

バングラデシュ人民共和国
バングラデシュ電力エネルギー鉱物資源省

バングラデシュ国
統合エネルギー・電力
マスタープラン策定プロジェクト
ファイナルレポート

2023年10月

独立行政法人国際協力機構
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

社基
JR
23-081

目次

エグゼクティブサマリー	1
1. 序論	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の目的	1
1.3 対象地域	2
1.4 関係省庁・機関	2
1.5 調査内容	2
2. エネルギーセクターの現状と課題	3
2.1 エネルギー需要	3
2.2 エネルギー供給	4
3. エネルギー需要見通し	5
3.1 方法論と前提条件	5
3.2 技術進歩に関するシナリオ	7
3.3 エネルギー需要の見通し	10
4. エネルギー供給	12
4.1 電力供給計画	12
4.2 一次エネルギー供給	14
4.3 CO ₂ 排出量	19
5. その他の主要な検討事項	20
6. 今後の取り組み	21
第 1 部 調査の概要	1
第 1 章 経済発展目標とエネルギー	1
1.1 調査の背景と目的	1
1.2 調査の枠組み	2
1.3 報告書の構成	4
第 2 章 エネルギーの現状とエネルギー政策	5
2.1 一次エネルギー供給	5
2.1.1 エネルギー供給の概況	5
2.1.2 エネルギーの供給体制	7
2.2 電力供給	8

2.2.1	電力需要	8
2.2.2	電源開発・供給力の現状と課題	10
2.3	エネルギー・環境政策	12
2.3.1	社会経済政策	12
2.3.2	エネルギー政策	14
2.3.3	気候変動政策	20
2.3.4	環境政策	23
第3章	省エネルギーへの取り組み	25
3.1	省エネマスタープラン 2016 の概要	25
3.1.1	エネルギー消費と省エネの動向	25
3.1.2	省エネマスタープラン 2016 のアップデート	26
3.2	産業部門の取り組み	28
3.2.1	エネルギー消費の動向	28
3.2.2	省エネマスタープランにおける主要政策とプログラム	29
3.2.3	省エネの現状	30
3.2.4	今後の取り組み	32
3.3	輸送部門の取り組み	33
3.3.1	輸送部門のエネルギー消費動向	33
3.3.2	自動車台数と道路部門のエネルギー消費	34
3.3.3	省エネ政策の方向	36
3.4	民生・商業部門の取り組み	38
3.4.1	エネルギー消費の動向	38
3.4.2	省エネルギー政策の概要	39
3.4.3	民生部門の現状と今後の取り組み	40
3.4.4	商業部門の現状と今後の取り組み	42
3.5	農業部門	43
第2部	統合エネルギー・電力マスタープラン案	45
第4章	長期需要見通し	45
4.1	手法と発展シナリオ	45
4.1.1	モデル構造・デザイン	45
4.1.2	GDP 想定	46
4.1.3	国際エネルギー価格の想定	48
4.1.4	技術開発に関するシナリオアプローチ	48
4.1.5	三つのシナリオの予備的検討	51
4.2	長期エネルギー展望	53

4.2.1	エネルギー需要：部門別.....	53
4.2.2	最終エネルギー消費：エネルギー源別.....	59
4.3	エネルギー需要と発電電力量.....	60
4.3.1	国全体の電力需要.....	60
4.3.2	発電量ミックス.....	61
4.3.3	過去の電力マスタープランとの比較.....	62
4.4	一次エネルギー供給.....	63
4.4.1	一次エネルギー供給.....	63
4.4.2	過去の天然ガスマスタープランとの比較.....	64
4.4.3	エネルギー起源のCO ₂ 排出量.....	65
4.5	脱炭素化に向けて.....	65
第5章	電力開発計画.....	67
5.1	電力開発計画の課題と視点.....	67
5.2	エネルギー需要の見通しから求まる電力供給必要量.....	68
5.2.1	電力需要.....	68
5.2.2	供給信頼度と予備力.....	70
5.3	クリーンエネルギーによる電力供給.....	72
5.3.1	各種発電設備のコスト比較.....	72
5.3.2	再生可能エネルギー発電の導入計画.....	73
5.3.3	原子力.....	74
5.3.4	クリーンエネルギーに貢献する火力発電システム.....	75
5.3.5	ガスタービン(GT).....	77
5.3.6	NH ₃ 混焼石炭火力.....	79
5.3.7	火力発電でクリーンエネルギー40%を達成するためのキーワード.....	79
5.3.8	電力輸入.....	81
5.4	電源計画.....	82
5.4.1	電源開発計画（PP2041）.....	82
5.4.2	電源開発計画（In-Between）.....	86
5.5	送電系統計画.....	95
5.5.1	送電系統計画の課題.....	95
5.5.2	南から北への電力潮流の増大への対応.....	95
5.5.3	ダッカ供給系統の信頼度向上への対応.....	97
5.5.4	国際連系線への対応.....	98
5.5.5	系統運用.....	100
5.6	配電系統計画.....	102
5.6.1	各配電会社概況.....	102

5.6.2	系統における課題	104
5.6.3	再生可能エネルギー電源導入の現状と課題.....	104
5.6.4	ダッカ地区の配電計画	105
5.6.5	地方部における配電計画.....	106
5.7	電力政策	107
5.7.1	電力取引	107
5.7.2	アンモニア混焼の実証試験	107
5.7.3	水素、アンモニア燃料の供給システムマスタープラン	107
5.7.4	電力輸入の具体化（送電計画）	108
5.7.5	CCS 実施可能な適地の選定.....	108
5.7.6	周波数調整機能の強化	108
第6章	一次エネルギー供給計画.....	111
6.1	一次エネルギー供給計画.....	111
6.2	天然ガス	112
6.2.1	天然ガス需要見通し.....	112
6.2.2	天然ガスの国内生産見通し	115
6.2.3	LNG 輸入計画.....	117
6.2.4	全国ガスパイプライン網計画.....	120
6.2.5	今後の検討課題.....	122
6.3	石油.....	123
6.3.1	石油需要見通し.....	123
6.3.2	石油製品別の需要見通し.....	124
6.3.3	石油製品供給計画	125
6.3.4	留意点.....	126
6.4	石炭.....	126
6.4.1	石炭需要見通し.....	127
6.4.2	石炭供給	128
6.4.3	石炭需給に係る重要政策.....	131
6.5	その他のエネルギー.....	132
6.5.1	クリーンエネルギーの供給見込み.....	132
6.5.2	留意点.....	134
6.6	まとめ.....	135
6.6.1	エネルギー・ロードマップと里程標	135
6.6.2	主要な課題.....	138
第7章	重点プロジェクトの概要と投資額	141

7.1	電力システム.....	141
7.1.1	発電.....	141
7.1.2	送電部門.....	144
7.2	一次エネルギー供給.....	145
7.2.1	天然ガスと LNG.....	145
7.2.2	製油所と石油製品輸入基地.....	147
7.2.3	石炭の開発と輸入.....	148
7.3	エネルギー部門の投資額：サマリー.....	149
7.4	エネルギー供給コスト.....	150
7.4.1	電力供給コスト.....	150
7.4.2	天然ガス供給コスト.....	151
7.4.3	水素とアンモニアの供給コスト.....	152
7.5	まとめ.....	153
第 8 章 環境社会配慮.....		155
8.1	戦略的環境アセスメント（SEA）.....	155
8.1.1	アプローチと方法論.....	155
8.1.2	第 1 回ステークホルダー会議（Inception）および第 2 回ステークホルダー会議（Scoping）における進捗.....	155
8.2	3 つのエネルギーシナリオと評価（代替分析）.....	159
8.3	環境社会面のベースライン.....	162
8.4	戦略的環境目標.....	162
8.5	サブプロジェクトの代替案と評価.....	166
8.6	累積的影響.....	166
8.7	戦略的環境社会管理計画・緩和策.....	167
8.8	モニタリングの施策.....	172
8.9	第 3 回ステークホルダー会議.....	173
8.10	結論と推奨事項.....	175
8.10.1	結論.....	175
8.10.2	推奨事項.....	175
第 3 部 豊かな社会の建設に向けて.....		177
第 9 章 エネルギー管理の制度設計.....		177
9.1	クリーンエネルギー社会実現へ向けての挑戦.....	177
9.1.1	クリーンエネルギー社会実現のためのメカニズムと手法.....	177
9.1.2	課題と政策.....	178
9.2	省エネルギー政策.....	181

9.2.1 省エネ活動と省エネ政策.....	181
9.2.2 省エネ実行の基盤.....	185
9.3 エネルギーデータ管理システム.....	185
9.3.1 エネルギー統計の現状と課題.....	185
9.3.2 エネルギーデータ収集.....	188
9.3.3 エネルギーバランス表の作成.....	193
9.3.4 GHG インベントリ報告の支援.....	196
9.3.5 NDC 更新について.....	199
9.4 LNG 輸入の法的枠組み.....	200
9.4.1 Task 1.....	200
9.4.2 Task 2.....	201
9.4.3 Task 3.....	202
第10章 マスタープランの実現に向けて.....	203
10.1 発展を支えるエネルギー.....	203
10.2 ネットゼロを目指して.....	205
10.3 豊かな社会の建設に向けて.....	207

付属資料

データや分析の詳細については下記の付属資料をご参照ください。なお、資料は英文のみです。

Appendix A: Present Energy Status and Energy Policies

Appendix B: Improving Energy Efficiency

Appendix C: Long-term Energy Outlook

Appendix D: Power System Development Plan

Appendix E: Primary Energy Supply Plan

Appendix F: Environmental and Social Considerations

Appendix G: Energy Data Management

Appendix H: Legal Framework for LNG Import

目次

図 S.1-1 調査作業の流れ	2
図 S.2-1 バングラデシュの最終エネルギー消費の推移	3
図 S.2-2 バングラデシュの電力消費の推移	4
図 S.2-3 バングラデシュの一次エネルギー供給の推移	4
図 S.2-4 バングラデシュの発電用燃料投入量	5
図 S.3-1 GDP 成長シナリオ	6
図 S.3-2 3つの技術進歩シナリオの比較	10
図 S.3-3 部門別最終エネルギー消費量	11
図 S.3-4 エネルギー源別エネルギー消費量	11
図 S.3-5 電源構成の見通し(発電量：TW h)	12
図 S.4-1 電源構成の見通し(設置容量：GW):PP2041	13
図 S.4-2 230kV 地下ケーブルルートの例	13
図 S.4-3 一次エネルギー供給の見通し	14
図 S.4-4 天然ガス需要見通し	15
図 S.4-5 天然ガスの生産見通し	15
図 S.4-6 今後の LNG 輸入ターミナルの必要度	16
図 S.4-7 石油需要見通し	17
図 S.4-8 石炭需要見通し	18
図 S.4-9 石炭需給バランスの見通し	18
図 S.4-10 クリーンエネルギーの供給見通し	19
図 S.4-11 エネルギー別 CO ₂ 排出量の見通し	20
図 1.1-1 バングラデシュの最終エネルギー消費の推移	1
図 1.2-1 調査実施体制	3
図 1.2-2 調査作業の流れ	3
図 2.1-1 バングラデシュの一次エネルギー供給推移	5
図 2.1-2 バングラデシュの部門別天然ガス消費	6
図 2.1-3 バングラデシュの部門別石油製品消費	6
図 2.1-4 Ministry of Power, Energy and Mineral Resources 組織図	8
図 2.2-1 バングラデシュにおける電力需要の推移	9
図 2.2-2 年間最大電力需要：電力マスタープラン想定と実勢	9
図 2.2-3 バングラデシュの電源構成（エネルギー投入量）の推移	10
図 2.3-1 エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーのシェア（2030） ..	15
図 2.3-2 ガス供給シナリオ	17

図 2.3-3 BPC の関係会社組織図	17
図 2.3-4 NDC における排出削減量の変遷	20
図 3.1-1 部門別最終エネルギー消費	25
図 3.1-2 GDP 原単位：GDP 当たりの一次エネルギー消費 - バングラデシュ	26
図 3.1-3 EE&C Implementation Roadmap (2015-30)	27
図 3.2-1 産業部門の最終エネルギー消費量	29
図 3.2-2 プログラムごとの目標達成率	32
図 3.3-1 バングラデシュの輸送網	33
図 3.3-2 輸送部門のエネルギー消費	34
図 3.3-3 自動車登録台数の推移	35
図 3.3-4 道路部門の燃料別消費量の推移	35
図 3.4-1 部門別最終エネルギー消費量の推移	38
図 3.4-2 家庭部門における一人当たりのエネルギー消費量	39
図 3.4-3 商業部門の一人当たりエネルギー消費量	39
図 3.4-3 バングラデシュと世界におけるエアコン普及率	41
図 4.1-1 エネルギー需要見通しモデルの構造	45
図 4.1-2 エネルギーモデルシステム	46
図 4.1-3 GDP 成長ケース	47
図 4.1-4 一人当たり実質 GDP 成長(1,300 米ドル/人達成後)	47
図 4.1-5 最終エネルギー消費(部門別)	51
図 4.1-6 最終エネルギー消費(エネルギー源別)	52
図 4.1-7 CO ₂ 原単位に関する三シナリオの比較	53
図 4.2-1 最終エネルギー消費(部門別)	54
図 4.2-2 エネルギー需要見通し(産業部門)	55
図 4.2-3 エネルギー需要見通し(道路部門)	56
図 4.2-4 エネルギー需要見通し(その他運輸部門)	56
図 4.2-5 エネルギー需要見通し(家庭部門)	57
図 4.2-6 エネルギー需要見通し(商業部門)	58
図 4.2-7 エネルギー需要見通し(農業部門)	58
図 4.2-8 エネルギー需要見通し(非エネルギー部門)	59
図 4.2-9 最終エネルギー消費(エネルギー源別)	59
図 4.3-1 発電電力量	61
図 4.3-2 発電量ミックス	62
図 4.3-3 従前の電力システムマスタープランとの比較	62
図 4.4-1 一次エネルギー供給	63
図 4.4-2 従前の天然ガスマスタープランとの比較	65

図 4.4-3 エネルギー起源 CO ₂ 排出量(エネルギー源別)	65
図 5.2-1 最大電力需要の想定	69
図 5.2-2 2050 年までの日負荷曲線の推定	69
図 5.2-3 Roof-top Solar が日負荷曲線に与える影響	70
図 5.2-4 LOLE と予備率の関係	71
図 5.3-1 各種発電設備の発電原価	73
図 5.3-2 ガス火力および石炭火力における H ₂ および NH ₃ 混焼導入への提案	75
図 5.3-3 ガスタービン(GT)の変遷	77
図 5.3-4 火力発電システムの最低負荷と負荷変化率	78
図 5.3-5 H ₂ 混焼 GTCC 発電システム構成図	78
図 5.3-6 石炭火力の NH ₃ 混焼導入に向けた提案	79
図 5.3-7 エネルギーセキュリティへの配慮	80
図 5.3-8 近隣諸国との電力取引	81
図 5.4-1 電源開発計画の概要 (PP2041)	83
図 5.4-2 発電設備量の構成 (PP2041)	83
図 5.4-3 供給原価と発電電力量の構成比率 (PP2041)	84
図 5.4-4 CO ₂ 排出量の変化 (PP2041)	84
図 5.4-5 Clean energy 比率の推移 (PP2041)	85
図 5.4-6 セクター別発電容量の比率 (PP2041)	85
図 5.4-7 各地域における供給力内訳 (PP2041)	86
図 5.4-8 石炭火力の設備量と発電原価の関係	87
図 5.4-9 石油火力の設備量と発電原価の関係	87
図 5.4-10 電源開発計画の概要 (In-Between)	90
図 5.4-11 発電設備量の構成 (In-Between)	90
図 5.4-12 供給原価と発電電力量の構成比率 (In-Between)	91
図 5.4-13 CO ₂ 排出量の推移 (In-Between)	91
図 5.4-14 Clean Energy 比率の推移 (In-Between)	92
図 5.4-15 セクター別の発電容量の比率 (In-Between)	92
図 5.4-16 各地域における供給力内訳 (In-Between)	93
図 5.5-1 ZONE1,3 からの送電電力の推移	97
図 5.5-2 230kV 地中系統単線結線図	98
図 5.5-3 230kV 地中ケーブルルート例	98
図 5.5-4 電力輸入と連系点	99
図 5.6-1 各社別最大需要推移(33kV レベル)	102
図 5.6-2 ルーフトップソーラー導入状況	105
図 6.2-1 天然ガス需要見通し	112

図 6.2-2 国産天然ガス生産見通し	116
図 6.2-3 Matarbari 港開発計画.....	118
図 6.2-4 LNG 輸入基地の必要量.....	119
図 6.2-5 天然ガスパイプライン・ネットワーク計画	120
図 6.2-6 LNG によるバーチャルパイプライン.....	122
図 6.3-1 部門別石油需要見通し.....	124
図 6.4-1 石炭需要見通し	127
図 6.4-2 シナリオ別石炭生産見通し.....	129
図 6.4-3 石炭の需給バランス見通し.....	130
図 6.5-1 クリーンエネルギー供給の見通し	133
図 7.1-1 今後の発電容量に対する必要投資額.....	142
図 7.1-2 計画期間別の電源開発投資計画.....	142
図 7.2-1 計画時期別の必要投資額	146
図 7.2-2 石油セクターの所要投資額.....	148
図 7.2-3 国内炭鉱開発の投資額見込み	149
図 7.4-1 発電コストと電源別構成	151
図 9.3-1 イーノティのトップ画面	186
図 9.3-2 エネバラ作成手順.....	196
図 9.3-3 NDC の更新についての提案	200

表 目次

表 S.3-1 エネルギー価格見通し	6
表 S.3-2 エネルギー需要予測のためのシナリオ設定	7
表 S.3-3 技術進歩の想定（需要側）	8
表 S.3-3 技術進歩の想定（供給側）	9
表 S.4-1 石油供給施設計画	17
表 S.4-2 部門別・ガス別 GHG 排出量の見通し	20
表 2.3-1 PP2014 の経済成長と貧困に関する目標	13
表 2.3-2 第 8 次五か年計画における GDP 成長見通し	14
表 2.3-3 PP2041 におけるエネルギー・電力関係の主要目標	15
表 2.3-4 燃料別発電単価	18
表 2.3-5 バングラデシュの再生可能エネルギー政策：2008-2022	19
表 2.3-6 PSMP2016 の再生可能エネルギー導入目標	19
表 2.3-7 NDC における 2030 までの再エネ導入目標	20
表 2.3-8 考えられる緩和措置：NDC 2021	21
表 2.3-9 ムジブ気候繁栄計画の概要	22
表 2.3-10 シナリオ別の再生可能エネルギーシェアとエネルギー原単位の削減 ..	23
表 3.2-1 エネルギー管理プログラム	30
表 3.2-2 UNFCCC レポートにおけるエネルギー管理に関する将来のカバー率の 想定：産業部門 Industry Sector	31
表 3.3-1 バングラデシュの車種別登録自動車台数	35
表 3.4-1 家庭・商業分野の EE&C プログラム EECMP2016	40
表 3.4-2 EES&L の実施状況	41
表 3.4-3 EES&L 政策の実施を加速させるためのアクション	42
表 3.5-1 部門別最終エネルギー消費量（FY2019-2020）	44
表 4.1-1 国際エネルギー価格見通し	48
表 4.1-2 エネルギー需要見通しに関するシナリオアプローチ	49
表 4.1-3 技術想定：産業・道路・家庭・商業部門	50
表 4.1-4 技術想定：発電部門	50
表 4.2-1 最終エネルギー消費(部門別)	54
表 4.2-2 最終エネルギー消費(エネルギー源別)	60
表 4.3-1 電力供給見通し	60
表 4.4-1 一次エネルギー供給	64
表 5.2-1 最大電力需要の見通し	68

表 5.2-2	必要供給予備率	71
表 5.2-3	供給予備率の目標	72
表 5.3-1	再生可能エネルギー発電の導入計画	73
表 5.3-2	原子力開発計画	75
表 5.3-3	各種火力発電システムの導入プラン(2041年時点)	76
表 5.4-1	PP2041における電源開発計画の概要	82
表 5.4-2	各シナリオの構成比率	88
表 5.4-3	シナリオ比較の結果	88
表 5.4-4	In-Betweenにおける電源開発計画の概要	89
表 6.1-1	一次エネルギー供給計画	111
表 6.2-1	天然ガス需要見通し	114
表 6.2-2	天然ガス国内生産見通し	116
表 6.2-3	天然ガス需給バランスの見通し	117
表 6.2-4	LNG 輸入基地計画	118
表 6.3-1	部門別石油需要見通し	123
表 6.3-2	BPC の需要見通し	124
表 6.3-3	石油製品別需要	125
表 6.3-4	石油供給計画	125
表 6.3-5	油槽所建設計画	126
表 6.4-1	石炭需要見通し	128
表 6.4-2	石炭火力建設計画と石炭消費量	128
表 6.4-3	石炭生産のケーススタディ	129
表 6.4-4	石炭需給の見通し	130
表 6.4-5	国内炭と輸入炭の比較	130
表 6.5-1	一次エネルギー中のクリーンエネルギー	132
表 6.5-2	クリーンエネルギー供給計画	133
表 6.6-1	主要なエネルギー供給インフラ整備の工程表	137
表 7.1-1	今後の発電能力の増強量：ATS-PP2041	141
表 7.1-2	今後の各年の電源開発投資額（ATS-PP2041 ケース）	143
表 7.1-3	今後の発電能力の増強量（ATS-In Between ケース）	143
表 7.1-4	今後の各年の電源開発投資額（ATS-In Between ケース）	144
表 7.1-5	送電部門において必要となる投資	144
表 7.2-1	主要な天然ガス輸入プロジェクト	145
表 7.2-2	主要な天然ガス供給網整備プロジェクト	145
表 7.2-3	天然ガス・LNG 分野における必要投資額	146
表 7.2-4	製油所拡張計画	147

表 7.2-5 石油製品輸入基地計画.....	147
表 7.2-6 石油製品パイプライン計画.....	147
表 7.2-7 石油部門の所要投資額.....	148
表 7.2-8 国内炭鉱の開発	149
表 7.3-1 エネルギー・インフラ所要投資額の見込み	150
表 7.4-1 天然ガスの供給源別コスト単価.....	151
表 7.4-2 バングラデシュにおける天然ガス供給コスト見通し.....	152
表 7.4-3 発電用の水素・アンモニアのコスト.....	152
表 8.1-1 SEA スコーピングにおけるエネルギーおよび電力インフラ開発に係る環境・社会影響.....	159
表 8.2-1 エネルギー見通しに関するシナリオアプローチ	159
表 8.2-2 エネルギー見通しシナリオの比較（代替分析）	161
表 8.4-1 戦略的環境目標（SEO）	163
表 8.6-1 エネルギー・電源開発の種類別累積影響 1.....	166
表 8.7-1 エネルギーおよび電力システム開発のタイプ別の影響、発生源、緩和策	169
表 8.8-1 環境社会モニタリング対策、情報源、頻度、責任機関 2.....	172
表 8.9-1 第3回ステークホルダー会議でのコメントと対応 3	174
表 9.2-1 セクター別省エネポテンシャル.....	182
表 9.2-2 省エネロードマップ：アップデート版.....	183
表 9.3-1 National Energy Balance Table FY2019-20.....	187
表 9.3-2 データ提供会社	188
表 9.3-3 回収データの集約：2018-19年度（電力）	189
表 9.3-4 産業サブセクター別電力需要	190
表 9.3-5 回収データの集約：2018-19年度（ガス）	190
表 9.3-6 産業サブセクター別ガス需要	191
表 9.3-7 回収データの集約：2018-19年度（石油）	192
表 9.3-8 石油製品別需要：2018-19年度.....	192
表 9.3-9 エネルギー消費調査で明らかになった課題と対策	193
表 9.3-10 国家インベントリと IEPMP でのエネルギーデータ収集の比較.....	197
表 9.3-11 セクター別・ガス別 GHG 排出量（MtCO ₂ e）	199

略語表

略語	詳細表記
ADB	Asian Development Bank
AFVs	Alternative Fuel Vehicles
AGC	Automatic Generation Control
AID2020	Automobile Industry Development Policy 2020
APSCL	Ashuganj Power Station Company Ltd.
ASEAN	Association of South East Asian Nations
ATS	Advanced Technology Scenario
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company Limited
BAU	Business as Usual
BBS	Bangladesh Bureau of Statistics
Bcm	Billion cubic meters
Bcf	Billion cubic feet
BCMCL	Barapukuria Coal Mine Company Limited
BD	Barrels per Day
BDP 2100	Bangladesh Delta Plan 2100
BEEER	Building Energy Efficiency & Environment Rating
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BGDCL	Bakhrabad Gas Distribution Company Ltd
BNBC	Bangladesh National Building Code
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BREB	Bangladesh Rural Electrification Board
BRT	Bus Rapid Transportation
Btu	British thermal unit
CAF	Central Asian Flyway
CAPEX	Capital Expenditure
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage (Sequestration)
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
CFL	Compact Fluorescent Lamp
CHP	Combined Heat and Power

CIF	Cost, Insurance and Freight
CNG	Compressed Natural Gas
COP	Conference of Parties
CP	Contract Price (of Saudi Arabian LPG)
CPGCBL	Coal Power Generation Company Bangladesh Limited
CSR	Corporate Social Responsibility
CT	Carbon Tax
DAS	Distribution Automation System
DCI	Decarbonization Index (CO ₂ /TPES)
DCPL	Dhaka Chittagong Pipeline
DES	District Energy System
DES	Delivered ex-ship
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Limited
DFI	Development Finance Institution
DMINB	Dhaka Mahanagar Imarat Nirman Bidhimala
DMS	Distribution Management System
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Limited
EAAF	East Asian-Australasian Flyway
ECA	Environmental Conservation Act
ECA	Ecologically Critical Areas
ECAs	Export Credit Agencies
EDMC	Energy Data and Modelling Center, IEEJ
EE&C, EEC	Energy Efficiency and Conservation
EECMP	Energy Efficiency and Conservation Master Plan
EEI	Energy Efficiency Index (TPES/GDP)
EES&L	Energy Efficiency Standards and Labelling
EEV	Energy Efficient Vehicle
EHS, SHE	Environment, Health and Safety; Safety, Health and Environment
EIA	Environment Impact Assessment
EMP	Environment Management Plan
EMRD	Energy and Mineral Resources Division
EMS	Energy Management System
ERL	Eastern Refinery Limited
ESCO	Energy Service Company
ESG	Environmental, Social and Governance

ESMP	Environmental and Social Management Plan
ETS	Emission Trade Scheme
EV	Electric Vehicle
FEED	Front End Engineering and Design
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FGMO	Free Governor Mode of Operation
FID	Final Investment Decision
FIT	Feed in Tariff
FLNG	Floating LNG
FREL	Forest Reference Emission Level
FS	Feasibility Study
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
FSU	Floating Storage Unit
GDP	Gross Domestic Product
GHG	Greenhouse Gas
GHP	Gas Heat Pump
GIIP	Gas Initially In-Place
GIS	Geographic Information System
GSMP 2017	The Gas Sector Master Plan Bangladesh 2017
GT	Gas Turbine
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle
GTL	Gas to Liquids
GWh	Giga Watt Hours
HCU	Hydrocarbon Unit
HDTs	Heavy Duty Trucks
HDV	Heavy Duty Vehicle
HGA	Host Government Agreement
HSD	High Speed Diesel
HTGR	High Temperature Gas-cooled Reactor
IBFPL	India Bangladesh Friendship Pipeline
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
ICE	Internal Combustion Engine
IDA	International Development Association
IDCOL	Infrastructure Development Company Limited
IEA	International Energy Agency

IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IEEUV	Imported Energy Efficient Used Vehicle
IEPMP	Integrated Energy and Power Master Plan
IFC	International Finance Corporation
IHS CERA	IHS Cambridge Energy Research Associates, Inc.
IMF	International Monetary Fund
IMO	International Maritime Organization
INDCs	Intended Nationally Determined Contributions
IOC	International Major Oil Company
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
ISO	International Organization for Standardization
IT	Information Technology
ITS	Intelligent Transportation System
JCC	Japan Crude Cocktail (Average custom clearance price of crude oil)
JGTDSL	Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Ltd
JICA	Japan International Cooperation Agency
JKM	Japan/Korea Marker (of LNG price)
JLC	Japan LNG Cocktail (Average custom clearance price of LNG)
JOCL	Jamuna Oil Company Limited
KGDCL	Karnaphuli Gas Distribution Company Ltd
Kgoe	Kilogram oil equivalent
Ktoe	Thousand tons oil equivalent
LBM	Liquefied Bio Methane
LCOE	Levelized Cost of Electricity
L-CNG	LNG-based Compressed Natural Gas (Service Station)
LDC	Least Developed Country
LEED	Leadership in Energy and Environment Design
LGV	Light Goods Vehicle
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLE	Loss-of-Load Expectation
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LPV	Light Passenger Vehicle
LWR	Light-Water (nuclear) Reactor

MCCP	Mujib Climate Prosperity Plan (MCCP-M: MCCP Maximized)
MDMC	Multi Divided and Multi Connected
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
MM	Million
MMBtu	Million BTU
MMcfd	Million cubic feet per day
MN	Methane Number
MOEF	Ministry of Environment, Forest and Climate Change
MPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
MPL	Meghna Petroleum Limited
MRT	Mass Rapid Transit
Mt	Million tonnes
MtCO _{2e}	Million tons of CO ₂ Equivalent
MTG	Methanol to Gasoline
Mtoe	Million tons oil equivalent
MTPA	Million Tons Per Annum
MW	Mega Watts
MWh	Mega Watt hours
NACOM	Nature Conservation Management
NBP	National Balancing Point (of UK)
NBR	National Board of Revenue
NC	National Communication
NDC	Nationally Determined Contributions
NEP	National Environment Policy
NESCO	Northern Electricity Supply Company Limited
NLDC	National Load Dispatch Center
NG	Natural Gas
NGV	Natural Gas Vehicle
NO _x	Nitrogen Oxide
NPV	Net Present Value
NWPGCL	North-West Power Generation Company Ltd.
NZS	Net-zero Scenario
O&M	Operation and Maintenance
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries

OPEX	Operating Expenditure
PD	Power Division
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PGCL	Pashchimanchal Gas Company Ltd
PHD	Propane Dehydrogenation
PLDV	Passenger Light Duty Vehicle
PM	Particulate Matter
PNG	Piped Natural Gas, Pipeline Natural Gas
POCL	Padma Oil Company Limited
PP 2041	Perspective Plan (of Bangladesh 2021 -) 2041
PS	Performance Standards
PSC	Product Sharing Contract
PSMP	Power System Master Plan
PV	Photovoltaics
R&D	Research and Development
RE	Renewable Scenario (RE10:10% Renewable Scenario)
REB	Rural Electrification Board
REF	Reference Scenario
RERED-II	Rural Electrification and Renewable Energy Development II (World Bank)
RES	Renewable Energy Sources
RLNG	Regasified LNG
RPCL	Rural Power Company Limited
RPGCL	Rupantarita Prakritik Gas Company Limited
RPS	Renewable Portfolio Standard
S&L	Standards and Labelling
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCFD	Standard Cubic Feet per Day
SDGs	Sustainable Development Goals
SEA	Strategic Environment Assessment
SEO	Strategic Environmental Objectives
SESMP	Strategic Environmental and Social Management Plan
SEZ	Special Economic Zone
SGCL	Sundarban Gas Company Ltd

SGFL	Sylhet Gas Fields Limited
SID	Statistics and Informatics Division
SMDS	Shell Middle Distillate Synthesis
SMR	Single Mixed Refrigerant
SMR	Small Modular Reactor
SO _x	Sulphur Oxide
SPA	Sale and Purchase Agreement
SPM	Single Point Mooring
SREDA	Sustainable and Renewable Energy Development Authority
SS	Service Station
Tcf	Trillion cubic Feet
TGTDCL	Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd
TOE	Ton(s) Oil Equivalent
TPES	Total primary energy supply
TRBS	Trucks and Buses
UNECE	UN Economic Commission for Europe
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNPRI	United Nations Principles for Responsible Investment
USC	Ultra-Supercritical pressure thermal power plant
USGBC	U.S. Green Building Council
VP	Virtual Pipeline
VRE	Variable Renewable Energy
WMA	Wildlife Management Area
WTI	West Texas Intermediate
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited
3Es plus S	Energy Security, Economic Efficiency, Environment and Safety
8FYP	8th Five Year Plan July 2020 – June 2025

エグゼクティブサマリー

1. 序論

1.1 調査の背景

バングラデシュ人民共和国（以下、「バングラデシュ」という）は独立 70 周年にあたる 2041 年に高所得国入りを目指すとする Vision 2041 を掲げて経済開発を積極的に進めており、これが実現すれば同国の経済規模は現在の 5 倍以上に拡大する。これに伴い、エネルギー需要も大きく増加すると見込まれる。地球環境問題への関心が世界的に高まる中、2021 年に開催された COP26 において、バングラデシュは電源構成におけるクリーンエネルギー比率を 40%に引き上げるとの目標を宣言した¹。これを受けて、本マスタープランでは安定的かつ手の届く価格でのエネルギー供給を柱とする低炭素経済の確立を目指している。

最近のこのような動きをもとに、バングラデシュでは電力システムマスタープラン（Power System Master Plan 2016: PSMP2016, Revisiting Power System Master Plan 2016: Revisiting PSMP2016）、省エネルギーマスタープラン（Energy Efficiency and Conservation Master Plan 2016: EECMP2016）およびガスセクターマスタープラン（Gas Sector Master Plan 2017: GSMP2017）などの既存の各種長期計画を見直して総合的な国家計画として取りまとめ、具体的かつ実効性のある開発ロードマップを策定しようとの機運が高まってきた。このためバングラデシュ政府は低・脱炭素社会の実現に向けた中長期エネルギー政策の確立を視野に置いた統合エネルギー・電力マスタープラン策定の支援を我が国に要請した。これを受けて、国際協力機構（JICA）は事業内容を協議し、2021 年 3 月 14 日に電力エネルギー鉱物資源省との間で協議議事録（R/D）の署名を行った。

この合意に基づき、本調査では、バングラデシュの持続可能な開発の達成のために必要となるクリーンで効率的なエネルギー需給システム構築の実現を視野においた統合エネルギー・電力マスタープラン案を策定することになった。

1.2 調査の目的

本調査の目的は、バングラデシュの持続可能な開発の達成のために必要となるクリーンで効率的なエネルギー需給システム構築の実現を視野においた統合エネルギー・電力マスタープラン案を策定することである。本調査では、以下のように「S+3E」、即ち安全とエネルギー安全保障、経済的効率性、持続的な環境とを柱とする 2050 年までの長期エネルギー計画案を策定した。

- 1) Safety : エネルギーを安全で安定的に供給する。
- 2) Energy Security : 国産エネルギーの最大限の拡大を図るとともに安定的なエネルギー輸入インフラを確保する。

¹ https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BANGLADESH_cop26cmp16cma3_HLS_EN.pdf

- 3) **Economic Efficiency** : 便利で近代的なエネルギーをできるだけ安いコスト、手の届く価格で提供する。
- 4) **Environmental Sustainability** : 健全な環境を保全し、温室効果ガス (GHG) の排出をできる限り低く抑える。

1.3 対象地域

バングラデッシュ全国

1.4 関係省庁・機関

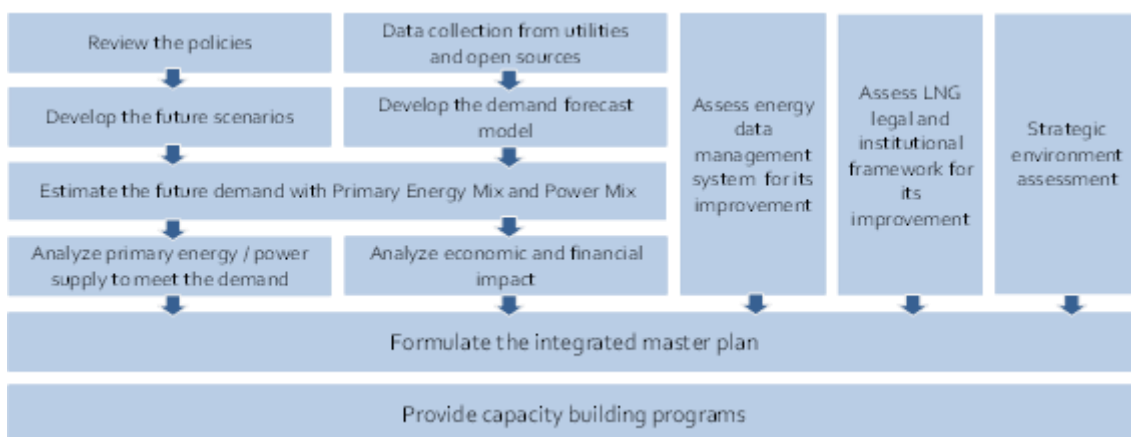
主管官庁 : 電力・エネルギー・鉱物資源省 (Ministry of Power, Energy and Mineral Resources)

実施機関 : エネルギー・鉱物資源局 (Energy and Mineral Resources Division)、電力局 (Power Division)

上記の他に計画策定に係る具体的な作業や分析を行う **Technical Working Group**、関係機関・他省庁の意見調整等を行う **Steering Committee**、本調査の意思決定を行う **Joint Coordination Committee** が組織された。

1.5 調査内容

図 S.1-1 に調査作業の流れを示す。まずデータ収集を実施し、これに続いて長期エネルギー需要見通し案を 2022 年 7 月までに作成した。次に、電力エネルギー省や幅広い関係者との協議やコメントを織り込んで、メインシナリオを設定し、これに基づき社会環境配慮の検討を進めつつ、電源構成や一次エネルギー構成を検討した。これらの分析をもとに本マスタープラン報告書ドラフトを作成し、C/P との検討会 (**Retreat meeting**) を 10 月と 11 月の 2 回にわたって開催し、内容の見直しと更新を行った。



出所 : IEPMP 調査団

図 S.1-1 調査作業の流れ

2. エネルギーセクターの現状と課題

2.1 エネルギー需要

Bangladesh の一人当たりエネルギー消費は 2020-21 年には石油換算 331kgoe/年で、世界平均 (1,801kgoe/2020 年) の 1/5 以下であった²。このうち、在来型の薪と国産資源である天然ガスとで半分以上を占め、電気と自動車燃料のガソリン・軽油がこれに続いている。2020-21 年の一人当たり電力消費量は 560kWh と 2020 年の世界平均 (3,212Wh) の 17.4%にとどまっているが³、経済発展と生活の質の向上を図る重要なドライバーとして、今後急速な需要増加が起これと予想される。

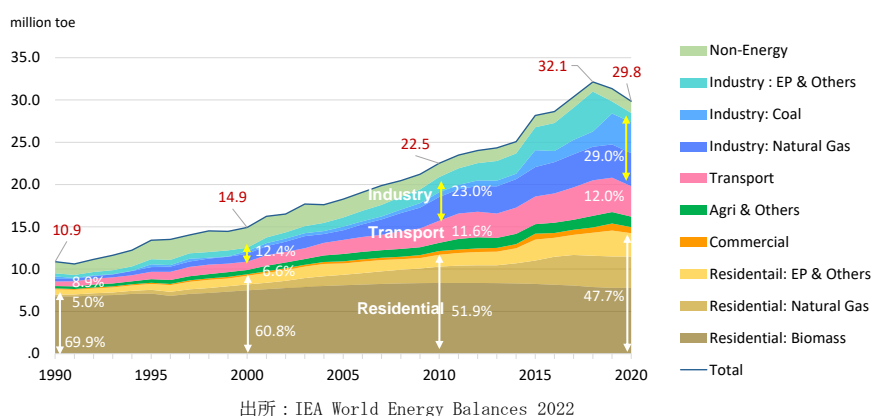


図 S.2-1 バングラデシュの最終エネルギー消費の推移

Bangladesh では民生部門が最大のエネルギー消費セクターであるが、近年その比率は低下傾向にある。民生部門では 2020 年に総エネルギー消費量の 48%を消費し、そのうちの 55%は薪を中心とする在来型バイオマスであった。天然ガスは 26%、電気は 19%で、増加を続けている。民生部門と商業部門の都市ガスには政府が規制をかけているため、家庭で使用する燃料の薪からの転換で LPG の輸入が急速に増えている。これらの部門の近代化を進めるにあたっては、総合的な都市計画とも連携をとりつつ、都市ガス、LPG、電気の適切なバランスを図ることが望まれる。2 番目に消費の大きいのは産業部門で 29%を消費している。そこでは主に天然ガス (45%) と石炭 (42%) が使用されており、電力消費はまだ 12%と少ないものの増加を続けている。 Bangladesh では自家用車の普及が進んでいないこともあって輸送部門のエネルギー消費は比較的少ないが、先行諸国の例にもみられるように、今後は相当大規模な増加が起これる可能性がある。本マスタープランでは電気自動車の導入を積極的に進める方針を掲げ、2050 年には電気自動車比率を乗用車では 40%に、トラック・バスでは 10%に引き上げることを目標としている。それにも関わらず、輸送需要の高まりとともに石油需要は高い伸びを続けると思われる。なお、農業部門では灌漑用ポンプの駆動用にかかなりの量の軽油が使用されている。

² Bangladesh の実績は Hydrocarbon Unit “Energy Scenario of Bangladesh 2020-21”、世界平均は IEA World Energy Balances 2022。一人当たり電力消費量も同じ。

³ Bangladesh の実績は発電量、世界平均は電力消費量。

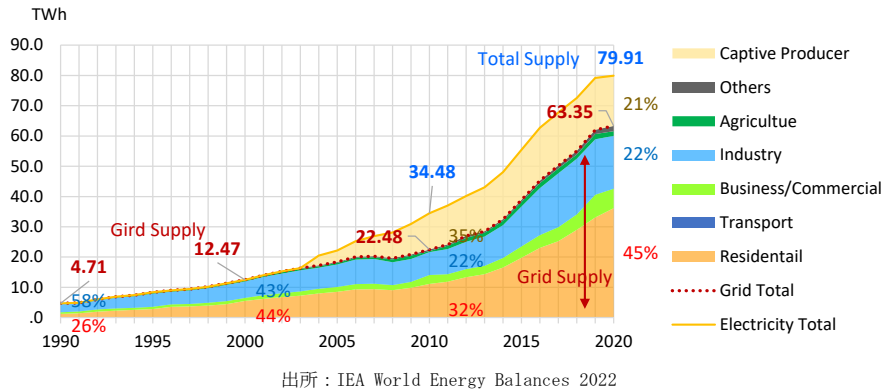


図 S.2-2 バングラデシュの電力消費の推移

2020年の電力消費はエネルギー総消費量の23%を占め、その45%を家庭での消費が占める一方、系統からの産業向け販売と自家発を合わせた産業分野での使用が43%を占めている。電力需要は、2019年には一時的に大きく増加したが、2020年にはCovid-19の影響を受けて下振れした。長期的には、経済成長に伴って着実に増加すると見込まれる。

2.2 エネルギー供給

近年まで、バングラデシュにおけるエネルギー利用は国産エネルギーを柱とする小規模なシステムで、国産の在来型バイオマス（主に薪）と天然ガスが一次エネルギー供給の3/4以上を占めていた。エネルギーの輸入は輸送用燃料が中心の石油と少量の石炭にとどまり、輸入比率は20%以下にとどまっていた。しかしながら、天然ガスの生産に頭打ちの傾向がみられ、電力やエネルギーの供給に深刻な影響を与えることが懸念されたため、2018以降LNGと石炭の輸入が拡大している。輸入比率は、2020年には33.1%に達した。国産エネルギーの増産が俄かには期待できないなか、今後はエネルギーの輸入が急拡大すると予想される。また、経済成長と国民生活の向上を支える上で基幹エネルギー・インフラの整備は必要不可欠であるが、地球環境問題への対策を進める上でも、効率的なエネルギー利用の推進と低炭素化技術の導入とが同時進行を図るべき重要な課題である。

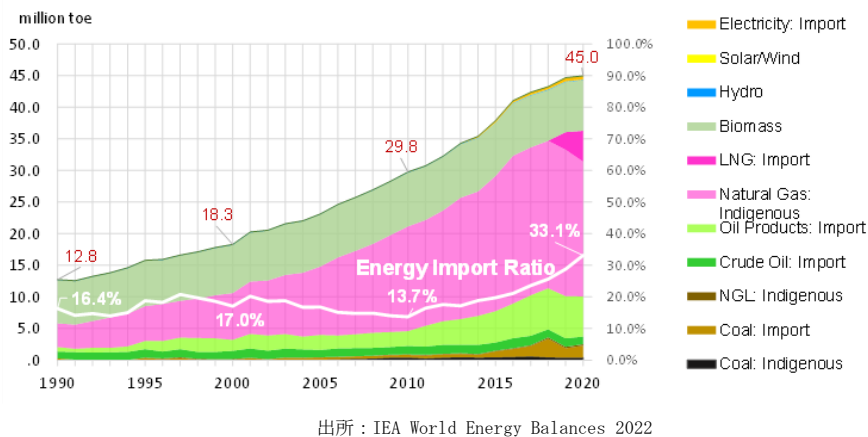
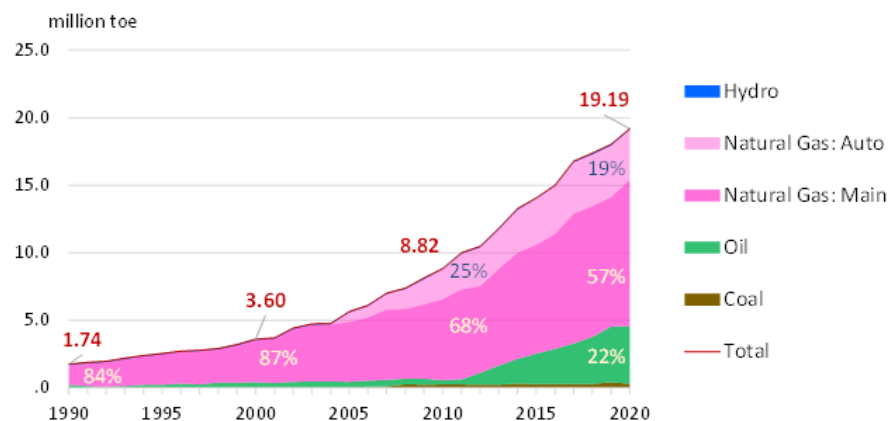


図 S.2-3 バングラデシュの一次エネルギー供給の推移

現在、発電量の大半は天然ガスで賄われており、系統と自家発を合わせると全発電量の75%に及んでいる。小型発電機による天然ガス・石油のデュアル運転も必要に応じ行われている。地方部では軽油を使用する小型発電機が利用されている例もある。石炭では2006年に山元発電がスタートし、2020年には輸入炭を使用する石炭火力がパイラで稼働した。国土が大河の河口域に位置しているため水力発電の利用はごく僅かにとどまっている。



出所：IEA World Energy Balances 2022

図 S.2-4 バングラデシュの発電用燃料投入量

3. エネルギー需要見通し

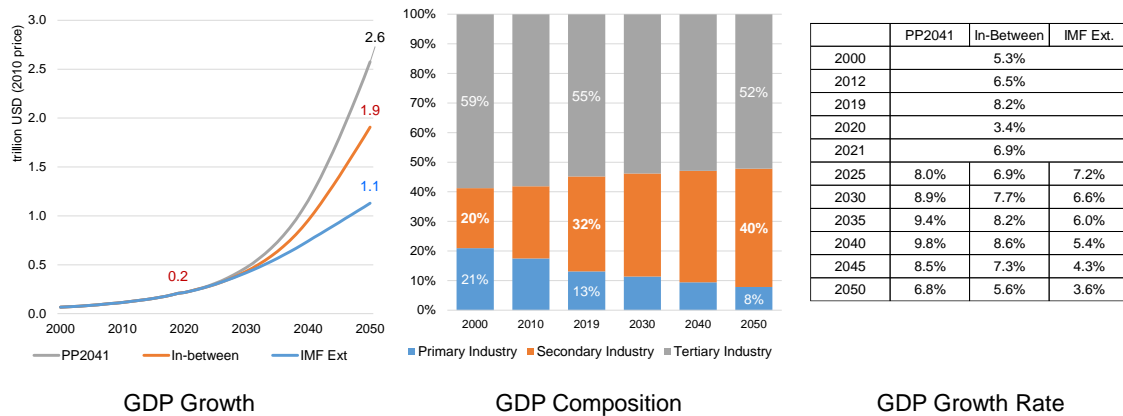
3.1 方法論と前提条件

エネルギー需要予測に使用するため、計量経済モデルを構築した。エネルギー消費関数は部門ごとに、GDP、エネルギー価格、その他関連する要素に関連付け、過去のデータを用いて回帰分析により推定した。エネルギーデータに関しては主に IEA 統計を利用している。次に、このようにして得られた消費関数に GDP、エネルギー価格シナリオ、その他の要素などの想定値を外生変数として投入し、エネルギー需要を推定した。この過程では GDP 成長率、人口増加率、技術進歩の速度などに代表される経済成長見通しが大きな影響をもつ。これらの前提条件の検討を行ったのはコロナの流行開始後だが、概ね下記のような内容である。

1) GDP の想定

GDP の将来見通しについては下記の3ケースを想定した。

- a. PP2041 ケース：今後発展を加速して2041年までに高所得国入りを目指すという野心的な経済成長を想定している PP2041 の経済見通し
- b. IMF Extension ケース：比較的穏やかな成長を見込んでいる IMF の世界経済展望をさらに将来まで延長した見通し
- c. In-Between ケース：上記2ケースの中間のケースで、堅実な経済成長を見込むもの。



出所：IEPMP 調査団

図 S.3-1 GDP 成長シナリオ

本マスタープランでは、現在の国家発展計画のベースとなっている PP2041 GDP ケースをメインケースとして採用し、参考ケースとして In-Between GDP ケースも試算することとした。

2) 人口成長

Vision 2041 の長期見通しを基本的に採用した。これによれば、バングラデシュの人口は 2019 年の 1.63 億人から 2030 年には 1.91 億人、2041 年には 2.10 億人、2050 年には 2.14 億人に増加し、この間の平均成長率は年率 0.9%となる。ただし、人口増加速度は将来次第に減速する。

3) エネルギー価格

IEPMP 調査団では 2021 年版 IEA 世界エネルギー見通しをベースとした価格シナリオを採用した。エネルギー価格は、3.2 で説明する 3 つの技術発展シナリオに沿って別々に想定した。本マスタープランの中心シナリオである ATS では、2020 年から 2030 年にかけて経済がコロナ禍から回復するのに伴い国際石油価格も上昇すると想定している。天然ガス価格は 2021 年に上昇したが、長期的には先進国の化石燃料消費が減少に向かうのに伴い天然ガス需要も減少し、市場は沈静化に向かうと考えられる。水素とアンモニアの国際価格は調査団の想定によるもので、長期的には低下傾向をたどると予想している。

表 S.3-1 エネルギー価格見通し

実質価格

	Oil (US\$/bbl)			Coal (US\$/tonne)			Natural Gas (US\$/MBtu)			Hydrogen (US\$/Nm ³)	Ammonia (US\$/tonne)
	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	All scenarios	All scenarios
	2020	41.3			60.8			8.3			-
2030	77.0	66.5	56.0	77.0	72.0	67.0	8.5	7.0	5.4	0.28	300
2041	83.1	67.9	52.7	73.2	69.0	64.8	8.7	7.0	5.3	0.23	278
2050	88.0	69.0	50.0	70.0	66.5	63.0	8.9	7.1	5.3	0.20	250

名目価格

	Oil (US\$/bbl)			Coal (US\$/tonne)			Natural Gas (US\$/MBtu)			Hydrogen (US\$/Nm3)	Ammonia (US\$/tonne)
	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	All scenarios	All scenarios
	2020	41.3			60.8			8.3			-
2030	108.2	93.4	78.7	108.2	101.2	94.1	11.9	9.8	7.6	0.39	409
2041	163.9	134.0	104.0	144.4	136.1	127.9	17.2	13.9	10.5	0.45	531
2050	229.4	179.9	130.3	182.5	173.4	164.2	23.2	18.5	13.8	0.50	632

出所：IEPMP 調査団。IEA World Energy Outlook 2021 をベースに想定

3.2 技術進歩に関するシナリオ

本マスタープランの方向や目標を導き出すエネルギー関連の技術や政策の進展については、次の3つのシナリオを想定した。

- リファレンスシナリオ（REF）：エネルギー消費は過去の動向に沿って進展するとするいわゆる現状維持シナリオ。技術進歩や生活水準の改善はこれまでと同じようなペースで進展する。
- 技術進展シナリオ（ATS）：実現性が高く手の届く価格で入手できる省エネやクリーンエネルギーをできる限り導入し、十分な量の安定したエネルギーを確保しつつ、エネルギー起源の GHG 排出量を最小限に抑える。
- ネットゼロシナリオ（NZS）：このシナリオの下では、バングラデシュはあらゆる手段を動員し、それでも不十分であればエネルギー消費を減らして、2050 年までにエネルギー起源の GHG 排出量をネットゼロとするが、バングラデシュ経済の発展と NZS の困難さを考慮するとネット・ゼロ・エミッションに到達する目標年は 2070 年以降になることに留意すべきである。

表 S. 3-2 エネルギー需要予測のためのシナリオ設定

	Reference Scenario (REF)	Advanced Technology Scenario (ATS)	Net Zero Scenario (NZS)
Characteristics	The past trends will continue based on the existing energy and environmental policies. Radical changes will not take place on energy efficiency and low carbonization policies.	Energy and environmental policies to ensure stable energy supply and strengthen climate action will be successful to a certain extent. Introduction of advanced technologies will progress.	Greenhouse gas emissions will be net zero in 2050. The transition path toward 2050 is estimated by backcasting approach.
Policy	Progressively strengthen low-carbon policies as observed in the past developments.	Significant progress in international cooperation along with strengthening domestic policies.	Extremely strong energy and environment policies are necessary to achieve net zero by 2050.
Technology	Efficiency improvement follows past trends. Cost reduction like past trends. Spread of low-carbon technologies through regulation and policy.	Technology progress accelerates cost reduction. Strengthening regulations and guidances accelerates dissemination.	Assume technologies to reduce greenhouse gas emissions to net zero in 2050. Timing and amount of introduction of each technology are assumed by backcasting approach.

Note: For the purpose of calculation, NZS (Net Zero Scenario) 2050 is developed arbitrarily. Hence, Bangladesh is planning to adopt NZS (Net Zero Scenario) by 2070.

1) 技術の想定

ここではリファレンスケースから出発し、ATS や NZS に向けて大きな技術進歩が起きるものと想定した。その内容を表 S3.-3 と S3.3-4 に示す。この想定は個々の技術について詳細な分析を行って導き出したものではなく、入手可能な各種の研究や分析を総合的に勘案して整理したものである。例えば、さまざまな文献で、これまで省エネルギーはほぼ年率2%で進んできたとされている。これが REF のエネルギー関数に取り込まれている。これを元に、省エネ改善率はATS では50%増（年率 +1%= 2% x 50%）、NZS では100%増と想定した。

表 S. 3-3 技術進歩の想定（需要側）

Demand Side		Net-Zero Scenario (NZS)	AdVanced Technology Scenario (ATS)
Industry Sector	Energy Conservation	-43.2% (-2.0%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	-24.5% (-1.0%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Electrification	+15% points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	+10% (+5%*) points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Hydrogen	Non-electricity energy will shift to hydrogen through 2050.	—
Road Sector	Fuel Economy	IMF Ext: +130% in 2050 from the 2019 level, In-between: +170%, PP2041: +200%	IMF Ext: +5% in 2050 from the 2019 level, In-between: +35%, PP2041: +65%
	EVs	100% of passenger light-duty vehicles (PLDVs) and 90% of trucks and buses (TRBSs) will shift to electric vehicles (EVs) in 2050.	About 40% of PLDVs and 10% of TRBSs will shift to EVs in 2050.
	Hydrogen	10% of TRBSs will become fuel-cell vehicles (FCVs) in 2050.	—
Residential Sector	Energy Conservation	-34.5% (-1.5%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	-13.1% (-0.5%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Electrification	100% electrification	+15% (+7.5%*) points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
Commercial Sector	Energy Conservation	-43.2% (-2.0%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	-13.1% (-0.5%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Electrification	100% electrification	+1% points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant

* ATS In-between & ATS IMF Ext cases

これらの仮定やシナリオが成り立つかどうかを定期的に検討し、見直すことが必要である。今はわれわれの目には見えない革新的な技術や制度が将来出てくるかもしれないし、今取り組んでいる試みが実現しないかもしれない。今後もこのような展開には目が離せない。

表 S. 3-3 技術進歩の想定（供給側）

Supply Side		Net-Zero Scenario (NZS)		Advanced Technology Scenario (ATS)	
Power Sector	Renewables	Solar PV (Solar Park, Irrigation)	16 GW in 2050 with land use restrictions	Solar PV (Solar Park, Irrigation)	6 GW in 2050 without land use restrictions
		Solar PV (Rooftop)	12 GW in 2050 on rooftops of the buildings	Solar PV (Rooftop)	12 GW in 2050 on rooftops of the buildings
		Onshore wind	5 GW in 2050, mainly coasts	Onshore wind	5 GW in 2050, mainly coasts
		Offshore wind	50 GW (near seas + EEZ) in 2050 excl. heritages	Offshore wind	15 GW (only near seas) in 2050 excl. heritages
	Nuclear	Eight (8) units by 2050		Six (6) units (four (4) units*) by 2050	
	Coal-fired	50% ammonia co-firing around 2030 and 100% ammonia single-firing around 2042		20% ammonia co-firing around 2030 (2035*) and 50% ammonia co-firing around 2035 (2040*)	
	Gas-fired	100% hydrogen single-firing will start around 2035 and replace 70% of gas-fired power through 2050. Gas-fired with CCS will start around 2036 and achieve 30% of the gas-fired power in 2050.		20% hydrogen co-firing will start around 2035 (2037*), 50% hydrogen co-firing will start around 2040 (2045*). Gas-fired with CCS will start around 2036 (2040*) and achieve 77 TWh (38 TWh**) in 2050.	
	Oil-fired	For about 1% of grid net power generation in 2041, oil-fired power will remain through 2050.		For about 1% of grid net power generation in 2041, oil-fired power will remain through 2050.	
	Captive	Conventional captive power will be zero in 2050.		Conventional captive power will remain a little in 2050, while high-efficiency co-gen system will be introduced from 2031 and reach 300 MW (app. 30 MW*10 towns) in 2050 nationally.	
Import	15% of total electricity demand through 2050		Less than 12% of total electricity capacity through 2050		

* ATS In-between & ATS IMF Ext cases

** ATS IMF Ext case

2) 3つのシナリオの比較

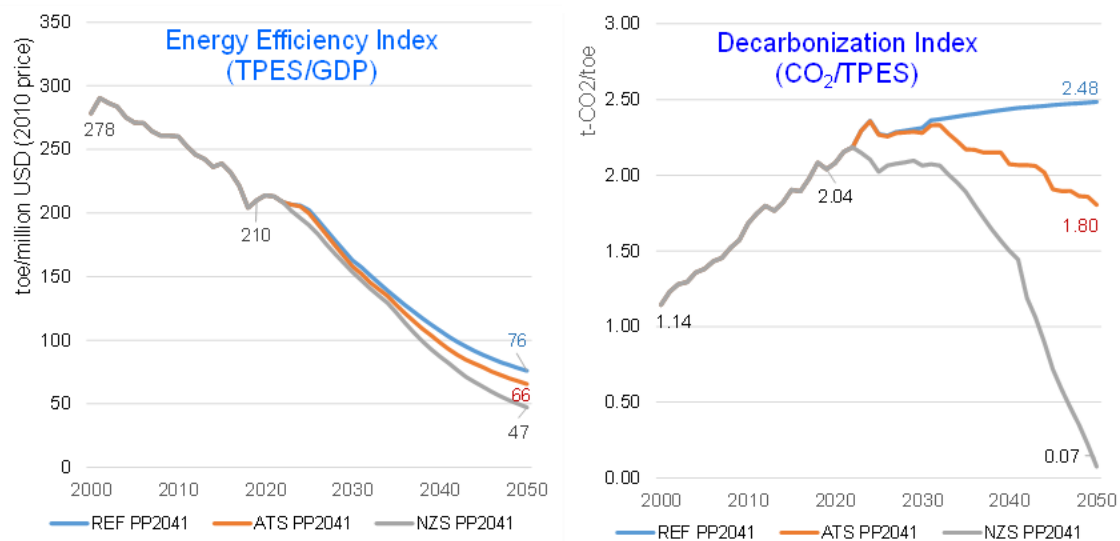
これらの3つのシナリオについて、適切かどうか、実行可能かどうかについて2つの指標、エネルギー効率指標と低炭素化指標を用いて試験的な評価を行った。ここで、

$$\text{CO}_2 \text{ 原単位} : \text{CO}_2/\text{GDP} = (\text{TPES}/\text{GDP}) \times (\text{CO}_2/\text{TPES})$$

エネルギー効率指標（EEI：TPES/GDP）は、技術進歩と省エネ努力によって低下する。PP2041 ケースの場合、2019-2050 年の間に REF では 64%（年率 3.2%）低下し、ATS では 69%（年率 3.7%）、NZS では 78%（年率 4.7%）低下する。参考までに、現在のバングラデシュの状況に近い一人当たり実質 GDP1,300 ドル（2010 年価格）を達成して以降、インドでは 2010 年から 2019 年の間に EEI は年率 2.4%減少し、中国では 1996 年から 2019 年にかけて年率 3.5%で減少した。今回推定した EEI は、ATS ではほぼ中国の実績に近く、NZS ではこれを大幅に超えている。

エネルギー起源の CO₂ 排出量は REF で最大で、ATS、NZS の順に減少する。REF では大幅に増加して、2050 年には 4.01 億トン（CO₂換算）となり、ATS ではもっと緩やかで 2.66 億トン（同）と約 2/3 になる。NZS PP2041 ケースでは、定義により、2050 年の排出量はほぼゼロである。

低炭素化指数は3つのシナリオで異なる経路をたどる。REF では増加を続け、ATS では徐々に低下する。NZS ではバックキャスト法を用いており、2050 年に向けて急速に落とすことになる。これを実現するとすれば、経済に極めて大きなストレスを課すことになる。



出所：IEPMP 調査団

図 S.3-2 3つの技術進歩シナリオの比較

経済成長を遂げつつ炭素排出量を減らすというのは簡単な話ではない。アジアでは、タイ、インドネシア、中国、インド、ベトナムなどいずれの国をとっても、一人当たり実質 GDP が 1,300 ドル（2010 年価格）に到達後に DCI の低減に成功した国はなく、実行に大きな困難を伴う NZS を別としても、工業化を進める過程で DCI の削減を進めるというのは容易な話ではない。

上記のように、本マスタープランでは技術進歩シナリオ（ATS）をもとに、GDP については PP2041 と In-Between の 2 ケースについて、エネルギー需給見通しを作成した。

なお、バングラデシュ政府は ATS In-Between ケースを電力開発計画のベースとする考えである。

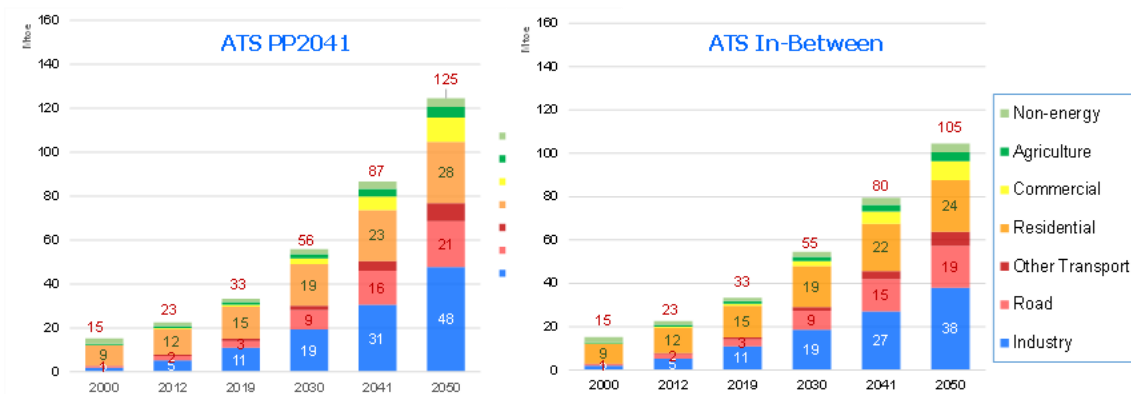
3.3 エネルギー需要の見通し

高度経済成長の下で、バングラデシュの最終エネルギー消費は、ATS シナリオでは、2019 年から 2050 年までの間に PP2041GDP ケースでは 3.75 倍（年率 4.4%）に拡大し、In-Between GDP ケースでは 3.14 倍（年率 3.8%）に拡大する。

- **産業部門**：経済成長のリード役で、相当な省エネ努力を払ったうえでもエネルギー消費は急速に増加する。
- **輸送部門**：輸送需要の増加に伴い、燃料消費は足早に進む
- **民生部門**：家庭部門のエネルギー消費の増加は比較的穏やかな水準にとどまる。これは、効率の悪い在来型燃料の薪が電気や LPG などの近代型エネルギーに交代する過程でかなりのエネルギー効率改善が期待されるからである。
- **商業部門**：生活や社会の近代化をサポートする部門としてエネルギー消費は伸びるが、絶対量は比較的少量にとどまる。

- 農業部門：灌漑用や農業機械用で一定のエネルギー消費が続く
- 非エネルギー部門：肥料や石化産業の原料としてエネルギー消費が拡大する。

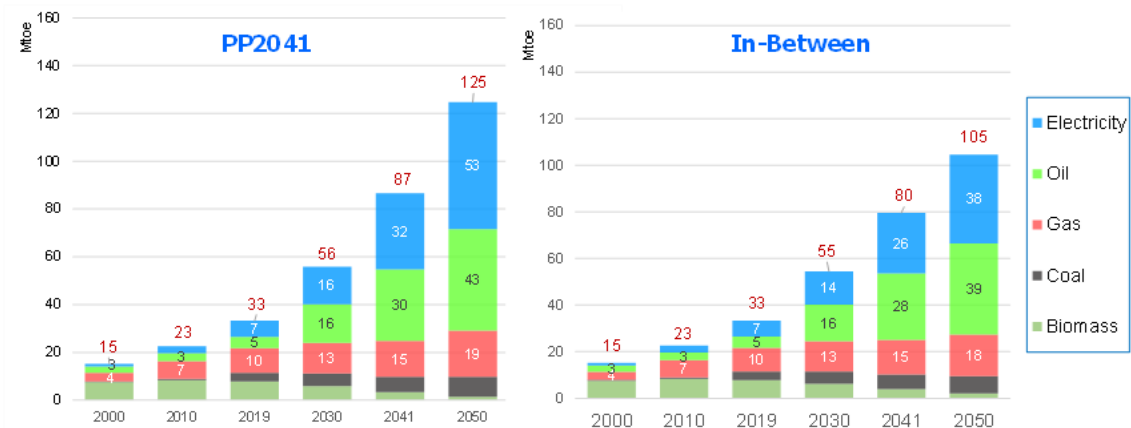
各分野別の動向は以下の通り。



出所：IEPMP 調査団

図 S.3-3 部門別最終エネルギー消費量

エネルギー源別にみると電力需要が大きく伸びて最大のエネルギー供給部門となり、輸送用燃料の石油がこれに次ぐ大きな伸びを見せる。他方、天然ガスは産業部門で省エネが浸透するとともに道路輸送や民生、商業部門での消費が抑制気味に推移し、比較的穏やかに変化する。これには、石油に分類される家庭用LPGが都市ガスに代わって伸びるとされていることも一役買っている。この点、調理用燃料はどのような組み合わせとするのが適切か再度考えなおす必要があるだろう。最終消費部門の石炭は産業部門の熱利用での消費があるのみ。在来型バイオマスの使用は減退を続け、2040年代にはほぼ消滅するだろう。



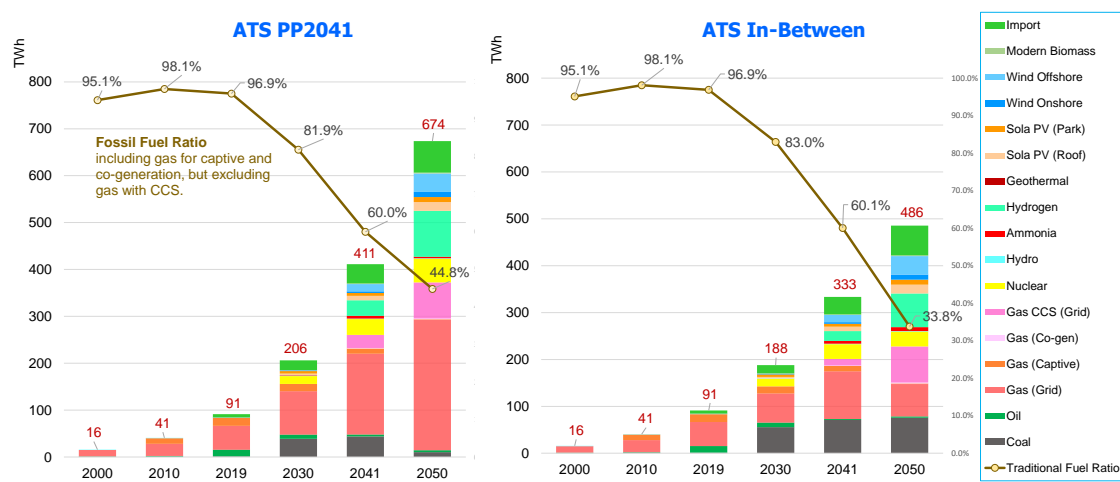
出所：IEPMP 調査団

図 S.3-4 エネルギー源別エネルギー消費量

高度経済成長とカーボンニュートラルを同時達成する上では電力需要の規模と構造が一

番重要である。2019 年から 2050 年までの間に全国電力需要は、図 S.3-4 に示すように、PP2041 ケースでは 7.82 倍に、In-Between ケースでは 5.63 倍に拡大する。

低炭素社会を建設するには、水力、原子力、太陽光、風力、CCS⁴、アンモニア、水素などのあらゆるクリーンエネルギーを総動員することが必要になる。これとは対照的に、自家発電やコジェネで使用される天然ガスなども含めた在来型化石燃料の比率は低下し、2019 年の 91%から 2041 年では 60%弱、2050 年ではほぼ 40%となる。



出所：IEPMP 調査団

図 S.3-5 電源構成の見通し(発電量：TWh)

4. エネルギー供給

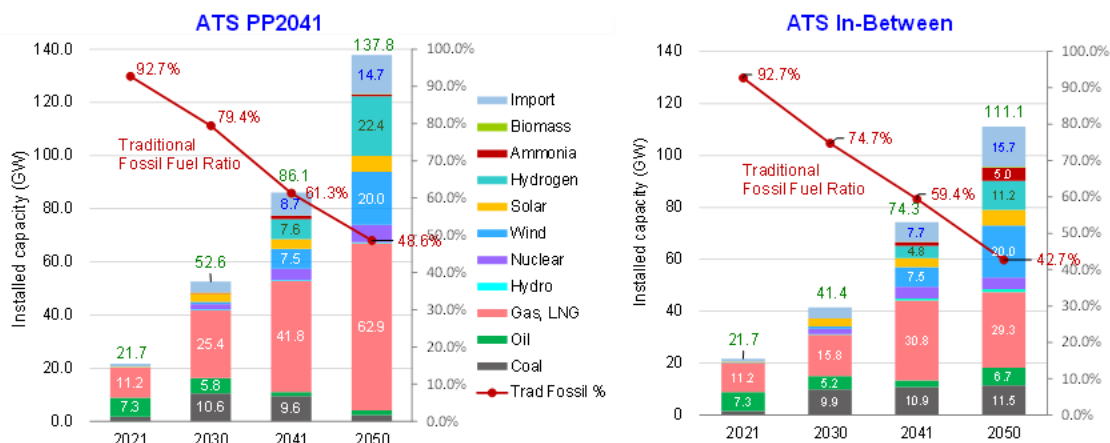
4.1 電力供給計画

電力需要の増加を賄うため、発電能力は 2021 年から 2050 年までの間に PP2041 ケースでは 6.4 倍に、In-Between ケースでは 5.1 倍に拡大する。既存発電所は順次退役し、2041 年には 6.7GW となり、2050 年にはほぼゼロとなる。このため新規の発電所を大規模に建設しなければならない。電力開発の過程では、低炭素経済を構築するという国家としてのコミットメントを実行に移すためクリーン発電設備の大規模な導入が必要になる。

電源では化石燃料を使用する火力（CCS 併設分も含む）が全計画期間を通じ電源の大宗を占める。天然ガスは他の化石燃料よりもクリーンであるため、火力電源の大宗を占める。一方、現在総能力の 34%を占める石油火力は退役が続く。現在 8%の石炭火力の比率は 2030 年にはいったん 20%まで上がるが、PP2041 ケースでは低炭素化の動きに沿って順次退役が続く、2050 年には 2%まで落ちる。In-Between ケースではこれらの石炭火力の寿命を長く見ている。このため天然ガス火力の新設が抑えられ、新型クリーン電源が積極的に導入される。

⁴ 炭素回収貯蔵（CCS）はエネルギーではなく技術だが、炭素排出量のオフセット効果があるので、本報告ではクリーンエネルギーの手段のひとつとして扱う。

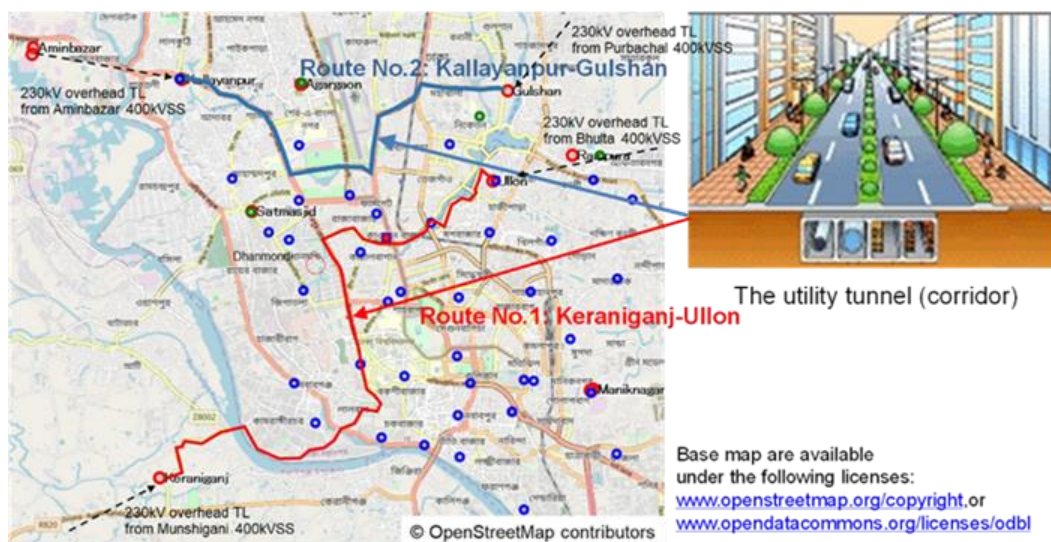
2050 年に向けて風力と水素焼き火力の比率はそれぞれ PP2041 ケースでは 15%、16%へ、In-Between ケースでは 18%と 10%へと高まる。In-Between ケースでは電力需要の伸びが低めで CO2 排出量も抑えられるため、高価な水素燃料の導入は PP2041 ケースよりも緩やかなスピードで進む。



出所：IEPMP 調査団

図 S.4-1 電源構成の見通し(設置容量：GW):PP2041

発電設備の増設と歩調を合わせて、社会の他のセクターとの調和を図りつつ、送配電設備も展開していかなければならない。特に、都市計画と合わせて近代的な都市型電力システムを展開していく必要がある。この作業では digitization を伴う近代型革新技術を取り込み、スマート電力システムを構築することが、太陽光や風力などの可変型再生可能エネルギーを効果的に取り込み、日負荷曲線の変化に対応していく上で特に大切である。

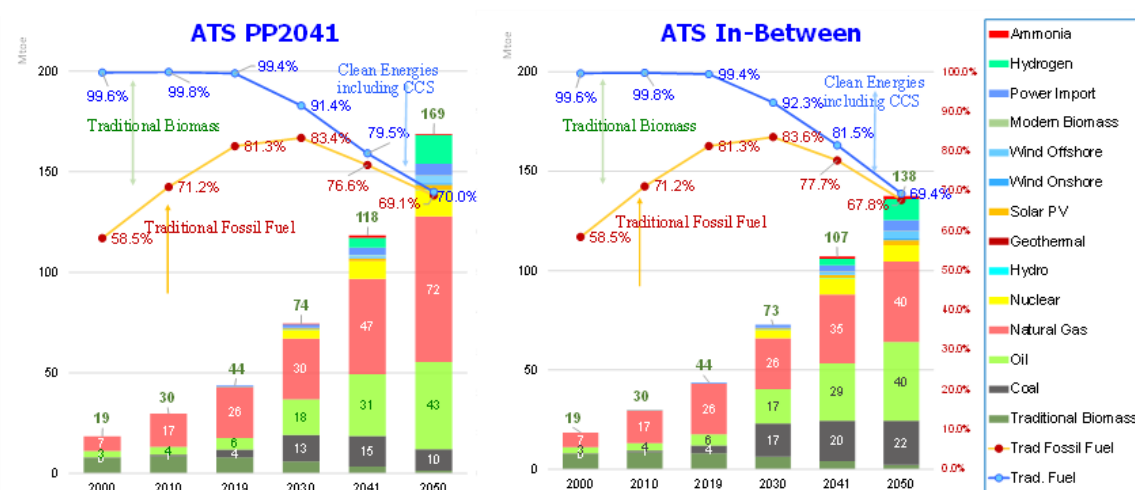


出所：IEPMP 調査団

図 S.4-2 230kV 地下ケーブルルートの例

4.2 一次エネルギー供給

一次エネルギー供給（TPES）は2次エネルギーである電気を除く最終エネルギー需要と電力部門へのエネルギー投入量の合計である。PP2041 ケースでは TPES は 2019 年の石油換算 4,400 万トンから 2050 年には 1 億 6,900 万トンへと拡大する。2050 年の TPES の規模は 2019 年の英国のそれとほぼ同じである。ATS In-Between ケースでは、2050 年の TPES は 1 億 3,800 万トンとなり、2019 年のタイの値に近いものとなる。



出所：IEPMP 調査団

図 S.4-3 一次エネルギー供給の見通し

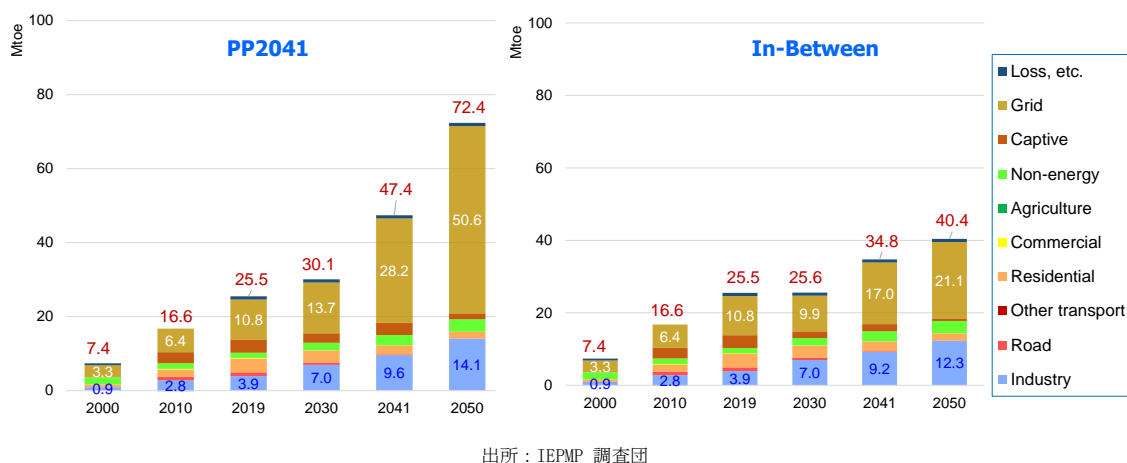
薪を中心とする在来型バイオマスは石炭、石油、天然ガスなどの近代型化石燃料に置き換わっていく。この傾向は今後も続き、在来型バイオマスの消費は 2050 年にはほぼゼロになっているだろう。他方、太陽光、風力、CCS、原子力、アンモニア、水素などのクリーンエネルギーが導入されるようになる。これらのクリーンエネルギーは 2041 年までに一次エネルギー供給の 20%を越え、2050 年にはほぼ 30%に達する。

ガスは最大のエネルギー源として残る。カーボンフットプリントが比較的小さく、国内に供給インフラが整っていることもあり、ガスは最も選好されるエネルギーという位置を維持するであろう。クリーンエネルギーのシェアは増加を続けるが、今後も在来型化石燃料が主要な役割を果たすことには変わりはなく、現在のエネルギー供給構造が概ね維持されるだろう。石炭は 2050 年においても一定の役割を担っているだろう。

1) 天然ガス

2019 年から 2050 年の間に天然ガス消費は PP2041 ケースでは 2.8 倍に、In-Between ケースでは 1.7 倍に増加する。主力は発電用である。化石燃料の中ではカーボンフットプリントが少ないことにより、同期間に電力部門での天然ガス消費は PP2041 ケースでは 3.6 倍となり、In-Between ケースでは 1.6 倍となる。図に示すように天然ガス需要は電力需要の動向と低炭素化を目指す上でどのような燃料が社会的に選択されるかにより大きな影響を受ける。

産業部門の天然ガス需要は堅調に増加するものの、量的にはそれほど大きくはならない。民生部門の天然ガス消費は現在国策により抑制されている。しかし、これは下記のように見直す必要があるだろう。

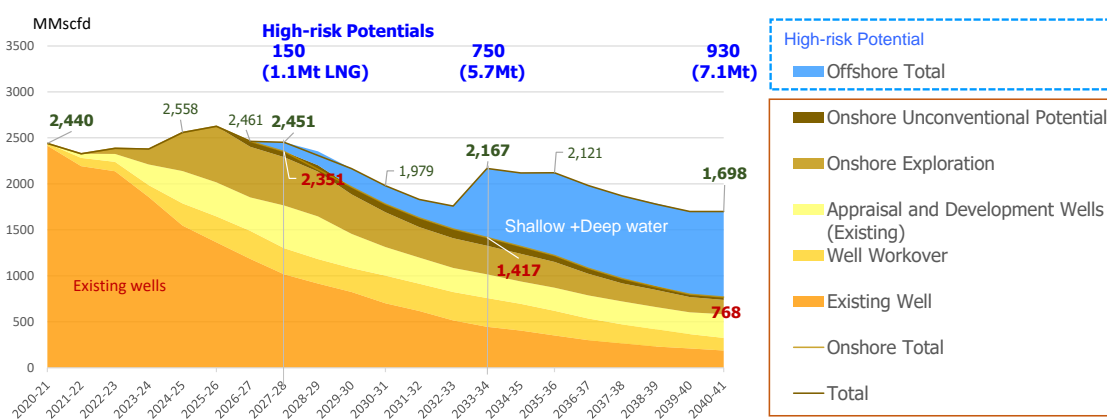


出所：IEPMP 調査団

図 S.4-4 天然ガス需要見通し

歴史的に見ても、天然ガスはバングラデシュのエネルギー供給を支えてきた。ガス資源は枯渇に向っており、既存の陸上ガス田の再活性化や海上鉦区の探鉱促進などの対策が取られている。しかしながら、仮に海域などのハイリスク資源が生産に加わるとしても、生産は減退に向かうと予測されている。

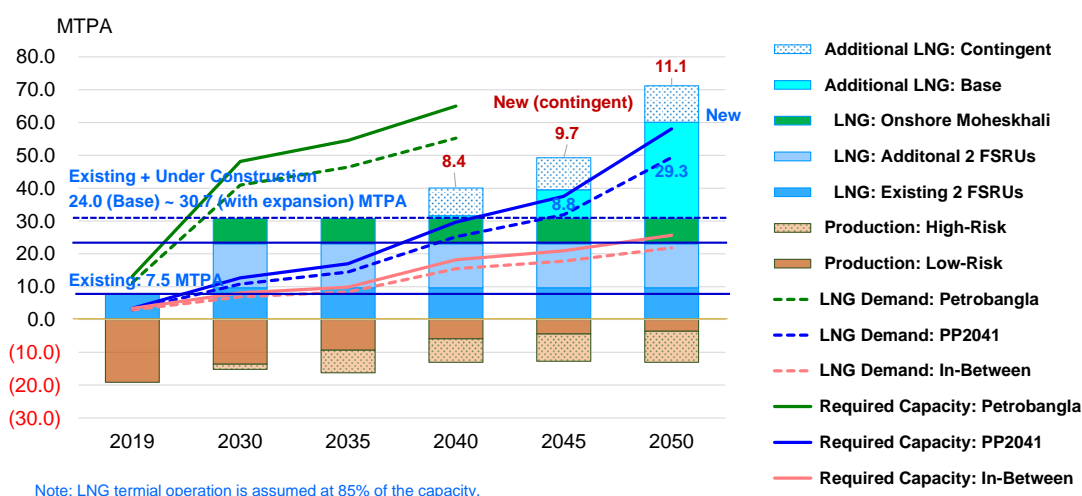
増加を続ける需要との間の供給ギャップは LNG 輸入で補うことになる。現在操作中の 2 隻の FSRU（浮体型 LNG 長蔵気化設備）に加え、さらに 2 隻の FSRU を調達し 1ヶ所の陸上 LNG 基地を建設する計画が進んでいる。これらの計画で 2040 年までは必要な LNG 輸入設備能力はカバーされる。しかしながら、上記のハイリスク・ポテンシャルが実現しなければ、2040 年頃には追加計画を立てる必要が出てこよう。



出所：Petrobrangla

図 S.4-5 天然ガスの生産見通し

本マスタープランの中心シナリオでは都市ガスとしての天然ガスの利用は減らす方向で計画されている。この政策は天然ガスの生産減退、都市ガスインフラの老朽化、旧態依然の市場構造などを映したものである。現在バングラデシュでは薪に代表される在来型バイオマスが広く使用されており、家庭の調理燃料の 2/3 を占めている。これが急速に LPG にとって代わろうとしている。この政策が今後も維持されれば、膨大な数の LPG ボンベをトラックで配送することになる。これは、今でさえ激しい都市部の交通混雑にさらに拍車をかけることになる。この政策は再考し、調理用燃料として都市ガス、LPG、電気のバランスの取れた利用を目指すべきであろう。



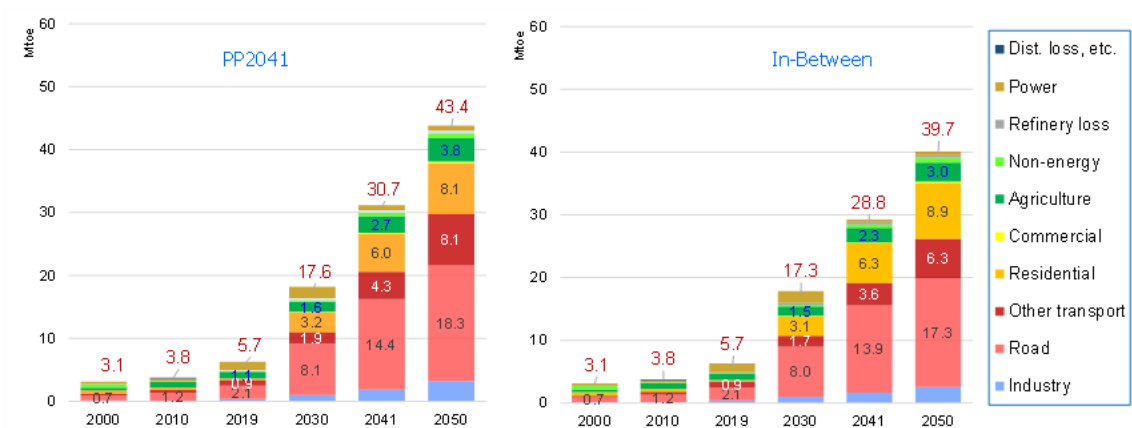
出所：IEPMP 調査団

図 S.4-6 今後の LNG 輸入ターミナルの必要度

バングラデシュは外洋級のタンカーの受け入れに適した大水深の港湾に恵まれていない。LNG 輸入計画もこれに影響される。さらに、天然ガスは化石燃料の中でもカーボンフットプリントが少ないため長期にわたり主力エネルギーの座を占め続けると予想されるため、その転送、配送システムの展開も進めなければならない。ガスシステムの安定的、効率的な運用を可能にするため、ダッカを中心とする中央地区と同国西部をカバーする 2 つの環状パイプラインを建設し、同時に複数のガス投入地点を確保することが特に重要である。いうまでもなく、ガス供給網のアップグレードを図り、ガスの漏洩をなくし、システム全体の効率的な管理を可能とするスマートシステムの導入につなげていくことが必要である。

2) 石油

石油製品の消費量は 2019 年から 2050 年の間に PP2041 ケースでは 7.6 倍に、In-Between ケースでは 7.0 倍に拡大すると見込まれる。需要増加は、主として輸送需要の増加に対応するためのガソリンや軽油の需要増加になると見込まれる。軽油と重油は河川及び海上の水運業でも使用される。2030 年では石油需要の 60%以上が輸送部門で使用されると見込まれる。



出所：IEPMP 調査団

図 S.4-7 石油需要見通し

需要増加に対応するため国内製油所の増強が計画されている。これは石油製品の供給について一定の独立性を担保するためのものだが、この拡張計画は10万～20万BDという世界の蒸留装置の実勢に比較すると小規模である。信頼できる石油供給を確保するため、製油所と石油製品輸入基地のバランスをどのようにとるか、施設の建設地点問題も含めて掘り下げた検討を行うことが必要である。

本計画では、取り扱い能力100万トン/年のMoheshkhali LPG輸入基地の完成後もLPGの需要は大幅に拡大すると見込まれている。これは主として調理用のLPG消費が大幅に伸びるとされているためである。調理用燃料については、都市ガス、LPG、電気などにどのように振り分けるのが適切か、検討が必要と考えられる。

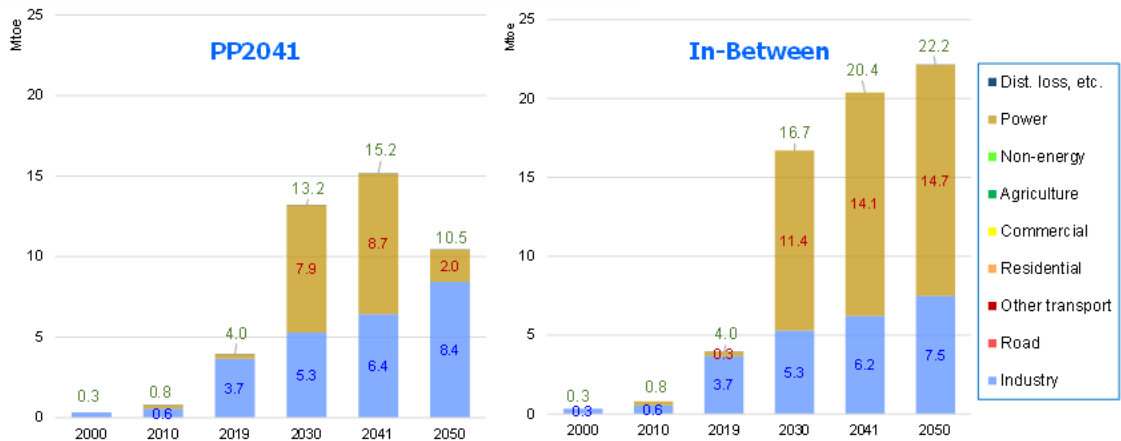
3) 石炭

バングラデシュでは石炭は主に産業部門と電力部門で使用されている。バングラデシュには一般的な石炭利用産業であるセメント製造業や高炉による製鉄業などがいないため、他の諸国に比べ、産業用の石炭消費はそれほど大きくない。

表 S.4-1 石油供給施設計画

Unit: million tons per year	2021FY	2030FY	2041FY	2050FY
Total liquid fuel demand	12.3	17.5	30.4	43.1
Refinery production	2.0	5.0	5.0	8.5
ERL-1	1.5	1.5	1.5	
ERL-2		3.0	3.0	3.0
ERL-3 (replace ERL-1)				5.0
Other small refineries	0.5	0.5	0.5	0.5
Product import (excl LPG)	8.9	10.0	20.4	24.6
BPC@Chittagong	4.5	5.0	5.0	5.0
IBFPL		1.0	1.3	1.3
SPM-1@Chittagong		3.0	9.0	9.0
New SPM@TBD (excl crude oil)			5.1	9.3
HSD/FO for IPP	4.4	1.0	0.0	0.0
LPG	1.4	2.5	5.0	10.0
Existing LPG terminal	1.4	1.5	2.0	2.0
ERL	0.0	0.1	0.1	0.2
New LPG Terminals@TBD		0.9	2.9	7.8

出所：IEPMP 調査団

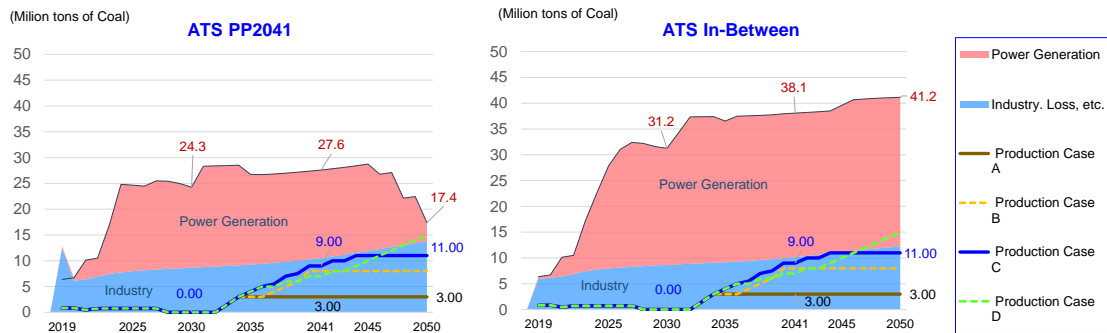


出所：IEPMP 調査団

図 S.4-8 石炭需要見通し

輸入炭による発電は 2020 年にパイラ発電所で始まった。電力用石炭消費は 2030 年代を通じて増加すると見込まれるが、GHG 排出量をコントロールするため次第にアンモニア混焼に移行する。やがて電力用石炭消費はピークを打ち、2040 年には減少に向かう。GHG 削減技術であるアンモニア混焼と CCS とはいずれもまだ初期段階にあり、その採用を進めるにあたっては十分な検討が必要である。主力エネルギーのひとつである石炭をどのように使用していくか、経済性、エネルギーの安定供給、環境配慮などを踏まえた適切なガイドラインを設定することが必要である。

信頼のおけるエネルギー基盤を確立する上では国内炭も一翼を担っている。図 S.4-9 に石炭の需給見通しを示す。現時点ではまだ輸入炭とのギャップが大きいですが、新規炭鉱の開発準備期間を短縮することで本計画の比較的早い時期に輸入炭の削減を実現することが可能になるであろう。この場合は、国内炭を消費地に送る適切なシステムの構築も併せて検討する必要がある。

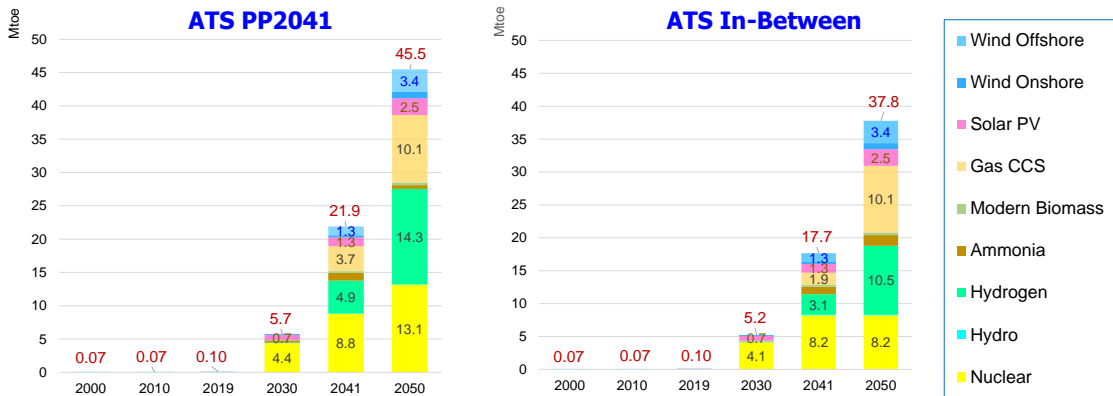


出所：JICA Study Team

図 S.4-9 石炭需給バランスの見通し

4) その他エネルギー

低炭素経済を建設する上では水力、原子力、太陽光、風力、近代型バイオマスや CCS、アンモニアや水素などのクリーンエネルギーの供給を急速に拡大する必要がある。クリーンエネルギーの総供給量は 2050 年には PP2041 ケースで石油換算 4,550 万トン、In-Between ケースでは 3,780 万トンに達するとみこまれる。2019 年にはほぼゼロであったクリーンエネルギーのシェアは、PP2041 ケースでは 2050 年に 27%に達する。



出所: JICA Study Team

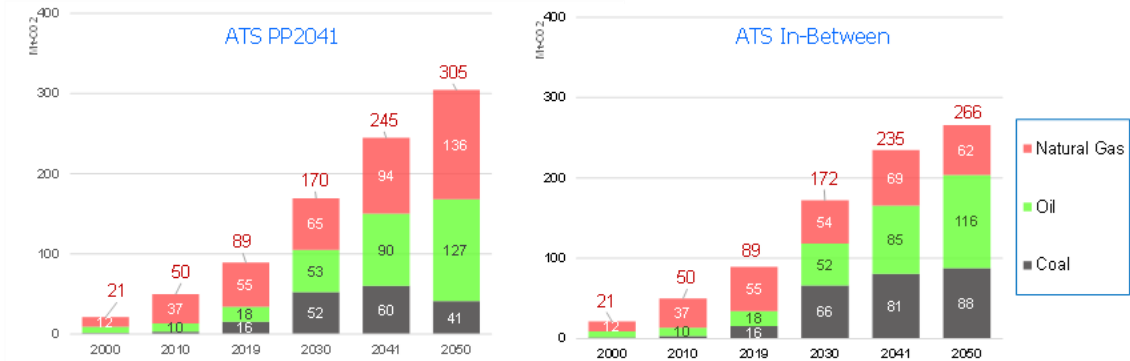
図 S.4-10 クリーンエネルギーの供給見通し

エネルギー別にみると原子力、水力と CCS が重要な役割を担う。バングラデシュには地熱資源はなく、太陽光と風力に代表される可変型再生可能エネルギーも資源量が限られているうえ、人口密度が高いためこれらに向ける土地の面積も限られる。これらの可変型再生可能エネルギーについては合理的に可能と思われる最大限の導入を想定しているが、2050 年でもそのシェアは 20%以下にとどまることになるだろう。

上記のようなクリーンエネルギー経済の形成を目指す上では、急速に発展しつつある各種の技術をどのように取り入れていくか、生産や輸入だけでなく輸送、貯蔵、利用の面も含めた行動計画を作成し、タイムリーな投資決定を行っていくことが大切である。バングラデシュは、まず、世界中で取り組みが行われているこれらの技術の研究開発に参加すべきである。研究調査から始め、パイロットプロジェクトを経て最終的には商業利用まで行きつく。このような活動を通じ、クリーンエネルギー経済実現の準備完了とするうえで不可欠である各種新技術の専門家を育てることもできる。これを実現するため、現状ではまだコンセプトや技術について漠然としたもの不確実なものも多いなか、クリーンエネルギー・ロードマップを作成して低炭素経済への道筋とステップをセットすることが必要である。

4.3 CO₂ 排出量

エネルギー起源の CO₂ 排出量は一次エネルギー供給 (TPES) における化石燃料の量を映すものである。ATS PP2041 ケースの排出量は CO₂ 換算 3.05 億トンと比較的穏やかな水準にある。ATS In-Between ケースでは 2050 年の排出量は同 2.66 億トンと見込まれている。



出所: JICA Study Team

図 S.4-11 エネルギー別 CO₂ 排出量の見通し

エネルギー起源の CO₂ 排出量は、ATS PP2041 ケースでは、2012 年の CO₂ 換算 5700 万トンから 2030 年には 1.70 億トンに増加する。メタンについては、サプライチェーン、中でも配送部門で起きるガスの漏洩のみを計上している。システムからの漏洩率は IPCC のデフォルト値 0.1%を採用した。その結果、ATS PP2041 ケースの場合、メタン排出量は 2012 年の CO₂ 換算 50 万トンから 2030 年には同 70 万トンへとわずかに増加する。2030 年の GHG 総排出量は表 S.4-2 のように CO₂ 換算 2.99 億トンになると見込まれる。

表 S.4-2 部門別・ガス別 GHG 排出量の見通し

	2012	2030			Remarks
		NDC conditional	ATS PP2041	ATS In-between	
Energy	93.09	226.56	205.59	207.89	The figures in 2012 and NDC conditional are from Updated NDC.
Energy-related CO ₂	57.4		169.7	172.1	IEPMP study.
Methane from the gas distribution	0.5		0.7	0.6	IEPMP study.
Other	35.19		35.19	35.19	The figure in 2012 is calculated as: (Energy) - (Energy-related CO ₂) - (Methane from the gas distribution). The figures in ATS PP2041 and ATS In-between are assumed the same as that in 2012.
GHGs other than energy	75.96	93.38	93.38	93.38	The figures in 2012 and NDC conditional are from Updated NDC, and those in ATS PP2041 and ATS In-between are assumed as the same as that in NDC conditional.
Total	169.05	319.94	298.97	301.27	

出所: NDC 及び IEPMP 調査団

5. その他の主要な検討事項

- 1) 上記計画について戦略的環境アセスメントを実施した。その結果の要点は第 8 章

環境社会配慮に記載した。

- 2) 信頼できる、かつ迅速なデータの作成は事業運営や政策策定に必須の事項との考えに立ち、エネルギーデータ管理システムについて詳細検討を実施した。分析結果と提言とは第 9.3 節エネルギーデータ管理システムに記載した。
- 3) 国際市場での LNG 購入に係る法制度と交渉スキルの強化を図ることを目的に LNG 輸入に関する法制度の詳細検討を実施した。分析結果と提言の要点は第 9.4 節に記載した。

6. 今後の取り組み

Vision 2041 のもとバングラデシュが 2041 年に高所得国入りを果たすまでの航海においては、エネルギーが発展の原動力として重要な役割を担うことになるだろう。エネルギー消費量は 2050 年には現在の 3.75 倍に達すると見込まれる。同時に、世界的な気候変動対策の動きに沿って、バングラデシュは低炭素社会を構築するとの決意を固めた。これから近代化に向けて離陸しようとする国にとって、これらの目標を同時に追求するというのは極めて大きな挑戦といえる。同国の現状とこれから迎えるべき発展への道程とに照らし、本マスタープランの実行にあたっては特に下記の点に留意すべきであることを指摘しておきたい。

- 1) 2041 年のクリーンエネルギー目標を再確認する
- 2) 省エネルギー活動を再編成、活性化する
- 3) 国内の在来型資源および再生可能エネルギー資源の最大限の利用を図る
- 4) エネルギー関係組織とその人的資源の強化を図る
- 5) クリーンエネルギー開発のための市場設計と政策支援を用意する
- 6) 原子力発電の安全性と信頼性を強化する
- 7) 革新的技術の導入を促進する
- 8) クリーンエネルギー・ロードマップを作成し、低炭素技術の導入を推進する

本調査団は、本マスタープランの推進によりバングラデシュにおいて健全で効率的なエネルギーシステムが構築されることを期待しております。

第1部 調査の概要

第1章 経済発展目標とエネルギー

1.1 調査の背景と目的

バングラデシュ人民共和国（以下、「バングラデシュ」という）の一人当たり一次エネルギー消費は2020-21年には石油換算331kgoe/年で、世界平均（1,801kgoe/2020年）の1/5以下であった⁵。このうち、在来型の薪と国産資源である天然ガスとで半分以上を占め、電気と自動車燃料のガソリン・軽油がこれに続いている。バングラデシュは独立70周年にあたる2041年に先進国入りを目指すVision 2041を掲げて経済開発を積極的に進めており、これが実現すれば同国経済の規模は現在の5倍以上に拡大する。これに伴い、エネルギー需要も大きく増加すると見込まれる。なかでも、2020-21年の一人当たり電力消費量は560kWhと2020年の世界平均（3,212kWh）の17.4%にとどまっているが⁶、経済発展と生活の質の向上を図る重要なドライバーとして、今後急速な需要増加が起これると予想される。

拡大するエネルギー需要を賄う上では、国内資源の制約とエネルギー安全保障、地球温暖化対策などを巡り多くの課題を解決していかなければならない。このため、バングラデシュでは、主要な長期エネルギー計画として、電力システムマスタープラン（Power System Master Plan 2016: PSMP2016, Revisiting Power System Master Plan 2016: Revisiting PSMP2016）、省エネルギーマスタープラン（Energy Efficiency and Conservation Master Plan 2016: EECMP2016）およびガスセクターマスタープラン（Gas Sector Master Plan 2017: GSMP2017）の3つのマスタープランが策定されてきた。

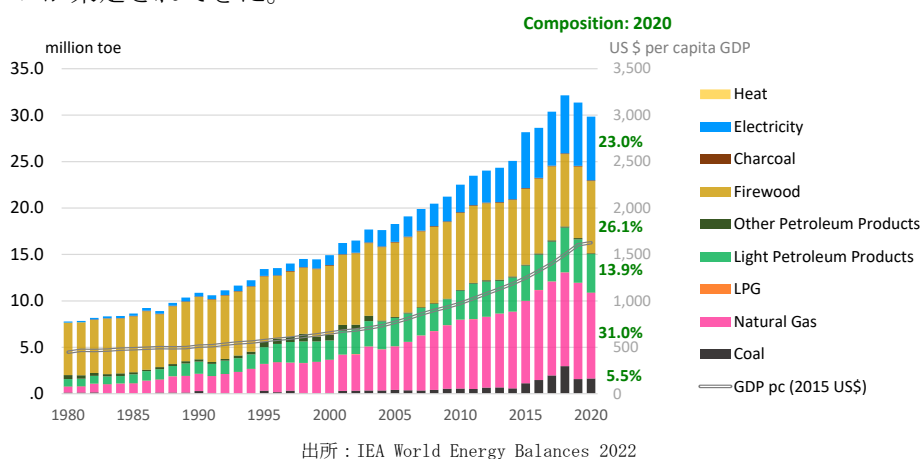


図 1.1-1 バングラデシュの最終エネルギー消費の推移

⁵ バングラデシュの実績は Hydrocarbon Unit “Energy Scenario of Bangladesh 2020-21”、世界平均は IEA World Energy Balances 2022。一人当たり電力消費量も同じ。

⁶ バングラデシュは発電量、世界平均は電力消費量。

今日、気候変動問題への関心の高まりとともに、世界はエネルギー転換の時代に突入している。このような状況のもと、バングラデシュでは、既存の各種長期計画を見直して総合的な国家計画として取りまとめ、具体的かつ実効性のある開発ロードマップを策定することが必要となった。このためバングラデシュ政府は低・脱炭素社会の実現に向けた中長期エネルギー政策の確立を視野に置いた統合エネルギー・電力マスタープラン策定の支援を我が国に要請した。これを受けて、国際協力機構（JICA）は事業内容を協議し、2021年3月14日に電力エネルギー・鉱物資源省との間で協議議事録（M/M）の署名を行った。

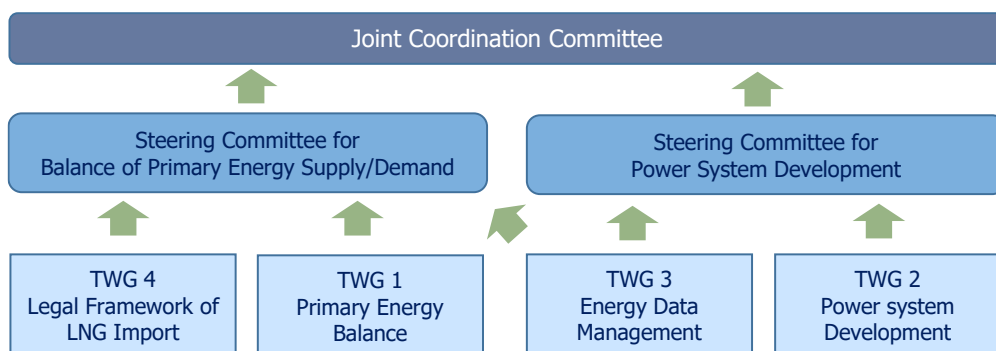
この合意に基づき、本調査では、バングラデシュの持続可能な開発の達成のために必要となるクリーンで効率的なエネルギー需給システム構築の実現を視野においた統合エネルギー・電力マスタープラン案を策定した。ここでは、以下のように「S+3E」、即ち安全とエネルギー安全保障、経済的効率性、持続的な環境とを柱とする2050年までの長期エネルギー計画案を策定した。

- 1) Safety：エネルギーを安全で安定的に供給する。
- 2) Energy Security：国産エネルギーの最大限の拡大を図るとともに安定的なエネルギー輸入インフラを確保する。
- 3) Economic Efficiency：便利で近代的なエネルギーをできるだけ安いコスト、手の届く価格で提供する。
- 4) Environmental Sustainability：健全な環境を保全し、温室効果ガス（GHG）の排出をできる限り低く抑える。

1.2 調査の枠組み

本調査の実施に当たっては共同調整委員会（Joint Coordination Committee）を最高決定委員会とし、その下にエネルギー全般（電力分野を除く）を所管する一次エネルギー需給運営委員会（Steering Committee for Balance of Primary Energy Supply/Demand）と電力システム開発運営委員会（Steering Committee for Power System Development）を置き、それぞれの分野の調査進行の指揮を執るものとした。これらの委員会の下には4つの技術作業グループ（Technical Working Group）を置き、それぞれ専門分野の調査・検討を行った。

- a) TWG1：エネルギー需要予測とエネルギー需給バランスの検討
- b) TWG2：電力システム開発（発電・送電・配電の全分野）
- c) TWG3：エネルギーデータ管理システムの構築
- d) TWG4：LNG輸入に関する法制度の整備

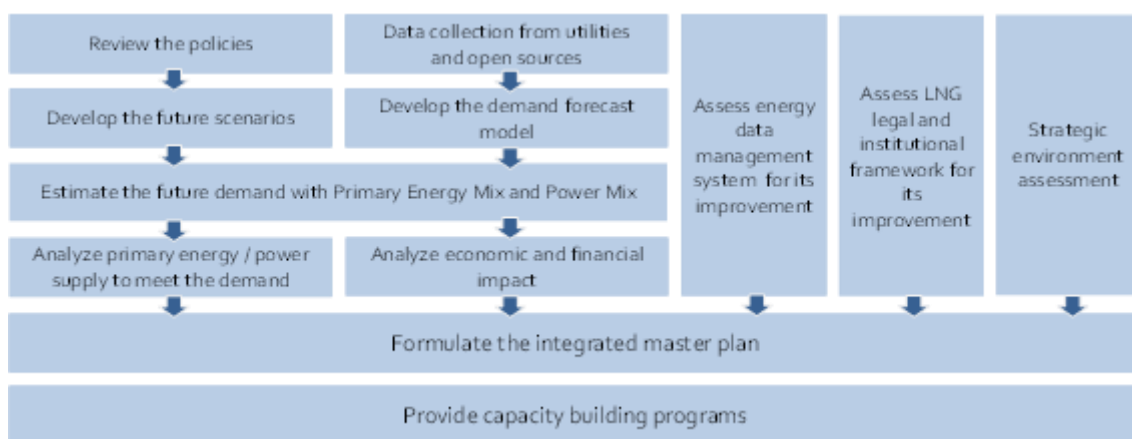


出所：IEPMP 調査団

図 1.2-1 調査実施体制

本調査の実施に当たっては、エネルギーの消費量調査、電力システム計画の情報収集、戦略的環境影響調査業務の一部において現地のコンサルタントを採用し、現地の詳細な情報収集と調査分析の精度向上を図るうえで、大きな貢献が得られた。

図 1.2-2 に調査作業の流れを示す。まずデータ収集を実施し、これに続いて長期エネルギー需要見通し案を 2022 年 7 月までに作成した。次に、電力エネルギー省や幅広い関係者との協議やコメントを織り込んで、メインシナリオを設定した。これに基づき、社会環境配慮の検討を進めつつ、電源構成や一次エネルギー構成を検討した。これらの分析をもとに本マスタープラン報告書ドラフトを作成し、C/P との検討会（Retreat meeting）を 10 月と 11 月の 2 回にわたって開催し、内容の見直しと更新を行った。また、検討過程ではエネルギー管理に係る重要課題、即ち、エネルギーデータ管理システムおよび LNG 輸入に係る法的枠組みについて、掘り下げた検討を行った。



出所：IEPMP 調査団

図 1.2-2 調査作業の流れ

また、JICA がバングラデシュにおいて実施している下記のような事業とも連携を取り、業務の重複を省くとともに、相互に意思疎通や情報共有を行うことで各業務の質の向上を図った。

- 省エネルギー推進融資事業（円借款）

- マタバリ超々臨界圧石炭火力発電事業（フェーズ2）協力準備調査（調査）
- ガスネットワークシステムデジタル化及びガスセクター運営効率向上プロジェクト（技術協力）
- 南アジア地域 BBIN 各国の電力連結性強化に係る情報収集・確認調査（調査）
- パリ協定に基づく長期低排出戦略に係る情報収集・確認調査（調査）
- 透明性枠組み基礎情報収集・確認調査（調査）
- デルタプラン 2100 実施能力強化（国別研修）

また、本調査の過程においては、ステークホルダーとの個別インタビューおよび公開討論会を頻繁かつ集中的に実施した。ステークホルダーとの大規模な討論会は、100 人以上の参加者を招き、下記のように 3 回実施した。

第 1 回ステークホルダー会議：2021 年 11 月 23 日、シェラトンホテルで開催。初回会合では調査計画と調査内容の報告を実施。

第 2 回ステークホルダー会議：2022 年 7 月 3 日、インターコンチネンタルホテルで開催。調査の中間報告を実施し、討議を行った。

第 3 回ステークホルダー会議：2022 年 12 月 13 日、インターコンチネンタルホテルで開催。ドラフトファイナルでポートを報告し、討議を行った。

このほか、さまざまな個別グループとの会合を随時実施し、情報やコメントの収集に努めた。これらの皆さんから多くの貴重な情報やコメントを提供いただいたことに感謝の意を表するものである。

1.3 報告書の構成

本報告は以下のように構成されている。

- 1) エネルギーと環境問題に関するバングラデシュと世界の現状と動向（第 2～3 章）
- 2) 長期エネルギー需要見通し（第 4 章）
- 3) エネルギー供給：電力供給および一次エネルギー供給（第 5～7 章）
- 4) 環境社会配慮（第 8 章）
- 5) エネルギー管理に係る特別分析：エネルギーデータ管理および LNG 輸入法制（第 9 章）
- 6) まとめと提言（第 10 章）

本報告書は分析全体の流れを総合的に判断できることを念頭に置いて編集した。このため、簡潔な報告書の作成を目指し、各章では分析の要点のみを示してある。詳細なデータ、分析、議論については付属資料を参照されたい。

本マスタープラン報告は、今後最終調整の上、電力エネルギー省の承認を受ける予定である。

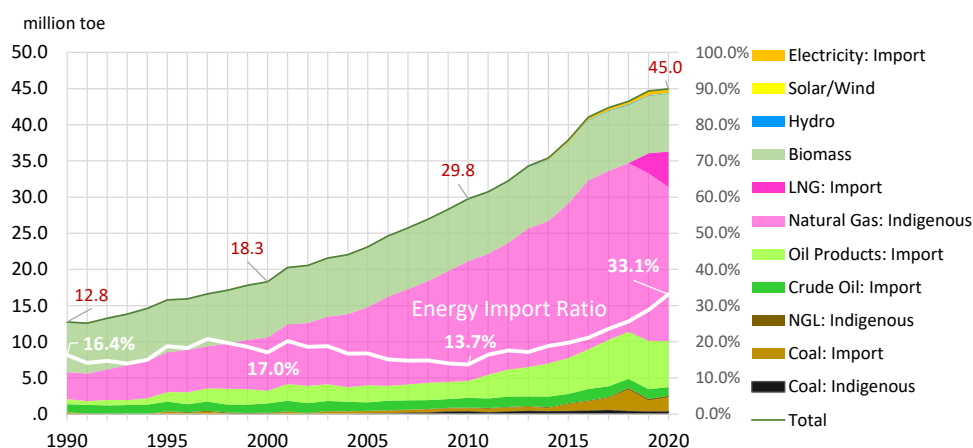
第2章 エネルギーの現状とエネルギー政策

バングラデシュでは国産の在来型バイオマスと天然ガスが長期にわたりエネルギー利用の大宗を占める一方、第1章で説明したように、一人当たりエネルギー消費は世界平均の1/5以下にとどまっていた。しかしながら、近年の経済成長に伴い、発電用や産業用を中心にエネルギー消費は増加傾向を示している。政府の掲げる高度経済成長を目指す過程では、エネルギー/電力消費が一段と増加するものと予想される。本章ではバングラデシュにおける一次エネルギー供給、電力需給、エネルギーの利用と効率化、エネルギー法制などの側面について、現状と課題を分析する。

2.1 一次エネルギー供給

2.1.1 エネルギー供給の概況

近年まで、バングラデシュにおけるエネルギー利用は国産エネルギーを柱とする小規模なシステムで、国産の在来型バイオマス（主に薪）と天然ガスが一次エネルギー供給の3/4以上を占めていた⁷。エネルギーの輸入は輸送用燃料が中心の石油と少量の石炭にとどまり、輸入比率は20%以下にとどまっていた。しかしながら、天然ガス生産の頭打ちが電力・エネルギー供給に深刻な影響を与えることが危惧され、2018以降LNGと石炭の輸入が拡大している。輸入比率は、2020年には33.1%に達した。国産エネルギーの増産が俄かには期待できないなか、今後はエネルギー輸入が急拡大すると予想される。また、経済成長と国民生活の向上を支える上で基幹エネルギー・インフラの整備は必要不可欠であるが、地球環境問題への対策を進める上でも、効率的なエネルギー利用の推進と低炭素化技術の導入とが同時に進めるべき重要課題である。



出所：IEA World Energy Balances 2022

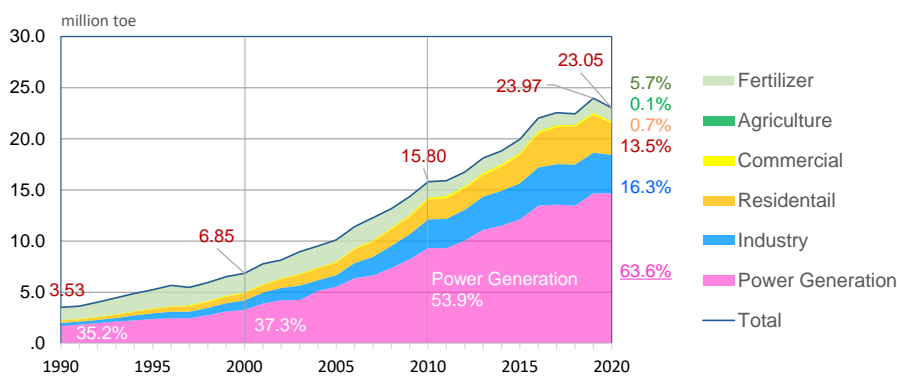
図 2.1-1 バングラデシュの一次エネルギー供給推移

⁷ IEA World Energy Balances 2022。以下、IEA 統計の引用は同資料による。

各エネルギーの現状と課題については Appendix A に詳細な検討を記載した。その要点は、概ね次のように要約できよう。

1) 天然ガス

国産天然ガスは歴史的にもバングラデシュにおける基幹エネルギーの役割を果たしてきており、全国にパイプライン網が展開されている。天然ガスの6割以上が発電用に使用され、残りは産業部門、家庭部門のほか、肥料製造や商業部門、農業の灌漑ポンプなどに使用されている。しかしながら、近年の探鉱作業の成果は芳しくなく、生産はピークアウトしつつある。一方、天然ガスは低炭素のクリーン燃料として今後のエネルギー需要を賄う上で重要な役割を担うと期待されており、これを支えるために2018年にLNGの輸入が始まり、今後拡大する方向にある。

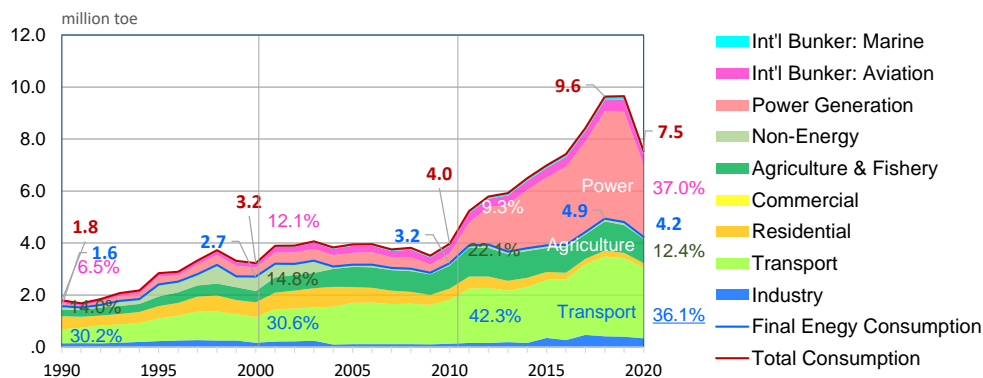


出所：IEA World Energy Balances 2022

図 2.1-2 バングラデシュの部門別天然ガス消費

2) 石油

石油消費量は全体でも21万バレル/日(BD)程度で、大半が輸送部門と発電部門、農業の灌漑用ポンプで消費されている。石油は、天然ガスの生産に随伴するごく少量のコンデンセートを除き、ほぼ全量が輸入で、2010年以降発電部門での石油製品の使用が増加している。



出所：IEA World Energy Balances 2022

図 2.1-3 バングラデシュの部門別石油製品消費

また、チッタゴンに精製能力 3 万 BD の小規模製油所があるほか、ガス田付近にごく小規模のコンデンセート分溜装置があるが、需要の 90%はインドや東南アジアなどからの製品輸入で賄われている。今後の石油需要拡大に対処するためチッタゴン製油所の拡張が検討されているが、10 万 BD への拡張とごく小規模なもので、急増する石油製品の安定供給をどのような方法により進めるかはエネルギー政策上の重要な課題である。

3) 石炭

石炭は、バングラデシュの産業と発電のための中核的なエネルギー源のひとつである。2005 年に同国唯一の Barapukuria 炭鉱が生産を開始したが、石炭消費量のほとんどは輸入に頼っている（2020 年で 82.3%。図 2.1-1）。これまでにバングラデシュではかなりの国内資源量が確認されているが、人口密度が高く農業への依存度が高い同国で土地へのインパクトの高い石炭開発を進めるには、多くの困難な課題を解決する必要がある。石炭資源の開発には、輸入だけでなく、環境にやさしい先進技術を導入しなければならない。

4) 在来型バイオマス

IEA 統計では、バイオマスは全量家庭用燃料として計上されており、ほぼ全量が固形燃料（薪、畜糞など）で、木炭は 1 %以下にとどまっている。調理用燃料のクリーン化は生活環境改善の重点項目であり、ガス体燃料（都市ガス、LPG）や電気への転換推進は重要な政策目標のひとつにあげられよう。

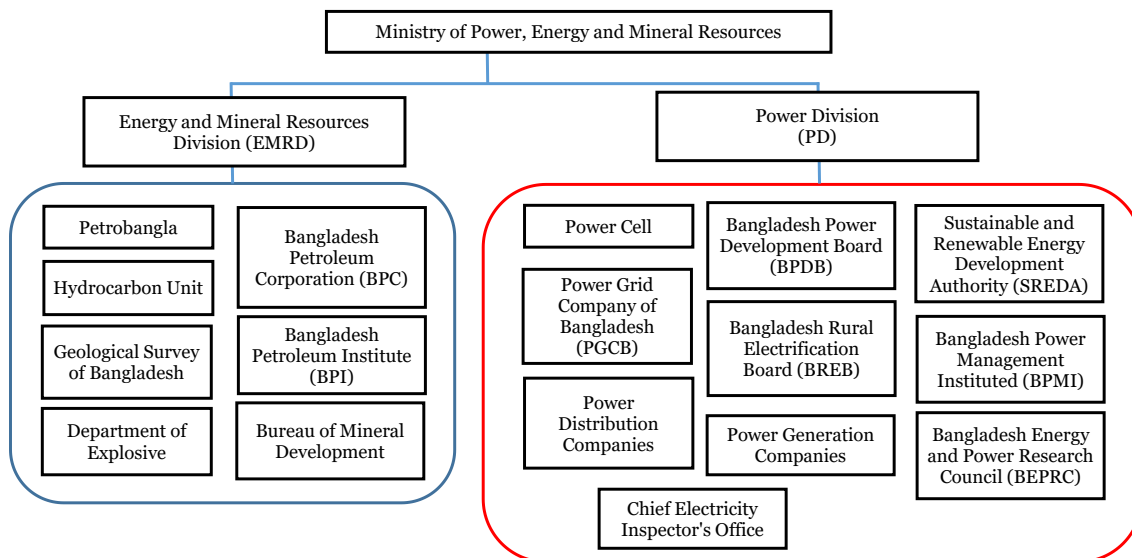
5) 再生可能エネルギー

2021 年末時点で導入されている再生可能エネルギーは 777MW で、そのうち 543MW が太陽光発電、230MW が水力で、風力やバイオマス発電の導入は限定的である。今後の普及では、資源の面から電力分野での太陽光と風力の導入が主体となると見込まれているが、人口密度の高いバングラデシュでは立地確保が課題となっている。また、変動型電源である太陽光、風力の導入ではシステムの安定性ととのバランスをどのように図るかも重要な課題である。

2.1.2 エネルギーの供給体制

バングラデシュの電力及びエネルギーセクターは、電力エネルギー鉱物資源省（Ministry of Power, Energy and Mineral Resources）が管轄している。同省の傘下には、Power Division (PD) と Energy and Mineral Resources Division (EMRD) があり、PD は電力を管轄、EMRD は石油や天然ガス及び鉱物資源を管轄している。

EMRD 傘下の会社の一つに Petrobangla があり、天然ガスや LNG、石炭を含む鉱物資源を管轄している。また、もう一つの代表的な会社は、石油製品の供給を担う BPC (Bangladesh Petroleum Corporation) である。



出典：Ministry of Power, Energy and Mineral Resources

図 2.1-4 Ministry of Power, Energy and Mineral Resources 組織図

バングラデシュにおけるエネルギー供給の過半は電力・エネルギー・鉱物資源省（MPEMR：Ministry of Power, Energy & Mineral Resources）傘下の国営企業が運営しており、石炭の輸入販売とごく僅かのLPGの輸入販売が民間企業により行われている。

- a. Petrobangla：石油、天然ガス、石炭の探鉱、開発、生産。国内天然ガス網の運営。LNGの輸入、再ガス化。ガスと石炭の販売。
- b. Bangladesh Petroleum Company：原油の輸入、精製。石油製品の輸入、販売。

今後、エネルギー・インフラの整備を効率的に進めていく上で、これら国営事業への民間活力の導入をどのように進めていくかもエネルギー政策上の重要課題であろう。

2.2 電力供給

2.2.1 電力需要

バングラデシュでは21世紀に入り電力供給の拡充に力が注がれ、2000年から2020年までの間に電力供給は6.4倍の拡大を見た。2021年には全国の電化率100%の達成が報告されたが、2020-21年の時点では国民一人当たり電力消費は560kWh/年、2020年の世界平均（3,212kWh）の17.4%ほどで⁸、エネルギー消費に占める電力の割合も23%にとどまっていた（図1.1-1）。電力需要の4割強を家庭での消費が占める一方、グリッドからの産業向け販売と自家発電を合わせた産業分野での使用が4割強を占めている。

⁸ バングラデシュは発電量、世界平均は電力消費量。

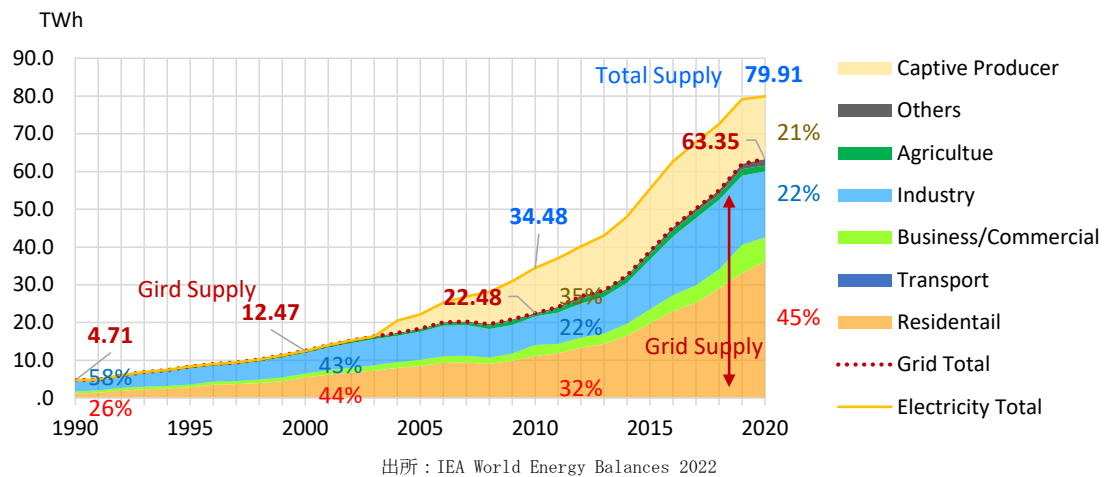


図 2.2-1 バングラデシュにおける電力需要の推移

電力需要は、2019 年には一時的に大きく増加したが、2020 年には Covid-19 の影響を受けて下振れした。長期的には、経済成長に伴って着実に増加すると見込まれ、PSMP2016 の想定では 2041 年までに現在の 4 倍程度になると見込まれている。このため、計画的な電源開発と効率的な電源運用、送配電ネットワークの増強が必要とされよう。

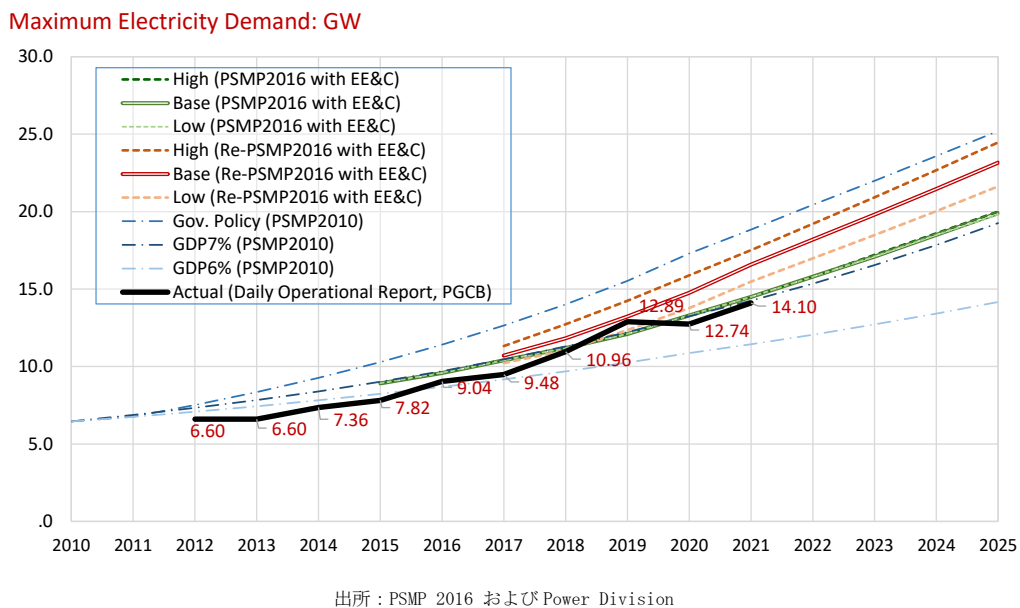


図 2.2-2 年間最大電力需要：電カマスタープラン想定と実勢

最近の最大電力需要は図 2.2-2 に示すように PSMP2016 の想定をやや下回るレベルで推移している。しかし、Covid-19 の影響から経済が回復すれば、再び上昇基調に転じるとと思われる。電力需要が急速に増加する途上ではさまざまな不確要素の影響を受けてかなり大きな需要のブレが生じる可能性があるため、今後も計画の定期的な調整や見直し、電源開発計画、送配電計画などの軌道修正を行っていくことが大切である。

2.2.2 電源開発・供給力の現状と課題

これまでバングラデシュでは電源のほとんどが国産の天然ガスで賄われており、グリッドと自家発での天然ガスの利用が全電源の 76%を占めた。また、地方で小規模のディーゼル発電が行われているほか、2006 年からは国内炭を利用した山元発電も電源に加わった。地形的に大河の河口地域にあるため、水力発電はごく小規模にとどまっている。

近年では、国産天然ガスは資源の制約から生産が停滞気味で、ガス火力の稼働にも影響が出ているといわれる。このため 2018 年より LNG の輸入が開始された。また、国内炭の開発にも課題が多いことから、輸入炭による石炭火力がパイラに建設され、2020 年に第 1 期（660MWx2）工事が完了し、運転を開始した。さらに、ダッカの西 140km に Rooppur 原子力発電所（1,200MWx2）が建設中である。

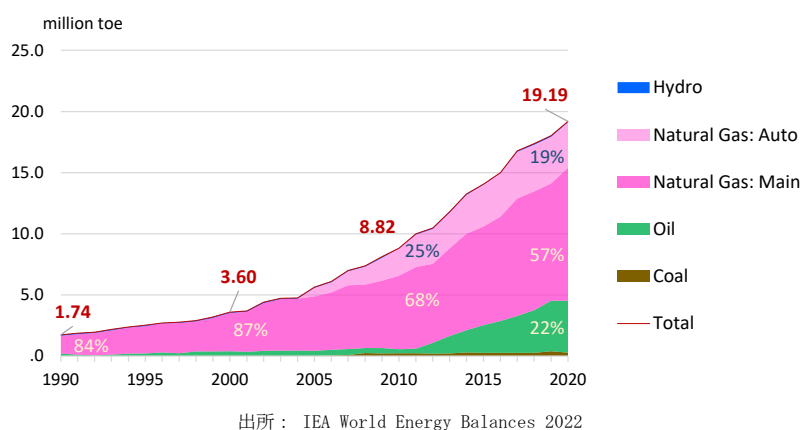


図 2.2-3 バングラデシュの電源構成（エネルギー投入量）の推移

今後の需要増に備えるため電力供給体制の拡充を図るうえでの主要な課題としては下記のような事項が挙げられる。

(1) 電源開発・供給力確保

a. 在来型火力発電

バングラデシュでは国産の天然ガスを火力発電に多く利用してきたが、資源の枯渇が懸念されたため、輸入炭を使用する石炭火力の建設が立案された。このうち、パイラ発電所は一号機が 2020 年 5 月、二号機が同年 12 月に運開したが、世界的な低・脱炭素社会の実現に向けた潮流を考慮し、バングラデシュ政府は 2021 年 6 月に 10 箇所の石炭力発電所建設計画を凍結した。今後大規模な基幹電源の開発を必要とするバングラデシュにとって、石炭火力はガス火力と並ぶ極めて重要なオプションであり、地球温暖化対策を見据えつつ、石炭火力の導入計画をどのように扱うかについて慎重に検討を進める必要がある。

b. 原子力発電

バングラデシュではダッカの西 140km で Rooppur 原子力発電所（1,200MWx2 基）の建設が進められており、これはロシアの支援を受けたものである。最近の原子力発電は 1 ユニッ

ト当たりの定格容量が 1,000MW 級以上となるため規模の経済の面でも大きな存在となるが、何らかの原因で稼働が停止した場合、まだ規模の小さい電力系統へのインパクトをどのように解決するかを考慮する必要がある。

c. 再生可能エネルギー発電

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は概ね下記のとおりである。

- ・ 水力発電：国土の大半が大河川の下流域、標高 5m 以下の低湿地にあり、水力発電の大規模な導入は望めない。
- ・ 風力発電：適地は沿岸地域に偏在し、陸上風力の導入は限定的となる。同国南部では洋上風力のポテンシャルが見込めるが、需要地から遠く、ネットワークの整備が課題である。
- ・ 太陽光発電：最も有力視されているが、適地は南東部の沿岸地域に偏在し、ネットワークの整備が課題である。

なお、自然変動型再生可能エネルギー（VRE: Variable renewable energy）の導入に当たっては、系統電力に対する需要の変動急峻化（ダックカーブ化）、電力系統の低慣性化、同期化力の低下（同期発電機の脱調）などの課題がある。また、配電系統では電力潮流の複雑化や過負荷、電圧逸脱などの技術的課題が多数ある。

d. アンモニア専焼発電・水素発電

アンモニア専焼発電や水素発電などはまだ実証段階の初期にあり、財政、技術両面で十分な基盤を持たないバングラデシュは、将来のオプションとして、これらの技術が affordable なレベルまで進化するのを期待するというポジションにあるといえよう。

(2) 発電設備の O&M および電力需給運用

2013 年～2015 年当時、バングラデシュでは高需要発生時に、負荷遮断による需給バランス維持対策が常態化していた。発電設備のメンテナンス不足による発電機出力・熱効率の低下、設備故障の発生、発電・補修計画の不十分な管理、発電指令権限が十分に機能していないことなどが原因として挙げられる。

近年では、需給バランス維持は大きく改善され、供給力はむしろ過剰気味となっているが、発電当日にガス燃料の供給不足で停止したり、定格出力以下で運転しているなど、平均して約 2,000MW 以上の発電機が故障、能力低下で、停止または出力低下を招くなどの事態が起きている。

(3) 周波数調整力確保の課題

PSMP2016 の策定当時、バングラデシュの発電機は自動需給調整機能が十分に整備されておらず、50Hz±1.0Hz を大きく上回る変動が生じていた。現在では、ガバナフリー運転を実施している発電機がある程度確保され、周波数変動は、概ね 50Hz±0.5Hz 程度にまで改善

している。しかし、周波数の変動幅を抑えるため、一次周波数制御の予備力を強化する必要がある。ガバナフリー運転だけでは周波数を維持する能力が十分あるとはいえず、大きな周波数変動があると、戻りきらない部分を別の手段で調整する必要がある。現在、NLDC の EMS と発電機とは、依然としてオンライン化されておらず指令電話で調整されており、今後、太陽光・風力発電のような自然変動型電源が増加すると、需給バランス維持が難しくなる可能性がある。

(4) 送電系統計画と運用

電力需要の伸びに応じるため、今後は石炭、LNG などの輸入燃料による大規模発電所が南部のベンガル湾沿岸に集中的に立地するため、需要の中心地であるダッカ方面に向けて 400kV 送電線の建設が進んでおり、765kV 送電線の建設も計画されている。送電系統の整備では需要の地域分布の変化などに留意し、適切な計画を立案することが求められる。また、万一電源脱落が発生しても、安定供給が維持できる対策とることが重要となる。

また、ダッカなどの重要な需要集中地区への送電系統では、各都市の状況に適確に対応できるように、関係者間の緊密な連携・協調が必要となる。

バングラデシュでは、ネパール、ブータンなど近隣諸国からの電力輸入も計画されている。輸入燃料利用の大規模発電所が南部沿岸に立地されるため、電力輸入には南から北への潮流の偏りを是正する役割も期待されている。しかし、現在の計画がすべて完成すると外国との連系点は合計 12 か所、容量は 10GW (10,000MW) を超え、2041 年の総需要 50~70GW の 14%~20%を占めることとなるので、システム全体のセキュリティ面にも十分配慮する必要がある。このため、システム・セキュリティについて技術、経済性の両面からの検討を進め、近隣諸国との連系の最適地点を選定することが必要である。

2.3 エネルギー・環境政策

2.3.1 社会経済政策

バングラデシュにおいて現在有効な社会経済政策は下記のとおりである。

- a. 超長期：Bangladesh Delta Plan 2100 (2018 年 10 月制定)
- b. 長期：Perspective Plan of Bangladesh 2021~2041 (2020 年 3 月制定),
- c. 中短期：第 8 次 5 ヶ年計画 2020 年 7 月～ 2025 年 6 月 (2020 年 5 月制定)

1) Bangladesh Delta Plan 2100

Bangladesh Delta Plan 2100 (以下 BDP2100) ⁹は 2018 年に計画委員会が策定した。

バングラデシュは、地理的にはデルタ地帯と特徴づけられ、世界のなかでも人口密度の高いことで知られている。バングラデシュは、適切に水環境を管理することによって、限られ

⁹ Planning Commission, access on March 2022, <http://www.plancomm.gov.bd/site/files/fd6c54f6-dfab-4c71-b44a-e983ffd2bdee/>

た耕作地を維持し、また産業に必要な土地を確保する必要がある。こうした背景のもと、BDP 2100 は「デルタ地帯をバングラデシュのリスク要因ではなく経済成長の源とする」ことを目的とし、次のような上位目標を設定している。

- a) 目標 1 : 2030 年までに極度の貧困をなくす
- b) 目標 2 : 2030 年までに高中所得国となる
- c) 目標 3 : 2041 年以降、繁栄した国であり続ける

計画は文字通り 21 世紀末までの超長期を視野に置き、戦略は固定的なものではなく、5 年ごとに、その時々的情勢を踏まえて見直しを行う柔軟なものとしている。同戦略では、水環境の保全や持続可能な開発、気候変動による影響の緩和という観点から、再生可能エネルギーの開発を推進する方針が示されている。とりわけ、同計画は、豊かな国の証として、2041 年までに再生可能エネルギーによるエネルギー供給を 30%以上とすることを目指している。

2) Perspective Plan of Bangladesh 2021-2041

Perspective Plan of Bangladesh 2021-2041 (以下 PP2041)¹⁰は、2020 年 3 月に Planning Commission が策定した。2031 年までに高中所得国に、2041 年までに高所得国になるという目標を定めた Vision 2041 の実現を目的とした計画である。2041 年に高所得国入りすること (一人当たり GDP が計画策定時点の価格で USD12,500 以上) と、貧困を過去のものとすることが柱になっている。

表 2.3-1 PP2014 の経済成長と貧困に関する目標

Indicator	Benchmark FY20	Target FY31	Target FY41
Real GDP Growth (%)	8.2	9.0	9.9
Poverty indicators			
Extreme Poverty (%)	9.4	2.3	<1.0
Poverty (%)	18.8	7.0	<3.0

出所: Planning Commission, Perspective Plan of Bangladesh, 2021-2041

社会経済目標を達成するための 11 項目にわたる分野別戦略の中で、エネルギーと環境は集中的に議論されている。とりわけ (1) バランスの取れた電源、送配電開発、(2) 民間参加の促進、(3) 近隣 3 ヶ国からの電力輸入の拡大、(4) 再生可能エネルギーの開発促進が取り上げられている。

3) 第 8 次五ヶ年計画 : 8th Five Year Plan July 2020-June 2025

8th Five Year Plan July 2020-June 2025¹¹ (以下、8FYP) は、2020 年 12 月に Planning Commission が策定した。2041 年に先進国になるという大方針は、5 年サイクルで見直しを行う詳細計画により実現を目指す。8FYP はその第 1 弾であり、2020 年 7 月からの 5 年間を対象とする。

¹⁰ Planning Commission, access on March 2022, <http://www.plancomm.gov.bd/site/files/99b0fa7c-4fca-4154-ad7c-0bc00e35df8f/>

¹¹ Planning Commission, access on March 2022, <http://www.plancomm.gov.bd/site/files/8ec347dc-4926-4802-a839-7569897e1a7a/>

計画は新型コロナウイルスの影響も踏まえ、6つの核心的なテーマを定めている。

- 1) 人々の健康、自信、雇用、所得、経済活動を COVID-19 の影響から早期に回復させる。
- 2) 経済成長の加速、雇用の創出、生産性の向上、および早急な貧困削減。
- 3) すべての市民が開発プロセスに十分に参加し利益を得られるようにし、社会保障のもとでの所得移転によって貧困層や弱者を支援する、包摂的な戦略。
- 4) 災害や気候変動に強く、天然資源を持続的に利用し、かつ都市化を適切に管理する、持続可能な開発。
- 5) 高中所得国となるために要する重要な制度の整備と改善。
- 6) SDGs 目標の達成と、後発開発途上国を脱することによる影響¹²への対応。

まずは COVID-19 によって減速した経済を成長軌道に戻すため、労働集約的かつ輸出を中心とした製造業を原動力とした成長を目指す。

表 2.3-2 第8次五か年計画における GDP 成長見通し

	FY20 (Actual)	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	
Pre-COVID-19 GDP growth (as per pp2041)	8.19	8.23	8.29	8.32	8.37	8.51	
GDP Growth with COVID-19	5.24	7.40	7.70	8.00	8.32	8.51	
Population Growth	1.39	1.34	1.24	1.22	1.19	1.18	
Per capita GDP Growth	3.85	6.06	6.46	6.78	7.13	7.33	
	FY19 (Actual)	FY20 (Actual)	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25
Growth Rate (Percent)							
Agriculture	3.92	3.11	3.47	3.83	4.10	4.00	3.90
Industry	12.67	6.48	10.29	10.59	10.79	11.20	11.90
o/w Manufacturing	14.20	5.84	10.73	10.99	11.24	12.00	12.60
Services	6.78	5.32	6.74	6.95	7.25	7.30	7.35
GDP	8.15	5.24	7.40	7.70	8.00	8.32	8.51
Share as % of GDP (Constant price)							
Agriculture	13.65	13.35	12.84	12.36	11.89	11.16	10.56
Industry	35.00	35.36	36.25	37.17	38.07	40.37	41.86
o/w Manufacturing	24.08	24.18	24.89	25.61	26.33	28.75	30.23
Services	51.35	51.30	50.91	50.47	50.04	48.47	47.58

出所: Planning Commission, 8th Five Year Plan July 2020-June 2025

2.3.2 エネルギー政策

1) エネルギー構造

Bangladesh Delta Plan 2100 (BDP 2100) や Perspective Plan 2021-2041 (PP 2041)、8th Five Year Plan July 2020-June 2025 (8FYP) で共通するのは再生可能エネルギーの利用拡大である。

これらの政策文書が目指すエネルギーミックスの姿は、既に過去のものとなりつつある。2021年11月のCOP26において Sheikh Hasina 首相は、10の石炭火力建設計画をキャンセルしたことを確認したほか、「2041年までにエネルギー供給の40%を再生可能エネルギーとし

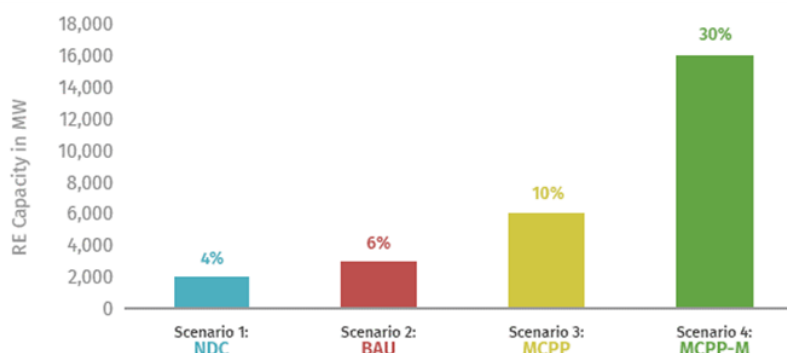
¹² 国際社会からの支援の減少と国際社会に対する責任の増加、低コストの労働力に由来する国際競争力の限界、などを指す。

たい」と宣言した。この結果、PSMP 2016が見通した石炭火力の増加は見込めなくなり、逆に再生可能エネルギーは従来の目標を大きく超えて増やす方針が示された。

表 2.3-3 PP2041 におけるエネルギー・電力関係の主要目標

Objectives/Performance Indicators	Actual		Target		
	FY2019		FY2021	FY2031	FY2041
Make power sector viable	Losses amounting Tk.75 billion				
Total Grid based generation capacity of electricity	18,961 MW		21,369 MW	33,000 MW	56,734 MW
Maximum peak demand: PSMP 2016 base case	12,893 MW		14,500 MW	29,300 MW	51,000 MW
Increase efficiency of energy use as well as reducing the system loss (T&D loss)	11.96% (T&D loss)				T&D loss target: Single digit
Diversify fuel use in Power Generation Capacity to balance use of low-cost fuel with low-carbon content Note: Power generation by renewable energy is not listed in the generation mix in this table, being classified as power purchase.	Gas/LNG	57.4%	45%	29%	35%
	Coal	2.8%	27%	30%	35%
	Liquid Fuel	32.4%	17%	9%	1%
	Nuclear	-	-	14%	12%
	Hydro	1.2%	1%	1%	1%
	Renewables	0.2%	-	-	-
	Power Import	6.0%	9%	17%	16%
Increase private sector investments in electricity, gas, and other energy supply	50% including imports		50%	55%	60%
Encourage energy trade	1,160 MW		2,000 MW	5,000 MW	9,000 MW
Access to electricity	72%		100%	100%	100%
Installation of petroleum pipeline	0 km		451 km	1,077 km	1,177 km
Installed processing capacity of refinery	1.5 million tons		1.5 mil. tons	19.5 mil. tons	19.5 mil. tons

出所: Planning Commission, Perspective Plan 2041 as of PSMP 2016



NDC = National Determined Contribution, BAU = Business as Usual

MCPP = Mujib Climate Prosperity Plan scenario, MCPP-M = Mujib Climate Prosperity Plan scenario - maximal

出所: Planning Commission, Mujib Climate Prosperity Plan

図 2.3-1 エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーのシェア（2030）

一方、「再生可能エネルギーのみならず、原子力や水素、CCS など、多様なクリーンエネルギーのオプションを採用すべき」との方向も示されている¹³。バングラデシュは世界有数の多人口国家である一方、利用可能な国土面積は限られている。エネルギー製造の地理的密度が低い再生可能エネルギーだけでは十分な量のエネルギー供給が困難で、エネルギー密

¹³ バングラデシュ政府高官からの聞き取り。

度の高いクリーンエネルギーである原子力や水素、CCS といった選択肢を視野に入れるのは十分合理的であると言えよう。

2) エネルギー効率

バングラデシュでは、省エネルギーマスタープラン（EECMP2016）で計画されている政策を中心に省エネルギーへの取り組みが進められている。EECMP2016では、GDPあたりの一次エネルギーを2013年比で2021年までに15%削減、2030年までに20%削減する省エネルギー目標を設定している。エネルギー効率の向上は重要な仮想エネルギー源ともいえるので、第3章で詳しく論じることとする。

3) 電力

Perspective Plan of Bangladesh 2010-2021 (PP2021) (2012年4月)の成功を受けて、Perspective Plan of Bangladesh 2021-2041 (PP2041) (2020年3月)が策定され、電力政策の柱となっている。PP2041では、① GDP成長のさらなる加速、都市化の進展により電力と一次エネルギー需要が大幅に増加し、さらなる電源開発とエネルギー資源開発が必要になる、②その一方、気候変動や環境面の管理に配慮する必要性から、化石燃料の割合を減らし、クリーンテクノロジーや再生可能エネルギーの導入を高める必要がある、としている。

a. 電力・エネルギー戦略面：

年率9%というGDPの加速度的成長に伴う電力需要の増加(9.3%)を満たすこと。そのためには、以下の施策が必要。

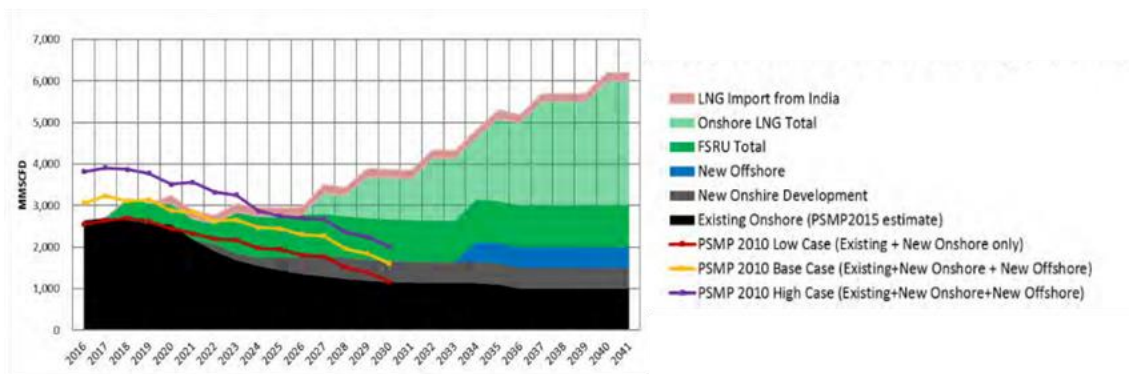
- 1) 設備投資コストの抑制
- 2) 高コストの液体燃料ベースの発電所の段階的な廃止と低コスト燃料への移行
- 3) 化石燃料への過度の依存からの脱却。
- 4) 低コスト燃料発電と再生可能エネルギーのバランスのとれた組み合わせ、
- 5) インド、ネパール、ブータンからの輸入水力発電や太陽光発電の利用。

b. 資金調達面：

電力部門の財政的持続可能性を確保し、高中所得国や高所得国で一般的な資産に対する合理的な収益率を得られるようにすること。

4) 天然ガス

PSMP2016では、ガス、石油、石炭、一次エネルギーなどの需要が包括的にカバーされている。同計画では2041年までの天然ガス生産見通しが作成されており、国内生産が2017年をピークとして減退に向かうのを補うため、LNG輸入を実施するとされている。このためFSRUや陸上のLNG受入基地を建設し、気化したガスを国内に供給する。また、同国西部には良い港湾がないため、インド経由でLNGを気化したガスを輸入するとしている。



出所：PSMP2016

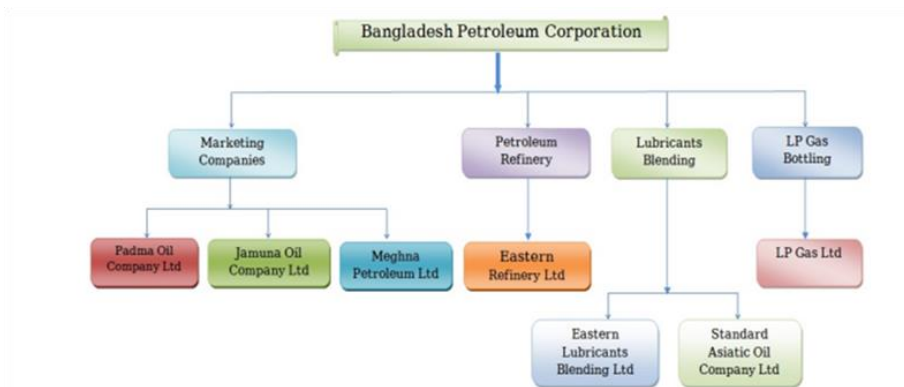
図 2.3-2 ガス供給シナリオ

世界銀行 RERED-II の資金提供により、2018 年 2 月に Gas Sector Master Plan Bangladesh 2017 (GSMP2017) が策定された¹⁴。同報告書はガス需要予測、ガス供給予測、最小コスト供給の検討、ガス輸送にかかるインフラ計画、国内ガスネットワークの検討、LNG 輸入計画、そして法制度にて構成されている。

現在、国内天然ガスの探鉱促進のため、マルチ・クライアント調査が行われている。バングラデシュ沖合モデル生産分与契約（PSC）が最終決定し、入札ラウンドに向け、入札書類とデータパッケージの準備が進行中である。

5) 石油

電力・エネルギー・鉱物資源省（Ministry of Power, Energy & Mineral Resources (MPEMR)）の傘下にある政府の公的機関として、国内の石油製品の輸入、貯蔵、販売、流通に関するすべての活動を監督、調整、管理し、石油製品を取り扱うためのインフラ施設を開発・設置する目的のもと、1976 年に BPC がバングラデシュ石油公社条例に基づき設立され、1977 年 1 月 1 日に活動を開始した。



出所：BPC

図 2.3-3 BPC の関係会社組織図

¹⁴ 電力、エネルギー、鉱物資源省「GAS SECTOR MASTER PLAN BANGLADESH 2017」

BPC は、「環境に優しい石油製品を適正な価格で全国に安定供給すること」をビジョンとし、「燃料油の輸入、精製、流通、開発を通じて、国のエネルギー安全保障を確保すること」をミッションとして掲げ、原油から化学品にいたるまでの石油関連事業全般を所管している。また、石油製品販売、石油精製、潤滑油調合、LPG ボトリングを BPC 子会社の所管としている。

表 2.3-3 に示すように、PP2041 では大規模な製油所の拡張、需要地での迅速、簡便な石油製品の入手を目的とする全国石油製品パイプラインの建設を、環境保護に十分配慮しつつ進めるとしている。

6) 石炭

PP2041 では、低コスト電源の確保を念頭に置き、電源に占める石炭の比率を 2031 年で 30%、2041 年で 35% とすることとされている。このため、PP2041 では、長期的なエネルギー安全保障のために、国内炭をより多く生産すること、また、港湾や輸送設備などの石炭輸入設備に大規模な投資を行うことが必要とされている。

一方、Coal Policy draft が 2007 年に作成されたが、Final 版は完成していない。そこでは国内炭、輸入炭の役割についての政府見解が示されていたが、現在、輸入炭は消費者の自由裁量により輸入先、輸入価格等が決定できるようになっている。国内炭開発について、政府は住民移転問題、環境問題、開発投資等の面で問題を抱え、Coal Policy を正式に制定するに至っていない。気候変動とエネルギー安全保障への関心が高まるなか、国内炭開発や輸入インフラ建設に係る政策を明確に示すため、はっきりした Coal Policy を策定することが必要である。

表 2.3-4 燃料別発電単価

Fuel Type	Unit Cost
	Tk./kWh
Furnace Oil (Heavy Fuel Oil)	17
HSD (Diesel Gas Oil)	26
LNG	13
Imported Coal	8.1
Domestic Coal	6
Domestic Gas	2.57
Hydro	1
Solar Power Plant	12
Imported Power	6.48

Source: Power Division

7) 再生可能エネルギー

2008 年以降、バングラデシュでは再生可能エネルギー導入策として多くの政策や指針が策定されてきた。なかでも、PSMP2016 では、2041 年のベスト・エネルギーミックスの想定として、再エネ比率 10% (RE10) および 20% (RE20) の 2 つのシナリオが提案されている。併せて、再エネ電源の累計導入目標は 2021 年までに 2.47GW、2041 年までに 3.864GW へと更新されている。

表 2.3-5 バングラデシュの再生可能エネルギー政策：2008-2022

2008	Bangladesh Renewable Energy Policy
2013	Guideline for the Implementation for Solar Power Development Program
2015	Renewable Energy Development Target, 2015-2021
2016	Power System Master Plan 2016 (PSMP2016)
2018	Bangladesh Delta Plan 2100
2020	Perspective Plan of Bangladesh 2021-2041
	Eighth Five Year Plan July 2020-June 2025
2021	NDC
2022	[Draft] Renewable Energy Policy, 2022

出所：各種資料より調査団作成

これに伴い、Bangladesh Delta Plan 2100 では 2041 年の達成目標として、全電源に占める再生可能エネルギー比率を 30%とすることが設定された。さらに PP2041 では、国内の再生可能エネルギーと電力輸入（隣国での水力発電を想定）を合わせて、この比率を 2041 年に 35%とすることが設定されている。

表 2.3-6 PSMP2016 の再生可能エネルギー導入目標

再生可能発電容量(累計)	2.47GW(～2021年)、3.864GW(～2041年)
バイオガス生産量	790,000m ³ /日 (追加600,000m ³ /日 (～2031年))
	3百万m ³ /日 (～2041年))
隣国からのエネルギー輸入	3.5～8.5GW (～2031年)
	9.0GW (～2041年)
同ルール・規制の制定	中長期目標。キャパシティ・ビルディングも実施

(出所) PSMP2016

2021 年には、2015 年に提出した INDC の改訂版として NDC（国が決定する貢献）が UNFCCC に提出された。無条件の貢献では、2030 年に BAU 比で 27.56M トン-CO₂e(6.73%) の GHG 削減、諸外国の経済援助を前提とした条件付きの貢献としては 61.9M トン-CO₂e(15.12%)の GHG 削減が示されている。条件付きの GHG 削減量は無条件の削減量への上乗せ分であり、合計では最大で 89.47M トンの CO₂e(21.85%)の GHG 削減が目標として示されている。そのうち、エネルギー部門では、バングラデシュ全体の GHG 削減量のうち 96%に相当する 85.986M トン-CO₂e の削減が示されている。

表 2.3-7 NDC における 2030 までの再エネ導入目標

		条件付
Grid-connected Solar	581 MW	2,227 MW
Wind	149 MW	597 MW
Biomass	20 MW	50 MW
Biogas	5 MW	5 MW
New Hydro	100 MW	1,000 MW
Solar Mini-grid	56.8 MW	56.8 MW
Waste-to-Electricity	N.A.	128.5 MW
	1.8 MW	4114.3 MW

(出所) Bangladesh NDC, Table 4 および 5 を基に(一財)日本エネルギー経済研究所作成

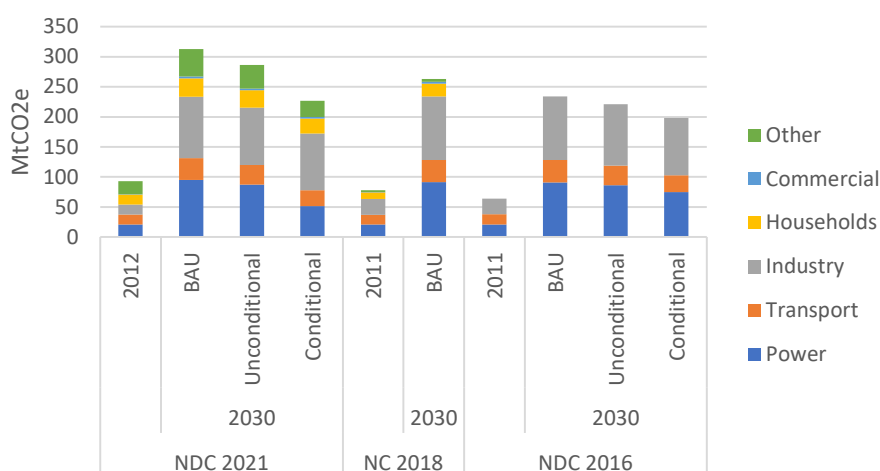
2.3.3 気候変動政策

気候変動問題への関心の高まりを受け、2021 年 8 月 26 日に、バングラデシュの更新版「国が決定する貢献」(NDC) が、国連気候変動枠組み条約 (UNFCCC) 事務局に提出された。また同年 9 月には、同国の「ムジブ気候繁栄計画」暫定報告書が発表された。

1) 改訂版国別貢献目標 (NDC)

同国の NDC の内容は、下記 2 点に要約される。

- 1) 無条件のシナリオでは、温室効果ガス (GHG) 排出量は 2030 年に BAU (409.4 MtCO₂e) 比 6.73%の削減となる。
- 2) 条件付きシナリオでは、GHG 排出量は 2030 年に BAU 比 21.85%の削減となる。



出典：2021 年および 2016 年の NDC。

図 2.3-4 NDC における排出削減量の変遷

上記目標はそれぞれ BAU (234 MtCO₂e) 比 5%および 15%から更新されているが、この場合の BAU は、電力、運輸、および産業部門のみを対象としていた。2021 年の NDC にお

けるエネルギー関連排出量を、2018年の国別報告書（NC）および2016年のNDCの排出量と比較する（図2.3-4）。

表2.3-8に、無条件および条件付き貢献シナリオについての、一連の考えられる緩和措置をまとめる。注記：その他には、レンガ窯部門が含まれる。

表 2.3-8 考えられる緩和措置：NDC 2021

	無条件貢献	条件付き貢献
電力部門	<ul style="list-style-type: none"> a.再生可能エネルギープロジェクトの実施：911.8 MW b.新しいコンバインドサイクルガス火力発電所の設置：3,208 MW c.既存のガスタービン発電所の効率改善：570 MW d.プリペイドメーターの設置 	<ul style="list-style-type: none"> ●再生可能エネルギープロジェクトの実施：4,114.3 MW ●超々臨界圧技術を採用した石炭火力発電所：12,147 MW ●新しいコンバインドサイクルガス火力発電所の設置：5,613 MW ●既存のガスタービン発電所の効率改善：570 MW ●プリペイドメーターの設置 ●2030年までに送配電ロスを1桁に引き下げる
運輸部門	<ul style="list-style-type: none"> ●道路渋滞の改善：燃費の5%向上 ●主要都市のBRTやMRT、マルチモーダルハブの形成、パドマ橋などのさまざまな輸送プロジェクトを通じた、道路から鉄道へのモーダルシフト：人キロで10%のモーダルシフト ●内航水運（IWT）システムの改善および強化（地域的、サブ地域的、および地区的ルートの運航改善、船舶の維持管理を改善しエンジン性能を強化、電気推進船の導入など） 	<ul style="list-style-type: none"> ●道路渋滞の改善：燃費の15%向上 ●主要都市のBRTやMRT、マルチモーダルハブの形成、新しい橋などのさまざまな輸送プロジェクトを通じた、道路から鉄道へのモーダルシフト：人キロで25%のモーダルシフト ●内航水運（IWT）システムの改善および強化（地域的、サブ地域的、および地区的ルートの運航改善、船舶の維持管理を改善しエンジン性能を強化、電気推進船の導入など）
産業部門	<ul style="list-style-type: none"> ●エネルギー効率・保全マスタープラン（EECMP）に沿った対策を通じて、産業各部門におけるエネルギー効率の10%向上を達成 	<ul style="list-style-type: none"> ●エネルギー効率・保全マスタープラン（EECMP）に沿った対策を通じて、産業各部門におけるエネルギー効率の20%向上を達成 ●グリーン産業の振興 ●カーボンファイナンスの促進
家庭および業務部門	<ul style="list-style-type: none"> ●住宅および業務用建物におけるエネルギー高効率機器の使用：排出量をそれぞれ5%および12%削減 	<ul style="list-style-type: none"> ●住宅および業務用建物におけるエネルギー高効率機器の使用：排出量をそれぞれ19%および25%削減
その他部門	レンガ窯 <ul style="list-style-type: none"> ●固定煙突窯（FCK）の禁止、高度技術と非焼成レンガの使用促進：14%の排出量削減 	レンガ窯 <ul style="list-style-type: none"> a.固定煙突窯（FCK）の禁止、高度技術と非焼成レンガの使用促進：47%の排出量削減

出典：2021年のNDC。

2) ムジブ気候繁栄計画

ムジブ気候繁栄計画（Mujib Climate Prosperity Plan）の概要を表2.3-9に示す。

表 2.3-9 ムジブ気候繁栄計画の概要

主な取り組み・対策			
キーポイント 1：適応の加速			
キーポイント 2：労働の「公正な移行」と、技術移転を伴った将来が保証された産業			
	2B：グローバルサプライチェーンにおける、将来が保証されたバングラデシュの位置		
キーポイント 3：「最も脆弱な人々」に支出するための公的収入の増加			
	3B：収入創出のためのカーボンファイナンス制度の確立	目標マイルストーン 2024 年：低所得世帯に対し優先的に便益を与える配当付きカーボンプライシングまたは炭素税の実施	
キーポイント 4：包括的な気候・災害リスクへの資金供給と管理			
キーポイント 5：厚生拡大に向けた 21 世紀技術へのてこ入れ			
キーポイント 6：再生可能エネルギー、エネルギー効率、および電力・運輸部門の強靱性を最大化			
	6A：再生可能エネルギーの豊かさ、エネルギー効率、およびエネルギー貯蔵インフラを最大化	ムジブベンガル湾独立ギガアレイ	4GWの洋上風力発電と並行してマングローブグリーンベルトの植林
		戦略的ムジブエネルギーハブ	石炭火力発電所の、水素工場などのグリーンエネルギー施設への転換
		2041 年までに再生可能エネルギーシェア 40%に向けた低炭素成長の軌道を設定しつつ、送電網の近代化、資金調達、および投資を条件として、2030 年までに最大 30%の変動型再生可能エネルギー、2030 年までにエネルギー原単位の 20%低減。	
	6B：強靱性を支えるための系統とアンシラリー市場の近代化		
	6C：未来の運輸ソリューションへの移行		

出典：ムジブ気候繁栄計画 2021

ムジブ気候繁栄計画には、下記 4 つのシナリオが組み込まれている。

- 1) 現状趨勢 (BAU)：ビジョン 2041 のレファレンスシナリオを使用。
- 2) 国が決定する貢献 (NDC)：第 1 回提出 NDC に基づく。NDC は継続的に更新・提出されるのに応じて、これも更新される。
- 3) ムジブ気候繁栄計画 (MCPP)：現在および将来予想される資源と支援へのアクセスに基づく、現実的な気候繁栄シナリオ。
- 4) 最大化ムジブ気候繁栄計画 (MCPP-M)：国際的な支援と民間部門（国内、地域、および国際）の両方で利用可能な資源が大幅に増加することに基づく、最大化された気候繁栄シナリオ

表 2.3-10 シナリオ別の再生可能エネルギーシェアとエネルギー原単位の削減

	Scenario	2025	2030	2041
RE share in energy mix	BAU	3%	6%	
	MCPP	5%	10%	
	MCPP-M	7%	30%	40%
Lower energy intensity	MCPP-M		20%	

出所：ムジブ気候繁栄計画 2021

3) 国家適応計画

国家適応計画 (NAP) はバングラデシュ政府によって承認され、2022 年 11 月 2 日に公表された。NAP は、次の 8 つのセクターを含んでいる。1) 水資源、2) 災害、安全及び社会保障、3) 農業、4) 漁業、水産養殖、畜産、5) 都市地域、6) 生態系、湿地及び生物多様性、7) 政策と制度、8) 能力開発、研究及びイノベーション。NAP は 113 の政策介入を考案しており、そのうち 90 は優先度が高く、23 は中程度の優先度である。113 の政策介入の費用の評価では、27 年間 (2023 年から 2050 年) で 20 兆 370 億 BDT (2,300 億米ドルに相当) の総投資が明示されている。

2.3.4 環境政策

バングラデシュにおける最初の環境法は、1995 年に公布された環境保全法 (Environmental Conservation Act: ECA¹⁵) で、1997 年の環境保全規則 (Environmental Conservation Act: ECR¹⁶) がそれに続いている。ECA は、環境保全の推進、環境基準の策定、環境汚染の抑制と軽減、および環境基準のクリアランスを取得するためのプロセス、環境許認可を取得するためのフォーム、汚染の基準などを定めている。

環境社会面で最も新しい政策は、2018 年に策定された国家環境政策 (National Environmental Policy: NEP) である。幅広いセクターの行動指針とともに、環境活動の包括的な枠組みを示した政策文書となっている。同政策は開発に関連する横断的な環境問題への取り組み、国家当局や産業界による緩和策の検討・実施を要請している。同政策は以下の点を目的としている。

- ① 改正された環境保護法に則り、環境と資源の保全、汚染と劣化の抑制に関連する法律を必要に応じ改正し、適切かつ包括的な運用を行う。
- ② 関連する法律の適切な遵守を目指し広く国民に周知する。

また、NEP2018 は国家元首が国家環境委員会 (NEC) の議長を務めることを定め、同政策の実施に係る総合的な指針を示している。NEP2018 では 24 項目について最新版の環境政策が示されているが、その詳細については Appendix A を参照されたい。

¹⁵ ECA はその後 2000、2002、2010 年に改訂されている。

¹⁶ ECR はその後 2002、2003、2005、2007、2008、2010、2017、2020 年に改訂されている。

第3章 省エネルギーへの取り組み

エネルギーの効率改善と節約は、社会経済の発展に伴うエネルギー消費やGHGの排出をより少なく抑えることができる。いわば、CO₂の排出を伴わない影のエネルギーの発見にも似ている。その進展度は社会的な決意、政策的な誘導、革新技术の展開などに大きく依存し、一般的に将来の見通しは規範的分析によったり、政治目標として設定されることが多い。このように、省エネの動向は第4章で展開するエネルギー需要見通しの前提条件として基本的趨勢を定めるものと考え、本章で議論する。

3.1 省エネマスタープラン2016の概要

3.1.1 エネルギー消費と省エネの動向

Bangladeshのエネルギー消費は、経済成長を反映し、2000年～2020年の間に2.00倍に拡大した。この期間にGDPは3.30倍となった。一方、エネルギー消費の分野別の増加はIEAデータによれば産業部門5.27倍、民生部門1.54倍、商業・業務部門4.10倍、運輸部門3.61倍であった¹⁷。エネルギーのほぼ半分が民生部門で消費される一方、産業部門でのエネルギー消費が急速に増加している。

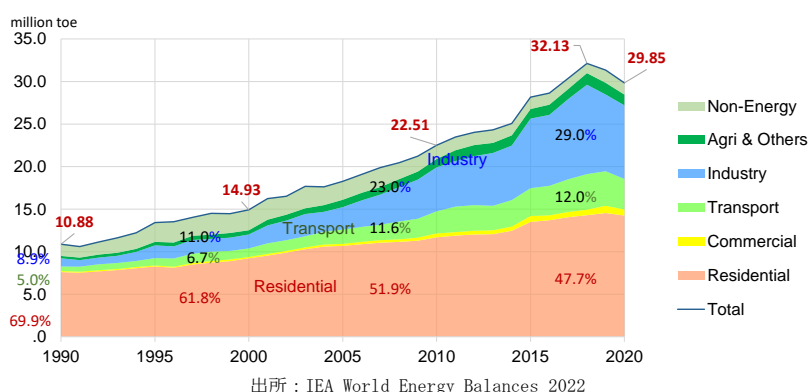
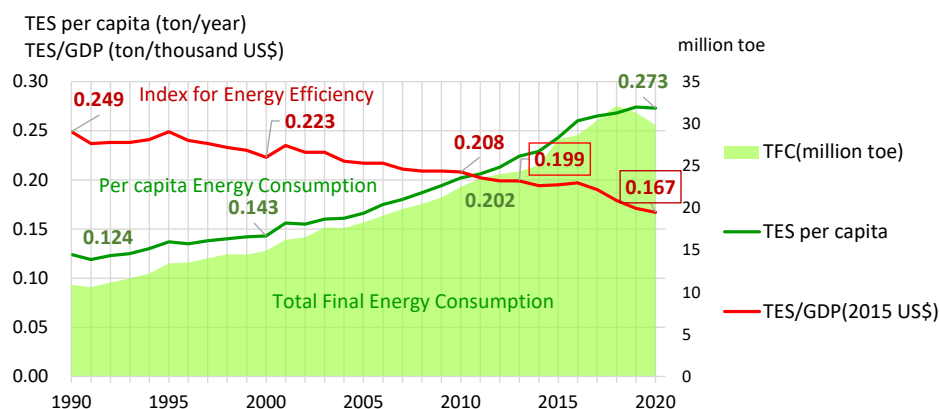


図 3.1-1 部門別最終エネルギー消費

一国のエネルギー消費効率を表す指標として、一般に、GDP当たりのエネルギー消費量（GDP原単位）が使用される。その変化を図3.1-2に示す。Bangladeshの省エネマスタープラン2016（EECMP2016）ではGDP原単位を2013年対比で2021年までに15%、2030年

¹⁷ SREDAのNational Energy Balance Reportの一部とそこに記載されている数値については第9章とAppendix Aで触れているが、Bangladeshの部門別データは30年にわたる長期トレンドを見るには不十分である。このため本節ではIEAデータを代用してEECMP2016のトピックスについて議論する。他の章でもこれと同じ取り扱いとする。

までに 20%引き下げる目標が設定されている。GDP 原単位は 2013 年対比で 2018 年には 84.5%、2020 年には 83.9%であった。



出所：IEA World Energy Balances 2022

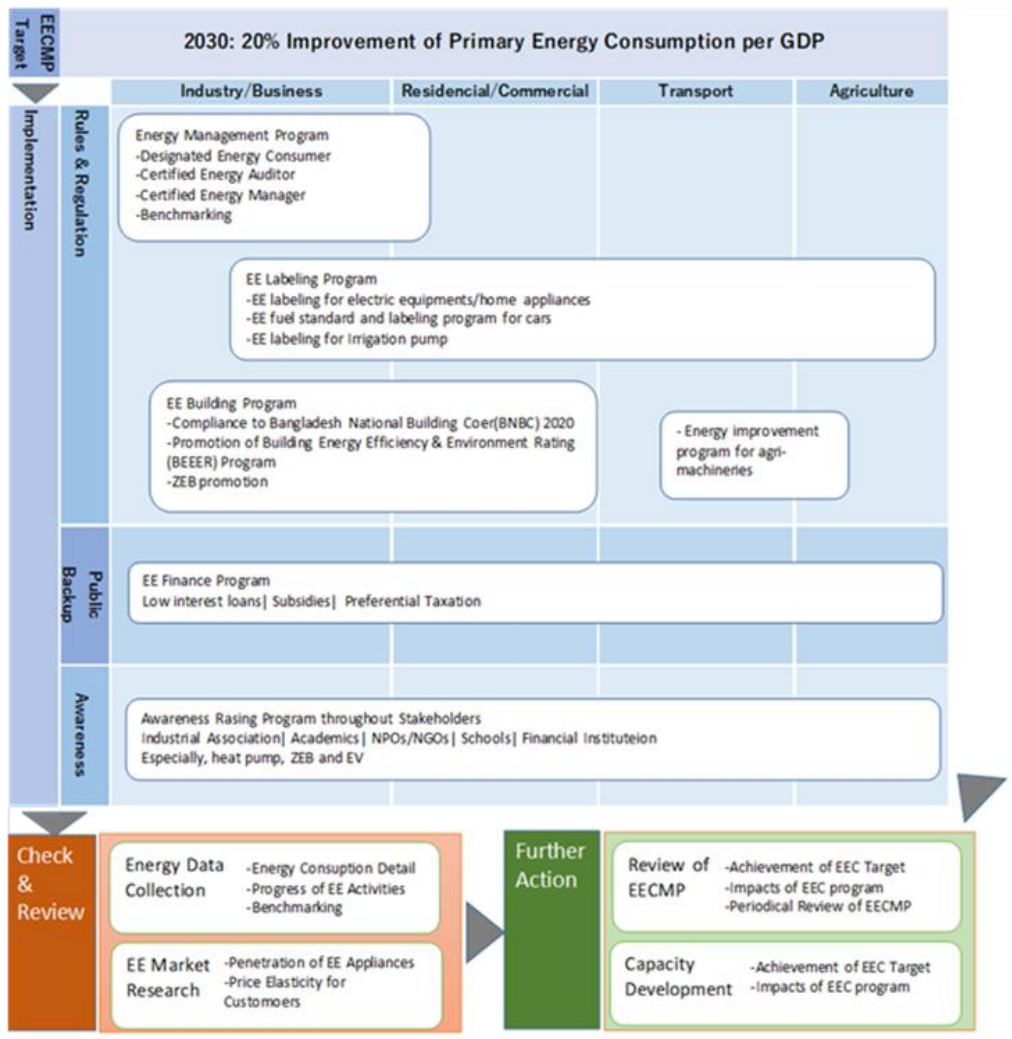
図 3.1-2 GDP 原単位：GDP 当たりの一次エネルギー消費 - バングラデシュ

3.1.2 省エネマスタープラン 2016 のアップデート

2016 年 5 月に電力・エネルギー・鉱物資源省電力部傘下の Sustainable and Renewable Energy Development Authority (SREDA)が、省エネルギー政策の最上位の政策として、省エネマスタープラン（Energy Efficiency and Conservation Master Plan 2016 up to 2030： EECMP2016）を発表した。

EECMP2016 に基づく行動計画は図 3.1-3 に示すようにアップデートされ、現在進行中である。

アップデートされた暫定版の EEC 行動計画では産業部門、民生・業務部門のほか運輸部門と農業部門もカバーされている。各部門ではエネルギー管理プログラム、EE ラベリングプログラム、EE ビルディングプログラム、エネルギー改善プログラム、EE ファイナンスプログラム、認知度向上プログラムなどの効果的なプログラムが組み立てられており、実施に移されている。各プログラムは今後の進展とともに収集されるエネルギーデータや EE 市場調査などによりチェックし、さらなる活動へとつなげていく予定である。



出所：EECMP 2016

図 3.1-3 EE&C Implementation Roadmap (2015-30)

1) 産業部門

産業部門では、エネルギー管理制度におけるエネルギー大量使用指定事業者 (Designated Large Energy Consumers: DC) の範囲の拡大と、エネルギー管理者認定制度をプログラムの主軸に置き、電力消費原単位の削減を目指している。

- ・ 大規模エネルギー使用指定事業者(DCs: Designated large energy consumers) プログラムとこれに関連する人材育成プログラムの展開
- ・ エネルギー監査プログラムの SREDA のスタッフも含めた拡大
- ・ エネルギー監査制度の下で、鉄鋼部門について追加情報を取得する技術調査を「ベンチマーキング・プログラム」として進行中
- ・ 省エネ設備の普及を図るための触媒機能をもつ公的資金の提供

2) 民生・商業部門

家電製品等のエネルギー効率基準、エネルギー効率のラベリングプログラム、建物部

門ではエネルギー評価プログラムが盛り込まれている。ラベリングプログラムの導入では、家電製品（LED、エアコン、扇風機、冷蔵庫）について共通のルールと技術課題が設定され、プログラムの運用も改善されている。バングラデシュの省エネラベリング政策ではまず自発的行動を先行させ、その後強制力を持つ仕組みに変換する手法がとられてきた。バングラデシュの国家建築法 2020 でもエネルギー効率基準が設定されているが、建築法でカバーする範囲は今後徐々に縮小する計画である。商業ビルの省エネでは建物のエネルギー効率及び環境格付けプログラム（Building Energy Efficiency & Environmental Rating program: BEEER）が主な政策手段とされているが、2030 年頃を目安にこれらを一つのスキームに統合することが望まれる。

3) 輸送部門

バングラデシュでは今後数十年にわたり急速な経済成長が進み、輸送部門のエネルギー消費は大きく伸びると予想される。このような状況のもと、アップデート版省エネマスタープランでは輸送部門、特に道路輸送での省エネ対応が試みられている。

4) 農業部門

農業部門はバングラデシュの付加価値生産の中で大きなシェアを占めており、灌漑用のエネルギー消費をどうするかは重要な課題である。このため、アップデート版省エネマスタープランでは灌漑分野での省エネ手段も取り上げている。

5) その他

石油、ガス、石炭、電力（再エネ）などのエネルギーデータを毎年収集するのに加え、省エネプログラムの実施状況や達成状況を示すデータの収集も実施されている。しかし、実績の捕捉にはまだ問題があり、エネルギーバランス統計以外ではデータの収集不足が課題となっている。モニタリングシステムを立ち上げ、各プログラムの進捗状況をチェックすることで、さらなる推進を図ることが期待される。データ収集・モニタリング活動を成功に導く手法として、特定のプログラムあるいは特定の対象部門を優先的に取り上げ集中的に推進することも検討の価値があろう。

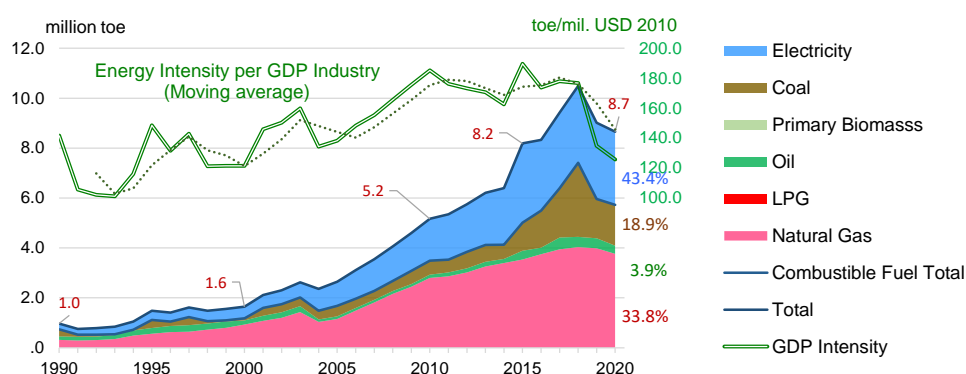
3.2 産業部門の取り組み

3.2.1 エネルギー消費の動向

図 3.2-1 に示すように、IEA によれば、2000 年から 2020 年の間に産業用エネルギー消費量は 5.3 倍に拡大した。燃料消費は 4.8 倍、電力は 6.3 倍に拡大した。天然ガスが 43.4%を占める最大のエネルギー源であり、石炭の消費量は増加しているが、石油製品の消費量は少量である。エネルギー原単位（産業部門 GDP あたりのエネルギー消費量）は、2010 年まで上昇傾向を保ち、その後横ばいになっている。2019-2020 年に減少に転じたが、これが COVID-19 による一時的な影響なのか、EECMP2016 に基づくエネルギー効率化の取り組みを反映しているのか現時点では不明であり、その両方であるかもしれない。

2020年のバングラデシュのエネルギー原単位（GDPあたりの産業エネルギー消費量）を東南アジア諸国と比較すると、バングラデシュは他国より低い値であった。IEAの統計によると、バングラデシュのエネルギー原単位（1,000ドルあたり0.032toe）は、マレーシア（0.053toe）、インドネシア（0.054toe）、タイ（0.072toe）を大きく下回っている。

IEAのデータによると、2020年の電力シェアは43%である。図3.2-1は、2000年代後半からの電化とガス化の減速傾向を示している。したがって、電力の省エネ対策が重要と考えられる。



出所: IEA World Energy Balances 2022

図 3.2-1 産業部門の最終エネルギー消費量

3.2.2 省エネマスタープランにおける主要政策とプログラム

EECMP2016の下での産業部門省エネプログラムでは以下により良いエネルギー管理制度とよりよい機器の採用制度を発足させた。

- 1) エネルギー管理制度 (EMS)
 - ・ DC (エネルギー大量使用指定事業者) は 113 から 150 に増加した。
 - ・ エネルギー管理者とエネルギー管理士の指名。18名 (SREDAのスタッフを含む) の公認エネルギー管理士が指名された。
- 2) サブセクターの指標 (サブセクターごとのエネルギー原単位、生産プロセスのエネルギー原単位)
- 3) エネルギー大量消費指定事業者

「エネルギー大量消費事業者」(指定消費者: DC) を政府が指定する。このプログラムでは産業部門のサブセクターごとにエネルギー消費の DC 指定基準を設定する。DC はエネルギー管理体制 (EMS) を立ち上げることが義務付けられ、エネルギー管理チームの結成、省エネ目標の設定、省エネ活動と監査の実施などが盛り込まれている。表 3.2-1 に立ち上げ時のエネルギー消費基準と対象企業数を示す。

表 3.2-1 エネルギー管理プログラム

No.	Category	Criteria for DCs (Annual energy consumption toe)	Numbers of candidates for DCs
01	Chemical fertilizer factories	10,000	10
02	Paper and pulp industries	6,000	8
03	Textile industries: spinning, weaving, dyeing	3,000	15
04	Garments industries	3,000	7
05	Cement and linker grinding factories	10,000	14
06	Iron and steel (rerolling mills)	10,000	23
07	Chemical and pharmaceutical industries	6,000	9
08	Glass industries	6,000	5
09	Ceramic industries	6,000	9
	Transportation terminals (including seaports, airport, stations)	3,000	2
	Commercial and institution buildings (including office buildings, hotels, shopping malls, hospitals, educational facilities)	3,000	10
99	Other Industries and installations as published by government notifications	3,000	1
Total			113

DCの総数は2022年12月現在150に拡大されている。

注：2022年12月に、上記のようにDCの総数は113から150に拡大された。なお、サブセクターごとの年間エネルギー消費量基準は不変。

出所：SREDA, EECMP2016

3.2.3 省エネの現状

1) 指定エネルギー消費事業者の拡大

EECMP2016では113の指定事業者（DC）がリストされていたが、現在SREDAは150社をリストしている。加えて、SREDAの教育プログラムによりDCも省エネの重要性を認識するようになってきた。このような努力により省エネの重要性を認識するエネルギー消費者が増加し、省エネ推進の強固な基盤が形成されると期待される。

2) エネルギー監査

2018年、MoEFCCは、表3.2-3に示すように、気候変動問題に取り組むUNFCCCの進捗報告制度において、第3回National Communicationを提出した。2030年までに達成を目標とするセクター別のエネルギー効率改善度やカバー率などを、想定してい

る。

表 3. 2-2 UNFCCC レポートにおけるエネルギー管理に関する将来のカバー率の想定：
産業部門 Industry Sector

Sector	Average efficiency improvement from BAU (%)		% of sector undergoing energy audit by 2030	% of audited sector undertaking energy efficiency improvements by 2030			% of sector with new plants installed by 2030	
	Existing plant (following energy audit)	New plant		Low ambition scenario	Medium ambition scenario	High ambition scenario	BAU Scenario	Abatement scenarios
Cement	20	30	50	30	50	70	20	30
Fertilizer	7.5	15	50	30	50	70	20	30
Garments	8	12.5	30	20	30	50	20	30
Textiles	10	15	50	30	50	70	20	30
Steel	30	60	70	50	70	90	20	30
Pulp and paper	10	20	50	30	50	70	20	30
Tiles	15	30	30	20	30	50	20	30
Bricks	0	12	10	Not modeled because EE potential is 0	Ditto	Ditto	0	Low: 5 Medium: 10 High: 20
Frozen food	10	17.5	50	30	50	70	20	30
Chemicals	5	10	70	50	70	90	20	30
Jute	15	0	50	30	50	70	0	0
Other industries	10	10	50	30	50	70	20	30

出所: MoEFCC, 第 3 回 National Communication¹⁸

3) ベンチマーク・プログラム

ベンチマーク・プログラムは、特別なプロセスを有するエネルギー大量消費部門、例えば製鉄、セメント、紙パ、無機化学などに対し、生産量（トン）当たりもしくは商業施設の場合は専有面積（m²）当たりのエネルギー消費量目標値を設定する仕組みである。この制度により、定期的なエネルギー消費量と生産物の生産量がエネルギー年次報告により SREDA に報告される¹⁹。

4) その他の省エネルギー活動とファイナンスの役割

バングラデシュの繊維産業は、輸出競争力を高め、EEC に関する先進的な国際認証スキームを達成しており、民間部門の好例として挙げることができよう。

これに加え、大きな省エネポテンシャルを有する公益事業や化学産業などのサブセクターも省エネプログラムに加えるべきであろう。

公的資金の触媒機能やレバレッジ機能も効果的に働いている。公的資金でも民間資金でも制度金融を利用可能な省エネ技術のリストを用意している。2022 年 1 2 月現在で 43 社がこのような融資を受けており、その総額は 210 億タカに上っている。借り入れ

¹⁸ MEFCC “Third National Communication of Bangladesh to the UNFCCC”
https://unfccc.int/sites/default/files/resource/TNC%20Report%20%28Low%20Resolution%29%2003_01_2019.pdf

¹⁹ このプログラムでは省エネで優秀な成績をあげた企業の表彰制度が盛り込まれている。

を行った事業者は繊維、セメント、ガラス、エレクトロニクスなど多岐にわたり、この制度は広く省エネに貢献している。SREDA のウェブサイトには幾つかの成功例が掲示されている²⁰。

		2020	2025	2030
				▼Target Intensity 20% reduction
Benchmark program (audit guidelines)	Building Iron & steel Chemical Operation Others	▼Release ▼Release ▼Release		▼Revision
Energy management guidelines	Guidelines Existing (Fire-tube boiler, public building, Compressed air system, AC, steam distribution system) Others	Operation		Depends
DC program	Review & expand CEA program Co-operation of DC & CEA programs CEM program	▼150 ▼18 Preparation ▼Start	Target total 100 ▼	
Finance program	EECPFP IDCOL, BIFFL Other financing schemes	▼End		
Awareness raising & award program	Industry, building			
Monitoring program	Energy balance report (on-going)			

出所： SREDA

図 3.2-2 プログラムごとの目標達成率

3.2.4 今後の取り組み

- 1) エネルギー管理制度は成功裏にスタートし、今後は各 DC でのエネルギー管理システムによりモニタリングを継続していくことが必要である。

現在、SREDA のスタッフを含め公認エネルギー管理士の総数は 18 名である。エネルギー効率改善の種は、特に専門家を中心に育ちつつある。全国エネルギーバランス報告制度により経済全般にわたり広く省エネマスタープランの進捗状況について情報が集められるようになった。このようなデータ収集活動によって省エネの進捗状況をモニターでき、将来の EEC 活動の改善に資することが期待される。

- 2) 人的資源

公認エネルギー管理士に加え、「専門家登録」制度を設け、専門スタッフの活動を支援することも大切である。各セクターの優秀なスタッフの「表彰制度」も省エネ活動を推進する上で効果が大きく、また、知の共有の基盤として活用することもできよう。さらに、公認エネルギー管理士や専門家（海外からのエンジニアも含む）により(1) ショウケースデータベースの構築や (2) 技術ノウハウの蓄積を図ることも大切であろう。

²⁰ SREDA, <https://eecfpf.sreda.gov.bd/>

3) 認知度の向上、BAT リストによるステークホルダーの参加促進、優遇金融制度の役割

省エネ活動の認知度を高め推進を図るうえでは、金融部門が利用する「Best Available Technologies (BAT) リスト」²¹を常に更新しておくことが有益である。この活動は Bangladesh での成功例のひとつとなっており、コジェネ、高効率ボイラ、発電機、工業炉を対象とする BAT リストの継続的更新と技術の周知は、将来の産業基盤の強化にも資するもの期待される。

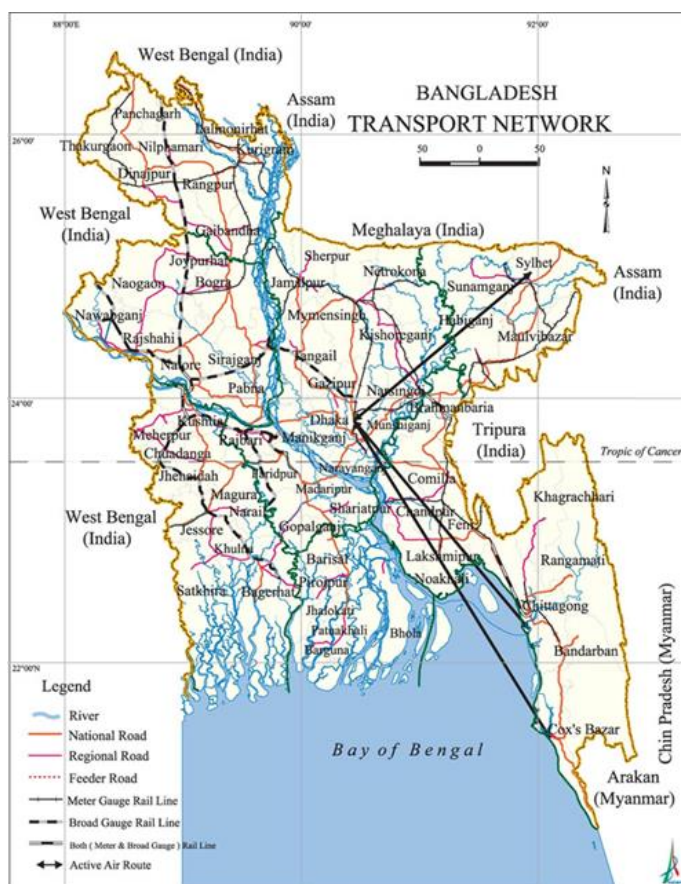
今後、SREDA は BAT の最新情報を関係省庁やエネルギー専門家、エネルギー多消費型製造業、金融機関を含むステークホルダー等にも周知していくことが考えられる。このような努力により BAT の導入が進めば、将来、エネルギー効率の大幅改善につながるものと期待される。

3.3 輸送部門の取り組み

3.3.1 輸送部門のエネルギー消費動向

土地が平坦で沢山の川があるため、Bangladesh では歴史的にも水上交通が主力の輸送手段で、水上交通の総延長距離は 13,000km (700 河川) に及んでいる。1990 年代になると、橋や道路の建設が進むにつれて輸送手段は道路交通へとシフトしていった。鉄道については、1985 年までに路線長が 2,892km、駅の数が 517 に到達した。1990 年代以降は道路建設が盛んにおこなわれ、道路輸送が大きく拡大した。2020 年時点で道路の総延長距離は 375,353km に達し、2019 年の自動車保有台数は 430 万台となっている。

第 1 章の図 1.1-1 に示すように、Bangladesh では輸送部



出所: National Encyclopedia of Bangladesh

図 3.3-1 Bangladesh の輸送網

²¹ 世界省エネルギー等ビジネス推進協議会 “Smart Energy Products & Technologies 2023” <https://www.jase-w.eccj.or.jp/technologies/index.html> 日本鉄鋼協会 “Technologies Customized List for India and ASEAN” <https://www.jisf.or.jp/en/activity/climate/Technologies/index.html>

門のエネルギー消費は比較的小さい。1990年には総最終エネルギー消費の僅か5.0%であった。2020年には12.0%まで増加したものの、この間に8.9%から29.0%へと急拡大した産業部門のエネルギー消費には及ばない。

図3.3-2にセクター別のエネルギー消費を示す。近年では道路部門が75-80%と大宗を占めている。水上輸送も多く、水運部門での燃料消費も着実に伸びている。これは大河を横断する橋の数が限られているためでもあり、一方、水上交通が安くて便利な交通手段を提供している。加えて、その他の部門、例えば鉄道や港湾などでは、インフラの建設時点でエネルギー効率が決まってしまうことにも留意しておくべきである。なお、IEA統計では航空燃料消費は記載されていない。

他方、経済発展理論の示すところでは、経済発展とともに自動車需要は増加する。多彩な車種のある道路部門はエネルギー消費の主力となっていることもあり、最優先の省エネ対象部門である。要するに、国が豊かになれば自動車保有台数は増加する。このため、本章では緊急の対応が必要と目される自動車分野の省エネを特に取り上げて検討する。

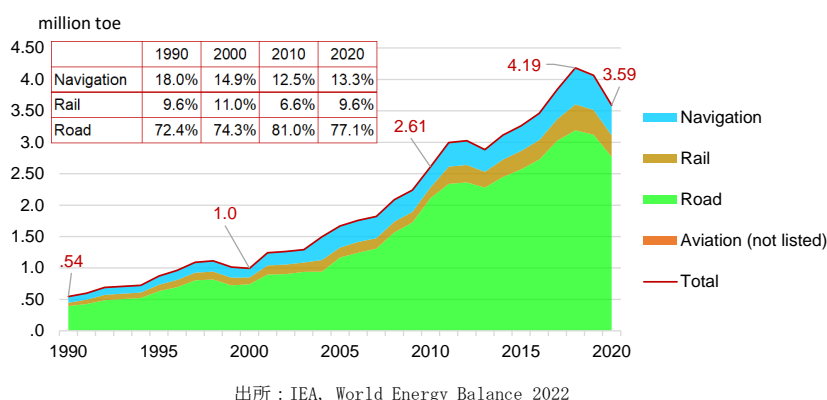


図 3.3-2 輸送部門のエネルギー消費

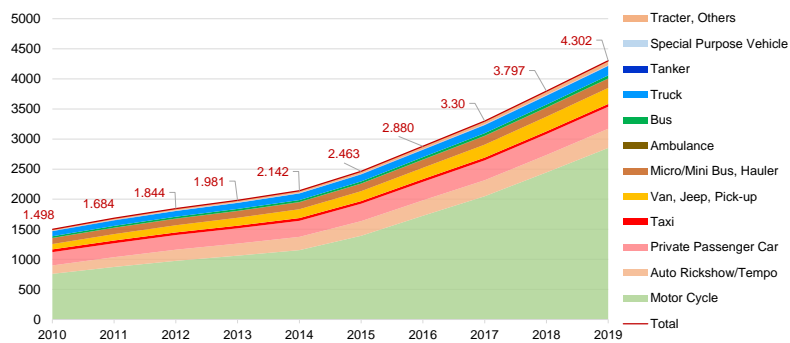
3.3.2 自動車台数と道路部門のエネルギー消費

道路を走行する自動車台数は2010年の150万台から2019年には430万台へと2.9倍の増加を見た。これは年率では12.4%になる。同じ期間に手頃な移動手段のバイクは3.8倍に増加した。リキシャと合わせると小型軽自動車は全体の70%を超えている。対照的に乗用車、タクシー、バンなどの小型車の数はまだ少ない。2019年の1,000人当たり自動車保有台数は26.4台であったが、バイクとリキシャを除くと6.9台であった。現在、自動車のほとんどは輸入されている。

表 3.3-1 バングラデシュの車種別登録自動車台数

	Number of Vehicles			Composition			2010 to 2019
	2010	2015	2019	2010	2015	2019	
Motor Cycle	759,257	1,392,312	2,852,468	50.7%	56.5%	66.3%	15.8%
Auto Rickshaw	141,029	243,382	320,119	9.4%	9.9%	7.4%	9.5%
Car/Taxi/Van	354,979	498,384	676,488	23.7%	20.2%	15.7%	7.4%
Bus/Truck/SPV	221,062	288,747	380,443	14.8%	11.7%	8.8%	6.2%
Tractor, Others	21,917	40,473	72,078	1.5%	1.6%	1.7%	14.1%
Total	1,498,244	2,463,298	4,301,596	100.0%	100.0%	100.0%	12.4%
Per 1000 people	10.2	15.8	26.4				11.2%

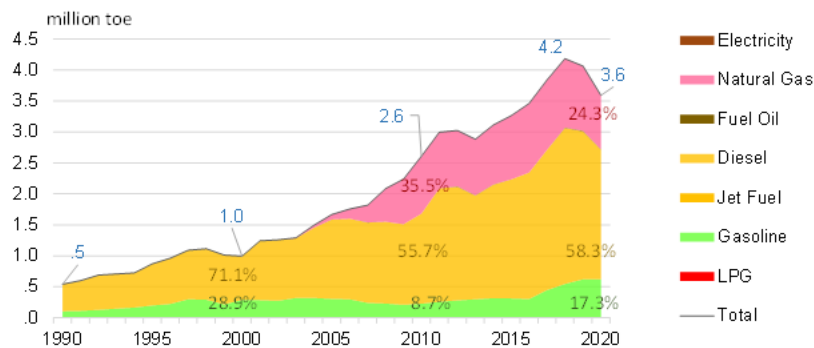
出所：バングラデシュ統計局「バングラデシュ統計年報 2020」（2021年5月）



出所：バングラデシュ統計局「バングラデシュ統計年報 2020」（2021年5月）

図 3.3-3 自動車登録台数の推移

図.3-4 に道路部門の燃料種別消費量の推移を示す。ダッカを中心とする都市部の深刻な空気汚染対策として 2005 年に CNG が導入された、乗用車、タクシー、オートリキシャなどでの利用が急速に広まった。このためガソリン需要の伸びはごく低く抑えられていたが、ガスの供給不足が表面化した 2017 年以降増加に転じている。現時点では、トラック・バス用の軽油の消費が道路部門では突出している。



出所：IEA, World Energy Balances 2022

図 3.3-4 道路部門の燃料別消費量の推移

3.3.3 省エネ政策の方向

1) 政索の現状

輸送部門でのエネルギー効率改善には、輸送インフラの改善と輸送手段の効率化という2つの側面がある。

2010年に策定されたPP2021では、マルチモーダル輸送の展開が掲げられ、国道の展開、都市間、地域間の連系、輸送ネットワークのメンテナンスの改善などが謳われている。それ以降道路、橋梁などの輸送インフラは大幅に改善されてきた。今では主要都市は空路でも結ばれている。バングラデシュ初の高架鉄道MRT6号線が2022年12月に一部開通し、他にも3路線（1号線、5号北線、5号南線）が計画されている。PP2041では空気汚染対策のためCNGも導入された。

2018年に策定されたPP2041では経済成長を加速するために道路網の展開に重きが置かれた。第8次5ヶ年計画（2020-2025）では、16,000kmの2車線の地方道の建設が計画された。また、都市部交通発展戦略が制定され、利便性、安全、経済効率の改善を目指すとともに、エネルギー効率改善の面においてもシナジー効果をあげるものとされている。同戦略では特に下記のようなプログラムが用意されている。

- a. 高速大量輸送システム（MRT/都市鉄道）。ダッカを皮切りに周辺部に展開し、最終的には主要都市に建設する。
- b. 専用レーンを使用する高速バス（BRT）
- c. 輸送情報システム（Intelligent Transportation Systemsの導入。交通管制、道路通行料の電子管理、総合チケットシステム、旅行者情報システムなどを導入する。
- d. MRT, BRTによる主要都市と周辺部市町村のリンク
- e. 道路の改良と歩道の設置
- f. 高効率代替燃料自動車の導入

自働車の燃費改善については、バングラデシュは高エネルギー効率車（EEV）の積極的な導入を視野にしている。EEVには一定の炭素排出量及び燃費基準をクリアする燃費の良い内燃車（ICE）、ハイブリッド車（HV）、電気自動車、代替燃料車（CNG、LPG、バイオディーゼル、エタノール、水素、燃料電池など）が含まれる。自動車産業発展計画2020²²では、2030年までに高効率車と高度技術の導入を目指している。このため、魅力ある税制やEEV組み立て事業者の免税措置など積極的な政策が検討されている。また、技術導入基金を設立し、バッテリー、充電ステーション、電気自動車開発などの研究開発や技術導入への投資促進策が検討されている。

今後数十年間にわたり経済発展に伴って自動車の急激な増加が起これ、同時に2輪車から4輪車への転換も進むだろう。これにより燃料需要は大幅に増加すると見込まれる。このため、効率の高いインフラや高効率の自動車の普及を図る必要がある。国産天然ガスの生産

²² バングラデシュ工業省 "Automobile Industry Development Policy, Ministry of Industries Government of People's Republic of Bangladesh

減退により今後は自動車燃料として CNG を使用することは推奨されないだろう。電気自動車の導入と充電所ネットワークの建設に力点を移すことになるだろう。

まず手始めに、燃費基準を定めラベリングプログラムによって消費者への可視化を図り、補助金や選択的自動車登録税などの財務的な優先策を採用して低効率車から高効率車へのシフトを図るべきである。このような努力により自動車燃料消費の増加を可能な限り抑えることができるであろう。

2) 優先分野

上述のように、PP2041 や AID2020 などの既存の政策や戦略により輸送エネルギーの効率は劇的に改善すると見込まれる。このため、エネルギー効率化マスタープランでは、輸入中古車のエネルギー効率水準のコントロールに主眼を置いているこれらの政策では焦点の当たっていない分野に焦点を当てるべきであろう。

輸入中古車は、2021 年のバングラデシュの自動車保有台数の 80% を占めており、2030 年までは一定数の中古車輸入が残ることになるだろう。さらに、自動車の寿命を考慮すると、2030 年時点で自動車保有台数に占める輸入中古車の比率は 70% 以上になると思われる。このため、バングラデシュ製の高効率自動車が入手可能になるとされる 2030 年以降においても高効率中古車促進策は有効な政策であるといえよう。特に、輸入中古車については下記のようなエネルギー効率管理手段をとることが不可欠と考えられる。

1. 規制と基準

現在、輸入中古車は車齢 5 年未満に規制されている。高効率エネルギー車の普及促進を図るには、これに加え、下記のような燃費基準を導入すべきである。

- ・ 高燃費輸入中古車 (IEEUV) については車種別に効率基準と排出規制を制定する。
- ・ 燃費基準は、WP.29 (UNECE World Forum for Harmonization of Vehicle Regulations) などでの国際的な議論に歩調を合わせたものとする。

2. ラベリング・システム

ラベリング・システムでは、各車種の燃費水準を明確に表示する。これにより消費者は各車種の特徴を簡単に比較できるようになる。また、IEEUV の認知度を高め、消費者の購買意欲に働きかけることができよう。民生部門や商業部門では基準設定とラベリング・システムは既に導入されており、これらの既存システムで得られた運営手法、知識や計画手法などを活用することが望まれる。

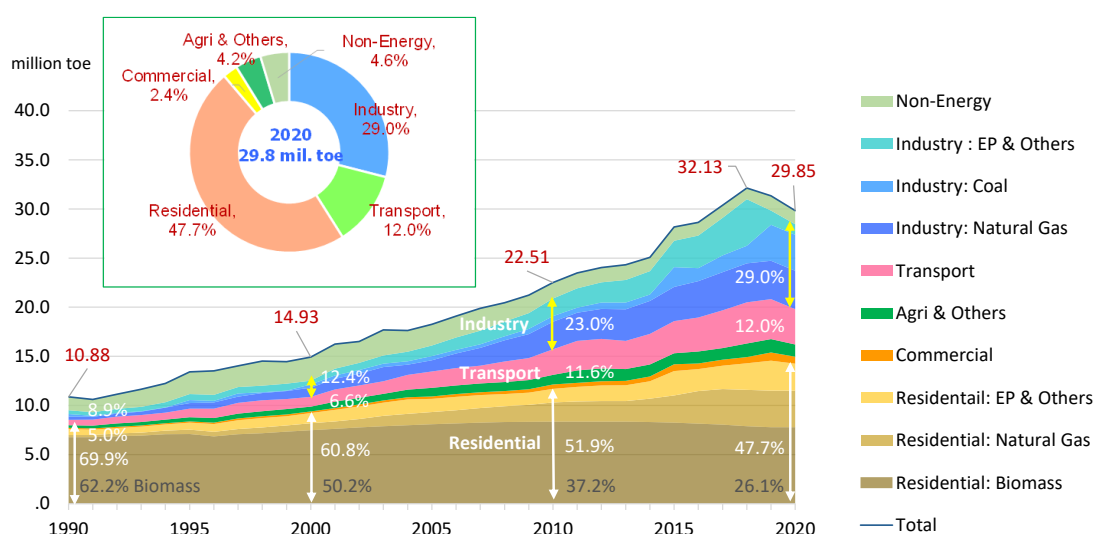
3. 税制優遇と補助金

関税軽減、税制優遇、補助金などの財務的手法により IEEUV が市場で競争力を持つことを可能にできるだろう。既存の AID や PP Vision 2041 と調和のとれた優遇策を打ち出すことで良いシナジー効果を上げることができるであろう。

3.4 民生・商業部門の取り組み

3.4.1 エネルギー消費の動向

IEA 統計によると、バングラデシュでは家庭部門のエネルギー消費が圧倒的に多いが、そのシェアは 2020 年には 50% を下回った。一方、商業部門のエネルギー消費の割合は、2020 年には 2.4% にとどまった。薪を中心としたバイオマス消費は、家庭部門のみ計上されている。調理に天然ガス、照明や家電に電気が普及したことで、総需要に占めるバイオマスの割合は 2000 年の 50.2% から 2020 年には 26.1% に減少している。

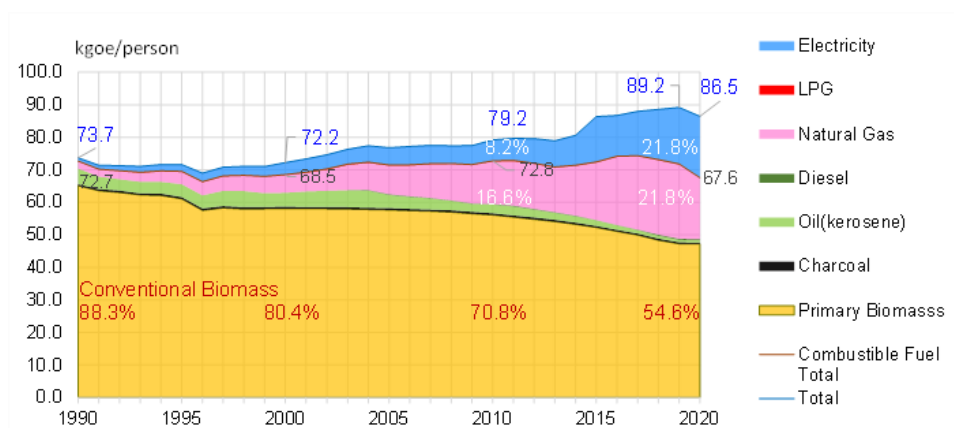


出所: IEA World Energy Balances 2022

図 3.4-1 部門別最終エネルギー消費量の推移

1) 民生部門

家庭部門において、2020 年のバイオマス消費量は、全エネルギー消費量の 54.6%、燃料消費量の 69.8% を占めた。近代型燃料に置き換える余地はまだ大きく残っている。途上国の都市化過程で一般に増加する木炭の消費は、2000 年代に国産天然ガスを利用した都市ガスシステムが都市部で整備されたため、非常に限定的である。しかし、天然ガス供給部門でも述べたように、供給システムは老朽化しており、問題がある。LPG は浸透し始めたが、まだ少量にとどまっている。電力消費量は世界平均と比較するとまだ少ないが、電気機器の導入により加速度的に増加することが予想される。



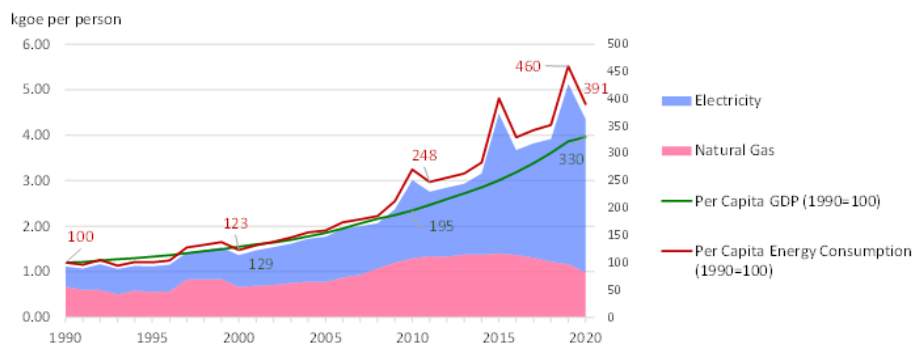
出所: IEA World Energy Balances 2022

図 3.4-2 家庭部門における一人当たりのエネルギー消費量

調理や給湯に使う薪をガスや電気などの近代的なエネルギーに切り替えると、エネルギー効率は大幅に改善される。これによって、エネルギー消費量全体の伸びは比較的強く抑えられる。

2) 商業部門

IEA 統計によると、商業部門のエネルギー消費は最終消費全体の 2.4%に過ぎない。天然ガスと電気だけで、木炭と LPG は無視されている。この部門の省エネルギーを議論するには、より正確な情報の収集が必要である。経済発展に伴い、電力消費も堅調に推移することは、前述の新興国でも確認されている。



出所: IEA World Energy Balances 2022

図 3.4-3 商業部門の一人当たりエネルギー消費量

3.4.2 省エネルギー政策の概要

EECMP2016 における民生・商業分野の省エネルギープログラムは、表 3.4-1 に示すように、主に高効率の機器と建物の導入である。家庭部門では 2020 年までに高効率機器、2030 年までに最高効率の機器を導入し、建物では 2025 年までに世界最高のエネルギー原単位を達成する予定である。

表 3.4-1 家庭・商業分野の EE&C プログラム EECMP2016

Program	Target	Action Plan
EE Labeling Program (EELP)	Residential Consumers	<ul style="list-style-type: none"> ■ Label certification / Laboratory accreditation system ■ Standardization of EE measurement method and Star Label Rating criteria ■ Star Label Standardization (Unification) ■ Participation of manufactures, importers and retail shops(mandatory/voluntary) ■ MEPS (Minimum Energy Performance Standard)
EE Building Program (EEBP)	Buildings	<ul style="list-style-type: none"> ■ New version of BNBC [Revised] Implementation ■ GBG development ■ Manual and assessment system introduction

出所 : Energy Efficiency and Conservation Master Plan 2016

既存の家電製品がすべて高効率製品に置き換わると仮定した場合の総エネルギー消費量に占める省エネルギーポテンシャルは、家庭部門で 28.8%、建物部門で 10%と試算される。後者は、既存の建物に新しい設備を導入して省エネルギー対策を行うことが容易でないため、比較的低い値となっている。この目標を達成するために、EECMP2016 では、住宅分野ではエネルギー効率ラベリングプログラム、建物ではエネルギー効率ビルディングプログラムが策定されている。

3.4.3 民生部門の現状と今後の取り組み

エネルギー効率基準およびラベリング (EES&L) プログラムは、市場における高効率製品の販売を促進するための最も一般的な政策である。バングラデシュにおける EES&L 実施状況を表 3.4-2 にまとめた。

バングラデシュのエネルギー効率基準とラベル政策の特徴は先に任意制度を導入し、その後強制制度に転換する方式を採用していることである。照明、テレビ、エアコンなど消費電力の大きい家電製品を中心に、EES&L 制度の導入を加速させ、また義務化へ移行することが早急に必要である。これまで CFL の無料配布が行われてきたが、消費者にはさらにエネルギー効率の高い LED 照明の使用を推奨している。

2020 年のエアコン世界需要は 1 億 745 万台に達するとの見通しである。最大の市場は中国で、4,214 万台、第 2 位はアジアで、1,620 万台である²³。バングラデシュの 2020 年のエアコン需要は 184 万台で、バングラデシュのエアコン市場は近隣のアジア諸国と比較するとまだ小さいが、2019 年にかけて順調に需要が伸びている。インバータ (可変速) エアコンは、ノンインバータ (固定速) エアコンに比べて約 15~30%の省エネが期待できるが、アジア市場でのインバータエアコンの普及率は 42%にとどまっている。

²³ 日本冷凍空調工業会資料

エアコンだけでなく、クリーンな調理や給湯の利用が一般的になるにつれ、熱の発生と消費において効率的な機器の利用が提案されている。これには、プリペイド式ガスメーター、自動点火バーナー、自動温度制御オーブンなどが含まれる。

表 3.4-2 EES&L の実施状況

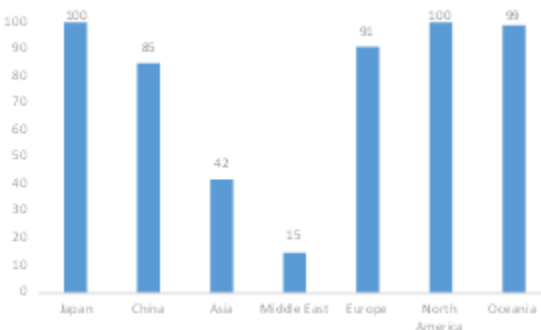
	Current Status	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1 Room Air Conditioner	Enter into force	Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory	Mandatory
2 Refrigerator, Freezer	Enter into force	Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory	Mandatory
3 Electric Fan	Enter into force	Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory	Mandatory
4 Electric Lamp/Light	Enter into force	Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory	Mandatory
5 Three-Phase Induction Motor	Enter into force		Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory
6 Electric Water Heater	Enter into force		Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory
7 Television Set	Enter into force		Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory	Mandatory
8 Microwave Oven	Under development			Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory
9 Water Pump	Under development			Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory
10 Induction Cooker	Under development			Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory
11 Inverter	Under development			Voluntary	Voluntary	Mandatory	Mandatory
12 Rice Cooker	Under development				Voluntary	Voluntary	Mandatory
13 Blenders/Mixers	Under development				Voluntary	Voluntary	Mandatory
14 Washing Machine	Under development				Voluntary	Voluntary	Mandatory
15 All kinds of Water Pumps (>Zhp)	Under development				Voluntary	Voluntary	Mandatory
16 Transformer	Under development				Voluntary	Voluntary	Mandatory
17 Iron Machine	Under development				Voluntary	Voluntary	Mandatory

出所：SREDA

Sale of Airconditioners in Bangladesh



World Inverter Air conditioners Penetration (2020)



出所：JRAIA (The Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association) data

図 3.4-3 バングラデシュと世界におけるエアコン普及率

表 3.4-3 は EES&L 実施手順で必要とされるアクションをまとめたものである。EES&L プログラムの信頼性を担保するためには、以下のような事項を確立することが必要である。

- 機器の省エネ性能を正確に試験することができる試験所。初期段階においては、国際的な第三者試験機関を採用してもよい。
- 製造・輸入業者の関与のもと、機器のエネルギー効率情報をデータベース化する。プログラム参加者が自ら登録できるウェブサイトを提供するなど、効率的にデータを収集することができる。
- 制度の信頼性を確保するため、定期的な市場試買テストなどのコンプライアンス

テストを実施する必要があり、このようなテストを第三者試験機関により実施する。

バングラデシュにおける EES&L の導入は、SREDA などの実施機関の人手不足と市場関係者の専門家不足により、遅れている。この状況を改善するには、集中的な能力開発プログラムが必要である。

表 3.4-3 EES&L 政策の実施を加速させるためのアクション

	Program Operation Procedure	Actions for Implementation
1)	Manufacturers/importers get EE test on their products at accredited laboratories.	EE test laboratories should be ready and also accredited by BAB.
2)	Accredited laboratories should have been accredited by BAB through ISO 17025, etc.	
3)	Manufacturers/importers which have in-house laboratories can get EE test at their laboratories, provided laboratories are accredited by BAB.	
4)	Label certification body evaluates the EE test report and issue label certificates on the product with star rating, and delivers it to the manufacturer/importer.	Implementing agency/Label certification body collect necessary EE data.
5)	Manufacturers/importers affix the label on the products or their packages, and deliver them to the markets.	
6)	Label certification body carry out EE check test for the products sold in the market collecting samples at random, in order to maintain labels reliability.	Check test should be done by third party EE test laboratories.
7)	Anybody can claim challenge test to the label certification body, provided the test cost is backed by him/her.	

出所：SREDA

3.4.4 商業部門の現状と今後の取り組み

1) ダッカ・マハナガル・イマラット・ニルマン・ビジマラ 2008

ダッカ・マハナガル・イマラット・ニルマン・ビジマラ 2008 は、主に建物のセットバック、容積率、最大建蔽率、必須オープンスペースを強制規則としているが、建物のエネルギー使用量を削減する上では受動的なアプローチである。一方、エネルギーや水の需要を減らすための能動的な省エネ対策としての規制や検査は行われていない。

2) バングラデシュ国家建築基準法(BNBC)

バングラデシュ国家建築基準法 (BNBC) は、建物の建設会社や所有者、建築家、エンジニアにとり基本となる法令である。2017 年には、(1) 建築物の設計・施工において新しい材料・工法・技術が導入されたこと、(2) 施工上の過失や重大な違反により火災などの安全上の問題が発生するケースが増加したことなどを背景に BNBC2017 改正版が出された。2020 年に BNBC の再改訂版が提案され、建築物に対するエネルギー効率要件が追加された。今後は、BNBC の適切な施行とコンプライアンスチェックが、導入成功の鍵となる。

3) エネルギーと環境のデザインにおけるリーダーシップ (LEED) 認証

USGBC LEED は、広く受け入れられている評価システムで、バングラデシュでも人気がある。すでに 100 棟以上が USGBC LEED 認証に登録されている。バングラデシュ銀行は、借り換えスキームのもと、ソフトローンで建物のエネルギー効率化を促進し

ており、LEED 認証工場は、金利一桁のローン（最大 9%）ファシリティが利用できる。

4) 建築物エネルギー効率・環境格付け（BEEER）

現在、バングラデシュには強制のグリーンビルディング評価制度はない。EECMP2016 に沿って、SREDA は Building Energy Efficiency & Environmental Rating program (BEEER) を打ち出した。2017 年 11 月に最初のドラフトが発行された。BEEER は、特定のベースラインと計算方法により影響を比較、評価する方法をとっている。建築物の環境フットプリント全体（水、廃棄物、資源など）を考慮し、グリーンビルディングへの総合的なアプローチを目指して設計された評価システムとなっている。SREDA は、選定された 10 棟の評価を行うなど、実施に向けた準備を進めており、2023 年の実施開始を予定している。

非住居ビルでの年間一次エネルギー消費ネットゼロ達成を目指してゼロエネルギービル（ZEB）計画が展開されている。ZEB ではエネルギー効率と再生可能エネを組み合わせられている。BEEER と ZEB が商業ビルでの省エネの主要手段となっており、今後は 2030 年に向けてこれらを一つのスキームに統合していくことになる。

エネルギー効率向上の取り組みをさらに推進するには、推進策の強化、投資回収期間に対する意識の向上、技術的専門知識の構築、使いやすい融資へのアクセス改善などの多角的なアプローチが必要である。様々な協力的行動を来べき規制に反映させる必要がある。バングラデシュでは政策立案者や金融機関による多くの取り組みが行われてきたが、その歩みは遅い。

3.5 農業部門

SREDA によれば、バングラデシュの農業部門での 2019-2020 年の最終エネルギー消費量²⁴は 1,103ktoe で最終エネルギー消費全体の 4.1% を占めている。また内訳は、ディーゼル等が 85.3%、電力が 12.0%、天然ガスが 2.7% となっている。灌漑用ポンプでの電力使用は灌漑最盛期にはピーク電力引き上げの主因となっている。

²⁴ SREDA National Energy Balance 2019-20

表 3.5-1 部門別最終エネルギー消費量 (FY2019-2020)

	Gas	Petroleum Products	Coal	Electricity	Total
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
Agriculture	30	941	0	132	1,103
Commercial	176	72	0	707	955
Residential	3,506	1,090	0	3,107	7,703
Transport	954	3,360	0	0	4,314
Industry	5,556	400	3,900	3,208	13,064
Total	10,222	5,863	3,900	7,154	27,139
Composition					
Agriculture	2.7%	85.3%	0.0%	12.0%	100.0%
Commercial	18.4%	7.5%	0.0%	74.0%	100.0%
Residential	45.5%	14.2%	0.0%	40.3%	100.0%
Transport	22.1%	77.9%	0.0%	0.0%	100.0%
Industry	42.5%	3.1%	29.9%	24.6%	100.0%
Total	37.7%	21.6%	14.4%	26.4%	100.0%

Note: Excluding biofuels and waste

出所: SREDA

灌漑用ポンプは、2018-2019年時点で158万台があり、そのうち79%がディーゼルを使用し、残りが電動であった。バングラデシュではディーゼル燃料の削減のために太陽光発電による電動ポンプの普及を図ってきている。農業部門での省エネルギーを促進する政策として、短期的にはエネルギー効率基準とラベリング制度の導入がある。SREDAでは、ポンプのラベリング制度として、2023年に任意ラベル導入、2025年から強制ラベル導入を検討・計画している。これにより古いポンプの買い替えで高効率ポンプに置き換わることを期待している。また、灌漑ポンプへの独立型PVシステムの導入により、グリッドの昼間ピーク需要引き下げが期待される。

中長期的には、灌漑をエネルギー効率の観点を含めて計画的に実施することで、ポンプの配置や台数の最適化、効率的な運用、高効率ポンプの導入による省エネルギーが促進されよう。最終的には、低炭素クリーンエネルギーの利用による安全で効率の良い水資源の利用を確立することを念頭に置いた全国灌漑ネットワークシステムの建設が考慮されるべきである。

また、長期的にはトラクター等への燃費基準とラベリング制度の導入が省エネルギー政策の対象になると考えられ、今後の検討課題として提起する。

第2部 統合エネルギー・電カマスタープラン案

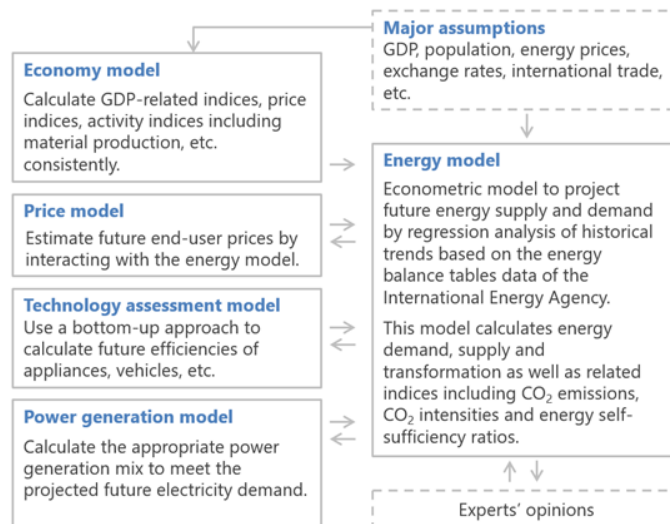
第2部は統合エネルギー・電カマスタープラン案（IEPMP）の本論で、エネルギー需要予測から電力供給計画、一次エネルギー供給計画、エネルギー・インフラ建設に必要な投資額の概算、環境社会配慮までの一連の事項を説明する。その後第3部において本計画実行のための政策・制度・慣行等について議論する。

第4章 長期需要見通し

4.1 手法と発展シナリオ

4.1.1 モデル構造・デザイン

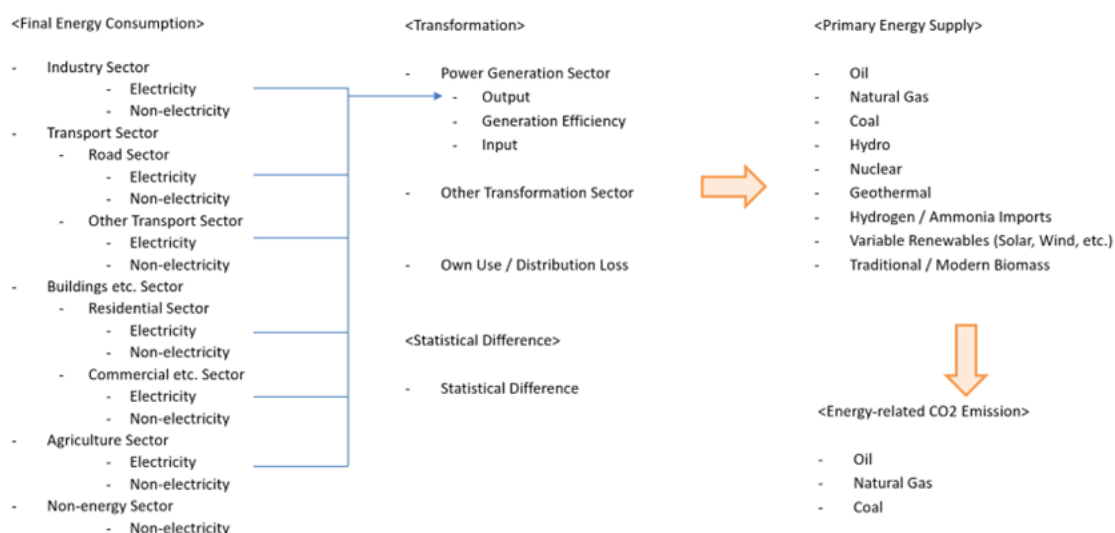
長期需要見通し策定のため IEPMP 調査団で計量経済モデルを開発した。当該モデルは過去の行動パターンやトレンドが原則として将来も維持されるであろうという概念に基づいて経済活動を予測するツールである。当該モデルはエネルギー需要と説明変数の関係を説明する複数の行動方程式、説明変数と関連影響要因の関係を考慮する方程式、定義式等で構成される。これらの方程式は図 4.1-1 に示すように統合システムとして集約されている。主な方程式は実績データに基づく回帰分析により求めたが、入手可能だが不完全なデータやヒアリング、文献、規範的分析等に基づく分析により定義した方程式もある。同時に、モデルを流す上では経済成長率、技術開発動向、環境・社会目標などの重要な前提条件を所与としている。



出所：IEPMP 調査団

図 4.1-1 エネルギー需要見通しモデルの構造

図 4.1-2 にエネルギー需要見通しモデルの構造を示す。まず、当該モデルでは部門別最終エネルギー消費を予測する。そして、電力、石油精製などのエネルギーの製造、輸送等に使われる転換部門のエネルギー需要を計算する。これら最終消費部門と転換部門でのエネルギー消費を集計したものが一次エネルギー供給となる。



出所：IEPMP 調査団

図 4.1-2 エネルギーモデルシステム

通常、実績データは不完全であり、実際の歴史は過去のモデルや予測から乖離する。将来は不確実で予測困難であり、回帰式が提示するように単純な過去のコピーとはならない。社会経済環境は変化するだろうし、それゆえ国家目標も変わるだろう。この点、モデルとそのアウトプットについては定期的に再点検や更新を行うことが必要である²⁵。

4.1.2 GDP 想定

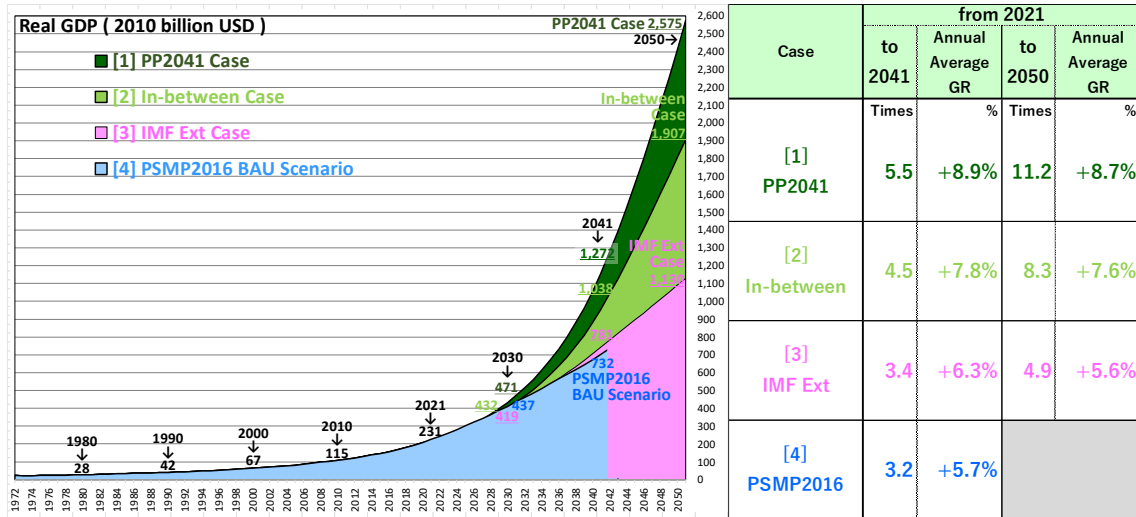
GDP は一国の経済活動水準を示す代表的な指標で、エネルギー需要予測では最も重要なファクターである。GDP は通常、エネルギー需要見通しモデルの外部で議論され、外生値としてモデルに与えられる。これは経済見通しの議論が複雑であり、経済モデルをエネルギー需要見通しモデルに組み込むことが実用的ではないからである。

バングラデシュで現在メインの経済発展ケースとされている PP2014 を図 4.1-3 に示す。PP2041 は 2050 年に実質 GDP2.6 兆米ドル(2010 年価格)の実現を目指すものである。これに対応するもう一つのケースとして挙げられるのは IMF 中期経済見通しを延長した IMF Ext ケースで、このケースでは 2050 年に実質 GDP1.1 兆米ドルになる。両者の長期予測が大きく異なるため、中間ケースとして 2050 年に実質 GDP1.9 兆米ドルに至る In-between ケースを設定した。IMF Ext ケースにおける GDP の成長経路は PSMP2016 の BAU ケースとほぼ同

²⁵ エネルギー需要見通しモデルとその適用の詳細については、Appendix C を参照。

じである。

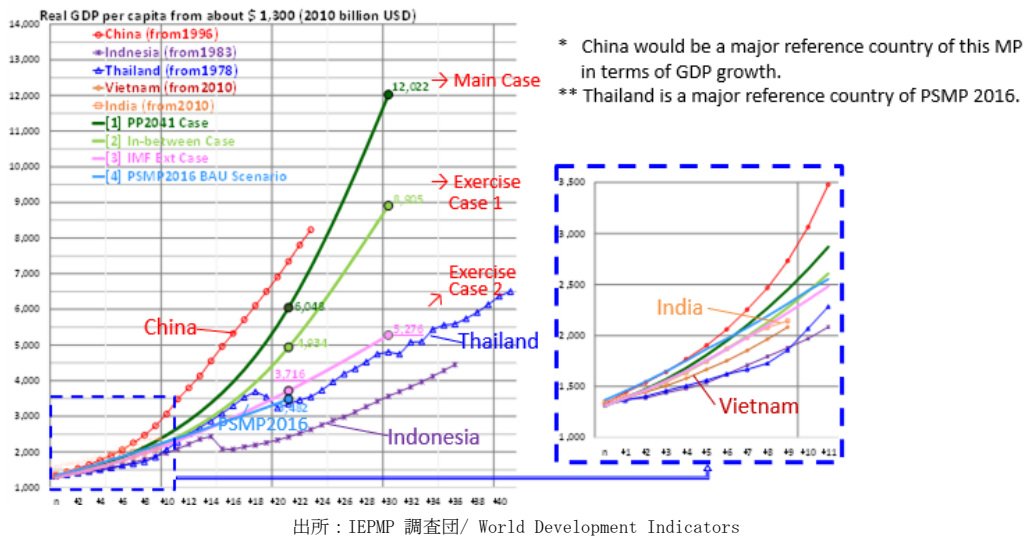
Planning Commission (計画省)、Finance Division (財務省)その他の省庁を含めたステークホルダーとの多くの議論を経て、本マスタープランでは現行の公式開発シナリオであるPP2041 ケースをメインケースとし、In-between ケースをエクササイズケースとして採用した。



出所：IEPMP 調査団

図 4.1-3 GDP 成長ケース

図 4.1-4 では、これらの予測を一人当たり実質 GDP1,300 米ドル(2010 年価格)に到達した後の他のアジア諸国の経済成長と比較している。PP2041 ケースの GDP 見通しは、図 4.1-4 に示すように、中国を除くアジア諸国に比べると野心的である。PP2041 では、2041 年に一人当たり名目 GDP で 16,000 米ドルを達成し高所得国になることを目標にしている。PP2041 ケースの見通しはこの目標を達成し、2041 年には一人当たり名目 GDP が 17,000 米ドル近くに到達する。



出所：IEPMP 調査団/ World Development Indicators

図 4.1-4 一人当たり実質 GDP 成長(1,300 米ドル/人達成後)

コロナ禍やウクライナ戦争の影響について、本分析ではこれらの事象は一時的なものと捉え、長期的な発展トレンドや国家目標に対しては限定的な効果を及ぼすにとどまると想定した。その一方、気候変動やよりクリーンな世界への関心がいずれ世界では支配的になると想定している。なお、より緩やかな経済成長ケースを考慮するため、現在の不透明な世界経済状況を反映したエクササイズケースとして In-between ケースを検討した。

4.1.3 国際エネルギー価格の想定

石油、石炭、天然ガスの実質価格ベースの国際価格シナリオを、表 4.1-1 に示すように、IEA の World Energy Outlook 2021 に基づいて想定した。また、アンモニアの国際価格は IEPMP 調査団が想定したものである。これらの価格は 4.1.4 項で議論する三つのシナリオごとに想定した。2022 年初頭以降、世界のエネルギー価格はウクライナ戦争とロシアからの石油・天然ガスの供給減により大きく変動している。しかしながら、長期的にみるとエネルギー価格はこれまで想定されてきた在来型の経路に回復するものと想定している。

表 4.1-1 国際エネルギー価格見通し

Real price (US\$ 2020)

	Oil (US\$/bbl)			Coal (US\$/tonne)			Natural Gas (US\$/MBtu)			Hydrogen (US\$/Nm3)	Ammonia (US\$/tonne)
	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	All scenarios	All scenarios
	2020	41.3			60.8			8.3			-
2030	77.0	66.5	56.0	77.0	72.0	67.0	8.5	7.0	5.4	0.28	300
2041	83.1	67.9	52.7	73.2	69.0	64.8	8.7	7.0	5.3	0.23	278
2050	88.0	69.0	50.0	70.0	66.5	63.0	8.9	7.1	5.3	0.20	250

Nominal price

	Oil (US\$/bbl)			Coal (US\$/tonne)			Natural Gas (US\$/MBtu)			Hydrogen (US\$/Nm3)	Ammonia (US\$/tonne)
	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	REF	ATS	NZS	All scenarios	All scenarios
	2020	41.3			60.8			8.3			-
2030	108.2	93.4	78.7	108.2	101.2	94.1	11.9	9.8	7.6	0.39	409
2041	163.9	134.0	104.0	144.4	136.1	127.9	17.2	13.9	10.5	0.45	531
2050	229.4	179.9	130.3	182.5	173.4	164.2	23.2	18.5	13.8	0.50	632

出所：IEPMP 調査団

4.1.4 技術開発に関するシナリオアプローチ

主としてグローバルな気候変動に対応するための技術開発と対応手段に着目してエネルギー政策の方向性を検討するため、三つのエネルギーシナリオを想定した。表 4.1-2 に示すリファレンスシナリオ(REF)、技術進展シナリオ(ATS)、ネットゼロシナリオ(NZS)である。REF は単純に過去のトレンドに沿ったもので、NZS は 2050 年にネットゼロ炭素排出を達成するために極めて強力な政策にフォーカスしている。ATS では実行可能で手の届く価格での手段を最大限動員し、低炭素社会の実現を追求している。ATS はエネルギー供給の安全保障、経済性、環境性のいわゆる「3Es」の実現を目指す調和がとれたシナリオである。

なお、NZS はバックキャストアプローチを採用しており、2050 年の炭素ゼロ排出は推計結果というよりむしろ前提条件となっている点で REF、ATS とは異なることに注意する必

要がある。

表 4.1-2 エネルギー需要見通しに関するシナリオアプローチ

	Reference Scenario (REF)	Advanced Technology Scenario (ATS)	Net Zero Scenario (NZS)
Characteristics	The past trends will continue based on the existing energy and environmental policies. Radical changes will not take place on energy efficiency and low carbonization policies.	Energy and environmental policies to ensure stable energy supply and strengthen climate action will be successful to a certain extent. Introduction of advanced technologies will progress.	Greenhouse gas emissions will be net zero in 2050. The transition path toward 2050 is estimated by backcasting approach.
Policy	Progressively strengthen low-carbon policies as observed in the past developments.	Significant progress in international cooperation along with strengthening domestic policies.	Extremely strong energy and environment policies are necessary to achieve net zero by 2050.
Technology	Efficiency improvement follows past trends. Cost reduction like past trends. Spread of low-carbon technologies through regulation and policy.	Technology progress accelerates cost reduction. Strengthening regulations and guidances accelerates dissemination.	Assume technologies to reduce greenhouse gas emissions to net zero in 2050. Timing and amount of introduction of each technology are assumed by backcasting approach.

Note: For the purpose of calculation, NZS (Net Zero Scenario) 2050 is developed arbitrarily. Hence, Bangladesh is planning to adopt NZS (Net Zero Scenario) by 2070.

出所：IEPMP 調査団

REF は過去のトレンドを延長したものであるが、このケースでも炭素排出原単位の減少は想定されている。ただし、それは実績データから大きく乖離するものではない。技術の想定では、効率改善やコスト削減、低炭素技術において穏やかな進展がみられるとしている。しかし、これらは過去のトレンドの延長線上にあり、近年のカーボンニュートラルへの関心の高まりにもかかわらず、カーボンニュートラルに向けた取り組みの加速をはっきりと織り込むほどのものではない。

NZS では 2050 年に炭素排出がネットゼロになるとした場合の 2050 年へ向けての経路を見出すため、バックキャストアプローチを採用している。技術開発と国際協力を極度に早いペースで進める必要がある。表 4.1-3 に示すとおり、産業部門では省エネルギー、電化、水素の利用を最大限に進めなければならない。家庭・商業部門では省エネルギーと電化を浸透させる必要がある。道路部門では、水素トラック・水素バスを除いて、ほとんどすべての自動車を電気自動車（EV）に転換しなければならない。現実には、バングラデシュ経済の発展段階と NZS の困難さを考慮すると、バングラデシュ経済がネット・ゼロ・エミッションに到達する目標年は 2070 年以降になることに留意すべきである。

ATS では実行可能で手の届く価格での技術が最大限採用されるものとし、環境規制と目標値が強化されている。技術開発と国際協力で大きな進展がみられる。省エネルギーと電化が全部門で推進される。道路部門では乗用車の 40%、トラック・バスの 10%が在来型のガソリン車、軽油車から EV に移行する。

表 4.1-3 技術想定：産業・道路・家庭・商業部門

Demand Side		Net-Zero Scenario (NZS)	Advanced Technology Scenario (ATS)
Industry Sector	Energy Conservation	-43.2% (-2.0%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	-24.5% (-1.0%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Electrification	+15% points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	+10% (+5%*) points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Hydrogen	Non-electricity energy will shift to hydrogen through 2050.	—
Road Sector	Fuel Economy	IMF Ext: +130% in 2050 from the 2019 level, In-between: +170%, PP2041: +200%	IMF Ext: +5% in 2050 from the 2019 level, In-between: +35%, PP2041: +65%
	EVs	100% of passenger light-duty vehicles (PLDVs) and 90% of trucks and buses (TRBSs) will shift to electric vehicles (EVs) in 2050.	About 40% of PLDVs and 10% of TRBSs will shift to EVs in 2050.
	Hydrogen	10% of TRBSs will become fuel-cell vehicles (FCVs) in 2050.	—
Residential Sector	Energy Conservation	-34.5% (-1.5%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	-13.1% (-0.5%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Electrification	100% electrification	+15% (+7.5%*) points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
Commercial Sector	Energy Conservation	-43.2% (-2.0%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant	-13.1% (-0.5%/year) in 2050 from the REF level, holding other conditions constant
	Electrification	100% electrification	+1% points in 2050 from the REF level, holding other conditions constant

* ATS In-between & ATS IMF Ext cases

出所：IEPMP 調査団

表 4.1-4 技術想定：発電部門

Supply Side		Net-Zero Scenario (NZS)	Advanced Technology Scenario (ATS)		
Power Sector	Renewables	Solar PV (Solar Park, Irrigation)	16 GW in 2050 with land use restrictions	Solar PV (Solar Park, Irrigation)	6 GW in 2050 without land use restrictions
		Solar PV (Rooftop)	12 GW in 2050 on rooftops of the buildings	Solar PV (Rooftop)	12 GW in 2050 on rooftops of the buildings
		Onshore wind	5 GW in 2050, mainly coasts	Onshore wind	5 GW in 2050, mainly coasts
		Offshore wind	50 GW (near seas + EEZ) in 2050 excl. heritages	Offshore wind	15 GW (only near seas) in 2050 excl. heritages
	Nuclear	Eight (8) units by 2050	Six (6) units (four (4) units*) by 2050		
	Coal-fired	50% ammonia co-firing around 2030 and 100% ammonia single-firing around 2042	20% ammonia co-firing around 2030 (2035*) and 50% ammonia co-firing around 2035 (2040*)		
	Gas-fired	100% hydrogen single-firing will start around 2035 and replace 70% of gas-fired power through 2050. Gas-fired with CCS will start around 2036 and achieve 30% of the gas-fired power in 2050.	20% hydrogen co-firing will start around 2035 (2037*), 50% hydrogen co-firing will start around 2040 (2045*). Gas-fired with CCS will start around 2036 (2040*) and achieve 77 TWh (38 TWh**) in 2050.		
	Oil-fired	For about 1% of grid net power generation in 2041, oil-fired power will remain through 2050.	For about 1% of grid net power generation in 2041, oil-fired power will remain through 2050.		
	Captive	Conventional captive power will be zero in 2050.	Conventional captive power will remain a little in 2050, while high-efficiency co-gen system will be introduced from 2031 and reach 300 MW (app. 30 MW*10 towns) in 2050 nationally.		
	Import	15% of total electricity demand through 2050	Less than 12% of total electricity capacity through 2050		

* ATS In-between & ATS IMF Ext cases

** ATS IMF Ext case

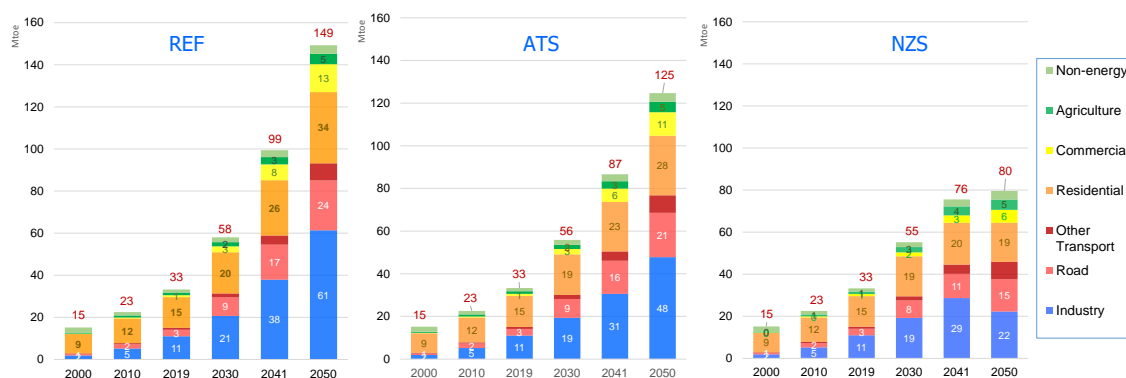
出所：IEPMP 調査団

発電部門では、再生可能エネルギーや原子力、アンモニア混焼、水素専焼、CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) 付ガス火力等の脱炭素技術といったクリーンエネルギーの採用が NZS と ATS で始まる(表 4.1-4)。他方、在来型の自家発はグリッドの安定化が進むのに伴って減少に向かい、ATS では高効率コージェネレーションシステムが 2050 年に向けて経済特区や大規模施設で導入される。

4.1.5 三つのシナリオの予備的検討

これら三つのシナリオについて予備的な検討を実施した。異なる水準のエネルギー効率改善や技術が採用されることを反映して、2050 年の総最終エネルギー消費は REF で最大となり、ATS、NZS の順で小さくなる。以下では、これらのシナリオの GDP PP2041 ケースを比較する。

最終エネルギー消費が NZS や ATS より REF で大きくなるのは、ATS ではエネルギー効率の改善を REF より大きく見込んでいるからで、NZS は ATS 以上に厳しい省エネルギー活動を織り込んでいるからである。エネルギー消費の GDP 原単位は三つのシナリオ全てで減少を続ける。2019 年から 2050 年にかけての GDP 原単位の年平均減少率は REF で-3.2%/年、ATS で-3.8%/年、NZS で-5.2%/年となる。他の国でみられた原単位の改善と比較すると、現在のバングラデシュの水準である一人当たり実質 GDP1,300 米ドル(2010 年価格)に到達した後、インドでは-2.3%/年、ベトナムでは-3.4%/年、中国では-4.0%/年を記録している。つまり、REF のエネルギー需要成長経路はベトナム、ATS の成長経路は中国の実績にほぼ等しい。

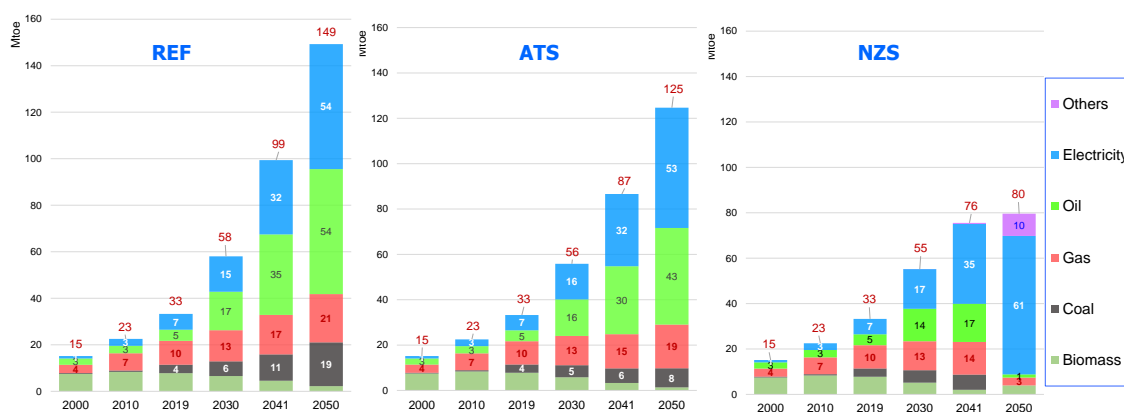


出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.1-5 最終エネルギー消費(部門別)

部門別では、持続可能な経済成長とバングラデシュの産業活動拡大を反映し、産業部門が 2041 年、2050 年において三つのケースすべてで最大のセクターになる(図 4.1-5)。このことは、バングラデシュにおける今後のエネルギー需要の成長が国内産業の開発スピードを定める前提条件に依存することを示唆している。最終エネルギー消費で二番目、三番目に大きな需要セクターは家庭部門と道路輸送部門である。本分析の見通し期間を通じバングラデシュの人口は生活水準の向上を伴いつつ増加すると予測されるため、この二つのセクターで急激な需要増加が発生することは不可避であろう。

エネルギー源別では、電力が ATS と NZS で最大のエネルギー源となる(図 4.1-6)。電力以外でも、各シナリオでエネルギーミックスは異なる様相を示す。たとえば、NZS では、2050 年に向けてネットゼロ排出を実現するために産業部門と海上交通部門で水素(アンモニアを含む)が主要なエネルギー源のひとつになると想定され、水素・アンモニアが少なからず消費されると見込まれている。他方、REF では、石油、天然ガス、石炭等の化石燃料が比較的高いシェアを維持すると見込まれる。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.1-6 最終エネルギー消費(エネルギー源別)

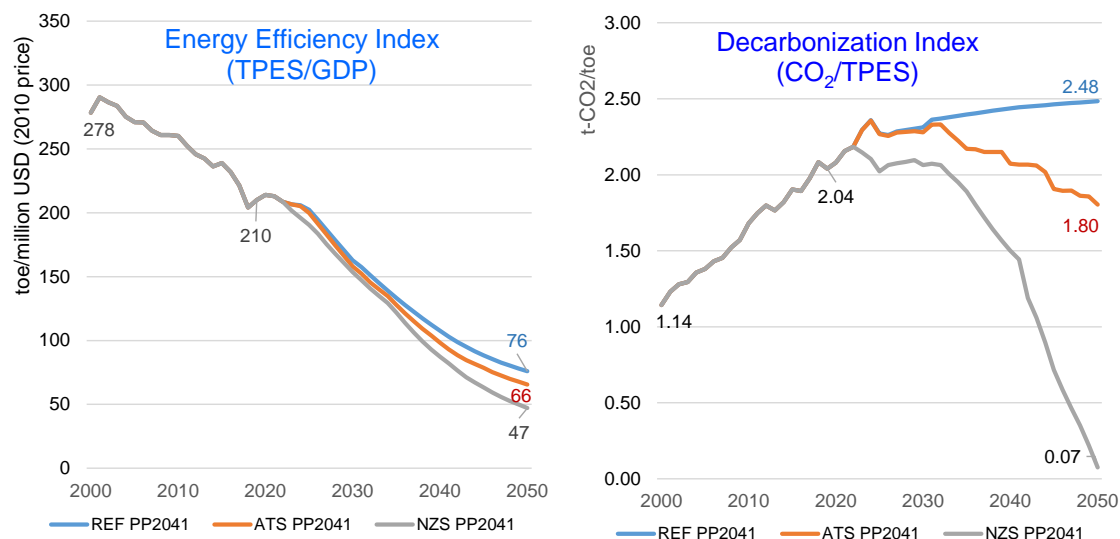
一次エネルギー供給 (TPES) のエネルギー効率と炭素排出量とに着目すると、一国の CO₂ 原単位は次のように定義できる。

$$\text{CO}_2 \text{ 原単位: } \text{CO}_2/\text{GDP} = (\text{TPES}/\text{GDP}) \times (\text{CO}_2/\text{TPES})$$

エネルギー効率指標 (EEI: TPES/GDP) は技術進歩と省エネルギー努力に伴って減少する(図 4.1-7)。EEI は 2019 年と 2050 年の間に REF で 64%(3.2%/年)、ATS で 69%(3.7%/年)、NZS で 78%(4.7%/年)減少する。これに比し、現在のバングラデシュに近い一人当たり実質 GDP1,300 米ドル(2010 年価格)に到達した後、インドの EEI は 2010 年と 2019 年の間に 2.4%/年減少し、中国の EEI は 1996 年と 2019 年の間に 3.5%/年減少した。バングラデシュの EEI は ATS では中国とほぼ同じ、NZS では中国より大きな改善を見込んでいることになる。

エネルギーからの CO₂ 排出量は REF で最大となり、ATS、NZS の順に小さくなる。CO₂ 排出量は 2050 年に REF PP2041 で CO₂換算 485 百万トン(2019 年の日本の排出量のおよそ半分程度)になる。ATS PP2041 では、REF の 3 分の 2 程度の CO₂換算 305 百万トンまで穏やかに増加する。NZS PP2041 での排出量は、定義のとおり、2050 年にほぼゼロになる。

脱炭素指標 (DCI: CO₂/TPES) は三つのシナリオで大きく異なる経路を辿る(図 4.1-7)。DCI は、REF では増加を続け、ATS では炭素排出管理での更なる努力と 2030 年代、2040 年代を通じた先進的脱炭素技術の採用によって徐々に減少する。NZS では、バックキャストアプローチがとられ、2050 年にネットゼロを達成するため、DCI は急激に下落する必要がある。しかし、これを実現するとすれば、経済に極めて大きなストレスを課すことになる。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.1-7 CO₂原単位に関する三シナリオの比較

経済発展の過程において炭素排出量を削減することは容易ではない。アジアでは、タイ、インドネシア、中国、インド、ベトナム等で、一人当たり実質 GDP が 1,300 米ドル(2010 年価格)に到達した後の産業発展段階で、平均でみて、DCI の低下を経験した国はない。バングラデシュは REF の流れに従うのではなく ATS に示唆されるようにエネルギー安定供給及び気候変動へのグローバルな懸念の緩和に貢献することを決定した。しかし、このことは、実行に大きな困難を伴う NZS を別としても、産業発展段階で DCI を削減するという非常にチャレンジングな作業になる。

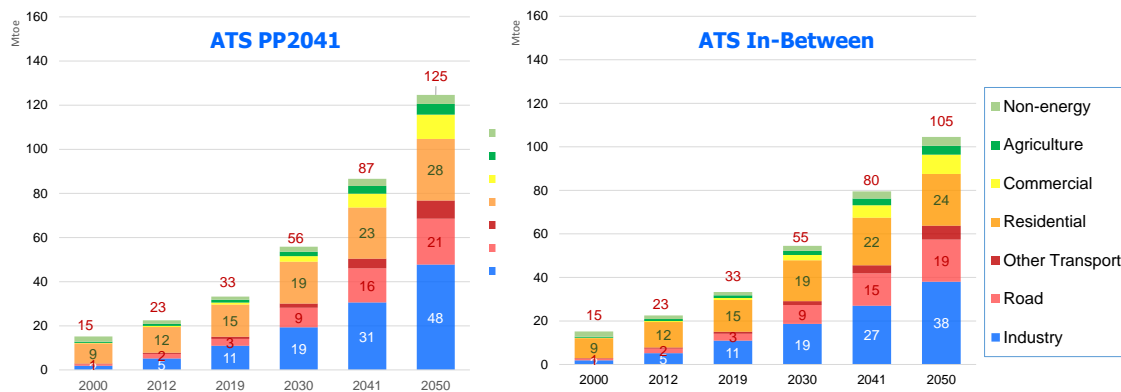
上記の議論に基づき、技術進展シナリオ(ATS)を基とし、GDP PP2041 ケースと GDP In-between ケースの二つの GDP 想定についてエネルギー需給見通しを策定した。

なお、バングラデシュ政府は ATS In-Between ケースを電力開発計画のベースとする考えである。

4.2 長期エネルギー展望

4.2.1 エネルギー需要：部門別

高い経済成長に伴い、バングラデシュの最終エネルギー消費は 2019 年と 2050 年の間に ATS PP2041 ケースでは 3.75 倍(4.4%/年)に、ATS In-between ケースでは 3.14 倍(3.8%/年)に拡大すると予想される(図 4.2-1; 表 4.2-1)。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-1 最終エネルギー消費(部門別)

セクター別では、この国の経済成長を牽引する産業部門でのエネルギー消費が、相当強力な省エネルギー政策の導入を想定しても、急速に増加する。輸送用燃料消費も人や物の移動の増加を反映して急速に増加する。一方、家庭用エネルギー消費は比較的緩やかに推移する。これは、非効率な在来型バイオマス(主に薪)が、相当の効率改善を伴いつつ電力やLPG等の近代的エネルギーに代替されるためである。商業部門のエネルギー消費は生活の近代化を支えるために早い速度で増加するが、規模は比較的小さい。農業部門では灌漑や農業用機械で一定のエネルギー消費が継続する。非エネルギー部門での消費も主に肥料・石油化学産業の原料として拡大する。

表 4.2-1 最終エネルギー消費(部門別)

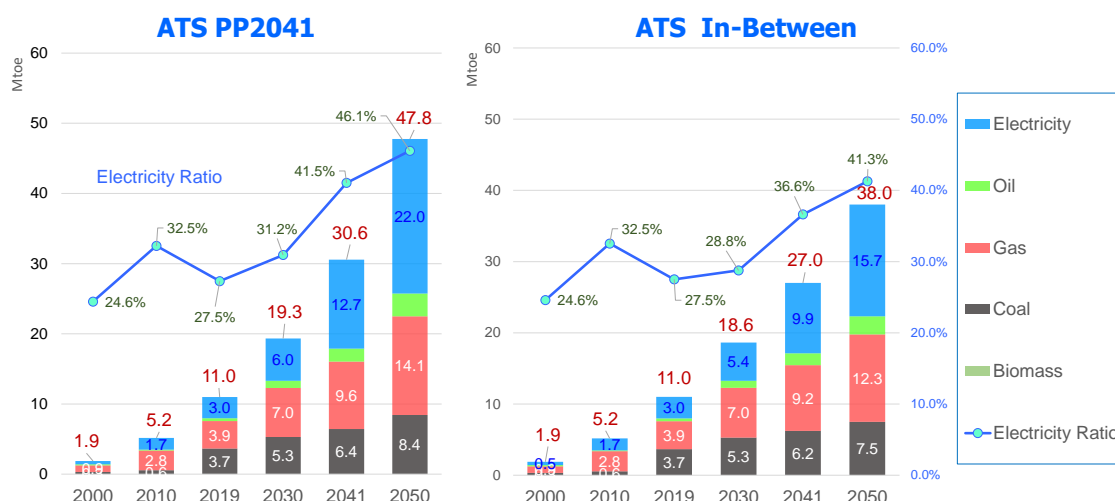
ATS	Final Energy Demand (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2050
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	times
Industry	11.0	19.3	30.6	47.8	33.1	34.6	35.3	38.3	5.3	4.3	5.1	4.34
Transport	4.0	10.7	19.9	29.0	12.2	19.2	22.9	23.3	9.2	5.8	4.3	7.16
Residential	14.6	19.0	23.2	27.9	43.7	34.0	26.8	22.4	2.5	1.8	2.1	1.92
Commercial	1.0	2.6	6.3	11.0	2.9	4.6	7.2	8.8	9.3	8.5	6.4	11.49
Agriculture	1.2	2.0	3.5	4.9	3.7	3.5	4.0	3.9	4.3	5.2	3.9	3.94
Non energy	1.5	2.3	3.3	4.1	4.4	4.1	3.8	3.3	4.1	3.3	2.5	2.76
Total	33.3	55.9	86.6	124.7	100.0	100.0	100.0	100.0	4.8	4.1	4.1	3.75
In-Between					%	%	%	%	%	%	%	times
Industry	11.0	18.6	27.0	38.0	33.1	34.2	34.0	36.4	4.9	3.4	3.9	3.46
Transport	4.0	10.5	18.6	25.8	12.2	19.2	23.4	24.6	9.0	5.4	3.7	6.36
Residential	14.6	18.8	21.9	23.8	43.7	34.4	27.5	22.8	2.3	1.4	0.9	1.64
Commercial	1.0	2.5	5.7	8.8	2.9	4.5	7.2	8.5	9.0	7.8	5.0	9.24
Agriculture	1.2	1.9	3.1	4.1	3.7	3.5	3.9	3.9	3.9	4.5	3.2	3.28
Non energy	1.5	2.3	3.3	4.1	4.4	4.2	4.1	3.9	4.1	3.3	2.5	2.76
Total	33.3	54.5	79.5	104.6	100.0	100.0	100.0	100.0	4.6	3.5	3.1	3.14

出所：IEPMP 調査団による推計

1) 産業部門

産業部門は2030年頃にバングラデシュで最大のエネルギー消費部門になる(表 4.2-1)。セメント産業や高炉を用いる鉄鋼業などのエネルギー集約的な重工業がないこともあり、電

力が産業部門を牽引する主要なエネルギー源になる。繊維産業、電炉による鉄鋼業、その他のハイテク産業において更なる電化が進展する。電力以外に、天然ガスと石炭が主要なエネルギー源として残る。これらの化石燃料は高温の熱を比較的低コストで供給できるエネルギーとして今後も存続するだろう。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-2 エネルギー需要見通し(産業部門)

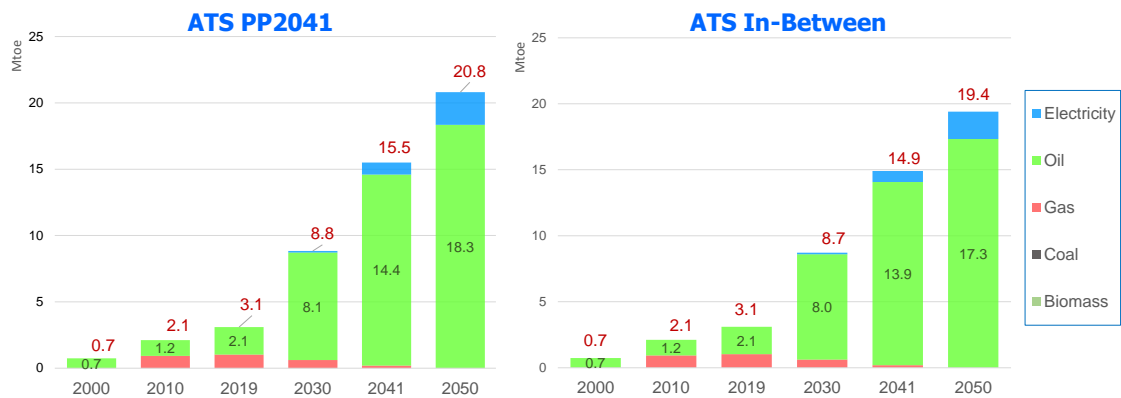
石炭が三番目に大きなエネルギー源となることも留意すべき点である。これは、グリッドからの電力供給や天然ガス等の他エネルギー源と比較したときコスト競争力で優位にあることによる。

産業部門での省エネ率は、他の条件をそのまま（価格効果等はなし）としたとき、2050年では REF 対比-24.5%(-1.0%/年)になると見込んでいる。

2) 道路部門

道路部門では、主にガソリンと軽油からなる石油需要を中心に、2050年に向けて相当な需要増加が起こる(図 4.2-3)。バングラデシュの一人当たり所得は人口増を伴いつつ増加するため、モビリティ需要は急速に増加し、自動車保有率が上昇する。さらに二輪車から在来型四輪車への乗り換えも加速する。

ATS シナリオでは REF シナリオに比べると EV の浸透が早いですが、自動車保有台数全体に占めるシェアは限定的なレベルにとどまる。自動車は 2050 年にかけて内燃機関車から EV へと移行する。保有台数ベースでみた EV のシェアは 2050 年に乗用車(PLDV)で 40%、トラック・バス(TRBS)で 10%と想定した。Mirsarai 経済特区で計画されている EV 生産工場は最大能力まで拡張されると想定しており、そこで生産される EV はバングラデシュ自動車市場で好評を得ることとなる。

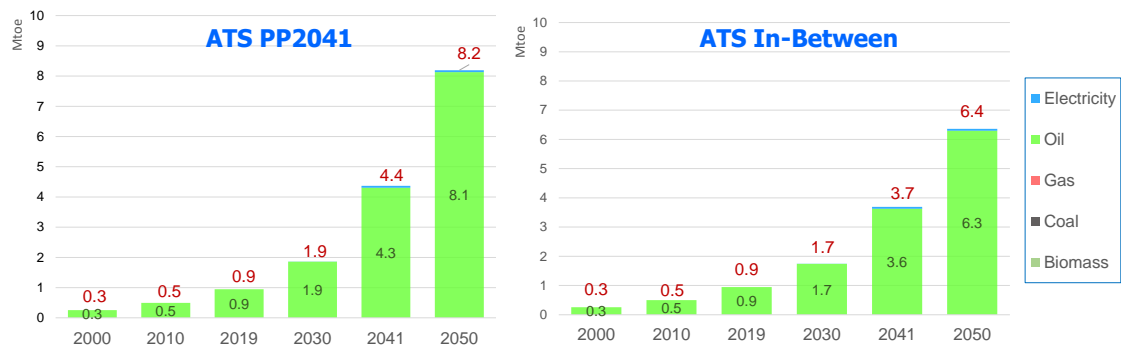


出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-3 エネルギー需要見通し(道路部門)

3) その他運輸部門

その他運輸部門のエネルギー需要は比較的小さい(図 4.2-4)。当該部門には鉄道、国内船舶、国内航空等の様々な輸送モードが含まれる。これらの非道路輸送部門の需要は道路部門需要の約 3 分の 1 である。これらの分野でも輸送インフラは発展を続けるが、需要は道路部門ほどには増加しない。これまでの流れが続き、この部門のエネルギー需要は石油が中心となる。大量輸送鉄道(MRT)や高速鉄道(high-speed railway)で使用される電力は比較的小量にとどまる。



出所：IEPMP 調査団による推計

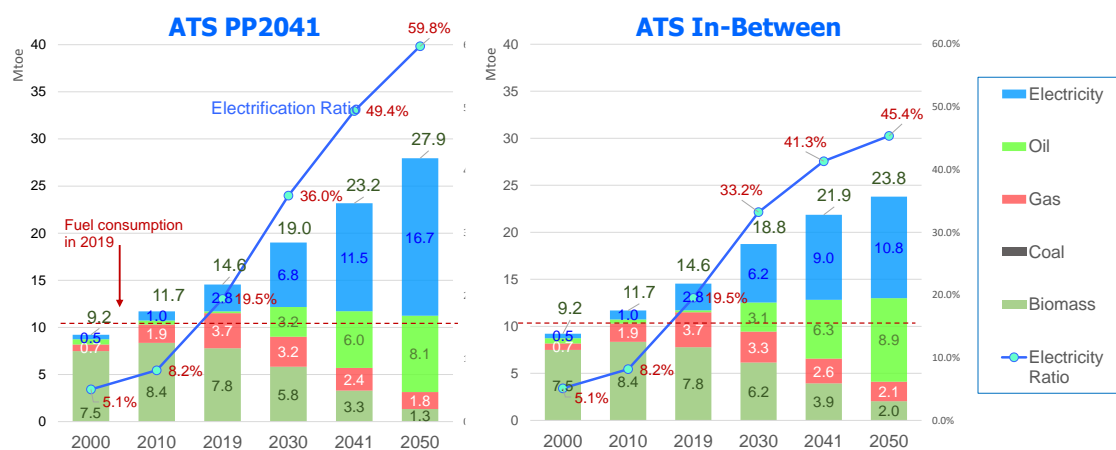
図 4.2-4 エネルギー需要見通し(その他運輸部門)

4) 家庭部門

家庭部門では電気が最大のエネルギー源となる。電気は人々が冷蔵庫、洗濯機、掃除機、IH 調理器、エアコン等の便利で機能的な電気製品を利用して質の高い生活を愉しむことを可能にする。一人当たり GDP の増加と生活水準の改善に伴ってこれらの電化製品による電力需要が増加するのは不可避である。

家庭部門の非電力エネルギーについては、LPG(石油に分類される)と都市ガスが 2050 年に向けて調理・給湯用の主要エネルギー源として利用される。天然ガスと LPG の需要増加

分は、新規ガス田が発見されない限り輸入する必要があるため、それぞれの役割を適切に整理する必要がある。在来型バイオマスは生活水準の向上に伴って電力とLPGに置き換わり、急速に減少する。これにより屋内の空気質が改善され、人々の健康改善にもつながる。また、大きなエネルギー効率改善が実現するので、図 4.2-5 に示すように、電気以外の燃料需要はほぼ横ばいで推移すると見込まれる。



出所：IEPMP 調査団による推計

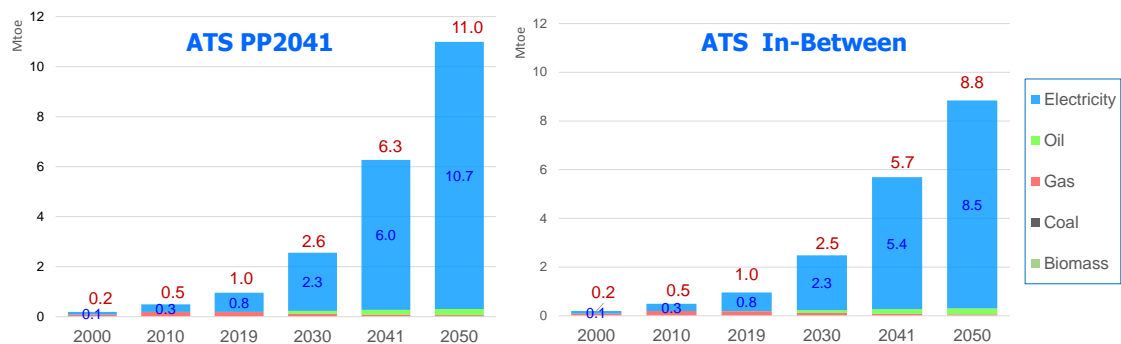
図 4.2-5 エネルギー需要見通し(家庭部門)

家庭部門での省エネ率は、他の条件をそのまま(価格効果等なし)としたとき、2050年ではREF比-13.1%(-0.5%/年)と想定している。この省エネ率は産業部門より緩やかである。人々は所得が増加すればより多くの家電製品や機器を購入する性向をもち、家庭部門での省エネルギー政策の実行は製品パフォーマンスの改善に限られることが一般的で、他の部門よりチャレンジングである。

5) 商業部門

商業部門では電力が既に中心的な役割を担っており、この状況は将来も続くと思込まれる(図 4.2-6)。商業部門での2019年のエネルギー供給は90%以上が電力で、バングラデシュで最も電化が進んだセクターになっている。同部門では需要のうち少量がレストラン、ホテル、公共施設等での調理・給湯用として、天然ガスと石油(LPG)で賄われている。

商業部門での省エネ率は、他の条件をそのまま(価格効果等なし)としたとき、2050年ではREF比-13.1%(-0.5%/年)と想定している。これは家庭部門と同率だが、商業部門での省エネルギーはビルや施設が建設されたときにほぼ決まってしまうためにやはりチャレンジングだからである。商業部門での需要増加分はほとんど電力で賄われる。天然ガスも利用されるが、その割合は限定的である。

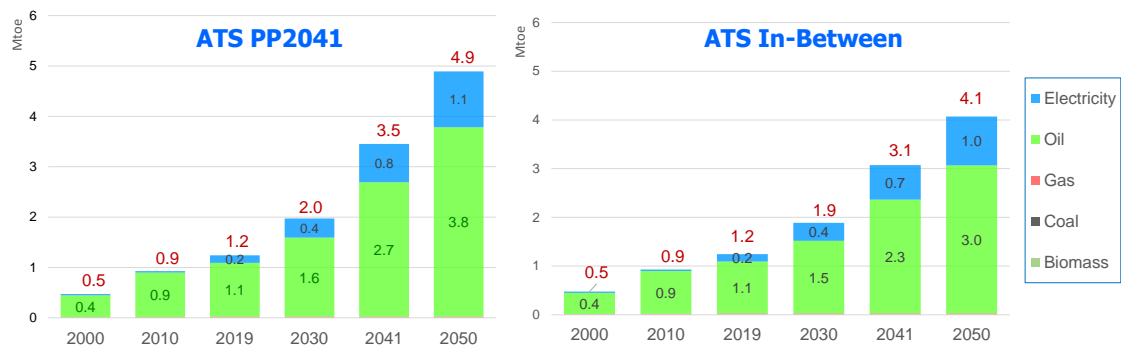


出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-6 エネルギー需要見通し(商業部門)

6) 農業部門

農業部門のエネルギー需要は他の最終消費部門に比べて小さいが、農業部門は人々の日常生活に密接に関係する非常に重要な部門である。農業部門ではエネルギーのほとんどが灌漑に用いられており、石油製品が大宗を占めている(図 4.2-7)。農業部門では石油への高い依存が続くが、電力消費も太陽光導入とグリッド接続により増加する。



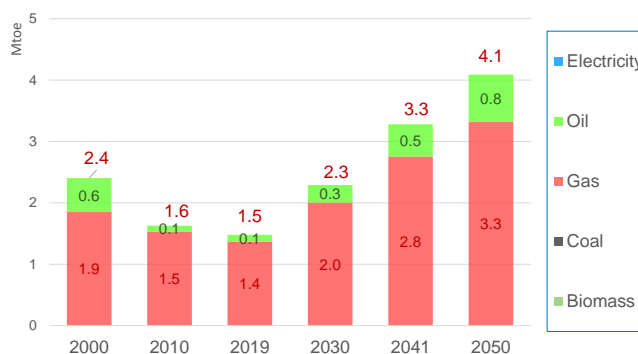
出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-7 エネルギー需要見通し(農業部門)

このセクターでのエネルギー利用の合理化を図るうえでは、洪水予防対策と連動し、上流から下流まで水の利用者を水路で結ぶ全国をカバーする灌漑システムを建設することも検討の視野に入るだろう。

7) 非エネルギー部門

非エネルギー部門のエネルギー需要は過去 20 年間減少傾向を続けてきたが、今後は 2050 年に向けて再び増加が始まると見込まれる。この需要増は肥料産業の生産を復活すること、また建築用途の塩化ビニル(PVC)製造に伴うナフサ需要や、自動車用潤滑油の増加によるものである。非エネルギー部門のエネルギー需要は 2050 年に約 4 Mtoe まで増加すると見込まれる。

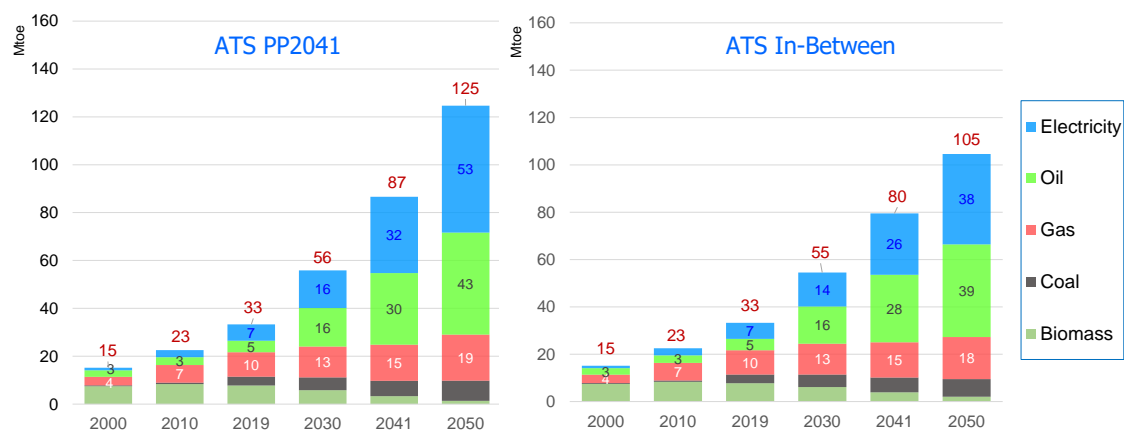


出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-8 エネルギー需要見通し(非エネルギー部門)

4.2.2 最終エネルギー消費：エネルギー源別

エネルギー源別の最終エネルギー消費の要点を図 4.2-9 と表 4.2-2 に示す。エネルギー源のなかでは電力が最大のエネルギー源に成長し、石油も主に輸送燃料分野で増加する。一方、天然ガス消費は産業部門の省エネルギー努力と道路・家庭・商業部門の利用縮小を反映して比較的ゆっくりした成長になる。石炭には一定の熱需要があり、産業部門でのみ消費される。在来型バイオマスの消費は減少を続け、2040 年代にはほぼなくなる。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.2-9 最終エネルギー消費(エネルギー源別)

表 4.2-2 最終エネルギー消費(エネルギー源別)

	Final Energy Demand (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2050
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	times
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	
Coal	3.7	5.3	6.4	8.4	11.0	9.5	7.4	6.8	3.4	1.8	3.0	2.30
Oil	4.8	16.1	30.0	42.6	14.5	28.8	34.6	34.2	11.6	5.8	4.0	8.86
Natural Gas	10.2	12.9	15.0	19.3	30.8	23.1	17.4	15.5	2.1	1.4	2.8	1.88
Biomass	7.8	5.8	3.3	1.3	23.4	10.4	3.8	1.1	-2.6	-5.1	-9.5	0.17
Combustible Fuel	26.5	40.2	54.8	71.6	79.6	71.9	63.2	57.5	3.9	2.9	3.0	2.70
Electricity	6.8	15.7	31.9	53.0	20.4	28.1	36.8	42.5	7.9	6.6	5.8	7.82
Total	33.3	55.9	86.6	124.7	100.0	100.0	100.0	100.0	4.8	4.1	4.1	3.75
In-Between					%	%	%	%	%	%	%	times
Coal	3.7	5.3	6.2	7.5	11.0	9.7	7.8	7.2	3.4	1.5	2.1	2.05
Oil	4.8	15.7	28.5	39.1	14.5	28.8	35.8	37.4	11.3	5.6	3.6	8.13
Natural Gas	10.2	13.0	14.9	17.8	30.8	23.9	18.8	17.0	2.2	1.2	2.0	1.73
Biomass	7.8	6.2	3.9	2.0	23.4	11.3	4.9	2.0	-2.1	-4.0	-7.0	0.26
Combustible Fuel	26.5	40.2	53.6	66.4	79.6	73.7	67.3	63.5	3.9	2.6	2.4	2.51
Electricity	6.8	14.3	26.0	38.2	20.4	26.3	32.7	36.5	7.0	5.5	4.4	5.63
Total	33.3	54.5	79.5	104.6	100.0	100.0	100.0	100.0	4.6	3.5	3.1	3.14

出所：IEPMP 調査団による推計

4.3 エネルギー需要と発電電力量

4.3.1 国全体の電力需要

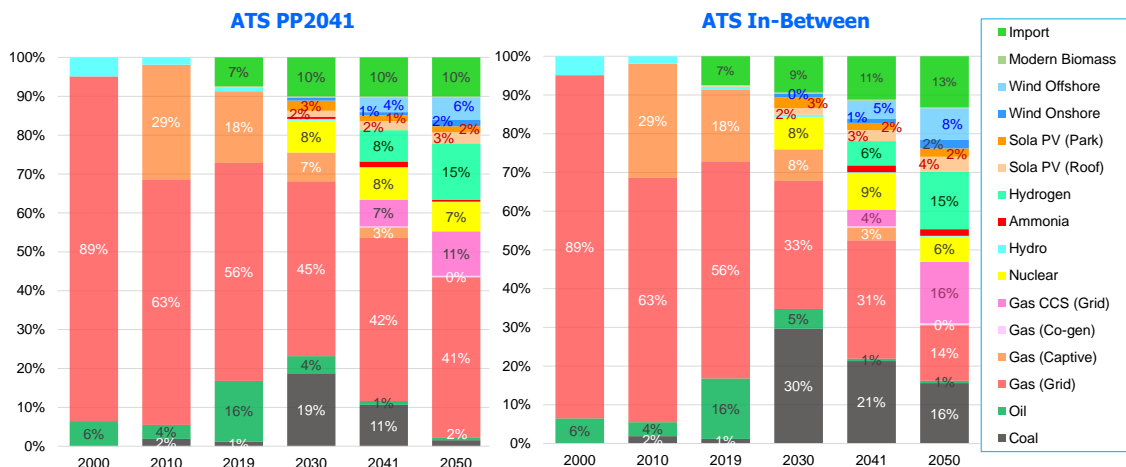
工業化と所得増加が高速で進むのに伴い、電力需要はエネルギー源のなかで最も早く増加する。電力需要は PP2041 ケースでは 2019 年から 2050 年までの間に 7.38 倍に増加し、In-between ケースでは 5.32 倍に増加する。現在、電力供給の 91.3%は石炭、石油、天然ガス等の在来型化石燃料を使用する火力発電所から供給されている。1.3%のみがクリーンエネルギー、主に太陽光で供給されており、7.3%は輸入されている。低炭素経済を構築する観点から、水力、原子力、太陽光、風力、CCS、アンモニア、水素等のすべてのクリーンエネルギーの導入を強力に推進しなければならない。そして、自家発やコージェネレーションシステムのユーザーが用いる天然ガスも含めた在来型化石燃料の比率を現在の 91%から 2050 年には約 40%にまで引き下げる必要がある。

表 4.3-1 電力供給見通し

	Power Generation (TWh)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2050
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	times
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	
Traditional Fuel	83.4	155.7	232.5	295.4	91.3	75.6	56.6	43.8	5.8	3.7	2.2	3.54
Clean Energy	1.1	29.8	137.5	311.0	1.3	14.5	33.4	46.2	34.5	14.9	7.7	271.58
Import (Trad Fuel)	5.1	13.1	14.3	6.5	5.6	6.4	3.5	1.0	9.0	0.7	-6.9	1.28
Import (Clean Energy)	1.7	7.5	26.9	60.9	1.9	3.6	6.5	9.0	14.4	12.3	7.7	35.91
Total	91.3	206.1	411.1	673.7	100.0	100.0	100.0	100.0	7.7	6.5	4.6	7.38
In-Between					%	%	%	%	%	%	%	times
Traditional Fuel	83.4	142.8	187.1	150.9	91.3	76.0	56.1	31.1	5.0	2.5	-1.9	1.81
Clean Energy	1.1	27.6	109.1	271.3	1.3	14.7	32.7	55.9	33.5	13.3	8.6	236.93
Import (Trad Fuel)	5.1	13.1	13.1	13.1	5.6	7.0	3.9	2.7	9.0	0.0	0.0	2.58
Import (Clean Energy)	1.7	4.4	24.1	50.4	1.9	2.3	7.2	10.4	9.0	16.7	6.9	29.72
Total	91.3	187.9	333.5	485.7	100.0	100.0	100.0	100.0	6.8	5.4	3.5	5.32

出所：IEPMP 調査団による推計

備考：ネット電力需要は第 5 章でより詳細に分析する。



出所：IEPMP 調査団による推計

備考：ネット電力需要は第5章でより詳細に分析する。

図 4.3-1 発電電力量

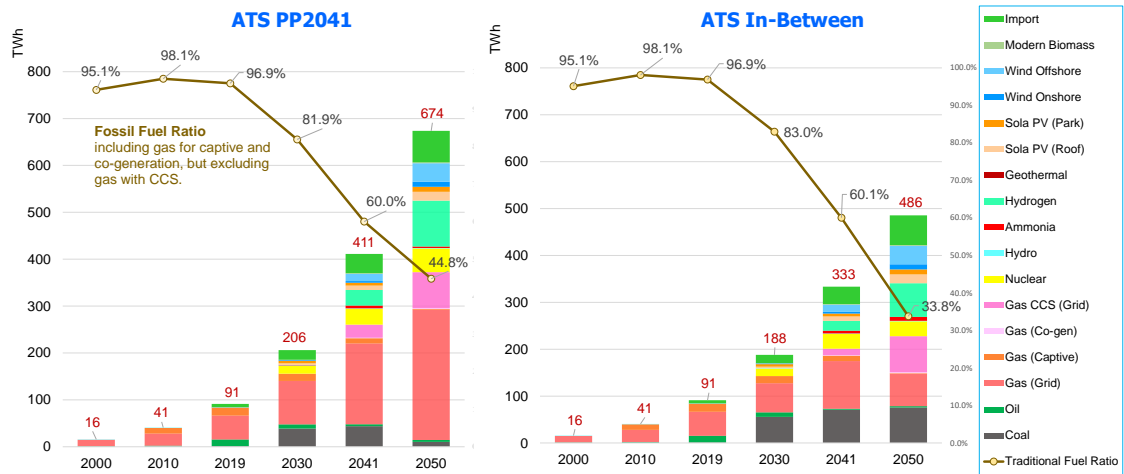
図 4.3-1 に示すように、石炭火力発電は混焼燃料としてアンモニアを導入し、ガス火力発電は水素発電に置き換えられる。また、バングラデシュは CO₂ 地下貯蔵に適した地質構造に恵まれているため、CCS 付ガス火力発電の採用を想定している。洋上風力も大きな資源ポテンシャルが比較的 low コストで期待できるため、導入が進む。これらの技術の多くはまだごく初期段階にある。その導入をどのように進めていくかについては、第5章で議論する電力システム開発のタイムラインに沿って慎重に検討を進める必要がある。

4.3.2 発電量ミックス

ATS PP2041 ケースでは、2050 年においても天然ガスが依然として最大の電源だが、クリーンエネルギー比率は 2041 年に 40% に到達する。水素火力発電と CCS 付ガス火力発電は 2050 年には目覚ましいシェアを獲得していよう。近隣諸国からの電力輸入と原子力発電も相当のシェアを占める。これに比べ再生可能エネルギーのシェアが比較的小さいのは、主として土地面積が限定されることに起因する。石炭火力は 2041 年には 10% 以上のシェアが残るが、2050 年に向けてほとんどなくなる。

エネルギー安定供給を確保するために天然ガスに大きく依存する REF やバックキャストアプローチにより大量の水素を消費する NZS に比べ、ATS はバランスの取れたシナリオである。環境性の点では、ATS での再生可能エネルギーによる総発電容量は 2030 年までの NDC の条件付き目標を達成する。そして、2021 年に COP26 で行われた首相宣言に沿って、2041 年のクリーンエネルギー比率「up to 40%」を達成するものである²⁶。

²⁶ https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BANGLADESH_cop26cmp16cma3_HLS_EN.pdf



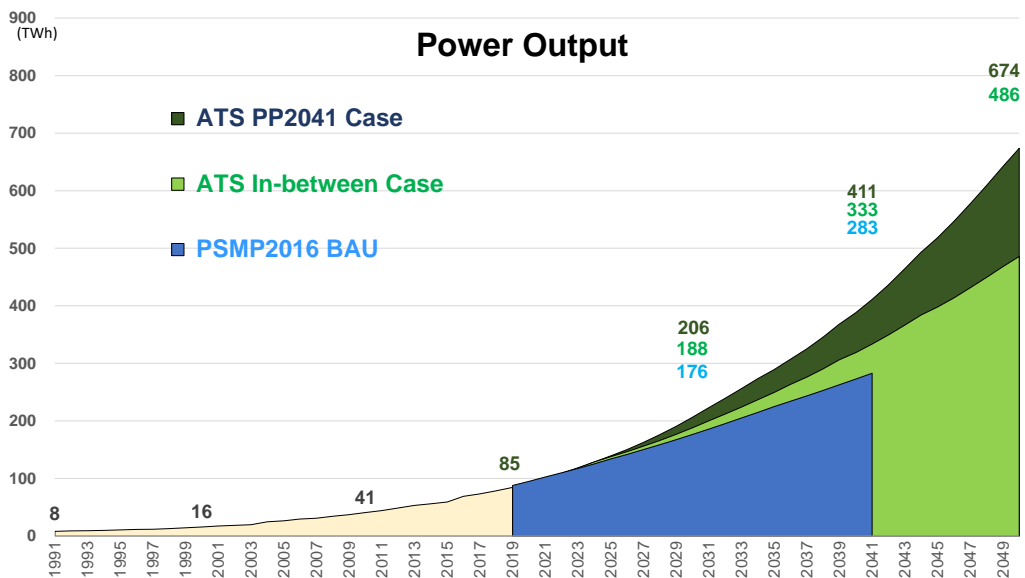
出所：IEPMP 調査団による推計

備考：ネット電力需要は第5章でより詳細に分析する。

図 4.3-2 発電量ミックス

4.3.3 過去の電力マスタープランとの比較

ATS PP2041 ケース及び ATS In-between ケースにおける発電電力量を、図 4.3-3 に示す通り、過去の電力システムマスタープランにおける電力量と比較した。両ケースの発電電力量は、Power System Master Plan 2016 の BAU 電力量と Revisiting Power System Master Plan 2016 のベースケース電力量の間に位置する。現在のバングラデシュの経済状況は PSMP2016 が公表された 2016 年より改善しており、本 MP の想定結果は現実的であるといえよう。



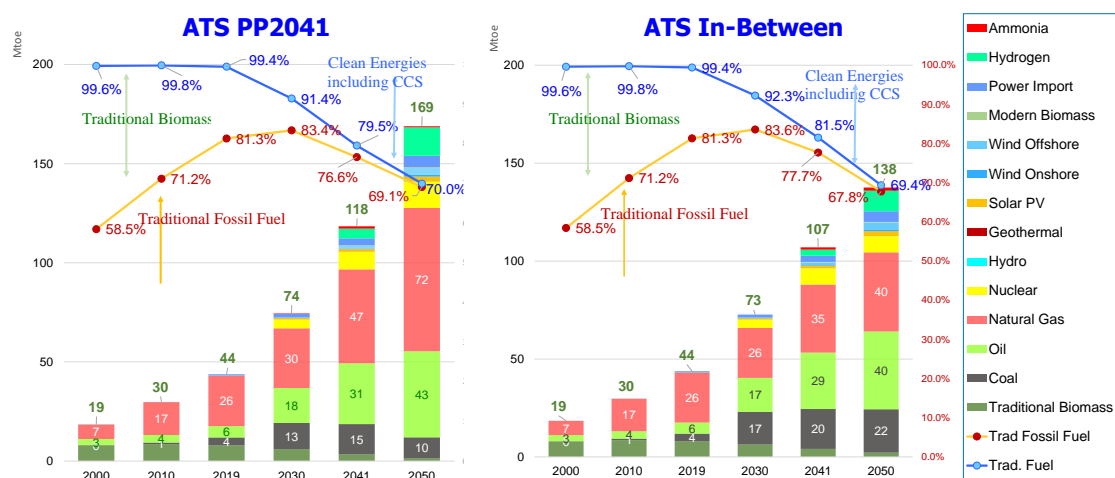
出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.3-3 従前の電力システムマスタープランとの比較

4.4 一次エネルギー供給

4.4.1 一次エネルギー供給

一次エネルギー供給（TPES）は電力以外の最終エネルギー消費量と発電部門や石油ガス産業などにおける燃料投入量の和である（図 4.4-1）。ATS PP2041 ケースでは、一次エネルギー供給（TPES）は約 4 倍に拡大し、2019 年の 44 Mtoe から 2050 年の 169 Mtoe に増加する。2050 年の一次エネルギー供給量は 2019 年の英国に近い。ATS In-between ケースでは一次エネルギー供給量は 2050 年に約 3 倍の 138 Mtoe に増加し、これは 2019 年のタイに近い。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.4-1 一次エネルギー供給

これまで、薪を中心とする在来型バイオマスの消費は石炭、石油、天然ガス等の近代的化石燃料に置き換えられてきた。この傾向は今後も続き、在来型バイオマスの消費は 2050 年までにほとんどなくなると思われる。他方、低炭素経済を構築し、エネルギー源を多様化する観点から、水力、原子力、太陽光、風力、CCS、アンモニア、水素等のクリーンエネルギーが導入される。クリーンエネルギー比率は 2041 年までに 20%、2050 年までに 30%に到達する。

表 4.4-1 一次エネルギー供給

	Total Primary Energy Supply (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2050
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	times
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	
Traditional Biomass	7.9	6.0	3.4	1.5	18.1	8.0	2.9	0.9	-2.5	-4.9	-7.3	0.19
Coal	4.0	13.2	15.2	10.5	9.0	17.8	12.8	6.2	11.6	1.3	-3.3	2.64
Oil	5.7	17.6	30.7	43.4	13.0	23.7	25.9	25.7	10.8	5.2	3.2	7.61
Natural Gas	25.5	30.1	39.9	52.1	58.3	40.4	33.7	30.9	1.5	2.6	2.5	2.04
Power Import (Trad Fuel)	0.4	1.1	1.2	0.6	1.0	1.5	1.0	0.3	9.0	0.7	-6.9	1.28
Traditional Fuel	43.5	68.0	90.4	108.0	99.4	91.4	76.4	64.0	4.1	2.6	1.6	2.48
Nuclear	0.0	4.4	8.8	13.1	0.0	5.9	7.4	7.8	-	6.5	3.8	-
Natural Gas - CCS	0.0	0.0	3.7	10.1	0.0	0.0	3.2	6.0	-	-	9.5	-
Hydro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	2.4	0.0	0.0	1.30
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Solar PV	0.0	0.7	1.3	2.5	0.1	1.0	1.1	1.5	32.9	5.7	5.9	79.09
Wind - Onshore	0.0	0.1	0.3	0.9	0.0	0.2	0.3	0.6	56.8	7.0	11.1	941.53
Wind - Offshore	0.0	0.0	1.3	3.4	0.0	0.0	1.1	2.0	-	-	8.8	-
Modern Biomass	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	0.2	0.2	0.2	-	4.4	4.0	-
Ammonia	0.0	0.2	1.2	0.6	0.0	0.3	1.0	0.3	-	15.5	-6.4	-
Hydrogen	0.0	0.0	4.9	14.3	0.0	0.0	4.2	8.5	-	-	10.2	-
Power Import (Clean Energy)	0.1	0.6	2.3	5.2	0.3	0.9	2.0	3.1	14.4	12.3	7.7	35.91
Clean Energy	0.2	6.4	24.2	50.7	0.6	8.6	20.5	30.0	34.5	12.9	7.0	207.21
Total	43.8	74.4	118.4	168.9	100.0	100.0	100.0	100.0	4.9	4.3	3.3	3.86
In-Between												
Traditional Biomass	7.9	6.3	4.1	2.2	18.1	8.7	3.8	1.6	-2.1	-3.9	-5.5	0.28
Coal	4.0	16.7	20.4	22.2	9.0	23.0	19.1	16.1	14.0	1.8	0.8	5.60
Oil	5.7	17.3	28.8	39.7	13.0	23.8	26.9	28.9	10.6	4.7	3.0	6.96
Natural Gas	25.5	25.6	31.0	20.2	58.3	35.2	29.0	14.6	0.0	1.8	-3.8	0.79
Power Import (Trad Fuel)	0.4	1.1	1.1	1.1	1.0	1.6	1.1	0.8	9.0	0.0	0.0	2.58
Traditional Fuel	43.5	67.1	85.4	85.3	99.4	92.3	79.8	62.0	4.0	2.2	0.0	1.96
Nuclear	0.0	4.1	8.2	8.2	0.0	5.7	7.7	6.0	-	6.5	0.0	-
Natural Gas - CCS	0.0	0.0	1.9	10.1	0.0	0.0	1.7	7.4	-	-	16.6	-
Hydro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	2.4	0.0	0.0	1.30
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Solar PV	0.0	0.7	1.3	2.5	0.1	1.0	1.3	1.8	32.9	5.7	5.9	79.09
Wind - Onshore	0.0	0.1	0.3	0.9	0.0	0.2	0.3	0.7	56.8	7.0	11.1	941.53
Wind - Offshore	0.0	0.0	1.3	3.4	0.0	0.0	1.3	2.5	-	-	8.8	-
Modern Biomass	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	0.2	0.2	0.3	-	4.4	4.0	-
Ammonia	0.0	0.0	1.2	1.6	0.0	0.0	1.1	1.2	-	-	3.2	-
Hydrogen	0.0	0.0	3.1	10.5	0.0	0.0	2.9	7.6	-	-	11.7	-
Power Import (Clean Energy)	0.1	0.4	2.1	4.3	0.3	0.5	1.9	3.1	9.0	16.7	6.9	29.72
Clean Energy	0.2	5.6	19.7	42.1	0.6	7.7	18.5	30.6	32.9	12.1	7.1	172.08
Total	43.8	72.7	107.0	137.6	100.0	100.0	100.0	100.0	4.7	3.6	2.3	3.14

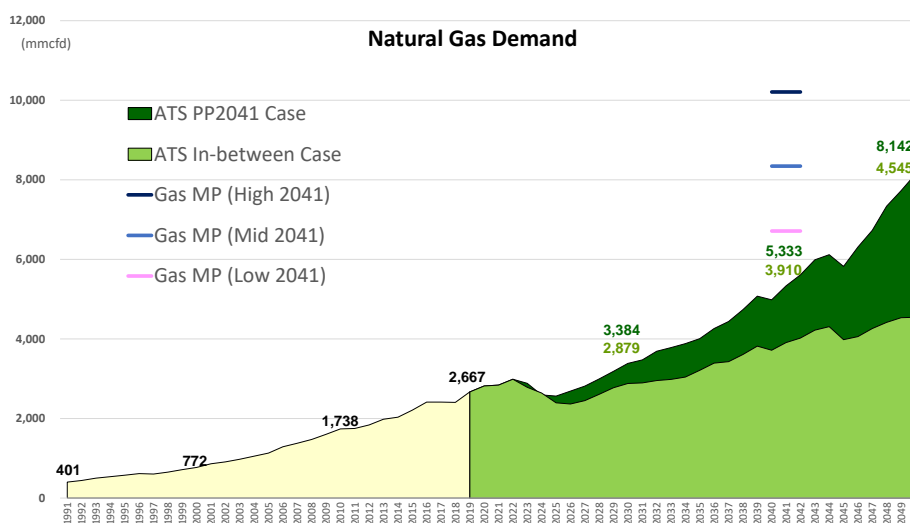
出所：IEPMP 調査団による推計

一次エネルギー供給構造において天然ガスは今後も最大のエネルギー源の位置を維持すると見込まれる。カーボンフットプリントが相対的に低ことと国内供給インフラの存在とにより、天然ガスは今後も最も選好されるエネルギーとなるだろう。再生可能エネルギー、原子力、水素（アンモニアを含む）等のクリーンエネルギーはシェアを伸ばすが、現在の一次エネルギー供給構造はほぼ維持され、在来型化石燃料が依然として主要な役割を果たすと見込まれる。石炭は2050年断面でも一定の役割を維持する。燃料コスト面での競争力を背景に、石炭を用いた産業用蒸気ボイラやアンモニア混焼石炭火力発電所等の分野で一定の石炭消費が維持されるであろう。

4.4.2 過去の天然ガスマスタープランとの比較

天然ガス需要の成長経路がバングラデシュにとって極めて重要であるのは、天然ガスが大量にかつ多様な需要部門で利用されているという意味で最も重要なエネルギー源だからである。天然ガス需要は増加を続けると見込まれ、今後需要増加のペースは緩やかになるものの、増加はある程度続くだろう。これは、天然ガスを代替する様々な先進技術が2030年代以降は商業的にも利用可能となり、バングラデシュでも次第に採用されるようになるた

めである。

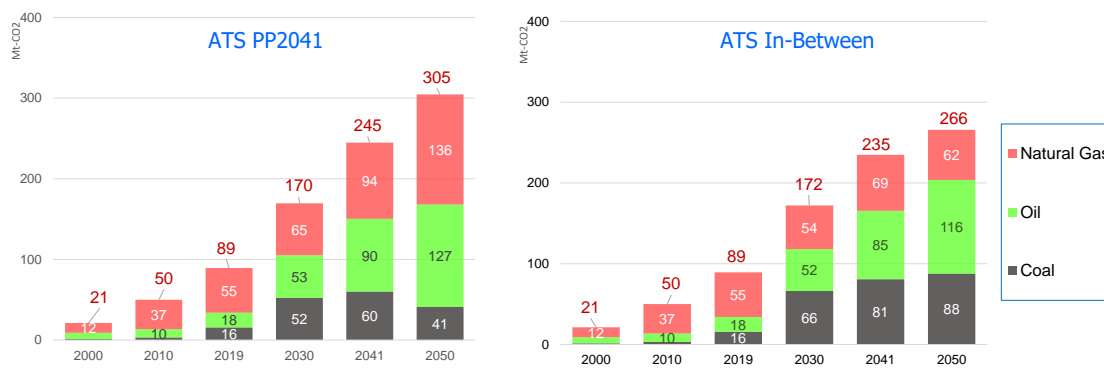


出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.4-2 従前の天然ガスマスタープランとの比較

4.4.3 エネルギー起源の CO₂ 排出量

エネルギーの利用により生じる CO₂ 排出量は一次エネルギー供給における化石燃料消費量を反映するものである。ATS PP2041 における排出量は REF PP2041 より小さく、2050 年に CO₂ 換算 305 百万トンになる。同様に、ATS In-between ケースの排出量はさらに小さく、2050 年に CO₂ 換算 266 百万トンになる。



出所：IEPMP 調査団による推計

図 4.4-3 エネルギー起源 CO₂ 排出量(エネルギー源別)

4.5 脱炭素化に向けて

極めてチャレンジングな目標ではあるが、技術進展シナリオ(ATS)を長期エネルギー需要

展望のメインシナリオとし、これをもとにバングラデシュの今後のエネルギー・インフラと長期エネルギー政策をデザインすることとする。

この需要シナリオは、実行性があり手の届く価格を実現できる長期エネルギー政策を目指し、次の4点を柱に構成されている。

- 1) 需要面では省エネルギーおよび電化を強化する
- 2) 低コストのクリーンエネルギー利用を最大化する
- 3) エネルギー源の種類を多様化する
- 4) 脱炭素へ向けた長期的視点を持ち、良識に基づいたエネルギー・インフラ投資を進めていく

上記のシナリオは、バングラデシュが2070年前後にカーボンニュートラルを達成することを想定し、2050年までの期間を「脱炭素準備」国になるための移行期と位置づけている。

ここで採用したシナリオでは、2020年以降発生したコロナ禍やウクライナ戦争の影響は一時的で、超長期トレンドには影響を及ぼさないものと想定している。一方、気候変動への関心が今後加速すると見込まれる背景のもとでは、未知の新技术がもっと早く出現するかもしれない。総じて将来は不確実性にとみ予測には困難が伴うので、ここで採用したシナリオは定期的に再検討し、更新していくことが大切である。

第5章 電力開発計画

2016年に策定されたPSMP2016では、2041年までの包括的なエネルギー・電力開発計画が提案されている。しかしながら、策定後に世界各国において低炭素化の動きが加速しており、バングラデシュ政府は2021年6月に、10個所の石炭火力発電所の建設計画・構想をキャンセルした。このように、PSMP2016において提案された計画がすでに大幅な修正を余儀なくされていることに加えて、低炭素化の動きを的確に反映した電力開発計画が求められている。本章においては、PSMP2016で提案された電力開発計画の考え方を踏襲しつつ、その後の低炭素化の動きを考慮した2050年までの電力開発計画を取りまとめた。

5.1 電力開発計画の課題と視点

本プロジェクトでは、新たに策定した長期需要見通しに基づき適正供給予備率、発電所や送電設備建設のリードタイム、低・脱炭素化新技術の適用可能時期などについて長期的視点にたって慎重なレビューを行い、電力開発計画を策定した。

2010年代後半以降には経済成長による電力需要の伸びに対し国産天然ガス燃料だけでは対応できなくなった。このため、石炭やLNGなどの輸入燃料を活用した大規模発電所が新設された。これと並行して南部のベンガル湾沿岸の電源立地地域から、需要の中心地であるダッカ方面に向けて400kV送電線、765kV送電線の建設計画が進んでいる。また、燃料だけでなく、近隣諸国からの電力輸入が計画されている。

今回のIEPMPにおける重要な変更点はグローバルな潮流となっている低炭素化への取り組みを取り入れたことである。同時に、バングラデシュ政府が開発をキャンセルした石炭火力発電所に代わる供給力をどのように確保するかが重要な検討課題である。

このような背景の下、主に下記のような点に留意して電力開発計画を取りまとめた。

a. Clean energy の積極的導入

世界的な低炭素化の流れに従い、Clean energy（再生可能エネルギー、水素・アンモニア火力、火力+CCS、原子力、水力電源の輸入など）の積極的導入を図る。具体的な目標値としては、2041年において発電電力量比率で全発電量の40%を達成し、2042年以降その比率を徐々に上げていく。

b. 石炭火力建設に関する政策方針の転換

PSMP2016策定後、バングラデシュ政府は低・脱炭素社会の実現に向けた世界的な情勢に対応して2021年6月に10個所の石炭火力発電所の建設計画・構想をキャンセルした。本IEPMP策定においても当該政策決定を尊重している。なお、計画キャンセルに伴って不足する供給力については、対象となった石炭火力のLNG火力や再生可能エネルギーへの転換を考慮することとした。

c. 適正供給予備力の確保

供給予備力は、通常は、待機していることに価値を置く電源であるため、発電しなくても、設備容量に応じて固定料金を支払い続ける必要がある。したがって、無計画な電源開発は予備力の適正量超過を引き起こし、国の経済負担となりかねない。そのため、予備力を最小限に抑えつつ、需要家への供給信頼度を維持するための予備率を提案する。

d. 再生可能エネルギー電源の供給力への織り込み

従来の計画では水力を除く再生可能エネルギー電源の供給力を見込んでいない。将来再生可能エネルギー電源の主力となると見込まれる太陽光は電力需要がピークを迎える夕刻には供給力として期待できない。しかしながら、将来はバングラデシュの産業構造が変化し、日本やタイ、その他の先進諸国のように昼間ピーク型の電力需要に移行する可能性がある。したがって、再生可能エネルギー電源についても将来の供給力として算入することを考慮する。

5.2 エネルギー需要の見通しから求まる電力供給必要量

5.2.1 電力需要

長期エネルギー需要見通しを基にした電力需要は4.2節で説明した。この値は各セクター（消費者）の年間電力使用量の合計である。電力開発計画策定にあたっては電力需要（年間電力量と年間最大電力）を算定するとともに、日々の運用状況確認のため日負荷曲線を推定する必要がある。

なお、将来、roof-top型太陽光発電の比率が増加すると、その発電量は供給力側に参入されず負荷の減少として把握され、日負荷曲線の形が大きく変わる。最大電力需要（kW）の想定と日負荷曲線の推定にあたっては、これらの影響も併せて考慮した。

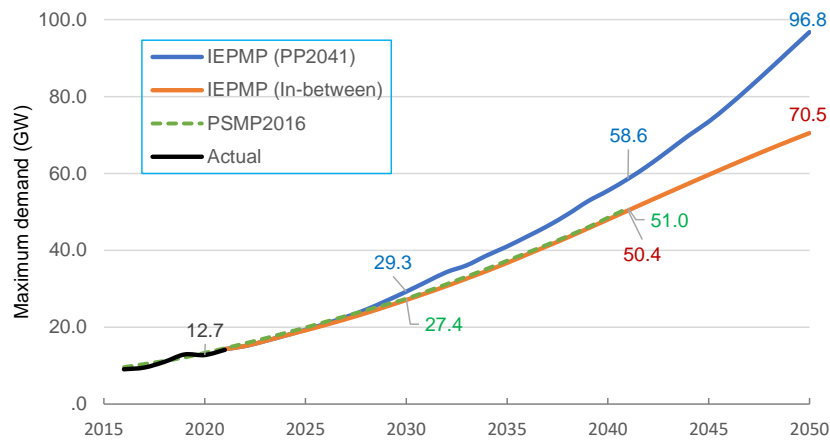
a. 最大電力需要（kW）想定

各年の最大電力需要（kW）想定は、各年の電力量需要（kWh）想定を用いて求めた。基本的には、年間負荷率の推定を基に各年の最大電力需要を以下に示すように想定した。

表 5.2-1 最大電力需要の見通し

	Maximum demand (MW)				Annual growth rate			
	2019	2030	2041	2050	'30/'19	'41/'30	'50/'41	'50/'19
PP2041	12893	29257	58597	96767	7.7%	6.5%	5.7%	6.7%
In-Between	12893	27087	50364	70512	7.0%	5.8%	3.8%	5.6%

出所：IEPMP 調査団



出所：IEPMP 調査団作成

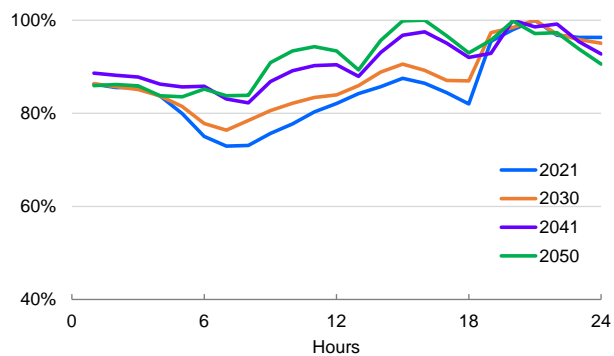
図 5.2-1 最大電力需要の想定

2050 年における最大需要は、PP2041 ケースでは 97GW 程度に達し、In-between ケースでは 71GW 程度となる。2041 年までの数値を見ると、In-between ケースは PSMP2016 での想定とほぼ同じである。

b. 日負荷曲線の推定

各発電所の日々の運用状況を確認するため、日負荷曲線（daily load curve）を推定した。将来の日負荷曲線の正確なモデル化は困難だが、バングラデシュの商工業など経済活動の進展に伴い、現状の夕刻点灯帯ピーク型から、平日は徐々に日本などの先進国と同様の昼間帯ピーク型に移行することが想定される。本プロジェクトでは、日本、および、東南アジア、南アジアで経済発展が進んでいる国の代表として、シンガポール・タイ・ベトナム・インドの典型的な最大電力需要日における日負荷曲線を参考にして推定を行った。

地理的な考察からは、タイが、バングラデシュより低緯度で平均気温は高めであるものの、高気温時期の気温に大きな差異はなく、気候が熱帯サバンナ気候で似通っているという点からタイの日負荷曲線を 2050 年のターゲットすることが合理的であると想定し、2050 年までの日負荷曲線を推定した。

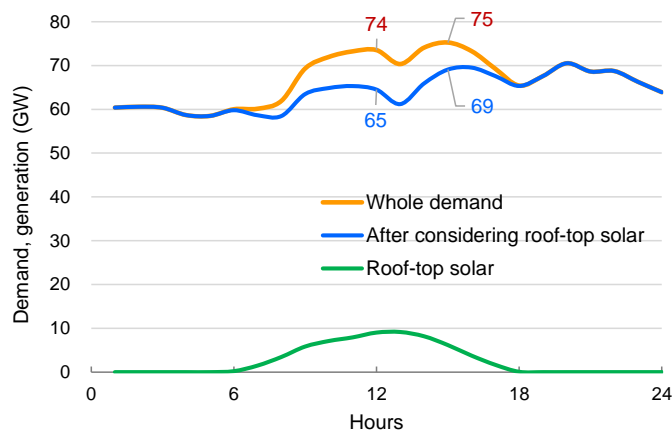


出所：調査団作成

図 5.2-2 2050 年までの日負荷曲線の推定

この推定結果は以下の通りである。(年間最大需要発生日は4月)

- 2021年から徐々に昼間の需要が増加し、2050年では15時の需要と19時の需要がほぼ等しくなる。
- 一方、昼間の需要ではRoof-top solarの影響が大きく、特に後年度においてはその影響が顕著となる。2050年の最大需要発生日における影響を図5.2-3に示す。



出所：調査団作成

図 5.2-3 Roof-top Solar が日負荷曲線に与える影響

2050年ではRoof-top solarの設備容量を12GW見込んでおり、昼間時間帯には、Roof-top solarの影響により10%程度の需要減少が起きると見込まれる。

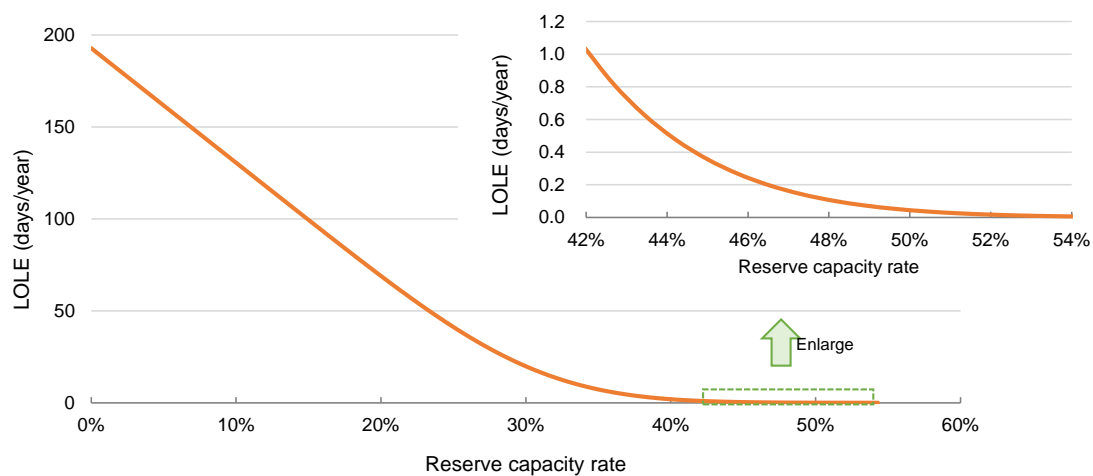
5.2.2 供給信頼度と予備力

予備力や調整力確保量の適正化は安定供給と低廉な電気の供給とを両立させるための重要な課題である。電力の安定供給を確保するためには、発電機の計画外停止や需要想定との誤差など、予測し得ない異常事態が発生しても供給を極力絶やさないよう予備力を確保する必要がある。

予備力の保有量を大きくすれば供給信頼度は高まるが、保有量が過剰になれば電源建設投資コストやO&Mコストの回収がままならず、電力会社の財務を圧迫するリスクがある。最終的には高い電力料金でコストを回収することとなり、電力消費者への経済的負担となる。そのため、予備力の保有量は適正かつ透明なプロセスで算定することが必要である。

a. LOLE と供給予備率の関係

2020年における計画外停止実績や需要の想定誤差実績を基に、予備力確保容量とLOLEの関係性を求めた結果を以下に示す。



出所：各種資料より調査団作成

図 5.2-4 LOLE と予備率の関係

供給予備力を増加させることにより、LOLE の値は徐々に低下し、供給信頼度が向上することを示している。仮に供給予備力を確保しない究極の場合には、年間で約 190 日あまりの期間が電力不足に陥ることをグラフは示している。これによると、LOLE 目標値を実現するための予備率は概略以下のとおりとなる。

表 5.2-2 必要供給予備率

Target year	Target LOLE	Necessary reserve capacity rate
Present-2030	24 hours/year	Approx. 42% or more
2031-2041	12 hours/year	Approx. 44% or more
2041-2050	6 hours/year	Approx. 46% or more

出所：IEPMP 調査団

現在は、発電機の設備容量としては、発電機能力の低下による Derated capacity を考慮しても、50%以上の予備率を確保できているが、実需給段階では予備率として期待できる容量は 10%を下回ることもあり、その場合には LOLE は約 130days/year 程度の供給信頼度に低下する。(仮に 1 年間、同じ需給状況が継続すれば、約 4 か月あまりの期間が電力不足に陥るレベルということを意味する。)

以上のような状態を改善し LOLE の目標値以内の供給信頼度を維持するために予備力を新たに積み増すことは好ましくなく、むしろ、発電機の計画外停止率を低下させて、LOLE 目標値を達成するための必要予備率を低減することが必要である。

2020 年の実績を見ると、燃料制約と設備の故障により平均してそれぞれ 2,200MW、2,000MW 程度の発電機出力が毎日期待できない状況にあった。両者を合わせると平均 4,200MW 程度が計画外停止しており、2020 年度末時点の総発電設備容量を考慮すると、計画外停止率は 20%程度ということになる。

b. 適正供給予備率

Revisiting PSMP2016 では、予備率のターゲットを当面の 2025 年までは 25%とし、その後段階的に引き下げて、2036 年以降 2041 年までは 12%にするとされている。しかしながら、この目標値を満足するには発電設備の計画外停止率を大幅に引き下げることが必要になる。発電設備の多くを IPP に依存していることや燃料供給体制の脆弱性を考慮すると、2050 年においても計画外停止率を大幅に低減し、現在の日本と同等レベルである 2-3%程度まで引き下げるのは難しいと予想される。これらの点を考慮し、本計画策定にあたっては、供給予備率目標として以下を提案する。

表 5.2-3 供給予備率の目標

	2030	2040	2050
Reserve capacity rate	30%	25%	20%
LOLE target (hours/year)	24	24	24
Unplanned outage rate	12% or less	11% or less	10% or less

出所：IEPMP 調査団

予備率を表 5.2-3 のように低減しつつ LOLE 値を目標レベルに維持する手段としては需要想定誤差の低減と発電機の計画外停止の低減が考えられるが、バングラデシュの現状に鑑み大幅な改善の余地があるのは発電機の計画外停止の低減である。

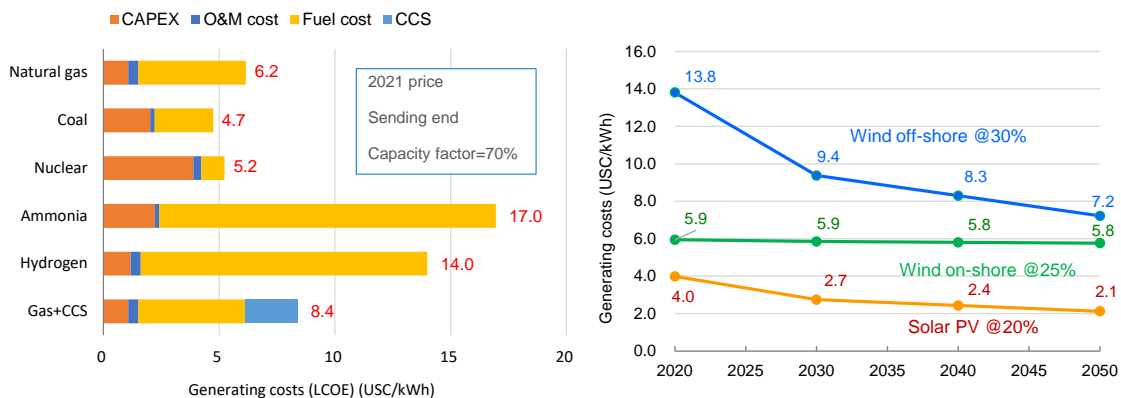
2030 年までに予備率を 30%まで低減しつつ LOLE 値を 24 hour/year まで改善するためには、2020 年のデータによる計算結果から、計画外停止率を年間平均で 12%以下とすることが必要である。発電機の偶発故障による計画外停止については短期間での改善は難しいが、発電機の燃料供給制約による計画外停止を解消することによりこの目標は達成可能と考えられる。すべての発電会社は計画外停止の削減に努める必要があり、2030 年までに年間平均で 12%以下とすることを目指すべきである。

5.3 クリーンエネルギーによる電力供給

5.3.1 各種発電設備のコスト比較

各種発電設備の発電原価を図 5.3-1 に示す。ここで、火力発電設備の発電原価は将来の原油価格見通しをベースとする 2041 年の燃料価格を見込んでいる。クリーンエネルギーである水素火力やアンモニア火力は石炭火力やガス火力と比較すると 2 倍以上の発電原価である。アンモニア火力と水素火力を比較すると、水素火力の方が発電設備の熱効率が高分燃料費が安くなる。ガス火力において CCS を実施した場合には USC 2.2/kWh 程度高くなる。

再生可能エネルギーの中では、太陽光発電が最も安く、2020 年の発電原価は USC 4.0/kWh 程度であり、今後さらに低減すると見込まれている。Off-shore wind については、2020 年の発電原価は USC 14.0/kWh 程度で非常に高いが、今後大きく低減するものと見込まれている。



出所：各種資料（WE02021：IEA など）より調査団作成

図 5.3-1 各種発電設備の発電原価

5.3.2 再生可能エネルギー発電の導入計画

ATS ケースの再生可能エネルギー発電導入量については、表 5.3-1 に示す導入量想定を電源計画に盛り込んだ。

表 5.3-1 再生可能エネルギー発電の導入計画

Item (Unit: MW)	Availability	Advanced Technology Scenario		
		2030	2041	2050
Solar PV	-	5,061	9,500	18,000
→Solar-park solar PV	20%	3,061	3,500	6,000
→Rooftop solar PV	18%	2,000	6,000	12,000
Wind Power	-	750	7,575	20,000
→On-shore wind	25%	750	1,575	5,000
→Off-shore wind	30%	0	6,000	15,000
Traditional biomass	80%	10	15	20
Modern biomass (Waste to Energy)	80%	93.5	150	230
Hydropower	By 2030: 49.6%	230	230	230

出所：IEPMP 調査団

特に 2030 年以降の各電源導入については、制度面、技術面の課題に対応できると考えられる量を見込んだ。今後世界的にさらなる脱炭素の取り組みが求められていくと考えられるため、諸課題への取り組みを加速し、この想定以上の導入量を達成することが望まれる。

1) 太陽光

太陽光発電の導入では、大規模太陽光発電所と屋根置き太陽光発電の導入量について想定した。この両者は今後バングラデシュで導入の増加が見込まれ、大勢を占めると考えられる。大規模太陽光発電所の導入量については本調査で入手した 2030 年までの導入計画を採用し、2030 年以降については、Bangladesh Delta Plan で挙げられている河川干拓地に無理の

ない範囲で設置できる量を想定した。

屋根置き太陽光発電については、自家利用や Net Metering System による売電を目的として設置が増えると見込まれ、土地問題や洪水などの影響が少なく、屋根置き太陽光発電の導入がバングラデシュ国内で最も簡単な再生可能エネルギー導入の手段であると考えられる。

2) 風力

陸上風力については、バングラデシュ国の風況を考慮しベンガル湾を囲む陸地に合計 5,000 MW 導入することを想定した。

洋上風力については 2050 年までにベンガル湾洋上の領海内に 15,000 MW 導入することを想定した。この計画には、以下に説明する他の電源と比べて多くの課題があると考えられる。

3) バイオマス

バイオマス発電については、ゴミ焼却施設への発電設備導入と、バングラデシュで実施された農村部における糞尿を用いたバイオガス発電の導入量を想定した。条件が整えば、在来型バイオマスも発電燃料として利用可能と考えられる。

4) 水力

2050 年にわたって、本発電所以外の大規模な発電所については導入を計画していない。

5) 揚水

PSMP2016 ではチッタゴン丘陵地帯で 9 ヶ所の揚水発電候補地（各 500MW）が挙げられている。このうち Bandarban District の Thanchi Upazila にある第 17 号候補地が最も有望と目されている。

揚水発電所はそれ自体では電気を製造することの無い発電所である。電池と同じ機能を持ち、年間負荷率が低い地域でのピーク電力供給設備として利用されている。このため固定費が安いことが条件となる。一般的には建設単価が 1,000 ドル/kW 以下であることが望ましい。第 17 号揚水の建設コストは 1,200 ドル/kW 以上と見込まれ、一般的に経済性ありとされる標準コストよりやや割高である。

本地点は地形面から判断すると設備出力を 900MW 程度まで増加可能な見込みであり、建設単価の低減が期待できる。揚水の場合は高速かつ幅広い周波数コントロール能力を持たせることができるので、このサイトについて周波数調整機能の経済性評価を含む FS を実施することが望ましい。

5.3.3 原子力

バングラデシュではダッカの西 140km で Rooppur 原子力発電所（1,200MW x 2 基）の建設が進められており、2025 年に運転開始が予定されている。2050 年までの原子力開発計画を以下に示す。

表 5.3-2 原子力開発計画

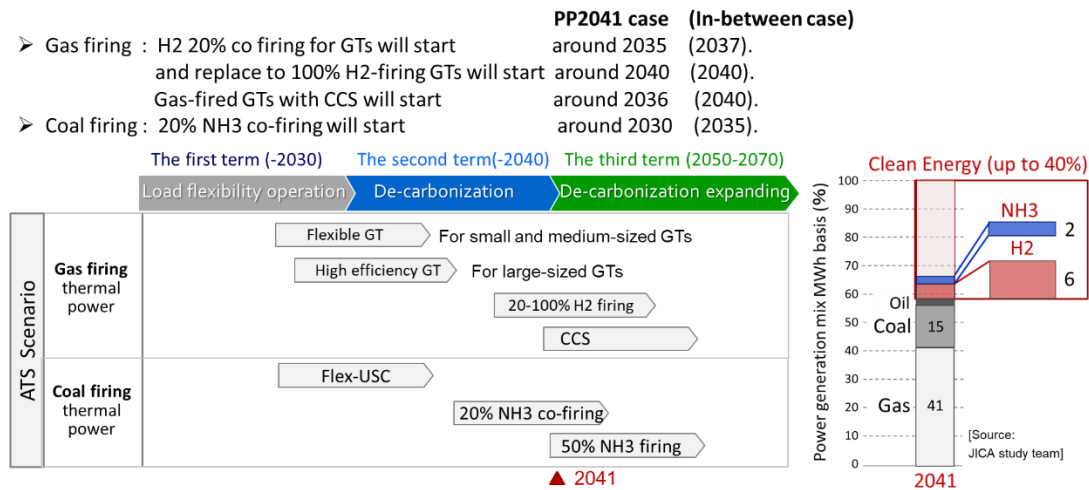
	2030	2041	2050
PP2041	2,400MW	4,800MW	7,200MW
In-Between	2,400MW	4,800MW	4,800MW

出所：IEPMP 調査団

Rooppur 原子力発電所には、さらに 1,200MW x 2 基（合計 4 基）の増設余地があるが、その次の候補地点は未定である。このため、5 台目以降の開発が必要になった場合は Rooppur のような大容量機を設置可能な新規地点の候補地を選定し、大容量機を設置する。有望な候補地が見つからない場合は、小容量機（SMR：Small Modular Reactor）を必要容量に相当する分だけ設置することも選択肢の一つとして考慮する。しかしながら、世界における SMR の設置台数はまだ非常に少数の段階であり、世界各国における商用炉の開発動向や運転実績を踏まえ、安全性と経済性が十分確認できた上で SMR の導入を選択することが望まれる。

5.3.4 クリーンエネルギーに貢献する火力発電システム

図 5.3-2 は JICA スタディーチームが提案するガス火力および石炭火力における水素(H₂)およびアンモニア(NH₃)混焼導入への提案である。



(出所) 調査団作成

図 5.3-2 ガス火力および石炭火力における H₂ および NH₃ 混焼導入への提案

図の右に示すグラフは 2041 年時点におけるバングラデシュでの発電比率であり、発電量の 40%をクリーンエネルギーによる発電にすることが目標である。これを達成するためには水素を 6%、アンモニアを 2%導入する必要がある。

図の左にガス火力および石炭火力での H₂ および NH₃ の導入タイミングを示す。今後具体

的な適用プラントを検討してゆく必要があるが、2037年より水素20%混焼を開始し2045年までに50%に引き上げる、2040年に水素100%専焼ガス火力を立ち上げる、また、2035年にNH₃20%混焼石炭火力を複数プラント立ち上げ、2040年にはこれを50%に引き上げる必要があるだろう。また、2040年以降、更なるCO₂削減を目指してCCSの導入も検討する。

このようにクリーンエネルギー目標を達成するために火力発電システムにはクリーンエネルギー燃料といわれるH₂およびNH₃の導入を図ってゆく。その際には、ガス及び石炭に比べ燃料費の高いH₂やNH₃をどのように導入していくかという課題を解決する必要がある。

表5.3-3に2041年時点の各種火力発電システムの導入プランを示す。ここではガス火力ではGTCC (Gas Turbine Combined Cycle)、石炭焚きではUSC (Ultra Super Critical thermal power plant) について、H₂およびNH₃を利用するプラントをどの程度設け、電力需要に応じていくかについて検討した。

これらの火力電源のバランスは、それぞれの発電効率(Efficiency)を基準に優先利用順位を決めている。そして、2041年時点では、H₂100%専焼のGTCCを6機、NH₃50%混焼石炭焚きUSCを4機導入する。

また、図の左側はGTにH₂、石炭火力にNH₃を導入した場合の発電単価、右側はH₂とNH₃を導入しない場合の発電単価を示している。H₂とNH₃を導入した場合の発電単価はUS¢6.9/kWh、H₂とNH₃を導入しない場合はUS¢5.8/kWhで、導入したことによる発電単価コストアップはUS¢1.1/kWhである。

表 5.3-3 各種火力発電システムの導入プラン(2041年時点)

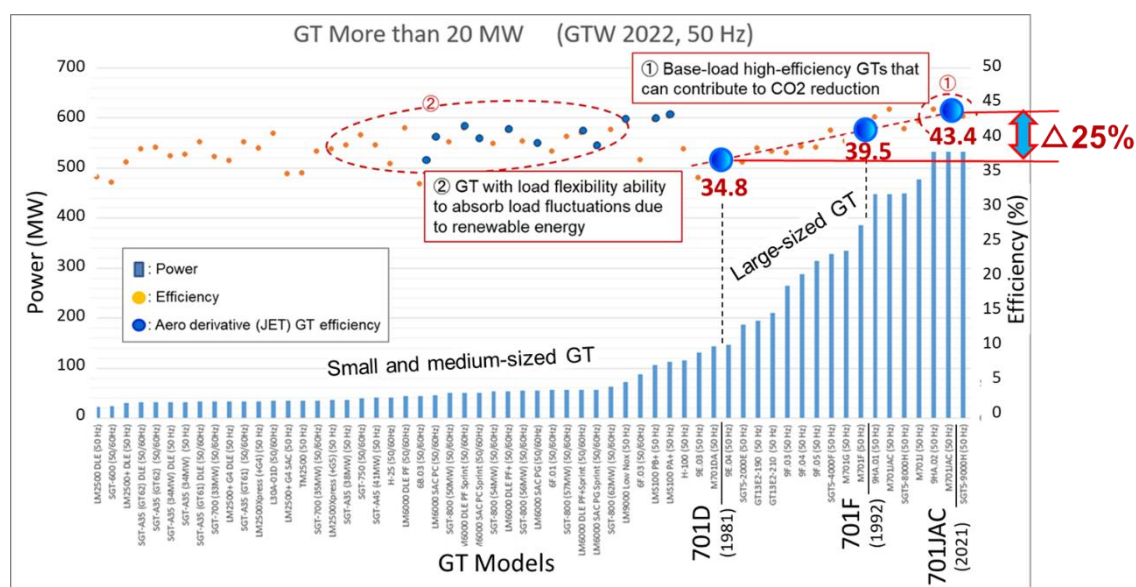
[The case for up to 40% clean energy]											[The case of only gas and coal without H2 & NH3]													
Model	Gas ratio	H2 ratio	Coal ratio	NH3 ratio	Efficiency	Capacity/unit	Generation costs/unit	Number	Total capacity	Average generation costs	Model	Gas ratio	H2 ratio	Coal ratio	NH3 ratio	Efficiency	Capacity/unit	Generation costs/unit	Number	Total capacity	Average generation costs			
	%	%	%	%	%	MW	US¢		MW			US¢	%	%	%	%	%	MW		US¢		MW	US¢	
Gas GTCC	100	0	-	-	61	840	6.2	38	31,920	36,960	7.3	100	0	-	-	61	840	6.2	44	36,960	36,960	6.2		
	50	0	-	-	61	840	6.2	0	0			50	0	-	-	61	840	10.1	0	0			0	0
	0	50	-	-	61	840	13.9	0	0			0	50	-	-	61	840	10.1	0	0			0	0
	0	100	-	-	61	840	13.9	6	5,040			0	100	-	-	61	840	13.9	0	0			0	0
USC	-	-	100	0	41	600	4.7	14	8,400	10,800	5.5	-	-	100	0	41	600	4.7	18	10,800	10,800	4.7		
	-	-	50	0	41	600	4.7	4	1,200			-	-	50	0	41	600	10.7	0	0			0	
	-	-	0	50	41	600	16.7	4	1,200			-	-	0	50	41	600	10.7	0	0			0	0
	-	-	0	100	41	600	16.7	0	0			-	-	0	100	41	600	16.7	0	0			0	0

(出所) 調査団作成

5.3.5 ガスタービン(GT)

a. ガスタービン (GT)の変遷

図 5.3-3 中の①に示す通り、相対値で見ると大型 GT の効率は 20 年間で約 25% 向上し、燃料費や発電単価は 25% 削減された。(例: 701D:1981 年 34.8%、701JAC:2021 年 43.4%)。また、②に示す通り、中小型のシンプルサイクル GT は負荷変動率の高い負荷調整力として活躍することができる。このようにクリーンエネルギー比率 40% を目標にする将来に向けガスタービンの高効率化と電力系統安定化に貢献する負荷調整力は今後重要な役割を演じることができる。



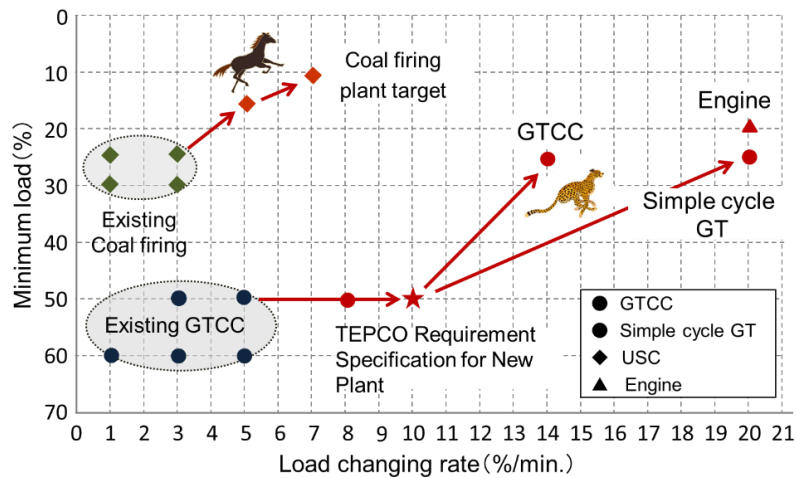
(出所) IEPMP 調査団

図 5.3-3 ガスタービン(GT)の変遷

b. 負荷調整力を有するガスタービン

図 5.3-4 に再生可能エネルギー拡大時代にふさわしい火力発電システムを例示する。横軸は負荷変化率、縦軸は最低負荷である。ここで、

- USC : 既設の石炭火力の最低負荷は 30% 前後、負荷変化率はミニマム 1%/分で、最新のプラントでは最低負荷 15%、負荷変化率 5%/分まで向上している。
- GTCC : 既設ガスタービンでは最低負荷が 50%、負荷変化率は 8% 程度で、今後の GTCC では、最低負荷 25%、負荷変化率はミニマム 14%/分になると見込まれる。
- Simple cycle GT : 負荷変化率はミニマム 20%/分。
- エンジン : 最低負荷 20%、負荷変化率は 25%/分。

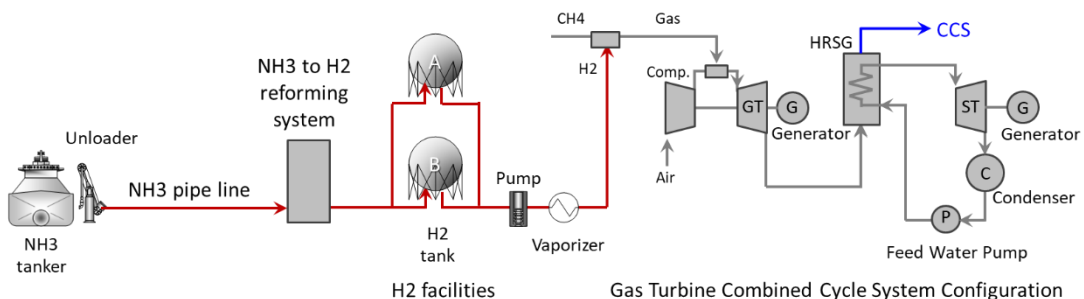


(出所) 調査団作成

図 5.3-4 火力発電システムの最低負荷と負荷変化率

c. H₂ 混焼で CO₂ 削減に貢献できるガスタービン

天然ガス(CH₄)を主燃料とするガスタービンでは H₂ 混焼が可能である。世界の主要ガスタービンメーカーは H₂ 燃焼の開発に凌ぎを削っており、2030 年には大型 GTCC においても商用運転可能である。既に先行して開発する小型ガスタービンでは実証試験は完了しており 2025 年頃から導入可能である。



(出所) 調査団作成

図 5.3-5 H₂ 混焼 GTCC 発電システム構成図

図 5.3-5 に H₂ 混焼 GTCC 発電システム構成図を示す。

- グレーのラインで示された設備は、天然ガスを燃料とする GTCC システム。
- 赤のラインは H₂ 混焼を行うための設備。液化 NH₃ は搬送が容易なため海外から液化 NH₃ を輸入。液化 NH₃ をパイプラインで発電所内迄搬送する。そして、発電所内で NH₃ から H₂ に改質されガスタービンの燃料として供給される。(将来計画)
- 青のラインはガスタービンで仕事を終えた排ガスから CO₂ を回収する設備であ

る。ここで回収された CO₂ を CCS(CO₂ Capture & Storage)で更なる CO₂ 削減をはかる。

▶ CCS の導入時期は 2040 年を目標とする。(将来計画)

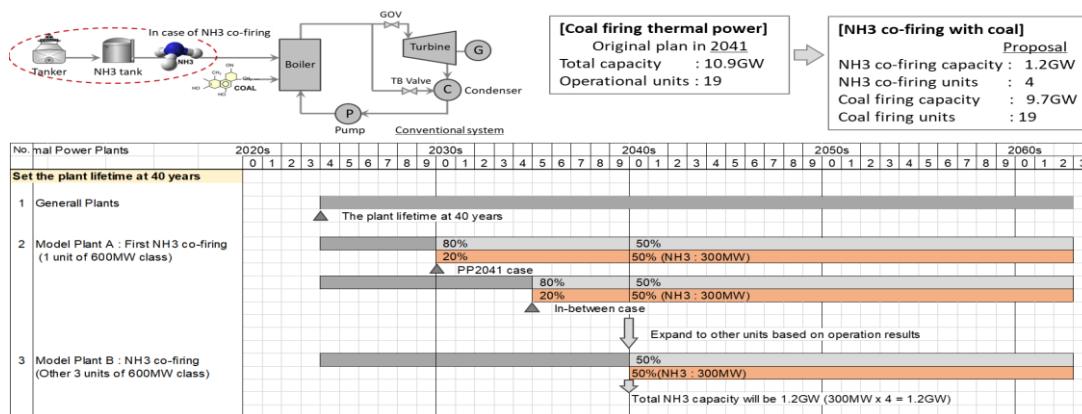
このように GTCC システムはガス燃料による高効率発電システムであり、運開時から大容量安定電源として利用できる。その後は時代のニーズに応じてクリーンエネルギーの 1 つである H₂ を燃焼することで CO₂ 削減に貢献できる。また、更なる CO₂ 削減が求められる時代には CCS を導入することでゼロエミッションを達成することができる。

5.3.6 NH₃ 混焼石炭火力

石炭火力を取り巻く世界の環境は年々厳しくなる一方である。しかしながら、バングラデシュにおいて石炭火力は今後も安定的な電力供給のための重要な電源のひとつとなるだろう。火力発電システムといえども、今後は CO₂ 削減に貢献してゆくことが求められる。これに応えるべく IEPMP 調査団からは以下を 2041 年時点の目標として提案した。(10.9GW の石炭火力が運転されている見通しであり、このうち、40% をクリーンエネルギーとする。)

このような状況を考慮した石炭火力での NH₃ 混焼導入スケジュール図 5.3-6 に示す。

- IEPMP 調査団からの提案として石炭火力発電所の寿命を 40 年とする
- この石炭火力発電所には CO₂ 削減を目的として NH₃ 燃焼を導入する。初号機は PP 2041 では 2030 年、In-Between では 2035 年を目標とする。
- 最終的には 600MW クラスの石炭火力で約 6 機の NH₃ 混焼を導入すれば、クリーンエネルギー40%の目標達成に貢献できる。



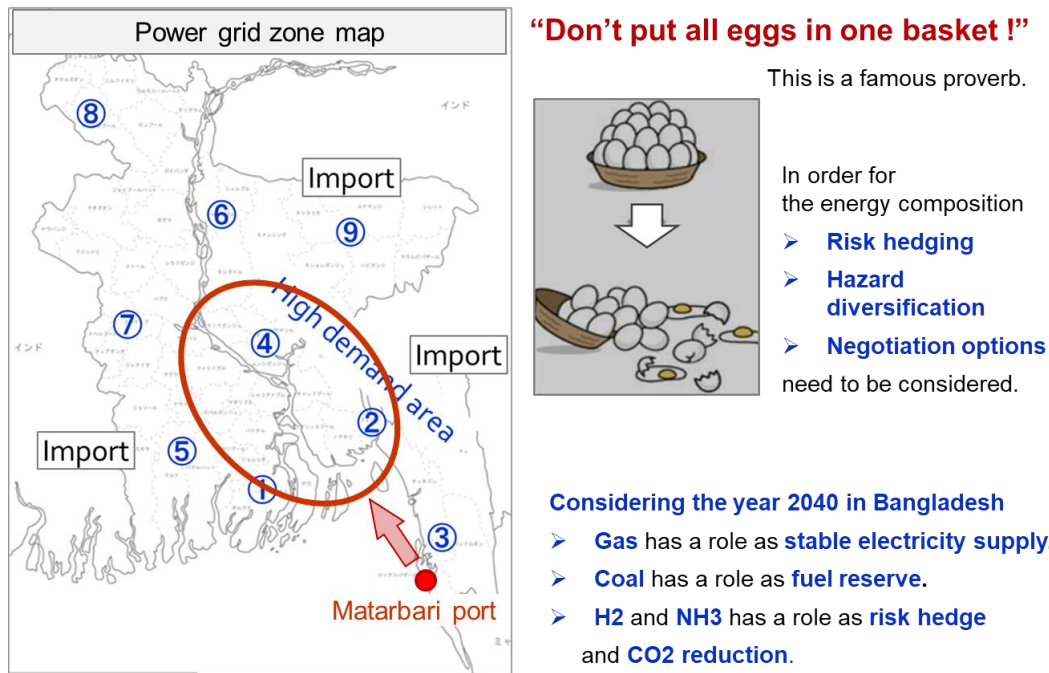
(出所) 調査団作成

図 5.3-6 石炭火力の NH₃ 混焼導入に向けた提案

5.3.7 火力発電でクリーンエネルギー40%を達成するためのキーワード

図 5.3-7 に電力供給上のセキュリティ問題を例示する。バングラデシュの地理的条件を考えると、将来の燃料調達は Matarbari 港に集中する可能性が高い。このような条件下において可能な限りリスク回避を図る上では、多種燃料による電源構成や燃料備蓄を考える必要があるだろう。このような観点からも H₂ や NH₃ も含む多種燃料導入への取り組みは重要

であろう。



(出所) 調査団作成

図 5.3-7 エネルギーセキュリティへの配慮

上記のような目的のもと、革新的火力発電技術の役割については、下記のような点を念頭に置いておくことが大切であろう。

a. 高効率 GT

高効率 GT は、過去 20 年間に発電コストと CO₂ を 25%削減した。更に、H₂ 混焼 GT を採用することで 2041 年のクリーンエネルギー40%目標の達成に貢献できる。

b. エネルギーセキュリティ

火力電源構成を検討する場合には、“リスクヘッジ”、“災厄の分散化”、そして、“燃料調達交渉オプション”を考慮する必要がある。

c. GT に H₂、石炭火力に NH₃

GT に H₂、石炭火力に NH₃ を導入することによる発電コストアップは約 US \$ 1/kWh。

d. H₂ や NH₃ を優先的に稼働させる仕組みの構築

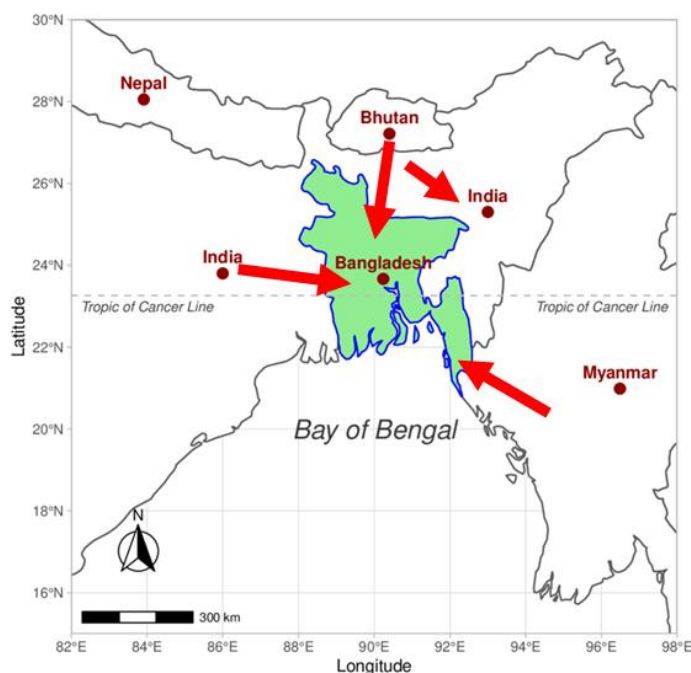
2041 年目標を達成するため、H₂ や NH₃ を使用する発電システムを優先的に運用するメカニズムを確立しておくことが必要である。

5.3.8 電力輸入

ブータン、ネパール、ミャンマー、インド北東州には豊富な水力ポテンシャルがある。これらの電力の購入価格は低炭素化に寄与する他の選択肢よりは安いと想定される。これらの国から、水力発電所の電力を輸入するための送電系統図を以下に示す。

ブータンとネパールから、水力発電所の電力を輸入する場合には、直接国境を接していないため、インドの系統を経由する方法か専用線を建設する方法によることになる。このため、両国からの電力輸入を実現させるためには、輸入相手国との協議はもちろんのこと、インドとの協議が非常に重要である。

なお、バングラデシュはミャンマーとも国境を接している。ミャンマーにも豊富な水力ポテンシャルがあり、低炭素化に寄与する電源として期待される。しかしながら、ミャンマーと国境を接しているエリアの周辺には多量の火力発電所計画があり、それらの発生電力を需要中心部である Dhaka 周辺まで送電する方法の検討が必要である。



出所：PGCB 提供資料

図 5.3-8 近隣諸国との電力取引

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、近隣諸国からの電力輸入量は、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。

一般的には、最大電力需要と同程度（最大電力需要の 95%程度以上）の需要が発生する時間は年間 100 時間程度（ピーク時間が 1 日 4 時間として 25 日程度）であり、その期間だけ 5%程度までの負荷遮断を許容すれば、電力輸入量は、全供給力の 15%まで増加させても良いと考えられる。

連系点 1 か所における輸入量は、脱落時における周波数変動量により決定される。一般的な系統においては、需要の 10%程度までであれば、脱落時における周波数変動量は 1Hz 以下であり、系統崩壊に至ることなく短時間で基準の周波数に復旧させることが可能である。2050 年においては、最大電力需要が 70.5GW (In-Between) となり、最低需要は 30GW 程度

と想定される。このため、Primary reserve がきちんと確保できるのであれば、連系点1か所における輸入量は3GW程度までは許容可能である。

なお、バングラデシュにおいては、冬期の需要は低くなっており、供給力に余力が発生することが想定される。一方、水力が供給力の中心となっているネパール、ブータン、インド北東州においては、冬期は乾季となり、水力の供給力が極端に低下するため、供給力の不足が懸念される。将来的に燃料不足が解消されれば、冬期において近隣諸国からの電力輸入量を抑制するとともに、さらに余剰が発生すれば電力を輸出することも想定される。

5.4 電源計画

5.4.1 電源開発計画（PP2041）

a. 電源開発計画概要

2021年時点において稼働中の既存発電所（“Existing”）の総供給力は21.5GWであるが、これらの発電所の定期的な廃止により、2041年には6.5GWに減少、その後も容量は徐々に減少し、2050年にはほぼすべての発電所が廃止されている。

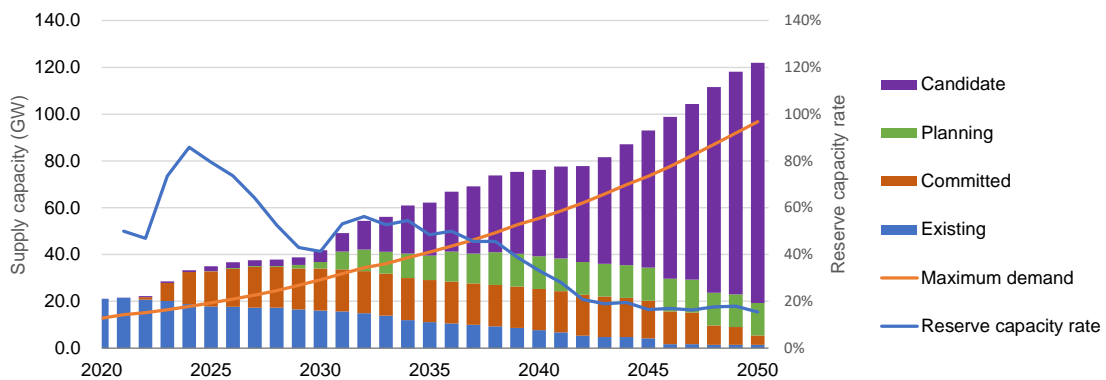
そのため、年々着実に増加する電力需要と、減り続ける既存電源の容量とのギャップを充足するため、着実な新規電源の開発が必要となる。新規電源としては、建設中や電力購入契約締結などの段階に至った、いわゆる“Committed”された電源だけでは不足するため、追加供給力として候補となる電源（Planning, Candidate）も検討する必要がある。

表 5.4-1 PP2041 における電源開発計画の概要

(Unit: GW)

	2021	2030	2041	2050	'21-'30	'31-'41	'42-'50
Existing	21.5	16.0	6.7	1.4	-5.5	-9.4	-5.3
Committed	0.0	18.0	17.7	4.0	18.0	-0.3	-13.7
Planning	0.0	2.8	14.0	13.9	2.8	11.2	-0.1
Candidate	0.0	5.0	39.2	102.7	5.0	34.2	63.5
Supply Total	21.5	41.8	77.6	122.0	20.4	35.8	44.4
Maximum Demand	14.3	29.3	58.6	96.8	15.0	29.3	38.2
Reserve capacity	7.1	12.1	16.5	14.9	5.0	4.4	-1.5
Reserve capacity rate	50%	41%	28%	15%			

出所：IEPMP 調査団

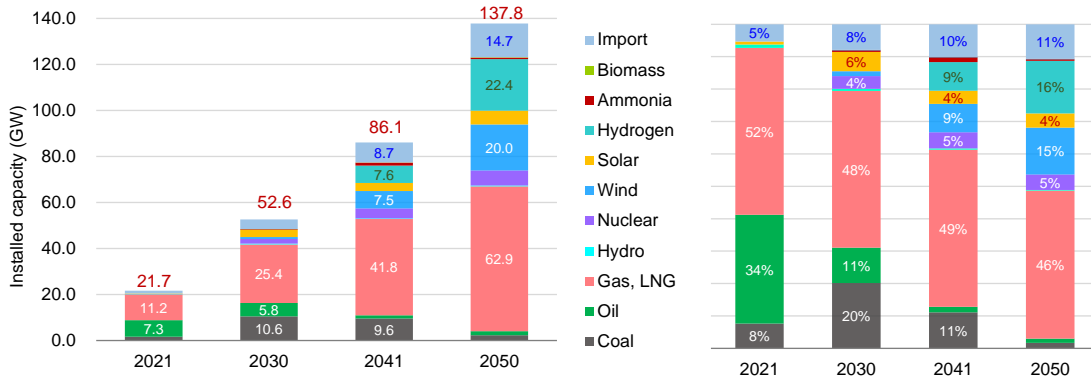


出所：IEPMP 調査団

図 5.4-1 電源開発計画の概要 (PP2041)

2020年代は“Committed”された電源が多くあるため、供給予備率が60%を超えており、表5.2-3に示した供給予備率の目標値を大きく上回っている。2030年代では、追加供給力として候補となる電源(Planning, Candidate)の開発を抑制したことにより供給予備率が40%程度で推移する。2040年以降においては、新規の開発分はまだ立地場所が特定できていない“Candidate”がほとんどであり、新規開発分の調整により、供給予備率の目標値である15%程度まで低減する。

この計画による発電設備量の構成を以下に示す。



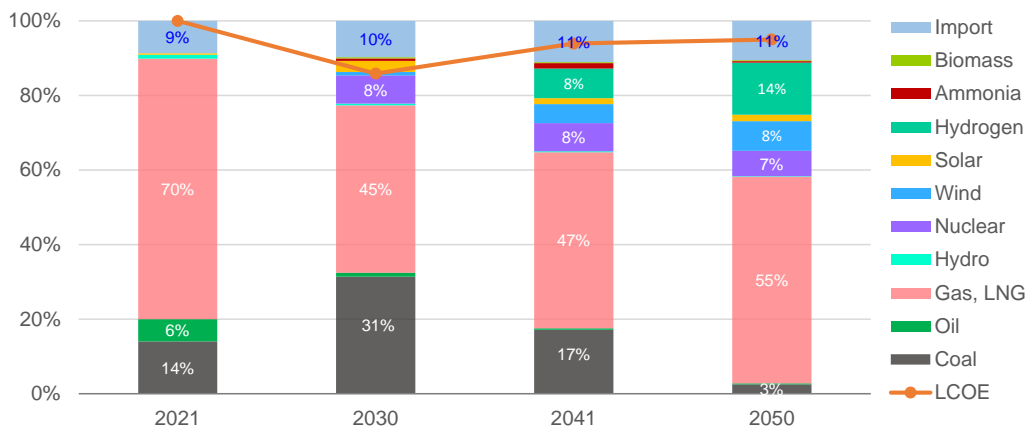
出所：IEPMP 調査団

図 5.4-2 発電設備量の構成 (PP2041)

電源構成の大宗を占めるのはガス火力で、常に1/3以上のシェアとなっている。現在34%を占めている石油火力は廃止などにより徐々に比率が低下し、2050年には1%程度となる。石炭火力は、現時点で8%を占めており、2030年には20%まで増加するが、徐々に廃止され2050年には2%まで低下する。2050年に向けて、風力と水素火力の比率が増加していき、2050年における構成比率では、それぞれ17%、19%となっている。

b. 供給原価

供給原価と発電電力量の構成比率を以下に示す。供給原価は、現時点(2021年)を100として指数化した数値である。



出所：IEPMP 調査団

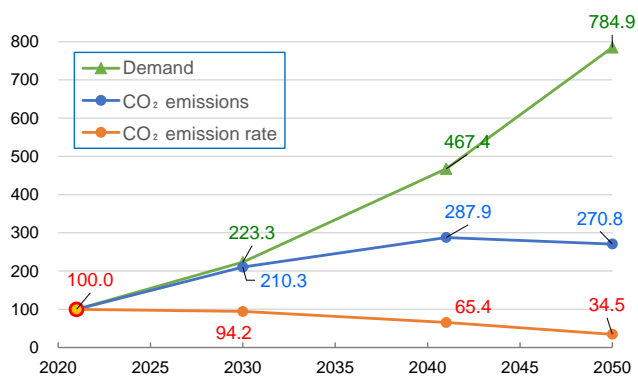
図 5.4-3 供給原価と発電電力量の構成比率 (PP2041)

供給原価は、2030 年には 80 程度まで低下し、その後上昇するが、現状レベル以下で推移する。現時点では、燃料費が高いガス火力の構成比率が高いが、2030 年にはガス火力の構成比が急激に減少し、代わりに燃料費が安い石炭火力の構成比率が増加する。このため、2030 年における供給原価は現時点よりも 20 ポイント程度低下する。2050 年に向けて、燃料費が安い石炭火力の構成比率が減少し、供給原価が高い水素火力やガス火力+CCS の構成比率が増加していくが、2030 年以降新規に開発するガス火力の多くは現在稼働しているガス火力よりも熱効率が大幅に高い最新型コンバインドサイクルである。このため、2040 年以降においても、供給原価は現状よりも若干低いレベルで推移する。

c. CO₂ 排出量

d. 電力セクターにおける CO₂ 排出量の推移を以下に示す。すべてのデータは、現時点 (2021 年) を 100 として指数化した数値である。

CO₂ 排出量原単位は、CO₂ を全く排出しない再生可能エネルギーや水素火力の増加などにより、徐々に減少し、2050 年では現状の半分以下に低下する。しかしながら、電力需要は、現状の 8 倍程度に増加するため、CO₂ 排出量は現状の 2.5 倍程度に増加する。

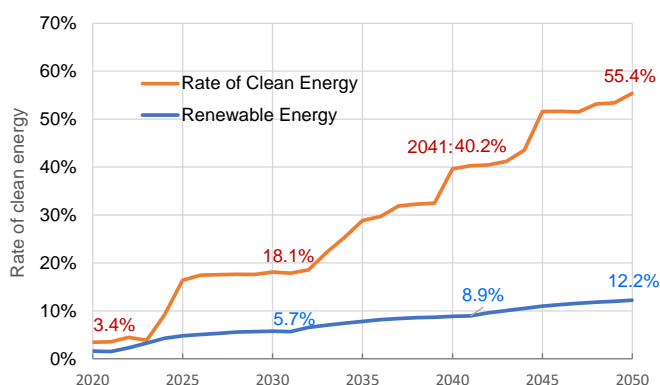


出所：調査団

図 5.4-4 CO₂ 排出量の変化 (PP2041)

Clean energy 比率の推移を図 5.4-5 に示す。Clean energy 電源とは CO₂ を全く排出しない電源で、再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力）、原子力、アンモニア火力、水素火力が含まれる。

現状は 4%程度でごくわずかであるが、CO₂ を全く排出しない電源の開発に伴って徐々に増加し、目標年である 2041 年には 40%以上を達成し、その後も徐々に増加して 2050 年には 55%程度に到達する。

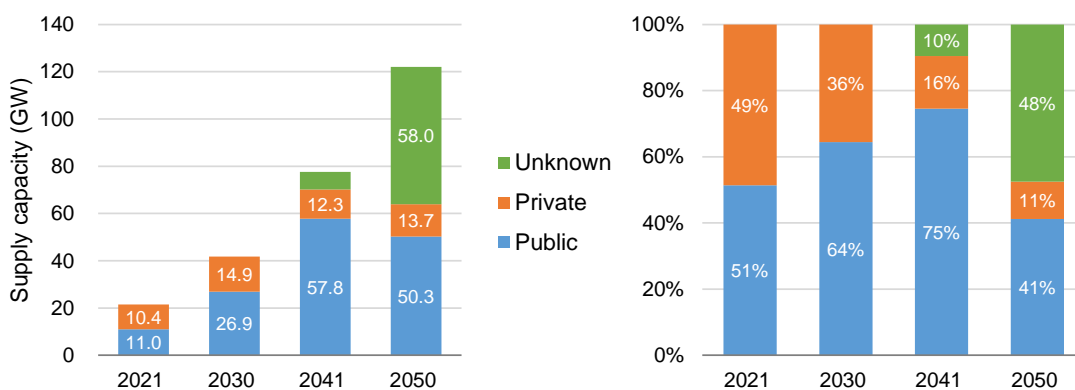


出所：調査団

図 5.4-5 Clean energy 比率の推移 (PP2041)

e. 電源開発の官民比率

公共セクターと民間セクターの発電容量の比率を以下に示す。



出所：IEPMP 調査団

図 5.4-6 セクター別発電容量の比率 (PP2041)

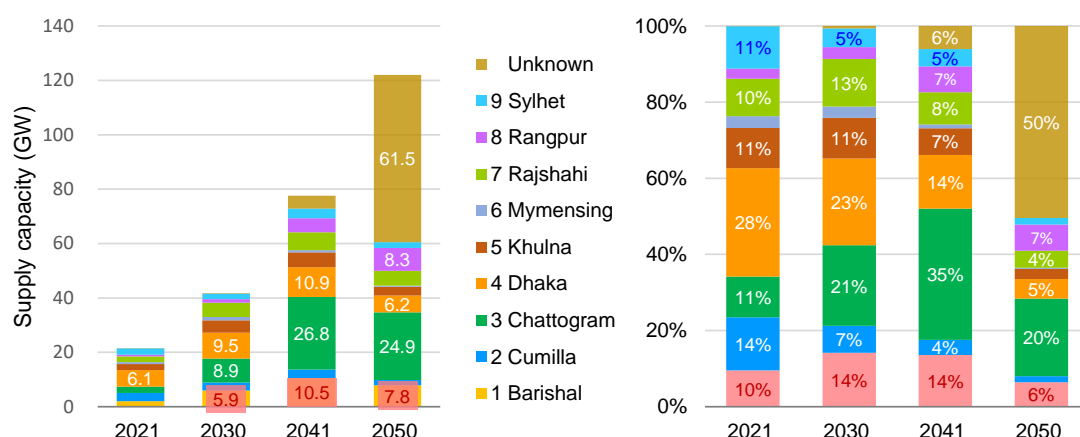
公共セクターと民間セクターの発電容量の比率は、価格と効率に関する健全な競争確保、需給バランスの維持と安定供給、国のエネルギー安全保障の確保の 3 つの観点から、規制機関や政府によって制限を定めるのが一般的である。

公共セクターと民間セクターの発電容量の比率は、現状では両方とも 50%程度でほぼ同数である。2040 年頃までは公共セクターに属する BPDB 以外の政府系発電会社の発電設備が増加していき、2041 年においては、公共セクターが 70%を超える。その後事業主体が決定していない発電所の開発が増加するが、これらの開発をすべて民間セクターに委ねたとしても、2050 年における公共セクターの比率として 40%程度は確保可能である。

f. 発電所の立地地域

現状では国内産のガス生産地に近い Dhaka 地域、Cumilla 地域、Sylhet 地域における比率が高くなっているが、今後、輸入燃料の供給に優位性がある沿岸地域に位置する Barishal 地域、Chattogram 地域の比率が増加していく。

なお、2035 年以降立地地点が決まっていない発電所が増加していき、2050 年には 61GW（全体の 50%）に達する。これらの発電所は、各地域の需給バランス、燃料の入手可能性、送変電設備（とくに基幹系統）の建設との協調の観点から決定する必要がある。



出所：IEPMP 調査団

図 5.4-7 各地域における供給力内訳（PP2041）

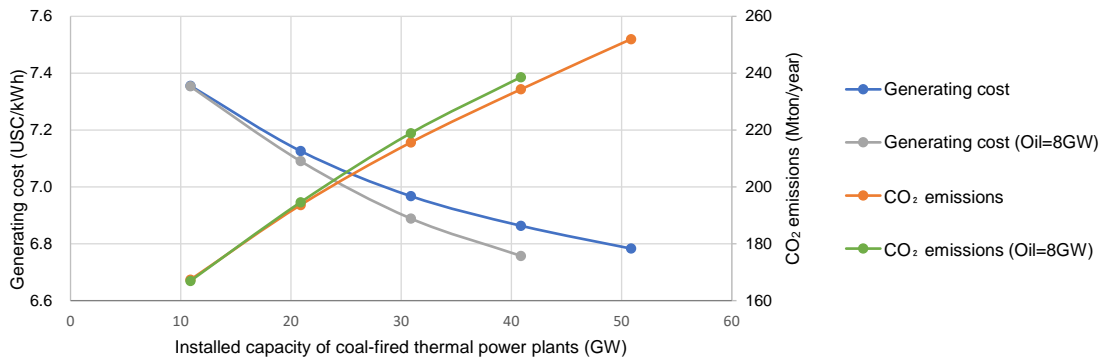
5.4.2 電源開発計画（In-Between）

a. 2050 年における電源構成

2050 年における In-Between の最大電力需要は 70.5GW であり、20%の供給予備力を確保するためには、84.6GW 程度の供給力が必要となる。設備量としては、夕方のピーク時には供給力としてほとんど期待できない太陽光や風力などの再生可能エネルギー（26.2GW）も含まれており、全設備量は 110.8GW となる。このうち、電力輸入、水力、原子力、再生可能エネルギー分が 45.5GW（41%）含まれており、残りの 65.3GW を火力で対応することになる。

この火力分について、どの燃料種別で対応するのが効率的かという分析を実施した。なお、アンモニアと水素に関しては、コストが高いことが判明しているため、コスト分析においては対象から除外し、石炭火力、ガス火力、石油火力の 3 つの組み合わせで検討した。

石油火力の設備量を固定（0GW の場合と 8GW の場合）し、石炭火力とガス火力の構成比率を変化させた場合の発電原価と CO₂ 排出量の変化を以下に示す。



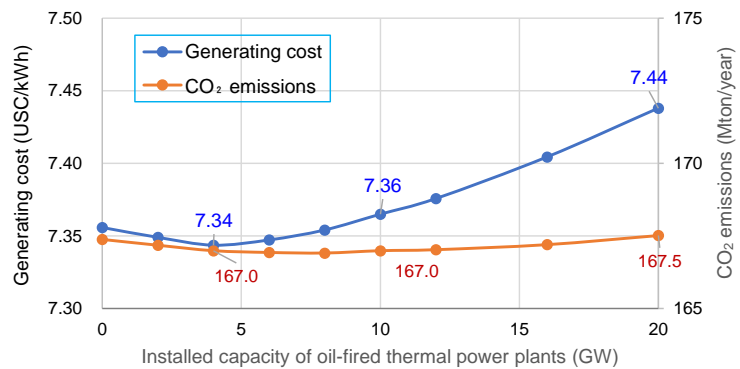
出所：IEPMP 調査団

図 5.4-8 石炭火力の設備量と発電原価の関係

石炭火力の開発量が多くなってくれば、発電原価は徐々に低下していくが、CO₂排出量は徐々に増加していく。石油火力の設備量が8GWの場合には、石油火力が全くない場合よりも若干発電原価が低下する。CO₂排出量は石油火力の設備量による差はほとんどない。

石炭火力の設備量を固定(10GW程度)し、石油火力とガス火力の構成比率を変化させた場合の発電原価とCO₂排出量の変化を以下に示す。

石油火力の設備量が10GW程度までであれば、発電原価はわずかながら低下していく。石油火力は、燃料費は高いが固定費がガス火力よりも安いいため、稼働率が非常に低い領域(ピーク供給力)で優位性があり、6GW程度(全体の5%程度)までは開発しても経済的である。ただし、2GWから8GWの範囲内であれば有意な差はない。



出所：IEPMP 調査団

図 5.4-9 石油火力の設備量と発電原価の関係

これらの結果を踏まえ、2050年における電源構成の最適化を図るため、以下の2つのシナリオについて比較評価を実施した。

表 5.4-2 各シナリオの構成比率

	Least cost		Fuel diversification	
	kW	kWh	kW	kWh
Gas/LNG	34%	32%	27%	30%
Coal	20%	32%	10%	17%
Import	12%	14%	14%	16%
Nuclear	4%	7%	4%	7%
Liquid Fuel	6%	1%	6%	0.8%
Hydro	1%	0%	1%	0.2%
Hydrogen	0%	0%	10%	10%
Ammonia	0%	0%	5%	5%
RE	23%	14%	23%	14%
Total	100%		100%	

出所：IEPMP 調査団

シナリオ比較の結果を以下に示す。

表 5.4-3 シナリオ比較の結果

	Least cost	Fuel source diversification
Generating cost	USC 7.1/kWh	USC 8.3/kWh
CO ₂ emissions per year	198 Mton	96 Mton
Clean energy ratio	33.8%	66.2%
Continuously suppliable days	39.5 days	32.4 days

注：Continuously suppliable days は輸入港が使用不可能な際に備蓄燃料だけで供給可能な日数（貯蔵可能容量の80%が残っていると仮定した場合）

出所：IEPMP 調査団

コスト最小化シナリオでは、発電原価は燃料源多様化シナリオに比較して大幅に低減する。しかしながら、2050年においても Clean energy 比率が33.8%であり、2041年において40%程度という目標値を達成できない。その上、CO₂排出量が燃料源多様化シナリオと比較しても2倍以上となり、環境面の観点を考慮すると採用できない。

燃料源多様化シナリオは、発電原価はコスト最小化シナリオに劣っているが、燃料源の多様化を図っているため、コスト面、環境面、エネルギーセキュリティ面にバランスの取れた計画となっている。

このような観点を考慮し、2050年までの電源開発計画策定にあたっては、2050年において最適電源構成である燃料源多様化シナリオの構成比率になることを目指していくのが効率的である。

電源計画策定における基本的な考え方を以下に示す。

- 2050年において、最適電源構成である燃料源多様化シナリオの構成比率になることを目指す。
- 政府承認済み開発電源（Committed）については、既計画通りとする。
- 再生可能エネルギーは、ポテンシャルや開発スケジュールを考慮し、可能な限り多く開発する。
- アンモニア・水素発電及びCCSに関しては、技術の進展を踏まえた導入可能時期を考慮して導入量を検討する。
 - 石炭火力におけるアンモニアの20%混焼は2035年から実施
 - ガス火力における水素の20%混焼は2037年から実施
 - 水素の専焼火力は2040年から導入
 - ガス火力におけるCCSは2040年から実施
- 各年において、表5.2-3に示した供給予備率の目標値を満足させるように新規設備量（CandidateおよびPlanned）の開発を実施する。

上記に示した基本的な考え方に基づいて策定した開発計画を以下に示す。

b. 電源開発計画概要

2021年時点において稼働中の既存発電所（“Existing”）の総供給力は21.5GWであるが、これらの発電所の定期的な廃止により、2041年には6.5GW、2050年2.9GWに減少する。

そのため、年々着実に増加する電力需要と、減り続ける既存電源の容量とのギャップを充足するため、着実な新規電源の開発が必要となる。新規電源としては、建設中や電力購入契約締結などの段階に至った、いわゆる“Committed”された電源だけでは不足するため、追加供給力として候補となる電源（Planning, Candidate）も検討する必要がある。

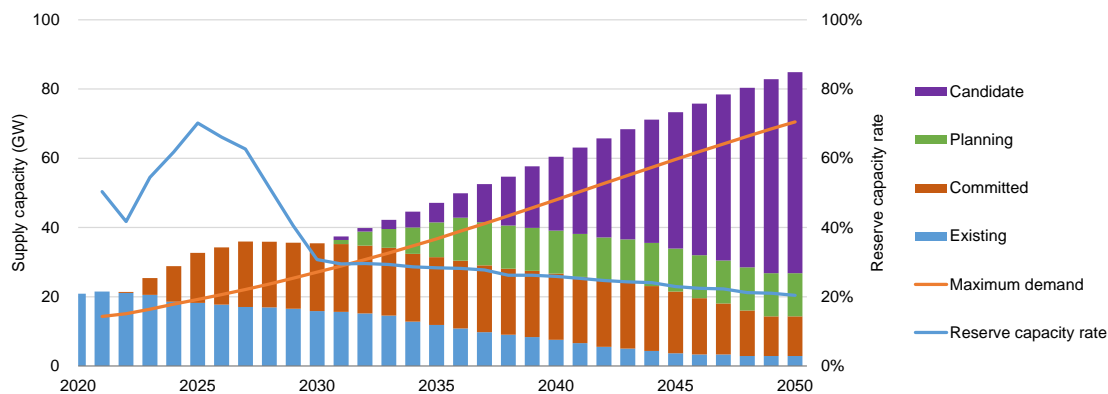
表 5.4-4 In-Between における電源開発計画の概要²⁷

(Unit: GW)

	2021	2030	2041	2050	'21-'30	'31-'41	'42-'50
Existing	21.5	15.8	6.6	2.9	-5.7	-9.2	-3.7
Committed	0.0	19.6	19.1	11.5	19.6	-0.5	-7.6
Planning	0.0	0.0	12.5	12.5	0.0	12.5	0.0
Candidate	0.0	0.0	25.0	58.1	0.0	25.0	33.2
Supply Total	21.5	35.4	63.1	84.9	13.9	27.7	21.8
Maximum Demand	14.3	27.1	50.4	70.5	12.8	23.3	20.1
Reserve capacity	7.2	8.3	12.8	14.4	1.1	4.4	1.6
Reserve capacity rate	50%	31%	25%	20%			

出所：IEPMP 調査団

²⁷ 太陽光や風力などの再生可能エネルギーは、夕方のピーク時には供給力としてほとんど期待できないため除いている。

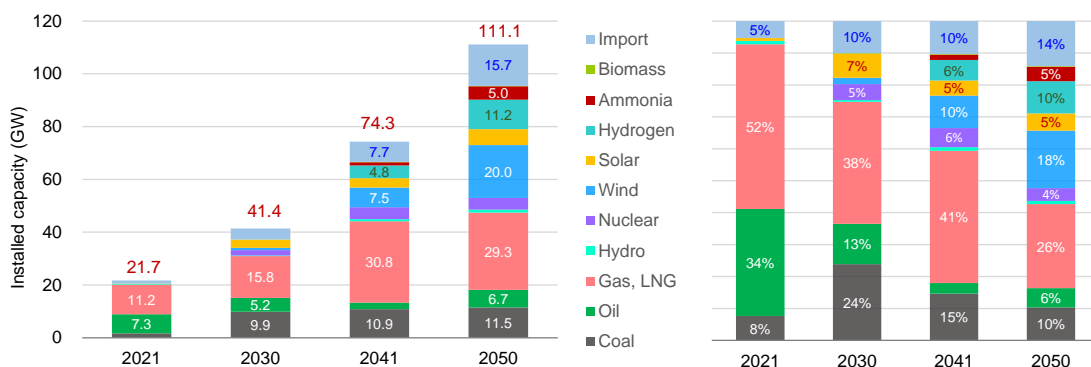


出所：IEPMP 調査団

図 5.4-10 電源開発計画の概要 (In-Between)

2020年代は“Committed”された電源が多くあるため、供給予備率が60%を超えており、表5.2-3に示した供給予備率の目標値を大きく上回っている。2030年代では、追加供給力として候補となる電源(Planning, Candidate)の開発を抑制したことにより供給予備率が30%程度で推移する。2040年以降においては、新規の開発分はまだ立地場所が特定できていない“Candidate”がほとんどであり、新規開発分の調整により、供給予備率の目標値である20%程度まで低減する。

この計画による発電設備量の構成を以下に示す。



注：2050年においてGas, LNG火力の約半数(17.6GW)がCCSを実施している。

出所：IEPMP 調査団

図 5.4-11 発電設備量の構成 (In-Between)

電源構成の大宗を占めるのはガス火力であり、2041年までは40%以上のシェアとなっている。現時点で34%を占めている石油火力は廃止などにより徐々に比率が低下するが、その後開発を行い、2050年においては6%程度となる。石炭火力は、現時点で8%を占めており、2030年には24%まで増加するが、その後追加開発する設備がほとんどないため、徐々に比率が低下し2050年には10%となる。2050年に向けて、風力と水素火力の比率が増加し

ていき、2050年における構成比率では、それぞれ18%、10%となっている。

c. 供給原価

供給原価と発電電力量の構成比率を以下に示す。供給原価は、現時点（2021年）を100として指数化した数値である。

供給原価は、2030年には80程度まで低下し、その後上昇するが、現状レベル以下で推移する。現時点では、燃料費が高いガス火力の構成比率が高いが、2030年にはガス火力の構成比が急激に減少し、代わりに燃料費が安い石炭火力の構成比率が増加する。このため、2030年における供給原価は現時点よりも20ポイント程度低下する。2050年に向けて燃料費が安い石炭火力の構成比率が減少し、供給原価が高い水素火力やガス火力+CCSの構成比率が増加していくが、2030年以降新規に開発するガス火力の多くは現在稼働しているガス火力よりも熱効率が大幅に高い最新型コンバインドサイクルである。このため、2040年以降においても供給原価は現状よりも若干低いレベルで推移する。

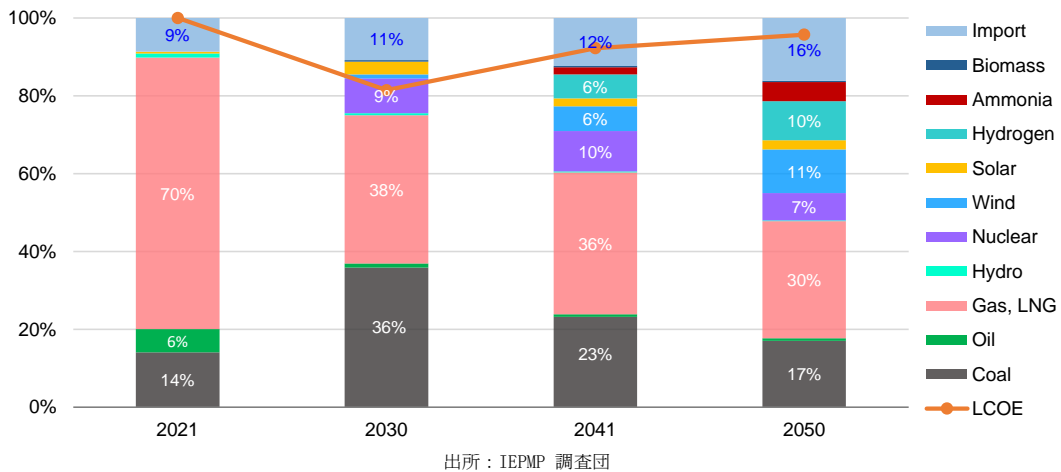


図 5.4-12 供給原価と発電電力量の構成比率 (In-Between)

d. CO₂ 排出量

電力セクターにおけるCO₂排出量の推移を以下に示す。すべてのデータは、現時点（2021年）を100として指数化した数値である。

CO₂排出量原単位は、CO₂を全く排出しない再生可能エネルギーや水素火力の増加などにより、徐々に減少

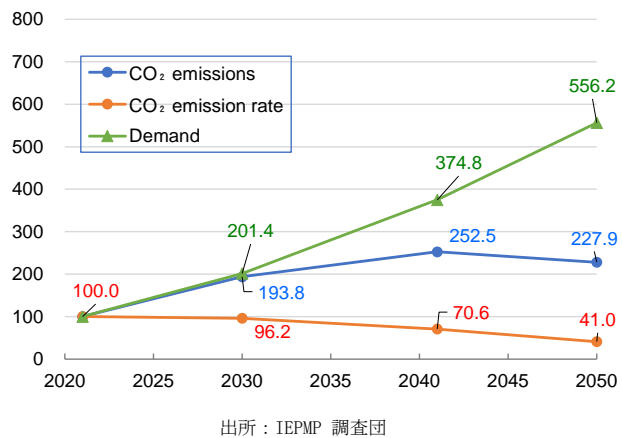
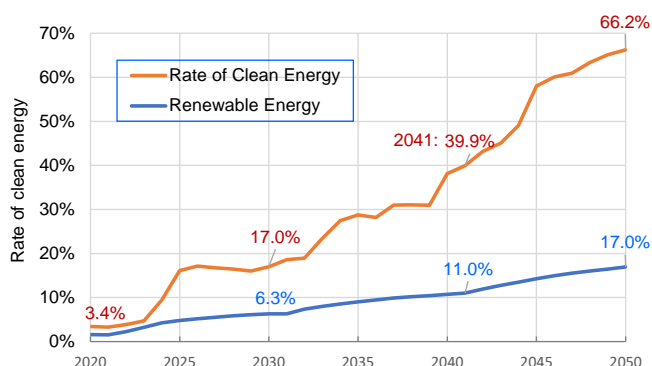


図 5.4-13 CO₂ 排出量の推移 (In-Between)

し、2050年では現状の半分以下に低下する。しかしながら、電力需要は、現状の6倍程度に増加するため、CO₂排出量は現状の2倍程度に増加する。

Clean energy と再生可能エネルギーの比率の推移を以下に示す。Clean energy とは、CO₂を全く排出しない電源であり、再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力）、原子力、アンモニア火力、水素火力が含まれる。

現状では4%程度で非常にわずかであるが、CO₂を全く排出しない電源の開発に伴って徐々に増加し、目標年である2041年においてほぼ40%程度となり、その後も徐々に増加し2050年においては60%以上に達する。

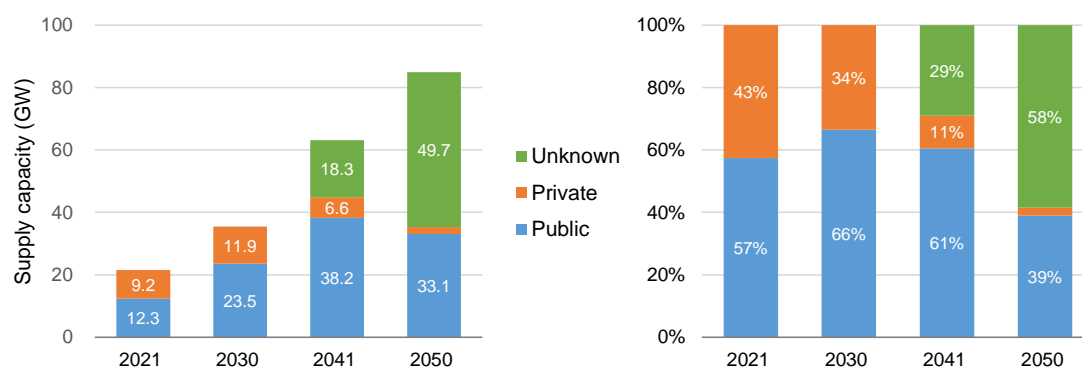


出所：IEPMP 調査団

図 5.4-14 Clean Energy 比率の推移 (In-Between)

e. 電源開発の官民比率

公共セクターと民間セクターの発電容量の比率を以下に示す。



注：太陽光と風力は除く 出所：IEPMP 調査団

図 5.4-15 セクター別の発電容量の比率 (In-Between)

公共セクターと民間セクターの発電容量の比率は、価格と効率に関する健全な競争確保、需給バランスの維持と安定供給、国のエネルギー安全保障の確保の3つの観点から、規制機関や政府によって制限を定めるのが一般的である。

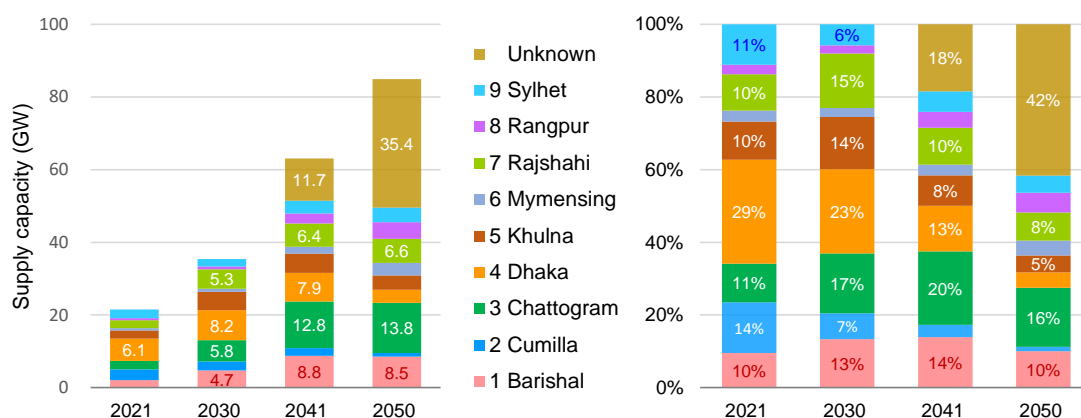
公共セクターと民間セクターの発電容量の比率は、現状では両方とも50%程度でほぼ同数である。2041年頃までは公共セクターに属するBPDB以外の政府系発電会社の発電設備が増加していく。その後事業主体が決定していない発電所の開発が増加するが、これらの開発をすべて民間セクターに委ねたととしても、2050年における公共セクターの比率として

40%程度は確保可能である。

f. 発電所の立地地域

各地域における供給力の内訳を図 5.4-16 に示す。

現状では国内産のガス生産地に近い Dhaka 地域、Cumilla 地域、Sylhet 地域における比率が高くなっているが、今後は輸入燃料の供給に優位性がある沿岸地域に位置する Barishal 地域、Chattogram 地域の比率が増加していく。



出所：IEPMP 調査団

図 5.4-16 各地域における供給力内訳 (In-Between)

各地域の需給上のインバランスを踏まえた送電計画については、5.5 節の送電系統計画にて論じる。

なお、2035 年以降立地地点が決まっていない発電所が増加していき、2050 年には全体の 42%に達する。これらの発電所は各地域の需給バランス、燃料の入手可能性、送変電設備（とくに基幹系統）の建設との協調の観点から決定する必要がある。

これらの Unknown 地点の多くは既設設備のリプレースを考慮することになるが、一旦更地にして同一サイトにおいて新しい発電所を建設する場合には、少なくとも 3 年程度は発電できない期間が発生する。このため、既設用地内に存在する遊休地において新しい発電所の建設を実施し、建設完了後に既設設備を撤去する方法が望ましい。しかしながら、既設用地内に十分な遊休地が存在しない場合には、発電に直接関係が薄い設備（例えば、研修設備、ワークショップ、社宅など）を敷地外に移設して、遊休地を確保することも一つの手である。

g. 電源開発計画における課題

1) 供給源の多様化

2041 年までは、発電設備量および発電電力量ともに 30%以上のシェアをガス・LNG に依存することになっている。国産ガスは枯渇気味であり、将来に向けて LNG を輸入することになっているが、バングラデシュでは外洋船が接岸可能な輸入港湾は限定されているうえ、

LNG は貯蔵用タンクのコストが非常に高く、大量備蓄が難しい。このようなエネルギーセキュリティ上の観点を踏まえると、LNG 燃料に過度に依存することなく、供給源の多様化を進めることが重要である。

2) 燃料供給セキュリティの確保

石炭火力は、多くの備蓄容量を比較的容易に確保できるため、燃料供給セキュリティの面では望ましいが、将来的には環境面の観点から石炭燃料の移動に制限が課される恐れがある。このような事態における燃料供給不足による供給支障を回避するため、石炭火力でアンモニア混焼を実施することにより、どちらかの燃料に供給の支障が発生した場合でも、発電を継続することが可能となる。また、燃料供給セキュリティ確保の観点からは、国内資源である国内炭の開発を行うことも一つの対応策である。

なお、ガス火力においてもガスの供給不足となる事態を考慮して、国内ガスの増産を図るとともに、HSD や水素など他の燃料でも燃焼が可能である設備にしておくことも一つの対応策である。

3) ピーク供給力の確保

ピーク供給力としては、全設備量の 20%程度を確保することが望ましい。基本的には、固定費の安い電源であるガスタービンがピーク供給力となるが、HSD の燃料費が高いため、HSD 焚きのガスタービンは利用率 5%程度でもコンバインドサイクルのコストよりも高くなってしまう。

各発電設備の役割は経年とともに変化していく。運転開始当初は最新型のコンバインドサイクル設備であったとしても、新しい機器の導入とともに、運転の優先順位が下がっていき、最新鋭機器よりも熱効率が大きく落ちる設備はベース供給力からミドル供給力、ピーク供給力へと役割を変えていく。このように、旧型となったコンバインドサイクル設備がピーク供給力を担っていくことが考えられるため、必ずしも全開発量の 20%程度をピーク供給力として開発する必要はない。

4) 周波数調整力の確保

周波数調整力を確保するためには、負荷変化率が高い水力（揚水式水力を含む）、ガスタービン、エンジンなどの設備を導入することが望ましい。特に、今後太陽光や風力など出力が気象条件に左右され、発電量の制御が難しい再生可能エネルギーの導入に伴い、供給力サイドの変動が大きくなっていく傾向にあり、周波数調整力の重要性が増加していく。大きな周波数調整力を持つ発電設備について、経済性が許す範囲で導入を進めていくことが望ましい。また、すべてのシステムユーザーは全国システムの統制を保つためシステム規則を遵守しなければならない。

5.5 送電系統計画

5.5.1 送電系統計画の課題

送電系統計画については、次の3点が重要かつ優先的な課題である。

- 1) 南から北への電力潮流の増大への対応
- 2) ダッカ供給系統の信頼度向上
- 3) 国際連系線

Appendix D には、この背景となる過去の送電系統計画のレビューや今後の送電系統を取り巻く情勢を記載しており、参照した報告書のリスト、地域を表す ZONE の位置を地図、132kV から 765kV の基幹送電系統の概要を時間系列別に記載している。

5.5.2 南から北への電力潮流の増大への対応

1) 概要

今後は電源の燃料輸入増加に伴い、燃料を受け入れる沿岸部 ZONE1 と ZONE3 に大規模電源が立地されることが多くなり、ZONE1,3 の発電電力は、ダッカを中心とした他の ZONE に送電する必要がある。

一方 ZONE1 からダッカ方面への送電線の建設には、幅の広い川を横断する必要があり、建設費の高い難工事が送電線の新設を阻んでいる。ZONE3 からダッカ方面の間には Feni という海岸と国境線の距離が狭い地域があり、さらに、こちらにも幅の広い川もあり、多数の架空送電線を通すことが難しい状況である。

ZONE1,3 で発電された電力は、ZONE1,3 で消費される電力を引いた分の電力がダッカ方面へ送電されることになる。従って、将来の ZONE1,3 からダッカ方面への送電線の必要容量は、ZONE1,3 の需要が伸びれば少なくとも済むことになる。

2) 送電線建設の課題と送電容量の見通しの整理

まず、ZONE1 からダッカ方面の送電線については、現在 400kV 2 回線送電線が建設中であり、さらに 400kV 2 回線送電線が計画されている。Payra での将来の発電量を考慮すると、この2つの 400 kV 送電線では、容量が不足する可能性がある。したがって、長さ 7km のパドマ川横断工事の困難さと、パドマ川の航行性への影響を少なくするため、2 番目の送電線は、400kV でなく、765 kV 大容量送電線を建設することも考慮すべきであったが、残念なことに、最近の情報では、この2 番目の送電線は 400kV で建設されることが決定されたという情報がある。

次に、現在、ZONE3 からダッカ間に存在する Feni 地域には 132 kV 2 回線送電線と 230 kV 2 回線送電線がそれぞれ 1 ルートずつ通過している。現在建設中の Maunaghat-Meghnaghat 400 kV 2 回線送電線もこの区間の 3 番目のルートとして Feni 地域を通過している。この 3 番目の送電線の建設中、PGCB はいろいろな地点、特に Feni 地域の幅が 20 km と狭いため、RoW を取得するための大きな障害に直面している。したがって、現在

計画中の 765 kV 送電線に関し、この地域内の 4 番目の送電線として建設するために必要な RoW を確保することは非常に困難と考えられている。765 kV 送電線に必要な RoW は、2020 年電力規則において 116 メートルに規定されている。

以上を踏まえ、現状の ZONE1、3 からダッカ方面の送電容量の推移をまとめたものが図 5.5-1 である。なお、送電容量は、上限という意味で、全設備健全時と N-1（最大容量の設備が 1 つ停止）時の電線容量を記載し、送電ルートごとのアンバランスがない運用ができること安定度などの制約は対策できることを仮定している。ZONE をまたぐ電力送電能力は電線容量のほか、電圧調整、N-1 事故時潮流、および安定限界を考慮して評価する必要がある。

3) ZONE1、3 の地域需要想定の整理

ZONE ごとの需要想定は、各配電会社による 2050 年までの最新の需要想定をもとに BPDB によって ZONE ごとに集約された値を入手した（付録参照）。その値を図 5.5-1 に使用している。

レポート(1)によると、バングラデシュが 2041 年までに先進国となった後、ダッカ以外の経済特区で産業需要が増加すると予測されています。しかしながら、各配電会社の需要想定を見る限り、その需要増加の影響はそれほど大きく想定されていない。

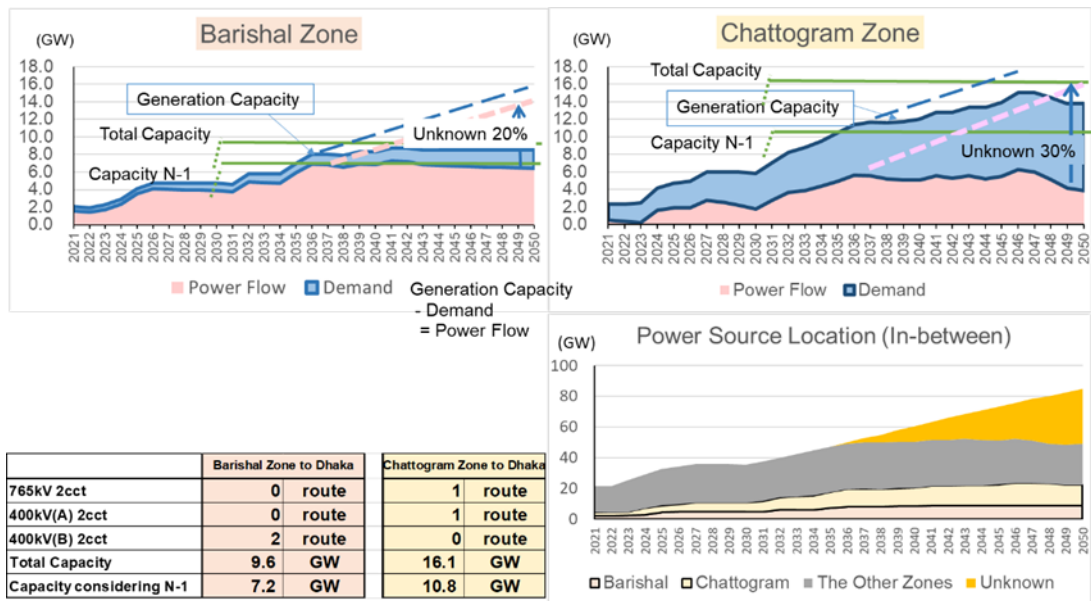
4) ZONE1、3 以外の電源立地計画（ガスパイプライン計画との整合）の整理

ZONE1、3 以外の地域に電源を立地するには、燃料を ZONE1,3 からその ZONE まで輸送する必要がある。ガス火力発電所では、大量のガスを消費するため、基幹となるガスパイプラインの敷設が必要になる。パイプライン計画は第 6 章に記載されている。これらのパイプラインを活用すると ZONE1,3 以外の地域に 20-30GW 程度のガス火力発電所が立地できる。

5) 南から北への電力潮流増大への対応のまとめ

図 5.5-1 に、上記を踏まえた送電線容量と、ZONE ごとに計画された発電容量から需要想定値を差し引いた ZONE 間に流れる潮流の経年推移を示す。

電源の立地場所がほぼ確定している 2030 年頃までには、現在計画されている送電線の容量は、増加する電力潮流に対応できている。ただし、Barishal（ZONE 1）では、2 番目の送電線が 765kV ではなく 400kV に決定されていることから、送電容量はほぼ限界に達していることがわかる。2030 年以降の電源開発計画次第では、3 番目の 400kV 2 回線送電線が必要となると考えられる。Chattogram（ZONE 3）では、765kV 送電線が計画どおり建設されれば、2040 年頃まで送電容量が確保されると考えられる。しかしながら、立地場所が確定していない 2030 年以降の電源の立地場所によっては、さらなる送電線建設が必要になる可能性がある。したがって、ダッカへの次の送電線ルートについてフェージビリティスタディを実施することが望ましいと考えられる。また、この調査においては、送電線の RoW に関する国内規制の再検討も必要になる場合があると考えられる。



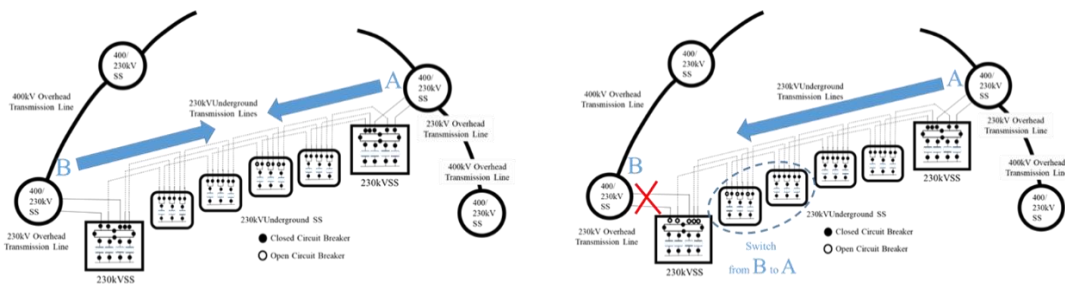
出所：IEPMP 調査団

図 5.5-1 ZONE1,3 からの送電電力の推移

5.5.3 ダッカ供給システムの信頼度向上への対応

ダッカのような国家の中枢機関が高度に密集していて高信頼度が要求されるシステムの課題とその対応の方向性について、対応の中心となる 230kV 地中系統の基本的設計と地図情報システムを活用し都市計画と整合した導入例について記載する。

地中系統ではケーブルの送電容量が架空送電線に比べて大幅に小さくなることに注意が必要である。このため架空系統と地中系統を混在させないこと、下位系統に供給する変圧器もケーブル容量と整合をとることが重要である。230kV ケーブルでは報告書（3）にも記載されているように、1回線あたり 600MW が通常限界となる。また、地中線は架空線のように雷事故などが無いため事故発生確率が小さいが、一旦事故が発生すると復旧までに時間がかかるという特徴がある。これらを考慮すると、地中系統は図 5.5-2 のようなユニット結線が効率的となる。



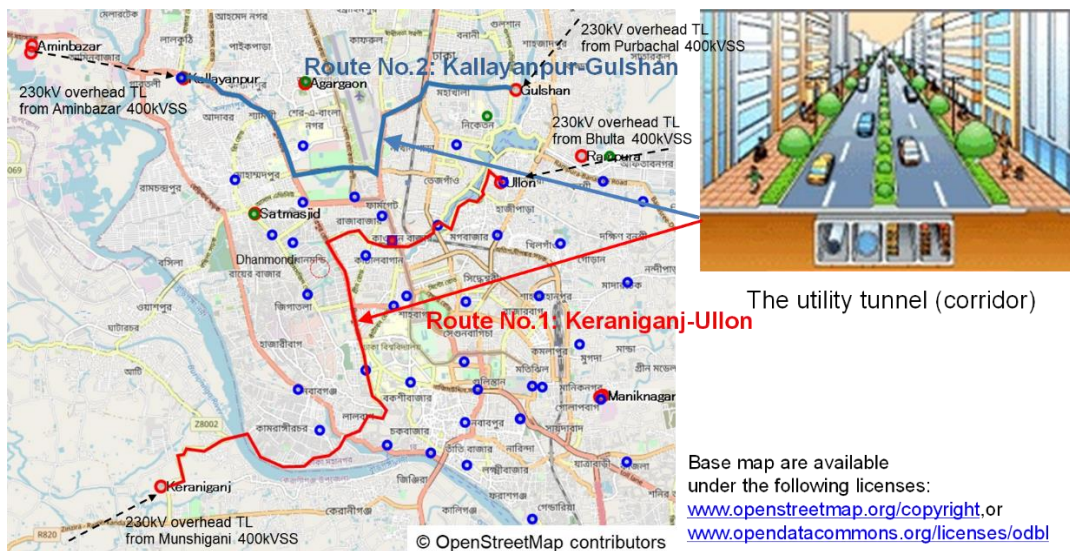
During normal condition

In the event of 230 kV overhead transmission line route fault that takes time to recover

出所：IEPMP 調査団

図 5.5-2 230kV 地中系統単線結線図

具体的なケーブルルートは、幹線道路下に設置するので、ダッカ都市計画（道路計画）との整合を取る必要がある。図 5.5.3-2 に Keraniganj—Ullon, Kallanpur—Gulshan を連系するルートの例を示す。ダッカ外輪系統の 400kV 変電所の 230kV 母線からこれら変電所までは 230kV 架空送電線で供給されており、それぞれのルートの中に図 5.5.3-1 に示すように 4 つの 230kV 変電所が接続できるように変電所の位置とルートを協調して計画する。ここに提案したプロジェクトについては今後詳細 FS を実施すべきである。



The utility tunnel (corridor)

Base map are available under the following licenses:
www.openstreetmap.org/copyright.or
www.opendatacommons.org/licenses/odbl

出所：IEPMP 調査団

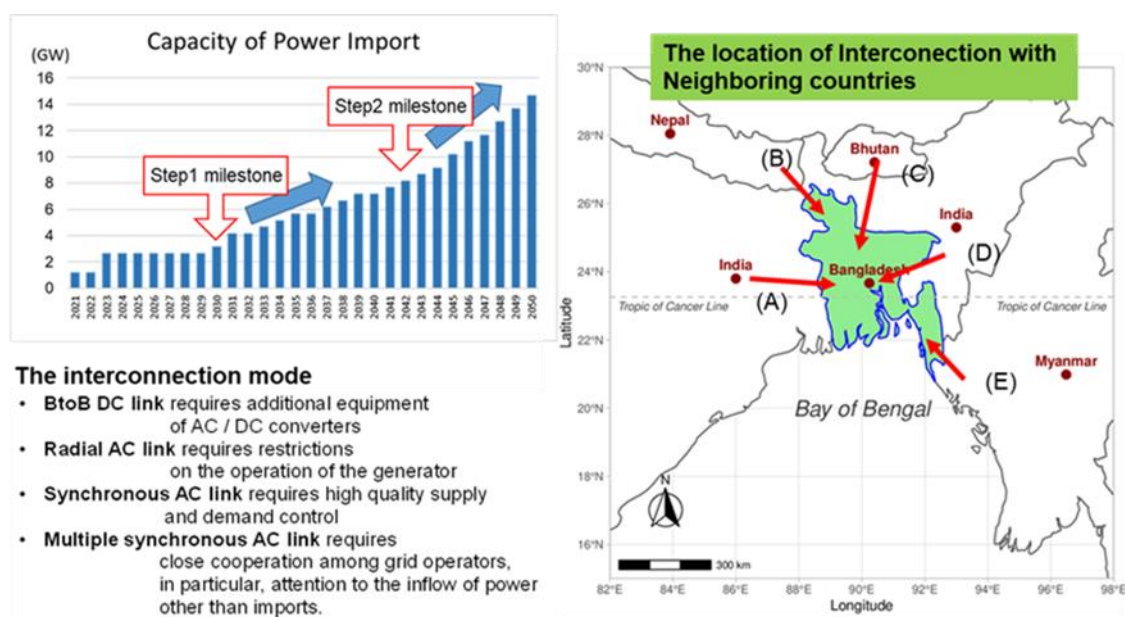
図 5.5-3 230kV 地中ケーブルルート例

5.5.4 国際連系統への対応

バングラデシュの国境は主にインドと接しており、現在、Back-to-Back HVDC を介した 2 つの非同期連系と、1 つの交流放射状連系がある。将来は、ミャンマーとの国境を越えた連系を持つこともできる。また、ネパールやブータンとは国境を接していませんが、専用線で連系できる距離にあります。これらの国際連系は、バングラデシュの電力供給のセキュリテ

ィと信頼性の観点から重要な選択肢です。連系方式と連系点は、詳細な技術、財務、および環境調査を通じて特定できるものである。

電源計画によると、2030 年以降に輸入電力が増加する。いくつかの連系線プロジェクトを実現する必要があります。特に、2030 年に向けた第 1 段階と、2040 年頃の高度化に向けた第 2 段階の準備が重要である。



出所：IEPMP 調査団

図 5.5-4 電力輸入と連系点

1) 第 1 段階

信頼性とセキュリティの観点から、相手国や系統連系方式に関して連系を多様化することが重要である。ただし、2030 年までは時間がないため、有望な候補を絞り込み、詳細な検討を行う必要がある。

具体的な電力輸入の候補として、クリーンエネルギーでもあるネパールやブータンの水力発電が挙げられる。それらの連系は、詳細な研究を実施して現実的な優先オプションを考え出すべきである。これに関して、最も可能性の高い 2 つのオプションは次のとおりである。

- ネパールとブータンからの専用送電線を建設するオプション
- インドが建設を発表したバングラデシュ北部を横断する送電線を使用するオプション。

両方のオプションの連系点は、図 5.5-4 の (B) または (C) に位置する。オプション (a) は交流非同期連系で、オプション (b) は交流同期連系となる。バングラデシュとインドでは、両方の選択肢の賛否両論が入り乱れているため、合意に達するためには両方の選択肢を同時に議論することが重要である。これらの事業を進める上で、連系線だけでなく電源開発

事業も含めた環境影響評価が重要であることは言うまでもない。

2) 第2段階

交流同期連系の運用上の柔軟性は、第1段階の連系においては、いずれ必要になると考えられる。現在の電源計画には含まれていないが、同じ連系点で電力輸出も実施する場合には、交流非同期連系ではなく、交流同期連系を選択する必要がある。そのため、複数の交流同期連系の実現が、第2段階の課題となる。

交流同期多点連系のそれぞれの連系点を通る潮流を制御するには、高度な技術が必要で、す。バングラデシュにとって最も有効な連系点を見出すための技術的調査を実施して、連系点を決定する必要がある。近隣諸国間の交流同期連系は、765kV,400kVに限らず、技術面、経済面、環境面を総合的に考慮して最も有効な電圧階級での連系を選択すべきである。

交流同期多点連系で注意すべき最も重要なことは、バングラデシュ送電系統への意図した輸入以外の電力の流入の可能性があることです。図 5.5-4 の (A) または (D) に位置する連系点で交流同期多点連系すると、インドの東西間に流れる電力がバングラデシュ送電系統に流入することを回避することは困難である。その意味で、(B) と (C) のように電力の流れの方向が同じ南北である地点は、交流同期多点連系に適していると考えられる。これらの連系線潮流の方向は、バングラデシュ送電計画の最初の問題である南から北への電力潮流増加の問題も緩和する。

5.5.5 系統運用

1) 周波数品質改善に関する課題

周波数品質は近年改善傾向にあり、変動幅が小さくなってきているものの依然として常時±0.5Hz程度の変動があり、規定周波数以内に制御されている時間は70%程度に留まっている。主な課題を以下に挙げる。

- a. 各個別の需要データおよび気象データが正確に採取されておらず、EMSの需要予測は正確に機能しているとは言いづらい状況にある。精度向上が必要である。
- b. 発電機制御はEMSではなく、NLDC運用者からの電話指令で行っている。周波数品質改善のためにはNLDCと各発電所をオンラインで接続し、効率的なデータのやり取りを可能にすることが重要となる。
- c. 再エネ電源の発電量予測設備をNLDCは本来備えるべきであるが、保持していない。
- d. 1次調整力を供給するFGMOの発電所が不足している。
1次調整力を提供できる発電所は27カ所あるものの、燃料不足や技術的な問題によってすべての発電機がFGMOで運転することが出来ていない。NLDCによると、350～400MWの1次調整力ではグリッドコードにおける制御範囲を常時維持するには十分な調整力ではない。
- e. AGCが活用されておらず、2次調整力が確保されていない。

1次調整力は自動で各発電所が出力調整を急峻に行うことを指しているが、それを補完する機能にあたる、各発電所の出力を早期に自動で変更する AGC が使われていない。

- f. 将来的な需要増大に対応するよう、3次調整力・予備力の確保をしていく必要がある。将来的な電源計画と送電計画を整合させ、一定の予備力・調整力を確保し続けることが重要である。
- g. NLDC は、適切なコントロールを確保するための手段と機能及び全国グリッドのすべてのユーザー（発電および負荷）に対する権限を有するべきである。システムの安定を確保するためには自動周波数制御（一次、二次、三次制御）と電圧制御を確立する必要がある。すべての全国グリッドの利用者はグリッド規程を厳格に順守しなければならない。バングラデシュエネルギー規制委員会（BERC）はグリッド規程の実施を監視しなければならない。また、周波数調整のために必要な予備力を調達する仕組みを設けるべきである。

2) 電圧運用に関する課題

- a. ベースロード発電能力が不十分な地域では、高需要時間帯において、電圧低下となる事象が顕在化している。すべての発電機は AVR 運転とすべきである。また、十分な無効電力補償設備の設置も必要である。問題個所への進相コンデンサの設置が必要である。なお、再エネ電源が設置された場合には電圧が上昇傾向となるため、過剰な投資とならないような見極めが必要である。
- b. 電力需要の急落に伴い過電圧が発生しており、電圧調整が間に合っていない。変圧器のタップ制御だけでなく、発電機の端子電圧、調相設備の入り切りを自動で制御するように EMS への機能具備、または自動電圧制御装置を設置することで、将来的な再エネ拡大に伴って増加する短時間での電圧変化にも有効である。

3) 組織体制に関する課題

周波数運用、電圧運用の両方において EMS の活用や自動化を進めていく必要がある。また、DX 推進によるさらなる効率化・生産性向上が求められる。日本国内の事例も踏まえると、以下の2分野の人材育成、要員確保が重要となる。

- ① 需給制度設計
- ② 給電システムおよび DX 対応

将来を見据えた人材育成、組織体制の見直しも課題となる。

4) 大型原子力発電機導入後の広域停電回避対策

ループール原子力発電所は、1,200MW の2ユニット、合計 2,400MW の発電出力を保有する。1号機は、2023年10月に試験運転開始を予定しており、2号機は、2024年までの商用運転開始の予定である。電力系統の観点からは、大規模発電機脱落が大きな影響をおよぼす

おそれ、特に低周波数をもたらし、広域停電に至る懸念がある。それに対する有効な解決策のひとつは、周波数低下リレー（UFLS）の活用である。それは、原子力機が予定外に脱落した影響の緩和策として、変電所に設置する保護リレー装置の一種である。原子力機の初号機運転前までに対策を整えられるよう、周波数低下リレーを適切な場所に十分な量を導入する検討の実施が急務である。もう一つの有効な対策として、広域停電を回避するための UFLS スキームの設定が間に合わない場合に備え、事故を検知し、事前に定めた方法に沿って緊急対策を行う系統安定化装置（SPS）の導入が挙げられる。

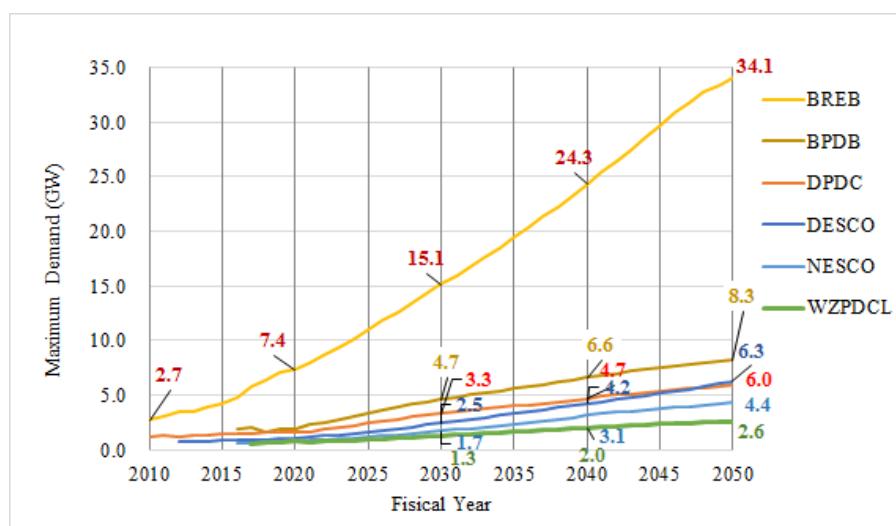
5.6 配電系統計画

5.6.1 各配電会社概況

本項では、都市部と地方部両方の配電ネットワークの現状と長期見通し（暫定版）を説明する。配電計画については、今後、詳細版配電マスタープラン（DDMP）において掘り下げた検討が行われる。

1) 需要概要

現在、バングラデシュには職制別および担当地域別に 6 つの組織が配電業務の管理監督と業務運営を担当している。Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)、Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC)、West Zone Power Distribution Company Limited (WZPDCL)、Northern Electricity Supply Company Limited (NESCO)、バングラデシュ電力開発庁 (Bangladesh Power Development Board: BPDB)、地方電化庁 (Bangladesh Rural Electrification Board: BREB) である。



出所：各社からのデータを元に調査団作成

図 5.6-1 各社別最大需要推移(33kV レベル)

各社における需要は増加しており、今後も高い増加率での推移を見込んでいる。首都ダッカを管轄する DESCO は直近 10 年間では平均約 6%の増加、DPDC 管轄エリアでは平均約 3%の増加である。DESCO および DPDC とともに今後数年は 10%弱の高い需要の伸びを予想し

ており、その後徐々に鈍化するものの 2050 年には DESCO エリアでの最大需要は現在の約 6 倍、DPDC エリアでは現在の約 3.5 倍に達すると想定される。ダッカでは 2031 年までに 6 路線の MRT（都市鉄道）が計画されており、それに伴い需要が伸びることが予想される。DESCO はコンサルタントを使い、25 年先の長期最大需要の予測を地域毎に実施しており、5 年ごとに更新している。DPDC も計画されている都市開発のデータを集め、エリア毎に集計し、需要を算出している。

国土の 80%に達する BREB エリアは過去 10 年で年平均 10%程度の高い需要の伸びを示しており、2030 年には 1.9 倍、2050 年には 4.3 倍となると想定されている。近年 5%程度の増加を示している BPDB エリアは、他社と同様、今後 10%の需要増加を見込んでいるものの、伸び率はその後減速し、2050 年には現在の 3.5 倍になると予想されている。NESCO エリアにおけるここ数年の年間伸び率は平均 5.9%と比較的高いが、その後伸びは鈍化すると予想されており、2050 年には 5.1 倍に達する見込みである。WZPDCL エリアは年平均 4.4%の増加であり、今後徐々に鈍化するもこの伸びが比較的長期間続くと予想され、2050 年には 3.6 倍に達すると予想されている

顧客数については、BREB エリアでは年に 10%、DESCO エリアで 10% 近く、WZPDCL エリアで 8% の増加である一方、DPDC エリアでは 7% と、DESCO エリアに比べると増加率は低くなっている。

2) 設備概要

各配電会社の設備は、33kV または 11kV の中圧配電線と 230/400V の低圧配電線を中心に構成されている。33kV 中圧配電線は主に 132/33kV 変電所から 33/11kV 配電用変電所への電力供給もしくは 33/11kV 配電用変電所間の連系線として用いられている。33/11kV 配電用変電所からの電力供給には主に 11kV を使用している。33/11kV 配電用変電所の他、132kV の送電線（地中）および 132/33kV 変電所も管轄している。ダッカエリアを管轄する DESCO および DPDC では 11kV 以下の配電線が全体の 8 割を占め、地中化率は全体で約 4 割となっている。電圧別にみると 33kV 中圧線の地中化率は 85%、11kV 中圧線で 31%となり、33kV 中圧線の地中化を進めている事が分かる。その一方、地方部は架空設備が主となっており、一部の都市を除いてほぼ架空設備が占めている。設備規模に関しては BREB が群を抜いており、販売電力量はバングラデシュ全体の約 6 割、設備容量は 7 割強、顧客の約 8 割となっている。配電ロスに関して、都市部を担当する DESCO, DPDC, BPDB では 5.6~6.7%、地方部を担当する、WZPDCL, BREB, NESCO では 7.9~10.5%となっている。これは、地方部を担当する配電会社の 33kV, 11kV, 0.4kV 各配電線の単位長さが都市部に比べて長めであり、送電ロスにつながっているものと想定される。

再生可能エネルギー電源（RES: Renewable Energy Source, SHS: Solar Home System）導入量については、地方部では小規模オフグリッドが点在しているため、都市部エリアより導入量が小さく見えている。

GIS (Geographic Information System) については大半の配電会社が既に導入済み、もしくは導入中の段階にある。変電所の SCADA についても DESCO は運用中で、NESCO および

DPDC が導入中、他配電会社も導入を計画中である。スマートグリッドは配電各社が導入を計画中である一方、DMS(Distribution Management System)については、DPDC がスマートグリッドプロジェクトと合わせて現在導入準備中、BPDB および DESCO も導入を計画中、BREB は F/S を完了し、今後各社本格導入を検討する段階となる。プリペイドメーターについても各社順次導入しており、DESCO を筆頭に DPDC や WZPDCL、NESCO、BREB、BPDB がそれぞれ積極的に展開している。

5.6.2 系統における課題

以下に、各社からの課題に関するヒアリング結果を都市部と地方部別に示す。

都市部については需要想定が大きな課題となっており、各社が取り組んでいるもののその内容についてレビューが求められている。導入されつつある自動化システムが今後の各社の運用効率化に大きく寄与することが期待されており、同時に他システムとの連携が進められている。その一方、それらデータの活用や将来のシステム連携の在り方などについては検討途上である。またそれらシステムのセキュリティについてもアドバイスが求められている。信頼度向上については特に地中化について、課題があると認識されている。その他、人材育成、各管轄エリアの役割なども挙げられている。

地方部については供給信頼度向上が大きな課題となっている。特に SAIDI および SAIFI の改善は喫緊の課題であり、また長距離送電による電圧降下や配電設備の維持管理、自然災害への対応、設備老朽化などが課題として挙げられている。落雷による変圧器の故障、サイクロンによる樹木倒壊での断線、樹木や鳥獣接触などにより、長時間の停電が発生している。RES 連系については系統への影響評価や指針の策定などの要望が挙げられた。

5.6.3 再生可能エネルギー電源導入の現状と課題

世界的な低炭素化社会の潮流によって、RES の導入が進んでいる。今後、バングラデシュの配電系統には分散型の太陽光発電設備が大容量かつ短期間に接続されることが予想される。現時点での首都ダッカを管轄する DESCO および DPDC エリアにおける再エネ電源導入量を下記に示す。また、NESCO エリアについては 2.72MW (14,004 件、0.91MW のオフグリッドと 1.81MW のオングリッド)、BREB については 0.251MW(5,717 件)となっている。なお、NESCO エリアには 30MW のソーラーが将来接続する予定である。

バングラデシュにおける RES は太陽光発電（ルーフトップソーラーや野建て）がほとんどで、ネットメタリングが採用されている。系統に接続しているものから小規模の独立系統を構成しているものも存在し、地方部においては灌漑用などの農業用電源として活用されているケースが多い。増加する RES に対処するには、ネットワークの安定性と信頼性を維持しながら発電された電力を効率的に供給できるように、適切な増強計画の策定および業務の効率化が必要となる。さらに将来 FIT 制度などの RES 支援策の導入により RES の系統連系量が爆発的に拡大する可能性があるため、RES の拡大を促進するためには系統連系条件の整備と系統信頼度の向上に向けた準備が必要である。

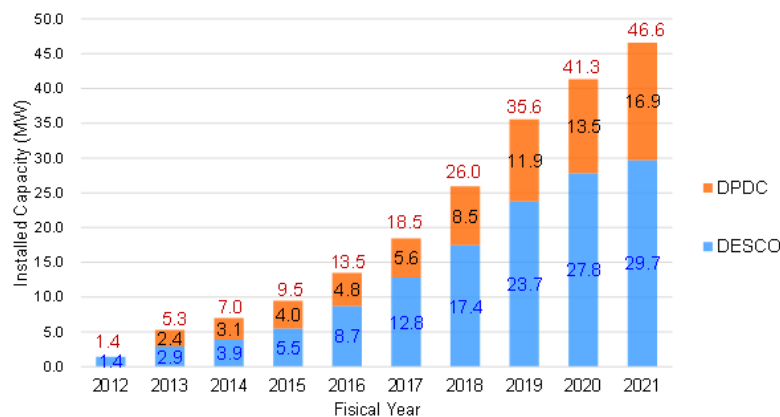


図 5.6-2 ルーフトップソーラー導入状況

5.6.4 ダッカ地区の配電計画

1) RES 対応策

低炭素化社会の実現に向けて、配電系統への RES の接続量最大化が求められている。配電系統への RES 接続量が増大した場合、これまでは変電所から配電系統の末端側に向けて一方向で流れていた電力潮流が非常に複雑化する。このことによって、配電系統の電圧管理や電流容量の管理が非常に難しくなることが想定される。また、日本では RES 付属のインバータ機器単独運転防止機能動作に起因した広域的な電圧フリッカ事例も発生している。これらの事例を踏まえた RES 対応策として以下の内容を提言する。

- a. RES 接続に関する技術要件の整備
- b. 中圧配電系統への電力パラメーター取得用センサーの導入
- c. 中圧配電線への電圧制御機器導入
- d. 配電系統パラメーター分布把握のための DMS (Distribution Management System) 導入
- e. DMS 演算結果に基づいた配電線機器の最適制御による供給電圧の適正值維持

2) 信頼度向上策

日本の電力会社の事例では、電線の被覆化、耐雷設備の導入、配電自動化システム (DAS: Distribution Automation System) の導入といった設備強化、予防保全や事故点探査技術によって供給信頼度を向上してきた歴史がある。この他、一つの配電線を区分開閉器によっていくつかの区間に分割するとともに、これら区間を他の配電線と接続する多分割・多連系 (MDMC: Multi Divided and Multi Connected) の配電線系統構成は、事故区間の切り離しと健全区間への送電が可能となり、供給信頼度の向上に寄与している。また、信頼度向上によって RES 電源の最大限活用も可能となる。さらに、他分割・他連系系統構成に配電自動化システムを組合せることによって、事故区間の切り離しと健全区間への送電が自動で実行される。

- a. 電線被覆化 (実施中)

- b. 設備の耐雷化
- c. 配電自動化の導入
- d. 多分割・多連系配電系統構成（MDMC）の導入
- e. 架空設備と地中設備の組み合わせ
- f. 事故点探査技術の向上

3) 運用効率化策

日本を含む先進国の電力会社では、配電設備の効率的な運用を目指し、電圧、電流、力率などのデータの取得とその分析及び解析、またそれらを用いたロスの最小化や事故時の迅速復旧を実現する配電線系統の最適化構成に取り組んでいる。それらの実現のためには運用および設備情報のデジタル化、これらを支える通信技術の導入が必要となる。また、バンングラデシュにおいて進められている配電線地中化を更に推進する上では国際基準に沿った設備建設支援技術や、系統構成および地中設備特有の測定技術向上も必要である。設備の運用効率化策として現時点では以下の項目を提案する。

- a. スマートメーターの導入とデータの運用・管理技術の導入
- b. 通信環境の整備
- c. GIS (Geographic Information System)を活用した設備管理
- d. DMS、DAS、SCADA や配電系統シミュレーションソフトを統合したデータマネジメント
- e. 地中化関連技術（系統構成、設備構成、設備建設技術、測定技術）
- f. GIS, SCADA, DAS, DMS など各種システムへのサイバーセキュリティの確保

一方、設備の効率運用の面では需要家側需要調整（DSM: Demand Side Management）も有効な手法である。さらに、PVを中心としたRESの系統連系量増加によって、実質電力需要（＝実際の電力消費量－家庭で発電されたRES電力量）と供給量が時間帯によって大きく乖離する現象が想定されている。PVが大量連系されると、日中に消費される電力のほとんどがRESで賄われ、実質電力需要が大きく減少する。一方、電力ピークである夕刻にはPV(RES)からの出力が減少し、日没後に急激に需要が増加する傾向がみられる。この需要傾向がアヒルの形に見えることからダックカーブと言われており、電気料金制度やデマンドシフトによって電力需要ピークを日中にシフトすること、機器を活用した対策などが挙げられている。需要シフトに関する提案として現時点で以下の事項を提案する。（実際の実施内容については今後の調整で決定する）

- a. スマートメーターの導入とデータの運用・管理技術の導入
- b. 通信環境の整備
- c. 時間帯別料金制度の導入
- d. 温水器や氷蓄熱空調システムなどの活用
- e. 蓄電池や蓄電機器の導入

5.6.5 地方部における配電計画

都市部における配電計画に加え、地域によってはミニグリッドもしくは独立型グリッド

での配電設備運用と、これら設備の配電系統への連系も検討する。短期的にはミニグリッドまたは独立グリッドの構成の検討とその影響評価、長期的にはそれらシステムの増加に併せた高度化とそれら接続に対する課題への対応を適切に行っていく必要がある。

5.7 電力政策

5.7.1 電力取引

バングラデシュでは、BPDB がシングルバイヤーとして発電事業者から電力を購入し、卸電気料金（Bulk Electricity Tariff）に基づき配電事業者に売却する。そして、配電事業者は、小売電気料金（Retail Electricity Tariff）に基づき最終需要家に販売する。

BPDB が配電事業者から受け取る卸電気料金（Bulk Electricity Tariff）、そして配電事業者が需要家から受け取る小売料金（Retail Electricity Tariff）は、BERC が認可する。この卸電気料金はシングルバイヤーである BPDB が発電事業者に支払う卸供給コスト（Bulk Supply Cost）よりも安価な水準にあり、BPDB は支出が収入を上回る傾向が続いている。

政府は低所得者層の負担を考慮しつつ小売電気料金を段階的に引き上げる方針を示すとともに、卸電気料金の引上げの必要性も指摘している。この方針に沿って、2017 年 12 月に平均 5.3%の小売電気料金の値上げが実施され、2020 年 3 月にも 5.3%の小売電気料金の値上げが実施された。2020 年 3 月の電気料金値上げの際には、卸電気料金（Bulk Electricity Tariff）も 8.4%値上げされている。さらに、2022 年 12 月には平均 19.92%の電気料金値上げが実施された。

バングラデシュでは、電力セクター全体の基本的な収支構造として発電・送電・配電の各事業者の利益を確保できる水準で各料金が設定されており、最後のしわ取りを BPDB が行っている。このため、BPDB が政府から補助金を受領する形で政府が税金を使って負担している。このような国庫支出を低減するため、電力関連施設のスリム化や各事業者の経営改革だけではなく、卸電気料金や小売電気料金の値上げが引き続き必要となる。

現在の卸電気料金や小売電気料金は卸供給コストに見合った水準に及ばないものであり、仮に市場の自由化等を目指すとしても、先ずはコストが適正に回収される状態、価格シグナルを発信できるような状態を目指す必要がある。

5.7.2 アンモニア混焼の実証試験

石炭火力でのアンモニア混焼は 2030 年からの実施を計画している。石炭火力でのアンモニア混焼は既に日本でも実機による燃焼試験が実施されているが、バングラデシュで本格的な混焼運転を実施する場合は、バングラデシュの実機で燃焼可能性を評価し、燃料供給を含む課題の抽出を行う実証試験の実施が不可欠である。

5.7.3 水素、アンモニア燃料の供給システムマスタープラン

脱炭素化技術の有望な手段と目されている水素発電については、ガス火力における水素混焼の開始時期を 2040 年としていることから、水素燃料の供給システムに関する検討は全

く行われていない。

2040年以降に開発する予定の地点については、立地地点が決まっていない水素火力発電所が多く含まれている。これら発電所の立地地点の決定にあたっては、用地取得の容易性、燃料入手の容易性、各地域の需給バランス、送変電設備の建設可能性などを考慮して決定することになる。特に、水素燃料は輸入に頼らざるを得ないため、燃料入手の容易性だけを考慮すると輸入港が位置する沿岸地域のみで立地せざるを得なくなり、各地域の需給バランスに大きなインバランスが発生し、多くの送電線の建設が必要になってくる。

発電所は、基本的には需要の近傍に立地し、需要に見合った量の発電所を建設することが望ましい。バングラデシュでは内陸部のダッカ地区に多くの需要が集中しており、ダッカ地区に多くの発電所を建設する必要がある。このため、輸入港が立地する沿岸地域から内陸部のダッカ地区に向けて燃料供給用のパイプラインを敷設する必要がある。このようなパイプラインの計画は、各発電所の立地地点検討の都度実施するのではなく、事前に燃料供給システムのマスタープランとして将来計画を策定し、その計画に基づいて燃料供給システムを構築していくことが重要である。

5.7.4 電力輸入の具体化（送電計画）

ブータン及びネパールの水力による電力を輸入することにより、アンモニアや水素などの脱炭素化燃料を使用するよりも安い価格で低炭素化が実現可能となる。このため、積極的に導入を検討することが求められるが、ブータン及びネパールとは直接国境を接していないため、両国からの電力輸入を実現するためにはインドを経由せざるを得ない。現在までのところインドとは連携は同期方式で行うこと、本共同事業のために両国で設立する特定目的事業会社（SPV）が建設を担当することが合意されている。ブータン、インド、ネパールの3カ国との対話は、最終決定までに解決すべき課題が多いため、早急に協議を進める必要がある。

5.7.5 CCS 実施可能な適地の選定

ガス火力での CCS 実施は 2036 年に開始することになっているため、具体的地点における CCS の実行可能性評価はそれほど急ぐ必要はない。しかしながら、CCS の実施時期が早まることも想定されるため、CCS の実施が可能と考えられる適地を国内で数地点抽出し、ポテンシャル量と経済性の評価をしておき、必要に応じて何時でも具体的地点での CCS の実行可能性評価に取り掛かれるように準備しておくことが必要である。

5.7.6 周波数調整機能の強化

安定的な需給・系統運用を実現するため、2023年以降に予定されている原子力発電所の導入およびインドとの政府間協議を続けている隣国との電力系統同期化（交流での連系）が求められる。そのため、常時±0.5Hz程度の変動にある現状から、±0.2Hz以内とする必要がある。周波数品質改善に向けた取り組みが必要な項目を以下に記す。

- 需要想定、発電計画の高度化・精度向上
- 一次、二次、三次調整力・予備力の確保

- SCADA/EMS の高度化・オンライン化
- NLDC の権限強化を含むルール整備、各組織の有効な関係性構築
- 調整力・予備力確保のための制度設計、適切な対価支払い

これらの実現には系統運用を担務する PGCB, NLDC だけでなく発電、配電、小売り、規制機関、関係政府機関などの全てのステークホルダーによる合意形成、政策、ルール作りが必須であり、それに向けた検討組織（ワーキンググループ）立ち上げが必要と考える。本検討組織がインド、ネパール、ブータンなどとの系統同期化や電力輸入の協議に関わり、有機的で整合性の取れた政策協議が行われることにより、電力品質の向上につながるものと考ええる。

第6章 一次エネルギー供給計画

6.1 一次エネルギー供給計画

バングラデシュにおけるエネルギー需要の増加を賄うための一次エネルギー供給 (TPES) 計画を表 6.1-1 に示す。一次エネルギー供給は i) 第4章で議論した各部門のエネルギー消費から石油製品や電気などの二次エネルギーを除いたもの、ii) 発電部門で投入された燃料その他のエネルギーと、iii) 製油所やガス田などその他のエネルギー転換部門で使用されたエネルギーの合計である。

表 6.1-1 一次エネルギー供給計画

	Total Primary Energy Supply (million toe)				Composition					Average Growth Rate			2019 to 2050
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	2050 times	
PP 2041													
Traditional Biomass	7.9	6.0	3.4	1.5	18.1	8.0	2.9	0.9	-2.5	-4.9	-7.3	0.19	
Coal	4.0	13.2	15.2	10.5	9.0	17.8	12.8	6.2	11.6	1.3	-3.3	2.64	
Oil	5.7	17.6	30.7	43.4	13.0	23.7	25.9	25.7	10.8	5.2	3.2	7.61	
Natural Gas	25.5	30.1	43.7	62.2	58.3	40.4	36.9	36.9	1.5	3.4	3.3	2.44	
Power Import (Trad Fuel)	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0	0.6	0.4	0.3	0.0	0.0	0.0	1.01	
Traditional Fuel	43.5	67.4	93.4	118.0	99.4	90.5	78.9	69.9	4.0	3.0	2.2	2.71	
Nuclear	0.0	4.4	8.8	13.1	0.0	5.9	7.4	7.8	-	6.5	3.8	-	
Natural Gas - CCS	0.0	0.0	3.7	10.1	0.0	0.0	3.2	6.0	-	-	9.5	-	
Hydro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	2.4	0.0	0.0	1.30	
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	
Solar PV	0.0	0.7	1.3	2.5	0.1	1.0	1.1	1.5	32.9	5.7	5.9	79.09	
Wind - Onshore	0.0	0.1	0.3	0.9	0.0	0.2	0.3	0.6	56.8	7.0	11.1	941.53	
Wind - Offshore	0.0	0.0	1.3	3.4	0.0	0.0	1.1	2.0	-	-	8.8	-	
Modern Biomass	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	0.2	0.2	0.2	-	4.4	4.0	-	
Ammonia	0.0	0.2	1.2	0.6	0.0	0.3	1.0	0.3	-	15.5	-6.4	-	
Hydrogen	0.0	0.0	4.9	14.3	0.0	0.0	4.2	8.5	-	-	10.2	-	
Power Import (Clean Energy)	0.1	2.4	5.3	5.3	0.3	3.2	4.5	3.2	29.0	7.5	0.0	36.64	
Clean Energy	0.2	8.1	27.2	50.8	0.6	10.9	23.0	30.1	37.5	11.6	5.8	207.65	
Total	43.8	74.4	118.4	168.9	100.0	100.0	100.0	100.0	4.9	4.3	3.3	3.86	
In-Between													
Traditional Biomass	7.9	6.3	4.1	2.2	18.1	8.7	3.8	1.6	-2.1	-3.9	-5.5	0.28	
Coal	4.0	16.7	20.4	22.2	9.0	23.0	19.1	16.1	14.0	1.8	0.8	5.60	
Oil	5.7	17.3	28.8	39.7	13.0	23.8	26.9	28.9	10.6	4.7	3.0	6.96	
Natural Gas	25.5	25.6	32.9	30.3	58.3	35.2	30.7	22.0	0.0	2.3	-0.7	1.19	
Power Import (Trad Fuel)	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0	0.6	0.4	0.3	0.0	0.0	0.0	1.01	
Traditional Fuel	43.5	66.4	86.6	94.8	99.4	91.3	80.9	68.9	3.9	2.4	0.8	2.18	
Nuclear	0.0	4.1	8.2	8.2	0.0	5.7	7.7	6.0	-	6.5	0.0	-	
Natural Gas - CCS	0.0	0.0	1.9	10.1	0.0	0.0	1.7	7.4	-	-	16.6	-	
Hydro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	2.4	0.0	0.0	1.30	
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	
Solar PV	0.0	0.7	1.3	2.5	0.1	1.0	1.3	1.8	32.9	5.7	5.9	79.09	
Wind - Onshore	0.0	0.1	0.3	0.9	0.0	0.2	0.3	0.7	56.8	7.0	11.1	941.53	
Wind - Offshore	0.0	0.0	1.3	3.4	0.0	0.0	1.3	2.5	-	-	8.8	-	
Modern Biomass	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	0.2	0.2	0.3	-	4.4	4.0	-	
Ammonia	0.0	0.0	1.2	1.6	0.0	0.0	1.1	1.2	-	-	3.2	-	
Hydrogen	0.0	0.0	3.1	10.5	0.0	0.0	2.9	7.6	-	-	11.7	-	
Power Import (Clean Energy)	0.1	1.9	4.2	0.0	0.3	2.7	3.9	0.0	26.6	7.3	-100.0	0.00	
Clean Energy	0.2	7.2	21.9	37.8	0.6	9.9	20.4	27.5	35.9	10.7	5.1	154.38	
Total	43.8	72.7	107.0	137.6	100.0	100.0	100.0	100.0	4.7	3.6	2.3	3.14	

出所：IEPMP 調査団

経済発展の過程で一次エネルギー需要は 2019 年から 2050 年の間に ATS PP2041 GDP ケースでは 3.9 倍に、In-Between ケースでは 3.1 倍に拡大する。石炭、石油、ガスなどの在来型化石燃料の消費が伸びる一方、薪に代表される在来型バイオマスはフェーズアウトする。技術が確立されており安定供給が期待される化石燃料は今後も経済発展を続ける上で頼りになるエネルギーとなるだろう。燃料の中では天然ガスがトップシェアを続けるが、次第にクリーンエネルギーに道を譲ることになるだろう。石油需要がこれに続いて 2 位の間を維持するが、これは輸送需要の増加を反映するものである。

地球環境問題への対応を図るといふ国家的コミットメントに沿って、太陽光、風力、近代型バイオマス、アンモニア・水素、CCS を伴う化石燃料の利用などのクリーンな新エネルギーの導入を急ぐことが必要である。COP26 での首相の宣言では、CCS やグリーン電力の輸入なども含むクリーンエネルギーの電源構成に占める比率は 2041 年には 40%を越えるとされている²⁸。

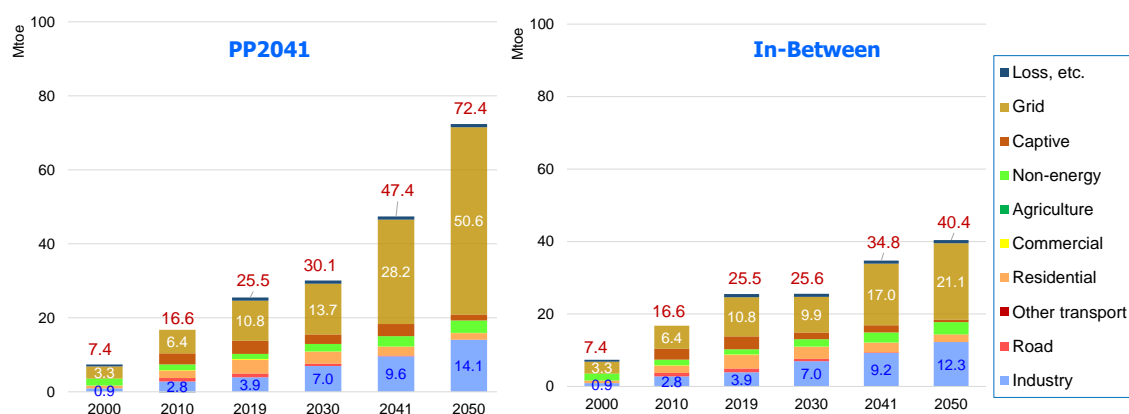
以下では各エネルギーについて 2050 年までの供給計画、想定される課題ととるべき政策について論じる。これに伴う所要投資額については第 7 章で議論する。

6.2 天然ガス

6.2.1 天然ガス需要見通し

天然ガス需要は急速に増加し、2019 年から 2050 年の間に、PP2041 GDP ケースでは 2.8 倍に、In-Between ケースでは 1.7 倍になる。発電用が最大の需要部門で、産業部門がこれに続く。これは、高度成長をリードする工業発展の加速、とりわけ高度ハイテク産業の展開では電気が原動力になるからである。これに加え、天然ガスは化石燃料の中では炭素量の少ない燃料として選好されることが挙げられる。

ここでは、バングラデシュ政府が CNG 車、家庭用及び商業用の都市ガスの使用に規制をかけているため、輸送、民生、商業部門の天然ガス消費が今後減少に向かう見通しとなっていることを指摘しておかねばならない。ガス器具の効率が向上すれば、この減退傾向に拍車がかかることになる。



出所：IEPMP 調査団

図 6.2-1 天然ガス需要見通し

これに加え、In-Between ケースでは、2030 年までの期間に原発や石炭火力が次々と立ち上がるため発電用の天然ガス需要は停滞する見通しになっている。これらの新規電源はいずれも大型プラントなので、その立ち上げ計画を念頭に置いて他の電力燃料、特に輸入 LNG

²⁸ https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BANGLADESH_cop26cmp16cma3_HLS_EN.pdf

と輸入炭の需要を調節していくことが必要である。

バングラデッシュの近代化が進む過程では、家庭で使用されている薪などに代表される在来型バイオマスはガス体燃料に置き換わっていくと見込まれる。現行政策では近代型燃料の需要増加はLPGで賄うとされているが、これは深刻な問題を引き起こしかねない。多量のLPGボンベを混雑する都市部で運ぶことが必要になるが、都市化の進行により都市そのものも膨張を続けている。交通混雑を回避し交通安全を確保するには、都市部において総合都市計画と連携した都市ガスシステムの改良や新設を考える方が賢明と言えよう。この問題については、さまざまな選択肢について技術的および社会経済的側面から掘り下げた検討を行い、都市ガスとコミュニティ・ガス、LPGの適切なバランスを設定することが必要である。

非エネルギー部門でも、天然ガスは肥料産業や石化産業で原料として使用される。

上記のように、2041年の天然ガス需要はPP2041 GDP ケースでは5.3 billion scfd、In-Between ケースでは3.9 billion scfd に達すると見込まれる。

上記のATS PP2041 ケースとIn-Between ケースの需要見通しは、表6.2-1に示すように、ペトロバングラの見通しよりもかなり低めである。ATS ケースでは低炭素化の実現に向けて最大限の省エネ努力を見込んでいるのに対し、後述のようなペトロバングラやハイδροカーボンユニットの見通しはBAU ケースでの見通しと思われる。しかしながら、このように大きな差が出ているので、天然ガス開発計画を実際に策定するにあたっては、データベースをチェックするとともに、ガス需要のあらゆる側面について注意深い検討を行うことが求められる。

表 6. 2-1 天然ガス需要見通し

	FY2030-31	FY2040-41	-	FY30-31	FY40-41	-	19-30	30-40	-	-
	Mtoe	Mtoe	Mtoe	%	%	%	%	%	%	%
Petrobangla (Scenario-3)										
Power	22.9	32.9	-	41.2	48.2	-	4.0	3.7	-	-
Fertizer	2.8	2.8	-	5.1	4.1	-	0.0	0.0	-	-
Captive Power	12.4	13.9	-	22.4	20.3	-	6.5	1.1	-	-
Industry	11.5	12.7	-	20.7	18.6	-	6.8	1.1	-	-
Domestic	4.0	4.0	-	7.2	5.8	-	0.0	0.0	-	-
CNG	1.6	1.6	-	2.9	2.3	-	0.6	0.1	-	-
Commercial	0.3	0.3	-	0.5	0.4	-	0.8	0.0	-	-
Tea	0.0	0.0	-	0.1	0.0	-	2.1	0.0	-	-
Total	55.5	68.2	-	100	100	-	4.2	2.1	-	-
billion scfd	6.24	7.68	-	(NCV @ 8,600kcal/m3)						
	Total Primary Energy Supply			Composition			Average Growth Rate			2019 to 2050
	2030	2041	2050	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	times
PP 2041	Mtoe	Mtoe	Mtoe	%	%	%	%	%	%	times
Industry (incl. Tea)	7.0	9.6	14.1	23.2	20.2	19.5	5.4	2.9	3.5	3.59
Transport (CNG, etc.)	0.6	0.2	0.0	2.1	0.4	0.0	-4.5	-10.2	-100.0	0.00
Residential (Domestic)	3.2	2.4	1.8	10.6	5.1	2.5	-1.4	-2.5	-2.7	0.48
Commercial	0.1	0.1	0.1	0.4	0.2	0.1	-4.3	-3.0	-2.8	0.32
Agriculture	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00
Non-Energy (Fertilizer, etc.)	2.0	2.8	3.3	6.7	5.8	4.6	3.5	2.9	1.7	2.43
Power	16.3	31.5	52.2	54.2	66.4	72.2	1.1	6.2	4.7	3.63
Grid	13.7	28.2	50.6	45.7	59.5	70.0	2.2	6.8	5.5	4.67
Captive	2.5	3.3	1.6	8.5	6.9	2.2	-3.0	2.3	-6.3	0.45
Loss, etc.	0.9	0.9	0.9	2.9	1.8	1.2	0.0	0.0	0.0	1.00
Total	30.1	47.4	72.4	100	100	100	1.5	4.2	3.9	2.84
billion scfd	3.38	5.33	8.14	(NCV @ 8,600kcal/m3)						
In-Between										
Industry (incl. Tea)	7.0	9.2	12.3	27.3	26.6	30.4	5.4	2.6	2.6	3.14
Transport (CNG, etc.)	0.6	0.2	0.0	2.4	0.5	0.0	-4.5	-10.2	-100.0	0.00
Residential (Domestic)	3.3	2.6	2.1	12.8	7.6	5.1	-1.2	-2.0	-2.2	0.56
Commercial	0.1	0.1	0.1	0.4	0.2	0.1	-4.3	-3.2	-2.9	0.31
Agriculture	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	1.00
Non-Energy (Fertilizer, etc.)	2.0	2.8	3.3	7.8	7.9	8.2	3.5	2.9	1.7	2.43
Power	11.7	19.0	21.8	45.7	54.6	53.9	-1.9	4.5	1.3	1.51
Grid	9.9	17.0	21.1	38.6	48.9	52.2	-0.8	5.1	2.0	1.95
Captive	1.8	2.0	0.7	7.1	5.7	1.7	-5.9	0.7	-9.4	0.19
Loss, etc.	0.9	0.9	0.9	3.4	2.5	2.1	0.0	0.0	0.0	1.00
Total	25.6	34.8	40.4	100	100	100	0.0	2.8	1.4	1.58
billion scfd	2.88	3.91	4.55	(NCV @ 8,600kcal/m3)						

Note: 1 MMcfd: 1,000,000cf*365days/35.3147(cfm3)*(8,600/10,000 kcal/m3)/1,000,000(kg) → 1 MMcfd= 8.8887ktoe

出所：IEPMP 調査団およびペトロバングラ「Committee Report on Gas Demand and Supply Forecast」21 March 2019

バングラデシュ経済は、Covid-19による景気後退の後、急速に立ち直った。その結果、天然ガス需要、特に発電需要は推定よりも早く回復した。このことを考慮して、表 6. 2-1A は ATS/PP2041 ケースの調整済み天然ガス需要を示している。この表では、2022 年の推定結果は 2022 年に記録された実際のデータに置き換えられている。2023 年以降は、推計結果と 2022 年に観測された実際のデータとの差は、単純に各年の推計結果に加算される。調整後の天然ガス総需要は、2041 年には 6,397MMcfd に達し、以前の推計結果（表 6. 2-1）より 1,064MMcfd 増加する。

Table 6.2-1A Adjusted Natural Gas Demand Outlook (PP2041 case)

	Total Primary Energy Supply			Composition			Average Growth Rate			2024	
	2030	2041	2050	2030	2041	2050	22-30	30-41	41-50		
PP 2041	Mmtoe	Mmtoe	Mmtoe	%	%	%	%	%	%		
Industry (incl. Tea)	9.5	12.1	16.6	24.1	21.3	20.3	3.4	2.2	3.6		
Transport (CNG, etc.)	0.8	0.3	0.1	1.9	0.6	0.2	-5.1	-7.2	-8.7		
Residential (Domestic)	2.7	1.9	1.3	6.9	3.4	1.6	-2.5	-3.0	-4.2		
Commercial	0.2	0.1	0.1	0.4	0.2	0.1	-3.1	-2.0	-2.0		
Agriculture	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Non-Energy (Fertilizer, etc.)	2.4	3.1	3.7	6.1	5.5	4.5	3.6	2.5	1.9		
Power	24.0	39.1	59.9	60.6	68.9	73.2	1.0	4.6	4.8		
Grid	18.7	34.5	56.7	47.3	60.7	69.4	1.8	5.7	5.7		
Captive	5.3	4.6	3.2	13.3	8.2	3.9	-1.7	-1.2	-4.2		
Loss, etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Total	39.5	56.8	81.8	100	100	100	1.2	3.4	4.1		
billion scfd	4.45	6.40	9.21	(NCV @ 8,600kcal/m3)							

Note: "Agriculture", "Losses, etc." and "Others" are omitted since there is no such categories in given actual data in 2022.

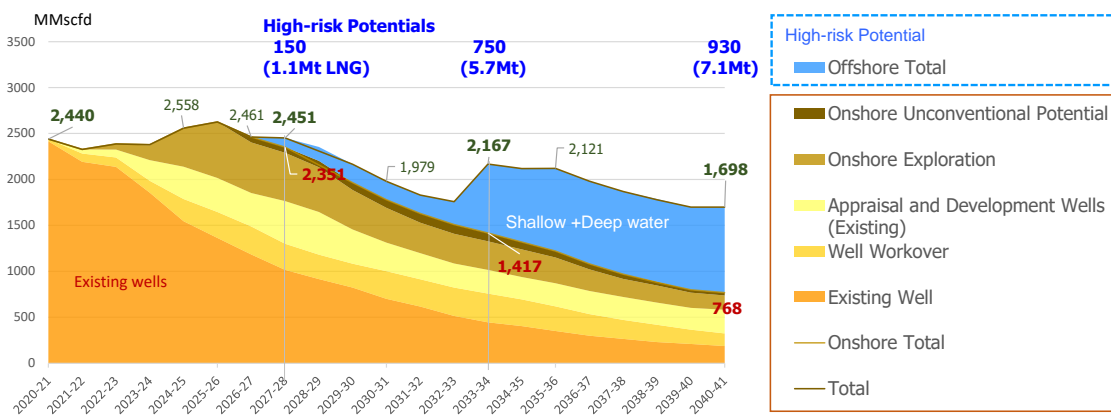
Source: IEPMP Study Team

6.2.2 天然ガスの国内生産見通し

ペトロバンガラによる国産天然ガスの生産見通しを図 6.2-2 に示す。ガスの生産量は現在の 24 億 scfd から 2041 年には 17 億 scfd に減少すると見込まれる。既存ガス田での生産は生産に伴う埋蔵量の減耗を反映して減退する。既存坑井の改修、既存ガス田での評価井や開発井の掘削、非在来型資源である陸上 Thin-bed 層準での開発などの増産で減産傾向にはある程度ブレーキがかかるものの、それを押し戻すには程遠いと見込まれている。

表 6. 2-2 天然ガス国内生産見通し

	2020-21	2030-31	2040-41	2050-51
	MMcfd	MMcfd	MMcfd	MMcfd
Existing Well	2,415	701	188	40
Well Workover	25	301	136	140
Appraisal and Development Wells (Existing)	0	311	258	160
Onshore Exploration	0	377	156	100
Onshore Unconventional Potential	0	90	30	30
Onshore Total	2,440	1,779	768	470
Offshore: Shallow Water	0	200	250	250
Offshore: Deepwater	0	0	680	980
Offshore Total	0	200	930	1,230
Total	2,440	1,979	1,698	1,700



注) 2040 (FY2040-41) までは Petrobangla の生産見通し。それ以降は調査団いてトレンドを外挿

図 6.2-2 国産天然ガス生産見通し

海上の浅海鉦区や大水深鉦区でもガスの生産が期待されている。浅海鉦区では既にガスが発見されているが、大水深鉦区は今後の発見を待つフロンティアである。バングラデシュ海上鉦区での炭化水素資源発見に向けて強力な探鉦活動の展開が必要である。そのような活動を進めるには高度の技術と巨額の資金が必要である。それ故、これらの鉦区に期待される資源はハイリスクのポテンシャルと考えられるが、海上鉦区が生産が加われば、天然ガス供給シナリオの大幅な改善が期待されよう。

天然ガスのポテンシャルについて、バングラデシュで操業している国際石油会社は海上の大水深鉦区や陸上の Thin-bed プレイ等様々な可能性があるが、それらの探鉦開発を進めるには近年開発され世界的に採用されるようになった最新技術を総動員する必要があるとしている。

高レベルの探鉦開発計画を確立するためには、最先端技術を導入し、国営企業の震探解釈、評価能力を強化することが必要である。同時に、海上鉦区の石油探鉦開発では国際石油企業などによる海外からの投資も重要である。

6.2.3 LNG 輸入計画

国産天然ガスだけで需要を賅えなければ、その残りを何とか手当てしなければならない。その答えとなるのは LNG（液化天然ガス）である。今日では国際 LNG 市場が広く世界的に確立されており、特にアジアでの発展は目覚ましいものがある。国産ガスの不足が起きたため、バングラデシュは 2018 年に LNG 輸入を開始した。同国の経済開発を支えるため、今後数十年にわたり LNG 輸入が増加するのは不可避と見込まれる。

1) LNG import plan

表 6.2-3 に 2050 年までの天然ガス供給計画を示す。国産天然ガス生産見通しの Most-likely ケースを前提とすると、LNG 輸入量はペトロバングラケースでは 2030 年に 22 百万トン、2040 年には 36 百万トンへ、PP2041 GDP ケースでは 2030 年 1,100 万トン、2040 年 2,500 万トン、2050 年では 4,900 万トンへと増加する。In-Between ケースでは 2030 年 700 万トン、2040 年 1,600 万トン、2050 年 2,200 万トンとなる。しかし、ハイリスク・ポテンシャルの探鉱が成功しない場合は、LNG 輸入量を 2040 年で 710 万トン、2050 年で 940 万トン上積みする必要がある。このような需要増加に合わせて LNG 輸入設備とガス転送システムの両方を同時に増強していく必要がある。

表 6.2-3 天然ガス需給バランスの見通し

	2030	2035	2040	2045	2050
Gas Demand	m m cfd	m m cfd	m m cfd	m m cfd	m m cfd
Petrobangla (Scenario-3)	6,240	6,941	7,675	-	-
PP2041	3,384	4,008	4,985	5,823	8,142
In-Between	2,879	3,213	3,717	3,982	4,545
Production					
Low Risk Potential	1,779	1,221	768	580	470
High Risk Potential	200	900	930	1,080	1,230
Total	1,979	2,121	1,698	1,660	1,700
LNG Demand (mmscfd)	m m s cfd	m m s cfd	m m s cfd	m m s cfd	m m s cfd
Petrobangla: Base	4,261	4,820	5,977		
Without High Risk Potential	4,461	5,720	6,907		
PP2041: Base	1,405	1,887	3,287	4,163	6,442
Without High Risk Potential	1,605	2,787	4,217	5,243	7,672
In-Between: Base	900	1,092	2,019	2,322	2,845
Without High Risk Potential	1,100	1,992	2,949	3,402	4,075
LNG Demand (million tonnes)	Mt	Mt	Mt	Mt	Mt
Petrobangla: Base	32.7	36.9	45.8		
Without High Risk Potential	34.2	43.8	52.9		
PP2041: Base	10.8	14.5	25.2	31.9	49.4
Without High Risk Potential	12.3	21.4	32.3	40.2	58.8
In-Between: Base	6.9	8.4	15.5	17.8	21.8
Without High Risk Potential	8.4	15.3	22.6	26.1	31.2

出所： Petrobangla/IEPMP 調査団

LNG 輸入の増加に伴い、LNG オペレーションのフレキシビリティの向上を図るため、LNG タンカーの用船を行い FOB ベースでの LNG 調達への道を開くことが望ましい。

LNG 輸入量の増加に伴い、現行計画を越える LNG 受入基地の建設も必要になる。図 6.2-3 に示すように、増設が必要になるのは 2045 年以降とみられる。しかし、ハイリスク・ポテンシャルが実現しなかった場合はタイミングが早まり、2040 年頃となる。この新規建設には 5 年程度を要するため、早ければ 2035 年頃にそのような意思決定が必要になるかもし

れない。一方、天然ガス需要がペトロバングラの見通しのよう大幅に延びるのであれば、ガスの需給は早い時期にタイト化する。このため、LNG の輸入増加を前倒しする必要が出てこよう。

同時に、需要増加とりわけ LNG 輸入量と転送量の増加に合わせて天然ガスパイプライン網を拡充することが必要である。

2) LNG 輸入基地

- 3) 現在、バングラデシュ南東部のモヘシュカリ沖で2隻の浮体型 LNG 輸入設備 (FSRU)が稼働中である。この2隻については、ガス需要の動向をみつつ能力拡張が検討されている。これに加え、表 6.2-4 に示すように、

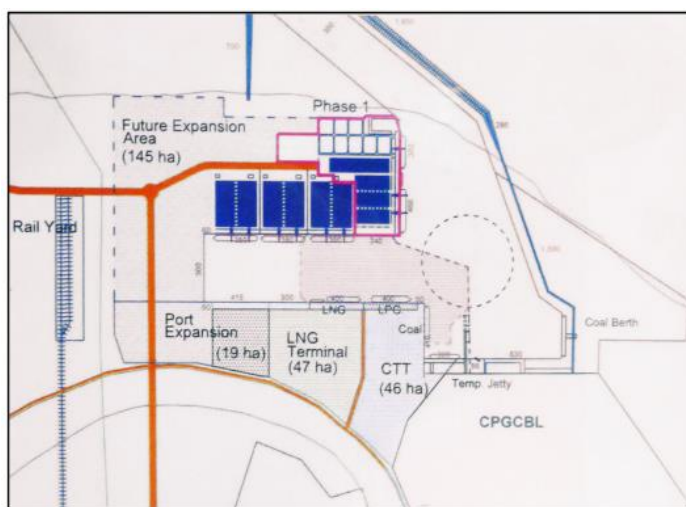
二隻の FSRU の追加と陸上 LNG 基地 1 ヶ所の建設が計画されている。バングラデシュは大河の河口に位置するため沿海地域でもかなり沖合まで遠浅の海域が広がっていて、外洋級の大型船が通航できない。このため、LNG の輸入開始にあたっては FSRU が採用された。LNG は沖合の FSRU で受入れ、再ガス化後のガスが陸上のガスパイプラインシステムに送られている。FSRU は設置までの時間を短縮でき、リース契約の場合は初期投資額も少額で済む。ただし、一定期間使用后、交換する必要がある。一方、陸上基地の場合は世界クラスの大型タンカー (170,000m³ 級) の受入が可能なタンク能力を備え、小型タンカーによる地方への転送、冷凍倉庫や産業活動での冷熱の利用などずっとフレキシブルな運用が可能になる。陸上基地は寿命も長く、長期的には経済性の点でも優れている。

このような事情からバングラデシュ初の陸上 LNG 基地の建設がマタバリで計画されており、完成後も第2期で 360 万トンの増強、将来さらに 760 万トンの増強が計画されている。LNG 需要がさらに増加すれば、マタバリ基地がさらに増強されることになるだろう。この

表 6.2-4 LNG 輸入基地計画

場所	LNG輸入基地	能力/拡張後	立ち上がり
		MMcfd	
Moheskhali	#1 FSRU (稼働中)	500 → 630	拡張は今後の協議
	#2 FSRU (稼働中)	500 → 630	拡張は今後の協議
	#3 FSRU	500-750	2026
Payra	#4 FSRU	630-1,000	2028
Matarbari	Land-based	1,000	2030
合計		3,430~4,010 MMcfd (24.0~30.7 million tonnes)	

出所：Petrobangla



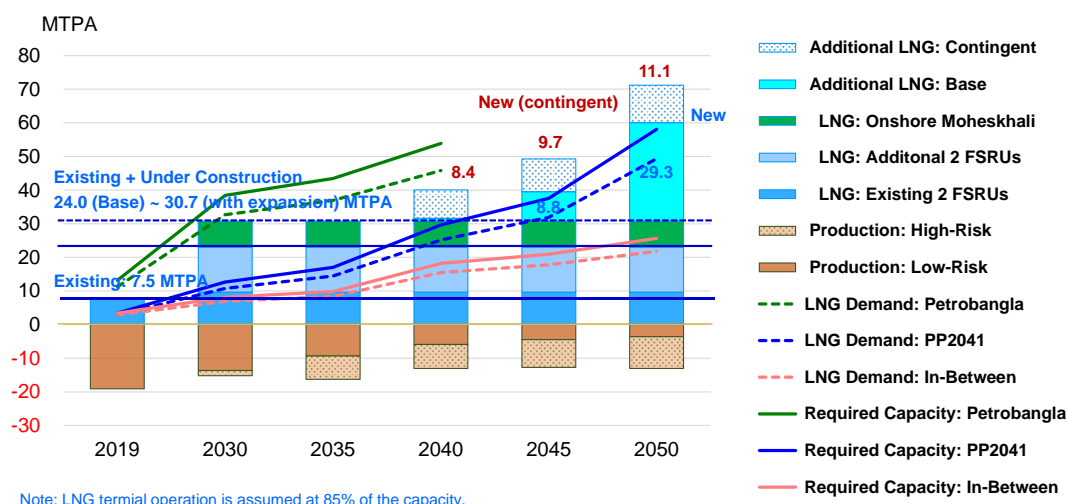
出所：RPGCL

図 6.2-3 Matarbari 港開発計画

マタバリ港開発計画では、世界クラスの LNG タンカーや貨物船などの通航可能な水深を確保するための航路の浚渫が最大の課題である。

LNG 需要が増加するにつれて、LNG の供給管理はガス需要の時間変化、日変化、季節変化に大きな影響を受けるようになる。国際的な LNG 売買契約は割と硬直的で荷積み期日の調整許容期間が限られているので、需要変動は LNG 買主の側でシフト取りをせざるを得ない。能力が固定的な FSRU だけで需要変動に対応するのは次第に困難になると思われる。操業面での十分なフレキシビリティを確保するには、大きな LNG 貯蔵能力を持つ陸上 LNG 基地の建設とタイムリーなガス送出を可能とするパイプラインの増強が必要である。

年間平均稼働率を 85%として計算した LNG 輸入基地の所用能力が 3,000 万トンを超えるのは 2040 年過ぎと見込まれる。しかし、ハイリスク・ポテンシャルが実現しない場合は、これを 5 年程度早める必要がある。表 6.2-3 のガス需要およびガス生産量の見通しをもとに計算した LNG 輸入基地の必要量を²⁹ を図 6.2-4 に示す。



出所：IEPMP 調査団

図 6.2-4 LNG 輸入基地の必要量

ハイリスク・ポテンシャルが実現しない場合、LNG 輸入能力の増強は 2040 年頃に必要になる。LNG 基地の拡張・建設には 3-5 年程度が必要なので、2035 年頃には本件について意思決定する必要がある。他方、天然ガス需要が In-Between ケースでの想定を辿れば、そのような判断は 10 年後で十分となる。また、ガス需要がペトロバングラの見通しのように急速に増加するのであれば、2035 年頃には LNG 輸入設備の追加が必要となり、2030 年以前に追加設置の意思決定を行うことが必要になる。

経済が離陸段階にある国のエネルギー消費の増加動向を予測するのはなかなか難しい。このため、天然ガス需要の動向を注意深く観察し、将来見通しの定期的見直しを行って、天然ガス産業の発展を適切に誘導していくことが必要である。

²⁹ ペトロバングラ情報に基づき、年間平均稼働率を 85%として計算。

3) 陸上ルートでの LNG 輸入

バングラデシュには大水深港がないため、近隣国で気化した LNG をパイプライン輸入する話が検討されている。FS などの検討はこれからだが、電力輸入と同様、上手く設計された国際連系が実現すればガス供給システム全体の安定性強化に資するものと期待される。

6.2.4 全国ガスパイプライン網計画

現在、JICA のガス技プロチームがバングラデシュにおけるガス供給改善の検討を進めている。第 2 章でみたように、現在の全国ガスパイプラインの形状は不完全である。一方からだけ加圧するフィッシュボーン型となっているため、非効率な運用を強いられている。さらには、国産ガスの不足のため、これに拍車がかかっている。この状況を改善するにはパイプラインの大口径化や計量システムの設置などによる全国パイプラインシステムの改良を図ること、とりわけ、マタバリとダッカを結ぶパイプラインの新設、中心部のダッカ周辺地区および西部地方をカバーする環状パイプラインを完成し、このシステムにいくつかのガス投入地点を加えることがガス供給の安定化を図るうえで必要である。

現在、上記のプロジェクトチームが検討中のパイプライン計画案を図 6.2-5 に示す。気化した LNG は主にモヘシュカリとマタバリから入ってくる。国土の西部では水深が浅いため、輸入基地はほとんど東部に位置している。LNG 輸入が増加してくるとモヘシュカリからのパイプラインだけでこれを引き受けるのは次第に難しくなる。それ故、マタバリ陸上 LNG 基地の完成時には、マタバリからガスを送出する新しいパイプラインが必要になる。この 48 インチのパイプラインは延長 360km で一部は海底敷設となり、ダッカ環状線の西側につなぎこまれる。このパイプラインはガス貯蔵の役割も負い、全システムを対象とする圧力調整の機能をもつ。これにより LNG 供給契約が硬直的で規模も大きいことに由来するシステム運用上の問題を緩和する役割を果た



出所： IEPMP 調査団

図 6.2-5 天然ガスパイプライン・ネットワーク計画

すと期待される³⁰。

ガスシステムの強靱化を図るため、ダッカを中心とする中央都市地区を一周するものと西部地域を広くカバーする2本の環状線を建設する。これらの環状線はシステム全体のガス圧の安定を図るうえで重要な役割を果たし、効率的なガス供給の実現に資するものである。

これを補完するものとして、全国ガスパイプラインの安定運用を促進し西部地区の需要をカバーする目的で、西部地区にもガスの投入点を設けることが望ましい。このため、パイラ沖でのFSRUの設置と西側ループにつなぎ込むパイプラインの建設が計画されている。しかし、この海域は水深も浅く土砂の堆積も早いいため、この計画にゴーサインを出すには多くの問題を解決しなければならない。プロジェクトの実施予定時期よりもかなり前広にこのような課題の検討に着手することが必要である。

上記の全システムを適切に運用するため、Gas Dispatch Centreのような中央オペレーションセンターを設置する必要がある。そこでは全システムをモニターし、運転指令を出し、コントロールする。これを可能にするため、ガスの引き渡し地点に流量計と運転指令通りに動く自動バルブを設置する、あわせて最新のdigitization技術を採用した情報管理センターを設置することが必要である。このような操業管理を可能とするためには、既存のシステムの改良³¹も必要である。

今後は、詳細な技術・経済性検討により上記の案を精査した上で、最終案が取り纏められる見込みである。

追加情報として、ガス圧の安定化のために地方部にサテライト基地を設けて補助的なガス投入を行うとか既存パイプラインに接続されていない工業団地やコミュニティ・ガスなどへのガス供給が必要となる場合は、LNGやCNGによる小ロットのガス配送も検討できよう。このようなシステムは世界各地のパイプラインの敷設が難しい場所で採用されており、「バーチャルパイプライン」と呼ばれている。

たとえば図6.2-6に示すように、陸上LNG基地でLNGを40フィートコンテナ(LNG18トン積み)に積載し、トレーラー、鉄道、河川バージなどで輸送する。このシステムは、出荷地点と目的地の間に複雑な積み替え施設を作る必要がないという点で優れている。ただし、目的地の受け入れ施設では貯蔵タンクと気化設備が必要である。他方、ユーザーが幹線パイプラインからあまり遠くない地点にあれば、気化設備が不要という点で、LNGよりCNGの方が優れている。しかし、高圧ガスを多量に貯蔵するのが難しいため、CNGの利用は中小のユーザーに限定されよう。需要規模にもよるが、大規模ユーザーの場合はガスパイプ

³⁰ 通常の国際LNG契約ではごく僅かの引き取り量調整しか認められていない。LNGの買主は自社のLNG購入契約全体を自己管理し、需要変動には自己責任で対応するものとされている。

³¹ 例えば、既存のMoheskhaliからBakhrabadまでのパイプラインは取扱能力1,700MMscfdで設計されている。しかしながら、運転システムに不適切な部分があるため現在のガス流量は平均1,000MMscfd以下である。このため、送ガスシステム全体を見直し、取り扱い量を最大化できるよう改善する必要がある。

インの支線を敷設する方が現実的な場合もあるだろう。全国ガスシステムの開発では、このようなシステムの検討も考えられよう。

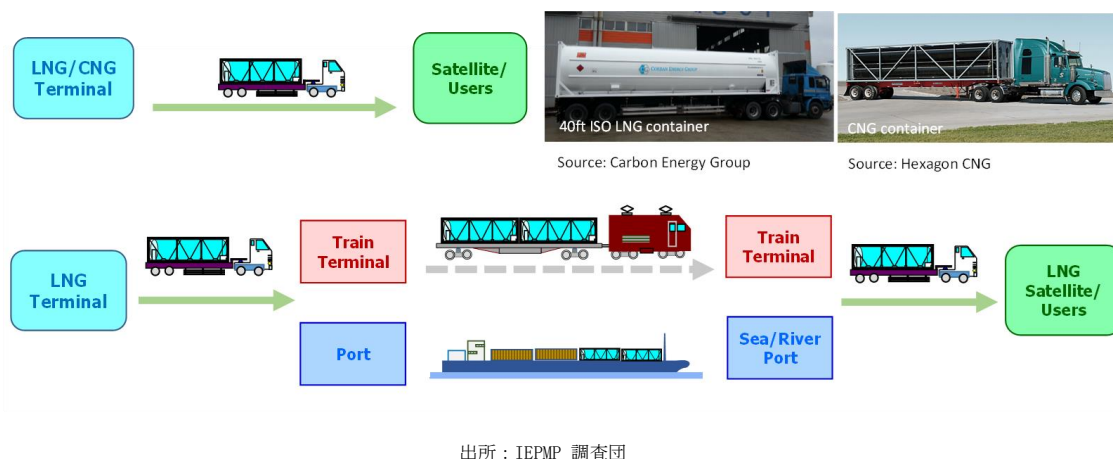


図 6.2-6 LNG によるバーチャルパイプライン

6.2.5 今後の検討課題

本マスタープランでは、最大限の省エネ努力を前提とする技術進展シナリオ（ATS）に沿って天然ガス需要の見通しを作成した。しかしながら、経済発展の初期段階では省エネの浸透に時間がかかり、天然ガス需要はペトロバングラの予測のように速い速度で増加する可能性もあるだろう。このため、需要動向を注意深くモニターし、中期的なガス開発計画を調整していくことが必要になる。

表 6.2-2 に示すように、国産ガスの生産見通しは、不足分を輸入で補わなければならないので、特に重要である。今日では世界市場が発達しているとはいえ、LNG の輸入は一方向的な外貨の流出であり、国家経済に大きな影響を与える。他方、国内生産が増加すればガスの供給はもっと安定し、投資や技術の蓄積により経済の活性化にも資するだろう。そのためには、バングラデシュで不足しているハイリスクのガスの発見・開発を進めるために必要な最新の技術や探鉱資金の投入がカギとなる。このように、バングラデシュにとっては海外からの投資や技術の導入を進めるための適切な条件作りが極めて重要である。

現在、バングラデシュのガスシステムは割と旧型のものが多く、問題山積である。このシステムでは多くの地点でガス漏れがみられ、安全、経済性、気候変動などの観点から、修復が必要である。効率的なシステム管理を可能にするため、適切で完結した計量・管理システムを確立しなければならない。

都市ガスシステムの近代化、特に計量システムと価格決定方式の近代化がガス事業を再活性化し合理的な都市開発を進める上で不可欠である。施設の老朽化に伴い多くの問題が出てきているため都市ガスのフェーズアウトが進められている。しかしながら、この政策を進めれば大量の LPG ボンベを運ぶことが必要になるとか、民生部門や商業部門での電気の使用に拍車をかけることになる。したがって、調理用燃料を都市ガス、LPG、電気で適切に配分する政策の検討が必要である。

6.3 石油

6.3.1 石油需要見通し

石油製品の消費は、表 6.3-1 に示すように、2019 年から 2050 年にかけて PP2041 GDP ケースでは 7.6 倍に、In-Between ケースでは 7.0 倍に拡大すると見込まれる。この増加は、主に輸送需要の増加に伴うガソリンや軽油などの自動車用燃料の需要増加によるものである。軽油と重油は海域及び河川を利用した水上輸送でも使用される。2030 年代には石油需要に占める輸送部門のシェアは 60%を越えるものと見込まれる。

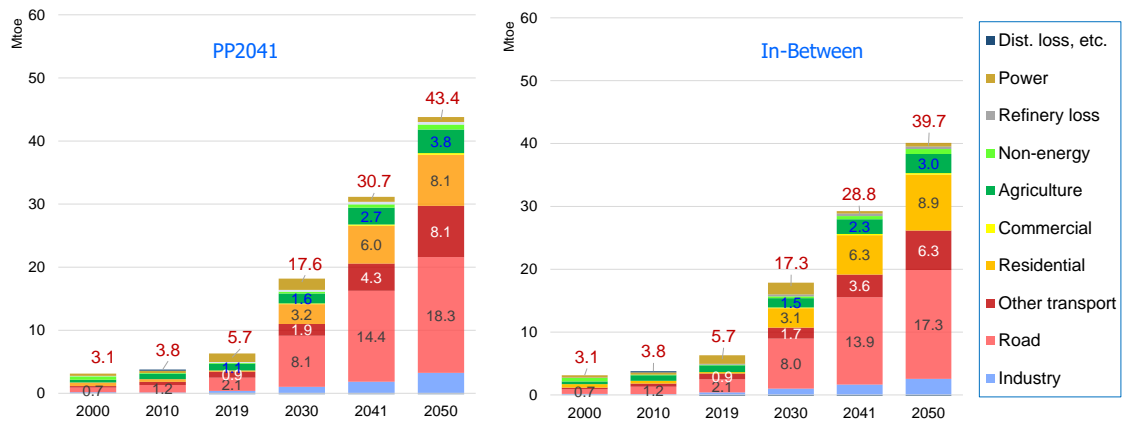
表 6.3-1 部門別石油需要見通し

	Total Primary Liquid Supply (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2051
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	times
Industry	0.4	1.0	1.8	3.2	7.0	5.8	6.0	7.5	8.9	5.6	5.2	8.13
Road	2.1	8.1	14.4	18.3	36.3	45.9	47.0	42.3	13.2	5.4	2.2	8.84
Other Transport	0.9	1.9	4.3	8.1	16.5	10.5	14.0	18.7	6.3	7.9	5.9	8.60
Residential	0.2	3.2	6.0	8.1	3.6	17.9	19.6	18.7	28.3	6.1	2.7	39.75
Commercial	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.7	0.6	0.6	33.0	4.7	2.4	49.74
Agriculture	1.1	1.6	2.7	3.8	18.7	8.9	8.7	8.7	3.5	5.0	3.2	3.52
Non-Energy	0.1	0.3	0.5	0.8	2.0	1.6	1.7	1.8	8.8	5.7	3.5	6.79
Power	1.4	1.8	0.8	0.8	23.7	10.1	2.6	1.8	2.5	-7.2	0.0	0.58
Refinery Loss	0.1	0.3	0.4	0.4	2.6	1.7	1.3	1.0	6.5	2.5	0.8	2.85
Distribution Loss, etc.	-0.6	-0.5	-0.5	-0.4	-10.6	-3.0	-1.5	-0.9	-1.1	-1.3	-1.2	0.68
Total	5.7	17.6	30.7	43.4	100.0	100.0	100.0	100.0	10.8	5.2	3.2	7.60
thousand barrels per day	112	347	603	852	(kb @ 5840MJ)							
In-Between												
Industry	0.4	1.0	1.7	2.5	7.0	5.7	5.8	6.4	8.6	4.8	4.0	9.6
Road	2.1	8.0	13.9	17.3	36.3	46.1	48.2	43.6	13.0	5.2	2.0	7.0
Other Transport	0.9	1.7	3.6	6.3	16.5	10.0	12.6	15.9	5.7	6.9	5.1	9.2
Residential	0.2	3.1	6.3	8.9	3.6	17.8	21.7	22.4	28.0	6.6	3.3	-8.0
Commercial	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.7	0.7	0.6	32.9	4.6	2.3	-8.8
Agriculture	1.1	1.5	2.3	3.0	18.7	8.6	8.1	7.7	3.1	4.2	2.4	18.0
Non-Energy	0.1	0.3	0.5	0.8	2.0	1.6	1.8	1.9	8.8	5.7	3.5	9.0
Power	1.4	1.9	0.4	0.6	23.7	10.8	1.3	1.4	2.9	-13.3	3.7	40.3
Refinery Loss	0.1	0.3	0.4	0.4	2.6	1.7	1.4	1.1	6.5	2.5	0.8	17.9
Distribution Loss, etc.	-0.6	-0.5	-0.5	-0.4	-10.6	-3.1	-1.6	-1.0	-1.1	-1.3	-1.2	34.4
Total	5.7	17.3	28.8	39.7	100.0	100.0	100.0	100.0	10.6	4.7	3.0	6.95
thousand barrels per day	112	340	565	780	(kb @ 5840MJ)							

出所：IEPMP 調査団

現在は地方部の小規模発電所や一部の大型火力発電所で発電用に軽油が使用されている。発電用軽油は電力システムの近代化と合理化の進捗に沿って他の燃料への切り替えが進み、次第に姿を消すと見込まれる。民生部門がこれに次ぐ石油消費部門で、これは石油製品に分類される LPG の需要増加によるものである。薪に代表される調理給湯用の在来型バイオマスは生活近代化の過程でガス体燃料に切り替わる。この切り替えにより屋内空気の質が改善され、健康増進に貢献すると期待される。なお、クリーンなガス体燃料の導入促進については、6.3.2 で議論したように「都市ガスか LPG か」という問題を掘り下げて検討する必要がある。都市ガスは、LPG 輸入に代わり、ここで予想した以上に増加する可能性があるだろう。

農業部門でも灌漑用や農機用で軽油が使用されているが、灌漑用の一部は系統電力や太陽光発電にとって代わる可能性がある。



出所：IEPMP 調査団

図 6.3-1 部門別石油需要見通し

将来の輸送システムがどのようになるのか、調理用燃料として何が選択されるのかなどにもよるが、石油製品需要は今後大きく伸びると予想され、質量両面でどのように供給を図っていくかが石油部門の今後の課題である。また、国内製油所の拡張で対応するのか製品輸入の拡大で対応するのも重要な検討課題である。

6.3.2 石油製品別の需要見通し

Bangladesh Petroleum Corporation (BPC) は、2022 年から 2031 年にかけての傘下の石油販売会社の石油販売量を表 6.3-2 のように見込んでいる。

表 6.3-2 BPC の需要見通し

	million tons									
	2022FY	2023FY	2024FY	2025FY	2026FY	2027FY	2028FY	2029FY	2030FY	2031FY
Gasoline	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1	1	1.1	1.2	1.2
Kerosene, Jet A-1	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8
Diesel	4.9	5.3	5.8	6	6.3	6.6	7	7.4	7.9	8.4
HSFO and others	0.9	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
Total	7.1	7.4	7.8	8.3	8.6	9	9.5	10	10.6	11.3

2021 年には 140 万トンの LPG が輸入されたこと、民間 IPP で重油が使用されていること、上記の BPC による 2030 年までの需要見通しなどを整理して、2050 年までの石油製品の製品別需要を推定し、表 6.3-3 に整理した。

BPC 傘下の石油販売会社 3 社 (Padma Oil Company Ltd, Jamuna Oil Company Ltd, Meghna Petroleum Company Ltd) の販売量は、2030 年には 1,350 万トン、2050 年には 3,260 万トンに増加する見込みである。民間 LPG 販売会社 23 社の総販売量は 2030 年には 250 万トン、2050 年には 1,000 万トンに増加する。ただし、民生・商業部門の調理用燃料の選択をどうするかの問題が残っている。IPP が発電用に使用する重油は 2030 年には 100 万トンとなり、2040 年以前に無くなると見込まれる。

表 6.3-3 石油製品別需要

	2021FY	2030FY	2041FY	2050FY
	million tons			
BPC	6.0	13.5	24.9	32.6
Private Refinery	0.5	0.5	0.5	0.5
LPG (private)	1.4	2.5	5.0	10.0
HSD & FO (IPP)	4.4	1.0	0.0	0.0
Total	12.3	17.5	30.4	43.1

出所： IEPMP 調査団

6.3.3 石油製品供給計画

製油所の拡張や SPM の設置により、LPG 輸入を含む石油製品の供給能力は 2030 年までに 2,760 万トン/年に達する。予定される主な拡張案件は 1) チッタゴンの Eastern Refinery Limited で 2027 年に稼働予定の 300 万トン/年の第 2 蒸留装置、2) 2023 年 12 月に稼働予定の新 SPM による 450 万トン/年の石油製品輸入設備、なお原油取扱用の SPM も同時に設置される、と 3) 新設される 100 万トン/年の LPG 輸入設備、などである。バングラデシュ北部ではインド・バングラデシュ友好パイプライン (IBFPL) が 2023 年 3 月に開通し、インドの Numaligarh Refinery Limited からの石油製品輸入が始まる予定である。

表 6.3-4 石油供給計画

Unit: million tons per year	2021FY	2030FY	2041FY	2050FY
Total liquid fuel demand	12.3	17.5	30.4	43.1
Refinery production	2.0	5.0	15.0	13.5
ERL-1	1.5	1.5	1.5	
ERL-2		3.0	3.0	3.0
ERL-3 (replace ERL-1)			10.0	10.0
Other small refineries	0.5	0.5	0.5	0.5
Product import (excl LPG)	8.9	10.0	10.4	19.6
BPC@Chittagong	4.5	5.0	5.0	5.0
IBFPL		1.0	1.0	1.0
SPM-1@Chittagong		3.0	4.5	4.5
New SPM@TBD (excl crude oil)				9.1
HSD/FO for IPP	4.4	1.0	0.0	0.0
LPG	1.4	2.5	5.0	10.0
Existing LPG terminal	1.4	1.5	2.0	2.0
ERL	0.0	0.1	0.4	0.4
New LPG Terminals@TBD		0.9	2.6	7.6

出所： IEPMP 調査団

現在モヘシュカリ沖に建設中の SPM が操業に入れば、追加の SPM 設置コストは新しい港や人工島の建設費よりも安くなるだろう。そこで、需要増加への対応では 2 基の石油製品専用 SPM の建設が優先されるものと想定した。

原油輸入及び石油製品配送合理化計画の下で進められているモヘシュカリ SPM や IBF パイプラインは 2023 年 3 月に稼働した。続いて、ダッカ - チッタゴン・パイプライン (DCPL) とダッカ空港とチッタゴン空港向けの 2 本のパイプラインが 2024 年と 2025 年に相次いで完成する。石油需要のほぼ 40% がダッカ地区に集中している。DCPL の稼働開始に合わせて

これに接続する油槽所の能力増強や地方部での新しい油槽所の建設が必要になる。

2041年までには、軽油輸入を目的とする2基の新SPM、貯油タンクと2本のパイプライン（能力は各900万トン/年）を建設する。これにより需要増加に見合った石油製品の安定供給が保証されるだろう。クルナ、ラージシャリ、ランプールからなる西部地区の需要は全国需要のほぼ30%を占める。これらの地域への効率的な供給を念頭に置いて、

新設する2基のSPM、貯油設備、地域需要をカバーするためのパイプラインルートなどの適切な立地計画を策定することが必要である。

表 6.3-5 油槽所建設計画

	Capacity (mtpa)	COD	Project cost (\$ billion)
SPM (Moheshkali)	4.5 x 2	Dec 2023	0.75
IBFPL	1.0	End of 2023	0.033
CDPL	2.7	End of 2024	0.35
JETA1	0.9	June 2024	0.037
JETA1-2 (SAIA)	0.4	End of 2025	0.02
ERL-2	3.0	Dec 2028	2.20

出所：IEPMP 調査団

6.3.4 留意点

石油需要は2030年以降も増加を続け、2030年から2050年にかけての増加量は128万トン/年もしくは2.56万BDに達する。このような背景のもとERL拡張第3期計画として1,000万トン/年もしくは20万BDの能力増強が計画されており、軽質油の生産に重点を置いて高度の分解設備の併設が想定されている。この計画は石油製品の供給において一定の独立性確保を目指すものである。経済性に加えて石油供給システムの安全保障、フレキシビリティ、強靱性などを勘案し、国内精製能力と製品輸入の健全なバランスを図るよう掘り下げた検討を行うことが望まれる。

現在、2ヶ所の製油所新設の候補地としてモヘシュカリとパイラがあげられているが、西部地区の需要増加や製油所の分散などの観点から、立地地点は慎重に検討を進めるべきである。

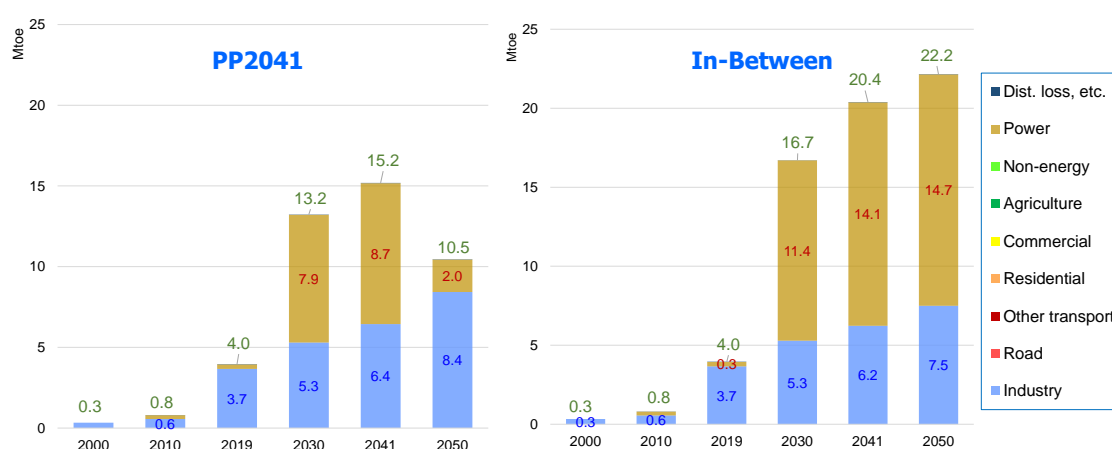
本計画では取り扱い能力100万トン/年のモヘシュカリLPG輸入基地の建設後もLPGの輸入が相当拡大するものと見込まれている。これは調理用のLPGの利用が増えることによる。既に述べたように、調理用燃料については都市ガス、LPG、電気のそれぞれの長所、短所をよく検討し、適切な配分を考えていくことが必要である。

6.4 石炭

現在、バングラデシュでは天然ガスが基幹電源と位置づけられているが、今後、天然ガスの国内生産量は減退に向かうと見込まれている。そのため石炭火力は一定の期間にわたり基幹電源の一翼を担うことになると考えられるので、国内炭と輸入炭の適切なバランスを図っていくことが望まれる。

6.4.1 石炭需要見通し

バングラデシュでは石炭は産業部門と電力部門で使用されている。セメント製造業や高炉による製鉄業などの石炭多消費型産業があまりないので、産業用の石炭消費は他の国に比べると少ない。セメントの原料となる石灰岩が国内には少なく、クリンカーを輸入して最終セメント製品が製造されていることが主因である。一方、バングラデシュで主流の建材として使用されている煉瓦の焼成に輸入炭が使用されている。これによる環境問題が発生しているため、焼成煉瓦は徐々に非焼成型の強化コンクリートブロックに置き換わると見込まれる。国内の鉄鋼生産の規模はさほど大きくなく、電炉によるスクラップからの再生産が主流である。このような事情から、今後の経済発展の過程においても産業用の石炭消費量は比較的少量にとどまるものと見込まれる。



出所：IEPMP 調査団

図 6.4-1 石炭需要見通し

バングラデシュでは 2020 年にパイラで輸入炭による発電が始まり、次の石炭火力がマタバリで建設中である。発電用石炭消費は 2030 年代を通じて増加を続けるが、GHG 排出量抑制のため次第にアンモニア混焼に移行する。やがて、2040 年代に入ると発電用石炭消費は減少に向かう。しかし、In-Between ケースのように経済成長の速度が遅ければ革新的燃料の導入が遅れ、石炭が引き続き使用される可能性があるだろう。

現在、GHG 排出量削減の技術であるアンモニア混焼や CCS はまだ揺籃期にある。今後新しい技術が出現する可能性などもあるので低炭素技術の選択においてはこれらも含めた注意深い検討を進め、経済性、エネルギー安全保障、環境配慮などの点を考慮しつつ適切な石炭使用ガイドラインを設定することが必要である。また、CCS のポテンシャルについては体系的な調査を実施して確認する必要がある。

表 6.4-1 石炭需要見通し

	Total Primary Energy Supply (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2051
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	times
Industry	3.7	5.3	6.4	8.4	92.4	40.1	42.4	80.6	3.4	1.8	2.5	2.30
Power	0.3	7.9	8.7	2.0	7.2	59.8	57.5	19.3	35.3	0.9	-12.5	7.06
Loss, etc.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	1.00
Total	4.0	13.2	15.2	10.5	100.0	100.0	100.0	100.0	11.6	1.3	-3.3	2.64
In-Between												
Industry	3.7	5.3	6.2	7.5	92.4	31.6	30.5	33.8	3.4	1.5	1.7	2.05
Power	0.3	11.4	14.1	14.7	7.2	68.3	69.4	66.1	39.9	2.0	0.3	51.42
Loss, etc.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	1.00
Total	4.0	16.7	20.4	22.2	100.0	100.0	100.0	100.0	14.0	1.8	0.8	5.60

出所：IEPMP 調査団

本計画期間に稼働が予定される石炭火力のリストを、操業面の諸指標を添えて表 6.4-2 に整理した。ただし、各炭鉱の操業期間にずれがあるので、生産能力と生産量の合計は参考値である。

表 6.4-2 石炭火力建設計画と石炭消費量

No.	Name of the Power Plant	Installed Capacity (M.W)	Ownership	Plant Efficiency (Gross) (%)	Load Factor (%)	Calorific Value of designed coal (HHV, kcal/kg)	Annual coal consumption (1,000t/y)
1	Barapukuria 250 MW (1st & 2nd Unit) (BPDB SBU)	250	BPDB	32.0%	50%	6,130	480
2	Barapukuria Replace	600		41.0%	70%	6,130	1,259
3	Barapukuria 275 MW (3rd Unit) (BPDB)	274	BPDB	32.0%	50%	6,130	526
4	Payra, Potuakhali 1320MW CFPP (1st Phase)	1,320	BCPCL (NWPGL)	41.0%	70%	5,050	3,362
5	Maitri Super Thermal PP (Rampal)	1,320	BIFPCL	41.0%	70%	5,500	3,087
6	Payra, Patuakhali 1320MW CFPP (2nd Phase)	1,320	BCPCL (NWPGL)	41.0%	70%	5,050	3,362
7	Matarbari 1200 MW USC CFPP (Unit-1)	600	CPGCBL	41.3%	70%	4,700	1,630
8	Matarbari 1200 MW USC CFPP (Unit-2)	600	CPGCBL	41.3%	70%	4,700	1,630
9	Patuakhali 1320 (2x660) MW USCFF (Phase-1) (Unit-1)	660	RNPL	41.0%	70%	5,000	1,698
10	Patuakhali 1320 (2x660) MW USCFF (Phase-1) (Unit-2)	660	RNPL	41.0%	70%	5,000	1,698
11	Barishal 307 MW CFPP	307	IPP	41.0%	70%	5,000	790
12	Chittogram 2 x 612 MW CFPP (S.Alam Group)	1,224	IPP	41.0%	70%	5,000	3,149
13	Dhaka Orion	635		41.0%	70%	5,000	1,634
14	Moheshkhali 1200 MW USCFF (ECA)	1,200		41.0%	70%	5,000	3,087
15	Matarbari 1200 MW USC CFPP (Phase 2: Unit 3&4)	1,200	CPGCBL	41.3%	70%	4,700	3,261
Total		12,170					30,652

出所：IEPMP 調査団

6.4.2 石炭供給

1) 国内炭生産見通し

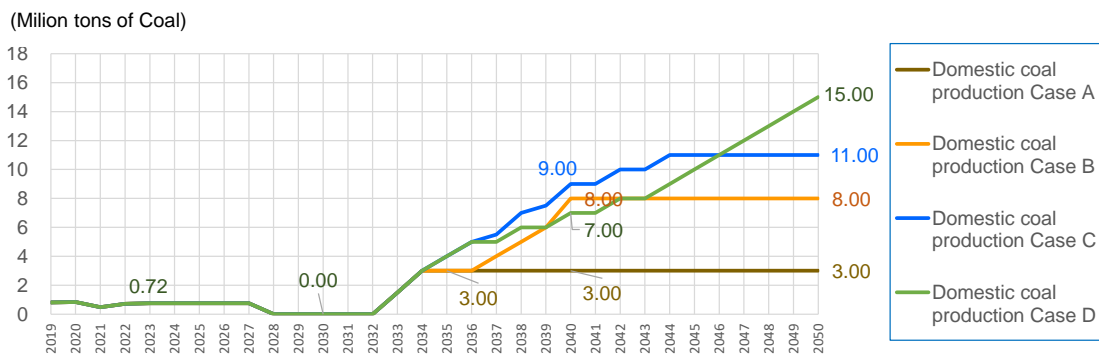
国内炭の生産見通しについては、表 6.4-3 に示すように、7つの炭鉱の組み合わせを4つのシナリオに分けて検討した。Case-A と Case-B は新規炭鉱の開発が比較的限られるとする生産停滞型シナリオである。Case-C と Case-D ではこれより多い国内炭の利用を想定している。なかでも最も重要なのは Barapukuria 炭鉱での露天掘りの可否に関する FS で、その結果はバングラデシュの石炭産業の将来を左右するものとなろう。技術、コスト効率、社会環境配慮などに照らして露天掘りが可能となれば、石炭生産量や採掘率は大幅に改善されることになる。

表 6.4-3 石炭生産のケーススタディ

	Project	Case-A	Case-B	Case-C	Case-D	Production start
1	Barapukuria U/G	Production	➡ Same	➡ Same	➡ Same	Producing
2	Dighipara U/G	Feasible >> Production	➡ Same	➡ Same	➡ Same	2033
3	Khalashpir U/G	FS >> Not Feasible	FS >> Feasible >> Production	➡ Same		2037
4	Jamalganj U/G	FS >> Not Feasible	FS >> Feasible >> Production			
5	Barapukuria O/C	FS >> Not Feasible	➡ Same	FS >> Feasible >> Production	➡ Same	2035
6	Phulbari O/C				FS >> Feasible >> Production	2045
Output (mt)	2019	0.8	0.8	0.8	0.8	
	2022	0.7	0.7	0.7	0.7	
	2030	0.0	0.0	0.0	0.0	
	2041	3.0	8.0	9.0	7.0	
	2050	3.0	8.0	11.0	15.0	

Note: Assume coal production continue until 2050 in both existing and new mines.

出所：IEPMP 調査団



出所：IEPMP 調査団

図 6.4-2 シナリオ別石炭生産見通し

上記の検討でのシナリオの流れは下記のとおりである。

- 1) Barapukuria 炭鉱の拡張と Digipara 炭鉱の開発が実施される。
- 2) Barapukuria 炭鉱での露天掘りと Kalaspir 炭鉱の開発について FS が実施される。
- 3) Barapukuria 炭鉱での露天掘りの FS 結果が芳しくなければ、Kalaspir 炭鉱の開発が考慮されることになる。
- 4) Barapukuria 炭鉱での露天掘りの FS 結果が良好で、露天掘りが実行に移されることになれば、Kalaspir 炭鉱は不要となる。
- 5) Barapukuria 炭鉱での露天掘りがスタート後、Phulbari 炭鉱の露天掘りによる開発が考えられる。

2) 石炭需給バランスと石炭輸入の見通し

上記の検討結果を表 6.4-5 と図 6.4-3 に整理した。高度経済成長が続くとする PP2041 ケースの需要見通しの下では、電力部門での新エネルギーの導入が急速に進み、石炭消費は 2040 年代に入ると減少に向かう。国内炭の生産が Case-A のように停滞するのであれば、輸入炭

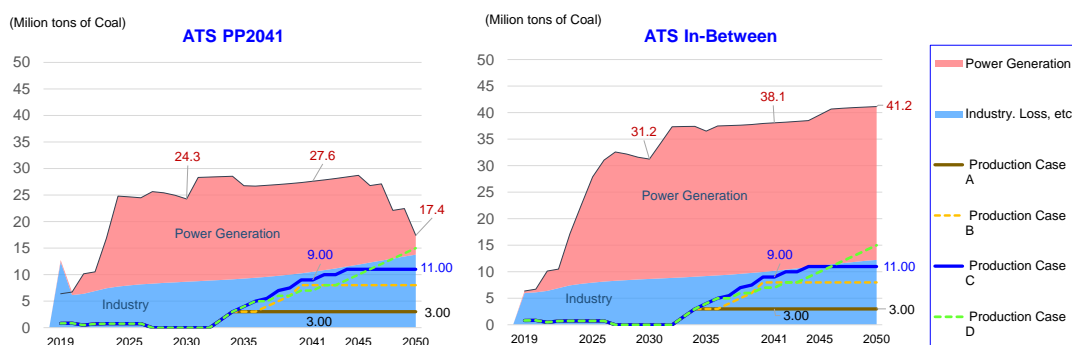
への需要が続くことになる。他方、Case-Cのように国内炭の開発が進めば、石炭輸入は2050年までにほぼ無くなるだろう。

反対に、国内炭の開発がなければ相当量の石炭輸入が必要になり、多額の外貨流出をもたらすことになる。

表 6.4-4 石炭需給の見通し

	Million tons of coal				Compared with 2019		
	2019	2030	2041	2050	2030	2041	2050
Coal Demand (6,505 kcal/kg equiv.)							
PP2041	6.1	21.6	24.8	17.1	15.5	18.7	11.0
In-Between	6.1	27.3	33.3	36.2	21.2	27.2	30.1
Domestic Production (6,505 kcal/kg equiv.)							
Case A	0.8	0.0	3.0	3.0	-0.8	2.2	2.2
Case-C	0.8	0.0	9.0	11.0	-0.8	8.2	10.2
Coal import (5,000 kcal/kg equiv.)							
PP2041							
Case-A	6.9	28.1	28.3	18.3	21.2	21.5	11.4
Case-C	6.9	28.1	20.5	7.9	21.2	13.7	1.0
In-Between (5,000 kcal/kg equiv.)							
Case-A	6.9	35.5	39.4	43.1	28.6	32.5	36.3
Case-C	6.9	35.5	31.6	32.7	28.6	24.7	25.9

出所：IEPMP 調査団



出所：IEPMP 調査団

図 6.4-3 石炭の需給バランス見通し

国内炭と輸入炭の長所と短所を表 6.4-6 に整理した。ここでは、特徴の優れている方を下線で示している。

表 6.4-5 国内炭と輸入炭の比較

評価項目	国内炭	輸入炭
1. 炭質	<u>6,500 kcal/kg</u>	約 5,000 kcal/kg
2. 価格	<u>安定的</u>	不安定
3. 供給源	新炭鉱の開発には時間と初期投資が必要	海外には多くの産炭国がある。 新炭鉱開発投資は減少傾向に

		向かう見込み。
4.輸送インフラ問題	輸入炭を使用している発電所に国内炭を供給する場合は石炭生産地域から供給地点までの輸送インフラを整えることが必要。	<u>大型船 + ベンガル湾内はバー</u> <u>ジ輸送</u> 安定供給確保の手を打つことが必要。
5.キャッシュフロー	<u>操業コストはすべて国内向けに</u> <u>支払われる。</u>	購入費と外洋輸送費のほとんどは海外に向けて支払う。 外貨が必要になる。
6.雇用問題	<u>生産から輸送に至るまでの分野</u> <u>で雇用が増加する。</u>	国内輸送産業で雇用が増える。
7.生産による環境問題	環境の毀損について住民の理解を高める手立てが必要。	<u>なし</u>

出所：IEPMP 調査団

6.4.3 石炭需給に係る重要政策

1) 国内炭利用の重要性

バングラデシュの石炭は炭質、地質条件ともに他の諸国に比べて優れている。将来は国内炭だけで石炭需要を充足することも不可能ではない。このため、以下のような点に配慮していくべきであろう。

- 1) 国内炭の利用により国内のエネルギー価格は安定的となり、ウクライナ危機やエネルギー価格高騰などの世界の変動の影響を受けにくくなる。
- 2) 国内炭の利用により、石炭輸入を減らし、外貨流出を抑えることができる。
- 3) 国内炭の利用により、雇用を促進し地域経済の発展に資する。
- 4) 国内炭の利用により、手の届く価格でのエネルギー供給を行うことができる。

2) 政策提言の要点

2020年代と2030年代を通じ、石炭は電源開発を支えていくことになる。このため、バングラデシュはで石炭資源に恵まれているにも関わらず石炭輸入が増えることになる。国内炭の利用は地域経済の発展を促しエネルギー安全保障の強化にも資する一方、そのためには多くの課題を解決していかなければならない。炭鉱開発にあたっては採用する技術、プロジェクトの経済性、環境、石炭輸送、とりわけ住民の合意など多くの課題を総合的な調査により解決していかなければならない。このようなアプローチの前哨戦として、候補となっている炭鉱のFSが必要である。このような総合調査での主要な検討課題は下記のような点であろう。

- 1) 国内資源の効果的な利用は石炭輸入を抑えるためのオプションのひとつである。もし国内炭の利用を進めるのであれば、国内炭開発計画を早急に検討し、実行までの準備期間の短縮を図るべきである。
- 2) 露天掘りのFSを早期に実施することが望ましい
- 3) 現在輸入炭の使用が予定されている発電所に新規に開発される炭鉱からの石炭を

供給することになれば、輸送ルートや関連する国内インフラ設備などの FS も併せて実施する必要がある。

- 4) 輸入炭の安定供給を図るうえで、マタバリ港に石炭の転送出荷設備を設けることが効果的である。これにより外航船の足切り（lightering）や河川バージによる小ロットの石炭転送が可能となる。
- 5) 上記のように石炭の合理的な利用を可能にするためには、環境へのインパクトを抑えるためのあらゆる手段を検討すること、特に CCS の利用について本格的な調査を行うことが必要である。

6.5 その他のエネルギー

6.5.1 クリーンエネルギーの供給見込み

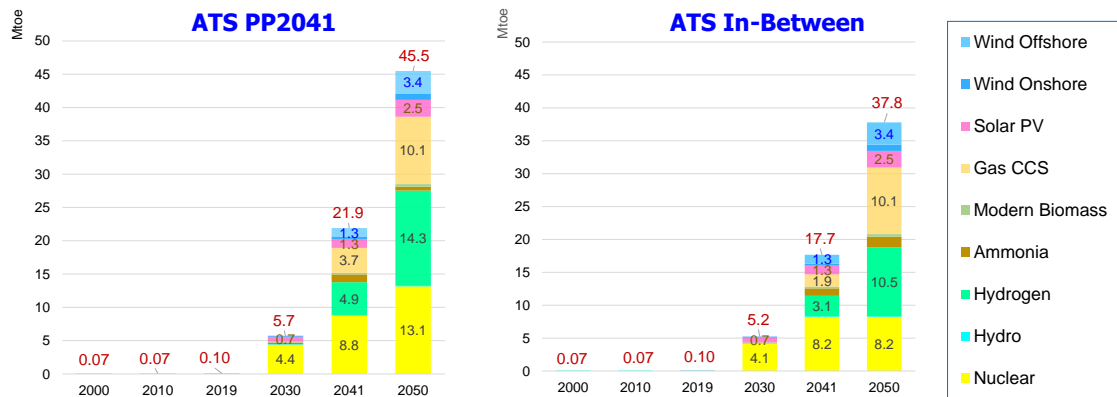
2041 年に電源構成におけるクリーンエネルギー比率を 40%に引き上げ、低炭素経済の確立を目指す上では、水力、原子力、太陽光、風力、近代型バイオマスや CCS、アンモニア、水素などのクリーンエネルギーの導入を急速に拡大する必要がある。2050 年におけるクリーンエネルギー総供給量は PP2041 GDP ケースでは石油換算 4,550 万トンに達し、In-Between ケースでは 3,730 万トンになる。2019 年にほぼゼロであったクリーンエネルギーのシェアは PP2041 ケースでは 2050 年に 27%に達する。これに、近隣諸国からの水力やグリーン電力の輸入が加わることになる。

表 6.5-1 一次エネルギー中のクリーンエネルギー

	Total Primary Energy Supply (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2051
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	times
Traditional Fuel	43.1	66.9	93.0	117.6	98.4	89.9	78.5	69.6	4.1	3.0	2.2	2.73
Clean Energy	0.1	5.7	21.9	45.5	0.2	7.7	18.5	26.9	44.6	12.9	6.9	459.40
Power Import	0.6	1.8	3.5	5.8	1.3	2.4	3.0	3.4	10.6	6.5	4.6	9.94
Total	43.8	74.4	118.4	168.9	100.0	100.0	100.0	100.0	4.9	4.3	3.3	3.86
In-Between												
Traditional Fuel	43.1	65.9	86.1	94.3	98.4	90.7	80.5	68.6	3.9	2.5	0.8	2.19
Clean Energy	0.1	5.2	17.7	37.8	0.2	7.2	16.5	27.5	43.4	11.7	7.2	381.67
Power Import	0.6	1.5	3.2	5.5	1.3	2.1	3.0	4.0	9.0	7.1	5.0	9.37
Total	43.8	72.7	107.0	137.6	100.0	100.0	100.0	100.0	4.7	3.6	2.3	3.14

出所：IEPMP 調査団

エネルギー源としては、第 5 章で述べたように、原子力と水力、CCS が重要な役割を負うことになる。バングラデシュには地熱資源はない。第 3 章で述べたように太陽光や風力などの変動型再生可能エネルギーは資源量が限られており、人口密度が高いためにこれらに向ける土地にも制約がある。これらの資源については合理的に可能と考えられる最大限の導入量を想定しているが、そのシェアは 2050 年でも 20%以下にとどまると見込まれる。



出所：IEPMP 調査団

図 6.5-1 クリーンエネルギー供給の見通し

上記のように変動型再生可能エネルギーのポテンシャルが限られているため、クリーンエネルギー経済を目指す上では水素やアンモニアが重要な役割を果たすと考えられる。これらは太陽光が豊富にあり電気分解で水素やアンモニアの製造が行える中東諸国から主に輸入されると思われる。

表 6.5-2 クリーンエネルギー供給計画

	Total Primary Energy Supply (million toe)				Composition				Average Growth Rate			2019 to 2051 times
	2019	2030	2041	2050	2019	2030	2041	2050	19-30	30-41	41-50	
PP 2041					%	%	%	%	%	%	%	%
Nuclear	0.0	4.4	8.8	13.1	0.0	76.4	40.0	28.9	-	6.5	3.8	-
Natural Gas - CCS	0.0	0.0	3.7	10.1	0.0	0.0	17.0	22.3	-	-	9.5	-
Hydro	0.1	0.1	0.1	0.1	66.7	1.5	0.4	0.2	2.4	0.0	0.0	1.30
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Solar PV	0.0	0.7	1.3	2.5	32.3	12.8	6.1	5.6	32.9	5.7	5.9	79.09
Wind - Onshore	0.0	0.1	0.3	0.9	1.0	2.5	1.4	2.1	56.8	7.0	11.1	941.53
Wind - Offshore	0.0	0.0	1.3	3.4	0.0	0.0	6.1	7.5	-	-	8.8	-
Variable NREs	0.0	0.9	3.0	6.9	33.3	15.2	13.6	15.1	34.7	11.8	7.9	207.94
Modern Biomass	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	2.8	1.2	0.9	-	4.4	4.0	-
Ammonia	0.0	0.2	1.2	0.6	0.0	4.1	5.3	1.2	-	15.5	-6.4	-
Hydrogen	0.0	0.0	4.9	14.3	0.0	0.0	22.5	31.5	-	-	10.2	-
Clean Fuel	0.0	0.4	6.3	15.3	0.0	6.9	28.9	33.6	-	28.6	8.3	-
Total	0.1	5.7	21.9	45.5	100.0	100.0	100.0	100.0	44.6	12.9	6.9	459.40
In-Between												
Nuclear	0.0	4.1	8.2	8.2	0.0	78.6	46.5	21.7	-	6.5	0.0	-
Natural Gas - CCS	0.0	0.0	1.9	10.1	0.0	0.0	10.6	26.8	-	-	16.6	-
Hydro	0.1	0.1	0.1	0.1	66.7	1.6	0.5	0.2	2.4	0.0	0.0	1.30
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Solar PV	0.0	0.7	1.3	2.5	32.3	14.0	7.6	6.7	32.9	5.7	5.9	79.09
Wind - Onshore	0.0	0.1	0.3	0.9	1.0	2.7	1.7	2.5	56.8	7.0	11.1	941.53
Wind - Offshore	0.0	0.0	1.3	3.4	0.0	0.0	7.6	9.0	-	-	8.8	-
Variable NREs	0.0	0.9	3.0	6.9	33.3	16.7	16.9	18.2	34.7	11.8	7.9	207.94
Modern Biomass	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	3.1	1.5	1.0	-	4.4	4.0	-
Ammonia	0.0	0.0	1.2	1.6	0.0	0.0	6.5	4.3	-	-	3.2	-
Hydrogen	0.0	0.0	3.1	10.5	0.0	0.0	17.6	27.7	-	-	11.7	-
Clean Fuel	0.0	0.2	4.5	12.5	0.0	3.1	25.6	33.1	-	35.4	9.7	-
Total	0.1	5.2	17.7	37.8	100.0	100.0	100.0	100.0	43.4	11.7	7.2	381.67

出所：IEPMP 調査団

しかしながら、水素やアンモニアは様々な方法で製造可能である。一部にはバングラデシュで利用可能な手法もあり、例えば、変動型再生可能エネルギー電源、原子力などの大型ベースロード電源などのピーク時間帯以外の余剰電力を利用することも可能であろう。さらには、世界中で進められている研究開発の結果新しい技術も出現してくるだろう。バングラ

デシュは、まず、世界中で取り組みが行われているこれらの技術の研究開発に参加すべきである。研究調査から始め、パイロットプロジェクトを経て最終的には商業利用まで行きつく。このような活動を通じ、クリーンエネルギー経済実現の準備を完了するうえで不可欠の各種新技術に関する専門家を育てることもできる

6.5.2 留意点

バングラデシュは太陽光の照射や安定的な風量、地熱などの再生可能エネルギー資源に恵まれていないため、低炭素エネルギー経済を目指しての道程は決して容易なものではない。土地は平坦で標高は低く、人口密度は極めて高い。水力あるいは揚水のポテンシャルはごく限られている。炭素貯蔵に適した良質の地層があるといわれているが、技術的可能性と商業性の確認はこれからである。このため、原子力、アンモニア/水素、CCSなどの工業技術を基盤とする技術が低炭素化においては重要な役割を演じると見込まれる。これらの技術は今後大幅に進歩するであろう。それゆえ、これらの技術の動向を絶えずモニターし、エネルギー・ロードマップ上の時間軸と里程標に沿って適切なタイミングで各種の意思決定を行っていくことが必要である。

例えば CCS は排出ネットゼロを実現する上で必要な手段の一つとして近年脚光を浴びている。米国、欧州、オーストラリアなどの多くの地点で「CCS ハブ」の建設が進められており、そこでは一か所で複数の CO₂ 回収・貯蔵事業が行われている。

水素については、将来は電気分解のコストが下がり「グリーン水素」の生産コストが下がると見込まれるが、原子力を利用した「ピンク水素」も原子力発電の安定性（間歇的でない）から主要な水素供給源になると見込まれている。さらには、アンモニアや液体の有機水素担体 (liquid organic hydrogen carrier: LOHC)、液体水素 (LH2) などの分野での技術開発が進み、水素の供給コストも低下に向かうと考えられている。これらの技術は将来大きく発展すると見込まれる。したがって、その動向をつぶさにとらえ、エネルギー・ロードマップの時間軸と里程標に沿ってタイミングよく意思決定を進めていくことが大切である。

バングラデシュは中国やインドなどの新興国の中でも先行する諸国にこれから追いつこうという位置にある。エネルギー政策の議論においては、われわれは貧困の撲滅と国民の健康を確保するための生活環境の改善が重要な社会経済目標であることを心に置いておかねばならない。例えば、国連は持続可能な開発目標 (SDGs) のなかでエネルギーを重要項目の一つとして取り上げ「手の届く価格のクリーンなエネルギー」をその目標としている。SDG7 は 7.1 エネルギーの入手、7.2 再生可能エネルギー、7.3 エネルギー効率の 3 部で構成されている。バングラデシュのような開発途上国においては、貧困層の生活水準を改善するため「7.1 エネルギーの入手」がとりわけ重要である。特に「クリーンな」エネルギーの入手は容易であるべきである。そこで、薪の使用からガスや電気などのクリーンな近代型エネルギーへの転換が必要になる。地球環境問題はさておいても、どのようにしてこのようなエネルギーを手の届く価格で供給すればよいだろうか。本エネルギーマスタープランではこのような目標とそれを達成するための手段の優先順位を合理的に整理することを目指している。

水素の利用

水素の利用については多くのコンセプトや技術が開発されつつあるが、それらは概ね水素の起源に関するものと輸送、貯蔵、利用などの過程における水素の取り扱い方法に関するものに大別される。

1. 水素の起源

- ・ グレー水素：天然ガスや石炭等化石燃料から生産される水素
- ・ ブルー水素：グレー水素+CCS
- ・ ピンク水素：原発の余剰電力の利用
- ・ グリーン水素：再生可能エネルギーの（余剰）電力を利用

2. 水素の取り扱い

- ・ 液体の水素キャリア：アンモニア（加圧）、その他の炭化水素（トルエンなど）
- ・ 液体水素：純粋な水素（きわめて低温もしくは高圧）

6.6 まとめ

6.6.1 エネルギー・ロードマップと里程標

本マスタープランの実現に向けた主要なエネルギー供給インフラの稼働時期と投資決定のタイミングを記載したロードマップを表.6.6-1 に示す。電源開発分野において短期的に重要なのは原子力発電3号機、4号機の建設決定である。本マスタープランではこれらの増設原子力発電の発電開始を2033年からと想定しており、FSは遅くとも2026年には開始する必要がある。原子力発電以外でも最初の洋上風力については2028年頃にFSを実施することになる。CCS付きガス火力や水素単体焚き発電についても、2030年頃までには詳細調査を開始しておかねばならない。

天然ガスは、特に計画期間の初期において、経済発展を推進する主力エネルギーとなるだろう。中期のガス需給動向については、大型発電所の稼働時期のずれ、工業化のより速い進展、省エネの浸透の遅れ、天然ガス探鉱の成否等様々な不確実性がある。このため、このような要素の動向を注意深くモニターし、天然ガス開発計画を定期的に調整していくことが必要である。

石炭に関しては、バングラデシュ政府の石炭開発政策次第ではあるが、Barapukuria 坑内掘り北側拡張と Digipara 坑内掘り開発プロジェクトについては2024年までに投資意思決定をする必要がある。石炭鉱山の生産準備には比較的長い時間が必要なため、他の炭鉱のFSも2024年には開始することが必要である。

石油部門では、需要と輸入の増加に対応するため、Eastern Refinery 拡張プロジェクトおよびモヘシュカリの SPM 設置についての投資決定を2025年までに行う必要がある。また、LPG 需要の中期的な増加に対応するため、次のLPG 輸入基地を2030年までに稼働させることが必要で、2025年頃にはFSに着手する必要がある。

調理用燃料について都市ガスとLPG、電気の役割をどのように位置づけるかの議論もあり、LPGの長期需要動向については不確実性が高いと言わざるをえない。2030年過ぎにはLPG需要の急増が起きる可能性もあり、それに対処するためのLPG長期計画を策定するまでにこの問題について掘り下げた検討を行っておくことが必要である。

天然ガス・LNG分野では、FSRUの第3船、第4船の導入とマタバリでの陸上輸入基地の建設方針が既に決定されている。このうちFSRU第4船は西部のパイラ沖への設置が予定されている。第4船の導入については、同国の西部海域では水深が浅くFSRUの設置には色々な問題があることもあり、下記のように国内パイプラインとの連携などの課題も含めて、早期に検討を進めることが必要である。

輸入施設以外では、国内パイプライン網の安定操業を確保するために、マタバリからダッカに至る新パイプラインと中央環状線・西部環状線の新設およびシステム全体のネットワーク確立、さらに既存システムの改良整備を進めることが特に重要な課題である。パイプライン網の圧力維持と安定操業を目的とするサテライト基地の建設も検討されている。サテライト基地の建設はLNG輸入基地の稼働に合わせて整備することになるだろう。このほか、マタバリ陸上基地の建設に合わせて、LNGコンテナを利用したバーチャルパイプラインやLNGの冷熱を利用する各種事業の実施も検討を進めることが望まれる。

再生可能エネルギー、水素、アンモニアやCCSなどのクリーンエネルギーの導入に関しては、クリーンエネルギー・ロードマップを作成して研究開発から商業利用までの道筋を示し、また、不確実性が大きいことから、定期的な見直しを行うことが求められる。

表 6.6-1 主要なエネルギー供給インフラ整備の工程表

Energy	Facility	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
Power development	Solar park (first plant on the Bangladesh Delta Plan)	Construction of committed and planned projects												FS	FID	On stream															
	Offshore wind (first plant)	Potential Survey		Potential Survey		FS		FID		On stream																					
	Nuclear	Construction		On stream		FS		FID		Roopoor #3		On stream		FS		FID		#5		On stream											
	Gas w/CCS (first plant)	FS		FID		On stream		FS		FID		On stream																			
	Ammonia co-firing (first plant)	FS		FID		On stream																									
	Hydrogen (first plant)	FS		FID		On stream																									
Coal	Barapukuria U/G Extension North	FID	Construction		On stream																										
	Barapukuria U/G Extension South	FS		FID		On stream																									
	Barapukuria Open cut	FS		FID		On stream																									
	Digipara Underground	FS		FID		On stream																									
	Karaspur Underground	FS		FID		On stream																									
Oil	ERL expansion	FS		FID		On stream																									
	Refinery	FS		FID		On stream		FS		FID		On stream																			
	SPM #1~#3 & Tank yard	FID #1	On stream?		FS		FID#2		On stream		FS		FID#2		On stream																
	Dhaka-Chittagon pipeline	On stream																													
	Import pipeline from India	FS		FID		On stream																									
	LPG terminal	FS		FID#Moheshkali		On stream		FS		FID#2		On stream		FS		FID#3		On stream													
Natural gas/LNG	FSRU #3~#8	FS		FID#3		On stream		FS		FID#4		On stream		FS		FID#5		On stream		FS		FID#6		On stream		FS		FID#7		On stream	
	FSRU-Replace	FS		FID#3 rep		On stream																									
	Onshore terminal	FS		FID		Construction		On stream		FS		FID		Construction		On stream															
	Domestic pipeline*	FS		FID		Construction		On stream																							
	Feni~Bakhrabad pipeline	FS		FID		Construction		On stream																							
	Satelite terminal #1~#3	FS		FID#1~#3		On stream																									

Domestic pipeline*: Moheshkali~Ashugani; Moheshkali~Feni; Bheramara~Khulna; and Bakhrabad~Langajband.

出所：IEPMP 調査団

6.6.2 主要な課題

PP2041 で掲げられている高度経済成長を達成する上では今後数十年にわたりエネルギー供給を大幅に拡大していかなければならない。上記で議論した主要な課題と提言の要点は下記のように整理できよう。

1) 天然ガス

- a. 将来のエネルギー構造においても天然ガスは引き続き最大のエネルギー源となる。歴史的にみるとバングラデシュは天然ガスに大きく依存してきたが、近年は目にとまるような新発見がなく、資源は枯渇に向っている。この流れを反転させるには色々議論されている潜在的な資源を実際に発見し、生産にもっていかなければならない。世界的には、ここ 20 年の間に石油ガスの探鉱、開発、生産の分野で多くの革新的技術が開発されてきた。これらの技術は停滞気味の現状を大きく変えることができるものと期待される。ただし、上流分野の活動にバングラデシュでは不足している技術や資金を導入するためにはそれにふさわしい事業環境を整備する必要がある。
- b. 今後のガス需要の増加に応えるため LNG の輸入が増加すると見込まれる。需要動向次第ではあるが、2030 年代の後半頃から現行計画を越える LNG 輸入設備の拡張が必要になる。予想される LNG 開発の時間軸に沿って適切な計画を策定して行くことが必要である。LNG 輸入の効率の良いフレキシブルな操業を推進し、長期的視点から見た経済性の改善を実現する上では、陸上 LNG 輸入基地の整備拡張を進めることを優先すべきである。
- c. 現在、国内のガス網は完結しないフィッシュボーン型の加圧システムになっており、また、国土の西側部分はカバーしていない。マタバリとダッカを結ぶ新しいパイプラインとパイラに設置する FSRU を起点とする西部パイプラインシステムが完成すれば、この状況は改善されるだろう。ガス網の安定操業の点では、東部のガスシステムに二つの環状線、一つはダッカを中心とする中央部をカバーしもう一つは西部地域をカバーする環状線を建設し、さらに複数のガス投入ポイントを設けることが重要である。これに加え Gas Dispatch Centre のような集中型運転管理センターを設置することが必要である。現在のガスシステムは老朽化が進んでガス漏れなども生じており、また計量システムを備えていない。安全かつ効率的な運転管理を実現するため、システムの近代化と高規格化が必要である。
- d. 現在は民生用・商業用の都市ガス供給の抑制が打ち出されているため、LPG の導入に拍車がかかっている。これについては調理・給湯用のエネルギーとしての都市ガス、LPG、電気の長所と短所を検討し、効率的で低炭素のエネルギー利用を達成するためのバランスのとれた政策を打ち出すことが必要である。

2) 石油

- a. 輸送需要の増加に伴って石油消費は大きく増加する見通しであり、エネルギー供給

構造の中で今後も2位を維持すると見込まれる。チッタゴン製油所の小規模な拡大が計画されているが、需要増加の大半は石油製品の輸入増加で賄うことになる。初期投資額の多寡だけでなく、長期的な経済性や国家としてのエネルギー安全保障などの点も含めて検討し、国内精製と製品輸入の役割についてバランスの取れた政策を打ち出すことが必要である。

- b. 内陸市場向けの石油製品配送の合理化計画で検討されているように、石油製品輸入基地、内陸向け製品パイプラインおよび油槽所を時間軸に沿って展開していかなければならない。
- c. LPG 輸入は2030年代以降大幅に増加すると見込まれている。天然ガスの項で述べたように、都市ガス、LPG、電気を民生・商業部門の調理給湯用にどのように供給していくか、バランスの取れた政策を打ち出す必要がある。

3) 石炭

- a. 超臨界技術による石炭火力が2020年にパイラで運転開始した。この技術は手の届く価格での安定した電力供給を図るうえで重要な役割を担うと期待されており、数基のプラントの追加建設が計画されている。パイラでは航路の水深が浅いため、石炭輸入は困難に直面している。これを解決するため、マタバリに建設中の石炭輸入基地に河川バージ向けの積み出し施設を設置することが必要である。これにより、外洋級の船舶の足切りと河川バージによる小ロットの輸送が簡単に行えるようになる。
- b. バングラデシュには石炭資源はあるが、人口密度が高い。需要の増加に伴い、国内炭の生産は地域経済の発展、エネルギー安全保障の推進、外貨流出の抑制などに貢献するであろう。しかし国内炭の使用を可能とするには多くの課題を解決していかなければならない。FSと政策対話とをできるだけ早い機会に実施すべきである。

4) その他のエネルギー

- a. バングラデシュは典型的な再生可能エネルギーである太陽光や風力、地熱には恵まれていない。国土は狭く、太陽光や風力は面積当たりのエネルギー密度が低い。新型バイオマス技術によるバイオ燃料やバイオガスでも原料となる廃棄物や農産物などの確保において同じ問題がある。限られた資源と土地をどのように有効活用していくか、農業との共存による太陽光発電、浮体型太陽光発電、ごみ利用のバイオガスなど、さまざまな取り組みを進めていくことが望まれる。
- b. それゆえバングラデシュは原子力、アンモニア/水素、CCSなどの工業型クリーンエネルギー技術に頼らざるを得ない。クリーンエネルギー経済の形成を目指す上では、急速に発展しつつある各種技術をどのように取り入れていくか、生産や輸入だけでなく輸送、貯蔵、利用の面も含めた行動計画を作成し、タイムリーな投資決定を行っていくことが大切である。これを実現するため、現状ではまだコンセプトや技術について漠然としたもの、不確実なものも多いが、クリーンエネルギー・ロードマップを作成して低炭素経済への道筋とステップをセットすることが必要である。

第7章 重点プロジェクトの概要と投資額

低炭素構造のエネルギー・インフラを建設するには、今後2050年までの30年間に1,750億ドルもの投資が必要である。そのほとんどは、クリーン電源比率40%という国家目標達成のために革新的新技術の積極的な導入を必要とする電力セクターで発生する。世界を見渡しても、これらの新技術の社会経済をあげての採用はまだ初期段階にある。これを実現するためには世界の動向をつぶさに観察し、バングラデシュにとって最もふさわしいと考えられる手法を評価検討し、適切な市場条件を整えるとともに、質の高い労働力を作り出すことが必要である。以下に各分野別のエネルギー投資の方向について述べる。

7.1 電力システム

7.1.1 発電

今後バングラデシュにおいては堅調な電力需要の伸びが予想されるため、電源開発においても巨額の投資が必要になる。電源開発計画の詳細は第5章とAppendix Dで説明したが、その中でも中心となる発電設備の投資計画(ATS-PP2041)をまとめたのが表7.1-1である。発電能力別にみると最大シェアを占めるのが天然ガス火力で、これに水素と風力が続く。全体の発電能力増強分のうち、21%に相当する部分が2022年から2030年までの間に追加される計画で、34%が2031年から2041年までに、45%がそれ以降2050年までに追加される計画となっている。

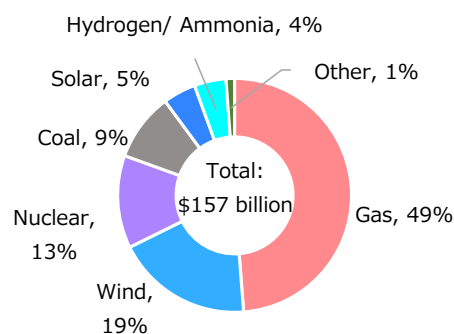
表 7.1-1 今後の発電能力の増強量：ATS-PP2041

	Capacity Addition (GW)				Required Investmentt (US\$ billion)			
	2023-2030	2031-2041	2042-2050	Total	2023-2030	2031-2041	2042-2050	Total
Gas	13.2	26.5	31.6	71.2	9.7	19.5	23.3	52.6
Gas+CCS	0.0	4.3	8.8	13.1	0.0	8.3	15.7	24.0
Coal	7.6	2.3	0.0	10.0	11.3	3.4	0.0	14.7
Oil	0.5	0.8	0.7	2.0	0.3	0.5	0.5	1.4
Fossil Fuel Total	21.3	33.9	41.1	96.3	21.3	31.8	39.5	92.6
Nuclear	2.4	2.2	2.2	6.8	7.0	6.6	6.6	20.1
Hydrogen	0.0	1.6	1.6	3.2	0.0	1.3	1.3	2.6
Ammonia	1.3	1.3	0.0	2.6	2.1	2.1	0.0	4.3
New Fuel Total	1.3	2.9	1.6	5.8	2.1	3.4	1.3	6.9
PV (Solar park)	3.1	0.4	2.5	6.0	1.2	0.2	0.7	2.1
PV (rooftop)	1.6	4.0	6.0	11.6	0.9	1.9	2.3	5.1
On-shore wind	0.8	0.8	3.4	5.0	0.8	0.9	3.6	5.3
Off-shore wind	0.0	6.0	9.0	15.0	0.0	10.8	13.7	24.4
Biomass	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.5
RE Total	5.5	11.3	21.0	37.8	3.1	13.8	20.5	37.4
Total	30.5	50.4	65.9	146.8	33.6	55.6	67.9	157.0

出所：IEPMP 調査団

電源開発投資総額は約1,570億ドルと見込まれる。このうちCCS付きのものを含めた天然ガス火力発電への投資総額が最も大きく、全体の半分を占める。それに続くのが風力で全体の19%、その次が原子力の13%となる。

電源開発投資額は計画期間の中でも後段の方が大きくなる(図 7.1-2)。これは単に計画の後期段階になると発電需要の伸びが加速すること、原子力や水素、洋上風力などの比較的高コストの電源の導入が増加することによる。また、現在、バングラデシュでは需要に対し発電能力が余剰のバランスにあり、電力需要の伸びは続いているものの、この余剰分がまず利用されるため、新規の電源開発投資はそれほど差し迫った問題ではない。しかし、計画期間後期になるとこのような余剰が解消され、需要の伸びに沿って電源開発を加速することが必要になる。もちろん、必要投資額は将来の需要の伸びが実際にどう展開するかによって決まることになる。



出所：IEPMP 調査団

図 7.1-1 今後の発電容量に対する必要投資額

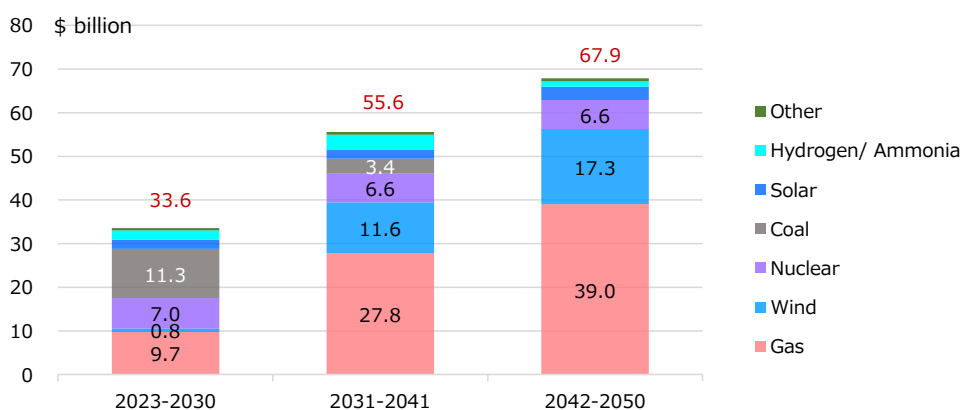


図 7.1-2 計画期間別の電源開発投資計画

出所：IEPMP 調査団

各年の電源開発投資額は、表 7.1-2 に示すとおりである。

表 7.1-2 今後の各年の電源開発投資額（ATS-PP2041 ケース）

\$2021 million	Gas	Gas+CCS	Coal	Oil	Nuclear	Hydrogen	Ammonia	PV (Solar park)	PV (rooftop)	On-shore wind	Off-shore wind	Biomass
2023	2,935	0	2,765	487	0	0		383	200	94	0	12
2024	1,463	0	3,616	0	1,030	0		383	200	94	0	12
2025	1,966	0	0	0	1,030	0		383	200	94	0	12
2026	1,683	0	0	0	0	0		383	200	94	0	12
2027	660	0	635	0	0	0	660	383	200	94	0	12
2028	0	0	0	0	300	0		383	200	94	0	12
2029	1,600	0	0	0	0	0		383	200	94	0	12
2030	2,885	0	622	0	0	0	660	383	200	94	0	12
2031	3,679	598	2,328	0	0	0		40	364	75	545	5
2032	4,474	728	0	0	0	0		40	364	75	545	5
2033	688	112	0	100	1,116	0		40	364	75	545	5
2034	4,597	747	0	100	1,116	0		40	364	75	545	5
2035	1,135	185	0	100	0	0	660	40	364	75	545	5
2036	3,926	638	0	100	0	0		40	364	75	545	5
2037	1,935	315	0	100	0	0		40	364	75	545	5
2038	3,970	646	0	0	0	0		40	364	75	545	5
2039	1,204	196	0	100	0	0		40	364	75	545	5
2040	0	0	0	100	0	1,600	660	40	364	75	545	5
2041	860	140	0	100	0	0		40	364	75	545	5
2042	0	0	0	100	0	800		278	667	381	1,000	9
2043	2,818	782	0	100	0	0		278	667	381	1,000	9
2044	1,840	510	0	100	1,116	1,600		278	667	381	1,000	9
2045	626	174	0	100	1,116	800		278	667	381	1,000	9
2046	6,889	1,911	0	100	0	0		278	667	381	1,000	9
2047	3,757	1,043	0	0	0	0		278	667	381	1,000	9
2048	6,889	1,911	0	100	0	800		278	667	381	1,000	9
2049	3,757	1,043	0	0	0	800		278	667	381	1,000	9
2050	5,010	1,390	0	100	0	0		278	667	381	1,000	9

出所：IEPMP 調査団

ATS-In-Between ケースにおいて必要とされる電源開発投資は表 7.1-3 のように推定され、各年の必要投資額は表 7.1-4 に示すとおりである。ATS-PP2041 ケースに比べて、ATS-In Between ケースの投資額は少ない数字となる。これは後者のシナリオが、今後の電力需要の見通しを低く見積もっていることによる。

表 7.1-3 今後の発電能力の増強量（ATS-In Between ケース）

	Capacity Addition (GW)				Required Investmentt (US\$ billion)			
	2023-2030	2031-2041	2042-2050	Total	2023-2030	2031-2041	2042-2050	Total
Gas	8.2	19.5	11.1	38.8	6.0	14.4	8.2	28.6
Gas+CCS	0.0	3.2	3.1	6.3	0.0	6.1	5.5	11.6
Coal	7.0	3.8	0.0	10.8	10.4	5.5	0.0	15.9
Oil	1.0	1.8	4.7	7.4	0.7	1.2	3.2	5.1
Fossil Fuel Total	16.2	28.2	18.9	63.2	17.1	27.2	16.9	61.2
Nuclear	2.1	2.4	0.0	4.5	6.1	7.1	0.0	13.2
Hydrogen	0.0	1.6	1.6	3.2	0.0	1.3	1.3	2.6
Ammonia	1.3	1.3	0.0	2.6	2.1	2.1	0.0	4.3
New Fuel Total	1.3	2.9	1.6	5.8	2.1	3.4	1.3	6.9
PV (Solar park)	3.1	0.4	2.5	6.0	1.2	0.2	0.7	2.1
PV (rooftop)	1.6	4.0	6.0	11.6	0.9	1.9	2.3	5.1
On-shore wind	0.8	0.8	3.4	5.0	0.8	0.9	3.6	5.3
Off-shore wind	0.0	6.0	9.0	15.0	0.0	10.8	13.7	24.4
Biomass	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.5
RE Total	5.5	11.3	21.0	37.8	3.1	13.8	20.5	37.4
Total	25.1	44.8	41.5	111.4	28.4	51.5	38.7	118.6

出所：IEPMP 調査団

表 7.1-4 今後の各年の電源開発投資額 (ATS-In Between ケース)

\$2021 million	Gas	Gas+CCS	Coal	Oil	Nuclear	Hydrogen	Ammonia	PV (Solar park)	PV (rooftop)	On-shore wind	Off-shore wind	Biomass	
2023	1,286	0	1,541	654	0	0	0	383	200	94	0	12	
2024	1,874	0	2,410	324	1,030	0	0	383	200	94	0	12	
2025	1,636	0	1,808	0	1,030	0	0	383	200	94	0	12	
2026	1,500	0	622	2	0	0	0	383	200	94	0	12	
2027	1,735	0	635	0	0	0	0	383	200	94	0	12	
2028	0	0	5	0	0	0	0	383	200	94	0	12	
2029	150	0	0	0	0	0	0	383	200	94	0	12	
2030	0	0	0	0	0	0	0	383	200	94	0	12	
2031	0	0	1,200	0	0	0	0	40	364	75	545	5	
2032	1,419	231	1,200	0	0	0	0	40	364	75	545	5	
2033	1,032	168	0	153	1,200	0	0	40	364	75	545	5	
2034	1,935	315	0	150	1,200	0	0	40	364	75	545	5	
2035	2,451	399	150	0	0	0	0	660	40	364	75	545	5
2036	2,752	448	600	0	0	0	0	40	364	75	545	5	
2037	2,537	413	0	500	0	0	0	40	364	75	545	5	
2038	2,064	336	0	150	0	0	0	40	364	75	545	5	
2039	2,451	399	0	250	0	0	0	40	364	75	545	5	
2040	688	112	600	250	0	1,600	660	40	364	75	545	5	
2041	2,150	350	0	350	0	0	0	40	364	75	545	5	
2042	1,605	445	0	350	0	800	0	278	667	381	1,000	9	
2043	1,605	445	0	350	0	0	0	278	667	381	1,000	9	
2044	626	174	0	350	0	1,600	0	278	667	381	1,000	9	
2045	705	195	0	500	0	1,400	0	278	667	381	1,000	9	
2046	1,683	467	0	650	0	600	0	278	667	381	1,000	9	
2047	2,583	717	0	350	0	0	0	278	667	381	1,000	9	
2048	705	195	0	750	0	800	0	278	667	381	1,000	9	
2049	1,252	348	0	750	0	800	0	278	667	381	1,000	9	
2050	352	98	0	600	0	0	0	278	667	381	1,000	9	

出所：IEPMP 調査団

7.1.2 送電部門

送電部門においてもこの IEPMP で想定されている期間中、巨額の投資が必要となる。表 7.1-5 は 2030 年までに送電部門において必要となる投資額を示したものである。これらの必要となる投資については地上の送電網と地下送電網の整備を含む。2030 年までに必要となる投資の総額は約 20 億ドルで、これを各年の投資額に換算すると毎年 4 億ドルの投資が必要となる。

表 7.1-5 送電部門において必要となる投資

Sl. No.	Component	Unit	Unit price (in lac taka)		US \$ /BDT		
Transmission line				km	lac taka	0.0094	US \$
1	765 kV Double circuit Line	km	1,760	350	616,000.00		
2	400 kV Double circuit Line (Quad ACSR Finch)	km	980	141	138,180.00		
3	230 kV Double circuit Line (Twin ACSR Mallerd)	km	410	369.556	151,517.96		
4	132 kV Double circuit Line* (single Grosbeak)	km	150	527.5	79,125.00		
				Sub.total	984,822.96		925,733,582.40
Substation				no.			
1	400 kV Substation AIS	no.	55,000	17	935,000.00		
2	230 kV Substation AIS	no.	13,000	10	130,000.00		
3	132 kV Substation AIS	no.	6,500	7	45,500.00		
				Sub.total	1,110,500.00		1,043,870,000.00
						Total	1,969,603,582.40

出所：IEPMP 調査団

2030 年以降の送電部門における投資額の正確な推定には、今後の詳細な送電計画を作成する必要があり、それは今回の IEPMP の対象範囲外である。IEPMP2016 年における推定値と今後の電力需要の動向から算出される概算値としては、毎年 6 億から 8 億ドルの投資が必要になると推定される。

本マスタープランは 2019 年から 2050 年にかけて電力需要がほぼ倍になると想定しているが (PP2041 ケースの場合)、将来の需要は常に不確実であるため、需要見通しは定期的に見直しを行わなければならない。そして、その見直しに応じて上記の電源開発投資や送電部門での投資額も修正する必要がある。

7.2 一次エネルギー供給

7.2.1 天然ガスと LNG

バングラデシュの一次エネルギー供給において天然ガスは今後も最大のシェアを維持すると見込まれ、その供給を満たすためのインフラ投資額も必然的に大きくなる。天然ガス部門のインフラ投資は天然ガスの輸入施設建設と国内の供給網整備の二部門に分かれる。それぞれの部門で想定されるプロジェクトを表 7.2.1 と表 7.2.2 に示す。もっとも案件が多いのは FSRU の設置だが、FSRU はリースで調達される見込みである。これに加えて陸上基地の新設・拡張が計画されている。これらの FSRU や陸上基地は主としてマタバリ・モヘシュカリ地域に設置されるが、西部地区でも FSRU の設置が検討されている。国内供給網の整備については、4つの主要パイプライン整備計画がメインとなるが、それ以外にも、国内のパイプライン供給の安定性を確保するために、小規模のバーチャルパイプライン計画が見込まれている。

表 7.2-1 主要な天然ガス輸入プロジェクト

Project	Location	Capacity (mmcf/d)	Onstream	Remarks	Status
FSRU #3	Matarbari	750	2025-2030	Remodel	Base
FSRU #4	Payra	1,000	2030-2035	Remodel	Base
FSRU #5	TBN	1,000	2035-2041	Remodel	Contingent
FSRU #6	TBN	1,000	2041-2045	Remodel	Contingent
FSRU -Replacement #1	Matarbari	1,000	2041-2045	Remodel	Base
FSRU -Replacement #2	Matarbari	1,000	2041-2045	Remodel	Base
FSRU -Replacement #3	Matarbari	1,000	2045-2050	Remodel	Base
Onshore terminal #1	Matarbari	1,000	2035-2041	New build	Base
Total		7,750			

出所：IEPMP 調査団

表 7.2-2 主要な天然ガス供給網整備プロジェクト

Project	Location	Capacity (mmcf/d)	Onstream	Remarks	Status
FSRU #3	Matarbari	750	2025-2030	Remodel	Base
FSRU #4	Payra	1,000	2028-2035	Remodel	Base
FSRU #5	TBN	1,000	2035-2041	Remodel	Contingent
FSRU #6	TBN	1,000	2041-2045	Remodel	Contingent
FSRU -Replacement #1	Matarbari	1,000	2041-2045	Remodel	Base
FSRU -Replacement #2	Matarbari	1,000	2041-2045	Remodel	Base
FSRU -Replacement #3	Matarbari	1,000	2045-2050	Remodel	Base
Onshore terminal #1	Matarbari	1,000	2035-2041	New build	Base
Total		7,750			

出所：IEPMP 調査団

天然ガス・LNG分野で必要な投資総額は約40億ドルと見込まれる(表7.2-3)。このうち、輸入設備への投資に32億ドル、国内の供給網の整備に8億ドルが必要と見込まれる。インフラ種別で見た場合に最も大きい投資額が必要なのはFSRUで、これに陸上LNG輸入基地が続く。一般にFSRUはリースで調達されることが多く、初期投資は発生しない。一方、陸上基地の場合は国際機関などの制度金融を利用して資金を手当てし、実際に投資を行うのが通例である。

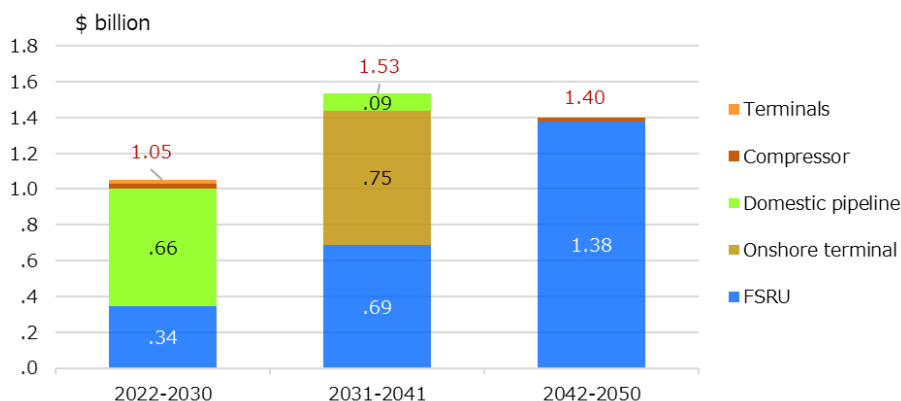
上記の投資額には上流における天然ガスの探鉱、開発、生産コストは含まれていない。なお、天然ガスのコスト分析については第7.4節で説明する。

表 7.2-3 天然ガス・LNG 分野における必要投資額

	2022-2030	2031-2041	2042-2050	Total	
	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	
FSRU	344	688	1,376	2,408	60.4%
Onshore terminal		750		750	18.8%
Domestic pipeline	660	94		754	18.9%
Compressor	25		25	50	1.3%
Terminals	25			25	0.6%
Total	1,053	1,532	1,401	3,987	100.0%

出所：IEPMP 調査団

天然ガス投資額を期間別にみると、電源開発投資と同様、2030年以降の方が需要の伸びが大きいために、所要投資額も大きくなる(図7.2-1)。特に需要の増加を反映して輸入インフラ整備のニーズが高まっていく。ここでは国内の供給網への投資額として主要パイプラインの整備費用のみを計上しているが、産業用や商業用など発電以外の分野でも天然ガス需要が増えるので、それらの個別需要家向け導管整備のための投資も必要になる。他方、これも電源開発に対する投資と同様、将来需要の見直しには不確実性が含まれるため、定期的な需要動向の検証と投資計画の見直しが不可欠である。



出所：IEPMP 調査団

図 7.2-1 計画時期別の必要投資額

7.2.2 製油所と石油製品輸入基地

バングラデシュの一次エネルギー供給において今後は石油製品の役割が拡大するものと見込まれる。供給インフラの拡張は一部の地域に集中することになると思われるが、巨額の投資が必要であることに変わりはない。石油部門におけるインフラ整備は製油所、製品輸入基地、パイプライン及び油槽所の4分野に区分される。本マスタープランで計画されている油槽所を除く3分野の投資所要額を下表に示す。製油所については ERL の拡張が見込まれており、輸入設備については2基の SPM を伴う施設の建設が計画されている。

表 7.2-4 製油所拡張計画

Refinery Project	Location	Capacity	Onstream	Investment	Remarks
		mil.tons/year		\$ million	
ERL #2 Expansion	Chittagong	3.0	2028	2,200	New build
ERL #3 Expansion	Chittagong	10.0	2031-2041	6,667	New build

出所：IEPMP 調査団

表 7.2-5 石油製品輸入基地計画

Projects on Product Import	Location	Capacity	Onstream	Investment	Remarks
		mil.tons/year		\$ million	
SPM & Import Terminal	Moheskhali	9.0	2023	700	Expansion
SPM #2 & Import Terminal	TBN	10.0	2031-2041	700	New build
SPM #3 & Import Terminal	TBN	10.0	2031-2041	700	New build
LPG Import Terminal	Moheskhali	1.0	2022-2030	305	New build
LPG #2 Import Terminal	TBN	2.0	2031-2041	610	New build
New LPG Import Terminals	TBN	5.0	2042-2050	1,525	New build
Total				4,540	

出所：IEPMP 調査団

表 7.2-6 石油製品パイプライン計画

Project	Location	Capacity	Onstream	Investment	Remarks
		mil.tons/year		\$ million	
IBFPL (pipeline)		1.0	2023	33	New build
DCPL (pipeline)		2.7	2024	350	New build
JETA (pipeline)		0.9	2024	37	New build

出所：IEPMP 調査団

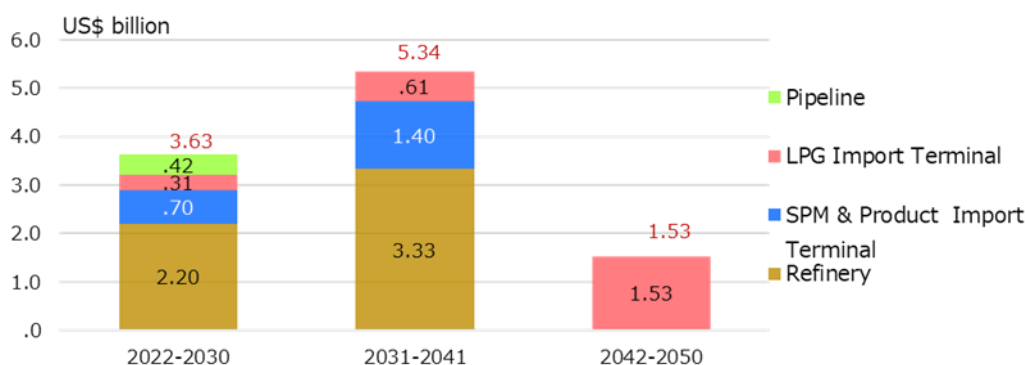
石油セクターでの所要投資は計画期間の早い時期に発生する。これは、この時期に石油需要が急速に伸びることによる。図 6.3-1 に示したように、石油需要の成長率は 2019-2030 年の期間が他の時期よりも高くなっている。

表 7.2-7 石油部門の所要投資額

	2022-2030	2031-2041	2042-2050	Total	
	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	
SPM & Product Import Terminal	700	1,400		2,100	15.2%
LPG Import Terminal	305	610	1,525	2,440	17.6%
Pipeline	420			420	3.0%
Refinery	2,200		6,667	8,867	64.1%
Total	3,625	2,010	8,192	13,827	100%

出所：IEPMP 調査団

本マスタープランでは国内製油所の拡張は比較的抑え、需要増加の大部分は石油製品の輸入に頼ることとしている。しかしながら、長期的な経済性や供給安全保障を考慮すれば、もっと大規模の製油所拡張を考えてもよいと思われる。ただし、そのようなシナリオを採用する場合は、投資規模が 100 億ドル以上増加する。



出所：IEPMP 調査団

図 7.2-2 石油セクターの所要投資額

7.2.3 石炭の開発と輸入

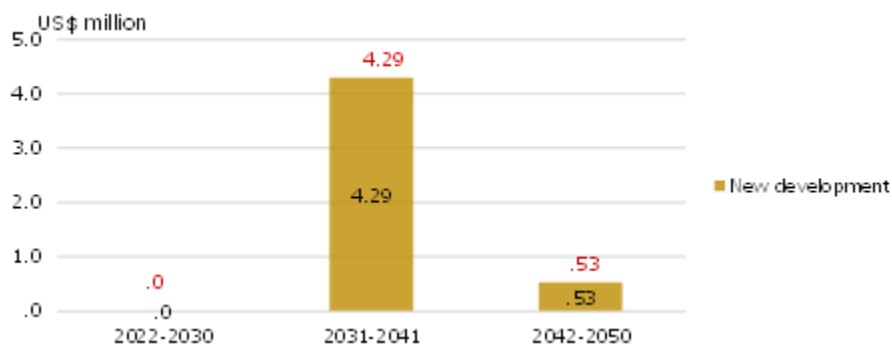
石炭は産業部門と発電部門で使用されており、今後の国内資源利用は需要を充足する上で重要な役割を担うであろう。輸入炭が発電用に使用されているが、本マスタープランでは 2040 年代にはいるとアンモニア混焼への移行により発電用石炭消費は減退に向かうと見ている。それ故、マタバリでの石炭積み替えターミナルの建設以外には石炭輸入施設の拡張は予定しておらず、石炭輸入の代わりに国内炭の開発を行うこととしている。表 6.4-3 に示したように BCMCL が既に計画し提案している 6 件の炭鉱開発を本マスタープラン期間中に実施に移すことを見込んでいる。石炭部門での投資は 2030 年代にかけての需要増に応じて増加する。Barapukuria 拡張と Digipara 開発の投資額は FS の結果に基づいているが、他の案件の投資額は今後の FS 次第で変更となる可能性がある。

表 7.2-8 国内炭鉱の開発

Project	Minig method	Capacity	Onstream*	Investment	Remarks
		mil.tons/year		\$ million	
Barapukuria**	O/C	1.0-6.0	2031-2041	191	New development
Digipara	U/G	0.5-3.0	2031-2041	2,050	New development
Khalashpir**	U/G	0.5-2.0	2031-2041	2,050	New development
Phulbari**	O/C	1.0-7.0	2042-2050	530	New development

(注) 稼働時期は調査団の推定による。また、国内炭鉱プロジェクトは将来の石炭生産計画に基づいて開発が決定される（第6章表 6.4-3 参照）。

出所：IEPMP 調査団



出所：IEPMP 調査団

図 7.2-3 国内炭鉱開発の投資額見込み

7.3 エネルギー部門の投資額：サマリー

表 7.3-1 に整理したように、今後 2050 年までの 30 年間にエネルギー・インフラを建設するために必要な投資額は 1,800 億ドル以上にのぼると推定される。ただし、この金額には以下の項目が含まれていない。

- a. 天然ガス：上流の探鉱、開発、生産活動及び都市ガス配送システム。FSRU の導入については予想投資額 17 億ドルを計上しているが、FSRU は一般にリースで用船されるので、バングラデシュでの初期投資は発生しないと考えられる。
- b. 石油：製品パイプライン以外の輸送活動及び油槽所
- c. 石炭：石炭の国内輸送
- d. 電力：送配電事業

表 7.3-1 エネルギー・インフラ所要投資額の見込み

	2022-2030	2031-2041	2042-2050	Total	
	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	
Coal	2.1	2.5	0.5	5.0	2.8%
Oil	3.6	2.0	8.2	13.8	7.7%
Natural Gas	1.1	1.5	1.4	4.0	2.2%
Fossil Fuel Total	6.7	6.0	10.1	22.9	12.7%
Fossil Fuel	21.3	23.5	23.8	68.6	38.2%
Nuclear	7.0	6.6	6.6	20.1	11.2%
RE:Solar, Wind, Biomass	3.1	13.8	20.5	37.4	20.8%
Ammonia/Hydrogen	2.1	3.4	1.3	6.9	3.8%
Gas + CCS	0.0	8.3	15.7	24.0	13.3%
Power Generation	33.6	55.6	67.9	157.0	87.3%
Total	40.3	61.6	78.0	179.9	100.0%

出所：IEPMP 調査団

表に示すように、投資額はエネルギー構造の低炭素化を進めるために積極的な投資が必要となる計画期間後半で増加する。よりクリーンなエネルギーへの集中的な投資は主に電力セクターで発生する。

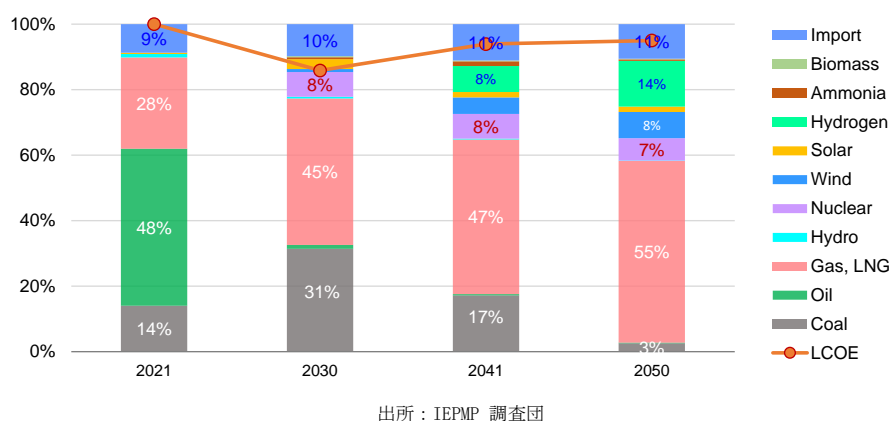
電力部門で圧倒的に多額の投資が見込まれているが、送配電部門の投資を織り込めばさらに巨額になる。このため、長期の電力開発計画の作成には最も意を用いることが必要で、一次エネルギーセクターの開発においても電力セクター投資の最適化を図るような配慮が必要である。他方、電力セクターではアンモニア混焼、水素、CCSなどの革新的技術を導入するための投資が予定されている。なかでも、バングラデシュにおけるCCSの潜在能力確認のための特別調査を早期に実施したい。これらの技術は世界的に見ても社会経済全体での応用という点ではまだ初期段階にある。これらの技術の導入を進める上では、バングラデシュ特有の条件にも配慮した事業基盤の確立が必要である。

7.4 エネルギー供給コスト

7.4.1 電力供給コスト

電力の発電コストとその構成を以下に示す。総供給コストは各電源の単価×発電量による加重平均として計算し、2021年を100とする指数で示した。

電力供給コストは2030年には現在の80%程度まで低下し、その後上昇するが、現状レベル以下で推移する。現時点では、燃料費が高い石油火力の構成比率が高いが、2030年には石油火力の構成比が急激に減少し、代わりに燃料費が安い石炭火力の構成比率が増加する。このため、2030年における供給原価は現時点よりも20ポイント程度低下する。2050年に向けて、燃料費が安い石炭火力の構成比率が減少し、供給原価が高い水素火力やガス火力+CCSの構成比率が増加していくが、2030年以降新規に開発するガス火力の多くは現在稼働しているガス火力よりも熱効率が大幅に高い最新型コンバインドサイクルである。このため、2040年以降においても、供給原価は現状よりも若干低いレベルで推移する。



出所：IEPMP 調査団

図 7.4-1 発電コストと電源別構成

7.4.2 天然ガス供給コスト

天然ガスはバングラデシュの発電部門・非発電部門の双方において最大のエネルギー供給源であり、その供給コストの水準は同国経済にも大きな影響を及ぼす。ここでは供給源別の供給コストをそれぞれの供給量により加重平均した理論的な供給コストの推移を示す。まず各供給源のコストの前提を表 7.4-1 に示す。国内生産コストと輸入コストは国際エネルギー機関の文献を参照して設定しており³²、LNG の輸入コストは IEPMP 調査団の推定値である。LNG 価格については、新規 LNG 輸出プロジェクトが建設中であり、最終的な投資決定を待っているため、世界の LNG 市場はリバランスされ、安定すると想定される。

表 7.4-1 天然ガスの供給源別コスト単価

Unit: US\$/mmbtu	2020	2030	2040	2050
Domestic production	2.75	2.75	2.75	2.75
LNG import	8.31	6.95	7.03	7.10
Pipeline import	5.05	5.05	5.05	5.05

Note: LNG import include import from own equity.

出所：IEPMP 調査団

上記のコスト単価とそれぞれの天然ガス供給量の見通しを元に 2030 年、2041 年、2050 年時点での理論的な供給コストを算出したのが表 7.4-2 である。この表では、2つの GDP 想定シナリオ (PP2041 と In-Between) と国内生産量シナリオ (Base ケースと High risk ケース) によって合計 4 つのケースについてのコストを計算している。最も供給コストが高くなるのが、GDP の想定が PP2041 シナリオであり、国内生産量が Base シナリオの場合 (PP2041-Base)、2050 年時点の供給コストは 2019 年時点から 95%上昇することになる。これは比較的 low cost の国産ガスの生産量が少ない一方で国内の天然ガス需要が大きいいため、コスト

³² International Energy Agency, “Domestic natural gas production costs, LNG import prices and industry gas prices in developing Asia import markets, 2018,” 6 March 2020. (<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/domestic-natural-gas-production-costs-lng-import-prices-and-industry-gas-prices-in-developing-asia-import-markets-2018-2>) Accessed on August 16, 2022.

の高い LNG の輸入が増えるためである。一方、最もコストの上昇が抑えられるのが、GDP の想定が In-Between ケースで国内の生産量が High-Risk ケースのパターンであり、その上昇率は 75%にとどまる。上記のケースとは逆に、LNG 輸入量を最も低く抑えることができるためである。

表 7.4-2 バングラデシュにおける天然ガス供給コスト見通し

2019=100	2019	2030	2041	2050
PP2041-Base	100	148	183	195
PP2041-High risk	100	137	162	180
In between - Base	100	145	180	193
In between - High risk	100	135	154	175

出所：IEPMP 調査団

7.4.3 水素とアンモニアの供給コスト

バングラデシュは天然ガスや再生可能エネルギー資源にあまり恵まれていないので、アンモニアや水素は海外から輸入することになる。2030 年代については、この時期に一番競争力のあるクリーンエネルギーになると IEA が推奨する³³、化石燃料起源で CC(U)S 付きのブルー水素・アンモニアの輸入が想定される。他方、2040 年代に入ると再生可能エネルギー起源のグリーン水素・アンモニアの価格がブルー水素・アンモニアとほぼ同額まで下がり、2050 年代にはブルー水素より安くなるという報告もある。したがって、本マスタープランでは 2041 年にグリーン水素・アンモニアの導入を開始し、次第に使用量を拡大するものと想定した。

表 7.4-3 に水素・アンモニア調達コストの試算結果を示す。ここに示す値は IEA や政府機関、民間研究機関などの信頼のおける文献をもとに試算したもので、バングラデシュでの調達を想定した調整を行った。計算の詳細については Appendix D を参照されたい。

表 7.4-3 発電用の水素・アンモニアのコスト

Hydrogen	Weighted average of blue and green	Blue	Green
	US \$ /kg-H2	US \$ /kg-H2	US \$ /kg-H2
2030	2.82	2.82	4.36
2041	2.60	2.50	3.43
2050	2.46	2.25	2.66

³³ IEA, "The Future of Hydrogen" (2019)

Ammonia	Weighted average of blue and green	Blue	Green
	US \$ /ton-NH3	US \$ /ton-NH3	US \$ /ton-NH3
2030	355	355	632
2041	343	326	492
2050	340	302	378

出所：IEPMP 調査団

7.5 まとめ

本章のまとめとして、主要プロジェクトの開発に関して今後検討すべき政策として3点を提示する。

第一点は、投資財源と技術の確保である。この点については、各エネルギーの供給を行う電力会社や石油・ガス会社が必要な投資資金を自社で調達できることが望ましいが、現状の各社の財務状態と今後必要となる投資額を鑑みるに、何らかの政府支援が必要となる可能性が高い。また、先進的技術は一般的には高価で、国際石油会社等が保有しているものが多い。需要の増加に合わせて必要となる投資を確保するには、民間企業や外国企業の参入を促すことが極めて重要である。また、世界銀行やアジア開発銀行などの国際開発金融機関や各国の国際協力機関などによるインフラ整備への支援も活用できるだろう。民間企業や外国企業の投資を誘致するには、それらの企業がバングラデシュでのエネルギー・インフラ投資に魅力を感じるような制度整備が必要であり、十分な投資財源を確保するためにも、上記のような国際開発金融機関や国際協力機関などのパートナーと連携しつつ、速やかなインフラ整備を進めることが必要である。

第二に、今後のインフラ整備にあたり検討すべき政策としてエネルギー価格制度の見直しが挙げられる。これは電力会社や石油・ガス会社が自社でインフラ整備に必要な資金を確保するためにも必要な仕組みである。第6章でみたように、バングラデシュ国内の発電コストや天然ガスの供給コストは今後上昇が予想され、既存のエネルギー価格制度もこのようなコスト上昇を反映できる形に改革すべきである。他方、エネルギー価格の動向は国内経済に大きな影響を及ぼす可能性があり、価格制度の見直しは慎重に進めなければならない。極端な制度改編は国民に多大な負担を強いる可能性があり、制度の見直しは十分な時間をかけて段階的に進めるべきである。とはいえ、長期的には市場ベースの価格原則を確立し、国際的なエネルギー価格変動に十分対応でき国庫の負担も抑えることができる強靱なエネルギー価格システムを構築する必要がある。そのため、価格制度見直しの長期的なロードマップを作成し、関係者間で十分な議論をもちつつ取り組みを進めていくべきである。今後のエネルギー供給コストの上昇傾向を踏まえると現行の価格制度は持続可能とは言えない。価格制度の見直しに向けた議論を早期に始めるべきである。

第三に、クリーンエネルギーミックスの目標実現に向けて、コストの高いクリーンエネルギー供給を対象とするインフラ投資を促進する政策が必要である。バングラデシュ政府は2041年時点で電源の40%をクリーンエネルギーで賄う目標を掲げており、本マスタープラ

ンの電源開発計画もそれに沿っている。しかしながら、再生可能エネルギーの中でもコストの高い洋上風力や水素を燃料とする電源は、市場メカニズムだけでは想定通りの導入が進まない可能性が高く、とりわけ導入初期には政府による政策介入が不可欠であろう。

第 8 章 環境社会配慮

8.1 戦略的環境アセスメント（SEA）

本事業は、「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン」（2010年4月公布）に掲げる一般に影響を及ぼしやすいセクター・特性、影響を受けやすい地域のいずれかに該当するものの、セクター、事業内容及び地域の特性に鑑みて、環境への望ましくない影響は重大でないと判断されるため、カテゴリーBに該当する。本統合エネルギー・電力マスタープラン策定プロジェクト（Integrated Electricity and Power Master Plan: IEPMP）策定にあつては、戦略的環境アセスメント（SEA：Strategic Environmental Assessment）の考え方を導入する。

8.1.1 アプローチと方法論

バングラデシュでは、SEAの作成実績は限定的であることから、本SEAの実施にあたり、電力・エネルギー・鉱物資源省の電力局およびエネルギー・鉱物資源局と協力して作業を行った。SEA作成過程においてSEAのアプローチ・方法論の協議、ステークホルダーとの意見（個別のフォーカスグループディスカッション含む）を反映させるためのステークホルダー会議を開催した。2021年11月に第1回ステークホルダー会議（Inception）、2022年7月に第2回ステークホルダー会議（Scoping）を開催した。これらの会議の要約を以下に示す（各ステークホルダー会議の詳細についてはAppendix Fを参照）。また、2022年12月に開催された第3回ステークホルダー会議（ドラフトSEA）については、8.9章を参照。

8.1.2 第1回ステークホルダー会議（Inception）および第2回ステークホルダー会議（Scoping）における進捗

2021年11月にInception Meeting（第1回ステークホルダー会議）が開催された。女性の参加者31名を含む247名が参加し、IEPMPの取りまとめの進捗状況に基づいて、SEA作成計画とスケジュール等を発表した。SEAの方法論的アプローチ及び作業計画を以下のように提示した。

- 全体的な持続可能性目標の特定：IEPMPに付随する環境・社会面の問題が、計画策定におけるプロセスの意思決定の初期段階に組み込まれていることを確認する
- 戦略的行動の目的が達成されているかどうかを判断するターゲットと指標の特定
- 環境社会ベースラインの整理：環境社会面の現況を持続可能性の観点から整理する
- 影響の予測と評価：潜在的な影響を予測・評価すると共に、代替案の検討を含む戦略的管理計画を策定し緩和策を特定する
- 戦略的行動が持続可能であり、提案されたプロジェクト・プログラムの影響が最小限に抑えられるよう軽減策を特定する

2022年7月に開催された SEA Scoping Meeting（第2回ステークホルダー会議）では、148名の参加者が参加し、電源毎のベースライン情報の概要と SEA における環境社会面での留意点を下記にまとめた。エネルギーおよび電力インフラの開発による潜在的な環境および社会への影響を表 8.1-1 に示す。また、2022年12月現在、各シナリオが提示され、2023年4月の最終決定までパブリックコメントを受け付けるとしている。本 SEA は、IEPMP の最終版と合わせて確定される。

1) 天然ガス火力

バングラデシュにおける天然ガス事業は全て Petrobangla とその傘下の国営企業によって管轄・運営されている。バングラデシュはガス田（2020年12月時点で20鉱区）を有しているものの、既存ガス田での生産量減少や新規ガス田開発の停滞により、国内の天然ガス供給量は減少傾向にある。一方で、2018年度から LNG の輸入を開始後、2基の洋上 LNG 受入基地が稼働しており、LNG 輸入量は増加傾向にある。

SEA において、ガス田開発や LNG 調達（受入基地やパイプライン建設等）といった上流から発電所・送配電網の建設といった下流までを評価する必要がある。天然ガス火力は、石炭火力等と比較し温室効果ガスの排出は少なくなるものの、大気や水質、生態系といった環境面、用地の確保に伴う住民移転、事故等にも留意が必要である。

2) 石炭火力

バングラデシュの石炭供給は唯一の国内炭鉱である Barapukuria 炭鉱と輸入炭である。2021年にバングラデシュ政府は10の石炭火力建設計画をキャンセルし、再生可能エネルギーの推進を目指している。また、石炭火力発電所に関してもアンモニアや水素との混焼技術の導入が検討されていく見込みである。海外からの石炭船を受け入れるにあたっては、港湾設備の整備等が必要になる可能性がある。

SEA においては、①港湾設備の整備、②石炭火力発電所の建設、③送配電網の建設といった点を考慮に入れ評価を行う。特に、石炭火力発電に伴う気候変動・大気環境への影響に留意する。

3) 石油火力

国内原油の生産量は限定的であり、輸入された原油はバングラデシュ国内唯一の製油所である Eastern Refinery Limited で処理されている。石油火力に関しては、経済性の観点から高コストであり減少傾向となっている。

SEA では、気候変動、大気・水質汚染、生態系、用地取得・住民移転、事故等に関し留意し評価する。

4) 風力

バングラデシュ国内において2021年11月時点で稼働している風力発電はない。風力発電の開発適地は風況の観点から沿岸地域に偏在している。陸上風力発電の導入は限定的と

なる一方、洋上風力発電のポテンシャルが確認されている。沿岸の風力発電の開発地からダッカ等の電力供給先への送配電網の整備が課題の一つである。

SEA においては、環境社会面への影響として特に生態系、漁業や保護区への影響に留意が必要となる。バングラデシュは、東アジア・オーストラリア・フライウェイ (East Asian-Australasian Flyway: EAAF) と中央アジア・フライウェイ (Central Asian Flyway: CAF) の2つの渡り鳥のルートに位置しており、風力発電に伴う渡り鳥への影響を考慮する。回遊魚であるジギョ (Hilsa) 漁を保護・管理する措置が講じられており、Hilsa sanctuary が設定されている。また、ベンガル湾には海洋保護区に指定されている区域がある。生計面で見ると、内陸漁業や海洋漁業、沿岸での養殖業等への影響も留意する必要がある。バングラデシュではモンスーン前後 (4~5月及び10~11月) にサイクロンが発生するため、災害リスクについても検討する。

5) 太陽光

太陽光発電は、バングラデシュ政府が最も導入拡大を計画している再生可能エネルギー発電技術である。再生可能エネルギーによる発電 (約 777 MW) のうち、約 70%が太陽光発電 (約 543 MW (オフグリッド 347 MW、グリッド接続型 196 MW)) を占める (2021年12月時点)。太陽光発電の適地はバングラデシュ南東部のチッタゴン丘陵部に集中している。

SEA では、特に大規模な太陽光発電で用地取得やそれに伴う住民移転に留意し評価を行う。バングラデシュは人口密度が高く、農地の Solar Park への転用も制限されているため、用地取得が障壁となっている。バングラデシュ全土で見ると、多くの河川に囲まれ平均海拔が 5 m に満たず、洪水が発生しやすい地形であるため、浸水等の災害リスクについても検討する。

6) 原子力

バングラデシュでは、内陸に位置する Rooppur 原子力発電所 (設備容量 2,400 MW ; 2025年から稼働予定) の建設がロシア国営企業 Rosatom により進められている。

原子力発電は、石炭火力等と比較し温室効果ガスの排出は少なくなるものの、特に運転時の事故等の安全面や放射性物質 (廃棄物・排ガス・排水等) の管理の観点を考慮し評価を行う。

7) 水素

水素発電は比較的新しい技術であり、特に本マスタープランのネットゼロシナリオで 2042年以降に活用が増えていく想定がされている。

SEA では、水素製造、水素発電、送配電までの環境社会面への影響を考慮する必要がある。水素は発電時における温室効果ガスの排出はない。ただし、発電に使う水素の製造過程において CO₂ が排出されている場合 (特に化石燃料を利用して作られたグレー水素の場合)、気候変動への影響を考慮する必要がある。また、再生可能エネルギー等を利用して作られたグリーン水素では、風力発電や太陽光発電等の電力調達段階における環境社会面への影響

も考慮する。また、社会面では、水素は可燃性・引火性が極めて高いガスであるため、水素全般に関する環境社会リスクとして、貯蔵・輸送時の安全管理に留意が必要である。

8) アンモニア

本マスタープランでは、アンモニアの混焼・専焼による発電の導入が検討されており、技術進展シナリオ及びネットゼロシナリオにて 2038 年以降の活用が想定されている。

アンモニアに関しては、原料となる水素の調達等、製造過程からの影響を考慮する必要がある。また、燃焼時には温室効果ガスが排出されない一方、NO_x が排出されるため大気汚染等への影響を考慮する必要がある。

9) その他

全ての電源に共通する留意点として下記が挙げられる。

a. 保護区・生態系

バングラデシュでは、野生生物保全法により、野生生物保護区、海洋保護区域等が規定されている。環境保全法にて生態学的に重要な地域 (Ecologically Critical Area: ECA) が定められている。SEA では、保護区や重要な生息地に関する情報を整理し重大な影響が生じないよう配慮する。

b. 災害

バングラデシュは多くの河川に囲まれており、上流の集水域からの流入、局所的な大雨による洪水が起りやすい地域である。サイクロンが毎年通過するルート上に位置している。SEA では、気候変動による洪水頻度や規模の変化、海面上昇等も考慮し、災害のリスクを検討する。

c. 環境社会配慮に関する制度

本マスタープランがスコープとする 2050 年に向け、現状の制度のレビュー、課題の整理を行い、検討が必要な制度面の提言を取りまとめる。特に、技術進展シナリオやネットゼロシナリオで想定される風力発電等の導入・推進のため、再生可能エネルギーの制度整備を検討することが必要となる (例えば、風力発電に関するゾーニングや環境影響評価の規定、累積的影響を管理する仕組みを整備する等)。

上記を踏まえ、本マスタープランにおいて環境社会面で留意すべき主な項目、SEA の主な目的・判断基準を下表に示す。

表 8.1-1 SEA スコーピングにおけるエネルギーおよび電カインフラ開発に係る環境・社会影響

No.	Items to be taken into considerations for SEA	Thermal			Wind	Solar	Nuclear	Hydrogen	Ammonia
		Natural Gas	Coal	Oil					
1	Climate change	○	◎	○	-	-	-	○	○
2	Air pollution	○	◎	○	-	-	-	-	○
3	Water pollution	○	○	○	-	-	○	-	-
4	Waste	-	○	-	-	-	◎	-	-
5	Protected areas	△	△	△	△	△	△	△	△
6	Ecosystem	○	○	○	◎	○	○	○	○
7	Land acquisition/ Involuntary resettlement	○	○	○	○	◎	○	○	○
8	Accidents	○	○	○	-	-	◎	◎	◎
9	Natural disaster	△	△	△	△	△	△	△	△

Note: ◎ (significant impacts are expected), ○ (impacts are expected to some extent), △ (impacts are largely subject to locations etc.), - (minor impacts are expected/ almost no impacts are expected)

出所：IEPMP 調査団

8.2 3つのエネルギーシナリオと評価（代替分析）

第4章で説明したように、将来のエネルギーと電力供給のシナリオを検討するにあたり、GDP 成長や国際エネルギー価格などのさまざまな要因を踏まえ、以下の3つのエネルギーシナリオが提案された。

1) エネルギー見通しに関するシナリオアプローチ

表 8.2-1 に示すように、レファレンス・シナリオ (REF)、先進技術シナリオ (ATS)、およびネット・ゼロ・シナリオ (NZS) である。詳細なシナリオ分析については、第4章を参照。

表 8.2-1 エネルギー見通しに関するシナリオアプローチ

	Reference Scenario (REF)	Advanced Technology Scenario (ATS)	Net Zero Scenario (NZS)
Characteristics	The past trends will continue based on the existing energy and environmental policies. Radical changes will not take place on energy efficiency and low carbonization policies.	Energy and environmental policies to ensure stable energy supply and strengthen climate action will be successful to a certain extent. Introduction of advanced technologies will progress.	Greenhouse gas emissions will be net zero in 2050. The transition path toward 2050 is estimated by backcasting approach.
Policy	Progressively strengthen low-carbon policies as observed in the past developments.	Significant progress in international cooperation along with strengthening domestic policies.	Extremely strong energy and environment policies are necessary to achieve net zero by 2050.
Technology	Efficiency improvement follows past trends. Cost reduction like past trends. Spread of low-carbon technologies through regulation and policy.	Technology progress accelerates cost reduction. Strengthening regulations and guidances accelerates dissemination.	Assume technologies to reduce greenhouse gas emissions to net zero in 2050. Timing and amount of introduction of each technology are assumed by backcasting approach.

出典：IEPMP 調査団

2) エネルギー見通しシナリオの評価（代替分析）

現在、電力供給の 91.3% は、石炭、石油、天然ガスなどの従来の化石燃料を燃焼する火力発電所からのものであり、1.3%は主に太陽光発電によるクリーンエネルギーによって供給され、7.5%は輸入によるものである。

REF では引き続き天然ガスに依存しているが、新しい技術の進歩は過去の傾向に沿って緩やかに進むシナリオとなっている。一方、ATS は、技術、制度、省エネルギーが可能な限り加速的に進歩し、太陽光、陸上風力、洋上風力発電、その他の新興技術、特に水素、アンモニア、CCS といった技術への適応が見込まれる。ATS では再生可能エネルギーが占める全体の割合は、タイや中国などの国と同様となっている。

対照的に、NZS は 2050 年までにネットゼロを達成するための脱炭素化対策を講じる必要があり、限られた時間軸で大幅な技術変革が求められる野心的なシナリオとなっている。

3つのエネルギーシナリオのうち、ATS PP2041/ATS In-between ケース³⁴がマスタープランにおいてバランスのとれたシナリオとして提案されている。表 8.2-2 に示すように、ATS は 2030 年までに NDC の条件付き目標を達成し、経済的な適正市場価格、環境の持続可能性、およびエネルギー安全保障の観点からバランスが取れているためとしている。

³⁴ 本マスタープランではシナリオの設定に当たり以下の 3 つの GDP 想定が検討された。

- PP2041 Case : バングラデシュ政府の策定した「Perspective Plan of Bangladesh 2021-2041」（2020 年 3 月）に基づく GDP 想定。GDP 成長率 9.9%（2041 年時点）、6.8%（2050 年時点）、実質 GDP 2.6 兆 US ドル（2050 年時点）を想定する。
- IMF Extension Case : 国際通貨基金（International Monetary Fund）World Economic Fund に基づく GDP 想定。GDP 成長率 5.3%（2041 年時点）、3.6%（2050 年時点）、実質 GDP 1.1 兆 US ドル（2050 年時点）を想定する。
- In-between Case : 上記の 2 つの Case の中間となる GDP 想定。GDP 成長率 8.7%（2041 年時点）、5.6%（2050 年時点）、実質 GDP 1.9 兆 US ドル（2050 年時点）を想定する。

表 8.2-2 エネルギー見通しシナリオの比較（代替分析）

項目		REF-PP2041	ATZ-PP2041	ATZ-In between	NZS-PP2041	評価
経済面	平均 LCOE (2050 年)	1	1.1	1.1	1.3	- REF : Excellent - ATZ PP2041 : Good - ATZ In between : Good - NZS : Fair
環境面 持続可能性	EEI	76 トン/百万ドル (-3.2%/年平均)	66 トン/百万ドル (-3.7%/年平均)	65 トン/百万ドル (-3.7%/年平均)	47 トン/百万ドル (-4.7%/年平均)	- REF : Fair (気候変動の面から CO2 排出量が相対的に多い。化石燃料の使用に伴う大気汚染等の環境面への影響が相対的に大きくなることが想定される) - ATZ PP2041 : Good (REF 及び NZS の中間に位置付けられる) - ATZ In-between : Good (REF 及び NZS の中間に位置付けられる) - NZS : Excellent (気候変動の面から CO2 排出量が相対的に少ない。大気汚染等の環境面への影響が相対的に少ない。一方、太陽光発電に伴う用地取得、風力発電に伴う生態系への影響が REF より相対的に大きくなることが想定される。水素・アンモニア・原子力の割合が相対的に大きいため、運用に伴う事故等、社会面へ留意が必要となる。)
	DCI	2.48 トン-CO2/toe	1.80 トン-CO2/toe	1.93 トン-CO2/toe	0.07 ton-CO2/toe	
	再生可能エネルギー等の電源構成	輸入を除く一次エネルギー供給全体のうち、6% を占める	輸入を除く一次エネルギー供給全体のうち、21% を占める。	一次エネルギー供給全体のうち、25% を占める。	輸入を除く一次エネルギー供給全体のうち、40% を占める。	
	太陽光発電	760 MW	6 GW 12 GW (Rooftop)	6 GW 12 GW (Rooftop)	6 GW 12 GW (Rooftop)	
	風力		5GW (陸上) 15GW (洋上)	5GW (陸上) 15GW (洋上)	5 GW (陸上) 50 GW (洋上)	
	水素・アンモニア		2035 年から 20%水素混焼 2030 年から 20%のアンモニア混焼	2037 年から 20%水素混焼 2035 年から 20%のアンモニア混焼	2035 年から水素 100% 2030 年から 50%アンモニア混焼	
	CCS		2036 年から CCS でガス焚き	2040 年から CCS でガス焚き	2036 年までに CCS を使用したガス焚き	
原子力	2.4 GW	7.2 GW	4.8 GW	9.6 GW		
エネルギーセキュリティ	PES ミックスの HHI (2050)	1	0.7	0.7	0.6	- REF : Fair - ATZ PP2041 : Good
	パワーミックスの HHI (2050 年)	1	0.5	0.3	0.3	- ATZ In-between : Excellent - NZS : Excellent

注 1: EEI: エネルギー効率指数、DCI: 脱炭素指数、PES: 一次エネルギー供給、PP2041: バングラデシュの展望計画 2021-41

注 2: 水素ポンプおよびアンモニアポンプを保管するための許可は、1991 年ガスポンプ規則に従い、火薬局から取得しなければならない。

出典: IEPMP 調査団

8.3 環境社会面のベースライン

IEPMP は、電力およびエネルギー施設、LNG 輸入ターミナル、送配電システムの建設を含む、エネルギーおよび電力インフラ開発の包括的な計画を提案している。サブプロジェクトの物理的な場所の選択は、固有の環境および社会的影響の特性に基づいて決定する必要がある。バングラデシュにおいては、標高の低い地域に位置し、洪水、サイクロン、気候変動リスクなどの自然災害が発生しやすいことを考慮する必要がある。

IEPMP は将来必要となるエネルギーと電力供給量を想定し、それに応じたインフラ整備が必要となる。本計画ではクリーンエネルギーにおける暫定的なサブプロジェクトの場所を指定しているが、選定に関しては今後検討されることとなり、SEA では個別の評価は行わず、国レベルにおける環境社会面のベースラインを調査した。環境社会面のベースラインは付録 F の付録 C に要約されており、インフラ開発に適用される関連法規、国際条約および条約 Appendix F の Annex D に記載している。

SEA プロセスでは、国内法と JICA ガイドラインに基づいたギャップ分析を行った。既存の法的枠組みは、情報公開の透明性、脆弱なグループへの配慮、労働安全衛生、および国家環境品質基準への準拠の改善が必要であることが確認された。ギャップ分析の詳細について、Appendix F の第 3 章に記載されている。

8.4 戦略的環境目標

バングラデシュは、人口密度が高く、その独特の地理的特徴（低標高による洪水災害や貧困率）により、地球温暖化・気候変動の影響に対して最も脆弱な国の 1 つとして世界的に認識されている。

上記のような環境社会状況を踏まえ、エネルギーおよび電力システムの開発に関連する幅広い環境および社会的影響を考慮する必要がある。持続可能なインフラ開発のため、表 8.4-1 に示すように、戦略的環境目標 (SEO) が導入され、指標となる手段/ターゲットを定め、生息環境や労働・健康など、環境・社会への影響を評価する必要がある。

表 8.4-1 戦略的環境目標 (SEO)

環境パラメーター	NO	バングラデシュの法律、行為、および規則	SEO	指標	目的
生物多様性	B1	環境保全法	Ecologically Critical Areas (ECA) への準拠を確実にする	サブプロジェクトは、生息地と種の保護地域に影響を与える	生息地の保全状況を維持し、IEPMP のサブプロジェクトの影響を受けないように保護する
	B2	生物多様性法	生物多様性遺産やラムサール条約等への対応	サブプロジェクトは、生物多様性に関連する重要な分野に影響を与える	IEPMP のサブプロジェクトの影響を受けないように、絶滅危惧種や登録湿地の保護状況を維持する
	B3	野生生物（保護と安全）法	無許可での捕獲禁止、自然保護区、公園、保護区等への立ち入り禁止を遵守する	サブプロジェクトは保護地域にある	IEPMP のサブプロジェクトの影響を受けないように、保護地域の保全状況を維持し、記載されている種を保護する
	B4	漁業のルールとの保護と保全	内陸水域および沿岸水域で爆発物を使用した漁業は禁止されている	サブプロジェクトは、内陸または沿岸水域に位置している	水産資源の劣化を招かないよう新規開発を行う
土壌	S1	環境保護規則（1997）の土壌汚染防止規則	土壌資源の水文地質学および生態学的機能への損傷を避ける	サブプロジェクトは、地域の地形と地質条件の大幅な変更を必要とする	土壌の劣化を最小限に抑えるための土壌汚染防止に関するガイドラインと手順を策定し、土壌を汚染しないように緩和策を実施する
水	W1	水法	水質基準、水利権、クリアランス証明取得を遵守する	サブプロジェクトの活動では、河川、河口、および沿岸水域に排出する必要がある	水資源ストレス地域における水資源の利用を保護し、汚染を制御する

環境パラメーター	NO	バングラデシュの法律、行為、および規則	SEO	指標	目的
				る	
	W2	環境保全規程	地表水、地下水、産業排水の環境基準 (EQS) に準拠する	サブプロジェクトは、環境クリアランスに必要な4つのクラスに分類される	影響評価を実施し、環境管理計画を策定して環境の状況を監視する
大気と気候要因	AC1	環境保全規程	周囲の大気、排気物、および騒音に関する環境品質基準 (EQS) に準拠する	サブプロジェクトは、環境クリアランスに必要な4つのクラスに分類される	大気汚染物質の排出を削減する技術を導入し、影響評価を行い、環境の状況を監視する環境管理計画を策定する
労働と用地取得	LL1	労働規則	開発による健康と安全のリスクから人々の健康を守る	プロジェクトの所有者/開発者は、賃金、健康、安全を含む労働安全を保証する雇用およびサービス文書を作成する	インシデントの発生を記録し、健康と安全の状態を監視および改善する
	LL2	不動産取得・接収令	土地を適切に取得し、地域性、土壌の肥沃度、市場価格に基づいて価値を補償する	プロジェクトの場所は、国家所有地の用地取得を必要とする	国の法的手続きおよび、JICA ガイドラインに沿って、プロジェクト固有の用地取得、再定住の枠組み、救済メカニズムを策定する
自然災害 (例: 洪水、地震、サイクロンへの対応)	NH1	気候リスクの評価と予防手順に関する法律/規制がない	自然災害のリスクを軽減するため、準備、対応、復旧を含む緊急対応計画を策定する	プロジェクトサイトの選択には、気候ハザードリスク評価と、建設および運用基準を満たす施設の基礎を必	エネルギーおよび電力施設の候補地選択のためのハザードリスク評価ガイドランスと手順を作成する

環境パラメーター	NO	バングラデシュの法律、行為、および規則	SEO	指標	目的
				要とする	
廃棄物管理	WM1	廃棄物管理に関する法規制がない	原子力発電所からの廃棄物および有害廃棄物を含む施設において、運転段階から廃棄物を適切に管理する	廃棄物管理計画は、プロジェクト毎に合わせて作成される	廃棄物管理のための建設及び運用手順書を作成する

出典：IEPMP 調査団

8.5 サブプロジェクトの代替案と評価

プロジェクトの性質を考慮して、IEPMP は今後 30 年間の電力およびエネルギー供給量の想定を示している。特に産業、エネルギー、商業、農業などのセクターの予測される需要を満たすため、多様なエネルギーと電力開発が提案されている。このセクションでは、サブプロジェクト レベルで代替案を検討するための比較評価アプローチを紹介する。これにより、サブプロジェクトの全体的な環境要素が改善され、負の影響の相反や適切な緩和策とのトレードオフが緩和されることが期待される。

代替案は、複数の基準を使用して評価され、サブプロジェクトの介入によってどのような影響を受ける可能性があるかを判断する。代替案の評価基準は戦略的環境目標 (SEO) の指標に基づき、代替案が基準に反している場合は、特定の環境および社会要素に対しマイナスの影響があるか、またはプラスの影響を与える可能性があるかを特定する。

環境および社会的影響を判断するための基準は、SEO を参照し、次のように分類される：(1) SEO のステータスを改善する可能性が高い³⁵、(2) SEO と競合する可能性があり、緩和される必要がある³⁶、(3) SEO と競合する可能性があるが、緩和は必要とされない³⁷ (4) SEO と競合しない。サブプロジェクトが提案される際、これらの戦略的環境目標は、持続可能な開発が可能な代替案を評価するために使用される。

8.6 累積的影響

IEPMP の下では、クリーンエネルギーにおける暫定的なサイトが提案されている。累積的影響の評価は、他の計画またはプロジェクトとの組み合わせによる影響であり、これらの評価は、サブプロジェクトが提案されたときに検討される。原則として、特定のサイトと相互作用する可能性のある他の計画/プロジェクトがある場合による。ただし、組み合わせによる評価は、実用的かつ現実的なアプローチを適用する問題であり、政府当局と業界間の調整が必要となる。表 8.6-1 はエネルギーと電力開発の種類ごとの累積影響の例を示す。

表 8.6-1 エネルギー・電源開発の種類別累積影響 1

エネルギーと発電の種類	累積的影響に係る環境相互作用
ガス火力発電所	<ul style="list-style-type: none"> ● 自然環境に影響を与える同様の活動を行う他のプロジェクトと組み合わせ：操業中の雨水および排水の排出、大気排出、建設時における生息地の喪失、地域の水資源への影響。
石炭火力発電	<ul style="list-style-type: none"> ● 自然環境に影響を与える同様の活動を行う他のプロジェクトと組み合わせ

³⁵ 特定の SEO のステータスを改善する可能性が高く、環境要素にプラスの効果をもたらす可能性がある。

³⁶ SEO のステータスと競合する可能性があり、軽減される可能性がある。

³⁷ SEO のステータスと競合する可能性があるが、緩和される可能性が低い。

所	せ：操業中の雨水およびプロセス水の排出、大気排出、建設時における生息地の喪失、水資源/湿地への影響。
石油火力発電所	● 自然環境に影響を与える同様の活動を行う他のプロジェクトと組み合わせ：温室効果ガスの大気排出、雨水およびプロセス水の排出、建設時における生息地の喪失。
原子力発電所	● 熱源を除けば、原子力発電は石炭火力発電所と同様の累積的影響となるが、別の安全対策が必要。 ● 放射線またはその他の健康への影響は、環境ハザードへの累積的または複数回の曝露によって影響を受ける可能性がある。
水力発電所	● 同じ流域面積に同規模の開発を行う他のプロジェクトとの組み合わせ：水理地形の変化による生息域の質の変化・影響。
地熱発電所	● 自然環境に影響を与える同様の活動を行う他のプロジェクトと組み合わせ：操業中の雨水およびプロセス水の排出、大気排出、建設時における生息地の喪失。
太陽光発電所	● 太陽光発電からの反射は、空港、近くの民家の所有者、道路利用者、鉄道の航空関係者の利益に影響を与える可能性がある。
陸上風力発電所	● 建設における騒音の影響は環境に影響を与える可能性がある。 ● 施設の建設はその地域に生息する生態系に影響を与える可能性がある。
洋上風力発電所	● 埠頭の建設における騒音の影響は海洋環境に影響を与える可能性がある。 ● 埠頭や海洋施設の建設はその地域に生息する回遊魚のパターンに影響を与える可能性がある。 ● エリア内の衝突死亡率 (既存および提案されたエリア)。 ● エリア内の海洋インフラ (既存および提案中) における海洋生態系への影響。
バイオマス発電所	● 自然環境に影響を与える同様の活動を伴う他のプロジェクトと組み合わせ：操業中の雨水およびプロセス水の排出、大気排出、建設時における生息地の喪失。

出典：IEPMP 調査団

8.7 戦略的環境社会管理計画・緩和策

戦略的環境社会管理計画 (SESMP) は、サブプロジェクトの建設および運用段階でサイト固有の緩和策がどのように実施されるかを示すガイダンスとして準備した。プロジェクト活動の影響と緩和策を結びつけ、負の影響を最小限に抑え、正の影響を高めることを目的としている。表 8.7-1 は影響と対策の概要のみを示している (詳細は Appendix F の第 7 章を参照)。

サブプロジェクトレベルの環境管理計画 (EMP) は、プロジェクトおよびサイト固有の環境および社会影響評価が特定のプロジェクトで実施されるときに策定される。本 SESMP は、提案されたインフラ開発活動の環境・社会面の管理を規定し、指示する。SESMP の具体的な目的は以下のとおり。

- IEPMP で特定されたサブプロジェクトの実施に関連するすべての活動に起因する環境問題の適切な管理を提供する
- 環境保護、および環境への悪影響を最小限に抑える責任を負うプロジェクトの実施者に対しガイドラインを提供し、それによってマスタープランの目的に貢献する

SESMP を実装するため条件には、次のようなものがある

- すべての投資家・開発者は、本 SESMP の推奨事項を遵守する
- SESMP は、特定のプロジェクト/開発条件に合わせてカスタマイズする必要がある場合、拡張、修正、および修正されるものとする
- SESMP は、環境および社会的側面に付随する法規制を認識しており、既存の法規制に規定されていない場合は、それに応じて実施され、国際的な慣行によって補完される

表 8.7-1 エネルギーおよび電力システム開発のタイプ別の影響、発生源、緩和策³⁸

エネルギーと発電の種類	環境への影響	影響源/活動	緩和策
石炭、ガス、石油火力発電所	大気排出	排気、ベント、フレアリング、一時的な放出	● 大気排出仕様を規定し、ガス削減対策を実施する
	排水・排水	冷暖房システム	● 地表水への排水温度は周囲温度の摂氏 3 度以内の差とする
	労働安全衛生	閉鎖空間における作業	● 適切なアクセス管理、閉鎖空間における作業への立ち入りには許可制を導入する
液化天然ガス	危険物	LNG の貯蔵・移送・輸送	● LNG 貯蔵タンクとコンポーネントは、構造設計の国際基準を満たす
	騒音の発生	再ガス化プロセス	● 85dB(A) を超えない騒音管理を実施する
	地域の健康と安全	操業中および輸送中の天然ガス漏れ	● コミュニティの役割を考慮した緊急時の準備と対応計画を準備する
原子力	廃棄物	使用済み核燃料の処分	● 核廃棄物質の取扱、輸送、保管、廃棄に関する規則を作成する
	労働安全衛生	オペレーションまたはシステム障害	● 原子炉の環境放射線を監視し、緊急対応計画と避難計画を策定する
水力発電	生息地の喪失	埋め立てによる陸上野生生物への影響	● 絶滅の危機に瀕している種を保護し、生態学的に適切した新しい生息地を作る

³⁸この表は、重大な影響の例をいくつか示しており、すべての側面を網羅していない（詳細：Appendix の第 8 章）

	非自発的移転	貯水池建設による用地喪失	● 再定住を支援し、法律に従って新しい住宅、土地、およびその他の補償・物的支援を提供する
地熱	排水	掘削泥水および切削屑	● 切削物・泥水の回収および専用のタンクへの貯蔵をする
	井戸の噴出とパイプラインの故障	井戸掘削、注入性試験、冷却システム	● 坑口の腐食防止およびパイプラインの定期的な検査を行う
太陽光発電	生息地の喪失	用地取得	● 絶滅の危機に瀕している種を保護し、生態学的に適切で保護された新しい生息地を作る
	非自発的住民移転	用地取得	● 再定住を支援し、法律に従って新しい住宅、土地、およびその他の補償・物的支援を提供する
	廃棄物管理	使用済み蓄電池と太陽光パネル	● バッテリーやソーラーパネルから発生する有害廃棄物を処理するための管理プロトコル/手順を作成する
風力 (陸上・洋上)	生物多様性	衝突関連の死亡、野生生物の移動	● オンショア/オフショア：建設計画の策定において、影響を受けやすい時期（渡りや繁殖期など）を避ける
	シャドーフリッカー	風力タービン	● オンショア：フリッカーによる影のちらつきが発生しないように設計し、影響がある場合は持続時間の制限を設ける
	労働安全衛生	高所作業、水上作業、吊り上げ作業	● 個人用保護具 (PPE) を含む、危険を軽減するための安全な作業システムを開発する
バイオマス	水質	冷却水および補機	● 適正な排出温度、流量、閉鎖サイクルの使用、再循環冷却水システムを調整する
	大気排出	バイオマスの燃焼	● 固体燃料火力発電所用の ESP やファブリック フィルター（バグフィルター）を使用するなど、99% 以上の除去効率がある粒子制御装置を設置する
アンモニア	労働安全衛生	取扱、保管、輸送	● アンモニアは液体で爆発するため、揮発性と可燃性の要素を管理して、漏れや爆発を防ぐ ● アンモニアは常温条件で有毒ガスを形成するため、ガス漏れの

			兆候を検出し、適切な監視装置を設置する
水素	労働安全衛生	取扱、保管、輸送	● 揮発性・可燃性の高い元素を管理し、漏洩・爆発を防止する
CCS	大気排出	貯蔵および輸送からの CO2 の漏出	● ガス漏れを監視し、井戸の建設仕様と輸送方法を規制する

注：液化天然ガス（LNG）の貯蔵および移動の許可は、2004 年液化石油ガス（LPG）規則の規定に従って火薬局から、液化天然ガス（LNG）の輸送許可は、1991 年天然ガス安全規則に従って火薬局から取得しなければならない。

出典：IEPMP 調査団

8.8 モニタリングの施策

リスクを最小化または回避するための適切な是正措置が適切に実施されているかを確認する方法として、モニタリングは予期しない影響を特定することができる。サイト固有のモニタリング管理の確立は、環境社会条件を体系的に監視するために有効となる。モニタリング項目として、生物多様性、水と土壌の質、大気質、健康と安全、自然災害、および廃棄物管理（Appendix F の第 8 章を参照）が挙げられる。サブプロジェクトの実施において、堅牢な管理システムが整備されていることが条件となり、適宜緩和策が更新、修正され、関係当局に報告されることが求められる。以下に、推奨される監視手段、頻度、および責任機関を示す。

表 8.8-1 環境社会モニタリング対策、情報源、頻度、責任機関 2

SEO コード	モニタリング 項目	情報源	モニタリングの頻度		責任機関
			建設段階	運用フェーズ	
B1	動植物種	地域研究 MOEF	毎年	-	プロジェクト開発者 MOEF
B2	動植物種	地域研究 MOEF	毎年	-	プロジェクト開発者 MOEF
B3	動植物種	地域研究 MOEF	毎年	-	プロジェクト開発者 MOEF
B4	漁業	地域研究 MOEF	毎年	-	プロジェクト開発者 MOEF
S1	土壌浸食	地域研究 MOEF	四半期ごと	四半期ごと	プロジェクト開発者 MOEF
W1	環境基準水質 (EQS)	地域研究 MOEF	四半期ごと	四半期ごと	プロジェクト開発者 MOEF
W2	環境基準水質 (EQS)	地域研究 MOEF	四半期ごと	四半期ごと	プロジェクト開発者 MOEF
AC1	大気と騒音の レベル	地域研究 MOEF	四半期ごと	四半期ごと	プロジェクト開発者 MOEF
PH1	病気・事故対策・労働条件	従業員の健康、事故、および安全プロトコルの記録	四半期ごと	四半期ごと	プロジェクト開発者 MOEF

PH2	個別補償・物件情報・相場	補償金・財産・相場の記録	毎年	毎年	プロジェクト開発者 MOEF
NH1	気象条件、早期警報システム	緊急時対応計画とその演習記録に関する年次委員会報告	毎年	毎年	プロジェクト開発者 MOEF
WM1	廃棄物の量、種類（有害廃棄物、化学廃棄物、核廃棄物）	廃棄物管理の記録	四半期ごと	四半期ごと	プロジェクト開発者 MOEF

注: MOEF: 環境・林業・気候変動省。

頻度を含むモニタリング手段の詳細は、各サブプロジェクトの特性を考慮して調整および精緻化する必要がある。

出典: IEPMP 調査団

8.9 第3回ステークホルダー会議

バングラデシュ政府と IEPMP 調査団は、2022 年 12 月 13 日、統合エネルギー・電力マスタープラン (IEPMP) の最終ドラフト報告書における知見を普及させるため、第3回ステークホルダー会議を開催した。同会議において、政府関係者、学術関係者、市民社会、開発パートナー等が参加し、合計 290 名以上(オンラインプラットフォーム経由の参加者は 40 名)が意見交換を行った。

今後 30 年間のエネルギー供給と、エネルギー効率化の促進、運用信頼性、送配電システムの要件、LNG の法的に輸入するための法的枠組みへの提言をまとめ、太陽光発電、陸上・洋上風力発電、バイオマス、水素、CCS などの再生可能エネルギーを導入することにより、バングラデシュにおけるエネルギーミックスへの多様化への道筋を提言した。

また、同会議では、エネルギー・電力インフラ開発に関連する戦略的環境目標が発表され、IEPMP の実施において国際的な基準を満たす環境社会配慮が実施されることが確認された。

技術プレゼンテーションの終了後、質疑応答が行われ、今後の IEPMP の実施を見据えたコメントが多く寄せられた。以下に、参加者から寄せられた主要コメントの一覧を記載する。

表 8.9-1 第 3 回ステークホルダー会議でのコメントと対応 3

コメント番号	参加者からのコメント	バングラデシュ政府および IEPMP 調査団の対応
1	IEPMP のロードマップでは、エネルギー・電力開発計画の軌跡、特に 2030 年に再生可能エネルギーを 10%導入することを掲げている。現時点における再生可能エネルギー利用は 2022 年までに 1%しかなく、2030 年までに 9%増加させることは困難と思われる。	この目標は、供給量の増加を達成するための指標であり、必ずしも数値目標を達成することが趣旨ではない。また、これらの数値目標の達成は実施の問題となるので、開発パートナーによる投資支援とともに解決される。
2	バングラデシュ北部では、冬季に需要が大幅に減少するため、余剰電力をインドに輸出することが可能。	マスタープランは、将来のエネルギーと電力供給の必要性を評価し、作成された。この計画は最終的なものではなく、将来の潜在的な開発を取り込み、それに従って修正して行くことが望ましい。
3	バングラデシュにおける自然エネルギー利用コストはインドより高く、熱エネルギーコストはインドの方が低い。価格変動を考慮すると、バングラデシュはインドから電力の輸入することが可能。	
4	太陽光発電所の建設には多くの土地が必要であり、農地に影響を与える可能性がある。	同マスタープランは、既存の農地を太陽光発電所に置き換えるものではなく、バングラデシュの食料安全保障を阻害するものではない。今後、フィージビリティスタディといったような開発の次の段階において、農地として使用されていない土地を利用し、用地取得におけるクリアランスを整理する必要がある。

出典：IEPMP 調査団

最後に、電力・エネルギー・鉱物資源省のナスルハミッド大臣は、2 年間にわたり本事業を支援してくれた IEPMP 調査団、関係機関、国営企業に対して感謝の意を表明し、同国における本事業の実施における課題を示唆した。

バングラデシュは気候変動に最も脆弱な国の一つであり、二酸化炭素排出削減技術を活用したクリーンエネルギーへの適応が必要であるとし、エネルギーミックスの多様化は重要な検討事項であるとした。また、これらの再生エネルギーの利用は、顧客が購入できる価格であることが重要であり、新しい技術が常に進化していることから、適宜 IEPMP の見直し、改訂が必要であることが強調された。

8.10 結論と推奨事項

8.10.1 結論

本 SEA は SEA 実施の目的であるさまざまな利害関係者と議論をし、持続可能なプロジェクトの原則は、健全な意思決定プロセスのなかで本マスタープランに統合された。

SEA の具体的な目的は、(i) マスタープランの設計段階で持続可能性対策を確保するための戦略的な環境目標を策定すること、(ii) 電力・エネルギーインフラの建設の際に何を考慮すべきかについての戦略的ガイダンスを提供することにある。具体的には、環境社会影響の特定、累積的影響、およびサブプロジェクト固有の環境社会影響の管理計画を考慮すること、および (iii) 環境管理のモニタリング体制を提供することにある。

SEA の実施にあたっては、MOPEMP は電力部門とエネルギーおよび鉱物資源部門の両方をカバーする環境ユニットを設立することが推奨される。また、環境・森林・気候変動省 (MOEF) の環境局と緊密に連携する必要がある。電力・エネルギー部門のすべての投資家が個々のサブプロジェクトにおいて SEA の目的、指標、および目標を遵守し、関連機関/部門と協力して推奨されるすべての措置を確実に実施することが望まれる。

8.10.2 推奨事項

IEPMP の実施において、政府は、プロジェクトの開発者と投資家が必要な措置を実施することを担保するため、以下のポリシー、ガバナンス、および EHS 管理措置を策定および採用することが推奨される。

- a. 提案された SESMP は、サブプロジェクトレベルで効果的に実施され、推奨される緩和策がすべて実施される。
- b. MPEMR は、IEPMP のすべての環境的および社会的側面を監督、監視、および調整するための環境ユニットを設立する。
- c. 再生可能エネルギーに関する政策は、2024 年までに再生可能技術への投資を奨励および促進するための経済的手段とツールを策定する。
- d. 2024 年までに、クリーン エネルギーに関する法的枠組み（原子力の建設と運用手順）を策定する必要がある。
 - ・ 2024 年までに、労働安全衛生に関する規則や規制（建設の安全性、労働条件、管理システムなど）を策定する。
 - ・ 原子力発電所の運転の安全性、放射性廃棄物と廃水管理、運転上の安全と健康に関するガイドラインを作成し、採用する。
- e. EHS ガイドラインは、(i) 洋上および (ii) 陸上風力発電所、(iii) 太陽光発電所、(iv)

CCS、(v) 水素単燃焼発電、および (vi) 送電と配電について開発および採用される。

- f. 救済苦情処理メカニズムのガイドラインは、インフラストラクチャの建設と運用のためにすべての投資家によって構築され、運営される。

第3部 豊かな社会の建設に向けて

地球温暖化の抑制を目指す世界的な努力に歩調を合わせ、バングラデシュは2041年に電源構成に占めるクリーンエネルギー比率を40%に引き上げるとの目標を宣言した。これは高所得国の仲間入りを目指す過程でかなりのエネルギー消費の増加が見込まれる同国にとって相当困難な仕事となるだろう。第3部では低炭素社会の実現を目指すというバングラデシュの意思をどのように実現していくかについて、様々な案を検討する。

第9章 エネルギー管理の制度設計

高度経済成長を求めていく過程で、バングラデシュはエネルギー基盤を大幅に拡大するとともに低炭素化を実現するという二つの目標を同時に達成しなければならない。本章では現在ある課題と望まれる行動、およびエネルギー管理に係る基本的な制度について検討する。このうちエネルギーデータ管理制度の改善とLNG輸入の法的枠組みについては、第9.2節および第9.3節で議論する。

9.1 クリーンエネルギー社会実現へ向けての挑戦

低炭素社会の実現に向けて世界では多くの選択肢が開発されており、今も進化が続いている。大規模なエネルギー・インフラの構築に加え、技術、産業システム、市場などの構築が必要である。これを推し進める上で、バングラデシュは地理的条件や気候、自然条件、経済発展段階、環境の脆弱性などに加え、さまざまな選択肢の経済性、事業規模、環境社会面でのインパクトなど、同国の置かれている背景をもとに適切な選択肢の選択を進めていかなければならない。

9.1.1 クリーンエネルギー社会実現のためのメカニズムと手法

低炭素化の追求においては、革新的技術導入の初期段階から排出権取引（ETS）、炭素税（CT）、フィードインタリフ（TIF）などの様々な仕組みが開発され、市場の改造に利用されてきた。直接的な規制や補助金の支給に加え、各国の自然条件や経済状態などを考慮した適切な政策を考えていく必要がある。これらの手法の特徴は以下のように整理できよう。

ETS：理論的には理想的な仕組みだが、市場を政策目的どおりに操縦するのは難しい。上限の設定が緩やかであれば市場は反応しない。上限が厳しく設定されれば、炭素強度の高い産業は抹殺される。加えて、排出権取引そのものが市場における投機対象となり、市場の失敗を引き起こすこともあり得る。

FIT：プロジェクト期間の長期にわたり安定的な所得を保証し、事業参加の敷居を下げる上では効果的だが、後年度負担を引き起こす。未成熟な技術への過剰投資を招き、補

助金支給の期限が来ると設備の大量廃棄を引き起こす可能性がある。

炭素税：市場への負荷をコントロールし、投機による市場の失敗を防ぐことができる。しかしながら、国外への資金逃避を引き起こすなど、必ずしも低炭素化に向けた積極的な行動を引き出すとはいえない。一方、炭素税による国庫収入をもとに特別目的の予算を組むことが可能となる。

規制と補助金：国家政策を直接的に推進する一般的な手法。寄金や補助金、減税などの供与により、初期投資額の引き下げや経済性の改善などを図ることができる。しかしながら、これに対応すべき民間側の能力が問題となる。規制や補助金プランは国内外の情勢変化に沿って随時見直し、調整していくことが必要である。

ナショナル・プロジェクト：必要なインフラを政府が直接建設する。硬直的で非効率な事業を構築する可能性がある。また、国庫から資金を拠出する予算の設定が必要である。

低炭素化を進めるには資金が必要である。一般税、目的税、炭素税などに加え、世界的には世界銀行やアジア開発銀行、先進国の国際協力機関などによる援助や融資、プロジェクト・ファイナンス、クラウド・ファンディング、外国の投資家による一般的な投資、排出権の販売などさまざまな仕組みが利用可能である。これらの中から適切なものを選択することになる。

カーボン・ニュートラルリティに取り組むため、先行する諸国では様々な革新的技術や仕組みが開発されている。これらを取り込むため、社会の教育が必要である。低炭素化を進める上では、特に民生・業務部門や運輸部門で資機材やサービスの適切な調達を行うための能力開発が必要である。低炭素プロジェクトを実現する上では住民の合意も不可欠である。社会的な認知や理解、支援も社会変革を進める上での重要な推進力である。バングラデシュとしては、低炭素社会の構築に向けて住民が自発的に行動するような社会を創出することが不可欠である。

低炭素社会に向けての航海では、上に述べたような手法や仕組みの中から適切なものを選びながら舵取りを進めていくことになる。化石燃料に関する技術や投資を導入していく上では、洗練された技術や経験、そして資金を有する国内外のエネルギー企業を誘致するための適切な事業環境と市場を準備することが大切である。このような企業は CCS、アンモニア、水素などの工業技術についても進んだ能力を保有していると見込まれる。太陽光や風力など既に事業性が確立している再生可能エネルギー事業に関しては、今日まで様々な市場メカニズムが開発されてきた。とはいえ、低炭素化を推進していく上で簡単な魔法の答えなどはなく、あらゆるオプションを検討しつつ正しい進路を求めていくよりほかはない。

9.1.2 課題と政策

バングラデシュが豊かなクリーンエネルギー社会の構築を進めるためには多くの課題を解決していかなければならない。それを目指して、本マスタープランでは以下のような政策の推進を推奨する。

1) 2041年時点でのクリーンエネルギー目標の再確認

バングラデシュ政府は2041年には電源構成に占めるクリーンエネルギー比率を40%まで引き上げると既に発表している。本マスタープランにより、政府はこの重要な目標を再確認することになる。明確な数値目標を設定し宣言することにより、政府は内外の様々な関係者に対し明確なシグナルを発信することができる。これにより、政府の持っているさまざまな資金的及び人的資源を動員することができるようになる。さらには、この目標を世界中の関心を持つ人々に周知することにより、目的達成に必要な技術導入や資金調達などを推進することができる。

2) 省エネルギー活動の再活性化

クリーンエネルギーそのものの採用に加え、省エネ活動の推進もバングラデシュにおけるクリーンエネルギー社会構築の重要な柱である。エネルギー消費の節約は、単純にエネルギー支出の減少という経済効果をもたらす。省エネは国産エネルギーの創出と同等の効果を持ち、輸入化石燃料への依存度を引き下げる。炭素排出量を削減し気候変動対策を進めるうえで好ましい効果をもたらすことは言うまでもない。このような観点から、省エネルギーはエネルギー政策の検討において最優先されるべき事項である。省エネに関する詳細な行動計画と政策についての提言は第9.2節で議論する。

3) 国産再エネ資源の最大限の利用

バングラデシュは、残念ながら、太陽光や風力などの再生可能エネルギー資源にはあまり恵まれていない。国土は比較的狭く、国産再エネ資源の開発には制約が多い。とはいえ、クリーンエネルギー社会実現のためには、これらの資源を最大限開拓し利用する必要がある。政府が利用可能な政策的な仕組みには、さまざまなものがある。

太陽光については、政府保有地提供制度を拡大し、ソーラーパーク開発の入札枠を広げることができよう。また、土地確保問題を解決するため、政府の音頭取りで農業部門との共同事業（solar sharing）など革新的な仕組みを作ることでもできよう。個人住宅やビルを対象としたルーフトップソーラーの優遇策は優先すべき政策のひとつである。風力発電については、詳細な風況調査を実施し、風力発電資源を正確に把握して、大規模風力発電の適地を確認することが必要である。洋上風力設置検討のため、環境と漁業資源への影響調査も実施すべきである。また、バイオガスやバイオ燃料など革新的なバイオマス利用の展開についても、農業部門との連携を念頭に置き、検討を進めるべきである。

4) クリーンエネルギー開発の支援策

ほとんどの再生可能エネルギーで導入には追加コストがかかり、政策支援がないと導入促進は難しい。そのような政策には様々なものがあり、例えば発電事業者に一定比率のクリーンエネルギー使用を義務付けるRPS（Renewable Portfolio Standard）制度、既存の化石燃料のクリーンエネルギーへの代替を促進する炭素価格制度、クリーンエネルギー・インフラへの投資に対する補助金、投資家に対しクリーンエネルギーの固定価格での買取りを保証す

る FIT (Feed-in Tariff) 制度などが挙げられる。このうち最も多用されてきたのが FIT であろう。FIT は欧州や日本のような先進国だけでなく、中国、ベトナム、タイなどのアジアの発展途上国でも導入されている。

どの手法がバングラデシュの政治、経済、社会事情などに照らして最適であるかを見極めるには十分議論を尽くす必要があるが、いずれにせよ政策的支援なしにはクリーンエネルギー目標の達成が難しいことは明らかである。どのような政策をとるべきかの議論をできるだけ早く始めることが必要である。

5) 安全で信頼できる原子力発電を

バングラデシュではまもなく原子力発電が導入されるが、本マスタープランではその比率を比較的穏やかなレベルにしている。原子力は炭素の排出なしに大量の電気を供給できるという意味で、バングラデシュにとってクリーンエネルギー社会を実現する上で不可欠の電源である。それゆえ、安全で信頼のおける運転システムを確立することが不可欠である。安全で信頼のおける原子力発電の運転と核燃料サイクルを支えるため、適切な資格を有するエンジニアと十分な技能を持つ専門職を必要な数だけ育てることが急務である。予期しないトラブルに備えるには十分な運転訓練を積む必要がある。このため、バングラデシュにとっては、国際協力を通じて長年にわたり原子力発電所の運転経験のある国々から経験や良き業務慣習を学び取ることが大切である。

長期的には高温ガス炉技術の進展に注目しておくことが望ましい。軽水炉の発電効率が 33%なのに対し、高温ガス炉では 50%の達成を目指している。

6) 新しいエネルギー技術の採用

これまで議論してきたように、太陽光や風力などの再生可能エネルギーの最大限の導入を最優先すべきである。しかしながら、これらの資源量は限られており、それだけでクリーンエネルギー目標を達成することは難しい。これらのほかにも水素焚き発電、火力発電所でのアンモニア混焼、炭素の回収貯蔵 (CCS) などの新技術の開発が進んでいる。いずれもまだ大量普及段階には至っていないが、商業化に向けた努力が世界各地で展開されている。限られた再生可能エネルギー資源を補うため、本マスタープランではこれらの新技術の積極的な導入を想定している。

水素やアンモニアの利用を拡大するにはそれぞれに特化したインフラが必要であり、それぞれに的を絞ったマスタープランの作成を目指して今後の需要見通し、使用施設の適地、輸入地点から需要地までの輸送ルート、輸入施設の展開などの検討を進めることが望まれる。石炭火力でのアンモニア混焼は比較的近い将来 (2030 年頃) に予定されているので、国内プラントでのデモ・テストを早期に実施する。国内での水素生産の可能性、再エネ電力の余剰分を利用するグリーン水素や原子力発電を利用するピンク水素などの可能性も検討すべきである。ガス火力で水素混焼を行う場合には、アンモニアだけでなくその他の有機液体水素キャリア (liquid organic hydrogen carrier : LOHC) や液体水素も検討対象となる

う。また、CCS については、枯渇ガス田などの適地を確認し、貯蔵規模や経済性を検討する FS を実施することが望まれる。

7) 低炭素技術の研究開発

低炭素社会を実現するには様々な新技術を導入しなければならない。バングラデシュでこれらの技術を消化し、さらに国内でも開発できるようになれば、新しい雇用を生み出し、国内で開発された技術を販売し輸出するなど、その成果を大いに享受することができるようになる。今のところバングラデシュは低炭素技術の多くを輸入に頼っているが、輸入に加えて国産技術の研究開発を推進し、自前の低炭素社会実現手段を手に入れるべきである。この点については、国際開発パートナーと手を組んでパイロットプロジェクトをスタートさせることなどもバングラデシュで研究開発能力を育てるための良い出発点となるだろう。

8) その他

今後バングラデシュが再生可能エネルギーの導入を進めていけば、上記のような事項のほか、さまざまな課題に直面することになる。一例として、配電事業での電圧コントロールがあげられる。この課題を解決するには、技術条件および技術基準を政府主導で設定しなければならない。また、供給電圧の最適管理を実現するには、需要管理システム (DMS: Demand Management System) の設置が必要である。

洋上風力の導入を進めるには、組み立て施設を含む供給基地と設置のための作業船が不可欠である。風力開発プログラムに沿って、ベンガル湾沿岸にこれらの補給基地を用意しなければならない。

太陽光発電の展開では、老朽化した太陽光パネルの処分あるいは再利用システムを確立する必要がある。一般に、太陽光パネルは 25 年で劣化し、交換されている。今後は太陽光発電の利用が拡大すると見込まれるので、使用済み太陽光パネルの扱い方についてきちんとした政策を用意しておく必要がある。

これらの施設の建設と運転には相当数の労働力が必要となる。総合的なエネルギーシステムを確立する上で、人材開発は重要な柱の一つである。

9.2 省エネルギー政策

省エネルギーの推進は炭素を排出しない影のエネルギーの掘り起こしにも似ている。省エネはエネルギー安全保障の強化と環境持続性確保の両面で有用である。それ故、国家エネルギー計画の策定にあたって、省エネは最優先されるべき事項である。

9.2.1 省エネ活動と省エネ政策

バングラデシュにおける省エネ活動と省エネ政策の進展度を観察すると、以下のようなアクションが省エネ活動を加速するカギになると考えられる。

2050年までの野心的なEEC目標と政策を設定することが必要である。EECMP2016では、2030年までに一次エネルギー消費のGDP原単位を20%削減するという目標が設定されている。省エネをさらに加速することが重要で、例えば目標を下記のようにATSシナリオの提案に切り替えることが挙げられる。

- a) 2040年：2030年対比で41%の改善
- b) 2050年：2030年対比で59%の改善

ここで、GDPは2030年の4,701億ドルから2041年には1兆7,270億ドル、2050年には2兆5,750億ドルに成長する一方、一次エネルギー消費は2030年の石油換算7,430万トンから2041年には1億1,820万トン、2050年には1億6,850万トンへと増加すると想定されている。

また、PP2041ケースにおける各セクターの最終エネルギー消費で見ると、REF対比のATSの省エネポテンシャルは表9.2.1のように見込まれている。

表 9.2-1 セクター別省エネポテンシャル

PP2041 Case	Final Energy Consumption				EEC Target		EEC Ratio	
	2041		2050		2041	2050	2041	2050
	REF	ATS	REF	ATS	REF to ATS			
Scenario	Mtoe	Mtoe	Mtoe	Mtoe	Mtoe	Mtoe	%	%
Industry	37.9	30.6	61.4	47.8	-7.4	-13.6	-19.4	-22.2
Commercial and Residential	33.8	29.5	47.1	38.9	-4.3	-8.2	-12.8	-17.3
Transport	21.0	19.9	31.8	29.0	-1.1	-2.8	-5.3	-8.8
Other	6.7	6.7	9.0	9.0	-	-	-	-
Total	99.4	86.6	149.3	124.7	-12.8	-24.6	-12.9	-16.5

出所：IEPMP 調査団

表 9.2-2 省エネロードマップ：アップデート版



出所：SREDA

ECMP2016 を実施に移すため各セクターでは下記のような措置が必要とされよう。

1) 産業部門

- a) 指定企業（DC：designated Company）の範囲を拡大し、省エネ能力を改善する。
- b) 公認エネルギー管理士を増やす。
- c) 公認エネルギー管理士の技術調査を実施し、エネルギー管理についての追加情報を収集する。これを製鉄業、化学産業では「ベンチマーク・プログラム」と呼んでいる。

- d) Best Available Technology (BAT)の周知を図る³⁹。省エネ型ボイラ、コージェネ・システム、高効率発電機、高効率工業炉など BAT で紹介されている技術や低炭素化技術はエネルギー効率の改善に大きく寄与するものである。
- e) 上記のような高効率機器導入投資に対する金融面の優遇制度を導入する。

2) 民生・商業部門

- a) 指定企業 (DC) の指名を業務部門にも拡大し、ショッピングモール、ホテル、レストラン、学校や大規模施設もカバーする。
- b) S&L プログラムの義務化 (全ての設備) : 設備ごとの実施計画 (設備製造業者が準備できるよう自主規制から義務規制への移行計画を明確に示す) を作成する。
- c) エネルギー効率基準の定期的な見直し制度を設け、S&L プログラムの適用範囲拡大と基準強化を図る。近隣国の例や国際基準を参照してエネルギー効率基準設定の対象となる設備を選択し、基準値を設定する。
- d) エネルギー性能テストラボを創設し、モニタリングシステムを強化する。
- e) 建築基準法 (BNBC)および建築物のエネルギー効率及び環境評価基準 (BEEER)の定期的な見直しを行う。
- f) 多面的なアプローチにより参加を促進し、建築基準法および環境評価基準の順守を促進する。

3) 輸送部門

- a) 高効率自動車の普及促進を図るための S&L プログラムの制定 : 高効率内燃機関車 (ICE)、ハイブリッド車 (HV)、電動車 (EV)、代替燃料自動車 (CNG、LPG、バイオディーゼル、エタノール、水素、燃料電池、ほか)
- b) エネルギー効率の良い電気自動車の普及を促進するための「電気自動車充電ガイドライン」の設定
- c) 高効率自動車が市場での競争力を高めるような優遇税制や補助金

4) 農業部門

- a) 灌漑用ポンプのエネルギー効率 S&L の制定
- b) 系統電力のピーク需要カットを目指す独立型 PV システムの灌漑用ポンプでの利用拡大

上記で議論したエネルギー消費者における省エネに加え、エネルギー供給者側における省エネも国家全体のエネルギー消費節約を図るうえでは重要である。各部門における重要課題や合理化計画については第5章及び第6章で論じた。さらに、電力、石油、ガス、石炭等のエネルギー供給セクターにおいても、エネルギー使用者と同様、以下のような一般的な

³⁹ 世界省エネルギー等ビジネス推進委員会「Smart Energy Products & Technologies 2023」
<https://www.jase-w.eccj.or.jp/technologies/index.html> および日本鉄鋼連盟「Technologies Customized List for India and ASEAN」
<https://www.iisf.or.jp/en/activity/climate/Technologies/index.html>

チェックシステムを適用することが推奨される。

- a) 発電、石油精製、鉱山、LNG輸入やその他の大規模なエネルギー供給にも指定事業者（DC）制度を適用する。
- b) 省エネの進捗とチェック状況の定期報告を制度化する。
- c) エネルギー監査を義務化する。
- d) メンテナンス研修を義務化する。

いうまでもなく、エネルギー供給事業者は省エネ推進の主力プレーヤーであり、エネルギーユーザーでの省エネ意識の向上を図る、あるいは利点の多いオプションを提供してユーザーでの省エネを推進する役割を負っている。まず手始めに、エネルギー事業者には、第9.3で述べるエネルギーデータ管理システムの確立において主要な役割を果たすことが期待される。

9.2.2 省エネ実行の基盤

上記のようなプログラムや手法の導入を進めるには多くの措置をとることが必要である。エネルギー削減ポテンシャルの大きさ、必要とされる努力の緩和、経済的効率、関連する諸制度との調整の必要性、調整に要する期間などを考慮し、各プログラムの優先度を調整していくことが必要である。同時に、十分なITシステムを用意し、エネルギー管理システムを適切に運用できる経験を積んだスタッフを置くことが必要である。上記のような多くのプログラムを実施に移すには、SREDAのスタッフと予算が明らかに不足している。バングラデシュはこれから多くのプログラムを設計し導入していく段階にある。このような立ち上げ期の作業ではかなりの規模の人材と予算の投入が必要である。

まず最優先で着手すべき作業は、定期報告制度によるセクター・サブセクター別のエネルギーデータを収集分析するためのシステム開発である。これにより省エネにおいて優先すべきセクター・サブセクターを把握するとともに、各部門のエネルギー需要規模を把握することができる。また、これは省エネシステムの開発を重点的に進める上でも不可欠である。信頼できるデータの収集を通じて各セクターのエネルギー消費実態が明確に把握できるようになれば、政府や産業界の担当者が優先分野でのエネルギー効率向上の最適ソリューションを検討し、見つけ出す上で大きな力となるであろう。

9.3 エネルギーデータ管理システム

9.3.1 エネルギー統計の現状と課題

バングラデシュのエネルギーデータは、石油、ガス、石炭、電力会社等のHPに販売量などが公開されている。データのアップデートは比較的早い。バングラデシュでエネルギー統計を扱っているのは、EMRD傘下のHydrocarbon Unit（HCU）、Power Division（PD）傘下のSustainable And Renewable Energy Development Authority（SREDA）、Ministry of Planning傘下のBangladesh Bureau of Statistics（BBS）である。バングラデシュの会計年度は7月1日から翌年6月30日までで、2020-2021と表示されている場合は、2021年度である。

3 機関で発表しているバングラデシュのエネルギーデータは、整合性が取れており、データ提供先であるエネルギー会社の管理が整っていると判断する。他国では、エネルギーデータを公開する機関によって乖離が大きく、どのデータが信頼できるのかわからない国もある。

(1) Hydrocarbon Unit

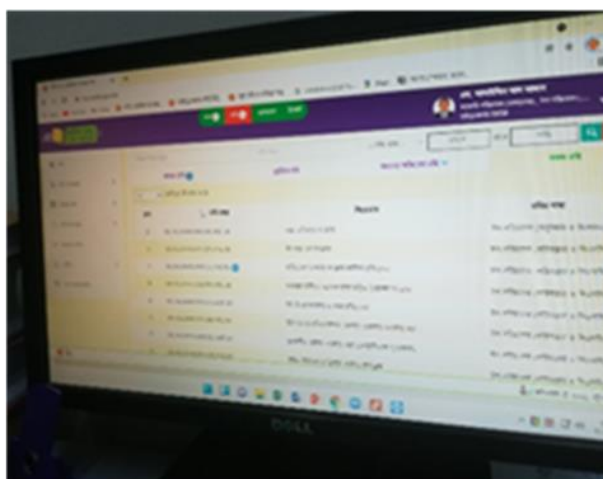
HCU は HP でエネルギー情報などを提供している。HCU が HP で公表しているエネルギー情報のうち定期報告書は、Annual Report on Gas Production, Distribution and Consumption、Report on Energy Scenario of Bangladesh、Monthly Report on Gas and Coal Reserve & Production、Annual Report of Hydrocarbon Unit の 4 つで、HP からダウンロードできる。

データソースは、石油製品が Bangladesh Petroleum Corporation (BPC) や National Board of Revenue (NBR) から、ガス生産が国営の Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company Limited (BAPEX)、BGPEX、Sylhet Gas Fields Limited (SGFL) と国際石油会社の Chevron と Tullow から毎月入手し、ガスの消費データは配送 (Distribution) 会社から、LNG データは Rupantarita Prakritik Gas Company Limited (RPGCL) から、石炭生産データは Barapukuria Coal Mine Company Limited (BCMCL) から入手している。

エネルギー会社のデータは、イーノティ (e-nothi) と呼ばれる Web システム (Electric Documentation) で転送されている (図 9.3.1-1 参照)。これらのデータは、ID とパスワードを持つ政府関係者が利用することができる。インターフェースはすべてベンガル語である。

HCU は「イーノティ」にアクセスし、各社からのデータを収集している。シェブロンなどの民間会社は「イーノティ」にアクセスできないためメールでデータを入手している。データは PDF で署名がされている。これらのデータを使って HCU は、Report on Energy Scenario of Bangladesh や Annual Report on Gas Production, Distribution and Consumption、Monthly Report on Gas and Coal Reserve & Production 等を HP で公開している。

各社からのデータが PDF であるため、HCU はその PDF を見ながらエクセルに再入力しており、1 社あたりの再入力に数日かかることがあり業務効率を上げることが課題である。



出所：HCU

図 9.3-1 イーノティのトップ画面

(2) SREDA

SREDA にはエネルギー統計の専門部署はなく、省エネ部署が National Energy Balance という年次刊行物を発刊している。National Energy Balance は 2016-17 年度から発刊を始め、2018-19 年度を除き現在（2019-20 年度）まで発刊している。National Energy Balance は、省エネルギーの向上をモニタリングする目的で作成され、以下の 4 つのパートで構成されている。

1. Energy Supply and Demand Trend
2. Energy Balance and Intensity
3. Energy Balance Statistics
4. National Energy Security and Emission Reduction

また、データの入手先は BBS、HCU、BPC、Petrobangla、Eastern Refinery Limited (ERL)、Rupantarita Prakritik Gas Company Limited (RPGCL)、BPDB となっている。

2019-20 年度のエネルギーバランスは、表 9.3-1 に示すように、IEA のエネルギーバランス表の形式になった。ただし、バンカー油とバイオマスが含まれてない。今後の課題としては、産業をサブセクターに分類し、特にセメント、鉄鋼、肥料、石油化学、紙・パルプといったエネルギー多消費型のサブセクターの動きを認識する必要がある。

表 9.3-1 National Energy Balance Table FY2019-20

FY2019-20 (unit: ktoe)	Coal	Oil	Petroleum products	Natural gas	Biofuels and waste	PV and wind power	Hydro power	Imported electricity	Grid power	Total
Production	496	587		20,919	14,990	5	71			37,068
Imports	4,165	1,275	7,138	5,354				574		18,506
Exports			0							0
Maritime & aviation bunkers										
Stock change		-5	-32							-37
Others			-50							-50
Total energy supply	4,661	1,857	7,056	26,273	14,990	5	71	574		55,487
Statistical differences		-181	-861							-1,042
Electric power plants	-761		-1,040	-12,046		-5	-71	-574	6,142	-8,355
Autoproducers (captive)			-352	-4,004					1,525	-2,831
Oil refineries		-1,089	961							-128
Condensate & NGL fractionation		-587	202							-385
Industrial own use				-11						-11
Losses				-36					-693	-729
Total final consumption	3,900		5,919	10,223	14,990				6,974	42,005
Industry	3,900		400	5,556					3,028	12,884
Iron & steel										
Chemical and petrochemical				1,441						1,441
Non-ferrous metals										
Non-metallic minerals	3,900									3,900
Transport equipment										
Machinery										
Mining & quarrying										
Food and tobacco										
Paper, pulp and print										
Wood and wood products										
Textile and leather										
Construction										
Industries n.e.s.										
Transport			3,360	954						4,314
Residential			1,090	3,506	14,990				3,107	22,693
Commercial & public services			72	176					707	955
Agriculture, forestry			941	30					132	1,103
Non-energy use			56							56

Source: Compiled from HCU, BPC, BCMCL, Petrobangla, ERL and BPDB data

Unit: ktoe

出所: National Energy balance 2019-20, SREDA

(3) BBS

計画省 (Ministry of Planning) 傘下の BBS は、バングラデシュの経済統計を整備している。経済統計の他にエネルギーデータも取り扱っており、15 章で構成される Statistical Yearbook Bangladesh の第 6 章がエネルギーセクターになっている。エネルギーのデータソースは、電力が BPDB、Rural Electrification Board (REB)、石油が BPC、石炭が NBR、ガスが Petrobangla である。エネルギーの専門家はおらず、Mining and quarrying と Power の 2 人の担当者が兼務で集計している。BBS が International Energy Agency (IEA) に提出しているエネルギーデータは、石炭、天然ガス、原油の生産量と輸出入量だけである。現在、LPG 輸入が IEA 統計では完全に抜け落ちているが、LPG 需要は急速に増加している。BBS が自らあげていた問題点は、エネルギーの専門家でないため間違っても気づかないところである。特に BBS はエネルギーの単位等についてトレーニングの必要があると認識している。

9.3.2 エネルギーデータ収集

バングラデシュのエネルギー消費量を把握するために電力、ガス、石油会社の販売データから家庭、商業、産業、輸送、農業などのセクター別のエネルギー消費量実態を把握し、今後の GHG インベントリや国別削減目標 (NDC: Nationally Determined Contributions) の作成に資することを目的としている。

表 9.3-2 データ提供会社

Power Company	
1	Dhaka Electricity Supply Company (DESCO)
2	Dhaka Power Distribution Company (DPDC)
3	Northern Electricity Supply Company (NESCO)
4	West Zone Power Distribution Company Ltd (WZPDCL)
5	Bangladesh Rural Electrification Board (BREB)
6	Bangladesh Power Development Board (BPDB)
Gas Company	
1	Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd (TGTDC)
2	Pashchimanchal Gas Company Ltd (PGCL)
3	Kamaphuli Gas Distribution Company Ltd (KGDCL)
4	Bakhrabad Gas Distribution Company Ltd (BGDCL)
5	Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Ltd (JGTDSL)
6	Sundarban Gas Company Ltd (SGCL)
Oil Company	
1	Padma Oil Company Limited (POCL)
2	Jamuna Oil Company Limited (JOCL)
3	Meghna Petroleum Limited (MPL)

出所：IEPMP 調査団作成

データを依頼したのは、電力 6 社、ガス 6 社、石油 3 社の計 15 社 (表 9.3-2 参照) である。データを依頼するにあたって、電力会社及びガス会社の料金分類をもとにセクター毎に

集計するためのデータテンプレートを準備した。産業部門については、IEA のエネルギーバランステーブルに準じたサブセクターに細分することとした。また、当初は最新のデータ（2020-21）を収集する予定だったが、コロナ禍の影響でエネルギー需要が落ち込んでいるため、最新データは本来の消費量とかけ離れている可能性があることから、収集するデータはコロナ禍の影響を受けていない 2018-19 年度のデータを収集することとした。各エネルギー会社にはデータテンプレートに従ったデータ記入を依頼し、検証のため生データも提供してもらうこととした。

(1) 電力

表 9.3.2-2 は回収したデータを集約したものである。Bangladesh Rural Electrification Board (BREB) はバングラデシュのダッカにある政府組織で、農村電化を担当している最大の配電会社としてバングラデシュの電力の 50%を供給しており、次いで Bangladesh Power Development Board (BPDB) の 17%、Dhaka Power Distribution Company (DPDC) の 13%、Dhaka Electricity Supply Company (DESCO) の 8%、Northern Electricity Supply Company (NESCO) の 6%、West Zone Power Distribution Company Ltd (WZPDCL) の 5%となっている。表 9.3-3 に産業サブセクター別の電力消費を示す。繊維産業が全体の 26%を占めており、次いで鉄鋼業の 23%になっている。

表 9.3-3 回収データの集約：2018-19 年度（電力）

Company	BPDB	DPDC	DESCO	BREB	WZPDCL	NESCO	Total		
Unit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	ktoe	%
Residential	4,536	3,676	2,736	17,945	1,614	1,968	32,476	2,793	52.8
Commercial	1,398	1,589	1,353	2,273	437	329	7,380	635	12.0
Industrial	4,186	2,889	686	8,558	784	958	18,062	1,553	29.3
Irrigation/Agri Pumps	168	0	0	1,466	24	63	1,722	148	2.8
Street Lights	144	30	13	7	172	47	414	36	0.7
Construction	24	33	61	29	8	12	167	14	0.3
Battery Charging Stations			-	61	13	56	130	11	0.2
Education/Religious/Hospital	114	87	74	489	70	72	906	78	1.5
Others	2		281				283	24	0.5
Total	10,573	8,304	5,205	30,829	3,124	3,505	61,540	5,292	100.0
%	17	13	8	50	5	6	100		

出所：各配電会社

表 9.3-4 産業サブセクター別電力需要

Company	BPDB	DPDC	DESCO	BREB	WZPDCL	NESCO	Total		
Unit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	ktoe	%
Industry	4,211	2,921	747	8,587	792	970	18,229	1,568	100.0
Mining and quarrying	32	-	-	15	-	103	150	13	0.8
Construction	24	33	63	30	14	12	177	15	1.0
Manufacturing	3,195	1,703	427	7,738	564	361	13,987	1,203	76.7
Iron and steel	2,653	875	11	682	-	4	4,225	363	23.2
Chemical and petrochemical	36	92	26	96	73	0	325	28	1.8
Non-ferrous metals	-	4	4	35	47	1	90	8	0.5
Non-metallic minerals	102	322	2	611	253	17	1,307	112	7.2
Transport equipment	-	-	6	63	10	-	80	7	0.4
Machinery	13	3	0	116	-	-	131	11	0.7
Food and tobacco	246	54	50	1,800	135	321	2,606	224	14.3
Paper, pulp and printing	34	22	18	262	5	13	355	30	1.9
Wood and wood products	55	1	2	56	26	4	143	12	0.8
Textile and leather	56	330	307	4,016	15	1	4,726	406	25.9
Industry not elsewhere specified	959	1,186	257	805	214	495	3,915	337	21.5

注：Industry は表 9.3.2-2 の Industrial、Construction の合計である。

出所：各配電会社

(2) ガス

表 9.3-5 は回収したデータを集約したものである。Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd (TGTDC) が最大のガス供給会社で、バングラデシュのガスの 59% を供給しており、次いで Bakhrabad Gas Distribution Company Ltd (BGDCL) の 13%、Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Ltd (JGTDSL) の 11%、Karnaphuli Gas Distribution Company Ltd (KGDCL) の 9%、Pashchimanchal Gas Company Ltd (PGCL) の 5%、Sundarban Gas Company Ltd (SGCL) の 3% となっている。表 9.3-6 は産業サブセクター別のガス需要を示している。繊維産業が全体の 51% を占めており、次いで窯業土石業の 11% になっている。

表 9.3-5 回収データの集約：2018-19 年度（ガス）

Company	TGTDC	PGCL	KGDCL	BGDCL	JGTDSL	SGCL	Total		
Unit	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	ktoe	%
Metered Domestic	89	4	617	14	15	0	739	708	2.6
Non-metered Domestic	2,895	135	-	511	-	-	3,540	3,396	12.5
Commercial	109	7	37	40	32	0	224	215	0.8
Industrial	3,907	43	461	66	285	7	4,769	4,574	16.8
C.N.G	692	68	149	185	135	-	1,228	1,178	4.3
Captive	4,285	49	453	105	203	4	5,099	4,890	18.0
Grid Connected Power Plant	4,197	973	868	2,473	2,575	965	12,051	11,558	42.6
Fertilizer	394	-	-	268	-	-	662	635	2.3
Condensate	1	-	-	-	-	-	1	1	0.0
Total	16,569	1,279	2,584	3,661	3,244	976	28,313	27,155	100.0
%	59	5	9	13	11	3	100		

出所：各ガス会社

表 9.3-6 産業サブセクター別ガス需要

Company	TGDCCL	PGCL	KGDCCL	BGDCCL	JGDCCL	SGCL	Total		
Unit	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	MMCM	ktoe	%
Industry	3,907	43	461	66	285	7	4,769	4,574	100.0
Mining and quarrying	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Construction	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Manufacturing	3,201	39	398	59	277	7	3,976	3,814	83.4
Iron and steel	204	1	188	5	-	-	398	382	8.3
Chemical and petrochemical	58	4	20	14	8	-	104	99	2.2
Non-ferrous metals	12	5	1	3	0	-	22	21	0.5
Non-metallic minerals	341	2	8	-	189	4	543	520	11.4
Transport equipment	3	-	-	-	-	-	3	3	0.1
Machinery	-	-	0	0	-	3	3	3	0.1
Food and tobacco	94	13	31	17	63	1	219	210	4.6
Paper, pulp and printing	187	5	27	0	-	-	219	210	4.6
Wood and wood products	16	-	-	-	-	-	16	15	0.3
Textile and leather	2,286	9	119	19	18	-	2,451	2,350	51.4
Industry not elsewhere specified	706	4	68	7	8	-	793	761	16.6

出所：各ガス会社

(3) 石油

表 9.3-7 は回収したデータを集約したもので、表 9.3-8 はバングラデシュの石油製品別需要を示している。産業はサブセクターに分類されてない。また、小売業者から先の最終需要家を特定することが難しい。Padma Oil Company Limited (POCL)、Jamuna Oil Company Limited (JOCL)、Meghna Petroleum Limited (MPL) は Bangladesh Petroleum Corporation (BPC) の子会社で石油販売を担っている。

バングラデシュでは、HSD が石油製品需要全体の 71.5% を占めており、運輸部門に次いで農業部門の需要が多いのが特徴である。ガソリン需要は CNG 車が普及していることからディーゼル需要に比較して少ない。

表 9.3-7 回収データの集約：2018-19 年度（石油）

Sector Spec. Supplies	Products	POCL	JOCL	MPL	ton ktoe	
					Total	
Residential	SKO	27,814	46,158	45,732	119,704	132
	LPG	4,187	4,608	4,475	13,270	16
Transport	HOBC	92,257	71,178	100,209	263,644	282
	MS	114,251	98,550	103,111	315,912	338
	SKO	0	0	18	18	0
	HSD	804,015	710,618	1,089,680	2,604,313	2,886
	FO	0	0	13,414	13,414	15
	JET A-1	427,300	0	0	427,300	476
Industrial	HOBC	0	0	1,029	1,029	1
	MS	0	0	76	76	0
	SKO	1,430	919	432	2,781	3
	HSD	87,327	101,219	160,863	349,409	387
	FO	6,071	6,989	3,946	17,006	19
Agriculture	HSD	302,887	392,586	377,895	1,073,368	1,190
Power Generation	HSD	153,480	127,270	130,050	410,800	455
	FO	196,955	167,550	244,747	609,252	679
Others	HOBC	0	0	1,592	1,592	2
	MS	0	0	2,374	2,374	3
	SKO	0	0	1,205	1,205	1
	HSD	0	0	45,442	45,442	50
	LPG	0	0	814	814	1

注：SKO: Superior Kerosene Oil, LPG: Liquid Petroleum Gas, HOBC: High Octane Blending Component, MS: Motor Spirit, HSD: High Speed Diesel, FO: Furnace Oil, JET A-1: Jet Fuel

出所：各石油会社

表 9.3-8 石油製品別需要：2018-19 年度

Company Products	POCL	JOCL	MPL	Total		
	ton	ton	ton	ton	ktoe	%
SKO	29,244	47,077	47,387	123,708	130	2.0
LPG	4,187	4,608	5,289	14,084	16	0.2
HOBC	92,257	71,178	102,830	266,265	335	5.2
MS	114,251	98,550	105,561	318,362	337	5.2
HSD	1,347,709	1,331,693	1,803,930	4,483,332	4,618	71.5
FO	203,026	174,539	262,107	639,672	614	9.5
JET A-1	427,300	0	0	427,300	410	6.3
Total	2,217,974	1,727,645	2,327,104	6,272,723	6,461	100.0

出所：各石油会社

(4) 課題と対策

今回のエネルギー消費調査で明らかになった課題と対策を表 9.3-8 に示す。

表 9.3-9 エネルギー消費調査で明らかになった課題と対策

課題	対策
会社名から業種を特定するのが難しい	顧客毎に IEA 産業分類コードを料金コードと同じように設定する
データ提供義務がないため断られる	政府がデータ提供義務と提出期限を定める
IEA の産業分類が知られていない	IEA の産業分類を配布する
PDF でデータを受け取った場合、チェックのために Excel に入力し直す必要がある	PDF ファイルと Excel ファイルの両方を提出するように依頼する
LPG の供給データを入手する必要がある	輸入業者にもデータの提供を依頼する
潤滑油、アスファルト等の非エネルギー用途の供給データが必要	石油会社に非エネルギー用途のデータ提供を依頼する

9.3.3 エネルギーバランス表の作成

バングラデシュのエネルギー供給は、既にエネルギー企業や政府機関の HP で公表されている。公表データを基に SREDA がエネルギーバランス表を毎年作成しており、エネルギーバランス表の構築はエクセルシートを使って既に確立されている。企業や政府機関の HP で年次報告書等が公開されるのは毎年 10-12 月である。データ整理後 1 か月程度でエネルギーバランス表は作成される。ただし、産業サブセクター毎のデータは公表されていないため、産業は合計でのみ表示されている。また、SREDA が作成しているエネルギーバランス表については、以下の改善点があげられよう。

- 産業サブセクター毎のデータの入手
- 一次エネルギー供給作成のためのバンカー油データの入手
- 電力自家消費の追加する（民間データが集まるまでは Public Sector のデータ（BPDP Annual Report 2019-202、59 ページ）から推定）。民間業者から gross 発電データを入手する。
- 民間会社が輸入した LPG データを追加する（HCU 発刊の Energy Scenario of Bangladesh 2019-20、22 ページから転記）。将来は輸入業者からセクター別データを入手する。

本調査では、産業サブセクターの需要を明らかにするために電力、ガス、石油会社に依頼して産業サブセクターに供給しているデータを分類してもらった。

分類方法は、顧客を IEA の産業分類に従って 12 のサブセクターに分類し、不明なものはその他とした。また、多くの供給先を抱えるエネルギー供給会社では、供給量の大きい顧客をサブセクターに分類し、供給量の少ない顧客をその他とした。サブセクターの分類作業は、2 か月ほどだったが、事前に産業サブセクターコードを顧客名簿に加えることにより分類は簡単になり、精度も向上する。

今回の調査では、石油供給会社からは産業サブセクター毎のデータは提出されなかった。調査団は、3社の石油供給会社うち1社から顧客への供給データ(生データ)を入手したが、データが不足していたため(全体の20%)、全体の供給量を12の産業サブセクターに分類することが出来なかった。

(1) 不足データの依頼会社

1) LPG データ

BPC傘下のLP Gas Ltd.や大手民間LPG会社⁴⁰に家庭、業務、輸送用途別に供給量の分類を依頼する。

2) バンカーオイルデータ

BPCに外航船用、国際航空使用の燃料供給量を依頼する。

3) 発電事業者の自家消費データ

IPP 事業者にグロス及びネット発電データを依頼する。

(2) データ依頼準備

データを依頼する前に以下のことに留意する。

1) データフォーマットの作成

事前にデータフォーマットをエクセルで作成し、エクセルで受け取ることが重要である。一般にバングラデシュのデータは署名されたPDFで提出されることが多く、受領者はそれをエクセルに再入力しており、効率が悪い。承認を受けた書類ということを示す必要があるのであれば、PDFとエクセルの両方を提出してもらう。

2) IEA 産業分類の説明書作成

IEA 産業分類表をエネルギー供給会社(石油・ガス・電力)に配布する。IEAが作成している既存の分類表はかなり細かく分類されている。数年かけて不要なものを削除し、バングラデシュに合うような簡易版を作成するとわかりやすくなるだろう。

3) LPG のセクター分類方法

ディストリビュータが多すぎてセクター別(家庭、業務、輸送)に分類するのが難しい場合は、シリンダー容量で区別する。10kg台は家庭用、30、40kg台は業務用と仮定する。最終的にはLPG供給会社の判断。国のLPG需要量は、HCUが既にEnergy

⁴⁰ Bashundhara LP Gas Ltd, INDEX LP GAS Limited, Jamuna Spacotech Joint Venture Limited, Orion Gas Ltd, LAUGFS Gas Ltd, Omera LPG, Totalgaz Bangladesh, JMI LPG, Navana LPG Limited, Petromax LPG Ltd, BM Energy Bangladesh Ltd, Beximco LPG Unit-1 Ltd, etc.

Scenario の中で公開しているのが大手民間会社のデータから全体をセクター別に推計する。

4) 自家発保有工場への燃料供給のルール

大きな工場の中には自家発を持っているところもある。燃料供給者が自家発と自家発以外に分けて燃料を供給している場合は、自家発分は Captive に分類する。

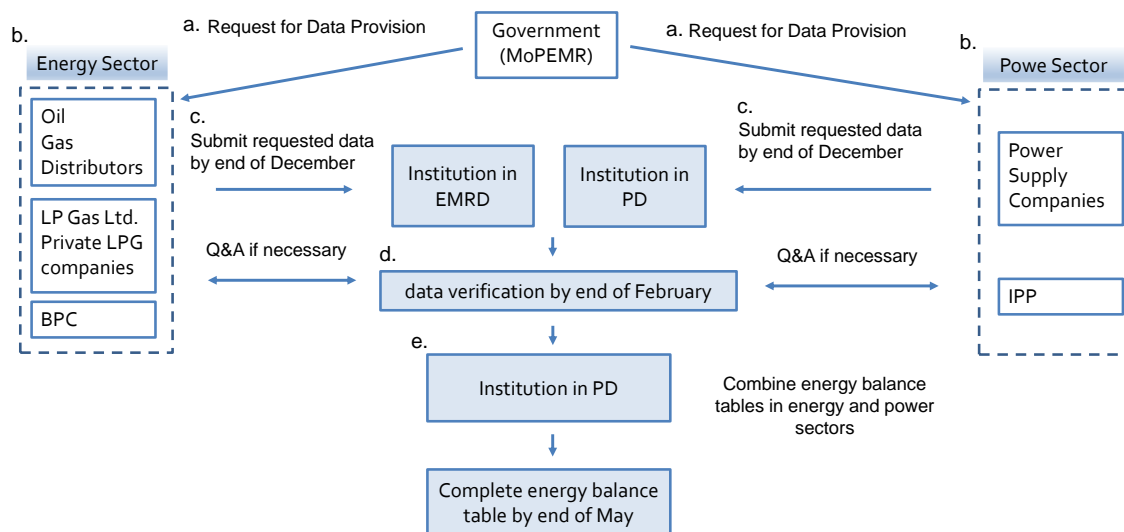
(3) 産業サブセクターのデータ検証

本調査で行ったエネルギー需要調査では、産業サブセクターの合計が、公開されている産業データと一致しないことがあった。合計をチェックすることは必要である。また、統計作成作業では、毎年繰り返しデータ収集が行われる。前年との比較で桁が変わるほどの大きな変化はないかもチェックする必要がある。大きな変化があった場合は、エネルギー供給会社に理由を聞くことも必要である。

(4) エネバラ作成手順

データの取り扱い、エネルギー部門と電力部門に分けられる。エネルギー部門は EMRD 傘下の組織が、電力部門は PD 傘下の組織が担当する。エネルギーバランス表は、以下の手順で作成される。

- a. 政府がエネルギー供給会社にデータを依頼する。
- b. エネルギー供給会社は、顧客リストに産業コードを加える。産業は IEA の産業分類に従う。分類できないものは、現時点ではその他に分類する。また、顧客数が多い場合は、現時点では供給量が多い顧客だけを分類し、残りをその他に分類する。
- c. データ提出期限を 12 月末とし、それぞれの傘下の組織に提出先する。
- d. データは 2 月末までに検証される。
- e. PD 傘下の組織が 5 月末までにエネルギーバランス表を完成させる。



出所：IEPMP 調査団

図 9.3-2 エネバラ作成手順

9.3.4 GHG インベントリ報告の支援

UNFCCC の規定では、後発開発途上国や小島嶼開発途上国を除く締約国は直近の GHG 排出量と吸収量の報告を国別報告書として 2 年ごとに提出することになっている。

パリ協定の透明性強化枠組みの下では、各国は人為的な排出源別排出量および吸収源別 GHG 吸収量の国家インベントリを含む情報を定期的に提供しなければならない（パリ協定第 13 条）。後発開発途上国及び小島嶼開発途上国を除くすべての締約国は最低でも 2 年ごとに情報提供を行い、後発開発途上国及び小島嶼開発途上国は各自の判断で報告を行うこととなっている（決定 1/CP.21 パリ協定の採択）。各締約国は最初の隔年透明性報告書及び国家インベントリ報告書を 2024 年 12 月末までに提出しなければならない（決定 18/CMA.1 パリ協定第 13 条に関する行動と支援に関する透明性枠組みに関する様式、手続き及びガイドライン）。

2002 年に提出された最初の国別報告書では、CO₂、CH₄および N₂O などのガスに関する情報が提供された。2012 年に提出された第 2 回国別報告書では 2005 年の排出量の推定が実施され、2018 年に提出の第 3 回報告では 2006～2012 年についての報告が行われた。第 4 回報告は 2023 年に予定されている。

一番新しい第 3 回国別報告書に記載された 2012 年の国家インベントリは入札で選ばれたコンサルタント NACOM 社が担当した。バングラデシュにおける GHG 排出量及び吸収量の国家インベントリの作成はこれまでその都度ごとの臨時措置で実施されてきたが、第 3 回国別報告書では GHG データ管理システムが構築され、今後、過去のデータも参照できるようになった。

信頼できるデータを収集するため、環境・森林・気候変動省（MOEF）の環境部が特製の

テンプレートを用意し、関係先にデータ提出要請書を配布している。セクター別エネルギー消費量は表 9.3-10 に示すような形で関係先から収集している。収集されたデータはさらに各部門のサブセクター別に整理されている。

しかしながら、公益事業者には業種別データがなく、また、輸送部門の天然ガス消費量が区分されていないので、専門家の判断で産業部門消費をサブセクター別に区分し、運輸部門については道路、鉄道及び農業オフロード車両、並びにカテゴリー別自動車ごとに区分している。

表 9.3-10 に国家インベントリと本マスタープランで採用した手法とデータの比較を整理した。両者はほぼ同じだが、本マスタープランで採用したデータは産業部門の非常用発電機に関するデータを含めた点で改良されている。

表 9.3-10 国家インベントリと IEPMP でのエネルギーデータ収集の比較

Fuel	Sector	Inventory (Third National Communication)	Energy Data Collection in IEPMP
Natural Gas	Data Sources	Petrobangla (distribution companies)	TGTDCL, BGDCL, JGTDSL, KGDCL, PGCL and SGCL
	Power	○	○
	Captive Power	○	○
	Fertilizer	○	○
	Industry	○ Data is not available by different industry mix. Expert judgement.	○ Categorized into subsectors
	Tea	○	-
	Commercial	○	○
	Domestic	○	○
	CNG for Transportation	○ Data is not available by different vehicle mix. Expert judgement.	○
	Raw material for producing urea	Subtracted by estimating the total quantity of urea produced and calculating the amount of carbon in urea	-
Liquid Fuels	Data Sources	BPC and its subsidiaries	POCL, JOCL and MPL
Diesel	Transportation	○	○
	Agriculture	○	○
	Standby generators	- (Not possible to estimate)	○
	Industrial	-	○
	Others	-	○
Kerosene	Residential	○	○
	Agriculture	○	-
	Industrial	-	○

	Transport	-	○
	Others	-	○
Gasoline	Transportation	○	○
	Small electricity generators	- (Not allocated)	○
	Others	-	○
Jet Fuel	Aviation	○ Data on domestic aviation and international bunkers was not available. Expert comments.	○
Furnace Oil	Electricity generation	○ Available in the BPDB system planning and the BPC yearly sales reporting.	○
	Furnaces in various industries	○	○
	Navigation	○ Data on fuel usages by international and national marine vessels.	○
LPG	Residential	○ Total sales was allocated.	○
	Commercial	- (Not allocated)	-
	Others	-	○
		Since imported also by the private sector, collection of data proved to be difficult.	Collecting
Solid Fuel	Data Sources	Petrobangla	-
	Power generation	○ Only government owned power generating station	-
	Brick making	○ Total coal consumption are come from standard coal consumption and the number of bricks produced, estimated on the number of kilns on technologies.	-

出所：第3回 National Communication 及び調査団

上記の現状に鑑み、今後は以下のように取り組みを進める。

- a) 国家インベントリの GHG データベース管理システム及び本 IEPMP で提案するデータ収集システムをもとに、臨時ではなく恒久的なエネルギーデータ管理システムを構築する。
- b) MOEF の環境部が、政府各部門の協力を得て、インベントリ作成のためのデータ収集の集約と管理を行う。
- c) エネルギー消費量や排出量のサブセクター分割については、臨時的な専門家の判断

やコメントによるのではなく、専門家委員会を設け手法を確立すべきである。

9.3.5 NDC 更新について

エネルギー関連の CO₂ 排出量は、PP2041 ケースでは、2012 年の 57.4MtCO₂e から 2030 年には 169.7MtCO₂e に増加する見込みである。近年注目を集めているメタンについては、天然ガスの漏洩のみが計上されている。この漏洩はサプライチェーンとりわけ配送システムで発生している。ガスシステムからの漏洩については IPCC の用いているデフォルト値の天然ガス販売量の 0.1%を用いて計算すると、メタンの漏洩量は 2012 年の 0.5MtCO₂e から、PP2041 ケースでは、2030 年には 0.7MtCO₂e へと僅かながら増加する。2030 年の GHG 総排出量は表 9.3-11 のように 299.0MtCO₂e になると見込まれる。

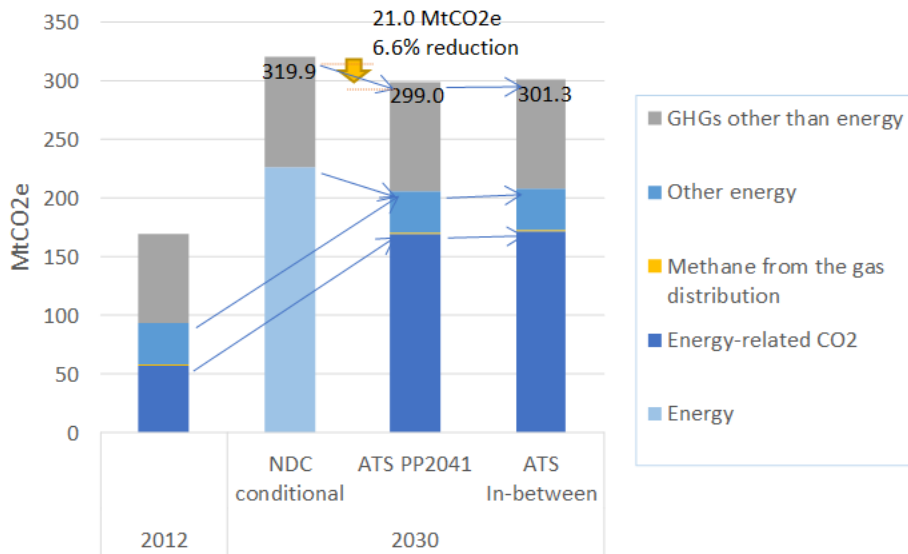
表 9.3-11 セクター別・ガス別 GHG 排出量 (MtCO₂e)

	2012	2030			Remarks
		NDC conditional	ATS PP2041	ATS In-between	
Energy	93.09	226.56	205.59	207.89	The figures in 2012 and NDC conditional are from Updated NDC.
Energy-related CO ₂	57.4		169.7	172.1	IEPMP study.
Methane from the gas distribution	0.5		0.7	0.6	IEPMP study.
Other	35.19		35.19	35.19	The figure in 2012 is calculated as: (Energy) - (Energy-related CO ₂) - (Methane from the gas distribution). The figures in ATS PP2041 and ATS In-between are assumed the same as that in 2012.
GHGs other than energy	75.96	93.38	93.38	93.38	The figures in 2012 and NDC conditional are from Updated NDC, and those in ATS PP2041 and ATS In-between are assumed as the same as that in NDC conditional.
Total	169.05	319.94	298.97	301.27	

出所：NDC 及び IEPMP 調査団

NDC の見直し

次回の NDC 更新での 2030 年の排出量水準は 299.0MtCO₂e とする方向で検討することになろう。これは現行の NDC での 319.9MtCO₂e を、図 9.3-3 に示すように、21.0MtCO₂e もしくは 6.6%下回るものである。



出所：NDC 及び IEPMP 調査団

図 9.3-3 NDC の更新についての提案

9.4 LNG 輸入の法的枠組み

天然ガスは、今後もバングラデシュにとって中心的なエネルギー供給源であり続ける見込みである。LNG 輸入及び天然ガス供給インフラに関する投資が益々重要となる状況下、LNG に関する法的枠組みの構築は健全な産業の育成及び投資の促進に不可欠である。本セクションは、バングラデシュに於ける法律・規則に関し、長期間に亘る天然ガス生産及び LNG ターミナル操業の経験を有する米国の法律・規則と比較検討し、対応策の提案を行うものである。

- Task 1：LNG 輸入及び配送に関わる既存のバングラデシュ法律・規則の分析
- Task 2：LNG 輸入及び配送量の増加に伴う適用法律・規則の改定に向けたアクション・プランの提案
- Task 3：国際市場における LNG 輸入契約交渉に関する法務及びコマーシャル面の能力強化

上記の詳細については、Appendix H を参照されたい。

9.4.1 Task 1

以前の JICA レポートにおいて、バングラデシュは長期間に亘り天然ガスの生産、配送及び LNG 輸出入ターミナル操業の経験を有する米国の法律・規則をモデルにエネルギー関連の法律・規則の改訂を行うことが提案された。バングラデシュのエネルギー、ガス及び LNG 部門への海外からの投資を促進するには、LNG 輸入および再ガス化されたガスの配送に関

わる安全面、環境面、操業面を含めた全ての要素において、国際的な基準に合致する、あるいはそれを超える基準を備える法律・規則を制定することが不可欠である。Bangladesh Energy Regulatory Commission (“BERC”)は、Bangladesh Energy Regulatory Commission Act of 2003 に基づいて設立されている。一方、米国の Federal Energy Regulatory Commission (“FERC”)は、Department of Energy Organization Act of 1977 に基づき設立されている。両組織は似通った名称を持ち、それぞれの国におけるエネルギー関連の規則の管理・運用において同様の機能を持つと見受けられる。FERC は、45 年超に亘り常に変化に晒されてきた米国及びグローバルなエネルギー、ガス・マーケットに於ける深い経験を有している。バングラデシュとしては、このような FERC の経験を参考とし、FERC が如何にして米国のエネルギー、ガス、電力業界に関わる様々な困難な問題の解決に向けて、エネルギー法・規則管轄機関として主導的役割を果たしてきたかを研究することが有益と思われる。

9.4.2 Task 2

本レポートは、適用法律・規則の改定に向けて具体的文言を提案する事が目的ではない。寧ろ、バングラデシュに於ける現行の電力、ガス、LNG 関連法・規則の概観分析を行い、高い視点から、現行法律・規則を如何に再構成し或いは改定すべきか、及びエネルギー規則の管理運用組織としての BERC の機能を如何にして強化するかについて提案することを目的としている。現時点では、バングラデシュにおけるエネルギー関連の法律・規則に関して米国の法律・規則及び FERC の機能と比較した十分な分析は行っていない。従い、法律・規則の改定に向けた具体的な提案を行う段階に達していない。然しながら、高い視点に基づき電力、ガス、LNG 関連法律・規則の強化に向け、下記の点を提案する。幾つかの点は、現行法体系で既に対応済みの可能性もあるが、公的に翻訳された英文訳が存在しないため、エネルギー関連の法律・規則の幅の広さ及び奥深さの全体像を把握する事が困難である。民間からの、特に外国勢によるエネルギーセクター投資を促進する為には、エネルギー関連法律・規則が容易に調査でき、その適用基準が予測できることが極めて重要である。バングラデシュで民間企業のエネルギーセクターへの参加が増加するのに伴い、米国における FERC の例と同様に、種々の管理・運用問題が BERC に提起されることが予想される。エネルギー法・規則の管理・運用組織としての BERC の機能強化は、今にも増して重要となる。独立組織としての BERC は、バングラデシュにおけるエネルギー関連法・規則の管理・運用に関して、重要な役割を發揮する事が期待される。

- a. BERC 組織の見直し（組織、人員増強）
- b. 適用法律とそれに対応する BERC 規則が一覧できる形の公示方法の設定
- c. BERC 及び EMRD の役割の明確化
- d. LNG ターミナル、ガスパイプラインの承認審査に関し、BERC が他の政府機関と協調し中心的役割を果たすこと
- e. パイプライン安全問題
- f. BERC 職員のトレーニング（FERC に於ける管理・運用業務の紹介）
- g. 規制緩和：ガスパイプラインのオープン・アクセスの検討

9.4.3 Task 3

ロシアのウクライナ侵攻により、世界の LNG 市場は大きな影響を受けている。多くのヨーロッパ勢は、ロシアからのパイプライン・ガスの購入を停止し、他国からの LNG の輸入に移行している。かかる状況下、LNG 市場は供給不足及び価格高騰に晒されており、この状況は当分継続する見込みである。LNG 買主として比較的新しい参入者であるバングラデシュは、競争力のある価格での LNG 購入契約を交渉し締結する能力を身につけることが重要である。日本は数十年に亘り LNG の最大買主として、過去に同様の困難な状況を経験している。日本の LNG 買主からの下記の助言はバングラデシュにとって有益と思われる。

- a. 購入契約条件、テnder入札条件の標準化
- b. 供給ソース多様化
- c. 操業上のフレキシビリティの拡大
- d. 国際的な LNG 買主との協調による操業上のフレキシビリティの向上
- e. 安全面：
 - ・ 設備の信頼性
 - ・ 供給の安定性
 - ・ 操業の柔軟性
- f. コマーシャル、法務問題に関する日本 LNG 買主によるトレーニング
- g. 日本の LNG 買主との何らかの協業可能性

第10章 マスタープランの実現に向けて

10.1 発展を支えるエネルギー

バングラデシュでは、Vision 2041 計画の下で、独立 70 周年となる 2041 年までに高所得国入りすることを目指して積極的な経済成長が推進されている。これにより、バングラデシュ経済は現在の 5 倍以上に拡大する見通しである。このミッションを達成する上では、最大限の省エネ努力を払ったとしてもエネルギー消費の拡大は不可避で、2019 年～2050 年の間に最終エネルギー消費は 3.75 倍に拡大する。経済成長速度が少し遅めの場合でも 3 倍以上の増加になると見込まれる。部門別にみると、成長の原動力となる産業部門でのエネルギー消費の伸びが一番大きく、生活の近代化や輸送需要の伸びが見込まれる民生部門や運輸部門がこれに続く。エネルギー源別にみると電力需要の大幅増加が見込まれ、石油製品の消費がこれに続く。バングラデシュではエネルギー多消費型の産業は比較的少なく、ハイテク型産業が成長をリードするものと見込まれる。このため、産業部門のエネルギー消費は電力が主で、天然ガス需要は比較的穏やかに推移すると見込まれる。

将来のエネルギー消費を考える上で重要なポイントが 2 点ある。その第 1 点として、自動車燃料の動向があげられる。本マスタープランでは 2050 年までに電気自動車 (EV) 比率 40%の達成を目指しているが、これはかなり大胆な想定で、今後の自動車電化の世界的な進行度に大きな影響を受けるだろう。それにより、石油製品と電気のどちらが選択されるかにも影響が及ぶことになる。この点に関して現時点ではまだ不確実性が大きく、今後、世界の動向をつぶさに観察しながら計画を調整していくことが大切である。

第 2 点は調理、給湯用燃料である。現在は都市ガス設備の老朽化が進む一方で国産天然ガスの生産も減退傾向にあり、政府主導で都市ガスの販売が抑制され、LPG 転換が進められている。しかしながら、民生・商業部門ではエネルギー消費の 2/3 がいまだ薪に代表される在来型バイオマスで、現在の政策に沿って調理用燃料の近代化が推進されると、一部は電力に向かうとしても、LPG 需要が大きく増加することになる。LPG は輸入が必要で、ほとんどはボンベに詰めてトラックで配送される。このため、都市部の交通混雑に拍車がかかりかねない。他方、世界の LPG 市場は脆弱で、歴史的に見ても大きな価格変動を経験してきた。この点を鑑み、都市計画などとも連動させて、都市ガスと LPG の適切な役割分担を設定していくことが大切である。

気候変動への関心が高まる中、世界はエネルギー・トランジションの時代に入っている。バングラデシュも例外ではない。2021 年の COP26 会議では、ハシミ首相が、低炭素化に向かう世界の流れに沿って、バングラデシュは 2041 年までに電源構成におけるクリーンエネルギー比率を 40%に引き上げると宣言した⁴¹。その対象には太陽光、風力、原子力、近代型バイオマス燃料、CCS を伴う化石燃料の使用、アンモニア、水素、グリーン電力の輸入など

⁴¹ https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BANGLADESH_cop26cmp16cma3_HLS_EN.pdf

あらゆるクリーンエネルギーが含まれるとされている。本マスタープランでは、この野心的な目標に沿って、2041年の電源構成における在来型化石燃料比率を60%以下に引き下げることを目指している。この比率は、2050年には45%へとさらに下がることになる。一次エネルギー供給全体では自動車燃料の比率が加わるため、クリーン燃料比率はやや低くなる。それでも、クリーンエネルギー比率は2041年には20%に高まり、2050年には30%に高まることになる。

残念ながら、バングラデシュは太陽光や風力などのポピュラーな再生可能エネルギー資源にはあまり恵まれていない。それゆえ、クリーンエネルギー供給の主要部分は原子力、CCS、近代型バイオマス、アンモニアや水素のような非炭素系燃料などの産業型技術や近隣諸国からのグリーン電力輸入などに頼ることとなる。これを実行に移す上では、生産や輸入、輸送、貯蔵、配送から利用に至るまでのバリューチェーン全体にわたって実行可能な供給方法を確立しなければならない。いずれにせよ、今後何十年にもわたり、大幅なエネルギー・インフラの拡大を続ける必要がある。

上記の目標に向かってバングラデシュは新しいエネルギーと技術の導入を進めなければならない。これらの技術の大半はまだごく初期の段階にあり、なかにはこれから出現するものもあるだろう。いずれにせよ、バングラデシュは実際の採用に踏み切る前に十分な時間をかけて導入準備を進めなければならない。今後は早急に世界動向の観察を開始し、クリーンエネルギー・ロードマップなどの行動計画試案を作成して、クリーンエネルギーと関連技術の導入準備完了状態を作り上げることに向けて動き出すことが必要である。

バングラデシュとしては、低炭素エネルギー構造を目指す一方で、石炭、石油、天然ガスなどの化石燃料の利用が必要な分野において強靱なエネルギー基盤を構築することが必要である。これを進める上では、エネルギー・トランジション時代を支える基盤エネルギー源として石炭や天然ガスなどの国内資源の探鉱、開発を最大限推進し、エネルギー安全保障の強化、国内経済発展への刺激、外貨流出の抑制などを進めることが肝要であろう。いうまでもなく、これらの活動においては環境と社会への影響に最大限の注意を払うとともに、貧困撲滅や人の健康環境の改善などの面にも十分な意を用いることが必要である。このような挑戦における主要課題を下記のようにエネルギー源別に整理した。なお、ロードマップについては第6.6節で議論したとおりである。

天然ガス：国産天然ガス資源の探鉱、開発、生産の各分野で最新技術の導入を図ることが最も重要である。このため、最新技術を導入して減退傾向にある生産を再度活性化するとともに、非在来型資源や大水深資源の探鉱への挑戦を進めるのにふさわしい事業条件を整えることが大切である。同時に、LNG輸入設備や全国天然ガスパイプライン・ネットワークの拡充、特にマタバリ-ダッカ新パイプラインの建設を図り、タイムリーな輸入や効率的な天然ガス配送を実現することが望まれる。

石炭：現在候補に挙がっている炭鉱プロジェクトについて速やかにFSを実施し、地域の経済、社会、環境に及ぼす影響を考慮の上、事業化の可否について適切な判断を行う。

同時に、石炭を実現可能な選択肢とするため、CCS の可能性についても具体的な確認作業を進める。

石油：石油需要の増大に対処するため、石油製品輸入設備及び石油精製設備の拡充を図る。また、経済性とエネルギー安全保障の視点に立って、精製設備と製品輸入設備の適切なバランスを図る。天然ガスと同様、現在実施中の合理化計画をさらに推し進めて、石油製品の合理的配送システムを確立することも重要である。

原子力：原子力開発にあたっては、安全性とセキュリティに最大の配慮を行うことが求められる。また、原子力は規模が大きく、ベース電源の一翼を担うものと位置づけられる。将来の開発で採用する炉型についても世界では色々な技術が開発されており、注意深く検討することが必要である。長期的には、大きな発電効率の改善が見込まれる点で、高温ガス炉（HTGR）に注目すべきであろう。軽水炉の発電効率は 33%なのに対し、高温ガス炉ではこれを 50%に引き上げることを目指している。

再生可能エネルギー：太陽光発電と風力発電については、既に技術と経済性が確立されているとみてよいだろう。土地と資源量に制約のあるバングラデシュでは、実現可能なプロジェクトを展開するための具体的な手法を編み出す必要がある。さらに、廃棄物や農産物、藻などを利用するバイオマス利用型プロジェクト、バイオガスやバイオ燃料なども土地の有効利用に配慮しつつ推進を図るべきであろう。

アンモニア、水素、CCS：世界各地で実験プロジェクトが進んでいるが、技術や経済性の検証はまだ初期段階にあるといえる。しかし、バングラデシュが低炭素化を目指す上で、これらの技術は重要な役割を担うものと見込まれる。タスクフォースチームを結成して世界の技術進歩や利用の進み方を研究し、どのようなシナリオで導入を進めるかの検討を進めることが望まれる。その一環として、バングラデシュ国内でのアンモニアや水素の生産可能性について、再生可能エネルギーや原子力発電などのクリーンな余剰電力の利用と結び付けた実験プロジェクトの実施が考えられる。また、化石燃料の利用に伴う CO₂ 排出を緩和する観点から、CCS も有力な検討対象の一つである。

燃料電池、バッテリー、その他の新型燃料：低炭素化を進める上では、新型燃料やエネルギー貯蔵に関する革新的技術の導入可能性を検討することも重要である。

高度経済成長を実現する上で、電力は最も望ましくかつ必要とされるエネルギーであり、電力供給システムの拡充はとりわけ重要である。第 5 章で議論したように、発電所、送電ネットワーク、配電システムの改善や近代化、新設は、第 6 章で議論したロードマップに沿って着実に実現していかなければならない。

10.2 ネットゼロを目指して

バングラデシュは 2041 年までに高所得国の仲間入りを実現するためのエネルギー・インフラを構築するとともに、2050 年までに「脱炭素化への移行準備完了」状態を創出し、最

最終的にはカーボンニュートラルの達成を目指す。2050年過ぎには、クリーンエネルギーの導入を強化し、脱炭素に向けたエネルギー・トランジションを加速する時代に入ることになる。そのころまでには世界でもクリーンエネルギー利用の技術やシステムの成熟化が進み、次のような状況が展開していると期待される。

a. エネルギー消費構造の変革

2050年以降のエネルギーニュートラルリティ実現に向けて、エネルギーと資源の利用効率を最大限引き上げることが必要である。第9章で述べたようなエネルギー効率向上技術に加え、エネルギー価格の合理化と教育を通じた社会行動の変革が不可欠である。エネルギー価格が人為的に低く抑えられれば、省エネのインセンティブは働かない。省エネの必要性について国民が無関心であれば、購買行動の適正化を実現することはできない。

加えて、クリーンエネルギーを利用する上では電力が使い勝手の良いエネルギー担体なので、出来る限り電化を進めることが必要である。建物や自動車は比較的電化が容易な分野であり、低炭素の電力供給と合わせて段階的に電化を進めることが望ましい。他方、製造業の一部ではエネルギーを電気に置き換えるのが難しいので、各産業に固有の技術に沿って低炭素化を進めることになる。

建物、自動車、産業インフラなど寿命が長く、エネルギー使用による炭素排出を将来にわたって固定するロックイン効果を簡単に引き起こす分野には、特に注意が必須である。これらのストックの置き換えには数十年が必要である。それゆえ、この点を念頭に置いてサブセクターごとのロードマップを作成し、今後の投資をできる限りカーボン中立化に向けた方向に向けて段階的に進めていくことが必要である。

b. クリーンエネルギーの普及と一般化

エネルギーニュートラルリティへの取り組みを強化する上では、クリーンエネルギーの原料、生産、輸送、配送、利用などあらゆる面でコストの引き下げ、効率と省エネの向上、安定操業などあらゆる可能性を追求することが必要である。その範囲は広く、太陽光、風力、水素とアンモニア、新バイオマス、藻、廃棄物などによるバイオ燃料、バイオガス、CCS、原子力、水力、さらに今後出現するであろう新エネルギーや新しい利用手段などが含まれる。現在、バングラデシュはクリーンエネルギー技術の供給を輸入に頼っている。しかしながら、産業競争力の強化を図るため、バングラデシュは技術移転、人材育成、独自の研究開発などを通じてこれらの国産化に挑戦すべきである。

太陽光	転換効率の向上が研究されている。Perovskite など、低コストでの生産可能性を追求する新型の太陽光発電も研究されている。設置場所についてはフロート型も検討されているが、湖沼などへの影響を評価する必要がある。
-----	--

風力	風力発電機の価格は規模の拡大による低下を続けている。洋上風力では浮体型風力発電の開発が進んでいるが、建設には特別の技術と設備が必要である。
水素および水素利用エネルギー	化石燃料起源の「ブルー」水素や再エネ起源の「グリーン」水素だけでなく、原子力発電の余剰熱の利用など多くの生産方法が利用でき、商業化が検討されている。水素をスタート台として、窒素と結合させるアンモニア、合成メタン、炭素と結合させる合成燃料などがある。これらは太陽光や風力に比べ、面積当たりのエネルギー密度 (J/m ²) が高い。
CCS	既に技術は確立されており、石油の増進回収 (EOR) では多くの商業利用の例がある。発電所や化学プラントでも応用例もある。バングラデシュには大規模な CCS のポテンシャルがあると報告されており、今後適切な技術調査を行って確認する必要がある。
バイオマス	広く分布し、どこでも入手可能だが、収集費がかさむため直ちに原料として大規模利用ができるわけではない。それゆえ、バガスを除くと、ローカルな小規模利用が一般的である。また、生産には広い土地が必要である。食料と競合する第一世代バイオマスの利用は好ましくない。

c. 制度や手法の進歩：

エネルギー需給構造が変化すれば、それに適した制度も変化する。現在、脱炭素化を目指す先進国では様々な制度や手法の実験が展開されている。バングラデシュでもこれらを参考とし、自国に適した制度や手法を開発することが望まれる。検討の対象としては効率の良い税制度、補助金、資金調達方法や農業・水産業やその他の部門との調和のとれた共存を実現する土地や水面の共同利用など、効果的な手法を備えた市場設計などがあげられよう。

クリーンエネルギーの探求により技術や制度は大きく変貌し、また、新しい技術や制度も生まれてくるだろう。それゆえ、クリーンエネルギー・ロードマップを策定し、定期的な見直しを行って世界の最新動向を取り込んでいくことが必要である。そのような努力を重ねることで、脱炭素化の加速を図ることができよう。

10.3 豊かな社会の建設に向けて

本マスタープランは今後 2050 年までの 30 年間にわたるエネルギーセクターの発展シナリオを描いたものである。本計画では、エネルギー構造の低炭素化実現に向けた高度技術の導入を積極的に進め、最大限の省エネを図る方針を採用した。それでも、バングラデシュのエネルギー需要は計画期間中に大幅に増大すると見込まれる。また、量的拡大への対応に加

え、需要の地域分布と、輸入港、発電所、製油所、国産エネルギーの生産地点などのエネルギー投入地点の分布とに十分に配慮してエネルギー・インフラの整備拡張を進めることが肝要である。いうまでもなく、これら諸計画の推進においては、土地利用、地域社会の発展、輸送インフラ整備等に係る国家発展計画との一貫性を確保し、健全な環境の確保にも十分配慮することが必要である。

本計画の推進においては、エネルギー構造の低炭素化に向けて巨額の資金投入を行うとともに、今後開発が期待されるものも含む最先端技術の導入を進めることが必要である。そして、現場の最前線で計画の実現に携わる専門家や専門職を広範囲にわたり育成することを目指す人材開発プログラムの展開が極めて重要である。本計画の実施にあたっては、構造改革を含め以下に示すような適切な制度やシステムの確立が必要であろう。

- 1) マスタープランの実施にあたっては政府部門と民間部門の役割を明確に定義し、個々の分野で実施に携わる組織を指名する。また、これらの組織の権限を明確にし、予算を用意する。
- 2) エネルギーの生産、輸入、処理、輸送、配達などの事業を担当する主要プレーヤーを念頭において、明確なルールと法規を伴う適切な市場設計を用意する。
 - ・ S&L（標準化とラベル化）などの省エネ手法の効果的な普及を図る上では、設備機器を販売・提供する事業者も重要な役割を担う。
 - ・ 国内外のプレーヤーの参加を実現し、積極的な活動の展開を促すため、国際慣習に沿った関連法規の整備を行う。
 - ・ 法務手続きを簡素化し、一貫性のある政策実施を担保するため、関連プロジェクトに係る手続きを一括して所管する **One-stop office** を設置する。
- 3) エネルギープロジェクトを実施に移すための土地や通行権の確保、そして最も重要な資金調達を進める上で、政府と民間の役割を明確に定める。また、減税、補助金、資金調達の支援、国際協力機関等への橋渡しなど、適切な支援制度を用意する。商業性に乏しい、あるいは手続きが煩瑣、規模が巨大などの課題を抱えるクリーンエネルギープロジェクトの導入や革新的新技術の研究開発強化などは特に重要なテーマである。
- 4) 技術分野だけでなく、エネルギー計画の策定、プロジェクトの構築や事業運営などの分野も含めて、専門家、専門職を育成する教育訓練プログラムを用意する。
- 5) 関連するすべてのセクターをカバーする総合エネルギー統計の管理システムを構築する。エネルギー計画と予算の策定を的確に進める上で、正確で信頼のおける記録は基本的な基盤となるものである。
- 6) 現状では漠然としていたり不確実な点も多くあるが、クリーンエネルギー・ロードマップを作成し、今後どのように導入を図っていくか研究開発からパイロットプ

プロジェクト、商業利用に至るまでの道筋を描きだす。これはバングラデシュが低炭素化に向けた準備を進める第一歩となるだろう。

未来は多くの不確実性をはらみ、予測には困難が伴う。しかしながら、下記のように、将来世界的な環境変化が起きても継続すると思われる普遍性の高い要素も存在する。

- 1) エネルギーシステムの強靭性を高めるため、エネルギー構造の多角化を図る。欧州では、風力発電が増加した結果、2021 年央には一部気候不順にも起因するようなエネルギー価格の上昇が起きた。2022 年に入ると、特定のエネルギー源、特定の供給国への過度の依存の結果、電力とガスの安定供給に苦心惨憺している。我々のエネルギーシステムは、世界中のどこで起こるか分からないさまざまなショックに常に晒されている。エネルギー構造の多角化はこのようなショックに対抗するための強靭な体質を確保する上で極めて重要である。
- 2) 投資資金を確保するため、適切な事業環境とコストの反映を基本とするエネルギー価格制度を準備する。低炭素社会の実現というミッションのもとでエネルギー需要の拡大に対応するには、巨額の投資が必要である。理論的にはエネルギー会社や公益事業法人が行う投資のコストは最終的に受益者たる消費者が負担するわけで、もし適切な投資が行われなければ、単純な話、消費者はエネルギー供給を受けられない。投資者と最終受益者との適切なバランスを維持するよう、事業環境やエネルギー価格制度の見直しを常時実施していくことが大切である。

現在、世界はコロナ禍とウクライナ戦争で引き起こされたエネルギー市場の大混乱に遭遇している。本マスタープランでは、これらの事象の影響は一時的で、長期的には解消に向かうと想定している。他方、低炭素化を目指す世界の動きが上流投資を大きく圧迫している。化石燃料は世界のエネルギー供給の屋台骨を支えているが、世界がコロナ禍とウクライナ戦争による不況から回復すると、供給不足に陥る可能性がある。新エネルギーへの期待が盛んに語られているが、信頼のおける主力プレーヤーになるのはまだかなり先であろう。

本マスタープランは、現時点で実現可能と考えられる状況を前提にしたエネルギーシナリオを提示するものである。しかしながら、何事にも、将来さまざまな事象の影響を受けて、規模や方向が変わる可能性がある。政治経済環境、エネルギー価格、新技術の動向などについて将来の動きを予想するのは常に大変困難な作業である。したがって、今後はこれら関連する分野の世界的な動向をつぶさに観察し、折に触れてマスタープランの調整を行っていくことが大切である。

調査団は、本報告書がバングラデシュ人民共和国におけるエネルギー供給システムの成功裏の展開に貢献することを切に希望するものである。

