

第4章 石炭セクター

4.1 国家開発政策

4.1.1 石炭政策案の概要

石炭政策案 (Bangladesh Coal Policy Draft) は 2005 年 12 月 1 日付で MPEMR の EMRD にて Version 1 が作成されたが、その後幾度か改訂され、最新のもの詳細は Bangladesh Coal Policy Draft –June 2007 である。改定された Coal Policy は EMRD の WEB サイトに公示され、民間の意見をまとめている。民間意見の評価後、このドラフトの最終版の認可に向け内閣に提出される。

4.1.2 本調査に関連する項目の整理概要

新しい Coal Policy (Draft –June 2007)の中には「バ」国の石炭開発、原則石炭輸出禁止、輸入炭、投資、環境等を網羅しており、本調査に必要な石炭供給情報として貴重な資料となる。Appendix - 1 に新しい Coal Policy の概要を記している。この Draft Coal Policy は第 1 章から第 12 章に記され、不足するガス供給、特に発電に関しては国内石炭を代替とすることで供給を賄い、国のエネルギーセキュリティを確保する内容である。発電量の推移は Power Sector Master Plan 2006 に基づいている。またこのドラフト内容に対する本調査結果のコメントを下記に整理した。また項目は Coal Policy Draft から引用している。

(1) 2. BACKGROUND AND CURRENT STATUS

GDP が 8 % の場合、2019 年から国内石炭供給量が 30 百万トン/年を超え、2025 年には 75 百万トン/年に達するとしているが、この数字は発電に必要な石炭供給量を計算で求めた量である。国内炭の供給量は深度のある Jamalgonji を除いた 4 炭田からの出炭を想定しているが、各炭田には厚い炭層が存在し、その上に厚い帯水層、水田や集落が存在している。露天掘りでは抜水による周辺区域の地表沈下、地下水の枯渇あるいは未固結の帯水層における斜面安定性等への対策が必要である(Appendix-3 パイロット露天掘り炭鉱を参照)。また、坑内掘りの場合も Barapukuria に見られるように平均 36m の厚層を安全、高効率、高実収率で採掘する技術は確立されておらず、採掘地域には地表沈下が発生する。これらを勘案すると、4 炭田から 30 百万トン/年を超える生産は難しく、新炭田の発見がなければ、国内炭だけでは達成困難である。

(2) 2.2 ENSURE ENERGY SECURITY BY DEVELOPING THE COAL SECTOR

海外で現在稼行中の露天掘りの実収率の多くは 90%以上であるが、その殆どは露頭線あるいは潜露頭線から採掘を開始する浅い箇所の炭層を対象にしてしており、深度のある炭層は坑内掘り方式にしている。前述の Comment のように、炭層の上に水田、集落、未固結の厚い帯水層が存在する炭田の採掘例はあまり存在しない。バングラデシュでどの深さまで経済的に採掘できるのか、「バ」国の地質条件を考慮すると期待値と現実には隔たりが大きいので今後検討が必要である(Appendix-3 パイロット露天掘り炭鉱を参照)。

(3) 3.5 LEGISLATION OF COAL EXPORT

世界的に原料炭が不足気味であり、単位熱量当たりの一般炭と原料炭の価格差は大きいのが常である。「バ」国の高品質炭を単に発電等の熱源として消費してしまうのは一国のみならず。世界的にも非常に不経済である。極端な例であるが、同熱量の一般炭が 100\$/ton、原料炭が 150\$/ton である場合、運賃等を見れば、原料炭 1 トンを輸出して 1.5 トンの石炭を輸入できることになる。輸出の可能性をもっと積極的に取り扱うべきと思われる。

(4) 5.3 COAL RESERVES

炭田中 Khalaspir と Dighipara は炭層深度から、坑内掘り炭鉱で開発される可能性が高い。探査ボーリングの数が各々 14 本、5 本と非常に少なく地質条件の把握が充分とは思われない。今後は迅速な調査強化が必要である。

なお、サンプルの回収後は炭質の分析ばかりでなくガス含有率や上下盤の岩石強度、空隙率、浸透率等を測定し、具体的な炭鉱開発の材料にすべきである。

(5) 6.6 MINE WATER MANAGEMENT

Coal Zone においては炭層賦存層の上位に大量に水を含んだ Upper Dupi Tila 層が厚く堆積し、炭鉱開発の弊害となっている。ために、この様な項目が独立して記されたものと推察される。また、露天掘りを実施する前には、揚水テストはもちろん、コンピュータ使用のシミュレーションばかりでなく Upper Dupi Tila 層の斜面安定の実測やその対策を図り、生産の安定や保安を確保するためにもトライアルマイニング等を実施した方が望ましい(Appendix-3 パイロット露天掘り炭鉱を参照)。

(6) 9.1 COAL FIRED POWER GENERATION

前述の Comment で述べたように、4 炭田から 30 百万トン/年を超える生産は難しく、新炭田の発見がなければ、国内炭だけでは達成困難で、輸入炭の活用が必要になる。

(7) 10.2.2 ROYALTY OF LOCAL USE COAL

ロイヤリティの算出は単純な方がよい。例えば、インドネシアでは石炭請負契約(Coal Contract of Work(CCoW))では品位、炭種、国内向け、輸出を問わず一律 FOB の 13.5%である。

(8) 10.3 COAL MARKETING

当 Draft Coal Policy は GDP 年率 8%成長を前提とした箇所が多く、前述 Comment のように、国内炭の生産量は必要電力量から逆算した数字であって、全量が発電所向けになっている。ために輸出どころか国内の他産業向け供給も難しい。高価格の原料炭は輸出に回して、一般炭を輸入する方が、「バ」国の使用可能なエネルギーが増加する。

(9) 11.3.4 COAL SECTOR DEVELOPMENT COMMITTEE

「バ」国での石炭開発に必要な項目は当 Draft Coal Policy にほぼ記載され、必要な法律、政府組織も存在している。問題は既存の組織を上手く取り纏め、現状にあわせて敏速に実行するリーダーシップが必要と思われる。この観点から Coal Sector Development Committee の構成メンバーを見ると、石炭開発に関連する組織が全部網羅され、権威のあるものに思われる。ただし、

何時、何をテーマに開催されるのかははっきりしない。政策を実現するためにはリーダーの補助機関として有効な提言を実効策に纏める優秀な事務方が必要になる。事務方としては石炭のみならず、電力、石油ガス、鉱物資源等を網羅し、時の政権に関わらずに国家に素早く対策を提示できる常設機関が有効と思われる。

(10) 11. 3.8 HUMAN RESOURCE DEVELOPMENT

採鉱教育施設の充実や人材開発を実施するためには、多数の質の高い教育者が必要となる。とかく大学での勉学は文献中心になりがちであって、「バ」国のようにこれから急速に石炭産業を育成するためには現場を良く理解指導できる人材が必要となる。例えば、日本では、現在ベトナムや中国の炭鉱幹部、炭鉱技術者、大学教授クラスを対象として、保安や生産の講習を実施している。入坑しての実習もあり生きた教育がなされており、「バ」国には非常に為になる内容となっている。これから炭鉱が発展する「バ」国にはこのような教育が必要と思われる。また、日本の炭鉱では保安・生産に重要な作業は有資格者、指定鉱山労働者が行うようになっている。有資格取得教育制度も必要と思われる。

(11) 11.3.9 RESEARCH AND DEVELOPMENT

日本では坑内で使用する爆薬、坑内用品の防爆検定を行い爆発事故を防いできた。「バ」国で今後坑内掘り炭鉱が増えるとなれば、多くの坑内機器は輸入品を使用することになると思われる。輸入品を何の検定もせず使用するのでなく、「バ」国に適合した制度が必要と思われる。

(12) その他

当 Draft Coal Policy は国内炭開発が主要で、輸入炭に対する項目がない。例えば、レンガ焼成用に北隣のインドのメガラヤ州から高硫黄分の石炭を輸入している。環境上から 1%以上の硫黄分がある石炭を輸入禁止にしているものの、結局は輸入を許可している。メガラヤ州の石炭は価格が安く使用者は歓迎しており、木材資源の伐採を抑制している一面もある。我が国では高硫黄分の石炭と石灰を混ぜてブリケットを作り、硫黄分を 6~7 割減少させた実績がある。輸入禁止にするばかりでなく、環境に優しい燃料に作り替えて使用すれば、互いの利益となる。また、発電用にも多量の輸入炭が必要になるので輸入炭に対する制度の確立が必要であろう。

4.1.3 Power System Master Plan Update 2006 の石炭に関する内容のレビュー

石炭生産量について、PSMP2006 の内容と本調査による数値の比較を表 4-1に示す。

表 4-1 PSMP と本調査における石炭生産量予測の比較

Year	PSMP 2006 (1,000t)		Domestic Coal Production in the JICA Study Report (1,000t)		
			(Note: From 2005 to 2008 shows actual production)		
	Domestic Coal	Import Coal	High Case	Base Case	Low Case
2005	0	0	303	303	303
2006	327	0	388	388	388
2007	644	0	677	677	677
2008	635	0	828	828	828
2009	569	0	850	850	640
2010	530	0	1,000	1,000	750
2011	523	0	1,000	1,000	850
2012	1,606	0	1,000	1,000	600
2013	1,654	0	1,000	1,000	600
2014	2,704	0	2,000	1,000	700
2015	3,780	0	2,000	1,000	700
2016	3,835	0	1,000	1,000	700
2017	4,863	0	1,000	1,000	700
2018	5,834	0	2,500	2,000	750
2019	8,095	0	4,500	2,500	850
2020	9,431	0	7,000	3,500	1,350
2021	10,729	1,184	10,000	5,000	2,350
2022	10,688	4,551	12,500	6,000	2,850
2023	10,656	7,645	14,500	7,000	2,850
2024	10,715	10,632	16,500	8,000	3,850
2025	10,839	12,853	18,500	9,000	4,850
2026	(N/A)	(N/A)	24,500	12,000	6,350
2027	(N/A)	(N/A)	26,500	14,000	6,850
2028	(N/A)	(N/A)	26,500	14,000	6,850
2029	(N/A)	(N/A)	26,500	14,000	6,850
2030	(N/A)	(N/A)	26,500	15,000	7,000

出所： Power System Master Plan Update 2006 並びに PSMP 調査団

4.2 国内炭の現状と課題

4.2.1 各炭田の資源量と生産予測と課題

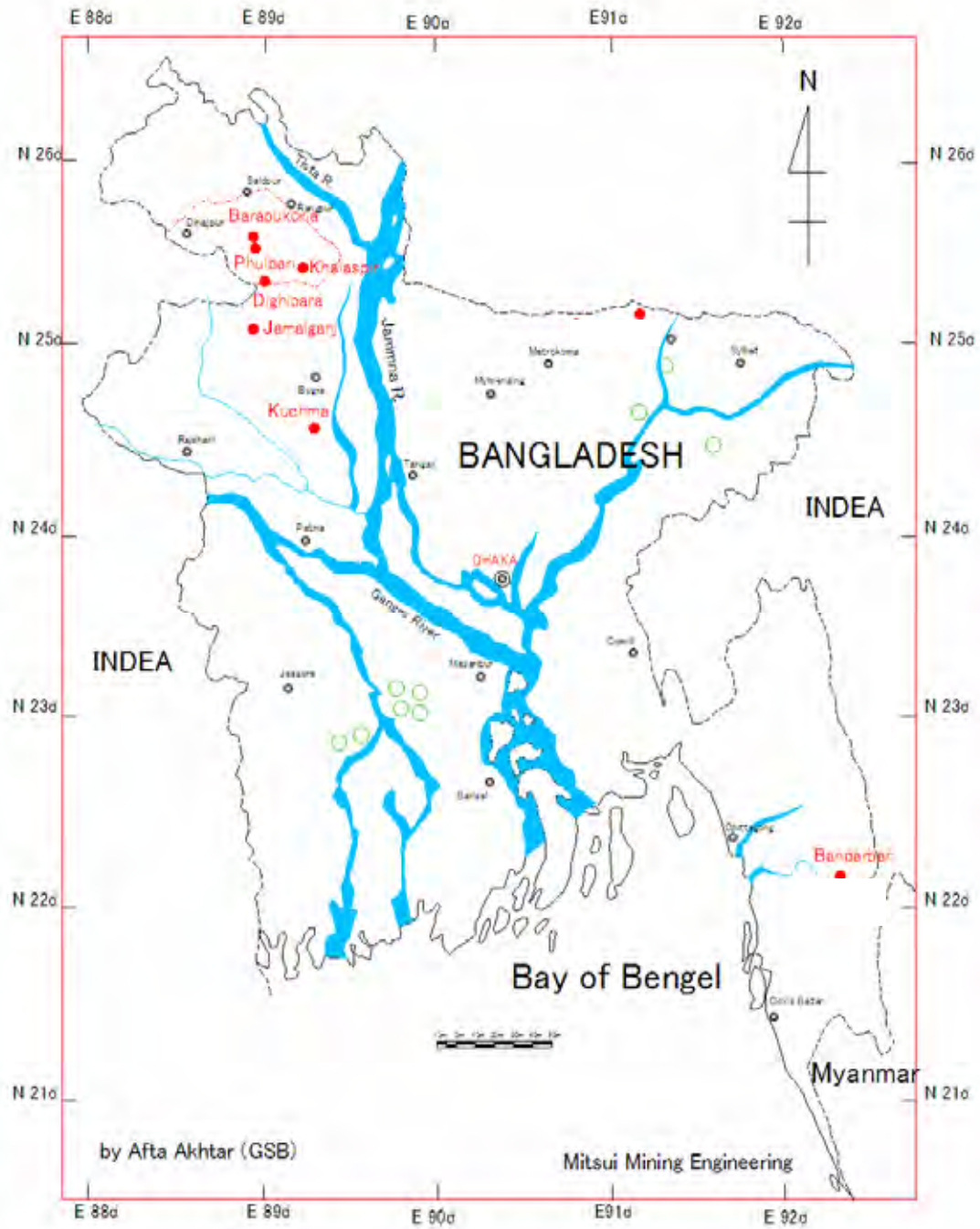
「バ」国の石炭資源は、古生代から中生代のゴンドワナコールと称される瀝青炭と第三紀の亜瀝青炭～褐炭が賦存している。現在の探査データでは「バ」国は5つの炭田に分けられ、すべては北西部のJamuna河とPadoma河で挟まれた地域の北西部に賦存しており、確定+推定炭量は合計3,300百万トン。Draft Coal Policy(2007 June)では、比較的深部にあるJamalgonjiを除き、確定炭量を1,168百万トンとして当面の採掘炭量と考えている。今後探査が増えることにより、この石炭埋蔵量はさらに増加すると思われる。図4-1に炭田位置図を示し、図4-2に詳細図を示す。

「バ」国の石炭の特徴は一般的に低灰分、低硫黄分で環境に有利な石炭である。これは日本の発電所で使用している石炭に近い性状を有した瀝青炭であり、またセミコークス（鉄鋼向け）に分類される石炭もあり、極めて商品価値が高い。

一方、課題は採掘方法にある。坑内掘り炭鉱にとっては炭層が厚い(30～40m)ために採掘方法並びに採掘率が問題となる。露天掘り炭鉱にとっては石炭が比較的深部(170m～450m)に賦存している点並びに炭層上部にUDT (Upper Dupi Tila)と呼ばれる帯水層があるため、出水・環境対策から抜水技術も含めた採掘法が問題となっている。図4-3に典型的な「バ」国の炭層賦存状況並びに上部帯水層の状況を模式的に示している。特に炭層上部は水田、住民の居住地等が点在しており、住民の移転等が重要課題。

探査された6炭田の内容、ならびに開発状況を表4-2にまとめた。Barapukuriaは「バ」国で唯一の操業炭鉱で、完全機械化坑内掘り炭鉱で詳細は後述する。また、Phulbariでの露天掘り炭鉱開発は住民の反対で計画が頓挫しているが、この動向が「バ」国での炭鉱開発の方向付けになるものと思われる。即ち、出炭安定性では坑内掘りより優れている露天掘り採掘方式が、いかにして国策として住民の合意を得るかにある。また「バ」国における露天掘りと坑内掘りとの比較については後述する。

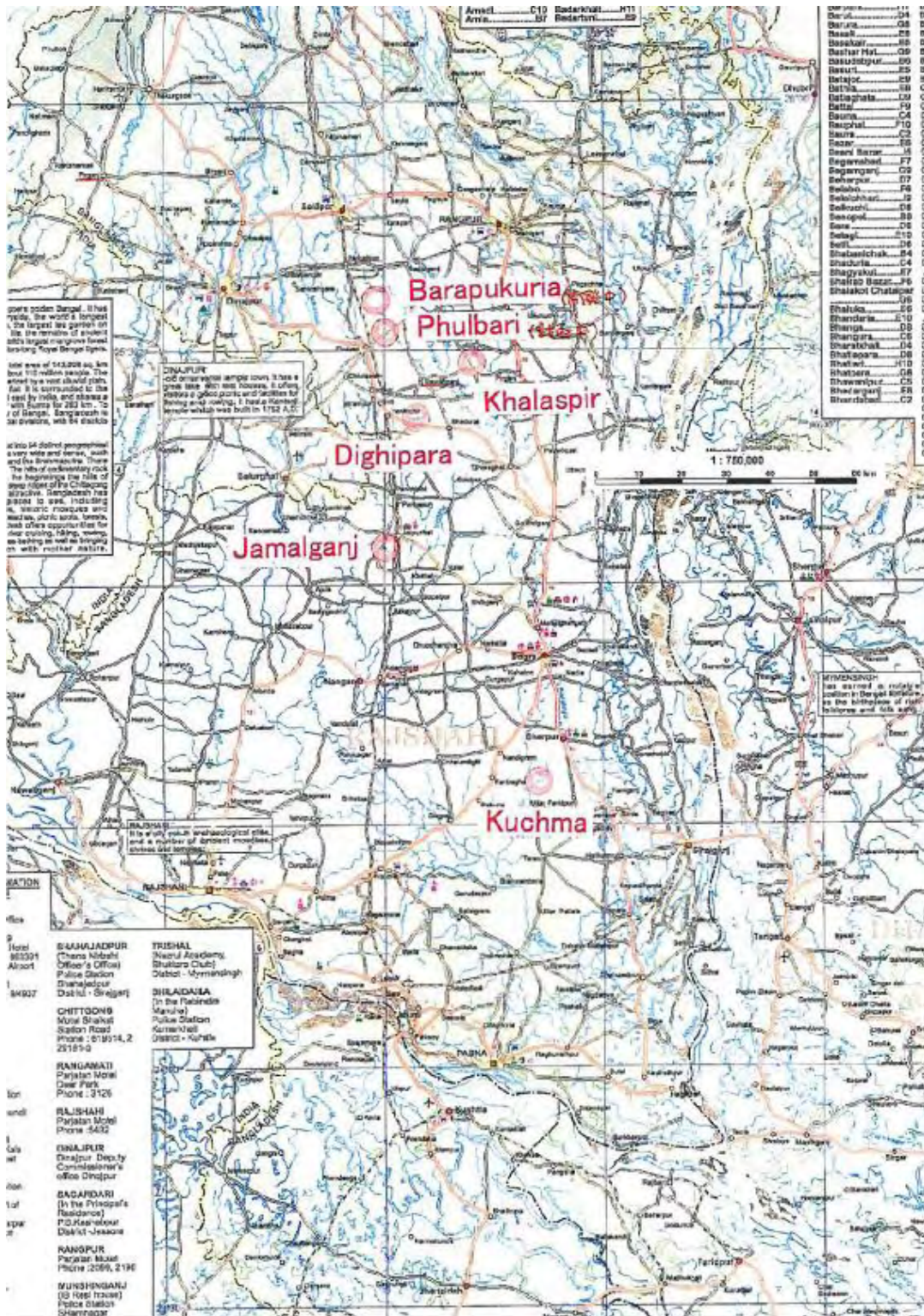
一方、「バ」国として、石炭探査を更に進め、採掘条件の良い炭田の情報把握が今後とも必要である。特に、ゴンドワナコールは良質な石炭でなおかつ、世界的に資源量が少ない原料炭もあるので、各国の高い関心を集めている。



出所： GSB

図 4-1 「バ」国の炭田位置図¹

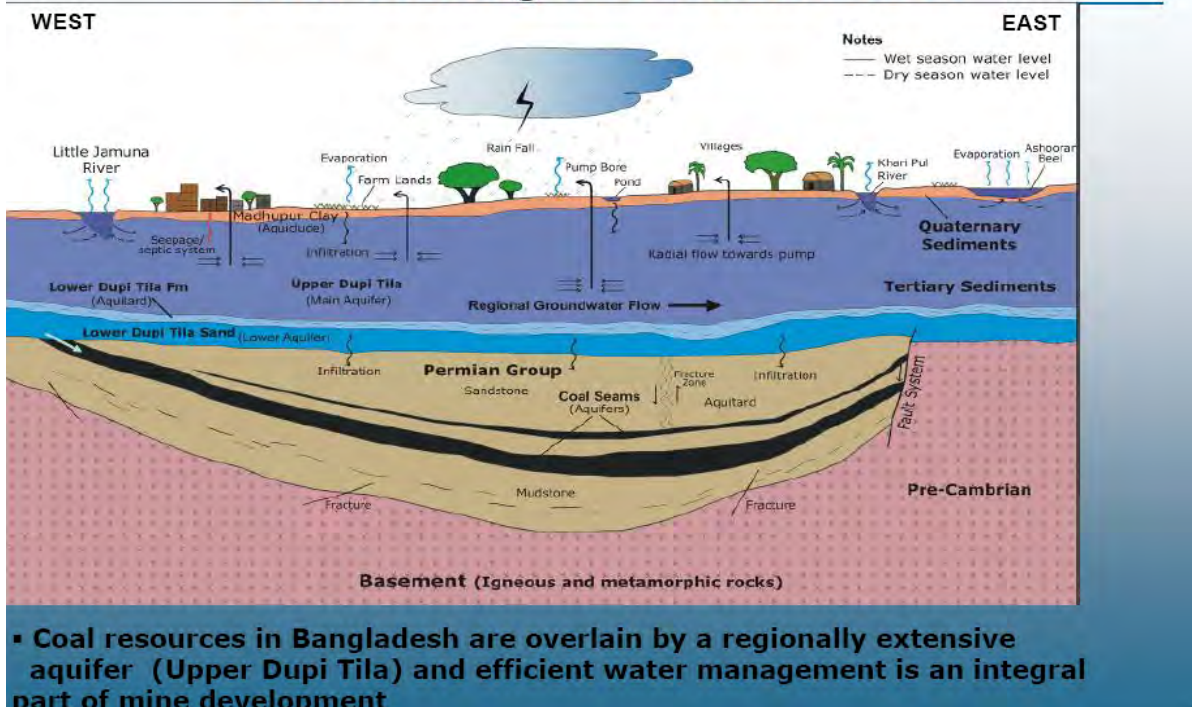
¹赤丸で示す地点が炭田を示す。



出所：GSB

図 4-2 「バ」国 炭田詳細位置図

Conceptual model showing aquifer conditions in coal bearing Gondwana Basin



出所： Asia Energy Corporation (Bangladesh) Pty Ltd (AEC), 2005

図 4-3 「バ」国の炭層賦存状況と上部帯水層の状況の模式図

表 4-2 「バ」国の炭田開発状況

	炭田名	探査年	探査者 (探査本数)	深さ (m)	炭層数	平均炭 層構成 厚 (m)	確定炭量 (億 t)	確定+ 推定炭量 (億 t)	備 考
1	バラプクリア Barapukuria (Dinajpur)	1985 -87	GSB (31)	118 -506	6	51	3.03 (U/G 可採 炭量: 64 百万 t)	3.9	<ul style="list-style-type: none"> 1994 年、Petrobangla と中国の「中国機械進出口総 公司(CMC)」と開発契約、1998 年 BCMCL を設立。 設計生産能力：100 万 t/年間 露天掘り計画は、小規模なら可能性あり。 250MW 石炭火力発電所稼働中、125MW の新設を 検討中
2	フルバリ Phulbari, (Dinajpur)	1997	BHP (108)	150 -240	2	15-70	5.72	5.72	<ul style="list-style-type: none"> Asia Energy が F/S を終了、大規模露天掘り炭鉱開 発に入る段階で、2006 年 8 月に住民反対運動によ り、開発計画は中止。 Global Coal Management が継承、現在の進捗状況 は不明。
3	カラスピール Khalaspir, (Rangpur)	1989 -90	GSB (14)	257 -483	8	42.3	1.43	6.85	<ul style="list-style-type: none"> 確定埋蔵量は 143 百万トン。試錐本数が少なく(14 本)信頼度は低いが、「バ」国に坑内掘炭鉱開発 F/S 提出中。 200 万 t/年間～400 万 t/年間計画。
4	ディヒパラ Dighipara,(Dinajpu r)	1994 -95	GSB (5)	328 -407	5	62	1.5	6.0	<ul style="list-style-type: none"> GSB は 1.25 平方 Km に 5 本のボーリングにより、 5 層を発見。初期推定埋蔵量としては 1 億トン。 韓国企業連合が Petrobangla に開発・投資を打診 してきている。
5	ジャマルゴンジ Jamalgonji, (Bogra)	1962	GSB (10)	640- 1,158	7	64	10.53	10.53	<ul style="list-style-type: none"> 「バ」国最大の炭田 深部のため CBM (コールベッドメタン) に依る 炭層ガス対象
6	クチマ Kuchma, (Bogra)	1959	SVOC	2,380 -2,87 6	5	51.8			<ul style="list-style-type: none"> 深部のため CBM (コールベッドメタン) に依る 炭層ガス対象

出所： PSMP 調査団

4.2.2 現在の生産状況と課題（Barapukuria炭鉱）

(1) 概況

「バ」国唯一の炭鉱で、機械化されたロングウォール採炭法を導入、初めての坑内掘り炭鉱で一応の安定出炭を達成してきている点は諸外国の状況と比較すると驚異に値する。

Petrobanglaと中国のCMCとの共同開発(1994年契約)による炭鉱で、「管理・生産・補修契約(M&P)」によると、2011年6月までに「バ」国側に設備を含めた技術移転することになっている。また、コンサルタントとして、UKのIMC Consulting Ltd.と2011年6月までの契約もしている。坑内設備は全て中国製。立坑は300m、揚炭用スキップ能力は3,300t/d。炭層状況図は図4-4、坑内展開図は図4-5を参照。全景写真等は図4-6、図4-7、図4-8参照のこと。

出炭はここ数年で安定してきており、2008年で84万トンの出炭を達成している。2009年は好調に推移したが、発電所の不調で貯炭が増え生産が停滞した。一方、2010年5月に発生した坑内天盤崩落事故により8月まで操業中止となり、坑内掘りの困難さを痛感させられる。また契約年数に応じた出炭実績量は表4-3に示す。石炭は隣接している125MW x 2のBarapukuria火力発電所へ供給、残りはレンガ工場等の一般産業に供給している。この炭鉱の設計能力は年間約100万トン。将来の150万トン出炭増加に向けて、設備能力の増強を検討している。

(2) 生産状況

表 4-3 Barapukuria 炭鉱出炭実績

FY	Planned coal production (t)	Coal production result (t)
2006	500,000	362,470
2007	770,000	348,200
2008	970,000	611,674
2009	1,020,000	904,659
2010	930,000	709,155
2011	560,000	

出所：EMRD

(3) 課題と提案

(a) 落盤事故

2010年5月に大規模な崩落事故が発生した¹。今後は坑道維持の強化や吊天対策(払跡側天井を適切に崩落させる)が必要となろう。これらの結果、1st sliceの未展開部は適切な保安炭柱を確保するようになる可能性も考えられる。

Barapukuria 炭鉱は過去に、自然発火による切り羽の密閉、小規模な崩落事故、今回の大規模崩落事故等、坑内掘り炭鉱で発生する事故を繰り返してきている。甚大な対価を払いつつ

¹入手している情報ではLW 1108の採掘に伴う地圧制御の失敗による集中応力が坑道天盤にかかり、支保能力を超し、約40mに渡り天盤が崩落、1名死亡、18名が負傷した。対策は保安炭柱と採掘計画の見直しが必要と推測される。2010年8月に採炭が開始され、その後順調に生産、LW 1108は11月に終了。現在次の切り羽LW 1111で生産している。

貴重な経験を蓄積してきている。これらの原因・対策を今後の情報として整理し、今後増加する坑内掘り炭鉱への経験に生かすべきであり、経験の継承をふくめ、国家的な研修組織体制等の構築が望まれる。

(b) 2nd Slice¹以深における採炭法の早期決定

2011年には中国との契約が切れるが、2011年1月に新規契約の国際入札を行い締め切りは2月16日で、現在提案を待っている状況である。下部の2nd Slice以深の炭層を効率よく安全に採炭する方法を早期に決定する必要がある。

(c) 石炭増産計画

2nd Slice以深では、①中国の厚層採炭切羽で成功している Top Coal Caving を採用し、成功するものと仮定した場合はかなりの増産が期待できる。②現在の切羽設備を増強し、採炭切羽を増設する。③南部区域の坑道配置を変更し、採炭切羽内の傾斜を緩く設定して作業効率を高めると同時に、南部の自走枠では難しい傾斜の強い区域を Room & Pillar 等で採掘することで切羽の増産は可能と思われる。

一方、立坑のスキップ能力が8トンと小さいが巻き揚げ機運転時間の延長や坑内貯炭ポケットの増強で年間120万トン程度まで増やす可能性はある。150万トン以上の出炭を期待する場合は、巻き揚げ設備の大型化あるいは揚炭立坑を追加するなど再投資する方法がある。

(d) 坑内採掘に伴う地表沈下問題

地表沈下問題は採掘方法により影響の大小が決まるが、いずれにせよ地表沈下は発生する。また地表沈下を起こさない充填採掘法があるが、採掘コストが高価となる。従い対策としては、下記の3つが考えられ、石炭の採掘実収率を比較して検討すべきであろう。

- Board & pillar 採掘法のような地表沈下の少ない採掘法を採用する。
- 坑内充填法のような地表沈下を起こさない採掘法を採用する。
- 採掘予定端から沈下限界角 50～60 度以内の地域およびその周辺地域の住民移転を実施し、現象発生前に補償を行う。

(e) 「バ」国人への技術移転状況

Barapukuria 炭鉱で実施している中国の炭鉱技術移転状況は今後の「バ」国での坑内掘り炭鉱開発と生産を予測する上で重要である。

- Barapukuria 炭鉱と中国側との技術移転方法に関しては、M&P Contract を結び OJT や座学で実施しているが、「バ」国側が主体性を持って実施するのが重要と思われる。特に保安管理が重要である。
- 専門知識や通気管理等少人数への教育は英国コンサルタント IMCGCL が行っている。毎日の OJT を通じかなりの技術を取得したと判断しているが、現状の契約終了後に「バ」国人のみで生産を継続する自信はなく、契約の継続が必要と言われている。

¹ 2nd slice とは石炭の高層を坑内掘りで採掘する場合、一度に全層が採掘できない場合、何層かに分けて採掘する。その場合の2番目に採掘する層を 2nd Slice と呼ぶ。

- 通気管理等少人数への教育はなされているが、係員を始めとする従業員への普及はまだなされていない。
- 各作業箇所作業規格図、作業状況板（箇所名、年月日方名、ガス濃度、作業目標、係員名、作業人員）が必要。また各分流や掘進切羽の通気量、ガス量、局部扇風機の位置を記載した坑内通気図も必要。
- 出水、ガス突出等を想定した避難訓練の実施。
- 炭鉱専門家養成のための研修制度の制定。

(f) 石炭セクターマスタープランの策定

将来の石炭開発を円滑に行うために、石炭セクターマスタープランの策定が必要である。また、新規炭鉱開発の実施にあたり、関連するロードマップ、アクションプランの策定も必要である。

(4) 生産予測総括

4.2.6 で国内炭の供給予測の詳細を述べるが、ここでは全体的な状況を述べる。

(a) 坑内採掘

2nd slice 以降、Top Coal Caving の成否にかかわらず Long Wall 採炭が継続していることを前提としても、High Case の実現は保安上難しいと思われる。あくまでも坑内出炭の増産を図るのであれば、コスト増加を承知の上で、南部や立坑周辺等を対象採掘区域として面積の増加を図り、深度移行率を抑え、骨格構造の見直しをすべきである。

Base Case としては、2nd slice 以降、Top Coal Caving の成否にかかわらず Long Wall 採炭が継続していることを前提として、現状の年産 100 万トン程度が妥当と思われる。

地圧制御や自然発火防止の観点から Long Wall 採炭の継続が難しい場合は、Low Case として、Room & Pillar 等の採用で、切羽数を増やして対処せざるを得ない。これらのことより、坑内採掘での生産はあまり期待出来ないと思われる。

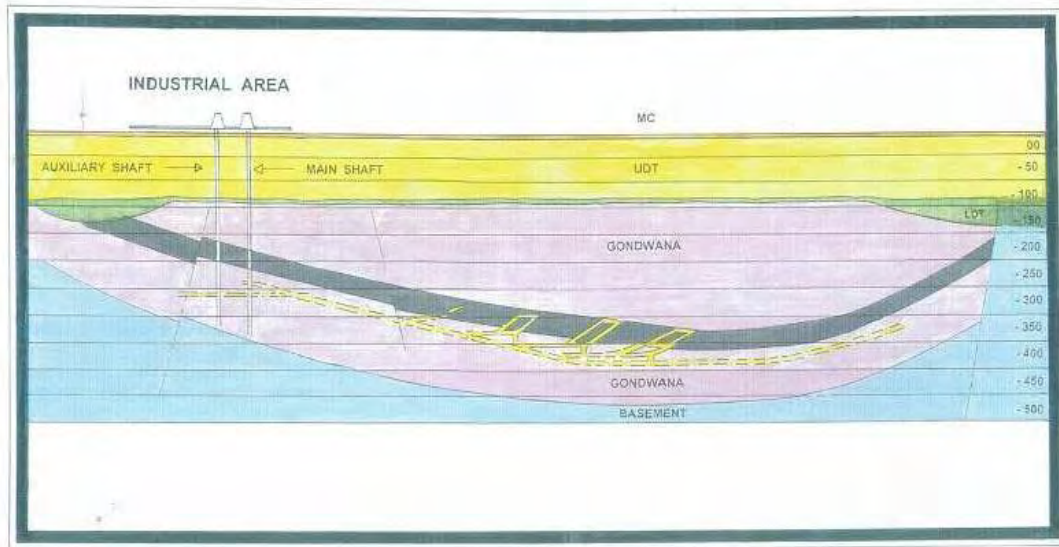
(b) 露天採掘

坑内からの生産があまり期待出来ない場合は、北部の比較的浅部を対象にした露天採掘が考えられる。この区域は通常存在している不透水層の Lower Dupi Tila が薄いか存在せず、透水性の高い Upper Dupi Tila のみがゴンドアナ夾炭層に接している為に、坑内採掘区域から外れた区域である。

ただし、透水性が高く、固結の緩い地層の下に存在する炭層を対象とした露天掘りはあまり例がない。4.2.4 で提案している、パイロット炭鉱が是非必要である。ここで種々の技術課題や環境対策が克服されて現地住民が納得した場合には、かなりの出炭が期待できる。

一方、パイロット炭鉱の試掘結果によっては、技術課題や環境対策が克服できずに経済的な採掘は不可能との結論も有り得る。この場合、残念ながら「バ」国で現状発見されている炭田の露天採掘は不可能との結論となり、すべて坑内採掘もしくは UBC、UCG の検討対象となろう。

UNDERGROUND DEVELOPMENT SCHEME



出所：Barapukuria 炭鉱

図 4-4 南北縦断面図



出所： Barapukuria 炭鉱会社

図 4-5 Barapukuria炭鉱坑内図¹

¹ 切羽仕様は面長：100～160m, 稼行長：約 600m, 現在 5 面を終掘している。

採炭設備は 440t/枠、シヤラーは 375kw+132Kw,600t/hr。

切羽の経過：中国は 2 セット納入したが 1 セットは LW No.1110 で自然発火により密閉、最近取り開けた。1 セットは No.1101 →1106→1109→1103→1104 を終掘。



出所：PSMP 調査団

図 4-6 Barapukuria 炭鉱全景



出所：PSMP 調査団

図 4-7 材料・人員用立坑と奥が揚炭用スキップ立坑



出所：PSMP 調査団

図 4-8 採炭切羽の天盤を支える自走枠

4.2.3 未開発炭田の状況

(1) Phulbari 炭鉱開発

Phulbari炭田の開発経過が今後の「バ」国での石炭開発の課題を顕著に示している。この炭田開発計画は1994～1997年の豪州のBHPによる探査から始まっている。その後、1998年、BHPからAEC¹にライセンスと投資契約が移転された。

AECは2004～2005年に新たに100本以上の探査ボーリングを実施、Measured: 288百万トン、Indicate: 244百万トン、Inferred: 40百万トン、合計総資源量572百万トンとした。この内容はメルボルンのGHD Pty Ltdにより発表された。この新規の探査結果では合計炭層厚は15～70m、すべての炭層の平均層厚は30mとなっており、深度は150～250m。採掘計画は年間平均1,500万tで、炭質は一般炭と弱粘結性炭である。また併せて、500MWの石炭火力発電所も提案している。

AECは2005年10月、政府にPhulbari石炭開発事業のF/Sを提出している。またEnvironmental Impact Assessment (EIA)とEnvironmental and Social Impact Assessment (ESIA)を実施、2006年6月に完成している。露天掘りの範囲は当初2,000ヘクタールで、最終的な範囲は合計5,900ヘクタールとなっている。また、最終的には約40,000人の移転が計画されていた。図4-9に開発予定地の写真を示す。

本開発計画は、全体的にはボーリングの本数から判断して石炭埋蔵量の十分な把握に基づいた信頼できるF/S並びに環境対策を配慮した提案と思われ、「バ」国の一大石炭開発プロジェクトとの位置づけであった。しかし2006年8月、住民による反対運動が起き、死傷者が出る事件となり、開発計画は中止に至っている。その当時の新聞報道等による住民反対の主な理由は、環境問題、住民立ち退き、外国資本による開発に対する資源ナショナリズム等となっている。その後、Global Coal Managementが継承したがその後の進捗状況は今のところ不明である。

計画内容を検討すると、露天掘り炭鉱を知らない住民が大勢住んでいる地域での大規模露天掘り開発構想はなかなか受け入れ難いものがあることは予想できる。特に、先祖代々が築いてきた水田を破壊することに対する、十分な配慮と開発方法のやり方に問題があったと推測する。結果論かもしれないが、まずは100～200万トンの小規模開発からスタートしてもよかったのではないかと思われる。いずれにせよ、商品価値の高い石炭が豊富にあることは確かであり、この開発が「バ」国にとってエネルギー問題解決の最重要課題であることは間違いない。

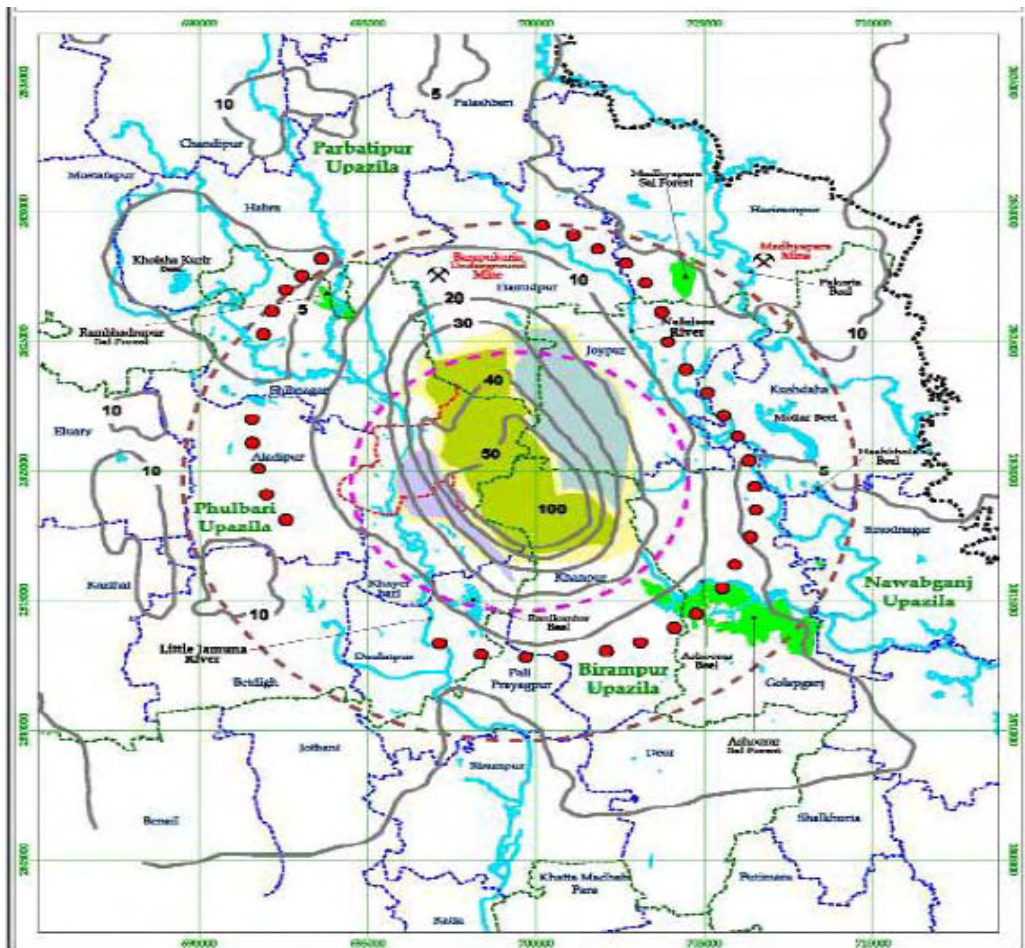
図4-10に露天掘り開発前の事前準備としての抜水ボーリングと水位の影響線の模式図を示している。またこの図4-10にはPhulbari炭鉱開発に向けた抜水ボーリングの位置を赤点で示しており、また影響範囲を外側の破線で示している。これから分かるように影響範囲がかなり広範囲に亘っているのが分かる。

¹ Asia Energy Corporation (Bangladesh) Pty Ltd



出所：PSMP 調査団

図 4-9 Phulbari 露天掘炭鉱開発予定地



出所：AEC, 2005

図 4-10 Phulbari 炭鉱開発に提案された排水ボーリング位置図と影響範囲

(2) Khalaspir 炭田

Hosaf Group が 2006 年 6 月に F/S を BMD (Bureau of Minerals Development) に提出している。F/S は Hosaf Group と提携している China Jinan Mining Development Corporation が作成し、この期間中には Geotech-India、NamNam of North Korea、Geo-Mineral of China および英国の IMC Group Consulting Limited, UK (IMCL) の協力も得ている。

第 2 次現地調査で入手した資料によると、採掘対象炭層は上から 1 番層、2 番層、4 番層の 3 層である。鉱区内での確定炭量が 451 百万トン、予想炭量が 277 百万トンである。帯水層である Upper Dupi Tila の排水費用と時間を考慮して Under Ground mining (U/G) での採掘とした。出水を防ぎ、時間的に早く着炭できる立坑方式での開坑、Long Wall 採炭を考えている。炭層傾斜が説明通り 2~3 度で、炭層が連続していれば、採掘条件は Barapukuria に比べて格段に優れている。

採炭法は厚層であることから、中国で成功している Top Caving 法¹の導入を考慮しており、最初の 10 年は年産 200 万トン、その後は年産 400 万トンの計画である。現地でボーリングコアを見たが、時間的な制約から 2 番層とその天盤のサンプルだけであったが、中粗粒砂岩と思われる、見た感じでは強度が高く跡バラシに手こずりそうである。

地震探査は実施しているものの探査ボーリングが 14 本と少なく、今後はかなりの追加のボーリングを実施して地質、炭層状況を正確に把握後に生産計画の作成、地盤沈下予測と対策、保安対策、種々の環境対策、住民対策等の作成が必要とされるので、生産開始まではかなりの時間がかかる。新規ボーリングからの石炭サンプルの分析では従来の分析ばかりでなく、ガス含有量の測定も是非必要である。



出所：PSMP 調査団

図 4-11 Khalaspir 採掘予定区域の水田



出所：PSMP 調査団

図 4-12 Khalaspir、Hosaf 現場事務所

(3) Barapukuria 露天掘り開発計画

現在坑内掘りからスタートした Barapukuria 炭鉱の詳細は前項で述べたが、ここでは露天掘り計画について述べる。粘土成分が多く遮水層となっている Lower Dupi Tila が薄化あるいは存在しないために、出水の危険性が高く坑内掘りには不相当と判断されている北部区域が露天掘りの対象となっており、この開発計画が俎上に上がってきている。露天掘りによる環境影響範

¹ Top Caving 法とは LW (ロングウォール) 採掘法において、炭層が厚く採炭機で切削できない石炭を天盤に残し、自走枠の後部、もしくは上部から自然崩落した石炭を回収する採掘方法。これにより、今まで回収不能であった石炭も回収でき、採掘率向上が期待できる。

囲が広く、全鉱区を対象にした露天掘りは困難であるとされている。一方、「バ」国での露天掘り方式での炭鉱開発は重要課題であることを考えると、露天掘り炭鉱の試行として、Barapukuria 炭鉱の鉱区の一部をパイロット的な露天掘り炭鉱開発が考えられる。その結果、技術開発とコスト試算、環境影響範囲と対策の実証データが得られると考える。詳細は事項で説明する。

(4) Dighipara 炭田

探査ボーリングが僅か5本と少なく、しかも新聞報道(The Daily Star 2008-12-22)によると、5本のボーリングは1.25 km²の狭い区域で行われたにすぎない。従って、今後は広域での探査ボーリング、地震探査等を積極的に行い、正確な地質状況を把握するのが先決である。炭層賦存深度が比較的深いことから U/G の開発が現実的と思われる。新規ボーリングからの石炭サンプルの分析では従来の分析ばかりでなく、ガス含有量の測定も是非必要である。探査権所有者の Petrobangla の話（第3次現地調査）では、2年間ほどをかけて地震探査や探査ボーリングを行い F/S を作成する計画とのことであり、早期の実施を期待したい。



出所：PSMP 調査団



出所：PSMP 調査団

図 4-13 Dighipara 探査ボーリング付近の水田

図 4-14 探査ボーリング付近の民家

4.2.4 開発炭田の生産予測とパイロット炭鉱の提案

(1) 未開発炭田の課題

石炭開発方法には露天掘りと坑内掘りがあるが、「バ」国を対象にした場合、その主な決定要因ごとの露天掘りと坑内掘りの比較を表 4-4に示す。

表 4-4 露天掘りと坑内掘りの比較

主な決定要因	露天掘り	坑内掘り
(1) 採掘コスト	<ul style="list-style-type: none"> ・剥土比¹によるが、一般的に露天掘りの方が生産量の調整が容易且つ、大量出炭が可能で、採掘コストが安い。 ・「バ」国の場合は帯水層対策として、事前の抜水ボーリングが必要となる。このボーリングコスト並びに運転費が膨大となることが予想されるので、坑内掘りと比べて採掘コストが安いかどうか疑問視されている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・露天掘りが不可能な場合、コスト的に合わない場合等、坑内掘りを採用するが一般的な露天掘りに比べ採掘コストは高い。 ・計画出炭に対する設備能力により増産範囲は限定される。
(2) 採掘率	<ul style="list-style-type: none"> ・採掘対象となる可採埋蔵量に対して、採掘率²は90%程度。 	<ul style="list-style-type: none"> ・採掘対象となる可採埋蔵量に対して、採掘率は20%～40%程度。
(3) 生産安定性	<ul style="list-style-type: none"> ・安定出炭が期待できる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・自然条件によるリスクが大きく、出炭は不安定。
(4) 環境対策	<ul style="list-style-type: none"> ・採掘対象地域並びに剥土の堆積用地として、採掘対象面積の約4倍以上の敷地が必要となり、採掘による影響範囲が広い。 ・帯水層の事前抜水による周辺住民の水源の確保、地表沈下問題が課題 	<ul style="list-style-type: none"> ・採掘予定地域の地表沈下による住民の移転等の対策が必要だが、範囲は限定される。 ・地表に与える環境影響は露天掘りに比べ少ない。
(5) 「バ」国における総合評価	<ul style="list-style-type: none"> ・「バ」国に適合した露天掘り技術の確立が重要。そのために、パイロットサイトにおける小規模露天掘りを実施して、技術の実証と採掘コストの試算が必要となる。 ・露天掘り採掘方法は安定出炭、採掘率向上による石炭資源の有効活用の面から優れているので、「バ」国の技術挑戦が期待される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・Barapukuria 炭鉱にて坑内掘り技術の実証中。今後高層石炭層の採掘率向上に向けての技術確立が必要となる。 ・今後の新規炭鉱は坑内掘りが優先すると予想される。
(6) 課題と提案	<ul style="list-style-type: none"> ・後述するパイロット露天掘り炭鉱の早期実施による露天掘り炭鉱の評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・2nd Slice以深³における採炭法の早期決定 ・地表沈下対策 ・技術移転方式の確立

出所：PSMP 調査団

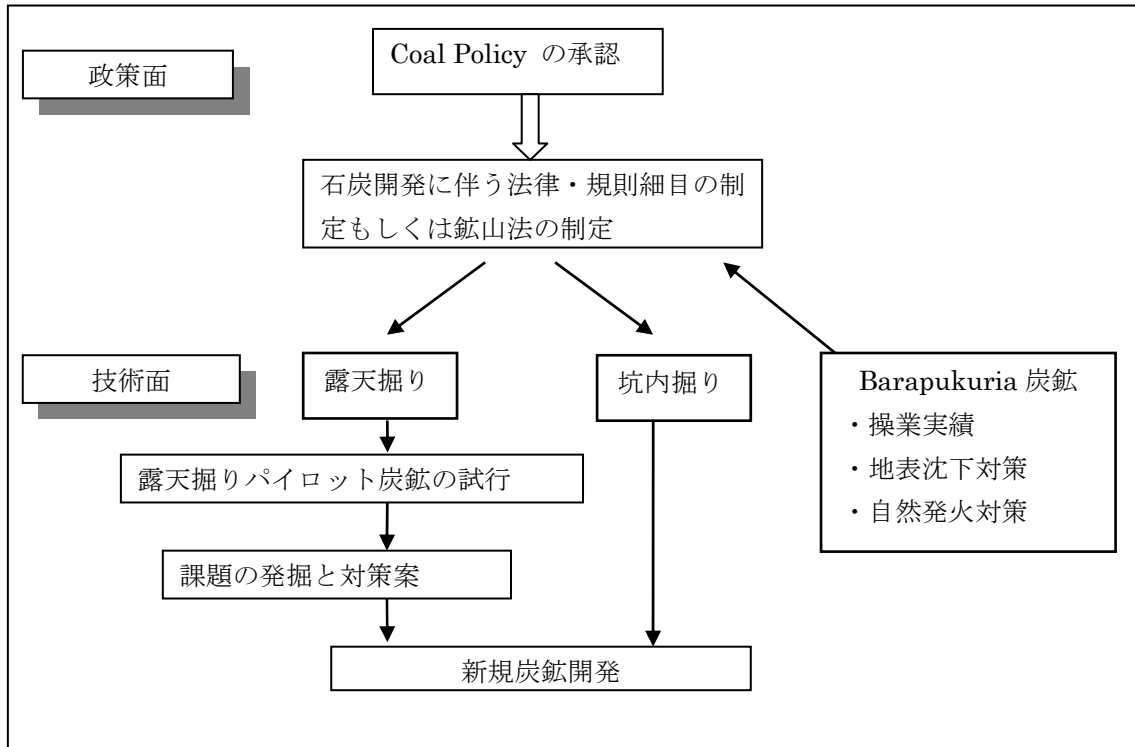
¹ 剥土比：石炭1トン採掘するために必要な剥土量(m³)の比率。例えば1：7のように表現する。

² 実収率とは採掘率とも呼ばれ炭鉱が保有している炭量に対してどの位採掘できるかの比率を示す。

³ 機械化採炭切羽では炭層の厚さが最大3～4mが一般的に効率よく採炭できる厚さである。

(2) 開発フロー

以上の未開発炭田の開発状況を踏まえると、短期間での生産開始はまず不可能と思われる。具体的には図 4-15に示す開発フローが考えられる。まずはCoal Policyの政府承認が急がれる。またこのフローから現状調査による生産予測は4.2.6項で述べる。



出所：PSMP 調査団

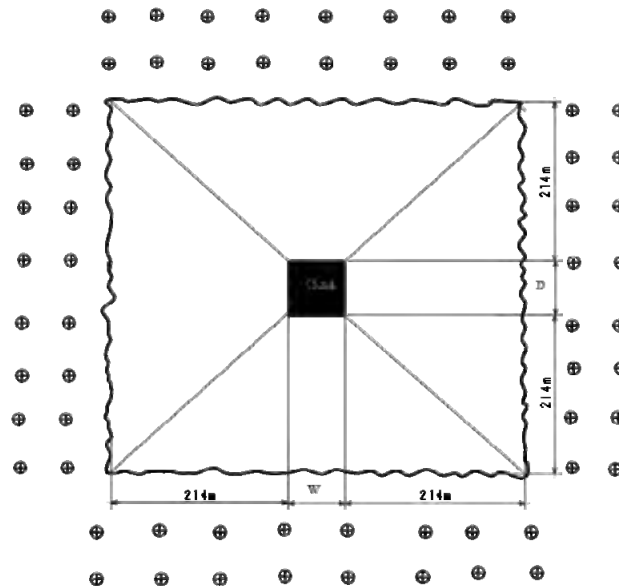
図 4-15 新規炭鉱開発のフロー

(3) パイロット炭鉱の提案

前述した開発フローに於ける露天掘りパイロット炭鉱案は「バ」国での露天掘りの可能性の実証並びに住民への理解を得ることを目的としている。フルバリ露天掘り計画のトン挫の最大原因は「バ」国にとって露天掘り採掘法が全くの新規採掘法であり、技術的不信感、住民地区への影響範囲の広大さ、並びに地下水を始めとする環境影響問題が大きくクローズアップされ、更に事業形態を含め住民の賛同が得られなかったと判断している。

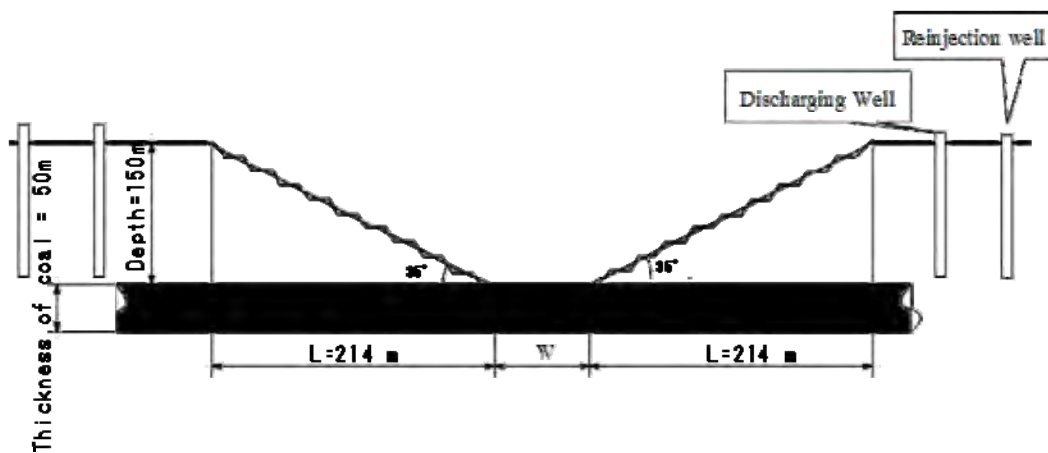
PSMP調査団は「バ」国における露天掘り炭鉱開発は石炭資源確保のうえで最重要課題と認識しており、このパイロット露天掘り炭鉱の実施を提案するものである。この小規模露天掘りパイロット炭鉱を実施することにより、技術問題、地下水対策、生産コスト試算等を明らかにし、その結果、成功した場合は住民の理解に向けた説得材料に資すると考える。もしその結果の評価が否定的なら、「バ」国での露天掘り採掘法はあきらめざるを得ない。特に諸外国と比べると「バ」国の露天掘り条件が著しく悪い点が最大の課題であり、その意味でもこのパイロット炭鉱は重要である。提案の詳細はAPPENDIX-3 「パイロット露天掘り炭鉱」に示す。ここで

は概要として図 4-16に平面図、図 4-17に断面図を示す。また、Barapukuria炭鉱会社は現在パイロット露天掘り炭鉱の実施に向け検討を開始している（2010年12月現在）。



出所：PSMP 調査団

図 4-16 Top plan view



出所：PSMP 調査団

図 4-17 Cross-section view

4.2.5 未開発炭田からのガス回収方法

(1) CBM

米国や豪州では未採掘の炭田から天然ガス（CBM: Coal Bed Methane）を回収しており、2001年における米国CBMの生産量は1.56Tcfで、天然ガス生産の8%を占めている。中国でも生産が

開始され、CBM生産の拡大が続いている。「バ」国政府もJamalgonjiをCBMの候補地と考えているようである。資料¹は少ないが下記のことわかっている。

- 1962年にJamalgonjiで国連の援助により10本の探査ボーリングを実施、うち9本で炭層を確認している。炭層は東に緩く傾斜し、地表下640mから1158mにかけて賦存しており、上位から順に1番層から7番層まで7枚が確認されている。平均合計層厚は64mに達するが、主要炭層はその厚さと広がりから3番層と7番層である。
- 当区域では炭層のガス含有量は測定されていないが、試錐作業において、着炭貫層時に数本のボーリング孔からガスの湧出があったと記録されているが、メタン含有率は不明である。
- 第2次現地調査でBarapukuria探鉱ではメタンの包蔵量が少なく、湧出量も少ないことがわかった、これは炭層の炭理(cleat)が発達し透過率が高いのと、透過率の高い岩石の存在や断層の発達がその原因となって包蔵ガスが逸散した結果とも考えられる。それに対し、Jamalgonjiにおいては炭層を胚胎している Gondwana グループの岩石は粗一中粒砂岩が大部分であるが、カオリナイトが粒子間の固結材の役目をしているので透過率が低いと報告されている。これは遊離あるいは脱着ガスの拡散を防ぐ帽岩(Cap Rock)の役目を果たしているものと思われ、CBM回収の可能性もある程度期待できる。

(2) UGC (地下ガス化)

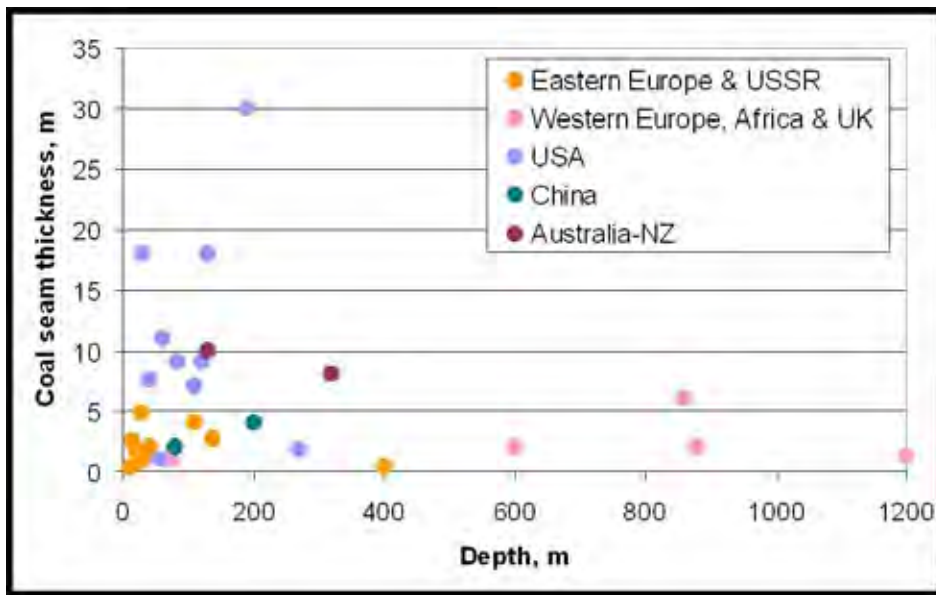
UGCの現状と今後は下記

- 商業運転または商業運転に近い UGC 実施国
豪州、南アフリカ、中国、ウズベキスタン
→ 環境に不利な浅部炭層が中心。豪州以外は発電用。
- 検討国
インド(数件)、カナダ(深部)、米国、東欧州諸国(深部)、ベトナム(日本商社)
関心が高い
- 近年、多くの国際会議が開催されるが、概要が多く、商業化に近い UGC データの開示は皆無
→ 特許問題でプロセスに関連する技術情報が少ない
- 環境的に有利な深部炭層での UGC 商業化運転、特に、原材料ガス生成には至っていない。UGC が石炭を経済的にガス化し、経済発展のために必要な原材料を生産することを科学的に裏付ける実証運転が必要(カナダでの試験)。
- インド：潜在的に UGC に適した地域。エネルギー需要が高く、約 4,670 億トンの予想埋蔵量があり、その約 66%が深部から中間深度に存在し、非常に灰分が高く熱量が低い未利用低品位炭が豊富。商業 UGC の実現を加速化。
- 過去の UGC 試験では、浅い炭層での数例を除いて、大部分が連続運転できず。
- 多くの試験では、将来の可能性を示唆する段階で終了している。

¹ The Arabian Journal for Science and Engineering, Volume 27, Number 1A, January 2002

以上の状況下であり、今後5年間で世界的には商業化例が増加すると予想されるが、技術的ノウハウの開示、地域差による特殊性等から汎用技術としての「バ」国への応用は時間がかかると思われる。また 2010 年 12 月には Jamalgonji の炭田を対象に豪州からファイナンスと伴う UGC の実施に向けた提案を受け、セミナーも開催され、バングラデシュ側は高い関心を持っている。

図 4-18に示すようにUGCが実施された炭層深度は 350m以浅となっている。図 4-19に現在稼働中の現場を示す。「バ」国においてはCBMと同じく将来の適応性を検討するうえでの情報収集等は今後とも必要であろう。



出典：JCOAL

図 4-18 The feature of coal seam for UCG



出典：JCOAL

図 4-19 Current operation site

4.2.6 国内炭供給・品質予測と課題

(1) 国内炭供給予測

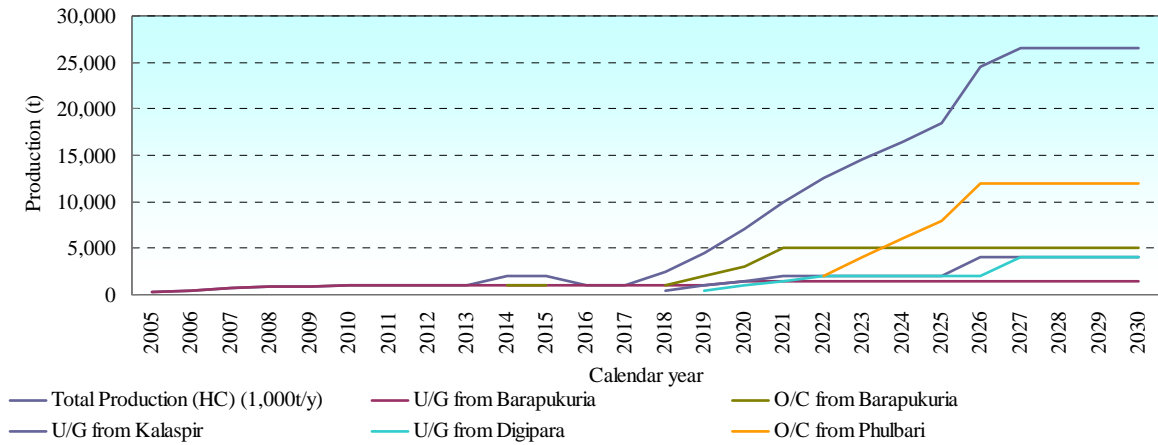
国内炭の生産予測をするうえで、ハイケース、ベースケース、ローケースを設定、表 4-5にそれぞれのケースについての検討内容を示した。またその結果の生産予想を表 4-6に示す。ここで、BCMCはBarapukuria炭鉱を示し、新規炭鉱としてKhalaspir, Dighiparaの2つの新規坑内掘り(U/G)炭鉱、露天掘り(O/C)として4.2.4 (3)で説明したBarapukuria炭鉱でのパイロットO/CとPhulbariを入れている。また、図 4-20、図 4-21、図 4-22にハイケース、ベースケース、ローケースについて各炭鉱別の生産量をグラフにして示す。

またEMRDは2011年にCoal Policyの承認のもとにバ国はPhulbari石炭事業を進め、投資計画、政府認可、準備・検討期間を考慮して生産は2019年からを予想している旨コメントし、PSMP調査団による国内炭供給予測の決定後、生産予測を入手したので、表 4-6に参考数字としてカッコで示す。この数字はEMRDの国内炭生産に向けた積極的な姿勢を示している。

表 4-5 生産予測上の各ケースの内容

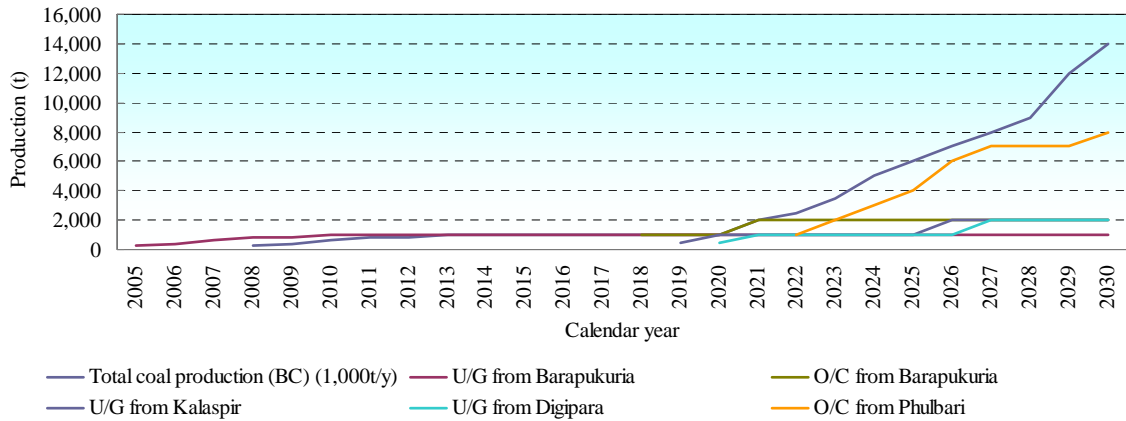
		High Case	Base Case	Low Case
U/G	BCMC	1 2層目の採掘方法が成功した場合	1 2層目の採掘方式が部分的に成功した場合(50%)	1 2層目の採掘方式が不明
		2 150万トン出炭に向けて新規の第2立坑及び諸設備を完成した場合	2 既存設備を主に使用	2 既存設備を主に使用
		3 技術移転が成功し、Bangラデシュ人により炭鉱が操業される場合	3 技術移転が75%程度の場合	3 技術移転が50%程度の場合
	New mine	1 F/Sや諸認可が予定通り終了し、財務課題が解決する場合	1 F/Sや諸認可が終了し財務課題は解決するが設備投資が50%の場合	1 F/Sや諸認可が財務課題、環境問題で時間がかかる場合
		2 準備作業や建設工事が予定通り実施された場合	2 準備作業や建設工事が予定通り実施された場合	2 準備作業や建設工事が遅れた場合
		3 十分な技術・経営支援がなされた場合	3 技術・経営支援がなされた場合	3 技術・経営支援が不十分な場合
O/C	New mine	1 Barapukuria炭鉱でのパイロットO/Cが成功し、環境問題、住民問題が解決、拡大生産ができた場合	1 Barapukuria炭鉱でのパイロットO/Cの結果、さらなる検討が必要となった場合で、生産能力は50%	1 Barapukuria炭鉱でのパイロットO/Cの結果、O/Cは困難になり、O/CからU/Gへの変更がなされた場合
		2 新規O/Cが許可され実施計画が予定通り進んだ場合	2 新規O/Cの認可が遅れ、生産計画が50%に下がった場合	
		3 炭鉱操業が成功した場合	3 当初の炭鉱操業計画よりもさらに時間がかかる場合	

出所：PSMP調査団



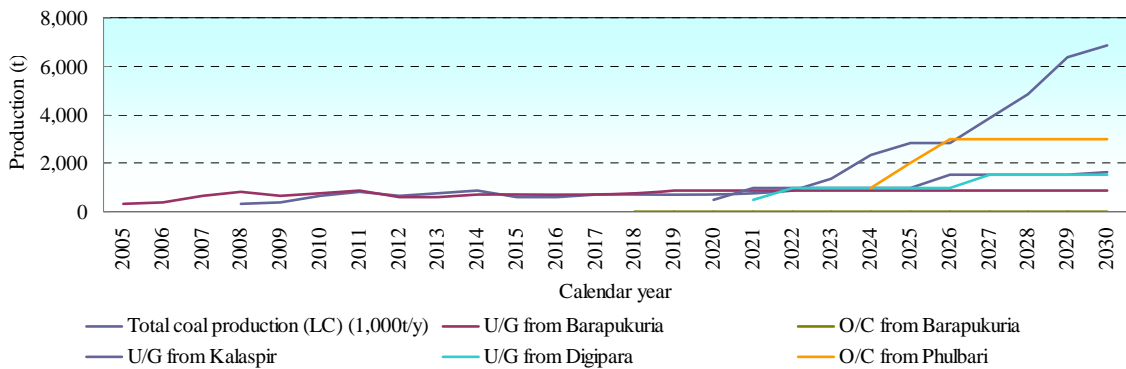
出所：PSMP 調査団

図 4-20 Domestic coal production (high case)



出所：PSMP 調査団

図 4-21 Domestic coal production (Base case)



出所：PSMP 調査団

図 4-22 Domestic coal production (Low case)

(2) 国内炭品質

Barapukuria炭とKhalaspir炭のボーリングコアからの分析値を表 4-7、表 4-8に示す。それぞれ複数の炭層を有しているが、Barapukuria炭鉱では第6層を採掘中である。また現在Barapukuria炭鉱が発電所に供給している石炭を日本で分析したデータを表 4-9に示す。このデータからも分かるようにBarapukuria炭は灰分、硫黄分とも少なく、灰の熔融温度も高く、石炭火力発電所にとって非常に燃やしやすいい品質の石炭であることが分かる。

表 4-7 Barapukuria 炭の分析値

炭層	比重	固有水分	揮発分	灰分	全硫黄分	固定炭素	燃料比 ¹	発熱量 CV	平均層厚	深度
	SG	IM(%)	VM(%)	Ash(%)	TS(%)	FC(%)		(kcal/kg)	(m)	(M)
I	1.39	3.5	31.7	19.2	1.33	45.5	1.44	5,859	1.8	130 - 194
II	1.39	3.5	29.6	16.6	0.50	50.6	1.71	6,696	10.9	132 - 253
III	1.57	3.6	29.2	12.6	0.62	54.7	1.87	6,811	1.5	142 - 277
IV	1.38	3.0	30.8	16.3	0.52	48.7	1.58	6,833	1.3	159 - 306
V	1.46	2.5	28.7	23.7	0.43	44.9	1.56	6,087	8.8	162 - 326
VI	1.37	2.3	31.4	11.8	0.65	53.4	1.70	7,087	36.2	170 - 450
VII	1.43	2.7	28.7	15.3	0.77	53.4	1.86	6,960	1.6	204 - 492

出所： GSB

表 4-8 Khalaspir 炭の分析値

炭層	固有水分	揮発分	灰分	全硫黄分	固定炭素	燃料比	発熱量 CV	平均層厚	深度
	IM(%)	VM(%)	Ash(%)	TS(%)	FC(%)		(kcal/kg)	(m)	(M)
I	2.6	21.8	18.0	0.84	57.5	2.64	6,529	2.5	162-159
II	2.3	17.4	18.4	0.96	60.5	3.48	6,391	12.0	162-253
III	1.3	40.4	24.9	0.69	51.3	1.27	5,990	1.8	172-277
IV	1.4	24.0	17.5	0.90	57.0	2.38	6,531	1.9	189-306
V	0.8	22.7	26.8	0.74	49.8	2.19	5,958	9.2	198-326
VI	0.6	23.5	27.3	0.65	48.6	2.07	5,797	37.7	170-450
VII	0.5	25.3	19.9	0.87	54.3	2.15	6,433	1.9	204-492
VIII	0.7	23.8	21.6	0.51	54.0	2.27	6,257		

出所： GSB

¹ 燃料比：固定炭素／揮発分で計算され、燃焼性評価指標として使用。1.5<燃料比≤2.5 が燃焼性普通で、大きいと燃焼性が悪く、少ないと良いとされている。

表 4-9 Barapukuria 炭分析値

		No.1				No.2				No.3				No.4				No.5			
		Barapukuria coal (Seam VI)				Barapukuria coal (1)				Barapukuria coal (2)				Barapukuria coal (3)				Barapukuria coal (4)			
		As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)
[Proximate analysis] by JIS M.8812		Moisture (%)	2.3			11.3				9.5				10.4				9.1			
		Ash (%)	11.9	12.2		11.7	13.2			11.4	12.6			12.3	13.7			11.5	12.6		
		Volatile Matter (%)	31.7	32.5	37.0	29.3	33.0	38.0		29.6	32.7	37.4		29.2	32.6	37.8		31.4	34.5	39.5	
		Fixed Carbon (%)	54.0	55.3	63.0	47.7	53.8	62.0		49.5	54.7	62.6		48.1	53.7	62.2		48.1	52.9	60.5	
		Total (%)	0.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0		0.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0
[Ultimate analysis] By JIS M 8813		Ash		13.2		Ash		12.6		Ash		13.7		Ash		12.6		Carbon	73.5	84.1	
		Carbon		73.3	84.4	Carbon		73.2	83.8	Carbon		72.9	84.5	Carbon		73.5	84.1	Hydrogen	4.86	5.56	
		Hydrogen		4.85	5.59	Hydrogen		4.84	5.54	Hydrogen		4.82	5.59	Hydrogen		4.86	5.56	Nitrogen	1.57	1.80	
		Nitrogen		1.54	1.77	Nitrogen		1.54	1.76	Nitrogen		1.58	1.83	Nitrogen		1.57	1.80	T. Sulphur	(0.57)		
		T. Sulphur		(0.61)		T. Sulphur		(0.68)		T. Sulphur		(0.57)		T. Sulphur		(0.57)		Sulphur in Ash	(0.08)		
		Sulphur in Ash		(0.10)		Sulphur in Ash		(0.08)		Sulphur in Ash		(0.08)		Sulphur in Ash		(0.08)		Sulphur	0.49	0.56	
		Sulphur		0.51	0.59	Sulphur		0.60	0.69	Sulphur		0.49	0.57	Sulphur		0.49	0.56	Chlprine	0.056	0.06	
		Chlprine		0.058	0.07	Chlprine		0.057	0.07	Chlprine		0.054	0.06	Chlprine		0.054	0.06	Oxygen	6.91	7.91	
		Oxygen		6.51	7.50	Oxygen		7.15	8.18	Oxygen		6.44	7.46	Oxygen		6.44	7.46	Total (%)	100.0	100.0	
		Total (%)		100.0	100.0	Total (%)		100.0	100.0	Total (%)		100.0	100.0	Total (%)		100.0	100.0	Total (%)	100.0	100.0	
[Ash Analysis Report] By JIS M 8815		SiO ₂		53.1		SiO ₂		50.8		SiO ₂		59.0		SiO ₂		57.4		Fe ₂ O ₃	3.33		
		Fe ₂ O ₃		4.39		Fe ₂ O ₃		4.58		Fe ₂ O ₃		3.96		Fe ₂ O ₃		3.33		Al ₂ O ₃	32.6		
		Al ₂ O ₃		33.8		Al ₂ O ₃		36.2		Al ₂ O ₃		30.4		Al ₂ O ₃		32.6		CaO	1.25		
		CaO		1.45		CaO		1.27		CaO		1.05		CaO		1.25		SO ₃	0.26		
		SO ₃		1.06		SO ₃		0.24		SO ₃		0.27		SO ₃		0.26		P ₂ O ₅	0.75		
		P ₂ O ₅		0.95		P ₂ O ₅		4.04		P ₂ O ₅		0.72		P ₂ O ₅		0.75		MnO	0.03		
		MnO		0.01		MnO		0.11		MnO		0.01		MnO		0.03		TiO ₂	1.77		
		TiO ₂		2.30		TiO ₂		0.37		TiO ₂		1.91		TiO ₂		1.77		V ₂ O ₅	0.11		
		V ₂ O ₅		0.11		V ₂ O ₅		0.11		V ₂ O ₅		0.06		V ₂ O ₅		0.11		Na ₂ O	0.01		
		Na ₂ O		0.01		Na ₂ O		0.21		Na ₂ O		0.12		Na ₂ O		0.01		K ₂ O	0.99		
		K ₂ O		0.83		K ₂ O		0.68		K ₂ O		0.70		K ₂ O		0.99		Total (%)	98.5		
		Total (%)		98.01		Total (%)		98.6		Total (%)		98.2		Total (%)		98.5		Total (%)	98.5		
[Ash Fusibility Report] By JIS M 8801		Deformation T(Oxidizing)		≥ 1,600		Deformation T(Oxidizing)		≥ 1,600		Deformation T(Oxidizing)		≥ 1,600		Deformation T(Oxidizing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Oxidizing)	≥ 1,600		
		Hemisphere T(Oxidizing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Oxidizing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Oxidizing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Oxidizing)		≥ 1,600		Flow Temperature	≥ 1,600		
		Flow Temperature		≥ 1,600		Flow Temperature		≥ 1,600		Flow Temperature		≥ 1,600		Flow Temperature		≥ 1,600		Deformation T(Reducing)	≥ 1,600		
		Deformation T(Reducing)		1,590		Deformation T(Reducing)		≥ 1,600		Deformation T(Reducing)		≥ 1,600		Deformation T(Reducing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Reducing)	≥ 1,600		
		Hemisphere T(Reducing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Reducing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Reducing)		≥ 1,600		Hemisphere T(Reducing)		≥ 1,600		Flow Temperature	≥ 1,600		
		Flow Temperature		≥ 1,600		Flow Temperature		≥ 1,600		Flow Temperature		≥ 1,600		Flow Temperature		≥ 1,600		Total (%)	98.5		
[Heating Value]		By JIS M 8814 (HHV) (kJ/kg)		30,160		By JIS M 8814 (HHV) (kJ/kg)		30,120		By JIS M 8814 (HHV) (kJ/kg)		29,150		By JIS M 8814 (HHV) (kJ/kg)		30,070		(HHV) (kcal/kg)	7,180		
		(HHV) (kcal/kg)		7,200		(HHV) (kcal/kg)		7,190		(HHV) (kcal/kg)		6,960		(HHV) (kcal/kg)		7,180		Total (%)	98.5		
		Total (%)		98.01		Total (%)		98.6		Total (%)		98.2		Total (%)		98.5		Total (%)	98.5		
[HG] By JIS M 8801 7				51.2				51.1				50.4				50.7		Total (%)	98.5		

出所：PSMP 調査団



4.3 輸入炭の現状と課題

4.3.1 海外炭の現況

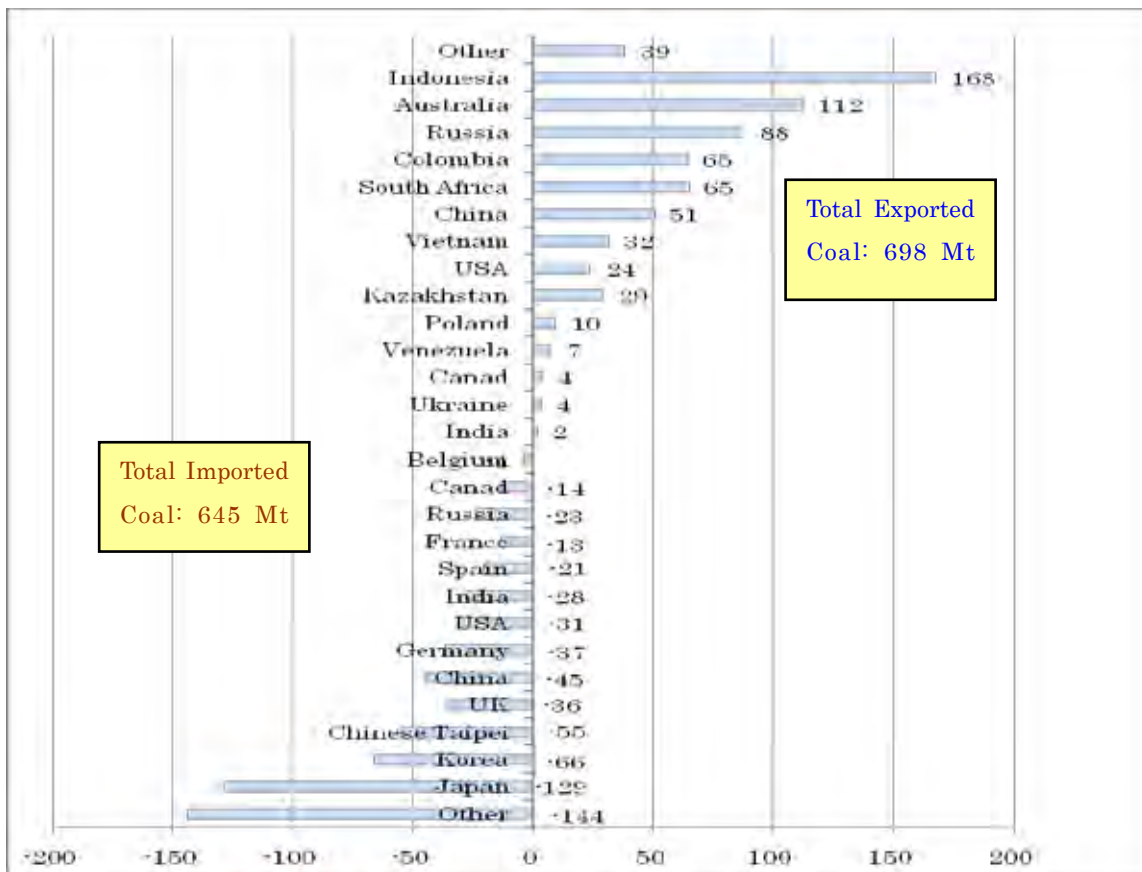
(1) 石炭資源

石炭は他の化石燃料と比べて、燃焼時の二酸化炭素 CO₂ 排出量が多いという環境面の制約があるが、埋蔵量の豊富さと、地域偏在性の低さによる供給安定性および、単位発熱量当たりで低価格という経済優位性を持つ資源である。

可採埋蔵量の地域分布は北米、欧州で過半数を占め、次いでアジアが多い。埋蔵量 (R) を生産量(P)で除した可採年数は、石油が 41~42 年、天然ガスは 60~67 年で推移しているが、石炭埋蔵量は 2008 年末で 122 年となっている。

(2) 石炭需給現状

図 4-23に 2007 年の世界各国が輸入・輸出している燃料用¹石炭量を示している。この図から日本が世界の燃料用石炭輸入量の最大国であることが分かる。



出所： IEA Coal Information 2009

図 4-23 2007 年各国の燃料用石炭輸入・輸出量(IEA Coal Information 2009)

¹ 燃料用石炭は日本では一般炭と呼ばれ、原料炭とも呼ばれているコークス用炭と区別して、ボイラー、暖房、厨房用に使用されている石炭である。

(3) 石炭需給予測

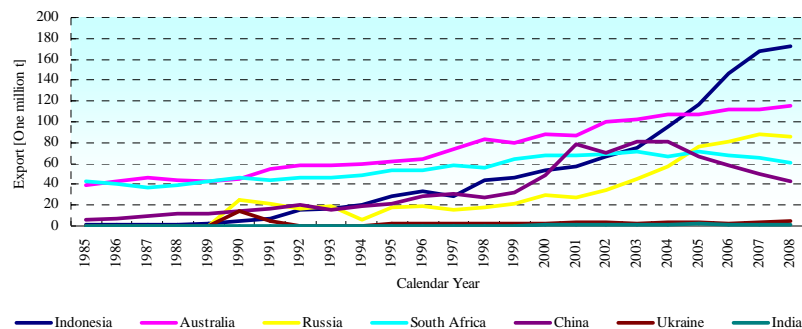
中長期的には中国やインドをはじめとするアジア太平洋区域での石炭需要拡大が見込まれる。最近では石炭資源国で資源ナショナリズムの台頭と、石炭価格の低値安定が、新規の資源探査投資や設備投資抑制が新規サプライヤー出現と将来の供給ポテンシャル拡大を制限し、石炭需給バランスを不安定化させる要因となるおそれがある。

IEAのWorld Energy Outlook 2009による世界の石炭需給予測量から判断すると、近隣のASEAN諸国の石炭需要が旺盛である点が「バ」国の将来の石炭輸入に関しては大きな課題となる。各地域での石炭の需給予想では、アジア地域では2030年で約2億トンが不足になると言われている。特にインド、中国の需要の伸びが大きく、中国は純輸入国になってきている。

以上については、現在先進国間で商業取引されている比較的発熱量の高い石炭については長期契約等で縛られているため、新規に購入するのは極めて難しい旨述べている。以下では、「バ」国のような石炭火力を新規に導入する国の場合、今後輸入可能な比較的発熱量の低い石炭についての輸入可能性について検討する。

(4) 各国の石炭生産状況

図4-24に「バ」国が距離的に輸入可能と思われる主な石炭輸出国の輸出量の推移を示す。輸出能力の要素は資源量と港湾設備を含めた各国のインフラ状況となる。Appendix-2に輸入対象となるインドネシア、豪州、中国、インド、南アフリカ、についての現況を述べている。また米国は世界最大の埋蔵量を有しているのを参考として記載した。課題は将来「バ」国が海外から電力用炭を輸入する場合どのような状況が予想されるかである。特に価格と品質が問題となる。



出所： IEA Coal Information (2009 Edition)

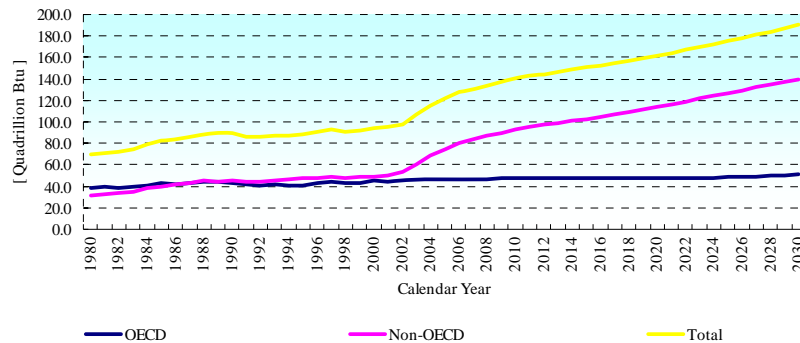
図 4-24 「バ」国が輸入可能と思われる主な国別の石炭輸出量

4.3.2 「バ」国で輸入可能な石炭需給予測と品質需給予測

(1) 「バ」国が輸入可能な石炭需給予測

図4-25に示すように2002年頃からNon-OECDの石炭需要が急増しており、2030年では現在のOECD諸国の需要量の2倍弱となる見込みである。この中で、「バ」国が輸入炭をどの位確保

できるかは、炭質、価格、利権等により正確には予想できないが、インド、インドネシア、豪州、アフリカの供給体制、並びに現在流通している石炭品質の仕様を下げることにより、2030年段階で20～30百万トン程度は可能と予測する。



出所： Fig. 42 in International Energy Outlook 2009

図 4-25 World coal consumption by country grouping

(2) 「バ」国が輸入可能な石炭品質

(a) インド炭

地理的条件から隣国のインドからの輸入炭を期待したが、インド国内需要の急増から、スポット的には可能だろうが、現状輸入量である約 1.5mt～3.0mt以上の輸入は常態的には困難であることが調査から判明した。表 4-10はインド炭の参考のために、現在「バ」国のレンガ製造に使用している石炭分析結果を示している。高硫黄分、比較的 low ash の点からインド北東部の Meghalaya の第 4 紀層の炭田からと推測する。

(b) インドネシア炭

現状では豪州同様に高カロリーの石炭を「バ」国のような新規の顧客に輸出するのは困難とされている。低カロリー炭はアダロ炭が有名であるが新規顧客には供給余裕がないのが実情である。新規炭鉱の一例として、スマトラのジャンピ州では Dry Ash Free で 5,800～6,000kcal/kg、JORK の確定炭量では 200 百万トン以上、剥土比が 2 未満、陸送距離が約 200km でかなりの規模の生産が期待でき、豪州炭よりも現実性が高いと思われる。

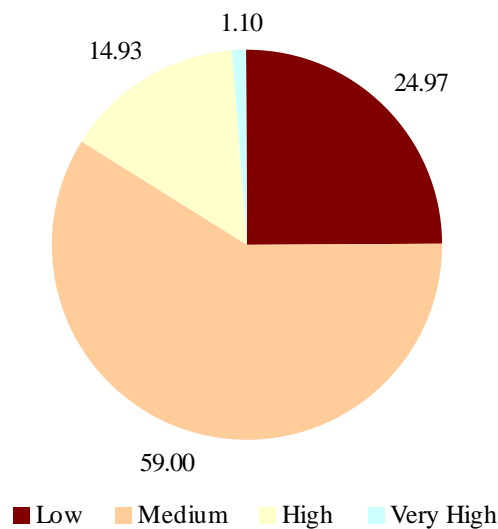
第 1 世代あるいは第 2 世代の一部既存大型炭鉱は頭打ちに近づきつつある。今後、新規に石炭を生産する第 2 世代の一部あるいは第 3 世代の大部分の大規模な炭鉱開発は内陸部に移行せざるを得なくなる。その結果トラック輸送の距離が長くなることで輸送コストが高くなるので、低発熱量とはいえ FOB 価格上昇の一因となる。

またインドネシアの発熱量別の埋蔵量を図 4-26に示す。この図から 6,100kcal/kg以下の石炭埋蔵量は全体で 84%あり、可採埋蔵量だけでも 40 億、推定炭量を加えると、166 億トン見込

まれている。現在商業ベースの石炭は 5,500kcal/kg以上で、平均 5,100kcal/kgの石炭は十分にあるといえる。

インドネシア炭の場合低発熱量炭又は低品位炭と総称されている石炭が多いが、これには灰分が多く水分の少ない亜瀝青炭系と、灰分は少ないが水分の多い褐炭系に分けられる。発電所で使用する場合、この石炭仕様に注意する必要がある。特に褐炭系の石炭は長期間の貯炭、運搬時の自然発火が予想されるので、取り扱いには十分注意する必要がある。

また参考的な石炭品質を表 4-11に示す。



Quality	CV (kcal/kg)	Resources (mt)						Reserves (mt)	
		Hypothetic	Inferred	Indicated	Measured	Total	(%)	Probable	Proven
Low	<5,100	5,057.38	6,579.48	3,651.78	5,750.16	21,038.80	24.97	4,292.15	1,105.40
Medium	5,100-6,100	16,925.13	22,104.38	9,041.44	10,866.96	58,937.91	59.00	8,213.53	2,971.35
High	6,100-7,100	1,560.00	6,031.13	962.56	3,870.47	12,424.16	14.93	670.79	1,275.86
Very High	>7,100	90.11	482.93	5.80	422.81	1,001.65	1.10	73.29	109.18
Total		23,632.62	35,197.92	13,661.58	20,910.40	93,402.52	100.00	13,249.76	5,461.79

出所： Directorate General Mineral, Coal and Geothermal, 2007, Indonesia

図 4-26 インドネシアの発熱量別の埋蔵量

(c) 豪州炭

Queensland (QLD)、New South Wales (NSW)ともに顧客はほぼ固定されており、関係のある炭鉱で操業している中では、高品質炭を増産、拡販する計画は現段階では無い。新規の顧客に高級炭を提供するの困難。Hardgrave Grindability Index (HGI)が低くクラッシングに難のあるものや熱量が若干低いもので開発計画中のものは可能性がある。参考的な石炭品質を表 4-11示す。

(3) 輸入炭の品質予測

一般的には「バ」国の火力発電所で使用する石炭は各輸入炭のブレンドとなることが予想される。いかなる炭種がどの比率になるかは予測が困難である。前掲した表 4-9 にBarapukuria炭表 4-10にインド炭、表 4-11にインドネシア炭・豪州炭の分析値を元に、にBarapukuria炭と輸入炭の比較を示す。色塗りで示す数字は発電用炭として使用するの懸案事項の数字を示している。

表 4-13に輸入石炭の石炭品質総括表並びに表 4-14に平均品位を示す。「バ」国が将来輸入できる高灰分、低発熱量の石炭は現在市場には少なく参考データがないため、ここではその石炭品質を想定するうえでのデータとして参考となるインドネシア炭及び豪州炭の石炭品質データをもとに将来輸入対象となる石炭品質を豪州炭1種、インドネシア炭4種を想定したのを表 4-13に示し、表 4-14に混炭後の平均品位を示している。

表 4-10 「バ」国のレンガ工場にて現在使用している輸入炭

		No.6				No.7				No.8			
		Import coal (1)				Import coal (2)				Import coal (3)			
		Sampled at a brick manufacturer (Indian coal)				Sampled at a brick manufacturer (Indian coal)				Sampled at a brick manufacturer (Indian coal)			
		As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)
[Proximate analysis]													
by JIS M.8812													
Moisture (%)			3.9				4.3				3.8		
Ash (%)			24.8	25.8			24.1	25.2			25.5	26.5	
Volatile Matter (%)			35.7	37.1	50.0		35.9	37.5	50.1		39.5	41.1	55.9
Fixed Carbon (%)			35.7	37.1	50.0		35.7	37.3	49.9		31.2	32.4	44.1
Total (%)		0.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0
[Ultimate analysis]													
By JIS M 8813													
Ash			25.8				25.2				26.5		
Carbon			58.7	79.0			59.5	79.5			47.2	64.2	
Hydrogen			4.52	6.1			4.62	6.2			4.18	5.7	
Nitrogen			0.79	1.1			0.77	1.0			0.69	0.9	
T. Sulphur			(3.57)				(3.84)				(6.33)		
Sulphur in Ash			(0.22)				(0.24)				(0.22)		
Sulphur			3.55	4.8			3.64	4.9			6.11	8.3	
Chlorine			0.006	0.0			0.006	0.0			0.004	0.0	
Oxygen			6.68	9.0			6.23	8.3			15.30	20.8	
Total (%)			100.0	100.0			100.0	100.0			100.0	100.0	
[Ash Analysis Report]													
By JIS M 8815													
SiO ₂			41.6				43.3				30.8		
Fe ₂ O ₃			28.1				22.2				46.3		
Al ₂ O ₃			24.9				28.1				18.2		
CaO			0.65				0.67				0.5		
SO ₃			0.74				0.73				0.51		
P ₂ O ₅			0.01				0.01				0.01		
MnO			0.01				0.01				0.01		
TiO ₂			1.42				1.47				1.06		
V ₂ O ₅			0.04				0.09				0.04		
Na ₂ O			0.41				0.19				0.22		
K ₂ O			0.36				0.34				0.27		
Total (%)			98.24				97.1				97.9		
[Ash Fusibility Report]													
By JIS M 8801													
Deformation T(Oxidizing)			1,475				1,465				1,445		
Hemisphere T(Oxidizing)			1,535				1,510				1,520		
Flow Temperature (Oxidizing)			1,545				1,515				1,525		
Deformation T(Reducing)			1,415				1,310				1,365		
Hemisphere T(Reducing)			1,470				1,375				1,435		
Flow Temperature (Reducing)			1,500				1,410				1,460		
[Heating Value]													
By JIS M 8814													
(HHV) (kJ/kg)			24,210				22,380				18,960		
(kcal/kg)			5,781				5,344				4,528		
[HGI]													
By JIS M 88017													
			52.9				52.3				52.4		

出所：PSMP調査団

表 4-11 「バ」国で輸入可能なインドネシア炭と豪州炭の例

		No.6				No.7				No.8			
		Import coal (1)				Import coal (2)				Import coal (3)			
		Sampled at a brick manufacturer (Indian coal)				Sampled at a brick manufacturer (Indian coal)				Sampled at a brick manufacturer (Indian coal)			
		As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)	As Received Base (ar)	Air Dry Base (ad)	Dry Base (db)	Dry Ash Free base (daf)
[Proximate analysis]													
by JIS M.8812													
Moisture (%)			3.9				4.3				3.8		
Ash (%)			24.8	25.8			24.1	25.2			25.5	26.5	
Volatile Matter (%)			35.7	37.1	50.0		35.9	37.5	50.1		39.5	41.1	55.9
Fixed Carbon (%)			35.7	37.1	50.0		35.7	37.3	49.9		31.2	32.4	44.1
Total (%)		0.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0	0.0	100.0	100.0	100.0
[Ultimate analysis]													
By JIS M 8813													
Ash				25.8				25.2					26.5
Carbon				58.7	79.0			59.5	79.5				47.2
Hydrogen				4.52	6.1			4.62	6.2				4.18
Nitrogen				0.79	1.1			0.77	1.0				0.69
T. Sulphur				(3.57)				(3.84)					(6.33)
Sulphur in Ash				(0.22)				(0.24)					(0.22)
Sulphur				3.55	4.8			3.64	4.9				6.11
Chlorine				0.006	0.0			0.006	0.0				0.004
Oxygen				6.68	9.0			6.23	8.3				15.30
Total (%)				100.0	100.0			100.0	100.0				100.0
[Ash Analysis Report]													
By JIS M 8815													
SiO ₂				41.6				43.3					30.8
Fe ₂ O ₃				28.1				22.2					46.3
Al ₂ O ₃				24.9				28.1					18.2
CaO				0.65				0.67					0.5
SO ₃				0.74				0.73					0.51
P ₂ O ₅				0.01				0.01					0.01
MnO				0.01				0.01					0.01
TiO ₂				1.42				1.47					1.06
V ₂ O ₅				0.04				0.09					0.04
Na ₂ O				0.41				0.19					0.22
K ₂ O				0.36				0.34					0.27
Total (%)				98.24				97.1					97.9
[Ash Fusibility Report]													
By JIS M 8801													
Deformation T(Oxidizing)				1,475				1,465					1,445
Hemisphere T(Oxidizing)				1,535				1,510					1,520
Flow Temperature (Oxidizing)				1,545				1,515					1,525
Deformation T(Reducing)				1,415				1,310					1,365
Hemisphere T(Reducing)				1,470				1,375					1,435
Flow Temperature (Reducing)				1,500				1,410					1,460
[Heating Value]													
By JIS M 8814													
(kJ/kg)				24,210				22,380					18,960
(HHV) (kcal/kg)				5,781				5,344					4,528
[HGI] By JIS M 8801 7													
				52.9				52.3					52.4

出所：PSMP 調査団

表 4-12 Barapukuria 炭と輸入炭の比較

		Barapukuria Coal	Indian Coal (B) (Meghalaya)	Indonesian Coal	Australian Coal
工業分析	水分(%)	9.1~11.3	3.8~3.9	18	9
	灰分(%)	11.4~12.3	24.1~25.5	3.0~4.5	8.0~10.5
	揮発分(%)	29.2~31.4	35.7~39.5	38	31.5~41.5
	固定炭素(%)	47.7~49.5	31.2~37.3	39.5~41.0	39.0~51.5
元素分析	窒素	1.54~1.58	0.69~0.77	1.42~1.46	0.89~2.00
	全硫黄	0.57~0.61	3.57~6.33	1.13	0.35~0.70
灰の融点	軟化点	≥1,600	1,445~1,475	1,050~1,150	1,170~1,260
	融点	≥1,600	1,515~1,545	1,100~1,180	1,210~1,330
発熱量(kcal/kg, HHV)		6,960~7,200	4,528~5,781	5,500~5,750	6,190~6,400
HGI		50.4~51.2	52.3~52.9	42~47	35-36、 53
燃料比:(固定炭素/揮発分)		1.51	0.87~0.94	1.04~1.07	1.23~1.24
炭種区分		Bituminous	Sub-bituminous c	Sub-bituminous c	Bituminous

出所：PSMP 調査団

表 4-13 輸入炭石炭品質総括表

		Australian Coal (A)	Indonesian Coal (B)	Indonesian Coal (C)	Indonesian Coal (D)	Indonesian Coal (E)	Standard deviation (σ)	Blending
Blending Ratio (%)		15	25	25	25	10		100
Moisture (Ar. %)		18.5	35.0	22.4	15.0	50.0	14.3	25.9
[Proximate analysis]	Moisture	9.0	21.5	14.3	22.0	15.0	5.4	17.3
(%)	Ash	13.0	6.5	10.0	6.5	8.0	2.8	8.5
	Volatile Matter	31.5	38.0	39.5	38.1	45.7	5.1	38.2
	Fixed Carbon	46.5	34.0	36.2	33.4	31.3	6.0	36.0
[Ultimate analysis]	Carbon	76.5	72.3	76.2			2.4	74.8
(%)	Hydrogen	5.8	4.9	5.5			0.5	5.3
	Nitrogen	1.0	1.0	1.2			0.1	1.1
	T. Sulphur	0.8	0.7	1.1	1.2	0.5	0.3	0.9
	Oxygen	16.0	21.1	16.0			2.9	18.0
[Ash Fusibility Report]	Initial Deformation	1260	1190	1,220			35.1	1,218
(Oxidizing, °C)	Sphere(Softening Temp)	1330	1210	1,240			62.4	1,249
	Hemisphere T	1340	1210	1,280			65.1	1,267
	Flow Temperature	1370	1240	1,300	1,100		114.7	1,312
[Heating Value]	Gross air dried(HHV、kcal/kg)	5,300	5,000	5,300	4,800	5,000	216.8	5,070
HGI		44.3	60.0	50.0	50.0	75.0	12.1	54.1
Fuel ratio: Fixed Carbon/Volatile Matter		1.5	0.9	0.9	0.9	0.7	0.3	0.9

出所：PSMP 調査団

表 4-14 輸入炭混炭比率に基づく輸入炭の平均石炭品質

Blending Ratio (%)		(Australian A: Indonesian B: Indonesian C: Indonesian D: Indonesian E =15%:25%:25%:25:10%)	
		Average	Fluctuation
Moisture (Ar. %)		25.9	25.9 ± 14.3
[Proximate analysis]	Moisture	17.3	17.3 ± 5.4
(%)	Ash	8.5	8.4 ± 2.8
	Volatile Matter	38.2	38.2 ± 3.6
	Fixed Carbon	36.0	36.0 ± 6.0
[Ultimate analysis]	Carbon	74.8	74.8 ± 2.4
(%)	Hydrogen	5.3	5.3 ± 0.5
	Nitrogen	1.1	1.1 ± 0.1
	T. Sulfur	0.9	0.9 ± 0.3
	Oxygen	18.0	18 ± 2.9
[Ash Fusibility Report]	Initial Deformation	1,218	1218 ± 35.1
(Oxidizing, °C)	Sphere(Softening Temp)	1,249	1249 ± 62.4
	Hemisphere T	1,267	1,262 ± 65.1
	Flow Temperature	1,312	1,312 ± 114.7
[Heating Value]	Gross air dried(HHV, kcal/kg)	5,070	5,070 ± 216
HGI		54.1	54.1 ± 12.1
Fuel ratio: Fixed Carbon/Volatile Matter		0.9	0.9 ± 0.3

出所：PSMP 調査団

4.4 「バ」国で実施可能な石炭輸入の方策

4.4.1 輸入炭に係る組織体制

(1) 課題

「バ」国が輸入炭を経済的かつ安定的に輸入するには下記のような多くの課題がある。

- 購入価格、石炭品質交渉能力
- 海外の石炭市場の把握・価格の安定を図るためにスポット契約から長期契約への移行
- 輸入権利を確保するための炭鉱開発への投資問題
- 国内インフラの調整

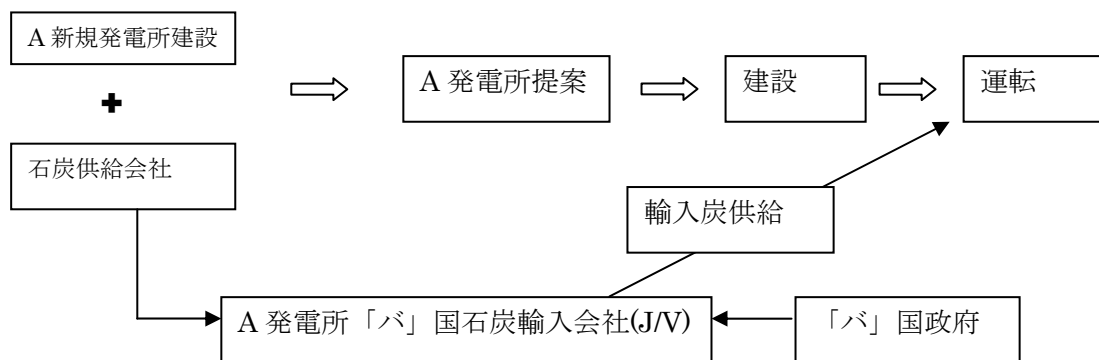
(2) 対策案

「バ」国は火力発電所で使用する大量の石炭を輸入した経験がないので、それを補うために短期・中長期的に下記が考えられる。特に Draft Coal Policy には輸入炭に関する記載がなく国内炭開発を中心に書かれており、起案当時は Phulbari 炭鉱開発が順調に進んだ場合を想定していたものと推測される。従い、今後発表される Coal Policy には輸入炭に関する部分が補充されると予想される。

(a) 短期的

新規発電所が国営と民営とで、石炭供給体制は変わるが、ここでは国営として検討した。

図 4-27に示すように短期的には石炭火力発電所の建設に向けた入札には消費量に該当する石炭の安定供給方法をパッケージで提案させる。その結果、発電所操業保障に石炭供給保障が加わることとなる。その場合、海外石炭輸入貿易会社と「バ」国の輸入会社がJ/Vの形態で「バ」国石炭輸入会社を創立、各発電所への石炭供給業務を担当する。この間は海外石炭貿易会社の石炭取り扱い経費が石炭価格に上乗せになるので、幾分か高価な石炭となる。一方、発電所への石炭供給にむけ長期間一定量が確保できるので、長期契約も期待できる。



出所：PSMP 調査団

図 4-27 輸入炭に係わる組織体制（案）

(b) 中・長期的

状況としては発電所の石炭輸入量が約 10,000 千 t を超すようになった場合を想定。この頃には「バ」国の石炭輸入会社の輸入実績が増えて、輸入実務にも慣れてきたので、単独で、「バ」国での石炭輸入を扱うようにし、より経済的な海外炭輸入を目指す。

4.4.2 輸入契約方法

日本では石炭のほぼ 100% が輸入に頼っており、鉄鋼や電力では安定性が必要であることから、数量確保、安定供給に対するリスクを回避するために長期契約が多い。1 年以上を長期契約、1 年未満をスポット契約と定義すると我が国の電力業界では長期契約が 70~80%、スポット契約が 20~30% といわれている。

長期契約に関しては大手の商社等が実施しているように、炭鉱開発に出資し、その割合に応じた数量を確保するのが一般的である。

大規模な炭鉱を開発する場合、主にスポット契約を前提にすると資金計画の正確度が低く、長期契約を望む炭鉱会社が多い。一方小規模な炭鉱では何らかの都合で輸出数量を確保出来ないリスクをおそれてスポット契約を好む傾向がある。

最近の傾向としては調達コストを低くする目的で様々な手法が発表されている。

(1) A 電力の例

フランスのエネルギートレーディング会社とのジョイントベンチャーJ/V- A 社を 2007 年 12 月に設立させた。2008 年 2 月以降、J/V- A 社は A 電力の年間 1,000 万トンの石炭ポートフォリオの約半数相当の調達と輸送、そして 1,000 万 t 全体のロジスティックスを A 電力から任されている。この例は「バ」国にとっても参考になるものと思われるので、以下に A 電力が発表しているアプローチを以下に記す。

- 電力会社が少ない取引先と大きな数量の取引を行なうのに対し、J/V- A 社は出来るだけ多くの取引先との取引を志向する。
- 電力会社は 3 月、10 月に契約を決めることが多いが、J/V- A 社は一年を通じて購入を行う。
- エージェントを介さず取引先と直接取引を行う。
- 金融取引を用いることにより、取引先の希望にあわせ、固定価格でもインデックス価格でも受け入れることが可能。
- 購入のみならず、販売も行う。仮に、A 電力の発電所にトラブルがあった場合でも、契約に従い販売を行ない、供給過剰を避けることが可能である。
- J/V- A 社は迅速な取引実施を行なうための意思決定システムを採用している。このため、これまでは逸していた取引機会を得ることが可能になる。
- J/V- A 社は取引価格を基準に事業を評価している。ニューキャッスルの FOB 価格のベンチマークにニューキャッスルインデックス(グローバルコール) 価格を用いている。

(2) B 電力の例 (2003 年 10 月リリースより抜粋)

年間約 1,000 万トンの石炭を海外から輸入している。石炭の調達に当たっては、長いもので 10 年におよぶ長期契約と 1 年を単位とする年度契約がある。この 2 つをベースに競争入札によるスポット契約を効果的に組み合わせて供給の安定性と経済性のバランスをとっている。

スポット契約については 2000 年度から、ウェブサイトを利用して最も安い価格を提示した売り手と契約を行う逆オークション方式を導入した。また 2001 年度からは銘柄にこだわらず、使用可能な石炭のスペックを指定するスペック調達を実施している。

この例は香港電力や台湾電力も実施している。この方法は財務内容の良い電力会社でないと応札しない恐れが残る。

また新たに、国際競争入札による海外炭調達において、インターネットによる海外炭購買競争入札システムを導入した。これは、海外をはじめとする取引先との競争入札に B 社の EDI (Electronic Data Interchange、電子データ交換) サーバーを活用するもので、海外炭国際入札において自社入札システムを導入するのは電力業界で初めてである。

4.4.3 石炭の輸送体制

石炭の輸入における輸送方法は一般的に、陸路でつながっていない限りはバラ積み船(石炭専用船)による海上輸送となる。石炭専用船は輸送効率向上のために大型化しており、現在では積載量 30 万 t 級のものまで存在する。

しかし「バ」国での石炭輸入を考える場合、最大の問題点は、「バ」国沿岸のベンガル湾は全体的に水深が浅く、大型船の着岸が困難であることである。

現在「バ」国において商業港は Chittagong と Mongla のみであり、いずれも水深は 9m 前後で、入港できる船舶は最大積載量として約 3 万 t が限度である（船型によって相違あり）。石炭の輸入を考える場合も、3 万 t 程度の船舶による輸入を前提としなければいけないことになる。

4.4.4 コールセンターの必要性

上記の問題を解決する方法として「コールセンター」を導入する方法がある。

コールセンターは、輸入した石炭を一旦ストックし必要な所へ二次輸送するための設備であり、世界各国に導入実績がある。日本の導入事例を Appendix に示す。

「バ」国の場合、発電所の候補地点は水深が浅く輸入炭の輸送船が直接着岸できないこととなるため、発電所とは別に水深の深い港湾設備を持つコールセンターを開発し、発電所へは内航船による二次輸送で供給を行うシステムが最適であると考えられる。

大規模なコールセンターを開発するには、大水深港湾設備の開発が伴う。「バ」国が将来輸出加工産業を中心とした発展を遂げるためには、効率的な輸出を可能とする大水深港湾設備の開発が不可欠であり、現在「バ」国政府海運省（Ministry of Shipping）にて FS を行う等本格的に検討されている。よって、コールセンターの開発も大水深港湾設備の開発と一体となり、政府の他部門同士で協調して開発を進めていくべきであると考えられる。

4.5 石炭価格シナリオの検討

国内炭に関しては Draft Coal Policy には政府が国際価格に準じて決定するとしている。

輸入炭の取引に関しては FOB や Cost, Insurance and Freight (CIF) が一般的であるが、国内消費者に届くまでには CIF の価格に、港使用料、税金、荷物取り扱い料、国内輸送料（海運、鉄道、トラック）等を追加した価格となる。

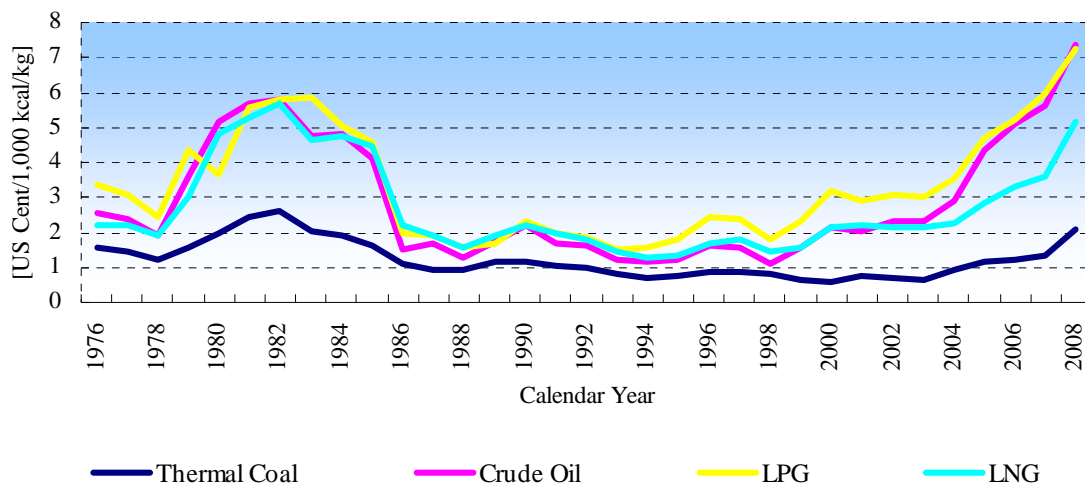
石炭価格を予想する上での信頼できる資料としては IEA による World Energy Outlook があるが、2009 年版の Table 4 の Fossil-fuel price assumption in the Reference Scenario には表 4-15 が記載され、2030 年までの OECD の輸入石炭価格が予想しているが、これは OECD での価格であって、「バ」国のような発展途上国での石炭火力への新規参入国の場合の石炭価格の参考にはならないと考える。従い本調査では APPENDIX-4 に述べる各要素を検討して、表 4-16 表 4-17 表 4-18 にて 2030 年までの石炭火力発電所での輸入炭納入価格の予測を示している。

「バ」国がこの価格で輸入できるかどうかの判断基準としては他のエネルギー源との価格比較が参考となる。図 4-28 に参考として日本が輸入しているエネルギー源の 1,000 kcal/kg 当たりの CIF 単価の推移を示している。これから各エネルギー源と比較すると、2008 年は特に価格が高騰、2009 年で急落している場合も含め、歴史的には熱量単価では如何に石炭が安いエネルギー源であるかが分かると共に、「バ」国が将来のエネルギー源として石炭に頼らざるを得ない事が明白である。

表 4-15 Fossil-fuel price assumption in the Reference Scenario

	Unit	2000	2008	2015	2020	2025	2030
Real terms (2008 prices)							
IEA crude oil imports	barrel	34.30	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Natural gas imports							
United States	MBtu	4.74	8.25	7.29	8.87	10.40	11.36
Europe	MBtu	3.46	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
Japan LNG	MBtu	5.79	12.64	11.91	13.75	14.83	15.87
OECD steam coal imports	tonne	41.22	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40
Nominal terms							
IEA crude oil imports	barrel	28.00	97.19	101.62	131.37	158.23	189.65
Natural gas imports							
United States	MBtu	3.87	8.25	8.55	11.66	14.78	18.73
Europe	MBtu	2.82	10.32	12.27	15.89	19.27	23.11
Japan LNG	MBtu	4.73	12.64	13.96	18.07	21.83	26.17
OECD steam coal imports	tonne	33.65	120.59	106.77	136.84	157.67	180.42

出所： IEA World Energy Outlook 2009



出所： JCOAL ワールド・コールレポート（大蔵統計引用）

図 4-28 日本が輸入しているエネルギー源別 CIF 単価比較

4.5.1 輸入炭価格総額の予測

火力発電所での石炭価格は FOB（生産国港渡し価格）+ F & I（海上運賃と保険料等）+ 輸入港から発電所までの運搬・ハンドリング費用の合計となる。ここでは APPENDIX-4 にある AP 図 4-7、AP 表 4-11 の 1,000 kcal/kg 当たりのニューキャッスル FOB 予想価格から求めた AP 表 4-12 の予想値、AP 表 4-14 の F & I の予想値、AP 表 4-15 の国内ハンドリングの予想価格の合計を計算した。

表 4-16は「バ」国が輸入可能な石炭の平均高位発熱量(HHV)を 5,100kcal/kgとした場合の石炭価格、表 4-17は参考のためにHHV=6,100kcal/kgの石炭価格、表 4-18はBarapukuria炭と同等のHHV=7,100kcal/kgを輸入した場合の石炭価格を比較のために示している。また発電所の建設場所によりハンドリングコストがかからない場合をそれぞれの表に(B)として併記している。

表 4-16 石炭価格総括表(HHV=5,100 kcal/kg の場合)

Year	FOB Price (5,100kcal/kg) (US\$/t)		Freight & Insurance (US\$/t)		Handling Cost (US\$/t)	Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (A) (US\$/t)		Handling Cost (US\$/t)	Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (B) (US\$/t)	
	High Case	Base case	High Case	Base case		High Case	Base case		High Case	Base case
	2010	64.6	58.8	15.0	15.0	12.0	91.6	85.8	0.0	79.6
2011	69.5	62.3	15.9	15.8	12.7	98.2	90.8	0.0	85.5	78.0
2012	74.4	65.6	16.9	16.5	13.5	104.8	95.7	0.0	91.3	82.2
2013	79.3	68.9	17.8	17.3	14.3	111.3	100.5	0.0	97.0	86.2
2014	84.1	72.0	18.7	18.0	15.1	117.9	105.2	0.0	102.7	90.0
2015	88.8	75.1	19.6	18.7	16.1	124.5	109.9	0.0	108.4	93.8
2016	93.6	78.1	20.4	19.4	17.0	131.0	114.5	0.0	114.0	97.5
2017	98.2	81.0	21.3	20.1	18.0	137.6	119.1	0.0	119.6	101.1
2018	102.9	83.9	22.2	20.7	19.1	144.2	123.7	0.0	125.1	104.6
2019	107.5	86.7	23.1	21.4	20.3	150.8	128.3	0.0	130.6	108.0
2020	112.1	89.4	23.9	22.0	21.5	157.5	132.9	0.0	136.0	111.4
2021	116.6	92.1	24.8	22.6	22.8	164.2	137.5	0.0	141.4	114.7
2022	121.2	94.7	25.6	23.3	24.1	171.0	142.1	0.0	146.8	118.0
2023	125.7	97.3	26.5	23.9	25.6	177.8	146.8	0.0	152.2	121.2
2024	130.2	99.8	27.3	24.5	27.1	184.6	151.4	0.0	157.5	124.3
2025	134.6	102.3	28.2	25.1	28.8	191.6	156.2	0.0	162.8	127.4
2026	139.1	104.8	29.0	25.7	30.5	198.6	160.9	0.0	168.1	130.4
2027	143.5	107.2	29.8	26.2	32.3	205.7	165.7	0.0	173.4	133.4
2028	147.9	109.6	30.7	26.8	34.3	212.9	170.6	0.0	178.6	136.4
2029	152.3	111.9	31.5	27.4	36.3	220.1	175.6	0.0	183.8	139.3
2030	156.7	114.3	32.3	27.9	38.5	227.5	180.7	0.0	189.0	142.2

出所：PSMP 調査団

表 4-17 石炭価格総括表(HHV=6,100 kcal/kg の場合)

Year	FOB Price (6,100kcal/kg) (US\$/t)		Freight & Insurance (US\$/t)		Handling Cost (US\$/t)	Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (A) (US\$/t)		Handling Cost (US\$/t)	Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (B) (US\$/t)	
	High Case	Base case	High Case	Base case		High Case	Base case		High Case	Base case
	2010	76.0	69.1	15.0		15.0	12.0		103.0	96.1
2011	81.8	73.3	15.9	15.8	12.7	110.4	101.8	0.0	97.7	89.0
2012	87.6	77.2	16.9	16.5	13.5	117.9	107.2	0.0	104.4	93.7
2013	93.3	81.0	17.8	17.3	14.3	125.3	112.6	0.0	111.0	98.3
2014	98.9	84.8	18.7	18.0	15.1	132.7	117.9	0.0	117.6	102.8
2015	104.5	88.4	19.6	18.7	16.1	140.1	123.1	0.0	124.1	107.1
2016	110.1	91.9	20.4	19.4	17.0	147.5	128.3	0.0	130.5	111.3
2017	115.6	95.3	21.3	20.1	18.0	154.9	133.4	0.0	136.9	115.4
2018	121.0	98.7	22.2	20.7	19.1	162.4	138.5	0.0	143.2	119.4
2019	126.5	102.0	23.1	21.4	20.3	169.8	143.6	0.0	149.5	123.3
2020	131.9	105.2	23.9	22.0	21.5	177.3	148.7	0.0	155.8	127.2
2021	137.2	108.3	24.8	22.6	22.8	184.8	153.8	0.0	162.0	131.0
2022	142.6	111.4	25.6	23.3	24.1	192.3	158.8	0.0	168.2	134.7
2023	147.9	114.5	26.5	23.9	25.6	200.0	163.9	0.0	174.4	138.3
2024	153.2	117.4	27.3	24.5	27.1	207.6	169.1	0.0	180.5	141.9
2025	158.4	120.4	28.2	25.1	28.8	215.3	174.2	0.0	186.6	145.4
2026	163.6	123.3	29.0	25.7	30.5	223.1	179.4	0.0	192.6	148.9
2027	168.9	126.1	29.8	26.2	32.3	231.0	184.7	0.0	198.7	152.3
2028	174.0	128.9	30.7	26.8	34.3	239.0	190.0	0.0	204.7	155.7
2029	179.2	131.7	31.5	27.4	36.3	247.0	195.4	0.0	210.7	159.1
2030	184.4	134.4	32.3	27.9	38.5	255.2	200.8	0.0	216.7	162.3

出所：PSMP 調査団

表 4-18 石炭価格総括表 (HHV=7,100 kcal/kg の場合)

Year	FOB Price (7,100kcal/kg) (US\$/t)		Freight & Insurance (US\$/t)		Handling Cost (US\$/t)	Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (A) (US\$/t)		Handling Cost (US\$/t)	Grand Total of Coal Price at Thermal Power Station (B) (US\$/t)	
	High Case	Base case	High Case	Base case		High Case	Base case		High Case	Base case
	2010	89.9	81.8	15.0		15.0	12.0		116.9	108.8
2011	96.8	86.7	15.9	15.8	12.7	125.4	115.2	0.0	112.7	102.5
2012	103.6	91.4	16.9	16.5	13.5	134.0	121.4	0.0	120.5	107.9
2013	110.4	95.9	17.8	17.3	14.3	142.4	127.5	0.0	128.1	113.2
2014	117.1	100.3	18.7	18.0	15.1	150.9	133.4	0.0	135.7	118.3
2015	123.7	104.6	19.6	18.7	16.1	159.3	139.3	0.0	143.2	123.3
2016	130.2	108.7	20.4	19.4	17.0	167.7	145.2	0.0	150.7	128.1
2017	136.8	112.8	21.3	20.1	18.0	176.1	150.9	0.0	158.1	132.9
2018	143.2	116.8	22.2	20.7	19.1	184.6	156.6	0.0	165.4	137.5
2019	149.6	120.7	23.1	21.4	20.3	193.0	162.3	0.0	172.7	142.0
2020	156.0	124.5	23.9	22.0	21.5	201.5	168.0	0.0	180.0	146.5
2021	162.4	128.2	24.8	22.6	22.8	210.0	173.6	0.0	187.2	150.8
2022	168.7	131.8	25.6	23.3	24.1	218.5	179.3	0.0	194.3	155.1
2023	175.0	135.4	26.5	23.9	25.6	227.1	184.9	0.0	201.5	159.3
2024	181.2	139.0	27.3	24.5	27.1	235.7	190.6	0.0	208.6	163.5
2025	187.4	142.5	28.2	25.1	28.8	244.4	196.3	0.0	215.6	167.5
2026	193.6	145.9	29.0	25.7	30.5	253.1	202.0	0.0	222.6	171.5
2027	199.8	149.2	29.8	26.2	32.3	262.0	207.8	0.0	229.6	175.5
2028	206.0	152.6	30.7	26.8	34.3	270.9	213.6	0.0	236.6	179.4
2029	212.1	155.8	31.5	27.4	36.3	279.9	219.5	0.0	243.6	183.2
2030	218.2	159.1	32.3	27.9	38.5	289.0	225.5	0.0	250.5	187.0

出所：PSMP 調査団

4.5.2 国内炭価格予想

(1) 国内炭の価格の設定

国内炭に関しては Draft Coal Policy によると、輸出石炭価格(ECPt)は国際石炭価格インデックスをもとにしている。トン当たり輸出石炭価格 (ECPt) は US ドルで表され、過去 3 ヶ月の国際価格の平均である。坑口での国内石炭価格は $ECPt \times 0.7$ としている。

ここでは 2030 年までの価格予測する上で、現在の実績価格と比較検討した。表 4-19 に 2008 年 7 月の Barapukuria 発電所への販売価格 US\$71.5 を検討した。この表から明らかな様に 7,100Kcal/kg の FOB 価格のベースケースと同等であることが分かる。

また国内炭の価格は輸入炭の発電所渡し価格と比べ約 25～30%安い価格となっている。

表 4-19 Barapukuria 炭の販売実績値との比較

発電所販売 価格（実績）	FOB 7,100kcal/kg	CIF	G.Total of Coal price at Thermal Power Station	FOB 価格 との比較	CIF 価格 との比較	Base 価 格との比 率
(US\$/t)	(US\$/t)	(US\$/t)	(US\$/t)			
71.5	71.5	84.9	95.5	1.00	0.84	0.75

出所：PSMP 調査団

(2) 国内炭の価格予想

表 4-20にFOB Priceベースでの国内炭の予想価格を示す。ただし、炭価は発熱量により変動するので、ここではBarapukuria炭と同等の 7,100 kcal/kgの場合を纏めた。ただしこの価格にはBarapukuria炭鉱のように、ベルトコンベヤーで発電所まで納入する場合であって、新規発電所への運搬方法により価格の見直しは必要である。

表 4-20 国内炭販売価格

Year	FOB Price (7,100kcal/kg) (US\$/t)	
	High Case	Base case
	2010	89.9
2011	96.8	86.7
2012	103.6	91.4
2013	110.4	95.9
2014	117.1	100.3
2015	123.7	104.6
2016	130.2	108.7
2017	136.8	112.8
2018	143.2	116.8
2019	149.6	120.7
2020	156.0	124.5
2021	162.4	128.2
2022	168.7	131.8
2023	175.0	135.4
2024	181.2	139.0
2025	187.4	142.5
2026	193.6	145.9
2027	199.8	149.2
2028	206.0	152.6
2029	212.1	155.8
2030	218.2	159.1

出所：PSMP 調査団

4.6 石炭火力発電所への石炭安定供給に向けたリスク評価

表 4-21に坑内掘り、露天掘り、輸入炭についてのリスク評価をまとめている。¹ 評価点は相対的に最も優れているのを5、最も劣っているのを1としている。

表 4-21 リスク評価

	坑内掘り国内炭		露天掘り国内炭		輸入炭	
	評価	評価条件	評価	評価条件	評価	評価条件
①供給安定性	2	・Barapukuria 炭鉱の出炭状況から判断。	4	・露天掘り炭鉱が可能な場合を前提。 ・上部帯水層を技術的にクリア出来るかどうか不明。	5	・「バ」国が国際価格ベースで支払い能力があることが前提。 ・石炭がエネルギー資源の中では最も安い
②生産柔軟性	2	・炭鉱設備で生産量が制限される。	4	・機械設備能力の増減が可能	5	・輸入量は柔軟に対応できる。
③炭価安定性	4	・採掘条件により生産コストは左右されるが、炭価を国際価格の75%の設定が維持されるものとする	4	・上記が前提となる。 ・生産コストに不安があるが左記の条件が前提	1	・炭価は国際価格に影響される。 ・長期契約が取れば更に良くなる
④石炭品質安定性	5	・国内炭の炭質は事前に把握でき、品質も維持できる。	5	・同左	3	・炭価により石炭品質の変動が大きいのが普通。
⑤環境負荷	3	・地表沈下、坑内水等生産に伴う環境問題は多少なりとも発生する。	1	・坑内掘りと比べると環境影響範囲が広い。 ・排水問題で地下水への影響が大きい	5	・採掘に伴う環境負荷は「バ」国には無し。 ・港湾設備、石炭ハンドリングに伴う環境負荷はある。
⑥供給実現までの期間	5	・探査ボーリング等から始まった場合、新規炭鉱開発には最短でも5年かかる。	3	・「バ」国ではまだ認可例はなく、Phulbari 開発経過の後遺症が大きい。 ・現状からの予想として10年以上はかかる。	4	・石炭生産国は広く分布しており、課題は「バ」国の諸設備の完成時期による。
⑦雇用創出	5	・2,700 人/百万t	4	・坑内掘りの約 1/3 程度	2	・国内ハンドリング関係
⑧技術者の養成の難易度	3	・炭鉱技術・保安技術教育制度、資格制度の構築	4	(同左)	5	・品質管理・石炭分析技術者の養成
総合評価	◎	・新規炭鉱が計画されている。	△	・現段階で開発できるかどうか不明	◎	・将来的にも輸入炭は必要となる。

出所：PSMP 調査団

4.7 マスタープラン具現化に係るロードマップとアクションプラン

ここでは国内炭、輸入炭の供給問題を短・中・長期的視点で整理した。

4.7.1 国内炭

表 4-22 国内炭のロードマップとアクションプラン

	M/P の マイルストーン での年間石炭必 要量	課題	アクションプラン
短期的視 点	700 千 t ～ 2,000 千 t	<ul style="list-style-type: none"> ・Barapukuria 炭鉱のみで生産、2nd スライスの採炭方法並びに生産実績。 ・露天掘りパイロット炭鉱の成否とその後の採掘方式の決定。 ・新規炭鉱開発の建設計画進捗状況 	<ul style="list-style-type: none"> →2nd スライス以降の採炭方式の早期の検討と実施による成否の確認 →パイロット炭鉱の早期実施と国家戦略の策定 →新規炭鉱実現に向けた国の積極的支援が必要。
中期的視 点	2,850 千 t ～ 12,500 千 t	<ul style="list-style-type: none"> ・新規坑内掘り 2 炭鉱が完成、出炭開始 ・露天掘りが継続して生産でき、新規露天掘りが生産開始する。 	<ul style="list-style-type: none"> →国の組織に炭鉱管理部門が必要 →炭鉱技術者養成システム構築が必要 →パイロット炭鉱が成功した場合であって、失敗した場合の対策も必要
長期的視 点	7,000 千 t ～ 26,500 千 t	<ul style="list-style-type: none"> ・新規に 3 炭鉱操業している。 ・坑内掘りの 2nd スライスの技術問題の動向 	

出所：PSMP 調査団

4.7.2 輸入炭

表 4-23 輸入炭のロードマップとアクションプラン

	M/P の マイルストーンで の年間石炭必要量	課題	アクションプラン
短期的視 点	輸入炭は なし	<ul style="list-style-type: none"> ・新規発電所建設時までには輸入炭の目処をつけ、輸入契約が締結されている。 ・輸入炭の国内インフラが整備されている。 	<ul style="list-style-type: none"> →新規発電所の入札には石炭供給保障を加える。 →輸入炭のハンドリング方法の構築
中期的視 点	最大 18,000 千 t	<ul style="list-style-type: none"> ・輸入炭量の安定確保 ・輸入炭購入契約をスポットから長期契約 	<ul style="list-style-type: none"> →コールセンター計画の実施 →石炭の安定供給、長期契約に向けた国家戦略を構築する。
長期的視 点	最大 30,000 千 t	<ul style="list-style-type: none"> ・輸入炭の長期安定確保 	→海外石炭開発に向けた投資

出所：PSMP 調査団

第5章 天然ガスセクター

本章では、「バ」国の主要な一次エネルギー源である天然ガスに対する政策、賦存状況、セクター別の需要、今後の開発動向等について現状分析を行い、LNG 輸入を含め今後の安定確保に向けた方策の検討を行う。天然ガスの開発については、国内資源を最大限活用するとの観点から今後の開発有望地点について調査を行い、最適電源開発計画策定にあたっての供給可能量を明らかにする。

5.1 国家開発政策

5.1.1 基本方針および計画

「バ」国政府はエネルギー開発政策に関し次の目標を掲げている。¹

- 持続可能な経済成長および国家エネルギーセキュリティを確保すること
- すべての社会経済的集団に対し、特に未開発地域に対し、エネルギーを供給すること
- 国産エネルギー使用の多様化を図ること
- 環境保護に対し貢献すること

上記目標を達成するために、「バ」国政府は、天然ガスを含む化石燃料セクターに対し、国内資源の探鉱、試掘、評価、最適化を促進し確定埋蔵量の増加を図ること、開発の前に適切な評価を行うこと、政府系企業による埋蔵資源の法定管理方法を導入すること、政府系企業による包括的な管理、特に商業的運用を図ること、ロス削減・効率向上により需要を減らすこと、西側地域へパイプラインを延長し地域間の開発アンバランスを解消すること、石油燃料の最低 2 カ月間戦略的備蓄すること、液化燃料セクターの民営化を図ることとしている。

また、ガスセクターに関して、貧困削減対策を進めるためには天然ガスが国家の社会経済発展に重要な役割を果たすとの認識のもと、官民共同でのガス田探鉱・開発の促進、Production Sharing Contract (PSC)を通じインセンティブを与えることによる外資投資促進、ガス小売りセクターの民営化、ガス小売価格の適正化・国際価格とのリンク、開発、評価段階からの環境配慮等を実施することとしている。

なお、「バ」国政府は、貧困削減戦略計画（NSAPR-II）の 5 つの戦略ブロックの内の一つに基礎的インフラ整備を掲げ、特に電力・エネルギー分野を最優先課題としており、エネルギーセキュリティ達成のガイドラインとして、国家エネルギー政策のアップデートが必要としている。

5.1.2 埋蔵量検討報告書 2003

最新の埋蔵量検討は、HCU (Hydrocarbon Unit of Energy and Mineral Resources Division)らが 2003 年に実施した「Bangladesh Gas Reserve Estimation 2003」である。HCU は、2002 年 5 月から従来

¹ National Energy Policy (Draft) 2008

の「バ」国のガス埋蔵量評価報告書「Bangladesh-Petroleum Potential and Resources Assessment 2001」を更改するため、Hydro Carbon Unit、Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (HCU)、Petrobangla, Bangladesh Gas Fields Company Limited (BGFCL), Sylhet Gas Fields Limited (SGFL), Bangladesh Petroleum Exploration & Production Company Limited (BAPEX)及びNPD (Norwegian Petroleum Directorate) の各エキスパートからなる作業チームを結成し、作業を行った。再評価に当たっては、過去の報告書を精査すると同時に、地震探鉱データ、坑井検層データ、生産及びその他の関連データが収集された。ただし、Jalalabad、Sangu、Bibiyana、及びMoulavi BazarなどのPSCに基づき操業しているガス田については、Petrobanglaより与えられた埋蔵量の数値そのものが本報告書に適用され、再評価作業の対象から外されている。

ガス田は、再評価作業のため既開発ガス田と未開発ガス田に分けられ、既開発ガス田はさらに生産ガス田と待機ガス田に分けられた。当時全部で22のガス田が発見されていたが、このうち16のガス田について容積法による再評価が行われた。5ガス田については、物質収支法による分析が行われたが、この方式に必要な坑底圧力データが多く坑井で測定されていないため坑口の圧力をもって代用している。このため、再評価結果は必ずしも正確とは言えない。

埋蔵量に関する過去の報告書は、この報告書がベースとなっている。本マスタープランにおいては、HCUが現在見直しを行っている埋蔵量報告書の速報値を使っている。最新の埋蔵量報告書は公表されていないため詳細は定かではないが、埋蔵量の測定には、物質収支法と3D地震探鉱による構造解析を用いているため、2003年の報告値よりも格段に精度が向上していると判断される。

5.1.3 ガスセクターマスタープラン 2006

「バ」国政府としてのガスマスタープランは、2006年にPetrobangla/World Bank (Consultant: Wood Mackenzie)によって作成されたもの(GSMP2006)が最新である。GSMP2006では、下記の課題について報告している。

(1) ガスセクターの現状

GSMP2006では「バ」国のガスセクターが抱える問題として、低廉なガス価格に起因する非常に脆弱な財務状況を指摘し、確実に増大しつつある需要を満すために必要な供給力のレベルアップを図るための投資資金が不足しているとの認識を示した。「バ」国の需要に見合うガスの埋蔵量は、確認埋蔵量で2011年、推定埋蔵量を考慮に入れても2015年までしかなく、このため、ガスセクターが将来のガス需要に対処できるような根本的な改善策を早急に講ずる必要があるとしている。

(2) 2025年までのガス需要予測

GDPの伸びをもとに、次の3ケースの需要予測が行われた。

- ケースA：2005年現在のGDP伸び率の延長
- ケースB：「バ」国政府のPRSP及びMDGの達成と連動するGDP伸び率
- ケースC：GDPが2015年まで伸び続け9%に達し、2025年までに7%に下がる

上記3ケースを、2009年会計年度末断面のガス需要の実績値(1,791mmcf)と比較すると、ケースCとほぼ同じ(2009年末で1,785mmcf)であり、GSMP2006で想定していたベースケース(ケースB)よりも実際には高い伸びを示している。ケースCでは、2025年断面での需要は7,441mmcfとなっているが、確定埋蔵量(P1)と推定埋蔵量(P2)の合計を供給量とすると、供給側の制約により2013年には需要に対する供給のギャップが生じるとしている。

(3) ガスネットワークの課題

ガスネットワークは、需要の伸びとともに大幅な拡大と改造が避けられない。コンプレッサーの増設やインフラストラクチャー整備などを含めて莫大な投資が必要である。2025年までに必要な投資額は13億ドルと見積もられている。

(4) ガス供給の前提条件、必要投資額

2025年までのガス需要を満たすために新規に発見・開発が必要なガス量は16~33 Tcfとしており、そのために必要な投資額は約50~100億ドルと見込んでいる。

5.1.4 ガスセクター改革ロードマップ(2009-2012)

「バ」国政府は、ADBと協調し、ガスセクターが抱える種々の問題に対処すべく、ガスセクター改善ロードマップを策定している。ガスセクター改善ロードマップでは、以下の7つのカテゴリーに分けて、アクションプランを策定し、具体的な対応策、タイムフレーム、モニター方法を設定している。これらのアクションプランの実行により、不十分な設備投資、経済的ではないタリフ設定、投資に必要なリソース不足、非効率なガス使用、政府系ガス会社の能力不足等、種々の問題に対応し、ガスセクターの運用性の向上を目指している。

(1) ポリシーフレームワーク

3年毎にガスセクター改善ロードマップを改定し、ガスセクターにおける最新の政府ビジョンを反映する。

(2) 規制・ルール

2011年までに民間セクター参入に伴う規制・ルール作りを行う。ガス売買・流通に関し、自由競争による効率的な市場を創出する。

(3) ガスセクター計画

ガスセクターマスタープランを改定し、民間参入による投資機会を創出する。

(4) 天然ガス増産

ガス開発および未開発資源の利用に対する戦略を策定する。

(5) コーポレートガバナンス

売掛金の削減とシステムロスの低減により、財務体質を向上させる。

(6) ガスセクターリストラクチャリング

ガス供給会社の TGTDCI、BGSCL を分社化し、マネージメントを強化する。

(7) 民間参入

ガスセクターへの民間参入を促し、政府系ファンドへの依存度を低減する。

5.1.5 天然ガスアクセス改善プログラム (2010)

「バ」国は近年、継続的な経済発展に伴い天然ガスの需要が急増し、慢性的なガス不足に直面している。このため「バ」国政府は、アジア開発銀行 (ADB) に対しガスセクターのさまざまな優先プロジェクトに対する財政支援を要請した。これを受けて、ADB は 2008 年 1 月、「バ」国技術コンサルティング会社 Technoconsult International Limited (TCIL) と契約し、クリーン燃料セクター開発プロジェクト準備のための技術支援 (Technical Assistance) を依頼した。TCIL は 2008 年 2 月より作業を開始し、2009 年 3 月その調査結果をまとめ、最終報告書を ADB に提出した。ADB は、この報告を基に「バ」国政府への資金融資を主体とする「天然ガスアクセス改善プログラム (2010)」(以下事業) を策定し、2010 年 3 月 26 日理事会においてこれを承認した。

(1) 事業費及び資金計画

事業費の総額は、税金及び利子の 1 億 100 万ドルを含めて 5 億 4200 万ドルである。ADB の資金融資は、通常基金から 2 億 6100 万ドル、アジア開発基金(ADF)より 500 万ドルである。韓国輸出入銀行は、表 5-1 に示されている Ashuganj-Bakhrabad パイプラインの建設などの資金の一部、4500 万ドルを供給する。「バ」国政府は 2 億 3100 万ドルの融資を行う。

(2) プログラムの説明

ガスセクターは、資金難、ガス価格、システムロスなど諸々の課題を抱えており、増大するガス需要に対して潜在的なガス生産能力を発揮していない。本プログラムは、このような弊害を除去し、継続可能な天然ガスの増産を図ることによって継続的な経済成長を促進する事を提言するものである。プロジェクトローンは、クリーン燃料供給の能力を拡大することと天然ガスの輸送及び分配システムの効率を改善するためのものである。

(3) プロジェクトの概要**表 5-1 天然ガスアクセス改善プログラム (2010) 概要**

Cost by Project Component	(Million US\$)
A. Base Cost	
1. GTCL(Gas Transmission Company Ltd)- Transmission Capacity Expansion	
A-1: Ashuganj-Bakhrabad gas transmission loop-line.	81
➤ Construction of gas loop line: 30" OD 61km 400 mmcf/d	
➤ Installation of major transmission –distribution interface metering and regulating stations at Manohardi, Dewanbhog, Kutumbpur, Feni and Barabkund	
A-2: Gas Compressor installation at Ashuganj and Elenga	173
➤ Ashuganj maximum throughput: 1,500mmcf/d	
➤ Elenga maximum throughput: 500mmcf/d	

Cost by Project Component	(Million US\$)
2. Safety and supply efficiency improving in Titas gas field B-1: To improve safety at existing problematic wells in Titas field B-2: To improve supply efficiency through four additional appraisal-cum-development wells and install processing plants in Titas field to increase gas production by 120 mmcf/d	9 103
3. Access improvement in southwestern region Construct 2" to 20" gas distribution pipeline of 845 km to provide gas to the districts of Kushtia, Jhenidah, Jessore, Khulna, and Bagerhat (including Mongla.	73
4. Supply and demand management Establish gas metering at consumer connection of Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited (TGTDCCL) include installing prepaid meter for domestic consumers and for industrial consumers replacing existing meters with remote sensing meters on a pilot basis.	8
2. Contingencies	54
3. Financing charge during implementation	41
Total (1 + 2 + 3)	542

出所： ADB、天然ガスアクセス改善プログラム (2010)

(4) プロジェクトの完了予定.

2015年3月31日

(5) プロジェクトから得られる便益

本プロジェクトは、ガスの供給制約に留意して、効率的でかつ実現可能なガスインフラを構築することで、ガスセクターへの政府負担を徐々に軽減することに寄与する。直接的には、南東部及び南西部に居住する住民に確実にガスを供給できることとなり、数百万人の貧困住民、特に女性の救済となる。また、バイオマスや木材燃料使用による環境・健康被害を受けやすい女性や貧困層に対して、クリーン燃料使用による効果が期待できる。貧困分析によれば、経済の多様化に伴って生ずる所得アップの効果により、約3,000人/月の雇用が貧困層に創出されると予想されている。

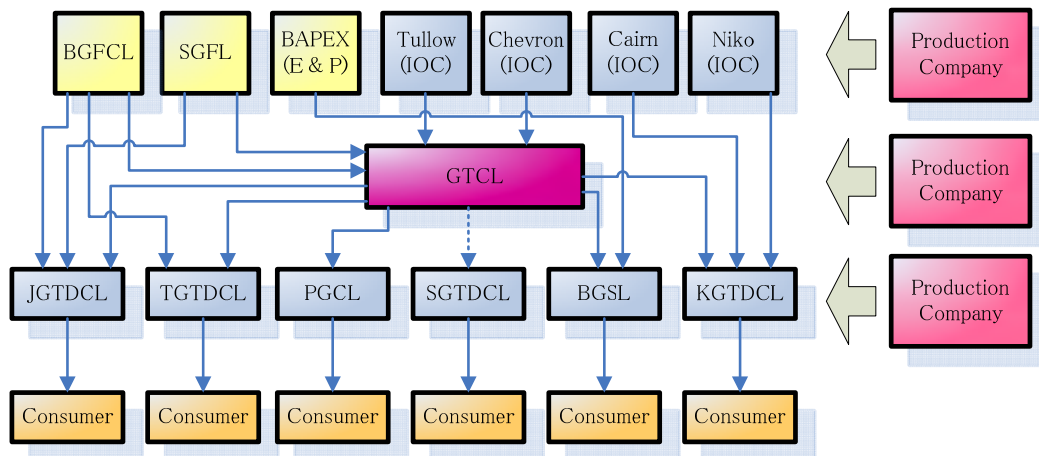
プログラムの中で TCIL がガス需給バランスの見通しを予測しているが、2010年の時点からガス需要が供給を上回ることが示されている。その後、2017年までガス供給は増加するものの需要の伸びに追いつかず、2017年以降はガス供給が減少傾向となることからガス需給のギャップは益々拡大していくことになっている。

もし新しく埋蔵量が発見されなければ、生産量は減退してゆく。タイムリーにガスの入手ができるようにするためには、官民共同でのガス探鉱活動を加速することが必要である。クリーン燃料セクター開発プログラムでは、上流の投資を助長するための適切な政策改革を行うことによって、これらの不安に対処するとしている。

5.1.6 組織体制

(1) 天然ガスセクター全体構成

ガスセクターは Petrobangla の下、生産・採掘部門、送ガス部門、配ガス部門に分社化されている。このうち、パイプラインの建設・管理はすべて Gas Transmission Co. Ltd (以下 GTCL) が行っている。



出所：EMRD (2011)

図 5-1 天然ガスセクター組織体制

(2) Petrobangla 公社傘下の構成

1955 年に最初にガスが発見されて以来、「バ」国のガスをベースとした石油産業は次第に活発となっていった。独立後の 1974 年に、「バ」国の石油法に従いエネルギー鉱物資源局の下に天然ガスおよび石油の探鉱、生産、輸送、販売、石炭、花崗岩採掘を行う国営会社 Petrobangla が創設された。1976 年には石油精製および石油製品の販売を行う国営会社 Bangladesh Petroleum Corporation (BPC)が創立された。Petrobangla グループの活動は、ガスセクターのすべての分野を包含している。Petrobangla 傘下の会社は、ドリルビットからバーナーチップまでの各ステージに係っている。Petrobangla は、その傘下の会社を通して、自社クルーによって地質および地震探鉱を行い、自社所有の掘削リグで探鉱および開発井の掘削を行い、生ガスの処理、高圧のトランスミッションラインのネットワークを通して処理されたガスの輸送をおこない、消費者にガスを分配している。「バ」国は過去 50 年間の探鉱において、わずかに 76 坑の探掘井の掘削を行ったのみで、1 油田を含む 23 のガス田を発見した。この事を通して、その炭化水素の潜在力を示している。遅々とした探鉱のペースにも拘らず、成功率は 3:1 である。しかしながら、海上掘削に関しては、掘削された 17 のガス田の中、商業発見されたのは Sangu ガス田のみであった。1971 年に独立国として出現する以前は、探鉱は許可を受けた外国の会社および国家の探鉱ウイングによって行われていた。1974 年には、海洋地域に限って、生産物分与契約(PSC)に基づいて石油・天然ガスの探鉱、開発、生産を行うための機会が国際石油産業に開かれた。

現在、Petrobangla は、傘下に 5 部門、11 会社を総括している。

(3) 生産・採掘に関する組織**(a) BAPEX (Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company)**

BAPEX は、1989年に Petrobangla から切り離され、開発会社として設立された。Petrobangla 傘下の会社の中で唯一探鉱開発能力を有し、地質部門、物理探鉱部門および掘削・改修部門を担っている。生産部門では、Salda、Fenchuganj、Shahbazpur の3ガス田を保有し、現在「バ」国全産ガス量のおおよそ3%を生産している。BAPEXはブロック5、7、9、10の鉱区でそれぞれ10%、ブロック8および11の鉱区で100%の権益を保有している。BAPEXはまた、Feni および Chattak の2ガス田を開発するため Niko と合弁契約を締結している。現在2基の掘削リグと1基の改修リグを自前で操業しているが、リグの老朽化による作業効率の低下を補うため、最新式のリグを調達中である。さらに、地震探鉱装置1式と訓練された要員を擁し、その解析能力も合わせ持っている。全従業員は1989名。(2009年6月現在)

(b) Bangladesh Gas Field Company Limited (BGFCL)

BGFCL は Petrobangla 傘下の3社の中では最大のガス生産会社である。Titas、Bakhrabad、Habiganj および Narshingdi の4ガス田より、「バ」国の全産ガス量のおおよそ36%のガスを生産している。BGFCLは1965年に設立された Pakistan Shell Oil Company を前身とし、「バ」国独立後の1974年に政府によって買収され、1975年にBGFCLと改名された。Titas ガス田は、Chevron 社の Bibiyana ガス田が生産する天然ガス生産量、650mmcf/d に次いで大きな420mmcf/dのガスを生産しているが、最近実施された地震探鉱の結果より2本の評価井を掘削する予定である。この結果にもよるが、さらに4本の生産井を掘削することになっている。埋蔵量の再評価を行っており、生産量も飛躍的に増大することが期待されている。従業員は1975名。(2009年6月現在)

(c) Sylhet Gas Field Limited (SGFL)

SGFLは1950年代に設立された Burma Oil Company(BOC)がその前身で、独立後「バ」国政府の所有となった。Sylhet、Kailashtila、Rashidpur、および Beanibazar の4ガス田より「バ」国の全産ガス量の9%を生産している。2010年より Sylhet、Kailashtila、Rashidpur ガス田を含む3D地震探鉱が行われる予定であり、各ガス田の構造再評価が行われ5本の評価井の掘削を予定している。SGFLのガス田、特に Kailashtila ガス田はほかのガス田に比べ、コンデンセートの生産割合が多い。将来、Petrochemical plant の建設を視野に入れている。従業員1,982名。(2009年6月現在)

(d) International Oil Companies (IOC's)

現在「バ」国とのPSCの下に陸上および海洋で天然ガス・石油の探鉱、開発、生産に携わっている外国籍の会社は、Chevron Bangladesh(Chevron)、Cairn Energy Plc.(Cairn)、Tullow Oil Plc.(Tullow)、Niko Resources of Canada, Niko Resources Ltd.(Niko)、Total E & Pの5社であるが、Total E & P以外はPSC鉱区でガスの生産を行っている。PSC各会社の活動鉱区と現在の活動状況は下記に示すとおりである。

表 5-2 IOC 各社のブロックごとの活動状況

オペレーター	ブロック	活動状況 (2009年6月現在)
Cairn Energy Exploration (Bangladesh) Limited	5	Sandarban のマングローブ林で 69 Lkm(line kilo meter)の地震探鉱を実施、井戸の掘削は行っていない。
Chevron Bangladesh Block Seven limited	7	1,047 Lkm の地震探鉱実施、解析中。井戸の掘削はまだ行っていない。
Tullow Bangladesh Lim	9	2004 年に Bangora-Lalmal ガス田発見。現在 87mmcf/d 生産中
Cairn Energy Exploration (Bangladesh) Limited	10	1,233 Lkm の地震探鉱実施中。井戸の掘削はまだ行っていない。
Chevron Bangladesh Block Twelve Limited	12	1998 年 Bibiyana ガス田発見、2007 年より生産開始。2009 年 6 月現在 527mmcf/d 生産中
Chevron Bangladesh Block Thirteen & Fourteen Limited	13 & 14	1997 年 Moulavibazar ガス田発見。 2009 年 6 月現在 74mmcf/d 生産中
Cairn Energy Sangu Field Limited	16	1996 年 Sangu ガス田を発見 2009 年 6 月現在 50 mmcf/d 生産中
Total E & P	17&18	2007 年、探鉱期間を 2010 年まで延長する改定契約に署名したが、その後撤退

出所： Petrobangla

(4) 送ガスに関する組織

(a) Gas Transmission Company Limited (GTCL)

GTCL は 1993 年に設立された、「バ」国で唯一の National Gas Transmission Company であり、エネルギー鉱物資源局の管轄のもとで、Petrobangla の傘下会社として 1994 年より国内全域（南西部を除く）にガス輸送を行っており、南西部への拡張も行っている。

国内ガス田からの生産ガスおよびコンデンセート（ガス凝縮液化分）を、保有する Transmission line を使って需要地にあるガス輸送販売会社の Distribution line までガス配送する役割を担う。保有するパイプライン総延長は 930km、配管口径は 20~30 inch であり、ガス輸送状況をモニタリングする SCADA システムを備えている。

近年は、ガス輸送能力の増強計画を WB、ADB 等と検討中であり、Ashuganj をハブステーションと位置づけながら、南西部やダッカ周辺の中央部以西への幹線ルートのバイパス計画等が検討段階にある。

(5) 配ガスに関する組織

(a) Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited (TGTDC)

TGTDC は 1964 年の当時の中央パキスタン政府とパキスタンシェルオイル会社との合弁で設立され、ダッカを中心とする地域へガスを配送していた。「バ」国独立後は、1975 年に 100% 政府出資の会社としてエネルギー・鉱物資源局の管轄のもとで、Petrobangla の傘下会社となった。現在のガス供給地域はダッカおよびその周辺地域で国内最大規模の需要家を持つ。年間ガス販売量は約 12,239MMCM で、顧客数は約 135 万件（うち発電用 28 件）である。ガス輸送能力としては、Transmission Line 613km、Distribution Line 10,277km のパイプライン網を保有している。（出所：2008 年度アニュアルレポート）

(b) Bakhrabad Gas Systems Limited (BGS)

BGS は 1980 年に設立され、エネルギー・鉱物資源局の管轄のもとで、Petrobangla の傘下会社として東南部の Chittagong 地方を中心に各需要家へのガス輸送販売を行っている。また 1985 年以降は、ダッカ周辺地域のガス需要拡大に答えるため TGTDC の供給網への接続ライン（Bakhrabad-Demra）を開通させガス供給を行なっている。年間ガス販売量は約 2,811MMCM で、顧客数は約 43 万件（うち発電用が 5 件）である。ガス輸送能力としては Transmission Line 67km、Lateral Line 264km、Distribution Line 5,760km のパイプライン網を保有する。（出所：2008 年度アニュアルレポート）

(c) Jalalabad Gas Transmission & Distribution System limited (JGTDSL)

JGTDSL は 1977 年に設立され、エネルギー・鉱物資源局の管轄のもとで、Petrobangla の傘下会社として東部の Sylhet 地方を中心に各需要家へのガス輸送販売を行っている。東部は Sylhet, Bibiyana, Kailashtila 等の国内大手ガス田が多数存在し、他のガス輸送販売会社に比較して非常に安定的にガス供給が行なわれているのが特徴である。年間ガス販売量は約 885MMCM、顧客数は約 12 万件（うち発電用が 4 件）である。2,831km のパイプライン網を保有する。（出所：2008 年度アニュアルレポートで、年間ガス販売量をローカルコンサルにより一部見直し）

(d) Pashchimanchal Gas Company Limited (PGCL)

PGCL は 1999 年に設立され、EMRD の管轄のもとで、Petrobangla の傘下会社として西部の Rajshahi 地方を中心に各需要家へのガス販売を行っている。年間ガス販売量は約 614MMCM（単位：100 万 m³/年）、顧客数は約 4 万件（うち発電用 4 件）であり、878km のパイプライン網を保有している。（出所：2008 年度アニュアルレポート）

5.2 天然ガス埋蔵量

「バ」国は、これまでに 23 のガス田が発見されており、2003 年の HCU 作成の埋蔵量報告によると、原始埋蔵量（確認＋推定）は 28.8 Tcf (Trillion Cubic Feet)、可採埋蔵量は 20.4 Tcf である。2009 年 6 月現在、17 ガス田より 79 本の生産井から生産を行っており、日産ガス生産能力は 2000 mmcf 程度である。1960 年以来 2009 年 6 月までの 49 年間で、「バ」国における天然ガスの累積生産

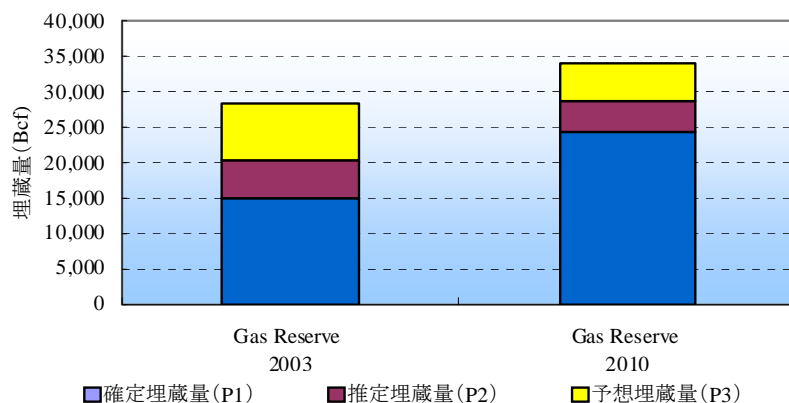
量は 8.4Tcf に達している。2003 年埋蔵量報告を元にすれば、2009 年 6 月末現在の残存可採埋蔵量は確認埋蔵量 (P1) が 6.7Tcf、推定埋蔵量 (P2) が 5.4 Tcf、合計で 12.1Tcf であり、予想可採埋蔵量 (P3) は 7.9Tcf ある。この埋蔵量は、2003 年に HCU がノルウェー石油の専門家と作成した埋蔵量調査が元となっている。

一方、2010 年 10 月現在、HCU はコンサルタント Gustavson Associates に委託して、埋蔵量の再評価作業を実施中であり、全体としては残存可採埋蔵量が増加する見込みとのことである。2003 年埋蔵量および再評価中の速報値 (2010 年 10 月時点) を下表に示す。なお、本マスタープランはこの速報値を採用することとする。

表 5-3 ガス埋蔵量シナリオ

Category	2003 年 HCU 埋蔵量調査	2010 年 Gustavson Associate. 埋蔵量調査	差分
	(Tcf)	(Tcf)	(Tcf)
確認可採埋蔵量 (P1)	15.0 (53%)	24.3 (71%)	9.3
推定可採埋蔵量 (P2)	5.4 (19%)	4.5 (13%)	▲0.9
予想可採埋蔵量 (P3)	7.9 (28%)	5.4 (16%)	▲2.4
総可採埋蔵量 (P1+P2+P3)	28.3 (100%)	34.2 (100%)	5.9
累積生産量 (2009 年 6 月現在)	8.4	8.4	—
残存可採埋蔵量 (確認+推定) (2009 年 6 月現在)	12.1	20.4	8.3

出所：HCU 埋蔵量報告書 2003, 2010 を 2009 年 6 月値に補正 (ただし、2010 年報告値は速報値)



出所：HCU 埋蔵量報告書 (ただし、2010 年報告は速報値)

図 5-2 天然ガス埋蔵量報告値比較

2010 年埋蔵量報告書がまだ公表されていないため詳細な理由は明らかではないが、主なガス田としては Bibiyana、Rashidpur、Titas の埋蔵量がそれぞれ 2.8Tcf、1.9Tcf、1.7Tcf 増加し、Habiganj が 1.1Tcf 減少している。埋蔵量が増加した理由としては、3D 地震探査などにより構造解析の精

度が高まり、推定埋蔵量、予想埋蔵量の一部が確定埋蔵量に格上げされた事、掘削技術の向上により回収率が高まったことなどが主な原因と推測される。Petorbangla や HCU との協議の結果、測定方法として物質収支法に加え、最新の 3D 地震探鉱の結果を踏まえた構造解析も行っていることがわかったので、調査団としては今回の埋蔵量は妥当なものであると評価している。

5.3 天然ガス需要

5.3.1 天然ガス需要の現状

(1) セクター別ガス需要

地域別セクター別天然ガス需要を定量化するため、「バ」国全域に天然ガスを卸売りしている Petrobangla の Annual Report および地域ガス小売会社 4 社の Annual Report のセクター別ガス販売量のデータを利用して特性を把握する。

主要セクターとしては、Power、Captive Power、Fertilizer、Industry、CNG、Commercial、Domestic について検討する。

Petrobangla のデータは 1981 年度からのものであるが、Power に Power Station 用ガスと Captive Power 用ガスが合算され、また CNG 用ガスと Tea Estate 用ガスが合算されている。本調査の目的のひとつが、将来用の発電用燃料構成に係ることあることに鑑み、Power Station 用ガスを分離して検討する必要がある。また、マーケットが異なる CNG と Tea Estate を一律に議論するのは無理があるため、これらを分離した。

一方、小売ガス 4 社のデータは、2004 年度以降ではあるが、目標とするセクターに分類されている。また、2004 年度以降の地域ガス小売会社 4 社の販売量の合計はほぼ Petrobangla のガス卸量と同等であった。

下表にこれまでのセクター別ガス需要実績を示す。ただし、セクター別構成を整理したため、1981 年度～2003 年度までは Petrobangla のガス販売実績値を採用し、2004 年度～2009 年度は地域ガス小売会社 4 社のガス販売実績値を採用した。

表 5-4 「バ」国のセクター別ガス需要実績

(単位： mmcfd)

F. Year	Power/Captive Power		Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG/Tea		Bric Field	Total	Gas Production	System Loss	Loss Ratio
	Power	Captive					CNG	Tea					
1981	36		49	22	4	9	0	0	0	121	137	16	12
1982	49		73	25	5	12	0	0	0	163	178	14	8
1983	60		71	27	5	14	0	0	0	177	198	20	10
1984	63		81	28	6	16	0	0	0	193	228	35	15
1985	105		75	35	6	17	0	0	0	237	259	22	8
1986	109		92	45	7	19	0	0	0	272	288	16	5
1987	142		96	51	9	19	0	0	0	317	331	14	4
1988	170		140	46	10	21	0	0	0	386	404	17	4
1989	179		146	41	9	25	0	0	0	401	444	43	10
1990	207		153	39	8	28	0	0	0	436	459	23	5
1991	226		148	36	8	29	0	2	0	450	473	24	5
1992	241		169	37	8	32	0	2	1	489	516	27	5
1993	256		190	42	7	37	0	2	1	533	578	45	8
1994	267		204	56	8	42	0	2	3	581	613	32	5
1995	294		221	66	8	52	0	2	3	645	677	32	5
1996	304		249	75	8	57	0	2	3	698	728	30	4
1997	304		213	78	12	63	0	2	1	673	715	41	6
1998	338		219	89	13	68	0	2	1	730	772	42	5
1999	386		227	98	13	74	0	2	1	800	844	43	5
2000	404		228	114	11	81	0	2	1	841	911	70	8
2001	480		242	131	11	87	0	2	1	955	1,023	68	7
2002	521		216	147	12	101	0	2	1	999	1,073	74	7
2003	522		263	175	12	123	0	2	1	1,098	1,154	56	5
2004	549	85	254	127	13	135	5	2	0	1,172	1,240	69	6
2005	578	105	257	143	13	144	10	2	0	1,254	1,333	79	6
2006	615	133	244	173	14	155	19	2	0	1,356	1,460	104	7
2007	606	172	256	212	15	173	33	2	0	1,469	1,542	73	5
2008	642	220	216	253	18	189	63	2	0	1,601	1,646	45	3
2009	704	260	205	287	21	207	85	2	0	1,770	1,791	21	1

出所： Petrobangla および地域小売ガス4社の Annual report (2008)

(a) 電力(Power)と自家発電(Captive Power)

セクター別では Power 用ガスの比率が最も高い。Power 用ガスのガス需要全体に対する比率傾向を下表に示す。2004 年度時点でガス需要の 45%強が Power 用であったが、その後漸減して 2009 年 6 月現在 40%程度となっている。

表 5-5 電力用ガスのガス需要全体における比率

F. Year	Power/Total Gas (%)
2004	46.8
2005	46.1
2006	45.3
2007	41.3
2008	40.1
2009	39.8

出所： PSMP 調査団

(b) 肥料 (Fertilizer)

一般的には、需要期における肥料工場へのガス供給は電力への供給を調整することによって満たされているといわれているが、じっさいには、Fertilizer 大手の KAFCO の親会社である KAFCO Japan に対して聞き取り調査を行ったところ、KAFCO のある Chittagong は、地域ガス小売会社 BGSL の供給エリアにある。KAFCO の様な外国企業へは国営企業に優先してガス供給を行うことになっているが、2009 年の実績では全体として慢性的なガス供給不足にあり、平均でエリア全体の需要が約 400mmcf/d のところ、供給は約 300mmcf/d に留まり、約 100mmcf/d の供給不足となっている。Fertilizer セクターでは、需要が約 120mmcf/d のところ供給は約 70mmcf/d に過ぎず、約 50mmcf/d の供給不足になっている。このため、Fertilizer 大手の CUFL は操業を一時的に停止しており、また KAFCO も政府が保証した供給量以下での操業を余儀なくされている。ガス不足による不稼働日などのため予定生産量から 20~30%減産しており、収支にも大きな影響が出ているとのことである。

Chittagong 地区のガス不足の原因は、Sangu ガス田の減産が主な原因であり、2009年4月にライコンプレッサーを導入するもガス不足の解消には至っていない。当面、Bakhrabad ガス田、Semutang ガス田、Feni ガス田からの増産を期待しているが、2013 年ぐらいまでガスの使用制限が続くと見込まれている。

国策として2013年までFertilizer用のガス供給が制限され、その後設備更新により供給制限が緩和されるとの情報入手した。後述のガス導管解析にはこの前提を取り入れる。

(c) 産業用 (Industry)

Industry 用ガスは着実に需要を伸ばし、データのある 1981 年度以降 2009 年度時点で全体ガス需要の 16%強を占めるに至っている。

(d) 商業用 (Commercial)

Commercial 用ガスは 2009 年度時点でガス需要全体の 1%と少量であるが、データのある 1981 年度以降着実に需要を伸ばしている。

(e) 家庭用 (Domestic)

Domestic 用ガスは 2009 年度時点でガス需要全体の 12%弱を占め、データのある 1981 年度以降着実に需要を伸ばしている。

(f) 圧縮天然ガス (CNG : Compressed Natural Gas)

CNG 用ガスは 2004 年度に需要が発生したセクターであるが、以降急速に需要を伸ばしている

(g) 茶園 (Tea Estate)

Tea Estate 用ガスは 1991 年度に需要が発生したが、以降需要は停滞しており、しかも需要量は極めて少量である。

(h) システム・ロス(System Loss)

System Loss は、1980 年代 10%を超えていたものが、2009 年度では 1%と飛躍的に改善されている。

(2) 地域別セクター別ガス需要の現状

2009 年 6 月現在、「バ」国のガス販売は地域ガス小売会社 4 社が行っている。

各社の Annual Report をベースに現地ヒアリング調査を行い、各社の 2005 年度～2009 年度までのガス販売量を得た。結果は下表に示すとおりである。また、各地域でのガス需要の構成比がわかる様、図 5-3 にグラフ化したものを示す。

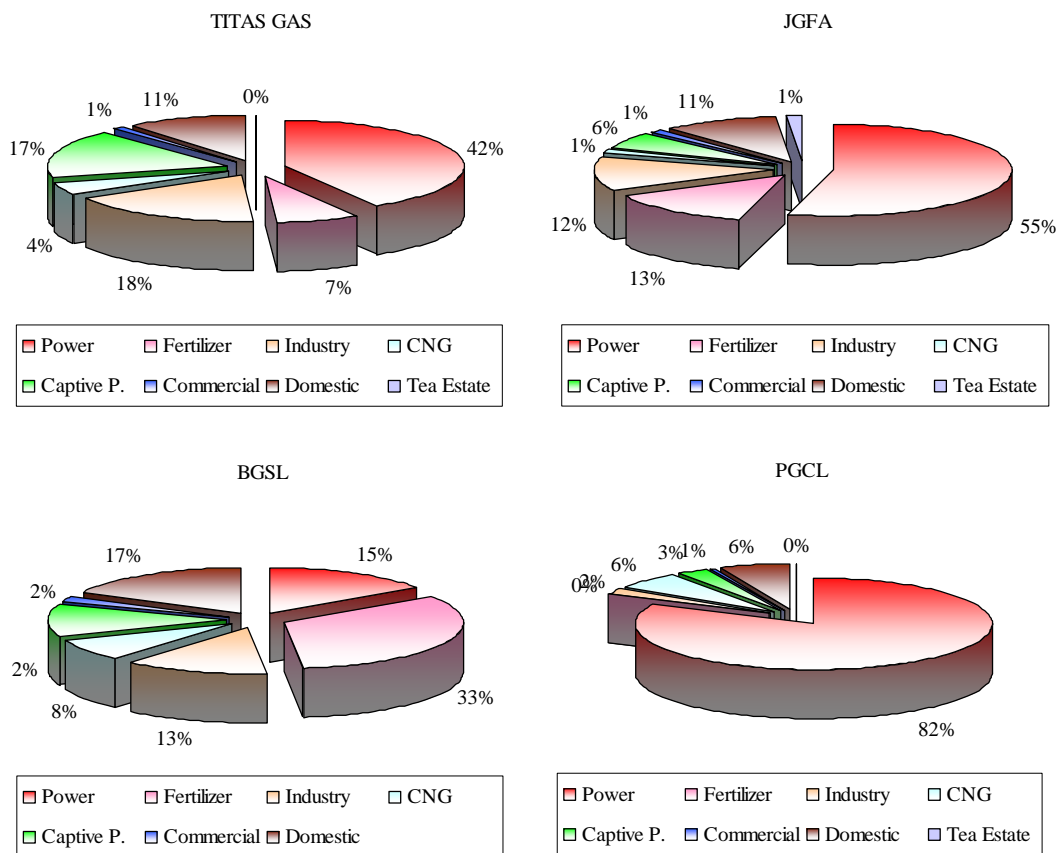
表 5-6 セクター別ガス販売実績

(単位： mmcf)

	Fiscal Year	Power	Captive Power	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
TGTDCCL	2004	400	73	135	103	8	95	5	0	820
	2005	417	88	140	119	8	101	9	0	882
	2006	460	111	133	146	9	109	15	0	983
	2007	469	146	139	176	10	121	25	0	1084
	2008	495	186	107	211	12	130	44	0	1184
	2009	537	219	97	234	13	142	58	0	1301
BGSL	2004	64	12	103	20	4	31	0	0	234
	2005	71	14	101	20	4	34	1	0	245
	2006	77	18	95	23	4	36	3	0	256
	2007	68	21	102	29	4	39	7	0	270
	2008	56	28	93	32	5	44	13	0	272
	2009	42	32	92	37	6	48	21	0	278
JGTDSL	2004	32	0	16	4	1	8	0	2	63
	2005	32	3	16	4	1	9	0	2	67
	2006	32	3	16	4	1	10	0	2	68
	2007	26	4	16	7	1	10	1	2	68
	2008	40	5	15	8	1	11	3	2	86
	2009	62	7	15	14	1	12	1	2	115
PGCL	2004	53	0	0	1	0	0	0	0	54
	2005	58	0	0	1	0	1	0	0	60
	2006	46	0	0	1	0	1	0	0	49
	2007	43	1	0	1	0	3	0	0	48
	2008	50	1	0	1	0	4	2	0	59
	2009	62	2	0	2	0	5	5	0	76

	Fiscal Year	Power	Captive Power	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
Total	2004	549	85	254	128	13	134	5	2	1171
	2005	578	105	257	144	13	145	10	2	1254
	2006	615	132	244	174	14	156	18	2	1356
	2007	606	172	257	213	15	173	33	2	1470
	2008	641	220	215	252	18	189	62	2	1601
	2009	703	260	204	287	20	207	85	2	1770

出所： Annual Report, Titas Gas、Annual Report, BGSL、Annual Report, JGFA、Annual Report, PGCL



出所： PSMP 調査団

図 5-3 地域ガス小売会社 4 社のセクター別ガス販売の構成（2009 年度）

いずれの地域も電力の比率が高く、特に首都 Dhaka を抱える TGTDCCL の供給エリアでは過去 5 年間で供給量が 5 割増しになる程、ガス需要が急増している。

(3) セクター別ガス需要に対する供給量の決定メカニズムについて

従来 Petrobangla や EMRD が発電と肥料向けのガス供給のあり方について協議し指針作りを担当していたが、発電用へのガス供給のあり方を巡って、2006 年に Petrobangla (Director of

Operation が責任者)と BPDB で合同の 検討委員会を立ち上げ、発電所ごとのガス供給計画を検討している。実質的には、Petrobangla、BPDB および BCIC の間で発電と肥料向けのガス配分が検討されている。バ国では毎年 2～4 月には灌漑用の電力が必要であるが、ここ 2～3 年では肥料用よりも発電用により多くのガスが供給される傾向にある。

5.3.2 ガス需要予測

(1) 方法論

2009 年の実績をスタートとして、2030 年度までの需要予測を行う。

一般的にガス需要量は実質 GDP と相関関係にある。しかし、セクターにより GDP と相関関係が弱いものや、新たに発生したセクターで母数が小さく統計的推計に相応しくないものもある。まず各セクターで GDP 相関度の高いセクターについては回帰分析による予測を行い、そうでないものはシナリオによる推計を行う。

(2) 各セクターにおける販売量と GDP 相関とのチェック、予測方法の決定

Demand が $D = a \cdot (\text{GDP})^b$ の関数であるとする。 $\text{Log}(D) = b \cdot \text{Log}(\text{GDP}) + \text{Log}(a)$ による最小二乗法により直線近似し、 $\text{Log}(a)$ と b を求め、 R^2 にて相関度をチェックする。結果は下図に示すとおりである。ここで、 y は $\log(\text{mmcf/d})$ 、 x は $\log(\text{GDP})$ である。

ガス需要量と GDP の回帰分析を参考に、現地カウンターパート、タスクチームなどとの議論を踏まえて、各セクターの需要予測の方針を確定する。

表 5-7 相関度チェック

Group	Sector	GDP 相関	方針
Bulk	Power	$y=0.9331x-3.2508$ $R^2=0.9387$	GDP 相関は高い。しかし、国策に影響されやすいセクターであることから、統計処理になじまない。長期ガス供給予測 40%を Power 用と仮定し、需要予測する。
	Fertilizer	$y=-0.1361+3.2491$ $R^2=0.0736$	GDP と相関が小さい。バ国にプラントが 7 箇所しかなく、当面新規プラントの建設計画がない。タスクチームとの議論により需要予測する。
Non-bulk	Industrial	$y=1.5649x-7.8163$ $R^2=0.8083$	相関関係が小さい。タスクチームから Gas Evacuation Plan を参考に示唆があり、同レポートの地域別マーケットの成長率で需要予測する。
	Captive Power	$y=3.6887x-21.681$ $R^2=0.9961$	GDP 相関は高いが、国策に影響されやすいセクターであり、Power セクターの供給力とトレードオフの関係にあるため、統計処理になじまない。2020 年に向けて 2009 年時点の 4 割の Captive Power がグリッドからの電力供給にシフトし、残りの 6

Group	Sector	GDP 相関	方針
			割は GDP 成長に伴いガス需要も増大するとして需要予測する。
	Domestic	$y=1.7953x-9.3976$ $R^2=0.9892$	セクターでの母数も大きく、GDP 相関が高いことから、回帰式で需要予測をする。 なお、SGCL 地区は新たなマーケットであり、Gas Evacuation Plan を踏襲する需要予測を行う。
	Commercial	$y=0.9321x-4.8255$ $R^2=0.8537$	セクターで母数も大きく、GDP 相関が高いことから、回帰式で需要予測を行う。
	CNG	$y=9.1048x-57.515$ $R^2=0.9892$	GDP 相関は高い。しかし、2004 年度に発生した需要で一気に成長したが CNG 車の普及が制約となるセクターであり、成長は減衰するとのタスクチームの指摘があった。 2009 年度実績をスタートに GSMP/PB/2006 のシナリオ予測を踏襲する需要予測を行う。
	Tea Estate	$y=0.0703x-0.1521$ $R^2=0.0122$	GDP 相関が小さい。JGTDSL だけに存在し、量も極少で成長しないセクターである。2030 年度まで現状維持とする。

出所：PSMP 調査団

各セクター別の GDP 相関の詳細は Appendix 参照。

(3) 各セクターにおけるガス需要予測結果

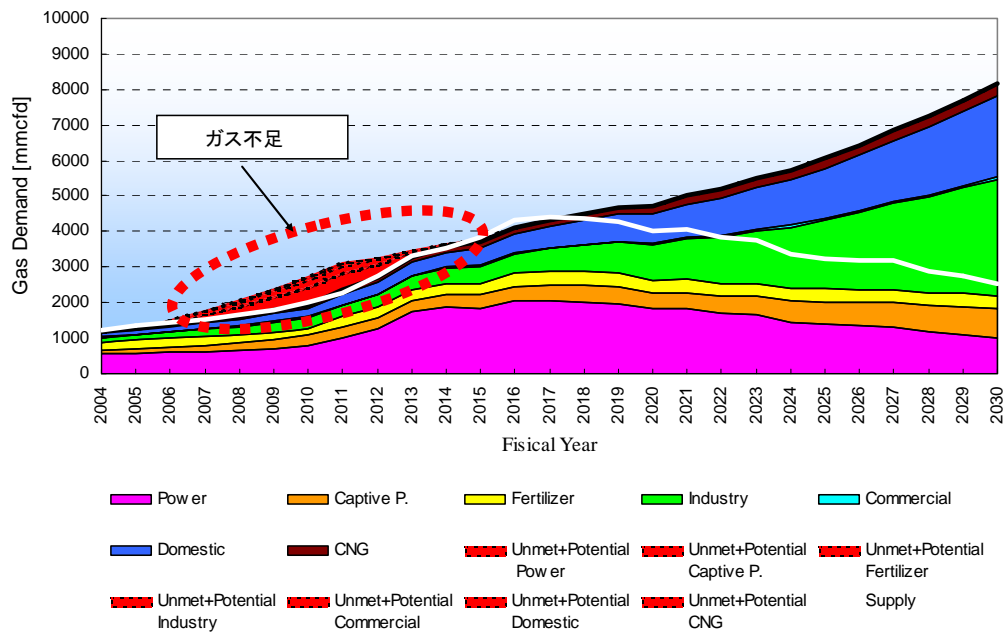
各セクター別のガス需要予測結果を下表ならびに下表に示す。

表 5-8 各セクター別のガス需要予測結果

(単位： mmcfd)

F.Ye ar	Power	Captiv e P.	Fertili zer	Industr y	Comm ercial	Domes tic	CNG	Tea Estate	unmet + Potential	Total
2004	549	85	254	127	13	135	5	2		1,170
2005	578	105	257	143	13	144	10	2	0	1,252
2006	615	133	244	173	14	155	19	2	160	1,515
2007	606	172	256	212	15	173	33	2	320	1,789
2008	642	220	216	253	18	189	63	2	480	2,083
2009	704	260	205	287	21	207	85	2	640	2,411
2010	776	309	177	326	22	220	102	2	800	2,733
2011	1,023	284	290	320	21	289	109	2	800	3,138
2012	1,265	303	290	356	22	326	125	2	600	3,289
2013	1,734	324	290	396	24	367	142	2	200	3,477
2014	1,863	347	320	440	25	414	158	2	100	3,669
2015	1,841	372	320	489	27	467	174	2	100	3,792
2016	2,050	400	370	562	29	527	183	2	0	4,122
2017	2,068	431	370	647	31	593	192	2		4,334
2018	2,030	465	370	744	33	669	202	2		4,514
2019	1,962	503	370	855	35	755	212	2		4,693
2020	1,819	441	370	983	37	851	222	2		4,726
2021	1,820	465	370	1,131	39	943	234	2		5,004
2022	1,692	490	370	1,301	41	1,046	245	2		5,188
2023	1,641	532	370	1,496	44	1,160	257	2		5,501
2024	1,460	576	370	1,720	46	1,286	270	2		5,731
2025	1,386	625	370	1,926	49	1,427	284	2		6,068
2026	1,352	650	370	2,158	51	1,569	290	2		6,441
2027	1,322	675	370	2,417	54	1,725	295	2		6,860
2028	1,177	722	370	2,707	56	1,898	301	2		7,233
2029	1,113	773	370	2,977	59	2,087	307	2		7,689
2030	1,007	827	370	3,275	62	2,296	313	2		8,152

出所： PSMP 調査団



出所： PSMP 調査団

図 5-4 ガス需要予測

なお、2010年6月時点において、既にガス供給支障が顕在化している。その内訳は下表で示す様に、既存需要家に対して供給をカットしている分(Unmet Demand)が約500mmcfcd、ガス供給契約の申請はしているもののガス供給ラインが接続されていない潜在需要家(Potential Demand)が約300mmcfcd、合計800mmcfcdである。このガス供給不足は2005年頃から継続的に発生しているため、ガス需要予測を行うに当たっては、2010年6月のガス不足の値を unmet/potential demand として織り込んだ上、2005年まで外挿している。また、2010年以降は、LNG 導入を含めガス供給力増強のための計画 (Gas Evacuation Plan (2010-2015)) があること、また、ガス潜在需要家に対し、ガスから他の燃源への振替を促すインセンティブを政府が与えていることなどから、2016年にはガス供給不足は一旦解消されるとした。

表 5-9 Unmet Demand と Potential Demand の内訳(2010年6月時点)

Category	Demand	Supply	Balance
Power	1076	760	316
Captive	370	330	40
Fertilizer	289	170	119
Industry	415	375	40
Domestic	245	235	10
CNG	115	100	15
Others	35	30	5
sub total	2545	2000	545
Potential	300	0	300
Total	2845	2000	845

出所： Petrobangla

5.4 天然ガス開発・生産の現状

5.4.1 天然ガス生産の現状

Chattak ガス田の開発以来これまで 23 のガス田が発見されたが、2009年6月現在、17 のガス田において生産されており、National 3 社、IOC 4 社の計 7 社によって操業が行われている。Titas, Bakhrabad、Habiganj、Narsingdi、Meghna の各ガス田は BGFCL 社、Sylhet、Kailastila、Rashidpur、Beanibazar の各ガス田は SGFL 社、Salda、Fenchuganj、Shahbazpur の各ガス田は BAPEX 社の所有ガス田である。一方、IOC 4 社が操業しているガス田は、Jalalabad、Moulavibzar、Bibiyana (Chevron)、Sangu(Cairn)、Bangura (Tullow)、Feni (Niko)の各ガス田である。一日当たりの平均ガス生産量は全体で 1791 mmcf/d (2008-09)であるが、このうち IOC の生産量が 50% と近年 IOC への依存度が高まってきている。各ガス田の生産能力は下表のとおり。ガス田毎のガス性状は、Appendix 参照。

表 5-10 ガス田毎の生産能力

	Company	Sl. No	ガス田	発見年	生産井戸数		生産能力(mmcfd) (2009年6月)			可採埋蔵量 (確定+推定) 2003年ベース	可採埋蔵量 (確定+推定) 2010年ベース	累計生産量 (2009年6月)	残存可採埋蔵 量(2003年調 査ベース)	残存可採埋蔵量 (2010年調査ベ ース速報値)
National	BGFCL	1	Titas	1962	14		395			5,128	7,582	2,996	2,132	4,586
		2	Bakhrabad	1969	4		33			1,049	1,322	692	357	630
		3	Habiganj	1963	9		236			3,852	2,787	1,617	2,235	1,170
		4	Narsingdi	1990	2	30	33	697	41%	215	217	99	116	118
		5	Meghna	1990	1		0			120	49	36	84	13
		6	Begumganj	1977			0			33	33	0	33	33
		7	Kamta	1981			0			50	50	21	29	29
	SGFL	8	Sylhet	1955	1		2			479	372	189	290	183
		9	Kailastila	1962	6	14	91	157	9%	1,904	2,654	466	1,438	2,188
		10	Rashidpur	1960	5		50			1,402	3,149	448	954	2,701
		11	Beanibazar	1981	2		15			170	137	57	113	80
	BAPEX	12	Saldanadi	1996	2		10			116	267	59	57	208
		13	Fenchuganl	1988	1	4	27	38	2%	283	281	60	223	221
		14	Shahbazpur	1995	1		0			466	269	0	466	269
		15	Semutang	1995			0			150	318	0	150	318
	Chevron	16	Jalalabad	1989	4		158			837	1,245	509	328	736
		17	Moulavi Bazar	1997	4		74			360	889	140	220	749
		18	Bibiyana	1998	12		527			2,401	5,199	361	2,040	4,838
	Cairn	19	Sangu	1996	6	31	50	811	48%	500	695	458	42	237
	Tullow	20	Bangura	2004	2		0			309	0	0	309	0
	Niko	21	Feni	1981	3		3			129	130	62	67	68
		22	Chattack	1959			0			474	474	26	448	448
		23	Kutubdia	1977						--	--	--	--	--
Total					79	79	1,703	1,703	100%	20,427	36,761	8,376	12,130	19,822

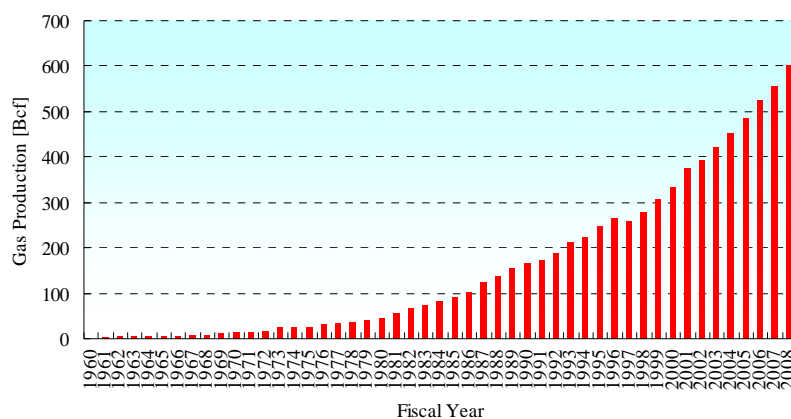
出所： Petrobangla Annual Report 2008 より調査団作成

5.4.2 ガス生産量の推移

「バ」国の生産の歴史は、Chattak ガス田が商業生産を開始し Assam Bengal セメント工場にガスの供給を始めた 1959 年に遡る。1960 年には、Sylhet ガス田が商業生産を開始、唯一の消費者は Fenchuganj 天然ガス肥料工場であった。Titas ガス田が 1968 年に生産を開始し、次の年 Habiganj ガス田が生産を開始した。1983 年までこれら 4 ガス田が消費者にガスを供給していた。1982-83 年の平均日産生産量は 197 mmcfd であった。Kailastila ガス田が生産ガス田のリストに加えられた。次の年、Bakhrabad および Kamta ガス田が生産を開始した。1991-92 年の間、Feni が生産を開始した。1992-93 年の日産平均生産量は、577 mmcfd であった。

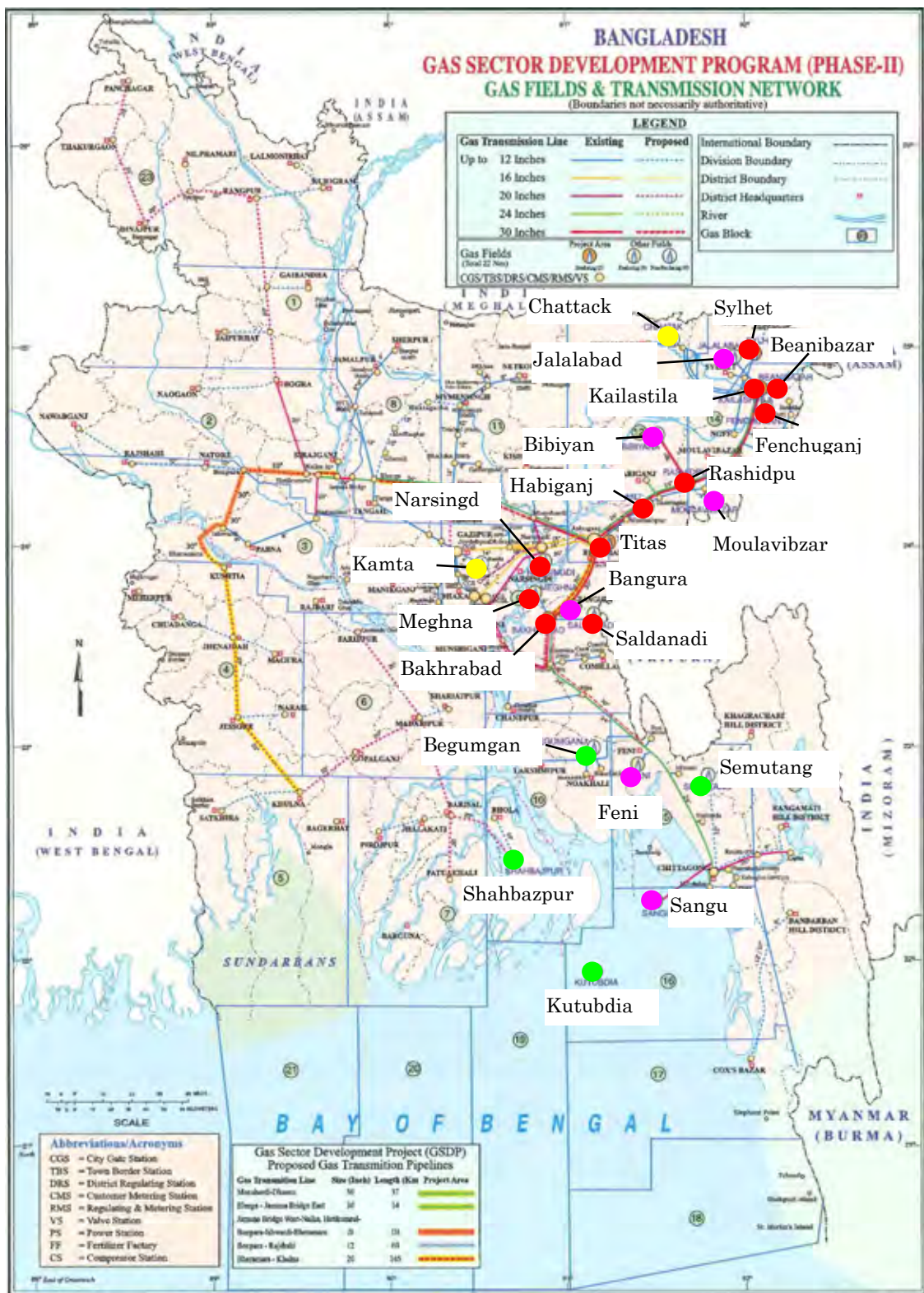
1970 年まで「バ」国は、そのエネルギー源を殆ど石油に依存していたが、1970 年代半ばより天然ガスが使用されるようになり、1980 年代になってさらに天然ガスの需要が増えた結果、燃源を石油からガスに切り替わることになった。

これまでに発見された 23 のガス田のうち、17 ガス田が生産中である。2 ガス田すなわち、Chattak および Kamta ガス田は、別の生産井からの過剰な地層水の流入のため、それぞれ 1985 年および 1998 年に生産を中断している。「バ」国における最初の海上からのガス生産は、Cairn Energy Bangladesh Ltd. によって操業されている Sangu ガス田から 1998 年 6 月に開始された。現在、ガスは 3 国営会社と PSC および JV に基づく 4 国際会社によって操業されている。ガス生産量は、今日まで着実に増加しつつある。生産開始以来の平均年間生産量を下図に示す。



出所： Clean Fuel Development Program

図 5-5 「バ」国のガス生産履歴



出所：Petrobangla

図 5-6 ガス田位置図

5.4.3 新規鉱区国際入札

1971年の独立以前は、探鉱活動は主に認可を得た外国資本によって行われていたが、1974年の石油法の発効以来、石油の探鉱、開発、生産に関してはPSCを導入して、鉱区の国際入札を行っている。1993/1994年に第1回の入札が行われ8つのブロックが落札された。ブロック11はBAPEXに優先的に付与された。OccidentalはPSC契約の下に12、13、14の3ブロックで合計5本の試掘を行い、2ヶ所でガスを確認した。しかし、一本の坑井で暴墳に遭遇し、ガス田構造そのものや地表施設が破壊されるという事故が起こった。一方、以前に発見されていたJalalabadガス田は1998年に生産が開始され、その後最終的にUnocalを経てChevronに売却された。ブロック15および16ではCairn Energyが6本の試掘を行い、海洋部でSanguガス田を発見した。1998年から生産を開始したが現在ガスの生産量が落込み、30~40 mmcfdしか生産していない。2000年にはShell/Cairnが新規ガス田South Sanguを発見したが、現在まで生産はされていない。ブロック17および18でも試掘が行われたが商業ガスの発見には至らなかった。ブロック22は実質調査がまだ行われていない。PSC契約に従い17、18、22、の3つのブロックのほとんどが「バ」国に返還された。1998/1999年に行われた2回目の入札では4つのブロックが落札された。この入札でBAPEXはそれぞれのブロックの10%の権益を確保した。ブロック7はUnocal(Chevron)、ブロック5と10はShell/CairnのJVが落札した。ブロック9はTullow OilとChevron Texacoがそれぞれ落札した。2003年8月および9月にChevronTexacoとShellはそれぞれ鉱区の売却を発表した。理由はガスの輸出に許可が下りないことと国内マーケットに限りがあることであった。2004年Niko Resourcesがブロック9のChevron Texaco保有分(60%)を購入した。ブロック9では、3Dを含む大々的な地震探鉱が実施され、5本の試掘井の掘削の後、Bangura-Lalmaiで大規模なガス田を発見した。2006年8月から生産が開始され、当初60mmcfdの生産量は現在120mmcfdまでの増産となっている。一方ブロック12では、Bibiyanaガス田においてChevronが第1フェーズの開発を終わってガス生産は290 mmcfdを達成、続く第2フェーズの開発終了後、生産量は500 mmcfdを達成した。Bibiyanaガス田は、現在700 mmcfd以上のガス生産を達成しており、将来的には1000 mmcfdも窺えると言われている。「バ」国は2008年2月海上鉱区を28のブロックに分割しPSC Offshore Bidding Round-2008と呼称し入札を実施した。最近の報道によれば、15のブロックについて、IOC7社から応札があり、審査の結果ConcoPhillipsが深海ブロック(水深200m以上)、Tullowが浅海(水深200m以下)ブロックでそれぞれ落札したものの、インド、ミャンマーとの国境問題等のため、操業の見通しが建っていない。

入札に際して、下記の鉱区図が用意されている。

Box 5.1 Production Sharing Contract (PSC) とは？

PSCとは、1960年代前半からインドネシアにて普及し、その後、産油各国で採り入れられた探鉱開発契約でサービス契約の一種である。インドネシアは1960年に大統領令により、石油産業の国有化を宣言したが、その建て前の下で外国企業の資金と技術を導入する契約形態の模索が行われた結果、1960年代になって開発請負契約、PSC契約が相次いで導入された。PSC契約では従来の利益配分方式の探鉱開発契約と異なり、生産物自体を産油国と外国石油会社間で分けあう点が特徴的である。外国石油会社は産油国または産油国国営会社の作業請負人（コントラクター）として作業を行い、併せて必要な資金と技術を提供する。探鉱の結果、商業規模の生産物の発見があった場合、生産物から現物で投下資金を回収するが、通常、実費相当分はコスト生産物として先取りすることができ、コスト回収後の原油を産油国と外国石油会社間で分けあう形式の契約である。一般的には「コスト回収枠」が定められており、毎年の生産量の一定割合からのみコストの回収が可能である（回収できない部分は翌年以降に繰り越す）。PSC契約は1970年にエジプトで採用されて以来各国で採り入れられ、発展途上の産油国では最も一般的な方式になりつつある。それはこの方式が石油会社にとって、(1) 投下資金を優先的に回収することができ、キャッシュ・フローの面で有利、それゆえに中小規模の限界的な油田でも開発の可能性が高くなる、(2) コストを抑えれば比較的大きな利益が期待できること、他方、産油国側にとっては、(3) 石油資源に対する国の主権と国による鉱業権の独占を前提として国または国営石油会社が石油操業を遂行し、事業を管理、運営するという建て前を保持し、原油に対する直接支配権を留保できるといったような長所を持っているためと考えられる。

5.4.4 既存ガス田における短中期ガス生産増加計画

生産計画は、国有ガス会社からの供給増大および IOCs からのガス購入の増加によって増産する様に計画されている。約15の新規探掘井および開発井の掘削と5坑の改修作業が俎上に上がっている。それと同時に、ガス処理プラントを建設して、国有ガス会社の処理能力も需要に見合うように計画されている。Petrobangla による短期、中期の掘削および改修プログラム (GEP: Gas Evacuation Plan 2010-15) を下記に示す。GEPによると、LNG 輸入 500mmcf/d を含め 2015年までに現在の生産量を倍増する計画になっている。これは各ガス田の試掘結果・埋蔵量等を基に算出されたもので技術的には達成可能であるが、高い確率で新規開発に成功し、かつ、半数以上を IOC に依存することを前提にしており、調査団としては野心的、楽観的な将来計画（ハイケースシナリオ）と評価している。

表 5-11 短中期掘削・改修計画

I. Short Term Programme (Up to December 2010)					
SL No.	Name of Well	Type of Program Well	Owner of Field/ Structure	Expected Completion Time	Expected Production Augmentation (mmcf/d)
1	Sylhet # 7	Workover	SGFL	Jan'10	8
2	Meghna #1	Workover	BGFCL	Jun'10	15
3	Habiganj # 11	Workover	BGFCL	Jun'10	20
4	Titas # 12	Workover	BGFCL	Jun'10	20
5	Semtang # 1, 5	Workover	BAPEX	Dec'10	15
6	Sundalpur # 1	Exploration	BAPEX	Oct'10	15
7	Fenchuganj # 4	Appraisal	BAPEX	Oct'10	20
8	Saldanadi # 3	Appraisal	BAPEX	Jul'10	15
9	Sangu (South)	Exp/Dev	Cairn	Dec'10	30
	Total (I)				158

II. Mid Term Programme (Up to Dec 2013)					
SL No.	Name of Well	Type of Program Well	Owner of Field/ Structure	Expected Completion Time	Expected Production Augmentation (mmcf/d)
A. Petrobangla Companies					
1	Kapasias # 1	Exploration	BAPEX	Mar'11	15
2	Srikail # 2	Exploration	BAPEX	Fev'11	15
3	Mubarakpur # 1	Exploration	BAPEX	Jun'11	15
4	Saldanadi # 4	Appr/Dev	BAPEX	Mar'11	15
5	Fenchuganj # 5	Appr/Dev	BAPEX	Aug'11	20
6	Titas # 17	Appr/Dev	BGFCL	Jun'11	25
7	Titas # 18	Appr/Dev	BGFCL	Nov'11	25
8	Bakhrabad # 9	Development	BGFCL	Apr'12	20
9	Titas # 19, 20, 21, 22	Development	BGFCL	Jun'12	100
10	Rashidpur # 5	Development	SGFL	Jun'12	15
11	Rashidpur # 8	Development	SGFL	Jun'12	20
12	LNG	Import		Dec'12	500
	Sub Total				785
B. IOC's					
1	Moulvibazar	Development	Chevron	Jun'12	100
2	Kajol	Exploration	Chevron	-	-
3	Bibiyana	Development	Chevron	Dec '13	200
4	Manama	Exploration	Cairn	-	-
	Sub Total				300
	Total (II)				1085

III. Long Term Programme (Up to 2015)					
SL No.	Name of Well	Type of Program Well	Owner of Field/ Structure	Expected Completion Time	Expected Production Augmentation (mmcf/d)
A. Petrobangla Companies					
1	Titas #23,24,25,26	Appraisal	BGFCL	2015	100
2	Syhlet, Kailashtila &	Appraisal	SGFL	2015	80
	Sub Total				180
B. IOC's					
1	Magnama	Development	Cairn	2015	-
2	Kajol	Development	Chevron	2015	-
3	Moulvibazar	Development	Chevron	2015	200
4	Bibiyana	Development	Chevron	2015	250
5	Jalalabad	Development	Chevron	2015	250
6	Offshore bidding round 2008	Exploration		2015	200
	Sub Total				900
	Total (III)				1080
	Grand total (I +II + III)				2323

出所： Gas Evacuation Plan (2010-2015)

5.5 天然ガス生産余力の検討

5.5.1 既存ガス田における増産の可能性

2009年6月現在、19ヶ所のガス田より79坑の生産井で約1,790mmcf/dのガス生産を行っている。機械的な理由で生産を中断している2~3の坑井を除けば、殆どはガス層そのものに原因がある。地層水の侵入により、生産が出来なくなった場合は、下部層をセメントで埋め立て上部層を新たに仕上げるための改修作業が必要になる。改修作業の仕方は、坑井ごとに違うので一概に言えない。一時的にせよ、地層水の侵入を止めるだけで1坑当たり5~10mmcf/dの生産量が確保できる。しかし、改修作業に際して、予め3D地震探鉱などでガス層の立体的な構造とガスと地層水の分布が把握できれば、より効果的な改修計画が立案できる。最新の仕上げ技術を導入してガス増産効果を高める工夫が必要である。また、コイルチュービングユニットを導入して、作業の迅速性を図るとともに改修作業費を節減する努力も必要と考える。既存ガス田の中には、Begumganji ガス田、Shahbazpur ガス田、Semutang ガス田の様にガス層の確認をしてそのまま放置されたガス田もある。過去のデータを精査し、最新の地震探鉱のデータなどから再開発について検討が必要である。また、Chattak ガス田の様に埋蔵量が約450Bcfとかなり残っているガス田で、生産が中断されたままになっているものもあるので、これらのガス田についても調査を行い早期に生産を再開する必要がある。最近では既存ガス田に対しても、広範な地震探鉱が行われているので結果次第では、かなりの数の追加生産井が掘削される余地がある。Titas ガス田は、構造の半分に相当する南部が開発されていないので、開発の余地が残っていると思われる。

5.5.2 新規ガス田の開発による増産の可能性について

「バ」国においては、ここ約 50 年の歴史において、現在まで合計 75 坑の試探掘井が掘削されている。しかし、2001 年以降に限ってみれば、陸上 5 坑、海上 4 坑の計 9 坑の試掘しかなされていない。これは、世界的にみても極めて低い探鉱レベルといえる。これまでに 2 層の石油層を含む 23 の陸上ガス田と 2 ヶ所の海上ガス田を発見している。約 3 坑に 1 坑の割合で試掘に成功しており、発見率はかなり高く、天然ガスが豊富に埋蔵されている事を窺わせる。BAPEX 社は、2007 年から 2008 年に Julji 構造東翼および Banderban 盆地西翼にかけて 183km にわたる地質調査を行っている。77 個の岩石資料と 2 ヶ所のガス資料を採集し、炭化水素の存在を確認するために分析をしている。また、14 ヶ所のガス漏出箇所からガスサンプルを採集し分析している。これらの地点には、Sylhet、Maulavibazar など既設ガス田も含まれている。地質調査活動に加えて、地震探鉱活動も行われている。BGFCL 社が管轄する Titas ガス田、および Bakhrabad ガス田、SGFL 社が管轄する Sylhet ガス田、Kailashtila ガス田および Rashidpur ガス田をカバーする 1,250 Km² の 3D 地震探鉱が BAPEX によって行われる予定である。さらに、Mubarakpur、Kapasiasia、Sundalpur などの試掘候補地域についても地震探鉱が行われる予定である。

IOC については、ブロック 7 の Chevron の動向が注目されている。Chevron は 2006 年に 1,000km に及ぶ地震探鉱を行い、すでに 3 ヶ所の炭化水素構造を特定し、構造の詳細を調査中との報道がなされている。また、Cairn 社は、ブロック 16 鉱区の Sangu ガス田の近隣において、Magnama 構造を確認し、現在 3D 地震探鉱を実施中とのことである。陸上部分および海上部分とも未探鉱エリアが多く残っているが、2001 年に行われた米国地質調査所 (USGS) と Petrobangla による共同調査によると 50% の確率で 32Tcf のガスがあると報告されている。その後、2003 年に行われた HCU とノルウェーのコンサルタント (NPD) らと実施した埋蔵量検討報告書においても、90% の確率で 19Tcf、50% の確率で 42Tcf、10% の確率で 64Tcf の未開発のガスがあるとしており、新規構造発見の期待は大きいと思われる。

5.6 パイプラインによる天然ガス輸入の可能性

天然ガスの需要が逼迫している「バ」国においては、天然ガスの輸入に関し様々な議論がある。過去には、Bibiyana ガス田からインド北部のガス市場にガスを輸送する計画があったが、少なくとも 50 年間の国内消費を賄うに十分な戦略的埋蔵量を確保できない限りガスの輸出を是認しないとの「バ」国政府の意向によりこの計画は棚上げとなった経緯がある。その後、状況が一変し、天然ガスの供給が需要に追いつかなくなる可能性が論じられる様になり、天然ガスの輸入が議論されるようになった。

パイプラインによる天然ガス輸入のルートに関しては、インドまたはミャンマーであるが、インドにおいては、インド財閥系の一角であるリライアンス社が、2002 年に東部ベンガル湾の Krishna Godavari 堆積盆に位置する KG-DWN-98/3 (通称 D6) 鉱区で大型のディルバイ・ガス田を発見した。(水深 1,031~2,020m、埋蔵量 11tcf、生産量 2,800mmcf、パートナー リライアンス 90%、Niko 10%)¹。今回の探鉱の成功で同地域への上流部門への投資は活発化し、さらなる大型ガス田の発見につながっている。ガス田の開発には 7 年の時間を要し、2009 年 4 月から生産を開始している。この

¹出所：JOGMEC homepage

ような状況の下で、「バ」国は、天然ガスの輸入を巡ってインドと何回か会談を行ったとの報道があるが、その行方は公表されていない。

一方、ミャンマーにおいては、2004年に韓国の大宇がミャンマー西岸沖合 A-1/3 鉱区のシュウエ・ガス田を発見した。大宇によると、近傍の3ガス田を合わせて可採埋蔵量が4.8~8.6 Tcf のことである。「バ」国は、ミャンマーからパイプラインで天然ガスを輸入するように計画し、2002年2月ミャンマーと交渉を行ったが、ミャンマーは、中国とインドへの天然ガス輸出を優先すると表明した。なお、ミャンマー側は、中国とインドへの輸出を賄った上で、なお余力がある場合、又はミャンマーで新たなガス田が発見された場合には、「バ」国への輸出についても検討するとした。天然ガスの輸入を巡る動向は、関係各国との思惑が錯綜する中であって、非常に複雑かつ微妙な問題である。

5.7 LNGによるガス輸入の可能性

「バ」国の場合、天然ガス需要がすでに供給を上回っていることを鑑みると、将来の不安を払しょくする意味で、国内で賄えきれないガスの不足分を、LNG の輸入によって賄うことは、必要不可欠になると考える。加えて、最近では洋上 LNG 船なども実用化されている。従って、本項においては、洋上 LNG 船によるガス輸入の可能性について論ずることとする。

5.7.1 LNGチェーン

LNG の産出から消費までの LNG チェーンは以下に示すとおりである。

- ① ガス田より天然ガス産出
- ② 液化基地にて液化。この過程で天然ガスは容積約1 / 600の-162℃のLNGとなる
- ③ 専用のLNG輸送船にて消費地まで輸送
- ④ 再ガス化基地に積み出され、再ガス化したうえで需要家まで送ガスされる。



出所：日機装検討資料(2010)

図 5-8 LNG チェーンおよび基地の選択肢

5.7.2 実現可能な洋上LNG基地の概要

実現可能な洋上LNG基地として、再ガス化基地 (FSRU: Floating Storage Regasification Unit)が挙げられる。既存のLNGタンカー改造または新規FSRUとして建造されたもので、地上設備に大がかりな専用設備を建設することなく LNG の貯蔵とガス化を独自に行えるのが特徴である。一部のFSRUを除いて独自での航行も可能であり、LNG積載からガス化までのプロセスを一隻のFSRUでシャトル運用することも可能である。なお、Excelerate社が開発/製造した、RV (regasification Vessel)も同様の機能を有する。以下2種類の技術が確立されている。

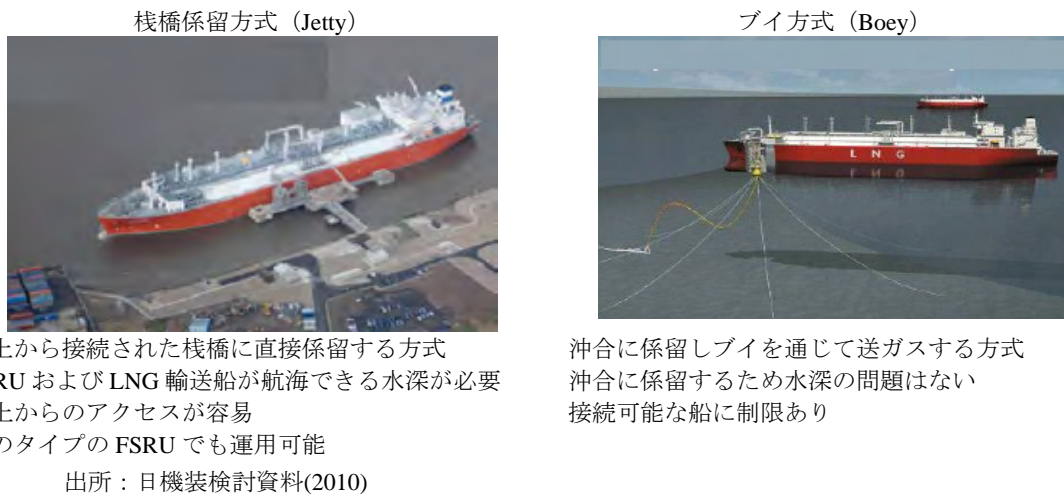


図 5-9 洋上ガス受入設備の種類

5.7.3 洋上 LNG 基地の比較検討

洋上基地の種類には、GBS (Gravity Based Structure)、洋上貯蔵再ガス化方式 (Floating Storage & Re-gasification unit: FSRU) があり、FSRU には更に栈橋係留式(Doc side)、Buoy 係留式(single point mooring)がある。従来の地上基地、GBS は容量が大きいものの、工期が約 4 年と長く、建設コストも高い。一方、FSRU は海上設備の建設自体は約 6 ヶ月と短く、建設コストも比較的安価である。下表に GBS、栈橋係留式、Buoy 係留式の比較を示す。LNG 受入基地は現在確立されている技術としては、上記のごとく 4 種類に分類できる。

この中で、GBS (Gravity Based Structure)はイタリアの沖合に 1 箇所だけ実績があるが、建設コスト、建設リードタイムの面から本マスタープランにおいては検討の対象外とし、1) 陸上 LNG 受入基地、2) 洋上再ガス化設備(FSRU)について以下にまとめる。

表 5-12 LNG基地比較¹

	地上ガス田	GBS	栈橋係留式	Buoy 基地
設備費用	US\$500M to 1000M	US\$ 1500M	ガスライン US\$80M RV US\$100M-250M	Buoy US\$80M RV US\$100M-250M
リードタイム	4 年	4 年	0.5 年 1.5 年	1.5 年 1.5 年
運用費用	固定維持費	海上運用に起因する追加メンテナンスコスト	使用要求に応じて、シャトル/固定運転の選択が可能	使用要求に応じて、シャトル/固定運転の選択が可能
容量	>1000 mmcf Expansion 可	775mmcf Expansion 不可	500 mmcf 地上ガス基地への輸送計画	500 mmcf Expansion は海上設備による
評価	△	△	○	◎

出所：日機装検討資料(2010)

¹ 費用/建設期間については、立地等各種条件や設計条件により変化するため参考値としての記載。

5.7.4 洋上LNGの実績

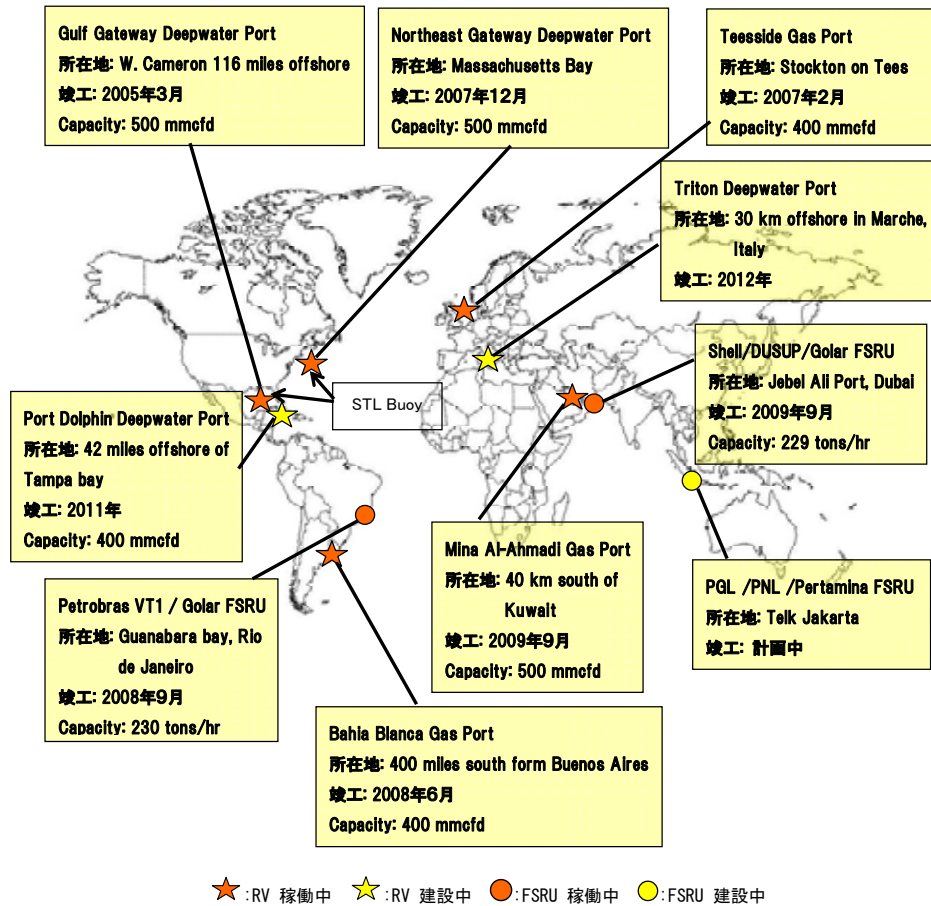
これまでの洋上LNG導入実績は下表に示すとおりである。

表 5-13 世界で稼働中のFSRU/RV¹

プロジェクト	Energy Bridge	Suez Neptune	Petrobras Guanabara Brazil	Shell DUSUP Dubai	Livorno offshore Italy
船主	Exmar Excelerate energy	Hoegh LNG	Golar LNG	Golar LNG	OLT Offshore LNG
RV/ FSRU	RV	RV	FSRU/RV	FSRU	FSRU
船数	8	2	2	1	1
船名	Excelsior Excellence Excelerate Explorer Express Exquisite Expedient Exemplar	GDF Suez Neptune GDF Suez CAPE ANN	Golar Spirit (FSRU) Golar Winter (RV)	Golar Freeze	Golar Frost
運用開始	先行3隻 2005～2006年 後発5隻 2008～2010年	2009年	Golar Spirit 2008年 Golar Winter 2009年	2010年	2010年
貯蔵容量 (液貯蔵量)	先行3隻 138,000 m3 (4.87Mcf) 後発5隻 150,900 m3 (5.33Mcf)	145,000 m3 (5.12Mcf)	Golar Spirit 129,000 m3 (4.56 Mcf) Golar Winter 138,000 m3 (4.87 Mcf)	125,000 m3 (4.41 Mcf)	137,000 m3 (4.84 Mcf)
送ガス量 (ガス処理量)	500 mmcf/d	500 mmcf/d	Golar Spirit 250 mmcf/d Golar Winter 500 mmcf/d	400 mmcf/d	500 mmcf/d
航海可否 栈橋/ブイ	可 両方可	可 両方可	可 栈橋	不可 栈橋	不可 沖合係留

出所：日機装検討資料(2010)

¹ 2005年から2010年まで合計14隻のFSRU/RVが稼働中である。



出所：日機装検討資料(2010)

図 5-10 世界で稼働中の洋上 LNG 設備

5.7.5 洋上LNGガス化導入にあたっての問題点

洋上 LNG ガス化導入に対する予想される問題点とその考察について以下にまとめる。

表 5-14 洋上 LNG ガス化導入にあたっての問題点の整理

	予想される問題点	評価
1	FSRU/輸送船のアクセスについて	一般的に LNG 最大積載時における、航海に必要な水深は 20m 程度である。 20m 以上の立地条件であれば導入可能である。
2	波による揺動に対する対策	1) LNG 貯蔵タンク強度 LNG 満載/空以外の運行時にはスロッシングと呼ばれる、タンク内液の揺動に対する貯蔵タンク強度を考慮する必要がある。 新造 FSRU にあたってはこれらの評価は技術的に十分なされていて問題無いが、既設 LNG 輸送船改造の場合には設計段階で注意が必要である。 2) 送ガス時の波高の制限 STL (Submerged Turret Loading) 採用の場合、5~6m の波高時でも送ガス可能。また、100 年に一度のケースとして想定されている 11m の波高においても問題無いよう設計されている。

	予想される問題点	評価
		<p>*2005年のメキシコ湾“カテリーナ（カテゴリー5）”上陸の際も問題なく運用され性能が実証された。</p> <p>なお、（カテゴリー5）における波高は“5.8m以上”と定義されている。</p> <p>3）LNG 輸送船から LNG 受入時の波高の制限</p> <p>一般的に 2.5m以内の波高であれば可能である。</p> <p>（カテゴリー2）まで実際の運用には問題ないと判断できる。</p>
3	環境への影響について	<p>陸上基地と比較して環境への影響は低いと考えられる。</p> <p>1）NIMBY (Not In My Back Yard)運動への対策</p> <p>陸近くの栈橋ではなく、沖合にFSRUを設置することにより環境への影響は軽減可能と考えられる。</p> <p>2）冷水問題への対策</p> <p>ORV（オープンラック気化器）を使用すると、LNG ガス化に使用した後の0℃以下の海水を放出することになる。</p> <p>周辺海水の低下が環境問題となる場合は、運用コストは高くなるもののORV以外の気化器を導入することにより対策となり得る。</p>

出所：日機装検討資料(2010)

5.8 石炭の地下ガス化の可能性

石炭地下ガス化（Underground Coal Gasification: UCG）技術に関して、最近各国でその実証試験を実施している。採掘の困難な深部、あるいは複雑な地質構造下の石炭資源の有効利用を目的にして、UCG 技術の開発に取り組んでいるものと思われる。UCG 開発のメリットとして地下にて石炭をガス化することにより、地表でのガス化炉設備が不要でコスト削減が可能である事が挙げられている。

「バ」国北西部には、5つの炭田があると報告されているが、実際に採掘されているのは Barapukuria 炭田だけで、残りの炭田からはまだ石炭は採掘されていない。中でも Jamalgonji 炭田の炭層は、640m から 1,000m を超える深度にあり、通常の方法では採炭出来ない。ガス不足の問題もあり、将来をにらんでこの石炭を有効に利用するため、UCG 技術が当該炭田で活用できるかどうかの検討をする必要がある。Jamalgonji 炭田の石炭の鉱量は約 10 億トンと推定されており、UCG 開発の主要なターゲットになり得る。

UCG は、古くから研究されている技術で、各国で試験実績があるが、新しい技術を融合することによって、環境にも耐える効率的な技術が開発される可能性がある。ロシアは UCG に関しては先進国で、第2次世界大戦後から実用プラントが稼働している。また、インド、ベトナムなども実証開発事業が行われているとの報道もある。「バ」国においても今後将来技術として専門家に調査を依頼してその可能性を検討し、早期にパイロットプロジェクトを立ち上げることが望まれる。