No.

バングラデシュ国
ベラマラ火力発電所建設計画調査
プロジェクト形成調査報告書

平成19年12月
(2007年)

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

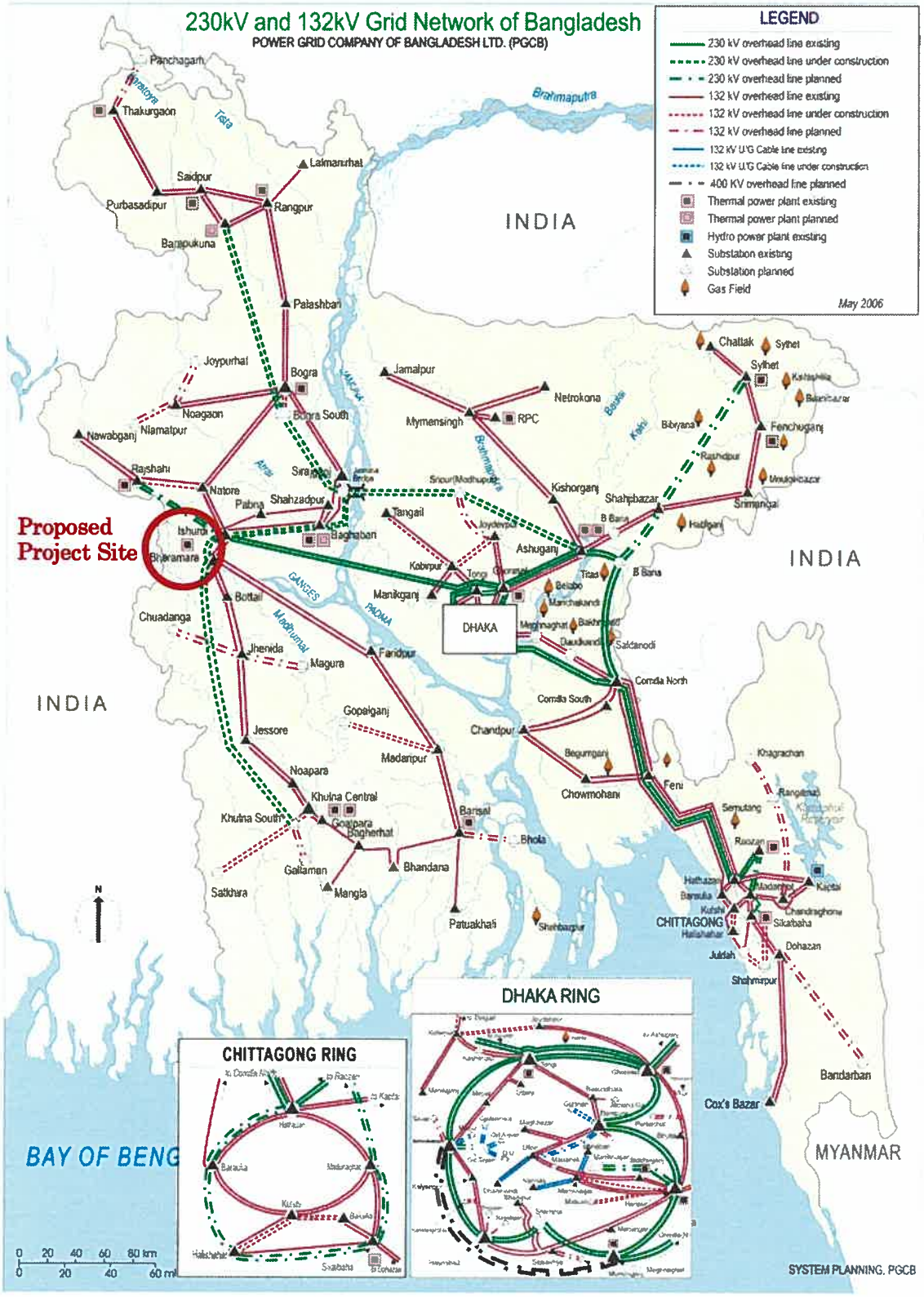
経 済
J R
08-026

バングラデシュ国
ベラマラ火力発電所建設計画調査
プロジェクト形成調査報告書

平成 19 年 12 月
(2007 年)

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

調査対象地域


230kV and 132kV Grid Network of Bangladesh
POWER GRID COMPANY OF BANGLADESH LTD. (PGCB)
LEGEND
230 kV overhead line existing
230 kV overhead line under construction
230 kV overhead line planned
132 kV overhead line existing
132 kV overhead line under construction
132 kV overhead line planned
132 kV U/G Cable line existing
132 kV U/G Cable line under construction
400 KV overhead line planned
Thermal power plant existing
Thermal power plant planned
Hydro power plant existing
Substation existing
Substation planned
Gas Field
May 2006
INDIA
INDIA
INDIA
MYANMAR
BAY OF BENG
Brahmaputra
Proposed Project Site
DHAKA
CHITTAGONG
Cox's Bazar
Bandarban
Panchagarh
Thakurgaon
Saidpur
Purbasadipur
Rangpur
Lalmanirhat
Banpukuna
Palashbari
Joypurhat
Bogra
Bogra South
Noagaon
Nawabganj
Niamatpur
Rajshahi
Natore
Pabna
Shahzadpur
Sirajganj
Jamalpur
Mymensingh
RPC
Netrokona
Chattak
Sylhet
Fenchuganj
Bibiyana
Rashidpur
Kishorganj
Shahjibazar
Srimangal
Hathazari
Tangail
Baghabari
Ishurdi
Bharamara
Kabirpur
Ashuganj
Titas
Manikganj
Bottail
Chuadanga
Jhenida
Magura
Faridpur
Comilla North
Comilla South
Chandpur
Gopalganj
Jessore
Madanpur
Begumganj
Chowmohani
Feni
Noapara
Khulna Central
Khulna South
Goalpara
Bagherhat
Barisal
Bhola
Gallaman
Bhandana
Satkhira
Mangla
Patuakhali
Shahbazpur
Sitakunda
Dohazari
Shahmirpur
Khagrachari
Rangamati
Semutang
Raozan
Kaptai
Hathazari
Barauka
Madarbari
Kutubdia
Chandraghona
Halishahar
Jaldah
DHAKA RING
CHITTAGONG RING
SYSTEM PLANNING, PGCB

略 語 表

ADB	Asian Development Bank
APSCL	Ashuganj Power Station Company Limited
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company Limited
BDT	Bangladesh Taka
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BGFCL	Bangladesh Gas Fields Company Limited
BOGMC	Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation (Petrobangla)
BOO	Build Own Operate
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BSCF	Billion Standard Cubic Feet
BST	Bulk Supply Tariff
BTU	British Thermal Unit
BWDB	Bangladesh Water Development Board
CC	Combined Cycle
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
C/P	Counterpart
CPP	Captive Power Plants
CZPDCL	Central Zone Power Distribution Company Limited
D/D	Detailed Design
DESA	Dhaka Electric Supply Authority
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Limited
DPDCL	Dhaka Power Distribution Company Limited
DSM	Demand Side Management
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh Limited
EIA	Energy Information Agency
EMRD	Energy and Mineral Resource Division
ENS	Energy Not Served
ERC	Energy Regulatory Commission
ERD	Economic Relations Division
FO	Field Office
FSA	Fuel Supply Agreement
FY	Financial Year

GCC	Gas Combined Cycle
GDP	Gross Domestic Product
GJ	Gigajoule
GM	General Manager
GOB	Government of Bangladesh
GSB	Geological Survey of Bangladesh
GT	Gas Turbine
GWh	Giga Watt Hour
HHV	High Heat Value
IDA	International Development Association
IDC	Interest During Construction
IFC	International Finance Corporation
IOC	International Oil Company
IPP	Independent Power Producer
ISO	International Organization for Standardization
IT	Information Technology
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
kA	Kiloampere
kCal	Kilocalorie
kJ	Kilojoule
km	Kilometer
kVA	Kilovolt Ampere
KVAR	Kilovolt Ampere Reactive
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt Hour
LDC	Load Dispatching Center
LHV	Low Heat Value
MER	Most Efficient Recovery Rate
MJ	Megajoule
mmCFD	Million Standard Cubic Feet per Day
MPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
MVA	Megavolt Ampere

MVAR	Megavolt Ampere Reactive
MW	Megawatt
MWh	Megawatt Hour
NEP	National Energy Policy
NWPGCL	North-West Power Generation Company Limited
NZPDCL	North-West Zone Power Distribution Company Limited
O&M	Operation & Maintenance
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PBS	Palli Biddyut Samity (Rural Electric Cooperatives)
PC	Power Cell
PCP	Project Concept Paper
Petrobangla	Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh Limited
PPA	Power Purchase Agreement
P/S	Power Station
PSC	Production Sharing Contract
psig	Pound per Square Inch Gauge
PSMP	Power Sector Master Plan
QC	Quality Control
REB	Rural Electrification Board
ROA	Return on Assets
ROE	Return on Equity
RPCL	Rural Power Company Limited
SAPI	Special Assistance for Project Implementation
SBU	Strategic Business Unit
SC	Steering Committee
SCF	Standard Cubic Foot
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine
SGFCL	Sylhet Gas Fields Limited
SPP	Small power plants
TA	Technical Assistance
TK	Taka

TOR	Terms of Reference
TQM	Total Quality Management
WASP	Wien Automatic System Planning package
WB	World Bank
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited

目　　次

地　図
略語表

第１章　プロジェクト形成調査団の概要 …… 1
　１－１　調査の背景 …… 1
　１－２　調査の目的 …… 1
　１－３　調査団員構成 …… 2
　１－４　調査日程 …… 2
　１－５　調査方針 …… 3

第２章　協議結果の概要 …… 5
　２－１　主な協議結果 …… 5
　２－２　団長所感 …… 5

第３章　バ国電力セクターの現状 …… 7
　３－１　電力開発計画の国家開発計画上の位置づけ …… 7
　３－２　電力セクターの構造 …… 13
　３－３　電力政策 …… 16
　３－４　電力需給の現状と将来計画 …… 17
　３－５　現地踏査の結果を踏まえた発電・送配電事業体の現状 …… 25
　３－６　電力セクター改革 …… 27
　３－７　他ドナーの支援状況 …… 30

第４章　ベラマラ発電所建設計画の概要 …… 32
　４－１　新設発電所の概要 …… 32
　４－２　新設発電所の政策的位置づけ …… 32
　４－３　火力発電計画 …… 33
　４－４　新設発電所への燃料供給計画 …… 35

第５章　北西部発電会社の現状と課題 …… 52
　５－１　電力セクター改革における BPDB の分社化 …… 52
　５－２　北西部発電会社の現状と課題 …… 82

第６章　環境社会配慮 …… 119
　６－１　自然環境 …… 119
　６－２　社会環境 …… 126
　６－３　バ国環境社会配慮実施体制と法制度 …… 128
　６－４　住民移転 …… 132

６－５　予備的環境影響評価：スコーピング（案）…… 134
６－６　今後の環境社会配慮における課題…… 137

第７章　ベラマラ火力発電所建設計画に係る本格調査の実施の必要性と妥当性…… 139

第８章　本格調査での留意事項…… 142
８－１　電力開発計画における留意事項…… 142
８－２　火力発電・燃料供給体制における留意事項…… 142
８－３　電力事業経営・組織強化における留意事項…… 143

付属資料
１．署名したM/MおよびS/W案…… 149
２．署名したS/W…… 165
３．事業事前評価表…… 173
４．面談記録…… 177
５．視察報告…… 209
６．収集資料リスト…… 219

第１章　プロジェクト形成調査団の概要

１－１　調査の背景

バングラデシュ国（以下、「バ国」と記す）では、2020 年にすべての国民への電力供給を目標としているが、現状の電化率は 38%と低く、ピーク時電力需要約 4, 700MW に対する最大発電可能容量も約 3, 800MW にとどまり、電力供給不足により計画停電を余儀なくされている。今後の需要の伸びは年８％と予想されており、増大する需要を満たすためには今後５年間で約 5, 500MW の電源開発が必要とされている。

また、バ国の国産一次エネルギーである天然ガスは東部地域に偏在しており、このため発電容量が東部地域に集中し、西部地域は発電容量が低く、かつコストの高いディーゼル発電が中心となっている。この発電容量の偏在により、西部地域での電力供給不足、東部から西部への送電ロス、電圧降下等を引き起こしている。

現在、アジア開発銀行（Asian Development Bank : ADB）の支援により西部地域へのガスパイプラインの延伸プロジェクトが進められていることから、バ国政府は、同地域における大規模な天然ガス火力発電所の建設を計画している。

一方、バ国政府は、電力事業の経営改善と電力需給改善の一環として 1994 年以降、電力関連公社の分割、民間資本の積極的な導入を柱とする電力セクター改革を進めており、これまでに、バングラデシュ電力開発庁（Bangladesh Power Development Board : BPDB）から、発電部門、送電部門、配電部門の一部が順次分割されている。今回対象とするベラマラ・ガスコンパインドサイクル火力発電所（以下、「ベラマラ発電所」と記す）は、分社化が予定されている北西部発電会社（North-West Power Generation Company Limited : NWPGCL）の発電所として位置づけられており、分社化の推進も課題となっている。

上記背景から、バ国政府は、電力セクター改革に沿った NWPGCL の分社化支援を含むベラマラ発電所（450MW）の建設に係る F/S 調査を日本政府に要請した。

なお、現在現地 ODA タスクフォースでは、新規電源開発への協力を国際協力銀行（JBIC）円借款により実施することを検討し、JJ 統合も踏まえて JICA 開発調査によるフィージビリティー調査（F/S）と連携して迅速に資金協力につなげることを計画している。

１－２　調査の目的

（１）バ国の電力開発政策における火力発電開発の位置づけおよび今後の方向性を確認し、実施協力機関の業務実施体制、特に本発電所を運営する予定の NWPGCL の組織体制に関する情報収集を行う。

（２）今回対象となるベラマラ発電所の燃料確保計画（東部地域からのパイプライン増設によって天然ガスを供給予定）や施設建設に係るコスト等のフィージビリティーに関する情報収集を行う。

（３）本発電所を建設することによって予想される環境社会に対するインパクトを把握する。

（４）以上（１）から（３）の情報をもとに、今後の本格調査のスコープを作成する。

１－３　調査団員構成

氏名	分野	所属	派遣期間 （Arr. - Dep.）
丹羽　顕	総括	JICA 国際協力専門員	2007 年 10 月 28 日～11 月 8 日
入谷　公子	資金協力計画	JBIC 開発第二部第三班	10 月 29 日～11 月 8 日
宮崎　明博	環境社会配慮	JICA 企画・調整部環境社会配慮チーム	10 月 29 日～11 月 6 日
松村　栄作	協力企画	JICA 経済開発部管理チーム	10 月 28 日～11 月 2 日
実川　幸司	調査企画	JICA 経済開発部電力・エネルギーチーム	10 月 28 日～11 月 8 日
西野入　一雄	電源開発計画	㈱グローバル企画	10 月 28 日～11 月 8 日
秋月　貞造	電気事業経営／組織強化	エーシーエス㈱	10 月 28 日～11 月 8 日
大嶋　一成	火力発電計画	個人コンサルタント	10 月 28 日～11 月 8 日

１－４　調査日程

No.	日程	午前	午後	滞在場所
1	10/27（Sat）		成田→バンコク	バンコク
2	10/28（Sun）	12：10　ダッカ着	JICA バングラデシュ事務所打ち合わせ 在バングラデシュ日本大使館表敬	ダッカ
3	10/29（Mon）	・Electricity Generation Company of Bangladesh（EGCB）協議 ・Ministry of Power, Energy and Mineral Resources（MPEMR）/BPDB 合同協議	・Economic Relations Division（ERD）協議 ・ADB 協議	ダッカ
4	10/30（Tue）	BPDB 協議	・他ドナー（WB、IFC など）との協議 ・環境省協議	ダッカ
5	10/31（Wed）	ダッカ→ベラマラ（陸路）	ベラマラ発電所（既設、新設予定地）視察	ベラマラ
6	11/1（Thu）	バガバリ発電所視察	バガバリ→ダッカ	ダッカ
7	11/2（Fri）	ハリプール発電所視察	シジルガンジ発電所視察	ダッカ
8	11/3（Sat）	書類整理	書類整理	ダッカ
9	11/4（Sun）	・MPEMR 協議 ・Petrobangla 協議	・Center for Management Development（現地コンサルタント）協議 ・Power Grid Company of Bangladesh（PGCB）協議 ・West Zone Power Distribution Company（WZPDCL）協議	ダッカ
10	11/5（Mon）	MPEMR/BPDB M/M 協議	同左	ダッカ
	11/6（Tue）	MPEMR/BPDB M/M 協議	MPEMR/BPDB/ERD M/M 署名	ダッカ
	11/7（Wed）	JICA バングラデシュ事務所報告	WB	ダッカ
	11/8（Thu）	JICA バングラデシュ事務所、在バングラデシュ日本大使館報告	13：20　ダッカ発 →バンコク	
	11/9（Fri）	成田着		

１－５　調査方針

以下の（１）から（７）に示す各項目について、先方関係機関との協議、現地調査により確認し、先方政府との合意内容を Minutes of Meeting（M/M）にまとめ、署名交換を行う。

（１）基本計画の確認

先方の電源開発に関するエネルギー政策、開発計画および本発電計画の政策的位置づけについて先方よりヒアリングを行う。

また、現在進行中の電力セクター改革全体の進捗状況、今後の計画について把握する。

（２）発電所建設スケジュールの確認

先方は要請書において、ADB の支援のもと、本発電所から中央送電網へ接続を 2010 年までに完了し、2012 年の運用開始を期待しているが、先方電源開発計画における本件の緊急度を確認し、今後の我が国の協力計画（本格調査の実施、その後の円借款のスケジュール）を先方と協議する。

（３）燃料供給確保体制の把握

ADB の支援のもと、先方は、本発電所に東部地域からの天然ガス供給のためのパイプライン建設を 2010 年までに完了する予定であるが、同国において、エネルギー需要が増大するなか、安定的な燃料源の確保が可能かどうか、先方のエネルギー開発計画（Gas policy ほか）の精査を行うことにより、確認する。

（４）電気事業経営・組織強化

先般設立されたばかりの本発電所の運営を行う予定である NWPGCL の経営体制の構築、組織強化を行うことも先方より要請されていることから、電力セクター改革の動向を踏まえて先方が考える NWPGCL 設立後の体制整備のスケジュールを把握する。

また、本分野の協力計画を検討する場合には、JBIC が行っているハリプール発電所の運営会社バングラ発電会社（Electricity Generation Company of Bangladesh Limited：EGCB）への協力経験を最大限に活用する。

（５）環境社会配慮

本件調査実施にあたり、JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づき、環境社会面の影響について調査を行う旨、先方政府に理解を求めるとともに実施体制、法規制等について確認する。

なお、本件は大規模なガス火力発電所の F/S 調査であり、大気汚染等の環境影響の可能性があることから環境カテゴリを A とし、適切な環境社会配慮が必要である。

（６）他ドナーの動向把握

送電網への接続、ガスパイプラインの支援を行っている ADB のほか、当該分野に関心があると思われる関連ドナーからヒアリングを行い、同国の電力セクターへの他ドナー支援動向を把握する。

（７）現場視察

発電所視察では、運転や維持管理の効率向上の意識や取り組みの現状について調査するとともにNWPGCL設立に対する現場の理解と受入体制について確認する。

（８）本格調査内容の確認

（１）～（７）までの調査結果に基づき、本格調査を実施する場合の調査内容について、以下の点について協議し、先方と合意する。

・調査実施の目的（本格調査におけるプロジェクト目標、期待される成果）
・調査内容（調査範囲、調査項目、実施時期等の調査の枠組み）
・調査実施体制（先方とJICA調査団の負担事項、役割分担）

第２章　協議結果の概要

２－１　主な協議結果

本調査を通じて、電力・エネルギー・鉱物資源省（Ministry of Power, Energy and Mineral Resources：MPEMR）、BPDB、Economic Relations Division（ERD）などの関係機関との協議および現地調査に基づき、本格調査の範囲、スケジュール等について先方と確認し、付属資料１．M/Mとして合意を得た。主な協議結果について以下に示す。

（１）発電所運転開始までのスケジュールについて

ベラマラ発電所は先方のマスタープラン上において2012年の運転開始を目指しており、先方は2012年の運転開始を強く望んでいることから、本調査団は本件の緊急性、必要性については理解し、2012年開始という先方の要望を真摯に受け止め、2012年開始に向け、日本・バ国双方にて必要な努力を行うことを確認した。

一方、運転開始予定日ありきで本案件の実施・完了を急ぐことをせず、慎重に調査を行う必要があることについて先方に説明した。

本格調査終了後には、JBICによる円借款が供与されることを調査団としても期待していることを先方に伝えた。

（２）ガス供給について

バ国のガス供給を行っているペトロバングラ（Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation：Petrobangla）社より、発電所の運転開始時期にかかわらず同発電所に必要なガスを供給する旨の了解を得た。

（３）送電線の敷設・ガスパイプラインの建設状況

現地視察・ADBのヒアリングを通じて、発電所運転開始のための前提条件である管轄予定地域への送電網の敷設・東部ガス田からのガスパイプラインの延伸は本発電所の運転開始までに完了する見込みであることを確認した。

（４）本格調査のコンポーネント

本格調査は資金協力の要請に必要となるF/SとNWPGCLの分社化促進と組織経営支援の２つをコンポーネントとすることに合意した。

（５）環境社会配慮

本件の実施にあたり、環境影響評価の実施、ステークホルダーミーティングの開催など、JICAの環境社会配慮ガイドラインに基づく必要な手続きを先方が履行することを確認した。

２－２　団長所感

先方との合意M/Mのとおり、バ国政府は西部地域の深刻な電力不足救済の「マイルストーン」としてベラマラ発電所建設に対する我が国協力を強く期待しており、F/S調査におけるJICA協力を要請してきたものである。

プロジェクト形成調査を通じ、調査団としての F/S 調査の必要性および妥当性について確認できたこともあり、F/S 調査の早期実施に向けて本邦関係者に強く提案するものである。

（1）火力発電所の立地計画上の事項

ベラマラ発電所の立地計画において、ガスパイプランによる燃料供給や送電線の引出し等の発電所運転にかかわる条件について特段の問題はない。ガス・石炭公社（Petrobangla）においてベラマラ向けガス供給計画にかかわる電力・エネルギー双方の関係機関合意に揺るぎのないことを確認し M/M に明記した。

一方で、用地確保等の発電所の環境にかかわる条件においていくつかの課題があるが、公平な交渉に向けた先方の理解と関与について確認しており立地計画の難点とはなり得ないもので、今後の F/S 調査の中で整備を進めることができる。したがって、F/S 調査は「6 か月 F/S」のような火力発電プラント設計のみでは不十分であり、基本となる立地計画上の条件を満たす調査検討を含む内容とする必要がある。

（2）JJ 統合への配慮

ベラマラ発電所建設プロジェクトは JJ 統合のモデルプロジェクトと位置づけられ、JBIC と JICA 連携のメリットを最大限に活用することが求められる。F/S 調査においては基本設計を含めることで、資金協力段階において従来実施されてきた Detailed Design（D/D）調査設計を省略するスコープとすることが得策であり、全体工程の短縮と経費節減に対して配慮した。

一方、NWPGCL の事業経営・組織強化においては、本邦リソースとの関係において成果のレベルについて懸念なしともいえず、F/S 調査では中部配電会社（Central Zone Power Distribution Company Limited : CZPDCL）や EGCB 等の先行事例に倣った計画の原案作成に限定するスコープとする配慮を行った。その上で、F/S 調査団員リクルートにおいて当分野の実績を有する欧米や地元コンサルタント等を受け入れることの必要性について強調したい。

（3）建設全体工期の見込み

本調査の冒頭において、MPEMR の電力局から 2012 年運開を厳守してほしいとの要請があり、運開までの全体工程の短縮を押し付けられる形勢となった。検討の結果、いくつかの短縮案は、いずれも F/S 調査の内容・期間の必要条件や資金協力段階における承認プロセスの見込みを勘案すると全体工程の大幅な短縮は難しいとの結論を得た。しかしながら、今後双方において工期短縮を可能にする提案や取り組みについて努力するとの基本了解を踏まえることで、双方の全体工程スケジュールに係る相違は解決された。

（4）その他

バ国における電力開発に係る調査は、現場および現業を中心に先方との議論を進めることが肝要との印象をもった。短期間の調査ではあったが、発電所現場を数多く視察することが可能となり、その結果、発電所の現場状況がダッカ関係者に十分理解されていないこと、また、燃料供給については現業の供給公社においてはじめて正確な情報が得られるなど、トップマネジメントの管理能力の問題が散見された。

第３章　バ国電力セクターの現状

３－１　電力開発計画の国家開発計画上の位置づけ

（１）電力開発マスタープラン（PSMP 2006）

バ国の電力開発計画の根源は国家計画の重要課題である貧困撲滅にある。バ国開発計画（Fifth 5 Year Plan 2002）において電化が貧困撲滅の重要な手段の一つとして取り上げられている。

バ国の電力開発計画の最新版は、PSMP 2006（Power System Master Plan Update 2006（全230ページ）としてバ国電力局（Power Division, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources）から発表されている。ADB の資金援助で米国のコンサルタントがまとめたものである。この前版は 1995 年版であるが、特に定期的に発行をしていないため発行年度で版を特定している。

一方、政府の“Power Sector Reforms in Bangladesh”政策に従い電力局から“POLICY STATEMENT ON POWER SECTOR REFORMS”が 2000 年に発表され、PSMP2006 とは別に ADB の資金で米国コンサルタントがまとめた“Support for Power Sector Reform and Restructuring 2006”が、電力局から発表されている。

上記 PSMP 及び Power Sector Reform 計画について、当面３年の見直しを６か月ごとに行い、“３Year Road Map”として作成している。最新見直しは、“３Year Road Map for Power Sector Reform （Year 2007-2009）update April 2007”である。

PSMP と関連する政策としては国家エネルギー政策（National Energy Policy : NEP）があり、1996 年に第一次 NEP が策定され、2005 年７月に改訂版（Draft final）が MPEMR で準備されているが最終化されていない。MPEMR の説明によれば内部調整に時間がかかっているためという。これによれば国産非再生可能エネルギーのアセスメントの継続検討、天然ガス開発の合理化、長期電力開発計画と実施、西部地域への電力供給強化、料金体系見直し、電力事業経営合理化等の政策が提唱されている。

（２）PSMP2006 の要旨

１）基本事項

電力事業運営は下記項目を指針とすべきこととしている。

・全国電化を 2020 年までに達成
・電力供給の質と信頼性の確保
・業務効率の向上
・エネルギー効率向上
・代替／再生可能エネルギー開発
・最小コストの電力開発計画
・発電計画に見合う送電網の拡充

２）発電設備拡充

設備の拡充目標は設備出力で 2004 年 4,120MW を 2025 年において増加分として 20,495MW が必要としている（表３－１－１参照）。この数値は GDP の伸びを 4.5～６％／年、電力エネルギー弾性値を 1.5 と仮定したものである。1995～2004 年の GDP 伸び率平均 5.14%、弾性値平均 1.59 を参考としている。図３－１－１に設備容量の推移を示す。

表３－１－１　PSMP2006 による設備拡充計画

発電所（Com＝実施認可済）	電力地区	型式	台数	運開	Fuel	容量.MW
Gorasal Unit 1 Com　(UnderMaintenance)	Dhaka	ST	1	2005	Gas	37
Tongi Com	Dhaka	CT	1	2005	Gas	104
Sidhirganj Com	Dhaka	ST	1	2005	Gas	197
Mymenshing RPC Com　(CC Conv)	Central	ST/CC	1	2006	Gas	70
Barapukuria Coal Com	Northern	ST	1	2006	DomCoal	115
Barapukuria Coal Com	Northern	ST	2	2006	DomCoal	115
Baghabari Barge Mtd Com（CC Conv）	Northern	ST/CC	1	2006	Gas	40
Sidhirganj Com	Dhaka	CT	1	2007	Gas	119
Sidhirganj Com	Dhaka	CT	2	2007	Gas	119
Sidhirganj Com	Dhaka	CT	3	2007	Gas	119
Sylhet Com	Central	CT	1	2007	Gas	99
Chandpur Com	Southern	CC	1	2007	Gas	99
Baghabari Barge Mtd Com	Northern	CC	1	2007	Gas	130
Fenchuganj Com	Central	CC	1	2008	Gas	88
Meghnaghat Com	Dhaka	CC	1	2008	Gas	450
Sidhirganj Com	Dhaka	ST	2	2009	Gas	197
Karnafuli Hydro HY2 Com	Southern	HY	1	2009	Hydro	100
Khulna ST#2 Com	Western	ST	2	2009	Gas	197
Siraganj Com	Northern	CC	1	2009	Gas	450
Haripur	Dhaka	CC	1	2008	Gas	150
Sikalbaha	Southern	CT	1	2008	Gas	150
Bogra	Northern	CT	1	2008	Gas	150
Bhola	Western	CC	1	2008	Gas	150
Meghnaghat	Dhaka	CC	2	2009	Gas	450
Khulna	Western	CT	1	2009	Gas	100
Sikalbaha	Southern	CC	1	2010	Gas	450
Meghnaghat	Dhaka	CC	3	2011	Gas	450
Sylhet	Central	CT	1	2011	Gas	150
Sirajganj	Northern	CC	2	2012	Gas	450
Bheramara	Western	CC	1	2012	Gas	450
Haripur	Dhaka	CT	1	2013	Gas	150
Madanhat/New Sikalbaha	Southern	CC	1	2013	Gas	450
Amibazar/Dhaka West	Dhaka	CC	1	2014	Gas	450
Madanhat/New Sikalbaha	Southern	CC	2	2014	Gas	450
Siddhirganj	Dhaka	CC	1	2015	Gas	450
Shahjbazar	Central	CT	1	2015	Gas	150
Khulna	Western	CC	1	2015	Gas	450
Amibazar/Dhaka West	Dhaka	CC	2	2016	Gas	450
Rajshanj	Northern	CC	1	2016	Gas	450

Ashuganj	Dhaka	CT	1	2017	Gas	150
Amibazar/Dhaka West	Dhaka	CT	1	2017	Gas	150
Sylhet	Central	CT	2	2017	Gas	150
Mymensingh New Site	Central	CT	1	2017	Gas	150
Madanhat/New Sikalbaha	Southern	CT	1	2017	Gas	150
Meghnaghat New Site	Dhaka	CC	1	2018	Gas	700
Madanhat/New Sikalbaha	Southern	CT	2	2018	Gas	150
Saidpur	Northern	CT	1	2018	Gas	150
Mawa	Dhaka	CC	1	2019	Gas	700
Fenchuganj	Central	CT	1	2019	Gas	150
Mymensingh New Site	Central	CT	2	2019	Gas	150
Feni	Southern	CT	1	2019	Gas	150
Meghnaghat New Site	Dhaka	CC	2	2020	Gas	700
Madanhat/New Sikalbaha	Southern	CC	1	2020	Gas	700
Amibazar/Dhaka West	Dhaka	CT	2	2021	Gas	150
Mawa	Dhaka	CC	2	2021	Gas	700
Baghabari	Northern	CT	1	2021	Gas	150
Barisal	Western	CT	1	2021	Gas	150
Mawa	Dhaka	CC	3	2022	Gas	700
Madanhat/New Sikalbaha	Southern	CC	2	2022	Gas	700
Mawa	Dhaka	CC	4	2023	Gas	700
Khulna New	Western	CC	1	2023	Gas	700
Khulna New	Western	CT	1	2023	Gas	150
Ghorasal	Dhaka	CC	1	2024	Gas	700
Khulna New	Western	CC	2	2024	Gas	700
Ashuganj	Dhaka	CC	1	2025	Gas	700
Fenchuganj	Central	CT	2	2025	Gas	150
Baghabari	Northern	CT	2	2025	Gas	150
Rangpur	Northern	CT	1	2025	Gas	150
Bheramara	Western	CT	1	2025	Gas	150
Total						20, 495

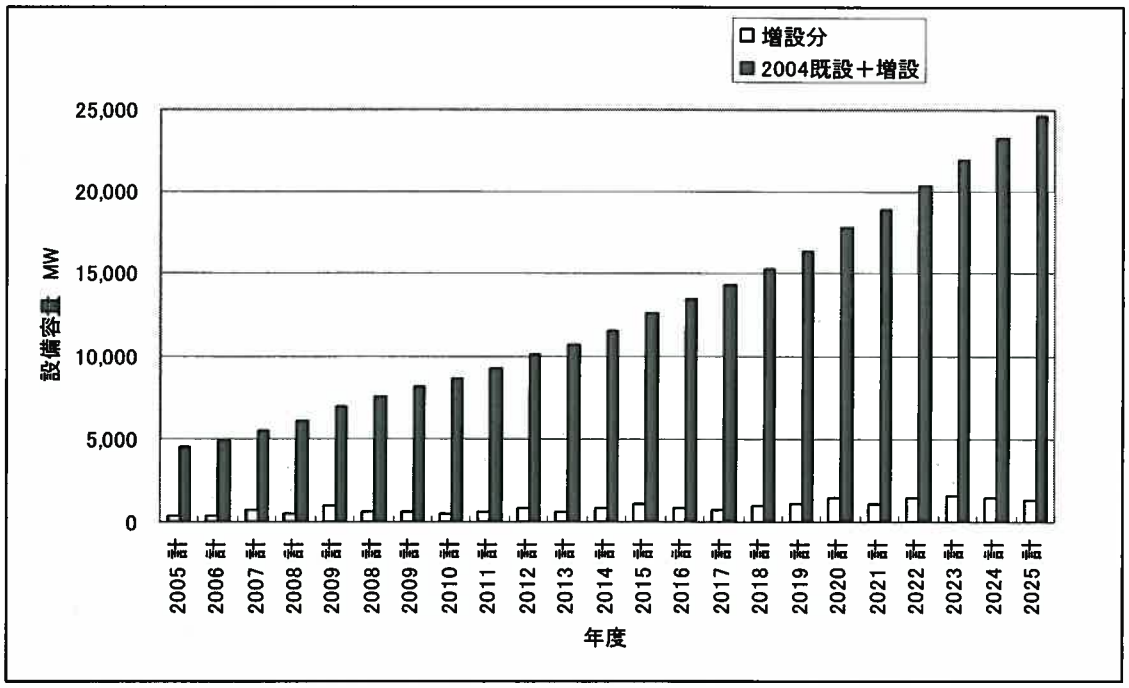


図３－１－１　PSMP2006 の設備計画

３）一次エネルギー

発電の一次エネルギーは国産エネルギーである天然ガスに大きく依存していおり、水力は Karnafuli 地点のみでこれ以上の開発は望めない。近年北西部で良質石炭が油田探索中に発見され、天然ガスに次ぐ国産エネルギーとして期待されているがその寄与率は僅かである。表３－１－２にガス需要構造を示す。電力用需要は全国ガス需要の約 50%を占めており、PSMP においてはこの 2003 年の発電用ガス消費量 190BCF に対し、表３－１－３に示すように 2025 年には 760BCF が必要としている。2005 年から 2025 年の間に約 9,500BCF を必要としている。2003 年時点での見込み可採残量は 15,110BCF となっているが、2010 年までにさらに 1,028MMCFD（370BCF／年に相当）の開発が見込まれている。

表３－１－２　ガス需要予想 BCF/Year（PSMP 2006）

Sector	FY2003	FY2005	FY2006	FY2007	FY2008	FY2009	FY2010
Power	190	282.875	306.6	317.915	343.83	373.76	373.76
Fertilizer	95.89	104.755	104.755	104.755	104.755	104.755	104.755
Others	114.181	207.32	238.345	267.18	298.935	335.07	335.07
Total	400.071	594.95	649.7	689.85	747.52	813.585	813.585

表３－１－３　発電用ガス需要予想

年	ピーク (MW)	発電量 (GWh)	所要ガス量 (BCF)	石炭所要量 (百万 Ton)	(GWh/BCF)	変換効率
2005	4, 308	22, 077	224. 9	0	98. 16362828	30. 4%
2006	4, 693	24, 050	230. 7	0. 326	104. 247941	32. 3%
2007	5, 112	26, 197	254. 7	0. 644	102. 8543384	31. 8%
2008	5, 569	28, 539	277. 4	0. 635	102. 8803172	31. 9%
2009	6, 066	31, 086	303. 7	0. 569	102. 3575897	31. 7%
2010	6, 608	33, 864	318. 3	0. 53	106. 3901979	32. 9%
2011	7, 148	36, 631	343. 5	0. 523	106. 6404658	33. 0%
2012	7, 732	39, 624	367. 1	0. 507	107. 9378916	33. 4%
2013	8, 364	42, 863	393. 1	0. 509	109. 0384126	33. 8%
2014	9, 047	46, 363	421. 6	0. 5	109. 9691651	34. 0%
2015	9, 786	50, 150	456. 8	0. 498	109. 7854641	34. 0%
2016	10, 512	53, 871	487. 1	0. 495	110. 5953603	34. 2%
2017	11, 291	57, 863	534. 1	0. 497	108. 33739	33. 5%
2018	12, 128	62, 152	572. 3	0. 495	108. 6003844	33. 6%
2019	13, 027	66, 759	543. 5	0. 525	122. 8316467	38. 0%
2020	13, 993	71, 710	578. 6	0. 511	123. 9370895	38. 4%
2021	14, 924	76, 481	607. 4	0. 518	125. 915377	39. 0%
2022	15, 917	81, 570	640. 7	0. 507	127. 3138754	39. 4%
2023	16, 977	87, 002	677. 9	0. 502	128. 3404632	39. 7%
2024	18, 107	92, 793	717	0. 498	129. 41841	40. 1%
2025	19, 312	98, 968	762. 3	0. 502	129. 8281516	40. 2%
TOTAL			9, 509	10. 29		

出所：PSMP2006

発電の形式はガスが主要な燃料であり、かつ燃料効率の観点から増設計画はガスコンバインドサイクル 450MW、700MW、ガスタービンおよび少数ではあるが石炭火力を採用している。

４）送電設備

バ国の送電線は 230kV と 132kV 系統で構成され、首都ダッカを中心に中央部、南部、西部、北部の４方向に放射状に伸びている。産業が首都ダッカ中心に発展し、主力の燃料であるガスが東部から産出されているため発電所立地がダッカ中心に集まっている。図３－１－２に既設送電系統と当面の増設予定を示す。送電線は、2004 年６月で 230kV 系統が 1, 436km（回線長）、132kV 系統が 4, 868km（回線長）敷設され、2010 年までの増設認可分は 230kV 系と 132kV 系がそれぞれ約 500km となっている。2025 年には 230kV 系統がさらに 500km 増設される計画となっている。電圧は、国土が広くはないので一部に 400kV を予定しているが、基本的には 230kV までででよいとしている。

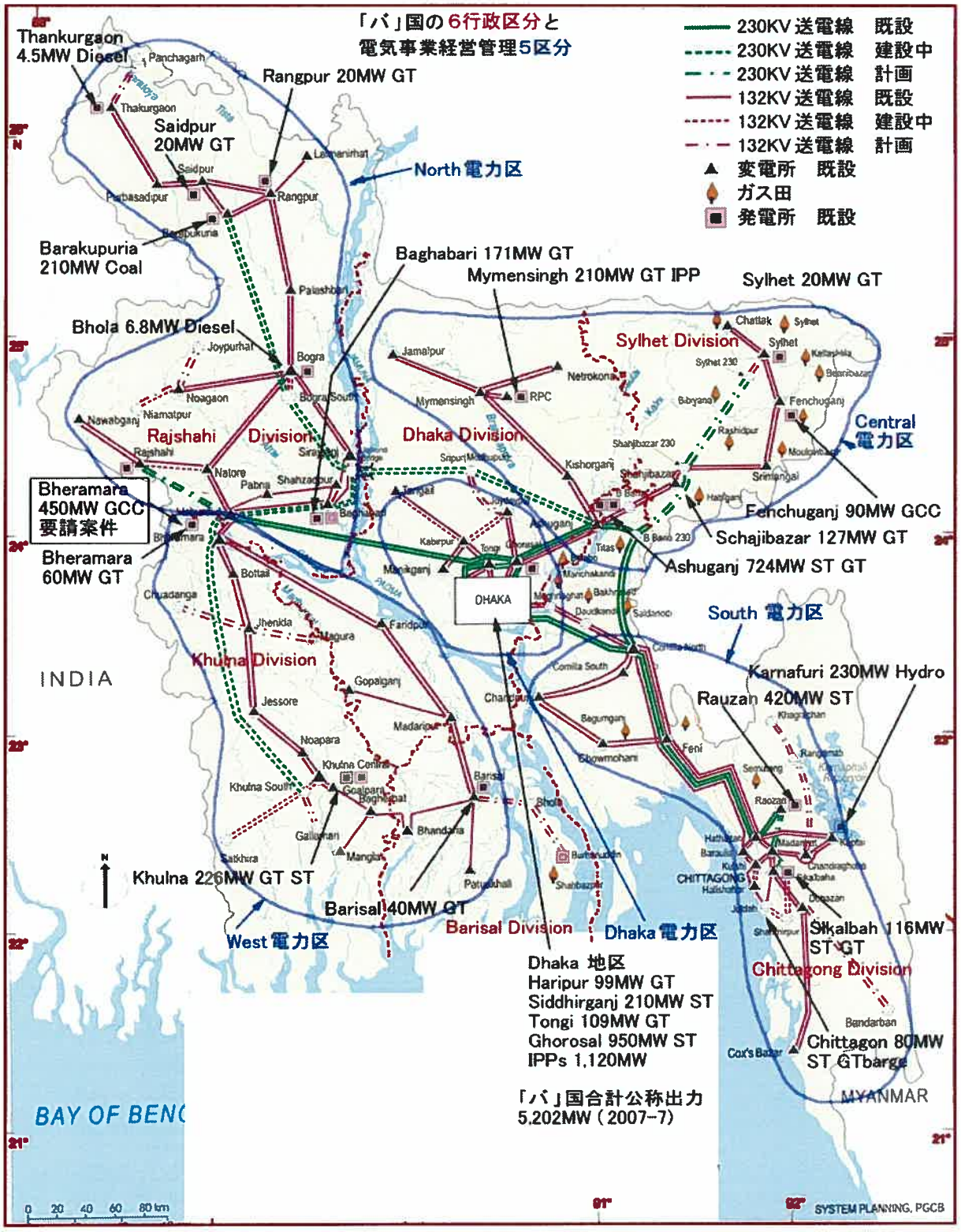

「バ」国の6行政区分と
電気事業経営管理5区分
230KV 送電線 既設
230KV 送電線 建設中
230KV 送電線 計画
132KV 送電線 既設
132KV 送電線 建設中
132KV 送電線 計画
変電所 既設
ガス田
発電所 既設
Thankurgaon
4.5MW Diesel
Rangpur 20MW GT
Saidpur
20MW GT
North 電力区
Barakupuria
210MW Coal
Baghabari 171MW GT
Mymensingh 210MW GT IPP
Sylhet 20MW GT
Bhola 6.8MW Diesel
Sylhet Division
Rajshahi Division
Dhaka Division
Central
電力区
Bheramara
450MW GCC
要請案件
Bheramara
60MW GT
Fenchuganj 90MW GCC
Schajibazar 127MW GT
Ashuganj 724MW ST GT
DHAKA
South 電力区
INDIA
Khulna Division
Karnafuri 230MW Hydro
Rauzan 420MW ST
Khulna 226MW GT ST
Barisal 40MW GT
West 電力区
Barisal Division
Dhaka 電力区
Sikalbah 116MW
ST GT
Chittagong Division
Dhaka 地区
Haripur 99MW GT
Siddhirganj 210MW ST
Tongi 109MW GT
Ghorosal 950MW ST
IPPs 1,120MW
Chittagon 80MW
ST GTbarge
「バ」国合計公称出力
5,202MW（2007-7）
MYANMAR
BAY OF BENG
SYSTEM PLANNING, PGCB

図３－１－２　送電線概要図

5）所要資金

所要資金は発電設備等の設備を含み表３－１－４のとおりとしている。

表３－１－４　設備拡張費用 2005 年

百万 US$

Year	O&M	Fuel	Capital Cost	Total Direct Cost	ENS Cost	Total Cost
2005	124	702	0	826	78	904
2006	138	738	63	938	138	1, 076
2007	157	811	305	1, 273	59	1, 332
2008	161	867	478	1, 506	47	1, 552
2009	180	924	467	1, 570	4	1, 574
2010	185	964	518	1, 667	4	1, 670
2011	193	1, 036	467	1, 696	4	1, 700
2012	202	1, 101	546	1, 849	2	1, 851
2013	210	1, 177	636	2, 023	4	2, 028
2014	220	1, 258	604	2, 082	3	2, 085
2015	232	1, 347	349	1, 928	5	1, 933
2016	243	1, 434	494	2, 170	5	2, 175
2017	256	1, 569	576	2, 401	6	2, 407
2018	269	1, 678	750	2, 697	5	2, 703
2019	273	1, 583	645	2, 501	5	2, 506
2020	288	1, 683	787	2, 758	3	2, 761
2021	294	1, 767	832	2, 893	5	2, 898
2022	304	1, 862	819	2, 984	7	2, 991
2023	316	1, 968	589	2, 874	5	2, 879
2024	328	2, 080	309	2, 717	7	2, 724
2025	346	2, 210	0	2, 556	7	2, 563
Total	4, 916	28, 758	10, 236	43, 910	402	44, 313
Total NPV	1, 469	8, 268	3, 042	12, 779	270	13, 050

出所：PSMP2006

３－２　電力セクターの構造

バ国の電気事業は、政府独占事業の弊害を除くため 1996 年に民営化政策がとられ構造改革中であるが、まだかなりの部分を国家直営事業として MPEMR が運営している。MPEMR の下にある電力局が電力政策担当部署として 1998 年に設立され、電力事業へのガス供給を含むエネルギー政策担当部署として Energy and Mineral Resources Division（EMRD）が同じ MPEMR の下に設置されている。電力局の監督下に発電、送電、配電事業の民営化が進められている。

発電事業は、私企業である Independent Power Producer（IPP）が政府から電力買い上げが保証されて増加しているものの、依然大きな部分を BPDB が握っている。BPDB はバ国の電気事業の民営化政策に沿って自ら運営している電気事業を順次民営化し、最終的には BPDB 自身は持株会社

的存在にすることになっており、Ashuganj Power Station Company Limited（APSCL）が、2003年にBPDBの子会社として発足した。以後EGCB、NWZGCLが順次設立されている。

送電事業は国営事業であるBPDBとDESAから、既に1996年に設立されたBPDBの子会社PGCBのみに独占事業として移管されている。

配電所業は数社のBPDB子会社に分割されている。

・Dhaka Electric Supply Authority（DESA）は、大統領令で設立された“Authority”という形の公的機関となっており、ダッカ市南部、Narayangonj地区、Tongi地区の配電を担当している。バ国売電の約27%を占める。
・Dhaka Electric Supply Company Limited（DESCO）は、1997年DESAの子会社として設立されMirpur地区、Gulshan地区などの配電を担当している。バ国売電の約９％を占める。
・ダッカ市郊外の配電は未だにBPDBが担当しており、バ国売電の約20%を占める
・West Zone Power Distribution Company（WZPDCL）は、2003年にBPDBの子会社として設立され、2005年から南部のクルナ（Khulna）地区の配電を担当している。バ国売電の約６％を占める。

地方の電化はRural Electrification Board（REB）が約70の消費組合を通して配電しており、バ国売電の約38%を占める。バ国の電力セクターの構造を図３－２－１に示す。

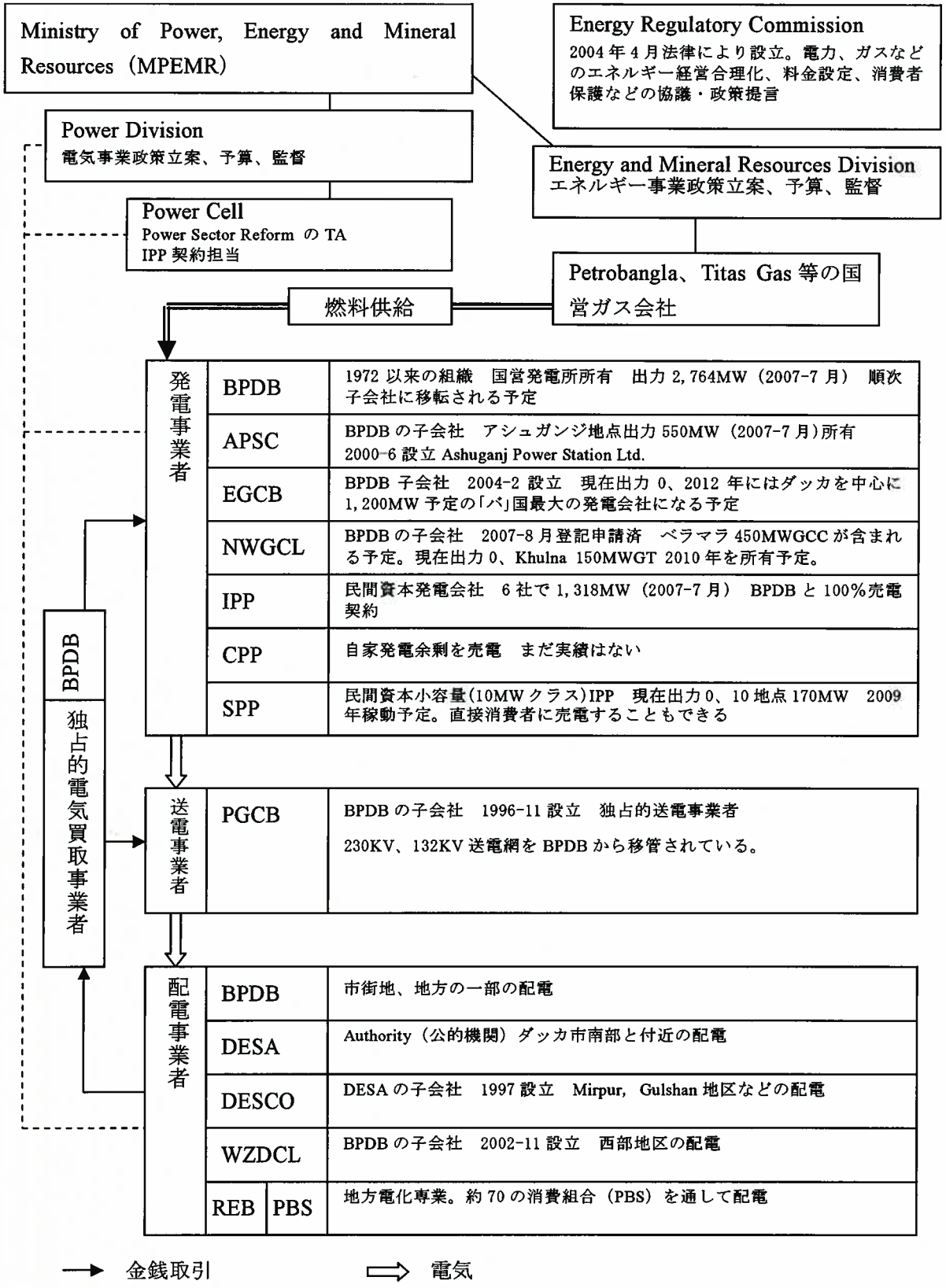


図３－２－１　電力セクター構造

３－３　電力政策

電力セクターの政策は、電力セクターの構造改革そのものである。

バ国の電力セクター政策の方向は、1994 年に発行された Vision Statement と 2000 年に発行された Policy Statement on Power Sector Reforms adopted in 2000 にみることができる。

Vision の基本項目は、2020 年までにすべての国民が信頼性のある電気を負担可能なレベルで利用できることである。そのためにセクターの効率経営が謳われている。主な政策は下記のとおりである。

（１）民間資本電力事業活用政策（Private Power Policy）

将来の電力需要増大に備えて公共事業予算と無償資金のみに頼ってばかりはいられないので、Build Own Operate（BOO）ベースの民間投資を誘致する必要があるという視点から、Private Sector Power Generation Policy of Bangladesh（1996-10 制定、2004-11 改定）が Small Power Policy を含む形で作られた。

これは民間電器事業の実施方式を作ろうとするもので、Power Cell が IPP プロジェクトの推進部署として指名されている。Power Cell は応札の募集、審査、商談、発注、各種付随契約を行う。

The Private Power Policy の要点は応札募集要綱、Power Purchase Agreement（PPA）、Fuel Supply Agreement（FSA）契約、免責条項、優遇条項等である。

2007 年 7 月現在で、IPP は 6 社で、実容量は 1, 318MW である。最後の IPP は 2003 年運開の AES Corporation による 450MW ガスコンバインドサイクルで、450MW で運転できる状態である。これを最後にいまのところ実現した案はない状況である。

（２）小規模発電事業政策（Small Power Policy）

バ国政府は“Policy Guidelines for Small Power Plants（SPP）in the Private Sector”を発行したが、これは民間資本が緊急に小容量発電所で電気事業に参入できるよう配慮したものである。

このガイドラインは民間資本が自家用発電設備を作り、余剰電力分を他の需要者に BOO ベースで売ることを認めるものである。発電規模は 10MW クラスでそれ以上でも認可する余地があるとしている。Private Power Policy においては、小規模発電所は 30MW までとしている。発電形式や地点には制限を設けていない。

電気を販売する営業活動は SPP 自身が行い、送配電設備は SPP 自身で用意してもよいし、使えるならば既設のものを利用してもよいが、その場合は送配電設備所有者に托送料を支払う必要がある。料金は SPP と送配電設備所有者同志が交渉して決める。

現在のところ 10 地点で合計 170MW が建設中で、主にダッカ地区で組合（Palli Biddyut Samity：PBS）扱いで 2009 年から売電する予定である。

（３）自家発電政策（Captive Power Policy）

CPP は 2007 年２月に発行されたばかりである。売電先は認可済みの既存配電業者のみである。Energy Regulatory Commission（ERC）の認可が必要となる。SPP のように顧客に直接供給はできない。

（４）電気事業規制委員会（Electricity Regulatory Commission）

Electricity Regulatory Commission Act 2003（Act No.13 of 2003）は、電力、ガス、石油セクターを規制する独立した公平な規制委員会を発足させるために制定されたものである。

ERC は 2004 年４月に発足し、電力・エネルギーに関する規則基準を制定し、産業界と電気、ガス、石油の料金設定の透明性を担保するとともに、消費者と産業を保護し競争市場を形成することを目的としている。

（５）電気料金政策

現在の電力料金は 11 のカテゴリーに分かれており、幅はあるが kWh 単価は平均的には約 3.5Takaである。BPDBはこの料金が国策から値上げできず、設備老朽化、盗電、メーター計測不良・不正などで給電効率も悪く損失を出している。

BPDP はセクター構造改革による給電効率向上と電気料金値上げで経営を改善しようとしている。

PSMP2006 では天然ガス燃料費を 2005 年で 3.64US$/GJとしているが、これは 187US$/（LNG１トン）、5.1US$/（1,000CFガス）、22US$/（原油１バレル）に相当する。電力の需要単効率を仮に 30％とすれば、このガス燃料価格分のみでも 4.4 セント／kWh（3.1Taka/kWh）になる。国産ガスなので国内発電用にはこれより低く設定できる可能性はある。実際はBPDBの年報から逆算すると 0.93US$/GJとなり、非常に低い値である。これでもBPDBは赤字経営という報告であるので、かなりの改善努力が必要と見られる。参考までに日本の 2005 年CIF価格は 329.8US$/（LNG１トン）であった。

３－４　電力需給の現状と将来計画

３Year Road Map によれば、バ国の一人当たり電力消費は 140kWh／年で世界最低のクラスに入る。電化率は 42％でこれを 2020 年には 100％にしようとしている。電力の絶対量が不足しているため、ピークカットの目的で給電制限が恒常的に実施されている。表３－４－１に予想ピーク需要と供給の関係を示す。

表３－４－１　予想ピーク需要と供給の関係

年度	(A) 公称出力 MW	(B) 実力 MW	(A)－(B) MW	(B)／(A)	予想需要 MW	実際 MW	負荷制限 MW 最大	負荷制限 MW 最小
1994	2, 908	2, 133	775	0. 73	2, 038	1, 970	537	10
1995	2, 908	2, 105	803	0. 72	2, 220	2, 087	545	10
1996	2, 908	2, 148	760	0. 74	2, 419	2, 114	674	20
1997	3, 091	2, 320	771	0. 75	2, 638	2, 136	711	32
1998	3, 063	2, 850	213	0. 93	2, 881	2, 449	774	16
1999	3, 711	2, 665	1, 046	0. 72	3, 149	2, 665	536	10
2000	4, 005	3, 033	972	0. 76	3, 394	3, 033	663	15
2001	4, 230	3, 217	1, 013	0. 76	3, 659	3, 217	367	5
2002	4, 680	3, 428	1, 252	0. 73	3, 947	3, 428	468	5
2003	4, 680	3, 592	1, 088	0. 77	4, 259	3, 592	694	2
2004	4, 995	3, 720	1, 275	0. 74	4, 597	3, 720	770	7
2005	5, 245	3, 782	1, 463	0. 72	4, 639	3, 782	1, 312	15

出所：BPDB Annual Report 2005-2006

2006 年度においてはピーク予想の 27. 5%をカットし、実施日数は 347 日であった。2005 年度の発電量は IPP 込み 22, 741GWh、2004 年より 7. 46%伸びであった。

電力需要はダッカ地区を中心とするバ国の東半分が西半分より多く、230kV 送電線を経由して東から西に流れる電力はゴロサルにおいて 2005 年度で 2, 344GWh となっている。人口の分布はバ国の東半分の大部分を占めるダッカ Division とチッタゴン Division がバ国の人口の約 85%を占めている。

地域別の電力需要は PSMP によればこの 10 年間大体同じシェアであり、2003 年度の値で判断してよいとされている。表３－４－２に電力供給地区別の需要と現在の設備 MW と将来の計画を示す。

表３－４－２　電力供給地区別の需要と現在と将来の設備

電気事業地区名	行政６区画（Division）との関係	現在の備能力				BPDB　2008～2012 年完成予定の主な増設計画（2012 年までの新規予定表による）				＊2003年電力消費比率（PSMP）
		(BPDB 分) 2007 年７月 MW	IPP MW	BPDB 合計	合計 MW 比率	BPDB MW	IPP MW	BPDB 合計	合計 MW 比率	
Dhaka	Dhaka Division のダッカ市中心	1, 745	1, 318	3, 063	66. 1%	1, 935	1, 435	3, 370	60. 1%	47. 0%
Central	Sylhet Division と Dhaka Division の北部	198		198	4. 3%	355	450	805	14. 3%	8. 6%
Northern	Rajshai Division	421		421	9. 1%	150		150	2. 7%	12. 1%
Southern	Chittagon Division	642		642	13. 9%	475		475	8. 5%	20. 3%
Western	Khlna Division、Barisal Division と Dhaka Division 南西部	307		307	6. 6%	810		810	14. 4%	12. 0%
						(450) ベラマラ GCC 含む				
	全国	3, 313	1, 318	4, 631	100. 0%	3, 725	1, 885	5, 610	100. 0%	100. 0%

現状（2006年度）の発電設備稼動状況を表３－４－３に示す。

表３－４－３　2006年度の発電設備稼動状況

No.	発電所名	燃料	公称 MW	実 MW	発電 GWh	Plant Factor%	燃料費 Taka/kWh	効率 (%)
1	Karnafuli Hydro (2×40 MW+3×50 MW)	Hydro	230	230	566	28.24		
2	Rauzan 210 MW S¥T (1st)	Gas	210	180	894	54.21	0.83	28.66
	Rauzan 210 MW S¥T (2nd)	Gas	210	180	934	55.79	0.77	31.30
3	Chittagong 1×60 MW Steam Turbine	Gas	60	42	108	23.34	0.96	24.42
	Chittagong 2×28 MW Barge GT	Gas	28	10	7	3.47	1.06	20.82
4	Ashuganj 2×64 MW Steam Turbine	Gas	128	128	849	80.20	0.83	30.27
	Ashuganj 3×150 MW Steam Turbine	Gas	450	350	1,880	51.04	0.78	31.92
	Ashuganj GT 1	Gas	56	30	238	48.52	1.40	19.00
	Ashuganj Combined Cycle	Gas	34	12	75	36.55	1.00	25.86
	Ashuganj GT 2 *	Gas	56	30	207	42.28	1.39	19.01
5	Ghorasal 2×55 MW Steam Turbine	Gas	110	60	159	19.25	1.05	21.60
	Ghorasal 2×210 MW Steam Turbine	Gas	420	380	1,755	51.50	0.79	31.11
	Ghorasal 210 MW S/T (5+6th Unit)	Gas	420	380	2,353	67.69	0.76	32.88
6	Siddhirganj 50 MW Steam Turbine	Gas	0	0	163		0.96	26.61
	Siddhirganj 210 MW Steam Turbine	Gas	210	205	1,011	58.43	0.74	33.96
7	Haripur 3×33 MW Gas Turbine	Gas	99	90	29	3.37	1.12	23.35
	Tongi 100 MW Gas Turbine	Gas	109	80	170	19.02	0.97	25.63
8	Shahjibazar Gas Turbine (7 units)	Gas	57	28	79	16.31	1.72	15.04
	Shahjibazar 60 MW Gas Turbine	Gas	70	60	25	4.18	1.20	21.72
9	Sylhet 1×20 MW Gas Turbine	Gas	20	20	138	79.34	1.07	24.64
10	Fenchuganj C.C.	Gas	90	90	523	67.11	0.74	35.73
	Khulna 1×110 MW Steam Turbine	F.oil	110	90	269	31.29	6.66	22.24
11	Khulna 1×60 MW Steam Turbine	F.oil	60	48	4	0.89	4.42	23.57

	Khulna 2×28 MW BMPP	SKO	56	30	44	8. 96	14. 00	22. 75
12	Barisal 2×20 MW Gas Turbine	HSD	40	35	57	16. 55	15. 45	19. 62
	Barisal Diesel (9 units)	HSD	7. 0	2. 0	3	6. 08	16. 88	16. 55
	Bhola Diesel	HSD			2	24. 79	8. 20	25. 94
13		FO	3	2	4			
	Bhola Old	HSD	1. 8	1. 0	0	1. 63	14. 50	19. 18
	Bhola New	HSD	2. 0	2. 0	2	8. 83	16. 82	18. 62
14	Bheramara 3×20 MW Gas Turbine	HSD	60	57	106	20. 31	14. 21	24. 20
15	Baghabari 71 MW Gas Turbine	Gas	71	71		0. 00		
	Baghabari 100 MW Gas Turbine	Gas	100	100	737	84. 35	0. 90	29. 30
16	Rangpur 20 MW Gas Turbine	HSD	20	19	25	14. 54	14. 28	21. 79
17	Saidpur 20 MW Gas Turbine	HSD	20	20	35	20. 39	14. 08	22. 29
18	Barapukuria 2×125 MW ST (COAL)	COAL	250	250	1, 081	54. 85	1. 78	29. 89
19	Thakurgaon 3×1. 5 MW Diesel	LDO	4. 5	2. 0	2	4. 28	11. 10	27. 28
	BPDB 合計		3872	3314	14, 539	45. 68	1. 23	

IPP	KPCL	F.oil	110	110	747			
	WEST MONT	Gas	90	90	492			
	NEPC	Gas	110	110	656			
	RPCL	Gas	210	198	931			
	CDC, Haripur	Gas	360	360	2, 536			
	CDC, Meghnaghat	Gas	450	450	2, 883			
	IPP 合計		1330	1318	8, 245			

BPDB+IPP 合計 5202 4632 22, 783

出所：BPDB 回答資料

発電量等の年度別推移を表３－４－４に示す。稼働率はIPPのほうがかなり良い。

表３－４－４　発電量等の年度別推移

分類	項目	2003年	2004年	2005年	2006年
BPDB	公称MW	3, 420	3, 736. 26	3, 918. 4	3, 872. 3
	実MW	3, 070	2, 940	3, 325	3, 314
	NetGWh	12, 583. 9604	13, 239	14, 455. 46	14, 538. 55
	Plant Factor	44. 5%	43. 0%	44. 9%	45. 7%
IPP	公称MW	1, 260	1, 260	1, 260	1, 330
	実MW	1, 260	1, 260	1, 238	1, 318
	NetGW h	7, 478. 17455	7, 939. 195	8, 286. 067	8, 244. 542
	Plant factor	67. 8%	71. 9%	76. 4%	71. 4%
BPDB IPP 合計	公称MW	4, 680	4, 996	5, 178	5, 202
	実MW	4, 330	4, 200	4, 563	4, 632
	NetGWh	20, 062	21, 178	22, 742	22, 783
	Plant factor	52. 9%	57. 6%	56. 9%	56. 1%

出所：BPDB回答資料

BPDB が発表している増設計画を表３－４－５に示す。

表３－４－５　BPDB が発表している増設計画

No.	BPDB	出力 MW	所要ガス量 MMCFD	運転開始予定
1	Sylhet (Fenchuganj) 90 MW CCPP 2nd Phase	105	20	Oct 07, March 08 June 08
2	Siddhirganj 2×120 MW peaking power plant	240	60	FY 2009
3	Sikalbaha 150 MW Gas Turbine	150	35	FY 2009
4	Chandpur 150 MW CCPP (100 MW GT) and Associated Power Evacuation Facilities	100	24	FY 2010
5	Sylhet 150 MW CCPP (100 MW CT, 50 MW ST)	100	30	FY 2009
6	Siddhirganj 2×150 MW Gas Turbine P/S	300	70	FY 2010
7	Khulna 150 MW Peaking Power Plant	150	35	FY 2010 (Dec 09)
8	Sirajganj 150 MW Gas Turbine	150	35	FY 2010 (Dec 09)
9	210 MW Khulna Thermal Power Station	210	48	FY 2011
10	Bhola 150 MW CCPP	150	30	FY 2010
11	210 MW Siddhirganj Thermal Power Station Unit #2	210	50	FY 2011
12	Sikalbaha 225 MW Combined Cycle Power Plant	225	36	FY 2011
13	Sylhet 150 MW Gas Turbine	150	35	FY 2011
14	Haripur 360 MW Combined Cycle	360	55	FY 2012
15	Bheramara 450 Combined Cycle Power Plant	450	75	FY 2012
16	Ghorashal 225 MW CCPP	225	36	FY 2012
17	Ashugonj 450 MW CCPP	450	75	FY 2012
	BPDB 合計	3725		
	IPP			
1	Baghabari (West Mont) CC : 40 MW ST ST addition to existing 90 MW	40		Dec 07
2	Sirajganj 450 MW Combined Cycle Power Plant Unit #1	450	75	FY 2010
3	Meghnaghat 450 MW CC (Unit-2)	495	90	FY 2012
4	Meghnaghat 450 MW CC (Unit-3)	450	75	FY 2012
5	Bibiyana 450 MW CCPP	450	75	FY 2011
	IPP 合計	1885		

図３－４－１に主要産業、発電所、送電線の概況を示す。

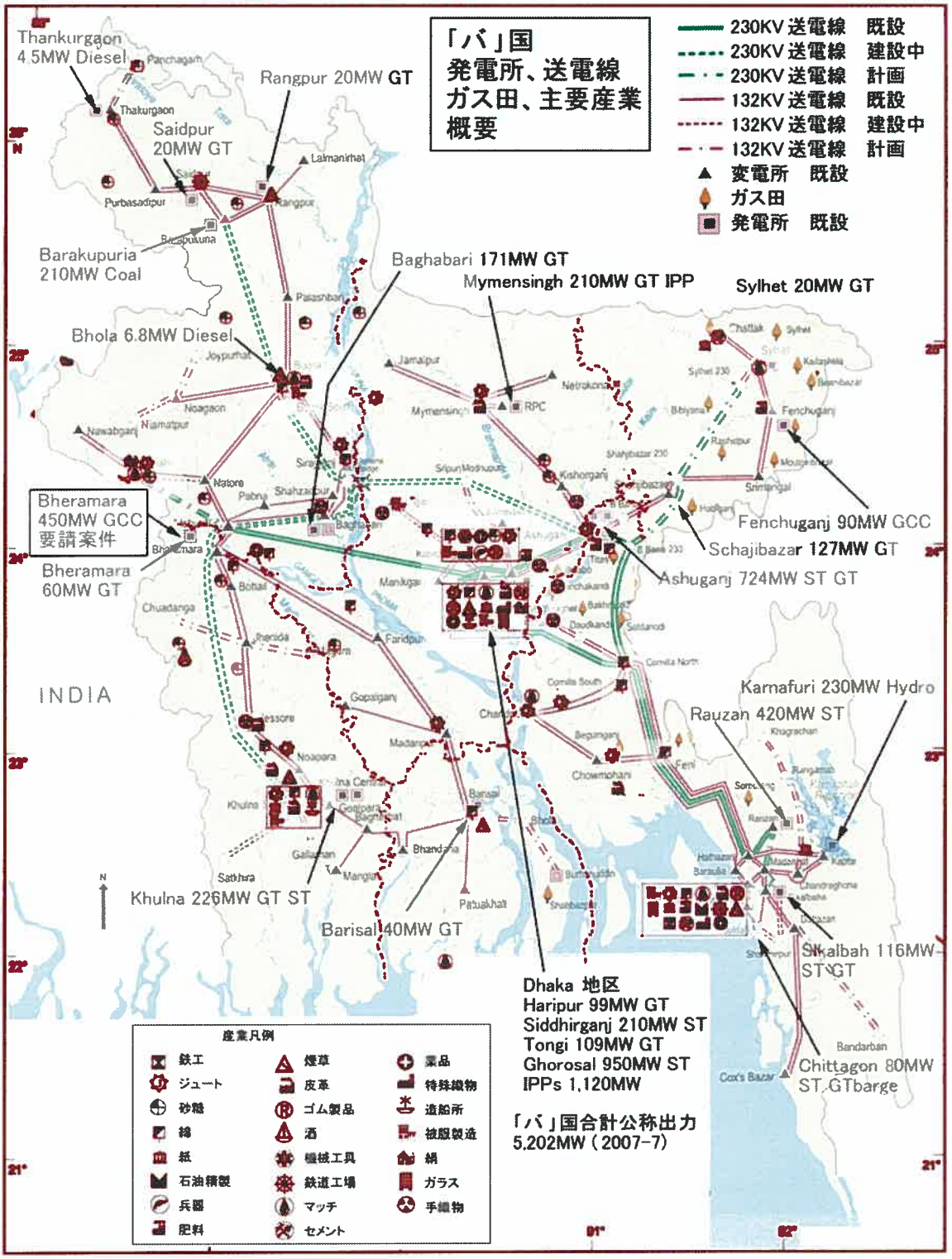


図３－４－１　発電所、送電線、ガス田、主要産業概要

表３－４－６に需要種別電力消費状況を示す。

表３－４－６　需要種別電力消費

	2004		2005		2006		2007	
種別	GWh	%	GWh	%	GWh	(%)	GWh	(%)
DESA	6, 209	34. 45	5, 135	26. 75	5, 315	25. 36	5, 243	24. 75
DESCO	862	4. 78	1, 843	9. 60	2, 030	9. 69	2, 191	10. 34
REB	6, 012	33. 36	7, 039	36. 67	8, 062	38. 48	8, 040	37. 96
WZPDCL			389	2. 02	1, 373	6. 55	1, 282	6. 05
Others	204	1. 13	236	1. 23	267	1. 27	147	0. 69
家庭	2, 067	11. 47	2, 016	10. 50	1, 781	8. 50	1, 901	8. 97
小企業	426	2. 37	406	2. 11	364	1. 74	384	1. 81
小規模商業	505	2. 80	499	2. 60	450	2. 15	475	2. 24
大型企業・商業	1, 660	9. 21	1, 557	8. 11	1, 233	5. 89	1, 423	6. 72
農業	79	0. 44	77	0. 40	79	0. 38	96	0. 45
合計	18, 024	100. 00	19, 196	100. 00	20, 954	100. 00	21, 181	100. 00

出所：BPDB 回答資料

３－５　現地踏査の結果を踏まえた発電・送配電事業体の現状

今回はベラマラ発電所、バガバリ発電所、ハリプール発電所、シジルガンジ発電所を現地踏査した。共通している問題は保守状態が非常に悪いことである。発電所側は BPDB 中央からの指令で保守のため発電機を止めようとしても停電許可が出ないうえ、予算が足りないので必要な部品を購入できないと主張する。ダッカの送電の国営独占企業である PGCB はそのような無理は命令していない、停電を避けるのは当然であるが保守のため不可欠な停電まで禁じたことはないと主張する。BPDB から入手した運転時間の発電所ごとの実績データから、運転できる発電設備（長期にわたり分解などで停止しているものを除く、また水力発電所は除く）の１基当たりの平均運転時間、保守時間、発電所外部要因による停電時間を求めた。表３－５－１および図３－５－１にその結果を示す。

発電所の実態とこれらの資料によれば、保守時間がかなり大きく、予防保全的保守というよりは手遅れ保守を頻繁に行っていることが推定できる。給電制限はこの資料の停電時間に含まれない。発電所の責任ではない外部要因（送電線事故、燃料供給不具合等）による停電も大きい。1989～1990 年と 1997～1998 に合計時間が１年（8, 760 時間）近くになっており、発電所自身の故障と送電線などの故障のもとでなるべく発電しようとしたと推定できる。1989～1990 年と 1997～1998 年の間の 10 年間は、事故を恐れて初めは発電を抑えたが、徐々に無理をしていった形跡がうかがえる。1997～1998 年以降は保守時間も外部要因停電時間も大きいという傾向は変わらないが、発電時間を抑えた格好になっている。この状況で給電制限をしているのは、個々の発電機の運転可能なタイミングが需要時間と合わないのか、給電指令が合理的に行われていないのか、運営上の問題もかなり大きいのではないかと思われる。このような状況でほとんどの BPDB の発電所実力は、表３－４－１の予想ピーク需要と供給の関係に示すように建設当初の公称出力の 80%以下となっており、この差は丁度ピークカット分となっている。これらがまともに働いていれば給電制限はかなり避けられるのではないかと思われる。

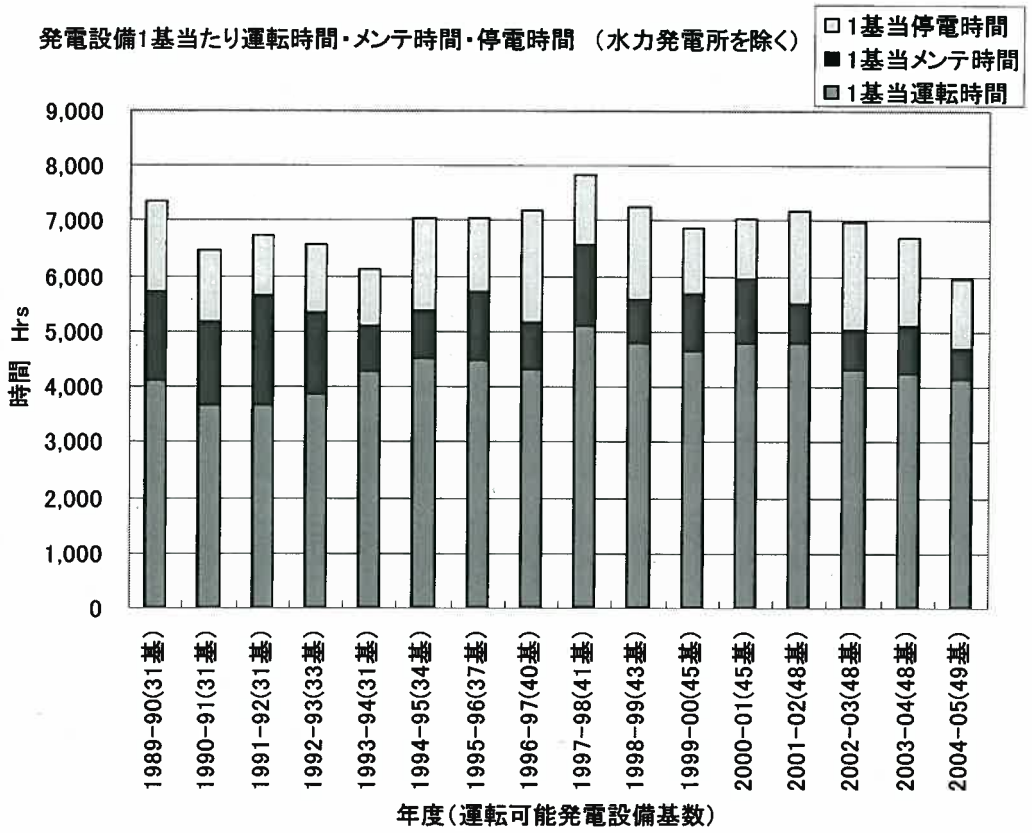


図３－５－１　保守時間、停電時間と運転時間

表３－５－１　保守時間、停電時間と運転時間

年	１基当たり運転時間	１基当たり保守時間	１基当たり停電時間	運転可能実台数
1989-90（31 基）	4,111	1,604	1,658	31
1990-91（31 基）	3,655	1,498	1,310	31
1991-92（31 基）	3,664	1,970	1,102	31
1992-93（33 基）	3,857	1,487	1,217	33
1993-94（31 基）	4,266	834	1,012	31
1994-95（34 基）	4,528	859	1,678	34
1995-96（37 基）	4,469	1,247	1,316	37
1996-97（40 基）	4,319	863	1,998	40
1997-98（41 基）	5,089	1,482	1,266	41
1998-99（43 基）	4,776	787	1,681	43
1999-00（45 基）	4,649	1,028	1,200	45
2000-01（45 基）	4,796	1,143	1,117	45
2001-02（48 基）	4,789	718	1,676	48
2002-03（48 基）	4,295	731	1,959	48
2003-04（48 基）	4,242	871	1,592	48
2004-05（49 基）	4,135	545	1,275	49

出所：BPDB 回答資料

無理な運転をすれば警報が出て、さらに運転を続ければ自動非常停止がかかる。ここで再起動運転をするためにはよく調べて原因を除去しなければならない。オーバーロードなどでタービン主軸を損傷するまで運転することは通常はできるものではない。そのための安全監視装置が装備されている。ハリプール発電所で主軸受け温度上昇で警報が出たときにいかなる処置をしたかを聞いたが明確な答えはなかった。原因を除去せず運転再開をするためには、警報、安全回路を殺して運転する途しかない。今後改善されるものと期待したい。

３－６　電力セクター改革

（１）電力セクター改革の基本政策

現在のバ国における電力セクター改革は、1996 年の Energy Policy 制定に端を発する。1996 年 10 月に Private Sector Power Generation Policy of Bangladesh（2004 年に一部改正）が定められ、民間発電事業である IPP が始まった。政府の電力セクター改革にかかわる基本政策は、2000 年に採択された Vision Statement およびその付属する宣言書である Policy Statement on Power Sector Reforms に述べられており、その基本路線は現在も踏襲されている。

2000 年 1 月の Policy Statement on Power Sector Reforms には、電力セクター改革に関する目的および改革事項として以下が掲げられており、この基本政策に基づき電力セクター改革が推進中である。

１）電力セクター改革の目的

a) 2020 年までに全国民に対する電力供給
b) 健全な電力セクターの収支・財務を確保して国家の経済成長への貢献
c) 電力セクターの効率向上
d) 電力セクターの収益確保
e) 電力供給の信頼性向上
f) 天然ガスによる発電の拡大
g) 民間企業の参加促進
h) 合理的電力料金の推進
i) 競争原理の導入推進

２）電力セクター改革の内容

a) 発電、送電、配電の各部門の水平分離
b) 電力セクターの分社・株式会社化
c) 独立管理委員会（Regulatory Commission）の創設
d) 発電と配電部門への民間企業参入
e) 原価を反映した合理的料金体系の導入と効率的電力消費の促進
f) 省電力・省エネルギーの促進
g) 再生可能エネルギーの利用促進

1996 年の Energy Policy、2000 年の Vision Statement および Policy Statement on Power Sector Reforms 制定当時のころに実行された主要な電力セクター改革には、以下のような事項がある。

①電力セクター改革の推進政府組織として Power Cell を創設（MPEMR 内に 1995 年）

②Power Grid Company of Bangladesh Limited（PGCB）を設立（1996 年）
③Dhaka Electricity Supply Company Limited（DESCO）を設立（1997 年）
④小規模発電政策（Policy Guideline for Small Power Plants（SPP））を制定（1998 年）
⑤Ashuganj Power Station Company Limited（APSCL）を設立（2000 年）
⑥エネルギー管理委員会法（Bangladesh Regulatory Commission Act, 2003）の制定及びエネルギー管理委員会（Regulatory Commission）の設立
⑦民間発電事業（IPP）よりの電力購入

現在発電中の IPP は表３－６－１のとおりであり、すべて 1998 年から 2002 年に運転を開始した発電所である。IPP による発電は表３－６－１に記載のとおり、2006 年７月から 2007 年６月までの間に、バ国の３分の１以上である 34.7%を発電した。

表３－６－１　バ国における稼働中 IPP（2007 年 10 月現在）

	主要株主	発電会社	発電設備	設備容量		発電量 (2006-07 年)		発電開始
				MW	%	GWh	%	
1	Summit Wartsila	Khulna Power	Diesel	110	2.1%	747	3.1%	1998 年 10 月
2	Westmont, Malaysia	Westmont	Gas Turbine	90	1.7%	492	2.1%	1999 年６月
3	El Paso Wartila	NEPC	Gas Engine	110	2.1%	656	2.8%	1999 年６月
4	CDC Globerq	Meghnaghat	CCGT	450	8.5%	2,883	12.1%	2002 年 11 月
5	CDC Globerq	Haripur	CCGT	360	6.8%	2,536	10.7%	2001 年５月
6	REB PBS11 組合	RPCL	CCGT (注)	210	4.0%	931	3.9%	1999 年 11 月
		IPP 合計		1,330	25.0%	8,245	34.7%	
	BPDP 合計　(参考)			3,985	75.0%	15,495	65.3%	
	BPDB と IPP の合計			5,315	100.0%	23,739	100.0%	

注：RPCL の Mymensingh 発電所にて蒸気タービンを設置しコンバインドサイクル発電設備として運転を開始したのは 2007 年７月である。
出所：Power Cell、BPDB ほか

（２）実行中・推進中の電力セクター改革

2007 年から 2009 年に実施されるべき電力セクター改革は、その具体的事項を記載してバ国政府の電力セクター３Year Road Map に記載されている。

2002 年以降の電力セクター改革の実施済み事項および３Year Road Map に示されている今後の実施予定の主要事項を表３－６－２として記載する。なお、新規発電所については、政府事業（BPDB 発電子会社）と IPP の双方で推進し、BPDB 発電子会社による場合は、ガバナンスの確立、効率的運転・保守及び経済性の確立を目指すと３Year Road Map に記載がある。

表３－６－２　電力セクター改革実施済みおよび今後の実施予定事項（2007 年 10 月現在）

電力セクター改革実施事項	実施時期
実施済み事項	
西部配電会社（WZPDCL）の設立	2002 年
PGCB への全送電線移管の完了	2003 年
Meghnaghat Power Company Limited の EGCB への社名変更	2004 年
ダッカ配電会社（Dhaka Power Distribution Company Limited-DPDCL）の設立	2006 年
自家発余剰電力購入政策（Policy Guideline from Captive Power Plants）制定	2006 年
PGCB 株式 25%及び DESCO 株式 25%の証券市場上場	2006 年
北西部配電会社（NWZPDCL）の設立	2006 年
北西発電会社（North-West Power Generation Company Limited NWPGCL）の設立	2007 年
電化率 42%（人口比）	2007 年現在
今後実行予定事項	
BPDB の持株会社化　検討完了	2007 年
設立	2008 年
実施	2009 年
南部配電会社（SZPDCL）設立、中部配電会社（CZPDCL）設立	2008 年
全 BPDB 発電所のグルーピングによる分社完了	2009 年

出所：3 Year Road Map

（３）今後のセクター改革における課題

1996 年の Energy Policy 以前の電力セクター改革として、ダッカ市配電を BPDB から DESA（Dhaka Electricity Supply Authority）への移管が実施された。しかし、このセクター改革は成功ではなかったと評価されている。例えば、3 Year Road Map に“Creation of DESA as a separate authority, without sufficient autonomy & incentive, did not yield good results.”との記載がある。特殊法人の Authority である DESA は、株式会社である DPDCL に移管されるが、過去の成功・失敗の経験は、実例を調査・評価して生かされなければならない。

改革は容易ではなく、多くの課題が存在するが、その中で特に気になる点を上げると、次のような事項がある。

１）分社に際しての資産・負債の承継

BPDB の会計帳簿には、信頼性の低い部分があり、一例として売掛金が年間売上高より大きく、貸倒引当比金は不十分であるといった点が存在する。BPDB の持株会社化と全 BPDB 発電所のグルーピングによる分社化、配電会社の分社にあたっては、過去の不良資産を処理し健全な形で再出発する必要がある（WB によれば、この作業について、Ernst & Young (India) が WB 資金でコンサルタントとして働いており、注視しておく必要がある）。

２）経営者適格人材の不足

BPDB は、事業会社の性格より、行政サービス部門の性格が強かった面がある。一方、バ国の電力技術者の大半は BPDB で働いている。電力事業の経営には有能な電力技術者が

不可欠であり、優れた経営者が設備と人材を運用することにより、事業経営が成立する。BPDB 内部に事業経営経験者が豊富に存在するとは思えない。さらに、経営能力には、技能、知識のみならず総合力と経験が必要であり、一朝一夕の短期育成は困難である。今後、多数の会社を設立することとなるため、形のみならず実質が伴うように支援を継続していく必要がある。

3）個別発電所

発電所は、それぞれすべて性格が異なっているといえる。例えば、立地条件や社会・環境条件についてそれぞれ異なるし、設備の完成時期、性能、残存使用年数、燃料、保守費用等々細目が異なる。このことから、発電原価も異なるし、将来の設備更新の方針も異なる。既存の BPDB 発電所は、グルーピングによる分社を実施する方針であるが、売電契約（PPA）をどのように設定するかを含め、分社化による問題発生の危険性を防ぐ必要がある。

4）ユニバーサル・サービス（全国統一料金）

REB/PSB が少し高めの電気料金となっているが、現状においては、ほぼ同一料金で供給されている。ユニバーサル・サービスは、全国同一サービスの提供であり、完全電化政策と一体であり、貧困撲滅政策でもある。例えば、天然ガスはバ国の全国民が享受できる天然資源であり、未電化地区の国民も天然ガスにより発電した安価な電力供給を受ける権利を有するといえる。経済原則の導入は、ユニバーサル・サービスを崩す危険性もある。ユニバーサル・サービスの確保についての方策も検討する必要があるかもしれない。

3－7　他ドナーの支援状況

（1）WB グループ

WB が電力セクターにおいて提供している支援は、シジルガンジ発電所２×150MW ガスタービン発電設備と South Zone Power Distribution である。これら以外にバ国政府に対する Development Policy Loan を供与している。Development Policy Loan においては、バ国政府との基本開発政策に関する対話を重視している。

IFC による Financial Restructuring and Recovery Plans の調査が終了し、BPDB から発行されている。WB のバ国に対する支援は最貧国に入るため IBRD ではなく、International Development Association（IDA）であるが、WB 資料によれば電力関係は表３－６－３の案件が開示されている。

表３－６－３　電力関係表

件名	完成予定	予算 MM$	IDA	計	借り手	実施機関	備考
Rural Electrification and Renewable Energy Development	30-Jun-08	290.1	190.98	190.98	バ国政府	REB および INFRASTRUCTURE DEV. CO. LTD.	Active
Power Sector Development Technical Assistance Project	31-Dec-08	20.5	15.5	15.5	バ国政府	MoPEMR	Active
South Zone Power Distribution Project	N/A	200	150	150	バ国政府	BPDB（または新会社）	Pipeline
Siddhirganj Peaking Power Project	N/A	500	300	300	バ国政府	EGCB、GCB、GTCL	Pipeline

（２）ADB

ADB はガスについて資源探査、ガス掘削・生産については支援せず、インフラであるガス・パイプラインの設置を支援するのが基本方針である。

BPDB には運営上多くの問題があり、電力セクターは基礎インフラであり、ステークホルダーが多く存在するため、効率の良い、情報公開も十分行われる制度にすべきである。そのためには現在の電力セクター構造改革の手段は有効であると考えて支援している。

NWPGCL については、ADB はその形成運営につき特に支援はしない。ADB は Khulna 150MW Gas Turbine Peking Power Plant の融資にあたり、別途発電会社を設立して発電事業を行うことを条件とした。この会社は、2007 年８月 28 日に設立された。しかし、執行役員（Management）の選任が未実行であり、この実行を待っている状態である。Khulna 150MW Gas Turbine Peking Power Plant について O&M Contract による外注は条件としておらず、会社自らが実施するものと考えている。ハリプールについては、WB と協調し、O&M Contract 方式とした。Ashuganj Power Station Company Limited（APSCL）も O&M Contract による外注はせず、自ら運転・保守を行っている。

ADB は NWPGCL がベラマラ発電所や既存クルナ発電所を加え、複数の発電所を保有し、発電することに問題はないと考えており、有効なコーポレート・ガバナンスが確立・維持されることが重要と考えている。

（３）二国間

ロシア融資によるシジルガンジには、210MW ガス焚き火力発電所が 2004 年に稼動している。さらにこれの第２号機（2011 年稼動）が 2012 年までの設備予定リストに入っている。

中国の融資により Barakupuria 石炭火力 125MW×２台が北西部で 2005 年から稼動しているが、BPDB の日報によれば、理由は明らかではないが１台は 2007 年９月から停止している。