、約 30 年前より時折伸び率が激しく変動する減少が見られる。ただし、これは主として世界的な経済危機等、外的な要因にも影響を受けたものと考えられるため、これを除くと、各国ともある程度一定の成長率を維持していると見ることができる。「バ」国においても、現在の比較的高い経済成長率を長期間維持し続けることができれば、2041 年時点では産業も発達を遂げていることが期待できる。

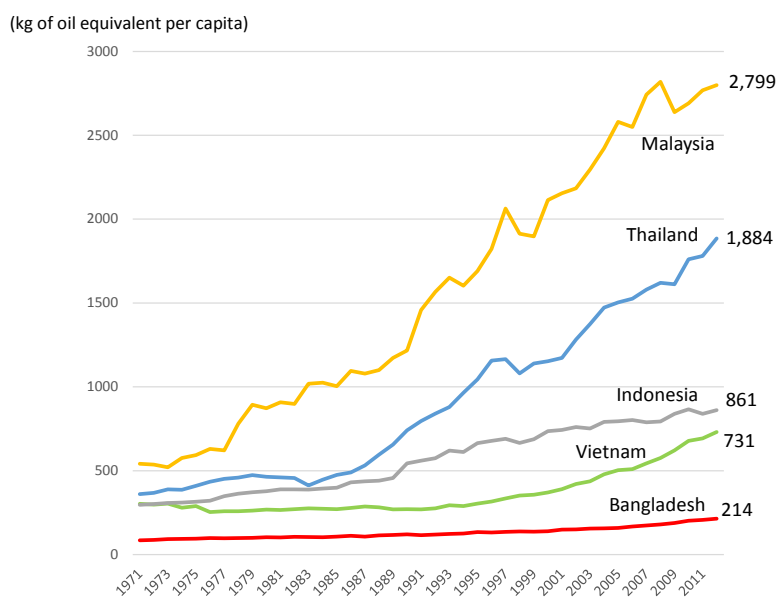


出典：世界銀行データベース

図 5-4 東南アジア諸国および「バ」国の GDP 年成長率の推移

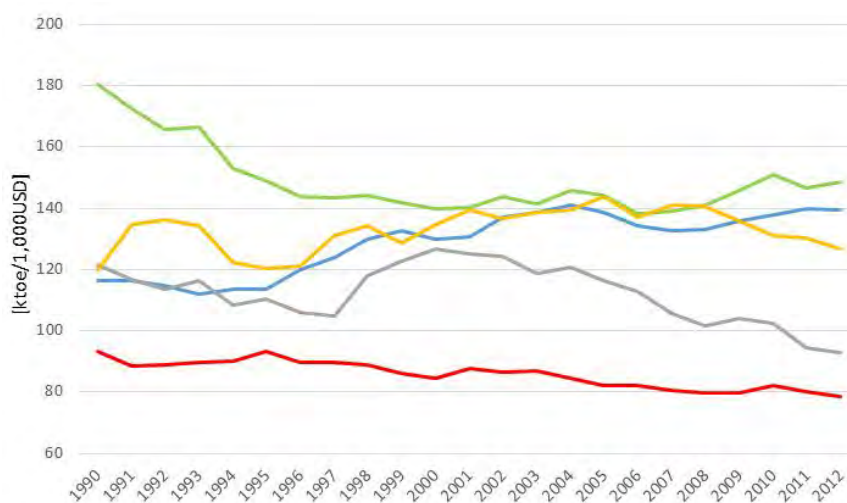
### 5.3.2 東南アジア諸国におけるエネルギー需要の推移

図 5-5 は、同じ 5 ヶ国につき、1 人あたりエネルギー消費の推移を示したものである。「バ」国における 2012 時点での 1 人あたりエネルギー消費は石油換算 214kg で、タイの 9 分の 1、インドネシアの 4 分の 1、ベトナムの 3 分の 1 となっている。すなわち、1 人あたりエネルギー消費における他国との乖離は、図 5-2 で示した 1 人あたり GDP と比べるとさらに大きくなっている。これは「バ」国が、他国と同じ経済価値を創出するのに要したエネルギー消費量が少ないことを意味しており、図 5-6 に示すように、「バ」国のエネルギー原単位は減少傾向にある。言い換えるならば、「バ」国の経済はこれまで、比較的に低いエネルギー投入で成長してきたと言える。しかしながら、産業構造の近代化と、膨大なエネルギー消費を必要とする先進産業技術の導入により、「バ」国のエネルギー消費は、これまでよりもより急速に増大することが見込まれる。



出典：IEA 統計及び世界銀行データベース

図 5-5 東南アジア諸国および「バ」国における 1 人あたりエネルギー消費量の推移



出典：世界銀行データベース

図 5-6 東南アジア諸国および「バ」国のエネルギー使用量当たり GDP の推移

## 5.4 経済成長シナリオに関する考察

### 5.4.1 「バ」国経済成長見通しに資するロールモデルの特定

#### (1) ロールモデルとしてのタイ

前項で比較対象として挙げた東南アジア 4 ヶ国のうち、「バ」国の経済成長に関する将来シナリオを検討する適切なロールモデルとして、本調査ではタイを選定する。その理由は以下の通りである。

- ・ タイは、長期間に亘って高い経済成長率を維持し、産業化および社会の近代化を実現した
- ・ タイは現在、OECD 経済開発委員会（DAC: Development Assistance Committee）によって高位中所得国（UMICs: Upper Middle Income Countries）として位置づけられており、「バ」国が目標とする上で適切な水準に達している
- ・ 5.3.1 で示した通り、「バ」国が現在の経済成長率を維持し続ければ、2041 年には現在のタイと同程度の経済水準に達する
- ・ 他方で、タイは農業資源も豊富で、農業保護政策を採用していることもあり、現在でも農業生産量のに占める輸出の割合は 10%を維持している

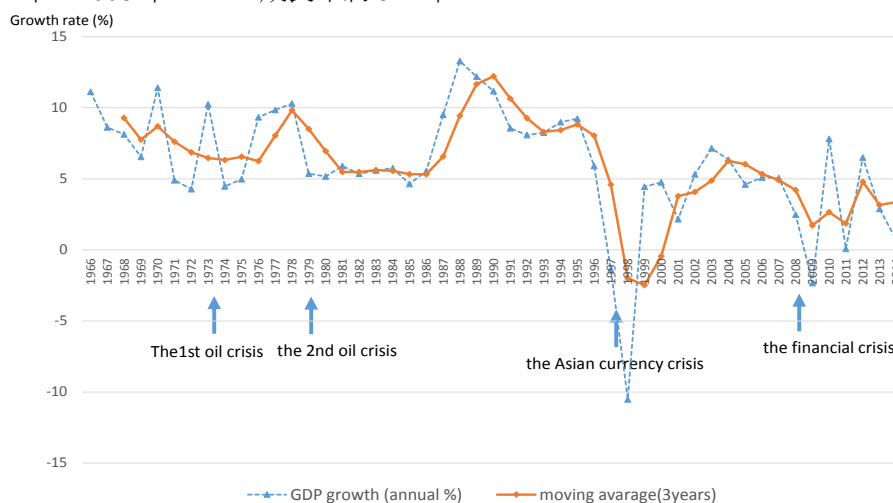
#### (2) タイにおける経済発展

##### 1) GDP 成長率の推移

図 5-7 は、タイにおける GDP 成長率（実質成長率、2005 年 USD ベース）の長期的推移を示したものである。各年の伸び率に加え、短期の変動によるノイズを除くべく 3 年間の移動平均も合わせて示す。

タイの経済は過去に、リーマン・ショックに端を発した世界金融危機（2008 年）やアジア通貨危機（1997 年）、2 度の石油危機（1973 年および 1979 年）等の世界的な経済変動の影響を受けてきたものの、それを除くと、長期に亘って高い経済成長率を維持してきている。中でも、以下の 3 つの時期において、経済成長率が高めの水準で推移している。

- ・ 1976 年～1978 年：GDP 成長率約 10%/年
- ・ 1988 年～1997 年：GDP 成長率約 10%/年
- ・ 2001 年～2008 年：GDP 成長率約 5%/年



出典：世界銀行データベース

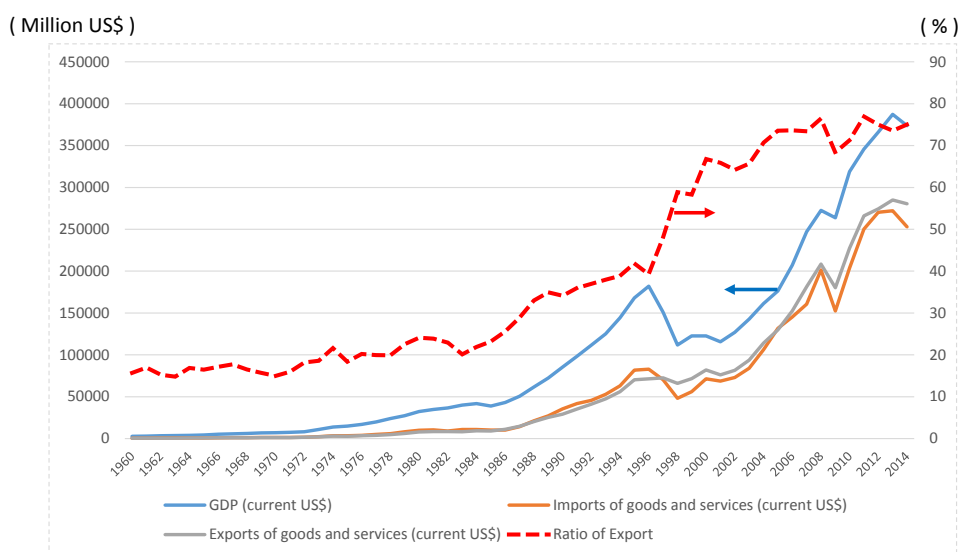
図 5-7 タイにおける GDP 成長率の推移

## 2) 輸出入構造の推移

図 5-8 の中の 3 つの実線は、輸入および輸出の推移を GDP の推移と比較したものである。輸入および輸出とも、GDP の増加につれてほぼ同じトレンドで増加する経緯が見られる。ここから 2 つの示唆を得ることができる。1 つは、タイの経済成長は輸出の増加に大きく依っていることである。もう 1 つは、輸出と輸入がほぼ似た推移を辿っていることからわかる通り、タイの経済は原材料を輸入して加工品を輸出する加工貿易で支えられているということである。

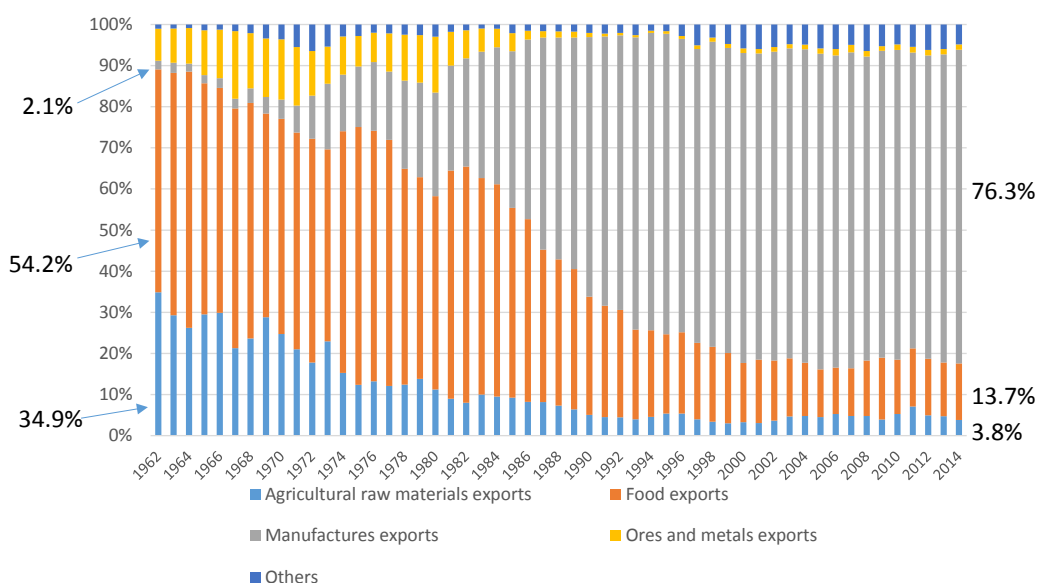
図中の赤い点線は、GDP に対する輸出の比率を表したものである。この比率は、1980 年代前半までは 20%程度で推移してきたが、1980 年代後半、特に 1996 年以降大きく増加し、近年は 75%程度で推移している。すなわち、輸出の拡大がタイの経済を大きく押し上げてきたことが見て取れる。

図 5-9 は、タイの毎年の商品輸出において各産業部門が占める割合を示したものである。1962 年には、輸出に占める製造業の割合は 2.1%にとどまっていたが、上述の通り、1980 年代よりタイの経済が輸出依存を強めたのと軌を一にして、輸出に占める製造業の割合が急増し、近年では約 4 分の 3 を占めるようになっている。この図にて特筆すべきもう 1 つの点は、商品輸出に占める農産物および食品が占める割合は長期的には低下傾向にはあるものの、それでも過去 15 年間、両者合計で 20%程度のシェアを維持してきていることである。すなわち、タイの輸出は、機会や部費等の工業製品に加え農産物・食品の輸出にも支えられているということである。



出典：世界銀行データベース

図 5-8 タイにおける、GDP、輸入および輸出の推移

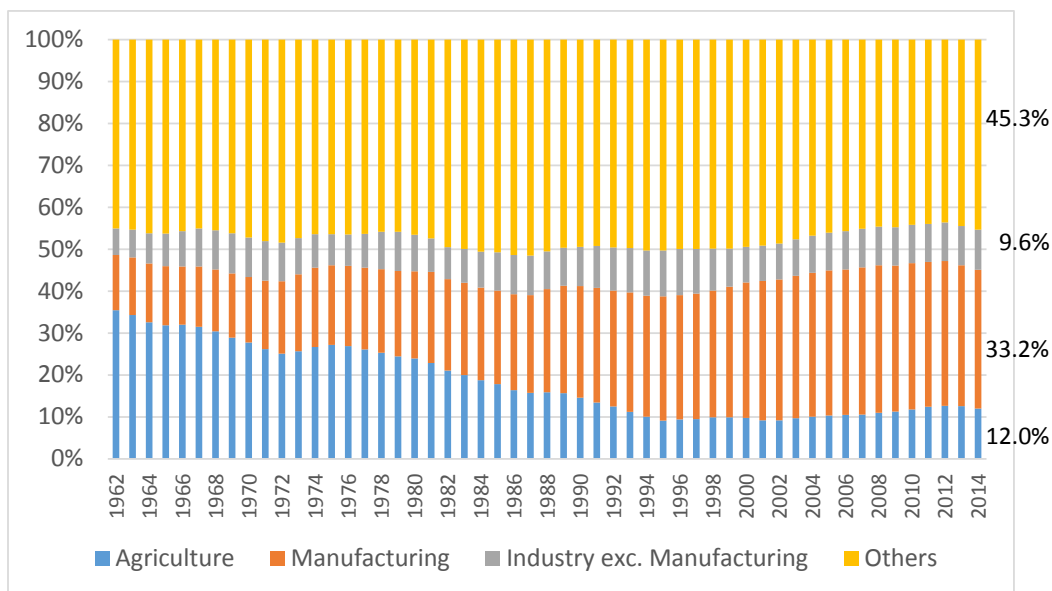


出典：世界銀行データベース

図 5-9 商品輸出における産業部門別内訳の推移

### 3) 産業構造の推移

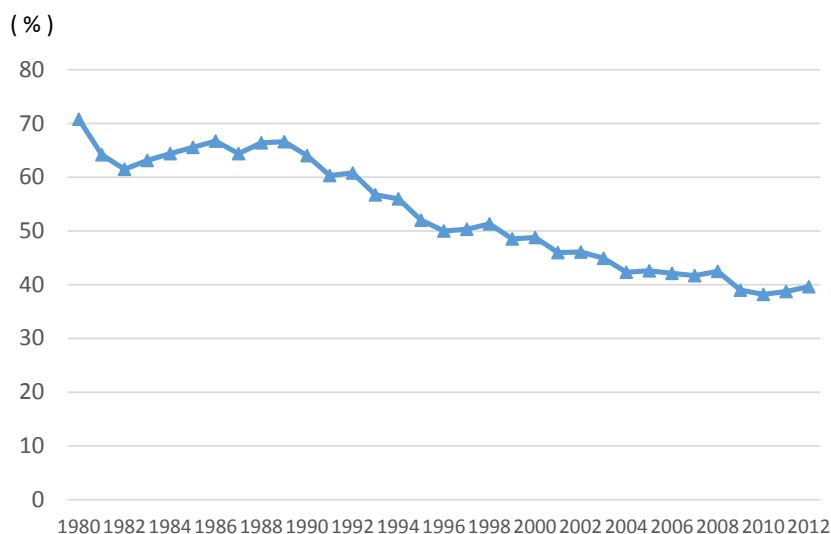
図 5-10 は、タイにおける産業構造の推移を示したものである。農業が占める割合が低下する一方、製造業が拡大するという長期的な傾向が見られるものの、農業の割合も下げ止まりを示しており、過去 15 年間は 10%程度のシェアを維持している。



出典：世界銀行データベース

図 5-10 タイの GDP に占める各産業別割合の推移

図 5-11 は、タイの総雇用者数に占める農業部門従事者が占める割合を示したものである。同様に、長期的な低下傾向を辿りつつも、40%という比較的高い割合を保っている。こうした産業構造および前項で分析した輸出入構造の推移より判断すると、タイでは産業化が進んだ現在においても、農業を主要産業として維持し続けていると見ることができる。



出典：世界銀行データベース

図 5-11 総就業者に占める農業就業者のシェア

#### 4) タイにおける産業政策

前項で見たとおり、タイは伝統的には農業輸出国であり、農業を保護し農業従事者の経営を支援する政策を採用してきた。近年、中国やベトナム等、アジア新興国との農産物輸出での競争が厳しくなる中、タイの食品産業はフレッシュジュースやジャスミンライス、加工食品等の高付加価値商品にシフトしてきており、同国経済における重要な地位を維持し続けている。

他方、製造業については、1960年代までは同国経済に占める位置づけは小さかったが、1961年に第1次国家経済社会開発計画が始まり、投資の促進および産業の開発が打ち出された。以降もタイ政府は、経済発展の段階に従い重要項目を変えつつも、産業開発のための政策を取り続けてきた。第1次から第9次までの国家経済社会開発計画で示された主な方向性を表 5-3 に示す。

表 5-3 タイ国家経済社会開発計画（1次～11次）における主な産業政策

国家計画	時期	主な政策
1次	1961~1966	● 国内産業の保護
2次	1967~1971	● 輸入品代替のための産業化 ● 民間部門の投資促進
3次	1972~1976	● 輸出促進 ● 輸出志向の産業化 ● 対象を絞った外資導入政策
4次	1977~1981	● 引き続き輸出志向産業化を促進
5次	1982~1986	● 石油化学産業の発展
6次	1987~1991	● 民間部門の投資促進 ● エネルギー産業の民営化
7次	1992~1996	● 高付加価値産業もしくは技術移転に資する産業を優遇 ● 産業発展の地方分散 ● Quality of life の向上
8次	1997~2001	● 人間中心の発展 ● 人材育成 ● 国際競争力の維持 ● 中小企業の育成

国家計画	時期	主な政策
9次	2002~2006	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 足るを知る経済哲学</li> <li>● 持続可能な成長</li> <li>● Quality of life の向上</li> </ul>
10次	2007~2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 人間開発</li> <li>● コミュニティレベルの開発と貧困撲滅</li> <li>● 経済バランスと持続可能性を目指した経済構造改革</li> <li>● 天然資源及び環境保全</li> </ul>
11次	2012~2016	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 社会資本の強化</li> <li>● 経済資本の強化</li> <li>● 天然資源及び環境資源の回復</li> </ul>

出典：JICA 調査団

産業化の初期段階においては、輸入品を国産品で代替していくという、国内産業保護の観点から産業化が推進されてきたことが主なポイントである。その後、国内産業が基本技術および十分な知見を蓄積した後、輸出志向の産業化を推進し輸出を促進する政策が採用されている。タイで 1971 年がこのターニングポイントになったと考えられる。輸出志向の産業化を促進する政策に転じた後、輸出製品を製造するための原料や部品の輸入に対する関税の軽減や、輸出業に対する低利融資を通じた輸出促進のインセンティブ、輸出促進特区の創設等、輸出を促進するための多くの政策が採用されている。

1960 年代の輸入代替政策に合わせて、日本の製造業は、家電製品や乗用車の分野を中心に、国内市場を対象とした事業進出を開始した。日本からタイへの技術移転が進むとともに生産量は徐々に増加していった。日本語の古い文献資料によると、1990 年以前は家電製品に占める国産部品の割合は 20~50%にとどまっていたが、1990 年代に入って、テレビ用のブラウン管の製造がタイ国内で始まったことにより、国産部品の割合が上昇していった。

第 7 次国家計画（1991 年~1996 年）では、食品製造、繊維、金属、電機部品、石油化学および鉄鋼の 6 業種が重点産業として指定された。それに続く第 8 次国家計画（1996 年~2001 年）では、自動車製造、電機および電子工業、機械および通信の 4 業種が重点産業として指定されている。

#### 5.4.2 「バ」国の将来経済成長に対する示唆

「バ」国では、将来の経済発展に向けて、他国に比べて以下のような優位性を有している。

- ・ 肥沃な農地を広大に存在しており、多くの農産物を生産できる
- ・ 巨大な人口を擁している、つまり「バ」国は周辺国に比べて比較的廉価な労働力を大量に保有している

それに加えて、「バ」国では既に産業化が始まっており、以下の産業を中心に経済成長が軌道に乗っていることも挙げられる。

- ・ 「バ」国は既に世界における衣類産業の拠点としての地位を形成しつつある
- ・ 照明やファン、冷蔵庫等、家電製品の分野で成長している企業が存在しており、そのうちの一部は欧州等への輸出も始めている
- ・ 家電以外にも、食品や医薬品、造船等の産業が既に存在し、「バ」国独特の地位を獲得している

一般論として、後発の開発国では先行する国よりも技術移転のスピードが速い分、成長に要する期間も短くなると考えられている。「バ」国における現状およびタイにおける産業・経済の発展の経緯から得られる教訓を考慮に入れるならば、「バ」国の経済が 2041 年には現在のタイと同程度の経済発展を達成している可能性は十分高いと考えられる。その実現に向けた課題を、表 5-4 に整理する。

表 5-4 「バ」国経済発展に向けた将来シナリオ

業種	将来シナリオ
農業	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 生産性の向上</li> <li>● 農業従事者の所得向上</li> </ul>
食品・飲料製造	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 品質水準の改善</li> <li>● 製品輸出</li> </ul>
衣類	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 委託加工から独自デザイン・ブランドによる生産への進化</li> </ul>
その他 2 次産業	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 製造技術水準の遅れを挽回</li> <li>● 製品輸出</li> <li>● 人材育成</li> </ul>

出典：JICA 調査団

## 5.5 「バ」国の将来経済発展シナリオ

### 5.5.1 「バ」国の製造業

「バ」国の製造業に関する定量的なデータを示す統計が、多くはないものの、いくつかある。表 5-5 と図 5-12 は、中規模及び大規模製造業の、サブセクター別の付加価値額を示したものである。繊維産業は製造業の中で最大の産業であり、2008-09 年の 41.4%から 2013-14 年の 60.5%へと拡大を続けている。これに続くのは、「輸送機械及び部品」(10.3%、2013-14 年)、「ガラス及び非金属製品」(8.0%)、「食品、飲料、たばこ」(6.6%)、「石油、化学品、ゴム、プラスチック製品」(4.0%)、「製靴」、「鉄鋼及び非鉄金属製品」(共に 3.1%) である。

「バ」国には豊富な農業資源と漁業資源に恵まれていることから、食品産業は付加価値額が増加し、輸出を通じて外貨を獲得できる有望な産業の 1 つである。さらに、機械部品、プラスチック製品、鉄鋼、非鉄金属製品等の分野では、工業化が一定の水準にまで進展していることは、「バ」国がこの動向を推進するような適切な政策を講じることにより、さらに工業化を進める大きな可能性があることを示している。

表 5-5 大規模及び中規模製造業の付加価値額

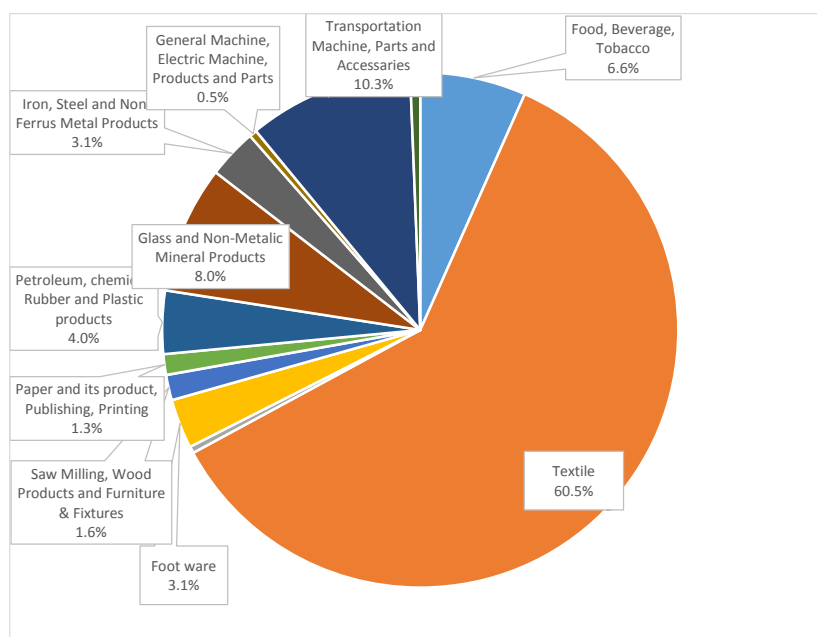
	2008-09		2013-14(p)	
	Million Tk.	Share	Million Tk.	Share
Food, Beverage, Tobacco	84,268	9.0%	121,772	6.6%
Textile	386,477	41.4%	1,107,888	60.5%
Leather and its product	5,312	0.6%	7,753	0.4%
Foot ware	28,196	3.0%	56,789	3.1%
Saw Milling, Wood Products and Furniture & Fixtures	26,284	2.8%	28,990	1.6%
Paper and its product, Publishing, Printing	18,980	2.0%	23,859	1.3%
Petroleum, chemical, Rubber and Plastic products	71,734	7.7%	72,556	4.0%
Glass and Non-Metalic Mineral Products	107,320	11.5%	146,580	8.0%
Iron, Steel and Non-Ferrus Metal Products	48,982	5.2%	56,687	3.1%
General Machine, Electric Machine, Products and Parts	7,980	0.9%	8,694	0.5%
Transportation Machine, Parts and Accessories	145,146	15.5%	189,588	10.3%
Others	2,902	0.3%	11,529	0.6%
Total	933,581	100.0%	1,832,685	100.0%

注: (p) は予測値。

表中の数字は名目値である。

出典：Bangladesh National Account Statistics: Sources and Methods 2013-14 (BBS)より JICA 調査団作成





注: (p) は予測値。図中の数値は表 4-5 の 2013-2014(p)のものである。  
 出典 : Bangladesh National Account Statistics: Sources and Methods 2013-14 (BBS)より調査団作成

図 5-12 大規模及び中規模製造業の付加価値額

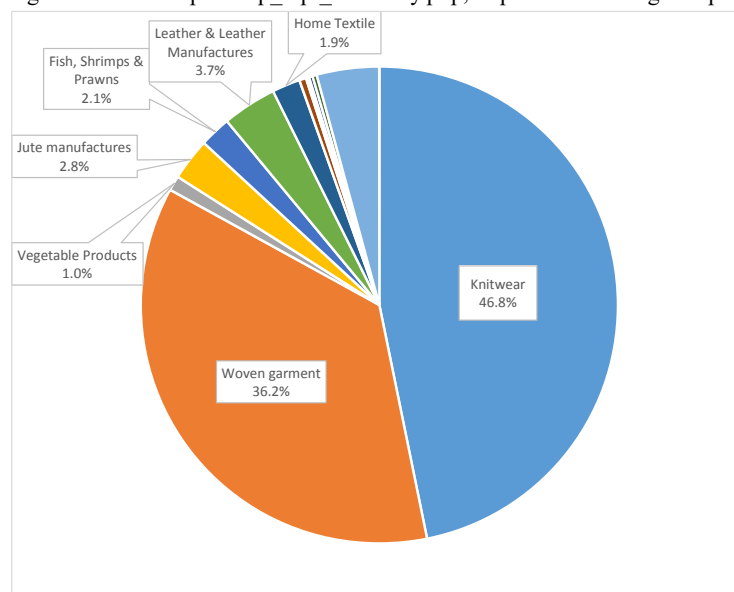
現在の「バ」国の製造業の状況を理解するために有益なもう 1 つの統計がある。それは表 5-6 に示す、製品別の輸出に関するものである。総輸出金額は 2011-2012 年の 153,225BDT から 2014-2015 年の 187,971BDT に拡大している（表中、SEZ からの輸出を除いた「Sub-Total」の項を参照。）。年平均の成長率は 7.1%となっている。

ニットウェアと織物服は、全輸出金額のそれぞれ 46.8%と 36.2%を占め、それらの増加が総輸出金額の増加につながっている。野菜加工品や皮革及び革製品、医薬品の輸出も同様に増加している。他方、原料ジュート、テリートオル、石油及び石油製品は減少傾向にある。現時点では、輸出による外貨獲得は、そのほとんどを、RMG やホームテキスタイル等の繊維産業と、製靴を含む皮革関連産業に依存している。「バ」国経済がさらに発展していくために、食品加工や製薬産業、ライトインダストリー等の新しい産業が輸出の中でより高いシェアを獲得していくことが期待される。

表 5-6 バングラデシュの輸出の推移

		2011-2012		2012-2013		2013-2014		2014-2015	
		crore Taka	% of	crore Taka	% of	crore Taka	% of	crore Taka	% of
RMG	Knitwear	70,910	46.3%	72,706	45.7%	82,425	46.2%	87,941	46.8%
	Woven garment	49,238	32.1%	55,563	34.9%	64,201	36.0%	68,104	36.2%
Vegetable Products		844	0.6%	1,030	0.6%	1,424	0.8%	1,894	1.0%
Jute manufactures		5,200	3.4%	5,988	3.8%	5,317	3.0%	5,351	2.8%
Fish, Shrimps & Prawns		4,758	3.1%	3,580	2.3%	4,097	2.3%	3,989	2.1%
Leather & Leather Manufactures		4,265	2.8%	5,399	3.4%	6,864	3.8%	6,890	3.7%
Home Textile		3,608	2.4%	3,316	2.1%	3,862	2.2%	3,589	1.9%
Raw Jute		1,866	1.2%	1,681	1.1%	948	0.5%	856	0.5%
Petroleum & Petroleum Products		972	0.6%	825	0.5%	535	0.3%	295	0.2%
Terry Towel		929	0.6%	193	0.1%	106	0.1%	123	0.1%
Bicycle		407	0.3%	462	0.3%	377	0.2%	443	0.2%
Pharmaeautical Products		391	0.3%	466	0.3%	508	0.3%	537	0.3%
Others		9,837	6.4%	7,902	5.0%	7,891	4.4%	7,959	4.2%
Sub-Total		153,225	100.0%	159,111	100.0%	178,555	100.0%	187,971	100.0%
Export of SEZ		27,086	-	30,549	-	34,820	-	38,515	-
Ground Total		180,310	-	189,660	-	213,375	-	226,486	-

出典： [https://www.bb.org.bd/econdata/export/exp\\_rcpt\\_comodity.php](https://www.bb.org.bd/econdata/export/exp_rcpt_comodity.php), <https://www.bb.org.bd/openpdf.php> より JICA 調査団



出典： [https://www.bb.org.bd/econdata/export/exp\\_rcpt\\_comodity.php](https://www.bb.org.bd/econdata/export/exp_rcpt_comodity.php), <https://www.bb.org.bd/openpdf.php> より JICA 調査団

図 5-13 輸出製品の構成比 (2014-2015)

### 5.5.2 「バ」国の製造業の役割と方向

調査団は、「バ」国産業省の政策立案担当者や、JICA から産業省に派遣されている政策アドバイザーへのインタビューを実施した。また、ビジョン 2021、第 7 次 5 か年計画といった政府による計画のレビューを実施した。これらのことから、製造業に期待されている役割と方向について、以下のように集約される。

- ・ 製造業は産業発展のドライバーであり今後もそうあり続ける。
- ・ 製造業をけん引するのは輸出市場である。
- ・ 1981年まで、ジュート及びジュート製品が輸出の70%を占めるに至っていたが、その後RMGがこれに取って代わり、輸出の80%を占めている。
- ・ RMGへの輸出の集中は、外部環境の変化に対して、経済を著しく脆弱にするものであり、輸出品目の多様化が、「バ」国の持続可能な成長のために極めて重要である。

バングラデシュ・パースペクティブプラン 2010-2021 (2012年4月)によれば、成長を生み出す産業として次のものが示されている。

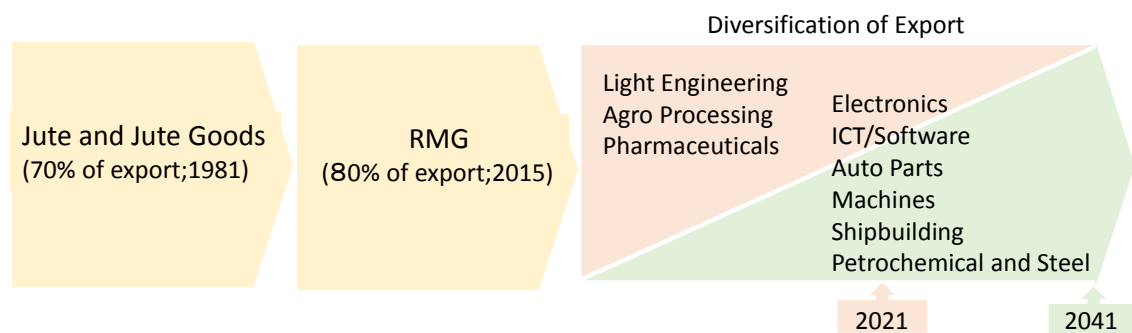
<p>&lt;主要な成長産業&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 食品加工、皮革及び製靴、製薬、造船、玩具、セラミックス、家具</li> </ul> <p>&lt;新たに出現する産業&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 自動車部品、電子、ライトエンジニアリング</li> </ul>
---

さらに、第7次5か年計画 2016-2020 (ファイナルドラフト, 2015年11月版)では、次の成長産業として次のものが示されている。

<p>&lt;高度成長産業&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 靴及び革製品、ライトエンジニアリング(自転車、電子)、製薬、ジュート製品、外洋船</li> </ul>
--

これらを集約して、本調査では、2041年に向けた将来の産業発展のイメージを、図5-14に示すようにまとめた。

2020年代初頭までは、「バ」国経済は伝統的な産業、すなわち、RMG、ジュート、皮革等に多くを依存し続けるものの、徐々に新しい産業が拡大する。輸出品目は、ライトエンジニアリング製品、食品加工品、医薬品などに多様化することが期待される。それ以降、すなわち2041年に向けて多様化は、電子、情報通信/ソフトウェア、自動車部品、機械、造船などの、より付加価値の高い、新しい産業や製品に拡大していく。



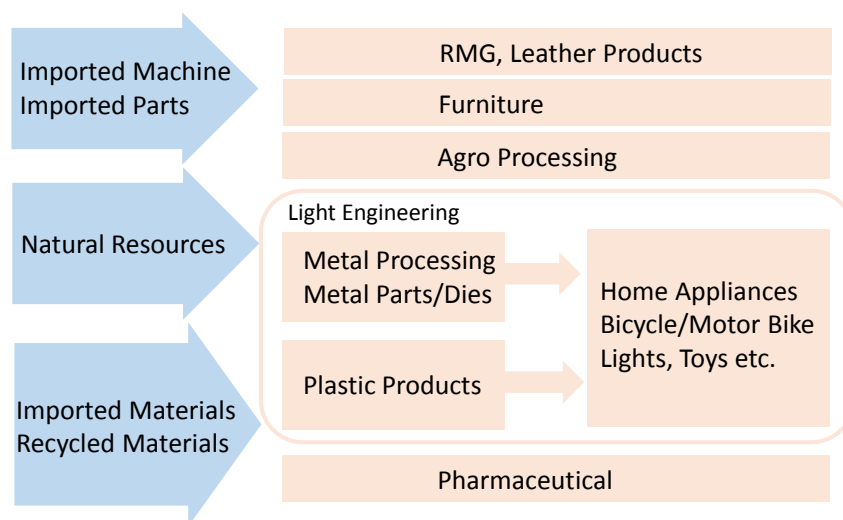
出典：JICA 調査団

図 5-14 2041 年に向けた「バ」国の工業発展イメージ

2020年代初頭及び2041年における「バ」国の製造業の産業構造の将来イメージを、それぞれ図5-15及び図5-16に示す。

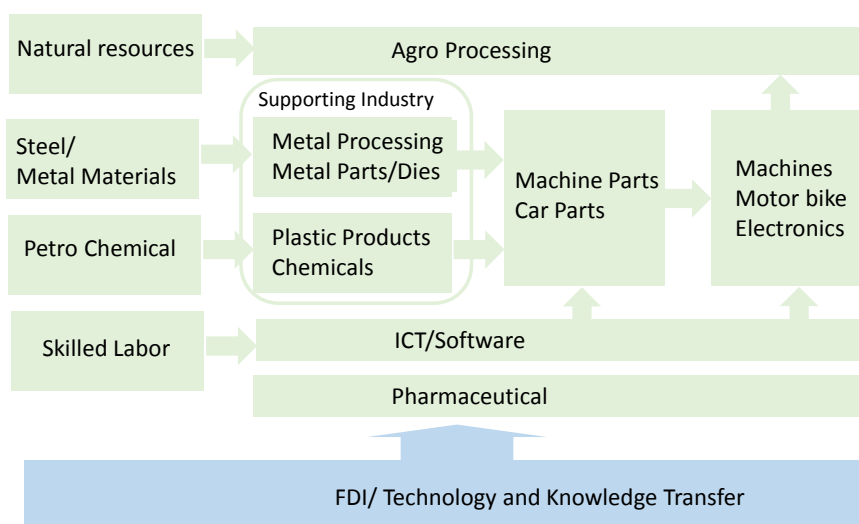
2020年代初頭までは、「バ」国の製造業は、国内で直接調達できる天然資源のほかに、輸入された素材、部品、機械を使用しつづける。このことは、原材料から製品に至る製造業のバリューチェーンが、比較的単純であることを意味する。ここでは中小企業が大きな役割を果たすことが期待される。中小企業を振興し、輸出市場に参入することを支援するために、様々な支援施策が講じられる必要がある。

2041 年に向けて、「バ」国の製造業は、原材料から機械、そして最終製品に至るまでのより複層的なバリューチェーンを自ら構築し、より高い付加価値を生み出すことが期待される。外資を導入し、先進的な技術や知識を獲得することは、このために欠かすことができない。このときには、「バ」国の製造業は、中小企業だけでなく、石油化学や鉄鋼のような重工業が、産業のバリューチェーンに組み込まれているであろう。また本調査では、「バ」国自身の天然資源を活用できることから、食品加工産業も重要な産業としてありつづけることを強調したい。大きな雇用を維持し、食糧供給を確保することは「バ」国にとって重要なものであることから、食品産業は重要な役割を果たし続けることが期待される。食品産業は、タイの経験に見られるように、食品加工プロセスの高度化によって、高い付加価値を生み出す産業になることが可能である。



出典：JICA 調査団

図 5-15 2020 年代初頭の製造業の産業構造のイメージ



出典：JICA 調査団

図 5-16 2041 年時点での製造業の産業構造のイメージ

### 5.5.3 工業化過程における「バ」国の現在の位置と取られるべき政策

アジアの新興国の工業化の過程に関するいくつかの学術的な研究によれば、一般にアジアの新興国の工業化の過程には、次に示す3つのフェーズがあることが観察されている。

フェーズ 1: 幼稚産業保護政策の下での、労働集約型産業及び軽工業による、輸入代替工業化

フェーズ 2: 輸出振興政策の下での、繊維産業や製靴産業のような動労集約型産業による、輸出志向工業化

フェーズ 3: 金属加工産業や機械産業のような、技術集約型及び資本集約型産業による輸出志向工業化

調査団は、この過程が「バ」国にも適用可能であると考えている。第 7 次 5 か年計画によれば、「バ」国は独立後、主として輸入代替貿易政策を採用してきた。1990 年頃に、「バ」国は、この輸入代替による保護政策が自国の成長を阻害するようになり、政策の変更が必要である状況に至ったことに気づいた。これは「バ」国経済が、1990 年ころにフェーズ 1 からフェーズ 2 に進み、現在はフェーズ 2 の途上にあることを示している。

過去に実施された研究によれば、タイでは、1960 年代に輸入代替工業化政策を採用していたが、1971 年にこれを輸出志向工業化政策に変更した。その結果、GDP に占める貿易額の比率は、1970 年には 30% 以下だったものが、1981 年には 50% に、さらに 1990 年には 65% に増加した。タイの工業化は 1980 年代中ごろにフェーズ 3 に移行した。

これらの工業化の期間を通じてタイで採られた政策を見ると、「バ」国においても、今後工業化が進む過程の中で、以下に示すような様々な政策を講じる必要がある。

フェーズ 1: 輸入代替工業化

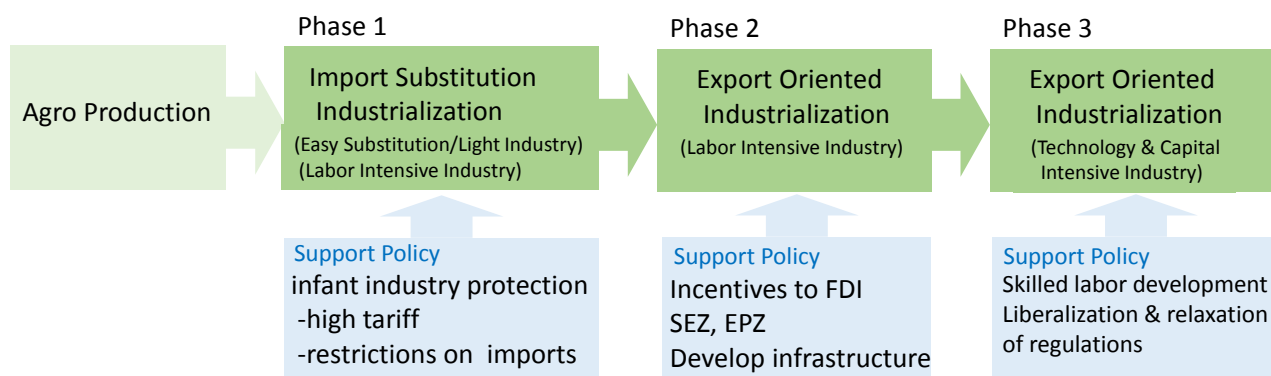
幼稚産業保護のための政策が必要とされる (例: 高関税、輸入制限)。

フェーズ 2: 輸出志向工業化 (労働集約型産業)

海外直接投資に対するインセンティブの提供、海外企業のための、SEZ のような工業団地の建設、港湾、道路、鉄道、発電所等の様々なインフラ整備が必要である。

フェーズ 3: 輸出志向工業化(技術及び資本集約型産業)

フェーズ 3 の段階では、フェーズ 2 で採られた政策に加えて、国際競争の中での工業化を実現するために、熟練労働力の開発や規制緩和が必要となる。



出典: JICA 調査団

図 5-17 工業化過程と必要とされる支援施策

## 5.6 2041 年までの「バ」国 GDP 見通し

前節で議論された仮説に基づき、本章では 2041 年までの「バ」国の GDP 成長率を予測した。

### 5.6.1 「バ」国政府 GDP 成長率目標

2020 年までの最初の 5 か年について、本章では第 7 次 5 か年計画で示された、GDP 成長率目標を参照する。図 5-18 で示されているとおり、「バ」国政府は 5 か年計画 (2016 年度-2020 年度) で年率 7.4% の GDP 成長率を設定した。GDP 成長率は 2015 年度の 6.5% から 2020 年度の 8.0% へと、着実な増加が見込まれる。「バ」国政府は、2013 年度以後 GDP 成長率の上昇傾向が続くと予測している。



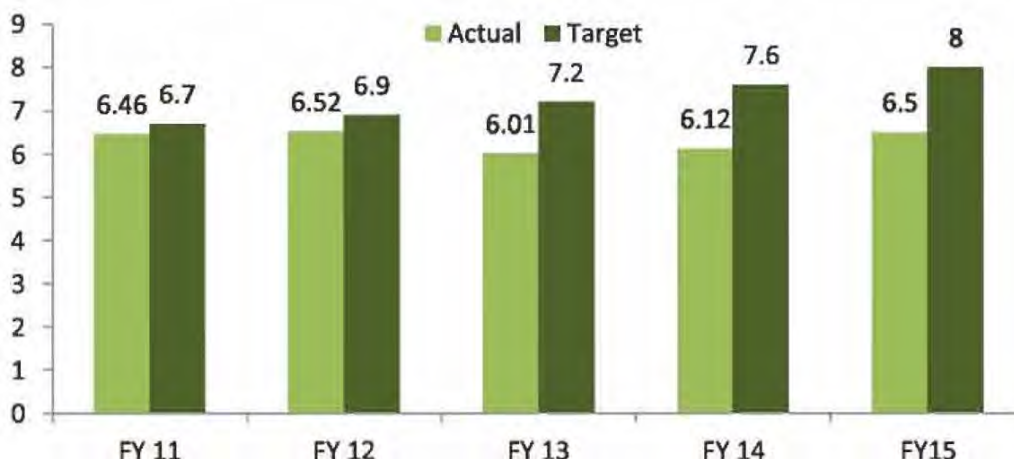
出典：Bangladesh Planning Commission “Seventh Five Year Plan FY2016-FY2020”, December 2015

図 5-18 第 7 次 5 年計画における GDP 成長率予測

「バ」国政府発表の速報値によると、2015-2016 年度の GDP 成長率は 7.05% となり、第 7 次 5 年計画の初年度目標 7.0% を達成したとのことである。国内経済の生産性の改善及び、強い国際競争力を考慮すると、「バ」国経済は今後 5 年間、少なくとも 6% 以上の GDP 成長率を維持できると想定されるが、バ国政府が掲げる 7.4% の成長率目標を達成するのはは容易ではないように思われる。

GDP 成長率が 1985～1990 年の年率 3.8% から 2011～2015 年の年率 6.3% へと上昇したことから分かるように、「バ」国経済が高度成長基調に入ったと言える一方で、表 5-1 で示したように、過去の 5 年計画（第 1 次から第 6 次）の実質成長率は、いずれも政府目標を下回っており、一般論として、「目標」が野心的になりがちであることには留意すべきである。

第 6 次 5 年計画（2011 年度から 2015 年度）の過去 5 年間では、図 5-19 で示されているように、実質成長率が常に目標を下回っていた。第 7 次 5 年計画の中で、第 6 次計画の達成状況に関するレビューが行われており、それによると第 6 次計画での GDP 成長目標に対して実績が未達になった主要要因として、「サービス部門の成長が制約された」ことに加え、「公共及び民間の両部門における投資率の未達」や「農業における予測成長率の未達」が挙げられている。これらは、更なる高成長を誘引するための経済制度改革が遅れたことを意味しており、今後もこうした経済政策の導入が予定どおり進まなければ、経済成長の機会を十分に刈り取ることができず、「バ」国政府が期待する経済成長目標が達成できない状況が続く恐れがある。



出典：Bangladesh Planning Commission “Seventh Five Year Plan FY2016-FY2020”, December 2015

注：2014-2015 年度の実績は、後に 6.5% から 6.6% に修正されている。

図 5-19 第 6 次 5 年計画における政府予測と実績の比較

## 5.6.2 国際機関による予測

表 5-7 では、国際通貨基金(IMF)や世界銀行、アジア開発銀行(ADB)等の国際機関との比較で、「バ」国の GDP 成長率予測を示している。

これらの国際機関では「バ」国の GDP が、2016 年以後は 6.7%から 7.0%に増加すると予測している。上記の予測は「バ」国経済成長における近年の実績を反映しており、非常にポジティブであると考えられる。しかしながら、これらの予測と比較しても、「バ」国政府の GDP 成長率目標は野心的である。

**表 5-7 「バ」国 GDP 成長率予測:国際機関との比較(実質 GDP)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
IMF “World Economic Outlook” (2015 年 10 月)	6.5%	6.8%	7.0%	7.0%	7.0%	6.7%
World Bank “Global Economic Prospects” (2016 年 1 月)	6.5%	6.7%	6.8%	6.8%	-	-
ADB “Asian Development Outlook 2015” (更新:2015 年 9 月)	6.5%	6.7%	-	-	-	-
GoB “Seventh Five-Year Plan” (2015 年 12 月)	6.5%	7.0%	7.2%	7.4%	7.6%	8.0%

出典：国際通貨基金 (IMF)、世界銀行、アジア開発銀行の出版物より

## 5.6.3 PSMP 2016における予測

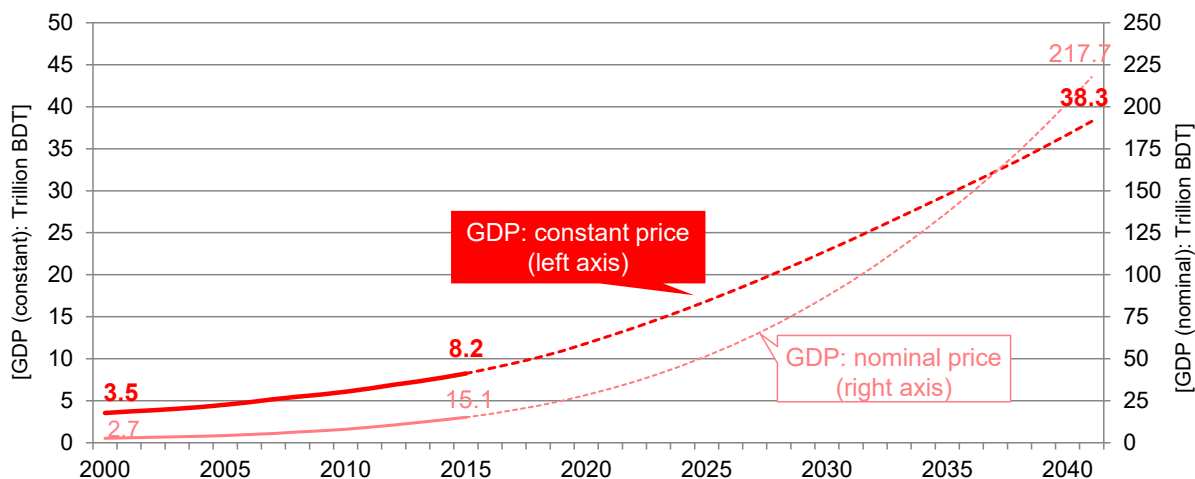
調査団による当初の分析においても、2016 年度から 2020 年度の年率 7.4%の成長率目標は高過ぎる可能性があり、国際機関が予測している年率 6.5%から 7.0%の見通しの方がより現実的であると思われた。仮に「バ」国経済のファンダメンタルズが引き続き好調であったとしても、「バ」国が輸出主導型経済へ移行中であることを考慮すると、中国経済の成長鈍化に影響された近年の世界経済における減速も、今後の「バ」国の成長に影響を及ぼすと考えられる。

しかし本調査では、「バ」国政府が公式発表した経済開発計画との整合性に考慮し、前節で議論されたように、経済成長推進のための最適な政策措置が実施されるとの前提に立ち、「バ」国政府による経済成長目標に順じ、2016 年から 2020 年までの経済成長率は年率 7.4%が達成されることとした。

これに続く 2020 年代前半の 5 年間においては、第 7 次 5 年計画の期間と同程度の経済成長率を達成するものとし、これにより、高中所得国の基準に到達すると想定した。それ以後は、経済がある一定水準の成熟期に到達すると、成長率は若干緩やかになるものの、GDP は引き続き着実に成長することとした。

図 5-20 は、2041 年までの実質及び名目価格それぞれにおける、本調査での GDP 見通しを示している。実質 GDP (2005 年価格で実質) は、2041 年に 38 兆 BDT に到達すると見込まれ、現在の水準 (8.2 兆 BDT) の約 4.6 倍となる。名目 GDP(現在価格)は、2041 年に約 220 兆 BDT になると予測されている。2016 年から 2041 年までの平均成長率は、実質価格で年率 6.1%、名目価格で 10.8%となる。

GDP 見通しの方法論については、次節で詳細に説明する。



出典：JICA 調査団

図 5-20 2041 年までの GDP 予測

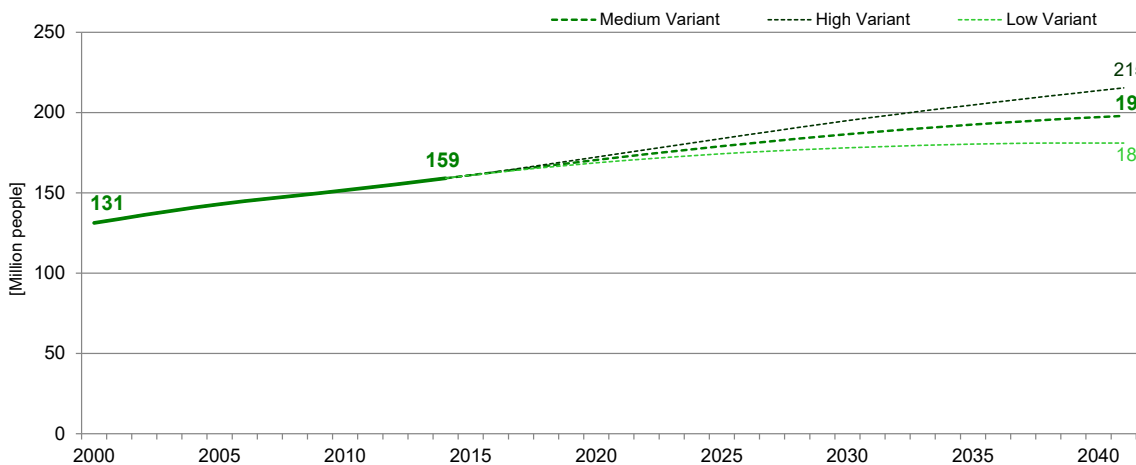
## 5.7 本章の GDP 予測方法論

### 5.7.1 人口

図 5-21 で示されているとおり、人口予測は国際連合の「World Population Prospects 2015(WPP)」を参照している。WPP では人口増加について、3つのシナリオ、「高位推計」「中位推計」「低位推計」を示している。本 GDP 予測で採用された「中位推計」のシナリオでは、2041 時点の人口は 1 億 9800 万人に到達すると見込まれている。

人口密度が高い「バ」国では依然として人口は増加しているが、近年はその増加が緩やかになっている。2000 年頃には増加率が約 2%であったが、2014 年に 1.2%に減少した。「中位推計」シナリオでは、この減少傾向が持続することが見込まれ、2041 年の増加率は 0.4%となるであろう。2015 年から 2041 年の全期間にわたって、平均増加率は年率 0.8%となるであろう。表 5-8 は各期間における人口予測及び 5 か年（または 6 か年）平均をまとめている。

「高位推計」シナリオでは、増加率が 2020 年代から若干減少し始めるが、人口増加は幾分緩やかとなる。一方「低位推計」シナリオでは、増加率ははるかに早く低下し始め、2039 年から総人口が減少し始める（例、増加率が負となる）。



出典：United Nations “World Population Prospects 2015”

図 5-21 2041 年までの人口予測



表 5-8 2041 年までの人口予測(中位推計シナリオ)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
人口(1,000 人)	151,617	153,406	155,257	157,157	159,078	160,996	162,911
平均成長率(年率)	1.2%	1.2%	1.1%	1.0%	0.8%	0.6%	0.5%

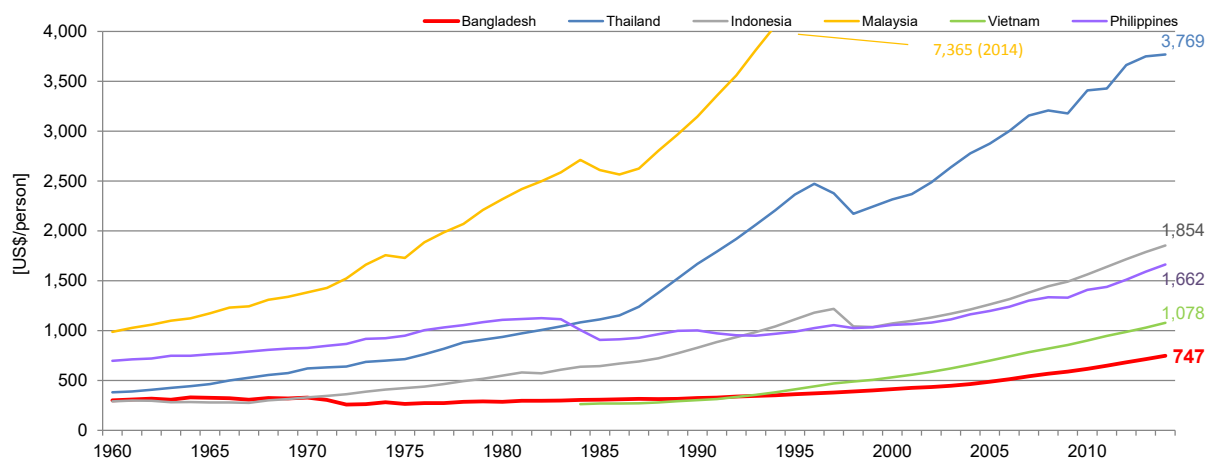
出典：United Nations “World Population Prospects 2015”

注) 平均増加率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

### 5.7.2 経済開発シナリオ

図 5-2 と同様に、図 5-22 では「バ」国の 1 人当たり GDP の推移を ASEAN 諸国と比較している。

ASEAN 諸国では 1,000 USD を達成した後、1 人当たり GDP が急成長を遂げたことを考慮すると、間もなくこの分岐点に到達する見込みである「バ」国は、この流れをたどり加速度的な経済成長に対して、優れた潜在力があると予想される。

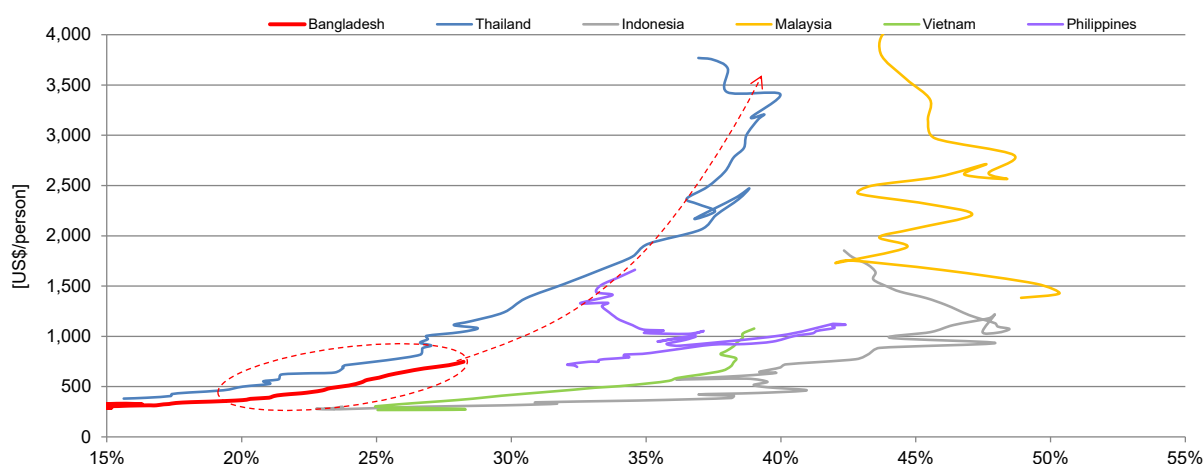


出典：世界銀行データベース

図 5-22 「バ」国と ASEAN 諸国の 1 人当たり GDP の推移

図 5-23 は 1960 年以降の「バ」国と ASEAN 諸国における、GDP 産業部門のシェア（横軸）と、1 人当たり GDP（縦軸）の関係を示している。一般的な傾向として、ある一定水準まで 1 人当たり GDP は GDP 産業部門のシェアの伸びに伴って増加し、産業化の初期段階であると見なされる。その後 GDP は引き続き増加する一方で、GDP 産業部門におけるシェアは相対的に安定し、国家の産業化の後に、経済成長が一定段階の成熟期に入ったと見なされる。

産業部門のシェアが 20%を超過した時に、「バ」国の 1 人当たり GDP は急速に増加し始めた。この曲線は以前タイが経験した推移と、同様の道筋をたどっている。従って本章では、タイの経済開発の歴史は、「バ」国の経済開発の将来シナリオを予測するのに、良い参考になると想定する。



出典：世界銀行データベースを基に JICA 調査団作成

図 5-23 「バ」国と ASEAN 諸国(1960-2014)における GDP 産業部門のシェアと 1 人当たり GDP (実質 GDP)

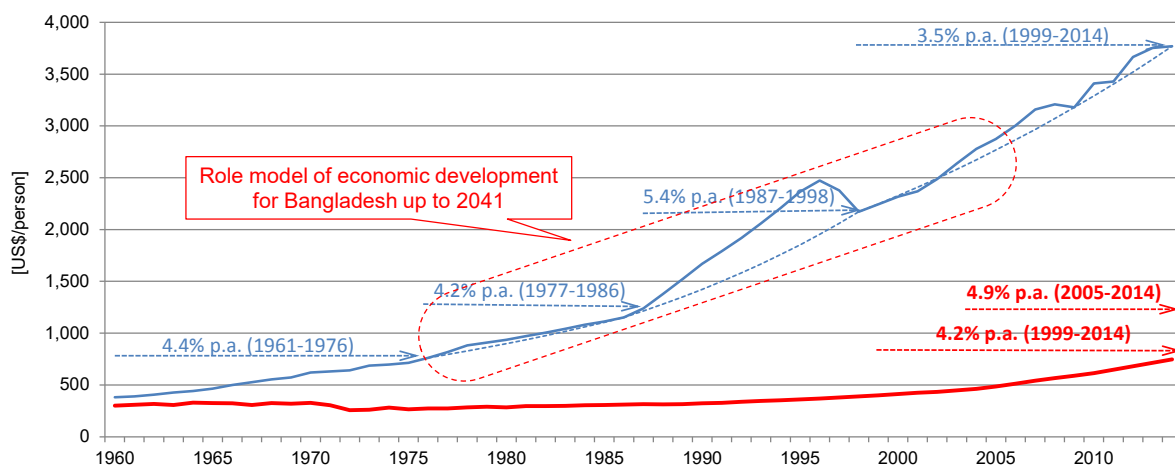
上記で議論したように、2014 年時点の「バ」国の 1 人当たり GDP (2005 年の実質 GDP) は 747 USD で、それは 1976 年頃のタイの GDP とほぼ等しい。

図 5-24 では「バ」国の経済発展のロールモデルとしての、タイの 1 人当たり GDP の推移を示している。「バ」国の経済発展の現状は、タイと同様に比較できる。「バ」国が 1999 年から 2014 年 (16 年間) に 1 人当たり GDP が年率 4.2% 増加した一方で、タイでは 1961 年から 1976 年 (16 年間) に年率 4.4% の増加率となり、1977 年から 1986 年 (10 年間) には年率 4.2% の増加率であった点と、類似している。

「バ」国がタイの過去の経済発展の道筋を辿っていると仮定すると、特に 1 人当たりの国家 GDP が約 2000 USD に達する時に、高い成長は続く予測される。近年の「バ」国の高い経済成長と、「バ」国の後発としての利点を考慮し、本調査では「バ」国の 2014 年から 2041 年までの 27 年間の 1 人当たり GDP は、タイにおける 1976 年から 2003 年までよりも、若干高い成長になると想定する。

タイでは後に、1980 年代半ばから 1990 年の終わりに、さらに急速な経済成長を遂げた。タイはアジア金融危機による経済落ち込みに苦しんだかと思われたが、1986 年から 1998 年までの 1 人当たり GDP の平均成長率は 5.4% となり、前後よりさらに高くなった。1990 年代終わりから現在に至るまで、タイの 1 人当たり GDP は年によって変動はあるものの、平均年率 3.5% の成長率を維持している。

「バ」国が過去のタイの経済成長をたどっていると仮定すると、特に国の 1 人当たり GDP が約 2,000 USD に到達する期間中、高成長は持続すると見込まれる。「バ」国経済の近年の高成長と追随者としての利点に鑑み、本章では「バ」国の 2014 年から 2041 年の 27 年間ににおける 1 人当たり GDP は、タイにおける 1976 年から 2003 年の 27 年間よりも、若干速く成長を遂げるのではないかと想定している。



出典：世界銀行データベースを基に JICA 調査団作成

図 5-24 「バ」国（赤）とタイ（青）における 1 人当たり GDP（実質 GDP）の推移

上記の見解に基づき、本章では 2041 年までの 1 人当たりの GDP 成長率を、以下の通りに予測する。

- ・ 2016 年から 2020 年：  
政府の GDP 成長率目標（年率 7.4%）と一致する、年率 6.2% の平均成長率が達成されるであろう。
- ・ 2020 年代：  
タイ過去の経験で 1980 年代及び 1990 年代に、1 人当たり GDP が 1,000 USD から 2,000 USD へと増加した際の高成長と同様の、高い成長率が持続する。
- ・ 2030 年代と以後：  
国の経済成長率が一定の成熟段階に達すると、成長率は若干緩やかになっていく。

調査団による、1 人当たり GDP の予測結果は、表 5-9 にまとめられている。2041 年時点の 1 人当たり GDP は約 3,000 USD に達すると予測され、それは 2015 年時点よりも 3.8 倍となる。

表 5-9 2041 年までの 1 人当たり GDP 予測（2005 年価格の実質ベース）

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
1 人当たり GDP (USD)	615	787	1,063	1,444	1,883	2,357	2,970
GDP precipitate (BDT)	40,042	51,215	69,245	94,035	122,611	153,446	193,361
為替レート (BDT/USD)	65.1						
成長率（年率）	4.8%	5.0%	6.2%	6.3%	5.5%	4.6%	3.9%

出典：JICA 調査団

注）平均増加率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

現在価格（名目 GDP）の 1 人当たり GDP 予測は、表 5-10 のとおりである。現在価格では、1 人当たり GDP は約 110 万 BDT、または約 11,000 USD を達成すると予測されている。現在約 7% の「バ」国の GDP デフレーターは、約 3% に徐々に低下すると予測される。「バ」国のインフレを考慮すると、BDT は USD に対して下落すると推定され、2041 年の為替レートは約 100 BDT/USD となるであろう。

**表 5-10 2041 年までの 1 人あたり GDP の予測 (名目ベース)**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041	
1人あたり GDP (USD)	760	1,207	1,998	3,270	5,060	7,396	10,993	
1人あたり GDP (BDT)	52,602	94,015	166,131	287,938	467,860	712,373	1,100,271	
為替レート (BDT/USD)	69.2	77.9	83.2	88.0	92.5	96.3	100.1	
GDP デフレーター (年率)	6.8%	6.9%	5.5%	5.0%	4.5%	4.0%	3.4%	
成長率 (年率)	USD	9.4%	9.7%	10.6%	10.4%	9.1%	7.9%	6.8%
	BDT	12.0%	12.3%	12.1%	11.6%	10.2%	8.8%	7.5%

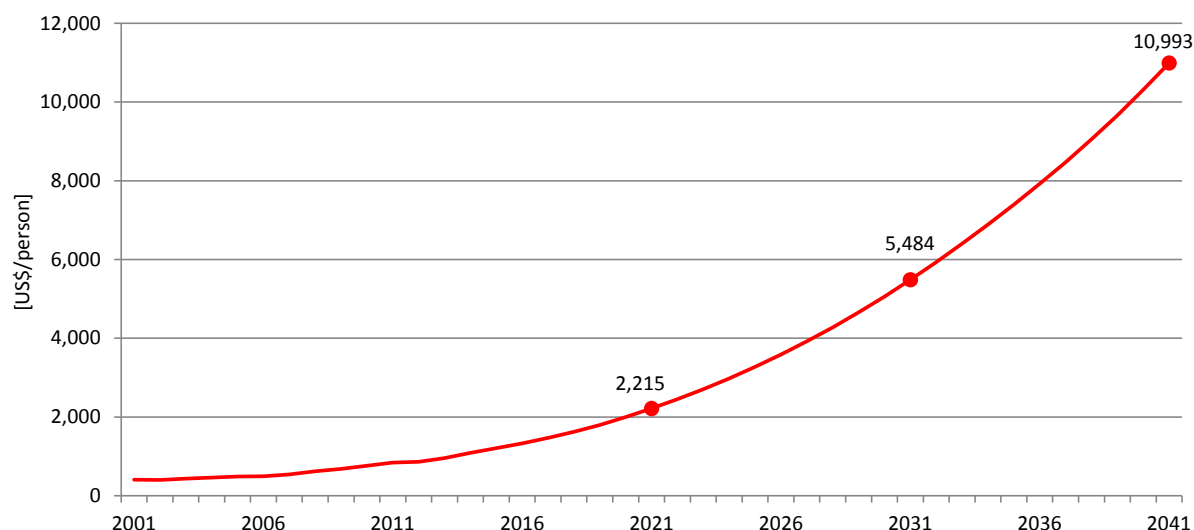
出典：JICA 調査団

注) GDP デフレーターと成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

世界銀行の country classification (最新版：2015 年 2 月) において、低所得経済国、中所得経済国、高所得経済国は、以下の通り定義されている。

- ・ 低所得経済国：1 人あたり GNI (Gross National Income、国民総所得) が 1,045 USD 以下の国
- ・ 中所得経済国：1 人あたり GNI が 1,045 USD 以上で、12,736 USD 以下の国  
(低中所得国と高中所得国は 1 人あたり GNI が 4,125 USD で分かれている)
- ・ 高所得経済国：1 人あたり GNI が 12,736 USD 以上の国

本章では、「バ」国の 1 人あたり GDP が 2041 年には約 11,000 USD (表 5-10 も参照) に達し、GDP と GNI がさほど変わらないことを考慮すると、「高所得経済国」の定義にほぼ達すると推定する。すなわち、この目標の達成には楽観的な経済成長想定が必要であるとしても、2041 年までに「バ」国を先進国にするという「バ」国政府の目標は、さほど非現実的でないかもしれない。高中所得経済国の基準である、1 人あたり GNI の 4,125 USD は、2020 年代に達成すると考えられる。



出典：JICA 調査団

**図 5-25 1 人あたり GDP の推移と予測 (名目ベース)**

### 5.7.3 2041 年までのGDP予測

図 5-25 で既に表示されているとおり、1 人あたり GDP を人口と乗じることによって、2041 年までの「バ」国の GDP が予測された。

表 5-11 と表 5-12 はそれぞれ、実質ベース（2005 年価格で実質）での GDP 予測と名目ベース（現在価格）をまとめた表である。実質 GDP は 2020 年代中盤までは 7%より高い成長を続けると予測され、その後経済開発が一定の成熟段階に達すると成長率は若干緩やかになると考えられる。

**表 5-11 実質 GDP 予測（2005 年価格基準）**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
GDP（百万 USD）	93,236	126,630	181,282	258,598	351,109	453,642	587,665
GDP（10 億 BDT）	6,071	8,245	11,804	16,838	22,862	29,538	38,265
為替レート (BDT/USD)	65.1						
成長率(年率)	6.1%	6.3%	7.4%	7.4%	6.3%	5.3%	4.4%

出典：JICA 調査団

注) 成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

**表 5-12 名目 GDP 予測（現在価格）**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041	
GDP（百万 USD）	115,279	194,300	340,576	585,615	943,451	1,423,643	2,175,520	
GDP（10 億 BDT）	7,975	15,136	28,320	51,559	87,237	137,132	217,738	
為替レート (BDT/USD)	69.2	77.9	83.2	88.0	92.5	96.3	100.1	
GDP デフレーター (年率)	6.8%	6.9%	5.5%	5.0%	4.5%	4.0%	3.4%	
成長率(年率)	USD	10.7%	11.0%	11.9%	11.4%	10.0%	8.6%	7.3%
	BDT	13.3%	13.7%	13.3%	12.7%	11.1%	9.5%	8.0%

出典：JICA 調査団

注) GDP デフレーターと成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

表 5-13 と表 5-14 では、GDP 予測が PPP（購買力平価：power purchasing parity）で表されている。変換係数を設定するにあたり、世界銀行のデータベースが参照された。PPP の観点からは、現在価格での 1 人あたり GDP は、2041 年に約 32,000 USD を達成すると見込まれている。

**表 5-13 GDP 予測（PPP、2011 年価格基準）**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
GDP（百万 USD）	371,659	504,770	722,625	1,030,822	1,399,588	1,808,308	2,342,549
1 人あたり GDP	2,451	3,135	4,239	5,757	7,506	9,394	11,837
変換係数 (BDT/USD)	13.5						

出典：JICA 調査団

表 5-14 GDP 予測 (PPP、現在価格)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
GDP (百万 USD)	364,141	558,287	978,583	1,682,660	2,710,837	4,090,581	6,250,966
1 人当たり GDP	2,402	3,468	5,741	9,397	14,538	21,250	31,587
変換係数 (BDT/USD)	21.9	27.1	28.9	30.6	32.2	33.5	34.8

出典：JICA 調査団

#### 5.7.4 産業別GDP構成

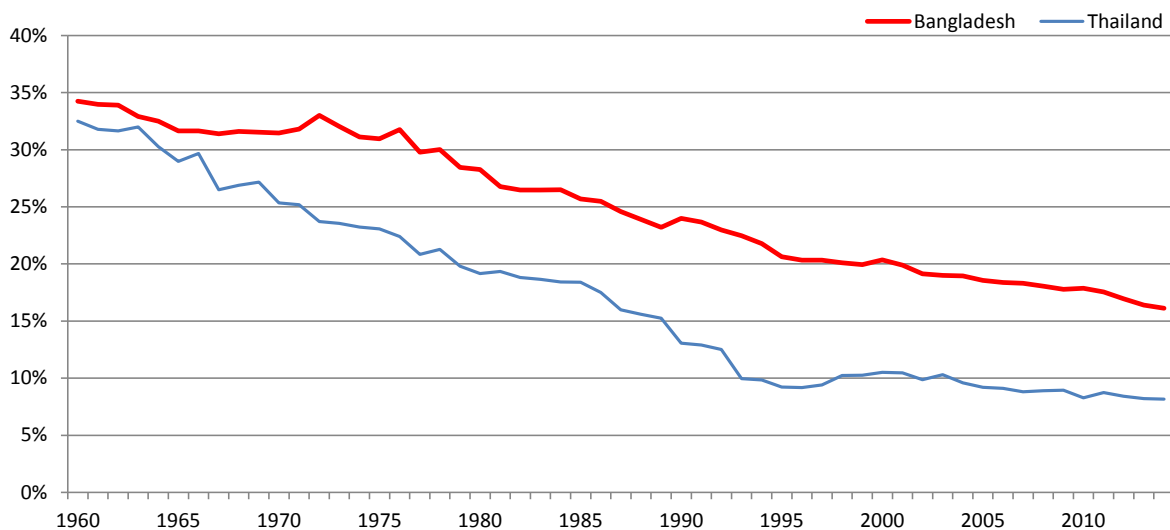
本章では農業、産業、商業及び公共サービス等の、セクター別付加価値による産業別 GDP 構成の予測を行った。

##### (1) 農業

図 5-26 では「バ」国とタイにおける、GDP 全体での農業セクターのシェアにおける推移を比較している。「バ」国とタイ双方で、農業セクター付加価値シェアは一定して減少している。

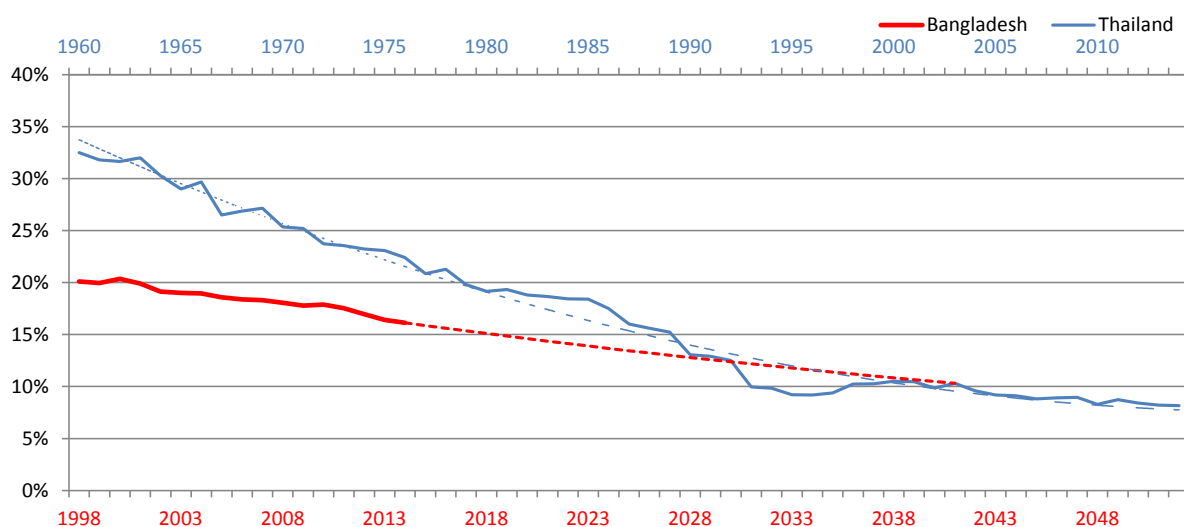
タイでは 1990 年代半ばまでは、国家経済に占めている農業シェアの低下が著しかったが、以降は約 8-10%の比較的一定のシェアを維持している。タイの GDP 全体で農業セクターが一定のシェアを維持しているという傾向は、農業が自給からより付加価値のある農産物へ移行することで現代化され、輸出競争力を得たという議論を裏付けている。

「バ」国はタイの推移をたどっているが、低下のペースはより緩やかである。従って本章では、GDP における農業シェアは引き続き低下すると予測しているが、図 5-27 で示しているとおり、2041 年時点であっても約 10%は維持すると想定した。



出典：世界銀行データベース

図 5-26 GDP における農業シェア：「バ」(赤)、タイ(青)



出典：JICA 調査団

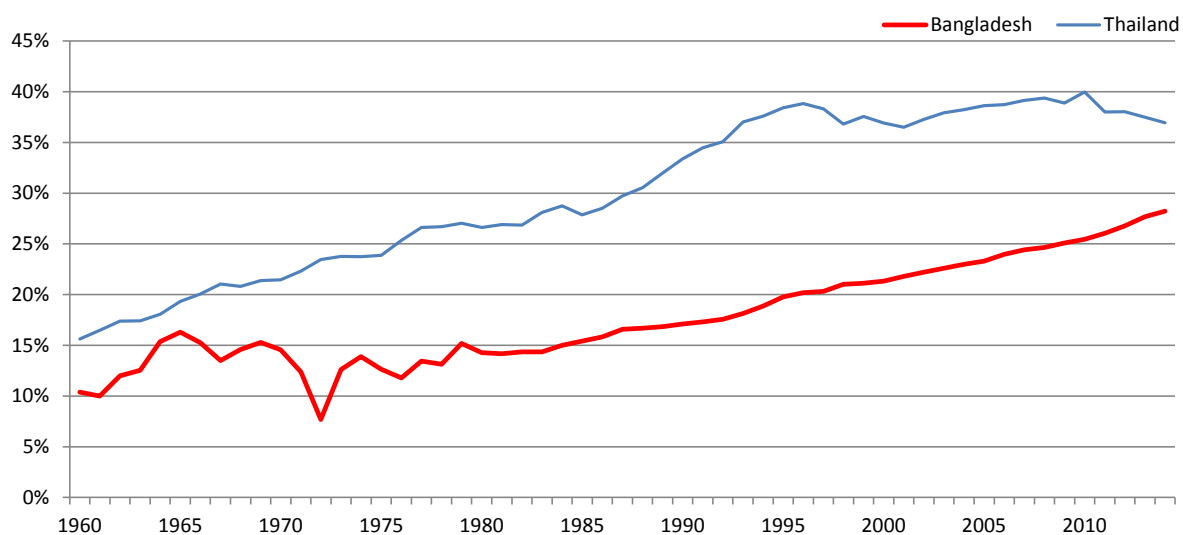
図 5-27 GDP における農業シェア：「バ」(赤)、タイ (青)

## (2) 産業

図 5-28 では「バ」国とタイにおける、GDP 全体での産業セクターのシェアにおける推移を比較している。「バ」国では、産業セクター別付加価値のシェアは 1980 年初頭から増加し始めた。以降、「バ」国は産業化の方向に向かっている。

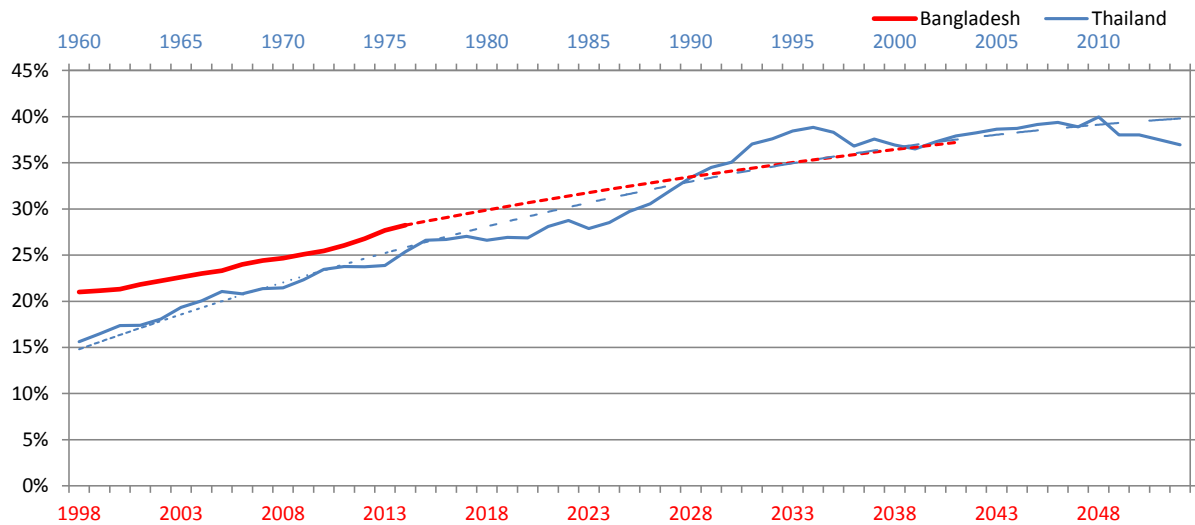
タイでは、GDP に占める産業セクターのシェアは、1990 年半ばまで継続的に増加し、以降は 35%から 40%の間で比較的一定であった。これはタイの産業化が、ある一定の成熟段階に達したからであると考えられる。

本章では、図 5-29 に示されているとおり、「バ」国はタイの過去の傾向をたどり、GDP に占める産業セクターが 2041 年には 37%にまで増加すると想定している。



出典：世界銀行データベース

図 5-28 GDP における産業セクターのシェア：「バ」(赤)、タイ (青)

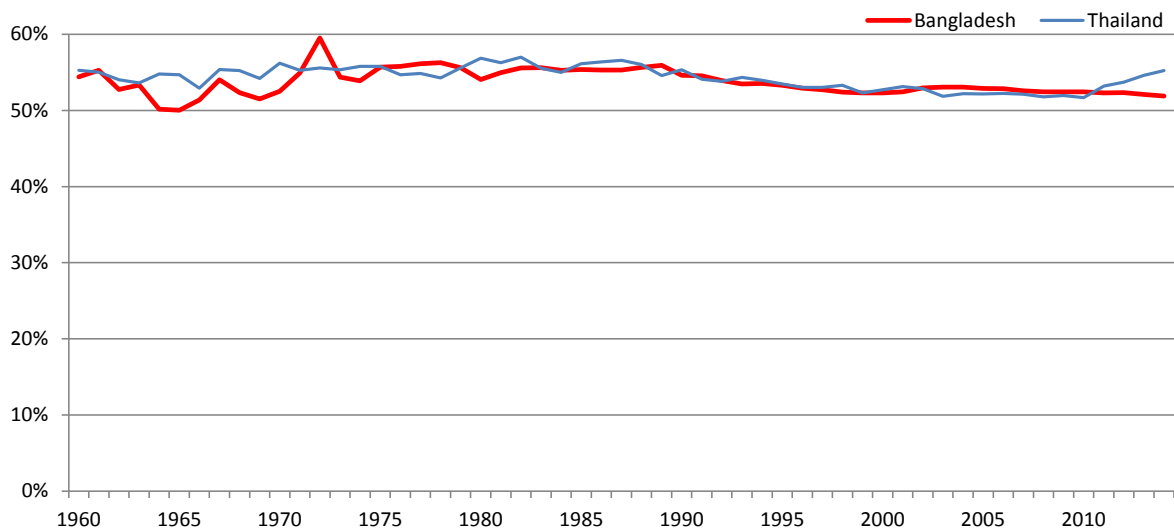


出典：JICA 調査団

図 5-29 GDP における産業セクターのシェア：「バ」(赤)、タイ(青)

### (3) 商業及び公共サービス

図 5-30 では「バ」国とタイの、GDP 全体での商業及び公共サービスのシェアにおける推移を比較している。両国共に、50%から 60%の比較的安定したシェアとなり、「バ」国では若干の低下傾向が見られた。本章では、この傾向は継続すると想定している。



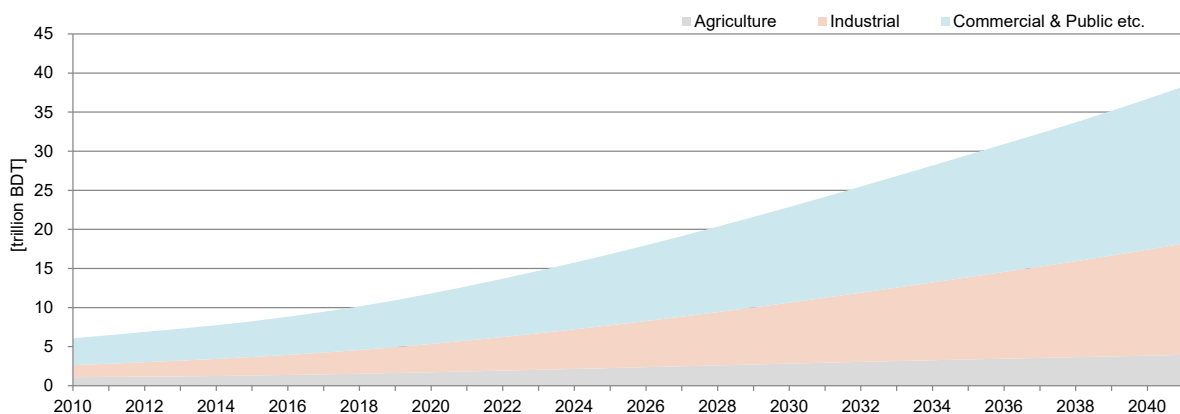
出典：世界銀行データベース

図 5-30 GDP における商業及び公共サービスのシェア：「バ」(赤)、タイ(青)



#### (4) まとめ

図 5-31 では、2041 年までの産業別 GDP 構成（実質 2005 年価格）における、調査団による見通しを示している。2041 年時点では、農業、産業、商業及び公共サービスはそれぞれ、3.9 兆 BDT、14.2 兆 BDT、20.1 兆 BDT に増加すると予測している。



出典：JICA 調査団

図 5-31 GDP 予測におけるセクター構成（実質 GDP、2005 年価格で実質）

#### 5.7.5 高成長シナリオ、低成長シナリオの検討

5.7.3 節で想定した GDP 見通しを標準シナリオとした上で、高成長シナリオおよび低成長シナリオについても検討した。

各シナリオとも、5.7.2 節で論じた経済開発シナリオに沿って、「バ」国経済が成長を続けることを前提としつつ、持続的な発展に向けた経済改革政策の強弱差等により、長期的な経済成長トレンドに幅が生じうると考えた。具体的には、2020 年までの経済成長見通しについては、いずれのシナリオとも、第 7 次 5 ヶ年計画で掲げた GDP 成長率目標を達成するとして、2020 年代以降、経済の成熟化とともに成長が次第に緩やかになる過程において、高成長シナリオにおいては成長率が鈍化するペースを比較的緩やかに、低成長シナリオにおいては成長率が鈍化するペースを比較的速めにしている。

その結果、2036～2041 年の平均成長率（実質ベース）が、標準シナリオにおいては 4.4% 程度に落ち着くと想定したのに対し、高成長シナリオにおいては年平均 5.0%、低成長シナリオにおいては年平均 4.0% 程度と想定している。高成長シナリオにおける GDP 見通しを表 5-15（実質）および表 5-16（名目）に、低成長シナリオにおける GDP 見通しを表 5-17（実質）および表 5-18（名目）に、それぞれ示す。

表 5-15 実質 GDP 予測（2005 年価格基準）— 高成長シナリオ

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
GDP（百万 USD）	93,236	126,630	181,282	259,889	357,613	472,273	633,087
GDP（10 億 BDT）	6,071	8,245	11,804	16,922	23,286	30,751	41,223
成長率（年率）	6.1%	6.3%	7.4%	7.5%	6.6%	5.7%	5.0%

出典：JICA 調査団

注）成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

表 5-16 名目 GDP 予測（現在価格）— 高成長シナリオ

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041	
GDP（百万 USD）	115,279	194,300	340,576	588,540	960,930	1,482,112	2,343,672	
GDP（10 億 BDT）	7,975	15,136	28,320	51,817	88,853	142,764	234,568	
成長率（年率）	USD	10.7%	11.0%	11.9%	11.6%	10.3%	9.1%	7.9%
	BDT	13.3%	13.7%	13.3%	12.8%	11.4%	9.9%	8.6%

出典：JICA 調査団

注）GDP デフレーターと成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

表 5-17 実質 GDP 予測（2005 年価格基準）— 低成長シナリオ

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041
GDP（百万 USD）	93,236	126,630	181,282	257,740	346,830	441,597	559,104
GDP（10 億 BDT）	6,071	8,245	11,804	16,782	22,583	28,754	36,405
成長率（年率）	6.1%	6.3%	7.4%	7.3%	6.1%	4.9%	4.0%

出典：JICA 調査団

注）成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

表 5-18 名目 GDP 予測（現在価格）— 低成長シナリオ

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2041	
GDP（百万 USD）	115,279	194,300	340,576	583,671	931,953	1,385,843	2,069,790	
GDP（10 億 BDT）	7,975	15,136	28,320	51,388	86,174	133,491	207,156	
成長率（年率）	USD	10.7%	11.0%	11.9%	11.4%	9.8%	8.3%	6.9%
	BDT	13.3%	13.7%	13.3%	12.7%	10.9%	9.1%	7.6%

出典：JICA 調査団

注）GDP デフレーターと成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

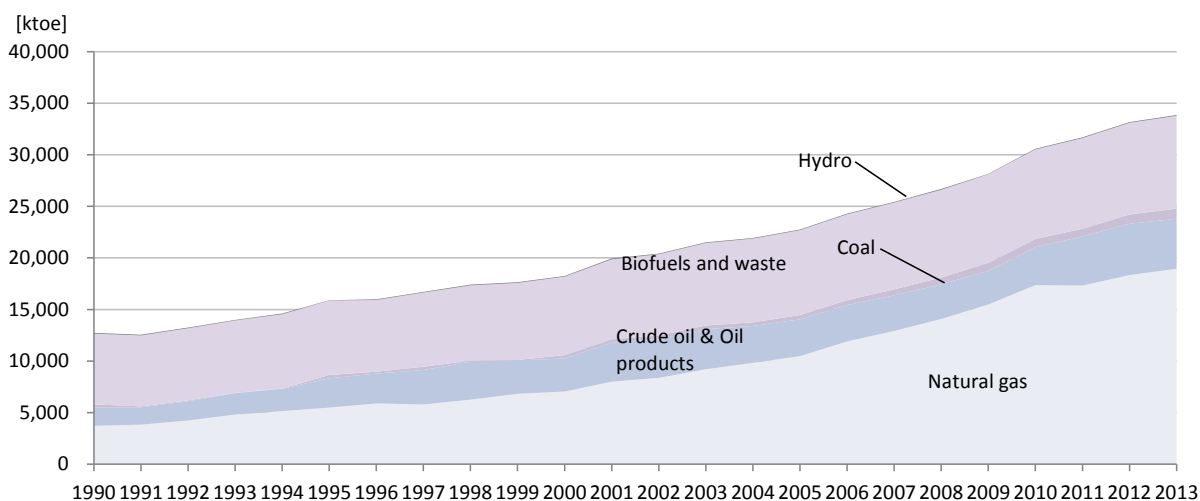
## 第6章 エネルギー需給見通し

### 6.1 「バ」国におけるエネルギー需給の概要

#### 6.1.1 一次エネルギー供給量の推移

「バ」国のエネルギー需給に関する主な課題として、同国のエネルギー需要が急速に増加しており今後も高い伸びが続くことが見込まれる一方、現在国内のエネルギー需要の半分以上を賅っている天然ガスの国内生産が飽和に近づきあるため、今後エネルギー需給構造の見直しが必要となることが挙げられる。

「バ」国における1次エネルギー供給量の1990年から2013年までの推移を図6-1に示す。1次エネルギー総供給量に占める天然ガスの割合は、1990年の29%から2010年の57%へと上昇しており、同期間のエネルギー需要の増は主として天然ガスの供給増によって賅われていることが確認できる。ただし、2011年以降、天然ガス供給量の伸びは鈍化しており、エネルギー供給量の増分は主として石油（原油及び石油製品）によって補われている。



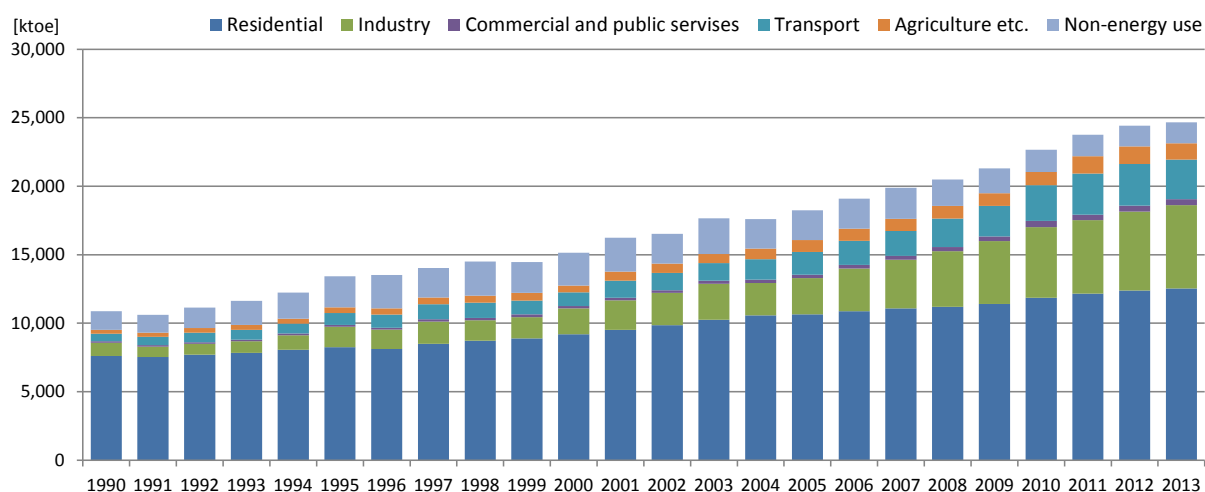
出典：IEA statistics

図 6-1 「バ」国一次エネルギー供給量の推移（1990～2013年）

#### 6.1.2 最終エネルギー消費の用途別内訳の推移

「バ」国における最終エネルギー消費の用途別内訳の推移を図6-2に示す。最終エネルギー総消費量は、1990年から2013年の間に2.2倍（年平均伸び率3.6%）増加している。2012年から2013年にかけて消費量の増加は比較的緩やかとなっているが、サイクロン等の自然災害による一時的な影響等によるものと考えられ、今後も引き続き増加の趨勢は続くと考えられる。

用途別に見ると、住宅用需要が総需要の半分以上を占めており、引き続き緩やかな伸びを続けているものの、同期間の伸び率は1.6倍（年平均伸び率2.1%）と、総需要の伸びを下回っており、総需要に占める割合は逡減傾向が続いている。産業用は6.3倍（年平均伸び率8.3%）、商業・公共サービス用は3.8倍（年平均伸び率6.0%）、運輸用は5.3倍（年平均伸び率7.5%）と、総需要を大きく上回る増加を続けており、特に産業用及び運輸用の増加が著しい。



出典：IEA statistics

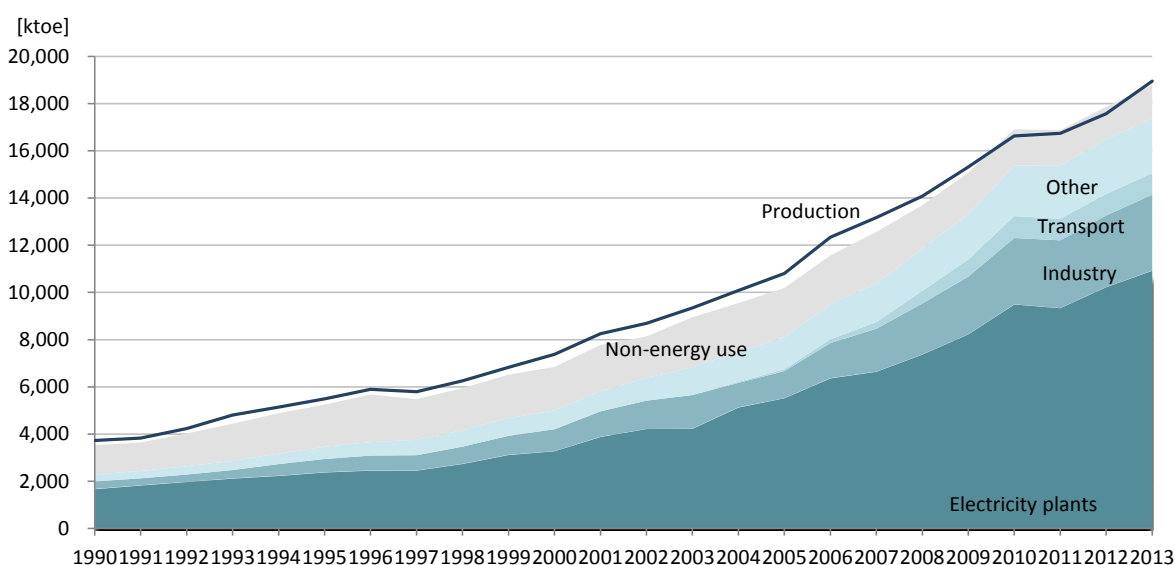
図 6-2 「バ」国最終エネルギー消費の用途別内訳の推移（1990～2013年）

### 6.1.3 燃料種別需給の推移

次に、「バ」国におけるエネルギー需給につき、天然ガス、石炭、石油（原油及び石油製品）の燃料種別に、過去の推移を示す。

まず、天然ガスの国内生産量及び主な消費用途を図 6-3 に示す。図中の折れ線グラフは、各年の国内生産量を示す。積み上げグラフのうち、“Electricity Plants”は発電に使用した燃料投入量を示す。ここから、火力発電における熱損失や所内消費、送配電損失が差し引かれるため、最終需要として消費される電気エネルギーは半分以下となる。積み上げグラフの残りの部分、“Industry”、“Transport”、“Other”、及び“Non-energy use”は、天然ガスとして最終消費される部分を示す。

「バ」国では、国内の天然ガス需要はほぼ 100%国産の天然ガスにて賄っており、生産量と総消費量がほぼ均衡していることが確認できる。総消費量に占める発電用（Electricity plants）の割合は近年 50%強で推移している一方、産業用（Industry）及び運輸（Transport）の割合が近年伸びつつあり、非エネルギー用途（化学肥料の原料等）が減少傾向にある。

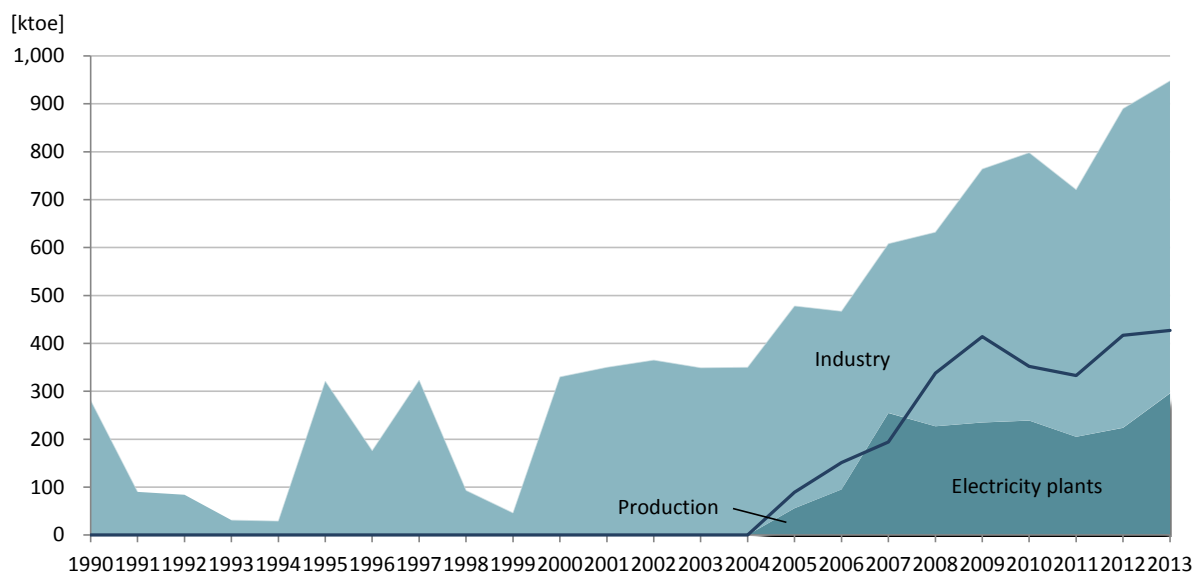


出典：IEA statistics

図 6-3 「バ」国天然ガス需給バランスの推移（1990～2013年）

同様に、石炭の国内生産量及び主な消費用途を図 6-4 に示す。統計上、同国で石炭の国内生産が始まったのは 2005 年からで、それ以降、似たようなトレンドで発電用の投入量が推移していることが見られる。すなわち、これまでは、輸入石炭は産業用として最終需要に投入され、国産石炭は主として発電用と、それぞれの用途が概ね区分されていたと推測される。

ただし、上述の通り、国産天然ガスの生産が今後頭打ちとなることから、代替燃料として輸入を含めた石炭の消費量が必然的に増加し、使途も拡大していくことが見込まれる。貴機構の協力による「マタバリ超々臨界圧石炭火力発電事業」に代表されるように、発電用のエネルギー源として輸入石炭の利用を拡大していくことも今後検討すべき課題となる。

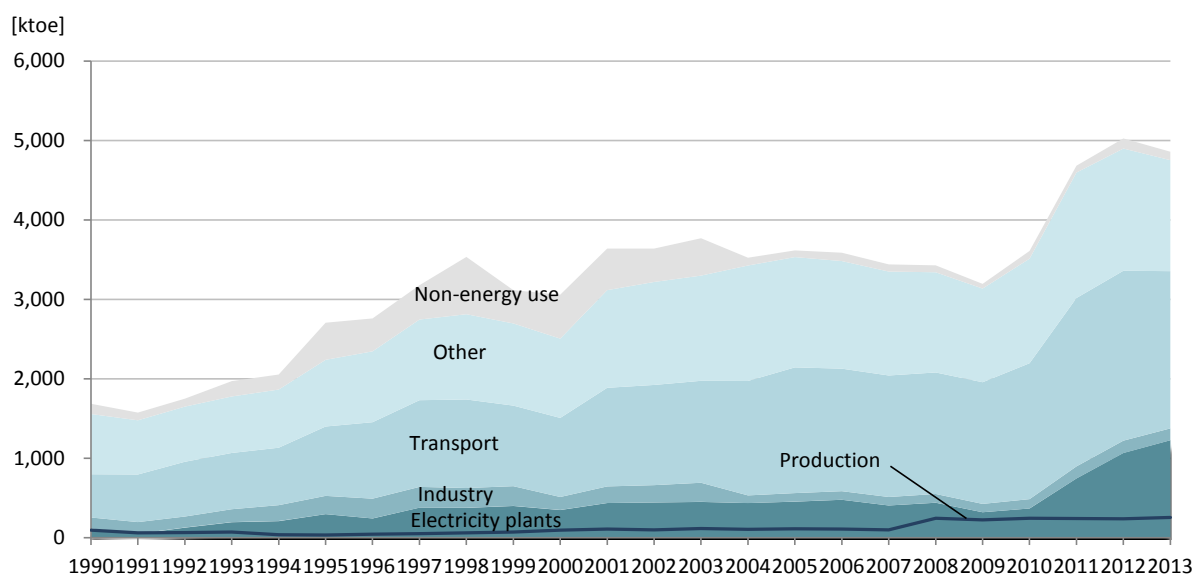


出典：IEA statistics

図 6-4 「バ」国石炭需給バランスの推移（1990～2013 年）

石油（原油及び石油製品）の国内生産量及び主な消費用途を図 6-5 に示す。「バ」国での原油産出量は天然ガスの国内生産量に比べて遙かに微小で、国内の石油需要の概ねを輸入に依存している。2011 年以降、発電用の石油消費量が急増しているが、同時期に国産の天然ガス生産量が増えなかったことから、発電用燃料に使用する天然ガスが不足し、代替燃料として輸入石油への依存度が強まったことが見て取れる。

ただし、輸入原油の調達、一般的に国産天然ガスと比べて高コストであることは勿論のこと、石炭（国産及び輸入）に比べても一般的に高コストであることから、発電部門における輸入石油への依存度上昇は一時的な状況にとどめ、天然ガスで賄えない分については、石炭等、他の一次エネルギー源にシフトしていくことが望ましい。



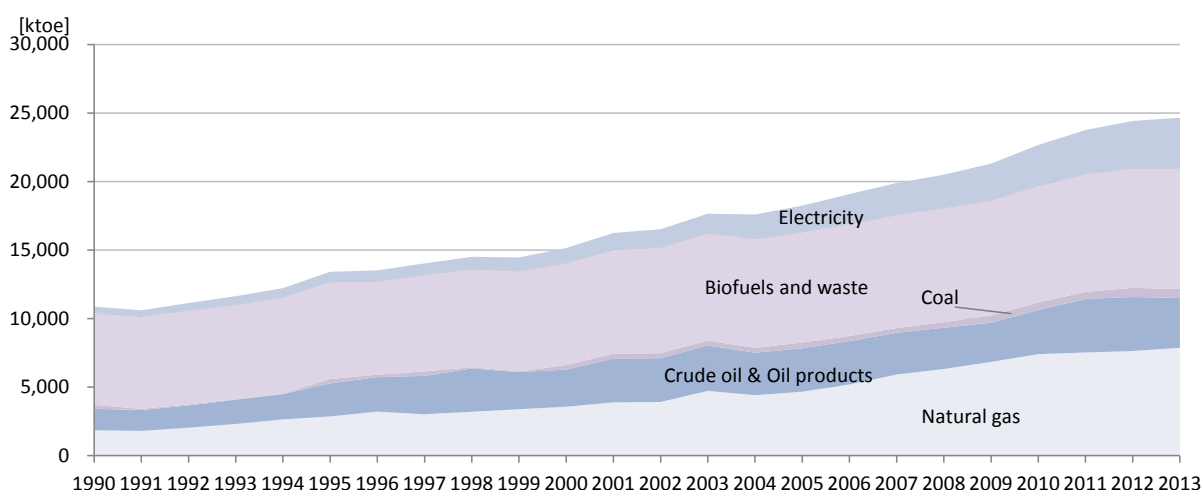
出典：IEA statistics

図 6-5 「バ」国石油（原油及び石油製品）需給バランスの推移（1990～2013年）

#### 6.1.4 各用途別エネルギー最終需要の供給方式別内訳の推移

最終エネルギー需要から見た、エネルギー供給方式別内訳を見ることにする。まず、最終エネルギー総消費量に対する、供給方式別内訳を、図 6-6 に示す。

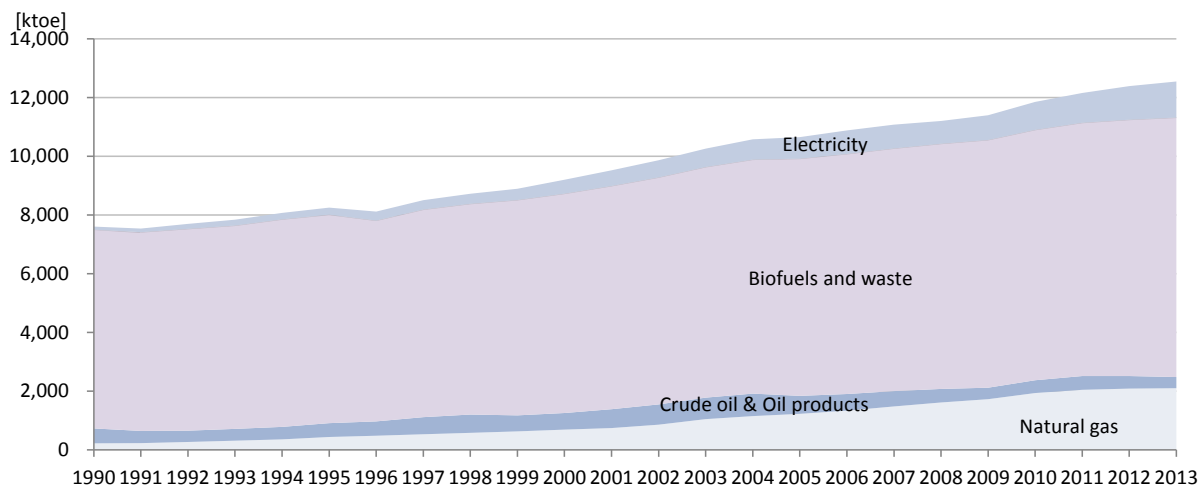
住宅用需要にて消費されている“Biofuels and waste”が全体に占める割合が最も大きい。住宅用需要に対するエネルギー供給の近代化（電気及びガスへのシフト）により、シェアは低減傾向にある。石油も、2000年代以降の増加は緩やかとなっているが、住宅部門での電化の進展や運輸部門における天然ガス（CNG）へのシフト等による影響と考えられる。他方、電気及び天然ガスが全体のエネルギー需要に占める割合が増加しており、特に電気は最終エネルギー総消費量に占める割合はまだ15%程度にとどまっているものの、著しい増加傾向が見られる。



出典：IEA statistics

図 6-6 「バ」国最終エネルギー消費の供給方式別内訳推移（1990～2013年）

次に、住宅部門、商業・公共サービス部門、産業部門、運輸部門、農業部門等の各用途別に、最終エネルギー消費の供給方式別内訳を見ることにする。まず、住宅部門における最終エネルギー消費の供給方式別内訳を、図 6-7 に示す。「バ」国では依然として地方部を中心として未電化村及び住宅が残っていることもあり、エネルギー総消費量のうち、“Biofuels and waste”が大宗を占めている。近年の電化率上昇により、電気の比率が増加しているものの、電気及びガスによる供給が全体の最終消費量に占める割合は依然小さいことから、電化された家屋においても、薪等の非商用燃料が引き続き使用されていると考えられる。

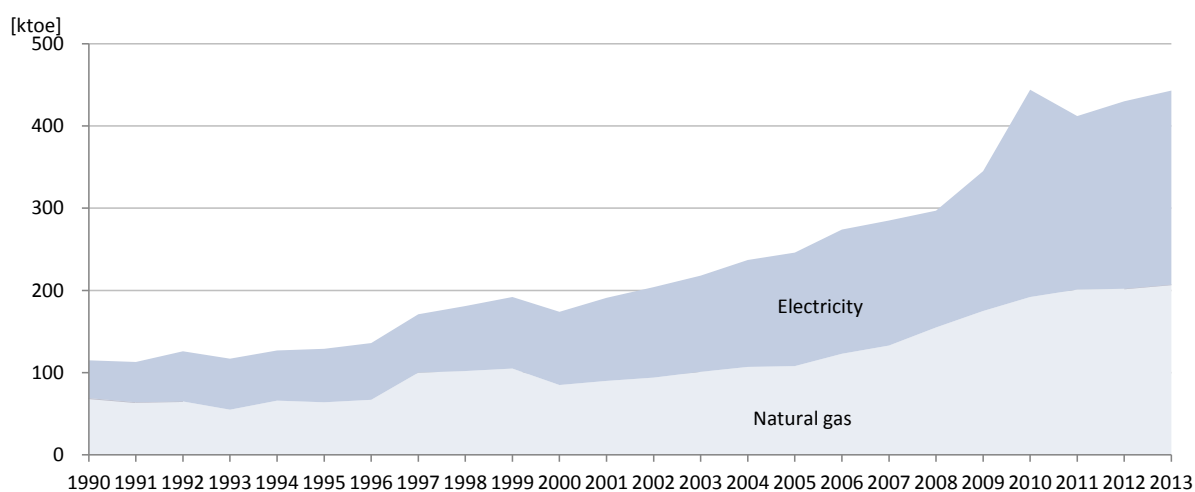


出典：IEA statistics

図 6-7 住宅部門最終エネルギー消費の供給方式別内訳推移（1990～2013 年）

商業及び公共サービス部門における最終エネルギー消費の供給方式別内訳を、図 6-8 に示す。統計上、同部門のエネルギー消費量は住宅用の 20 分の 1 以下、産業用の 10 分の 1 以下にとどまっており、エネルギー総消費量に占める割合は小さい。大規模商業施設やオフィスビルがまだ十分発達していないことも一因として挙げられるが、そもそも統計上のセクター別区分が不正確で、エネルギー消費実態が正確に把握されていない可能性も考えられる。

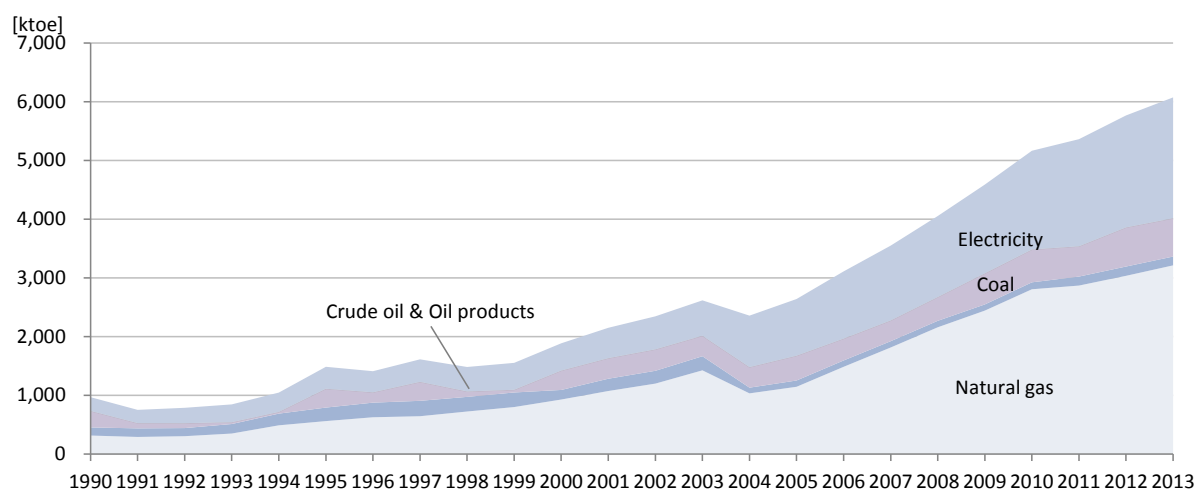
2000 年以降は、電気とガスの消費量がほぼ半々で推移しているが、近年は、電気による消費量の増加がガスを上回っている。



出典：IEA statistics

図 6-8 商業・公共サービス部門最終エネルギー消費の供給方式別内訳推移（1990～2013 年）

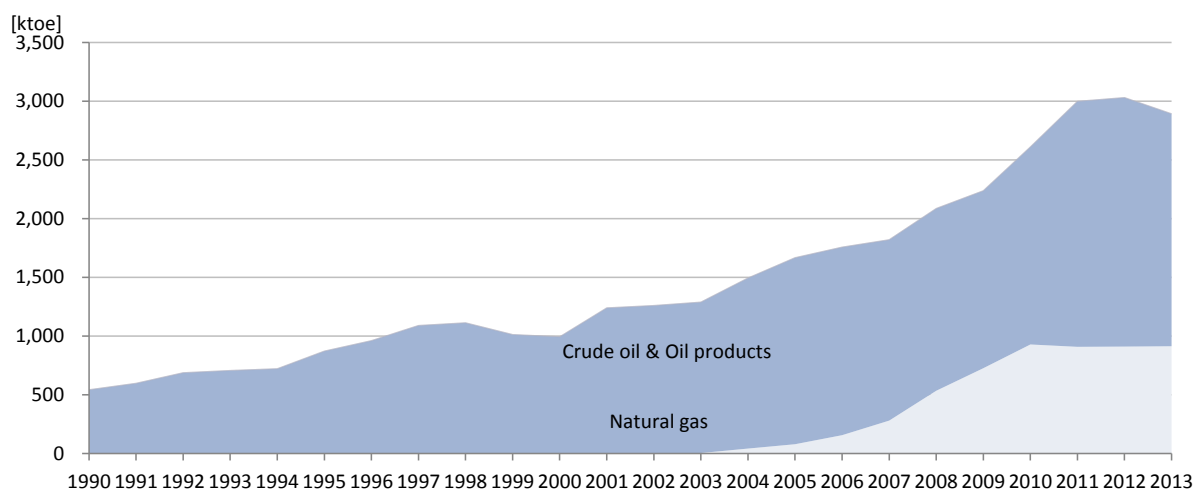
産業部門最終エネルギー消費の供給方式別内訳を、図 6-9 に示す。天然ガスの消費量が全体の半分以上を占めているが、これに加えて、近年は電気による消費量が著しく伸びている。



出典：IEA statistics

図 6-9 産業用最終エネルギー消費の供給方式別内訳の推移（1990～2013 年）

運輸用最終エネルギー需要の供給方式別内訳を、図 6-10 に示す。「バ」国ではこれまで CNG 車両の普及を推進してきたこともあり、2000 年代以降、同部門のエネルギー消費量の増加の大半は天然ガスでほぼ賄われてきたことが確認できる。ただし、2011 年以降は、天然ガス消費量の伸びが鈍化し、石油製品の消費量が増加する傾向が見られる。



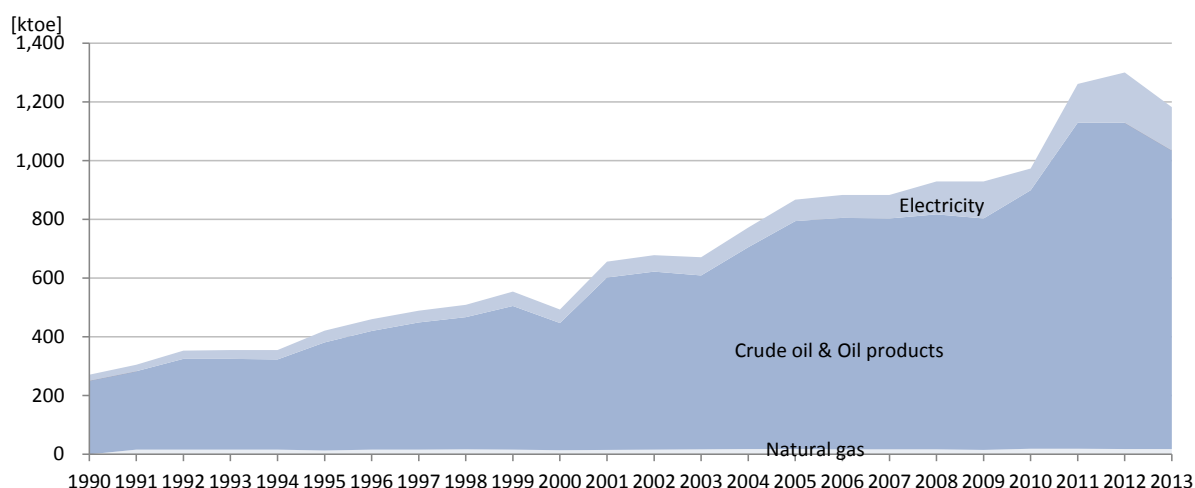
出典：IEA statistics

図 6-10 運輸用最終エネルギー消費の供給方式別内訳の推移（1990～2013 年）

農業用等、その他用途の、最終エネルギー需要の供給方式別内訳を、図 6-11 に示す。動力用の燃料として、ガソリン等の石油製品がエネルギー消費量の大半を占めている。電気の使用はまだ 1 割強にとどまっているが、エネルギー消費量に占める割合は徐々に増加している。

各セクター（部門）別のエネルギー消費の現状については、次節にてより詳細に考察を行う。





出典：IEA statistics

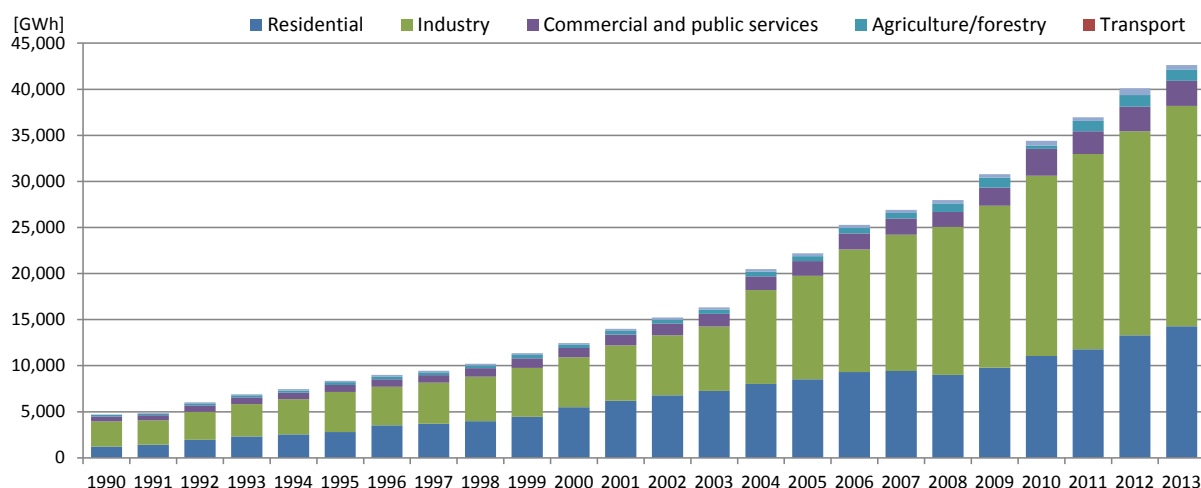
図 6-11 農業用等最終エネルギー消費の供給方式別内訳の推移（1990～2013年）

### 6.1.5 電力消費量の用途別内訳

IEA 統計における、「バ」国の電力消費量の用途別内訳の推移を、図 6-12 に示す。電力総消費量は、1990 年から 2013 年の間に 9.1 倍（年平均伸び率 10.1%）と、エネルギー総需要（同期間に 2.2 倍、年平均伸び率 3.6%。図 6-2 参照）を大きく上回る増加を続けている。

用途別に見ると、全体の半分強を占める産業用で 8.8 倍（同 9.9%）、住宅用で 11.7 倍（同 11.3%）と、それぞれ同期間のエネルギー総消費量を大きく上回る速さで増加しており、両部門でエネルギー需要の電化が進んでいる。

一方、商業・公共サービス用は 5.1 倍（同 7.3%）と、他用途に比べると低い伸び率にとどまっており、同部門のエネルギー総消費量の伸び率（3.8 倍、同 6.0%）との乖離も比較的小さい。これは、同部門においては、もともと電気とガスによる都市型のエネルギー供給方式が前提となっているものが多いためと考えられる。



出典：IEA statistics

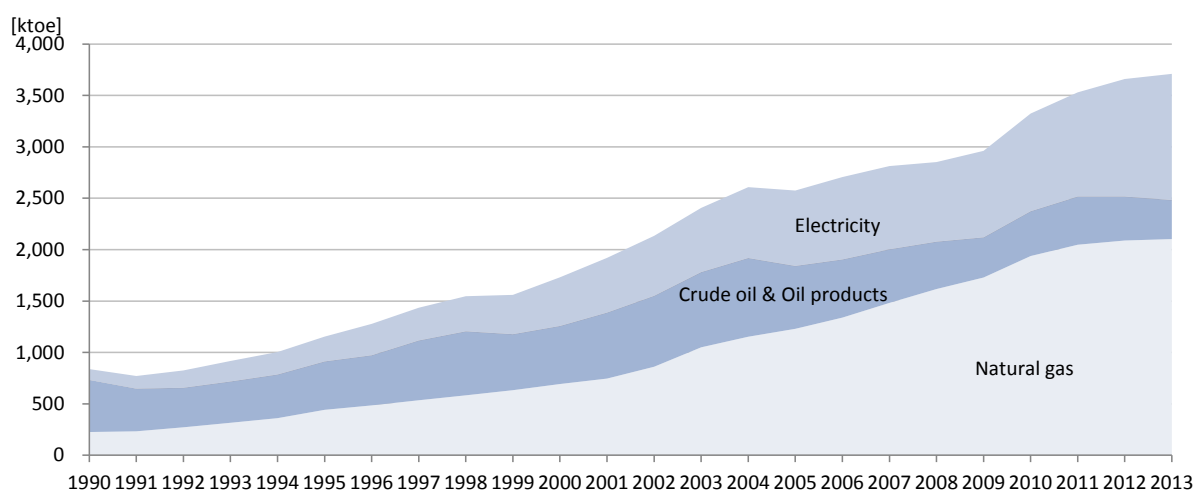
図 6-12 電力消費量の用途別内訳の推移（1990～2013年）

## 6.2 民生用需要（住宅用、業務用）

### 6.2.1 エネルギー需要の現状

#### (1) 住宅用需要

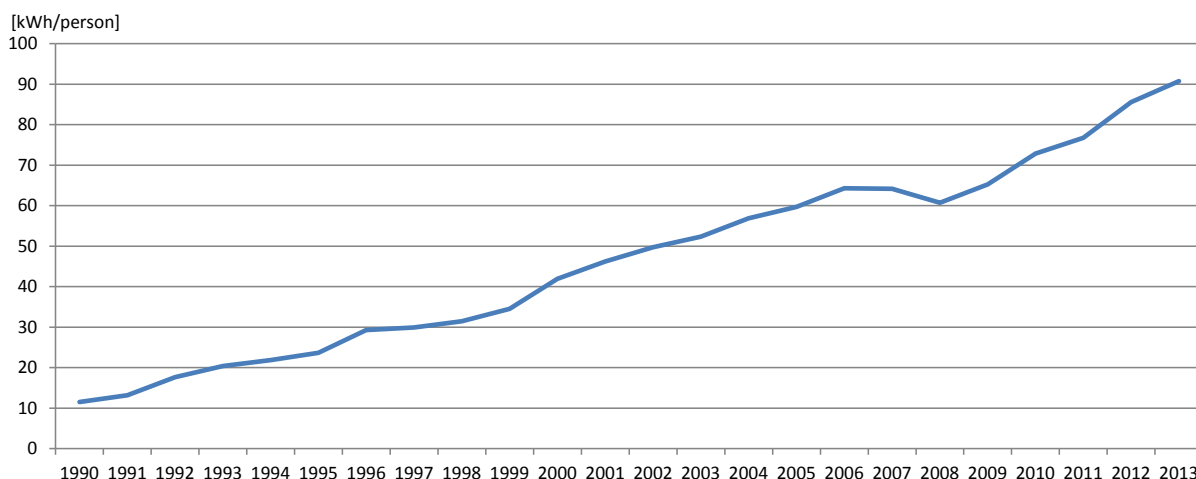
図 6-7 で示した通り、住宅用のエネルギー需要においては、依然として非商用燃料が中心の“Biofuels and waste”が大半を占めている。これを除いた、電気、石油製品、及び天然ガスのエネルギー最終消費量の内訳を、図 6-13 に示す。この 3 種のうち、1990 年代初頭においては、石油製品（灯油等）が半分以上を占めていたが、電気及びガスの供給が普及するにつれて、これらの消費量が増加し、石油製品の消費量が減少している傾向が見られる。また、2011 年から 2012 年にかけては、天然ガスの消費量の伸びが鈍化し、電気の消費量が大きく伸びている。



出典：IEA statistics

図 6-13 住宅部門最終エネルギー需要 供給方式別内訳の推移（Biofuels and waste 除く）

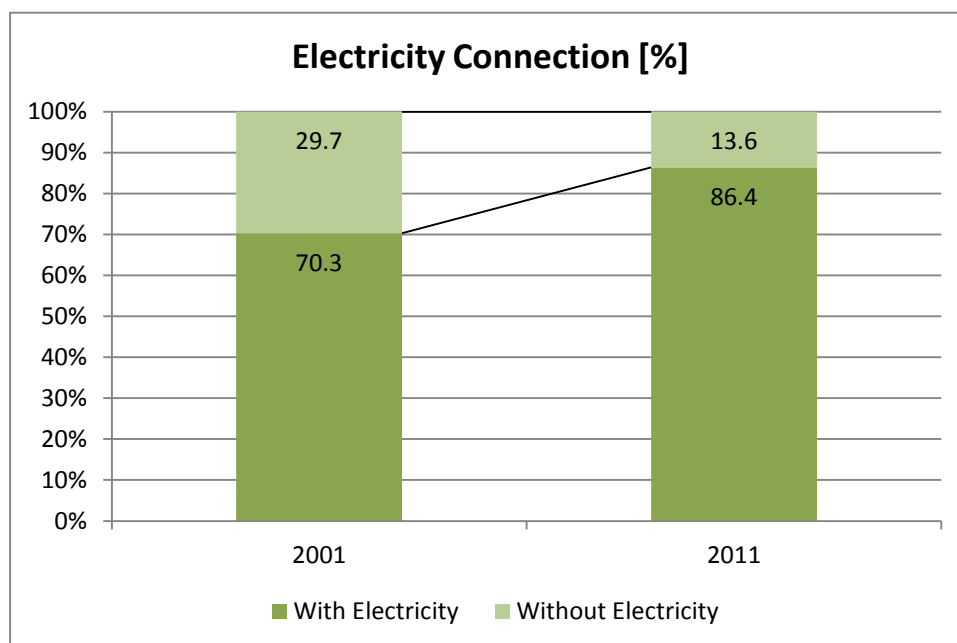
住宅部門電力消費量を人口で割った、1 人あたりの電力消費量を図 6-14 に示す。2013 年は前年に比べて減少しているものの、1990 年からの 23 年間で、11.5 kWh/人から 90.8 kWh/人と、約 8 倍に増加している。すなわち、未電化村・住宅の電化が進んだことに加え、電化された家庭においても、エネルギー消費量自体が増加するとともに、他のエネルギー源から電気へのシフトが進んだことが背景にあると考えられる。



出典：IEA statistics 及び世界銀行データベースを元に、JICA 調査団作成

図 6-14 人口 1 人あたり住宅用電力消費量の推移

家屋電化率に関する統計データの 1 つとして、 Bangladesh 統計局 (BBS) が実施している国勢調査 (Population & Housing Census) が存在する。同調査によると、家屋電化率は 2001 年の 70.3% から、2011 年には 86.4% に改善している。ただし、本調査の主旨を鑑みると、ここでの「電気に接続している (Electricity connection)」は、系統電力に接続しておらず、Solar Home System (SHS) など分散型電源のみに接続している世帯を含むものと考えられる。従って、量的な制約なく電気を使用できる環境にあることを電化と定義するのであれば、電化率 86.4% という数字は実態よりも過大とも言えるかもしれない。



出典：Population & Housing Census-2011, Bangladesh Bureau of Statistics

図 6-15 家屋電化率の変化 (2001 年及び 2011 年)

BBS より公表されている別の統計調査“Household Income & Expenditure Survey (HIES)”によると、2010年の全国家屋電化率は約55%に留まっている。先の統計資料の2011年の家屋電化率86%という数字とは大きく乖離しており、SHSによる電化を含むか否か等、電化の定義が異なっている可能性がある。本資料では、行政区域別のほか、都市部・地方部の別に家屋電化率が示されており、都市部の家屋電化率が全国平均で90%に達しているのに対し、地方部では42%にとどまっており、都市と地方との間でエネルギー供給インフラに著しく差が生じていることがわかる。

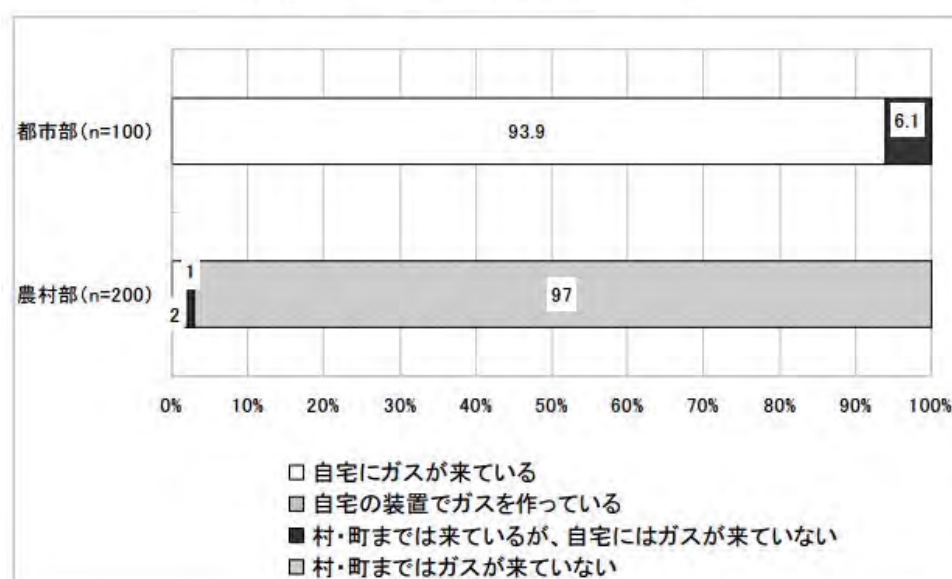
**表 6-1 行政区域別家屋電化率**

	National	Barisal Div.	Chittagong Div.	Dhaka Div.	Khulna Div.	Rajshahi (Former) Div.	Rajshahi Div.	Rangpur Div.	Sylhet Div.
National	55.26	40.12	60.34	67.34	54.13	41.73	51.88	30.07	47.22
Rural	42.49	31.62	48.84	47.36	45.55	36.17	46.94	24.44	39.09
Urban	90.10	82.33	92.31	96.15	83.83	72.85	75.53	68.68	88.94

出典：Household Income & Expenditure Survey (HIES) 2010, Bangladesh Bureau of Statistics

都市ガス供給に関しては、2010年12月6日～2011年1月14日にバングラデシュの300世帯を対象としたアンケート調査結果によれば、都市部においては93.9%の世帯にガス供給が提供されているのに対し、農村部ではわずか2%の世帯に留まっており、大きな格差が存在している。

**【グラフ2-17: 地域別ガス供給状況(N=300)】**



出典：JETRO 「BOP ビジネス潜在ニーズ調査報告書 バングラデシュ：エネルギー分野」（2011年3月）

**図 6-16 地域別ガス供給状況**

世界銀行グループが2004年にバングラデシュ農村部で実施した消費者調査結果によれば、家庭における用途別エネルギー源別エネルギー使用量について、バイオマスエネルギーは主に調理の際に使用されており、中でも薪が41%を占めている。

一方で照明のエネルギー源として広く利用されているのは系統電力とケロシンであり、冷房については主として系統電力が用いられている。

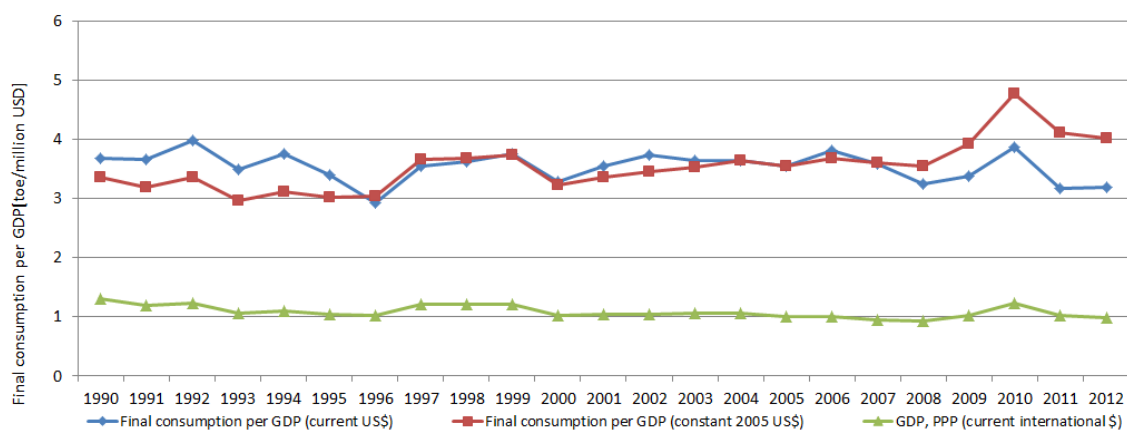
表 6-2 農村部における 1 世帯あたり年間エネルギー使用量内訳 (2004 年調査)

エネルギー源	加熱			冷房	証明	娯楽	全ての 利用	
	料理	パーボイル(米)	その他					
<b>バイオマス</b>								
薪	kg	1064.84	28.60	92.77	-	-	-	1,186.21
落ち葉	kg	470.67	29.99	0.85	-	-	-	501.51
作物残渣	kg	538.86	164.41	2.72	-	-	-	708.18
家畜の糞	kg	503.68	16.07	4.16	-	-	-	523.90
<b>非バイオマス</b>								
灯油	liter	1.76	-	0.07	-	27.16	-	28.98
系統電力	kWh	0.25	-	4.00	49.50	80.74	9.34	143.83
乾電池	piece	-	-	-	-	-	-	15.01
ろうそく	piece	-	-	-	-	15.86	-	15.86
LPG/LNG	liter	0.05	-	-	-	-	-	0.05
天然ガス	Tk	9.59	-	-	-	-	-	9.59
太陽光	kWh	-	-	-	-	0.14	0.41	0.55

出典：M. Asaduzzaman et al. (2010) “Restoring Balance: Bangladesh’s Rural Energy Realities”,  
World Bank Working Paper No.181.

## (2) 業務用需要 (商業・公共サービス用)

業務部門の最終エネルギー消費は 1990 年から 2013 年で約 3.8 倍 (6.0%/年) に増えている。GDP あたり最終エネルギー消費量で見ると、PPP ベースの GDP に対してほぼ一定で推移しており、強い相関性が見られる。



出典：IEA statistics 及び世界銀行データベースを元に、JICA 調査団作成

図 6-17 業務部門における GDP あたりの最終エネルギー消費量

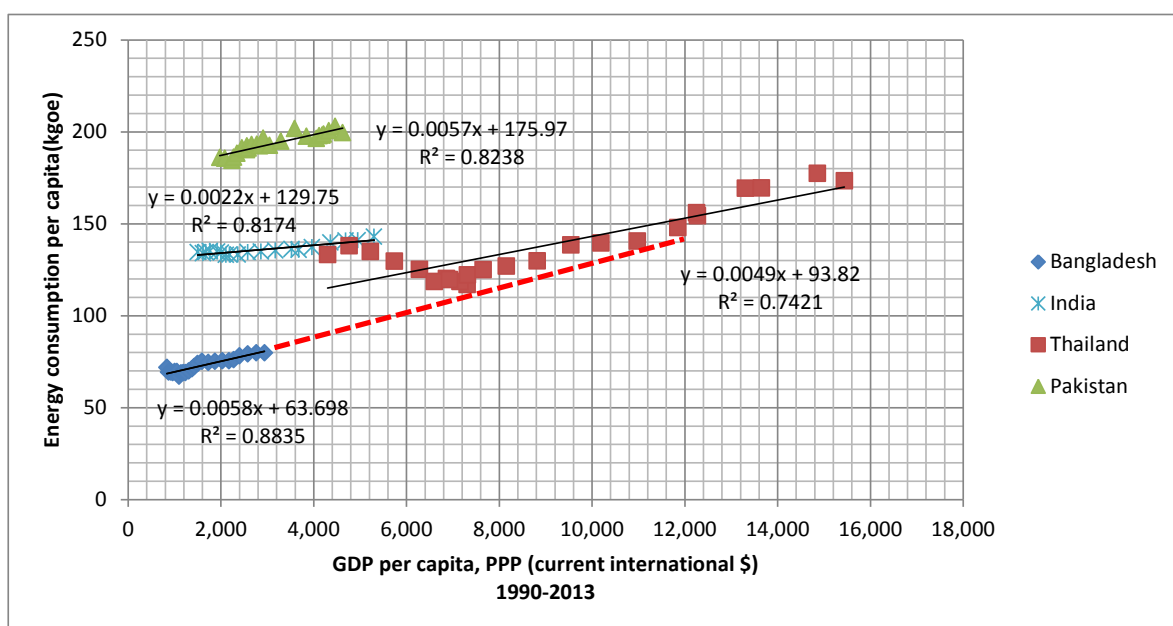
## 6.2.2 今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因

住宅部門のエネルギー需要見通しに影響を及ぼす要因は主に3つある。第一の要因は、人口増加率である。「バ」国の人口は増加傾向にあり、2041年までにおよそ2億人に達し、その半分は都市部に残る半分は農村部に居住していると想定される。現状では都市部世帯のエネルギー需要と農村部世帯のそれとの間には大きな差があるが、このような差は大半の世帯が生活水準を向上させる2041年にはなくなっているものと想定される。第二の要因は、冷蔵庫、洗濯機、エアコン、レンジといった家電製品の普及率である。2021年までに電化率100%に達することを前提とすると、これらの製品の導入は加速的に進むと考えられる。但し、エアコン、冷蔵庫、ファン、LEDといった製品で省エネ家電の導入が政策的に進められることにも留意が必要である。第三の要因は、ガスの供給可能性である。現状においても新築世帯はガスへのアクセスが限られており、LPGが需給の差を埋めていると指摘されている。

商業・公共サービス部門では、第三次産業の伸びとオフィスビルの増加が、今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要な要因として挙げられる。

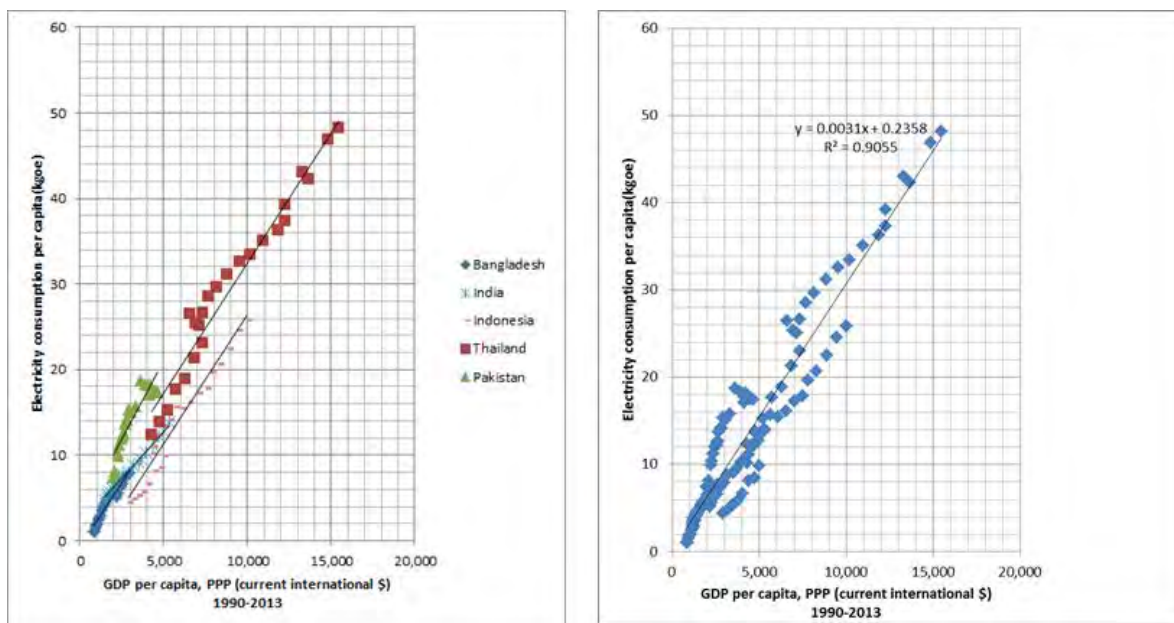
## 6.2.3 最終エネルギー需要見通し

住宅部門における最終エネルギー需要見通しは、以下の手法により算定した。まず、住宅部門全体のエネルギー需要は、過去(1990~2013年)の増加率(年2.2%)のまま継続的に増えると想定した。下図に示すとおり、1人あたりGDPと1人あたりエネルギー消費量にはおおよその相関関係が見られることから、「バ」国においても住宅部門全体のエネルギー需要は継続的に伸びると想定される。



出典：IEA statistics 及び世界銀行データベースを元に、JICA 調査団作成  
**図 6-18 住宅部門におけるエネルギー消費量と GDP**

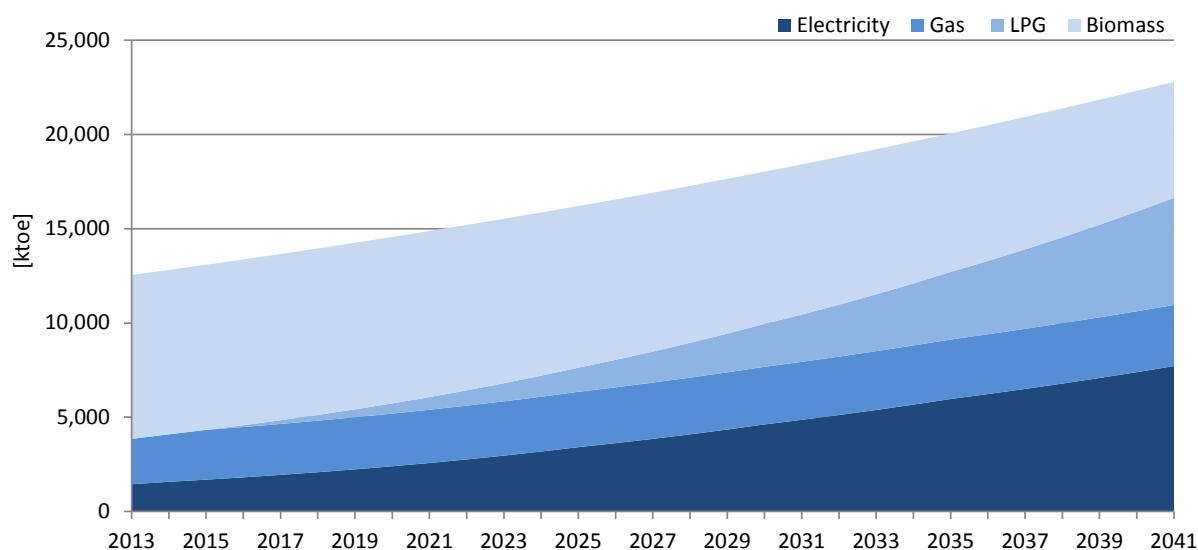
次に、住宅部門における電力需要が他国の実績より推計された。下図に示すとおり、1人あたりの電力消費量は、1人あたり GDP と強い相関があることが知られている。ここでは、近似式( $y = 0.0031x + 0.2358$ )を「バ」国の GDP 予測に適用し、電力需要を算定した。



出典：IEA statistics 及び世界銀行データベースを元に、JICA 調査団作成  
**図 6-19 住宅部門における電力消費量と GDP**

続いて、ガス需要の想定を行った。他国の実績を踏まえると、ガスの場合は電力と異なり、ガス消費量と GDP との間には相関関係が認められない。「バ」国内におけるガス需要に関する既存の見通しとして、ペトロバングラの「5 年供給計画 (2015~2019 年)」では、住宅部門におけるガス需要は年率 4.8% の割合で増加するとされている。しかし、今後のガス供給不足を鑑みると、年率 4.8% での需要増が全て満たされるとは想定しがたい。そこで、ガス供給は人口増加率と同じ比率で増加、すなわち 1 人あたりのガス消費量は 2015 年時点から増加しないと仮定し、それを上回る供給不足分を LPG が補うと想定した。

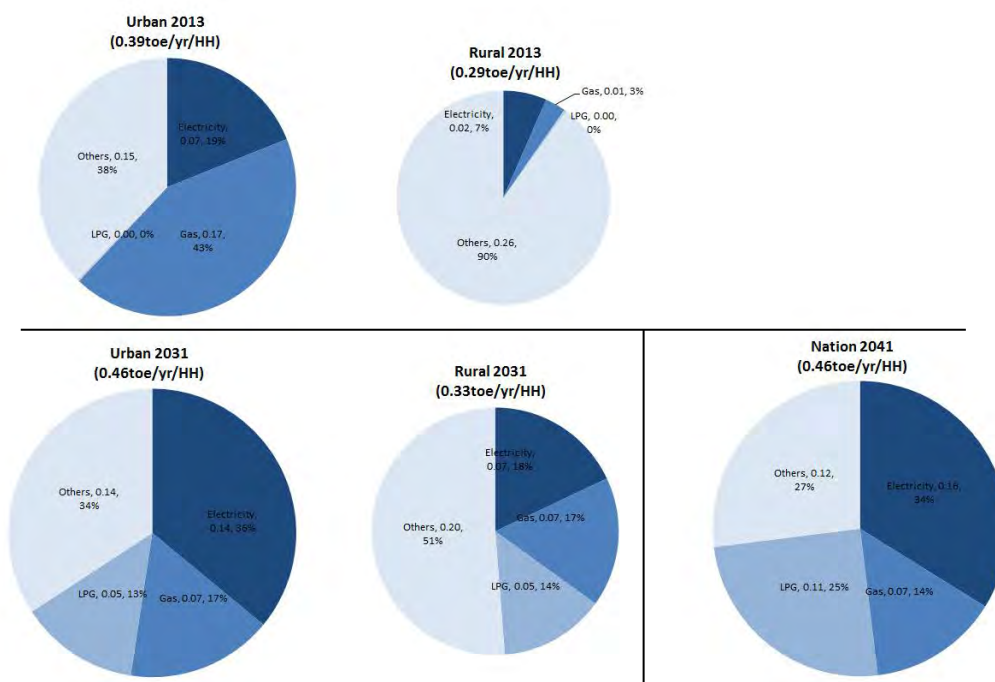
最後に、残る部分「住宅部門全体のエネルギー需要量－電力－天然ガス－LPG」を「その他」として分類した。「その他」に含まれるのは主にバイオマス（固形、バイオガスも）である。下図に住宅部門のエネルギー需要見通しを示す。



出典：JICA 調査団

図 6-20 住宅部門におけるエネルギー消費量 見通し

都市部と農村部における世帯のエネルギー消費パターンの差を 2013 年、2031 年及び 2041 年時点のスナップショットとして示す。農村部の生活水準が上昇することにより、エネルギー消費状況の格差は 2041 年までには解消すると想定した。

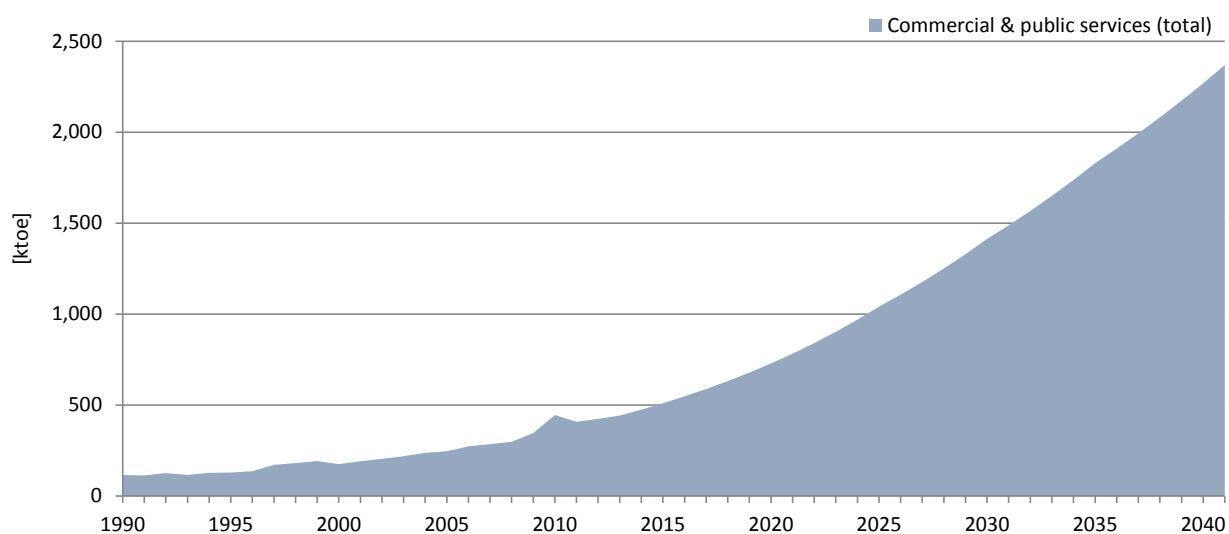


出典：JICA 調査団

図 6-21 都市部及び農村部におけるエネルギー消費パターン



商業・公共サービス部門におけるエネルギー消費量は、GDP（PPP ベース）の成長に対応して増加するものと想定される。



出典：JICA 調査団

図 6-22 商業・公共サービス部門におけるエネルギー消費量 見通し

## 6.3 産業用需要

### 6.3.1 エネルギー需要の現状

#### (1) 「バ」国経済における産業部門の位置づけ

産業部門は、大別すると製造業と鉱業から構成されるが、産業部門のエネルギー需要分析に関して、本調査では主として製造業を対象とすることとする。図 6-23 及び表 6-3 は、2014 年の「バ」国の産業別 GDP 構成（速報版、実質ベース）を表したものであるが、製造業が全 GDP の 19.45% を占めているのに対し、鉱業はその 10 分の 1 の 1.64% にとどまっている。エネルギー消費の製造業と鉱業の内訳に関する統計データは存在しないが、「バ」国鉱業の代表的業種である原油・天然ガス生産においては、エネルギー供給の多くは自足されていると考えられることから、エネルギー消費に占める鉱業の割合は GDP に占める割合よりもさらに小さいと推定される。

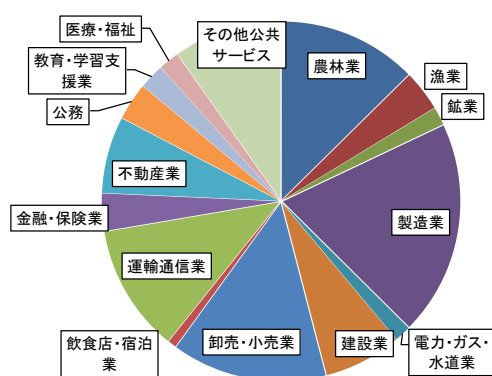


図 6-23 産業別 GDP 構成 (2014 年実質)

表 6-3 産業別 GDP 構成 (2014 年実質)

産業	GDP (100万Tk)	構成比 (%)
農林業	939,115	12.64
漁業	274,537	3.69
鉱業	121,880	1.64
製造業	1,445,438	19.45
電力・ガス・水道業	108,746	1.46
建設業	524,380	7.06
卸売・小売業	1,046,268	14.08
飲食店・宿泊業	55,701	0.75
運輸通信業	857,244	11.54
金融・保険業	252,168	3.39
不動産業	516,092	6.95
公務	252,030	3.39
教育・学習支援業	169,309	2.28
医療・福祉	137,964	1.86
その他公共サービス	729,554	9.82
合計	7,430,426	100.00

出典：Bangladesh Bureau of Statistics “GDP of Bangladesh at 2013-2014(p)”

「バ」国の GDP に占める製造業部門の増加率は、過去 5 年間、概して全 GDP の成長率を上回っており、同国製造業が著しく発展を続けている証左となっている。

表 6-4 製造業の GDP 成長率 (実質ベース)

	2010	2011	2012	2013	2014
製造業	6.65%	10.01%	9.96%	10.31%	8.68%
全 GDP	5.57%	6.46%	6.52%	6.01%	6.12%

出典：Bangladesh Bureau of Statistics, “GDP of Bangladesh at 2013-2014(p)”

2010 年時点での全雇用者数の産業別内訳を、図 6-24 及び表 6-5 に示す。

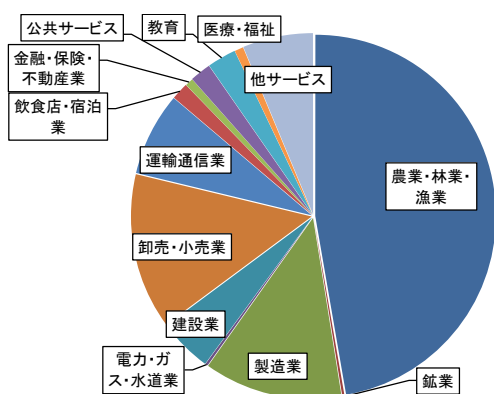


図 6-24 全雇用者数の産業別内訳 (2010年)

表 6-5 全雇用者数の産業別内訳 (2010年)

産業	雇用者数 (千人)	構成比 (%)
農業・林業・漁業	25,727	47.57
鉱業	109	0.20
製造業	6,737	12.46
電力・ガス・水道業	123	0.23
建設業	2,617	4.84
卸売・小売業	7,557	13.97
運輸通信業	4,038	7.47
飲食店・宿泊業	832	1.54
金融・保険・不動産業	399	0.74
公共サービス	1,030	1.90
教育	1,402	2.59
医療・福祉	430	0.80
他サービス	3,431	6.34
Total	54,084	100.00

出典：Bangladesh Bureau of Statistics “Report on Labor Force Survey 2010”

全雇用者数に占める製造業の割合が 12.4%であるのに対し、GDP に占める構成比が 19.45%（もしくは、雇用者統計と時期を揃えた 2010 年時点では 17.20%）と上回っていることから、製造業における 1 人あたり付加価値は全産業平均を上回っていることがわかる。人口流動性に制約がないと仮定すれば、農村部から都市部への人口移動により、製造業に人材が供給される流れは今後も続くと考えられる。

## (2) 主要業種別エネルギー消費状況

製造業においては、エネルギー消費の特徴が各業種で異なっていることに留意する必要があるが、現状では、「バ」国内において、エネルギー消費の業種別内訳に関する統計データが整備されていない。そのため、各業種別のエネルギー消費動向について、「バ」国政府が公表しているデータを用いて定量的な分析を行うのには限界がある。

そこで、「バ」国製造業のエネルギー消費動向に関して現地調査を実施した過去の文献を参照しつつ、各業種のエネルギー消費の現状について把握することとした。既存文献として、各業種へのエネルギー供給については、「Bangladesh 国省エネルギーマスタープラン策定プロジェクト」(JICA 2015 年)、また各産業の現状に関する基礎情報については、ADB による調査“Bangladesh: Industrial Energy Efficiency Finance Program” (Project Number: 45916, May 2014) の調査報告書を主に参照した。また、「バ」国における自家発電設備の設置状況については、Bangladesh 統計局 (BBS) が公表している情報があったため、補足資料として参照した。

### 1) 繊維・衣服

繊維・衣料産業では、生産工程において電力及び熱の両方を必要とする。電力供給に関する特徴は以下の通りである。

1. 系統電力：ほぼ全ての工場が、配電会社の電力系統と接続している。供給電圧は、33 kV、11 kV、もしくは 0.4 kV である。
2. 天然ガスによる自家発電：工場操業を維持するためのエネルギー源として、オンサイトの自家発電を常用で使用している事例が一般的である。  
文献情報によると、80%の企業が自家用発電機を保有しているとされる。2012 年 12 月時点での国全体の発電容量が 8,525 MW であるのに対し、繊維産業での自家発電容量は 1,100 MW であった。
3. ディーゼル発電：非常用電源として扱われる。
4. 熱エネルギー：汽力発電や温水に利用される。

最も一般的な汽力発電はガスによるもので、ガスの圧力が減るたびに蒸気生成が中断される。近年、国内の天然ガス需給が逼迫していることにより、新たな産業設備へのガス導管接続は停止

している。ゆえに、新たな設備ではディーゼル火力発電ボイラー、石油燃焼炉ボイラー、圧縮天然ガス（CNG）ボイラーなどを使用している。いくつかの工場では発電機から蒸気を得るために排気ガスボイラー（EGB）の利用を開始している。しかしながら、ADB の調査報告書によると、これらの技術の利用は 50%以下に留まっているとのことである。

「バ」国の製造業では、工場の電力需要は主に天然ガスを用いた自家発電にて賄い、送電網からの電力は待機電力として利用している事例が多く見られることに留意する必要がある。これは、自家発向けのガス供給価格が電気料金よりも低く抑えられていることによるものである。例えば、自家発を用いた場合、排熱回収を行わなくとも約 3 BDT/kWh で発電できるのに対し、配電会社から電力供給を受けた場合、6.95 BDT/kWh となる。そのため、多くの工場施設にて系統からの電力供給よりも自家発電を選好しているのが実状である。

## 2) 製鋼、圧延

「バ」国の鉄鋼産業で用いられている主なエネルギー源は、電気、天然ガス及びディーゼル油（HSD: high speed diesel）である。実際、この産業における天然ガス消費の消費量は国内最大である。一般的に、誘導加熱炉は系統からの電力供給を使用し、天然ガスは主として圧延機で使用される。

多くの製鋼業者は、33 kV もしくは 11 kV の電圧で送電網に接続している。工場操業を維持するためにオンサイトで天然ガスを用いた自家発電を使用する製鋼業者が多い。自家発電は、配電会社から電力供給を受けるよりも 30%以上安いとされている。ディーゼル油は主に予備電源として維持されている。

## 3) セメント

「バ」国におけるセメント工場でのエネルギー供給源は電気で、複数の製造工程でモーターを駆動するのに使用される。この電力は、電力系統より供給を受けるか、もしくは天然ガスを利用したオンサイトでの自家発電により賄われる。

電力系統とは、33 kV の電圧で接続している工場が多い。多くのセメント工場は、自家発電用のガス供給を受けることを希望しているが、自家発電機を保有している企業は 20%にとどまっておろ、ガス供給を受けられない工場は系統からの電力供給を利用している。一般的に、自家発電の熱効率は約 30%にとどまるため、エネルギー変換効率率は系統からの電力供給よりも悪く、エネルギー経済上、自家発は好ましくないのだが、国内のエネルギー価格政策により、自家発の方がコストが低くなっている。

## 4) ガラス、衛生用品、タイル

ほぼ全ての工場は 33 kV もしくは 11 kV で配電系等と接続しているが、基本的に電力供給は自家発を使用しており、ガス供給が途絶もしくは圧力低下した場合の予備として系統電力が使用されている。また天然ガスは、キルン（回転炉）の燃料としても使われており、「バ」国の国産ガスは硫黄を含まないため、同国で生産される陶磁器は明度が高いと言われている。

新たなガス接続は 2009 年 3 月以降行われていないため、新たな工場の設立は停滞している。製造業向けのガス供給および電力接続に制約が生じていることにより、一部の企業は圧縮天然ガス（CNG）やディーゼル油（HSD: High Speed Diesel）を代わりに使用している他、工場内の照明用として、ディーゼル発電が予備的に利用されることもある。

陶磁産業の製造プロセスは、電力供給の電圧低下やガスの供給途絶に弱いという特徴があり、近年、これらの原因により品質が低下し国外輸出が急減したとされている。食卓用陶磁器の製造プロセスでは 24 時間を通じて 360°C を維持しなければならず、温度の低下は回復に最低 12 時間を要し、製造に大きな損害を与える。そのため、安定した電力・ガス供給が必須となっている。

## 5) 化学製品、パルプ・紙製品、化学肥料

化学製品、プラスチック及びパルプ・紙製品の工場では、工場操業を維持するために必要な電源をオンサイトの自家発電に依存しており、約 55%の工場が自家発電機を有している模様である。電力・ガス両方の供給を受けている工場では、系統からの電力供給は、ガス供給が中断もしくは圧力低下した際の予備電源として使われている。ディーゼル油（HSD: High Speed Diesel）は、主に緊急時の予備電源として照明用に使用される。

肥料産業においては、天然ガスをエネルギー源としてだけでなく、肥料の主な要素である尿素（Urea）を製造するための原料としても使用している。

電力供給の状況は悪く、プラスチック産業の中小企業が多く集積しているダッカ市内では夏場、5～6 時間にわたる送電停止に見舞われることもある。電力供給の急変や不足は生産性に悪影響を及ぼしている。一方、ガス供給を受けている工場は自家発電によって比較的安定的な電力供給を享受してきたが、2009 年の初旬より新たなガス接続が停止されているため、事業拡大が困難な状況となっている。

## 6) ジュート、砂糖

「バ」国のジュート繊維製造工場では、エネルギー源は主として電気を使用しており、製造工場は 11 kV もしくは 0.4 kV で系統と接続されている。

農産物加工工場では一般的に、工場操業の維持に必要なエネルギー源としてオンサイトの自家発電を利用している。50%の企業が自家発電機を保有しており、燃料源はガスまたはディーゼルである。ガス供給が受けられない、もしくは低圧のガス供給しか受けられない工場では、製造及び照明用にディーゼル油を使っているところもある。ディーゼル油は高価であるため、これらの産業の製造コストは高くなっている。

## 7) 煉瓦

バングラデシュ職業大学（Bangladesh University of Professionals: BUP）の論文“Securing the Environment: Potentiality of Green Brick in Bangladesh”（BUP Journal, Volume 1, Issue 1, September 2012, ISSN: 2219-4851）によると、同国での煉瓦製造工場では石炭を燃料として fixed chimney kiln（FCK）や bull's trench kiln（BTK）を用いており、2,000 万 BDT の煉瓦を製造するのに、23 トンの石炭を消費しているとのことである。FCK や BTK 等のキルンはエネルギー効率が悪い上、PM2.5 や CO2 の環境負荷が大きいと言われており、またこれら工場は主として乾季に稼働するため、乾季におけるダッカ市内の大気環境汚染の元凶の一つとなっている。

現在、2,000 万 BDT の石炭を製造するのに 7.8～8 トンの石炭の消費で済む製造技術（Green brick）を普及すべく政府からの支援が進められている。

## 8) 水産加工

USAID 作成の資料“Bangladesh Industrial Energy Efficiency Opportunities Assessment Task 1: Industry Profile – Sectors Selection Report”（2012 年 3 月）によると、水産加工工場でのエネルギー大量消費設備は冷却装置、製氷庫、貯氷庫であり、主要なエネルギー源は電気である。系統からの電力供給が不安定であるため、工場はバックアップとしてディーゼルを燃料とする自家発電設備も利用している。

### 6.3.2 今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因

#### (1) 系統電力と自家発電（ガス）とのバランス及び価格政策

前項の通り、「バ」国産業部門のエネルギー消費の現状について、過去に実施された調査報告書等を参考に、業種別にレビューを行った。エネルギー需給に関する各業種固有の事情がある一方、産業部門共通の課題として、自家発電の天然ガス供給の価格が低廉に抑えられており、エネルギー変換効率では系統電力より劣るにも拘わらず発電コストが系統電力からの買電より安くなっているという実状が抽出された。系統電力を使用している工場においても、それが経済的に合理的だからではなく、自家発電使用したいものの新規のガス供給が断たれているため仕方なく系統から買電している工場が多いという状況も既存文献から確認することができた。

国内の天然ガス生産量が今後減衰し高コストの輸入 LNG への依存も強まることが見込まれる中、ガス価格を国際水準と比べて非常に低い水準に抑え続けることは、国民経済の観点上、望ましくない。従って、中長期的には、ガス価格と電力価格とのリバランスが行われ、両者の価格が適正な水準に設定されることにより、非効率な自家発電は系統電力よりも高コストとなり、産業用のエネルギー需要のうち相当の量が自家発電から系統電力へと自然に以降していくことが必要となる。一次エネルギー供給の観点では、天然ガス供給の一部が石炭等、他の発電用エネルギー源にシフトすることを意味する。

しかし一方で、「バ」国の系統電力の供給力は、国内の電力需要を賄うには十分ではなく、現在自家発電で供給されている分を含めた全ての電力需要をカバーできるようになるには、まだ相応の年数が掛かる見通しである。従って、ガス価格と電力価格のリバランス、ひいてはエネルギー源間のシフトは、電力供給力の増強状況も踏まえて進む必要があると想定される。

加えて、電力価格は相対的にはガス価格より高いものの、第 19 章以降で論じるとおり、現状の電気料金水準では、BPDB が発電事業者等より購入している費用を回収するのに十分ではない。電力及びガス価格を同時に大幅引き上げた場合、「バ」国経済への悪影響が大きくなる懸念もある。こうした観点からも、価格政策の見直しは漸次的に進むと考えられる。エネルギー価格に関する論点については、第 19 章以降でより詳細に論じる。

また、陶磁産業等、製造プロセスで高品質の電力供給を必要とするものの、系統からの電力供給が必ずしも信頼できないため自家発電を選好しているという事例も存在することが確認された。これらの業種においては、ガス価格が上昇して系統電力を逆転したとしても、供給信頼性を理由に自家発電を選択する可能性が高い。これらの工場を系統からの買電に誘導するには、ガス価格の上昇に加えて電力供給の信頼度を十分高い水準に引き上げることも必要となる。

#### (2) 経済発展にともなう産業構造変化

本調査では、「バ」国における各業種のエネルギー消費の現状について基礎情報を得るべく既存文献を参照したが、これら過去の調査においても実際に入手された実績統計データは限られており、多くを独自の推定に頼っていることが確認された。

本調査においても、工業省（Ministry of Industries）や上記主要業種の業界団体等に聞き取り調査を行ったが、各業種におけるエネルギー消費状況について断片的な情報は得られ、前項で紹介した既存文献での分析と基本的に相違ないことは確認できたものの、定量的な分析に資する新たな統計データの存在は確認できなかった。

産業部門におけるエネルギー消費の将来見通しを作成する上で、短期的な想定（たとえば 5 年以内、もしくは 10 年以内）を行う際は、現在のエネルギー使用状況につき、業種別、エネルギー源別に分解して詳細に分析することが有用である。しかしながら、過去の文献で得られた以上のデータは基本的に存在しないことが確認できたため、エネルギー消費を業種別、エネルギー源別に分解して、それぞれにつき詳細な予測を立てる想定手法には限界があると考えられる。

また、想定期間が比較的短期であれば、現状の産業構造を前提として各業種におけるエネルギー消費の今後の趨勢について詳細な見通しを立てることは有意義であるが、本調査では、2041 年

までの長期のエネルギー需要見通しを作成するため、第 5 章でも論じた通り、想定期間中に「バ」国の産業構造が大幅に変わることは必至である。すなわち、個別の産業におけるエネルギー消費の趨勢よりむしろ、経済成長にともない産業構造が変化すること自体による影響の方が、産業部門全体のエネルギー消費の将来見通しを立てる上で重要な決定要因になると考えられる。

従って本調査では、一国の経済発展段階に応じて、その国の産業部門におけるエネルギー消費がどのように変化するか、他国の事例も参照しつつ分析した上で、「バ」国産業部門の今後のエネルギー消費見通しについて総枠で把握する手法を採用することとした。

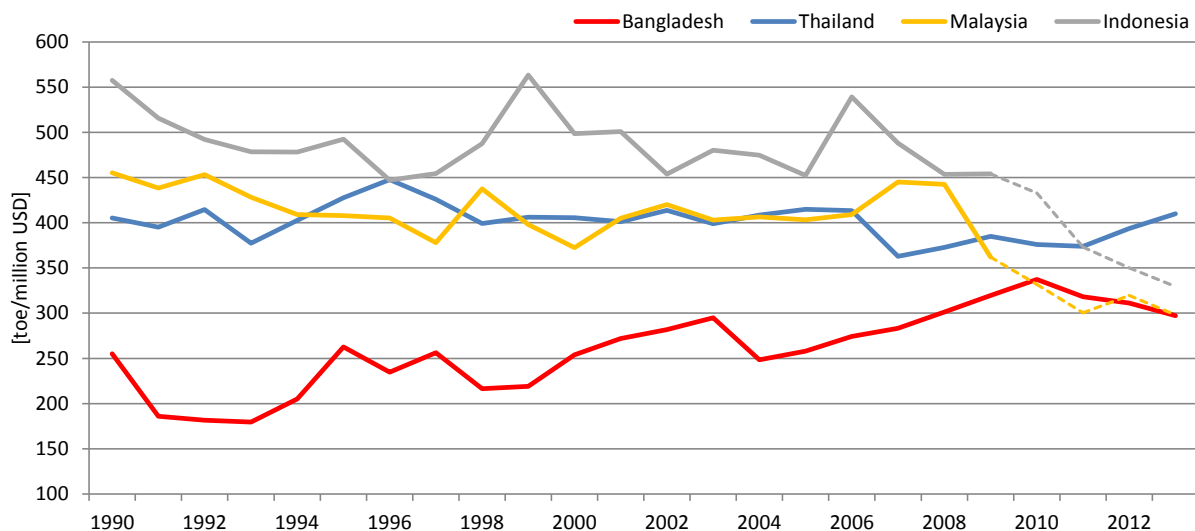
各業種別のエネルギー

### 6.3.3 最終エネルギー消費見通し

本章で「バ」国の産業部門におけるエネルギー消費の見通しを想定するにあたり、産業部門のエネルギー消費原単位、つまり「バ」国産業部門のエネルギー消費量を同国製造業の付加価値（＝GDP、実質価格）で除した比率の推移を分析した。この比率は、100 万 USD の付加価値を産出するために、どれだけのエネルギー（toe）を消費したのかを示している。

もしこの原単位が一定で推移するならば、エネルギー消費量の弾性値は 1、つまり産業部門である一定の付加価値を産出するのに必要なエネルギー消費量は変わらなかったことになる。もしこの原単位が前年から増加したとすれば、同額の経済価値を得るため産業部門は前年より多くのエネルギーを消費したことを意味し、産業部門付加価値（GDP）がこの期間に増加したならば、同部門のエネルギー消費の増加率は付加価値よりもさらに高かったことになる。すなわち、この期間における弾性値は 1 を上回ったことを意味する。その逆に、もしこの比率が前年よりも低下したとするならば、この期間の弾性値は 1 を下回ったことを意味する。

図 6-25 は、「バ」国の産業部門におけるエネルギー消費原単位の推移を、ASEAN 諸国と比較して示したものである。タイ、マレーシア、インドネシアでは、この比率は約 400 toe/million USD と比較的一定で推移した一方、「バ」国でのエネルギー原単位はかつてはこれらの国より比較的低かったものの、徐々に増加して接近する傾向が見られる。

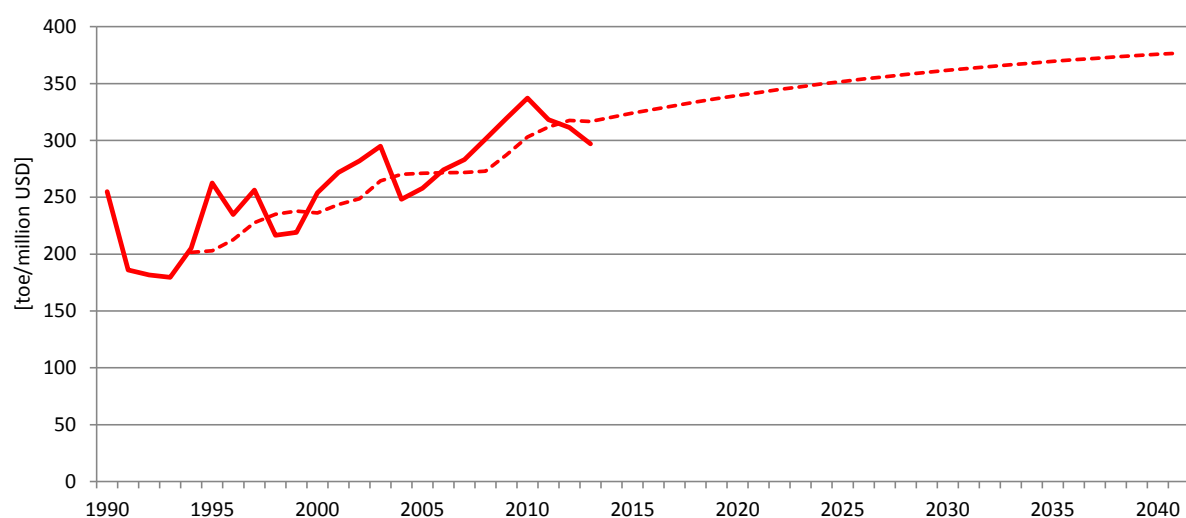


出典：世界銀行データベースと IEA 統計を元に、JICA 調査団作成  
注) 2010 年からのマレーシアとインドネシアのエネルギー消費における低下傾向は、統計上の誤差と考えられる。

図 6-25 産業部門付加価値あたりのエネルギー消費量の推移

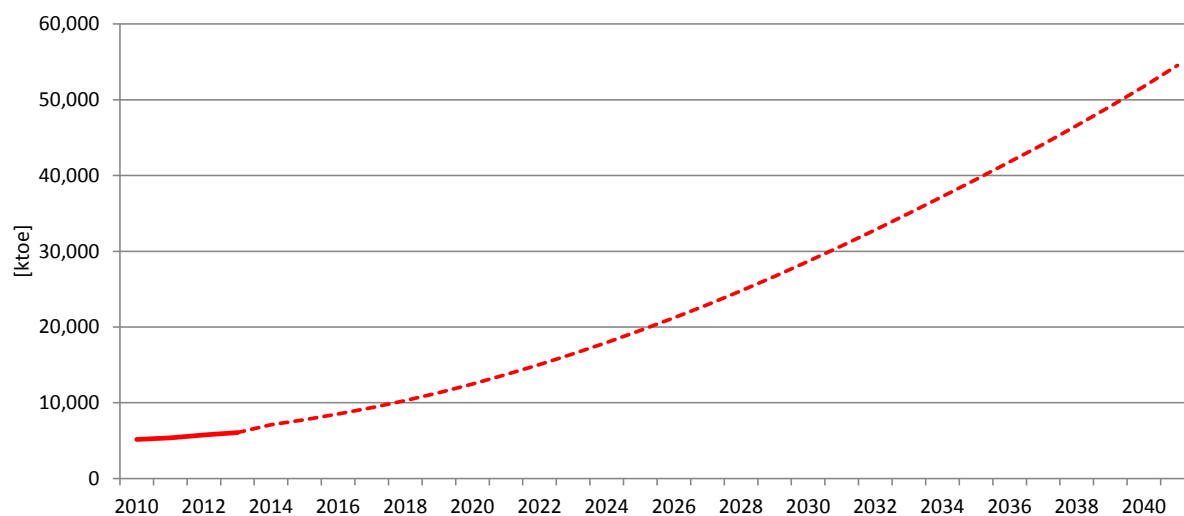
「バ」国で、産業部門の付加価値に対するエネルギー消費の比率（消費原単位）が徐々に上昇している（＝弾性値が1よりも高い）理由の一つとして、「バ」国の経済発展（＝産業化）がまだ初期段階にあり、労働集約型産業からエネルギー消費産業へと移行中であることが挙げられる。

そこで、本調査では、産業部門におけるエネルギー消費原単位については、図 6-26 で示すとおり、今後も上昇傾向が続くものの徐々に伸びが鈍化して、ASEAN 数ヶ国と同水準の 400 toe/million USD に収斂していくものと想定した。この見通しを、第5章で想定した、産業部門付加価値（GDP）の見通しを乗じることによって、産業部門のエネルギー消費量見通しを試算した。図 6-27 で示すとおり、産業部門付加価値は 2041 年には 54,500 ktoe、2014 年の約 8 倍となる見通しである。エネルギー消費量が急速に成長する主な要因は、産業部門の経済活動自体が拡大することによるものだが、同部門のエネルギー消費原単位が増加することによって、消費量の増加がさらに加速されている。



出典：JICA 調査団

図 6-26 「バ」国産業部門付加価値あたりのエネルギー消費量 見通し



出典：JICA 調査団

図 6-27 「バ」国産業部門エネルギー消費量 見通し



## 6.4 運輸用需要

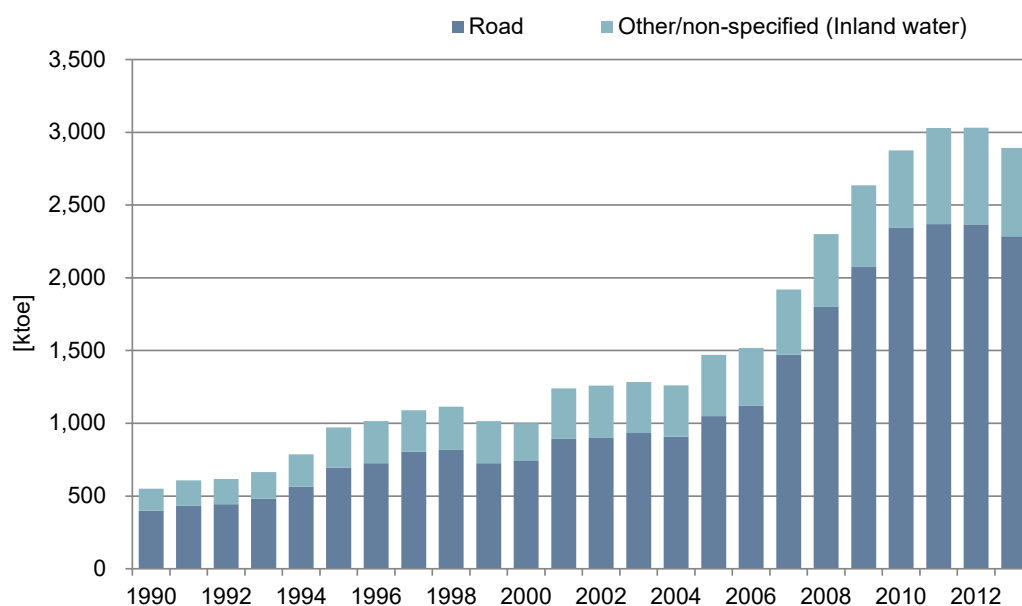
### 6.4.1 エネルギー需要の現状

#### (1) 「バ」国の運輸部門の状況

運輸部門のエネルギー消費の推移を図 6-28 に示す。エネルギー消費量は 1990 年に 544 ktoe、2013 年に 2,893 ktoe と、23 年間で 5 倍以上に拡大しており、特に 2000 年代後半に大きく拡大している。2010 年代に入ってから拡大傾向が止まっているように見えるが、「バ」国でのモータリゼーションの進展を考えると、これは統計上の誤差によるものであり、急速な拡大傾向は今後も続くものと考えられる。

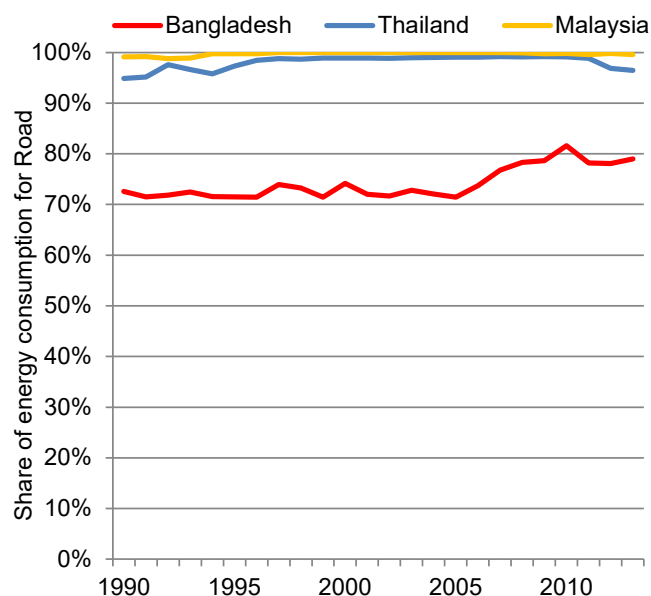
運輸部門のエネルギー消費量を輸送種別に見ると、図 6-29 が示すように、道路輸送が約 80% を占めており、そのシェアは徐々に拡大している。

道路輸送のシェアが他国に比べて比較的小さいのは（タイやマレーシアではそのシェアは 90% 以上となっている）、「バ」国には国内水運での大きな輸送網があり、輸送部門のエネルギー消費に占める水運輸送のシェアが比較的大きいためである。しかしそのシェアも、モータリゼーションの進展を反映して、少しずつ減少している。国内水運輸送から道路輸送への転換の傾向は、橋の建設が進むことによってさらに後押しされると予想される。



出典：IEA Energy Balances

図 6-28 「バ」国の運輸部門のエネルギー消費の推移

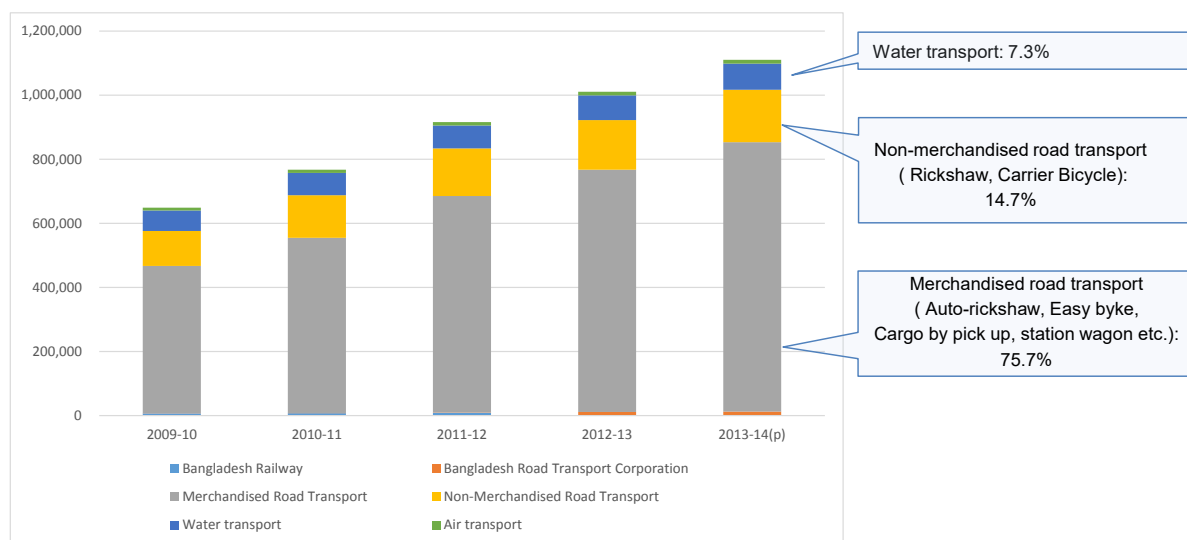


出典：IEA Energy Balances

図 6-29 運輸部門のエネルギー消費における道路輸送のシェア

図 6-30 は、経済価値の面から評価した、運輸部門の輸送種別シェアの推移を示したものである。運輸部門の付加価値額の 90%以上は道路輸送より発生しており、残りは、水輸送、航空輸送及び鉄道輸送によるものである。

道路輸送は、リキシャやキャリア・バイシクルなどの非商業的な道路輸送と自動車などの商業的道路輸送の 2 種類に分けられる。商業的道路輸送はさらに、乗客輸送と貨物輸送の 2 つに分けることができる。現在は、オートリキシャ/テンポ、イージーバイク及びカーゴ（ピックアップカーやステーションワゴンによるもの）が、商業的道路輸送で産出される付加価値の主な担い手となっている。



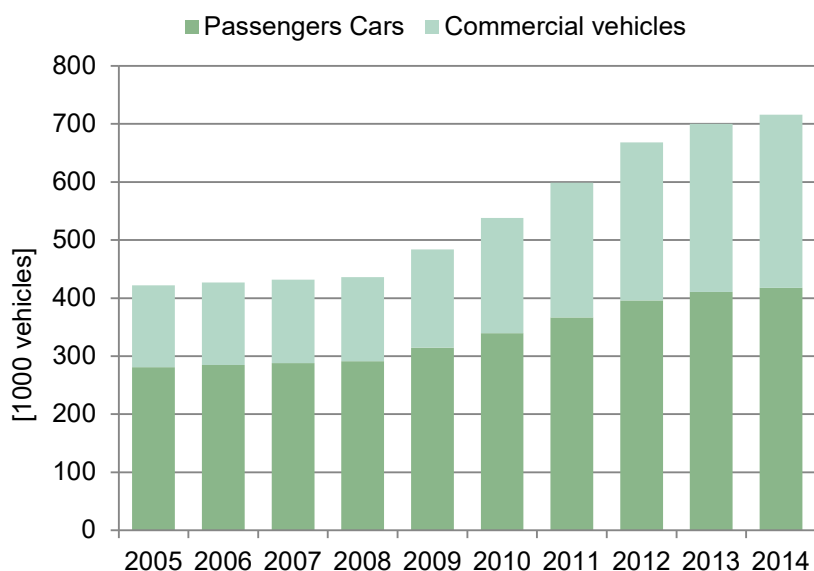
(Unit: million BDT at current price)

出典：BBS “Bangladesh National Accounts Statistics”を元に、JICA 調査団作成

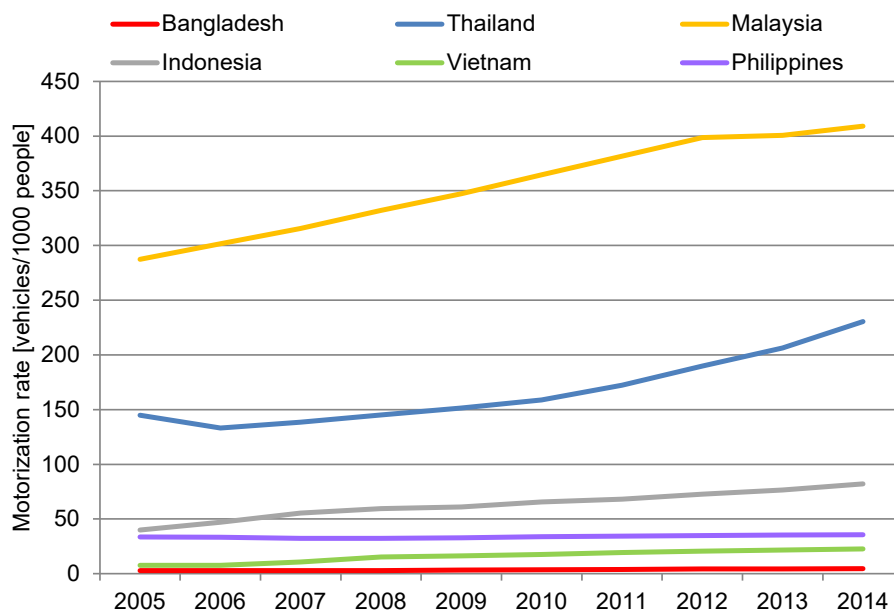
図 6-30 「バ」国における、運輸部門の輸送手段別の付加価値額

## (2) 「バ」国における自動車普及の状況

国際自動車工業連合会（OICA）によれば、「バ」国で所有されている自動車の台数は、2005年の422,000台から2014年には716,000台と、9年間で1.7倍に増加している（図6-31参照）。しかしながら、人口1,000人あたりの自動車保有台数で見ると、「バ」国はASEANの主要国と比べて依然として極めて低い水準である（図6-32参照）。



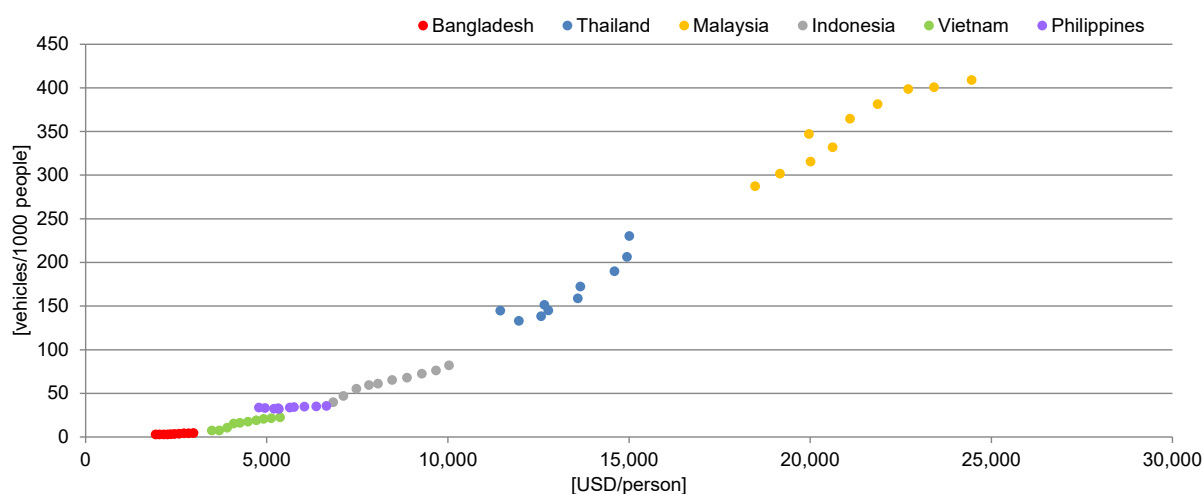
出典：世界銀行データベース及びOICA統計を元に、JICA調査団作成  
 図 6-31 「バ」国における、自動車保有台数



出典：世界銀行データベース及びOICA統計を元に、JICA調査団作成  
 図 6-32 バングラデシュ及びASEAN諸国のモータリゼーション率

一国の自動車保有率（モータリゼーション）は、経済発展の状況によって大方説明することができる。図 6-33 は、「バ」国及び ASEAN 諸国（タイ、マレーシア、インドネシア、ベトナム、フィリピン）の人口 1 人あたり GDP（PPP ベース）及び人口 1,000 人あたり自動車保有台数を示したものであり、両者の間に強い相関があることがわかる。この相関は S 字型の形態となっている。すなわち、1 人あたり GDP が 5,000 ドルを超えると傾斜が急になり、直線的な相関を示したのちに、1 人あたり GDP が 20,000 ドルに達するあたりで傾斜は緩やかになっている。

「バ」国の経済は、モータリゼーションが急速に展開する水準に達していないため、自動車化率（1,000 人あたりの自動車台数）は非常に低い。経済水準がある段階に到達することで、自動車保有率は急速に増加すると予想される。本調査では、「バ」国の 1 人あたり GDP が 5,000 ドルに達する 2020 年代中旬以降、モータリゼーションが急速に進むと想定している。



出典：世界銀行データベース及び OICA 統計を元に、JICA 調査団作成  
**図 6-33 「バ」国及び ASEAN 主要国における、1 人あたり GDP（PPP）とモータリゼーションの関係**

表 6-6 は、道路交通管理局（Bangladesh Road Transport Authority）による、「バ」国の各年の動力付車両の登録台数を示したものである。先に挙げた図 6-31（2014 年末に 716,000 台）と数値が相違している理由としては、二輪車（約 140 万台）等、乗用車以外の車両が含まれていること、過去に登録されたが現在は使用されていない車両が含まれている可能性等が挙げられる。

2010 年末時点の動力付車両の登録台数は、約 150 万台だったが、2016 年 2 月末の時点では、それは約 250 万台へと、1.6 倍に拡大している。

近年は、二輪車（Motor Cycle）の増加が最も目立っており、新しい登録台数の半数以上を占めている上、この期間にほとんど 2 倍に増えるなど、急速な増加を示している。二輪車に次いで乗用車（Private Passengers Car）の登録台数が 2 番目に大きなシェアを占めており、2010 年の 22 万台から、2016 年 2 月の 29 万 2 千台に増加している。乗用車に関しては、登録台数の地域差にも留意する必要がある。「バ」国全体での乗用車の登録台数 29 万 2 千台のうち、22 万 7 千台がダッカで登録されている。これは乗用車のほとんどがダッカ地域に存在しており、他の地域ではまだ普及が進んでいないことを示している。

表 6-6 「バ」国における登録車両台数の推移

<Bangladesh> <Dhaka>

Sl. No	Type of Vehicles	Upto-2010	2011	2012	2013	2014	2015	29-Feb-16	Grand Total	Grand Total
1	Ambulance	2793	219	181	243	338	480	78	4332	2487
2	Auto Rickshaw	126763	20423	23545	15697	19897	20000	1999	228324	8435
3	Auto Tempo	14266	175	626	395	500	1095	136	17193	1664
4	Bus	27778	1761	1439	1107	1488	2391	577	36541	24565
5	Cargo Van	3522	489	282	687	608	399	64	6051	5727
6	Covered Van	5658	2354	1421	2271	2869	2354	416	17343	13742
7	Delivery Van	17063	1004	774	894	1176	1719	281	22911	16725
8	Human Hauler	6520	1152	715	385	225	1142	501	10640	4371
9	Jeep(Hard/Soft)	32286	2134	1569	1314	1870	3601	777	43551	28926
10	Microbus	66379	4051	3044	2537	4313	5224	1062	86610	63959
11	Minibus	25644	276	249	148	256	323	73	26969	10068
12	Motor Cycle	759257	114616	101588	85808	90685	240358	41467	1433779	390062
13	Pick Up (Double/Single Cabin)	32240	10460	7625	6553	9554	10257	1512	78201	54116
14	Private Passenger Car	219830	12950	9224	10472	14699	21062	3910	292147	226645
15	Special Purpose Vehicle	6371	396	226	227	172	296	78	7766	1078
16	Tanker	2706	317	195	226	362	324	64	4194	1536
17	Taxicab	44380	75	172	51	374	88	4	45144	36466
18	Tractor	20600	5200	3494	1885	1522	1699	423	34823	22066
19	Truck	82871	7327	4335	5129	8136	6330	958	115086	48258
20	Others	1317	7	1	1080	1595	2073	572	6645	3498
<b>TOTAL</b>		<b>1498244</b>	<b>185386</b>	<b>160705</b>	<b>137109</b>	<b>160639</b>	<b>321215</b>	<b>54952</b>	<b>2518250</b>	<b>964394</b>

出典：Bangladesh Road Transport Authority (<http://www.brta.gov.bd/statistics.html>)

他方、オートリキシャについては、全国で登録されている22万8千台のうち、ダッカでの登録台数は8,435台にとどまっており、登録されている大半がダッカ地域外であることがわかる。このことから、ダッカ地域では経済水準が比較的高いために、すでに、乗用車の所有がオートリキシャの利用をしのいでいる一方、その他の地域では、オートリキシャがまだ個人の移動の主要な手段になっていると推察することができる。このことは、タクシー (Taxicab) の登録台数のうち、ダッカ地域が全国の約80%を占めていることとも符合する。経済的に進んでいるダッカ地域でタクシーの普及が先行しているが、他地域においても今後乗り合いのオートリキシャから個人利用のタクシーにシフトしていくと予想される。

これらのことから本調査では、オートリキシャの登録台数は、ダッカ以外の地域では、今後数年の間は増加するであろうが、ダッカ地域と同様に、徐々に乗用車に置き換わっていくだろうと予想している。それは、特に地方部において、乗用車保有が急速に増大する大きなポテンシャルがあることを意味している。さらに地方部から都市部への人の移動が続いていることを考えると、ダッカ地域の乗用車保有台数がさらに拡大するものと考えられる。ダッカの交通渋滞はすでに大きな問題となっており、これに対する適切な緩和措置が取られなければ、状況はさらに悪化する懸念がある。

## 6.4.2 今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因

### (1) 運輸部門における長期政策

「バ」国ではこれまで、運輸部門に対する長期政策が以下の通り策定されてきた。しかしながら、これら過去の計画を見る限り、「バ」国政府は運輸部門でのエネルギー利用のあり方についてあまり関心はなく、ましてやエネルギー利用効率化への関心はほとんどなかったように見受けられる。

また、運輸部門でのエネルギー利用に関する、体系的な統計データや情報が少ないことも判明した。同部門でのエネルギー利用に関するデータベースを構築することにより、エネルギー利用の現状を正確に把握し、政策の方向性を決定するとともに、エネルギー利用効率改善に向けた具体的な方策を取ることが可能となる。

#### 1) Road Master Plan (2009)

「Road Master Plan」は「National Land Transport Policy」で示された方向性に対応しており、今後10年間にわたる道路インフラ投資におけるガイドラインとして策定された。

本マスタープランでは、以下の項目より構成される、包括的な投資プログラムが決定された。

- ・ 道路交通・橋梁省 道路局国道部 (Ministry of Road Transport and Bridges, Roads and Highways Department: RHD) の道路と橋梁資産価値の保護
- ・ 道路網ネットワークの接続性の改善
- ・ 経済的及び交通の成長目標を満たすために、戦略的道路網ネットワークを強化、開発
- ・ 国の成長センターへの連結性を強化するために、「Zila Road」ネットワークの改善
- ・ 道路の安全を改善し、交通事故を削減
- ・ 環境及び社会的な保護の提供
- ・ 上記を実行するために、RHDが必要な制度改善を集約

#### 2) The National Integrated Multimodal Transport Policy (2013)

「The National Integrated Multimodal Transport Policy 2013」は、1990年から開始された、道路サブセクター開発における過度の偏重による不均衡を是正するために策定された。この政策の目的は、あらゆる交通手段を統合して取り組むことにより、今後の投資で個々の事例を最善の様式で考慮することができ、環境問題や安全を含む政府目標全体に合致するようにすることである。

「Multimodal Integrated Transport Policy」の主な目的は、道路輸送と共に、鉄道、内陸水運、航空分野の役割を強調し、交通ネットワーク全体の開発を促進することである。「Integrated Multimodal Transport Policy」の目的は以下のとおりである。

- ・ 物資輸送コストを削減し、その結果「バ」国で製品やサービスを安価にする
- ・ 輸送コストの削減を通じて、輸出競争力を支援
- ・ 安全を改善
- ・ 事故率を削減
- ・ 運輸サービスにおける取引をする際、「バ」国の地理的位置を生かし、運輸部門の効率を促進
- ・ 交通分野における劣悪な環境影響を削減
- ・ 社会のあらゆるセクターに対して、コストのアクセスしやすさの点で交通は社会のニーズを満たすことを保証
- ・ 交通網ネットワーク全体での統合を改善し、交通機関同士の交流が容易になるよう、手段を構築
- ・ 優れた土地利用計画により、移動の必要性を削減
- ・ 貧困撲滅を支援する手段としての交通の利用

- ・ 旅客と貨物輸送において、代替オプションを増やす

## (2) 優れた参考事例としてのタイにおける運輸政策

### 1) 運輸部門データの比較

本章では、運輸部門関連の課題に対応するためには、タイの事例が「バ」国に対し優れた参考事例になると考える。表 6-7 では、「バ」国とタイの運輸部門に関するデータを比較している。タイでは、人口 1,000 人あたりの 4 輪以上の自動車の台数は 198 台であり、「バ」国に比べて約 50 倍となっている。

**表 6-7 「バ」国とタイの運輸関連データの比較**

		unit	Bangladesh	Thailand	year
motor vehicle	number of motor vehicle (4wheel or more)	1000unit	570	13,213	2012
	number of motor vehicle per 1000people	unit	4	198	
	number of motor cycle	1000unit	1,161	19,169	
road	road length of main roads	km	20,735	51,855	Thailand:2006, Bangladesh:2003
	main road density in terms of population	km/1000people	1.5	3.7	
rail	rail lines	km	2,835	5,327	2012
	passenger	million people*km	7,305	7,504	
	cargo	million ton*km	710	2,455	
air	passenger; international line	million people*km	565	8,204	2011
	passenger; domestic line	million people*km	4,630	59,159	
	passenger; total	million people*km	5,195	67,363	
waterway	Container port traffic	TEU: 20 feet equivalent units	1,571,461	7,702,476	2013

出典：日本の統計局及び世界銀行のデータを元に、JICA 調査団作成

### 2) 交通渋滞緩和のための方策

タイの首都であるバンコクでは、ダッカと同様に交通渋滞で悪名高い。世界銀行によると、ラッシュアワー時の自動車の平均速度は午前は 17.2 km/時で、夜間は 24.2 km/時である。表 6-8 では、タイで交通渋滞を緩和するために実施、検討されている主な方策を示している。交通渋滞緩和のための方策を導入することによって、以下の効果が見込まれている。

- ・ 自動車の平均速度の向上
- ・ 交通の損失時間の削減
- ・ 燃料消費量と燃料コストの削減
- ・ CO2 排出量の削減
- ・ 有毒ガス排出量の削減
- ・ 運転手のストレス緩和
- ・ 交通事故の削減

表 6-8 バンコクにおける交通渋滞緩和のため実施されている方策

Categories	Main Measures
Modal Shift	construction of urban railways (METRO etc.)
	introduction of Bus Rapid Transit
	introduction of Park & Ride System
Road Development	widening of a road
	develop ring road
	construction of flyover
Regulation	road pricing
	time dispersion(staggered commuting, flex time etc.)
Provision of Road Information by ICT	Smart Traffic Sign
	Traffic Signal Control

出典：JICA 調査団

### 3) エコカープログラムの導入

タイでは 2007 年に「エコカープログラム」を開始し、エコカーを生産するメーカーに税制優遇措置を実施した。リットルあたり 20 キロ以上の燃費効率や、欧州の排出ガス規制「EURO 4」の順守など、さまざまな要件があった。「エコカー」の製造を承認されたメーカーに対しては、法人税より 8 年間の控除など、さまざまな恩恵がもたらされた。また、購入者（消費者）に対しては、税制優遇措置として商品の 17%が優遇税制として導入された。（表 6-9 参照）

2014 年には第 2 次「エコカープログラム」が始まり、リットルあたり 20 キロ以上の燃費効率や欧州の排出ガス規制「EURO 5」の順守などの要件が必須となった。仕様を遵守した自動車の生産は 2019 年の終わりまでに開始されなくてはならず、生産から 4 年目及びそれ以降では年間 100,000 台以上でなくてはならない等の条件が定められた。（表 6-9 参照）

第一次エコカープログラムでは、日本メーカーの 5 社である日産、本田、三菱、スズキ、トヨタが承認された。第二次エコカープログラムでは、上記の 5 社以外に米国及び欧州から 5 社が新たに承認された。

表 6-9 タイで実施されたエコカープログラムの概要

	eco car program	2nd eco car program
start year	2007	2013
main requirement	1300cc or less(gasolin car) 1400cc or less(diesel car) fuel consumption 20km/l or more clear the standard of EURO4 CO2 emission 120g/km or less	1300cc or less(gasolin car) 1500cc or less(diesel car) fuel consumption 23.3km/l or more clear the standard of EURO5 CO2 emission 100g/km or less start production by 2019
main benefit to manufacture	income tax free for maximum 8 years import tax free for production machine	income tax free for 6 years etc. import tax free for production machine
benefit to consumer	consumption tax 17% (30% for passengers car for 2000cc or more)	consumption tax 14%

出典：JICA 調査団

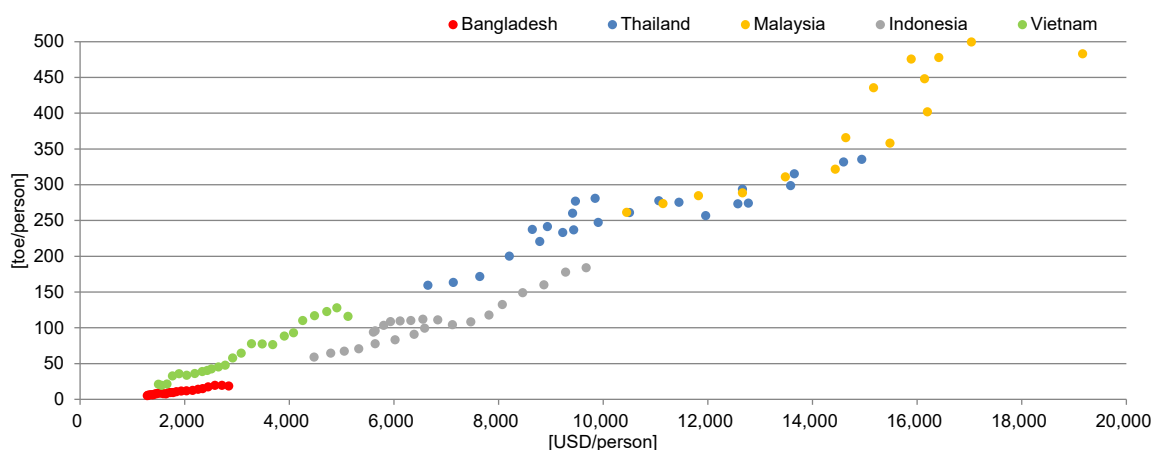


### 6.4.3 最終エネルギー消費見通し

6.4.1 で述べたように、1人あたり GDP が 5,000USD 程度の水準に達すると、車の所有率は急増する。車の所有率の増加はエネルギー消費に直接結びつくため、運輸部門におけるエネルギー消費は 2020 年中盤から急増すると想定される。

「バ」国と他 ASEAN 諸国（タイ、マレーシア、ベトナム、フィリピン）における、人口 1 人あたり GDP（PPP ベース）と人口 1 人あたり運輸部門のエネルギー消費量の関係を図 6-34 で示した。モータリゼーション率（図 6-33 参照）ほど明瞭ではないが、これらの国々における全体トレンドも S 字形のカーブを描いている。つまり：

- ・ エネルギー消費は、経済成長が一定水準に達し車の所有率が急激に増加すると、加速度的に増加し、
- ・ 経済成長が一定の成熟度に達し、モータリゼーションが一段落するとともに燃費規制が強化され、また都市部を中心に高度な交通システムが導入されるようになると、エネルギー消費の伸びは緩やかになる。

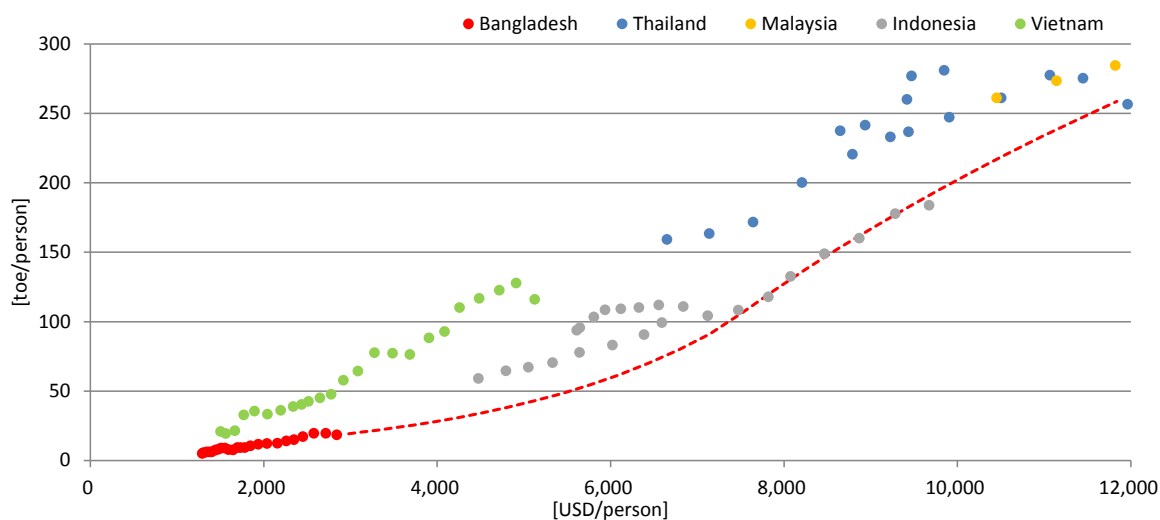


出典：世界銀行データベース、IEA energy balances を元に、JICA 調査団作成

図 6-34 「バ」国及び ASEAN 諸国における、人口 1 人あたり GDP と人口 1 人あたり運輸部門エネルギー消費量の推移

図 6-34 によると、特にインドネシアとタイにおいて、1人あたり GDP が約 5,000 USD-6,000 USD に達すると、運輸部門の 1 人あたりエネルギー消費が急激に増え、1人あたり GDP が 8,000 USD を超えるとエネルギー消費の増加率は緩和していることがわかる。このことから、乗用車の所有及び利用がこの間の時期に急増したと推測することができる。

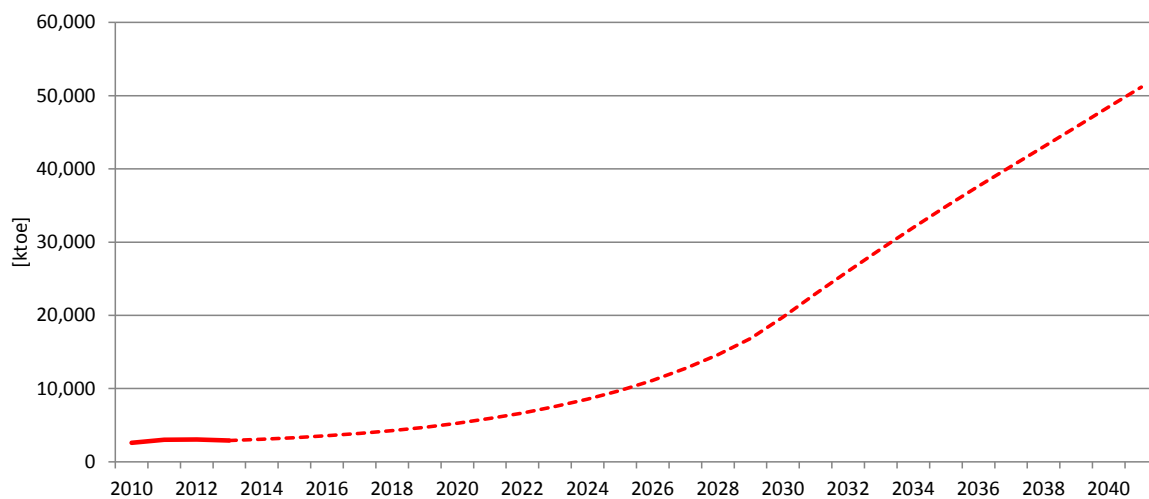
本調査では、「バ」国においても同様のトレンドをたどると仮定し、運輸部門における 1 人あたりエネルギー消費量は、2020 年の中盤から 2030 年前半の間に、乗用車の所有率が増加すると共に急増すると想定した。想定結果を図 6-35 に示す。



出典：JICA 調査団

図 6-35 運輸部門 1 人あたりエネルギー消費量 見通し

1 人あたり運輸部門エネルギー消費量の想定値に、人口の将来見通し（第 5 章参照）を乗じることにより、「バ」国における運輸部門のエネルギー消費量を推定した。この試算によると、2041 年の同部門エネルギー消費量は、現状（2013 年において 2,893 ktoe）の約 18 倍となる見込みである、51,000 ktoe に達すると予測される（図 6-36）。ダッカ地域での MRT 開通等、公共交通機関導入も考慮に入れてはいるものの、それでも 2020 年中盤以降、エネルギー消費が急増する見通しである。



出典：JICA 調査団

図 6-36 運輸部門エネルギー消費量 見通し

## 6.5 その他需要（農業用等）

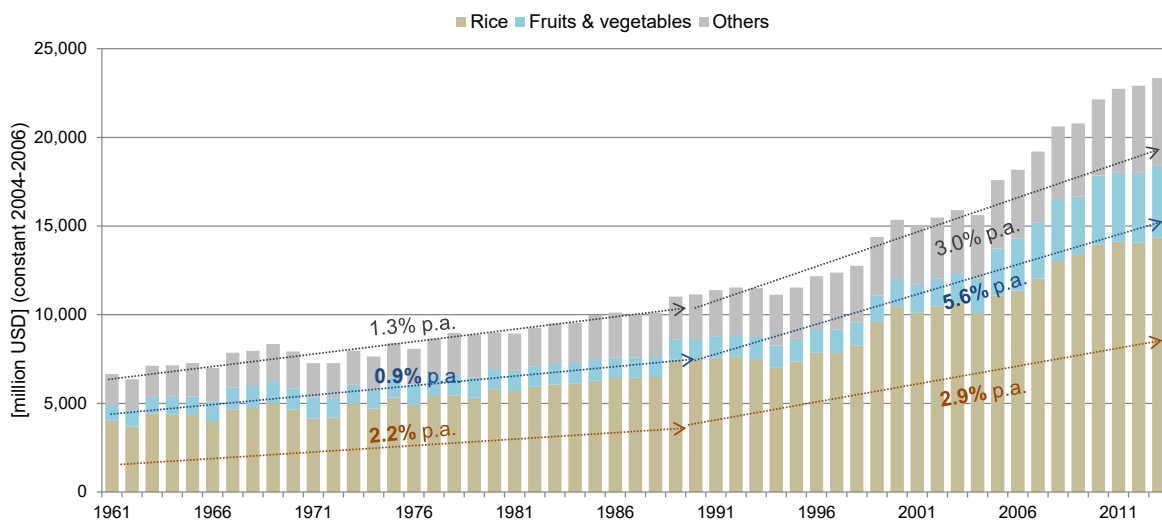
### 6.5.1 エネルギー需要の現状及び今後のエネルギー需要に影響を及ぼす主要因

国際連合食糧農業機関（FAO: Food and Agriculture Organization）による、「バ」国における農業生産の推移を図 6-37 に示す。「バ」国では、米が主要な農産物となっており、全農業生産物に占める割合は、1960 年代以降、約 60%もしくはそれ以上の水準で推移している。

1961 年から 1990 年の 30 年間で、農業生産全体で 1.7 倍、年率 1.8%に増加した。その間、米は 1.9 倍（年率 2.2%）、果物や野菜が 1.3 倍（年率 2.2%）、その他は 1.4%（年率 1.3%）増加したことから、米が「バ」国の農業生産拡大の主力であったことがわかる。

1991 年から 2013 年の 23 年間では、農業生産全体で 2.1 倍（年率 3.3%）増加した。産業化によって農業から製造業へ経済構造がシフトした時期にもかかわらず、前期よりも高い成長率を達成できたのは、生産性向上が見られたためと考えられる。作物別に見ると、この期間、米は 1.9 倍（年率 2.9%）、果物及び野菜は 3.5 倍（年率 5.6%）、その他は 2.0 倍（年率 3.0%）増加しており、農業生産の拡大をもたらした主要な推進力として、米から果物及び野菜に移行していったことを示している。

一般論として、農業部門においては、穀物生産（米、小麦等）を中心とした原始的な自給構造から、果物、野菜、乳製品等のより付加価値の高い農作物生産へと多様化するという構造変化が生じる傾向が見られる。これは、経済水準の向上にともない、人々の食に対する嗜好が多様化することに加え、生産性向上により付加価値の高い輸出用作物の生産が進むことによるものである。

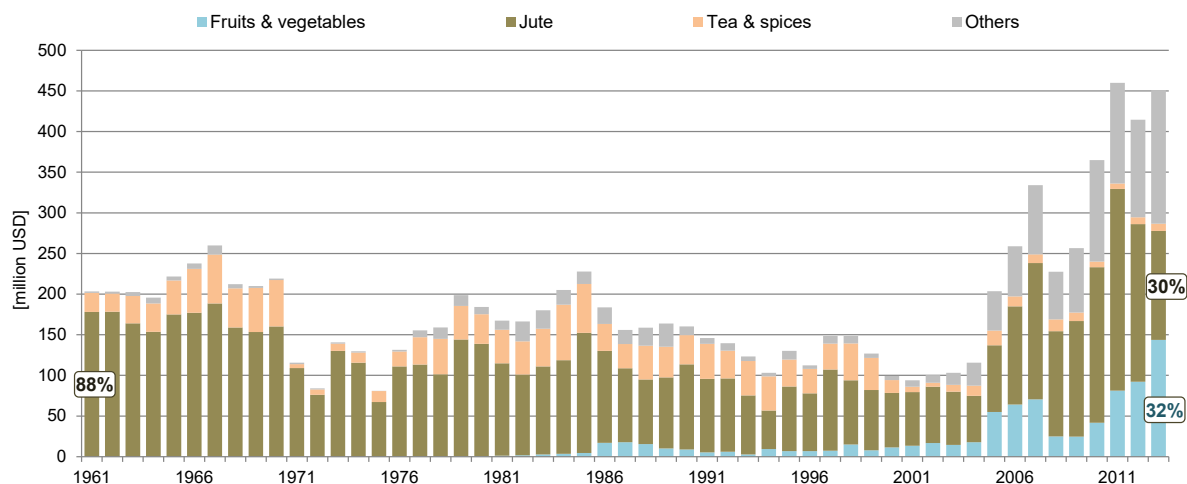


出典：FAO 統計

図 6-37 「バ」国の農業生産高の推移

「バ」国においては、図 6-38 で示すように、近年までジュートが主要輸出作物であり、輸出用農作物生産高のうち 88%を占めていた。1970 年代においても輸出農作物全体に占めるジュートのシェアは依然として高かったが、輸出自体は減少し始めた。その後、他の作物の輸出高が伸び一方でジュートのシェアは減少し始め、2013 年には約 30%となった。また、かつてジュートに次いで輸出高が大きい農作物であった茶葉も、1990 年代から減少し始め、2013 年の輸出高は 1961 年に比べて 10%に満たなかった。

一方で、果物及び野菜の輸出高は 2000 年半ばより増加し始め、2000 年後半の世界金融危機にて落ち込んだもののそれ以降、再び急速に増加し始めた。2013 年には、農作物輸出高合計のうち 32%を占めている。果物と野菜の輸出高は、1990 年の 900 万 USD から 2013 年の 1 億 4400 万 USD へと、23 年間で 16 倍（年率 12.8%）に増加した。



出典：FAO 統計

図 6-38 「バ」国の輸出農作物の推移

一般的に、これらの付加価値商品は品質や鮮度を保つために、特段の配慮が求められることに留意する必要がある。そのためには、商品が適切な温度で保存、輸送できるよう、現代的な貯蔵システムが構築されることが必要となる。また、こうした貯蔵システムを支えるためには、迅速な輸送、梱包、マーケティングシステムを可能とする、物流システムの構築も必要となる。

こうした要件を満たし、輸出農作物の国際競争力を強化するためには、世界銀行のレポート<sup>1</sup>にも指摘されているように、特に電力供給を含むインフラ開発が不可欠な条件となる。

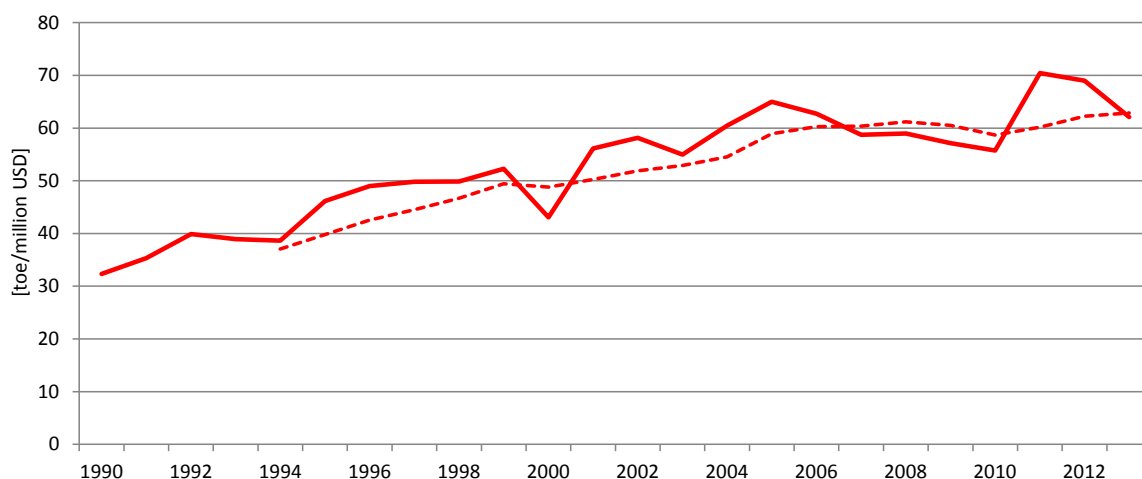
### 6.5.2 エネルギー消費見通し

図 6-39 は、「バ」国の農業部門におけるエネルギー消費量を農業部門付加価値（実質価格）で除した値の推移を表したものである。平滑化のため、5 か年の移動平均を点線で示している。産業部門のエネルギー消費分析と同様、この指標は、農業部門で百万 USD の付加価値（GDP）を生み出すためにどれだけのエネルギー（toe）が消費されているのかを示したものである。

年によって増加と減少があるものの、全般的には徐々に増加する傾向が見られる。すなわち、農業部門である一定の付加価値を産出するため、より多量のエネルギー消費が必要となっていることを意味する。これは前節でも述べたとおり、農業部門がより付加価値の高い商品の生産へと移行しつつあり、商品価値を高めるため生産活動が近代化・高度化されたことによるものと考えられる。

その一方で、この増加傾向は 2000 年代半ば以降緩やかとなっているが、これは、原単位の分子に相当するエネルギー消費量の増加とともに、分母に相当する農業部門の付加価値も大きく向上していることによると推察される。

<sup>1</sup> World Bank “High-value Agriculture in Bangladesh: An Assessment of Agro-business Opportunities and Constraints” (2008)

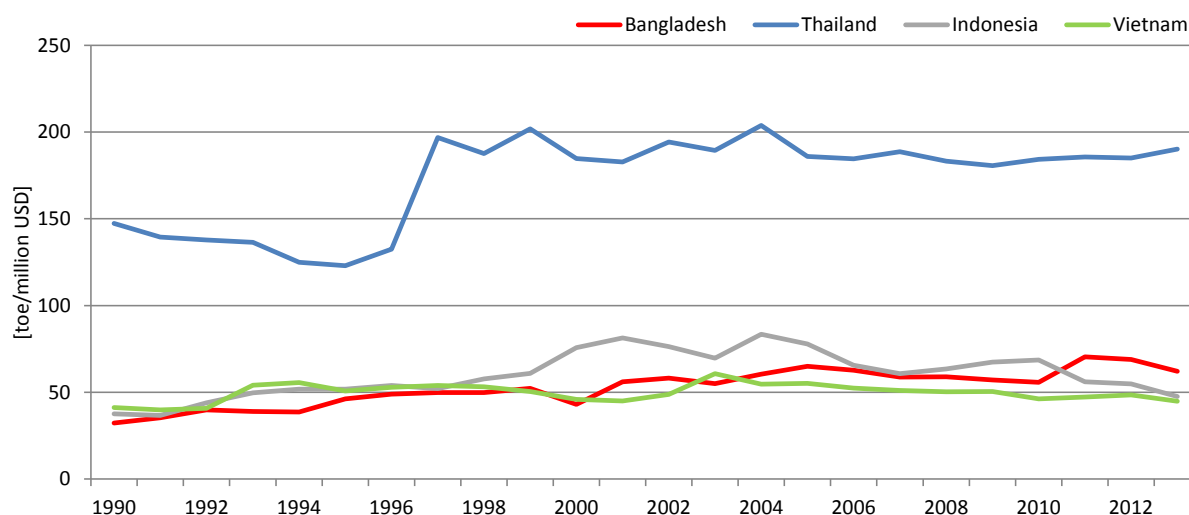


出典：世界銀行データベース及び IEA energy balances を元に、JICA 調査団作成  
 注) 点線は 5 年移動平均

図 6-39 農業部門における付加価値あたりエネルギー消費量の推移

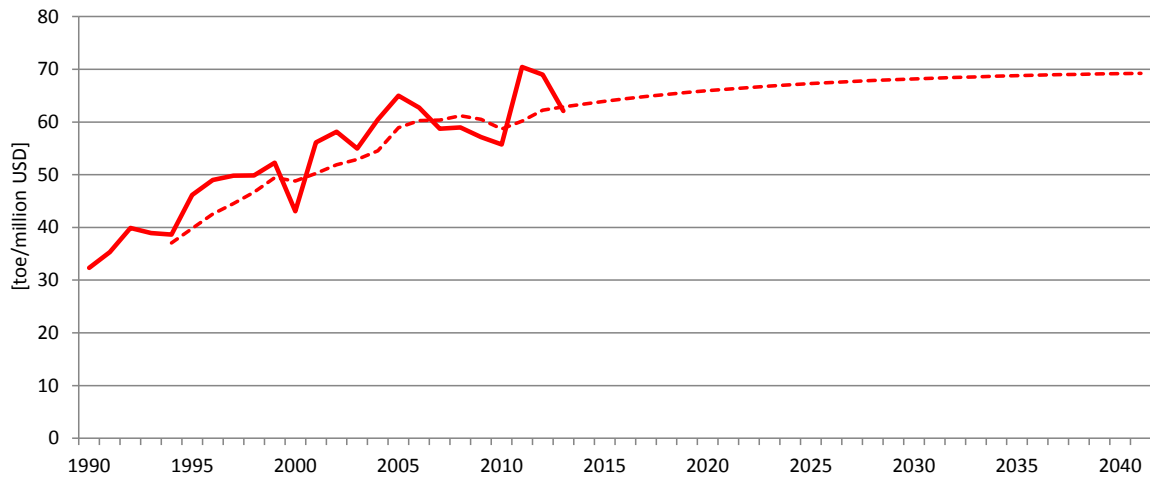
図 6-40 は、この推移を ASEAN 諸国（タイ、インドネシア、ベトナム）と比較したものである。インドネシアとベトナムの傾向は「バ」国と類似しており、2000 年代以降主に 50 から 70 toe/million USD の範囲で推移している。

タイの水準が他の 3 カ国と比較して著しく高いこともあり、統計データの信頼性については、少なくとも国際比較の妥当性という観点からは、留保する必要がある。しかしながら、本調査では、インドネシア及びベトナムの実績を参照の上、「バ」国の農業部門におけるエネルギー効率の漸進的な推移は、図 6-41 で示すとおり、70 toe/million USD に到達するまで緩やかに持続すると想定している。



出典：世界銀行データベース及び IEA energy balances を元に、JICA 調査団作成

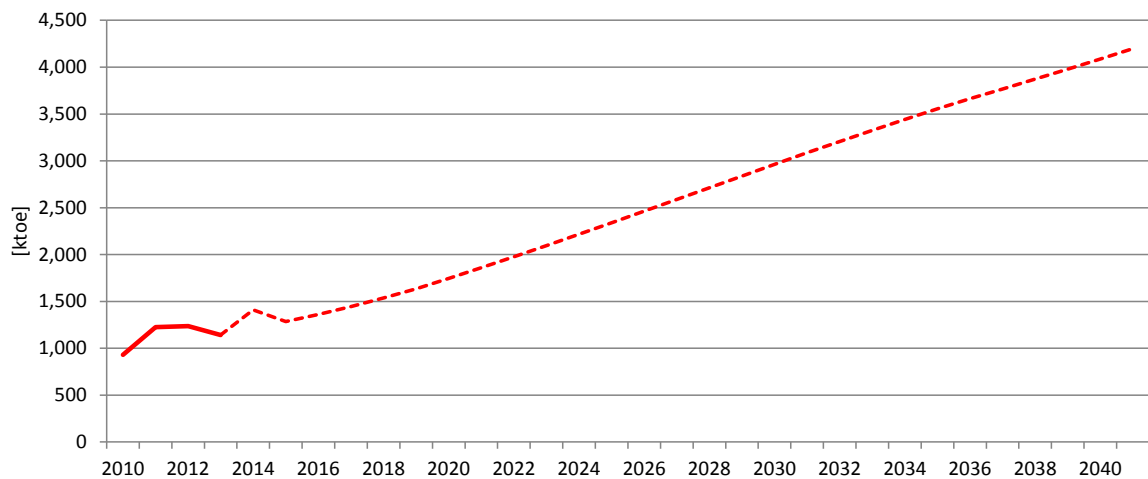
図 6-40 農業部門 付加価値あたりエネルギー消費量の推移（ASEAN 諸国との比較）



出典：JICA 調査団

図 6-41 農業部門 付加価値あたりエネルギー消費量 見通し

農業部門のエネルギー消費量は、図 6-42 で示すとおり、2041 年に約 4,200 ktoe に到達し、2013 年から 4 倍の増加となる見通しである。



出典：JICA 調査団

図 6-42 農業部門エネルギー消費量 見通し

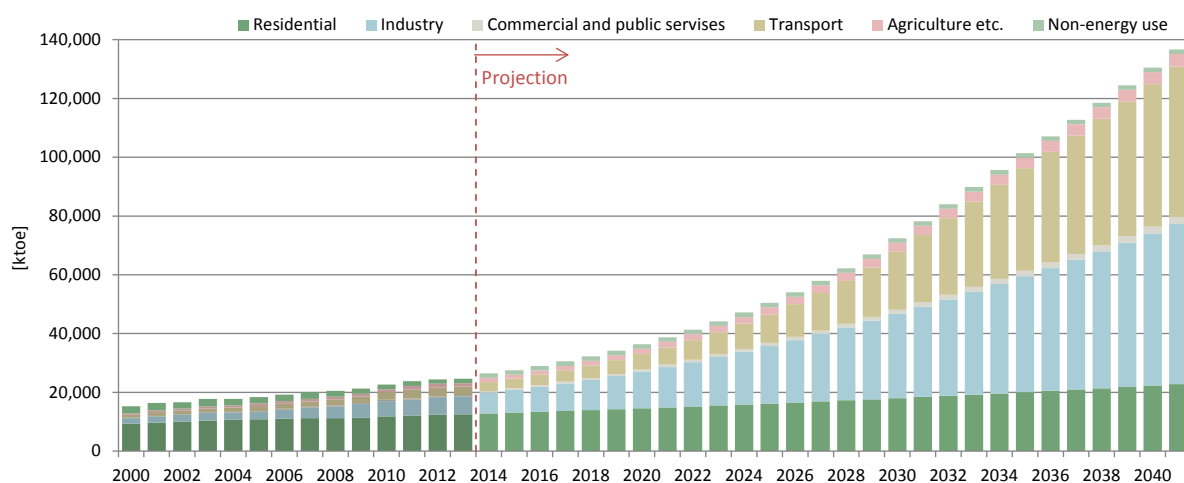
## 6.6 2041 年に至る、エネルギー需給見通し

### 6.6.1 最終エネルギー消費見通し

本章の前節で分析した、各部門のエネルギー消費量見通しを合計した、BAU (business as usual) シナリオの最終エネルギー消費見通しを、図 6-43 及び表 6-10 に示す。

この BAU シナリオでは、産業部門がエネルギー消費量で最大のシェアを占めるようになり、2014 年から 2041 年までの間に年 7.8%増加する見通しである。また、運輸部門のエネルギー消費量は年 11.0%と高い伸び率で増加するため、2041 年断面では産業部門と匹敵する規模のエネルギー消費量となる見通しである。

一方で、現時点でエネルギー消費量の半分を占める住宅部門の伸び率は比較的緩やかで、エネルギー消費量に占めるシェアは減少すると予想される。



出典：JICA 調査団

図 6-43 最終エネルギー消費量見通し- BAU シナリオ

表 6-10 最終エネルギー消費量見通し- BAU シナリオ

部門	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktOE	(比率)	ktOE	(比率)	
住宅用	12,815	(48%)	22,797	(17%)	年率 2.2%
産業用	7,116	(27%)	54,525	(40%)	年率 7.8%
商業及び公共サービス	475	(2%)	2,369	(2%)	年率 6.1%
運輸	3,080	(12%)	51,187	(37%)	年率 11.0%
農業	1,409	(5%)	4,197	(3%)	年率 4.1%
その他	47	(0%)	47	(0%)	年率 0.0%
非エネルギー利用	1,534	(6%)	1,534	(1%)	-
合計	26,475	(100%)	136,655	(100%)	年率 6.3%

出典：JICA 調査団

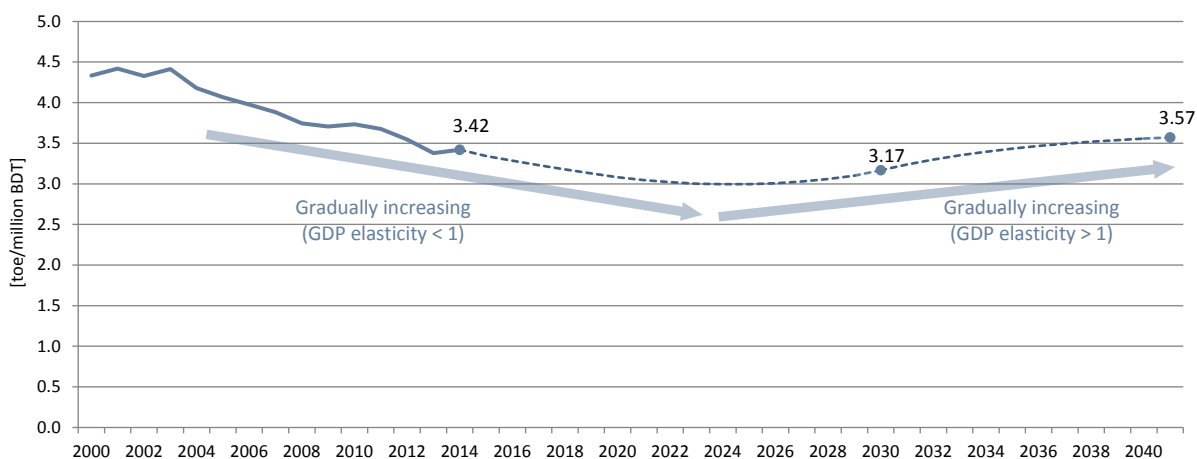
BAU シナリオでの最終エネルギー消費 (TFC : total final consumption) は、2014 年から 2041 年の間に 5.1 倍、年平均 6.3%増加する見通しである。同期間での GDP 成長率予測は年平均 6.1%であるため、エネルギー消費量の伸び率を GDP の成長率で除した GDP 弾性値は、1 よりも若干高くなる (約 1.03)。

図 6-44 はエネルギー総消費量の対 GDP 原単位（エネルギー消費原単位）、つまり最終エネルギー消費量を GDP（実質ベース）で割った割合の推移と見通しを示したものである。GDP が継続して増加している局面で、エネルギー消費原単位が増加していると、その国の GDP 弾性値は 1 よりも高くなり、エネルギー消費原単位が減少していると、GDP 弾性値は 1 よりも低くなる。

2000 年代以来、「バ」国ではエネルギー消費原単位が減少傾向、すなわちエネルギー総消費量の GDP 弾性値が 1 よりも低くなる傾向が続いている。これは主として、現在の国内エネルギー総消費量の約半分を占める住宅部門でのエネルギー消費量の伸び率が GDP の成長率を下回る水準で推移していることによるものである。

今後、2020 年代半ばまではエネルギー消費原単位の減少傾向が続くと想定される。エネルギー消費原単位は、2014 年の 3.42 toe/million BDT から、2020 年代半ばには約 3 toe/million BDT（2014 年比で-12%減）まで低下する見通しである。

しかしながら、2020 年代半ば以降、この傾向は反転し、エネルギー消費原単位は増加し始める、つまり GDP 弾性値が 1 よりも高くなる見通しである。これは、GDP の成長率よりも高い伸び率が見込まれる産業部門及び運輸部門が全体のエネルギー消費量に占める割合が次第に大きくなり、エネルギー総消費量を押し上げることによるものである。この結果、2030 年には 3.17 toe/million BDT（2014 年比で-8%減少）、2041 年には 3.57 toe/million BDT（同+4%増加）となり、2041 年までの通期での GDP 弾性値は、1 よりも高くなる。



出典：JICA 調査団

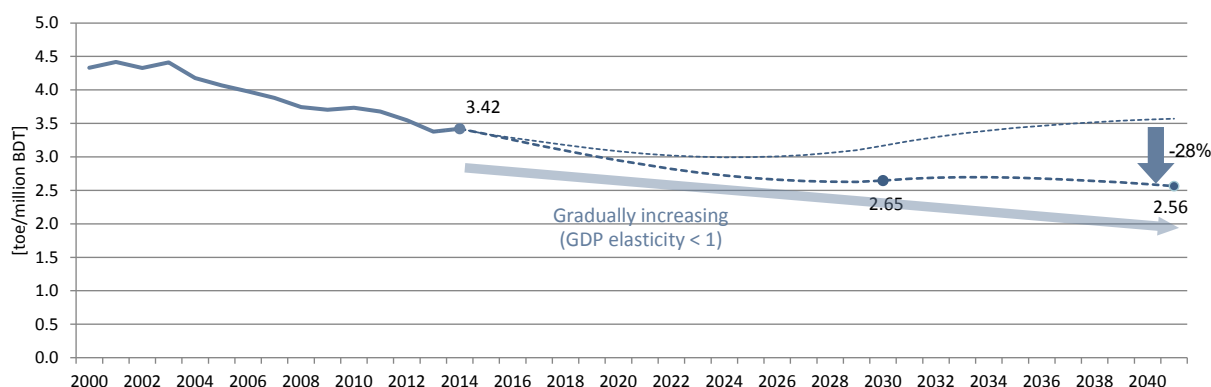
図 6-44 エネルギー消費原単位の推移と見通し- BAU シナリオ

以上の BAU シナリオを踏まえ、本調査では、「バ」国内のエネルギー消費量の急速な増加を緩和すべく、同国政府の強いイニシアティブによりエネルギー効率化対策を実施することを織り込んだ、「省エネルギーシナリオ」を想定することとした。国際協力機構（JICA）の支援によって、2015 年 3 月に、持続・再生可能エネルギー開発庁（Sustainable and Renewable Energy Development Authority、以下「SREDA」）が発表した「Energy Efficiency and Conservation Master Plan up to 2030」（EECMP）で提言された方策が実施されることにより、以下の目標が達成されることを見込んでいる。

- ・ 2030 年時点で 2.65 toe/million BDT（2014 年比で-23%減少）
- ・ 2041 年時点で 2.56 toe/million BDT（2014 年比で-25%減少）

このシナリオでは、エネルギー消費原単位はペースが緩やかになりつつも減少傾向が続くため、2041 年までの GDP 弾性値は 1 よりも低くなる。





出典：JICA 調査団

図 6-45 エネルギー原単位の推移と予測（省エネルギーシナリオ）

なお上記の削減見通しは、EECMP で掲げられた目標である、「2021 年までに GDP あたりエネルギー消費量 15%削減、2030 年までに 20% 削減」と見た目は整合していないが、これは、EECMP では運輸部門のエネルギー消費量や住宅部門でのバイオ燃料等を含めていないため、エネルギー原単位の定義が相違していることによるものである。本調査でのエネルギー消費原単位見通しを、EECMP と同じ定義で算定するならば、2030 年時点のエネルギー消費原単位(2.46 toe/million BDT)は、2014 年(3.06 toe/million BDT)と比べて 20%の削減となり、EECMP での目標に準拠している。なお、この定義に基づく 2041 年時点のエネルギー消費原単位(2.36 toe/million BDT)は、2014 年比で 23%削減となる見通しである。<sup>2</sup>

なお、この目標を達成するためには、2030 年断面でのエネルギー消費量を対 BAU シナリオ比で 16%、2041 年断面で 28%削減する必要がある。このエネルギー効率化目標達成するための部門別内訳を、表 6-11 に示す。EECMP では、2030 年時点での住宅部門および産業部門の対 BAU 削減率を 23.0%及び 16.8%と設定したが、本調査では BAU シナリオでのエネルギー需要見通しを堅めに見ていることから、それぞれの対 BAU 削減率を 21%、15%とした。

また、運輸部門については、EECMP ではエネルギー効率化目標の設定がされていないものの、6.4.2 節で議論した通り、今回の BAU ケース想定では大幅な増加が予想されるため、2041 年時点で対 BAU 比 33%減という高い削減率を設定した。これは、「バ」国の経済成長及びモータリゼーションの高い伸びが一段落する 2030 年代半ばの BAU シナリオでの水準より増加しないよう、同部門のエネルギー消費量を抑制することを意味する。

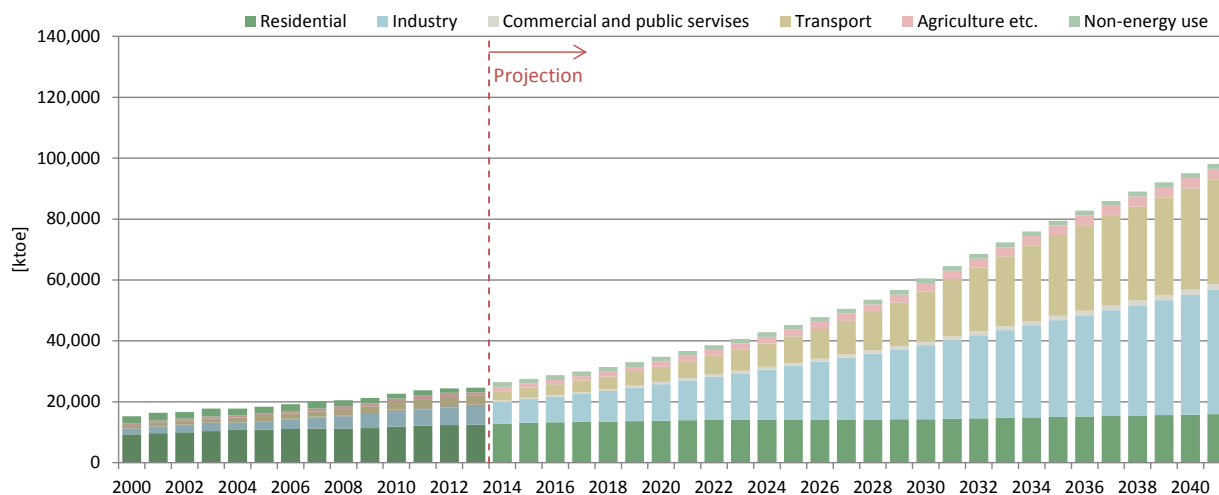
表 6-11 部門別エネルギー効率化目標

部門	BAU シナリオからの削減			エネルギー原単位: 対 2014 年比		
	2021	2030	2041	2021	2030	2041
住宅	-6%	-21%	-30%	/	/	/
産業	-5%	-15%	-25%			
商業及び公共サービス	-5%	-17.5%	-25%			
運輸	-6.6%	-16.5%	-33%			
農業	-3%	-10.5%	-15%			
合計	-5.3%	-16.4%	-28.2%			

出典：JICA 調査団

<sup>2</sup> 第 11 章にて提示される複数の電源計画シナリオのうち、シナリオ 3 を採用した場合。

上記のエネルギー効率化目標を反映した後の、最終エネルギー消費量見通しを、図 6-46 及び表 6-12 に示す。2014 年から 2041 年までの、最終エネルギー消費量の平均増加率は年率 5.0%となり、同期間の GDP 平均成長率を下回っている。



出典：JICA 調査団

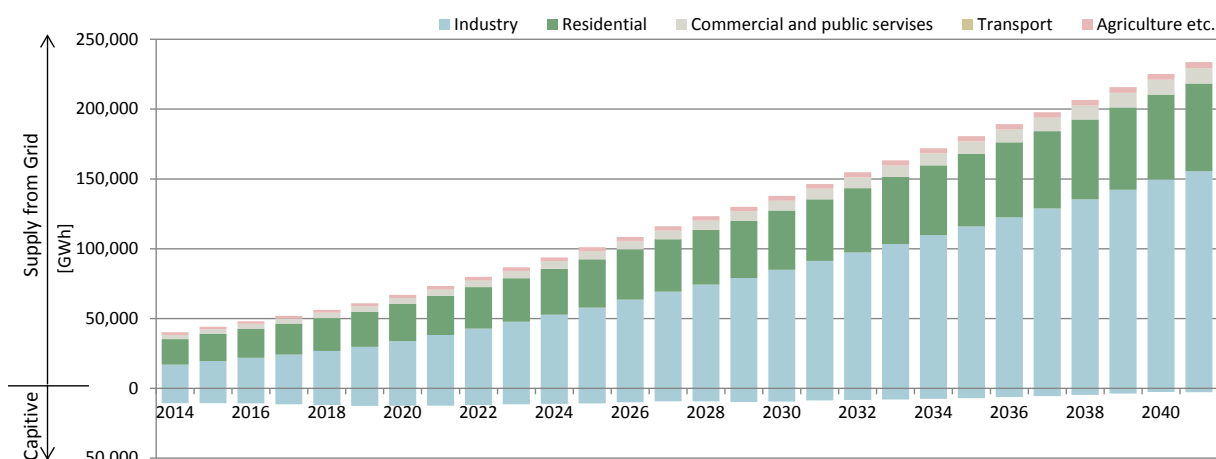
図 6-46 最終エネルギー消費量見通し- エネルギー効率化シナリオ

表 6-12 最終エネルギー消費量見通し- エネルギー効率化シナリオ

部門	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktoe	(比率)	ktoe	(比率)	
住宅	12,815	(48%)	15,958	(16%)	年率 0.8%
産業	7,116	(27%)	40,893	(42%)	年率 6.7%
商業及び公共サービス	475	(2%)	1,776	(2%)	年率 5.0%
運輸	3,080	(12%)	34,295	(35%)	年率 9.3%
農業	1,409	(5%)	3,568	(4%)	年率 3.5%
その他	47	(0%)	47	(0%)	年率 0.0%
非エネルギー利用	1,534	(6%)	1,534	(2%)	-
合計	26,475	(100%)	98,071	(100%)	年率 5.0%

出典：JICA 調査団

上記のエネルギー効率化シナリオにおける、電力消費量の見通しを図 6-47 に示す。図中、0 の水平線より上が電力系統から供給された分の消費量、水平線より下が自家発電による消費量で、上下の合計が、系統・自家発電合計の消費量を表す。便宜上、ここでは自家発電を全て産業用として整理した。産業用エネルギー需要の伸びが大きいため、電力総消費量に締める割合も今後更に上昇する見通しである。また、2020 年以降系統電力の供給力が増強されることにより、自家発電は徐々に縮小していく見通しである。



出典：JICA 調査団

図 6-47 電力消費量見通し- エネルギー効率化シナリオ

## 6.6.2 一次エネルギー供給見通し

前節で議論されたエネルギー効率化シナリオにおける、最終エネルギー消費量見通しに基づき、「バ」国における 2041 年までの一次エネルギー供給 (TPES) の想定を行った。TPES の想定に際しての前提諸元を以下に記載する。

- 各部門の最終エネルギー需要に対する、エネルギー供給方式（電力、ガス、石油製品等）
  - ・ 産業部門：
 

各エネルギー供給方式のシェアが過去数年間、「電力：約 3 分の 1、天然ガス：約半分、石油製品・石炭等：残り」でほぼ一定であったことから、今後数年間は、この比率は大きく変わらないと想定した。

より長期的には、自家発電用に天然ガス等を消費している分が、徐々にグリッドからの電力供給に置き換わると考えられることから、天然ガスから電力へとシェアが緩やかに移ることを織り込んだ。
  - ・ 運輸部門：
 

2000 年代以来、「バ」国で CNG への転換が推奨されてきたが、「バ」国内のガス生産量が今後不足することが見込まれるため、近年この方針を見直すべきとの意見が出ている。ただしその場合、石油製品 (LPG を含む) の輸入依存が高まることになるため、LNG 輸入により CNG を引き続き促進すべきとの議論もある。

こうした議論に関して、現地関係者への聞き取りを試みたものの、現時点では長期的な方向性に関して決定的な方針が見出せなかったため、本調査では、現在のシェア「天然ガス：約 3 分の 1、石油：3 分の 2」が維持されると仮定した。道路運輸における燃料の利用に関して方針変更が示された場合、今後の一次エネルギー供給に大きな影響を及ぼす要因となりうる。

また、近代的な鉄道システムの開発 (ダッカ地域の MRT など) が進むことにより、運輸部門に対する電力供給が増加することも織り込んでいたものの、今回の想定期間内では、一次エネルギー供給に対する影響はさほど大きくはないと思われる。
  - ・ 住宅部門：
 

6.2.3 節で議論した通り、従来型の非商業的エネルギー源 (薪など) は、次第に電力やガスなどの近代的なエネルギー源に置き換わる見通しである。天然ガスについては、今後基本的には既存の住宅用需要にのみ対応し、新規の住宅用需要への供給は LPG に誘導するという現地関係者への聞き取り結果を反映した。その結果、住宅部門のエネルギー消費における LPG のシェアは著しく増加する見通しである。

- ・ 商業及び公共サービス部門：  
過去より、「電力：約半分、天然ガス：約半分」のシェアではほぼ安定しているため、本調査では、今後もこの比率が維持されると想定した。
- ・ 農業部門その他：  
現在の水準と同様のシェアが維持されると想定した。
- 一次エネルギー供給から最終エネルギー消費への、転換および変換（Conversion and Transfer）
  - ・ 第 11 章で詳述するとおり、本調査では電力供給のための一次エネルギー源、つまり発電の燃料ミックスについては幾つかのシナリオを比較検討することになっている。具体的には、これらのシナリオは、発電における天然ガス及び石炭の構成等を変えて、6 つのシナリオを用意している。そのうちシナリオ 1 は、石炭利用を最大化したシナリオ、他方シナリオ 5 は、天然ガスの利用を最大化したシナリオである。また、これら 5 つのシナリオでは、他国からの電力輸入が順調に拡大することを前提としているが、これが実現しなかった場合を想定し、シナリオ 6 を設定した。
  - ・ 一次エネルギー供給から最終消費に転換される際に生じる燃料及び電力の損失は、過去の実績推移を踏まえて仮定した。
  - ・ 火力発電で燃料を燃焼する際の熱効率は、第 11 章での想定値を前提とした。
- 本章では、最終エネルギー消費量を賄うのに必要な一次エネルギー供給量を部門別に算定し、積み上げたものである。これらの一次エネルギー供給のうちどれだけを国内生産もしくはエネルギー輸入で賄うか等、一次エネルギー供給源の調達の方法については、次章以降で議論される。

第 11 章で比較検討される、電源計画の各シナリオに対応して、それぞれにおける一次エネルギー供給見通しおよびエネルギー需給バランス表を、以下の図表の通り示す。

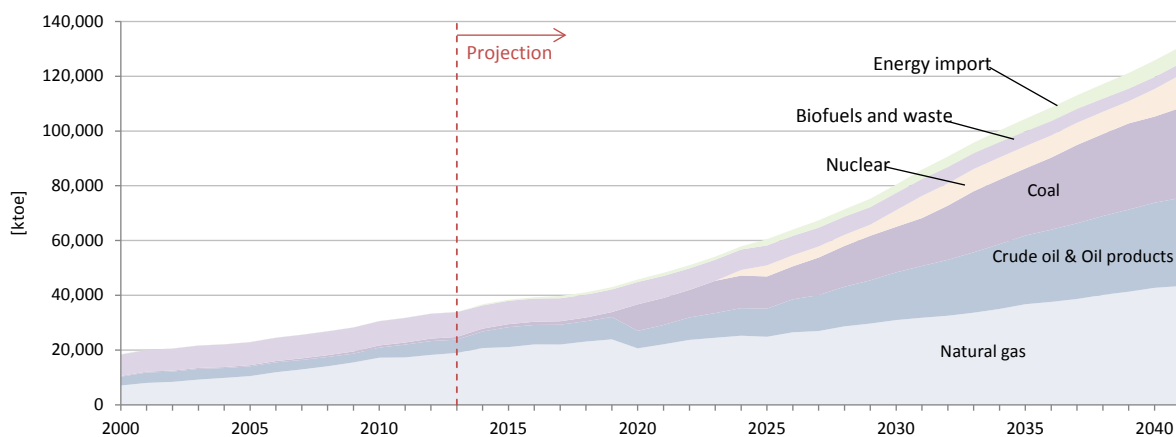
- ・ シナリオ 1： 出典：JICA 調査団  
図 6-48、表 6-14 及び表 6-15
- ・ シナリオ 2： 出典：JICA 調査団  
図 6-49、表 6-16 及び表 6-17
- ・ シナリオ 3： 出典：JICA 調査団  
図 6-50、表 6-18 及び表 6-19
- ・ シナリオ 4： 図 6-51、表 6-20 及び表 6-21
- ・ シナリオ 5： 図 6-52、表 6-22 及び表 6-23

なお、エネルギー需給バランスは、2020 年代半ばまでは各シナリオとも共通のため、参考まで、2021 年時点でのエネルギー需給バランス表を表 6-13 に示す。

**表 6-13 2021 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 1~5 共通**

	Year: <span style="border: 1px solid black; padding: 0 5px;">2021</span> (ktoe)								
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	9,723	1,361	5,625	21,925	0	36	8,030	1,507	48,207
Electricity plants	-8,281	0	-49	-8,378	0	-36	0	8,811	-7,933
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-26		-72	-346			-144	-1,450	-2,038
Total final consumption	1,416	0	6,825	13,201	0	0	7,885	7,361	36,688
Industry	1,416		330	6,958				4,341	13,045
Transport			3,756	1,769				3	5,528
Residential			1,028	2,654			7,885	2,420	13,987
Commercial and public services			0	350				394	743
Agriculture/forestry			1,619	28				157	1,804
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6-48 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 1

表 6-14 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 1

一次エネルギー	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktoe	(比率)	ktoe	(比率)	
天然ガス	20,726	(56%)	44,149	(33%)	年率 2.8%
石油 (原油及び石油製品)	6,263	(17%)	32,153	(24%)	年率 6.2%
石炭	1,361	(4%)	33,747	(26%)	年率 13.8%
原子力	-	-	11,942	(9%)	-
水力、太陽光、風力等	36	(0%)	129	(0%)	年率 4.9%
バイオ燃料及び廃棄物	8,449	(23%)	4,086	(3%)	年率 -2.7%
電力 (輸入)	377	(1%)	6,027	(5%)	年率 10.8%
合計	36,888	(100%)	132,233	(100%)	年率 4.8%

出典：JICA 調査団

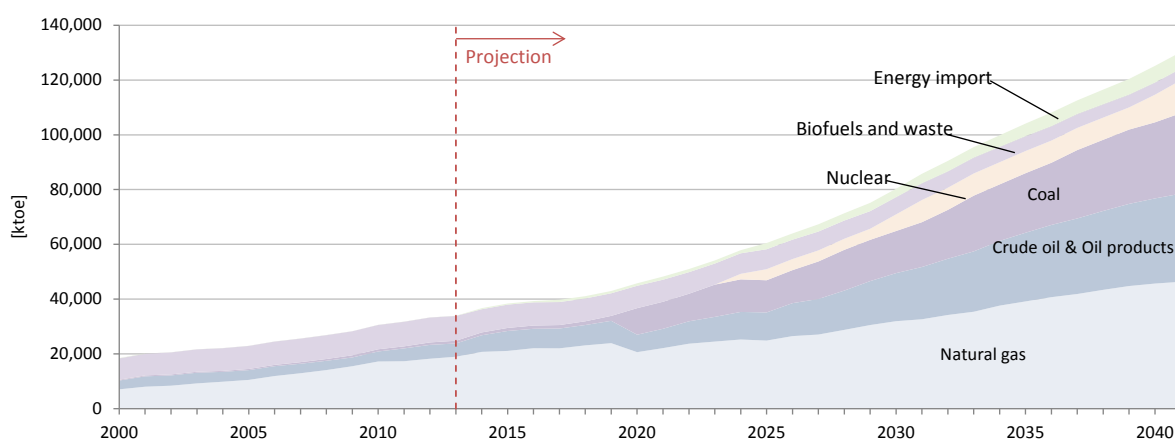
表 6-15 2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 1

Year: 2031 (ktoe)										
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total	
Total Primary Energy Supply	16,637	1,361	17,448	33,119	7,953	172	6,009	3,390	86,090	
Electricity plants	-13,782	0	-365	-8,234	-7,953	-172	0	15,967	-14,539	
Oil refineries		-1,361	1,320						-41	
Own use, losses etc.	-52		-124	-627			-108	-2,627	-3,538	
Total final consumption	2,803	0	18,280	24,259	0	0	5,901	13,340	64,582	
Industry	2,803		653	13,777				8,596	25,828	
Transport			12,776	6,019				12	18,807	
Residential			2,291	2,406			5,901	3,801	14,399	
Commercial and public services			0	572				645	1,217	
Agriculture/forestry			2,467	42				240	2,749	
Non-specified			1	0				46	47	
Non-energy use			92	1,442				0	1,534	

Year: 2041 (ktoe)										
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total	
Total Primary Energy Supply	33,747	1,361	30,792	44,149	11,942	129	4,086	6,027	132,233	
Electricity plants	-29,226	0	-1	-5,803	-11,942	-129	0	24,333	-22,768	
Oil refineries		-1,361	1,320						-41	
Own use, losses etc.	-83		-210	-955			-73	-4,004	-5,326	
Total final consumption	4,438	0	31,900	37,391	0	0	4,013	20,330	98,071	
Industry	4,438		1,033	21,813				13,609	40,893	
Transport			23,298	10,976				21	34,295	
Residential			4,274	2,271			4,013	5,401	15,958	
Commercial and public services			0	835				941	1,776	
Agriculture/forestry			3,202	54				311	3,568	
Non-specified			1	0				46	47	
Non-energy use			92	1,442				0	1,534	

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6-49 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 2

表 6-16 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 2

一次エネルギー	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktOE	(比率)	ktOE	(比率)	
天然ガス	20,726	(56%)	46,627	(35%)	年率 3.0%
石油 (原油及び石油製品)	6,263	(17%)	32,153	(24%)	年率 6.2%
石炭	1,361	(4%)	30,641	(23%)	年率 13.4%
原子力	-	-	11,942	(9%)	-
水力、太陽光、風力等	36	(0%)	143	(0%)	年率 5.3%
バイオ燃料及び廃棄物	8,449	(23%)	4,086	(3%)	年率 -2.7%
電力 (輸入)	377	(1%)	6,027	(5%)	年率 10.8%
合計	36,888	(100%)	131,619	(100%)	年率 4.8%

出典：JICA 調査団

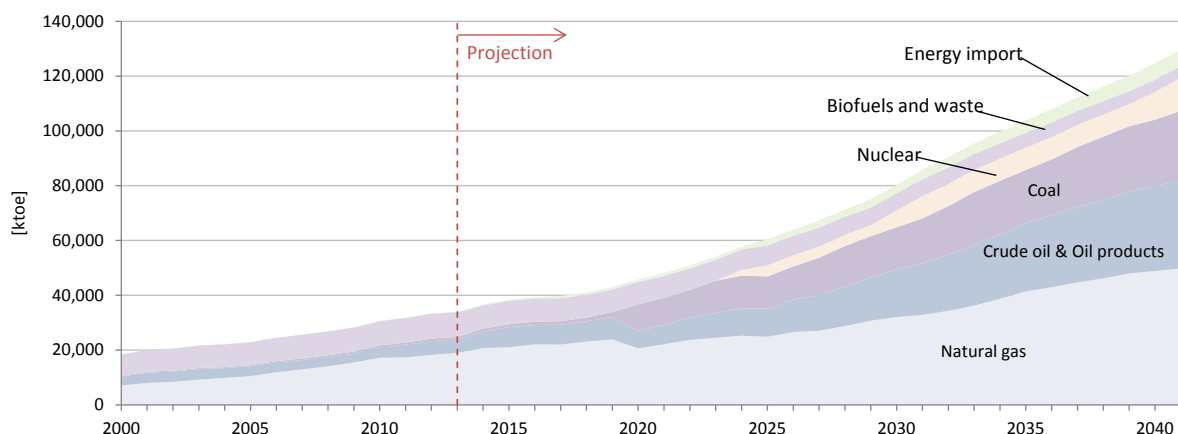
表 6-17 2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 2

Year: 2031 (ktOE)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	16,637	1,361	17,448	33,119	7,953	172	6,009	3,390	86,090
Electricity plants	-13,782	0	-365	-8,234	-7,953	-172	0	15,967	-14,539
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-52		-124	-627			-108	-2,627	-3,538
Total final consumption	2,803	0	18,280	24,259	0	0	5,901	13,340	64,582
Industry	2,803		653	13,777				8,596	25,828
Transport			12,776	6,019				12	18,807
Residential			2,291	2,406			5,901	3,801	14,399
Commercial and public services			0	572				645	1,217
Agriculture/forestry			2,467	42				240	2,749
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

Year: 2041 (ktOE)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	30,641	1,361	30,792	46,627	11,942	143	4,086	6,027	131,619
Electricity plants	-26,120	0	-1	-8,281	-11,942	-143	0	24,333	-22,153
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-83		-210	-955			-73	-4,004	-5,326
Total final consumption	4,438	0	31,900	37,391	0	0	4,013	20,330	98,071
Industry	4,438		1,033	21,813				13,609	40,893
Transport			23,298	10,976				21	34,295
Residential			4,274	2,271			4,013	5,401	15,958
Commercial and public services			0	835				941	1,776
Agriculture/forestry			3,202	54				311	3,568
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6-50 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 3

表 6-18 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 3

一次エネルギー	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktoe	(比率)	ktoe	(比率)	
天然ガス	20,726	(56%)	50,149	(38%)	年率 3.3%
石油 (原油及び石油製品)	6,263	(17%)	32,153	(25%)	年率 6.2%
石炭	1,361	(4%)	26,273	(20%)	年率 12.7%
原子力	-	-	11,942	(9%)	-
水力、太陽光、風力等	36	(0%)	197	(0%)	年率 6.5%
バイオ燃料及び廃棄物	8,449	(23%)	4,086	(3%)	年率-2.7%
電力 (輸入)	377	(1%)	6,027	(5%)	年率 10.8%
合計	36,888	(100%)	130,827	(100%)	年率 4.8%

出典：JICA 調査団

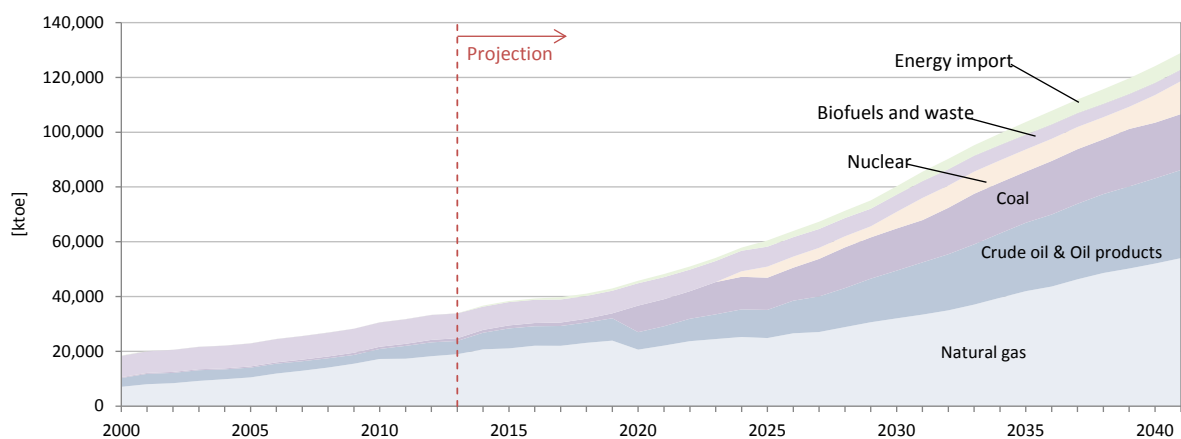
表 6-19 2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 3

Year: 2031 (ktoe)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	16,637	1,361	17,448	33,119	7,953	172	6,009	3,390	86,090
Electricity plants	-13,782	0	-365	-8,234	-7,953	-172	0	15,967	-14,539
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-52		-124	-627			-108	-2,627	-3,538
Total final consumption	2,803	0	18,280	24,259	0	0	5,901	13,340	64,582
Industry	2,803		653	13,777				8,596	25,828
Transport			12,776	6,019				12	18,807
Residential			2,291	2,406			5,901	3,801	14,399
Commercial and public services			0	572				645	1,217
Agriculture/forestry			2,467	42				240	2,749
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

Year: 2041 (ktoe)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	26,273	1,361	30,792	50,149	11,942	197	4,086	6,027	130,827
Electricity plants	-21,752	0	-1	-11,803	-11,942	-197	0	24,333	-21,362
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-83		-210	-955			-73	-4,004	-5,326
Total final consumption	4,438	0	31,900	37,391	0	0	4,013	20,330	98,071
Industry	4,438		1,033	21,813				13,609	40,893
Transport			23,298	10,976				21	34,295
Residential			4,274	2,271			4,013	5,401	15,958
Commercial and public services			0	835				941	1,776
Agriculture/forestry			3,202	54				311	3,568
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6-51 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 4

表 6-20 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 4

一次エネルギー	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktoe	(比率)	ktoe	(比率)	
天然ガス	20,726	(56%)	54,493	(42%)	年率 3.6%
石油 (原油及び石油製品)	6,263	(17%)	32,153	(25%)	年率 6.2%
石炭	1,361	(4%)	20,922	(16%)	年率 11.8%
原子力	-	-	11,942	(9%)	-
水力、太陽光、風力等	36	(0%)	204	(0%)	年率 6.7%
バイオ燃料及び廃棄物	8,449	(23%)	4,086	(3%)	年率 -2.7%
電力 (輸入)	377	(1%)	6,027	(5%)	年率 10.8%
合計	36,888	(100%)	129,826	(100%)	年率 4.8%

出典：JICA 調査団

表 6-21 2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 4

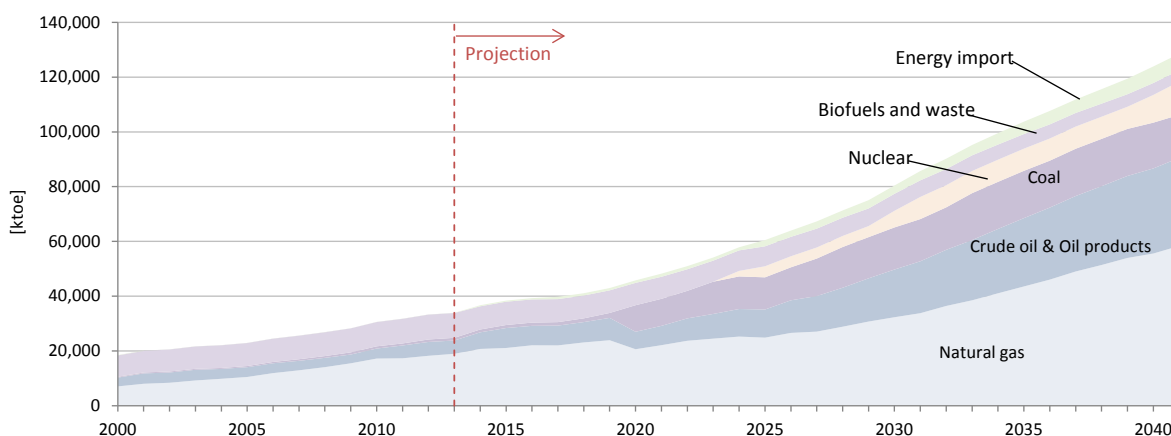
Year: 2031 (ktoe)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	16,573	1,361	17,348	33,277	7,953	163	6,009	3,390	86,075
Electricity plants	-13,718	0	-265	-8,392	-7,953	-163	0	15,967	-14,524
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-52		-124	-627			-108	-2,627	-3,538
Total final consumption	2,803	0	18,280	24,259	0	0	5,901	13,340	64,582
Industry	2,803		653	13,777				8,596	25,828
Transport			12,776	6,019				12	18,807
Residential			2,291	2,406			5,901	3,801	14,399
Commercial and public services			0	572				645	1,217
Agriculture/forestry			2,467	42				240	2,749
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

Year: 2041 (ktoe)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	20,922	1,361	30,792	54,493	11,942	204	4,086	6,027	129,826
Electricity plants	-16,401	0	-1	-16,146	-11,942	-204	0	24,333	-20,361
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-83		-210	-955			-73	-4,004	-5,326
Total final consumption	4,438	0	31,900	37,391	0	0	4,013	20,330	98,071
Industry	4,438		1,033	21,813				13,609	40,893
Transport			23,298	10,976				21	34,295
Residential			4,274	2,271			4,013	5,401	15,958
Commercial and public services			0	835				941	1,776
Agriculture/forestry			3,202	54				311	3,568
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

出典：JICA 調査団





出典：JICA 調査団

図 6-52 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 5

表 6-22 一次エネルギー供給見通し-シナリオ 5

一次エネルギー	2014		2041		平均成長率 (‘14-’41)
	ktoe	(比率)	ktoe	(比率)	
天然ガス	20,726	(56%)	58,726	(46%)	年率 3.9%
石油 (原油及び石油製品)	6,263	(17%)	32,153	(25%)	年率 6.2%
石炭	1,361	(4%)	15,677	(12%)	年率 10.6%
原子力	-	-	11,942	(9%)	-
水力、太陽光、風力等	36	(0%)	207	(9%)	年率 6.7%
バイオ燃料及び廃棄物	8,449	(23%)	4,086	(3%)	年率 -2.7%
電力 (輸入)	377	(1%)	6,027	(5%)	年率 10.8%
合計	36,888	(100%)	128,817	(100%)	年率 4.8%

出典：JICA 調査団

表 6-23 2031 年及び 2041 年におけるエネルギー需給バランス見通し-シナリオ 5

Year: 2031 (ktoe)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	15,228	1,361	17,683	34,121	7,953	171	6,009	3,390	85,917
Electricity plants	-12,373	0	-600	-9,236	-7,953	-171	0	15,967	-14,366
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-52		-124	-627			-108	-2,627	-3,538
Total final consumption	2,803	0	18,280	24,259	0	0	5,901	13,340	64,582
Industry	2,803		653	13,777				8,596	25,828
Transport			12,776	6,019				12	18,807
Residential			2,291	2,406			5,901	3,801	14,399
Commercial and public services			0	572				645	1,217
Agriculture/forestry			2,467	42				240	2,749
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

Year: 2041 (ktoe)									
	Coal	Crude oil	Oil products	Natural gas	Nuclear	Hydro & renewables	Biofuels & waste	Electricity	Total
Total Primary Energy Supply	15,677	1,361	30,792	58,726	11,942	207	4,086	6,027	128,817
Electricity plants	-11,156	0	-1	-20,379	-11,942	-207	0	24,333	-19,352
Oil refineries		-1,361	1,320						-41
Own use, losses etc.	-83		-210	-955			-73	-4,004	-5,326
Total final consumption	4,438	0	31,900	37,391	0	0	4,013	20,330	98,071
Industry	4,438		1,033	21,813				13,609	40,893
Transport			23,298	10,976				21	34,295
Residential			4,274	2,271			4,013	5,401	15,958
Commercial and public services			0	835				941	1,776
Agriculture/forestry			3,202	54				311	3,568
Non-specified			1	0				46	47
Non-energy use			92	1,442				0	1,534

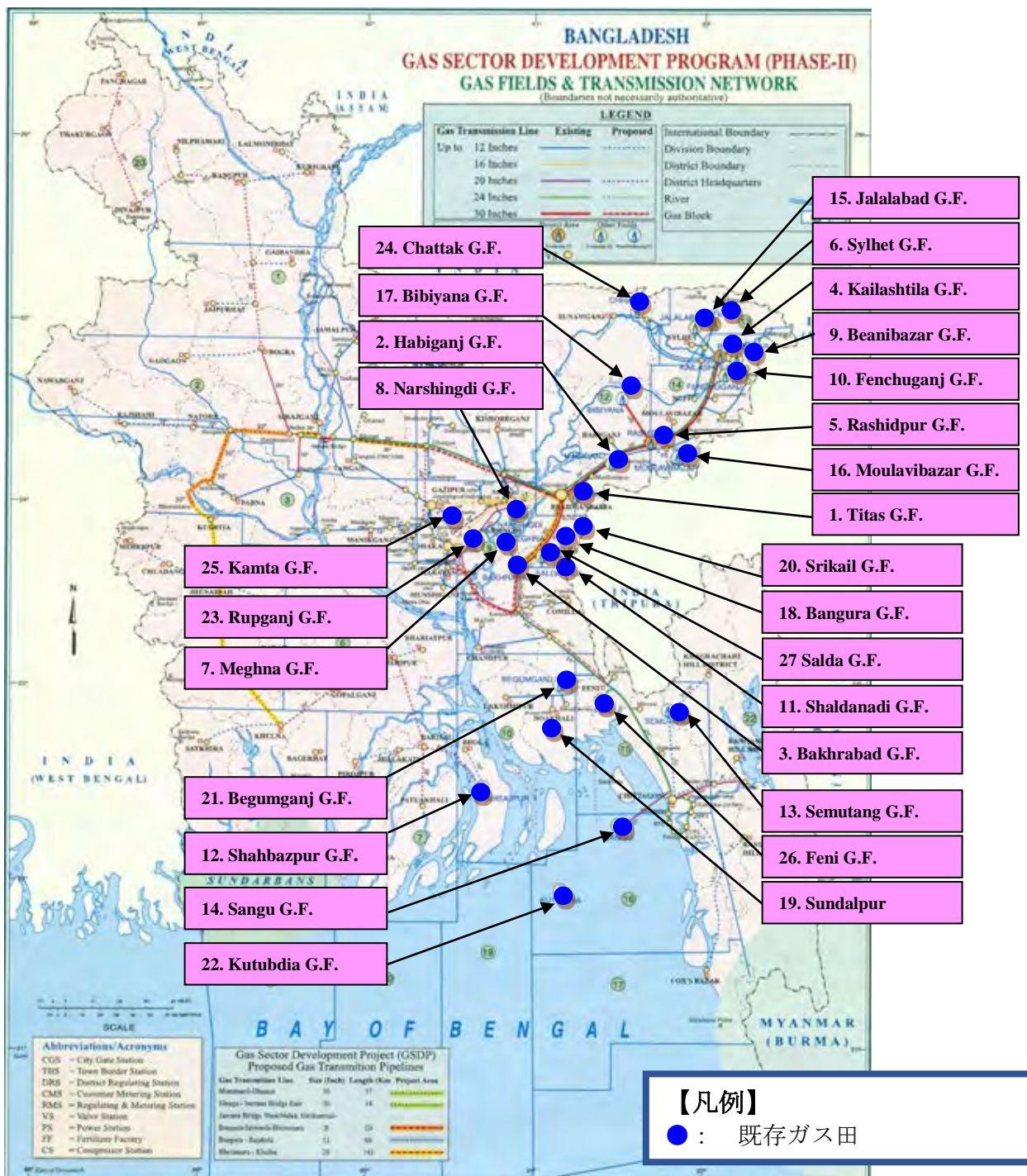
出典：JICA 調査団

## 第 7 章 国産天然ガス供給

### 7.1 天然ガスの開発

#### 7.1.1 既存ガス田の位置

現在、「バ」国では、図 7-1 に示すように国内陸上部 26 箇所のエリアにおいて、ガス田が発見されている。



出典：Petrobangla 資料 Domestic Gas Field Location Map for “Proved Reserves”

図 7-1 既存のガス田の位置

「バ」国の地質構造は、古い地塊であるゴンドワナ大陸から分離したインド大陸がヒマラヤの地塊に潜り込む場所に形成され、三地域に大別される。

- 東部ヒマラヤ地塊との境界部に発達した褶曲地域
- 中央部ゴンドワナ大陸に由来する Foredeep（プレート前縁沈降部）地域
- 西部及び北西部のゴンドワナ大陸に由来する安定地塊地域

これまでに発見されたガス田はその大半が東部褶曲地域とそれに隣接する Foredeep で発見されている。この地域は Dahka 東部及び、Sylhet から Comilla、Chittagong、Cox's Bazar に至る地域で南北の帯状に広がっている。これらの地域では天然ガスが地下 6,000 メートルから 8,000 メートルの堆積層で生成され、地下 1000 メートルから 4000 メートルに広がる Mio-Pliocene 紀の砂岩層に蓄えられたものである。ガスの一部は地下 1000 メートル以下の砂岩層にも蓄えられ、Pocket Gas と呼ばれている。この地域の砂岩層は地質年代的には若く柔らかいため、地層が乱されやすく、ガス開発においては十分な注意が必要である。Sylhet 地域では、大規模な暴噴が 4 度発生し、多くの天然ガス資源を失うとともに現在も大気放出し続けている。

これまでのところ、「バ」国の西部及び北西部の安定地塊地域では、石炭紀から前期白亜紀に至る多様な岩相に恵まれているが、USGS/Petrobangra 2001 によると、石油ガスの胚胎の可能性は東部褶曲市域ほど高くはないとされている。これまでのところ商業生産に至るガス田の開発には成功していない。

「バ」国で、生産される天然ガスは、炭化水素以外の不純物は殆ど含まれず、95%-99%がメタンである。既存のガス田の多くはコンデンセートを伴い、2014 年 12 月には、ガスの生産量日量 2,500 mmcf に対しコンデンセートの生産は、日量 7,800 bbl であった。これは、「バ」国の全ガス生産量に対してコンデンセート生産の割合は、3 bbl/mmcf に相当し、「バ」国の石油製品の需給に大きな影響を与えるものとなっている。Sylhet 周辺のガス田ではこの割合が高く、例えば、Beanibazar では、16 bbl/mmcf となっている。

### 7.1.2 天然ガス埋蔵量評価

天然ガス埋蔵量評価については、2015 年 2 月に Petrobangla によって作成された 5 ヶ年計画案「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に示されたガス埋蔵量データを、「バ」国における各ガス田の生産予測のベースとして用い、検証を行った。

「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に示されたガス埋蔵量データは、Petrobangla の Annual Report 2013 に掲載されたデータを更新したものであり、更新された点は、以下のとおりである。

- 2014 年に発見された Rupanj ガス田のデータの追加
- 2015 年 1 月現在の残存可採（2P）埋蔵量データの開示

PSMP2010 では、生産予測のために用いられたガス埋蔵量データは、Hydrocarbon Unit (HCU) (2011) (以下、「HCU 報告書」と呼ぶ) に基づいている。これに対し本調査では、ガス埋蔵量データは、Petrobangla によって作成された「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に基づいている。同資料に示された埋蔵量（Rupanj ガス田を除く）は Petrobangla の 2013 年版年報の更新であり、それはまた Petrobangla の 2014 年版年報とも同じである。

このため、埋蔵量算定結果に関して HCU 報告書と「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」との比較を行った（表 7-1）。その結果は以下のとおりである。

- 「HCU 報告書」に掲載されているガス埋蔵量は、Gustavson Associates 社（米国のコンサルタント会社）との協力によって作成されたものである。これに対し、「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に掲載されているガス埋蔵量は Petrobangla の 2013 年版の年報に掲載されているものを更新して作成されたものである。この年報に掲載されている埋蔵量は、英国のコンサルタント会社である RPS Energy や Petrobangla などによって新たに算定されたもので、ガス田ごとにデータの出典が異なっている。
- 「HCU 報告書」は 2011 年に作成されたものである。これに対し、RPS Energy の報告書は 2009 年に作成されたものであり、Petrobangla の年報のうち 2011～2014 年版に掲載されたガス田の埋蔵量の大半は RPS Energy による算定結果が採用されている。ただし、「Draft Five Year Gas Supply Strategy」（あるいは Petrobangla の 2014 年版年報）では一部のデータが更新されている。
- HCU による既存ガス田の埋蔵量は Petrobangla's “Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019” と比較して多少大き目な数字値になっている。ガス田のモデル作成上の違いであると考えられる。

表 7-1 天然ガス埋蔵量算定結果に関する HCU (2011)と Petrobangla (2015)との比較

単位:BCF

番号	ガス田	発見年	埋蔵量評価者				原始埋蔵量		可採埋蔵量 確認 (1P)		可採埋蔵量 確認+推定 (2P)		残存可採埋蔵量(2P)	
			HCU (2011)		Petrobangla (2015)		HCU	Petrobangla	HCU	Petrobangla	HCU	Petrobangla	HCU	Petrobangla
			会社/機関	年	会社/機関	年	2009/12	2014/12	2009/12	2014/12	2009/12	2014/12	2009/12	2015/1
<b>A. 生産中</b>														
1	Titas	1962	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	9,039	8,148.9	6,838	5,384.0	7,582.0	6,367.0	4,514	2,515.7
2	Habiganj	1963	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	3,981	3,684.0	2,413	2,238.0	2,787.0	2,633.0	1,116	523.8
3	Bakrabad	1969	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	1,825	1,701.0	1,201	1,052.9	1,387.0	1,231.5	689	456.4
4	Kailashtila	1962	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	3,463	3,610.0	2,553	2,390.0	2,880.0	2,760.0	2,400	2,163.6
5	Rashidpur	1960	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	3,887	3,650.0	2,416	1,060.0	3,134.0	2,433.0	2,677	1,889.8
6	Sylhet/Haripur	1955	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	580	370.0	323	256.5	408.0	318.9	219	113.6
7	Meghna	1990	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	122	122.1	76	52.5	101.0	69.9	65	16.8
8	Narshingdi	1990	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	405	369.0	317	218.0	345.0	276.8	239	116.4
9	Beani Bazar	1981	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	225	230.7	108	150.0	137.0	203.0	77	115.3
10	Fenchuganj	1988	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	483	553.0	195	229.0	329.0	381.0	258	256.2
11	Saldanadi	1996	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	393	379.9	156	79.0	275.0	279.0	215	197.4
12	Shahbazpur	1995	Gustavson Assoc.	2010	Petrobangla	2011	415	677.0	214	322.0	261.0	390.0	260	379.5
13	Semutang	1969	Gustavson Assoc.	2010	RPS Energy	2009	654	653.8	318	151.0	318.0	317.7	318	308.0
14	Sundulpur Shahzadpur	2011	Gustavson Assoc.	2010	BAPEX	2012	—	62.2	—	25.0	—	35.1	—	27.1
15	Srikail	2012	Gustavson Assoc.	2010	BAPEX	2012	—	240.0	—	96.0	—	161.0	—	135.6
16	Jalalabad	1989	Gustavson Assoc.	2010	D & M	1999	1,346	1,491.0	1,013	823.0	1,128.0	1,184.0	583	281.2
17	Moulavi Bazar	1997	Gustavson Assoc.	2010	Unocal	2003	630	1,053.0	402	405.0	494.0	428.0	342	160.5
18	Bibiyana	1998	Gustavson Assoc.	2010	D & M	2008	5,321	8,350.0	4,075	4,415.0	4,532.0	5,754.0	4,056	3,873.2
19	Bangura	2004	Gustavson Assoc.	2010	Tullow	2011	730	1,198.0	558	379.0	621.0	522.0	522	241.0
<b>B. 未生産</b>														
20	Begumganj	1977	Gustavson Assoc.	2010	BAPEX	2014	47	100.0	10	14.0	33.0	70.0	33	70.0
21	Kutubdia	1977	Gustavson Assoc.	2010	HCU	2003	65	65.0	46	45.5	46.0	45.5	46	45.5
22	Rupganj	2014	—	—	BAPEX?	2014	—	48.0	—	—	—	33.6	—	33.6
<b>C. 生産休止</b>														
22	Chhatak	1959	Gustavson Assoc.	2010	HCU	2000	677	1,039.0	265	265.0	474.0	474.0	448	447.5
23	Kamta	1981	Gustavson Assoc.	2010	Niko/BAPEX	2000	72	71.8	21	50.3	50.0	50.3	29	29.2
24	Feni	1981	Gustavson Assoc.	2010	Niko/BAPEX	2000	185	185.2	63	125.0	130.0	125.0	67	62.6
25	Sangu	1996	Gustavson Assoc.	2010	Cairn/Shell	2010	976	899.6	678	544.4	771.0	577.8	304	89.9
<b>計 (A + B + C) BCF</b>							<b>35,522</b>	<b>38,952.2</b>	<b>24,255</b>	<b>20,770.1</b>	<b>28,222</b>	<b>27,121.1</b>	<b>19,476</b>	<b>14,549.4</b>
<b>計 (A + B + C) TCF</b>							<b>35.5</b>	<b>39.0</b>	<b>24.3</b>	<b>20.8</b>	<b>28.2</b>	<b>27.1</b>	<b>19.5</b>	<b>14.5</b>

出典：HCU (2011)および Petrobangla (2015) Draft Five Year Gas Supply Strategy

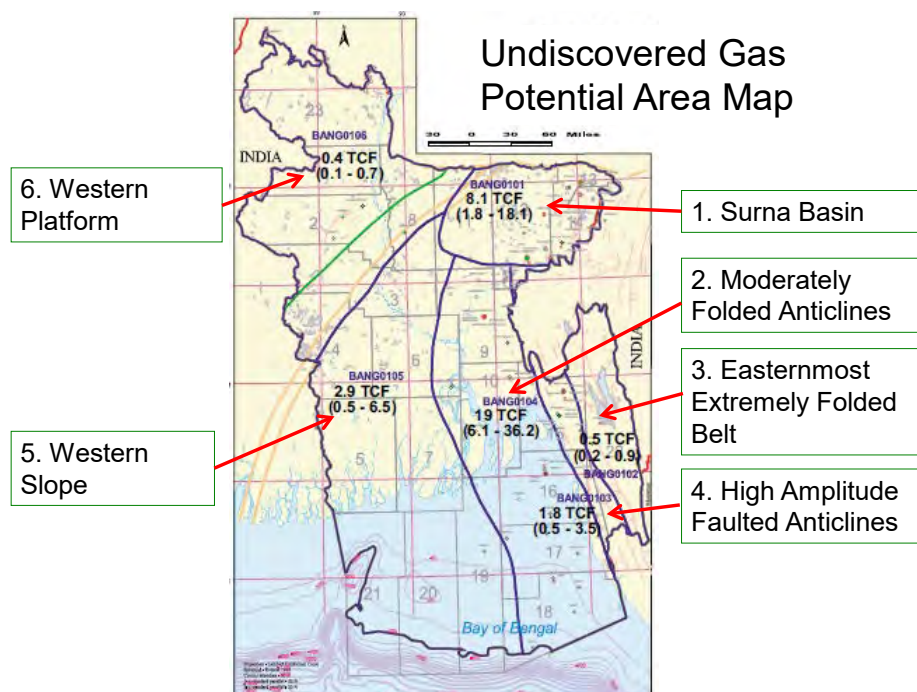
### 7.1.3 未発見資源量と既存資源量

#### (1) 未発見資源量 (Yet to Find Resources)

USGS と Petrobangla による 2001 年の共同調査によると、「バ」国における未発見資源量は以下のとおりである。

- 8.4 TCF (確率 95%)
- 65.7 TCF (確率 5%)
- 32.1 TCF (mean)

前節で述べた地質学的特性による区分は、USGS/Petrobangla 2001 の調査報告書では、さらに細別されている。図 7-2 に、この報告書による未発見ガス田の可能性を示す。



出典：Petrobangla/USGS Bulletin 2208-A, 2001

図 7-2 未発見の潜在ガス量

USGS の見解によると、東部褶曲地域での新規ガス田発見の可能性は高く、全体の 9 割を占めることが示されている。それに対し、西部及び北西部での発見の可能性は小さい。当面の開発のターゲットは東部の褶曲地域及び中央部 Foredeep 東部にすべきことを示唆している。

表 7-2 未発見ガス資源

地質学的特性による区分	USGSによる区分	平均 (TCF)	確率 95% (TCF)	確率 5% (TCF)
東部褶曲地域	Surma Basin	8.1	1.8	18.1
	Easternmost Extremely Folded Belt	0.5	0.2	0.9
	High Amplitude Faulted Anticlines	1.8	0.5	3.5
	Moderately Folded Anticlines	18.5	6.1	36.2
中央部 Foredeep	Western Slope	2.9	0.5	6.5
西部及び北西部	Western Platform	0.4	0.1	0.7
合計		32.1	8.4	65.7

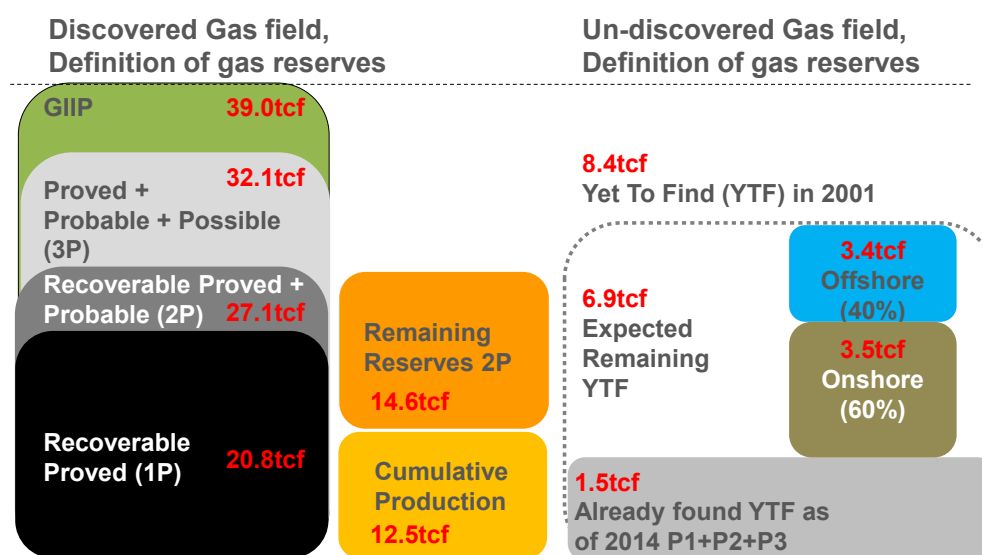
出典：Petrobangla/USGS Bulletin 2208-A, 2001

なお、未発見埋蔵量の 32.1 TCF (平均) のうち、陸上部分は、23.3 TCF、海洋部分は 8.8 TCF であると報告されており、陸上部分でより多くの埋蔵の可能性があることを示している。

なお、USGS と Petrobangla による探査後に、4 ガス田 (Bangura, Srikail, Sundalpur, Rupganj) が発見された。それらのガス田の埋蔵量の合計は 1.5TCF になる。

Petrobangla (2015) によると「バ」国の既発見ガス田の原始埋蔵量 (GIIP) は 39TCF と見積もられている。その中で、確認可採埋蔵量 (1P) は 20.8TCF、確認可採埋蔵量+推定埋蔵量 (2P) は、27.1TCF と計算されている。そのうち、これまで生産されたガスは 12.1TCF、残存可採埋蔵量 (2P) は、14.5TCF であると算定されている。2001 年に作成された未発見ガス資源調査所によると 95%の確率での新規ガス田発見可能性は 8.4TCF と推定されている。このうち今日までに 1.5TCF が発見されているので、理屈上は、残りは 6.9TCF となる。以上が、現在把握されているガス埋蔵の状況である。

以上を図示したものを次に示す。この図は、バングラデシュ全域を対象とした未発見ガスの推定埋蔵量と既存ガス田の確認埋蔵量をベースに推定したガス賦存量を使用して作成されたが、ガスの埋蔵の可能性のある地域が既存ガス田の地域に偏っていることを考慮すると、おおよそのガスバランスを把握する目安としては有効であると考えている。

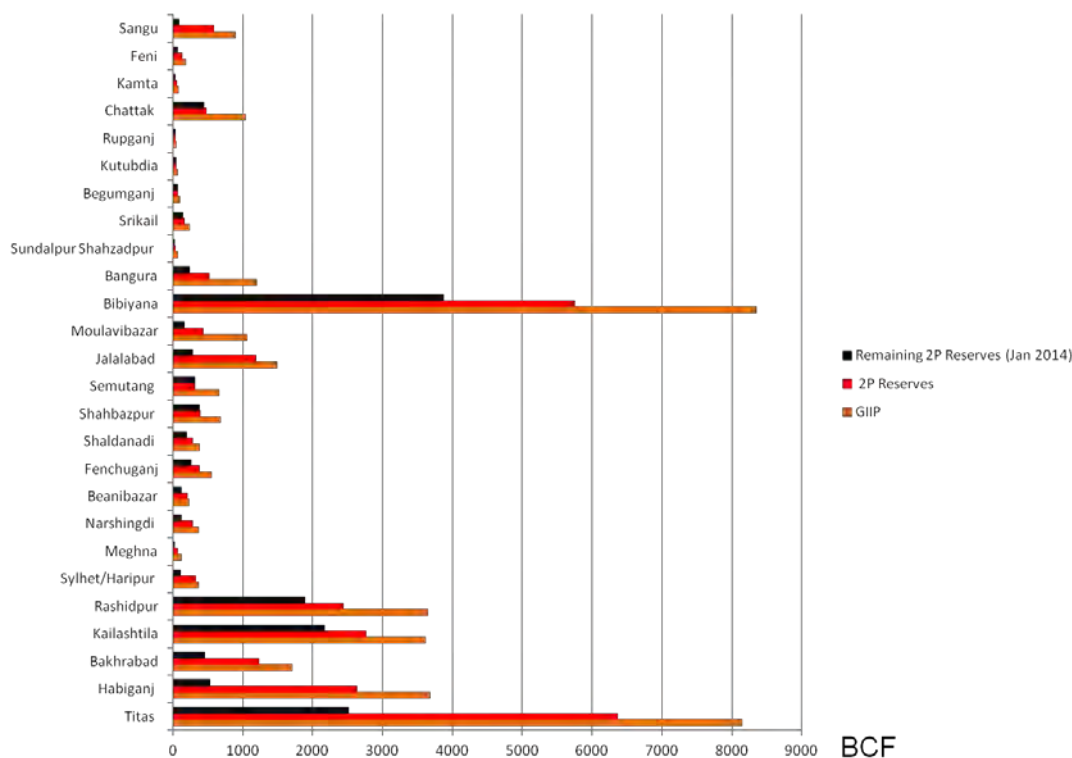


出典：Field-wise natural gas reserve estimates (Petrobangla, Nov. 2014), and Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019)

図 7-3 天然ガス埋蔵バランス

以下の図は、既発見ガス田ごとの GIIP、可採埋蔵量（2P）及び、残存可採埋蔵量（2P）の対比を示したもので、ガス田の成熟度を示している。これにより、現在の主要ガス田である Titas、Habiganj、Bakrabad、Jalalabad、などの老齢化が進行し、また最大のガス田である Bibiyana がピークを迎えつつあることが理解される。

GIIP, 2P Reserves, and Remaining 2P Reserves (2015)



出典：Petrobangla2013

図 7-4 GIIP と残存可採埋蔵量（2P）

## (2) 生産休止中の埋蔵量

ガス層のうちのいくつかは、主として過剰な水の産出や出砂のため生産を休止している。「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」によると、このような生産休止になっている確認埋蔵量は 761.13BCF である。現状では、この埋蔵量は回収できない可能性があると考えられ、表 7-1 に示した天然ガス埋蔵量からこの分を差し引く必要があるかもしれない。今後技術的に回収が可能かどうか検討する必要がある。

## (3) 非在来型ガスについて

コールベッドメタン (CBM)、石炭地下ガス化(UCG)、シェールガス等の非在来型ガス（前二者は第 9 章を参照）は、現時点では資源量、地点および法的枠組み（例えば地上権、地下資源の所有権など）に不確実性が高く、供給シナリオに入れることは適切ではないと考える。

### 7.1.4 今後の新規ガス田開発の見通しと考察

新規ガス田は、東部の褶曲市域を中心として発見される確率が際立って高いと考えられている。こういった地域の開発に力を注ぐことが求められている。

また、探鉱が進んでいない地域においても、新規ガス田が存在する可能性は否定できない。JICA



による”Preparatory Survey on the Natural Gas Efficiency Project”（2014年3月）では、以下探鉱プロジェクトが提案された。

- 探鉱が進んでいない地域：Bogra-Lalmal 構造における 2次元地震探査および深部試掘
- 探鉱が進んでいない地域：Madarganj および Sariakandi 地域における 2次元地震探査および試掘
- 探鉱が困難な地域：Sunamganj-Kishorganj 地域およびその周辺地域の 2次元地震探査および深部試掘
- 非在来型天然ガス資源：北西部の Gondwana 堆積盆地地域における高分解能 2次元地震探査および試掘による CBM ポテンシャルの調査

こういった地域の地質構造に関し、さらなるデータ集積が必要である。

## 7.2 ガス生産販売システムとコスト構造

### 7.2.1 Petrobanglaの役割とガス供給システム

Petrobangla は、ガスの開発から供給に至る一連のシステムを運営するために以下の会社を傘下に保有している。

#### (1) BAPEX (Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company)

新規天然ガス田の開発権は BAPEX のみに与えられている。また、6か所のガス田（Saldanadi, Fenchuganj, Shahbazpur, Semutang, Sundalpur 及び Srikail）を保有し 105 mmscf/d（2014年）のガスを生産している。これはガス生産量の約4%に相当する。これら6か所のガス田に加え Rupganj と Begumganj からの生産も開始される予定である。

BAPEX は、石油掘削リグを保有し自社の掘削及び関連会社の石油掘削を行うとともに 2D 及び 3D 探査の機器及び人員を保有し自社及び関連会社に探査サービスを提供している。

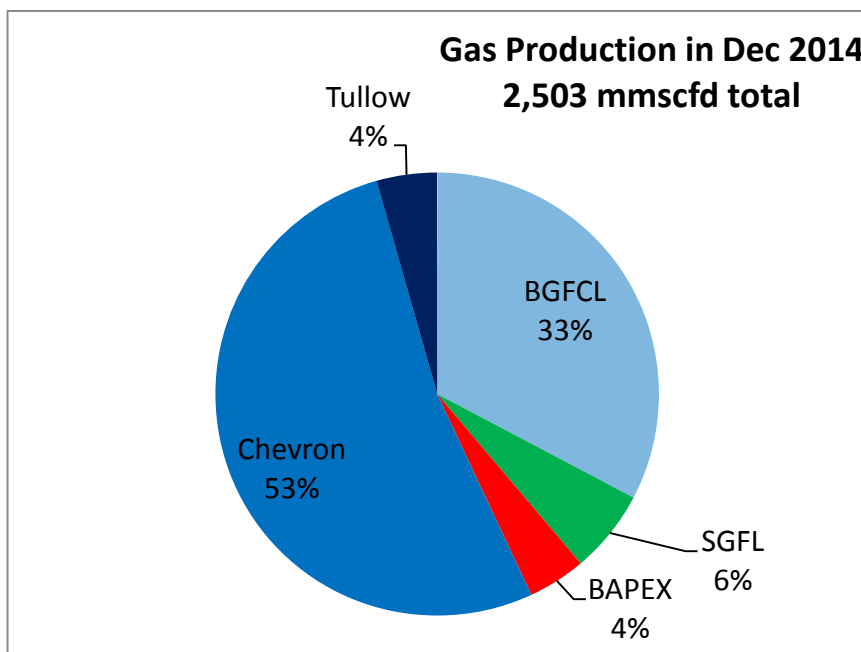
#### (2) ガス生産会社

天然ガスの生産は、Petrobangla 傘下の BAPEX、BGFCL（Bangladesh Gas Field Company Ltd）と SGFL (Sylhet Gas Field Limited)の3社と Petrobangla との PSC 契約の下で International Oil Company (IOC)と呼ばれる外資、Chevron 及び Tullow により行われている。

BGFCL は、Titas、Bakrabad、Habiganj、Narshingdi、Meghna の5か所のガス田を保有し生産を行っている。

SGFL は Sylhet 地域を中心に Sylhet、Kailashtila、Rashidpur、Beani Bazar の4か所のガス田を保有し生産を行っている。

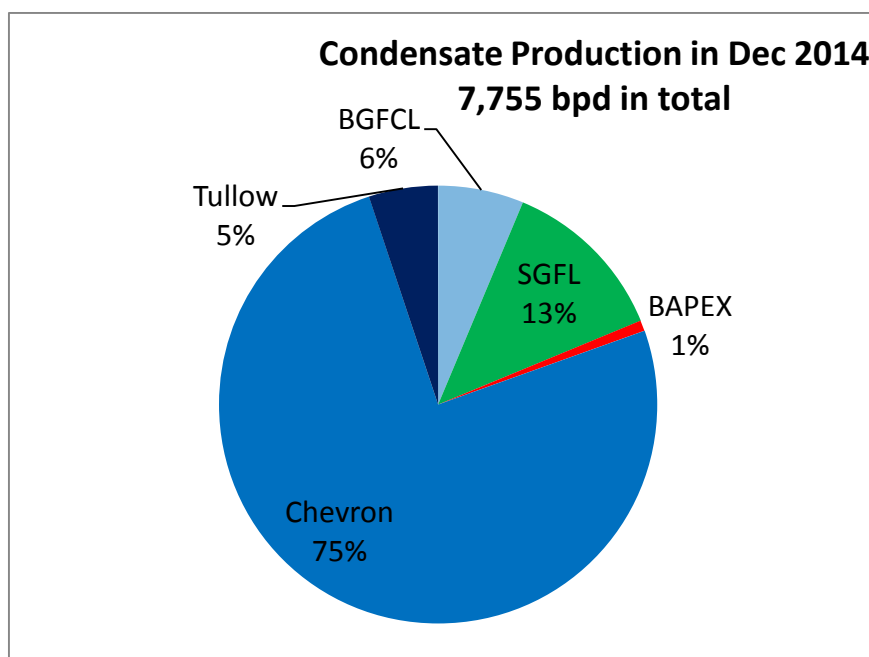
Chevron 及び Tullow は、1996年に締結された生産物分与契約 PSC (Product Sharing Contract)に基づき探鉱及び生産を行っている。Chevron は、Bibiyana、Jalalabad、Moulavi Bazar の3ガス田を保有し 2006年より生産を開始した。「バ」国で初めて 3D 探査を行ったことでも知られている。Tullow は、Bangura ガス田を保有している。以下に 2014年のガス生産量と各社の生産割合を示す。Chevron 及び Tullow の貢献が大きく全体の6割を占めている。



出典：Petrobangla Annual report 2014

図 7-5 2014 年 12 月の各社ガス生産比率

ガスの生産に伴い、多量のコンデンセートも生産され、2014 年 12 月には日量 7,755 バレルとなっている。コンデンセートの生産は、ガスの収入に加えてよい収入源となり会社経営を支えている。SGFL ではその割合が大きく、収入の 75%を石油製品の販売により賄っている。



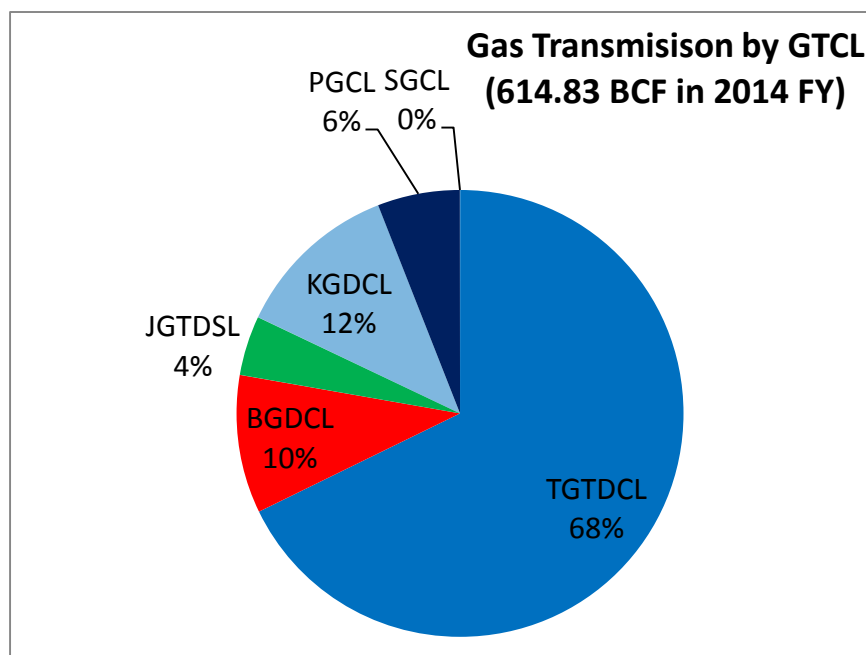
出典：Petrobangla Annual report 2014

図 7-6 2014 年 12 月の各社コンデンセートと NGL 生産割合

生産されるコンデンセートは、Titas Gas Field、Bakhrabad Gas Field 等に建設された精留施設で精留され、石油製品として石油マーケット会社に売却される。SGFL は、自己資金で Rashidpur に、新たな精留施設やガソリン製造施設を建設中である。

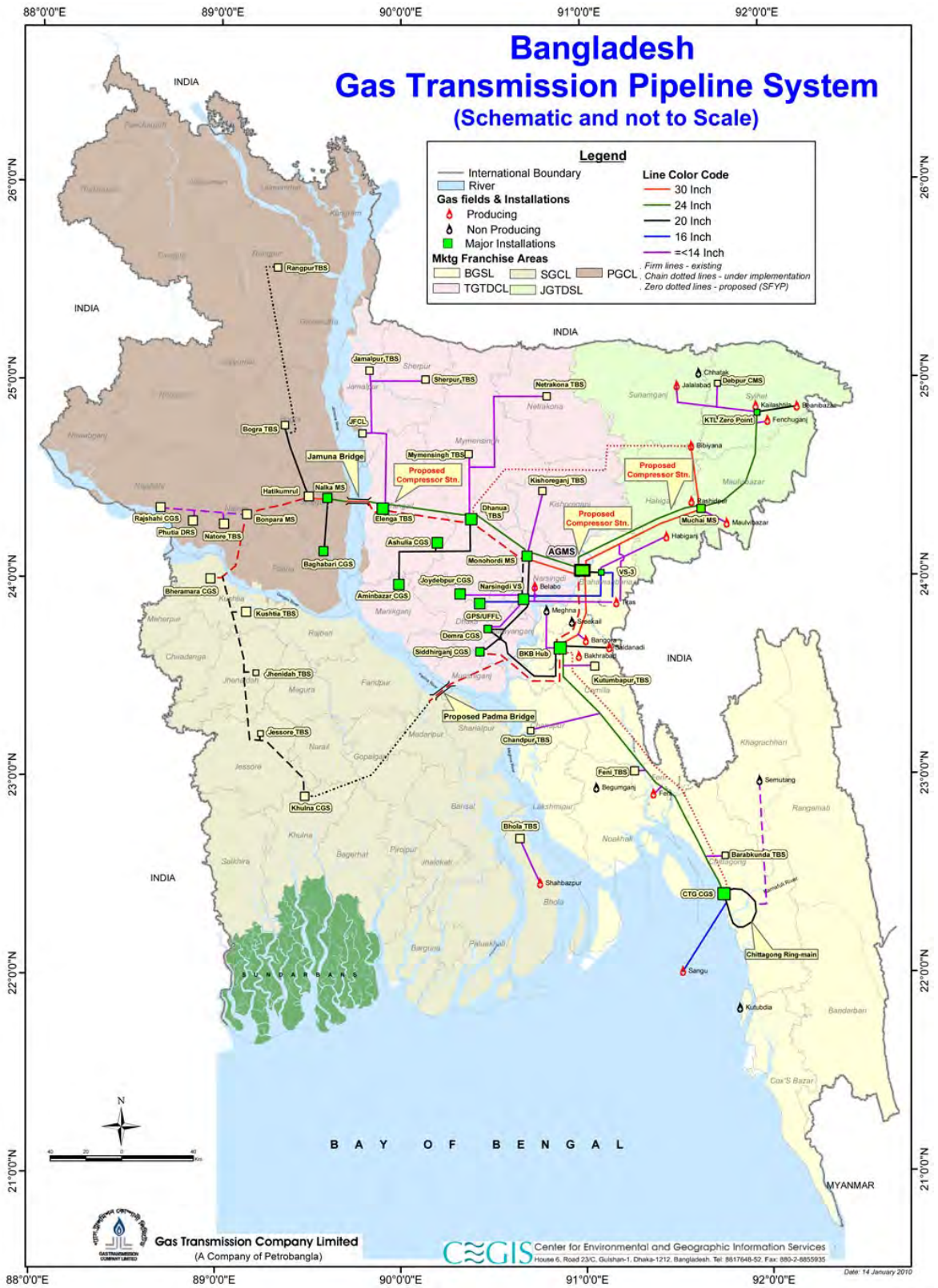
### (3) ガス輸送

ガス輸送幹線パイプライン網は、GTCL(Gas Transmission Company Limited)により運営されている。GTCL は、ガス生産会社により生産されたガスを各地域のガス販売会社に輸送する役割を持ち、1993年に設立された。2014年のガス輸送量は614.83 BCF でガス生産量の7割に相当する(残り3割は、ガス販売会社による直販)。GTCLによりガスインフラは大きく改善された。LNGの導入とともにガスの輸送量は増加し、ガスインフラの増強が必要となり、管理運営に大きな変化が起こるものと考えられている。



出典：Petrobangla Annual Report 2014

図 7-7 GTCL のガス輸送量 2014 FY



出典：GTCL

図 7-8 GTCL ガスパイプライン網

#### (4) ガス配給販売会社

Petrobangla の下には 6 地域の独占権を有するガス販売会社がある。ガス販売に関しては、限られた生産量の下で配給制を取っており、これらの配給販売会社を通し、割り当て分の販売が行われる。2013-2014 年の販売量は 826.65 BCF であった<sup>1</sup>。実際の需要は、配給量よりも大きい。

1) Titas Gas Transmission Distribution Company Limited (TGTDC)

TGTDC は Dhaka Division (州) にガスを供給する会社で、最大のガス配給販売会社である。FY 2013-2014 のガスの販売量は 520.28 BCF であった。

2) Karnaphuli Gas Distribution Company Limited (KGDCL)

KGDCL は Chittagong、Rangamati、Cox' s Bazar 地方にガスを供給している。FY 2013-2014 のガスの販売量は 82.32 BCF であった。

3) Bakhrabad Gas Distribution Company Limited (BGDCL)

BGDCL は、Comilla を中心に、Brahmanbaria、Feni 及び Noakhali、 Lakshmipur 地方にガスを供給している。FY 2013-2014 のガスの販売量は 110.31 BCF であった。

4) Jalalabad Transmission and Distribution Systems Limited (JTDSL)

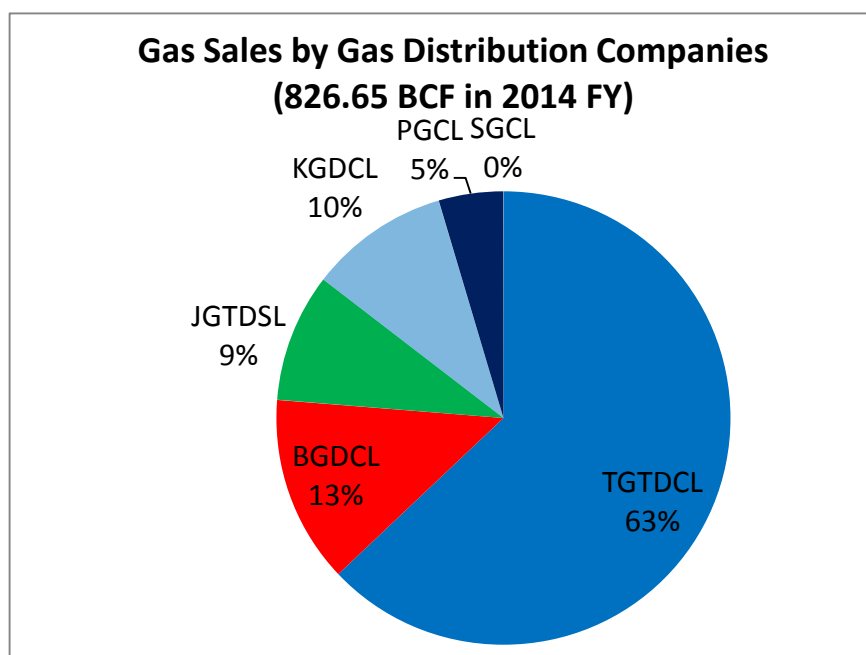
JTDSL は、Sylhet Division (州) にガスを供給している。FY 2013-2014 のガスの販売量は 75.68 BCF であった。

5) Pashchimanchal Gas Company Limited (PGCL)

PGCL は、Rajshahi Division (州) にガスを供給している。FY 2013-2014 のガスの販売量は 38.06 BCF であった。今後 Rangpur Division (州) にも供給地域を延伸することになる。

6) Sundarban Gas company Limited (SGCL)

SGCL は、Khulna 及び Barisal Division (州) にガスを供給することになっている。



出典： Petrobangla Annual Report 2014

図 7-9 ガス配給販売会社の販売量と割合

<sup>1</sup>ガス配給販売会社による販売量が (826.65 BCF) が GTCL による輸送量 ( ) より大きいのは、前者が直接輸送・販売している分があるからである。

## (5) CNG 及び LPG

CNG 及び LPG のプロモーション及び販売は Pupantarita Prakritik Gas Company Limited (RPGCL) によって行われる。RPGCL は、1987 年に設立された。2014 年 6 月の時点で 587 か所の CNG ステーションと 180 か所の CNG 仕様への改造施設を保有運営している。毎日 220,000 台の車両に CNG を供給し、毎月の販売量は 3.58 BCF (ガス供給量の 5%) である。LPG に関しては、Sylhet の Golapgonj に LPG プラントを保有 運営している。LPG の更なる詳細は第 10 章を参照のこと。

## (6) ガスインフラの設備基準

「バ」国のガスインフラ設備は、初期のものは独立前に建設され、現在でも使用されている。これら古い設備がシステムティックに管理されているとは言い難く、設備基準も更新されていない。ガスインフラの近代化を図る前提として、これら設備の状況を詳しく調査する必要がある。

### 7.2.2 ガス価格のコスト構造

「バ」国のガス価格は Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) により決められている。産業別に以下 8 つの価格体系があり、それぞれ政策的な見地から必要に応じて改定されている。

表 7-3 セクター別ガス販売価格

	Sector	BDT/M3	USD/MMBTU
1	Power	2.820	1.02
2	Captive Power	8.360	3.03
3	Fertilizer	2.580	0.94
4	Industry	6.740	2.44
5	Tea Garden	6.450	2.34
6	Commercial	11.360	4.12
7	CNG	27.000	9.79
8	Domestic	7.000	2.54

出典：BERC September 2014

各セクターのガス販売価格は、次のコストと利益の要素で構成されている。

- (1) 政府への上納分 55%
- (2) Petrobangla の収入分 45%
  - 1) Petroleum Development Fund: Petrobangla が徴収し、使用する投資資金。
  - 2) BAPEX Margin: BAPEX の収入となる
  - 3) Price Deficit Wellhead Margin: IOC からの買い取り価格が供給価格よりも高い場合の逆ザヤを埋め合わせるための資金
  - 4) Wellhead Gas Margin: ガス生産者が受け取るガス価格 (収入)
  - 5) Transmission Charge: ガス輸送の運送費。GTCL を含むガス輸送事業の収入
  - 6) Distribution Charge: ガスの配送販売会社が受け取る価格 (収入)
  - 7) Gas Development Fund Margin: BERC により 2009 年 8 月に定められたもので、石油ガスの探査・生産に関わる活動に関して支給される資金。Petrobangla が管理、実施する資金
  - 8) Gas Asset Price: 2015 年 9 月 BERC により創設された基金で、対象は LNG 事業等を含む将来のエネルギープロジェクトに充てられる。

表 7-4 ガス価格の内訳 (単位 BDT/M<sup>3</sup>)

Unit: BDT/M <sup>3</sup>										
Sector	Government Tax	Petroleum Development Fund	BAPEX Margin	Price Deficit Wellhead Margin	Wellhead Gas Margin	Transmission Charge	Distribution Charge	Gas Development Margin	Gas Asset Price	End User Price
1 Power	1.4363	0.3170	0.0480	0.0400	0.2250	0.1565	0.2650	0.2087	0.1235	2.8200
2 Captive Power	4.3519	0.4560	0.0480	0.0400	0.2250	0.1565	0.1550	0.4474	2.4802	8.3600
3 Fertilizer	1.2362	0.2680	0.0000	0.0400	0.2250	0.1565	0.2650	0.3358	0.0535	2.5800
4 Industry	3.3621	0.7660	0.0480	0.0400	0.2250	0.1565	0.2450	0.6279	1.2695	6.7400
5 Tea Garden	3.2026	0.7660	0.0480	0.0400	0.2250	0.1565	0.2450	0.6279	1.1390	6.4500
6 Commercial	5.5710	1.3355	0.0480	0.0400	0.2250	0.1565	0.2450	1.2350	2.5040	11.3600
7 CNG	14.8500	6.1000	0.1100	0.2000	0.3000	0.1565	0.1550	3.1640	1.9645	27.0000
8 Domestic	3.5344	0.7090	0.0480	0.0400	0.2250	0.1565	0.2450	0.5739	1.4682	7.0000

出典：BERC 2014 年 9 月改訂版

USD/MMBTU への単位の換算を行うと次のようになる。

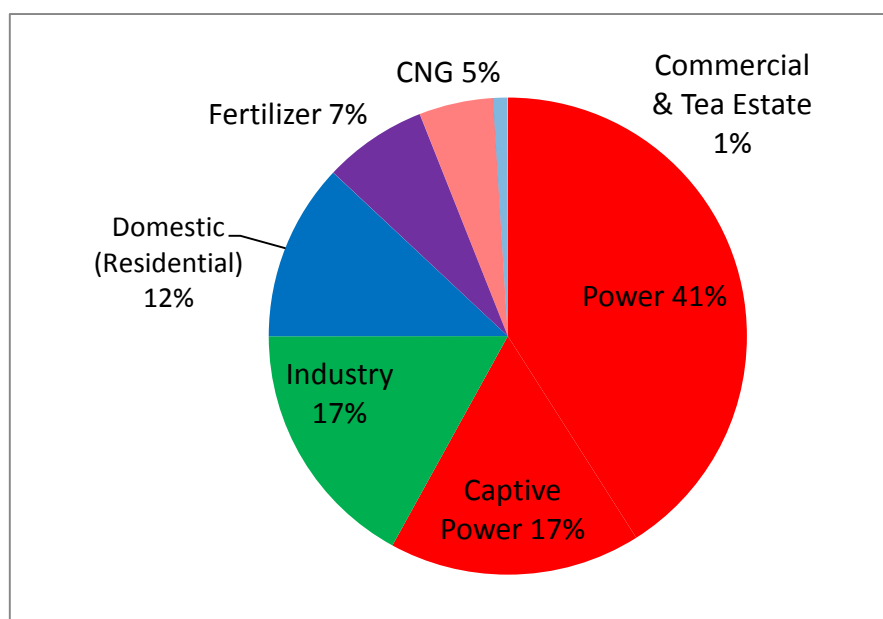
表 7-5 ガス価格の内訳 (単位 USD/MMBTU)

Unit: USD/MMBTU										
Sector	Government Tax	Petroleum Development Fund	BAPEX Margin	Price Deficit Wellhead Margin	Wellhead Gas Margin	Transmission Charge	Distribution Charge	Gas Development Margin	Gas Asset Price	End User Price
1 Power	0.52	0.11	0.02	0.01	0.08	0.06	0.10	0.08	0.04	1.02
2 Captive Power	1.58	0.17	0.02	0.01	0.08	0.06	0.06	0.16	0.90	3.03
3 Fertilizer	0.45	0.10	0.00	0.01	0.08	0.06	0.10	0.12	0.02	0.94
4 Industry	1.22	0.28	0.02	0.01	0.08	0.06	0.09	0.23	0.46	2.44
5 Tea Garden	1.16	0.28	0.02	0.01	0.08	0.06	0.09	0.23	0.41	2.34
6 Commercial	2.02	0.48	0.02	0.01	0.08	0.06	0.09	0.45	0.91	4.12
7 CNG	5.38	2.21	0.04	0.07	0.11	0.06	0.06	1.15	0.71	9.79
8 Domestic	1.28	0.26	0.02	0.01	0.08	0.06	0.09	0.21	0.53	2.54

出典：BERC 2014 年 9 月改訂版

### 7.2.3 Petrobangla傘下企業の収益構造と運営状況

FY 2013-2014 年における市場の構成は、発電用が最も多く、自家発電を含めると供給量の約 6 割が発電に使われたことになる。



出典：Petrobangla Annual Report 2014

図 7-10 セクター別ガス消費量

ガスの供給量が不足しているため、割当制を行っており、実際の需要によるマーケット構成とは異なる。

Petrobangla 傘下のガス生産会社が受け取る収入は Wellhead Margin は、0.08 USD/MMBTU で、IOC が受け取る価格 2.48 USD/MMBTU の 30 分の 1 程度となっている。SGFL は、天然ガスの生産に加えてコンデンセートの回収販売にも力を注ぎ、売り上げの 75%がコンデンセートの販売に拠っている。さらに収入を増やすために、4000 バレル/日の精留施設と 3000 バレル/日のガソリン製造装置を自己資金で、建設中である。

ガス輸送会社の TGCL が受け取る収入は Transmission Charge で、2014 年 9 月以降はそれ以前の半額の 0.06 USD/MMBTU となった。自己資金で Bibiyana-Dhanua 間 137Km に 36 インチのパイプラインを建設中であるが、このプロジェクトには安定した収入が見込まれると考えられている。このほかの投資プロジェクトは ADB や World Bank、JICA の資金、或いは政府資金で行われている。

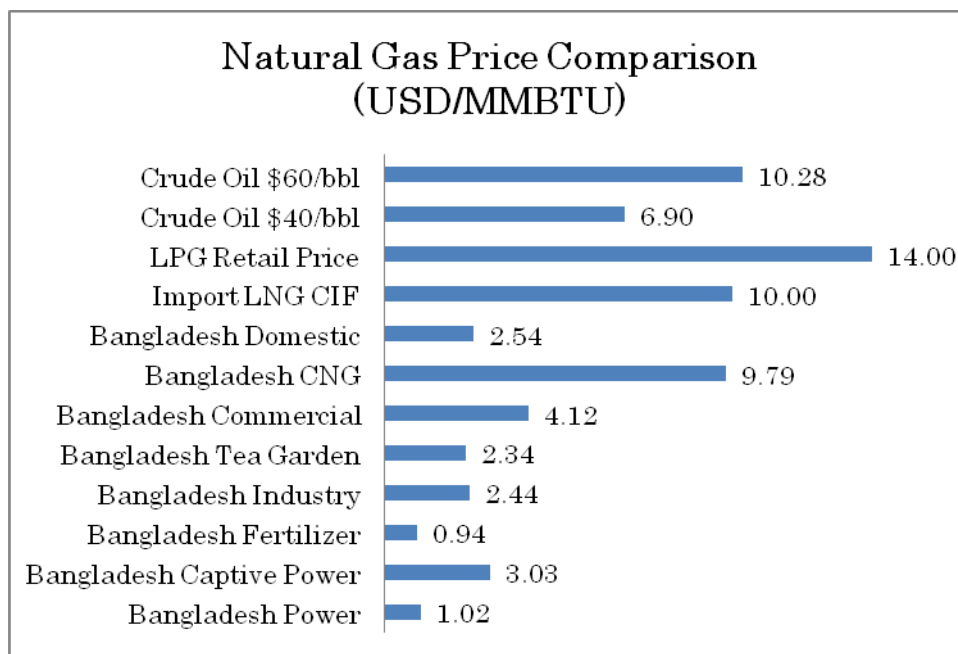
ガス配給販売会社の収入の大半は、Distribution Charge で、販売するセクターにより金額が異なる。Domestic への供給に関しては、一軒当たりの消費量が少ないため、市場開拓の労力の割には収入が少ないことになる。ガス配給販売会社は、収入を増やすために Transmission Pipeline への投資を行い、Transmission Charge を得たり、顧客からガス料金預り金 (Security Charge) の運用により利益を創出している。

Bangladesh 政府は、需要増加と供給不足に対応し、Domestic (家庭用) では、天然ガスの代替燃料として、LPG の導入を促進しようとしている。両者のバランスをとるためにも Domestic Distribution Charge の金額を上げて良いのかもしれない。また、CNG に代わり、今後ガソリンの導入が推奨されようとしている。

2013-2014 年の平均のガス販売価格は、USD/MMBTU に換算すると 2.34 USD/MMBTU で、IOC からの購入価格 (Wellhead Margin) の 2.48USD/MMBTU とほぼバランスされたものとなっている。

「バ」国のエネルギー価格を国際価格と比較すると次のようになる。電力用と肥料用ガス価格が格段に低く、今後予想される LNG の導入に向けて価格の再調整が必要となるものと考えられる。ガス価格を値上げすることによりガスの効率的利用を促すことも考慮すべきで問題として挙げられる。将来ガス価格の議論については、第 20 章および第 21 章を参照のこと。





出典：BERC より 2014 年 9 月改訂版

図 7-11 ガス価格比較

### 7.3 天然ガス供給予測

#### 7.3.1 既存のガス田の現状とFast Track Program

##### (1) 既存ガス田の現状

各ガス田における生産の現状を理解することは、各ガス田の生産予測を行うにあたって非常に重要である。このため、まず 2010 から 2014 年までの各ガス田の生産量（平均日産量）の実績と PSMP2010 による予測を比較したものを表 7-6 に示す。

表 7-6 2010～2014 年の平均日産量の実績と PSMP2010 による予測との比較

単位: mmscfd

番号	ガス田	平均日産量							
		実績					PSMP2010による予測		
		2010	2011	2012	2013	2014	2010	2014: ケース1	2014: ケース2
1	Titas	404	445	450	490	515	408	578	560
2	Habiganj	235	260	227	225	225	240	260	260
3	Bakhrabad	35	33	32	41	41	36	51	51
4	Kailashtila	91	86	89	84	74	87	97	97
5	Rashidpur	49	49	47	47	61	49	84	85
6	Sylhet/Haripur	3	10	9	9	8	7	30	30
7	Meghna	0	10	10	11	10	0	5	5
8	Narshingdi	33	30	30	28	28	35	25	25
9	Beanibazar	15	9	11	10	10	15	15	15
10	Fenchuganj	25	23	36	37	39	24	65	60
11	Saldanadi	8	18	16	15	12	8	8	8
12	Shahbazpur	6	0	7	7	8	8	10	10
13	Semutang	0	14	8	6	5	0	15	15
14	Sundalpur	0	0	10	10	4	0	60	60
15	Srikail	0	0	0	42	39	0	60	60
16	Sangu	37	14	23	0	0	40	0	0
17	Jalalabad	163	165	232	249	246	130	250	200
18	Moulavi Bazar	58	42	94	77	63	60	160	80
19	Bibiyana	658	753	792	822	1,007	716	900	850
20	Bangura	105	102	86	111	110	120	120	120
21	Begumganj	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Kutubdia	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Chattak	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Kamta	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Feni	2	0	0	0	0	2	2	2
	計	1,926	2,062	2,210	2,323	2,435	1,995	2,765	2,563

注: PSMP2010の予測によるSundalpur and Srikailの生産量は、この場合SundalpurとSrikailの生産量の合計が60mmscfdになることを意味している。

出典: Prepared based on Petrobangla Annual Reports 2010 to 2014 and PSMP2010 report (JICA, 2011)

また、「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に示されている 2015 年 1 月現在の残存可採 (2P) 埋蔵量や Petrobangla の年報などに基づき、「バ」国における各ガス田の現状および将来見通しについても検討を行った (添付資料 7-1 参照)。

データの比較及び現状分析により、以下の点が指摘される。

- 2010 年以降、Bibiyana ガス田のみが生産量を伸ばしてきている。
- Jalalabad ガス田も 2012 年に生産量の大幅な伸びがあったが、その後生産は大幅に伸びていない。
- Sangu ガス田は、Cairn[Santos により運転されていたが、枯渇によりガス生産量が経済レベルより下回るようになったため 2013 年 10 月 1 日から生産休止となった。
- 過去のブローアウトや出水事故を教訓に、ケーシング及びセメンティイングに細心の注意を払うことが求められている。
- 今後の生産量の維持或いは増加のためには、既存ガス田からのガス生産量を出来る限り維持しながら、新規ガス田開発を行うことになる。
- 圧力が低下したガス田には、井戸元ガスコンプレッサーの導入による供給量の維持が必要である。

## (2) First Truck Program

「バ」国政府は、ガスの増産を早急に達成するために、Speedy Supply of Power and Energy (Special Provision) Act, 2010 に従い、First Truck Program として、6 か所のガス田に関し、ロシア Gazprom EP 社と以下に示す 10 本の生産井戸の掘削を行う契約を締結し、2013-2014 年に掘削作業が行われた。

Titas Gas Field (BGFCL): Well No.19, 20, 21, 22  
Rasidpur Gas Field (SGFCL): Well-No.8  
Semutang gas Field (BAPEX): Well No. 6  
Begumganji Gas Field (BAPEX): Well No. 3  
Shrikail Gas Field (BAPEX): Well No. 3  
Shahbazpur Gas Field (BAPEX): Well No. 3, 4

当初の計画では、300 mmscfd の増産を達成することを期待されていたが、試験結果、その半分の 150 mmscfd の生産能力が確認された。10 本の生産井戸に対し、現在 5 本の井戸で生産が開始されている。また、3 本は井戸元の付帯設備の建設及びパイプラインの建設が行われている。しかし、Titas No. 21 は、当初は 10 mmscfd のガスを生産していたが、6 か月後に過剰出水のために生産を停止し、現在 BAPEX により改修作業が行われている。Semutang No. 6 は、過剰出水のために放棄された。

2015 年後半に、Gazprom との間にはさらに 5 本の生産井を掘削する契約が締結され、以下の井戸が掘削されることになっている。

Bhakrabad Gas Field (BGFCL): Well No. 10  
Rashidpur Gas Field (SGFCL): Well No. 9, 10, 12  
Shrikail Gas Field (BPEX): Well No. 4

## (3) 競争入札による Best Industrial Practice の導入

Titas Gas Field での新規生産井戸 TitasWell No. 23、24、25、26 の掘削に関し、BGFCL は、ADB の資金 (Gas Seepage Control and Appraisal and Development of Titas Gas Field) で、競争入札を実施し、Best Industrial Practice の導入を行い、成功している。競争入札の結果、中国 SINOPEC が受注し、コスト的にも 25%ほどの低減効果があったとされ、今後のプロジェクトの遂行に当たり、一つの方向性を示している。

### 7.3.2 既存のガス田の生産予測: 2015-2019

長期生産予測を行うにあたっては、まず今後 5 年程度の予測が必要となる。本調査では、Petrobangla の 5 カ年計画案 (Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019) に示された生産予測に基づき、2015~2019 年の 5 年間の生産予測を行った。

この Petrobangla の 5 カ年計画案に示されている 2015~2019 年の生産予測では、全体として生産量が過大評価になっていると認められ、このため、以下に述べるように、坑井仕上げ時期および生産量に関する予実績比較結果に基づき、Petrobangla が示した日産量の値を補正した。(詳細については、添付資料 7-1 参照)

### (1) Petrobangla の 5 ヶ年計画案における坑井仕上げ時期および生産量の評価

Petrobangla の 5 ヶ年計画案における坑井仕上げ時期および生産量の検証については、2010 年に作成された「Gas Evacuation Plan 2010-2015」に示された坑井の仕上げ時期および生産量について、実績との比較を行い、これを基本に Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された内容について再評価を行った。その結果は次のとおりである。

- 坑井仕上げ時期は、表示の時期よりも少なくとも 1 年程度遅れる可能性がある
- 各坑井の生産量は、表示の 70%程度にとどまる（Gazprom による開発結果が反映されている）

### (2) Petrobangla による既存のガス田の生産予測の修正

上記(1)での比較結果に基づき、Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された増産計画の中で、生産開始時期および各坑井の生産量の補正については、以下のとおり仮定した。

- 坑井仕上げ時期：原則として当初の予定より 1 年遅れと仮定
- 各坑井の生産量：原則として当初の算定値の 70%と仮定

このうち坑井仕上げ時期の遅れについては、そのリスクを生産量に反映させるようにした。すなわち、5 年間で 1 年の遅れが生じる場合、生産量を 20%分減らすという考え方に基づき、Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された生産量を補正した。この考えに基づき 2016 年以降に予定されているものに対しては、一律に 0.8 を掛けて補正した。

### (3) 2015～2019 年の生産予測

2015～2019 年の生産予測については、上述のように、既存の坑井の仕上げ時期および生産量に関する予想と実績の比較に基づき、必要に応じて Petrobangla が作成した「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に示された生産予測を一部修正した。このようにして改変した生産予測を表 7-7 に示す。

- 生産プロファイルのパターンは、基本的に Petrobangla の 5 ヶ年計画で示されたものと同じである。
- Shahbazpur ガス田については、Petrobangla の 5 ヶ年計画では 2018 年から 5MMscfd の増産が見込まれているが、開発井の掘削など具体的な開発計画が示されていないため、本調査ではこの増産は考慮していない。
- 表 7-7 では、2016 年 7～12 月期に生産量のピークが認められ、2,811mmscfd となる。一方、Petrobangla の 5 ヶ年計画でも、やはり 2016 年 7～12 月期にピークが認められ、2,916mmscfd となっている。生産量のピークの時期は両者で一致しているものの、生産量は本調査の方が 100mmscfd 程度或いは 4-5 ポイント低い。

表 7-7 2015～2019 年の生産予測

単位：mmscfd

会社名	ガス田名	2015		2016		2017		2018		2019		備考
		1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	
1. BGFCL	Titas	525	520	520	510+56	556	546	489	489	441	441	2016年7～12月：23、24、25、26号井から生産開始
	Bakrabad	40	38	36	34	30	26	23	23	30	30	
	Habiganj	224	224	224	224	220	218	215	215	200	200	
	Narsingdi	28	28	28	28	26	25	24	24	23	23	
	Meghna	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	
	<b>小計</b>	<b>827</b>	<b>820</b>	<b>818</b>	<b>862</b>	<b>842</b>	<b>825</b>	<b>760</b>	<b>760</b>	<b>703</b>	<b>703</b>	
2. SGFL	Sylhet	8	8	7	7+6	12	11	11	10	10	9	2016年7～12月：9号井から生産開始
	Kailashtila	72	70+8	78+14	92+8	100	96	96	92	92	88	2015年7～12月：1、5号井、2016年1～6月：9号井、2016年7～12月：7号井からそれぞれ生産開始
	Rashidpur	60	59	58	57	56	61	72	70	67	67	2017年7～12月：9号井、2018年1～6月：10、11号井からそれぞれ生産開始
	Beani Bazar	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	
		<b>小計</b>	<b>149</b>	<b>154</b>	<b>166</b>	<b>179</b>	<b>176</b>	<b>176</b>	<b>187</b>	<b>180</b>	<b>177</b>	<b>172</b>
3. BAPEX	Saldanadi	10	6+10	16	13	12	11	10	10	10	10	2015年7～12月：4号井から生産開始
	Fenchuganj	35	34	32	30	30	29	28	28	28	28	
	Shahbazpur	10	10+9	29	29	29	29	29	29	29	29	2015年7～12月：4号井から生産開始
	Semutang	4	3	2	2	2+4	6+4	10	10	10	10	2017年1～6月：7号井、2017年7～12月：8号井からそれぞれ生産開始
	Sundalpur	3	3	2	0+4	4	4	4	4	4	4	2016年7～12月：2号井から生産開始
	Srikail	38	36	35+11	46	41	41	41	41	36	36	2016年1～6月：4号井から生産開始
	Rupganj	0	8	8	8	8	8	7	7	7	7	
	Begumganj	4	4+8	12	12	10	10+8	16	16	12	9	2015年1～6月：実績、2015年7～12月：3号井、Jul-Dec 2017年7～12月：4号井からそれぞれ生産開始
	<b>小計</b>	<b>104</b>	<b>141</b>	<b>147</b>	<b>144</b>	<b>140</b>	<b>150</b>	<b>145</b>	<b>145</b>	<b>136</b>	<b>133</b>	
	<b>小計 (1+2+3)</b>	<b>1,080</b>	<b>1,115</b>	<b>1,131</b>	<b>1,185</b>	<b>1,158</b>	<b>1,151</b>	<b>1,092</b>	<b>1,085</b>	<b>1,016</b>	<b>1,008</b>	
4. Chevron	Jalalabad	250	250	250	250	220	220	220	220	220	220	
	Maulavibazar	50	50	50	50	45	45	45	45	45	45	2015年1～6月：実績
	Bibiyana	1,100	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	2015年1～6月：実績
5. Tullow	Bangora	110	110	109	109	81	81	69	69	58	58	2015年1～6月：実績
	<b>小計 (4+5)</b>	<b>1,510</b>	<b>1,610</b>	<b>1,609</b>	<b>1,609</b>	<b>1,546</b>	<b>1,546</b>	<b>1,534</b>	<b>1,534</b>	<b>1,523</b>	<b>1,523</b>	
6.	Feni				6	6+6	12	12	11	9	8	2016年7～12月：6号井、2017年1～6月：7号井からそれぞれ生産再開
7.	Chhatak				11	11+11	22	22	19	19	16	2016年7～12月：3号井、2017年1～6月：4号井からそれぞれ生産再開
	<b>計 (1+2+3+4+5+6+7)</b>	<b>2,590</b>	<b>2,725</b>	<b>2,740</b>	<b>2,811</b>	<b>2,738</b>	<b>2,731</b>	<b>2,660</b>	<b>2,649</b>	<b>2,567</b>	<b>2,555</b>	

注：1) 黄色で示したセルの生産量は、実際の生産データあるいは表1.4-2に示した補正した生産量の値に基づき、Petrobanglaの5カ年計画の中で示された生産量を修正したものである。  
2) 例えば、“510+56”という表現は、追加生産なしでの日産量に追加生産による日産量を加えたものを意味している。

出典：Perobangla 資料「Draft Five Year Gas Supply Strategy」(2015) および JICA 調査団

#### (4) 2020 年以降の生産予測

2020 年から 2041 年までの既存ガス田の生産量予測は、Petrobangla の「Draft Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019」に示されている生産中のガス田、未生産のガス田、生産休止中のガス田の、原始埋蔵量 (GIIP)、確認可採埋蔵量 (1P)、確認及び推定可採残存可採 (2P)、残存可採埋蔵量 (2P) を含む Petrobangla の年報などに示されるデータに基づき、2020 年以降の生産量の予測を行った。予測にあたっては、以下に示す推算式を用いた。なお、この推算式を用いた 2020 年から 2041 年までの生産量予測は、Petrobangla との合意のものに行われている。

本調査では、Petrobangla の生産予測は実績と比較して多少大きくなる傾向にあるため、前項で述べたように、95%の Discount Factor で、補正するものとした。

推算式：

Estimation expression	$\text{Expalnation variable (Pn)} = \text{IF}((RV_0 - CP_{n-1}) * Sc > (P_{n-1} * 365 / 1000 * 5.5, P_{n-1}, \text{IF}(P_{n-1} * (100 - Dc) / 100 < 3, 0, P_{n-1} * (100 - Dc) / 100, 0)) * Gc$																						
Structure of the expression for production in the year																							
Variable explanation	<table border="0"> <tr> <td><math>RV_0</math></td> <td>Remaining P1+P2+P3 Reserve</td> </tr> <tr> <td>0 year</td> <td>The base year in the study is 2013</td> </tr> <tr> <td><math>CP_{n-1}</math></td> <td>Cumulative Production up to "n-1" year</td> </tr> <tr> <td><math>Sc</math></td> <td>Probability of the production from remaining reserves, The Value <math>0 &lt; Sc &lt; 1.0</math></td> </tr> <tr> <td><math>RV_0 - CP_{n-1}</math></td> <td>Remaining P1+P2+P3 Reserves in "n-1" year</td> </tr> <tr> <td><math>P_n</math></td> <td>Natural gas production in the year of "n"</td> </tr> <tr> <td><math>P_{n-1} * 365 / 1000</math></td> <td>Convert from Production unit with mmcf/d to Bcfa</td> </tr> <tr> <td>5.5</td> <td>Depletion rate in the decline period, the vale is summation of "1.0+0.9+0.8+0.7+0.6+0.5+0.4+0.3+0.2+0.1"</td> </tr> <tr> <td><math>Dc</math></td> <td>Depletion rate, when the remaining reserves are not enough for annual production, the production is declined with <math>Dc</math></td> </tr> <tr> <td><math>P_{n-1} * (100 - Dc) / 100 &lt; 3</math></td> <td>When declining production become less than 3 mmcf/d, the production is fixed by 0.</td> </tr> <tr> <td><math>Gc</math></td> <td>Production expansion plan factor, <math>Gc</math> is set by 1.1 (10% per year up per yaer) when the remaining reseves have allowance of production expansion</td> </tr> </table>	$RV_0$	Remaining P1+P2+P3 Reserve	0 year	The base year in the study is 2013	$CP_{n-1}$	Cumulative Production up to "n-1" year	$Sc$	Probability of the production from remaining reserves, The Value $0 < Sc < 1.0$	$RV_0 - CP_{n-1}$	Remaining P1+P2+P3 Reserves in "n-1" year	$P_n$	Natural gas production in the year of "n"	$P_{n-1} * 365 / 1000$	Convert from Production unit with mmcf/d to Bcfa	5.5	Depletion rate in the decline period, the vale is summation of "1.0+0.9+0.8+0.7+0.6+0.5+0.4+0.3+0.2+0.1"	$Dc$	Depletion rate, when the remaining reserves are not enough for annual production, the production is declined with $Dc$	$P_{n-1} * (100 - Dc) / 100 < 3$	When declining production become less than 3 mmcf/d, the production is fixed by 0.	$Gc$	Production expansion plan factor, $Gc$ is set by 1.1 (10% per year up per yaer) when the remaining reseves have allowance of production expansion
$RV_0$	Remaining P1+P2+P3 Reserve																						
0 year	The base year in the study is 2013																						
$CP_{n-1}$	Cumulative Production up to "n-1" year																						
$Sc$	Probability of the production from remaining reserves, The Value $0 < Sc < 1.0$																						
$RV_0 - CP_{n-1}$	Remaining P1+P2+P3 Reserves in "n-1" year																						
$P_n$	Natural gas production in the year of "n"																						
$P_{n-1} * 365 / 1000$	Convert from Production unit with mmcf/d to Bcfa																						
5.5	Depletion rate in the decline period, the vale is summation of "1.0+0.9+0.8+0.7+0.6+0.5+0.4+0.3+0.2+0.1"																						
$Dc$	Depletion rate, when the remaining reserves are not enough for annual production, the production is declined with $Dc$																						
$P_{n-1} * (100 - Dc) / 100 < 3$	When declining production become less than 3 mmcf/d, the production is fixed by 0.																						
$Gc$	Production expansion plan factor, $Gc$ is set by 1.1 (10% per year up per yaer) when the remaining reseves have allowance of production expansion																						

出典：JICA 調査団

図 7-12 生産予測推算式

a)  $IF(RV0-CPn-1)*Sc > (Pn-1*365/1000)*5.5$  の意味

直近の生産体制で今後 10 年間生産できるか否かという判別式である。

(RV0-CPn-1)により、GIIP からこれまでの生産量を引いて、Field の残存確認埋蔵量を計算する。

Sc は残存確認埋蔵量の確率を示すが、今回の計算では、すべて 1.0 となっている。

$(Pn-1*365/1000)*5.5$  は前年の生産量で、今後 10 年生産したときの累積生産量を計算している。

5.5 (=1.0+0.9+0.8+0.7+0.6+0.5+0.4+0.3+0.2+0.1) は、減耗率 10%(depletion rate :10%)としたときの前年の生産量から将来 10 年間の生産量を計算する係数である。

b)  $IF(RV0-CPn-1)*Sc > (Pn-1*365/1000)*5.5$  が「YES」のとき

前年の生産体制で将来 10 年間生産できる状態のときであり、今年度の生産量 (Pn) は前年と同じ生産量で、以下の式で計算される。

今年度の生産(Pn)= 前年の生産量 (Pn<sub>-1</sub>)

c)  $IF(RV0-CPn-1)*Sc > (Pn-1*365/1000)*5.5$  が「NO」のとき

前年の生産体制では将来 10 年間生産できないという意味で、将来の生産は Field ごとに設定された Production decline factor にしたがって生産される。Field ごとの Decline factor は、過去の Field ごとの残存埋蔵量と前年生産量によって外生的に入力されている。Field ごとの Decline factor は 10%~30%/年間で設定されている。この decline factor により毎年の生産量を徐々に減少させている。

d)  $IF(Pn-1*(100-Dc)/100 < 3)$

この計算式は、前年生産量 (Pn-1) がある一定値より小さくなった時に生産を打ち切るという操作である。本計算では生産打ち切りの「しきい値」は「3 mmcf/d」となっている。つまり、生産量が減少してゆく Field は、生産量が「3 mmcf/d 以下」になったときに生産打ち切りとなる。

以下の表に、2016 年から 2041 年までの現在生産中のガス田の生産量予測、Petrobanga による 2016 年から 2020 年までの生産予想データを基本にした 2041 年までの生産量の推算値、JICA 調査団による推算値を示す。

表には未生産のガス田と生産休止中のガス田も示され、生産量ゼロとして表示されているが、生産可能なガス田であり、将来の生産が期待される。JICA 調査団の推定量は、こういった既存の生産可能なすべてのガス田からの生産量の推定値となっている。

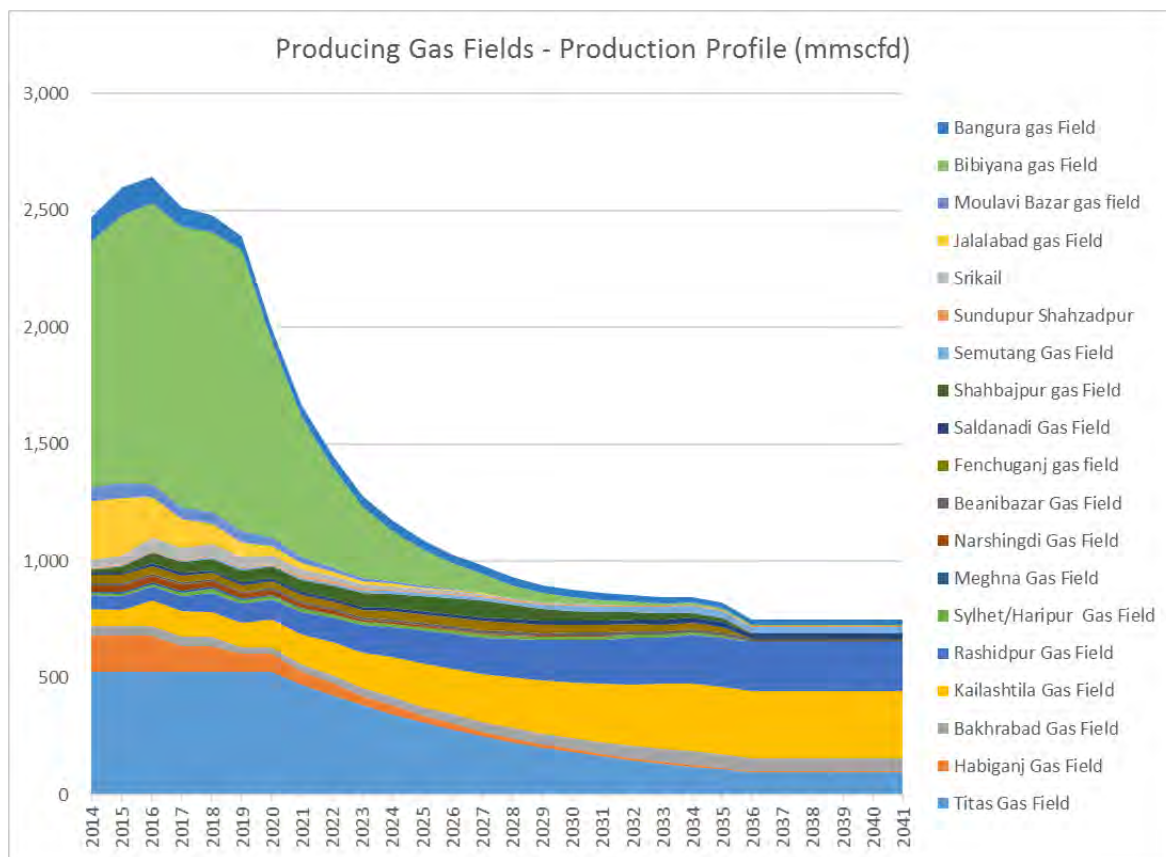
表 7-8 2016～2041年の既存国産ガス生産予測

Sl. No.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1 Titas Gas Field	525	525	525	525	525	473	425	383	344	310	279	251	226	203	183	165	148	133	120	108	97	97	97	97	97	97
2 Habiganj Gas Field	157	110	110	77	77	54	54	38	38	26	26	18	18	13	13	9	9	9	6	6	4	4	4	4	4	4
3 Bakhrabad Gas Field	40	40	40	30	30	32	33	35	36	38	40	42	44	47	49	51	54	57	59	59	53	53	53	53	53	53
4 Kailashhila Gas Field	110	110	108	105	116	127	140	154	169	186	195	205	215	226	237	249	262	275	289	289	289	289	289	289	289	289
5 Rashidpur Gas Field	57	65	83	80	88	97	106	117	129	142	149	156	164	172	181	190	199	199	209	209	209	209	209	209	209	209
6 Sylhet/Haripur Gas Field	12	15	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	12	11	9	0	0	0	0	0	0
7 Meghna Gas Field	10	10	9	9	6	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 Narshingdi Gas Field	28	25	24	23	23	18	15	12	12	9	8	6	5	5	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 Beanibazar Gas Field	9	8	8	8	8	8	8	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	16	14	13	13	13	13	13	13
10 Fenchuganj gas field	30	29	28	28	28	29	31	32	34	36	38	39	37	35	33	31	30	28	25	23	0	0	0	0	0	0
11 Saldanadi Gas Field	15	13	12	12	12	13	13	14	15	15	16	17	18	19	20	21	22	23	23	23	23	23	23	23	23	23
12 Shahbajpur gas field	45	45	50	50	50	53	55	58	61	64	67	70	59	50	42	35	29	25	21	17	0	0	0	0	0	0
13 Semutang Gas Field	5	8	8	8	8	9	10	11	12	13	14	16	17	19	21	23	25	28	30	30	30	30	30	30	30	30
14 Sundupur Shahzadpur	4	4	4	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4
15 Srikail	55	50	50	45	36	29	23	18	15	12	9	8	6	5	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 Jalalabad gas Field	175	123	86	60	42	29	21	14	10	7	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17 Moulavi Bazar gas field	55	50	50	50	35	25	18	13	9	7	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Bibiyana gas Field	1,200	1,200	1,200	1,200	840	600	428	306	218	156	111	79	57	41	29	21	15	11	8	5	4	4	4	4	4	4
19 Bangura gas Field	114	85	72	60	54	51	48	46	43	41	38	36	34	32	31	29	27	26	24	23	21	21	21	22	23	24
<b>A Producing Total</b>	<b>2,645</b>	<b>2,514</b>	<b>2,481</b>	<b>2,388</b>	<b>1,995</b>	<b>1,669</b>	<b>1,451</b>	<b>1,278</b>	<b>1,173</b>	<b>1,091</b>	<b>1,030</b>	<b>981</b>	<b>932</b>	<b>897</b>	<b>877</b>	<b>862</b>	<b>853</b>	<b>845</b>	<b>846</b>	<b>821</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>749</b>	<b>750</b>	<b>751</b>
20 Begumganj Gas Field	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 Kutubdia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 Rupganji	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B Non-Producing</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
23 Chattak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Kamta Gas Field	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25 Feni gas Field	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26 Sangu gas Field	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>C Production suspended</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total of Domestic production</b>	<b>2,645</b>	<b>2,514</b>	<b>2,481</b>	<b>2,388</b>	<b>1,995</b>	<b>1,669</b>	<b>1,451</b>	<b>1,278</b>	<b>1,173</b>	<b>1,091</b>	<b>1,030</b>	<b>981</b>	<b>932</b>	<b>897</b>	<b>877</b>	<b>862</b>	<b>853</b>	<b>845</b>	<b>846</b>	<b>821</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>749</b>	<b>750</b>	<b>751</b>
Additional production	8	202	181	175	551	519	454	403	374	351	335	323	309	299	294	291	289	289	291	283	248	248	248	248	249	249
PSMP2015 Estimate (95% of Petrobangla Forecast)	2,653	2,716	2,662	2,563	2,547	2,188	1,905	1,681	1,547	1,441	1,366	1,305	1,240	1,196	1,171	1,153	1,142	1,133	1,137	1,104	996	996	996	997	999	999
Natural Gas Production Forecast by Petrobangla	2,793	2,859	2,802	2,698	2,681	2,303	2,005	1,769	1,628	1,517	1,437	1,373	1,306	1,259	1,233	1,213	1,203	1,193	1,197	1,162	1,048	1,048	1,048	1,050	1,051	1,052

出典：Perobangla 資料「Draft Five Year Gas Supply Strategy」(2015) および JICA 調査団



以下の図に、現在生産中の各ガス田の生産量の予測を示す。ここには現在休止中のガス田や未使用のガス田は、含まれない。



出典：JICA 調査団

図 7-13 ガス田ごとの生産予測

### 7.3.3 天然ガス供給シナリオ:2015-2041

#### (1) 天然ガス供給シナリオ

天然ガス供給シナリオを作成するにあたり、次の要素を考慮し作成を行った。

- 1) Petrobangla による既存ガス田の供給シナリオをベースとする。
- 2) Petrobangla による既存ガス田の供給シナリオに対し、PSMT2015 では、95%の Discount Factor を考慮する。
- 3) 新規陸上ガス田として以下を考慮する。
  - 2022 年より Five Year Gas Supply Strategy Year 2015-19 に示されている BAPEX による New Discovery 2015-19 分 170 mmscfd が、生産が開始されるものとする。
  - 2024 年より 30 mmscfd の新規ガス田からのガスが生産される。
  - 2025 年より 100 mmscfd の新規ガス田からのガスが生産される
  - 2026 年より 100 mmscfd の新規ガス田からのガスが生産される
  - 2027 年より 100 mmscfd の新規ガス田からのガスが生産される
- 4) 新規海洋ガス田より以下を考慮する。
  - 2034 年より 500 mmscfd のガスが供給される
- 5) 2018 年 FSRU Phase 1 より 500 mmscfd のガス供給が開始される。
- 6) 2022 年 FSRU Phase 2 より 500 mmscfd のガス供給が開始される。
- 7) 2027 年 Onshore LNG ターミナルより 500 mmscfd のガスの供給が開始。  
そののち順次増強され 2041 年には供給量が 3000MMSCFD となる。
- 8) 2019 年に、インドより、200 mmscfd のガスが供給される。

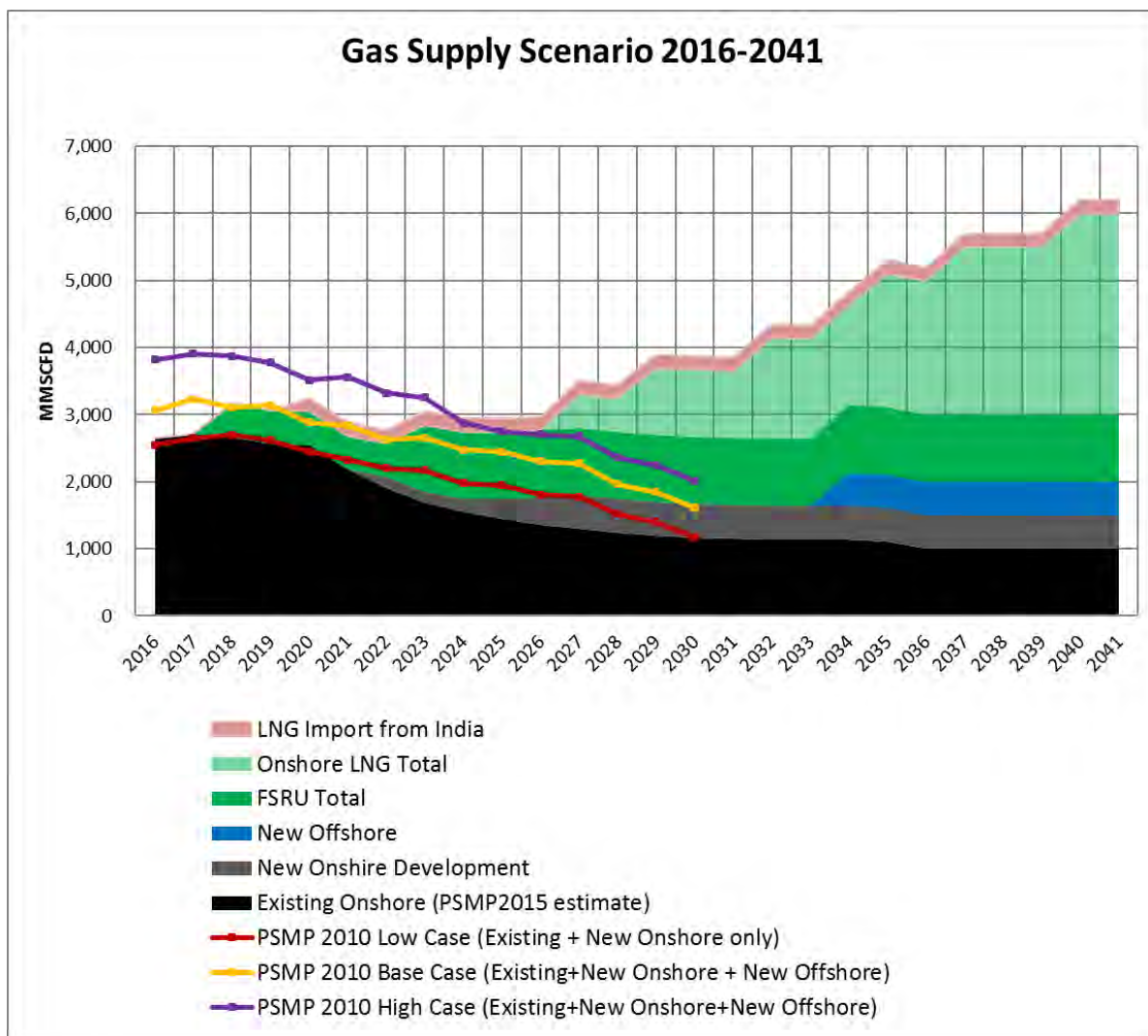
以上、今後発見される可能性のある Onshore 及び Offshore のガス田からの供給に加え、輸入ガスの供給シナリオを以下の表に示す。

表 7-9 新規国産ガス及び輸入ガス供給シナリオ 2016-2041 (mmscfd)

	Unit	ity	COD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Existing (PSMP2015 estimate)	mmcf			2,653	2,716	2,662	2,563	2,547	2,188	1,905	1,681	1,547	1,441	1,366	1,305	1,240	1,196	1,171	1,153	1,142	1,133	1,137	1,104	996	996	996	997	999	999	
New (5 wells)	mmcf	500		0	0	0	0	0	0	170	170	200	300	400	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
1st Well	mmcf	170	2,022	0	0	0	0	0	0	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
2nd Well	mmcf	30	2,024	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3rd Well	mmcf	100	2,025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4th Well	mmcf	100	2,026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
5th Well	mmcf	100	2,027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Offshore	mmcf	500	2,034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	
Total Domestic	mmcf			2,653	2,716	2,662	2,563	2,547	2,188	2,075	1,851	1,747	1,741	1,766	1,805	1,740	1,696	1,671	1,653	1,642	1,633	2,137	2,104	1,996	1,996	1,996	1,997	1,999	1,999	
FSRU Total	mmcf	1,000		0	0	500	500	500	500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Energy Divisoin	mmcf	500	2018	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Energy Division	mmcf	500	2022	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Onshore LNG Total	mmcf	4,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	1,000	1,000	1,000	1,500	1,500	1,500	2,000	2,000	2,500	2,500	2,500	3,000	3,000	
Energy Divisoin	mmcf	3,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	1,000	1,000	1,000	1,500	1,500	2,000	2,000	2,000	2,500	2,500	
Phase 1	mmcf	500	2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Phase 2	mmcf	500	2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Phase 3	mmcf	500	2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	
Phase 4	mmcf	500	2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	
Phase 5	mmcf	500	2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	
Power Division	mmcf	1,000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
Phase 1	mmcf	500	2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
LNG Import from India	mmcf	200	2019	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Total Import	mmcf	5,200		0	0	500	700	700	700	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,700	1,700	2,200	2,200	2,700	2,700	2,700	2,700	3,200	3,200	3,700	3,700	4,200	4,200		
Supply Total	mmcf			2,653	2,716	3,162	3,263	3,247	2,888	3,275	3,051	2,947	2,941	2,966	3,505	3,440	3,896	3,871	3,853	4,342	4,333	4,837	5,304	5,196	5,696	5,697	6,199	6,199		

出典：JICA 調査団

既存ガス田、新規ガス及び輸入ガスを含む供給シナリオを以下の図に示す。今後大幅な LNG の導入が避けられない選択となる。



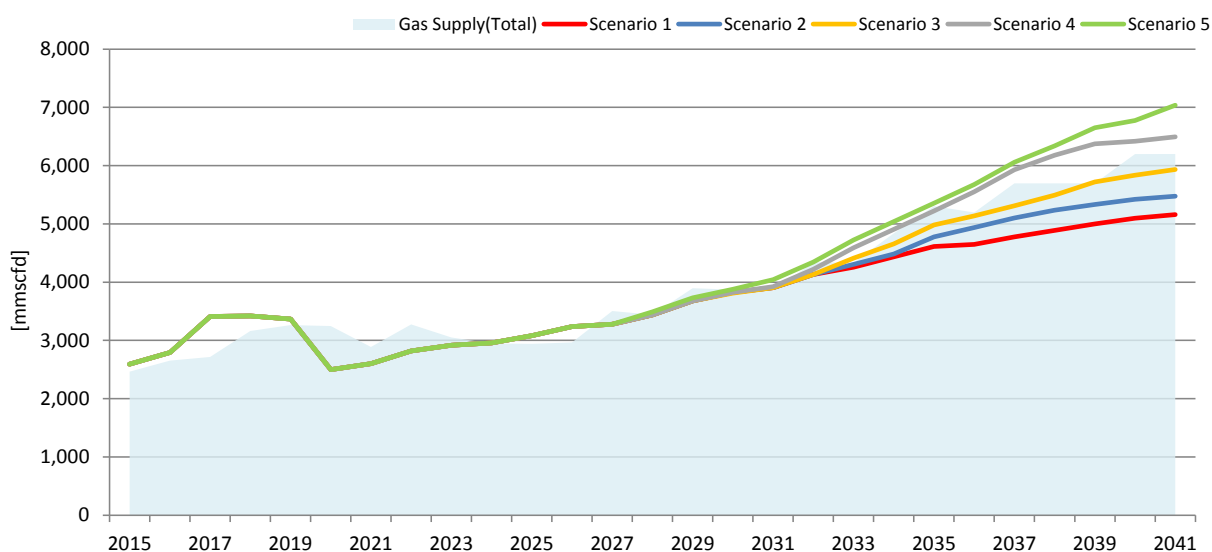
出典：JICA 調査団

図 7-14 ガス供給シナリオ 2016-2041 (mmscfd)

## (2) 天然ガス需要見通しとの比較

前項で検討したガス供給シナリオによって、将来の需要増を満たすだけの所要供給力を確保できているか評価すべく、第 6 章で想定したエネルギー消費量見通し (ktoe) を元に天然ガス所要量 (mmscfd) の将来見通しを算出し、図 7-15 に示す通り、比較を行った。天然ガス需要については、第 11 章で比較検討する 5 つの電源計画シナリオによって異なってくるため、各シナリオについて所要供給量を算出した。

需要、供給ともに年によって増減する傾向が見られるものの、シナリオ 1~3 については、2020 年以降、今回のガス供給シナリオに基づく供給力増強によって今後の所要量をほぼ満たしていることがわかる。上記 3 シナリオよりもガス火力のウェイトが高くなるシナリオ 4~5 においては、2030 年代後半以降、恒常的に供給力が需要を下回るため、今回のガス供給シナリオに追加して供給力の積み増しを検討することが必要となる。



出典：JICA 調査団

図 7-15 ガス供給シナリオとガス需要見通しの比較

#### 7.3.4 ガス開発費及び生産設備費

将来のガス開発に必要となる投資コストについて、SIMENS 社の投資コスト積算ソフトウェア等を使用して、概算を行った。

概算コスト算出に当たっては、以下の条件を考慮した。(詳細については、添付資料 7-2 を参照)

- 1) 新規ガス田の探鉱には実際には多大な時間と労力が必要となるが、ここではある程度特定された場所を想定し、実際に IOC が費やした金額を考慮した。その際の価格は 2D 探査 USD3million (80 L Km)、3D 探査 USD28million (400 km<sup>2</sup>)であると推定されている。
- 2) 掘削費に関しては、4 本の開発井戸を想定し、そのまま生産井戸に転換するものと仮定した。最近の BGFCL のケースを参考に、USD 60 million とした。
- 3) 国内未発見ガス田のガス生産施設の投資コストは、陸上の未発見のガス田からのガス量を 500MMSCFD とした場合、コンピューターソフトの計算結果により USD90 million となる。
- 4) LNG の受け入れターミナルに関しては、180,000 M3 LNG タンク 3 基を考慮し、Jetty、Re-Gas 施設を含め USD760million とした。

**表 7-10 ガス開発に必要となる投資コスト総額**

	項目	金額 (百万米ドル)
<b>A</b>	<b>残存埋蔵量(2P)に対する国産ガス開発費</b>	
A1	ガス田の探鉱費	30
A2	ガス田開発費	
A2.1	掘削費	60
A2.2	設備建設費	
(1)	国内既発見ガス田のガス生産設備	302.8
(2)	国内既発見ガス田のガス生産設備からのガス移送 パイプライン	9.0
(3)	国内未発見ガス田のガス生産設備	90
(4)	発電所へのガス供給パイプライン	5.0
	小計 (A)	496.8
<b>B</b>	<b>輸入ガス開発費</b>	
B1	設備建設費	
(1)	LNG 受入基地	760
(2)	LNG 移送パイプライン	115.1
	小計 (B)	875.1
<b>C</b>	<b>予備費(= (A+B) x 50%)</b>	
	小計 (C)	686
	<b>合計(A+B+C)</b>	<b>2057.9</b>

出典：JICA 調査団

コスト算定には、多くの仮定を置いて計算を行っており、現実と必ずしも一致しない。少なくとも、以下の事項について検討する必要がある。

### (1) 既設ガスパイプラインネットワークのモデル化と移送能力検証

既設ガスパイプラインネットワークは、LNG の導入に伴い、現状のガス搬送量を大幅に上回るガスを搬送することになる。従って、既設ガスパイプラインの移送能力を確認し、ボトルネックの抽出、並びに改善案の検討を行う必要がある。

### (2) LNG の導入に伴う影響の検証

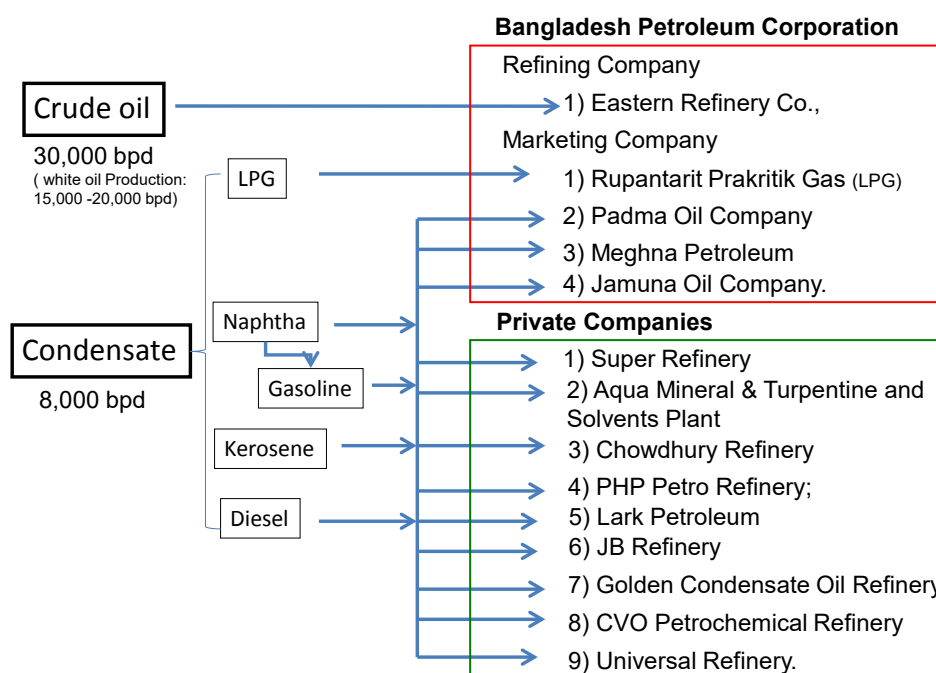
LNG の導入に伴い、流量や圧力バランスが変化する。Wellhead Compressor の性能や既設コンデンサート回収設備の性能に影響がある可能性があるため検証が必要となる。

### (3) 各種算定コストの見直し

本項で実施したコスト算定は、様々な仮定に基づき概算投資コストを算出したものである。従って、種々の算定条件や仮定を確認の上、すべての算定結果について見直しを行う必要がある。

### 7.3.5 コンデンセート生産

「バ」国の天然ガス田からは相当量のコンデンセートも掘産されている。コンデンセートはガス生産会社にとっても重要な収入源となっており、コンデンセートの回収に向けた投資が行われている。回収されたコンデンセートはLPG、或いは Gasoline、Kerosene、Diesel に分離され、民間の石油製品販売会社や国営の販売会社に売却されている。2014年12月現在、日量約7800バレルの生産が行われている。一方、国営の石油精製会社 Eastern Refining Co., の精製能力は約30,000BPDで、装置構成から約50%から60%の白油（ガソリン、灯油、軽油）の生産を行う能力があり、15,000BPD から 20,000BPD の白油の生産が行われている。コンデンセートからの白油の生産量は、全生産量の30-35%を占めることになる。



出典：JICA 調査団

図 7-16 コンデンセートのマーケット概要

現在のコンデンセートの回収はほとんどの場合、圧力差に依存する方式で、十分には回収しきれていない。井戸元圧力が低下すると回収率が低下することになり、ガス管内により多くのコンデンセートの滞留が発生することになる。Wellhead Compressor 設置に当たってはコンデンセートの回収率向上も考慮するべきである。

## 7.4 天然ガス開発とPSC

### 7.4.1 天然ガス開発の問題点

「バ」国の天然ガス開発は、以下陸上3地域及び海洋鉦区に区分され、海洋鉦区は、さらに浅海及び深海に区分される。

- 東部の褶曲地域
- 中央部 Foredeep（プレート前縁沈降部）地域
- 西部及び北西部の安定地塊地域
- 海洋鉦区（浅海及び深海）

現在、生産が行われているガス田の大半が東部褶曲地域や一部中央部 Foredeep の東側にあり、今後衰退に向かう。新規ガス田の発見の可能性は、中央部 Foredeep の西側や西部及び北西部の安定地塊地域であるが、リスクは高いとされ、これまで商業生産規模の発見は無い。

海洋ガス田に関しては、ベンガル湾東部のミャンマー側では、2004年に韓国大宇により Shwa ガス田が発見された。このガス田は、確認埋蔵量 9.1 TCF の大型ガス田でコンデンセートの生産も伴っている。2014年より商業生産が開始された。コンデンセートを含め、日量 700 mmscf のガスがパイプラインを通し中国 (CNPC) に販売されている。隣接する鉦区でもガスが発見されており、今後ベンガル湾東部で新規ガス田が発見される可能性は高いと考えられる。

ベンガル湾西部では、インド側で探鉦掘削が行われてきたが、これまでのところ Krishna-Godavari 川沖合の体積盆以外には大型ガス田の発見は無い。

今後のガス田開発はリスクが高くより高度な技術と資金が必要となる。1990年以降、石油ガス開発は技術的にも経済的にも大きな進歩があり、探鉦技術、掘削技術、回収率も大きく向上した。このような技術を保有し、かつ財政的に健全な外資とパートナーシップを組んで開発することには大きな意義がある。

石油ガスの開発の評価には、生産物の価格と経済性の確保に関する面と、供給量の確保に関する面がある。また、石油ガス開発には大きなリスクが伴う。リスクを最小限にし、最新の技術を用い、生産量を確保するためには、PSC を基本とした開発は有効である。

2015年末に制定された「第7次五か年計画」では、陸上鉦区は従来どおり Petrobangla が行うことで比較的 low cost の探鉦・開発が可能と議論している（海洋鉦区は IOC との戦略的パートナーシップを結ぶべきとしている）。しかしながら、前述したように、これまでの Petrobangla 単独による陸上鉦区の探鉦・開発の実績は必ずしも高くはない。暴噴や出水事故は、坑井の仕上げ技術の未熟さを示唆するものであり、結果的に計画値よりも低い生産量となっている。高い生産性を追求し、限りある国産資源を最大限有効活用するためには、今後は陸上鉦区にも IOC の参画を積極的に追及すべきであると考えられる。これについては次項で詳しく述べる。

#### 7.4.2 2012モデルPSC

「バ」国と国境を接しているミャンマーでも石油ガス開発が本格化し、鉦区を海外石油企業に開放し、PSC に基づき、開発を推進している。石油やガスの国際市場が発達した現在、市場との連動した価格体系を持つことがガス開発にも大きく影響するようになってきている。

「バ」国の 2012 年のモデル PCS では、ガス価格に関する規定は以下ようになっており、また販売先に関しては、「バ」国政府が一番の優先権を持つことになっている。

- (1) 陸上ガス田：市場価格の 75% であるが更なる割引を要望。  
ガス価格の底値として HSFO 価格 USD 100 per Metric Ton、天井値として USD 200/Metric Ton を設定している。なお、HSFO の USD 100/ Ton は、USD 2.25 /MMBTU、USD 200/ Ton は、USD 4.5/MMBTU に相当する。
- (2) 海洋（浅海）：市場価格の 100%
- (3) 海洋（深海）：市場価格の 110%
- (4) 陸上西部区域：市場価格の 90%

以上に対し、最新のミャンマー政府による PSC は、Domestic Requirement として、生産される天然ガスの 25% を市場価格 (Fair Market Value) の 90% の価格で地元を提供することを求めているのみで、残りは輸出を含め自由に販売して良いことになっている。これは、「バ」国にもミャンマー産の天然ガスが、市場価格で供給され得ることを意味している。



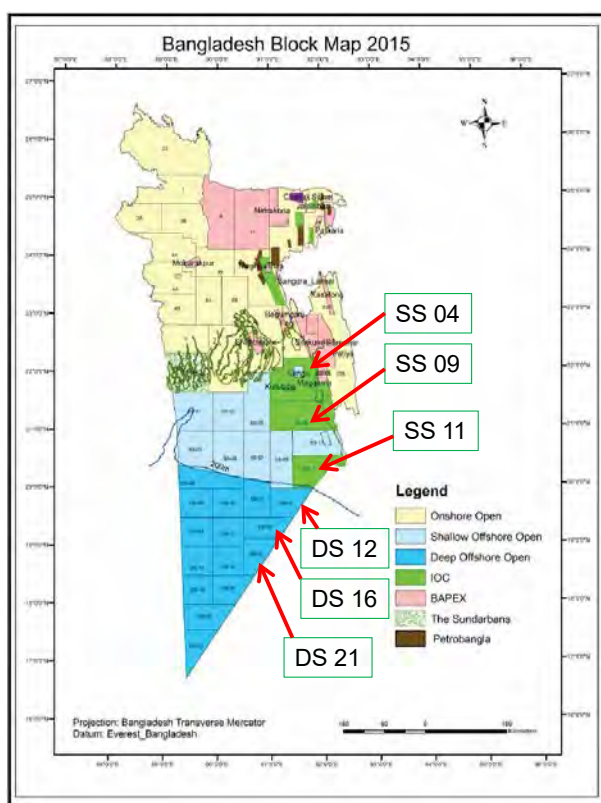
海洋鉦区に関し「バ」国においても国際入札が行われてきた。ミャンマーと鉦区の線引きを巡り問題が発生したため、International Tribunal for the Law of the Sea (ITLOS) によりとの調停が行われ、2012年3月に決着された。同年、新たな鉦区線引きに基づき入札が行われた。入札の結果、以下企業との間でPSC契約の締結が行われた。

### (1) 浅海鉦区

- ONGC Videsh, Oil India, BAPEX の3社によるJV：ブロック SS-04 および SS-09
- Santos, KrisEnergy, BAPEX の3社によるJV：ブロック SS-11

### (2) 深海鉦区

深海の3つの鉦区（DS-12、DS-16、DS-21）に対してConocoPhillips および Statoil の2社によるJVから応札があったが、PSCの契約には至らなかった。



出典：Petrobangla Annula Report 2014

図 7-17 「バ」国の鉦区図

### 7.4.3 PSCとパートナーシップ

今後の課題として、東部褶曲地域の既存主力ガス田の供給量の維持と同地域の新規ガス田の開発が必要となっている。エネルギー資源の効率的な採掘と生産量を最大限にするために、最新の技術の導入を行い、商業的に持続可能であることが求められている。これにはPSCとパートナーシップが重要な役割を果たすものになると考えられる。

#### 7.4.4 BAPEXの役割

自前で技術力を高め、リグを保有し掘削し石油ガスを得る方式には限界がある。世界の最先端の技術レベルの発展のスピードは早く、これを使用する立場になることが求められている。

国営石油会社の役割も時代とともに変化し、インドの ONGC、マレーシアの Petronas、中国の CNPC などに見られるように、これらの国営石油会社は、自国のエネルギー資源開発に加え、海外にもエネルギー資源を求めて進出している。結果的には“国産エネルギー資源”量を増加させ、自国のエネルギーの安全保障に貢献している。

BAPEX は、国内石油開発のサービス部門で大きな役割を果たしている。2D、3D の地震探査の能力強化や、新規 Drilling Rig 購入と運転する人員のトレーニングに多くの資金と人的資源を投入している。しかし、国際的には、その技術レベルは決して満足するべきものではなく今後より多くの人材の投入が必要とされている。他方において国営石油としての役割の強化も求められており、周辺諸国の国営石油会社との協業も期待されている。役割の抜本的な見直しの時期に来ているものと考えられる。

### 7.5 天然ガス供給システムと問題点

#### 7.5.1 ガス供給幹線パイプライン及び地域配管網の問題点

ガスの供給幹線パイプラインや地域配管網の維持管理には大きな課題が存在する。

##### (1) ガスの品質とコンデンセートの問題

ガスの品質或いは成分が場所によって異なり、パイプにコンデンセートの滞留が問題になる場所も指摘されている。コンデンセートの回収効率を上げ、ドライなガスを流通させることによりパイプラインの寿命も延びることが指摘されている。Wellhead コンプレッサーの増強に合わせて回収率向上の検討も行う必要がある。

##### (2) ガスの計量

ガスの計量においては、計量機器がついていない場所も多くあり、その実数の把握が困難である。従い、供給量と消費量の間に隔たりがある。現在これまで計量メーターのなかった家庭用を中心に JICA 等からの資金援助により Pre-Paid メーターの導入が行われている（ダッカ地域 20 万台、チッタゴン地域 6 万台）。今後、ガスの入りと出の管理を厳重にすることが求められている。これによりガス漏れもなどによる災害防止などの管理が可能となる。

##### (3) ガス管網の電子化

地域において配管網に関しては、電子化が行われておらず、資産台帳として或いは維持管理のための重要なインフラとして整備が急務となっている。ガス管の老朽化に伴い、ガス漏れやそれに関連する災害が発生する可能性が日に日に高まっていることも指摘されている。緊急対応などを含む管理技術の進歩も大きく、オブジェクト指向 (Object-Oriented) の最新インフラ管理ソフトウェアの選定が鍵となる。

##### (4) LNG 導入による幹線パイプライン網の管理

今後、大幅な LNG の導入が不可欠なものとなる。流量の大幅な増加や、配管網の圧力バランスが大きく変化するものと考えられる。ネットワークの管理システムを再度検証する必要がある。

最新の SCADA とともにガス管網のガスの圧力、流量などの状態を正確に予測する Simulator の導入も検討課題となる。

### (5) LNG 導入による既施設への影響の検証

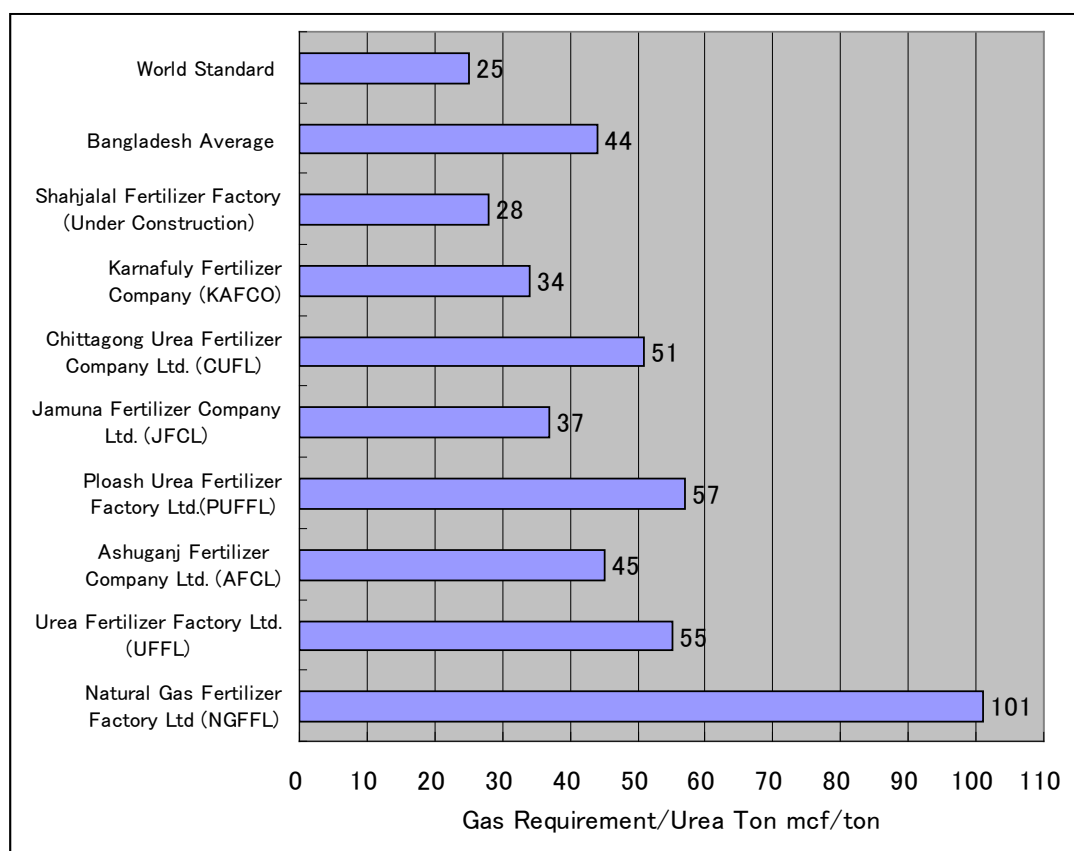
LNG の導入に伴い、流量や圧力バランスが変化する。ガス田の生産施設、Wellhead Compressor の性能や既設コンデンセート回収設備の性能に影響がある可能性があるため検証が必要となる。

### 7.5.2 ガス利用の効率化の問題

国産ガスの増産の努力とともに、「バ」国におけるエネルギー効率の改善も大きな課題の一つである。

#### (1) 尿素肥料のエネルギー効率

尿素は天然ガスより製造される。現在、世界標準的な効率は、尿素 1 トンあたりのガス使用量は 25mcf/ton となっている。一方、「バ」国では、平均が 44 mcf/ton で、下図にあるように、世界標準と比較し効率が著しく低い。年間の尿素の生産を 2,375,000 トンとした場合、世界標準と比較し、130mmcf/d 或いは 100 万キロワットの発電所に相当するガスが無駄に使われている勘定になる。なお「バ」国の尿素工場では最高効率と考えられている KAFCO は、当時の最新鋭設備で建設されたものの、現時点では世界標準より劣る効率となっている。最近の設備はより効率的で大型化してきており（100 万トン/年クラス）、建設中の Shahjalal Fertilizer（年間製造能力 58 万トン/年）は、効率は国際標準に近づいている（効率 28mcf/ton、世界標準-ペースセッターは 25mcf/ton）。



出典：Five Year Gas Supply Strategy 2015-2019

図 7-18 尿素工場のエネルギー効率比較

## (2) 発電施設の効率

2014FY 年に BPDB 傘下の発電所が消費したガスは 337.4BCF であった。一方発電容量は、8,340 MW、発電量は 42,200 GWh であった。これらの数字から、平均発電効率は 38%と推定される。ガス発電の世界標準のベンチマークは 45%である。発電効率がこのレベルに上がると仮定するとガスの消費量は 285BCF となる。これは現行より 52BCF 少なく、発電容量に変換すると 1,300 MW の発電所に相当し、その分ガスの無駄遣いとなっている。「バ」国の大宗であるガス火力発電所が持つ「効率」の現状および対応策の詳細は、本報告書の第 17 章および第 18 章を参照のこと。また JICA による「Power System Master Plan 2010」（2011 年 2 月）も、「バ」国の公営（特に BPDB 所有の）火力発電所の低効率問題に詳しく触れている。

## 7.6 日本の役割

日本では、ガス供給の大半を輸入 LNG に頼っており、輸入ガス資源を安全にそして効率的に利用するための管理運営技術を発達させてきた。

パイプライン及び各ユーザーへの供給配管網のハードウェアの部分の経済価値は、管理運営と持続可能なメンテナンス技術及びそれを支える組織に大きく依存する。

また、経済のグローバル化に伴い、国際協力が進み、より広範な地域、或いは国境をまたぐインフラ建設が計画されている。その広域化による影響も大きく IT を活用した管理運営技術が求められてきている。「バ」国においても IT を活用し、より合理的な運営、危機管理、資産管理などを行うことが重要な課題となってきている。

このようなニーズに応えるための一つの提案として、管理運営技術の BOT（Build, Operate, Transfer）等を通じた技術移転というアプローチが挙げられる。

BOT の手法を通して、日本でこれまで培った管理運営技術をビジネス的に持続可能な事業として、人材の育成と技術移転を行うとともに、メンテナンスや新規拡張計画を含む事業運営に関わる組織の在り方を提供することになる。これが発展することにより、「バ」国での新たな雇用の機会を増やすことになる。

## 7.7 国内天然ガス開発にかかる環境面での手続きとリスク

### 7.7.1 ガス開発にかかる環境影響評価の手続き

環境保護法(Environment Conservation Act 1995)は、EIA の基本ルールを定めている。同法 12 条では、「いかなる工場施設や事業も、定められた手続きによって取得された局長(Director General)による環境認可証(Environmental Clearance Certificate)なしに実施することはできない」としている。環境保全規則 1997(202 年と 2003 年改訂)は、事業のカテゴリー別に必要な手続きと文書を定めている（表 7-11 参照）。

**表 7-11 EIA のカテゴリーと必要な承認・文書**

Category	Required clearance	Required documents
Red	Location clearance, Environmental Clearance	Feasibility Study report (FS report), IEE or EIA, Resettlement Action Plan (RAP), No Objection Certificate of the local authority (NOC), Emergency and pollution minimization Plan
Orange B	Location clearance, Environmental Clearance	FS report, IEE, NOC, Emergency and pollution minimization Plan, RAP
Orange A	Location clearance, Environmental Clearance	General Info, Raw materials and the manufactured product, NOC, Process flow, Layout, Effluent discharge arrangement, RAP
Green	Environmental Clearance	General Info, Raw materials and the manufactured product, NOC

出典: Environment Conservation Rules 1997

環境省は、工場のための EIA ガイドライン(1997)、天然ガスセクターのための EIA ガイドライン(年不明)、ジェンダー対応環境管理のためのガイドライン(年不明)など、さまざまな種類の事業別 EIA ガイドラインを作成している。すべてのガス事業は、ダッカ管区、チッタゴン管区、クルナ管区もしくはラジシャヒ管区の環境局に環境承認の申請をしなければならない。ただし、ガス関連事業のうち、どの種類もしくはいずれの規模の事業がいずれのカテゴリに区分され、どのガイドラインが適用されるのかは明確ではない(表 7-12 参照)。

**表 7-12 ガス関連事業と EIA カテゴリー・ガイドライン**

Activities	Category	Guidelines to be referred
Gas and Oil exploration	?	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector
Gas and Oil extraction	Red	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector
Gas and Oil refinery	Red	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector
Gas pipeline	Red	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector
Gas distribution line	?	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector
Gas and Oil storage	Red	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector
Gas and Oil Power Plant	Red	EIA Guideline for Project in the Natural Gas Sector

出典: JICA 調査団

## 7.7.2 既存のガス開発による環境影響

### (1) ガス探査行為の環境社会影響

バングラデシュにてガス探査を行っているのはバングラデシュ石油開発会社(Bangladesh Petroleum Exploration Company: BAPEX)だけである。BAPEX はこれまで 10 箇所以上のガス探査を行ってきた。これらガス探査活動に対し、何件の EIA が実施されたのかは不明である。

### (2) 建設中と操業中の環境影響

バングラデシュでは、20 箇所以上のガス田を操業中である。IFC の陸域ガス開発環境健康安全ガイドライン(Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, 2007)によると、ガス開発による主な環境課題として大気汚染、水質汚濁、廃棄物、騒音、事業のフットプリント、汚水漏れなどが挙げられている。しかし、バングラデシュのガス開発が及ぼす水質汚濁や大気汚染は、中東、インドネシア、オーストラリアなどのガス田よりも比較的小規模のものである。これはバングラデシュで採掘されるガスの成分の純度が非常に高いことに起因する。中東諸国で採掘されるガスには硫化水素が多く含まれるが、バングラデシュのガスには硫化水素はまったく含まれない。そのため、バングラデシュでは硫化水素除去装置設置の必要がなく、大

量の生産水も発生しない。バングラデシュのガスの二酸化炭素の含有量も他国のガスに比べて非常に低い(表 7-13 参照)。そのため二酸化炭素回収装置や滞水層への再注入の必要もない。中東の生産水の pH は非常に低いが、バングラデシュの生産水の pH はほぼ中性であり、中和装置設置の必要もない。水銀などの重金属も生産水に含まれていない。

**表 7-13 ガス田によるガス成分の比較**

	Australia A	Australia B	Sakhalin	Bangladesh Titas
<b>Methane (CH<sub>4</sub>)</b>	76.8	66.6	92	96.76
<b>Ethane (C<sub>2</sub>)</b>	3.5	3.8	4.62	1.8
<b>Propane (C<sub>3</sub>)</b>	1.3	1.3	1.73	0.36
<b>Butane (C<sub>4</sub>)</b>	0.5	0.4	0.62	0.14
<b>Pentane (+C<sub>5</sub>)</b>	0.6	0.7	0.32	0.26
<b>N<sub>2</sub></b>	4.3	15.4	0.46	0.37
<b>CO<sub>2</sub></b>	13	11.8	0.25	0.31

出典: JICA 調査団

Bangladesh Gas Fields Company Ltd.(BGFCL), Sylhet Gas Fields Limited (SGFL), Gas Transmission Company Limited (GTCL)に対するヒアリング調査では、工事中や操業中に深刻な環境問題や社会問題が発生したという報告はなかった。ガス開発事業が自然環境や社会環境に与える影響が低く抑えられる理由には、ガス抽出用の穴を曲線状に掘削する技術が確立され、家屋や保護区を回避した場所から掘削を開始できるようになったことにある。

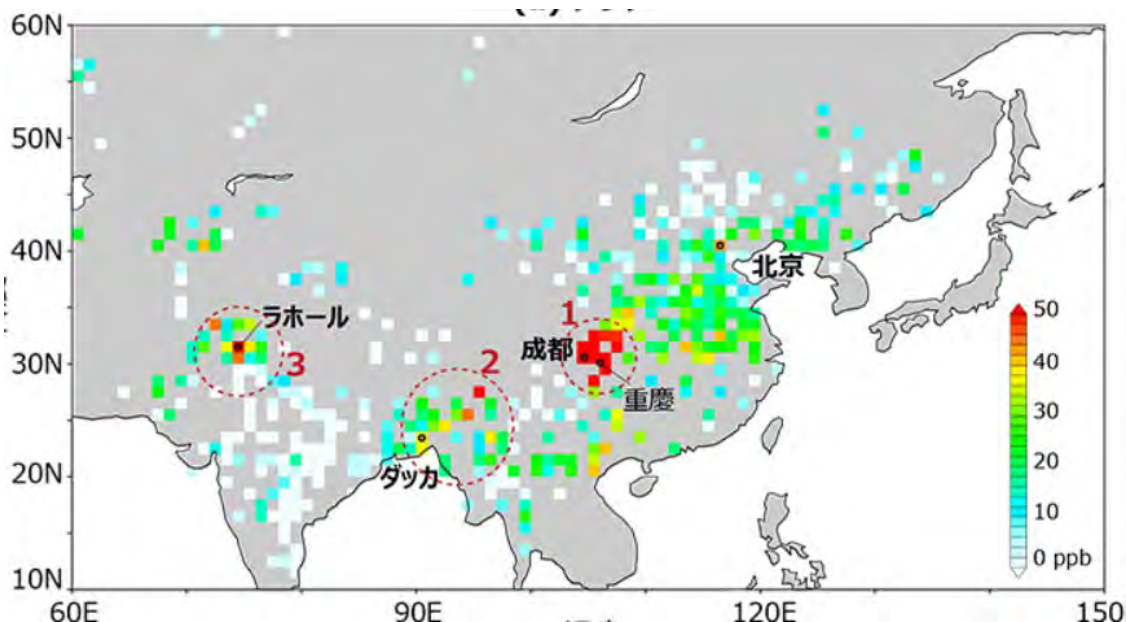
### (3) ガス暴噴事故

Khan (2014)によると、バングラデシュでは Sylhet 1, Sylhet 4, Moulvibazar-1 と Chattak-2 のガス探査中に大規模な暴噴事故を経験している。影響は甚大で、広大なエリアが影響を受けている(表 7-14 参照)。暴噴井戸の封じ込めは失敗し、被害への補償も十分に行われていない。そのため、影響が現在も継続している。さらに悪いことに、噴出し続けているメタンガスは地球温暖化ガスのひとつでもある。人工衛星による観測結果もシレットエリア上空のメタンガス集積が高くなっていることを示している(図 7-19 参照)。探査中の暴噴事故は、バングラデシュのガス開発の中で最も高い環境リスクである。

表 7-14 バングラデシュで発生した大規模な暴噴事故

Well	Year	Blowout type	Reasons	Effect
Sylhet-1	1955		Drilling mistake	A crater was formed and filled with water, creating a large pond which is still there today and vent gas from the subsurface into the year
Sylhet-4	1962		Drilling mistake	Well was abandoned then and gas is still venting out from the fissures in the well site and nearby hill side which often cause fire.
Moulvibazar-1	1997		Casing mistake	About 96 acres of Lawachara forest were completely burnt. Fifty percent of the forest resources on 111.15 acres of land and 30 percent resources on 106.21 acres of land were also damaged. An estimated Tk 9000 crore loss to the nation and gas reserve of about 245 billion cubic feet was burnt in the explosion while the environment, ecology and wildlife of the area were also severely affected.
Chattak-2	2005	Surface type	Casing mistake	Homestead area, forest trees, and hilly fruit bearing trees were affected by the fire. Underground sand and clay soil were throughout with gas from the main field to 2-3 km areas of the Tengratila.

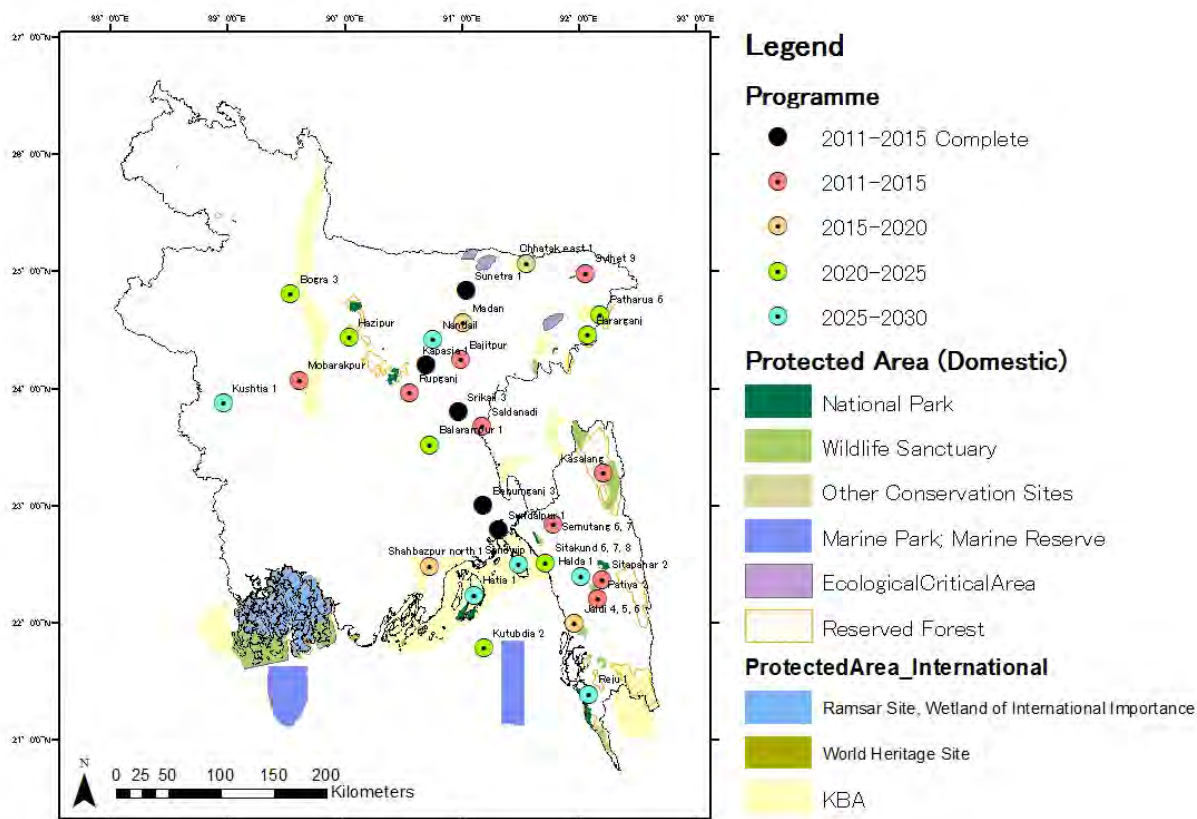
出典: Md. Ashraful Islam Khan, Fuad Bin Nasir (2014) Review Over Major Gas Blowouts In Bangladesh, Their Effects And The Measures To Prevent Them In Future (INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENTIFIC & TECHNOLOGY RESEARCH VOLUME 3, ISSUE 9)



出典: JAXA (2015) Greenhouse gases Observing Satellite "IBUKI" (GOSAT)  
 図 7-19 アジアでの人間活動によるメタンガスの集積

### 7.7.3 将来のガス開発と環境社会面のリスク

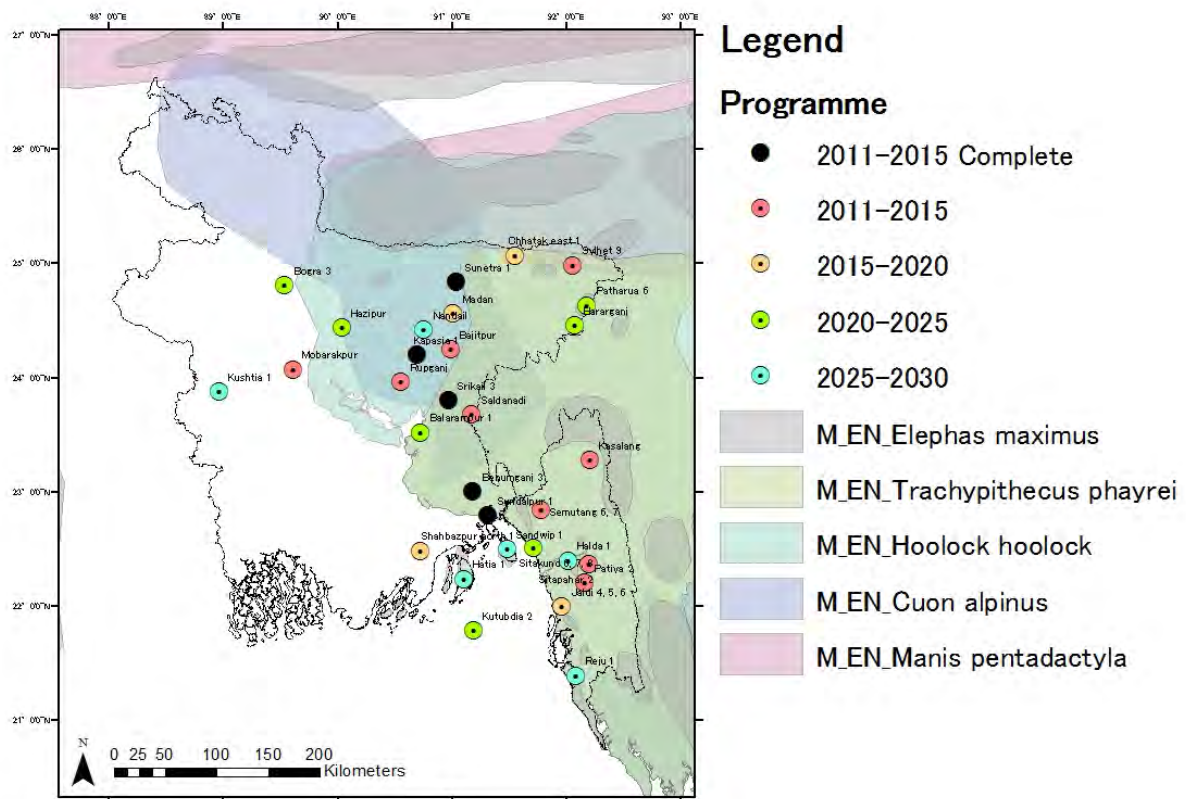
Preparatory Survey on The Natural Gas Efficiency Project in The People’s Republic of Bangladesh (2014, JICA)によると、2011-2015、2011-2015、2015-2020、2020-2025、2025-2030 の開発プログラムに示されているガス田の候補地は、陸域に 24 箇所と海域に 1 箇所ある。保護区や保護生物の分布域との関係を見ると、6 つの候補地が国内もしくは国際的保護区の中に位置している。21 の候補地は、IUCN レッドリストの絶滅危惧種 IB 類(EN: Endangered)の哺乳類 5 種の分布域のいずれかに位置する。現時点では、いずれの候補地の EIA レポートも確認できていない。国立公園や保護区にかかる Kasalang, Hararganj, Hazipur, Hatia 1, Reju 1, Sandwip 1 は、保護区の外側から掘削を進めるなど、保護区内の植生かく乱を最小限にする計画にすることが望ましい(表 7-15 参照)。また 3 種類以上の絶滅危惧種の分布域にかかる Saldanadi, Sylhet 9, Chhatak east 1, Patharua 6 では、立地選定に先立ち生物調査を行い、オフセットミティゲーションなど手厚い保全対策の検討が必要である。16 地点は農地に立地するが、立地を適切に選べば移転は完全に避けられるであろう(表 68 参照)。開発に際し最も心配される環境リスクは暴噴事故である。この環境リスクを可能な限り低く抑えるためにも、高い技術レベルを持つガス掘削会社を選定する必要がある。



出典： Preparatory Survey on The Natural Gas Efficiency Project in The People’s Republic of Bangladesh (2014, JICA)

図 7-20 保護区と開発される可能性のあるガス田





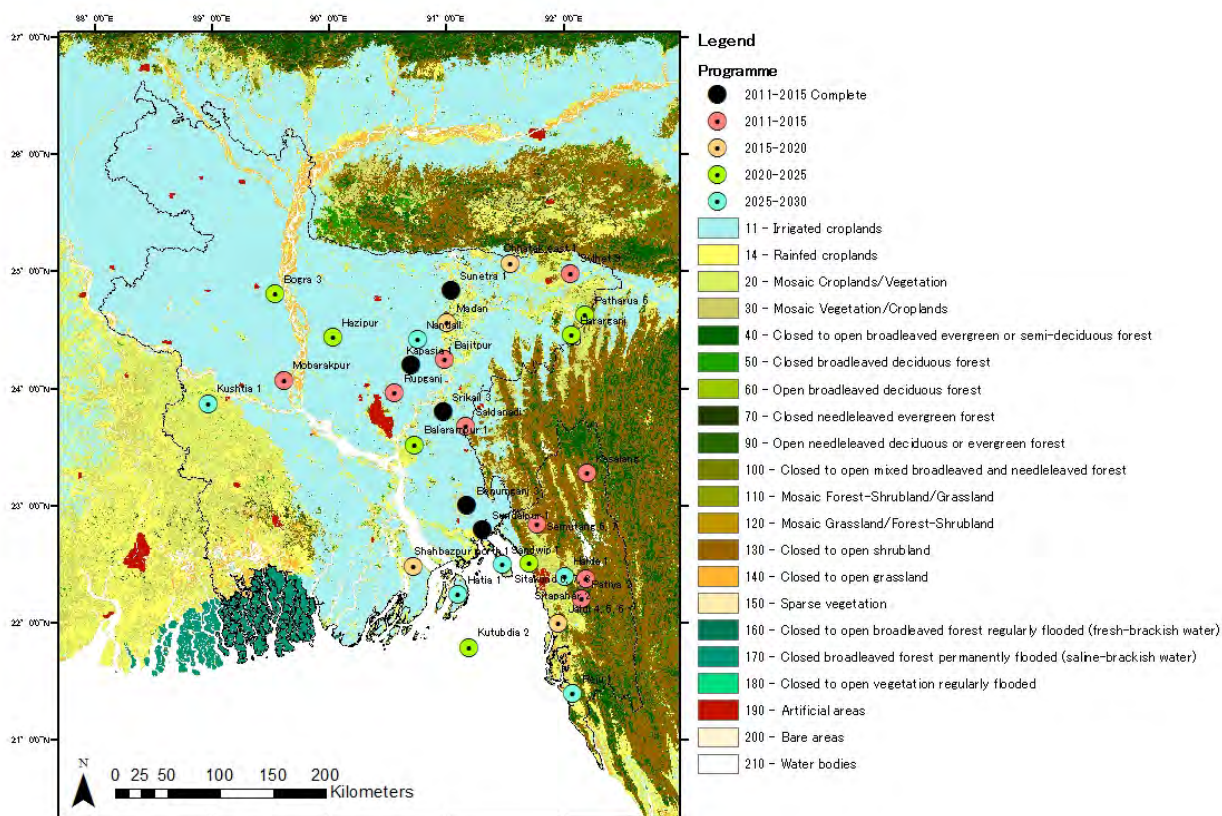
出典: JICA 調査団

図 7-21 保護生物の分布域と開発可能性のあるガス田の位置

表 7-15 保護区・保護生物の分布域と開発可能性のあるガス田

Programme	Name	Protected Area	IUCN Red list species (Mammal, Endangered)				
			Elephas maximus	Trachypithecus phayrei	Hoolock hoolock	Cuon alpinus	Manis pentadactyla
2011-2015	Bajitpur				*	*	
	Kasalang	Reserved Forest		*	*		
	Mobarakpur						
	Patiya 2			*	*		
	Rupganj				*	*	
	Saldanadi			*	*	*	
	Semutang 6, 7			*	*		
	Sitapahar 2			*	*		
	Sylhet 9			*	*		*
2015-2020	Chhatak east 1			*	*		*
	Jaldi 4, 5, 6			*	*		
	Madan				*	*	
	Shahbazpur north 1						
2020-2025	Balarampur 1			*	*		
	Bogra 3						
	Hararganj	Reserved Forest		*	*		
	Hazipur	Reserved Forest			*		
	Kutubdia 2						
	Patharua 6		*	*	*		
	Sitakund 6, 7, 8			*	*		
2025-2030	Halda 1			*	*		
	Hatia 1	KBA, Reserved Forest	*				
	Kushtia 1						
	Nandail				*	*	
	Reju 1	National Park		*	*		
	Sandwip 1	KBA	*				

出典: JICA 調査団



出典: JICA 調査団

図 7-22 土地利用と開発可能性のあるガス田の位置

表 7-16 土地利用と開発可能性のあるガス田

Programme	Name	Farm land	Forest	Water
2011-2015	Bajitpur	Irrigated croplands		
	Kasalang		Closed to open shrub land	
	Mobarakpur	Irrigated croplands		
	Patiya 2		Closed to open shrub land	
	Rupganj	Irrigated croplands		
	Saldanadi	Mosaic Croplands/Vegetation		
	Semutang 6, 7	Mosaic Vegetation/Croplands		
	Sitapahar 2		Closed to open shrub land	
	Sylhet 9	Mosaic Croplands/Vegetation		
2015-2020	Chhatak east 1	Mosaic Croplands/Vegetation		
	Jaldi 4, 5, 6		Closed to open shrub land	
	Madan	Mosaic Croplands/Vegetation		
	Shahbazpur north 1	Irrigated croplands		
2020-2025	Balarampur 1	Irrigated croplands		
	Bogra 3	Irrigated croplands		
	Hararganj		Closed to open broadleaved evergreen or semi-deciduous forest	
	Hazipur	Irrigated croplands		
	Kutubdia 2			Water bodies
	Patharua 6		Closed to open shrub land	
	Sitakund 6, 7, 8		Closed to open shrub land	
2025-2030	Halda 1		Closed to open shrub land	
	Hatia 1	Irrigated croplands		
	Kushtia 1	Mosaic Vegetation/Croplands		
	Nandail	Irrigated croplands		
	Reju 1		Closed to open shrub land	
	Sandwip 1	Mosaic Vegetation/Croplands		

出典: JICA 調査団

# 第7章 別添資料

## 7-1 現在のガス田評価

## 7-1 現在のガス田評価

### 1. 既存のガス田の現状

各ガス田における生産の現状を理解することは、各ガス田の生産予測を行うにあたって非常に重要である。このため、まず 2010 から 2014 年までの各ガス田の生産量（平均日産量）の実績と PSMP2010 による予測を比較したものを表 1 に示す。

表 1 2010～2014 年の平均日産量の実績と PSMP2010 による予測との比較

単位：mmscfd

番号	ガス田	平均日産量							
		実績					PSMP2010による予測		
		2010	2011	2012	2013	2014	2010	2014: ケース1	2014: ケース2
1	Titas	404	445	450	490	515	408	578	560
2	Habiganj	235	260	227	225	225	240	260	260
3	Bakhrabad	35	33	32	41	41	36	51	51
4	Kailashtila	91	86	89	84	74	87	97	97
5	Rashidpur	49	49	47	47	61	49	84	85
6	Sylhet/Haripur	3	10	9	9	8	7	30	30
7	Meghna	0	10	10	11	10	0	5	5
8	Narshingdi	33	30	30	28	28	35	25	25
9	Beanibazar	15	9	11	10	10	15	15	15
10	Fenchuganj	25	23	36	37	39	24	65	60
11	Saldanadi	8	18	16	15	12	8	8	8
12	Shahbazpur	6	0	7	7	8	8	10	10
13	Semutang	0	14	8	6	5	0	15	15
14	Sundalpur	0	0	10	10	4	0	60	60
15	Srikail	0	0	0	42	39	0	60	60
16	Sangu	37	14	23	0	0	40	0	0
17	Jalalabad	163	165	232	249	246	130	250	200
18	Moulavi Bazar	58	42	94	77	63	60	160	80
19	Bibiyana	658	753	792	822	1,007	716	900	850
20	Bangura	105	102	86	111	110	120	120	120
21	Begumganj	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Kutubdia	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Chattak	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Kamta	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Feni	2	0	0	0	0	2	2	2
	<b>計</b>	<b>1,926</b>	<b>2,062</b>	<b>2,210</b>	<b>2,323</b>	<b>2,435</b>	<b>1,995</b>	<b>2,765</b>	<b>2,563</b>

注：PSMP2010の予測によるSundalpur and Srikailの生産量は、この場合SundalpurとSrikailの生産量の合計が60mmscfdになることを意味している。

また、「Draft Five Year Gas Supply Strategy」に示されている 2015 年 1 月現在の残存可採（2P）埋蔵量や Petrobangla の年報などに基づき、「バ」国における各ガス田の現状および将来見通しについて表 2 に概要を整理した。

表 2 既存のガス田の現状評価

2015年2月現在

Sl. No.	ガス田	2014年12月現在の生産井数	2014年の平均日産量				2014年末の可採埋蔵量(2P) (BCF)	2015年1月の残存可採埋蔵量(2P) (BCF)	生産状況に関する評価
			PSMP2010による予測 (MMscfd)		生産能力 (MMscfd)	生産実績 (MMscfd)			
			ケース1	ケース2					
1	Titas	21	578	560	518	515.2	6,367.0	2,515.67	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 新規開発井の掘削が当初計画に比べて遅れていることにより、2014年の生産量は、生産量はPSMP2010の予測よりもやや下回る結果となっている。</li> <li>・ 最近掘削された開発井Titas-19、20、21、22は、生産量が予想を大きく下回る結果となった(表1.4-1参照)。</li> <li>・ Titas-21は2014年6月下旬から生産休止となっている。</li> <li>・ 今後の開発井の掘削計画とその結果によっては、生産量の伸びは十分期待できる。</li> <li>・ 2016年頃に予定されているウェルヘッドコンプレッサーの設置により、ガス田の可採埋蔵量が追加され、寿命を延ばすことが可能となる。ただし、現在、設置が予定されているのは、ガス田の中の一部の生産基地に限られており、将来的には他の生産基地にも設置が必要となるだろう。</li> </ul>
2	Habiganj	7	260	260	225	225.1	2,633.0	523.81	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2014年の生産量の実績は、PSMP2010の予測値をやや下回っている。</li> <li>・ 残存可採(2P)埋蔵量が可採(2P)埋蔵量全体の約20%しかないことから、生産量の大幅な伸びは期待できない。ただし、残存可採(2P)埋蔵量の規模は中規模と評価される。</li> </ul>
3	Bakhrabad	7	51	51	43	41.0	1,231.5	456.37	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 新規開発井としてBakhrabad-9は成功を収めたものの、他の生産休止井の改修が順調ではないため、ガス田全体の生産量が伸びていない。</li> <li>・ 将来的には、新規開発井の掘削による生産量の増大が期待される。</li> </ul>
4	Kailashtila	4	97	97	80	73.5	2,760.0	2,163.60	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 生産量が伸びていないのは、新規開発井Kailashtila-7の掘削が遅れていたことが理由の一つと考えられる。</li> <li>・ 今後の生産量の見通しについては、改修作業と新規開発井の成否にかかっている。</li> <li>・ 今後の開発井の掘削計画策定にあたっては、まず3D地震探査結果の見直しが必要とされている。</li> </ul>

表 2 既存のガス田の現状評価（続き）

2015年2月現在

Sl. No.	ガス田	2014年12月現在の生産井数	2014年の平均日産量				2014年末の可採埋蔵量 (2P) (BCF)	2015年1月の残存可採埋蔵量 (2P) (BCF)	生産状況に関する評価
			PSMP2010による予測 (MMscfd)		生産能力 (MMscfd)	生産実績 (MMscfd)			
			ケース1	ケース2					
5	Rashidpur	5	84	85	64	60.7	2,433.0	1,889.79	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014年8月に生産が開始されたRashidpur-8も含め、新規開発井の掘削が計画に比べて遅れているため、生産量の伸びは小さい。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画案によると、開発井3坑の掘削が計画されている。</li> <li>Rashidpur-8の結果およびPetrobanglaの5カ年計画に示された予想生産量から、将来的には、生産量はPSMP2010で予想したほどのレベル(500MMscfd超)には達しないと予想される。</li> </ul>
6	Sylhet/Haripur	2	30	30	11	8.4	318.9	113.64	<ul style="list-style-type: none"> <li>最近の開発状況から見て、将来的には、生産量の大きな伸びはあまり期待できないものの、今後の新規開発井の結果によっては、生産量の増大を図ることが可能である。</li> <li>2017年頃に予定されているウェルヘッドコンプレッサーの設置より、ガス田の可採埋蔵量が追加され、寿命を延ばすことが可能となる。</li> </ul>
7	Meghna	1	5	5	11	10.0	69.9	16.84	<ul style="list-style-type: none"> <li>埋蔵量規模が小さいことから、ガス田の寿命は短い。生産期間は、PSMP2010では2015年までと予測されているが、今回の調査団の予測では2022年までと予測している。</li> </ul>
8	Narshingdi	2	25	25	30	28.1	276.8	116.40	<ul style="list-style-type: none"> <li>生産量は、PSMP2010の予想どおりに推移している。</li> <li>2017年頃にウェルヘッドコンプレッサーの設置が予定されていることから、ガス田の寿命は延びると予想される。</li> </ul>
9	Beanibazar	1	15	15	14	9.6	203.0	115.28	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014年の平均日産量は、PSMP2010で予測された生産量(平均日産量)を大幅に下回った。</li> </ul>
10	Fenchuganj	3	65	60	40	38.7	381.0	256.21	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014年に掘削された開発井Fenchuganj-5が不成功に終わったことなどにより、生産量は伸びていない。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画にも新規開発井の掘削計画がないことから、今後しばらくの間は生産量の伸びはあまり期待できない。</li> </ul>
11	Saldanadi	1	8	8	20	12.0	279.0	197.44	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規開発井の結果にもよるが、将来的には生産量の大きな伸びはあまり期待できない。その一方で、残存可採(2P)埋蔵量の規模から見ると、2014年12月現在の平均日産量の2倍程度(20MMscfd程度)は期待できる。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画によると、開発井Saldanadi-4が掘削され、2015年5月には仕上げられる予定である。</li> </ul>



表 2 既存のガス田の現状評価（続き）

2015年2月現在

Sl. No.	ガス田	2014年12月現在の生産井数	2014年の平均日産量				2014年末の可採埋蔵量 (2P) (BCF)	2015年1月の残存可採埋蔵量 (2P) (BCF)	生産状況に関する評価
			PSMP2010による予測 (MMscfd)		生産能力 (MMscfd)	生産実績 (MMscfd)			
			ケース1	ケース2					
12	Shahbazpur	2	10	10	30	7.9	390.0	379.50	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2014年の生産量は、PSMP2010の予測とほぼ同じである。</li> <li>・ 開発井Shahbazpur-3およびShahbazpur-4は2014年9月、同年11月にそれぞれ仕上げられ、テストによりそれぞれ約19MMscfd、約32MMscfdのガスの産出を確認したが、両井ともまだ生産は始まっていない。</li> <li>・ Petrobanglaの5カ年計画の中では、新規開発井の掘削は計画されていないが、残存可採埋蔵量の規模から見て近い将来、ガス増産のため新規開発井の掘削が期待される。</li> </ul>
13	Semutang	2	15	15	12	4.6	317.7	308.03	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2014年の生産量は、PSMP2010の予測を大きく下回っている。これは、開発が順調に進んでいないためと考えられる。</li> <li>・ 12月の生産実績に関して、2坑からの平均日産量が4.7MMscfdというのは非常に低い。</li> <li>・ Petrobanglaの5カ年計画の中では、新規開発井が2坑計画されていることから、今後の生産量の伸びは、それらの結果次第となる。</li> </ul>
14	Sundalpur Shahzadpur	1	60	60	10	3.6	35.1	27.10	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PSMP2010の予測では、新規発見ガスとして扱われているものの一つと認識され、他のガス田からのガスとともに一括して、2014年の生産量は60MMscfdと予測されている。</li> <li>・ 残存可採埋蔵量の規模から見て、今後の生産量の大幅な伸びは期待できない。</li> <li>・ Petrobanglaの5カ年計画によると、新規開発井1坑の掘削が計画されており、2016年に同井からの生産が見込まれている。</li> </ul>
15	Srikail	2	60	60	44	38.7	161.0	135.57	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 本ガス田は2013年</li> <li>・ PSMP2010の予測では、新規発見ガスとして扱われているものの一つと認識され、他のガス田からのガスとともに一括して、2014年の生産量は60MMscfdと予測されている。</li> <li>・ Petrobanglaの5カ年計画によると、新規開発井1坑の掘削が計画されており、2016年に同井からの生産が見込まれている。</li> </ul>

表 2 既存のガス田の現状評価（続き）

2015年2月現在

Sl. No.	ガス田	2014年12月現在の生産井数	2014年の平均日産量				2014年末の可採埋蔵量 (2P) (BCF)	2015年1月の残存可採埋蔵量 (2P) (BCF)	生産状況に関する評価
			PSMP2010による予測 (MMscfd)		生産能力 (MMscfd)	生産実績 (MMscfd)			
			ケース1	ケース2					
16	Sangu	0	0	0	0	0.0	577.8	89.85	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 本ガス田は2013年10月1日から生産停止となっている。生産施設は契約に基づきPetrobanglaに引き渡されたが、Petrobanglaが生産を再開するかどうかについては不透明である。</li> <li>・ PSMP2010の予測では、2014年以降の生産については見込んでいない。</li> <li>・ 今回の調査団の予測でも、2015年から2041年までについては生産を見込んでいない。</li> </ul>
17	Jalalabad	4	250	200	246	246.2	1,184.0	281.15	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PSMP2010の予測では、2014年の生産量はケース1の場合、250MMscfdとなっており、2014年12月現在の実績とほぼ同じである。</li> <li>・ PSMP2010の予測では、ガス田の寿命の長いケース2でも、2022年までしか生産できないことになっているのに対し、今回の調査団の予測では、2027年まで生産できるとしている。</li> <li>・ 例えば、ウェルヘッドコンプレッサーの導入により、ガス田の延命が可能かもしれない。</li> </ul>
18	Moulavi Bazar	6	160	80	60	62.6	428.0	160.51	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PSMP2010の予測では、ケース1、ケース2でそれぞれ160MMscfd、80MMscfdとなっているが、2014年の実績では60MMscfdで、それらの予測を下回っている。</li> <li>・ ガス田全体の生産量が最近低下してきていることから、将来的には生産量の伸びは期待できない。ガス田全体の生産量は2015年2月下旬現在で40MMscfdを下回っている。</li> </ul>

表 2 既存のガス田の現状評価 (続き)

2015年2月現在

Sl. No.	ガス田	2014年12月現在の生産井数	2014年の平均日産量				2014年末の可採埋蔵量 (2P) (BCF)	2015年1月の残存可採埋蔵量 (2P) (BCF)	生産状況に関する評価
			PSMP2010による予測 (MMscfd)		生産能力 (MMscfd)	生産実績 (MMscfd)			
			ケース1	ケース2					
19	Bibiyana	18	900	850	960	1,006.7	5,754.0	3,873.19	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014年の生産量実績は、PSMP2010のケース1、ケース2の予測ともに上回る結果となった。</li> <li>2014年11月および2015年2月にそれぞれ増産が行われた。</li> <li>今回の調査団の予測では、ピーク生産量を1,200MMscfdと予測している。この生産量1,200MMscfdは、Petrobanglaの5カ年計画案に示されたものであり、今回の調査団の長期生産予測では、2019年までについてはこの値を用いることとする。現在の生産設備の能力が1,200MMscfdとの情報も踏まえ、2019年までの予測については、1,200MMscfdとする。</li> </ul>
20	Bangura	4	120	120	100	110.0	522.0	241.00	<ul style="list-style-type: none"> <li>PSMP2010の予測では、2014年の生産量はケース1、ケース2ともに、120MMscfdとされたが、実績では104MMscfdとその予測値をやや下回る結果となっている。</li> <li>PSMP2010の生産予測によると、生産は2023年までとされたが、生産はさらに継続すると予想される。これは、2014年初頭からガスの生産が約110MMscfdで安定的に推移していることによる。</li> </ul>
21	Begumganj	0	0	0	0	0.0	70.0	70.00	<ul style="list-style-type: none"> <li>PSMP2010の予測では、2017年に生産開始とされている。この点に関して、Petrobanglaの5カ年計画によると、近いうちに生産が開始されるとされており、生産量は2015年から見込まれている。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画案によると、開発井1坑の掘削が計画されており、2017年に同井からの生産が見込まれている。</li> </ul>
22	Kutubdia	0	0	0	0	0.0	45.5	45.50	<ul style="list-style-type: none"> <li>PSMP2010の予測では、Block 16からの生産として扱われており、生産開始は2017年とされている。しかし、現時点の情報から、2017年からの生産開始は難しい。</li> <li>今回の調査団の予測では、長期的には生産量を見込んでいない。</li> </ul>
23	Chhatak	0	0	0	0	0.0	474.0	447.54	<ul style="list-style-type: none"> <li>PSMP2010の予測では、生産量は見込まれていない。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画案によると、Chhatak Westにおいて開発井2坑の掘削が計画されており、2016年から生産の再開が見込まれている。</li> </ul>

表 2 既存のガス田の現状評価（続き）

2015年2月現在

Sl. No.	ガス田	2014年12月現在の生産井数	2014年の平均日産量				2014年末の可採埋蔵量(2P) (BCF)	2015年1月の残存可採埋蔵量(2P) (BCF)	生産状況に関する評価
			PSMP2010による予測 (MMscfd)		生産能力 (MMscfd)	生産実績 (MMscfd)			
			ケース1	ケース2					
24	Kamta	0	0	0	0	0.0	50.3	29.20	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PSMP2010の予測では、生産量は見込まれていない。また、Petrobanglaの5カ年計画でも、生産量は見込まれていない。</li> <li>・ 上記の事情を踏まえ、今回の調査団の予測でも、生産量は見込んでいない。</li> </ul>
25	Feni	0	2	2	0	0.0	125.0	62.60	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2014年現在の生産量はゼロであるが、PSMP2010の予測では、2MMscfdと極めて少量ながら継続的に生産が行われることとなっている。</li> <li>・ Petrobanglaの5カ年計画によると、新規開発井が2坑計画されており、2016年から生産の再開が見込まれている。</li> </ul>

注:1) 残存可採埋蔵量(2P) = 可採埋蔵量(2P) - 累計生産量

2) 2014 年末現在の可採埋蔵量(2P)および 2015 年 1 月現在の残存可採埋蔵量(2P)については、Petrobangla が作成した「Draft Five Year Gas Supply Strategy」に基づく。

出典：PSMP2010 報告書（JICA, 2011）、Petrobangla の 2010～2014 年版年報、Petrobangla による 「Draft Five Year Gas Supply Strategy」（2015）に基づき作成

表 1 および 表 2 から、以下の点が指摘される。

- 2010 年以降、Bibiyana ガス田のみが着実に生産量を伸ばしてきている。
- Jalalabad ガス田も 2012 年に生産量の大幅な伸びがあったが、その後生産は大幅に伸びていない。
- Sangu ガス田は 2013 年 10 月 1 日から生産休止となっている。
- 例えば、Titas ガス田の生産井 Titas-21 (生産休止中) のように、ガスの生産に伴うトラブル、特に大量の出水への対策は、「バ」国の既存のガス田における重要な課題である。
- 今後の生産量の増加のためには、新規開発井の成功が重要である。
- 成熟したガス田におけるウェルヘッドガスコンプレッサーの導入によるガス田の延命に期待したい。

## 2. 既存のガス田の生産予測：2015～2019 年

長期生産予測を行うにあたっては、まず今後 5 年程度の予測が必要となる。本調査では、Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された生産予測に基づき、2015～2019 年の 5 年間の生産予測を行った。

Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示されている 2015～2019 年の生産予測では、全体として生産量が過大評価になっている。このため、以下に述べるように、坑井仕上げ時期および生産量に関する予実績比較結果に基づき、必要に応じて Petrobangla が示した日産量の値を補正した。

### (1) Petrobangla の 5 ヶ年計画案における坑井仕上げ時期および生産量の評価

Petrobangla の 5 ヶ年計画案における坑井仕上げ時期および生産量の評価は、2010 年に作成された「Gas Evacuation Plan 2010-2015」に示された坑井の仕上げ時期および生産量について、実績との比較に基づいて行った。それらの比較を表 3 に示す。なお、実績のデータが得られなかった坑井については、同表から除いた。結果的には、開発井および試掘井のデータに限られた。

表 3 の結果から、新規に掘削された坑井の仕上げ時期については、試掘井 Sundalpur-1 を除き、計画に対して 1 年以上の遅れが生じていることが認められる。一方、日産量については、予想に対して 52～167%と幅はあるものの、当初の推定値の約 70%と評価した。日産量の対予想実績比の平均値は、表 2 に掲げた全坑井 (12 坑) については 0.78、開発井のみ (10 坑) については 0.69 をそれぞれ示す。生産予測においては既存のガス田の開発井の生産量が主な評価対象となる。したがって、日産量の評価は主として開発井を対象に行われることから 0.69 を選択した。これを小数第 2 位で四捨五入すれば 0.7 となる。

以上のことから Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された内容については、以下のとおり評価する。

- 坑井仕上げ時期は、表示の時期よりも少なくとも 1 年程度遅れる可能性がある
- 各坑井の生産量は、表示の 70%程度にとどまる

### (2) Petrobangla による既存のガス田の生産予測の修正

上記(1)での比較結果に基づき、Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された増産計画の中で、生産開始時期および各坑井の生産量の補正については、以下のとおり仮定した。

このうち坑井仕上げ時期の遅れについては、そのリスクを生産量に反映させるようにした。すなわち、5 年間で 1 年の遅れが生じる場合、生産量を 20%分減らすという考え方に基づき、Petrobangla の 5 ヶ年計画案に示された生産量を補正した。この考えに基づき 2016 年以降に予定されているものに対しては、一律に 0.8 を掛けて補正した。

- 坑井仕上げ時期についての補正：当初の算定値の 80%と仮定

- 各坑井の生産量：原則として当初の算定値の 70%と仮定

このようにして各坑井の生産量を補正した結果を表 4 に整理した。

### (3) 2015～2019 年の生産予測

2015～2019 年の生産予測については、上述のように、既存の坑井の仕上げ時期および生産量に関する予想と実績の比較に基づき、必要に応じて Petrobangla が作成した「Draft Five Year Gas Supply Strategy」に示された生産予測を一部改変することにより行った。このようにして改変した生産予測を今回の 2015-2019 の生産予測とした（表 5）。

- 生産プロファイルのパターンは、基本的に Petrobangla の 5 カ年計画で示されたものと同じである。
- Shahbazpur ガス田については、Petrobangla の 5 カ年計画では 2018 年から 5MMscfd の増産が見込まれているが、開発井の掘削など具体的な開発計画が示されていないため、本調査ではこの増産は考慮していない。
- 生産量の合計で見ると、2016 年 7～12 月期にピークが認められ、2,811mmscfd を示す（表 5）。一方、Petrobangla の 5 カ年計画でも、やはり 2016 年 7～12 月期にピークが認められ、2,916mmscfd を示す。その結果、生産量のピークの時期は両者で一致しているものの、生産量自体は本調査の方が 100mmscfd 程度低い。

表 3 「Gas Evacuation Plan 2010-2015」に示された坑井仕上げ時期および生産量：予実績比較

2015年2月現在

坑井名	権益保有者/ オペレーター	坑井仕上げ時期			日産量			備考
		予想	実績	差異(遅延) (月)	予想	実績	対予想実績比	
<b>開発井</b>								
Fenchuganj-4	BAPEX	2010年10月	2012年2月	16	20	20	1	
Saldanadi-3	BAPEX	2010年11月	2012年1月	13	15	15	1	
Saldanadi-4	BAPEX	2011年3月	—	47+	15	0	0	掘削中
Titas-17	BGFCL	2011年6月	2013年3月	21	25	15	0.60	
Fenchuganj-5	BAPEX	2011年8月	2014年4月	32	20	0	0	ドライ(不成功)
Titas-18	BGFCL	2011年11月	2013年8月	21	25	16	0.64	
Bakhrabad-9	BGFCL	2012年4月	2013年8月	16	20	16	0.80	
Titas-19	BGFCL	2012年6月	2014年5月	23	100	15	0.52	大量の出水のため2014年7月に生産休止
Titas-20	BGFCL		2013年10月	?		10		
Titas-21	BGFCL		2013年12月	?		15		
Titas-22	BGFCL		2014年3月	?		12		
Rashidpur-8	SGFL	2012年6月	2014年8月	26	20	15	0.75	
<b>試掘井</b>								
Sundalpur-1	BAPEX	2010年10月	2011年9月	11	15	12	0.80	2012年3月生産開始
Srikail-2	BAPEX	2011年2月	2012年6月	16	15	25	1.67	2013年3月生産開始
Kapasias-1	BAPEX	2011年3月	2012年4月	13	15	0	0	ドライ(不成功)
Mubarakpur-1	BAPEX	2011年9月	—	41	15	0	0	掘削中

出典：Perobangla による「Gas Evacuation Plan (2010-2015)」(2010)、Petrobangla 年報等に基づき作成

表 4 Petrobangla による既存のガス田の生産予測における生産量の補正に用いたデータ

2015年2月現在

ガス田	開発井掘削/改修		生産量の推定			生産量の補正の根拠	生産見通し
	坑井名	作業種別	Petrobanglaによる推定 (MMscfd)	補正係数	補正後の 生産量 (MMscfd)		
Titas	No. 23	開発井掘削	20	0.7	14	<ul style="list-style-type: none"> <li>最近掘削された開発井の生産量の実績に基づき推定</li> <li>補正: 生産量のみ(×0.7)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>今後の開発井の掘削計画とその結果によっては、生産量の伸びは十分期待できる。</li> <li>2016年頃に予定されているウェルヘッドコンプレッサーの設置により、ガス田の可採埋蔵量が追加され、寿命を延ばすことが可能となる。ただし、現在、設置が予定されているのは、ガス田の中の一部の生産基地に限られており、将来的には他の生産基地にも設置が必要となるだろう。</li> </ul>
	No. 24	開発井掘削	20	0.7	14		
	No. 25	開発井掘削	20	0.7	14		
	No. 26	開発井掘削	20	0.7	14		
Bakhrabad	No. 10	開発井掘削	10	0.8	8	<ul style="list-style-type: none"> <li>補正: 生産時期のみ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>将来的には、むしろ新規開発井の掘削による生産量の増大が期待される。</li> </ul>
Kailashtila	No. 7	開発井掘削	15	0.56	8	<ul style="list-style-type: none"> <li>改修作業のリスクが比較的高い</li> <li>補正: 生産量0.7×生産開始時期0.8(=0.56)(改修井も含め)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>今後の生産量の見通しについては、改修作業と新規開発井の成否にかかっている。</li> </ul>
	No. 1	改修	15	0.56	8		
	No. 5	改修	15	0.56	8		
	No. 9	開発井掘削	25	0.56	14		
Rashidpur	No. 9	開発井掘削	10	0.56	6	<ul style="list-style-type: none"> <li>補正: 生産量0.7×生産開始時期0.8(=0.56)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014年8月に生産が開始されたRashidpur-8も含め、新規開発井の掘削が計画に比べて遅れているため、生産量の伸びは小さい。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画案によると、開発井3坑の掘削が計画されている。</li> </ul>
	No. 10	開発井掘削	20	0.56	11		
	No. 11	開発井掘削	20	0.56	11		
Sylhet/Haripur	No. 9	開発井掘削	10	0.56	6	<ul style="list-style-type: none"> <li>補正: 生産量0.7×生産開始時期0.8(=0.56)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>最近の開発状況から見て、将来的には、生産量の大きな伸びはあまり期待できないものの、今後の新規開発井の結果によっては、生産量の増大を図ることが可能である。</li> </ul>



表 4 Petrobangla による既存のガス田の生産予測における生産量の補正に用いたデータ (続き)

2015年2月現在

ガス田	開発井掘削/改修		生産量の推定			生産量の補正の根拠	生産見通し
	坑井名	作業種別	Petrobanglaによる推定 (MMscfd)	補正係数	補正後の生産量 (MMscfd)		
Saldanadi	No. 4	開発井掘削	10	1	10	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在の生産井 (No. 1) の生産状況を踏まえた評価</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規開発井の結果にもよるが、将来的には生産量の大きな伸びはあまり期待できない。その一方で、残存可採 (2P) 埋蔵量の規模から見ると、2014年12月現在の平均日産量の2倍程度 (20MMscfd程度) は期待できる。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画によると、開発井Saldanadi-4が掘削され、2015年5月には仕上げられる予定である。</li> </ul>
Shahbajpur	No. 4	開発井掘削	25	—	19	<ul style="list-style-type: none"> <li>掘削直後に実施された坑井テストの結果に基づき推定</li> </ul>	
Semutang	No. 7	開発井掘削	8	0.56	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>補正: 生産量0.7 × 生産開始時期0.8 (= 0.56)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Petrobanglaの5カ年計画の中では、新規開発井が2坑計画されていることから、今後の生産量の伸びは、それらの結果次第となる。</li> </ul>
	No. 8	開発井掘削	8	0.56	4		
Sundapur Shahzadpur	No. 2	開発井掘削	8	0.56	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>補正: 生産量0.7 × 生産開始時期0.8 (= 0.56)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>残存可採埋蔵量の規模から見て、今後の生産量の大幅な伸びは期待できない。</li> <li>Petrobanglaの5カ年計画によると、新規開発井1坑の掘削が計画されており、2016年に同井からの生産が見込まれている。</li> </ul>
Srikail	No. 4	開発井掘削	20	0.56	11	<ul style="list-style-type: none"> <li>補正: 生産量0.7 × 生産開始時期0.8 (= 0.56)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Petrobanglaの5カ年計画によると、新規開発井1坑の掘削が計画されており、2016年に同井からの生産が見込まれている。</li> </ul>

表 4 Petrobangla による既存のガス田の生産予測における生産量の補正に用いたデータ (続き)

2015年2月現在

ガス田	開発井掘削/改修		生産量の推定			生産量の補正の根拠	生産見通し
	坑井名	作業種別	Petrobanglaによる推定 (MMscfd)	補正係数	補正後の生産量 (MMscfd)		
Bibiyana	具体的な坑井名または番号は未公表	開発井掘削	150	1	150	<ul style="list-style-type: none"> <li>生産量の補正は実施せず。その理由としては、生産量は2014年11月に約980MMscfdまで引き上げられ、近いうちに約1,200MMscfdまで引き上げられる予定であることによる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>今回の調査団の予測では、ピーク生産量を1,200MMscfdと予測している。この生産量1,200MMscfdは、Petrobanglaの5か年計画案に示されたものであり、今回の調査団の長期生産予測では、2019年までについてはこの値を用いることとする。現在の生産設備の能力が1,200MMscfdとの情報も踏まえ、2019年までの予測については、1,200MMscfdとする。</li> </ul>
Begumganj	No. 3	開発井掘削	12	0.7	8	<ul style="list-style-type: none"> <li>掘削作業はすでに終了しており、生産開始待ち。</li> <li>No. 3の補正: 生産量のみ(×0.7)</li> <li>No. 4の補正: 生産量0.7×生産開始時期0.8(= 0.56)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PSMP2010の予測では、2017年に生産開始とされている。この点に関して、Petrobanglaの5か年計画によると、近いうちに生産が開始されるとされており、生産量は2015年から見込まれている。</li> <li>Petrobanglaの5か年計画案によると、開発井1坑の掘削が計画されており、2017年に同井からの生産が見込まれている。</li> </ul>
	No. 4	開発井掘削	15	0.56	8		
Chattak	No. 3	開発井掘削	20	0.56	11	<ul style="list-style-type: none"> <li>生産量0.7×生産開始時期0.8(= 0.56)で評価。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Petrobanglaの5か年計画案によると、Chhatak Westにおいて開発井2坑の掘削が計画されており、2016年から生産の再開が見込まれている。</li> </ul>
	No. 4	開発井掘削	20	0.56	11		
Feni	No. 6	開発井掘削	10	0.56	6	<ul style="list-style-type: none"> <li>生産量0.7×生産開始時期0.8(= 0.56)で評価。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Petrobanglaの5か年計画によると、新規開発井が2坑計画されており、2016年から生産量が見込まれている。</li> </ul>
	No. 7	開発井掘削	10	0.56	6		

出典：Petrobangla 資料「Draft Five Year Gas Supply Strategy」(2015) に基づき作成

表 5 2015～2019 年の生産予測

単位: mmscfd

会社名	ガス田名	2015		2016		2017		2018		2019		備考
		1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	1～6月	7～12月	
1. BGFCL	Titas	525	520	520	510+56	556	546	489	489	441	441	2016年7～12月: 23、24、25、26号井から生産開始
	Bakrabad	40	38	36	34	30	26	23	23	30	30	
	Habiganj	224	224	224	224	220	218	215	215	200	200	
	Narsingdi	28	28	28	28	26	25	24	24	23	23	
	Meghna	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	
	小計	827	820	818	862	842	825	760	760	703	703	
2. SGFL	Sylhet	8	8	7	7+6	12	11	11	10	10	9	2016年7～12月: 9号井から生産開始
	Kailashtila	72	70+8	78+14	92+8	100	96	96	92	92	88	2015年7～12月: 1、5号井、2016年1～6月: 9号井、2016年7～12月: 7号井からそれぞれ生産開始
	Rashidpur	60	59	58	57	56	61	72	70	67	67	2017年7～12月: 9号井、2018年1～6月: 10、11号井からそれぞれ生産開始
	Beani Bazar	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	
	小計	149	154	166	179	176	176	187	180	177	172	
3. BAPEX	Saldanadi	10	6+10	16	13	12	11	10	10	10	10	2015年7～12月: 4号井から生産開始
	Fenchuganj	35	34	32	30	30	29	28	28	28	28	
	Shahbazpur	10	10+9	29	29	29	29	29	29	29	29	2015年7～12月: 4号井から生産開始
	Semutang	4	3	2	2	2+4	6+4	10	10	10	10	2017年1～6月: 7号井、2017年7～12月: 8号井からそれぞれ生産開始
	Sundalpur	3	3	2	0+4	4	4	4	4	4	4	2016年7～12月: 2号井から生産開始
	Srikail	38	36	35+11	46	41	41	41	41	36	36	2016年1～6月: 4号井から生産開始
	Rupganj	0	8	8	8	8	8	7	7	7	7	
	Begumganj	4	4+8	12	12	10	10+8	16	16	12	9	2015年1～6月: 実績、2015年7～12月: 3号井、Jul-Dec 2017年7～12月: 4号井からそれぞれ生産開始
小計 (1+2+3)	1,080	1,115	1,131	1,185	1,158	1,151	1,092	1,085	1,018	1,008		
4. Chevron	Jalalabad	250	250	250	250	220	220	220	220	220	220	
	Maulavibazar	50	50	50	50	45	45	45	45	45	45	2015年1～6月: 実績
	Bibiyana	1,100	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	2015年1～6月: 実績
5. Tullow	Bangora	110	110	109	109	81	81	69	69	58	58	2015年1～6月: 実績
小計 (4+5)	1,510	1,610	1,609	1,609	1,546	1,546	1,534	1,534	1,523	1,523		
6.	Feni				6	6+6	12	12	11	9	8	2016年7～12月: 6号井、2017年1～6月: 7号井からそれぞれ生産再開
7.	Chhatak				11	11+11	22	22	19	19	16	2016年7～12月: 3号井、2017年1～6月: 4号井からそれぞれ生産再開
計 (1+2+3+4+5+6+7)		2,590	2,725	2,740	2,811	2,738	2,731	2,660	2,649	2,567	2,555	

注: 1) 黄色で示したセルの生産量は、実際の生産データあるいは表1.4-2に示した補正した生産量の値に基づき、Petrobrangaの5カ年計画の中で示された生産量を修正したものである。

2) 例えば、“510+56”という表現は、追加生産なしでの日産量に追加生産による日産量を加えたものを意味している。

出典: Perobangla 資料「Draft Five Year Gas Supply Strategy」(2015) および JICA 調査団

# 第7章 別添資料

## 7-2 天然ガス開発に係わる 投資コスト算定

## 7-2 天然ガス開発に係わる投資コスト算定

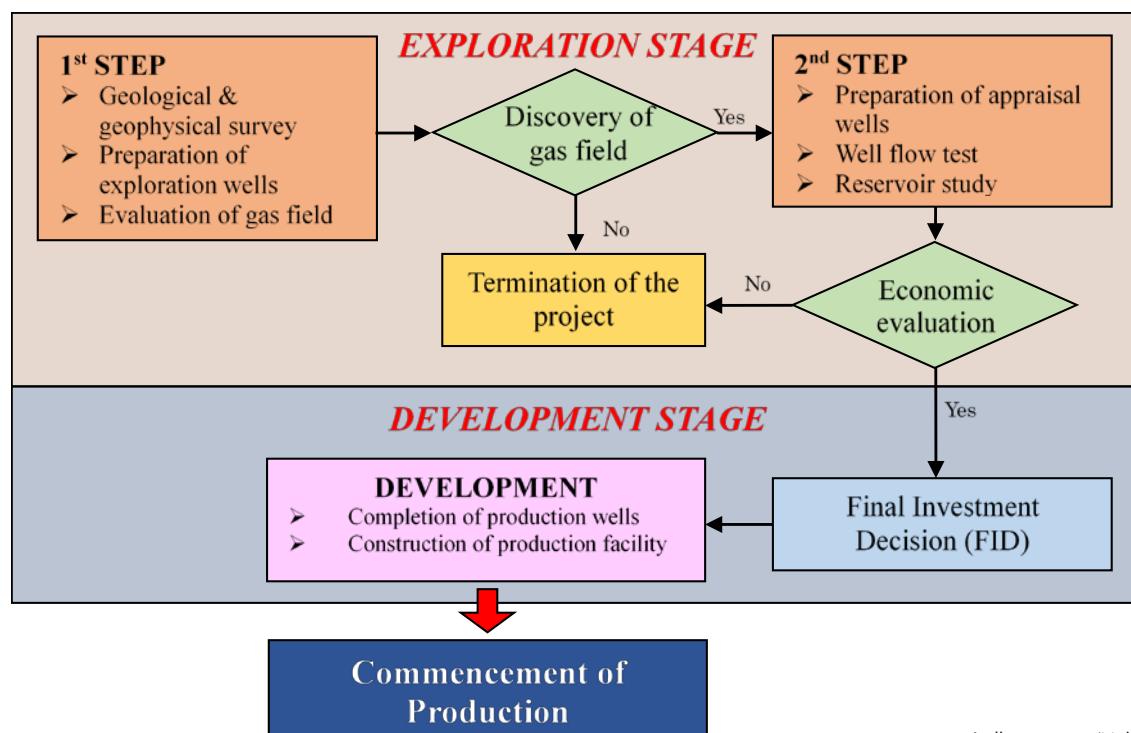
### 1. 概要

#### (1) 目的

本項では、将来同国で増産が必要となる天然ガスの開発費用を概算し把握するために開発に必要な探鉱費、生産井の掘削・仕上げ費及びガス生産設備の建設費に要する投資コストを算定する。国産天然ガスの増産のため新規建設が必要となるガス生産設備の建設費に関しては、現在同国で計画されている新規ガス田の開発計画や既存ガス田における増産計画に適切となる設備構成を検討し、それに基づく投資コストを算定する。

#### (2) コスト算定対象

一般に、天然ガス開発は「探鉱段階」と「開発段階」に大きく分類され、関連する各種活動は図 1 に示す流れで進められる。



出典：JICA 調査団

図 1 ガス田開発の流れ

探鉱段階では、主にガス田のポテンシャルを確認するために 3 次元地震探査等の地質学的な調査を行うことにより開発リスクを軽減する調査が行われる。まずは、地震探査の結果に加えて、事業予算に応じた必要数の試掘井が掘削され、試掘井からの生産テスト(Well flow test)を実施することによってガス層の広がりや予測生産量が評価され、そのガス田の開発が商業ベースに見合うか否かが総合的に判定される。当該ガス田が商業ベースに適合する場合、石油開発会社は最終投資決定(Final Investment Decision)を公表し、正式に開発プロジェクトとして事業化される。この時点で、当該ガス田が開発段階に移行することが最終決定される。

次に、開発段階に移行したガス田では、先ず生産井が仕上げられる。続いて、生産量に適切となる処理容量を有するガス生産設備が建設され、設備の性能、機能及び健全性の確認を経て、ガ

スの生産が開始される。

上記を踏まえ、投資コストは前述の探鉱段階と開発段階の 2 つに分けて、また設備建設費はガス生産設備やパイプライン設備等の 4 種の設備ごとに算定する。更に、将来のガス需要増加に備えて、Bangladesh 国政府は国産天然ガス田の開発に加えて輸入 LNG によるガスの総供給量の増加を計画している。よって、投資コスト総額については、「国産ガス開発費」と「輸入ガス開発費」とに大別し算定する。

上記の考え方にに基づき、本項ではコスト算定対象内訳を下記の通りとし、図 2 に算定範囲を示す。

A. 残存埋蔵量 (2P) に対する国産ガス開発費

A.1 ガス田の探鉱費

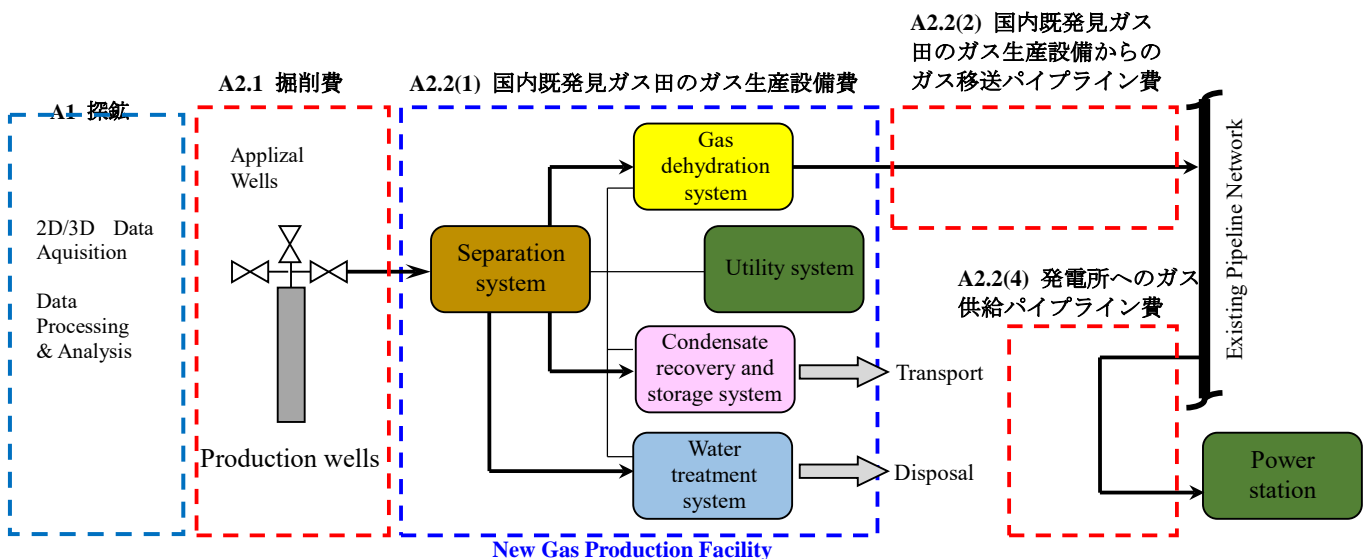
- A.1.1 地震探査費
- A.1.2 杭井掘削費

A.2 ガス田開発費

A.2.1 掘削費

A.2.2 設備建設費

- (1) 国内既発見ガス田のガス生産設備
- (2) 国内既発見ガス田のガス生産設備からのガス移送パイプライン
- (3) 発電所へのガス供給パイプライン



出典：JICA 調査団

図 2 コスト算定対象

B. 輸入ガス開発費

B.1 設備建設費

(3) コスト算定要領

最初に、コスト算定的前提条件を確立するために現地にて収集したガス開発計画に基づき、将来開発されるガス田、若しくは増産される既存ガス田の設備開発コンセプトを検討する。次に、Bangladesh 国で生産される天然ガスの特性（流体性状、組成）を考慮して、適切となる代表的なガス処理プロセスを検討する。

上記の検討を踏まえて、ガス生産設備の建設費は、適切な算定条件及び仮定に基づき算定する。尚、設備の建設費算定においては、社内コストデータベース及び石油開発プロジェクトで世界的に使用されている SIEMENS の投資コスト積算ソフトウェア(Oil and Gas Manager, OGM)等を使用して、投資コストを概算する。

OGM は油ガス田開発計画、経済性検討及びコスト算定を実施するためのコンピュータプログラムであり、同ソフト上で各種石油処理施設を定義することでモデル化し、各施設間を結ぶ配管を定義することにより、施設の建設に必要となる投資コストの算定結果を包括的なデータベースで抽出することができる。同ソフトを使用する大きな利点のひとつは、必要となるインプットデータを入力することにより、プロセス計算、ユーティリティ計算、概略設備設計、機器選定及び建設費算定の一連の作業が行えることにあり、設備設計に要する作業時間と比較して、効率的に短時間で十分な精度を確保したコスト算定が可能となる点にある。尚、同ソフトは世界的に利用されているが、2015 年現在における本邦エンドユーザーは日本オイルエンジニアリング社 1 社だけである。

同ソフトによるコスト算定の手順を以下に示す。

#### Step 1:

収集した情報に基づき、ガス生産設備の構成を設定する。例えば、設備構成としては、気液分離システム、ガス脱湿システム、コンデンサート回収・備蓄システム、随伴水処理システム、その他付帯設備があげられる。

#### Step 2:

設定したガス生産設備構成に対するインプットを調整し、OGM プログラムを実行してコストを算定する。

主要なインプットデータの情報を以下に示し、その他のインプットデータについては第 3 項の表 6 に示す。

- プロジェクト実施場所  
アジア、中東等の建設対象地域を指定することにより、その地域に適する作業員の労働賃金等の調整が行われる。
- セパレータ、ガス脱湿設備、油貯留設備、随伴水処理設備等の設備構成  
処理プロセスをモデル化するために、設備構成を入力する。各設備内の装置については、指定した設備容量やプロセス条件に適切と判断される装置がソフトのデータベースより選定される。
- プロセス条件  
処理流体の流量、圧力及び温度条件、流体組成及び性状等を入力することにより、ソフトのデータベース内の各種装置の選定条件となる。
- 設備容量  
流体の処理量を入力することにより、ソフト内部で簡易的なサイジングが行われ、設備規模が検討される。
- 脱湿設備仕様  
処理ガスに含まれる水分の除去レベルを指定することにより、脱湿設備規模の検討が行われる。

#### Step 3:

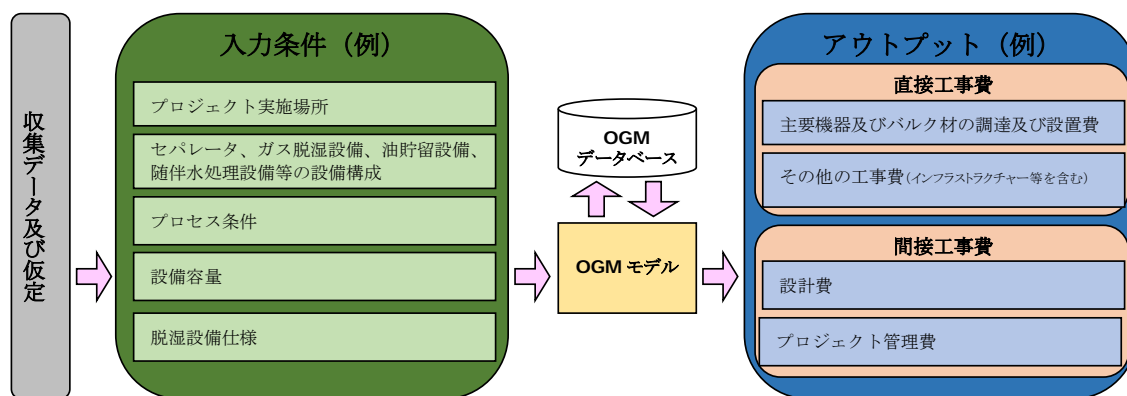
OGM から導出されるアウトプットに基づき、直接工事費、間接工事費の内訳を分析する。アウトプットの内訳を以下に示す。

- 直接工事費
  - 主要機器及びバルク材の調達及び設置費
  - その他の工事費（インフラストラクチャー等を含む）
- 間接工事費
  - 設計費
  - プロジェクト管理費

Step 4:

上述した OGM によるコスト算定結果について、同規模容量のガス生産設備のコスト実績を用いて OGM のコスト算定結果の妥当性を検証する。

OGM を使用したガス生産設備の建設費の算定手順を 図 3 に示す。

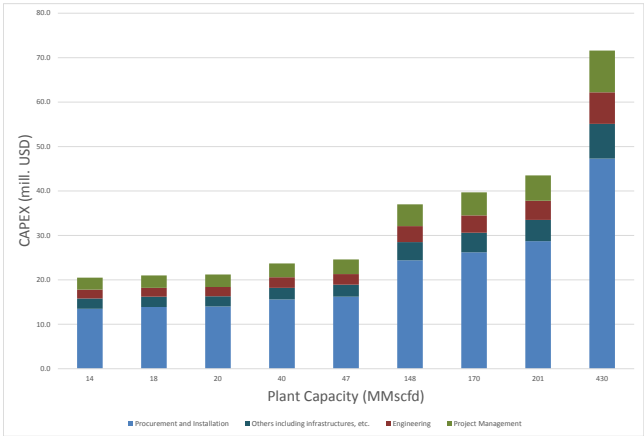


出典：JICA 調査団

図 3 OGM を使用したコスト算定イメージ

OGM を使用したモデルとなるガス生産設備の建設費のより詳細な算定手順を以下に示す。



	手順	内容																																																												
Step 1	算定条件となるインプット	プロジェクト実施場所としては東南アジアを指定。設備構成としては、セパレータ、ガス脱湿設備、油貯留設備、随伴水処理設備、等を指定。その他、ガス処理量、プロセス条件（ガス組成、圧力、温度）、設備容量、脱湿設備仕様、処理系統・スタンバイ数、等を入力する。																																																												
Step 2	ガス生産設備のモデル化	ガス処理量としては、本調査で対象となり得るガス処理量をカバーできるケースとして、20 MMscfd～400 MMscfd 規模の 5 ケース程度についてモデル化を行い、それぞれについて OGM プログラムを実行する。																																																												
Step 3	アウトプットと考察	<p>OGM によるコスト算定結果について、直接工事費、間接工事費を算出し、対象となる複数のガス田のガス生産量に応じた建設費を算定し考察する。</p>  <table border="1"> <caption>Figure 4: OGM-based CAPEX Output</caption> <thead> <tr> <th>Plant Capacity (MMscfd)</th> <th>Procurement and Installation (mill. USD)</th> <th>Others including infrastructures, etc. (mill. USD)</th> <th>Engineering (mill. USD)</th> <th>Project Management (mill. USD)</th> <th>Total CAPEX (mill. USD)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14</td> <td>12</td> <td>2</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>18</td> <td>14</td> <td>2</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>15</td> <td>2</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>18</td> <td>3</td> <td>2</td> <td>2</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>47</td> <td>20</td> <td>3</td> <td>2</td> <td>2</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>148</td> <td>25</td> <td>5</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>36</td> </tr> <tr> <td>170</td> <td>28</td> <td>5</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>39</td> </tr> <tr> <td>201</td> <td>30</td> <td>5</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>41</td> </tr> <tr> <td>430</td> <td>48</td> <td>8</td> <td>5</td> <td>5</td> <td>66</td> </tr> </tbody> </table>	Plant Capacity (MMscfd)	Procurement and Installation (mill. USD)	Others including infrastructures, etc. (mill. USD)	Engineering (mill. USD)	Project Management (mill. USD)	Total CAPEX (mill. USD)	14	12	2	1	1	16	18	14	2	1	1	18	20	15	2	1	1	19	40	18	3	2	2	25	47	20	3	2	2	27	148	25	5	3	3	36	170	28	5	3	3	39	201	30	5	3	3	41	430	48	8	5	5	66
Plant Capacity (MMscfd)	Procurement and Installation (mill. USD)	Others including infrastructures, etc. (mill. USD)	Engineering (mill. USD)	Project Management (mill. USD)	Total CAPEX (mill. USD)																																																									
14	12	2	1	1	16																																																									
18	14	2	1	1	18																																																									
20	15	2	1	1	19																																																									
40	18	3	2	2	25																																																									
47	20	3	2	2	27																																																									
148	25	5	3	3	36																																																									
170	28	5	3	3	39																																																									
201	30	5	3	3	41																																																									
430	48	8	5	5	66																																																									
Step 4	算定コストの妥当性検証	同規模容量のガス生産設備のコスト実績と OGM のコスト算定結果を比較し、OGM による算定結果の妥当性を検証する。																																																												

出典：JICA 調査団

図 4 OGM を使用したアウトプットイメージ

#### (4) 輸入ガス開発計画

##### (a) LNG 受入基地建設計画

チッタゴン南部に 200,000kl LNG タンクを 2 基建設するものとする。

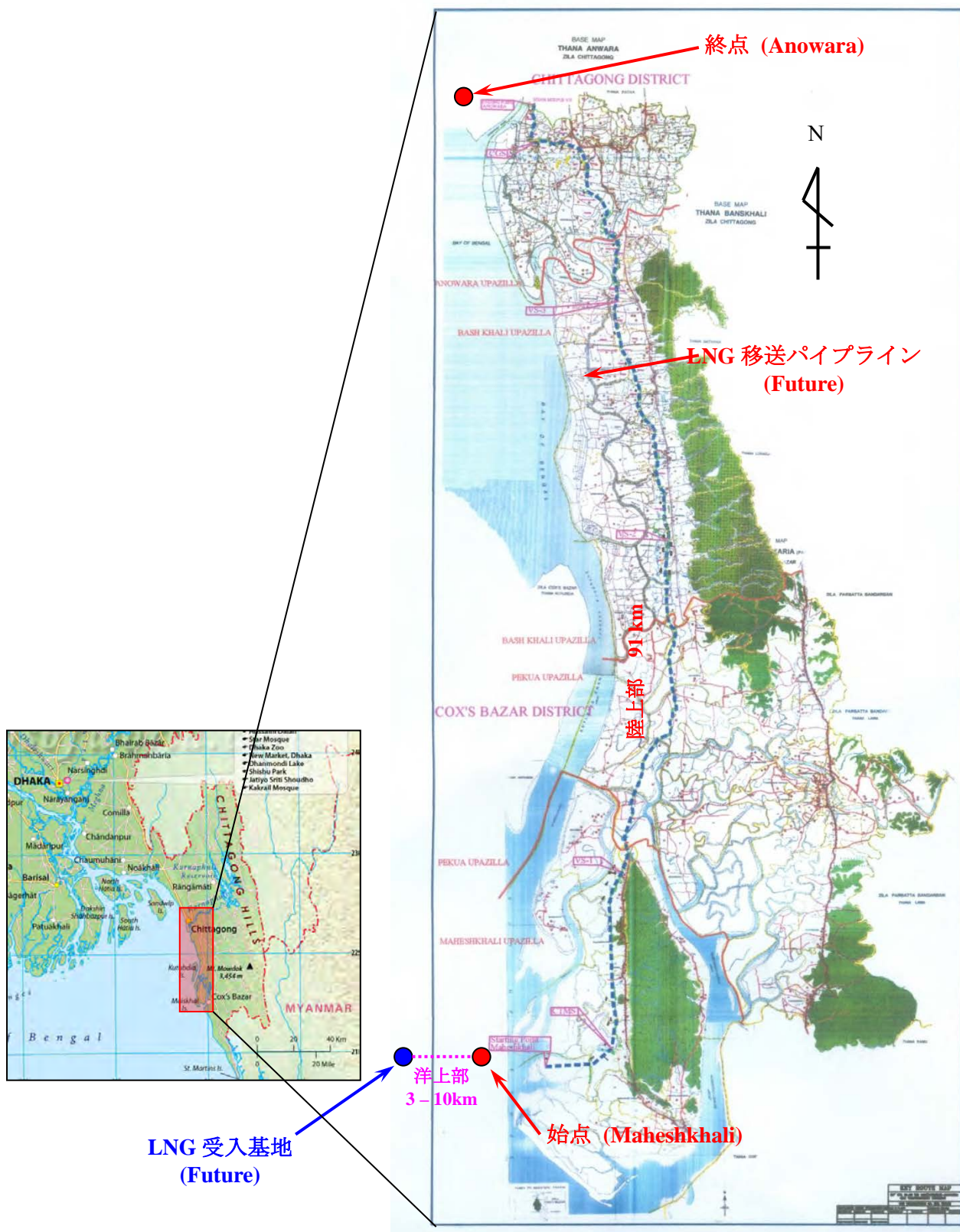
##### (b) LNG 移送パイプライン建設計画

現在、LNG 受入基地で再気化した 500 MMscfd のガスをチッタゴン南部に向けて移送するパイプラインの建設が計画されている。このパイプライン建設工事では、口径 30 インチ、延長約 100km のパイプラインが LNG 受入基地から Moheshkhali までの 3 - 10 km は洋上に敷設され、Moheshkhali から北に向けて約 91 km は陸上部に敷設される。チッタゴン南部に到着したパイプラインは、同地域に敷設されている既設パイプラインネットワーク上の Anowara で接続される。( 図 5 参照) 当該パイプラインで計画される運転条件は、表 1 に示すとおりである。

表 1 LNG 移送パイプラインの運転条件

	場所	流量 [MMscfd]	運転圧力 [psig]
始点	Moheshkhali	500	1000
終点	Anowara		300

出典：Petrobangla 提供資料



出典： Petrobangla 提供資料

図 5 LNG 移送パイプライン敷設ルートマップ

## 2. 探鉱費用の概略

石油・ガスの開発事業には多額の資金と時間がかかる。また大きなリスクを含む事業でもある。それゆえ、石油やガス田開発に際しては、物理探査データを収集し、原油やガス胚胎の可能性のある地域の中からターゲットにする部分を絞り込むことが重要である。

過去 20－30 年間に行われた技術革新により、石油ガス開発のアプローチが大きく変化し、石油やガスの回収率が大きく向上した。その技術要素を挙げると次のようになる。

- 1) 次元の地震探査データの取得技術と地質構造のモデリングの技術
- 2) 傾斜掘りや水平掘りの技術

バングラデシュ国のガス田開発の歴史は古く 1950 年代に生産が開始された。現在稼働している既設の多くが、1990 年以前に計画され開発されたものである。そのため、既存のガス田の改修や、新規生産井掘削に関しても新しい技術を用いた改善の余地があるのではと考えられている。

### (1) 物理探査

物理探査とは、石油およびガス開発において一般的に、重力探査、磁力探査、そして地震探査を言う。このうち重力探査と磁力探査は航空機による探査となり、堆積盆の大きさや深さを計測し地下構造のモデリングに使われる。

地震探査を行うことにより地下構造に関するより多くの情報が得られ、石油やガスの胚胎の可能性のある場所を特定することに使用される。地震探査は地表で特別なトラックに装着された振動発生器による地震波を利用して行われる。トラックが入れないような地形や地域では浅いボーリング孔に火薬を装着し爆発させて地震波を作り出す。海洋では調査船に装着されたエアージェンにより発生させた高圧の空気の泡が水中で地震波となり海底の地層に伝えられる。

地震波は地下の岩相で反射し、反射された地震波がジオフォン（地上の場合）あるいはハイドロフォン（海洋の場合）で捉えられる。反射された地震波の伝達時間のデータやすでに知られている地層情報を合わせて、地下構造の特色、すなわち、岩石の種類、断層や褶曲の相対的深度、堆積の環境、石油かガスかの区別が推定される。これらの情報により掘削のターゲットが決定される。

物理探査の作業に関するコスト要素は次のようになる。

探査のタイプ	場所	探査内容	コストレベル	コスト要素
航空機による探査	陸上 と 海上	重力	高くはない	飛行機のリース料と測定機器のリース料
		磁力	高くはない	飛行機のリース料と測定機器のリース料
地震探査	陸上	2D 地震波	高くはない	地震探査用トラックのリース料と地震波測定機材リース料
		3D 地震波	少し高い	地震探査用トラックのリース料と地震波測定機材リース料
	海上	2D 地震波	高い	調査船のリース料
		3D 地震波	大変高い	調査船のリース料

## (2) 掘削作業

石油やガス開発における掘削作業には特別な掘削装置と経験がある運転員が必要となる。このような掘削装置は、掘削流体を循環させる装置、掘削用のパイプを引上げ、あるいは回転させる装置、掘削面をコントロールする装置、掘りくずを取り除く装置、暴噴出を防ぐ安全装置、これらに電力を供給する発電機などで構成されている。

掘削開始時の口径は一般的には、36 インチから 40 インチで、掘削が進むにつれて細くなり、最終的には 5 インチ程度になる。掘削孔が計画通り出来ると、その掘削孔の口径よりも少し小さな鋼管（ケーシングと呼ばれる）が設置され、隙間（アニュラー）にセメントを流し込んで固定する。ケーシングを設置することにより、新規に掘削された井戸を圧力の高い危険な地層から互いの地層あるいは地表を隔離し、構造的に安定化したものにする役割がある。

掘削流体はマッドと呼ばれ、掘削パイプ内を通り掘削ビッドをから掘削孔内に供給され、掘削ビッドの冷却を行うとともに掘りくずを地表まで運搬する役割をする。そして掘削孔の内壁を安定化させるとともに地層からの流体の流入を防ぐ役割がある。

掘削流体の成分は水とベントナイトを基本とし、掘削する地層に合うように薬品や固形物を入れて調整したもので、鑿井作業の安全に大きく寄与するものとなる。層序を確立するためにマッドロッキングが行われる。これは、掘削流体と一緒に回収される掘りくずから地層の特徴などについて明らかにする作業である。

井戸掘削の目的には以下のものがある。

- 1) 探鉱井：探鉱のために掘削される井戸で、地下構造に関する情報を集めることを目的とするもの
- 2) 評価井：掘り当てた石油・ガスを評価するための井戸で、流体の性状や圧力、流量、埋蔵量などを確認するためのもの
- 3) 生産井：評価井で、商業生産が可能と判断された場合に掘削されたもので、安全装置 (BOP) や生産用のバルブが取り付けられる (クリスマスツリー)

井戸の掘削コストは、大きくは掘削装置 (リグ) のリース料に左右される。また、深度や掘削長 (傾斜掘りの場合など)、ガス田の場所や状況などローカルな要因にも影響される。また海洋の場合は陸上よりも高価なものとなる。一般的な掘削コストの要素は次のようになる。

- 1) 地球物理の専門家、地質の専門家、マッドの分析員、エンジニアなどの確保と支払い
- 2) 物流業者及びケーシング鋼管の溶接やセメント注入作業を行う建設会社への報酬
- 3) 掘削装置 (リグ) のリース料と運転員

## (3) 陸上掘削コスト

「バ」国での生産井の掘削単価は USD10-20 million で、競争見積もりで最良の技術を導入した場合のベンチマーク価格は USD 15 million と見積もられている。

## 3. 建設コストの算定

以下の前提条件に基づいてコスト算定を行う。

### (1) 国内既発見ガス田におけるガス処理設備の建設計画

現在、バングラデシュ国において開発段階に移行する新規開発ガス田はないが、将来の国産ガス供給量を増加するため、ペトロバングラは幾つかの既存ガス田において増産を計画している。2014 年現在から 2017 年までのペトロバングラのガス増産計画は、表 2 に示すとおりである。

**表 2 Petrobangla のガス増産計画  
Production Enhancement Programme (Nov. 2014 – June 2015)**

Sl. No.	Gas Fields & Wells	Well type	Flow (MMcfd)	Completion Date
1	Shahbazpur # 4	Development	25	14-Nov
2	Bibiyana (7 wells)	Development	220	Drilling completed, awaiting completion production facilities, will be in production within June 2015 in phases.

**Production Enhancement Programme (July 2015 -June 2016)**

Sl. No.	Gas Fields & Wells	Well type	Flow (MMcfd)	Completion Date
	Titas # 25	Development	20	Dec-15
	Kailashtila # 9	Development	25	Dec-15
	Kailashtila 1& 5	W/O	15	Jun-16
	Titas # 23	Development	20	Jun-16
	Begumganj # 4	Development	15	Jun-16
	Srikail # 4	Development	20	Jun-16
	Titas # 26	Development	20	Mar-16
	Salda # 4	Development	15	Jun-16

**Production Enhancement Programme (July 2016 - June 2017)**

Sl. No.	Gas Fields & Wells	Well type	Flow (MMcfd)	Completion Date
	Titas # 24	Development	20	Sep-16
	Sundalpur # 2	Development	8	Dec-16
	Semutang #7	Development	8	Dec-16
	Semutang # 8	Development	8	Jun-17
	Rashidpur # 9	Development	10	Jun-17
	Sylhet # 9	Development	10	Dec-16
	Rashidpur # 10, 11	Development	20	Dec-17

出典：Petrobangla 提供資料「PSMP2016 調査団の質問票に対する回答」の Appendix 1

表 3 に示すとおり、これらのガス増産計画では計 17 箇所の既存ガス田において、新規ガス生産井 23 坑、改修工事が行われる生産井 2 坑（Kailashtila ガス田）の計 25 坑の新規・改修計画が存在する。

このうち 23 坑井は新規にガス生産井を開発し、増産する計画であり、2 坑は現在低下している生産量の改善を目的とした既存ガス生産井の改修計画である。本検討においては、上述した計 25 坑を既存のガス田における増産計画と位置づける。既存のガス田における増産計画の概要と対象

ガス田の位置を 表 3 に整理する。

**表 3 既存のガス田における増産計画**

2014 年 12 月現在

Serial No.	ガス田名称	生産井番号	開発の種類及び生産井数		増産量 [MMscfd]	完工予定 (*2)	新規ガス処理設備の要否 (*3)
1	Titas	23	新規開発 x 1		20	2016 年 6 月	○
		24	新規開発 x 1		20	2016 年 9 月	○
		25	新規開発 x 1		20	2015 年 12 月	○
		26	新規開発 x 1		20	2016 年 3 月	○
4	Kailashtila	1, 15		改修工事 x 2	15	2016 年 6 月	X
		9	新規開発 x 1		25	2015 年 12 月	X
5	Rashidpur	9	新規開発 x 1		10	2017 年 6 月	X
		10, 11	新規開発 x 2		20	2017 年 12 月	X
6	Sylhet	9	新規開発 x 1		10	2016 年 12 月	X
12	Shahbazpur	4	新規開発 x 1		25	2014 年 11 月	X
13	Semutang	7	新規開発 x 1		8	2016 年 12 月	X
		8	新規開発 x 1		8	2017 年 6 月	X
17	Bibiyana (*1)	-	新規開発 x 7		220	2015 年 6 月	X
19	Sundalpur	2	新規開発 x 1		8	2016 年 12 月	X
20	Srikail	4	新規開発 x 1		20	2016 年 6 月	X
21	Begumganj	4	新規開発 x 1		15	2016 年 6 月	X
他 1	Salda	4	新規開発 x 1		15	2016 年 6 月	X
TOTAL		-	23	2	479	-	-
				25			

出典：「表 2 Petrobangla のガス増産計画」に基づく情報

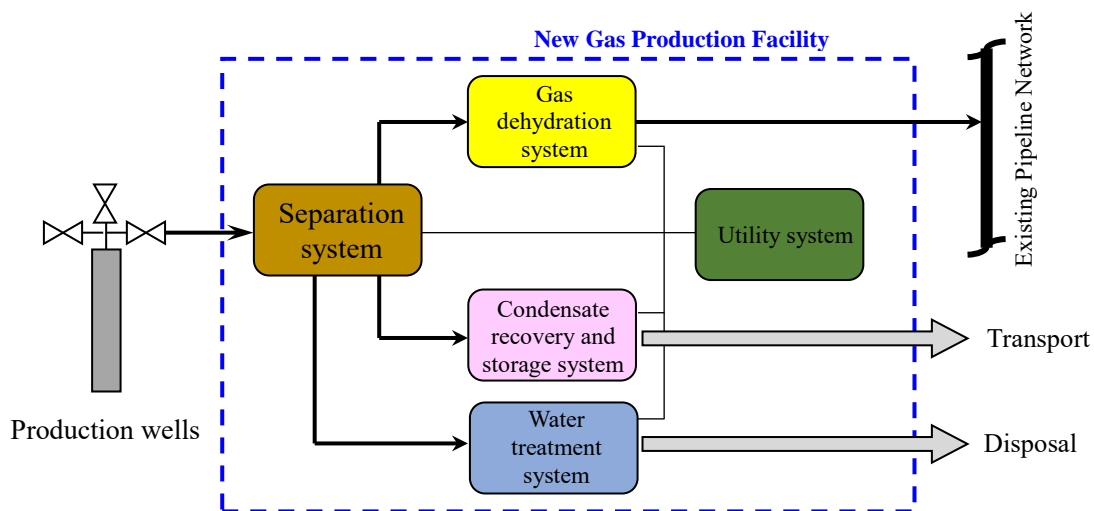
注記:

- \*1: Bibiyana Gas Field では 7 坑の生産井から計 220 MMscfd のガスが増産される見込みである。
- \*2: 「完工予定」は新規生産井の設置、或いは生産井の改修工事が完了する予定時期を示す。
- \*3: 新規ガス生産設備の要否に係わる情報は、ペトロバングラとの面談時に入手した。

表 3 に示すとおり、Petrobangla では 2017 年までの既存ガス田における増産計画があり、各ガス田において新規生産井の設置、あるいは既存生産井の改修工事が表中の時期までに完了する予定となっている。

しかしながら、これらの生産井から産出される天然ガスは、Titas ガス田を除けば対象ガス田で既に稼働している既存ガス生産設備の設備容量の範囲内で処理が可能であり、増産したガスを処理するための新規ガス生産設備の建設は不要となる。

また、4 坑の生産井 (#23, 24, 25 及び 26) が新規に設置される Titas ガス田においては、計 80 MMscfd の増産が見込まれている。ペトロバングラ情報によると、これら新規生産井から産出されるガスは各々ガス収集配管により 1 箇所のサイトに集められ、新規ガス生産設備で処理する計画となっている。なお、この新規ガス生産設備の建設工事は、アジア開発銀行の資金支援により実施される。





出典：JICA 調査団

図 6 検討に適用するガス処理プロセス

表 4 各種ガス処理設備の役割

FACILITY	FUNCTION	PICTURE
気液分離システム (Separation system)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ ガス、油、随伴水の比重分離</li> <li>➤ 坑井流体に同伴する異物等の除去</li> </ul>	
ガス脱湿システム (Gas dehydration system)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 気液分離システムで分離されたガス中に含まれる水分の除去</li> </ul>	
コンデンサート回収・備蓄システム (Condensate recovery and storage system)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 気液分離システムで分離されたコンデンサートの回収・備蓄・出荷</li> </ul>	



FACILITY	FUNCTION	PICTURE
随伴水処理システム (Water treatment system)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ CPI セパレータ、フローテーションユニットによる随伴水に含まれる油分の回収</li> <li>➤ 随伴水の最終処分</li> </ul>	
用役システム (Utility system)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 燃料ガス、計装空気、冷却水、保守用空気・用水、電力等の供給</li> </ul>	 <p style="text-align: right; font-size: small;">(写真は計装空気圧縮機)</p>

(2) コスト算定に用いる OGM ソフトウェアの入力パラメーター

(a) ガス生産設備の処理系統数

将来のガス生産量の増加に伴い新規に設置されるガス処理設備は、予備の処理系統を設置しないものとする。

(b) 主要機器のスタンバイ

ガス処理設備を構成するすべての主要機器は、予備機を設けないものとする。

(c) 生産流体組成

ガス処理設備の検討においては、表 5 に示すバングラデシュ国最大級のガス田である Titas ガス田から生産される天然ガスの組成を代表値として適用する。

表 5 生産流体の代表組成

組成	mol%
Nitrogen	0.37
Carbon Dioxide	0.31
Methane	96.76
Ethane	1.80
Propane	0.36
i-Butane	0.09
n-Butane	0.05
i-Pentane	0.02
n-Pentane	0.02
n-Hexane	0.04
n-Heptane	0.02
n-Octane	0.01
n-Nonane	0.00
n-Decane+	0.04
H2O	0.11
Total	100.00

出典：Petrobangla 提供資料に基づく情報

また、ガス生産設備で処理されるガスに含まれる水分の許容含水率に関しては、同国販売ガス契約条件で規定されている 7 lb/MMscf を計画する設備の脱湿能力とする。

(d) 生産流体の坑口設備での運転条件

生産流体は、生産井の坑口設備において下記の条件で算出されるものとする。

- 圧力 1,700 psig
- 温度 142 deg. F

(e) 積算ソフトウェア (OGM) のインプットデータ

OGM を使用したガス生産設備の建設費算定は、表 6 に示すインプットデータ項目及びその入力方法に従い実施される。

**表 6 積算ソフトウェア (OGM) のインプットデータ**

No.	インプットデータ項目	入力方法
1.	プロジェクト実施場所	
1-1	Project Construction Site (プロジェクト実施場所・建設対象地域)	プロジェクト実施場所・建設対象地域として、世界の主要な油ガス田地域 (アラビア湾、メキシコ湾、北海、西アフリカ、ブラジル、ベネズエラ、東南アジア、北東アジア、マレーシア等) から選択可能。今回は「バ」国なので東南アジアを指定。建設対象地域を指定することにより、その地域に適する作業員の労働賃金等の調整が行われるため、設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値となる。
2.	設備構成 (セパレータ、ガス脱湿設備、油貯留設備、随伴水処理設備)	
2-1	Main Facilities (ガス生産設備の設備構成)	ガス生産設備の設備構成 (セパレータ、ガス脱湿設備、油貯留設備、随伴水処理設備) を指定する。今回は「バ」国のガスに H <sub>2</sub> S が含まれていないため、通常 of ガス生産設備で一般的な設備構成を選択する。設備構成は設備規模に関わらず同様であるため、設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値となる。
3.	プロセス条件	
3-1	Gas Production Rate (ガス処理量)	ガス処理量を入力する。今回は「バ」国の大中小規模のガス田をカバーできるようなガス処理量を設定する。ガス処理量を入力することにより、これを処理するために必要な規模の設備がガス処理量に関係して設計され、コスト算定される。
3-2	Composition Basis (ガス組成)	ガス組成を入力する。ガス組成を入力することにより、気液分離計算が行われ、分離されたガス量とコンデンセート量に応じた設備が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値として「バ」国ガス田から生産される代表的なガス組成を入力する。 生産ガス中に有害物質としてサワー成分の H <sub>2</sub> S や水銀が含有される場合には、これらの成分を除去する設備が必要となるが、「バ」国のガスはスイートガスに分類されるため当該設備の設置は不要である。
4.	気液分離システム	
4-1	Flowing Wellhead Pressure (坑口圧力)	坑口圧力を入力する。坑口圧力を入力することにより、設備上流部分の圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値として「バ」国ガス田における平均的な値を入力する。
4-2	Flowing Wellhead Temperature (坑口温度)	坑口温度を入力する。坑口温度を入力することにより、設備上流部分の温度レベルが定義され、温度レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値として「バ」国ガス田における平均的な値を入力する。
4-3	Production Manifold Design Pressure (マニホールド設計圧力)	マニホールドの設計圧力を入力する。設計圧力を入力することにより、設備上流部分の圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値を入力する。
4-4	Production Separator Design Pressure (セパレータ設計圧力)	下記のセパレータ運転圧力に対する設計圧力を入力する。設計圧力を入力することにより、セパレータの圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じたセパレータの鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定 (共通) の入力値を入力する。

No.	インプットデータ項目	入力方法
4-5	Production Separator Operating Pressure (セパレータ運転圧力)	セパレータ運転圧力を入力する。運転圧力を入力することにより、その圧力で気液分離計算が行われ、分離されたガス量とコンデンセート量に応じたセパレータのサイズと鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「バ」国ガス田の平均的なセパレータ運転圧力を入力する。
4-6	Test Separator (テストセパレータ設置の要否)	テストセパレータ設置の要否を指定する。井戸1本の生産流量計測・管理のためにテストセパレータは必要であり、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置する」を指定する。
4-7	Residence Time (セパレータ内コンデンセート滞留時間)	セパレータ内でコンデンセートから随伴水を分離するために必要な時間としてコンデンセート滞留時間を入力する。セパレータの設計は滞留時間をベースに行われるため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として最も一般的な滞留時間を入力する。
4-8	Separator per Stage (セパレータの処理系統数)	セパレータの処理系統数を入力する。セパレータ等の容器は予備を持たないことが一般的であり、前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値としてトレイン数は1を入力する。
4-9	Percent Flow per Separator (セパレータ1系統分の処理量の割合)	上記の処理系統数に関連して、全生産量に対するセパレータ1系統分の処理量の割合を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として、1トレインで全生産量を処理する入力とする。
4-10	Water Separation Option (セパレータでの随伴水分離の要否)	セパレータでの随伴水分離の要否を指定する。生産ガス・油から随伴水を分離する必要があるため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置する」を指定する。
5.	ガス脱湿システム	
5-1	Gas Dehydration Medium (ガス脱湿設備の脱湿プロセス)	ガス脱湿設備の脱湿プロセスを指定する。設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として、ガス脱湿設備で最も多く使用されている吸湿剤である「Glycol」を指定する。
5-2	Number of Gas Dehydration Train (ガス脱湿設備の処理系統数)	ガス脱湿設備の処理系統数を入力する。ガス脱湿設備等の容器は予備を持たないことが一般的であり、前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値としてトレイン数は1を入力する。
5-3	Percent Flow per Dehydration Train (ガス脱湿設備1系統分の処理量の割合)	上記の処理系統数に関連して、全生産量に対するガス脱湿設備の処理量の割合を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として1トレインで全生産量を処理する入力とする。
5-4	Outlet Water Dew Point Temperature (ガス脱湿設備の脱湿温度)	ガス脱湿設備の脱湿温度を入力する。設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として、「バ」国販売ガス契約条件で規定されている7 lb/MMscfに対応する脱湿温度として32 deg.Fを入力する。

No.	インプットデータ項目	入力方法
5-5	Dehydrator Column Design Pressure (ガス脱湿設備の設計圧力)	ガス脱湿設備の設計圧力を入力する。設計圧力を入力することにより、ガス脱湿設備の圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値を入力する。
6.	コンデンセート回収・備蓄システム	
6-1	Oil/Condensate Tank Capacity (油/コンデンセートタンクの容量)	油コンデンセートタンクの容量を入力する。必要な規模の貯油設備が、タンク容量に関係して算定される。
6-2	Oil Pump Outlet Pressure (コンデンセート出荷ポンプ吐出圧力)	コンデンセート出荷に必要な一般的な圧力を入力する。圧力を入力することにより、ポンプの圧力レベルが規定され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値を入力する。
6-3	Number of Pump (コンデンセート出荷ポンプの処理系統数)	出荷ポンプの処理系統数を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値としてトレイン数は1を入力する。
6-4	Percent Flow per Pump (出荷ポンプ1系統分のハンドリング量の割合)	上記の処理系統数に関連して、全コンデンセート量に対する出荷ポンプのハンドリング量の割合を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として1トレインで全コンデンセート量をハンドリングすると入力する。
7.	随伴水処理システム	
7-1	Produced Water Design Rate (随伴水処理設備の設計流量)	随伴水処理設備の設計流量を入力する。設計流量を入力することにより、これを処理するために必要な規模の設備が、設計流量に関係して設計され、コスト算定される。
7-2	Sour Water Stripping Option (サワー成分 H <sub>2</sub> S の除去設備設置の要否)	随伴水処理設備の一環としてサワー成分 H <sub>2</sub> S の除去設備設置の要否を指定する。ガスにサワー成分 H <sub>2</sub> S が含まれないため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「設置しない」を指定する。
7-3	CPI Unit (随伴水処理設備の第一段階設置の要否)	随伴水処理設備の第一段階として、CPI 設備設置の要否を指定する。CPI は随伴水処理の第一段階で最も多く使用されているため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「設置する」を指定する。
7-4	Floation/Hydrocyclone Unit (随伴水処理設備の第二段階設置の要否)	随伴水処理設備の第二段階として、Floation/Hydrocyclone 設備設置の要否を指定する。Floation/Hydrocyclone は随伴水処理の第二段階で最も多く使用されているため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「設置する」を指定する。
8.	用役システム	
8-1	Type of Main Power Generator (主発電機の駆動機タイプ)	主発電機の駆動機タイプを指定する。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として、一般的な実績あるタイプとして「Turbine」タイプを指定する。
8-2	Number of Main Power Generator (主発電機の発電系統数)	主発電機の発電系統数を入力する。前提条件として、予備の系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値としてトレイン数は1を入力する。

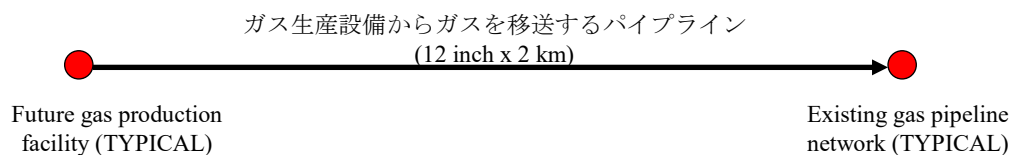
No.	インプットデータ項目	入力方法
8-3	Percent of Main Power Load (主発電機 1 系統分の発電容量の割合)	上記の処理系統数に関連して、全発電量における主発電機の発電容量の割合を入力する。前提条件として、予備の系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として 1 トレーンで全発電量を発電すると入力する。
8-4	Power Generator Selection (主発電機の型式)	主発電機の型式を指定する。設備規模に関わらず、一定（共通）の入力値として、ガス処理設備構成に基づく電力消費量がソフト内部で計算され、必要電力量に応じた主発電機が自動選定される「Internally Determined」を指定する。
9.	その他付帯設備	
9-1	Number of People in Operation Camp (運転要員キャンプの収容延べ人数)	設備運転要員のキャンプの収容可能な延べ人数を入力する。8 時間 3 交代制を想定した運転要員に加えて、管理者、保全要員、事務方及びゲストの宿泊を考慮したキャンプの収容人数を設備規模ごとに想定し入力する。必要な規模のキャンプ設備が収容人数に関係してコスト算定される。
9-2	Number of People in Construction Camp (建設要員キャンプの収容延べ人数)	設備建設要員のキャンプの収容可能な延べ人数を入力する。建設要員が宿泊するキャンプの収容人数を設備規模に応じて想定し入力する。必要な規模のキャンプ設備が収容人数に関係してコスト算定される。

### (3) 国内既発見ガス田のガス生産設備からのガス移送パイプライン

将来建設されるガス生産設備から既存ガスパイプラインネットワークまでガスを搬送するためのパイプラインの建設費については、下記の条件を一律に適用して算定する。

- パイプ材質： API5L Gr.X60 with 3LPE coating
- 口径： 12 inch
- 肉厚： 0.312 inch
- 敷設距離： 2 km (各パイプライン一律)
- コンクリートコーティング： 不要
- 建設費単価： 0.5 mill. USD/km

移送パイプラインの全体概要図を以下に示す。



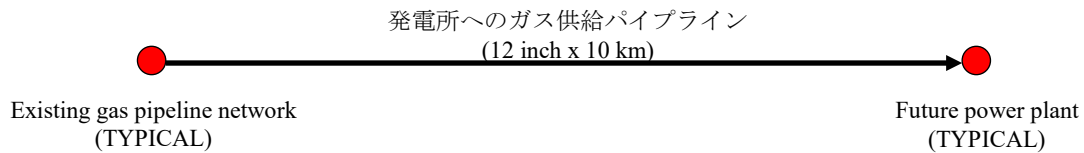
### (4) 発電所へのガス供給パイプライン

既存ガスパイプラインネットワークから将来建設される発電所へガスを供給するためのパイプラインの建設費については、下記の条件を一律に適用し算定する。

- パイプ材質： API5L Gr.X60 with 3LPE coating
- 口径： 12 inch
- 肉厚： 0.312 inch
- 敷設距離： 10 km (各パイプライン一律)

- コンクリートコーティング： 不要
- 建設費単価： 0.5 mill. USD/km

供給パイプラインの全体概要図を以下に示す。



## (5) 輸入ガス開発費

### (a) LNG 受入基地

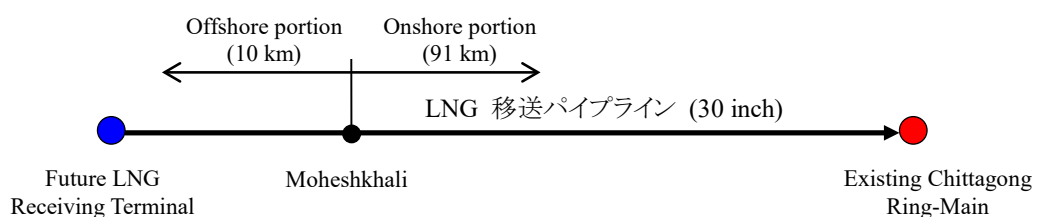
港湾施設や再ガス施設を含め、200,000 kl LNG タンク 2 基で、USD 500 million と見積もられている。

### (b) LNG 移送パイプライン

LNG 移送パイプラインの建設費については、下記の条件に基づき算定する。

- パイプ材質： API5L Gr.X60 with 3LPE coating
- 口径： 30 inch
- 肉厚： 0.562 inch
- 敷設距離： 10/91 km (洋上部/陸上部)
- コンクリートコーティング： 洋上部のみ施工
- 建設費単価： 1.5 mill. USD/km (洋上部)  
1.1 mill. USD/km (陸上部)

移送パイプラインの全体概要図を以下に示す。



## 4. コスト算定結果

3 項で述べたコスト算定条件及び仮定条件に基づき、将来のガス供給量の増加を実現するために必要となる国内ガス田の開発費及び輸入ガス開発費を以下に算定する。

### (1) 探査と掘削コスト（残存埋蔵量 2P）

天然ガス開発費の算定の一環として、地震探査および坑井掘削に係わる費用について、Petrobangla およびその傘下の会社やニュースメディアのウェブサイト情報に基づき概略的な算定を行った。

#### 1) 地震探査費

##### (a) 地震探査におけるデータ取得

地震探査または地震探鉱 (seismic survey) における調査 (現場におけるデータ取得) 方法には、2 次元と 3 次元とがある。このうち 2 次元地震探査は主として探鉱段階で行われるのに対し、3 次元地震探査は、試掘により有望な油・ガス層が確認された場合に、その後の油・ガス田の評価段階や開発段階で油・ガス田の規模および構造を確認する目的で行われる。加えて、油・ガス田の開発段階では、より適切な貯留層管理を目的として実施されることもある。

地震探査費用の算定は、調査方法が 2 次元か 3 次元かによってその方法が異なる。2 次元探査の場合は調査測線長に、3 次元探査の場合は調査面積によっておおよその費用が決まる。ただし、例えば、調査対象地域の環境条件の違いにより、調査仕様が変更されることがあるため、測線長や面積のみで費用を推定することが難しい場合もあるという点に留意が必要である。

##### (b) 地震探査費の分析

最近の 4、5 年間に実施された地震探査に関して、2 次元探査については地震探査費と測線長との関係、3 次元探査については地震探査費と面積との関係にそれぞれ注目し、データを整理した (表 7)。また、それらの整理したデータに基づき、2 次元探査については測線長 1km あたり、3 次元探査については 1km<sup>2</sup> あたりの地震探査費の概算をそれぞれ行った (表 7)。

表 7 には、これまでに探査費の分析を行った地震探査について、ガス田/地域名、測線長 (2 次元探査の場合)、面積 (3 次元探査の場合)、作業期間、探査費などを示す。同表に示したように、探査費の分析に必要なデータを収集できた地震探査プロジェクトは 3 プロジェクトのみであり、このうち 2 次元探査は 1 プロジェクト、3 次元探査は 2 プロジェクトである。探査費の分析という観点から、2 次元探査に関してはデータが不十分と考えられる。

2 次元および 3 次元地震探査の費用の分析結果は、

表 7 にも示したように、以下のとおりまとめられる。

- 2 次元地震探査 : 5.1 千米ドル/line-km
- 3 次元地震探査 : 12.0~18.5 千米ドル/km<sup>2</sup>



表 7 地震探査費の分析

2015年10月現在

地域/ガス田	測線長 (line-km)	面積 (sq km)	作業期間	推定地震探査費				備考
				費用総額		費用/line- km	費用/km <sup>2</sup>	
				百万タカ	百万米ドル	千米ドル	千米ドル	
Dhaka, Manikganj, Shariatpur, Faridpur, Gopalganj, Madaripur, Khulna, Netrokona, Kishoreganj, Sunamganj, Habiganj, Sylhet, Maulavibazar and Bhola	1,800	—	2012年12月(?)~(作 業中)	711.3	9.15	5.1	—	
Titas	—	335	2010~2012年(詳細 不明)	784.5 (2ガス田)	10.09 (2ガス田)	—	18.5	・ Appraisal of Gas Field (3-D Seismic) (Titas, Bakhrabad, Sylhet, Kailashtila and Rashidpur) Project (Revised)
Bakhrabad	—	210						
Sylhet	—	190						
Kailashtila	—	190		859.5 (3ガス田)	11.05 (3ガス田)	—	15.7	
Rashidpur	—	325						
Sunetra	—	260	2013年5月(?)~(作 業中)	1,825.0 (6ガス田/地 域、計 1,950km <sup>2</sup> )	23.47 (6ガス田/地 域、計 1,950km <sup>2</sup> )	—	12.0	
Shahbazpur	—	600						
Srikail	—	150						
Sundalpur-Begumganj	—	440						
Narsingdi	—	200						
Habiganj	—	300						

注：バングラデシュ タカ(BDT)から米ドルへの換算レートは、2015年1月1日のレート(1 BDT = 0.01286 USD)を使用

出典：Perobangla の 2012 年版年報と BAPEX の 2013 年版および 2014 年版年報に基づき作成

新規ガス田の探鉱には実際には多大な時間と労力が必要となる。また、データ解析の技術も必要となるが、ここではある程度特定された場所を想定し、実際に IOC が費やした金額を考慮した。

その際の価格は 2D 探査 USD3million (80 L Km)、3D 探査 USD28million (400 km<sup>2</sup>)であると推定されている。

## 2) 坑井掘削費

### (a) 坑井の種類

探鉱段階で対象となるのは、試掘井 (exploration well または exploratory well) と評価井 (appraisal well) である。試掘井は通常、石油・天然ガスが未発見の地域において掘削される。しかし、既開発の油田あるいはガス田であっても、生産中の油層あるいはガス層以外の新しい油・ガス層を探す目的で、例えば、より深部への掘削が行われる場合も、その坑井は試掘と呼ばれる。もし試掘により石油・天然ガスが発見されれば、その発見された油・ガス層の広がり (規模) を確認する目的で評価井が掘削されることになる。また、その後の開発段階に掘削される坑井の多くは開発井 (development well) と呼ばれる。

### (b) 坑井掘削費に影響を及ぼす要因

坑井掘削費用は、主に掘削リグの 1 日あたりの単価、掘削作業期間などによって決まる。このことから坑井掘削費全体は、1 日あたりの単価に作業日数を掛けたものでおおよそ推定できる。坑井掘削費の算定の点では、上記の坑井の種類の違いは特に問題とならない。

坑井掘削作業における作業期間に影響を及ぼすものには、さまざまな要因がある。一般には例えば、以下の要因が挙げられる。

- 掘削深度
- 地下の地質条件
- 地下の圧力・温度条件
- 坑井の種類（垂直井、傾斜井、水平井）
- 坑井の産出テストの期間

しかし、上記のうち掘削深度以外については、情報がまったく得られていないか、あるいは不十分なため、実際には検討することはできなかった。

### 3) 坑井掘削費の分析

上記の項で述べたことを踏まえ、「バ」国においてこれまでに掘削された坑井のうち、以下のデータについて比較的信頼性が高いと考えられるものについてのみ坑井掘削費用の分析を行った。

- 1 坑あたりの推定掘削費
- 掘削深度
- 坑井種別（垂直井または傾斜井）
- 作業期間

これまでに掘削費の分析を行った坑井について、坑井名、坑井の種類、坑井深度（掘削深度）、作業期間、掘削費などを表 8 に示す。同表に示したように、これまでに掘削費の検討を終えた坑井は全部で 10 坑のみである。坑井の種類の内訳は、垂直井が 9 坑（坑井の種類が未確認のものも含む）で、傾斜井が 1 坑である。この点を考慮し、掘削費と坑井深度との関係についてプロットしたものを図 7 に示す。このプロットにあたっては、掘削費がすべて推定値であることから、坑井深度は基本的には予定の掘削深度を用いるべきであるが、予定深度のデータが得られていない坑井については、実績の掘削深度で代用した。

一般に、坑井深度と掘削費との間には経験的に指数関数的な関係があることが知られている。ある掘削深度の情報が与えられれば、それに対応する掘削費をおおよそ把握することが可能である。しかし、図 7 ではそのような関係ははっきりと認められない。これは主として、以下の理由によると考えられる。

- データセットが少ない
- 掘削深度の幅が比較的狭い範囲（おおよそ 2,900~3,700m の間）に収まっている

加えて、「バ」国の場合、坑井掘削費を分析するにあたって、一つ注意すべき点がある。それは、掘削コントラクターの違いにより推定掘削費が大きく異なるという点である。すなわち、近年、掘削作業の一部をロシアの Gazprom が請け負っているが、彼らが掘削した坑井の推定掘削費は、BAPEX によって掘削された坑井の推定掘削費の少なくとも 2 倍程度になっている。例えば、表 8 に示す Rashidpur-8 は Gazprom によって掘削され、予定深度は 2,902m で、推定掘削費は約 2,200 万米ドルである。これに対し、Fenchuganj-5 は BAPEX によって掘削され、予定深度は 3,100m で、推定掘削費は約 980 万米ドルである。

### 4) モデル坑井の掘削費の算定

上述の結果を踏まえ、モデル坑井として掘削深度が 3,000m と 4,500m の 2 つについて掘削費を設定することを暫定的に提案する。このうち掘削深度が 3,000m のケースについては、上記のように、「バ」国で実際に掘削された坑井の深度の範囲から、一つのモデルとして適用できると考えられることによる。一方、掘削深度が 4,500m のケースについては、現在掘削が行われている試掘井 Mubarakpur-1 の予定深度が 4,500 (+) m となっており、少なくとも 4,500m までは掘削されること

と、2年前に掘削された試掘井 Sunetra-1 の予定深度も 4,500m（実績は 4,683m）であったことに基づく。

- 掘削深度 3,000m のモデル坑井：

表 8 中の Fenchuganj-5 の掘削費のデータを用いて計算すると、掘削深度 3,000m に対応する掘削費は、約 9.5 百万米ドルとなる。

- 掘削深度 4,500m のモデル坑井：

表 8 中の Mubarakpur-1 と Sunetra-1 の掘削費のデータを用いて平均すると、掘削深度 4,500m に対応する掘削費は、約 10.9 百万米ドルとなる。

掘削費に関しては、4 本の開発井戸を想定し、そのまま生産井戸に転換するものと仮定した。最近の BGFCL のケースを参考に、USD 60 million とした。

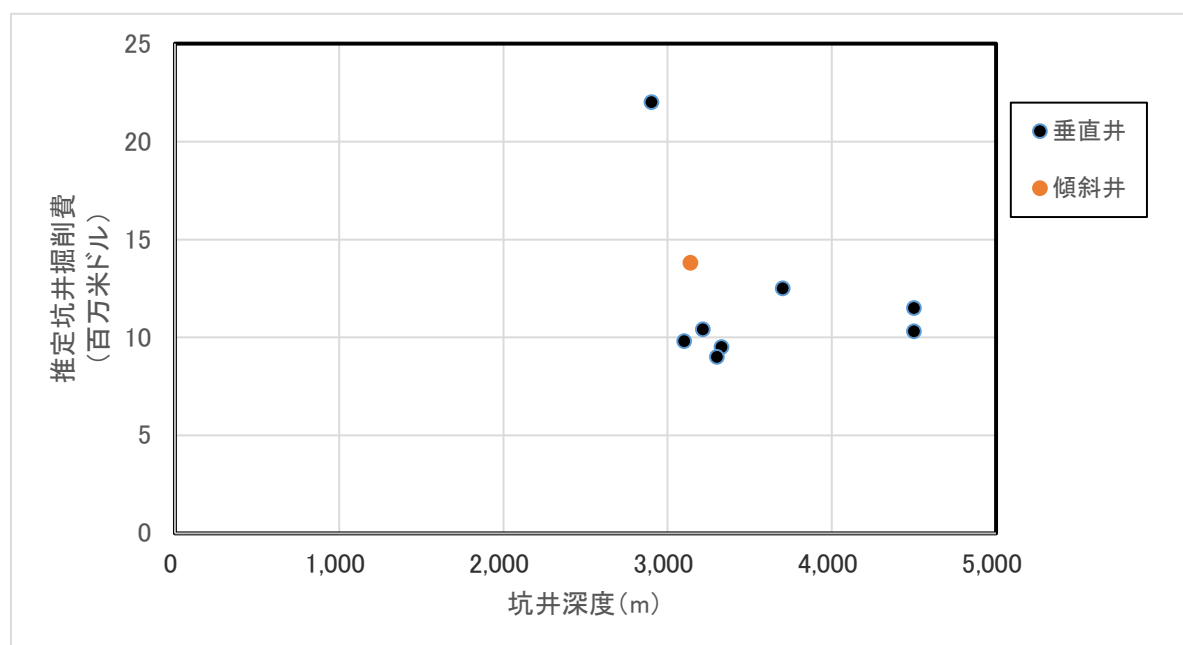
表 8 坑井掘削費の分析

2015年10月現在

坑井名	試掘井/ 評価井/ 開発井	坑井の種類	坑井深度 (m)		作業期間	推定坑井掘削費		備考
			予定	実績		百万タカ	百万米ドル	
Titas-27	開発井	傾斜井	(N/A)	3,138	2013年11月19日～ 2014年4月11日	1,070	13.8	
Mubarakpur-1	試掘井	垂直井?	4,500 (+)	(掘削中)	2014年8月22日～	892.6	11.5	・ Mubarakpur Oil/Gas Exploration Well Drilling Project
Sundalpur-1	試掘井	垂直井?	(N/A)	3,327	2010年12月21日～ 2011年3月11日	736.5	9.5	・ 発見井
Kapasia-1	試掘井	垂直井?	(N/A)	3,301	2012年2月6日～2012 年4月13日	701.7	9.0	・ Kapasia Oil/Gas Exploration Well Drilling (改訂) ・ 不成功
Srikail-2	評価井	垂直井?	(N/A)	3,214	2012年5月5日～2012 年6月29日	811.2	10.4	・ Srikail Oil/Gas Exploration Well Drilling Project (Well #2) ・ 発見井
Fenchuganj-5	開発井	垂直井	3,100	3,137	2013年9月27日～ (?)	760	9.8	・ Salda # 3, 4 & Fenchuganj # 4, 5 Gas Field'a Development Projectの一部 ・ 不成功
Sunetra-1	試掘井	垂直井	4,500	4,683	2012年8月10日～ 2013年3月18日	802.5	10.3	・ Sunetra Oil/Gas Exploration Well Drilling Project ・ 不成功
Rashidpur-8	開発井	垂直井	2,902	2,990	(?)～2014年8月27 日	1705.0	21.9	・ 掘削はGazpromが請負
Rupganj-1	試掘井	垂直井	3,700	3,615	(N/A)	970	12.5	・ 発見井
Sundalpur-2	開発井	垂直井?	3,250	-	-	754.5	9.7	・ 掘削は未着手

注： Bangladesh タカ(BDT) から米ドルへの換算レートは、2015年1月1日のレート(1 BDT = 0.01286 USD)を使用

出典： Perobangla の 2012 年版および 2013 年版年報等に基づき作成



出典： Perobangla の 2012 年版および 2013 年版年報等に基づき作成

図 7 推定坑井掘削費と坑井深度のプロット

## (2) 設備建設費

将来のガス供給量の増加に要するガス生産設備の建設費は、以下の条件で算定を行うこととした。

### (a) 国内既発見ガス田のガス生産設備

前述している通り、現在バングラデシュ国において開発段階に移行する新規ガス田はなく、既存ガス田における増産計画はあるものの、その殆どが既設ガス生産設備で処理可能であるため、ガス生産設備の新規建設は不要となる。但し、新規ガス生産設備の建設を唯一必要とする Titas ガス田に関しては、80 MMscfd のガスが増産される計画となっている。

しかしながら、これらのペトロバングラ計画は、2017 年までの短期的なガス開発計画のみが計上されており、2018 年以降に関しては明確な計画がないため、その計画に基づくガス田開発に要する資金計画の策定は困難である。

一方、世界銀行の調査報告書「Consulting Services for Preparation of Implementation and Financing Plan for Gas Sector Development」（2012 年 12 月報告）では、2030 年までの長期的な生産見通しが立てられており、資金計画の策定が可能となる。よって、本検討においては、資金の年度ごとの計画が必須となるため、この調査報告書に示されている生産見通しに基づき、国内既発見ガス田の開発に必要となるガス生産設備の建設費を算定する。

同調査報告書に記されるガス田ごとの生産計画の予測データを表 9 に示す。

表 9 ガス田ごとのガス生産見通し

Field wise predicted production																					
Titas																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		450	450	480	600	600	600	600	600	600	600	500	500	450	400	300	250	250	250	200	200
Yearly Production, tcf		0.1643	0.1643	0.1752	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	0.219	0.1825	0.1825	0.1643	0.146	0.1095	0.0913	0.091	0.091	0.073	0.073	
Remaining Reserve, tcf	3.073	2.9088	2.7445	2.5693	2.3503	2.1313	1.9123	1.6933	1.4743	1.2553	1.0728	0.8903	0.7261	0.5801	0.4706	0.3793	0.288	0.197	0.1238	0.051	
Habiganj																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		250	250	250	250	200	200	100	100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	20	
Yearly Production, tcf		0.0913	0.0913	0.09125	0.0913	0.073	0.073	0.0365	0.0365	0.01825	0.0183	0.0183	0.0183	0.0183	0.0183	0.0183	0.018	0.018	0.0183	0.007	
Remaining Reserve, tcf	0.8363	0.7451	0.6538	0.56255	0.4713	0.3983	0.3253	0.2888	0.2523	0.23405	0.2158	0.1976	0.1793	0.1611	0.1428	0.1246	0.106	0.088	0.0698	0.063	
Bakhrabad																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		30	30	30	50	50	80	80	80	80	80	80	80	70	70	50	50	50	50	20	
Yearly Production, tcf		0.011	0.011	0.01095	0.0183	0.01825	0.0292	0.0292	0.0292	0.0292	0.0292	0.0292	0.0292	0.0256	0.0256	0.0183	0.018	0.018	0.0183	0.007	
Remaining Reserve, tcf	0.514	0.5031	0.4921	0.48115	0.4629	0.44465	0.4155	0.38625	0.3571	0.32785	0.2987	0.2695	0.2403	0.2147	0.1892	0.1709	0.153	0.134	0.1162	0.109	
Meghna																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		10	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Yearly Production, tcf		0.0037	0.0037	0.00365	0.0037	0.00385	0.0037	0.00385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Remaining Reserve, tcf	0.0312	0.0276	0.0239	0.02025	0.0166	0.01295	0.0093	0.00565	0.0057	0.00565	0.0057	0.0057	0.0057	0.0057	0.0057	0.0057	0.006	0.006	0.0057	0.006	
Narsingdi																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		30	30	30	30	30	30	30	30	20	20	20	20	20	20	15	15	10	0	0	
Yearly Production, tcf		0.011	0.011	0.01095	0.011	0.01095	0.011	0.01095	0.011	0.0073	0.0073	0.0073	0.0073	0.0073	0.0073	0.0055	0.005	0.004	0	0	
Remaining Reserve, tcf	0.1547	0.1438	0.1328	0.12185	0.1109	0.09995	0.089	0.07805	0.0671	0.0598	0.0525	0.0452	0.0379	0.0306	0.0233	0.0178	0.012	0.009	0.0087	0.009	
Sylhet																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		10	10	10	25	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	15	10	10	0	0	
Yearly Production, tcf		0.0037	0.0037	0.00365	0.0091	0.009125	0.0091	0.00913	0.0091	0.00913	0.0091	0.0073	0.0073	0.0073	0.0073	0.0055	0.004	0.004	0	0	
Remaining Reserve, tcf	0.1255	0.1219	0.1182	0.11455	0.1054	0.0963	0.0872	0.07805	0.0689	0.0598	0.0507	0.0434	0.0361	0.0288	0.0215	0.016	0.012	0.009	0.0087	0.009	
Beanibazar																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	10	10	10	0	0	0	0	
Yearly Production, tcf		0.0051	0.0051	0.00511	0.0051	0.00511	0.0051	0.00511	0.0051	0.00511	0.0051	0.0051	0.0051	0.0037	0.0037	0.0037	0	0	0	0	
Remaining Reserve, tcf	0.136	0.1309	0.1258	0.12067	0.1156	0.11045	0.1053	0.10023	0.0951	0.09001	0.0849	0.0798	0.0747	0.071	0.0674	0.0637	0.064	0.064	0.0637	0.064	
Rashidpur																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		50	70	70	100	150	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	200	200	200	200	
Yearly Production, tcf		0.0183	0.0256	0.02555	0.0365	0.05475	0.073	0.073	0.0913	0.09125	0.0913	0.0913	0.0913	0.0913	0.0913	0.0913	0.073	0.073	0.073	0.073	
Remaining Reserve, tcf	1.949	1.9308	1.9052	1.87965	1.8432	1.7884	1.7154	1.6424	1.5512	1.4599	1.3687	1.2774	1.1862	1.0949	1.00	0.9124	0.839	0.766	0.6934	0.62	
Kailashtila																					
Daily Production, mmcf	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		100	100	100	150	150	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	200	200	200	200	
Yearly Production, tcf		0.0365	0.0365	0.0365	0.0548	0.05475	0.073	0.073	0.0913	0.09125	0.0913	0.0913	0.0913	0.0913	0.0913	0.0913	0.073	0.073	0.073	0.073	
Remaining Reserve, tcf	2.2229	2.1864	2.1499	2.1134	2.0587	2.0039	1.9309	1.8579	1.7667	1.6754	1.5842	1.4929	1.4017	1.3104	1.22	1.1279	1.055	0.982	0.9089	0.836	

Field wise predicted production																				
Saldanadi																				
Daily Production, mmcf/d	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Yearly Production, tcf	0.0073	0.0091	0.0073	0.0066	0.005475	0.0051	0.00365	0.0033	0.00256	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.2149	0.2076	0.1985	0.19118	0.1846	0.17913	0.174	0.17037	0.1671	0.16453	0.1645	0.1645	0.1645	0.1645	0.16	0.1645	0.165	0.165	0.1645	0.165
Fenchuganj																				
Daily Production, mmcf/d	35	50	60	60	55	50	45	40	40	35	35	25	20	0	0	0	0	0	0	0
Yearly Production, tcf	0.0128	0.0183	0.0219	0.0219	0.020075	0.0183	0.01643	0.0146	0.0128	0.0128	0.0091	0.0073	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.30	0.2902	0.272	0.26008	0.2282	0.2081	0.1899	0.17343	0.1588	0.14423	0.1315	0.1187	0.1096	0.1023	0.10	0.1023	0.102	0.102	0.1023	0.102
Shahbazpur																				
Daily Production, mmcf/d	8	50	50	60	60	60	60	70	70	70	60	55	50	40	30	0	0	0	0	0
Yearly Production, tcf	0.0029	0.0183	0.01825	0.0219	0.0219	0.0219	0.0219	0.02555	0.0256	0.02555	0.0219	0.0201	0.0183	0.0146	0.011	0	0	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.27	0.2671	0.2488	0.23058	0.2087	0.18678	0.1649	0.13933	0.1138	0.08823	0.0663	0.0463	0.028	0.0134	0.002	0.002	0.002	0.0025	0.0025	0.002
Semutang																				
Daily Production, mmcf/d	12	10	20	25	25	25	30	30	30	25	25	20	15	15	12	12	10	10	10	10
Yearly Production, tcf	0.0044	0.0037	0.0073	0.0091	0.009125	0.0091	0.01095	0.011	0.01095	0.0091	0.0091	0.0073	0.0055	0.0044	0.004	0.004	0.0037	0.004	0.004	0.004
Remaining Reserve, tcf	0.3173	0.3129	0.3093	0.30197	0.2928	0.28372	0.2746	0.26365	0.2527	0.24175	0.2326	0.2235	0.2162	0.2107	0.205	0.201	0.196	0.193	0.1892	0.186
Jalalabad																				
Daily Production, mmcf/d	180	180	230	230	200	200	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yearly Production, tcf	0.0857	0.0857	0.08395	0.084	0.073	0.073	0.0365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.565	0.4993	0.4336	0.34965	0.2657	0.1927	0.1197	0.0832	0.0832	0.0832	0.0832	0.0832	0.0832	0.0832	0.083	0.083	0.083	0.083	0.0832	0.083
Maulavibazar																				
Daily Production, mmcf/d	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	0	0	0
Yearly Production, tcf	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.0146	0.015	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.249	0.2344	0.2198	0.2052	0.1906	0.176	0.1614	0.1468	0.1322	0.1176	0.103	0.0884	0.0738	0.0592	0.045	0.030	0.015	0.015	0.0154	0.015
Bibiana																				
Daily Production, mmcf/d	760	760	1000	1000	1000	1200	1200	1200	1200	1200	800	600	400	200	150	100	100	100	100	50
Yearly Production, tcf	0.2774	0.2774	0.365	0.365	0.365	0.438	0.438	0.438	0.438	0.438	0.292	0.219	0.146	0.073	0.0548	0.037	0.037	0.0365	0.0365	0.018
Remaining Reserve, tcf	4.8998	4.6224	4.345	3.98	3.615	3.25	2.812	2.374	1.936	1.498	1.06	0.768	0.549	0.403	0.330	0.275	0.239	0.202	0.1657	0.147
Sangu																				
Daily Production, mmcf/d	9	8	8	8	8	8	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yearly Production, tcf	0.0033	0.0029	0.00292	0.0029	0.00292	0.0029	0.00292	0.0029	0.0029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.1	0.0967	0.0938	0.09088	0.088	0.085035	0.0821	0.0792	0.0763	0.07628	0.0763	0.0763	0.0763	0.0763	0.076	0.076	0.076	0.076	0.0763	0.076
Bangura																				
Daily Production, mmcf/d	103	100	100	100	100	100	100	70	50	40	30	20	10	10	0	0	0	0	0	0
Yearly Production, tcf	0.0376	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0365	0.0256	0.01825	0.0146	0.011	0.0073	0.0037	0.0037	0	0	0	0	0
Remaining Reserve, tcf	0.364	0.3264	0.2899	0.25341	0.2169	0.180405	0.1439	0.10741	0.0819	0.06361	0.049	0.0381	0.0308	0.0271	0.023	0.023	0.023	0.0235	0.0235	0.023

出典：報告書「Consulting Services for Preparation of Implementation and Financing Plan for Gas Sector Development」（2012年12月）のAnnexure 3に基づく情報

表 10 に示す生産計画は、同調査報告書の Annexure 3 にて報告されており、Petrobangla との協議において承認を得た情報である。従って、本項では既発見ガス田が同生産計画に従い拡張されることを前提とし、生産拡張に必要となるガス生産設備の建設費を算出する。

この Annexure 3 では、各ガス田における毎年の予測生産量が 1 日あたりの生産量で示されており、2030 年までの予測が立てられているので、各ガス田におけるピーク生産量(a)とピーク生産年が同資料から読み取れる。

一方、各ガス田で稼働しているガス生産設備の現在の設備容量(b)は、Petrobangla の年次報告書 2012 で確認できる。

これらの資料から得られる情報を 表 10 に示す。

**表 10 各ガス田における現在の設備容量に対する予測ピーク生産量**

Serial No.	ガス田名称	操業会社	予測ピーク生産量 (a) [MMscfd]	現在の設備容量 (b) [MMscfd]	追加設備容量 (a - b) [MMscfd]	ピーク生産年 [MMscfd] (注記 *2)
1	Titas	BGFCL	600	452	148	2015
2	Habiganj	同上	250	240	0 (注記 *1)	2012
3	Bakhrabad	同上	80	33	47	2017
4	Kailashtila	同上	250	80	170	2019
5	Rashidpur	同上	250	49	201	2019
6	Sylhet	SGFL	25	11	14	2015
7	Meghna	同上	10	11	0 (注記 *1)	2012
8	Narshingdi	同上	30	30	0	2012
9	Beanibazar	同上	14	14	0	2012
10	Fenchuganj	同上	60	40	20	2014
11	Saldanadi	BAPEX	25	20	0 (注記 *1)	2013
12	Shahbazpur	同上	70	30	40	2018
13	Semutang	同上	30	12	18	2018
14	Sangu	SANTOS	9	9	0	2012
15	Jalalabad	CHEVRON	230	230	0	2014
16	Moulavibazar	同上	40	60	0	2012
17	Bibiyana	同上	1200	770	430	2017
18	Bangura	TULLOW	103	100	0 (注記 *1)	2012

出典：Petrobangla の年次報告書 2012 及び報告書「Consulting Services for Preparation of Implementation and Financing Plan for Gas Sector Development」(2012 年 12 月) に基づく情報)

注記：

\*1：予測ピーク生産量(a)が現在の設備容量(b)と殆ど同じなので、対象ガス田への追加投資は行われぬものとする。

\*2：各ガス田のピーク生産年は、2012 年時点で予測されたものである。



表 10 に示すとおり、某ガス田で現在の設備容量(b)を超えたガス量が生産される場合、超過分のガスを処理するためにガス生産設備の追加設置が必要となる。つまり、追加設置されるガス生産設備は、同表の追加設備容量(a - b)を有する必要があり、対象ガス田は Titas、Bakhrabad、Sylhet、Kailashtila、Rashidpur、Fenchuganj、Shahbazpur、Semutang 及び Bibiyana の 9 つとなる。よって、ガス生産設備のコスト算定は、これら 9 ガス田における追加設備容量(a - b)に基づき行うものとする。

なお、Titas ガス田においては近い将来に 80 MMscfd の新規ガス生産設備が建設される計画であるが、表 10 で 2015 年に予測されている 600 MMscfd の予測ピーク生産量(a)は、2012 年に掲げられた過去の値であるため、同表中の追加設備容量(a - b)の 148 MMscfd はこの 80 MMscfd を含むと考えられる。従って、Titas ガス田におけるガス生産設備の建設費は、148 MMscfd とし算出する。また、他のガス田に関しては、予測ピーク生産量(a)が現在の設備容量(b)より小さい、あるいは殆ど同等であるため、追加設備投資は行われたいものとする。

上記より、各ガス田において将来設置されるガス生産設備の建設費を以下に算定する。表 10 より、対象ガス田における追加設備容量(a - b)は最大 430 MMscfd、最小 14 MMscfd となり、大きなバラツキがある。プラント建設工事の分野では、建設費の簡易算定方法として、建設費が設備容量の 0.6 乗に比例する経験則がしばしば用いられるが、算定対象設備の容量の差が大きいため、本検討では全ての設備容量を概ねカバーする容量として 20、40、150、200 及び 400 MMscfd の設備を対象とした建設費を積算ソフトウェア OGM で算定し、これらの算定結果をもとに対象ガス田におけるガス生産設備の建設費を推算する。

まず、20、40、150、200 及び 400 MMscfd の設備容量に対する建設費を OGM で算定する。本章最終頁に添付した表 21 に示す主なインプットデータを入力した場合のガス生産設備の OGM 算定結果を表 11 に示す。

表 11 ガス生産設備（20、40、150、200 及び 400 MMscfd）建設費の OGM 算定結果

Cost Item	Plant Capacity (MMscfd)				
	20	40	150	200	400
<b>Procurement &amp; Fabrication, Installation</b>	<b>14,003.2</b>	<b>15,769.4</b>	<b>24,244.8</b>	<b>27,872.2</b>	<b>45,424.6</b>
<b>Separation System</b>	1,221.3	1,639.0	4,349.5	6,181.9	12,935.2
Production Manifold	464.3	738.3	1,505.1	2,268.7	5,143.8
Separation	757.0	900.7	2,844.4	3,913.2	7,791.4
<b>Gas Dehydration System</b>	1,655.1	2,506.3	5,989.6	6,982.3	13,717.5
GasDehydration1	1,655.1	2,506.3	5,989.6	6,982.3	13,717.5
<b>Condensate Recovery &amp; Storage System</b>	3,256.3	3,488.5	4,504.9	4,881.8	6,300.2
Crude Metering & Export	137.6	132.2	123.3	123.3	121.5
Tankage	3,118.7	3,356.3	4,381.6	4,758.5	6,178.7
<b>Water Treatment System</b>	550.1	581.6	784.0	857.0	1,158.4
Produced Water	151.1	155.0	190.5	195.3	286.7
Drain Effluent Water	399.0	426.6	593.5	661.7	871.7
<b>Utility &amp; Support Systems, Others</b>	7,320.4	7,554.0	8,616.8	8,969.2	11,313.3
GasCompression1	356.2	376.4	387.0	391.7	410.2
Relief	217.3	261.3	577.8	649.2	709.3
Flare	160.0	175.9	263.1	302.8	461.4
Power Generation	1,100.8	1,100.8	1,100.8	1,100.8	1,100.8
Power Distribution	1,273.3	1,330.2	1,283.7	1,303.4	1,383.4
Heating Medium	0.0	0.0	196.3	205.0	309.4
Instrument Air	295.8	298.3	312.2	330.6	363.8
Utility Air	70.4	73.3	89.2	95.0	109.6
Fuel Gas	97.8	99.8	128.0	131.8	141.5
Diesel Fuel	213.9	217.0	233.3	239.2	254.2
Fire Protection	729.9	741.7	841.0	884.8	982.5
Control Center	1,472.5	1,472.5	1,472.5	1,472.5	2,667.8
Buildings	576.6	583.6	583.0	584.3	602.3
Site Preparation	100.0	107.7	154.7	173.5	227.4
Site Mgt	655.9	715.5	994.2	1,104.6	1,589.7
<b>Infrastructure &amp; Other Cost</b>	<b>2,735.5</b>	<b>2,762.0</b>	<b>4,389.2</b>	<b>4,443.6</b>	<b>7,206.8</b>
<b>Infrastructure</b>	2,500.0	2,500.0	4,000.0	4,000.0	6,500.0
Construction Camp	1,000.0	1,000.0	2,000.0	2,000.0	4,000.0
Operations Camp	1,500.0	1,500.0	2,000.0	2,000.0	2,500.0
<b>Other Cost</b>	235.5	262.0	389.2	443.6	706.8
Certification	70.0	78.8	121.2	139.4	227.1
Insurance	140.0	157.7	242.5	278.7	454.2
Land	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5
<b>Engineering &amp; Project Management</b>	<b>4,901.1</b>	<b>5,519.2</b>	<b>8,485.7</b>	<b>9,755.3</b>	<b>15,898.6</b>
<b>Engineering</b>	2,100.5	2,365.4	3,636.7	4,180.8	6,813.7
<b>Project Management</b>	2,800.6	3,153.8	4,849.0	5,574.5	9,084.9
<b>CAPEX</b>	<b>21,639.8</b>	<b>24,050.6</b>	<b>37,119.7</b>	<b>42,071.1</b>	<b>68,530.0</b>

出典：JICA 調査団

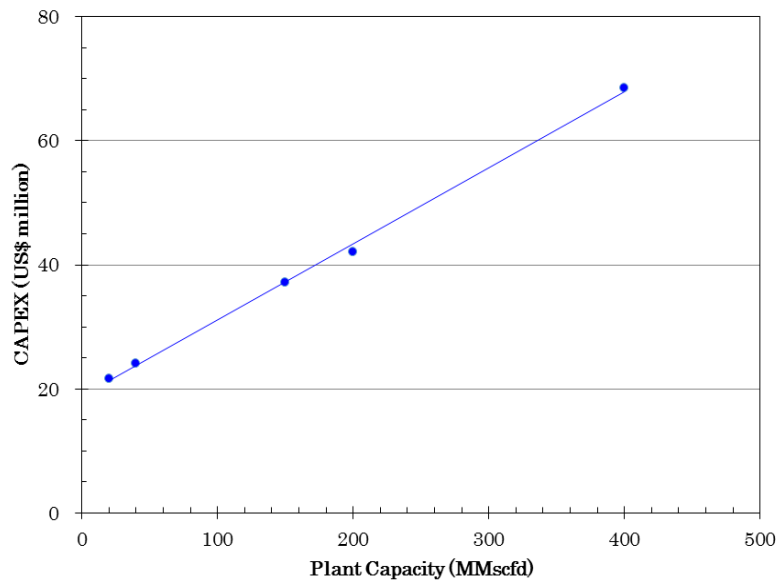
ここで、表 11 を主要な項目ごとにまとめると表 12 のとおり整理される。

表 12 ガス生産設備（20、40、150、200 及び 400 MMscfd）の建設費

設備容量 (MMscfd)	建設費 (百万米ドル)	建設費内訳(百万米ドル)			
		直接工事費		間接工事費	
		調達及び 設置費	インフラ等 の工事費、 他	設計費	プロジェク ト管理費
20	21.6	14.0	2.7	2.1	2.8
40	24.1	15.8	2.8	2.4	3.1
150	37.1	24.2	4.4	3.6	4.9
200	42.1	27.9	4.4	4.2	5.6
400	68.5	45.4	7.2	6.8	9.1

出典：JICA 調査団

表 12 より、OGM 算定結果を図にプロットすると 図 8 のとおりとなる。



出典：JICA 調査団

図 8 ガス生産設備（20、40、150、200 および 400MMscfd）の建設費

図 8 から、建設費は設備容量に応じてほぼ一定の割合で増加する傾向にあることが分かる。前述した通り、表 10 に示す追加設備容量(a - b)を有する 9 つのガス生産設備の建設費は、表 13 に示す建設費の増加傾向から推算すると、ガス処理プロセスをベースに算定した場合、表 12 のとおり推算される。

表 13 国内既発見ガス田のガス生産設備の建設費 (OGM 算定結果ベースの推算値)

Field Name	Sylhet	Semutung	Fenchuganj	Shahbazpur	Bakhrabad	Titas	Kailashtila	Rashidpur	Bibiyana
Gas Production Rate (MMscfd)	14	18	20	40	47	148	170	201	430
<b>Procurement &amp; Fabrication, Installation</b>	<b>13,533.4</b>	<b>13,857.6</b>	<b>14,019.7</b>	<b>15,640.7</b>	<b>16,208.0</b>	<b>24,393.9</b>	<b>26,176.9</b>	<b>28,689.4</b>	<b>47,249.4</b>
<b>Separation System</b>	1,180.3	1,208.6	1,222.7	1,625.6	1,684.5	4,376.2	4,696.1	6,363.2	13,454.9
Production Manifold	448.7	459.4	464.8	732.2	758.8	1,514.4	1,625.1	2,335.2	5,350.5
Separation	731.6	749.2	757.9	893.4	925.8	2,861.9	3,071.1	4,028.0	8,104.4
<b>Gas Dehydration System</b>	1,599.6	1,637.9	1,657.1	2,485.8	2,576.0	6,026.4	6,466.9	7,187.0	14,268.6
GasDehydration1	1,599.6	1,637.9	1,657.1	2,485.8	2,576.0	6,026.4	6,466.9	7,187.0	14,268.6
<b>Condensate Recovery &amp; Storage System</b>	3,147.0	3,222.4	3,260.1	3,460.0	3,585.5	4,532.6	4,863.9	5,024.9	6,553.3
Crude Metering & Export	132.9	136.1	137.7	131.1	135.9	124.0	133.1	126.9	126.4
Tankage	3,014.1	3,086.3	3,122.4	3,328.9	3,449.6	4,408.6	4,730.8	4,898.0	6,426.9
<b>Water Treatment System</b>	531.6	544.4	550.7	576.8	597.8	788.8	846.5	882.1	1,205.0
Produced Water	146.0	149.5	151.3	153.7	159.3	191.6	205.6	201.0	298.3
Drain Effluent Water	385.6	394.8	399.4	423.1	438.4	597.2	640.9	681.1	906.7
<b>Utility &amp; Support Systems, Others</b>	7,074.9	7,244.3	7,329.1	7,492.4	7,764.2	8,669.8	9,303.5	9,232.2	11,767.7
GasCompression1	344.3	352.5	356.7	373.3	386.9	389.3	417.8	403.2	426.7
Relief	210.0	215.1	217.6	259.2	268.6	581.3	623.8	668.2	737.8
Flare	154.6	158.3	160.2	174.4	180.8	264.7	284.1	311.6	479.9
Power Generation	1,063.9	1,089.4	1,102.1	1,091.8	1,131.4	1,107.6	1,188.5	1,133.1	1,145.0
Power Distribution	1,230.6	1,260.1	1,274.8	1,319.4	1,367.3	1,291.7	1,386.1	1,341.7	1,439.0
Heating Medium	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	197.5	211.9	211.0	321.8
Instrument Air	285.8	292.7	296.1	295.9	306.6	314.1	337.0	340.3	378.4
Utility Air	68.0	69.6	70.4	72.7	75.4	89.8	96.3	97.7	114.0
Fuel Gas	94.5	96.7	97.9	98.9	102.5	128.7	138.1	135.6	147.2
Diesel Fuel	206.8	211.7	214.2	215.2	223.0	234.7	251.9	246.2	264.4
Fire Protection	705.4	722.3	730.7	735.7	762.3	846.2	908.0	910.7	1,021.9
Control Center	1,423.2	1,457.3	1,474.4	1,460.6	1,513.6	1,481.7	1,590.0	1,515.8	2,775.1
Buildings	557.2	570.6	577.3	578.8	599.8	586.6	629.5	601.4	626.4
Site Preparation	96.6	99.0	100.1	106.8	110.7	155.7	167.0	178.6	236.5
Site Mgt	633.9	649.1	656.7	709.7	735.4	1,000.3	1,073.4	1,137.1	1,653.6
<b>Infrastructure &amp; Other Cost</b>	<b>2,255.6</b>	<b>2,309.6</b>	<b>2,336.6</b>	<b>2,606.8</b>	<b>2,701.3</b>	<b>4,065.6</b>	<b>4,362.8</b>	<b>4,781.6</b>	<b>7,874.9</b>
<b>Infrastructure</b>	2,061.4	2,110.7	2,135.4	2,359.5	2,445.1	3,705.2	3,976.0	4,304.2	7,102.5
Construction Camp	824.5	844.3	854.2	943.8	978.0	1,852.6	1,988.0	2,152.1	4,370.8
Operations Camp	1,236.8	1,266.4	1,281.3	1,415.7	1,467.0	1,852.6	1,988.0	2,152.1	2,731.7
<b>Other Cost</b>	194.2	198.9	201.2	247.3	256.3	360.5	386.8	477.3	772.4
Certification	57.7	59.1	59.8	74.4	77.1	112.3	120.5	150.0	248.2
Insurance	115.5	118.2	119.6	148.8	154.2	224.6	241.0	299.9	496.4
Land	21.0	21.5	21.8	24.1	24.9	23.6	25.3	27.4	27.9
<b>Engineering &amp; Project Management</b>	<b>4,716.2</b>	<b>4,829.2</b>	<b>4,885.7</b>	<b>5,450.5</b>	<b>5,648.2</b>	<b>8,500.9</b>	<b>9,122.3</b>	<b>9,997.8</b>	<b>16,465.7</b>
<b>Engineering</b>	2,021.2	2,069.6	2,093.9	2,335.9	2,420.7	3,643.2	3,909.5	4,284.8	7,056.7
<b>Project Management</b>	2,695.0	2,759.5	2,791.8	3,114.6	3,227.6	4,857.7	5,212.7	5,713.0	9,409.0
<b>CAPEX</b>	<b>20,505.2</b>	<b>20,996.4</b>	<b>21,242.0</b>	<b>23,698.0</b>	<b>24,557.6</b>	<b>36,960.4</b>	<b>39,662.0</b>	<b>43,468.8</b>	<b>71,590.0</b>

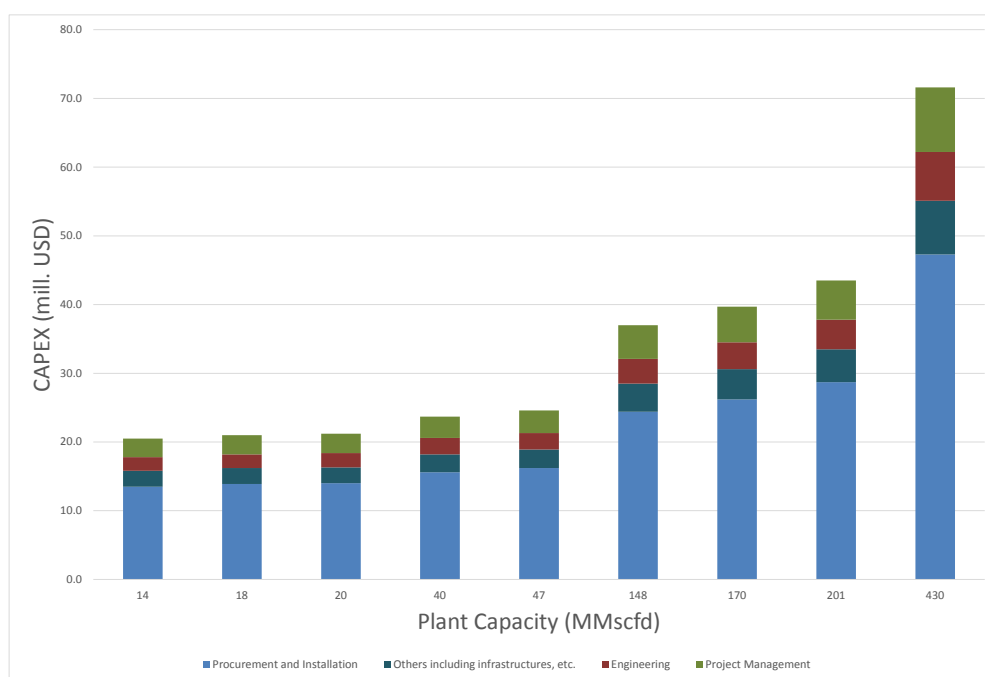
出典：JICA 調査団

ここで、表 13 を主要な項目ごとにまとめると表 14 のとおり整理される。

表 14 国内既発見ガス田のガス生産設備の建設費

Serial No.	ガス田名称	追加設備容量 (MMscfd)	建設費 (百万米ドル)	建設費内訳(百万米ドル)			
				直接工事費		間接工事費	
				調達及び設置費	インフラ等の工事費、他	設計費	プロジェクト管理費
1	Titas	148	37.0	24.4	4.1	3.6	4.9
3	Bakhrabad	47	24.6	16.2	2.7	2.4	3.3
4	Kailashtila	170	39.7	26.2	4.4	3.9	5.2
5	Rashidpur	201	43.5	28.7	4.8	4.3	5.7
6	Sylhet	14	20.5	13.5	2.3	2.0	2.7
10	Fenchuganj	20	21.2	14.0	2.3	2.1	2.8
12	Shahbazpur	40	23.7	15.6	2.6	2.4	3.1
13	Semutang	18	21.0	13.9	2.3	2.0	2.8
17	Bibiyana	430	71.6	47.3	7.8	7.1	9.4
Total		1088	302.8	199.8	33.3	29.8	39.9

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 9 国内既発見ガス田のガス生産設備の建設費内訳

図 9 に示す通り、ガス生産設備の建設費は、基本的に設備容量に影響して変動する。また、設備容量が小さい場合でも、必要となる設備構成は変わらず、各設備の規模が小さくなるのみであるため、設備規模が最小の 14 MMscfd とする Sylhet ガス田のケースでも約 20 mill. USD の建設費が必要となる。この設備容量は、一般的なガス開発プロジェクトにおいて最小規模に属すると考えられ、本ケースの建設費約 20 mill. USD が、各々のガス田に建設されるガス生産設備の「ベース費用」と考えられる。従って、このベース費用に設備容量の増加に応じた各種設備の費用が

加算され、ガス生産設備の建設費がガス田ごとに算定される。

なお、表 14 に示すコストは、5つのガス処理システムのみならず、発電・配電設備、燃料ガス供給設備、フレアー設備、防消火設備、計装空気設備、各種建屋等の費用を含む。

また、表 14 の算定結果の妥当性について、同規模の設備容量を有するガス生産設備の工事事例と比較することにより、以下に検証する。前述した通り、これら 9 つのガス生産設備の建設費は、図 8 に示す設備容量に対する OGM 算定結果の傾向から推算した理由から、図 8 のコストの妥当性を確認することによって確認する。

先ず、上記の工事事例では、設備容量 45 MMscfd の建設費が約 25.9 億円であった。これに対して、同じ設備容量を有するガス生産設備の建設費は 図 8 から約 24.3 mill. USD (1 ドル = 117 円で換算すると約 28.4 億円)と読み取れ、工事事例の建設費とほぼ同等の金額であることが分かる。このことから、表 14 の算定結果については、妥当性があると言える。

(b) 国内既発見ガス田のガス生産設備からのガス移送パイプライン

表 15 に示すガス田に将来建設されるガス生産設備から既設パイプラインネットワークにガスを移送するために 9 条のパイプラインの敷設が必要となる。これらのパイプラインは、当該ガス田近傍に敷設されているパイプラインネットワーク上のバルブステーションに接続されると考えられる。

これらのパイプライン建設費は、3 項(3) で記述した算定条件に基づき計算した場合、表 15 に示すとおり総額 9 百万米ドルと算定される。

**表 15 国内既発見ガス田のガス生産設備からのガス移送パイプラインの建設費**

Serial No.	始点	敷設距離 (km)	敷設単価 (百万米ドル /km)	建設費 (百万米ドル)
1	Titas gas field	2	0.5	1.0
3	Bakhrabad gas field	2	0.5	1.0
4	Kailashtila gas field	2	0.5	1.0
5	Rashidpur gas field	2	0.5	1.0
6	Sylhet gas field	2	0.5	1.0
10	Fenchuganj gas field	2	0.5	1.0
12	Shahbazpur gas field	2	0.5	1.0
13	Semutang gas field	2	0.5	1.0
17	Bibiyana gas field	2	0.5	1.0
	合計	18	-	9.0

出典：JICA 調査団

(c) 発電所へのガス供給パイプライン

電力の需給バランス検討に基づき、将来建設が必要となる発電所に燃料ガスを供給するパイプラインの建設が必要となる。

これらのパイプラインは、計画される発電所近傍に敷設されているガスパイプラインネットワーク上のバルブステーションから分岐し、発電所内の設備に接続されると想定する。

これらのパイプライン建設費は、3 項 (4) で記述した算定条件に基づき計算した場合、表 16 に示す通り総額 5 百万米ドルと算定される。

表 16 ガス供給パイプラインの建設費

供給先	敷設距離 (km)	敷設単価 (百万米ドル /km)	建設費 (百万米ドル)
xxx power plant	10	0.5	5.0
計	10	-	5.0

出典：JICA 調査団

上記より、ガス田開発に必要となる投資コスト集計表を 表 17 に示す。

表 17 ガス田開発に必要となる投資コスト

Serial No.	Item	Predicted Peak Production Rate (a) [MMscfd]	Current Plant Capacity (b) [MMscfd]	Additional Capacity Required (a) - (b) [MMscfd]	Completion of New Facility Construction [Year]	Investment Cost										Total [mill. USD]	
						Drilling				Facility construction			Pipeline				
						Quantity	Specification	Unit cost [mill. USD/well]	Subtotal [mill. USD]	Quantity [MMscfd]	Specification	Subtotal [mill. USD]	Quantity [km]	Specification	Unit cost [mill. USD/km]		Subtotal [mill. USD]
	1. Construction cost of gas production facilities for domestic gas which have already been discovered																
1	Titas	600	452	148	2015				0	148	Wellhead press./temp.: 1,700psig/142 deg.F	37.0	2	API5L Gr.X60 w/3LPE coating, 12" x 0.312"wt	0.5	1.0	38.0
3	Bakhrabad	80	33	47	2017				0	47	Ditto	24.6	2	Ditto	0.5	1.0	25.6
4	Kailashtila	250	80	170	2019				0	170	Ditto	39.7	2	Ditto	0.5	1.0	40.7
5	Rashidpur	250	49	201	2019				0	201	Ditto	43.5	2	Ditto	0.5	1.0	44.5
6	Sylhet	25	11	14	2015				0	14	Ditto	20.5	2	Ditto	0.5	1.0	21.5
10	Fenchuganj	60	40	20	2014				0	20	Ditto	21.2	2	Ditto	0.5	1.0	22.2
12	Shahbazpur	70	30	40	2018				0	40	Ditto	23.7	2	Ditto	0.5	1.0	24.7
13	Semutung	30	12	18	2018				0	18	Ditto	21.0	2	Ditto	0.5	1.0	22.0
17	Bibiyana	1200	770	430	2017				0	430	Ditto	71.6	2	Ditto	0.5	1.0	72.6
	Subtotal (1)					0.0			0.0	1088	-	302.8	18	-	-	9.0	311.8
	2. Construction cost of gas production facilities for domestic gas which have not been discovered																
		-	-	-					0							0	0
		-	-	-					0							0	0
	Subtotal (2)					0.0			0.0		-	0.0	0	-	-	0.0	0.0
	3. Gas distribution pipelines for future power plants																
		-	-	-		-	-	-	-	-	-		10	API5L Gr.X60 w/3LPE coating, 12" x 0.312"wt	0.5	5.0	5
		-	-	-		-	-	-	-	-	-					0	0
	Subtotal (3)					-	-	-	-	-	-		10	-	-	5.0	5.0
	Total					-	-	-	0.0	-	-	302.8	-	-	-	14.0	316.8

出典：JICA 調査団





### (3) 輸入ガス開発費

#### (a) LNG 受入基地

LNG の受け入れターミナルに関しては、200,000 M3 LNG タンク 2 基を考慮し、Jetty、Re-Gas 施設を含め USD500million とした。

#### (b) LNG 移送パイプライン

当該パイプライン建設費は、3 項(5) に記述した算定条件に基づき計算した場合、表 19 に示すとおり総額 115.1 百万米ドルと算定される。

**表 19 LNG 移送パイプラインの建設費**

敷設場所	敷設距離 (km)	敷設単価 (百万米ドル /km)	建設費 (百万米ドル)
洋上部	10	1.5	15.0
陸上部	91	1.1	100.1
合計	101	-	115.1

出典：JICA 調査団

## 5. 投資コスト総額

概算コスト算出に当たっては、以下の条件を考慮した。

- 1) 新規ガス田の探鉱には実際には多大な時間と労力が必要となるが、ここではある程度特定された場所を想定し、実際に IOC が費やした金額を考慮した。その際の価格は 2D 探査 USD3million (80 L Km)、3D 探査 USD28million (400 km<sup>2</sup>)であると推定されている。
- 2) 掘削費に関しては、4 本の開発井戸を想定し、そのまま生産井戸に転換するものと仮定した。最近の BGFCL のケースを参考に、USD 60 million とした。
- 3) 国内未発見ガス田のガス生産施設の投資コストは、陸上の未発見のガス田からのガス量を 500MMSCFD とした場合、コンピューターソフトの計算結果により USD90 million となる。

**表 20 ガス開発に必要なとなる投資コスト総額**

	項目	金額 (百万米ドル)
<b>A</b>	<b>残存埋蔵量(2P)に対する国産 ガス開発費</b>	
A1	ガス田の探鉱費	30
A2	ガス田開発費	
A2.1	掘削費	60
A2.2	設備建設費	
(1)	国内既発見ガス田のガス生産設備	302.8
(2)	国内既発見ガス田のガス生産設備からのガ ス移送パイプライン	9.0
(3)	国内未発見ガス田のガス生産設備	90
(4)	発電所へのガス供給パイプライン	5.0
	小計 (A)	496.8
<b>B</b>	<b>輸入ガス開発費</b>	
B1	設備建設費	
(1)	LNG 受入基地	760
(2)	LNG 移送パイプライン	115.1
	小計 (B)	875.1
<b>C</b>	<b>予備費(= (A+B) x 50%)</b>	
	小計 (C)	686
	<b>合計(A+B+C)</b>	<b>2057.9</b>

出典：JICA 調査団

コスト算定には、多くの仮定を置いて計算を行っており、現実と必ずしも一致しない。少なくとも、以下の事項について検討する必要がある。

- (1) 既設ガスパイプラインネットワークのモデル化と移送能力検証  
 既設ガスパイプラインネットワークは、LNG の導入に伴い、現状のガス搬送量を大幅に上回るガスを搬送することになる。従って、既設ガスパイプラインの移送能力を確認し、ボトルネックの抽出、並びに改善案の検討を行う必要がある。
- (2) LNG の導入に伴う影響の検証  
 LNG の導入に伴い、流量や圧力バランスが変化する。Wellhead Compressor の性能や既設コンデンサート回収設備の性能に影響がある可能性があるため検証が必要となる。
- (3) 各種算定コストの見直し  
 本項で実施したコスト算定は、様々な仮定に基づき概算投資コストを算出したものである。従って、種々の算定条件や仮定を確認の上、すべての算定結果について見直しを行う必要がある。

表 21 ガス生産設備（20、40、150、200 及び 400 MMscfd）に対するインプットデータ

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
<b>1. プロジェクト実施場所</b>								
1-1	Project Construction Site (プロジェクト実施場所・建設対象地域)	S.E. Asia	S.E. Asia	S.E. Asia	S.E. Asia	S.E. Asia	大	プロジェクト実施場所・建設対象地域として、世界の主要な油ガス田地域（アラビア湾、メキシコ湾、北海、西アフリカ、ブラジル、ベネズエラ、東南アジア、北東アジア、マレーシア等）から選択可能。今回は「バ」国なので東南アジアを指定。建設対象地域を指定することにより、その地域に適する作業員の労働賃金等の調整が行われるため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値となる。
<b>2. 設備構成（セパレータ、ガス脱湿設備、油貯留設備、随伴水処理設備）</b>								
2-1	Main Facilities (ガス生産設備の設備構成)	Separator, Gas Dehydrator, Storage, Water Treat	Separator, Gas Dehydrator, Storage, Water Treat	Separator, Gas Dehydrator, Storage, Water Treat	Separator, Gas Dehydrator, Storage, Water Treat	Separator, Gas Dehydrator, Storage, Water Treat	大	ガス生産設備の設備構成（セパレータ、ガス脱湿設備、油貯留設備、随伴水処理設備）を指定する。今回は「バ」国のガスに H <sub>2</sub> S が含まれていないため、通常のガス生産設備で一般的な設備構成を選択する。設備構成は設備規模に関わらず同様であるため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値となる。
<b>3. プロセス条件</b>								
3-1	Gas Production Rate (ガス処理量)	20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd	大	ガス処理量を入力する。今回は「バ」国の大中小規模のガス田をカバーできるようなガス処理量を設定する。ガス処理量を入力することにより、これを処理するために必要な規模の設備がガス処理量に関係して設計され、コスト算定される。

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
3-2	Composition Basis (ガス組成)	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	Mole %	大	ガス組成を入力する。ガス組成を入力することにより、気液分離計算が行われ、分離されたガス量とコンデンセート量に応じた設備が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「バ」国ガス田から生産される代表的なガス組成を入力する。生産ガス中に有害物質としてサワー成分のH2Sや水銀が含有される場合には、これらの成分を除去する設備が必要となるが、「バ」国のガスはスイートガスに分類されるため当該設備の設置は不要である。入力条件の制約から、n-Hexane以上の重い成分はn-Hexane+として集約してソフトに入力する。
	Nitrogen (N2) (窒素)	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37		
	Carbon Dioxide (CO2) (二酸化炭素)	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31		
	Hydrogen Sulfide (H2S) (硫化水素)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Methane (C1) (メタン)	96.76	96.76	96.76	96.76	96.76		
	Ethane (C2) (エタン)	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80		
	Propane (C3) (プロパン)	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36		
	i-Butane (iC4) (イソブタン)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09		
	n-Butane (nC4) (ノルマルブタン)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05		
	i-Pentane (iC5) (イソペンタン)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02		
	n-Pentane (nC5) (ノルマルペンタン)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02		
n-Hexane+ (nC5+) (ヘキサン・プラス)	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22			
<b>4. 気液分離システム</b>								
4-1	Flowing Wellhead Pressure (坑口圧力)	1,700 psig	1,700 psig	1,700 psig	1,700 psig	1,700 psig	中	坑口圧力を入力する。坑口圧力を入力することにより、設備上流部分の圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「バ」国ガス田における平均的な値を入力する。ガス田の坑口圧力は標準的に500～3,000 psig程度である。
4-2	Flowing Wellhead Temperature (坑口温度)	142 deg.F	142 deg.F	142 deg.F	142 deg.F	142 deg.F	小	坑口温度を入力する。坑口温度を入力することにより、設備上流部分の温度レベルが定義され、温度レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「バ」国ガス田

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
								における平均的な値を入力する。ガス田の坑口温度は標準的に 100～180 deg.F 程度である。
4-3	Prod. Manifold Design Pressure (マニホールド設計圧力)	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	中	マニホールドの設計圧力を入力する。設計圧力を入力することにより、設備上流部分の圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値を入力する。マニホールドの設備設計圧力は標準的に 500～1,500 psig 程度である。
4-4	Prod. Separator Design Pressure (セパレータ設計圧力)	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	中	下記のセパレータ運転圧力に対する設計圧力を入力する。設計圧力を入力することにより、セパレータの圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じたセパレータの鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の値を入力する。セパレータの設計圧力は標準的に 500～1,500 psig 程度である。
4-5	Prod. Separator Operating Pressure (セパレータ運転圧力)	1,000 psig	1,000 psig	1,000 psig	1,000 psig	1,000 psig	中	セパレータ運転圧力を入力する。運転圧力を入力することにより、その圧力で気液分離計算が行われ、分離されたガス量とコンデンセート量に応じたセパレータのサイズと鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として「バ」国ガス田の平均的なセパレータ運転圧力を入力する。セパレータの運転圧力は標準的に 500～1,500 psig 程度である。

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
4-6	Test Separator (テストセパレータ設置の可否)	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	中	テストセパレータ設置の可否を指定する。井戸1本の生産流量計測・管理のためにテストセパレータは必要であり、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置する」を指定する。
4-7	Residence Time (セパレータ内コンデンセート滞留時間)	3 min.	3 min.	3 min.	3 min.	3 min.	小	セパレータ内でコンデンセートから水を分離するために必要な時間としてコンデンセート滞留時間を入力する。セパレータの設計は滞留時間をベースに行われるため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として最も一般的な滞留時間を入力する。ガス田に設置されるセパレータのコンデンセート滞留時間は標準的に3分である。
4-8	Separator per Stage (セパレータの処理系統数)	1	1	1	1	1	中	セパレータの処理系統数を入力する。セパレータ等の容器は予備を持たないことが一般的であり、前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値としてトレーン数は1を入力する。
4-9	Percent Flow per Separator (セパレータ1系統分の処理量の割合)	100%	100%	100%	100%	100%	中	上記の処理系統数に関連して、全生産量に対するセパレータ1系統分の処理量の割合を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として、1トレーンで全生産量を処理する入力とする。
4-10	Water Separation Option (セパレータでの随伴水分離の可否)	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	中	セパレータでの随伴水分離の可否を指定する。生産ガス・油から随伴水を分離する必要があるため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置する」を指定する。

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
<b>5. ガス脱湿システム</b>								
5-1	Gas Dehydration Medium (ガス脱湿設備の脱湿プロセス)	Glycol	Glycol	Glycol	Glycol	Glycol	中	ガス脱湿設備の脱湿プロセスを指定する。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として、ガス脱湿設備で最も多く使用されている吸湿剤である「Glycol」を指定する。
5-2	Number of Gas Dehydration Train (ガス脱湿設備の処理系統数)	1	1	1	1	1	中	ガス脱湿設備の処理系統数を入力する。ガス脱湿設備等の容器は予備を持たないことが一般的であり、前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値としてトレイン数は1を入力する。
5-3	Percent Flow per Dehydration Train (ガス脱湿設備1系統分の処理量の割合)	100%	100%	100%	100%	100%	中	上記の処理系統数に関連して、全生産量に対するガス脱湿設備の処理量の割合を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として1トレインで全生産量を処理する入力とする。
5-4	Outlet Water Dew Point Temperature (ガス脱湿設備の脱湿温度)	32 deg.F	32 deg.F	32 deg.F	32 deg.F	32 deg.F	中	ガス脱湿設備の脱湿温度を入力する。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値として、「バ」国販売ガス契約条件で規定されている7 lb/MMscfに対応する脱湿温度として32 deg.Fを入力する。
5-5	Dehydrator Column Design Pressure (ガス脱湿設備の設計圧力)	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	1,100 psig	中	ガス脱湿設備の設計圧力を入力する。設計圧力を入力することにより、ガス脱湿設備の圧力レベルが定義され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定（共通）の入力値を入力する。ガス脱湿設備の設計圧力は標準的に500～1,500 psig程度である。



No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
<b>6. コンデンセート回収・備蓄システム</b>								
6-1	Oil/Condensate Tank Capacity (油/コンデンセートタンクの容量)	15 kbbl	20 kbbl	40 kbbl	50 kbbl	100 kbbl	大	油コンデンセートタンクの容量を入力する。ガス開発工事実績(設備容量 90MMscfd に対するタンク容量 25,000bbl) に基づき、設備容量 150 MMscfd 以上のケースで設備容量に対するタンク容量を比率で決定し入力。20、40 MMscfd の小規模ケースではコンデンセートの出荷頻度を少なめに考えて、適切な値を入力する。必要な規模の貯油設備が、タンク容量に関して算定される。
6-2	Oil Pump Outlet Pressure (コンデンセート出荷ポンプ吐出圧力)	100 psig	100 psig	100 psig	100 psig	100 psig	中	コンデンセート出荷に必要な一般的な圧力を入力する。圧力を入力することにより、ポンプの圧力レベルが規定され、圧力レベルに応じた設備の鋼材の肉厚が設計され、コスト算定される。設備規模に関わらず一定(共通)の入力値を入力する。
6-3	Number of Pump (出荷ポンプの処理系統数)	1	1	1	1	1	中	出荷ポンプの処理系統数を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値としてトレーン数は1を入力する。
6-4	Percent Flow per Pump (出荷ポンプ1系統分のハンドリング量の割合)	100%	100%	100%	100%	100%	中	上記の処理系統数に関連して、全コンデンセート量に対する出荷ポンプのハンドリング量の割合を入力する。前提条件として、予備の処理系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として1トレーンで全コンデンセート量をハンドリングすると入力する。
<b>7. 随伴水処理システム</b>								

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
7-1	Produced Water Design Rate (随伴水処理設備の設計流量)	0.2 kbpd	0.4 kbpd	1.5 kbpd	2 kbpd	4 kbpd	大	随伴水処理設計流量を入力する。水処理設計流量を入力することにより、これを処理するために必要な規模の設備が、水処理設計量に関係して設計され、コスト算定される。ガス生産量 1 MMscf あたり水が 10 bbl 随伴して生産されると想定。
7-2	Sour Water Stripping Option (サワー成分 H2S の除去設備設置の要否)	Not Allocated	Not Allocated	Not Allocated	Not Allocated	Not Allocated	中	随伴水処理設備の一環としてサワー成分 H2S の除去設備設置の要否を指定する。ガスにサワー成分 H2S が含まれないため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置しない」を指定する。
7-3	CPI Unit (随伴水処理設備の第一段階設置の要否)	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	中	随伴水処理設備の第一段階として、CPI 設備設置の要否を指定する。CPI は随伴水処理の第一段階で最も多く使用されているため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置する」を指定する。
7-4	Floatation/Hydrocyclone Unit (随伴水処理設備の第二段階設置の要否)	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	Allocated	中	随伴水処理設備の第二段階として、Floatation/Hydrocyclone 設備設置の要否を指定する。Floatation/Hydrocyclone は随伴水処理の第二段階で最も多く使用されているため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として「設置する」を指定する。
<b>8. 用役システム</b>								
8-1	Type of Main Power Generator (主発電機の駆動機タイプ)	Turbine	Turbine	Turbine	Turbine	Turbine	小	主発電機の駆動機タイプを指定する。設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として、一般的な実績あるタイプとして「Turbine」タイプを指定する。

No.	インプットデータ項目	Gas Handling Capacity					Cost Impact	備考
		20 MMscfd	40 MMscfd	150 MMscfd	200 MMscfd	400 MMscfd		
8-2	Number of Main Power Generator (主発電機の発電系統数)	1	1	1	1	1	中	主発電機の発電系統数を入力する。前提条件として、予備の系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値としてトレーン数は1を入力する。
8-3	Percent of Main Power Load (主発電機1系統分の発電容量の割合)	100%	100%	100%	100%	100%	中	上記の処理系統数に関連して、全発電量における主発電機の発電容量の割合を入力する。前提条件として、予備の系統を設置しない設備構成としたため、設備規模に関わらず一定(共通)の入力値として1トレーンで全発電量を発電すると入力する。
8-4	Power Generator Selection (主発電機の型式)	Internally Determined	Internally Determined	Internally Determined	Internally Determined	Internally Determined	中	主発電機の型式を指定する。設備規模に関わらず、一定(共通)の入力値として、ガス処理設備構成に基づく電力消費量がソフト内部で計算され、必要電力量に応じた主発電機が自動選定される「Internally Determined」を指定する。
<b>9. その他付帯設備</b>								
9-1	Number of People in Operation Camp (運転要員キャンプの収容延べ人数)	30	30	40	40	50	中	設備運転要員のキャンプの収容可能な延べ人数を入力する。8時間3交代制を想定した運転要員に加えて、管理者、保全要員、事務方及びゲストの宿泊を考慮したキャンプの収容人数を設備規模ごとに想定し入力する。必要な規模のキャンプ設備が収容人数に関してコスト算定される。
9-2	Number of People in Construction Camp (建設要員キャンプの収容延べ人数)	50	50	100	100	200	中	設備建設要員のキャンプの収容可能な延べ人数を入力する。建設要員が宿泊するキャンプの収容人数を設備規模に応じて想定し入力する。必要な規模のキャンプ設備が収容人数に関してコスト算定される。

## 第 8 章 液化天然ガス供給

### 8.1 調査の背景と目的

PSMP2010 で実施した Bangladesh (以下「バ」国という) 内の天然ガス需給バランスの現状 (2009 年) と将来予測 (2015 年と 2030 年をそれぞれ予測) の解析結果によると、2015 年以降とりわけ 2030 年においては、天然ガスの国内需要に比べ圧倒的に国内ガス田からの供給量が不足するという結果が示されている。本調査では、天然ガスの需給ギャップを補完するための一方策として、海外から導入する LNG を再ガス化するための施設が、短期的には FSRU (Floating Storage Regasification Unit)、中長期的には陸上式 LNG 受入基地という形態ですでに「バ」国内の関係機関において検討され導入が予定されていることから、ここでは両者の経済性をあらかじめ比較検討したうえで、特に陸上式 LNG 受入基地の初期計画段階において検討すべき技術的課題を抽出し情報提供をおこなう。また同時に、受入基地の建設費、運転費等も、実績を踏まえて概算を提示する。

具体的な検討方法として、受入基地周辺の主な需要家 (ガス火力発電所や肥料工場等) への安定的な天然ガス供給を目的として、日本での受入基地の計画立案、建設および運転保守に関する知見を参考にしながら、経済的かつ合理的な受入基地の建設のために必要な経済的および技術的課題を抽出する。また同時に、既設の天然ガスパイプラインへのつなぎこみに係る受入基地からの天然ガス送出条件も考慮して、総合的な見地からの調査を実施する。建設費、運転費試算については、当地の基地仕様を検討したうえで、過去の実績価格より試算をおこなう。



出典：大阪ガス泉北 LNG 受入基地紹介パンフレット

図 8-1 大阪ガス泉北 LNG 受入基地全景

### 8.2 今後の LNG 輸入計画概要

FY2041 までに必要とされる約 5,900mmscfd の全需要のうち、4,000mmscfd が新規 LNG ターミナルから供給される (下表参照)。また 125mmscfd (上限 250mmscfd) は、西ベンガル州に設置予定の FSRU から国際ガスパイプラインを通り、Bangladesh 西部 (クルナ地方) に供給予定である (詳細は後節 8.7 を参照)。

**表 8-1 LNG ターミナル建設予定**

FY	Type of Terminal	Capacity (mmcfd)	Remarks
2018	FSRU	500	On-going project by Petrobangla
2022	FSRU	500	To be planned
2027	Onshore	500	Moheshkhali and/or Payra
2029	Onshore	500	Moheshkhali and/or Payra
2032	Onshore	500	Moheshkhali and/or Payra
2035	Onshore	500	Moheshkhali and/or Payra
2037	Onshore	500	To be planned
2040	Onshore	500	To be planned
Total Capacity		4,000	

出典：JICA 調査団

現在、FSRU が先行し、建設の段階に入っている。さらに3つの LNG プロジェクトが提案・計画されている。

**表 8-2 「バ」国直近の LNG 輸入計画**

Project	Location	Capacity (mmscfd)	Leading Agency	Operating Entity	Status and/or Commercial Operation	Project Operation
FSRU	Moheshkhali	500	Petrobangla	Excelerate Energy Bangladesh	2018	BOOT
Land Based LNG	Moheshkhali	LNG for 3,000 MW of IPPs	Power Cell	SPV of BPDB/ ICF Infra Venture/	Expression of Interest (EoI) for FS released.	BOO
Land Based LNG	Moheshkhali	1000	Petrobangla	Petrobangla companies	EoI for FS released.	not finalized yet
Land Based LNG	Payra	1000			Await for announcement for Request for Proposal (RfP)	

出典：公開情報にもとづき JICA 調査団まとめ

次項以降、これら4つのプロジェクトについて述べる。

### 8.3 FSRU による LNG 導入の検討状況

上記のように天然ガスの需給ギャップを速やかに解消するために、「バ」国政府は米国の Excelerate Energy 社の保有する浮体式 LNG 受入基地の技術に注目し、FS を実施した結果、2014 年より15年間にわたり FSRU のチャーター契約を締結した。

DHAKA, BANGLADESH – Excelerate Energy and Petrobangla have reached agreement on terms for the development and operation of Bangladesh’s first LNG import terminal. The agreement includes the provision of one of Excelerate’s existing floating storage and regasification units (FSRU) under a 15-year long-term charter, as well as the design and construction of the facility. Located offshore near Moheshkhali Island in the Bay of Bengal, the terminal will provide much needed natural gas to the southeastern Chittagong region of Bangladesh.

The facility will include the installation of a subsea buoy system anchored offshore. The buoy system will act as both the mooring mechanism for the FSRU and as the conduit through which natural gas is delivered to shore through a subsea pipeline. The FSRU will have 138,000 cubic meters of LNG storage capacity and a base regasification capacity of 500 million standard cubic feet per day.



出典：Höegh LNG Holdings Ltd.

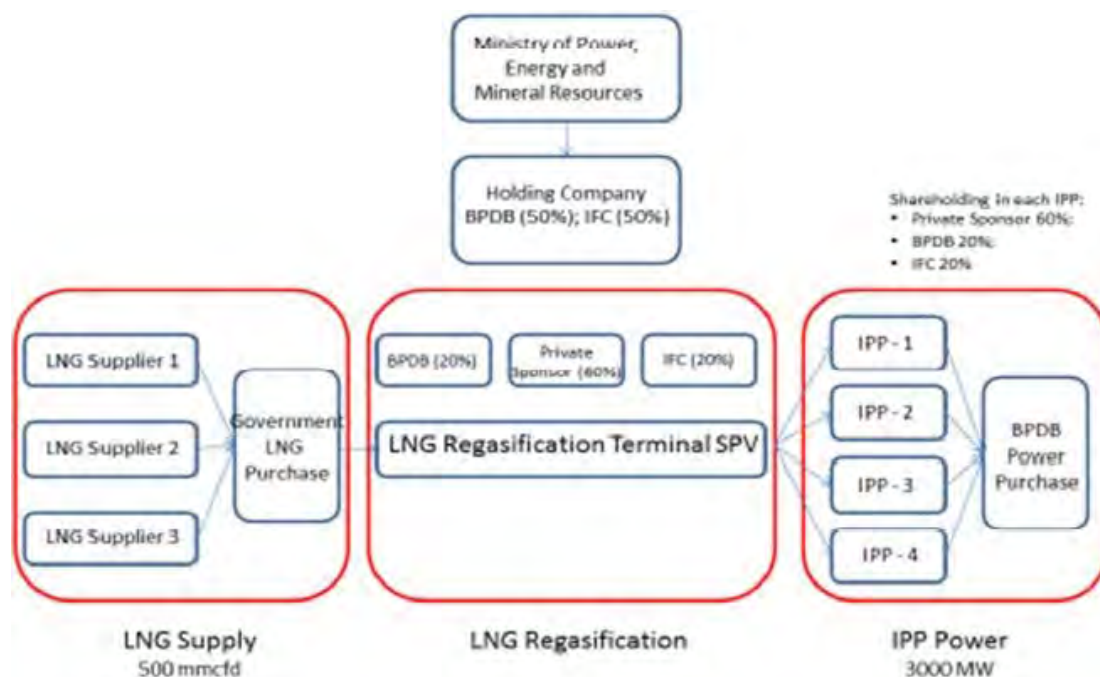
図 8-2 FSRU のイメージ

FSRU は、建設コスト・期間、移動・撤去の容易さの面から、陸上式 LNG 受入基地にたいして優位にある（FSRU と陸上式 LNG 受入基地の総合的な経済性比較は、下記「FSRU と陸上式 LNG 受入基地との経済性比較」の項を参照のこと）。一方で気象・海象条件に操業が影響される面があり、また LNG を永続使用し安定的に天然ガスを供給するためには、陸上式 LNG 受入基地の建設が必要である。

## 8.4 陸上式 LNG 受入基地による LNG 導入の検討状況

### 8.4.1 Power Cell による計画

本 LNG 計画は、主に 3,000MW 相当の新設または既存のガス火力発電所（IPP を想定）への燃料供給を想定している（ガス量は 5MMTPA、約 710 mmscfd）。プロジェクト形態は、PPP (public-private partnership) の一種である Build-Own-Operate (BOO) ベース、下図にあるように、LNG 基地運営は民間資金を中心としたコンソーシアム、LNG 購入は「バ」国政府が行うことを想定している。



出典：Power Cell

図 8-3 Structure of On-shore LNG Terminal and IPPs

候補地はコックスバザール県のモヘシカリ・マタバリ地区である（JICA が支援するマタバリ超超臨界石炭発電所近傍）。実施機関は Power Cell、LNG および電力のオフテイカーは BPDB、電力セクターの民間投資促進策の一環として国際金融公社（IFC）がアドバイザー・サービスを提供している。本案件は、2014 年にコントラクターがショートリストされ、本邦企業一社を含む 4 社が選定されている<sup>1</sup>。その後 2015 年後半に FS コンサルタント募集が公示された（2016 年 4 月に再公示）。LNG の設計、建設計画等は、FS 実施により決定される<sup>2</sup>。

前述のようにこの Power Cell の LNG 基地計画は、主に発電所向け燃料供給を想定しており、運輸等他セクターの需要を満たすには、総合的な LNG 開発計画が必要となる。

#### 8.4.2 Petrobangla による計画

2016 年 1 月、Petrobangla が陸上式 LNG 受入基地建設に関わる FS コンサルタントの EoI（関心表明）受付を開始した。これによると、Power Cell 案件と同様の Moheshkhali および Payra で、各 1,000mmcsfd の基地、計二か所の受入基地建設を検討している。ただし、現時点ではこれ以上の情報はなく、検討はごく初期段階だと考えられる。

<sup>1</sup> Power Cell 提供資料より。選定 4 社は、三井物産、ロイヤルダッチ・シェル（オランダ）、China Huanqui Contracting & Engineering Corp. (HQC)（中国）および PetroNet LNG Limited（インド）。

<sup>2</sup> FS コンサルタントの TOR 詳細は、Power Cell ウェブサイトを参照のこと：

[http://powercell.portal.gov.bd/sites/default/files/files/powercell.portal.gov.bd/page/2008941d\\_d13e\\_4f3e\\_a934\\_615cfc6f121/TOR%20for%20Technical%20Advisory.pdf](http://powercell.portal.gov.bd/sites/default/files/files/powercell.portal.gov.bd/page/2008941d_d13e_4f3e_a934_615cfc6f121/TOR%20for%20Technical%20Advisory.pdf)

## 8.5 FSRU と陸上式 LNG 受入基地との経済性比較

本項では、FSRU と陸上式 LNG 受入基地との経済性比較を行う。ただし、両方式には各々の利点があり、LNG を導入するにあたって考慮しなければいけない点も合わせて示している。

### 8.5.1 概要

2016 年 5 月現在、「バ」国では FSRU (Floating Storage and Re-gasifying Unit)の導入契約が進行中で、2018 年より 500 mmscfd のガスを供給することになる。

新聞報道による FSRU の概要は次のようになる。:

Storage Capacity: 138,000 M3  
Re-Gasification Capacity: 500 mmscfd  
Contract Term: 15 years, on BOOT base  
Service Charge: USD 0.49 per MCF

FSRU (Floating Storage and Re-gasifying Unit)は、一点係留ブイに係留され、気化されたガスはこの一点係留ブイから海底パイプラインを通じて陸上のパイプラインに接続供給される。FSRU への LNG の供給は、Sip to Ship Transfer により行われる。500mmscfd の供給を行うためには、年間約 60 回以上の LNG 搬入が必要である。供給用のシャトルタンカーの容量は、FSRU に合わせ、約 138,000m<sup>3</sup> か、それよりも小型となる。FSRU の船体構造は LNG 船と同じで、中古の LNG 船を改造して建設されることもある。FSRU の運転は、天候による影響を受けやすく、サイクロンの頻発する地域での運用には注意が必要である。

地上 LNG タンクターミナルの建設には、大規模な用地の確保が必要である(需要の多い韓国や日本ではタンク 10 基分以上)。これは、長期的に見たインフラ整備にかかるコストを最小にし、需要に応じたタンクの増設を早急に行うことができるようにするためである。運転の初期には 2 基或いは 4 基が建設され、その後需要に合わせて段階的に拡張される。タンクのサイズも LNG 船の大型化に伴い大型化する傾向にあり、現在では 210,000m<sup>3</sup> が標準的な船型となりつつある。現実に韓国では、2011 年以降、平均のタンカーサイズが 150,000m<sup>3</sup> を超えている。これは、Q-Flex 或いは Q-Max タイプの LNG 船が増加したことを意味し、それに対応できるインフラを建設したことを意味する。今後の、バースの大きさは、Q-Max (265,000m<sup>3</sup>) への対応も可能となるよう設計されるべきである。

### 8.5.2 陸上LNGターミナルの仕様及び建設費

#### (1) 陸上ターミナルの仕様

一般的には緊急時の備蓄量を考慮し余裕をもって建設される。その場合のタンク単基の年間回転率は 12 が一つの指標となる。「バ」国は、ガスの生産国でもあるため、この検討では、緊急時の余裕度を多少犠牲にし、20 回を使用した。FSRU の 60 回と比較しても十分に低い現実的な数字である。以下本検討で使用した想定値を示す。



ターミナル面積	:	90 ha
タンクサイズ	:	180,000 kl
初期タンク基数	:	3 (500 mmscfd)
最終タンク基数	:	14 (3,000 mmscfd max.)
Jetty	:	1
バース数	:	1 (Q-Max クラス-127,000 トン或いは 265,000M3) 必要に応じて増強。なお、他国の LNG 輸入国への再輸出を考慮 する場合には再輸出のためにローディングアームを追加する。 また、安定した接岸を確保するためには、防波堤を設けることも ある。
Tank Utilization	:	18/Year/tank
Capacity	:	1.2 Million ton/yr/tank

## (2) 初期陸上 LNG ターミナルの建設費

初期には 3 基のタンクを建設し、運営を開始。その後需要に合わせてタンク基数を増加させていくものとした。なお、初期のガス供給能力を FRSU と同じ 500 mmscfd とした。初期の EPC コストは 180,000kl LNG タンク 3 基、再気化装置、Jetty や Lading Arm を含み、USD 550 Million と見こんでいる。これに土地取得費 (90ha) の USD 200 Million とプロジェクト開発費 USD 10 Million を加え、USD 760 Million と想定した。LNG タンクは 14 基まで増設可能とした。最終的な投資コストは USD 2,260 Million となる。

### 8.5.3 運用費比較

経済性比較のために、陸上 LNG ターミナルの IRR を 10%、事業税を 20%、償却年を 20 年とし、タグボートなどの運営費を含む Operation Charge を計算した。FSRU の Operation Charge は、業界紙 Bangladesh Energy and Power News に掲載された数字を使用した。ただし、FSRU にはタグボートの運営費は含まれていない。

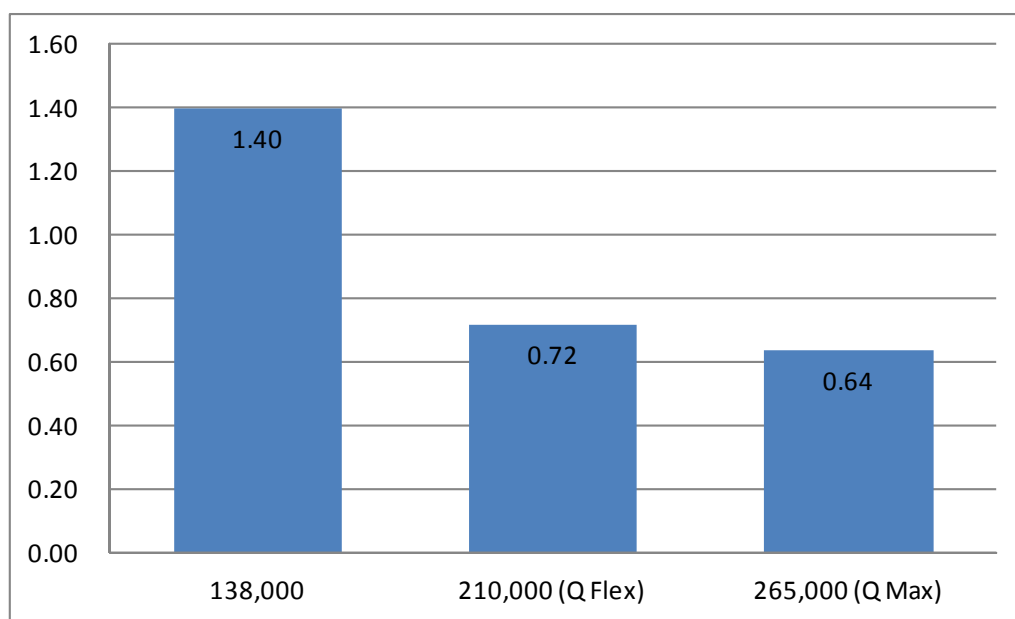
表 8-3 FSRU と陸上 LNG ターミナル運用費比較

		FSRU (See Note 1)	Land LNG (See Note2)	
			Initial 3 Tanks	Expanded to 14 Tanks
Tank Capacity	M3	138,000	3X180,000	14x180,000
Annual LNG Delivery	Times/Year	59	40	186
Re-Gasification Capacity	MMscfd	500	500	3,000
Construction Cost	MM USD		760	2,260
Operation Charge	USD/Mcf	0.49	0.64 (See Note3)	0.33 (See Note 3)
Note:				
1: Data from Bangladesh Energy and Power News				
2: Land Acquisition Cost for Terminal assumed USD 200 million				
3: Tax Rate 20% and IRR 10% assumed, Including Port Operation Cost				

出典：JICA 調査団

### 8.5.4 運送費比較

LNG の運送費は、船型によって大きく異なる。近年は船型が大型化する傾向にあり、運送費は安価になってきている。本検討では、2011 年のカタール・韓国・日本への運送費を基本に、カタール・チッタゴン間の運送費を想定した。FSRU の Storage Capacity は 138,000m<sup>3</sup> である。従って 138,000m<sup>3</sup> と同型か小型のシャトルタンカーが使用される。陸上 LNG ターミナルは、タンク容量が Q-Flex に合わせて建設されるため、Q-Flex の運送料が適応される。以下に運送費の比較を示す。



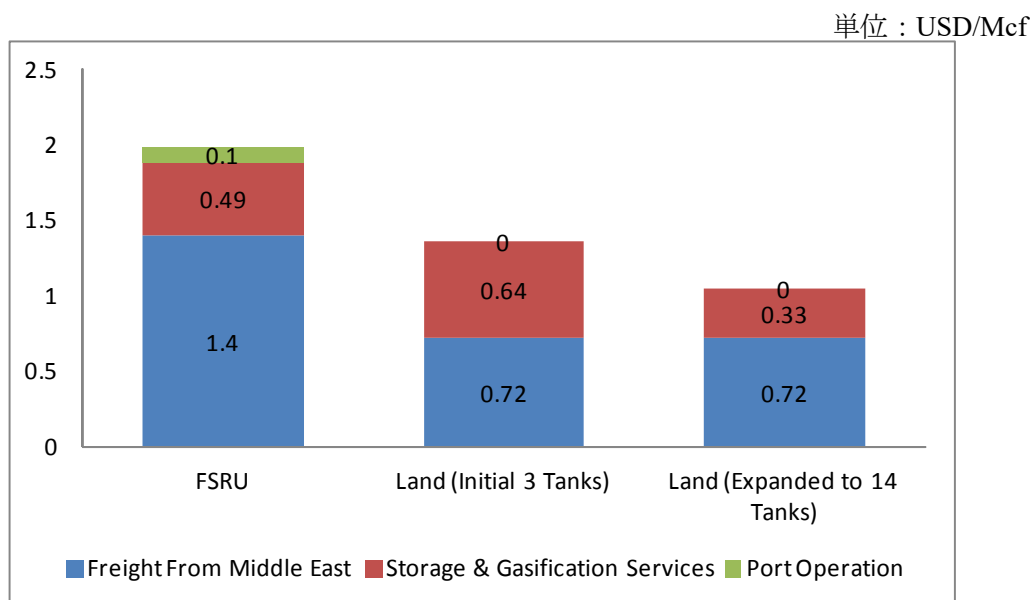
出典：Base data from Freight Study by KOGAS in 2011

注;航路距離は中東-極東から中東-チッタゴンに合わせて修正してある (6156 海里から 3833 海里へ)  
 Base data from Freight Study by KOGAS in 2011, N.M is adjusted to the Port of Chittagong (from NM 6156 to NM 3833)

図 8-4 タンカーサイズによる輸送費の違い (USD/MMTBU)

### 8.5.5 タンク数による運用費比較

LNG の FOB 価格が同じである場合、到着価格の違いをグラフにしたものを示す。輸送費の割合が大きく、コストに大きな影響を与えている。Operation Charge は、陸上 LNG ターミナルの場合、初期には、土地の取得費やインフラ整備のコストも負担しなければならないため、FSRU と比較して高い。しかしタンクが増設されるに従い、安価となる。



出典：JICA 調査団

図 8-5 タンク数による運営費の違い

### 8.5.6 建設スケジュール比較

FSRU の建設では、土地取得や、それに関わる住民の移転がほとんど必要なく、建設に関する大半の作業は造船所で行われる。また、ターミナル建設に必要なインフラ工事も最小となり、設計から建設運営までに至るスケジュールを最短とすることが出来る。一般に EIA 開始から運営開始に至る期間は 2 年-3 年である。



出典：JICA 調査団

図 8-6 FSRU の建設期間

これに対し、陸上 LNG ターミナルの建設のスケジュールは、長く、その要因の一つが環境影響評価や土地の取得に関わる作業となる。このような施設の建設には住民の理解と協力が必要である。また、建設にあたっては、土地の造成や防波堤などの付帯のインフラの建設が必要となりそのための期間が必要となる。タンクの建設にあたっては直径 80 メートル以上のタンクとなるため不等沈下を許容範囲にするための基礎工事に時間を要する。このような要因のために建設期間は長くなる。一般的には 8 年から 10 年の期間を要する。



出典：JICA 調査団

図 8-7 Time Schedule for Land-based LNG Terminal Construction

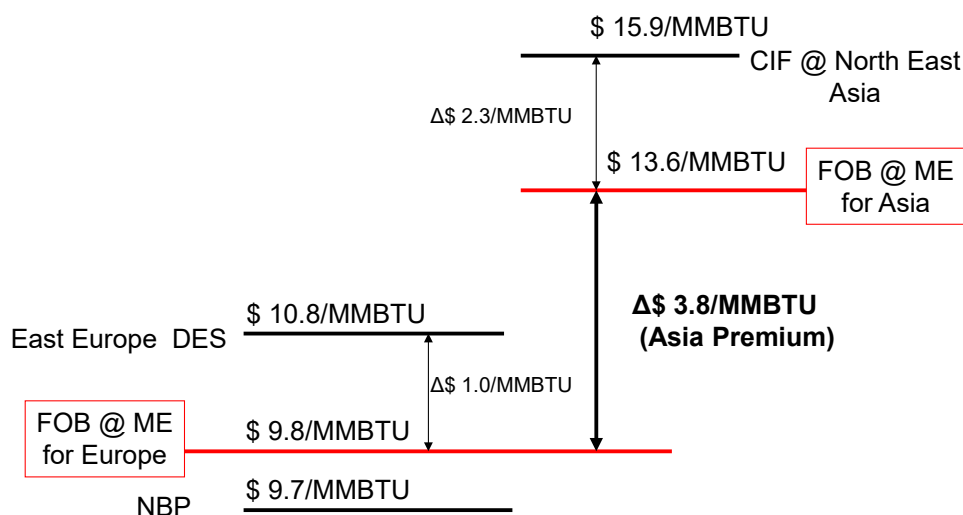


## 8.6 LNG 売買契約

### 8.6.1 LNG売買契約の歴史

1960 年代までは天然ガスは都市ガスインフラの発展とともに、ガス田とその周辺地域に限定された地域で利用されてきた。天然ガスへの需要の高まりとともに LNG 開発や、域外からのパイプラインによる輸入が行われるようになった。アジアでは 1969 年にアラスカから日本に LNG を導入されたのを最初に、消費が大きく増加していった。アジアでの LNG 売買は、引取り義務を伴う長期契約 (Take or Pay) により行われてきた。その価格体系は、当時主流であった石油発電燃料の低硫黄原油価格に連動されたものとなった。

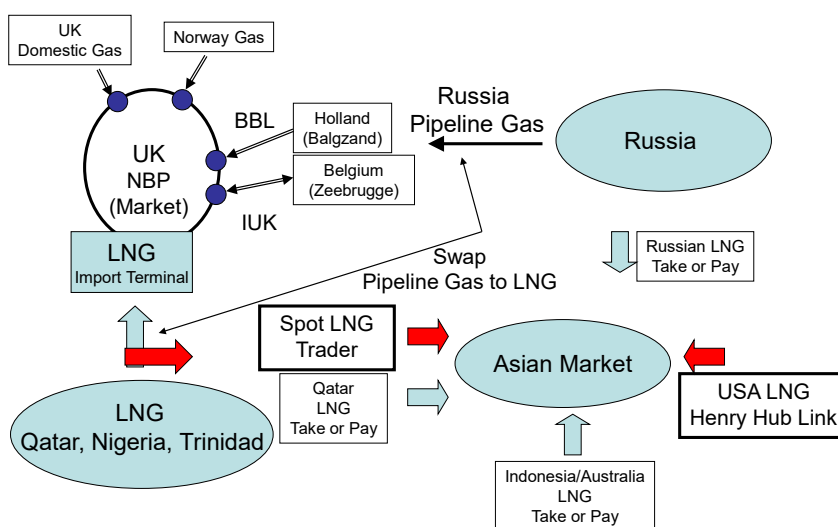
1990 年代後半から始まる世界的な電力及びガスセクターの自由化の進展とともに、当初の LNG の売買契約は、大きく変わってきた。一部の国々での自由化の進展の結果、従来の長期にわたる Take of Pay 契約に基づく供給に加えて直接マーケットに供給することが求められるようになった。スポット市場の創設である。アジアでも長い間長期契約により LNG が供給されてきたが、自由化の進んだヨーロッパとの間で大きな価格差“アジアプレミアム”が生じ、このため、アジアの消費者は必要以上に高い LNG 価格を被ってきた。



出典：Argus LNG Daily

図 8-9 アジアプレミアム 2012 年 4 月より 2013 年 3 月までの平均値

アジアにおいても、自由化の流れの中で、長期契約の持つマーケットリスクが認識され始めるとともに、Gazprom Export や Vitol のような、新たな LNG トレーダーが活躍をはじめ、スポット市場からの購入や、スワップによる運用により、LNG 生産国から“産国から”活躍をはじめ、スポット市の LNG が供給され始めた。現在、世界規模で LNG 供給の流動化が始まり、市場価格にリンクした形での LNG やスポットでの LNG の供給が開始され始めている。



出典：Argus LNG Daily

図 8-10 LNG 契約の流動化

### 8.6.2 LNGの市場価格化

英国では天然ガスの市場（NBP）が形成されパイプラインによる輸入天然ガス、国産天然ガスそして輸入 LNG の競合により価格が形成されている。その結果、原油価格とは連動しない価格（De-Coupling）を達成している。

アジアでも天然ガスの市場化の動きが始まっている。シンガポールではガスの取引市場開設を目標とした LNG ターミナルの運営が開始された。また、タイでは国営石油の PTT が LNG 受入ターミナルを建設運営している。LNG 調達は、オークション方式で行っている。さらに近い将来は、再輸出も視野に入れている。これらのターミナルには中東で生産される LNG を市場価格でアジアへ供給する役割が期待されている。

北アメリカでは Shale Gas や Coal Bed Methane など新たなガス資源の開発の成功によりガスの供給量が急増し、ガス価格が、歴史上かつてなかったレベルにまで下落している。現在、米国産ガスを液化し、LNG として価格の高いアジアへ輸出するプロジェクトが現実のものとなっている。米国産 LNG のアジアでの CIF の価格構成を以下に示す。アジアでの CIF 価格は Henry Hub 価格に USD 6.6/MMBTU を加えた価格となる。Henry Hub 価格を USD 4.0/MMBTU と仮定するとアジアでの CIF 価格は USD10.6/MMBTU となる。

表 8-4 米国産 LNG のアジア CIF 価格

Cost B/D	USD/MMBTU
Market Price	Henry Hub Priced
Pipeline Tariff	0.6
Liquefaction	3.0
Freight/Insurance	3.0
CIF	Henry Hub Price +6.6

出典: KOGAS 他

なお、米国からアジアへの Freight は、パナマ運河を想定したものである。「バ」国にはケーブルを經由し大型の LNG 船で輸送するほうが Freight Cost が低減できるかもしれない。

### 8.6.3 今後のLNG契約

日本と韓国の両国は、世界の LNG 市場の 6 割を消費しており、この両国の電力及びガスの自由化は、アジアでの LNG 契約に大きな影響を与える。自由化により、長期契約がリスクになる可能性があるからである。従い、短期（スポット）契約が大きな役割をすることになる。また、従来の Take or Pay による長期契約は、付随するオプション契約により柔軟な運用ができるようにならざるを得ない。

今後の LNG 契約に関しては、以下の考え方がアジアでの標準となると考えている。

- (1) 長期契約と短期（スポット）契約の併用をする。
- (2) 短期（スポット）契約に関しては
  - 1) PTT のようにオークションを導入する
  - 2) 先物市場を活用し、リスク軽減を行う。
- (3) 長期契約に関しては：
  - 1) オプション契約により数量の増減を可能とする。
  - 2) 転売を可能とする。

従い、産ガス国との MOU 締結においても以上を念頭に入れておくべきであると考えている。

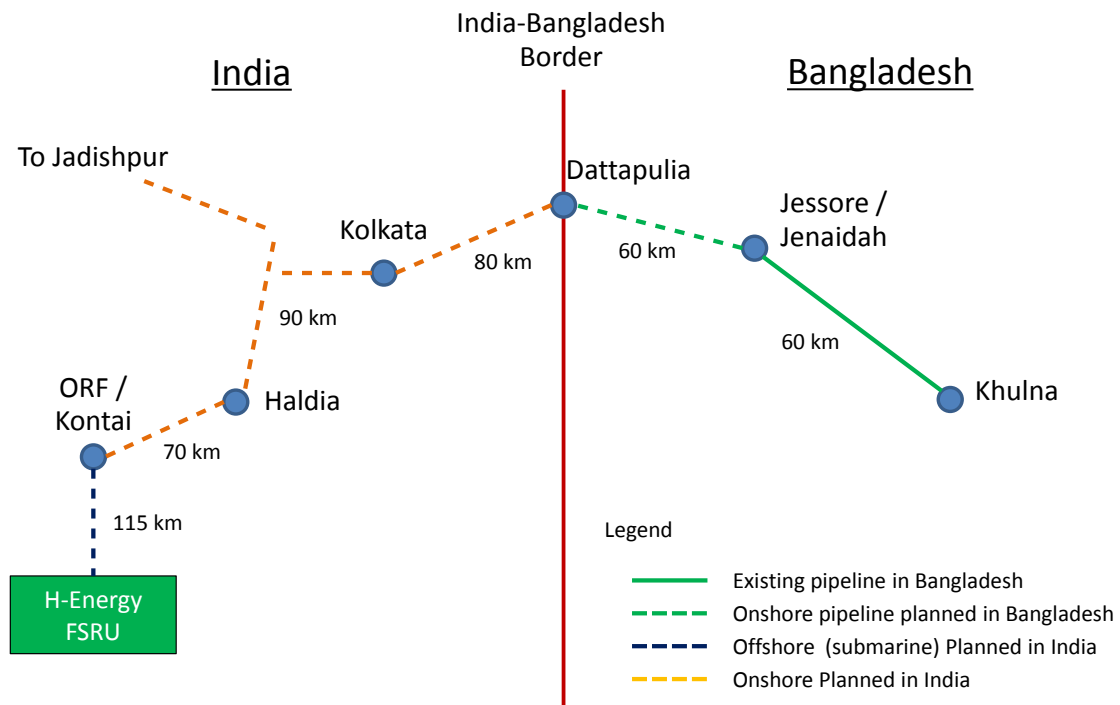
## 8.7 Cross-border 取引による LNG 導入の検討状況

以下の情報は、2016 年 6 月時点のものである。

### 8.7.1 事業概要

インド西ベンガル州沖の FSRU から、越境パイプラインにより、「バ」国西部 Khulna 近傍までガスを輸入するもので、主な供給先は、NWPGL の新設ガスコンバインドサイクル(400MW\*2)。下図の事業概略図にあるように、クルナに新設する陸上のパイプライン総距離は約 360km である (FSRU から陸上までの海底パイプラインは 115km)。Dattapulia に RMS を建設し、ここから Jessor までの約 60km のパイプラインを新設する。Jessor から Khulna までは既設パイプラインが存在する。

本 LNG 輸入事業は、Khulna に新設される NWPGL の新設ガスコンバインドサイクル (400MW\*2) 向けであり、JICA が資金協力している NPWGCL 所有のベラマラ 360MW 向けには、国産ガスを想定している。契約供給量は 125mmscfd だが、合計 250mmcfd までの上限付きで追加輸入が可能な条項を入れており、将来ベラマラ 360MW 向けへの国産ガス供給が難しくなった場合、本事業による LNG で対応可能なようにしている。



出典：NWPGL

図 8-11 Cross-border LNG 事業概略図

### 8.7.2 事業実施機関

インド側（LNG 調達、FSRU 建設、ガスパイプライン建設等）は、すべて H-Energy 社が行う。他方、インドーバングラデシュ国境から「バ」国側は、NWPGL および GTCL が行う。事業オーナーは NWPGL で、GTCL は NWPGL より建設を委託される予定。

### 8.7.3 事業進捗状況

H-Energy 社－NWPGL 間で、MOU および term sheet への署名が行われ、現在未署名なのは Gas Supply Agreement である。

### 8.7.4 スケジュール

パイプライン運開は 2019 年、Khulna 400MW\*2 の運開は 2019 年を予定している。

### 8.7.5 建設費等

Dattapulia- Jessor 間 60km は、約 60 million USD を想定している。既に ADB が FS 等の支援を行っており、将来的には Khulna 400MW\*2 と合せ、ADB が資金協力を行う計画である。



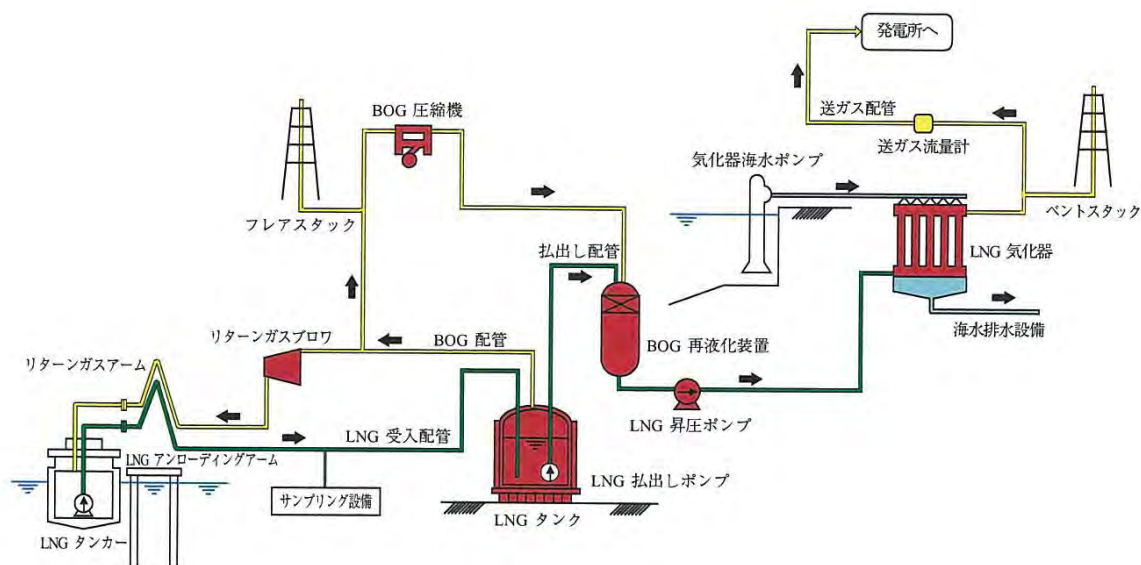
## 8.8 陸上式 LNG 受入基地の計画

### 8.8.1 一般論

陸上式 LNG 受入基地の計画をするにあたり、まず受入基地に要求されるガス送出能力とそのため  
 のための主要設備仕様を決めなければいけない。それらをまとめると以下の項目に集約され  
 る。

- (1) 年間 LNG 取り扱い容量 (LNG 船容量と年間着棧回数により決まる)
- (2) LNG 貯槽タンク容量 (年間回転数(または備蓄日数)を考慮)
- (3) 海水温度、水質等による気化器の選定
- (4) ガス送出圧力 (これにより LNG 2 次送出ポンプ仕様が決定される)
- (5) BOG 再液化装置の必要性有無
- (6) 製造ガスの熱量調整(減熱)の必要性有無
- (7) 製造ガス付臭装置の必要性有無
- (8) 主要機器の予備機の考え方
- (9) 将来拡張計画の見通し (増設のロードマップ策定)

以下に、標準的な LNG 受入基地の設備系統図を示す。



出典：IHI Technical Report Vol.50, No.2 (2010)

図 8-12 LNG 受入基地の設備系統図例

## 8.8.2 現状の計画

次に陸上式 LNG 受入基地のガス製造能力を設定し、主要設備仕様と基地スペースを検討する。ここでは計画中の FSRU と同規模の当初 500mmscfd (LNG 取扱量 約 350 万トン/年)、最終 1,500 mmscfd (LNG 取扱量 約 1,000 万トン/年)の規模の LNG 受入基地を想定し、つまり FSRU を切り離しても同量のガス送出が可能であることを前提とする。この場合の主要設備の計画方針および仕様と LNG 受入基地レイアウト参考図を示す。ここで、LNG 受入基地用地は、50ha の用地取得が望ましい。

**表 8-5 陸上式 LNG 受入基地レイアウト、主要設備の計画方針**

基地レイアウト	最終規模 (1,500mmscfd) に必要な用地初期に確保しておき、第 1 期 (500mmscfd) の運用開始後に需要にあわせて主要設備を増設して対応する。
LNG タンク仕様および設計コード	地震国であることを配慮し、Full containment double dome roof tank を推奨する。設計コードは、国際的実績に基づいた API(内層)、EN(外層)を推奨する。 1 基あたりの最大貯蔵容量は実績のある 18 万 m <sup>3</sup> を推奨する。 LNG タンク間の離隔距離は、タンク直径の 0.5 倍とする。
LNG タンク基数	年間回転数を 20 回転と仮定し、必要なタンク基数を算定する。
基地からの NG 送出条件および近傍のパイプラインとの取り扱い条件	基地からの送出圧は 70barg と仮定する。 Moheshkhali~Anowara 間の新設パイプラインに CTMS(Custody Transfer Metering Station)を新規に設置して、その付近が取り扱い点になる予定。
港湾の Availability 想定	年間 95%と仮定する。 (ちなみに FSRU の計画稼働率は 96.2%)(引用：Excelerate Energy 社レポート)
LNG 栈橋の設置数	1 栈橋当り、標準船 (14 万 m <sup>3</sup> ) で年間 86 回着栈すると仮定すると、年間受入量は 5.5MTPA となる。したがって、第 1 期では 1 栈橋、最終期では 2 栈橋が必要になる。
気化器仕様	1 日の総ガス送出量のうちピーク時間での送出量比率を 9.5%と仮定して時間あたりの気化能力を決定する。 気化器は ORV タイプとする。
その他設備仕様	<ul style="list-style-type: none"> <li>・BOG 処理設備 (BOG 圧縮機、BOG 再液化器、フレアスタック) を設置する。</li> <li>・付臭設備を設置する (ガス漏えい時の安全対策用)。</li> <li>・メータリング設備を設置する。</li> <li>・熱量調整設備は不要とする。(LNG 気化ガスと国産ガスの発熱量に大きな差異がないため)</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・受電設備は2系統受電とする。</li> <li>・中央監視室からの自動運転とする。</li> <li>・災害対策設備として、防消火設備、各種モニター設備を設置する。</li> <li>・LNG サンプリング分析設備を設置する。</li> <li>・ユーティリティ設備として、冷却水・計装空気・窒素・Portable Water 製造設備等を設置する。</li> </ul>
--	--

出典：JICA 調査団

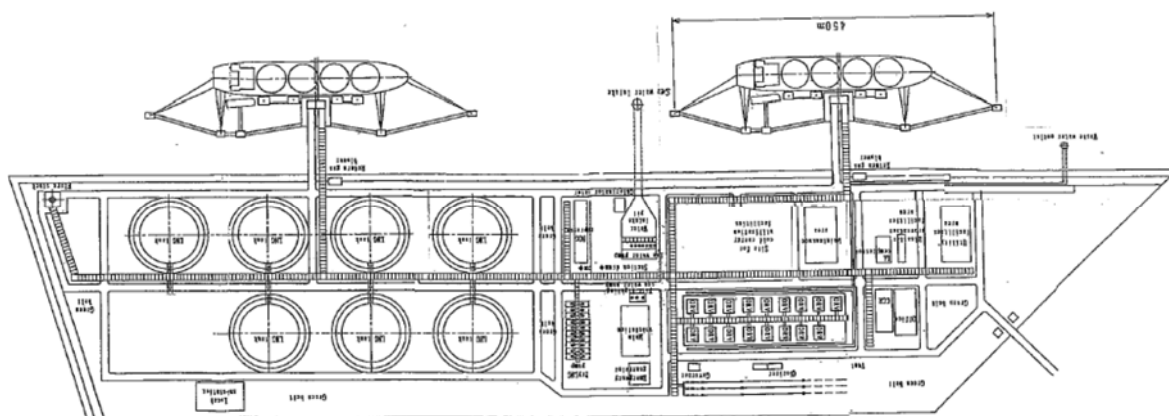
**表 8-6 主要設備仕様**

	<b>第1期 (500mmscfd, 3.5MTPA)</b>	<b>最終期 (1,500mmscfd, 10.4MTPA)</b>
LNG タンク	18 万 m <sup>3</sup> ×3 基	18 万 m <sup>3</sup> ×7 基
LNG ポンプ	300t/h×6 台＋予備機 3 台の計 9 台 150t/h×6 台＋予備機 2 台の計 8 台	300t/h×14 台＋予備機 7 台の計 21 台 150t/h×18 台＋予備機 2 台の計 20 台
LNG 棧橋	1 棧橋	2 棧橋
気化器	180t/h×5 基＋予備機 2 基で計 7 基、 ORV を選択	180t/h×15 基＋予備機 2 基で計 17 基、 ORV を選択
BOG 処理設備	BOG 圧縮機：15t/h×4 基＋予備機 1 基の計 5 基 BOG 再液化器：30t/h×2 基＋予備 機 1 基の計 3 基 Flare stack: 50t/h×1 基（長期停電時 に BOG を燃焼放散）	同左（増設なし）
海水取水ポンプ	13,000t/h×3 台＋予備 2 台で計 5 台	13,000t/h×9 台＋予備 2 台で計 11 台

出典：JICA 調査団

主要機器や設備をフロー図の考え方にしたがって、合理的かつ経済性に配置して基地全体のレイアウトや占有面積を把握することは、基本設計および詳細設計のなかで非常に重要な作業である。以下に示すレイアウト計画図は、送出ガス量を基本に考えて、荷役設備、タンク設備、気化器設備、用役設備等のゾーニングの考え方を示したものと理解いただきたい。

また、各ゾーン間を繋ぐ主要配管やケーブルルートも経済性と機能性を十分に考慮してレイアウトされるべきである。さらに、将来の能力アップに備えて主要機器の予備スペースや主要配管の先行レイアウト等にも配慮がなされるべきである。



出典：JICA 調査団

図 8-13 LNG 受入基地の標準レイアウト図 (約 50ha, 1,000 万トン/年)

### 8.8.3 既存ガス導管網へのLNG気化ガスの送出影響

LNG 受入基地で製造された NG は、Metering station を経由して、現在 Gas Transmission Company Limited (GTCL)が建設中のパイプライン (30inch, 延長 91km, Moheshkhali から Anowara City Gate Station まで) に送られ、その後 Chittagong 付近で既存ガス導管網に接続される。

ここで、LNG 気化ガスと国産ガスは混合するが、以下の考察により、末端ユーザーへの影響は極めて少ないと判断される。

まず、両者の発熱量に注目すると、LNG の主要な輸入元である Qatar の RasGas の代表的な LNG 発熱量は約 1,055BTU/cft-gross (JICA 調査団調べ) であり、「バ」国内の主要ガス田からの採掘ガスの発熱量平均 1,042BTU/cft-gross (引用：Petrobangla)と比較しても差異は小さく、この点からの問題はないと考えられる。もっとも、LNG を RasGas 以外からスポット購入する場合は、注意が必要である。

さらに、既存ガス導管網に送出された LNG 気化ガスは、Chittagong 周辺に点在するガス火力発電所、肥料工場で約 290mmscfd を消費される、いわゆる地産地消型であるため、既存ガス導管網を利用して全国規模で消費される残余のガス量 210mmscfd は、国産ガスの送出量合計 2,740mmscfd (引用：Petrobangla)に比べて少なく、この点からも影響は少ないと判断される。

表 8-7 セクター毎の NG 需要と供給バランス

Unit: MMCFD			
Sectors	Customer Category	Demand	Supply
Bulk	Power	1454	1070
	Fertilizer	317	200
	Power	70	68
Non-Bulk	Industry	452	448
	Captive	489	467
	CNG	128	125
	Domestic	332	330
	Commercial and others	33	32
	<b>Total</b>	<b>3275</b>	<b>2740</b>

出典：Petrobangla

## 8.8.4 LNG船仕様と港湾条件

### (1) LNG 船の仕様

LNG 船は大型化していく傾向があるが、Q-max クラスは超大型で採用条件が限定されることから、当地では Q-Flex 相当の LNG 船を想定するものとする。

**表 8-8 LNG 船のクラス別形状**

船型		Class (DWT <sup>3</sup> )	Length L (m)	Breadth B (m)	Loaded Draft D (m)
LNG 船	Q-max	130,000	350	55	13.7
	Q-Flex	110,000	315	50	12.5
	在来船	80,000	300	50	12.0
(参考) 石炭船		80,000	220	36	13.0

出典：JICA 調査団

### (2) 航路及び泊地の要求性能 (Performance Requirements for Waterways and Basins)

航路及び泊地の要求性能については、「港湾の施設の技術上の基準・同解説」(Technical Standard and Commentaries for Port and Harbor Facilities in Japan) に下記の通り規定されている。  
(<http://www.ocdi.or.jp/technical-st.html>)

#### 1) 航路の性能規定 Performance Criteria of Waterways

- ・ 航路の幅：船舶が行き会う可能性のある航路では対象船舶の全長以上の適切な幅以上
- ・ 航路の水深：対象船舶の最大喫水以上の適切な深さとし、うねりを考慮して最大喫水の 1.1 倍
- ・ 航路に屈曲部を設ける場合には、屈曲部における航路の中心線交角が概ね 30°以下、曲率半径は対象船舶の垂線間長の概ね 4 以上

#### 2) 泊地の性能規定 Performance Criteria of Basins

- ・ 泊地の広さ：曳船を利用した回頭の場合には、対象船舶の 2 倍を直径とする円
- ・ 泊地の水深：港湾管理用基準面下に対象船舶の喫水以上の適切な深さ（対象船舶の最大喫水に余裕水深を加える）を確保
- ・ 泊地の静穏度：年間を通じて、97.5%以上の荷役を可能とする静穏度を確保

**表 8-9 LNG 船着船波高基準**

LNG 船のサイズ	波高基準(H <sub>1/3</sub> )
小型船	0.3m
中型船	0.5m
大型船	0.7-1.5m

出典：JICA 調査団

### (3) 港湾条件

LNG Harbor (Waterways & Turning Basin) の仕様

「港湾の施設の技術上の基準・同解説」に基づき LNG Harbor の仕様を下記の通りとする。

<sup>3</sup> DWT: Dead Weight Ton

**表 8-10 Q-Flex LNG 船受入のための LNG Harbor 仕様**

船型		Class (DWT)	Waterways(Channel)			Turning Basin	
			Width 1L (m)	Length 5L(m)	Depth 1.1d(m)	Diameter 2L (m)	Depth 1.1d (m)
LNG Tanker	Q-Flex	110,000	315	-	14.0	630	14.0
(参考)	石炭船	80,000	250	1200	15.0	600	15.0

出典：JICA 調査団

#### (4) LNG 船の入出港条件、LNG 棧橋の荷役条件

港湾の施設の技術上の基準・同解説」及び日本国内の LNG 基地の入出港条件及び LNG 棧橋の荷役限界条件を参考に、当該基地の離着棧限界波高  $H_{1/3}$  を 1.5m とする。

また、LNG 船の場合、積荷の LNG は比重が小さく水面上に出る部分の面積が大きいため、操船や荷役に際しては風の影響を受け易い。「港湾の施設の技術上の基準・同解説」には、強風についての離着棧及び荷役限界の規定はないが、日本国内の LNG 受入基地では概ね「8-15m/sec」を限界風速として運用していることから、当該基地の荷役限界風速を 15m/sec とする。

なお、波高及び風速に係る航路及び泊地の静穏度は、LNG 基地の操業を考慮し、95%以上を確保するものとする。

**表 8-11 航路および泊地の静穏度の条件**

		Threshold Wave Height $H_{1/3}$ (m)	Threshold Wind Speed (m/sec)
LNG 船	Entrance of Channel	1.5	15
	Berth	1.5	15
(参考) 石炭船	Entrance of Channel	1.5	-
	Berth	1.0	-

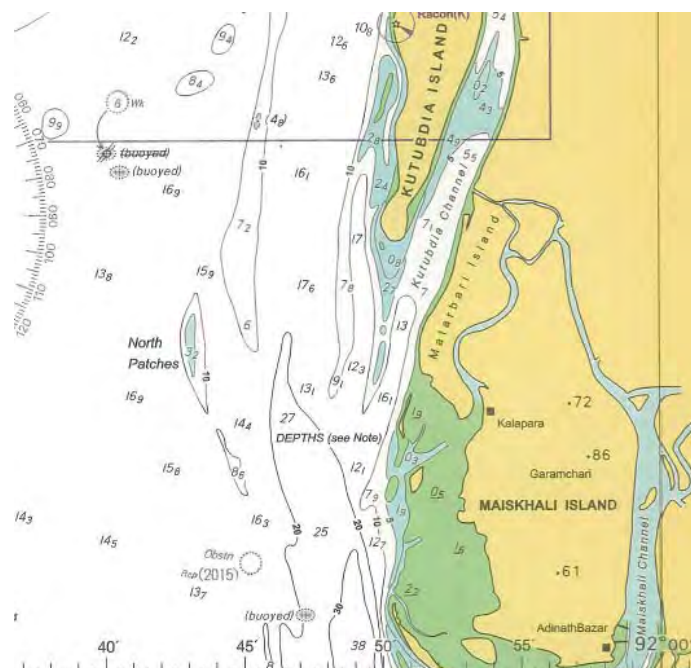
出典：JICA 調査団

#### (5) LNG 受入基地候補地周辺での地勢、海象条件の考察

##### 1) 水深 (Water depth of sea) データの分析

下記に LNG 基地候補地近傍の海図を示す。候補地はベンガル湾(Bay of Bengal)の北端に位置し、部分的に reef や浅瀬は存在するが、LNG 船の外洋からの進入には支障はない。

沿岸部には干満の影響の大きい低湿地帯が広がっており、LNG 基地候補地の選定に際しては、低湿地帯を避ける、LNG バースを沖合いに設置する、航路の浚渫・開削をする等の検討が必要である。なお、航路を浚渫・開削する場合には、長期的な維持浚渫の可能性を検討しておく必要がある。



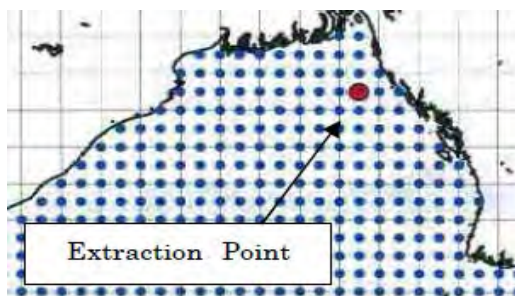
JICA 調査団

図 8-14 候補地近傍の海図

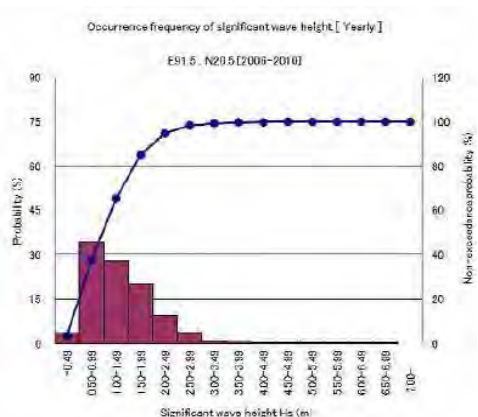
## 2) 波浪データ (Deep water Waves Data) の分析

ベンガル湾北部の観測ポイントにおける波浪データを基に 50 年再現確率波を算定し、チッタゴン石炭火力発電所港湾施設計画地点の波浪を算定したデータが存在する。

2006 年～2010 年における通年の波浪出現頻度 (波高の出現頻度、周期の出現頻度、波向の出現頻度) は下記の通りである。波高 1.5m の出現頻度は 65%程度、波向は SSW が卓越している。

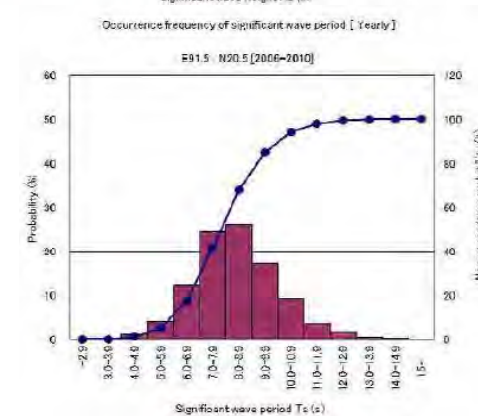


- Period : 2006.1.1~2010.12.31
- Extraction Point : Long. 91°30' E, Long. 20°30' N
- Time Interval : 1 hour
- Data Elements : Significant wave height, period and direction



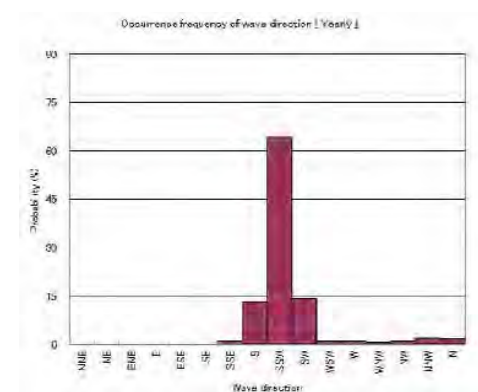
**Predominant Wave Height**

- 0.50m~0.99m ;34%
- 1.00m~1.49m ;28%
- 1.50m~1.99m ;20%



**Predominant Wave Period**

- 8.0s~8.9s ;64%
- 7.0s~7.9s ;25%
- 9.0s~9.9s ;17%



**Predominant Wave Direction**

- SSW ;64%
- SW ;14%
- S ;13%

出典：「Bangladesh 国チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査報告書ファイナルレポート」  
 (平成 27 年 3 月、JICA・東電設計・東京電力)

図 8-15 波浪データ



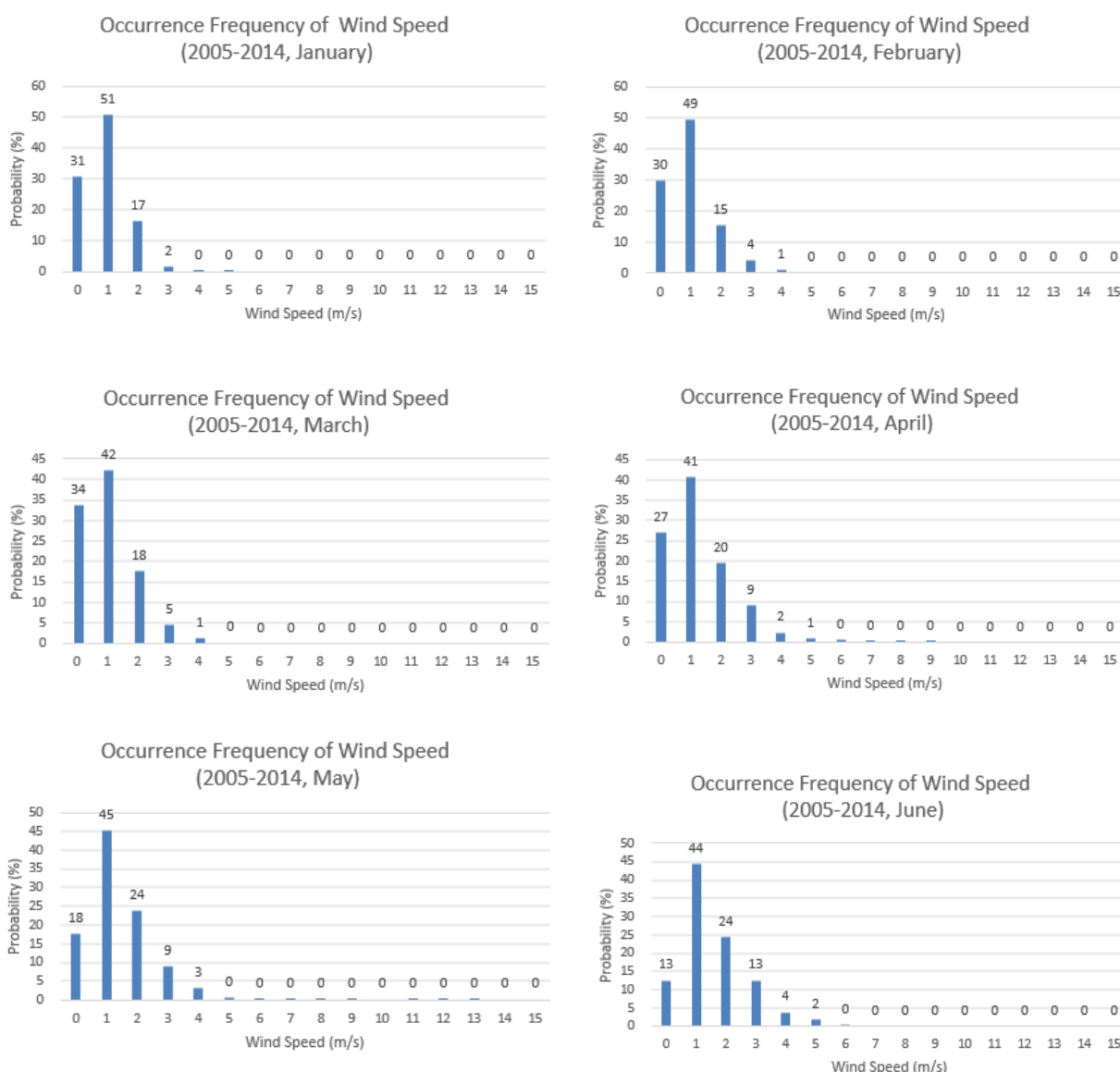
### 3) 風速、風向データ (Wind Data) の分析

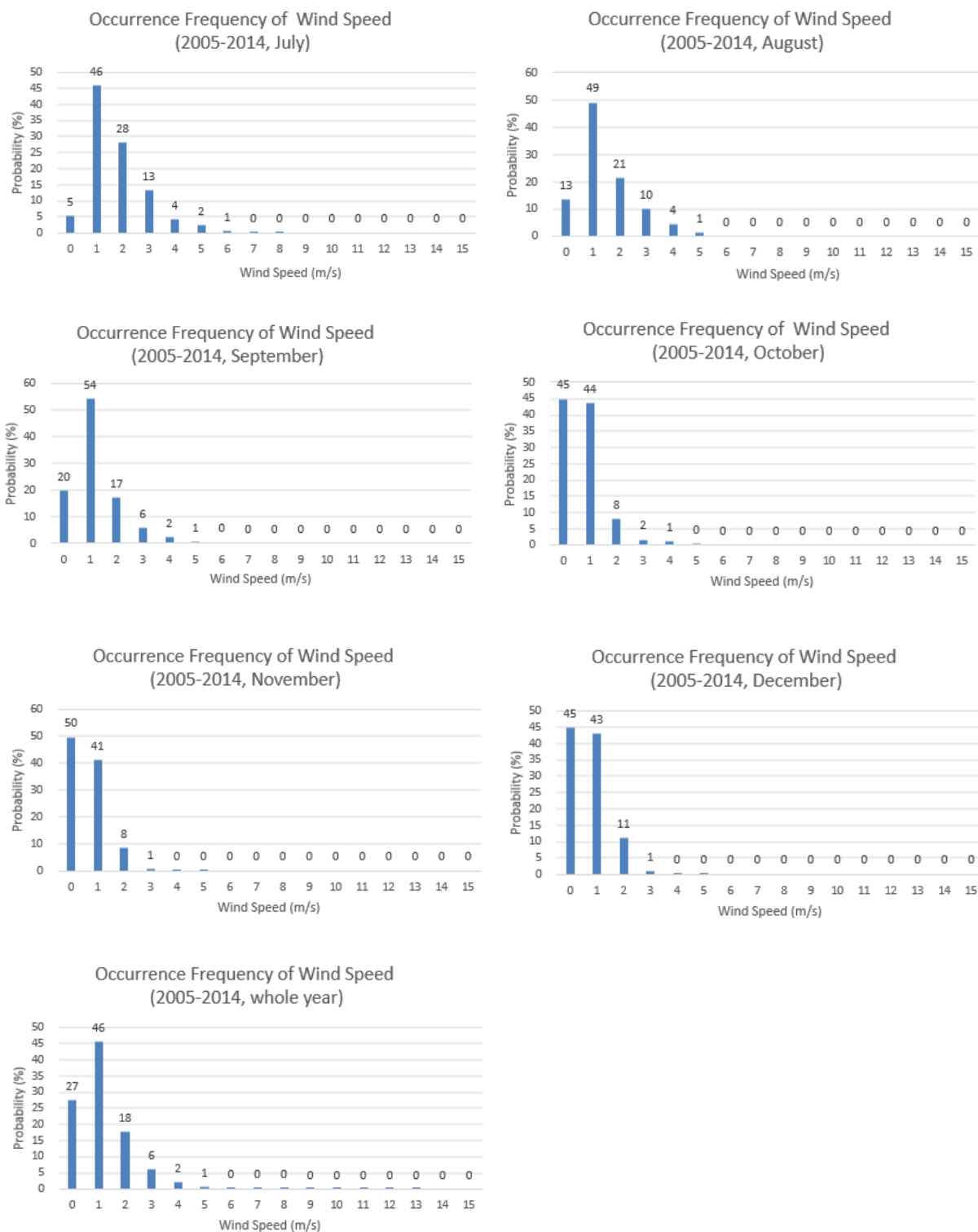
候補地近傍の Kutubdia における” THREE HOURLY WIND SPEED AND DIRECTION” のデータを基に、風速及び風向の出現頻度を算出した。結果は以下の通りである。

風速 30knots 以上は 40knots(2009/4/17/15:00)の 1 回のみで、風速 30knots(15.4m/sec)以下の出現頻度は 99.99%で、LNG 船の離着岸橋及び荷役限界 15m/sec 以下であり問題はない。

風向については、冬季(November to February)は北向きの風(North winds)、夏季(April to October)は南向きの風(South winds)が卓越する。また、冬季は” Calm” (wind speed 0.5m/sec and lower)の頻度が高い。

風況データを見る限り、LNG 岸橋候補地はかなり静穏であることが推定される。

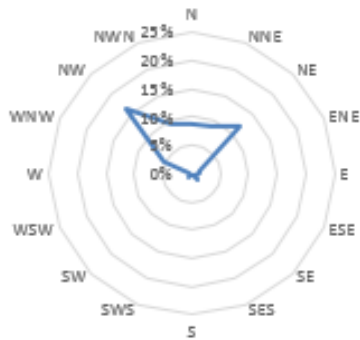




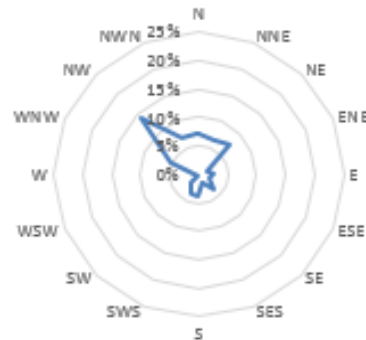
出典：JICA “Preparatory Survey on Chittagong Area Coal Fired Power Plant Development Project in Bangladesh Final Report”(March 2015, JICA/TEPSCO/TEPCO)

図 8-16 風速

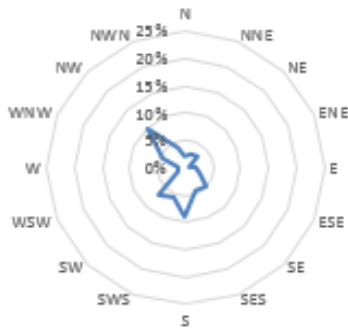
Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 January)  
 No Wind 32%



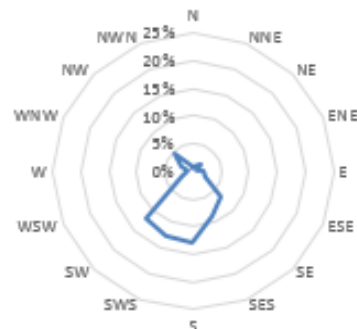
Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 February)  
 No Wind 31%



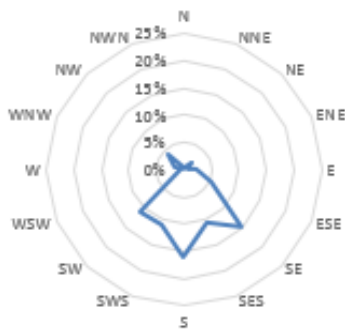
Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 March)  
 No Wind 35%



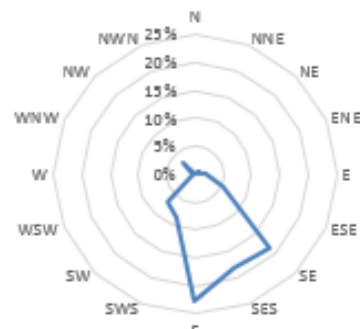
Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 April)  
 No Wind 28%



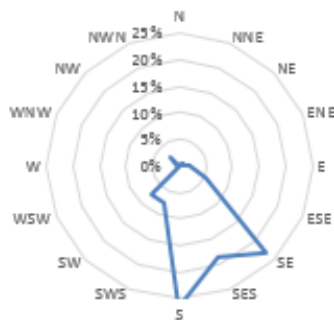
Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 May)  
 No Wind 18%



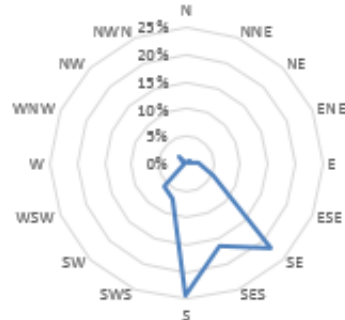
Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 June)  
 No Wind 13%

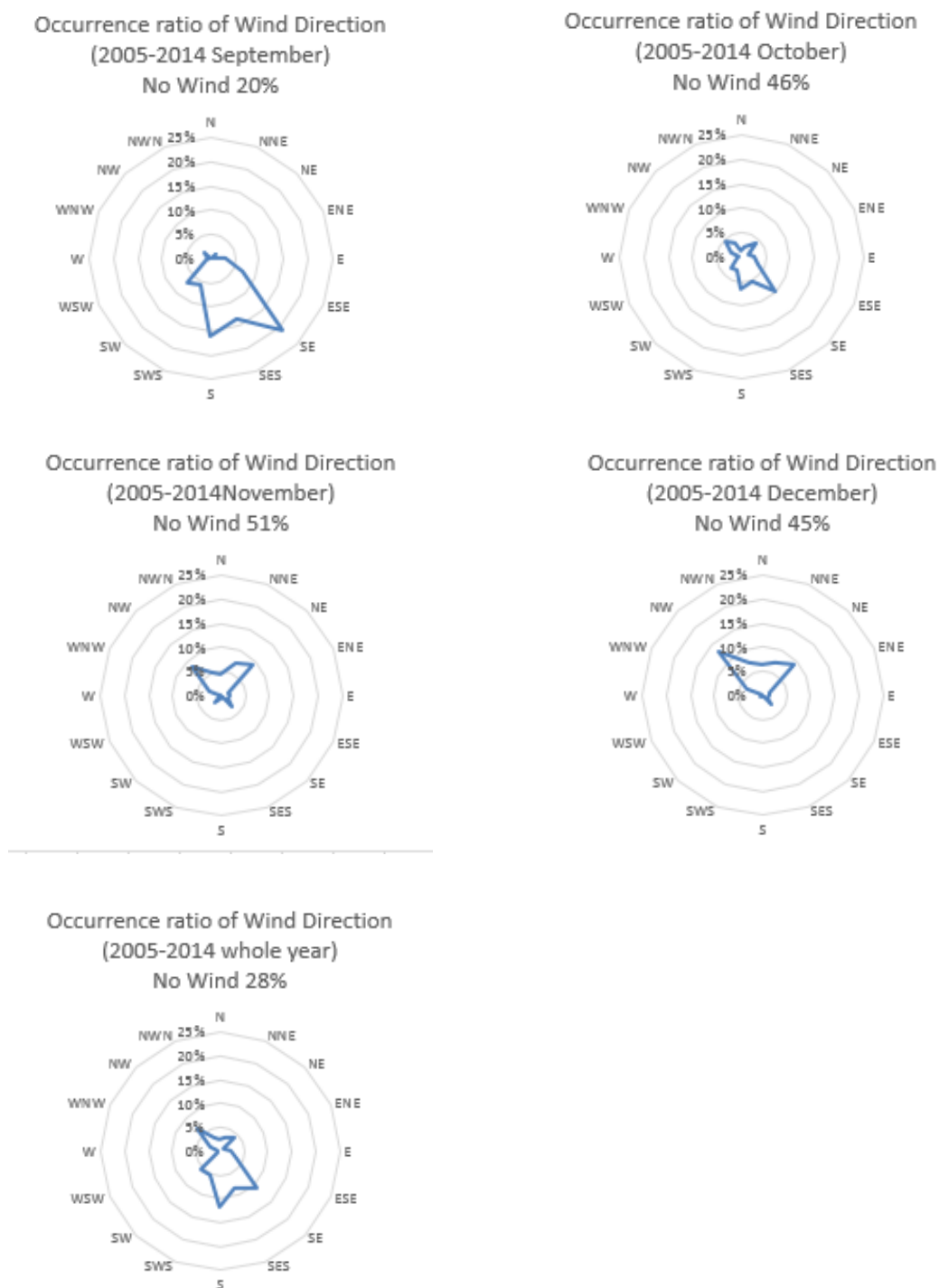


Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 July)  
 No Wind 5%



Occurrence ratio of Wind Direction  
 (2005-2014 August)  
 No Wind 14%





出典：JICA “Preparatory Survey on Chittagong Area Coal Fired Power Plant Development Project in Bangladesh Final Report”(March 2015, JICA/TEPSCO/TEPCO)

図 8-17 風向

〔留意事項〕

風況については、1 時間観測データが入手できなかったため、Kutubdia における” THREE HOURLY WIND SPEED AND DIRECTION” のデータを代用して、風速及び風向の出現頻度の検討を実施した。今後、サイト候補地近傍における観測データを入手し、1 時間観測データで検討する必要がある。

(6) LNG 受入基地候補地の検討

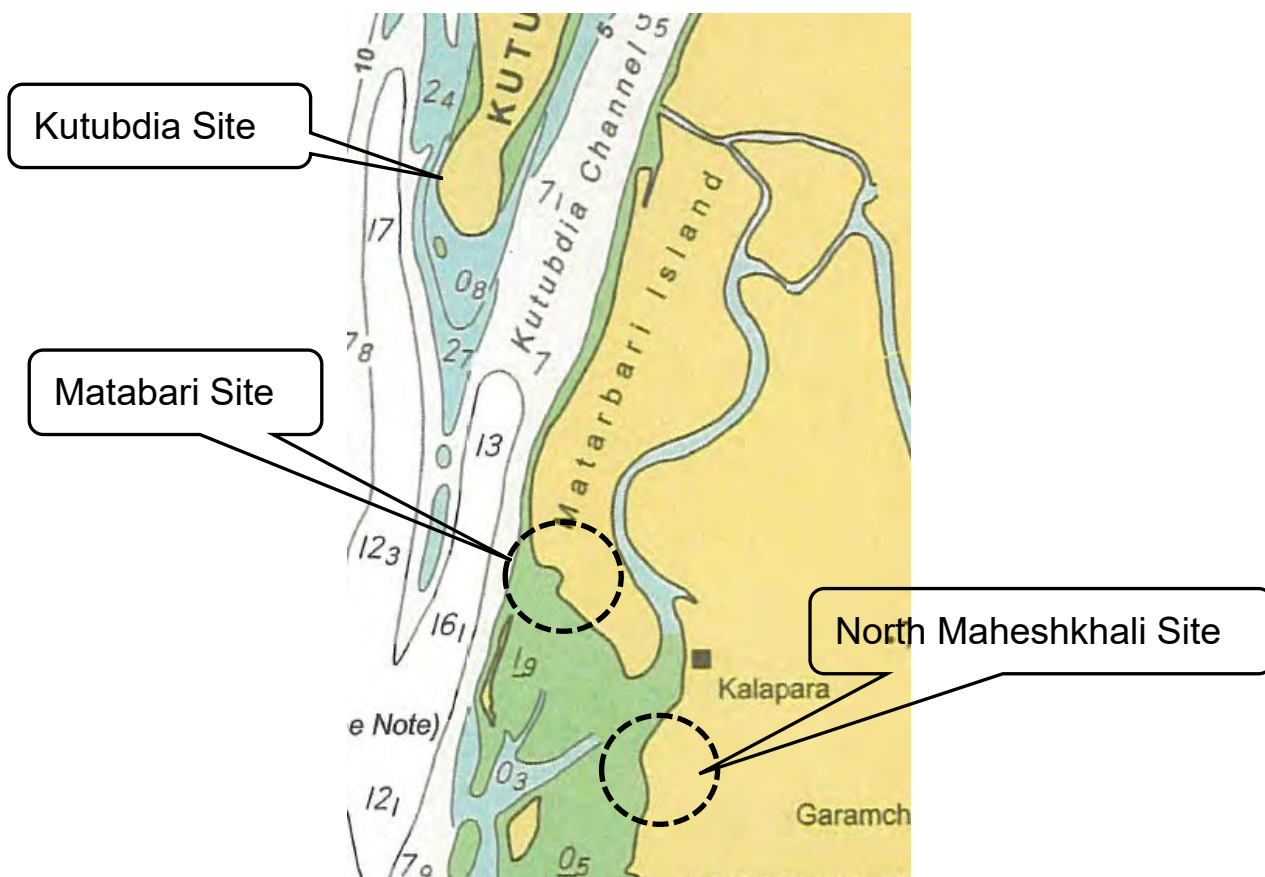
1) 候補地の選定

上記(1)~(5)のデータを基に 3 ヶ所の候補サイトを選定し、5 ケースについて静穏度の比較検討を行った。候補地ごとの検討ケースは以下の通りである。

表 8-12 LNG 受入基地の候補地と港湾、栈橋等の条件

Case	候補サイト	概要
Case1-1	Matabari Site	石炭港共有案 石炭港湾と LNG 港湾を共有する案
Case1-2		港口案 (防波堤なし) 外洋に面して防波堤なしで LNG 栈橋を建設する案
Case1-3		港口案 (防波堤あり) 外洋に面して防波堤及び LNG 栈橋を建設する案
Case2	North Maheshkhali Site	遠浅の海域を浚渫して航路及び LNG 栈橋を建設する案
Case3	Kutubdia Site	Kutubdia Channel を浚渫して LNG 栈橋を建設する案

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 8-18 LNG 受入基地の候補地

2) 静穏度（荷役稼働率）による評価

**表 8-13 Case1-1 Matarbari 石炭港共有案 (Excavated Type Plan)**

	Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
LNG 港	港入口	1.5m	94.7% < 95% 採用可否は事業者判断による
	LNG Berth	1.5m	99.9%以上 > 95% 良好
(参考)石炭港	Entrance of Channel	1.5m	99.4% > 96% 良好
	Coal Berth	1.0m	99.9% > 96% 良好

出典： JICA 調査団

※石炭船 FS では Entrance of Channel で評価しているが、LNG 船については、回頭して針路変更する港入口における静穏度で評価する。

**表 8-14 Case1-2 Matarbari 港口案 (Conventional Type Plan : Without Breakwater)**

	Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
LNG 港	LNG Berth	1.5m	94.7% < 95% 採用可否は事業者判断による
(参考)石炭港	Entrance of Channel	1.5m	94.7% < 96% 不可
	Coal Berth	1.0m	93.5% < 96% 不可

出典： JICA 調査団

**表 8-15 Case1-3 Matarbari 港口案 (Conventional Type Plan : Breakwater Construction)**

	Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
LNG 港	LNG Berth	1.5m	96.5%以上 > 95% 良好
(参考)石炭港	Entrance of Channel	1.5m	99.2% > 96% 良好
	Coal Berth	1.0m	96.5% > 96% 良好

出典： JICA 調査団

**表 8-16 Case2 North Maheshkhali 案**

	Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
LNG 港	港入口	1.5m	96.8% > 95% 良好
	LNG Berth	1.5m	96.2%以上 > 95% 良好
(参考)石炭港	Entrance of Channel	1.5m	96.8% > 96% 良好
	Coal Berth	1.0m	96.2% > 96% 良好

出典： JICA 調査団

**表 8-17 Case3 Kutubdia Channel 案**

	Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
LNG 港	LNG Berth	1.5m	94.7%以上 < 95% 採用可否は事業者判断による

出典： JICA 調査団

[留意事項]

- a) 今回は、候補地の港湾を想定した LNG 受入基地専用の静穏度解析は実施していない。候補地の絞込みに際しては、詳細な静穏度解析を実施して、比較検討すべきである。
- b) 荷役限界風速及び LNG 港湾の離着棧基準及び荷役限界波高については、LNG 基地の事業性や操業実態等を考慮し、事業者が決定すべきものである。
- c) 悪天候等を想定した避難の考え方、避難港や泊地について、整理しておく必要がある。

3) 候補地評価結果

**表 8-18 LNG 受入基地候補地の評価結果**

Case	Case 1-1	Case1-2	Case1-3	Case2	Case3
静穏度	◎	○	◎	◎	○
Comparison of Costs	Cost Effective	Cost Effective *Filling Soil Balance	Fairly Expensive(Break water Construction)	Expensive (Continuous dredging)	Expensive (Continuous dredging)
Natural Environment	-	-	-	Mangrove Forest	

出典： JICA 調査団

[留意事項]

- a) 防波堤建設コスト及び維持浚渫コストの評価、環境面の評価については、「チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査」の評価を引用した。
- b) LNG 基地用地の土地造成に必要な盛土材料の確保については、現地における土砂確保の難易が不明であるが、港湾の整備のための浚渫及び開削に伴い土量が確保できる Case1-2, Case2 及び Case3 については、有効な案であると考えられる。

8.8.5 地盤高さの検討

「チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査」において、干満やサイクロンによる高潮の詳細な検討が実施されており、LNG 受入基地の検討についても同様の考え方にに基づき土地造成を計画するものとした。

LNG Facility Yard の地盤高さは、サイクロンによる 50 年確率の高潮を想定し、E.L. = +10.0m M.S.L とする。また、港湾部の地盤高さは E.L. = +5.0m M.S.L とする。

(1) Design Tidal Level

H.W.L. = +2.20m M.S.L      M.S.L. = ±0.0m      L.W.L. = -2.20m M.S.L.

(2) Storm Surge Height

**表 8-19 高潮の想定高さ**

Storm Surge Height	Average	25-year Return Period	50-year Return Period
Base on Maximum Data	4.2m	8.0m	9.0m
Base on Minimum Data	3.3m	6.2m	7.0m

出典： JICA 調査団

(3) Design Ground Level

- 1) LNG Facilities Yard      E.L. = +10.0m M.S.L.
- 2) Port Revetment      E.L. = +5.0m M.S.L

[留意事項]

サイクロン等による高潮対策のために LNG 基地全体を約 10m 盛土する必要があり、盛土材料の確保が大きな課題となる。

現地における盛土用の土砂の確保について、検討する必要がある。

### 8.8.6 地盤調査

「チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査報告書」によれば、現地においては 2012 年及び 2014 年に比較的大規模な地盤調査が実施されている。地盤調査(2014)の結果は下記の通りである。

現地の地盤は、表層に層厚 2m 程度の緩い砂層の下に、層厚 20m 程度の N 値 10-20 の沖積砂層及び沖積粘性土層が堆積し、その下に N 値 30-40 以上の洪積砂礫層及び洪積粘性土層が堆積している。

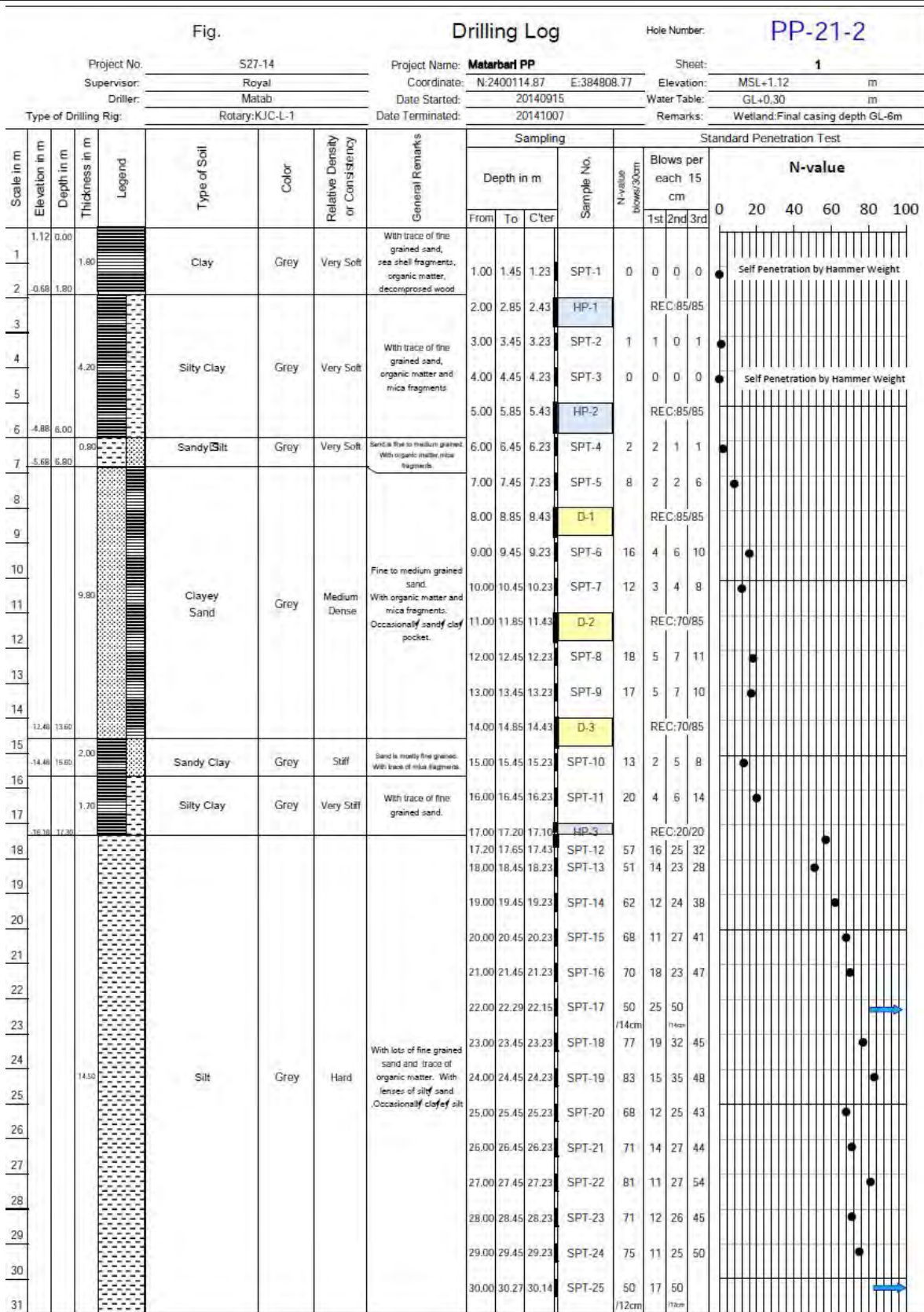
LNG タンク等の重要構造物の支持杭は、この洪積砂礫(DS)に根入れするものとする。

**表 8-20 地盤データ (その 1)**

Layer	Material	Relative Density or Consistency	Thickness of Layer (m)	SPT(N) Values
Bs	Sandy Soil	Loose to Medium Dense	0.6 to 2.0	4 to 24
Ac-1	Clayey Soil	Very Soft to Soft	0.8 to 12.7	0 to 4
Ac-2	Clayey Soil	Medium Stiff to Stiff	0.9 to 8.7	4 to 15
Ac-3	Clayey Soil	Stiff to Hard	1.1 to 9.0	15-30
As-1	Sandy Soil	Very Loose to Loose	1.1 to 6.0	0 to 10
As-2	Sandy Soil	Medium dense to Dense	0.7 to 21.9	10 to 50
Dc	Clayey Soil	Hard	1.4 to 17.3	≥30
Ds	Sandy Soil	Very Dense	0.5 to 13.2	≥50

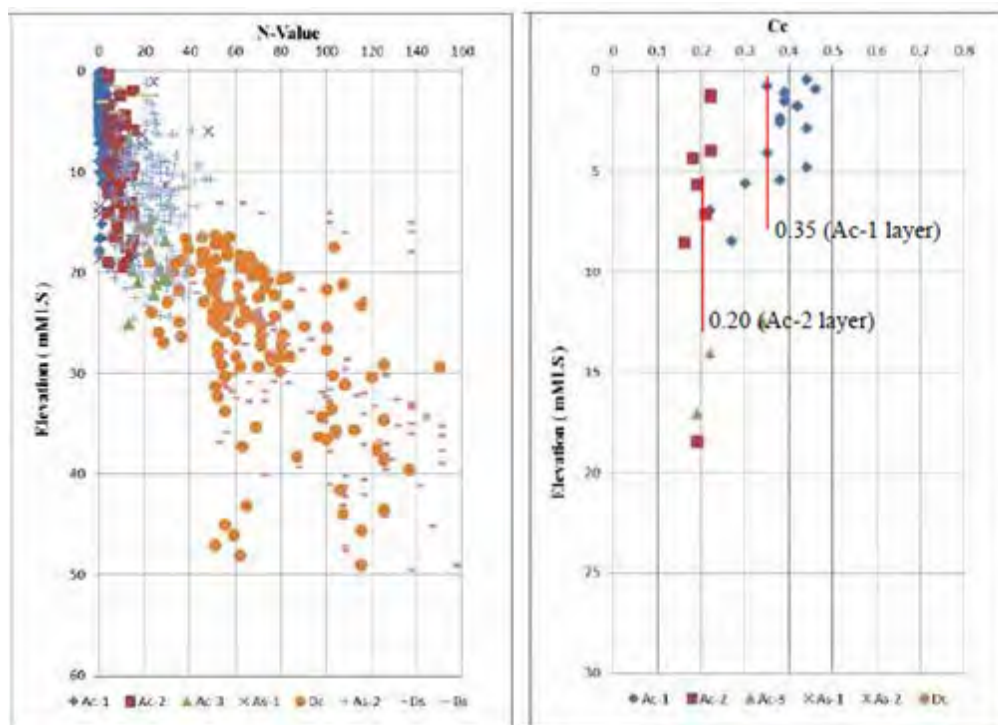
出典：“Preparatory Survey on Chittagong Area Coal Fired Power Plant Development Project in Bangladesh Final Report”(March 2015, JICA/TEPSCO/TEPCO)





出典：“Preparatory Survey on Chittagong Area Coal Fired Power Plant Development Project in Bangladesh Final Report”(March 2015, JICA/TEPSCO/TEPCO), Appendix-C-17-01 Drilling Logs p.94

図 8-19 ボーリングデータ



出典：“Preparatory Survey on Chittagong Area Coal Fired Power Plant Development Project in Bangladesh Final Report”(March 2015, JICA/TEPSCO/TEPCO)

図 8-20 地盤データ (その 2, 3)

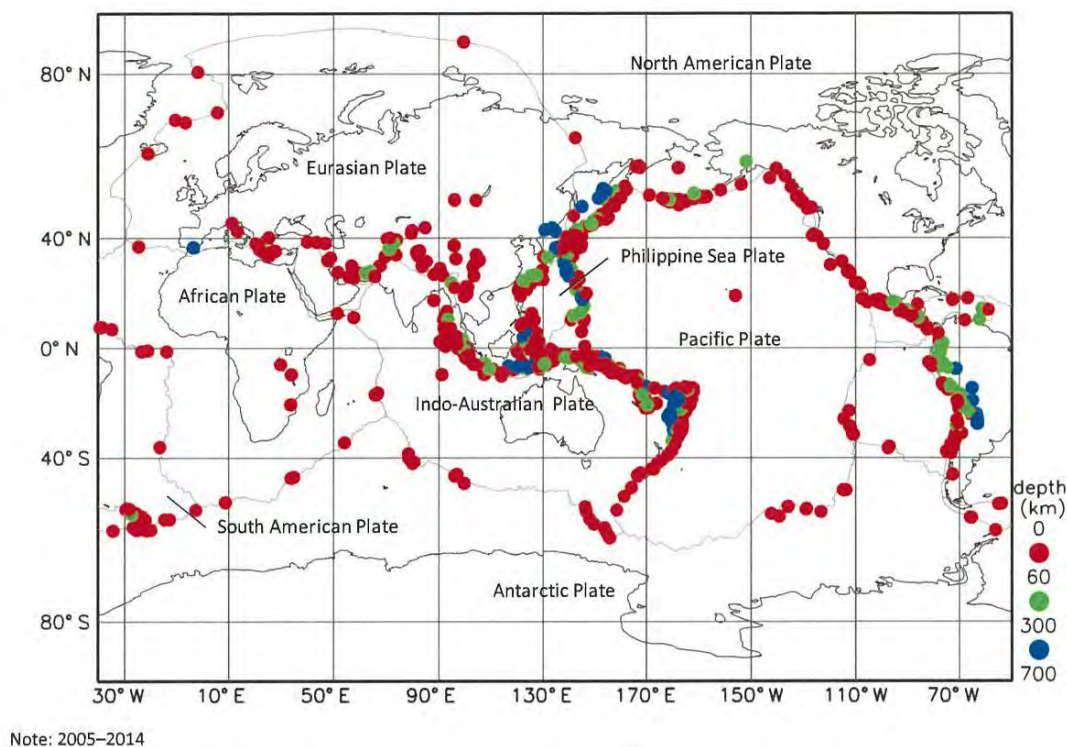
表層及び沖積粘性土層及び沖積砂礫層は比較的軟弱であるため、また高潮対策として LNG Facility yard の地盤を EL=+10.0m M.S.L まで盛土するため、大規模な地盤改良が必要である。また、盛土材料として浚渫土または開削土を使用する場合には、土砂の性状によっては盛土の地盤強化が必要である。

沖積粘性土層	PVD (Prefabricated Vertical Drain Method), DMM (Deep Mixing Method, 深層混合処理)
沖積砂礫層	SCP ( Sand Compaction Pile Method)

## 8.8.7 地震に対する検討

### (1) Distribution of Earthquake Centre

世界の震源分布及び震源分布とプレートの位置図を以下に示す。ベンガル湾には、インドプレートとユーラシアプレートの境界が存在し、比較的大規模な地震が多く発生している。



出典：White Paper on Disaster Management” (Cabinet Office, Government of Japan)  
図 8-21 世界の震源分布 (M6 以上) とプレート境界

### (2) Seismic Design

#### 1) Seismic Design Standard

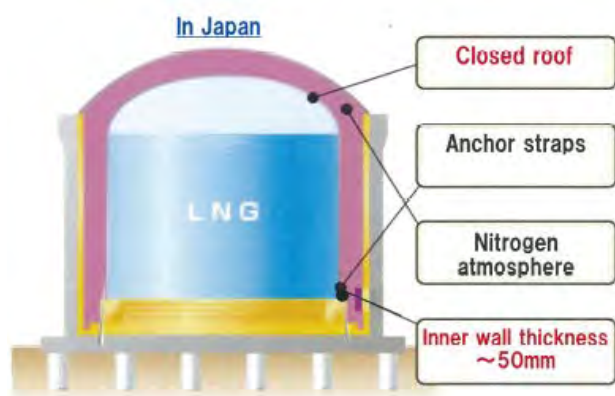
地震多発国であるバングラデシュ国では、耐震設計基準として「BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE 2006」が定められ運用されており、港湾設備の設計地震動は、およそ 0.2g となる。一方で日本国内での LNG タンク等、LNG 設備の設計地震動もほぼ同等レベルであることから、LNG 設備についても同基準に従い耐震設計を実施するものとする。

#### 2) LNG タンクの型式、構造

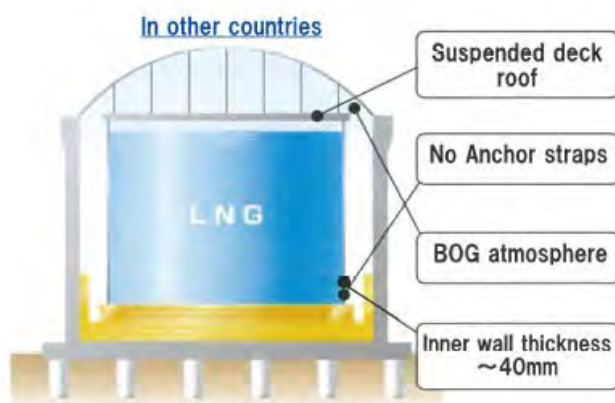
LNG タンクは、強い地震動及び地震時のスロッシングを考慮し、「ドーム屋根構造(Full Containment LNG Tank-Dome roof type)」を採用する。

なお、実施設計に際しては、タンク構造及び地盤条件等をモデル化した地震応答解析を実施し、安全性を確認するものとする。

Dome roof type PC LNG Storage Tank



Suspended deck type PC LNG Storage Tank



出典：JICA 調査団

図 8-22 耐震性LNG貯槽タンクの構造



出典：大阪ガス泉北 LNG 受入基地写真

図 8-23 地上式ドームルーフ型 PC LNG 貯槽タンク外観

- 1) 日本では LNG タンクの耐震設計技術が確立している。
- 2) LNG タンクに関する API、EN 等主要海外規格にも精通している。
- 3) バングラデシュのような地震多発国では、内槽構造は suspended deck type より dome roof type が耐震性向上のため望ましい。dome roof type は日本や台湾のような地震多発国で多くの建設運転実績が有る。
- 4) dome roof type は suspended deck type より対スロッシング(液面揺動)性能が優れている。また、dome roof type は内外槽間が通常 N2 gas で満たされており、通常 BOG で満たされている suspended deck type より LNG 液漏洩が検出し易く、安全性が高いと言える。
- 5) Bangladesh で API,EN に基づき建設可能な dome roof type の LNG タンクの最大貯蔵容量は 18 万 m<sup>3</sup> と考えられる。
- 6) 日本には多数の 18 万 m<sup>3</sup>、20 万 m<sup>3</sup> 及び 23 万 m<sup>3</sup> の LNG タンク建設運転実績が有る。

〔留意事項〕

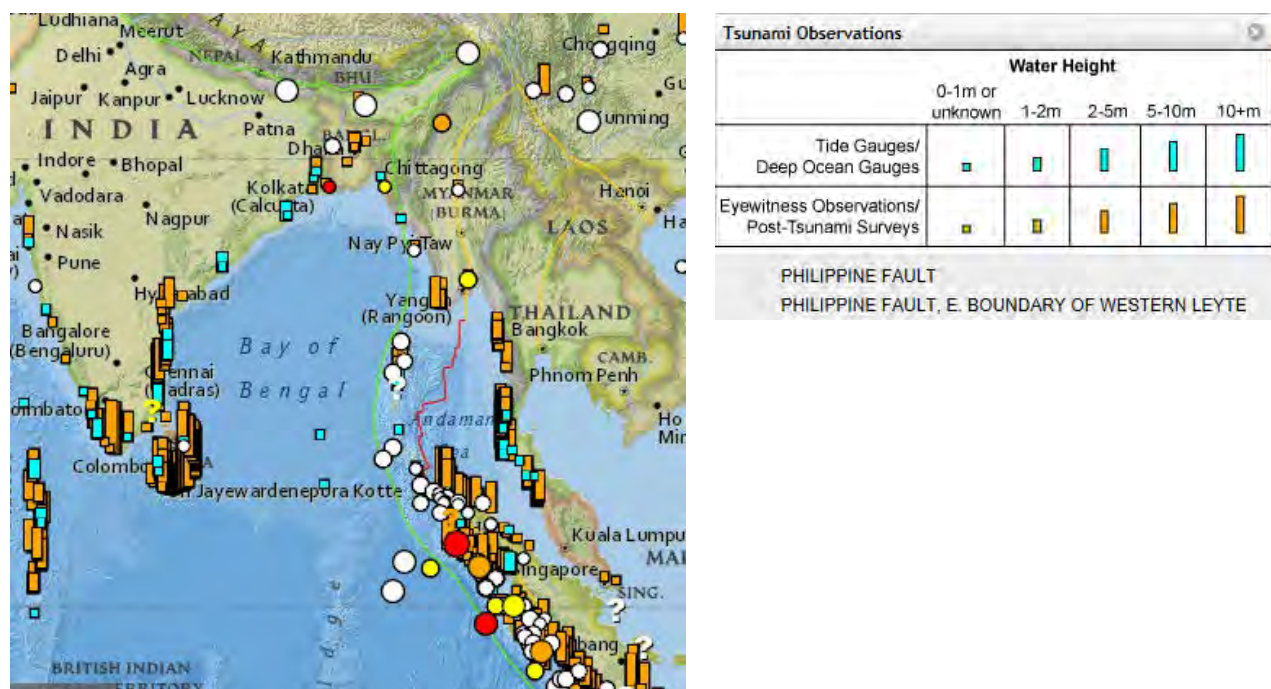
バングラデシュにおける内陸活断層については公表されている資料はほとんどないが、LNG 基地候補地の近傍に活断層が存在している可能性はある。LNG タンク等の危険物貯槽は、被災した場合の災害の影響が大きいことから、活断層から離して設置することが望ましい。

今後、FS 及び FEED の段階でバングラデシュの地質調査データを収集し、LNG 基地のサイト選定やレイアウト計画、LNG 設備の耐震設計に反映すべきである。

### 8.8.8 津波への配慮

Bangladeshはプレート境界に近いことから、大規模地震による津波の危険性が高い。インド洋及びベンガル湾周辺の津波危険度マップを以下に示す。

LNG 基地候補サイトはベンガル湾の北端に位置し、予想津波高さは 1m-3m 程度である。津波高さは、サイクロン等による予想高潮高さに比べ比較的小さいことから、LNG 基地の基本設計には含めないこととする。



出典：NOAA: National Centers For Environmental Informations Natural Hazards Viewer –Tsunami Observation-

図 8-24 インド洋およびベンガル湾周辺の津波危険度マップ

なお、ベンガル湾のプレート境界で地震があり想定以上の津波が発生する可能性については、FS または FEED 設計時点で検討する必要がある。

### 8.8.9 建設費および運転、メンテナンス費用の概算

ここでは、前述の表 8-6 で示した第 1 期規模（500MMCFD,3.5MTPA）と最終規模（1,500MMCFD,10.4MTPA）についての各建設費の概算を示す。

**表 8-21 建設費概算**

（単位：US MMS\$）

	第 1 期 (500mmscfd, 3.5MTPA)	最終期 (1,500mmscfd,10.4MTPA )
土地取得費	200	200
栈橋、荷役設備費	100	200
再ガス化設備費	130	320
LNG タンク建設費	300	700
その他費用	30	80
<b>総計</b>	<b>760</b>	<b>1,500</b>

出典：JICA 調査団

一方で、運転、メンテナンス費用は実績統計上、送出ガス量あたり、US\$0.3(第 1 期)～0.6(最終期) /MMCF とみなされる。

## 8.9 LNG 導入の課題

### 8.9.1 LNG Value Chain の確立

- (1) LNG 供給元の多様化と輸送経路の確保による安定供給の確保とタンク備蓄日数の低減  
LNG 購買契約（SPA: Sale and purchase agreement）の Take or pay 条件や仕向地変更条件の緩和、有利な価格決定への交渉が重要で、他の LNG 購入者と協力して購買力を増す必要がある。輸送契約にも競争原理を働かせる工夫が必要である。
- (2) LNG 基地で安全、安定に低コストで信頼性の高い LNG 荷揚げ、貯蔵、気化、送出を目指す。
- (3) LNG 基地からの供給方法の多様化（送出ガス、LNG Re-loading、船舶用燃料としての LNG Bunkering、LNG truck 出荷による LNG サテライト基地への供給）と安定需要確保（発電用・工業用・業務用・家庭用各需要、第三者への基地解放）に向けての努力が必要である。

### 8.9.2 LNG受入基地の操業

エネルギーインフラとしての、LNG 受入基地の使命は今後益々重要になることから、運転開始時のスムーズな立ち上げ、初期トラブルの回避によって順調な立ち上げを経過したあとも、基地運営の効率化や安全確保に向けて様々な視点により、改善努力をしていく必要がある。これを達成していくために、運転体制、設備計画、メンテナンス、教育訓練、防災設備、および環境対策面から以下に提言をおこなう。

#### (1) 運転体制

一般に受入基地の運営体制として、運転チーム、保全チーム、エンジニアリングチームからなる組織を計画し、各チームリーダーにはガス処理設備（特に低温ガスを取り扱う設備）の経験者を指名し、また未経験者には教育機会を通じて勉強するとともに類似の受入基地にて実践教育をする必要がある。また受入基地の商用運転が始まると、運転チームが主体となって課

題解決に取り組む覚悟が必要である。

運転チームは通常 4 チームで編成し、タイムシフト制で 24 時間体制を取る。通常運転のほか、生産量目標に応じて稼働機器の選定や荷役時の受入基地側の体制支援をおこなう。

保全チームは日常管理を通じて設備状態の把握（データベース構築）と、オリジナルな設備更新計画の策定に向かって、様々な設備メンテナンス基準を参照してユニークな方針作りを目指す。

エンジニアリングチームは、商用運転を通じてフィードバックされる設計上の不具合を前向きに検討し、事態に応じ最適な補修計画と予算を策定し、設備改善に取り組む。

## (2) 運転管理

運転は中央監視室から集中して行われるが、通常運転に加えて LNG タンクの最適運用や層化防止に注意する。また定期的な現場パトロールをおこない、監視記録をして不具合の早期発見に努める。送出ガス量の計測管理や用役量の原単位管理も合わせておこない、受入基地の運転効率の向上と安全確保を図る。

## (3) 設備保全

保全チームが中心となって月間・年間保全計画や中長期保全計画とその予算策定を実施するが、運転チームと協力してオリジナルで最適な保全計画の構築が目標である。

また突発的な機器故障やシステム故障に対応するために、機器ベンダーとのオンラインコールやリモートメンテナンス契約も重要である。また自前での保全体制として、予備品の最適管理や最新の保全技術の習得に関する学習やサービス提供者との情報交換も必要である。

## (4) 教育・訓練

運転要領書の整備や IF ケースでの最適処置のための集団議論等を通じ、通常時および非常時に対処する能力を自主的に高める。一方、他事業者の受入基地の視察やベンダーが主催の講習会やトレーニング機会を利用して知見を増やして、自身の基地運転能力を組織として高める。また、最近開発されている運転教育シミュレーター（OTS）を導入して、様々な条件設定のもとでも的確な運転が達成できるよう運転能力の向上に努めることも効果的な手段である。

### 8.9.3 効果的な基地運営

将来的に「バ」国でのガス需要が高まるにつれ、国全体でのガス需給管理体制の強化がより必要になる。すなわち、国産ガスの採算量減退を補完するために今後 LNG 受入基地が多数設置されてくると、ガス需要を正確に予測して、それに見合う LNG 受入基地単位でのガス送出量を的確に配分して送出指示を出す、中央で一元管理した機能が必要になってくる。これは、現在の TGCL の SCADA 機能と解析能力を一層充実し、ガス需給指令所として高度利用させることが現実的解決手段と考える。

また、LNG 受入基地内での主要機器多数の不具合発生や自然災害による送出量低下を想定し、複数の LNG 受入基地間での相互バックアップルールの取決めも将来必要である。さらにテロや暴動等の不測事態に備えた、基地セキュリティ対策の策定や定期的な非常時訓練も必須である。



## 第 9 章 石炭供給

### 9.1 国家開発政策

#### 9.1.1 石炭政策の現状

現在のところ Coal Policy には手が付けられていないし、今後の見通しも明確でない。一方、「バ」国の唯一の炭鉱であるバラプクリア炭鉱の増産計画は進んでいる。

新規炭鉱開発の具体例としては、Dighipara、Khalaspir、Phulbari が挙げられる。Dighipara は Perobanngla から探査ライセンスの申請がでており、Khalaspir、Phulbari はそれぞれ民間会社から開発に向けた申請は出ているが、政府が受け付けていないので棚上げ状態である。

#### 9.1.2 PSMP2010の再検討

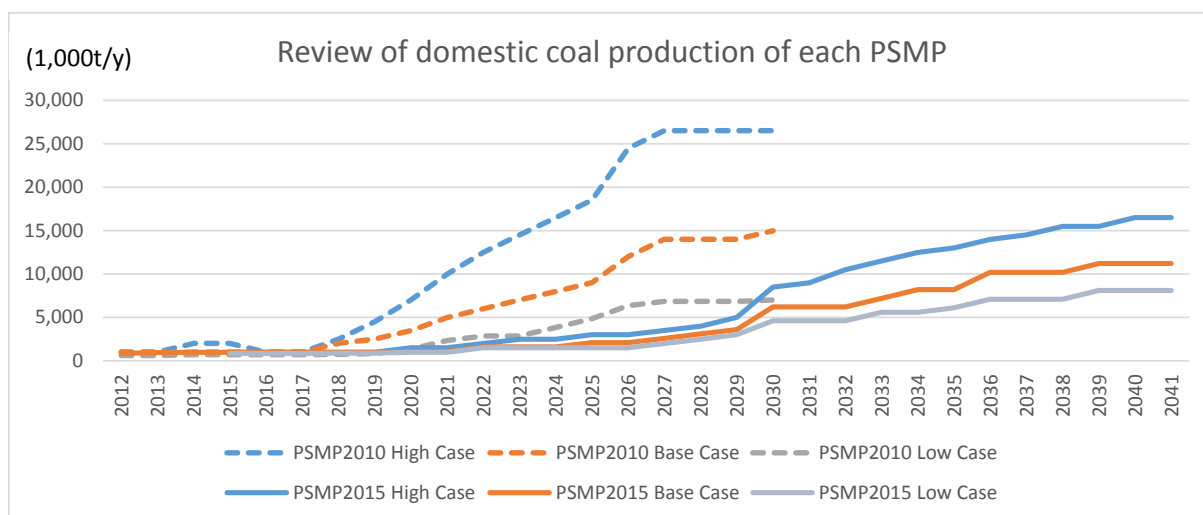
表 9-1 に後述する国内炭鉱開発予想をもとにした 2041 年までの生産量予測と PSMP2010 での予測の比較を示す。また図 9-1 は表 9-1 をグラフで示す。PSMP2010 と比べ、PSMP2015 の生産量を下げている理由は PSMP2010 では Coal Policy の議論が盛んであったのを受けて、調査団は国内炭開発に伴う生産予測をカウンターパートと共に作成したが、PSMP2016 では Coal Policy が議論されず、石炭開発に関する申請がすべて棚上げされている状況を踏まえ、PSMP2016 での生産予測に至っている。

表 9-1 PSMP2010 と本調査 (PSMP2015) における国内石炭生産量予測の比較

Year	Domestic Coal Production in PSMP2010 (1,000t)			Domestic Coal Production in PSMP2015 (1,000t)		
	(Note: From 2005 to 2008 shows actual production)			(Note: From 2012 to 2013 shows actual production)		
	High Case	Base Case	Low Case	High Case	Base Case	Low Case
2012	1,000	1,000	600		855	
2013	1,000	1,000	600		947	
2014	2,000	1,000	700		1,000	
2015	2,000	1,000	700	1,000	1,000	850
2016	1,000	1,000	700	1,000	1,000	850
2017	1,000	1,000	700	1,000	1,000	850
2018	2,500	2,000	750	1,000	1,000	900
2019	4,500	2,500	850	1,000	1,000	900
2020	7,000	3,500	1,350	1,500	1,100	1,000
2021	10,000	5,000	2,350	1,500	1,100	1,000
2022	12,500	6,000	2,850	2,000	1,600	1,500
2023	14,500	7,000	2,850	2,500	1,600	1,500
2024	16,500	8,000	3,850	2,500	1,600	1,500
2025	18,500	9,000	4,850	3,000	2,100	1,500
2026	24,500	12,000	6,350	3,000	2,100	1,500
2027	26,500	14,000	6,850	3,500	2,600	2,000
2028	26,500	14,000	6,850	4,000	3,100	2,500
2029	26,500	14,000	6,850	5,000	3,600	3,000
2030	26,500	15,000	7,000	8,500	6,200	4,600
2031				9,000	6,200	4,600
2032				10,500	6,200	4,600

Year	Domestic Coal Production in PSMP2010 (1,000t)			Domestic Coal Production in PSMP2015 (1,000t)		
	(Note: From 2005 to 2008 shows actual production)			(Note: From 2012 to 2013 shows actual production)		
	High Case	Base Case	Low Case	High Case	Base Case	Low Case
2033				11,500	7,200	5,600
2034				12,500	8,200	5,600
2035				13,000	8,200	6,100
2036				14,000	10,200	7,100
2037				14,500	10,200	7,100
2038				15,500	10,200	7,100
2039				15,500	11,200	8,100
2040				16,500	11,200	8,100
2041				16,500	11,200	8,100

注：表の中で Year は会計年度を示し、「バ」国は 7 月～6 月。例えば 2012 年は 2012 年 7 月～2013 年 6 月を示す。出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 9-1 各 PSMP の比較

### 9.1.3 国内炭開発の意義

将来「バ」国が国内炭開発を進める意義は下記の 2 つにある。

#### (1) 増加する輸入炭の安定供給

9.4.1 で後述する「バ」国の石炭需要は 2041 年では 6,000 万 t となる見込みである。一方、東・南アジアにおける燃料炭の需要は増大するので、「バ」国で価格、品質が安定して輸入できるかどうかは不明である。従い、一部を国内炭で補うのは自然の成り行きとなることが予想される。

#### (2) コークス用炭と燃料用炭

「バ」国にはコークス用炭が貯蔵している。国際価格ではコークス用炭は燃料炭の約 2 倍し、需要もインドを含め旺盛である。従い、海外産炭国では豪州のように、低灰分のコークス用炭を選炭した後、2 号炭として燃料用炭を産出している。「バ」国の場合はコーク用炭は海外に輸出し、燃料炭は国内の発電所用石炭として使用できる。炭鉱開発の投資効果は非常に大きい。

## 9.2 国内炭の現状と課題

### 9.2.1 各炭田の資源量と推定可採掘埋蔵量

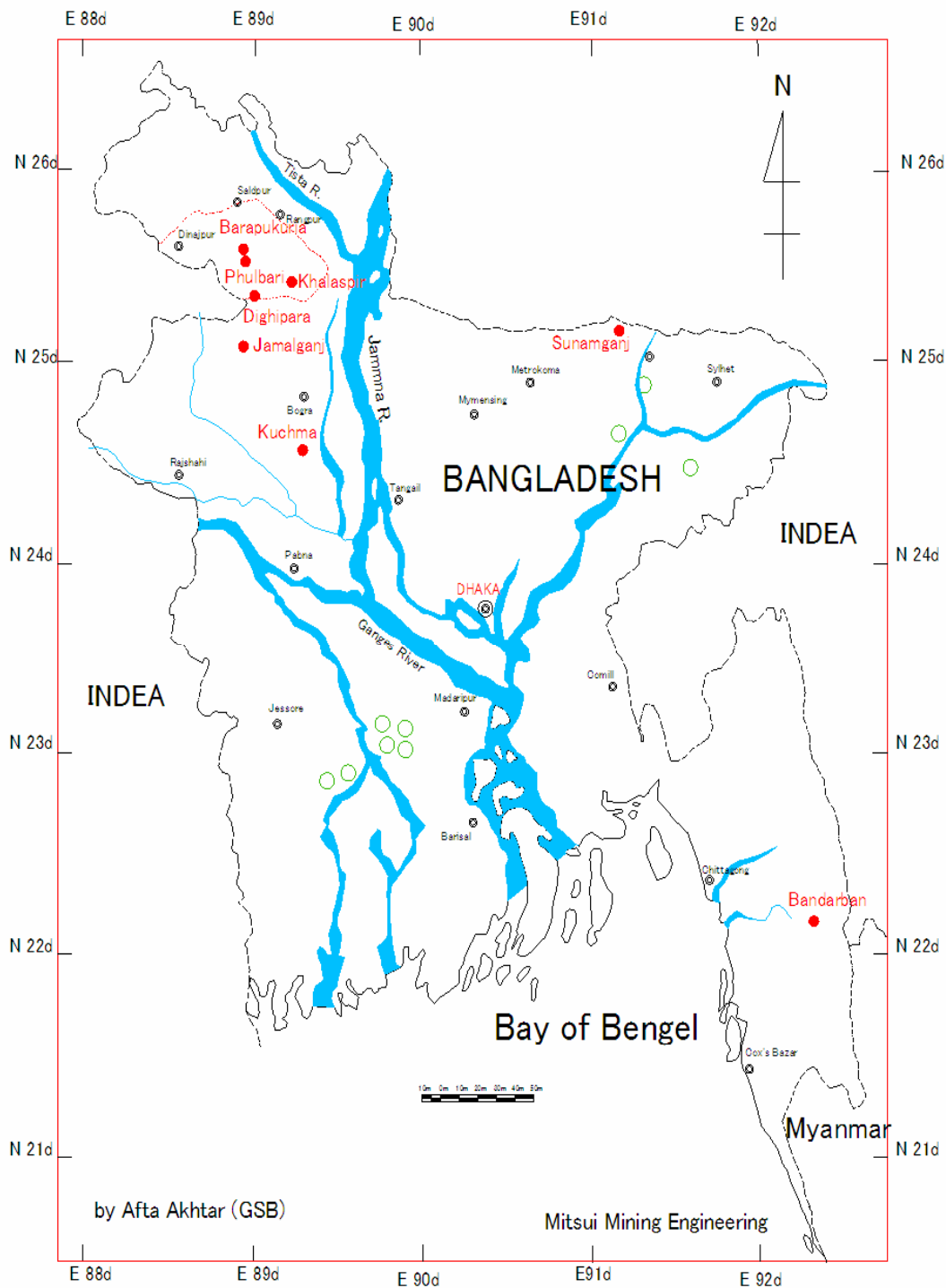
「バ」国の石炭資源は、古生代から中生代のゴンドワナコールと称される瀝青炭と第三紀の亜瀝青炭～褐炭が賦存している。ゴンドワナコールは 5 つの炭田に分けられ、すべては北西部の Jamuna 河と Padoma 河で挟まれた地域の北西部に賦存しており、確定+推定炭量は合計 3,300 百万トン。Draft Coal Policy(2007 June)では、比較的深部にある Jamalgonji を除き、確定炭量を 1,168 百万トンとして当面の採掘炭量と考えている。PSMP2015 での探査データは現在も変更はなかったが、今後探査が増えることにより、この石炭埋蔵量はさらに増加すると思われる。図 9-2 に炭田位置図を示す。

「バ」国の石炭の特徴は一般的に低灰分、低硫黄分で環境負荷の少ない良質な石炭である。これは日本の発電所で使用している石炭に近い性状を有した瀝青炭であり、また鉄鋼向け原料炭に分類される石炭もあり、極めて商品価値が高い。

一方、課題は採掘方法にある。坑内掘り炭鉱にとっては炭層が厚い(30～40m)ために採掘方法並びに採掘実収率が問題となる。露天掘り炭鉱にとっては石炭が比較的深部(170m～450m)に賦存している点並びに炭層上部に UDT (Upper Dupi Tila)と呼ばれる帯水層があるため、出水・環境対策から抜水技術も含めた採掘法が問題となっている。特に炭層上部は水田、住民の居住地等が点在しており、住民の移転、社会環境配慮等が重要課題となる。

探査された 6 炭田の内容、開発状況を表 9-2 にまとめた。Barapukuria は「バ」国で唯一の操業炭鉱で、完全機械化坑内掘り炭鉱で詳細は後述する。また、Phulbari での露天掘り炭鉱開発は住民の反対で計画が頓挫しているが、この開発動向が「バ」国での炭鉱開発の方向付けになるものと思われる。即ち、出炭安定性では坑内掘りより優れている露天掘り採掘方式が、いかにして国策として住民の合意を得るかにある。

また表 9-3 に採掘法別の実収率に基づいた可採炭量を示す。採掘法により炭層資源量の実収炭量が異なるためである。この表から実収炭量として実際の石炭採掘量は No.1～4 の合計、4 億 3 千万トンが現在の採掘技術に基づいて見込まれる。



出典：GSB

図 9-2 「バ」国の炭田位置図<sup>1</sup>

<sup>1</sup>赤丸で示す地点が炭田を示す。

表 9-2 「バ」国の炭田開発状況

No.	炭田名	探査年	探査者 (探査本数)	深さ (m)	炭層数	平均炭層 構成厚 (m)	確定炭量 (億 t)	確定+ 推定炭量 (億 t)	備 考
1	バラプクリア Barapukuria (Dinajpur)	1985 -87	GSB (31)	118 - 506	6	51	3.03 (U/G 可採 炭量： 64 百万 t)	3.9	<ul style="list-style-type: none"> <li>1994 年、Petrobangla と中国の「中国機械進出口総公司 (CMC)」と開発契約、1998 年 BCMCL を設立。設計生産能力：100 万 t/年間</li> <li>現在増産計画を検討中。</li> <li>露天掘り計画も検討中。露天掘り技術導入に向けて、インド企業の Tata が露天掘りを提案していたが、政府は結論を出していない。</li> <li>250MW 石炭火力発電所稼働中、125MW の新設を検討中</li> </ul>
2	フルバリ Phulbari, (Dinajpur)	1997	BHP (108)	150 - 240	2	15-70	5.72	5.72	<ul style="list-style-type: none"> <li>Asia Energy が F/S を終了、大規模露天掘り炭鉱開発に入る段階で、2006 年 8 月に住民反対運動により、開発計画は中止。</li> <li>Asian energy が提出したフルバリ露天掘り計画には採掘後の埋め立て計画が無いのと、地下水挙動について触れていないのが問題である。最大の問題は住民の飲料水と灌漑用水対策である。</li> <li>Global Coal Management が継承、現在の進捗状況は不明。</li> </ul>
3	カラスピール Khalaspir, (Rangpur)	1989 -90	GSB (14)	257 - 483	8	42.3	1.43	6.85	<ul style="list-style-type: none"> <li>確定埋蔵量は 143 百万トン。・F/S は中国シャンドンの坑内掘りコンサルタントにより完成しているが、完全では無い点を政府はコメントしている。報告書は 10 本の探査ボーリングとかなりいい 3D で提出している。</li> <li>200 万 t/年間～400 万 t/年間計画。</li> </ul>
4	ディヒパラ Dighipara,(Dina jipur)	1994 -95	GSB (5)	328 - 407	5	62	1.5	6.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>GSB は 1.25 平方 Km に 5 本のボーリングにより、5 層を発見。初期推定埋蔵量としては 1 億トン。</li> <li>韓国企業連合が Petrobangla に開発・投資を打診してきている。</li> <li>BAPEX が Dighipara の 2D 地震探査の調査を実行した。現在報告書作成中。</li> </ul>

No.	炭田名	探査年	探査者 (探査本数)	深さ (m)	炭層数	平均炭層 構成厚 (m)	確定炭量 (億 t)	確定+ 推定炭量 (億 t)	備 考
5	ジャマルゴン ジ Jamalgonji, (Bogra)	1962	GSB (10)	640- 1,158	7	64	10.53	10.53	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「バ」国最大の炭田</li> <li>・深部のため CBM (コールベッドメタン) に依る炭層ガス対象</li> <li>・CBM (コールベッドメタン、炭層からガスを回収する技術)、UCG (Underground Coal Gasification, 地下ガス化技術、豪州の Green Energy 提案)、U/G (坑内掘り技術、中国提案) の3つが検討されているが政府は結論を出していない。</li> </ul>
6	クチマ Kuchma, (Bogra)	1959	SVOC	2,380 - 2,876	5	51.8			<ul style="list-style-type: none"> <li>・深部のため CBM (コールベッドメタン) に依る炭層ガス対象</li> </ul>

出典：GSB and edited PSMP Survey Team、但し備考は JICA 調査団作成

表 9-3 採掘法別の可採掘量

No.	Coal field name	Depth (m)	No. of coal seams	Av. thickness of composite coal seams (m)	Measured reserves (million tons)	Mining method	Minable coal reserve (million t)
1	Barapukuria (Dinajpur)	118 -506	6	51	303	U/G (15%)	45.5
2	Phulbari, (Dinajpur)	150 -240	2	15-70	572	O/C (60%)	343.2
3	Khalaspir, (Rangpur)	257 -483	8	42.3	143	U/G (15%)	21.5
4	Dighipara, (Dinajpur)	328 -407	5	62	150	U/G (15%)	22.5
5	Jamalgonj, (Bogra)	640- 1,158	7	64	1,053		
6	Kuchma, (Bogra)	2,380 -2,876	5	51.8			
Total					3,300		433

出典：Edited by JICA Survey Team

## 9.2.2 Barapukuria炭鉱の現状と課題

### (1) 概況

Petrobangla と中国の XMC-CMC と M&P (Production, Management and Maintenance) 契約 (1994 年)により炭鉱開発を開始、機械化されたロングウォール採炭法を導入、初めての坑内掘り炭鉱で一応の安定出炭を達成してきている。第 1 次契約は 2005 年 9 月から 71 ヶ月契約目標 4.75 百万トンに対して 3.65 百万トンを達成した。更に第 2 次契約として 5.5 百万トン生産を目指し、国際入札後、再び XMC-CMC と MPM&P (Management, Production, Maintenance & provisioning Services)契約が結ばれた(2011 年 8 月に遡行する前提で 2012 年 12 月に契約)。この契約の中で、厚層採掘技術である LTCC (Longwall Top Coal Caving) 設備が導入され、2013 年 5 月から稼働した。LTCC 採掘法は従来からの切羽コンベヤーが 3m 採掘高さの切削石炭を運搬し、自走枠後部に設置されたコンベヤーは自走枠上部の約 2m の崩落炭を運搬する技術である。これにより厚層採掘技術の定着と生産増加が望まれている。

坑内設備は全て中国製。立坑は 300m、揚炭用スキップ能力は 3,300t/d。出炭はここ数年で安定してきている。石炭は隣接している 125MW x 2 の Barapukuria 火力発電所へ供給、残りはレンガ工場等の一般産業に供給している。この炭鉱の設計能力は年間約 100 万トンだが、Barapukuria 火力発電所の設備増加に伴う既存設備での増産を目指している。また、将来の 150 万トン出炭増加に向けて、設備能力の増強も検討している。

### (2) 生産・販売状況

バラプクリア炭鉱の生産量と販売量を表 9-4 に示す。表中 PDB は Barapukuria 発電所への販売量を示す。また炭鉱では常時 2 ヶ月分の貯炭を有している。2013 年からの LTCC 切羽が稼働して、生産も安定し、増加してきたが、2014 年-2015 年は異常出水と切羽撤退・新設の遅れから出炭減となった。現設備での当初の出炭目標 100 万トンを達成するのも近いと思われる。また石炭の販売価格は発電所向けには US\$130/t (2015 年 5 月から)、ローカルバイヤー向けには Tk13,680/t<sup>2</sup> (2014 年 1 月から、VAT を含む)。この価格は同等品質の豪州炭の山元価格が現状 US\$50~60(2015 年 3 月)に比べ、かなり高価になっている。表 9-5 に炭価の推移を示す。

一方、海外炭が安価になったため、May 19, 2016 にはローカルバイヤー向けには Tk 8,000/t(US\$102.5)まで価格を下げている。

<sup>2</sup> 1US\$=78Tk とすると約 US\$175。

**表 9-4 Barapukuria 炭鉱の出炭と販売実績**

Year	Production (t)	Sale (t)	
		PDB	Others buyers
Till June, 2004	91,038		70,132
2004-2005	87,143		74,768
2005-2006	303,016	209,235	45,020
2006-2007	388,376	460,231	5,707
2007-2008	677,098	491,354	10,393
2008-2009	827,845	532,488	258,081
2009-2010	704,568	501,132	319,255
2010-2011	666,635	463,923	107,795
2011-2012	835,000	499,972	332,526
2012-2013	854,804	643,978	288,266
2013-2014	947,125	524,143	338,618
2014-2015	6,75,776	5,222,129	313,405
Total	7,058,423	4,326,458	2,163,965

出典：Annual Report of 2-14-2015, Barapukuria Coal Mining Co. Ltd

**表 9-5 PDB (バラプクリア発電所) への石炭販売価格の推移**

Sl No.	Date on which prices fixed	Price of coal/t (US\$)
1	29 May 2001	61.50
2	July 2008	71.50
3	July 2010	85.50
4	01 February 2012	105.00
5	01 May 2015	130.00

出典：Annual Report of 2-14-2015, Barapukuria Coal Mining Co. Ltd

### (3) 炭鉱拡張計画

炭鉱の拡張計画として、南部 (埋蔵量 37 百万トン) と北部 (埋蔵量 118 百万トン) がある。図 9-3 で示す赤線で囲まれているのが既存の鉱区で、緑の線で示すのが拡大鉱区である。図 9-4 は北部と南部の詳細を示したものである。この中で、北部開発に露天掘りを検討しているのが注目できる。「バ」国で初めての露天掘りをまずは小規模パイロットプランで実施し、技術問題、社会環境問題等を調査すべきとの PSPM2010 の提案に沿っている。すでに 6 本の試掘による水文調査は終了、報告書が完成しており、現在は「バ」国政府の判断待ちとなっている。

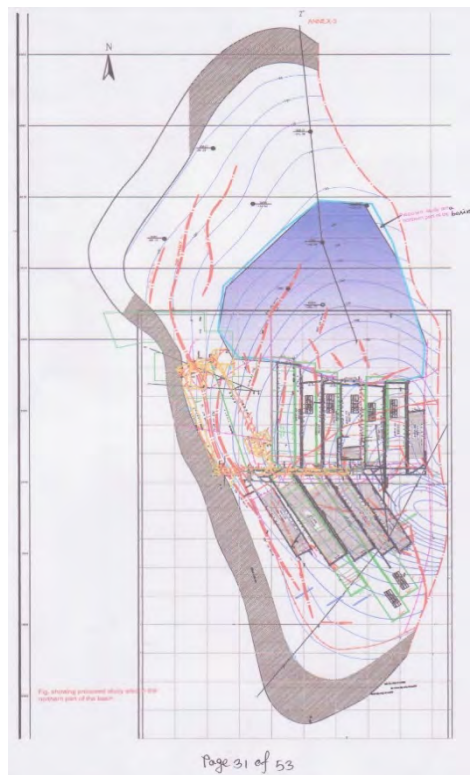
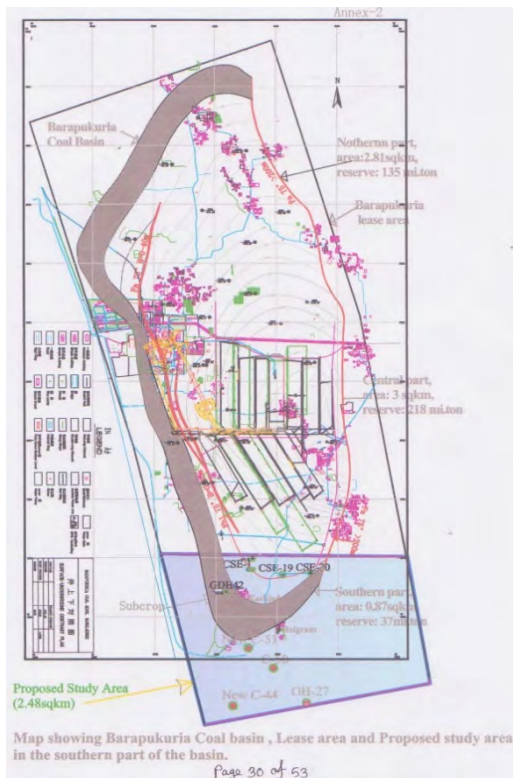
Barapukuria 炭鉱は「バ」国での初めての坑内掘り炭鉱である。過去 10 年間に蓄積してきた炭鉱技術及び炭鉱運営、環境対策等の経験は非常に貴重である。Barakpuria 炭鉱のモデル炭鉱としての指導的役割を持っており、Barakpuria 炭鉱の実績は将来の「バ」国の新規炭鉱に向けた、投資額、必要な技術水準、生産コストの指標となる。





出典：Barapukuria Coal Mining Co. Ltd

図 9-3 Barapukuria 炭鉱拡大計画



出典：Barapukuria Coal Mining Co. Ltd

図 9-4 南部（左図）拡大計画と北部（右図）北部拡大計画

#### (4) 課題

##### (a) LTCC による 2nd Slice<sup>3</sup>以深における生産の安定化

2013 年 5 月から LTCC 切羽が稼働し、1210 切羽、1206 切羽が終了した。当初の 1st Slice では炭層採掘高さは 3m であったが、この LTCC では採掘高さ (3m) + ケービング高さ (2m) で、合計 5m を採掘してきたが、さらにケービング炭層を厚くする方向で進めている。技術的な課題は現在調査中であるが、担当責任者は特に大きな問題は無いとのことであった。

##### (b) 石炭増産計画

採掘した石炭を坑外に搬出するための立坑スキップ能力が 8 トン/ケージと小さいが、巻き揚げ機運転時間の延長や坑内貯炭ポケットの増強で年間 120 万トン程度まで増やす可能性はある。150 万トン以上の出炭を計画する場合は、巻き揚げ設備の大型化あるいは揚炭立坑を追加するなど新設しなければならない。

##### (c) 「バ」国人への技術移転状況

Barapukuria 炭鉱で実施している中国の炭鉱技術移転状況は今後の「バ」国での坑内掘り炭鉱開発と生産を予測する上で重要である。

- Barapukuria 炭鉱と中国側との技術移転方法に関しては、MPM&P Contract を結び OJT や座学で実施しており、技術習得が期待できる。また「バ」国側が主体性を持って実施するのも重要と思われる。特に保安管理が重要である。
- 種々の技術習得の中で特に重要なのは生産技術、保安技術である。その中でも保安技術が最重要である。日本では長年「最初に保安、次に生産」が炭鉱会社の経営戦略に入れられている。

#### 9.2.3 未開発炭田の計画状況

具体的な進展は見られないが、各炭田での開発に向けた動向は表 9-2 「バ」国の炭田開発状況の備考を参照のこと。

#### 9.2.4 国内炭生産予測

表 9-6 に将来の炭鉱開発計画を含めた 2041 年までの生産予測を示す。

---

<sup>3</sup> 2nd slice とは石炭の厚層を坑内掘りで採掘する場合、一度に全層が採掘できない場合、何層かに分けて採掘する。その場合の 2 番目に採掘する層を 2nd Slice と呼ぶ。

表 9-6 国内炭生産実績と予測

Year	Total coal production (High Case) (1,000t/y)	Total coal production (Base Case) (1,000t/y)	Total coal production (Low Case) (1,000t/y)	Production of Domestic Coal Mine (1,000t/y)														
				Existing Coal Mine & New O/C						New Coal Mine (U/G & O/C)								
				Barapukuria U/G & new O/C						Kalaspir(U/G)			Dighipara(U/G)			Phulbari(O/C)		
				Under Ground mining (U/G)			Open Cast mining(O/C)			U/G			U/G			O/C		
				(HC)	(BC)	(LC)	(HC)	(BC)	(LC)	(HC)	(BC)	(LC)	(HC)	(BC)	(LC)	(HC)	(BC)	(LC)
2005-6		303			303													
2006-7		388			388													
2007-8		677			677													
2008-9		828			828													
2009-10		705			705													
2010-11		667			667													
2011-12		835			835													
2012-13		855			855													
2013-14		947			947													
2014-15		676			676													
2015-16	1,000	1,000	850	1,000	1,000	850												
2016-17	1,000	1,000	850	1,000	1,000	850												
2017-18	1,000	1,000	900	1,000	1,000	900												
2018-19	1,000	1,000	900	1,000	1,000	900												
2019-20	1,000	1,000	900	1,000	1,000	900												
2020-21	1,500	1,100	1,000	1,500	1,100	1,000												
2021-22	1,500	1,100	1,000	1,500	1,100	1,000												
2022-23	2,000	1,600	1,000	1,500	1,100	1,000	500	500										
2023-24	2,500	1,600	1,000	1,500	1,100	1,000	1,000	500										
2024-25	2,500	1,600	1,000	1,500	1,100	1,000	1,000	500										
2025-26	3,000	2,100	1,000	1,500	1,100	1,000	1,500	1,000										
2026-27	3,000	2,100	1,000	1,500	1,100	1,000	1,500	1,000										
2027-28	3,500	2,600	1,500	1,500	1,100	1,000	1,500	1,000	500	500	500							
2028-29	4,000	3,100	2,000	1,500	1,100	1,000	1,500	1,000	1,000	1,000	1,000							
2029-30	5,000	3,600	2,500	1,500	1,100	1,000	1,500	1,000	1,500	1,000	1,000	500	500	500				
2030-31	8,000	5,700	3,600	1,500	1,200	1,100	3,000	2,000	2,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	500	500	500
2031-32	9,000	6,200	4,100	1,500	1,200	1,100	3,000	2,000	2,000	1,000	1,000	1,500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2032-33	10,500	6,200	4,100	1,500	1,200	1,100	3,000	2,000	2,000	1,000	1,000	2,000	1,000	1,000	2,000	1,000	1,000	1,000
2033-34	11,500	7,200	4,600	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,000	1,000	1,500	2,000	1,000	1,000	2,000	2,000	1,000	1,000
2034-35	12,500	8,200	4,600	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,000	2,000	1,500	2,000	1,000	1,000	3,000	2,000	1,000	1,000
2035-36	13,000	8,200	5,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,000	1,000	1,500	3,000	2,000	1,000	1,000
2036-37	14,000	10,200	5,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,000	2,000	1,500	4,000	3,000	1,000	1,000
2037-38	14,500	10,200	6,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,500	2,000	1,500	4,000	3,000	2,000	2,000
2038-39	15,500	10,200	6,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,500	2,000	1,500	5,000	3,000	2,000	2,000
2039-40	15,500	11,200	6,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,500	2,000	1,500	5,000	4,000	2,000	2,000
2040-41	16,500	11,200	6,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,500	2,000	1,500	6,000	4,000	2,000	2,000
2041-42	16,500	11,200	6,100	1,500	1,200	1,100	4,000	2,000	2,500	2,000	1,500	2,500	2,000	1,500	6,000	4,000	2,000	2,000

注：表中の矢印は炭鉱開発に向けての許認可、建設を含めた準備期間を示す。

出典：JICA 調査団

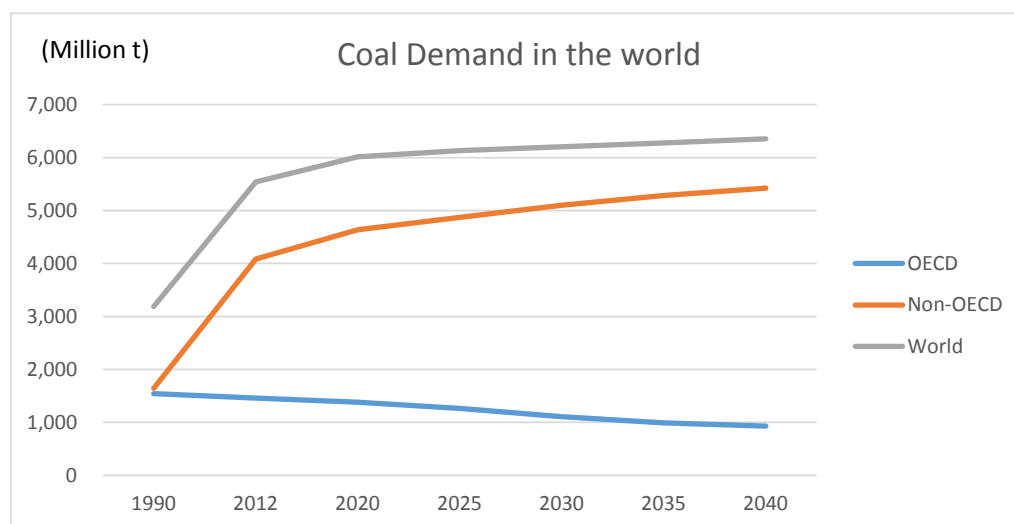
## 9.3 輸入炭の現状と課題

### 9.3.1 輸入炭概況

図 9-5 は IEA の World Energy Outlook の New Policies Scenario<sup>4</sup>での 2040 年までの世界の石炭需要量を示す。この図から Non-OECD の石炭需要が急増しており、2040 年では現在の OECD 諸国の需要量の 25 倍増となる見込みである。この主要な増加分は図 9-6 に示すように中国とインドが占めている。

一方、「バ」国にとって重要なのは図 9-6 の中の Southeast 諸国の石炭輸入動向である。図 9-7 は石炭消費国の先発国であるマレーシア、タイ、フィリッピンをはじめにその他の Southeast 諸国の石炭輸入動向を示している。特に注目されるのはここ 5 年間の動向である。表 9-7 に各国の輸入量を示す。これから急激に各国の石炭輸入量が増えているのが明らかである。また「バ」国の輸入量はこの表の数字よりも実際はかなり多くの石炭が輸入されているのが調査の結果分かっている。統計数量の扱い方の差であろう。従い、図 9-7 と表 9-7 にある数字は参考数字として取り扱うべきである。

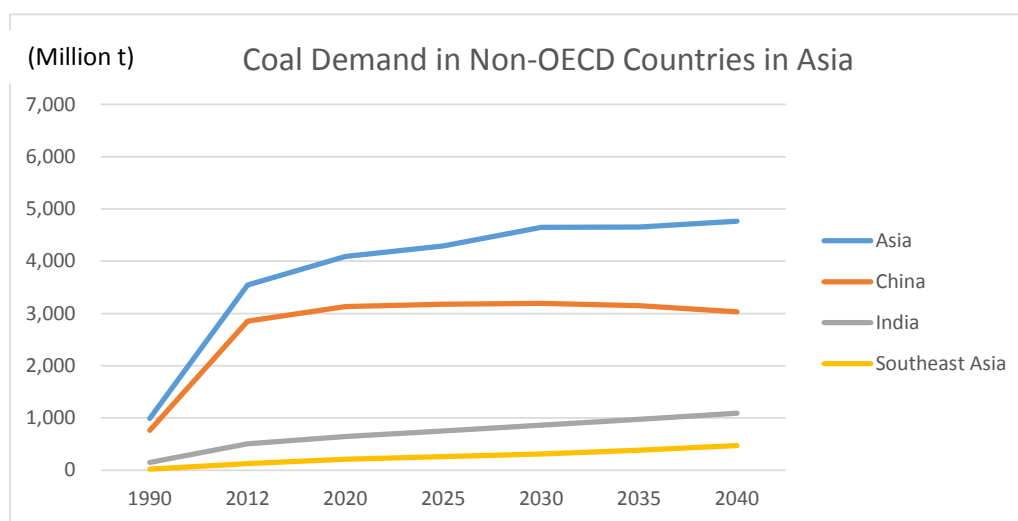
この中で、「バ」国が輸入炭をどの位確保できるかは、炭質、価格、利権等により正確には予想できないが、近い将来の南東アジアの石炭需要を考慮するとかなり苦戦を強いられると思われる。従い、インド、インドネシア、豪州、アフリカの供給体制から、現在流通している石炭よりも石炭品質の仕様を下げることにより、2030 年段階で 20~30 百万トン程度は可能と予測する。また後述する表 8-12 の 2040 年段階の「バ」国の輸入石炭需要量は 60 百万トンが予想されているが、それには輸入炭の供給量、品質、価格が非常に不安定になる課題が潜んでいる。



出典：Coal market outlook by World Energy Outlook 2014

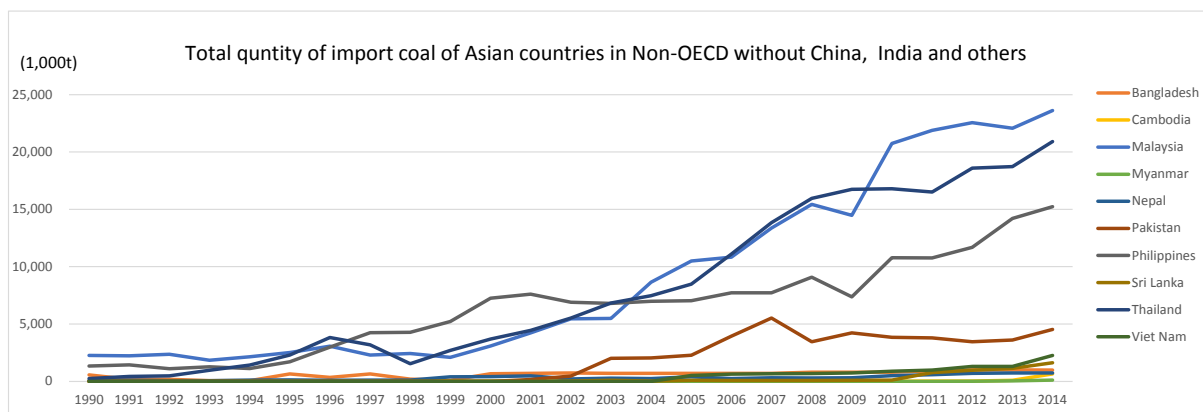
図 9-5 世界での石炭需要予測

<sup>4</sup> IEA の World Energy Outlook(WEO)では予測の方法で 3 つのシナリオを提案している。Current Policies Scenario は 2014 年中頃までに正式に採用された政策と実施策に基づいている予測。New Policies Scenario は WEO の中心になるもので 2014 年中頃に採用されたエネルギー市場に関係した政策と実施策を考慮した予測。450Scenario は将来温暖化ガスを 450ppm に抑制する前提での予測。この中で EIA(Energy Information Administration, 米国エネルギー省)の予測は IEA の Current Policies Scenario に近いので、New Policies Scenario は予測数字を控えめに見ているといえるであろう。



出典：Coal market outlook by World Energy Outlook 2014

図 9-6 アジアの OECD 以外の国での石炭需要予測



出典：Coal Information, IEA

図 9-7 中国、インド、その他を除く南東アジアの輸入炭量

表 9-7 過去 5 年間の中国、インド、その他を除く南東アジアの輸入炭量

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Malaysia	14,477	20,737	21,881	22,558	22,064	23,611
Thailand	16,740	16,802	16,510	18,586	18,726	20,909
Philippines	7,367	10,772	10,755	11,681	14,199	15,224
Pakistan	4,227	3,838	3,782	3,446	3,598	4,524
Viet Nam	724	884	978	1,295	1,308	2,260
Sri Lanka	100	108	760	962	1,131	1,617
Bangladesh	800	800	924	1,000	1,000	988
Nepal	307	489	583	698	724	724
Cambodia	16	17	19	21	96	642
Myanmar	0	0	0	8	47	113
Totl of Asia in Non-OECD without China, India and others	44,758	54,447	56,192	60,255	62,893	70,612

出典：Coal Information, IEA

### 9.3.2 輸入炭価格

現在石炭価格は世界的な供給過剰を背景にして下落傾向にある。図 9-8 は 2002 年から 2015 年までのニューカッスル港での 6,700kcal/kg の石炭の FOB 価格を 1,000kcal/kg 当たりの炭価（ $\phi$ ）に換算した数字の変動を示す。2011 年から徐々に炭価が下落し、現在も尚、進行中である。2020 年頃には持ち直すであろうとの予測はあるがその後の上昇率は不明である。

この状況下での 2040 年までの炭価予測は困難であるが、図 9-9 は価格変動のうち一時的に価格の高騰があった時期の価格を除いた近似直線の同じ傾きを使用して、2015 年 10 月現在炭価を起点として、炭価を予測した。

また、1,000kcal/kg 当たりの炭価（ $\phi$ ）は石炭の発熱量によっても差がある。表 9-8 は Argus が発表している Indonesian Coal Index (ICI)<sup>5</sup> の過去 2 年間の 6,500kcal/kg を 1 とした時の各発熱量の炭価の平均ウエイトを示している。

このウエイトを使用して、表 9-9 に 6,300kcal/kg と 4,700kcal/kg の 2040 年までの炭価予測を行った。この場合 6,300kcal/kg は 6,500kcal/kg とほぼ同等とみなしウエイト 1 を使用し、4,700kcal/kg は 5,000kcal/kg の 0.919 を使用した。

表 9-10 は 6,300kcal/kg の石炭は豪州から輸入する前提で、CIF 価格とチッタゴンでの陸揚げ費用をまとめている。また表 9-11 は 4,700kcal/kg の石炭はインドネシアから輸入する前提で、CIF 価格とチッタゴンでの陸揚げ費用をまとめている。

その結果、PSMP2010 での予測値を比較すると、全体的に石炭価格が約 1/2 になっているのが分かる。

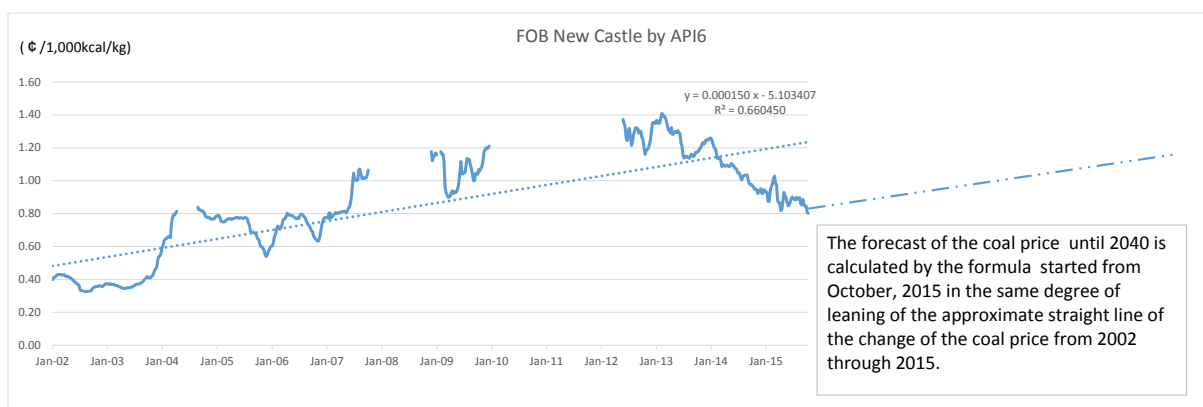
---

<sup>5</sup> Indonesian Coal Index / ICI (Coal) ICI は 5 種類のグレードのインドネシア炭、6,500、5,800、5,000、4,200、3,400kcal/kg(GAR)のスポット価格を対象としている。毎週発行される Arugus Coal Daily International の中の平均値を使用。2006 年からデータベースがある。



出典：API6

図 9-8 豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの炭価の変動



出典：Edited by JICA 調査団

図 9-9 1,000kcal/kg 当たりの炭価の予測

表 9-8 インドネシア ICI の発熱量当たりの炭価のウエイト

6,500 Kcal/kg	5,800 Kcal/kg	5,000 Kcal/kg	4,200 Kcal/kg	3,400 Kca/kg
1.000	0.977	0.919	0.769	0.638

出典：Indonesian Coal Index

表 9-9 高品位炭と低品位炭の 1,000kcal/kg の炭価予測

Year	¥/1,000kcal/kg for High grade coal	¥/1,000kcal/kg for Low grade coal	Coal Price(US\$)	
			6,300kcal/kg	4,700kcal/kg
2015	0.80	0.74	50.5	34.6
2020	1.07	0.99	67.7	46.4
2030	1.35	1.24	85.0	58.3
2040	1.62	1.49	102.2	70.1
2050	1.90	1.74	119.5	81.9
2060	2.17	1.99	136.8	93.8

出典：JICA 調査団

表 9-10 豪州炭の FOB とフレート・保険を含めたチッタゴン CFTPP での総額予測

Year	FOB Price of 6,300kcal/kg (US\$)	Freight & Insurance (80,000t class) (US\$)	Case A		Case B	
			Handling Cost(US\$)	G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP(US\$)	Handling Cost(US\$)	G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP(US\$)
2015	50.5	15.0	16.0	81.5	0	65.5
2020	67.7	17.8	17.8	103.3	0	85.5
2025	85.0	20.5	19.7	125.1	0	105.5
2030	102.2	23.2	21.5	147.0	0	125.5
2035	119.5	26.0	23.4	168.9	0	145.5
2040	136.8	28.7	25.2	190.7	0	165.5

出典：JICA 調査団

表 9-11 インドネシア炭の FOB とフレート・保険を含めたチッタゴン CFTPP での総額予測

Year	FOB Price of 4,700kcal/kg (US\$)	Freight & Insurance (80,000t class) (US\$)	Case A		Case B	
			Handling Cost (US\$)	G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP(US\$)	Handling Cost(US\$)	G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP(US\$)
2015	34.61	9.1	16.0	59.7	0	43.7
2020	46.43	10.7	17.8	75.0	0	57.2
2025	58.26	12.4	19.7	90.3	0	70.7
2030	70.09	14.1	21.5	105.7	0	84.1
2035	81.92	15.7	23.4	121.0	0	97.6
2040	93.76	17.4	25.2	136.4	0	111.1

出典：JICA 調査団

## 9.4 石炭需給予測と課題

### 9.4.1 石炭需給予測

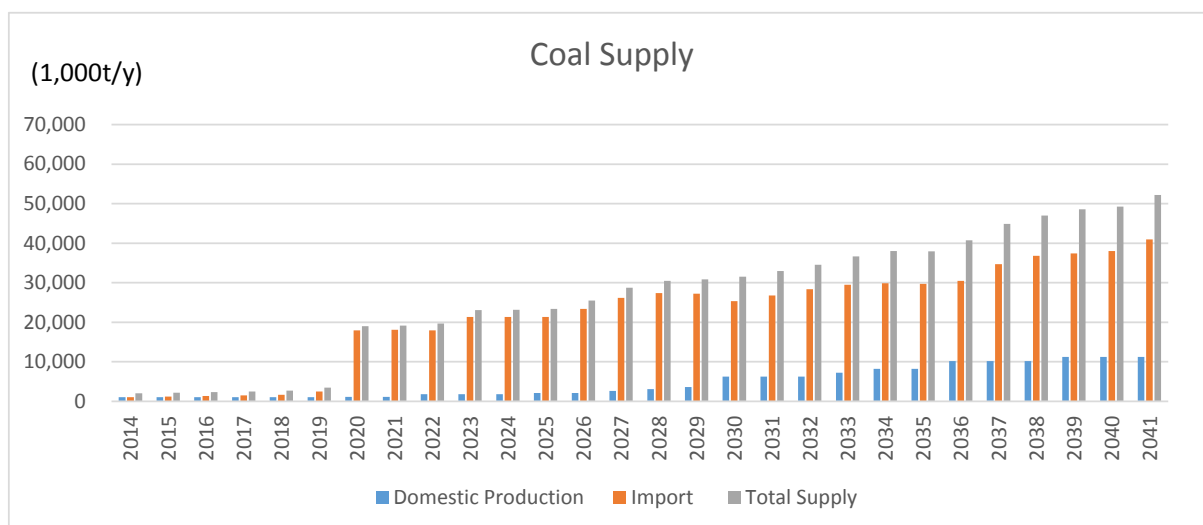
表 9-12 に 2041 年までの石炭の国内需要と供給についてまとめた。図 9-10 には石炭需給をグラフで示している。石炭需要の中で中心となるのは発電所用石炭となるが、新規石炭火力発電所建設計画に基づいて需要量を予測した。

表 9-12 石炭需給予測表

		(1,000t)						
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2041
Supply	Domestic	1,000	1,100	2,100	6,200	8,200	11,200	11,200
	Import	1,163	17,905	21,304	25,311	29,739	38,041	40,977
	Total	2,163	19,005	23,404	31,511	37,939	49,241	52,177
Demand	Power	430	16,339	19,460	26,082	30,860	40,486	43,067
	Non-power	1,733	2,666	3,944	5,429	7,079	8,755	9,110
	Total	2,163	19,005	23,404	31,511	37,939	49,241	52,177

出典：JICA 調査団





出典：JICA 調査団

図 9-10 石炭供給内容

## 9.4.2 石炭供給に伴う課題

### (1) 輸入炭インフラの F/S の実施

- マタバリ地区に計画している CTT(Coal Transshipment terminal)は、既に F/S を終了している（出典: Bangladesh 国マタバリ地区輸入石炭ターミナル建設・運営事業準備調査（PPP インフラ事業））。
- この計画では、石炭火力発電所の運転開始年に合わせて柔軟な対応ができるよう段階的な施工計画をしており、2025 年までに 3,800MW(Phase1)、2029 年までに 5,240MW(Phase2)を対象としている。
- CTT の F/S では、2025 年の Phase 1 では、1,040 万 t/年、2029 年の Phase2 では 2,560 万 t/年を計画している。
- 将来に向けて、石炭火力発電所の新規開発の増加に伴い石炭輸入量が増加する場合には輸入炭インフラの F/S を実施し、効率的な石炭輸送の検討が必要である。
- ベンガル湾での海上積み下ろし状況の実績値が重要である。

### (2) F/S に基づく建設

- CTT(Coal Transshipment terminal)は、長期的に安定性を確保しつつ効率的に石炭供給できる運用が望まれる。Bangladesh 特有の自然特性である広域な砂地盤、サイクロンなど高い降雨、さらに貴重な動・植物保護も加味した建設が重要である。
- 石炭を海外から長期間に輸入する場合には、炭鉱の石炭埋蔵量によっては、将来炭鉱や対象国が変わる場合があるので炭種の変化にも対応できる設備計画が望まれる。
- フローティングクレーンによる沖積み下ろしの安定供給の確保と機械化の推進、CTT の早期建設の実施。

### 9.4.3 一般産業用石炭需要量

表 9-12 における国内産業の石炭需要量は表 8-9 の過去 5 年間の増加率に基づいて予測した。実際の石炭消費量を把握するのは難しい。表 9-13 は「バ」国統計局での年報からのデータであるが、実際の輸入数量は膨大で、統計数字には表れていないのが現実である。この数字は主に海路からの輸入量と思われる。インドからの陸路による輸入量は不明である。

「バ」国での主な石炭消費の産業はレンガ工場であるがその他に小規模ながらローリングミル工場（鋳物工場）にも使用されている。レンガ工場の石炭使用量は 6 ヶ月稼働で 700t、レンガ製造量は 34/unit x 3500unit=119,000 個。一般的には年間 1lakh(10 万個)が目安である。従い、1,000 カ所のレンガ工場で約 70 万トン石炭を使用することになる。

**表 9-13 「バ」国統計局の石炭輸入量**

Year	Cord No.	Item	Import amount (t)	Import price (BDT)	@ BDT/t
2019/2011	2701	Coal & Briquette	59,778	476,813,100	7,976
	2704	Coke and Semicoke of coal	4,464	104,318,000	23,316
2011/2012	2701	Coal & Briquette	56,636	411,608,100	7,268
	2704	Coke and Semicoke of coal	3,903	103,100,000	26,416
2012/2013	2701	Coal & Briquette	82,228	495,411,576	6,025
	2704	Coke and Semicoke of coal	3,359	90,888,657	27,058
2013/2014	2701	Coal & Briquette	NA	NA	NA
	2704	Coke and Semicoke of coal	2,645	65,094,975	24,616

出典：Bangladesh Bureau of Statistics (BBS)の年報

### 9.4.4 産業用輸入石炭の品質

現地調査としてダッカ市の Madaripur の河口の Fatulla 駅周辺にある集炭業者を調査した。ここではインドネシア、インド、中国の石炭を扱っていた。現在はインドネシアが多いとのことであった。発熱量は 5,000、6,500、7,500kcal/kg の 3 種類あり、年間取扱量は 20,000 t ~ 30,000t。石炭はチッタゴンから小舟で運んで来ていた。表 9-14 は集炭業者が扱っていた石炭の分析内容である。発熱量等の品質は良いが、硫黄分が高いのが問題である。「バ」国の北東部のインド側から陸路で輸入されている石炭も高硫黄分であり、「バ」国は高硫黄分の輸入を禁止しているが管理が難しいのであろう。

**表 9-14 レンガ工場向けの石炭品質例**

Item	Unit	Base	Coal sample	
			Indonesia A	Indonesia B
Total moisture	wt%	AR	11.0	4.8
GCV (HHV)	kcal/kg	AR	6,360	7,100
	MJ/kg		26.7	29.7
NCV (LHV)	kcal/kg	AR	6,140	6,880
	MJ/kg		25.7	28.8
[Proximity analysis]				
Moisture	wt%	AD	5.7	3.4
Ash			6.9	8.8
Volatile Matter			44.0	43.8
Fixed Carbon			43.4	44.0
Total Sulphur	wt%	Dry	2.71	0.86

出典：JICA 調査団

## 9.5 石炭開発にかかる環境社会面での手続きとリスク

### 9.5.1 石炭開発にかかる環境影響評価の手続き

環境保護法(Environment Conservation Act 1995)は、EIA の基本ルールを定めている。同法 12 条では、「いかなる工場施設や事業も、定められた手続きによって取得された局長(Director General)による環境認可証(Environmental Clearance Certificate)なしに実施することはできない」としている。環境保全規則 1997(202 年と 2003 年改訂)は、事業のカテゴリー別に必要な手続きと文書を定めている(表 9-15 参照)。

**表 9-15 EIA のカテゴリーと必要な承認・文書**

Category	Required clearance	Required documents
Red	Location clearance, Environmental Clearance	Feasibility Study report (FS report), IEE or EIA, Resettlement Action Plan (RAP), No Objection Certificate of the local authority (NOC), Emergency and pollution minimization Plan
Orange B	Location clearance, Environmental Clearance	FS report, IEE, NOC, Emergency and pollution minimization Plan, RAP
Orange A	Location clearance, Environmental Clearance	General Info, Raw materials and the manufactured product, NOC, Process flow, Layout, Effluent discharge arrangement, RAP
Green	Environmental Clearance	General Info, Raw materials and the manufactured product, NOC

出典: Environment Conservation Rules 1997

環境省は、石炭採掘事業のための EIA ガイドライン(年不明)、ジェンダー対応環境管理のためのガイドライン(年不明)など、さまざまな種類の事業別 EIA ガイドラインを作成している。すべての石炭開発事業は、ダッカ管区、チッタゴン管区、クルナ管区もしくはラジシャヒ管区の環境局に環境承認の申請をしなければならない。ただし、石炭関連事業のうち、どの種類もしくはいずれの規模の事業がいずれのカテゴリーに区分され、どのガイドラインが適用されるのかは明確ではない(表 9-16 参照)。

**表 9-16 石炭関連事業と EIA カテゴリー・ガイドライン**

Activities	Category	Guidelines to be referred
Coal exploration	?	EIA Guideline for Coal Mining
Coal mining	Red	EIA Guideline for Coal Mining
Coal storage	?	EIA Guidelines for Industries in 1997
Coal Power Plant	Red	EIA Guidelines for Industries in 1997

### 9.5.2 既存の石炭開発による環境影響

現在 Bangladesh で稼働中の石炭鉱山は 1 箇所である。バラプクリア炭鉱会社からの聞き取りと文献調査を元に石炭開発による環境影響を以下にとりまとめた。

#### (1) バラプクリア炭鉱による環境社会影響

バラプクリア炭鉱では、環境アセスメント報告書とモニタリング報告書が作成されている。ただし、両報告書とも入手できなかった。またバラプクリア炭鉱はモニタリングレポートを環境局に定期的に提出していない。一方、炭鉱事業による環境社会影響は、いくつかの文献や記事によって示されている。炭鉱からの聞き取り調査によると、本事業は建設中に 320 軒の移転と 622 エーカーの土地収用を行っている。地盤沈下発生後、地盤沈下によって生じた池で養殖事業が行われ、野生生物も池を利用し始めているようである。ただし、地盤沈下によって 2,500 名の追加移転が発生し、15 の村で井戸水低下の被害が発生している(表 9-17 参照)。これらに対する補償措置は行われたが、補償を不服とする人々による紛争も発生した(表 9-18 参照)。環境社会影響は十分にコントロールされているわけではないようである。

**表 9-17 バラプクリア炭鉱による環境社会影響**

Items	Impact	Source
<b>Tremor</b>	Tremor is experienced by local people.	Hearing to BCMCL
<b>Subsidence</b>	Subsidence area is 627 acre(2.5 km <sup>2</sup> ). Compensation to the affected land, houses and others was finished and issues are solved. Subsidence started in 2008 and lowered around 1m. 2,500 people in seven villages are affected. Eight to ten “tin sheds” are proposed by BCMCL. Government is planning to establish Coal City for 10,000 families.	Hearing to BCMCL Hoshour (2011)
<b>Underground water degradation</b>	Underground water level was lowered and 15 villages lost their access to water.	Hoshour (2011)
<b>Water pollution</b>	2200m <sup>3</sup> /h treated water is discharged into river. People are using the treated water for irrigation. People are raising fishes at the pond of the subsidence area and many wildlife using the pond. 30ton/hr waste water is drained that is mainly acidic in nature and rest of water is recycling. AMD, classified as hard water, contains harmful heavy metals and metalloids like HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , Na <sup>+</sup> , Ca <sup>2+</sup> which have a tendency to leach out over a period of time. The chemical properties of surrounding water such as concentration of Calcium, Magnesium, Lead, Iron, Copper, Zinc etc are greatly increased by the mixing of coal water and greatly impacts on the farmer’s field soil.	Hearing to BCMCL Akter et al. (2015) Hasan (2013)
<b>Soil contamination</b>	By releasing of heavy metals which are associated with coal such as aluminium (Al <sup>3+</sup> ), zinc (Zn <sup>2+</sup> ) and manganese (Mn <sup>2+</sup> ), AMD is affecting directly and indirectly on the Environment and	Mohanta (2015)

Items	Impact	Source
	Ecosystem. The chemical properties of surrounding soil of coal mine, such as concentration of Ca, Mg, Pb, Fe, Cu, Zn etc is greatly increased by the farmer's field soil.	Rashid (2014)
Land acquisition	622.28 Acre of land is acquired.	Hearing to BCMCL
Resettlement	320 HH were resettled during construction stage.	Hearing to BCMCL

表 9-18 バラプクリア炭鉱で記録にある紛争

Year	Social conflicts	Source
2011	The national committee to protect oil, gas, mineral resources, ports and power on Monday enforced a six-hour road and rail blockade at Phulbari in Dinajpur, demanding implementation of its seven-point demands including compensation for Aman crops near Barapukuria coal mine area.	New Age (March 29, 2011)
2011	Local peoples blocked railways and a highway protesting the government's plan for open pit mining. Thousands of people demanded compensation for loss of aman crops and postponement of the ongoing land survey. Hundreds of people from Chowhaati, Durgapur, Shahgram, Rambhadrapur, Yousufpur and Bagra villages attacked the 'National Committee' members. At least five people were injured during the ten-minute-long clash.	The Daily Star, (May 5, 2011)
2011	Barapukuria coal miners and staffers stopped production at the mine, demanding regularisation of their jobs.	The Daily Star, (Aug. 24, 2011)
2012	At least 20 people, including three policemen, were injured as thousands of villagers protested and clashed with police. The protestors were demanding disbursement of money granted under the authorities' compensation package; the affected people have been agitating since 2009 after at least 627 acres of land subsided at 10 villages.	The Daily Star, (July 9, 2012)

## (2) バラプクリア炭鉱での事故

Hoshour (2011)によるとバラプクリア炭鉱では2回の事故が報告されている。一件は2005年に発生したガス噴出事故で英国籍の鉱山技術者が1名死亡している。もう一件は2010年に発生した落盤事故で、1名が死亡し19名が負傷している。

### 9.5.3 将来の石炭開発と環境社会面のリスク

Bangladeshには5つの石炭開発候補地点がある(図9-11参照)。そのうちフルバリ炭鉱は、環境アセスメントレポートが作成され、全文Web上に公開されている。フルバリ炭鉱の環境アセスメントレポートによると、表9-19に示すようなさまざまな影響が予測されている。環境影響がバラプクリア炭鉱よりも大きくなっているのは、露天掘りが計画されているからである。

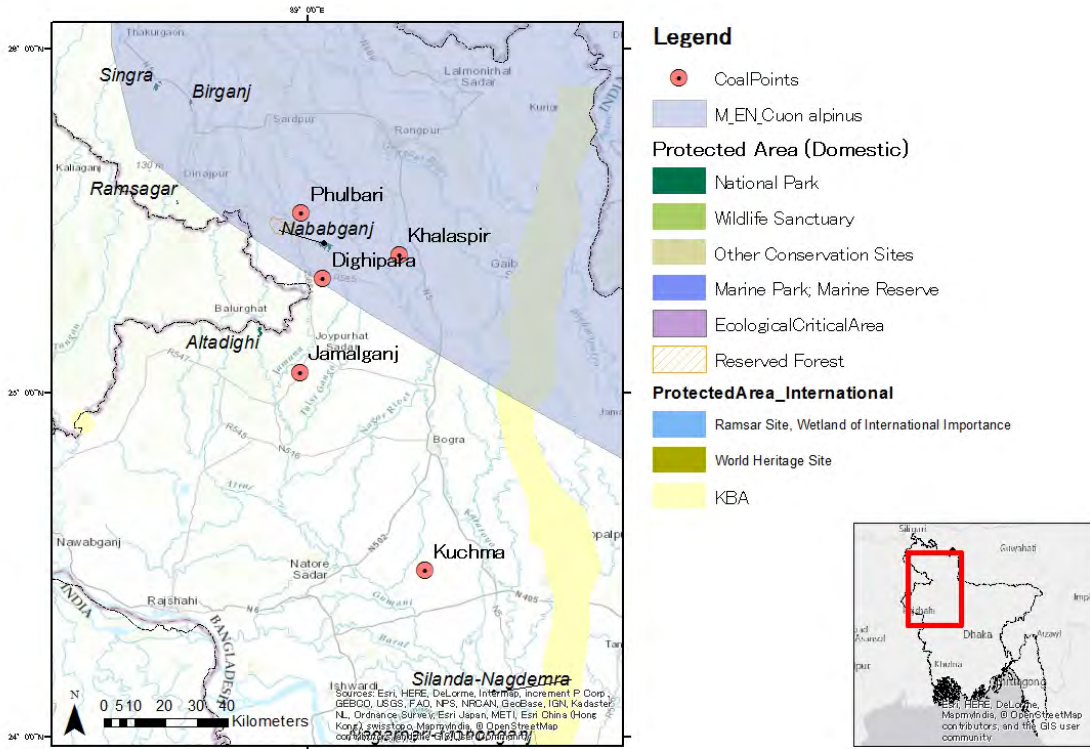
**表 9-19 ルバリ炭鉱の環境アセスメントレポートに記載された主な環境社会影響**

Items	Impact
<b>Soil</b>	Topsoil removal would be 4,300 hectares.
<b>Air</b>	The maximum predicted PM10 (24-hour) concentrations deriving exclusively from Project emissions exceed the residential area standard of the Government only at two locations during year 5 assessment stage.
<b>Surface water</b>	<p>The net result of this land settlement is that some small areas, especially the area immediately north of the mine site, could be inundated during a 100-year flood to depths of around 0.2–0.5 m.</p> <p>As it is anticipated that much of this low flow release will be extracted by irrigators, it can be concluded that the mine dewatering flows are unlikely to cause any hydrologic or hydraulic problems in the Little Jamuna River.</p> <p>The Khari Pul creek (which is actually more of a drainage channel, with water flows of 0.3 m<sup>3</sup>/sec to 12 m<sup>3</sup>/sec during extreme rainfall) carries the untreated wastewater from Barapukuria Coal Mine (just north of the Project area).</p>
<b>Ground water</b>	Dewatering activities will have potential impacts on the local and regional hydrogeological regime, with predicted groundwater drawdown of approximately 25 m at a distance of 4 km from the mine pit, and 15 m at a distance 6 km. This may result in (i) reduction in groundwater availability to the local farming community, Phulbari township, and nearby villages; (ii) reduced baseline flow into watercourses and Ashoorar Beel during the dry season; (iii) land settlement; and (iv) a general reduction in groundwater quality.
<b>Subsidence</b>	Land subsidence in the order of 2 meters (m) at the mine crest, reducing to 0.02 to 0.4 m at a distance of about 5 km from the mine.
<b>Biological Environment</b>	The Project could potentially result in the direct loss of some common habitats. No Sal forests or major Beels will be directly affected by mining activities, but indirect effects may occur as a result of watercourse diversion, discharge of excess mine site-treated “dirty” water, increased sediment load resulting from land clearing and earthworks, mine dewatering activities, and groundwater discharge to watercourses. Other impacts may include weed invasion and elevated noise levels.
<b>Land acquisition</b>	Approximately 5,933 ha of land will be required. Most of them is for the Mine Footprint (85.5%). Other activities are new areas for town and village resettlement sites and the realignment of transport (rail and road) infrastructure.
<b>Sociocultural Environment</b>	Current estimates are that about 9,000 households (some 40,000 people), including some residents at the extreme eastern end of the Phulbari township, will have to be relocated. Population displacement will occur in all four upazilas, with Phulbari being the most affected. In addition, up to 160 households may have to be relocated for the realignment of rail and road corridors.

出典：JICA 調査団

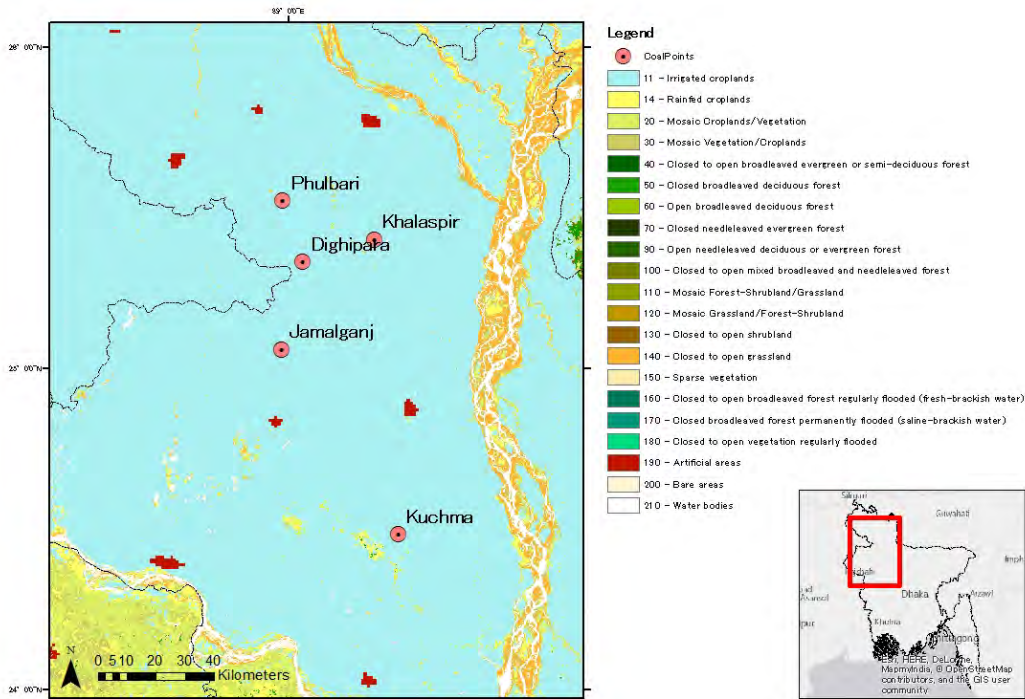
他の 4 地点の環境影響評価はまだ行われていないため、どの程度の影響になるかは分かっていない。ただし土地利用を見るといずれの計画地もフルバリと似たような条件の灌漑耕作地に立地しており、フルバリ炭鉱と同じような項目が影響を受けると考えられる(図 9-12 参照)。保護区との関係を見ると、いずれの事業も保護区内に位置していないため、これらの直接的影響は回避される(図 9-11 参照)。

Phulbari, Khalaspir, Dighipara はアカオオカミ(Cuon Alpinus)の分布域の端にかかっているため(図 9-11 参照)、保全対策を検討する際は緑地を分断しないように配慮するほか、従来の植生を考慮しつつオフセットミティゲーションを検討することが望ましい。また、坑内掘りであってもある程度の住民移転や土地収用は避けられないことが多いうえ、事業に対する強い反対を受ける可能性もある。そのため、事業開始前に十分に時間をかけて社会調査を行い、影響を受ける住民の意向を聞きつつ時間をかけて補償計画を策定することが望ましい。



出典：JICA 調査団

図 9-11 開発可能性のある石炭鉱山と保護区



出典：JICA 調査団

図 9-12 開発可能性のある石炭鉱山の位置と植生図

本章の引用文献は以下のとおり。

Akter et al. (February 2015) “Degradation of the Surface and Subsurface Water Quality on the Adjacent Area of Barapukuria Coal Mine due to the Improper Effluent Treatment of Mine Waste Water”, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering Volume 5, Issue 2

Hasan et al. (2013) “Environmental Impact of Coal Mining: A case study on Barapukuria Coal Mining Industry, Dinajpur, Bangladesh” J. Environ. Sci. & Natural Resources, 6(2): 207 - 212 , 2013

Kate Hoshour, (March 4, 2011) "Massive protest against Phulbari & Barapukuria coal mines in Bangladesh" International Accountability Project.

Rashid et al. (2014) “Environmental Impact of Coal Mining: A Case Study on the Barapukuria Coal Mining Industry, Dinajpur, Bangladesh” Middle-East Journal of Scientific Research 21 (1): 268-274, 2014

The Daily Star, (May 5, 2011) "Siege protesting open pit mining to continue today"

The Daily Star, (Aug. 24, 2011) "Miners strike halts Barapukuria coal production for 2nd day"

The Daily Star, (July 9, 2012) "20 injured as Dinajpur land subsidence victims, cops clash,"

Tusher Mohanta et al. (July 2015) “Case study on surrounding area of Barapukuria coal mine impeding soil fertility” International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 6, Issue 7



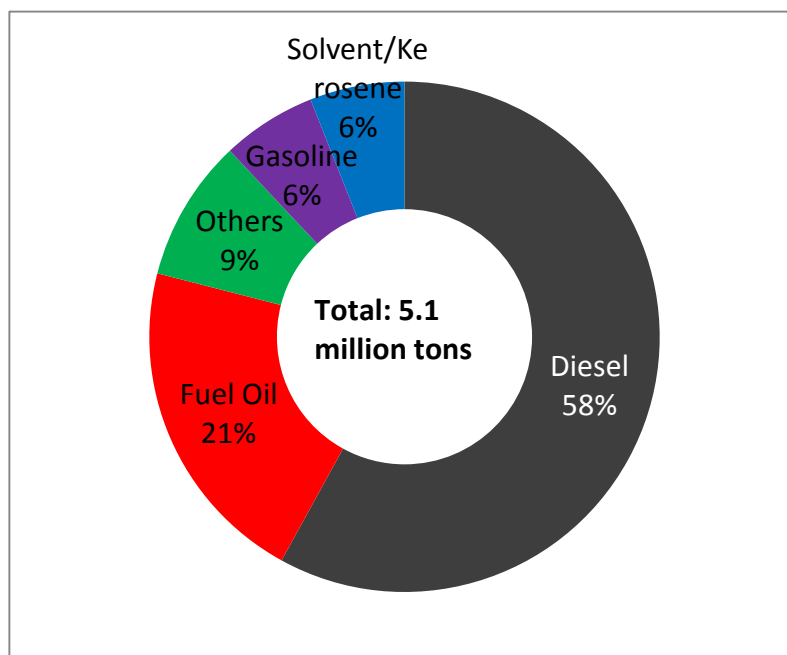
## 第 10 章 石油系燃料供給

本章の情報の多く、特に 10.3 項までは JICA「南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査」(以下、「南部チッタゴン」) 調査団の Progress Report (2016 年 1 月) を参考にしている。需要想定は、本調査団独自の物を用いている。

### 10.1 石油製品の需要想定

#### 10.1.1 石油需要

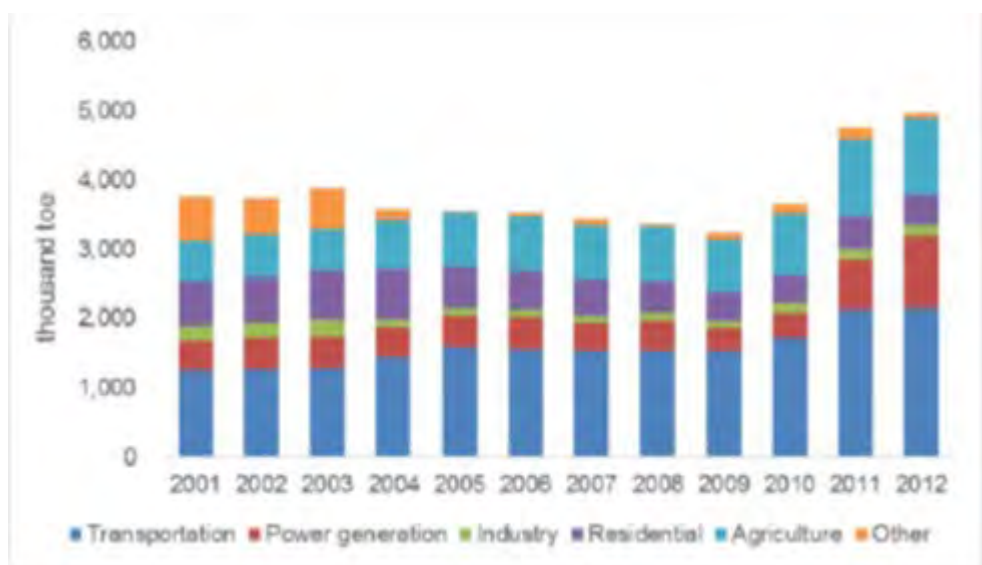
「バ」国は、自国の天然ガス田より少量生産されるコンデンセートのほかは (2014 年 12 月時点で、日量 7800 バレル。石油製品需要全体のおよそ 5%にあたる)、ほとんどを輸入している。エネルギー局より入手した FY2012 (2012~2013 年) データによると、年間の石油需要は 510 万トン (およそ日量 105,000 バレル) であった。このうち過半は、電力、運輸、産業、農業など様々なセクターで利用されるディーゼル油であった。燃料油は比較的まだ産業セクターで広く使われている。他方、ガソリン需要は「バ」国ではいまだ低い。これは第 6 章で触れているように、同国がモータリゼーションの初期段階にあり、自動車保有率が低いためである。



出典: エネルギー局

図 10-1 Oil 石油製品別需要 (2012-2013)

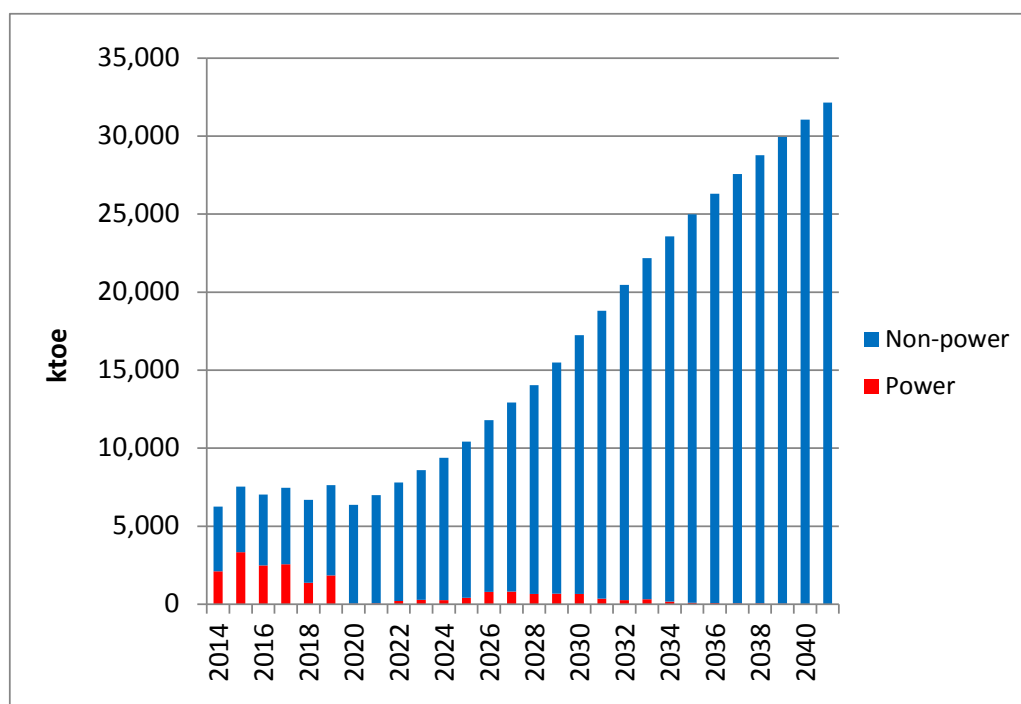
「バ」国の石油需要は、高い経済成長率を背景に、過去 10 年間で急速に増加した。2002 年から 2012 年の 10 年間で 1.6 倍、年平均成長率では 4.9%となる。需要増加は全セクター共通にみられるものの、特に電力セクターで顕著であった (同 6.6%)。



出典: IEA Energy Balance for non-OECD Countries, 2014 edition

図 10-2 「バ」国におけるセクター別石油需要

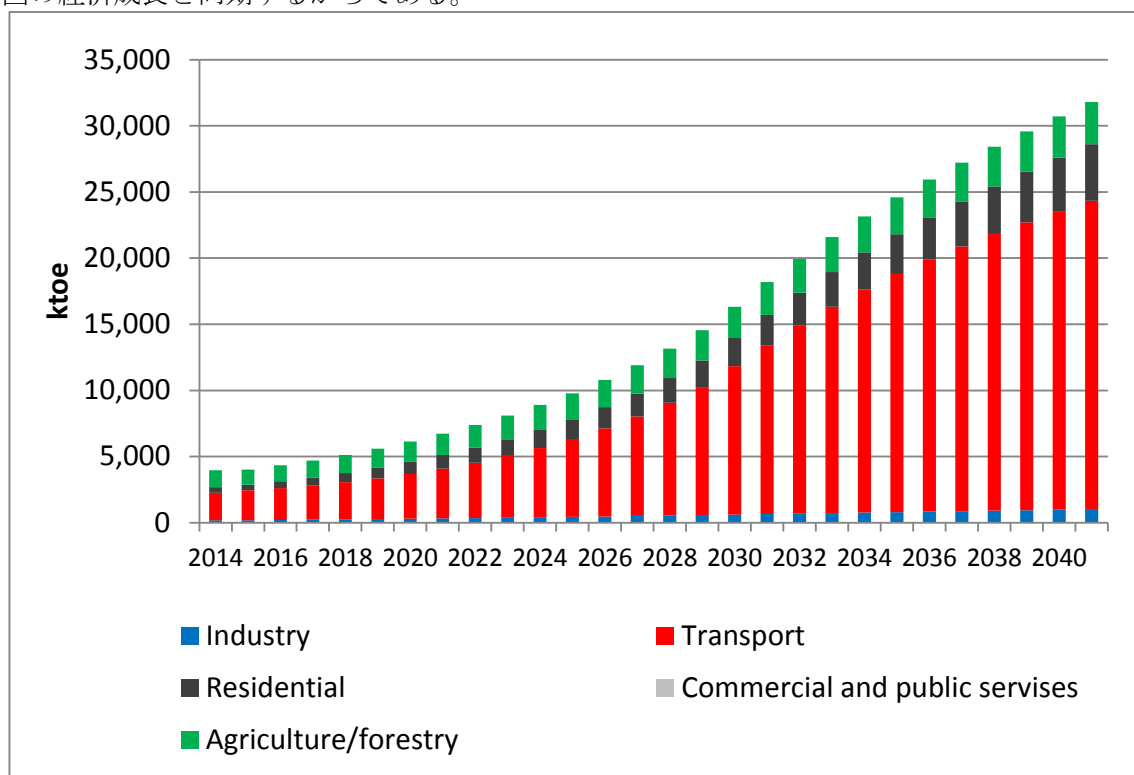
下図にあるように、当調査団は 2014～2041 年間で全セクターの石油需要がおよそ 6 倍になるとしている(年平均成長率は 7.0%)。発電向け需要は 2010 年代終わりまで継続的に成長するものの、その後急速に減少する。これは、2020 年以降、効率的な大型ベース電源(主に天然ガスおよび石炭炊き火力)の投入に伴い、電力セクターでの主要な石油需要要因で、かつ割高な電源であるレンタル発電、クイック・レンタル発電所、自家発電がリタイアすると想定されることによる(石油炊き発電所は周波数調整用として少数が残るのみと見込まれる)。



出典: JICA 調査団

図 10-3 石油需要予測(電力および非電力セクター比較)

非電力セクターでは、特に運輸部門の需要増が著しいと考えられる（2015年比で10倍）。これは、一人当たり所得が伸びるにつれ自動車保有率が高まり、またモノと人の輸送需要の増加は、一国の経済成長と同期するからである。



出典：JICA 調査団

図 10-4 石油需要予測 (非電力セクター内訳)

一般的に、1人当たり GDP が 3,000 ドルに近づく局面では石油需要は増加する。本調査では、第 5 章にあるように、「バ」国の一人当たり GDP は、2041 年におよそ 3,000 ドルに到達すると想定している。

「バ」国の石油需要増加率は、2004 年～2013 年は約 4%であったが、当調査では、将来の石油需要の成長率はより高くなると想定している。さらに、「バ」国の国産ガスの減産により、これまで運輸部門の燃料でガスが使われていた分は石油で置き換わることが想定される。これらの要因により、非発電部門の石油需要は 2041 年まで年平均 7.2%、2015 年比で 8 倍になると想定している。

### 10.1.2 石油輸入の現状

冒頭にしたように、「バ」国は石油をほとんど産出しないため、需要のほとんどは輸入によりまかなっている。「バ」国はチッタゴンに一か所製油所を持つが、生産能力は需要を下回るため、残りの需要は石油製品の輸入で対応している。この国営の製油所は Eastern Refinery Limited (ERL) という。1967 年の設立で、年間 150 万トンの精油能力を持つ。ERL が扱う原油の多くはサウジアラビアと UAE から輸入されている。石油需要 510 万トンのうち、残り 360 万トンは、石油製品輸入により対応されている。石油製品輸入元の多くはクエート石油やマレーシアのペトロナス等の国営石油会社である。

### 10.1.3 石油の輸入・供給設備計画

国内の製油所能力が需要を下回るため、石油需要増は石油製品輸入増に直結する。「バ」国では急増する需要に対応するため、複数の石油輸入・供給設備計画を持つ。後節で触れるように、自国内に精油所を持つことは、輸送費の低下や、石油製品輸入に比べて価格のボラティリティが低いなど様々な恩恵があるので、通常は石油の輸入国にとり好まれる選択肢である。

#### (1) Eastern Refinery (ERL) 拡張計画

ERL は、現状の製油能力を 150 万トンから 450 万トンに拡張する計画である。本計画は、基本的に自己資金で行う予定だが、JV 設立を通じて外国人投資家を募る可能性もある<sup>1</sup>。この製油所拡張後も国内需要を満たすことは難しいことから、Eastern Refinery 拡張が成功裏に終わったら、さらに他の地点の国内製油所の拡張工事も検討するとしている<sup>2</sup>。

#### (2) 一点係留システム(SPM) 計画

遠浅のチッタゴン沖では大型タンカーの運航が難しいため、製油所への原油輸送には「はしけ輸送」を使わざるを得ない。このため、輸送費が割高となっている。この問題に対応するため、「バ」国は Matarbari Island 沖合で一点係留システム(SPM)建設を計画した。

報道によると、中国の China Petroleum Pipeline Bureau (CPP)が SMP 建設を担い、中国輸銀が資金提供を行う計画である<sup>3</sup>。完成は 2018 年の予定で、建設費は 630 百万ドルとされる。SPM システムは Matarbari Island 沖合 60km、推進 27m の地点に建設され、払出しパイプラインは、Maheshkhali Island に建設予定の石油ターミナルと接続される。石油ターミナルは、原油と石油製品あわせて 2.4 百万トンのキャパシティを持つことになる。払出しパイプラインは原油用と石油製品用の 2 種類で、それぞれの製品は専用パイプラインを通り、チッタゴンにある Eastern Refinery に搬出される。容量はそれぞれ 450 万トン/年となる予定である。

また SPM システムの主な構成は、以下の通りである。

表 10-1 SPM システムの主な構成

Component	Role
Floating Buoy	Floating object that is moored to seabed
Floating Hoses	Hoses to transfer crude oil and oil products from tanker to buoy
Under-buoy Flexible Hoses	Hoses to transfer crude oil and oil prodccut from buoy to onshore facility
Anchors	Object to fix the location of the entire SPM sysmte
Pipe-Line End Manifold	Facility to connect floating hoses to tanker's discharging facility

出典: JICA 「南部チッタゴン」調査団

<sup>1</sup> エネルギー局と JICA 「出典: JICA 「南部チッタゴン」調査団の面談より (2015 年 7 月)

<sup>2</sup> エネルギー局と JICA 「出典: JICA 「南部チッタゴン」調査団の面談より (2015 年 7 月)

<sup>3</sup> “Chinese firm gets SPM project Energy division to prepare commercial contract,” New Age, 18 January 2015 (<http://newagebd.net/87278/chinese-firm-gets-spm-project/#sthash.oIoMyYNT.dpuf>)

### (3) クウェート石油による製油所および石油コンビナート新規建設計画

クウェートの国営石油会社であるクウェート石油公社(KPC)が、チッタゴン南部にある Maheshkhali Island で製油所および石油コンビナートの新規建設計画を検討している。計画は、2000年のハシナ首相のクウェート訪問時に持ちあがった。以来、計画に大きな進展はないものの、2015年5月に KPC 使節団がダッカを訪問し、「バ」国に対し、製油所および石油コンビナート建設用地として、Maheshkhali Island に 1000 エーカー（約 400 ヘクタール）の土地を用意するよう依頼したとされる<sup>4</sup>。

製油能力は 800 万トンとされ、建設費用は推定 60 億ドルである。本建設事業は、KPC と BPC または IOC との JV が検討されている。KPC は、この製油所完成後、さらなる製油所の拡張（建設）計画も検討している模様である。しかしながらこの規模の製油所は、もし国内需要が見通し通りに伸びない場合は過大な投資計画となる。その場合、「バ」国は近隣国に石油製品を輸出するとしている（近隣国への輸出については、後節も参照のこと）。

2016年1月時点で、KPC による本計画の詳細は発表されていないが、次表は製油所プロジェクトの装置構成（推定）である。

表 10-2 製油所の装置構成（推定）

Unit	Capacity ('000 tons/y)	Duty
Crude Distillation Unit (CDU)	160	Split crude oil into various hydrocarbon fractions by distillation process
Naphtha Hydrotreating Unit (NHT)	25	Remove sulfur, chlorite, nitrogen, oxygen, metallic compounds in heavy naphtha stream distilled from CDU process to protect CCR catalyst by hydrotreating process.
Kerosene Treating Unit (KTU)	12	Remove sulfur and other impurities from kerosene stream distilled from CDU process to meet the product specification of Jet A1.
Continuous Catalytic Reforming Unit (CCR)	25	Reform heavy naphtha straight-run from NHT to High Octane Mogas Blending components (reformate) by removing hydrogen with catalysts.
Residue Fluid Catalytic Cracking Unit (RFCC)	35	Convert heavier stream taken from CDU process to lighter stream such as naphtha and diesel oil components with catalysts.
LPG Treating Unit (LTU)	7	Remove sulfur from LPG stream taken from CDU and CCR process to meet the product specifications.
RFCC Naphtha Treating Unit (NTU)	8	Remove sulfur and other impurities from naphtha stream taken from RFCC process to meet the product specification of motor gasoline.
Propylene Recovery Unit (PRU)	4	Recover propylene from LPG stream to produce high purity propylene.

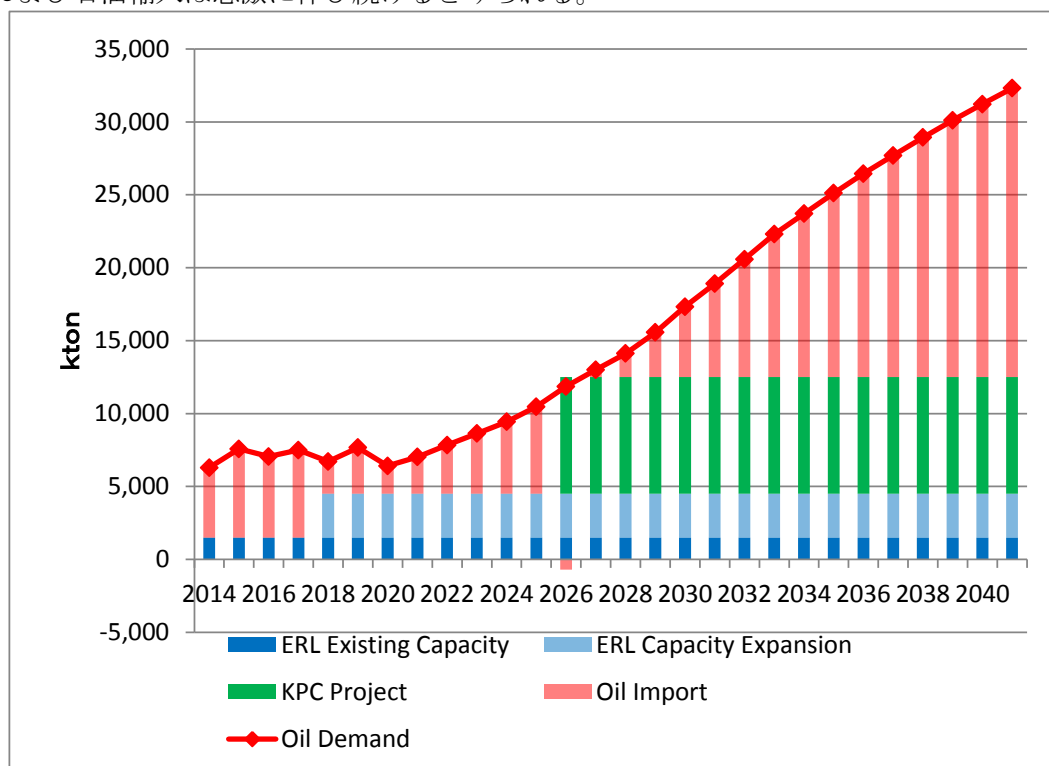
出典: JICA「南部チッタゴン」調査団

なお本計画の詳細は、スケジュールも含めて 2016年6月時点ではまだ明らかになっていない。

<sup>4</sup> “Kuwait to get Maheshkhali land for oil refinery,” Financial Express, 25 May 2015 (<http://www.thefinancialexpressbd.com/2015/05/25/93953>)

### 10.1.4 石油の需給バランス

石油の需給バランス見通しは、下図のとおりである（石油需要詳細は、第 6 章参照のこと）。KPC 製油所計画の運開時期が不明なため、2025 年と仮置きしている<sup>5</sup>。前節までで言及した通り、Eastern Refinery (ERL)、KPC といった政府の設備建設が進んでも、経済成長が継続すれば、石油需要および石油輸入は急激に伸び続けるとみられる。



出典:JICA「南部チッタゴン」調査団（設備計画）および JICA 調査団（石油需要予測）

図 10-5 石油需給見通し（2014～2041年）

### 10.2 製油所建設に関わる検討～自前の製油所か製品輸入か

「バ」国のように自国内の製油所の規模が需要に対して十分でない場合は、石油製品供給をどのように行うか、特に製油所建設をするか製品輸入をするかは重要な判断である。自前の製油所を建設すれば、メリットは複数ある。製油所があれば、石油製品供給の選択肢は広がる。例えば、複数の原油を輸入することで（製油所で精製できるものであることが前提だが）、原油調達先が広がる。また製油所があれば、輸送費を抑えることができる（通常、原油タンカーサイズは石油製品のタンカーより大型のため、輸送コストは原油の方が低い）。原油価格のボラティリティは悪名高いが、それでも石油製品のボラティリティと比較すると安定している。また、海外の製油所での品質管理と比べれば、自国内で精製することで石油製品の品質管理が容易になる。

他方、製油所を建設・所有することは、石油製品の輸入に比べて大きなデメリットも存在する。最大のデメリットは、もちろん巨額の初期投資が必要な点である。ゼロから製油所を建設し、相

<sup>5</sup> 計画当初は運開は 2018 年とされていたが、2016 年 1 月時点で FEED 開始前であること、用地取得やファイナンス・アレンジが完了していない等、計画がごく初期段階にあること、また製油所プロジェクトが「green field」（まっさらの状態）から完工するまでに 10 年程度はかかる。さらに、ベトナム等新興国における類似の案件ではプロジェクトの発表から COD まで 10 年以上かかっているケースもある。

応の近代的な設備を持てば、数十億ドルがかかる。これが多くの国で、自前の製油所を建設・所有することに対する最大のハードルである。仮に製油所を建設できても、低い稼働率と低マージンが大きなリスクであり続ける。特にアジアでは、製油業界は供給過剰のため、長らく過当競争にさらされている（詳しくは、次項 10.3 を参照のこと）。新製油所投資を検討する人たちは、この点を頭に留めておくべきである。

表 10-3 製油所建設のメリットとデメリット

メリット	デメリット
- More oil product procurement option (diversification of oil product procurement)	- Large upfront capital expenditures
- Lower freight cost	- Risk of low utilization depending on domestic and export demand
- Lower price volatility	- Risk of low refining margin for a long period of time
- Oil product control	

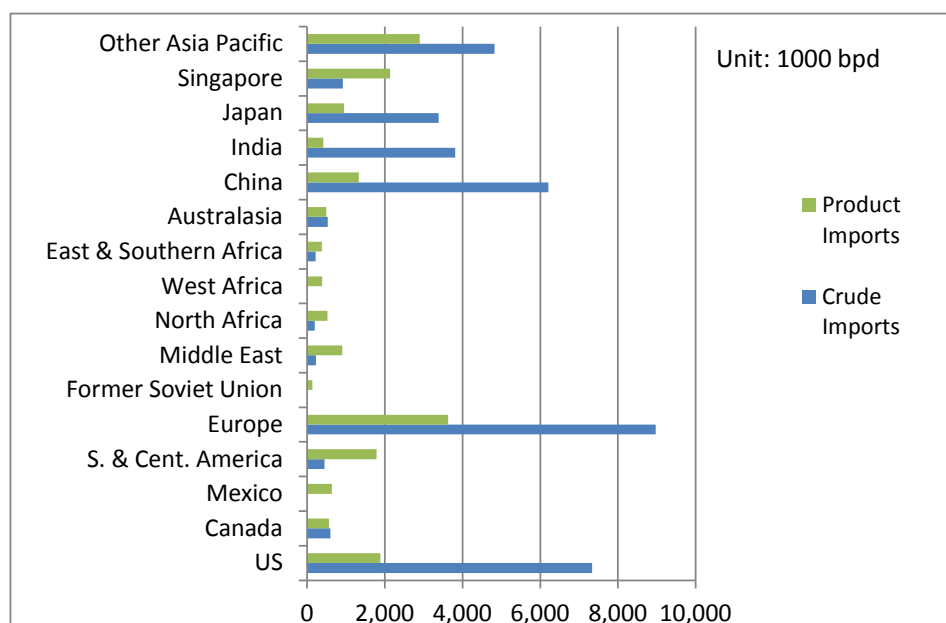
出典: JICA「南部チッタゴン」調査団

南部チッタゴンの石油コンビナート建設の場合、KPC や、KPC と組む他の投資家が巨額初期投資のリスクを取れるかもしれない。十分な資金と信頼にたるオペレーターの確保ができて初めて、製油所建設のメリットを享受できるのである。

### 10.3 製油所拡張・建設計画に関する国際動向と提言

前節までで述べたように、BPC は新規の製油所の建設を計画している。しかしながら後述するように、世界的な競争激化の結果製油所の経営環境は、統廃合や精製マージンの縮小など厳しさを増している。「バ」国が自国精製所に対して大きな初期投資を行うに当たっては、安価な輸入石油製品との競争が不可避であることを十分考慮した上で、計画を進めてゆくことが必要である。

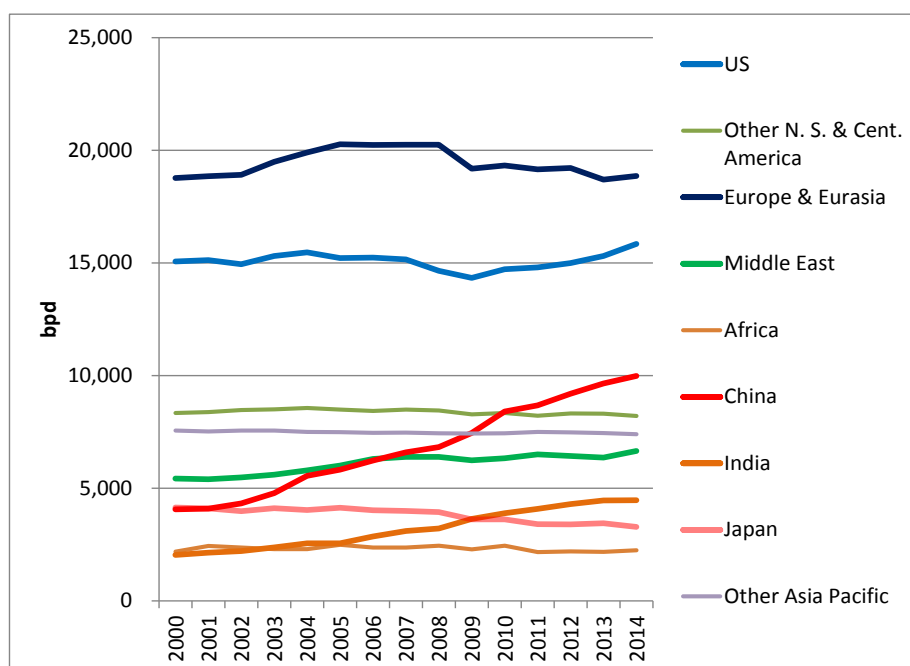
現在、全世界で日量 37,682,000 バレルの原油が精製されるが、そのうち約 50%の 19,054,000 バレルの石油製品が市場を通して流通している（下図参照）。これは近代的な石油精製施設の運営に世界の石油精製市場の影響は不可避であり、また石油製品の輸入に加えて石油製品の輸入・輸出も必要であることを物語っている。



出典: BP 統計 2014 をもとに JICA 調査団作成

図 10-6 原油および石油製品の貿易状況

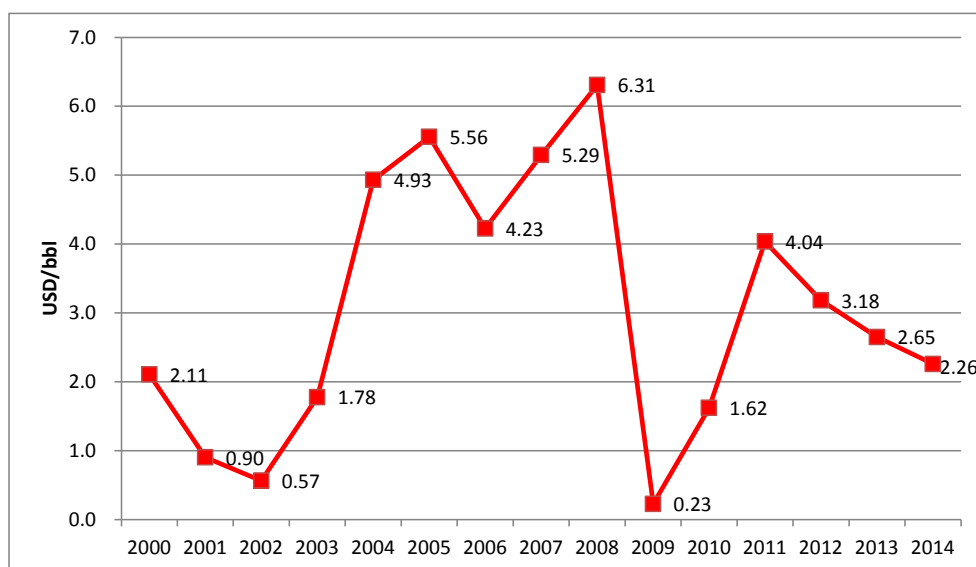
世界的な石油製品の需要に関しては、中国やインド、中東諸国での需要が伸びているほかは一般的には縮小傾向にある（下図参照）。日本では石油精製施設の廃棄が行われ、室蘭製油所など近代的な 16 万バレルクラスの製油所も廃棄されている。タイにおいては 1996 年に建設されたマブタプットの 2 つの隣接した石油精製施設が 2000 年に入り統合が行われた。英国においても石油精製施設の廃棄が行われる一方タンクターミナルとしての活用が行われている。これは、石油製品は、市場が発達し、経済的には買うほうが安上がりであり、また先物市場のコンタンゴ状況を利用した収益も見込めることを示している。



出典：BP 統計 2014 をもとに JICA 調査団作成

図 10-7 各国精製能力の推移

石油精製施設の経営状況は厳しく、製油施設の利潤を示す精製マージンはさほど大きくはない。シンガポールでの精製マージンの推移を示すと次のようになる。

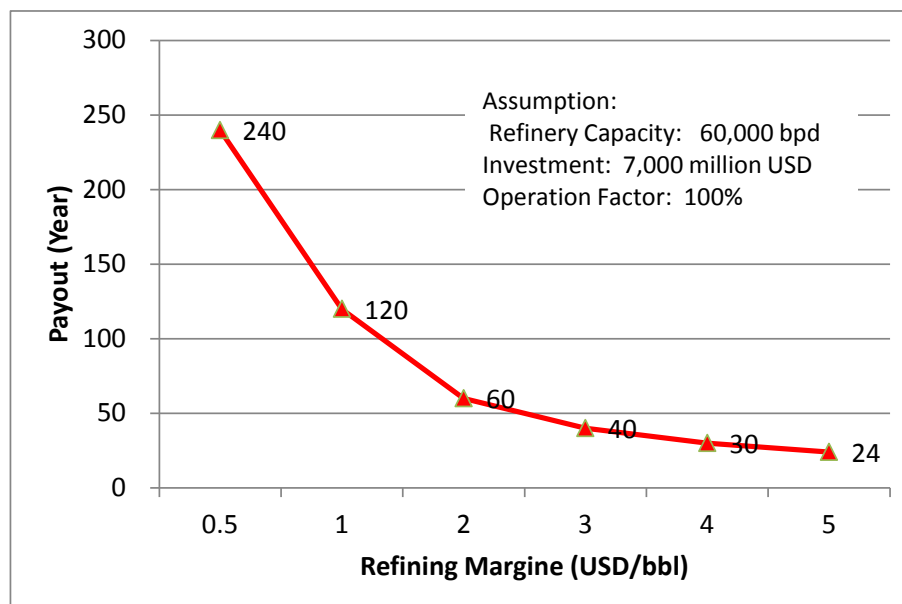


出典：BP 統計 2014 をもとに JICA 調査団作成

図 10-8 シンガポール (Singapore Medium Sour Hydrocracking) 精製マージンの推移



上図は、精製マージンはバレルあたりおよそ 1 ドルから 5 ドルの間で推移していることを示している。これは、新規石油精製施設 16 万バレルを 70 億 USD で建設した場合、経済性 (Payout) を単純計算すると、5 ドル/bbl の精製マージンでもペイアウトまで 20 年以上かかることを意味している (下図参照)。



出典：BP 統計 2014 をもとに調査団作成

図 10-9 新規精製施設建設の経済性

日本においても石油精製施設と原油の備蓄はエネルギーの安全保障に貢献するものと考えられてきたが、2011 年 3 月 11 日の震災時、原油の調合は非常時には困難となることが判明し、原油備蓄は有効な安全保障手段となりえないことが指摘されている。代わって現在では、石油製品の備蓄と流通インフラの強化が重要であることが理解されている。このような日本の経験から、「バ」国に対して、戦略的な石油製品デポの建設と輸送インフラの充実にまずは資金を使い、その後に石油精製施設の建設の計画を作成することも一つの選択枝であることを提起する。

## 10.4 LPG

「バ」国は他の中進国同様、近年家庭での調理用燃料として LPG への依存を高めている。伝統的な固形バイオマスからの LPG への燃料転換は、流通性、熱量、CO2 排出量、屋内大気汚染や森林破壊リスクなどの観点から、妥当な選択と言える<sup>6</sup>。本項では、「バ」国における LPG 状況、推進政策や、その際の留意点について整理する。

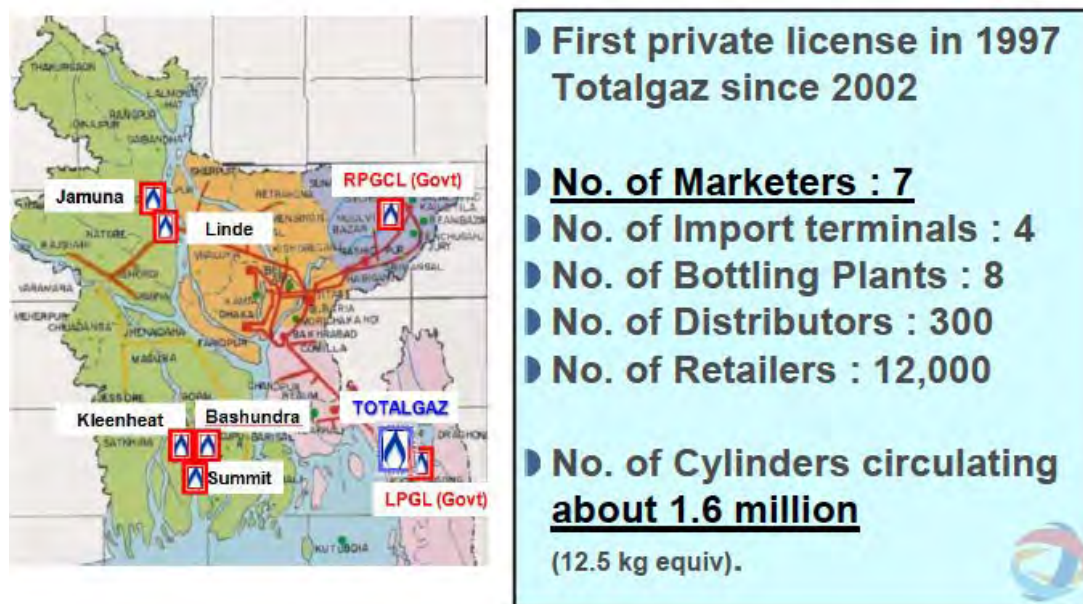
### 10.4.1 LPGに関する状況

「バ」国では LPG に関する統計は存在しないが、公開情報によると、消費量はおよそ 110,000 トン/年である (うち、民間企業からが 90,000 トン、政府つまり BPC からが 20,000 トン) である<sup>7</sup>。この LPG 消費量は、「バ」国の石油製品消費量全体のわずか 2%にすぎない (石油製品全体の需要は、前述のとおり 5.1 百万トン/年)。

<sup>6</sup> IEA World Energy Outlook 2006 Chapter 15, "Energy for Cooking in Developing Countries"

<sup>7</sup> Ministry of Planning, "A Paradigm Shift in Bangladesh Energy Sector towards SDG-7: A Few Insights of Energy Statistics in Bangladesh", November 2015 ([http://www.unosd.org/content/documents/14698\\_SDGs-Incheon-2015-Bangladesh.pdf](http://www.unosd.org/content/documents/14698_SDGs-Incheon-2015-Bangladesh.pdf))

供給側では、「バ」国内でLPG輸入ターミナルは4か所、LPG民間事業者は7社ある。各社、LPGの調達、輸送、配送を行っている。また政府は新たに32の民間業者にLPG取扱者のライセンスを発行した<sup>8</sup>。さらに下流では、LPG小売業者は12,000、LPGシリンダー(12.5kg)は1.6百万本市場に流通しているとのことである<sup>9</sup>。しかしこの数字は、LPGは全家庭の4%で使われているにすぎないことを意味している。



出典：TotalGaz プレゼン資料

図 10-10 「バ」国のLPG概要

#### 10.4.2 LPG政策

これまで家庭部門および運輸部門で重要な役割を担ってきた国産ガス生産が近い将来落ち込むことを受け、すでに「バ」国政府は家庭部門と商業ビルにおいて新規接続は認めず、一日のガス供給時間も制限する政策を実施している。同時に Energy Division はLPG使用を促進することを目的として、以下15の項目を「LPG Strategy Paper」としてまとめた。これは首相承認済みの、「LPG政策」と同等の位置づけである<sup>10</sup>。:

1. 天然ガス価格を適切なレベルまで引き上げ
2. 家庭向け新規ガス接続の停止
3. LPG価格を国際価格相当に設定
4. ガスの設備管理モニタリングシステムを設置
5. 建物ごとのガス用 raiser をLPGにも使用
6. LPGシリンダーおよびシリンダー製造用マテリアル向けの import tax/duty 引き下げる
7. 民間LPG事業促進の一環として、用地取得を促進

<sup>8</sup>Financial Express “Encouraging the use of LPG by households”, April 28, 2016

(<http://www.thefinancialexpressbd.com/2016/04/28/28116/EncouragingtheuseofLPGbyhouseholds>)

<sup>9</sup> TotalGaz Presentation in the World LPG Conference, February 2012  
[http://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/09/Bangladesh\\_Renzo\\_Bee\\_Totalgaz.pdf](http://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/09/Bangladesh_Renzo_Bee_Totalgaz.pdf)

<sup>10</sup> JICA 調査団との面談による(2016年6月)。なお、この「LPG Strategy Paper」には、Action Plan、期日、責任主体を記載した Roadmap を付しているが、2016年6月時点で政府内承認待ちのため、公表不可としている。

8. エネルギー安全保障上の観点から、政府の LPG 備蓄能力を確保
9. 民間 LPG 事業促進の一環として、LPG 輸入付帯施設(タンクローリー等)への tax incentive 実施
10. 消費者保護のための LPG ガイドライン制定 (LPG の品質水準、安全な取扱い等)
11. CNG 車は LPG へ燃料転換 (まずは政府保有車両から開始)
12. 民間 LPG 事業促進の一環として、民間業者へのライセンス料引き下げ (例: 現在は LPG 貯蔵タンク建設に、500 万タカのライセンス料がかかる)
13. LPG シリンダーの品質管理、規制およびモニタリング (注: 不正製造のシリンダーによる爆発事故が相次いでいるため)
14. LPG 統計およびデータベースの整備、そのための調査実施
15. LPG 使用についての消費者教育

15 の項目の内 1, 3, 4 は、本調査の提言と合致している (詳しくは、第 7 章および第 8 章を参照のこと)。さらに今後の需要動向として、PSMP2016 では、LPG は今後運輸および世帯向けで主に使用されると想定しているが (特に運輸向けの調査団想定は下記 10.4.4)、この文書を見る限り政府の方向性と一致している。

なお現時点で BERC は LPG についての明示的な規制機能 (価格を含む) を持っておらず、Energy Division が代わりに規制を起案している。Energy Division によると、BERC に LPG の規制機能を持たせるかどうかは今後検討するとしている。

その他、具体的な LPG 規制として、今後 LPG Rules (2014) を 2016 年中に改訂予定、LPG Bottling Plant Guideline および LPG Conversion Workshop Establishment (ガソリン車輛の LPG 車転換向上) Guideline を 2016 年中に制定予定である。

#### 10.4.3 LPG 価格

現在「バ」国には LPG 業者は民間と政府系(BPC)があるが、この両者の販売価格には大きな差があり、前者は 750 Tk/cylinder (12.5kg/cylinder)、後者はおよそ 1100 ~ 1400 Tk/cylinder (12kg/cylinder) である。この価格差が存在することは Energy Division も認識している。しかしながら、Energy Division は、今後は民間業者間の競争が進み 800 Tk/cylinder 程度に落ち着くと想定しており、民間業者への不当な価格つり上げに対する規制は、特に積極的には行わない予定とのことである。調査団としては、「LPG Strategy Paper」の Action Plan 10 が消費者保護のための LPG ガイドライン制定を定めているが、ここに LPG 業者による不当な価格つり上げを規制する内容を加えることも一案であると考えている。

周辺諸国の政策として、最近スリランカが LPG への補助金を撤廃し、インドは補助金制度を維持しているが、バングラ政府は、今後石油製品への補助金を撤廃し、LPG は主に民間が担うべきと考えている。

また 1 シリンダーの容量が、政府系業者は 12.5kg、民間業者は 12kg となっているが、今後は 12kg に統一していくとのことである。

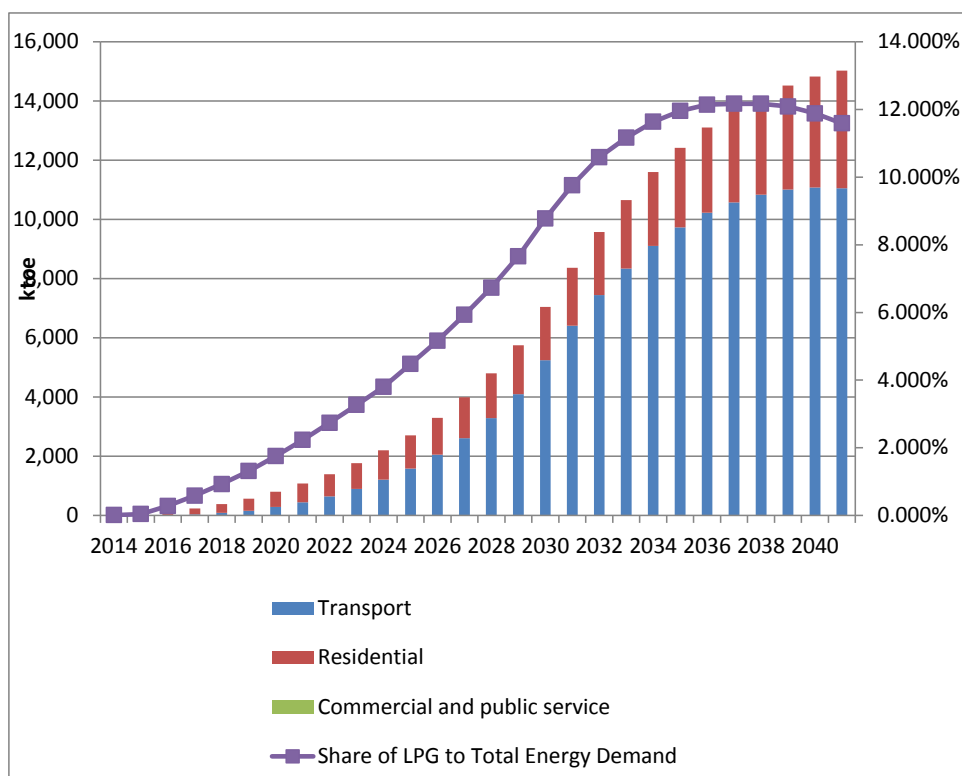
#### 10.4.4 LPG 需要見通し

前節 ( 10.4.2 ) で LPG 政策に関して整理し、その中で政府が LPG を住宅部門用燃料として推進する意向であることを指摘した。他方、一次エネルギー供給全体の中での LPG の位置づけが明確にはなされていない点は留意すべきである。国産ガスの減産と輸入 LNG の急増が目前に控えて

いる最中で、住宅部門向けと運輸部門向けに留まらず全部門で急増するエネルギー需要に対して LPG どのように使われるべきか、政策レベルで明らかになっていない。

そこで、JICA 調査団は LPG が主に住宅部門と運輸部門のエネルギー需給ギャップの「シフト」に使われるという想定のもと、2041 年までの LPG 需要予測を行った（第 6 章）。より具体的には、以下 2 点の前提を置いた：1）住宅向け天然ガスは、既存顧客向けは残り、新規に建築される戸建ておよび集合住宅は LPG を使用する、2）運輸部門向けとして、現時点での燃料構成比率は石油（ガソリン）：ガスは、およそ 2:1 であり、今後予想される輸送用燃料需要の急増の際も、この比率は維持される（ガス需要は国産ガスおよび LNG を充当）、またガソリン需要は過去ないペースで急増するが、需給ギャップは LPG が充当される。

この想定のもとで需要見通しを立てたところ、年平均 35% という驚異的な成長率で LPG 需要が伸びると想定される。このペースで成長すると、2041 年の LPG 需要は、2016 年の 15 倍となる（下図参照）。



出典：JICA 調査団

図 10-11 LPG 需要見通し（家庭＋運輸向け）2014 年～2041 年

この見通しはあくまでも現時点での調査団の想定に基づくものであり、実際の政策次第で大きく変わりうるものである。しかしながら、LPG かガソリンか他の石油製品かは不明ながら、特に運輸部門における石油製品需要の急増は高い確度で起こりうると見られる。

#### 10.4.5 LPG供給計画

LPG の需要急増に対応すべく、政府はインドと協業する計画を打ち出した。BPC と Indian Oil Corporation Limited (IOCL)が、2016 年 4 月、「バ」国最大規模となるチッタゴンでの LPG プラント

建設に関する覚書を交わしたと報道されている<sup>11</sup>。この計画の詳細（ターミナルサイズ、建設計画等）は明らかになっていない。しかし本計画で製造された LPG は、「バ」国国内に建設予定のパイプラインを通り、インド北東部の Tripura に輸送され、その見返りとしてインドアッサム州の Numaligarh の精油所からの石油製品を、700 km も離れた「バ」国西部 Parbatipur で受け取る計画であることが報道されている。

しかしながら、現段階で「バ」国 LPG 製造・販売の 8 割以上は民間企業が担っている。この状況では、政府の役割は、巨額の設備投資が必要なインフラ建設ではなく、むしろ健全な市場競争や消費者保護を促進する LPG 規制に主眼を置くべきである。

#### 10.4.6 LPGに関する課題

##### (1) エネルギー政策中の戦略的 LPG の位置づけ不在

10.4.2 で挙げたように、今後「バ」国の政策として LPG が主に住宅部門および運輸部門で既存の国産ガス代替として使われていく方向性は明らかになったが、これだけではまだ不十分である。国産ガス供給不足を補う代替エネルギーとして、LNG の位置づけも同様になされるべきである。国産ガス供給不足時代における LNG、LPG の役割分担（どの部門が主な消費者となるのか）を明示的に定義すべきである。

同時に、価格政策も同様に示されるべきである。

##### (2) 住宅部門向け定額制ガス料金との格差

前項(10.4.3)で指摘したが、民間業者と政府系業者との 1 シリンダーあたりの価格差は、調査団としては市場原理に任せず、政策により是正すべき課題だと考えている。

さらに、表 10-4 に示すように、LPG（民間業者価格）と住宅部門向け天然ガス（使用量に関わらず 1 ガス口用で 450 タカ/月の定額制）の単位熱量あたりの価格差は、LPG 価格が都市ガスの約 8 倍と非常に大きい。しかし「バ」国政府はこの問題を認識しているため、住宅部門向けガス価格と LPG の価格差は、今後解消されていくと思われる(10.4.2 参照)。

表 10-4 LPG 民間業者価格と住宅部門向け都市ガスの単位熱量あたり価格差

	Fixe Price for one burner		Unit Sales Price	Heat Value per Unit	Unit Price per MJ
Natural Gas	Tk 600	Tk/month	Tk 8.33 /m3	39.59 MJ/m3	Tk 0.21 /MJ
LPG	Tk 1,050	Tk/12 kg (1 cylinder)	Tk 87.50 /kg	50.80 MJ/kg	Tk 1.72 /MJ

出典：JICA 調査団

第 7 章でも指摘したように、この住宅部門向けガス料金は長らくエネルギーセクターの非効率の代名詞となっており、近年「バ」国はこの状況を改善すべく、プリペイドメーター導入を決定した（JICA や他ドナーも支援している）。

<sup>11</sup> Financial Express, “BPC, Indian corp sign MoU on LPG plant today”, April 18, 2016  
(<http://www.thefinancialexpress-bd.com/2016/04/17/26591/BPC,-Indian-corp-sign-MoU-on-LPG-plant-today>)

### (3) 住宅部門の LPG 費用負担

既に前述のように(10.4.2)、政府は住宅部門のLPG普及に向け、都市ガスとの価格差是正を企図している。しかしながら、これだけでは不十分である。特に農村部への近代エネルギー普及を目的とするならば、LPG価格は平均的な世帯にとり大きな負担となる。

一世帯(一家族4~6人程度)が、ひと月にLPGシリンダー2本を消費すると、LPGの支出は2,100~2,600タカ/月である。BBSの国勢調査(2010年)によると、「バ」国の平均世帯月収は11,479タカで、農村部では9,648タカである<sup>12</sup>。さらに、世界銀行の調査で用いられていた2005年のデータによると、「バ」国では世帯月収の2~6%が固形バイオマスに用いられていたとされる<sup>13</sup>。もしこの支出パターンが現在でも同様であるなら、LPG購入費は農村部世帯の月収の25%にのぼり、固形バイオマスと比べて過大な負担となる。政府が意図しているようなLPGの農村部を含めた全国的な普及は、LPG購入に関わる是正措置なしには極めて難しいと考えられる。

このLPGの費用負担問題は、LPG価格そのものやガス価格との関連のみならず、「バ」国のエネルギー戦略全体から俯瞰して対応すべきである。LPGへの補助金は安易な選択肢であるが、既にEnergy Divisionが石油系燃料への補助金撤廃を企図しているところ、慎重に検討すべきである。また農村の近代的エネルギー普及という観点からはLPGに拘らず、農村部に豊富に賦存するバイオガスのポテンシャルを活用することも検討すべきである<sup>14</sup>(バイオガスの詳細は第13章参照のこと)。

#### 10.4.7 LPGを含む石油製品の補助金と、国庫への負担について

LPGへの補助金および国庫への影響について、政策関係者からの聞き取り実施を試みたが、Energy Division以外の関係者からの聞き取りは実施できなかった。しかし、一つ確かなのは、「バ」国政府は、今後の石油製品(LPGを含む)に係る補助金削減を志向しているということである。LPGの需要が急増する見込みである中では、この補助金政策は非常に重要で価値ある判断である。

---

<sup>12</sup> BBS, “Report of the household income & expenditure survey 2010”

<sup>13</sup> World Bank, “Expenditure of Low-Income Households on Energy”, June 2010, Figure E.2 Monthly Urban Household Expenditure on Biomass.

<sup>14</sup> 農村部でのバイオガス活用について、調査団からEnergy Divisionに打ち出したところ、「検討に値する」とのことであった(2016年6月)。