バングラデシュ人民共和国
電力エネルギー鉱物資源省

バングラデシュ人民共和国
石炭火力発電マスタープラン調査

Power System Master Plan 2010
(PSMP2010)

ファイナルレポート

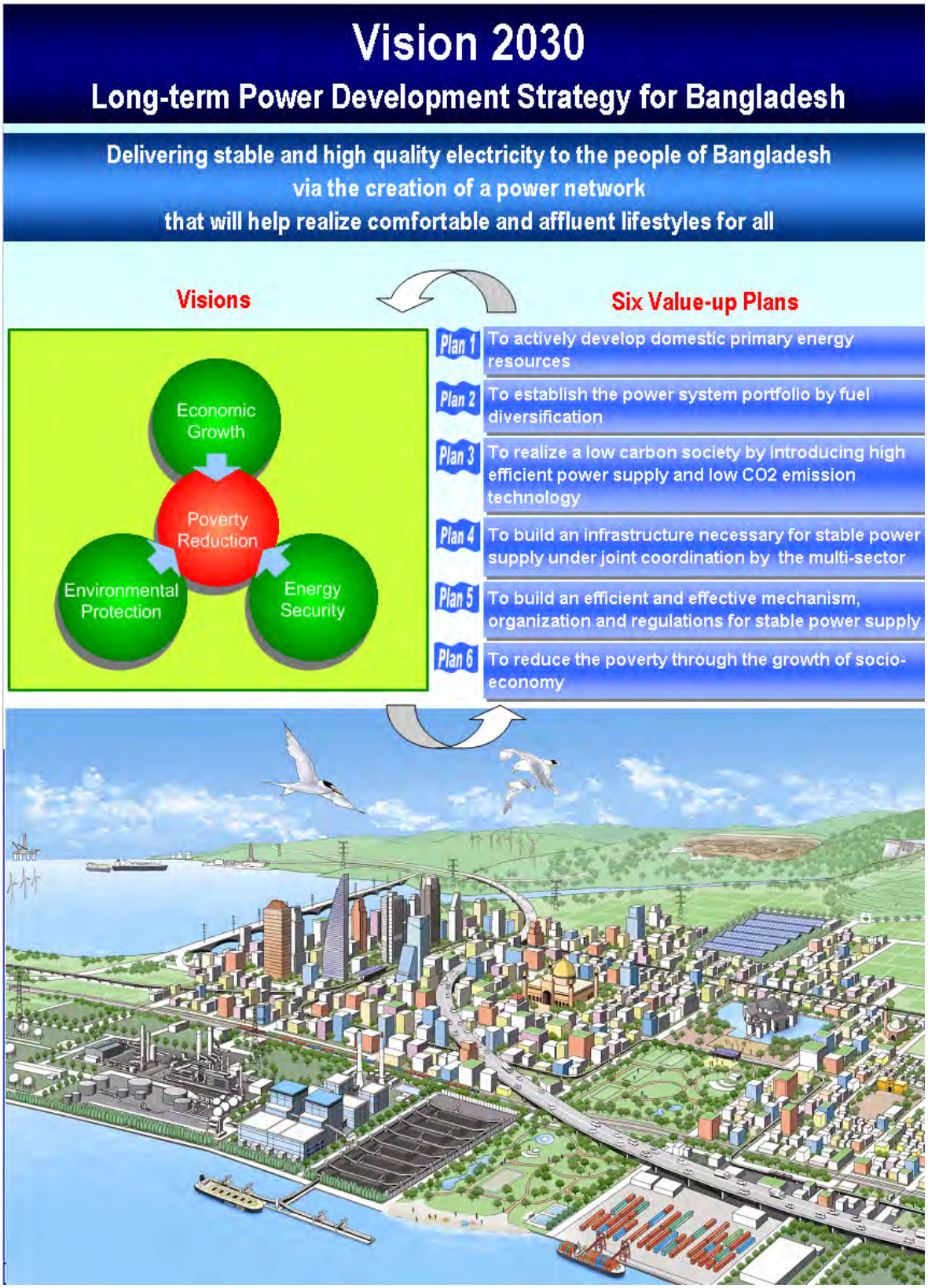
(要約)

平成 23 年 2 月
(2011 年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東京電力株式会社

産業
JR
011-028


Vision 2030
Long-term Power Development Strategy for Bangladesh
Delivering stable and high quality electricity to the people of Bangladesh
via the creation of a power network
that will help realize comfortable and affluent lifestyles for all
Visions
Six Value-up Plans
Economic Growth
Poverty Reduction
Environmental Protection
Energy Security
Plan 1
To actively develop domestic primary energy resources
Plan 2
To establish the power system portfolio by fuel diversification
Plan 3
To realize a low carbon society by introducing high efficient power supply and low CO2 emission technology
Plan 4
To build an infrastructure necessary for stable power supply under joint coordination by the multi-sector
Plan 5
To build an efficient and effective mechanism, organization and regulations for stable power supply
Plan 6
To reduce the poverty through the growth of socio-economy

出所： PSMP 調査団

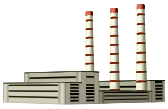
Multi-Sector Infrastructure Development for the Introduction of Clean Coal Technology in Bangladesh

Multi-Sector Infrastructure Development [Deep Sea Port + Power + Industry + Commercial Area]

Long-term Multi-Sector Infrastructure Planning

Solving Huge Finance &Technical Difficulties

Clean Coal Technology Ultra-Efficient Coal-fired Power Station (USC)


Ultra-Efficient Facilities (USC)

Capacity Development (O&M)

Legal System Time&Condition based Maintenance for P/S

Realizing Comfortable & Affluent Lifestyles, and Preventing Global Warming

出所： PSMP 調査団

目　次

第１章　　序論 1-1
1.1　調査の目的 1-1
1.2　調査内容 1-1
1.2.1　調査スケジュール 1-1
1.2.2　業務フロー 1-1
1.2.3　カウンターパート(C/P)機関 1-2
1.2.4　調査団の構成および分担 1-3
1.3　国際支援機関との情報共有・連携推進 1-4
1.4　セミナーの開催 1-5
1.4.1　第１回セミナー 1-5
1.4.2　第２回セミナー 1-6
1.4.3　第３回セミナー 1-6
1.4.4　ファイナルレポート説明会 1-7
1.5　技術移転 1-7
1.5.1　タスクチームミーティングにおける技術移転 1-7
1.5.2　集合研修 1-8
第２章　　マスタープランの視点と目標 2-1
2.1　本マスタープランの視点と目標 2-1
2.2　ビジョン、ロードマップ、アクションプランおよびターゲットの関係 2-1
2.3　本マスタープランの結論 2-1
2.4　ビジョンペーパー 2-2
2.5　ロードマップとアクションプラン 2-19
第３章　　電力需要予測および電源系統開発計画 3-1
3.1　電力需要予測 3-1
3.2　電源開発計画 3-2
3.2.1　電源開発シナリオの設定 3-2
3.2.2　一次エネルギー供給計画と密接に関連した電源開発シナリオの策定 3-2
3.2.3　3E（経済・環境・エネルギーセキュリティ）の定量的評価 3-3
3.2.4　燃源多様化シナリオに基づく電源開発計画 3-3
3.2.5　2030 年の系統計画案 3-5
第４章　　マスタープラン具現化に係る資金調達の妥当性検証 4-1
4.1　所要資金と資金調達ソース 4-1
4.1.1　総投資額 4-1
4.1.2　既存スキームからの資金調達 4-2
4.1.3　民間投資の促進 4-3
4.2　マスタープランと電力料金 4-4
4.2.1　本マスタープラン電力コストを反映した料金体系の模索 4-4
4.2.2　料金体系改定のための提言 4-5
第５章　　提言 5-1

5.1 大水深港湾設備建設に係る基本設計調査プロジェクト（F/S, D/D）.....5-2
5.2 高効率発電技術を用いた石炭焚火力発電所の基本設計調査プロジェクト（F/S, D/D）.....5-3
5.3 火力発電設備における O&M 組織体制・人材育成強化支援プロジェクト（技術支援）.....5-4
5.4 ガスネットワーク強化支援プロジェクト（F/S, D/D）.....5-4
5.5 洋上液化天然ガス再ガス化設備支援プロジェクト（FS）.....5-5
5.6 国際連系実現に向けた技術支援プロジェクト（F/S）.....5-5
5.7 周辺諸国との水力電源の共同開発支援プロジェクト（F/S）.....5-6
5.8 提言の優先度.....5-7

図・表リスト

図 1-1 調査全体スケジュール 1-1
図 1-2 基本業務フロー 1-2
図 1-3 ステアリングコミッティーおよびタスクチームの構成 1-4
図 1-4 国際支援機関との協議実績 1-5
図 2-1 バングラデシュ国長期電源開発ビジョン 2030 2-1
図 2-2 「バ」国内炭鉱・ガス田位置図 2-5
図 2-3 国内天然ガス供給シナリオ 2-6
図 2-4 国内炭供給シナリオ 2-6
図 2-5 燃料価格の推移 2-7
図 2-6 価格変動係数の比較 2-7
図 2-7 燃料別確認可採埋蔵量 2-7
図 2-8 地域別資源埋蔵量 2-7
図 2-9 世界の一次エネルギーバランス 2-8
図 2-10 「バ」国の一次エネルギーバランス 2-8
図 2-11 2030 年までの電源開発計画（MW） 2-8
図 2-12 2030 年までの電源開発計画（%） 2-8
図 2-13 石炭火力発電の効率向上 2-10
図 2-14 亜臨界圧設備と超々臨界圧（USC）設備の比較（イメージ） 2-10
図 2-15 国内炭火力発電所鳥瞰図（B-K-D-P 地点） 2-11
図 2-16 輸入炭火力発電所鳥瞰図（Chittagong South 発電所） 2-11
図 2-17 大水深港の開発例 2-13
図 2-18 石炭火力発電所の燃料調達実施体制例 2-15
図 2-19 保守管理方法概念図 2-16
図 2-20 人間貧困指数の推移 2-18
図 3-1 電力需要シナリオ（３シナリオ） 3-1
図 3-2 シナリオ毎の電源構成 3-2
図 3-3 2030 年までの電源開発計画（政府目標） 3-4
図 3-4 2030 年までの電源開発計画（比較 7%） 3-4
図 3-5 2030 年までの電源開発計画（比較 6%） 3-4
図 3-6 2030 年の系統計画(全系・230kV 以上) 3-5
図 4-1 本マスタープラン総合投資総額（2010 年度固定価格） 4-2
図 5-1 各ターゲットと提言の関係 5-1
図 5-2 マタバリ地点における大水深港の開発イメージ 5-2
図 5-3 発電所完成予想図（左：国内炭、右：輸入炭） 5-3
図 5-4 主要ガスネットワーク図 5-4
図 5-5 LNG 基地の選択肢（左：ブイ方式、右：桟橋係留方式） 5-5
図 5-6 国際連系計画 5-6
図 5-7 提言の優先度 5-7

表 3-1　需要予測結果（３シナリオ）.....3-1
表 3-2　電源開発シナリオ.....3-2
表 3-3　３Ｅの定量評価結果.....3-3
表 3-4　政府目標に対する電源開発計画（燃源多様化シナリオ）.....3-3
表 4-1　本マスタープラン総投資額（2010 年度固定価格）.....4-1
表 4-2　本マスタープランのための資金源と資金量.....4-2

第1章　序論

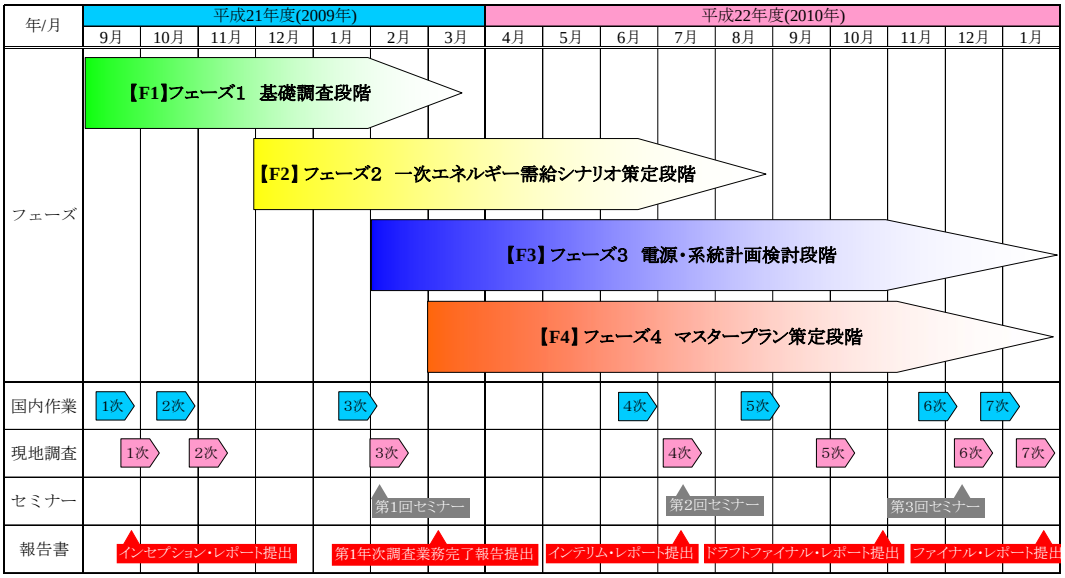
1.1　調査の目的

本調査は、バングラデシュ国（「バ」国）の安定的電力供給の達成を図るべく、石炭の活用拡大を前提においた燃源の多様化に向けた方策について検討し、同多様化策に基づく 2030 年までの最適電源開発計画、送電系統計画、石炭火力発電所ポテンシャルサイトの特定を含むマスタープラン策定を目的に実施する。ゆえに本調査は当初の要請にあった石炭火力発電所の拡充策に加え、拡充するための基本条件（需給予測、石炭を含めた一次エネルギー源の確保状況、石炭火力発電所を含めた最適電源開発計画、ガス火力発電所の位置付けを含めた今後の最適電源構成など）についての調査も加えた包括的な電力開発マスタープランを目指すものである。併せて、本調査期間中に現地カウンターパート（C/P）に必要な技術移転を行う。

1.2　調査内容

1.2.1　調査スケジュール

本調査は、2009 年 9 月から 2011 年 1 月までの 2 年にわたり、現地調査計 7 回、約 17 ヶ月の工程で業務を実施する。調査スケジュール案およびフェーズ毎の作業工程は図 1-1に示すとおりである。



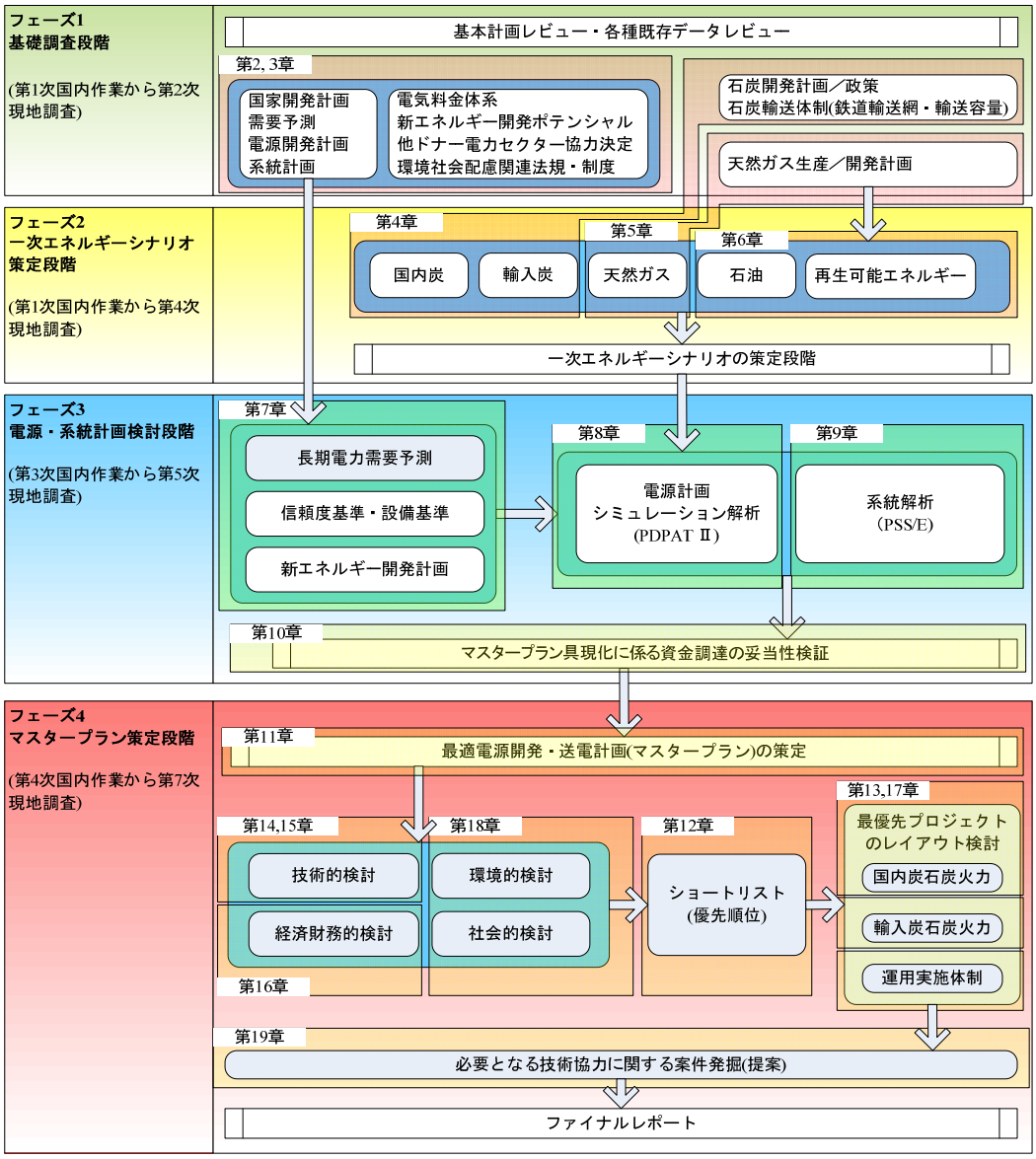
出所：　PSMP 調査団

図 1-1　調査全体スケジュール

1.2.2　業務フロー

調査業務の基本的な進め方は、図 1-2の基本業務フローに示すとおり、フェーズ 1 から 4 に分類される。各分野相互に緊密な連携を取りながら業務を遂行し、包括的な電力開発マスタープ

ランを策定する。また、各調査段階に応じてワークショップを開催し、関係機関の意見を逐次反映しながら調査を進める。



出所： PSMP 調査団

図 1-2　基本業務フロー

1.2.3　カウンターパート(C/P)機関

- Ministry of Power、 Energy and Mineral Resources (MPEMR)
  - ✓ Power Division
  - ✓ Energy and Mineral Resources Division (EMRD)
  - ✓ Power Cell
- Economic Relations Division、Ministry of Finance
- Bangladesh Power Development Board (BPDB)

- Barapukuria Coal Mine Company Ltd (BCMCL)
- Power Grid Company of Bangladesh (PGCB)
- Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC)
- Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)
- Rural Electrification Board (REB)
- Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Petrobangla)
- Electricity Generation Company of Bangladesh (EGCB)
- Ashuganj Power Station Company Limited (APSCL)
- North-West Power Generation Company Ltd (NWPGCL)
- Geological Survey of Bangladesh (GSB)
- Ministry of Environment and Forestry Affairs (MOE)

1.2.4 調査団の構成および分担

調査団の構成・分担は、次のとおりである。

(1) 専門家別構成

総括/ 石炭火力開発	武田　宣輝
副総括/ 最適電源計画/ 電力需要想定	小林　俊幸
新エネルギー開発計画	関　　昇
石炭開発・供給システム A	遠藤　一
石炭開発・供給システム B	柿崎　厚
天然ガス供給システム A	片岡　穆
天然ガス供給システム B	松下　秀雄
天然ガス供給システム C	中村　知信
火力土木/ 燃料輸送	狩野　弦四朗
石炭火力発電設備/ 維持管理体制	窪田　洋一郎
送変電設備/ 系統計画 A	船橋　伸一
送変電設備/ 系統計画 B	黒岩　正貴
経済財務分析/ 組織制度 A	酒井　敦正
経済財務分析/ 組織制度 B	黒田　泰久
環境管理	伊藤　恭久
社会配慮	藤原　純子

(2) ステアリングコミッティとタスクチーム (T/T)別構成

C/Pと協議の上、意志決定機関としてステアリングコミッティ、ステアリングコミッティの下、ワーキングレベルのディスカッションの場としてテーマ別に 7 つのタスクチームを組成した。その構成を図 1-3に示す。ステアリングコミッティは調査の進捗に合わせ適宜開催し、タスクチームで討議した内容はステアリングコミッティに諮り両者で情報共有すると共に、意志決定を行うこととした。

出所： PSMP 調査団

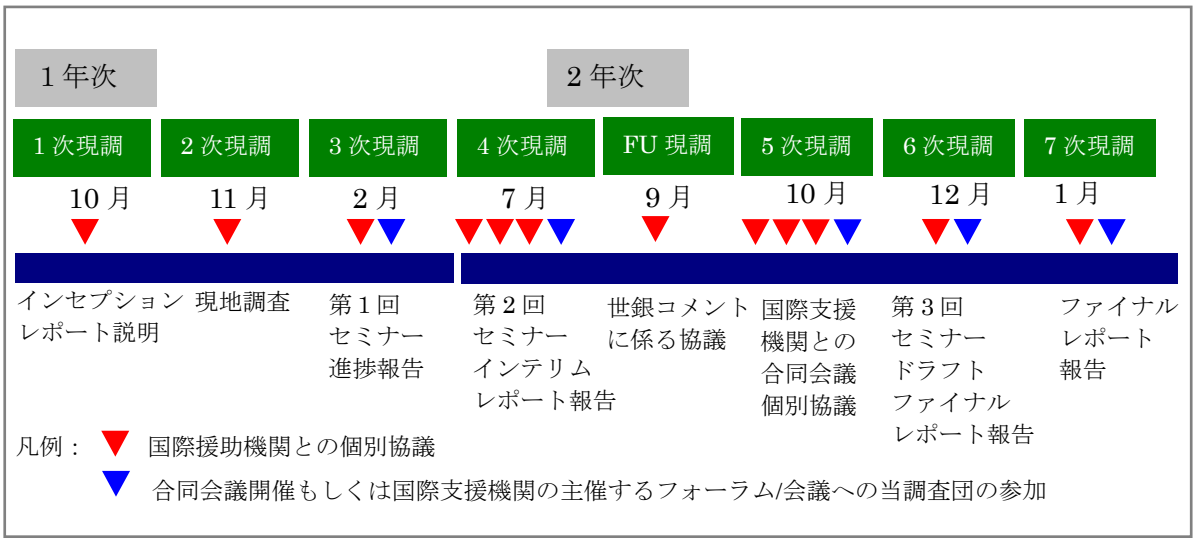
図 1-3 ステアリングコミッティーおよびタスクチームの構成

1.3 国際支援機関との情報共有・連携推進

現地調査の都度、国際支援機関との個別協議や合同会議、国際支援機関の主催するフォーラム/会議への出席などを通じ、国際支援機関と情報を共有し、調査内容・方針について、関係機関との関係強化に努めてきた。

- 第 1 次現地調査：2009 年 10 月 3 日（土）～10 月 9 日（金）
  インセプションレポートの説明、業務実施内容、スケジュールの説明、調査方針に係る協議
- 第 2 次現地調査：2009 年 10 月 28 日（水）～11 月 13 日（金）
  現地調査の一環として、各ドナーが支援している電力セクターに係るプロジェクトの実績、進捗調査
- 第 3 次現地調査：2010 年 1 月 30 日（土）～2 月 19 日（金）
  第 1 回セミナー開催、現地調査結果、分析結果の報告、協議
- 第 4 次現地調査：2010 年 7 月 3 日（土）～7 月 23 日（金）
  第 2 回セミナー開催：インテリムレポート内容の説明および具体的内容協議

- フォローアップ調査：2010 年 9 月 3 日（金）～9 月 7 日（火）
  世銀から提出されたコメントに対する具体的協議の実施
- 第 5 次現地調査：2010 年 9 月 21 日（月）～10 月 17 日（日）
  インテリムレポートに対する国際支援機関からの正式コメントの合同協議開催
- 第 6 次現地調査：2010 年 12 月 6 日（月）～12 月 16 日（木）
  第 3 回セミナー開催：ドラフトファイナルレポート内容の説明および具体的内容の協議
- 第 7 次現地調査：2011 年 1 月 23 日（日）～2 月 3 日（木）
  ファイナルレポート内容の説明



出所： PSMP 調査団

図 1-4　国際支援機関との協議実績

個別協議（調査毎）　開発フォーラム出席（2010.2）　ドナー会議出席（2010.7）　合同会議（2010.10）

出所： PSMP 調査団

1.4　セミナーの開催

1.4.1　第 1 回セミナー

(1)　日時：2010 年 2 月 3 日（水）10:00-16:00

(2)　協議場所：レイクショアホテル大ホール

(3) 概要

2010 年 2 月 3 日レイクショアホテル大ホールにおいて、第 1 回セミナーを実施した。セミナーは 2 部構成とし、前半は各タスクチーム実務者レベルを対象に、これまでの調査内容の説明を中心にディスカッションを行った。後半はエネルギー局 Additional Secretary、ADB など関係各所、ドナー約 40 名の参加の下、本調査の目的、調査方針、スケジュール、技術移転方法、現在の調査の進捗状況と今後の進め方について説明した。また、質疑応答を通じ参加者とディスカッションを行うことで、調査団および「バ」国側カウンターパート双方において、今後の本プロジェクトの方向性について確認を行った。

出所： PSMP 調査団

1.4.2 第２回セミナー

(1) 日時：2010 年 7 月 11 日（日）14:00-17:00

(2) 協議場所：BPDB コンファレンスルーム

(3) 概要

2010 年 7 月 11 日 BPDB コンファレンスルームにおいて、第２回セミナーを実施した。インテリムレポートの内容について説明し議論を行うことが目的で、政府からは首相アドバイザーも出席した。主に一次エネルギーシナリオ、電力需要想定、石炭火力候補地選定についてディスカッションを行うことで、調査団および「バ」国側 C/P 双方において、今後の本プロジェクトの方向性について確認を行った。

出所： PSMP 調査団

1.4.3 第３回セミナー

(1) 日時：2010 年 12 月 13 日（月）10:00-17:00

(2) 協議場所：シェラトンホテルボールルーム

(3) 概要

2010 年 12 月 13 日シェラトンホテルにおいて、第３回セミナーを実施した。セミナーは 2 部構成とし、前半を政府高官を対象とした協議、後半を実務者レベル協議とした。前

半は政府からは首相アドバイザー、日本大使館からは特命全権大使も出席し、ドラフトファイナルレポートの骨子について説明およびディスカッションを行った。後半は各分野別に説明を行い、実務者レベルでより詳細なディスカッションを行った。調査団および「バ」国側 C/P 双方において、本調査の結果について確認を行った。

出所： PSMP 調査団

1.4.4 ファイナルレポート説明会

(1) 日時：2011 年 1 月 30 日（日）10:00～13:30 （12:00 以降はランチセッション）

(2) 場所：ダッカシェラトンホテルボールルーム

(3) 概要：

2011 年 1 月 30 日、ダッカシェラトンホテルにて、ファイナルレポート説明会を行った。「バ」国政府からは電力局事務次官以下が出席し、ドラフトファイナルレポートに対するコメント対処結果を中心にファイナルレポートの内容を共有し、報告書を完成させることで合意した。

出所： PSMP 調査団

1.5 技術移転

1.5.1 タスクチームミーティングにおける技術移転

タスクチームミーティングにおいて、チームメンバーが共同で作業することにより技術移転を行った。

出所： PSMP 調査団

1.5.2 集合研修

(1) 電源計画シミュレーションソフト（PDPAT）研修

最適電源計画策定の際に用いるシミュレーションソフト（PDPAT）について、使用方法や実際の設定条件等について講義形式で研修を行った。

(1) 日時：2010 年 7 月 10 日（土）
(2) 場所：BPDB 会議室

出所： PSMP 調査団

(2) 系統解析ソフト（PSS/E）研修

系統解析に用いるソフト（PSS/E）について、使用方法や実際の設定条件等について講義形式で研修を行った。

(1) 日時：2010 年 7 月 8 日（木）（第 1 回）、2011 年 1 月 31 日（月）（第 2 回）
(2) 場所：PGCB 会議室

出所： PSMP 調査団

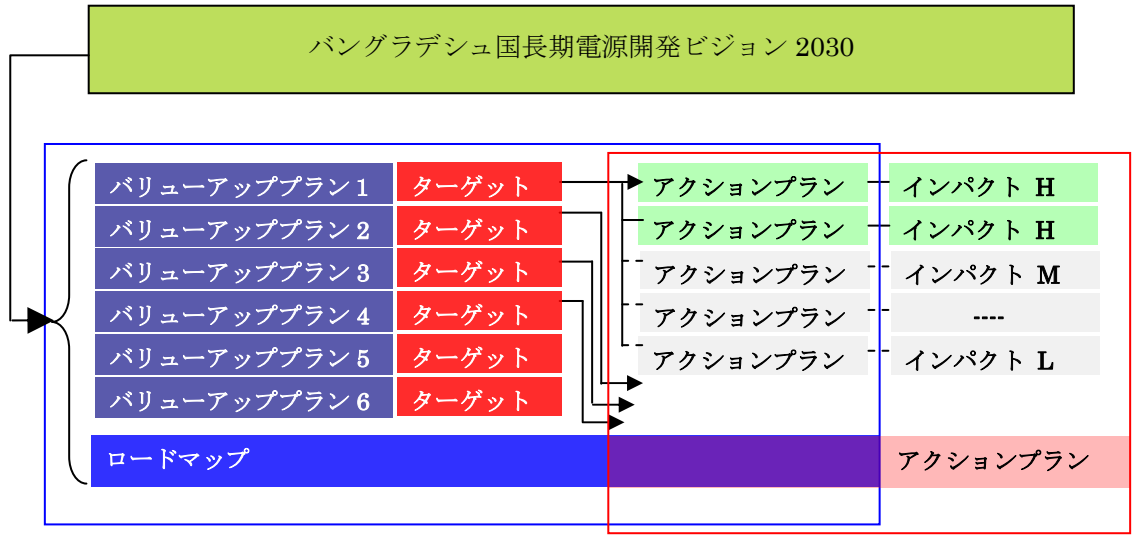
第2章　マスタープランの視点と目標

2.1　本マスタープランの視点と目標

電力供給体制の見直しにあたっては、経済成長（Economic Growth）、エネルギーセキュリティ（Energy Security）、環境保全（Environmental Protection）のいわゆる 3E の同時達成がエネルギー政策の基本となる。また、「バ」国として可能な限り短期間での貧困削減を国家開発の目標に掲げており、エネルギー政策もこの目標達成の一環と位置付けられている。本マスタープランにおいては、3 つの E と貧困削減を実現することの具体的な目標とし、この目標に沿ってビジョンを提案し、ビジョン達成のための取り組みとして 6 つのバリューアッププランを定める。

2.2　ビジョン、ロードマップ、アクションプランおよびターゲットの関係

ビジョン、ロードマップ、アクションプランおよびターゲットとの関係を下図に示す。上位目標である「バ」国における長期電源開発戦略 2030 としてビジョンを提案する。ビジョンを達成するために 6 つのバリューアッププランがあり、そのプラン毎に達成すべきターゲットが示される。ターゲットを達成するためのアクションプランがあり、そのアクションプランにおいては、実施責任箇所とインパクトを明記している。なお、本項で示すロードマップは、アクションプランのうち、インパクトが高いものを抜粋し記述している。



出所：　PSMP 調査団

図 2-1　バングラデシュ国長期電源開発ビジョン 2030

2.3　本マスタープランの結論

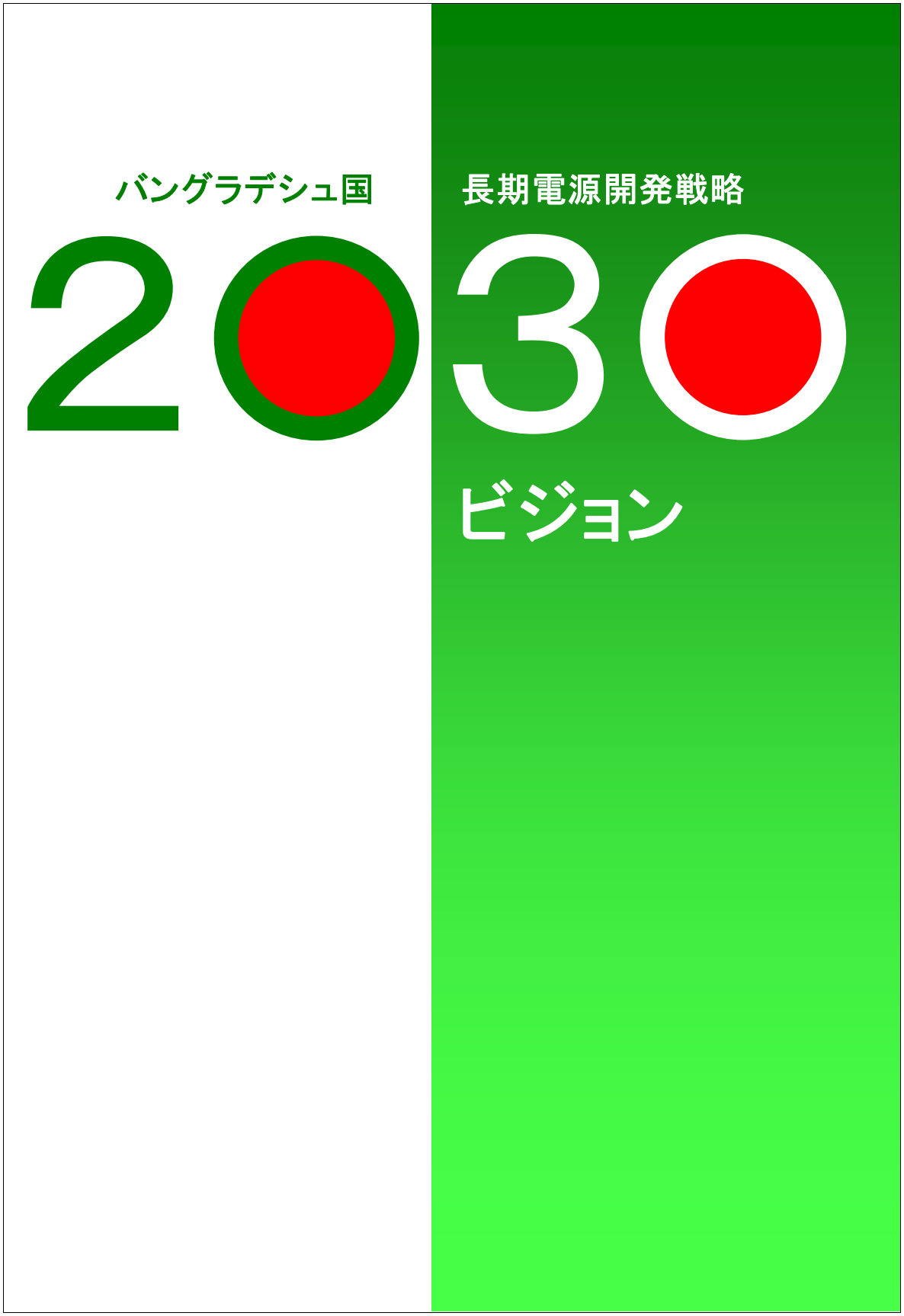
これまで、バングラデシュ政府は、国内天然ガスなどの一次エネルギー資源不足や、発電機器の老朽化、メンテナンス不備、資金難などの要因が互いに絡み合い、電力不足が慢性化するという

悪循環に陥っており、こうした状況を解決するために、バングラデシュ政府として、どちらかというと短期的視点に傾注した解決策を模索している状況にあることは否めない。例えば、国内の炭鉱やガス田など一次エネルギー開発計画や電源開発計画、燃料輸送に係るインフラ計画などが、それぞれ管轄される省庁で策定され、それぞれに整合性が保たれているとは必ずしも言えない。従って、本マスタープランに期待されるところは、エネルギーセクター、パワーセクター、およびインフラセクターのそれぞれの開発計画に理論性に基づいた整合性を図ることによって、こうした前提条件を制約条件とした上で、長期的視点にたった包括的な電力開発計画を策定するという大きな方向性を示すことが重要である。
このような状況を鑑みると、本マスタープランとしての最終的な結論は以下の一点に集約されると考える。

本マスタープランの最終的な結論
[ビジョン][ロードマップ][アクションプラン]を短期、中期、長期的視点にたって包括的に提案し、電力開発計画の大きな方向性を示すこと。

2.4 ビジョンペーパー

ビジョンペーパーおよび各バリューアッププランの説明を以下に記す。

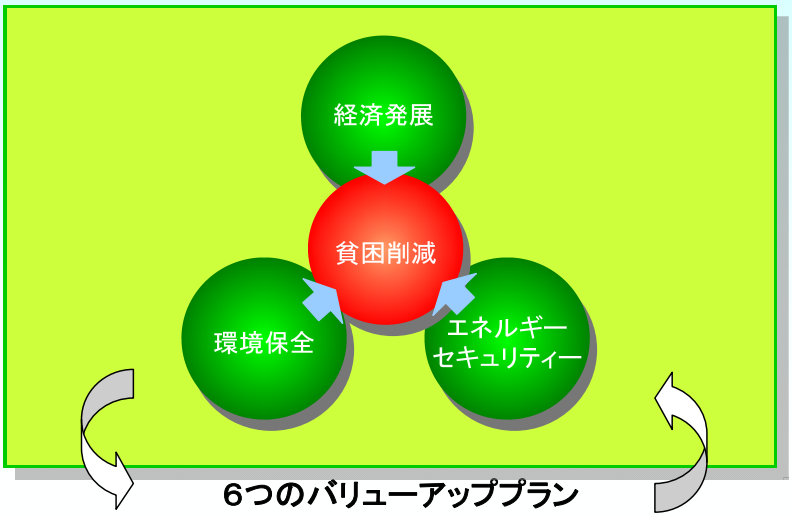


出所： PSMP 調査団

ビジョン

ビジョン 2030
バングラデシュ国の長期電源開発戦略

社会経済発展に不可欠な電力を
安定的に持続的にしっかりと広く国民にお届けし、
安心した暮らしを支えるネットワーク作りを目指します！



6つのバリューアッププラン

- **Plan 1** 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する
- **Plan 2** 多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する
- **Plan 3** 電源の高効率化やCO2排出抑制技術導入により低炭素社会を実現する
- **Plan 4** 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する
- **Plan 5** 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率・効果的な仕組みを作る
- **Plan 6** 社会経済発展を通じ、貧困削減を目指していく

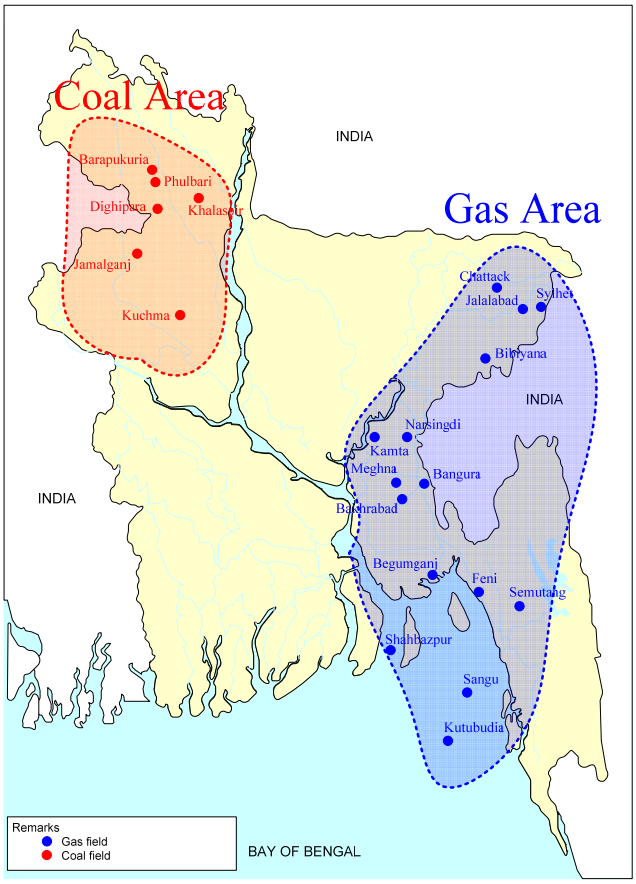
出所： PSMP 調査団

Plan 1 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する

Target エネルギー自給率 50%を維持する

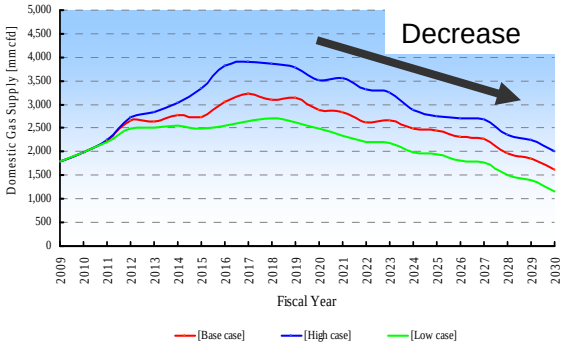
「バ」国の急激な経済成長とそれに伴う電力の急増に対応するためには、経済性・安定性に優れたエネルギー源の確保が急務であり、現実的に最適なエネルギー資源の供給源として、国内で産出する一次エネルギー資源を積極的に開発することとする。

国内で産出される一次エネルギーの主要なものは、国内炭と国内天然ガスであり、図 2-2で示す様に国内炭は「バ」国の北西部に、ガスは北東部に偏在している。図 2-3、図 2-4に示す様に、国内天然ガスの供給は将来的に減少する一方、国内炭の供給は増加すると予想されている。将来的に燃料多様化が進んだ場合、2030 年断面で国内炭シェアが 25%、国内天然ガス 20%、これに国内水力または再生可能エネルギー5%を加えて、一次エネルギーの自給率が 50%以上を維持することを目指す。



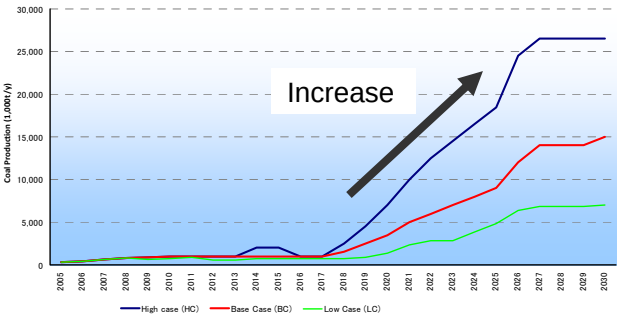
出所： PSMP 調査団

図 2-2 「バ」国内炭鉱・ガス田位置図



出所：PSMP 調査団

図 2-3　国内天然ガス供給シナリオ



出所：PSMP 調査団

図 2-4　国内炭供給シナリオ

(1)　国内天然ガス開発

国内天然ガスを開発するためのアクションプランには、以下のものがある。

- 天然ガス埋蔵量再評価：　定期的に天然ガス埋蔵量の再評価を行い、ガス生産量の見通しを立てると共に、改修・開発工程の妥当性を評価する。
- 天然ガス需給予測：　ローリングベースにより天然ガスの需給予測を行い、天然ガス生産計画との整合性を図る。
- 国内ガス探鉱・開発実施：　国内天然ガスの探鉱・開発を実施し、新規ガス田からの増産を目指す。
- 既存ガス田改修：　国内天然ガス田の改修を行い、既設ガス田からの増産を目指す。

(2)　国内炭鉱開発

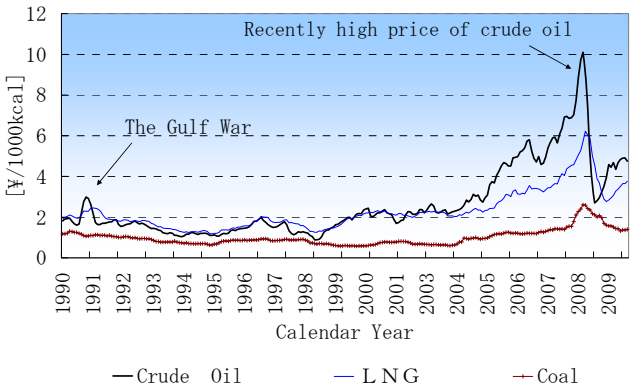
国内炭鉱開発のためのアクションプランには、以下のものがある。

- コールポリシー策定：　現在ドラフト段階のコールポリシーを確定し、国内炭鉱開発に伴う法律・規則細目の制定もしくは鉱山法の制定を行う。
- パイロット炭鉱の実施・評価：　炭鉱開発の技術的課題、地下水対策、生産コスト等を明らかにし、露天掘り工法が適用可能かどうか評価する。
- 国内炭需給予測：　ローリングベースにより石炭の需給予測を行い、国内炭供給計画との整合性を図る。
- 炭鉱技術者養成システム構築：　自国の炭鉱技術者を養成し、他国に依存しない自立的な炭鉱運営を目指す。
- CBM、UCG 技術検討：　CBM (Coal Bed Methane)、UCG (Underground Coal Gasification)技術を確立することにより、未利用、未開発の国内炭の有効活用を図る。

Plan 2 **多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する**

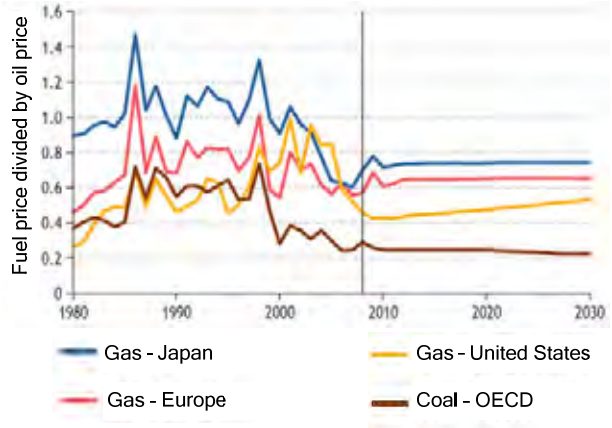
Target **燃料構成比率　石炭 50%、天然ガス 25%、その他 25%**

Plan 1 で示した様に、本マスタープランでは国内一次エネルギー資源の活用を優先して考えるが、電気、天然ガス需要の急激な伸びに対し、国内一次エネルギーの供給だけでは足りない場合、不足分を補うため他の燃源を国外から調達する必要性がある。
輸入を含めたエネルギー供給のベストミックスを図る上では、経済性・供給安定性に優れた燃源を環境に配慮して使用することが必要となる。特に石炭は、下図に示す様に i)原油、LNG に比べ価格が低位で安定しておりボラティリティも低く、ii)他の化石燃料に比べ可採年数が長く資源量が豊富である、iii)賦存地域も分散していて安定的な供給が期待される等の優れた特徴があり、「バ」国の一次エネルギー供給において、今後重要な位置を占めると予想される。



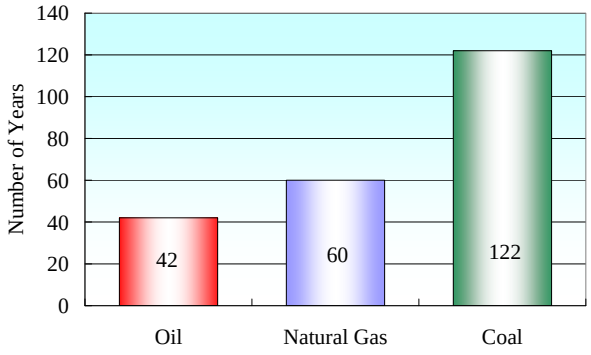
出所：日本エネルギー経済研究所集計値, 2010.4

図 2-5　燃料価格の推移



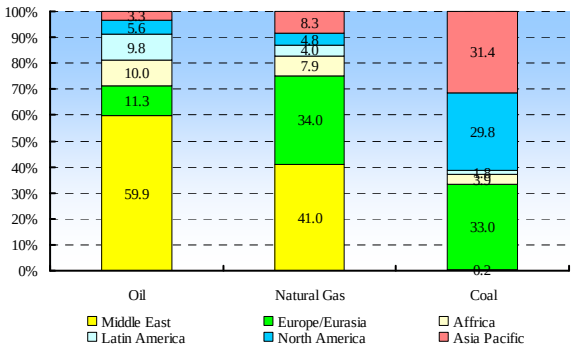
出所：　IEA World Energy Outlook 2009

図 2-6　価格変動係数の比較



出所：BP Statistical Review 2009

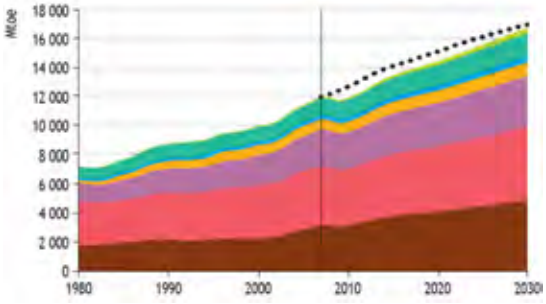
図 2-7　燃料別確認可採埋蔵量



出所：BP Statistical Review 2009

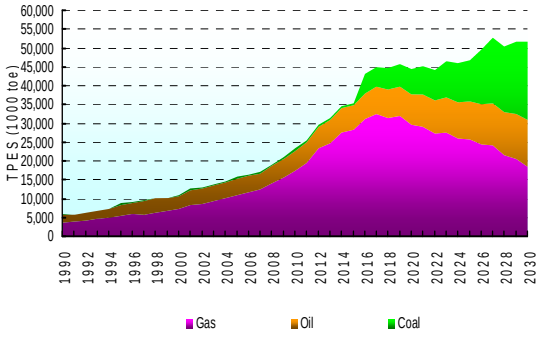
図 2-8　地域別資源埋蔵量

一方、IEA World Energy Outlook 2009 によると、2007 年の世界の石炭消費が 32 億TOE(石油換算トン，一次エネルギーにおける石炭の比率では 26%)に対し、2030 年では 49 億TOE (同 29%)と 5 割強増加すると見込まれている。増加分 17 億TOEの内、約 9 割がアジアによるものとされている。石炭消費におけるアジアのシェアは 2007 年で約 6 割だったものが、2035 年までに約 7 割まで拡大し、世界の石炭消費がアジアにシフトすることを示している。世界の石炭消費における先進国のシェアは、2007 年の 36%から 2035 年には 27%に減少し、先進国以外の割合は逆に 64%から 73%に増加する。[1] 当面、石炭が一次エネルギーの主要な役割を担い続けることが予想されている。世界の電源構成比をみると、2007 年から 2030 年にかけて、石炭火力の比率（発電電力量ベース）は 40%から 42%でほぼ変わらないと予測されており、世界の電源構成における石炭は、将来においても依然として電力供給の中心的役割を果たすことを示している。[2]また、「バ」国における主要一次エネルギー（天然ガス、石油、石炭）の供給予測を下図に示す。2017 年以降、天然ガスの供給は減少に転じており、天然ガスの代替燃料として石炭が供給量を増やすと予測している。本マスタープランにおいては、2030 年断面における電源構成比率は、国内炭と輸入炭の合計で 50%、天然ガス 25%、石油・原子力・再生可能エネルギー合計 25%をターゲットとする。



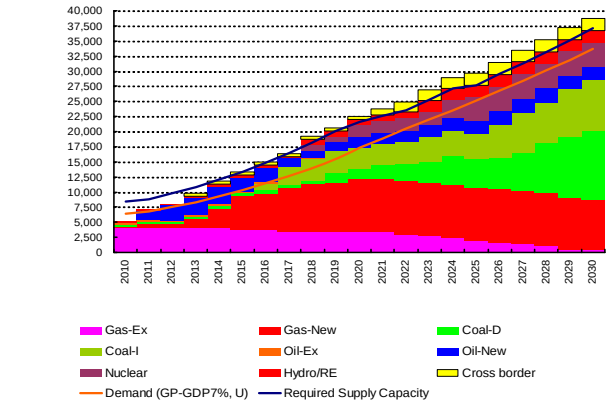
出所： IEA World Energy Outlook 2009

図 2-9 世界の一次エネルギーバランス



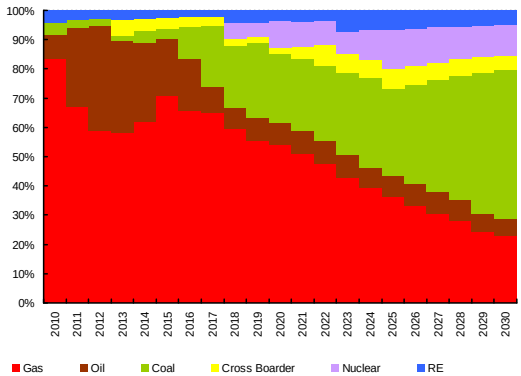
出所: PSMP 調査団

図 2-10 「バ」国の一次エネルギーバランス



出所：PSMP 調査団

図 2-11 2030 年までの電源開発計画（MW）



出所：PSMP 調査団

図 2-12 2030 年までの電源開発計画（%）

1 出所： 日本エネルギー経済研究所、”アジア／世界エネルギーアウトルック 2009”(2009)
2 出所： IEA World Energy Outlook 2009

(1) 輸入炭火力発電所の建設

- 輸入炭火力 FS 実施： 輸入炭火力建設に向け、フィージビリティスタディ（FS）を実施する。
- 輸入炭火力詳細設計： 上記 FS の結果を踏まえ、事業者により詳細設計を行う。
- 輸入炭確保の方策検討： 「バ」国ではこれまで経験のない石炭の輸入になることから、輸入炭確保方法について検討を行う。
- 輸入炭コールチェーン構築： 石炭輸出国山元から発電所コールバンカーまで、切れ目なく石炭の運炭、貯炭が可能となる様、コールチェーンを構築する。
- 輸入炭高効率火力（USC）の建設： 地球温暖化防止の観点から、高効率火力発電所、すなわち超々臨界圧（USC）技術を優先的に導入する。

(2) LNG 設備の導入

- LNG 確保の方策検討: ガス輸出国ガス田から再ガス化までの LNG チェーンを構築する。
- 洋上 LNG 基地 FS： 地上 LNG 基地ができるまでの対策として、洋上 LNG 基地の FS を実施する。
- 洋上 LNG 基地建設： 検討の結果、実現可能であれば洋上 LNG 基地の建設を行う。
- 地上 LNG 基地検討： 長期的 LNG チェーンの構築のため、地上 LNG 基地の建設を行う。

(3) 石油火力発電の建設

- 応急措置としての石油火力設置(レンタルパワー) : 建設から運開までの短さを考慮すると石油火力発電設備（レンタルパワー）が最も短く、短期的には導入するものの、長期的にはピーク対応として活用する。

(4) 近隣諸国からの水力輸入・共同開発

- 「バ」国を囲んでいるインド、ネパール、ブータンには、膨大な水力資源が賦存しており、これらの豊富な資源を「バ」国を含めた南アジア諸国域内で共同開発・有効活用する。

(5) 国内再生可能エネルギー（風力、太陽光）の開発

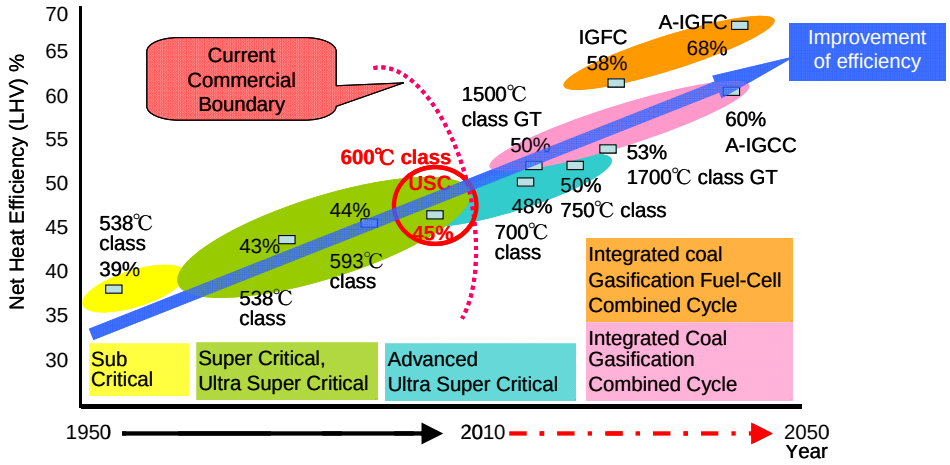
- 国内一次エネルギーの供給源の一つとして、風力、太陽光を最大限活用する。

Plan 3 電源の高効率化やCO2 排出抑制技術導入により低炭素化社会を実現する

Target 平均熱効率 10%向上を目指す

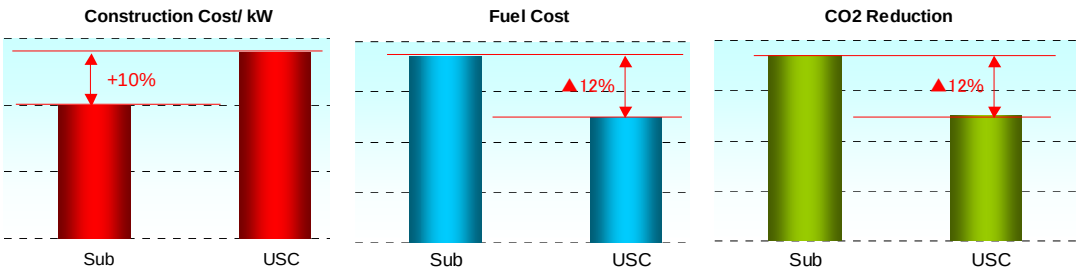
石炭火力における環境負荷の低減のためには、発電効率の向上が不可欠であり、既に日本では確立している技術であるクリーンコールテクノロジーを活用することが望ましい。最近の石炭火力発電では、クリーンコールテクノロジーの一つである超々臨界圧（Ultra Super Critical: USC）技術を採用することにより世界最高水準の発電効率 (45% LHV base）を達成している。「バ」国においても高効率発電を採用することにより、他のアジア地域で普及している亜臨界圧採用の既存石炭火力（効率約 40% LHV base）と比べ、大幅に発電効率を改善し、地球温暖化ガス排出を抑制することを目指す。

また、地球温暖化対策以外の環境対策として、窒素酸化物(NOx)、硫黄酸化物(SOx)、煤塵の除去技術等がある。包括的な石炭火力発電の技術移転および、それら技術の導入が促進されることによって、石炭利用に係る 3E、特に環境保全と経済成長の同時達成の実現を目指す。



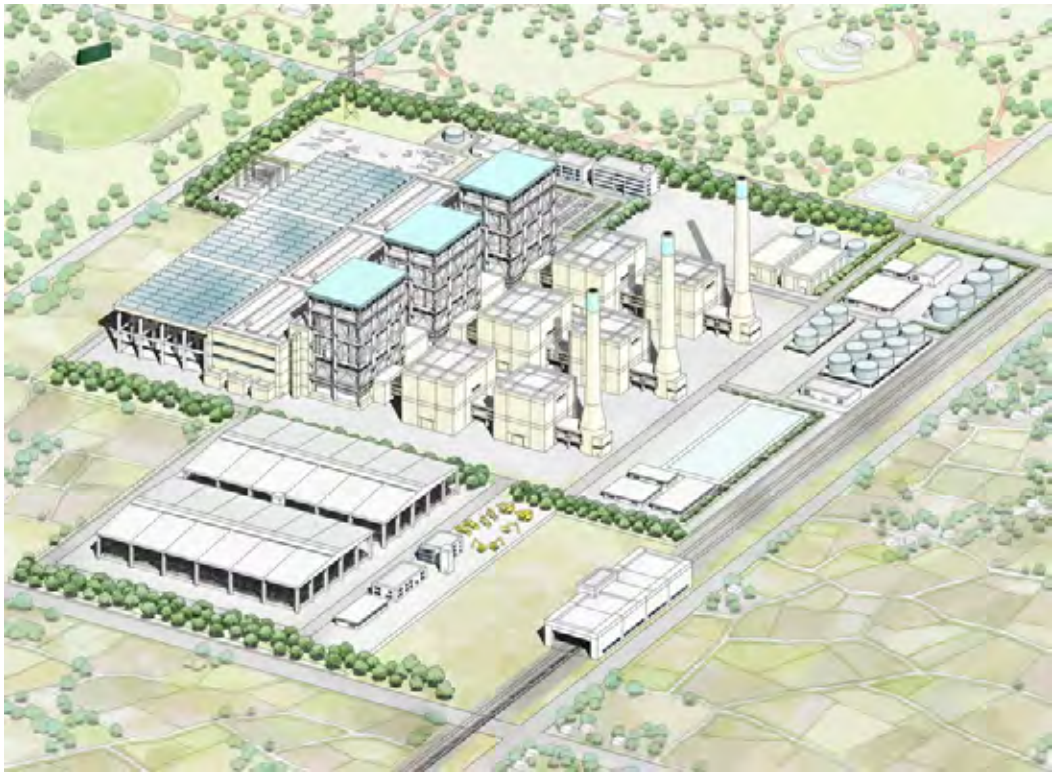
出所：Cool Earth 50 エネルギー革新技術計画

図 2-13 石炭火力発電の効率向上



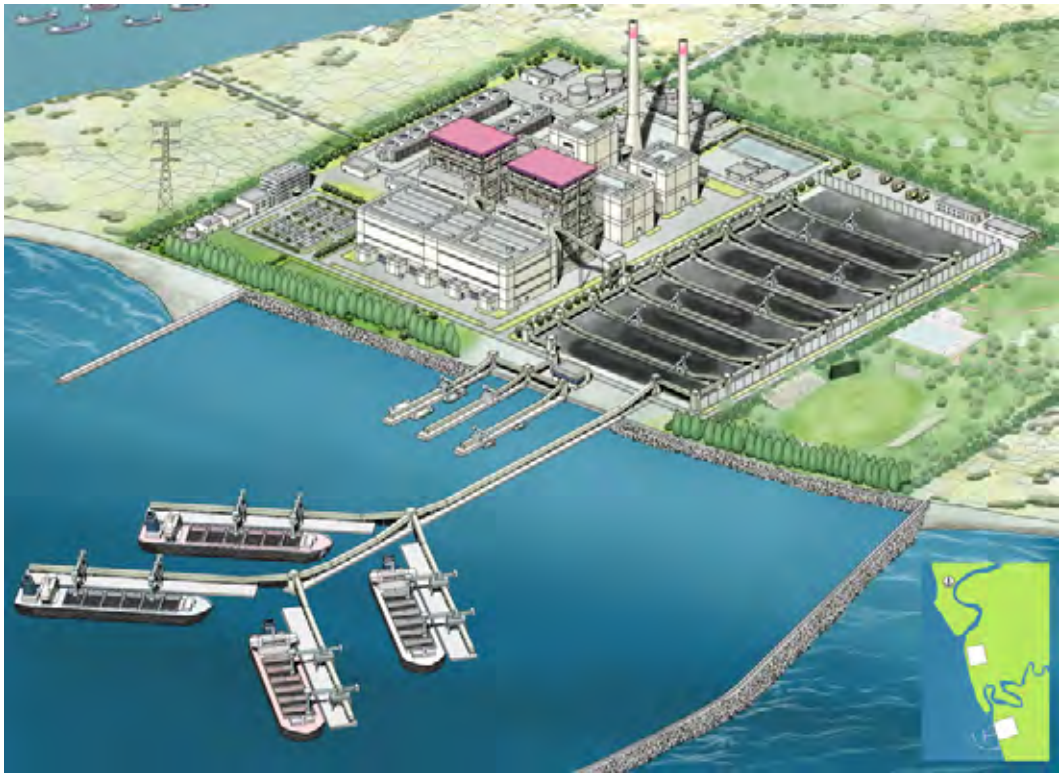
出所： PSMP 調査団

図 2-14 亜臨界圧設備と超々臨界圧（USC）設備の比較（イメージ）



出所： PSMP 調査団

図 2-15　国内炭火力発電所鳥瞰図（B-K-D-P 地点）



出所： PSMP 調査団

図 2-16　輸入炭火力発電所鳥瞰図（Chittagong South 発電所）

また、天然ガスの生産制約が顕在化する中、ガスの活用効率の向上が喫緊の課題となっている。高効率ガス火力発電所へ優先的にガス供給を進めることを含めて電力セクター全体でのガス活用の有効性を高めることが現実的に最適な対応となる。したがって、老朽化したガス火力のリプレースを含め、新規ガス火力を建設する場合は、世界最高水準の熱効率発電設備であるコンバインドサイクル発電を導入し、火力発電の高効率化・低炭素化に取り組むと同時に、安定性、環境性、経済性、運転特性等を総合的に考えた設備形成・運用を推進することとする。

(1) ガス火力発電高効率化

- 既設ガス火力高効率化： 既設ガス火力のリパワリングにより高効率化を図る。
- コンバインドサイクル発電建設： 高効率ガス火力発電所へ優先的にガス供給を進めることによる国内天然ガスの最適配置を行う。

(2) 国内炭火力の開発

- 国内炭火力 FS 実施：クリーンコールテクノロジーを利用した国内炭火力建設に向け、フィージビリティスタディ（FS）を実施する。
- 国内炭火力詳細設計： 上記 FS の結果を踏まえ、事業者により詳細設計を行う。
- 国内炭高効率火力（USC）建設： 高効率火力発電所、すなわち超々臨界圧（USC）技術を優先的に導入する。
- 石炭火力大容量化検討： 当初単機容量は 600MW としているが、2020 年以降には 1000MW 級発電所の建設を目指す。

(3) O&M 体制見直し

- 現在の O&M 体制見直しにより予定外停止回数・時間を削減し、利用率向上を図る。
- USC 石炭火力設備の運転保守管理体制を確立する。
- 石炭火力発電所の環境安全管理体制を確立する。

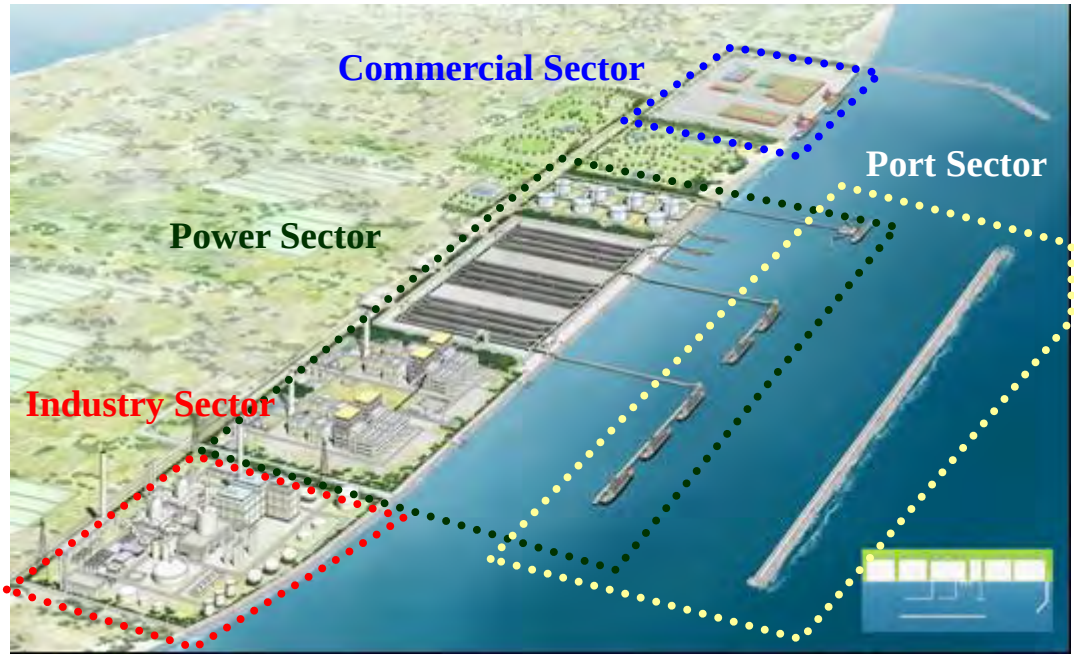
(4) 省エネ、DSM の推進

- 高効率ガス火力発電所に優先的にガス供給を行う等、給電方法の合理化により CO2 排出削減を図る。
- 省エネ、DSM 等、需要家サイドのエネルギー使用を合理化し、CO2 排出削減を図る。

Plan 4 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する

Target 電力、工業、商業セクター間で協調しての大水深港湾整備

将来の需要増加に伴い電力系統の増強が必要なことは自明であるが、発電設備に関連する設備として、ガス導管増強、燃料センター建設、大水深港建設、国内水路整備、鉄道網整備等の整備も必要となる。これらの開発には巨額な設備投資が必要であり、電力セクター単独で開発するのは無理があり、他セクターと協調して総合的に整備することによりコスト削減、シナジー効果が期待される。



出所：PSMP 調査団

図 2-17　大水深港の開発例

(1)　大水深港の建設

- 現状、電力セクター、商業セクター、工業セクターがそれぞれ個別に港湾計画を計画しているが、巨大で巨額な大水深港開発についてマルチセクター間で協調開発を行う。

(2)　電力系統増強

- 電力供給量増加に伴い電力系統を増強する。
- 電力国際連系線を増強する。

(3) ガス導管増強

- 国内ガス供給量増加に伴いガス導管を増強する。

(4) 燃料センターの建設

- コールセンターの FS 実施
- コールセンター建設
- マルチセクター間で燃料センター（輸入炭、LNG、石油の受入れ設備）を協調開発する。

(5) 国内水路の整備

- コールセンターから内航船による石炭運搬に伴い国内水路を整備する。

(6) 鉄道網の整備

- コールセンターから陸路で石炭運搬ができる様に鉄道網を整備する。

(7) 大水深港湾に隣接する経済特区の新設

- 商業セクターの開発において、電力ばかりでなく燃料、熱（蒸気）、給水を含めた総合エネルギー供給システムを効率的安定的に提供することにより、地球環境保全、省エネルギーを考慮した経済特区を新設し、企業の誘致を図る。

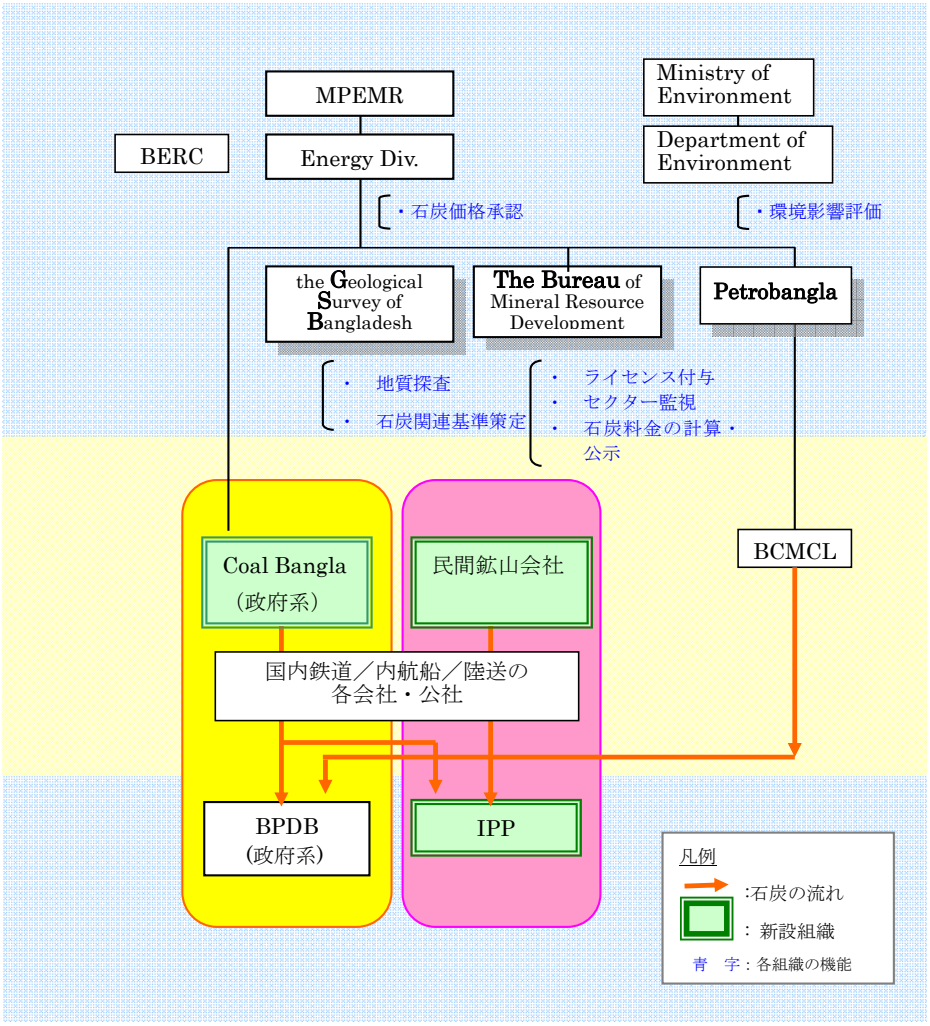
Plan 5 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率的・効果的な仕組みを作る

「バ」国においては経験の少ない石炭火力発電所の開発となるため、石炭調達のための組織体制の整備、定期点検を確実に実施するための法整備、将来的な設備投資を可能にする電源開発賦課金制度の導入、民間投資を促進する環境整備、効果的・効率的など電力市場の創設等を提唱する。

Target 長期的に安定した燃料供給が確保できる組織体制を確立する

(1) 石炭の燃料調達実施体制

本マスタープランでは、「バ」国では経験の少ない石炭火力発電開発も含まれることから、その実現を確実にしていくため、現状の組織体制に新たに燃料実施体制を加えることとする。下図に国内炭の調達実施体制例を示す。



出所： PSMP 調査団

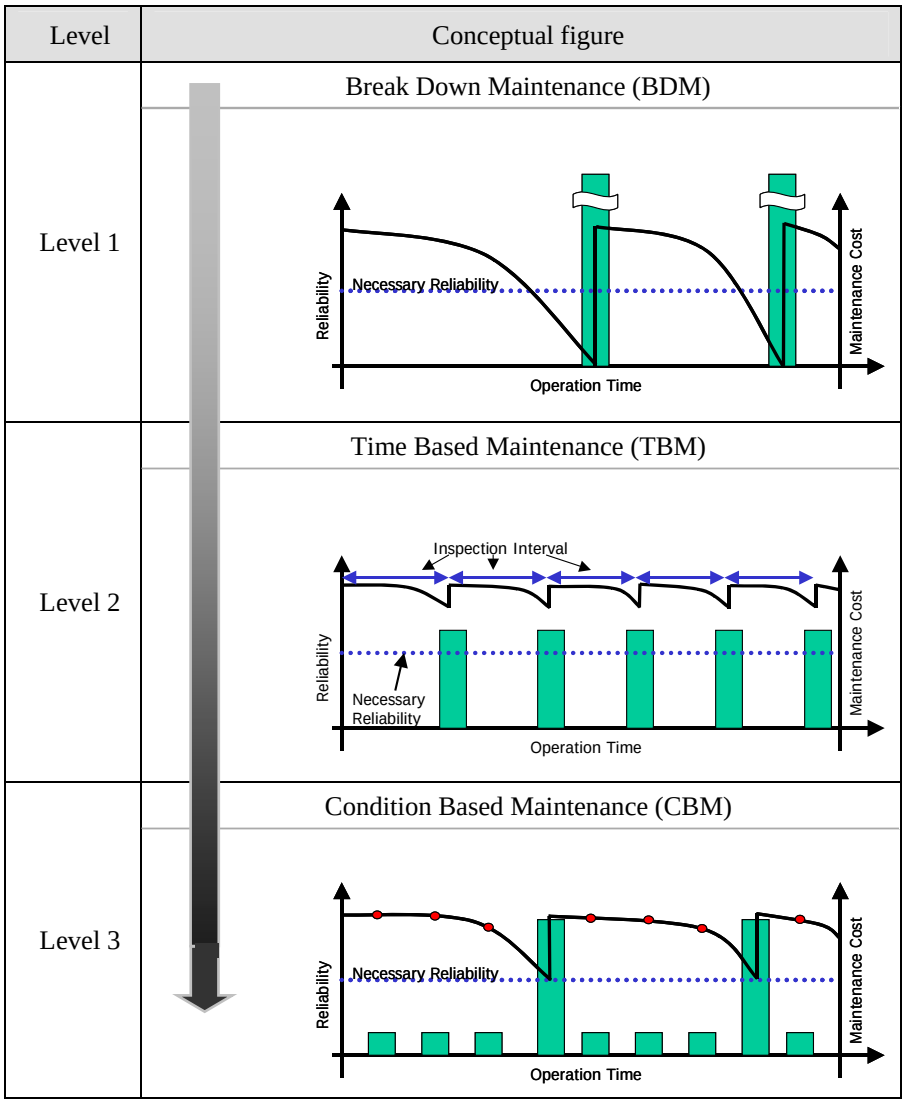
図 2-18 石炭火力発電所の燃料調達実施体制例

Target 政府主導により定期点検に関わる法制度を整備する

(1) 政府主導による法的点検制度導入

現状「バ」国では定期点検についての法律による規定がなく、電気事業者が自主的に行うことになっている。実際には、需給逼迫あるいは資金難により設備を停止することが難しく、結局設備を停止できずに壊れるまで運転し、損傷の度合いが大きくなってしまう傾向がある。すなわち、事後保全の状況にある。

時間計画保全あるいは状態監視保全を実施し、現状の事後保全から予防保全に移行することによって設備の効率的な運用を維持すべく、定期点検を的確に行うことができる様に法律を整備することとする。



出所： PSMP 調査団

図 2-19 保守管理方法概念図

Target 補修費用および将来的な設備投資を確保できるタリフに改定する

(1) 電力料金において電源開発賦課金制度を導入する

現在の電力タリフは政策的に低く抑えられており、事業者が適切な補修を行えるだけの費用を回収できていない。本マスタープランを実行するにあたっては、設備を健全に保つために必要な補修費用および将来的な電源開発を目的とする電源開発賦課金制度を導入したタリフに改定する。

(2) マスタープラン具現化に必要な民間資本を促進する様な投資環境を整備する

これまでは公的資金による電源設備の建設が中心であったが、今後は民間資本を促進する様な投資環境を整備する。

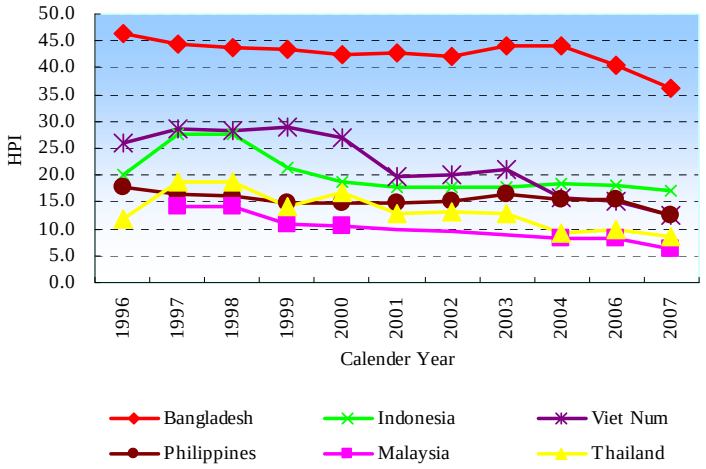
(3) 効果的・効率的電力市場創設

競争原理を導入し電気事業全体の効率性を高めるため、需要家が供給事業者を選択できる様な電力市場を創設する。

Plan 6 社会経済発展を通じ、貧困削減を目指していく

Target 発電所立地地点の地元振興を図り循環型共生サイクルを目指す

国連開発計画（UNDP）において公表している「人間貧困指数（Human Poverty Index、HPI-1）」によると、「バ」国の人間貧困指数（36.1%）は、世界 135 カ国のうち 112 位（2007 年時点）と劣悪であり、アフガニスタン、東チモールに次いで、全アジア地域では 3 番目に劣悪な数値を示している。ただし、至近年では急速に改善する傾向にあり、現在の経済成長を続けていけば、今後数年以内に人間貧困指数の中位国に並ぶことも不可能ではないと思われる。



出所：国連開発計画「人間開発報告 1998」～「人間開発報告 2009」

図 2-20　人間貧困指数の推移

(1)　安定的持続的電力の普及

今後も「バ」国経済を持続的に発展させるため、ひいては輸出加工型の産業構造に転換を図るためには、持続的、安定的な電力供給が不可欠であり、本マスタープランで示す最適電源開発計画、系統計画を着実に実行する。

(2)　地方電化促進

発電設備、系統設備の整備を通じ、「バ」国全体の電力系統を増強し、地方電化を促進する。

(3)　地元産業の拡大による雇用促進、収入増加

安定的かつ大規模な電力供給およびこれに伴う電化の拡大によって、縫製などの地元産業の拡大や工業団地や経済特区の長期的操業が可能となる。また、発電所の運営にあたっては、発電所あたり 250～300 人規模の運転保守要員が必要になる。これに加え、建設時の建設要員（1,000 人／日程度）、定期点検時の請負事業者（1,500～2,000 人／日程度）、定常的業務の外部委託

が必要になり、本マスタープランにおける発電所の建設が実施されると、発電事業全体で、定期雇用者で 6,500～8,000 人、非定期雇用者は 80,000～150,000 規模の人材確保が必要となる。これらの定期、非定期雇用者を地元住民から優先的に採用することにより、貧困層・社会的弱者を含む地域住民の収入増加、生活環境の改善に貢献する。

(4) 発電所と地域住民との共生

発電所の建設・運転に当たっては、地元住民の理解・協力が不可欠となる。発電設備は保安上、バリケード等で区画管理され、土地提供者、地域住民が立ち入ることができない例が多い。しかし、近年の日本の事例では地域住民と共生するため、周辺に緑地公園、球技運動施設、プール等を解放し、地域住民との交流を図っている。

石炭火力発電所を導入するにあたっては、適切な環境設備を設置し環境負荷の低減を図ることは基より、大気汚染、粉じん、煤じん、振動、地盤沈下、騒音等について測定値を公開し理解を求めるとともに、地元からの積極的雇用、発電所施設を活用しての地域住民と交流により、地域住民との共生を図り、地元振興を通じての貧困削減に貢献する。

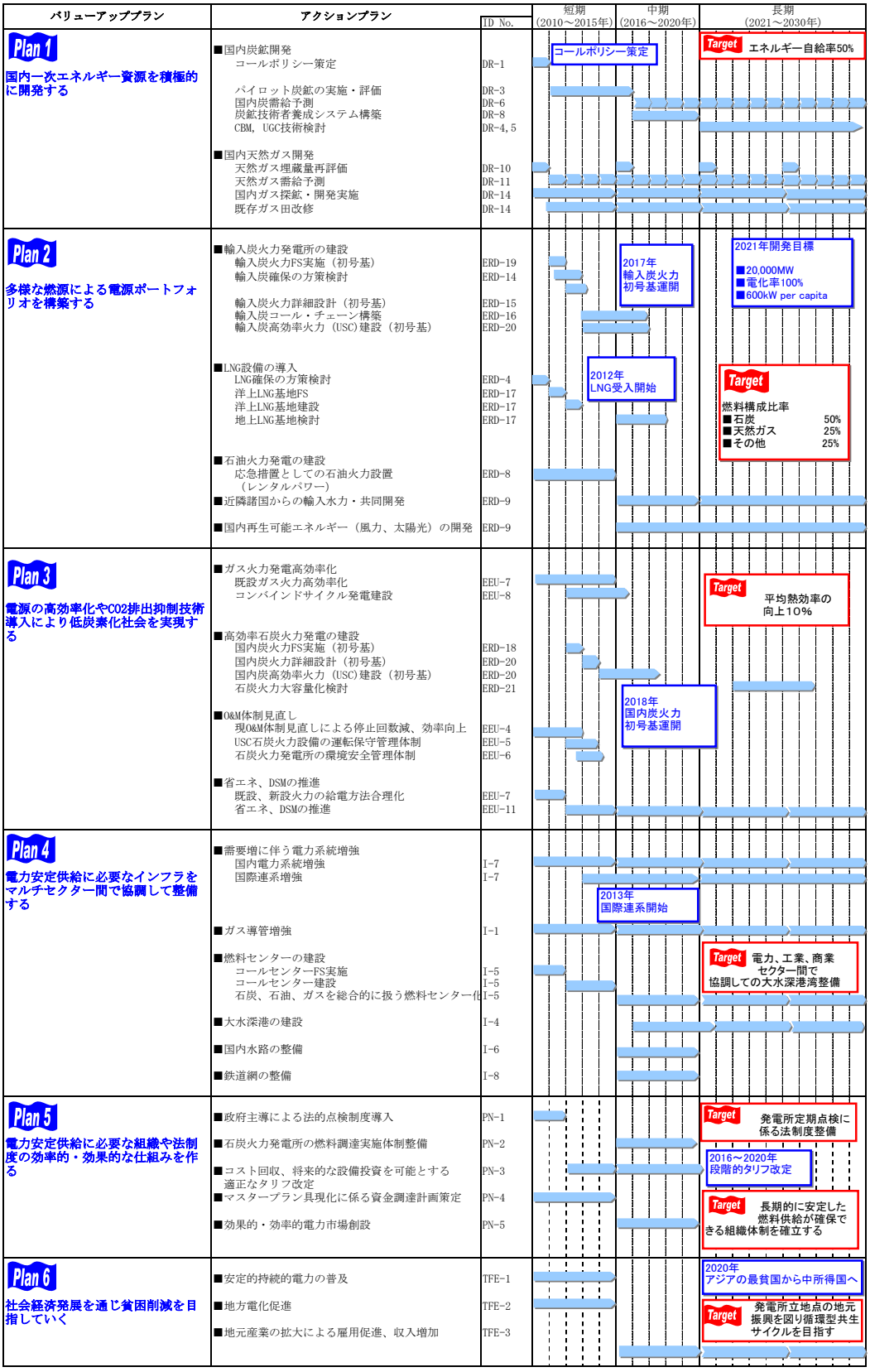
2.5 ロードマップとアクションプラン

各バリューアッププランを達成するために、確実に実施すべき重要事項について、カウンターパートと協議した内容に基づき、ロードマップの形でとりまとめた。このロードマップは、それぞれの事項について、実施時期について、短期、中期、長期に区分し、達成すべき目標を掲げており、「バ」国政府が本マスタープランを実施するに当たって、いつ、何をするのかが明確に示されている。今後、「バ」国政府は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。

また、本マスタープランの中でとりあげている事項について、実施することが望ましい事項をアクションプランとして提案している。これらの事項の内、インパクトの大きいものについてはロードマップに反映されており、ロードマップ上に対応する ID ナンバーを記載している。アクションプランでは、マスタープラン本文中の参考箇所を記載しており、本マスタープランを実施するにあたり有効に活用されたい。

ロードマップ

2030までのロードマップ



出所： PSMP 調査団

アクションプラン

Plan 1 国内一次エネルギー資源を積極的に開発する

ID	Phase S	Phase M	Phase L	Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
DR-1	O			4.1	コールポリシー策定	High	GoB
DR-2	O			4.2	2nd Slice以深における採炭法決定	Midium	GoB, Petrobangla
DR-3	O			4.2	パイロット炭鉱の実施	High	Petorbangla
DR-4			O	4.2	CBM プロジェクト検討	High	Petorbangla
DR-5			O	4.2	UGC プロジェクト検討	High	Petorbangla
DR-6	O	O	O	4.2	国内炭供給シナリオ策定	High	Petorbangla
DR-7	O	O	O	4.5	国内炭供給価格シナリオ策定	Midium	Petorbangla
DR-8		O		4.2.2	炭鉱技術者養成システム／技術移転	High	Petorbangla
DR-9	O			5.1	ガスセクター開発計画策定	Midium	GoB
DR-10	O	O	O	5.2	ガス埋蔵量再評価	High	GoB, HCU
DR-11	O	O	O	5.3	ガス需要想定	High	Petorbangla, GTCL
DR-12	O	O	O	5.4, 5.5	国内ガス供給計画策定	Midium	Petrobangla
DR-13	O	O	O	5.6	輸入ガス供給計画策定	Midium	Petrobangla
DR-14	O	O	O	5.7	中長期ガス生産予測(新規・既設改修)	High	Petrobangla
DR-15	O	O	O	5.9	ガス価格予測	Midium	Petrobangla
DR-16	O	O	O	5.9	ガス開発計画策定	Midium	Petorbangla
DR-17	O	O	O	14.3	国内炭発電所地点決定	High	BPDB
DR-18		O		14.3	国内炭発電所FS実施	High	BPDB
DR-19		O		14.2	国内炭発電所仕様決定	High	BPDB

Plan 2 多様な燃源による電源ポートフォリオを構築する

ID	Phase S	Phase M	Phase L	Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
ERD-1	O	O	O	4.3, 4.4	輸入炭予測	Midium	Petrobangla/BPDB
ERD-2	O			4.5	輸入炭価格予測	Midium	Petrobangla/BPDB
ERD-3	O			4.6	石炭供給予測	Midium	GoB
ERD-4	O			5.1	LNG導入計画策定	High	GoB
ERD-5	O	O	O	6.1	石油輸入計画策定	Midium	BPC
ERD-6	O	O	O	6.1	石油供給計画策定	Midium	GoB
ERD-7	O	O	O	6.1	石油価格シナリオ策定	Midium	BPC
ERD-8	O	O	O	8.4	石油火力建設策定	High	BPC/BPDB
ERD-9	O	O	O	8.7	再生可能エネルギーシナリオ策定	High	GoB
ERD-10	O	O	O	6.2	再生可能エネルギーリスク分析	Midium	GoB
ERD-11	O			14.3	設計炭の選定	Midium	BPDB
ERD-12	O			14.3	輸入炭輸送方法の決定	Midium	BPDB
ERD-13		O		14.4	大型船輸入方法の決定	Midium	BPDB
ERD-14	O			4.4, 17.3	輸入炭確保の方策検討	High	BPDB
ERD-15	O			14.3	輸入炭種に基づく設備詳細設計	High	BPDB
ERD-16	O			13.3	石炭調達コールチェーン構築	High	GoB
ERD-17	O			5.7	LNG設備仕様	High	Petrobangla/BPDB
ERD-18	O	O	O	14.3, 14.4	国内炭発電所のF/S	Midium	BPDB
ERD-19	O	O	O	14.3	輸入炭発電所のF/S	High	BPDB
ERD-20	O	O	O	15.1	発電所建設工事工程	High	BPDB
ERD-21			O	14.3	発電所大容量化検討	High	BPDB
ERD-22	O	O	O	15.2	発電所建設コスト	Midium	BPDB

Plan 3 電源の高効率化やCO2排出抑制技術導入により低炭素化社会を実現する

ID	Phase S	Phase M	Phase L	Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
EEU-1	O	O	O	11.3	USC技術導入検討	High	BPDB
EEU-2	O	O	O	12.1, 12.2, 12.3, 12.4	最適電源計画	High	BPDB
EEU-3	O	O	O	14.2, 14.3	主要機器と発電所レイアウト	High	BPDB
EEU-4	O			17.1	発電所運営維持体制	High	BPDB
EEU-5	O			17.1	USC石炭火力の運転保守管理体制	High	BPDB
EEU-6	O			17.2	石炭火力発電所環境安全管理体制	High	BPDB
EEU-7	O			8.3	ガス火力発電所高効率化	High	BPDB
EEU-8	O			8.4	コンバインドサイクル発電所	High	BPDB
EEU-9		O	O	6.2	国内再生可能エネルギー開発	High	BPDB
EEU-10		O	O	6.2, 19.6	近隣諸国との水力共同開発	High	BPDB
EEU-11	O	O	O	7.5	省エネ・DSMの推進	High	BPDB

Plan 4 電力安定供給に必要なインフラをマルチセクター間で協調して整備する

ID	Phase S	Phase M	Phase L	Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
I-1	O	O	O	5.10	ガス導管増強	High	Petrobangla, GTCL
I-2	O	O	O	6.1	石油受入設備建設	High	BPC
I-3	O	O	O	11.1	インフラ建設ロードマップ	High	GoB
I-4	O	O	O	11.2	大水深港建設	High	GoB
I-5	O	O	O	13.1	燃料センターの建設	High	BPDB、BPC、
I-6			O	13.3	国内水路整備	High	GoB
I-7	O	O	O	9.2	電力系統増強	High	PGCB
I-8	O	O	O	14.3	鉄道網整備	High	GoB

Plan 5 電力安定供給に必要な組織や法制度の効率的・効果的な仕組みを作る

ID	Phase S	Phase M	Phase L	Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
PN-1	O			17.1	政府主導による法定点検制度導入	High	PGCL
PN-2		O		17.3	炭鉱管理部門の設立	High	GoB
PN-3	O	O		10.5	適正タリフ改定	High	GoB
PN-4		O		10.1	資金調達計画	High	GoB
PN-5		O	O	10.1	効果的・効率的電力市場形成	High	GoB

Plan 6 社会経済発展を通じ貧困削減を目指していく

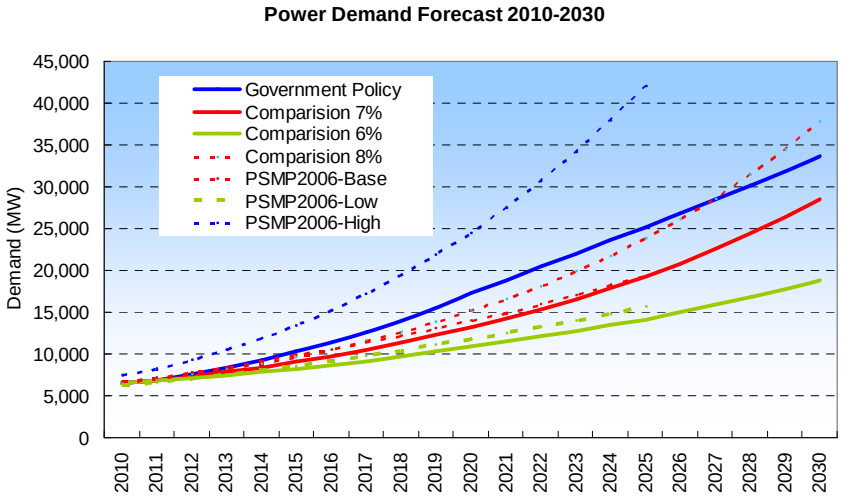
ID	Phase S	Phase M	Phase L	Corresponding	Action Plan	Potential Impact	Action Agents
TFE-1	O			8.8	安定的持続的電力の普及	High	GoB
TFE-2	O			2.3	地方電化促進	High	GoB
TFE-3		O	O	2.3	地元産業の拡大による雇用促進	High	GoB

出所： PSMP 調査団

第3章　電力需要予測および電源系統開発計画

3.1　電力需要予測

本マスタープラン電力需要想定における採用シナリオは、下図に示すとおり、近隣諸国との比較から算定されたエネルギー強度法による GDP7%、GDP6%シナリオに加え、政府目標に基づくシナリオの計 3 シナリオとする。



出所：　PSMP 調査団

図 3-1　電力需要シナリオ（3 シナリオ）

表 3-1　需要予測結果（3 シナリオ）

FY	Government Policy Scenario		Comparison GDP7% Scenario		Comparison GDP6% Scenario	
	Peak Demand [MW]	Generation [GWH]	Peak Demand [MW]	Generation [GWH]	Peak Demand [MW]	Generation [GWH]
2010	6,454	33,922	6,454	33,922	6,454	33,922
2011	6,765	35,557	6,869	36,103	6,756	35,510
2012	7,518	39,515	7,329	38,521	7,083	37,228
2013	8,349	43,882	7,837	41,191	7,436	39,084
2014	9,268	48,713	8,398	44,140	7,819	41,097
2015	10,283	54,047	9,019	47,404	8,232	43,267
2016	11,405	59,945	9,705	51,009	8,680	45,622
2017	12,644	66,457	10,463	54,994	9,165	48,171
2018	14,014	73,658	11,300	59,393	9,689	50,925
2019	15,527	81,610	12,224	64,249	10,255	53,900
2020	17,304	90,950	13,244	69,610	10,868	57,122
2021	18,838	99,838	14,249	75,517	11,442	60,640
2022	20,443	109,239	15,344	81,992	12,056	64,422
2023	21,993	118,485	16,539	89,102	12,713	68,490
2024	23,581	128,073	17,840	96,893	13,416	72,865
2025	25,199	137,965	19,257	105,432	14,167	77,564
2026	26,838	148,114	20,814	114,868	14,979	82,666
2027	28,487	158,462	22,509	125,209	15,848	88,156
2028	30,134	168,943	24,353	136,533	16,776	94,053
2029	31,873	180,089	26,358	148,928	17,768	100,393
2030	33,708	191,933	28,537	162,490	18,828	107,207

出所：　PSMP 調査団/BPDB

3.2 電源開発計画

3.2.1 電源開発シナリオの設定

長期電源計画策定に際しては、燃料調達シナリオの不確実性を考慮し、下表に示すシナリオについて検証を行うこととする。

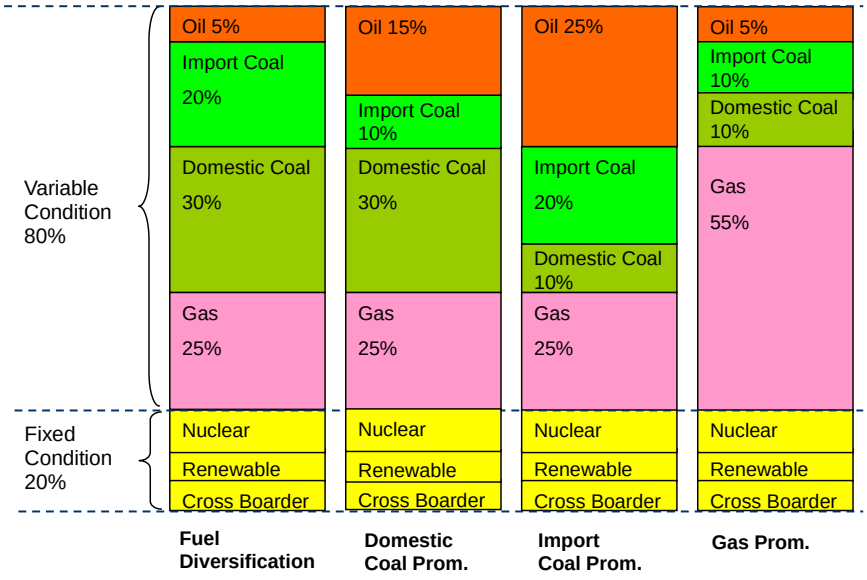
表 3-2 電源開発シナリオ

シナリオ	考え方
ベース多様化シナリオ	石炭（国内炭の開発・既存の炭鉱の増産、新規炭鉱の坑内堀りと輸入炭の確保）を中心に燃源を確保しつつ、その他天然ガス、化石燃料（重油、軽油）、再生可能エネルギー源なども含めた多様な燃源に基づく最適電源計画
国内炭中心による多様化シナリオ	ベースシナリオに対し、国内炭の大幅増産（一部露天掘りによる開発も含む）が可能となった場合による国内炭を主体とした燃源多様化による最適電源開発
輸入炭中心による多様化シナリオ	ベースシナリオに対し、国内炭の大幅増産が不可能、あるいは開発に時間がかかることが判明した場合による輸入炭を主体とした燃源多様化による最適電源開発
ガス中心による多様化シナリオ	ベースシナリオに対し、ガス田の新規開発などによるガスの長期安定確保が可能となった場合による国内天然ガスを主体とした燃源多様化による最適電源計画

出所： PSMP 調査団

3.2.2 一次エネルギー供給計画と密接に関連した電源開発シナリオの策定

電源開発計画は、一次エネルギー供給計画と密接に関連している。本マスタープランにおいては、再生可能エネルギー、国際連系、原子力の政府計画を所与条件とする。また、ガス供給シナリオはいずれのケースにおいても、2017 年をピークに減少するとしており、電源の建設リードタイムを考慮すると、ガスについても現政府計画案を所与条件とする必要がある。従って、本マスタープランにおいては、主に、輸入炭と国内炭からなる石炭の供給シナリオと石油の組み合わせによって電源構成シナリオが構築されることとなる。



出所： PSMP 調査団

図 3-2 シナリオ毎の電源構成

3.2.3 3E(経済・環境・エネルギーセキュリティ)の定量的評価

一番順位の高い Fuel Diversification が最適解となる。

表 3-3 ３Ｅの定量評価結果

Scenario	Economy	Environment	Energy Security	Total Point	Priority
	0.7	0.1	0.2		
Fuel Diversification	4	2	5	4.064	1
Import Coal Lack	3	3	4	3.245	2
Domestic Coal Lack	2	3	1	1.845	4
Gas Promotion	2	4	2	2.180	3

出所： PSMP 調査団

3.2.4 燃源多様化シナリオに基づく電源開発計画

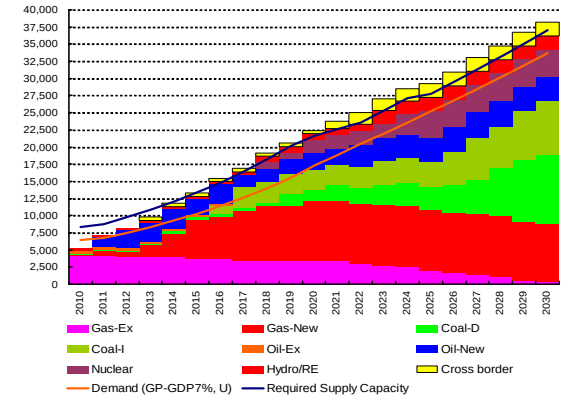
燃源多様化（Fuel Diversification）シナリオに基づき策定した、具体的な電源開発計画を以下に示す。

表 3-4 政府目標に対する電源開発計画（燃源多様化シナリオ）

FY		Unit Additions, Number of Unit								Cross Border [MW]	Installed Capacity [MW]	System Reliability Indices		
	Peak Load [MW]	Domestic Coal 600MW	Domestic Coal 1,000MW	Import Coal 600MW	Gas CC 750MW	Gas CC 450MW	FO Engine 100MW	Nuclear 1,000MW	Hydro 100MW			LOLP [%]	ENS. GWH	Reserve Margin [%]
2016	11,405			2		1			1	250	14,943	0.001%	0	20.57
2017	12,644			3	1	1					16,399	0.000%	0	23.38
2018	14,014			1	1			1		500	19,249	0.000%	0	31.16
2019	15,527	2					2				20,649	0.000%	0	26.26
2020	17,304	1			1		2	1			22,509	0.000%	0	26.71
2021	18,838						1			500	23,809	0.006%	0	18.39
2022	20,443	1					1			750	24,961	0.017%	0	14.96
2023	21,993	1		1			1			1,000	26,954	0.006%	0	16.57
2024	23,581	2						1			28,966	0.011%	0	15.72
2025	25,199						1	1			29,717	0.079%	0	12.19
2026	26,838	1		2			2				31,388	0.114%	0	11.37
2027	28,487		1	2			1				33,513	0.126%	0	11.20
2028	30,134		2				1				35,253	0.277%	0	9.11
2029	31,873		2	2			2				37,263	0.110%	0	11.94
2030	33,708		1	1							38,685	0.321%	0	9.14
Total		8	6	14	3	2	14	4	1					
TotalMW		4,800	6,000	8,400	2,250	900	1,400	4,000	100	3,000	30,600			

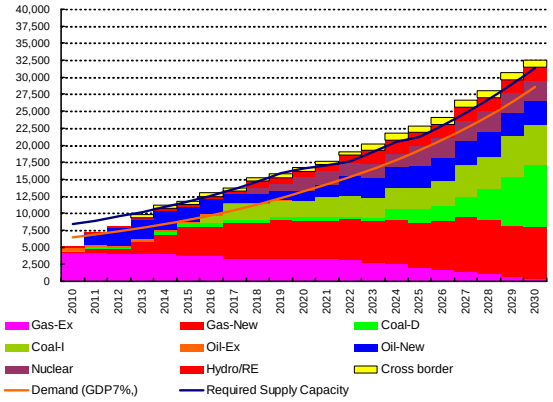
出所： PSMP 調査団

各需要想定に対し、燃源多様化シナリオに基づき作成した電源開発計画を以下に示した。



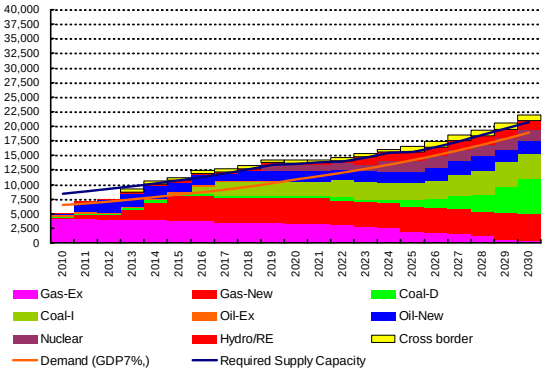
出所： PSMP 調査団

図 3-3　2030 年までの電源開発計画（政府目標）



出所： PSMP 調査団

図 3-4　2030 年までの電源開発計画（比較 7%）

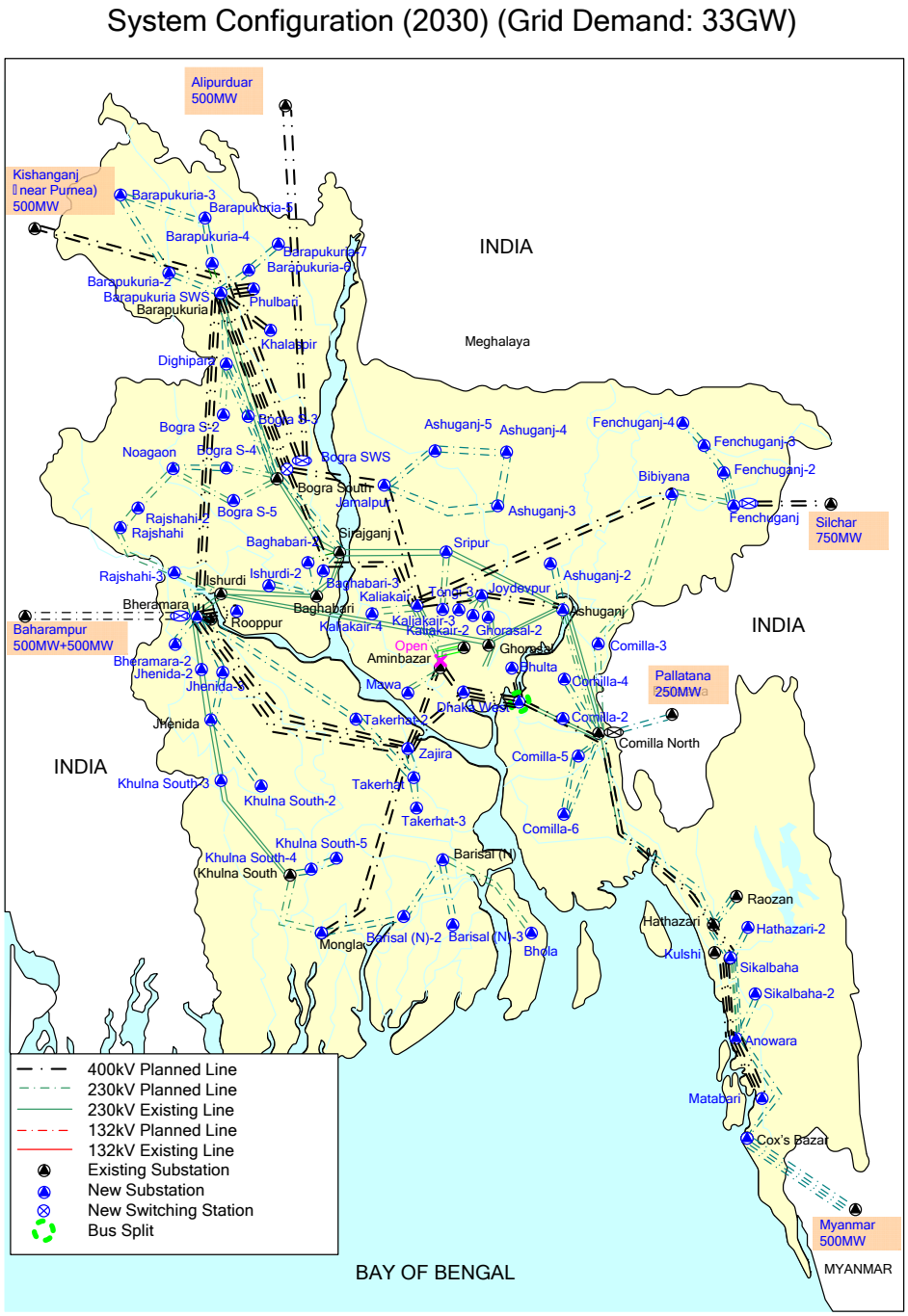


出所： PSMP 調査団

図 3-5　2030 年までの電源開発計画（比較 6%）

3.2.5 2030 年の系統計画案

燃源多様化シナリオに基づく電源計画を満たす 2030 年の系統計画を図 3-6に示す。



出所： PSMP 調査団

図 3-6 2030 年の系統計画(全系・230kV 以上)

第4章　マスタープラン具現化に係る資金調達の妥当性検証

4.1　所要資金と資金調達ソース

4.1.1　総投資額

発送電及び関連施設を建設するために 2011-2030 年度の 20 年間に想定される総投資額は以下の通りとなる。

表 4-1　本マスタープラン総投資額（2010 年度固定価格）

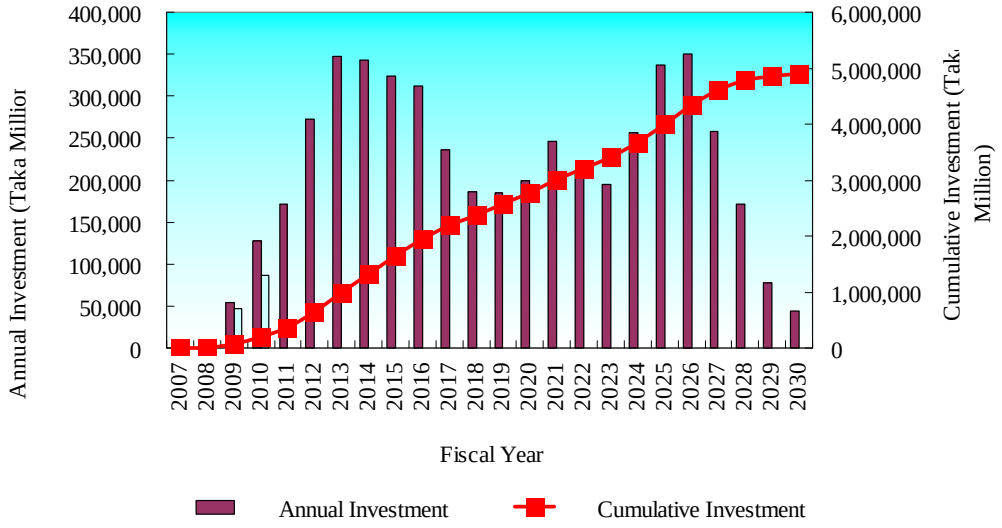
実施主体	発電容量	総投資額 (Taka Billion)	年平均投資額（Taka billion）	同 (US$ million)
発送電				
公的部門	5,787 MW	947	47.4	681
民間部門	9,436 MW	710	35.5	510
官／民未定	17,600 MW	1,776	88.8	1,276
再生可能エネルギー[1]・国際連系	3,611 MW	25	1.3	19
小計	36,434 MW	3,456	172.8	2,483
関連施設		1,449	72.5	1,042
合計	36,434 MW	4,905	245.3	3,525

出所： PSMP 調査団

本マスタープラン全体（発送電設備及び関連設備）の投資総額は約 4.9 兆タカ（US$ 70.5 billion）となる。年平均でみると投資額は Tk 245 billion（US$ 3.5 billion）となっている。本マスタープラン期間中で投資額が最大となるのは 2015 年度の Tk 347 billion (US$ 5.0 billion)、最低となるのは本マスタープラン最後の 2 年であり、2030 年度には Tk 178 billion (US$ 1.1 billion)に低下する。年度別の投資額及び累積投資額の推移は以下のグラフの如くとなる。

グラフからは、年度別投資が第 1 ピーク期（2012 年度―2017 年度）及び第 2 ピーク期（2024 年度―2027 年度）の二つのピークに集中的に実施されることが判明する。第 1 ピーク期は現在の電力不足に緊急に対応するための投資が集中することにより、第 2 ピーク期は、第 1 ピーク期に建設された設備のうち耐用期間の短いものが退役することから、これらに対する更新投資が行われることに拠っている。資金調達の検討に当っては、特に第 1 ピーク期の資金ニーズに如何に対応するかが重要なポイントとなる。蓋し第 1 ピーク期に行われる投資は、その全てについて新たな資金調達が必要となるのに対し、第 2 ピーク期に行われる投資については、更新投資の部分は退役する設備に関して実施された減価償却が蓄積されており、それを再投資することによって賄うことが可能となるが故である。

[1] 再生エネルギーは水力を除く。水力は発送電公的部門に含まれる。



出所： PSMP 調査団

図 4-1　本マスタープラン総合投資総額（2010 年度固定価格）

4.1.2　既存スキームからの資金調達

資金調達ソースをまとめると以下の表となる。

表 4-2　本マスタープランのための資金源と資金量

(Taka Billion)

	現在の資金量	2−3 年後に期待される資金量[1]	本マスタープラン年間投資額
政府予算（ドナーによる ODA 支援を含む）	50	78.4	
PPP 支援スキーム	2.3	25.1	
ドナーによる IPP 支援	-	18.6	
レンタル発電制度	18	0	
合計	70.3	122.1	245.3

出所： PSMP 調査団

既存スキームからの資金量の実績は年間 Tk 70 billion (US$ 1.0 billion)となっている。今後 3 年間では、国家予算 PPP 基金及びドナー（ADB 及び世銀）のコミット増加が期待される。これらに加えて調査団としては、IPP に対する直接融資及びリスク部分保証が世銀、ADB それぞれによって 3 年間に 1 件程度の規模にて採り上げることを想定する。以上を前提とする場合、電力セクターに対する資金配分増加額が Tk 27 billion (US$ 0.4 billion)となる。さらに民間投資支援に関連して発生するレバレッジ効果として Tk 27 billion (US$ 0.4 billion)が加算される。レバレッジ効果を勘案した取り上げ可能案件の規模は Tk 122 billion（US$ 1.7 billion）程度と把握される。本マスタープラン全体では年間平均 Tk 245 billion が必要とされており、上に述べた資金源から

[1] レバレッジ効果を含む

供給される資金量は所要資金の 50%をカバーするが、総資金量の 50%が不足することとなる。資金調達ソースの拡大、各ソースからの資金量の拡大により不足を解消するための努力が求められる。

但し、本マスタープラン実現に十分な資金量を確保するためには多くの努力を必要とはするが、現状をもって直ちに資金調達がボトルネックとなって計画の遂行が不可能と解すのは早計である。資金はより有利な投資機会を求めてリスクとリターンのバランスの上で流動する。これまで十分な資金供給が得られなかった背景には、投資資金にとって魅力的な投資機会となる案件形成が行われなかったことを看過してはならない。投資環境の更なる整備を行い、長期投資リスクに見合ったリターンを可能にする魅力的な案件の形成に努め、また資金供給ソースの多様化、資金量拡大の可能性を追求し、資金調達の実現蓋然性の高い計画を追及することが肝要である。

4.1.3 民間投資の促進

2000 年前後には盛り上がりを見せた IPP による電源開発はその後モメンタムを失い、2003 年以降大規模 IPP の開発が停滞した状況にある。停滞の原因としては以下のような要因が挙げられている。

- 世界的な景気後退、経済不振に起因して投資環境に好転が見られなかったこと
- 電力及びガス料金の低水準据置き
- 電力購入機関（BPDB）財務体力の脆弱性
- ガスの供給不安及び長期供給保証方針の動揺
- 政府関係機関の組織能力上の制約
- 政府による IPP 実施手続きにおける透明性の欠如、適時的確な意思決定の欠如、政府コミットに関する履行不徹底
- 民間投資家間における政府手続きへの不信感の蔓延

この間、政府は民間投資促進の旗印を掲げ、各種の促進策を打ち出している。以下はその一部である。

- 民間投資に対する所得税、輸入関税、付加価値税の減免（Private Power Generation Policy）
- 公的部門による Captive 発電の発生電力買い上げ（Captive Power Generation Policy）
- PPP Guideline の制定及び国家予算の PPP 特別枠設定
- レンタル発電制度の導入及び緊急レンタル制度による電力不足への対応

政府が実施している対策は比較的短期に焦点を当て、投資リターンの改善及び資金調達不足の緩和を狙いとして実施されている。他方、長期的な要因である、カントリーリスクの回避、リスク／リターンの改善、電力購入機関の財務体質改善、電力料金の改定、燃料の供給保証、政府機関の能力向上等については十分な手当が行われてきたとは言いがたい状況にある。

新政権が就任した 2009 年初以降、政府の方針に変化が認められる。レンタル発電制度の積極的な推進、民間投資懲憑のためのロードショーが実施され、これらが民間の良好なレスポンスを

呼んでいる。過去数年に亘り、入札の繰り返しで実現することのなかった大型 IPP 事業が相次いで政府により落札承認が行われるに至っている。高まった気運を逃がすことなく、民間投資を確固たる動きにすることが肝要である。そのためには、上で確認されているような民間投資の制約要因を打破し、民間投資の道を平坦なものにすることが不可欠であり、本マスタープランを成功させる上でのキーとなる。リスクを目前にする投資家にとって、どれ一つとっても投資判断に影響するであろうことが推測される。上で述べた制約要因のそれぞれについて改善対処が必要である。政府が以下の諸点についてさらなる取り組みを進めることが重要である。

(1) 長期投資に見合ったリターンの提供を可能とする環境の整備に努めること
(2) 代金、投資回収リスクを軽減する方策（BPDB の財務体力強化、カントリーリスクを回避するためのスキームのアレンジ）
(3) 電力料金及びガス料金の改定
(4) 電力購入機関 （BPDB）の財務体力強化
(5) 燃料長期供給保証のための体制整備と開発推進
(6) 政府手続きの透明性確立、適時的確な意思決定のコミットと実施、政府コミットの履行遵守

4.2 マスタープランと電力料金

4.2.1 本マスタープラン電力コストを反映した料金体系の模索

本マスタープラン期間中の均等化発電コスト（Levelized Cost）は、新規発送電設備のみによる発電コスト＝Tk 6.91/kWh、既存設備において発生するコスト＝Tk 8.17/kWh、民間事業者等外部から購入するコスト＝Tk 7.84/kWhとなることが判明、これらを総合した本マスタープラン全体の電力調達コストはTk 7.83/kWhと算定される。2010 年度固定価格で表示されたインフレーションを含まない価格であり、かつ 2010－2030 年度 20 年間のコストを平準化[1]した結果である。

本マスタープランが対象とする期間中に稼動する発送電設備及びそれに関連する設備についてのコストの総合から、対象期間中における総合発電コストを算出した。BPDBによる自社発電及び他の機関から購入する電力のコストを総合したものであり、電力卸売タリフがクリアすべき水準を示している。算出された総合コストは高い水準にあり、本マスタープランを具体化する過程においては電力料金の大幅な引上げが不可避であることを示している。発電原価の上昇に応じた引き上げが求められる。現在のBPDBのバルク料金の平均はTk 2.37/kWhとなっており[2]、上で求められた新規設備による均等化発電コストTk 7.83/kWhに到達するためには現行料金を約 3.3 倍に引上げることが必要である。仮にガス価格が 5 ヵ年で国際価格に収斂すると仮定すると、バルク料金は 5 ヵ年で現在の料金水準の 3.3 倍のレベルに引上げることが必要となる（毎年平均 27%の引上げとなる）。先のグラフが示すとおり、発電コストは本マスタープランの当初から高水準でスタート、以降横ばいを続ける構造となっている。高い水準からスタートする要因は、すべての燃料価格について国際価格を採用しているため、特にガスの発電コスト

[1] 割引率 12%（慣例的に用いられる率）を用いて現在価値に修正、平均化した数値。
[2] 2008 年バルクタリフ改定時における BPDB 及び BERC ヒアリングによる。

が現行コストから大幅に高くなっていることに拠っている。計算では 2012 年には発電コストはTk 8.84/kWhとなり、全期間のピーク水準に到達する。しかしその後総合電力コストは横ばいから漸減傾向を辿ることとなる。実際に燃料価格が国際価格に併せて調整される場合には、ここで計算する電力コストが現実のものとなり、卸売りタリフを同水準に引上げない限り、BPDBにおける電力卸売り事業の採算がとれないといった事態となることを示している。

4.2.2 料金体系改定のための提言

シングルバイヤーの機能を担うBPDBにおける電力調達の構成は 2009 年度現在で、自社の発電：41%、政府系発電事業体からの購入：19%、IPPからの購入：34%、レンタル発電事業体からの購入：5%、となっている。それぞれのソースからの電力調達コストは、自社発電：Tk 2.53/kWh、政府系事業体：Tk 1.21/kWh 、IPP：Tk 2.70/kWh、レンタル：Tk 5.20/kWh、となっており、それらに関連経費を加えた総合コストはTk 3.07/kWhとなっている。これに対するBPDBの平均販売価格（一部小売を含む）はTk 2.56/kWh[1]であり、当該年度においては 1kWh当りTk 0.51 の逆鞘となっている[2]。特に 2008 年度から開始したレンタル発電制度のシェアが急速に拡大（2008 年度：0.2%から 2009 年度：5.2%に拡大）、BPDBにとって直接的な赤字原因となる要因の拡大が続いている。

BPDB が購入するレンタル発電の電力については政府が逆鞘部分について BPDB に金融支援を行うこととなっているが、実際の支援は政府による BPDB に対する融資の形式をとっており、BPDB にとっては赤字部分の資金繰りのみについて支援を受けるものの、損益計算上は支援とならず、財務諸表において損失が累積する状態に放置されている。融資による支援を受ける BPDB にとっては、償還する源泉のない債務を重ねていることになる。BPDB の財務体質は従来より累積損失が巨額に積み上がった脆弱な状態に推移、これが IPP の促進を制約する一つの要因として機能してきたが、レンタル制度の本格化とともに一層深刻化する事態となっている。BPDB の財務体力の脆弱さが原因となって、電源開発のための体力の不足、既存プラントの維持・修繕を実施するための資金面での制約、さらには民間発電事業体からの電力購入について資金面からの制約、履行能力への懸念が重なり、新たな電源開発プロジェクト（公的及び民間双方）の投資を制約する要因となっている。緊急なる対処と事態の改善に向けての取り組みが肝要である。

最後にあたり、調査団として以下についての取り組みと改善を提言する。

(1) レンタル赤字の補填

レンタル発電制度は、「バ」国が当面する危機的な電力不足に対応するために政府が推進した施策である。レンタル発電契約の期間は、一部が 15 年間の比較的長期となっている事例を除けば、大半が 3－5 年の短期間の契約であり、契約期間内に設備の償却を想定すれば電力コストは自ずから非常に高いものとなる。レンタル発電から購入した電力を一般の卸売タリフにより販売する BPDB における逆鞘は避けられないものとなる。当該逆鞘部分については政策実施

[1] BPDB, “Annual Report 2008-2009”
[2] 同上

のための直接的なコストと認識した上で、財政による負担が妥当である。政府が現在行っている融資による BPDB 支援を無償による支援に切り替え、BPDB における損益計算書上の負担を制度導入の初年度（2008 年度）に遡及して実施することを提言する。

(2) 卸売タリフの改善

先に本マスタープラン総合電力コストを料金タリフに反映すべきであることを主張した。「バ」国の電力料金政策はコストリカバリーを基本原則としているが、実際には同基本原則を実現し得ないまま、「Too little、too late」の段階的なタリフ改定が行われている。大原則の形骸化が進んでいるように窺われる。コストを下回る料金タリフが敷かれている結果、開発の遅延、省エネ活動が遅延し、他方で需要の増加が放置され、電力不足が深刻化する一因となっている。料金タリフを改定し、投資を誘引する環境を整備し、Demand Side Management の活動を推進し、需要・供給の両サイドから需給が均衡する状況の実現に取り組まなければならない。そのためには電力タリフの適正化が喫緊の課題となる。政府（BERC を含む）関係者の間ではコストリカバリー・タリフを数年間かけて実現すべきであるとの議論が行われているが、具体化の決定がなされた様子は認められていない。

本調査団としては、BERC が指導力を発揮してコストリカバリー・タリフを実現するためのアクションプランを打ち出し、実施に入ることを提言する。前項で見た電力供給コストは燃料を国際価格と同等の水準において算出したものであり、現行のタリフとの間には大きな乖離が存在する。アクションプランの第 1 段階としては、国内の燃料タリフをベースとする電力供給コストのリカバリーを行い、第 2 段階として、燃料価格の国際水準なみ改定に併せた電力タリフの改定を進めることが妥当である。燃料タリフが早期に改定される暁には、2 つの段階を並行的に進めることが必要となろう。

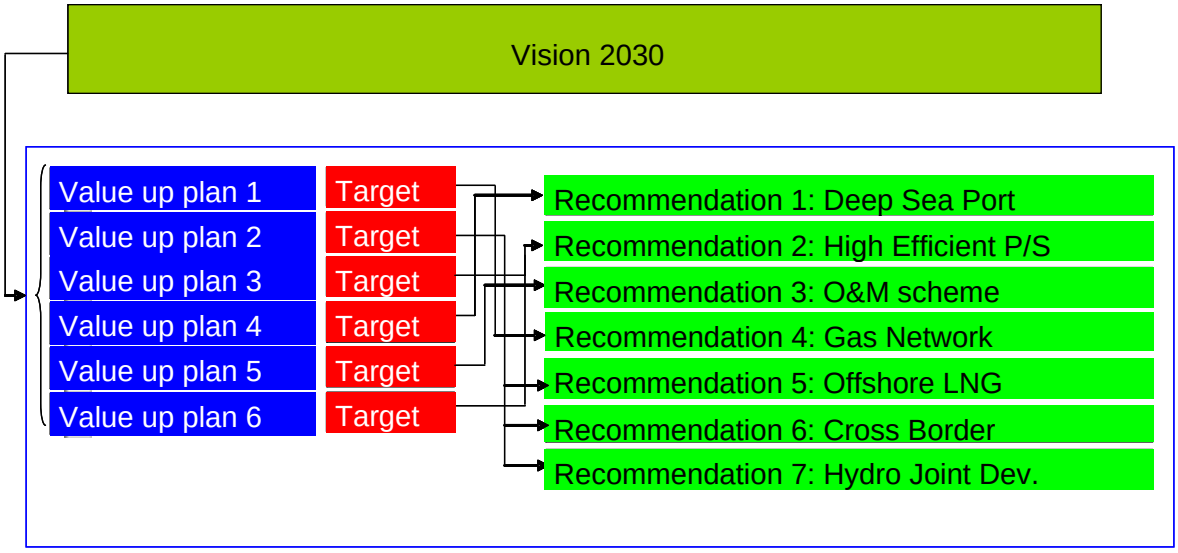
(3) 電力料金における電源開発賦課金制度の導入

最後に本調査団として、電源開発を主たる目的とする「電源開発賦課金」制度の導入を提言する。現在の電力料金を承認する基本原則が「コストリカバリー」に置かれており、電力料金収入は投入されたコストを回収するに止まり、新たに追加的電源を開発するための資金調達手段が政府予算、ドナー支援に限定される閉塞した状況にあり、増加を続ける電力需要に対応する仕組みに欠けている。新たな賦課金制度を設けることにより、追加的な電源開発のための資金調達源を拡大し、電力セクター事業を持続可能なものにするための手段とすることを提言する。

第5章　提言

本章では、これまでの調査によって得られた知見を元に、提言を行う。

第２章で述べたとおり、本マスタープランは上位目標としてビジョンを設定し、それを達成するためにバリューアッププランおよびターゲットを設定している。以下は、これらのターゲットを達成するための提言であり、下図のような関係になっている。



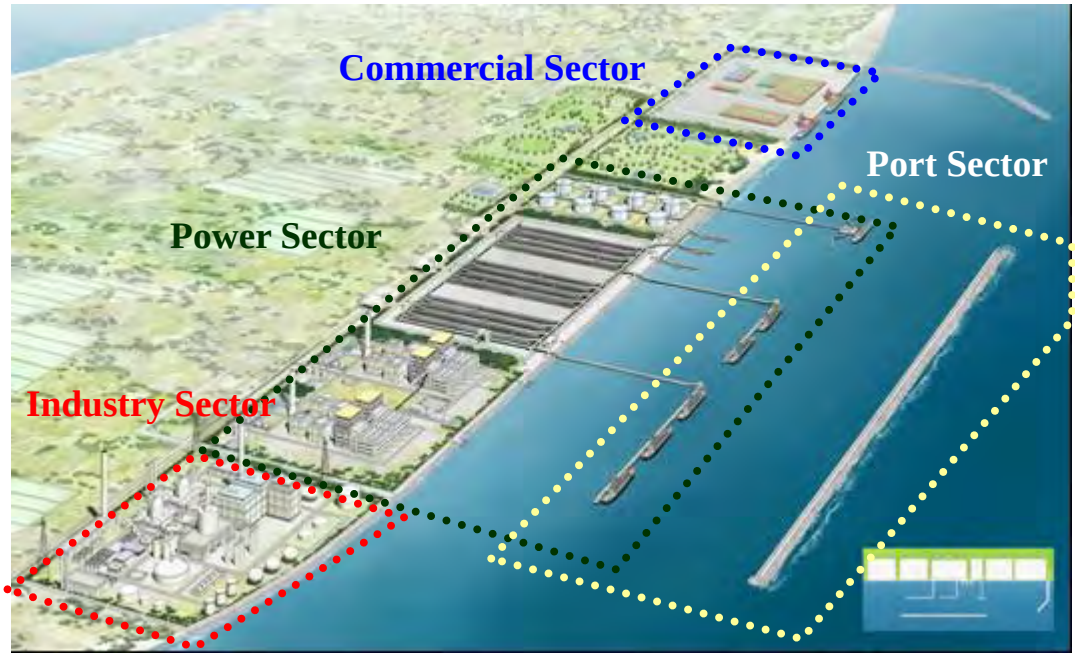
出所：　PSMP 調査団

図 5-1　各ターゲットと提言の関係

以下、各提言について述べる。

5.1　大水深港湾設備建設に係る基本設計調査プロジェクト（F/S, D/D）

海外からの石炭船を受け入れるにあたって、また、「バ」国が輸出加工型の産業構造に転換を遂げ「バ」国からの製品輸出を行うことを想定すると、大水深港に対するニーズはますます高まってくる。港湾設備建設には多額の資金が必要となることから、電力セクター単独で開発するのは困難であり、Petrobangla, BPC などの関連する国営企業とも協調しつつ、国際機関からの融資が必要になると思われる。石炭、石油、ガスの輸入を前提とした港湾開発調査を提唱する。



出所： PSMP 調査団

図 5-2　マタバリ地点における大水深港の開発イメージ

5.2　高効率発電技術を用いた石炭焚火力発電所の基本設計調査プロジェクト（F/S, D/D）

本調査においては、2 年次における調査の結果得られた最適電源開発計画、送電計画のうち、技術的・経済財務的側面、環境社会配慮面から検討を行い、開発可能性の高いサイトに優先順位をつけ、その内 3 地点をショートリストし、更なる技術的概略検討を行うことにしている。

発電所建設にあたっては、上記技術的概略検討を踏まえ、地域特性を反映した開発調査（F/S）詳細設計（D/D）が必要となる。主な調査内容としては、用地確保、発電設備・冷却用水確保、燃料調達性、燃料輸送手段、燃料搬入可能量、石炭灰処理方法、大気汚染防止方法、環境保全方法、主要機器選定、発電所用水系統、石炭荷役設備、港湾インフラ、石炭貯蔵施設、灰処理設備、契約時の搬入重量物、輸送荷姿、輸送制限、メンテナンス時の重量物輸送方法などがある。

超々臨界石炭火力設備（USC）を採用することにより、更なる高効率発電が可能となり、二酸化炭素ガス発生量を大幅に抑制され気候変動問題に貢献することが可能となる。また、石炭火力では、ガス火力に比べ NO x 、SO x 、ばいじんの排出量が高いが、最新の優れた脱硫、脱硝、集じん装置・技術を採用することにより、大気汚染物質排出を大幅に削減することができ、環境に優しい火力発電所の建設が可能となる。次のステップとして、「バ」国、ドナーのニーズを踏まえた開発調査を実施することを推奨する。

出所： PSMP 調査団

図 5-3　発電所完成予想図（左：国内炭、右：輸入炭）

5.3　火力発電設備におけるO&M組織体制・人材育成強化支援プロジェクト（技術支援）

既存ガス火力の現状を調査した結果、ほとんどの設備で出力や効率について設計性能を発揮できていないことが分かった。この原因としては、点検が定期的に行われておらず、壊れたら直すという Break Down Maintenance の考え方であることが大きい。

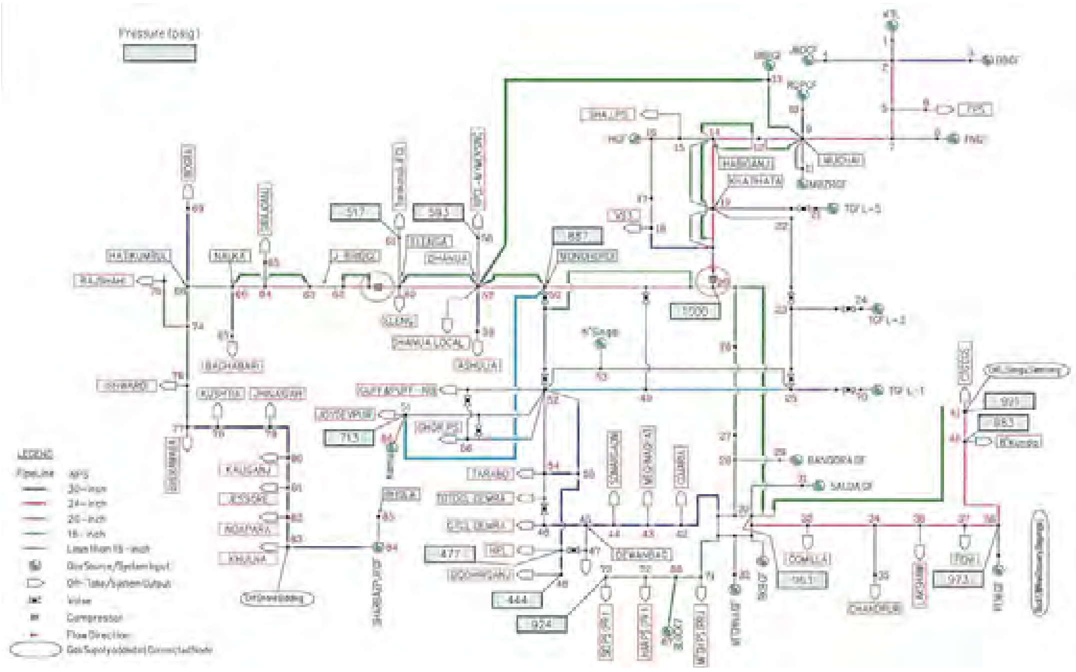
これから需要が増えていくに際し、安定供給のためには、発電設備がいつでも本来の性能を発揮していることが重要であり、そのためには現在の「壊れたら直す」という考え方を改め、「壊れなくても時間が来たら点検する」という Time Based Maintenance (TBM)、あるいは「機器の状態監視を行い予兆を捕えて点検する」という Condition Based Maintenance (CBM)を行うことが必要である。

「バ」国において TBM、CBM を定着させるためには、カウンターパート研修により日本にて指導を行うことや、メンテナンスノウハウを提供すること等が考えられる。また、プラント延命化の判断をするために、経年劣化した個別プラントの設備診断を CP と共に実施し、CP 側に根付く様、技術支援を行うことも有効な手段の一つである。

5.4　ガスネットワーク強化支援プロジェクト（F/S, D/D）

「バ」国のガス不足の原因は、ガス田からの供給力の不足に加え、既存ガスネットワークの脆弱性の複合要因である。一方、ガスネットワークを整備するにあたっては、巨大巨額な設備投資が必要であり、「バ」国単独での資金調達では困難であり、ADB などの国際機関からの融資を受けているが、必ずしも十分とはいえない。

本邦から融資を行っている、Haripur 発電所、Bheramara 発電所へのガス供給をより確実なものにするためにも、将来的に更なるガスネットワークの整備が必要であり、特に西部、南西部への供給力確保のための開発調査を提唱する。



出所： PSMP 調査団

図 **5-4**　主要ガスネットワーク図

5.5 洋上液化天然ガス再ガス化設備支援プロジェクト（FS）

「バ」国においては、天然ガス需要が既に供給を上回っている状況を鑑み、将来の需給ギャップに対する不安を緩和するため LNG の導入を検討中である。LNG 導入に当たっては LNG チェーンの構築が不可欠であるが、その一部となる LNG 受入基地を「バ」国内に建設する必要がある。これまで多数実績のある LNG 陸上基地の建設は多額の費用と期間を要するが、近年洋上 LNG 受入基地の技術が確立されつつあり、世界各地で稼働実績も出てきており、建設コストが安く建設期間も短いことから注目されている。将来的に安定したガス供給を確保するための包括的な調査を提唱する。なお、2011 年 1 月現在、GOB は世銀の支援の基にコンサルタントを起用し、洋上 LNG 基地の建設を BOOT ベース、すなわち、民間が建設、運転、所有し１５年後に GOB に移管する内容で入札を実施すべく、入札者の予備審査（Pre-qualification）を実施している。

出所：日機装検討資料(2010)

図 5-5 LNG 基地の選択肢（左：ブイ方式、右：桟橋係留方式）

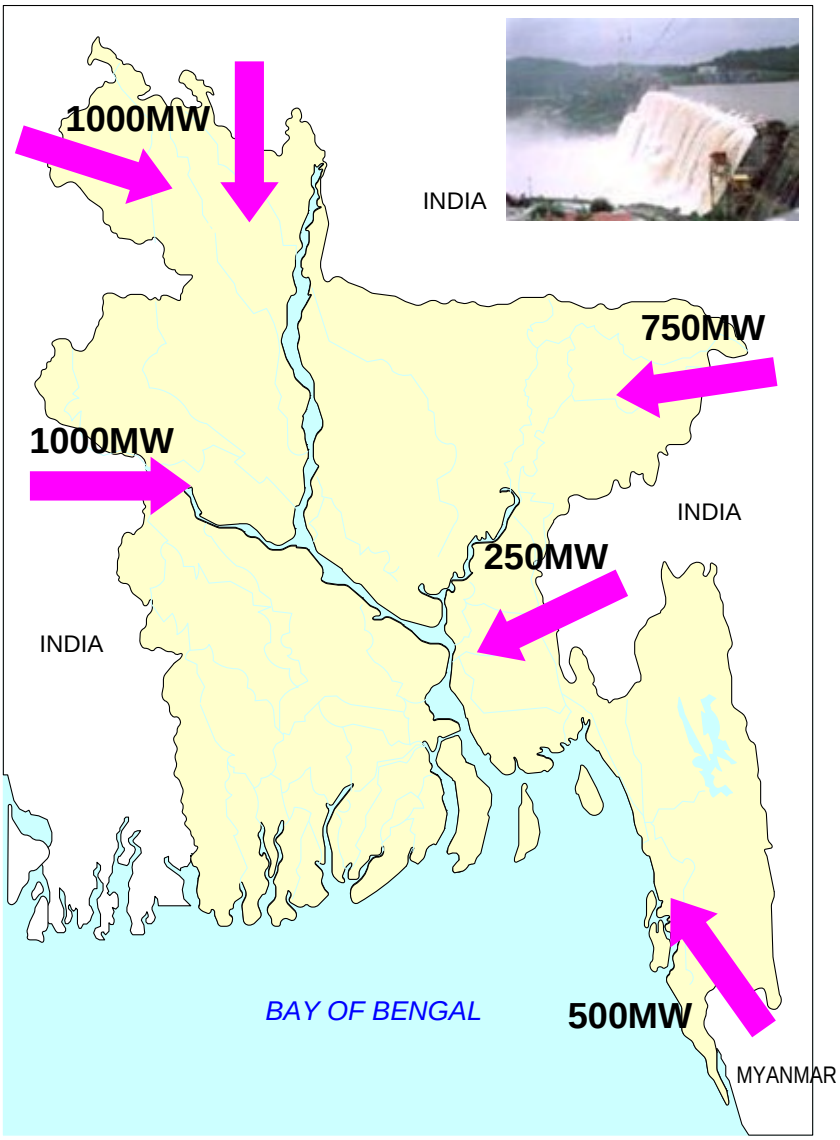
5.6 国際連系実現に向けた技術支援プロジェクト（F/S）

「バ」国を囲んでいるインド、ネパール、ブータンは、膨大な水力資源が賦存しており（それぞれの想定包蔵水力は、インド 148,700MW、ネパール 44,000MW、ブータン 30,000MW とされる）、これらの豊富な資源を「バ」国を含めた南アジア諸国域内で有効活用することにより、同地域の発展に寄与するばかりでなく、再生可能エネルギーとして気候変動の緩和にも資するものであり、将来は大規模 CDM 事業化も期待できる。また、水力発電は負荷追従性に優れ、周波数調整機能に富んでいるため、将来的に強固な南アジア諸国域内電力ネットワークを構築することは様々なメリットが考えられる。

南アジア諸国の広域連系の概要調査については、これまで USAID（SARI=South Asia Regional Initiative）が主導となり進められてきた経緯があり、インド・ブータン間およびインド・ネパール間では既に電力融通が実施されている。

インドと「バ」国の電力融通の可能性については、USAID の概要調査ではインド西ベンガル州と「バ」国西部との連系を推奨している。現在の「バ」国の東西連系潮流は東から西向きであり、当該連系はこの潮流を緩和する上で有効である。しかしながら、中・長期的には、9 章で述べたように、東西連系潮流が西から東向きに変化することから、「バ」国東部・北東部での国際連系が有効となる。さらに、インド東部・北東部の「バ」国と国境を接する地域には特に豊富な水力資源が賦存し、今後も積極的に開発が進められること、雨季のオフピークには余剰電力が見込ま

れる一方「バ」国では電力不足となり、乾季はその逆となるというように需給のバランスが良いこと、両国の時差や休日の違いによる電力融通が期待できること等、様々な利点が考えられ、今後大きな可能性を秘めている。この電力融通を行うにあたっては、インド国内での電力系統増強が伴い、国同士の利害関係が絡む可能性があるため、国際機関が中心となって推進することが期待される。関係諸国の中・長期的な電源開発・電力系統計画等も視野に入れ、今後どの様な形の電力融通が有効であるか開発調査を実施することを提唱する。



出所： PSMP 調査団

図 5-6 国際連系計画

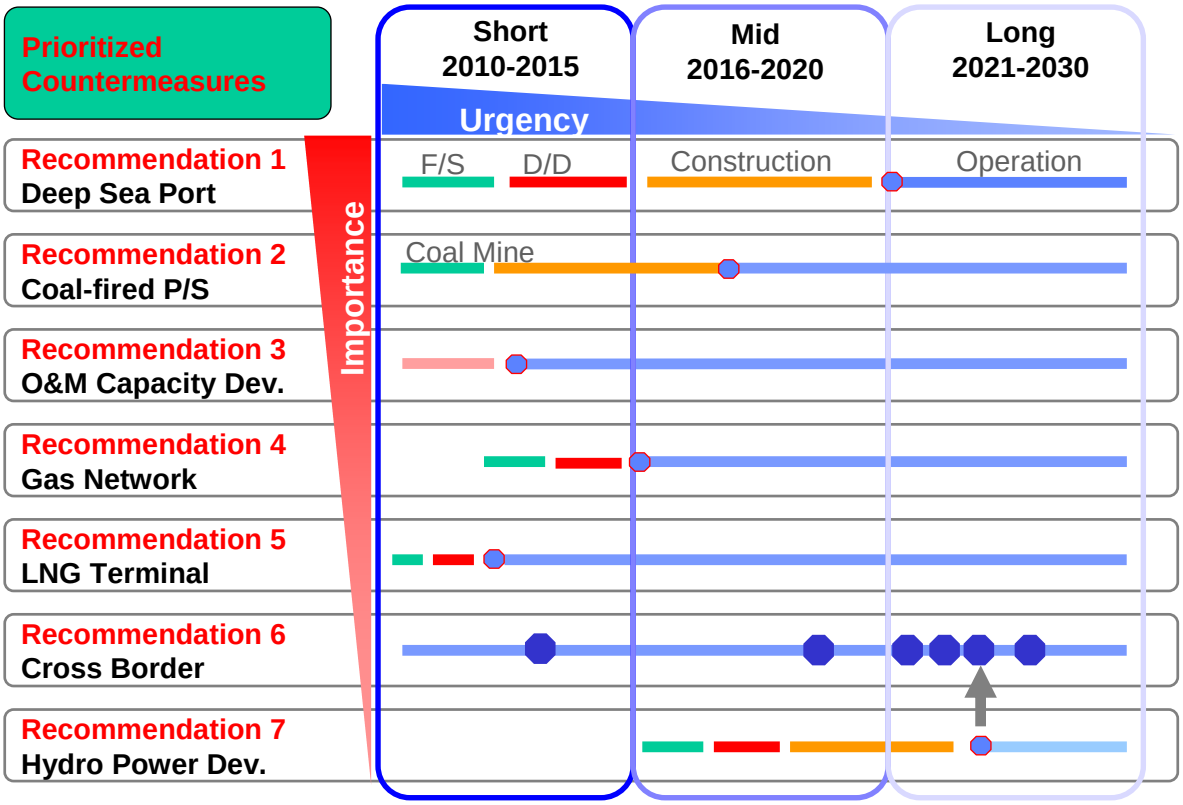
5.7 周辺諸国との水力電源の共同開発支援プロジェクト（F/S）

「バ」国とネパールやブータンとの連系の可能性もあるが、連系線がインドを通過するため政治的な難しさがあり、まずはインドとの連系を優先すべきであることは確かである。連系線ばかり

でなく、2 国間あるいは多国間でインド北東部アッサム州における水力発電所の共同開発を行うというオプションもある。共同開発を行うにあたり、技術的、環境社会的、経済財務的な課題について調査を行うことを提唱する。

5.8 提言の優先度

以上 7 件の提言の重要性および緊急性を表した図を下記に示す。



出所： PSMP 調査団

図 5-7 提言の優先度

本マスタープランで中心となる石炭火力開発を推進するためには、まずは燃料確保が必要であり、石炭輸入のための必要設備である港湾設備の開発、および国内炭鉱開発はどちらも開発に長時間を要するため、優先的に開発する必要がある。また、今後増えていく新規発電設備の安定運用のために、O&M 強化も早急に検討すべきであると考える。