

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

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

Final Report
 Summary Version

September 2016

International Cooperation Agency (JICA)

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

Бан事
GR (3)
16-004

目次

第 1 章	マスタープラン要約	1-1
1.1	要旨	1-1
1.2	背景と目的	1-1
1.3	ビジョンペーパー	1-3
1.4	政策的ビジョン	1-4
1.4.1	マスタープランの目指す目標	1-4
1.4.2	5つの大切な政策的視点	1-5
1.4.3	国際社会への貢献と責任	1-6
1.5	実務的アプローチ	1-8
1.5.1	5つの大切な視点とマスタープランとの関連性	1-8
1.5.2	調査方法論	1-9
1.5.3	調査業務の範囲	1-12
1.5.4	業務実施体制について	1-14
1.5.5	JICA 調査団	1-16
1.5.6	Bangladesh 政府との協働	1-17
1.6	主要論点	1-21
1.6.1	PSMP 2010 レビュー	1-21
1.6.2	経済成長政策	1-25
1.6.3	一次エネルギー	1-27
1.6.4	国内天然ガス	1-30
1.6.5	輸入液化天然ガス (LNG)	1-32
1.6.6	石炭	1-34
1.6.7	石油	1-37
1.6.8	電力需要想定と電源開発計画	1-38
1.6.9	水力発電	1-53
1.6.10	再生可能エネルギー	1-57
1.6.11	国際連系	1-59
1.6.12	系統計画	1-63
1.6.13	電力の質向上	1-68
1.6.14	O&M 法整備	1-75
1.6.15	火力発電 O&M	1-78
1.6.16	料金施策	1-84
1.7	ロードマップ	1-90

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

表目次

表 1-1 PSMP2015 の思想と SDGs の関連	1-7
表 1-2 本調査の業務範囲	1-12
表 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長）	1-21
表 1-4 PSMP2010 レビュー（石炭供給）	1-22
表 1-5 PSMP2010 レビュー（ガス供給）	1-23
表 1-6 2041 年までの GDP 及び 1 人当たり GDP の予測	1-25
表 1-7 一次エネルギー供給見通し	1-29
表 1-8 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（ベースシナリオ）	1-50
表 1-9 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（再生可能エネルギー拡大シナリオ）	1-51
表 1-10 「バ」国再生可能エネルギー導入ポテンシャル	1-57
表 1-11 Power Division の電化率 内訳	1-64
表 1-12 各年度の考慮すべき供給脱落量と要因	1-73
表 1-13 課題の整理	1-79
表 1-14 課題に対する解決案	1-80
表 1-15 課題解決実施案	1-82
表 1-16 電気料金の上昇が Bangladesh の経済に与える影響（単年度分析の結果）	1-85
表 1-17 電気料金上昇のシナリオ：ケース 1（電力供給コスト増）	1-86
表 1-18 電気料金上昇のシナリオ：ケース 2（電力コスト増加なし）	1-86
表 1-19 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響（ケース 1）	1-87
表 1-20 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響（ケース 2）	1-87
表 1-21 天然ガス価格の上昇が Bangladesh の経済に与える影響（単年度分析の結果）	1-87
表 1-22 天然ガス料金の値上げシナリオ	1-88
表 1-23 天然ガス料金の上昇による Bangladesh 経済への影響	1-88
表 1-24 電気料金の上昇シナリオの例	1-89
表 1-25 天然ガス料金の値上げシナリオ	1-90
表 1-25 PSMP2016 実現に向けたロードマップ	1-91
表 2-1 フィジビリティ評価に必要な項目	2-17
表 2-2 エネルギー種別による研究分野	2-21
表 2-3 電力における研究支援分野	2-22

図目次

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

図 1-39	揚水発電候補地点位置図	1-54
図 1-40	チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点位置図	1-55
図 1-41	電力輸入量と全体供給力に占める割合 (High Case Scenario)	1-61
図 1-42	電力輸入量と全体供給力に占める割合 (Low Case Scenario)	1-61
図 1-43	Bangladesh 国の現状の基幹系統 (2014 年)	1-63
図 1-44	電化率 (BPDB 定義) の推移	1-65
図 1-45	配電線延長実績と計画 (BREB)	1-66
図 1-46	IDCOL による SHS 設置台数	1-66
図 1-47	2035 年までに計画されている大規模発電所の概略図	1-67
図 1-48	調整力の確保必要量と供出可能量の比較	1-71
図 1-49	今後の周波数品質改善の推移	1-72
図 1-50	電源脱落時の周波数変動の時間的推移イメージ	1-73
図 1-51	Roopoor 原子力発電機脱落時における周波数最低値の年度推移	1-73
図 1-52	法整備スケジュール	1-77
図 1-53	候補サイト選定フロー	1-78
図 1-54	対象サイトリスト	1-79
図 1-55	情報管理による O&M の最適化	1-83
図 1-56	需給調整イメージ	1-83
図 1-57	火力 O&M ロードマップ	1-84
図 2-1	PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)	2-3
図 2-2	IPP 実施体制	2-3
図 2-3	新たなマッピング技術—オブジェクト指向システム	2-8
図 2-4	蓄電池技術の活用例 その 1	2-10
図 2-5	蓄電池技術の活用例 その 2	2-11
図 2-6	蓄電池技術の活用例 その 3	2-12
図 2-7	リハビリテーション案	2-14
図 2-8	コンバインドサイクル化案	2-15
図 2-9	訓練センター研修コース	2-16
図 2-10	Bangladesh 国向けシステム機能およびデータフロー概観	2-17

略語表

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

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

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

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

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

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

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

第1章 マスタープラン要約

1.1 要旨

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

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

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

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

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

1.2 背景と目的

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

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

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

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

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

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

保する必要が生じた。

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

さらに、上述の通り、先進国入りを前提として考える際、電力セクターは、経済成長に伴う産業構造の変化への対応を求められる。具体的には、先進国入りへ向けて、一般的に工業の高度化は必須であるとのバングラデシュ側の見解を踏まえれば、電力の品質向上が不可欠である。また、調査の開始後、バングラデシュにおいてインド、ブータン、ネパール等近隣国からの電力輸入を拡大する具体的計画の検討が開始された。将来的な電力の国際系統連携は交流電流による直接連携を志向するのが通例であり、この場合、連携相手国の電力品質と同程度以上の品質とすることが求められる。短期的に実現可能な電力品質向上施策についても検討を進める必要が生じる。PSMP 改訂にあたっては、本項目も電力セクター全体の課題となるため、品質改善ニーズの具体的内容等についても本調査で検討を行うこととした。

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

1.3 ビジョンペーパー

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

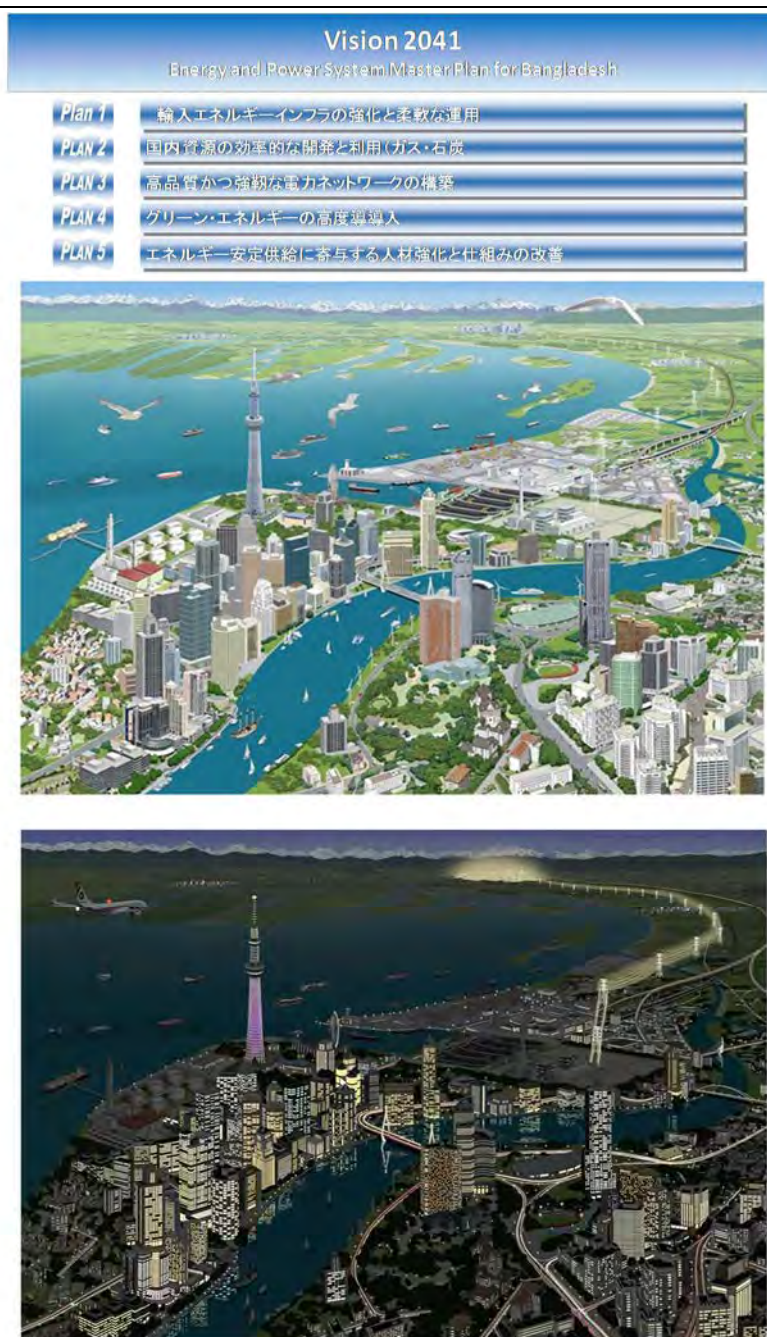
政策的ビジョン

1.4 政策的ビジョン

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

1.4.1 マスタープランの目指す目標

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



1.4.2 5つの大切な政策的視点

5つの大切な政策的視点は、以下に示すとおりである。

その1 輸入エネルギーインフラの強化と効率的な運用

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

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

その2 国内資源の効率的な開発と利用（ガス・石炭）

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

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

その3 高品質かつ強靱な電力ネットワークの構築

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

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

その4 グリーンエネルギーの導入促進

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

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

その5 エネルギー安定に寄与する人材育成と仕組みの構築

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

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

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

1.4.3 国際社会への貢献と責任

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

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

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



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






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



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

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

表 1-1 PSMP2015 の思想と SDGs の関連

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

出典：UNDP Web サイトおよび JICA 調査団

実務的アプローチ

1.5 実務的アプローチ

1.5.1 5つの大切な視点とマスタープランとの関連性

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

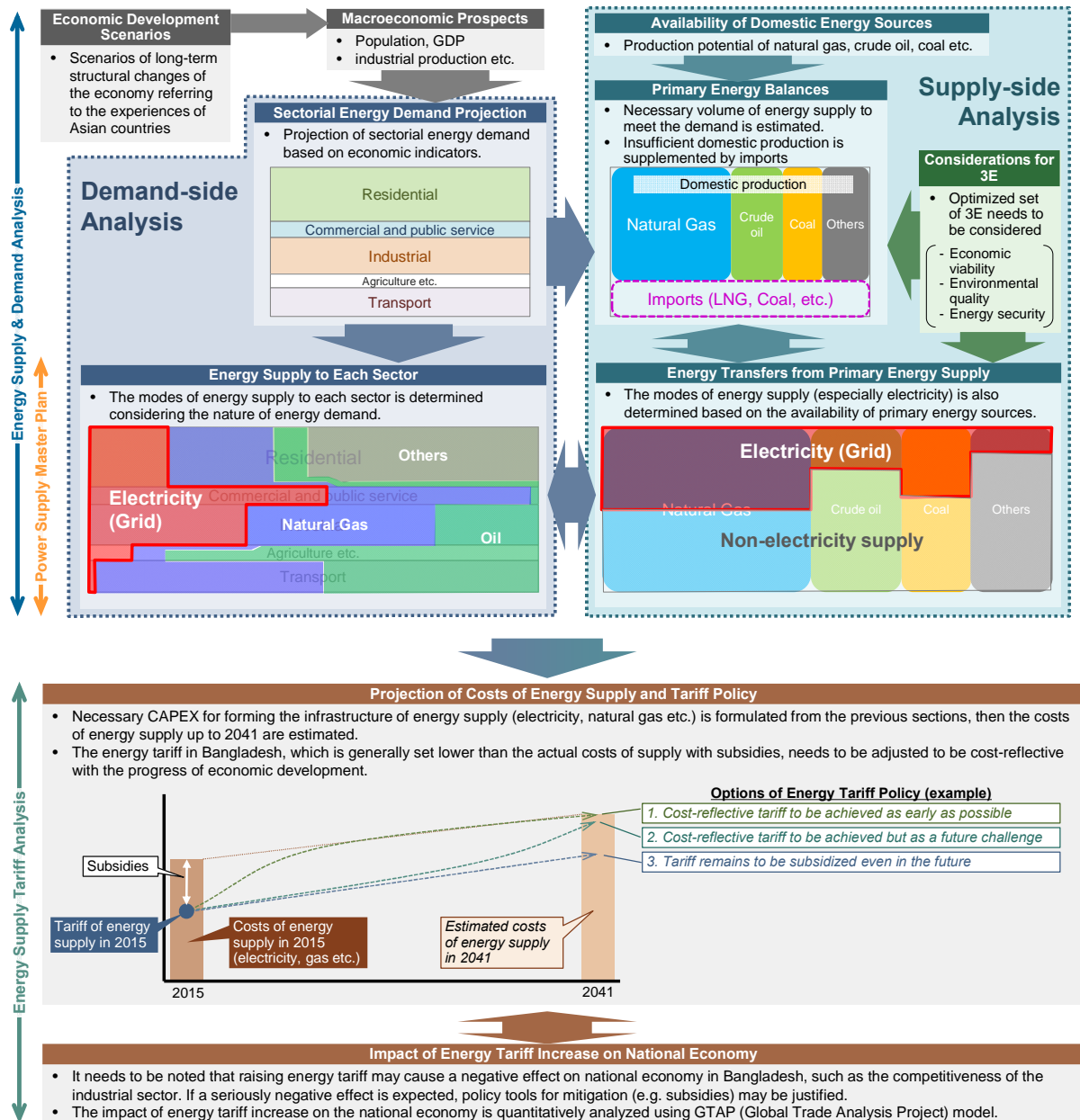
PSMP 構成		政策的ビジョン				
		5つの大切な政策的視点				
		1: 輸入エネルギーインフラの強化と効率的な運用	2: 国内資源の効率的な開発と利用(ガス・石炭)	3: 高品質で強靱な電力ネットワークの構築	4: グリーン・エネルギーの導入促進	5: エネルギー安定供給に寄与する人材育成と仕組みの改善
経済	1. 経済成長政策	◎				
	2. エネルギー需要	◎				
エネルギーバランス	3. ガス	◎	◎			◎
	4. 石炭	◎	◎			◎
	5. 石油	◎				
パワーバランス	6. 電源開発計画			◎		◎
	7. 水力発電			◎		◎
	8. 再生可能エ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

実務的アプローチ

1.5.2 調査方法論

(1) 実施フロー

本調査全体の方法論および主な作業項目について、以下のフロー図に示す。



出典:JICA 調査団

図 1-1 本調査全体の作業フロー図

(2) 将来経済成長シナリオに関する考察

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

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

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

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

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

(3) エネルギー需要の予測および一次エネルギー要調達量見通しの作成

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

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

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

(4) 電力供給マスタープラン

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

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

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

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

(5) 3E の定量評価

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

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

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

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

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

(6) 電力セクター財務状況及び電力供給コストに関する分析

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

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

(7) エネルギー供給価格引き上げによる、国民経済への影響試算

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

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

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

1.5.3 調査業務の範囲

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

表 1-2 本調査の業務範囲

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

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

出典:JICA 調査団

1.5.4 業務実施体制について

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

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

(1) ステアリングコミッティー

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

(2) Master Plan テクニカルディスカッションミーティング

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

(3) 火力 O&M テクニカルディスカッションミーティング

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

(4) 水力開発テクニカルディスカッションミーティング

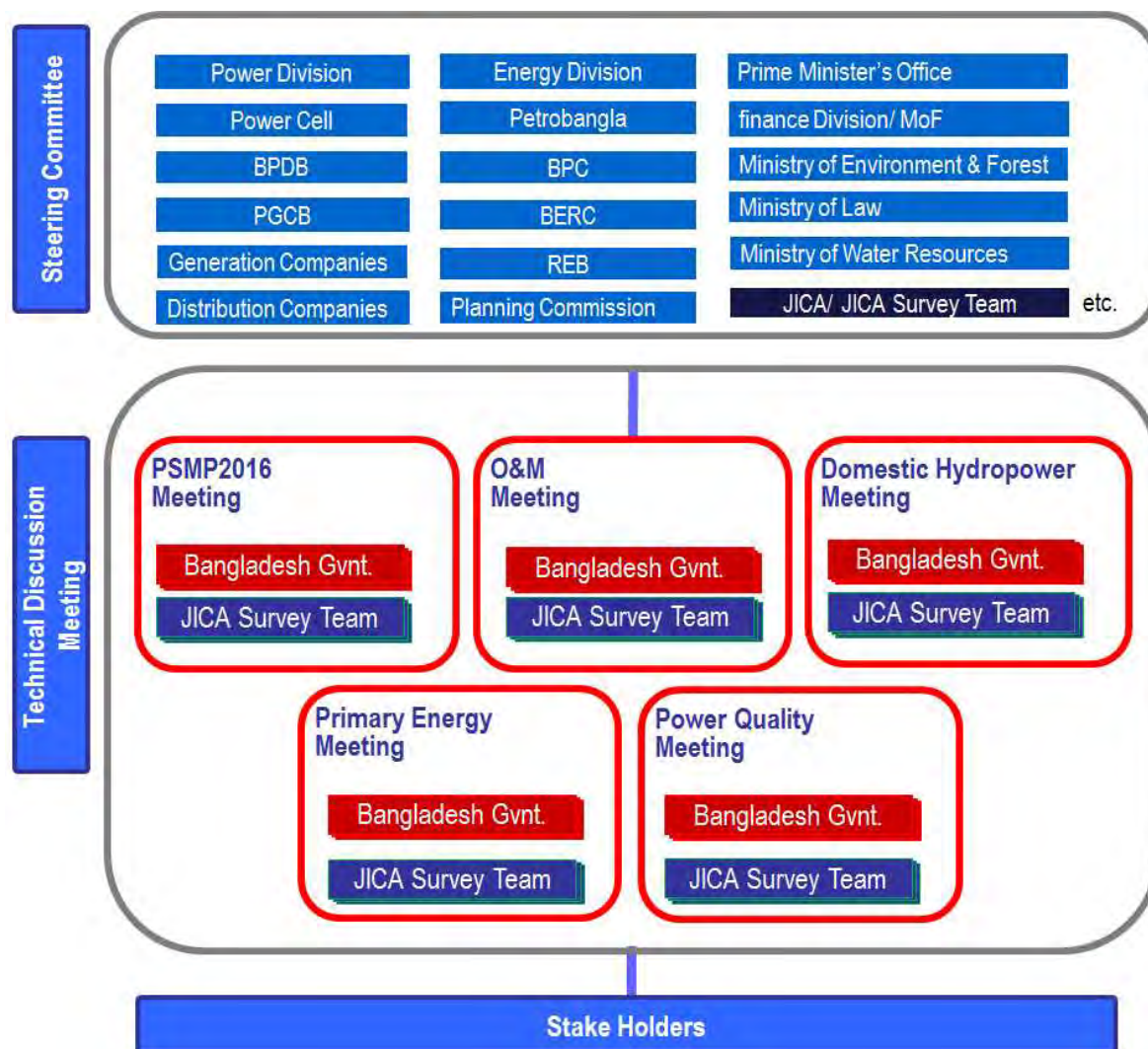
構成メンバーは以下の通り：電力エネルギー鉦物資源省電力局、水資源省、BPDB。本テクニカルディスカッションミーティングでは、ダム建設に伴う下流水資源への影響とその緩和策等、監督官庁・実施機関を跨いで議論が必要な論点を主に扱った。

(5) 一次エネルギーテクニカルディスカッションミーティング

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

(6) 電力の品質改善テクニカルディスカッションミーティング

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



出典:JICA 調査団

図 1-2 業務実施体制図

1.5.5 JICA調査団

本調査の専門家リストは下表に示すとおりである。

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

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

1.5.6 バングラデシュ政府との協働

(1) 1st Seminar (1st Steering Committee)

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



(2) 2nd Seminar (2nd Steering Committee)

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



(3) 3rd Seminar (3rd Steering Committee)

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



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

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



(5) High Level Discussion (Dhaka)

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

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



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

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



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

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



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

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



主要論点

1.6 主要論点

1.6.1 PSMP 2010 レビュー

(1) 経済成長

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

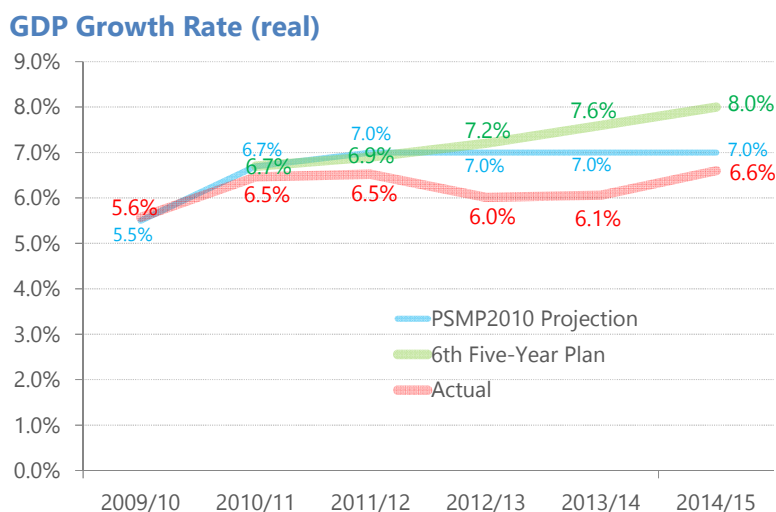
しかしながら、第 6 次 5 ヶ年計画で設定された目標（同期間に平均 7.3%の成長）と比較すると、いずれの年も実績が目標を下回っており、特に後年度での乖離が大きくなっている。PSMP2010 では今後 7%程度の経済成長が続くことを見込んだが、これと比べても実績は下回っている。目標未達の主な要因としては、更なる高成長を誘引するための経済制度改革が遅れたことが考えられ、今後もこうした経済制度の導入が予定どおり進まなければ、経済成長の機会を十分に刈り取ることができず、「バ」国政府が期待する経済成長目標が達成できない状況が続く恐れがある。

表 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長）

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

出典：JICA 調査団

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



出典：JICA 調査団

図 1-3 PSMP2010 レビュー（経済成長）

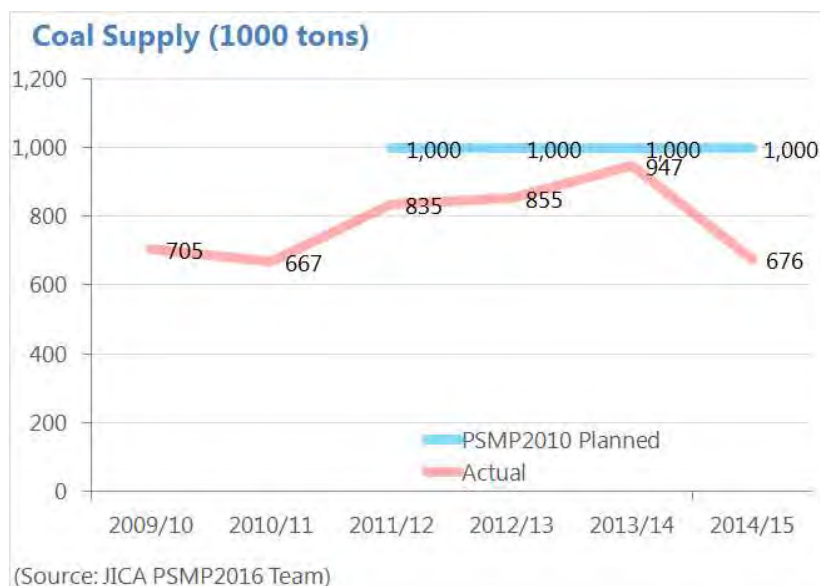
(2) 石炭供給

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

表 1-4 PSMP2010 レビュー (石炭供給)

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

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 1-4 PSMP2010 レビュー (石炭供給)

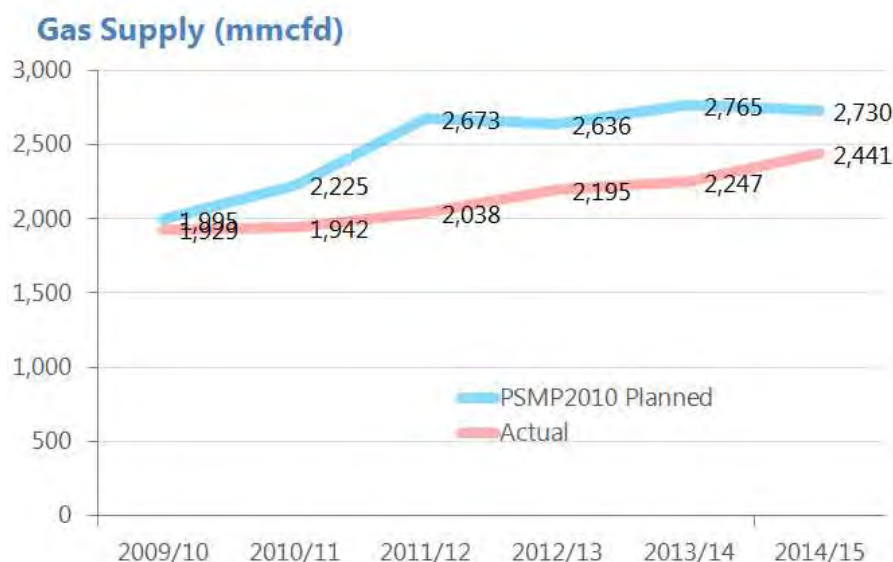
(3) ガス供給

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

表 1-5 PSMP2010 レビュー (ガス供給)

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

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

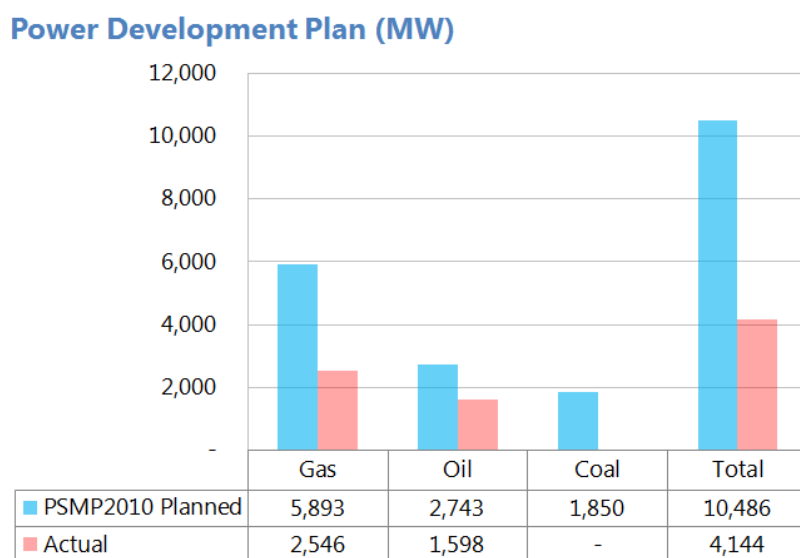
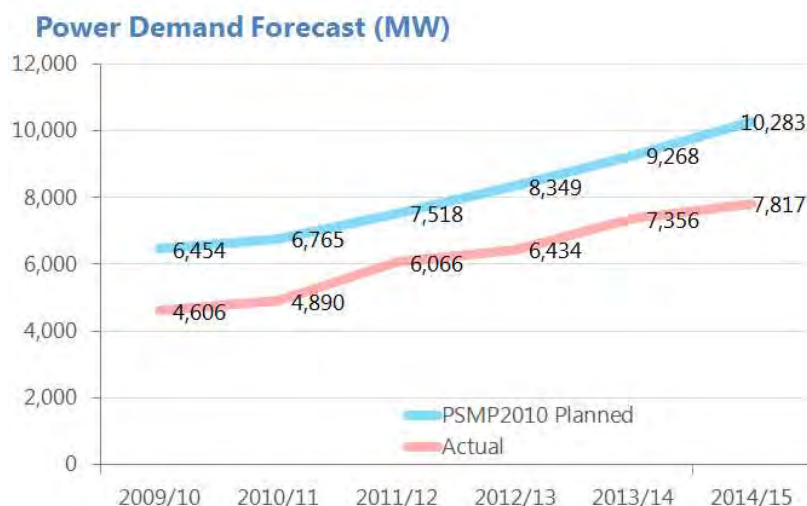
図 1-5 PSMP2010 レビュー (ガス供給)

(4) 電力需要と電源開発計画

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

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-6 PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)

1.6.2 経済成長政策

(1) 現状と課題

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

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

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

表 1-6 2041 年までの GDP 及び 1 人当たり GDP の予測

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

Source) JICA Study Team

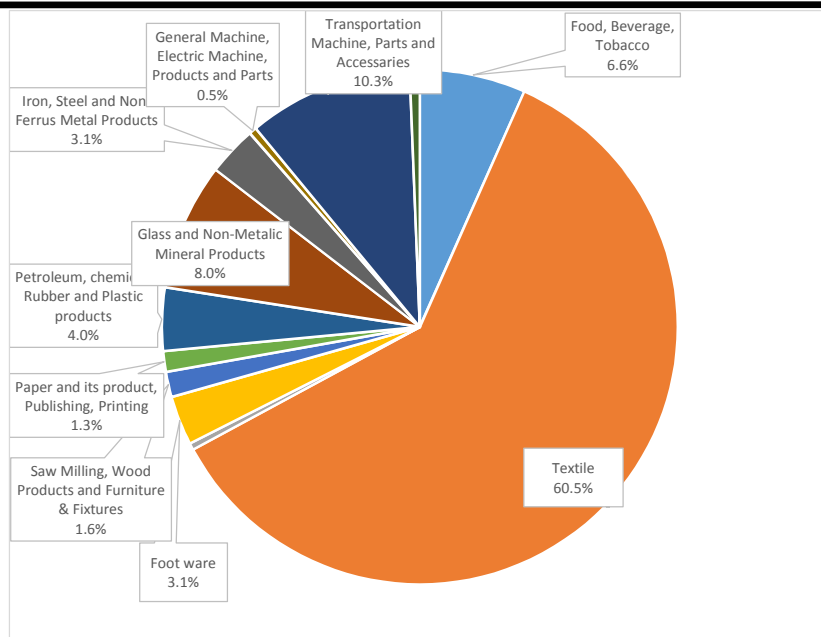
Note) Average growth rate is five-year average except in the column of year 2041 that is six-year average.

*1:Real Basis at 2005price

*2:Nominal Basis

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

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



注: (p) は予測値。

図中の数値は表 4-5 の 2013-2014(p)のものである。

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

図 1-7 大規模及び中規模製造業の付加価値額

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

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

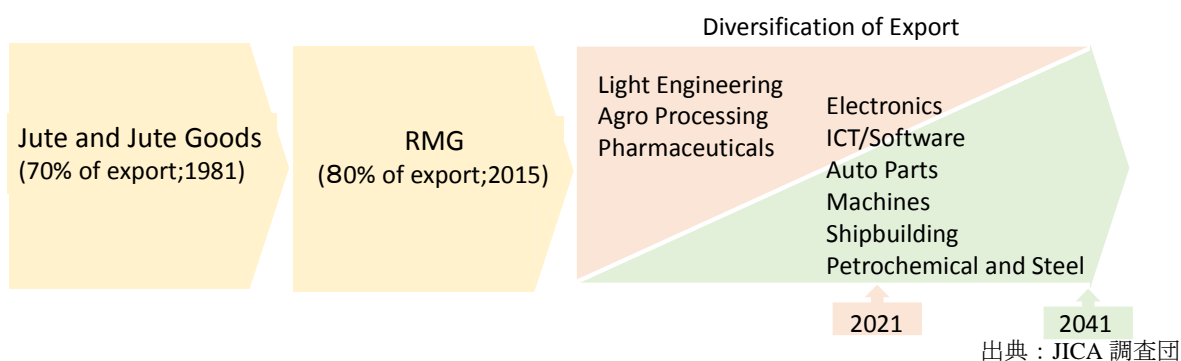


図 1-8 2041 に向けた Bangladesh の工業発展イメージ

(2) 今後の目標

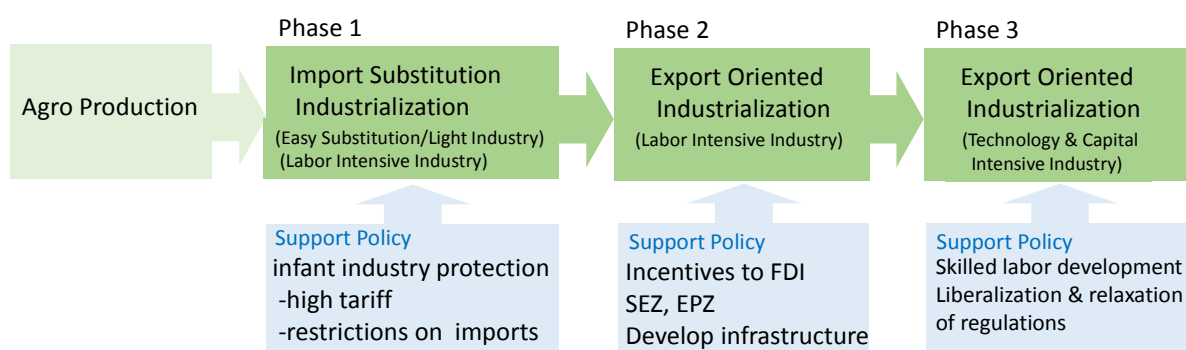
- 2025 年まで、年平均 7.4% の高い経済成長を実現し、2020 年代には、上位中所得国（1 人当たり国民総所得（GNI: Gross National Income）が 4,125USD より大きく、12,736USD 以下）の間入りを果たす。
- 2025 年以降も高い経済成長を維持し、2041 年には、高所得国（1 人当たり GNI が 12,736USD より大きい）に匹敵する 1 人当たり GDP を実現する。

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

(3) ロードマップ

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

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



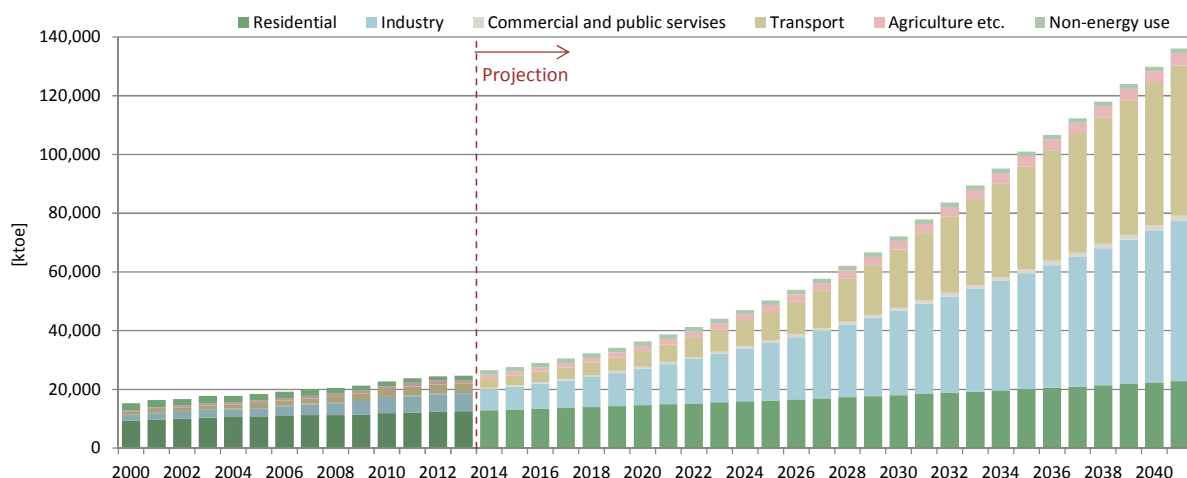
出典：JICA 調査団

図 1-9 産業高度化のプロセス及び必要とされる支援施策

1.6.3 一次エネルギー

(1) 現状と課題

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



出典：JICA 調査団

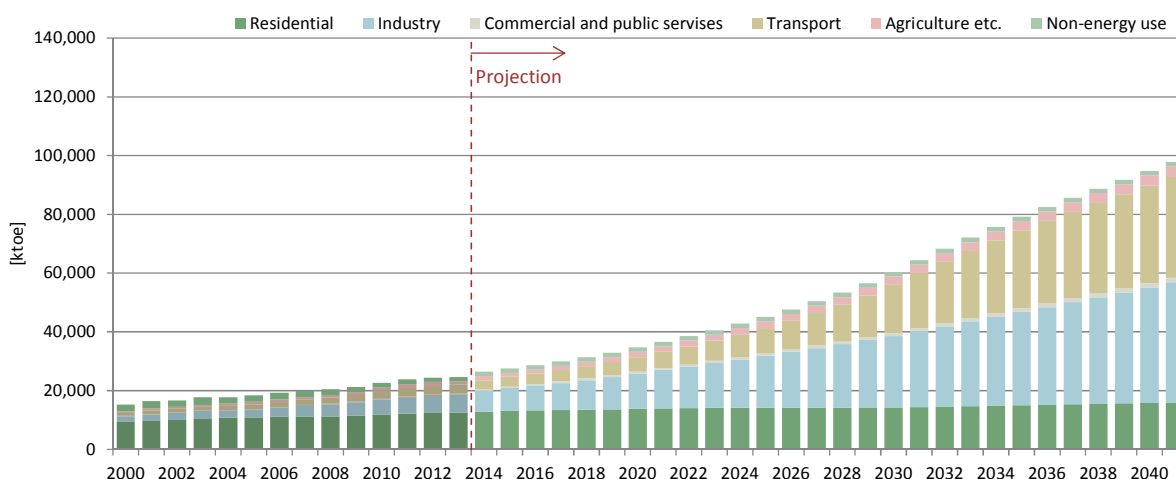
図 1-10 最終エネルギー消費見直し (BAU シナリオ)

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

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

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

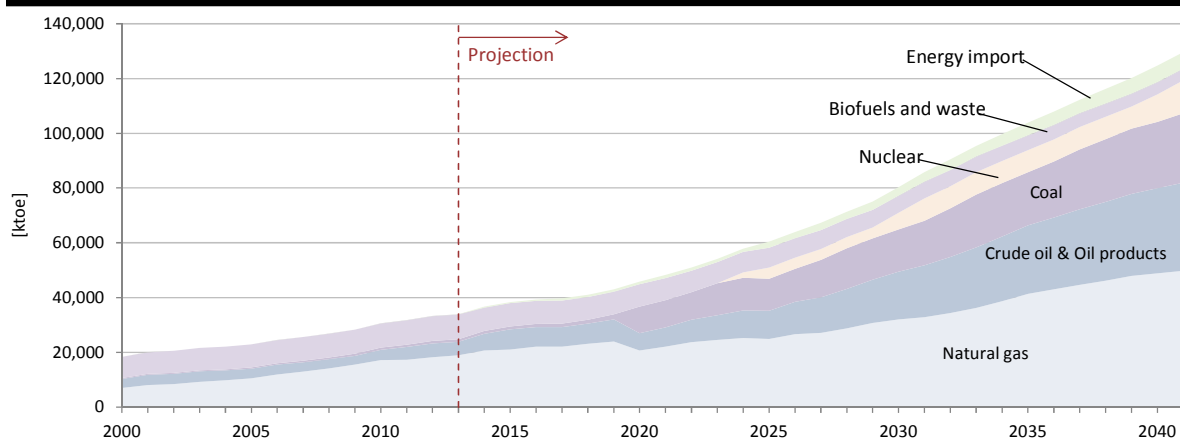
- 2030年時点で2.65 toe/million BDT（対2014年比で-23%低下）
- 2041年時点で2.56 toe/million BDT（対2014年比で-25%低下）



出典：JICA 調査団

図 1-11 最終エネルギー消費見通し（エネルギー効率化シナリオ）

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



出典：JICA 調査団

図 1-12 一次エネルギー供給見通し

表 1-7 一次エネルギー供給見通し

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

出典：JICA 調査団

(2) 今後の目標

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

(3) ロードマップ

EECMP で提言されたアクションプランを実施する。

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

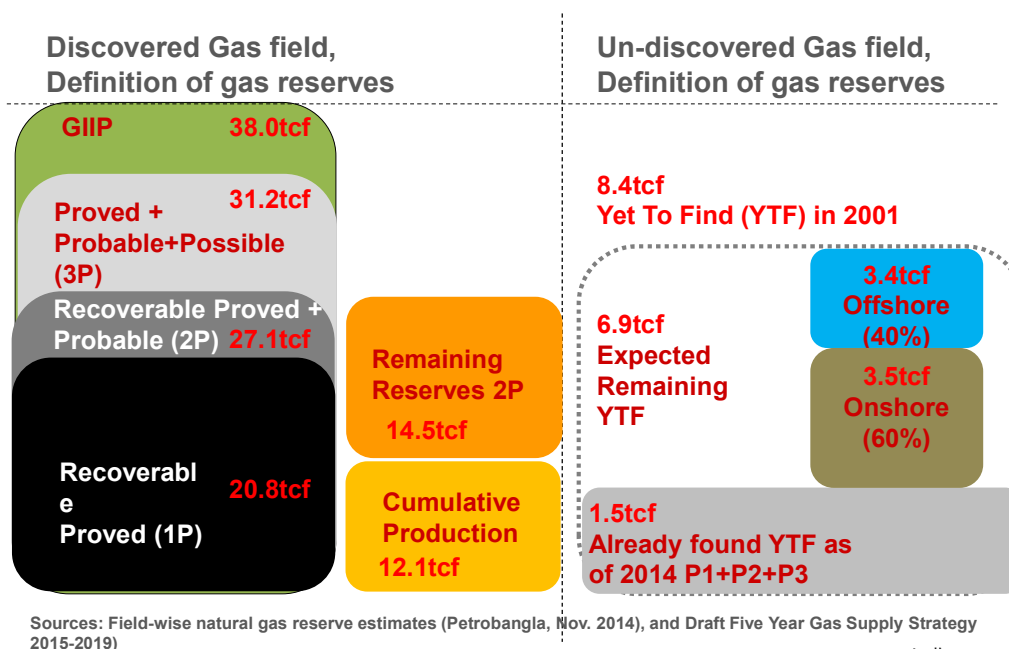
運輸部門においては、乗用車の燃料消費効率を向上することに加え、渋滞が慢性化している都市部（ダッカ市内）の道路交通状況改善策が挙げられる。

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

1.6.4 国内天然ガス

(1) 現状と課題

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



出典：JICA 調査団

図 1-13 「バ」国ガス資源概要

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

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

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

(2) 今後の目標

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

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

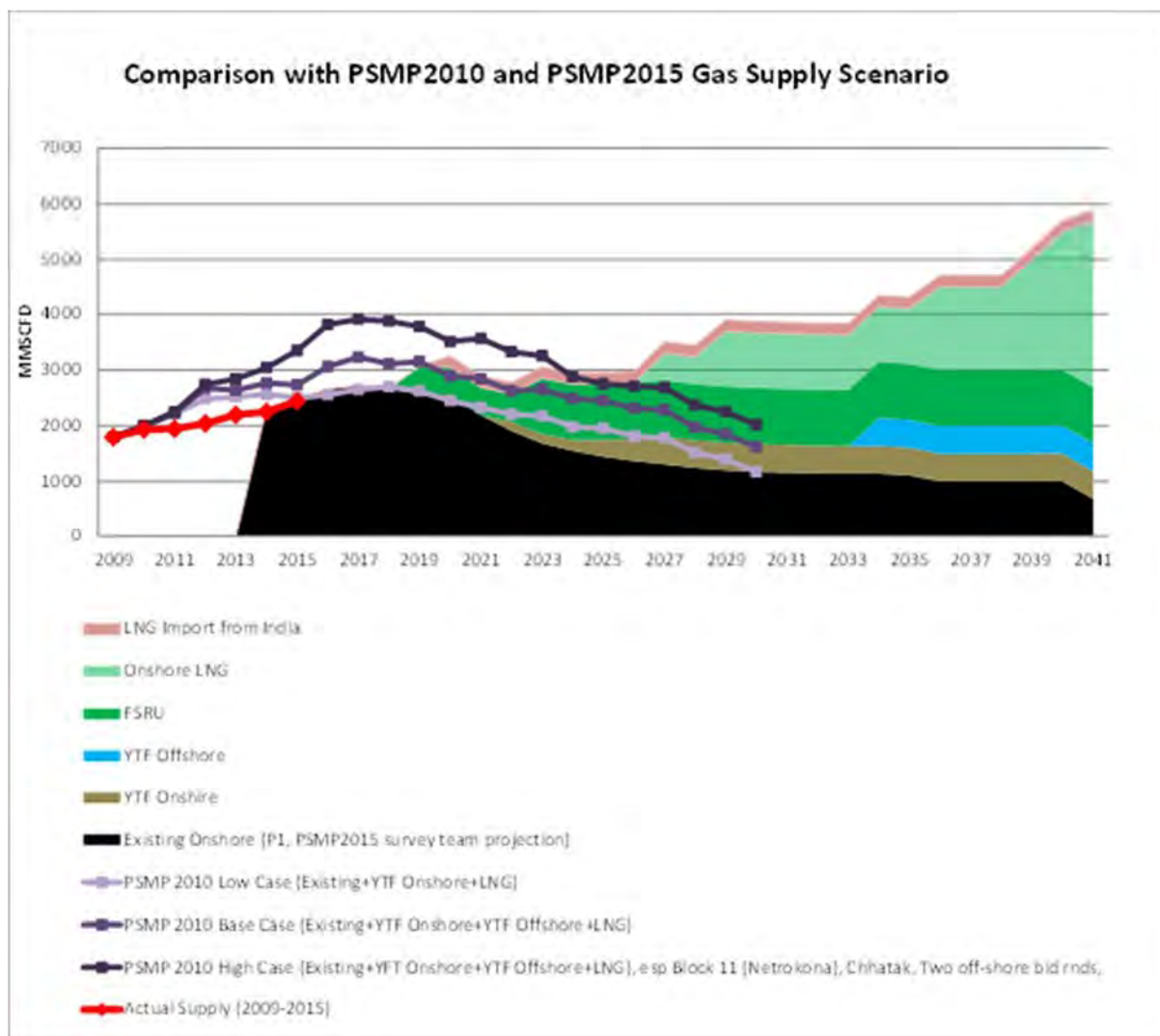
(3) ロードマップ

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

1.6.5 輸入液化天然ガス(LNG)

(1) 現状と課題

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



出典：JICA 調査団

図 1-14 ガス供給予測 2016~2041

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

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

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

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

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

(2) 今後の目標

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

(3) ロードマップ

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

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

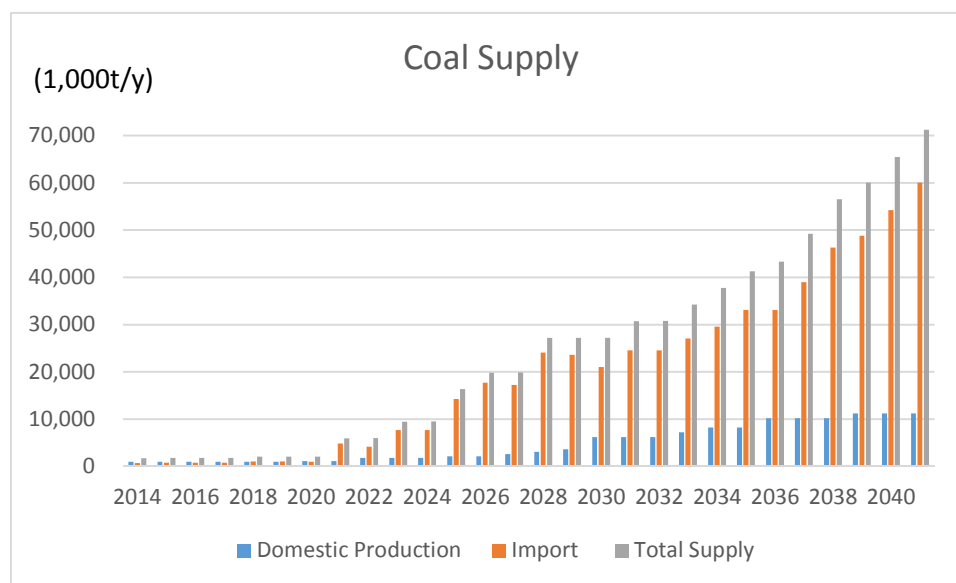
1.6.6 石炭

この項では輸入炭インフラと国内炭開発を検討した。

(1) 現状と課題

(a) 輸入炭インフラ

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



出典：JICA 調査団

図 1-15 石炭需給予測

(b) 国内炭開発

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

(2) 今後の目標

(a) 輸入炭インフラ

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

(b) 国内炭開発

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

(3) ロードマップ

(a) 輸入炭インフラ

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

2) F/S に基づく建設

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

(b) 国内炭開発

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

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

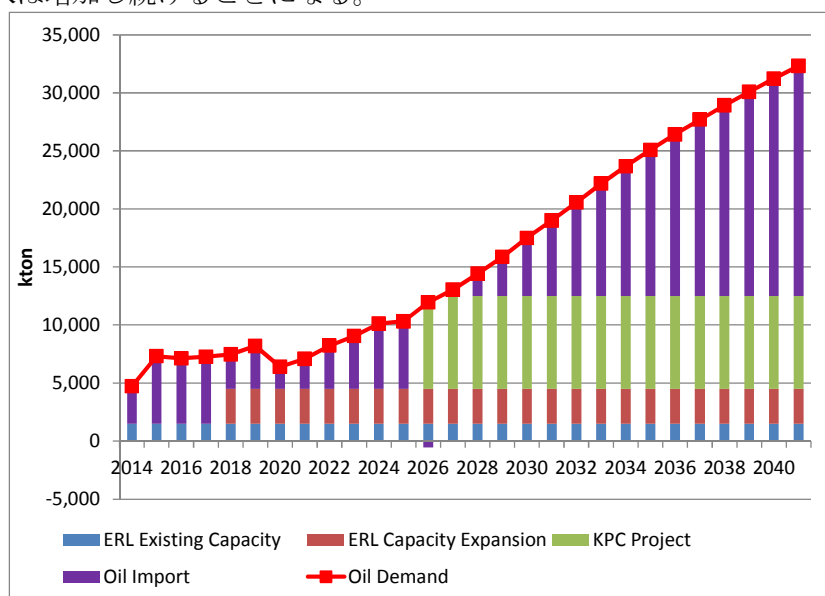
4) バングラデシュ人の炭鉱技術習得

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

1.6.7 石油

(1) 現状と課題

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



出典：JICA「南部チッタゴン」調査団および JICA 調査団

図 1-16 石油の需給バランス予測 2014-2041 年

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

(2) 今後の目標

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

(3) ロードマップ

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

1.6.8 電力需要想定と電源開発計画

(1) 現状と課題

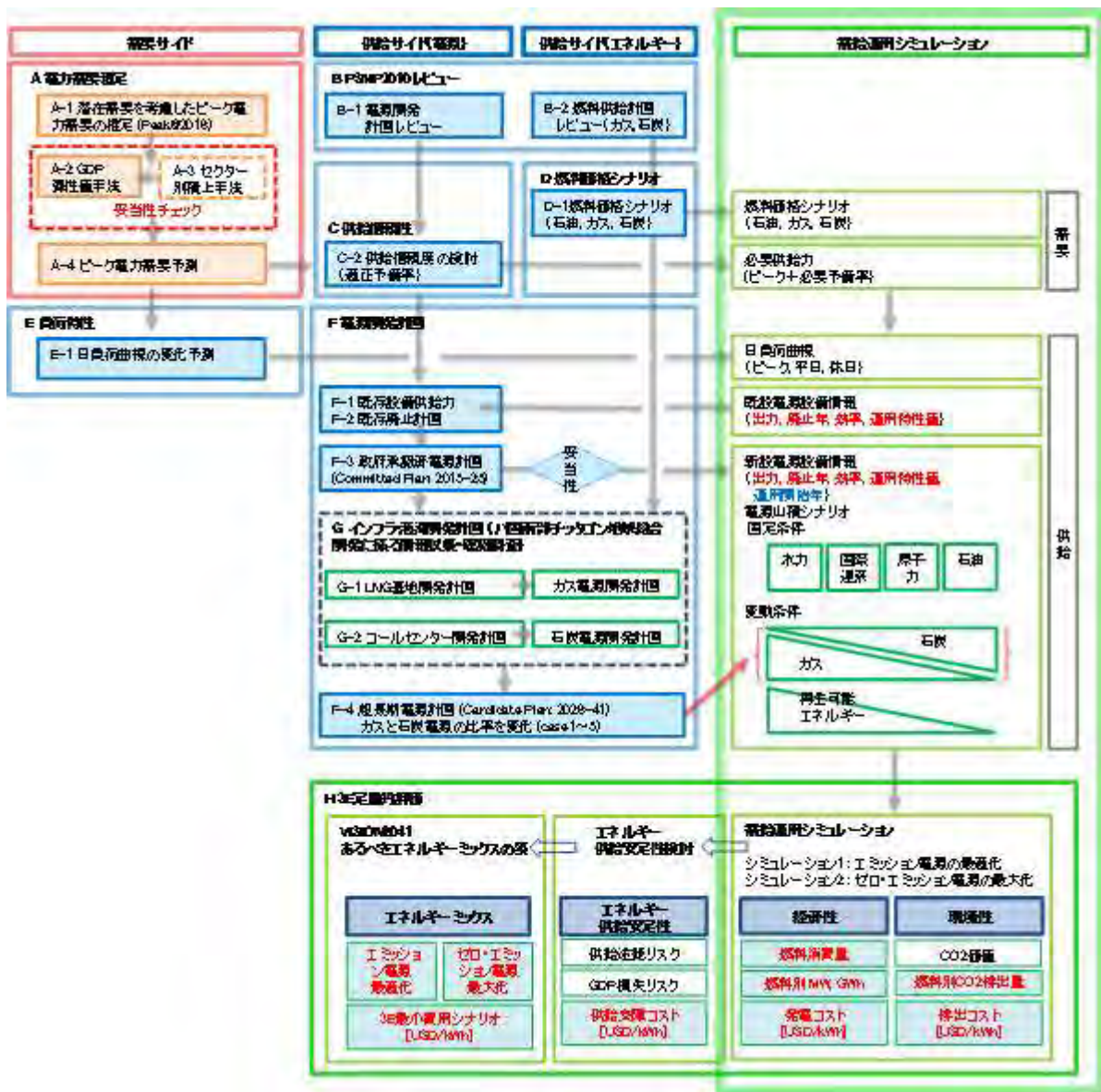
PSMP2010 レビューの章で前述したように、PSMP2010 において計画した 5 年電力需要とその実績は、予定していた発電所建設が遅れたことや安定的な燃料輸入に不可欠な港湾等の必要インフラが整備されてこなかったもあり、実際には約 80% レベルの約 8,000MW に留まっていた。

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

(2) 今後の目標

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-17 電源計画策定フロー

1) 電力需要想定

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

(a) 潜在需要を考慮したピーク電力需要の推定

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

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

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

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

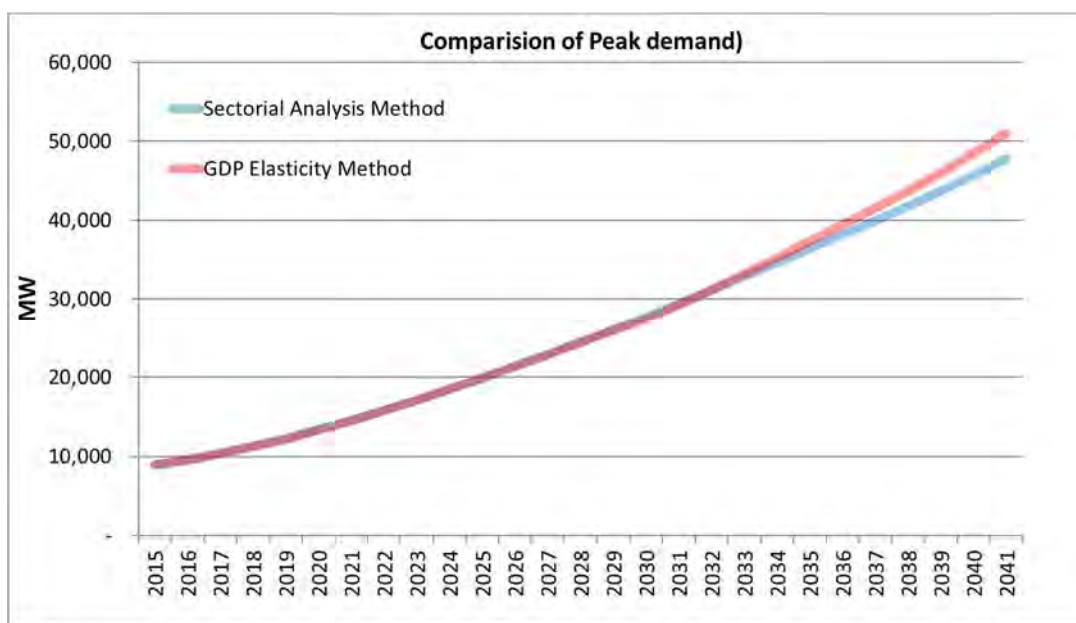


出典：JICA 調査団

図 1-18 「バ」国の夏場における想定合成日負荷曲線

(c) セクター別積上手法を用いた GDP 弾性値モデルの妥当性検証

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



出典：JICA 調査団

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

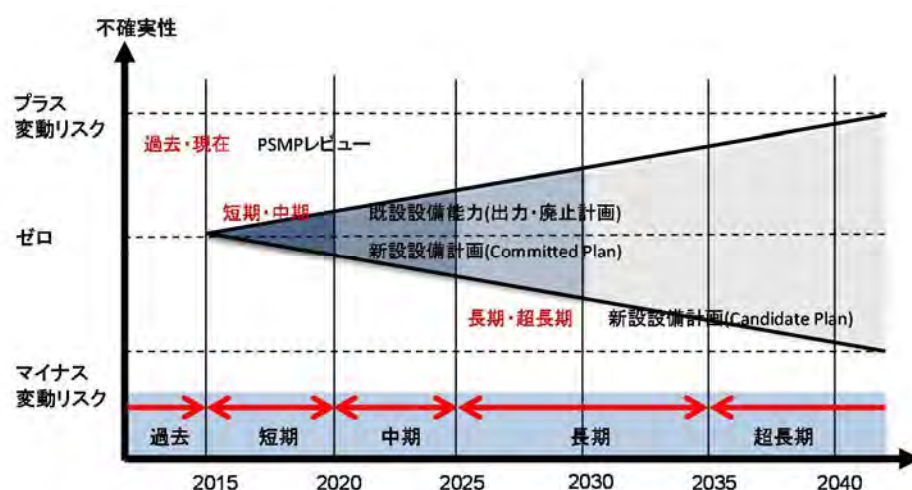
(d) ピーク電力需要見通しとエネルギー需給見通しとの統合

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

2) 電源開発計画

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-20 電源計画策定における時間軸とリスク変化の関係

(a) 既存施設

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

(b) 廃止計画

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

(c) 政府承認済み計画（Committed Plan）

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

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

(d) 南チッタゴン MP 調査との整合性の考慮

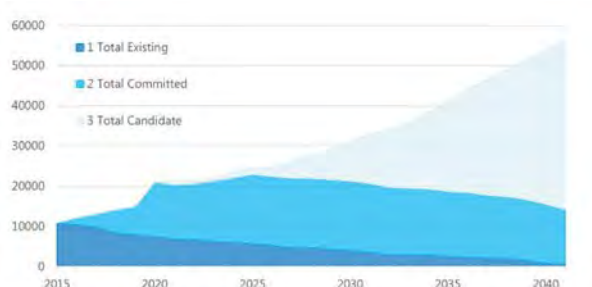
電源開発計画を策定する上で、燃料を長期的に安定的に確保することは、非常に重要である。特に、発電所の運用開始年の決定にあたっては、ガス、石炭のような輸入燃料を受け入れる港湾インフラが運用されていることが前提となるべきである。そこで、JICA が実施した「バ国南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査（以下、JICA 南部チッタゴン MP 調査）」によって、バ国政府と合意形成したインフラ・港湾開発計画を採用し、その計画に沿う形で、電源設備の運用開始年度を定めた。

(e) 超長期電源計画の検討 (Candidate Plan)

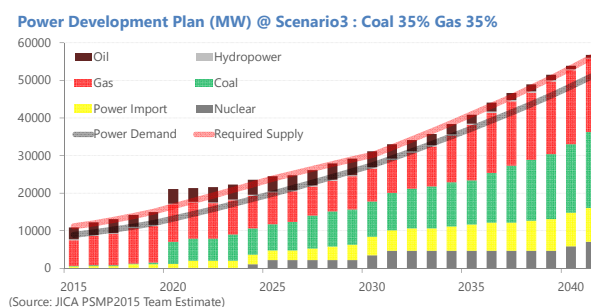
超長期計画策定にあたっては、南チッタゴン MP 調査におけるインフラ・港湾計画に沿った形で、ガスと石炭の比率を変化させた電源山積みを検討する。なお、本項では、ガス・石炭比率の各オプションにおける 3E 評価を踏まえ、基本電源開発計画として、2041 年度断面におけるガス電源と石炭電源の比率を、それぞれ 35%としたシナリオを定める。

(f) 基本ケース：電源開発計画の集約

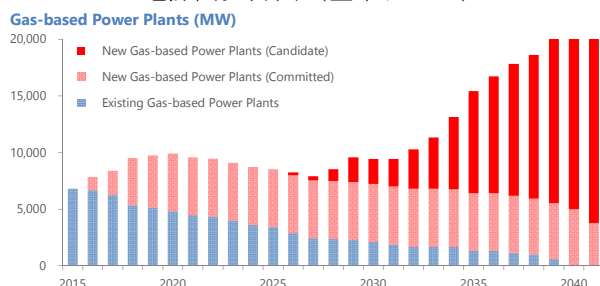
以上を総合し、既設設備に廃止計画を考慮した既設設備供給力(existing capacity)に、おおよそ 2025 年目途に計画された committed plan と、それ以降の不確定要素を含んだ candidate plant を組み合わせた電源開発計画は、下図のとおりとなる。なお、本計画は、ピーク需要 peak demand に、信頼性(reliability)を考慮した必要設備量を加えたものとなる。



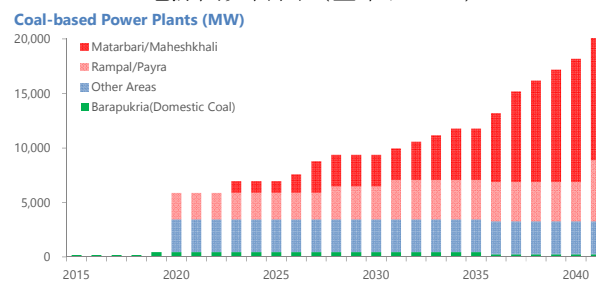
電源開発計画（基本ケース）



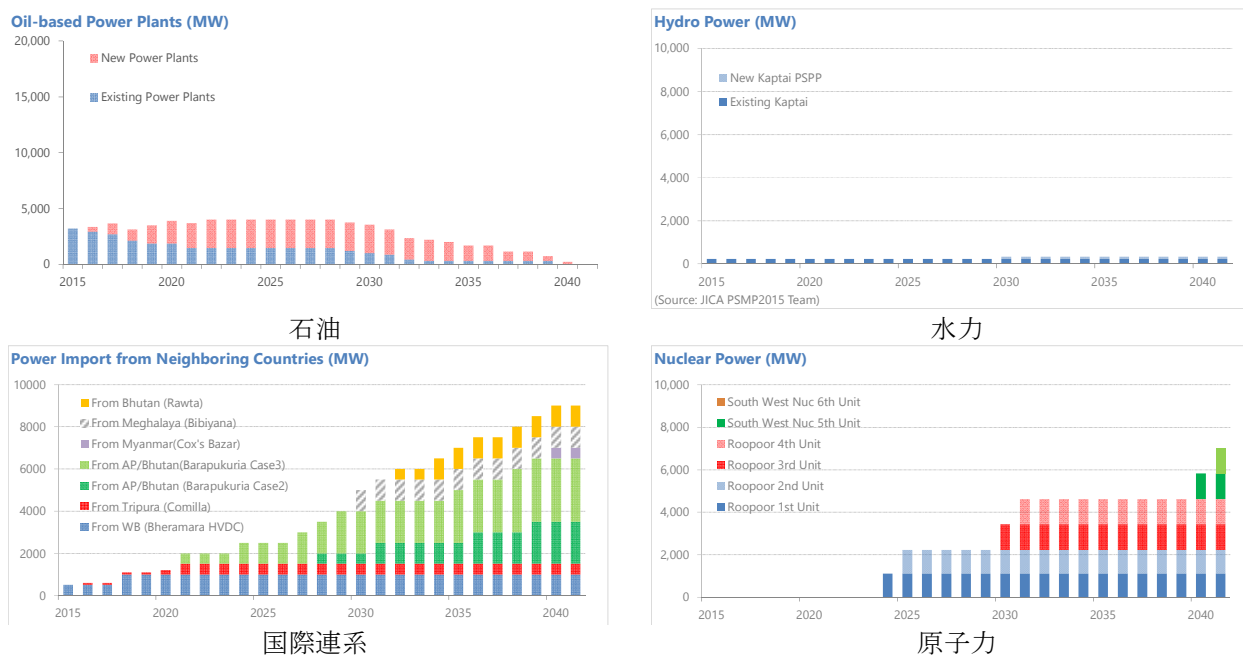
電源開発計画（基本ケース）



ガス



石炭



出典：JICA 調査団

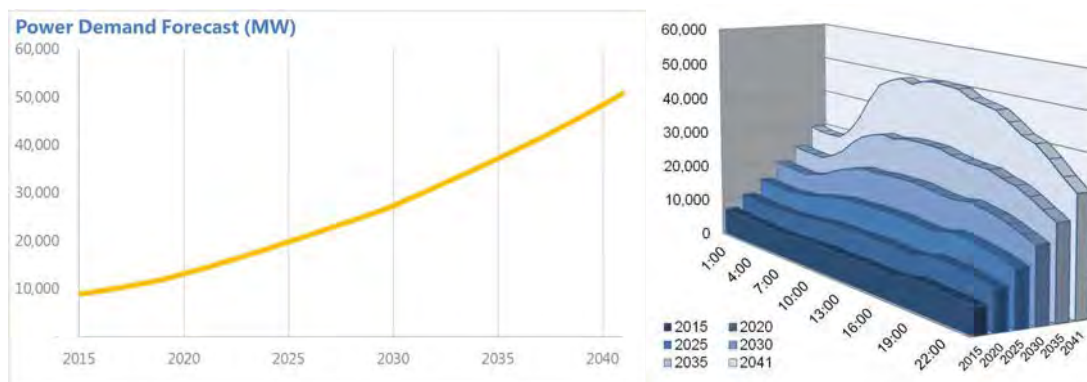
図 1-21 2015～2041 各電源設備量推移 (MW)

3) 需給運用シミュレーション

(a) 経済性および環境性の算定のための前提条件

(a-1) 日負荷曲線

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



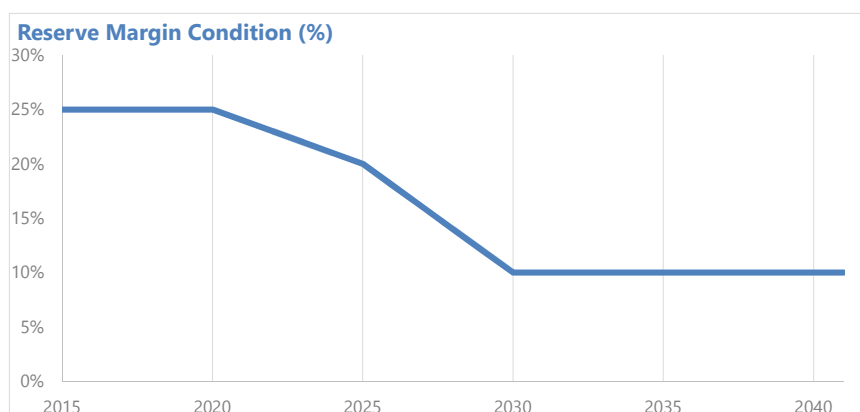
出典：JICA 調査団

図 1-22 2015～2041 年「バ」国推定電力需要量推移(MW)

(a-2) 供給信頼性

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

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



出典：JICA 調査団

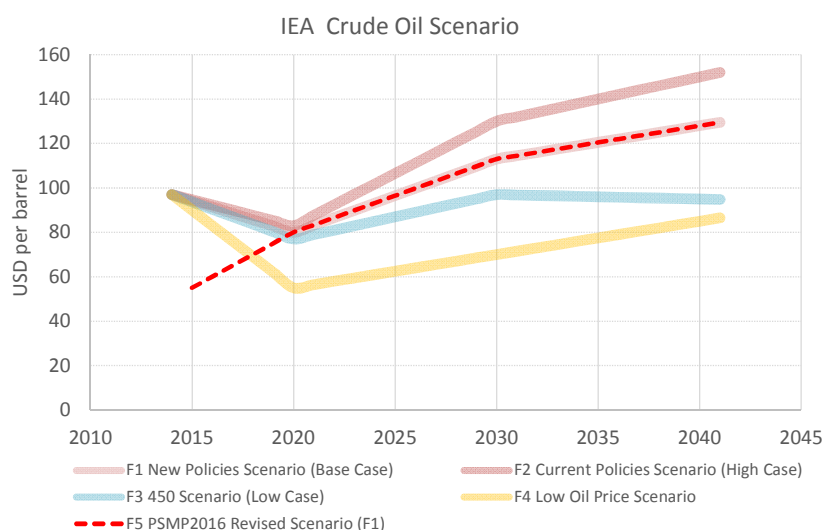
図 1-23 予備供給力の設定

(a-3) 燃料価格シナリオ

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

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

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



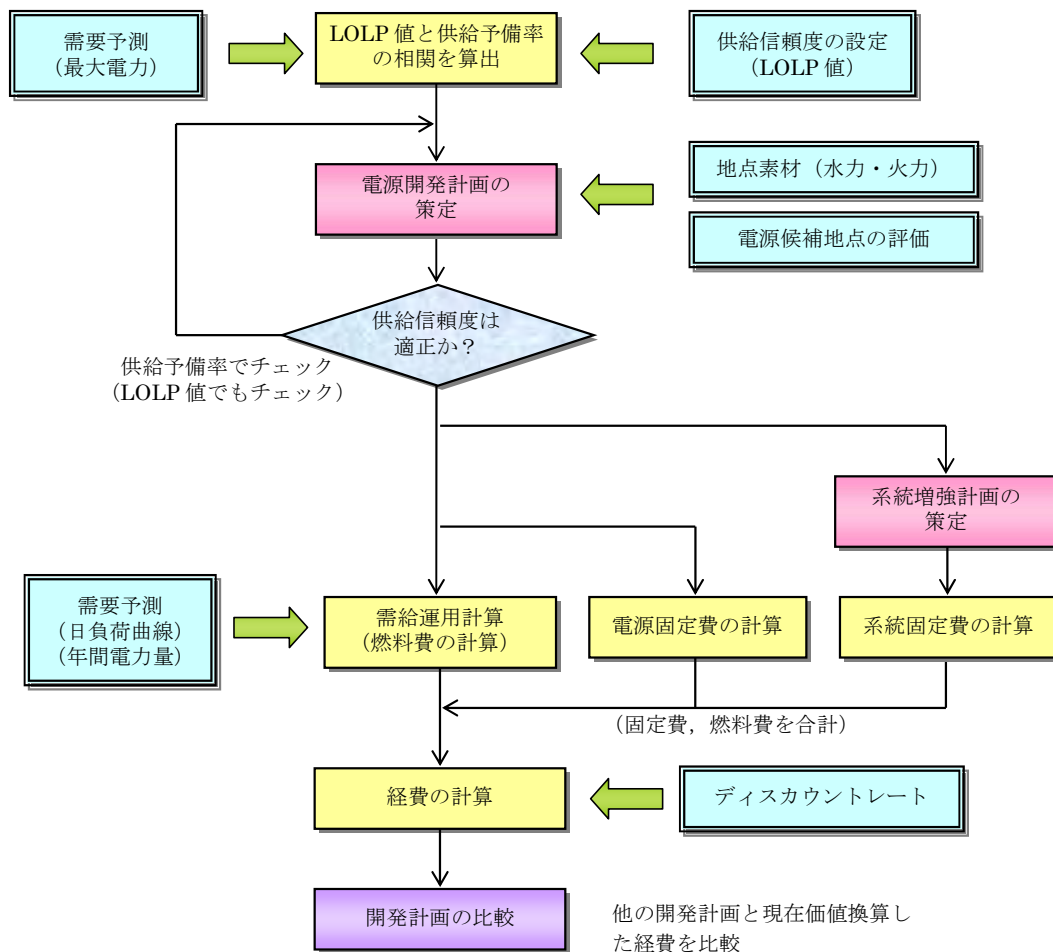
出典：JICA 調査団

図 1-24 IEA 原油価格シナリオ

(b) 需給運用シミュレーションの概要

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

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



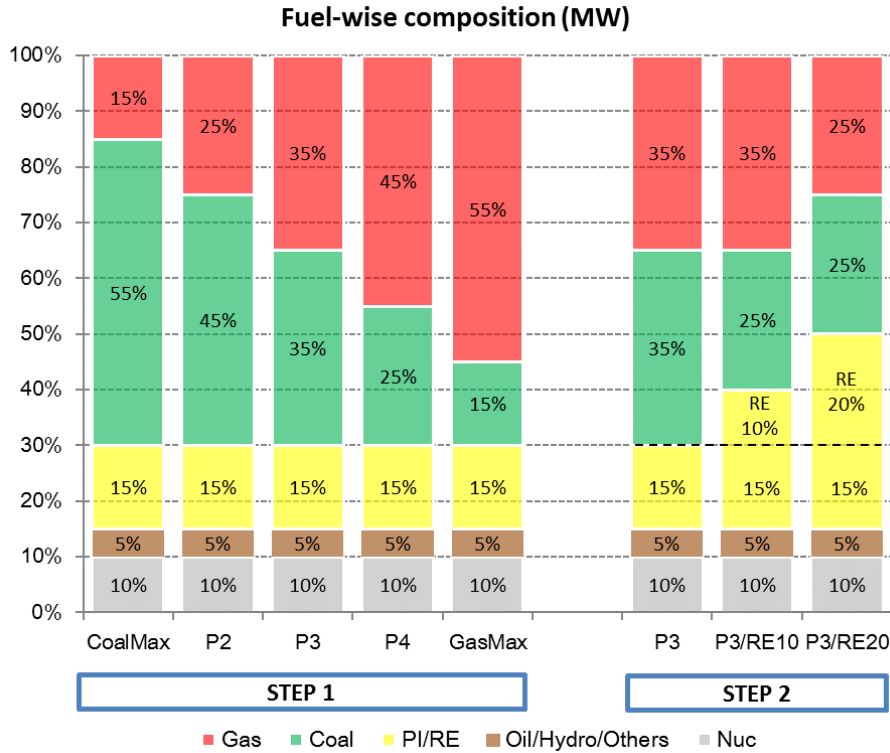
出典：JICA 調査団

図 1-25 需給運用シミュレーションの概念図

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

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

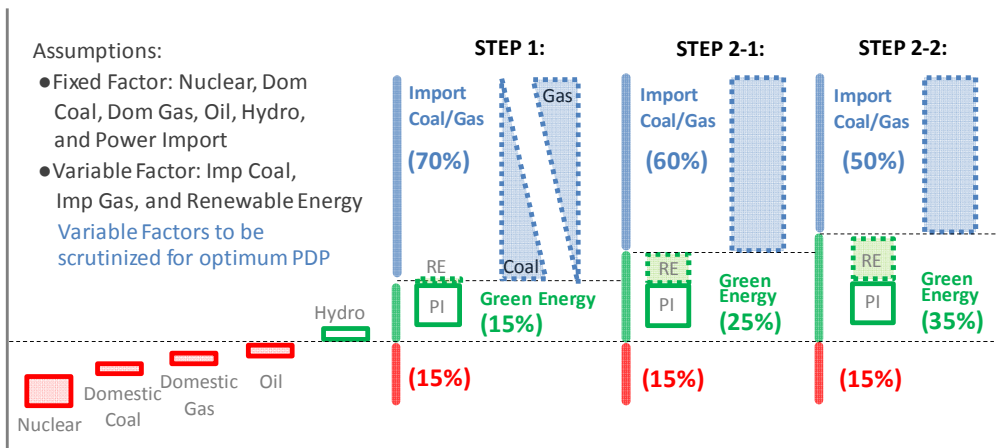
この時、それぞれのシナリオで石油・その他の電源構成については変化させないものとする。各シナリオの 2015 年から 2041 年における燃種別の電源構成比率は下図に示すとおりである。



出典：JICA 調査団

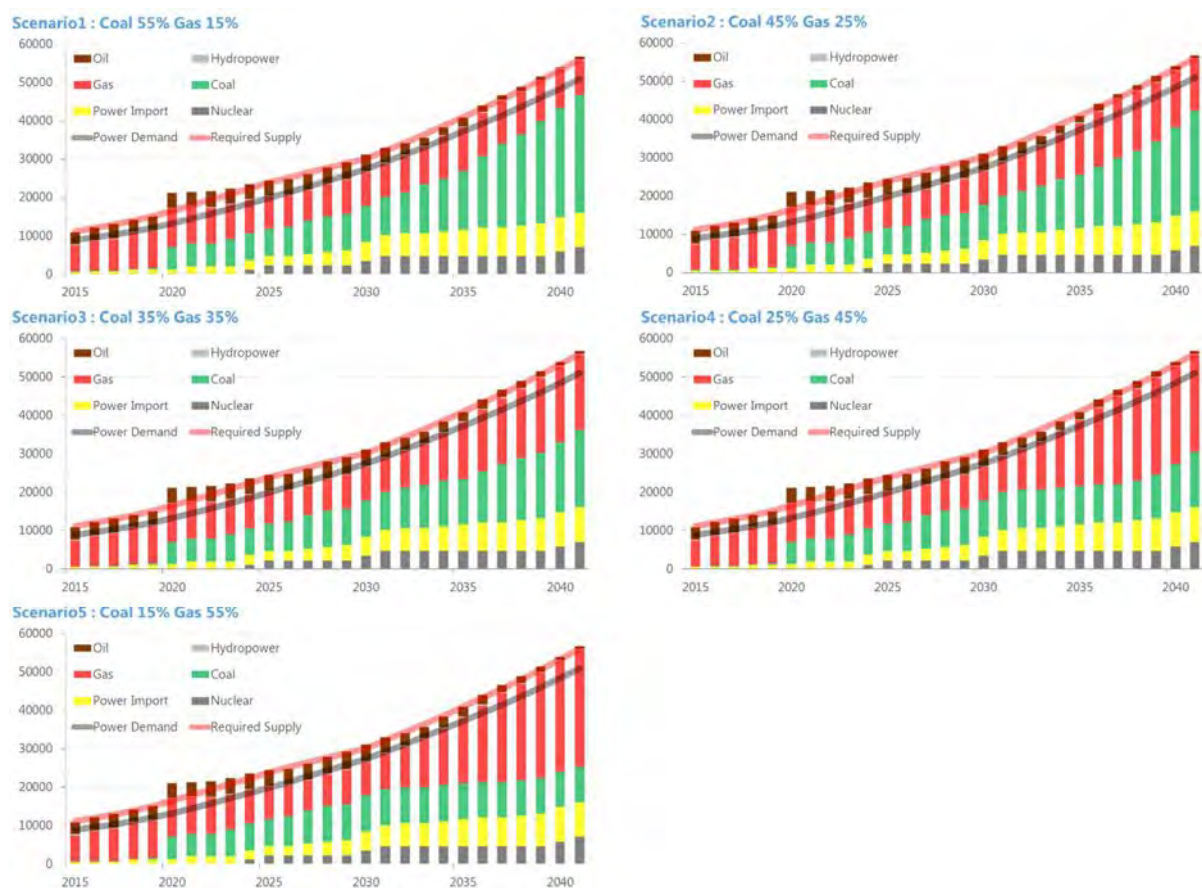
図 1-26 2041 年度断面における電源構成比率

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



出典：JICA 調査団

図 1-27 シミュレーションパターンの考え方

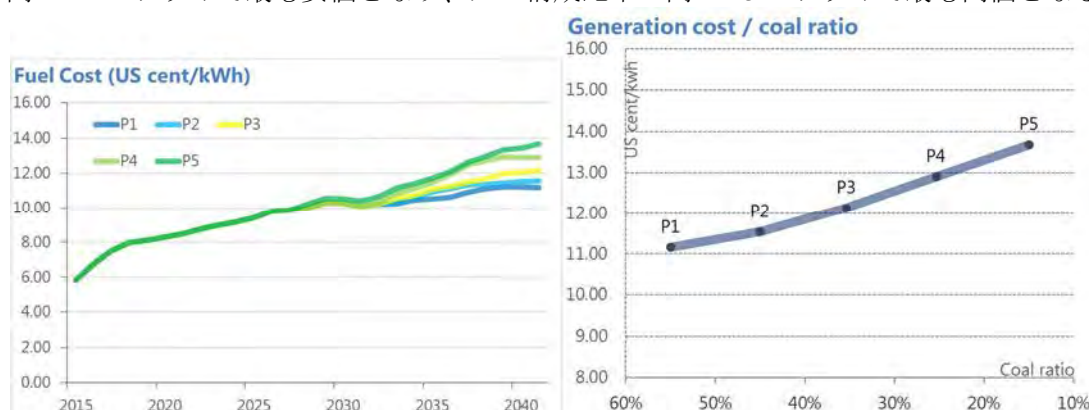


出典：JICA 調査団

図 1-28 シナリオ別電源構成比率年度推移

(c) 経済性の算定

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

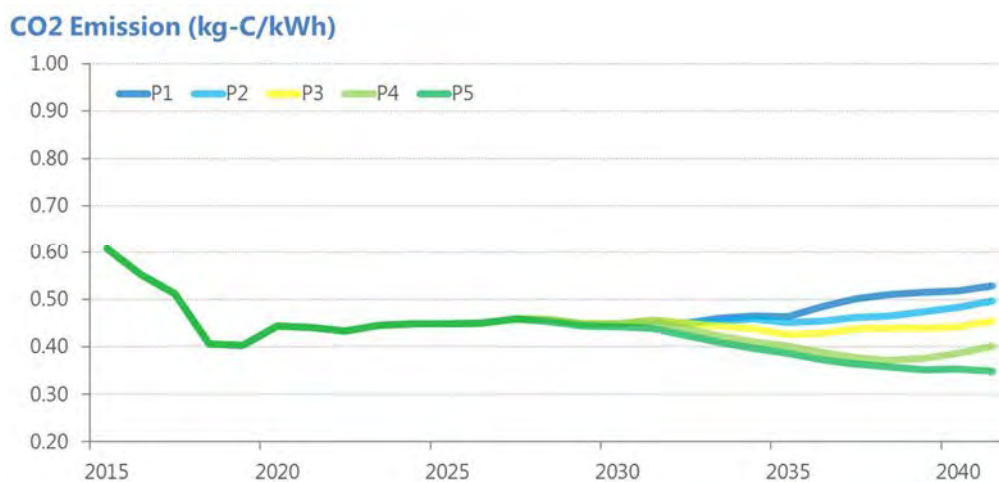


出典：JICA 調査団

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

(d) 環境性の算定

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



出典：JICA 調査団

図 1-30 シナリオ毎 CO2 排出量 (CO2 kg-C/kWh)

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

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

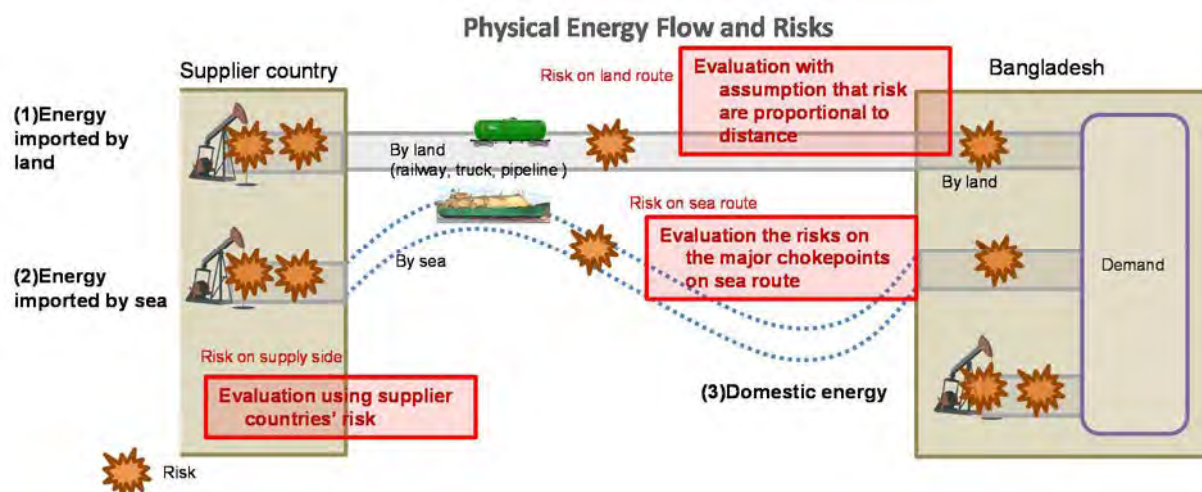
(e) エネルギー安定供給性の算定

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

提案する評価指標は、次の式で計算される。

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

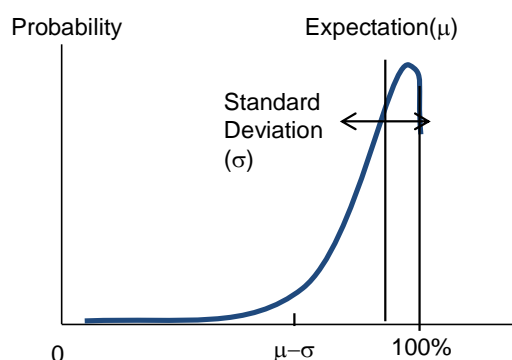
「エネルギー資源未達率」を計算するために、「バ」国へのエネルギーの物理的送配ルートをモデル化し、ルート上の各ポイントの遮断リスクを仮定した。下図はこのモデルの概念を示したものである。エネルギー配送のルート上の様々な遮断リスクの中で、特に、輸出停止リスク、陸路の封鎖リスク、海路の封鎖リスクに着目した。自国内のエネルギー資源の配送におけるリスクは無視した。



出典：JICA 調査団

図 1-31 エネルギーの物理的配送ルートとリスク

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



出典：JICA 調査団

図 1-32 エネルギー配送の確率密度関数の例

(f) エネルギーミックスの 3E 評価

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

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

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

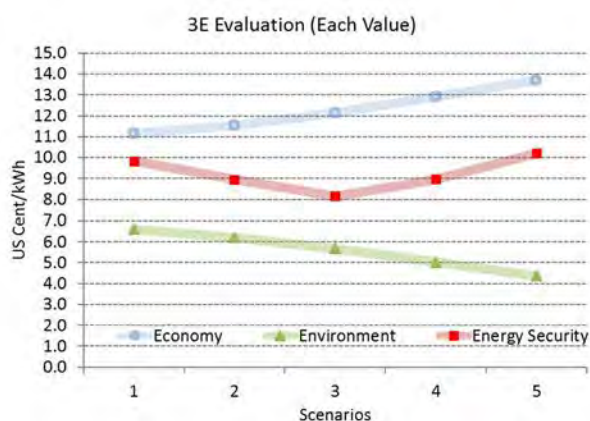
経済指標は、全電源に占める石炭火力の比率が高いほどよい値を示す。環境指標は、全電源に

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

表 1-8 各電源開発シナリオの「3E」評価結果（ベースシナリオ）

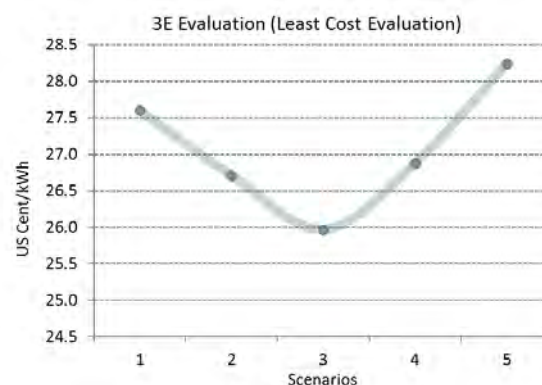
シナリオ	構成 (MW ベース)	経済性 [US cent/kWh]	環境性 [US cent/kWh]	エネルギー 供給安定性 [US cent/kWh]	合計 [US cent/kWh]
1	ガス 15%,石炭 55%	11.2	6.6	9.8	27.6
2	ガス 25%,石炭 45%	11.6	6.2	8.9	26.7
3	ガス 35%,石炭 35%	12.1	5.7	8.2	26.0
4	ガス 45%,石炭 25%	12.9	5.0	9.0	26.9
5	ガス 55%,石炭 15%	13.7	4.4	10.2	28.2

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 1-33 「3E」評価結果（各指標）



出典：JICA 調査団

図 1-34 「3E」評価結果（合計）

(g) 再生可能エネルギー拡大への挑戦

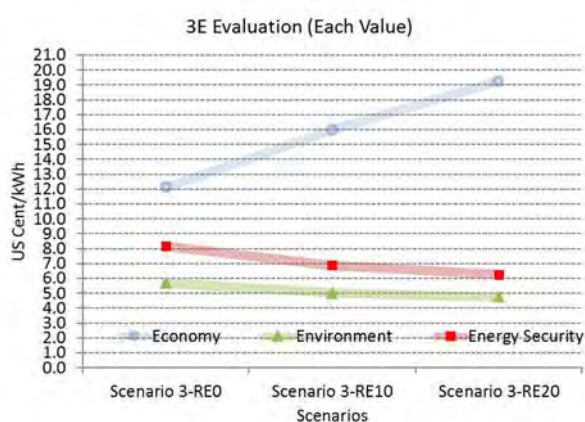
前述したとおり、ガス石炭の最適構成比率が決められた後、Step2 として火力・原子力以外の電源構成比率を変化させ、再生可能エネルギーの導入拡大も模索する。本検討では再生可能エネルギーを 10% (RE10 シナリオ) および 20% (RE20 シナリオ) 増加させたケースを検討する。また、それぞれのシナリオにおけるガス・石炭の構成比率は表 1-9 の通りである。

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

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

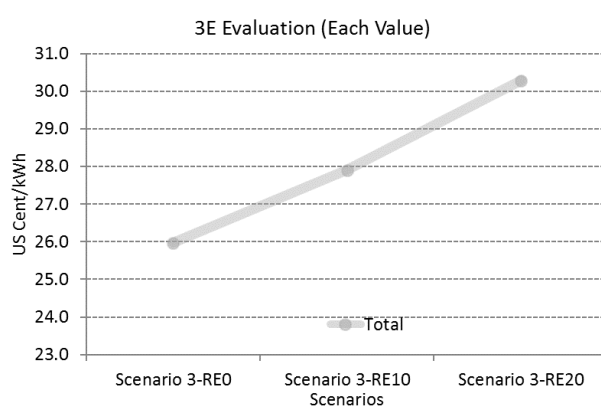
シナリオ	構成 (MW ベース)	経済性 [US cent/kWh]	環境性 [US cent/kWh]	エネルギー 供給安定性 [US cent/kWh]	合計 [US cent/kWh]
シナリオ 3	ガス 35%,石炭 35%	12.1	5.7	8.2	26.0
シナリオ 3 RE10	ガス 35%,石炭 25%	16.0	5.0	6.9	27.9
シナリオ 3 RE20	ガス 25%,石炭 25%	19.2	4.7	6.2	30.2

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 1-35 「3E」評価結果（各指標）

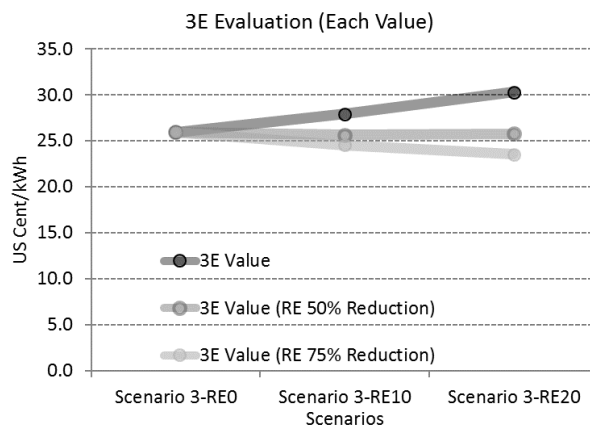


出典：JICA 調査団

図 1-36 「3E」評価結果（合計）

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-37 「3E」評価結果（合計）

(3) ロードマップ

最適エネルギーミックス達成に向けたロードマップは、以下に示すとおりである。

i) 短期的(2020年まで)

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

ii) 短期-中期 (2025年まで)

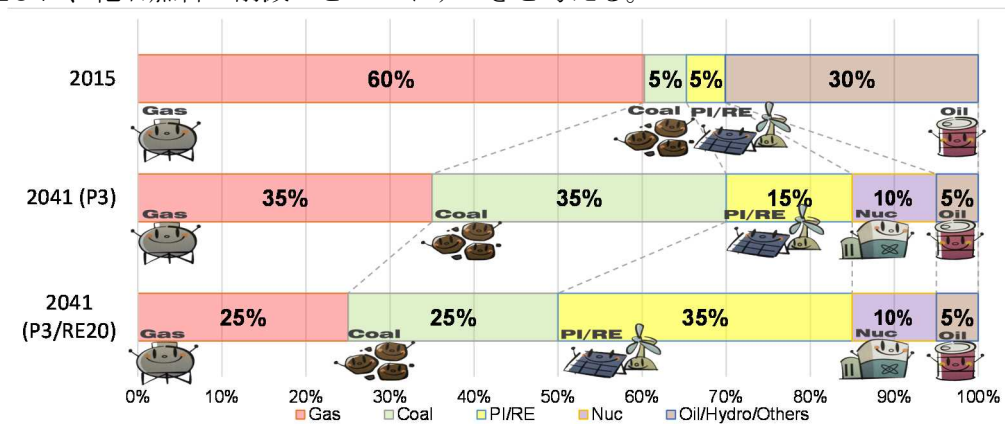
- 高価な石油電源・レンタルパワーからの脱却
- 官民連携による電力投資案件の促進
- 発電所 O&M 改革、電気料金改定

iii) 中期-超長期 (2041年まで)

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

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-38 再生可能エネルギー拡大を含むエネルギーミックス

1.6.9 水力発電

(1) 現状と課題

1) 現状把握

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

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

このような情勢においても、 Bangladesh 政府は、CO₂ 排出量増加の抑制のためあるいは系統安定のために水力開発の進展を期待している。

2) 今回の調査・検討結果と課題

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

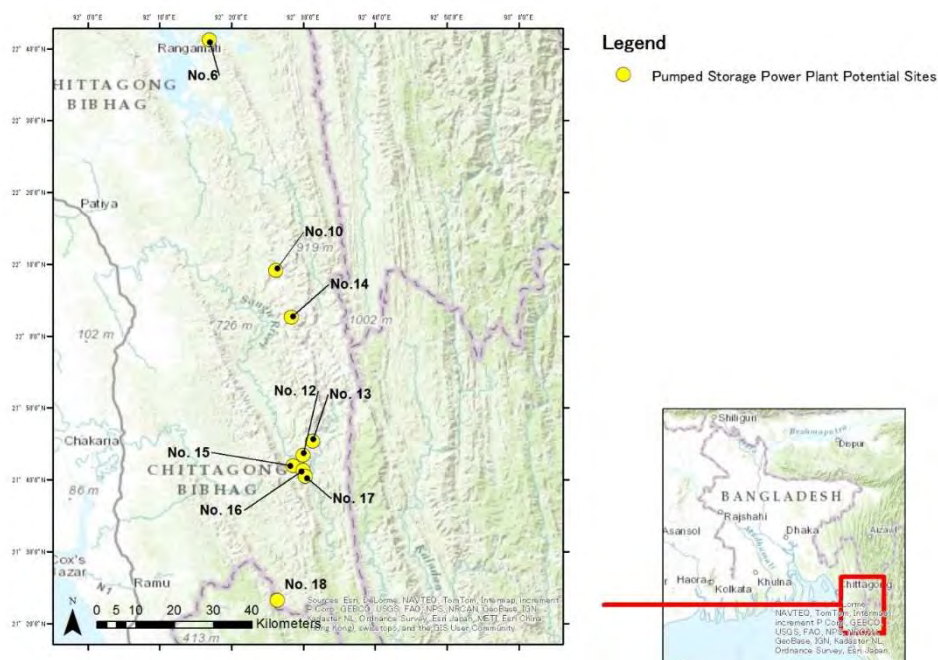
(a) 揚水発電候補地点

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

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

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

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



出典：JICA 調査団

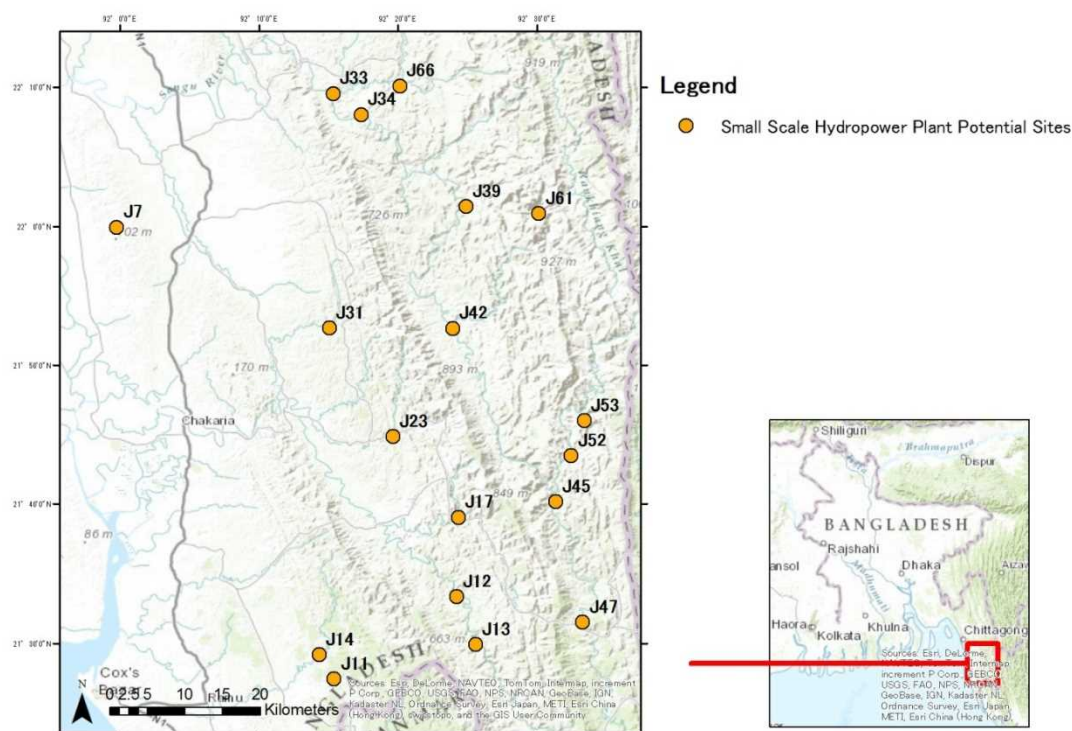
図 1-39 揚水発電候補地点位置図

(b) 従来型水力／小規模水力候補地点

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

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-40 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点位置図

(2) 今後の目標

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

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

(3) ロードマップ

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

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

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

1.6.10 再生可能エネルギー

(1) 現状と課題

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

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

表 1-10 「バ」国再生可能エネルギー導入ポテンシャル

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

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

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

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

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

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

(2) 今後の目標

- 1) 国内再生可能エネルギー電源（既設およびポテンシャル合計）：2,470 MW（2021年まで）、3,864 MW（2041年まで）
- 2) 国内バイオガス：79万 m³/日（追加60万 m³/日を含む、2031年まで）、300万 m³/日（2041年まで）
- 3) 国際連系：3,500~8,500MW（2031年まで）、9,000MW（2041年まで）
- 4) 国際連系導入促進制度整備、これに関わる人材育成（中期～長期）

(3) ロードマップ

- 1) 国内再生可能エネルギー電源：2,470 MW（2021年まで）、3,864 MW（2041年まで）
 - Non-solicited/competitive bidding による Utility-scale（メガ）太陽光電源プロジェクトの成立・運開（1件）（短期）
 - Wind Resource Assessment の完成（短期）
 - 再生可能エネルギーも含めた系統接続ルールの策定（短期）
 - FIT、リバースオークション制度の策定（短期）
 - メガソーラー等大規模再生可能エネルギー発電に対する系統接続技術要件の確立
 - 系統への接続検討および、接続検討に基づく系統増強計画策定、系統増強工事実施（短期）
 - 再エネの変動出力を考慮した系統運用の確立（短期）
 - FIT の修正・新規案件への適用（中期）
 - Utility-scale（メガ）再生可能エネルギー電源の設置・運開（短期～中期）
- 2) 国内バイオガス：79万 m³/日（追加60万 m³/日を含む、2031年まで）、300万 m³/日（2041年まで）
 - グラスファイバー製バイオガスダジェスタ材料輸入関税の撤廃（短期）
 - グラスファイバー製バイオガスダジェスタ国内製造者の育成（中期）
 - IDCOL 融資によるグラスファイバー製バイオガスダジェスタの普及（中期～後期）
- 3) 国際連系：3,500~8,500MW（2031年まで）、9,000MW（2041年まで）
国際連系の項参照
- 4) 国際連系導入促進制度整備、これに関わる人材育成（中期～長期）
国際連系の項参照

1.6.11 国際連系

(1) 現状と課題

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

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

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

(i) エネルギーセキュリティ

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

(ii) インド地内送電線の運転開始時期との整合

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

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

(iii) 大規模な供給力脱落に伴う大規模停電の発生

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

(iv) 系統事故などに伴う相互干渉

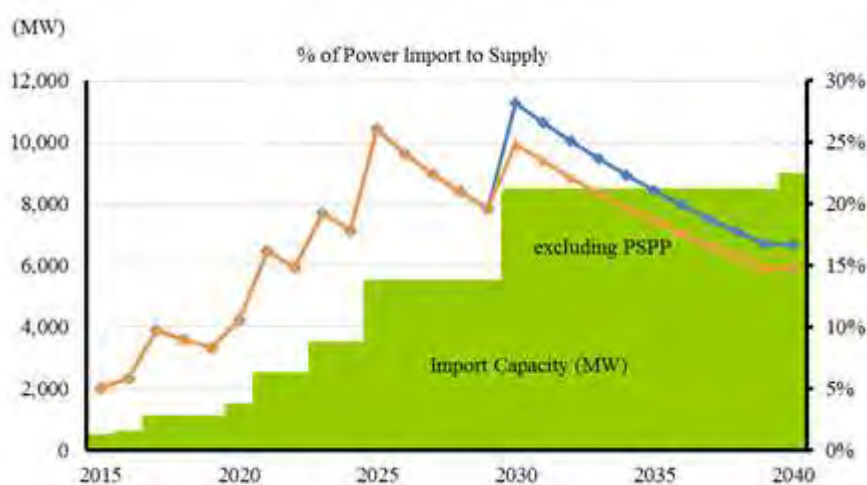
電力の輸入を実施するという事は、隣国の 2 国間の系統が何らかの形で接続されることを意味する。このことにより、系統事故などに伴う相互干渉が発生する恐れがある。直流を介して連

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

(2) 今後の目標

(i) High Case Scenario

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

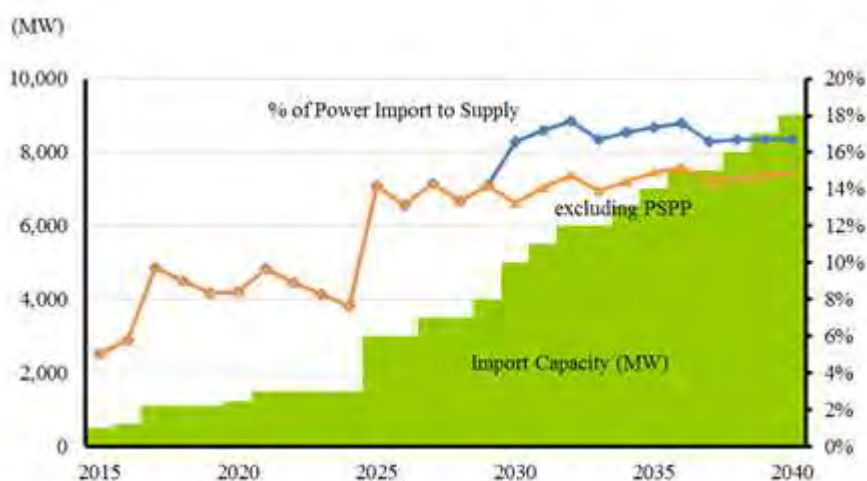


出典：JICA Survey Team

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

(ii) Low Case Scenario

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



出典：JICA Survey Team

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

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

(3) ロードマップ

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

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

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

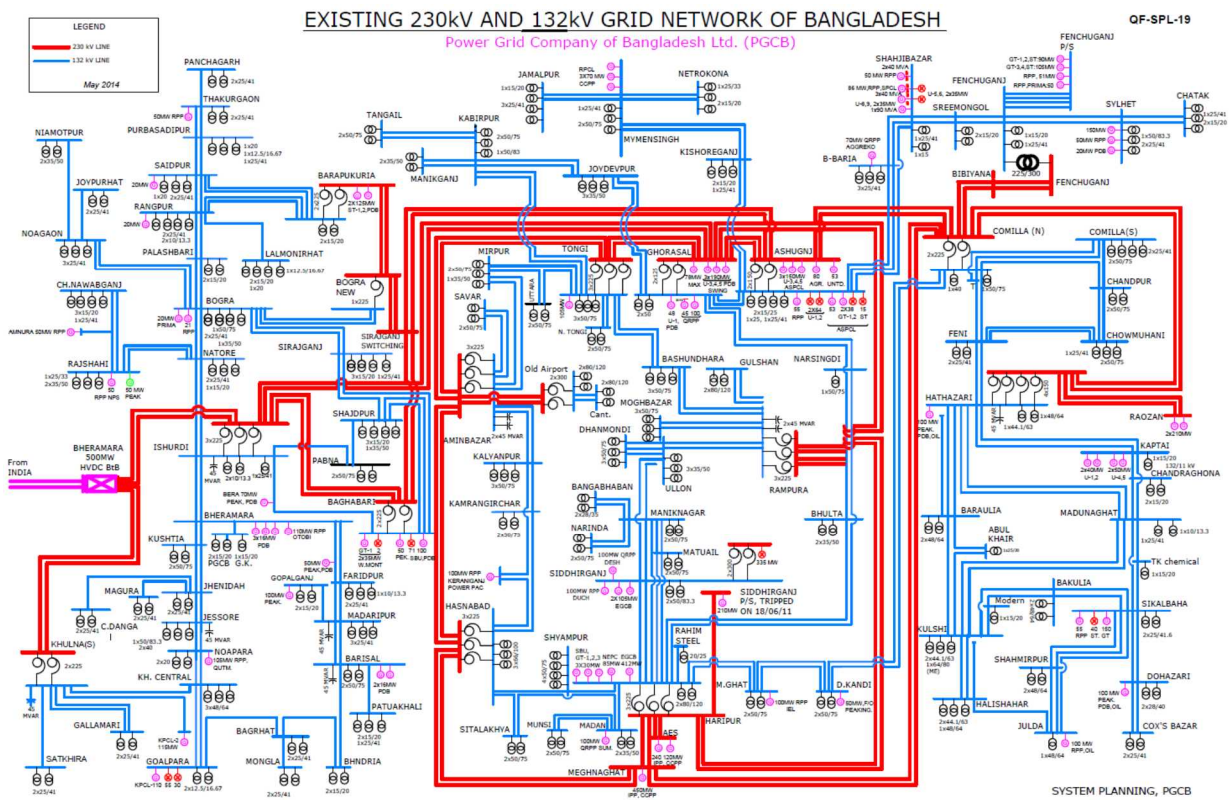
このような協議の場としては、すでに SAARC の枠組みの中で、 Bangladesh 、ブータン、インド、ネパールの 4 か国の協議体として BBIN が組成されている。BBIN は、JWG（Joint Working Group）を年に 2 回程度実施することにしており、JWG の議題の中に、地域間の電力連系を議題として取り上げ、推進していくのが最も効率的と考えられる。

1.6.12 系統計画

(1) 現状と課題

1) 送電計画

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



出典：JICA 調査団

図 1-43 Bangladesh の現状の基幹系統(2014 年)

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

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

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

2) 地方電化

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

表 1-11 Power Division の電化率 内訳

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

出典： Power Cell, Power Division

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

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

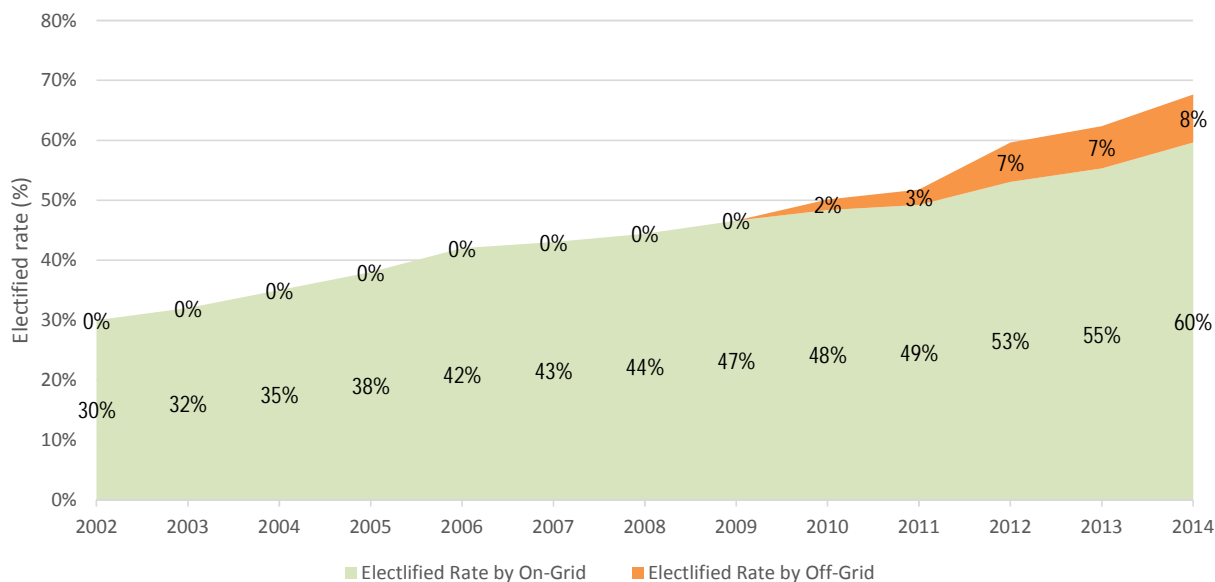
出典： BPDB System Planning Division

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

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

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

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

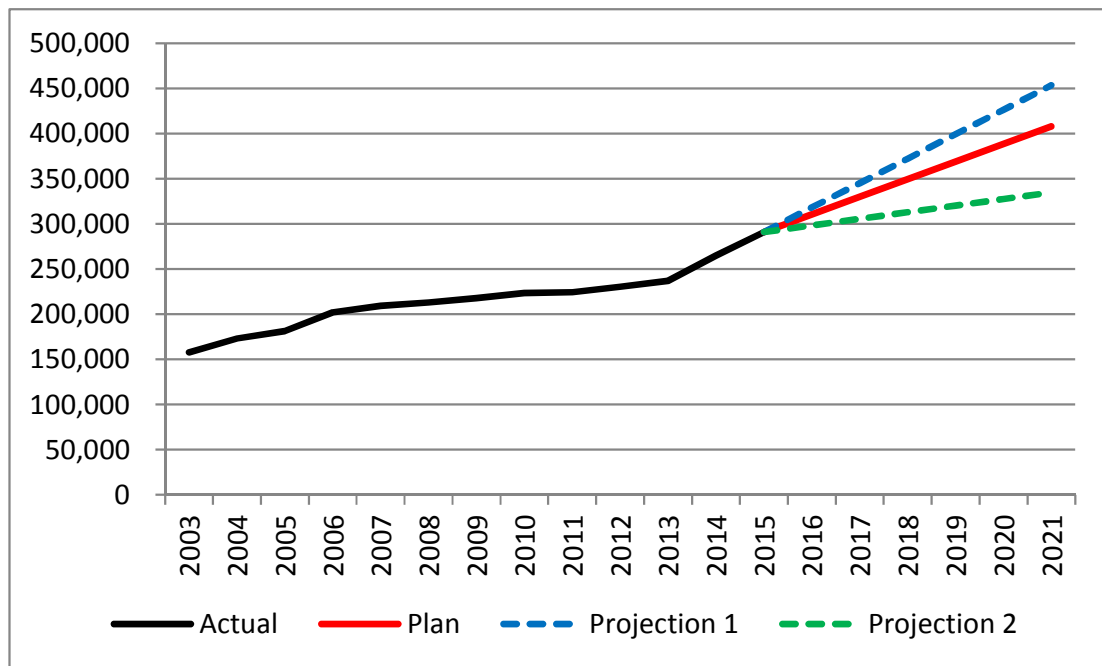


出典：BPDB データに基づき JICA 調査団まとめ

図 1-44 電化率(BPDB 定義)の推移

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

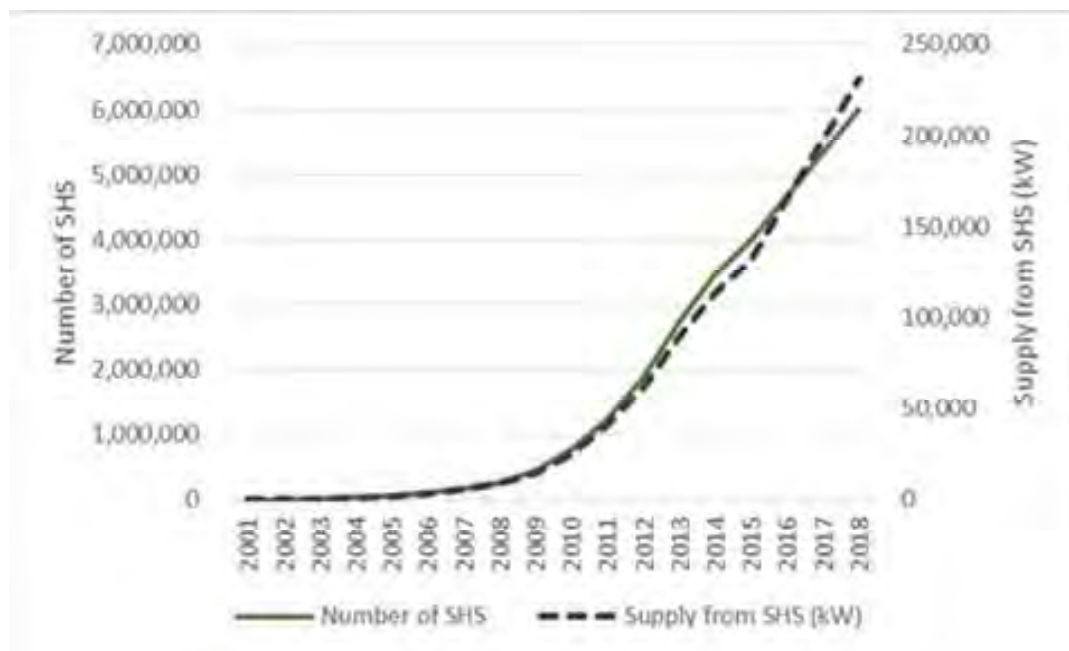
ここで注目すべきは、直近二年（2014 年～2015 年）の BREB の延伸実績である。2003 年～2013 年に比較し、急激に延伸を実現させたことが分かる。青の点線(グラフ中の Projection 1)は、この直近二年間の事業実績スピードを維持すれば、BREB が 2021 年までに「電化率 100%」となる 440,000km の敷設が達成可能であることを示している（ただし後述するように、配電線延伸のみの電化には技術的な課題が存在する）。逆に、もし今後延伸工事が 2003 年～2013 年並みの実施スピードに低下すると（緑点線、グラフ中の Projection 2）、2021 年まで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



出典： JICA 調査団

図 1-45 配電線延長実績と計画 (BREB)

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



出典： JICA 調査団

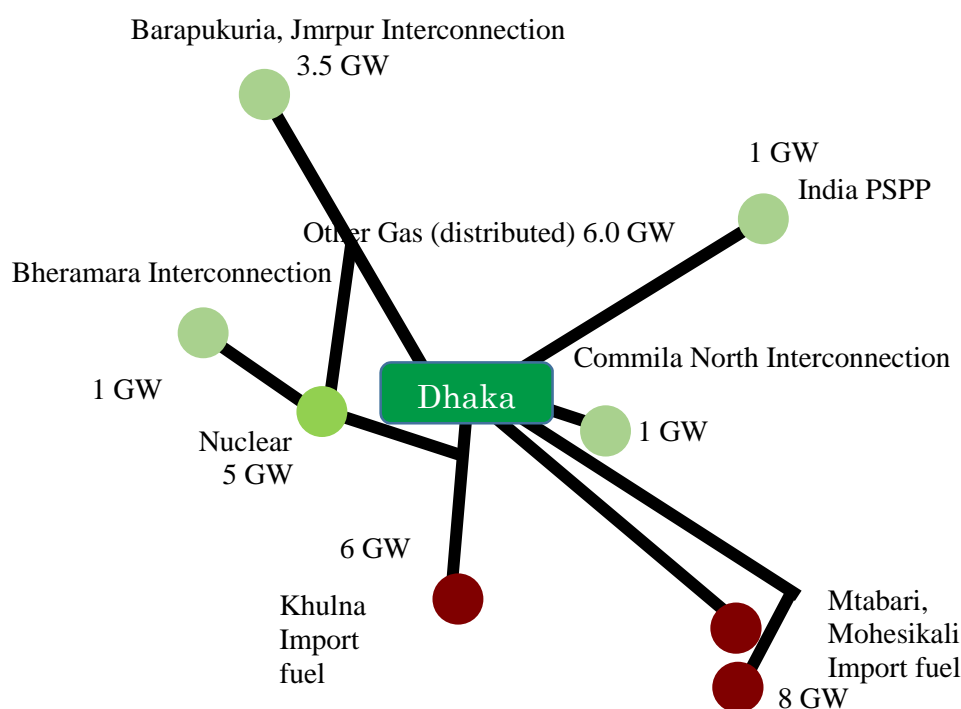
図 1-46 IDCOL による SHS 設置台数

(2) 今後の目標

1) 送電計画

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-47 2035 年までに計画されている大規模発電所の概略図

2) 地方電化

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

1.6.13 電力の質向上

(1) 現状と課題

1) 周波数品質向上の必要性

一般的には、以下の必要性がある。

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

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

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

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

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

2) 現状把握

(a) 発電設備の現状と深刻な供給力不足

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

その主な原因は以下のとおり。

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

(b) 周波数調整業務の現状

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

その主な原因は以下の点が考えられる。

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

用に出力の一部を供出せず、常に可能最大出力で一定運転していること。

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



3) 電力品質の課題

(a) 法規制の枠組み

電気事業法等による国レベルの規制

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



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

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

独立規制機関ルールによる規制

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

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

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

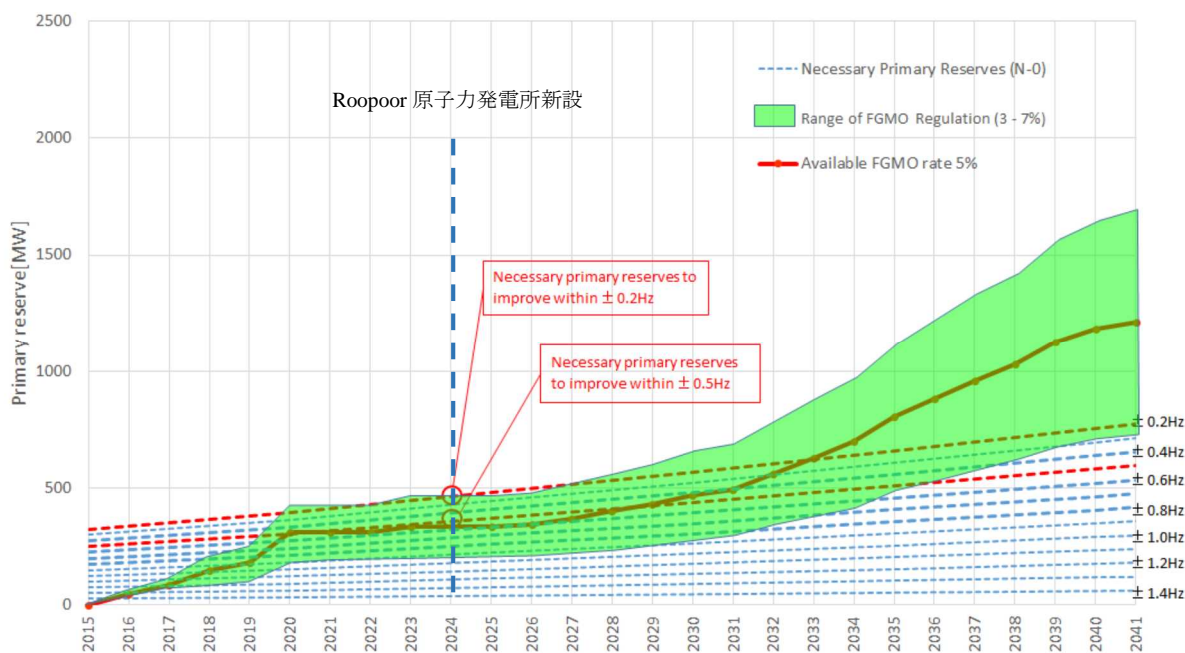
(b) 周波数品質改善見通しの試算と将来的課題

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

N-0 時（平常時）の周波数品質改善

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

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

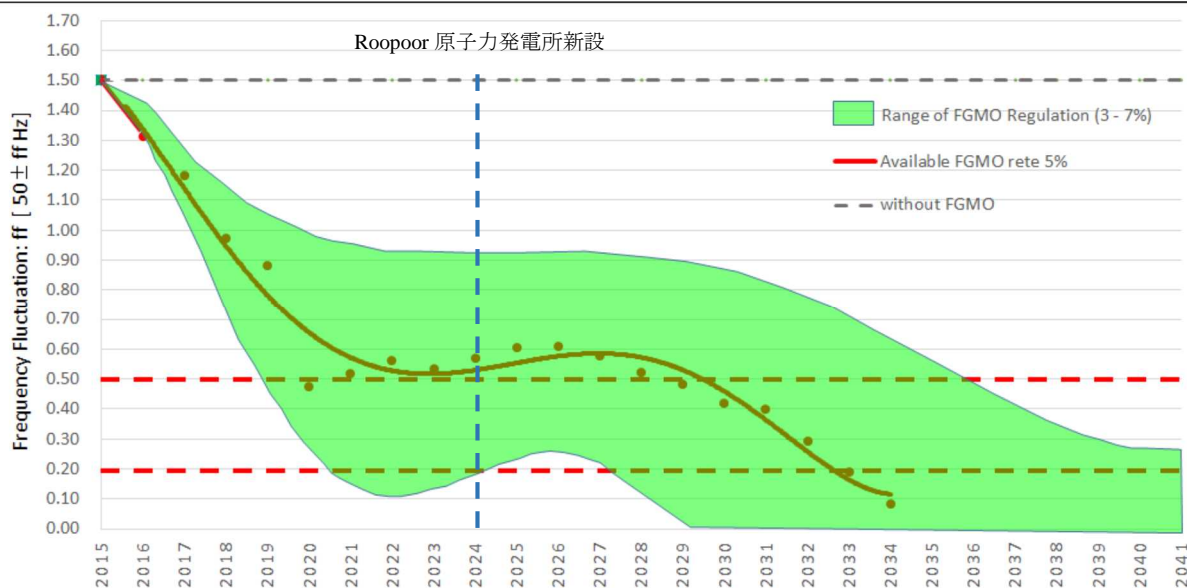


出典：JICA 調査団

図 1-48 調整力の確保必要量と供出可能量の比較

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-49 今後の周波数品質改善の推移

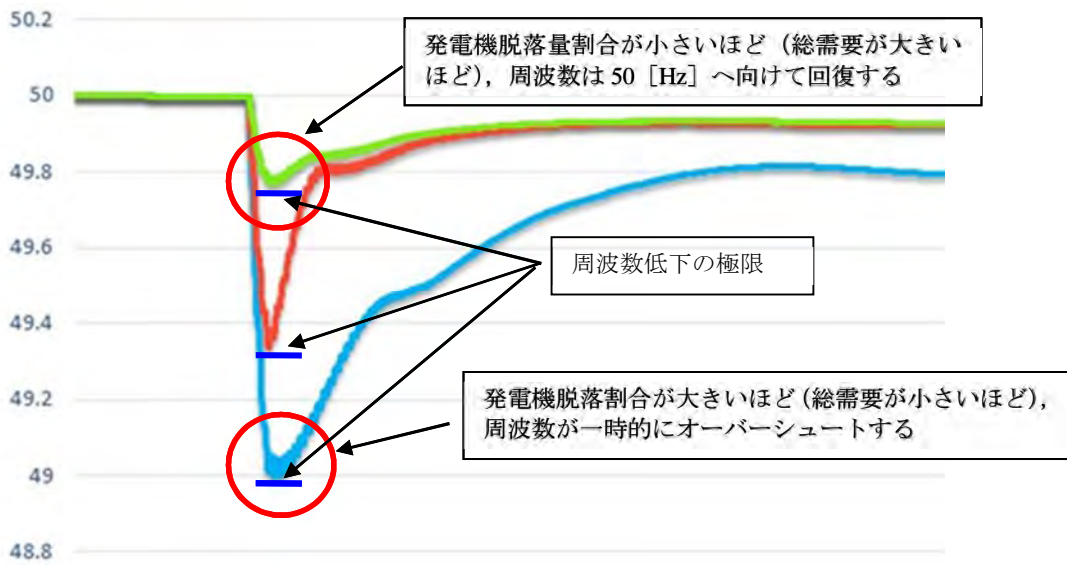
結論としては、着実なガバナフリー調整力の確保が実現できるならば、平常時の周波数品質について、大きな課題はないと言える。

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

N-1 時（1 設備事故時）の周波数品質改善

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

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



出典：JICA 調査団

図 1-50 電源脱落時の周波数変動の時間的推移イメージ

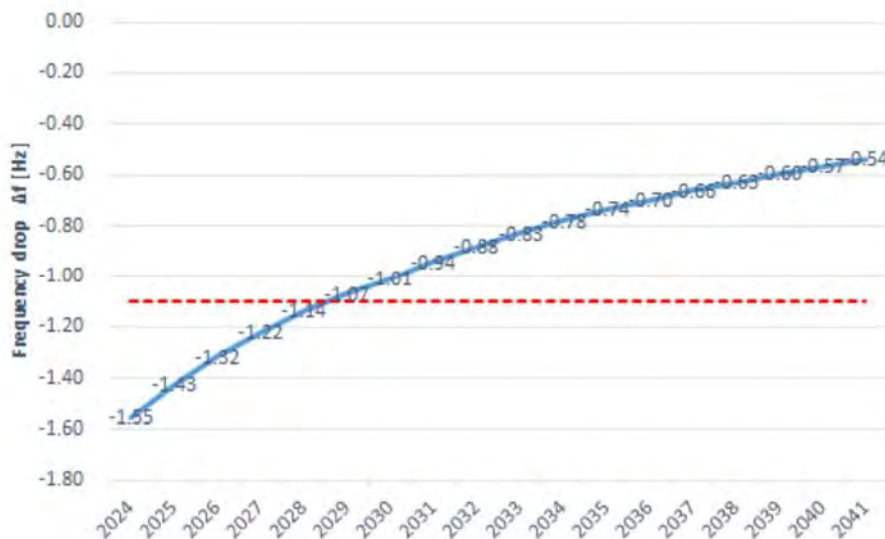
「バ」国において、配慮すべき最大容量電源の N-1 事故は、年度別に以下の表のとおりである。

表 1-12 各年度の考慮すべき供給脱落量と要因

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

出典：JICA 調査団

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



出典：JICA 調査団

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

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

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

(2) 今後の目標

1) 法律・Grid Code の整備

(a) 電気事業法制

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

(b) Grid Code 関係

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

2) 周波数品質向上対策

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

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

(3) ロードマップ

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

1.6.14 O&M 法整備

(1) 現状と課題

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

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

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

<問題点>

1) 定期点検制度化の必要性

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

2) 定検立入検査制度化の必要性

政府機関が検査状況を視察できず、運転の可否が判断できない

3) 主任技術者を選任の必要性

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

4) 保安規定作成義務化の必要性

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

5) 技術基準遵守の必要性

偶発的事故、災害の発生を減少させるための技術基準が存在しない。

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

(2) 今後の目標

● 定期点検制度化

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

● 定検立入検査制度化

政府機関が定期的に発電所の定期点検状況を視察し、運転開始の是非を判断する。

- 主任技術者を選任

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

- 保安規定作成義務化

政府機関が発電事業者に保安規定を作成し、届け出させることを義務付ける。

- 技術基準遵守（「バ」国技術基準の作成）

政府機関が技術基準を定め、発電事業者はそれを遵守する。

(3) ロードマップ

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

- 第1段階

- 政府関与による監視強化

- ◇ 定期点検の義務化
- ◇ 定検立入検査の実施

- 第2段階

- 発電事業者の自主管理強化

- ◇ 主任気技術者の選任
- ◇ 保安規定の策定

- 第3段階

- 技術面の強化

- ◇ 技術基準の策定（「バ」国技術基準の作成）

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



出典：JICA 調査団

図 1-52 法整備スケジュール

1.6.15 火力発電 O&M

(1) 現状と課題

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

<選定基準及び根拠>

(a) BPDB が保有

根拠：「バ」国最大規模の発電事業者（公社）である。

(b) 10 年以上かつ 30 年未満の運転

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

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

(c) 100MW 以上

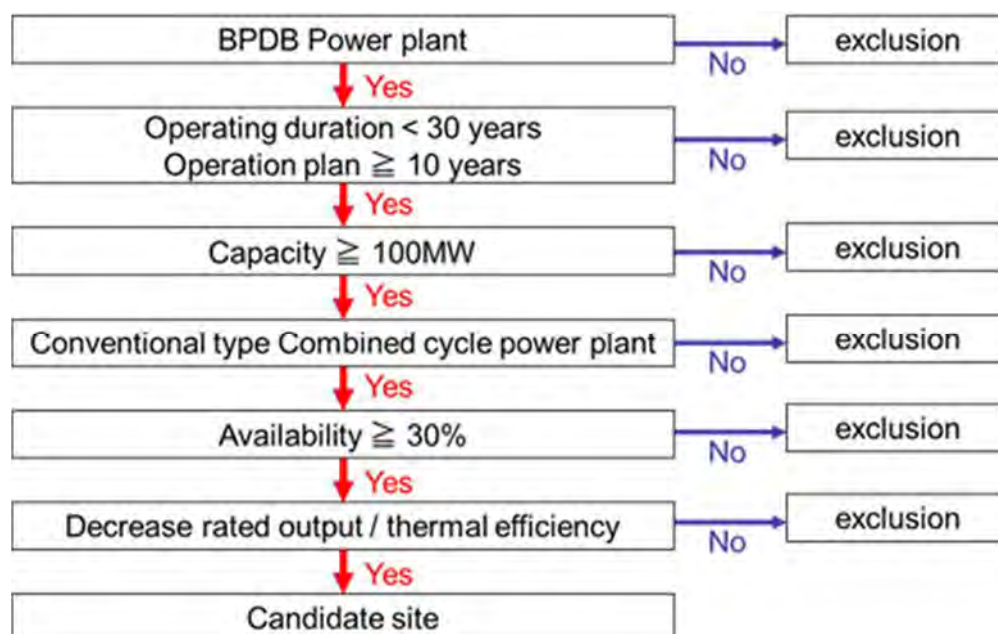
根拠：小規模発電プラントでは、リハビリテーション効果が期待しにくい。

(d) 利用率 (availability) >30% 以上

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

(e) 出力若しくは効率が低下していること

根拠：リハビリテーションによる効果が期待できる。



出典：JICA 調査団

図 1-53 候補サイト選定フロー

BPDB Annual Report 2012-2013

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

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

出典：JICA 調査団

図 1-54 対象サイトリスト

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

表 1-13 課題の整理

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

出典：JICA 調査団

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

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

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

(2) 今後の目標

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

表 1-14 課題に対する解決案

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

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

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

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

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

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

100MW コンバインドサイクルの利点を以下に挙げる。

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

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

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

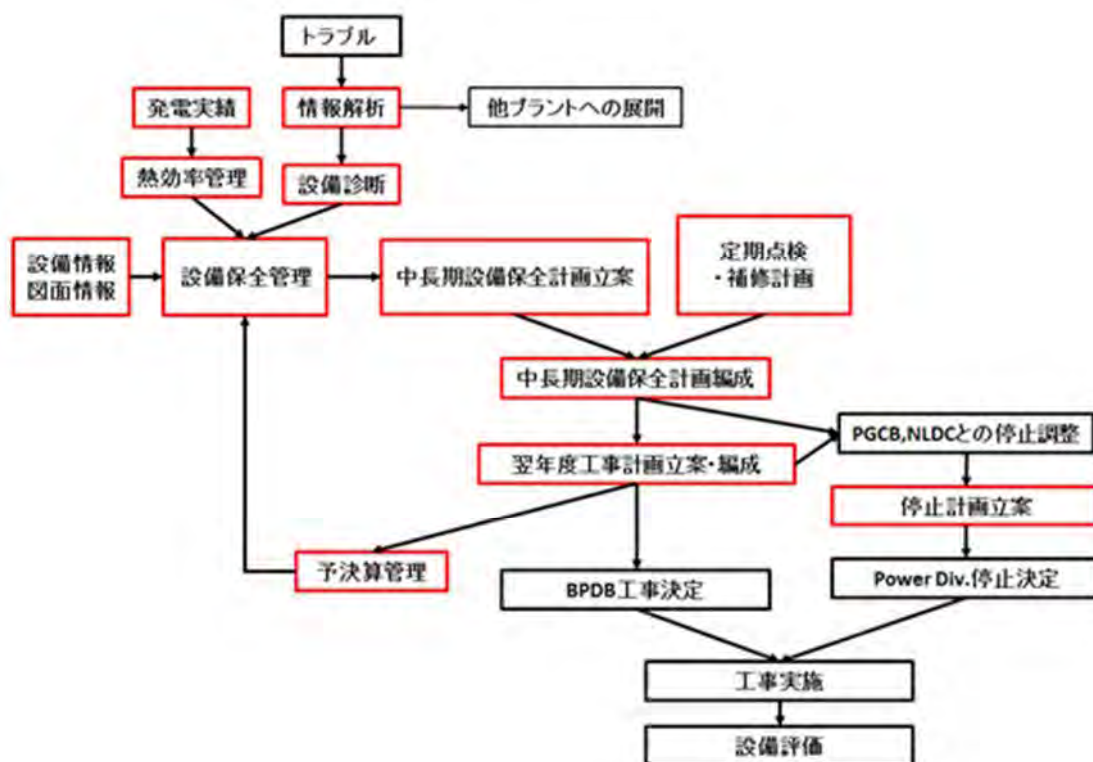
以上、設備、人材、および財務における課題解決のための実施案を下表にまとめる。

表 1-15 課題解決実施案

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

出典：JICA 調査団

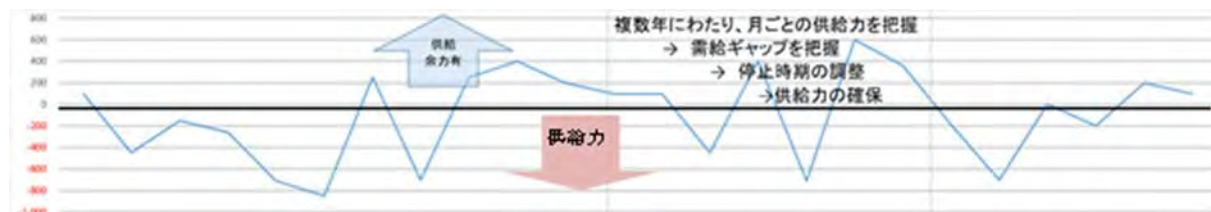
財務面での対策として、BPDB が傘下の全発電所からの情報、補修計画や修繕履歴などを一括管理することができれば、組織全体の予算見積りや停止計画の立案が可能となり、予算や停止の承認における遅延が改善される。下図において、図中の赤線で示した箇所が、情報分野での課題解決策の実践が有効である部分である。情報を有効活用することで、人材、設備、予算といった発電所の業務全般の諸課題の解決に資して、O&M をより適切に実施することができると考えられる。



出典：JICA 調査団

図 1-55 情報管理による O&M の最適化

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



出典：JICA 調査団

図 1-56 需給調整イメージ

(3) ロードマップ

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

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

出典：JICA 調査団

図 1-57 火力 O&M ロードマップ

1.6.16 料金施策

(1) 現状と課題

1) 現状把握

(a) 電気料金

電力の卸売価格と電力供給コストとの差によって生じる BPDB の財務悪化

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

貧困対策としての電気料金設定

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

(b) ガス料金

国際的な天然ガス価格と国内天然ガスの価格差

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

2) 今回の調査・検討結果と課題

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

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

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

対象とするセクター：農業、石炭*、石油*、ガス*、電力、製造業、サービス業

*ガスの分析のみ設定

(a) 電気料金

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

電気料金の上昇に関しては、以下のシナリオを設定した。

シナリオ(a): 電力の小売価格（実質ドル）が平均で 10% 上昇

シナリオ(b): 電力の小売価格（実質ドル）が平均で 20% 上昇

シナリオ(c): 電力の小売価格（実質ドル）が平均で 30% 上昇

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

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

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

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

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

出典：JICA 調査団

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

表 1-17 電気料金上昇のシナリオ：ケース 1 (電力供給コスト増)

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

³ Source: Worldbank data site

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

出典：JICA 調査団

表 1-18 電気料金上昇のシナリオ：ケース2(電力コスト増加なし)

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

出典：JICA 調査団

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

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

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

出典：JICA 調査団

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

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

出典：JICA 調査団

(b) ガス料金

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

天然ガス価格については、以下のシナリオを設定した。

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

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

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

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

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

出典：JICA 調査団

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

表 1-22 天然ガス料金の値上げシナリオ

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

出典：JICA 調査団

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

表 1-23 天然ガス料金の上昇によるバングラデシュ経済への影響

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

出典：JICA 調査団

(2) 今後の目標

1) 電気料金改革

(a) 家庭用電気料金の値上げ

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

(b) 関係者間の調整

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

2) コスト削減計画の立案

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

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

3) ガス料金改革

ガス料金の値上げ

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

(3) ロードマップ

1) 電気料金改革

電気料金の値上げのシナリオは、前出のシナリオのような形が考えられる。

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

表 1-24 電気料金の上昇シナリオの例

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

出典：JICA 調査団

2) コスト削減計画の立案

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

3) 天然ガス料金改革

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

表 1-25 天然ガス料金の値上げシナリオ

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

出典：JICA 調査団

1.7 ロードマップ

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

表 1-26 PSMP2016 実現に向けたロードマップ

Contents of PSMP2016		Target	Action Plan	Sort Term FY2016~2020	Mid-Long Term FY2021~2025/ 2026-2035	Super Long Term FY2036~2041
Economy	1. Economic Development	High-income country by 2041	Incentive for promoting foreign direct investment (Preferential Taxation)Other, Deregulation (Abolishment of entry regulation)			
			Implementation of program for improving skill			GDP per capita 11,000 USD (2041)
			Construction of industrial complex and SEZ			
			Other, Transportation infrastructure improvement(Port, Road, Railway)			
Energy Balance	2. Primary Energy Demand	Reduction of energy intensity by more than 20%	Implementation of recommendation by EECMP			
			A-Appliance-labeling			
			B-Energy management (reporting)			Energy intensity 3.42-->2.56 million USD/toe
			C-Energy-saving building code			
	D-Low interest loan program for EEC equipment					
	Program of Ecologically friendly car					
	Improvement of road network					
	Improvement of railway network					
	3. Domestic Gas Supply	Introduction of IOCs which has technological and financial advantages	Revised PSC to attract IOCs			
			International Tender for new onshore and offshore acreage			
			Partnership between foreign investor and BAPEX, BGFCL, SGFFL			
		Acqisition of energy assets in overseas	Revise the role of BAPEX			
			Transform the capacity of BAPEX			
			Acquisition of oversea energy asset			
		Efficient use of Gas	Development of legal framework regarding efficient use of gas			
			Improve efficiency towards international standard and decommission of inefficient facilities			
Introduction of advanced operation and infrastructure management system						
Introduction of advanced operation and infrastructure management system		Introduce electronic mapping system for gas transmission and distribution system		Transmission		Distribution
		Introduce gas flow monitoring and safety management system				
		Domestic biogas production: 790,000m3/day (including additional 600,000m3/day by 2031 and 3 million m3/day by 2041)	Import duty/levy on glass-fiber biogas digester/material removal			
4. LNG Supply	Introduction of LNG	LNG F/S, FEED, EIA and Land Acquisition				
		Construction of onshore LNG Terminal (3 sets of tank) to be operational from 2027. Additional tank will be installed after COD of 1st Phase.		Initial Phase	Terminal Expansion	
		Prepare strategy for LNG procurement		Initial phase completed and commercial operation started (2027)		
Onshore LNG Terminal to Supply 3,000 mmscf of Gas by 2041	Construction of pipeline to connect into onshore pipeline					
	Commencement of commercial operation					
	Impact study of LNG introduction to existing gas infrastructure and gas processing facilities					
FSRU to Supply 500 mmscf of Gas by 2019	Construction of FSRU and related infrastructure of 1st and 2nd Phase	1st 2018-19 start operation				
		2nd 2023 start operation				
		1st phase of FSRU completed and commercial operation started (2019)				
5. Coal Supply	60 million ton to be expected imported Coal by 2041	Implementation of F/S Imported Coal infrastructure				
		CTT (Phase1~2)FY2025, FY2029				
		Construction based on F/S				
		CTT (Phase1)commencement of operation in 2025				
	Mining technology acquisition for Bangladeshi	Establishing technology acquisition system for Bangladesh in order to secure stable production at Barapukuria Mine				
		Establishing a system in order to proceed to new mining development mainly in Bangladesh				
		Commencement of construction for pilot site at Barapukuria Mine based on open-cut mining technology				
	Development Permission for Digipara Mince, Karaspir Mine	To be crystallized after 2017				
		Commercial Operation in 2021				
		Commencement of Construction after 2022				
Small scale open-cut mining of Phulbari Mine	Commencement of production after 2027					
	Review the result of pilot operation of Barapukuria Mine and commencement of small scale open-cut mining of Phulbari Mine after 2021			Commencement of Construction Barapukuria Mine open-cut mining (2025)		
6. Oil Supply	Oil imprt 30 million tons/yr	Analysis b/w domestic refinery and oil product import completed and decision made				
		Exit strategy on oil subsidy established and implemented				
		Oil import facility (storage tank or domestic refinery) developed to meet increased oil demand			Oil import: 5 --> 30 million tons/yr	
7. Power Development Plan	Optimized energy mix	Energy mix: 3E-Value(Economy/Environment/Energy Security)				
		Capacity building for MP revision	Well-organized planning climate			
		-Collaboration between organizations for MP				
		-Periodical rolling revision for milestoned-MP				
		-Strengthen comprehensive statistical work function				
		-Introduction of KPI management				
		Improvement in the investment climate	Well-organized investment climate			
		-PPA improvement				
		-FDI improvement				
		-Prompt procedure of investmnet application				
		-Introduction of financial credit approval by Int'l Organization				
		No load shedding	Power for all			
		Exiting from high cost rental power				
		Securing low cost power supply for baseload				
Integrated energy infrastructure (Port facility for fuel terminal)						
Tariff reform						
O&M reform						

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

Source: JICA Survey Team

第 2 章 マスタープランの実施・モニタリングへ向けた提言

本章では、今後の本マスタープランの実施とモニタリングにあたり、テーマ別の開発計画やセクターを超えたより横断的な取り組みが必要な事項について、一部各章の提言も再掲しながら述べる。また、本マスタープランでは前提としていないが今後マスタープランのモニタリングや見直しの際に考慮すべき事項について述べる。

2.1 マスタープラン改訂に係る人材育成や組織制度強化

2.1.1 計画策定に関わる組織間の協働・連携

「バ」国では、電力開発計画については、電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) の電力局 (Power Division) が所管し、計画策定の実務は電力開発庁 (BPDB) が担当している。他方、電力以外のエネルギー供給計画については、同省エのエネルギー鉱物資源局 (Energy and Mineral Resources Division: Energy Division) が所管し、実務に関しては Petrobangla や石油公社 (BPC) 等が担当している。

このように、電力とその他エネルギーとで並列して所管が分かれていることから、同国全体のエネルギー需給のあり方について包括的に検討する体制が確立しているとは言い難い。今後「バ」国内の天然ガス生産が飽和・枯渇に向かうことが予想される一方、エネルギー需要は高い伸びを続けることにより、輸入エネルギー資源への依存が高まっていく見通しである。

こうした中、限られた国産エネルギー資源をどの分野に優先的に振り向けるか、またどの輸入エネルギー資源をどれだけ調達し、どのセクターにどれだけ供給することが必要であるか、包括的な視点からエネルギー供給計画を策定することの重要性が一層高まると考えられる。

本調査では、「バ」国におけるエネルギー資源の最適利用のあり方についてセクター横断で検討することが同国にとって有益であるとの考え方に基づき、2041 年までの「バ」国における電源開発計画及び同国全体の一次エネルギー供給計画とを統合し、一体的なエネルギーマスタープランの作成を行った。

上述の電力開発計画・エネルギー供給計画の策定に際して、実績値や設備投資計画等、将来予測に必要なデータの所管を特定し、かつこれらを一元的に集約する仕組み作りが必要となるが、現時点では、それぞれのデータを所管する組織の間で必ずしも緊密な連携が図られていない。

そのためには、計画策定に必要な全てのステークホルダーが関与・情報共有し両計画を一体的に策定・実施する枠組みを形成していく必要がある。

2.1.2 マイルストーン計画のローリング見直しによる定期的更新

これまで、PSMP は 5 年に 1 度の割合で、マイルストーン計画として策定されているものの、定期的なローリング計画による見直しは、十分に行われてこなかった。本来、電源開発計画は、需要想定のもと、適切な供給信頼性基準に基づき、供給計画が策定される。しかし、計画に対する実運用開始実績の割合が低いために、投資有望リストが、そのまま、電源開発計画に盛り込まれる傾向にある。本来、プロジェクトの計画・準備の進捗度合いに応じて、需要や供給信頼性基準に沿った計画の修正が必要である。その他、経済状況、国産天然資源などのエネルギー需給状況、電力需給などの変化を捉え、本調査を通じて策定された電力開発計画及びエネルギー供給計画は、今後、最低でも 1 年に 1 回程度、情勢変化を踏まえて定期的に更新を行っていく必要がある。

2.1.3 包括的な統計処理機能の強化（電力消費量とエネルギー消費量の的確な把握）

BPDB では、自社が直接顧客に販売している電力量及び他の配電事業者に卸売りしている電力量は記録しているが、この合計値は BPDB が販売した電力量ではあるものの、BPDB を含む各配電事業者から最終需要家に販売され消費されている電力量とは異なるものである。「バ」国全体の電力消費の動向をより精緻に分析するためには、全配電事業者の最終需要家への販売電力量を住宅用、商業用、産業用等のセクター別に把握することがより需要である。電力局及び BPDB のイ

ニシアチブにより、こうした全国大での電力消費実績に関する統計データがルーチンとして一元的に作成されることが求められる。

また、現在の組織体制においては、住宅、商業、産業、運輸等の各セクターにおいて、電力、ガス、LPG、石油製品、非商業燃料（バイオ燃料）等のエネルギー供給をどのように組み合わせて使用しているのか、エネルギー消費状況を包括的に把握することを主管する政府機関が存在しないことも本調査を通じて確認された。調査団にて関係機関に聞き取り調査を行った際、天然ガス需要の増加を抑制すべく、今後住宅部門や運輸部門における新規のガス供給を制限して代わりにLPGへ誘導すべきとの意見があったが、仮に長期的なエネルギー需給バランスの視点もなくこうした方針が実施されると、結果としてLNGより高コストになる傾向が強いLPGの調達量が急増し国全体のエネルギーコスト負担が重くなる可能性もある。国全体のエネルギー資源の長期的な最適配分を実現すべく総合的にエネルギー政策を検討し調整する機能を強化することは急務である。これら、包括的な統計処理機能をどの機関で担うかは、バ国政府が決定すべき事項ではあるものの、電力・エネルギーマスタープランの定期的な更新の必要性を鑑みるに、MoPEMR内に、Power DivisionとEnergy Division管轄組織の全てのデータが集まるような包括的統計局の設置を推奨する。

2.1.4 Key Performance Indicatorsに基づく数値目標管理の導入

加えて、こうした計画の策定に際しては、「バ」国のエネルギー政策が目指す方向性を明確に示すべく、適切な評価指標（KPI: Key Performance Indicators）を設定し、これらに基づく数値目標を策定することが望まれる。特に、今後同国のエネルギー需要の更なる急増が見込まれる中、エネルギー需給の効率化（省エネルギー）に向けた目標値の作成は必須である。また状況（外部要因）の変化によってこれらのKPIがどのように変化するか評価した上で、必要に応じて状況変化を反映して目標及び計画を柔軟に見直していく能力も求められる。

以下に、電力・エネルギーセクターにおける目標設定に資するKPIの例を挙げる。

- 省エネルギー：エネルギー消費量のGDP原単位（toe/million BDT）、GDP弾性値等
- 経済性：エネルギー供給1単位あたりコスト（BDT/kWh）等
- 環境配慮：温暖化ガス排出係数等
- 安定供給：エネルギーセキュリティ指標（輸入依存度、調達先の多様化）、平均停電回数・時間（SAIFI、SAIDI）等
- エネルギー最適供給：上記3Eのバランス（統合指標）、エネルギー源別構成比等

現状の「バ」国関係機関においては、こうした新たな課題に対応できるだけの組織的・人的能力が十分に整っているとは言い難く、計画策定、政策実施、モニタリング評価能力等を向上するための国際的な支援も必要と考えられる。日本からも、これまで政策アドバイザーの派遣や研修プログラム、能力向上支援プログラム等が実施されてきたが、今後も引き続き、こうした支援策を実施していくことが必要と考えられる。

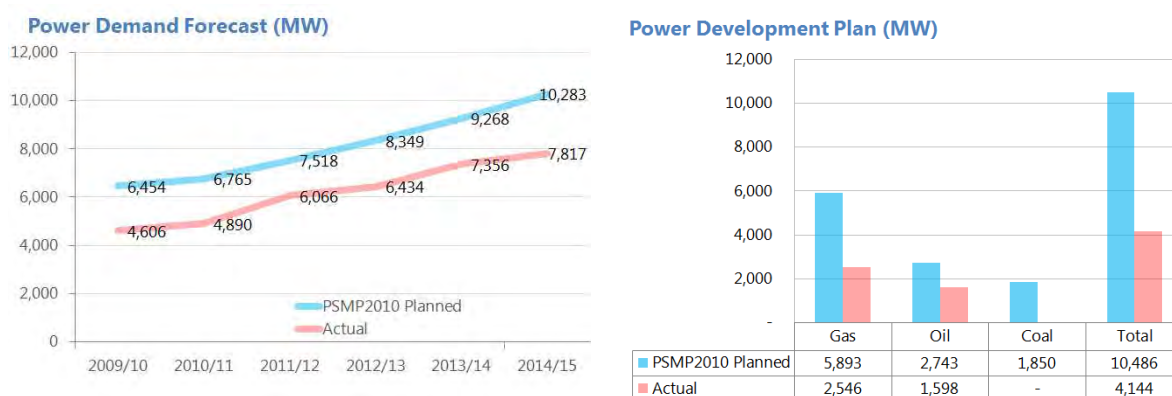
2.2 投資環境の改善方策

2.2.1 概論

バ国では、今後、著しい経済成長が想定され、電力需要の増加に伴って設備の増強計画が電源開発計画として策定される。しかしながら、実際には、電源計画章で詳述したとおり、計画通りには電源の建設が進んでおらず、供給面での制約により需要が抑えられ、そのために、潜在需要を考慮した需要想定との乖離も顕著となっている。このことは、おそらく、バ国の経済成長に少なからず、マイナスの影響を与えていることも否定できない。

様々な要因によって電源の建設が進まない現状では、いくら理論的に電源計画を策定しても、そのマイルストーンが単に空理空論に陥ることは明らかである。

従って、本項では、将来電源の魅力ある投資環境はどうあるべきか、投資者側からの意見なども踏まえたうえで、理想的投資環境について議論する。

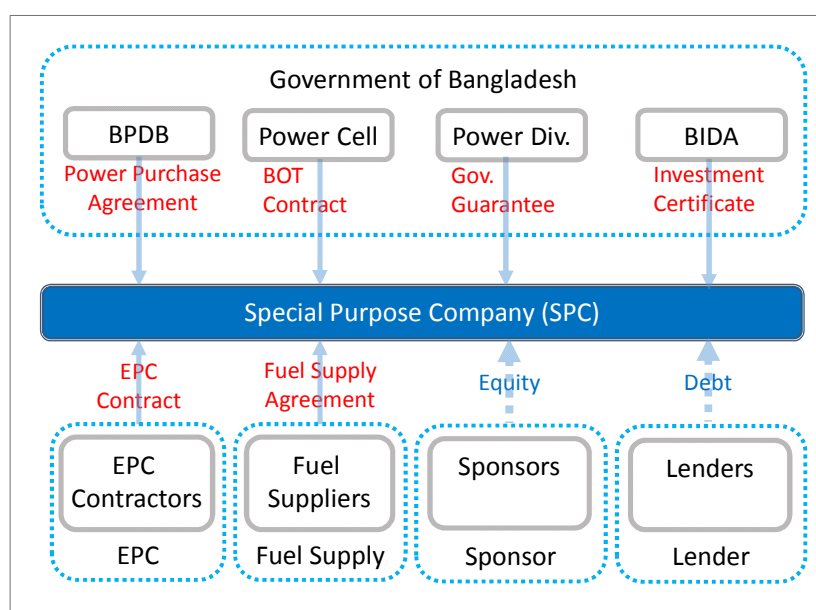


出典：JICA 調査団

図 2-1 PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)

2.2.2 事業実施体制

今後のバ国での電源開発は、これまでの国際機関がレンダーとなるパブリック・ファイナンス主体の借款事業と共に、より民間の技術や資本を活用した官民連携の投資案件が有望視される。仮に、バ国での IPP 事業を想定すると、下図のような事業実施体制を仮定する。



出典：JICA 調査団

図 2-2 IPP 実施体制

一般的に、事業者と出資者から構成されるスポンサーは、事業目的会社(SPC)を設立し、SPC と様々な関係機関が契約を結ぶことにより、事業リスクを最小化する。主要なプロジェクトリスクは、以下に示す項目に集約される。

- 国が直接的に関与するリスク
 - ✓ 売電契約、電力代金支払いリスク
 - ✓ 為替・送金リスク
 - ✓ カントリー・政治リスク
- 事業者が主にコントロールするリスク
 - ✓ 建設完工リスク
 - ✓ 燃料調達リスク
 - ✓ 運転保守リスク（送変電・配電建設リスクを含む）

2.2.3 国が直接関与するリスク

バ国の場合、SPC と BPDB との間で売電契約書 (PPA) が締結され、BPDB 単独でオフテイカーとなる。この契約が、基本、長期にわたる保証がなされるために、投資家はプロジェクト・ライフにおいて、投資の採算性を見込むことのできる重要な契約と位置づけられる。電力代金の支払いは、投資側はより外貨の比率を高く望むが、電気料金は現地通貨で需要者から徴収されるため、支払う側は可能な限り、現地通貨で支払いたいとの意思が働く。このバランスが、投資判断に大きく影響する。さらに、SPC が現地経費を差し引いて、利益分を現地通貨で蓄えたとき、それらを外貨に為替交換し、母国へ送金する際の、為替制約などが存在すると、それも、投資の弊害となる。

SPC の設立や建設の許認可等は、Power Cell、政府保証は、財務省の了解を取った上で、Power Division が出している。外資による投資 (Investment) については、許認可の一切を BOI (Board of Investment Bangladesh) が行っていたが、近年、ワンストップ機能強化を目的に BIDA (Bangladesh Investment Development Authority) という新組織で実施しており、こうした投資家ニーズを意識した組織改編は、政府の動きとして大いに評価すべきと考える。また、事業体の設立 (SPC 等) にあたっては、一般的には自国・地場産業の育成という概念から、現地資本との JV が条件つけられ、外資投資家単独での事業参画は認可されず、このことは、バ国でも例外ではない。

当然のことながら、約束されたルールや契約が確実に履行されることが重要であり、そのためには、カントリー・政治リスクが最小化されることが大前提となる。以上が、政府が直接的に関与するリスク契約事項である。

2.2.4 事業者が主にコントロールするリスク

事業者側の責任によってリスクヘッジする項目として、建設完工リスクがあり、SPC と EPC コントラクター間での EPC 契約があげられる。燃料調達リスクは、個別案件毎に異なるが、事業者側の取るべきリスクと位置づける。運転保守リスクも、同様に事業者がコントロールすべきリスクとなる。

電源が予定どおりに建設・運用開始されても、さまざまな要因で、送電線、変電所計画に遅延が生じ、建設が完了しても、予定どおりに送電できないリスクも存在する。投資範囲に送電設備が含まれていない場合、他のプロジェクトをコントロールすることは、極めて困難と思われる。こうしたリスクを事業者が責任を負う仕組みが必要である。

2.2.5 改善提案

■ PPA

PPA において、外資が十分に様々なリスクに対応できるレベルのタリフ水準を確保。また、電力タリフはドル建て、且つ、入金された米ドルは、その送金目的を問わず、自由に海外送金できるような特権を付与する。

■ FDIにおける免税措置

プラント建設時に必要な一切の資機材の輸入関税の免税、法人税・個人所得税の一定期間の免税、事業者が使う車両・重機・特殊機械などの輸入税免税など対象。

■ 手続きの迅速化

より良いルールが確立された後も、迅速な許認可を行うことが肝要。

■ 国際機関による地元資本パートナーへの与信補完

バ国における IPP 成功事例の多くは、地場大手企業を中心とした、政治・官僚・企業のトライアングル関係を構築できたプロジェクトである。同じ事を外資投資家として実施することは、土地収用が外資単独では法的に不可能なため、必ず現地資本との JV 事業体が必要となる。そのため、プロジェクトキャッシュフローが確実に履行されるよう、長期にわたる地元資本パートナーとの共同投資事業となり、こうしたパートナーの与信力が、外資の投資判断の大きな部分を占めるともいえる。例えば、「モデル PPP 事業」として大型 IPP を推進するとの仕立てで、地場産業での与信に対して、国際機関などがギャランターとなり保証を入れ、信用補完を行う。具体的には PPA に何らかの反故が生じた場合、ギャランターが代わってその代金を払うことや、ディベロップの損害をしっかりとカバーしてくれる仕組みを作る。

2.3 経済成長政策

現在の「バ」国の経済成長は、低廉な人件費という利点を活かした、衣類縫製業（RMG）での堅調な輸出拡大に支えられているが、中長期的に経済発展を維持していくためには、こうした労働集約的な産業からより高付加価値な製造業への移行が不可欠であり、こうした新たな国内産業を育成していくための政策支援が行われることが望まれる。

具体的にはまず、外資による海外直接投資（FDI）を促すためのインセンティブ提供や、経済特区等のインフラ整備等が挙げられる。また、ソフト面での基盤整備として、先進的な技術や知識を根付かせるための産業人材育成支援等が挙げられる。

以上を踏まえ、経済成長政策に関する政策提言について、以下の通り整理する。

(1) インフラ整備

1) 短期

製造業の高付加価値化、特に FDI 誘致を起点とした産業高度化を進めていくためには、生産活動を支えるための安定した電気・ガス・水道等の供給インフラ、及び資材料や製品を輸送するための交通インフラ等、基礎インフラの整備が不可欠であり、こうしたインフラを整えた生産拠点の整備及び集積化を進めていくことが鍵となる。また、高度な製造業の参入を促進する上で、多額の設備投資による経済的負担を軽減すべく税制優遇・関税優遇等のインセンティブの導入も有効なツールとなる。こうした産業育成のための基盤として、輸出加工区（Export Processing Zone: EPZ）や経済特区（Special Economic Zone: SEZ）、工業団地の開発を促進していくことが望まれる。

「バ」国では 1980 年代より、輸出産業の促進を目的とした PEZ の開発が進められてきており、現在、バングラデシュ輸出加工区庁（Bangladesh Export Processing Zones Authority: BEPZA）の所管により 8 つの EPZ が運営されている。これに加え、国内産業の多角化等を目的とした SEZ の開発を進めるべく、2010 年にはバングラデシュ経済特区庁（Bangladesh Economic Zones Authority: BEZA）が設立された。2016 年 2 月に調査団が行った BEZA への聞き取りによると、現在約 60 地点の SEZ の開発計画が存在し、また 15 年以内には 100 地点の SEZ を開発するとの目標を立てているとのことである。こうした計画・目標に実効性、実現性を持たせるべく、BEZA 等、これらの業務を所管する政府機関における計画立案及び政策実施能力の向上も必要と考えられる。これについては、次の(2)で論じる。

2) 中長期

産業発展に資する基礎インフラの整備は、上述の SEZ や EPZ、工業団地等、「点」の開発だけでは限界があり、これらを「線」、さらには「面」でつなぐことによりその有効性を高めることができる。また、国内の生産拠点間を接続する利便性を高めることは、製造業におけるサプライチェーンの効率化を高めるとともに、ひいては輸出産業におけるサプライチェーンの国産化（原料生産から最終製品製造に至るバリューチェーンの内製化）にも寄与すると考えられる。

こうした観点から、「バ」国においても、港湾、道路、鉄道、エネルギー供給等を網羅した広域的な総合インフラ整備計画を立案し、開発を進めていくことが望まれる。

また、こうした長期的な経済発展を実現するためには、経済構造改革を進めていくことが不可欠であり、許認可プロセスの簡素化や人的資源及び資金の流動化を高めるべく、更なる規制緩和と経済自由化の促進が求められる。

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

上述した、SEZ や EPZ、工業団地等、「バ」国製造業の高度化に向けた生産拠点及びより広域での総合インフラの整備を進めていくためには、実効性、実現性のある開発計画を策定し、広範に亘る関係機関との調整も行いつつこれらの計画を着実に実施していくことが必要である。

これらインフラプロジェクトの計画立案及び政策実施を所管する政府機関における業務知識・経験が必ずしも十分ではないため、これら政府機関を対象とした人材育成支援も必要と考えられる。

この分野における過去の日本からの支援としては、BEZA における計画立案能力向上支援を目的とした「経済特区開発調査および BEZA 能力向上プロジェクト」（2015 年～2016 年）や、総合インフラ開発マスタープラン策定支援を目的とした「南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査」（2015～2016 年）等が JICA によって実施されており、今後もこうした国際的な技術支援を活用した能力向上が求められる。

2) 中長期

「バ」国産業の高度化を進め、同国経済の長期的発展を実現するためには、産業部門における人的能力全般の底上げが必要と考えられる。技術力の向上に向けた教育訓練機関の整備や、OJT を通じた技術習得を効率的に進めるための支援プロジェクトの実施等が考えられる。

2.4 国産天然ガス [ガス]

(1) インフラ設備

今後、2017-18 年をピークに既設陸上ガス田からのガス供給が減少し、LNG によるガス供給が急増することが予想されている。今後の天然ガスインフラ整備に関する問題点を挙げると次のようになる。

- 国内ガス価格が国際価格に近づき、System Loss や漏れの厳密な管理が必要となる。
- ガスの流れは現在のバングラ東部からの流れから大きく変化する。Maheshkhali 或いは Payra より大量のガスが供給され、これに伴うインフラの増強が必要となる。
- 運転モードが、ガスの割当制 (Allocation) から、需要 (Demand) に追随する運転に変化する。このため、これまで行われてきた運転システムでは対応できなくなる。

現在、ガス供給販売は、ガス生産会社 (BAPEX、BGFCL、SGFL など)、ガス輸送会社 (GTCL)、Gas Distribution Company (TGT DCL、BGDCL、JGTDSL、PGCL、KGDCL、SGCL) の 3 事業会社に分割され運営されているが、これらの会社が一体となった運転システムの構築と投資が必要となる。こういった課題に関しては、更なる Study を通じ、計画的に対応してゆくことが必要である。

産業構造の変化やライフスタイルの変化に伴い、電力もベースロードから Middle 及び Peak Load 用に使用されていく。そのような変化に対応するかわりに、ダッカ首都圏には多数のガス発電所が計画されており、これに伴うガスインフラの整備と近代化が急がれている。

重要なことは、発電所の立地の検討に際しては、電力セクターとガスセクターと一緒にワーキンググループを作り具体化することである。これにより需要と供給の問題点を互いに共有することができるからである。

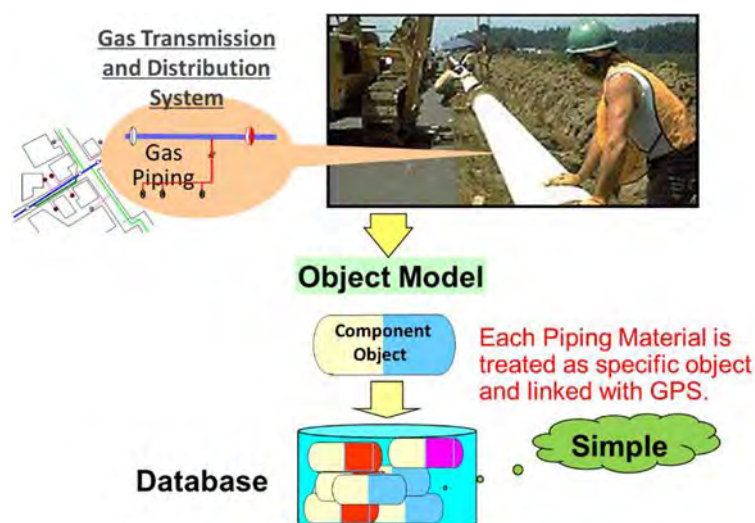
またインフラ施設を建設しただけでは運転はできない。運転システムの構築や運転員のトレーニングも必要となる。今後の日本からの援助のあり方として、運転及びメンテナンスを支えるインフラ電子システムを作成し、build-own-transfer (BOT)により運営システムを引き渡すことも視野に入れる必要がある。このようなアプローチにより運転員やメンテナンスの要員の教育をより時間をかけて育成することができ、プロジェクトの期間を大幅に短縮することができる。

1) 短期

ガスインフラの多くは地下にあり普段は見えない。したがって、GPS と連動させた管理が重要となる。これにより、埋設ルート、ガバナー、ガス導管の建物への引き込み位置や取引メーター位置、あるいは他埋設物との離隔距離等が把握されるようになる。特に短期的には、LNG 導入に伴うガス価格の上昇により、より厳密な漏れやシステムロスの管理が必要となることから、まずは既設パイプインフラの電子マッピング化が必要となる。

これに加えて適切な SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) System の導入により、Advanced Control、Preventive Maintenance、Operation Safety、Emergency Transaction、そして Asset Management など近代的運営が可能となる。

日本からの援助の一環としてこのような近代的運営を支える電子インフラを作成し、BOT により技術移転を行うことも視野に入れる必要がある。



出典：JICA 調査団

図 2-3 新たなマッピング技術－オブジェクト指向システム

2) 中長期

ガス需給状況が改善されるに従い、運転モードが現在のガスの割当制（Allocation）から需要（Demand）対応に変化する。需要側に合わせてガス供給を行うことが求められる。国産ガスに加えて、LNG や隣国からのパイプラインによる供給が開始され、ガスの供給元も多様化する。供給先の需要パターンも多様化する。このような状況に対応するためには、統一された供給システムと中央司令室が必要になる。それとともに従来の組織的に分割された供給体制を見直す必要がある。

今後ガスインフラの IT 化が加速される。JICA は 2014 年～2015 年にガスプリペイドメーター設置実証実験を行っており、この結果をもとに、現在ガスプリペイドメーター設置事業を円借款にて実施中である。プリペイドメーターの情報も IT 化に中で統合されたものになると考えている。

(2) 人材育成や組織制度強化（capacity building）

1) 短期

現在、メンテナンス不足、低品質な配管材の使用や不適切なガス配管接続工事が原因となってガス漏れが生じている可能性がある。ガスの配給システムの信頼性向上のために、ガス管の材料選定、施工、安全管理に関する統一された規格・設計基準を整備する必要がある。

また高度なインフラ管理運営を可能にする人材育成のためには、実践的な教育マニュアルの整備やトレーニングを通じた技能レベルの認定が必要となる。それに合わせた人事システムも必要となる。今後、政府と協議するべき課題である。

2) 中長期

ガスインフラの近代的運営とメンテナンスの実施に加え、ガスの効率的利用を促してゆくことも必要となる。そのために、より広範で高度な管理運営ができる人材が求められる。このためには、国際的に認知されたプロフェッショナル・エンジニアの育成を図ることを視野に入れることである。メジャー石油をはじめ、先進国ではこのような人材が高度な管理運営に関わっている。プロフェッショナル・エンジニアの育成にはメジャー石油や英国 Chartered Institution も協力する可能性があると考えている。

2.5 輸入液化天然ガス [ガス]

現在 FSRU プロジェクトが進展している。また、陸上 LNG ターミナルの検討も開始されている。

両者には、建設期間及び長期的な経済性に違いがあり、その違いを認識することが必要である。LNG プロジェクト開発の方向を決定する要因として次の事項が挙げられる：

- LNG の長期契約価格 (Take or Pay)
- LNG のスポット市場価格
- LNG の Freight
- 貯蔵及びガス化サービス価格
- 建設期間
- 運転上のリスクと供給の安全保障

FSRU は、建設期間が短くまた建設のリスクが少ないため、信頼できる供給源となり得る。しかし、FSRU への LNG の供給は基本的に Take or Pay となる。したがって、数量のリスクを Bangladesh 側が取らなければならない。また、FSRU の場合、シャトルタンカーにより年間 60 回以上供給が必要となり、サイクロン影響など運用上のリスクも考慮に入れる必要がある。陸上 LNG ターミナルは其中で需給の調整役としての役割を果たすことができる。陸上 LNG ターミナルは、LNG の備蓄にも利用され、エネルギーの安全保障上不可欠である。FSRU と比較し大型のタンカーによる供給が可能となるため輸送費が安価となる。初期にはインフラコストを支えなければならないため運転費は割高となるが需要増加に従い増築が進むにつれて安価となる。しかし建設には 7-10 年の期間が必要となる。

LNG ターミナルの運営は、Petrobangla 所掌のものは RPGCL (CNG&LPG Company) によって運営されることになっている (現在計画中の Power Cell 所掌のものは、別途運営スキームが構想されている。詳しくは第 9 章を参照のこと)。ガス化されたガスは GTCL によって運搬され、ガスの Distribution 会社によって需要家に供給される。LNG が大量に供給されるとガスの割り当 (Allocation) は、無くなり、需要家の要望に応えるように運営されるようになる。このような状況に対応するためには、統一された供給システムと中央司令室が必要になる。それとともに従来の組織的に分割された供給体制を見直す必要がある。

(1) インフラ設備

1) 短期

現在、慢性的なガス不足が続く、経済活動に大きな影響を与えている。従って、建設期間が短かく建設リスクの小さい FSRU の導入を推進する必要がある。

需要に合わせたガス供給は、圧力コントロールによって行われる。従って、この圧力変動がガス田のコンデンセート回収施設に与える影響も考慮しなければならない。コンデンセートの回収不良は下流のオペレーションに大きな負担をかけるため、早急に対応を検討しなければならない課題である。

2) 中長期

陸上 LNG ターミナルの建設には 7-10 年の歳月がかかる。陸上 LNG ターミナルは、エネルギー供給の安全保障上からも重要である。そしてガス供給の要となり需給の調整を行う上で大きな役割を果たす。LNG ターミナルを含むガス供給元から輸送及び配給システムシステムに至る統一された運営システムの構築が必要になってくるが、これに伴いインフラの補強も必要になる。長期的な視野に立ったガス輸送インフラ整備が必要となる。

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

LNG ターミナルが完成しただけでは運転はできない。ガス輸送や供給システムと連動した運転システムが構築されて初めて運転可能となる。運転員のトレーニングも必要となる。前項でも述べたが、今後の日本からの援助のあり方として、運転及びメンテナンスを支える電子インフラシステムを作成し、BOT により運営システムを引き渡すことも視野に入れる必要がある。このようなアプローチにより運転員やメンテナンスの要員の教育をより時間をかけて育成することができ、プロジェクトの期間を大幅に短縮することができる。

2) 中長期

前項で述べたが、今後より広範で高度な管理運営ができる人材が求められる。このためには、国際的に認知されたプロフェッショナル・エンジニアの育成を図ることを視野に入れることである。メジャー石油をはじめ、先進国ではこのような人材が高度な管理運営に関わっている。プロフェッショナル・エンジニアの育成にはメジャー石油や英国 Chartered Institution も協力する可能性があると考えている。このような人材のもとで、その国の状況に即したメンテナンスや運転のマニュアル化が行われるようになる。

2.6 再生可能エネルギー[蓄電池技術の適用]

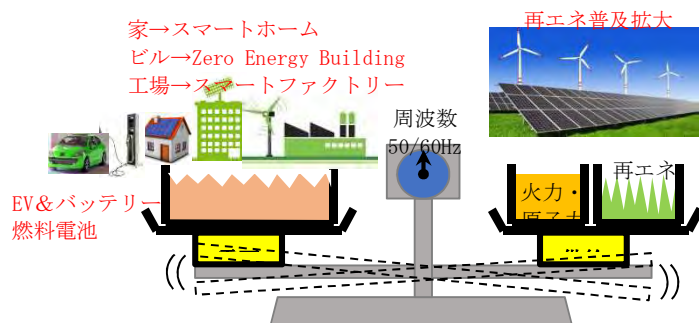
(1) インフラ整備

CO2 排出量の削減の観点から太陽光、風力発電等の再生可能エネルギーの導入拡大は各国にとって至上命題となっているものの、一般電源に比べ、建設コストが高く、設備利用率もきわめて低いほか、不安定電源である再生可能エネルギーが電力系統に大量に連系されると、系統の周波数変動や電圧変動が発生し、安定した電力供給に支障をきたすという技術的課題も有する。

また、電力系統から切り離された未電化地域の一部では、Solar Home System (SHS:小規模太陽光) や小型ディーゼル発電機で電力を賄っているが、SHS は 3~4kW の電力しか生産できなく、又、高額で有り、一方、小型ディーゼル発電機は初期コストの高さに加え、燃料のランニングコストの負担があり、故障率を背景に電力が不安定かつ電気料金が極めて高いエリアも存在する。

これらの課題を解決し、再生可能エネルギーの導入拡大と安定した電力供給を同時に実現するための支援策として、大容量かつ安全性の高い蓄電池の活用が有効と考えられ、今後の活用が期待できる。

【周波数変動イメージ】



【Solar Home System (SHS) 例】



出典：JICA 調査団

図 2-4 蓄電池技術の活用例 その 1

1) 短期

- 電力系統への大容量かつ安全性の高い蓄電池の導入による系統安定化
 - ✓ 上述の通り、不安定電源である再生可能エネルギーが大量に電力系統に連系されると、系統の周波数変動や電圧変動が発生し、安定した電力供給に支障をきたす。
 - ✓ これまでは揚水発電等を活用して、これらの問題に対処してきたが、建設費用、建設期間、設置面積等において優位な大容量蓄電池の充放電による変動吸収が最適解として、北米を中心に各国で注目されている。蓄電池の大容量化に伴い安全性も極めて重要な要素である。
 - ✓ 上記状況を踏まえ、大容量かつ安全性の高い蓄電池を電力系統に導入し、運用・制御技術の開発と導入効果の検証を目的とした F/S 実施を提案する。

- 未電化地域（オフグリッド）への大容量蓄電池の導入による安定・安価な電力供給と環境破壊抑制
 - ✓ 電力系統から切り離された未電化地域に対して、Solar Home System（小規模太陽光）やディーゼル発電機の代替手段として、各戸単位ではなくコミュニティー単位で「中～大規模太陽光＋大容量蓄電池」を導入することにより、上述した課題を解決出来る可能性があるため、導入効果の検証を目的とした F/S 実施を提案する。

大容量かつ安全性の高い蓄電池の代表例としてレドックスフロー電池を活用した用途例を以下に示す。

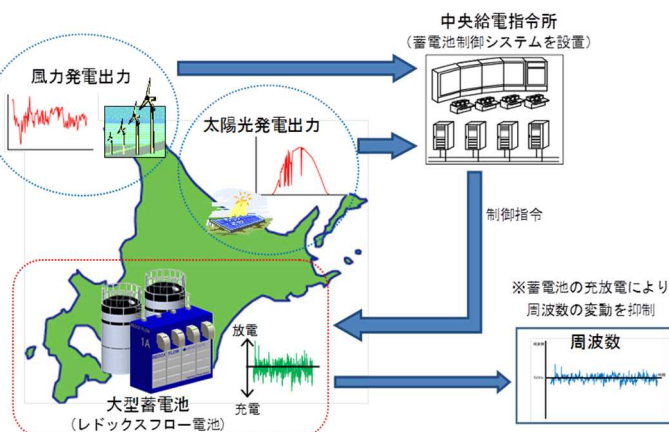
【1】電力系統の安定化例

- 経産省実証事業（2013 年度～2018 年度）
- 設置場所：北海道電力 南早来変電所
- 実証設備：電池システム 15 MW / 60 MWh
- 実証項目：周波数変動抑制制御手法の開発（短時間）
 火力発電所の下げ代対策運転手法の開発（長時間）

【システムの外観】



【実証事業のイメージ】



出典：JICA 調査団

図 2-5 蓄電池技術の活用例 その 2

【2】太陽光＋大容量蓄電池の例】

- 設備：電池システム 1 MW / 5 MWh
- 用途：太陽光の余剰電力の蓄電/放電、太陽光の出力変動平滑化 他

【システムの外観】

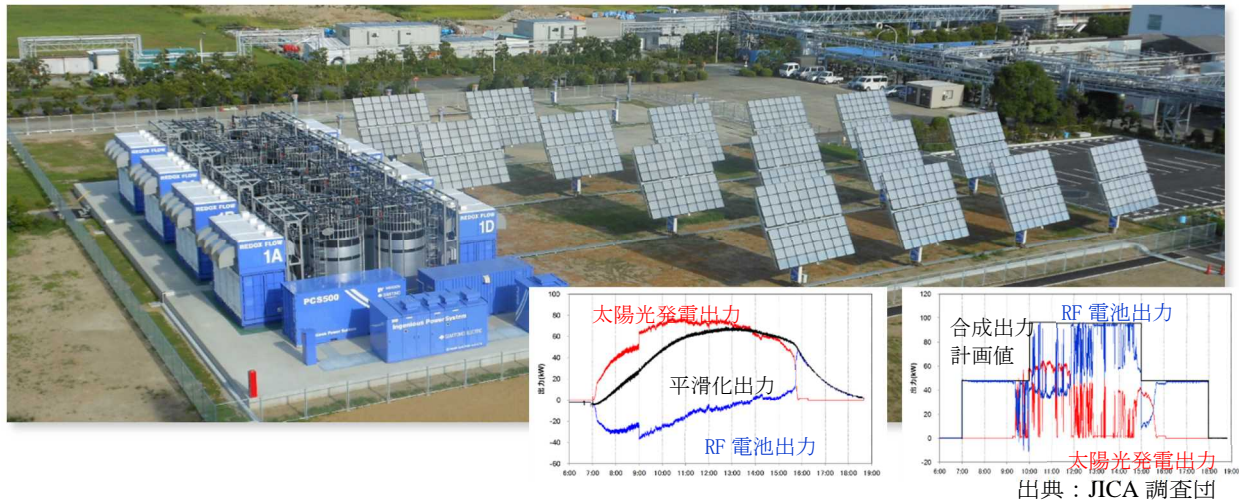


図 2-6 蓄電池技術の活用例 その3

2) 中長期

- F/S の結果に基づく大容量蓄電池の導入

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

- 運用者への研修、運用方法のマニュアル化

大容量蓄電池の導入、運用に当たっては、運用者がその機能と役割、運転とメンテナンス、経済性等に関する基礎知識の習得が重要である。上述の F/S の実施にあわせ、運用者を対象とした大容量蓄電池に関する研修を行うとともに、当該プロジェクトで得た運用に関する知見をマニュアル化することにより、安全かつ安定した電源供給とバ国の状況に即した最適な O&M の土台構築が可能である。

2) 中長期

- アンシラリーサービス市場の整備

再生可能エネルギーの導入拡大により、アンシラリーサービスの必要性が高まり、大容量蓄電池の必要性が高まる。この価値を正當に評価し、最適な電源バランスを実現するには、アンシラリーサービス市場の整備（活性化）が必要になる。

2.7 系統計画

(1) インフラ整備

1) 送電計画

PGCB が策定した計画リストの案件を着実に実施する。特に、まだ資金の確定していないダッカの DESCO 管内の基幹系統の整備(400 kV GIS 変電所や、230 kV 変電所)などの事業は早急に資金供給者を特定する。Barapukuria などの国際連系に関連する基幹系統の整備についても、関連国との協議の動向と合わせ適切な時期に資金元を特定し、適宜 FS を実施していく。また、本 MP において特定された、Chittagong 南部、Khula 地域からの大規模電源の送電線については、電源の建設スケジュールと合わせ、早急な用地選定の必要性も確保の適切な時期に順次 FS を実施していく。

2) 地方電化

BREB が策定した計画リストの実施を着実に実施する。その際は、将来的な配電系統の信頼度向上を指向した配電網の効率的な構築が肝要である。

(2) 組織制度強化

1) 送電計画

基幹送変電系統の計画の策定は PGCB が実務を担っている。一方、系統計画の策定には、電力需要想定と電源計画、および下位電圧の配電計画と整合させることが必要となるが、これらの系統計画の諸条件となる想定、計画の策定は、PGCB とは別の機関が担当している。電力需要の想定は電力開発庁 (BPDB) が全国大で実施し、地域毎には各配電会社が想定している。また、電源開発計画は、電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) 電力局 (Power Division) の所管の下、電力開発庁 (BPDB) が実務を担っている。配電計画は、DESCO、DPDC など各配電会社が実務を担当している。

また、PGCB が策定した基幹系統の計画は、配電会社の策定する送配電系統の計画にフィードバックされ、132kV 系統の計画の条件となる。あるいは政府間の協力プロジェクトに適切に反映させるために、電力開発庁 (BPDB) や電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) 電力局 (Power Division) に対しても、PGCB の策定する系統計画の正確な情報が適宜伝わるべきである。

このため、以下の方策を実施する。

- 系統計画策定に必要な情報を提供する BPDB、Power Division、配電会社と PGCB の間で定期的に情報共有する枠組みを形成する。
- 基幹送変電系統の計画は上記関連組織が策定状況を把握できるように定期的 (半年~1 年に一回程度) に系統計画報告書として制定し、技術的観点から必要となる将来の送変電設備を PGCB の検討結果として BPDB、Power Division、配電会社に報告する。
- 系統計画の策定ルールを明確にし、グリッドコードの一部として制定し、公表する。

2) 地方電化

現時点で、IDCOL は SHS 設置計画について BPDB に報告を行っているが、BREB は IDCOL と緊密に連携しているという認識は持っておらず、BPDB-BREB 間の SHS 設置に関するコミュニケーションが十分でない可能性がある。しかし今後「バ」国政府が真剣に 2021 年までの“Electricity of All”を達成しようとするのであれば、BREB-IDCOL 間での調整が不可欠であり、この二者間での調整方法 (連絡調整役である BPDB の位置づけの見直しも含め) に、改善の余地があると思われる。

2.8 火力発電に係る法整備[O&M]

(1) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

「バ」国政府機関は、法整備を検討する専門委員会を編成し、その専門委員会が主体的となり法整備を行うと考えられる。短期的には、海外から専門家を招待しその専門家の指導の下、法整備を実施し、その間「バ」国専門委員会の人材を育てる方法が適当である。

なお、保守については、定期点検を義務化する法令の整備や当局による監督のための制度作りを短期間で行うことは困難である可能性も高い。設備保全に必要な各種規制、技術標準については、法令がすべて整う前に、日本で適用されているものを各発電所の基準として導入する等の先行対応を行い、これを土台として保守を実践していくことの検討の余地がある。とりわけ、新設の発電所等では運転開始時点から保守を想定して発電所の運営を行っていくことが望ましい。

2) 中長期

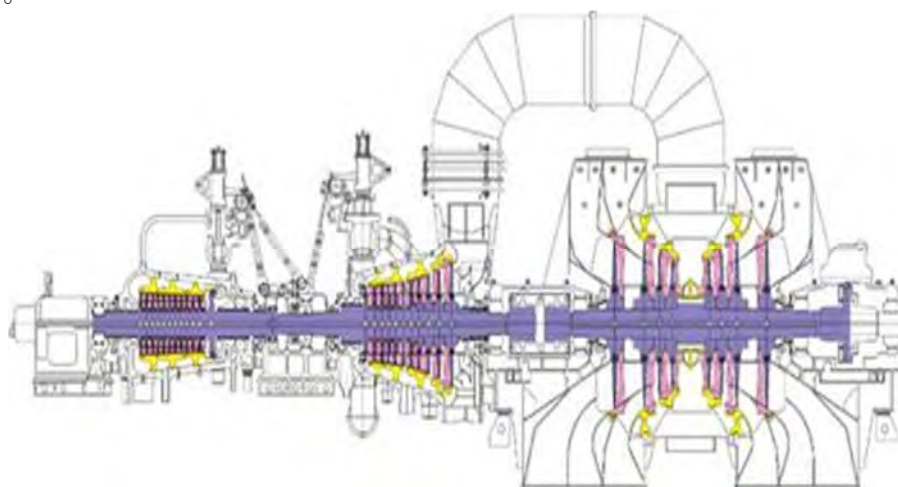
中長期的には、法整備の専門委員会を日本の発電所へ短期留学させ、日本の発電所での実業務等を学ばせ、日本の法整備の知見を持ち帰り、「バ」国の法令を作成するのも一法である。また日本、及び他国の火力 O&M 関連法令の変遷と、発電所の運転状態を定期的、継続的に調査し、「バ」国 O&M 関連法令の見直しの参考とすることが望ましい。

2.9 火力発電オペレーション・メンテナンス [O&M]

(1) インフラ整備

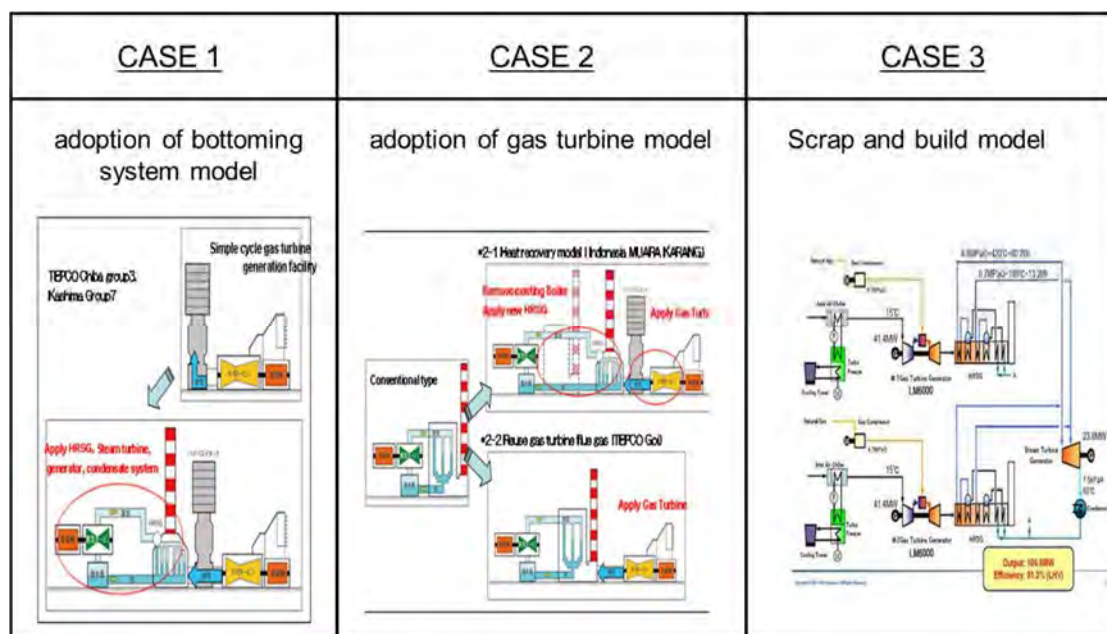
1) 短期

短期的には、「バ」国の需要の伸びや産業界からの要求に応えることが優先課題であると考え、発電容量の増強を図る。特に、老朽化した発電設備の更新、高効率設備への転換が必要である。本調査では、第 19 章にて発電設備のリモデリングとして二つの提案を行っている。一つはロシア製の古い蒸気タービンのリハビリ案である。もう一つはコンバインドサイクル化案で、三つの形態を挙げる。これらの案は日本の技術者が保有する完成された技術を導入することによって実現可能である。



出典：JICA 調査団

図 2-7 リハビリテーション案



出典：JICA 調査団

図 2-8 コンバインドサイクル化案

2) 中長期

上述の提案は、「バ」国が抱える電力不足という課題に対して、即効性があり、短い期間に適用可能な解決策である。設備のリモデリング完了後は、適切なメンテナンスを行うことが発電容量の増強の鍵となる。

(2) 人材育成

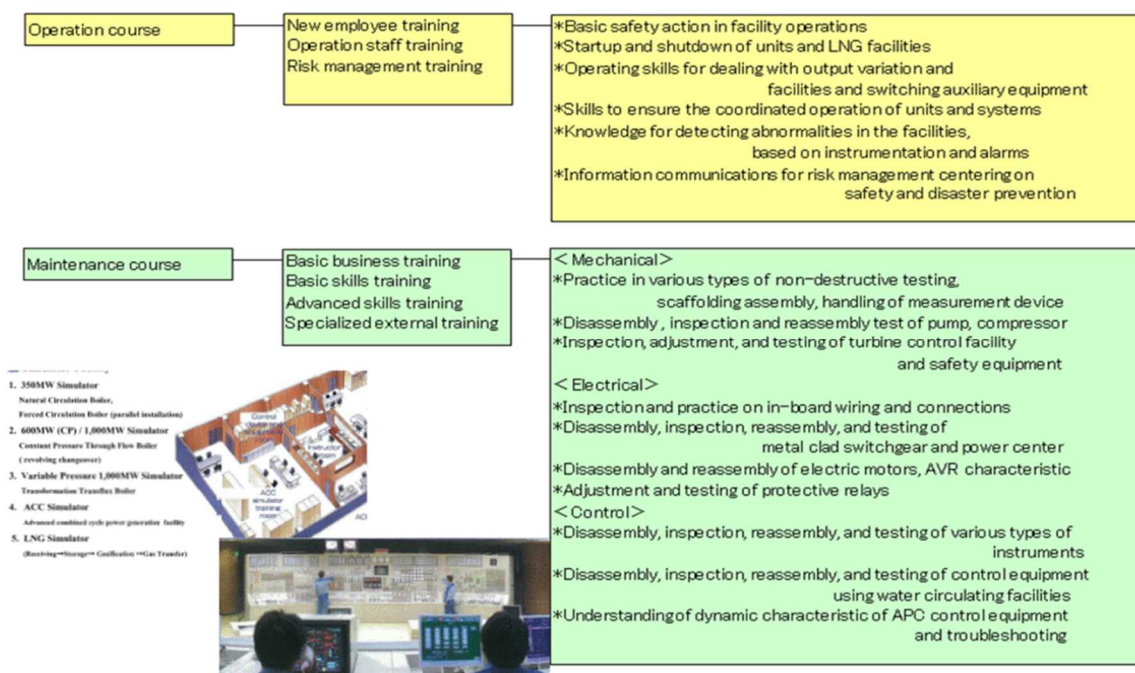
1) 短期

発電設備の増強案とは別に、設備容量の維持並びに効率の維持・改善を図るべく、本調査では、設備の予防保全を重要な点として挙げる。予防保全の一環としての定期点検を適切に実施するために、設備の保守、修繕を行う独立した組織から人材育成サービスを発電会社に提供することで、国有の発電設備の多くが抱える保守要員不足、予算不足の問題に対応することも検討しつつ、技術者の人材育成を進めていくことが必要である。

全般的な状況として、熟練技術者の不足が設備のメンテナンス不足に影響している。この課題に取り組むため、本調査では、発電所で実際に使用される装置を保有する訓練施設を提案する。

「バ」国では研修はほとんどの場合座学によって行われてきているが本提案は、効果的なそれよりも、上記シミュレーターのような教材を用いた実践的な訓練に主眼を置いている。研修コースは二つに分かれており、一つは運転要員向け、もう一つは保守要員向けである。どちらも研修内容のそれぞれの分野について、資格取得に結び付けられている。以下に、訓練施設と研修内容を示す。

なお、こういった研修を提供する独立組織を設立するか、各発電会社での対応とするかについては、今後更なる検討を要する。



出典：JICA 調査団

図 2-9 訓練センター研修コース

2) 中長期

研修コースを、講師向けのよりレベルの高いものとして拡充する。短期的には講師陣を組織外から派遣してもらうことは可能であるが、将来は講師不足が最大の課題となるであろう。研修需要と講師の数のギャップを埋めるべく、現役の熟練技術者を活用することが考えられる。新人が実際の現場で経験をつんだ技術者から学習することができるように、発電所での業務と、研修所での業務を双方経験できるような人事ローテーションを導入したいところである。

(3) 火力発電所 O&M に係る情報管理システム

1) 短期

発電設備の増強が行われた後は、その発電容量と効率を維持することが重要となる。組織大での情報管理システムの目的は、補修計画、予算管理、調達最適化を促進するものである。情報管理システムは以下の機能を持つ。

- 補修計画 — 発電所の管理者が実施可能な補修計画を立案を可能にする。
- 予算管理 — 財政面での決済の短期化により、補修業務の遅延を軽減、またはなくす。
- 工事管理 — 補修工事の実施において、予算内、期限内で工事ができるよう管理する。
- 不具合管理 — 補修予算、計画のための裏づけデータとして使用。

期待される効果（定量的効果）

- 補修費削減
- 突然停止の頻度の低減
- 停止時間の削減

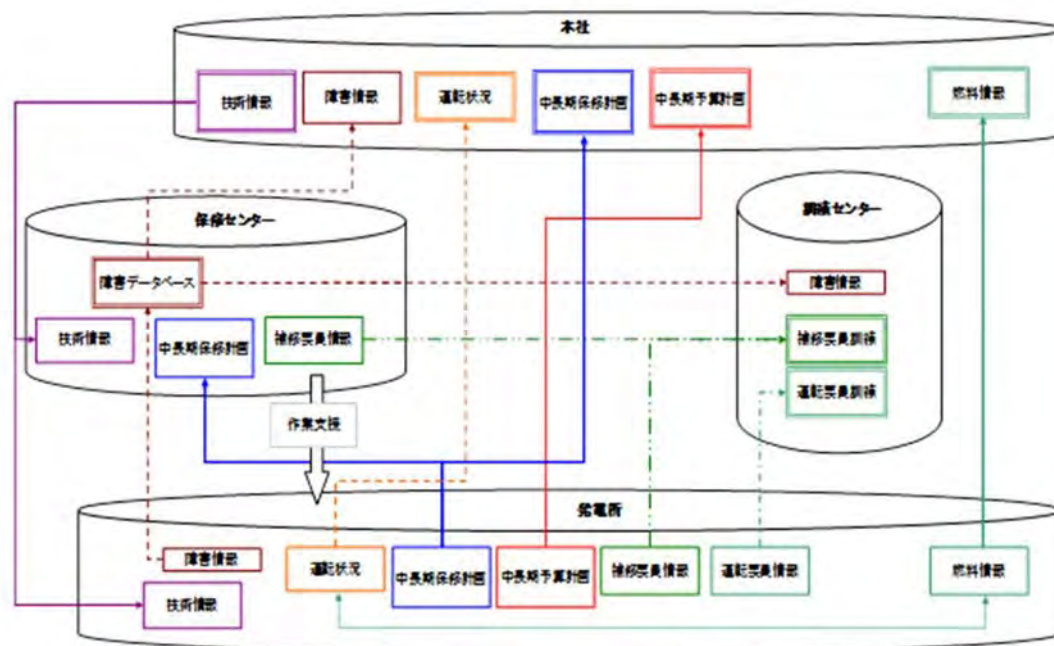
情報管理の効果を最大のものにするために、フィジビリティ・スタディにより次の項目について情報を得ることが必要となる。

表 2-1 フィジビリティ評価に必要な項目

分野	項目	詳細
情報システム・ネットワーク	所内 LAN	発電所内の LAN の整備状況
	企業内専用線	組織間、店所間の専用線の整備状況、回線のセキュリティ、信頼性、容量
	データ収容場所	データセンターの設置場所、容量、拡張性
	既存システムおよびデータ	既存システムの現状、既存データの状況
経営管理	業務プロセス	補修計画、予算化、調達、工事管理の業務プロセスとそれぞれの業務要件
	規定・基準	規制、基準、官公庁への報告規定など
適用発電所選定	設備要件	設備タイプ、運転年数、発電容量、立地、将来の増強やリプレースの計画
		発電設備とデータ収集機器の接続性

出典：JICA 調査団

情報管理システムによって本社、発電所、メンテナンスセンター、訓練センターなどの関係組織が結ばれる。組織間で設備情報を共有し分析などに用いることで、データの蓄積にもとづいた、より高い効率、信頼性をもたらす。



出典：JICA 調査団

図 2-10 バングラデシュ向けシステム機能およびデータフロー概観

2) 中長期

情報管理システムを設備管理や環境管理に拡張することが考えられる。それには次のような機能が含まれることが考えられる。

- 設備診断 — 設備の状態にもとづく補修コストの最適化をはかる。
- 調達管理 — 予備品・消耗品在庫を維持しながら調達コストを削減する。
- 調定管理 — 正確な原価計算にもとづく適切な売電単価の適用をはかる。
- 環境管理 — 法令を遵守しながら環境対策のコストを管理する。

期待される効果（定量的効果）

- 設備の TOC(Total Ownership Cost)の削減
- 燃料コストの削減
- 廃棄物などの低減
- 売電単価の適正化への貢献

(4) 組織制度強化

1) 短期

コンプライアンスの観点から、点検結果など保守業務の記録について監査性が保証されなければならない。保守要員は法で定めた記録類について熟知していなければならない、当局の要求に応じて、正確なデータをタイムリーに提示するよう求められる。

点検計画の作成にはプロジェクト管理の知識が求められることから、保守業務の管理責任者は業務プロセスや予算管理について学習することが望ましい。

これらとは別に、情報資産を安全に保管するためには、IT/ICT 技術者は情報システムを常に正常に機能させていくことが必要となる。そのための IT/ICT 教育も重要となる。

2) 中長期

本プロジェクトの提案が目指すところは、O&M におけるベストプラクティスである。日本の主要発電事業者は設備の運転のためにさまざまな種類のソフトウェアを利用しているが、どの事業者も設備の信頼性維持とそのためのコストの最適化を最も重要視しているのは同じである。将来においては、発電所で働く人たちに対する教育として、経営資源の効率的利用を目的とする経営視点からの研修内容も含まれていくことが考えられる。

2.10 料金施策

(1) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

今後、電力料金、ガス価格の値上げを含め、適切な料金政策を実施するためには、正確な供給コストを把握した上で、それを踏まえて適切な料金水準を判断できるようにするための能力開発が課題となる。そのためには、料金政策を担当する BERC に対してドナーが能力開発支援を行うことが望まれる。実際に、現在、ADB が BERC に能力開発支援を行うことを検討中である。また、適切な供給コストの把握のためには、各主体が適切な経営計画を策定するための能力開発も重要である。BPDB 等の機関がより優れた経営計画を策定し、実施できるように経営管理能力向上の支援を行う。すなわち、BPDB 等が財務状況についてより詳細な分析を行い、非効率になっている部分を具体的に把握し、その改善計画を立てられるよう支援を行うことが求められる。

2) 中長期

上記の支援は、適切な価格水準と BPDB 等の機関の理想的な財政状況が達成できるまで継続されることが望まれる。

2.11 ネットワークアセットの電子インフラ構築

(1) インフラ整備および人材育成

1) 短期および中長期

(a) 背景

経済成長を支えながら持続的な発展を考慮したインフラの建設・運営・拡張を支える仕組が重要である。ガス、水道、電力、通信などライフラインインフラの管理運営に関するキャパシティビルディングなどの人材育成強化への支援ニーズが極めて高い。また、開発途上国を取り巻く環境も変化しつつあり、経済のグローバル化に伴い、国際協調が進み、より広範な地域、或いは国境をまたぐインフラの管理運営技術が求められてきている。そして、これらの国々においても IT を活用し、より合理的な運営、危機管理、資産管理などを行うことが重要な課題となってきた。

このような社会のニーズに応えるため、これまで培った管理運営技術を“電子インフラ”の形で輸出し、同時に人材の育成と技術移転を行うことは、重要と考える。

(b) 定義

建設プロジェクトにおいては、電気、水道、ガス、通信などネットワークインフラは、ハードウェアを建設し完了ということになる。しかし、運転システムとそれを動かし発展させる人材育成なしでは合理的な管理運営を行うことは困難である。この運転システムは“ハードインフラ”に対し“ソフトインフラ”或いは“電子インフラ”と定義することができる。具体的には、ハードインフラをマッピングデータとして電子的にモデル化したうえで適切な管理運営システムを構築することになる。そして最も重要なことは、それを運営できる人材の育成と組織化ということになる。

インフラのハードウェアの部分の経済価値は、管理運営能力と持続可能なメンテナンス技術及びそれを支える組織に大きく依存する。

“電子インフラ”の BOT (Build, Operate, Transfer) を通じた技術移転というアプローチにより、時間をかけて人材の育成や組織の在り方について教育することができ、ビジネス的に持続可能なものに成長していくものとする。

(c) 適用分野

適用分野として以下を想定。

- ガス幹線パイプラインとガス管網
- 送配電線と配電線網
- 水道管路網
- 通信ケーブル網・ターミナル設計管理
- 空港施設
- その他（下水道管路網、病院、石油、化学プラント等）

(d) ネットワーク電子インフラの仕組み

ネットワークインフラの管理運営ソフトは、大きく進歩し、これまでのレイヤーモデルに代わり、オブジェクトモデルが主流となっている。レイヤーモデルは紙の図面の延長線上にあり、メッシュの張り合わせで表現されるのに対し、オブジェクトモデルは、全体を一つの連続体として認識し、メッシュの制限がない。ネットワークを構成する要素（パイプやバルブ或いは送電線）は物として認識され、互いが関連付けられてデータベースで管理される。そして正確な形状モデルをコンピューター上に再現させることができる。データ構造が単純であるため、演算の速度も速い。また、個々の要素を GPS と連動させることにより、特定の部品（バルブなど）等の場所の特定が可能となる。

以上の特性により、ネットワーク運営上の課題をオンラインで解析することが可能となり、緊急時への対応が素早く的確に行うことができるようになった。

また、施設の正確な償却費などの算定が可能となるなど経理面からの資産管理などにも大きなメ

リットがある。

(e) ガス分野への適用

ガスインフラの寿命は長い。ほとんどが地下埋設であるために地表からは見えない。社会の発展とともにガスのソースの多様化やガス管網の発展などによりますます複雑化していく。そして複雑化するインフラに対して安全管理をどのように行っていくかが重要な課題となっている。ガスの課題について整理すると次のようになる。

- ガスの移動速度は電気に比べて遅い。ある限度（ラインバック）を超えるガス量の変動に対しても適切に対応することが求められる。従い、ガス供給とガス幹線輸送パイプラインは、一体で管理運営することが求められる。
- ガスの流れに関し Dynamic Simulator を使用して非定常状態の反応を検討することも必要となる。
- ガスの“入”と“出”を管理する精度を向上させガスの無駄を最小にすることが必要である。
- ガス漏れについても常時の監視も求められる。非常時に対する対応も準備しておかなければならない。
- 長期に及ぶインフラの管理には信頼性のある配管材料（Material Specification）の使用と建設施工の基準図面や電気防食の設計基準の整備など、資産としての管理不可欠である。

以上の課題に対応するためのステップを示すと、次のようになる。

■ 1年目：ガス管路網の資料収集

1. GTCL の幹線ガスパイプライン網に関する資料収集と整理

- プロセスフロー図の検証と更新
- 実際のパイプラインルート図との照合
- 工事図面の検証
- 配管材料仕様書（Material Specification）の検証
- 電気防食の状況の調査

2. ガス生産会社からのパイプラインとの取り合い個所の状況の調査

3. ガスの配給会社のガス管路網に関する資料収集と整理

GTCL と同様の調査を以下のガス供給会社に関しても実施する。

- TGTDC (Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited)
- BGDCL (Bakhrabad Gas Distribution Company Limited)
- JGTDSL (Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Limited)
- PGCL (Pashchimanchal Gas Company Limited)
- KGDCL (Karnaphuli Gas Distribution Company Limited)

■ 2年目：技術協力プロジェクト

1. ガスパイプライン及び管網整備に関する統合された設計基準の作成
2. ガス管網の上流から下流までのプロセスフロー図の統合
3. GTCL の幹線パイプラインの電子化の準備とスタッフのトレーニング
4. GTCL の幹線パイプライン及びガス供給に関連するパイプラインの電子化の開始
5. 中央監視型のコントロールシステムの基本設計

■ 3年目

1. GTCL の幹線ガスパイプライン網の電子化の完成と Simulator の導入
2. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) System の導入
3. 運営に必要な最小限のシステムの構築と運営開始 (On the Job Training)
 - 幹線パイプラインのガスの流量（“入”と“出”）の管理
 - ガス供給の安定性の管理
 - ガス漏れ管理
 - 非常時対応

4. 幹線パイプラインの拡張計画作成
5. ガスの配給会社の配管網の埋設個所の特定と電子化開始

■ 3年目以降

1. ガスの配給会社の配管網の電子化の継続と運営の指導 (On the Job Training)
 - 流量管理 (“入”と“出”)
 - ガス漏れ管理
 - 非常時対応
2. 事業の主導権の Transfer

2.12 低エネルギー消費社会の実現

途上国におけるエネルギー事業の目標は、「経済成長に伴うエネルギー需要に合致するエネルギー・電力の安定供給」であり、今後も継続的に電源開発が必要となってくる。しかし、本マスタープランの前提として、これまでの経済・社会・エネルギーの結びつきを分析した結果から需要想定を行った上、2016年時点で信頼性が高い技術を想定した供給計画を計画しており、今後、需要の伸びが低く抑えられた場合や、より高度な技術の発展によりこれらの前提に大きな変化が起きてくる可能性も高い。これらは今後、本マスタープランをローリング・モニタリングしていく中で考慮せねばならない重要な要素となる。

2.12.1 エネルギー種別による新規技術

エネルギー・電力分野の技術発展は目覚ましい。本マスタープラン策定時には研究段階にあるものでも、2041年までの間にはこうした分野の研究開発がさらに進み、バングラデシュにおいて適用できる可能性も大きい。以下では、エネルギー種別による分類方法を下記の2つに区分して紹介を行う。

- (1) エネルギー効率の高いプロジェクト (Energy Efficiency: EE)
- (2) 再生可能エネルギープロジェクト (Renewable Energy: RE)

表 2-2 エネルギー種別による研究分野

EE	エネルギー効率の高いプロジェクト (Energy Efficiency: EE)	
	発電事業	石炭ガス化コンバインドサイクル等
	発電設備改良・リハビリ事業	発電効率改善のための設備更新
	送配電事業	エネルギー効率改善をもたらす送配電設備の整備
	送配電システムロス低減事業	エネルギー効率改善のための既存設備更新
	地方電化	内燃機関発電からより効率の高い発送配電設備への転換
	電力デマンドサイド管理事業	消費電力低減のための省エネシステム導入
	ESCO 事業	ESCO 活動を通じたエネルギー効率改善のための設備・サービスの導入
	エネルギー改善	エネルギー効率改善、省エネ技術の研究
RE	再生可能エネルギープロジェクト (Renewable Energy: RE)	
	発電事業 (再生可能エネルギー)	太陽・風力・水力・地熱エネルギー・バイオ燃料を利用する発電設備の整備
	ハイブリッド発電事業	再生可能エネルギーと通常エネルギーを共用する発電設備の整備
	バイオエネルギー事業	バイオマス、バイオガス、バイオ燃料などを利用した設備の整備
	分散型電源事業	再生可能エネルギーを利用した分散型電化設備の整備
	エネルギー貯蔵	エネルギー貯蔵技術の研究

出典：JICA 調査団

2.12.2 電力における新規技術

電力における研究開発に係る支援分野は、下表に示すとおりである。

表 2-3 電力における研究支援分野

分類	技術名
火力	石炭ガス化複合発電（IGCC 発電）
再生可能エネルギー	バイオマスガス化発電
	バイオマス発酵メタンガス発電
送変電	力率改善
	潮流改善（送電線の回線数の増加）
	送電線の太線化
	上位電圧の導入（高電圧化）
	超電導ケーブル
	超電導トランス
	素線絶縁導体ケーブル
	低損失電線の採用
配電	ロス低減技術（力率改善：遅れ力率改善）
	ロス低減技術（低損失変圧器「トップランナー変圧器」）
	ロス低減技術（アモルファス変圧器）
	ロス低減技術（計量装置改善）
	ロス低減技術（電線の太線化）
DSM	ヒートポンプ技術（自然冷媒 CO ₂ ヒートポンプ給湯機）
	蓄熱式空調システム
	電気自動車
	コジェネレーションシステム（熱電併給）
	燃料電池（個体高分子形燃料電池：PEFC）
	燃料電池（個体酸化物形燃料電池：SOFC）
蓄電池貯蔵	電力貯蔵技術（負荷平準化）
	電池電力貯蔵
	超電導電力貯蔵(SMES)

出典：JICA 調査団

2.12.3 責任あるエネルギー消費と「先進国」バングラデシュへの発展

本マスタープランにおける需要想定では、バングラデシュにおけるこれまでのエネルギー消費の実態に加え、過去の東南アジア諸国、特にタイにおける経済発展とエネルギーの関係に着目しながら長期の想定を行った。

今後、バングラデシュが更なる経済成長を遂げる必要があることに疑いの余地は無い。一方、経済成長と共に低エネルギー消費との両立（開発と環境の両立）を目指すことも求められている。本マスタープラン策定にあたっては、環境面でのコミットメントを定量的に評価するために、電源開発計画において 3E 評価、具体的には CO₂ 排出量を変数として取り入れたが、今後、国際社会における環境規制がより厳しく多様となれば、バングラデシュも責任ある国際社会の一員としてこれらに対応していく必要がある。

更には、2041 年の「先進国」が、2016 年現在の先進国のようにエネルギー多消費であるとは限らない。エネルギー需要が高いことは、既に先進国の条件として時代遅れになっている。実際、第 5 章に記載したとおり、1 人あたりエネルギー消費でみると、バングラデシュにおける 2012 時点での 1 人あたりエネルギー消費原単位は、タイ、インドネシア、ベトナムよりも少ないが、1 人

あたりエネルギー消費の他国との乖離は1人あたり GDP と比べると大きい。つまり、 Bangladesh は他国と同じ経済価値を創出するのに要したエネルギー消費量が少ないことを意味しており、 Bangladesh 経済はこれまで、比較的到低いエネルギー投入で成長してきたと言える。今後、産業構造の変化に伴いエネルギー需要は急激に増加すると見られるものの、これまでのエネルギー効率的な経済成長に対し、 Bangladesh は他のアジア諸国に比べ優れた実績を有する。

この例に限らず、 Bangladesh として目指すべき経済の規模、国民の生活スタイルを含め、2041年の「先進国」の姿を Bangladesh 政府、国民が適切にイメージし、他国の手本となるような効率的・低消費のエネルギー利用のあり方を Bangladesh 自身が考え、責任をもって実現していくことこそが、 Bangladesh が「先進国」へ「成長」ということである。

